

MARIA CRISTINA FEDRIZZI

**FORNECIMENTO DE ÁGUA COM SISTEMAS DE
BOMBEAMENTO FOTOVOLTAICOS**

**DIMENSIONAMENTO SIMPLIFICADO E ANÁLISE DE COMPETITIVIDADE
PARA SISTEMAS DE PEQUENO PORTE**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia – Escola Politécnica – Instituto de Física – Faculdade de Economia e Administração) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

**São Paulo
dezembro 1997**

MARIA CRISTINA FEDRIZZI

**FORNECIMENTO DE ÁGUA COM SISTEMAS DE
BOMBEAMENTO FOTOVOLTAICOS**

**DIMENSIONAMENTO SIMPLIFICADO E ANÁLISE DE COMPETITIVIDADE
PARA SISTEMAS DE PEQUENO PORTE**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia – Escola Politécnica – Instituto de Física – Faculdade de Economia e Administração) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luis Sauer

São Paulo

dezembro 1997

Aos meus pais, por propiciarem-me a vida, educação e formação básica necessárias para chegar até aqui;

Ao Beto por seus ensinamentos, companheirismo, críticas e apoio incondicional;

Aos meus sobrinhos, por representarem a esperança num futuro mais justo;

A toda a multidão de excluídos para a qual direcionei este trabalho;

E para quem vier, por haver esperado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES, entidade financiadora, através de uma bolsa pesquisa, ao meu orientador Prof. Dr. Ildo Luis Sauer, aos demais professores do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia/USP, aos membros da banca examinadora e a todas as pessoas que de alguma forma colaboraram para a execução deste trabalho.

Sumário

Lista de tabelas

Lista de figuras

Resumo

Abstract

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação.....	1
1.2 Definição do problema de abastecimento de água.....	5
1.3 Motivação.....	8
1.4 Objetivos.....	10
1.5 Metodologia.....	10

CAPÍTULO 2 - ENERGIZAÇÃO RURAL

2.1 Energia elétrica no meio rural.....	11
2.2 Principais benefícios do uso da energia elétrica no meio rural.....	13
2.3 Situação atual.....	15
2.4 Entraves à energização rural.....	17
2.5 Sistemas autônomos de geração de eletricidade.....	18
2.5.1 Rede elétrica convencional.....	18
2.5.2 Combustíveis fósseis.....	19
2.5.3 Solar fotovoltaica.....	20

CAPÍTULO 3 - A OPÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1 A opção fotovoltaica.....	22
3.1.1 O estado da arte do bombeamento fotovoltaico.....	24
3.1.2 Descrição do sistema de bombeamento fotovoltaico.....	29
3.1.2.1 Gerador fotovoltaico.....	30
3.1.2.2 Acondicionadores de potência.....	32
3.1.2.3 Conjunto motobomba.....	34
3.1.2.4 Equipamentos complementares.....	40

CAPÍTULO 4 - DIMENSIONAMENTO SIMPLIFICADO E AVALIAÇÃO DA COMPETITIVIDADE DE PEQUENOS SISTEMAS DE BOMBEAMENTO DE ÁGUA

4.1 Metodologia de dimensionamento para as opções consideradas.....	42
4.1.1 Sistema elétrico convencional.....	49
4.1.2 Sistema à combustão interna.....	52
4.1.3 Sistema solar fotovoltaico.....	53
4.1.3.1 Irradiação solar global incidente no plano do coletor.....	59
4.2 Análise econômico-financeira das opções.....	71
4.2.1 Figuras de Mérito.....	71
4.2.1.1 Custo do Ciclo de Vida.....	71
4.2.1.2 Taxa de desconto.....	72
4.2.1.3 Custo do Ciclo de Vida Anualizado.....	72
4.2.1.4 Fator de Recuperação de Capital.....	72
4.2.1.5 Custo do Volume Bombeado.....	73
4.2.1.6 Custo do Volume Bombeado segundo a altura manométrica.....	73
4.2.2 Parâmetros envolvidos no custo final dos projetos e suas variações.....	74
4.2.3 Cenários.....	81
4.2.3.1 Análise dos Casos.....	84
4.2.3.1.1 Caso I.....	87
4.2.3.1.2 Caso II.....	92
4.2.3.1.3 Caso III.....	99
4.2.3.2 Determinação dos custos energéticos de equilíbrio.....	105
4.2.3.2.1 Caso I.....	105
4.2.3.2.2 Caso II.....	107
4.2.3.2.3 Caso III.....	108

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 Conclusões.....	111
5.2 A inserção da tecnologia fotovoltaica no Brasil.....	113
5.3 Sugestões.....	117
ANEXO - I.....	119
ANEXO - II.....	127
ANEXO - III.....	133
ANEXO - IV.....	137
BIBLIOGRAFIA.....	144
I. Trabalhos gerados durante a elaboração desta dissertação.....	149
II. Projetos solicitados e aprovados durante a elaboração desta dissertação.....	150

Lista de Figuras

Figura 3.1 Evolução da produção de módulos fotovoltaicos.....	27
Figura 3.2 Modalidades tecnológicas mais utilizadas nos sistemas de bom-beamento fotovoltaico.....	29
Figura 3.3 Exemplos de configuração de sistemas de bombeamento fotovoltaico.....	33
Figura 3.4 Corte transversal e vista frontal de célula convencional.....	34
Figura 3.5 Detalhe de corte transversal de um módulo fotovoltaico.....	35
Figura 3.6 Módulos com células redondas e quadradas de silício monocristalino.....	36
Figura 3.7 Curvas de funcionamento de bombas comerciais.....	42
Figura 3.8 Bombas centrífugas mono e multiestágio.....	43
Figura 3.9 Esquema de bombas de deslocamento positivo com trajetória da água.....	44
Figura 3.10 Seções permitidas para quedas de tensão de 2%, para sistemas que trabalham em CC 12 e 24 V.....	45
Figura 4.1 Parâmetros de um poço ao longo de um turno de bombeamento.....	51
Figura 4.2.a Curvas de isopotência hidráulica.....	52
Figura 4.2.b Curvas de isopotência hidráulica.....	52
Figura 4.3.a Energia requerida para extrair e elevar água a vazão diária de 0,5 a 2m ³	53
Figura 4.3.b Energia requerida para extrair e elevar água a vazão diária de 5 a 20m ³	53
Figura 4.4 Diagrama esquemático de eficiência energética média de um sistema de bombeamento com energia da rede elétrica convencional.....	55
Figura 4.5 Curva de eficiência de motor elétrico de alto rendimento.....	56
Figura 4.6 Demanda energética segundo a eficiência do sistema.....	57
Figura 4.7 Diagrama esquemático de eficiência energética média de sistemas.....	58
Figura 4.8 Diagrama esquemático de eficiência média de um sistema de bombeamento solar fotovoltaico.....	60
Figura 4.9 Demanda em Watt pico, segundo a eficiência do sistema.....	64

Figura 4.10 Parâmetros utilizados na determinação da radiação no plano do coletor.....	65
Figura 4.11 Distribuição da irradiação solar ao longo de um dia nublado e de um dia limpo.....	73
Figura 4.12 Variação do custo de bombeamento de água em função da demanda hídrica diária e da altura manométrica de bombeamento para três opções analisadas.....	83
Figura 4.13 Custo de bombeamento em US\$/m ⁴ e US\$/m ³ respectivamente.....	83
Figura 4.14 Variação do custo de bombeamento fotovoltaico para uma irradiação incidente no coletor de 3 e 5 kWh/m ² .dia.....	84
Figura 4.15 Variação do modelo da bomba em função das características dos requerimentos.....	85
Figura 4.16 Variação do custo de bombeamento fotovoltaico, para preços do gerador de 4,50 US\$/Wp, 7,00 US\$/Wp 10,00 US\$/Wp.....	86
Figura 4.17 Variação do custo de bombeamento com sistema a gasolina, em função da variação do preço do combustível, para uma demanda de 50 m ³ /d.....	87
Figura 4.18 Custo de bombeamento com energia elétrica convencional em função da distância de construção da rede de distribuição (1500,00 US\$/km, sistema MRT com 100% dos custos para bombeamento), para uma demanda de 50m ³ /d.....	89
Figura 4.19 Variação do custo de bombeamento em função da variação da taxa de desconto aplicada ao financiamento.....	90
Figura 4.20 Exemplo de disposição dos cenários.....	95

Lista de tabelas

Tabela 2.1 Abastecimento de água e iluminação por domicílios particulares.....	18
Tabela 2.1 Propriedades rurais eletrificadas no Brasil.	19
Tabela 2.3 Principais vantagens e desvantagens de sistemas de bombeamento.....	24
Tabela 3.1 Principais configurações do bombeamento fotovoltaico.....	30
Tabela 3.2 Sistemas fotovoltaicos de bombeamento licitados pelo PRODEEM-96.....	31
Tabela 3.3 Sistemas fotovoltaicos de bombeamento licitados pelo PRODEEM-97.....	31
Tabela 3.4 Principais vantagens e desvantagens dos motores em Corrente Contínua e Alternada.....	41
Tabela 4.1.a Radiação solar média mensal extraterrestre diária horizontal para o hemisfério sul.....	67
Tabela 4.1.b. Radiação solar média mensal extraterrestre diária horizontal para o hemisfério norte.....	68
Tabela 4.2 Declinações médias mensais ao longo do ano.....	69
Tabela 4.3 Índices de refletividade para diferentes tipos de cobertura do solo.....	72
Tabela 4.4.a Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Janeiro (H. Norte) e Julho (H. Sul).....	74
Tabela 4.4.b Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Fevereiro (H. Norte) e Agosto (H. Sul).....	74
Tabela 4.4.c Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Março (H. Norte) e Setembro (H. Sul).....	74
Tabela 4.4.d Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Abril (H. Norte) e Outubro (H. Sul).....	75
Tabela 4.4.e Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Maio (H. Norte) e Novembro (H. Sul).....	75
Tabela 4.4.f Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Junho (H. Norte) e Dezembro (H. Sul).....	75
Tabela 4.4.g Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Julho (H. Norte) e Janeiro (H. Sul).....	76
Tabela 4.4.h Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Agosto (H. Norte) e Fevereiro (H. Sul).....	76
Tabela 4.4.i Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Setembro (H. Norte) e Março (H. Sul).....	76
Tabela 4.4.j Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Outubro (H. Norte) e Abril (H. Sul).....	77
Tabela 4.4.k Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Novembro (H. Norte) e Maio (H. Sul).....	77
Tabela 4.4.l Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Dezembro (H. Norte) e Junho (H. Sul).....	77
Tabela 4.5 Resumo dos parâmetros utilizados no Caso básico I.....	92
Tabela 4.6 Resumo dos parâmetros utilizados no Caso básico II.....	92
Tabela 4.7 Resumo dos parâmetros utilizados no Caso básico III.....	93

Resumo

Este trabalho, faz uma análise dos problemas energéticos relacionados ao abastecimento de água às populações isoladas no Brasil. Apresenta uma descrição pormenorizada dos componentes de um sistema típico de bombeamento fotovoltaico, com a intenção de propiciar um maior entendimento, da tecnologia em questão. Propõe aplicação de metodologia de dimensionamento simplificada existente, visando os atores envolvidos com extensão rural, com a finalidade de incentivar uma maior disseminação desta tecnologia no campo. Realiza uma análise econômico-financeira comparativa das opções de bombeamento de água com tecnologia elétrica convencional, solar fotovoltaica e a combustão interna. Esta análise comparativa demonstra que no contexto atual já há significativo espaço para o emprego do bombeamento fotovoltaico. Finalmente, apresenta algumas considerações a respeito da inserção da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil, e sugere alguns planos de ação para que isto ocorra.

Abstract

This work assesses the energy problems related to water supply for isolated regions and communities in Brazil. A detailed description of a typical photovoltaic pumping system is presented to allow a thorough comprehension of this technology. A simplified methodology to specify PV pumping system is proposed in order to facilitate and to incentive its field dissemination. A comparative economic analysis among conventional electricity powered, Diesel and/or gasoline fueled, and PV pumping systems was performed. This analysis shows that there is a significative space for PV pumping systems in the current brasilian context. Finally, the insertion of PV technology in Brazil is discurred and some programs and incentives aimed at this goal are suggested.

INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

A eletricidade é uma das formas de energia mais versáteis e que melhor se adapta às necessidades da civilização no mundo atual. Sua utilização está tão estendida que dificilmente se concebe uma sociedade tecnologicamente avançada que não faça uso dela em larga escala. Infinitude de aparelhos são projetados para funcionar alimentados com energia elétrica. Pode-se dizer que todo o parque tecnológico, exceção feita, até o momento, em grande medida ao transporte, está baseado em eletricidade.

Apesar da hidroeletricidade ter grande peso na matriz energética nacional, há uma grande quantidade de geradores à combustível fóssil espalhados em áreas remotas, principalmente nas regiões norte, nordeste e com mais intensidade nas fronteiras agrícolas do país. A disseminação destes geradores provoca, além da dependência externa do combustível, sérios problemas ambientais, tanto na geração quanto no seu refino e transporte como no seu consumo.

Como ilustração desta problemática, citam-se dois exemplos dentre tantos. No estado do Amapá, para que a concessionária (CEA - Companhia elétrica do Amapá) disponibilize óleo Diesel à algumas localidades do interior, ocorre um acréscimo de até 126% no seu custo em função do transporte. No estado do Amazonas, as dificuldades no transporte de combustível, em virtude da geografia do lugar, tocam as raias do inimaginável. No caso mais extremo relatado por técnicos da CEAM - Companhia de Eletricidade do Amazonas, mas que não é uma exceção, o transporte do Diesel leva em média 54 dias

desde o centro distribuidor ao local de consumo. Gastam-se até 2 litros de combustível por litro de Diesel transportado. [1]

Passando-se ao contexto mundial, a estrutura energética atual de geração de eletricidade está essencialmente baseada no consumo massivo de combustíveis não renováveis, o que conduz inevitavelmente, a um esgotamento das reservas e supõe uma ameaça real ao meio ambiente, manifestando-se principalmente através da acidificação do ciclo da água, do provável aquecimento global do Planeta e de outros problemas relacionados com a saúde dos seres vivos.

No Brasil no entanto, a situação é menos preocupante devido ao peso da hidroeletricidade na matriz energética nacional que é de cerca de 90%. Este percentual entretanto, está relacionado aos dados oficiais, não englobando os sistemas particulares de geração autônoma a Diesel espalhados por todo o território nacional.

Por outro lado, os grandes empreendimentos hidroelétricos tem provocado enormes transtornos ambientais, principalmente com alagamento de terras e com as linhas de transmissão e de distribuição, com consequências devastadoras para as populações atingidas com podem ser as perdas patrimoniais, culturais, de identidade e da própria desestruturação das comunidades.

Tendo em vista ainda os fins para os quais muitos dos grandes empreendimentos hidroelétricos foram construídos, o paradoxo vai mais além e tem-se no Brasil inúmeros casos nos quais as linhas de transmissão passam por centenas de quilômetros de terras habitadas, nas quais seus moradores não tem eletricidade em suas propriedades.

Estes são alguns dos problemas que tornam questionável a eficácia do sistema energético atual, como base de um desenvolvimento sustentável e com justiça social. Em vista disso, torna-se necessário buscar soluções energéticas em outras fontes que sejam renováveis e que produzam um mínimo de efeito negativo ao ambiente e a sociedade como um todo, visando promover o acesso a energia elétrica, dentre outros bens, a toda a população indistintamente de sua condição econômica ou localização geográfica.

Por questões ambientais principalmente, desde a década de 80 novas formas de energias renováveis estão permanentemente no debate da problemática energética e ambiental (biomassa, eólica, solar, etc.). Não obstante, sua participação quantitativa no contexto global, ainda é pequena, o que para alguns pode significar que tais energias tem um marcado caráter futurista. Tal idéia ignora muitos componentes da realidade atual, pelo menos nos países em desenvolvimento. No Brasil por exemplo, há uma marcada necessidade de “saldar um débito social” e solucionar os problemas energéticos de um grande contingente humano de desfavorecidos e, se possível, de forma ambientalmente sustentável.

Apesar da “figura hidroeletricidade” ser expressiva no Brasil, as melhores localizações geográficas para a construção de usinas hidroelétricas já foram utilizadas, com um conseqüente incremento dos custos marginais de expansão do setor, bem como um aumento da superfície alagada por unidade de energia gerada, o que potencializa ainda mais os problemas antes mencionados.

Como ilustração do desigual acesso à energia elétrica no Brasil, apresenta-se a tabela 2.2 (capítulo 2). Nesta, visualiza-se também um grande potencial para a utilização de sistemas autônomos de geração de energia elétrica, uma vez que grande parte da população rural desassistida, encontra-se nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, onde a densidade populacional é extremamente baixa.

No caso particular do fornecimento de água para populações rurais, as energias renováveis de geração autônoma, desempenham um papel importante, e tem contribuído ao desenvolvimento social de muitas regiões isoladas em várias partes do mundo. A garantia do suprimento de água, melhorando assim as condições de higiene, reduz a incidência de doenças associadas ao acesso inadequado da mesma, bem como a diminuição da migração humana para outras regiões. Pode-se recordar aqui, o enorme contingente de pessoas que foge do seu lugar de origem em períodos de estiagem, principalmente, mas não só, do “polígono da seca” do Nordeste brasileiro. Neste contexto a água tem um papel fundamental, considerando a situação mundial atual que é de mais de 1 bilhão de pessoas sem acesso a água potável. [2] O ANEXO - I, no âmbito demanda de água, discorre sobre necessidades hídricas e qualidade da água.

O êxito no fornecimento de água às populações está diretamente associado a disponibilidade de recursos energéticos. Com frequência, as únicas fontes de energia acessíveis às populações carentes para a execução de tal ação são as trações humana e animal, o que limita muito a oferta do recurso, e em muitos casos torna-se um trabalho escravo, afetando principalmente mulheres e crianças.

Sendo assim, a inexistência de rede elétrica, a irregularidade e os custos do fornecimento de combustível em muitas regiões, motivam a introdução de sistemas de bombeamento baseados em recursos energéticos disponíveis localmente, como podem ser a tecnologia eólica, solar fotovoltaica, pequenas quedas d'água, biomassa, etc.

Atualmente a tecnologia fotovoltaica¹, tema alvo deste trabalho, conta com um alto grau de maturidade o que se reflete em uma também elevada confiabilidade e eficiência no funcionamento dos sistemas. Concretamente, a geração fotovoltaica tem um excepcional êxito em aplicações onde as exigências em termos de confiabilidade são rigorosas como podem ser em equipamentos de telecomunicação, sinalização e suprimento de água para consumo humano e de animais domésticos.

Quanto a durabilidade, já foi demonstrado que a vida útil do gerador fotovoltaico e da maioria dos componentes é superior a 20 anos e que, apesar de não estarem sendo amplamente aplicadas por uma série de motivos, as normas de engenharia necessárias para um bom funcionamento de sistemas fotovoltaicos já estão bem estabelecidas.

Mesmo que a geração fotovoltaica já tenha sido aprovada tecnicamente, para que ocorra uma maior disseminação em escala mundial, existe a necessidade de que seja competitiva com outras opções. Entretanto, para que haja uma maior competitividade, isto é, para que ocorra uma redução nos custos, deve haver uma mudança na atual estrutura de produção de módulos em termos de economia de escala e curva de aprendizado, a fim de que possa ser eliminado o atual círculo vicioso: os custos elevados mantêm a demanda baixa e a baixa demanda mantêm os custos elevados.

¹ Transformação direta da radiação solar em eletricidade através das particulares propriedades de alguns materiais semicondutores.

Atualmente, e ainda que não tenham sido alcançados os custos que alguns prediziam no otimismo dos anos 70, o número de aplicações fotovoltaicas capazes de romper esse círculo vicioso cresce dia a dia, ao passo que os preços decrescem e que há uma melhora na qualidade do produto oferecido ao consumidor. Com base na combinação da melhoria da tecnologia e da otimização da economia de escala, houve uma redução de custo de 50 US\$/Wp (Watt pico²) para 4,5 US\$/Wp entre 1975 e 1997³. Novas diretrizes apoiadas por várias instituições internacionais preconizam que o preço do Watt pico estará entre 1,5 US\$ e 2,0 US\$ por volta do ano 2005. [3]

Tal panorama, associado ao fato de que o fornecimento de água com energia solar fotovoltaica apresenta-se cada vez mais difundido para um grande número de situações, incentiva um estudo mais detalhado desta tecnologia, principalmente no âmbito do meio rural brasileiro.

1.2 Definição do problema de abastecimento de água

A água, assim como o oxigênio e a alimentação, constitui necessidade básica dos seres vivos. O organismo humano pode passar vários dias e inclusive semanas sem alimentação, mas poderá fenecer irreversivelmente se passar poucos dias ou inclusive horas sem hidratar-se. Assim sendo, o fácil acesso à mesma, provavelmente seja o primeiro item a ser considerado para o estabelecimento de assentamentos humanos em qualquer região do planeta.

Uma importante parcela da população mundial encontra-se no meio rural e convive com carências em termos de infraestrutura as quais estimulam a ocorrência de um êxodo significativo aos centros urbanos ou à regiões mais desenvolvidas. A manutenção da população rural em condições dignas no seu ambiente de origem exige que várias necessidades sejam atendidas.

² Watt pico - denominação de potência solar fotovoltaica quando incide 1.000 W/m², com uma massa atmosférica de 1,5 e temperatura de célula de 25°C.

³ Preços do mercado internacional.

Sabe-se que tanto a má qualidade da água quanto sua escassez podem causar graves problemas sanitários, nutricionais e econômicos às populações afetadas. Assim como o acesso a água é de fundamental importância para a sobrevivência do ser humano, o bom uso da mesma também o é em igual medida. Por uma razão de sustentabilidade do recurso hídrico, a extração de água não deve ser maior do que a sua reposição natural, sob pena de uma exaustão irreversível dos mananciais, principalmente quando se trata de depósitos subterrâneos fósseis.[4]

A primeira das necessidades é, sem lugar a dúvidas, o fornecimento de água potável para o consumo da própria população, para a criação de animais domésticos e também quando necessário, para a agricultura. Infelizmente é comum em muitas regiões do planeta e do próprio Brasil que pessoas, na sua maioria mulheres e crianças, tenham que percorrer vários quilômetros para se abastecerem de água, que em muitos casos é de qualidade duvidosa.

Estudos realizados no Sudão⁴ detectaram desnutrição em mulheres a qual tinha como causa básica, não a falta de alimentação em si, mas o grande consumo energético das mesmas no trabalho relacionado ao transporte de água para consumo doméstico. Das cerca de 1.800 kcal ingeridas diariamente, aproximadamente 800 kcal eram consumidas na extração e transporte a pé de 20 litros de água por uma distância de 7 km.

GOLDEMBERG (1988) [5] registra que apesar das dificuldades conceituais e metodológicas em medir com exatidão o nível de pobreza, sua presença em todo o mundo é inegável quando se analisa as seguintes condições: alimentação, habitação, condições sanitárias, saúde, educação e emprego. O autor continua ainda com a afirmação de que “... as casas e os povoados onde os pobres mal nutridos dos países em desenvolvimento moram tornam a subsistência ainda mais precária. A maioria dessas casas não oferece proteção satisfatória contra as intempéries e não possui nem suprimento de água nem instalações sanitárias. Em tais ambientes as doenças proliferam, as taxas de mortalidade infantil são altas e a expectativa de vida é baixa.”

⁴ Citação em palestra sobre pesquisa com Recursos Hídricos, promovida pelo Instituto de Estudos Avançados - USP, em 06 de agosto de 1997.

Geralmente o problema de distribuição de água está relacionado com as deficiências energéticas locais para executar os trabalhos de extração e transporte da água do reservatório ou manancial ao ponto de sua utilização.

Frente a esta situação, e reconhecendo que a questão em foco é o acesso à água potável por parte de populações rurais, as quais apresentam um certo grau de carência em termos de energia, inclusive para a realização de um tipo de trabalho tão básico como pode ser o bombeamento de água. A solução deste problema poderia estar associada à introdução de sistemas autônomos de geração de energia, uma vez que a extensão de redes de distribuição de energia elétrica à localidades distantes dos centros geradores pode ser muito mais custosa do que outras alternativas.

O bombeamento de água remonta aos primórdios da história da humanidade, com a utilização de métodos manuais ou a tração animal, entretanto, as bombas manuais encontram seu campo de aplicação nas pequenas capacidades características⁵ dos poços e a pequenas alturas de bombeamento. São dispositivos bastante conhecidos na zona rural devido a seu baixo custo e relativa simplicidade. A capacidade típica de extração de bombas manuais está limitada a cerca de 70 m⁴/d⁶. Em outras palavras, em um poço de 30 m de profundidade, o volume que proporciona uma destas bombas é inferior a 2,5 m³ por dia. Ou seja, somente pode abastecer em média a duas famílias, o que pode significar um baixo grau de aproveitamento do poço e da força de trabalho humana. As bombas manuais exigem a utilização constante de mão-de-obra que poderia estar sendo utilizada para a realização de outras tarefas mais nobres. [6]

As bombas com motor a combustão interna constituem a forma autônoma mais difundida para qualquer capacidade de extração superior ao limite assinalado para as bombas manuais em localidades remotas. Entretanto, elas apresentam dependência e incerteza em termos de preços e do abastecimento do combustível, além de exigirem uma freqüente manutenção.

⁵ Capacidade característica - quantidade máxima de água a ser extraída do poço por unidade de tempo sem apresentar riscos para a estrutura do mesmo.

⁶ A potência hidráulica requerida para o bombeamento costuma ser medida em metro na quarta potência por dia (m⁴/d), que corresponde ao fluxo em metros cúbicos diário (m³/dia), em função da altura manométrica em metros (m).

As bombas movidas a energia eólica, tanto as mecânicas como as elétricas, apesar de não necessitarem de abastecimento periódico de combustível, tem sua utilização limitada à regiões de boa distribuição e velocidade de ventos. Podem constituir uma solução apropriada para regiões nas quais a velocidade média dos ventos seja superior a 2,5 m/s e apresentar boa regularidade na sua ocorrência. Além disto, é necessário que estas características coincidam fisicamente com o local do bombeamento e de sua utilização.

As bombas movidas a energia solar fotovoltaica são de recente aparição no mercado (as primeiras foram instaladas no final da década de 70), sendo menos conhecidas e utilizadas que qualquer das mencionadas anteriormente. Entretanto, depois de haverem sido superados os problemas típicos da introdução de qualquer nova tecnologia no mercado, pode-se afirmar que atualmente sua confiabilidade é superior a da maioria das opções de bombeamento existentes, especialmente para medianas aplicações, entre 500 e 1.500 m⁴/d. [6]

1.3 Motivação

A geração de energia através da tecnologia fotovoltaica tem como um dos principais problemas para sua disseminação, em particular nos países em desenvolvimento, seu elevado custo de investimento inicial.

Como comentado anteriormente, no princípio da introdução da energia solar fotovoltaica para a geração e mais especificamente para o bombeamento de água, ocorreram muitas dificuldades técnicas. Tais dificuldades são consideradas de comum ocorrência em novas tecnologias que buscam acesso ao mercado. Contudo, estas dificuldades são agravadas quando a tecnologia é utilizada num meio diversificado como o rural, onde a variação das necessidades e das condições de funcionamento ocorre não somente em escala mundial como também em escala de um mesmo país ou região. Entretanto, tendo-se os problemas básicos solucionados, esta opção de bombeamento é atualmente tão aceita quanto qualquer outra convencional.

Contudo, para que haja a disseminação de uma nova tecnologia não basta que o sistema seja tecnicamente confiável. O dimensionamento é de fundamental importância, não somente em termos de bons resultados no funcionamento do sistema, como também em termos econômicos. Um bom dimensionamento, deve ser capaz de proporcionar o melhor desempenho com baixos custos, e alongando ao máximo a vida útil dos componentes do sistemas e do projeto como um todo.

Para facilitar a disseminação dos sistemas de bombeamento fotovoltaico no país, é importante também que se tenha conhecimento dos cenários característicos nos quais ela é viável e competitiva com outras alternativas.

No contexto acima apresentado, a principal motivação para a execução deste trabalho é colaborar na solução da problemática do fornecimento de água às populações rurais menos assistidas. Geralmente é esta mesma população⁷ que localiza-se a maiores distâncias da rede elétrica e de centros urbanos, como também a que comumente tem baixo poder aquisitivo e menor acesso a assistência médico-sanitária, educacional e cultural, entre outros.

A ênfase na análise do potencial de inserção da tecnologia fotovoltaica de geração de energia para o bombeamento de água deu-se por inúmeros fatores, dentre eles destaca-se o fato de ser uma tecnologia que utiliza uma fonte inesgotável e acessível de energia⁸ que apresenta-se em abundância e com boa distribuição em todo o território nacional; além disso, não emite poluentes na geração, apresentando um alto índice de confiabilidade com baixa necessidade de manutenção assegurando uma certa independência do usuário.

Com o mencionado, acredita-se que tal tecnologia é promissora e que deva ter incentivos visando uma redução dos custos e que possa ter uma total consolidação na matriz energética brasileira, principalmente para sua utilização na zona rural.

⁷ Somente cerca de 27 % das propriedades rurais brasileiras são abastecidas por energia elétrica.

⁸ Seu consumo não implica em custos extras, está acessível na natureza.

1.4 Objetivos

São basicamente dois os objetivos a serem alcançados com o presente trabalho. O primeiro pretende determinar e apresentar de forma simplificada, uma metodologia de dimensionamento de Sistemas de Bombeamento Fotovoltaico que tenha larga aplicabilidade no território nacional⁹, oferecendo um grau aceitável de confiabilidade e que seja de fácil utilização por parte dos técnicos envolvidos¹⁰.

O segundo objetivo é apresentar estudos de casos, com várias opções de tecnologias de bombeamento, os quais possam servir de referencial para uma primeira aproximação na determinação das condições nas quais a opção fotovoltaica é a mais indicada do ponto de vista econômico-financeiro, em detrimento das demais. Neste segundo objetivo quer-se também, desmistificar a crença de que a tecnologia fotovoltaica para o bombeamento é sempre a mais onerosa.

1.5 Metodologia

A metodologia proposta para o dimensionamento resulta da análise e adaptação para as condições brasileiras de várias outras existentes. Ela pretende ser de fácil execução sem comprometer o grau de precisão necessário para suprir este tipo de uso final primordial, que é o abastecimento de água à populações instaladas em zonas remotas. Inclui-se também as principais figuras de mérito utilizadas nos cálculos da análise econômico-financeira.

⁹ Em termos da aquisição e disponibilidade de dados locais.

¹⁰ Que não necessite complexos tratamentos informáticos e estatísticos.

ENERGIZAÇÃO RURAL

2.1 Energia elétrica no meio rural

O serviço de eletrificação rural é basicamente caracterizado pela grande dispersão geográfica da população, baixo consumo, alto investimento por consumidor, elevado custo operacional, resultando num baixo retorno ou até mesmo em prejuízo financeiro à concessionária de energia elétrica.

Em razão das distâncias existentes no território nacional, a população rural está sujeita a grandes desigualdades, se comparada com a população urbana, no que se refere ao acesso a serviços de saúde, educação, cultura, vida social e oportunidades de trabalho. Essa desigualdade é ainda mais acentuada quando as populações rurais não tem acesso a energia elétrica. Pode-se até afirmar que o acesso a energia elétrica é uma questão de equidade social, uma vez que a maioria dos equipamentos utilizados para o lazer, conforto, trabalhos domésticos e beneficiamento de produtos agrícolas, tem seu funcionamento a base de eletricidade.

RIBEIRO (1994) [7] constata que na vida rural brasileira, há grande pressão do núcleo familiar para que se busque aquilo que “toda casa tem”. Comparados com a própria subsistência, muitas vezes é o chuveiro elétrico, a geladeira, o rádio e a televisão, que levam a família a se decidir pela migração à núcleos urbanos, buscando o que julgam ser a cidadania e a contemporaneidade. Os usos começam como se fosse um luxo, e acabam transformando-se, em necessidade como pode ser o caso da iluminação.

Apesar de não ser o único vetor de desenvolvimento, o acesso à energia elétrica é de fundamental importância ao meio rural. Dado ao nível de carência existente em muitas

zonas rurais brasileiras, as alterações no padrão de vida das famílias e no nível de renda das comunidades provocadas pelo acesso à energia elétrica são mais efetivas quando integradas a outras ações, tais como serviços de ensino, saúde, saneamento, estradas, transporte, assistência técnica, crédito rural e agro-indústrias.

Normalmente o retorno econômico e social da eletrificação rural para o país, a médio e longo prazos são ignorados, face ao objetivo que parece ser o primordial, que é o retorno direto e rápido ao agente financiador. Entretanto, os benefícios mais importantes da eletrificação rural para o país como um todo, são os relativos às condições econômicas e sociais das populações atingidas. A eletrificação rural, propiciando o desenvolvimento e bem-estar às populações e atraindo indústrias e serviços, permite também um alívio da pressão populacional nos grandes centros urbanos. Ao analisar as condições atuais da zona rural brasileira, detecta-se a limitada atuação do Estado quanto ao desenvolvimento de políticas sociais neste setor.

TENDRIH (1990) [8] afirma que a atuação do Estado, na condução do processo de desenvolvimento no campo, “...tenta fazer crer que se está produzindo ou implantando propostas que dizem respeito ao desenvolvimento do conjunto da nação e que, portanto, os critérios de decisão dos rumos a serem tomados são avaliações objetivas de como se atingir as metas propostas...”, quando em realidade há uma omissão por parte deste (do Estado), quanto às reais necessidades do meio rural. A autora mostra ainda, alguns dos contornos do processo de modernização da agricultura brasileira ocorridos nas últimas décadas, provando assim, o caráter excludente aos pequenos agricultores e sua lógica interna que acaba sempre por inviabilizar as propostas de desenvolvimento rural integrado que possam ser formuladas.

A concepção de desenvolvimento predominante nas últimas décadas, privilegia as idéias de produção e produtividade num sentido restrito. Fomentou-se o desenvolvimento agrícola, o qual trata de maximizar a produção, em detrimento de um desenvolvimento rural que associe o aumento da produção a uma melhor infra-estrutura de serviços no campo com boas estradas para o escoamento da produção, escolas, hospitais, sistemas de comunicação, eletrificação, etc. RIBEIRO (1994) [7] afirma que mesmo o sistema

cooperativista, que deveria ajudar a viabilizar a produção no campo, muitas vezes acaba agindo como um mero repassador das políticas do Estado.

São vários os autores que defendem que muitas das iniciativas propostas para o desenvolvimento das atividades produtivas dos agricultores de baixa renda foram inviabilizadas frente às prioridades das agências de desenvolvimento e de interesses em jogo. Este é o caso da eletrificação rural que ainda não está disponível para grande parte da população rural brasileira.

No caso específico da eletrificação e do abastecimento de água para a zona rural, há que considerar-se que suas disponibilidades colocam o homem do campo em contato com o “mundo moderno”, tornando-o apto a desfrutar do conforto, do progresso e das oportunidades em geral, abrindo-lhe as portas à cidadania. Sabe-se que os benefícios oriundos do acesso a estas facilidades são inúmeros e que são difíceis de serem medidos por critérios quantitativos diretos. Os benefícios indiretos devem ser levados em consideração e deve-se também assumir, a impossibilidade de mensurá-los na sua totalidade, principalmente pelo desconhecimento de seu alcance.

2.2 Principais benefícios do uso da energia elétrica no meio rural

Apresenta-se neste subitem os principais usos finais da energia elétrica no meio rural, e suas repercussões na produção e modo de vida do produtor rural.

- A iluminação possibilita o incremento das atividades produtivas, de lazer, educacionais e culturais no período noturno, “a luz encomprida o dia”;
- O bombeamento de água para o consumo humano, de animais domésticos e para a irrigação, permite o suprimento de água potável à populações, a manutenção de rebanhos, aumento da produção e produtividade agrícolas, bem como a regularidade sazonal da produção, além de possibilitar a drenagem de áreas alagadas.
- O beneficiamento de produtos agrícolas no local de sua produção, reduz os custos de transporte¹¹, permitindo que haja um incremento na receita da propriedade, além de

¹¹ Menor peso e volume para ser transportado.

possibilita a conservação do produto. O beneficiamento permite o aproveitamento de subprodutos e resíduos no próprio recinto de produção, reduzindo assim a acumulação de resíduos orgânicos em locais não desejados como podem ser zonas urbanas e industriais, permitindo assim seu aproveitamento na alimentação de animais e compostagem para a adubação orgânica.

- O desenvolvimento da agropecuária dá-se em grande parte, pela incorporação de tecnologias para modernizar processos produtivos, como por exemplo a ordenha mecânica, resfriamento e desnatamento de leite, chocadeiras e criadeiras de aves, aquecimento de água para higienização em geral, cercas elétricas, secagem, debulha e moagem de grãos, preparo de forragem natural e ensilagem, serraria, etc. Todos estes processos podem ser facilmente executados com equipamentos elétricos e propiciam também um maior intercâmbio comercial e de serviços com os centros urbanos;
- O trabalho feminino é um dos grandes beneficiários da eletrificação rural, pela incorporação de eletrodomésticos utilizados nas tarefas cotidianas do lar e também no que se refere ao suprimento de água¹²;
- A valorização das terras agricultáveis e o aumento da produtividade com a irrigação, além das melhores condições de conforto trazidas pela energia elétrica no campo, tendem a ser um incentivo à permanência do homem no campo;
- Redução do uso de combustíveis fósseis na produção agropecuária e na vida doméstica no campo quando evitado o uso de motores a combustão.
- Benefícios à União, estados e municípios através da arrecadação de impostos. Isto ocorre sob a forma de tributos como Imposto de Renda (IR), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Fundo de Investimento Social (FINSOCIAL), Programa de Integração Social/Programa de Assistência ao Servidor Público (PIS/PASEP), Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISQN) e convênios específicos¹³. [9]

¹² Em muitas regiões do Brasil e do mundo, a mulher é a responsável pelo suprimento de água para a execução das tarefas domésticas.

¹³ Estudos realizados pela CELESC mostram que para cada US\$ 1,00 investido em eletrificação rural no estado de Santa Catarina, retornaram, em algum momento para a União, estados e municípios US\$ 1,27,

2.3 Situação atual

Repassando a história da eletrificação rural no Brasil, encontra-se uma trajetória plena de “tentativas” para solucionar o problema de sua distribuição, mas nenhuma com a intenção de formular uma política nacional, com a finalidade maior de solucionar este problema definitivamente¹⁴.

A negação do problema da eletrificação rural pelos órgãos competentes acaba recaindo em altos investimentos por parte do próprio consumidor ou, na falta de condições econômicas para tanto, no não atendimento dos cidadãos de mais baixa renda.

Mesmo com os reconhecidos benefícios que a eletrificação proporciona ao homem do campo e à sociedade como um todo, ainda encontram-se no Brasil regiões com baixíssimos índices de acesso à mesma. A tabela 2.2, apesar de não estar atualizada, exatamente por falta de um censo rural a nível nacional, expressa em parte a realidade da eletrificação rural no Brasil.

Cabe salientar aqui, a grande dificuldade de se trabalhar com aspectos quantitativos relacionados ao meio rural, pela precariedade das informações a quase tudo o que diz respeito ao mesmo. Tendo em vista as muitas e profundas mudanças ocorridas no país como um todo, e principalmente no meio rural; qualquer trabalho derivado dos dados existentes nos últimos censos, necessita pelo menos uma análise da história rural recente para ter um mínimo de confiabilidade e entendimento da realidade atual.

Em outras palavras, é lamentável o descaso, o imediatismo e a falta de política rural nacional. A própria reforma agrária que deveria ter um planejamento ordenado e pacífico, está acontecendo em parte, pelas pressões políticas do Movimento dos Sem Terra e das pressões internacionais, e de forma conflitiva.

Os dados mencionados são ainda mais precários quando se trata do abastecimento de água na zona rural da região Norte, a pouca informação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ocorre apenas para a zona urbana, ver tabela 2.1.

sob a forma de tributos aplicados às mercadorias industrializadas e comercializadas associadas à eletrificação.[9]

¹⁴ TENDRIH (1990) repassa resumidamente a história da eletrificação rural no Brasil, ressaltando tentativas de solucionar o problema que finalmente fracassaram. [8]

Tabela 2.1. Abastecimento de água e iluminação por domicílios permanentes.

Distribuição dos domicílios particulares permanentes						
	Brasil	Norte*	Nordeste	Sudeste	Sul	Cent.Oes.
total	36.957.963	1.368.794	9.826.535	17.068.580	6.091.919	2.511.764
Abastecimento de água						
rede geral	27.710.268	956.122	5.101.840	14.832.141	4.597.873	1.707.307
com canalização interna	25.685.350	772.366	4.455.802	14.225.560	4.411.643	1.530.619
sem canalização interna	2.024.918	183.756	646.038	606.581	186.230	176.688
outra forma	9.229.201	411.948	1.162.879	2.227.567	1.490.943	804.457
com canalização interna	3.221.766	120.021	138.982	1.339.844	1.055.327	422.520
sem canalização interna	6.007.435	291.927	1.023.897	887.723	435.616	381.937
Iluminação elétrica						
total	33.248.432	1.289.306	5.983.323	16.455.562	5.767.279	2.259.399

* Exclusiva a população rural de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará e Amapá.

fonte: PNAD-Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílio, Síntese de Indicadores, 1993.[10]

Tabela 2.2 Propriedades rurais eletrificadas no Brasil

Propriedades Rurais Eletrificadas no Brasil			
	Propriedade Rurais (n°)	Eletrificadas (n°)	Eletrificadas (%)
Acre	52.124	902	1,73
Amapá	4.938	105	2,13
Amazonas	112.806	1.566	1,40
Pará	281.106	2.112	0,75
Rondônia	64.372	1.283	1,99
Roraima	4.429	236	5,33
Tocantins	70.201	4.212	6,00
NORTE	569.976	10.416	1,83
Alagoas	132.106	15.053	11,04
Bahia	722.758	57.170	7,91
Ceará	298.496	59.679	19,99
Maranhão	596.315	28.694	4,81
Paraíba	189.317	15.216	8,04
Pernambuco	364.191	51.315	14,10
Piauí	291.624	15.168	5,20
R. G. do Norte	119.271	63.605	53,33
Sergipe	103.831	12.728	12,26
NORDESTE	2.817.909	313.628	11,13
D. Federal	16.653	6.003	36,05
Goiás	103.650	36.698	35,41
Mato Grosso	69.440	9.536	13,72
Mato Grosso do Sul	57.341	17.493	30,51
CENTRO-OESTE	247.084	69.720	28,22
Espírito Santo	79.416	40.629	51,16
Minas Gerais	524.556	278.167	53,03
Rio de Janeiro	95.353	28.641	30,04
São Paulo	300.582	181.591	60,41
SUDESTE	998.907	469.028	46,95
Paraná	470.982	279.190	59,28
R. G. do Sul	490.591	266.258	54,27
Santa Catarina	240.324	196.007	81,56
SUL	1.201.903	741.455	61,69
TOTAL	5.834.779	1.604.247	27,49

Fonte: Concessionárias, Federações de Cooperativas, Departamento de Água e Energia Elétrica e Empresas Estaduais de Eletrificação Rural até 30-12-90 Apud Correia, 1992.[11]

É bem verdade que em função de algumas iniciativas localizadas levadas a cabo nos últimos anos, esta realidade tem melhorado, mas ainda está muito aquém do esperado em termos de desenvolvimento e de justiça social.

Sendo assim, em vista do cenário apresentado, para tentar entender os motivos desta situação e para delinear soluções, deve-se analisar com um máximo de precisão possível os constantes entraves que sofre a eletrificação rural no Brasil.

2.4 Entraves à eletrificação rural

Como já foi comentado anteriormente, o grande problema da eletrificação rural está relacionado, pelas características de sua natureza, com os custos de distribuição. Caracterizada pela baixa densidade de ligações por distância de rede, e pelo baixo consumo por ligação, a eletrificação rural exige ainda por parte da concessionária, um compromisso com equipes de manutenção, medição e inspeção, tarefas estas dificultadas não somente pelas distâncias envolvidas, como também pela má qualidade do sistema viário.

Sendo assim, as populações rurais ficam à sorte de eventuais programas de desenvolvimento social os quais muitas vezes passam exclusivamente por critérios eleitoreiros, o que transforma muitas vezes o processo de eletrificação num balcão de interesses.[8]

RIBEIRO (1994) afirma que a maioria das propriedades rurais atualmente sem acesso a energia elétrica só serão beneficiadas com a adoção de programas de eletrificação rural que adotem soluções tecnológicas de baixo custo, após um arranjo institucional diferente do atual. Diz ainda que tal objetivo é negado por três instâncias: num primeiro momento, pela política econômica do Estado que é pouco sensível aos anseios dos produtores de baixa renda; num segundo momento, pelas concessionárias, sempre com problemas mais urgentes e clientes mais importantes; e finalmente, pela engenharia de distribuição, voltada para a excelência e avessa às simplificações tecnológicas necessárias. [7]

Diante desta situação, não como panacéia para solucionar todos os problemas da eletrificação rural, mas como uma opção a mais ao homem do campo em função dos altos custos de distribuição da energia elétrica, tem-se os sistemas autônomos de geração como podem ser os sistemas eólicos, fotovoltaicos e pequenas centrais hidroelétricas, entre outros.

2.5 Sistemas autônomos de geração de eletricidade

A expansão da energia elétrica a todas as propriedades rurais do país é um desafio que pode e deve ser vencido, não somente através da rede convencional mas também com a utilização dos mais variados sistemas de geração, levando-se em conta as condições específicas de cada situação. Neste sentido, os sistemas autônomos de geração de energia elétrica são de fundamental importância para que os habitantes de zonas remotas também sejam contemplados com este serviço energético.

Apesar das inúmeras possibilidades de geração autônoma de energia, como podem ser as tecnologias que utilizam recursos hidráulicos em pequenas e micros centrais, eólicos, da biomassa, solares e dos combustíveis fósseis, o presente trabalho analisa a competitividade do bombeamento de água somente com as duas últimas opções e ainda a energia da rede elétrica convencional, por serem as mais factíveis atualmente a nível nacional para as características da totalidade do território.

A seguir, faz-se uma pequena introdução aos sistemas de geração de energia que são considerados no estudo de viabilidade para bombeamento, e a tabela 2.3 apresenta um resumo das principais vantagens e desvantagens dessas opções.

2.5.1 Rede elétrica convencional

A tecnologia elétrica para o bombeamento de água é amplamente utilizada por todo o país em sistemas urbanos e rurais conectados a rede elétrica convencional.

As vantagens de baixo custo de operação, independência de transporte de combustível e a não emissão de produtos tóxicos na sua utilização, fazem com que esta opção tenha seu uso indicado, sempre e quando houver rede elétrica a pequenas distâncias de sua utilização.

A grande desvantagem da energia elétrica convencional no Brasil, são os altos custos das redes de transmissão e de distribuição, sendo que, apesar do grande potencial hidroelétrico brasileiro, em muitas regiões a fonte hidráulica está a grandes distâncias de seu consumo (caso do Nordeste) ou em outras, apesar do grande volume de água, a topografia é demasiado plana o que acarreta em pequenos desníveis para a geração e em grande extensões inundadas.

A opção para a geração descentralizada de energia hidroelétrica para o abastecimento de pequenas comunidades repousa nas Pequenas e Micros Centrais hidroelétricas. Tais empreendimentos devem ter uma retomada no seu desenvolvimento e disseminação, principalmente pela nova regulamentação do acesso ao potencial para PCHs e pelo surgimento das novas “figuras” do setor energético que são o *autoprodutor* e o *produtor independente de energia*. No entanto, apesar da boa perspectiva de desenvolvimento destas formas descentralizadas ou autônomas de geração, o presente trabalho não as contemplará.

2.5.2 Combustíveis fósseis

A tecnologia de combustão interna com combustível fóssil (Diesel e gasolina) é a mais utilizada no território nacional, quando se trata de geração autônoma para o bombeamento de água. Trata-se de um equipamento de fácil dimensionamento e instalação, tendo a vantagem de não depender de condições geográficas ou meteorológicas para seu funcionamento. Outra grande vantagem, no caso específico do bombeamento de água, é a não necessidade de armazenamento de água ou de energia elétrica.

Os custos de investimento inicial dos sistemas são relativamente baixos se comparados com outras alternativas, entretanto, o custo do ciclo de vida se vê incrementado em

função dos custos de operação e manutenção do sistema. Este preço cresce com os custos de transporte entre a central de distribuição e o local de consumo. Além do mais, pode haver restrição quanto as emissões de gases tóxicos e do ruído produzido.

2.5.3 Solar Fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica encontra-se em alto grau de desenvolvimento tecnológico, o que lhe dá um caráter de grande potencial de disseminação, muito embora ainda conte com a barreira dos altos custos dos equipamentos.

Apesar do regime de radiação solar na horizontal ter uma grande variação em função da latitude, este parâmetro não chega a ser impeditivo para a adoção de sistemas fotovoltaicos em todo o território nacional.

Os sistemas fotovoltaicos são de fácil transporte e instalação, tendo como uma das vantagens, a facilidade de ampliação do projeto em virtude de seu caráter modular. Outro ponto positivo desta tecnologia é o fato de requerer pouca manutenção, e no caso específico dos grupos motobombas fotovoltaicos, estes tem grande durabilidade e eficiência no funcionamento, relativamente as outras opções.

Apesar da falta de informação precisa a respeito, estima-se que haja no país um número expressivo destes sistemas, sempre na condição de projetos de geração autônoma. No que se refere a Centrais Fotovoltaicas Conectadas a Rede Elétrica, o Brasil conta com três projetos piloto, um deles se encontra na sede central da CHESF, o segundo na Universidade Federal de Santa Catarina e o terceiro no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo.

Como ilustração, apresenta-se a tabela 2.3 com o resumo das principais vantagens e desvantagens de cada opção.

tabela 2.3 Principais vantagens e desvantagens de sistemas de bombeamento.

Principais vantagens e desvantagens de sistemas de bombeamento que utilizam energia da Rede Convencional, Solar Fotovoltaica e Combustíveis Fósseis		
	vantagens	desvantagens
Rede Elétrica Convencional	. baixo custo inicial do grupo motobomba.	. altos custos de construção da rede elétrica.
	. não requer armazenamento elétrico ou do recurso hídrico. . extensa utilização, facilidade de compra em todo o território. . baixo impacto ambiental no bombeamento.	. impactos ambientais na construção de rede elétrica e na geração. . pessoal técnico para manutenção.
Combustão Interna	. não requer armazenamento elétrico ou do recurso hídrico.	. dependência de combustível.
	. extensa utilização, facilidade de compra em todo o território.	. curta vida útil. . alto custo operação/manutenção. . pessoal técnico para manutenção. . geração de ruídos e gases.
Fotovoltaico	. não requer combustível.	. armazenamento de água/ elétrico.
	. operação autônoma.	. pessoal técnico para manutenção.
	. longa vida útil.	. alto investimento inicial.
	. boa relação entre disponibilidade energética e demanda hídrica. . baixo impacto ambiental na geração. . pouca necessidade de manutenção. . caráter modular.	

A OPÇÃO FOTOVOLTAICA

3.1 A opção fotovoltaica

Após o embargo do petróleo em 1973, o uso da energia solar fotovoltaica deixou de ser uma tecnologia fundamentalmente espacial para ser amplamente utilizada em sistemas terrestres. Naquela época, foram disponibilizados fundos em todo o mundo, dedicados à pesquisa, desenvolvimento e demonstração de sistemas de geração de energia a partir de fontes renováveis e em especial dos sistemas fotovoltaicos terrestres.

Apesar da grande evolução atingida, seus custos ainda são, em muitos casos, altos quando comparados com algumas outras opções tecnológicas. Não obstante, estes custos são calculados sem contabilizar as externalidades como por exemplo os custos decorrentes de aspectos ambientais e sociais envolvidos na geração, transmissão e uso de outras fontes de energia. É muito provável que se estes custos fossem inseridos nos cálculos de avaliação econômico-financeira das várias alternativas de geração de eletricidade, a tecnologia de geração solar fotovoltaica tomaria um lugar de destaque no grupo das mais viáveis atualmente.

Tendo em vista que as tecnologias a combustíveis fósseis e nucleares, produzem na geração, grandes quantidades de resíduos sólidos, líquidos e gasosos, a primeira, e radioativos, a segunda; e ainda considerando os riscos de acidentes, sejam eles decorrentes de falhas técnicas ou humanas, no transporte, na pesquisa, na geração ou ainda nos canteiros de resíduos, a tecnologia solar fotovoltaica, constitui uma das opções energéticas menos prejudiciais ambientalmente.

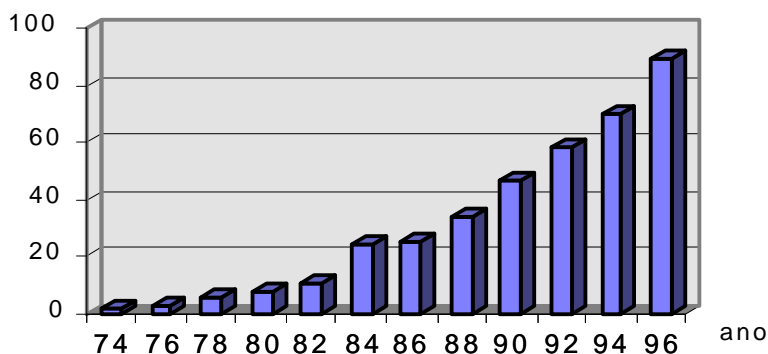
Cabe aqui lembrar, que a geração hidroelétrica causa grandes impactos ambientais, tanto nas áreas alagadas como nas faixas de ocupação das linhas de transmissão. Este último impacto é inerente a todas as tecnologias de geração centralizada de energia.

Em realidade, a tecnologia fotovoltaica, quando de sua fabricação, também produz resíduos químicos, mas sendo um volume relativamente pequeno, e por tratarem-se de substâncias caras, a própria indústria as reutiliza, ou seja, estas substâncias não chegam ao lugar da geração elétrica. Por outro lado, quando o sistema faz uso de armazenamento eletrolítico, ou seja, de baterias, há que ter-se o cuidado de que estas, uma vez inutilizadas, voltem para as indústrias para serem recicladas. No Brasil, grande parte das baterias utilizadas são devolvidas ao comércio, tendo o usuário um desconto no preço da nova.

Com relação a evolução do mercado, apesar da tecnologia fotovoltaica não ter conseguido reduzir os preços aos valores estimados no otimismo dos anos 80, sua utilização vem crescendo paulatinamente e principalmente no meio rural dos países em desenvolvimento, os quais, salvo exceções, ainda encontram-se com baixos níveis de eletrificação.

Sua utilização terrestre iniciou-se basicamente com sistemas de telecomunicações, encontrando-se atualmente sistemas fotovoltaicos utilizados no beneficiamento de produtos agrícolas em geral, em refrigeração e principalmente no bombeamento de água. A figura 3.1 ilustra a evolução da produção de módulos fotovoltaicos no mundo.

Figura 3.1 Evolução da produção de módulos fotovoltaicos.
MW p/ano



Fonte: MAYCOCK P. D., 1997. [12]

A geração fotovoltaica tem encontrado inúmeras aplicações no mundo inteiro, não somente para sistemas de geração autônoma como também e cada vez com maior importância, em sistemas conectados a rede elétrica existente. A seguir apresentam-se algumas das principais aplicações desta tecnologia:[13]

- Aplicações espaciais - sistemas fotovoltaicos em satélites e outras missões espaciais.
- Sistemas conectados a rede elétrica - Sistemas residenciais comerciais ou industriais que geram energia elétrica e a entregam ou recebem da rede segundo seu balanço geração/consumo.
- Grandes Centrais de Geração - Sistemas que entregam a energia gerada diretamente à rede elétrica.
- Produtos de consumo - células solares em calculadoras, relógios e outros pequenos objetos.
- Sistemas remotos autônomos - Sistemas residenciais, comerciais, para pequenas comunidades, postos de saúde, estações meteorológicas, plataformas marinhas, sistemas de telecomunicações, carregadores de baterias e bombeamento de água.

3.1.1 O estado da arte do bombeamento fotovoltaico

A tecnologia de conversão da radiação solar em energia elétrica é relativamente nova, tendo o início de seu crescimento nos anos cinquenta com a “revolução dos semicondutores” para aplicações eletrônicas em geral.

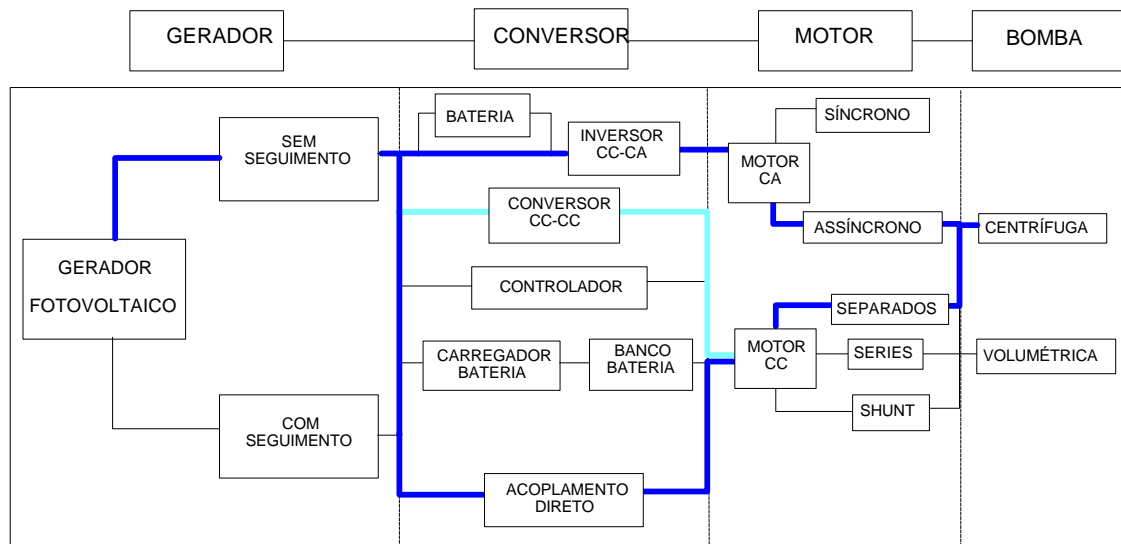
Inicialmente a conversão fotovoltaica de energia era extremamente cara o que a manteve restrita ao setor aeroespacial. Entretanto, no final da década de setenta, melhorias nas técnicas de fabricação combinadas com o aumento do volume de produção resultaram na redução nos preços, proporcionando o início de sua utilização em aplicações terrestres.

Atualmente, apesar da tecnologia fotovoltaica não ser das modalidades de geração elétrica mais baratas, ela encontra seu nicho de competitividade principalmente em comunidades isoladas. É neste tipo de aplicação, em sistemas remotos autônomos, que

se enquadram os bombeamentos de água para consumo doméstico e irrigação, bem como para sistemas de drenagem e circulação de água em aquicultura.

Até o ano de 1990, mais de 10.000 sistemas de bombeamento fotovoltaico haviam sido instalados em todo o mundo. Muitos dos modelos antigos foram substituídos por novos mais eficientes e que apresentam uma maior vida útil. O estado da arte da tecnologia de bombeamento fotovoltaico busca substituir os sistemas de poços tipo *cacimba* com bombas submersas e motores em superfície, por poços do tipo tubular de pequeno diâmetro com o grupo motobomba de localização submersa e de fabricação especial para utilização fotovoltaica¹⁵. Esta opção tenta minimizar perdas de energia e problemas de instalação e manutenção. Na figura 3.2, as linhas mais espessas representam as modalidades tecnológicas mais utilizadas atualmente nos sistemas de bombeamento fotovoltaico. [14]

Figura 3.2 Modalidades tecnológicas mais utilizadas nos sistemas de bombeamento fotovoltaico.



Fonte: Modificado do *Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica*, 1996. [14]

¹⁵ Bombas mais eficientes, com uma maior vida útil e menor necessidade de manutenção.

No princípio dos anos 80, a eficiência¹⁶ média dos sistemas de bombeamento fotovoltaico estava por volta dos 2%. Com o incremento das eficiências individuais tanto das células solares como do sistema motobomba, acoplamentos e condicionadores de potência, esta eficiência atualmente ultrapassa os 4%. Um bom sistema comercial conta com eficiência dos módulos variando entre 12% e 15% e eficiências do restante do sistema variando entre 30% e 40%. [15]

Em geral, para aplicações de baixa potência (< 200Wp) são utilizadas muitas modalidades de bombas. Já para aplicações de maiores potências a oferta do mercado se reduz basicamente às bombas centrífugas multiestágios. Não obstante, para profundidades muito elevadas as bombas centrífugas podem apresentar alguma redução na eficiência. A tabela 3.1 resume as configurações do bombeamento fotovoltaico mais utilizadas atualmente.

Tabela 3.1 Principais configurações do bombeamento fotovoltaico.

Principais configurações do bombeamento fotovoltaico		
	Sistemas CC	Sistemas CA
Grupo	gerador+mot.bomba	gerador+inversor+mot.bomba
Gerador (Wp)	50-600	600-2.000
Tensão DC (V)	<60	>120
Localização	superfície e submersa	submersa
Intervalo m⁴/dia	100 - 200	500 - 2.000
Confiabilidade	média	elevada
Manutenção	6-12 meses	5-7 anos
Fonte água	rios, poços <i>cacimba</i>	poços tubulares

Fonte: *Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica*, 1996. [14]

Apesar do mercado oferecer muitas possibilidades em termos de potência, a maioria dos sistemas de bombeamento fotovoltaico instalados até hoje não ultrapassa os 1.500 Wp, com uma profundidade de bombeamento média inferior a 60 m e uma vazão média inferior a 75 m³/d. [15].

¹⁶ Quantidade de energia radiante que é transformada em energia hidráulica.

Estima-se que até o ano de 1994, foram instalados no Brasil mais de 400 sistemas de bombeamento fotovoltaico, dos quais, cerca de 300 tenham sido executados pela empresa brasileira Heliodinâmica. Destes 300, em torno de 50 são sistemas comunitários de grande porte e os restantes são basicamente de pequeno porte (para um ou poucos domicílios)¹⁷.

Atualmente observa-se um crescimento no número de projetos de bombeamento fotovoltaico, principalmente os de uso comunitário, e para ter-se uma idéia da expansão dos sistemas de bombeamento fotovoltaicos no Brasil, apresenta-se nas tabelas 3.2 e 3.3, a quantidade e algumas características médias dos sistemas que estão sendo implementados pelo PRODEEM¹⁸ nos anos de 1996 e 1997 respectivamente. Na sua grande maioria são sistemas submersíveis.

Tabela 3.2 Sistemas fotovoltaicos de bombeamento licitados pelo PRODEEM 1996.

Nº de Sistemas	Volume de água (m ³ /dia)	Coluna de água (m)	Estado
2	8	40	AL
1	20	23	AM
12	3	21	AP
6	9	30	BA
14	18	36	CE
15	10	48	GO
12	22	27	MA
13	25	73	MG
3	4	23	MS
7	9	30	MT
23	21	28	PA
1	4	23	PB
36	10	86	PI
6	14	25	RJ
11	9	40	RO
2	14	20	SC
16	17	60	SP
1	27	25	TO

Fonte: Documento de Licitação Internacional NUAD CI-001/96 e NUAD CI-004/96.

¹⁷ Entrevista pessoal ao Diretor Comercial da Heliodinâmica em junho 1996.

¹⁸ PRODEEM - Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios, Ministério de Minas e Energia.

Tabela 3.3 Sistemas fotovoltaicos de bombeamento licitados pelo PRODEEM 1997.

Nº de Sistemas	Volume de água (m ³ /dia)	Coluna de água (m)
18	5	10
18	6	25
18	6	40
6	20	40
7	7	15
13	12	15
7	5	22
6	8	22
29	10	30
13	15	30
10	26	30
10	10	45
5	20	45
4	5	60
8	10	60
4	20	60

Fonte: Documento de Licitação Internacional MME/DNDE 001/97.

Além dos sistemas mencionados, continuam sendo instalados inúmeros outros em todo o território nacional, sendo que muitos deles contam com o apoio de Organizações Não Governamentais Internacionais.

Dentro deste último marco de colaboração, uma equipe do Instituto de Eletrotécnica e Energia, juntamente com ERA-AEDENAT, Organização Não Governamental Ambientalista Espanhola, instalou dois sistemas de bombeamento fotovoltaico em escolas dos bairros do Retiro e do Varadouro no município de Cananéia-SP.

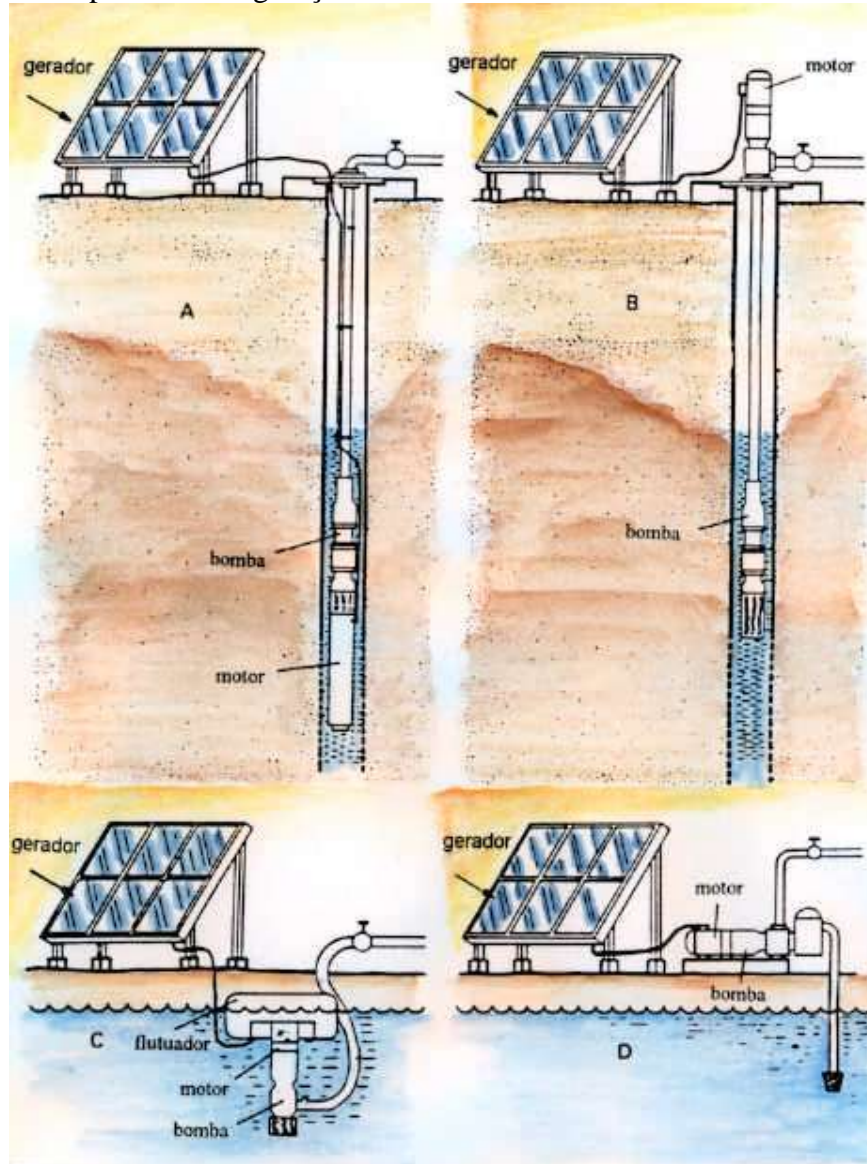
A mesma equipe, juntamente com o Instituto de Pesquisas da Amazônia, Universidade do Amazonas e o Movimento de Educação de Base de Benjamin Constant-AM, estará instalando no próximo ano, outros quatro sistemas para uso comunitário, no âmbito do Projeto Trópico Úmido do Ministério de Ciência e Tecnologia.

3.1.2 Descrição do sistema de bombeamento fotovoltaico

Um sistema de bombeamento fotovoltaico típico consiste basicamente de gerador fotovoltaico, sistema de acondicionamento de potência, conjunto motobomba e equipamentos complementares. Tais componentes são descritos sucintamente a seguir.

A figura 3.3 ilustra algumas das possíveis configurações utilizadas em bombeamento fotovoltaico, sendo que o conjunto **A** ilustra grupo motobomba submersa, o conjunto **B** ilustra bomba submersa e motor em superfície, o conjunto **C** ilustra grupo motobomba flutuante e o conjunto **D** ilustra grupo motobomba em superfície.

Figura 3.3 Exemplos de configuração de sistemas de bombeamento fotovoltaico.



Fonte: Modificado de FRAENKEL, P., *A Handbook for Users and Choosers*. [6]

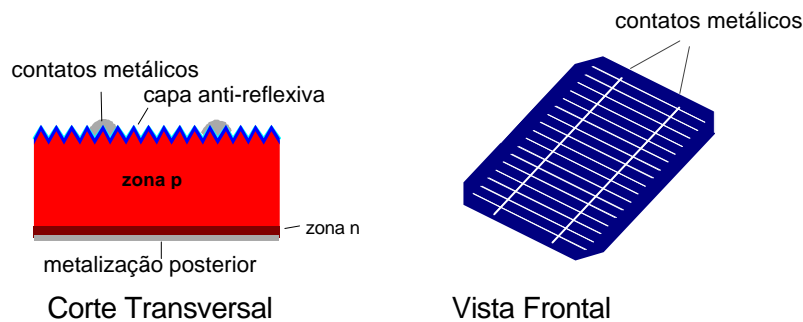
3.1.2.1 Gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico consiste em um ou conjunto de módulos fotovoltaicos que por sua vez são compostos de células de material semiconductor, chamadas células solares.

Célula solar

As células solares são responsáveis pela conversão da energia através do fenômeno físico denominado “efeito fotovoltaico”, que basicamente consiste em converter a radiação solar em energia elétrica. Comercialmente estas células são elaboradas à base de silício mono, policristalino e amorfo. Existem células fabricados com outros materiais como o telureto de cádmio (CdTe), arseaneto de gálio (AsGa) e disselureto de cobre-indio (CIS), entretanto, estes materiais não conformam um produto amplamente disponível no mercado. A figura 3.4 apresenta detalhe de corte transversal e vista frontal de uma célula convencional.

Figura 3.4 Corte transversal e vista frontal de célula convencional.



As células solares comerciais são elaboradas a base de silício com alto grau de pureza e adição de traços de certos elementos químicos (bóro e fósforo) para formar a união p-n. Células convencionais são capazes de gerar uma corrente da ordem de 30 mA/cm^2 , sendo que comercialmente é comum encontrar-se células que variam de 50 a 150 cm^2 , ou seja, são capazes de gerar unitariamente uma corrente de $1,5$ a $4,5 \text{ A}$, a uma tensão de $0,46$ a $0,48 \text{ V}$.

Foram também desenvolvidas células bifaciais as quais utilizam tanto a radiação direta como a refletida pelo solo. Além disso, pode-se utilizar dispositivos concentradores para aumentar a intensidade da radiação incidente sobre a superfície da célula.

Módulo fotovoltaico

Uma célula solar comercial é capaz de proporcionar uma tensão de poucos Volts (cerca de meio Volt para células de silício) e uma corrente entre 1,5 e 4,5 Amperes, em virtude disso, é necessário conectar em série um determinado número de células para produzir tensões adequadas às aplicações elétricas. Uma vez tendo a configuração desejada, o conjunto é encapsulado com material especial que o protege de possíveis danos externos. A figura 3.5 ilustra detalhe de corte transversal de um módulo fotovoltaico e a figura 3.6 apresenta módulos de silício monocristalino com diferentes formatos de células.

Figura 3.5 Detalhe de corte transversal de um módulo fotovoltaico.

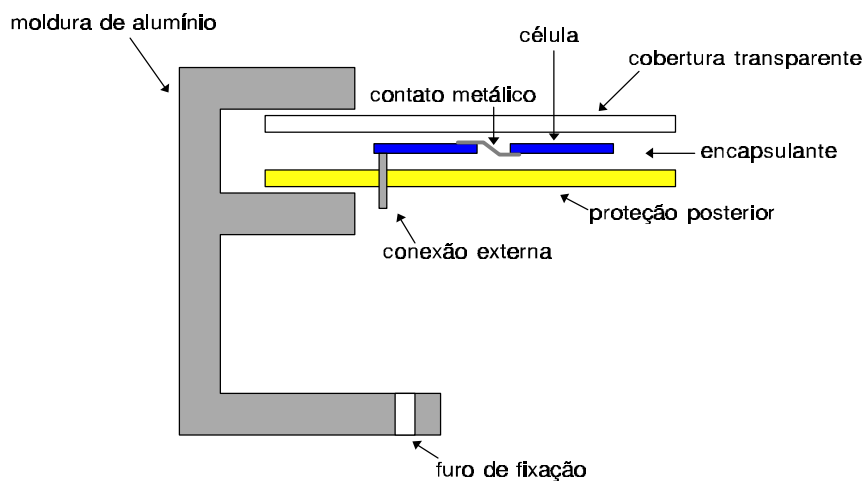
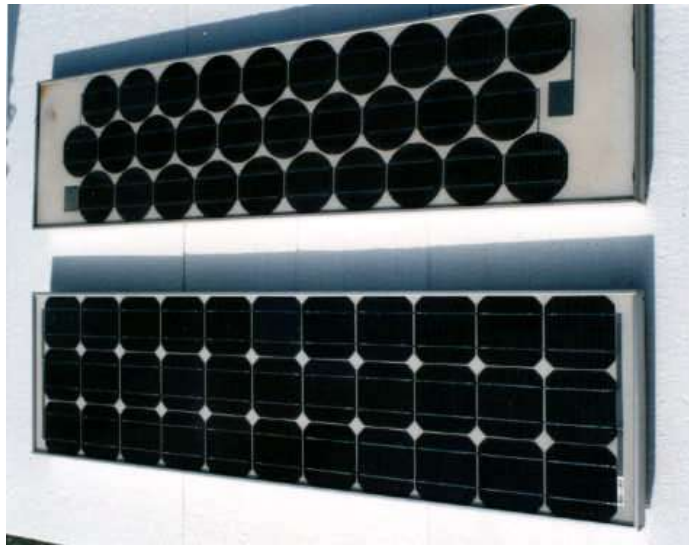


Figura 3.6 Módulos com células redondas e quadradas de silício monocristalino.



3.1.2.2 Acondicionadores de potência

Acondicionadores de potência são os elementos eletrônicos utilizados na “regulagem” do sistema, dentre eles encontram-se diodos, reguladores de carga, inversores, etc. São equipamentos auxiliares que tem como função obter as aplicações adequadas e um ótimo rendimento do sistema para cada aplicação concreta. Sua utilização é indicada com vistas a uma melhor confiabilidade de funcionamento e maior vida útil do sistema. Dentre os equipamentos auxiliares convencionais mais utilizados para o condicionamento de potência inclui-se especificamente os diodos, reguladores de carga, conversores CC-CC, seguidores do ponto de máxima potência e inversores CC-CA.

Diodos

Diodos são componentes que permitem o fluxo de corrente em uma única direção. Nos sistemas fotovoltaicos são basicamente utilizados de duas formas: como diodos de bloqueio e como diodos de *by pass*.

Os diodos de bloqueio impedem que a bateria, caso exista na instalação, se descarregue através dos módulos fotovoltaicos, quando da ausência de luz solar. Evitam também que

o fluxo de corrente se inverte entre os blocos de módulos associados em paralelo, quando ocorrer sombreamento total ou parcial de um ou mais módulos.

Os diodos de *by pass* protegem individualmente a cada módulo de possíveis danos ocasionados por sombreamento parcial do mesmo.

Regulador de carga

O regulador de carga tem a função de evitar que haja uma sobrecarga ou sobredescarga da bateria, aumentando assim sua vida útil. A não utilização deste mecanismo ou sua disfunção podem acarretar danos irreversíveis à mesma.

Conversor CC-CC

Consiste em um equipamento eletrônico que transporta uma potência de entrada a tensão contínua V_{in} , em potência diferente com tensão de saída também contínua de valor V_{out} , podendo ser a tensão de saída maior ou menor do que a de entrada.

Os conversores CC-CC podem ser utilizados para substituir a bateria nos sistemas de bombeamento. Sua função nesse caso, é adaptar o funcionamento do motor ao do gerador.

Seguidor do ponto de máxima potência

É em essência, um conversor CC-CC situado entre o gerador fotovoltaico e a carga, que trata de entregar à carga, motor, inversor ou bateria, a tensão para otimizar a eficiência da carga. Consiste em um redutor e um elevador de tensão, conectados em série entre o gerador fotovoltaico e o receptor, seja este um motor, bateria ou inversor.

Este dispositivo permite a operação para uma variada gama de níveis de irradiância, de altura manométrica e de demanda de água, como também podem eliminar o problema da potência necessária para a partida da bomba.[16]

Inversores CC-CA

Este equipamento auxiliar de acondicionamento de potência tem por objetivo converter a corrente contínua do gerador fotovoltaico e/ou das baterias, em corrente alternada, com a tensão desejada. É um elemento de grande importância quando se deseja otimizar a eletricidade gerada por módulos fotovoltaicos, principalmente quando se trata de algo mais do que pequenas cargas CC.

No caso específico de sistemas de bombeamento fotovoltaico, é comum utilizar-se um inversor acoplado ao gerador fotovoltaico através de um seguidor do ponto de máxima potência. Para estas aplicações, em geral são usados inversores com ondas pseudo-senoidais ou senoidais, cuja eficiência está em torno dos 90%.

Os inversores são dispositivos capazes de alterar a tensão e as características da corrente elétrica que recebem, transformando-a de maneira que resulte apta aos usos específicos.

3.1.2.3 Conjunto motobomba

A extensa aplicação que se encontram os sistemas de bombeamento com energia fotovoltaica fez com que fossem desenvolvidas bombas CC a 12 e a 24V especialmente projetadas para trabalhar diretamente acopladas ao módulo ou ainda à bateria. Entretanto, para instalações de grande porte como podem ser os sistemas de irrigação, costuma-se utilizar bombas em corrente alternada com adaptação de um inversor e com tensões mais elevadas.

Mecanicamente o bombeamento é executado pelo grupo motobomba sob ação da energia elétrica. Trata-se de dois mecanismos distintos e a eficiência total depende em grande medida da forma do acoplamento entre ambos.

Atualmente existem no mercado grupos motobombas especialmente projetados para uso fotovoltaico. Esta especialização ocorre no sentido de aumentar a eficiência do conjunto, bem como de reduzir a potência de torque inicial do motor. Grupos motobomba elétricos convencionais podem requerer uma potência de partida de até seis vezes a potência

nominal de funcionamento. Esta característica logicamente aumenta a potência instalada e acarreta um maior custo do sistema.

Apresentam-se resumidamente a seguir algumas das principais características dos motores e bombas utilizados nos sistemas fotovoltaicos.

MOTORES ELÉTRICOS

Existem basicamente três tipos de motores utilizados em bombeamento com energia solar fotovoltaica: [16]

- Motores em corrente alternada (CA).
- Motores em corrente contínua (CC) com escovas.
- Motores em corrente contínua (CC) sem escovas.

Motores em corrente alternada

Pelo grande número de aplicações e menores preços, os motores em CA são amplamente utilizados em sistemas de bombeamento fotovoltaico. Entretanto, por ser o inversor uma peça relativamente cara e que oferece uma certa perda de carga, sua utilização para sistemas de pequeno porte (< 400 Wp) pode não ser aconselhável. Isto é, o ganho obtido na compra de um motor CA mais barato pode não compensar com o custo do inversor, tendo em vista também, que este reduz a eficiência do sistema. No entanto, já existem sistemas motobomba especialmente desenvolvidos para uso fotovoltaico, com motores CA e inversores de alta eficiência (cerca de 97%). Estes motores são geralmente utilizados em sistemas submersos, destinados a suprir grandes demandas.[16, 17]

Motores em corrente contínua com escovas

Os motores em CC são bastante adequados para o uso fotovoltaico em função da sua compatibilidade com a conversão de energia fotovoltaica (em corrente contínua), sendo também mais eficientes do que os motores em CA. No entanto, seu custo inicial é mais elevado e necessitam de troca de escovas e manutenção periódica (a cada 2.000 a 4.000

horas de funcionamento). São mais utilizados para poços rasos e outras fontes superficiais. [16, 18]

Motores em corrente contínua sem escovas

Já estão disponíveis no mercado motores em CC sem escovas. Além de apresentarem maior eficiência do que os motores em CA, não necessitam manutenção periódica na troca de escovas, apresentando maior comodidade e menor custo de manutenção. Entretanto, seu mecanismo eletrônico extra, faz com que os custos e riscos de falha aumentem. Além disso, ainda não estão disponíveis para potências acima de 10 HP. A tabela 3.4 apresenta as principais vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de motores utilizados em sistemas de bombeamento fotovoltaico. [16, 18]

Tabela 3.4 Principais vantagens e desvantagens dos motores em Corrente Contínua e Alternada.

Tipo Motor	Vantagens	Desvantagens
Corrente Alternada	<ul style="list-style-type: none"> . Ampla aplicação, principalmente grandes potências . Mais barato do que os motores CC. 	<ul style="list-style-type: none"> . Inversor aumenta custo do sistema e riscos de falhas. . Menos eficiente do que motores CC.
Corrente Contínua <u>com</u> escovas	<ul style="list-style-type: none"> . Simples e eficiente, principalmente para pequenas potências. 	<ul style="list-style-type: none"> . Trocas periódicas das escovas.
Corrente Contínua <u>sem</u> escovas	<ul style="list-style-type: none"> . Mais eficiente. . Pouca manutenção. 	<ul style="list-style-type: none"> . Mecanismo eletrônico aumenta custos e os riscos de falha.

BOMBAS HIDRÁULICAS

“Bombas hidráulicas são máquinas geratrizes cuja finalidade é realizar o deslocamento de um líquido por escoamento. Sendo uma máquina geratriz, ela transforma o trabalho mecânico que recebe para seu funcionamento em energia, que é comunicada ao líquido sob as formas de energia, de pressão e cinética.” (MACINTYRE, 1987) [25]

O modo pelo qual é feita a transformação do trabalho em energia hidráulica e o recurso para cedê-la ao líquido aumentando sua pressão e/ou sua velocidade permitem classificar

as bombas em duas categoria básicas: bombas centrífugas ou turbo-bombas e bombas de deslocamento positivo ou volumétricas.

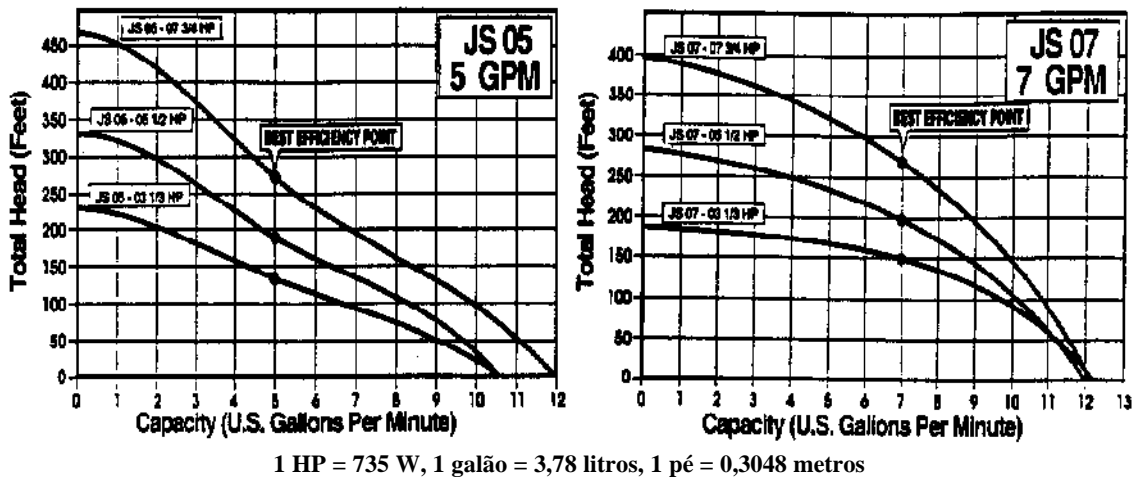
Bombas centrífugas

As bombas centrífugas, possuem um dispositivo rotatório dotado de pás chamado rotor, o qual exerce força sobre o líquido a ser bombeado. Ao contrário do que acontece nas bombas volumétricas, essa força não possui a mesma direção e sentido do movimento do líquido em contato com as pás. A força centrífuga resultante do movimento circular do rotor cria uma zona de maior pressão na periferia deste e, como consequência, ocorre uma zona de baixa pressão na sua parte central (na entrada), produzindo o deslocamento do líquido em direção à saída dos canais do rotor. Observa-se um gradiente hidráulico entre a entrada e a saída da bomba, ocorrendo assim o movimento do líquido do reservatório de cota inferior para a bomba e desta para o reservatório de cota superior. Estas bombas são ainda divididas em bombas “monoestágio” e “multiestágio”, segundo a quantidade de rotores. Ver ilustração na figura 3.8. [25].

As bombas centrífugas são projetadas para alturas de bombeamento e velocidade de rotação do motor bastante restritas. O afastamento do ponto ótimo de funcionamento implica em significativas perdas na eficiência. A figura 3.7 apresenta curvas de rendimento de bombas extraídas de catálogo comercial.

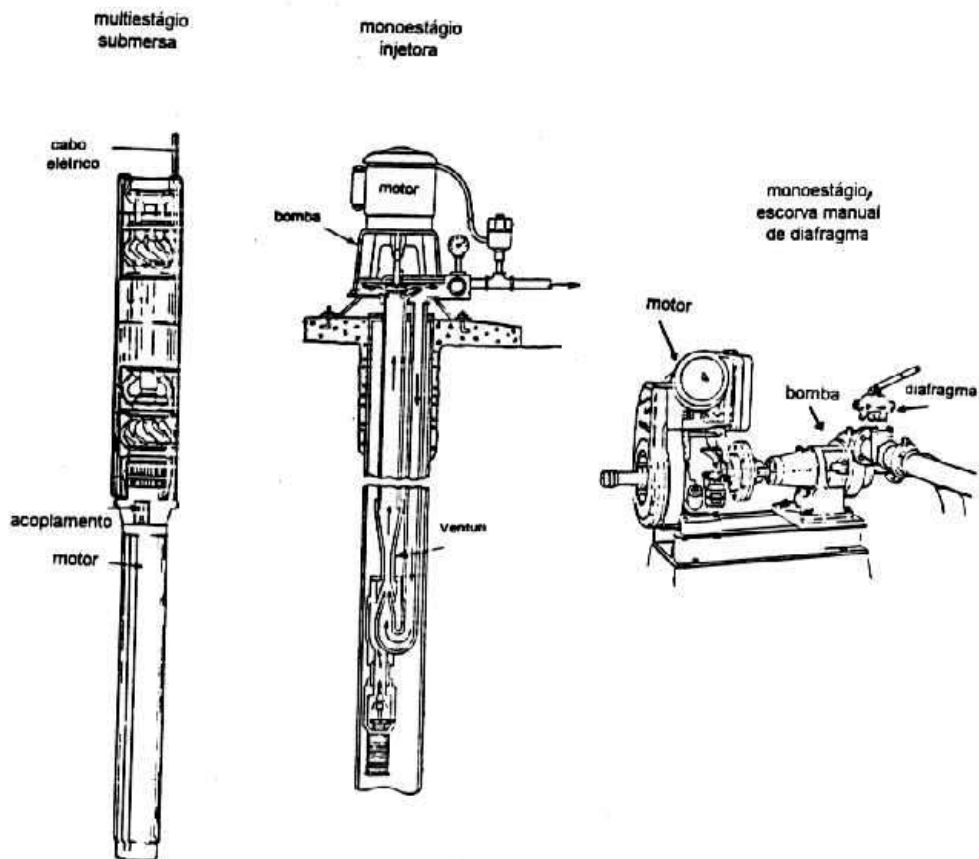
O tipo de mecanismo das bombas centrífugas requer potência de partida do motor próximo do funcionamento normal da bomba. Esta característica é de fundamental importância para sistemas de bombeamento fotovoltaicos, uma vez que não exige uma potência instalada muito acima do necessário para o funcionamento normal do sistema ou até mesmo a necessidade de acumulador específico para o arranque do sistema.

Figura 3.7 Curvas de funcionamento de bombas comerciais.



Fonte: Catálogo comercial.

Figura 3.8 Bombas centrífugas mono e multiestágio.



Fonte: FRAENKEL [6] e MACINTYRE, A [19].

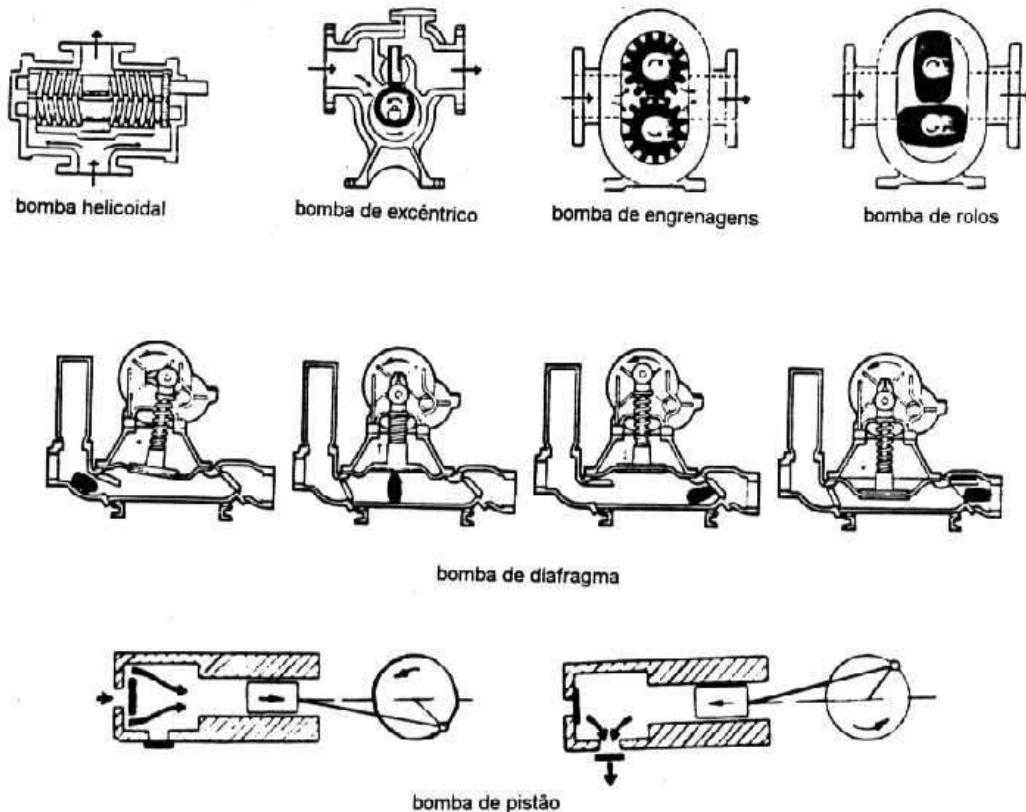
Bombas de deslocamento positivo

A principal diferença deste tipo de bomba da anteriormente mencionada está no percurso do fluido internamente à bomba. Nas bombas de deslocamento positivo o fluido na entrada do sistema tem aproximadamente a mesma direção que no ponto de saída do mesmo. Ver Figura 3.9.

As bombas de deslocamento positivo podem ser do tipo “diafragma”, “pistão” ou ainda “helicoidal”. Nas bombas de deslocamento positivo ocorre uma relação direta entre a descarga e a velocidade do órgão propulsor da bomba.

Em virtude de sua própria mecânica, estas bombas requerem uma maior potência de partida do motor, implicando em um maior dimensionamento da geração ou ainda na necessidade de sistema de acumulação específico para a partida do motor. [25].

Figura 3.9 Esquema de bombas de deslocamento positivo com trajetória da água.



Fonte: FRAENKEL [6] e MACINTYRE, A [19].

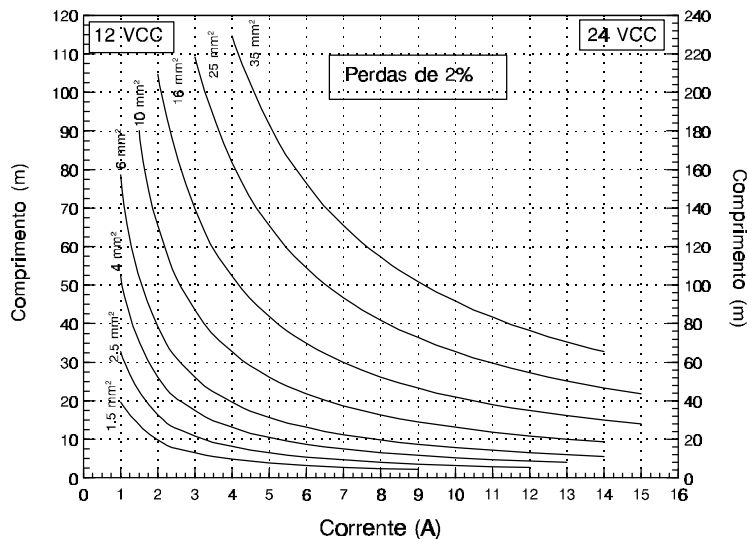
3.1.2.4 Equipamentos complementares

Equipamentos complementares são todos os sistemas de conexão elétrica (fiação) e hidráulica (tubulação), bem como outros dispositivos utilizados no aprimoramento do funcionamento geral como podem ser os mecanismos de *tracking*, acumuladores de água e de energia elétrica, estruturas de suporte dentre outros.

Fiação

Todos os componentes do sistema fotovoltaico devem ser interconectados por materiais e bitolas adequados para cada caso, visando um máximo de segurança e um mínimo de perda de carga. Para a seção do condutor em sistemas de bombeamento fotovoltaicos, recomenda-se que a queda máxima da tensão entre o gerador fotovoltaico e a carga não ultrapasse a 2% da tensão do sistema, ou 1% em qualquer circuito derivado. A figura 3.10 apresenta as seções dos cabos permitidas para quedas de tensão de 2%. [22]

Figura 3.10 Seções permitidas para quedas de tensão de 2%, para sistemas que trabalham em CC 12 e 24 V.



Tubulação

O sistema de condução hidráulica depende do material disponível localmente, tanto do custo como de sua vida útil. O que deve ser levado em consideração para o dimensionamento é que quanto menores as perdas de carga ao longo da tubulação,

menor será o requerimento de energia. Para uma menor perda de carga, deve-se aumentar o diâmetro da mesma e optar por materiais menos rugosos internamente. Existe um ponto ótimo que minimiza o custo do ciclo de vida da instalação. A recomendação em geral é que as perdas de carga não ultrapassem 5% da altura manométrica total do sistema. [22]

Tracking

Mecanismo tipo *Tracking* consiste num sistema mecânico acoplado ao campo fotovoltaico com o fim de que este intercepte o máximo da irradiação emitida ao longo de um dia ou mesmo ao longo de um ano é um seguidor da trajetória do sol. Muito embora proporcione uma maior captação da energia radiante ao longo do tempo, a utilização deste mecanismo não é feita em escala comercial, principalmente pelo custo incremental que acarreta ao sistema, tanto em investimento inicial como em manutenção.

Acumuladores

A utilização de acumuladores é necessária quando a energia é requerida em momentos em que não ocorre a geração simultaneamente. A acumulação pode ser feita sob a forma de energia elétrica, com a utilização de acumuladores eletrolíticos (baterias) ou ainda sob a forma de energia hidráulica em reservatórios, no caso específico dos sistemas de bombeamento.

Entretanto, a acumulação eletrolítica cumpre ainda outras importantes funções. Proporciona uma potência instantânea superior a que o campo fotovoltaico poderia gerar, mesmo nos momentos mais favoráveis, o que é importante para o momento de arranque do motor. Mantém o nível da tensão estável, uma vez que a tensão de saída dos painéis varia com a intensidade da radiação incidente. Tal variação pode não ser adequada ao funcionamento de muitos aparelhos.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico tem estreita relação com o porte do reservatório (ou das baterias) e vice-versa, sendo assim, a conjunção do reservatório com a potência do gerador fotovoltaico, dará a autonomia do sistema, sempre em função da irradiação solar local.

DIMENSIONAMENTO SIMPLIFICADO E AVALIAÇÃO DA COMPETITIVIDADE DE PEQUENOS SISTEMAS DE BOMBEAMENTO DE ÁGUA

Este capítulo apresenta procedimentos de avaliação técnica e econômico-financeira da viabilidade de investimentos em projetos de bombeamento de água em localidades remotas. Tais procedimentos devem ser vistos como contribuições ao processo de decisão, uma vez que outros fatores como os aspectos sociais, ambientais e culturais também devem ser considerados.

Num primeiro momento apresenta-se o resumo da metodologia de dimensionamento escolhida, bem como as figuras de mérito utilizadas na análise econômico-financeira. Na segunda parte são analisados os parâmetros envolvidos e as conseqüências de suas variações no custo final do investimento.

Finalmente são analisados três diferentes sistemas considerados de pequeno porte, determinando a competitividade da tecnologia fotovoltaica frente as demais tecnologias contempladas.

4.1 Metodologia de dimensionamento para as opções consideradas

O dimensionamento de um sistema de bombeamento de água consiste na determinação do tipo e tamanho do sistema que satisfará as necessidades do usuário. Deve-se buscar um correto dimensionamento, não somente para evitar custos desnecessários acarretados por possível sobredimensionamento, ou problemas decorrentes de um

subdimensionamento, mas também, para que a instalação funcione no seu ponto ótimo de trabalho e tenha uma longa vida útil de cada uma de suas partes.

O passo preliminar é definir a demanda de água e as vazões requeridas, limitadas pela capacidade do poço. (Ver ANEXO - I)

O primeiro passo desse processo é feito através de um balanço de energia, isto é, a energia demandada deve ser igual a energia gerada. As formas de calcular este balanço variam basicamente nos parâmetros a serem utilizados e nos critérios a serem adotados como podem ser: confiabilidade de funcionamento do sistema, eficiência do mesmo, custo da energia gerada ou ainda uma relação entre todos os critérios.

Em qualquer sistema energético adotado para solucionar a problemática do fornecimento de água, o processo de dimensionamento começa com o cálculo básico da potência hidráulica (P_H) requerida, para elevar a água a uma certa altura manométrica¹⁹ (H_m), uma determinada vazão (Q_m). Este cálculo é fundamental para a determinação do tipo e tamanho do sistema.

A potência hidráulica pode ser calculada diretamente através da equação 4.1

$$P_H = 2,725 \cdot Q_m \cdot H_m \quad (4.1)$$

P_H - Potência hidráulica (W).

Q_m - Vazão (m³/h).

H_m - Altura manométrica (m).

Sendo altura manométrica (H_m) dada por:

$$H_m = H_V + h_f + h_e \quad (4.2)$$

¹⁹ Altura ou carga manométrica expressa em metros (m) ou ainda em metros de coluna de água (mca).

H_V - Altura vertical (m).

h_f - Perda de carga ao longo da tubulação (m).

h_e - Perda de carga em pontos singulares (m).

A altura vertical (H_V) é a soma das alturas dinâmica (H_{DT}) e do reservatório (H_R).
Ilustração figura 4.1.

$$H_V = H_{DT} + H_R \quad (4.3)$$

As perdas de carga na tubulação (h_f) e nos pontos singulares (h_e) (juntas, curvas, válvulas, etc.) são obtidas nas equações 4.4 e 4.5 respectivamente, ou ainda podem ser utilizados ábacos fornecidos pelas empresas fabricantes dos materiais em questão (ver exemplo na tabela 1 do ANEXO - II a qual apresenta as perdas de carga para vários tipos de tubulações). O fator f da equação 4.4, é determinado através do diagrama de *Moody* encontrado na figura 1 do ANEXO - II, o qual é obtido em função da rugosidade das paredes da tubulação e do número de *Reynolds* que determina as características do regime do fluido. [20]

Sendo as perdas de carga na tubulação (h_f) dada por:

$$h_f = f \cdot \frac{L \cdot V^2}{D \cdot 2g} \quad (4.4)$$

f - Coeficiente de atrito ou perda de carga adimensional.

L - Comprimento da tubulação (m).

D - Diâmetro interno da tubulação (m).

V - Velocidade média do fluido (m/s).

g - Aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

E as perdas de carga nos pontos singulares (h_e) dadas por:

$$h_e = K \frac{V_1^2}{2g} \quad (4.5)$$

K - Coeficiente para o cálculo das perdas singulares.

V - Velocidade média do fluido (m/s).

g - Aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

O coeficiente K é obtido na equação 4.6. (a tabela 3 do ANEXO II apresenta o coeficiente K , para várias conexões)

$$K = \left[1 - \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \right]^2 \quad (4.6)$$

D_1 - Diâmetro inicial.

D_2 - Diâmetro final.

No entanto, sempre que se tenha o resultado do teste de *capacidade do poço* deve-se utilizar na equação 4.1, a altura equivalente (H_{TE}) obtida através da equação 4.7, no lugar da altura manométrica (H_m). A altura equivalente é a altura constante na qual se obtém um certo volume de água diário a um vazão média (Q_m), respeitando a vazão máxima (Q_M) do poço. A vazão máxima é dada pelo teste de *capacidade do poço*, o qual, determina o limite máximo de extração de água em função de sua reposição, ou seja, é determinada pelo regime de reposição do poço. Este cuidado evita que a bomba trabalhe em “seco”, protegendo-a assim do processo de cavitação²⁰ e de sobreaquecimento, além de evitar uma possível desestruturação das paredes de poços sem revestimento.

A altura equivalente (H_{TE}) é dada por:

$$H_{TE} = H_{ST} + H_R + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_M} \right) \cdot Q_m + h_F(Q_m) + h_e(Q_m) \quad (4.7)$$

²⁰ Fenômeno que ocorre quando há uma aspiração excessiva em relação a reposição do fluido, fazendo com que a pressão no interior da tubulação caia abaixo de um certo valor crítico, até o ponto em que converte o líquido em vapor. Quando o vapor entra em uma atmosfera de maior pressão, as borbulhas de gas antes formadas se desfazem bruscamente o que pode vir a produzir danos na estrutura da bomba e das tubulações mais próxima da mesma. [21]

H_{TE} - Altura equivalente (m).

H_{ST} - Altura estática (m).

H_R - Altura do reservatório (m).

H_{DT} - Altura dinâmica (m).

Q_m - Vazão média para obter o volume diário (m^3/h).

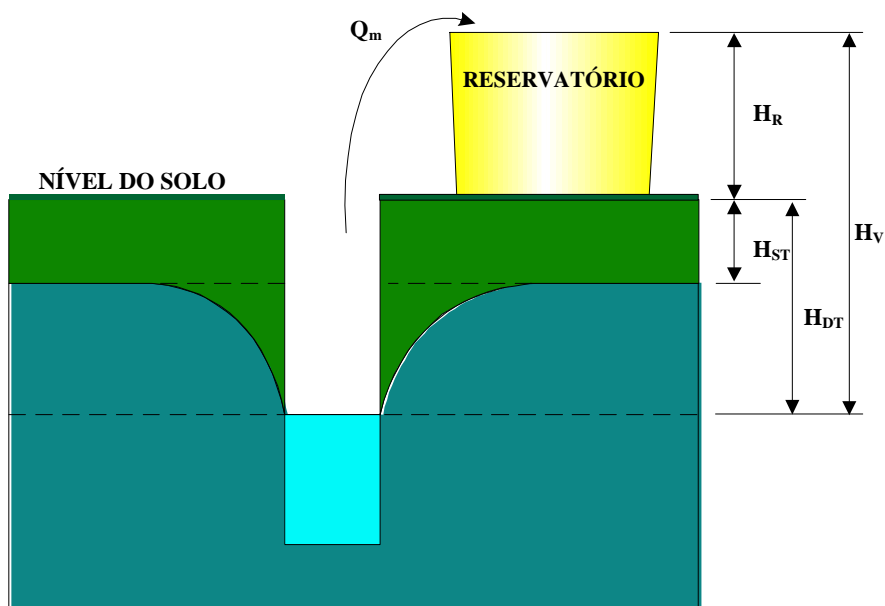
Q_M - Vazão máxima dada pelo teste do poço (m^3/h).

$h_f(Q_m)$ - Perda de carga na tubulação (m).

$h_e(Q_m)$ - Perda de carga nos pontos singulares (m).

Para uma melhor compreensão das equações acima, a figura 4.1 ilustra os principais parâmetros de um poço durante um turno de bombeamento.

Figura 4.1 Parâmetros de um poço ao longo de um turno de bombeamento.



Utilizando-se da equação 4.1, foram construídas as figuras 4.2.a e 4.2.b, as quais representam curvas de *isopotência* hidráulica necessárias para extrair e elevar a uma certa altura, determinada quantidade de água. Os valores apresentados nas figuras mencionadas estão contidos no intervalo que se consideram sistemas pequenos e médios, respectivamente.

Figura 4.2.a Curvas de isotopência hidráulica.

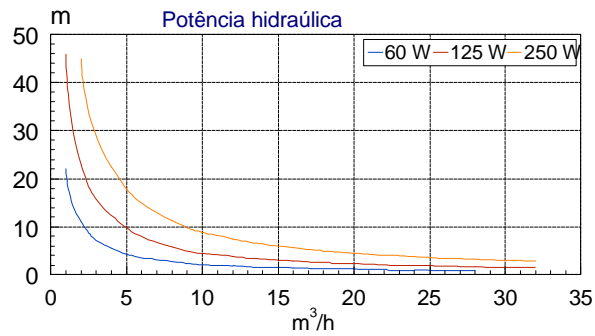
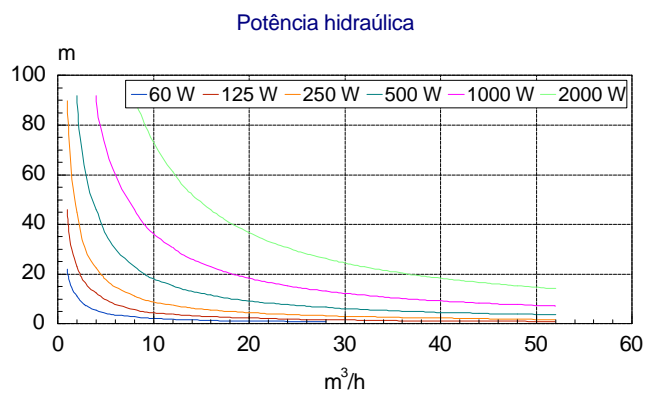


Figura 4.2.b Curvas de isotopência hidráulica.



Também é útil conhecer a energia hidráulica diária necessária para uma determinada demanda de água. Este valor é obtido através da equação 4.8, ou equação 4.9.

$$E_H = g \cdot H_m \cdot r_a \cdot \frac{Q_d}{3600} \quad (4.8)$$

ou

$$E_H = 2,725 \cdot Q_d \cdot H_m \quad (4.9)$$

E_H - Energia hidráulica diária (Wh/dia).

g - Aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

H_m - Altura manométrica (m).

r_a - densidade da água (1.000 kg/m³).

Q_d - Vazão (m³/dia).

Da mesma forma que as figuras 4.2.a e b, as figuras 4.3.a e b, apresentam curvas *isoenergéticas* para diversas quantidades diárias de água bombeada, em função da energia hidráulica requerida e da altura de elevação necessária.

Figura 4.3.a Energia requerida para extrair e elevar água a vazão diária de 0,5 a 2 m³.

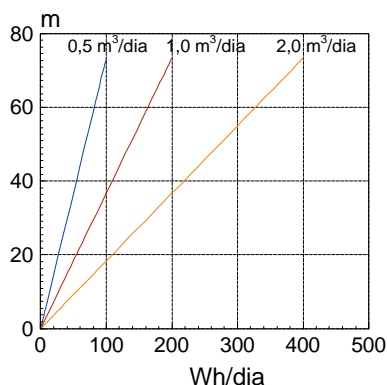
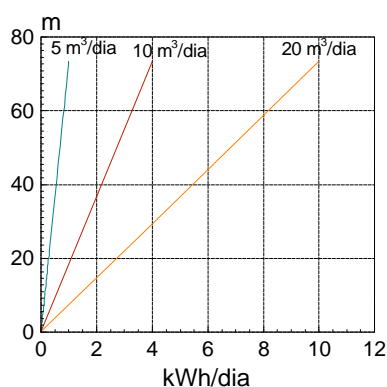


Figura 4.3.b Energia requerida para extrair e elevar água a vazão diária de 5 a 20 m³.



Nas seções seguintes, apresenta-se separadamente a metodologia utilizada para dimensionar os sistemas considerados nesta dissertação. Neste sentido são apresentados os sistemas que operam com energia elétrica convencional, os que operam com energia mecânica à combustão interna e os que operam com energia solar fotovoltaica, respectivamente. O procedimento básico adotado para o dimensionamento, seguiu critérios de simplificação de cálculos para a determinação do balanço energético, de forma a permitir sua fácil utilização como ferramenta de trabalho para pessoal técnico com trabalho direcionado à extensão rural, sem com isto perder a precisão necessária.

Uma vez determinada a potência nominal dos grupos motobomba para cada opção, escolhem-se os tipos e modelos dos mesmos, através da utilização de catálogos comerciais os quais são facilmente acessíveis no mercado especializado. Estes catálogos caracterizam o desempenho de cada modelo, apresentados em forma de tabela ou gráfico, os quais podem ser apreciados no ANEXO - II.

O equipamento a ser escolhido deve ter seu ponto ótimo de funcionamento o mais próximo possível do ponto de trabalho determinado pelo dimensionamento, ou seja, o ponto de trabalho deve estar o mais próximo possível da curva de funcionamento do sistema a ser utilizado. A conjugação destes dois fatores implica em uma maior eficiência de funcionamento do equipamento, bem como num menor desgaste do mesmo.

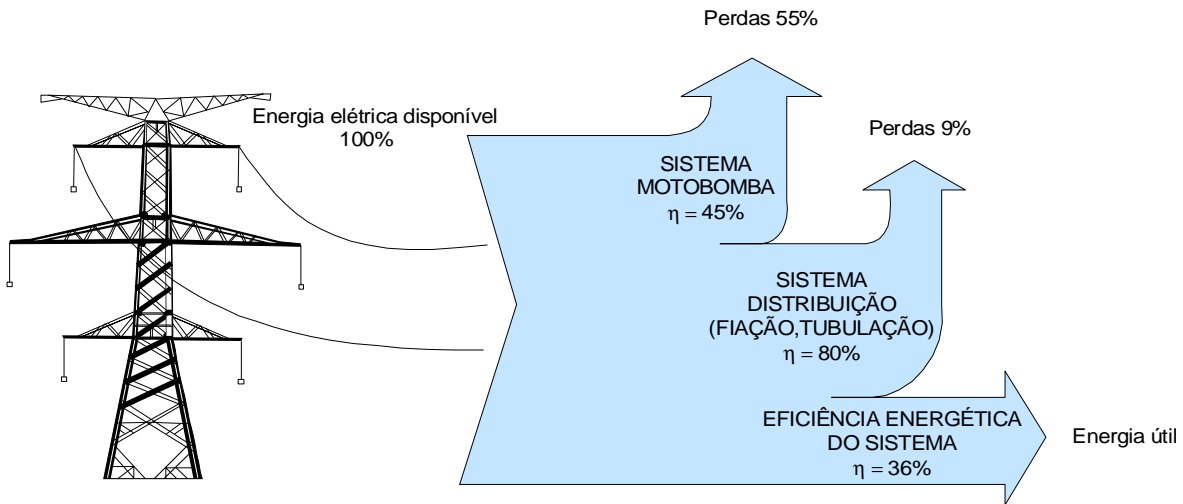
4.1.1 Sistema elétrico convencional

Denomina-se sistema elétrico convencional, o sistema de bombeamento que opera com energia elétrica diretamente da rede de distribuição. Este tipo de sistema é amplamente utilizado e o equipamento é acessível para uma enorme gama de combinações entre a vazão e a altura manométrica. São equipamentos de baixo custo, tendo como custo de operação o adicional por energia (kWh) consumida em função da tarifa elétrica local, que por mais alto que seja, ainda é menor do que os de outras fontes, quando se compara somente com custos de geração, sem incluir externalidades.

Pode de antemão, ser considerado um sistema com baixo custo do ciclo de vida, sempre que houver rede elétrica próxima ao consumo. Uma vez que a rede elétrica tenha que ser construída, os custos totais aumentam sensivelmente e são proporcionais à potência requerida e à distância da rede tronco ao local de consumo. É neste momento que sistemas autônomos de geração de energia para o bombeamento começam a ser competitivos economicamente. Em outras palavras, o grande entrave à maior expansão deste tipo de sistema é justamente o alto custo de construção das redes de distribuição. Atualmente os custos em extensão da rede elétrica rural podem variar entre US\$ 1.500,00 a mais de US\$ 10.000,00 por quilômetro instalado, segundo o tipo de material utilizado, a geografia do lugar e a concessionária em questão. Estes custos são estimados para redes de distribuição em terra firme, quando se trata de cabos submarinos por

exemplo, os custos são consideravelmente mais elevados. Como forma ilustrativa, a figura 4.4 apresenta as eficiências energéticas médias dos mecanismos componentes deste tipo de sistema.

Figura 4.4 Diagrama esquemático de eficiência energética média de um sistema de bombeamento com energia da rede elétrica convencional.



No dimensionamento propriamente dito, potência e energia hidráulicas são dadas pelas equações 4.1, 4.8 e 4.9, enquanto que a potência elétrica necessária na entrada do motor é dada pela equação 4.10.

$$P_{EL} = \frac{2,725 \cdot Q_m \cdot H_m}{h_{MBE}} \quad (4.10)$$

P_{EL} - Potência elétrica (W).

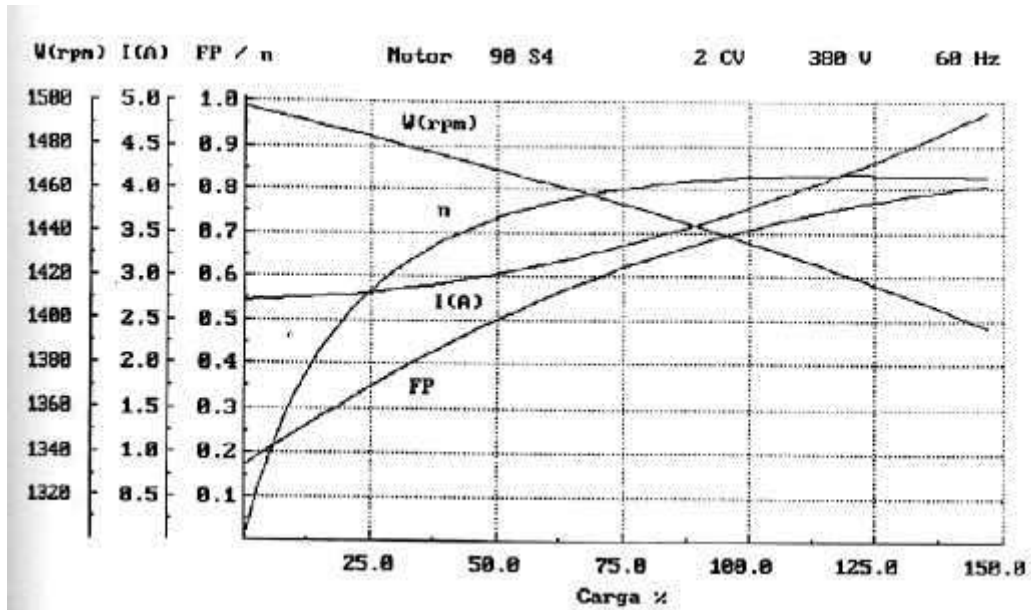
Q_m - Vazão (m^3/h).

H_m - Altura manométrica (m).

h_{MBE} - Eficiência do conjunto motobomba elétrico.

A figura 4.5 apresenta curva física de rendimento de um motor elétrico comercial de alto rendimento.

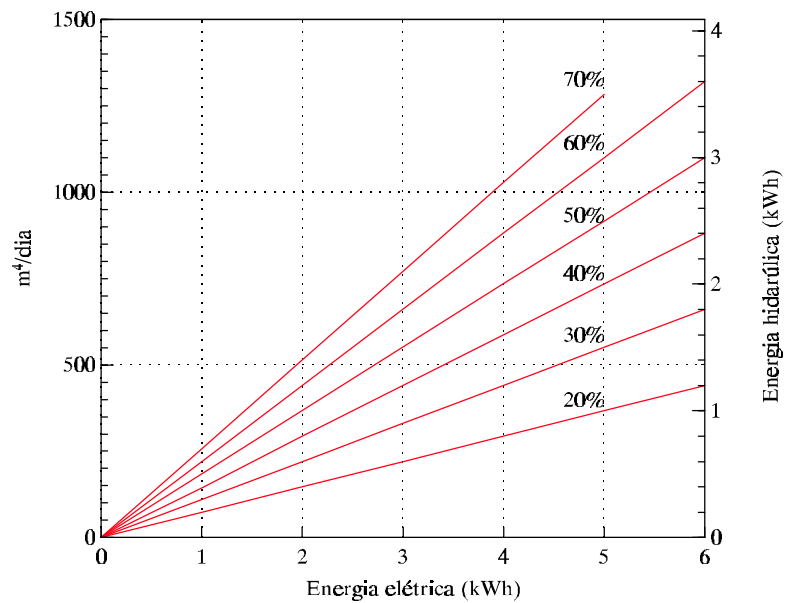
Figura 4.5 Curva típica de rendimento de motor elétrico.



W(rpm)-rotação por minuto, I(A)-corrente, FP-Fator de Potência, η -eficiência.
 fonte: Catálogo comercial EBERLE.

A figura 4.6 ilustra a demanda de energia elétrica em função da vazão e altura manométrica de bombeamento e da eficiência do sistema.

Figura 4.6 Demanda energética segundo a eficiência do sistema.



A partir deste ponto já se pode determinar o equipamento a ser adquirido, com a utilização de catálogos comerciais como proposto anteriormente.

4.1.2 Sistema à combustão interna

Em sistemas de bombeamento à combustão interna, em se tratando especificamente de bombeamento, tem-se a nível comercial basicamente equipamentos a gasolina e a óleo Diesel.

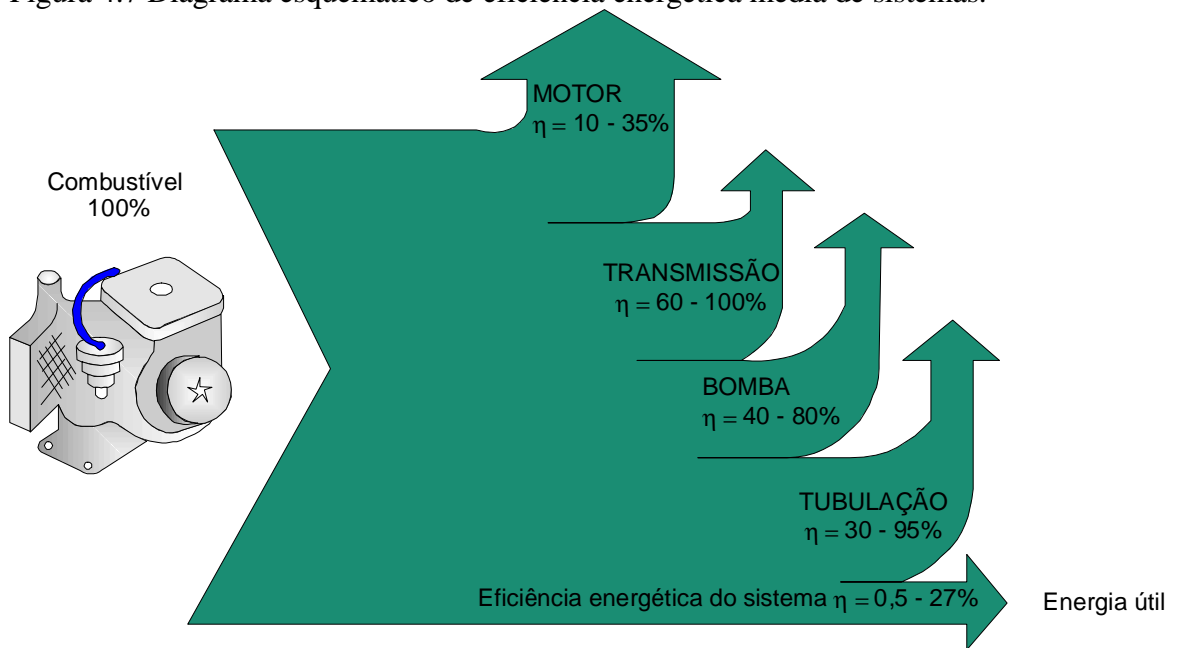
Tais equipamentos apresentam um baixo custo de capital inicial e são utilizados em larga escala em localidades isoladas ao longo de todo o território nacional. Apresentam uma maior necessidade de manutenção que os sistemas elétricos, mas os maiores custos estão embutidos na operação do sistema, ou seja, custos decorrentes do consumo de combustível.

Especificamente no caso brasileiro, uma vez que não se tem uma tarifa única a nível nacional e devido a grande extensão do território, os preços unitários dos combustíveis variam muito, onerando assim o consumidor localizado distante dos centros de distribuição, ou a própria concessionária de energia elétrica, quando esta arca com os custos de transporte do mesmo.

Além disso, pode-se dizer que como regra geral no Brasil, não ocorre um dimensionamento calculado preciso para a compra deste tipo de sistema. É de comum ocorrência que o próprio vendedor do equipamento determine a potência do equipamento, com um mínimo de informação proporcionada pelo comprador o que costuma culminar em um sobredimensionamento dos sistemas como regra geral, aumentando assim os gastos na aquisição dos equipamentos, bem como na operação dos mesmos.

Para um melhor entendimento, a figura 4.7 ilustra rendimentos de sistemas de bombeamento a combustão interna, apresentando números médios para ambos os combustíveis tratados.

Figura 4.7 Diagrama esquemático de eficiência energética média de sistemas.



Fonte: Adaptado de FRAENKEL [6]

A potência hidráulica foi dada anteriormente pela equação 4.1 e a potência mecânica é calculada pela equação 4.11.

$$P_M = \frac{2,725 \cdot Q_m \cdot H_m}{h_{MBC}} \quad (4.11)$$

P_M - Potência mecânica (W).

H_m - Altura manométrica (m).

Q_m - Vazão (m³/h).

h_{MBC} - Eficiência do sistema motobomba a combustão interna.

Uma vez conhecida a potência mecânica (nominal) do grupo motobomba, determina-se o tipo e modelo da mesma utilizando-se de catálogos técnicos proporcionados pelas empresas especializadas.

4.1.3 Sistema solar fotovoltaico

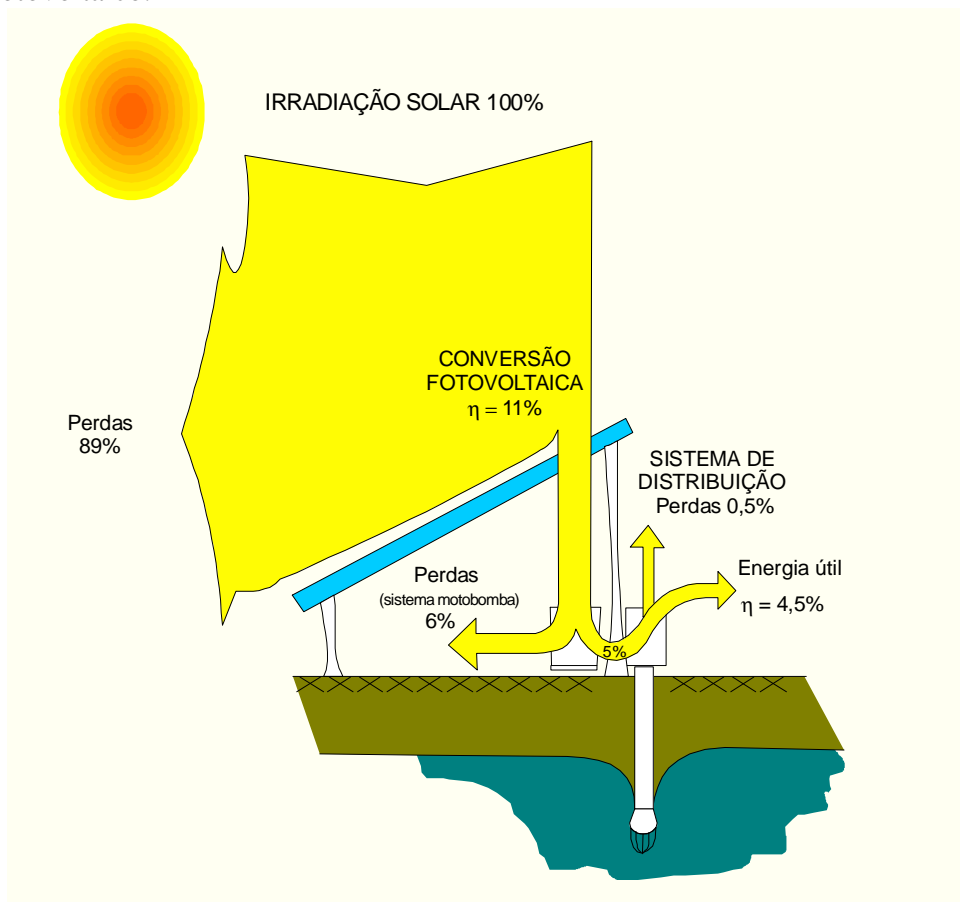
As principais características de um sistema de bombeamento com energia solar fotovoltaica, foco do presente trabalho, são detalhadas no capítulo 3. Sua valiosa contribuição à energização rural dá-se principalmente pela possibilidade de funcionamento em localidades remotas, não dependendo de linhas de distribuição, nem

do suministro de combustível de procedência externa, uma vez que seu combustível (irradiação solar) é acessível de forma gratuita, em maior ou menor medida, em toda a superfície terrestre.

Entretanto, apesar de sua característica de independência em termos de aporte de combustível e sendo o recurso solar gratuito, para que a energia radiante seja acessível em forma de energia elétrica e produza trabalho, deve haver o elemento conversor (célula fotovoltaica), o qual, como já mencionado anteriormente, ainda apresenta elevado preço de mercado. Assim sendo, há a necessidade de que o dimensionamento seja preciso, uma vez que a unidade de conversão fotovoltaica é a parte mais onerosa de todo o sistema.

A figura 4.8 ilustra esquematicamente os rendimentos nos diferentes estágios de um sistema de bombeamento a energia solar fotovoltaica.

Figura 4.8 Diagrama esquemático de eficiência média de um sistema de bombeamento solar fotovoltaico.



Fonte: Modificado de FRAENKEL [6]

A precisão do dimensionamento deve ocorrer, não somente na determinação correta da potência necessária (equação 4.12), mas em grande medida, na determinação da radiação disponível no local, em função do melhor ângulo de inclinação dos coletores (equação 4.22), para que haja uma otimização da energia ao longo do ano e em relação a sua demanda. Tais determinações são vistas seguir.

Para a determinação da potência elétrica (P_{EL}) do sistema de bombeamento, faz-se uso da vazão (Q_m) que satisfaça as necessidades diárias, das eficiências (\mathbf{h}) dos mecanismos envolvidos e da altura manométrica (H_m) ou altura manométrica equivalente (H_{TE}). A potência elétrica de um sistema é expressa pela equação 4.12.

$$P_{EL} = \frac{2,725 \cdot Q_m \cdot H_m}{\mathbf{h}_{MB-PV}} \quad (4.12)$$

P_{EL} - Potência elétrica (W).

Q_m - Vazão (m³/h).

H_m - Altura manométrica ou m).

\mathbf{h}_{MB-PV} - Eficiência do grupo motobomba fotovoltaico.

Tendo-se o teste de capacidade do poço, pode-se utilizar a altura equivalente (H_{TE}) determinada pela equação 4.7, repetida a continuação da equação 4.13, no lugar da altura manométrica (H_m).

A potência elétrica de um sistema fotovoltaico formado por um gerador (módulo fotovoltaico) e um inversor pode ser expressa pela equação (4.13).

$$P_{EL-PV} = P_{NOM} \cdot \frac{G_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b})}{G_{REF}} \cdot \mathbf{h}_G \cdot \mathbf{h}_I \quad \text{ou} \quad P_{NOM} = \frac{P_{EL-PV}}{G_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) \cdot \mathbf{h}_G \cdot \mathbf{h}_I} \quad (4.13)$$

P_{EL-PV} - Potência elétrica do equipamento fotovoltaico (W).

P_{NOM} - Potência dos módulos fotovoltaicos (Wp). A potência nominal é determinada nas Condições Padrão de Medida (CPM), dadas por uma irradiância de 1.000 W/m^2 , a uma temperatura de célula de 25°C .

$G_{dm}(\mathbf{g}\mathbf{b})$ - Irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico²¹ (W/m^2), equação 4.22.

G_{REF} - Irradiância de referência em CPM (W/m^2).

h_G - Eficiência do gerador fotovoltaico.

h_I - Eficiência do inversor.

Com a finalidade de facilitar o entendimento das equações, repete-se aqui equação 4.7.

$$H_{TE} = H_{ST} + H_R + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_M} \right) \cdot Q_m + h_F(Q_m) + h_e(Q_m) \quad (4.7)$$

H_{TE} - Altura equivalente (m).

H_{ST} - Altura estática (m).

H_R - Altura do reservatório (m).

H_{DT} - Altura dinâmica (m).

Q_m - Vazão média para obter o volume diário (m^3/h), $Q_m @ Q_h$.

Q_M - Vazão máxima dada pelo teste do poço (m^3/h).

$h_F(Q_m)$ - Perda de carga na tubulação (m).

$h_e(Q_m)$ - Perda de carga nos pontos singulares (m).

No processo de bombeamento, a água tende a baixar de nível e, conseqüentemente, quanto maior a vazão, maior será o descenso da água e maior será a altura dinâmica (H_{DT}). Tendo em vista que a irradiação solar varia ao longo do dia, a potência, a altura manométrica (H_m) e a vazão média (Q_m), variam também com o tempo. Sendo assim, a vazão média (m^3/h) é dada pela seguinte equação:

$$Q_m = 0,4 \cdot Q_d \cdot \frac{G_{REF}}{G_{dm}} \quad (4.14)$$

²¹ Ver seção 4.1.3.1.

Q_m - Vazão média (m³/h).

Q_d - Vazão diária (m³/d).

G_{REF} - Irradiância de referência nas Condições Padrão de Medida=1.000 W/m².

$G_{dm}(\mathbf{g}\mathbf{b})$ - Irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico (W/m²), equação 4.22.

Onde a vazão diária é dada pela seguinte equação:

$$Q_d = \int_{dia} \frac{P_{NOM} \cdot G_{dm}(t) \cdot \mathbf{h}_G(G_{dm}) \cdot \mathbf{h}_{MBI}(G_{dm}, H_m)}{2,725 \cdot G_{REF} \cdot H_m(G_{dm})} dt \quad (4.15)$$

Q_d - Vazão diária (m³/d).

P_{NOM} - Potência nominal (Wp).

$G_{dm}(\mathbf{g}\mathbf{b})$ - Irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico (W/m²), equação 4.22.

G_{REF} - Irradiância de referência nas Condições Padrão de Medida=1.000 W/m².

H_m - Altura manométrica (m).

Tendo em vista que a resolução da equação acima é complexa, para fins de dimensionamento pode-se definir a altura equivalente (H_{TE}) como uma altura constante que proporcionaria o mesmo volume diário bombeado, ou seja:

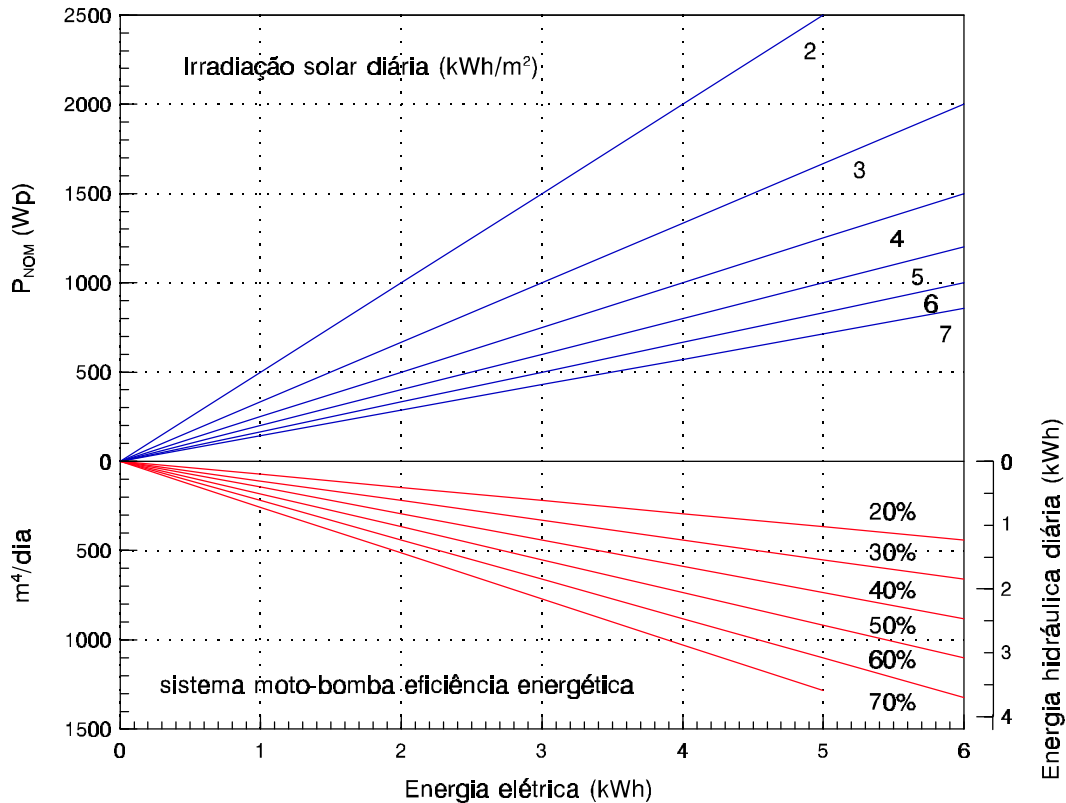
$$Q_d = \frac{P_{NOM}}{2,725 \cdot G_{REF} \cdot H_{TE}} \int_{dia} G_{dm}(t) \cdot \mathbf{h}_G(G_{dm}) \cdot \mathbf{h}_{MBI}(G_{dm}) dt \quad (4.16)$$

Somente a partir da quantificação da disponibilidade média diária mensal de energia local e desta ao longo do ano, executa-se, em função de sua demanda, o dimensionamento do sistema fotovoltaico propriamente dito.

A figura 4.9 ilustra a demanda em termos de Wp, segundo a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. Ela pode ser utilizada como um ábaco de dimensionamento para uma primeira aproximação da determinação da potência nominal. Para uma demanda de “X” m⁴/dia localizada no eixo da esquerda, encontra-se a energia hidráulica necessária no eixo da direita, indo-se às linhas vermelhas de eficiência do grupo motobomba e

descendo-se ao eixo horizontal, obtém-se a energia elétrica necessária. A partir desta, sobe-se até as linhas azuis de irradiação solar no plano dos módulos, e desta indo-se ao eixo da esquerda, determina-se a potência nominal do sistema.

Figura 4.9 Demanda em Watt pico, segundo a eficiência do sistema.



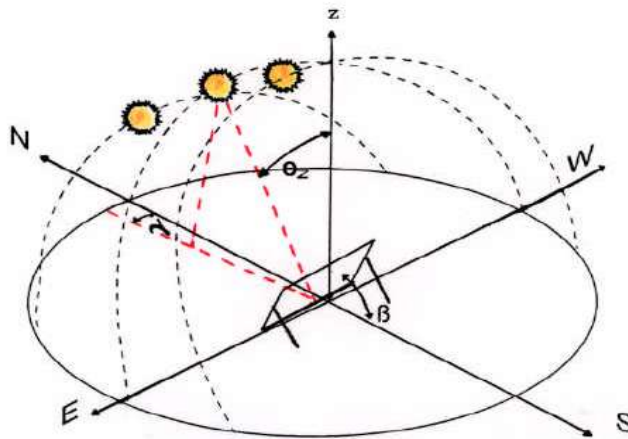
A energia solar captada por uma superfície varia em função de inúmeros parâmetros como a orientação da superfície em relação ao sol, a hora do dia, o dia do ano, a latitude e as condições atmosféricas. Para uma maior captação da irradiação solar, os coletores devem ter uma certa orientação em relação ao azimute γ^{22} do local e uma certa inclinação b^{23} , em relação a horizontal (ver figura 4.20). Esta inclinação em geral se reduz proporcionalmente à latitude do local de tal forma que para pequenas latitudes a melhor inclinação pode ser até mesmo de 0° (zero) graus²⁴.

²² Ângulo entre a projeção da normal à superfície do coletor no plano horizontal e o meridiano local, sendo 0° para o sul, 180° para o norte e leste positivo, oeste negativo. ($-180^\circ \leq g \leq 180^\circ$).

²³ Ângulo entre a superfície em questão (neste caso o coletor) e a horizontal.

²⁴ Mesmo que a inclinação ideal seja de 0° graus, é aconselhável na prática uma inclinação mínima de 5° graus para evitar acúmulo de material sólido na superfície do coletor.

Figura 4.10 Parâmetros utilizados na determinação da radiação no plano do coletor.



A irradiação incidente no plano do coletor $G_{dm}(\mathbf{g}\mathbf{b})$ a partir da irradiação incidente no plano horizontal $G_{dm}(0)$ do local, foi determinada utilizando-se da metodologia descrita a seguir.

Para uma melhor compreensão dos cálculos, apresenta-se no Anexo - III, um pequeno glossário dos principais termos relacionados à irradiação no plano inclinado.

4.1.3.1 Irradiação solar global incidente no plano do coletor

Para a determinação do ângulo que otimiza a irradiação local em função da demanda energética, utilizou-se a metodologia simplificada proposta pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri, a qual está acessível no *Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica*²⁵. Esta metodologia propõe cálculos de fácil execução, sendo acessíveis também aos técnicos que trabalham em extensão rural e que não tem acesso a grandes recursos informáticos em termos de *software* ou banco de dados, para a execução dos mesmos e, além disso, não compromete a precisão necessária no dimensionamento de sistemas de bombeamento. [14]

²⁵ COMISSIÓN EUROPEA DG XII, *Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica*, 1996. [14]

O modelo proposto trabalha com a suposição de que a irradiância direta tem um comportamento similar à extraterrestre e que a irradiância difusa é isotrópica, considerando que o erro associado à estas suposições não é importante, especialmente para pequenos valores do ângulo de inclinação ($\beta < 40^\circ$).

O mencionado manual contém também “ferramentas” úteis tais como, tabelas que determinam perdas de carga ao longo das tubulações e coeficientes necessários para a simplificação dos cálculos. Portanto, ao apresentar resumidamente a metodologia, inclui-se algumas das tabelas utilizadas para a simplificação dos cálculos, as quais podem ser encontradas ao longo deste capítulo.

A seguir enumeram-se os passos propostos para o cálculo da irradiação solar global incidente no plano do coletor. Faz-se aqui uma observação em relação à simbologia utilizada para a representação do azimute ou ângulo azimutal. A metodologia utilizada representa-o com o símbolo α (alfa), entretanto decidiu-se adotar a símbolo γ (gama), de acordo com a Nomenclatura Internacional para Sistemas Solares Fotovoltaicos e da Associação Brasileira de Normas Técnicas registrada no INMETRO como NBR 10899, sob o título de Conversão Fotovoltaica de Energia Solar (Terminologia). [22]

A metodologia proposta parte do princípio que se tenha definido a irradiação global diária média mensal na superfície horizontal $G_{dm}(0)$ para o local em questão. Na falta deste dado, deve-se utilizar dados de outra localidade que tenha algumas características como latitude e vegetação similares. Para o presente trabalho utilizou-se a Base de Dados Internacional H-World, editada pelo *Centro de Estudios de la Energia Solar* (CENSOLAR). [23]

1- Os valores médios mensais da irradiação global diária na horizontal $G_{dm}(0)$, ($kWh/m^2.dia$), são os dados solarimétricos do local, obtidos através de série histórica medida no local do evento ou em localidades com características similares.

2- Os valores médios mensais da irradiação diária horizontal no topo da atmosfera $B_{odm}(0)$, ($Wh/m^2.dia$), são constantes de um ano a outro, e são obtidos nas tabelas 4.1.a e 4.1.b, para o hemisfério sul e norte, respectivamente.

Tabela 4.1.a Irradiação solar média mensal extraterrestre diária horizontal para o hemisfério sul.

Irradiação solar média mensal extraterrestre ²⁶ diária horizontal $B_{odm}(0)$												
Hemisfério Sul - (Wh/m ² dia)												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0°	10065	10437	10549	10215	9659	9286	9399	9878	10316	10393	10128	9912
5°	10570	10729	10561	9934	9172	8708	8860	9505	10204	10570	10561	10466
10°	11005	10943	10492	9581	8626	8078	8267	9065	10015	10668	10921	10953
15°	11369	11077	10343	9157	8023	7400	7622	8561	9749	10686	11207	11372
20°	11659	11133	10116	8666	7368	6681	6932	7998	9409	10625	11417	11720
25°	11875	11108	9812	8112	6668	5927	6203	7379	8998	10485	11551	11996
30°	12017	11005	9434	7499	5929	5146	5442	6710	8519	10268	11609	12199
35°	12085	10824	8983	6833	5159	4347	4656	5997	7976	9976	11592	12333
40°	12083	10569	8465	6119	4365	3540	3857	5248	7372	9611	11504	12399
45°	12017	1024	7882	5364	3559	2738	3055	4469	6712	9177	11348	12404
50°	11896	9852	7240	4575	2751	1957	2264	3670	6002	8678	11132	12359
55°	11734	9402	6543	3760	1959	1219	1504	2862	5247	8120	10868	12283
60°	11559	8904	5797	2930	1203	564	806	2058	4453	7511	10575	12210
65°	11431	8377	5007	2097	533	76	230	1282	3628	6860	10290	12225
70°	11569	7853	4181	1283	44	0	0	574	2777	6183	10111	12586
75°	11892	7422	3325	532	0	0	0	45	1911	5512	10321	12938
80°	12125	7427	2451	4	0	0	0	0	1044	4950	10523	13191
85°	12265	7513	1586	0	0	0	0	0	227	4913	10644	13343
90°	12312	7542	1182	0	0	0	0	0	0	4932	10685	13394

Fonte: *Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica*. APAS 94 *Energías Renovables*, 1996.[14]

²⁶ No topo da atmosfera.

Tabela 4.1.b. Irradiação solar média mensal extraterrestre diária horizontal para o hemisfério norte.

Irradiação solar média mensal extraterrestre ¹² diária horizontal $B_{odm}(0)$												
Hemisfério Norte - (Wh/m ² dia)												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0°	10065	10437	10549	10215	9659	9286	9399	9878	10316	10393	10128	9912
5°	9497	10072	10458	10419	10078	9804	9874	10179	10350	10140	9630	9299
10°	8867	9633	10287	10547	10431	10262	10287	10407	10305	9811	9066	8268
15°	8183	9125	10038	10597	10713	10656	10634	10562	10183	9409	8441	7906
20°	7449	8553	9712	10569	10923	10984	10911	10641	9982	8938	7763	7139
25°	6672	7921	9313	10464	11061	11244	11120	10646	9706	88401	7035	6335
30°	5861	7234	8843	10281	11127	11436	11259	10575	9357	7802	6267	5502
35°	5023	6498	8305	10025	11121	11563	11329	10431	8936	7147	5464	4650
40°	4169	5721	7705	9696	11047	11627	11335	10217	8449	6441	4636	3789
45°	3311	4910	7047	9299	10909	11634	11281	9935	7897	5690	3793	2933
50°	2464	4074	6335	8838	10714	11594	11176	9592	7285	4900	2947	2099
55°	1649	3224	5575	8319	10474	11525	11034	9194	6619	4081	2116	1311
60°	897	2373	4773	7749	10208	11459	10881	8753	5904	3240	1322	610
65°	271	1542	3936	7141	9954	11478	10774	8289	5146	2390	607	86
70°	0	766	3070	6513	9812	11822	10933	7838	4351	1548	71	0
75°	0	137	2184	5907	10041	12152	11238	7512	3529	748	0	0
80°	0	0	1288	5484	10237	12389	11457	7613	2694	93	0	0
85°	0	0	408	5544	10355	12532	11590	7701	1896	0	0	0
90°	0	0	0	5565	10395	12580	11634	7730	1675	0	0	0

Fonte: *Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica. APAS 94 Energías Renovables*, 1996.[14]

3- Índice de claridade K_{tm} , é o parâmetro representativo da atenuação que sofre a radiação solar ao atravessar a atmosfera.

$$K_{tm} = \frac{G_{dm}(0)}{B_{odm}(0)} \quad (4.17)$$

4- A fração difusa da irradiação global no plano horizontal K_{dm} , é, como o próprio nome sugere, a quantidade de irradiação difusa contida na irradiação global, tendo em vista a evidência de sua relação com o índice de claridade. Para as correlações entre médias mensais, é aconselhável utilizar a expressão empírica obtida por PAGE [24] porque proporciona bons resultados e é de simples utilização. (equação 4.18)

$$K_{dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} = 1 - 1,13 \cdot K_{im} \quad (4.18)$$

5- A determinação dos ângulos apropriados da superfície do coletor em relação ao azimute g e a inclinação b , dependem da distribuição da oferta em relação à demanda de energia ao longo do ano. Com frequência se deseja maximizar a quantidade de energia em um determinado período, que apresenta maior demanda. De outra forma, se as necessidades de água são constantes ao longo do ano, e se a altura total de bombeamento permanece constante, o mês pior é o que tem menor índice de irradiação $G_{dm}(0)$, e é com este dado que devem ser feitos os cálculos.

Tendo em vista o exposto, os critérios propostos pela metodologia são os seguintes:

- Para sistemas localizados no hemisfério sul, os coletores são orientados ao norte, enquanto que para sistemas localizados no hemisfério norte, os coletores são orientados ao sul, ou seja $g = 0^\circ$.
- Entretanto, quando o valor absoluto da latitude f do lugar é inferior ao valor absoluto da declinação δ^{27} média do mês dos cálculos em questão e, além disso, ambos os ângulos tem o mesmo sinal, convém que o azimute seja $g=180^\circ$. A tabela 4.3 apresenta os valores da declinação δ média para os doze meses do ano.

Tabela 4.2 Declinações médias mensais ao longo do ano.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
δ												
Med	-20.84	-13.22	-2.4	9.46	18.78	23.04	21.11	13.28	1.97	-9.84	-19,02	-23.1

Fonte: *Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica*. APAS 94 *Energías Renovables*, 1996.[14]

- Em relação ao valor ótimo do ângulo b , uma primeira aproximação para maximizar a irradiação global (equação 4.22) consiste em supor que o melhor ângulo é aquele que maximiza a irradiação direta captada ou seja, o fator R_B da equação 4.19. Devido a

²⁷ Posição angular do sol ao meio dia com respeito ao plano do equador, sendo negativo ao sul e positivo ao norte. $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$.

que o cálculo deste fator é uma tarefa laboriosa, o manual tratado aqui apresenta os valores de R_B já tabulado (tabelas 4.4.a-4.4.l), em função da latitude ϕ e do ângulo de inclinação \mathbf{b} , para cada mês do ano e para ambos hemisférios terrestre. Os valores apresentados em negrito correspondem ao R_B máximo para cada latitude (para o hemisfério sul a latitude deve ser negativa), sendo a partir daí imediato encontrar o ângulo de inclinação que maximiza a radiação direta. Vê-se que para pequenas latitudes, em particular quando $|\phi| < |\delta_{MED}|$ (e quando ambos tem o mesmo sinal), a inclinação ótima aparece com o sinal, como já foi visto na eleição do ângulo azimutal γ sob as mesmas circunstâncias.²⁸

- A regra anterior que assume uma menor contribuição da irradiação difusa e do albedo²⁹ em relação a irradiação direta, pode ter exceções se \mathbf{b} é menor do que 40° . Neste caso convém calcular também a equação 4.22 para uma inclinação inferior em 10° a que maximiza R_B e eleger o valor correspondente ao máximo $G_{dm}(\gamma, \mathbf{b})$.

No referido manual é mencionado que a sensibilidade da energia anual captada em relação aos ângulos γ e \mathbf{b} é relativamente pequena, as perdas são menores do que 1% para cada grau fora do ângulo ótimo. No entanto, no dimensionamento de sistemas de bombeamento, o bom funcionamento dos mesmos não é comumente medido considerando a maximização da energia ao longo de um ano e sim a obtida no período de maior demanda, por este motivo, é imprescindível a correta determinação dos ângulos nos quais devem estar orientados os coletores.

6- Para calcular a irradiação global sobre uma superfície inclinada $G_{dm}(\gamma, \mathbf{b})$, é necessário decompô-la nas suas componentes de irradiação direta $B_{dm}(\gamma, \mathbf{b})$, irradiação difusa $D_{dm}(\gamma, \mathbf{b})$ e albedo $R_{dm}(\gamma, \mathbf{b})$, empregando as equações dadas a seguir:

$$B_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) = G_{dm}(0) \cdot (1 - K_{dm}) \cdot R_B \quad (4.19)$$

²⁸ A definição dos ângulos \mathbf{g} e \mathbf{b} leva em conta o fato de que a superfície formada por $\mathbf{g}=0^\circ$ para um determinado \mathbf{b} , coincide com a formada para $\mathbf{g}=180^\circ$ e o mesmo \mathbf{b} , mudando o sinal, ou seja: $(0^\circ, \mathbf{b})$ e $(180^\circ, -\mathbf{b})$.

²⁹ Irradiação refletida pelo solo. É tão mais importante quanto maior for \mathbf{b} .

O fator R_B da equação é calculado em função da latitude ϕ e do ângulo de inclinação β , disponível nas tabelas 4.4.a-4.4.l no final desta seção .

$$D_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) = \frac{1 + \cos \mathbf{b}}{2} \cdot G_{dm}(0) \cdot K_{dm} \quad (4.20)$$

$$R_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) = \frac{1 - \cos \mathbf{b}}{2} \cdot \mathbf{r} \cdot G_{dm}(0) \quad (4.21)$$

O coeficiente de refletividade \mathbf{r}^{30} dos arredores é dado na tabela 4.3 para alguns tipos de cobertura do terreno. Na falta dessa informação costuma-se adotar $\mathbf{r} = 0,2$.

Uma vez calculados todos os parâmetros expostos, pode-se finalmente determinar a irradiação global diária média mensal no plano do coletor $G_{dm}(\gamma, \mathbf{b})$.

$$G_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) = B_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) + D_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) + R_{dm}(\mathbf{g}, \mathbf{b}) \quad (4.22)$$

Tabela 4.3 Índices de refletividade para diferentes tipos de cobertura do solo.

Valores médios de refletividade \mathbf{r} em função da cobertura do terreno	
Cobertura do terreno	Refletividade \mathbf{r}
Oceano	0,05
Campo	0,07
Solo	0,08
Campo verde	0,12-0,25
Arbustos secos	0,20
Concreto envelhecido	0,24
Concreto recente	0,32
Neve fresca	0,87
Neve envelhecida	0,50
Pintura branca	0,80-0,88
Madeira	0,25-0,30
Rocha	0,10-0,45
Pintura cinza	0,35
Placas metálicas	0,65-0,80

Fonte: MONEGÓN, *Engineering Desing handbook for Stand Alone Photovoltaic Systems*, report n°. M108 (1980).[25]

³⁰ Coeficiente de refletividade do solo é dado em função do tipo de cobertura do terreno.

De posse dos dados obtidos na equação 4.18, calcula-se a equação 4.12, a fim de obter-se a potência necessária do sistema. Após esta determinação, utiliza-se ferramenta gráfica proporcionada pelos próprios fabricantes dos grupos motobombas para a definição do tipo e modelo mais indicado a ser adotado, segundo as curvas de desempenho do equipamento comercial (exemplo no ANEXO - II)

O comportamento de uma bomba fotovoltaica é determinado não só pela irradiação total diária incidente, mas também por sua distribuição ao longo do dia, e também em função da temperatura ambiente. Por este motivo, as informações proporcionadas pelos fabricantes deste tipo de equipamento, são baseadas em um *dia solar padrão* de 11 horas de duração, e temperatura ambiente de 30° C. A figura 4.11 ilustra a distribuição da irradiação em um dia nublado e em um dia com um máximo de claridade.

Figura 4.11 Distribuição da irradiação solar ao longo de um dia nublado e de um dia limpo.

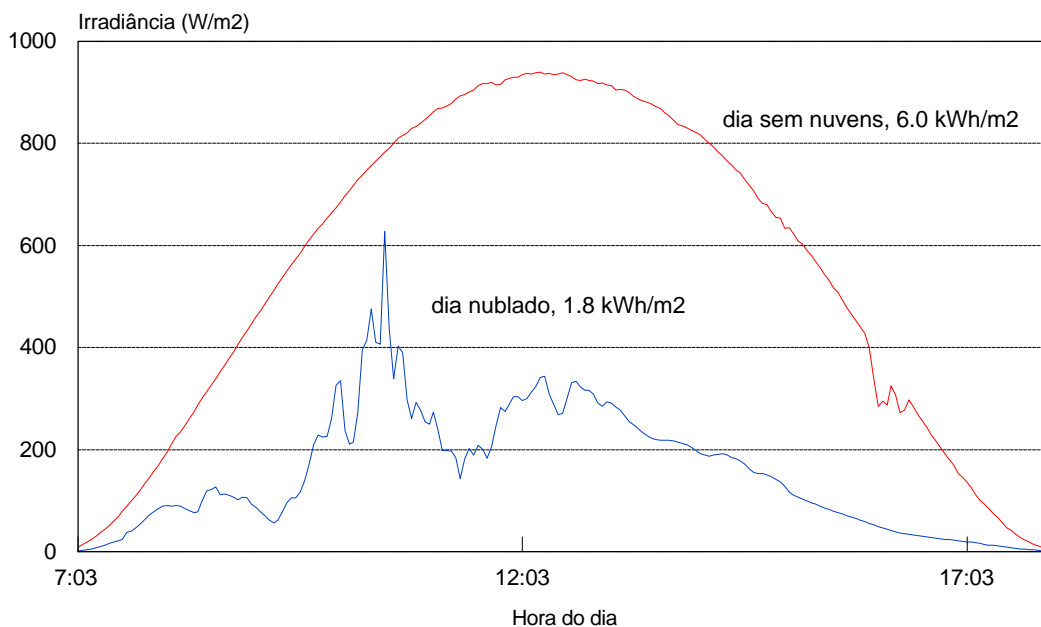


Tabela 4.4.a

<i>Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Janeiro (H. Norte) e Julho (H. Sul).</i>											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$ $\phi(^{\circ}) \downarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
0	0,59	0,74	0,88	1,09	1,14	1,17	1,15	1,10	1,02	0,91	0,76
5	0,54	0,71	0,86	1,11	1,18	1,22	1,22	1,19	1,11	1,01	0,87
10	0,48	0,67	0,84	1,13	1,23	1,28	1,30	1,28	1,22	1,13	1,00
15	0,41	0,62	0,82	1,15	1,27	1,35	1,39	1,39	1,35	1,26	1,14
20	0,34	0,57	0,79	1,18	1,33	1,44	1,50	1,52	1,49	1,42	1,30
25	0,26	0,50	0,76	1,22	1,40	1,54	1,63	1,67	1,66	1,60	1,50
30	0,16	0,43	0,72	1,26	1,48	1,66	1,79	1,86	1,87	1,83	1,74
35	0,06	0,34	0,67	1,31	1,59	1,81	1,98	2,10	2,14	2,12	2,04
40	-	0,23	0,60	1,39	1,73	2,02	2,25	2,41	2,50	2,51	2,45
45	-	0,09	0,51	1,49	1,93	2,31	2,62	2,86	3,00	3,06	3,02
50	-	-	0,38	1,64	2,23	2,75	3,19	3,54	3,77	3,89	3,89
55	-	-	0,19	1,90	2,75	3,51	4,17	4,70	5,09	5,32	5,39
60	-	-	-	2,46	3,85	5,13	6,24	7,17	7,88	8,35	8,56

 β - ângulo de inclinação, ϕ - latitude.

Tabela 4.4.b

<i>Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Fevereiro (H. Norte) e Agosto (H. Sul).</i>											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$ $\phi(^{\circ}) \downarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
0	0,69	0,82	0,92	1,05	1,07	1,05	1,01	0,93	0,82	0,69	0,54
5	0,64	0,78	0,90	1,07	1,10	1,10	1,07	1,00	0,91	0,78	0,64
10	0,59	0,75	0,89	1,08	1,14	1,15	1,14	1,08	1,00	0,88	0,74
15	0,53	0,71	0,87	1,10	1,18	1,21	1,21	1,17	1,10	0,99	0,85
20	0,47	0,66	0,84	1,13	1,22	1,28	1,29	1,27	1,21	1,11	0,98
25	0,40	0,61	0,82	1,15	1,27	1,35	1,39	1,39	1,34	1,26	1,13
30	0,32	0,56	0,79	1,18	1,33	1,44	1,50	1,52	1,49	1,42	1,30
35	0,23	0,49	0,75	1,22	1,40	1,54	1,64	1,68	1,68	1,62	1,51
40	0,13	0,41	0,71	1,27	1,49	1,68	1,81	1,88	1,90	1,86	1,77
45	0,02	0,30	0,65	1,33	1,61	1,85	2,03	2,14	2,20	2,18	2,10
50	-	0,18	0,57	1,40	1,77	2,08	2,32	2,50	2,60	2,18	2,56
55	-	0,03	0,47	1,49	2,00	2,42	2,76	3,02	3,19	2,62	3,23
60	-	-	0,31	1,61	2,38	2,96	3,46	3,86	4,13	3,26	4,31

Tabela 4.4.c

<i>Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Março (H. Norte) e Setembro (H. Sul).</i>											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$ $\phi(^{\circ}) \downarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
0	0,83	0,92	0,97	1,00	0,96	0,90	0,81	0,69	0,56	0,41	0,24
5	0,79	0,89	0,96	1,01	0,99	0,94	0,87	0,76	0,63	0,49	0,33
10	0,74	0,86	0,94	1,03	1,02	0,99	0,92	0,83	0,71	0,57	0,41
15	0,70	0,82	0,93	1,04	1,06	1,04	0,98	0,90	0,79	0,66	0,51
20	0,65	0,79	0,91	1,06	1,09	1,09	1,05	0,98	0,88	0,76	0,61
25	0,59	0,75	0,89	1,08	1,13	1,14	1,12	1,06	0,97	0,86	0,71
30	0,53	0,71	0,87	1,10	1,17	1,20	1,19	1,15	1,08	0,97	0,83
35	0,47	0,67	0,85	1,12	1,21	1,27	1,28	1,26	1,19	1,09	0,96
40	0,39	0,61	0,82	1,15	1,27	1,34	1,38	1,37	1,33	1,24	1,11
45	0,30	0,55	0,79	1,18	1,33	1,43	1,50	1,51	1,48	1,41	1,29
50	0,19	0,48	0,75	1,22	1,40	1,55	1,64	1,68	1,68	1,62	1,51
55	0,06	0,38	0,70	1,27	1,50	1,69	1,82	1,90	1,92	1,88	1,79
60	-	0,26	0,64	1,33	1,63	1,87	2,06	2,19	2,24	2,24	2,16

Fonte: *Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica*. APAS 94 Energías Renovables, 1996.[14]

Tabela 4.4.d

Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Abril (H. Norte) e Outubro (H. Sul).											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	1,00	1,03	1,03	0,94	0,85	0,74	0,61	0,46	0,30	0,13	-
5	0,95	1,00	1,01	0,96	0,88	0,78	0,66	0,52	0,37	0,21	0,06
10	0,91	0,97	1,00	0,97	0,91	0,83	0,72	0,59	0,44	0,29	0,13
15	0,87	0,94	0,99	0,99	0,94	0,87	0,77	0,65	0,51	0,36	0,21
20	0,82	0,91	0,97	1,00	0,97	0,91	0,83	0,72	0,59	0,44	0,29
25	0,78	0,88	0,96	1,01	1,00	0,95	0,88	0,78	0,66	0,52	0,37
30	0,74	0,85	0,94	1,03	1,03	1,00	0,94	0,85	0,74	0,60	0,45
35	0,69	0,82	0,92	1,05	1,06	1,05	1,00	0,92	0,82	0,69	0,55
40	0,64	0,79	0,91	1,06	1,09	1,09	1,06	1,00	0,90	0,78	0,64
45	0,59	0,75	0,89	1,08	1,13	1,15	1,13	1,08	1,00	0,89	0,75
50	0,54	0,72	0,87	1,10	1,17	1,20	1,20	1,17	1,10	1,00	0,86
55	0,48	0,67	0,85	1,12	1,21	1,27	1,29	1,27	1,21	1,12	0,99
60	-	0,63	0,83	1,14	1,26	1,34	1,38	1,38	1,34	1,26	1,14

 β - ângulo de inclinação, ϕ - latitude.

Tabela 4.4.e

Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Maio (H. Norte) e Novembro (H. Sul).											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	1,13	1,12	1,08	0,89	0,76	0,62	0,46	0,29	0,13	0,01	-
5	1,08	1,09	1,06	0,91	0,80	0,66	0,51	0,36	0,20	0,05	-
10	1,04	1,06	1,04	0,93	0,83	0,71	0,57	0,42	0,27	0,12	0,01
15	1,00	1,03	1,03	0,94	0,86	0,75	0,62	0,48	0,33	0,19	0,05
20	0,96	1,00	1,02	0,96	0,89	0,79	0,68	0,55	0,40	0,25	0,11
25	0,92	0,97	1,00	0,97	0,91	0,83	0,73	0,61	0,47	0,32	0,18
30	0,88	0,95	0,99	0,98	0,94	0,87	0,78	0,66	0,554	0,39	0,25
35	0,84	0,92	0,98	1,00	0,96	0,91	0,83	0,72	0,60	0,47	0,32
40	0,81	0,90	0,96	1,01	0,99	0,95	0,88	0,78	0,67	0,554	0,40
45	0,78	0,88	0,95	1,02	1,02	0,98	0,93	0,84	0,74	0,61	0,48
50	0,75	0,86	0,94	1,03	1,04	1,02	0,98	0,90	0,81	0,69	0,56
55	0,72	0,84	0,93	1,04	1,06	1,06	1,03	0,97	0,88	0,77	0,64
60	-	0,83	0,93	1,05	1,08	1,09	1,07	1,03	0,95	0,85	0,73

Tabela 4.4.f

Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Junho (H. Norte) e Dezembro (H. Sul).											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	1,20	1,17	1,10	0,87	0,72	0,56	0,39	0,22	0,07	-	-
5	1,15	1,13	1,08	0,89	0,76	0,61	0,45	0,28	0,13	0,01	-
10	1,10	1,10	1,07	0,91	0,79	0,65	0,51	0,35	0,20	0,06	-
15	1,06	1,07	1,05	0,92	0,82	0,70	0,56	0,41	0,26	0,12	0,01
20	1,02	1,04	1,04	0,94	0,85	0,74	0,61	0,47	0,33	0,18	0,05
25	0,98	1,02	1,02	0,95	0,87	0,78	0,66	0,53	0,39	0,25	0,11
30	0,94	0,99	1,01	0,96	0,90	0,82	0,71	0,59	0,46	0,31	0,18
35	0,91	0,97	1,00	0,97	0,92	0,85	0,76	0,65	0,52	0,38	0,24
40	0,88	0,95	0,99	0,99	0,95	0,89	0,80	0,70	0,58	0,45	0,31
45	0,85	0,93	0,98	1,00	0,97	0,92	0,85	0,75	0,64	0,52	0,38
50	0,83	0,92	0,97	1,00	0,99	0,95	0,89	0,81	0,70	0,58	0,45
55	0,82	0,91	0,97	1,01	0,01	0,98	0,93	0,86	0,76	0,65	0,52
60	-	0,91	0,97	1,01	1,02	1,00	0,97	0,90	0,82	0,71	0,59

Fonte: Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica. APAS 94 Energías Renovables, 1996.[14]

Tabela 4.4.g

<i>Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Julho (H. Norte) e Janeiro (H. Sul).</i>											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	1,17	1,15	1,09	0,88	0,74	0,59	0,42	0,25	0,09	-	-
5	1,12	1,11	1,07	0,90	0,78	0,63	0,48	0,32	0,16	0,03	-
10	1,07	1,08	1,06	0,92	0,81	0,68	0,53	0,38	0,23	0,08	-
15	1,03	1,05	1,04	0,93	0,84	0,72	0,59	0,44	0,29	0,15	0,03
20	0,99	1,02	1,03	0,94	0,86	0,76	0,64	0,51	0,36	0,21	0,08
25	0,95	1,00	1,01	0,96	0,89	0,80	0,69	0,56	0,43	0,28	0,14
30	0,91	0,97	1,00	0,97	0,92	0,84	0,74	0,62	0,49	0,35	0,21
35	0,88	0,95	0,99	0,98	0,94	0,88	0,79	0,68	0,56	0,42	0,28
40	0,85	0,93	0,98	1,00	0,97	0,91	0,84	0,74	0,62	0,49	0,35
45	0,82	0,91	0,97	1,01	0,99	0,95	0,88	0,79	0,68	0,56	0,42
50	0,79	0,89	0,96	1,02	1,01	0,98	0,93	0,85	0,75	0,63	0,50
55	0,78	0,88	0,95	1,03	1,03	1,01	0,97	0,90	0,81	0,70	0,57
60	-	0,88	0,95	1,03	1,05	1,04	1,01	0,96	0,88	0,77	0,65

 β - ângulo de inclinação, ϕ - latitude.

Tabela 4.4.h

<i>Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Agosto (H. Norte) e Fevereiro (H. Sul).</i>											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	1,05	1,07	1,05	0,92	0,82	0,69	0,54	0,39	0,22	0,07	-
5	1,01	1,04	1,03	0,94	0,85	0,73	0,60	0,45	0,29	0,14	0,01
10	0,96	1,01	1,02	0,95	0,88	0,78	0,66	0,52	0,37	0,21	0,07
15	0,92	0,98	1,00	0,97	0,91	0,82	0,71	0,58	0,44	0,28	0,13
20	0,88	0,95	0,99	0,98	0,93	0,86	0,76	0,64	0,51	0,36	0,21
25	0,84	0,92	0,97	1,00	0,96	0,90	0,82	0,71	0,58	0,43	0,28
30	0,80	0,89	0,96	1,01	0,99	0,94	0,87	0,77	0,65	0,51	0,36
35	0,76	0,86	0,95	1,02	1,02	0,99	0,92	0,84	0,72	0,59	0,45
40	0,71	0,84	0,93	1,04	1,05	1,03	0,98	0,90	0,80	0,68	0,53
45	0,67	0,81	0,92	1,05	1,08	1,08	1,04	0,97	0,88	0,76	0,62
50	0,63	0,78	0,90	1,07	1,11	1,12	1,10	1,05	0,97	0,86	0,72
55	0,58	0,75	0,89	1,09	1,15	1,17	1,17	1,13	1,06	0,96	0,83
60	-	0,72	0,87	1,10	1,18	1,23	1,24	1,22	1,16	1,07	0,95

Tabela 4.4.i

<i>Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Setembro (H. Norte) e Março (H. Sul).</i>											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	0,89	0,96	0,99	0,98	0,92	0,84	0,73	0,60	0,46	0,29	0,13
5	0,85	0,93	0,98	0,99	0,95	0,88	0,79	0,67	0,53	0,37	0,21
10	0,81	0,90	0,96	1,01	0,89	0,93	0,84	0,74	0,61	0,46	0,29
15	0,76	0,87	0,95	1,02	1,01	0,97	0,90	0,80	0,68	0,54	0,38
20	0,71	0,84	0,93	1,04	1,04	1,02	0,96	0,88	0,76	0,63	0,47
25	0,67	0,80	0,92	1,05	1,08	1,07	1,02	0,95	0,85	0,72	0,57
30	0,61	0,77	0,90	1,07	1,11	1,12	1,09	1,03	0,94	0,82	0,67
35	0,56	0,73	0,88	1,09	1,15	1,18	1,17	1,12	1,04	0,93	0,79
40	0,49	0,68	0,85	1,11	1,20	1,24	1,25	1,22	1,15	1,05	0,91
45	0,42	0,63	0,83	1,14	1,25	1,31	1,34	1,33	1,28	1,18	1,06
50	0,33	0,58	0,80	1,17	1,30	1,40	1,45	1,46	1,42	1,35	1,23
55	0,23	0,50	0,76	1,21	1,37	1,50	1,58	1,62	1,60	1,54	1,43
60	-	0,42	0,72	1,25	1,46	1,63	1,75	1,82	1,83	1,78	1,68

Fonte: *Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica. APAS 94 Energías Renovables, 1996.[14]*

Tabela 4.4.j

Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Outubro (H. Norte) e Abril (H. Sul).											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	0,73	0,85	0,94	1,03	1,03	1,00	0,94	0,85	0,74	0,60	0,44
5	0,69	0,82	0,92	1,05	1,06	1,05	1,00	0,92	0,82	0,69	0,53
10	0,64	0,78	0,90	1,07	1,10	1,10	1,07	1,00	0,90	0,78	0,63
15	0,59	0,75	0,89	1,08	1,14	1,15	1,13	1,08	1,00	0,88	0,74
20	0,53	0,71	0,87	1,10	1,18	1,21	1,21	1,17	1,10	0,99	0,89
25	0,46	0,66	0,84	1,13	1,22	1,28	1,30	1,28	1,21	1,12	0,99
30	0,39	0,61	0,82	1,15	1,27	1,36	1,40	1,39	1,35	1,26	1,14
35	0,31	0,55	0,79	1,19	1,34	1,45	1,51	1,53	1,50	1,43	1,31
40	0,21	0,48	0,75	1,22	1,41	1,55	1,65	1,70	1,69	1,64	1,53
45	0,10	0,39	0,70	1,27	1,50	1,69	1,83	1,91	1,93	1,89	1,80
50	-	0,28	0,64	1,33	1,63	1,87	2,06	2,18	2,24	2,23	2,16
55	-	0,14	0,56	1,42	1,80	2,12	2,38	2,57	2,68	2,70	2,65
60	-	-	0,44	1,55	2,06	2,50	2,86	3,14	3,33	3,41	3,39

 β - ângulo de inclinação, ϕ - latitude.

Tabela 4.4.k

Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Novembro (H. Norte) e Maio (H. Sul).											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	0,61	0,76	0,89	1,08	1,13	1,14	1,12	1,06	0,97	0,85	0,71
5	0,56	0,73	0,87	1,10	1,16	1,19	1,18	1,14	1,06	0,95	0,81
10	0,50	0,69	0,85	1,12	1,20	1,25	1,26	1,23	1,17	1,06	0,93
15	0,44	0,64	0,83	1,14	1,25	1,32	1,35	1,34	1,28	1,19	1,06
20	0,37	0,59	0,80	1,17	1,30	1,40	1,45	1,45	1,42	1,34	1,22
25	0,29	0,53	0,77	1,20	1,37	1,49	1,57	1,60	1,58	1,51	1,40
30	0,20	0,46	0,74	1,24	1,44	1,60	1,71	1,77	1,77	1,72	1,62
35	0,10	0,38	0,69	1,29	1,54	1,74	1,89	1,98	2,01	1,99	1,90
40	0,01	0,27	0,63	1,35	1,66	1,92	2,13	2,26	2,33	2,33	2,26
45	-	0,15	0,55	1,44	1,84	2,18	2,45	2,65	2,77	2,80	2,75
50	-	0,01	0,44	1,57	2,09	2,55	2,93	3,22	3,41	3,50	3,49
55	-	-	0,27	1,78	2,51	3,16	3,71	4,16	4,47	4,65	4,69
60	-	-	0,03	2,19	3,31	4,34	5,23	5,96	6,51	6,87	7,01

Tabela 4.4.l

Valores de $R_B(0, \mathbf{b})$ para Dezembro (H. Norte) e Junho (H. Sul).											
$\beta(^{\circ}) \rightarrow$	-30	-20	-10	10	20	30	40	50	60	70	80
$\phi(^{\circ}) \downarrow$											
0	0,56	0,72	0,87	1,10	1,17	1,20	1,20	1,16	1,08	0,97	0,84
5	0,50	0,68	0,85	1,12	1,21	1,26	1,27	1,25	1,18	1,08	0,95
10	0,44	0,64	0,83	1,14	1,25	1,33	1,36	1,35	1,30	1,21	1,08
15	0,37	0,59	0,80	1,17	1,31	1,40	1,46	1,47	1,43	1,35	1,23
20	0,30	0,53	0,77	1,20	1,37	1,49	1,57	1,60	1,59	1,52	1,41
25	0,21	0,47	0,74	1,24	1,44	1,60	1,71	1,77	1,78	1,73	1,62
30	0,11	0,38	0,69	1,29	1,54	1,74	1,89	1,98	2,01	1,98	1,89
35	0,02	0,29	0,63	1,35	1,66	1,92	2,12	2,25	2,32	2,32	2,24
40	-	0,17	0,56	1,43	1,82	2,16	2,43	2,62	2,74	2,77	2,72
45	-	0,03	0,45	1,56	2,06	2,51	2,88	3,16	3,35	3,43	3,41
50	-	-	0,30	1,75	2,45	3,07	3,60	4,02	4,32	4,48	4,51
55	-	-	0,07	2,11	3,16	4,11	4,94	5,61	6,12	6,44	6,56
60	-	-	-	3,01	4,93	6,69	8,26	9,57	10,6	11,3	11,7

Fonte: Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica. APAS 94 Energías Renovables, 1996.[14]

4.2 Análise econômico-financeira das opções

A análise financeira das opções é feita através do cálculo de algumas figuras de mérito que equiparam os custos de investimento, de reposição e de operação e manutenção dos diferentes sistemas, para um mesmo período de vida útil do projeto. As Figuras de Mérito foram extraídas e compiladas de vários autores, bem como de disciplinas ministradas no Programa de Pós-Graduação e Energia IEE-USP. Como bibliografia cita-se o seguinte material: de Gautam S. Dutt, *Techniques for End-Use Electricity Analysis and Conservation Program Design and Evaluation* [26] e de Eric D. Larson, Lars et al., *The Technology Menu for Efficient End Use of Energy* [27].

4.2.1 Figuras de Mérito

As figuras de mérito utilizadas no trabalho de avaliação são basicamente o Custo do Ciclo de Vida, Custo do Ciclo de Vida Anualizado, Custo do Volume Bombeado e o Custo do Volume Bombeado pela Altura Manométrica de Bombeamento. Para a execução de tais cálculos utiliza-se também o Fator de Recuperação de Capital para determinadas Taxas de Desconto, ao longo da vida útil dos sistemas.

4.2.1.1 Custo do Ciclo de Vida

Custo do Ciclo de Vida (*CCV*) é o valor presente de todos os custos associados com o investimento, reposição, operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto. O *CCV* determina o custo total do investimento levando em conta o valor do dinheiro no tempo em função da taxa de desconto utilizada.

$$CCV = I_0 + O \& M \cdot \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] + MB \cdot (1+i)^{-N} \quad (4.19)$$

I_0 - Custo do investimento inicial (US\$).

$O\&M$ - Custo em Operação e Manutenção (US\$).

i - Taxa de desconto (% ao ano).

n - Vida útil (anos).

MB - Custo do sistema motobomba (US\$).

N - Vida útil da bomba.

4.2.1.2 Taxa de desconto

A taxa de desconto (i) é o índice pelo qual estima-se o valor presente de determinada quantidade de moeda no futuro. A taxa de desconto oferece uma indicação do nível de aproveitamento das oportunidades de investimento econômico da sociedade.

$$i = \left(\frac{VP}{VF} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (4.20)$$

VP - Valor presente.

VF - Valor futuro.

n - Número de períodos (anos).

4.2.1.3 Custo do Ciclo de Vida Anualizado

O Custo do Ciclo de Vida Anualizado ($CCVA$) é o custo anual requerido para o pagamento total do investimento ao longo de sua vida útil. Pode ser calculado como sendo o produto entre o Custo do Ciclo de Vida e o Fator de Recuperação de Capital onde:

$$CCVA = CCV \cdot FRC \quad (4.21)$$

4.2.1.4 Fator de Recuperação de Capital

Fator de Recuperação de Capital (FRC) é o índice pelo qual o investimento total do projeto é recuperado anualmente em função de uma determinada taxa de desconto, dentro de seu período do vida útil.

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{ou} \quad FRC = \frac{i}{[1 - (1+i)^{-n}]} \quad (4.22)$$

4.2.1.5 Custo do Volume Bombeado

Proporciona o custo unitário do volume bombeado (*CVB*), metro cúbico, para cada uma das opções utilizadas. Determina o custo anual do projeto e divide pelo volume bombeado ao longo de um ano.

$$CVB = \frac{CCVA}{VB_a} \quad (4.23)$$

CCVA - Custo do Ciclo de Vida Anualizado (US\$/a).

VB_a - Volume Bombeado por ano (m³/a).

4.2.1.6 Custo do Volume Bombeado segundo a altura manométrica

Determina o custo do volume bombeado em metro cúbico, Segundo a Altura Manométrica total de bombeamento (*CVBH*).

$$CVBH = \frac{CVB}{H} \quad (4.24)$$

CVBH - Custo do Volume Bombeado segundo a Altura Manométrica de Bombeamento (US\$/m⁴).

CVB - Custo do Volume Bombeado (US\$/m³).

H - Altura Manométrica de Bombeamento (mca).

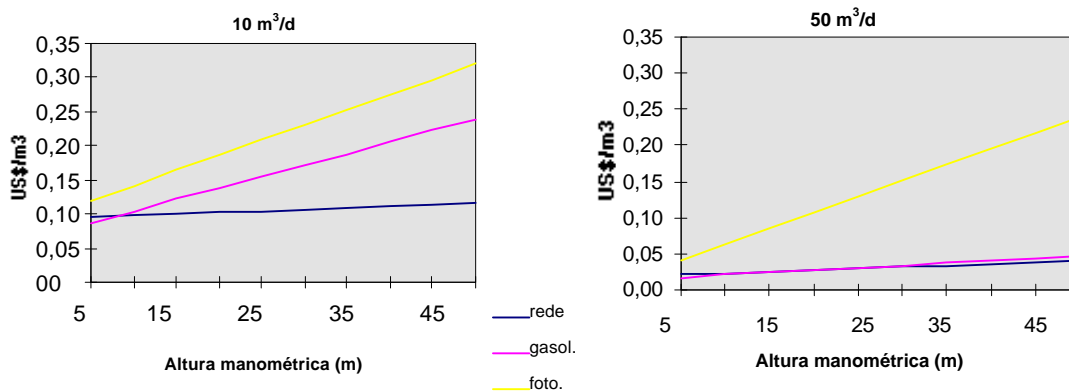
4.2.2 Parâmetros envolvidos no custo final dos projetos e suas variações

Nesta seção são listados os principais parâmetros envolvidos no cálculo do custo final das opções de bombeamento e algumas de suas variações, acompanhados de ilustração em forma de gráficos, cada um deles representando um caso específico hipotético. Tais gráficos são úteis para a melhor percepção da dimensão da variação de apenas um parâmetro no custo final de bombeamento, mantendo os demais estáveis. Pode deduzir com isso que quando vários parâmetros variam positivamente na direção de uma opção ela pode se tornar a mais interessante financeiramente, ou ainda, que quando a variação é negativa na direção de uma opção, esta pode ser descartada de ante mão, sem a necessidade de execução de cálculos muito detalhados.

Potência requerida (W) - A potência requerida para o bombeamento varia em função da vazão, da altura manométrica, da eficiência do sistemas e, no caso específico de sistemas fotovoltaicos, varia também em função da radiação incidente no plano do coletor. Neste sentido, proporcionalmente à potência requerida variam também os custos de bombeamento.

A figura 4.12 ilustra estes custos em função da variação da demanda hídrica e da altura manométrica de bombeamento. Neste caso específico, foram considerados os seguintes parâmetros: irradiação solar no plano inclinado de 5 kWh/m².dia, altura manométrica de 5 a 50 m, vazão média diária de 10 m³ e 50 m³, respectivamente e preço do gerador de 7,00 US\$/Wp.

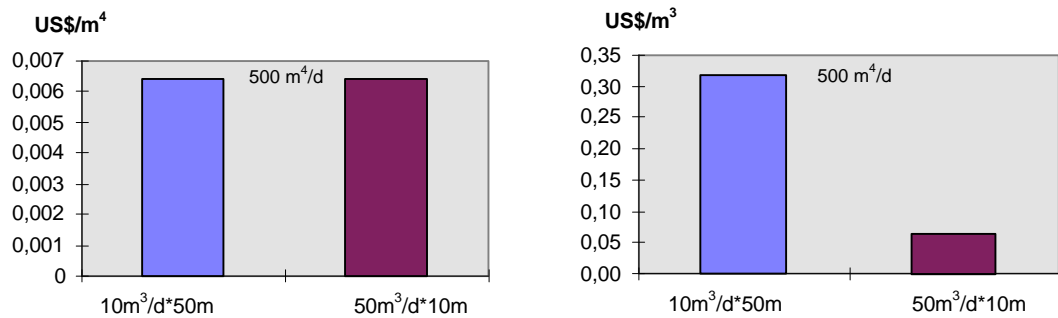
Figura 4.12 Variação do custo de bombeamento de água em função da demanda hídrica diária e da altura manométrica de bombeamento para três opções analisadas.



Pode-se dizer também que:

$P_H(m^4 / h) = 2,725 \cdot 10(m) \cdot 50(m^3 / h) \cong P_H(m^4 / h) = 2,725 \cdot 50(m) \cdot 10(m^3 / h)$, neste sentido conclui-se que o custo do m^4 , que é o produto da demanda hídrica pela altura manométrica ($m^3 \cdot m$), é constante para variações proporcionais da vazão x altura manométrica, enquanto que o custo do volume bombeado (US\$/ m^3) difere e é inversamente proporcional à altura manométrica. A figura 4.13. ilustra tal afirmação, utilizando-se dos seguintes parâmetros: irradiação no plano inclinado de 5 kWh/ m^2 .dia, vazões de 50 m^3/h e 10 m^3/h , e alturas manométricas de 10 m e 50 m, respectivamente.

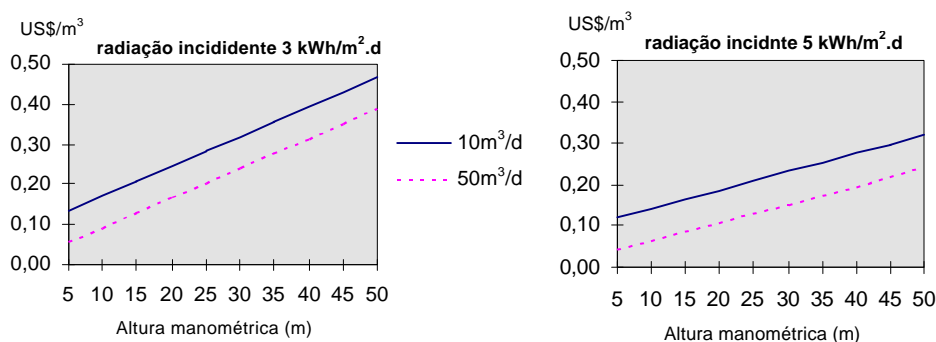
Figura 4.13 Custo de bombeamento em US\$/ m^4 e US\$/ m^3 respectivamente.



Irradiação incidente no plano do coletor (kWh/ m^2 .dia) - Este parâmetro é sensível a inúmeros fatores, sendo os mais importantes a orientação da superfície em relação ao sol, a hora do dia, o dia do ano, a latitude e as condições atmosféricas do local. Como já mencionado na seção 4.1, a determinação de uma orientação ótima para a captação da radiação solar implica numa menor potência instalada para uma mesma demanda de energia, refletindo assim em um menor custo de geração.

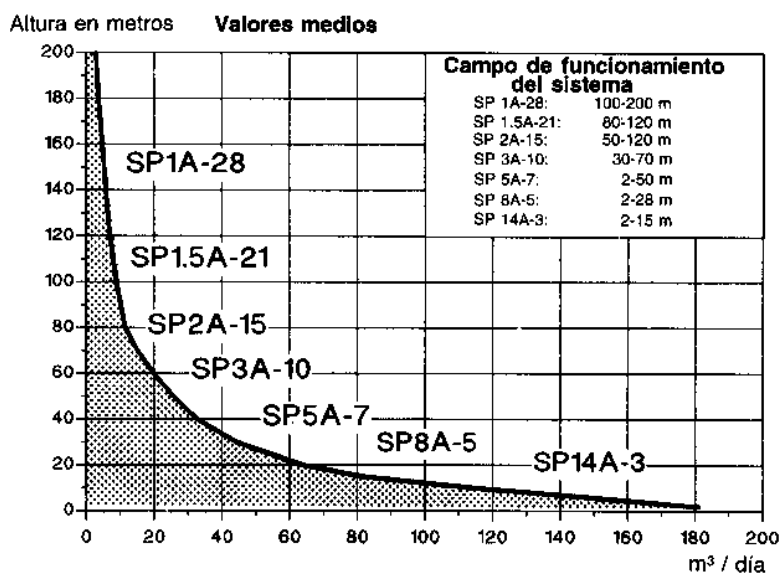
No Brasil pode-se dizer que a variação da média diária mensal está compreendida entre 3 e 6 kWh/ m^2/d , o que pode reverter, dependendo da localização, em uma variação sensível no custo final do projeto. A figura 4.14 ilustra esta possível variação, para um preço de 7,00 US\$/Wp e vazão de 50 m^3/dia .

Figura 4.14 Variação do custo de bombeamento fotovoltaico para uma irradiação incidente no plano do coletor de 3 e 5 kWh/m².dia.



Preço do sistema motobomba (US\$) - A variação no preço do grupo motobomba não ocorre de forma linear, ela se dá em função da potência requerida e a “saltos”, de modelo para modelo, mesmo dentro da mesma serie e marca comercial. Ao variar o requerimento de potência do equipamento, há a necessidade de mudar a serie e até mesmo o modelo ou tipo, segundo as curvas de funcionamento. A figura 4.15 ilustra tal fato, para cada modelo de bomba, de SP1A-28 a SP14A-3, há um intervalo ótimo de funcionamento em função da altura manométrica e da vazão.

Figura 4.15 Variação do modelo da bomba em função das características dos requerimentos.



Fonte: Catálogo comercial bombas Grundfos

Tipos e modelos dos grupos motobomba variam sensivelmente, por exemplo, em função da profundidade do lençol freático, a partir de 7 metros³¹ de profundidade, a bomba não pode ser de sucção. Se a opção for para um equipamento de superfície, terá que ser do tipo *injetor*³². Já os equipamentos *submersos* ou *submergíveis*, podem ser utilizados para qualquer profundidade.

Em resumo, há uma grande variedade de grupos motobomba os quais devem ser utilizados para as características de bombeamento muito específicas de cada sistema. Em função disso, os tipos e preços dos equipamentos variam sensivelmente entre as inúmeras possíveis opções. Este fato dificulta a análise de sensibilidade quando se quer comparar diferentes opções e demandas de água a várias profundidades do lençol freático, tendo-se que trabalhar com valores médios e, muitas vezes, a variação entre os valores mínimos e máximos é considerável. No presente trabalho foram utilizadas médias de preços dos equipamentos encontrados no mercado, para determinados intervalos de demandas.

Outro dado importante a acrescentar é o fato de que os grupos motobomba fotovoltaicos, por serem fabricados em material de alta qualidade, apresentando maior eficiência do que as outras opções, e por não terem atingido uma economia de escala, ainda encontram-se com preços mais elevados quando comparados às outras opções.

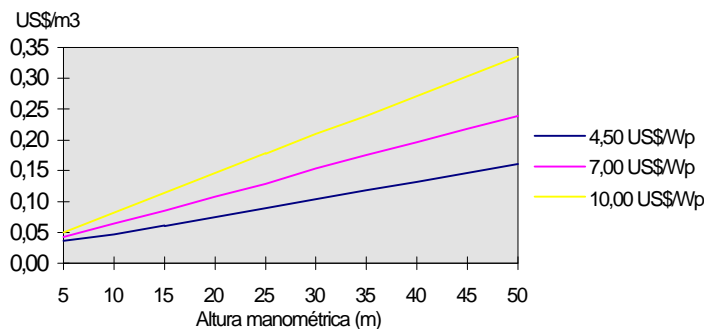
Preço do gerador fotovoltaicos - O preço do gerador fotovoltaico é determinado pelo preço de sua potência nominal (US\$/Wp) o qual apresenta uma certa variação no mercado internacional e, além disso, sua aquisição no Brasil³³ está sujeita a taxas de importação que variam de 20 a 30% dependendo da forma como a compra é executada. A figura 4.16 ilustra a influência desta variação, no custo final da água bombeada, para uma irradiação solar no plano do coletor de 5 kWh/m².dia e uma vazão diária de 50 m³.

³¹ Limite máximo de sucção para água ou fluido de mesma densidade.

³² Motobomba *injetora*, como o próprio nome diz, injeta uma certa quantidade de ar no poço e através de sistema tipo Venture, extrai água do mesmo até a cota desejada.

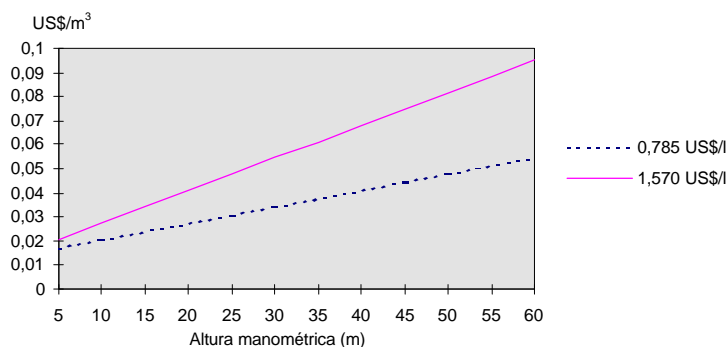
³³ O Brasil deixou de produzir oficialmente células solares no final de 1996, tendo atualmente somente o encapsulamento e montagem de módulos.

Figura 4.16 Variação do custo de bombeamento fotovoltaico, para preços do gerador de 4,50 US\$/Wp, 7,00 US\$/Wp e 10,00 US\$/Wp.



Preço do combustível fóssil (US\$/l) - O preço do combustível fóssil no Brasil varia, ainda hoje, basicamente em função da distância do centro de distribuição ao local de consumo. Esta variação não é muito expressiva quando se trata de regiões não muito extensas, com maior facilidade para o transporte (quantidade e condições das vias de transporte) e ainda grande densidade populacional como as regiões Sul e Sudeste. Entretanto, nas regiões Norte, Nordeste e até mesmo Centro-Oeste, o incremento no preço final do combustível é significativo, podendo chegar a um aumento de até 200% do preço inicial, o que pode propiciar a adoção de recursos energéticos de obtenção local. Com a reestruturação do Setor Elétrico atualmente em curso, prevê-se para o futuro, maior variação nos preços, refletindo os custos. A figura 4.17 ilustra a variação do custo de bombeamento em função do preço final do combustível, para uma vazão diária de 50m³.

Figura 4.17 Variação do custo de bombeamento com sistema a gasolina, em função da variação do preço do combustível.



Tarifa elétrica (US\$/kWh) - O valor da tarifa elétrica ocorre de forma diferenciada entre concessionárias. A determinação da mesma é complexa, uma vez que engloba inúmeros parâmetros relacionados com investimentos diferenciados ocorridos no passado, de possíveis investimentos futuros para a ampliação do parque gerador, dos diferentes índices de aproveitamento na geração (basicamente hidrelétrica), dos custos em transmissão e distribuição, além de subsídios envolvidos. Particularmente a tarifa rural é beneficiada por subsídios, ainda maiores para usos ligados a irrigação. Por comparação com a tarifa praticada para regiões urbanas de baixa tensão, onde devido a maior densidade de carga, os custos de distribuição são inferiores aos das nas regiões rurais, pode-se estimar que os subsídios são superiores a 50%. Aqui também, com a reestruturação, já há propostas para a remoção dos subsídios.

Quando se quer realizar uma análise de sensibilidade dos custos de bombeamento com energia elétrica convencional, além da diferenciação da tarifa por concessionária, deve-se levar em conta o custo incremental, por quilômetro de linha de distribuição (US\$/km), desde a linha *tronco* até o local de consumo, quando não existir rede elétrica no local.

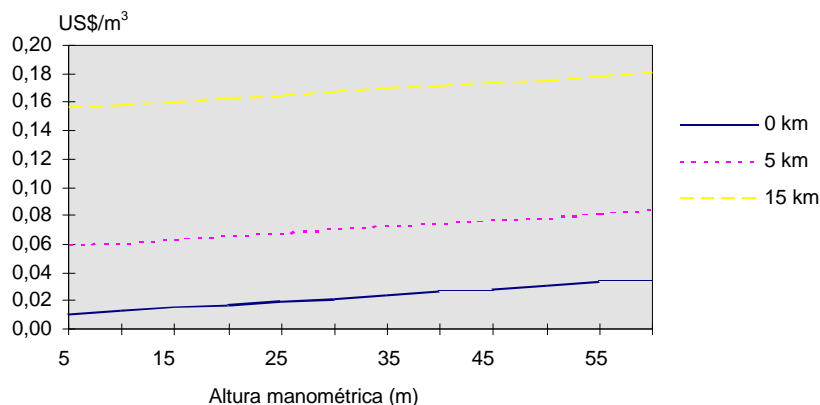
Como regra geral, sempre que se tenha a rede elétrica no local de sua utilização, o custo de bombeamento será menor com essa do que com as outras opções apresentadas no presente trabalho. Entretanto, esta condição deixa de ser verdadeira quando há a necessidade da construção de rede de distribuição para abastecer unicamente ao bombeamento. Por outro lado, uma vez tendo-se instalada a rede de energia elétrica, esta poderá ser utilizada para inúmeros fins produtivos ou não, sendo que os custos de construção da mesma devem ser divididos pelas suas várias utilizações. Neste sentido, há uma dificuldade incremental nos cálculos para a determinação da porcentagem do custo da rede de distribuição que entrará nos cálculos do custo de bombeamento.

Tendo conhecimento desta problemática, e na intenção de não causar nenhuma discrepância quanto aos dados utilizados nos cálculos, tomaram-se valores médios considerados baixos, com a finalidade de simular uma certa distribuição dos custos da rede para outros possíveis consumos que não somente o bombeamento.

Estes custos variaram de US\$ 1.500,00 a mais de US\$ 10.000,00 por quilômetro de rede, englobando neste valor distintos sistemas construtivos e características de redes terrestre. Não entrou-se na questão, mas os custos são sensivelmente mais elevados quando se trata de cabos subaquáticos.

É devido ao custo incremental da construção da linha de distribuição e o uso que é feito desta, que, muito embora o custo de bombeamento com energia elétrica convencional, de modo geral, seja mais vantajoso comparado a outras modalidades, muitas vezes é mais economicamente indicado utilizar outras opções energéticas. A figura 4.18 ilustra a variação do custo de bombeamento em função da variação da distância de construção da linha de distribuição para um baixo custo de construção (1500,00 US\$/km, com 100% dos custos para bombeamento), relativo ao sistema MRT³⁴, para uma vazão diária de 50 m³.

Figura 4.18 Custo de bombeamento com energia elétrica convencional em função da distância de construção da rede de distribuição (1500,00 US\$/km, sistema MRT).

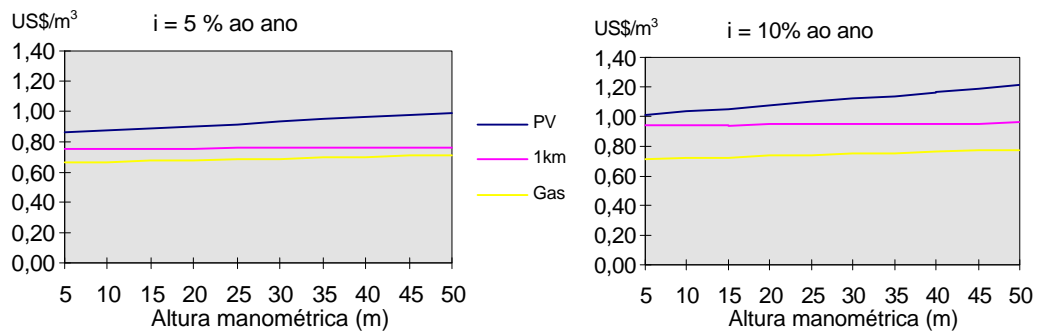


Taxa de desconto (*i*) - A taxa de desconto aplicada a financiamentos de projetos de bombeamento é de fundamental importância na decisão da tecnologia a ser utilizada. Ela é tão mais importante quanto maior for o investimento inicial necessário, muitas vezes independentemente do total do projeto.

Uma das formas de incentivar esta disseminação de outras opções de energia, e de propiciar uma maior equidade social é a redução das taxas de desconto para os financiamentos necessários. Uma menor taxa de desconto beneficiaria os investimentos em geral, e principalmente os que requerem alto capital inicial. A figura 4.19 ilustra a

variação no custo do volume bombeado para taxas de desconto aplicadas ao financiamento dos projetos de 5% e 10% ao ano, irradiação solar no plano inclinado se 5 kWh/m².dia e vazão média diária de 50 m³.

Figura 4.19 Variação do custo de bombeamento em função da variação da taxa de desconto aplicada ao financiamento.



Na continuação desta análise, na seção 4.2.3 são apresentados cenários englobando as opções energéticas com rede elétrica convencional, gasolina e fotovoltaica, para características específicas.

4.2.3 Cenários

Foram estruturados três modalidades principais chamadas de Casos, considerados aqui de pequeno, médio e grande porte em função da vazão diária e da altura manométrica, para cada uma das opções: rede elétrica convencional, combustão interna com gasolina ou Diesel e solar fotovoltaica. A partir de cada Caso, foram criados Cenários distintos com a variação de parâmetros envolvidos tais como a variação do preço do Watt pico, do preço do combustível, distancia da rede tronco etc.

A determinação dos parâmetros médios de vazão e altura manométrica, foi baseada no documento de Concorrência Internacional do PRODEEM NUAD CI-001/96 e MME/DNDE 001/97, isto é, vazões médias de 2, 10 e 20 m³/dia e alturas manométricas de 20, 40 e 60 m (tabelas 3.2 e 3.3).

³⁴ Sistema Monofilar com Retorno por Terra, ver capítulo 2.

A taxa de desconto assumida para as três opções é de 12% ao ano, por ser correntemente utilizada nas análises de projetos energéticos, e ainda, de 6%³⁵ ao ano como forma sugestiva de incentivo à opção solar fotovoltaica, uma vez que, como mencionado anteriormente, as outras opções já obtiveram inúmeros subsídios ao longo de seu desenvolvimento tecnológico e de sua introdução no mercado, ainda atualmente se beneficiam de subsídios tarifários. Descreve-se a seguir os principais parâmetros específicos de cada opção.

Na opção solar fotovoltaica, a irradiação utilizada é de 5 kWh/m².dia, o preço do gerador varia de 7,00 US\$/Wp³⁶ a 4,50 US\$/Wp³⁷, o preço das bombas variam de 895,00 US\$ a 3.100,00 US\$.

Na opção à energia elétrica convencional foram consideradas as possibilidades de existência ou não de rede elétrica, e no caso negativo, foram calculados a necessidade de extensão da rede para algumas unidades de quilômetros. Além disso, por tratar-se de uma opção que, uma vez construída a rede, a eletricidade pode ser utilizada para inúmeras outras atividades e por grande número de consumidores, somente uma fração dos custos de construção são imputados nos cálculos dos custos de bombeamento. Estes custos apresentam grande variação dependendo da concessionária, da geografia do local e dos critérios construtivos da rede, entre outros; no entanto, para os devidos cálculos foram assumidos os seguintes custos médios de implantação da rede elétrica: Sistema monofásico convencional padrão rural de 3.400,00 US\$/km e Sistema trifásico convencional padrão rural de 6.400,00 US\$/km. O Sistema Monofilar com Retorno por Terra³⁸ com um custo médio de 1.500,00 US\$/km não foi incluído nos cálculos por não ser implantado pela maioria das concessionárias brasileiras. A tarifa elétrica média assumida foi de 0,069 US\$/kWh. Os preços das bombas elétricas variam 360,00 US\$ a 1.400,00 US\$.

Para a opção com combustíveis fósseis, o preço básico do litro de gasolina é de 0,798 US\$/litro e o do Diesel de 0,438 US\$/litro, já as variações em função dos custos de

³⁵ Utilizada pelo BNDES em projetos do PRODEEM.

³⁶ Preço médio no Brasil.

³⁷ Preço médio internacional, Europa e Estados Unidos da América.

transporte encontrados no país, são respectivamente de até 1,596 US\$/litro e 0,876 US\$/litro. O preço das bombas varia de 1.100,00 US\$ a 5.170,00 US\$ e o custo do reservatório é dado em função da vazão média diária.

Para uma apreciação mais rápida, apresentam-se as tabelas 4.5, 4.6 e 4.7 resumindo os principais parâmetros utilizados para os cálculos mencionados.

Tabela 4.5 Resumo dos parâmetros utilizados no Caso básico I.

	Caso básico I	Variações
	Vazão - 2 m ³ /dia. Altura manométrica - 20, 40, 60 m. Taxa desconto - 12% ao ano.	
<u>fotovoltaico</u>	- 7,00 US\$/Wp.	- 4,50 US\$/Wp. - 6% ao ano
<u>elétrico</u>	- 3.400,00 US\$/km (monofásico). - 0 km de rede. - 0,069 US\$/kWh.	- 1, 2, 3km de rede.
<u>combustão</u>	- 0,798 US\$/l gasolina.	- 1,596 US\$/l gasolina.
<u>interna</u>	- 0,438 US\$/l Diesel.	- 0,876 US\$/l Diesel.

Tabela 4.6 Resumo dos parâmetros utilizados no Caso básico II.

	Caso básico II	Variações
	Vazão - 10 m ³ /dia. Altura manométrica - 20, 40, 60 m. Taxa desconto - 12% ao ano.	
<u>fotovoltaico</u>	- 7,00 US\$/Wp.	- 4,50 US\$/Wp. - 6% ao ano
<u>elétrico</u>	- 3.400,00 US\$/km (monofásico). - 6.400,00 US\$/km (trifásico). - 0 km de rede. - 0,069 US\$/kWh.	- 1, 2, 3km de rede.
<u>combustão</u>	- 0,438 US\$/l Diesel.	- 0,876 US\$/l Diesel.
<u>interna</u>		

³⁸ Ver capítulo 2.

Tabela 4.7 Resumo dos parâmetros utilizados no Caso básico III.

Caso básico III		Variações
	Vazão - 20 m ³ /dia. Altura manométrica - 20, 40, 60 m. Taxa desconto - 12% ao ano.	
<u>fotovoltaico</u>	- 7,00 US\$/Wp.	- 4,50 US\$/Wp. - 6% ao ano
<u>elétrico</u>	- 3.400,00 US\$/km (monofásico). - 6.400,00 US\$/km (trifásico). - 0 km de rede. - 0,069 US\$/kWh.	- 1, 2, 3km de rede.
<u>combustão interna</u>	- 0,438 US\$/l Diesel.	- 0,876 US\$/l Diesel.

Com os dados acima apresentados e as figuras de mérito da seção 4.2.1, foram montadas as planilhas de cálculo apresentadas no APÊNDICE - IV. Nelas, a partir de um cenário básico (em azul) foram desenvolvidos outros cenários alternativos (em negro), com a variação dos principais parâmetros (em verde). Para uma maior facilidade e clareza na apresentação e interpretação dos cenários, foram criados gráficos a partir das planilhas, os quais são apresentados ao longo da análise dos cenários.

Para a obtenção e comparação dos valores nas planilhas de cálculo, entre as três opções, estes devem ter a mesma nomenclatura para cada uma das três opções (mesma coluna) e corresponderem ao mesmo cenário (linha correspondente para cada opção).

A partir da criação dos cenários englobando as três opções em questão, em um primeiro momento (seção 4.2.3.1) a análise é realizada tendo como foco principal a opção fotovoltaica, ou seja, a intenção é localizar as condições nas quais esta opção é mais interessante, do ponto de vista econômico-financeiro, do que as demais; e num segundo momento (seção 4.2.3.2), determinar para alguns cenários já analisados, as condições nas quais as opções se equivalem nos custos de bombeamento.

4.2.3.1 Análise dos Casos

Apesar de que a análise aqui é feita enfocando-se primordialmente o Custo do Volume Bombeado (US\$/m³), obtém-se nas mesmas planilhas de cálculo, informações complementares necessárias ao processo de decisão como são: o Custo do Ciclo de Vida (US\$) de cada uma das opções, para saber qual é a mais interessante sob o aspecto

“Custo Total do Projeto”; o Custo do Volume Bombeado em função da Altura Manométrica (US\$/m⁴), figura esta interessante para comparar-se projetos de forma mais genérica sem mais detalhamentos técnicos; Custo do Ciclo de Vida Anualizado (US\$/ano), são os gastos proporcionais anuais orientativos principalmente quando os projetos são financiados e ainda, quando se trata de projetos que não tenham a mesma vida útil; Custo de geração (US\$ total ou US\$/ano), são os gastos restritos somente a energia, sem computar gastos com equipamentos e manutenção; e ainda os Custos Iniciais (US\$), são os custos para a implementação dos projetos no ano zero, informação esta útil principalmente quando não há financiamento e o pagamento deve ser feito imediatamente a implantação e posta em funcionamento dos equipamentos.

Comparando-se os dados, encontram-se as melhores opções para as diferentes demandas e pode-se determinar ainda, quando e porque uma opção deixa de ser viável financeiramente em detrimento de outra, ou seja, qual dos parâmetros estaria sendo determinante para o custo final. Determinando-se assim o parâmetro de maior peso para o custo final, pode ser que em algum caso seja possível interceder-se no mesmo, com a finalidade de que a opção que se deseje (neste caso, a solar fotovoltaica) tenha seus custos reduzidos.

Apesar das inúmeras figuras de mérito, a análise foi feita basicamente enfocando-se o Custo do Volume Bombeado, por tratar-se do “produto final” dos investimentos, e sempre que necessário são feitos comentários a respeito da situação específica das restantes figuras de mérito calculadas. De qualquer forma, o leitor poderá aceder as planilhas de cálculo sempre que achar oportuno, como complementação das informações.

Sendo a análise realizada através dos gráficos, para uma melhor compreensão, os mesmos foram numerados e são localizados nas páginas seguintes aos comentários, com a nomenclatura de “Cenário”, e as planilhas de cálculo pertinentes são encontradas a continuação dos respectivos gráficos. O esquema abaixo ilustra a disposição dos cenários em cada página.

Figura 4.19 Exemplo de disposição dos cenários.

<u>Caso I</u>	
<u>Cenário 1</u> Situação atual para 0km de rede e 50% custo da rede elétrica.	<u>Cenário 5</u> Situação modificada.
<u>Cenário 2</u> Situação atual para 1km de rede e 50% custo da rede elétrica.	<u>Cenário 6</u> Situação modificada.
<u>Cenário 3</u> Situação atual para 2km de rede e 50% custo da rede elétrica.	<u>Cenário 7</u> Situação modificada.
<u>Cenário 4</u> Situação atual para 3km de rede e 50% custo da rede elétrica.	<u>Cenário 8</u> Situação modificada.

Inicialmente a análise é feita a partir das condições de preços e taxa de desconto do mercado brasileiro atual, para uma situação em que já existe a rede elétrica convencional e sem um incremento nos preços dos combustíveis, ou seja, tais condições poderiam representar uma localidade não muito distante de algum centro urbano que tenha acesso a rede elétrica convencional e que seja ponto de distribuição de gasolina e Diesel. A partir daí, as distâncias se fazem maiores, encarecendo assim o combustível e tendo a necessidade de construção da rede elétrica. As variações nos parâmetros são feitas com a intenção de localizar outros cenários que condigam com alguma realidade nacional de comum ocorrência. Sendo assim, o mesmo tipo de análise é feita para os três Casos nos quais os cenários se repetem de igual forma, porém em diferente escala de demanda energética.

4.2.3.1.1 Caso I

Sem acréscimo no preço dos combustíveis

Para a condição atual de 7,00 US\$/Wp, taxa de desconto de 12%aa e existência da rede elétrica, a opção elétrica convencional é mais interessante para as três alturas manométricas requeridas (Cenário 1), entretanto, quando são computados 50% os custos da rede elétrica a situação muda e a opção fotovoltaica passa a ser mais interessante do que a elétrica convencional.

Mesmo que, a partir da necessidade de extensão da rede de 1 km a opção a gasolina já começa a competir com a opção elétrica convencional (Cenário 2, para 20 m de altura manométrica), por ser a opção a gasolina mais custosa do que a fotovoltaica, essa última segue sendo a melhor opção para os Cenários de 1 a 4.

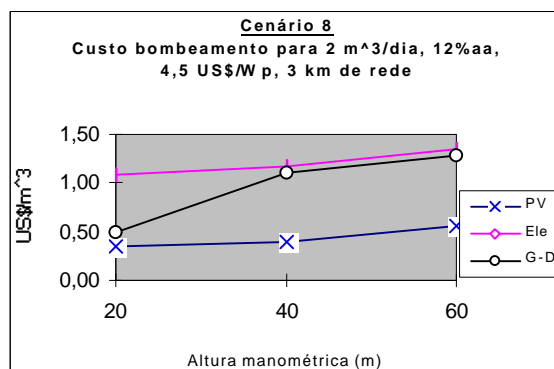
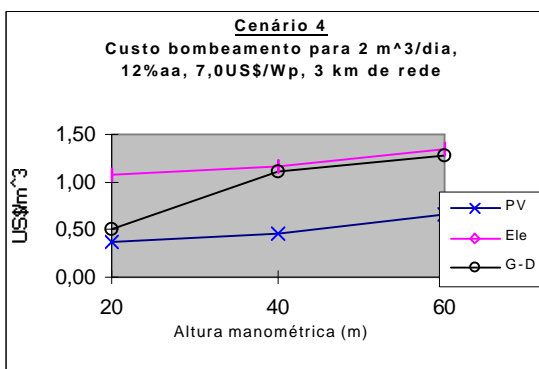
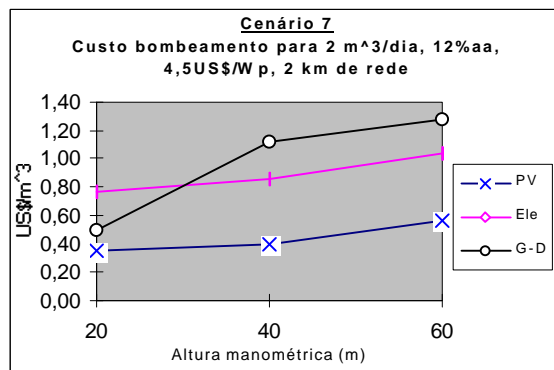
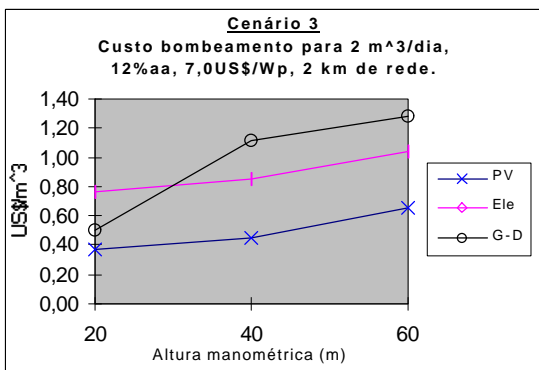
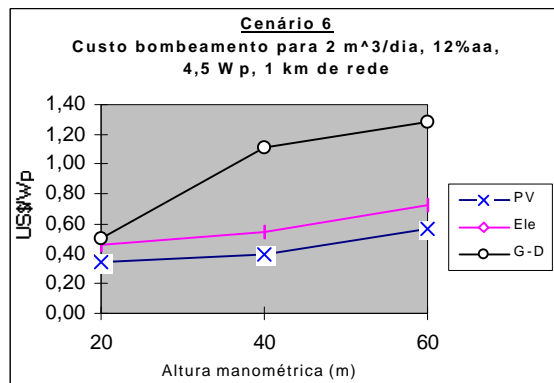
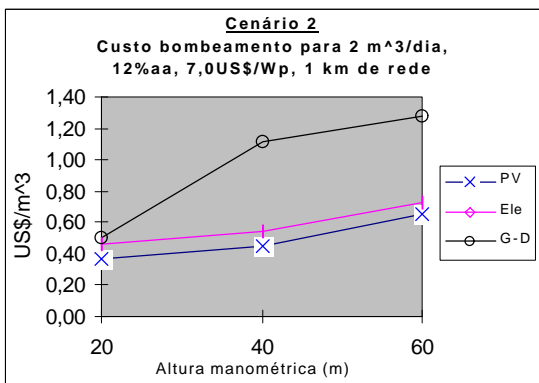
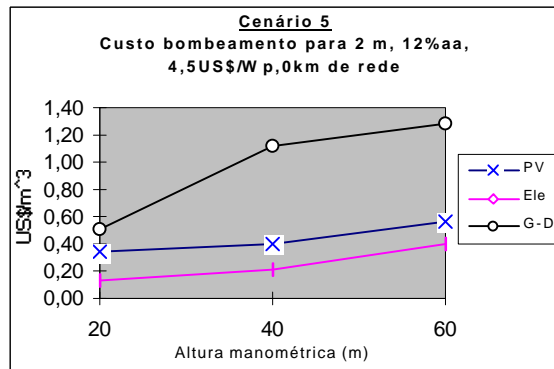
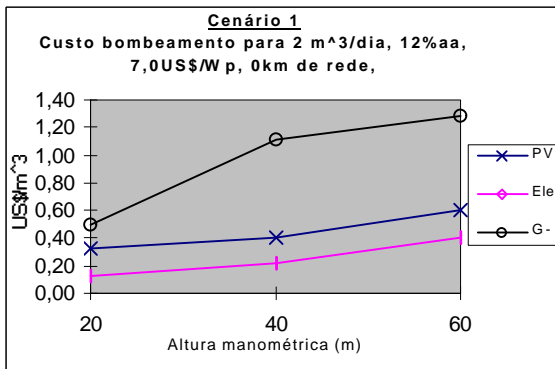
Guardando as devidas proporções, ocorre o mesmo quando se considera o preço do mercado internacional para o *Watt pico* de 4,5 US\$ (Cenários 5, 6, 7 e 8). No entanto, quando a taxa de desconto para o financiamento da opção fotovoltaica é reduzida para 6%aa (Cenários de 9 a 16), esta opção começa a ser competitiva com a opção elétrica convencional já a partir dos Cenários 9 e 13 para as alturas manométricas de 60 e 40 metros respectivamente.

Com acréscimo no preço dos combustíveis

Quando os cálculos são feitos com acréscimo preços dos combustíveis, a situação geral da opção fotovoltaica é semelhante ao caso analisado acima em relação a rede elétrica, e ainda com um pouco mais de vantagem para a primeira, em relação a opção a combustão interna. No entanto, a opção a combustão interna só começa a ser competitiva com a opção a rede elétrica quando esta necessita de 2 km de construção de rede em diante, ou seja, nos Cenário 19, 23, 27 e 31 para 20 metros de altura manométrica. Nos Cenários 20, 24, 28 e 32, a opção a combustão é mais atrativa para as altura manométrica de 20 metros e tem praticamente o mesmo custo para as alturas de 40 e 60 metros.

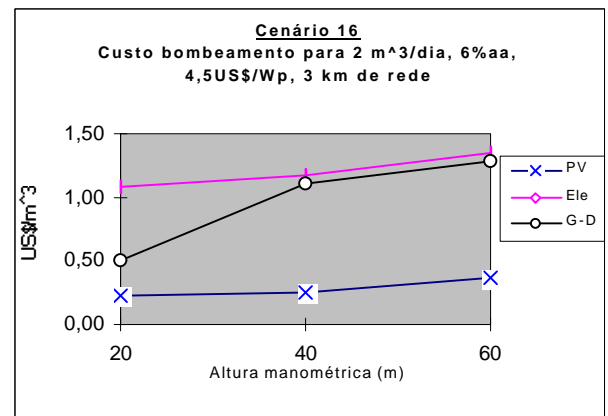
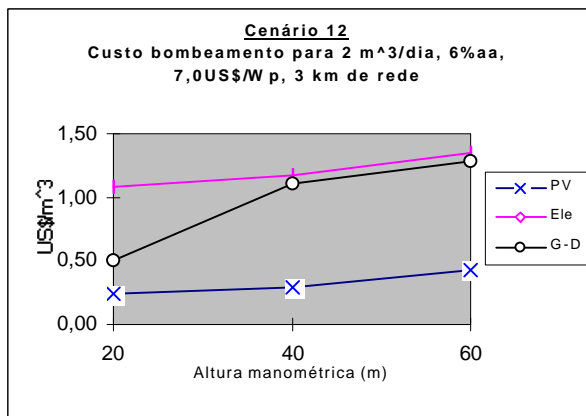
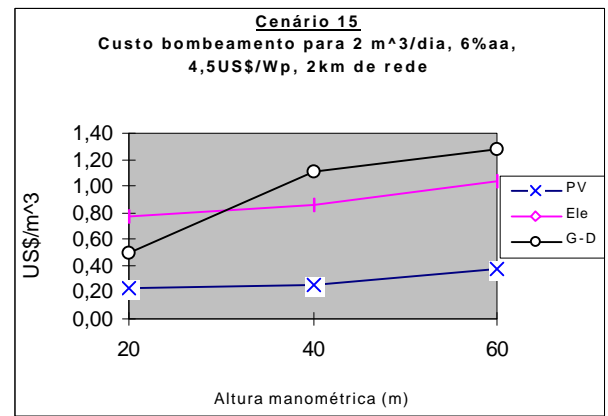
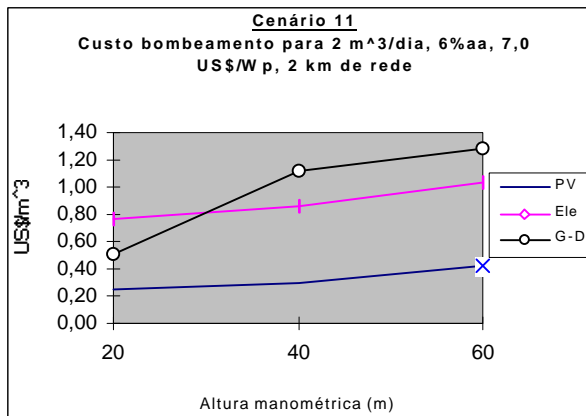
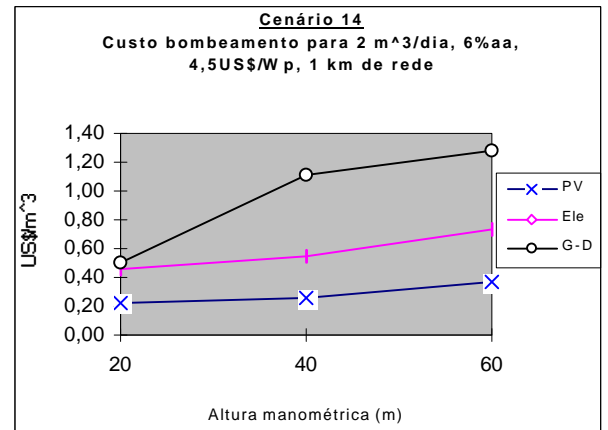
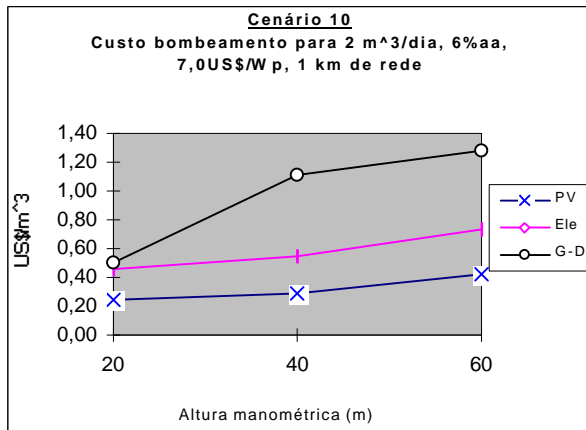
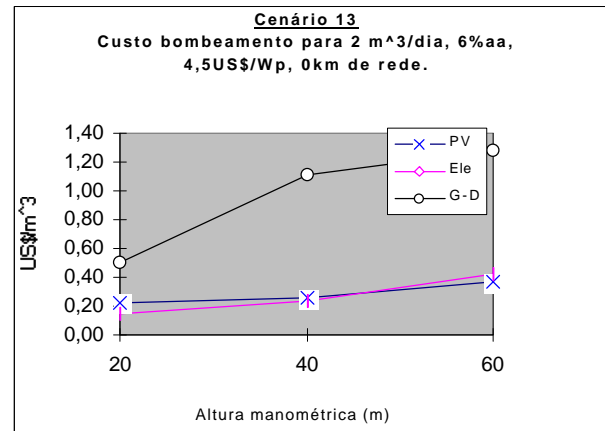
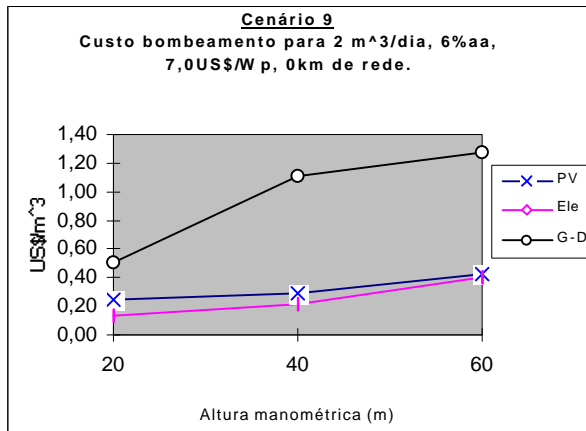
Caso I

50% do custo da rede, combustível sem acréscimo.



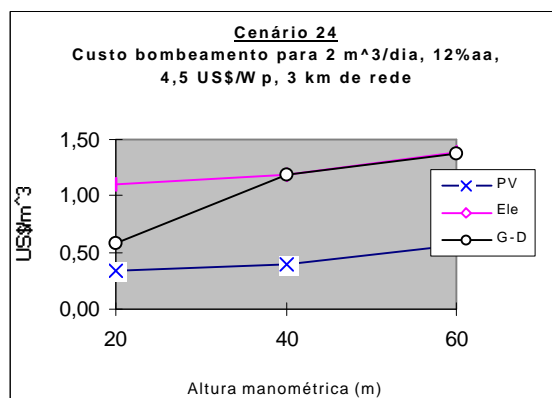
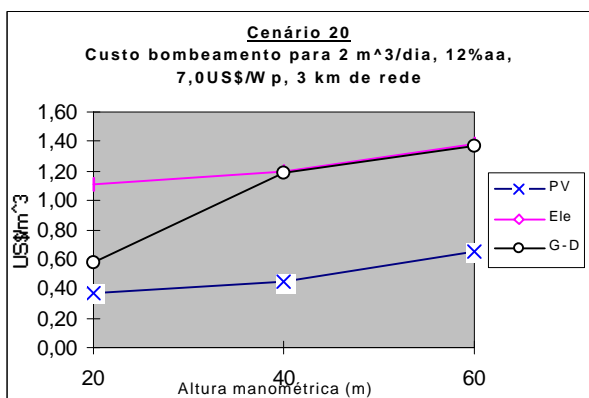
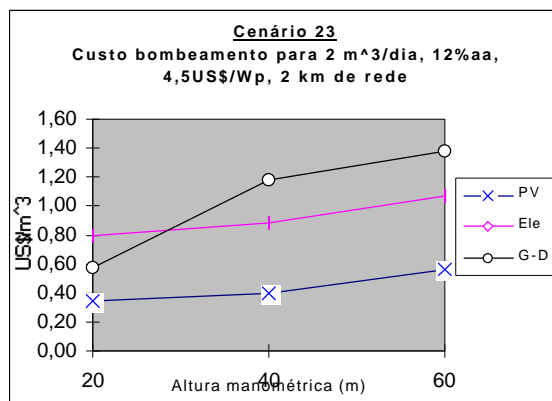
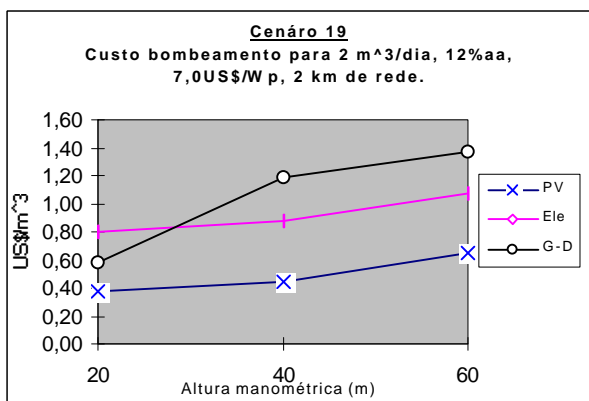
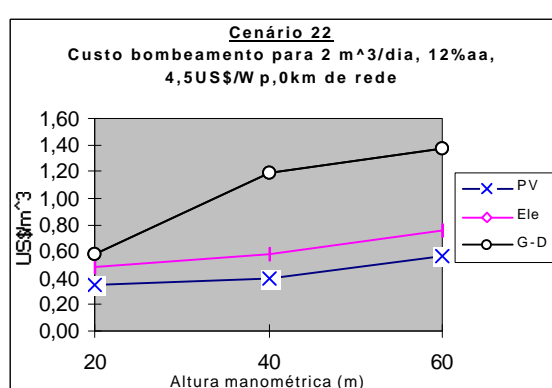
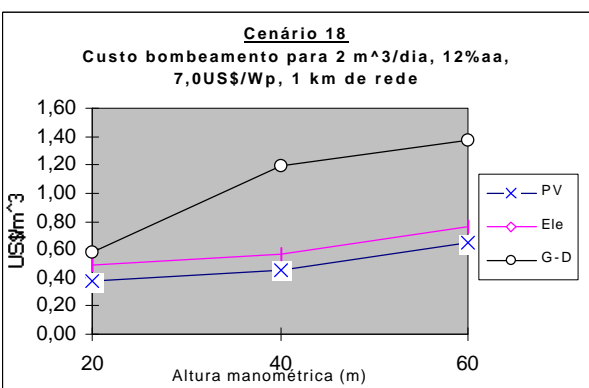
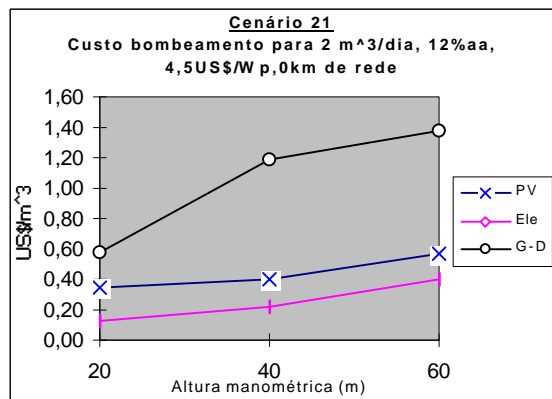
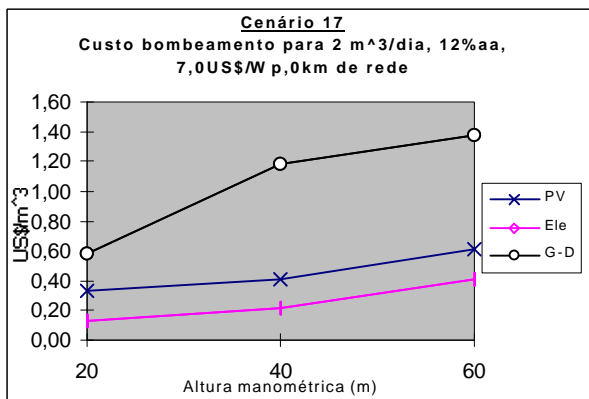
Caso I

50% do custo da rede, combustível sem acréscimo.



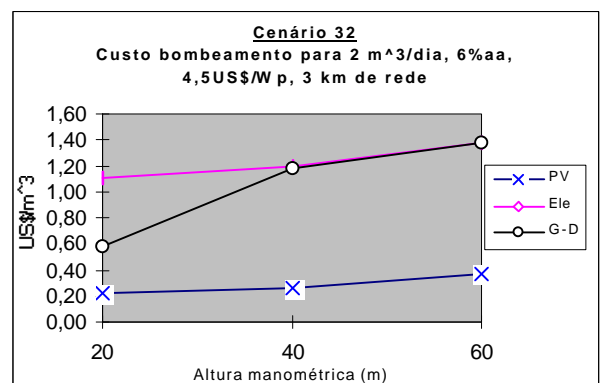
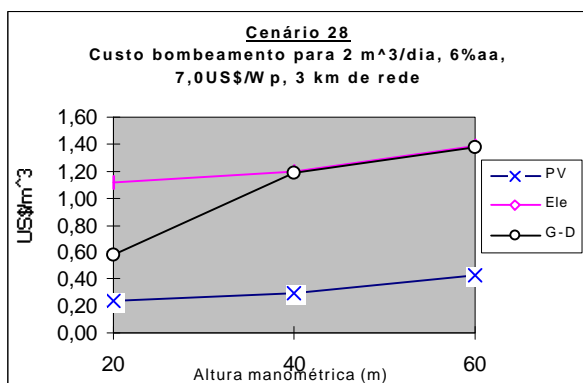
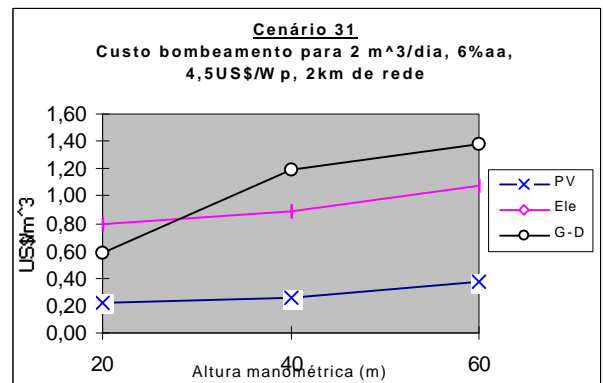
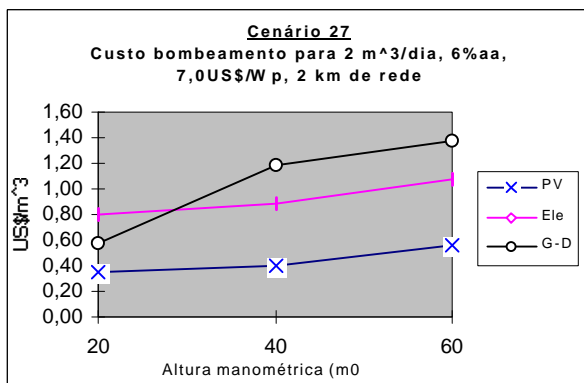
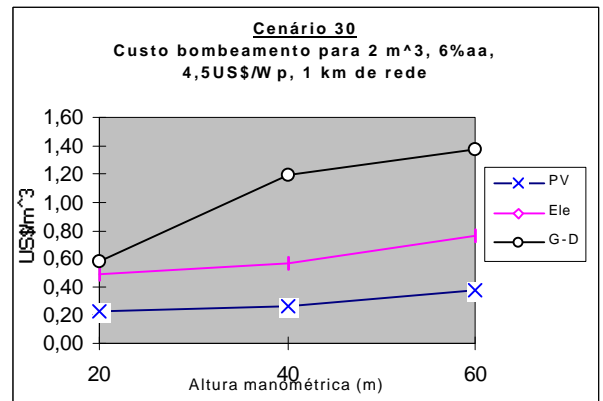
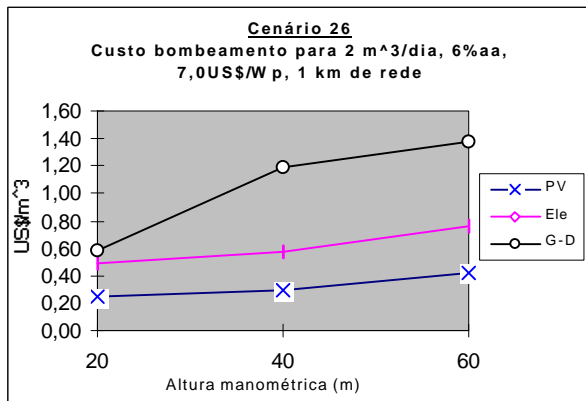
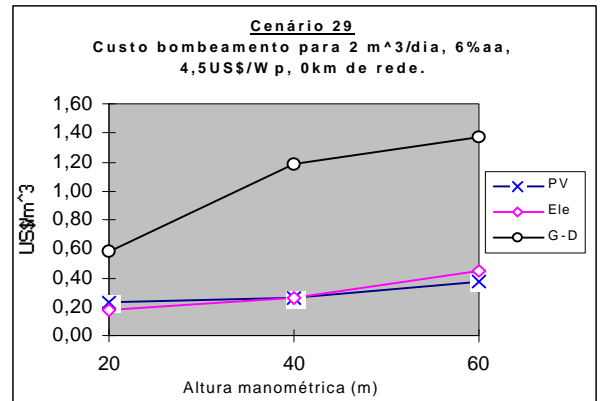
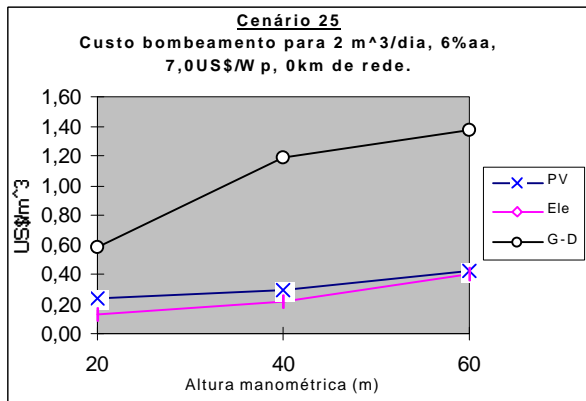
Caso I

50% do custo da rede, combustível com acréscimo.



Caso I

50% do custo da rede, combustível com acréscimo.



4.2.3.1.2 Caso II

Neste Caso II, havendo a necessidade de rede trifásica para altura manométrica de 60 metros, os custos finais sofrem um incremento em virtude dos próprios custos de construção desta rede. Por outro lado, o preço do grupo motobomba sofre uma redução.

Sem acréscimo no preço dos combustíveis

Para a condição típica considera de 7,00 US\$/Wp, imputando nos cálculos 50% dos custos da rede elétrica e uma taxa de desconto de 12%aa, a opção de bombeamento com rede elétrica convencional é a mais barata para os casos em que a rede já se encontra no local, como também quando há a necessidade de construção de 1 km de rede (Cenários 1 e 20), esta opção ainda segue sendo a mais vantajosa quando a rede a ser construída é de 2 km, para 40 metros de altura manométrica, e tem praticamente o mesmo custo que a opção a combustão interna, quando a altura manométrica é de 60 metros, (Cenário 3). Ainda neste Cenário, para 20 metros de altura manométrica a opção mais indicada é solar fotovoltaica. No Cenário 4, a opção fotovoltaica é a mais indicada para alturas manométricas de 20 e 40 metros, já para 60 metros a opção é a combustão interna.

Nos Cenários 5 e 6, a opção mais viável é a elétrica convencional, sendo que neste último, para 20 metros de altura manométrica os custos das opções fotovoltaica e elétrica convencional se igualam. Até este ponto a opção a combustão é a menos atrativa.

No Cenário 7, a opção mais indicada para as três alturas manométricas é a fotovoltaica, seguida da opção elétrica convencional e a combustão interna, com exceção da altura manométrica de 60 metros que estas duas últimas opções competem entre si.

No Cenário 8, a opção fotovoltaica é a mais indicada, sendo seguida pelas duas outras opções que competem entre si para as alturas manométricas de 20 e 40 metros, e finalmente, para a altura manométrica de 60 metros, a rede elétrica convencional é a opção mais onerosa.

Nos Cenários em que a taxa de desconto para o financiamento da opção fotovoltaica é de 6%aa, nos Cenários 9 e 13, a opção elétrica convencional é a mais indicada, seguida pelas opções fotovoltaicas e a combustão interna respectivamente.

Nos Cenários 10 e 14, a opção a combustão interna é a mais onerosa, sendo que no primeiro Cenário, as duas outras opções estão em igualdade de custos, e para o último, a fotovoltaica é a mais indicada.

Nos Cenários 11 e 15, a opção mais indicada é a solar fotovoltaica seguida da opção elétrica convencional e a combustão respectivamente, excetuando a condição em que a altura manométrica é de 60 metros. Para esta condição, as duas últimas opções são coincidentes em custos.

Nos Cenários 12 e 16, a opção fotovoltaica segue sendo a mais indicada, sendo que as outras duas opções são praticamente coincidentes em custos para as alturas manométricas de 20 e 40 metros, e para a altura de 60 metros, a opção com rede elétrica convencional é a menos indicada.

Com acréscimo no preço dos combustíveis

Nos Cenários 17, 18, 21 e 22, apesar do comportamento das curvas de custos não ser proporcional, a opção mais vantajosa é a rede elétrica convencional seguida da fotovoltaica e finalmente da opção a combustão interna. Há entretanto, um único ponto coincidente entre as opções da rede elétrica e fotovoltaica que é a condição de 20 metros de altura manométrica no Cenário 22, quando o preço do Watt pico é de 4,5 US\$.

No Cenário 19, para a altura manométrica de 20 metros, a opção mais indicada é a fotovoltaica em detrimento da rede elétrica convencional; entretanto, para as alturas manométricas de 40 e 60 metros, as posições se invertem para estas opções. A opção a combustão interna é a menos indicada para as três alturas manométricas de bombeamento.

No Cenário 23, para as três alturas manométricas, a opção mais indicada é a fotovoltaica, seguida das opções com rede elétrica convencional e a combustão interna, respectivamente.

Nos Cenários 20 e 24, a opção fotovoltaica é a mais indicada para as três alturas manométricas. Para as alturas manométricas de 20 e 40 metros a melhor opção é a elétrica convencional, e para a altura manométrica de 60 metros, esta posição se inverte.

Nos Cenários 25 e 29, a opção mais indicada é a rede elétrica convencional, sendo seguida pelas opções fotovoltaica e a combustão interna, respectivamente.

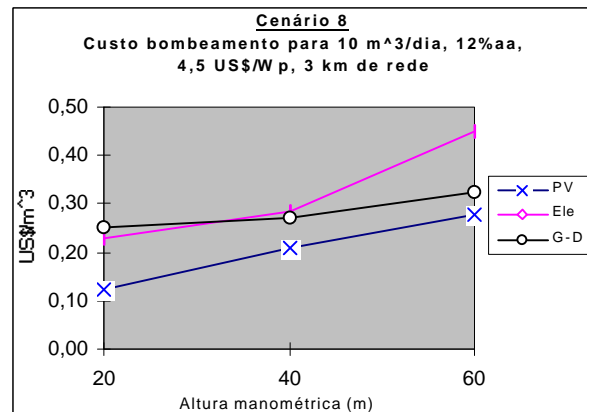
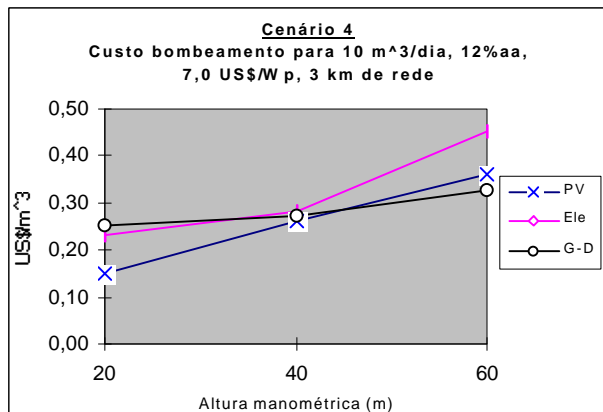
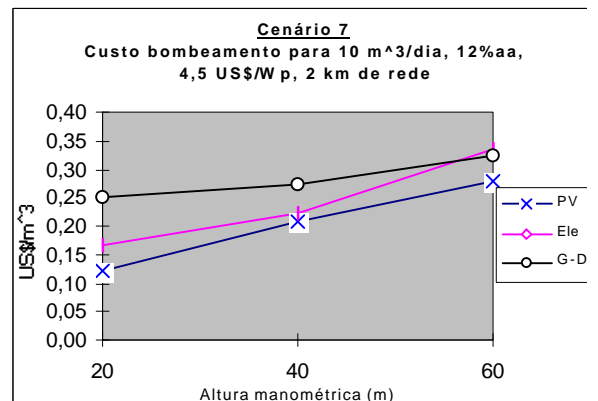
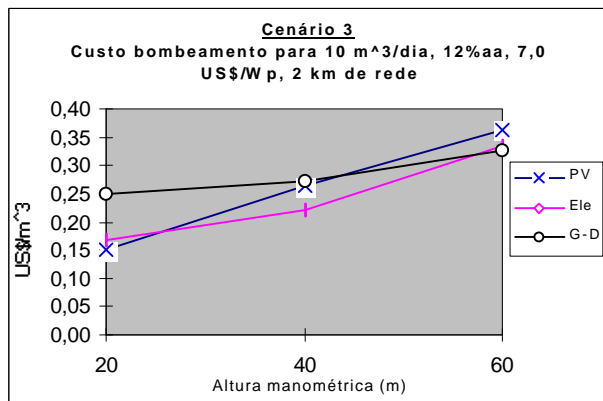
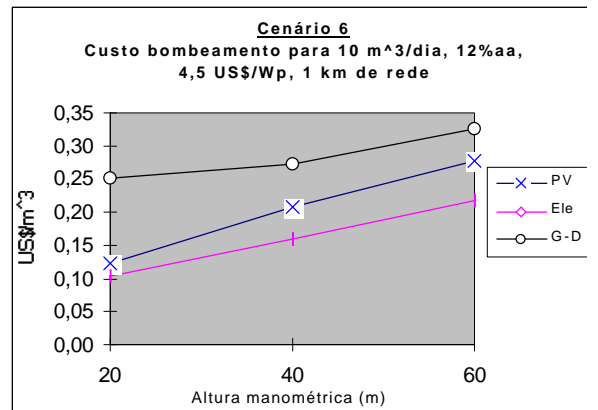
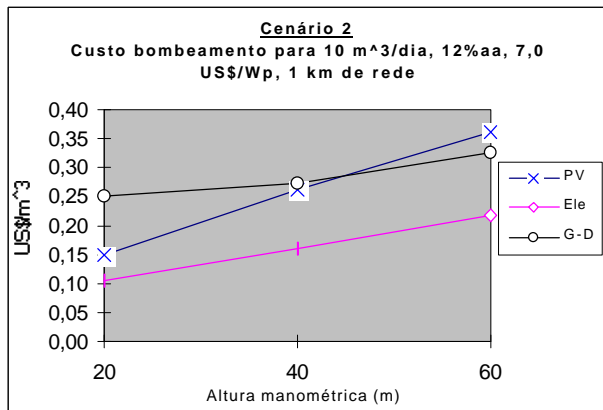
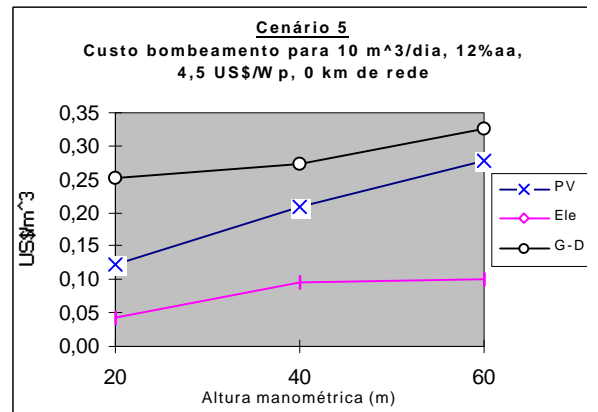
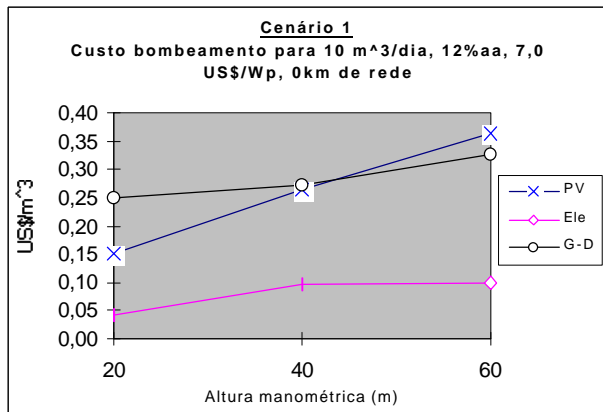
No Cenário 26, os custos das opções fotovoltaica e elétrica convencional são coincidentes, já a opção a combustão interna é a mais onerosa das três.

Nos Cenários de número 27, 30 e 31, para as três alturas manométricas a opção mais indicada é a fotovoltaica seguida das opções elétrica convencional e a combustão interna, entretanto no Cenário 30, a variação nos custos das duas primeiras opções é muito tênue, podendo ser modificada com a variação pequena de algum parâmetro individual como pode ser a redução da porcentagem dos custos da rede elétrica convencional.

Nos Cenários 28 e 32, a opção mais indicada é a fotovoltaica para as três alturas manométricas, em seguida, para as profundidades de 20 e 40 metros é indicada a opção com rede elétrica convencional, e para a altura de 60 metros a mais indicada é a opção a combustão interna.

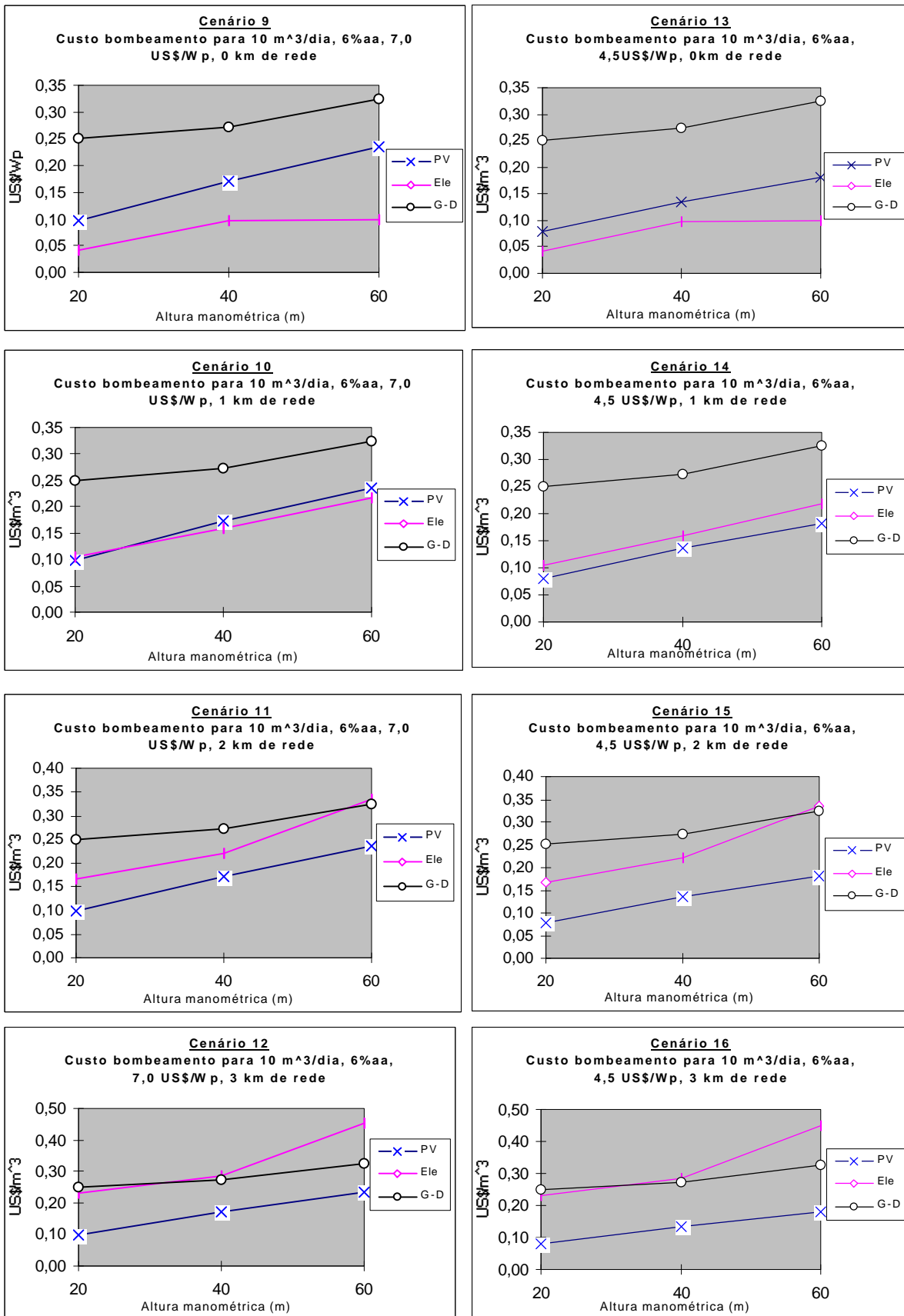
Caso II

50% do custo da rede elétrica, combustível sem acréscimo.



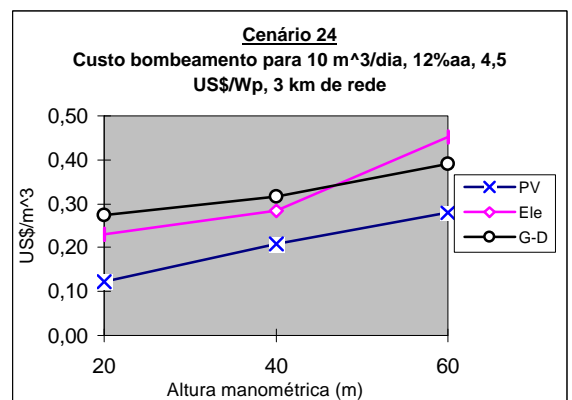
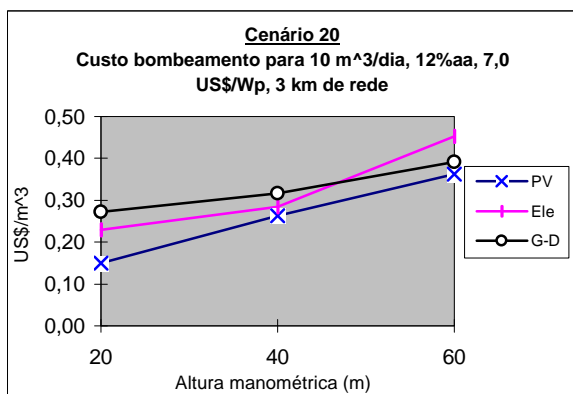
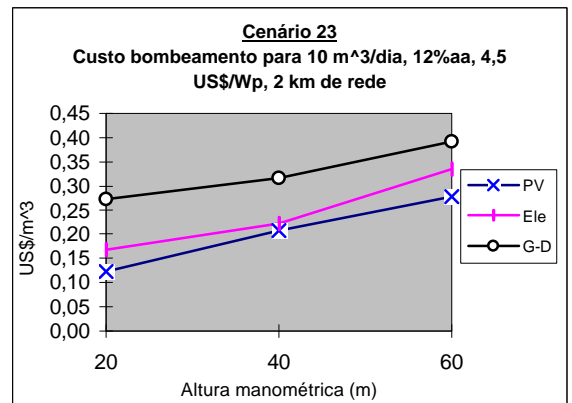
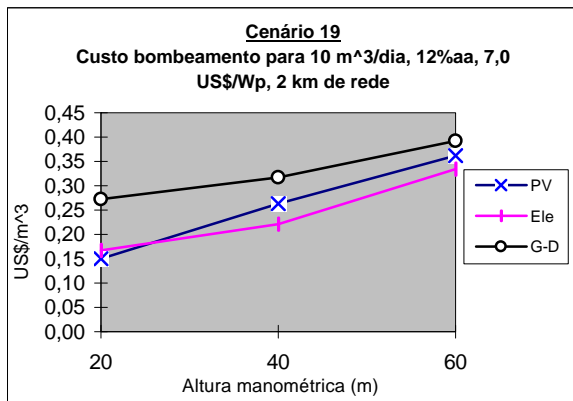
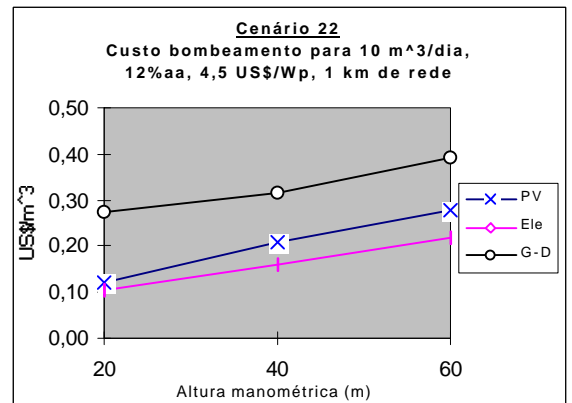
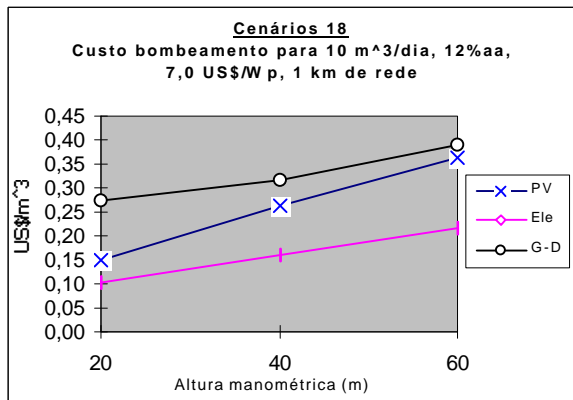
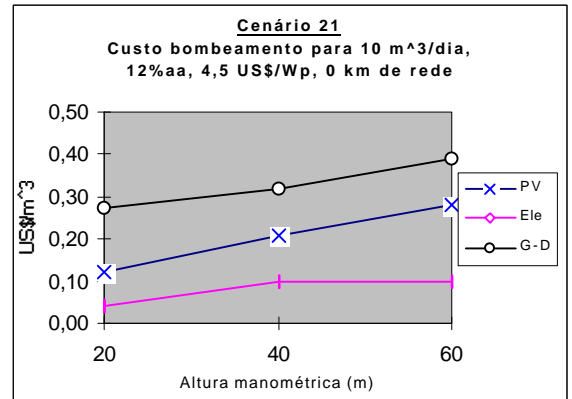
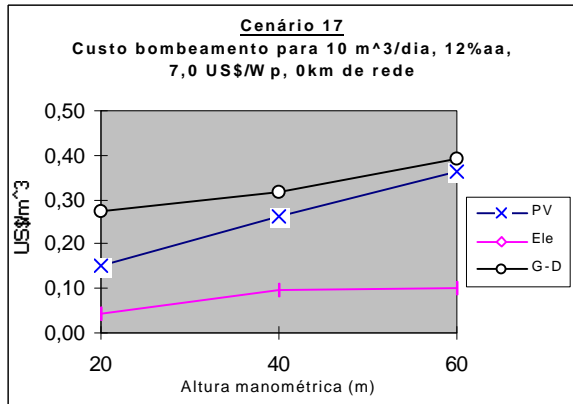
Caso II

50% do custo da rede elétrica, combustível sem acréscimo.



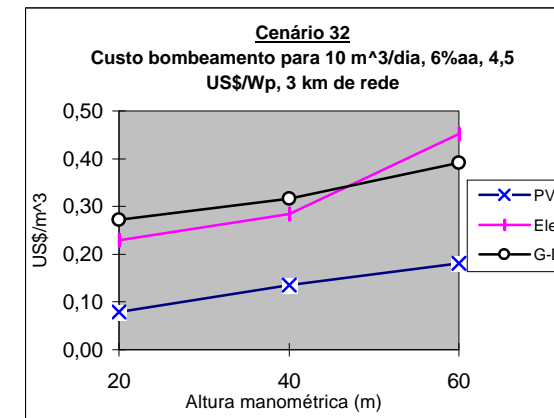
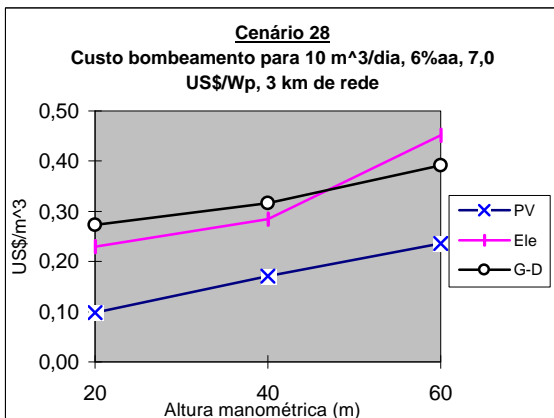
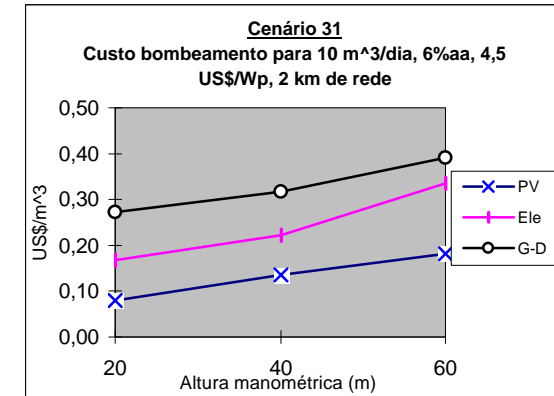
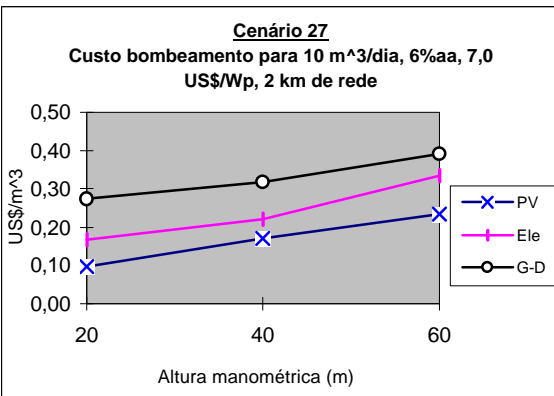
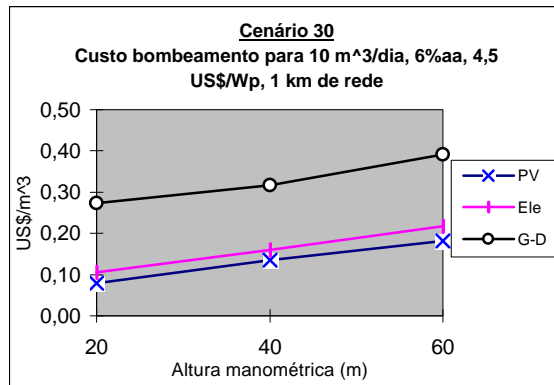
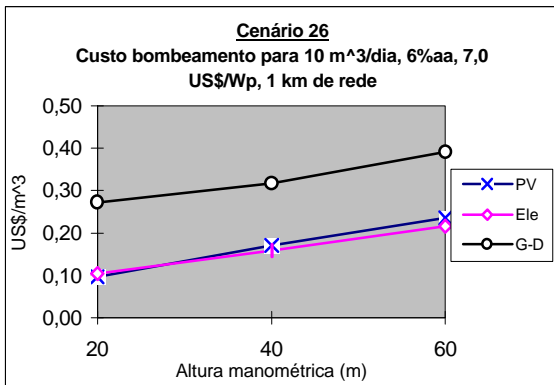
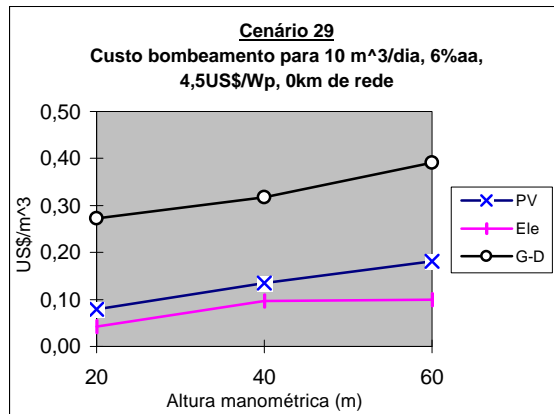
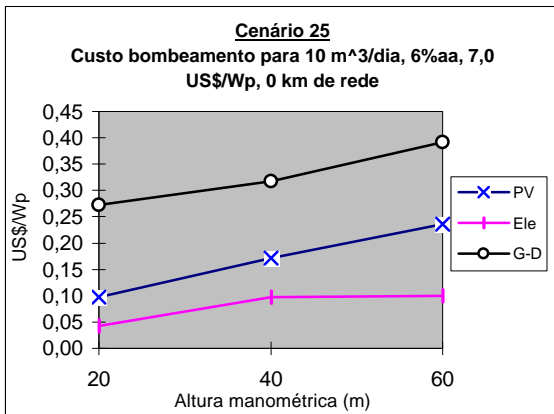
Caso II

50% do custo da rede elétrica, combustível com acréscimo.



Caso II

50% do custo da rede elétrica, combustível com acréscimo.



4.2.3.1.3 Caso III

Sem acréscimo no preço dos combustíveis

A opção com energia elétrica convencional é a mais indicada para os Cenários 1, 2, 3, 5, 6, e 7, competindo em igualmente com a opção a Diesel no Cenário 4 e Cenário 8, para as alturas manométricas de 20 e 40 metros, e 40 metros respectivamente. Ainda nos Cenários 1, 2, 3 e 4, as opções fotovoltaica e Diesel estão em igualdade de condições para a altura manométrica de 20 metros, e para as alturas de 40 e 60 metros, a opção a Diesel é mais interessante do que a fotovoltaica. Ainda nos Cenários 5, 6, 7 e 8, as opções fotovoltaica e a Diesel apresentam-se em igualdade de condições para a altura manométrica de 40 metros. Já, quando a demanda energética é menor, ou seja, para altura manométrica de 20 metros, a opção fotovoltaica é mais indicada em detrimento da opção a Diesel, enquanto que, quando a demanda energética é maior, para altura manométrica de 40 metros, a ordem se inverte e a mais indicada é a opção a Diesel.

Salienta-se que, somente nos Cenários 4 e 8 do Caso III sem acréscimo no preço do combustível, e para altura manométrica de 60 metros que a opção a Diesel torna-se a mais indicada do ponto de vista do custo do volume bombeada. Ainda neste dois Cenários, para alturas de 20 e 40 metros e 40 metros respectivamente, a opção a Diesel compete em igualdade de custos com as outras duas opções.

Nos Cenários 9, 10, 11, 13 e 14, a opção mais indicada é a elétrica convencional, sendo que esta compete em praticamente igualdade de custos com a fotovoltaica nos Cenários 11 e 14, para as alturas manométricas de 20 e 40 metros.

Ainda nos Cenários 9, 10, 11, 13, 14 e 15, a opção a Diesel é a menos indicada das três para as demandas energéticas menores, ou seja, a altura manométrica de 20 e 40 metros, estando em igualdade de condições com a fotovoltaica nos Cenários 9, 10, 11 e 12 para altura manométrica de 60 metros.

A opção fotovoltaica é a mais indicada nos Cenários 12, 15 e 16 para as três profundidades, excetuando no Cenário 12 que esta compete com a opção a Diesel.

Com acréscimo no preço dos combustíveis

Nos Cenários de 17 a 23, a opção menos onerosa para praticamente todas as alturas manométricas é a elétrica convencional, exceção feita à altura manométrica de 20 metros nos Cenários 20 e 23.

As opções fotovoltaica e a Diesel tem um comportamento similar nos Cenários de 17 a 20, ou seja, a fotovoltaica é a menos onerosa do que a opção a Diesel para a altura manométrica de 20 metros, e mais onerosa para altura de 60 metros, e tem aproximadamente o mesmo custo para a altura manométrica de 40 metros.

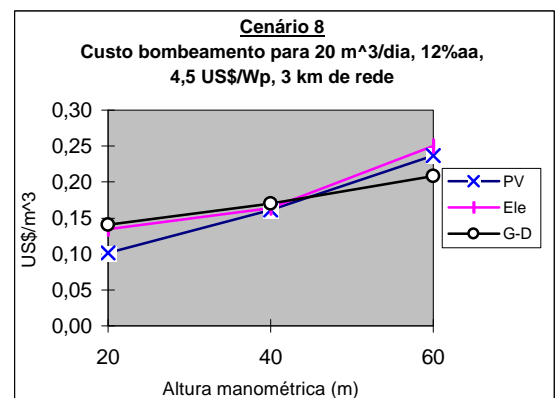
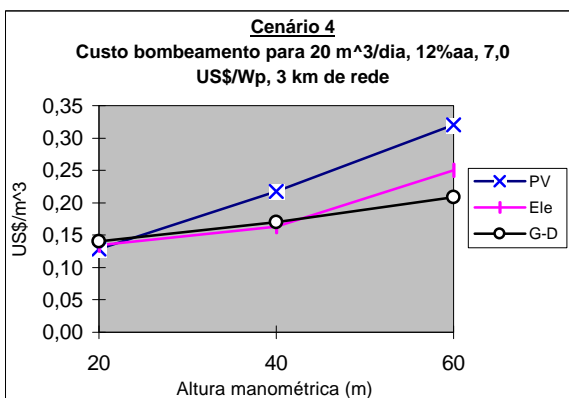
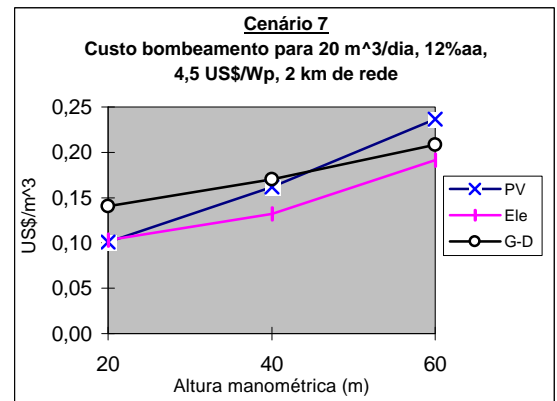
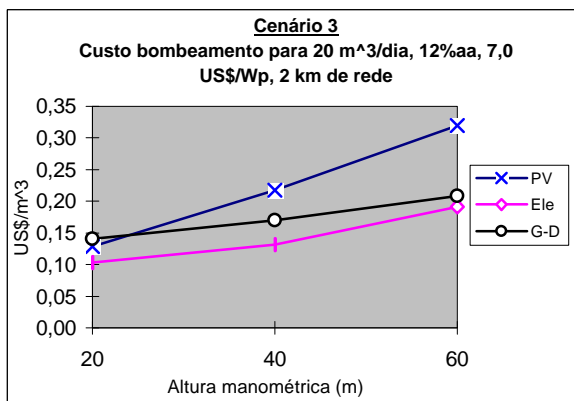
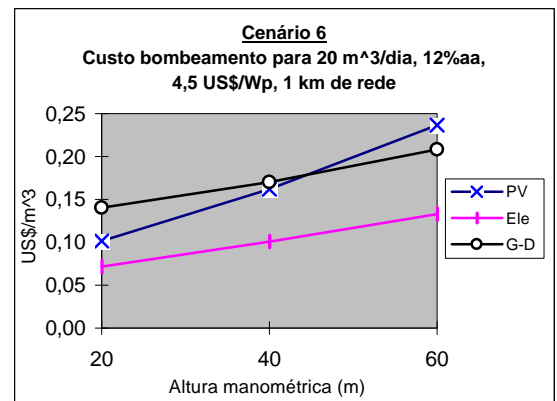
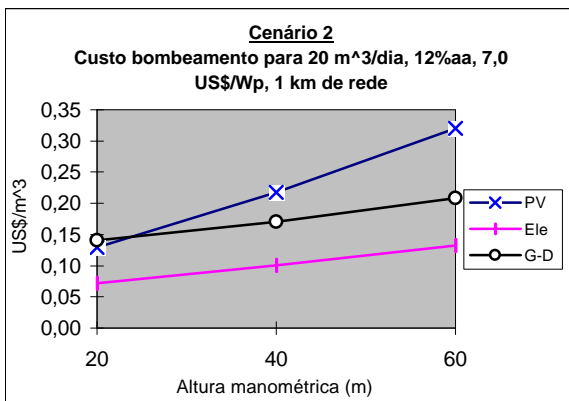
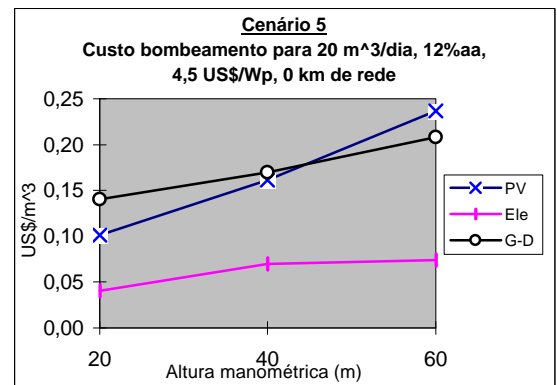
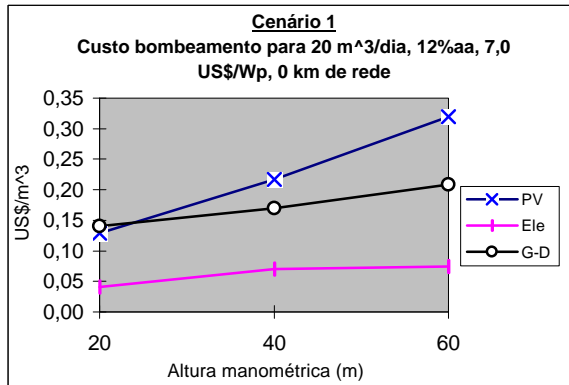
Nos Cenários de 21 a 24, a opção a Diesel é a menos indicada para todas as alturas manométricas. A fotovoltaica aparece como segunda opção nos Cenários 21, 22 e 23, a exceção da altura manométrica do Cenário 23 na qual, essa compete com a rede elétrica convencional. No Cenário 24, a opção fotovoltaica é a mais atrativa para a altura de 20 metros e compete igualmente com a opção elétrica convencional.

Nos Cenários de 25 a 32, a opção a Diesel é a menos indicada para qualquer altura manométrica. Nos Cenários 25, 26 e 29, a opção elétrica convencional é a mais indicada, ficando em segundo lugar a opção fotovoltaica.

Nos Cenários 27 e 30, as opções elétrica convencional e fotovoltaica competem entre si praticamente em igualdade de custos. E finalmente nos Cenários 28, 31 e 32, a opção mais indicada é a fotovoltaica, seguida da opção elétrica convencional.

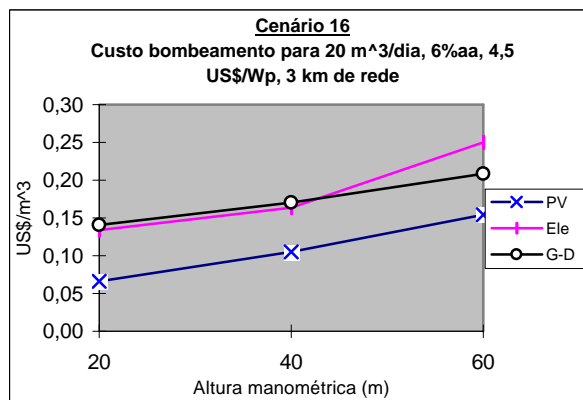
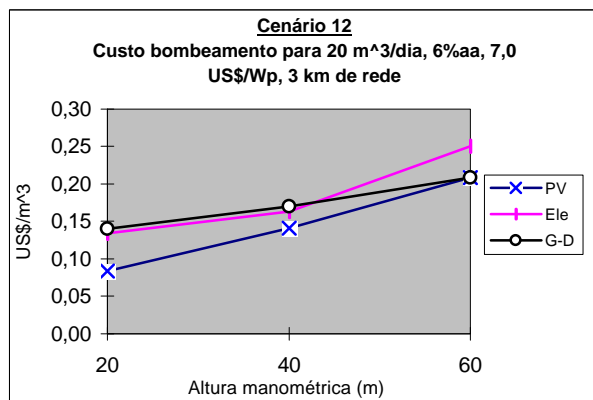
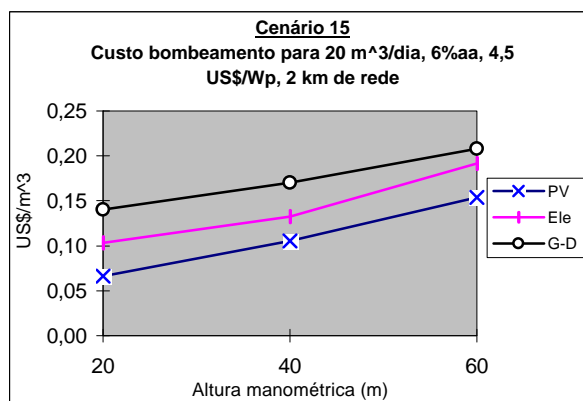
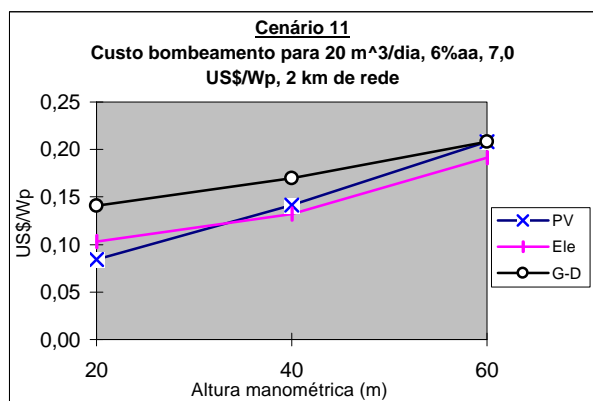
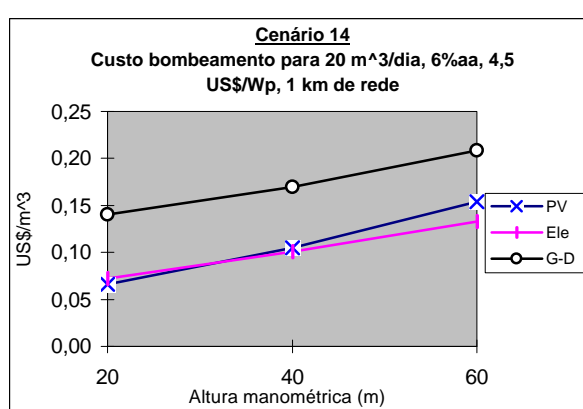
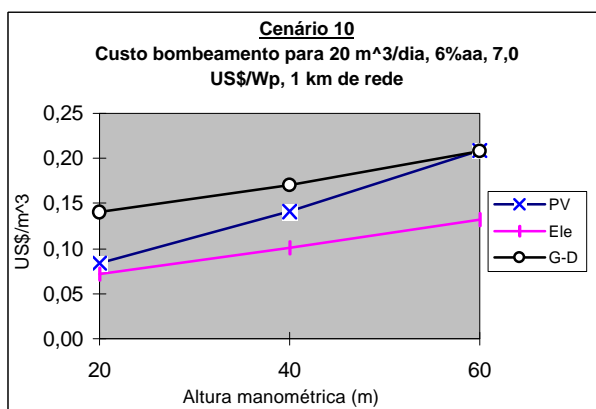
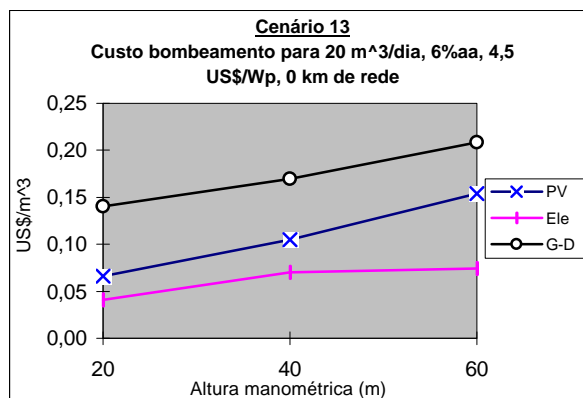
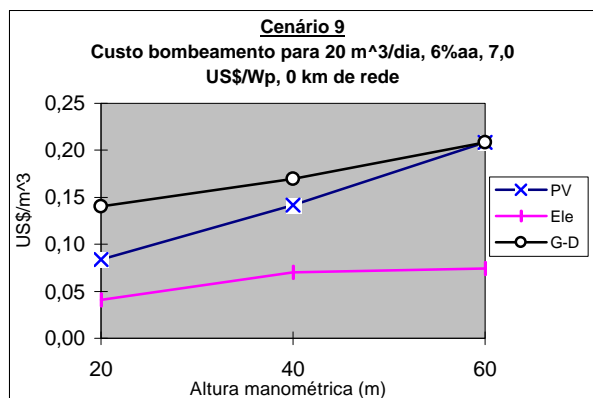
Caso III

50% do custo da rede elétrica, combustível sem acréscimo.



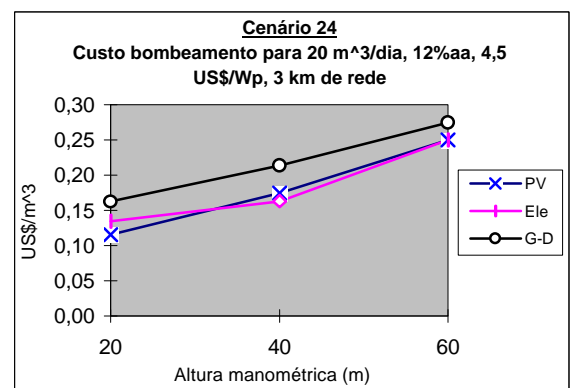
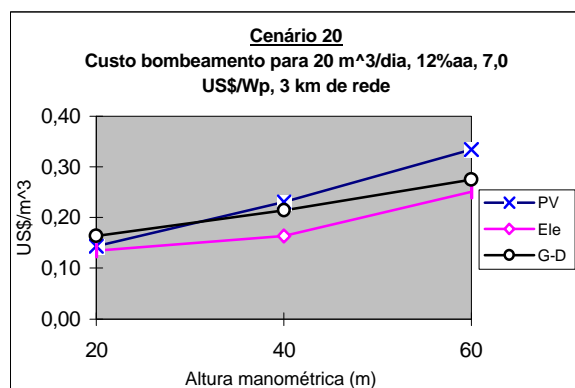
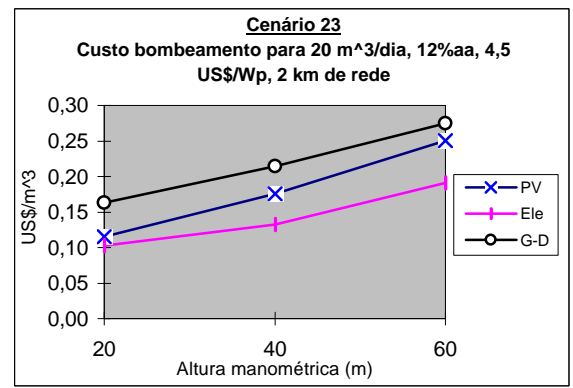
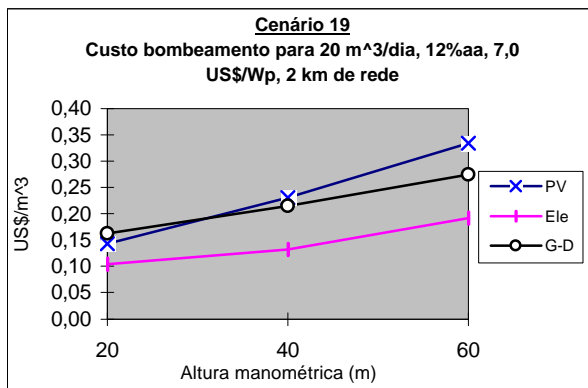
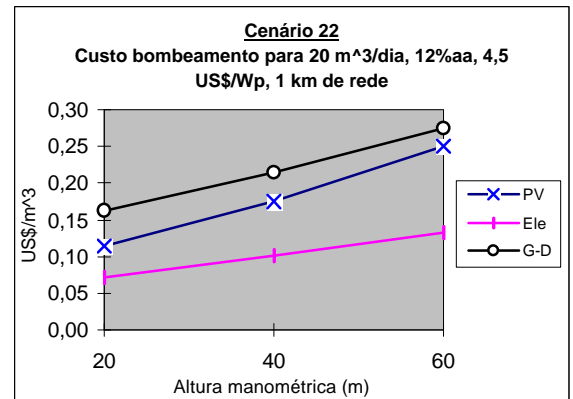
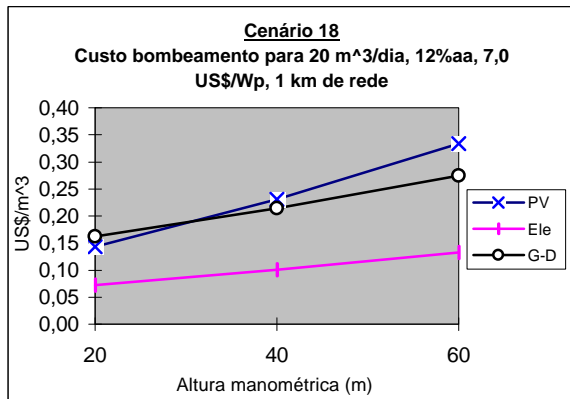
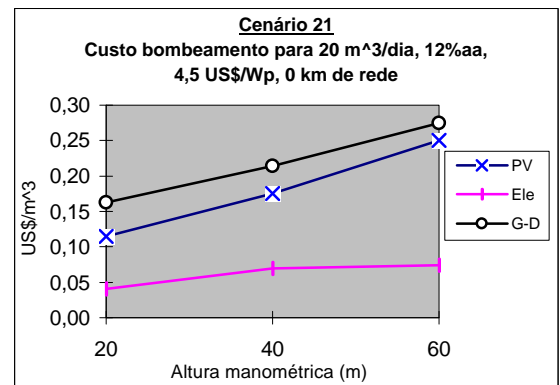
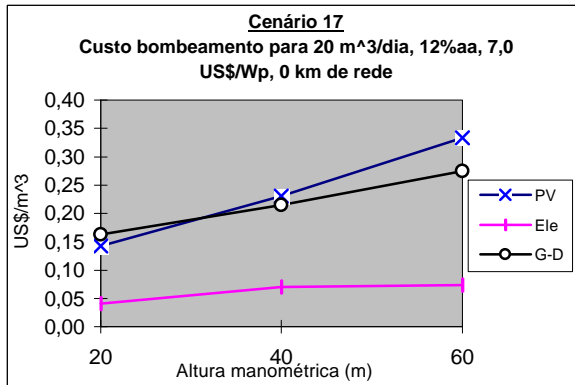
Caso III

50% do custo da rede elétrica, combustível sem acréscimo.



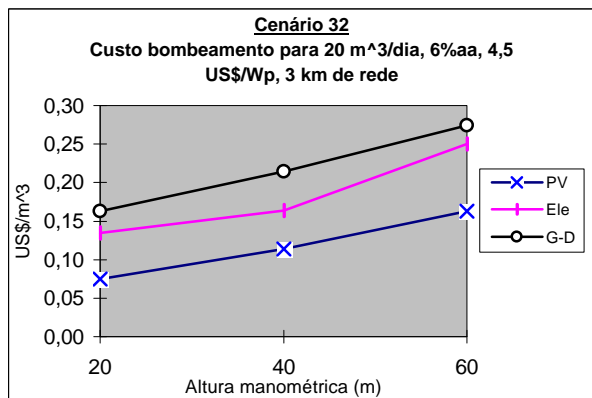
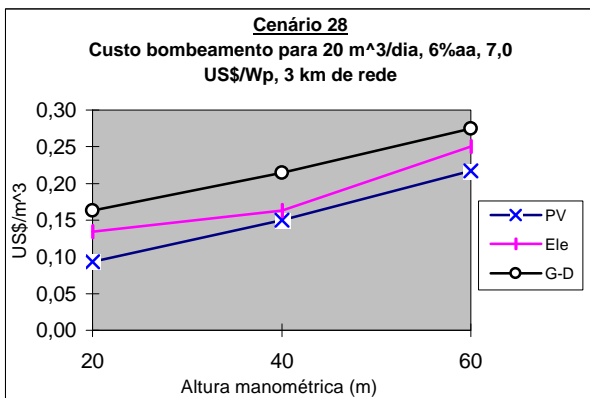
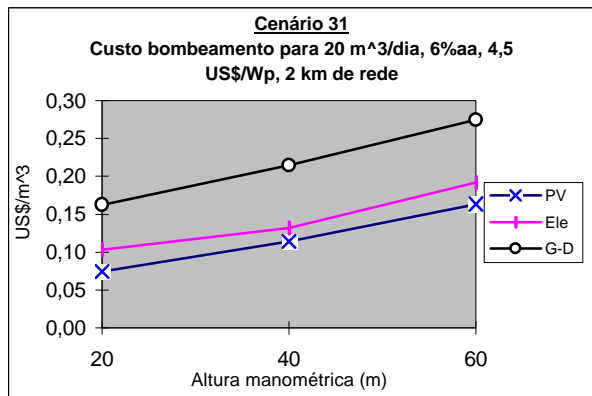
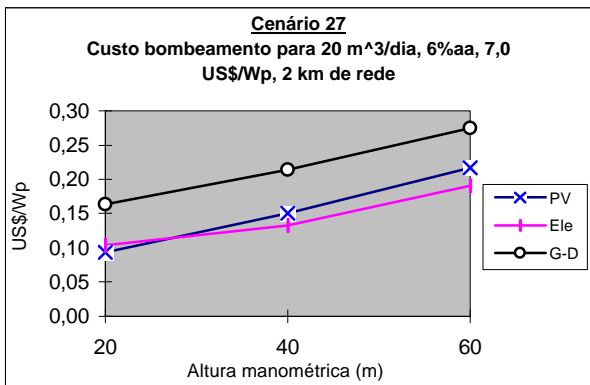
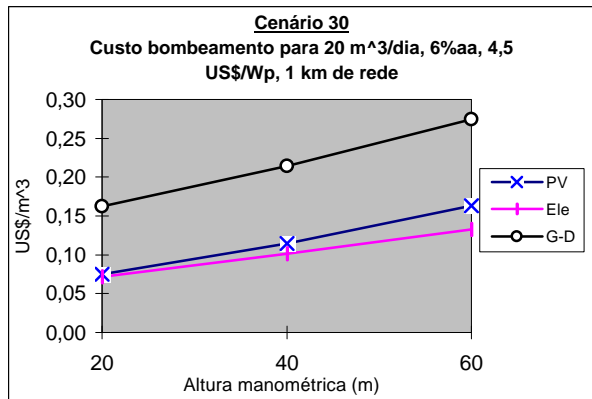
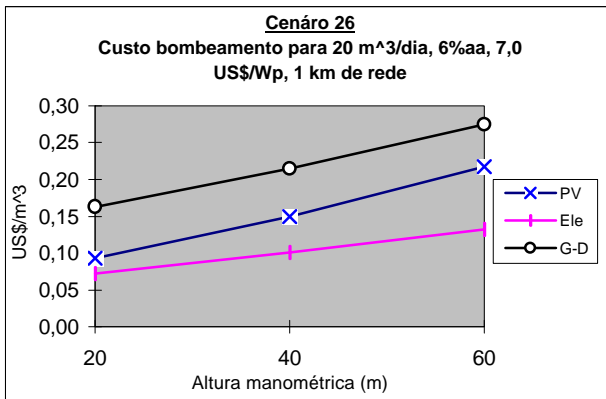
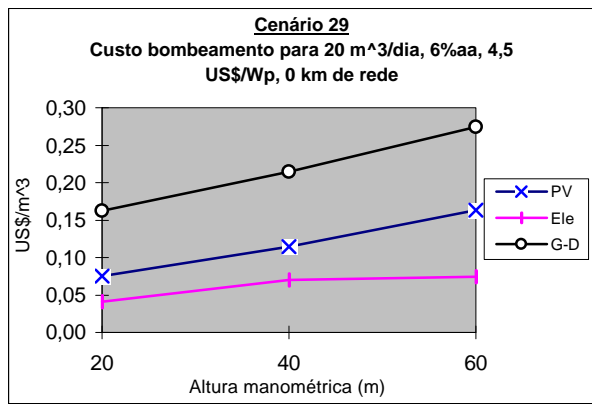
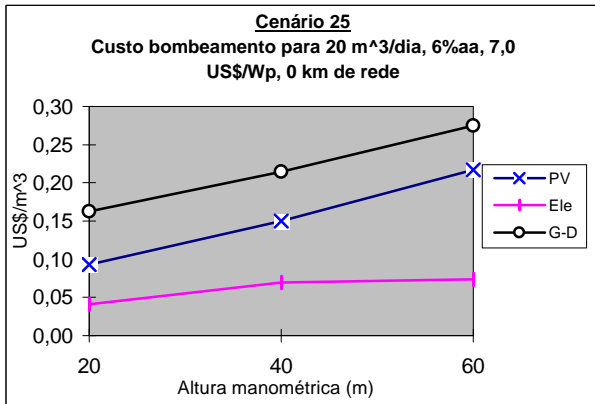
Caso III

50% do custo da rede elétrica, combustível com acréscimo.



Caso III

50% do custo da rede elétrica, combustível com acréscimo.



4.2.3.2 Determinação dos custos energéticos de equilíbrio

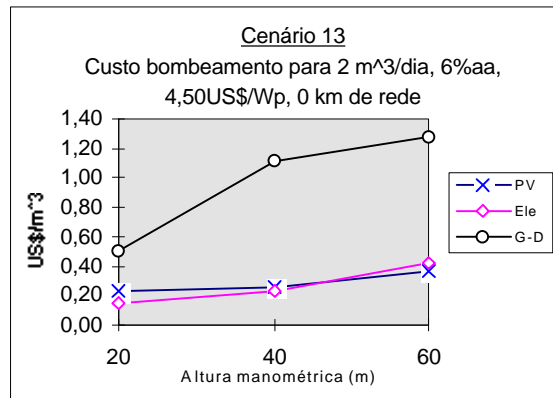
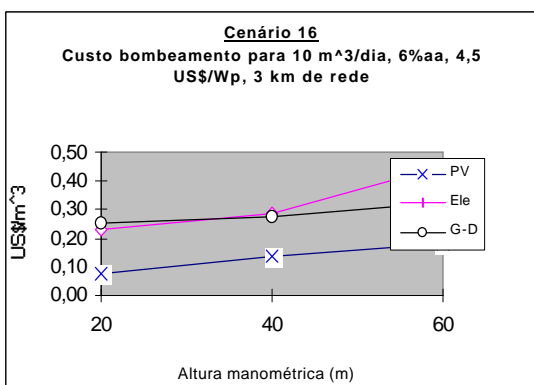
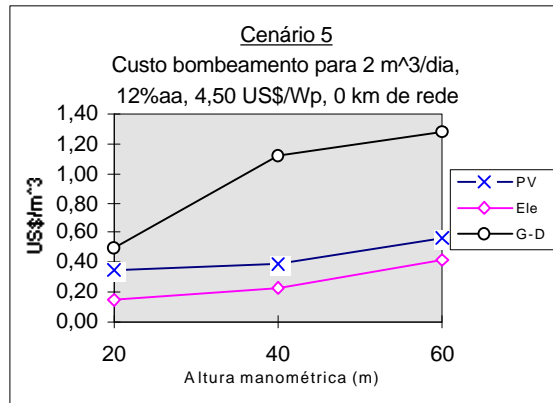
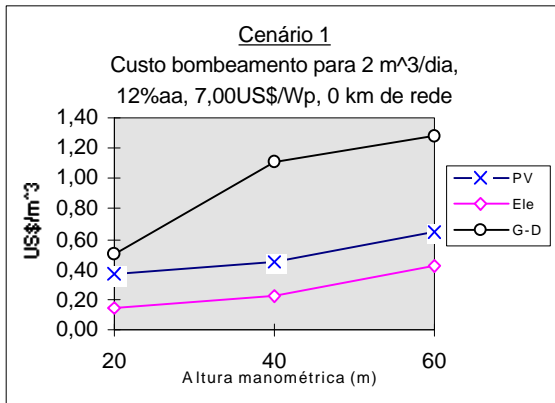
Para esta segunda parte da análise, foram escolhidos de cada um dos Casos já analisados, os Cenários 1, 5, 9 e 13, os quais representam situações nas quais o preço do combustível não sofreu acréscimo e a rede elétrica convencional está presente no local de bombeamento, as únicas variações são o preço do Watt pico e a taxa de desconto aplicada ao financiamento de projetos fotovoltaicos.

A intenção nesta etapa do trabalho é determinar os custos incrementais unitários das opções a combustão interna (US\$/litro) e com a rede elétrica convencional (US\$/MWh), para os quais os custos se equiparem com a opção fotovoltaica. Ou seja, em função do custo de construção da rede ou do incremento do preço do combustível resultante das distâncias de cada situação, em quanto podem aumentar estes custos para que as opções mencionadas se igualem nos custos da opção fotovoltaica e, a partir do “ponto de equilíbrio” a opção fotovoltaica seria a mais indicada.

4.2.3.2.1 Caso I

A tabela 4.5 apresenta os parâmetros utilizados na determinação do Caso I, no entanto os principais parâmetros relacionados somente com os Cenários 1, 5, 9 e 13 deste Caso são apresentados a seguir.

- Parâmetros Básicos . Vazão - 2 m³/dia.
 - . Altura manométrica - 20, 40, 60 m.
 - . 0 km de rede.
 - . 0,798 US\$/l gasolina.
 - . 0,438 US\$/l Diesel.
- Variações . 7,00 US\$/Wp.
 - . 4,50 US\$/Wp.
 - . i = 12% ao ano.
 - . i = 6% ao ano



No Cenário 1, o custo adicional de energia médio para as 3 alturas manométricas a ser pago para que a opção com eletricidade convencional se iguale a fotovoltaica é de cerca de 570,00 US\$/MWh. No Cenário 5, este valor é de cerca de 580,00 US\$/MWh.

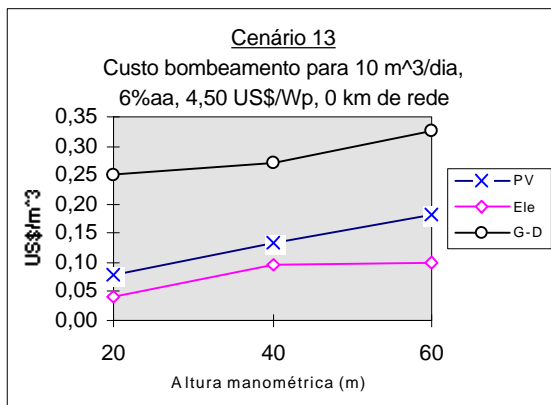
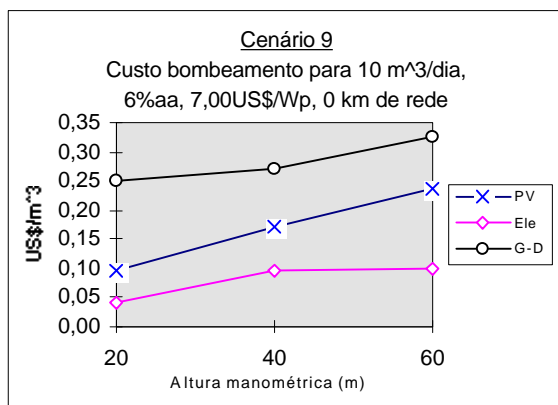
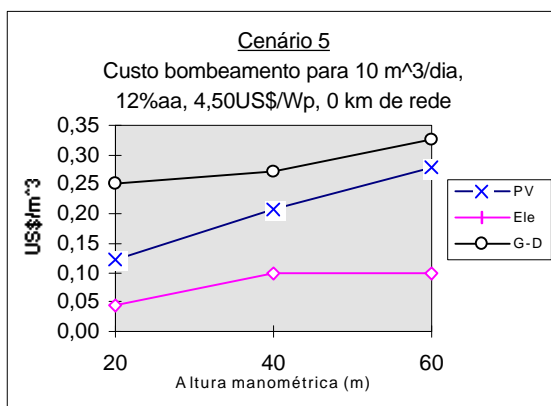
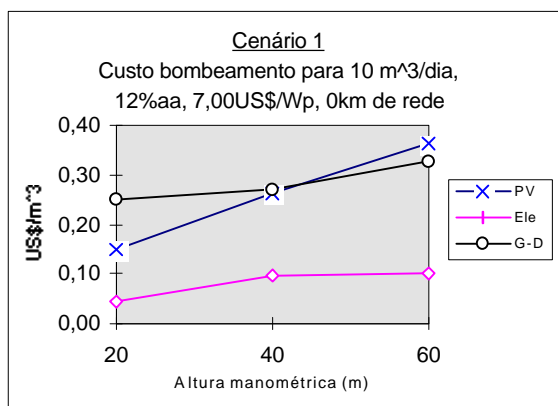
No Cenário 9, os custos das opções fotovoltaica e elétrica convencional são equivalentes para altura manométrica de 60 m, e o custo adicional da opção elétrica convencional para altura manométrica de 20 m é de 680,00 US\$/MWh, e de 220,00 US\$/MWh para altura de 40 m.

No Cenário 13, os custos de bombeamento com eletricidade convencional e fotovoltaica, para altura manométrica de 40 m praticamente se igualam e para altura de 60 m, a opção fotovoltaica é algo mais barata, o custo adicional da energia elétrica convencional para altura manométrica de 20 m é de 550,00 US\$/MWh.

4.2.3.2.2 Caso II

A tabela 4.6 apresenta os parâmetros utilizados na determinação do Caso II, no entanto os principais parâmetros relacionados somente com os Cenários 1, 5, 9 e 13 deste Caso são apresentados a seguir.

- Parâmetros Básicos . Vazão - 10 m³/dia.
 - . Altura manométrica - 20, 40, 60 m.
 - . 0 km de rede.
 - . 0,798 US\$/l gasolina.
 - . 0,438 US\$/l Diesel.
- Variações . 7,00 US\$/Wp.
 - . 4,50 US\$/Wp.
 - . i = 12% ao ano.
 - . i = 6% ao ano



Observa-se no Cenário 1 que, com o aumento da vazão diária de 2 m³/dia (Caso I) para 10 m³/dia (Caso II), a opção fotovoltaica, para taxa de desconto de 12% aa e 7,00 US\$/Wp, afastou-se sensivelmente da opção elétrica convencional, de tal forma que o custo adicional a ser pago pela opção elétrica convencional é de 620,00 US\$/MWh para altura manométrica de 60m. Ainda neste cenário, a opção fotovoltaica convencional chegou a ter aproximadamente o mesmo custo que a opção Diesel para altura manométrica de 40 m, e a ser algo mais cara do que essa, para altura de 60m. E ainda, o custo adicional do litro do Diesel para que se iguale aos custo da opção fotovoltaica para uma altura manométrica de 60 m é de 0,24 US\$/litro, ou seja, um preço de 0,678 US\$/litro.

Observa-se nos quatro Cenários, na a opção a energia elétrica convencional que os custos do volume bombeado (US\$/m³), da altura manométrica de 40 m para 60 m, praticamente se mantiveram constantes. Isto se deve principalmente ao menor preço do grupo motobomba utilizado no segundo caso, por ser este para um sistema trifásico. Os grupos motobombas monofásicos são mais baratos do que os trifásicos e o incremento no custo final devido a tarifa elétrica não foi significativo. Há que se levar em conta entretanto, que os custos de construção da rede trifásica são bem mais elevados do que a rede monofásica, sendo necessário estudo específico de cada caso real, para uma tomada de decisão quanto a qual opção a ser escolhida.

No Cenário 13, os custos de bombeamento da opção fotovoltaica se reduzem sensivelmente em relação ao Cenário 1, basicamente devido a redução do preço do Watt pico e da taxa de desconto para o financiamento da opção fotovoltaica. Neste sentido, o custo adicional da tarifa elétrica para que se igualem aos custos da opção fotovoltaica para uma altura manométrica de 60m é de cerca de 190,00 US\$/MWh.

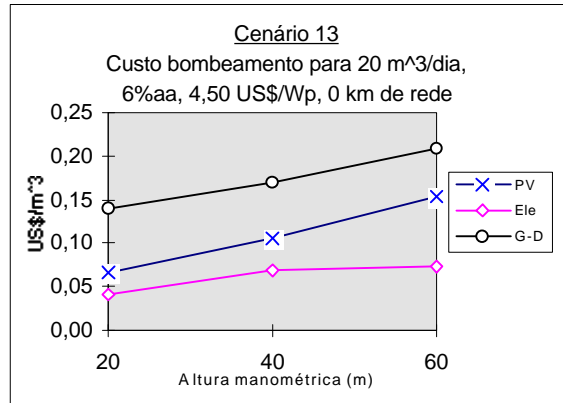
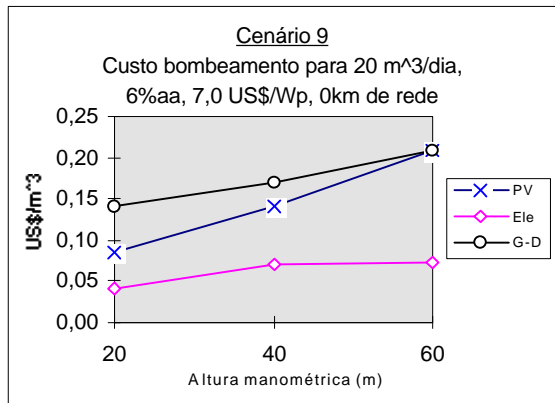
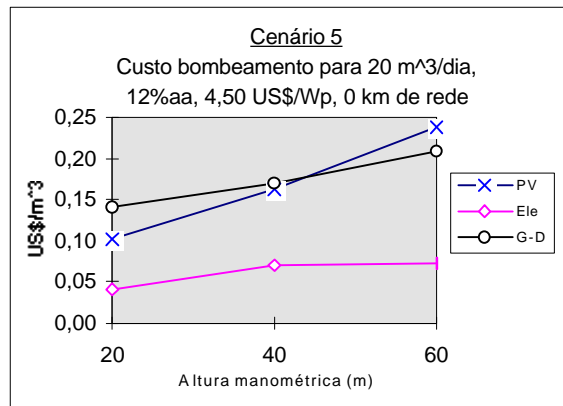
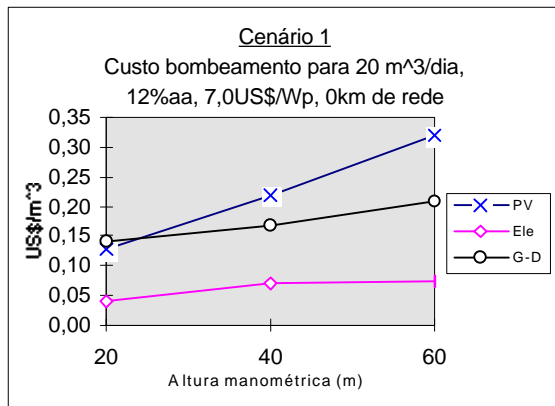
4.2.3.2.3 Caso III

A tabela 4.8 apresenta os parâmetros utilizados na determinação do Caso III, no entanto os principais parâmetros relacionados somente com os Cenários 1, 5, 9 e 13 deste Caso são apresentados a seguir.

- Parâmetros Básicos . Vazão - 20 m³/dia.

- . Altura manométrica - 20, 40, 60 m.
- . 0 km de rede.
- . 0,798 US\$/ gasolina.
- . 0,438 US\$/ Diesel.

- Variações . 7,00 US\$/Wp.
 - . 4,50 US\$/Wp.
 - . i = 12% ao ano.
 - . i = 6% ao ano



No Cenário 1, para a altura manométrica de 20 m, os custos de bombeamento das opções fotovoltaica e a Diesel praticamente se igualam. Já para as alturas manométricas de 40 e 60 m, a opção a Diesel é a menos custosa. Para estes dois casos, os custos adicionais do combustível para que se igualem os custos totais são respectivamente de 0,47 US\$/litro e 0,74 US\$/litro. E para que a opção elétrica convencional se iguale a

fotovoltaica para altura manométrica de 60 m, o custo incremental da energia é de 583,00 US\$/MWh.

No Cenário 5, os custos das opções a Diesel e fotovoltaica praticamente se equivalem para altura manométrica de 40 m, e ainda, o custo incremental do Diesel para que se iguale em custos a opção fotovoltaica para altura manométrica de 60 m é de 0,29 US\$/litro. Observa-se que para altura manométrica de 20 m, a opção fotovoltaica é a menos custosa em relação a opção a Diesel.

No Cenário 9, as opções Fotovoltaica e a Diesel se igualam em custos para altura manométrica de 60 m. Para este caso o custo adicional da energia elétrica convencional para que esta se iguale aos custos da opção fotovoltaica para altura manométrica de 60 m é de 318,00 US\$/MWh.

No Cenário 13, o custos adicionais da energia elétrica convencional para que os custos totais de bombeamento se igualem aos da opção fotovoltaica para as alturas manométricas de 20, 40 e 60 m são respectivamente de 178,00 US\$/MWh, 124,00 US\$/MWh e 190,00 US\$/MWh.

No Caso III, o comportamento das curvas de custos da opção com energia elétrica convencional é similar ao Caso II, ou seja, como o preço das bombas trifásicas utilizadas somente para a altura manométrica de 60 m, é menor do que o das bombas monofásicas para altura de 20 e 40 m, e não sendo a tarifa elétrica um parâmetro determinante nos custos de bombeamento, praticamente os custos de bombeamento não aumentam entre as alturas manométricas de 40 e 60 m.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 Conclusões

O abastecimento de água é um problema ainda não resolvido para uma grande parcela da população mundial, principalmente nos países chamados em desenvolvimento.

Tendo em vista que o abastecimento de água está diretamente relacionado com o acesso a energia, e que, principalmente para as populações rurais isoladas, a extensão da rede elétrica é onerosa e encontra inúmeros entraves, as formas de geração autônoma de energia podem contribuir significativamente para a solução deste problema em muitos casos.

Enfocando este trabalho o bombeamento de água com a tecnologia solar fotovoltaica, fez-se uma descrição pormenorizada dos componentes de um sistema típico de bombeamento, com a finalidade de propiciar um maior entendimento ao leitor, da tecnologia envolvida com esta opção.

Quanto ao dimensionamento, a escolha de uma metodologia simplificada teve como objetivo principal, torná-la acessível aos atores técnicos da extensão rural, os quais tem um papel fundamental na disseminação de novas tecnologias aplicadas ao campo.

A metodologia de dimensionamento aplicada, apesar de simplificada, viabiliza a determinação de todos os componentes de um sistema de bombeamento, incluindo detalhamento das perdas de carga.

A análise financeira feita para os casos específicos, proporciona informação para uma primeira aproximação e comparação dos custos de bombeamento para as opções consideradas, e mostra também de forma extensa, como os diversos parâmetros envolvidos interferem nos custos finais dos projetos. Ou seja, não pode-se dizer a simples vista que um sistema de bombeamento é mais apropriado do que o outro. Deve ser feito um estudo de todas as possibilidades e variáveis existentes, segundo as condições específicas de cada local.

Basicamente conclui-se da análise realizada, que o potencial de utilização da tecnologia de bombeamento com energia solar fotovoltaica não é desprezível, que não é mais a “tecnologia do futuro”, mas que já pode, no momento atual, ter um papel relevante no suprimento de água de comunidades rurais espalhadas por todo país.

A localização exata de tal potencial é de difícil determinação com um estudo preliminar como este, no entanto, em função dos parâmetros utilizados, pode-se ter uma idéia aproximada, da opção mais indicada para as várias situações específicas.

No primeiro caso analisado, para uma demanda hídrica de 2 m³/dia, onde são utilizados para cálculo dos custos de bombeamento, 50% do custo da rede elétrica, tem-se que: a opção de bombeamento com energia solar fotovoltaica foi a mais indicada para a maioria dos cenários, com exceção de quando a rede elétrica convencional já existe no local. A opção a combustão interna não foi indicada para nenhuma situação.

No segundo caso, no qual a vazão é de 10 m³/dia, ou seja, a potência necessária é maior do que no caso anterior, apesar da opção à combustão interna não ser indicada para nenhuma das situações criadas, a diferença nos custos desta opção em relação as demais, já é menor. Neste caso, comportamento entre a opção de bombeamento movida a energia elétrica convencional e solar fotovoltaica é similar ao anterior, porém em uma escala maior, decorrente do aumento da potência necessária dos sistemas.

No terceiro caso onde a vazão é de 20 m³/dia, ocorrem situações nas quais a opção a combustão interna já começa a ser competitiva com as demais. Neste caso, a opção de bombeamento movida a eletricidade convencional é a mais indicada para a maioria das

situações, mas para os cenários nos quais o preço do Watt pico é de 4,50 US\$ e a taxa de juros de 6% ao ano, ainda a opção fotovoltaica é a mais indicada para várias situações.

Resumidamente, para os cenários em questão, pode-se dizer que de um modo geral, quando existe a rede elétrica no local, esta é a opção mais indicada, e ainda quando são aplicados os preços do mercado internacional e taxas de juros de 6% ao ano, a opção solar fotovoltaica tem grande chance de ser a mais indicada, inclusive para demandas de até 20 m³/dia, principalmente quando há acréscimo nos custos dos combustíveis e da tarifa elétrica em função das distâncias.

Por outro lado, os custos energéticos de equilíbrio são variáveis para cada caso e através deles pode-se determinar, em função dos custos da rede de distribuição, qual a distância de rede que pode ser construída ou ainda, qual o custo adicional do litro de combustível em função do acréscimo devido as distâncias, para que os custos destas opções sejam equivalentes aos custos da opção fotovoltaica. Estes custos variaram de cerca de 100,00 a 700,00 US\$/MWh para a opção elétrica convencional e de 0,24 a 0,74 US\$/litro de combustível para a opção a combustão interna. Esta forma de avaliação é de fácil parametrização e de visualização dos efeitos das variáveis.

5.2 A inserção da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil

Esta seção traz algumas considerações a respeito da inserção da tecnologia solar fotovoltaica no mercado brasileiro, e principalmente às populações rurais distantes dos grandes núcleos urbanos e apartadas das inovações tecnológicas. Comenta-se também sobre sustentabilidade e financiamento de projetos, bem como sobre as possíveis implicações da privatização do setor elétrico no processo de eletrificação rural.

A inserção de qualquer nova tecnologia em um meio social, deve ser precedida não somente de um estudo de sua viabilidade técnica e econômica, mas também de uma análise global quantitativa e qualitativa da realidade das populações a serem atingidas, visando também o envolvimento e a participação dos usuários. Ignorar estes parâmetros seria apostar contra a própria sustentabilidade do projeto.

Por todo o mundo, e principalmente nos países do hemisfério sul, encontram-se projetos de desenvolvimento com investimentos significativos, inserindo novas tecnologias às populações e que acabaram sendo sucateados, produzindo um sentimento de descredibilidade nas tecnologias implantadas e deixando os possíveis beneficiários na mesma situação ou até pior do que a inicial. Em muitos projetos, os equipamentos instalados deixam de funcionar, algumas vezes por falta de manutenção externa ou de treinamento do pessoal local que acabam ficando sem nenhuma utilização e até mesmo provocando problemas ambientais (baterias jogadas no ambiente natural sem o mínimo cuidado, equipamentos fora de funcionamento acabam virando entulho).

Mesmo que as intenções dos atores que viabilizaram a realização de tais projetos tenham sido as melhores, tal realidade reafirma as críticas dos que sustentam que os países em desenvolvimento tem servido de “laboratório” para os países desenvolvidos em muitos âmbitos, inclusive no da energia.

O fracasso de projetos muitas vezes acontece, não somente por apresentarem problemas técnicos, mas pela falta de informação sobre a realidade econômica e sócio-cultural dos usuários, pela dificuldade em avaliar a real necessidade e a própria viabilidade do projeto no contexto em que se encontra.

É muito importante a divulgação das dificuldades em termos da implementação e da sustentabilidade dos projetos a fim de que erros cometidos não voltem a ocorrer no futuro.

A incorporação de um componente informativo e de treinamento dos usuários nos projetos, proporciona um salto qualitativo em relação a sua sustentabilidade e redução de fracassos.

Além disso, os impactos sociais culturais e ambientais costumam ocorrer e, mesmo que sejam de difícil determinação, não devem ser ignorados mas sim, deve haver, por parte dos responsáveis pelo projeto, um esforço extra para que isto ocorra.

Para a prevenção de vários problemas, perguntas como as que seguem deveriam ser respondidas antes da implantação de qualquer projeto, e principalmente quando se trata da inserção de novas tecnologias. Qual a real necessidade dos usuários?, A tecnologia proposta é a mais adequada em termos de recursos locais, possibilidade de pagamento (quando assim necessário), condições locais para a solução dos problemas mais comuns?, O projeto está corretamente dimensionado para as necessidades e para uma possível expansão do sistema?

LORENZO [30], comenta que perguntas como estas podem parecer extremamente simples e óbvias mas que sua resposta com precisão é muito mais complexa do que se imagina, principalmente quando se trata de uma tecnologia que traz um grau de novidade muito grande à comunidade, como pode ser a solar fotovoltaica. O autor aconselha ainda, o acesso a trabalhos que descrevam lições práticas aprendidas com projetos que possam ter alguma semelhança com o que se quer propor.

Esta proposta pode não ser muito simples de ser executada, pela extrema dificuldade em encontrar-se publicações nas quais as dificuldades inerentes a cada projeto sejam explicitadas. Normalmente o que aparece são os pontos positivos alcançados com cada projeto, relegando os problemas para um segundo plano ou até mesmo omitindo-os, o que acarreta na repetição dos mesmos erros uma e outra vez.

No que se refere a sustentabilidade econômico-financeira do projeto, o mesmo deve estar inserido num arcabouço institucional no qual estejam respondidas perguntas tais como: Quem arca com os investimentos?, Quem opera?, Quem mantém?, Quem repõe os equipamentos? Estas perguntas também parecem óbvias, mas principalmente a manutenção e reposição dos equipamentos são questões muitas vezes não solucionadas. Dentre as formas de gerenciamento de projetos fotovoltaicos citam-se as mais empregadas: fundos rotatórios com criação de associações ou cooperativas, investimento a fundo perdido de parte ou todo o investimento e pagamento parcelado à concessionária responsável pela implantação.

Uma outra consideração a fazer está relacionada com os custos totais dos projetos, necessários para uma comparação real entre as opções envolvidas. Este é o caso do

presente estudo, o qual somente englobou os custos dos equipamentos necessários. Deve-se ter presente também a economia de escala no que se refere aos custos com pessoal técnico envolvido. Estes custos não são lineares em função do tamanho do projeto, por isto, para que haja uma otimização dos custos, deve-se incluir mais esta variável nas análises, ou seja, definir qual o tamanho ideal de projeto para que seus custos sejam otimizados.

Quanto ao futuro da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil, pode-se dizer que é algo imprevisível e que tudo o que se diga aqui a respeito é resultado de observação pessoal e com o auxílio da lógica empresarial.

Para poder-se fazer uma previsão da possível evolução da tecnologia fotovoltaica de bombeamento de água no Brasil, haveria a necessidade de uma contextualização dos rumos do setor elétrico. Com a atual tendência à privatização do mesmo, acredita-se que todo o relacionado com eletrificação rural sofrerá uma redução na sua expansão, pelo menos em um primeiro momento.

Esta afirmação deve-se em parte ao que já foi comentado anteriormente no capítulo 2, como “Entraves à energização rural”. Viu-se que a eletrificação rural incorre em custos elevados se comparada com a urbana, principalmente pelas grandes distâncias existentes no meio rural (custos de distribuição), pelo baixo consumo por ligação (exceção feita às grandes propriedades e agroindústrias) e pelos altos custos com manutenção (distância a ser percorrida e mão-de-obra).

No caso da eletrificação rural com energia solar fotovoltaica de geração autônoma, não há custos em distribuição mas sim os ainda altos custos de investimento inicial inerentes a esta tecnologia. Por isto, sem uma política voltada a facilitar a implementação desta tecnologia, dificilmente a população rural terá condições de pagar o provável preço que farão as concessionárias privadas. E se o tiverem, provavelmente será a um custo bem maior do que paga o consumidor urbano.

Quando se sugerem incentivos ou subsídio não se está falando de algo distante da realidade energética brasileira. O sistema energético convencional brasileiro

(hidroeletricidade e petróleo) chegou ao nível atual de desenvolvimento tecnológico e inserção no mercado, graças a inúmeros incentivos proporcionados pela sociedade desde seus primórdios. Algo similar poderia acontecer para propiciar a disseminação de outras formas de geração de energia como podem ser as renováveis de última geração (solar térmica e fotovoltaica e eólica para eletricidade).

Os incentivos podem ocorrer não somente para que haja um desenvolvimento e comercialização da tecnologia, mas principalmente para que uma parcela importante da população que não pode ser atendida com fontes convencionais de energia, o seja com as formas autônomas não convencionais. Dentro desta população encontram-se principalmente as populações insulares, populações localizadas em regiões remotas desde o sertão nordestino até os igarapés amazônicos, passando pelos pampas gaúchos e manguezais litorâneos. Para muitas destas populações, o atendimento com rede elétrica convencional é economicamente proibitivo e o abastecimento de combustível produzido externamente a região, fica a mercê da precariedade dos meios de transporte existentes.

5.3 Sugestões

Esta dissertação não esgota a análise de viabilidade de sistemas de bombeamento com energia solar fotovoltaica, ao contrário, ressalta muitos aspectos que merecem ser desenvolvidos. A aplicação desta tecnologia em escala comercial é relativamente nova e existem muitos aspectos a serem desenvolvidos não só no Brasil, mas no mundo todo.

Apesar da parte tecnológica estar plenamente desenvolvida e consolidada, outros aspectos devem ser mais conhecidos, desenvolvidos e implementados, no sentido de otimizar a aplicação dos recursos, principalmente no que se refere a projetos sociais, e ainda promover a sustentabilidade dos mesmos. A preocupação vai no sentido de que grande parte dos projetos implementados por programas de desenvolvimento, tem tido muitas vezes como critério de decisão, o aspecto meramente político.

Em virtude disso, a sugestão é feita no sentido de que sejam realizadas avaliações dos sistemas já implementados no país, e dos que o serão, utilizando ou não a ferramenta

apresentada nesta dissertação, mas que sejam determinados os custos totais, a sustentabilidade e a forma de inserção destes sistemas no meio rural.

Outra sugestão vai no sentido de disseminar esta tecnologia no Brasil, ou seja, desenvolver incentivos, os quais a tornem mais atrativa ao usuário em potencial.

Um tipo de incentivo seria a redução das taxas de juro aplicadas a financiamentos, uma vez que este tipo de redução beneficia principalmente investimentos que requerem alto capital inicial como é o caso da tecnologia fotovoltaica.

Outra forma de incentivo seria a adoção de políticas governamentais direcionadas à energização rural, uma vez que, pelo menos no momento atual, as concessionárias de energia elétrica tiveram uma desaceleração nos projetos da área rural em geral, e principalmente os projetos de geração autônoma de energia.

Um terceiro plano de ação, seria a divulgação ou popularização das informações a respeito desta tecnologia ainda pouco conhecida pela população brasileira em geral. Esta divulgação poderia dar-se na forma de folhetos informativos, de manuais técnicos de dimensionamento e instalação, de fácil compreensão aos atores rurais envolvidos.

Como trabalhos futuros sugere-se a produção de um manual acessível aos técnicos em extensão rural em geral, e ainda, uma avaliação detalhada da metodologia simplificada, comparando-a com métodos mais precisos já consagrados.

ANEXO - I

DEMANDA DE ÁGUA

Sabe-se que tanto a má qualidade da água quanto sua escassez podem causar graves problemas sanitários, nutricionais e econômicos às populações afetadas. Assim como o acesso a água é de fundamental importância para a sobrevivência do ser humano, o bom uso da mesma também o é em igual medida. Por uma razão de sustentabilidade do recurso hídrico, a extração de água não deve ser maior do que a sua reposição natural, sob pena de uma exaustão irreversível dos mananciais, principalmente quando se trata de depósitos subterrâneos fósseis.[4]

1 Necessidades hídricas

A água, assim como o oxigênio e a alimentação, constitui necessidade básica do ser humano. O organismo humano pode passar vários dias e inclusive semanas sem alimentação, mas poderá fenecer irreversivelmente se passar poucos dias ou inclusive horas sem hidratar-se. Assim sendo, o fácil acesso à mesma, provavelmente seja o primeiro item a ser considerado para o estabelecimento de assentamentos humanos em qualquer região do planeta.

Além de satisfazer as necessidades biológicas dos seres vivos em geral, a água oferece inúmeros benefícios, a seguir apresenta-se alguns de seus principais usos em zonas rurais.

- aumento das áreas cultiváveis,
- incremento da produção e produtividade animal e vegetal,
- possibilidade de programar a época de entrega do produto no mercado,
- permite a introdução de espécies animais e vegetais menos resistentes a deficiência hídrica,
- permite melhorar as condições econômicas, sanitárias e nutricionais das populações.

Paralelamente ao crescimento populacional, há uma necessidade vital de incrementar a produção de alimentos a uma escala mundial e, na medida do possível, que esta produção esteja próxima das áreas de consumo. Neste sentido, as próprias áreas

consumidoras seriam as produtoras, propiciando também mais postos de trabalho localmente.

O simples abastecimento de água às populações não é em si a solução ao problema de distribuição hídrica se esta não oferecer as condições mínimas de qualidade para sua utilização. Águas fora dos padrões aceitáveis de qualidade podem provocar problemas fatais à saúde dos seres vivos, bem como degradar solos através de irrigação¹ mal conduzida.

Pela relevância do tema, apresenta-se nesta seção um breve resumo dos requisitos de qualidade para águas potáveis utilizados pela CETESB [28], bem como o padrão de qualidade das águas para a irrigação proposto pelo *U.S. Salinity Laboratory Staff - U.S.D.A. Agriculture Handbook n° 60* apud [29] e [30], utilizado em larga escala no mundo ocidental.

1.1 Necessidades hídricas para consumo doméstico

A terminologia consumo doméstico, está aqui relacionada à ingestão direta por seres humanos e por animais domésticos. As necessidades hídrica do ser humano e de animais domésticos variam em função de inúmeros fatores, dentre eles pode-se citar a espécie, a idade cronológica ou etapa de desenvolvimento, as condições ambientais, a atividade física, etc, entretanto para fins de projetos trabalha-se com algumas médias aceitáveis para determinadas condições. A tabela 3.1 apresenta as necessidades médias diárias em termos globais que podem ser quando não se tem maiores conhecimentos dos consumos específicos.

Tabela 3.1

Requerimento médio de água para consumo humano e de alguns animais domésticos²	
humano	litro/pessoa/dia
sobrevivência	5
condição em vila rural sem eletrodomésticos	70
consumo urbano país industrializado	400
animais domésticos	litro/cabeça/dia
gado leite	70
gado corte	40
ovinos/caprinos	5
suínos	15
equinos	40
frango corte	0,15

Fonte: Adaptado do *Manual de Energização Rural Mediante Energia Fotovoltaica*.

[14]

1.2 Necessidades hídricas para irrigação

A quantidade necessária de água para a irrigação de uma determinada área depende de inúmeros fatores naturais os quais, na sua maioria não podem ser mudados, mas devem ser observados, os mais importantes são destacados a seguir:[30]

- condições climáticas locais,
- sistema de irrigação utilizado,
- natureza do cultivo,
- estágio de crescimento do cultivo,
- tipo de solo,
- topografia,
- eficiência do sistema,
- qualidade da água.

¹ Solos submetidos a irrigação com água de má qualidade, podem sofrer degradação irreversível.

² Média aproximada para diferentes climas, estado fisiológico e raça.

O solo atua como um reservatório natural de água e a disponibilidade hídrica para as plantas vai depender do grau de umidade nele existente, isto é, abaixo de determinado grau de umidade³ a planta não consegue extrair água para seu consumo. Não obstante, de um modo geral as plantas comerciais não devem ser submetidas a solos encharcados por períodos prolongados sob risco de decréscimo da produção e até mesmo sua morte⁴.

A água total disponível no solo é definida como a lâmina de água em milímetros por metro de profundidade (mm/m), entre a capacidade de campo⁵ e o ponto de murchamento⁶. A água total disponível no solo pode variar muito, inclusive em solos de texturas semelhantes.[30] A seguir apresenta-se como forma ilustrativa, as necessidades médias de água para alguns cultivos.

Tabela 3.2

Necessidade média de água de alguns cultivos⁷	
cultivo	volume (período)
horta subsistência	9.100 m ³ /ha (ano)
banana	17.000 m ³ /ha (ano)
milho	6.500 m ³ /ha (130 dias)
feijão	4.800 m ³ /ha (100 dias)
amendoim	6.000 m ³ /ha (127 dias)
cebola	5.500 m ³ /ha (122 dias)
ervilha verde	4.250 m ³ /ha (62 dias)
abacaxi	8.500 m ³ /ha (ano)

Fonte: FAO n° 33, Efeito da Água no Rendimento das Culturas, Caderno Técnico [31].

³ Depende, entre outros fatores, do tipo de planta.

⁴ Solos encharcados podem provocar podridão das raízes. Há algumas exceção como é o caso do arroz irrigado que necessita solos alagados para uma boa produtividade.

⁵ *Capacidade de campo* - Quantidade máxima de água que pode armazenar um solo antes do escoamento superficial ou percolação.

⁶ "O *Ponto de murchamento* é usado para representar o teor de umidade no solo, abaixo do qual a planta não conseguirá extrair água na mesma intensidade em que ela transpira.

2 Qualidade da água

Mesmo sendo o acesso à água potável uma necessidade básica do ser humano, ainda hoje mais de 1 bilhão de pessoas em todo o mundo consome água de baixa qualidade, ou seja, fora das exigências sanitárias mínimas⁸. A baixa qualidade da água provoca infinidade de doenças e em casos extremos leva populações a migrarem de suas regiões de origem produzindo superpopulações em outras. Foi estimado⁹ que cerca de 25.000 pessoas morrem todos os dias (cerca de 9 milhões ao ano) como consequência de doenças relacionadas a qualidade das águas a que estão expostas. Nos dois subitens a seguir são apresentados os requisitos mínimos de qualidade da água para diferentes usos.

2.1 Qualidade da água para consumo doméstico

Entenda-se aqui como qualidade da água para consumo dos seres humanos e de animais domésticos, ou seja, água potável. De acordo com o Controle da Qualidade da Água para Consumo Humano [28] a água deverá ser:

- límpida, incolor, insípida e inodora,
- não deverá conter organismos patogênicos ou formas biológicas que possam causar danos à saúde humana, nem concentração de elementos e substâncias químicas que possam ser fisiologicamente prejudiciais, esteticamente objetáveis ou economicamente danosas,
- Não deverá ser corrosiva, incrustante ou deixar depósitos nas estruturas pelas quais ela passa ou é detida,
- Deverá ser protegida adequadamente por meios naturais ou por processos de tratamento que assegurem consistência na qualidade.

Para lograr tal qualidade, a água deve estar enquadrada em determinados parâmetros tais como bacteriológicos, físicos, químicos, radiológicos e de agroquímicos. [28]

⁷ Média aproximada para diferentes tipos de clima, estado fisiológico e variedade. Obs. estes dados não devem ser utilizados para o dimensionamento de projetos.

⁸ Relatório do Banco Mundial de 1994 [2],

⁹ (UNEP, 1991) apud POSORSKI, R. GTZ GmbH, *Division 415, Energy and Transport* P.O. Box 5180, D-65726 eschborn, Germany.

2.2 Qualidade da água para irrigação

Para que se possa ter uma correta interpretação da qualidade da água para irrigação, os parâmetros analisados devem estar relacionados com os efeitos no solo, nos cultivos e em função do manejo da irrigação. Pode-se afirmar que qualquer tipo de água pode degradar o solo, se os devidos cuidados quanto ao manejo da irrigação não forem tomados. Por isto, quando se admite determinada qualidade de água para irrigação, subentende-se que o manejo agrônômico indicado para cada tipo de água em relação ao tipo de solo e a pluviometria do lugar em questão, está sendo executado.

A classificação da água para irrigação mais utilizada atualmente no ocidente é a norma proposta pelo Laboratório de Salinidade dos Estados Unidos, baseada na *Condutividade Elétrica (CE)*, como indicadora do perigo de salinização do solo, e na *Razão de Adsorção de Sódio (SAR)*, como indicadora do perigo de alcalinização ou sodificação do solo. A seguir resume-se dita classificação, extraída de BERNARDO, S. (1982) [29] e de CUENCA, J.C. (1986) [30].

Perigo de salinização

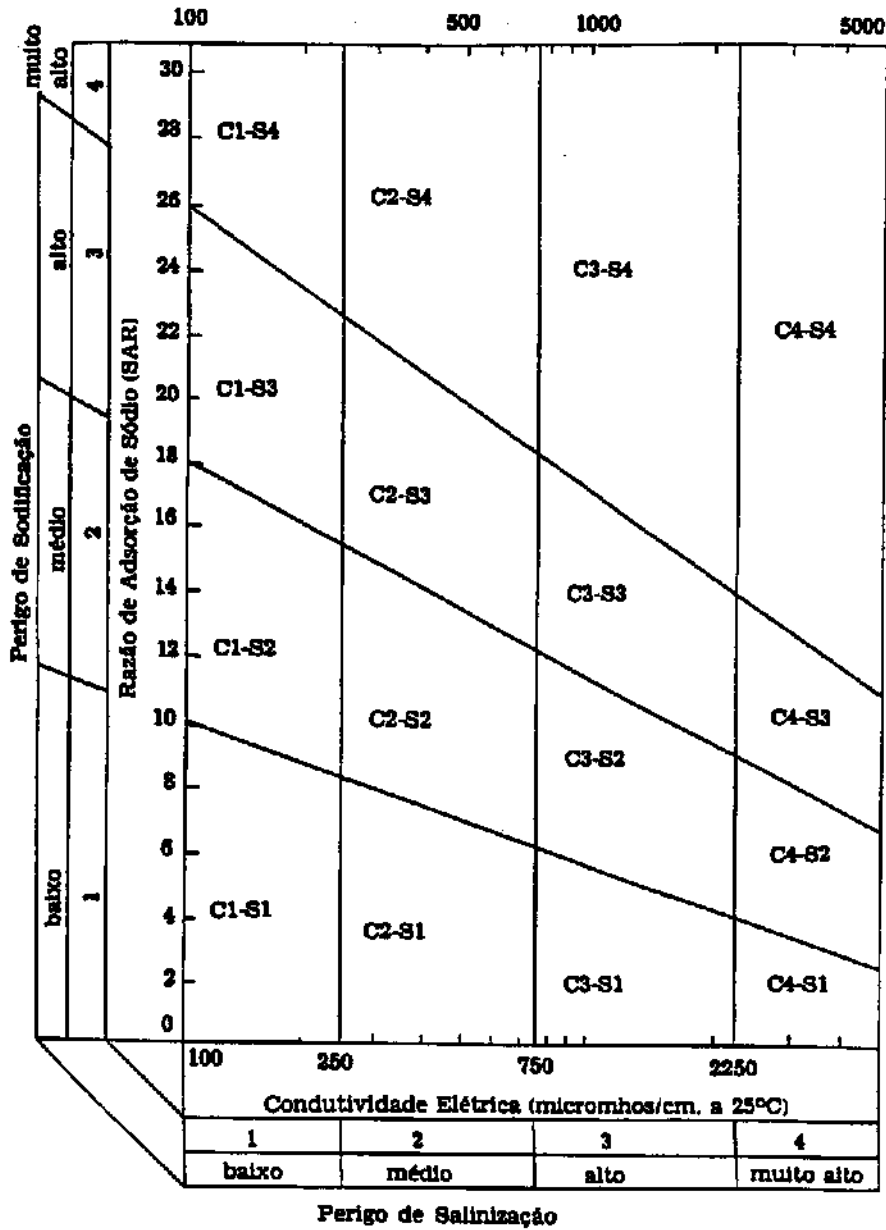
Quanto ao perigo de salinização as águas estão classificadas segundo sua *Condutividade Elétrica (CE)* - em micromhos/cm, a 25°C) e podem ser do tipo C1, C2, C3 ou C4. (figura 1)

Perigo de alcalinização ou sodificação

Em função da alcalinização as águas são classificadas segundo *Razão de Adsorção de Sódio (SAR)* e podem ser do tipo S1, S2, S3 e S4. (figura 1)

Figura 1. Perigo de acidificação e de sodificação do solo.

Figura 1 Diagrama para classificação da água para irrigação segundo o *U.S Salinity Laboratory Staff*, perigos de acidificação e sodificação do solo.



$$S.A.R = \frac{Na^+}{\sqrt{\frac{1}{2}(Ca^{++} + Mg^{++})}}$$

Na - Sódio, *Ca* - Cálcio, *Mg* - Magnésio (em Meq/litro).

fonte: Normas Riverside apud CUENCA [30].

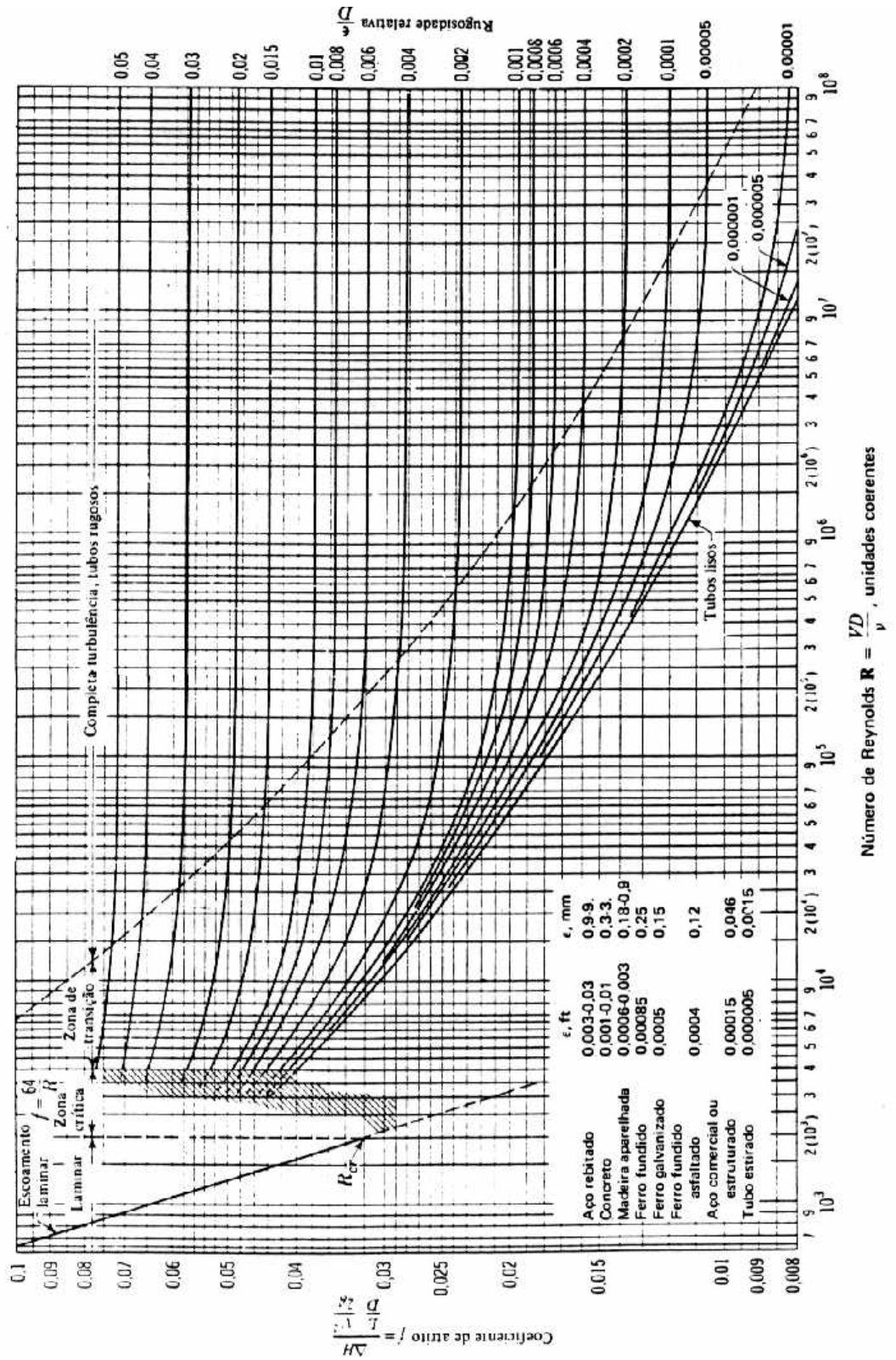
ANEXO - II

Tabela1 Perda de carga em tubulação de ferro, aço, amianto e P.V.C.

Perda de Carga em tubulação de ferro											
*(coeficientes para outros materiais)											
Vazão	Diâmetro interior em mm.										
	19	26	32	38	50	63	75	89	100	125	150
litros/hora	Metros de altura manométrica para cada 100 metros de tubulação										
500	2,30										
1000	9,30	2,30	0,45								
2000	44,80	10,60	32,85	1,10							
3000		19,80	5,00	2,00	1,00	0,35					
4000		32,50	9,10	4,00	1,65	0,75	0,28				
5000			12,90	5,20	2,30	0,95	0,34				
6000			18,50	8,60	3,10	1,15	0,40				
7000			25,70	10,90	4,00	1,35	0,50	0,25			
8000			33,20	15,00	5,00	1,80	0,60	0,30			
9000				18,90	6,10	2,25	0,80	0,40			
10.000				25,00	8,50	2,80	1,15	0,50	0,25		
12.000				30,90	10,90	3,80	1,50	0,60	0,45		
15.000				47,00	16,20	6,00	2,35	0,75	0,65		
18.000					22,60	8,20	3,00	1,00	0,85	0,25	
20.000					28,80	10,00	4,00	1,40	0,95	0,30	
25.000					41,50	14,40	6,10	1,80	1,40	0,45	
30.000						20,60	8,35	2,40	2,10	0,60	0,30
35.000						27,85	11,40	3,20	2,90	0,95	0,40
40.000						36,90	14,50	4,20	3,60	1,15	0,45
45.000						40,60	18,30	5,60	4,50	1,45	0,55
50.000							21,90	6,90	5,40	1,85	0,80
60.000							30,50	9,60	7,60	2,55	1,05
70.000								12,10	9,80	3,25	1,40
80.000								16,30	12,40	4,00	1,80
90.000								20,00	16,20	5,45	2,20
100.000									19,90	6,65	2,70
125.000										9,10	3,75
150.000										13,65	5,65
175.000											88,10

*Fator a aplicar para outros materiais: Aço=0,75 / Amianto=0,60 / P.V.C.=0,50

Figura 1 Diagrama de Moody.



fonte: STREETER. [20]

Tabela 2 Propriedades físicas da água em unidades SI.

Temp., °C	Peso especi- fico γ , N/m ³	Massa especi- fica ρ , kg/m ³	Viscosi- dade μ , N · s/m ² 10 ³ μ =	Viscosi- dade cinemá- tica ν , m ² /s 10 ⁶ ν =	Tensão superfi- cial σ , N/m 100 σ =	Carga de pressão de vapor p_v/γ , m	Módulo de elas- ticidade volumé- trica K , N/m ² 10 ⁻⁷ K =
0	9805	999,9	1,792	1,792	7,62	0,06	204
5	9806	1000,0	1,519	1,519	7,54	0,09	206
10	9803	999,7	1,308	1,308	7,48	0,12	211
15	9798	999,1	1,140	1,141	7,41	0,17	214
20	9789	998,2	1,005	1,007	7,36	0,25	220
25	9779	997,1	0,894	0,897	7,26	0,33	222
30	9767	995,7	0,801	0,804	7,18	0,44	223
35	9752	994,1	0,723	0,727	7,10	0,58	224
40	9737	992,2	0,656	0,661	7,01	0,76	227
45	9720	990,2	0,599	0,605	6,92	0,98	229
50	9697	988,1	0,549	0,556	6,82	1,26	230
55	9679	985,7	0,506	0,513	6,74	1,61	231
60	9658	983,2	0,469	0,477	6,68	2,03	228
65	9635	980,6	0,436	0,444	6,58	2,56	226
70	9600	977,8	0,406	0,415	6,50	3,20	225
75	9589	974,9	0,380	0,390	6,40	3,96	223
80	9557	971,8	0,357	0,367	6,30	4,86	221
85	9529	968,6	0,336	0,347	6,20	5,93	217
90	9499	965,3	0,317	0,328	6,12	7,18	216
95	9469	961,9	0,299	0,311	6,02	8,62	211
100	9438	958,4	0,284	0,296	5,94	10,33	207

fonte: STREETER. [20]

Tabela 3 Coeficiente K de perda de carga para várias conexões.

Conexões	K
Válvula esférica (totalmente aberta)	10,00
Válvula angular (totalmente aberta)	5,00
Válvula de retenção (totalmente aberta)	2,50
Válvula gaveta (totalmente aberta)	0,19
Curva de raio curto	2,20
Tê comum	1,80
Cotovelo comum	0,90
Cotovelo de raio médio	0,75
Cotovelo de raio longo	0,60

Figura 2 Catálogo comercial de bomba movida à energia elétrica.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E HIDRÁULICAS DAS BOMBAS													60 Hz - 3450 RPM														
MODELO	Pot. CV	Injetor	Caracterização			Mecânico ou Elétrico	Trilístico	Selo Mecânico	APLICAÇÕES: poços profundos e artesianos.													Profundidade Mínima para Vazão Indicada (mca)	Recarga Máxima (mca)				
			Sucção	Rotorno	Fluxo				PROFUNDIDADE ATÉ O INJETOR (m)																		
10 BOMBAS INJETORAS PARA POÇOS PROFUNDOS													10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32			
													VAZÕES (l/h)														
BCI-91	1/6	11-15	1.1/4	1	3/4	x		x	2300	2220	2000	1700	1380	1000										3	5		
BCI-91	1/4	11-15	1.1/4	1	3/4	x		x	2500	2400	2180	1900	1600	1250										6	8		
BCI-91	1/2	11-15	1.1/4	1	3/4	x	x	x	2600	2530	2350	2080	1750	1450										8	10		
BCI-91	1/2	11-15	1.1/4	1	3/4	x	x	x	2680	2650	2500	2270	1950	1600										11	13		
BCI-91	3/4	11-15	1.1/4	1	3/4	x	x	x	2800	2750	2530	2430	2140	1850	1400									16	18		
BCI-91	1	11-15	1.1/4	1	3/4	x	x	x	2900	2850	2750	2580	2300	2000	1650									16	18		
BCI-91	1 1/2	11-25	1.1/4	1	3/4	x	x	x						1100	950	800	530							11	13		
BCI-91	1 1/2	11-25	1.1/4	1	3/4	x	x	x						1250	1100	950	750	500						14	16		
BCI-91	3/4	11-25	1.1/4	1	3/4	x	x	x						1250	1100	920	720	500						16	18		
BCI-91	1	11-25	1.1/4	1	3/4	x	x	x						1400	1250	1050	850	650	400				18	20			

Selo Mecânico Tipo T06 x 5/8"

- Obs.: - Vazões obtidas com 10 metros de submersão do injetor.
 - De forma aproximada, para cada metro inferior à submersão de 10 metros, existe um decréscimo de $\pm 7\%$ para a vazão.
 - Diâmetro do injetor I1 = 91,5 mm

Fonte: Bombas Sneider.

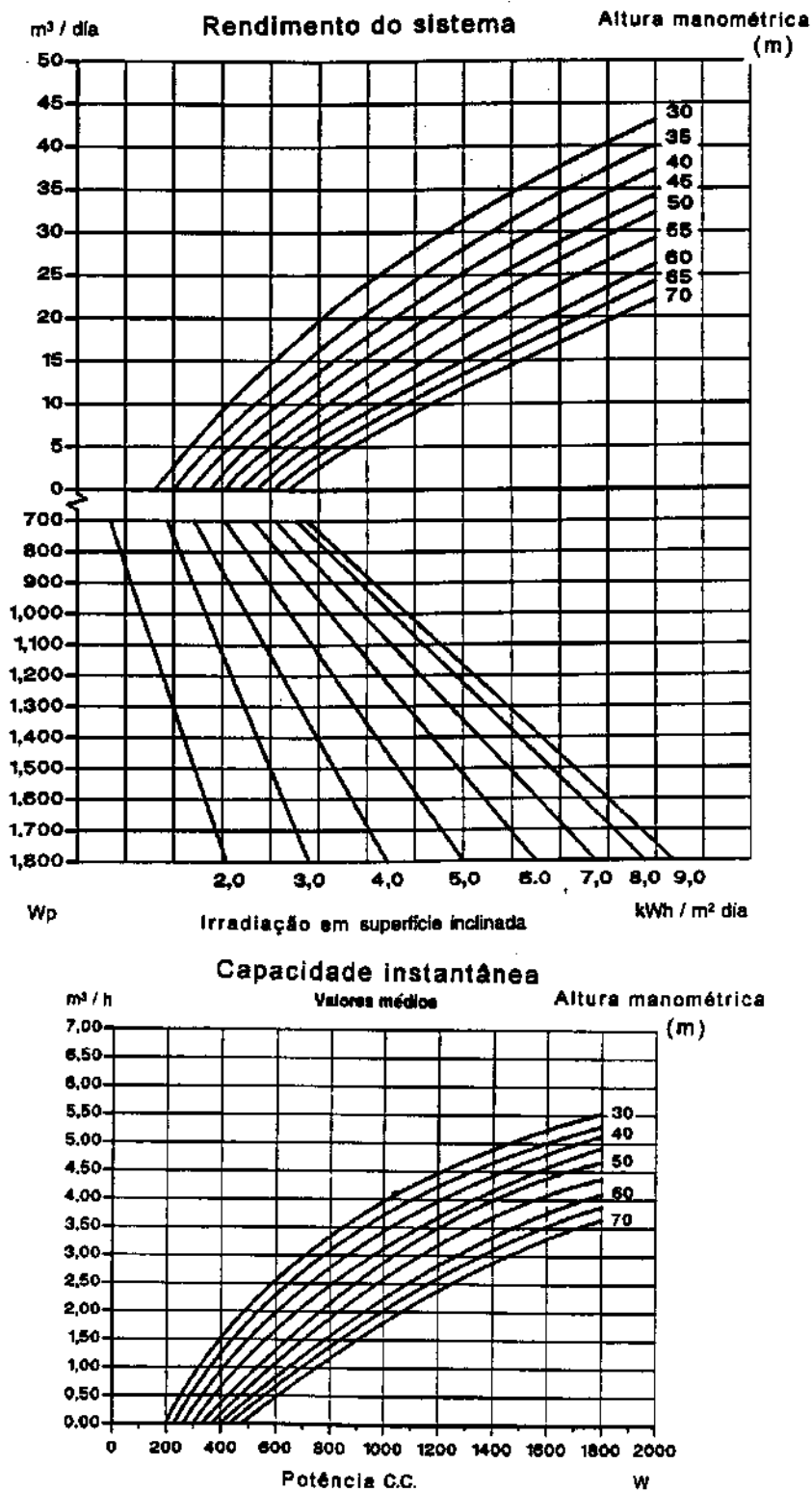
Figura 3 Catálogo comercial de grupo motobomba a gasolina

MODELO	MOTOR	TUBULAÇÃO (pol.)			METROS		PROFUNDIDADE ATÉ NÍVEL DINÂMICO														
		MODELO GASOLINA	SUCÇÃO	PRESSÃO	DESCARGA	PDVI(1)	PMI(2)	7	10	13	16	19	22	25	28	31	34	37	40	45	
* VAZÃO EM LITROS POR HORA																					
JA34 1003	NG-137	1.1/4	1	3/4	15	12	3650	3200	2800	2400	2040	1720									
JA34 2002	NG-137	1.1/4	1	3/4	17	20					1700	1500	1300	1100	975						
JA34 2501	-	1.1/4	1	3/4	14	20					1270	1040	870	720	580						
JA10 1004	NG-137	1.1/4	1	1	22	8	5300	4750	4000	3400	2850										
JA10 2003	NG-137	1.1/4	1	1	25	20					2700	2350	2000	1660	1350						
JA10 2502	-	1.1/4	1	1	20	22					1850	1650	1475	1225	1025						
JA10 3001	NG-137	1.1/4	1	1	27	28								1400	1250	1060	900	750			
JA10 3501	-	1.1/4	1	1	21	29								1180	1020	880	780	650			

- NOTAS: (*) Vazão baseada ao nível do mar com submersão apropriada do injetor
 (1) PDVI - Pressão de Descarga à Vazão Indicada
 (2) PMI - Profundidade Mínima do Injetor
 Diâmetro Mínimo do Poço: 3 3/4" (93 mm)

Fonte: Bombas Yanmar.

Figura 4 Catálogo comercial de bomba fotovoltaica.



Fonte: Bombas Grundfos.

ANEXO - III

Glossário de termos técnicos utilizados no cálculo da irradiação solar global incidente no plano do coletor

Albedo (R_{dm}) - designação frequentemente aplicada à refletância de um dado sistema, considerando-se um valor médio sobre toda a extensão do espectro solar. Albedo simples - dado que houve interação entre um feixe de radiação e uma partícula, corresponde à fração da atenuação que corresponde ao espalhamento. É numericamente igual ao quociente entre o coeficiente linear de espalhamento e o coeficiente linear de atenuação. Assume valor nulo na ausência de espalhamento, e valor unitário na ausência de absorção.

Ângulo azimutal (q_z), é o ângulo entre o feixe de radiação solar e a vertical do local.

Ângulo horário (w), é o deslocamento angular do sol em relação ao meridiano local, sendo 15° por hora e negativo pela manhã e positivo pela tarde.

Ângulo de incidência (q), é o ângulo entre feixe ou raio solar incidente na superfície e a normal a esta superfície.

Ângulo de inclinação (b) é o ângulo entre a superfície em questão (neste caso o coletor) e a horizontal. $0^\circ < b < 180^\circ$

Azimute (γ) é o ângulo na superfície horizontal entre a projeção da normal à superfície do coletor e o meridiano local, sendo 0° para o sul, 180° para o norte e leste positivo, oeste negativo. $-180^\circ \leq g \leq 180^\circ$.

Declinação (δ) é a posição angular do sol (plano da eclíptica) ao meio dia em relação ao plano do equador, sendo negativo ao sul e positivo ao norte.

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ.$$

Insolação - período de tempo durante o qual o feixe solar direto ilumina uma superfície . Pode ser avaliada experimentalmente a partir de obtidos com heliógrafos.

Irradiação - quantidade de energia radiante que atravessa uma superfície durante um certo intervalo de tempo, por unidade de área desta. É numericamente igual à integração da irradiância ao longo do intervalo de tempo em questão [J/m^2 , kWh/m^2].

Irradiância difusa - conceito frequentemente aplicado à radiação de onda curta. Consiste na irradiância descendente numa superfície horizontal, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.). Pode ser avaliada experimentalmente empregando-se um piranômetro equipado de dispositivo de sombreamento do disco solar.

Irradiância direta - conceito frequentemente aplicado à radiação de onda curta. Consiste no produto entre a irradiância direcional e o cosseno da distância zenital solar. Pode ser avaliada experimentalmente empregando-se dois piranômetros, um efetuando medições de irradiância global e outro de irradiância difusa.

Irradiância global - conceito frequentemente aplicado à radiação de onda curta. Consiste na irradiância descendente numa superfície horizontal, constituída em parte por irradiância difusa e em parte por irradiância direta. Pode ser avaliada experimentalmente empregando-se um piranômetro.

Latitude (f) é a localização angular na superfície da terra a partir do equador, sendo negativa ao sul e positiva ao norte do equador.

Meio-dia solar - instante de tempo correspondente à passagem meridiana solar, situação na qual o ângulo horário solar assume valor nulo.

Radiação - forma de transferência de energia através da propagação de ondas eletromagnéticas ou fótons (W/m^2).

Radiação de onda curta - designação usualmente aplicada a irradiâncias. Indica radiação associada sobretudo ao espectro solar, com comprimento de onda inferior a $5 \mu m$ (ou algum valor próximo).

Radiação de onda longa - designação usualmente aplicada a irradiâncias. Indica radiação associada sobretudo ao espectro de emissão terrestre, com comprimento de onda superior a $5 \mu m$ (ou algum valor próximo).

Radiância - quociente entre a intensidade observada num certo elemento de superfície, numa dada direção, e a área da projeção ortogonal deste elemento de superfície num plano perpendicular àquela direção [unidade: $W/m^2/ster$].

Refletividade ou refletância - fração do fluxo incidente sobre um sistema que é por ele desviada para o hemisfério de origem, seja por reflexão à superfície, seja por

retroespalhamento devido a gases e partículas em suspensão, seja por ambos os fenômenos.

Fonte: DUFFIE, J.A, BECKMAN W.A, [33]; PLANA-FATTORI, A, CEBALLOS, J.C.,[34].

ANEXO - IV

Planilha referente aos
gráficos de 1 a 16
(sem acréscimo)

Caso I

FOTOVOLTAICO													gerador 7,00 US\$/Wp		
Qa	730	m³/a	Gdm(B)	5,00	kWh/m².d	gerador	4,50	US\$/Wp	FRC=A/P 0,133879 12%20anos						
Qd	2	m³/d	Gref	1	kWh/m².d	reserv.	240	US\$	P/A 7,469444 12%20anos						
n Gerad.	0,11		O&M	25,00	US\$/a	Coefic.	1,2		P/F 0,321973 12%10anos						
n Inver.	0,9		nsistema	0,05		nMotbomb.	0,48		FRC=A/P 0,087185 6%20 anos						
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Potên. Nomin.	Pot.Nom. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Hm.	Variável			
m	Wh.d	Wh.d	Wp	Wp	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	%, US\$/Wp			
20	109	227	50	61	423,89	895,00	1558,89	2033,79	272,28	0,373	0,0186	12%7US\$	PV 400		
20	109	227	50	61	272,50	895,00	1407,50	1882,40	252,01	0,345	0,0173	12%4,5US\$	PV 400		
20	109	227	50	61	423,89	895,00	1558,89	2033,79	177,32	0,243	0,0121	6%7US\$	PV 400		
20	109	227	50	61	272,50	895,00	1407,50	1882,40	164,12	0,225	0,0112	6%4,5US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	847,78	895,00	1982,78	2457,68	329,03	0,451	0,0113	12%7US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	545,00	895,00	1680,00	2154,90	288,50	0,395	0,0099	12%4,5US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	847,78	895,00	1982,78	2457,68	214,27	0,294	0,0073	6%7US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	545,00	895,00	1680,00	2154,90	187,88	0,257	0,0064	6%4,5US\$	PV 400		
60	327	681	151	182	1271,67	1400,00	2911,67	3549,16	475,16	0,651	0,0108	12%7US\$			
60	327	681	151	182	817,50	1400,00	2457,50	3095,00	414,36	0,568	0,0095	12%4,5US\$			
60	327	681	151	182	1271,67	1400,00	2911,67	3549,16	309,43	0,424	0,0071	6%7US\$			
60	327	681	151	182	817,50	1400,00	2457,50	3095,00	269,84	0,370	0,0062	6%4,5US\$			
ELÉTRICO CONVENCIONAL													FRC=A/P 0,133879 12%20anos		
Qa	730	m³/a	nMBom.	0,47	O&M	25,00	US\$/a	FRC=A/P 0,133879 12%20anos							
Qd	2	m³/d	eletricid.	0,069	US\$/kWh	cust.rede	3400,00	US\$/km	monofás.	P/A 7,469444 12%20anos					
Coefic.	1,2		reserv.	80	US\$	cust.rede	6400,00	US\$/km	trifásico	P/F 0,321973 12%10anos					
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./H.	Variável			
m	Wh.d	Wh.d	kWh/a	kWh/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	km rede			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	440,00	795,56	106,51	0,146	0,0073	0			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	2140,00	2495,56	334,10	0,458	0,0229	1			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	3840,00	4195,56	561,70	0,769	0,0385	2			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	5540,00	5895,56	789,29	1,081	0,0541	3			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	750,00	1258,29	168,46	0,231	0,0058	0			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	2450,00	2958,29	396,05	0,543	0,0136	1			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	4150,00	4658,29	623,65	0,854	0,0214	2			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	5850,00	6358,29	851,24	1,166	0,0292	3			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	1480,00	2276,25	304,74	0,417	0,0070	0			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	3180,00	3976,25	532,34	0,729	0,0122	1			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	4880,00	5676,25	759,93	1,041	0,0174	2			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	6580,00	7376,25	987,52	1,353	0,0225	3			
COMBUSTÃO INTERNA													FRC=A/P 0,133879 12%20anos		
Qa	730	m³/a	gasolina				Diesel				P/A 7,469444 12%20anos				
Qd	2	m³/d	ret.gas.	190,00	US\$	ret. Dies.	210,00	US\$	P/F 0,163122 12%16anos						
O&Mg	65	US\$/a	preço gas.	0,798	US\$/l	preço Dies.	0,438	US\$/l	P/F 0,256675 12%12anos						
O&MD	40	US\$/a	preço gas.	1,596	US\$/l	preço Dies.	0,876	US\$/l	P/F 0,321973 12%10anos						
reserv.	80	US\$	1 lit.gas.	9	kWh	1 lit.Dies.	11	kWh	P/F 0,403883 12%8anos						
Coefic.	1,2		nMotor gas.	0,20		nMotor.Dies.	0,30		P/F 0,567427 12%5anos						
			nMotbom.gas.	0,12		nMotbom.Dies.	0,19		P/F 0,635518 12%4anos						
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	E.Mecâ. comb.nec.	E.Mecâ. c.coef.	Consumo combustí.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Alt.	Variável			
m	Wh.d	kWh.d	kWh/a	litro/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	US\$/litro			
20	109	0,925	405	45	35,93	1100,00	1180,00	2727,15	365,11	0,500	0,0250	0,798	Gasolina		
20	109	0,925	405	45	71,87	1100,00	1180,00	2995,56	401,04	0,549	0,0275	1,596	Gasolina		
40	218	1,851	811	74	32,26	4000,00	4080,00	6065,15	812,00	1,112	0,0278	0,438	Diesel		
40	218	1,851	811	74	64,52	4000,00	4080,00	6306,11	844,26	1,157	0,0289	0,876	Diesel		
60	327	2,776	1216	111	48,39	4600,00	4680,00	6978,81	934,32	1,280	0,0213	0,438	Diesel		
60	327	2,776	1216	111	96,78	4600,00	4680,00	7340,25	982,70	1,346	0,0224	0,876	Diesel		

Caso I													Planilha referente aos gráficos de 17 a 32 (com acréscimo)		
FOTOVOLTAICO													gerador 7,00 US\$/Wp		
Qa	730	m³/a	Gdm(B)	5,00	kWh/m².d			gerador	4,50	US\$/Wp	FRC=A/P 0,133879 12%20anos				
Qd	2	m³/d	Gref	1	kWh/m².d			reserv.	240,00	US\$	P/A 7,469444 12%20anos				
n Gerad.	0,11		O&M	25,00	US\$/a			Coefic.	1,2		P/F 0,321973 12%10anos				
n Inver.	0,9		nsistema	0,05				nMotbomb.	0,48		FRC=A/P 0,087185 6%20 anos				
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Potên. Nomin.	Pot.Nom. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Hm.	Variável			
m	Wh.d	Wh.d	Wp	Wp	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	%, US\$/Wp			
20	109	227	50	61	423,89	895,00	1558,89	2033,79	272,28	0,373	0,0186	12%7US\$	PV 400		
20	109	227	50	61	272,50	895,00	1407,50	1882,40	252,01	0,345	0,0173	12%4,5US\$	PV 400		
20	109	227	50	61	423,89	895,00	1558,89	2033,79	177,32	0,243	0,0121	6%7US\$	PV 400		
20	109	227	50	61	272,50	895,00	1407,50	1882,40	164,12	0,225	0,0112	6%4,5US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	847,78	895,00	1982,78	2457,68	329,03	0,451	0,0113	12%7US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	545,00	895,00	1680,00	2154,90	288,50	0,395	0,0099	12%4,5US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	847,78	895,00	1982,78	2457,68	214,27	0,294	0,0073	6%7US\$	PV 400		
40	218	454	101	121	545,00	895,00	1680,00	2154,90	187,88	0,257	0,0064	6%4,5US\$	PV 400		
60	327	681	151	182	1271,67	1400,00	2911,67	3549,16	475,16	0,651	0,0108	12%7US\$			
60	327	681	151	182	817,50	1400,00	2457,50	3095,00	414,36	0,568	0,0095	12%4,5US\$			
60	327	681	151	182	1271,67	1400,00	2911,67	3549,16	309,43	0,424	0,0071	6%7US\$			
60	327	681	151	182	817,50	1400,00	2457,50	3095,00	269,84	0,370	0,0062	6%4,5US\$			
ELÉTRICO CONVENCIONAL													FRC=A/P 0,133879 12%20anos		
Qa	730	m³/a	nMBom.	0,47		O&M	25,00	US\$/a			P/A 7,469444 12%20anos				
Qd	2	m³/d	eletricid.	0,069	US\$/kWh	cust.rede	3400,00	US\$/km	monofás.		P/F 0,321973 12%10anos				
Coefic.	1,2		reserv.	240,00	US\$	cust.rede	6400,00	US\$/km	trifásico						
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./H.	Variável			
m	Wh.d	Wh.d	kWh/a	kWh/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	km rede			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	600,00	955,56	127,93	0,175	0,0088	0			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	2300,00	2655,56	355,52	0,487	0,0244	1			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	4000,00	4355,56	583,12	0,799	0,0399	2			
20	109	234	86	103	7,08	360,00	5700,00	6055,56	810,71	1,111	0,0555	3			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	910,00	1418,29	189,88	0,260	0,0065	0			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	2610,00	3118,29	417,47	0,572	0,0143	1			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	4310,00	4818,29	645,07	0,884	0,0221	2			
40	218	469	171	205	14,17	670,00	6010,00	6518,29	872,66	1,195	0,0299	3			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	1640,00	2436,25	326,16	0,447	0,0074	0			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	3340,00	4136,25	553,76	0,759	0,0126	1			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	5040,00	5836,25	781,35	1,070	0,0178	2			
60	327	703	257	308	21,25	1400,00	6740,00	7536,25	1008,95	1,382	0,0230	3			
COMBUSTÃO INTERNA													FRC=A/P 0,133879 12%20anos		
Qa	730	m³/a	gasolina				Diesel				P/A 7,469444 12%20anos				
Qd	2	m³/d	ret.gas.	190,00	US\$	ret. Dies.	210,00	US\$	P/F 0,163122 12%16anos						
O&Mg	65	US\$/a	preço gas.	0,798	US\$/l	preço Dies.	0,438	US\$/l	P/F 0,256675 12%12anos						
O&MD	40	US\$/a	preço gas.	1,596	US\$/l	preço Dies.	0,876	US\$/l	P/F 0,321973 12%10anos						
reserv.	240,00	US\$	1 lit.gas.	9	kWh	1 lit.Dies.	11	kWh	P/F 0,403883 12%8anos						
Coefic.	1,2		nMotor gas.	0,20		nMotor.Dies.	0,30		P/F 0,567427 12%5anos						
			nMotbom.gas.	0,12		nMotbom.Dies.	0,19		P/F 0,635518 12%4anos						
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	E.Mecâ. comb.nec.	E.Mecâ. c.coef.	Consumo combustí.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Alt.	Variável			
m	Wh.d	kWh.d	kWh/a	litro/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	US\$/litro			
20	109	0,925	405	45	35,93	1100,00	1340,00	2887,15	386,53	0,529	0,0265	0,798	Gasolina		
20	109	0,925	405	45	71,87	1100,00	1340,00	3155,56	422,46	0,579	0,0289	1,596	Gasolina		
40	218	1,851	811	74	32,26	4000,00	4240,00	6225,15	833,42	1,142	0,0285	0,438	Diesel		
40	218	1,851	811	74	64,52	4000,00	4240,00	6466,11	865,68	1,186	0,0296	0,876	Diesel		
60	327	2,776	1216	111	48,39	4600,00	4840,00	7138,81	955,74	1,309	0,0218	0,438	Diesel		
60	327	2,776	1216	111	96,78	4600,00	4840,00	7500,25	1004,13	1,376	0,0229	0,876	Diesel		

Planilha referente aos
gráficos de 1 a 32
(sem acréscimo)

Cenário II

FOTOVOLTAICO													gerador 7,00 US\$/Wp		
Qa	3650	m³/a	Gdm(B)	5,00	kWh/m².d	gerador	4,50	US\$/Wp	FRC=A/P 0,133879 12%20anos						
Qd	10	m³/d	Gref	1	kWh/m².d	reserv.	600,00	US\$	P/A 7,469444 12%20anos						
n Gerad.	0,11		O&M	25,00	US\$/a	Coefic.	1,2		P/F 0,321973 12%10anos						
n Inver.	0,9		nsistema	0,05		nMotbomb.	0,48		FRC=A/P 0,087185 6%20 anos						
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Potên. Nomin.	Pot.Nom. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Hm.	Variável			
m	Wh.d	Wh.d	Wp	Wp	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	%, US\$/Wp			
20	545	1135	252	303	2119,44	895,00	3614,44	4089,35	547,48	0,150	0,0075	12%7US\$			PV 400
20	545	1135	252	303	1362,50	895,00	2857,50	3332,40	446,14	0,122	0,0061	12%4,5US\$			PV 400
20	545	1135	252	303	2119,44	895,00	3614,44	4089,35	356,53	0,098	0,0049	6%7US\$			PV 400
20	545	1135	252	303	1362,50	895,00	2857,50	3332,40	290,54	0,080	0,0040	6%4,5US\$			PV 400
40	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	6468,89	7180,44	961,31	0,263	0,0066	12%7US\$			
40	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	4955,00	5666,55	758,63	0,208	0,0052	12%4,5US\$			
40	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	6468,89	7180,44	626,03	0,172	0,0043	6%7US\$			
40	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	4955,00	5666,55	494,04	0,135	0,0034	6%4,5US\$			
60	1635	3406	757	908	6358,33	2060,00	9018,33	9868,33	1321,16	0,362	0,0060	12%7US\$			
60	1635	3406	757	908	4087,50	2060,00	6747,50	7597,50	1017,15	0,279	0,0046	12%4,5US\$			
60	1635	3406	757	908	6358,33	2060,00	9018,33	9868,33	860,37	0,236	0,0039	6%7US\$			
60	1635	3406	757	908	4087,50	2060,00	6747,50	7597,50	662,39	0,181	0,0030	6%4,5US\$			
ELÉTRICO CONVENCIONAL													FRC=A/P 0,133879 12%20anos		
Qa	3650	m³/a	nMBom.	0,47	O&M	25,00	US\$/a	FRC=A/P 0,133879 12%20anos							
Qd	10	m³/d	eletricid.	0,069	US\$/kWh cust.rede	3400,00	US\$/km	P/A 7,469444 12%20anos							
Coefic.	1,2		reserv.	220,00	US\$ cust.rede	6400,00	US\$/km	P/F 0,321973 12%10anos							
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./H.	Variável			
m	Wh.d	Wh.d	kWh/a	kWh/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	km rede			
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	590,00	1160,44	155,36	0,043	0,0021	0			
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	2290,00	2860,44	382,95	0,105	0,0052	1			
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	3990,00	4560,44	610,55	0,167	0,0084	2			
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	5690,00	6260,44	838,14	0,230	0,0115	3			
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	1510,00	2641,24	353,61	0,097	0,0024	0			
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	3210,00	4341,24	581,20	0,159	0,0040	1			
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	4910,00	6041,24	808,80	0,222	0,0055	2			
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	6610,00	7741,24	1036,39	0,284	0,0071	3			
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	1370,00	2720,74	364,25	0,100	0,0017	0			trifásico
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	4570,00	5920,74	792,66	0,217	0,0036	1			trifásico
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	7770,00	9120,74	1221,08	0,335	0,0056	2			trifásico
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	10970,00	12320,74	1649,49	0,452	0,0075	3			trifásico
COMBUSTÃO INTERNA													FRC=A/P 0,133879 12%20anos		
Qa	3650	m³/a	gasolina			Diesel			P/A 7,469444 12%20anos						
Qd	10	m³/d	retif.gas.	190,00	US\$	retif. Dies.	210,00	US\$	P/F 0,163122 12%16anos						
O&Mg	65,00	US\$/a	preço gas.	0,798	US\$/l	preço Dies.	0,438	US\$/l	P/F 0,18270 12%15anos						
O&MD	40,00	US\$/a	preço gas.	1,596	US\$/l	preço Dies.	0,876	US\$/l	P/F 0,256675 12%12anos						
reserv.	220,00	US\$	1 lit.gas.	9	kWh	1 lit.Dies.	11	kWh	P/F 0,321973 12%10anos						
Coefic.	1,2		nMotor gas.	0,20		nMotor.Dies.	0,30		P/F 0,403883 12%8anos						
			nMotbom.gas.	0,12		nMotbom.Dies.	0,19		P/F 0,567427 12%5anos						
									P/F 0,635518 12%4anos						
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	E.Mecã. comb.nec.	E.Mecã. c.coef.	Consumo combus.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Alt.	Variável			
m	Wh.d	kWh.d	kWh/a	litro/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	US\$/litro			
20	545	4,626	2026	184	80,69	4200,00	4420,00	6831,28	914,57	0,251	0,0125	0,438			Diesel
20	545	4,626	2026	184	161,38	4200,00	4420,00	7433,97	995,25	0,273	0,0136	0,876			Diesel
40	1090	9,253	4053	368	161,38	4200,00	4420,00	7433,97	995,25	0,273	0,0068	0,438			Diesel
40	1090	9,253	4053	368	322,75	4200,00	4420,00	8639,36	1156,63	0,317	0,0079	0,876			Diesel
60	1635	13,879	6079	553	242,06	4830,00	5050,00	8869,51	1187,44	0,325	0,0054	0,438			Diesel
60	1635	13,879	6079	553	484,13	4830,00	5050,00	10677,58	1429,50	0,392	0,0065	0,876			Diesel

Planilha referente aos gráficos de 17 a 32 (com acréscimo)

Cenário II

FOTOVOLTAICO													gerador 7,00 US\$/Wp		FRC=A/P 0,133879 12%20anos	
Qa 3650 m³/a Gdm(B) 5,00 kWh/m².d gerador 4,50 US\$/Wp													reserv. 600,00 US\$		P/A 7,469444 12%20anos	
Qd 10 m³/d Gref 1 kWh/m².d O&M 25,00 US\$/a Coefic. 1,2													nMotbomb. 0,48		P/F 0,321973 12%10anos	
n Gerad. 0,11 nsistema 0,05															FRC=A/P 0,087185 6%20 anos	
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Potên. Nomin.	Pot.Nom. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Hm.	Variável				
m	Wh.d	Wh.d	Wp	Wp	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	%, US\$/Wp				
20	545	1135	252	303	2119,44	895,00	3614,44	4089,35	547,48	0,150	0,0075	12%7US\$	PV 400			
20	545	1135	252	303	1362,50	895,00	2857,50	3332,40	446,14	0,122	0,0061	12%4,5US\$	PV 400			
20	545	1135	252	303	2119,44	895,00	3614,44	4089,35	356,53	0,098	0,0049	6%7US\$	PV 400			
20	545	1135	252	303	1362,50	895,00	2857,50	3332,40	290,54	0,080	0,0040	6%4,5US\$	PV 400			
40	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	6468,89	7180,44	961,31	0,263	0,0066	12%7US\$				
40	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	4955,00	5666,55	758,63	0,208	0,0052	12%4,5US\$				
40	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	6468,89	7180,44	626,03	0,172	0,0043	6%7US\$				
40	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	4955,00	5666,55	494,04	0,135	0,0034	6%4,5US\$				
60	1635	3406	757	908	6358,33	2060,00	9018,33	9868,33	1321,16	0,362	0,0060	12%7US\$				
60	1635	3406	757	908	4087,50	2060,00	6747,50	7597,50	1017,15	0,279	0,0046	12%4,5US\$				
60	1635	3406	757	908	6358,33	2060,00	9018,33	9868,33	860,37	0,236	0,0039	6%7US\$				
60	1635	3406	757	908	4087,50	2060,00	6747,50	7597,50	662,39	0,181	0,0030	6%4,5US\$				
ELÉTRICO CONVENCIONAL													FRC=A/P 0,133879 12%20anos			
Qa 3650 m³/a nMBom. 0,47 O&M 25,00 US\$/a													monofás.			
Qd 10 m³/d eletricid. 0,069 US\$/kWh cust.rede 3400,00 US\$/km													trifásico			
Coefic. 1,2 reserv. 220,00 US\$ cust.rede 6400,00 US\$/km													P/A 7,469444 12%20anos			
													P/F 0,321973 12%10anos			
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./H.	Variável				
m	Wh.d	Wh.d	kWh/a	kWh/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	km rede				
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	590,00	1160,44	155,36	0,043	0,0021	0				
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	2290,00	2860,44	382,95	0,105	0,0052	1				
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	3990,00	4560,44	610,55	0,167	0,0084	2				
20	545	1172	428	513	35,42	370,00	5690,00	6260,44	838,14	0,230	0,0115	3				
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	1510,00	2641,24	353,61	0,097	0,0024	0				
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	3210,00	4341,24	581,20	0,159	0,0040	1				
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	4910,00	6041,24	808,80	0,222	0,0055	2				
40	1090	2344	856	1027	70,84	1290,00	6610,00	7741,24	1036,39	0,284	0,0071	3				
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	1370,00	2720,74	364,25	0,100	0,0017	0	trifásico			
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	4570,00	5920,74	792,66	0,217	0,0036	1	trifásico			
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	7770,00	9120,74	1221,08	0,335	0,0056	2	trifásico			
60	1635	3516	1283	1540	106,26	1150,00	10970,00	12320,74	1649,49	0,452	0,0075	3	trifásico			
COMBUSTÃO INTERNA													FRC=A/P 0,133879 12%20anos			
Qa 3650 m³/a gasolina Diesel													P/A 7,469444 12%20anos			
Qd 10 m³/d retif.gas. 190,00 US\$ retif. Dies. 210,00 US\$													P/F 0,163122 12%16anos			
O&Mg 65,00 US\$/a preço gas. 0,798 US\$/l preço Dies. 0,438 US\$/l													P/F 0,18270 12%15anos			
O&MD 40,00 US\$/a preço gas. 1,596 US\$/l preço Dies. 0,876 US\$/l													P/F 0,256675 12%12anos			
reserv. 220,00 US\$ 1 lit.gas. 9 kWh 1 lit.Dies. 11 kWh													P/F 0,321973 12%10anos			
Coefic. 1,2 nMotor gas. 0,20 nMotor.Dies. 0,30													P/F 0,403883 12%8anos			
													P/F 0,567427 12%5anos			
													P/F 0,635518 12%4anos			
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	E.Mecã. comb.nec.	E.Mecã. c.coef.	Consumo combust.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Alt.	Variável				
m	Wh.d	kWh.d	kWh/a	litro/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	US\$/litro				
20	545	4,626	2026	184	80,69	4200,00	4420,00	6831,28	914,57	0,251	0,0125	0,438	Diesel			
20	545	4,626	2026	184	161,38	4200,00	4420,00	7433,97	995,25	0,273	0,0136	0,876	Diesel			
40	1090	9,253	4053	368	161,38	4200,00	4420,00	7433,97	995,25	0,273	0,0068	0,438	Diesel			
40	1090	9,253	4053	368	322,75	4200,00	4420,00	8639,36	1156,63	0,317	0,0079	0,876	Diesel			
60	1635	13,879	6079	553	242,06	4830,00	5050,00	8869,51	1187,44	0,325	0,0054	0,438	Diesel			
60	1635	13,879	6079	553	484,13	4830,00	5050,00	10677,58	1429,50	0,392	0,0065	0,876	Diesel			

Planilha referente aos gráficos de 1 a 16 (sem acréscimo)

Caso III

FOTOVOLTAICO														
Qa	7300	m³/a	Gdm(B)	5,00	kWh/m².d	gerador	7,00	US\$/Wp	FRC=A/P 0,133879 12%20anos P/A 7,469444 12%20anos P/F 0,321973 12%10anos FRC=A/P 0,087185 6%20 anos					
Qd	20	m³/d	Gref	1	kWh/m².d	gerador	4,50	US\$/Wp						
n Gerad.	0,11		O&M	25,00	US\$/a	reserv.	450,00	US\$						
n Inver.	0,9		nsistema	0,05		Coefic.	1,2							
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Potên. Nomin.	Pot.Nom. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Hm.	Variável		
m	Wh.d	Wh.d	Wp	Wp	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	%	US\$/Wp	
20	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	6318,89	7030,44	941,23	0,129	0,0064	12%.7US\$		
20	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	4805,00	5516,55	738,55	0,101	0,0051	12%.4,5US\$		
20	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	6318,89	7030,44	612,95	0,084	0,0042	6%.7US\$		
20	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	4805,00	5516,55	480,96	0,066	0,0033	6%.4,5US\$		
40	2180	4542	1009	1211	8477,78	2060,00	10987,78	11837,78	1584,83	0,217	0,0054	12%.7US\$		
40	2180	4542	1009	1211	5450,00	2060,00	7960,00	8810,00	1179,47	0,162	0,0040	12%.4,5US\$		
40	2180	4542	1009	1211	8477,78	2060,00	10987,78	11837,78	1032,08	0,141	0,0035	6%.7US\$		
40	2180	4542	1009	1211	5450,00	2060,00	7960,00	8810,00	768,10	0,105	0,0026	6%.4,5US\$		
60	3270	6813	1514	1817	12716,67	3100,00	16266,67	17451,52	2336,39	0,320	0,0053	12%.7US\$		
60	3270	6813	1514	1817	8175,00	3100,00	11725,00	12909,85	1728,36	0,237	0,0039	12%.4,5US\$		
60	3270	6813	1514	1817	12716,67	3100,00	16266,67	17451,52	1521,51	0,208	0,0035	6%.7US\$		
60	3270	6813	1514	1817	8175,00	3100,00	11725,00	12909,85	1125,55	0,154	0,0026	6%.4,5US\$		
ELÉTRICO CONVENCIONAL														
Qa	7300	m³/a	nMBom.	0,47	US\$/kWh	O&M	25,00	US\$/a	FRC=A/P 0,133879 12%20anos P/A 7,469444 12%20anos P/F 0,321973 12%10anos					
Qd	20	m³/d	eletricid.	0,069	US\$/kWh	cust.rede	3400,00	US\$/km						monofás.
Coefic.	1,2		reserv.	450,00	US\$	cust.rede	6400,00	US\$/km						trifásico
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida						Cust.Ciclo V.Anualiza.
m	Wh.d	Wh.d	kWh/a	kWh/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	km rede		
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	1250,00	2223,47	297,68	0,041	0,0020	0	0,140645	
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	2950,00	3923,47	525,27	0,072	0,0036	1		
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	4650,00	5623,47	752,86	0,103	0,0052	2		
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	6350,00	7323,47	980,46	0,134	0,0067	3		
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	2050,00	3810,21	510,11	0,070	0,0017	0		
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	3750,00	5510,21	737,70	0,101	0,0025	1		
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	5450,00	7210,21	965,30	0,132	0,0033	2		
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	7150,00	8910,21	1192,89	0,163	0,0041	3		
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	1820,00	4035,31	540,24	0,074	0,0012	0	trifásico	
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	5020,00	7235,31	968,66	0,133	0,0022	1	trifásico	
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	8220,00	10435,31	1397,07	0,191	0,0032	2	trifásico	
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	11420,00	13635,31	1825,48	0,250	0,0042	3	trifásico	
COMBUSTÃO INTERNA														
Qa	7300	m³/a	gasolina			FRC=A/P 0,133879 12%20anos			P/A 7,469444 12%20anos					
Qd	20	m³/d	retif.gas.	190,00	US\$	Diesel			P/F 0,163122 12%16anos					
O&Mg	65,00	US\$/a	preço gas.	0,789	US\$/l	retif. Dies.	210,00	US\$	P/F 0,18270 12%15anos					
O&MD	40,00	US\$/a	preço gas.	1,578	US\$/l	preço Dies.	0,438	US\$/l	P/F 0,256675 12%12anos					
reserv.	450,00	US\$	1 lit.gas.	9	kWh	preço Dies.	0,876	US\$/l	P/F 0,321973 12%10anos					
Coefic.	1,2		nMot.gas.	0,20		1 lit.Dies.	11	kWh	P/F 0,403883 12%8anos					
			nMbom.gas.	0,12		nMotor.Dies.	0,30		P/F 0,567427 12%5anos					
						nMotbom.Dies.	0,19		P/F 0,635518 12%4anos					
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	E.Mecâ. comb.nec.	E.Mecâ. c.coef.	Cons. combust.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiz.	Custo Bombea.	Custo Vol./Alt.	Variável		
m	Wh.d	kWh.d	kWh/a	litro/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	US\$/litro		
20	1090	9,253	4053	368	161,38	4200,00	4650,00	7663,97	1026,05	0,141	0,0070	0,438	Diesel	
20	1090	9,253	4053	368	322,75	4200,00	4650,00	8869,36	1187,42	0,163	0,0081	0,876	Diesel	
40	2180	18,506	8106	737	322,75	4500,00	4950,00	9265,95	1240,52	0,170	0,0042	0,438	Diesel	
40	2180	18,506	8106	737	645,50	4500,00	4950,00	11676,71	1563,27	0,214	0,0054	0,876	Diesel	
60	3270	27,759	12158	1105	484,13	5170,00	5620,00	11357,05	1520,47	0,208	0,0035	0,438	Diesel	
60	3270	27,759	12158	1105	968,25	5170,00	5620,00	14973,20	2004,60	0,275	0,0046	0,876	Diesel	

Planilha referente aos gráficos de 17 a 32 (com acréscimo)

Cenário III

FOTOVOLTAICO												
Qa	7300	m³/a	Gdm(B)	5,00	kWh/m².d	gerador	7,00	US\$/Wp	FRC=A/P 0,133879 12%20anos			
Qd	20	m³/d	Gref	1	kWh/m².d	gerador	4,50	US\$/Wp	P/A 7,469444 12%20anos			
n Gerad.	0,11		O&M	25,00	US\$/a	reserv.	1200,00	US\$	P/F 0,321973 12%10anos			
n Inver.	0,9		nsistema	0,05		Coefic.	1,2		FRC=A/P 0,087185 6%20 anos			
nMotbomb.	0,48											
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Potên. Nomin.	Pot.Nom. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Hm.	Variável
m	Wh.d	Wh.d	Wp	Wp	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	%, US\$/Wp
20	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	7068,89	7780,44	1041,64	0,143	0,0071	12%.7US\$
20	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	5555,00	6266,55	838,96	0,115	0,0057	12%.4,5US\$
20	1090	2271	505	606	4238,89	1630,00	7068,89	7780,44	678,34	0,093	0,0046	6%.7US\$
20	1090	2271	505	606	2725,00	1630,00	5555,00	6266,55	546,35	0,075	0,0037	6%.4,5US\$
40	2180	4542	1009	1211	8477,78	2060,00	11737,78	12587,78	1685,24	0,231	0,0058	12%.7US\$
40	2180	4542	1009	1211	5450,00	2060,00	8710,00	9560,00	1279,88	0,175	0,0044	12%.4,5US\$
40	2180	4542	1009	1211	8477,78	2060,00	11737,78	12587,78	1097,47	0,150	0,0038	6%.7US\$
40	2180	4542	1009	1211	5450,00	2060,00	8710,00	9560,00	833,49	0,114	0,0029	6%.4,5US\$
60	3270	6813	1514	1817	12716,67	3100,00	17016,67	18201,52	2436,80	0,334	0,0056	12%.7US\$
60	3270	6813	1514	1817	8175,00	3100,00	12475,00	13659,85	1828,77	0,251	0,0042	12%.4,5US\$
60	3270	6813	1514	1817	12716,67	3100,00	17016,67	18201,52	1586,90	0,217	0,0036	6%.7US\$
60	3270	6813	1514	1817	8175,00	3100,00	12475,00	13659,85	1190,93	0,163	0,0027	6%.4,5US\$
ELÉTRICO CONVENCIONAL												
Qa	7300	m³/a	nMBom.	0,47	US\$/kWh	O&M	25,00	US\$/a	FRC=A/P 0,133879 12%20anos			
Qd	20	m³/d	eletricid.	0,069	US\$/kWh	cust.rede	3400,00	US\$/km	P/A 7,469444 12%20anos			
Coefic.	1,2		reserv.	450,00	US\$	cust.rede	6400,00	US\$/km	P/F 0,321973 12%10anos			
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. necess.	Ener.El. Coefic.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./H.	Variável mono.trifá.
m	Wh.d	Wh.d	kWh/a	kWh/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	km rede
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	1250,00	2223,47	297,68	0,041	0,0020	0
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	2950,00	3923,47	525,27	0,072	0,0036	1
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	4650,00	5623,47	752,86	0,103	0,0052	2
20	1090	2344	856	1027	70,84	800,00	6350,00	7323,47	980,46	0,134	0,0067	3
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	2050,00	3810,21	510,11	0,070	0,0017	0
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	3750,00	5510,21	737,70	0,101	0,0025	1
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	5450,00	7210,21	965,30	0,132	0,0033	2
40	2180	4688	1711	2053	141,69	1600,00	7150,00	8910,21	1192,89	0,163	0,0041	3
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	1820,00	4035,31	540,24	0,074	0,0012	0
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	5020,00	7235,31	968,66	0,133	0,0022	1
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	8220,00	10435,31	1397,07	0,191	0,0032	2
60	3270	7032	2567	3080	212,53	1370,00	11420,00	13635,31	1825,48	0,250	0,0042	3
COMBUSTÃO INTERNA												
Qa	7300	m³/a	gasolina	190,00	US\$	retif. Dies.	210,00	US\$	FRC=A/P 0,133879 12%20anos			
Qd	20	m³/d	preço gas.	0,789	US\$/l	preço Dies.	0,438	US\$/l	P/A 7,469444 12%20anos			
O&Mg	65,00	US\$/a	preço gas.	1,578	US\$/l	preço Dies.	0,876	US\$/l	P/F 0,163122 12%16anos			
O&MD	40,00	US\$/a	1 lit.gas.	9	kWh	1 lit.Dies.	11	kWh	P/F 0,18270 12%15anos			
reserv.	450,00	US\$	nMot.gas.	0,20		nMotor.Dies.	0,30		P/F 0,256675 12%12anos			
Coefic.	1,2		nMbom.gas.	0,12		nMotbom.Dies.	0,19		P/F 0,321973 12%10anos			
Altura manom.	Ener.Hid. necess.	E.Mecã. comb.nec.	E.Mecã. c.coef.	Cons. combust.	Custo Geração	Preço Bomba	Custo Inicial	Cust.Ciclo Vida	Cust.Ciclo V.Anualiza.	Custo Bombea.	Custo Vol./Alt.	Variável
m	Wh.d	kWh.d	kWh/a	litro/a	US\$/a	US\$	US\$	US\$	US\$/a	US\$/m³	US\$/m⁴	US\$/litro
20	1090	9,253	4053	368	161,38	4200,00	4650,00	7663,97	1026,05	0,141	0,0070	0,438
20	1090	9,253	4053	368	322,75	4200,00	4650,00	8869,36	1187,42	0,163	0,0081	0,876
40	2180	18,506	8106	737	322,75	4500,00	4950,00	9265,95	1240,52	0,170	0,0042	0,438
40	2180	18,506	8106	737	645,50	4500,00	4950,00	11676,71	1563,27	0,214	0,0054	0,876
60	3270	27,759	12158	1105	484,13	5170,00	5620,00	11357,05	1520,47	0,208	0,0035	0,438
60	3270	27,759	12158	1105	968,25	5170,00	5620,00	14973,20	2004,60	0,275	0,0046	0,876

Referências bibliográficas

- [1] DE FREITAS, M.A.V., et al. Biomassa Energética Renovável para o Desenvolvimento Sustentável da Amazônia, **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 5, No. 1 - 1º sem., pp 71 - 97, 1996.
- [2] RELATÓRIO BANCO MUNDIAL 1994.
- [3] *THE ECONOMIST, The Future of Energy; October 7th 1995*, pp 23-26.
- [4] BROWN, L.R. **Qualidade de Vida 1993: Salve o Planeta**. WORLDWATCH INSTITUTE, São Paulo, Globo,1993.
- [5] GOLDEMBERG, J. et al. **Energia para o Desenvolvimento**. São Paulo, T.A. Quiroz Editor, 1988.
- [6] FRAENKEL, P. *Water-Pumping Devices: A Handbook for Users and Choosers. Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), London, Intermediate Technology*, 1990.
- [7] RIBEIRO, F.S., SANTOS, J.F.M. **Políticas de Eletrificação Rural: Superando Dilemas Institucionais**. Rio de Janeiro, Revista BNDES, dezembro 1994.
- [8] TENDRIH, L. **Experiências com Sistemas de Eletrificação Rural de Baixo Custo: Uma Análise dos Impactos Sócio-Econômicos**. Dissertação de Mestrado apresentada na Instituto de Ciências Humanas e Sociais da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, junho 1990.
- [9] SILVA, J.; REGUSE, W.; RAMOS, A.(CELESC). **Retorno Sócio-Econômico da Eletrificação Rural**. XIV Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. Punta del Leste, Uruguai, 1993.
- [10] IBGE - PNAD; **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios: Síntese de Indicadores - 1993**, Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1996.
- [11] CORREIA, J. **Eletrificação Rural de Baixo Custo: Avaliação e Prática**. Dissertação de Mestrado. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidades de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Engenharia. São Paulo, 1992.

- [10] JOHANSSON, T.B. et al, *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*. Island Press, United States of America, 1993.
- [12] MAYCOCK P. D. *PV-News*, vol 16, nº 2, fev 1997.
- [13] *Tratado de Cooperación Amazônica, Secretaria Pro Tempore. Sistemas Fotovoltaicos para Electrificación Rural: Manual de Entrenamiento*. OLADE, UNDP, FAO, DGIS, UNAMAZ, Banco Mundial, Comunidad Europea, Lima, Peru, sd.
- [14] COMISSIÓN EUROPEA DG XII; *Manual de Energización Rural Mediante Energía Fotovoltaica*, APAS 94 Energías Renovables, Programa de Fortalecimiento de la Cooperación Global en el Campo de las Energías Renovables, Acción Estratégica Concertada para la Aplicación Sostenible de tecnologías Fotovoltaicas y Bioelectricidad en los Países del Cono Sur, 1996.
- [15] BARLOW, R. et al. *Status and experience of solar PV pumping in developing countries*. 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisboa, Portugal, 1991.
- [16] CRESEB/CEPEL; **Sistemas Fotovoltaicos: Manual de Engenharia**. Grupo de trabalho de Energia Solar Fotovoltaica, Versão 1.0, Brasil, 1995.
- [17] GTZ - *Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit* , **Energy Division**, Germany, 8/1991.
- [18] TORREIRA, R. P. *Manual Básico de Motores Eléctricos*. Madrid, España, Paraninfo, 1990.
- [19] MACINTYRE, A. J. **Bombas e Instalações de Bombeamento**. Rio de Janeiro, Guanabara Koogan, 1987.
- [20] STREETER, V. L., WYLIE E. B. **Mecânica dos Fluidos**, McGraw-Hill do Brasil, 7º ed., São Paulo, 1982.
- [21] ROYO, E.C., HASTA, C.M. **Bombas Centrífugas**. Ed. Paraninfo, Madrid, Espanha. 1995.
- [22] ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas; **Conversão Fotovoltaica de Energia Solar (Terminologia)**, INMETRO - NBR 10899.
- [23] CENSOLAR, *Centro de Estudios da la Energia Solar; Valores Medios de Irradiación Sobre Suelo Horizontal. (Base de Datos Internacional H-Word)* Sevilla, Espanha. Progensa, 1993.

- [24] PAGE, J.K. “*Méthods for the Estimation of Solar Energy on Vertical and Inclined Surface*”. *Proc. 5th Course on Solar Energy Conversion, Deptament of Physics, University of Waterloo, Canada*, pp 37-99, 1977.
- [25] MONEGÓN; *Engineering Desing handbook for Stand Alone Photovoltaic Systems*, report n°. M108 (1980).[2Y]
- [26] DUTT, G. S. *Techniques for End-Use Electricity Analysis and Conservation Program Desing and Evaluation. A Manual, for the Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, NJ and the Office of Energy and Infrastructure US Agency for International Development, Washington, DC*, vol.A cap.6, USA, june 1992.
- [27] LARSON, E. D. et al. *The Technology Menu for Efficient End Use of Energy, Environmental and Energy Systems Studies, Lund University, Lund, vol.1, Sweden, 1989.*
- [28] BATALHA, B.L., PARLATORE, A. C. **Controle da Qualidade da Água para Consumo Humano: Bases Conceituais e Operacionais.**CETESB- Companhia de Tecnologia de Saneamento, São Paulo, 1993.
- [29] BERNARDO, S. **Manual Irrigação.** Manuais I, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 1982.
- [30] CUENCA, J.C. *Calidad Agronômica de las Aguas de Riego. Servicio de Extensión Agraria del Ministério de Agricultura, Pesca y Alimentación de España, Madrid*, 1986.
- [31] ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LA AGRICULTURA Y LA ALIMENTACIÓN-FAO; *Las Necesidades de água de los cultivos-Caderno Técnico n° 24.* Roma, Italia, 1977.
- [32] ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA A ALIMENTAÇÃO E A AGRICULTURA-FAO; **Efeito da Água no Rendimento das Culturas-Caderno Técnico n° 33.** Roma, Itália, 1979, versão português 1994.
- [33] DUFFIE, J.A , BECKMAN W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons Publications, Nova York, EUA.
- [34] PLANA-FATTORI, A., CEBALLOS, J.C. **Glossário de termos técnicos em radiação atmosférica**, Série Ciências Atmosféricas, n°4, Instituto Astronômico e Geofísico da USP, versão 1.0, São Paulo, Brasil, 1996.

Bibliografia consultada

- ALVES, E. **Pobreza Rural no Brasil**. Ministério da Irrigação, CODEVASF. Brasília, 1988.
- BÔA NOVA, A. C. **Energia e Classes Sociais no Brasil**. São Paulo, Loyola 1985.
- BURGESS, P.; PRYNN, P. *Solar Pumping in the Future: A Socio-Economic Assessment*. Halcrow Fox & Associates, Londres, UK, Currie Sunman CSP Economic Publications, England, 1985.
- DRAIBE, S.M. **As Políticas Sociais e o Neoliberalismo**. Revista USP n° 17: Dossiê Liberalismo/Neoliberalismo. São Paulo. CCS/USP, 1993.
- FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F. **Energia Solar: Fundamentos e tecnologias de conversão heliotermoelétrica e fotovoltaica**. Recife, Universitária, 1995.
- GERMAN-AUSTRIAN UNIVERSITY SOFTWARE PRIZE. *Design and Simulation Tool for Photovoltaic Pumping Systems*. COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES(CEC), under contract JOUR-0048-P. Manual DASTPVPS, 1993.
- GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON, T.B. *Energy as an Instrument for Socio-Economic Development*. United Nations Development Programme, Nova York, USA, 1995.
- GRUPO DE ENERGIA SOLAR DA UFRGS. **Energia Solar: Curso de Planejamento Energético Ambiental**. Porto Alegre, 1987.
- HALCROW, W. et al. *Handbook on Solar Water Pumping*. Intermediate Technology Power. Inglaterra, Reading & Swindon, 1984.
- LAFUENTE, R.J.O. **Eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos: Avaliação e análise sistêmicas**. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidades de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Engenharias. São Paulo, 1995.
- LORENZO, E. et al. *Eletricidad Solar: Ingenieria de los sistemas fotovoltaicos*. Sevilla, Progenesa, 1994.
- LORENZO, E., *Metodología para la Evaluación de Proyectos*, Universidade Politécnica de Madri, Espanha, Draft, 1996.
- MANKBADI, R.R.; AYAD, S.S. *Small-scale solar pumping: The technology*. Energy Conversion and Management, Vol. 28, No. 2, pp.171-184, 1988.

- ORELLANA, R.J., UDAETA, M.E.M., RIBEIRO, F.R. *La Gestión de Proyectos Auto-Sostenibles de Suministro de Energía Renovable. El caso Brasileño. Energía y Desarrollo*, CINER, No.10, 1997, pp 31-33, Santa Cruz, Bolivia.
- PEARCE, D.; BARBIER, E; MARKANDYA, A. *Sustainable Development. London Environmental Economics Centre. Earthscan Ltda. London, UK*, 1990.
- PODER EXECUTIVO (FELDMANN, F; CEDRAZ, A.) **Projeto de Lei n° 2.249, de 1991**. “Disposições sobre a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, altera a redação do artigo 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.
- PROGENSA, *Instalaciones de Energia Solar, Curso Programado*, Sevilha Espanha. ProgenSA 1989.
- RIBEIRO, F.; CORREIA, J. **Eletrificação Rural de Baixo Custo: Práticas das Concessionárias Brasileiras**. XIV Conferência Latinoamericana de Eletrificação Rural. Punta del Leste, Uruguai, 1993.
- SAUNIER, G. *Rural Electrification Guidebook - For Asia and Pacific*. Bangkok, Taiwan, 1992.
- SENNER, A. *Principios de Eletrotécnica*. Barcelona, España, Reverté, 1992.
- SCHEER, H. **O Manifesto Solar: Energia Renovável e a Renovação da Sociedade**. Rio de Janeiro, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 1995.

I. Trabalhos gerados durante a elaboração desta dissertação

Revista internacional

FEDRIZZI, M. C., SAUER, I. L., ZILLES, R., *Economic Analysis of Photovoltaic and Gasoline Pumping Systems. Renewable Energy*, Vol. 8, No. 1-4, pp.424-427, 1996.

Revista nacional

FREITAS, M.A.V. STEMMER, C.E. MOREIRA, J.R. CAMPOS, I.A. ZILLES, R. FABRIZY, M.P. FEITOSA, E. CORREA, F. FAGÁ, M.T.W. FEDRIZZI, M.C. MAZZON, L.A. PEREIRA, O.S. **O Foro Permanente das Energias Renováveis e o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica, da Biomassa e das Pequenas Centrais Hidroenergéticas no Brasil.** Revista Brasileira de Energia, Vol. 6 N^o 1, 1^o sem. pp 121 - 156, 1997.

II. Projetos solicitados e aprovados durante a elaboração desta dissertação

Título: Projeto Piloto de Fornecimento de Água com Sistema de Bombeamento fotovoltaico às comunidades do Retiro e Varadouro, Cananéia - Brasil.

Entidade financiadora: ERA-AEDENAT, *Ayuntamiento de Logroño* - Espanha.

Vigência: 01/12/97 a 30/06/97.

Função no projeto: Responsável pela inserção da tecnologia, dimensionamento e monitoramento dos sistemas.

Título: Energização Solar Fotovoltaica de Quatro Comunidades Isoladas na Região do Alto Solimões - AM.

Entidade financiadora: MCT - Programa Trópico Úmido.

Vigência: 01/12/97 a 30/11/99.

Função no projeto: Dimensionamento dos sistemas de bombeamento e avaliação das possíveis formas de gerenciar as águas potável e servida, e manutenção dos sistemas.