

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS

**PRIORIZAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS: UMA
APLICAÇÃO À NICARÁGUA**

FAUSTO ALFREDO CANALES VEGA

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental.

**Orientadores: Alexandre Beluco
Carlos André Bulhões Mendes**

Banca Examinadora

Prof. Dr. André Luiz Lopes da Silveira	IPH/UFRGS
Prof. Dr. Marcelo Giulian Marques	IPH/UFRGS
Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez	Depto. Eng ^a Hidráulica/UFGM

Porto Alegre, fevereiro de 2009

“Dios ha hecho esto que vemos, Raúl; nos ha hecho también a nosotros, míseros átomos mezclados a este gran universo; brillamos como esos fuegos y esas estrellas, suspiramos como esas olas, sufrimos como esos barcos que se gastan surcando el agua, obedeciendo al viento que los arrastra hacia un objeto, como el soplo de Dios nos empuja hacia un puerto. Todo se complace en vivir, Raúl, y todo es hermoso en las cosas que viven.”

Alexandre Dumas
(El Vizconde de Bragelonne)

“[...] carpe diem, quam minimum credula postero.”

Horacio
(Carmina, 11.1)

Dedico este trabalho a meus pais, a meus irmãos e minhas irmãs, e a Lila.

APRESENTAÇÃO E AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental do Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, sob a orientação dos Professores Carlos André Bulhões Mendes e Alexandre Beluco da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Desejo iniciar meus agradecimentos começando pelo povo brasileiro em geral, pessoas de todos os Estados deste belo país me receberam muito bem, e justificaram meu desejo que tinha desde criança de conhecer o Brasil.

Ao CNPq, por ter financiado meu mestrado.

Ao corpo docente do IPH pelos conhecimentos que adquiri, e agradeço em especial aos professores André, Walter, Joel pela sua paciência e conselhos, a Beatriz por sua amabilidade, e Marcelo por ser afável e também por me incluir nas atividades junto a seu grupo de alunos.

A Nadir Solari, por ter sido meu anjo no período prévio a minha vinda ao Brasil.

Aos meus prezados orientadores Carlos André Mendes e Alexandre Beluco, por seus inestimáveis conselhos, observações e tempo, mas, sobretudo, pela confiança em mim e a independência com que me permitiram realizar meu trabalho.

A meus companheiros e amigos do IPH, com menção especial para: Rodrigo, Pedro, Carol, Janete, Angélica, Tatiana, Christopher, Leandro, Thiago, Renata, Tais, Fábio, Fred, Margarita, Fabrício, Rafael, Guilherme, Esther, Alexandre e Martin, pelos bons momentos dentro e fora do Instituto.

Aos que tem sido meus irmãos no Brasil, Humberto e Adriano os quais sempre vão ter minha infinita estima.

A Jussara, da Biblioteca do IPH, pela paciência para revisar minhas referências bibliográficas e pelo seu profissionalismo e carinho com que realiza seu trabalho.

I would like to thank Dean, Brian and Truman, for their valuable understanding and support.

Deseo agradecer al Instituto Nicaragüense de Energía y al Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua, por la información suministrada sin la cual no hubiera sido posible realizar este trabajo. En especial, gracias a los Ingenieros Ernesto Martínez Tiffer y Elmer Bervis.

Al Ministerio de Educación de Nicaragua, representado por el Arq. Francisco López, director de infraestructura escolar, por la información georeferenciada de centros escolares del

país.

A la “comunidad latina” en Porto Alegre: Adriana, Angélica, Dayana, Leidy, Wendy, Johema, Carlos, Camilo, Felipe, Mario y Tony. Mis sinceros agradecimientos por los agradables momentos en los que me acompañaron o adoptaron.

Un párrafo exclusivo merece mi muy estimado amigo Ramiro Palacios, por su valiosísima ayuda en la obtención de información georreferenciada, sin la cual hubiera sido extremadamente difícil realizar varios trabajos durante esta maestría, incluyendo este documento.

A mis padres, Ángela y Alfredo, a quienes les debo todo, y mucho más.

A mis hermanos Ivania, Gabriela, Nohelia, Leonardo y Manuel, y mis cuñados Joaquín y Luis, por su apoyo y compañía aún a miles de kilómetros de distancia.

Gracias a mis sobrinos que siempre estuvieron pendientes de mí.

A mis queridos amigos de mi país, particularmente a Arlen, Arlene, Dulis, Marthy, Martita, Sonia, Armando, Arturo, Bismarck, Gustavo, Juan, Manuel, Milton y Yubrán, así como a Ronald, César, Graciela y Roberto de El Salvador, por preguntar por mí por internet, por su compañía las veces que iba de visita a Nicaragua, o sus llamadas y mensajes para desearme un feliz cumpleaños. En resumen, gracias por no olvidarme. Siempre mis mejores deseos para cada uno de ustedes y sus familias.

Y finalmente, infinitas gracias a mi amada novia Silmalila Remedios, una persona muy importante en mi vida, por su admirable paciencia y cariño, así como por todas las tardes y noches frente al computador.

RESUMO

Devido a sua maturidade, a geração hidrelétrica em pequena escala é uma das principais fontes de energia a ser considerada para eletrificação de regiões distantes das redes nacionais. Uma vez identificado um local com potencial hidrelétrico, devem ser realizados estudos técnicos e econômicos para avaliar a viabilidade do mesmo. Muitas vezes, por causa das limitações econômicas das comunidades a serem atendidas, estes projetos resultam não atrativos desde a perspectiva econômica do empreendedor; porém, eles podem significar grandes impactos positivos na vida destas comunidades, com efeitos mínimos no meio ambiente, o qual bem justificaria a outorga de subsídios para sua construção.

Este trabalho apresenta um método para otimizar a distribuição de recursos econômicos escassos entre várias opções disponíveis de empreendimentos hidrelétricos, utilizando para este fim, um conjunto de curvas de custo inicial em função da energia média produzida, um sistema de ponderação de benefícios avaliando diferentes critérios de hierarquização, e um modelo matemático para resolver o problema de otimização.

O método é ilustrado utilizando dados referentes a 18 estudos de pré-viabilidade realizados em 2002, na região rural do Centro-Atlântico da Nicarágua. Mediante a variação de parâmetros importantes utilizados na avaliação econômica, foi realizada uma análise de sensibilidade incluindo 96 cenários diferentes, além disso, foi considerado um comportamento estocástico nos custos iniciais dos projetos.

Os resultados obtidos evidenciam que o método proposto é adequado para realizar uma distribuição eficiente de recursos econômicos escassos para construção de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, apresentando-se, portanto, como uma ferramenta útil para os tomadores de decisões.

ABSTRACT

Because of its maturity, small hydropower generation is one of the main energy sources to be considered for electrification of areas far from the national grid. Once a site with hydropower potential is identified, technical and economical studies to assess its feasibility shall be done. Very often, because of the economic limitations of the communities that can be supplied with electricity, these projects are not very attractive from the entrepreneur's point of view; however, they can have such a great positive impact on the life of these communities, with little impact on the environment, that they may well justify subsidies for their construction.

This work presents a method for optimizing the distribution of scarce economic resources between several options available of hydropower projects, using for this purpose, a set of initial cost curves as function of the energy production of the hydropower plant, a system to weigh the benefits evaluating different hierarchy criteria, and a mathematical model to solve the optimization problem.

The method is illustrated using information related to 18 pre-feasibility studies made in 2002, at the Central-Atlantic rural region of Nicaragua. A sensitivity analysis was made including 96 different scenarios, by means of examining different values for important parameters used in the economic evaluation, besides that, it was considered a stochastic behavior in the initial cost of the projects.

The results found evidence that the method shown is suitable to be used in the efficient distribution of economic monetary resources for construction of small hydropower projects, therefore, it can be used as a helpful tool in decision making process.

RESUMEN

Debido a su madurez tecnológica, la hidroelectricidad en pequeña escala es una de las principales fuentes de energía a considerar para electrificar regiones distantes de las redes nacionales. Una vez identificado un lugar con potencial hidroeléctrico, deben ser realizados estudios técnicos y económicos para evaluar la viabilidad del mismo. Muchas veces, a raíz de las limitantes económicas de las comunidades a ser atendidas, estos proyectos no resultan atractivos desde la perspectiva económica del emprendedor; sin embargo, estas obras pueden causar grandes impactos positivos en la vida de estas comunidades, con efectos mínimos sobre el medio ambiente, lo que bien justificaría la otorga de subsidios para su construcción.

Este trabajo presenta un método para optimizar la distribución de recursos monetarios escasos entre varias opciones disponibles de emprendimientos hidroeléctricos, utilizando para este fin, un conjunto de curvas de costo inicial en función de la energía promedio producida, un sistema de ponderación de beneficios evaluando diferentes criterios de jerarquización, y un modelo matemático para resolver el problema de optimización.

El método es ilustrado utilizando datos referentes a 18 estudios de pre-factibilidad realizados en 2002, en la región rural del Centro-Atlántico de Nicaragua. Mediante la variación de parámetros importantes utilizados en evaluación económica, fue realizado un análisis de sensibilidad incluyendo 96 escenarios diferentes, además, fue considerado un comportamiento estocástico en el costo inicial de los proyectos.

Los resultados obtenidos evidencian que el método propuesto es adecuado para realizar una distribución eficiente de recursos monetarios escasos para construcción de pequeños proyectos hidroeléctricos, presentándose, por lo tanto, como una herramienta útil en el proceso de toma de decisiones.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO E AGRADECIMENTOS	iii
RESUMO	v
ABSTRACT	vi
RESUMEN	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xv
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Justificativa	3
1.2. Objetivos.....	5
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1. Energia hidráulica e hidrelétrica.....	6
2.2. Centrais hidrelétricas	8
2.2.1. Tipos de centrais hidrelétricas.....	8
2.2.2. Componentes de uma central hidrelétrica.....	9
2.2.3. Pequenos aproveitamentos hidrelétricos em sistemas isolados de eletrificação...	15
2.2.4. Custos dos pequenos projetos hidrelétricos na América Central.....	15
2.2.5. Vantagens e desvantagens de energia elétrica em pequena escala	17
2.3. Conceitos da análise econômica	18
2.3.1. Curvas paramétricas de custo em projetos hidrelétricos.....	18
2.3.2. Curvas de custo de implantação de centrais hidrelétricas.....	19
2.3.3. Procedimentos metodológicos em decisão de investimento	20
2.3.4. Comparação das medidas de mérito.....	21
2.3.5. Análise de sensibilidade.....	23
2.4. Otimização de recursos e análise multiobjetivo	23
2.4.1. O que é otimizar?	23
2.4.2. Análise multiobjetivo	24
2.4.3. Formulação de um problema multiobjetivo	25
2.4.4. Métodos de otimização multiobjetivo.....	26
2.4.5. Programação compromisso	28
2.4.6. Ponderação de benefícios e fatores críticos de sucesso	32
2.4.7. Técnicas para resolver problemas de otimização.....	32
2.4.8. Seleção de projetos: algoritmo guloso e algoritmo da mochila	33
2.5. Programa GAMS®	34
3. METODOLOGIA.....	37
3.1. Elaboração de curvas paramétricas de custo.....	38
3.2. Curvas de custo de implantação das centrais hidrelétricas	38
3.3. Hierarquização dos projetos.....	40
3.4. Resolução do problema de otimização mediante modelo matemático	42
3.4.1. Descrição do modelo matemático	42

4. CASO EM ESTUDO: UMA APLICAÇÃO À NICARÁGUA	58
4.1. Caracterização da Nicarágua	58
4.1.1. Características geográficas.....	58
4.1.2. Características climáticas.....	59
4.1.3. Características socioeconômicas.....	59
4.1.4. Situação da eletrificação na Nicarágua	61
4.2. Principais fontes de dados do caso em estudo	63
4.3. Configuração dos sistemas analisados.....	65
4.4. Considerações utilizadas na priorização mediante programação compromisso.....	68
4.5. Parâmetros e dados utilizados no modelo matemático para o caso em estudo.....	72
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	80
5.1. Elaboração de curvas paramétricas de custo.....	80
5.1.1. Equipamentos eletromecânicos.....	80
5.1.2. Canais de adução.....	81
5.1.3. Conduitos forçados.....	82
5.1.4. Casa de máquinas.....	82
5.1.5. Barragem/vertedouro e tomada de água.....	83
5.1.6. Testes estatísticos aplicados às curvas paramétricas.....	84
5.2. Curvas de custo de implantação das centrais hidrelétricas.....	86
5.3. Hierarquização dos projetos.....	89
5.4. Resultados obtidos a partir do modelo matemático	92
5.4.1. Geração de energia mínima requerida e máxima disponível dos projetos.....	93
5.4.2. Seleção dos projetos em função dos parâmetros utilizados	95
5.4.3. Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$400,000.....	96
5.4.4. Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$800,000.....	98
5.4.5. Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$1,200,000.....	101
5.4.6. Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$3,000,000.....	103
5.4.7. Observações adicionais sobre os resultados obtidos.....	106
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	109
6.1. Conclusões.....	109
6.2. Recomendações	110
7. REFERÊNCIAS	113
ANEXO A. Características de consumo e empregos a serem gerados	A1
ANEXO B. Custo de implantação vs. energia disponível para cada projeto	A6
ANEXO C. Imagens SIG dos sistemas atendidos por cada MCH	A25
ANEXO D. Resultados das simulações realizadas no modelo matemático	A44
ANEXO E. Código fonte do modelo de otimização em GAMS.....	A90

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema de Aproveitamento Hidroenergético.....	8
Figura 2.2 Esquema transversal de um sistema hidrelétrico a fio de água.	10
Figura 2.3 Seção típica recomendada para barragens de alvenaria de pedra.....	10
Figura 2.4 Esquema de tomada de água acoplada a um canal de adução.....	11
Figura 2.5 Vista em planta das obras de um sistema de adução.....	12
Figura 2.6 Tipos de turbina utilizados nas centrais hidrelétricas.....	13
Figura 2.7 Interpretação gráfica de conceitos de análise multiobjetivo.....	26
Figura 2.8 Ilustração da programação compromisso com dois objetivos opostos.....	29
Figura 2.9 Distância entre dois pontos em um espaço bidimensional.....	30
Figura 2.10 Exemplo de utilização de GAMS em um problema de otimização de recursos.....	36
Figura 3.1 Diagrama de Relações da Metodologia.....	37
Figura 3.2 Determinação da vazão média q utilizando a curva de permanência do rio.....	39
Figura 3.3 Relações entre os componentes do modelo matemático.....	43
Figura 4.1 Situação da eletrificação na Nicarágua.....	61
Figura 4.2 Evolução da Matriz Energética da Nicarágua.....	62
Figura 4.3 Seção Típica das Barragens Analisadas.....	67
Figura 4.4 Série histórica do preço da energia em US\$/kwh para sistemas isolados na Nicarágua.....	75
Figura 5.1 Curva Paramétrica de Custos para Equipamentos Eletromecânicos ($0 < P < 1$ MW).....	81
Figura 5.2 Curva Paramétrica de Custos para Canais de Adução.....	82
Figura 5.3 Curva Paramétrica de Custos para Condutos Forçados.....	82
Figura 5.4 Curva Paramétrica de Custos para Casa de Máquinas.....	83
Figura 5.5 Curva Paramétrica de Custos para Barragem/Vertedouro e Tomada de Água.....	84
Figura 5.6 Gráfico comparativo entre custos reais e estimados por curvas paramétricas.....	85
Figura 5.7 Custo de implantação vs. energia disponível para o exemplo (aproveitamento 14).....	88
Figura 5.8 Valores de m_{min} e m_{max} para cada um dos projetos analisados.....	93
Figura 5.9 Valores médios de resultados para diferentes subsídios avaliados no modelo.....	108
Figura B.1 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH01.....	A7
Figura B.2 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH02.....	A8
Figura B.3 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH03.....	A9
Figura B.4 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH04.....	A10
Figura B.5 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH05.....	A11
Figura B.6 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH06.....	A12
Figura B.7 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH07.....	A13
Figura B.8 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH08.....	A14
Figura B.9 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH09.....	A15
Figura B.10 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH10.....	A16
Figura B.11 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH11.....	A17
Figura B.12 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH12.....	A18
Figura B.13 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH13.....	A19
Figura B.14 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH14.....	A20
Figura B.15 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH15.....	A21
Figura B.16 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH16.....	A22
Figura B.17 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH17.....	A23
Figura B.18 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH18.....	A24
Figura C.1 Macrolocalização dos projetos analisados.....	A26
Figura C.2 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH01.....	A26
Figura C.3 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH02.....	A27
Figura C.4 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH03.....	A28
Figura C.5 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH04.....	A29
Figura C.6 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH05.....	A30
Figura C.7 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH06.....	A31
Figura C.8 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH07.....	A32

Figura C.9 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH08.....	A33
Figura C.10 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH09.....	A34
Figura C.11 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH10.....	A35
Figura C.12 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH11.....	A36
Figura C.13 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH12.....	A37
Figura C.14 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH13.....	A38
Figura C.15 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH14.....	A39
Figura C.16 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH15.....	A40
Figura C.17 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH16.....	A41
Figura C.18 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH17.....	A42
Figura C.19 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH18.....	A43

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Classificação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos na América Central e Brasil em função da capacidade instalada.....	9
Tabela 2.2 Distribuição dos Custos de Investimento para Pequenos Projetos Hidrelétricos.....	16
Tabela 2.3 Custos de investimento de projetos a diferentes escalas.....	17
Tabela 4.1 Indicadores Econômicos da Nicarágua 2006.....	60
Tabela 4.2 Principais características dos aproveitamentos analisados.....	66
Tabela 4.3 Custo unitário das linhas de transmissão dos aproveitamentos analisados.....	67
Tabela 4.4 Taxas de ocupação por município, empregos a serem gerados, distância até a rede e parâmetros hidrológicos a ser utilizados na programação compromisso.....	71
Tabela 4.5 Símbolos utilizados no modelo em GAMS para os tipos de consumidores.....	72
Tabela 4.6 Símbolos utilizados em GAMS, Descrição e Fonte de Dados dos Subcritérios avaliados.....	74
Tabela 4.7 Parâmetros: altura, vazão, permanência e capacidade máxima dos projetos analisados.....	77
Tabela 4.8 Parâmetros relacionados aos custos de implantação e custos anuais dos projetos analisados.....	79
Tabela 5.1 Comparação de custos indicados nos estudos de pré-viabilidade vs. calculados por curvas paramétricas.....	86
Tabela 5.2 Cálculo da energia disponível para o exemplo (aproveitamento 14).....	88
Tabela 5.3 Coeficientes da função de custo de implantação e parâmetros estatísticos.....	89
Tabela 5.4 Valores e peso de cada subcritério utilizados na programação compromisso.....	90
Tabela 5.5 Valores padronizados de cada subcritério.....	91
Tabela 5.6 Valor da função ponderada para cada critério.....	91
Tabela 5.7 Distância por programação compromisso, indicadores de prioridade e hierarquia dos projetos.....	92
Tabela 5.8 Parâmetros de funcionamento da central na situação de mínima energia requerida.....	94
Tabela 5.10 Valores utilizados na análise de sensibilidade do caso em estudo.....	96
Tabela 5.11 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$400,000.....	97
Tabela 5.12 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$800,000.....	100
Tabela 5.13 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$1,200,000.....	102
Tabela 5.14 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$3,000,000 (parte 1 de 2).....	104
Tabela 5.14 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$3,000,000 (parte 2 de 2).....	105
Tabela 5.15 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$20,000,000.....	107
Tabela A.1 Características de consumo e empregos a serem gerados nos sistemas analisados.....	A2
Tabela B.1 Cálculo da energia disponível para a MCH01.....	A7
Tabela B.2 Cálculo da energia disponível para a MCH02.....	A8
Tabela B.3 Cálculo da energia disponível para a MCH03.....	A9
Tabela B.4 Cálculo da energia disponível para a MCH04.....	A10
Tabela B.5 Cálculo da energia disponível para a MCH05.....	A11
Tabela B.6 Cálculo da energia disponível para a MCH06.....	A12
Tabela B.7 Cálculo da energia disponível para a MCH07.....	A13
Tabela B.8 Cálculo da energia disponível para a MCH08.....	A14
Tabela B.9 Cálculo da energia disponível para a MCH09.....	A15
Tabela B.10 Cálculo da energia disponível para a MCH10.....	A16
Tabela B.11 Cálculo da energia disponível para a MCH11.....	A17
Tabela B.12 Cálculo da energia disponível para a MCH12.....	A18
Tabela B.13 Cálculo da energia disponível para a MCH13.....	A19
Tabela B.14 Cálculo da energia disponível para a MCH14.....	A20
Tabela B.15 Cálculo da energia disponível para a MCH15.....	A21
Tabela B.16 Cálculo da energia disponível para a MCH16.....	A22
Tabela B.17 Cálculo da energia disponível para a MCH17.....	A23
Tabela B.18 Cálculo da energia disponível para a MCH18.....	A24
Tabela D.1 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha =0; multpre=1.....	A45
Tabela D.2 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha =0; multpre=1.....	A45
Tabela D.3 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha =0; multpre=1.....	A45
Tabela D.4 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha =4%; multpre=1.....	A46

Tabela D.60 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2	A68
Tabela D.61 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1	A69
Tabela D.62 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1	A69
Tabela D.63 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1	A69
Tabela D.64 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1	A70
Tabela D.65 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1	A70
Tabela D.66 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1	A71
Tabela D.67 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2	A71
Tabela D.68 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2	A72
Tabela D.69 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2	A72
Tabela D.70 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2	A73
Tabela D.71 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2	A73
Tabela D.72 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2	A73
Tabela D.73 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1	A74
Tabela D.74 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1	A74
Tabela D.75 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1	A75
Tabela D.76 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1	A76
Tabela D.77 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1	A77
Tabela D.78 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1	A77
Tabela D.79 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2	A78
Tabela D.80 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2	A79
Tabela D.81 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2	A80
Tabela D.82 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2	A81
Tabela D.83 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2	A82
Tabela D.84 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2	A82
Tabela D.85 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1	A83
Tabela D.86 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1	A83
Tabela D.87 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1	A83
Tabela D.88 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1	A84
Tabela D.89 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1	A84
Tabela D.90 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1	A85
Tabela D.91 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2	A86
Tabela D.92 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2	A87
Tabela D.93 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2	A87
Tabela D.94 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2	A88
Tabela D.95 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2	A88
Tabela D.96 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2	A89

LISTA DE ABREVIATURAS

ATDR-BL	Associação para Desenvolvimento Rural Benjamin Linder
BC	Relação benefício/custo
BCN	Banco Central da Nicarágua
BUN-CA	Biomass Users Network of Central America
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CNE	Comissão Nacional de Energia – Nicarágua
CTIM	Custo Total Inicial Médio
DfID	Departamento Governamental para Desenvolvimento Internacional do Reino Unido
Eq.	Equação
FC	Fator de Carga
FCAP	Fator de Capacidade
INE	Instituto Nicaragüense de Energia
INEC	Instituto Nacional de Estatísticas e Censos – Nicarágua
INETER	Instituto Nicaragüense de Estudos Territoriais
km	Quilômetro
kWh	Quilowatt-hora
m	Metro
mmax	Energia máxima disponível em função da máxima vazão turbinável
mmin	Produção mínima de energia requerida para satisfazer a demanda durante o horizonte de planejamento
MCH	Mini central hidrelétrica
MINED	Ministério de Educação – Nicarágua
MINSA	Ministério de Saúde – Nicarágua
MWh	Megawatt-hora
OeM	Operação e manutenção
ONU	Organização das Nações Unidas
OPS	Organização Pan-americana da Saúde
P	Potência

PCH	Pequena central hidrelétrica
PD	Programação Dinâmica
PIB	Produto Interno Bruto
PL	Programação Linear
PLANER	Plano Nacional de Eletrificação Rural
PNL	Programação Não Linear
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
s	Segundo
SI	Sistema Internacional
SIG	Sistemas de informação geográfica
SIN	Sistema Interligado Nacional – Nicarágua
TIR	Taxa interna de retorno
VPL	Valor presente líquido

1. INTRODUÇÃO

A água é um recurso natural de grande valor para a humanidade. Devido a sua beleza e utilidade o ser humano tem procurado habitar próximo de lagos, rios e do litoral. A água também tem o poder de transformar e criar novas paisagens, seja de forma natural mediante a erosão das rochas, como tem feito através de milhões de anos, ou pela ação do homem na construção de açudes e canais. A vida neste planeta depende da água, e a maior parte de nossas atividades econômicas consome água. Todos os alimentos que cultivamos, processamos e comemos precisam de água, assim como grande parte de nossos dejetos são transportados e diluídos pela água.

O crescimento substancial da população mundial no último século, e a resultante expansão das atividades agrícolas e industriais com grande demanda hídrica, têm ocasionado problemas na disponibilidade e qualidade da água para satisfazer as necessidades humanas. A Organização das Nações Unidas (ONU) tem advertido sobre a urgência de proteger os recursos hídricos mediante um melhor gerenciamento dos mesmos.

Um gerenciamento eficiente dos recursos hídricos nas escalas local, regional e global, é essencial para permitir o conforto humano e crescimento econômico, em conjunto com uma preservação adequada do meio ambiente. Neste contexto, o campo da engenharia de recursos hídricos se interessa em resolver problemas e atender às necessidades relacionadas com o fornecimento de água para usos domésticos, industriais e agrícolas, qualidade da água em rios assim como aquíferos, erosão e sedimentação, proteção de ecossistemas e de outros recursos naturais, recreação, navegação, drenagem urbana, prevenção e controle de enchentes e a geração de energia hidrelétrica.

Como antes mencionado, a hidroeletricidade é uma das ramificações da engenharia de recursos hídricos. Um empreendimento hidrelétrico, além de fornecer energia elétrica e o respectivo conforto que isto significa, permite o estabelecimento de outras atividades produtivas, o que favorece o desenvolvimento econômico e social da população beneficiada.

A ONU (2003), em seu relatório sobre o desenvolvimento dos recursos hídricos no mundo, explica que, segundo dados da Administração de Informação sobre Energia dos Estados Unidos, espera-se que o consumo mundial de eletricidade aumente 73% entre 1999 e 2020, fazendo da eletricidade a forma de energia de crescimento mais rápido. Este crescimento vai estar relacionado principalmente aos países em desenvolvimento. Porém, segundo o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD, 2007), na atualidade, mais um bilhão e meio de pessoas não dispõem de eletricidade em absoluto, 1 bilhão utilizam eletricidade de fontes consideradas de elevado custo (querosene, baterias), e

2.5 bilhões de pessoas nos países em desenvolvimento, principalmente nas áreas rurais, têm pouco acesso aos serviços comerciais de energia.

A importação de combustíveis fósseis para geração de energia e transporte é uma das principais razões das grandes dívidas dos países em desenvolvimento, nos quais pessoas que vivem em condições de pobreza pagam muitas vezes um preço maior que aquele que pagariam em países ricos por unidade de serviço energético.

A ONU (2003) indica que, quando o fornecimento de energia e combustível é limitado, ausente ou muito caro, os objetivos gerais de desenvolvimento são frustrados: as oportunidades de emprego são escassas, as mulheres perdem uma quantidade de tempo enorme em transportar água e obter combustível para cocção, evitando assim sua participação plena na comunidade, os pobres permanecem presos na pobreza, os serviços educativos e sanitários sofrem dificuldades e se adia o crescimento econômico. Portanto, a falta de abastecimento energético pode ser considerada como uma ameaça para a sustentabilidade econômica e social.

Devido a limitações na disponibilidade dos recursos energéticos existentes, escassez de fundos, falta de pessoal tecnicamente qualificado, etc., o serviço elétrico, só pode ser ampliado a alguns milhões de pessoas de comunidades rurais no mundo cada ano. Além disso, para satisfazer as necessidades energéticas que permitam o desenvolvimento nestas regiões, devem ser consideradas soluções que causem o menor prejuízo possível ao meio ambiente.

O estabelecimento de comunidades humanas, geralmente, está associado à disponibilidade de recursos hídricos nas proximidades das mesmas. Portanto, é comum que existam condições hidrológicas e geográficas que permitam avaliar a construção de pequenos projetos de hidroeletricidade para eletrificação em áreas distantes das redes nacionais.

Em muitos países em desenvolvimento, a obtenção do financiamento necessário e a atração de investimentos são algumas das maiores dificuldades para a realização de projetos de eletrificação de áreas distantes das redes. Isto se deve ao fato da capacidade de remuneração dos habitantes destas regiões não representar uma atratividade interessante aos investidores privados.

Com base no descrito anteriormente, o principal problema a ser tratado no presente trabalho é: *Como otimizar o uso do capital disponível, em um cenário com falta de recursos econômicos suficientes para construir a totalidade de um conjunto de projetos hidrelétricos?*

1.1. Justificativa

O acesso à energia é fundamental para o desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Quando a população conta com serviço elétrico, as possibilidades de melhorar as condições de vida aumentam de forma notável. A energia é o motor do crescimento do setor produtivo e do desenvolvimento sustentável das comunidades, melhora os níveis de educação e saúde dos habitantes, ajudando desta forma a combater a pobreza.

Na atualidade, o panorama mundial é de recursos petrolíferos não mais inesgotáveis e um planeta atingindo limites ambientais; porém com demandas energéticas sempre em aumento. Organizações como a Assembléia Geral das Nações Unidas, têm manifestado sua preocupação pelos aspectos ambientais do planeta, em relação a garantir o desenvolvimento sustentável da produção para o melhoramento das qualidades de vida. Estes temas têm sido tratados em cenários como a Conferência sobre Ambiente e Desenvolvimento de Rio de Janeiro (1992) e na Cimeira de Johannesburgo sobre Desenvolvimento Sustentável (2002), nas quais se destacou a inegável necessidade de substituir o consumo de energia procedente de combustíveis fósseis por fontes de energia alternativas, como a melhor solução aos múltiplos problemas ambientais, sociais e econômicos causados pelos combustíveis de origem fóssil.

Para áreas com grande potencial produtivo ou demanda social, distantes das redes nacionais de distribuição e nas quais existem recursos naturais disponíveis, as tecnologias de energias renováveis em pequena escala constituem uma opção econômica e ambiental viável para fornecimento de energia elétrica, mediante a construção de sistemas isolados de eletrificação. As tecnologias de energia renovável com maior desenvolvimento são: hidráulica, eólica, solar e a biomassa.

A eletrificação de áreas distantes das redes nacionais é importante também porque proporciona às pessoas não somente iluminação para suas casas, mas também, o acesso ao mundo inteiro. Permite-lhes acessar a informação, obter melhor educação e a capacidade de integrar-se ao resto do mundo. A eletrificação de comunidades rurais evita a migração destas áreas às cidades, portanto, favorece o desenvolvimento econômico destas comunidades isoladas, mediante a criação de fontes de emprego relacionadas diretamente à central geradora, permite o estabelecimento de indústrias para manufaturar os produtos da região, e oferece a oportunidade de modernizar os sistemas produtivos existentes. A utilização de fontes de energias renováveis é a solução mais conveniente para promover o desenvolvimento da eletrificação rural, devido a sua disponibilidade in situ, e ao fato de não terem que ser transportadas desde outro lugar, como acontece com os derivados do petróleo.

Os sistemas hidrelétricos em pequena escala, que podem variar desde alguns watts até alguns poucos megawatts, podem contribuir a fornecer o serviço de eletricidade a áreas não

eletrificadas, assim como são capazes de ajudar ao fortalecimento da rede interligada. Estes projetos, geralmente, são “a fio de água”, o que quer dizer que desviam temporalmente uma parte da vazão de um córrego para a produção de energia hidrelétrica, sem originar mudanças severas aos sistemas existentes (não criando extensos alagamentos ou provocando evacuação de comunidades, por exemplo), como as que causam as grandes centrais com seus reservatórios.

Khennas e Barnett (2000) mencionam que a geração hidrelétrica em pequena escala é talvez a tecnologia de energias renováveis de maior maturidade utilizada em países em desenvolvimento. Baseados na experiência de países como China, Nepal, Sri Lanka, Paquistão, Vietnã e Peru, estes autores afirmam que estes pequenos aproveitamentos em algumas circunstâncias podem ser lucrativos em termos econômicos. Da mesma forma existem outros casos em que projetos não atrativos sob a perspectiva econômica, podem significar grandes impactos positivos na vida de comunidades rurais pobres, com efeitos mínimos no meio ambiente. Nesse caso o aporte de recursos para sua implantação pode-se constituir em uma opção a contemplar.

Quando disponível na área, devido a sua relativa constância e confiabilidade, a geração hidrelétrica em pequena escala é uma das principais fontes de energia a ser considerada para eletrificação das regiões distantes da rede nacional. Uma vez que se identifica um local com potencial hidrelétrico, além dos estudos técnicos pertinentes, é preciso realizar uma análise econômica para avaliar a viabilidade do mesmo. Nessa análise devem incluir-se os efeitos dos recursos e financiamentos disponíveis, além de tarifas possíveis de serem praticados estes projetos.

A obtenção de recursos suficientes para construir a totalidade de um conjunto de projetos deste tipo é geralmente complexa, mas possível de ser obtida, pelo menos de forma parcial, mediante cooperação internacional com a gestão dos organismos nacionais competentes.

Neste contexto, o presente documento apresenta uma proposta de método para otimização de recursos econômicos, utilizando, como estudo de caso, informação referente a 18 estudos de pré-viabilidade de mini centrais hidrelétricas (MCHs) para sistemas isolados de eletrificação na Nicarágua realizados pela Associação para Desenvolvimento Rural Benjamin Linder (ATDR-BL, 2002). Serão avaliados diferentes critérios de hierarquização e quantificação do benefício gerado pelas opções, utilizando software e técnicas de programação matemática como ferramentas de apoio na solução do problema de otimização.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem como premissa básica responder à seguinte pergunta: **É possível realizar uma distribuição eficiente de recursos econômicos para construção de centrais hidrelétricas, através da utilização de um sistema de ponderação de benefícios e curvas de custo de implantação, em um cenário de recursos econômicos escassos?**

Com base no estabelecido previamente, os objetivos que se desejam atingir na presente dissertação são os seguintes:

Objetivo Geral:

- Realizar uma distribuição eficiente de recursos econômico escassos entre um conjunto de opções disponíveis de projetos hidrelétricos para sistemas isolados de eletrificação, mediante a aplicação de uma metodologia que maximize o benefício em função de parâmetros de consumo e diferentes critérios sociais e econômicos a serem analisados.

Objetivos Específicos / Subprodutos:

- Hierarquizar os projetos de um conjunto de opções de MCHs, mediante a utilização de um sistema de ponderação de benefícios (benefit points), técnicas de análise multiobjetivo e apoiado por sistemas de informação geográfica (SIG), para diferentes critérios sociais, hidrológicos e econômicos de análise.
- Maximizar o benefício obtido em função dos parâmetros e variáveis fornecidas, utilizando software de modelagem matemática como ferramenta de ajuda na solução do problema de otimização.
- Determinar os subconjuntos de opções de MCHs que poderiam ser construídas em função de distintos valores de subsídio disponível, características do mercado, parâmetros de consumo e critérios de análise.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na presente seção apresenta-se uma revisão bibliográfica que inclui os principais conceitos relativos ao presente trabalho, assim como aspectos de investigações de outros autores, explicando de que forma serão adaptados e incorporados na presente dissertação. Inicia-se com conteúdo sobre como a água pode ser utilizada na geração de eletricidade, seguindo com conceitos relacionados a centrais hidrelétricas, principalmente, àquelas em pequena escala. Depois, serão apresentados os aspectos mais importantes que serão utilizados na análise econômica, finalizando com definições respectivas à otimização de recursos, análise multiobjetivo e programação matemática.

2.1. Energia hidráulica e hidrelétrica

A Biomass Users Network (BUN-CA, 2002), define a energia hidráulica como o aproveitamento da energia potencial que têm uma massa de água, que se obtém com a queda de água desde alguma altura até um nível inferior, a qual pode ser transformada em energia mecânica (rotação de um eixo), mediante o uso de uma roda hidráulica ou turbina. Esta energia é capaz de ser utilizada diretamente para mover uma pequena serraria, um moinho ou a maquinaria de um benefício de café, por exemplo.

Mediante a ligação da turbina a um gerador elétrico, é possível transformar a energia mecânica em energia elétrica, com a vantagem de trasladar com maior facilidade a energia aos pontos de consumo e aplicá-la a uma grande variedade de equipamento e usos produtivos. A energia hidrelétrica consiste, basicamente, no aproveitamento da energia potencial da água para produzir eletricidade sendo, portanto, um recurso renovável e autóctone.

As quantidades de potência e energia utilizáveis na água de um rio estão relacionadas, diretamente, à altura de queda disponível, assim como ao volume de água que passa por uma seção na unidade de tempo (vazão). Como estratégia inicial para escolher um possível aproveitamento hidráulico, se deve procurar a maior queda ou altura disponível, e desta forma, utilizar a quantidade mínima de água requerida para satisfazer as necessidades de energia e potência.

Loucks e Van Beek (2005) explicam que a potência é a grandeza que determina a quantidade de energia concedida por uma fonte a cada unidade de tempo, ou expressado em outros termos, é a rapidez com a qual uma quantidade de energia é transformada. A potência máxima que pode ser obtida através de um desnível pode ser calculada pelo produto:

$$P = \eta * \rho * Q * H * g \quad 2.1$$

Em unidades do Sistema Internacional (SI)

- Potência (P): Watt (W)
- Queda ou carga hidráulica (H): m
- Massa específica, densidade (ρ): kg / m³, para água 1000 kg / m³
- Vazão volumétrica (Q): m³ / s
- Aceleração da gravidade (g): m / s²
- Eficiência (η): em %

Em outras palavras, a descarga de um metro cúbico de água com peso de 1000 kgf, caindo de uma altura de 1m ganha uma energia cinética de 9.81×10^3 joules (Newton·metros). A energia gerada em um segundo equivale aos watts (joules/segundo) de potência produzida. Portanto, uma vazão média de q m³/s caindo desde uma altura de H metros no período t significa uma potência gerada de $9.81 \times 10^3 qH$ watts, ou $9.81 qH$ kilowatts. Multiplicando esta potência pelo número de horas no período t , se obtém a energia produzida por uma vazão média q em kilowatt·hora. A expressão para energia gerada pode ser definida como:

$$E = \frac{9.81 * \eta * q * H * t}{3600} \quad 2.2$$

Em unidades do Sistema Internacional (SI)

- Energia (E): kilowatt·hora (kWh)
- Eficiência (η): em %
- Vazão média (q): m³/s
- Queda ou carga hidráulica (H): m
- Tempo(t): tempo em segundos

A Figura 2.1 apresenta um esquema das principais relações e magnitudes envolvidas no processo de aproveitamento da energia disponível na água de um rio.

O conjunto de instalações e infra-estrutura para aproveitar a energia potencial disponível em um curso de água para produção de eletricidade se denomina central hidrelétrica.

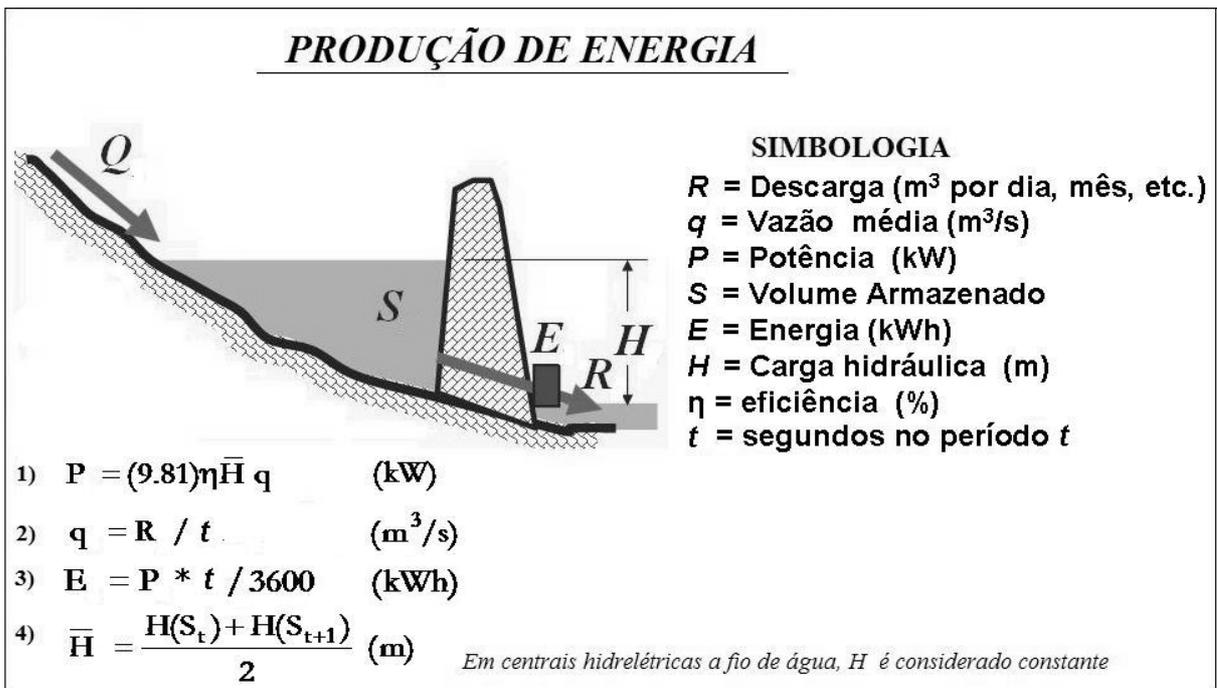


Figura 2.1 Esquema de Aproveitamento Hidroenergético.

(Fonte: Adaptado de Mendes, 2007)

2.2. Centrais hidrelétricas

Como a presente investigação enfoca-se em pequenos aproveitamentos hidrelétricos utilizando a classificação para a América Central, os principais conceitos apresentados a seguir estão relacionados a estes aspectos mencionados.

2.2.1. Tipos de centrais hidrelétricas

Existem vários critérios para classificar as centrais hidrelétricas, tais como: altura de queda, layout da casa de força, capacidade instalada, etc. No presente documento, serão definidas duas categorias de classificação, em relação ao volume útil e em relação à potência instalada.

Em relação ao volume útil, as centrais hidrelétricas podem ser classificadas em:

- **Centrais com reservatório de acumulação:** Segundo a BUN-CA (2002) neste tipo de aproveitamentos hidrelétricos os volumes de um rio são armazenados mediante uma barragem. Nestas centrais, se regulam as vazões de saída para utilizá-las quando for necessário. A utilização de barragens de acumulação tem vários inconvenientes. Muitas vezes inunda-se terreno fértil e em algumas ocasiões é preciso evacuar populações. A fauna aquática pode ser alterada se não se adotam medidas que a protejam. Esta disposição é mais característica de centrais de tamanho médio ou grande, onde a vazão aproveitada pelas turbinas é, proporcionalmente, muito maior à vazão média anual disponível no rio.

- **Centrais a fio de água:** Segundo o Manual de Mini centrais hidrelétricas da Eletrobrás (1985), as centrais hidrelétricas a fio de água são empregadas quando a vazão mínima do rio é igual ou maior que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda do consumo. Neste caso a captação da água poderá ser feita por meio de uma pequena barragem, desprezando-se o volume do reservatório criado, e projetando-se todo o sistema de adução para conduzir a descarga necessária para gerar a potência requerida. O aproveitamento energético será parcial e haverá descargas pelo vertedouro na quase totalidade do tempo. Neste tipo de aproveitamento os estudos de regularização de descargas são dispensáveis e as áreas inundadas são pequenas, o que significa poucas perdas em terras afogadas e que as indenizações das terras inundadas de terceiros sejam minimizadas.

Em termos de capacidade instalada, para a América Central, e especificamente no concernente a pequenos projetos hidrelétricos, segue-se a classificação indicada na Tabela 2.1. Adicionalmente, nesta Tabela se apresenta a classificação brasileira das centrais hidrelétricas em quanto à potência.

Tabela 2.1 Classificação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos na América Central e Brasil em função da capacidade instalada.

Tamanho (Classificação)	Potência ¹ (América Central)	Potência ² (Brasil)	Usos / Aplicações ¹
Nano ou Pico Hidro	≤ 1 kW	≤ 10 kW	Uso familiar e aplicações mecânicas.
Micro Hidro	1 – 100 kW	10 – 100 kW	Rede elétrica de uma comunidade isolada.
Mini Hidro	100 – 1000 kW	100 – 1000 kW	Várias comunidades dentro de um raio de 10 – 40 km., e/ou ligação à rede nacional.
Pequena Central	1000 – 5000 kW	1000 – 30000 kW	Para uma pequena cidade e comunidades adjacentes, e para conexão à rede nacional.

(Fonte: ¹BUN-CA, 2002; ²Reis, 2003)

2.2.2. Componentes de uma central hidrelétrica

Em uma central hidrelétrica, se transforma a energia potencial da água em energia mecânica por meio de uma turbina hidráulica e depois, em energia elétrica através de um gerador.

Na Figura 2.2, é mostrado o esquema de uma mini central hidrelétrica típica com todos seus elementos, os quais são descritos nesta seção.

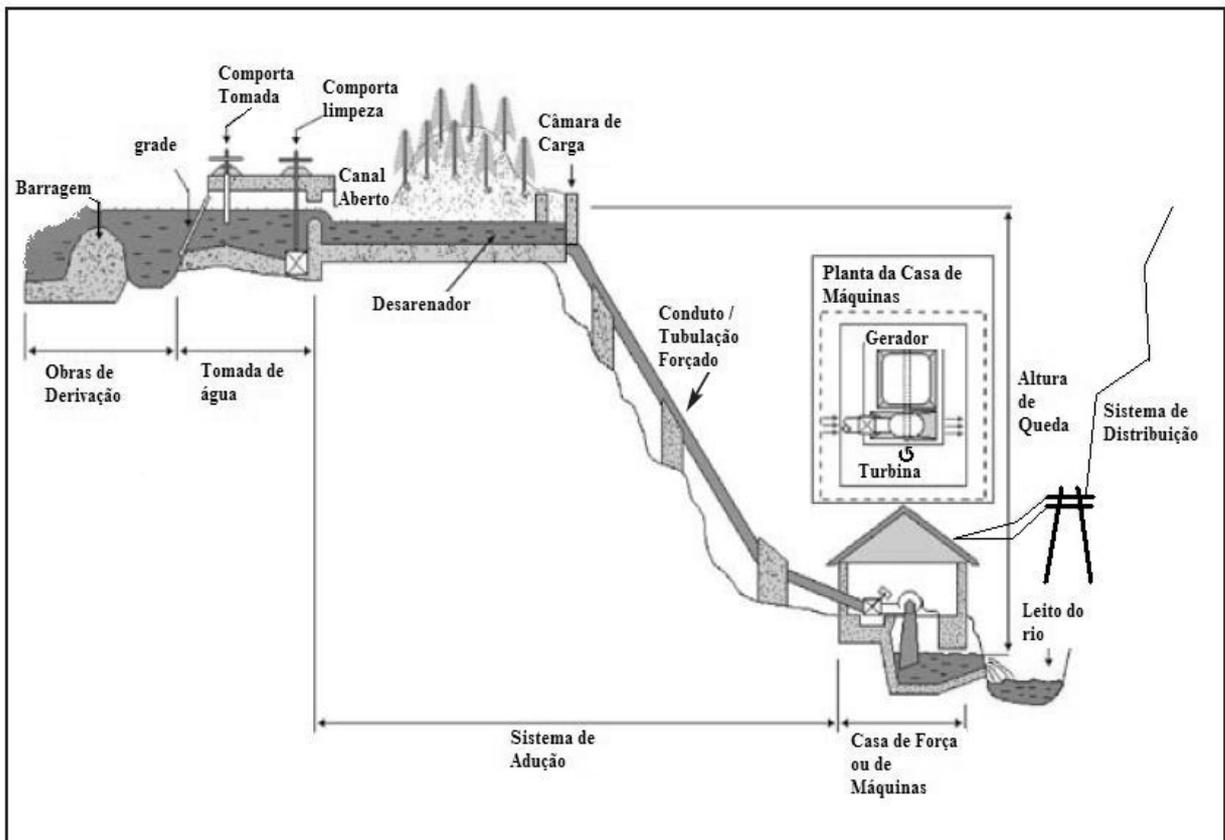


Figura 2.2 Esquema transversal de um sistema hidrelétrico a fio de água.
(Fonte: Adaptado de BUN-CA, 2002)

- Obras de derivação ou captação: Este é um tipo de barragem pequena que se coloca de forma transversal ao curso do rio, com a finalidade de produzir um remanso que facilite a derivação da água até as obras de tomada de água. Também se utiliza para garantir que a corrente esteja sempre disponível na tomada em sítios onde a vazão se reduz muito durante o período seco (BUN-CA, 2002). Na Figura 2.3 se apresenta uma seção típica para barragens de alvenaria de pedra, um tipo comum de barragem.

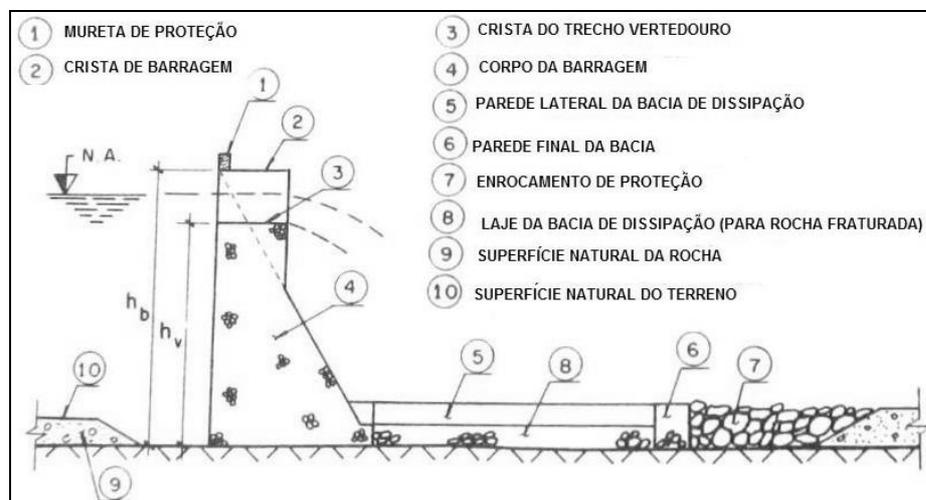


Figura 2.3 Seção típica recomendada para barragens de alvenaria de pedra.
(Fonte: Eletrobrás, 1985)

- **Tomada de água:** A captação no rio da descarga de água necessária à movimentação da turbina é efetuada por uma estrutura denominada tomada de água. Segundo a Eletrobrás (1985), a tomada pode ser ligada diretamente à tubulação forçada que leva a água à máquina, ou, dependendo da topografia do local, pode descarregar a água captada em um canal aberto de adução ou em uma tubulação de baixa pressão que transportará a água até o local mais adequado para a implantação da tubulação forçada. A BUN-CA (2002) explica que esta estrutura inclui uma comporta de toma do recurso hídrico e uma comporta de limpeza, prévio ao ingresso da água ao desarenador. A tomada de água serve como uma área de transição entre uma corrente e um fluxo de água que deve ser controlado, tanto em qualidade como em quantidade; portanto, a tomada de água exige um desenho cuidadoso. Na Figura 2.4 é mostrado um esquema de tomada de água acoplada a um canal de adução.

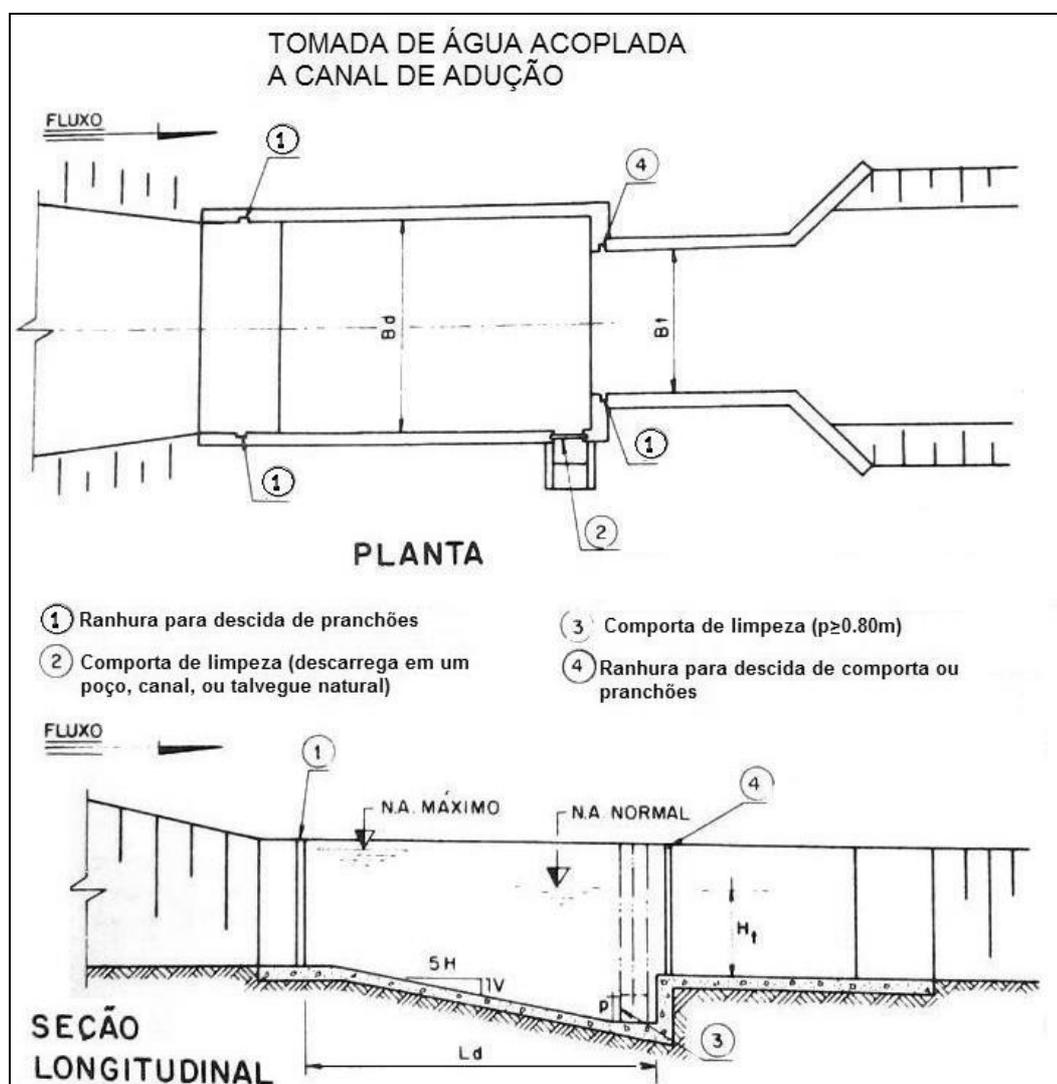


Figura 2.4 Esquema de tomada de água acoplada a um canal de adução.
 (Fonte: Eletrobrás, 1985)

- Sistema de adução: A BUN-CA (2002) menciona que este sistema inclui geralmente:
- Desarenador: Utiliza-se para eliminar a areia e sedimentos da corrente no canal.
 - Canal: Estrutura utilizada com a finalidade de conduzir a água a uma distância relativamente grande desde a tomada até a entrada do conduto forçado, com um mínimo de perda de carga (mínimo de perda de nível) e mínimo custo. Pode ser um canal aberto ou tubulação soterrada.
 - Câmara de carga: Ponto de acumulação da água antes de entrar ao conduto sob pressão. Como acumulador, pode servir para entregar água extra ao sistema durante as horas de maior demanda, ou para fornecer temporaneamente água no caso de uma obstrução no canal. Além disso, serve para sedimentar as impurezas da água, eliminar os elementos flutuantes, controlar a entrada de água à central e desviar o excedente.
 - Conduto Forçado: Conduto que transporta a água sob pressão até a turbina.
- Na figura 2.5 mostra-se um arranjo comum das obras do sistema de adução.

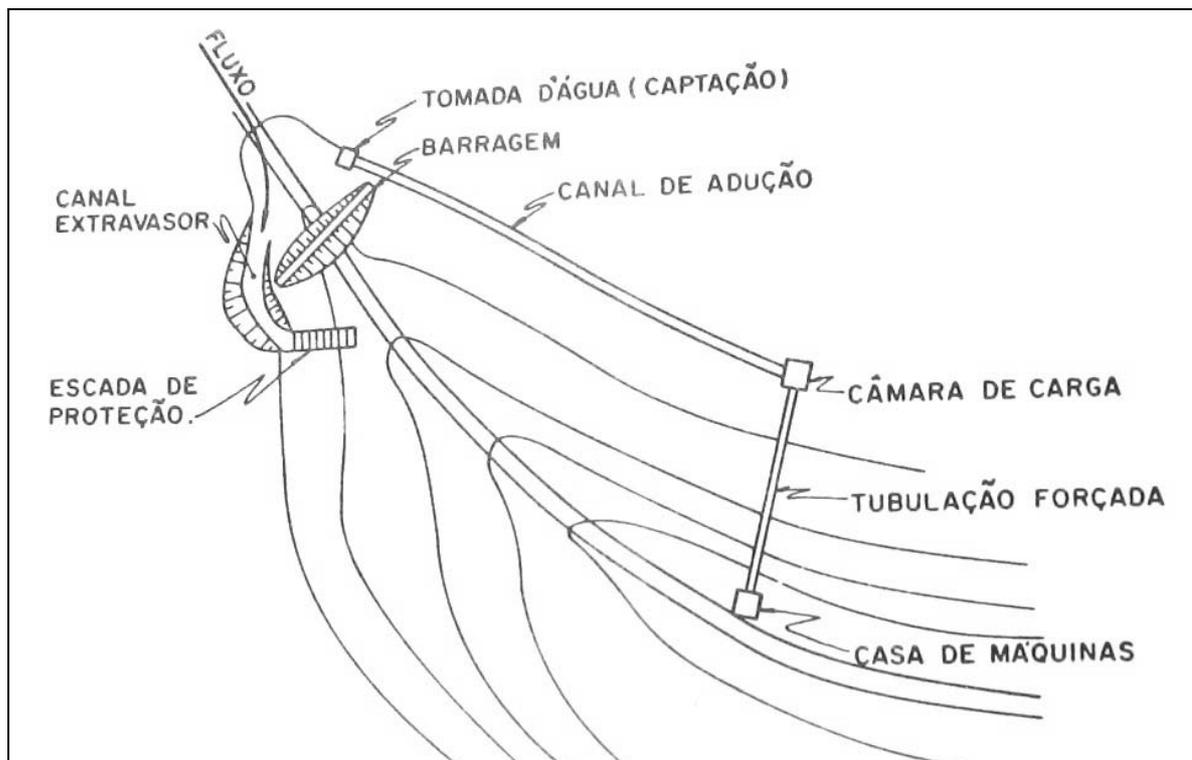


Figura 2.5 Vista em planta das obras de um sistema de adução.
(Fonte: Eletrobrás, 1985)

- Casa de Força: Segundo a BUN-CA (2002), na casa de força instala-se:
 - Turbina: Elemento encarregado de transformar a energia hidráulica em energia mecânica. Existem diferentes tipos de turbina em função da relação entre altura de queda e a vazão. Entre elas se acham turbinas tipo Francis, Pelton, Banki e Kaplan (com rotor similar a uma hélice). Na Figura 2.6 são mostradas algumas formas de disposição de cada uma destas turbinas.

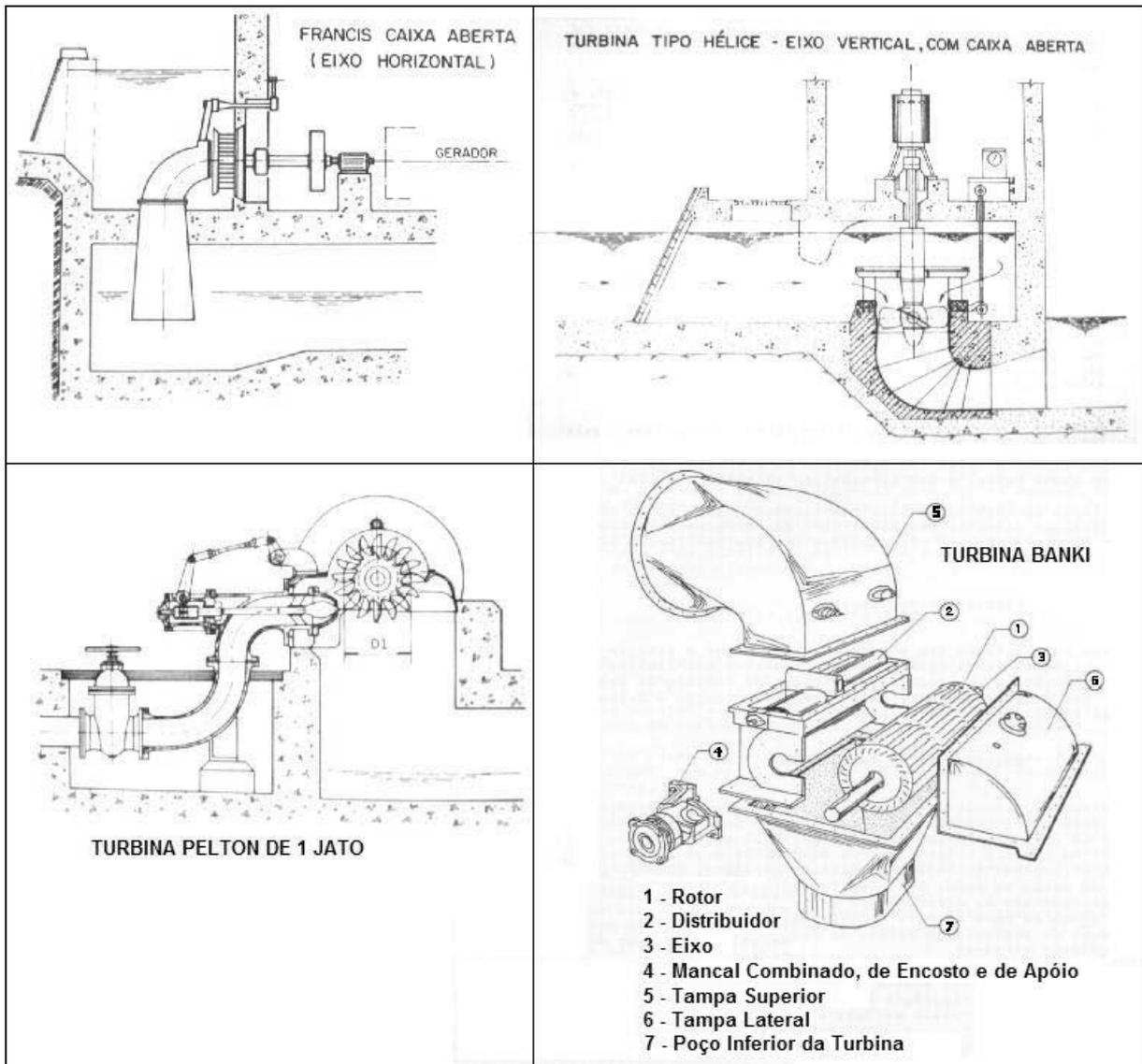


Figura 2.6 Tipos de turbina utilizados nas centrais hidrelétricas.
(Fonte: Eletrobrás, 1985)

- Gerador ou Alternador: Converte a energia mecânica recebida da turbina através de um eixo, em energia elétrica. A potência dos geradores tem que estar de acordo com aquela da turbina. Para projetos de nano e micro hidro geralmente se utilizam alternadores, que geram eletricidade a corrente contínua (CC), a 12 ou 24 volts. Em projetos maiores, os geradores produzem

eletricidade a corrente alternada (CA) a voltagem maior.

- **Inversor:** Um Inversor, ou Inversor de Frequência, é um dispositivo elétrico ou eletromecânico capaz de converter um sinal elétrico CC (corrente contínua) em um sinal elétrico CA (corrente alternada). O processo de inversão consiste em fornecer, na saída do inversor, uma tensão alternada (220V/60Hz, por exemplo), utilizando para isso tensão contínua como alimentação (uma bateria de carro convencional de 12V) (BUN-CA, 2002).
 - **Transformador:** Um transformador é um dispositivo destinado a transmitir energia elétrica ou potência elétrica de um circuito a outro, transformando tensões, correntes e ou de modificar os valores da impedância elétrica de um circuito elétrico. O transformador consiste de duas ou mais bobinas ou enrolamentos e um circuito magnético, que acopla essas bobinas. Há uma variedade de transformadores com diferentes tipos de circuito, mas todos operam sobre o mesmo princípio de indução eletromagnética (BUN-CA, 2002).
- **Linhas de transmissão:** Responsáveis de conduzir a corrente elétrica aos sítios onde se necessita a energia elétrica (pontos de consumo ou subestações). Para projetos não ligados à rede, inclui as linhas de distribuição (BUN-CA, 2002).
 - **Linhas de distribuição:** Utilizam-se para levar a eletricidade até os pontos finais de consumo, podem ser linhas aéreas ou subterrâneas (BUN-CA, 2002).
 - **Obras de alívio:** Pode ser necessário utilizar obras de alívio na tomada, canal, câmara de carga e desafogue da turbina, para que os excedentes de pressão ou água sejam extraídos do sistema e conduzidos, devidamente de volta até o rio. Ainda que seu planejamento seja simples, se deve ter cuidado com seu posicionamento e correto funcionamento, porque seu objetivo é evitar que as correntes desviadas causem erosão no terreno, arriscando as obras civis do projeto (BUN-CA, 2002).

A BUN-CA (2002) indica que existem casos em que é possível prescindir de alguns destes elementos, em dependência das condições topográficas especiais de cada projeto, a capacidade requerida e a aplicação. Por exemplo, os projetos de nano e micro hidroeletricidade não requerem um transformador, e em ocasiões se instala um inversor. Os sistemas que somente geram energia mecânica não requerem dos elementos elétricos.

No momento de projetar uma mini central hidrelétrica se determina a potência a ser instalada, assim como o tipo de turbina, a vazão de projeto e altura de queda. Vários fatores contribuem à potência total disponível de um sistema hidrelétrico:

- A vazão: a quantidade de água que passa por uma seção na unidade de tempo,
- A queda: a distância vertical entre o ponto de toma de água e a turbina,
- As perdas por atrito entre a tomada e a turbina,
- A eficiência da turbina e o gerador.

2.2.3. Pequenos aproveitamentos hidrelétricos em sistemas isolados de eletrificação

A BUN-CA (2002) menciona que as micro e mini centrais hidrelétricas são utilizadas, geralmente, naquelas comunidades ou pequenas cidades que no presente não estão interligadas às linhas de um sistema de transmissão e, que de acordo com os programas nacionais ou regionais, não vão ser incorporadas a curto prazo. O conforto energético, alcançado com estes sistemas, permite um nível de eletrificação similar a qualquer vivenda abastecida pela rede convencional.

As potências alcançadas por estes sistemas, que podem ser automatizados ou manuais, oscilam entre 1 kW até 1000 kW, conforme as características do sítio. A energia obtida pode ser acumulada em baterias ou ser consumida diretamente.

O desenvolvimento de pequenos projetos comunais gera uma série de benefícios que melhoram, significativamente, as condições e a qualidade de vida das famílias que utilizam os serviços de energia hidrelétrica. Além disso, dispor deste serviço permite que seus usuários projetem ou iniciem atividades agroindustriais, entre elas, refrigeração de leite, elaboração de produtos lácteos, serrarias, beneficiamento de café e outros.

Um dos aspectos mais importantes para o desenvolvimento de um projeto desta natureza é o agrupamento comunal no qual se organizam as famílias em torno do projeto. Na região da América Central, se têm desenvolvido vários projetos para geração de eletricidade com mini-redes, que são exemplo da integração comunal em busca de melhores oportunidades de crescimento (BUN-CA, 2002).

2.2.4. Custos dos pequenos projetos hidrelétricos na América Central

Utilizando a informação existente no Manual de Energia Hidráulica a Pequena Escala (BUN-CA, 2002), apresentam-se as características gerais do comportamento dos custos de um pequeno aproveitamento hidrelétrico na América Central.

No cálculo do custo de um projeto hidrelétrico devem-se considerar os seguintes aspectos:

- Custos de investimento (diretos e indiretos)
- Custos de reposições eventuais
- Custos operativos e de manutenção

Os custos de investimento é o custo total que se deve pagar por um projeto totalmente construído. Os custos diretos incluem as despesas diretas de construção e compra de terrenos.

Os custos indiretos se referem aos gastos legais, administrativos, custos de engenharia por desenho, supervisão da construção, documentos de licitação, e supervisão do início do funcionamento da planta, com capacitação ao pessoal encarregado, assim como gastos imprevistos. Geralmente, seu valor estima-se como uma porcentagem do custo direto. Efetivamente, para cobrir os custos indiretos, se considera necessário entre 10 e 15% dos custos diretos de construção.

As reposições eventuais referem-se às obras e equipamentos que têm uma vida útil menor que a vida útil do projeto global e que devem ser repostos para conseguir um adequado funcionamento das instalações. Estes valores se incluem no cálculo como uma porcentagem do custo total e com uma determinada vida útil.

Os custos operativos e de manutenção podem expressar-se como custo unitário por ano (por exemplo, US\$/kW/ano), em função do tamanho da central ou como um valor anual dado em uma porcentagem do investimento total do projeto. A BUN-CA (2002) menciona que para América Central, estes custos oscilam entre US\$0.01 e US\$0.02 por kWh. Marques (2002) cita que para o Brasil, o custo anual de operação e manutenção de uma usina hidrelétrica pode ser estimado mediante uma fórmula (OeM (US\$) = 131770P^{-0.6064}), ou bem, utilizando como referência uma porcentagem entre 2% e 5% do custo total do investimento, sem juros durante a construção.

A distribuição percentual comum dos custos de investimento e a variação da faixa de custos para diferentes tamanhos de pequenos aproveitamentos na América Central se apresentam, respectivamente, nas tabelas 2.2 e 2.3. Adicionalmente, nestas tabelas se indicam estes valores para o Brasil, segundo o mostrado nos trabalhos realizados por Tiago Filho e Caetano (2004), Grimoni et al. (2003) e Wiest et al. (2006).

Tabela 2.2 Distribuição dos Custos de Investimento para Pequenos Projetos Hidrelétricos.

América Central¹		Brasil²	
Componente	Porcentagem do Custo Total (%)	Componente	Porcentagem média do Custo Total (%)
Obras civis	15 – 40	Obras civis e componentes hidromecânicos	42 – 67
Equipamento eletromecânico	30 – 60	Equipamento eletromecânico, acessórios e linhas de transmissão	20 – 30
Infra-estrutura	10 – 15	Equipamentos diversos	2 – 3
Custos indiretos	10 – 15	Custos indiretos e financeiros	10 – 26

(Fonte: ¹BUN-CA, 2002; ²Tiago Filho e Caetano, 2004 e Wiest et al., 2006)

Tabela 2.3 Custos de investimento de projetos a diferentes escalas.

Tamanho	Custos de Investimento US\$/kW (América Central)¹	Custos de Investimento US\$/kW (Brasil)^{2,3}	Componentes Principais¹	Possíveis Variáveis que Podem Afetar o Custo¹
Nano ou Pico Hidro (≤ 1 kW) ¹ (≤ 10 kW) ^{2,3}	3000 – 5000	Pico Hidro ³ ≈ 4000	Turbinas Geradores Elétricos	-Vazão disponível -Demanda existente -Características Topográficas
Micro Hidro (1 – 100kW) ¹ (10 – 100kW) ^{2,3}	3000 – 5000	Micro Hidro ³ 1401 – 2129	Turbinas Regulador de Velocidade Geradores Elétricos	-Vazão disponível -Demanda existente -Características Topográficas
Mini Hidro (100 – 1000 kW) ^{1,2,3} ou Pequena Central (1000 – 5000kW) ¹ (1000 – 30000kW) ^{2,3}	1500 – 2000	MCH: 1718±505 (considerando barramento) ² PCH: 1033±217 (considerando barramento) ²	Obras de Derivação Canal Açude Vertedor e Descarga de Fundo Conduto Forçado Casa de Força Equipo Eletromecânico Obras de Transmissão	-Vazão disponível -Demanda existente -Características Topográficas, geológicas e geomorfológicas do sítio -Distância à rede elétrica (No caso das PCHs interligadas)

(Fonte: ¹BUN-CA, 2002; ²Wiest et al., 2006; ³ Grimoni et al., 2003)

2.2.5. Vantagens e desvantagens de energia elétrica em pequena escala

A BUN-CA (2002) cita as seguintes vantagens e desvantagens dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos:

Vantagens:

- Fonte limpa e renovável de energia: não consome água, só a utiliza. Os impactos locais geralmente não são significativos. Além disso, é um recurso confiável, sempre que o ciclo hidrológico perdure e se conserve a bacia.
- Disponibilidade do recurso: pelas características climatológicas e topográficas, este recurso está disponível em muitos sítios das áreas rurais.
- Baixos custos operacionais e de manutenção.
- Disponibilidade da energia: a geração de energia, geralmente, é contínua, e sua disponibilidade é previsível.
- Funciona à temperatura ambiente: não se tem que utilizar sistemas de refrigeração ou caldeiras que consomem energia e, em muitos casos, contaminam o meio ambiente.
- Eficiência: a tecnologia tem uma alta eficiência na conversão da energia potencial em energia mecânica e elétrica (entre 70% e 90%).
- Firmeza: a tecnologia tem uma longa vida útil. Os sistemas podem funcionar 50 anos ou mais sem requerer maior investimento na substituição de componentes.

- Combinação com outras atividades: se pode combinar com outro tipo de atividades econômicas, como irrigação de cultivos, criação de peixes, etc.
- Usos produtivos: a disponibilidade contínua e firme de energia permite o desenvolvimento de atividades produtivas e econômicas. Estas atividades ajudam a aumentar a rentabilidade do projeto e a qualidade de vida das comunidades vizinhas.

Desvantagens:

As principais desvantagens associadas a esta tecnologia são:

- Altos custos iniciais: O investimento requerido está muito concentrado na fase inicial do projeto, como por exemplo, na realização de estudos, construção da obra civil, e a compra do equipamento eletromecânico.
- Disponibilidade local: a tecnologia depende das condições topográficas e hidrológicas, então não está disponível em qualquer sítio. As possibilidades de transmissão da energia a grandes distâncias são limitadas pelos custos associados a este fator.
- Potencia máxima: limitada e definida pelo recurso natural em um sítio. Limita as possibilidades de expansão em longo prazo para atender o crescimento da demanda.
- Variabilidade da vazão: a vazão pode variar, consideravelmente, durante os diferentes períodos do ano, o que tem impacto na geração de energia.

2.3. Conceitos da análise econômica

Nesta seção serão apresentados os principais conceitos de análise econômica utilizados no presente trabalho.

2.3.1. Curvas paramétricas de custo em projetos hidrelétricos

Para poder realizar uma estimativa inicial do valor de um empreendimento hidrelétrico, é preciso determinar, primeiramente, o custo unitário médio representativo dos diferentes serviços, obras civis e equipamentos que compõem o aproveitamento.

A estimativa preliminar de custos de uma central hidrelétrica pode ser feita de forma simplificada mediante o agrupamento das obras civis e equipamentos em classes ou grupos de componentes como, por exemplo: barragem, equipamento eletromecânico, casa de força, canal, etc. Essa simplificação permite obter um orçamento aproximado das alternativas de forma rápida, permitindo a tomada de decisões para a seleção ou proposição de novas alternativas de utilização dos recursos hídricos.

Wiest et al. (2006) determinaram uma série de curvas paramétricas de custo com base em 68 orçamentos de usinas hidrelétricas do Brasil (4 MCHs, 52 PCHs e 12 Centrais Médias).

Essas curvas são uma importante ferramenta para a obtenção de custos comparativos em estudos de várias alternativas.

As curvas ou funções paramétricas de custo permitem estimar, preliminarmente, o valor total do projeto em função dos parâmetros ou características básicas do sítio (curva de permanência da vazão, altura de queda, sítio viável para a construção da barragem, etc.), e ao mesmo tempo analisar várias opções de configuração para o aproveitamento.

2.3.2. Curvas de custo de implantação de centrais hidrelétricas

Como foi exposto na seção relacionada às curvas paramétricas de custos, é possível estabelecer uma relação entre o custo de construção de uma central hidrelétrica e as características do sítio onde se efetua o projeto. Da mesma forma, Bøckman et al. (2007) apresentam que existe uma ligação entre o custo de implantação (investment cost) e a escolha da capacidade instalada para diferentes projetos hidrelétricos. Utilizando dados de pequenos aproveitamentos hidrelétricos na Noruega, explicam que, a partir de resultados obtidos por eles, foram capazes de estabelecer uma relação exponencial entre o custo inicial de implantação de uma pequena central e a capacidade de geração a ser instalada. A expressão geral para este custo de implantação é:

$$I(m) = Ae^{bm} \quad 2.3$$

na qual:

- A e b: constantes a serem determinadas para cada caso.
- m: Produção média anual de energia da central hidrelétrica em Watt·hora/ano (Wh/ano).
- I(m): Custo de Implantação da Central em função da energia produzida.
- e: Base do logaritmo natural, com valor constante igual a 2.71828182845904.

A partir de curvas paramétricas de custo em conjunto com curvas de permanência hidrológica, é possível construir funções de custo de implantação para pequenos aproveitamentos hidrelétricos, e a utilização deste tipo de funções em um modelo de otimização poderia significar algumas vantagens, por exemplo:

- Minimizar o número de variáveis que se avaliaria no modelo.
- Unificar a unidade de medida das principais variáveis a utilizar: consumos (kWh/ano), tarifas (US\$/kWh) e produção média anual de energia (kWh/ano).

Deve-se lembrar que a produção média anual de energia está relacionada à potência instalada da central hidrelétrica.

2.3.3. Procedimentos metodológicos em decisão de investimento

Nesta seção são apresentados alguns dos principais conceitos e medidas do mérito, utilizados na avaliação de investimentos. Mascareñas (2008) define investimento como “*um processo de acumulação de capital com a esperança de obter benefícios futuros*”. Suárez Suárez (1996) explica que a condição necessária para realizar um investimento é a existência de uma demanda não satisfeita, contanto que a condição suficiente é que seu lucro seja superior ao custo de realizá-lo.

Marchetti (1995) menciona que na literatura se revelam dois enfoques de análise de investimentos:

- Ponto de vista do patrocinador do empreendimento: empenhado em maximizar o retorno. Neste caso, as estimativas dos benefícios e custos futuros são expressas a preços de mercado, caracterizando, com isso, uma avaliação financeira.
- Ponto de vista do governo como tomador de decisão: Neste caso a eficiência do emprego dos recursos de uma economia é medida em função dos objetivos de desenvolvimento econômico do país, tomando o caráter de análise econômica.

Os benefícios e custos futuros esperados para um investimento, em termos reais, devem ser apresentados em fluxos de recursos. De uma forma ou de outra, o fator determinante na hora de decidir a realização de um projeto de investimento, é sempre em que medida espera-se recuperar o investimento inicial necessário (Mascareñas, 2008).

Todo investimento leva associado um fluxo de receitas e despesas, de forma tal que este será interessante de efetuar sempre que, em termos absolutos, os primeiros superem os segundos durante um horizonte de planejamento. Duvigneau e Prasad (1984) apud Marchetti (1995) definem o horizonte de planejamento como: “*o tempo global para cálculo dos indicadores de rentabilidade, compreendendo a vida econômica do empreendimento, na qual ocorrem os benefícios e custos, mais o tempo de construção e dos estudos*”.

Para poder calcular as medidas de mérito do investimento, é preciso reduzir o fluxo de recursos a um único valor. Estas medidas são os orientadores principais da expectativa de retorno com as quais o tomador de decisão poderá julgar se aceita ou rejeita o empreendimento (Marchetti, 1995).

Marchetti (1995) menciona, entre as mais importantes medidas do mérito do investimento (também chamadas medidas de desempenho, de rentabilidade ou de valor), aplicáveis tanto em análise financeira como econômica, as seguintes:

- Valor presente líquido (VPL): O VPL é o volume, em moeda, acumulado no período e

calculado pela Equação 2.4:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{F_t}{(1+i)^t} \right] \quad 2.4$$

na qual:

F_t = fluxo líquido no período t (incluindo investimento inicial)

i = taxa de desconto

n = horizonte de planejamento

- Taxa interna de retorno (TIR): A TIR é definida como a taxa de desconto que torna o fluxo líquido igual a zero (Equação 2.5):

$$0 = \sum_{t=0}^n \left[\frac{F_t}{(1+TIR)^t} \right] \quad 2.5$$

- Relação benefício/custo (BC): A relação benefício/custo é determinada pela razão do valor presente do fluxo de benefícios e do valor presente do fluxo de custos:

$$BC = \frac{\sum_{t=0}^n \left[\frac{B_t}{(1+i)^t} \right]}{\sum_{t=0}^n \left[\frac{C_t}{(1+i)^t} \right]} \quad 2.6$$

onde:

B_t = Benefícios previstos para o período t

C_t = Fluxo de custos (incluindo investimento inicial) esperados para o período t.

2.3.4. Comparação das medidas de mérito

Antes de descrever o significado e realizar uma comparação entre as diferentes medidas de valor apresentadas, é preciso iniciar com a definição de uma taxa de desconto. Marchetti (1995) afirma que: “A taxa mínima para aceitação do investimento é o elo entre as medidas de valor e decisão, por considerar o valor da moeda no tempo e por refletir o custo de oportunidade dos recursos destinados ao investimento”. Este autor também menciona que a taxa de desconto escolhida depende do enfoque de análise (ponto de vista do patrocinador ou do governo), e cita distintos casos segundo cada enfoque.

A medida de mérito **Valor Presente Líquido (VPL)**, calculada pela Equação 2.4, é definida por Mascareñas (2008) como o valor atualizado dos fluxos de caixa previstos que o investimento vai gerar durante sua vida útil ou horizonte de planejamento. O VPL revela uma

expectativa de ganho de capital acima (se positivo) ou abaixo (se negativo) do retorno mínimo esperado, sendo este último considerado na taxa de desconto. Geralmente, na ausência de incerteza, um empreendimento é aceito, por ser atrativo, quando o VPL esperado for igual ou maior que zero, e rejeita-se em caso contrário. Como o VPL é uma medida de valor que precisa da definição de uma taxa de desconto, não há um único VPL, mas inúmeros, um para cada taxa de desconto considerada (Marchetti, 1995).

Segundo Bierman e Smidt (1978) apud Marchetti (1995), além da definição dada na seção anterior, a **Taxa Interna de Retorno (TIR)**, quantificada pela Equação 2.5, também pode ser vista como sendo a taxa de crescimento de um investimento. Para calcular a TIR não é preciso a utilização de uma taxa mínima de desconto. Contudo, para decisão, deverá ser comparada a uma taxa mínima de desconto, efetuando o investimento sob este critério quando a TIR seja superior à taxa mínima de desconto adotada, é dizer, $TIR > i$.

Com relação à última medida de valor mencionada na seção anterior, a **Relação Benefício/Custo (BC)**, calculada pela Equação 2.6, a aceitação de um empreendimento deverá ocorrer quando o coeficiente BC esperado for maior que a unidade. Quando se utiliza a mesma taxa de desconto, um empreendimento com VPL positivo terá, necessariamente, um coeficiente $BC > 1$. Portanto, ambas as medidas fornecem os mesmos indicativos de aceitação (Marchetti, 1995).

Marchetti (1995), afirma que a preferência pela medida de mérito VPL em decisão de investimentos alternativos é sustentada pela maioria dos autores. Mascareñas (2008) explica que o critério do VPL na valoração de investimentos é o único que satisfaz as quatro características necessárias para conseguir uma decisão ótima:

- a) Considera todos os fluxos de caixa do investimento.
- b) Descontará os fluxos de caixa a uma taxa de desconto conveniente, que será estabelecida pelo mercado.
- c) Selecionará entre todos os projetos mutuamente excludentes, aquele que maximize a riqueza dos acionistas ou patrocinador.
- d) Permitirá ao tomador de decisão considerar cada projeto independentemente dos outros.

Marchetti (1995) menciona como a principal vantagem do uso da TIR, sua fácil visualização e interpretação, por ser expressa em percentagem. A TIR é suficiente para decidir a aceitação ou rejeição de um empreendimento isolado, mas não é suficientemente satisfatória no caso de escolher entre várias alternativas. A razão deste fato é que a TIR não leva em consideração o investimento inicial, e o tamanho das alternativas comparadas é eliminado no

processo de cálculo.

2.3.5. Análise de sensibilidade

Marchetti (1995) explica que a abordagem tradicional assume que um único valor é conhecido com certeza para cada variável analisada em um projeto de investimento. Em consequência, as medidas de mérito assim quantificadas não levam em consideração a variabilidade em torno delas, pois não consideram as incertezas nas estimativas de benefícios e custos futuros. Um dos principais ajustes utilizados na tentativa de julgar o impacto das incertezas sobre a rentabilidade esperada e a tomada de decisão é a análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade aplicada a investimentos é um procedimento que permite avaliar o impacto sobre as medidas de mérito, causadas por mudanças nas variáveis do projeto sujeitas a incertezas. É um método muito útil porque permite saber quais variáveis apresentam maiores efeitos sobre o retorno, o que indicará que deverão ser estimadas com maior precisão porque um erro considerável no seu cálculo poderia causar grandes consequências (Mascareñas, 2008).

2.4. Otimização de recursos e análise multiobjetivo

2.4.1. O que é otimizar?

Otimizar pode ser definido como planejar ou desenvolver com o máximo de eficiência, especialmente no relacionado a uma atividade econômica (PRIBERAM, 2008). Santos (2007) descreve a otimização de recursos como aproveitar ao máximo a capacidade de alguém ou de alguma coisa, utilizar ao máximo determinado recurso seja ele humano, físico, ou financeiro.

Geralmente, esta maximização dos benefícios (ou minimização do prejuízo) está condicionada por restrições, indicando que existem opções não factíveis. Estas restrições são dadas em função das características e disponibilidade do recurso. Igualmente, quando existe o caso de ter um bem escasso a ser distribuído entre várias opções disponíveis, é necessário estabelecer uma forma de quantificar os benefícios e hierarquizar prioridades, para garantir que esta distribuição se efetue entre o conjunto destas opções que otimize o recurso.

Wurbs e James (2002) explicam que o termo modelo de otimização é utilizado muitas vezes como sinônimo de programação matemática, para indicar uma formulação matemática na qual um algoritmo formal é utilizado para calcular o valor de um conjunto de variáveis que maximizam ou minimizam uma função objetivo dependente de um conjunto de restrições.

As definições dos termos fundamentais utilizados na programação matemática são os seguintes:

- Variáveis decisórias: Variáveis para as quais deve ser determinado seu valor ótimo, para que em seu conjunto maximizem ou minimizem a função objetivo.
- Parâmetros: São valores fixos no problema.
- Restrições: Representam as limitações físicas do problema. Limitam as variáveis decisórias a seus valores viáveis.
- Função objetivo: Função matemática que define a qualidade da solução em função das variáveis de decisão. Em sua forma mais simples, busca a minimização dos custos e/ou a maximização dos benefícios.
- Solução ótima: Solução viável (satisfaz as restrições) que otimiza a função objetivo.

2.4.2. *Análise multiobjetivo*

Segundo Nijkamp e Spronk (1979), os métodos de análise multiobjetivo (ou multicritério) têm sido utilizados amplamente no campo da economia e pesquisa operacional como ferramentas no processo de tomada de decisões. A característica básica desta análise multiobjetivo é o fato de permitir levar em consideração uma grande variedade de aspectos de decisão relevantes, sem ser preciso converter todos estes aspectos em termos monetários.

Dentro do moderno conceito de Gestão das Águas (baseado na concepção de Desenvolvimento Sustentável, onde desenvolvimento econômico, equidade social e sustentabilidade ambiental devem caminhar lado a lado), os assuntos que envolvem o planejamento do uso, controle e proteção dos recursos hídricos assumem grande importância, devido às interações entre o aproveitamento racional da água e o uso do solo. Logo, para tomada de decisões envolvendo vários agentes e múltiplos usos das águas, faz-se necessário ponderar os aspectos políticos, sociais, econômicos, financeiros, hidrológicos, ambientais e de engenharia, dentre outros, que possam conduzir às soluções que melhor compatibilizem as premissas acima mencionadas (Porto et al. (1997) apud Carvalho (2006)).

Cohon (1978) baseado no trabalho de deNeufville e Stafford (1971) apresentou uma metodologia para resolver problemas multiobjetivo, a qual pode ser resumida em seis passos:

1. Identificação e quantificação dos objetivos.
2. Definição das variáveis de decisão e restrições.
3. Coleção dos dados.
4. Geração e avaliação das alternativas.
5. Seleção da melhor alternativa.
6. Implementação da alternativa selecionada.

Antes de continuar com a descrição das características básicas de um problema

multiobjetivo, é preciso definir o que constitui um objetivo e sua diferença com uma situação ideal. Hill (1973) apud Cohon (1978) define “ideal” como uma declaração com a qual a quase todas as pessoas concordam, enquanto que um objetivo (ou critério) é uma declaração operacionalmente útil, consistente com um ideal, mas com a qual possivelmente não todos concordem. A principal distinção entre ideal e objetivo está baseada na sua utilidade operacional. Um objetivo pode conduzir a uma declaração matemática em termos das variáveis de decisão do problema, ao passo que um ideal não pode ser utilizado nesta quantificação. Por exemplo, a maximização do benefício social é um ideal, enquanto que a maximização do benefício econômico total é um objetivo (Cohon, 1978).

2.4.3. Formulação de um problema multiobjetivo

Baseado no trabalho realizado por Carvalho (2006), nesta seção se apresentam brevemente, as características básicas de um problema multiobjetivo.

A principal característica dos problemas multiobjetivo é que possuem duas ou mais funções objetivo. O problema da análise multiobjetivo difere do tradicional apenas na forma em que sua função objetivo é apresentada.

É comum que se encontre uma otimização com apenas um objetivo, com n variáveis decisórias e m restrições como mostrado abaixo:

$$\text{Maximize } Z(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad 2.7$$

$$g_i(x_1, x_2, \dots) \leq 0, i = 1, 2, \dots, m \quad 2.8$$

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, n \quad 2.9$$

Já com problemas multiobjetivos a otimização com n variáveis decisórias, m restrições e p objetivos tem-se:

$$\text{Maximize } Z(x_1, x_2, \dots, x_n) = [Z_1(x_1, x_2, \dots, x_n), Z_2(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, Z_p(x_1, x_2, \dots, x_n)] \quad 2.10$$

$$g_i(x_1, x_2, \dots) \leq 0, i = 1, 2, \dots, m \quad 2.11$$

$$x_j \geq 0, j = 1, 2, \dots, n \quad 2.12$$

na qual: $Z(x_1, x_2, \dots, x_n)$, é uma função multiobjetivo e $Z_1(x_1, x_2, \dots, x_n)$, $Z_2(x_1, x_2, \dots, x_n)$, $Z_3(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, Z_p(x_1, x_2, \dots, x_n)$ representam p funções objetivo.

O conceito de não-inferioridade limita a uma pequena finalidade os problemas multiobjetivos. A idéia de não-inferioridade é muito parecida com o conceito de dominância. Não-inferioridade é chamada de “não-dominância” por matemáticos, “eficiência” por

estatísticos e economistas, e por “Ótimo de Pareto” por economistas do bem-estar. Em um conjunto de soluções possíveis para um problema multiobjetivo, uma solução é chamada de não-inferior se não existir solução possível que possa melhorar um objetivo sem prejudicar outro objetivo estudado (Carvalho, 2006).

Para explicar mais facilmente, na Figura 2.7 se apresenta de forma gráfica o apresentado anteriormente, utilizando como exemplo um problema com dois objetivos. São chamadas possíveis, aquelas soluções que estão no interior do limite da Figura 2.7. Nota-se que os eixos do gráfico são os objetivos Z_1 e Z_2 . Nesta figura, é traçado o espaço dos objetivos, por considerar os valores referentes aos objetivos para a formação do mesmo, sendo a região (área possível) chamada de região das soluções possíveis no espaço dos objetivos.

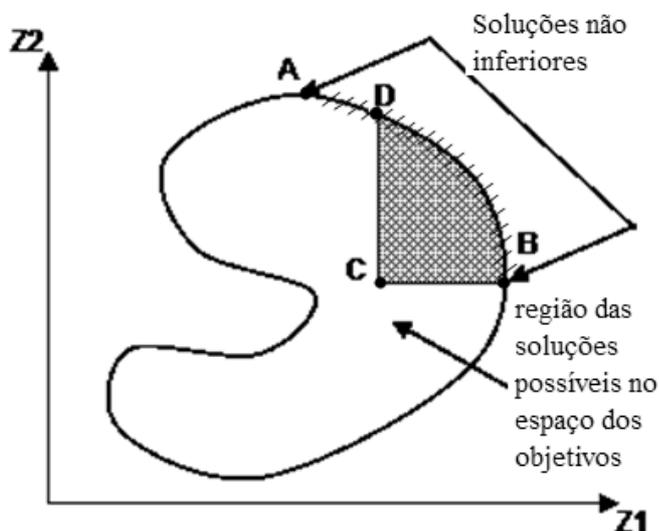


Figura 2.7 Interpretação gráfica de conceitos de análise multiobjetivo.
(Fonte: Adaptado de Cohon, 1978)

Agora a definição de não-inferioridade pode ser usada para se obter as soluções não inferiores na Figura 2.7. Todas as soluções no interior devem ser inferiores ao menos para um objetivo para que, na busca por uma possível solução, possam melhorar ambos os objetivos simultaneamente. Considerando C um ponto interior na Figura 2.7, qualquer alternativa na área sombreada para o nordeste de C terá domínio sobre esta, sendo chamado este fato como a “regra do nordeste”. Além disso, as soluções não inferiores para a região das soluções possíveis da Figura 2.7 se localizam no limite, na linha destacada entre os pontos A e B. (Cohon, 1978).

2.4.4. Métodos de otimização multiobjetivo

Segundo Cohon (1978) apud Carvalho (2006), os métodos de otimização multiobjetivo podem ser classificados em três grupos distintos, de acordo com a forma que o

decisor precisa utilizar para solucionar o problema. Estas técnicas são definidas como:

- Técnicas que geram o conjunto das soluções não dominadas: Nestas técnicas são consideradas apenas as restrições físicas do problema. A ênfase é dada ao desenvolvimento de informações sobre o problema multiobjetivo. É considerado um vetor de funções objetivo, e mediante tal vetor é gerado o conjunto das soluções não dominadas. As restrições são apresentadas ao decisor para a solução do problema. Dentro desta técnica é possível mencionar os seguintes métodos:
 - Método da ponderação
 - Método das restrições
 - Método multiobjetivo linear
- Técnicas que utilizam uma articulação antecipada das preferências: Neste grupo as técnicas solicitam, anteriormente à decisão a ser tomada, a opinião do decisor a respeito das eventuais trocas entre os valores relativos aos objetivos. Em dependência das características do problema, as variáveis de decisão utilizadas podem ser contínuas ou discretas. Nesta categoria se podem citar os seguintes métodos:
 - Métodos da função utilidade
 - Programação por metas
 - Método ELECTRE (ELimination and (Et) Choice Translating REality)
 - Método PROMETHEE (Preference Ranking Organisation METHod of Enrichment Evaluation)
 - Método do valor substituto de troca
 - Método da matriz de prioridades ou AHP (Analytical Hierarchy Process)
 - Método da análise-Q.
- Técnicas que utilizam uma articulação progressiva das preferências: Esta técnica é destinada à solução de conflitos entre muitos grupos de interesse, tomadores de decisão ou vários objetivos conflitantes. Neste grupo, assim que uma solução é alcançada, pergunta-se ao decisor se o nível atingido de atendimento aos objetivos é satisfatório, e caso contrário, o problema é novamente modificado, até que o decisor tenha uma postura a partir da melhor solução ou solução satisfatória para o problema. Os métodos mais conhecidos para esta técnica são:
 - Métodos de passo
 - Método da programação compromisso, este último mais estudado e mais conhecido no ambiente de recursos hídricos.

Cohon e Marks (1975) analisaram o método da programação compromisso, além de compará-lo entre métodos de outros grupos anteriores. Duckstein e Opricovic (1980) aplicaram o método da programação compromisso no caso da Central Tisza River Basin na Hungria comparando o mesmo com o método Electre. Gershon e Duckstein (1984) compararam as técnicas Electre, Programação Compromisso, Função Utilidade Multidimensional, sendo todas as técnicas aplicadas no planejamento de bacias hidrográficas, com poucas e sensíveis diferenças entre os mesmos. O trabalho de Raju e Pillai (1999) compara cinco métodos distintos para selecionar a melhor configuração de reservatórios no caso da bacia do rio Chaliyar, na Índia. Além disso, Raju e Pillai (1999) mencionam em seu trabalho que entre as alternativas de análise multiobjetivo examinadas, a programação compromisso é a melhor opção.

Gartner (2001) apud Vilas Boas (2005), afirma que a maior vantagem dos modelos multiobjetivo é que eles proporcionam uma melhor adaptação aos contextos decisórios encontrados na prática e permitem que um grande número de dados, interações e objetivos sejam avaliados de forma integrada. Por outro lado, a maior desvantagem destas abordagens é a inexistência de uma metodologia única que supra as deficiências inerentes a cada um dos métodos.

Para finalizar esta seção, é conveniente destacar que Carvalho (2006), mostra no seu trabalho, uma síntese das aplicações dos diferentes métodos mencionados no cenário brasileiro, apresentando seus autores, os problemas decisórios e técnica utilizada em cada caso.

2.4.5. Programação compromisso

Cohon (1978) cita os trabalhos realizados por Yu (1973) e Zeleny (1974), nos quais estes autores definem a solução de melhor compromisso como aquela localizada mais próxima da solução ideal e na região das soluções possíveis. Esta solução ideal (ou “ponto de utopia”, na terminologia de Yu), por sua vez, é definida por estes autores como a solução que maximizaria simultaneamente cada objetivo individualmente. Esta solução ideal é geralmente inviável; se não fosse deste modo, não existiriam conflitos entre os objetivos. As coordenadas da solução ideal no espaço dos objetivos serão as ótimas para cada objetivo, $[Z_1^o, Z_2^o, \dots, Z_p^o]$.

Os conceitos de solução de Pareto e solução de melhor compromisso, aplicados na programação compromisso, ficam mais bem explicados mediante a utilização do exemplo mostrado por Carvalho (2006).

Suponha-se uma indústria localizada à margem de um rio, com os seguintes dilemas:

1. Maximização da renda do trabalhador $f_1(x)$ e
2. Minimização da poluição gerada $f_2(x)$.

Se a receita gerada cresce muito, a qualidade ambiental piora, e por outro lado, se existe um programa muito forte de redução de poluentes, implica em redução de receita. Na Figura 2.8 a fronteira decisória com estes dois objetivos opostos é representada no segmento curvo entre os pontos C e D. Da mesma forma, todos os pontos no trecho AB fazem parte da solução de Pareto, devido que:

- a) Todos os pontos interiores são dominados pelos pontos na fronteira;
- b) Todos os pontos na fronteira C-A e D-B são dominados pelos pontos A e B.

A Figura 2.8 ilustra a solução de Pareto enfatizando-se o ponto de solução ideal da solução eficiente, ou de melhor compromisso.

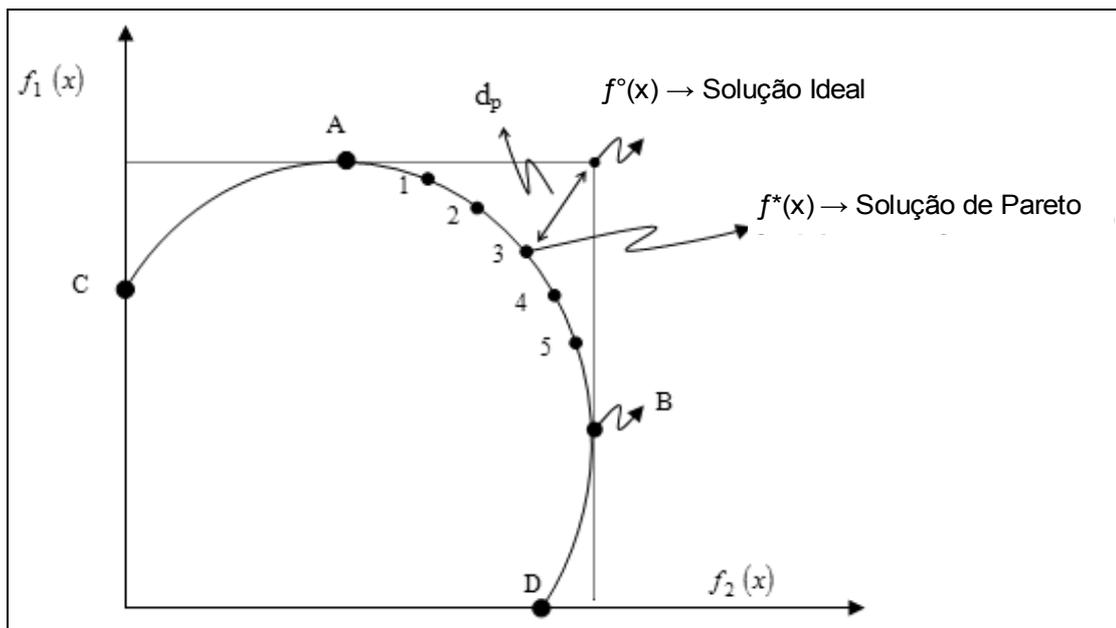


Figura 2.8 Ilustração da programação compromisso com dois objetivos opostos.
(Fonte: Carvalho, 2006)

Neste contexto, a solução compromisso é um compromisso entre o que é desejável (solução ideal) e o que é possível (solução de Pareto). Este compromisso é baseado na menor discrepância entre os pontos, sendo expresso, numa forma geral por (d_p) . Esta distância métrica (ou parâmetro de Minkowski segundo Nijkamp e Spronk (1979)) pode expressar-se como:

$$d_p = \left(\sum_{i=1}^n (f_i^\circ(x) - f_i^*(x))^p \right)^{1/p} \quad 2.13$$

Mesmo que o parâmetro p da Equação 2.13 possa assumir valores entre 1 até ∞ , Nijkamp e Spronk (1979) mencionam que os valores com maior significado matemático são 1 (distância retangular), 2 (distância euclidiana) e ∞ . Na Figura 2.9 se representa graficamente mediante exemplo, a distância calculada mediante a utilização da Equação 2.13, segundo explicado por Cohon (1978).

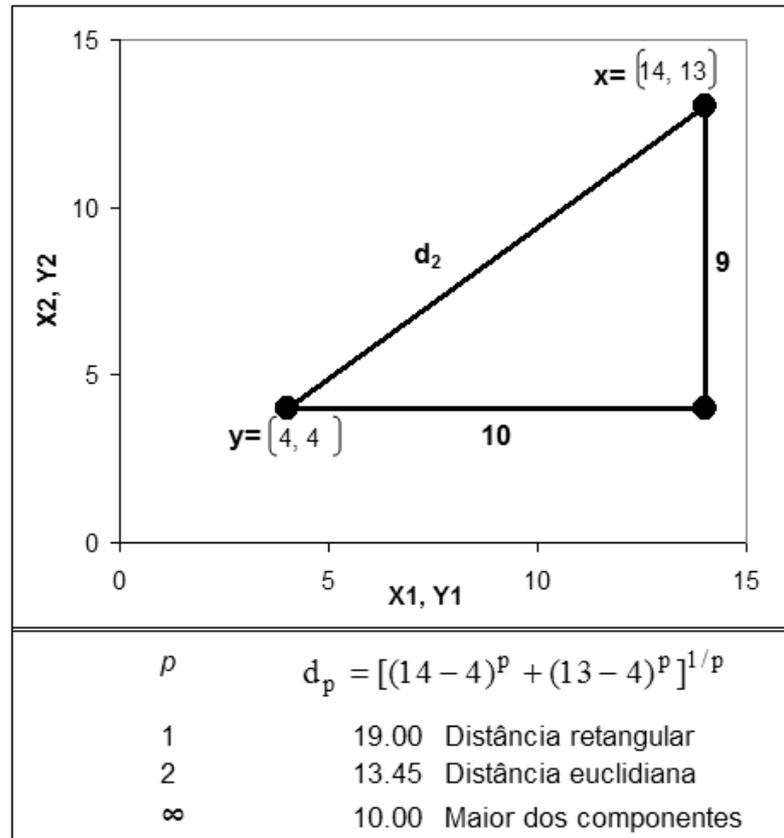


Figura 2.9 Distância entre dois pontos em um espaço bidimensional.
(Fonte: Adaptado de Cohon, 1978)

Cada elemento do vetor de objetivos a ser maximizado, pode ser quantificado de alguma forma, portanto, as ordens de grandeza de cada objetivo podem afetar a distância entre o ponto ideal e a solução de melhor compromisso obtida. Carvalho (2006) explica a necessidade de padronizar os elementos das variáveis contínuas como pré-requisito para realizar a análise mediante a programação compromisso, a fim de permitir uma análise comparativa entre os elementos de todos os objetivos.

A continuação detalha-se o processo de padronização e equações relacionadas, segundo o descrito por Carvalho (2006):

A padronização envolve a transformação das escalas das variáveis, de tal forma que todas as variáveis sejam expressas no mesmo intervalo de grandeza, por exemplo, entre zero e um. Um elemento padronizado (f_i^*) torna-se:

$$f_i^*(x) = \frac{f_i(x)}{f_i^{\max}(x)}; \quad \text{indicador de benefícios} \quad 2.14$$

$$f_i^*(x) = 1 - \frac{f_i(x)}{f_i^{\max}(x)}; \quad \text{indicador de custos} \quad 2.15$$

Onde $f_i^{\max}(x)$ é o máximo valor de $f_i(x)$. Isto pode ser calculado como:

$$f_i^{\max}(x) = \max_{i=1}^n f_i(x) \quad 2.16$$

O objetivo destas equações é garantir que $0 \leq f_i^* \leq 1$, sendo melhores resultados aqueles mais próximos da unidade.

Alternativamente, os procedimentos anteriores podem ser representados por:

$$f_i^*(x) = \frac{f_i(x) - f_i^{\min}(x)}{f_i^{\max}(x) - f_i^{\min}(x)} \quad ; \text{para indicador de benefício} \quad 2.17$$

$$f_i^*(x) = \frac{f_i^{\max}(x) - f_i(x)}{f_i^{\max}(x) - f_i^{\min}(x)} \quad ; \text{para indicador de custos} \quad 2.18$$

Onde $f_i^{\min}(x)$ é o mínimo valor calculado de $f_i(x)$. Este valor é encontrado utilizando:

$$f_i^{\min} = \min_{i=1}^n f_i(x) \quad 2.19$$

Em geral, muitas decisões práticas possuem vários objetivos conflitantes e não mensuráveis. Os procedimentos anteriores representam estes diferentes objetivos em um denominador comum (Carvalho, 2006).

Um dos métodos mais utilizados na procura da solução de compromisso é o apresentado por Duckstein e Opricovic (1980) apud Carvalho (2006). O objetivo do ajuste da programação é achar a solução com a menor discrepância em relação à solução ideal, a qual é improvável. A Equação 2.20, formulada por Duckstein e Opricovic (1980) é a seguinte:

$$l_p = \left[\sum_{i=1}^n \alpha_i^p \left| \frac{f_i^{\max} - f_i^*(x)}{f_i^{\max} - f_i^{\min}} \right|^p \right]^{1/p} \quad 2.20$$

onde:

- l_p : distância entre dois pontos utilizando a métrica p .
- α_i : peso referente a discrepância entre as soluções ideal e real de cada critério i .

- f_i^{\max} : os melhores valores no conjunto dos $f_i(x)$;
- f_i^{\min} : os piores valores no conjunto dos $f_i(x)$;
- p = o peso referente aos desvios máximos no ajuste matemático da função. $1 \leq p \leq \infty$.

2.4.6. Ponderação de benefícios e fatores críticos de sucesso

Outra forma de quantificar as vantagens entre uma e outra opção é mediante a utilização de um sistema de ponderação de benefícios (*benefit points*). Kaijuka (2005) apresentou um método de atribuição de ponderadores de benefício para planificação de eletrificação rural em Uganda, baseado em fatores críticos de sucesso, descritos, pelo Departamento Governamental para Desenvolvimento Internacional do Reino Unido (DfID) como: “Características chave em programas de energia renovável que precisam ser consideradas para maximizar a possibilidade de que um projeto tenha sucesso”.

A atribuição de ponderadores de benefício tem como objetivo refletir a importância relativa das características ou componentes de cada opção disponível, em função de um critério previamente selecionado. Uma vantagem da utilização de um sistema de ponderação de benefícios, é que favorecem a participação multisetorial, permitindo designar, através de uma comissão encarregada da tomada de decisões, maior valor àqueles aspectos que signifiquem mais proveito para o conjunto de pessoas que representam.

2.4.7. Técnicas para resolver problemas de otimização

Na resolução de problemas de otimização, é conveniente descrever, brevemente, as três técnicas mais conhecidas de programação matemática:

- Programação Linear (PL): Procedimento ou algoritmo matemático mediante o qual se resolve um problema indeterminado, formulado a través de equações e inequações lineares, otimizando a função objetivo, também linear. Como o tipo mais comum de aplicação é a alocação de recursos limitados, as variáveis são números reais maiores ou iguais a 0. No caso especial de requerer um valor resultante que seja um número inteiro, o procedimento de resolução se denomina programação inteira.
- Programação Não Linear (PNL): Procedimento ou algoritmo matemático mediante o qual se resolve um sistema de equações e inequações, otimizando a função objetivo, sendo que alguma, ou várias destas expressões, sejam não lineares. Cirilo, em Porto et al. (1997), destaca a importância deste tipo de programação, em formulação de problemas físicos de engenharia, compostos de fórmulas e equações não lineares.
- Programação Dinâmica (PD): Descrita por Quesada e Vergara (2006) como um

procedimento para resolver problemas nos quais é preciso tomar decisões em etapas sucessivas. As decisões tomadas em uma etapa condicionam a evolução futura do sistema, afetando as situações em que o sistema se encontrará no futuro (denominadas estágios), e às decisões que deverão ser tomadas no futuro.

2.4.8. Seleção de projetos: algoritmo guloso e algoritmo da mochila

Um problema clássico de otimização, e o principal assunto deste trabalho, é a distribuição de recursos escassos entre um conjunto de opções ou projetos. Gabriel et al. (2006a), explicam que se esta restrição de recursos é em termos monetários, a tarefa mais desafiante para os tomadores de decisão, é selecionar quais projetos financiar e a que níveis. Dois aspectos deste processo de decisão são especialmente difíceis. Primeiro, os benefícios devem ser julgados mediante o uso de valores mensuráveis. Por exemplo, podem-se selecionar os projetos baseados somente na minimização dos custos totais. Contudo, fazer isto ignoraria outros aspectos importantes, como o valor social do empreendimento ou a probabilidade que o projeto tenha sucesso. Conseqüentemente, por sua natureza, o processo de seleção de projetos requer uma análise multiobjetivo.

A segunda consideração importante destacada por Gabriel et al. (2006a) é que durante o processo de seleção de projetos, os custos antecipados, recursos humanos e materiais necessários são muitas vezes difíceis de estimar na etapa de planejamento. Portanto, os tomadores de decisão devem realizar a seleção das alternativas sem conhecimento dos dados completos. Este aspecto probabilístico da seleção de projetos obriga muitas vezes a utilizar métodos de análise de decisão e técnicas de programação estocástica.

Na seleção de projetos, existem dois métodos que se devem salientar:

1. Algoritmo guloso: Segundo Gabriel et al (2006b), neste algoritmo (também chamado “cherry-picking” em inglês) se organizam os projetos em ordem de preferência, selecionando o projeto melhor posicionado, depois o segundo, e assim por diante, até esgotar os recursos. Este método é de fácil implementação, mas pode ser pouco preciso na escolha do melhor subconjunto de projetos a serem financiados. Por exemplo, selecionar os projetos 2 e 3 de uma lista de opções, pode ser mais eficiente em relação ao orçamento e considerações benefício/custo que quando é selecionada a alternativa 1.
2. Algoritmo da mochila: Gabriel et al. (2006a) afirmam que este é um método mais abrangente que o algoritmo guloso, porque considera uma otimização na qual todos os fatores são considerados simultaneamente, por exemplo, maximizando o valor total ou minimizando o custo total do sub-conjunto de projetos, sujeito a restrições orçamentárias. Este algoritmo é chamado da mochila devido ao modelo de uma

situação em que é preciso colocar em uma mochila objetos de diferentes pesos e valores. O objetivo é que se preencha a mochila com o maior valor possível, não ultrapassando o peso ou volume máximo.

A evolução dos computadores nas últimas décadas tem facilitado o desenvolvimento de ferramentas de software que permitem solucionar estes problemas de otimização de forma satisfatória, em tempos relativamente curtos. Em Porto et al. (1997) citam-se alguns destes “pacotes computacionais”: ADS, LANCELOT, GAMS®, CSU-DP, e o SOLVER da Microsoft Excel®.

A seguir apresenta-se uma descrição do Programa GAMS®, o qual será utilizado na resolução do problema de otimização do presente trabalho de mestrado.

2.5. Programa GAMS®

GAMS® são as siglas para General Algebraic Modeling System, da GAMS Development Corporation, o qual é um sistema de otimização com códigos de programação específicos para programação linear e não linear, disponível para várias plataformas computacionais, permitindo resolver os modelos por qualquer destas plataformas sem ter que realizar modificações na linguagem utilizada.

As motivações que levaram a desenvolver este software são descritas por Rosenthal (2007): *“O número de aplicações destas ferramentas na década de 1970 era menor do que se esperava, contudo, porque os procedimentos de solução formavam só uma pequena parte do esforço total da modelagem. Grande parte do tempo requerido para desenvolver um modelo estava destinada à preparação e transformação dos dados e a preparação de relatórios. Cada modelo precisava muitas horas de análise e tempo de programação para organizar os dados e escrever programas que transformariam os dados na forma requerida pelos otimizadores de programação matemática. Além disso, era difícil detectar e eliminar erros porque os programas que realizavam as operações com os dados, eram só acessíveis ao especialista que os escreveu e não aos analistas encarregados do projeto”*.

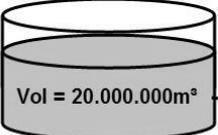
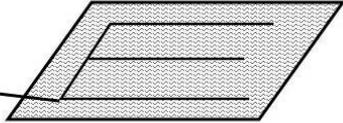
GAMS tem melhorado esta situação das seguintes formas:

- Provendo uma linguagem de alto nível para a representação compacta de modelos grandes e complexos.
- Permitindo realizar mudanças nas especificações dos modelos de forma simples e segura.
- Estabelecendo com clareza as relações algébricas.

- Utilizando descrições dos modelos independentes aos algoritmos de solução.

A força que tem estimulado o desenvolvimento de GAMS têm sido os usuários da programação matemática que acreditam na programação matemática como uma ferramenta poderosa e elegante para resolver problemas do mundo real das ciências e a engenharia.

Um exemplo de utilização de GAMS em um problema de distribuição e otimização de recursos se mostra na Figura 2.10.

		Cult. A	Cult. B		Variáveis Decisórias: Xa e Xb, Hectares a serem plantadas de cada cultura
	Área máx por cultura (ha):	1600	2400		Função Objetivo:
	Demanda Hídrica (m³/ha):	9000	6000	Maximizar	RendaTotal= 720Xa + 1200 Xb
	Renda por cultura (\$/ha):	720	1200		
					Restrições: 9000Xa + 6000Xb ≤ 20000000
Vol = 20.000.000m³					Xa ≤ 1600
					Xb ≤ 2400
					Xa e Xb ≥ 0

GAMS Rev 148 x86/MS Windows 04/23/08 08:21:45 Page 1
 General Algebraic Modeling System Compilation

Exemplo 11.5 do livro "Water Resources Engineering" por Wurbs & James (2002, p. 733-734)

Determinar a quantidade de hectares a serem cultivadas com as culturas A e B, de forma que maximizem a renda total.

SETS

```
c "culturas"
  /a "cultura a"
  b "cultura b"/;
```

PARAMETERS

```
Reservatorio "Água disponível para irrigação em m³" /20000000/
Demanda(c) "Demanda de água por cultura em m³/ha" /a 9000, b 6000/
Renda(c) "Renda por hectare de cultura em $/ha" /a 720, b 1200/;
```

VARIABLES

```
X(c) "Hectares a serem irrigadas de cada cultura"
RendaTotal "Renda Total a ser maximizada";
```

INTEGER VARIABLES ha(c);

* Restrições de área máxima cultivável por cultura:

```
X.up('a')= 1600;
X.up('b')= 2400;
```

EQUATIONS

```
Rxagua "Restrição devido à disponibilidade do Recurso Hídrico"
TOTAL "Renda a ser recebida em $";
```

```
Rxagua.. sum(c, Demanda(c)*X(c)) =l= Reservatorio;
TOTAL.. sum(c, Renda(c)*X(c)) =e= RendaTotal;
```

MODEL CULTURAS /all/;

SOLVE CULTURAS using mip maximizing RendaTotal;

DISPLAY X.L, RendaTotal.L;

 GAMS Rev 148 x86/MS Windows 04/23/08 08:21:45 Page 6
 General Algebraic Modeling System Execution

```
---- 37 VARIABLE X.L Hectares a serem irrigadas de cada cultura
a 622.000, b 2400.000
---- 37 VARIABLE RendaTotal.L = 3327840.000 Renda Total a ser maximizada
```

Figura 2.10 Exemplo de utilização de GAMS em um problema de otimização de recursos.

3. METODOLOGIA

Como indicado na introdução do presente documento, a metodologia a ser utilizada tem por objetivo distribuir recursos econômicos escassos entre um conjunto de opções de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, de forma que sejam selecionadas as melhores alternativas viáveis em função dos subsídios disponíveis e parâmetros econômicos utilizados, se maximize a capacidade de geração que poderia ser instalada e se satisfaçam as condições de horizonte de planejamento mínimo e relação benefício-custo dos projetos selecionados.

Um diagrama com as principais relações entre os dados, procedimentos, variáveis e ferramentas a utilizar no estudo de caso do presente trabalho apresenta-se na Figura 3.1, e a seguir, uma descrição da metodologia utilizada na presente investigação.

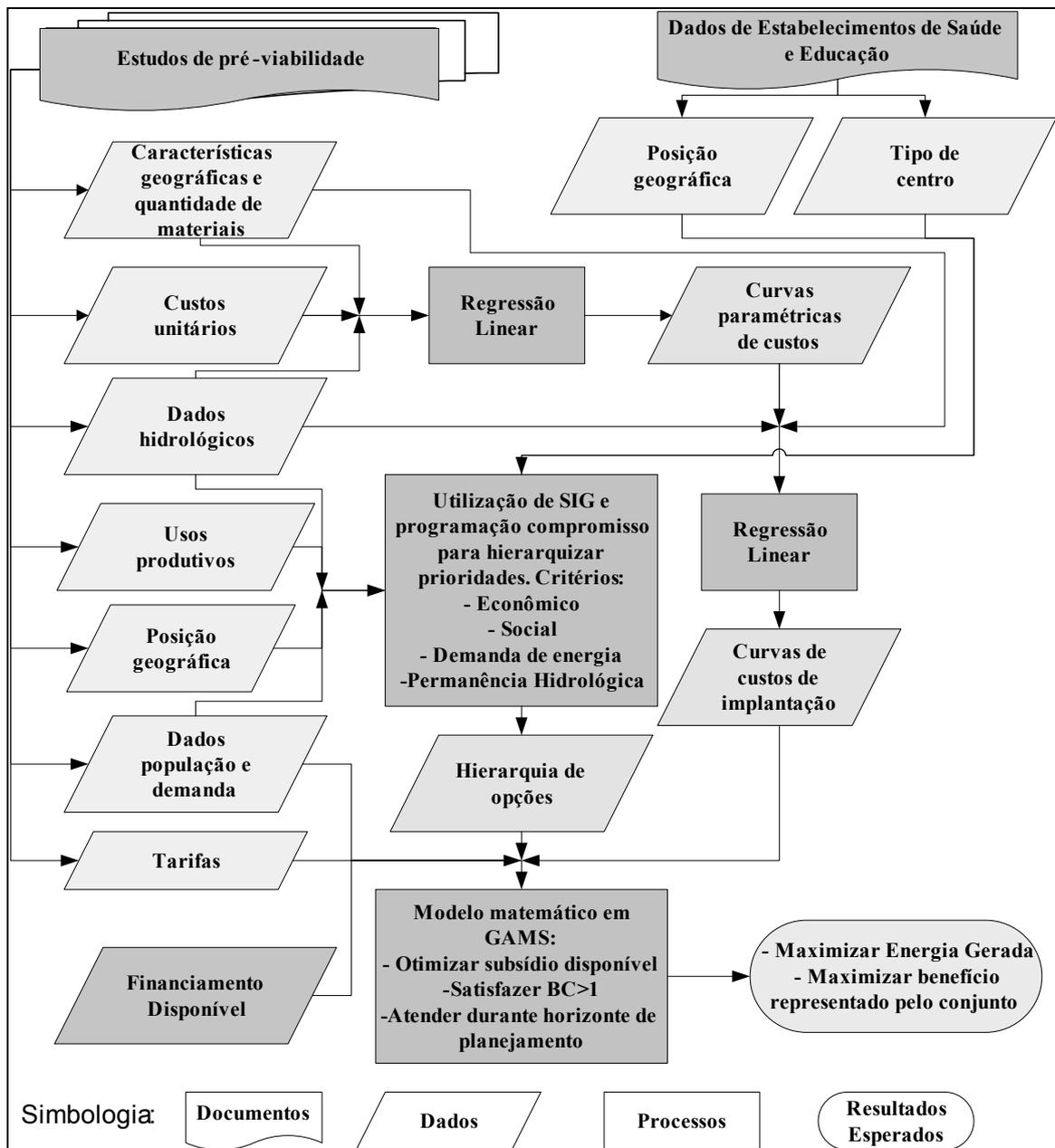


Figura 3.1 Diagrama de Relações da Metodologia.

3.1. Elaboração de curvas paramétricas de custo

➤ Dados:

- Quantidades de materiais e custos unitários dos aproveitamentos em análise.
- Curvas de permanência hidrológica e características geográficas de cada um destes.

➤ Procedimento:

Utilizando uma metodologia similar à de Wiest et al. (2006), e com base nos dados disponíveis nos estudos de pré-viabilidade do caso em estudo, podem ser determinadas curvas paramétricas próprias à presente investigação. Os parâmetros que serão utilizados na determinação destas funções são os principais parâmetros que podem ser definidos de forma preliminar no momento de encontrar um local com viabilidade hidrelétrica: vazão de projeto, altura de queda e área da seção transversal das obras de derivação ou captação (barragem). Acha-se conveniente lembrar, que os primeiros dois destes três parâmetros mencionados definem o valor da potência do aproveitamento. O processo para construir as curvas paramétricas é o seguinte:

- Agrupando inicialmente todas as obras e equipamentos que integram o aproveitamento em torno dos componentes principais do mesmo, utiliza-se regressão linear (método dos mínimos quadrados) para criar funções ou curvas paramétricas de custos unitários para os componentes principais das centrais hidrelétricas.
- Comprova-se a validade das funções encontradas mediante testes estatísticos de hipótese.

3.2. Curvas de custo de implantação das centrais hidrelétricas

➤ Dados:

- Curvas paramétricas de custo encontradas no passo anterior.
- Quantidades de materiais dos aproveitamentos em análise.
- Curvas de permanência hidrológica e características geográficas de cada projeto.

➤ Procedimento:

O processo para determinar as curvas de custo de implantação para pequenos aproveitamentos hidrelétricos, a partir de curvas paramétricas, para o segmento do custo total inicial correspondente às Obras Cíveis e Equipamentos Eletromecânicos,

compreende duas etapas:

- 1) *Determinação da energia média anual disponível para cada aproveitamento em função da vazão de projeto.*

Lembrando o explicado em Em Loucks e Van Beek (2005), uma vazão média de q m³/s caindo desde uma altura de H metros no período t significa uma potência gerada de $9.81 \times 10^3 qH$ watts, ou $9.81 qH$ kilowatts. Multiplicando esta potência pelo número de horas no período t , se obtém a energia produzida por uma vazão média q em kilowatt·hora. A expressão para energia gerada já antes definida na Equação 2.2:

$$E = \frac{9.81 * \eta * q * H * t}{3600} \quad 3.1$$

Utilizando a curva de permanência hidrológica no local do aproveitamento é possível estimar a vazão média q para distintos valores de Q de projeto. O procedimento para estimar este valor de q se indica na Figura 3.2. Uma vez obtidos os distintos valores de q , pode-se determinar a energia média anual disponível no local proposto, para cada valor de q .

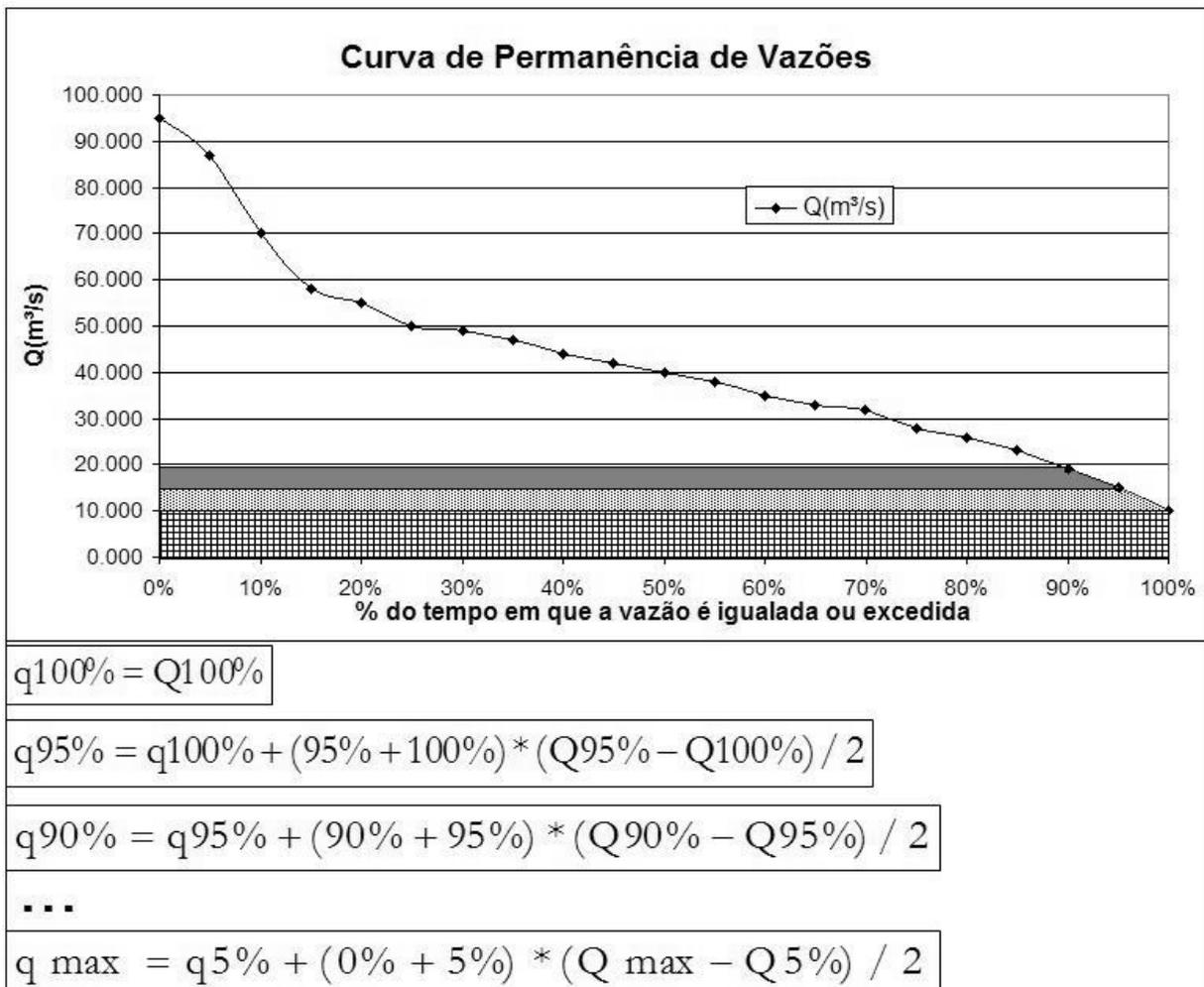


Figura 3.2 Determinação da vazão média q utilizando a curva de permanência do rio.

2) *Determinação dos coeficientes da função do custo de implantação.*

Bøckman et al. (2007) afirmam que existe uma relação direta entre o custo inicial de implantação (investment cost) e a capacidade média anual de geração a ser instalada, para diferentes projetos hidrelétricos em pequena escala. Como foi descrita na Equação 2.3, a expressão geral para este custo é:

$$I(m) = Ae^{bm} \quad 3.2$$

Para cada aproveitamento proposto, utilizando o conjunto de curvas paramétricas para estimar diferentes valores de custos totais iniciais correspondentes às Obras Civis e Equipamentos Eletromecânicos, e comparando com a quantidade de energia média anual disponível relacionada a cada Q de projeto analisada, é possível utilizar regressão linear e o método dos mínimos quadrados (HINES et al., 2006), para determinar os valores dos coeficientes A e b, mediante a seguinte linearização:

$$\ln I = \ln A + bm \quad 3.3$$

3.3. Hierarquização dos projetos

➤ Dados:

- Comunidades atendidas para cada projeto, incluindo número de casas e características da demanda.
- Usos produtivos a serem implantados na área atendida pelo aproveitamento proposto e características de demanda em cada caso.
- Posição geográfica dos estabelecimentos de saúde, educação, organismos governamentais, assim como qualquer outra infra-estrutura de interesse.
- Informação de tipo de estabelecimento para cada uma destas categorias disponíveis, por exemplo: de saúde (hospital, clínica, etc.), tipo de estabelecimentos escolares (educação infantil, ensino fundamental, ensino médio, universidade, etc.).

➤ Procedimento:

Na presente investigação, mediante programação compromisso, será utilizada a combinação de quatro critérios para hierarquizar as opções: demanda de energia, econômico, social e de permanência hidrológica. Além do processo utilizado para hierarquizar se descreve, sucintamente, o objetivo de cada um deles.

- a) Critério de Demanda: Este critério tem por intuito maximizar a venda de energia sendo, possivelmente, o mais atrativo para investidores privados do

setor elétrico. Aqueles com maior demanda de eletricidade (somatória de demanda residencial e demanda produtiva) terão hierarquia maior. Outro fator a considerar neste critério, no caso de sistemas isolados, é a separação até o ponto mais próximo da rede nacional, dando prioridade àquelas comunidades mais afastadas, pela dificuldade no futuro próximo de ser conectadas ao sistema interligado. Outro ponto de vista que poderia ter sido utilizado para este aspecto de distância, no caso que os projetos tenham um potencial elevado de geração, é priorizar àqueles mais próximos da rede, pela possibilidade que representam de aumentar a capacidade instalada do sistema interligado do país, reduzindo a compra de combustível para as térmicas, permitindo re-investir na ampliação da geração hidrelétrica.

- b) Critério Econômico: A utilização deste critério nas comunidades proporciona um duplo benefício social e econômico, através da criação de fontes de trabalho que permitem melhorar o nível de vida da população e o crescimento econômico associado às atividades produtivas a serem instaladas.
- c) Critério Social: A existência em uma região de infra-estrutura pertencente aos setores saúde e educação favorece o desenvolvimento sustentável das comunidades. Duas razões para considerar a utilização de um critério social são:
 - o Geralmente, os recursos disponíveis para construção de projetos de eletrificação devem concorrer inicialmente com projetos de saúde, educação, caminhos de acesso e outras necessidades, tendo todos eles por objetivo o desenvolvimento das comunidades. Assim, se a região já possui infra-estrutura de interesse social, é provável que garantir sua sustentabilidade seja mais fácil mediante a construção de um sistema de eletrificação.
 - o Principalmente no caso dos estabelecimentos de saúde, o serviço elétrico permite um melhor atendimento e conservação de remédios, drogas e equipamento.

O procedimento de hierarquização para este critério se descreve a seguir:

1. Introduzir no SIG os pontos de posicionamento das centrais hidrelétricas, centros escolares e de saúde.
2. Estabelecer um sistema de ponderação de benefícios em função do tipo de centro.
3. Incluir na somatória de ponderadores de benefício àquelas centros dentro

de um raio razoável em torno ao aproveitamento. Hierarquizar em função dos resultados.

- d) Critério de Permanência Hidrológica: Utilizando as informações de curvas de permanência hidrológica e vazões de projeto, indicadas nos estudos de pré-viabilidade, serão priorizados aqueles projetos para os quais se possa satisfazer a restrição de vida útil mínima do aproveitamento com vazões de garantia maior. Por exemplo, um projeto que possa satisfazer a demanda durante o horizonte de projeto com uma vazão com 97% de permanência, terá prioridade sobre outro que precise uma vazão com 85% de permanência. Isto tem por intuito minimizar o risco de falta de energia, assim como evitar a utilização de centrais com reservatório, e os inconvenientes que isto pode significar.

3.4. Resolução do problema de otimização mediante modelo matemático

➤ Dados:

- Curvas de custo de implantação encontradas anteriormente.
- Subsídio disponível e parâmetros econômicos (tarifas, taxa de desconto, inflação, etc.)
- Comunidades atendidas para cada projeto, incluindo número de casas, indústrias e características da demanda.
- Hierarquia em função dos critérios utilizados.

➤ Procedimento:

- Utilizando software de modelagem algébrica como ferramenta, otimiza-se o financiamento disponível, procurando cumprir dois objetivos: maximizar a quantidade anual de energia que poderia ser gerada, e selecionar o melhor conjunto de projetos em função dos recursos disponíveis.

3.4.1. Descrição do modelo matemático

A seguir se apresentam os parâmetros, variáveis e fórmulas que compõem o modelo matemático utilizado em GAMS, para resolver o problema de priorização dos projetos e otimização dos recursos disponíveis. Nos casos considerados necessários, uma breve definição do elemento será fornecida. O algoritmo de seleção de projetos utilizado é o *algoritmo da mochila*, previamente explicado na seção 2.4.8. Para facilitar a compreensão do modelo, na Figura 3.3 se apresentam as relações entre os parâmetros, variáveis, equações e inequações envolvidas no modelo, indicando a equação à qual fazem referência.

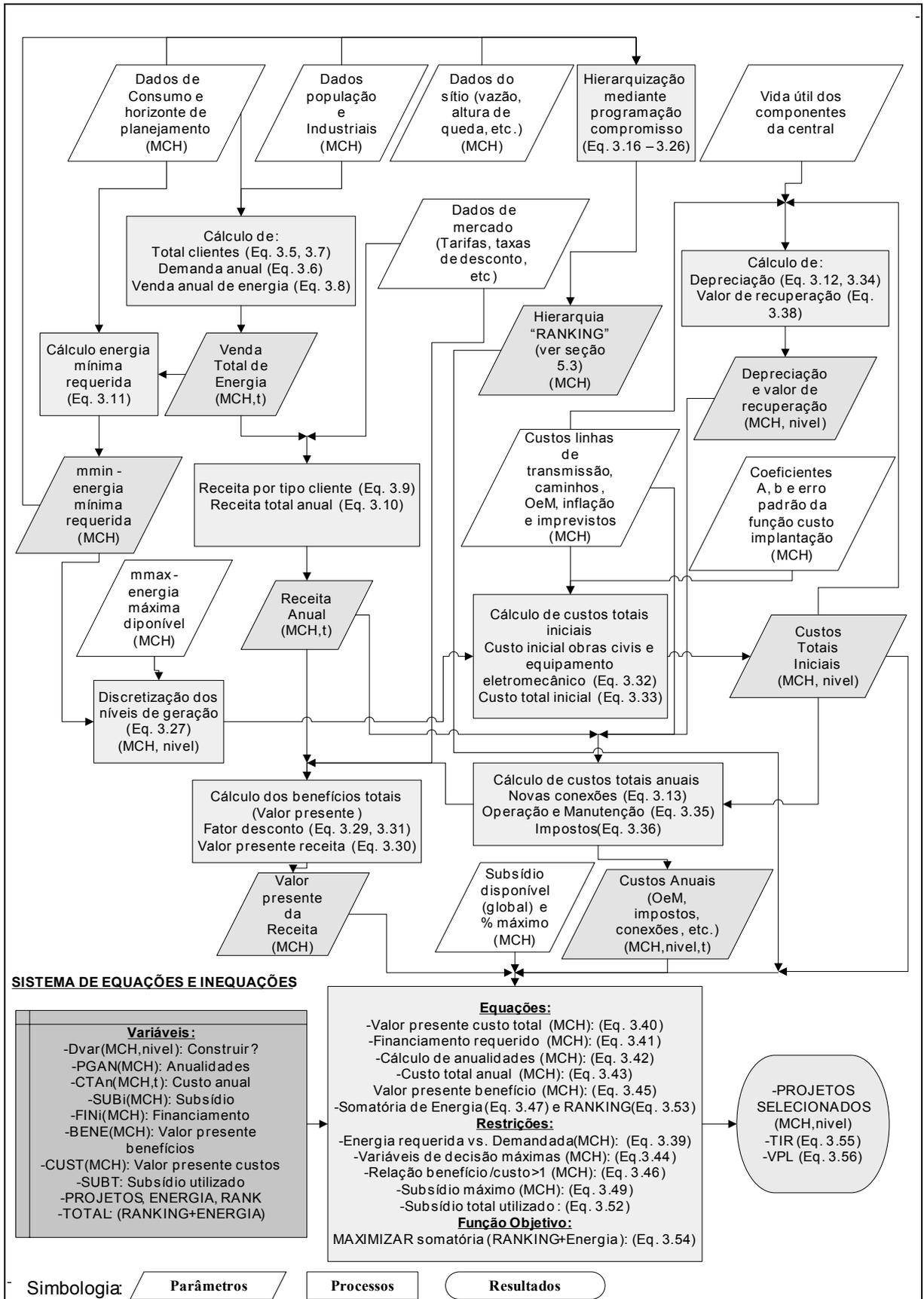


Figura 3.3 Relações entre os componentes do modelo matemático

Índices

- SOL: *Número de Avaliações*
O modelo considera uma abordagem estocástica do problema, considerando que os custos de construção dos projetos seguem uma distribuição normal. Portanto, para analisar o comportamento dos resultados sob uma condição de aleatoriedade, este modelo é capaz de realizar n avaliações com as mesmas condições iniciais especificadas.

- MCH: *Projetos*

- Cliente: *Tipo de Consumidor*
Índice utilizado para levar em consideração as diferenças entre os distintos tipos de cliente (casas, indústria, irrigação, etc.).

- t: *Anos de Amortização, Horizonte de Planejamento*
Este modelo, a priori, considera o horizonte de planejamento igual ao período de amortização do financiamento, com o fim de garantir que os projetos sejam economicamente atrativos para o empreendedor.

- SUBCRIT: *Componentes dos Critérios*
Por exemplo, saúde e educação, são componentes do critério social.

- CRIT: *Critérios avaliados*

- nível: *Níveis percentuais de geração variando desde m_{min} até m_{max}*
Para facilitar e acelerar o processo de cálculo realizado pelo modelo é conveniente realizar uma discretização dos níveis de energia média anual que podem ser produzidos por cada projeto.

Parâmetros – Dados

- Subsídio: *Disponível em US\$ a ser distribuído entre os projetos*
A palavra subsídio pode ser definida como auxílio, benefício ou quantia subscrita para obra de beneficência ou de interesse público (PRIBERAM, 2008). Em economia também é utilizado o termo “investimento a fundo perdido”.

- Submax: *Fração máxima do custo total inicial que pode ser subsidiado para cada projeto*
- Inicial (MCH,Cliente): *Quantidade inicial de cada tipo de cliente de cada MCH*
- taxacre (MCH,Cliente): *Taxa de crescimento esperada para cada tipo de cliente para cada MCH*
- taxacco (MCH,Cliente): *Taxa de crescimento esperada do consumo elétrico para cada tipo de cliente para cada MCH*
- demanda (MCH,Cliente): *Demanda em MWh/ano de cada tipo de cliente de cada MCH*
- tacesso (MCH,Cliente): *Porcentagem de acessibilidade ao serviço esperada para cada tipo de cliente de cada MCH*
- multpre (MCH,Cliente): *Multiplicador do preço da energia por tipo de cliente de cada tipo de cliente de cada MCH*
 Permite a análise do sistema com diferentes preços de energia em função do tipo de consumidor.
- Alpha (MCH,Cliente): *Crescimento anual do preço da energia de cada tipo de cliente de cada MCH*
 Parâmetro que permite avaliar o efeito do incremento do preço da energia ao longo do tempo. Exemplo do uso deste parâmetro pode ser visto em Bøckman et al. (2007).
- i(t): *Anos de Operação*
- FatorC: *Fator de Carga*
 Definido por Reis (2003) como a relação entre a demanda média e a demanda máxima (pico da curva de carga). O fator de carga dá indicação da relevância do pico de carga com relação à energia fornecida, uma vez que a demanda média se relaciona com a mesma. Quanto maior o fator de carga, menor é a relevância do pico de carga em relação ao consumo médio.

$$\text{FatorC} = \frac{\text{Demanda_Média}}{\text{Demanda_Máxima}} \quad 3.4$$

Por exemplo, no caso brasileiro, o fator utilizado como referência é de 55% (para o sistema interligado).

- TaxaInt: *Taxa de Desconto*
- valorMWh: *Preço Inicial de Venda em US\$/MWh (utilizado como referência)*
- TC(MCH,cliente,t): *Quantidade por tipo de clientes por ano de cada MCH*

$$\begin{aligned} \text{TC(MCH, cliente, t)} &= \text{taccesso(MCH, Cliente)} * \text{Inicial(MCH, Cliente)} \dots \\ &* (1 + \text{Taxacre(MCH, Cliente)})^{i(t)-1} \end{aligned} \quad 3.5$$

- DAEnerg(MCH,cliente,t): *Demanda Anual de Energia por cliente em MWh de cada MCH*

$$\begin{aligned} \text{DAEnerg(MCH, Cliente, t)} &= \text{TC(MCH, Cliente, t)} * \text{Demanda(MCH, Cliente)} \dots \\ &* \left(\frac{1 + \text{taxacco(MCH, cliente)}}{1 + \text{taxacre(MCH, cliente)}} \right)^{i(t)-1} \end{aligned} \quad 3.6$$

- SomaTC(MCH,t): *Somatória de Clientes por ano por projeto de cada MCH*

$$\text{SomaTC(MCH, t)} = \sum^{\text{Cliente}} \text{TC(MCH, Cliente, t)} \quad 3.7$$

- VendaTotalEne(MCH,t): *Venda de Energia anual (MWh) de cada MCH*

$$\text{VendaTotalEne(MCH, t)} = \sum^{\text{Cliente}} \text{DAEnerg(MCH, Cliente, t)} \quad 3.8$$

- RC(MCH,cliente,t): *Receita anual por venda de eletricidade por tipo de cliente em US\$*

Utilizando um preço anual da energia que siga o modelo browniano de crescimento apresentado no exemplo por Bøckman et al. (2007) , o valor da receita anual será o seguinte:

$$RC(MCH, Cliente, t) = DA_{Energ}(MCH, Cliente, t) * Multpre(MCH, Cliente)...$$

$$* ValorMWh * e^{Alpha(MCH, Cliente) * (i(t)-1)} \quad 3.9$$

Outros tipos de modelo de crescimento além do exponencial relacionado ao movimento browniano também podem ser avaliados (e.g., crescimento geométrico, linear, etc).

- ReceitaAnual(MCH,t): *Receita total anual por projeto em US\$*

$$ReceitaAnual(MCH, t) = \sum^{Cliente} RC(MCH, Cliente, t) \quad 3.10$$

- H(MCH): *Altura de queda bruta em metros*
- Qtmax (MCH): *Vazão máxima a ser turbinada em m³/s, maior entre Q com permanência de 95% e a indicada nos Estudos de Pré-Viabilidade disponíveis*
- permnat (MCH): *% Permanência da vazão Qtmáx naturalmente*
- permreg (MCH): *% Permanência da vazão Qtmáx regularizada*
- mmax (MCH): *Produção máxima de energia em MWh/ano por projeto em função de Qtmax*
- A (MCH): *Coefficiente A da Função de custo de implantação*
- b (MCH): *Coefficiente b da Função de custo de implantação*
- StdD (MCH): *Erro ou Desvio padrão entre os valores calculados por Curvas de custo de implantação vs. Curvas Paramétricas*
- Impr (MCH): *Fração de Custos Imprevistos*
- Ltra (MCH): *Custo das linhas de Transmissão em US\$*
- Cami (MCH): *Custo dos caminhos de acesso em US\$*

- OeM(MCH): *Custos de Operação e Manutenção como fração de Custo de implantação menos Imprevistos*
- losses: *Fração de perdas por resistividade e regulação de Voltagem/Frequência*
- mmin(MCH): *Mínima produção em MWh que devem ser gerados por ano por projeto*
Baseados no conceito do Fator de Carga, uma forma de estimar a produção anual média mínima de energia para garantir o atendimento durante o horizonte de planejamento, é utilizando a Equação:

$$m \min(MCH) = \frac{(1 + losses) * \text{Máx}(VendaTotalEne(MCH, t))}{\text{FatorC}} \quad 3.11$$

- ELGU: *Vida útil da unidade geradora*
- ELCW: *Vida útil das obras civis*
- ELPL: *Vida útil das linhas de transmissão*
- GU_P(MCH): *Fração de I(m) representada pela unidade geradora*
Com base no explicado por Roy (2005), é possível estabelecer duas tendências para o custo da unidade geradora:

$$GU_P(MCH) = \begin{cases} 0.24 & \text{se } H(MCH) > 15m \\ 0.35 & \text{se } H(MCH) \leq 15m \end{cases} \quad 3.12$$

- Nconx: *Custo por cada nova conexão em US\$*
- TaxaFIN: *Taxa a ser cobrada por Financiamento*
- Taxes(t): *% de impostos*
- CANCon(MCH,t): *Custos anuais por novas conexões em US\$ (0 no ano 1)*

$$CANCon(MCH, t) = Nconx * (SomaTC(MCH, t) - SomaTC(MCH, t - 1)) \quad 3.13$$

- BeC: *Benefício / Custo deve ser pelo menos 1*

➤ BCmax: *Máxima relação Benefício/Custo (utilizada somente como limite)*

➤ HOR: *Horizonte de planejamento*

$$\text{HOR} = \text{Máx}(t, i(t)) \quad 3.14$$

➤ FDesc: *Fator de Desconto do Financiamento*

O fator de desconto utilizado no modelo é o fator de recuperação do capital (achar a anualidade dado o valor presente), o qual é calculado pela Equação apresentada por Mays e Tung (1992):

$$\text{FDesc} = \frac{\text{TaxaFin} * (1 + \text{TaxaFin})^{\text{HOR}}}{(1 + \text{TaxaFin})^{\text{HOR}} - 1} \quad 3.15$$

Uso da programação compromisso para hierarquizar os projetos

➤ DADOS(MCH,SUBCRIT): *Dados da análise multiobjetivo*

Atributos de cada projeto para cada subcritério analisado.

➤ FMIN1(SUBCRIT): *Valor mínimo em função do objetivo para o subcritério*

$$\text{FMIN1(SUBCRIT)} = \begin{cases} \text{Mín}(\text{MCH}, \text{DADOS}(\text{MCH}, \text{SUBCRIT})) & \text{se objetivo} = \text{Maximizar} \\ \text{Máx}(\text{MCH}, \text{DADOS}(\text{MCH}, \text{SUBCRIT})) & \text{se objetivo} = \text{Minimizar} \end{cases} \quad 3.16$$

➤ FMAX1(SUBCRIT): *Valor máximo em função do objetivo para o subcritério*

$$\text{FMAX1(SUBCRIT)} = \begin{cases} \text{Máx}(\text{MCH}, \text{DADOS}(\text{MCH}, \text{SUBCRIT})) & \text{se objetivo} = \text{Maximizar} \\ \text{Mín}(\text{MCH}, \text{DADOS}(\text{MCH}, \text{SUBCRIT})) & \text{se objetivo} = \text{Minimizar} \end{cases} \quad 3.17$$

➤ PADRON1(MCH,SUBCRIT): *Valor padronizado de cada opção para cada subcritério*

$$\text{PADRON1(MCH,SUBCRIT)} = \frac{\text{DADOS}(\text{MCH}, \text{SUBCRIT}) - \text{FMIN1(SUBCRIT)}}{\text{FMAX1(SUBCRIT)} - \text{FMIN1(SUBCRIT)}} \quad 3.18$$

- COEF1(SUBCRIT): *Coeficientes de cada subcritério*
Estes coeficientes servem para ponderar a influência de cada subcritério na descrição do critério do qual formam parte. Recomendável que a somatória destes coeficientes seja igual a 1 para cada critério.

- VFC1(MCH,CRIT): *Valor da função ponderada para cada critério*

$$VFC1(MCH, CRIT) = \frac{\sum^{SUBCRIT} COEF1(SUBCRIT) * PADRON1(MCH., SUBCRIT)}{\sum^{SUBCRIT} COEF1(SUBCRIT)} \quad 3.19$$

- FMIN2(CRIT): *Valor mínimo para cada critério*
$$FMIN2(CRIT) = \text{Mín}(MCH, VFC1(MCH, CRIT)) \quad 3.20$$

- FMAX2(CRIT): *Valor máximo para cada critério*
$$FMAX2(CRIT) = \text{Máx}(MCH, VFC1(MCH, CRIT)) \quad 3.21$$

- W(CRIT): *Peso referente à discrepância entre as soluções ideal e real de cada critério*

- P: *Peso referente aos desvios máximos no ajuste matemático da função:*
 $1, 2, \infty$

- DL(MCH,CRIT): *Padronização das escalas como indicadores de benefícios*

A seguinte transformação permite que para cada projeto, o valor na escala de cada critério esteja no intervalo entre 0 e 1:

$$DL(MCH, CRIT) = \frac{FMAX2(CRIT) - VFC(MCH, CRIT)}{FMAX2(CRIT) - FMIN2(CRIT)} \quad 3.22$$

- LCOMP(MCH): *Distância até o ótimo para programação compromisso*
Utilizando a padronização segundo a Equação 3.22, é possível utilizar a Equação descrita por Duckstein e Opricovic (1980) para determinar a distância entre dois pontos, neste caso, entre a solução ideal e cada uma das opções analisadas. Assim, utilizando a simbologia descrita nesta seção, esta Equação será:

$$LCOMP(MCH) = \sum^{CRIT} (W(CRIT)^P * DL(MCH, CRIT)^P)^{1/P} \quad 3.23$$

- FMIN3: *Valor máximo das distâncias até a solução ideal*

A simbologia de FMIN é porque este valor corresponde à solução menos desejável.

$$FMIN3 = \text{Máx}(MCH, LCOMP(MCH)) \quad 3.24$$

- FMAX3: *Valor mínimo das distâncias até a solução ideal*

A simbologia de FMAX é porque este valor corresponde à solução mais desejável.

$$FMAX3 = \text{Min}(MCH, LCOMP(MCH)) \quad 3.25$$

- RANKING(MCH): *Valor padronizado de cada opção*

Com o intuito de refletir a importância relativa de cada projeto, priorizando aqueles localizados a menor distância da solução ideal, é preciso realizar uma última padronização das opções. Esta padronização facilita a aplicação dos algoritmos de otimização utilizados na seleção dos projetos. Aos valores obtidos, será adicionado um valor que permita que todas as alternativas sejam incluídas na análise (evitando valor padronizado igual zero). Então, a Equação de padronização será:

$$RANKING(MCH) = \frac{LCOMP(MCH) - FMIN3}{FMAX3 - FMIN3} + 0.1 \quad 3.26$$

Determinação de custos iniciais para vários níveis de geração

- mperc(nivel): *Multiplicador para cada nível percentual de geração*

Por exemplo: 0.1, 0.2, 0.3, ..., 1. Sendo 1=100%=geração máxima possível

- m(MCH,nivel): *Valores de m de cada MCH para distintos níveis de geração em MWh/ano*

$$m(MCH, nivel) = \begin{cases} \text{se } m_{\max}(MCH) < m_{\min}(MCH) & 0 \\ \text{se } m_{\max}(MCH) > m_{\min}(MCH) & m_{\text{perc}}(\text{nivel}) * (m_{\max}(MCH) - m_{\min}(MCH)) + m_{\min}(MCH) \end{cases} \quad 3.27$$

- rand(MCH): *Valores aleatórios de uma distribuição normal*

Estes valores são utilizados na tentativa de incorporar incertezas ao modelo, e seguem a seguinte distribuição:

$$\text{rand}(MCH) \sim N(1, \text{StdD}(MCH)) \quad 3.28$$

- INFLA: *Fração de Incremento de custos anuais de Operação e Manutenção por inflação*

- Descanual(t): *Fator de desconto anual*

Fator de desconto para transformar valores futuros em valores presentes.

$$\text{Descanual}(t) = (1 + \text{TaxaInt})^{i(t)} \quad 3.29$$

- ValorPrec(MCH): *Valor Presente da Receita*

$$\text{Valor Pr ec}(MCH) = \sum^t \frac{\text{Re ceitaAnual}(MCH, t)}{\text{Descanual}(t)} \quad 3.30$$

- DescanualHOR: *Fator de desconto no último ano do projeto, usado para cálculo do valor de recuperação*

$$\text{DescanualHor} = (1 + \text{TaxaInt})^{\text{HOR}} \quad 3.31$$

- CINV(MCH,nivel): *Custo de Implantação para Obras Civis e Equipamento Eletromecânico como função de MWh/ano (US\$)*

Esta é a Equação explicada no trabalho realizado por Bøckman et al. (2007):

$$\text{CINV}(MCH, \text{nivel}) = A(MCH) * e^{b(MCH)*m(MCH, \text{nivel})} \quad 3.32$$

- CIUT(MCH,nivel): *Equação para custo de Investimento dentro de uma Distribuição Normal(US\$)*

$$\begin{aligned} \text{CIUT}(MCH, \text{nivel}) = & [(\text{rand}(MCH) * \text{CINV}(MCH, \text{nivel})... \\ & + \text{Ltra}(MCH) + \text{Cami}(MCH)] * (1 + \text{impr}(MCH)) \end{aligned} \quad 3.33$$

- DEPR(MCH,nivel): *Depreciação anual de cada projeto (US\$)*

Equação válida se a vida útil dos componentes da central é maior ou igual que o horizonte de planejamento, como no caso em estudo do presente trabalho. Caso contrário seria necessário considerar o valor de reposição.

$$\begin{aligned} \text{DEPR}(MCH, \text{nivel}) = & \frac{\text{rand}(MCH) * \text{CINV}(MCH, \text{nivel}) * \text{GU_P}(MCH)}{\text{ELGU}} \dots \\ & + \frac{\text{rand}(MCH) * \text{CINV}(MCH, \text{nivel}) * (1 - \text{GU_P}(MCH))}{\text{ELCW}} + \frac{\text{LTra}(MCH)}{\text{ELPL}} \end{aligned} \quad 3.34$$

- AOeM(MCH,nivel,t): *OeM anual (US\$)*

$$AOeM(MCH, nivel, t) = OeM(MCH) * [CIUT(MCH, nivel) - impr(MCH) * CIUT(MCH, nivel)] * (1 + INFLA)^{i(t)-1} \dots \quad 3.35$$

- Tax(MCH,nivel,t): *Impostos anuais sem incluir o pagamento anual*

Este cálculo é realizado com o fim de acelerar o processo de cálculo realizado pelo modelo. No sistema de equações e inequações do modelo, o valor dos impostos considera o efeito do pago da anualidade.

$$Tax(MCH, nivel, t) = \begin{cases} 0 & \text{se Taxes}(t) * [ReceitaAnual(MCH, t) - CANCon(MCH, t) - AOeM(MCH, nivel, t)] < 0 \\ \text{senão} & Taxes(t) * [ReceitaAnual(MCH, t) - CANCon(MCH, t) - AOeM(MCH, nivel, t)] \end{cases} \quad 3.36$$

- PREV(MCH): *Parâmetro para evitar incluir o custo de LT e Caminhos se $mmin > mmax$*

$$PREV(MCH) = \begin{cases} 0 & \text{se } mmax(MCH) < mmin(MCH) \\ 1 & \text{se } mmax(MCH) \geq mmin(MCH) \end{cases} \quad 3.37$$

- VREC(MCH,nivel,t): *Valor de recuperação para obras civis e equipamentos eletromecânicos no final do horizonte de planejamento(US\$)*

$$VREC(MCH, nivel) = rand(MCH) * CINV(MCH, nivel) + LTRA(MCH) - DEPR(MCH, nivel) * HOR \quad 3.38$$

Formulação do conjunto de equações e inequações do modelo matemático

Variáveis Binárias:

- *Dvar(MCH,nivel)* Construir o projeto com o nível de energia *nivel*? 1=SIM
0=NÃO;

Variáveis Positivas:

- *CTAn(MCH,t)* Custo Total Anual do Projeto (US\$)
- *PGAN(MCH)* Anualidades do valor financiado (US\$)
- *SUBi(MCH)* Subsídio para o projeto *i* (US\$)

- $FIN_i(MCH)$ Financiamento para o projeto i (US\$)
- $BENE(MCH)$ Valor presente dos benefícios totais (US\$)
- $CUST(MCH)$ Valor presente dos custos totais (US\$)
- $SUBT$ Subsídio utilizado (US\$)

Variáveis:

- $PROJETOS$ Quantidade de Projetos a serem construídos
- $ENERGIA$ Somatória da Energia gerada pelo conjunto de projetos em MWh/ano
- $TOTAL$ Somatória ponderada (ranking + energia gerada) das alternativas viáveis
- $RANK$ Somatória dos Rankings de cada alternativa viável

Equações e Inequações:

$$\text{Se } m \max(MCH) < m \min(MCH) \Rightarrow D \text{ var}(MCH, \text{nivel}) = 0 \quad 3.39$$

- $EQ_CVP(MCH)$ Equação do Valor Presente do Custo Total

$$FIN_i(MCH) + \sum \frac{CTAn(MCH, t)}{Descanual(t)} = CUST(MCH) \quad 3.40$$

- $EQ_FIN(MCH)$ Equação para calcular o Financiamento requerido

$$FIN_i(MCH) = \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{ var}(MCH, \text{nivel}) * CIUT(MCH, \text{nivel}) - SUB_i(MCH) \quad 3.41$$

- $EQ_PAG(MCH)$ Equação para calcular as anualidades

$$FDesc * FIN_i(MCH) = PGAN(MCH) \quad 3.42$$

- $EQ_C(MCH,t)$ Equação Custo Total Anual de cada MCH

$$PGAN(MCH) * (1 - Taxes(t)) + \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{var}(MCH, \text{nivel}) * [AOeM(MCH, \text{nivel}, t) \dots + CANCon(MCH, t) + Tax(MCH, \text{nivel}, t)] = CTAn(MCH, t) \quad 3.43$$

- $RE_DV(MCH)$ Restrição de variáveis de decisão, 1 nível como máximo por MCH

$$\sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{var}(MCH, \text{nivel}) \leq 1 \quad 3.44$$

- $EQ_Ben(MCH)$ Equação do Valor Presente do Benefício

$$\begin{aligned} & \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{var}(MCH, \text{nivel}) * PREV(MCH) * Valor \text{Pre}c(MCH) \dots \\ & + \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} \sum_t \frac{D \text{var}(MCH, \text{nivel}) * DEPR(MCH, \text{nivel})}{Descanual(t)} \dots \\ & + \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} \frac{D \text{var}(MCH, \text{nivel}) * VREC(MCH, \text{nivel})}{DescanualHOR} = BENE(MCH) \quad 3.45 \end{aligned}$$

- $EQ_BvCI(MCH)$ Inequação de Benefício/Custo

$$BENE(MCH) \geq BeC * CUST(MCH) \quad 3.46$$

- $EQ_Energia$ Quantidade de energia a ser gerada pelo conjunto de projetos viáveis

$$\sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} \sum_{MCH} D \text{var}(MCH, \text{nivel}) * m(MCH, \text{nivel}) = ENERGIA \quad 3.47$$

- $RBvC2(MCH)$ Restrição de Custo/Benefício, somente utilizada como delimitador

$$BENE(MCH) \leq BC_{\text{max}} * CUST(MCH) \quad 3.48$$

- $RE_SUB(MCH)$ Restrição de percentagem máxima subsidiada por projeto

$$SUBi(MCH) \leq SUBMAX * \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{var}(MCH, \text{nivel}) * CIUT(MCH, \text{nivel}) \quad 3.49$$

- *RE_809* Restrição La Verbena ou El Diamante

Esta é uma restrição especial pertencente ao caso em estudo analisado. Existem dois projetos que podem fornecer energia ao mesmo sistema, então somente um dos dois, como máximo, pode ser selecionado.

$$\sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{ var}('08', \text{nivel}) + \sum_{\text{nivelmin}}^{\text{nivelmax}} D \text{ var}('09', \text{nivel}) \leq 1 \quad 3.50$$

- *EQ_QtdProj* Equação Quantidade de Projetos

$$\sum_{\text{nivelmin}}^{\text{MCH nivelmax}} \sum D \text{ var}(\text{MCH}, \text{nivel}) = \text{PROJETOS} \quad 3.51$$

- *EQ_SUB* Equação Subsídio Total Utilizado (US\$)

$$\sum^{\text{MCH}} \text{SUBi}(\text{MCH}) = \text{SUBT} \leq \text{Subsídio} \quad 3.52$$

- *EQ_Ranking* Equação de somatória de prioridades com valor padronizado

$$\sum_{\text{nivelmin}}^{\text{MCH nivelmax}} \sum D \text{ var}(\text{MCH}, \text{nivel}) * \text{RANKING}(\text{MCH}) = \text{RANK} \quad 3.53$$

- *EQ_MAX* **Função Objetivo:** Somatória (Rankings + Energia) do conjunto de projetos a ser maximizada.

Esta é a função objetivo do modelo matemático formulado. Seu objetivo é maximizar simultaneamente, para o conjunto solução de projetos viáveis, a somatória dos valores padronizados das prioridades, determinados por meio da programação compromisso, e o total de Energia Média Anual a ser gerada. Os pesos utilizados foram selecionados para permitir um cálculo consistente com as escalas.

$$\sum_{\text{nivelmin}}^{\text{MCH nivelmax}} \sum D \text{ var}(\text{MCH}, \text{nivel}) * [100 * \text{RANKING}(\text{MCH}) + 0.001 * m(\text{MCH}, \text{nivel})] = \text{TOTAL} \quad 3.54$$

Cálculo da TIR e VPL dos projetos selecionados

Uma vez que todas as os valores das variáveis foram calculadas para as condições especificadas no modelo, é possível calcular a taxa interna de retorno (TIR) e o valor presente líquido (VPL) das alternativas selecionadas. A simbologia *Dvar1*, *PGAN1* e *FINi1*, significa que são utilizados os valores das variáveis determinados previamente.

➤ *TIR* Taxa Interna de Retorno

$$\begin{aligned}
 0 = & \frac{D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * \text{VREC}(\text{MCH, nivel})}{(1 + \text{TIR}(\text{MCH, nivel}))^{\text{HOR}}} - D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * \text{FINil}(\text{MCH}) \dots \\
 & + \frac{\sum^t D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * [\text{ReceitaAnual}(\text{MCH, t}) + \text{DEPR}(\text{MCH, nivel}) - \text{AOeM}(\text{MCH, nivel, t})]}{(1 + \text{TIR}(\text{MCH, nivel}))^{i(t)}} \dots \\
 & + \frac{\sum^t D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * [-\text{CANCon}(\text{MCH, t}) - \text{PGANI}(\text{MCH}) * (1 - \text{Taxes}(t)) - \text{Tax}(\text{MCH, nivel, t})]}{(1 + \text{TIR}(\text{MCH, nivel}))^{i(t)}}
 \end{aligned}$$

3.55

➤ *VPL* Valor Presente Líquido do Projeto

$$\begin{aligned}
 \text{VPL}(\text{MCH, nivel}) = & \frac{D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * \text{VREC}(\text{MCH, nivel})}{(1 + \text{TaxaInt})^{\text{HOR}}} - D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * \text{FINil}(\text{MCH}) \dots \\
 & + \frac{\sum^t D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * [\text{ReceitaAnual}(\text{MCH, t}) + \text{DEPR}(\text{MCH, nivel}) - \text{AOeM}(\text{MCH, nivel, t})]}{(1 + \text{TaxaInt})^{i(t)}} \dots \\
 & + \frac{\sum^t D \text{ var l}(\text{MCH, nivel}) * [-\text{CANCon}(\text{MCH, t}) - \text{PGANI}(\text{MCH}) * (1 - \text{Taxes}(t)) - \text{Tax}(\text{MCH, nivel, t})]}{(1 + \text{TaxaInt})^{i(t)}}
 \end{aligned}$$

3.56

Solver BARON

BARON (Branch-And-Reduce Optimization Navigator) foi selecionado como o solver disponível em GAMS a ser empregado para obter a solução do modelo matemático apresentado neste trabalho. Sahinidis (2000) afirma que BARON utiliza algoritmos determinísticos de otimização global do tipo ramificação-e-poda (branch and bound) que **garantem obter a solução ótima global**, com base em informações razoavelmente básicas, por exemplo, limites superiores e inferiores bem definidos para as variáveis.

BARON utiliza algoritmos de tipo ramificação-e-poda, melhorados com uma variedade de técnicas de propagação de restrições e dualidade, para reduzir o intervalo de valores que podem tomar as variáveis no curso do algoritmo. Mais informação e exemplos sobre estes conceitos podem ser achados no manual do BARON (Sahinidis, 2000), disponível em <<http://archimedes.cheme.cmu.edu/baron/baron.html>>.

4. CASO EM ESTUDO: UMA APLICAÇÃO À NICARÁGUA

Nesta seção se apresentam os dados a serem utilizados para testar o método proposto na presente investigação. Estes são dados correspondentes à República da Nicarágua, na América Central. Acha-se conveniente iniciar com uma breve caracterização do país, para situar ao leitor no contexto do estudo de caso analisado.

4.1. Caracterização da Nicarágua

4.1.1. Características geográficas

Esta caracterização será realizada utilizando dados disponíveis no site do Instituto Nicaragüense de Estudos Territoriais (INETER, 2008a). Nicarágua situa-se no centro da América Central, O país limita ao norte com Honduras, Sul com Costa Rica, Oeste com o Oceano Pacífico e Leste com o Mar Caribe. A extensão territorial do país é de aproximadamente 130,373.40 km², incluindo a área dos lagos e lagoas que se encontram dentro do território continental, e as ilhas, recifes e bancos adjacentes situados em águas nicaragüenses do Mar Caribe e Oceano Pacífico.

Por suas características físicas, a Nicarágua se divide em três regiões naturais:

- A Região do Pacífico: Compreende a parte sudoeste do país, na depressão nicaragüense. Nesta se localizam os Lagos de Nicarágua ou Cocibolca, e de Manágua ou Xolotlán, assim como a faixa vulcânica do Pacífico. Esta zona é a mais fértil do país, e a que tem maior população. Sua geomorfologia apresenta um relevo de colinas de pouca altura e morros paralelos ao litoral do Pacífico.
- A Região Central: Formada pelo Maciço Segoviano, geologicamente, os solos mais antigos do país. As Serras de Dipilto e Jalapa localizam-se neste maciço, e constituem as alturas mais notáveis do país, sendo o Mogotón com 2,107m o ponto mais elevado desta zona. Existem também nestas cordilheiras muitas montanhas com elevações que ultrapassam os 1,300m, nas quais nascem importantes rios que vertem suas águas no Mar Caribe.
- A Região do Atlântico ou Caribe: Formada por uma extensa planície que desce gradualmente desde a Mesa Central até o litoral do Caribe, a qual se prolonga por baixo das águas do Oceano Atlântico, formando a plataforma continental da Nicarágua. Nesta região se encontram os rios de maior comprimento e vazão do país que vertem suas águas no Mar Caribe. Esta planície é afetada por extensas inundações. Perto do litoral existem amplos pântanos, deltas e lagoas costeiras. Na Plataforma

Continental da Nicarágua no Mar Caribe se encontra uma série de ilhas, bancos e recifes de grande potencial turístico.

As bacias hidrográficas da Nicarágua são 21. Destas, 13 drenam no Mar Caribe, abrangendo uma área estimada de 117,420 km², aproximadamente 90% do território nacional. As outras 8 bacias, drenam na vertente do Oceano Pacífico, e cobrem uma área estimada de 12,183 km², aproximadamente 10% do território nacional.

Os rios da vertente do Pacífico são em geral de curto percurso. Por outro lado, os que desembocam no Mar Caribe, são de percurso maior e de bacias extensas. Entre as bacias de grande importância para o país, podem-se mencionar a do rio Coco, Grande de Matagalpa e a do rio San Juan, na qual estão compreendidas as sub-bacias do Lago de Manágua (Xolotlán) e Lago de Nicarágua (Cocibolca).

4.1.2. Características climáticas

Segundo informação disponível no site do INETER (2008b), o país é afetado pelos seguintes sistemas meteorológicos: Ondas Tropicais, a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), Vórtices Ciclônicos Tropicais, Brisa de Mar e de Montanha, Sistemas Anticiclônicos Continental e Marítimo, Frentes Frios, El Niño, La Niña e Tormentas Convectivas associadas com fenômenos elétricos. O comportamento destes fenômenos é afetado pela direção dos ventos, as florestas, o tamanho dos vales entre as zonas montanhosas, a orientação das costas e as regiões com referência ao fluxo do vento, pelo efeito de transporte do vapor de água desde os oceanos e o efeito da brisa dos lagos e mares nas áreas circundantes. Todas estas características determinam os diferentes regimes das variáveis meteorológicas que definem a tipificação do clima do país.

O comportamento espacial-temporal das precipitações permite indicar que a maior quantidade destas ocorre no período compreendido de Maio a Outubro. Nas regiões do Pacífico, Norte e Central, existem dois períodos bem definidos: um chuvoso, de Maio a Outubro e outro seco de Novembro a Abril. Na planície do Atlântico e nas áreas a barlavento das cordilheiras da Zona Central, as precipitações se apresentam quase durante o ano inteiro. No nível nacional, a precipitação média anual aumenta de 800 mm na região Nordeste até valores maiores aos 5,000 mm no Sudeste da Região do Atlântico Sul.

4.1.3. Características socioeconômicas

Segundo dados obtidos pelo Instituto Nacional de Estatísticas e Censos (INEC) e disponíveis no VIII Censo de População e IV de Vivenda (INEC, 2006), efetuado em todo o

território da Nicarágua entre Maio e Junho de 2005, foi registrada uma população de 5,142,098 habitantes, com uma média de 5.2 hab. por vivenda e de 4.9 hab. por família. A taxa anual de crescimento demográfico é de aproximadamente 1.7%. As percentagens registradas de homens e mulheres foram de 49.3% e 50.7%, respectivamente. A área rural abrange aproximadamente 44.1% da população do país.

A capital, Manágua, é a maior cidade do país, concentrando mais de 20% da população do país. Outros centros urbanos importantes são León, Masaya, Granada e Chinandega, no Pacífico; Matagalpa, Estelí, Juigalpa e Jinotega, nas montanhas do centro da Nicarágua; e no litoral do Caribe, Bluefields e Puerto Cabezas.

Segundo dados obtidos do Relatório de Desenvolvimento Humano 2007/2008, elaborado pelo PNUD (2007), 79.9% da população do país vive com menos de US\$2/dia, e 45.1% com menos de US\$1/dia.

A economia da Nicarágua é basicamente agrícola. Outros setores importantes são: pecuário, pesca, turismo, indústria têxtil, e em menor grau, a mineração, principalmente de ouro e prata. Segundo dados do Banco Central da Nicarágua (BCN, 2007), os produtos mais importantes, destinados em grande parte à exportação, são: café, cana de açúcar, tabaco, amendoim e soja. Também se cultiva milho, sorgo, banana, arroz e trigo.

Na Tabela 2, apresentam-se os principais indicadores econômicos da Nicarágua, comparados com países selecionados da região da América Central, obtidos de estatísticas do BCN publicadas em 2007.

Tabela 4.1 Indicadores Econômicos da Nicarágua 2006.

Indicadores Econômicos	Nicarágua	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras
Crescimento Real do PIB(%)	3.7	7.9	4.2	4.6	6.0
PIB Nominal Per Cápita (US\$)	958.6	5,031.4	2,657.0	2,701.3	1,159.0
Taxa de Desemprego (%) ^{1/}	5.2	6.0	7.2	n.d.	4.8
Salário Mínimo (US\$/mes) ^{2/}	98.6	484.5	174.3	202.7	n.d.
Inflação (%)	9.5	9.4	4.9	5.8	5.3

^{1/} Dados de desemprego de El Salvador e Honduras correspondentes a 2005.

^{2/} O salário mínimo da Nicarágua e Costa Rica é uma média simples segundo atividades econômicas.

(Fonte: BCN, Nicaragua en Cifras 2007)

4.1.4. Situação da eletrificação na Nicarágua

Com relação à cobertura elétrica, a Nicarágua divide-se em duas partes: área concessionada e área não concessionada. A concessão da distribuição da eletricidade foi outorgada à companhia de origem espanhola Unión Fenosa. O Sistema Interligado Nacional (SIN) inclui, unicamente, a zona do pacífico e centro do país. Na região do atlântico, as populações são muito dispersas e distantes do SIN, razões pelas quais as possibilidades de utilizar extensões da rede implicam altos investimentos por parte do usuário.

Segundo dados do Plano Nacional de Eletrificação Rural (PLANER), elaborado pela Comissão Nacional de Energia (CNE, 2004), na área concessionada, a cobertura elétrica é de 60%. O consumo médio aproximado de 70% das vivendas desta mesma área é de 100 kWh/mês, sendo que 83% da população do país mora nesta região.

Na área não concessionada, o índice de cobertura elétrica alcança 22%, com uma população predominantemente rural. A população rural na Nicarágua se caracteriza por ter pouco consumo, com média de 50 kWh/mês por vivenda, comunidades dispersas e afastadas das redes existentes, baixo fator de carga e baixo poder aquisitivo.

Um mapa com a distribuição das áreas descritas e um resumo das principais características relacionadas com o índice de eletrificação, apresenta-se na Figura 4.1.

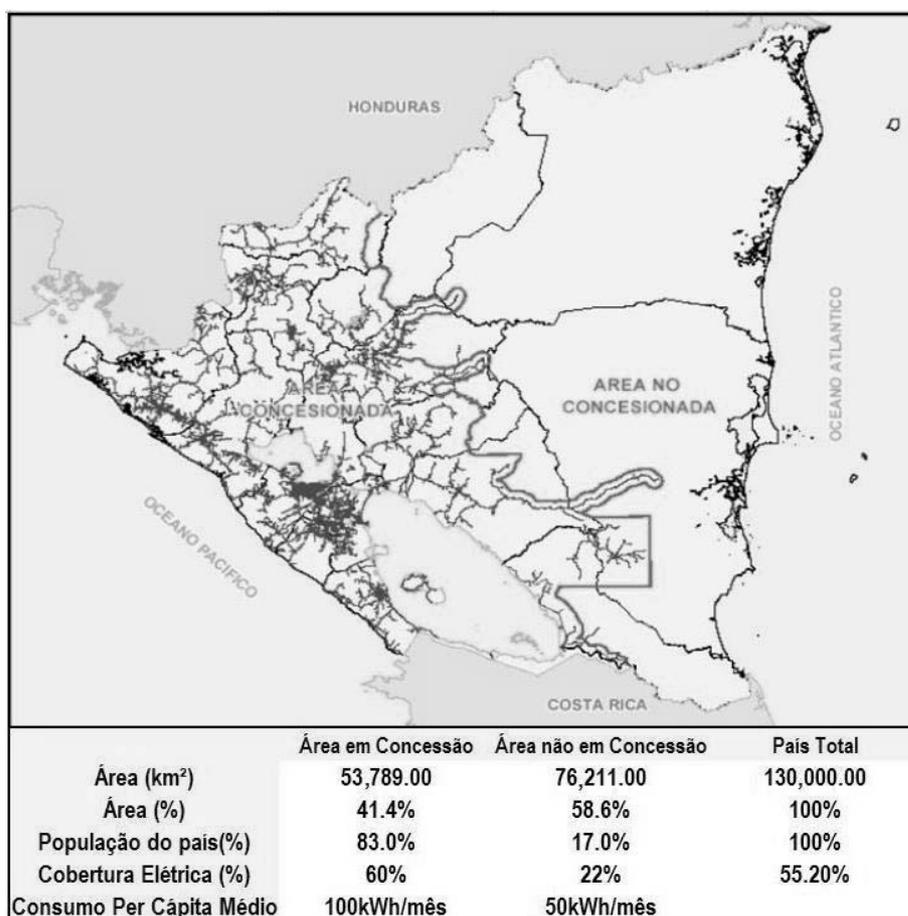


Figura 4.1 Situação da eletrificação na Nicarágua.
(Fonte: CNE-PLANER, 2004)

A maior parte da geração elétrica da Nicarágua é obtida por equipamento convencional térmico, sejam motores a diesel ou turbinas a gás. Basicamente, desde 1996, o principal incremento na capacidade instalada tem sido deste tipo de equipamento.

A capacidade instalada, hidrelétrica e geotérmica, que constituem recursos renováveis, tem-se mantido quase constante durante os últimos anos. A energia obtida de biomassa, principalmente de bagaço de cana de açúcar, tem sido incrementado de forma considerável. A evolução da matriz energética do SIN para o período 1991-2005 é apresentada na Figura 4.2, e os dados para sua elaboração foram obtidos de estatísticas disponíveis no sítio web do Instituto Nicaraguense de Energia (INE, 2008).

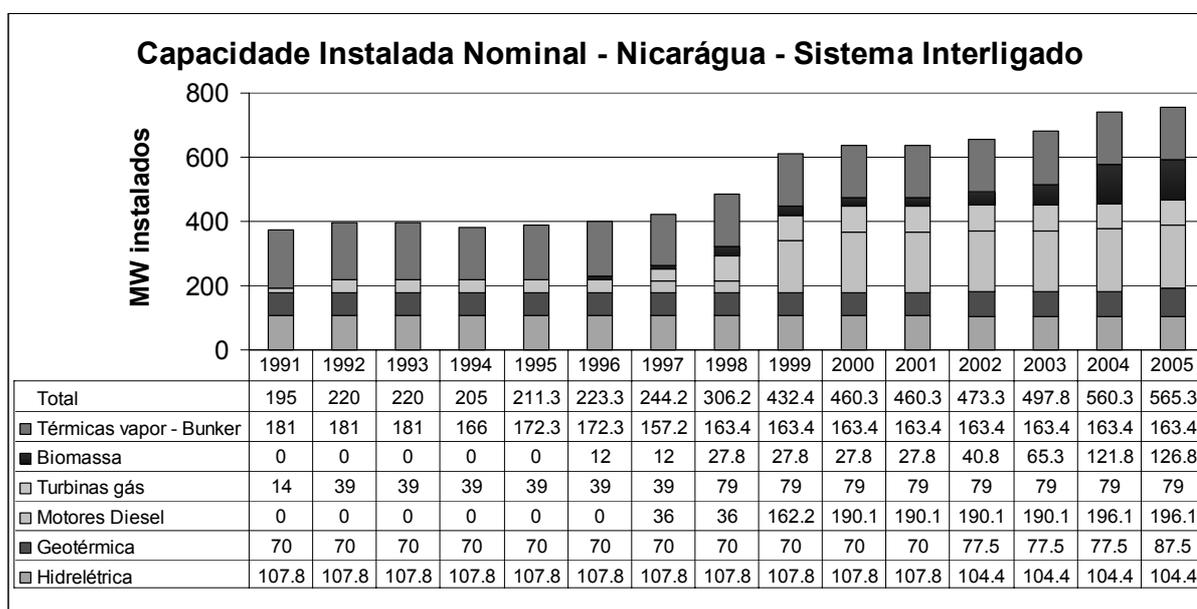


Figura 4.2 Evolução da Matriz Energética da Nicarágua.
Fonte: INE (2008)

Segundo dados da CNE (2003), o potencial hidrelétrico da Nicarágua está estimado em aproximadamente 1,767 MW, o que significa que somente é utilizado, na atualidade, 6% deste potencial. A geração hidrelétrica no país representa 14% da oferta total de energia, um valor significativamente menor que a média da América Central (36%), como também da média da América Latina, região caracterizada pela importância de seus recursos hídricos.

A Nicarágua apresenta o menor consumo de eletricidade por habitante da América Central (525kWh/hab.), situando-se, significativamente, abaixo da média da região (1,034kWh/hab.), e muito mais abaixo da média da América Latina e Caribe em conjunto (2,300kWh/hab.), a Europa (6,000 kWh/hab.) ou os Estados Unidos (12,000kWh/hab.). Este valor de consumo resulta de dividir o consumo total da energia elétrica do país, entre o número de habitantes, por ano.

4.2. Principais fontes de dados do caso em estudo

A seguir se apresenta uma descrição das principais fontes que serão utilizadas na avaliação do estudo de caso e os principais dados contidos nelas:

A) **Estudos de Pré-viabilidade Técnico-Financeira de sítios com Potencial**

Hidrelétrico: Entre a lista dos projetos apresentados no PLANER (CNE,2004), existe o projeto “Desarrollo de la Hidroelectricidad a Pequeña Escala para Usos Productivos en Zonas Fuera de Red”, impulsionado pela CNE e apoiado pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). O Projeto procura elevar o nível de vida do setor rural nicaragüense promovendo a utilização da hidroeletricidade. Foram selecionados 30 sítios, caracterizados por estar em áreas altamente produtivas com grande potencial agroindustrial, agropecuário, comercial, mineiro e turístico. Estão situados nas regiões Norte e Central da Nicarágua, regiões com boas características hidrológicas.

A Associação de Trabalhadores para Desenvolvimento Rural Benjamin Linder (ATDR-BL, 2002), foi designada para realizar os correspondentes estudos de pré-viabilidade, dos quais foram obtidos para o presente trabalho **18**, fornecidos amavelmente pelo Ministério de Energia e Minas da Nicarágua. Estes estudos incluem os seguintes dados que serão utilizados no estudo de caso:

- Posição geográfica dos aproveitamentos.
- Comunidades atendidas incluindo número de casas e características da demanda.
- Curvas de permanência hidrológica e características geográficas.
- Usos produtivos a serem implantados e características de demanda.
- Quantidades de materiais e custos unitários.
- Tarifas propostas.

A localização dos pontos com potencial foi realizada mediante a utilização de planos cartográficos, visita aos sítios e uso de GPS (sistemas de posicionamento global). A obtenção das curvas de permanência hidrológica foi mediante a utilização do programa RETScreen <<http://www.retscreen.net>> e medições no sítio.

B) **Ministério de Saúde – Nicarágua (MINSa), Dados de estabelecimentos de Saúde:**

Entre os meses de Agosto e Outubro de 2001, foi realizada uma pesquisa intitulada “Encuesta de establecimientos de salud” (MINSa, 2002). O objetivo principal desta investigação foi obter informação sobre a capacidade operativa dos estabelecimentos

que brindam serviços básicos de saúde, assim como as características do pessoal que trabalha neles. A investigação coletou informação de todos os estabelecimentos públicos do país e de vários centros privados. Os resultados da enquete descrevem as características básicas da oferta de serviços de saúde da Nicarágua existentes no momento da pesquisa. Do mesmo modo, a investigação coletou informação da posição geográfica das unidades de saúde.

Dados a utilizar no estudo de caso:

- Mapas com posição geográfica dos estabelecimentos de saúde.
- Informação de tipo de estabelecimento de saúde (hospital, clínica, etc.).

C) **Ministério de Educação – Nicarágua, Pontos de Localização de estabelecimentos escolares (2008):** CD com arquivos de bases de dados e pontos georeferenciados relacionados à infra-estrutura escolar da Nicarágua, fornecido como resposta à

solicitude realizada por Fausto Alfredo Canales à Divisão de Infra-estrutura Escolar do Ministério de Educação (MINED, 2008). As informações relacionadas à região do Atlântico (RAAN, RAAS), foram coletadas como parte do projeto de “Identificação de Necessidades Integrais de Infra-estrutura Escolar e Institucional a Nível Nacional” (PINRE), e para a Região Norte e Central, os dados foram fornecidos pela empresa GEODIGITAL no momento da aquisição do mapa escolar do MINED. Dados a utilizar no estudo de caso:

- Base de dados georeferenciada com a posição geográfica dos centros escolares das áreas na vizinhança dos aproveitamentos hidrelétricos propostos.
- Informação de tipo de estabelecimentos escolares (disponíveis: educação infantil, ensino fundamental e ensino médio).

D) **VIII Censo de População e IV de Vivenda:** Realizado pelo Instituto Nacional de Estadísticas e Censos (INEC, 2006) entre 28 de maio e 11 de junho de 2005, o “VIII Censo de Población y IV de Vivienda”, efetuado para todo o território nicaraguense, apresenta os dados em diferentes níveis de detalhe e para várias relações entre variáveis, considerados como básicos e de uso generalizado para servir como resposta oportuna às necessidades de informação ao maior número de usuários, sobre a população, as vivendas e famílias nicaraguenses.

E) **Modelo Digital do Terreno (DEM) da Nicarágua, resolução 90x90m e imagens de satélite:** Obtidas em <http://glcfapp.umiacs.umd.edu:8080/esdi/index.jsp> para apoiar a análise no software de sistemas de informação geográfica.

Os modelos de elevação do terreno foram realizados pela “Shuttle Radar Topography Mission (SRTM)” da NASA. Mais informação sobre este projeto pode ser encontrada em < <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm>>.

As imagens de satélite utilizadas para mostrar o aspecto do terreno são do Programa LandSat da NASA. Mais informação sobre este projeto pode ser encontrada em <<http://landsat.gsfc.nasa.gov>>.

F) **Ferramentas de Software:** Sistemas de informação geográfica (SIG), Software de modelagem algébrica, Planilhas de cálculo e Editores de texto.

4.3. Configuração dos sistemas analisados

Baseado na informação disponível nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002), nesta seção apresenta-se a configuração geral dos sistemas das MCHs do caso em estudo.

Na Tabela 4.2 mostram-se as principais características das MCHs do caso em estudo a partir das quais vão ser construídas as curvas paramétricas de custo para as obras civis e equipamentos eletromecânicos. Nessa tabela, Q e H são a vazão de projeto e a altura bruta de queda para as turbinas, respectivamente. A eficiência de todo o conjunto foi estimada em 70%.

Deve-se salientar que as informações do presente trabalho obtidas a partir dos estudos de pré-viabilidade disponíveis (ATDR-BL, 2002) são utilizadas como apresentadas nestes documentos. Modificações na configuração indicada dos sistemas com o propósito de reduzir perdas, diminuir custos ou melhorar a eficiência dos projetos não foram consideradas neste trabalho de mestrado.

Além das características mostradas na Tabela 4.2 é preciso descrever alguns outros aspectos importantes relacionados à configuração dos sistemas analisados, com base na informação obtida dos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002):

- Todos os canais são de seção trapezoidal, revestimento de concreto com espessura aproximada de 0.20m, coeficiente de rugosidade de Manning $n = 0.015$ e com inclinação aproximada dos taludes com relação à horizontal de 60° . As perdas de carga estimadas foram inferiores a 5% da diferença de elevação entre os extremos dos canais.
- Para os aproveitamentos analisados foram propostos condutos forçados de dois tipos

de materiais: PVC e aço. Para os de PVC, a faixa de variação observada dos diâmetros foi de 10 a 30 polegadas, com SDR (Standard Diameter Ratio) entre 17 e 41, em função da pressão projetada para cada caso. Para tubos de aço, variando o diâmetro de 10 até 100 polegadas, utiliza-se em todas as situações uma espessura de ¼ de polegada, com proteção contra a corrosão interna e externa. As perdas estimadas e admitidas nos condutos forçados nos estudos de pré-viabilidade foram inferiores a 6.5% da altura de queda total.

- As casas de máquinas são de paredes de alvenaria, piso de concreto, com maior espessura e reforçado nas áreas próximas dos equipamentos giratórios. O telhado é de zinco. Onde o canal de fuga descarrega no rio, protegem-se as margens do rio com alvenaria, para evitar erosão.
- Para todos os aproveitamentos propostos, as obras de derivação, vertedouro e tomada de água formam uma única estrutura. As barragens são de gravidade e seção trapezoidal, com vertedouro na parte central da barragem. Para sua construção, utiliza-se um núcleo de alvenaria com revestimento de concreto armado. A dimensão da seção típica das barragens analisadas se apresenta na Figura 4.3. Para permitir a limpeza dos sedimentos acumulados nos pequenos reservatórios, a barragem conterà um túnel e uma comporta de fundo. Na tomada de água, instalam-se uma tampa fácil de retirar, grades, um tubo de drenagem para limpar a obra de tomada de água, e uma comporta para permitir ou evitar a passagem da água até as turbinas.

Tabela 4.2 Principais características dos aproveitamentos analisados

MCH	Potência	H	Q	Dimensões Barragem		Condutos Forçados	Canais
	kW	m	m³/s	Hb (m)	Lb (m)	L(m)	L(m)
1	200	206.00	0.141	4	21	2300.00	-
2	180	64.00	0.409	3	28	1800.00	-
3	150	30.00	0.729	5	40	400.00	1000.00
4	230	100.00	0.335	1	85	660.00	2400.00
5	120	160.00	0.109	2	18	660.00	350.00
6	400	28.00	2.160	2.5	78	610.00	500.00
7	160	47.00	0.496	2	60	500.00	1500.00
8	300	187.00	0.234	2	40	800.00	1300.00
9	200	109.00	0.267	2.5	35	663.00	1000.00
10	300	68.00	0.643	2	40	325.00	975.00
11	250	55.00	0.663	2	22	400.00	1300.00
12	200	13.00	2.296	1.5	65	30.00	310.00
13	430	4.00	15.288	2	210	60.00	700.00
14	210	65.00	0.471	3.5	45	1000.00	600.00
15	250	215.00	0.170	2.5	50	2450.00	-
16	120	6.00	3.069	2	60	35.00	-
17	600	9.00	10.170	4	70	30.00	220.00
18	650	7.00	14.577	2	130	30.00	340.00

(Fonte: ATDR-BL, 2002)

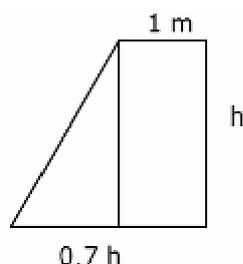


Figura 4.3 Seção Típica das Barragens Analisadas

Com relação ao sistema de distribuição elétrico os custos em US\$ por quilômetro de linhas de transmissão, segundo os tipos de rede utilizados nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) se apresentam na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 Custo unitário das linhas de transmissão dos aproveitamentos analisados

TIPO DE LINHA	UDM	CUSTO EM US\$/UDM
Redes Trifásicas	km.	9500.00
Redes Bifásicas	km.	8300.00
Redes Monofásicas	km.	6300.00
Desenho da Rede	%	5% do custo da rede

(Fonte: ATDR-BL, 2002)

Segundo os estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) o tipo de subestação projetado para as MCHs consistirá em bancos trifásicos de transformadores, com capacidades em função da potência a ser instalada, e com relação de voltagem para todos de 240 V / 14.4-24.9 kV. Este voltagem de distribuição primária é o mais comum na rede nacional, permitindo a opção de ligar estes sistemas isolados de MCH com a rede nacional se a possibilidade existir no futuro, permitindo vender o excedente de eletricidade à rede nacional, ou comprar eletricidade quando faltar água no verão. Todas as conexões entre a rede e os usuários do serviço deverão possuir medidores de kWh para medir o consumo, e dispositivos de disparo térmico para a proteção tanto das instalações dos consumidores como das redes do sistema hidrelétrico isolado.

No presente trabalho, somente será considerado o uso de sistemas hidrelétricos para atender as demandas analisadas, utilizando como base a configuração indicada nos estudos de pré-viabilidade disponíveis (ATDR-BL, 2002). A utilização de sistemas híbridos, bombas funcionando como turbinas, turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e outros sistemas de geração de energia são opções que não foram avaliadas no presente trabalho.

4.4. Considerações utilizadas na priorização mediante programação compromisso

No presente trabalho, os dados utilizados na hierarquização dos projetos mediante programação compromisso compreendem oito categorias (ou subcritérios):

1. Energia mínima demandada para cada projeto
2. Distância mínima do sistema até a rede nacional
3. Volume do reservatório
4. Permanência natural da vazão máxima utilizável
5. Taxa de ocupação do município para população maior de 10 anos
6. Quantidade de empregos a serem gerados
7. Ponderadores de benefício – Educação
8. Ponderadores de benefício – Saúde

Estas categorias por sua vez compõem os quatro critérios, previamente mencionados no capítulo de metodologia a ser utilizada: critério de demanda, econômico, social e permanência hidrológica. Deve-se salientar que os pesos atribuídos indicando a importância de cada subcritério dentro do critério correspondente, foram assumidos pelo autor do presente documento.

O critério de demanda está formado pelos subcritérios de energia mínima demandada para cada projeto e a distância mínima do sistema até a rede elétrica nacional. O cálculo da energia mínima demandada para cada projeto é realizado pelo modelo matemático em função dos parâmetros de demanda fornecidos ao mesmo, sendo estes dados obtidos dos estudos de pré-viabilidade disponíveis (ATDR-BL, 2002). A informação relacionada a distância até a rede nacional foi obtida também da mesma fonte de dados, e seu valor se inclui na Tabela 4.4. No modelo, para o critério conformado por estes dois subcritérios, os pesos atribuídos para cada um deles foram considerados como 75% de importância para o subcritério de energia demandada e 25% para distância até a rede nacional, dando prioridade àqueles projetos mais afastados da rede.

Os subcritérios de volume do reservatório e permanência natural da vazão máxima utilizável para geração de energia são os indicadores utilizados para formar o critério de permanência hidrológica. Neste caso será dada preferência àqueles projetos com menor volume de reservatório e maior permanência de vazão, para minimizar os possíveis efeitos negativos ao ambiente e minimizar o risco de falha no atendimento. A informação relacionada com estes subcritérios procede dos estudos de pré-viabilidade utilizados no presente trabalho (ATDR-BL, 2002), e os valores a serem utilizados na priorização mediante programação compromisso são apresentados na Tabela 4.4. No modelo, para avaliar este critério, o peso

atribuído para os subcritérios de volume de reservatório e maior permanência hidrológica foi considerado 50% para cada um deles.

Para formar o critério econômico ou produtivo, achou-se conveniente utilizar informação referente à taxa de ocupação do município ao qual pertencem as comunidades beneficiadas, e a quantidade de empregos que podem ser gerados pelas indústrias se o projeto for realizado. Utilizando informação disponível no VIII censo de população (INEC, 2006) da Nicarágua, no volume IV que descreve a população por municípios, foi utilizada como indicador da taxa de ocupação, a percentagem de população maior de 10 anos com emprego. No caso do subcritério de empregos a serem gerados, foi utilizado, por falta de maior informação disponível, valores ilustrativos estimados para cada tipo de indústria. A quantidade de empregos estimados para cada projeto por cada tipo de indústria pode observar-se com maior detalhe na Tabela incluída no Anexo A. Na Tabela 4.4 apresentam-se os valores utilizados para avaliar estes subcritérios. No modelo, para este critério econômico, o peso atribuído para os subcritérios de taxa de emprego e empregos a serem gerados foi considerado em 25% e 75% respectivamente. Para este critério, será dada prioridade aos projetos que gerem maior quantidade de empregos e pertençam a municípios com menor taxa de ocupação, com o intuito de favorecer o crescimento econômico da região.

No caso do critério social, com base no método apresentado por Kaijuka (2005) com o intuito de refletir a importância da existência de infra-estrutura escolar e de saúde na área, e outras vantagens antes explicadas na seção da metodologia, utilizam-se no presente trabalho dois subcritérios:

1. Ponderadores de benefício para centros educativos: Na quantificação dos valores correspondentes aos ponderadores de benefício para escolas, a informação utilizada é obtida dos dados georeferenciados fornecidos pelo MINED (2008), a qual inclui o tipo de centro educativo e quantidade de matrículas, para ensino pré-escolar, fundamental e ensino médio. Utilizando a metodologia apresentada por Kaijuka (2005) para quantificar o benefício (indicado em unidades) de cada centro são utilizadas as seguintes equações em função do tipo de ensino:
 - Ensino pré-escolar e fundamental: $8 + 0.015 * \text{número_de_alunos}$ 4.1
 - Ensino médio: $12 + 0.025 * \text{número_de_alunos}$ 4.2
2. Ponderadores de benefício para centros de saúde: Para quantificar o valor dos ponderadores de benefício para centros de atendimento médico, a informação utilizada é obtida dos mapas incluídos no documento “Encuesta de establecimientos de salud” (MINSA, 2002). Nestes mapas se indica o tipo para cada centro de saúde, mas não

existe neles mais informação quantitativa. O autor do presente documento solicitou informação ao MINSA com relação ao número de camas de cada centro de saúde, mas esta instituição não forneceu estes dados por razões não especificadas. Contudo, utilizando a informação disponível nos mapas do documento publicado pelo MINSA (2002), e ajuda de pessoas no Instituto Nicaragüense de Estudos Territoriais, foi possível construir uma base de dados georeferenciada indicando a posição e tipo de centro de saúde, para as regiões próximas dos projetos analisados. Para atribuir valores segundo o tipo de centro, o valor médio utilizado (em unidades) é obtido a partir do trabalho realizado por Kaijuka (2005):

$$\text{Ponderador_Saúde} = \begin{cases} 11 & \text{se tipo} = \text{Posto_de_saúde} \\ 30 & \text{se tipo} = \text{Centro_de_saúde_sem_camas} \\ 70 & \text{se tipo} = \text{Centro_de_saúde_com_camas} \\ 160 & \text{se tipo} = \text{Hospital} \end{cases} \quad 4.3$$

No modelo, para avaliar o critério social, o peso atribuído para os subcritérios de ponderadores de benefício – educação e ponderadores de benefício – saúde foi considerado 50% para cada um deles. Para que o valor correspondente a cada centro seja incluído dentro deste cálculo, a escola ou centro de saúde deverá estar dentro de um raio máximo de 10 km a partir das comunidades beneficiadas associadas a cada MCH analisada. Este valor de 10 km achou-se razoável e foi extraído do estudo “Municipios Saludables” (OPS, 1998?) realizado pela Organização Pan-americana da Saúde (OPS). Esta análise simplificada utilizando um raio de influência poderia ter sido aprimorada em função de maior disponibilidade de dados, por exemplo, avaliando condições de caminhos de acesso até os centros de saúde.

Com relação aos parâmetros α_i (peso referente à discrepância entre as soluções ideal e real de cada critério i) e p (peso referente aos desvios máximos no ajuste matemático da função) da Equação 2.20 da programação compromisso, os valores utilizados será de 1 para todos os α_i , o que significa que todos os critérios consideram-se de igual importância a falta de evidência que indique o contrário, e para p será utilizado o valor de 2, utilizando a distância euclidiana até a solução ideal. Na simbologia utilizada no modelo em GAMS:

- W(CRIT): 1 para todos os critérios
- P: 2

Tabela 4.4 Taxas de ocupação por município, empregos a serem gerados, distância até a rede e parâmetros hidrológicos a ser utilizados na programação compromisso

MCH	Município¹	Taxa de ocupação municipal para maiores de 10 anos (%)²	Quantidade de Empregos a serem gerados (Total)³	Distância do sistema até a rede nacional (km)¹	Permanência natural da vazão máxima utilizável (%)¹	Volume do reservatório (m³)¹
1	Jalapa	45.64%	220	8	87.25%	1000
2	Jalapa	45.64%	77	2	66.38%	1800
3	Wiwilí - Jinotega	37.64%	80	82	51.71%	6000
4	El Cuá	41.63%	124	40	95.00%	500
5	La Dalia	39.75%	140	2	75.50%	1000
6	Rancho Grande	41.09%	90	1	95.00%	1000
7	Waslala	40.05%	189	34	68.40%	8000
8	San Ramón	41.25%	195	10	95.00%	1000
9	San Ramón	41.25%	195	10	95.00%	1000
10	Matiguás	46.21%	225	5	55.71%	4000
11	Matiguás	46.21%	235	8	94.41%	1000
12	Camoapa	45.32%	98	62	69.20%	10000
13	Mulukukú	43.40%	0	47	95.00%	1000
14	Siuna	43.75%	197	58	95.00%	800
15	Siuna	43.75%	168	80	95.00%	1000
16	Siuna	43.75%	111	110	51.57%	15000
17	Siuna	43.75%	247	90	56.43%	65000
18	Paiwas	43.66%	269	100	95.00%	1000

(Fontes: ¹ ATDR-BL, 2002; ² INEC, 2006; ³ Assumidos pelo autor)

4.5. Parâmetros e dados utilizados no modelo matemático para o caso em estudo

Nas seguintes páginas serão apresentados os principais dados aplicados no modelo matemático descrito previamente, assim como as fontes das quais foram obtidos.

➤ SOL: *Número de Avaliações*

Com a finalidade de realizar análise de sensibilidade para aleatoriedade dos custos iniciais e diferentes condições especificadas, cada simulação do modelo será executada 100 vezes.

➤ MCH: *Projetos*

18 Projetos de Mini Centrais Hidrelétricas na Nicarágua foram considerados, componentes do projeto “Desarrollo de la Hidroelectricidad a Pequeña Escala para Usos Productivos en Zonas Fuera de Red”, realizado pela associação Benjamin Linder (ATDR-BL, 2002), e fonte principal de dados utilizados neste trabalho.

➤ Cliente : *Tipo de Consumidor*

A partir da informação obtida dos Estudos de Pré-viabilidade das MCH analisadas (ATDR-BL, 2002), os tipos de consumidor foram classificados como se apresenta na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 Símbolos utilizados no modelo em GAMS para os tipos de consumidores

GAMS	Tipo de Consumidor	GAMS	Tipo de Consumidor
casas	Casas	irrig	Irrigação
pnegs	Pequenos comércios	fumos	Indústria do tabaco
pcafe	Processadoras de café	queij	Fábrica de queijo
suino	Suinocultura	matad	Matadouro
avico	Granja avícola	cacau	Embalagem de cacau
leite	Indústria do leite	oleos	Processadora de óleo
pasto	Indústria alimento para gado	armaz	Armazém de grãos
arroz	Indústria de arroz		

➤ Submax: *Fração máxima do custo total inicial que pode ser subsidiado para cada projeto*

Para o presente trabalho foi assumido um valor de 75% para este parâmetro.

➤ t: *Anos de Amortização, Horizonte de Planejamento*

O horizonte de planejamento considerado foi de 20 anos.

➤ CRIT: *Critérios avaliados*

➤ SUBCRIT: *Componentes dos Critérios*

Para o presente trabalho foram analisados quatro critérios para realizar a hierarquização das opções disponíveis. Cada um destes critérios, por sua vez, foi considerado composto por dois subcritérios, da forma que se apresenta na Tabela 4.6. Os parâmetros utilizados para definir estes subcritérios são indicadores representativos dos critérios avaliados. Outros dados podem ser acrescentados à análise em função da disponibilidade de informações. As principais fontes utilizadas para obter estes dados foram:

- 18 estudos de pré-viabilidade disponíveis (ATDR-BL, 2002)
- Pontos de localização de estabelecimentos escolares (MINED, 2008)
- Dados de estabelecimentos de Saúde (MINSa, 2002)
- VIII Censo de População e IV de Vivenda (INEC, 2006)
- Para o caso específico do número de empregos gerados pelas indústrias a serem implantadas se o projeto for realizado, uma quantidade relacionada a cada indústria foi estimada, com fins ilustrativos.

➤ nivel: *Níveis percentuais de geração variando desde mmin até mmax*

A energia gerada em MWh/ano foi dividida nos seguintes níveis de geração: mmin (0%), 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e mmax (100%)

➤ Subsidio: *Disponível em US\$ a ser distribuído entre os projetos*

Para realizar uma análise de sensibilidade, várias quantidades distintas de subsídios disponíveis serão consideradas e indicadas na seção de resultados.

➤ multpre (MCH,Cliente): *Multiplicador do preço da energia por tipo de cliente de cada tipo de cliente de cada MCH*

Dois condições serão avaliadas neste caso em estudo:

- O preço de venda da energia sendo o mesmo para todos os tipos de consumidor.
- O preço de venda da energia para as indústrias sendo 20% maior que para casas e pequenos comércios.

Tabela 4.6 Símbolos utilizados em GAMS, Descrição e Fonte de Dados dos Subcritérios avaliados

Crítérios	Subcritérios (GAMS)	Descrição dos Subcritérios a serem analisados	Fonte dos Dados
ENERGIA	ENERG	Energia mínima requerida pela demanda	Calculada pelo Modelo
	DISTA	Distância até a rede nacional	ATDR-BL (2002)
HIDROLÓGICO	RESER	Volume do Reservatório	ATDR-BL (2002)
	PERMA	Permanência de Vazão Máxima utilizável	ATDR-BL (2002)
ECONÔMICO	DESEM	Taxa de emprego do município para maiores de 10 anos	INEC (2005)
	EMPRE	Quantidade de empregos a serem gerados (ver Tabela do Anexo A)	Valor Ilustrativo
SOCIAL	EDUCA	Ponderadores de Benefício - Educação	MINED (2008)
	SAUDE	Ponderadores de Benefício – Saúde	MINSA (2002)

- Inicial (MCH,Cliente): *Quantidade inicial de cada tipo de cliente de cada MCH*
- taxacre (MCH,Cliente): *Taxa de crescimento esperada para cada tipo de cliente para cada MCH*
- taxacco (MCH,Cliente): *Taxa de crescimento esperada do consumo elétrico para cada tipo de cliente para cada MCH*
- demanda (MCH,Cliente): *Demanda em MWh/ano de cada tipo de cliente de cada MCH*
- tacesso (MCH,Cliente): *Porcentagem de acessibilidade ao serviço esperada para cada tipo de cliente de cada MCH*

A informação relacionada aos cinco parâmetros nomeados acima, foi obtida dos 18 estudos de pré-viabilidade disponíveis (ATDR-BL, 2002), e se apresenta na Tabela do Anexo A. Da mesma forma, na Tabela do Anexo A se inclui a quantidade total de empregos a serem gerados para cada tipo de indústria, segundo foram considerados.

- Alpha (MCH,Cliente) : *Crescimento anual do preço da energia de cada tipo de cliente de cada MCH*

A partir de informações obtidas do site do Instituto Nicaragüense de Energia (INE, 2008), para sistemas isolados, o preço de energia em (US\$/kWh) para a série histórica 1992-2007 tem tido um comportamento oscilatório, como pode ser observado na Figura 4.4.

No exemplo mostrado por Bøckman et al. (2007), um dos modelos mais comuns de crescimento do preço da energia é o movimento browniano. A fórmula apresentada por estes autores foi:

$$E(\theta(t)) = \theta_0 e^{\alpha t} \quad 4.1$$

na qual, $E(\theta(t))$ é o preço da energia no ano t , θ_0 é o preço da energia no ano 0 e α é a taxa de crescimento anual do preço da energia para este tipo de modelo. Na simbologia do modelo em GAMS, α =alpha.

Utilizando somente os dados correspondentes ao preço da energia (INE, 2008) para sistemas isolados no período de 2002 a 2007, foi determinado um coeficiente α de aproximadamente 4%.

Com relação ao efeito do crescimento do preço da energia, duas condições serão testadas no modelo matemático apresentado neste trabalho:

- Preço de venda constante durante todo o horizonte de planejamento, neste caso $\alpha=0$.
- Preço de venda incrementando segundo o modelo browniano com $\alpha=0.04$.

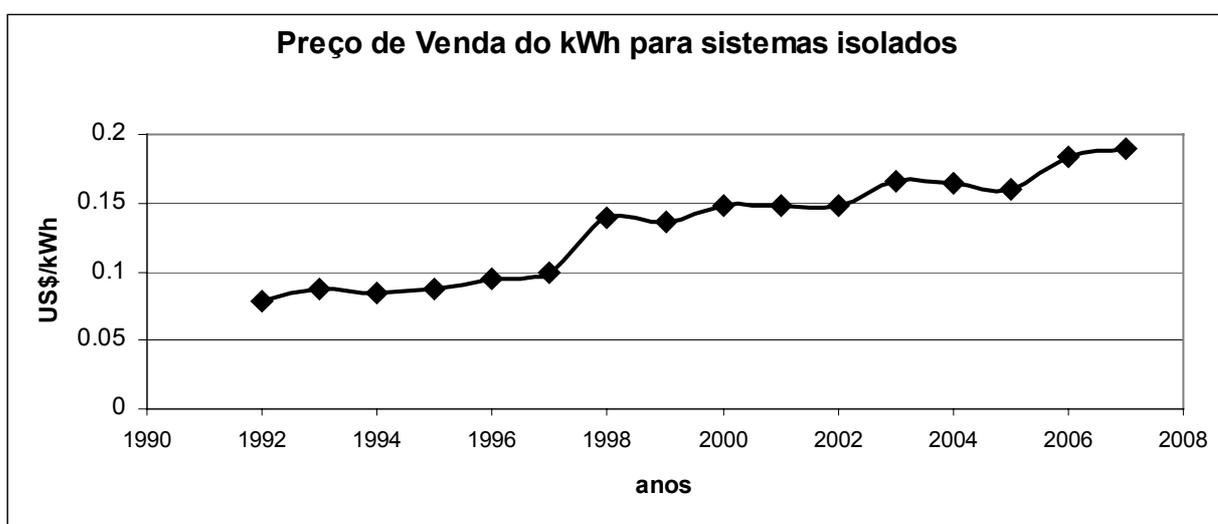


Figura 4.4 Série histórica do preço da energia em US\$/kwh para sistemas isolados na Nicarágua (Fonte: INE, 2008)

➤ FatorC: *Fator de Carga*

A partir das informações disponíveis no site do Instituto Nicaragüense de Energia (INE, 2008), foi selecionado como fator de carga a ser utilizado no modelo matemático o valor mais baixo da série histórica 1991-2007, neste caso 0.592, para dar maior importância ao pico da carga, segundo foi explicado por Reis (2003).

➤ TaxaInt: *Taxa de Desconto*

O modelo será avaliado para três taxas de desconto: 10%, 12% e 15% para realizar uma análise de sensibilidade de como estes cenários afetariam a seleção dos projetos para diferentes condições.

➤ valorMWh: *Preço Inicial de Venda da Energia em US\$/MWh (utilizado como referência)*

Foi considerado um preço de venda inicial da Energia de US\$110/MWh, compatível com a informação nos estudos de pré-viabilidade disponíveis (ATDR-BL, 2002), baseado na capacidade de pagamento da população das comunidades rurais analisadas.

➤ H(MCH): *Altura de queda bruta em metros*

➤ Qtmax (MCH): *Vazão máxima a ser turbinada em m³/s*

➤ permnat (MCH): *% Permanência da vazão Q_{tmáx} naturalmente*

➤ permreg (MCH): *% Permanência da vazão Q_{tmáx} regularizada*

➤ mmax (MCH): *Produção máxima de energia em MWh/ano por projeto em função de Qtmax*

A informação relacionada à altura, vazão e permanência foi obtida dos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) e resumida na Tabela 4.7. Deve-se lembrar que a Qtmax (m³/s) utilizada é aquela maior (em m³/s) entre Q com permanência de 95% e a indicada nestes estudos.

Utilizando estes valores foi calculada a capacidade de geração em MWh/ano de cada projeto (mmax). A eficiência total do projeto utilizada para calcular o valor de mmax foi de 70%.

Tabela 4.7 Parâmetros: altura, vazão, permanência e capacidade máxima dos projetos analisados

MCH	H (m)	Qtmax (m ³ /s)	Permnat(%)	Permreg(%)	mmax(MWh/a)
1	206	0.141	87.25%	95.00%	1,856.92
2	64	0.409	66.38%	85.00%	1,823.18
3	30	0.729	51.71%	55.00%	1,042.70
4	100	0.400	95.00%	-	2,392.66
5	160	0.109	75.50%	95.00%	1,247.10
6	28	2.530	95.00%	-	4,243.27
7	47	0.496	68.40%	75.00%	1,405.27
8	187	0.320	95.00%	-	3,577.17
9	109	0.500	95.00%	-	3,260.41
10	68	0.643	55.71%	65.00%	2,394.45
11	55	0.663	94.41%	-	2,177.86
12	13	2.296	69.20%	90.00%	2,093.16
13	4	18.750	95.00%	-	4,490.26
14	65	1.280	95.00%	-	4,983.38
15	215	0.180	95.00%	-	2,315.06
16	6	3.069	51.57%	75.00%	1,334.17
17	9	10.170	56.43%	60.00%	4,592.34
18	7	28.800	95.00%	95.00%	12,024.17

(Fonte: ATDR-BL, 2002)

- A (MCH): *Coefficiente A da Função de custo de implantação*
- b (MCH): *Coefficiente b da Função de custo de implantação*
- StdD (MCH): *Erro ou Desvio padrão entre os valores calculados por Curvas de custo de implantação vs. Curvas paramétricas*
- Impr (MCH): *Fração de Custos Imprevistos*
- Ltra (MCH): *Custo das linhas de Transmissão em US\$*
- Cami (MCH): *Custo dos caminhos de acesso em US\$*
- OeM (MCH): *Custos de Operação e Manutenção como fração de Custo de implantação menos Imprevistos*

Estes sete parâmetros relacionam-se com o custo inicial e anual dos projetos avaliados e são mostrados na Tabela 4.8. A e b, são os coeficientes da função apresentada por Bøckman et al. (2007) para o custo de implantação de uma central hidrelétrica de pequeno porte. Neste trabalho, os valores destes coeficientes são determinados por regressão linear a partir de curvas paramétricas, e o processo é mostrado com maior detalhe na seção de resultados e discussão.

O valor StdD(MCH) correspondente ao erro padrão entre os valores calculados por curvas de custo de implantação e aqueles por curvas paramétricas é o valor utilizado no modelo matemático para incorporar o efeito das incertezas dos custos.

As percentagens correspondentes aos imprevistos e custos de operação e manutenção anual, assim como os custos dos caminhos e linhas de transmissão, obtiveram-se dos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) utilizados neste trabalho.

➤ losses: *Fração de perdas por resistividade e regulação de Tensão/Freqüência*

O valor correspondente a estas perdas foi estimado em 20%, segundo dados disponíveis nos estudos de pré-viabilidade utilizados (ATDR-BL, 2002).

➤ Taxes(t): *% de impostos*

Segundo a Lei 467 “Promoção ao setor hidrelétrico”, da República da Nicarágua, capítulo II, artigo 4, parágrafo c, os projetos de centrais hidrelétricas estarão isentos do pago do Imposto de Renda (IR) por um período máximo de 7 anos a partir do início das atividades mercantis do Projeto. O valor do imposto de renda segundo a Lei 453 “Lei de Equidade Fiscal” da República da Nicarágua é de 30%.

➤ ELGU: *Vida útil da unidade geradora*
25 anos (ATDR-BL, 2002).

➤ ELCW: *Vida útil das obras civis*
50 anos (ATDR-BL, 2002).

➤ ELPL: *Vida útil das linhas de transmissão*
20 anos (ATDR-BL, 2002).

➤ Nconx: *Custo por cada nova conexão em US\$*
US\$130.00 (ATDR-BL, 2002).

➤ TaxaFIN: *Taxa a ser cobrada por Financiamento*
Foi considerada uma taxa de 10% a ser cobrada por financiamento.

Tabela 4.8 Parâmetros relacionados aos custos de implantação e custos anuais dos projetos analisados

MCH	A	b	StdD	Impr ¹	LTra ¹	Cami ¹	Oem ¹
1	1.95E+05	4.07E-04	2.82%	10.00%	\$ 47,000.00	\$ 6,000.00	4.00%
2	2.20E+05	6.86E-04	3.99%	8.00%	\$ 32,000.00	\$ 5,000.00	4.00%
3	3.97E+05	6.74E-04	2.24%	8.00%	\$130,000.00	\$160,000.00	4.00%
4	3.87E+05	2.63E-04	2.38%	6.00%	\$180,000.00	\$ 33,000.00	4.00%
5	1.04E+05	7.04E-04	4.23%	10.00%	\$ 40,000.00	\$ 24,000.00	4.00%
6	8.94E+05	1.27E-04	7.15%	8.00%	\$190,000.00	\$ 28,000.00	4.00%
7	2.83E+05	6.53E-04	3.69%	8.00%	\$100,000.00	\$ 62,000.00	4.00%
8	2.86E+05	1.86E-04	2.60%	10.00%	\$170,000.00	\$ 78,000.00	4.00%
9	3.21E+05	2.06E-04	2.62%	10.00%	\$210,000.00	\$ 68,000.00	4.00%
10	2.53E+05	3.92E-04	6.62%	8.00%	\$150,000.00	\$ 97,000.00	4.00%
11	3.13E+05	3.21E-04	2.46%	8.00%	\$290,000.00	\$100,000.00	4.00%
12	3.49E+05	3.85E-04	9.24%	8.00%	\$ 65,000.00	\$110,000.00	4.00%
13	2.76E+06	8.09E-05	13.29%	10.00%	\$700,000.00	\$ 48,000.00	4.00%
14	6.22E+05	1.35E-04	2.59%	8.00%	\$110,000.00	\$ 92,000.00	4.00%
15	2.61E+05	2.67E-04	2.73%	8.00%	\$ 63,000.00	\$170,000.00	4.00%
16	1.96E+05	1.18E-03	4.86%	8.00%	\$190,000.00	\$100,000.00	4.00%
17	7.26E+05	2.10E-04	7.91%	8.00%	\$800,000.00	\$ 67,000.00	4.00%
18	3.87E+06	2.91E-05	21.47%	8.00%	\$410,000.00	\$290,000.00	4.00%

(Fonte: ¹ ATDR-BL, 2002)

➤ BCmax: *Máxima relação Benefício/Custo (utilizada somente como limite)*

Será utilizado um valor de 2.00 para esta relação.

➤ BeC: *Benefício / Custo deve ser pelo menos 1*

Para que um projeto seja selecionado, e signifique benefício para o empreendedor, sua relação benefício/custo deve ser maior que um. No modelo, o valor assumido deste parâmetro será fixado em 1.10, o qual significa que os benefícios deverão superar os custos durante o horizonte de planejamento em pelo menos 10%.

➤ INFLA: *Incremento de custos anuais de Operação e Manutenção por inflação*

Com base no apresentado anteriormente na Tabela 4.1, duas taxas de inflação serão avaliadas neste caso em estudo: 5% e 10%.

A informação relacionada com a hierarquização das opções utilizando programação por compromisso utilizará as considerações e dados mencionados na seção 4.4.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nas seguintes páginas são descritos e discutidos os principais resultados obtidos utilizando a metodologia e dados apresentados nas seções anteriores do presente documento.

5.1. Elaboração de curvas paramétricas de custo

Nesta seção serão apresentadas as diferentes curvas paramétricas de custos determinadas a partir dos 18 aproveitamentos estudados. Foram utilizados os principais parâmetros que podem ser definidos de forma preliminar no momento de encontrar um local com viabilidade hidrelétrica: vazão de projeto, altura de queda e a área da seção transversal das obras de captação ou barragem.

5.1.1. Equipamentos eletromecânicos

A curva paramétrica para os equipamentos eletromecânicos foi determinada utilizando os valores de H e Q dos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002). Deve-se salientar que, o ajuste da equação da curva poderia ter sido realizado quase com o mesmo grau de precisão, empregando unicamente, o parâmetro da altura de queda, como pode ser observado na Figura 5.1. Roy (2005) cita que, para instalações de MCH de baixa queda (<15m), o custo das turbinas pode representar em torno de 35% do investimento total do aproveitamento, em comparação com 24% para aquelas instalações com queda superior a 15m.

Os custos unitários, em US\$/kW, estimados a partir desta curva incluem: (1) custo da turbina, (2) custo do gerador, e (3) custos de outros equipamentos elétricos e acessórios. Estes custos já incluem os gastos de levar o equipamento até o sítio da obra. Adicionalmente, deve ser incrementado o custo de instalação dos equipamentos, o qual pode ser considerado como 10% do valor obtido a partir da equação da curva paramétrica. Outros custos que devem ser agregados são: a capacitação dos técnicos, a compra de ferramentas e equipamentos de operação (veículos, rádios, computador, etc). Nos estudos de pré-viabilidade utilizados, o valor para esta última série de custos foi estimado em US\$25,000 para cada caso.

A equação da curva paramétrica de custos para equipamentos eletromecânicos, construída a partir da informação disponível nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) é a seguinte:

$$\text{Equipamento Eletromecânico: } \$/\text{kW} = 7123.83Q^{-0.026}H^{-0.539} \quad 5.1$$

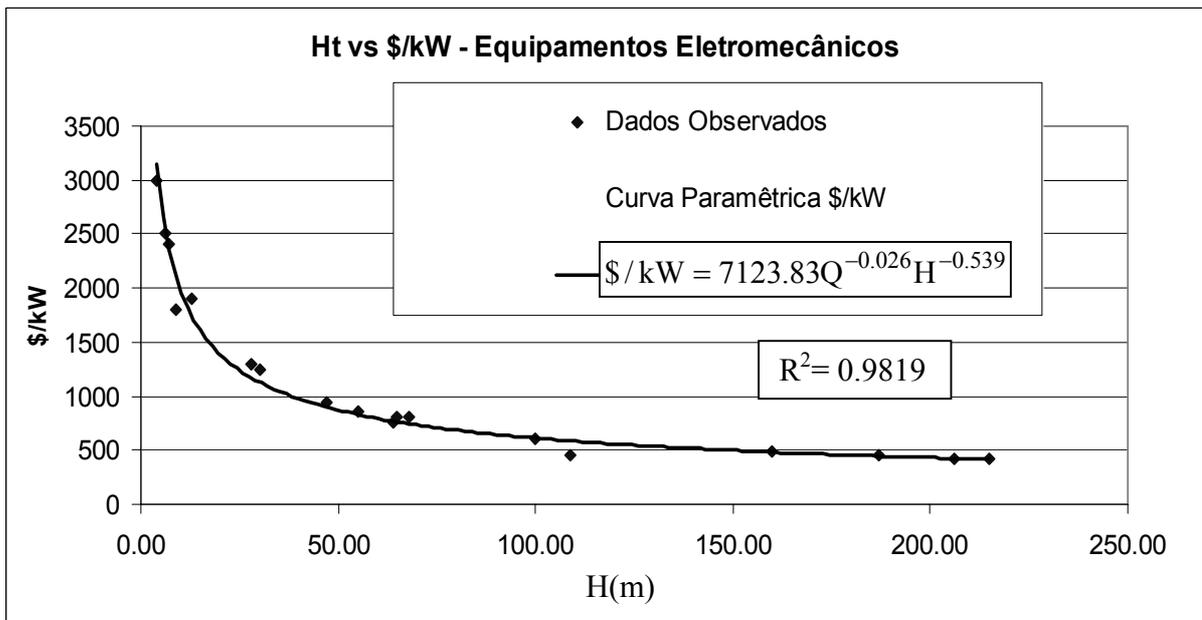


Figura 5.1 Curva Paramétrica de Custos para Equipamentos Eletromecânicos ($0 < P < 1$ MW)

5.1.2. Canais de adução

Utilizando a vazão como parâmetro base, foi elaborada a curva paramétrica de custos por metro linear de canal, a qual se apresenta na Figura 5.2. Além do próprio canal, na curva determinada a partir de 14 aproveitamentos com canal de adução incluído na sua configuração, se incluem os custos das seguintes obras e componentes: a construção da câmara de carga (a qual funciona também como desarenador), e cortes em pedra necessários, representando estes últimos, entre 3 e 10% do custo total do canal. A Equação do custo por metro linear de canal:

Canais de adução: $\$/m = 231.307Q^{0.638}$ 5.2

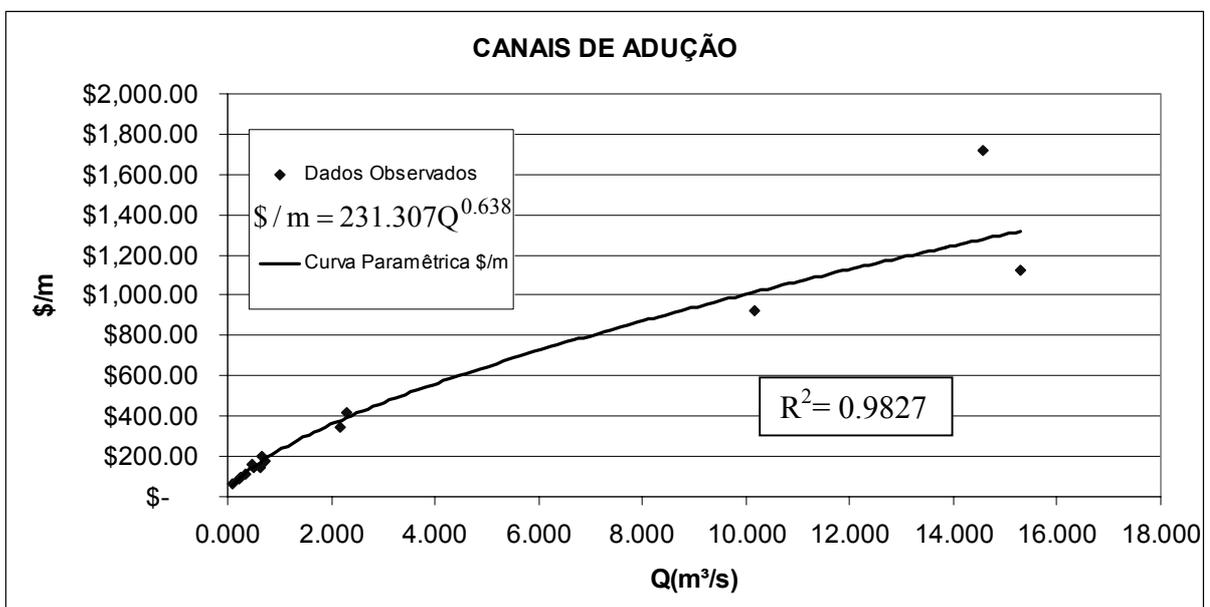


Figura 5.2 Curva Paramétrica de Custos para Canais de Adução

5.1.3. Condutos forçados

Similar ao caso anterior dos canais, a vazão foi utilizada como parâmetro base para elaborar a curva paramétrica de custos por metro linear de conduto forçado, como é apresentado na Figura 5.3. Foram observadas, claramente, duas tendências de custos por metro linear, uma para vazões de projeto inferiores a 4m³/s e outra para vazões superiores a 10m³/s. Portanto, foram determinadas duas curvas paramétricas distintas, uma para cada caso. A principal razão para esta diferença é que, para as vazões maiores que 4m³/s, somente foi considerado a utilização de tubo de aço. Para a faixa de vazões de 4m³/s até 10m³/s, não foi determinada uma curva paramétrica de custos, devido à falta de dados suficientes para estimar com relativa precisão o custo por metro linear de conduto forçado.

As obras incluídas nas presentes curvas paramétricas de custo para condutos forçados são: custo do conduto e instalação, acessórios e válvulas dos tubos, e custos de construção dos blocos de apoio e de ancoragem. O conjunto de equações elaborado a partir dos dados utilizados para condutos forçados é o seguinte:

$$\text{Condutos forçados: } \$/\text{m} = \begin{cases} \text{se } Q < 4\text{m}^3/\text{s}, & 333.54Q^{0.823} \\ \text{se } Q > 10\text{m}^3/\text{s}, & 99.35Q \end{cases} \quad 5.3$$

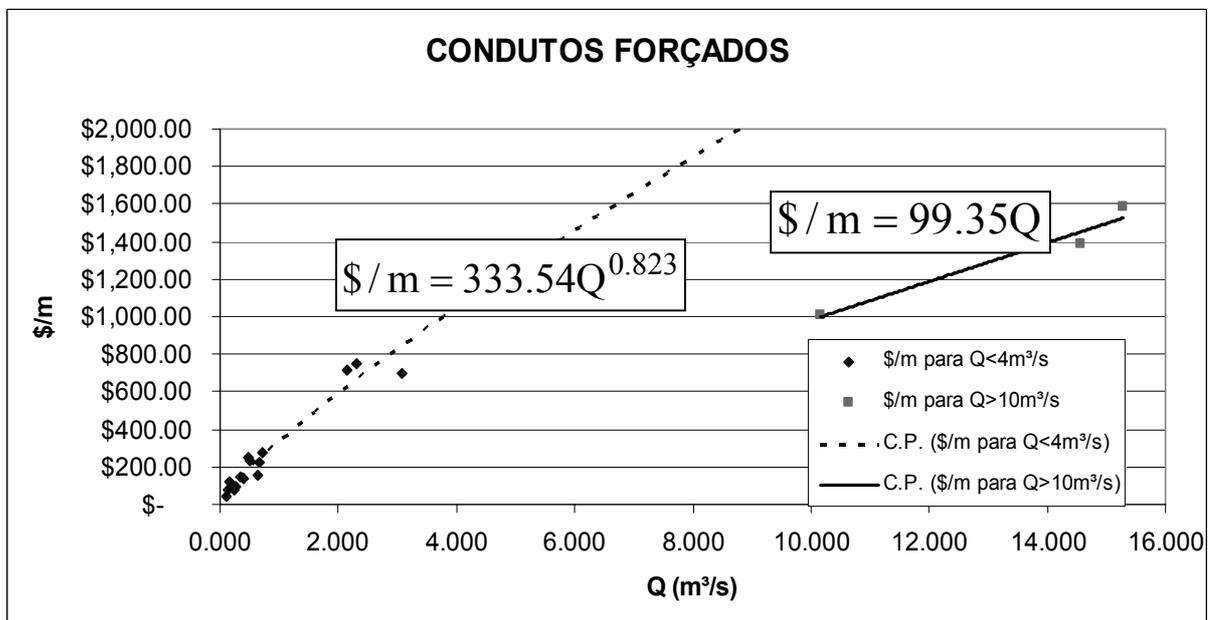


Figura 5.3 Curva Paramétrica de Custos para Condutos Forçados

5.1.4. Casa de máquinas

O desenho e dimensionamento da casa de máquinas são determinados, principalmente, pelo tamanho da unidade geradora e seus acessórios, e estes, por sua vez, são definidos pela altura de queda disponível e a vazão de projeto. Com isto em consideração, foi elaborada a

curva paramétrica de custos para a casa de máquinas em função da vazão turbinada e a altura de queda bruta disponível do aproveitamento, como se apresenta na Figura 5.4. Os trabalhos incluídos na função de custo são: as obras civis relacionadas à construção da casa de máquinas e casa dos operários, e a construção do canal de fuga. A equação paramétrica do custo de construção da casa de máquinas:

$$\text{Casa de máquinas: } \$/\text{CasaMaq} = 38,228 - 45.185H + 2,376Q \quad 5.4$$

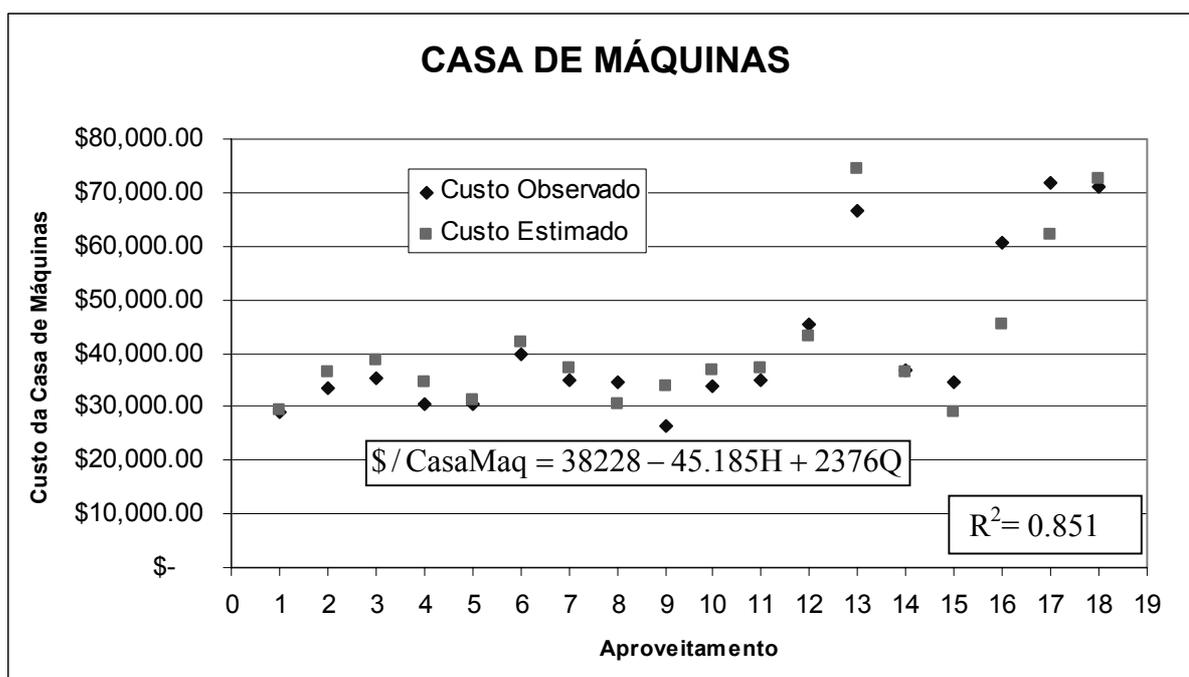


Figura 5.4 Curva Paramétrica de Custos para Casa de Máquinas

5.1.5. Barragem/vertedouro e tomada de água

Para determinar a curva paramétrica de custos por metro linear para as obras de derivação, captação e tomada de água, utilizou-se a área da seção transversal da barragem como a variável independente na função de custo. Os trabalhos preliminares de derivação, os acessórios como grades, válvulas e outros, assim como os custos de mão de obra para a construção destas estruturas, acham-se incluídos na curva que se apresenta na Figura 5.5. Deve-se lembrar que segundo os estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) utilizados no presente trabalho, para todos os aproveitamentos propostos, as obras de derivação, vertedouro e tomada de água formam uma única estrutura.

Utilizando a informação incluída nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) a função paramétrica de custo para estas obras é a seguinte:

$$\text{Barragem/vert. e tomada de água: } \$/\text{m} = 436.53 * \text{AreaTransversal} + 605.24 \quad 5.5$$

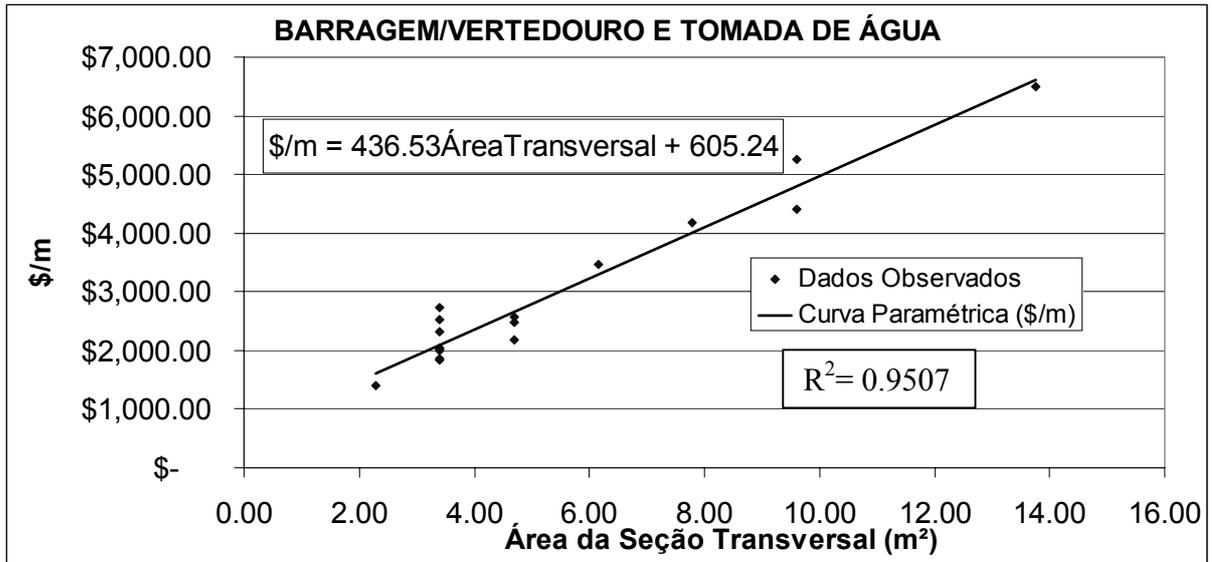


Figura 5.5 Curva Paramétrica de Custos para Barragem/Vertedouro e Tomada de Água

5.1.6. Testes estatísticos aplicados às curvas paramétricas

Para verificar se existem diferenças significativas entre os valores reais e aqueles calculados utilizando o conjunto de curvas paramétricas, serão realizados dois testes estatísticos, os quais são explicados a seguir, com base nos procedimentos descritos por Hines et al. (2006).

O primeiro deles é o teste *t emparelhado* para comparar o custo total das obras civis e equipamentos eletromecânicos indicado nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002), com aquele determinado a partir das curvas paramétricas. Este tipo de teste permite analisar casos em que as observações sobre as duas populações de interesse são coletadas aos pares, e consiste, basicamente, na análise da média das diferenças entre o conjunto $(X_{11}, X_{21}), (X_{12}, X_{22}), \dots, (X_{1n}, X_{2n})$ de n observações emparelhadas, para as quais supomos que $X_1 \sim N(\mu_1, \sigma_1^2)$ e $X_2 \sim N(\mu_2, \sigma_2^2)$. As diferenças D_j são distribuídas normalmente, com média $\mu_D = E(X_1 - X_2)$. Para alternativas bilaterais (como no caso dos custos das hidrelétricas, que oscilam por acima e embaixo de um valor médio), rejeita-se a hipótese nula $H_0: \mu_D = 0$ (o que significaria que $\mu_1 \neq \mu_2$) somente se $t_0 > t_{\alpha/2, n-1}$ ou se $t_0 < -t_{\alpha/2, n-1}$, sendo n o número de pares observados.

O segundo teste a ser feito é sobre a *média de duas distribuições normais com variâncias desconhecidas*, comparando o custo em US\$/kW instalado para os valores indicados nos estudos de pré-viabilidade versus os calculados a partir das curvas paramétricas. Este teste é utilizado para analisar se é possível enunciar que duas amostras procedem de distribuições distintas com médias iguais. Para este teste, rejeita-se a hipótese nula $H_0: \mu_1 = \mu_2$ se $t_0 > t_{\alpha/2, n_1+n_2-2}$ ou se $t_0 < -t_{\alpha/2, n_1+n_2-2}$.

Na tabela 5.1 e na Figura 5.6 se comparam os custos indicados nos estudos de pré-

viabilidade (ATDR-BL, 2002) com aqueles estimados utilizando as curvas paramétricas. Aplicando o teste t emparelhado e adotando um nível de significância α de 5% para testar a hipótese nula que a utilização de curvas paramétricas não implica a estimativa de diferenças significativas entre os custos totais iniciais de um aproveitamento, associados aos equipamentos eletromecânicos e obras civis, obtiveram-se os seguintes resultados:

- $t_0 = 1.877$
- $t_{2.5\%, 17} = 2.110$

Portanto, como $t_0 < t_{\alpha/2, n-1}$ não é possível rejeitar a hipótese nula, que é valido utilizar as curvas paramétricas na estimativa do custo inicial.

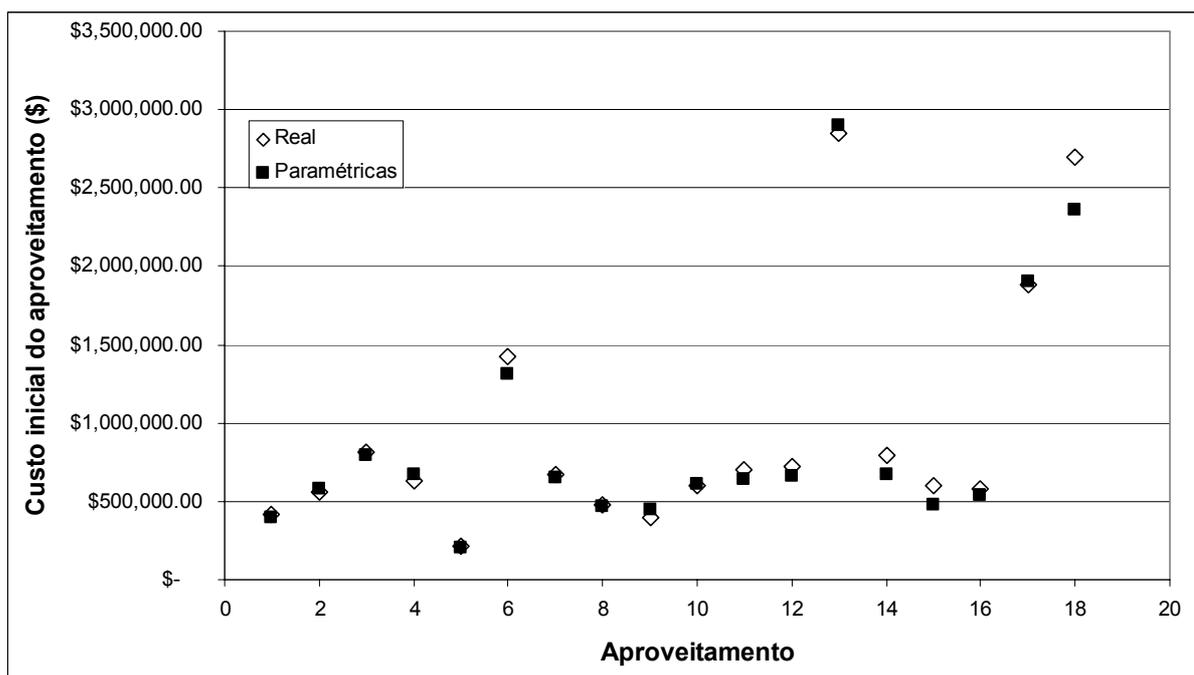


Figura 5.6 Gráfico comparativo entre custos reais e estimados por curvas paramétricas

O segundo teste realizado é o teste das médias de duas distribuições normais com variâncias desconhecidas, para os custos em US\$ por kW de potência instalado. Adotando um nível de significância α de 5% para testar a hipótese nula que os custos médios em US\$/kW calculados a partir das curvas paramétricas são iguais àqueles indicados nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002). A partir dos dados apresentados na Tabela 5.1, os resultados obtidos foram os seguintes:

- Custos indicados: $X_{\text{méd}} = \text{US}\$3,323.30/\text{kW}$ e Desvio Padrão= $\text{US}\$1,356.30/\text{kW}$
- Por curvas paramétricas: $X_{\text{méd}} = \text{US}\$3,184.90/\text{kW}$ e Desvio Padrão= $\text{US}\$1,336.30/\text{kW}$
- $t_0 = 0.309$
- $t_{2.5\%, 34} = 2.032$

Portanto, como $t_0 < t_{\alpha/2, n_1+n_2-2}$ não é possível rejeitar a hipótese nula que os custos médios em US\$/kW calculados a partir das curvas paramétricas são iguais que os calculados

utilizando os dados disponíveis nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002).

Tabela 5.1 Comparação de custos indicados nos estudos de pré-viabilidade vs. calculados por curvas paramétricas

MCH	Potência (kW)	Custo Indicado nos estudos de pré-viabilidade	Custo determinado por curvas paramétricas
1	200	\$ 414,412.00	\$ 392,871.88
2	180	\$ 556,595.02	\$ 580,610.72
3	150	\$ 812,238.85	\$ 792,130.60
4	230	\$ 628,137.83	\$ 667,738.30
5	120	\$ 215,140.12	\$ 207,861.33
6	400	\$ 1,426,300.70	\$ 1,309,921.14
7	160	\$ 671,121.72	\$ 648,865.64
8	300	\$ 476,817.56	\$ 471,082.30
9	200	\$ 399,924.77	\$ 443,602.31
10	300	\$ 600,537.57	\$ 613,189.68
11	250	\$ 706,170.08	\$ 642,395.01
12	200	\$ 724,755.00	\$ 663,941.23
13	430	\$ 2,844,872.62	\$ 2,903,215.33
14	210	\$ 795,270.40	\$ 667,794.37
15	250	\$ 596,981.36	\$ 479,784.58
16	120	\$ 579,480.00	\$ 541,097.43
17	600	\$ 1,886,779.68	\$ 1,907,627.38
18	650	\$ 2,701,210.18	\$ 2,360,152.98

(Fonte: BUN-CA, 2002)

Deve-se salientar que pode existir algum grau de tendenciosidade nos resultados obtidos nos testes realizados, devido aos poucos dados disponíveis utilizados na construção das curvas paramétricas. Contudo, o principal objetivo das verificações feitas, é validar a utilização deste conjunto de funções para realizar uma estimativa dos custos iniciais dos aproveitamentos em questão, para distintas opções de potência de cada projeto, com base na variação dos valores de Q.

Observa-se também, que o custo médio por kW instalado é consideravelmente maior que o indicado na literatura (ver Tabela 2.3). Uma razão provável disso é que para satisfazer a necessidade de eletrificação de regiões distantes das redes nacionais, como no caso dos aproveitamentos analisados, muitas vezes o critério de projeto obedece mais à adequação aos recursos energéticos disponíveis na área, que a critérios econômicos.

5.2. Curvas de custo de implantação das centrais hidrelétricas

Para ilustrar melhor o procedimento descrito na seção 3.2 da metodologia, a continuação apresenta-se o cálculo dos coeficientes A e b da função do custo de implantação para um dos aproveitamentos propostos.

Selecionando, para o propósito mencionado acima, o aproveitamento número 14, o

qual dispõe de uma altura de queda de 65m e eficiência de projeto estimada em 70%, calcula-se, utilizando a curva de permanência de vazões respectiva, a energia média anual (em kWh/ano) disponível no local projetado, para os distintos valores de Q, como se apresenta na Tabela 5.2. Nesta tabela se inclui também o fator de capacidade o qual é uma proporção entre a produção efetiva da central geradora e sua capacidade total máxima.

Da mesma forma, utilizando as curvas paramétricas de custo, determina-se o custo inicial estimado em função de diferentes valores de Q. Uma vez feito isso se associa, correspondentemente, as opções de custos de implantação estimados e de energia média anual disponível no aproveitamento. A Figura 5.7 mostra o gráfico com os resultados para o exemplo apresentado.

Finalmente, para determinar os coeficientes A e b da função de custo de implantação, utiliza-se regressão linear aplicando o método dos mínimos quadrados, linearizando a função de custo $I(m) = Ae^{bm}$, na forma descrita na metodologia. Na Figura 5.7, os custos estimados utilizando os coeficientes A e b encontrados se indicam com uma linha descontínua. Foi testado e achado conveniente, eliminar na regressão os valores relacionados aos extremos de $Q_{máx}$ e $Q_{5\%}$, os quais na prática nunca seriam utilizados para projetar a mini central e ocasionariam valores muito mais elevados de erro padrão da estimativa σ_e , parâmetro que mede a dispersão dos resíduos em torno da reta de regressão. Outro parâmetro estatístico importante na regressão, é o coeficiente de determinação R^2 ($0 \leq R^2 \leq 1$), a qual é uma medida da proporção da variância total da variável dependente que é explicada pelo modelo de regressão, sendo 1 uma correlação perfeita (HINES et al., 2006). Na Tabela 5.3 se apresentam os resultados obtidos para os 18 aproveitamentos analisados. Na função de custo de implantação, o valor m deve ser introduzido em MWh/ano. No Anexo B apresentam-se o cálculo da energia disponível e a gráfica com os custos estimados para cada projeto.

A partir dos resultados tabelados, observa-se que, os maiores valores de erro padrão e menores coeficientes de R^2 estão relacionados àquelas mini centrais com vazões de projeto maiores. A razão mais provável para isto é a escassez de dados utilizados para a elaboração de curvas paramétricas para canais de adução e condutos forçados para vazões de projeto maiores que $4m^3/s$. Para compensar a falta de curvas paramétricas disponíveis para condutos forçados para vazões entre $4m^3/s$ e $10m^3/s$, foi utilizada, quando necessário, uma média simples do resultado obtido a partir das duas funções apresentadas neste trabalho para estimar o custo.

Tabela 5.2 Cálculo da energia disponível para o exemplo (aproveitamento 14)

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)	FCAP
0%	10.180	4543.89	3.407	1520.62	1.07E+08	1.33E+07	33%
5%	6.670	2977.19	3.319	1481.45	1.05E+08	1.30E+07	50%
10%	5.280	2356.75	3.215	1434.92	1.01E+08	1.26E+07	61%
15%	4.720	2106.80	3.145	1403.67	9.92E+07	1.23E+07	67%
20%	4.680	2088.94	3.138	1400.55	9.90E+07	1.23E+07	67%
25%	4.300	1919.33	3.052	1362.39	9.63E+07	1.19E+07	71%
30%	4.080	1821.13	2.992	1335.38	9.43E+07	1.17E+07	73%
35%	3.920	1749.71	2.940	1312.17	9.27E+07	1.15E+07	75%
40%	3.570	1593.49	2.809	1253.59	8.86E+07	1.10E+07	79%
45%	3.320	1481.90	2.702	1206.16	8.52E+07	1.06E+07	81%
50%	3.000	1339.07	2.550	1138.32	8.04E+07	9.97E+06	85%
55%	2.880	1285.50	2.487	1110.20	7.84E+07	9.73E+06	86%
60%	2.620	1169.45	2.338	1043.47	7.37E+07	9.14E+06	89%
65%	2.440	1089.11	2.225	993.25	7.02E+07	8.70E+06	91%
70%	2.355	1051.17	2.168	967.64	6.84E+07	8.48E+06	92%
75%	2.110	941.81	1.990	888.36	6.28E+07	7.78E+06	94%
80%	1.860	830.22	1.797	801.88	5.67E+07	7.02E+06	97%
85%	1.820	812.37	1.764	787.15	5.56E+07	6.90E+06	97%
90%	1.610	718.63	1.580	705.13	4.98E+07	6.18E+06	98%
95%	1.280	571.33	1.275	568.88	4.02E+07	4.98E+06	100%
100%	1.060	473.14	1.060	473.14	3.34E+07	4.14E+06	100%

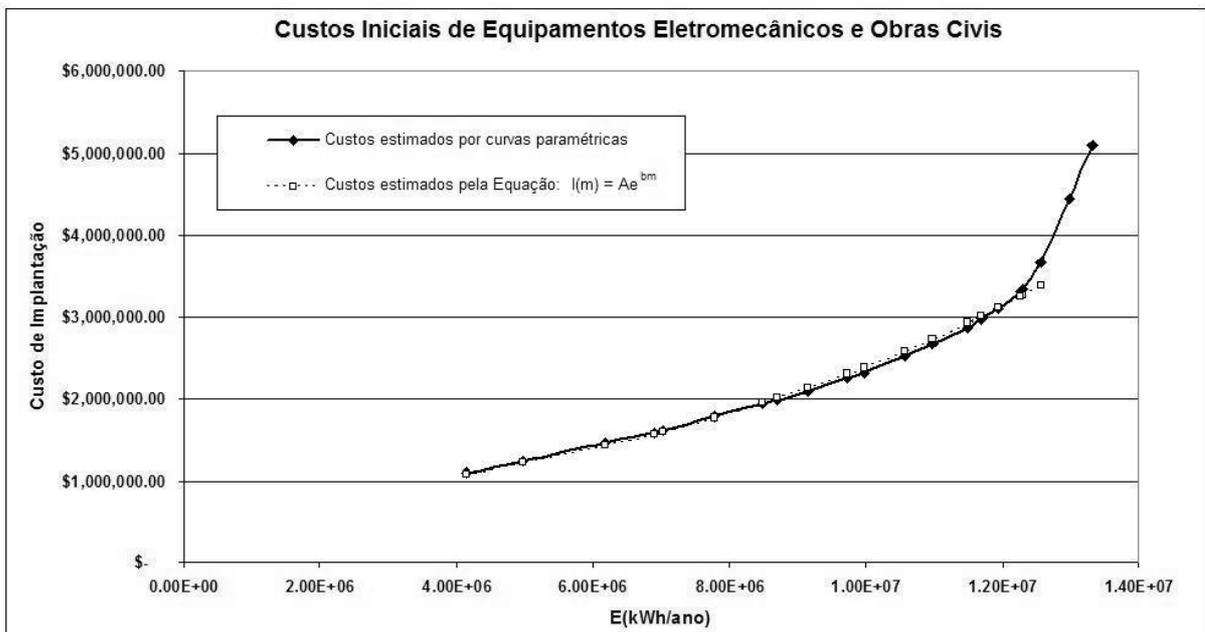


Figura 5.7 Custo de implantação vs. energia disponível para o exemplo (aproveitamento 14)

Tabela 5.3 Coeficientes da função de custo de implantação e parâmetros estatísticos

MCH	A	b	σ_e	R²
1	1.95E+05	4.07E-04	2.82%	0.989096
2	2.20E+05	6.86E-04	3.99%	0.989108
3	3.97E+05	6.74E-04	2.24%	0.997953
4	3.87E+05	2.63E-04	2.38%	0.993735
5	1.04E+05	7.04E-04	4.23%	0.981263
6	8.94E+05	1.27E-04	7.15%	0.964548
7	2.83E+05	6.53E-04	3.69%	0.987735
8	2.86E+05	1.86E-04	2.60%	0.993202
9	3.21E+05	2.06E-04	2.62%	0.993331
10	2.53E+05	3.92E-04	6.62%	0.990294
11	3.13E+05	3.21E-04	2.46%	0.994357
12	3.49E+05	3.85E-04	9.24%	0.985765
13	2.76E+06	8.09E-05	13.29%	0.976650
14	6.22E+05	1.35E-04	2.59%	0.994519
15	2.61E+05	2.67E-04	2.73%	0.991196
16	1.96E+05	1.18E-03	4.86%	0.980958
17	7.26E+05	2.10E-04	7.91%	0.989475
18	3.87E+06	2.91E-05	21.47%	0.958968

5.3. Hierarquização dos projetos

A hierarquização dos projetos utilizando programação compromisso foi um processo incluído no código do modelo matemático em GAMS. Contudo, a fim de ilustrar mais claramente os procedimentos envolvidos, o cálculo destas prioridades se descreve nesta seção com maior detalhe.

Na Tabela 5.4 apresentam-se os valores utilizados nos subcritérios e o respectivo peso dentro do critério correspondente segundo o apresentado na seção 4.4 do caso em estudo. Igualmente, se indica nesta tabela a preferência (maximizar ou minimizar) para cada subcritério, assim como os valores mínimos e máximos em função desta escolha. O cálculo da energia mínima requerida foi realizado utilizando os parâmetros de consumo indicados nas seções anteriores e na Tabela do Anexo A. O cálculo dos ponderadores de benefício para saúde e educação foi realizado mediante o procedimento explicado na seção 4.4, utilizando o software IDRISI® na sua versão Kilimanjaro para a análise SIG com a qual se obtiveram os resultados. As figuras relacionadas com este cálculo se incluem no Anexo C.

Tabela 5.4 Valores e peso de cada subcritério utilizados na programação compromisso

Critério	<i>Energia</i>		<i>Hidrológico</i>		<i>Econômico</i>		<i>Social</i>	
	0.75	0.25	0.50	0.50	0.25	0.75	0.50	0.50
MCH	Energia (MWh/a)	Distância (km)	Reserva. (m³)	Perman. natural (%)	Ocupação (%)	Emprego (unid.)	PB Educação (unid.)	PB Saúde (unid.)
1	1793.658	8	1000	87.25%	45.64%	220	887	377
2	1435.661	2	1800	66.38%	45.64%	77	903	377
3	866.872	82	6000	51.71%	37.64%	80	180	22
4	1354.268	40	500	95.00%	41.63%	124	884	114
5	710.406	2	1000	75.50%	39.75%	140	887	111
6	2899.27	1	1000	95.00%	41.09%	90	691	122
7	3056.934	34	8000	68.40%	40.05%	189	171	22
8	2095.924	10	1000	95.00%	41.25%	195	759	44
9	2095.924	10	1000	95.00%	41.25%	195	759	44
10	1892.84	5	4000	55.71%	46.21%	225	328	33
11	1681.906	8	1000	94.41%	46.21%	235	270	11
12	1325.829	62	10000	69.20%	45.32%	98	79	11
13	1886.209	47	1000	95.00%	43.40%	0	72	11
14	1637.631	58	800	95.00%	43.75%	197	125	0
15	1775.407	80	1000	95.00%	43.75%	168	111	0
16	918.374	110	15000	51.57%	43.75%	111	18	11
17	6267.576	90	65000	56.43%	43.75%	247	505	241
18	3776.487	100	1000	95.00%	43.66%	269	76	22
Preferir:	Maximiza	Maximiza	Minimiza	Maximiza	Minimiza	Maximiza	Maximiza	Maximiza
$f_i^{\min}(x)$	710.406	1	65000	51.57%	46.21%	0	18	0
$f_i^{\max}(x)$	6267.576	110	500	95.00%	37.64%	269	903	377

Com a finalidade de poder combinar os subcritérios, os quais possuem grandezas diferentes, na análise de cada critério, realiza-se a primeira padronização dos valores segundo a Equação 2.17. Os resultados deste processo apresentam-se na Tabela 5.5. Uma vez feita esta padronização, se calcula o valor da função ponderada para cada critério, multiplicando os valores obtidos na Tabela 5.5 pelo peso dos subcritérios que conformam cada critério e indicados anteriormente na Tabela 5.4. Os valores da função ponderada de cada MCH para cada critério podem ser observados na Tabela 5.6.

Tabela 5.5 Valores padronizados de cada subcritério

Critério	<i>Energia</i>		<i>Hidrológico</i>		<i>Econômico</i>		<i>Social</i>		
	MCH	Energia	Distância	Reserva.	Perman.	Ocupação	Emprego	PB Educação	PB Saúde
1		0.195	0.064	0.992	0.822	0.067	0.818	0.982	1.000
2		0.131	0.009	0.980	0.341	0.067	0.286	1.000	1.000
3		0.028	0.743	0.915	0.003	1.000	0.297	0.183	0.058
4		0.116	0.358	1.000	1.000	0.534	0.461	0.979	0.302
5		0.000	0.009	0.992	0.551	0.754	0.520	0.982	0.294
6		0.394	0.000	0.992	1.000	0.597	0.335	0.760	0.324
7		0.422	0.303	0.884	0.388	0.719	0.703	0.173	0.058
8		0.249	0.083	0.992	1.000	0.579	0.725	0.837	0.117
9		0.249	0.083	0.992	1.000	0.579	0.725	0.837	0.117
10		0.213	0.037	0.946	0.095	0.000	0.836	0.350	0.088
11		0.175	0.064	0.992	0.986	0.000	0.874	0.285	0.029
12		0.111	0.560	0.853	0.406	0.104	0.364	0.069	0.029
13		0.212	0.422	0.992	1.000	0.328	0.000	0.061	0.029
14		0.167	0.523	0.995	1.000	0.287	0.732	0.121	0.000
15		0.192	0.725	0.992	1.000	0.287	0.625	0.105	0.000
16		0.037	1.000	0.775	0.000	0.287	0.413	0.000	0.029
17		1.000	0.817	0.000	0.112	0.287	0.918	0.550	0.639
18		0.552	0.908	0.992	1.000	0.298	1.000	0.066	0.058

Tabela 5.6 Valor da função ponderada para cada critério

MCH	<i>Energia</i>	<i>Hidrológico</i>	<i>Econômico</i>	<i>Social</i>
1	0.162	0.907	0.630	0.991
2	0.100	0.660	0.231	1.000
3	0.207	0.459	0.473	0.121
4	0.176	1.000	0.479	0.640
5	0.002	0.772	0.579	0.638
6	0.295	0.996	0.400	0.542
7	0.392	0.636	0.707	0.116
8	0.208	0.996	0.688	0.477
9	0.208	0.996	0.688	0.477
10	0.169	0.521	0.627	0.219
11	0.147	0.989	0.655	0.157
12	0.223	0.629	0.299	0.049
13	0.264	0.996	0.082	0.045
14	0.256	0.998	0.621	0.060
15	0.325	0.996	0.540	0.053
16	0.278	0.388	0.381	0.015
17	0.954	0.056	0.760	0.595
18	0.641	0.996	0.824	0.062
$f_i^{\min}(x)$	0.002	0.056	0.082	0.015
$f_i^{\max}(x)$	0.954	1.000	0.824	1.000

Uma vez obtidos os valores da função ponderada para cada critério, é possível utilizar a Equação apresentada por Duckstein e Opricovic (1980), anteriormente descrita na seção 2.4.5, para calcular a distância até a solução ideal mediante programação compromisso:

$$l_p = \left[\sum_{i=1}^n \alpha_i^p \left| \frac{f_i^{\max} - f_i^*(x)}{f_i^{\max} - f_i^{\min}} \right|^p \right]^{1/p} \quad 5.6$$

Como foi mencionado na seção 4.4, o valor utilizado para todos os α_i será de 1, e para p será empregado o valor de 2, dando como resultado a distância euclidiana até a solução ideal para cada uma das opções avaliadas. Finalmente, utilizando o conceito de indicador de benefícios se realiza uma última padronização, mediante o uso da Equação 3.26, para refletir a importância relativa de cada projeto, priorizando aqueles localizados a menor distância da solução ideal, para facilitar o emprego dos algoritmos de otimização utilizados na seleção dos projetos. Os resultados obtidos para a distância calculada mediante programação compromisso e a padronização destes valores como indicadores de prioridade se indicam na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 Distância por programação compromisso, indicadores de prioridade e hierarquia dos projetos

MCH	Distância programação compromisso	Indicador de prioridade relativa padronizado	Hierarquia
1	0.878	1.100	1
2	1.254	0.556	13
3	1.402	0.343	15
4	1.008	0.911	5
5	1.141	0.719	8
6	1.011	0.908	6
7	1.152	0.703	9
8	0.965	0.975	2 (3)
9	0.965	0.975	2 (3)
10	1.280	0.519	14
11	1.226	0.597	10
12	1.475	0.237	16
13	1.570	0.100	18
14	1.234	0.586	12
15	1.228	0.594	11
16	1.510	0.186	17
17	1.085	0.801	7
18	1.007	0.913	4

5.4. Resultados obtidos a partir do modelo matemático

Nesta seção são discutidos os principais resultados obtidos a partir do uso do modelo matemático para resolver o problema de otimização explicado nos capítulos anteriores. Esta discussão divide-se em duas partes, a primeira apresenta os resultados relacionados à geração de energia calculada em função dos parâmetros hidrológicos e de consumo fornecidos, e a segunda parte trata-se sobre a seleção dos projetos com base na análise de sensibilidade realizada.

5.4.1. Geração de energia mínima requerida e máxima disponível dos projetos

Utilizando as informações de consumo e as curvas de permanência hidrológica dos aproveitamentos analisados, foram obtidos os valores de m_{max} e m_{min} correspondentes à energia máxima que pode ser gerada a partir da vazão disponível no rio e a energia mínima a ser fornecida para atender a demanda das comunidades de cada projeto, respectivamente. Na Figura 5.8 apresentam-se estes valores em MWh/ano para cada um dos projetos, e nas Tabelas 5.8 e 5.9 se mostram com maior detalhe os principais parâmetros relacionados ao funcionamento de cada central nos casos de m_{min} e m_{max} .

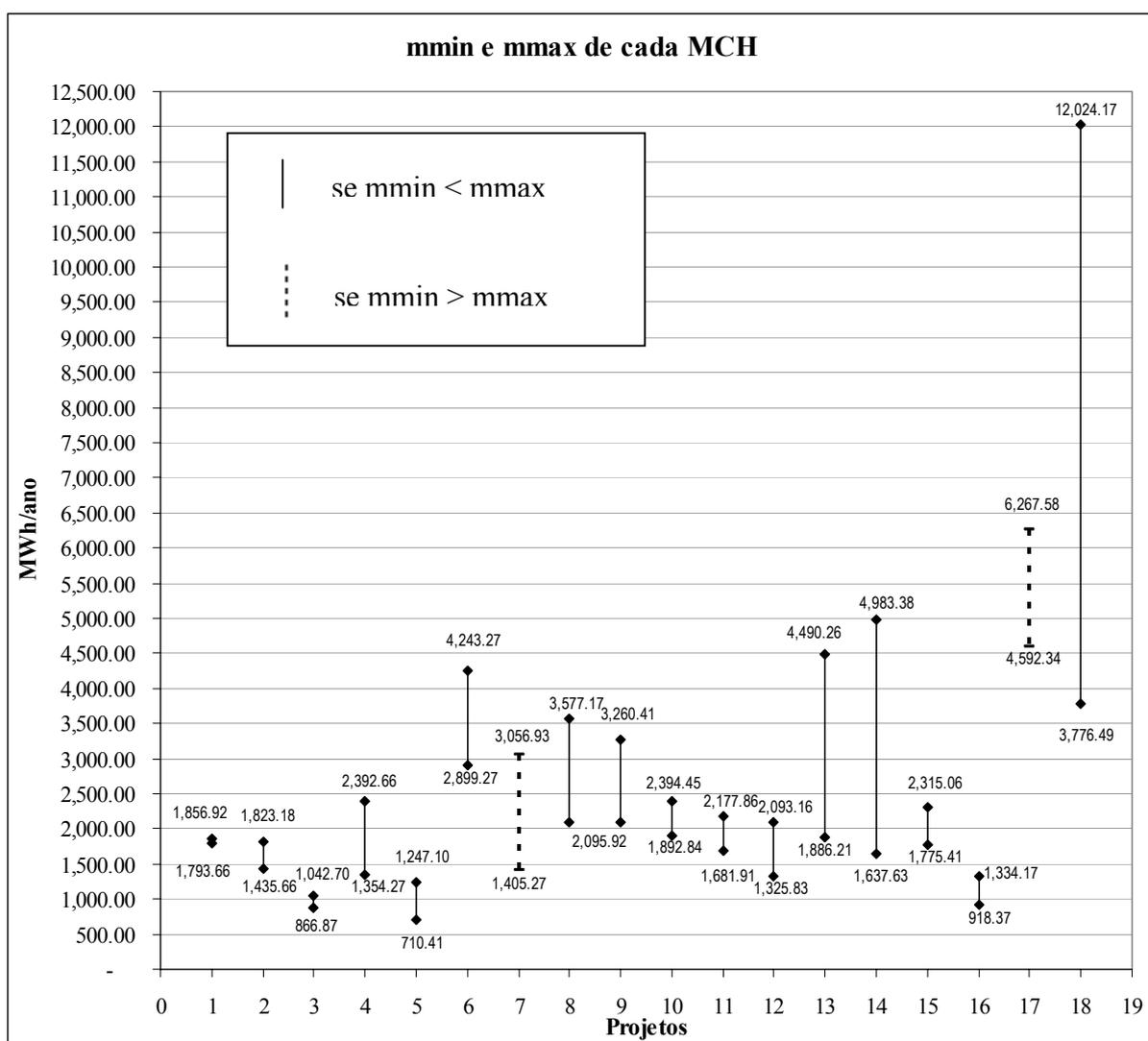


Figura 5.8 Valores de m_{min} e m_{max} para cada um dos projetos analisados.

Tabela 5.8 Parâmetros de funcionamento da central na situação de mínima energia requerida

MCH	H (m)	Q (m³/s)	mmin (MWh/a)	P (kW)*	FCAP (final horizonte de planejamento)	CTIM utilizando I(m)=Ae ^{bm} (US\$)	Custo por kWh (\$/kWh)	Custo por kW instalado (\$/kW)
1	206.00	0.149	1,793.66	210.97	0.97	503,284.46	0.28	2,385.59
2	64.00	0.414	1,435.66	181.76	0.90	676,034.83	0.47	3,719.44
3	30.00	0.613	866.87	126.24	0.78	1,078,269.45	1.24	8,541.34
4	100.00	0.225	1,354.27	154.60	1.00	808,365.99	0.60	5,228.87
5	160.00	0.074	710.41	81.73	0.99	258,927.45	0.36	3,167.97
6	28.00	1.721	2,899.27	330.97	1.00	1,629,899.89	0.56	4,924.66
7	47.00	3.850	3,056.93	1242.53	0.28	2,427,925.03	0.79	1,954.02
8	187.00	0.186	2,095.92	239.26	1.00	741,100.48	0.35	3,097.46
9	109.00	0.320	2,095.92	239.26	1.00	845,173.00	0.40	3,532.44
10	68.00	0.575	1,892.84	268.59	0.80	838,320.54	0.44	3,121.19
11	55.00	0.509	1,681.91	192.08	1.00	1,001,516.45	0.60	5,214.08
12	13.00	1.797	1,325.83	160.39	0.94	814,625.45	0.61	5,079.07
13	4.00	7.839	1,886.21	215.32	1.00	4,364,736.62	2.31	20,270.87
14	65.00	0.419	1,637.63	186.94	1.00	1,055,718.78	0.64	5,647.24
15	215.00	0.137	1,775.41	202.67	1.00	703,888.21	0.40	3,473.04
16	6.00	3.074	918.37	126.66	0.83	944,275.11	1.03	7,454.94
17	9.00	17.66	6,267.58	1091.91	0.66	3,855,850.23	0.62	3,531.29
18	7.00	8.968	3,776.49	431.11	1.00	5,422,162.56	1.44	12,577.34
Total			37,471.18	5,682.99		27,970,074.52		
Média			2,081.73	315.72	0.90	1,553,893.03	0.73	5,717.82
StdDev			1,302.69	320.76	0.18	1,477,982.73	0.50	4,441.37

*A eficiência da central para calcular esta potência foi estimada em 70%

Tabela 5.9 Parâmetros de funcionamento da central na situação de máxima energia disponível

MCH	H (m)	Q (m³/s)	mmax (MWh/a)	P (kW)*	FCAP	FCAP (final horizonte de planejamento)	CTIM utilizando I(m)=Ae ^{bm} (US\$)	Custo por kWh (\$/kWh)	Custo por kW instalado (\$/kW)
1	206.00	0.156	1,856.92	220.13	0.96	0.93	514,893.89	0.28	2,339.05
2	64.00	0.596	1,823.18	262.13	0.79	0.63	869,761.03	0.48	3,318.02
3	30.00	0.797	1,042.70	164.28	0.72	0.60	1,175,029.48	1.13	7,152.54
4	100.00	0.400	2,392.66	274.68	0.99	0.56	992,302.82	0.41	3,612.58
5	160.00	0.146	1,247.10	159.99	0.89	0.51	345,534.41	0.28	2,159.71
6	28.00	2.530	4,243.27	486.46	1.00	0.68	1,889,596.43	0.45	3,884.40
7	47.00	0.563	1,405.27	181.79	0.88	1.92	943,281.91	0.67	5,188.78
8	187.00	0.320	3,577.17	410.92	0.99	0.58	888,468.88	0.25	2,162.14
9	109.00	0.500	3,260.41	374.25	0.99	0.64	992,587.88	0.30	2,652.19
10	68.00	0.801	2,394.45	373.89	0.73	0.58	963,012.21	0.40	2,575.67
11	55.00	0.663	2,177.86	250.40	0.99	0.77	1,101,612.10	0.51	4,399.44
12	13.00	3.258	2,093.16	290.83	0.82	0.52	1,030,451.59	0.49	3,543.17
13	4.00	18.75	4,490.26	515.03	1.00	0.42	5,194,051.31	1.16	10,085.05
14	65.00	1.280	4,983.38	571.33	1.00	0.33	1,534,151.47	0.31	2,685.21
15	215.00	0.180	2,315.06	265.75	0.99	0.76	774,069.95	0.33	2,912.74
16	6.00	7.780	1,334.17	320.55	0.48	0.33	1,340,523.33	1.00	4,182.00
17	9.00	11.08	4,592.34	684.53	0.77	1.05	2,988,658.56	0.65	4,365.98
18	7.00	28.80	12,024.17	1384.39	0.99	0.31	6,687,614.49	0.56	4,830.74
Total			57,253.53	7,191.33			30,225,601.73		57,253.53
Média			3,180.75	399.52	0.89	0.67	1,679,200.10	0.54	3,180.75
Desvio padrão			2,533.32	285.74	0.14	0.37	1,672,854.19	0.29	2,533.32

*A eficiência da central para calcular esta potência foi estimada em 70%

A partir dos resultados mostrados na Figura 5.8 e nas Tabelas 5.8 e 5.9 é possível realizar algumas observações interessantes:

- Os projetos #7 e #17 requerem uma geração de energia maior que a que pode ser obtida da vazão disponível no rio em cada caso, portanto, devido às restrições impostas no modelo estes projetos nunca poderiam ser incluídos na seleção das alternativas viáveis. Porém, a construção destes projetos poderia resultar atrativa em conjunto com outras fontes de energia, situação não avaliada no presente trabalho de mestrado.
- No caso em estudo analisado, para o cálculo da energia mínima necessária a ser gerada para satisfazer a demanda, consideraram-se os consumos de energia uniformemente distribuídos ao longo do ano. Estes valores poderiam ver-se afetados no caso de grande variabilidade sazonal, principalmente no caso das indústrias. Se assim for, a demanda de energia no período crítico poderia ser utilizada para dimensionar o sistema, ou bem, a utilização de outras fontes de energia para atender esta demanda adicional poderiam ser avaliadas.
- Aqueles projetos com maior amplitude do intervalo entre m_{min} e m_{max} permitem incrementar a capacidade da central além do mínimo necessário para satisfazer as demandas projetadas do sistema durante o horizonte de planejamento (indicadas na Tabela Anexo A), o que facilitaria atender esta demanda por um período maior, ou permitiria o estabelecimento de mais indústrias na área, incentivando desta forma o crescimento econômico da região.

5.4.2. Seleção dos projetos em função dos parâmetros utilizados

Para avaliar o impacto da variação dos diferentes parâmetros na seleção dos projetos, foi realizada uma análise de sensibilidade, utilizando o modelo matemático em GAMS descrito previamente, para analisar o efeito que distintos valores de subsídio disponível, taxa de desconto, incremento no preço de venda da eletricidade e inflação têm na seleção dos projetos viáveis e suas medidas de mérito. Estes valores foram apresentados na seção 4.5 e se mostram resumidos na Tabela 5.10. Produto disso realizou-se 96 simulações, e os principais resultados para cada caso podem-se observar nas tabelas do Anexo D. A discussão destes resultados será realizada a seguir para cada uma das condições de subsídio analisadas. Nesta seção, quando se utilizem termos como “condições mais favoráveis ou desfavoráveis”, são referidas desde o ponto de vista do empreendedor.

Deve-se salientar que, devido à forma em que o modelo foi escrito (BC pelo menos 1.10), no caso de ter satisfeito as restrições impostas e ainda ter recursos disponíveis, porém

não suficientes para viabilizar outro projeto ou incrementar a geração do conjunto selecionado, estes recursos são distribuídos entre os projetos de maior hierarquia, aumentando nesses casos sua relação BC e conseqüentemente seu VPL e TIR.

Tabela 5.10 Valores utilizados na análise de sensibilidade do caso em estudo

Subsídio disponível (US\$)	Preço da energia para indústria com relação à tarifa domiciliar	Alpha (Coeficiente de crescimento do preço)	Taxa de Desconto (%)	Taxa de inflação para custos OeM anual (%)
400,000	1	0 (constante)	10%	5%
800,000	1.2	0.04	12%	10%
1,200,000			15%	
3,000,000				

5.4.3. Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$400,000

Para um subsídio disponível de US\$400,000 a ser dividido entre os projetos do caso em estudo, e sob as diferentes condições analisadas e outros parâmetros estabelecidos, as alternativas que resultam viáveis são:

- Projeto 1: É a alternativa com maior prioridade entre todo o conjunto. Para as condições avaliadas, sua desvantagem é a de ser o projeto com menor amplitude entre a capacidade máxima de geração (mmax) e a energia mínima requerida para satisfazer a demanda durante o horizonte de planejamento (mmin), o que limita a possibilidade de incrementar sua capacidade. Esta opção foi selecionada quase a totalidade das vezes para cada uma das condições analisadas para este valor de subsídio disponível. A potência média a ser instalada foi calculada em aproximadamente 218 kW, e o valor presente líquido do projeto representa entre 20% e 44% do custo total inicial do projeto, sendo que em média, foi subsidiado 54.73% deste custo inicial. Nas condições mais desfavoráveis (maiores taxas de desconto e inflação, preços da energia constantes) este foi o único projeto no conjunto selecionado pelo modelo de otimização. É também o projeto com menor custo por MWh de capacidade, com US\$278.27/MWh.
- Projeto 5: Não é dos projetos com maior hierarquia (é oitavo na ordem de prioridade), mas é o projeto com menor custo total inicial médio, razão pela qual, se existir subsídio suficiente para viabilizar este empreendimento, o projeto 5 formará parte do conjunto selecionado pelo modelo matemático. Para as condições avaliadas no caso em estudo, e um subsídio disponível de US\$400,000, a probabilidade de selecionar

este projeto foi significativamente maior quando foram consideradas tarifas diferentes para usos industriais e incrementos anuais no preço de venda da energia. Quando foi selecionado, o valor presente líquido do projeto representa entre 9% e 13.5% do custo total inicial, utilizando um subsídio médio de aproximadamente 68%, com um custo médio por MWh de capacidade de US\$312.26/MWh.

- Projeto 8: Segundo na ordem de prioridade e mutuamente excludente com o projeto 9, para este valor de subsídio disponível, este projeto resultou selecionado somente para as condições mais favoráveis, isto é, quando foram consideradas simultaneamente as taxas de desconto e de inflação mais baixas, assim como tarifas diferentes para as indústrias e incrementos anuais no preço de venda da energia.

Na Tabela 5.11 se apresenta um resumo dos resultados obtidos pelo modelo para as diferentes condições analisadas e um subsídio disponível de US\$400,000.

Tabela 5.11 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$400,000

Projetos	1	5	8	Conjunto
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	99.92%	46.21%	3.25%	1.49
Média da TIR	25.17%	16.44%	12.97%	24.62%
Desvio padrão da TIR	9.36%	2.20%	-	9.24%
Média do VPL	\$162,584.06	\$32,040.92	\$135,446.78	\$182,983.92
Desvio padrão do VPL	\$60,646.00	\$6,738.41	-	\$51,220.49
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$512,573.18	\$286,279.02	\$748,540.22	\$676,015.12
Desvio padrão do CTIM	\$1,953.40	\$34,634.78	-	\$175,010.05
Percentagem de Subsídio Médio	54.73%	68.01%	39.86%	61.29%
Desvio padrão da % subsidiada	17.67%	2.83%	-	11.01%
MWh/ano Médio	1842.02	916.80	2209.86	2373.36
Desvio padrão do MWh/ano	10.54	195.34	-	569.57
Potência instalada em kW (média)	218	109	252	276
Fator de capacidade (média)	96%	96%	100%	96%
Custo por MWh (média)	\$278.27	\$312.26	\$338.73	\$284.83

5.4.4. *Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$800,000*

Como se pode esperar, o incremento no subsídio disponível permite viabilizar a construção de mais projetos e, conseqüentemente, aumentar a capacidade geradora do conjunto. Para as condições analisadas e a disponibilidade deste valor de subsídio, os projetos viáveis são os seguintes:

- Projeto 1: Continua sendo a alternativa mais selecionada entre todo o conjunto, principalmente, por ser a de maior prioridade e pelo seu relativamente baixo custo total inicial em comparação com as outras opções. É o projeto que, para ser viável, requer a menor percentagem de subsídio com relação a seu custo total inicial, e apresenta a maior taxa interna de retorno. A partir dos resultados observados e com base no descrito na seção 5.4.2, explica-se que o VPL e a TIR deste projeto diminuíram com relação ao caso analisado de subsídio disponível igual a US\$400,000, devido a que neste caso, uma vez satisfeitas as restrições descritas no modelo e maximizado a quantidade de energia gerada pelo conjunto, os recursos não utilizados a serem distribuídos entre os projetos de maior hierarquia foram menores que para US\$400,000 de subsídio. Mais uma vez, nas condições mais desfavoráveis avaliadas (maiores taxas de desconto e inflação, preços da energia constantes) este foi o único projeto no conjunto selecionado pelo modelo de otimização. Para este valor de subsídio disponível, a potência instalada média deste projeto foi de 217kW, com custo médio por MWh de capacidade de US\$278.24/MWh.
- Projeto 2: Esta alternativa foi a menos selecionada entre as opções viáveis, ocorrendo principalmente sob condições favoráveis de taxas de desconto e tarifas. Quando constituiu parte da solução, o nível de geração de energia foi o mínimo requerido para atender o sistema.
- Projeto 4: O quinto projeto na ordem de prioridades, porém, com um elevado custo total inicial médio. Por essa razão, este projeto resultou selecionado somente quando as condições mais favoráveis de taxas de desconto e tarifas foram avaliadas.
- Projeto 5: O projeto com menor custo total inicial médio entre todo o conjunto de opções. Para um subsídio disponível de US\$800,000, este projeto diminuiu de forma considerável sua capacidade de geração média com relação aos resultados encontrados para um subsídio de US\$400,000. Para viabilizar este empreendimento foi requerido, em média, que fosse subsidiado 65.5% do seu custo total inicial. Quando foi selecionado, o valor presente líquido desta alternativa variou entre 9.4% e 14.3% do custo total inicial. A potência instalada média deste projeto foi de 89kW, com custo médio por MWh de capacidade de US\$343.02/MWh.

- Projeto 8: Devido à maior disponibilidade de recursos econômicos, a presença deste projeto entre o conjunto de alternativas selecionadas aumentou notavelmente em comparação com os resultados obtidos para um subsídio disponível de US\$400,000. Somente não formou parte das opções viáveis quando as condições mais desfavoráveis foram avaliadas. O valor da geração média de energia para este projeto também aumentou para o caso de poder contar com US\$800,000 de subsídio, sendo o empreendimento com maior capacidade média a ser instalada entre as escolhas viáveis, com uma potência instalada média de quase 300kW, e custo médio por MWh de capacidade de US\$300.88/MWh.
- Projeto 9: Pode ser facilmente observado a partir dos coeficientes A e b apresentados na seção 5.2, que o projeto 9 tem um custo maior que o projeto 8 para o mesmo nível de geração de energia. Por esta razão, e por ser mutuamente excludentes, o projeto 9 somente foi selecionado quando as condições de aleatoriedade estabelecidas no modelo matemático determinaram um custo total inicial menor para este empreendimento que aquele calculado para o projeto 8.
- Projeto 15: Este empreendimento não é dos primeiros na hierarquia de prioridades (undécimo na ordem), mas para as condições mais favoráveis analisadas, representou parte importante no conjunto de projetos selecionados, com uma capacidade de geração média superada somente pelas duas alternativas principais.

A Tabela 5.12 apresenta o resumo dos principais resultados obtidos pelo modelo para as diferentes condições analisadas e um subsídio disponível de US\$800,000.

Tabela 5.12 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$800,000

Projetos	1	2	4	5	8
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	96.54%	0.46%	0.58%	38.50%	84.33%
Média da TIR	19.17%	15.90%	13.42%	16.80%	16.72%
Desvio padrão da TIR	5.93%	2.53%	-	2.52%	2.36%
Média do VPL	\$107,496.03	\$74,703.41	\$97,454.39	\$31,200.06	\$98,225.19
Desvio padrão do VPL	\$31,847.82	\$14,763.24	-	\$6,409.61	\$19,727.94
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$511,382.14	\$629,289.77	\$828,464.41	\$263,516.17	\$788,698.12
Desvio padrão do CTIM	\$2,366.35	\$14,313.89	-	\$12,910.43	\$36,868.50
Percentagem de Subsídio Médio	48.45%	61.97%	67.18%	65.53%	62.04%
Desvio padrão da % subsidiada	14.36%	6.90%	-	6.85%	6.95%
MWh/ano Médio	1837.91	1438.24	1495.20	768.22	2621.34
Desvio padrão do MWh/ano	9.61	6.33	-	60.18	358.85
Potência instalada em kW (média)	217	182	171	89	299
Fator de capacidade (média)	97%	90%	100%	99%	100%
Custo por MWh (média)	\$278.24	\$437.54	\$554.08	\$343.02	\$300.88
Projetos	9	15	Conjunto		
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	2.38%	3.21%	2.26		
Média da TIR	17.22%	14.17%	18.58%		
Desvio padrão da TIR	2.17%	1.50%	5.34%		
Média do VPL	\$92,065.45	\$103,874.99	\$207,960.06		
Desvio padrão do VPL	\$15,753.68	\$12,414.75	\$56,641.43		
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$846,356.30	\$695,531.34	\$1,317,116.25		
Desvio padrão do CTIM	\$11,375.96	\$18,437.37	\$343,790.58		
Percentagem de Subsídio Médio	67.12%	51.54%	57.76%		
Desvio padrão da % subsidiada	3.17%	1.98%	8.80%		
MWh/ano Médio	2172.48	1811.98	4450.21		
Desvio padrão do MWh/ano	65.59	51.71	1,177.48		
Potência instalada em kW (média)	248	207	510		
Fator de capacidade (média)	100%	100%	98%		
Custo por MWh (média)	\$389.58	\$383.85	\$295.97		

5.4.5. *Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$1,200,000*

Para este valor de subsídio, o único empreendimento a formar parte das alternativas viáveis, além dos mencionados no caso anterior, é o projeto 10. Para este incremento de 50% no subsídio disponível, a capacidade de geração média do conjunto aumentou aproximadamente 38%, e a quantidade média de projetos no conjunto selecionado pelo modelo de otimização passou de 2.26 para 3.15. Para as condições avaliadas e US\$1,200,000 de subsídio, os projetos selecionados foram:

- Projeto 1: O valor presente líquido desta opção com relação ao custo total inicial variou entre 17% e 26% para este valor de subsídio. Em conjunto com o projeto 8, são as únicas alternativas viáveis encontradas na otimização realizada pelo modelo matemático quando foram analisadas as condições mais adversas para o empreendedor.
- Projeto 2: Para este valor de subsídio, a presença do projeto 2 entre o conjunto de alternativas selecionadas aumentou de modo considerável, principalmente nas condições mais favoráveis. O nível de geração calculado para este projeto foi na média de 10% do intervalo viável, considerando o m_{min} (geração mínima requerida) como 0% e m_{max} (geração máxima possível) como 100%.
- Projeto 4: Devido ao aumento no subsídio disponível, a probabilidade deste projeto formar parte das alternativas viáveis também se incrementou. Entre este conjunto de opções viáveis, este foi o empreendimento com menor relação percentual média entre valor presente líquido e custo total inicial do projeto (entre 8.9% e 11.7%).
- Projeto 5: Para estas condições de subsídio, o projeto com menor custo inicial entre todo o conjunto de alternativas teve a terceira maior frequência na seleção de alternativas realizada pelo modelo matemático.
- Projeto 8: Junto com o projeto 1, as únicas alternativas viáveis para todas as condições avaliadas no modelo matemático utilizando um subsídio de US\$1,200,000. O valor presente líquido deste empreendimento com relação ao custo total inicial variou entre 9.5% e 14.4% para este valor de subsídio.
- Projeto 9: Mesmas condições explicadas na seção 5.4.4.
- Projeto 10: Este projeto de baixa prioridade (décimo quarto na ordem) somente foi selecionado quando as condições de aleatoriedade permitiram, geralmente sob condições favoráveis de taxas de desconto e preços de venda da eletricidade.
- Projeto 15: Mais uma vez este projeto obteve grande probabilidade de ser selecionado pelo modelo, principalmente por seu custo inicial médio menor que para outras opções.

A Tabela 5.13 mostra o resumo dos resultados obtidos pelo modelo para as diferentes condições analisadas e um subsídio disponível de US\$1,200,000.

Tabela 5.13 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$1,200,000

Projetos	1	2	4	5	8
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	99.63%	5.08%	7.88%	63.13%	98.08%
Média da TIR	18.97%	15.84%	15.37%	16.93%	17.15%
Desvio padrão da TIR	4.59%	2.17%	1.87%	2.50%	2.69%
Média do VPL	\$109,913.00	\$76,637.71	\$83,089.01	\$31,138.20	\$97,434.76
Desvio padrão do VPL	\$22,113.60	\$14,075.97	\$11,658.19	\$6,035.47	\$19,931.08
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$512,735.76	\$669,464.56	\$806,484.80	\$279,493.63	\$817,209.60
Desvio padrão do CTIM	\$3,539.99	\$36,473.10	\$16,720.78	\$27,434.56	\$45,580.45
Percentagem de Subsídio Médio	48.85%	66.47%	72.09%	68.16%	64.00%
Desvio padrão da % subsidiada	13.87%	4.73%	2.83%	8.59%	9.49%
MWh/ano Médio	1843.04	1475.41	1381.00	863.78	2890.99
Desvio padrão do MWh/ano	18.63	49.79	66.97	165.14	443.54
Potência instalada em kW (média)	218	189	158	102	330
Fator de capacidade (média)	97%	89%	100%	97%	100%
Custo por MWh (média)	\$278.20	\$453.75	\$583.99	\$323.57	\$282.67
Projetos	9	10	15	Conjunto	
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	0.38%	0.33%	40.29%	3.15	
Média da TIR	14.94%	14.36%	16.31%	17.87%	
Desvio padrão da TIR	0.94%	0.78%	2.35%	3.39%	
Média do VPL	\$106,653.89	\$110,291.94	\$85,861.68	\$272,955.74	
Desvio padrão do VPL	\$12,817.57	\$11,300.41	\$15,689.02	\$75,023.20	
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$837,082.60	\$831,453.45	\$702,678.98	\$1,875,103.14	
Desvio padrão do CTIM	\$14,855.72	\$75,827.45	\$7,477.55	\$384,745.38	
Percentagem de Subsídio Médio	61.65%	62.38%	63.50%	61.07%	
Desvio padrão da % subsidiada	1.52%	2.18%	5.92%	8.30%	
MWh/ano Médio	2122.61	2065.06	1817.96	6136.25	
Desvio padrão do MWh/ano	36.63	160.77	37.52	942.46	
Potência instalada em kW (média)	242	303	242	727	
Fator de capacidade (média)	100%	78%	86%	96%	
Custo por MWh (média)	\$394.37	\$402.63	\$386.52	\$305.58	

5.4.6. *Projetos viáveis para subsídio disponível de US\$3,000,000*

Para o último valor de subsídio utilizado nesta análise de sensibilidade, 2.5 vezes maior que no caso anterior, os projetos 6, 11, 12 e 14 resultaram incluídos pelo modelo na seleção de alternativas viáveis. Para este incremento no subsídio disponível, a capacidade de geração média do conjunto incrementou-se aproximadamente 68%, e a quantidade média de projetos no conjunto selecionado pelo modelo de otimização passou de 3.15 para 5.30. Para as condições avaliadas e subsídio de US\$3,000,000, as opções selecionadas foram as seguintes:

- Projeto 1: O valor presente líquido desta opção com relação ao custo total inicial variou entre 18% e 38% para este valor de subsídio. Quando foram analisadas as condições mais adversas, mesmo com o incremento considerável na disponibilidade de recursos econômicos, este empreendimento em conjunto com o projeto 8, foram as únicas alternativas viáveis encontradas na otimização realizada pelo modelo matemático.
- Projeto 2: Mesmo não sendo das opções com maior hierarquia (décimo terceiro na ordem), foi um dos projetos mais selecionados, em função do seu relativamente baixo custo total inicial necessário para satisfazer a demanda do sistema durante o horizonte de planejamento.
- Projeto 4: Para este valor de subsídio disponível, o projeto 4 constituiu parte do conjunto de alternativas viáveis maior número de vezes que no caso anterior. A relação entre o valor presente líquido do empreendimento e seu custo total inicial resultou a mesma que no caso anterior.
- Projeto 5: Igual que para US\$1,200,000 de subsídio, este projeto teve a terceira maior frequência na seleção de alternativas viáveis realizada pelo modelo matemático.
- Projeto 6: Sexto projeto na ordem de prioridades, teve sua maior probabilidade de ser selecionado quando as condições mais favoráveis foram avaliadas, atingindo um valor de 40% das vezes formando parte do conjunto. Entre as opções encontradas viáveis para este valor de subsídio, esta é a alternativa com maior custo total inicial médio, com quase US\$1.5 milhões.
- Projeto 8: Para este caso, o valor presente líquido deste empreendimento com relação ao custo total inicial variou entre 9.2% e 14.0%. Com este valor de subsídio é possível alcançar o nível máximo da capacidade de geração deste projeto.
- Projeto 9: Mesmas condições explicadas na seção 5.4.4.
- Projeto 10: Para este valor de subsídio a probabilidade de selecionar este projeto entre as alternativas viáveis aumentou consideravelmente com relação ao caso anterior. O valor presente líquido deste empreendimento representou entre 8.6% e 12.7% com

relação ao seu custo total inicial.

- Projeto 11: A disponibilidade de US\$3,000,000 de subsídio torna viável este projeto, décimo na ordem de prioridade. Seu custo total inicial médio ultrapassa o milhão de dólares, requerendo um subsídio de 71.41% deste custo para sua construção.
- Projeto 12: Projeto de muito baixa prioridade (décimo sexto na ordem) selecionado principalmente quando as condições mais favoráveis para o empreendedor foram avaliadas no modelo matemático. O valor presente líquido deste projeto com relação a seu custo total inicial variou entre 8.2% e 12.3%.
- Projeto 14: Duodécimo projeto na ordem de prioridades, com custo total inicial médio superior ao milhão de dólares. Foi selecionado somente quando as condições mais favoráveis foram analisadas.
- Projeto 15: Mais uma vez parte das principais alternativas selecionadas pelo modelo, seu valor presente líquido representou entre 9.2% e 13.5% com relação ao custo total inicial.

A Tabela 5.14 apresenta o resumo dos principais resultados obtidos pelo modelo matemático para as diferentes condições analisadas e um subsídio disponível de US\$3,000,000.

Tabela 5.14 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$3,000,000 (parte 1 de 2)

Projetos	1	2	4	5	6
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	100.00%	61.33%	21.38%	84.33%	9.33%
Média da TIR	22.35%	16.55%	15.38%	16.95%	16.12%
Desvio padrão da TIR	6.42%	2.30%	1.88%	2.46%	2.20%
Média do VPL	\$142,249.67	\$76,427.49	\$83,149.52	\$31,219.48	\$153,461.92
Desvio padrão do VPL	\$51,185.52	\$13,566.35	\$11,558.45	\$6,193.24	\$28,528.27
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$512,475.43	\$692,482.89	\$808,317.16	\$282,526.36	\$1,476,445.83
Desvio padrão do CTIM	\$3,544.85	\$31,832.51	\$12,638.88	\$23,253.02	\$79,695.22
Percentagem de Subsídio Médio	52.42%	69.99%	72.17%	68.70%	70.47%
Desvio padrão da % subsidiada	15.16%	6.04%	3.03%	7.77%	4.46%
MWh/ano Médio	1841.22	1488.96	1383.57	880.07	2936.75
Desvio padrão do MWh/ano	19.24	45.47	41.66	133.30	57.56
Potência instalada em kW (média)	218	191	158	104	335
Fator de capacidade (média)	96%	89%	100%	97%	100%
Custo por MWh (média)	\$278.33	\$465.08	\$584.23	\$321.03	\$502.75

Tabela 5.14 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$3,000,000 (parte 2 de 2)

Projetos	8	9	10	11	12
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	97.13%	0.13%	52.29%	25.50%	1.38%
Média da TIR	17.22%	13.11%	17.26%	15.79%	16.18%
Desvio padrão da TIR	2.68%	-	2.64%	1.80%	2.24%
Média do VPL	\$98,147.36	\$141,745.07	\$92,239.91	\$103,381.63	\$75,988.26
Desvio padrão do VPL	\$20,234.66	-	\$18,065.35	\$14,696.52	\$15,199.86
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$848,616.53	\$986,436.35	\$866,135.09	\$1,002,447.29	\$741,263.47
Desvio padrão do CTIM	\$40,485.88	-	\$51,610.90	\$14,268.46	\$77,036.07
Percentagem de Subsídio Médio	65.89%	55.58%	69.67%	71.41%	72.12%
Desvio padrão da % subsidiada	8.49%	-	6.44%	3.48%	2.49%
MWh/ano Médio	3201.33	3260.41	2062.07	1714.51	1397.36
Desvio padrão do MWh/ano	388.51	-	144.08	45.51	196.95
Potência instalada em kW (média)	365	372	302	196	171
Fator de capacidade (média)	100%	100%	78%	100%	93%
Custo por MWh (média)	\$265.08	\$302.55	\$420.03	\$584.69	\$530.48
Projetos	14	15	Conjunto		
Percentagem de vezes selecionadas e quantidade média de projetos no conjunto	0.33%	76.46%	5.30		
Média da TIR	14.46%	17.24%	18.51%		
Desvio padrão da TIR	1.55%	2.72%	3.53%		
Média do VPL	\$107,016.59	\$83,297.13	\$489,014.20		
Desvio padrão do VPL	\$12,960.65	\$15,706.63	\$196,924.10		
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$1,064,905.27	\$732,298.23	\$3,627,591.96		
Desvio padrão do CTIM	\$19,034.40	\$26,930.53	\$1,386,843.27		
Percentagem de Subsídio Médio	72.54%	67.83%	66.55%		
Desvio padrão da % subsidiada	1.58%	7.39%	6.28%		
MWh/ano Médio	1804.92	2039.00	10364.86		
Desvio padrão do MWh/ano	236.58	183.57	3,176.42		
Potência instalada em kW (média)	206	233	1232		
Fator de capacidade (média)	100%	100%	95%		
Custo por MWh (média)	\$590.00	\$359.15	\$349.99		

5.4.7. Observações adicionais sobre os resultados obtidos

Além da análise realizada para cada valor de subsídio utilizado, algumas outras observações importantes podem ser feitas a partir dos resultados obtidos pelo modelo matemático em GAMS:

- Devido à restrição da relação benefício/custo (deve ser maior que 1) imposta no modelo, o valor da TIR foi sempre maior que a taxa de desconto considerada em cada caso.
- Manter os preços de venda de energia fixos durante o horizonte de planejamento minimiza a possibilidade de viabilizar mais empreendimentos, diminuindo assim a probabilidade de atender uma maior quantidade de usuários e comunidades, mediante a viabilização de maior quantidade de projetos.
- O projeto 5 devido a seu baixo custo, e os projetos 1 e 8 por sua alta prioridade, são as alternativas com maior viabilidade, mesmo para condições de pouco subsídio disponível.
- Foi realizada uma última simulação, avaliando condições extremadamente favoráveis, para um subsídio de US\$20,000,000, capacidade para subsidiar de 95% do valor total do projeto, as taxas de desconto e inflação mais baixas, incremento anual do preço de venda e tarifas diferentes para usos industriais. Os resultados se apresentam na Tabela 5.15. Mesmo para estas condições vantajosas, as características de mercado do projeto 13 não justificam a construção desta MCH. Para o projeto 18, devido ao elevado valor de erro padrão (σ_e) utilizado no modelo matemático para incorporar aleatoriedade na estimativa do custo total inicial, algumas vezes este projeto não foi selecionado porque as características da demanda não permitiram satisfazer a restrição de benefício/custo.
- O valor residual do projeto poderia ter sido eliminado no cálculo dos benefícios para avaliar o caso extremo do empreendedor abandonar o projeto uma vez concluído o horizonte de planejamento, ou realizar o traspasso do projeto a organismos estatais.

A partir dos resultados tabelados para as quatro quantidades de subsídio avaliadas, a Figura 5.9 mostra um resumo dos principais valores obtidos para as condições analisadas utilizando o modelo matemático.

Tabela 5.15 Resumo dos resultados obtidos para subsídio disponível de US\$20,000,000

Subsídio:	\$20,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	95%				
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.2
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	3	4	5
Percentagem de vezes selecionados	100%	100%	100%	100%	100%
Média da TIR	44.91%	74.93%	15.73%	15.66%	13.10%
Média do VPL	\$580,006.14	\$514,974.39	\$69,740.79	\$113,048.48	\$44,530.76
Média do BC	1.90	1.10	1.10	1.12	1.10
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$515,364.89	\$871,652.63	\$1,179,650.32	\$992,088.54	\$345,214.22
Percentagem de Subsídio Médio	69.35%	91.68%	92.95%	74.38%	62.53%
Valor da Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.343	0.911	0.719
MWh/ano Médio	1,856.92	1,823.18	1,042.70	2,392.66	1,247.10
Projetos	6	8	10	11	12
Percentagem de vezes selecionados	100%	100%	100%	100%	100%
Média da TIR	13.13%	13.05%	13.25%	16.08%	14.10%
Média do VPL	\$213,563.72	\$138,741.65	\$127,938.64	\$142,911.92	\$107,319.05
Média do BC	1.10	1.60	1.10	1.13	1.11
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$1,897,600.60	\$887,912.68	\$968,454.58	\$1,101,241.94	\$1,029,363.51
Percentagem de Subsídio Médio	68.42%	50.35%	60.67%	68.62%	74.31%
Valor da Prioridade Padronizada	0.908	0.975	0.519	0.597	0.237
MWh/ano Médio	4,243.27	3,577.17	2,394.45	2,177.86	2,093.16
Projetos	14	15	16	18	Conjunto
Percentagem de vezes selecionados	100%	100%	100%	81%	100%
Média da TIR	14.46%	13.16%	14.84%	16.15%	20.96%
Média do VPL	\$134,408.49	\$114,138.61	\$84,900.46	\$329,040.38	\$2,652,745.80
Média do BC	1.11	1.10	1.10	1.10	1.22
Custo Total Inicial Médio (inclui subsídio)	\$1,535,073.36	\$770,244.58	\$1,324,929.60	\$5,693,352.27	\$18,030,406.77
Percentagem de Subsídio Médio	82.23%	54.70%	89.71%	94.02%	73.57%
Valor da Prioridade Padronizada	0.586	0.594	0.186	0.913	6.628
MWh/ano Médio	4,983.38	2,315.06	1,334.17	8,857.47	38,655.63

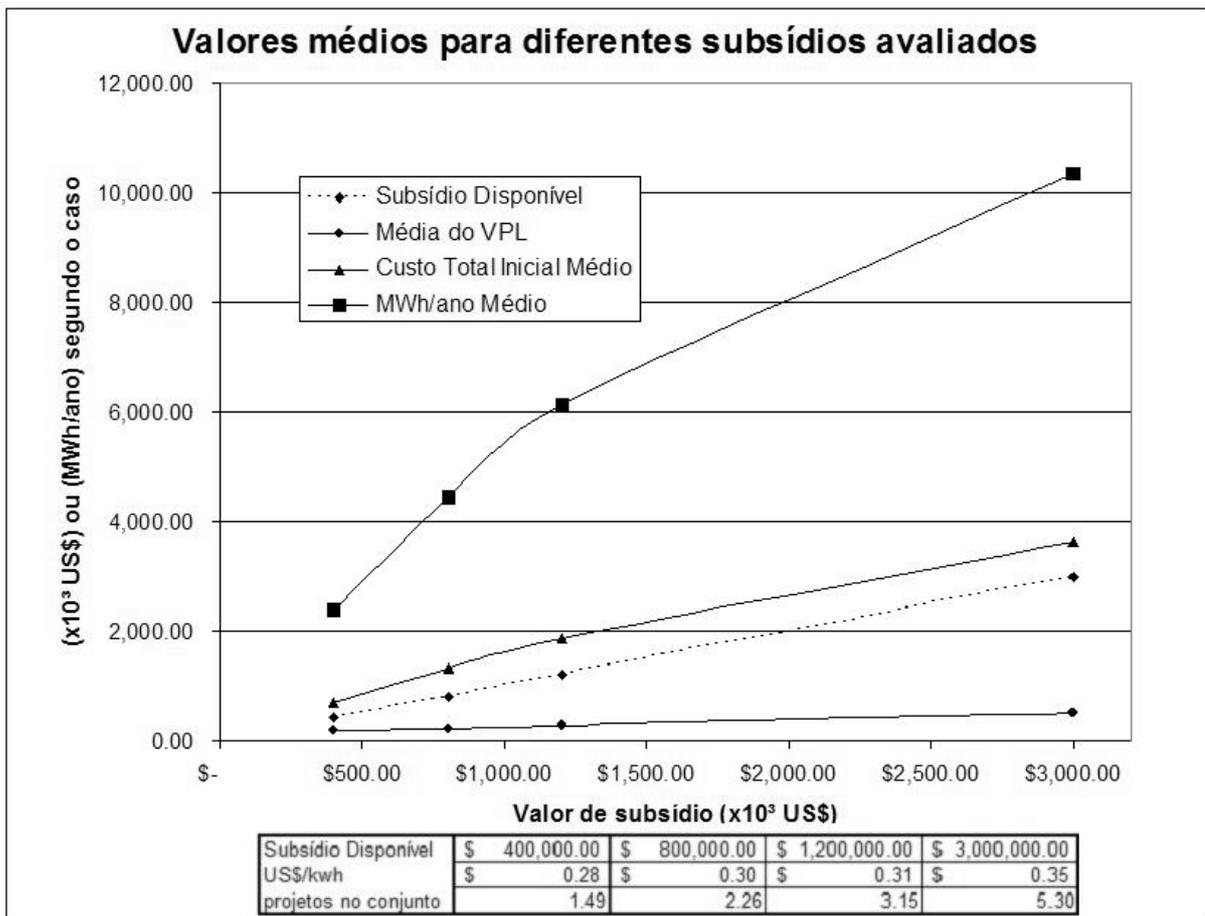


Figura 5.9 Valores médios de resultados para diferentes subsídios avaliados no modelo

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho foi apresentado um método para distribuir recursos escassos entre um conjunto de projetos hidrelétricos, utilizando para este propósito um conjunto de curvas de custo inicial em função da capacidade geradora de cada projeto, um sistema para estabelecer a hierarquia das prioridades e a utilização de um modelo matemático de otimização. Para testar o método, os principais dados utilizados foram obtidos a partir de 18 estudos de pré-viabilidade de mini centrais hidrelétricas na região norte e central da Nicarágua (ATDR-BL, 2002). Neste contexto e com base nos dados utilizados e resultados obtidos, as principais conclusões e recomendações se apresentam a seguir:

6.1. Conclusões

Por meio da programação compromisso e técnicas de análise multiobjetivo, foi possível estabelecer a hierarquia e valores de prioridade relativos para cada um dos projetos do caso em estudo, avaliando simultaneamente quatro critérios: demanda de energia, hidrológico, econômico e social. A utilização da análise multiobjetivo permitiu a avaliação integrada de todos estes critérios de grandezas diferentes, os quais dificilmente poderiam ter sido transformados de modo objetivo a uma unidade de medida em comum, por exemplo, valores financeiros.

A utilização do conjunto de curvas de custo de implantação em função da energia gerada para cada projeto permitiu minimizar o número de variáveis avaliadas no modelo matemático, e facilitou a análise mediante a unificação das unidades de medida dos principais parâmetros e variáveis empregados: consumos (MWh/ano), tarifas (US\$/MWh) e produção média anual de energia (MWh/ano).

A formulação da função objetivo do modelo matemático foi realizada de forma tal que para selecionar o conjunto de projetos viáveis, primeiramente se devem satisfazer em cada caso as restrições da relação benefício/custo e atendimento da demanda mínima requerida pelas comunidades respectivas a cada empreendimento, maximizando a somatória de prioridades relativas do conjunto. Uma vez satisfeitas estas condições, e com base no subsídio ainda disponível, aumenta-se a capacidade geradora do conjunto de projetos, com a finalidade de incrementar o horizonte de projeto das alternativas da escolha ou permitir o estabelecimento de maior número de usuários ou indústrias na região. Portanto, foi atingido o objetivo de maximizar o benefício obtido em função dos parâmetros e variáveis fornecidas, utilizando modelagem matemática como ferramenta de apoio na solução do problema de otimização.

Com o intuito de incorporar incertezas no modelo matemático, foi considerada aleatoriedade nos custos totais iniciais médios de cada projeto, permitindo estimar a probabilidade de uma alternativa resultar viável segundo diversos valores de subsídio e parâmetros econômicos analisados. Diferentes conjuntos de opções foram selecionados em cada caso em função das condições avaliadas. Além de estimar a viabilidade de cada projeto, o modelo fornece algumas das principais medidas de mérito aplicáveis tanto em análise financeira quanto em análise econômica: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e relação benefício/custo (BC).

A análise de sensibilidade poderia ter sido muito mais extensa, contudo, o principal objetivo da mesma foi comprovar a capacidade do modelo matemático de avaliar várias condições iniciais possíveis.

Com base nos resultados obtidos para vários valores de subsídio disponível e diferentes condições de taxas de desconto, inflação e preços de venda da energia, conclui-se a adequação do método proposto, e pode-se afirmar que **é possível realizar uma distribuição eficiente de recursos econômicos para construção de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, através da utilização de um sistema de ponderação de benefícios e curvas de custo de implantação, em um cenário de recursos econômicos escassos.**

6.2. Recomendações

Os objetivos propostos deste trabalho foram atingidos, porém é preciso agregar algumas considerações e dúvidas que surgiram durante o processo de elaboração do mesmo, as quais são incluídas nestas recomendações:

- Os 18 estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) utilizados na realização do presente artigo baseiam-se em custos e experiências prévias na Nicarágua e outros países da região de América Central; mesmo assim, o ideal é que se tivesse utilizado uma amostra maior para determinar as curvas paramétricas, principalmente no caso de vazões maiores que $3\text{m}^3/\text{s}$. Deve-se enfatizar, também, que o orçamento final de um projeto tem que ser elaborado a partir de informações reais obtidas de levantamentos de campo e outros dados necessários do local do projeto.
- Os custos das linhas de transmissão e as dimensões das obras de derivação de cada projeto foram considerados iguais para todos os níveis de geração avaliados. Esta simplificação foi realizada devido à pequena escala dos empreendimentos do caso em estudo. Recomenda-se que isto seja levado em conta em futuros trabalhos, especialmente quando se analisem projetos maiores.

- De forma geral, as curvas de permanência hidrológica apresentadas nos estudos de pré-viabilidade (ATDR-BL, 2002) foram elaboradas a partir de medições no local para séries temporais excessivamente curtas em conjunto com o programa RETSCREEN <<http://www.retscreen.net>>, devido possivelmente às limitações da rede hidrométrica do país. Sempre que for possível, é recomendável utilizar séries de dados hidrológicos de vários anos, para permitir projetar de forma mais precisa o potencial dos aproveitamentos e volume dos reservatórios.
- Vazões ecológicas, sanitárias e para outros usos não foram indicadas nos estudos de pré-viabilidade, contudo, sua quantificação é um aspecto importante a ser levado em consideração. A Lei 620 “Lei geral das águas nacionais” (criada recém em 2007) e os organismos encarregados de garantir o cumprimento da mesma deverão regulamentar o valor destas vazões e sua prioridade.
- Como os sistemas analisados são isolados, o ideal seria trabalhar com fator de capacidade próximo de 1, de maneira a se tentar garantir uma melhor qualidade no atendimento da demanda. Entretanto, quando não for possível, se deveria planejar complementar a geração com outras fontes alternativas, ou no futuro, ligar estes sistemas isolados com o Sistema Interligado Nacional.
- Cabe salientar que no período úmido existe maior probabilidade de garantir o atendimento das demandas do sistema que no período seco, quando o fator de carga for menor que 1.
- Para estudos futuros seria interessante considerar na configuração dos sistemas, o uso de mais de uma turbina, de maneira que melhore a qualidade no atendimento e também se minimize o risco de falha no atendimento das demandas.
- Os parâmetros utilizados para definir prioridades mediante programação compromisso foram selecionados por serem indicadores representativos dos critérios avaliados. Outros dados podem ser acrescentados à análise em função da disponibilidade de informações e com base na opinião do tomador de decisão. Entretanto, é recomendável que os parâmetros a serem utilizados satisfaçam os critérios básicos mencionados pelo Habitat Conservation Trust Fund – (HCTF, 2003) mencionados por Chaves e Alipas (2007) os quais devem ser: disponíveis, compreensíveis, acreditáveis, relevantes e integradores.

Entre as dúvidas geradas, as quais poderiam motivar futuros trabalhos se mencionam as seguintes:

- Avaliar como o acesso à energia elétrica e conseqüente aumento nas atividades humanas na região poderiam afetar a disponibilidade hídrica necessária para satisfazer a demanda relacionada aos diversos usos consuntivos e não consuntivos da água.
- Analisar a utilização conjunta de outras fontes alternativas ou sistemas híbridos para atender as demandas de energia elétrica do caso em estudo, visando diminuir os custos e melhorar a capacidade de geração.

7. REFERÊNCIAS

- ASOCIACIÓN DE TRABAJADORES DE DESARROLLO RURAL – BENJAMÍN LINDER. **Estudio de potencial de generación hidroeléctrica a pequeña escala y pre-factibilidad técnico-financiera de 30 sitios con potencial hidroeléctrico.** Nicaragua, 2002.
- BANCO CENTRAL DE NICARAGUA. **Nicaragua en cifras, mayo 2007.** Managua, 2007.
- BIERMAN, H.; SMIDT, S. **As decisões de orçamento de capital: análise econômica e financeira de projetos de investimento.** 4.ed. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1978. p. 24.
- BIOMASS USERS NETWORK CENTRAL AMERICA (BUN-CA). **Manuales sobre energía renovable: hidráulica a pequeña escala.** San José, 2002. p. 3-19.
- BØCKMAN, T.; FLETEN, S.; JULIUSSEN, E.; LANGHAMMER, H.; REVDAL, I. Investment Timing and Optimal Capacity Choice for Small Hydropower Projects. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 190, p. 255-267, 2008.
- CARVALHO, F.S. **Localização de reservatórios através de técnicas de otimização em ambiente de geoprocessamento: estudo de caso na bacia do rio Coruripe, em Alagoas.** Porto Alegre: UFRGS, 2006. 125 f. Dissertação (Mestrado Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental.) – Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- CHAVES, H.M.L.; ALIPAZ, S. An integrated indicator based on basin hydrology, environment, life, and policy: the watershed sustainability index. **Water Resources Management**, Dordrecht, v. 21, n. 5, p. 883-895, 2007.
- COHON, J. L. **Multiobjective programming and planning.** New York: Academic Press, 1978. 333 p.
- COHON, J. L.; MARKS, D.H. A review and evaluation of multiobjective programming techniques. **Water Resources Research**, Washington, v. 11, n. 2, p. 208-220, 1975.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (NICARAGUA). **Desarrollo de una estrategia y plan de acción para el sector eléctrico.** cap. 1. Nicarágua. 2003. Disponível em : <pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNADE357.pdf>. Acesso em: 16 maio 2007.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (NICARAGUA). **Plan Nacional de Electrificación Rural de Nicaragua (PLANER) 2004-2013.** Managua: 2004.
- DeNEUFVILLE, R.; STAFFORD, J. **System analysis for engineers and managers.** New York: McGraw-Hill, 1971. 353 p.
- DUCKSTEIN, L.; OPRICOVIC, S. Multiobjective optimization in river basin development. **Water Resources Research**, Washington, v. 16, n. 1, p. 14-20, 1980.
- DUVIGNEAU, J.C.; PRASAD, R.N. **Guidelines for calculating financial and economic rates of return for DFC projects.** Washington: World Bank, 1984. 149 p.
- ELETRÓBRÁS. **Manual de mini centrais hidrelétricas.** São Paulo, 1985. p. 4-359.

GABRIEL, S. A.; KUMAR, S., ORDOÑEZ, J.; NASSERIAN, A. A multiobjective optimization model for project selection with probabilistic considerations. **Socio-Economic Planning Science**, Ámsterdam, v. 40, p. 297-313, 2006a.

GABRIEL, S. A.; ORDOÑEZ, J.; FARIA, J. A. Contingency planning in project selection using multiobjective optimization and chance constraints. **Journal of Infrastructure Systems**, New York, v. 12, n. 2, p. 112-120, 2006b.

GARTNER, I.R. **Avaliação ambiental de projetos em bancos de desenvolvimento: evidências e propostas**. Brasília: Ed. Universa/Universidade Católica de Brasília, 2001. 229p.

GERSHON, M.; DUCKSTEIN, L. A procedure for selection of a multiobjective technique with application to water and mineral resources. **Applied Mathematics and Computation**, New York, v. 14, p. 245-271, 1984.

GRIMONI, J. A.; DELPIEDE, D.; AFFONSO, O.; UDAETA, M. Modelamento para análise de projetos de geração hídrica em pequena escala. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS: ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, 5th., 2003, São Pedro. **Proceedings of 5th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission**. Guaratinguetá - SP : UNESP, 2003. p. 1-7.

HABITAT CONSERVATION TRUST FUND. **Mission creek sustainable watershed indicators workbook**. British Columbia, 2003. p 22.

HILL, M. **Planning for multiple objectives - An approach to the evaluation of transportation plans**. Philadelphia: Regional Science Research Institute, 1973. 273 p.

HINES, W.; MONTGOMERY, D.; GOLDSMAN, D.; BORROR, C. **Probabilidade e estatística na engenharia**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2006. cap. 11 e 14.

INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGIA. **Estadísticas**. Nicaragua, 2008. Disponível em: <<http://www.ine.gob.ni>>. Acesso em: 27 mar. 2008.

INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS. Población: Características Generales. In: **CENSO 2005: VIII Censo de Población y IV de Vivienda**. Nicaragua, 2006. v. 1., p. 15-16.

INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ESTUDIOS TERRITORIALES. **Caracterización geográfica del territorio nacional**. Nicaragua, 2008a. Disponível em: < <http://www.ineter.gob.ni/caracterizaciongeografica/caracterizaciongeografica.html> >. Acesso em: 25 mar. 2008

INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ESTUDIOS TERRITORIALES. **Dirección General de Meteorología**. Nicaragua, 2008b. Disponível em: < <http://www.ineter.gob.ni/Direcciones/meteorologia/index.html> >. Acesso em: 25 mar. 2008

KAIJUKA, E. GIS and Rural Electricity Planning in Uganda. **Journal of Cleaner Production**, Amsterdam, v. 15, n. 2, p. 203-217, 2005.

KHENNAS, S.; BARNETT, A. **Best practices for sustainable development of micro hydro power in developing countries.** p. 1-2, DfID, UK, 2000. Disponível em: <<http://www.itdg.org/docs/energy/bestpractcsynthe.pdf>>. Acesso em: 06 out. 2007.

THE LANDSAT program. Disponível em:<<http://landsat.gsfc.nasa.gov>> Acesso em: 21 jun. 2008

LOUCKS, D. P.; VAN BEEK, E. **Water resources systems planning and management: an introduction to methods, models and applications.** Paris:UNESCO, 2005. p. 358-359.

MARCHETTI, V. **Risco e decisão em investimento produtivo.** Porto Alegre: Ed. da Universidade/UFRGS, 1995. p. 12-19.

MARQUES, M. G. **Anotações da disciplina aproveitamentos hidroenergéticos** Porto Alegre: IPH/UFRGS, 2007

MASCAREÑAS, J. La valoración de proyectos de inversión productivos. In: **MONOGRAFÍAS de Juan Mascareñas sobre finanzas corporativas.** Madrid, 2008. Disponível em: <www.ucm.es/info/jmas/mon/03.pdf>. Acesso em: 20 out. 2008.

MAYS, L.W.; TUNG, Y-K. **Hydrosystems engineering and management.** New York: Mcgraw-Hill, 1992. p. 25.

MENDES, C.A.B. **Anotações da disciplina análise sistêmica.** Porto Alegre: IPH/UFRGS, 2007

NICARÁGUA. Ley nº 453 de 29 de abril de 2003. Ley de equidad fiscal. **La Gaceta, Diario Oficial**, Manágua, n. 82, 06 mayo 2003.

NICARÁGUA. Ley nº 467 de 09 de julio de 2003. Ley de promoción al sector hidroeléctrico. **La Gaceta, Diario Oficial**, Manágua, n. 169, 05 sep. 2003.

NICARÁGUA. Ley nº 620 de 15 de mayo de 2007. Ley general de aguas nacionales. **La Gaceta, Diario Oficial**, Manágua, n. 169, 04 sep. 2007.

NICARAGUA: Ministerio de Educación. División de Infraestructura Escolar. **Puntos de localización de establecimientos escolares de los departamentos de Nueva Segovia, Jinotega, Matagalpa, Boaco, RAAN y RAAS.** Manágua, 2008. Archivo eletrônico.

NICARAGUA: Ministerio de Salud. **Encuesta de establecimientos de salud - Nicaragua 2001: informe preliminar.** Nicaragua, 2002.

NIJKAMP, P.; SPRONK, J. Analysis of production and location decisions by means of multi-criteria analysis. **Engineering and Process Economics**, Amsterdam, v. 4, p. 285-302, 1979.

ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS. **Agua para todos, agua para la vida: informe de las Naciones Unidas sobre el desarrollo de los recursos hídricos en el mundo.** Madrid, 2003. p. 250. Disponível em: <http://www.unesco.org/water/wwap/wwdr/wwdr1/index_es.shtml>. Acesso em: 06 abr. 2008

ORGANIZACIÓN PANAMERICANA DE LA SALUD. **Municipios saludables – Camoapa, Boaco.** Manágua, 1998?. Disponível em: <http://www.bvsde.org.ni/web_textos/BVSDE/INIFOM/CD02/Caracterizaciones/Boaco/Camoapa.html>. Acesso em: 30 jun. 2008.

PORTO, R.; LANNA, A.; BRAGA Jr., B.; CIRILO, J.; FILHO, K.; AZEVEDO, L.; CALVO, L.; De BARROS, M.; BARBOSA, P. **Técnicas quantitativas para o gerenciamento de recursos hídricos.** Porto Alegre: ABRH, 1997. 420 p.

PRIBERAM INFORMÁTICA. **Língua portuguesa on-line.** Disponível em: <<http://www.priberam.pt/dlpo/dlpo.aspx>>. Acesso em: 12 abr. 2008.

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO. **Informe sobre desarrollo humano 2007/2008. la lucha contra el cambio climático: solidaridad frente a un mundo dividido.** New York, 2007. p. 240-243.

QUESADA, V.M.; VERGARA J.C. **Análisis cuantitativo con WINQSB edición electrónica.** Cartagena, 2006. p. 107. Disponível em: <www.eumed.net/libros/2006c/216/>. Acesso em: 21 mar. 2008.

RAJU, K.S.; PILLAI, C.R.S. Multicriterion decision making in river basin planning and development. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 112, n. 2, p. 249-257, 1999.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade.** São Paulo: Manole, 2003. p. 67-220.

ROSENTHAL, R. **GAMS: - a user's guide.** Washington DC: GAMS Development Corporation, 2007. p. 1-2.

ROY, S. Optimal planning of generating units over micro-hydro resources within a catchment area. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 20, n. 1, p. 231-236, 2005.

SAHINIDIS, N. **BARON - Branch and reduce optimization navigator. user's manual version 4.0.** Champaign: University of Illinois, 2000. 105 p. Disponível em: <<http://archimedes.cheme.cmu.edu/baron/baron.html>>. Acesso em: 16 dez. 2008.

SANTOS J. N. **Otimização de recursos, a mais importante e complexa atividade logística.** 2007. Disponível em: <http://www.administradores.com.br/artigos/otimizacao_de_recursos_a_mais_importante_e_complexa_atividade_logistica/13913>. Acesso em: 08 abr. 2008.

SHUTTLE Radar Topography mission Disponível em:<<http://www2.jpl.nasa.gov/srtm>> Acesso em: 21 jun. 2008.

SUAREZ SUAREZ, A.S. **Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa.** 17.ed. Madrid: Pirámide, 1996. p. 28.

TIAGO FILHO, G. L.; CAETANO, G. T. Estudo para determinação de custos de implantação de PCH no país. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS 4., 2004, Porto de Galinhas. **Temas**. Porto de Galinhas, 2004. 1CD.

VILAS BOAS, C. L. de. Análise da aplicação de métodos multicritérios de decisão na gestão de recursos hídricos. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 16., 2005, João Pessoa. **Anais**. [João Pessoa]: ABRH, 2005. 1 CD.

WIEST, R. A.; DAI PRÁ, M.; TEIXEIRA, E. D.; TRIERWEILER F. Curvas paramétricas de custos para estudos de inventário hidrelétrico. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS 5., 2006, Florianópolis. **Temas**. Florianópolis, Tractebel Energia, 2006. 1CD.

WURBS, R.A.; JAMES, W.P. **Water resources engineering**. New Jersey: Prentice Hall, 2002. p. 729-735.

YU, P. A class of decisions for group decision problems. **Management Science**, Providence,, v. 19, p. 936, 1973.

ZELNY, M. A concept of compromise solutions and the method of the displaced ideal. **Computers and Operations Research**, New York, v. 1, p. 479-496, 1974.

ANEXO A. Características de consumo e empregos a serem gerados

Simbologia utilizada neste anexo:

- Cliente: Tipo de Consumidor
- Inicial: Quantidade inicial de cada tipo de consumidor
- taxacre: Taxa de crescimento anual da população
- taxacco: Taxa de crescimento anual do consumo elétrico
- Demanda: Demanda de energia média em MWh/ano
- tacesso: Percentagem estimada de cada tipo de cliente a ser beneficiado pelo serviço
- Empregos: Quantidade unitária do número de empregos a serem gerados por cada tipo de indústria.

Tabela A.1 Características de consumo e empregos a serem gerados nos sistemas analisados

MCH	Cliente	Inicial	taxacre	taxacco	Demanda	tacesso	Empregos
1	casas	223	2.30%	2.30%	0.642	90%	0
1	pnegs	12	2.30%	2.30%	1.027	100%	0
1	leite	1	0.00%	0.00%	525.658	100%	25
1	pasto	10	0.00%	0.00%	3.242	100%	60
1	pcafe	10	0.00%	0.00%	10.221	100%	120
1	arroz	1	0.00%	0.00%	2.738	100%	10
1	irrig	1	0.00%	0.00%	4.38	100%	5
2	casas	129	2.90%	2.90%	0.642	90%	0
2	pnegs	6	2.90%	2.90%	1.027	100%	0
2	leite	1	0.00%	0.00%	525.658	100%	25
2	pcafe	1	0.00%	0.00%	17.035	100%	12
2	arroz	1	0.00%	0.00%	3.65	100%	10
2	fumos	1	0.00%	0.00%	5.476	100%	15
2	irrig	3	0.00%	0.00%	5.841	100%	15
3	casas	532	2.30%	2.30%	0.36	90%	0
3	pnegs	25	2.30%	2.30%	0.576	100%	0
3	queij	2	0.00%	0.00%	26.283	100%	16
3	pasto	3	0.00%	0.00%	16.208	100%	18
3	pcafe	3	0.00%	0.00%	10.221	100%	36
3	suino	1	0.00%	0.00%	8.104	100%	10
4	casas	253	2.60%	2.60%	0.6	90%	0
4	pnegs	12	2.60%	2.60%	0.96	100%	0
4	pcafe	5	0.00%	0.00%	17.035	100%	60
4	suino	4	0.00%	0.00%	8.761	100%	40
4	avico	2	0.00%	0.00%	153.317	100%	24
5	casas	138	3.30%	3.30%	0.648	90%	0
5	pnegs	7	3.30%	3.30%	1.037	100%	0
5	pcafe	10	0.00%	0.00%	17.035	100%	120
5	arroz	2	0.00%	0.00%	8.761	100%	20
6	casas	339	2.80%	2.80%	0.54	90%	0
6	pnegs	16	2.80%	2.80%	0.864	100%	0
6	leite	2	0.00%	0.00%	525.658	100%	50
6	matad	1	0.00%	0.00%	65.707	100%	18
6	pcafe	1	0.00%	0.00%	8.761	100%	12

MCH	Cliente	Inicial	taxacre	taxacco	Demanda	tacesso	Empregos
6	suino	1	0.00%	0.00%	2.738	100%	10
7	casas	414	2.90%	2.90%	0.648	90%	0
7	pnegs	20	2.90%	2.90%	1.037	100%	0
7	leite	1	0.00%	0.00%	525.658	100%	25
7	queij	4	0.00%	0.00%	26.283	100%	32
7	pcafe	2	0.00%	0.00%	17.035	100%	24
7	irrig	7	0.00%	0.00%	1.704	100%	42
7	avico	2	0.00%	0.00%	153.317	100%	24
7	cacau	2	0.00%	0.00%	26.283	100%	16
7	pasto	1	0.00%	0.00%	3.242	100%	6
7	suino	2	0.00%	0.00%	8.761	100%	20
8	casas	321	2.56%	2.63%	0.612	90%	0
8	pnegs	15	2.56%	2.63%	0.979	100%	0
8	leite	1	0.00%	0.00%	525.658	100%	25
8	queij	3	0.00%	0.00%	26.283	100%	24
8	pasto	10	0.00%	0.00%	3.242	100%	60
8	pcafe	5	0.00%	0.00%	15.672	100%	71
8	irrig	3	0.00%	0.00%	1.704	100%	15
9	casas	321	2.56%	2.63%	0.612	90%	0
9	pnegs	15	2.56%	2.63%	0.979	100%	0
9	leite	1	0.00%	0.00%	525.658	100%	25
9	queij	3	0.00%	0.00%	26.283	100%	24
9	pasto	10	0.00%	0.00%	3.242	100%	60
9	pcafe	5	0.00%	0.00%	15.672	100%	71
9	irrig	3	0.00%	0.00%	1.704	100%	15
10	casas	468	1.00%	2.47%	0.48	90%	0
10	pnegs	22	1.00%	2.47%	0.768	100%	0
10	leite	1	0.00%	0.00%	131.414	100%	25
10	queij	2	0.00%	0.00%	26.283	100%	16
10	pasto	15	0.00%	0.00%	8.761	100%	90
10	matad	1	0.00%	0.00%	21.902	100%	18
10	pcafe	3	0.00%	0.00%	17.035	100%	36
10	cacau	1	0.00%	0.00%	26.283	100%	8
10	suino	2	0.00%	0.00%	8.761	100%	20

MCH	Cliente	Inicial	taxacre	taxacco	Demanda	tacesso	Empregos
10	avico	1	0.00%	0.00%	153.317	100%	12
11	casas	196	1.00%	2.47%	0.648	90%	0
11	pnegs	9	1.00%	2.47%	1.037	100%	0
11	leite	1	0.00%	0.00%	131.414	100%	25
11	queij	2	0.00%	0.00%	21.902	100%	16
11	pasto	15	0.00%	0.00%	3.242	100%	90
11	pcafe	5	0.00%	0.00%	17.035	100%	60
11	suino	2	0.00%	0.00%	8.761	100%	20
11	avico	2	0.00%	0.00%	153.317	100%	24
12	casas	164	1.90%	0.69%	0.648	90%	0
12	pnegs	8	1.90%	0.69%	1.037	100%	0
12	leite	1	0.00%	0.00%	473.092	100%	25
12	queij	1	0.00%	0.00%	26.283	100%	8
12	pasto	10	0.00%	0.00%	3.242	100%	60
12	irrig	1	0.00%	0.00%	3.833	100%	5
13	casas	1001	2.00%	2.00%	0.648	90%	0
13	pnegs	53	2.00%	2.00%	1.037	100%	0
14	casas	267	2.70%	2.70%	0.6	90%	0
14	pnegs	13	2.70%	2.70%	0.96	100%	0
14	leite	3	0.00%	0.00%	131.414	100%	75
14	queij	4	0.00%	0.00%	26.283	100%	32
14	pasto	15	0.00%	0.00%	3.242	100%	90
15	casas	316	2.70%	2.70%	0.57	90%	0
15	pnegs	14	2.70%	2.70%	0.972	100%	0
15	leite	2	0.00%	0.00%	131.414	100%	50
15	queij	6	0.00%	0.00%	26.283	100%	48
15	pasto	10	0.00%	0.00%	3.242	100%	60
15	oleos	1	0.00%	0.00%	131.414	100%	10
16	casas	159	2.70%	2.70%	0.51	90%	0
16	pnegs	7	2.70%	2.70%	0.816	100%	0
16	leite	1	0.00%	0.00%	131.414	100%	25
16	queij	1	0.00%	0.00%	26.283	100%	16
16	pasto	10	0.00%	0.00%	16.208	100%	60
16	arroz	1	0.00%	0.00%	2.738	100%	10

MCH	Cliente	Inicial	taxacre	taxacco	Demanda	tacesso	Empregos
17	casas	2827	2.70%	2.70%	0.54	90%	0
17	pnegs	133	2.70%	2.70%	0.864	100%	0
17	leite	1	0.00%	0.00%	131.414	100%	25
17	queij	4	0.00%	0.00%	26.283	100%	32
17	pasto	20	0.00%	0.00%	3.242	100%	120
17	avico	2	0.00%	0.00%	153.317	100%	24
17	arroz	3	0.00%	0.00%	2.738	100%	30
17	armaz	2	0.00%	0.00%	2.92	100%	16
18	casas	797	4.00%	4.00%	0.648	90%	0
18	pnegs	38	4.00%	4.00%	1.037	100%	0
18	leite	5	0.00%	0.00%	131.414	100%	125
18	queij	3	0.00%	0.00%	26.283	100%	24
18	pasto	20	0.00%	0.00%	3.242	100%	120

ANEXO B. Custo de implantação vs. energia disponível para cada projeto

Simbologia utilizada neste anexo:

- $Q(m^3/s)$ Vazão com % de permanência
- $P(kw)$ Potência nominal para Q
- $q(m^3/s)$ Vazão média
- $P_{med}(kw)$ Potência média em função de q
- $Vol(m^3)$ Volume anual que passa pela seção em função da permanência de Q .
- $E(kwh/a)$ Energia disponível na vazão média anual do rio em função de q .

Tabela B.1 Cálculo da energia disponível para a MCH01

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	0.830	1174.12	0.279	393.97	8.78E+06	3.45E+06
5%	0.550	778.03	0.272	384.06	8.56E+06	3.36E+06
10%	0.430	608.28	0.263	371.33	8.28E+06	3.25E+06
15%	0.390	551.69	0.258	364.26	8.12E+06	3.19E+06
20%	0.380	537.55	0.256	361.78	8.07E+06	3.17E+06
25%	0.350	495.11	0.249	352.24	7.85E+06	3.09E+06
30%	0.330	466.82	0.244	344.46	7.68E+06	3.02E+06
35%	0.320	452.67	0.240	339.86	7.58E+06	2.98E+06
40%	0.290	410.23	0.229	323.94	7.22E+06	2.84E+06
45%	0.270	381.94	0.221	311.92	6.95E+06	2.73E+06
50%	0.250	353.65	0.211	298.48	6.65E+06	2.61E+06
55%	0.240	339.50	0.206	291.05	6.49E+06	2.55E+06
60%	0.210	297.07	0.189	266.65	5.94E+06	2.34E+06
65%	0.200	282.92	0.182	257.81	5.75E+06	2.26E+06
70%	0.190	268.77	0.176	248.26	5.53E+06	2.17E+06
75%	0.170	240.48	0.161	227.75	5.08E+06	2.00E+06
80%	0.150	212.19	0.146	205.82	4.59E+06	1.80E+06
85%	0.150	212.19	0.146	205.82	4.59E+06	1.80E+06
90%	0.130	183.90	0.128	181.07	4.04E+06	1.59E+06
95%	0.110	155.61	0.110	154.90	3.45E+06	1.36E+06
100%	0.090	127.31	0.090	127.31	2.84E+06	1.12E+06

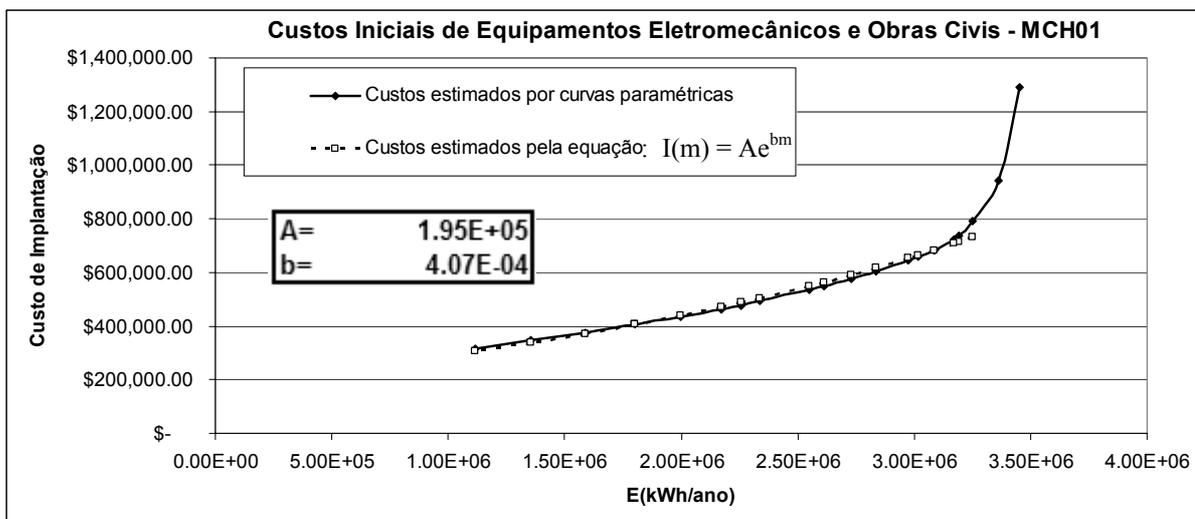


Figura B.1 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH01

Tabela B.2 Cálculo da energia disponível para a MCH02

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	3.100	1362.41	0.716	314.78	2.26E+07	2.76E+06
5%	1.870	821.84	0.686	301.27	2.16E+07	2.64E+06
10%	1.360	597.70	0.647	284.46	2.04E+07	2.49E+06
15%	1.120	492.23	0.617	271.27	1.95E+07	2.38E+06
20%	0.890	391.14	0.577	253.58	1.82E+07	2.22E+06
25%	0.840	369.17	0.566	248.64	1.78E+07	2.18E+06
30%	0.810	355.99	0.558	245.01	1.76E+07	2.15E+06
35%	0.760	334.01	0.541	237.87	1.71E+07	2.08E+06
40%	0.700	307.64	0.519	227.98	1.64E+07	2.00E+06
45%	0.620	272.48	0.485	213.04	1.53E+07	1.87E+06
50%	0.550	241.72	0.452	198.43	1.42E+07	1.74E+06
55%	0.500	219.74	0.425	186.89	1.34E+07	1.64E+06
60%	0.460	202.16	0.402	176.78	1.27E+07	1.55E+06
65%	0.420	184.58	0.377	165.80	1.19E+07	1.45E+06
70%	0.380	167.01	0.350	153.93	1.10E+07	1.35E+06
75%	0.350	153.82	0.329	144.37	1.04E+07	1.26E+06
80%	0.320	140.64	0.305	134.15	9.63E+06	1.18E+06
85%	0.280	123.06	0.272	119.65	8.59E+06	1.05E+06
90%	0.250	109.87	0.246	108.11	7.76E+06	9.47E+05
95%	0.210	92.29	0.209	91.85	6.59E+06	8.05E+05
100%	0.170	74.71	0.170	74.71	5.36E+06	6.54E+05

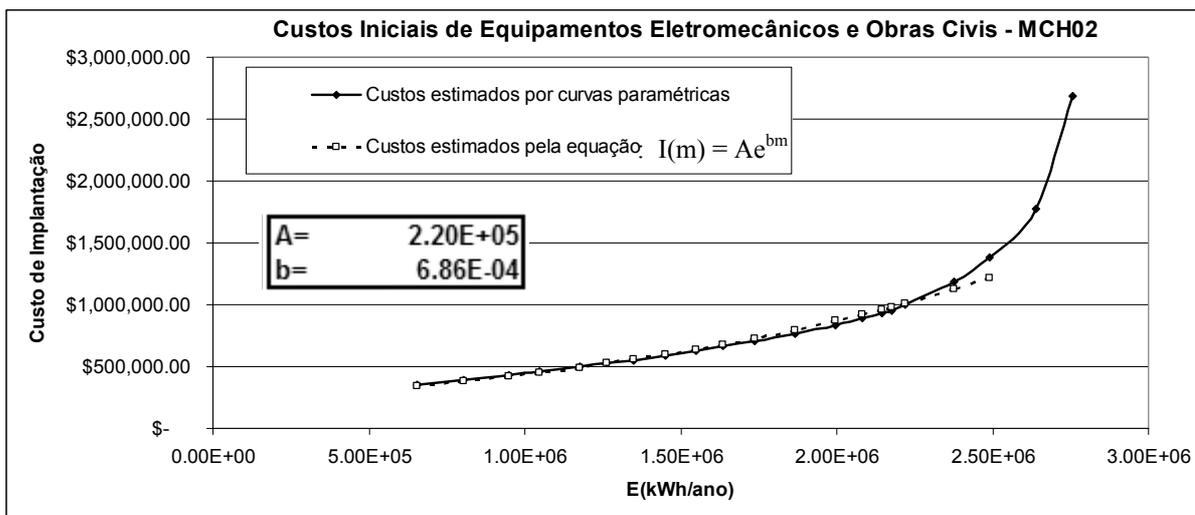


Figura B.2 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH02

Tabela B.3 Cálculo da energia disponível para a MCH03

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	5.480	1128.93	1.369	282.03	4.32E+07	2.47E+06
5%	3.540	729.28	1.321	272.04	4.16E+07	2.38E+06
10%	3.300	679.83	1.303	268.33	4.11E+07	2.35E+06
15%	3.000	618.03	1.265	260.60	3.99E+07	2.28E+06
20%	2.730	562.41	1.218	250.87	3.84E+07	2.20E+06
25%	2.450	504.72	1.155	237.89	3.64E+07	2.08E+06
30%	1.870	385.24	0.995	205.03	3.14E+07	1.80E+06
35%	1.600	329.62	0.908	186.95	2.86E+07	1.64E+06
40%	1.250	257.51	0.776	159.92	2.45E+07	1.40E+06
45%	0.920	189.53	0.636	131.02	2.01E+07	1.15E+06
50%	0.770	158.63	0.565	116.34	1.78E+07	1.02E+06
55%	0.650	133.91	0.502	103.37	1.58E+07	9.05E+05
60%	0.520	107.13	0.427	87.97	1.35E+07	7.71E+05
65%	0.420	86.52	0.365	75.09	1.15E+07	6.58E+05
70%	0.360	74.16	0.324	66.75	1.02E+07	5.85E+05
75%	0.300	61.80	0.281	57.79	8.85E+06	5.06E+05
80%	0.260	53.56	0.250	51.40	7.87E+06	4.50E+05
85%	0.250	51.50	0.241	49.70	7.61E+06	4.35E+05
90%	0.210	43.26	0.206	42.49	6.50E+06	3.72E+05
95%	0.170	35.02	0.169	34.87	5.34E+06	3.05E+05
100%	0.140	28.84	0.140	28.84	4.42E+06	2.53E+05

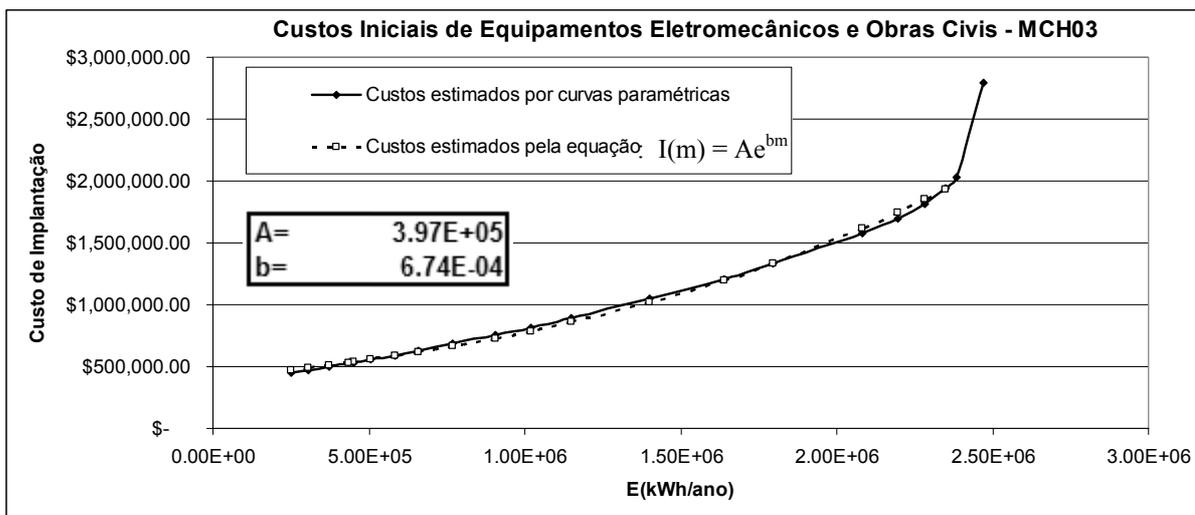


Figura B.3 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH03

Tabela B.4 Cálculo da energia disponível para a MCH04

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	2.950	2025.77	0.990	679.49	3.12E+07	5.95E+06
5%	1.930	1325.33	0.964	661.98	3.04E+07	5.80E+06
10%	1.530	1050.65	0.934	641.38	2.95E+07	5.62E+06
15%	1.370	940.78	0.914	627.64	2.88E+07	5.50E+06
20%	1.360	933.91	0.912	626.44	2.88E+07	5.49E+06
25%	1.250	858.38	0.888	609.45	2.80E+07	5.34E+06
30%	1.180	810.31	0.868	596.23	2.74E+07	5.22E+06
35%	1.140	782.84	0.855	587.30	2.70E+07	5.14E+06
40%	1.040	714.17	0.818	561.55	2.58E+07	4.92E+06
45%	0.960	659.23	0.784	538.20	2.47E+07	4.71E+06
50%	0.870	597.43	0.741	508.84	2.34E+07	4.46E+06
55%	0.830	569.96	0.720	494.42	2.27E+07	4.33E+06
60%	0.760	521.89	0.680	466.78	2.14E+07	4.09E+06
65%	0.710	487.56	0.649	445.32	2.05E+07	3.90E+06
70%	0.680	466.96	0.628	431.42	1.98E+07	3.78E+06
75%	0.610	418.89	0.578	396.57	1.82E+07	3.47E+06
80%	0.540	370.82	0.523	359.32	1.65E+07	3.15E+06
85%	0.530	363.95	0.515	353.65	1.62E+07	3.10E+06
90%	0.470	322.75	0.463	317.60	1.46E+07	2.78E+06
95%	0.400	274.68	0.398	273.13	1.25E+07	2.39E+06
100%	0.310	212.88	0.310	212.88	9.78E+06	1.86E+06

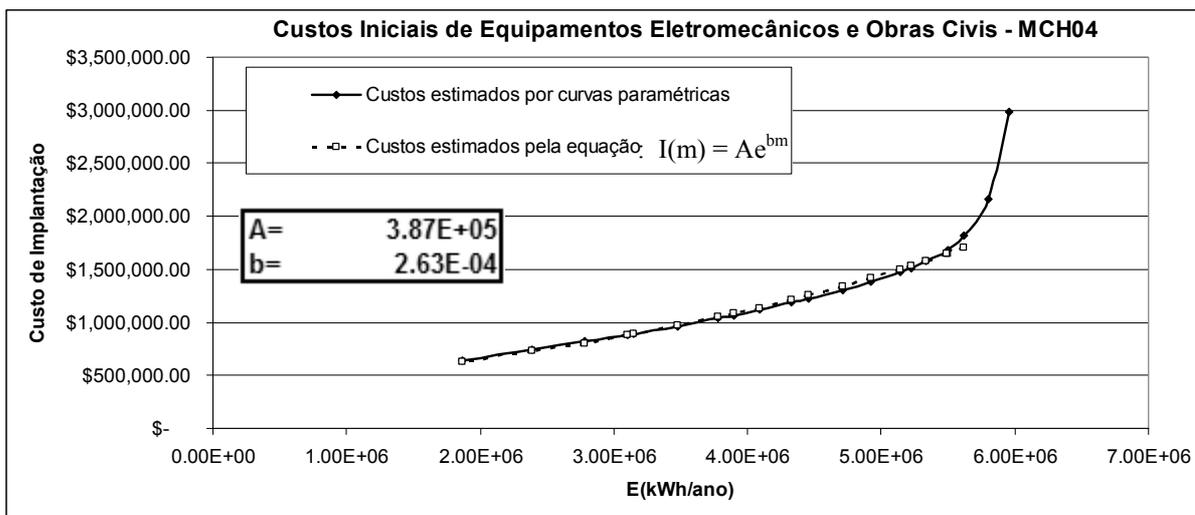


Figura B.4 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH04

Tabela B.5 Cálculo da energia disponível para a MCH05

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	0.990	1087.73	0.229	251.33	7.21E+06	2.20E+06
5%	0.600	659.23	0.219	240.62	6.91E+06	2.11E+06
10%	0.430	472.45	0.206	226.61	6.50E+06	1.99E+06
15%	0.360	395.54	0.198	217.00	6.23E+06	1.90E+06
20%	0.280	307.64	0.184	201.62	5.79E+06	1.77E+06
25%	0.270	296.65	0.181	199.14	5.72E+06	1.74E+06
30%	0.260	285.67	0.179	196.12	5.63E+06	1.72E+06
35%	0.240	263.69	0.172	188.98	5.42E+06	1.66E+06
40%	0.220	241.72	0.165	180.74	5.19E+06	1.58E+06
45%	0.200	219.74	0.156	171.40	4.92E+06	1.50E+06
50%	0.180	197.77	0.147	160.96	4.62E+06	1.41E+06
55%	0.160	175.80	0.136	149.43	4.29E+06	1.31E+06
60%	0.150	164.81	0.130	143.11	4.11E+06	1.25E+06
65%	0.130	142.83	0.118	129.37	3.71E+06	1.13E+06
70%	0.120	131.85	0.111	121.96	3.50E+06	1.07E+06
75%	0.110	120.86	0.104	113.99	3.27E+06	9.99E+05
80%	0.100	109.87	0.096	105.48	3.03E+06	9.24E+05
85%	0.090	98.88	0.088	96.41	2.77E+06	8.45E+05
90%	0.080	87.90	0.079	86.80	2.49E+06	7.60E+05
95%	0.070	76.91	0.070	76.64	2.20E+06	6.71E+05
100%	0.060	65.92	0.060	65.92	1.89E+06	5.77E+05

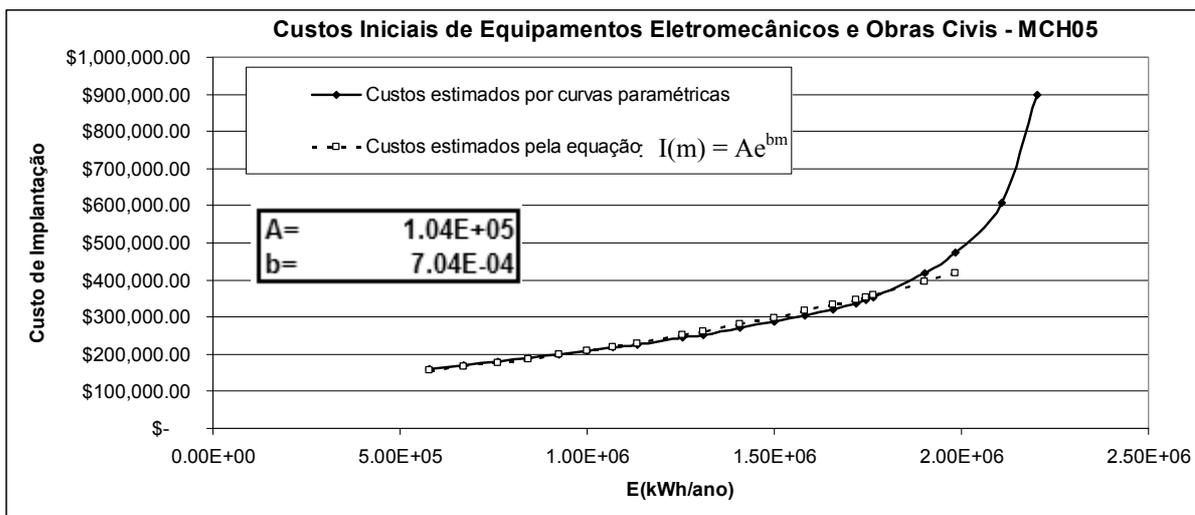


Figura B.5 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH05

Tabela B.6 Cálculo da energia disponível para a MCH06

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	37.550	7219.96	8.700	1672.85	2.74E+08	1.47E+07
5%	22.710	4366.59	8.329	1601.51	2.63E+08	1.40E+07
10%	16.510	3174.48	7.864	1512.11	2.48E+08	1.32E+07
15%	13.620	2618.80	7.503	1442.65	2.37E+08	1.26E+07
20%	10.740	2065.04	6.999	1345.74	2.21E+08	1.18E+07
25%	10.130	1947.76	6.862	1319.35	2.16E+08	1.16E+07
30%	9.870	1897.76	6.790	1305.60	2.14E+08	1.14E+07
35%	9.260	1780.48	6.592	1267.48	2.08E+08	1.11E+07
40%	8.470	1628.58	6.296	1210.52	1.99E+08	1.06E+07
45%	7.550	1451.68	5.905	1135.34	1.86E+08	9.95E+06
50%	6.720	1292.09	5.511	1059.54	1.74E+08	9.28E+06
55%	6.110	1174.81	5.190	997.96	1.64E+08	8.74E+06
60%	5.590	1074.82	4.891	940.47	1.54E+08	8.24E+06
65%	5.110	982.53	4.591	882.79	1.45E+08	7.73E+06
70%	4.630	890.24	4.267	820.49	1.35E+08	7.19E+06
75%	4.280	822.94	4.014	771.70	1.27E+08	6.76E+06
80%	3.840	738.34	3.673	706.13	1.16E+08	6.19E+06
85%	3.450	663.35	3.351	644.27	1.06E+08	5.64E+06
90%	3.060	588.36	3.010	578.65	9.49E+07	5.07E+06
95%	2.530	486.46	2.519	484.39	7.94E+07	4.24E+06
100%	2.100	403.78	2.100	403.78	6.62E+07	3.54E+06

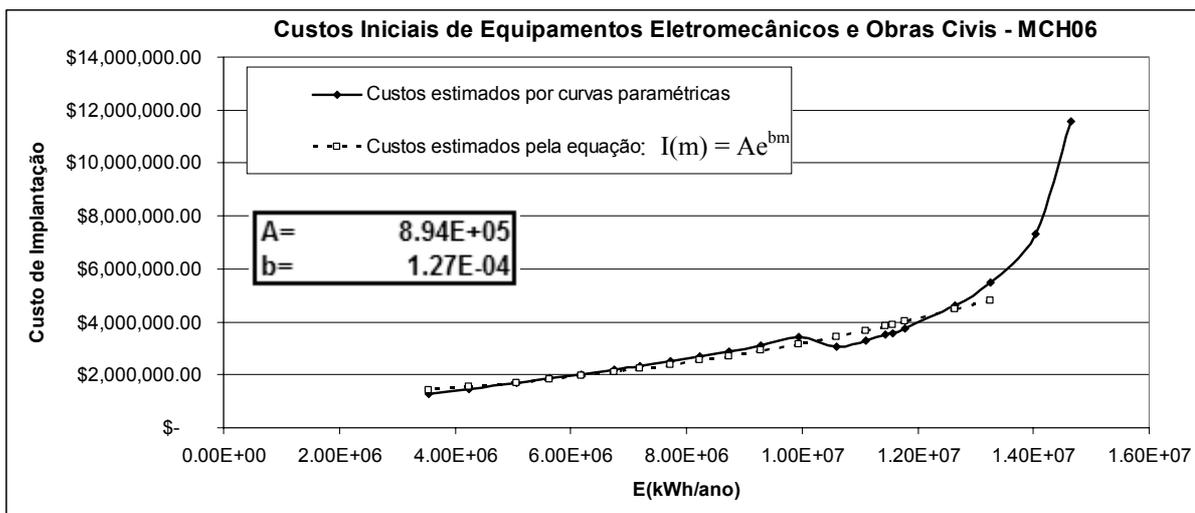


Figura B.6 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH06

Tabela B.7 Cálculo da energia disponível para a MCH07

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	3.880	1252.27	0.900	290.31	2.84E+07	2.54E+06
5%	2.350	758.46	0.861	277.97	2.72E+07	2.43E+06
10%	1.700	548.67	0.813	262.23	2.56E+07	2.30E+06
15%	1.410	455.08	0.776	250.53	2.45E+07	2.19E+06
20%	1.110	358.25	0.724	233.59	2.28E+07	2.05E+06
25%	1.050	338.89	0.710	229.23	2.24E+07	2.01E+06
30%	1.020	329.20	0.702	226.57	2.21E+07	1.98E+06
35%	0.960	309.84	0.683	220.28	2.15E+07	1.93E+06
40%	0.870	280.79	0.649	209.38	2.05E+07	1.83E+06
45%	0.780	251.74	0.611	197.04	1.93E+07	1.73E+06
50%	0.690	222.70	0.568	183.24	1.79E+07	1.61E+06
55%	0.630	203.33	0.536	173.07	1.69E+07	1.52E+06
60%	0.580	187.19	0.508	163.80	1.60E+07	1.43E+06
65%	0.530	171.06	0.476	153.71	1.50E+07	1.35E+06
70%	0.480	154.92	0.443	142.82	1.40E+07	1.25E+06
75%	0.440	142.01	0.414	133.46	1.30E+07	1.17E+06
80%	0.400	129.10	0.383	123.45	1.21E+07	1.08E+06
85%	0.360	116.19	0.350	112.80	1.10E+07	9.88E+05
90%	0.320	103.28	0.315	101.50	9.92E+06	8.89E+05
95%	0.260	83.91	0.259	83.59	8.17E+06	7.32E+05
100%	0.220	71.00	0.220	71.00	6.94E+06	6.22E+05

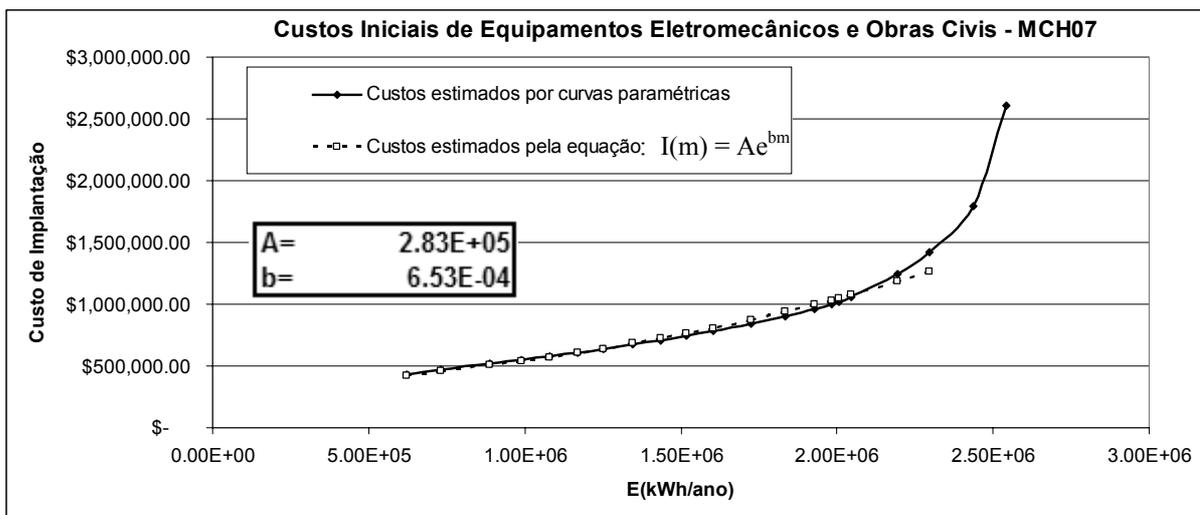


Figura B.7 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH07

Tabela B.8 Cálculo da energia disponível para a MCH08

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	2.330	2992.02	0.782	1004.51	2.47E+07	8.80E+06
5%	1.530	1964.72	0.762	978.83	2.40E+07	8.57E+06
10%	1.210	1553.80	0.738	948.01	2.33E+07	8.30E+06
15%	1.080	1386.86	0.722	927.14	2.28E+07	8.12E+06
20%	1.070	1374.02	0.720	924.89	2.27E+07	8.10E+06
25%	0.990	1271.29	0.702	901.78	2.21E+07	7.90E+06
30%	0.930	1194.24	0.686	880.59	2.16E+07	7.71E+06
35%	0.900	1155.72	0.676	868.07	2.13E+07	7.60E+06
40%	0.820	1052.99	0.646	829.55	2.04E+07	7.27E+06
45%	0.760	975.94	0.621	796.80	1.96E+07	6.98E+06
50%	0.690	886.05	0.587	754.10	1.85E+07	6.61E+06
55%	0.660	847.53	0.572	733.88	1.80E+07	6.43E+06
60%	0.600	770.48	0.537	689.58	1.69E+07	6.04E+06
65%	0.560	719.11	0.512	657.47	1.61E+07	5.76E+06
70%	0.540	693.43	0.499	640.14	1.57E+07	5.61E+06
75%	0.480	616.38	0.455	584.28	1.43E+07	5.12E+06
80%	0.430	552.18	0.416	534.52	1.31E+07	4.68E+06
85%	0.420	539.33	0.408	523.92	1.29E+07	4.59E+06
90%	0.370	475.13	0.364	467.74	1.15E+07	4.10E+06
95%	0.320	410.92	0.318	408.35	1.00E+07	3.58E+06
100%	0.240	308.19	0.240	308.19	7.57E+06	2.70E+06

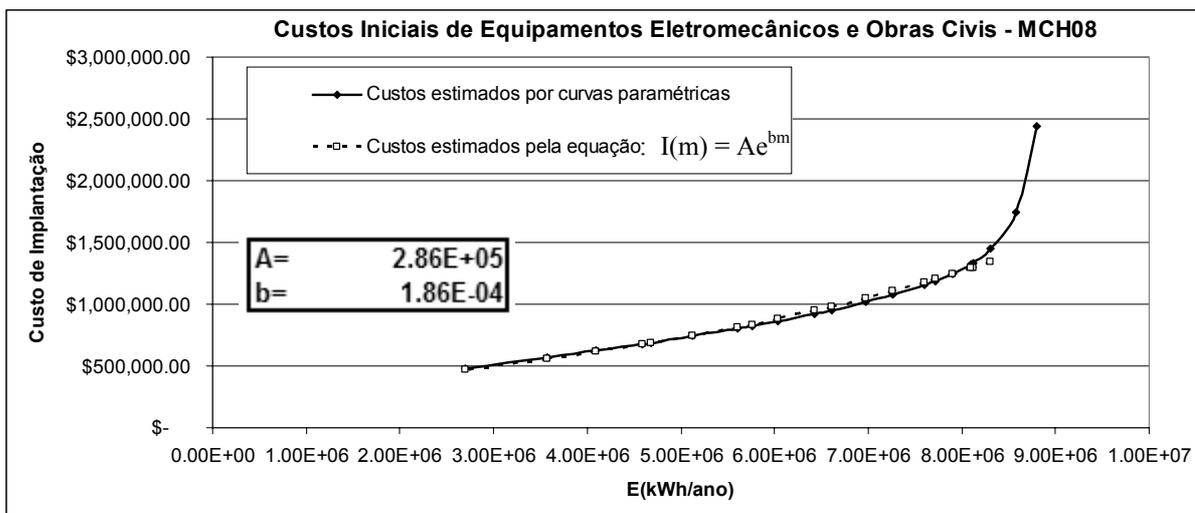


Figura B.8 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH08

Tabela B.9 Cálculo da energia disponível para a MCH09

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	3.700	2769.46	1.241	928.71	3.91E+07	8.14E+06
5%	2.420	1811.38	1.209	904.75	3.81E+07	7.93E+06
10%	1.920	1437.13	1.171	876.68	3.69E+07	7.68E+06
15%	1.720	1287.43	1.146	857.97	3.61E+07	7.52E+06
20%	1.700	1272.46	1.143	855.35	3.60E+07	7.49E+06
25%	1.560	1167.66	1.111	831.77	3.50E+07	7.29E+06
30%	1.480	1107.78	1.089	815.31	3.44E+07	7.14E+06
35%	1.430	1070.36	1.073	803.14	3.38E+07	7.04E+06
40%	1.300	973.05	1.024	766.65	3.23E+07	6.72E+06
45%	1.210	905.69	0.986	738.02	3.11E+07	6.47E+06
50%	1.090	815.87	0.929	695.36	2.93E+07	6.09E+06
55%	1.050	785.93	0.908	679.64	2.86E+07	5.95E+06
60%	0.950	711.08	0.851	636.60	2.68E+07	5.58E+06
65%	0.890	666.17	0.813	608.53	2.56E+07	5.33E+06
70%	0.850	636.23	0.786	588.32	2.48E+07	5.15E+06
75%	0.770	576.35	0.728	544.91	2.30E+07	4.77E+06
80%	0.680	508.98	0.658	492.70	2.08E+07	4.32E+06
85%	0.660	494.01	0.642	480.35	2.02E+07	4.21E+06
90%	0.590	441.62	0.581	434.51	1.83E+07	3.81E+06
95%	0.500	374.25	0.497	372.19	1.57E+07	3.26E+06
100%	0.390	291.92	0.390	291.92	1.23E+07	2.56E+06

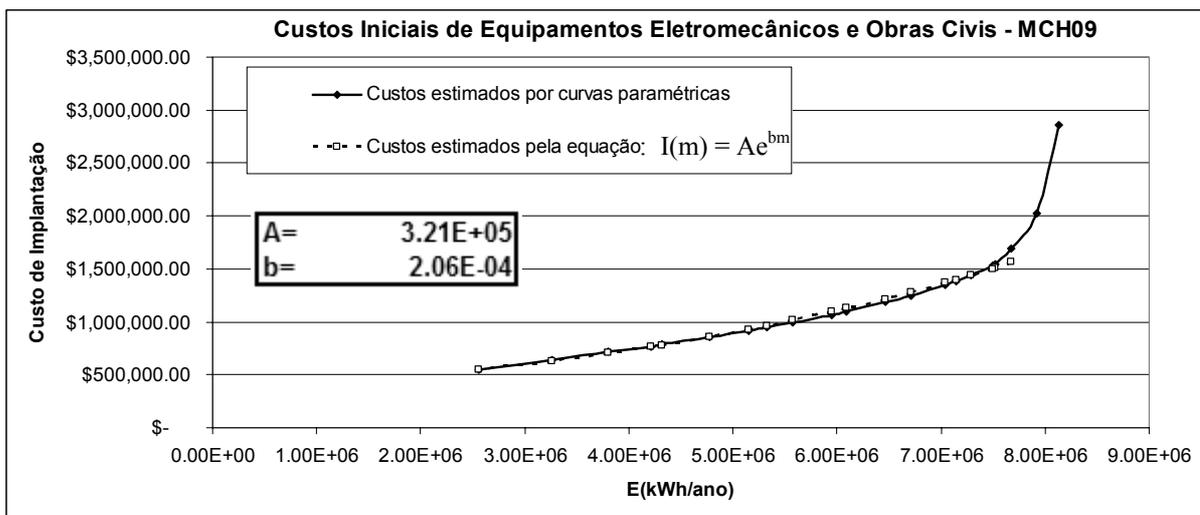


Figura B.9 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH09

Tabela B.10 Cálculo da energia disponível para a MCH10

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	5.610	2619.62	1.403	655.02	4.42E+07	5.74E+06
5%	3.620	1690.38	1.353	631.79	4.27E+07	5.53E+06
10%	3.380	1578.31	1.335	623.39	4.21E+07	5.46E+06
15%	3.070	1433.55	1.296	605.29	4.09E+07	5.30E+06
20%	2.800	1307.48	1.249	583.23	3.94E+07	5.11E+06
25%	2.510	1172.06	1.184	552.76	3.73E+07	4.84E+06
30%	1.910	891.89	1.019	475.71	3.21E+07	4.17E+06
35%	1.640	765.81	0.931	434.74	2.94E+07	3.81E+06
40%	1.290	602.37	0.800	373.45	2.52E+07	3.27E+06
45%	0.950	443.61	0.655	305.97	2.07E+07	2.68E+06
50%	0.780	364.23	0.575	268.27	1.81E+07	2.35E+06
55%	0.660	308.19	0.512	238.85	1.61E+07	2.09E+06
60%	0.540	252.16	0.443	206.63	1.40E+07	1.81E+06
65%	0.430	200.79	0.374	174.52	1.18E+07	1.53E+06
70%	0.370	172.77	0.333	155.61	1.05E+07	1.36E+06
75%	0.310	144.76	0.290	135.30	9.14E+06	1.19E+06
80%	0.270	126.08	0.259	120.82	8.16E+06	1.06E+06
85%	0.260	121.41	0.251	116.97	7.90E+06	1.02E+06
90%	0.210	98.06	0.207	96.54	6.52E+06	8.46E+05
95%	0.180	84.05	0.179	83.59	5.64E+06	7.32E+05
100%	0.140	65.37	0.140	65.37	4.42E+06	5.73E+05

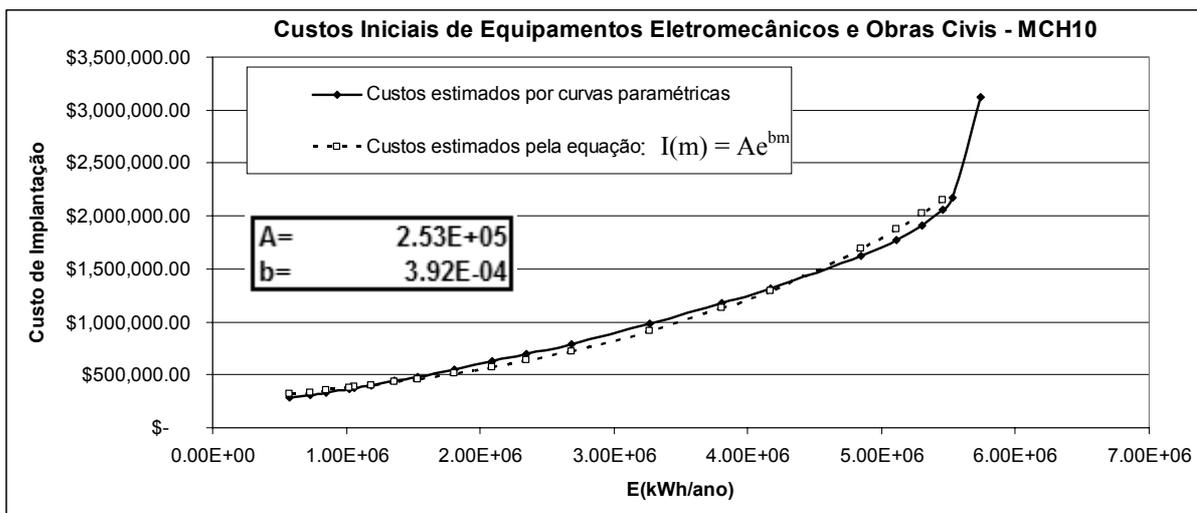


Figura B.10 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH10

Tabela B.11 Cálculo da energia disponível para a MCH11

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	4.790	1809.11	1.604	605.90	5.06E+07	5.31E+06
5%	3.140	1185.93	1.563	590.32	4.93E+07	5.17E+06
10%	2.480	936.66	1.514	571.63	4.77E+07	5.01E+06
15%	2.220	838.46	1.481	559.35	4.67E+07	4.90E+06
20%	2.200	830.91	1.478	558.03	4.66E+07	4.89E+06
25%	2.020	762.92	1.437	542.73	4.53E+07	4.75E+06
30%	1.920	725.16	1.410	532.35	4.44E+07	4.66E+06
35%	1.850	698.72	1.387	523.75	4.37E+07	4.59E+06
40%	1.680	634.51	1.323	499.68	4.17E+07	4.38E+06
45%	1.560	589.19	1.272	480.42	4.01E+07	4.21E+06
50%	1.410	532.54	1.201	453.51	3.79E+07	3.97E+06
55%	1.350	509.87	1.169	441.61	3.69E+07	3.87E+06
60%	1.230	464.55	1.100	415.55	3.47E+07	3.64E+06
65%	1.150	434.34	1.050	396.66	3.31E+07	3.47E+06
70%	1.100	415.45	1.017	383.92	3.21E+07	3.36E+06
75%	0.990	373.91	0.937	353.80	2.95E+07	3.10E+06
80%	0.870	328.59	0.844	318.67	2.66E+07	2.79E+06
85%	0.860	324.81	0.836	315.56	2.63E+07	2.76E+06
90%	0.760	287.04	0.748	282.51	2.36E+07	2.47E+06
95%	0.650	245.50	0.646	244.08	2.04E+07	2.14E+06
100%	0.500	188.84	0.500	188.84	1.58E+07	1.65E+06

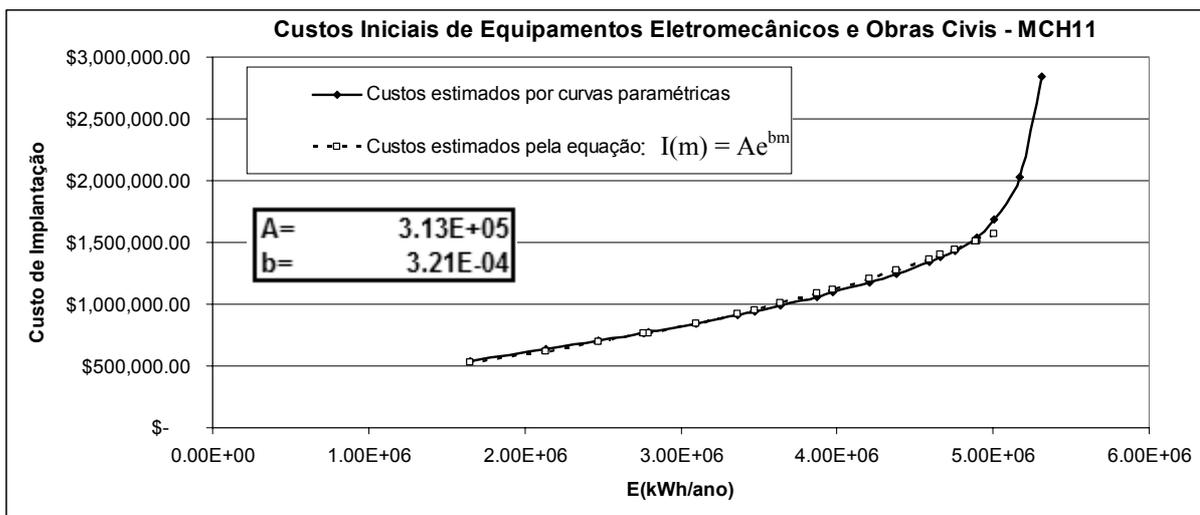


Figura B.11 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH11

Tabela B.12 Cálculo da energia disponível para a MCH12

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	34.340	3065.57	8.586	766.44	2.71E+08	6.71E+06
5%	22.170	1979.14	8.281	739.28	2.61E+08	6.48E+06
10%	20.700	1847.91	8.171	729.43	2.58E+08	6.39E+06
15%	18.790	1677.40	7.932	708.12	2.50E+08	6.20E+06
20%	17.140	1530.10	7.644	682.34	2.41E+08	5.98E+06
25%	15.360	1371.20	7.243	646.59	2.28E+08	5.66E+06
30%	11.700	1044.47	6.237	556.74	1.97E+08	4.88E+06
35%	10.060	898.07	5.704	509.16	1.80E+08	4.46E+06
40%	7.860	701.67	4.879	435.51	1.54E+08	3.82E+06
45%	5.790	516.88	3.999	356.97	1.26E+08	3.13E+06
50%	4.800	428.50	3.529	314.99	1.11E+08	2.76E+06
55%	4.070	363.33	3.145	280.78	9.92E+07	2.46E+06
60%	3.290	293.70	2.697	240.74	8.50E+07	2.11E+06
65%	2.640	235.68	2.291	204.48	7.22E+07	1.79E+06
70%	2.230	199.07	2.014	179.77	6.35E+07	1.57E+06
75%	1.880	167.83	1.760	157.12	5.55E+07	1.38E+06
80%	1.650	147.30	1.582	141.20	4.99E+07	1.24E+06
85%	1.590	141.94	1.532	136.79	4.83E+07	1.20E+06
90%	1.300	116.05	1.279	114.13	4.03E+07	1.00E+06
95%	1.080	96.41	1.075	95.97	3.39E+07	8.41E+05
100%	0.880	78.56	0.880	78.56	2.78E+07	6.88E+05

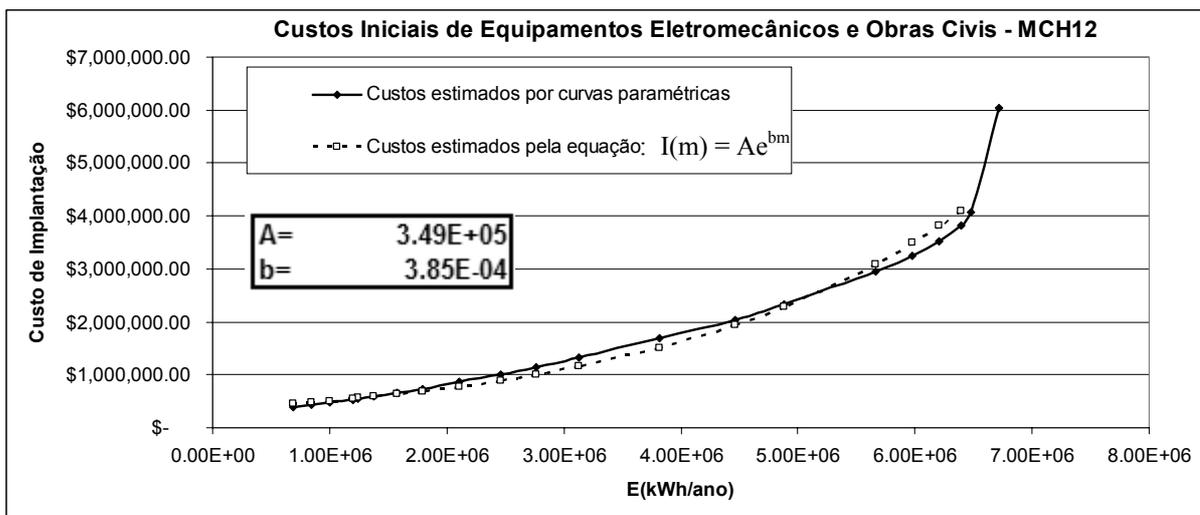


Figura B.12 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH12

Tabela B.13 Cálculo da energia disponível para a MCH13

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	594.390	16326.70	148.612	4082.08	4.69E+09	3.58E+07
5%	383.760	10541.12	143.347	3937.44	4.52E+09	3.45E+07
10%	358.230	9839.86	141.432	3884.85	4.46E+09	3.40E+07
15%	325.160	8931.49	137.298	3771.30	4.33E+09	3.30E+07
20%	296.680	8149.21	132.314	3634.40	4.17E+09	3.18E+07
25%	265.830	7301.82	125.373	3443.74	3.95E+09	3.02E+07
30%	202.510	5562.54	107.960	2965.44	3.40E+09	2.60E+07
35%	174.170	4784.10	98.749	2712.44	3.11E+09	2.38E+07
40%	136.090	3738.12	84.469	2320.20	2.66E+09	2.03E+07
45%	100.220	2752.84	69.225	1901.46	2.18E+09	1.67E+07
50%	83.100	2282.59	61.093	1678.09	1.93E+09	1.47E+07
55%	70.410	1934.02	54.430	1495.09	1.72E+09	1.31E+07
60%	56.970	1564.85	46.702	1282.82	1.47E+09	1.12E+07
65%	45.760	1256.94	39.696	1090.37	1.25E+09	9.55E+06
70%	38.670	1062.19	34.910	958.91	1.10E+09	8.40E+06
75%	32.620	896.01	30.524	838.43	9.63E+08	7.34E+06
80%	28.630	786.41	27.432	753.50	8.65E+08	6.60E+06
85%	27.450	754.00	26.458	726.76	8.34E+08	6.37E+06
90%	22.440	616.38	22.075	606.34	6.96E+08	5.31E+06
95%	18.750	515.03	18.661	512.59	5.89E+08	4.49E+06
100%	15.200	417.51	15.200	417.51	4.79E+08	3.66E+06

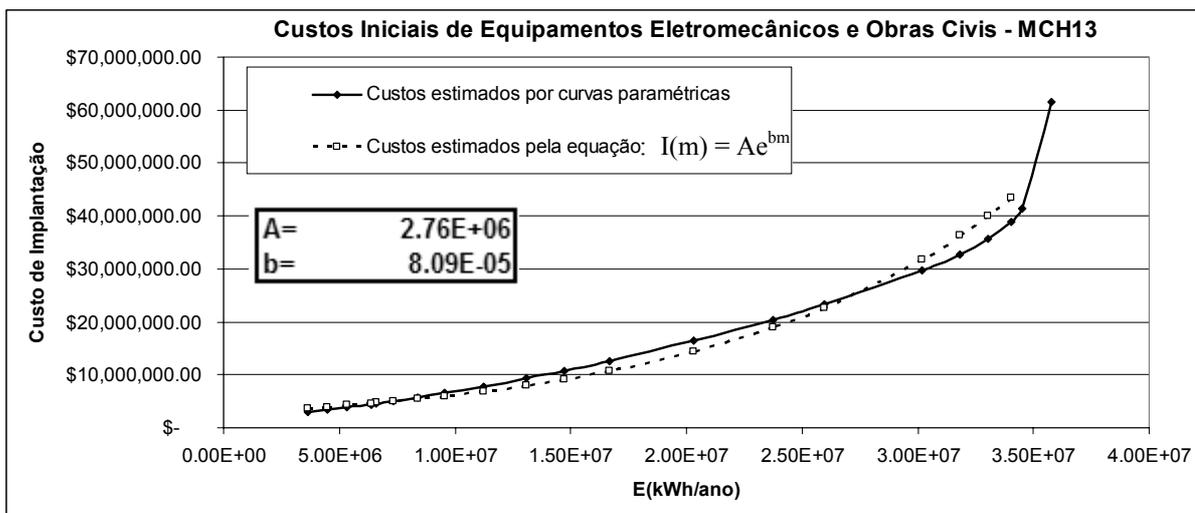


Figura B.13 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH13

Tabela B.14 Cálculo da energia disponível para a MCH14

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	10.180	4543.89	3.407	1520.62	1.07E+08	1.33E+07
5%	6.670	2977.19	3.319	1481.45	1.05E+08	1.30E+07
10%	5.280	2356.75	3.215	1434.92	1.01E+08	1.26E+07
15%	4.720	2106.80	3.145	1403.67	9.92E+07	1.23E+07
20%	4.680	2088.94	3.138	1400.55	9.90E+07	1.23E+07
25%	4.300	1919.33	3.052	1362.39	9.63E+07	1.19E+07
30%	4.080	1821.13	2.992	1335.38	9.43E+07	1.17E+07
35%	3.920	1749.71	2.940	1312.17	9.27E+07	1.15E+07
40%	3.570	1593.49	2.809	1253.59	8.86E+07	1.10E+07
45%	3.320	1481.90	2.702	1206.16	8.52E+07	1.06E+07
50%	3.000	1339.07	2.550	1138.32	8.04E+07	9.97E+06
55%	2.880	1285.50	2.487	1110.20	7.84E+07	9.73E+06
60%	2.620	1169.45	2.338	1043.47	7.37E+07	9.14E+06
65%	2.440	1089.11	2.225	993.25	7.02E+07	8.70E+06
70%	2.355	1051.17	2.168	967.64	6.84E+07	8.48E+06
75%	2.110	941.81	1.990	888.36	6.28E+07	7.78E+06
80%	1.860	830.22	1.797	801.88	5.67E+07	7.02E+06
85%	1.820	812.37	1.764	787.15	5.56E+07	6.90E+06
90%	1.610	718.63	1.580	705.13	4.98E+07	6.18E+06
95%	1.280	571.33	1.275	568.88	4.02E+07	4.98E+06
100%	1.060	473.14	1.060	473.14	3.34E+07	4.14E+06

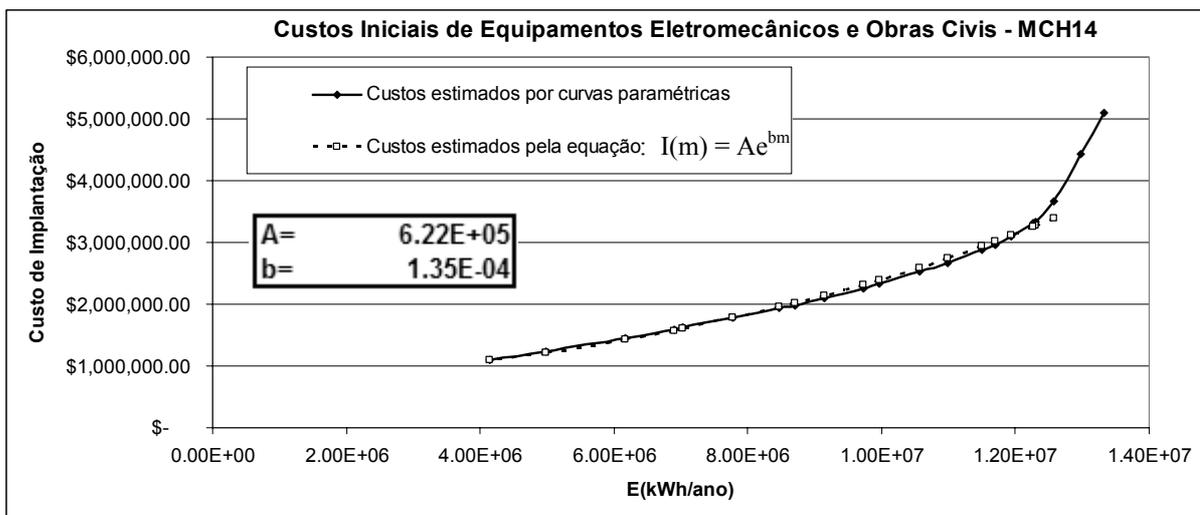


Figura B.14 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH14

Tabela B.15 Cálculo da energia disponível para a MCH15

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	1.310	1934.09	0.440	649.25	1.39E+07	5.69E+06
5%	0.860	1269.71	0.429	632.64	1.35E+07	5.54E+06
10%	0.680	1003.96	0.415	612.71	1.31E+07	5.37E+06
15%	0.610	900.61	0.406	599.79	1.28E+07	5.25E+06
20%	0.600	885.84	0.405	597.21	1.28E+07	5.23E+06
25%	0.550	812.02	0.393	580.60	1.24E+07	5.09E+06
30%	0.530	782.49	0.388	572.48	1.22E+07	5.01E+06
35%	0.510	752.97	0.381	562.88	1.20E+07	4.93E+06
40%	0.460	679.15	0.363	535.20	1.14E+07	4.69E+06
45%	0.430	634.85	0.350	516.37	1.10E+07	4.52E+06
50%	0.390	575.80	0.331	488.32	1.04E+07	4.28E+06
55%	0.370	546.27	0.320	472.82	1.01E+07	4.14E+06
60%	0.340	501.98	0.303	447.35	9.56E+06	3.92E+06
65%	0.310	457.69	0.284	419.67	8.96E+06	3.68E+06
70%	0.300	442.92	0.278	409.70	8.75E+06	3.59E+06
75%	0.270	398.63	0.256	377.59	8.07E+06	3.31E+06
80%	0.240	354.34	0.233	343.26	7.33E+06	3.01E+06
85%	0.230	339.57	0.224	331.08	7.07E+06	2.90E+06
90%	0.210	310.05	0.207	305.25	6.52E+06	2.67E+06
95%	0.180	265.75	0.179	264.28	5.64E+06	2.32E+06
100%	0.140	206.70	0.140	206.70	4.42E+06	1.81E+06

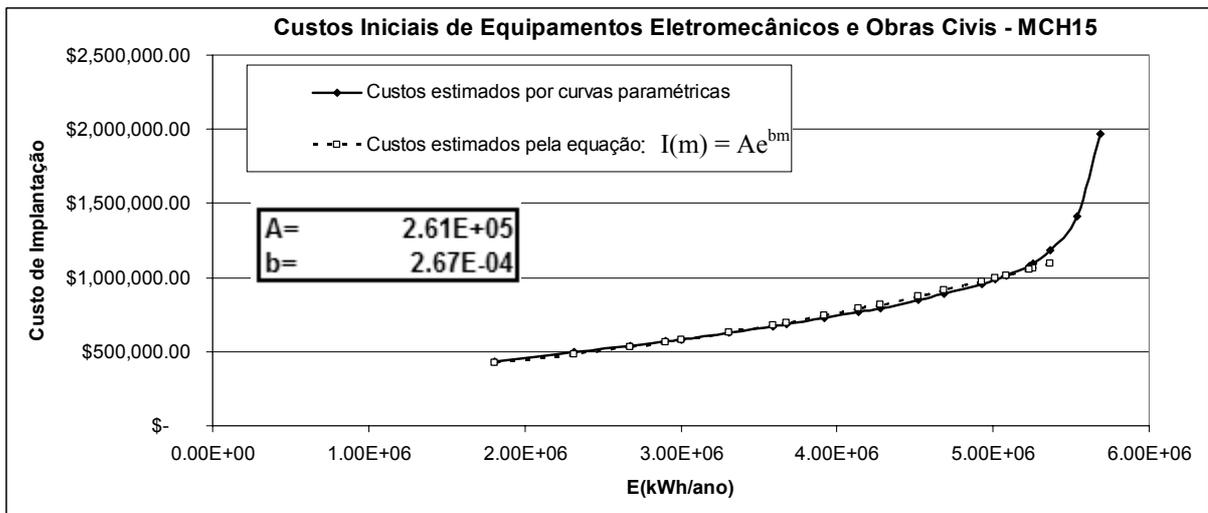


Figura B.15 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH15

Tabela B.16 Cálculo da energia disponível para a MCH16

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	17.630	726.39	4.085	168.32	1.29E+08	1.47E+06
5%	10.660	439.21	3.911	161.14	1.23E+08	1.41E+06
10%	7.750	319.32	3.693	152.15	1.16E+08	1.33E+06
15%	6.400	263.69	3.524	145.20	1.11E+08	1.27E+06
20%	5.040	207.66	3.286	135.39	1.04E+08	1.19E+06
25%	4.760	196.12	3.223	132.79	1.02E+08	1.16E+06
30%	4.630	190.77	3.187	131.32	1.01E+08	1.15E+06
35%	4.350	179.23	3.096	127.57	9.76E+07	1.12E+06
40%	3.980	163.98	2.958	121.85	9.33E+07	1.07E+06
45%	3.550	146.27	2.775	114.33	8.75E+07	1.00E+06
50%	3.160	130.20	2.590	106.69	8.17E+07	9.35E+05
55%	2.870	118.25	2.437	100.42	7.69E+07	8.80E+05
60%	2.620	107.95	2.294	94.50	7.23E+07	8.28E+05
65%	2.400	98.88	2.156	88.83	6.80E+07	7.78E+05
70%	2.170	89.41	2.001	82.43	6.31E+07	7.22E+05
75%	2.010	82.82	1.885	77.66	5.94E+07	6.80E+05
80%	1.800	74.16	1.722	70.95	5.43E+07	6.22E+05
85%	1.620	66.75	1.574	64.83	4.96E+07	5.68E+05
90%	1.440	59.33	1.416	58.34	4.47E+07	5.11E+05
95%	1.190	49.03	1.185	48.81	3.74E+07	4.28E+05
100%	0.980	40.38	0.980	40.38	3.09E+07	3.54E+05

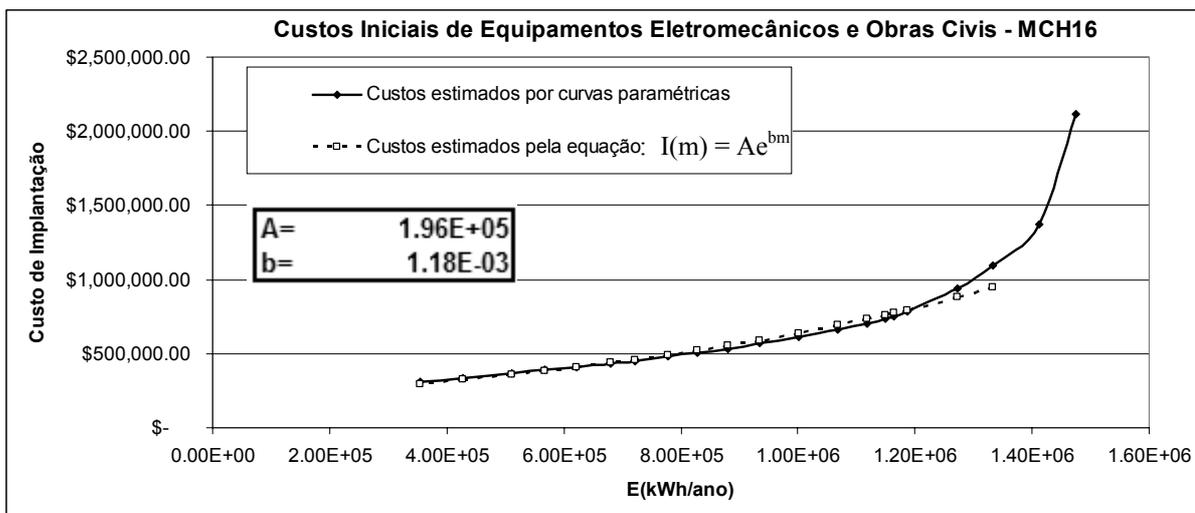


Figura B.16 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH16

Tabela B.17 Cálculo da energia disponível para a MCH17

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	90.810	5612.33	22.704	1403.19	7.16E+08	1.23E+07
5%	58.630	3623.51	21.900	1353.47	6.91E+08	1.19E+07
10%	54.730	3382.48	21.607	1335.39	6.81E+08	1.17E+07
15%	49.680	3070.37	20.976	1296.38	6.61E+08	1.14E+07
20%	45.330	2801.53	20.215	1249.33	6.37E+08	1.09E+07
25%	40.610	2509.82	19.153	1183.70	6.04E+08	1.04E+07
30%	30.940	1912.18	16.494	1019.35	5.20E+08	8.93E+06
35%	26.610	1644.58	15.086	932.38	4.76E+08	8.17E+06
40%	20.790	1284.88	12.904	797.49	4.07E+08	6.99E+06
45%	15.310	946.20	10.575	653.55	3.33E+08	5.73E+06
50%	12.700	784.90	9.335	576.93	2.94E+08	5.05E+06
55%	10.760	665.00	8.317	513.98	2.62E+08	4.50E+06
60%	8.700	537.69	7.132	440.78	2.25E+08	3.86E+06
65%	6.990	432.00	6.063	374.73	1.91E+08	3.28E+06
70%	5.910	365.26	5.334	329.67	1.68E+08	2.89E+06
75%	4.980	307.78	4.660	288.00	1.47E+08	2.52E+06
80%	4.370	270.08	4.187	258.78	1.32E+08	2.27E+06
85%	4.190	258.95	4.039	249.61	1.27E+08	2.19E+06
90%	3.430	211.98	3.374	208.51	1.06E+08	1.83E+06
95%	2.860	176.76	2.847	175.92	8.98E+07	1.54E+06
100%	2.320	143.38	2.320	143.38	7.32E+07	1.26E+06

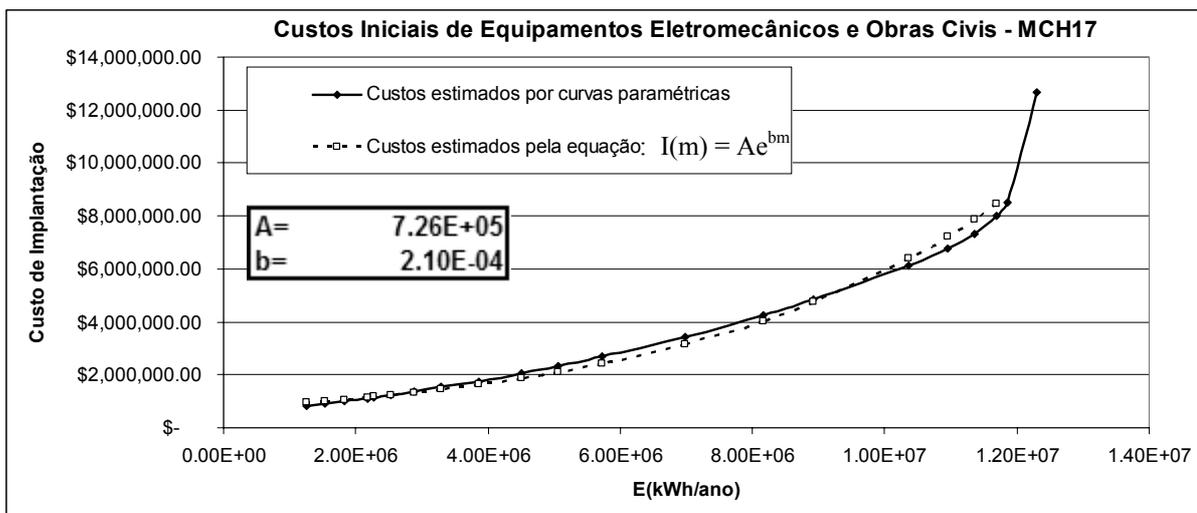


Figura B.17 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH17

Tabela B.18 Cálculo da energia disponível para a MCH18

% tempo	Q(m³/s)	P(kw)	q(m³/s)	Pmed(kw)	Vol(m3)	E(kwh/a)
0%	1386.720	66658.24	286.207	13757.70	9.03E+09	1.21E+08
5%	821.950	39510.31	272.088	13079.00	8.58E+09	1.15E+08
10%	756.580	36368.04	267.185	12843.33	8.43E+09	1.13E+08
15%	565.340	27175.33	243.280	11694.24	7.67E+09	1.02E+08
20%	541.440	26026.48	239.098	11493.19	7.54E+09	1.01E+08
25%	484.130	23271.64	226.203	10873.35	7.13E+09	9.53E+07
30%	390.240	18758.45	200.383	9632.22	6.32E+09	8.44E+07
35%	349.060	16778.97	187.000	8988.89	5.90E+09	7.87E+07
40%	237.600	11421.19	145.202	6979.73	4.58E+09	6.11E+07
45%	172.510	8292.38	117.539	5649.98	3.71E+09	4.95E+07
50%	147.740	7101.71	105.773	5084.41	3.34E+09	4.45E+07
55%	129.020	6201.86	95.945	4611.99	3.03E+09	4.04E+07
60%	98.500	4734.80	78.396	3768.43	2.47E+09	3.30E+07
65%	79.780	3834.94	66.696	3206.02	2.10E+09	2.81E+07
70%	57.020	2740.89	51.333	2467.54	1.62E+09	2.16E+07
75%	48.960	2353.46	45.490	2186.65	1.43E+09	1.92E+07
80%	43.490	2090.52	41.251	1982.87	1.30E+09	1.74E+07
85%	36.290	1744.42	35.311	1697.34	1.11E+09	1.49E+07
90%	32.830	1578.11	32.283	1551.81	1.02E+09	1.36E+07
95%	28.800	1384.39	28.555	1372.62	9.01E+08	1.20E+07
100%	19.010	913.79	19.010	913.79	5.99E+08	8.00E+06

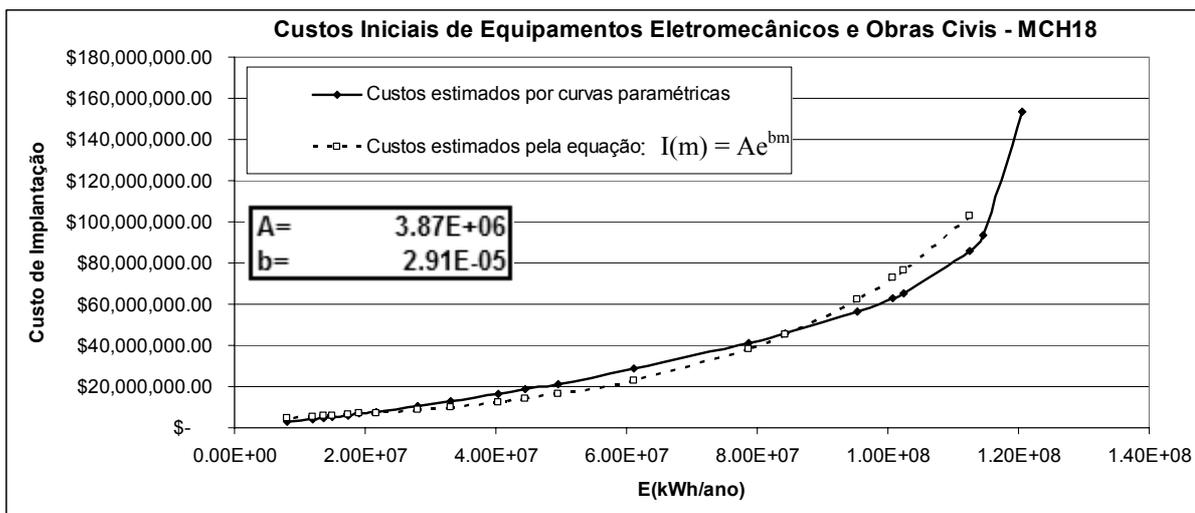


Figura B.18 Custo de implantação vs. energia disponível para a MCH18

ANEXO C. Imagens SIG dos sistemas atendidos por cada MCH

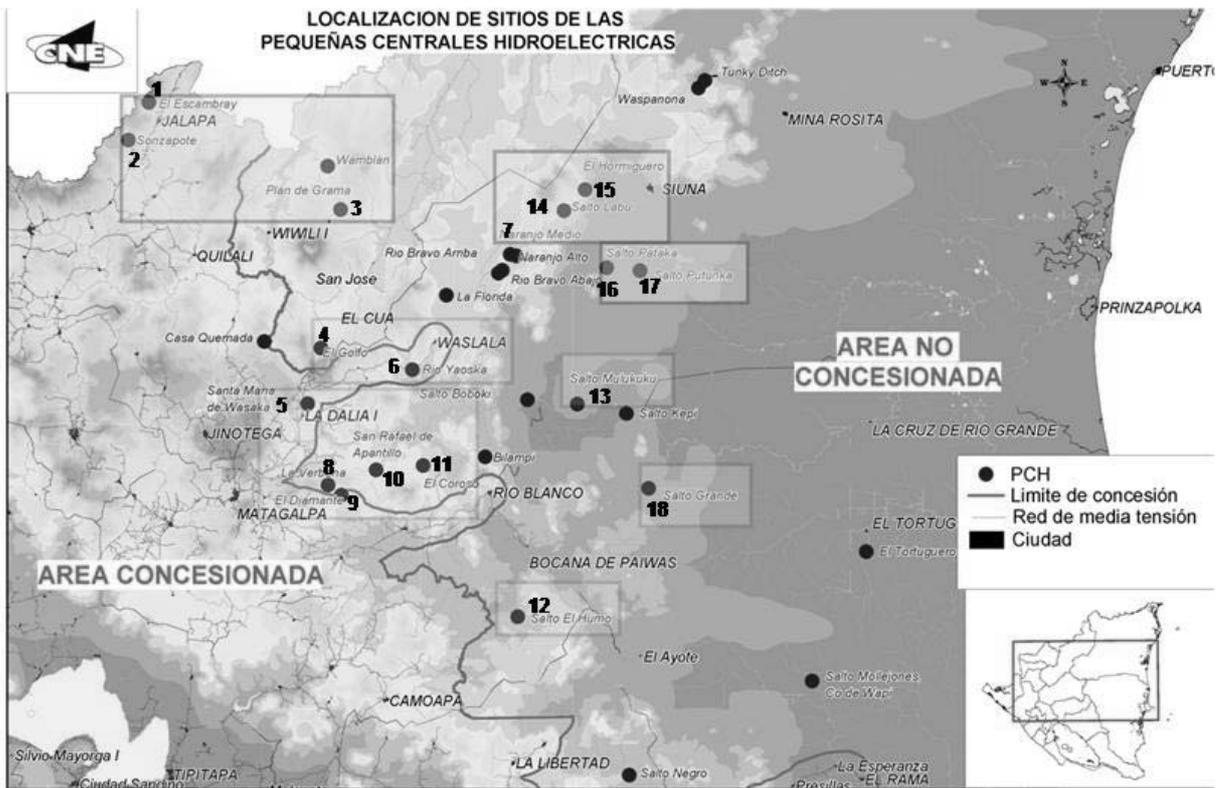


Figura C.1 Macrolocalização dos projetos analisados
 (Fonte: Adaptado de CNE-PLANER, 2004)

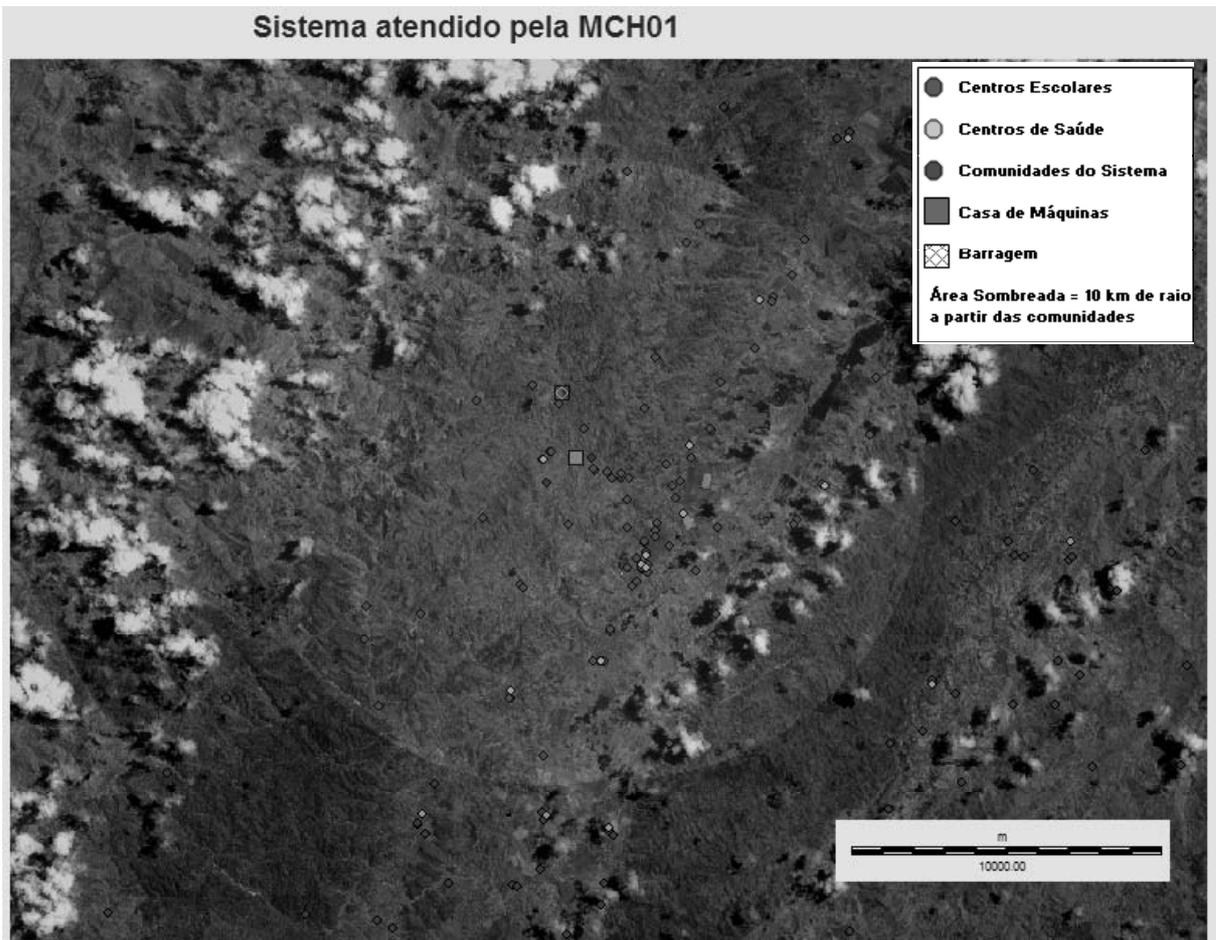


Figura C.2 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH01

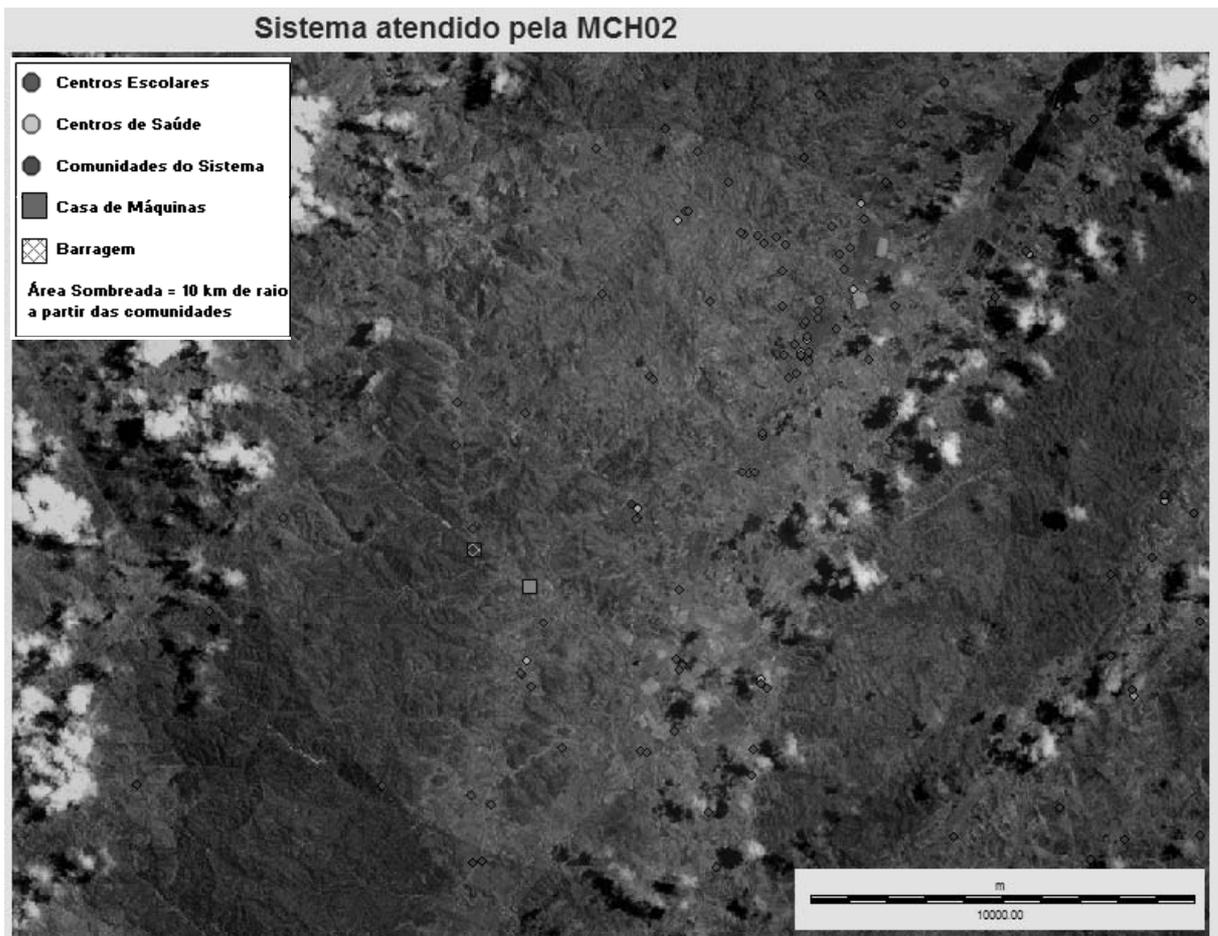


Figura C.3 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH02

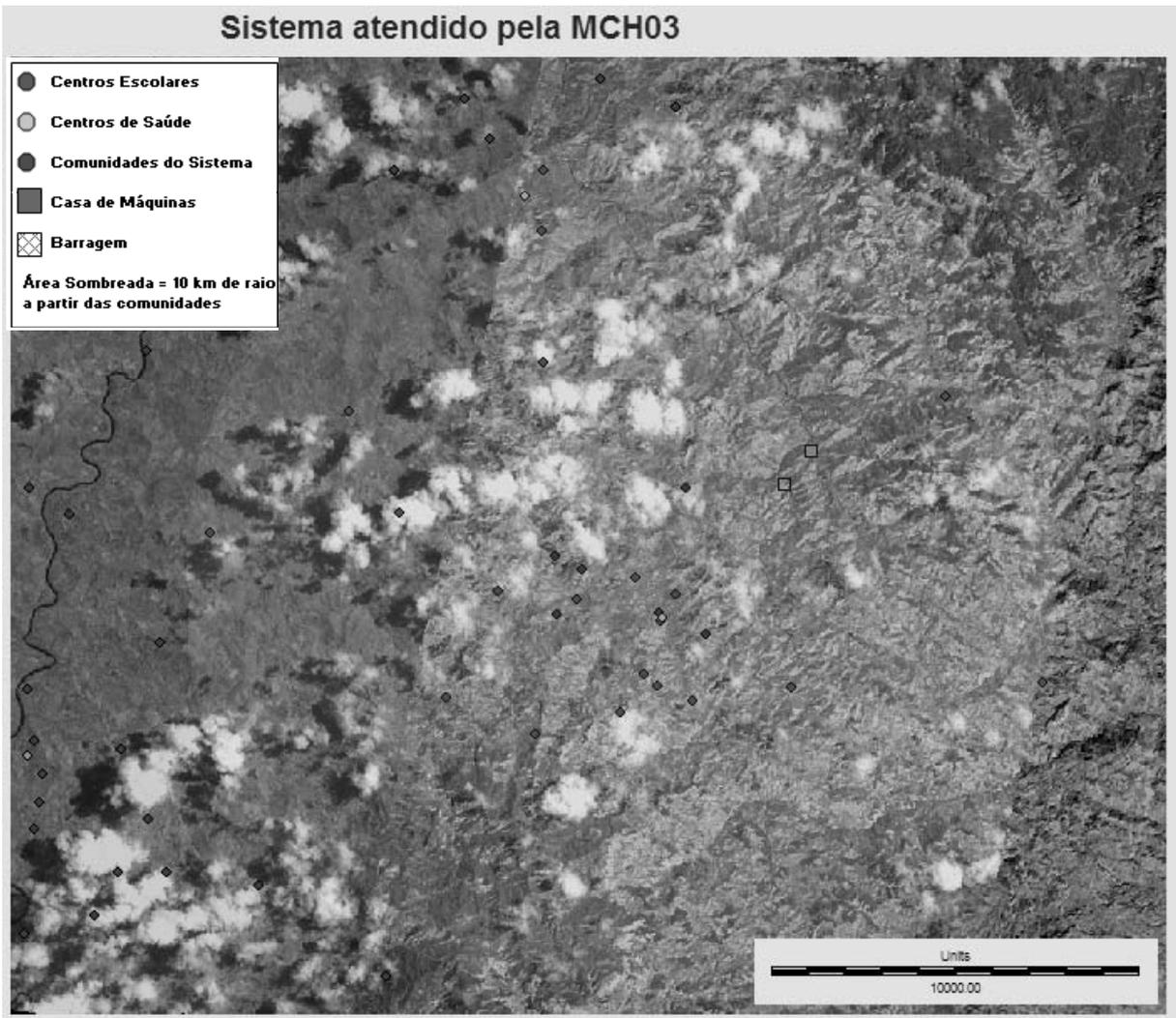


Figura C.4 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH03

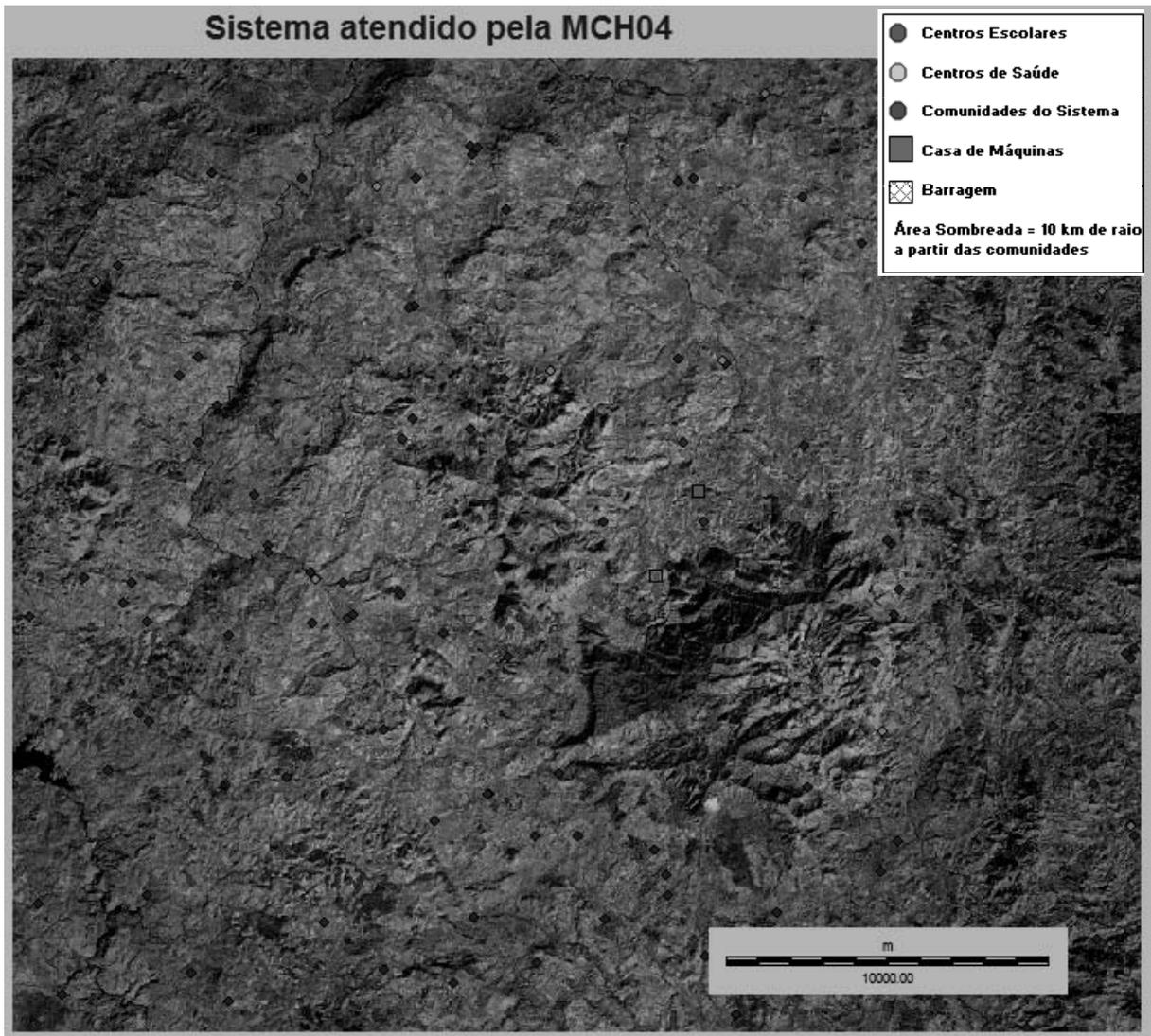


Figura C.5 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH04

Sistema atendido pela MCH05

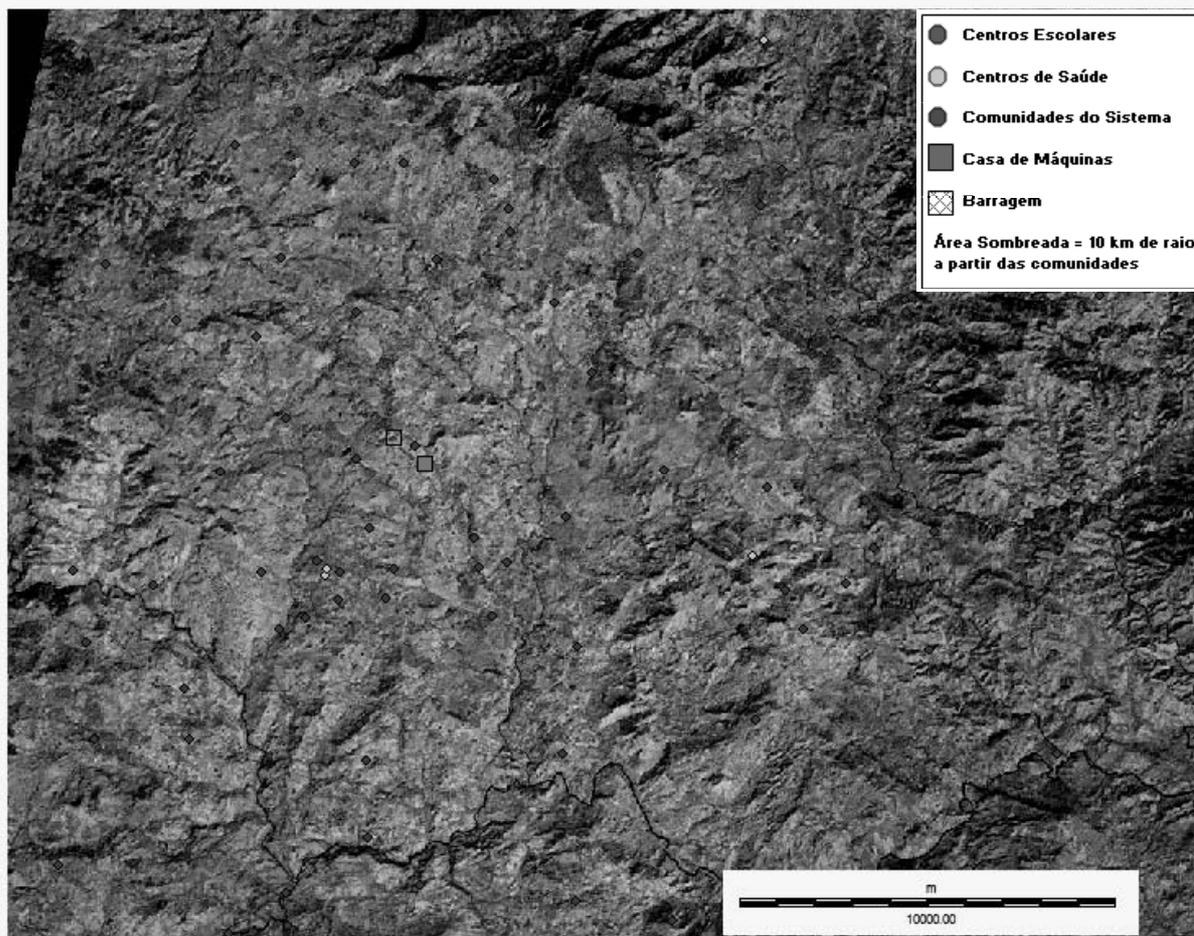


Figura C.6 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH05

Sistema atendido pela MCH06

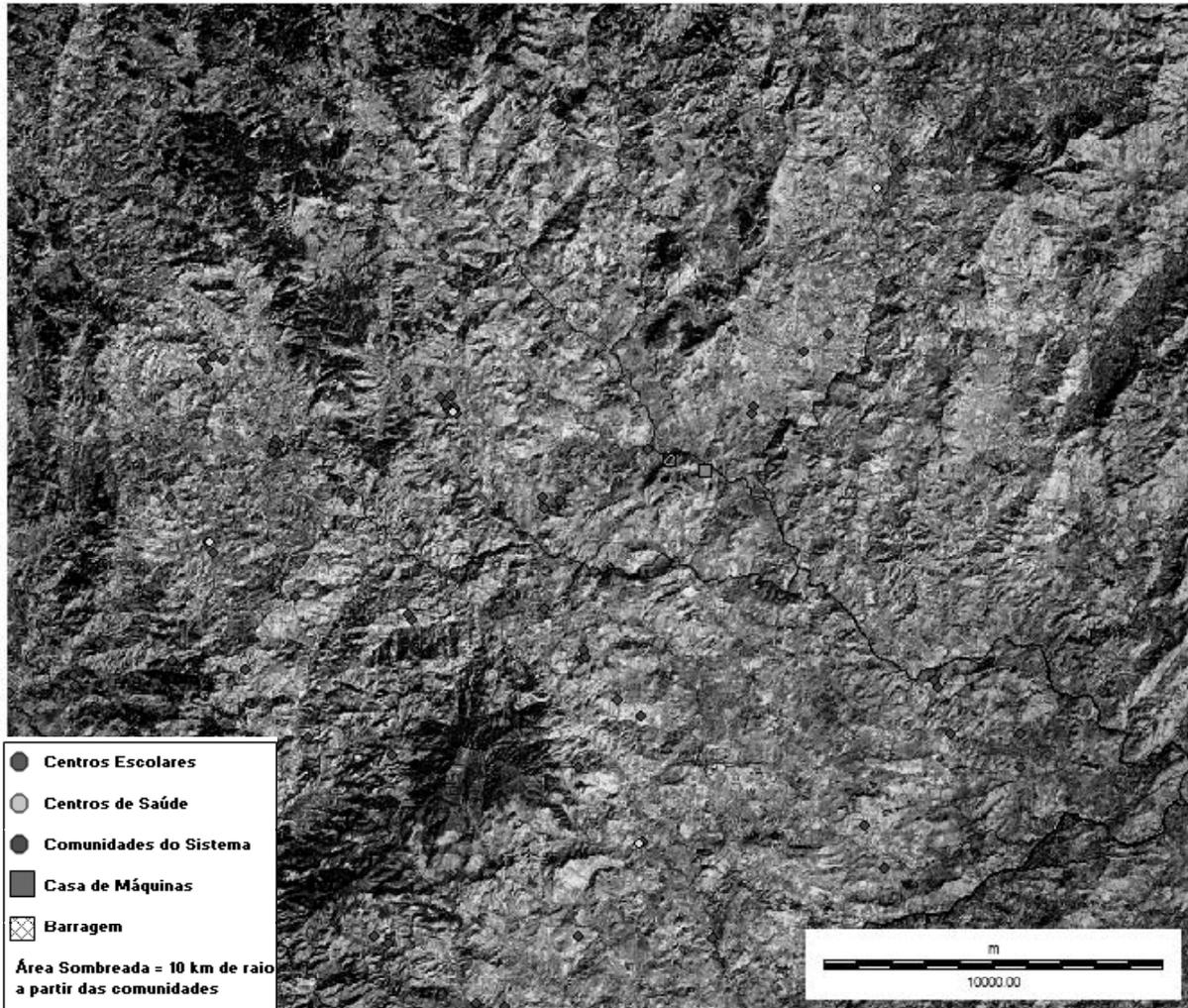


Figura C.7 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH06

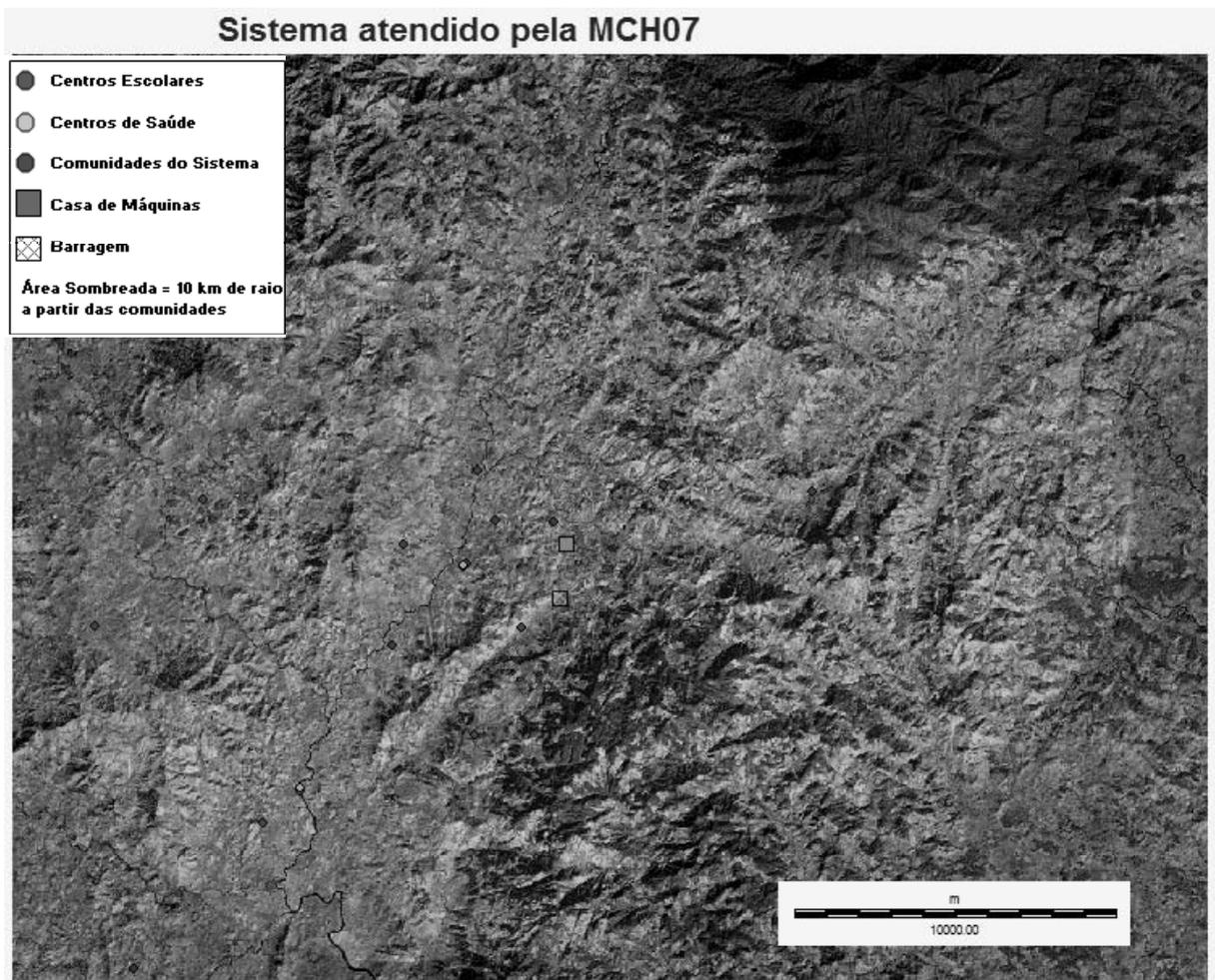


Figura C.8 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH07

Sistema atendido pela MCH08

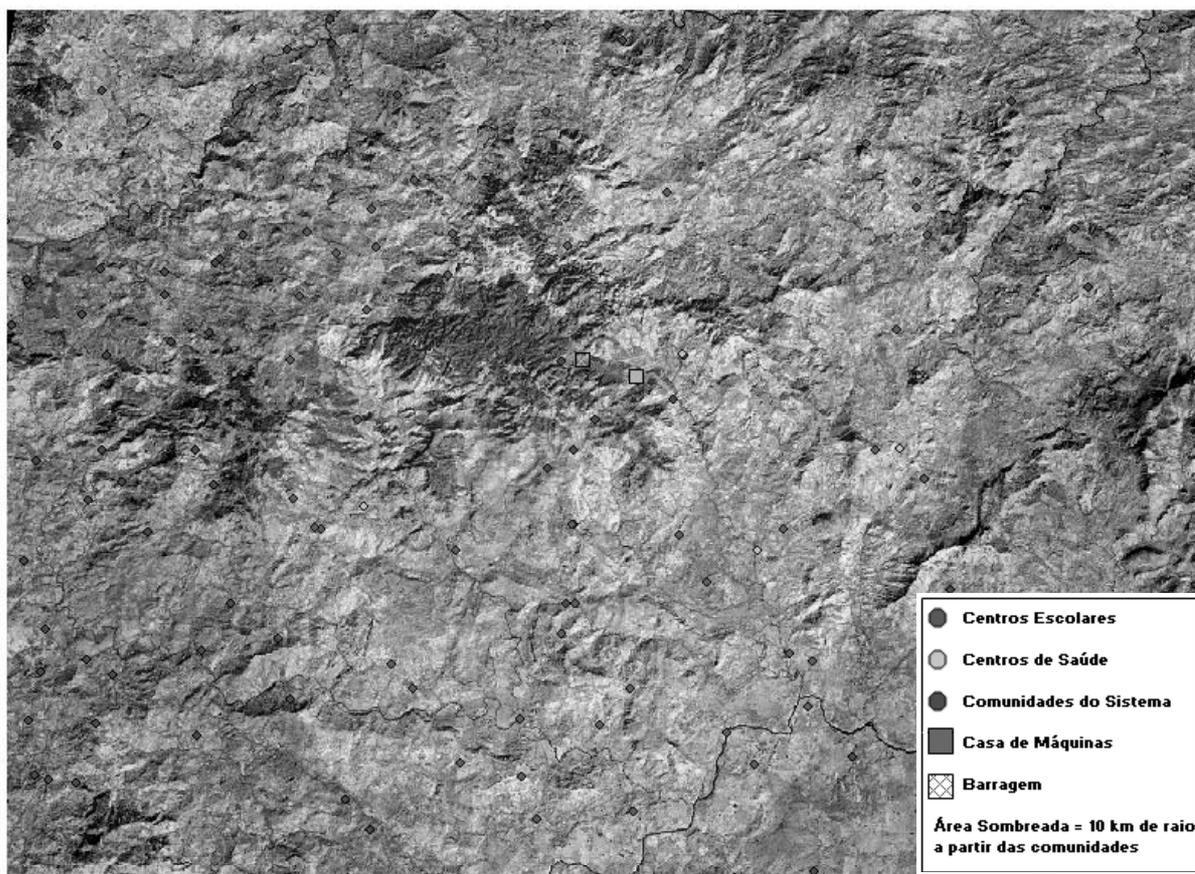


Figura C.9 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH08

Sistema atendido pela MCH09

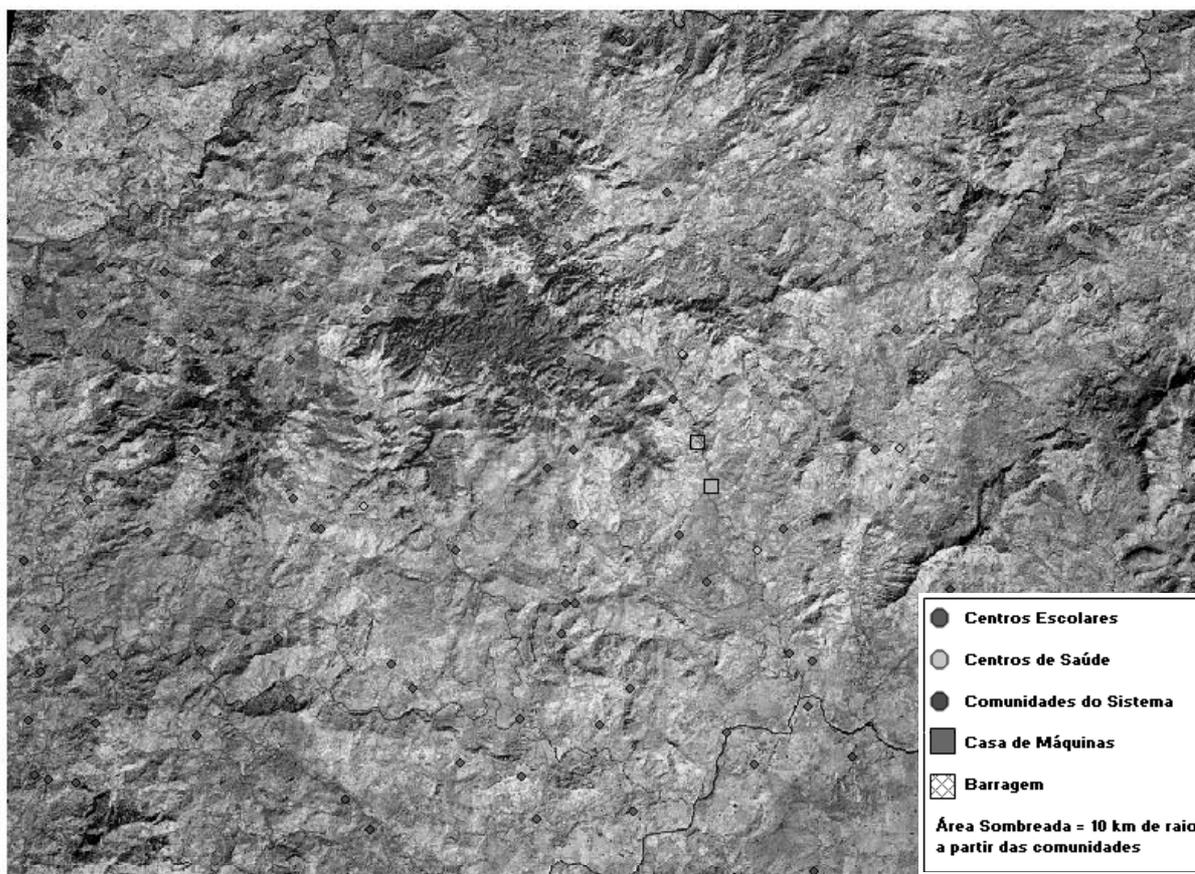


Figura C.10 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH09

Sistema atendido pela MCH10

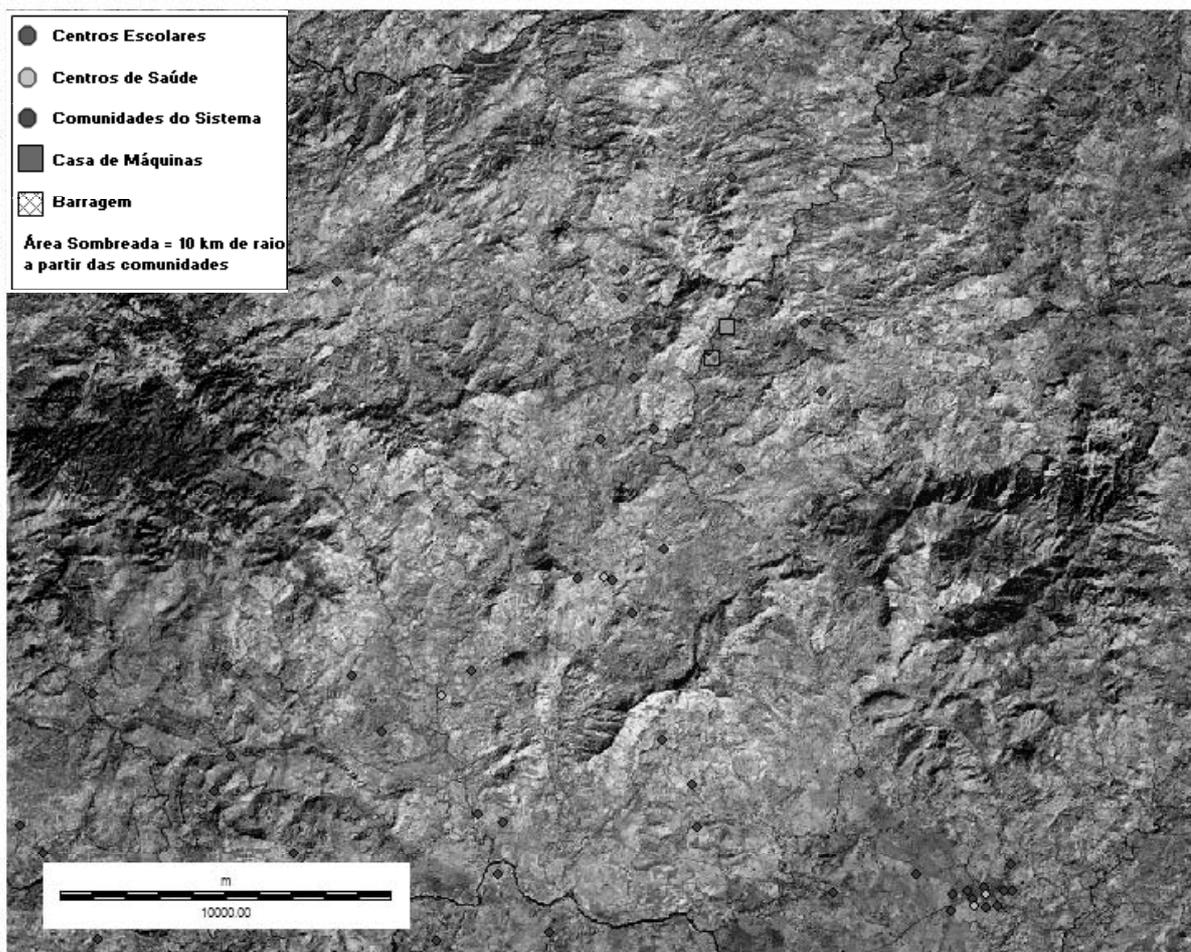


Figura C.11 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH10

Sistema atendido pela MCH11

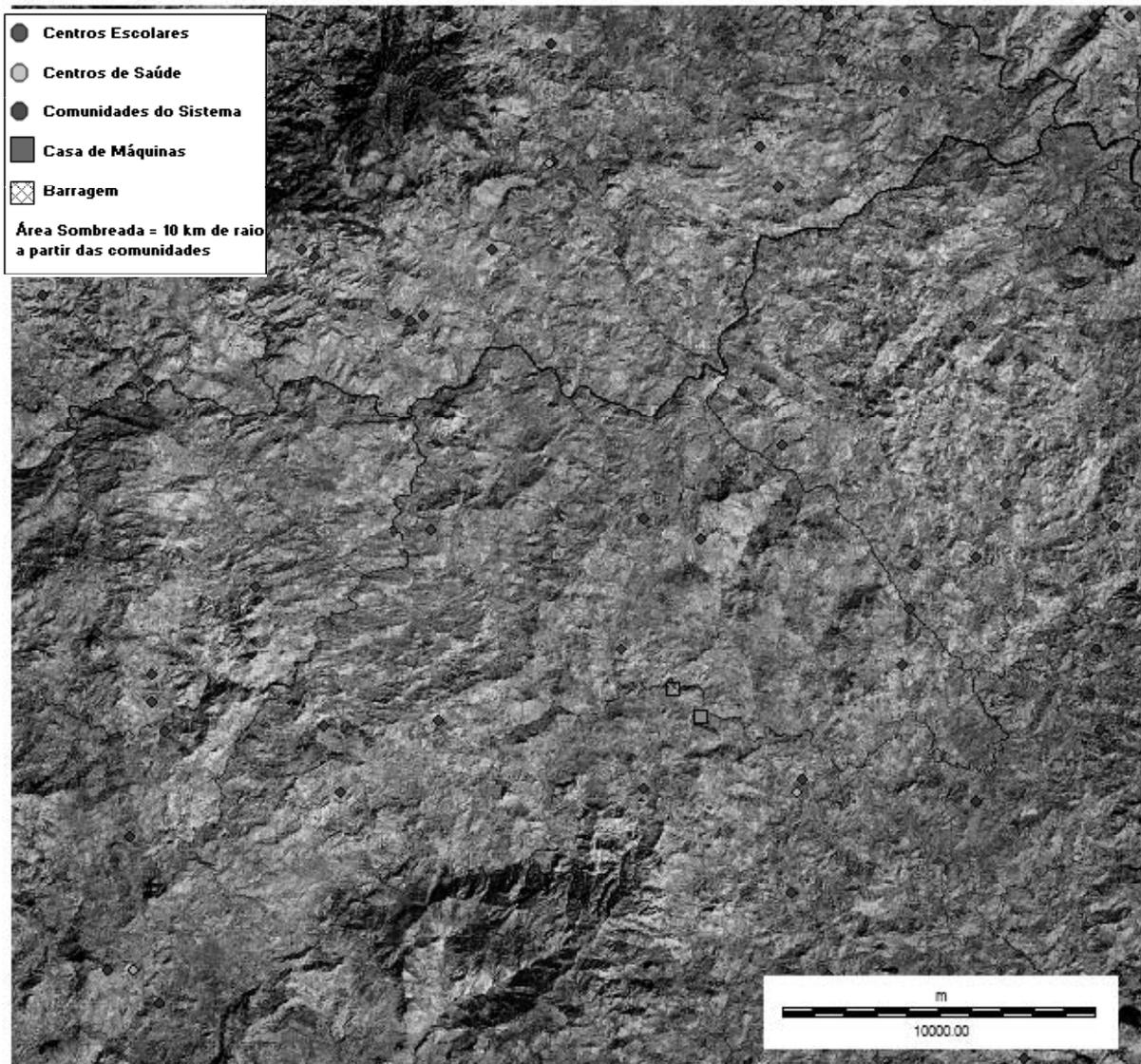


Figura C.12 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH11

Sistema atendido pela MCH12

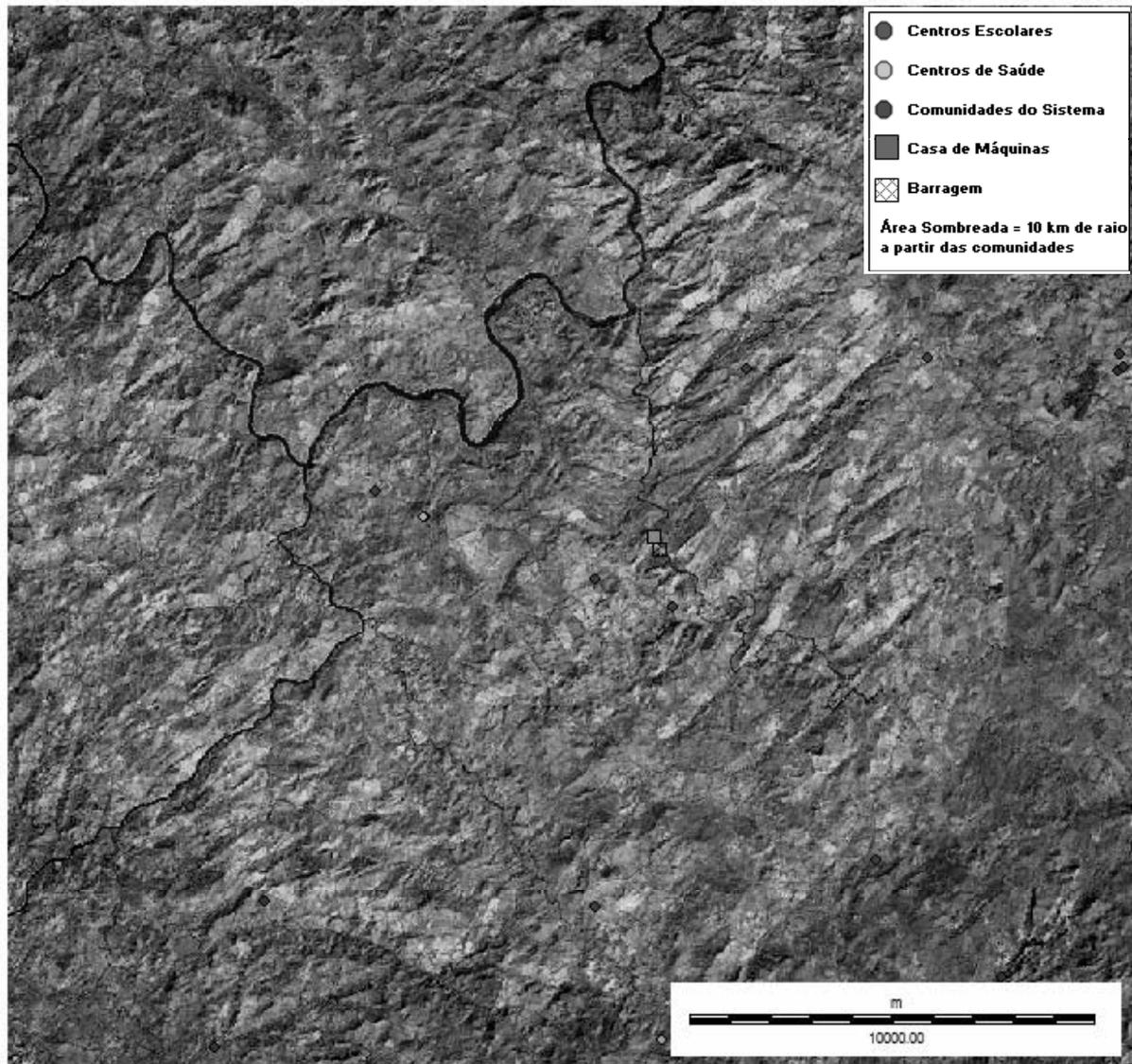


Figura C.13 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH12

Sistema atendido pela MCH13

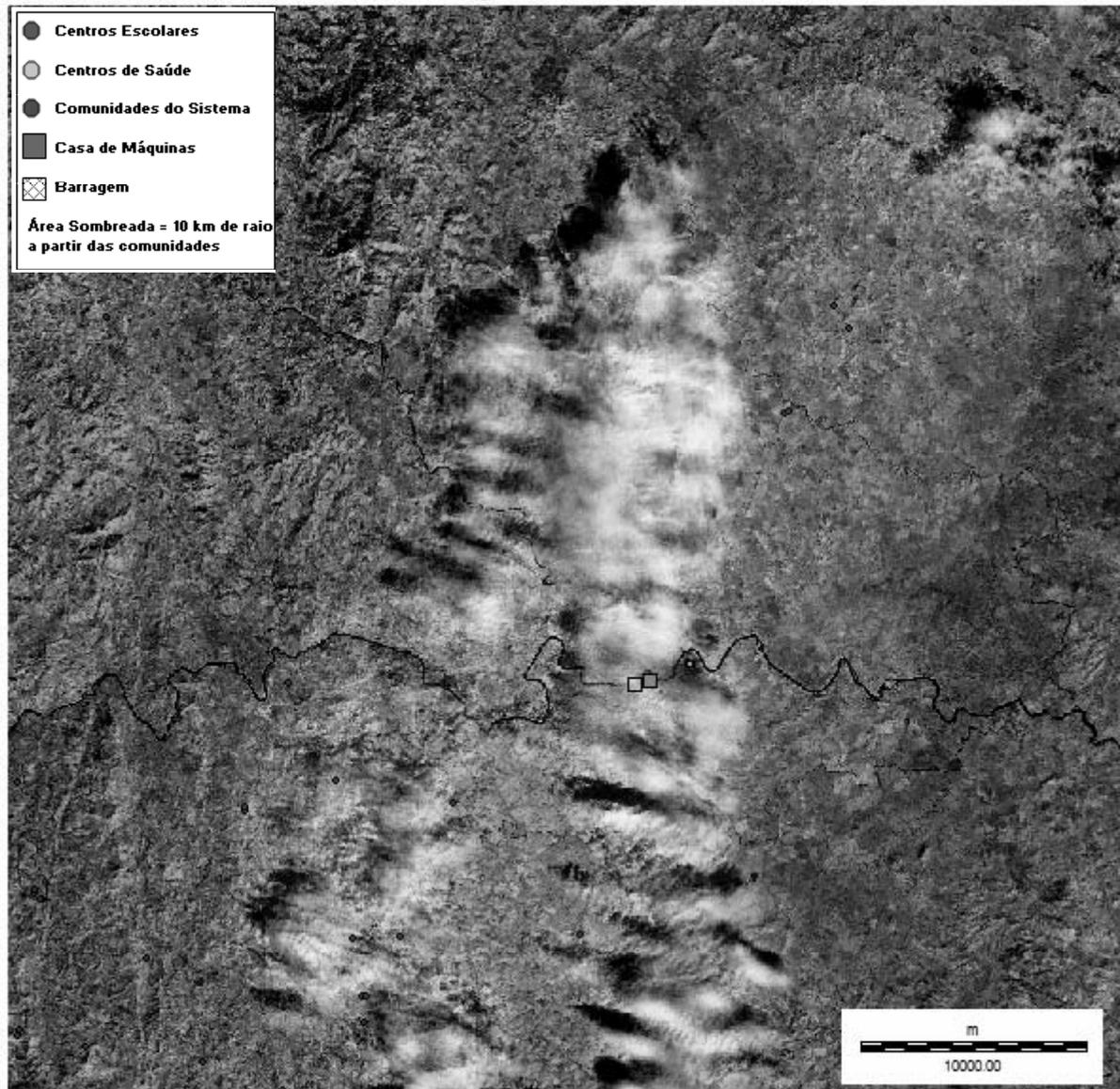


Figura C.14 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH13

Sistema atendido pela MCH14

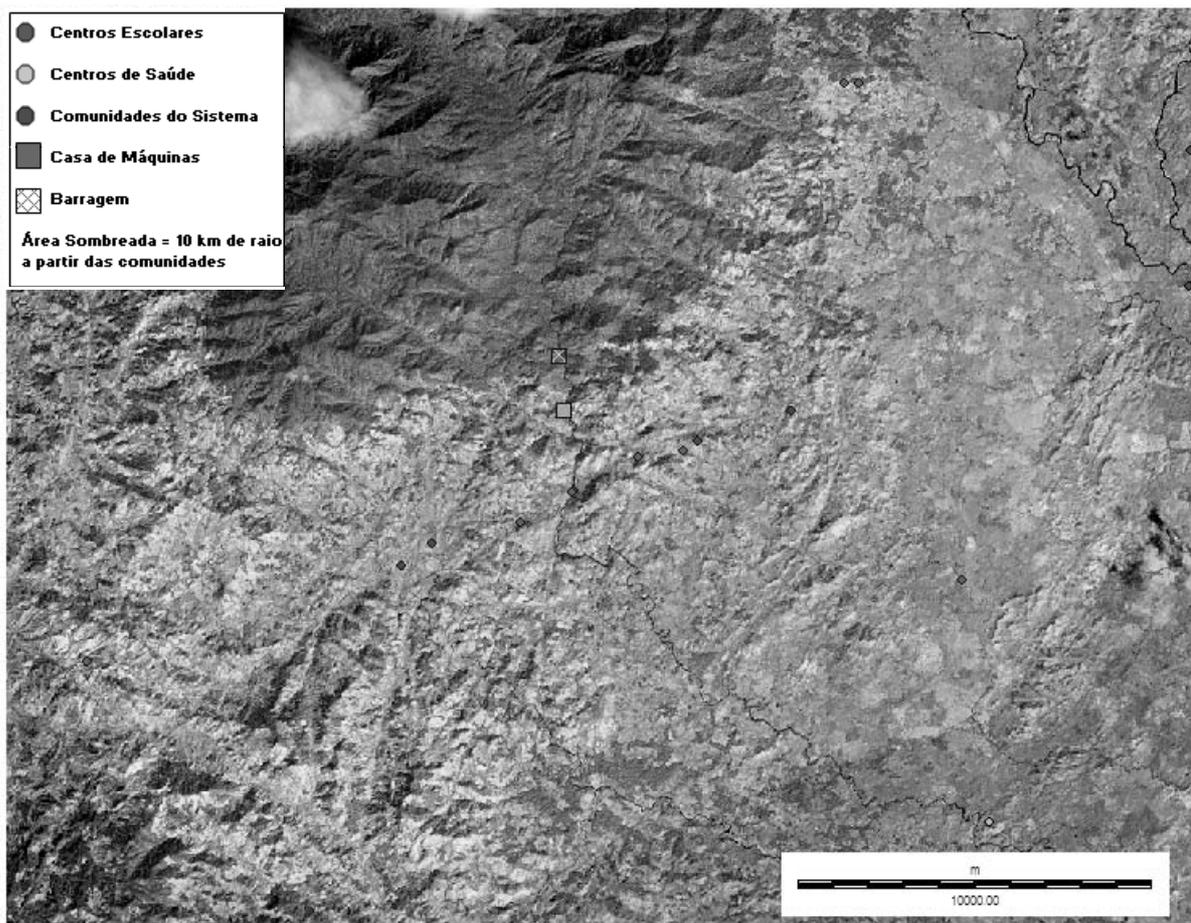


Figura C.15 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH14

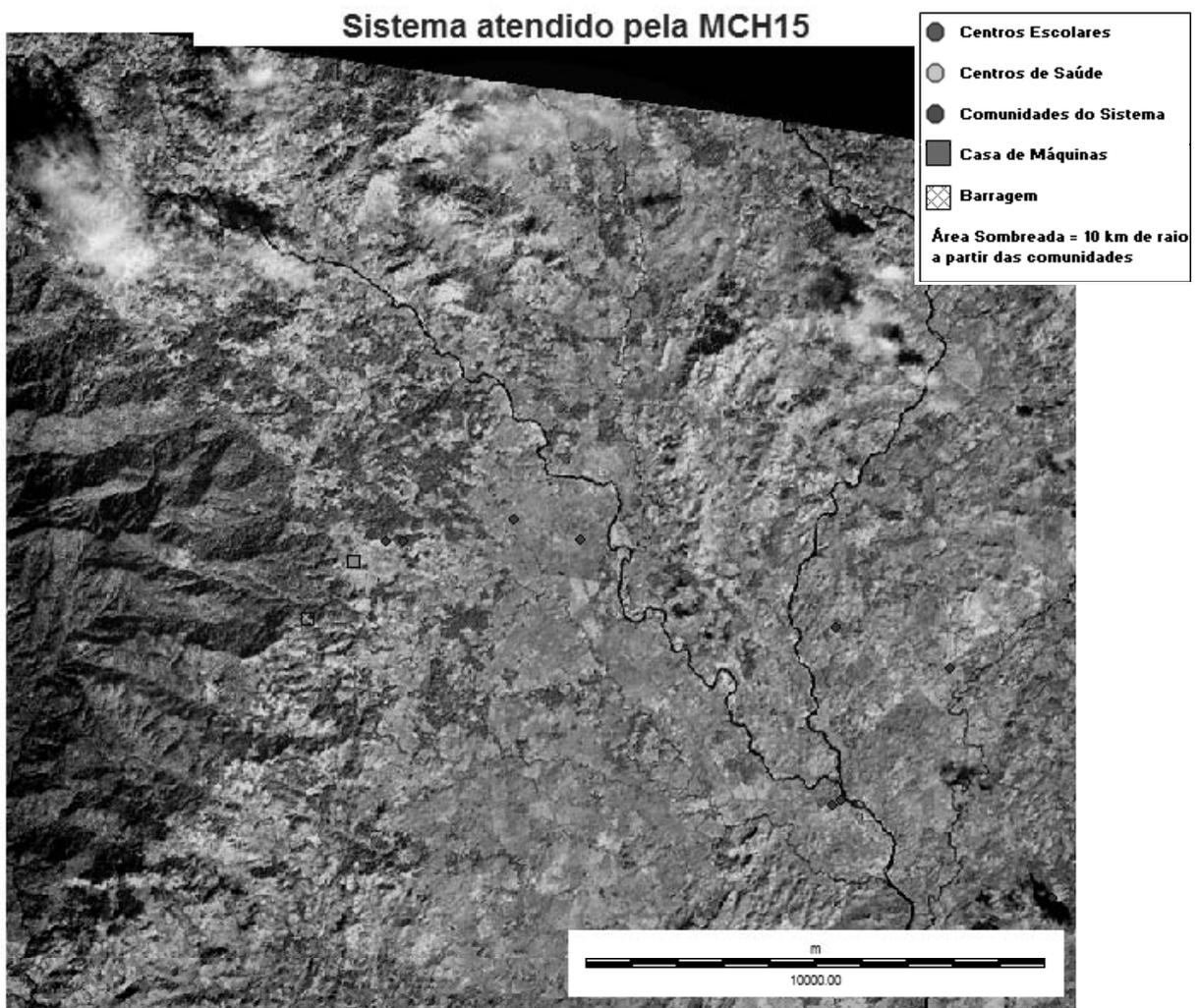


Figura C.16 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH15

Sistema atendido pela MCH16

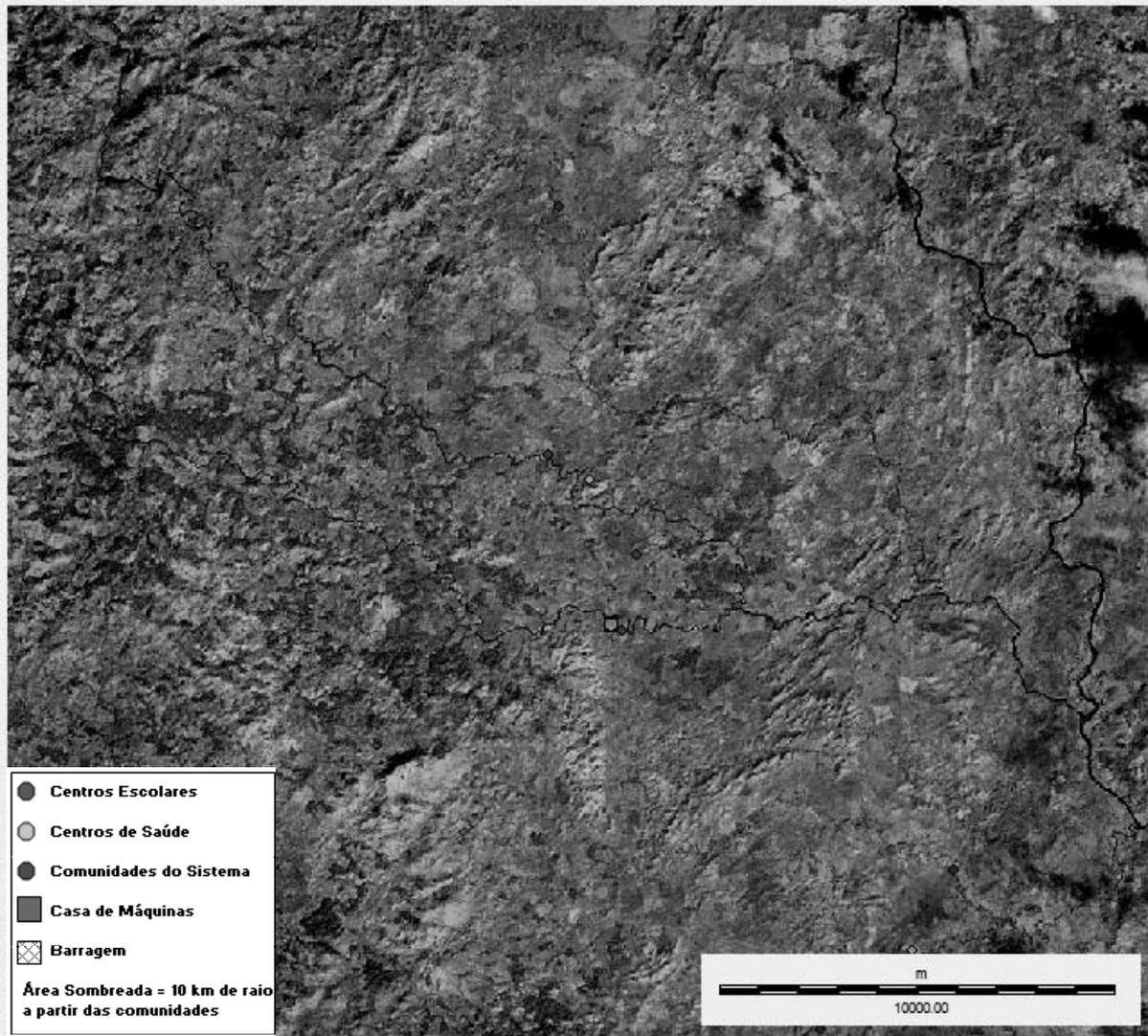


Figura C.17 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH16

Sistema atendido pela MCH17

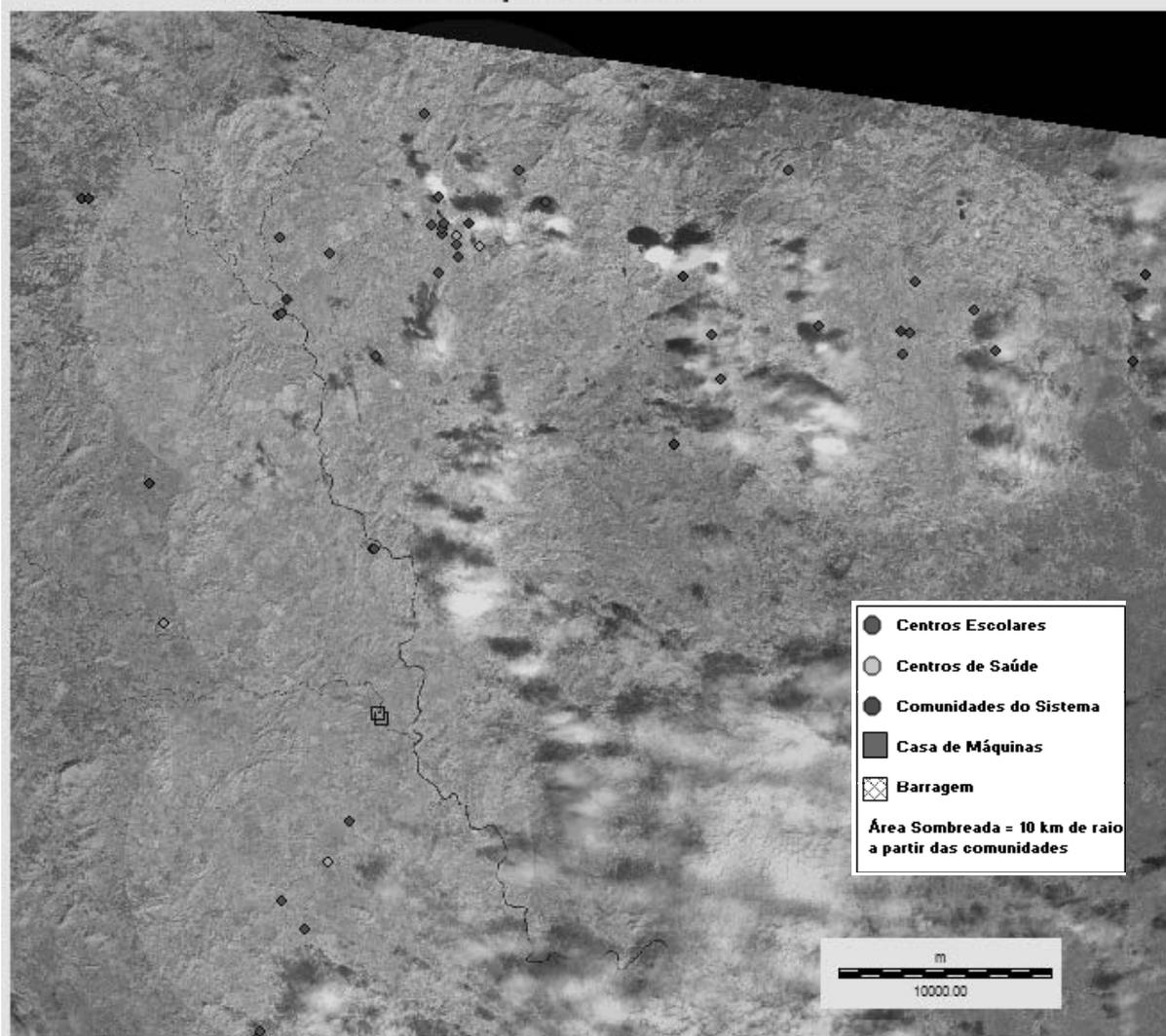


Figura C.18 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH17

Sistema atendido pela MCH18

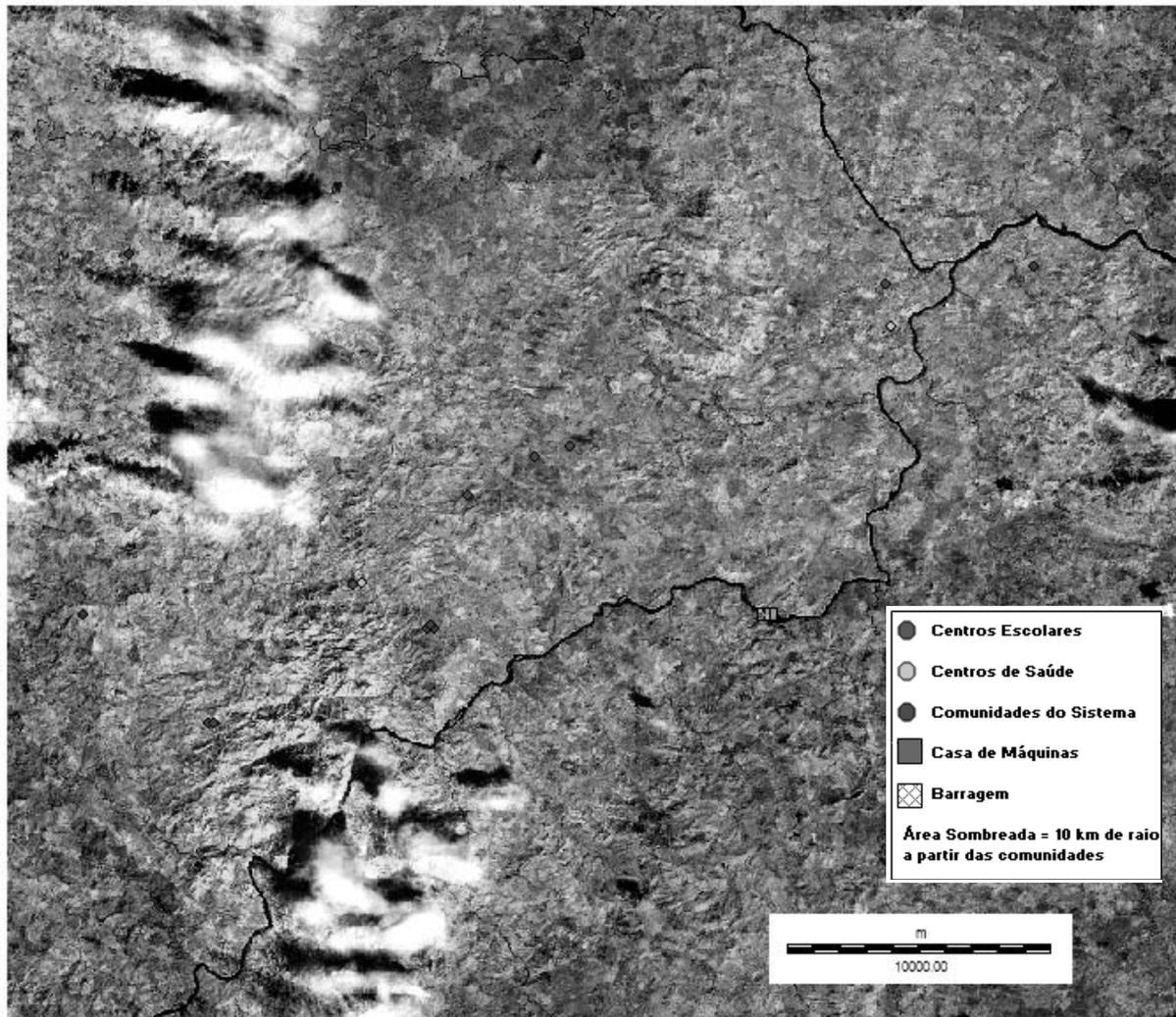


Figura C.19 Sistema de comunidades, centros de educação e centros de saúde atendidos pela MCH18

ANEXO D. Resultados das simulações realizadas no modelo matemático

Simbologia utilizada neste anexo:

- alpha Crescimento anual do preço da energia
- multpre Preço de venda da energia para indústrias com relação a domiciliar
- OeM Operação e manutenção
- TIR Taxa Interna de Retorno
- VPL Valor Presente Líquido
- BC Relação benefício /custo
- CTIM Custo Total Inicial Médio

Tabela D.1 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha =0; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	9%	1.09	
Média da TIR	31.03%	14.00%	29.62%	
Média do VPL	\$264,244.56	\$29,709.56	\$266,918.43	
Média do BC	1.48	1.10	1.45	
CTIM	\$513,615.76	\$257,673.54	\$536,806.38	
% de Subsídio Médio	69.67%	67.16%	69.46%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.165	
MWh/ano Médio	1,847.49	770.04	1,916.80	

Tabela D.2 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha =0; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	99%	1%	1	
Média da TIR	31.13%	16.35%	30.98%	
Média do VPL	\$211,223.00	\$26,279.29	\$209,373.57	
Média do BC	1.43	1.10	1.43	
CTIM	\$512,873.64	\$294,827.27	\$510,693.18	
% de Subsídio Médio	70.12%	74.53%	70.17%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.096	
MWh/ano Médio	1,845.29	1,032.42	1,837.16	

Tabela D.3 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha =0; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	99%	1%	1	
Média da TIR	27.86%	19.58%	27.77%	
Média do VPL	\$124,783.80	\$20,911.42	\$123,745.08	
Média do BC	1.29	1.10	1.28	
CTIM	\$509,776.67	\$262,307.88	\$507,301.98	
% de Subsídio Médio	67.23%	74.12%	67.30%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.096	
MWh/ano Médio	1,829.12	710.41	1,817.93	

Tabela D.4 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha =4%; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	13.30%	13.17%	13.29%	
Média do VPL	\$115,557.18	\$40,404.17	\$155,961.36	
Média do BC	1.12	1.10	1.11	
CTIM	\$513,916.02	\$336,580.13	\$850,496.15	
% de Subsídio Médio	33.73%	66.40%	50.07%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.819	
MWh/ano Médio	1,849.39	1,202.02	3,051.41	

Tabela D.5 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	15.05%	15.28%	15.17%	
Média do VPL	\$88,299.61	\$33,514.44	\$121,814.04	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$510,611.79	\$303,804.40	\$814,416.19	
% de Subsídio Médio	38.65%	65.96%	52.31%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.819	
MWh/ano Médio	1,831.17	1,013.10	2,844.27	

Tabela D.6 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	57%	1.57	
Média da TIR	25.83%	18.45%	23.15%	
Média do VPL	\$147,917.06	\$26,053.86	\$162,767.76	
Média do BC	1.29	1.10	1.22	
CTIM	\$511,393.98	\$261,394.40	\$660,388.78	
% de Subsídio Médio	55.97%	65.11%	59.29%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.510	
MWh/ano Médio	1,835.22	753.72	2,264.84	

Tabela D.7 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	22%	78%	2
Média da TIR	13.27%	13.10%	12.97%	13.14%
Média do VPL	\$131,956.46	\$44,562.33	\$135,446.78	\$247,408.66
Média do BC	1.12	1.10	1.10	1.11
CTIM	\$512,310.13	\$346,549.90	\$748,540.22	\$1,172,412.48
% de Subsídio Médio	21.91%	62.73%	39.86%	33.40%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.019
MWh/ano Médio	1,840.22	1,247.10	2,209.86	3,838.28

Tabela D.8 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	16.10%	15.28%	15.69%	
Média do VPL	\$130,820.93	\$37,618.38	\$168,439.31	
Média do BC	1.14	1.10	1.12	
CTIM	\$515,226.26	\$343,219.48	\$858,445.74	
% de Subsídio Médio	32.09%	66.24%	49.17%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.819	
MWh/ano Médio	1,856.22	1,236.90	3,093.13	

Tabela D.9 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	18.16%	18.48%	18.32%	
Média do VPL	\$79,314.87	\$29,433.51	\$108,748.38	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$509,785.66	\$308,087.54	\$817,873.20	
% de Subsídio Médio	37.35%	67.03%	52.19%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.819	
MWh/ano Médio	1,826.81	1,039.93	2,866.74	

Tabela D.10 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	98%	1.98	
Média da TIR	14.06%	13.98%	14.02%	
Média do VPL	\$95,383.68	\$33,230.99	\$127,950.05	
Média do BC	1.11	1.10	1.11	
CTIM	\$510,214.66	\$285,090.78	\$789,603.62	
% de Subsídio Médio	41.52%	66.54%	53.90%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.805	
MWh/ano Médio	1,828.96	895.51	2,706.56	

Tabela D.11 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	65%	1.65	
Média da TIR	23.31%	16.09%	20.46%	
Média do VPL	\$152,418.67	\$28,184.24	\$170,738.43	
Média do BC	1.26	1.10	1.20	
CTIM	\$510,695.49	\$265,184.80	\$683,065.61	
% de Subsídio Médio	53.78%	66.58%	58.82%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.567	
MWh/ano Médio	1,831.30	773.98	2,334.39	

Tabela D.12 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	3%	1.03	
Média da TIR	39.10%	19.25%	38.52%	
Média do VPL	\$228,583.92	\$22,695.50	\$229,264.79	
Média do BC	1.53	1.10	1.52	
CTIM	\$513,939.60	\$245,635.23	\$521,308.66	
% de Subsídio Médio	71.59%	67.41%	71.47%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.122	
MWh/ano Médio	1,849.46	728.30	1,871.30	

Tabela D.13 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	Conjunto		
% vezes selecionados	100%	1		
Média da TIR	31.53%	31.53%		
Média do VPL	\$215,710.84	\$215,710.84		
Média do BC	1.34	1.34		
CTIM	\$514,387.55	\$514,387.55		
% de Subsídio Médio	73.40%	73.40%		
Prioridade Padronizada	1.100	1.100		
MWh/ano Médio	1,851.67	1,851.67		

Tabela D.14 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	Conjunto		
% vezes selecionados	100%	1		
Média da TIR	32.72%	32.72%		
Média do VPL	\$184,697.63	\$184,697.63		
Média do BC	1.33	1.33		
CTIM	\$515,264.56	\$515,264.56		
% de Subsídio Médio	74.56%	74.56%		
Prioridade Padronizada	1.100	1.100		
MWh/ano Médio	1,856.35	1,856.35		

Tabela D.15 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	Conjunto		
% vezes selecionados	100%	1		
Média da TIR	32.48%	32.48%		
Média do VPL	\$134,743.21	\$134,743.21		
Média do BC	1.29	1.29		
CTIM	\$515,364.89	\$515,364.89		
% de Subsídio Médio	74.42%	74.42%		
Prioridade Padronizada	1.100	1.100		
MWh/ano Médio	1,856.92	1,856.92		

Tabela D.16 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	97%	1.97	
Média da TIR	14.24%	14.48%	14.36%	
Média do VPL	\$112,022.11	\$39,183.09	\$150,029.71	
Média do BC	1.11	1.10	1.11	
CTIM	\$509,899.11	\$284,928.54	\$786,279.79	
% de Subsídio Médio	41.28%	67.67%	54.28%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.797	
MWh/ano Médio	1,827.38	894.65	2,695.19	

Tabela D.17 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	62%	1.62	
Média da TIR	23.17%	16.42%	20.59%	
Média do VPL	\$169,266.92	\$32,748.76	\$189,571.15	
Média do BC	1.25	1.10	1.19	
CTIM	\$510,793.62	\$264,793.65	\$674,965.68	
% de Subsídio Médio	54.59%	67.20%	59.42%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.546	
MWh/ano Médio	1,831.87	773.60	2,311.50	

Tabela D.18 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	3%	1.03	
Média da TIR	36.45%	19.42%	35.95%	
Média do VPL	\$228,455.61	\$25,811.58	\$229,229.96	
Média do BC	1.45	1.10	1.44	
CTIM	\$513,896.84	\$245,635.23	\$521,265.90	
% de Subsídio Médio	71.49%	67.78%	71.39%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.122	
MWh/ano Médio	1,849.20	728.30	1,871.05	

Tabela D.19 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	13.96%	14.63%	14.29%	
Média do VPL	\$132,371.51	\$44,348.49	\$176,720.01	
Média do BC	1.12	1.10	1.11	
CTIM	\$514,108.73	\$337,504.36	\$851,613.09	
% de Subsídio Médio	30.96%	70.16%	50.56%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.819	
MWh/ano Médio	1,850.40	1,206.85	3,057.25	

Tabela D.20 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	15.59%	16.55%	16.07%	
Média do VPL	\$100,691.67	\$37,006.00	\$137,697.66	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$511,174.98	\$312,018.80	\$823,193.78	
% de Subsídio Médio	35.27%	69.36%	52.31%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.819	
MWh/ano Médio	1,834.40	1,063.01	2,897.41	

Tabela D.21 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	83%	1.83	
Média da TIR	22.53%	19.44%	21.13%	
Média do VPL	\$117,396.83	\$28,898.37	\$141,382.47	
Média do BC	1.18	1.10	1.14	
CTIM	\$510,456.35	\$273,279.76	\$737,278.55	
% de Subsídio Médio	47.26%	67.55%	56.46%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.697	
MWh/ano Médio	1,830.10	822.27	2,512.58	

Tabela D.22 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	7%	1.07	
Média da TIR	37.53%	16.47%	36.15%	
Média do VPL	\$297,443.25	\$32,368.43	\$299,709.04	
Média do BC	1.46	1.10	1.43	
CTIM	\$514,332.49	\$248,604.62	\$531,734.82	
% de Subsídio Médio	71.87%	69.41%	71.71%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.150	
MWh/ano Médio	1,851.42	733.41	1,902.75	

Tabela D.23 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	1%	1.01	
Média da TIR	38.28%	18.45%	38.09%	
Média do VPL	\$252,649.95	\$27,855.99	\$252,928.51	
Média do BC	1.45	1.10	1.44	
CTIM	\$514,244.31	\$248,460.19	\$516,728.92	
% de Subsídio Médio	72.75%	71.19%	72.73%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	1.107	
MWh/ano Médio	1,851.10	710.41	1,858.20	

Tabela D.24 Resultados: subsídio=\$0.4M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$400,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	Conjunto		
% vezes selecionados	100%	1		
Média da TIR	37.35%	37.35%		
Média do VPL	\$186,064.13	\$186,064.13		
Média do BC	1.39	1.39		
CTIM	\$513,473.28	\$513,473.28		
% de Subsídio Médio	72.06%	72.06%		
Prioridade Padronizada	1.100	1.100		
MWh/ano Médio	1,846.92	1,846.92		

Tabela D.25 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	8	9	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	91%	9%	2	
Média da TIR	13.72%	14.11%	14.14%	13.92%	
Média do VPL	\$79,560.95	\$94,307.37	\$95,615.45	\$173,986.04	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$511,082.28	\$805,694.64	\$832,505.53	\$1,319,189.90	
% de Subsídio Médio	50.03%	65.75%	66.61%	57.93%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.975	0.975	2.075	
MWh/ano Médio	1,833.96	2,803.99	2,121.80	4,576.55	

Tabela D.26 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	9	Conjunto
% vezes selecionados	98%	2%	98%	2%	2
Média da TIR	15.83%	16.23%	16.24%	16.38%	16.04%
Média do VPL	\$67,906.73	\$25,564.23	\$80,640.94	\$83,060.79	\$147,749.22
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$510,364.46	\$258,395.37	\$770,806.02	\$862,543.01	\$1,277,965.84
% de Subsídio Médio	53.88%	70.16%	66.76%	70.67%	60.53%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.975	2.067
MWh/ano Médio	1,834.33	710.41	2,434.49	2,154.15	4,240.74

Tabela D.27 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	9	Conjunto
% vezes selecionados	52%	49%	87%	1%	1.89
Média da TIR	22.72%	19.58%	19.48%	19.61%	20.40%
Média do VPL	\$85,898.82	\$20,960.65	\$65,850.24	\$67,646.27	\$112,904.27
Média do BC	1.18	1.10	1.10	1.10	1.12
CTIM	\$503,978.97	\$265,509.98	\$759,183.24	\$840,511.78	\$1,061,063.49
% de Subsídio Médio	61.94%	74.43%	69.81%	72.99%	68.86%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.975	1.782
MWh/ano Médio	1,831.74	778.31	2,308.74	2,095.92	3,363.45

Tabela D.28 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3	
Média da TIR	12.86%	13.04%	13.12%	13.01%	
Média do VPL	\$102,351.39	\$38,866.06	\$122,913.14	\$264,130.59	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$510,087.67	\$271,517.91	\$858,892.42	\$1,640,497.99	
% de Subsídio Médio	31.75%	56.61%	55.99%	48.12%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794	
MWh/ano Médio	1,828.26	800.03	3,313.51	5,941.81	

Tabela D.29 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3	
Média da TIR	15.00%	15.19%	15.22%	15.14%	
Média do VPL	\$86,888.74	\$32,755.27	\$102,900.38	\$222,544.39	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$509,135.83	\$265,125.24	\$787,915.21	\$1,562,176.29	
% de Subsídio Médio	38.31%	60.06%	56.18%	51.51%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794	
MWh/ano Médio	1,823.20	756.02	2,614.36	5,193.59	

Tabela D.30 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	9
% vezes selecionados	100%	1%	7%	89%	10%
Média da TIR	19.38%	18.42%	18.41%	18.50%	18.53%
Média do VPL	\$83,503.68	\$58,106.63	\$25,897.07	\$82,726.27	\$83,883.77
Média do BC	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$513,414.03	\$615,527.07	\$251,195.95	\$811,039.38	\$850,834.82
% de Subsídio Médio	48.78%	67.11%	63.41%	63.23%	64.92%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.975
MWh/ano Médio	1,846.48	1,435.66	718.08	2,848.20	2,282.24
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	2.07				
Média da TIR	18.92%				
Média do VPL	\$167,912.29				
Média do BC	1.12				
CTIM	\$1,344,061.55				
% de Subsídio Médio	56.35%				
Prioridade Padronizada	2.121				
MWh/ano Médio	4,674.23				

Tabela D.31 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	100%	5%	14%	21%	86%
Média da TIR	12.81%	12.94%	13.42%	13.00%	12.99%
Média do VPL	\$116,457.40	\$98,955.92	\$97,454.39	\$43,178.48	\$136,324.32
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$511,847.56	\$652,758.34	\$828,464.41	\$288,013.13	\$785,660.25
% de Subsídio Médio	20.27%	52.29%	67.18%	53.09%	42.95%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,838.00	1,451.16	1,495.20	894.41	2,571.30
Projetos	15	Conjunto			
% vezes selecionados	76%	3.02			
Média da TIR	13.11%	12.98%			
Média do VPL	\$112,653.54	\$346,971.90			
Média do BC	1.10	1.10			
CTIM	\$708,568.53	\$1,935,133.15			
% de Subsídio Médio	50.14%	39.23%			
Prioridade Padronizada	0.594	2.696			
MWh/ano Médio	1,848.54	5,923.93			

Tabela D.32 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	1%	98%	100%	1%
Média da TIR	14.97%	15.04%	15.17%	15.19%	15.23%
Média do VPL	\$99,844.63	\$83,004.82	\$36,602.11	\$117,492.71	\$95,096.44
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$511,842.62	\$615,527.07	\$291,441.13	\$875,663.17	\$682,494.15
% de Subsídio Médio	28.10%	54.11%	58.90%	54.47%	52.95%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,837.88	1,435.66	932.75	3,464.60	1,775.41
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3				
Média da TIR	15.11%				
Média do VPL	\$254,988.42				
Média do BC	1.10				
CTIM	\$1,686,098.30				
% de Subsídio Médio	47.12%				
Prioridade Padronizada	2.791				
MWh/ano Médio	6,248.68				

Tabela D.33 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3	
Média da TIR	18.16%	18.37%	18.37%	18.30%	
Média do VPL	\$79,300.00	\$28,788.78	\$92,778.89	\$200,867.68	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$509,730.03	\$266,151.76	\$794,695.69	\$1,570,577.49	
% de Subsídio Médio	37.34%	60.84%	55.95%	51.38%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794	
MWh/ano Médio	1,826.49	764.07	2,685.46	5,276.03	

Tabela D.34 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	1%	87%	99%	2.87
Média da TIR	14.12%	13.76%	13.91%	13.91%	13.99%
Média do VPL	\$96,245.62	\$76,314.24	\$32,704.46	\$104,489.57	\$228,906.32
Média do BC	1.11	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$509,329.27	\$635,356.58	\$262,818.74	\$766,057.40	\$1,502,731.97
% de Subsídio Médio	41.50%	64.38%	63.20%	57.17%	53.56%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	2.696
MWh/ano Médio	1,824.09	1,435.66	746.80	2,374.22	4,838.64

Tabela D.35 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	9
% vezes selecionados	100%	2%	10%	89%	9%
Média da TIR	18.80%	15.94%	16.03%	16.11%	16.15%
Média do VPL	\$110,000.75	\$65,529.22	\$27,946.21	\$91,042.28	\$92,496.21
Média do BC	1.17	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$513,475.28	\$633,576.90	\$253,056.81	\$809,831.83	\$852,355.52
% de Subsídio Médio	49.70%	67.28%	64.59%	62.91%	64.79%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.975
MWh/ano Médio	1,846.80	1,435.66	726.51	2,829.89	2,225.31
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	2.1				
Média da TIR	17.39%				
Média do VPL	\$203,458.25				
Média do BC	1.13				
CTIM	\$1,348,914.82				
% de Subsídio Médio	56.82%				
Prioridade Padronizada	2.139				
MWh/ano Médio	4,667.05				

Tabela D.36 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	5%			
Projetos	1	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	2	
Média da TIR	18.98%	19.33%	19.15%	
Média do VPL	\$63,307.77	\$74,294.00	\$137,601.76	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$511,703.46	\$793,170.87	\$1,304,874.33	
% de Subsídio Médio	51.79%	66.23%	59.01%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.975	2.075	
MWh/ano Médio	1,837.18	2,667.69	4,504.87	

Tabela D.37 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	90%	11%	34%	1.35
Média da TIR	28.23%	17.48%	17.29%	24.60%
Média do VPL	\$187,964.81	\$29,468.06	\$92,723.80	\$203,935.91
Média do BC	1.29	1.10	1.10	1.23
CTIM	\$514,048.99	\$247,457.98	\$738,710.16	\$741,025.92
% de Subsídio Médio	70.32%	74.57%	71.08%	70.86%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	1.401
MWh/ano Médio	1,850.52	720.17	2,169.98	2,482.48

Tabela D.38 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	99%	2%	4%	1.05
Média da TIR	32.69%	19.08%	19.04%	31.91%
Média do VPL	\$184,355.92	\$25,218.73	\$79,882.48	\$186,212.04
Média do BC	1.33	1.10	1.10	1.32
CTIM	\$515,366.76	\$240,792.45	\$732,162.70	\$544,315.45
% de Subsídio Médio	74.50%	74.70%	72.07%	74.41%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	1.142
MWh/ano Médio	1,855.83	710.41	2,169.98	1,938.28

Tabela D.39 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	Conjunto		
% vezes selecionados	100%	1		
Média da TIR	33.26%	33.26%		
Média do VPL	\$139,904.31	\$139,904.31		
Média do BC	1.30	1.30		
CTIM	\$515,364.89	\$515,364.89		
% de Subsídio Médio	75.00%	75.00%		
Prioridade Padronizada	1.100	1.100		
MWh/ano Médio	1,856.92	1,856.92		

Tabela D.40 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%	
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00	
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	9	Conjunto
% vezes selecionados	100%	76%	97%	3%	2.76
Média da TIR	15.35%	14.23%	14.21%	14.50%	14.63%
Média do VPL	\$128,030.47	\$38,597.38	\$120,697.31	\$123,541.15	\$278,147.10
Média do BC	1.14	1.10	1.10	1.10	1.11
CTIM	\$509,734.57	\$260,152.95	\$765,162.96	\$856,936.31	\$1,475,366.97
% de Subsídio Médio	42.93%	63.16%	58.38%	64.13%	54.16%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.975	2.621
MWh/ano Médio	1,826.18	733.71	2,367.74	2,212.37	4,746.88

Tabela D.41 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	4%	
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00	
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	9	Conjunto
% vezes selecionados	100%	3%	88%	12%	2.03
Média da TIR	19.16%	16.23%	16.43%	16.59%	17.78%
Média do VPL	\$127,403.51	\$32,452.86	\$103,089.16	\$104,734.85	\$231,663.74
Média do BC	1.17	1.10	1.10	1.10	1.14
CTIM	\$513,340.00	\$249,717.91	\$797,533.54	\$849,827.49	\$1,324,640.35
% de Subsídio Médio	50.60%	64.22%	63.87%	66.62%	57.50%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.975	2.097
MWh/ano Médio	1,846.17	728.30	2,715.35	2,222.07	4,524.18

Tabela D.42 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	9	Conjunto
% vezes selecionados	99%	1%	99%	1%	2
Média da TIR	19.27%	19.85%	19.58%	19.71%	19.43%
Média do VPL	\$73,780.84	\$26,299.63	\$82,226.04	\$83,521.83	\$155,545.03
Média do BC	1.11	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$511,271.51	\$277,380.18	\$778,502.55	\$827,292.58	\$1,287,923.05
% de Subsídio Médio	52.87%	73.17%	67.07%	69.26%	60.09%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.975	2.071
MWh/ano Médio	1,837.18	817.74	2,513.37	2,095.92	4,336.18

Tabela D.43 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3	
Média da TIR	13.40%	14.06%	14.12%	13.86%	
Média do VPL	\$116,587.33	\$42,798.44	\$138,019.35	\$297,405.11	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$510,677.72	\$271,937.25	\$857,359.60	\$1,639,974.56	
% de Subsídio Médio	28.68%	59.18%	57.00%	48.29%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794	
MWh/ano Médio	1,831.62	804.33	3,300.18	5,936.12	

Tabela D.44 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3	
Média da TIR	15.52%	16.17%	16.09%	15.93%	
Média do VPL	\$99,101.72	\$36,154.30	\$115,942.46	\$251,198.49	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	
CTIM	\$510,106.56	\$268,625.36	\$796,679.14	\$1,575,411.06	
% de Subsídio Médio	34.92%	62.13%	56.52%	51.19%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794	
MWh/ano Médio	1,828.52	780.17	2,704.72	5,313.41	

Tabela D.45 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	8	9
% vezes selecionados	100%	1%	36%	89%	10%
Média da TIR	23.95%	19.29%	19.30%	19.22%	19.40%
Média do VPL	\$135,685.34	\$66,309.63	\$28,655.64	\$92,414.60	\$94,088.73
Média do BC	1.21	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$511,926.82	\$622,992.69	\$257,491.32	\$771,000.67	\$844,399.67
% de Subsídio Médio	49.77%	66.66%	64.83%	59.81%	64.07%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.975
MWh/ano Médio	1,838.00	1,435.66	726.81	2,427.12	2,142.50
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	2.36				
Média da TIR	21.25%				
Média do VPL	\$238,322.34				
Média do BC	1.15				
CTIM	\$1,381,484.18				
% de Subsídio Médio	56.53%				
Prioridade Padronizada	2.330				
MWh/ano Médio	4,488.41				

Tabela D.46 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	8	Conjunto		
% vezes selecionados	100%	100%	2		
Média da TIR	16.34%	16.59%	16.46%		
Média do VPL	\$105,992.23	\$104,858.29	\$210,850.52		
Média do BC	1.13	1.10	1.11		
CTIM	\$512,558.92	\$781,654.27	\$1,294,213.20		
% de Subsídio Médio	51.58%	67.11%	59.34%		
Prioridade Padronizada	1.100	0.975	2.075		
MWh/ano Médio	1,841.93	2,544.74	4,386.67		

Tabela D.47 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	98%	2%	100%	2	
Média da TIR	18.75%	19.13%	18.29%	18.53%	
Média do VPL	\$97,256.18	\$28,265.44	\$89,989.15	\$185,865.51	
Média do BC	1.13	1.10	1.10	1.12	
CTIM	\$512,075.38	\$269,321.31	\$756,175.41	\$1,263,395.71	
% de Subsídio Médio	55.25%	74.77%	67.33%	61.48%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.067	
MWh/ano Médio	1,843.62	790.91	2,269.23	4,091.80	

Tabela D.48 Resultados: subsídio=\$0.8M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$800,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	81%	19%	74%	1.74	
Média da TIR	26.79%	21.62%	21.17%	23.83%	
Média do VPL	\$112,575.57	\$22,827.49	\$73,576.56	\$149,970.09	
Média do BC	1.21	1.10	1.10	1.15	
CTIM	\$510,707.83	\$254,220.72	\$746,505.66	\$1,014,389.46	
% de Subsídio Médio	62.92%	74.51%	69.37%	66.93%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	1.749	
MWh/ano Médio	1,844.89	724.53	2,192.00	3,254.11	

Tabela D.49 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	9%	73%	100%	18%
Média da TIR	18.44%	13.94%	14.23%	14.17%	14.42%
Média do VPL	\$140,308.08	\$67,944.32	\$31,065.00	\$95,360.80	\$76,813.97
Média do BC	1.21	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,490.21	\$650,223.49	\$315,008.49	\$850,254.75	\$691,446.40
% de Subsídio Médio	56.82%	71.34%	74.46%	67.69%	69.29%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,852.24	1,448.58	1,091.24	3,196.49	1,787.40
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3				
Média da TIR	15.62%				
Média do VPL	\$278,287.83				
Média do BC	1.14				
CTIM	\$1,777,681.62				
% de Subsídio Médio	65.92%				
Prioridade Padronizada	2.757				
MWh/ano Médio	6,297.44				

Tabela D.50 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3	
Média da TIR	20.27%	16.38%	16.40%	17.68%	
Média do VPL	\$120,092.74	\$26,242.52	\$82,939.43	\$229,274.69	
Média do BC	1.20	1.10	1.10	1.13	
CTIM	\$515,313.88	\$292,953.99	\$887,912.68	\$1,696,180.56	
% de Subsídio Médio	60.14%	74.45%	72.03%	68.88%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794	
MWh/ano Médio	1,856.67	948.69	3,577.17	6,382.54	

Tabela D.51 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	86%	100%	2.86	
Média da TIR	23.12%	19.58%	19.68%	20.85%	
Média do VPL	\$91,597.91	\$20,966.97	\$67,650.23	\$177,279.73	
Média do BC	1.19	1.10	1.10	1.13	
CTIM	\$515,352.18	\$265,921.17	\$872,620.16	\$1,616,664.55	
% de Subsídio Médio	63.75%	74.49%	74.61%	70.77%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.693	
MWh/ano Médio	1,856.86	780.30	3,442.38	5,970.30	

Tabela D.52 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	100%	12%	20%	100%	100%
Média da TIR	12.85%	13.13%	13.51%	13.02%	13.10%
Média do VPL	\$101,888.65	\$89,211.08	\$87,539.15	\$38,663.88	\$122,084.90
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$507,236.76	\$725,597.17	\$798,757.26	\$262,965.69	\$823,858.10
% de Subsídio Médio	31.29%	64.95%	70.63%	55.07%	53.61%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,812.83	1,548.69	1,354.27	740.46	2,953.57
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	3%	65%	4		
Média da TIR	13.25%	13.21%	13.06%		
Média do VPL	\$112,953.81	\$100,182.02	\$359,357.51		
Média do BC	1.10	1.10	1.10		
CTIM	\$865,916.99	\$706,402.53	\$2,326,022.82		
% de Subsídio Médio	61.39%	57.56%	50.29%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	3.445		
MWh/ano Médio	2,126.93	1,816.92	7,208.36		

Tabela D.53 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	96%	4%	5%	96%	99%
Média da TIR	15.18%	15.23%	15.77%	15.18%	15.21%
Média do VPL	\$89,784.67	\$74,015.90	\$74,604.44	\$32,646.72	\$102,517.14
Média do BC	1.11	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$506,353.02	\$671,740.30	\$809,330.85	\$259,594.61	\$768,389.56
% de Subsídio Médio	38.25%	65.59%	74.07%	59.12%	54.90%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,812.44	1,464.73	1,354.27	719.35	2,407.13
Projetos	9	15	Conjunto		
% vezes selecionados	1%	91%	3.92		
Média da TIR	15.28%	15.37%	15.24%		
Média do VPL	\$104,780.16	\$84,944.20	\$304,063.99		
Média do BC	1.10	1.10	1.10		
CTIM	\$852,136.26	\$703,574.95	\$2,212,126.12		
% de Subsídio Médio	59.63%	61.55%	53.76%		
Prioridade Padronizada	0.975	0.594	3.330		
MWh/ano Médio	2,095.92	1,807.43	6,605.61		

Tabela D.54 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	1%	19%	100%	80%
Média da TIR	20.37%	18.43%	18.68%	18.48%	18.65%
Média do VPL	\$99,140.34	\$58,252.95	\$27,194.14	\$82,431.36	\$67,945.17
Média do BC	1.16	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,177.91	\$624,871.37	\$335,563.39	\$791,857.36	\$701,104.76
% de Subsídio Médio	50.73%	67.74%	74.25%	62.15%	66.60%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,855.91	1,435.66	1,210.38	2,636.58	1,784.18
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3				
Média da TIR	19.17%				
Média do VPL	\$241,677.26				
Média do BC	1.12				
CTIM	\$1,937,924.84				
% de Subsídio Médio	60.32%				
Prioridade Padronizada	2.692				
MWh/ano Médio	6,164.16				

Tabela D.55 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	100%	29%	71%	100%	100%
Média da TIR	12.82%	12.95%	13.44%	12.97%	13.00%
Média do VPL	\$117,007.83	\$99,059.72	\$97,702.19	\$42,701.63	\$136,810.14
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$508,593.28	\$657,069.22	\$838,565.20	\$267,842.49	\$806,210.23
% de Subsídio Médio	19.79%	52.79%	67.56%	49.61%	44.35%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,820.23	1,435.66	1,532.70	773.20	2,775.82
Projetos	15	Conjunto			
% vezes selecionados	29%	4.29			
Média da TIR	13.11%	13.03%			
Média do VPL	\$112,453.47	\$427,226.98			
Média do BC	1.10	1.10			
CTIM	\$700,259.14	\$2,571,652.52			
% de Subsídio Médio	49.47%	44.61%			
Prioridade Padronizada	0.594	3.774			
MWh/ano Médio	1,795.88	7,394.60			

Tabela D.56 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	100%	6%	84%	100%	100%
Média da TIR	14.93%	15.17%	15.62%	15.11%	15.12%
Média do VPL	\$98,619.92	\$84,884.93	\$82,411.48	\$36,043.09	\$115,623.60
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$507,676.55	\$709,575.60	\$807,900.15	\$262,959.29	\$780,433.21
% de Subsídio Médio	27.33%	61.10%	69.52%	53.89%	48.01%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,815.17	1,493.79	1,362.92	741.00	2,522.52
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	2%	8%	4		
Média da TIR	15.35%	15.28%	15.18%		
Média do VPL	\$107,089.12	\$95,884.09	\$334,417.86		
Média do BC	1.10	1.10	1.10		
CTIM	\$890,259.32	\$721,894.77	\$2,347,836.48		
% de Subsídio Médio	60.81%	55.97%	49.24%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	3.651		
MWh/ano Médio	2,218.89	1,944.05	6,513.07		

Tabela D.57 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	98%	3%	2%	100%	100%
Média da TIR	18.12%	18.43%	18.97%	18.36%	18.35%
Média do VPL	\$78,574.44	\$67,460.50	\$66,219.28	\$28,722.66	\$92,498.09
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$507,031.85	\$696,489.45	\$810,699.38	\$261,850.62	\$776,430.89
% de Subsídio Médio	36.89%	66.01%	73.75%	60.11%	54.75%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,815.15	1,487.33	1,354.27	732.95	2,491.42
Projetos	15	Conjunto			
% vezes selecionados	95%	3.98			
Média da TIR	18.52%	18.34%			
Média do VPL	\$76,469.60	\$274,218.01			
Média do BC	1.10	1.10			
CTIM	\$703,393.57	\$2,240,505.29			
% de Subsídio Médio	60.67%	53.29%			
Prioridade Padronizada	0.594	3.371			
MWh/ano Médio	1,801.54	6,786.38			

Tabela D.58 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	97%	22%	4%	36%	96%
Média da TIR	14.87%	13.80%	14.61%	13.89%	13.92%
Média do VPL	\$106,361.43	\$76,734.56	\$76,552.87	\$32,589.04	\$104,709.66
Média do BC	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$511,710.15	\$652,812.82	\$786,760.71	\$257,936.54	\$775,367.44
% de Subsídio Médio	42.89%	65.59%	74.74%	62.31%	57.72%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,838.33	1,440.94	1,354.27	731.28	2,475.49
Projetos	9	10	15	Conjunto	
% vezes selecionados	4%	1%	73%	3.33	
Média da TIR	13.99%	14.05%	14.24%	14.27%	
Média do VPL	\$106,983.70	\$94,928.14	\$86,288.38	\$303,586.78	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.11	
CTIM	\$843,037.98	\$749,613.25	\$704,674.34	\$2,064,287.92	
% de Subsídio Médio	61.32%	61.12%	64.25%	56.11%	
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.594	2.898	
MWh/ano Médio	2,125.03	1,892.84	1,822.72	6,228.61	

Tabela D.59 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	9
% vezes selecionados	100%	3%	9%	99%	1%
Média da TIR	17.03%	15.96%	16.34%	16.07%	16.09%
Média do VPL	\$95,609.13	\$65,764.04	\$29,450.56	\$90,480.05	\$91,804.42
Média do BC	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,965.06	\$645,323.53	\$329,702.69	\$781,186.52	\$817,109.50
% de Subsídio Médio	48.17%	67.91%	74.44%	61.36%	62.91%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.975
MWh/ano Médio	1,854.77	1,461.49	1,175.54	2,532.82	2,095.92
Projetos	15	Conjunto			
% vezes selecionados	88%	3			
Média da TIR	16.41%	16.50%			
Média do VPL	\$74,427.38	\$256,221.99			
Média do BC	1.10	1.11			
CTIM	\$702,110.48	\$1,963,400.98			
% de Subsídio Médio	66.87%	59.04%			
Prioridade Padronizada	0.594	2.679			
MWh/ano Médio	1,788.29	6,106.55			

Tabela D.60 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	5%	87%	100%	8%
Média da TIR	24.99%	19.27%	19.55%	19.44%	19.66%
Média do VPL	\$121,199.80	\$53,539.44	\$23,511.31	\$75,472.44	\$60,894.27
Média do BC	1.24	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,719.37	\$644,359.23	\$298,699.23	\$869,822.16	\$695,206.49
% de Subsídio Médio	58.98%	71.76%	74.47%	69.65%	69.99%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,853.31	1,435.66	984.30	3,393.50	1,815.88
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3				
Média da TIR	21.32%				
Média do VPL	\$224,675.59				
Média do BC	1.15				
CTIM	\$1,732,244.34				
% de Subsídio Médio	67.53%				
Prioridade Padronizada	2.776				
MWh/ano Médio	6,320.21				

Tabela D.61 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	14%	100%	2.14
Média da TIR	16.14%	17.44%	18.07%	17.13%
Média do VPL	\$84,190.21	\$29,449.82	\$94,099.51	\$182,412.70
Média do BC	1.11	1.10	1.10	1.11
CTIM	\$515,364.89	\$246,686.75	\$796,902.28	\$1,346,803.31
% de Subsídio Médio	59.67%	74.43%	74.58%	67.60%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.176
MWh/ano Médio	1,856.92	718.08	2,712.12	4,669.58

Tabela D.62 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	2%	100%	2.02
Média da TIR	17.45%	19.08%	19.57%	18.51%
Média do VPL	\$67,298.75	\$25,218.73	\$80,742.44	\$148,545.56
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$240,792.45	\$775,977.04	\$1,296,157.78
% de Subsídio Médio	61.57%	74.70%	74.66%	68.18%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.089
MWh/ano Médio	1,856.92	710.41	2,491.42	4,362.55

Tabela D.63 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	63%	1.63	
Média da TIR	27.75%	21.99%	25.53%	
Média do VPL	\$103,223.68	\$65,574.88	\$144,535.85	
Média do BC	1.21	1.10	1.17	
CTIM	\$515,364.89	\$741,272.83	\$982,366.77	
% de Subsídio Médio	70.66%	74.70%	72.22%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.975	1.714	
MWh/ano Médio	1,856.92	2,185.27	3,233.64	

Tabela D.64 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	8	9
% vezes selecionados	100%	14%	20%	97%	3%
Média da TIR	16.09%	14.53%	14.61%	14.30%	14.40%
Média do VPL	\$140,198.69	\$87,126.98	\$39,426.18	\$121,381.35	\$123,047.30
Média do BC	1.16	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,482.18	\$656,020.57	\$295,211.14	\$794,097.90	\$836,046.66
% de Subsídio Médio	44.93%	69.22%	68.57%	60.38%	62.72%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.975
MWh/ano Médio	1,851.99	1,443.96	954.60	2,663.99	2,173.55
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	1%	74%	3.09		
Média da TIR	14.41%	14.75%	15.02%		
Média do VPL	\$110,153.39	\$100,185.09	\$356,951.54		
Média do BC	1.10	1.10	1.12		
CTIM	\$749,613.25	\$706,530.02	\$1,991,051.99		
% de Subsídio Médio	62.45%	66.36%	57.77%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	2.741		
MWh/ano Médio	1,892.84	1,835.21	6,271.32		

Tabela D.65 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	4%	36%	100%	60%
Média da TIR	18.32%	16.65%	16.96%	16.47%	16.85%
Média do VPL	\$123,353.88	\$73,664.27	\$33,683.30	\$103,284.14	\$84,869.34
Média do BC	1.16	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,284.48	\$654,150.38	\$312,407.80	\$807,467.81	\$699,830.45
% de Subsídio Médio	50.19%	71.71%	74.41%	64.35%	68.64%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,851.16	1,464.72	1,060.75	2,781.74	1,798.79
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3				
Média da TIR	17.23%				
Média do VPL	\$292,632.19				
Média do BC	1.12				
CTIM	\$1,880,283.39				
% de Subsídio Médio	61.79%				
Prioridade Padronizada	2.712				
MWh/ano Médio	6,152.64				

Tabela D.66 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	15	Conjunto
% vezes selecionados	100%	99%	100%	1%	3
Média da TIR	23.16%	19.93%	19.96%	19.99%	21.02%
Média do VPL	\$116,897.18	\$26,438.30	\$83,886.07	\$67,751.80	\$227,634.69
Média do BC	1.19	1.10	1.10	1.10	1.13
CTIM	\$515,309.11	\$286,400.19	\$886,478.19	\$688,755.61	\$1,692,211.05
% de Subsídio Médio	58.45%	74.31%	72.54%	71.43%	68.43%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.594	2.793
MWh/ano Médio	1,856.60	905.56	3,562.36	1,829.37	6,333.77

Tabela D.67 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	4	5	8
% vezes selecionados	100%	7%	3%	100%	100%
Média da TIR	13.41%	14.45%	15.68%	13.98%	14.09%
Média do VPL	\$116,955.86	\$101,056.57	\$96,593.67	\$42,576.00	\$137,681.26
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$508,130.12	\$740,000.04	\$793,380.04	\$262,528.00	\$843,058.38
% de Subsídio Médio	28.29%	67.61%	74.33%	57.26%	55.91%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.975
MWh/ano Médio	1,817.76	1,601.74	1,354.27	738.32	3,156.50
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	1%	89%	4		
Média da TIR	14.74%	14.33%	13.97%		
Média do VPL	\$126,335.24	\$112,656.15	\$408,712.21		
Média do BC	1.10	1.10	1.10		
CTIM	\$901,864.44	\$708,676.91	\$2,329,059.00		
% de Subsídio Médio	66.13%	58.99%	50.40%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	3.394		
MWh/ano Médio	2,193.81	1,838.47	7,523.50		

Tabela D.68 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	2%	98%	100%	98%
Média da TIR	15.68%	16.41%	16.09%	16.04%	16.44%
Média do VPL	\$101,764.60	\$84,657.68	\$35,969.35	\$115,556.39	\$95,529.91
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$507,402.97	\$698,208.17	\$259,202.48	\$777,008.73	\$704,177.49
% de Subsídio Médio	34.79%	67.65%	60.38%	55.07%	62.04%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,813.65	1,532.54	715.34	2,497.34	1,805.69
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3.98				
Média da TIR	16.06%				
Média do VPL	\$347,883.42				
Média do BC	1.10				
CTIM	\$2,242,488.23				
% de Subsídio Médio	53.06%				
Prioridade Padronizada	3.373				
MWh/ano Médio	6,812.25				

Tabela D.69 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	8	15
% vezes selecionados	100%	1%	9%	100%	90%
Média da TIR	19.61%	19.25%	19.89%	19.27%	19.66%
Média do VPL	\$92,832.74	\$66,192.73	\$29,599.72	\$92,679.51	\$76,492.02
Média do BC	1.12	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,239.84	\$615,527.07	\$318,898.88	\$788,231.30	\$704,825.72
% de Subsídio Médio	45.16%	66.05%	74.00%	61.00%	66.41%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.594
MWh/ano Médio	1,856.29	1,435.66	1,092.05	2,606.95	1,815.58
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3				
Média da TIR	19.52%				
Média do VPL	\$257,680.97				
Média do BC	1.11				
CTIM	\$1,972,670.46				
% de Subsídio Médio	57.75%				
Prioridade Padronizada	2.680				
MWh/ano Médio	6,209.91				

Tabela D.70 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	100%	100%	3
Média da TIR	21.18%	17.41%	17.63%	18.74%
Média do VPL	\$156,506.26	\$32,984.17	\$107,370.31	\$296,860.75
Média do BC	1.21	1.10	1.10	1.14
CTIM	\$515,364.89	\$274,650.59	\$887,912.68	\$1,677,928.17
% de Subsídio Médio	57.27%	74.21%	73.19%	68.22%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.794
MWh/ano Médio	1,856.92	826.87	3,577.17	6,260.96

Tabela D.71 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	89%	100%	2.89
Média da TIR	23.87%	19.03%	19.38%	20.83%
Média do VPL	\$142,328.83	\$28,210.88	\$92,460.95	\$259,897.47
Média do BC	1.22	1.10	1.10	1.14
CTIM	\$515,364.89	\$266,541.97	\$882,112.16	\$1,634,699.40
% de Subsídio Médio	60.65%	74.32%	74.22%	69.55%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.715
MWh/ano Médio	1,856.92	781.56	3,526.81	6,079.32

Tabela D.72 Resultados: subsídio=\$1.2M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$1,200,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.20
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	42%	100%	2.42
Média da TIR	29.71%	21.60%	21.91%	25.08%
Média do VPL	\$132,176.43	\$22,824.64	\$75,139.53	\$216,902.30
Média do BC	1.26	1.10	1.10	1.17
CTIM	\$515,364.89	\$254,035.09	\$848,168.13	\$1,470,227.76
% de Subsídio Médio	65.84%	74.46%	74.62%	70.96%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.377
MWh/ano Médio	1,856.92	734.69	3,217.23	5,382.72

Tabela D.73 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	92%	100%	8%	100%
Média da TIR	23.40%	14.24%	14.22%	13.88%	14.21%
Média do VPL	\$190,927.01	\$71,638.90	\$30,942.00	\$141,103.57	\$96,126.66
Média do BC	1.32	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,710.14	\$707,216.77	\$309,805.55	\$1,458,130.37	\$882,650.68
% de Subsídio Médio	62.10%	74.55%	73.84%	73.75%	69.34%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,853.31	1,511.48	1,048.52	2,899.27	3,526.81
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	91%	99%	5.9		
Média da TIR	14.56%	14.55%	15.88%		
Média do VPL	\$89,674.32	\$78,601.47	\$554,610.82		
Média do BC	1.10	1.10	1.14		
CTIM	\$915,407.45	\$765,682.72	\$4,065,502.89		
% de Subsídio Médio	74.30%	72.96%	71.12%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	4.439		
MWh/ano Médio	2,207.04	2,278.54	12,315.31		

Tabela D.74 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	41%	100%	1%	100%
Média da TIR	26.41%	16.29%	16.38%	15.92%	16.40%
Média do VPL	\$167,779.50	\$59,619.93	\$26,215.46	\$118,792.47	\$82,929.98
Média do BC	1.33	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,250.24	\$665,387.32	\$291,575.36	\$1,341,729.20	\$887,431.15
% de Subsídio Médio	65.39%	74.77%	74.29%	73.22%	72.01%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,856.29	1,462.12	939.57	2,899.27	3,572.73
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	78%	100%	5.2		
Média da TIR	16.70%	16.91%	18.45%		
Média do VPL	\$76,327.50	\$69,385.62	\$431,478.11		
Média do BC	1.10	1.10	1.14		
CTIM	\$865,769.11	\$755,679.01	\$3,411,461.76		
% de Subsídio Médio	74.57%	74.85%	72.33%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	4.030		
MWh/ano Médio	2,061.97	2,209.29	10,814.68		

Tabela D.75 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	5	8	10	15
% vezes selecionados	100%	86%	100%	13%	43%
Média da TIR	26.54%	19.58%	19.70%	19.85%	19.93%
Média do VPL	\$114,787.98	\$20,974.78	\$67,823.33	\$61,516.56	\$54,328.50
Média do BC	1.26	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$266,429.15	\$872,620.16	\$799,483.30	\$694,574.03
% de Subsídio Médio	66.46%	74.55%	74.62%	74.74%	74.87%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.519	0.594
MWh/ano Médio	1,856.92	784.04	3,442.38	1,993.16	1,815.57
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	3.42				
Média da TIR	21.70%				
Média do VPL	\$232,008.02				
Média do BC	1.15				
CTIM	\$2,019,713.78				
% de Subsídio Médio	72.25%				
Prioridade Padronizada	3.016				
MWh/ano Médio	7,013.39				

Tabela D.76 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	87%	85%	94%	13%
Média da TIR	12.98%	13.18%	13.54%	13.05%	13.06%
Média do VPL	\$104,616.18	\$89,874.99	\$88,029.02	\$39,034.98	\$181,433.39
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$507,337.07	\$697,223.58	\$818,725.23	\$278,663.19	\$1,538,634.77
% de Subsídio Médio	31.60%	63.30%	71.53%	57.55%	65.77%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,813.40	1,476.19	1,425.13	841.73	2,940.62
Projetos	8	10	11	12	15
% vezes selecionados	86%	64%	80%	10%	78%
Média da TIR	13.10%	13.26%	13.58%	13.34%	13.22%
Média do VPL	\$122,038.35	\$112,684.98	\$110,539.18	\$85,627.46	\$100,487.82
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$821,889.12	\$854,751.88	\$1,015,710.23	\$778,130.96	\$719,102.60
% de Subsídio Médio	53.44%	60.78%	70.28%	69.60%	58.37%
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.597	0.237	0.594
MWh/ano Médio	2,926.11	1,989.24	1,759.40	1,394.89	1,917.93
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	6.97				
Média da TIR	13.22%				
Média do VPL	\$670,357.27				
Média do BC	1.10				
CTIM	\$4,976,951.11				
% de Subsídio Médio	57.92%				
Prioridade Padronizada	5.287				
MWh/ano Médio	12,315.11				

Tabela D.77 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	99%	97%	99%	4%
Média da TIR	14.97%	15.27%	15.77%	15.18%	15.18%
Média do VPL	\$86,209.22	\$74,449.96	\$74,564.60	\$32,655.18	\$152,233.38
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$506,481.82	\$679,051.57	\$807,374.63	\$260,025.63	\$1,473,742.30
% de Subsídio Médio	37.88%	66.15%	73.98%	59.20%	67.75%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,808.71	1,438.79	1,354.27	718.54	3,033.67
Projetos	8	10	11	15	Conjunto
% vezes selecionados	100%	12%	89%	96%	6.96
Média da TIR	15.23%	15.45%	15.78%	15.38%	15.36%
Média do VPL	\$103,164.48	\$95,713.01	\$93,850.50	\$84,978.55	\$550,416.70
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$801,371.18	\$854,698.14	\$1,001,670.51	\$705,293.32	\$4,750,774.63
% de Subsídio Médio	56.95%	64.68%	72.71%	61.65%	61.07%
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.597	0.594	5.421
MWh/ano Médio	2,744.71	1,938.82	1,685.81	1,815.88	11,600.44

Tabela D.78 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	99%	100%	19%	99%
Média da TIR	25.60%	18.77%	18.64%	18.53%	18.56%
Média do VPL	\$158,770.71	\$61,964.12	\$26,941.40	\$122,122.19	\$83,682.94
Média do BC	1.29	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$513,492.70	\$738,279.18	\$319,124.11	\$1,519,020.78	\$873,265.71
% de Subsídio Médio	57.68%	73.96%	72.23%	73.67%	66.34%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,846.73	1,569.53	1,093.07	2,899.27	3,435.03
Projetos	10	12	15	Conjunto	
% vezes selecionados	82%	1%	100%	6	
Média da TIR	18.88%	18.67%	19.42%	19.97%	
Média do VPL	\$78,329.77	\$56,895.27	\$78,412.70	\$496,317.98	
Média do BC	1.10	1.10	1.12	1.14	
CTIM	\$955,623.68	\$701,972.31	\$756,950.34	\$4,264,241.69	
% de Subsídio Médio	73.36%	73.41%	70.25%	68.99%	
Prioridade Padronizada	0.519	0.237	0.594	4.529	
MWh/ano Médio	2,340.01	1,325.83	2,213.07	12,590.31	

Tabela D.79 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	97%	99%	100%	13%
Média da TIR	12.81%	13.01%	13.41%	12.96%	12.96%
Média do VPL	\$116,342.26	\$100,396.49	\$97,096.94	\$42,612.46	\$204,732.89
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$506,181.47	\$685,505.49	\$813,894.33	\$264,070.58	\$1,530,849.17
% de Subsídio Médio	19.30%	55.09%	66.43%	48.80%	58.93%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,807.07	1,451.24	1,386.79	745.83	3,044.01
Projetos	8	9	10	11	12
% vezes selecionados	97%	3%	93%	86%	1%
Média da TIR	13.02%	13.11%	13.16%	13.42%	13.36%
Média do VPL	\$137,663.32	\$141,745.07	\$124,984.42	\$123,840.75	\$101,321.39
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$842,299.74	\$986,436.35	\$845,763.52	\$1,002,913.65	\$958,171.64
% de Subsídio Médio	47.16%	55.58%	53.99%	63.98%	71.68%
Prioridade Padronizada	0.975	0.975	0.519	0.597	0.237
MWh/ano Médio	3,145.01	3,260.41	1,904.17	1,688.83	2,016.43
Projetos	14	15	Conjunto		
% vezes selecionados	2%	95%	7.86		
Média da TIR	13.36%	13.12%	13.11%		
Média do VPL	\$116,181.15	\$112,822.28	\$850,122.90		
Média do BC	1.10	1.10	1.10		
CTIM	\$1,078,364.62	\$715,576.45	\$5,646,594.45		
% de Subsídio Médio	71.42%	50.69%	50.62%		
Prioridade Padronizada	0.586	0.594	5.928		
MWh/ano Médio	1,972.21	1,898.68	13,964.33		

Tabela D.80 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%				
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	76%	98%	100%	40%
Média da TIR	14.98%	15.18%	15.64%	15.13%	15.18%
Média do VPL	\$99,904.82	\$85,063.65	\$82,758.40	\$36,287.03	\$174,666.79
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$507,814.75	\$693,333.02	\$824,933.09	\$275,387.82	\$1,598,899.55
% de Subsídio Médio	27.48%	60.13%	70.24%	55.91%	65.15%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,815.86	1,469.82	1,455.99	820.43	3,020.23
Projetos	8	10	11	12	14
% vezes selecionados	92%	54%	56%	3%	6%
Média da TIR	15.15%	15.35%	15.62%	15.33%	15.55%
Média do VPL	\$116,428.01	\$106,729.01	\$105,934.79	\$81,551.83	\$97,852.02
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$821,417.56	\$872,245.72	\$1,025,542.16	\$749,824.51	\$1,051,445.91
% de Subsídio Médio	50.85%	59.78%	68.24%	65.82%	73.66%
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.597	0.237	0.586
MWh/ano Médio	2,931.54	2,023.82	1,819.18	1,325.83	1,637.63
Projetos	15	Conjunto			
% vezes selecionados	69%	6.94			
Média da TIR	15.27%	15.27%			
Média do VPL	\$95,808.06	\$650,306.33			
Média do BC	1.10	1.10			
CTIM	\$718,091.49	\$5,140,214.99			
% de Subsídio Médio	55.65%	55.63%			
Prioridade Padronizada	0.594	5.461			
MWh/ano Médio	1,912.28	12,654.44			

Tabela D.81 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	99%	100%	99%	2%
Média da TIR	18.12%	18.41%	18.98%	18.35%	18.30%
Média do VPL	\$78,515.19	\$67,295.20	\$66,329.70	\$28,683.49	\$136,340.47
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$506,073.91	\$678,965.46	\$808,202.67	\$259,303.07	\$1,410,508.90
% de Subsídio Médio	36.76%	65.04%	73.65%	59.70%	65.22%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,806.50	1,437.62	1,354.27	713.66	2,899.27
Projetos	8	10	11	15	Conjunto
% vezes selecionados	100%	2%	97%	100%	6.99
Média da TIR	18.39%	18.58%	18.91%	18.52%	18.53%
Média do VPL	\$93,155.37	\$84,783.99	\$84,902.45	\$76,503.76	\$496,300.79
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$819,183.80	\$820,240.60	\$1,003,122.97	\$705,575.37	\$4,785,565.86
% de Subsídio Médio	57.39%	62.58%	71.66%	60.81%	60.68%
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.597	0.594	5.450
MWh/ano Médio	2,925.42	1,892.84	1,693.16	1,816.96	11,771.12

Tabela D.82 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	98%	7%	100%	8%
Média da TIR	16.20%	14.13%	14.62%	13.99%	13.79%
Média do VPL	\$125,701.44	\$81,219.87	\$76,579.05	\$33,291.48	\$159,663.65
Média do BC	1.16	1.11	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$509,316.68	\$706,260.97	\$787,827.70	\$287,649.62	\$1,515,257.44
% de Subsídio Médio	44.55%	68.85%	74.79%	66.26%	70.00%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,823.90	1,496.16	1,354.27	890.74	2,949.67
Projetos	8	10	11	12	15
% vezes selecionados	100%	84%	74%	2%	88%
Média da TIR	13.97%	14.29%	14.71%	14.23%	14.27%
Média do VPL	\$105,882.83	\$97,511.72	\$98,032.32	\$75,074.16	\$86,721.27
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$824,992.15	\$856,911.27	\$1,002,568.87	\$752,623.31	\$722,652.30
% de Subsídio Médio	60.54%	67.04%	73.93%	73.08%	65.26%
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.597	0.237	0.594
MWh/ano Médio	2,962.45	1,964.50	1,691.96	1,325.83	1,942.21
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	6.61				
Média da TIR	14.50%				
Média do VPL	\$594,874.80				
Média do BC	1.11				
CTIM	\$4,603,155.66				
% de Subsídio Médio	63.48%				
Prioridade Padronizada	4.880				
MWh/ano Médio	12,111.99				

Tabela D.83 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	99%	99%	25%	99%
Média da TIR	22.66%	16.28%	16.27%	16.04%	16.17%
Média do VPL	\$156,909.17	\$69,141.03	\$29,080.99	\$137,793.61	\$92,161.35
Média do BC	1.26	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$513,007.28	\$746,484.33	\$310,873.26	\$1,548,673.09	\$866,847.80
% de Subsídio Médio	54.81%	73.46%	72.15%	73.59%	65.83%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,844.08	1,584.01	1,046.52	2,904.65	3,373.69
Projetos	10	11	12	15	Conjunto
% vezes selecionados	74%	2%	2%	100%	6
Média da TIR	16.62%	16.83%	16.22%	16.49%	17.39%
Média do VPL	\$85,969.39	\$84,182.04	\$63,389.20	\$75,453.42	\$521,859.31
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.13
CTIM	\$946,095.00	\$973,135.54	\$691,896.51	\$753,436.51	\$4,291,986.34
% de Subsídio Médio	73.23%	74.86%	72.30%	69.54%	68.20%
Prioridade Padronizada	0.519	0.597	0.237	0.594	4.549
MWh/ano Médio	2,319.21	1,706.71	1,325.83	2,186.08	12,477.37

Tabela D.84 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=5%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	5%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	86%	100%	4%	100%
Média da TIR	29.39%	19.60%	19.53%	19.17%	19.46%
Média do VPL	\$150,800.51	\$56,390.58	\$23,468.48	\$110,172.55	\$75,679.54
Média do BC	1.32	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,880.06	\$696,740.75	\$295,913.69	\$1,422,152.17	\$883,293.32
% de Subsídio Médio	62.45%	74.68%	74.15%	73.92%	70.31%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,854.26	1,495.14	966.41	2,899.27	3,531.25
Projetos	10	12	15	Conjunto	
% vezes selecionados	91%	1%	100%	5.82	
Média da TIR	19.87%	19.47%	20.49%	21.44%	
Média do VPL	\$69,633.76	\$51,666.49	\$69,135.24	\$435,869.96	
Média do BC	1.10	1.10	1.11	1.14	
CTIM	\$893,975.96	\$681,820.71	\$767,117.19	\$3,937,623.72	
% de Subsídio Médio	74.41%	75.00%	74.01%	71.58%	
Prioridade Padronizada	0.519	0.237	0.594	4.377	
MWh/ano Médio	2,131.52	1,325.83	2,290.78	11,997.44	

Tabela D.85 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	10%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	14%	100%	2.14
Média da TIR	16.14%	17.44%	18.07%	17.13%
Média do VPL	\$84,190.21	\$29,449.82	\$94,099.51	\$182,412.70
Média do BC	1.11	1.10	1.10	1.11
CTIM	\$515,364.89	\$246,686.75	\$796,902.28	\$1,346,803.31
% de Subsídio Médio	59.67%	74.43%	74.58%	67.60%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.176
MWh/ano Médio	1,856.92	718.08	2,712.12	4,669.58

Tabela D.86 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	12%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	5	8	Conjunto
% vezes selecionados	100%	2%	100%	2.02
Média da TIR	17.45%	19.08%	19.57%	18.51%
Média do VPL	\$67,298.75	\$25,218.73	\$80,742.44	\$148,545.56
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$240,792.45	\$775,977.04	\$1,296,157.78
% de Subsídio Médio	61.57%	74.70%	74.66%	68.18%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	2.089
MWh/ano Médio	1,856.92	710.41	2,491.42	4,362.55

Tabela D.87 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):	0%
% de Subsídio Max.	75%			
Taxa desconto:	15%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:	1.00
Inflação OeM:	10%			
Projetos	1	8	Conjunto	
% vezes selecionados	100%	63%	1.63	
Média da TIR	29.08%	21.99%	26.34%	
Média do VPL	\$112,083.78	\$65,574.88	\$153,395.95	
Média do BC	1.24	1.10	1.18	
CTIM	\$515,364.89	\$741,272.83	\$982,366.77	
% de Subsídio Médio	71.69%	74.70%	72.86%	
Prioridade Padronizada	1.100	0.975	1.714	
MWh/ano Médio	1,856.92	2,185.27	3,233.64	

Tabela D.88 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	97%	100%	15%	99%
Média da TIR	26.36%	15.23%	14.86%	14.70%	14.66%
Média do VPL	\$272,158.73	\$92,562.67	\$39,986.23	\$180,674.14	\$124,870.19
Média do BC	1.36	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$514,108.59	\$726,415.74	\$318,901.02	\$1,507,102.65	\$880,820.30
% de Subsídio Médio	58.72%	74.25%	72.52%	73.46%	65.99%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,850.09	1,545.12	1,096.83	2,917.19	3,508.34
Projetos	10	12	15	Conjunto	
% vezes selecionados	87%	1%	100%	5.99	
Média da TIR	15.44%	14.91%	15.01%	16.91%	
Média do VPL	\$114,573.96	\$83,209.63	\$101,518.94	\$754,683.73	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.14	
CTIM	\$933,202.97	\$681,820.71	\$761,925.61	\$4,216,340.77	
% de Subsídio Médio	73.59%	72.56%	69.94%	69.17%	
Prioridade Padronizada	0.519	0.237	0.594	4.508	
MWh/ano Médio	2,271.64	1,325.83	2,251.92	12,598.03	

Tabela D.89 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	79%	100%	3%	100%
Média da TIR	28.08%	17.20%	16.94%	16.54%	16.73%
Média do VPL	\$222,574.83	\$77,663.60	\$33,661.50	\$151,172.19	\$104,844.26
Média do BC	1.35	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,120.59	\$694,474.04	\$311,297.18	\$1,420,658.41	\$886,955.05
% de Subsídio Médio	61.33%	74.68%	74.22%	73.08%	69.05%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,855.59	1,496.49	1,060.33	2,899.27	3,568.28
Projetos	10	12	15	Conjunto	
% vezes selecionados	93%	1%	99%	5.75	
Média da TIR	17.43%	17.03%	17.22%	19.00%	
Média do VPL	\$96,644.73	\$70,638.38	\$86,553.27	\$603,243.72	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.14	
CTIM	\$901,305.67	\$681,820.71	\$769,200.72	\$3,911,168.26	
% de Subsídio Médio	74.28%	74.81%	72.78%	70.90%	
Prioridade Padronizada	0.519	0.237	0.594	4.334	
MWh/ano Médio	2,163.60	1,325.83	2,305.25	12,061.02	

Tabela D.90 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.00
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	14%	100%	1%	100%
Média da TIR	31.17%	19.94%	19.93%	19.51%	20.02%
Média do VPL	\$180,627.05	\$59,376.25	\$26,434.80	\$119,346.03	\$84,669.80
Média do BC	1.35	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$645,521.33	\$286,172.58	\$1,341,729.20	\$887,912.68
% de Subsídio Médio	65.97%	74.71%	74.28%	74.10%	72.67%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,856.92	1,449.50	904.69	2,899.27	3,577.17
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	57%	100%	4.72		
Média da TIR	20.36%	20.47%	22.50%		
Média do VPL	\$76,590.86	\$70,212.83	\$415,107.41		
Média do BC	1.10	1.10	1.15		
CTIM	\$844,573.16	\$747,353.62	\$3,022,000.75		
% de Subsídio Médio	74.58%	74.86%	72.35%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	3.771		
MWh/ano Médio	2,022.20	2,147.23	9,870.59		

Tabela D.91 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	4	5	6
% vezes selecionados	100%	98%	27%	100%	25%
Média da TIR	13.40%	14.40%	15.72%	14.22%	14.21%
Média do VPL	\$116,730.53	\$102,033.89	\$96,688.91	\$43,206.31	\$204,618.33
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$510,014.96	\$689,448.31	\$797,262.43	\$289,190.25	\$1,526,091.67
% de Subsídio Médio	28.58%	64.40%	74.58%	61.82%	67.20%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.911	0.719	0.908
MWh/ano Médio	1,827.95	1,462.15	1,354.27	904.15	2,899.27
Projetos	8	10	11	12	15
% vezes selecionados	98%	67%	67%	7%	99%
Média da TIR	14.14%	14.58%	15.60%	14.86%	14.42%
Média do VPL	\$138,168.39	\$125,050.84	\$123,833.00	\$96,350.51	\$113,232.82
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$863,664.19	\$848,521.94	\$1,002,591.77	\$760,164.82	\$732,626.25
% de Subsídio Médio	57.27%	62.92%	72.72%	70.93%	60.76%
Prioridade Padronizada	0.975	0.519	0.597	0.237	0.594
MWh/ano Médio	3,344.40	1,940.75	1,701.16	1,347.75	2,025.61
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	6.88				
Média da TIR	14.38%				
Média do VPL	\$758,192.87				
Média do BC	1.10				
CTIM	\$4,936,796.94				
% de Subsídio Médio	58.51%				
Prioridade Padronizada	5.145				
MWh/ano Médio	13,072.77				

Tabela D.92 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	96%	100%	22%	98%
Média da TIR	16.86%	16.51%	16.31%	16.45%	16.21%
Média do VPL	\$116,208.31	\$85,129.31	\$36,439.10	\$173,898.61	\$116,840.30
Média do BC	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$509,163.74	\$702,992.36	\$283,136.00	\$1,560,473.21	\$842,423.37
% de Subsídio Médio	36.62%	68.17%	64.15%	71.08%	59.50%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,823.26	1,490.15	864.44	3,052.00	3,146.40
Projetos	10	11	12	15	Conjunto
% vezes selecionados	86%	61%	3%	95%	6.61
Média da TIR	16.79%	17.66%	16.90%	16.51%	16.63%
Média do VPL	\$106,556.20	\$105,319.63	\$81,659.28	\$95,927.85	\$636,597.29
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$863,601.02	\$994,769.93	\$754,943.12	\$724,083.88	\$4,696,085.93
% de Subsídio Médio	66.71%	74.36%	73.03%	63.39%	61.32%
Prioridade Padronizada	0.519	0.597	0.237	0.594	4.890
MWh/ano Médio	1,978.58	1,684.35	1,402.56	1,961.73	12,507.91

Tabela D.93 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=4%; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		4%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	98%	100%	20%	100%
Média da TIR	30.52%	20.08%	19.78%	19.59%	19.50%
Média do VPL	\$201,400.73	\$70,685.81	\$29,448.84	\$138,065.02	\$94,017.45
Média do BC	1.35	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$513,537.24	\$732,053.50	\$308,010.84	\$1,520,642.89	\$875,257.12
% de Subsídio Médio	57.79%	73.93%	72.29%	73.74%	66.11%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,846.92	1,556.66	1,031.35	2,905.99	3,458.67
Projetos	10	12	15	Conjunto	
% vezes selecionados	81%	1%	99%	5.99	
Média da TIR	20.30%	19.76%	19.86%	21.65%	
Média do VPL	\$86,595.40	\$64,475.50	\$77,313.97	\$569,079.96	
Média do BC	1.10	1.10	1.10	1.14	
CTIM	\$935,921.22	\$701,972.31	\$757,316.94	\$4,233,205.87	
% de Subsídio Médio	73.71%	73.27%	69.54%	68.89%	
Prioridade Padronizada	0.519	0.237	0.594	4.531	
MWh/ano Médio	2,276.79	1,325.83	2,215.31	12,494.28	

Tabela D.94 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=10%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	10%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	6	8
% vezes selecionados	100%	14%	100%	1%	100%
Média da TIR	28.31%	17.63%	17.39%	17.18%	17.63%
Média do VPL	\$212,012.31	\$79,837.98	\$32,971.52	\$155,485.34	\$107,370.31
Média do BC	1.31	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$645,521.33	\$274,115.26	\$1,341,729.20	\$887,912.68
% de Subsídio Médio	63.04%	74.83%	74.13%	74.79%	73.19%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.908	0.975
MWh/ano Médio	1,856.92	1,449.50	823.11	2,899.27	3,577.17
Projetos	10	15	Conjunto		
% vezes selecionados	30%	99%	4.44		
Média da TIR	18.58%	18.59%	20.26%		
Média do VPL	\$96,491.51	\$86,718.50	\$479,885.08		
Média do BC	1.10	1.10	1.15		
CTIM	\$814,540.98	\$722,537.35	\$2,740,857.38		
% de Subsídio Médio	74.48%	74.68%	71.59%		
Prioridade Padronizada	0.519	0.594	3.625		
MWh/ano Médio	1,968.08	1,957.47	9,017.45		

Tabela D.95 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=12%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	12%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	2	5	8	10
% vezes selecionados	100%	3%	89%	100%	13%
Média da TIR	25.54%	19.13%	19.05%	19.38%	20.02%
Média do VPL	\$147,261.01	\$67,778.15	\$28,218.85	\$92,460.95	\$83,022.25
Média do BC	1.24	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$626,299.78	\$266,947.87	\$882,112.16	\$798,669.73
% de Subsídio Médio	61.16%	74.79%	74.38%	74.22%	74.65%
Prioridade Padronizada	1.100	0.556	0.719	0.975	0.519
MWh/ano Médio	1,856.92	1,448.58	784.58	3,526.81	1,989.30
Projetos	15	Conjunto			
% vezes selecionados	72%	3.77			
Média da TIR	20.03%	21.08%			
Média do VPL	\$74,508.95	\$331,309.42			
Média do BC	1.10	1.14			
CTIM	\$706,191.03	\$2,266,134.25			
% de Subsídio Médio	74.79%	70.92%			
Prioridade Padronizada	0.594	3.227			
MWh/ano Médio	1,868.35	7,729.28			

Tabela D.96 Resultados: subsídio=\$3.0M; taxa desconto=15%; inflação=10%; alpha=0; multpre=1.2

Subsídio:	\$3,000,000.00		Coeficiente crescimento anual do preço (alpha):		0%
% de Subsídio Max.	75%		Custo MWh para indústria com relação à domiciliar:		1.20
Taxa desconto:	15%				
Inflação OeM:	10%				
Projetos	1	5	8	10	15
% vezes selecionados	100%	42%	100%	3%	4%
Média da TIR	29.52%	21.60%	21.91%	22.39%	22.36%
Média do VPL	\$130,181.76	\$22,824.64	\$75,141.93	\$67,653.85	\$60,613.81
Média do BC	1.26	1.10	1.10	1.10	1.10
CTIM	\$515,364.89	\$254,035.09	\$848,324.59	\$767,534.61	\$677,296.06
% de Subsídio Médio	65.57%	74.46%	74.62%	74.74%	74.81%
Prioridade Padronizada	1.100	0.719	0.975	0.519	0.594
MWh/ano Médio	1,856.92	734.69	3,218.71	1,926.28	1,788.90
Projetos	Conjunto				
% vezes selecionados	2.49				
Média da TIR	24.93%				
Média do VPL	\$219,364.21				
Média do BC	1.16				
CTIM	\$1,520,502.10				
% de Subsídio Médio	70.96%				
Prioridade Padronizada	2.416				
MWh/ano Médio	5,513.55				

ANEXO E. Código fonte do modelo de otimização em GAMS

Fausto Alfredo Canales Vega
Modelo final para a dissertação "Priorização de Empreendimentos Hidrelétricos"
IPH-UFRGS 2007-2009

18 projetos

```
10 *****
11 * 1) DADOS GERAIS
12 SET SOL "Número de Evaluaciones" /1*100/;
13
14 PARAMETER SUBSIDIO "Disponível em US$ a ser distribuído entre os projetos"
15 /400000/;
16 PARAMETER SUBMAX "Fração máxima do custo total inicial que pode ser subsid
17 iado para cada projeto"
18 /0.75/;
19
20 SETS
21 MCH "Projetos"
22 /01 "001 El Escambray"
23 02 "002 Sonzapote"
24 03 "004 Plan de Grama"
25 04 "006 El Golfo"
26 05 "007 Sta. Maria de Wasaka"
27 06 "008 Rio Yaoska"
28 07 "013 Naranjo Medio"
29 08 "014 La Verbena"
30 09 "015 El Diamante"
31 10 "016 San Rafael de Apantillo"
32 11 "017 El Corozo"
33 12 "020 Salto El Humo"
34 13 "023 Salto Mulukukú"
35 14 "024 Salto Labú"
36 15 "025 El Hormiguero"
37 16 "026 Salto Pataka"
38 17 "027 Salto Putunka"
39 18 "028 Salto Grande"
40 /
41
42 Cliente "Tipo de consumidor"
43 /casas "casas"
44 pnegs "pequenos negócios"
45 pcafe "processadoras de café"
46 suino "granja de suínos"
47 avico "granja avícola"
48 leite "CENTRO DE COLETA DE LEITE"
49 pasto "PROCESSADORAS DE PASTO"
50 arroz "arroz"
51 irrig "irrigação"
52 fumos "indústria de tabaco"
53 queij "indústria de queijo"
54 matad "matadouro"
55 cacau "indústria de cacau"
56 oleos "processadora de óleo"
57 armaz "armazem de grãos" /
58
59 Basic_Info "Informação Básica para cada cliente"
60 /inicial "quantidade inicial"
61 taxacre "taxa de crescimento população % INEC"
62 taxacco "taxa de crescimento consumo % CNE"
63 demanda "demanda em Mwh/ano"
64 tacesso "% of acessibilidade"
65 multpre "multiplicador do preço da energia por tipo de cliente"
66 Alpha "Crescimento anual do preço da energia"/
67
```

```

68 t "Anos de Amortização" /2002*2021/;
69
70 PARAMETERS
71 i(t) "Anos de Operação"
72 /2002      1
73 2003      2
74 2004      3
75 2005      4
76 2006      5
77 2007      6
78 2008      7
79 2009      8
80 2010      9
81 2011     10
82 2012     11
83 2013     12
84 2014     13
85 2015     14
86 2016     15
87 2017     16
88 2018     17
89 2019     18
90 2020     19
91 2021     20/
92
93 FatorC      "Fator de Carga"                /0.592/
94 TaxaInt     "Taxa de Desconto"              /0.10/
95 valorMWh    "Preço Inicial de Venda em US$/MWh" /110/
96
97 *****
98 * 2) DADOS INICIAIS DE CADA PROJETO
99
100 TABLE INFO(MCH, Cliente, Basic_Info) "Tabela com informação inicial"
101
102          inicial taxacre taxacco demanda tacesso multpre alpha
103 01.casas      223   0.023   0.023   .642   .90   1   0
104 01.pnegs      12   0.023   0.023   1.027   1   1   0
105 01.leite       1    0       0     525.658 1   1   0
106 01.pasto      10    0       0     3.242   1   1   0
107 01.pcafe      10    0       0    10.221   1   1   0
108 01.arroz       1    0       0     2.738   1   1   0
109 01.irrig       1    0       0     4.380   1   1   0
110 *****
111 02.casas      129   0.029   0.029   .642   .90   1   0
112 02.pnegs       6   0.029   0.029   1.027   1   1   0
113 02.leite       1    0       0     525.658 1   1   0
114 02.pcafe       1    0       0    17.035   1   1   0
115 02.arroz       1    0       0     3.650   1   1   0
116 02.fumos       1    0       0     5.476   1   1   0
117 02.irrig       3    0       0     5.841   1   1   0
118 *****
119 03.casas      532   0.023   0.023   .360   .90   1   0
120 03.pnegs      25   0.023   0.023   .576   1   1   0
121 03.queij       2    0       0    26.283   1   1   0
122 03.pasto       3    0       0    16.208   1   1   0
123 03.pcafe       3    0       0    10.221   1   1   0
124 03.suino       1    0       0     8.104   1   1   0
125 *****
126 04.casas      253   0.026   0.026   .600   .90   1   0
127 04.pnegs      12   0.026   0.026   .960   1   1   0
128 04.pcafe       5    0       0    17.035   1   1   0
129 04.suino       4    0       0     8.761   1   1   0
130 04.avico       2    0       0    153.317 1   1   0
131 *****
132 05.casas      138   0.033   0.033   .648   .90   1   0
133 05.pnegs       7   0.033   0.033   1.037   1   1   0
134 05.pcafe      10    0       0    17.035   1   1   0
135 05.arroz       2    0       0     8.761   1   1   0
136 *****
137 06.casas      339   0.028   0.028   .540   .90   1   0
138 06.pnegs      16   0.028   0.028   .864   1   1   0

```

139	06.leite	2	0	0	525.658	1	1	0
140	06.matad	1	0	0	65.707	1	1	0
141	06.pcafe	1	0	0	8.761	1	1	0
142	06.suino	1	0	0	2.738	1	1	0
143	*****							
144	07.casas	414	0.029	0.029	.648	.90	1	0
145	07.pnegs	20	0.029	0.029	1.037	1	1	0
146	07.leite	1	0	0	525.658	1	1	0
147	07.queij	4	0	0	26.283	1	1	0
148	07.pcafe	2	0	0	17.035	1	1	0
149	07.irrig	7	0	0	1.704	1	1	0
150	07.avico	2	0	0	153.317	1	1	0
151	07.cacau	2	0	0	26.283	1	1	0
152	07.pasto	1	0	0	3.242	1	1	0
153	07.suino	2	0	0	8.761	1	1	0
154	*****							
155	08.casas	321	0.0256	0.0263	.612	.90	1	0
156	08.pnegs	15	0.0256	0.0263	.979	1	1	0
157	08.leite	1	0	0	525.658	1	1	0
158	08.queij	3	0	0	26.283	1	1	0
159	08.pasto	10	0	0	3.242	1	1	0
160	08.pcafe	5	0	0	15.672	1	1	0
161	08.irrig	3	0	0	1.704	1	1	0
162	*****							
163	09.casas	321	0.0256	0.0263	.612	.90	1	0
164	09.pnegs	15	0.0256	0.0263	.979	1	1	0
165	09.leite	1	0	0	525.658	1	1	0
166	09.queij	3	0	0	26.283	1	1	0
167	09.pasto	10	0	0	3.242	1	1	0
168	09.pcafe	5	0	0	15.672	1	1	0
169	09.irrig	3	0	0	1.704	1	1	0
170	*****							
171	10.casas	468	0.01	0.0247	.480	.90	1	0
172	10.pnegs	22	0.01	0.0247	.768	1	1	0
173	10.leite	1	0	0	131.414	1	1	0
174	10.queij	2	0	0	26.283	1	1	0
175	10.pasto	15	0	0	8.761	1	1	0
176	10.matad	1	0	0	21.902	1	1	0
177	10.pcafe	3	0	0	17.035	1	1	0
178	10.cacau	1	0	0	26.283	1	1	0
179	10.suino	2	0	0	8.761	1	1	0
180	10.avico	1	0	0	153.317	1	1	0
181	*****							
182	11.casas	196	0.01	0.0247	.648	.90	1	0
183	11.pnegs	9	0.01	0.0247	1.037	1	1	0
184	11.leite	1	0	0	131.414	1	1	0
185	11.queij	2	0	0	21.902	1	1	0
186	11.pasto	15	0	0	3.242	1	1	0
187	11.pcafe	5	0	0	17.035	1	1	0
188	11.suino	2	0	0	8.761	1	1	0
189	11.avico	2	0	0	153.317	1	1	0
190	*****							
191	12.casas	164	0.019	0.0069	.648	.90	1	0
192	12.pnegs	8	0.019	0.0069	1.037	1	1	0
193	12.leite	1	0	0	473.092	1	1	0
194	12.queij	1	0	0	26.283	1	1	0
195	12.pasto	10	0	0	3.242	1	1	0
196	12.irrig	1	0	0	3.833	1	1	0
197	*****							
198	13.casas	1001	0.02	0.02	.648	.90	1	0
199	13.pnegs	53	0.02	0.02	1.037	1	1	0
200	*****							
201	14.casas	267	0.027	0.027	.600	.90	1	0
202	14.pnegs	13	0.027	0.027	.960	1	1	0
203	14.leite	3	0	0	131.414	1	1	0
204	14.queij	4	0	0	26.283	1	1	0
205	14.pasto	15	0	0	3.242	1	1	0
206	*****							
207	15.casas	316	0.027	0.027	.570	.90	1	0
208	15.pnegs	14	0.027	0.027	.972	1	1	0
209	15.leite	2	0	0	131.414	1	1	0

210	15.queij	6	0	0	26.283	1	1	0
211	15.pasto	10	0	0	3.242	1	1	0
212	15.oleos	1	0	0	131.414	1	1	0
213	*****							
214	16.casas	159	0.027	0.027	.510	.90	1	0
215	16.pnegs	7	0.027	0.027	.816	1	1	0
216	16.leite	1	0	0	131.414	1	1	0
217	16.queij	1	0	0	26.283	1	1	0
218	16.pasto	10	0	0	16.208	1	1	0
219	16.arroz	1	0	0	2.738	1	1	0
220	*****							
221	17.casas	2827	0.027	0.027	.540	.90	1	0
222	17.pnegs	133	0.027	0.027	.864	1	1	0
223	17.leite	1	0	0	131.414	1	1	0
224	17.queij	4	0	0	26.283	1	1	0
225	17.pasto	20	0	0	3.242	1	1	0
226	17.avico	2	0	0	153.317	1	1	0
227	17.arroz	3	0	0	2.738	1	1	0
228	17.armaz	2	0	0	2.920	1	1	0
229	*****							
230	18.casas	797	0.04	0.04	.648	.90	1	0
231	18.pnegs	38	0.04	0.04	1.037	1	1	0
232	18.leite	5	0	0	131.414	1	1	0
233	18.queij	3	0	0	26.283	1	1	0
234	18.pasto	20	0	0	3.242	1	1	0
235								
236	*****							
237	* 3) DEMANDA ENERGÉTICA DE CADA PROJETO .							
238	PARAMETERS							
239	TotalClientes(MCH,cliente,t)	"Quantidade de clientes por ano"						
240	DemAnualEnerg(MCH,cliente,t)	"Demanda Anual de Energia por cliente em M Wh"						
241	SomaTotClient(MCH,t)	"Somatória de Clientes por ano por projeto"						
242	VendaTotalEne(MCH,t)	"Venda de Energia anual por projeto (MWh)"						
243	;							
244								
245	TotalClientes(MCH,cliente,t) = INFO(MCH, cliente,'taceso')							
246	*INFO(MCH,cliente,'inicial')*(1+INFO(MCH,cliente,'taxacre'))**(i(t)-1);							
247								
248	*Não todas as indústrias começam no ano 1							
249	*MCH01							
250	TotalClientes('01','pcafe','2002')=5;							
251	TotalClientes('01','leite','2002')=0;							
252	TotalClientes('01','pasto','2002')=5;							
253	*MCH02							
254	TotalClientes('02','leite','2002')=0;							
255	TotalClientes('02','irrig','2002')=2;							
256	*MCH03							
257	TotalClientes('03','queij','2002')=0;							
258	TotalClientes('03','pasto','2002')=2;							
259	TotalClientes('03','pcafe','2002')=2;							
260	TotalClientes('03','suino','2002')=0;							
261	*MCH04							
262	TotalClientes('04','pcafe','2002')=0;							
263	TotalClientes('04','suino','2002')=2;							
264	TotalClientes('04','avico','2002')=1;							
265	*MCH05							
266	TotalClientes('05','pcafe','2002')=0;							
267	TotalClientes('05','arroz','2002')=1;							
268	*MCH06							
269	TotalClientes('06','leite','2002')=0;							
270	TotalClientes('06','matad','2002')=0;							
271	*MCH07							
272	TotalClientes('07','leite','2002')=0;							
273	TotalClientes('07','queij','2002')=2;							
274	TotalClientes('07','pcafe','2002')=1;							
275	TotalClientes('07','irrig','2002')=3;							
276	TotalClientes('07','avico','2002')=1;							
277	TotalClientes('07','cacau','2002')=1;							

```

278 TotalClientes('07','pasto','2002')=0;
279 TotalClientes('07','suino','2002')=1;
280 *MCH08
281 TotalClientes('08','leite','2002')=0;
282 TotalClientes('08','queij','2002')=1;
283 TotalClientes('08','pasto','2002')=5;
284 TotalClientes('08','pcafe','2002')=3;
285 TotalClientes('08','irrig','2002')=0;
286 *MCH09
287 TotalClientes('09','leite','2002')=0;
288 TotalClientes('09','queij','2002')=1;
289 TotalClientes('09','pasto','2002')=5;
290 TotalClientes('09','pcafe','2002')=3;
291 TotalClientes('09','irrig','2002')=0;
292 *MCH10
293 TotalClientes('10','leite','2002')=0;
294 TotalClientes('10','queij','2002')=1;
295 TotalClientes('10','pasto','2002')=8;
296 TotalClientes('10','pcafe','2002')=2;
297 TotalClientes('10','suino','2002')=1;
298 TotalClientes('10','avico','2002')=0;
299 *MCH11
300 TotalClientes('11','leite','2002')=0;
301 TotalClientes('11','queij','2002')=1;
302 TotalClientes('11','pasto','2002')=8;
303 TotalClientes('11','pcafe','2002')=2;
304 TotalClientes('11','suino','2002')=1;
305 TotalClientes('11','avico','2002')=1;
306 *MCH12
307 TotalClientes('12','leite','2002')=0;
308 TotalClientes('12','queij','2002')=0;
309 TotalClientes('12','pasto','2002')=5;
310 *MCH13
311 *MCH14
312 TotalClientes('14','leite','2002')=0;
313 TotalClientes('14','queij','2002')=2;
314 TotalClientes('14','pasto','2002')=8;
315 *MCH15
316 TotalClientes('15','leite','2002')=0;
317 TotalClientes('15','queij','2002')=0;
318 TotalClientes('15','pasto','2002')=5;
319 *MCH16
320 TotalClientes('16','leite','2002')=0;
321 TotalClientes('16','queij','2002')=0;
322 TotalClientes('16','pasto','2002')=5;
323 TotalClientes('16','arroz','2002')=0;
324 *MCH17
325 TotalClientes('17','leite','2002')=0;
326 TotalClientes('17','queij','2002')=2;
327 TotalClientes('17','pasto','2002')=10;
328 TotalClientes('17','avico','2002')=1;
329 TotalClientes('17','arroz','2002')=2;
330 TotalClientes('17','armaz','2002')=1;
331 *MCH18
332 TotalClientes('18','leite','2002')=0;
333 TotalClientes('18','queij','2002')=2;
334 TotalClientes('18','pasto','2002')=9;
335
336 DemAnualEnerg(MCH,cliente,t)= TotalClientes(MCH,cliente,t)*INFO(MCH,cliente,'demanda')
337 *(((1+INFO(MCH,cliente,'taxacco'))/(1+INFO(MCH,cliente,'taxacre')))**(i(t)-1));
338 SomaTotClient(MCH,t) = sum(cliente, TotalClientes(MCH,cliente,t));
339 VendaTotalEne(MCH,t) = sum(cliente, DemAnualEnerg(MCH,cliente,t));
340
341 *****
342 * 4) INGRESSOS POR VENDAS DE ELETRICIDADE .
343 PARAMETERS
344 Receitasetor(MCH,cliente,t) "Receita por venda de eletricidade em US$-cliente-ano"
345 ReceitaAnual(MCH,t) "Receita total anual por projeto"

```

```

346 ;
347
348 Receitasetor(MCH,cliente, t) = DemAnualEnerg(MCH,cliente, t)
349      *(valorMWh*INFO(MCH,cliente,'multpre'))*exp(INFO(MCH,cliente,'alp
ha'))*(i(t)-1));
350 ReceitaAnual(MCH,t) = sum(cliente, Receitasetor(MCH,cliente,t));
351
352 *****
353 * 5) FAIXA DE VALORES PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA
354 SETS COSTPROJ "Informação relacionada a custo inicial de cada projeto"
355 /H      "Altura de queda bruta em metros"
356 Qtmax  "Vazão máxima a ser turbinada em m³/s, maior entre Q95% e E.P-V."
357 permnat "% Permanência da vazão Qtmáx naturalmente"
358 permreg "% Permanência da vazão Qtmáx regularizada"
359 mmax   "Produção máxima de energia em MWh/ano por projeto em função de Q
tmax"
360 A      "Coeficiente A da Função de Custo de Investimento"
361 b      "Coeficiente B da Função de Custo de Investimento"
362 StdD   "Desvio padrão entre os valores calculados por C.I. vs. C.P."
363 Impr   "Fração de Custos Imprevistos"
364 LTra   "Custo das linhas de Transmissão em US$"
365 Cami   "Custo dos caminhos de acesso em US$"
366 Oem    "Custos de Operação e Manutenção como fração de CI - Imprevistos"
367 /
368
369 TABLE INFOCOST(MCH,COSTPROJ) "Tabela relacionada ao custo inicial por proj
eto"
370      H      Qtmax  permnat  permreg  mmax      A      b      StdD  Impr
Ltra  Cami  Oem
371 01 206 0.141 87.25 95.00 1856.92291 1.95E+05 4.07E-04 0.0282 0.10
46883 6000 0.04
372 02 64 0.409 66.38 85.00 1823.17800 2.20E+05 6.86E-04 0.0399 0.08
31920 5000 0.04
373 03 30 0.729 51.71 55.00 1042.70224 3.97E+05 6.74E-04 0.0224 0.08
130305 156000 0.04
374 04 100 0.400 95.00 2392.66194 3.87E+05 2.63E-04 0.0238 0.06
177030 33000 0.04
375 05 160 0.109 75.50 95.00 1247.09515 1.04E+05 7.04E-04 0.0423 0.10
39900 24000 0.04
376 06 28 2.530 95.00 4243.26790 8.94E+05 1.27E-04 0.0715 0.08
189210 28000 0.04
377 07 47 0.496 68.40 75.00 1405.27038 2.83E+05 6.53E-04 0.0369 0.08
102953 62000 0.04
378 08 187 0.320 95.00 3577.17247 2.86E+05 1.86E-04 0.0260 0.10
173378 78000 0.04
379 09 109 0.500 95.00 3260.41170 3.21E+05 2.06E-04 0.0262 0.10
206010 68000 0.04
380 10 68 0.643 55.71 65.00 2394.45179 2.53E+05 3.92E-04 0.0662 0.08
147893 97000 0.04
381 11 55 0.663 94.41 2177.85519 3.13E+05 3.21E-04 0.0246 0.08
288278 102000 0.04
382 12 13 2.296 69.20 90.00 2093.16094 3.49E+05 3.85E-04 0.0924 0.08
64838 108000 0.04
383 13 4 18.750 95.00 4490.26400 2.76E+06 8.09E-05 0.1329 0.10
704950 48000 0.04
384 14 65 1.280 95.00 4983.38396 6.22E+05 1.35E-04 0.0259 0.08
109620 92000 0.04
385 15 215 0.180 95.00 2315.06210 2.61E+05 2.67E-04 0.0273 0.08
63462 169000 0.04
386 16 6 3.069 51.57 75.00 1334.16552 1.96E+05 1.18E-03 0.0486 0.08
193043 102000 0.04
387 17 9 10.170 56.43 60.00 4592.34345 7.26E+05 2.10E-04 0.0791 0.08
795840 67000 0.04
388 18 7 28.800 95.00 95.00 12024.17146 3.87E+06 2.91E-05 0.2147 0.08
408975 292000 0.04
389
390 PARAMETERS
391 *Produção Mínima de Energia para satisfazer pelo menos o período de amorti
zação
392 losses "Fração de perdas por resistividade e regulação de Voltagem/Freqüên
cia" /0.2/

```

```

393 mmin(MCH) "Mínima produção em MWh que devem ser gerados por ano por proj
eto";
394 mmin(MCH) = (1+losses)*SMAX(t, VendaTotalEne(MCH,t))/FatorC;
395
396 PARAMETERS
397 *parâmetros relacionados à depreciação
398 ELGU "Vida útil da Unidade Geradora" /25/
399 ELCW "Vida útil das obras civis" /50/
400 ELPL "Vida útil das linhas de transmissão" /20/
401 GU_P(MCH) "Fração de I(m) representada pela unidade geradora (ROY, S.)";
402
403 GU_P(MCH) = 0.24$(INFOCOST(MCH,'H')>15)+0.35$(INFOCOST(MCH,'H')<15);
404
405 *****
406 * 5A) Outros parâmetros de interesse
407 PARAMETERS
408 Nconx "Custo por cada nova conexão em US$" /130/
409 TaxaFIN "Taxa a ser cobrada por Financiamento" /0.10/
410 Taxes(t) "% de impostos"
411 CANCon(MCH,t) "Custos anuais por novas conexões em US$"
412 BeC "Benefício / Custo deve ser pelo menos 1" /1.10/
413 BCmax "Máxima relação Custo Benefício" /2/
414 HOR "Horizonte de projeto"
415 FDesc "Fator de Desconto del Financiamento";
416
417 CANCon(MCH,t) = Nconx*(SomaTotClient(MCH,t)-SomaTotClient(MCH,t-1));
418 CANCon(MCH,'2002') = 0;
419 HOR=SMAX(t,i(t));
420 FDesc = (TaxaFIN*(1+TaxaFIN)**HOR)/((1+TaxaFIN)**HOR-1);
421 Taxes(t)=0+0.30$(i(t)>6);
422
423 *****
424 * 6) UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO POR COMPROMISSO PARA ESTABELECEER PRIORIDADES .
425 SETS
426 SUBCRIT "Componentes Critérios"
427 /ENERG "Energia mínima demandada"
428 DISTA "Distância à rede nacional"
429 RESER "Volume do Reservatório"
430 PERMA "Permanência de Vazão Máxima a ser utilizada"
431 DESEM "Menor taxa de ocupação do município para >10anos"
432 EMPRE "Quantidade de empregos a serem gerados"
433 EDUCA "Ponderadores de Benefício - Educação"
434 SAUDE "Ponderadores de Benefício - Saúde"
435 /
436
437 SCEN(SUBCRIT) "Componentes critério Energia"
438 /ENERG "Energia mínima demandada"
439 DISTA "Distância à rede nacional"
440 /
441
442 SCHI(SUBCRIT) "Componentes critério Hidrológico"
443 /RESER "Volume do Reservatório"
444 PERMA "Permanência de Vazão Máxima a ser utilizada"
445 /
446
447 SCEC(SUBCRIT) "Componentes critério Econômico"
448 /DESEM "Menor taxa de ocupação do município para >10anos"
449 EMPRE "Quantidade de empregos a serem gerados"
450 /
451
452 SCSO(SUBCRIT) "Componentes critério Social"
453 /EDUCA "Ponderadores de Benefício - Educação"
454 SAUDE "Ponderadores de Benefício - Saúde"
455 /
456
457 CRIT "Critérios"
458 /SCEN
459 SCHI
460 SCEC
461 SCSO
462 /;

```

```

463
464 TABLE DADOS (MCH, SUBCRIT) "Dados da análise multi-critério"
465     DISTA  RESER  PERMA  DESEM  EMPRE  EDUCA  SAUDE
466 01      8      1000   87.25  45.64  220    887    377
467 02      2      1800   66.38  45.64  77     903    377
468 03     82     6000   51.71  37.64  80     180     22
469 04     40      500   95.00  41.63  124    884    114
470 05      2     1000   75.50  39.75  140    887    111
471 06      1     1000   95.00  41.09  90     691    122
472 07     34     8000   68.40  40.05  189    171     22
473 08     10     1000   95.00  41.25  195    759     44
474 09     10     1000   95.00  41.25  195    759     44
475 10      5     4000   55.71  46.21  225    328     33
476 11      8     1000   94.41  46.21  235    270     11
477 12     62    10000   69.20  45.32  98      79     11
478 13     47     1000   95.00  43.40  0       72     11
479 14     58      800   95.00  43.75  197    125     0
480 15     80     1000   95.00  43.75  168    111     0
481 16    110    15000   51.57  43.75  111     18     11
482 17     90    65000   56.43  43.75  247    505    241
483 18    100     1000   95.00  43.66  269     76     22
484
485 PARAMETER ENERG (MCH) "Energia Mínima para garantir atendimento";
486 ENERG (MCH) =mmin (MCH) ;
487 *****
488 * 6A) PRIMEIRA PADRONIZAÇÃO
489 .
489
490 PARAMETER MO1 (SUBCRIT) "Objetivo para cada sub-critério 1-Maximizar 2-Mini
491 mizar"
492 /ENERG 1
493 DISTA 1
494 RESER 2
495 PERMA 1
496 DESEM 2
497 EMPRE 1
498 EDUCA 1
499 SAUDE 1
500 /;
501
501 PARAMETER FMIN1 (SUBCRIT) "Valor mínimo em função do objetivo para o subcri
502 tério";
503 FMIN1 (SUBCRIT) =SMIN (MCH, DADOS (MCH, SUBCRIT) ) $ (MO1 (SUBCRIT) =1) +SMAX (MCH, DADO
504 S (MCH, SUBCRIT) ) $ (MO1 (SUBCRIT) =2) ;
505 FMIN1 ('ENERG') =SMIN (MCH, ENERG (MCH) ) $ (MO1 ('ENERG') =1) +SMAX (MCH, ENERG (MCH) ) $
506 (MO1 ('ENERG') =2) ;
507
508
508 PARAMETER FMAX1 (SUBCRIT) "Valor máximo em função do objetivo para o subcri
509 tério";
510 FMAX1 (SUBCRIT) =SMAX (MCH, DADOS (MCH, SUBCRIT) ) $ (MO1 (SUBCRIT) =1) +SMIN (MCH, DADO
511 S (MCH, SUBCRIT) ) $ (MO1 (SUBCRIT) =2) ;
512 FMAX1 ('ENERG') =SMAX (MCH, ENERG (MCH) ) $ (MO1 ('ENERG') =1) +SMIN (MCH, ENERG (MCH) ) $
513 (MO1 ('ENERG') =2) ;
514
515
515 PARAMETER PADRON1 (MCH, SUBCRIT) "Valor padronizado de cada opção";
516 PADRON1 (MCH, SUBCRIT) = (DADOS (MCH, SUBCRIT) -FMIN1 (SUBCRIT) ) / (FMAX1 (SUBCRIT) -F
517 MIN1 (SUBCRIT) ) ;
518 PADRON1 (MCH, 'ENERG') = (ENERG (MCH) -FMIN1 ('ENERG') ) / (FMAX1 ('ENERG') -FMIN1 ('EN
519 ERG') ) ;
520
521
521 *****
522 * 6B) VALOR DA FUNÇÃO PONDERADA
523 .
524
524 PARAMETER COEF1 (SUBCRIT) "Coeficientes de cada sub-critério - Recomendável
525 Somar 1 para cada critério"
526 /
527 *COEF1 ('SCEN')
528 ENERG 0.75
529 DISTA 0.25
530 *COEF1 ('SCHI')

```

```

522 RESER 0.50
523 PERMA 0.50
524 *COEF1('SCEC')
525 DESEM 0.25
526 EMPRE 0.75
527 *COEF1('SCSO')
528 EDUCA 0.50
529 SAUDE 0.50/
530
531 PARAMETER VFC1(MCH,CRIT) "Valor da função ponderada para cada critério";
532 VFC1(MCH,'SCEN')=COEF1('ENERG')*PADRON1(MCH,'ENERG')+COEF1('DISTA')*PADRON
1(MCH,'DISTA');
533 VFC1(MCH,'SCHI')=COEF1('RESER')*PADRON1(MCH,'RESER')+COEF1('PERMA')*PADRON
1(MCH,'PERMA');
534 VFC1(MCH,'SCEC')=COEF1('DESEM')*PADRON1(MCH,'DESEM')+COEF1('EMPRE')*PADRON
1(MCH,'EMPRE');
535 VFC1(MCH,'SCSO')=COEF1('EDUCA')*PADRON1(MCH,'EDUCA')+COEF1('SAUDE')*PADRON
1(MCH,'SAUDE');
536
537 *****
538 * 6C) PADRONIZAÇÃO DOS OBJETIVOS Y PROGRAMAÇÃO COMPROMISSO
539 .
540 PARAMETER FMIN2(CRIT) "Valor mínimo em função do objetivo para o critério"
;
541 FMIN2(CRIT)=SMIN(MCH,VFC1(MCH,CRIT));
542
543 PARAMETER FMAX2(CRIT) "Valor máximo em função do objetivo para o critério"
;
544 FMAX2(CRIT)=SMAX(MCH,VFC1(MCH,CRIT));
545
546 PARAMETER W(CRIT) "Peso referente a discrepância entre as soluções ideal e
real de cada critério"
547 /SCEN 1
548 SCHI 1
549 SCEC 1
550 SCSO 1/
551
552 *Cálculo das distâncias com o objetivo de minimizar esta até o óptimo de c
ada critério
553 *Padronização do objetivo
554
555 PARAMETER P "Peso referente aos desvios máximos no ajuste matemático da fu
nção 1,2,inf" /2/
556 PARAMETER DL(MCH,CRIT) "Distância de cada alternativa até o óptimo de cada
critério";
557 DL(MCH,CRIT)=(FMAX2(CRIT)-VFC1(MCH,CRIT))/(FMAX2(CRIT)-FMIN2(CRIT));
558 PARAMETER LCOMP(MCH) "Distância até o óptimo para programação compromisso"
;
559 LCOMP(MCH)=(SUM(CRIT,(W(CRIT)**P)*DL(MCH,CRIT)**P))**(1/P);
560
561 *****
562 * 6D) ESTEBELECENDO RANKINGS PARA CADA ALTERNATIVA ANALISADA
563 .
563 PARAMETER MO3 "Objetivo para cada sub-critério 1-Maximizar 2-Minimizar"
564 /2/;
565
566 PARAMETER FMIN3 "Valor máximo das distâncias até o óptimo";
567 FMIN3=SMIN(MCH,LCOMP(MCH))$(MO3=1)+SMAX(MCH,LCOMP(MCH))$(MO3=2);
568
569 PARAMETER FMAX3 "Valor mínimo das distâncias até o óptimo";
570 FMAX3=SMAX(MCH,LCOMP(MCH))$(MO3=1)+SMIN(MCH,LCOMP(MCH))$(MO3=2);
571
572 PARAMETER RANKING(MCH) "Valor padronizado de cada opção";
573 RANKING(MCH)=((LCOMP(MCH)-FMIN3)/(FMAX3-FMIN3))+0.1;
574
575 *****
576 * 7) DETERMINAÇÃO DE CUSTOS INICIAIS PARA VÁRIOS NIVEIS DE GERAÇÃO
577 .
577 SETS nivel "Niveis percentuais de geração variando desde mmin até mmax"
578 /00p, 10p, 20p, 30p, 40p, 50p, 60p, 70p, 80p, 90p, 100p/;

```

```

579
580 PARAMETERS mperc(nivel) "Multiplicador para cada nivel percentual de geraç
    ão"
581 /00p 0.00
582 10p 0.10
583 20p 0.20
584 30p 0.30
585 40p 0.40
586 50p 0.50
587 60p 0.60
588 70p 0.70
589 80p 0.80
590 90p 0.90
591 100p 1.00
592 /;
593
594 PARAMETERS
595 m(MCH,nivel) "Valores de m de cada MCH para distintos níveis de geração em
    MWh/ano";
596 m(MCH,nivel) = 0$(INFOCOST(MCH,"mmax")<mmin(MCH))+(mperc(nivel)*(INFOCOST(
    MCH,"mmax")
597             -mmin(MCH))+mmin(MCH))$(INFOCOST(MCH,"mmax")>mmin(MCH));
598
599 PARAMETERS
600 rand(MCH) "Valores aleatórios de uma distribuição normal";
601 rand(MCH) = normal(1,INFOCOST(MCH,"StdD"));
602
603 PARAMETERS
604 INFLA "Fração de Incremento de custos anuais OeM por inflação"
    /0.05/
605 Descanual(t) "Fator de desconto anual"
606 ValorPrec(MCH) "Valor Presente da Receita"
607 DescanualHOR "Fator de desconto no último ano do projeto, usado para v
    alor de Recuperação"
608 ;
609 Descanual(t) = (1+TaxaInt)**i(t);
610 ValorPrec(MCH) = SUM(t, ReceitaAnual(MCH,t)/(Descanual(t)));
611 DescanualHor = (1+TaxaInt)**HOR
612 ;
613
614 PARAMETERS
615 CINV(MCH,nivel) "Custo de Investimento para OC e EEM como função de MWh/an
    o (US$)"
616 CTIA(MCH,nivel) "Equação para custo total inicial médio (US$)"
617 CTIB(MCH,nivel) "Equação para custo total inicial médio no melhor dos caso
    s (US$)"
618 CTIW(MCH,nivel) "Equação para custo total inicial médio no pior dos casos
    (US$)"
619 CIUT(MCH,nivel) "Equação para custo de Investimento dentro de uma Dist. No
    rmal (US$)"
620 DEPR(MCH,nivel) "Depreciação anual de cada projeto (US$)"
621 AOeM(MCH,nivel,t) "OeM anual"
622 VREC(MCH,nivel) "Valor de Recuperação para OC e EEM no final do período de
    projeto(US$)"
623
624 Tax(MCH,nivel,t) "impostos anuais sem incluir o pagamento anual"
625
626 ;
627 CINV(MCH,nivel) = INFOCOST(MCH,"A")*exp(INFOCOST(MCH,"b")*m(MCH,nivel));
628 CTIA(MCH,nivel) = (CINV(MCH,nivel)+INFOCOST(MCH,"LTra")+INFOCOST(MCH,"Cami
    "))*(1+INFOCOST(MCH,"impr"));
629 CTIB(MCH,nivel) = ((1-INFOCOST(MCH,"StdD"))*(CINV(MCH,nivel))+INFOCOST(MCH
    ,"LTra")+INFOCOST(MCH,"Cami"))*(1+INFOCOST(MCH,"impr"));
630 CTIW(MCH,nivel) = ((1+INFOCOST(MCH,"StdD"))*(CINV(MCH,nivel))+INFOCOST(MCH
    ,"LTra")+INFOCOST(MCH,"Cami"))*(1+INFOCOST(MCH,"impr"));
631 CIUT(MCH,nivel) = ((rand(MCH)*CINV(MCH,nivel))+INFOCOST(MCH,"LTra")+INFOCO
    ST(MCH,"Cami"))*(1+INFOCOST(MCH,"impr"));
632
633 DEPR(MCH,nivel) = (rand(MCH)*CINV(MCH,nivel)*(GU_P(MCH))/ELGU)+(rand(MCH)*
    CINV(MCH,nivel)*(1-GU_P(MCH))/ELCW)+(INFOCOST(MCH,"LTra")/ELPL);
634 AOeM(MCH,nivel,t) = (INFOCOST(MCH,"OeM")*(CIUT(MCH,nivel)-(INFOCOST(MCH,"i

```

```

mpr")*CIUT(MCH,nivel))) * ((1+INFLA)**(i(t)-1));
635 VREC(MCH,nivel) = rand(MCH)*CINV(MCH,nivel)+INFOCOST(MCH,"LTra")-DEPR(MCH,
nivel)*HOR;
636
637 Tax(MCH,nivel,t)=0.00+(Taxes(t)*(ReceitaAnual(MCH,t)-CANCon(MCH,t)-AOeM(MC
H,nivel,t))$((Taxes(t)*(ReceitaAnual(MCH,t)-CANCon(MCH,t)-AOeM(MCH,nivel,
t)))>0);
638
639 *****
640 * 8) FORMULAÇÃO DO CONJUNTO DE EQUAÇÕES E INEQUAÇÕES DO MODELO
641 BINARY VARIABLES Dvar(MCH,nivel) "Construir o projeto? 1=SIM 0=NÃO";
642
643 POSITIVE VARIABLES
644 CTAn(MCH,t) "Custo Total Anual do Projeto (US$)"
645 PGAN(MCH) "Anuidades do valor financiado (US$)"
646 SUBi(MCH) "Subsídio para o projeto i (US$)"
647 FINi(MCH) "Financiamento para o projeto i (US$)"
648 BENE(MCH) "Beneficio"
649 CUST(MCH) "Valor presente dos custos totais"
650 SUBT "Valor do Subsídio utilizado"
651 ;
652
653 VARIABLES
654 PROJETOS "Quantidade de Projetos a serem construidos"
655 ENERGIA "Somatória da Energia gerada pelo conjunto de projetos em
MWh/ano"
656 TOTAL "Somatória ponderada dos Rankings + Energia Máxima de cad
a alternativa viável"
657 RANK "Somatória dos Rankings de cada alternativa viável"
658 ;
659
660 *Los condicionales son para evitar el error mmin>mmax
661 Dvar.up(MCH,nivel)=1+(-1)$ (INFOCOST(MCH,"mmax")<mmin(MCH));
662
663 PARAMETERS PREV(MCH) "Parâmetro para evitar incluir o custo de LT e Caminho
s se mmin>mmax";
664 PREV(MCH) = 0+1$(INFOCOST(MCH,"mmax")>mmin(MCH));
665
666 *$ontext
667 EQUATIONS
668 EQ_Energia "Quantidade de energia a ser gerada"
669 EQ_CVP(MCH) "Equação Intermédia de Valor Presente do Custo Total"
670 EQ_FIN(MCH) "Equação Financiamento a ser realizado"
671 EQ_PAG(MCH) "Equação Anualidades"
672 EQ_C(MCH,t) "Equação Custo Total Anual"
673 EQ_BvC1(MCH) "Equação de Custo/Benefício"
674 EQ_Ben(MCH) "Equação de Benefício"
675
676 *****
677 RE_DV(MCH) "Restrição de variáveis de decisão, máx= 1 por MCH"
678 RBvC2(MCH) "Restrição de Custo/Benefício"
679 RE_SUB(MCH) "Restrição não mais do XX% do valor do investimento deve
ser do subsídio"
680 RE_8o9 "Restrição La Verbena ou El Diamante"
681
682 *****
683 EQ_QtdProj "Equação Quantidade de Projetos"
684 EQ_SUB "Equação Subsídio Total"
685 EQ_Ranking "Equação de Somatória de Rankings"
686 EQ_MAX "Somatoria de Rankings+Energia a ser maximizada, F.O.";
687
688 *Utilizando escalas para facilitar o análise do sistema de equações
689 Energia.scale=100;
690 SUBi.scale(MCH)=100;
691 FINi.scale(MCH)=100;
692 PGAN.scale(MCH)=100;
693 SUBT.scale=100;
694 CTAn.scale(MCH,t)=100;
695 TOTAL.scale=0.1;
696
697 ENERGIA.up=SUM(MCH,m(MCH,'100p'));

```

```

698 ENERGIA.lo=0;
699 PROJETOS.up=18;
700 PROJETOS.lo=0;
701 SUBT.up = SUBSIDIO;
702 SUBT.lo = 0.1*SUBSIDIO;
703 RANK.up=SUM(MCH,RANKING(MCH));
704 TOTAL.lo=0;
705
706 ENERGIA.l=ENERGIA.up;
707 PROJETOS.l=12;
708
709 EQ_FIN(MCH)..      Sum(nivel,Dvar(MCH,nivel)*CIUT(MCH,nivel))-SUBi(MCH)=e=FINi(MCH);
710 EQ_PAG(MCH)..      FDesc*FINi(MCH) =e= PGAN(MCH);
711
712 EQ_C(MCH,t)..      PGAN(MCH)*(1-Taxes(t))+Sum(nivel,Dvar(MCH,nivel)*(AOeM(MCH,nivel,t)+CANCon(MCH,t)+Tax(MCH,nivel,t)))=e=CTAn(MCH,t);
713
714 EQ_CVP(MCH)..      SUM(t,CTAn(MCH,t)/Descanual(t))+FINi(MCH)=e=CUST(MCH);
715
716 EQ_Ben(MCH)..      sum(nivel,Dvar(MCH,nivel)*PREV(MCH)*ValorPrec(MCH))+Sum((nivel,t),Dvar(MCH,nivel)*DEPR(MCH,nivel)/Descanual(t))+sum(nivel,Dvar(MCH,nivel)*VREC(MCH,nivel)/(DescanualHOR))=e=BENE(MCH);
717
718
719 EQ_BvC1(MCH)..     BENE(MCH)=g=BeC*CUST(MCH);
720 *
721 RE_DV(MCH)..       SUM(nivel,Dvar(MCH,nivel))=l=1;
722 RE_8o9..           SUM(nivel,Dvar('08',nivel))+SUM(nivel,Dvar('09',nivel))=l=1;
723 RE_SUB(MCH)..      SUBi(MCH)=l=SUBMAX*SUM(nivel,Dvar(MCH,nivel)*CIUT(MCH,nivel));
724 RBvC2(MCH)..       BENE(MCH)=l=BCmax*CUST(MCH);
725
726 *
727 EQ_Energia..       SUM((MCH,nivel),Dvar(MCH,nivel)*m(MCH,nivel))=e=ENERGIA;
728 EQ_SUB..           SUM(MCH,SUBi(MCH))=e=SUBT;
729 EQ_QtdProj..       SUM((MCH,nivel),Dvar(MCH,nivel))=e=PROJETOS;
730 EQ_Ranking..       SUM((MCH,nivel),Dvar(MCH,nivel)*RANKING(MCH))=e=RANK;
731 EQ_MAX..           SUM((MCH,nivel),Dvar(MCH,nivel)*(100*RANKING(MCH)+0.001*m(MCH,nivel)))=e=TOTAL;
732
733 VARIABLES
734 TIR(MCH,nivel)     "Taxa Interna de Retorno"
735 BAL                "Variável de controle";
736
737 BAL.lo=-INF;
738 BAL.up=INF;
739 TIR.lo(MCH,nivel)=-1000;
740 TIR.up(MCH,nivel)=1000;
741 TIR.scale(MCH,nivel)=1;
742
743 EQUATIONS
744 R_BALANCE          "Equação para fazer balanço"
745 EQ_TIR(MCH,nivel) "Equação para determinar a TIR";
746 EQ_TIR(MCH,nivel).. (Dvar.l(MCH,nivel)*VREC(MCH,nivel))/((1+(TIR(MCH,nivel)/100))*HOR)+(SUM(t,(Dvar.l(MCH,nivel)* (Receitaanual(MCH,t)+DEPR(MCH,nivel)-AOeM(MCH,nivel,t)-CANCon(MCH,t)-(PGAN.l(MCH)*(1-Taxes(t)))-Tax(MCH,nivel,t)))/(1+(TIR(MCH,nivel)/100))*i(t))))-Dvar.l(MCH,nivel)*Fini.l(MCH)=e=0;
747
748
749
750 R_BALANCE..        SUM((MCH,nivel),Dvar.l(MCH,nivel)*TIR(MCH,nivel))=e=BAL;
751
752 OPTION LIMROW = 18;
753 OPTION SYSOUT = on;
754 option mip=baron;
755 option nlp=minos;
756
757 *Definindo parâmetros de armazenamento
758 PARAMETERS

```

```

759 ENERGIA1 (SOL)
760 CTAN1 (SOL,MCH,t)
761 Dvar1 (SOL,MCH,nivel)
762 PSUBTOTAL1 (SOL)
763 AOem1 (SOL,MCH,nivel,t)
764 CIUT1 (SOL,MCH,nivel)
765 FIN1 (SOL,MCH)
766 SUB1 (SOL,MCH)
767 PGAN1 (SOL,MCH)
768 TOTAL1 (SOL)
769 RANK1 (SOL)
770 TIR1 (SOL,MCH,nivel)
771 RAND1 (SOL,MCH)
772 TAX1 (SOL,MCH,nivel,t) "Fluxo de Caixa por impostos em cada caso"
773 pctSUB1 (SOL,MCH,nivel) "% de CTOT por SUBi"
774 BC1 (SOL,MCH) "Relação Benefício/Custo"
775 VPL (SOL,MCH,nivel) "Valor Presente do Projeto"
776 ;
777 MODEL LIBERTAD1B /EQ_FIN,EQ_PAG,EQ_C,EQ_CVP,EQ_Ben,EQ_BvC1,RE_DV,Re_8o9,
778 RE_SUB,RBvC2,EQ_Energia,EQ_SUB,EQ_QtdProj,EQ_Ranking,EQ_M
AX/;
779 LIBERTAD1B.SCALEOPT=1;
780 MODEL LIBERTAD1C /R_BALANCE, EQ_TIR/;
781 LIBERTAD1C.SCALEOPT=1;
782
783 LOOP (SOL,
784 SOLVE LIBERTAD1B using MIP maximizing TOTAL;
785 ENERGIA1 (SOL)=energia.l;
786 Dvar1 (SOL,MCH,nivel)=Dvar.l (MCH,nivel);
787
788 pctSUB1 (SOL,MCH,nivel)=100*Dvar.l (MCH,nivel)*SUBi.l (MCH)/CIUT (MCH
,nivel);
789
790 BC1 (SOL,MCH)=BENE.l (MCH)/(0.001+CUST.l (MCH));
791 TOTAL1 (SOL)=TOTAL.l;
792 RANK1 (SOL)=RANK.l;
793 CTAN1 (SOL,MCH,t)=CTAN.l (MCH,t);
794 FIN1 (SOL,MCH)=FINi.l (MCH);
795 SUB1 (SOL,MCH)=SUBi.l (MCH);
796 PGAN1 (SOL,MCH)=PGAN.l (MCH);
797 TAX1 (SOL,MCH,nivel,t)=(Tax (MCH,nivel,t)-Taxes (t)*PGAN.l (MCH))*Dva
r.l (MCH,nivel);
798 PSUBTOTAL1 (SOL)=100*SUBT.l/SUBSIDIO;
799 VPL (SOL,MCH,nivel)=(Dvar.l (MCH,nivel)*VREC (MCH,nivel))/((1+TaxaIn
t)**HOR)+(SUM(t,(Dvar.l (MCH,nivel)
800 *(Receitaanual (MCH,t)+DEPR (MCH,nivel)-AOEM (MCH,nivel,t)-C
ANCon (MCH,t)-Tax (MCH,nivel,t)-(PGAN.l (MCH)*(1-Taxes (t)))))/((1+TaxaInt)**i
(t))))
801 -(Dvar.l (MCH,nivel)*FINi.l (MCH))
802 ;
803 SOLVE LIBERTAD1C using NLP minimizing BAL;
804
805 RAND1 (SOL,MCH)= rand (MCH);
806 CIUT1 (SOL,MCH,nivel)=CIUT (MCH,nivel);
807 AOem1 (SOL,MCH,nivel,t)=AOEM (MCH,nivel,t);
808 RAND (MCH) = normal (1, INFOCOST (MCH,"StdD"));
809 TIR1 (SOL,MCH,nivel)=TIR.l (MCH,nivel);
810
811 *preparando para seguinte solve
812 CIUT (MCH,nivel) = ((rand (MCH)*CINV (MCH,nivel))+INFOCOST (MCH,"LTra
")+INFOCOST (MCH,"Cami"))*(1+INFOCOST (MCH,"impr"));
813 DEPR (MCH,nivel) = (rand (MCH)*CINV (MCH,nivel)*(GU_P (MCH))/ELGU)+(r
and (MCH)*CINV (MCH,nivel)*(1-GU_P (MCH))/ELCW)+(INFOCOST (MCH,"LTra")/ELPL);
814 AOem (MCH,nivel,t) = (INFOCOST (MCH,"Oem")*(CIUT (MCH,nivel)-(INFOCO
ST (MCH,"impr")*CIUT (MCH,nivel)))*((1+INFLA)**(i (t)-1)));
815 VREC (MCH,nivel) = rand (MCH)*CINV (MCH,nivel)+INFOCOST (MCH,"LTra")-
DEPR (MCH,nivel)*smax (t,i (t));
816
817 ENERGIA.l=ENERGIA.up;
818 PROJETOS.l=0;
819 PGAN.l (MCH)=0;

```

```

820         TIR.1(MCH,nivel)=0;
821     );
822
823 DISPLAY CTIB, CTIW, CIUT, CanCon, AOeM, Descanual, DescanualHOR, ValorPrec
, FDESC, HOR, DEPR,VREC
824     PREV, CANCon, ValorPrec,Receitaanual, CTAN1, AOeM1,
825     rand1, RANK1, TOTAL1, PSUBTOTAL1, Dvar1, BC1, VPL, ENERGIA1, SUB1,
    FIN1, PGAN1, pctSUB1, TIR1,
826     FMIN1, FMAX1, PADRON1, VFC1, FMIN2, FMAX2, DL, LCOMP, RANKING, Tax
es, Tax, Tax1
827
828 *Utilizando o comando PUT para generar reporte
829 *Esta primera línea es para definir los nombres de los archivos
830 FILE REPORTE /Reporte.dat/, RESULTADOS /RESULTADOS.dat/ ;
831 *La siguiente línea es para definir el archivo activo
832 PUT REPORTE;
833 *opciones para ancho del campo numérico, número de decimales, ancho de cam
pos,
834 *alineación
835 REPORTE.nd=3;
836 REPORTE.nr=0;
837 REPORTE.nw=15;
838 REPORTE.nj=1;
839 REPORTE.lw=10;
840 *Esta línea es para insertar el título del documento general
841 *PUTTL "Reporte dos Resultados Obtidos no Modelo Libertad";
842 *A partir de ahora vienen las líneas que definen el reporte
843 * Text is quoted ''.
844 * Slash (/) is a carriage return (ENTER).
845 * Blanks and commas serve as delimiters but comma is a better option.
846 * The cursor control characters # and @ serve to reposition the cursor
847 *to a specific row or column as designated by the row or column number
848 *following the cursor control character.
849
850 PUT     "Reporte dos Principais Parâmetros no Modelo Libertad"///  

851 PUT     "Parâmetros Importantes do Modelo"///  

852 PUT     "Subsidio Disponível US$"                               ',SUBSIDI
O/  

853 PUT     "Fator de Carga Utilizado"                             ',FatorC/  

854 PUT     "Taxa de Desconto"                                     ',TaxaInt
/  

855 PUT     "Taxa a ser cobrada por Financiamento"               ',TaxaFIN
/  

856 PUT     "Fração máxima subsidiada"                           ',SUBMAX/  

857 PUT     "Preço de Venda em US$/MWh"                         ',valorMW
h/  

858 PUT     "Perdas por resistividade e regulação de Volt./Freq" ',losses/  

859 PUT     "Custo por cada nova conexão em US$"                 ',Nconx/  

860 PUT     "% de impostos"                                       ', "30% a
partir do ano 7"/  

861 PUT     "Benefício / Custo deve ser pelo menos..."         ',BeC/  

862 PUT     "Horizonte de projeto"                                 ',HOR/  

863 PUT     "Fração de Incremento de OeM anual por inflação"    ',INFLA/  

864 PUT     /  

865
866 PUT     "Tabela com Informação Relacionada a Custos"         '/  

867 *Escrevendo Tabela com Informação INFOCOST  

868 SCALAR COL "Column Number" /8/  

869     PUT /;  

870     LOOP(COSTPROJ , PUT @COL, COSTPROJ.tl:<; col=col+9; )  

871     PUT / ;  

872     COL=6;  

873     LOOP (MCH,  

874     LOOP(COSTPROJ , PUT @1, MCH.tl:<5, @col INFOCOST(MCH,COSTPROJ):>6:2
; col=col+9; )  

875     PUT / ;  

876     COL=6);  

877     COL=8;  

878
879 PUT /'"UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO POR COMPROMISSO PARA ESTABELECEER PRIORIDADES
"'/

```

```

880 PUT /'"Coeficientes de cada sub-critério"'/
881 LOOP(SUBCRIT, PUT SUBCRIT.tl, @15, COEF1(SUBCRIT)/);
882
883 PUT /'"Peso referente a discrepância entre soluções ideal e real de cada c
ritério"'/
884 LOOP(CRIT, PUT CRIT.tl, @15, W(CRIT)/);
885
886 PUT /'"Tabela com Informação Relacionada a Critérios de Hierarquizaçã
o"
'/
887 *Escrevendo Tabela com Informação DADOS DE CRITERIOS
888
889 PUT /;
890 LOOP(SUBCRIT , PUT @COL, SUBCRIT.tl:<; col=col+9; )
891 PUT /;
892 COL=6;
893 LOOP (MCH,
894 LOOP(SUBCRIT , PUT @1, MCH.tl:<5, @col DADOS(MCH,SUBCRIT):>6:2; col
=col+9; )
895 PUT /;
896 COL=6);
897 COL=8;
898 PUT /'"Peso ref. aos desv. máx. no ajuste mat. da fç. (P): "',P/
899 PUT /'"Distância até o óptimo para programação compromisso LCOMP(MCH)
"'/
900 PUT /'"LCOMP(MCH)=(SUM(CRIT, (W(CRIT)**P)*DL(MCH,CRIT)**P))^(1/P)"/
901 LOOP(MCH, PUT MCH.tl, @15, LCOMP(MCH)/);
902
903 PUT /'"Valor padronizado de prioridade para cada opção RANKING(MCH)"/
/
904 LOOP(MCH, PUT MCH.tl, @15, RANKING(MCH)/);
905
906 *Comenzando Reporte de los Resultados
907
908 PUT RESULTADOS;
909
910 PUT '"Principais Resultados Obtidos no Modelo Libertad"'/
911
912 PUT '"Projetos viáveis segundo as restrições especificadas"'/
913 PUT 'SOL', @8, 'MCH', @15, 'Nivel', @28, 'Si=1'/
914 loop((SOL,MCH,Nivel), Put$(Dvar1(SOL,MCH,Nivel)>0) SOL.tl, @8, MCH.tl, @15
, Nivel.tl, @20, Dvar1(SOL,MCH,Nivel)/);
915
916 PUT /'"Valor Presente Líquido (US$), Tasa Interna de Retorno (%) e Relação
"'/
917 PUT '"Benefício/Custo para os projetos selecionados"'/
918
919 PUT 'SOL', @8, 'MCH', @15, 'Nivel', @22, 'VPL', @32, 'TIR', @43, 'BC'/
920 loop((SOL,MCH,Nivel), Put$(Dvar1(SOL,MCH,Nivel)>0) SOL.tl, @8, MCH.tl, @15
, Nivel.tl, @20, VPL(SOL,MCH,Nivel):>10:2, @32, TIR1(SOL,MCH,Nivel):>6:3, @
42, BC1(SOL,MCH):>6:3/);
921
922 PUT /'"Energia Média Anual a ser gerada pelo conjunto (MWh/ano)"/
923 LOOP(SOL, PUT SOL.tl, @15, ENERGIAl(SOL)/);
924
925 PUT /'"Financiamento (US$), Subsídio (US$), Pct. de Subsídio(%) para os pr
ojetos"'/
926 PUT '"selecionados"'/
927
928 PUT 'SOL', @8, 'MCH', @15, 'Nivel', @21, 'FINANCIADO', @33, 'SUBSIDIO', @4
5, 'CIUT' , @57, '(%)SUB', @69, 'MWh/ano'/
929 LOOP((SOL,MCH,Nivel), Put$(Dvar1(SOL,MCH,nivel)>0) SOL.tl, @8, MCH.tl, @15
, Nivel.tl, @20, FIN1(SOL,MCH):>10:2, @32, SUB1(SOL,MCH):>10:2, @44, CIUT1(
SOL,MCH,nivel):>10:2, @57, pctSUB1(SOL,MCH,Nivel):>6:3, @66, m(MCH,nivel):>
10:2/);
930
931 PUT /'"Valor da Anualidade pelo Valor Financiado (US$)"/
932 PUT 'SOL', @8, 'MCH', @15, 'ANUALIDADE'/
933 LOOP((SOL,MCH), Put$(PGAN1(SOL,MCH)>0) SOL.tl, @8, MCH.tl, @15, PGAN1(SOL,
MCH):>10:2/);

```