



TESIS DOCTORAL

MODELO DE GESTIÓN ÓPTIMA MULTI OBJETIVO PARA
LA CUENCA DEL RÍO KWANZA

Autor: KIO MBO JEAN MARIE

Directores: Dr. DAVID RÍOS INSUA

Dr. JAVIER CANO CANCELA

Departamento de Estadística e Investigación Operativa

Universidad Rey Juan Carlos

Mayo de 2012



TESIS DOCTORAL

MODELO DE GESTIÓN ÓPTIMA MULTI OBJETIVO PARA
LA CUENCA DEL RÍO KWANZA

KIOMBO JEAN MARIE

UNIVERSIDAD REY JUAN CARLOS

Mayo de 2012



David Ríos Insua, Catedrático del Departamento de Estadística e Investigación Operativa de la Universidad Rey Juan Carlos

Javier Cano Cancela, Profesor Titular de Universidad Interino del Departamento de Estadística e Investigación Operativa de la Universidad Rey Juan Carlos

AUTORIZAN:

La presentación de la Tesis Doctoral titulada

**MODELO DE GESTIÓN OPTIMA MULTI OBJETIVO PARA
LA CUENCA DEL RÍO KWANZA**

Realizada por **Kiombo Jean Marie** bajo nuestra dirección y supervisión en el Departamento de Estadística e Investigación Operativa y que presenta para la obtención del grado de Doctor por la Universidad Rey Juan Carlos.

En Fuenlabrada, a 07 de Mayo de 2012

Fdo: David Ríos Insua

Fdo: Javier Cano Cancela



Antonio Alonso Ayuso, Profesor Titular de Universidad y Director del Departamento de Estadística e Investigación Operativa de la Universidad Rey Juan Carlos

INFORMA:

Que la presente Tesis Doctoral titulada

**MODELO DE GESTIÓN OPTIMA MULTI OBJETIVO PARA
LA CUENCA DEL RÍO KWANZA**

Ha sido realizada por Kiombo Jean Marie bajo la dirección y supervisión de David Ríos Insua y Javier Cano Cancela y que el Departamento de Estadística e Investigación Operativa ha dado su conformidad para que sea presentada ante la Comisión de Doctorado.

En Fuenlabrada, a 07 de Mayo de 2012

Fdo: Antonio Alonso Ayuso

Agradecimientos

La realización de este trabajo tuvo la contribución de muchas personas a quien manifiesto mi sincero reconocimiento.

Mis agradecimientos se destinan, en primer lugar, al director y codirector de esta Tesis, Profesor David Ríos Insua y Profesor Javier Cano, que aceptaron la supervisión de este trabajo. La disponibilidad, la dedicación, el ánimo y los consejos recibidos fueron fundamentales para la finalización de este trabajo.

Al Profesor Antonio Alonso Ayuso, Director del Departamento de Estadística e Investigación Operativa de la Universidad Rey Juan Carlos, manifiesto mi reconocimiento por su cordialidad.

Mis agradecimientos se extienden también a todos mis profesores del curso de Máster Universitario en Ingeniería de Sistemas de Decisión, pues todos contribuyeron a la adquisición y actualización de conocimientos indispensables para la construcción de la matriz de este trabajo. También estoy en deuda con Javier Moguerza, Andrés Redchuk, por su espíritu amigable, y Ángel Udías por sus útiles comentarios.

A mis compatriotas Alfredo Sango y Alcides Simbo, y a mis amigos de Doctorado del Departamento de Informática, Felipe Cocón y Eduardo Orbe Trujillo, por su permanente espíritu de colaboración, por su aportación y por constituir una fuente inagotable de motivación. A los Profesores Kiamvu Tamo, Rector de la Universidad 11 de Noviembre en Cabinda, Luvumbo Sebastião y Manuel Ntalani, manifiesto mi sincero reconocimiento. Extiendo también mis agradecimientos a todas las personas que contribuyeron, directa o indirectamente, a la realización de este trabajo.

Finalmente, mis agradecimientos más profundos se destinan a mis familiares, por su ayuda y, muy especialmente, a mi esposa Zoé e hijos Naomi y David por su permanente apoyo.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Agua y energía en Angola	1
1.2. Agua y energía en Luanda	7
1.3. Entorno del río Kwanza	8
1.3.1. Descripción general	9
1.4. Motivación y objetivos	10
1.5. Estructura de la Tesis	11
2. Gestión de Recursos Hídricos y Expansión de la Capacidad Eléctrica	13
2.1. Introducción	13
2.2. Gestión de recursos hídricos	14
2.2.1. Métodos de optimización	14

2.2.2.	Métodos de inteligencia computacional	21
2.2.3.	Optimización multiobjetivo	24
2.3.	Expansión de la capacidad eléctrica	27
2.4.	Conclusiones	29
3.	Un Modelo de Gestión Multiobjetivo de la Cuenca del Río Kwanza	31
3.1.	Introducción	31
3.1.1.	Elementos Especiales	32
3.2.	Formulación del problema	35
3.2.1.	Introducción	35
3.2.2.	Variables de decisión	36
3.2.3.	Fuentes de incertidumbre	36
3.2.4.	Restricciones	37
3.2.5.	Consecuencias de interés y funciones objetivo	42
3.3.	Modelos de predicción	43
3.3.1.	Predicción de las afluencias a Capanda	45
3.3.2.	Predicción de las afluencias a Cambambe	49

3.3.3. Predicción de la demanda de agua en Luanda	53
3.3.4. Predicción de la evaporación	57
3.4. Funciones de utilidad	58
3.5. Formulación del problema de gestión del río Kwanza	63
3.6. Resultados	67
3.7. Sistema de Ayuda a la Decisión (SAD) para la gestión del río Kwanza	69
3.8. Discusión	74
4. Expansión de la Capacidad Hidroeléctrica en el Río Kwanza	75
4.1. Introducción	75
4.2. Formulación del problema de factibilidad para el SER en Angola	77
4.2.1. Variables de decisión	79
4.2.2. Restricciones	80
4.2.3. Función objetivo	85
4.3. Posibilidades de expansión del SER angoleño	86
4.3.1. Aumento anual del 1% en la demanda de electricidad	86
4.3.2. Aumento anual del 3% en el consumo de refinados	88

4.3.3.	Aumento simultáneo de la demanda de electricidad y de otros consumos de refinados	89
4.3.4.	Conclusiones	90
4.4.	Soluciones técnicas	90
4.4.1.	Reducción de las pérdidas de electricidad	91
4.4.2.	Expansión de la capacidad hidroeléctrica	93
4.4.3.	Formulación del problema de expansión de la capacidad eléctrica del SER de Angola	94
4.5.	Discusión	100
5.	Conclusiones y Líneas Futuras de Investigación	101
5.1.	Resumen y conclusiones	101
5.2.	Líneas futuras de investigación	104
5.2.1.	Modelización de la red de transmisión y distribución	104
5.2.2.	Evaluación y modelización del impacto ambiental resultante de los procesos de generación y transporte de electricidad	105
5.2.3.	Gestión integrada de la calidad y cantidad de agua	105
5.2.4.	Ahorro energético y gestión de la demanda	106

5.2.5. Gestión del Kwanza con nuevos embalses, desarrollo del SAD y planificación del conjunto de cuencas	107
--	-----

Índice de figuras

1.1. Mapa de Angola	2
1.2. Parte inferior del río Kwanza	8
1.3. Inclinación del río Kwanza	10
3.1. Embalse de Capanda	32
3.2. Planta de Cambambe	34
3.3. Caudales mensuales en Capanda (Enero 2003-Diciembre 2008)	45
3.4. Componente estacional de caudales afluentes a Capanda	46
3.5. Residuos tipificados del modelo de los caudales afluentes a Capanda	47
3.6. Función de autocorrelación de residuos del modelo	48
3.7. Gráfico cuantil-cuantil de residuos del modelo	49
3.8. Datos mensuales de caudales afluentes en Cambambe de Enero de 1944 a Diciembre de 1981	49

3.9. Componente estacional de los caudales afluentes a Cambambe	50
3.10. Gráfico cuantil-cuantil de residuos estandarizados	52
3.11. Relación entre afluencias a Capanda y Cambambe entre 2003 y 2008 . . .	52
3.12. Demanda mensual de agua en Luanda	54
3.13. Nivel, pendiente y componente estacional de la demanda de agua. . . .	55
3.14. Residuos tipificados del modelo de demanda de agua en Luanda	56
3.15. Diagrama de dispersión de la evaporación frente a la temperatura en Capanda y Cambambe	58
3.16. Utilidad para la energía generada	59
3.17. Utilidades para las sueltas de agua por aliviaderos en Capanda	60
3.18. Utilidad para las sueltas de agua para aliviaderos en Cambambe	61
3.19. Utilidad sobre el déficit de agua	62
3.20. Esquema básico del modelo de gestión del río Kwanza	66
3.21. Energía producida	67
3.22. Suelas de agua por turbinas y aliviaderos	68
3.23. Descargas de agua para consumo humano	69
3.24. Arquitectura del SAD	70

3.25. Interfaz Gráfica del Sistema de Ayuda a la Decisión para el río Kwanza	73
4.1. Sistema Energético de Referencia de Angola (SER)	78
4.2. Costes de energía aprovechable	92
4.3. Capacidad potencial de producción de energía en el río Kwanza	93

Índice de tablas

1.1. Capacidades de energía producida en Angola	4
1.2. Energía producida ($\times 10^9$ W)	4
3.1. Sistemas de procesamiento de agua	35
3.2. Evaporación en función de la temperatura en Capanda y Cambambe	57
3.3. Utilidades para energía producida	59
3.4. Utilidad para las sueltas de agua por aliviaderos en Capanda	60
3.5. Utilidad para las sueltas de agua por aliviaderos en Cambambe	61
3.6. Utilidad sobre el déficit de agua para consumo urbano en Luanda	61
3.7. Tiempo computacional (min) para valores de T y N	65
4.1. Aumento anual de la demanda de electricidad ($\times 10^6$)	87
4.2. Aumento anual de otros consumos de refinados ($\times 10^6$)	88

4.3. Aumento simultáneo de la demanda de electricidad y de refinados ($\times 10^6$)	89
4.4. Emisión de dióxido de carbono en Angola ($\times 10^3$ Kg)	91
4.5. Posibles localizaciones de los futuros embalses	94
4.6. Embalses a construir	98
4.7. Calendario de inversiones	99

Lista de siglas y abreviaturas

AG	Algoritmo Genético
EDMO	Evolución Diferencial Multiobjetivo
ENE	Empresa Nacional de Electricidade
IE	Índice de Escasez
MOGA	Algoritmo Genético Multiobjetivo
NSGA	Algoritmo Genético de Ordenación no Dominada
PD	Programación Dinámica
PL	Programación Lineal
PNL	Programación No Lineal
SAD	Sistema de Ayuda a la Decisión
SER	Sistema Energético de Referencia
Sonangol	Sociedad Nacional de Combustibles de Angola
UNDP	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

Abstract

The optimization of a multiple reservoir system consists of determining optimal operating policies that enable efficient and equitable management of water resources. The waters in the watershed are used for different purposes, including power production, and human consumption and irrigation. In this sense, the water of the Kwanza River in Angola is not an exception. Thus, in this Thesis, we provide a multiobjective management model of the Kwanza River basin to determine optimal controls. The problem is complicated by the need to take into account the uncertainty inherent in several related processes, long-term planning, and the presence of conflicting interests. We also describe a decision support system that implements the model developed.

Besides the above mentioned multiobjective model, we formulate an optimization model based on a comprehensive energy plan in Angola to assess the feasibility of the current system in order to propose technical solutions that are, in our case, a reduction of the loss of electricity due to the poor quality of transmission and distribution, and the expansion of the electricity production capacity by building additional hydroelectric dams.

Regarding the multiobjective management model developed, the results are satisfactory and compare very favorably with respect to the current management, in terms of increased energy produced, less water losses and less water deficit. In addition, a decision support system is developed to predict, optimize and collect data to update forecasting models.

In terms of feasibility, our results show that the current system of electricity production is not able to meet electricity demand when it increases by 1%. To solve the problem of covering the electricity demand, we propose a model for expanding the capacity of power generation. This model can generate more electricity to meet the annual increases in demand of 2%. It also helps to identify additional reservoirs to be

built in the Kwanza River. Finally, it provides a schedule of investments for the Kwanza.

Keywords: Multiobjective Management, expected utility, prediction, multiobjective decision analysis, decision support system, reservoir management, energy planning, capacity expansion, investment schedule

Resumen

La optimización de la gestión de un sistema de embalses múltiples consiste en determinar las políticas de operación óptimas que permiten gestionar de forma eficiente y equitativa los recursos hídricos del sistema. El agua de las cuencas hidrográficas se utilizan para distintos propósitos, destacando entre ellos, la producción de energía eléctrica, el consumo humano y el riego. En este sentido, el agua de la cuenca del río Kwanza en Angola no es una excepción. De este modo, en esta Tesis, proporcionamos un modelo de gestión multiobjetivo de la cuenca del río Kwanza para determinar los controles óptimos. El problema se complica por la necesidad de incorporar la incertidumbre inherente en varios procesos relacionados, tener que planificar a largo plazo, y la presencia de intereses contrapuestos. Describimos también un sistema de ayuda de decisión que implementa el modelo desarrollado.

Además del modelo multiobjetivo arriba referido, formulamos un modelo de optimización, basado en el plan energético global de Angola, para evaluar la factibilidad del actual sistema de producción eléctrica. Nuestro objetivo es proponer soluciones técnicas al problema que son, en nuestro caso, la reducción de las pérdidas de electricidad por la mala calidad de la red de transmisión y distribución, y la expansión de la capacidad de producción de electricidad mediante la construcción de embalses hidroeléctricos adicionales.

Por lo que respecta al modelo de gestión multiobjetivo desarrollado, los resultados obtenidos han sido satisfactorios y se comparan muy favorablemente con respecto a la gestión actual en términos de mayor energía producida, menos sueltas de agua por aliviaderos y menos déficit de agua. Además, el sistema de ayuda a la decisión desarrollado permite predecir, optimizar y recopilar datos para actualizar modelos de predicción.

En cuanto a la factibilidad, los resultados muestran que el actual sistema de

producción de electricidad no consigue cubrir la demanda de electricidad cuando ésta, aumenta en un 1%. Para resolver el problema de la cobertura de la demanda de electricidad, hemos propuesto un modelo de expansión de la capacidad de generación de electricidad. Dicho modelo permite generar más electricidad para satisfacer los incrementos anuales en la demanda de un 2%. Además, ayuda a identificar los embalses adicionales a construirse en el río Kwanza. Finalmente, proporciona un calendario de inversiones para el río Kwanza.

Palabras clave: Gestión de cuenca, Gestión multiobjetivo, utilidad esperada, predicción, Análisis de decisiones multiobjetivo, sistema de ayuda a la decisión, planificación energética, expansión de la capacidad, calendario de inversiones.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Agua y energía en Angola

Con una superficie de 1246000 km² y situada en la costa oeste de África, al sur de la línea del Ecuador, Angola tiene frontera, al norte, con la República del Congo y la República Democrática del Congo; al este, con Zambia y la República Democrática del Congo; y, al sur, con Namibia, como se muestra en el mapa de la Figura 1.1.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (UNDP, en sus siglas en inglés), en sus Informes sobre Desarrollo Humano (UNDP (2007, 2009)), estimó la población angolense en 17.6 millones de habitantes, de los cuales más de 4 millones residen en la capital, Luanda. Además, según dichos informes, Angola presenta los siguientes indicadores socioeconómicos:

- Índice de Desarrollo Humano (2007): 0.564, ocupando el lugar 143 sobre 182 países.
- Producto Interior Bruto (PIB) per cápita (2008): US\$4961.
- Población que no tiene acceso a una fuente de agua tratada (2006): 49 %.

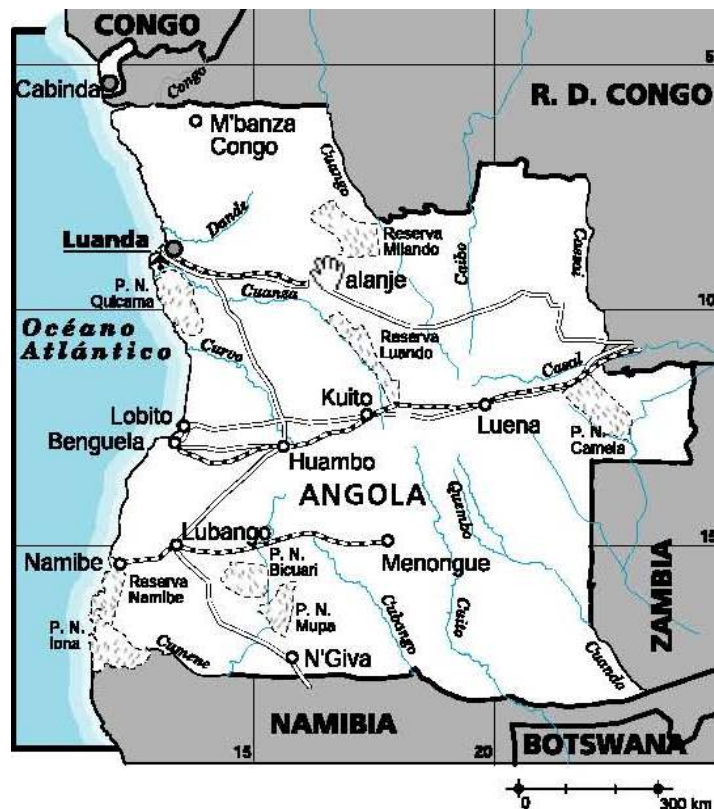


Figura 1.1: Mapa de Angola
 Fuente: <http://guiadelmundo.org.uy/cd/>

- Población que no tiene acceso a electricidad (2005): alrededor de 77 % de personas.
- Tasa de electrificación: 15 % entre 2000 y 2005.
- Proporción de suministro de energía renovable: entre 1 % y 1.5 % en el periodo 1990-2005.

Estos indicadores revelan el enorme déficit de energía eléctrica y agua potable en Angola. Además, muestran, por lo que respecta a la electricidad, que gran parte de la población angoleña no tiene energía eléctrica debido a la baja producción y a una obsoleta red de transmisión y distribución. Parte de dicha red, así como algunos embalses fueron dañados durante el conflicto armado que asoló Angola entre los años 1975 y 2002. Estos factores hacen que el sistema eléctrico del país no tenga capacidad suficiente para cubrir los incrementos registrados en la demanda de electricidad. Una solución posible a esta problemática es la expansión de la capacidad eléctrica, construyendo embalses

adicionales en las cuencas hidrográficas con potencial hidroeléctrico como, por ejemplo, la del río Kwanza, y/o reduciendo las pérdidas de electricidad resultantes del estado deteriorado de la red de transmisión y distribución, como se ve, por ejemplo, en [Farrar and Woodruff \(1973\)](#), [Choi et al. \(2005\)](#) o [Botterud et al. \(2007\)](#).

El sector eléctrico angoleño está bajo la responsabilidad del Ministerio de Energía y Agua. La Empresa Nacional de Electricidad (ENE), dependiente del Ministerio, se encarga de la producción y transmisión de energía eléctrica. Es responsable de la producción, aunque existen también empresas productoras privadas. Además, es responsable del suministro de electricidad a los centros urbanos, con la excepción de Luanda, donde opera la Empresa de Electricidad de Luanda (EDEL). El Instituto para la Regulación de la Electricidad de Angola (IRSE) opera también en el sector eléctrico angoleño y tiene por mandato regular la electricidad, en términos de su propio estatuto y de la Ley General de Electricidad de Angola (Ley 14-A/96 de 31 de Mayo). IRSE fue creado el 12 de marzo de 2002 y comenzó su actividad el 12 de julio de 2006. Tiene la atribución genérica de regular las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en el sistema eléctrico público.

Por lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en Angola, la mayor parte se produce en centrales hidroeléctricas. El potencial teórico anual de producción de energía hidroeléctrica de Angola es, de aproximadamente, de $5.4 \cdot 10^{17}$ J (Julios), de los cuales sólo $2.34 \cdot 10^{17}$ J (apenas un 43 %) son económicamente explotables. Las capacidades de potencia instalada y disponible en Angola se presentan en la Tabla 1.1, de donde se desprende que, aproximadamente, el 62 % de la potencia instalada procede de recursos hidroeléctricos, mientras que el resto procede de la energía térmica. Respecto a la potencia disponible, alrededor del 70 % procede de la energía hidroeléctrica y el 30 % de energía térmica.

El suministro de energía eléctrica se realiza a través de tres sistemas hidroeléctricos, no conectados entre sí, y que están asociados, respectivamente, a una cuenca hidrográfica:

Tabla 1.1: Capacidades de energía producida en Angola

Fuente	Potencia ($\times 10^6$ W)	
	Instalada	Disponible
Hidroeléctrica	773.0	693.0
Térmica	474.7	301.4
Total	1247.7	994.4

Fuente: [Empresa Nacional de Electricidade, ENE. \(2009\)](#)

- La del río Cunene para el sistema Sur. Abastece a las provincias de Huila y Namibe.
- La del río Catumbela para el sistema Centro. Aprovechona a las regiones de Benguela, Huambo y una parte de Bié.
- La del río Kwanza para el sistema Norte. Suministra a las provincias de Bengo, Kwanza Norte, Kwanza Sur, Luanda y Malanje. El sistema Norte será en el que nos centremos en esta Tesis.

La producción de energía hidroeléctrica ha aumentado en los últimos años, como se indica en la Tabla 1.2. Este aumento de la capacidad productiva se explica por las inversiones realizadas en el sector eléctrico, como se puede ver en el informe del [Governo de Unidade e Reconciliação Nacional \(2006\)](#) y en [Bonfin and Tjønneland \(2009\)](#).

Tabla 1.2: Energía producida ($\times 10^9$ W)

Año	1999	2000	2001	2001	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Energía producida	1295	1425	1634	1781	1995	2239	2649	2982	3293	4132.8

Fuente: [Empresa Nacional de Electricidade, ENE. \(2009\)](#)

La red de transmisión nacional de Angola es operada por ENE. La red es pequeña comparada con las necesidades del país, con una extensión aproximada de 2588 Km, de los cuales sólo el 71 % están operativos. Las pérdidas de electricidad por distintas

causas (mala calidad de la red, robos, etc.) se estiman en un 20%. Las conexiones con otros países son prácticamente inexistentes, con sólo una conexión a Namibia que suministra a una pequeña zona rural en la provincia de Cunene. Sin embargo, el objetivo estratégico del gobierno angoleño es conectar los tres sistemas hidroeléctricos propios entre sí, creando así una red global de electricidad que se conectará a las redes de los países vecinos, en el ámbito de la Comunidad de Desarrollo del África Meridional (SADC, en sus siglas en inglés).

En relación al consumo de energía eléctrica, el informe del [Ministério de Urbanismo e Ambiente \(2006\)](#) de Angola indica que Luanda consume, aproximadamente, el 80% de energía en Angola, de la cual sólo el 60% corresponde al consumo doméstico. El mismo informe añade que el consumo per cápita es de $3.492 \cdot 10^8$ J/año, muy inferior a los de, por ejemplo, Namibia y Zambia, países vecinos, con consumos per cápita de $2.34 \cdot 10^9$ y $1.98 \cdot 10^9$ J/año, respectivamente.

En cuanto a los recursos agrarios, Angola tiene una superficie irrigable de 10.7 millones de hectáreas, y un potencial hídrico de unos $1.3 \cdot 10^{11}$ m³, repartido en 47 cuencas hidrográficas. En la actualidad, el riego y la agricultura siguen siendo las actividades que más agua consumen en el país. El Informe de [UNDP \(2006\)](#) presenta la distribución del uso de agua por actividad en los países en desarrollo entre 1998 y 2002, que se estima en alrededor de un 80% para la agricultura, un 10% para el uso doméstico, e igual porcentaje para la industria. Respecto a Angola, se estima en, aproximadamente, $1.84 \cdot 10^{11}$ m³ los recursos hídricos renovables y en $3.43 \cdot 10^8$ m³/año la extracción total de agua [Frenken \(2006\)](#). En el año 2000, el consumo de agua por actividades se estimaba en alrededor del 62% para el riego, 22% para el consumo humano y 16% para la industria. A pesar del enorme potencial hidroeléctrico asociado con un gran número de ríos caudalosos que cruzan el territorio angoleño, la realidad es que se explota menos del 10% de dicho potencial.

Por lo que respecta a los recursos petrolíferos, Angola dispone de grandes reservas nacionales de crudo, que se destinan principalmente a la exportación. La

Sociedad Nacional de Combustibles de Angola (Sonangol) se convirtió, en 1978, en el concesionario exclusivo para la explotación y la producción de petróleo y gas del país y comercializa el petróleo, siendo responsable del 35 % de las ventas de dicho producto. Además, opera con diversas compañías extranjeras a través de empresas mixtas y de acuerdos de producción compartida. Dispone de importantes reservas de gas natural, del cual, entre un 70 y un 85 % se quema. Para poner fin a la quema del gas, el gobierno de Angola está desarrollando planes para convertir la mayor parte del gas natural en gas natural licuado para exportación y para su uso en la producción de electricidad. Este proyecto ha sido posible tras el fin del conflicto armado que asoló Angola desde los primeros años de su independencia hasta el año 2002, produciéndose actualmente un aumento de las inversiones públicas y privadas. El país recibe, además, gran cantidad de recursos financieros, fundamentalmente de China, para ser invertidos en proyectos de infraestructura y reconstrucción. En este período de posguerra, se ha iniciado, igualmente, el proceso de creación de zonas económicas especiales en el país, para lo que ha sido necesario ampliar el parque generador de electricidad. La opción que mejor podría utilizar recursos propios de Angola es el desarrollo de energía hidroeléctrica, como consecuencia del alto potencial hidráulico del país, como ya se ha descrito.

En relación con el problema de agua para consumo humano, ésta existe en cantidades finitas y su disponibilidad (en cantidad y calidad) disminuye de forma gradual con el aumento de la población, la expansión de las superficies agrícolas y la degradación del medio ambiente. En Angola, debido al crecimiento de las ciudades, la demanda de agua, tanto para consumo humano, como para consumo industrial y otras actividades, está aumentando considerablemente. Para satisfacer dichas demandas, se están ampliando las capacidades de captación de agua.

En definitiva, todo ese proceso de reconstrucción nacional requiere agua y electricidad. Actualmente, prevalece el enfoque del aprovechamiento múltiple de los recursos hídricos. A menudo, hay conflictos en este sentido, ya que el recurso disponible

no es suficiente para satisfacer las demandas de todos los usuarios de un determinado sistema. Es por ello que las metodologías desarrolladas en esta Tesis, así como las soluciones que se proponen, pueden ser de gran ayuda a la hora de satisfacer las demandas y requisitos de todas las partes interesadas.

1.2. Agua y energía en Luanda

En el caso concreto de la capital, hemos comentado anteriormente que se abastece del agua de los ríos Kwanza y Bengo, y de la energía hidroeléctrica procedente del sistema Norte. Recibe, además, más de la mitad de la energía producida en las centrales hidroeléctricas de Cambambe y Capanda. El territorio ocupado por la cuenca del río Kwanza dispone de recursos hídricos en cantidad y calidad que, bien gestionados, podrían permitir el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y de suministro de agua en Angola, en general, y en Luanda, en particular. Esto es especialmente importante si se tiene en cuenta que, la población de Luanda ha crecido notablemente en los últimos diez años, pasando de unos 400,000 habitantes a más de 4 millones en la actualidad, la mayoría concentrada en barrios periféricos. Sólo una minoría de los residentes en Luanda tiene acceso a agua corriente potable. El resto de la población obtiene agua de la red de camiones cisterna que recogen agua en las plantas de Kifangondo, en el río Bengo, y de Kikuxi, en el río Kwanza.

La capacidad de tratamiento de agua de la central de Kikuxi es de $8.29 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, mientras que el consumo medio en las principales ciudades de Angola es aproximadamente de 25 litros por habitante y día. En Luanda, el consumo medio es de 37 litros por habitante y día, muy inferior al volumen de 100 litros por habitante y día, en centro urbano, recomendado por la Organización Mundial de la Salud (OMS). El Gobierno de Angola pretende aumentar en los próximos años la proporción de población que tiene acceso a agua potable, de un 57% al 100% en las zonas urbanas, y de un 26% al 80% en las zonas rurales.

Es esta situación de déficit de agua y energía hidroeléctrica en la ciudad de Luanda la que nos ha motivado a formular un modelo de gestión óptima de la cuenca del río Kwanza. De este modo, la gestión eficaz y eficiente de la cuenca del río Kwanza, utilizando los métodos de gestión multiobjetivo, se revela importante, ya que el agua se utiliza para el consumo, la agricultura e industria, y para la producción de energía hidroeléctrica. Teniendo en cuenta la importancia del río Kwanza, describiremos a continuación su entorno, destacando sus características y usos.

1.3. Entorno del río Kwanza

En este apartado, describiremos de manera general la cuenca del río Kwanza. Además, presentaremos sus usos actuales y potenciales. Finalmente, caracterizaremos algunos elementos especiales en ella ubicados, como se muestra en la Figura 1.2.

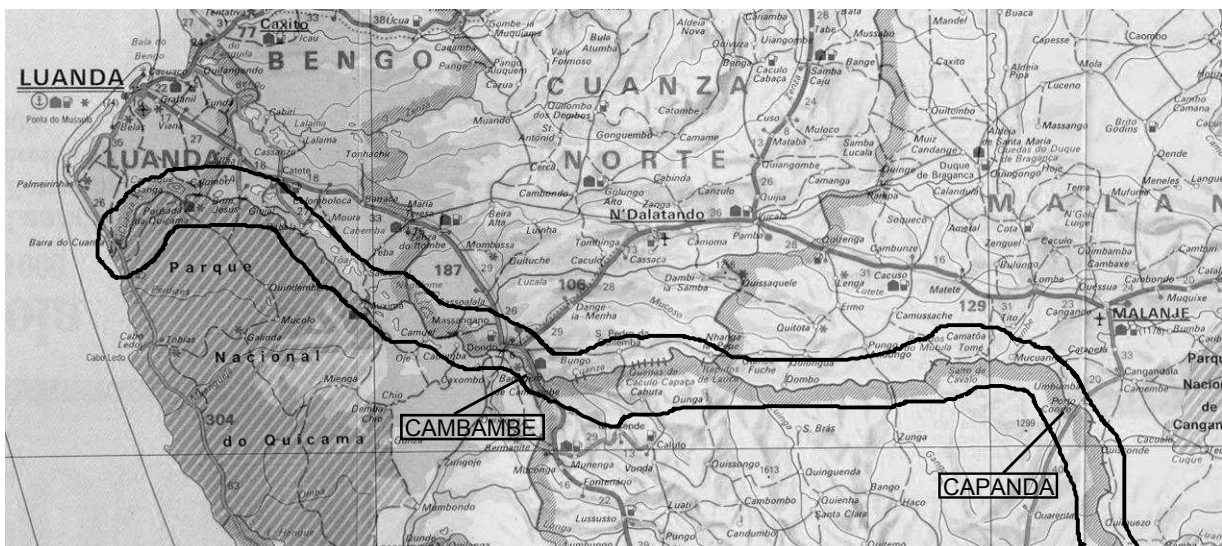


Figura 1.2: Parte inferior del río Kwanza

1.3.1. Descripción general

El río Kwanza nace en la región central de Angola, al sudeste de Chitembo, en la meseta de Bié, con una longitud aproximada de 960 kilómetros. Fluye, en su primer tramo, de Sur a Norte, girando después al Oeste en dirección al Océano Atlántico, donde va a desembocar al sur de la ciudad de Luanda. El río es navegable por embarcaciones de pequeño tamaño a lo largo de unos 260 km. La cuenca del río Kwanza es la más grande e importante de Angola en términos de producción de energía hidroeléctrica. Su superficie se estima en unos 152570 km² y se subdivide en tres cuencas secundarias:

- El *Kwanza Bajo* se extiende desde el estuario hasta la municipalidad de Dondo, en la provincia de Kwanza Norte, donde está ubicada la central de Cambambe. El tramo entre el estuario y esta central es, en términos fluviales, llano, porque el río apenas desciende 50 m en 200 km, lo que le confiere facilidad para la navegación. Tiene un hábitat de manglares que sirven de refugio y alimento para una variada fauna acuática en la zona del estuario, denominada “barra de Kwanza”, lo que hace que reciba bastantes pescadores artesanales y deportivos.
- El *Kwanza Medio*, situado entre el “Salto de Cavaló” y la municipalidad de Dondo, es el “tramo de oro” en términos de generación de energía hidroeléctrica, por su pronunciada inclinación y por concentrar casi todo el caudal de la cuenca. Dispone de agua en abundancia, buen clima y una amplia variedad de suelos.
- Finalmente, el *Kwanza Alto*, con un área aproximada de 105604 km², corresponde a casi el 69 % de toda la cuenca del río Kwanza, y se caracteriza por unos suelos pobres y poco atractivos para la agricultura.

En el río Kwanza hay construidas dos centrales hidroeléctricas, Cambambe y Capanda, localizadas en las regiones de Kwanza Norte y Malanje, respectivamente. La inclinación natural entre Cambambe y Capanda es de, aproximadamente, 800 metros, como se ve

en la Figura 1.3, teniendo el Kwanza un potencial de producción de energía eléctrica estimado en $6.7 \cdot 10^9$ W, ver Naidoo et al. (2005).

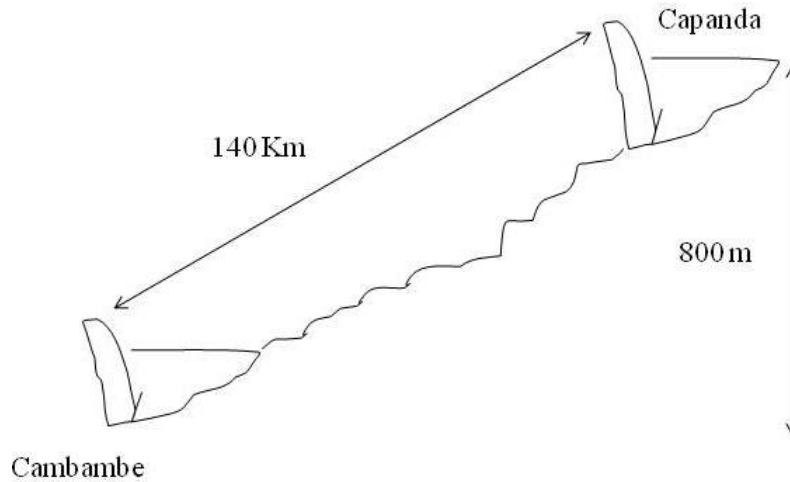


Figura 1.3: Inclinación del río Kwanza

El clima en la cuenca del Kwanza es, esencialmente, ecuatorial con temperaturas medias anuales de 22 °C, y abundantes precipitaciones con valores medios anuales oscilando entre 840 y 1358 mm, con una precipitación media anual de 1250 mm. El valor medio de las crecidas en los últimos 100 años se suele situar entre $2.048 \cdot 10^{10}$ y $2.514 \cdot 10^{10}$ m³ (COBA (1981)), lo que da una idea del gran potencial hidroeléctrico aprovechable.

1.4. Motivación y objetivos

Como hemos comentado en la sección anterior, Angola dispone de varias cuencas hidrográficas que podrían ser potencialmente utilizadas para la generación de energía hidroeléctrica. Considerando que la producción de ésta se basa en la utilización del agua y que éste es un recurso limitado, por el que distintos usuarios pueden entrar en conflicto, esta Tesis pretende ser pionera en la gestión eficiente de cuencas hidrográficas en Angola aplicando criterios científicos.

En concreto, desarrollaremos un modelo multiatributo que permite gestionar los recursos hídricos y que proporciona una mejor comprensión de los mecanismos de asignación de agua para los distintos usos. Además, aportaremos modelos para explorar la expansión de la capacidad del sistema hidroeléctrico del país. De esta manera, esta Tesis evidencia la contribución de los modelos matemáticos en el proceso de toma de decisiones con respecto a la gestión de los recursos hídricos.

El objetivo principal de esta Tesis es, pues, proponer un modelo multicriterio de gestión óptima de la cuenca del río Kwanza, maximizando la utilidad esperada, teniendo en cuenta los siguientes objetivos específicos:

- Maximizar la producción hidroeléctrica en las centrales de Cambambe y Capanda;
- Minimizar las sueltas de agua por aliviaderos en ambas centrales;
- Minimizar el déficit de agua para consumo humano en Luanda.

Además, a partir del Sistema Energético de Referencia del país, se procede a la evaluación de la capacidad de generación de energía del actual sistema de producción, demostrándose que se necesita su expansión. Proponemos un modelo que describe la forma óptima de expandir la capacidad de producción hidroeléctrica del Kwanza.

1.5. Estructura de la Tesis

Además de este capítulo introductorio, donde se presentan la motivación, los objetivos que se persiguen alcanzar, y donde se aborda de forma resumida el contenido de cada capítulo, esta Tesis consta de otros cuatro capítulos.

En el Capítulo 2 se revisará la literatura existente sobre la gestión de embalses, así como los modelos y métodos de gestión de cuencas. Para ello, se presentarán y

se describirán los métodos de optimización utilizados en diversos estudios de recursos hídricos.

En el Capítulo 3 se modelizarán las principales características del río Kwanza, y se analizarán los datos referidos a las variables aleatorias involucradas en el problema bajo estudio, que son, entre otras, las afluencias a Capanda y Cambambe; la demanda de agua para consumo humano en Luanda; y la evaporación que se produce en ambos embalses. Debido a la incertidumbre inherente a dichas variables, se utilizarán modelos dinámicos lineales para analizar y predecir las características de dichas variables. Además, se modelizarán las preferencias de los decisores mediante funciones de utilidad y se propondrán planes de maximización de la utilidad esperada. Finalmente, se presentarán y discutirán los resultados obtenidos tras la resolución del modelo planteado.

El Capítulo 4 tratará la expansión de la capacidad hidroeléctrica del río Kwanza. Para ello, se presenta un modelo de factibilidad del sistema de producción de electricidad dentro del plan energético óptimo de Angola para identificar sus deficiencias y proponer soluciones. Además, en este capítulo se desarrolla un modelo que ayuda a reducir las pérdidas de electricidad, y a aumentar, de hecho, la capacidad eléctrica del país valorando dos posibilidades: la primera se plantea la posibilidad de construir embalses adicionales entre los dos ya existentes de Cambambe y Capanda; la segunda se refiere a la mejora de la eficacia de las líneas de transmisión de energía. Para verificar estas dos posibilidades, se utilizarán tres hipótesis de posibles escenarios en el aumento de la demanda. La primera considera el aumento de un 1 % por año en la demanda de energía. La segunda se refiere al aumento de 3 % en el consumo de refinados. Finalmente, la tercera hipótesis plantea el aumento simultáneo de la demanda de energía y del consumo de refinados. Esto nos permitirá decidir sobre la posibilidad de expandir la capacidad eléctrica del país mediante la reducción de las pérdidas de electricidad o la construcción de embalses adicionales en el río Kwanza teniendo en cuenta su potencial hidroeléctrico.

En el Capítulo 5, presentaremos las conclusiones generales de la Tesis, así como las líneas de investigación que de ella surgen.

Capítulo 2

Gestión de Recursos Hídricos y Expansión de la Capacidad Eléctrica

2.1. Introducción

La gestión de recursos hídricos es típicamente un problema de optimización multiobjetivo. Estimar políticas o reglas de funcionamiento u operación de estos recursos que maximicen los beneficios y minimicen sus impactos adversos es una tarea difícil. Es un proceso de toma de decisiones que involucra un número considerable de variables, riesgos, incertidumbres y, también, objetivos en conflicto. En este sentido, los usos que se dan a los embalses son muy variados, incluyendo el control de avenidas, la navegación, el transporte de mercancías por los cursos fluviales, la producción de energía hidroeléctrica, el suministro de agua para el consumo humano, la agricultura y la industria, la gestión de la calidad del agua, la pesca, el control de la erosión y la sedimentación, entre otros. Habitualmente, varios de estos criterios suelen estar presentes de forma simultánea en la gestión de los recursos del sistema de embalses, surgiendo a menudo, conflictos entre ellos, pues presentan intereses contrapuestos. Además, en relación a la generación de electricidad, los recursos hídricos pueden ser aprovechables para expandir la capacidad de producción de hidroelectricidad, con vistas

a satisfacer las necesidades eléctricas de un determinado país o región.

En este capítulo revisamos primero los principales modelos de simulación y optimización utilizados en la gestión de las operaciones de recursos hídricos, poniendo el énfasis en diferencias entre ambos tipos de modelos. Finalmente, presentamos algunos métodos relacionados con la expansión de la capacidad eléctrica.

2.2. Gestión de recursos hídricos

Varios enfoques han sido propuestos a lo largo de los años para la optimización de las operaciones de sistemas de embalses y la definición de procedimientos de operación. [Wurbs \(1994, 2005\)](#) y [Lima and Lanna \(2005\)](#) presentan una variedad de métodos para solucionar problemas relacionados con sistemas de recursos hídricos. [Labadie \(2004\)](#) y [Rani and Moreira \(2010\)](#) presentan revisiones detalladas del estado del arte en modelos de operación de embalses.

2.2.1. Métodos de optimización

La optimización es un procedimiento matemático que se utiliza para ajustar las variables de decisión hasta determinar la solución con mejor valor en las funciones objetivo. Los modelos de optimización se dividen en determinísticos y estocásticos. Estos, a su vez, se subdividen en modelos estocásticos explícitos e implícitos, véase [Labadie \(2004\)](#), [Md Azamathulla et al. \(2008\)](#) y [Mahootchi et al. \(2010\)](#). Se clasifican según el tipo de técnica de optimización empleada, las características de las variables utilizadas (deterministas o estocásticas) y el tipo de reglas de operación adoptadas, como se puede ver en [Barros et al. \(2003\)](#), [Lima and Lanna \(2005\)](#) y [Asfaw and Saiedi \(2011\)](#).

Los métodos de optimización estocástica explícita incorporan directamente en el modelo la información estadística y las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias involucradas. El problema de estos métodos es que presentan dificultades computacionales. Por el contrario, los métodos de optimización estocástica implícita son, de hecho, métodos deterministas ([Rani and Moreira \(2010\)](#)). Se basan en valores históricos, generados o previstos, de las entradas mediante el uso del análisis de series temporales u otros métodos probabilísticos. Requieren un modelo de predicción adicional para las operaciones en tiempo real. La dificultad de los métodos deterministas es que las reglas de operación óptima que se emplean para llevar a cabo las operaciones del sistema en tiempo real, se basan en las series temporales consideradas, pudiendo requerir una gran cantidad de tiempo computacional. Además, [Philbrick and Kitanidis \(1999\)](#) presentan las limitaciones de los modelos deterministas tras el análisis de un problema de operación de embalses, en el que, comparando los resultados logrados en la optimización determinista y estocástica, concluyeron que el enfoque determinista producía resultados subóptimos.

[Celeste et al. \(2009\)](#) utilizan el método de optimización estocástica implícita para determinar reglas de operaciones mensuales de un sistema de embalses situado en una región semi-árida del Nordeste brasileño. Utilizan optimización determinista para gestionar el embalse bajo distintos conjuntos de afluencias igualmente probables. De este modo, examinan el conjunto resultante de datos de la operación óptima para desarrollar las curvas guía, que pueden servir de referencia a los operadores de embalses para decidir sobre el volumen de agua que sería asignado en cada periodo de tiempo. En otro caso de estudio, [Ríos Insua et al. \(1997\)](#) destacan que la gestión del lago Kariba, en Zambia, se ha basado, tradicionalmente, en curvas guía que asocian la descarga del embalse a un caudal específico del agua almacenada durante un determinado periodo de tiempo. Dichas curvas proporcionan el volumen de almacenamiento previo deseado para cada mes del año ([Bravo et al. \(2006\)](#)).

En cuanto a la gestión de las cuencas, existen varios modelos y técnicas de análisis.

Dichos modelos facilitan el estudio tanto de sistemas de embalses múltiples, como de un embalse aislado. Pueden también utilizarse para la producción de energía hidroeléctrica, o para ayudar en el control de inundaciones. En este último caso, los modelos difieren significativamente de aquéllos que se utilizan en los de suministro de agua para la industria, la agricultura, o la producción de energía eléctrica.

Podemos dividir los métodos de optimización en gestión de recursos hídricos en cuatro grupos: programación lineal (PL), programación dinámica (PD), programación no lineal (PNL) y simulación-optimización.

2.2.1.1. Programación lineal

Es el método de optimización más popular. Se aplica a problemas tanto de optimización determinista, involucrando horizontes de planificación que varían de una hora a una semana, como a estocástica implícita, usando afluencias de varios años, y a estocástica explícita, usando distribuciones de probabilidad de las afluencias ([Ponnambalam et al. \(1989\)](#)).

La programación lineal resuelve problemas en que todas las relaciones entre las variables son lineales, tanto en las restricciones como en la función objetivo. Tiene la capacidad de resolver problemas multidimensionales, proporciona facilidad de convergencia a soluciones óptimas globales y no requiere soluciones iniciales por parte del usuario. Existen varios métodos de resolución de un modelo de programación lineal, entre otros, el método gráfico, el algoritmo del simplex, el método dual-simplex y los métodos de punto interior ([Winston \(2003\)](#); [Taha \(2004\)](#)). En la actualidad, la programación lineal y sus extensiones se utilizan en el análisis de sistemas de recursos hídricos, existiendo numerosos paquetes informáticos que implementan tales métodos, por ejemplo Excel, Matlab, Cplex o LINDO.

Como ejemplos de aplicaciones recientes de métodos de programación lineal,

podemos citar, entre otros, los siguientes: [Reznicek and Simonovic \(1989\)](#) utilizan la programación lineal sucesiva para un problema de optimización de Manitoba Hydro. En otro estudio, [Duranyildiz et al. \(1999\)](#) utilizan un modelo de programación estocástica para optimizar, a corto plazo, la operación mensual del sistema de suministro de agua. Evalúan el comportamiento del modelo a través de la comparación de los resultados logrados con los de la programación dinámica. Ambos modelos son comparables y no existen diferencias significativas en los resultados. [Needham et al. \(2000\)](#) desarrollan un modelo de programación lineal para el control de las inundaciones para el sistema de embalses en Des Moines (Iowa). [Mousavi et al. \(2004\)](#) utilizan un algoritmo de punto interior para optimizar la operación de un sistema de diez embalses en Irán. [Sudha et al. \(2008\)](#) desarrollan un modelo de programación lineal mixta para determinar las posibles mejoras resultantes de la optimización de la operación de un sistema de embalses destinado al riego, definiendo, para ello, cinco estrategias de gestión.

El principal problema de la programación lineal es la pertinencia de la hipótesis de linealidad en las restricciones y, particularmente, en la función objetivo. Además, realiza la optimización en una única etapa, mientras que el sistema de embalses es esencialmente dinámico.

2.2.1.2. Programación no lineal

La Programación no lineal (PNL) no es una técnica popular en el análisis de sistemas de recursos hídricos, ya que no facilita la incorporación de la naturaleza estocástica de las variables hidrológicas. Por otra parte, proporciona una formulación matemática más general en lo que respecta a los problemas de embalses.

En cuanto a su aplicabilidad práctica en su gestión, [Barros et al. \(2003\)](#), estudiando el sistema hidroeléctrico brasileño, utilizan PL para linealizar el problema de PNL, desarrollando un modelo de programación lineal sucesiva (*Successive Linear Programming*). Los resultados obtenidos fueron satisfactorios, ya que el modelo

de programación no lineal satisfizo la demanda y produjo más energía eléctrica, maximizando el almacenamiento y minimizando las sueltas. El modelo elaborado se revela más preciso y adecuado para operaciones en tiempo real. [Devamane et al. \(2006\)](#) desarrollan un modelo de programación no lineal para maximizar la irrigación, las descargas municipales e industriales, y la producción de energía eléctrica en Karnataka, India. En otro trabajo, [Georgiou and Papamichail \(2008\)](#) utilizan un modelo de programación no lineal para determinar las sueltas óptimas del embalse Havrias, en Grecia, la asignación del riego a varios cultivos y el patrón del cultivo óptimo. La función objetivo del modelo maximiza el ingreso total de las fincas y se basa en las funciones de producción agua-cultivo, los costes de producción y los precios de los cultivos.

2.2.1.3. Programación dinámica

La programación dinámica (PD) es un procedimiento aplicable en el estudio de problemas de decisión secuencial. La programación dinámica presenta varias ventajas, incluyendo su capacidad de optimizar procesos dinámicos y manejar problemas de optimización con objetivos no lineales, permitiendo representar el comportamiento real del sistema sin recurrir a aproximaciones. Además, genera reglas de decisión retroalimentadas, lo que permite decidir en cualquier etapa del sistema. Finalmente, garantiza la posibilidad de lograr soluciones óptimas globales. Existen varias aplicaciones de PD en el análisis de sistemas de recursos hídricos.

[Bhaskar and Whitlatch \(1987\)](#) presentan un estudio sobre las políticas de descargas mensuales óptimas del embalse Hoover, en Ohio, usando modelos de programación dinámica y lineal. En su caso, la programación dinámica genera pérdidas anuales medias inferiores a las obtenidas con el método de programación lineal. [Vedula and Mohan \(1990\)](#) desarrollan una metodología en tres etapas para maximizar la producción anual de energía hidroeléctrica sujeta a la satisfacción de la demanda de agua para riego a partir del embalse Bhadra en Karnataka (India). [Ozelkan et al. \(1997\)](#) utilizan la

programación dinámica cuadrática lineal para determinar la política de gestión óptima del embalse de Tenkiller, en Oklahoma, con vistas a satisfacer la producción de energía hidroeléctrica, el control de las inundaciones y las demandas de agua. De la comparación de los resultados logrados con los datos de operación implementada, resulta que el modelo propuesto es bastante robusto. [Luo et al. \(2007\)](#) utilizan programación dinámica estocástica por intervalos en los problemas de planificación de sistemas de recursos hídricos. [Kim et al. \(2007\)](#) utilizan la programación dinámica para determinar la política de operación mensual de un embalse multiobjetivo en Corea.

[Ríos Insua et al. \(1997\)](#) aplican el análisis bayesiano para determinar las reglas de operación óptimas del lago Kariba y muestran que el enfoque desarrollado permite gestionar problemas de operación de embalses y, a menudo, problemas de decisión secuenciales. En otro estudio, [Mujumdar and Nirmala \(2007\)](#), utilizan programación dinámica estocástica bayesiana. Para ellos, el efecto de las incertidumbres sobre el comportamiento de un sistema depende de cuatro factores: 1) los modelos de predicción utilizados; 2) el modelo de política de operación, 3) los objetivos de la operación, y, finalmente, 4) la cantidad de datos de entrada disponibles para estimar probabilidades de caudal. Desarrollan un modelo de política de operación para un sistema hidroeléctrico de embalses múltiples, aplicado al Proyecto Hidroeléctrico de Kalinadi, en India.

[Nandalal and Bogárdi \(2007\)](#) presentan de forma detallada la aplicabilidad y los límites de la programación dinámica, especialmente en problemas de operación de embalses. Surgieron distintos métodos para superar dichos problemas, incluyendo métodos multiobjetivo y de inteligencia computacional, y variantes de la programación dinámica, véase, por ejemplo, [Labadie \(2004\)](#), [Reddy and Kumar \(2007\)](#), [Khodabakhshi et al. \(2009\)](#), [Mathur and Nikam \(2009\)](#), [Yang et al. \(2009\)](#), y [Regulwar et al. \(2010\)](#).

[Kumar and Baliarsingh \(2003\)](#) utilizan la programación dinámica plegada (*Folded dynamic programming*) para superar el problema de la dimensionalidad. Difiere de los algoritmos tradicionales citados en su trabajo en dos puntos: 1) no requiere ninguna trayectoria inicial; y 2) el número de iteraciones para alcanzar la solución óptima es

considerablemente menor. El único inconveniente de dicho algoritmo es que no garantiza la obtención de un óptimo global. En otro trabajo, [Kumar et al. \(2010\)](#) desarrollan un modelo de programación dinámica plegada para determinar las políticas operativas óptimas de un embalse para el control de las inundaciones.

Aunque existen estudios amplios sobre la optimización de sistemas de embalses, se observa la existencia de una separación entre el desarrollo teórico y la aplicación a los problemas del mundo real ([Labadie \(2004\)](#)). Los enfoques basados en programación dinámica requieren gran tiempo computacional y capacidad de almacenamiento. La programación lineal se utiliza ampliamente, pero requiere un proceso de simplificación para gestionar las características no lineales de los sistemas de embalses múltiples. Por ello, distintos métodos, que a continuación presentaremos, fueron desarrollados para superar la no linealidad que limita las aplicaciones de los métodos de optimización.

2.2.1.4. Modelos de simulación y optimización

Un modelo de simulación es una representación de un sistema utilizado para predecir su comportamiento bajo diferentes condiciones, véase [Ríos Insua \(2008\)](#). Cuando se utiliza para el análisis, la simulación pasa a ser un proceso iterativo de utilización de un modelo matemático que va modificando de manera sucesiva las variables de decisión, dentro de un rango de valores factibles, hasta que el usuario decide que ha encontrado la mejor solución para alcanzar un determinado objetivo. Para [Wurbs \(1991\)](#), la simulación permite imitar el comportamiento del sistema real y experimentar con modelos antes de implementar, tras la etapa de pruebas, las decisiones adoptadas. En otras palabras, los decisores tendrán una mejor comprensión de las posibles consecuencias de sus decisiones antes de aplicarlas. Igualmente, permite recopilar datos relativos al comportamiento del sistema de embalses y poner a prueba diversas hipótesis ([Beard and Austin \(1972\)](#)). Así, los modelos de simulación aportan una representación más detallada del sistema, evaluando con mayor precisión su comportamiento. A través de la simulación es posible

examinar las consecuencias de diversas estrategias alternativas, en el marco de la operación de sistemas de embalses ([Wurbs \(1994\)](#)).

2.2.2. Métodos de inteligencia computacional

Existen distintas técnicas de inteligencia computacional que se han aplicado en la operación de sistemas de recursos hídricos. Entre ellas, destacan la computación evolutiva, la teoría de conjuntos difusos y las redes neuronales artificiales.

2.2.2.1. Computación evolutiva

Aplicadas para superar las complejidades, tales como la existencia de varios objetivos, la incertidumbre, la no linealidad y la discontinuidad, que pueden limitar la aplicación de los métodos de optimización, las técnicas de computación evolutiva aportan métodos de búsqueda heurística. Entre esas técnicas destacan los algoritmos evolutivos, incluyendo los algoritmos genéticos y la programación evolutiva.

Los algoritmos genéticos (AG) son procedimientos de búsqueda basados en mecanismos de selección y genética natural que combinan la supervivencia artificial de los más fuertes con operadores genéticos extraídos de la naturaleza. Proporcionan un enfoque de optimización con gran potencial en el análisis de recursos hídricos y son ampliamente empleados en la actualidad.

Por ejemplo, [Louati et al. \(2011\)](#) utilizan los algoritmos genéticos para optimizar la asignación de los recursos hídricos dentro de un sistema de embalses en Túnez. En otro estudio, [Mathur and Nikam \(2009\)](#) presentan un estudio sobre la gestión óptima multicriterio del embalse Wardha Alto, en India, aplicando un algoritmo genético. El objetivo perseguido en este estudio es la minimización de las desviaciones cuadráticas del déficit de la demanda mensual de agua para riego, junto con la desviación cuadrática

de la ecuación de equilibrio de masas. Los resultados muestran que, en condiciones de caudal bajo, el algoritmo genético puede satisfacer las demandas mensuales de agua para riego. [Hınçal et al. \(2011\)](#) aplican un algoritmo genético en tres embalses del río Colorado. El objetivo perseguido es la maximización de la producción de la energía hidroeléctrica. Comparando los resultados obtenidos con datos operativos reales, concluyen que el algoritmo genético es eficaz y puede ser utilizado como una técnica alternativa a otras técnicas de optimización tradicional. [Md Azamathulla et al. \(2008\)](#) desarrollan dos modelos, un algoritmo genético y un modelo de programación lineal, para ser aplicados en la operación en tiempo real de un sistema de embalses en India. [Kumar et al. \(2006\)](#) determinan la política de operación óptima usando un algoritmo genético. En otro estudio, [Asfaw and Saiedi \(2011\)](#) aplican un algoritmo genético para maximizar la capacidad de generación actual instalada de un embalse y de un sistema de tres embalses hidroeléctricos en cascada en Etiopía. [Jothiprakash and Shanthi \(2006\)](#) desarrollan un modelo de algoritmo genético para derivar las estrategias operativas óptimas del embalse Pechiparai, en India. Las variables de decisión incluyen la descarga para riego y los volúmenes de agua necesarios para satisfacer las demandas de agua, tanto industriales como municipales. El objetivo es minimizar el total anual de desviaciones cuadráticas de la descarga para riego y del volumen almacenado. [Jothiprakash and Shanthi \(2009\)](#) y [Jothiprakash et al. \(2011\)](#) presentan un modelo de algoritmo genético para minimizar la suma anual de desviaciones cuadráticas del objetivo de descarga deseada y el volumen de almacenamiento deseado.

2.2.2.2. Teoría de conjuntos difusos

La lógica difusa es otra área de la inteligencia artificial que se ha utilizado en varias aplicaciones hidrológicas. Requiere la constitución de conjuntos difusos ([Mehta and Jain \(2009\)](#)). El grado de “pertenencia” a un conjunto o categoría se puede describir numéricamente mediante un valor entre 0 y 1. En la lógica difusa, las variables se denominan variables lingüísticas y se difuminan mediante el uso de funciones de

pertenencia que definen el grado de pertenencia a los conjuntos difusos. Los objetivos difusos y las restricciones se caracterizan por sus funciones de pertenencia, pudiendo ser de diferentes formas, incluyendo triangular, trapecio, gaussiana, sigmoïdal, etc.

Se han realizado varias aplicaciones de conjuntos difusos en el ámbito de las operaciones de embalses. Por ejemplo, [Regulwar and Kamodkar \(2010\)](#) utilizan la programación lineal difusa para resolver un problema de operación de embalse con funciones objetivo y restricciones difusas. El modelo desarrollado se aplica a la segunda fase del embalse Jayakwadi, en India. [Azar et al. \(2002\)](#) desarrollan un modelo difuso basado en las series temporales de la cadena de Markov para modelizar las operaciones de embalses. El modelo se aplica al embalse Kharkheh, en Irán. Se formulan dos modelos, uno determinista y el otro de programación dinámica estocástica de partición difusa y se simula el rendimiento del embalse, usando datos históricos. Los resultados de la simulación muestran que el modelo estocástico de partición difusa supera al determinista. [Lu et al. \(2008\)](#) elaboran un modelo de programación estocástica difusa de dos etapas inexactas para la gestión de recursos hídricos bajo incertidumbre.

2.2.2.3. Redes neuronales artificiales

Una red neuronal artificial se compone de un número de elementos computacionales interconectados, denominados neuronas, que se organizan en una serie de capas. El procesamiento de la información en una red neuronal se produce a través de la interacción entre dichas neuronas. La conexión entre cada par de neuronas se denomina enlace y se asocia con un peso o ponderación que es una estimación numérica de la fuerza de la conexión. Cada neurona recibe la activación de otras neuronas a través de conexiones de entrada y combina varias activaciones de entrada en una única activación. Una función umbral convierte la suma de las activaciones de entrada en la activación de salida ([Mehta and Jain \(2009\)](#)).

Los modelos de redes neuronales se han aplicado con éxito en las operaciones

de gestión de los recursos hídricos. [Chaves and Chang \(2008\)](#), por ejemplo, utilizan redes neuronales artificiales para gestionar un sistema de operación de embalse, que se aplica en la operación del embalse de Shihmen, situado en el Norte de Taiwán, para investigar su aplicabilidad y factibilidad. Los resultados muestran que las redes neuronales artificiales mejoran el rendimiento del embalse en comparación con el de su estrategia operativa actual. En otro estudio, [Chaves and Kojiri \(2003\)](#) analizan el problema de la cantidad y calidad del agua del embalse Barra Bonita, en Brasil. Para ello, hacen una mezcla de técnicas, incluyendo la optimización y la inteligencia artificial, que se usan en la simulación y la operación de dicho embalse. Se desarrolla un modelo de programación dinámica estocástica difusa para determinar las reglas de operación óptimas. La calidad del agua se analiza mediante un modelo de redes neuronales. Los resultados obtenidos muestran que la metodología propuesta se revela como un instrumento eficaz para la operación de un sistema de embalses.

Finalmente, para capturar los beneficios del conjunto red neuronal-lógica difusa en un único marco, [Mehta and Jain \(2009\)](#) aplican la técnica *neuro-fuzzy* para minimizar los daños causados por las inundaciones y las sequías, y para determinar las descargas óptimas para satisfacer las demandas de agua para suministro doméstico, riego y para la generación de energía hidroeléctrica para los períodos de monzón y no monzón.

2.2.3. Optimización multiobjetivo

Los problemas de operación de embalses involucran típicamente objetivos en conflicto tales como el riego, el control de las inundaciones, la producción de energía hidroeléctrica y la preservación del medio ambiente. Para solucionar dichos problemas, se pueden aplicar, entre otras, las técnicas de ponderaciones y la técnica de programación por metas. Además de esas técnicas, se utilizan en la actualidad los algoritmos evolutivos multiobjetivo.

2.2.3.1. Técnica de ponderaciones

Esa técnica implica la asignación de un peso o ponderación para transformar el vector objetivo en un escalar que es la suma ponderada de las distintas funciones objetivo. Las ponderaciones pueden cambiar para generar un conjunto de soluciones eficientes.

2.2.3.2. Técnica de restricciones

Consiste en maximizar un objetivo sujeto a ciertos límites inferiores sobre los otros objetivos. Bajo condiciones apropiadas, para cada límite inferior, la maximización aporta una solución eficiente.

2.2.3.3. Programación por metas

En problemas de optimización con múltiples objetivos en conflicto, dichos objetivos se convierten en una única meta. El modelo resultante proporciona una solución eficiente que no es necesariamente óptima con respecto a objetivos contrapuestos ([Taha \(2004\)](#)). En este método, el decisor selecciona un grupo de objetivos que pretende alcanzar. La solución preferida es aquella que minimiza las desviaciones del grupo de objetivos fijados ([Haimes et al. \(1975\)](#)). Además [Aouni and Kettani \(2001\)](#) destacan que este método se centra en la “satisfacción” de las metas en lugar de la optimización. De este modo, se utiliza para establecer una solución que esté “lo más cerca posible” a satisfacer todas las metas. Es una técnica de fácil aplicación, que puede gestionar un gran número de variables, restricciones y objetivos, y utilizarse en combinación con otras aplicaciones de toma de decisiones. Por ejemplo, [Verma et al. \(2010\)](#) utilizan la programación por metas para determinar la mejor política de operación mensual de la cuenca Mahanadi, que comprende seis embalses con propósitos múltiples.

La desventaja de la programación por metas surge en el caso del procedimiento de agregación de las desviaciones asociadas a objetivos con unidades de medida incompatibles.

2.2.3.4. Algoritmos evolutivos multiobjetivo

Los algoritmos evolutivos multiobjetivo proporcionan soluciones múltiples óptimas de Pareto en una única iteración. Cuando se utilizan en optimización multiobjetivo, ayudan a encontrar soluciones cercanas a la frontera de Pareto y determinar soluciones tan diversas como sea posible en la frontera no dominada obtenida ([Adeyemo and Otiemo \(2009\)](#)).

En cuanto a su aplicación en la gestión de recursos hídricos, se utilizan distintos algoritmos. Por ejemplo, [Hashemi et al. \(2008\)](#) utilizan algoritmos genéticos para la gestión óptima multiobjetivo del embalse de Jiroft, en Irán. Consideran la probabilidad de afluencias para un periodo de 12 meses. Los resultados muestran que, en condiciones críticas de sequía, tal embalse puede satisfacer tanto las demandas como ayudar al control de inundaciones. En otro estudio, [Pilpayeh et al. \(2010\)](#) utilizan un modelo de algoritmo genético para la gestión multiobjetivo de un sistema de embalses en serie. Las variables de decisión utilizadas en ese modelo son la producción del riego y la generación de energía eléctrica.

[Kim et al. \(2006\)](#) sugieren el uso del algoritmo genético multiobjetivo (MOGA) para determinar las políticas óptimas de operación de un sistema de embalses multicriterio. El MOGA permite identificar las soluciones óptimas, y puede explorar y explotar más el espacio de búsqueda de soluciones. [Yang et al. \(2009\)](#), por ejemplo, desarrollan un enfoque nuevo, integrando un algoritmo genético multiobjetivo, un método de programación dinámica diferencial limitada, y un modelo de simulación de aguas subterráneas, para resolver problemas multiobjetivo.

Reddy and Kumar (2006) aplican el MOGA para determinar soluciones alternativas para el operador del embalse, proporcionando la flexibilidad de elección de la mejor alternativa, entre las distintas existentes. Además del MOGA, en otro estudio, Reddy and Kumar (2007) presentan el algoritmo de evolución diferencial multiobjetivo (EDMO) con una aplicación a un caso de estudio en la optimización de un sistema de embalses. El EDMO estimado proporciona varias soluciones alternativas óptimas de Pareto, con cobertura uniforme y convergencia hacia la frontera de Pareto. Además, en otro estudio, Reddy and Kumar (2008) utilizan el EDMO para desarrollar diferentes estrategias para la planificación del riego y las políticas de operación de embalses.

De manera similar, Chang and Chang (2009) presentan un algoritmo evolutivo multiobjetivo para analizar las operaciones de dos embalses que suministran agua para usos doméstico e industrial en Taiwán. Se utiliza un modelo de simulación para determinar los índices de escasez (IE) de ambos embalses. Se aplica el algoritmo genético de ordenación no dominada (*NSGA-II*) para minimizar los valores de IE mediante la identificación de las estrategias de operación conjunta óptima. Los resultados indican que el *NSGA-II* proporciona un enfoque prometedor.

2.3. Expansión de la capacidad eléctrica

Planificar la expansión de la capacidad constituye una parte crucial de la toma de decisiones. La expansión de la capacidad de producción requiere la movilización de recursos financieros a lo largo del tiempo. Por otra parte, las incertidumbres en las predicciones de costes y demandas, contribuyen en la complejidad de dicho problema de decisión.

Los embalses satisfacen la demanda generando energía eléctrica y distribuyéndola a través de una red de transmisión y distribución. A medida que aumenta la demanda de electricidad, si no se invierte para cubrir dicho aumento, las capacidades de generación,

transmisión y distribución pueden quedar seriamente limitadas ([Hoff et al. \(1996\)](#)). La planificación de expansión de la capacidad de generación facilita la identificación de la tecnología ideal, el tamaño de la expansión, el emplazamiento, y el periodo de tiempo en que deben construirse nuevas plantas de una manera económica y de modo que permite que la capacidad instalada responda adecuadamente al crecimiento proyectado de la demanda. Para alcanzar dichos objetivos, se utilizan en la actualidad modelos cuantitativos para planificar la expansión de la capacidad.

Como ejemplo de aplicación de modelos matemáticos, [Ahmed et al. \(2003\)](#) presentan un modelo de inversiones para expandir la capacidad bajo incertidumbre. Para ello, formulan un problema de programación estocástica entera multietapa, usando un árbol de escenarios para tener en cuenta la evolución de la demanda y de los costes. En otro estudio, [Chuang et al. \(2001\)](#) utilizan teoría de juegos para planificar la expansión de producción de una industria eléctrica. Llevan a cabo una serie de pruebas en un sistema para analizar la inversión de producción. Los resultados obtenidos indican una mayor capacidad de expansión y fiabilidad del sistema. [Ventosa et al. \(2002\)](#) aplican dos enfoques distintos para modelizar la planificación de la expansión en mercados eléctricos bajo condiciones de competencia imperfecta. Ambos enfoques consideran un mercado en el que las empresas compiten en cantidad como en un juego de Nash-Cournot, mientras que [Borison et al. \(1984\)](#) utilizan un método de descomposición de estados para determinar el coste mínimo esperado para expandir la capacidad de expansión eléctrica.

[Botterud et al. \(2007\)](#) utilizan un modelo de expansión de la capacidad de producción eléctrica simulando las decisiones de inversión. Aplicado al sector eléctrico coreano, dicho modelo permite, mediante el análisis de decisiones, identificar la decisión de expansión óptima.

[Tekiner et al. \(2010\)](#) utilizan un modelo de programación lineal mixta entera para resolver un problema de expansión multiobjetivo minimizando los costes y las emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo. Los resultados obtenidos indican que las

decisiones de expansión dependen de las metas fijadas. En otro estudio, [Garcés et al. \(2009\)](#) presentan un modelo de programación lineal mixta entera en dos etapas para expandir la capacidad de transmisión de electricidad. Los resultados obtenidos indican un alto grado de bienestar social y mayores costes de inversiones comparando con el enfoque clásico de minimización de costes.

Para determinar el plan óptimo de expansión de la generación de electricidad en España, [Ramos et al. \(1989\)](#) utilizan un modelo de optimización no lineal. En otro estudio, [Choi et al. \(2005\)](#) utilizan un modelo de programación entera para elegir el mejor plan de expansión de la red de transmisión eléctrica, minimizando el coste de inversión de las nuevas líneas de transmisión. El método utilizado permite determinar el plan de expansión óptimo del sistema de transmisión considerado.

[Roh et al. \(2007\)](#) desarrollan un modelo de operador de sistema independiente para expandir la capacidad de transmisión y de generación eléctrica en mercados eléctricos. Los resultados obtenidos muestran las posibles ubicaciones de nuevos centros de producción eléctrica y lugares de transmisión. [Farrar and Woodruff \(1973\)](#) utilizan un modelo de expansión de la capacidad para determinar las plantas que deben construirse con sus posibles ubicaciones. Se minimizan los costes con vistas a satisfacer la demanda de electricidad.

2.4. Conclusiones

A pesar de constituir dos enfoques con características diferentes en la modelización de un sistema de embalses, los métodos de simulación y optimización pueden ser utilizados de forma combinada para lograr buenas políticas de operación de un sistema de recursos hídricos. Todos los modelos de optimización simulan el comportamiento de un sistema de recursos hídricos. Además, existen algoritmos de optimización que están acoplados con modelos de simulación para determinar reglas de operación de un sistema

de embalses.

De los métodos de optimización, el más utilizado es la programación lineal por ser un método bien definido y fácil de entender, y por disponer de algoritmos de solución bien establecidos y de *software* de apoyo. Sin embargo, la hipótesis de linealidad en las restricciones y la función objetivo limita su aplicabilidad. Además, la programación lineal determina un único óptimo, si existe y no permite resolver directamente problemas multiobjetivos. De este modo, los algoritmos evolutivos tienen potencialidades para resolver problemas no lineales y multiobjetivos. Además, la mayoría de ellos se relacionan fácilmente con los modelos de simulación. Los modelos matemáticos ayudan a alcanzar la expansión de la capacidad eléctrica, y a lograr un calendario de inversiones óptimas.

Capítulo 3

Un Modelo de Gestión Multiobjetivo de la Cuenca del Río Kwanza

3.1. Introducción

Como describimos en el Capítulo 1, además de su utilización en la producción de energía eléctrica, la cuenca del río Kwanza desempeña un papel importante en la irrigación, la industria y el suministro urbano. Sus aguas se utilizan igualmente en un proyecto de carácter agrícola desarrollado en una zona periférica de Luanda. En esta zona, el agua del río se trata en la central de Kikuxi, sirviendo para el consumo urbano en Luanda. Fedosov (2000) señala también que las descargas de agua de la central de Capanda benefician, igualmente, a la navegación en la parte inferior de la central hidroeléctrica de Cambambe.

En este capítulo, formularemos un modelo de gestión óptima de la cuenca del río Kwanza. Antes de especificar el modelo en detalle, describiremos los elementos especiales del río Kwanza en relación con su gestión, destacando sus características principales.

3.1.1. Elementos Especiales

3.1.1.1. Capanda

La Figura 3.1 muestra el embalse de Capanda.



Figura 3.1: Embalse de Capanda
Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Capanda_Dam

Localizada en la provincia de Malanje, a 380 km al este de Luanda y a 140 km de la central hidroeléctrica de Cambambe, la construcción de la central de Capanda comenzó en Noviembre de 1987. Situada a 1200 metros de altura sobre el nivel del mar, comprende un canal de 215 metros y una inclinación derecha e izquierda de 510 y 475 metros, respectivamente (Karyakin (1990)). Fue construida en dos fases: la primera consistió en el montaje de dos turbinas de $1.3 \cdot 10^8$ W cada una; la segunda, en la construcción de

otras dos turbinas, aumentando la capacidad de producción hasta $5.2 \cdot 10^8$ W. Debido a la guerra, la conclusión de las obras de Capanda se fue retrasando con respecto a los plazos inicialmente previstos. Capanda fue atacada y ocupada por UNITA (Unión Nacional para la Independencia Total de Angola) desde 1992 hasta 1994, y las obras se reiniciaron en el año 2000. Acabadas las mismas, en 2004, Capanda comenzó a suministrar energía a la ciudad de Luanda, aunque de forma deficiente, debido al mal estado de la red de transmisión. Su capacidad máxima de almacenamiento es de $4.80 \cdot 10^9$ m³.

El tiempo de vaciado de la central, desde que se construyó la segunda fase (por aliviaderos de crecidas, descargas y cuatro turbinas), es de 29 días y 21 horas. En la segunda fase, dichos aliviaderos se proyectaron para una descarga de $2.51 \cdot 10^{10}$ m³ que, posteriormente, se redujo a $2.13 \cdot 10^{10}$ m³, debido a la sobreelevación del nivel de albufera.

Las cuatro turbinas de la central hidroeléctrica de Capanda tienen capacidad para regular un caudal de $1.04 \cdot 10^9$ m³. El caudal medio afluente es, aproximadamente, de $1.40 \cdot 10^9$ m³ y el mínimo registrado se estima entre $2.95 \cdot 10^8$ y $4.92 \cdot 10^8$ m³. El caudal de crecidas amortizado es de $2.10 \cdot 10^{10}$ m³, y el caudal máximo de descargas es de $2.38 \cdot 10^9$ m³ en la última fase. El número de tomas de agua es cuatro y el caudal nominal por grupo es de $4.86 \cdot 10^8$ m³, lo que corresponde a un caudal nominal total de $1.94 \cdot 10^9$ m³.

3.1.1.2. Cambambe

Localizada en la provincia de Kwanza Norte, la central hidroeléctrica de Cambambe fue construida en los años 60, siendo la que suministraba, y sigue suministrando, energía eléctrica al Norte de Angola y a la ciudad de Luanda. Después de la independencia en 1975, con el abandono del territorio por gran parte de los colonos portugueses, y el inicio de los conflictos armados que afectaron a la economía angoleña en todas sus dimensiones, la producción de energía eléctrica en la central de Cambambe empezó a evidenciar

problemas. Además, otros factores, como la disminución del caudal del río Kwanza y la falta de lluvias, contribuyen también a explicar el déficit de aprovisionamiento de energía del Norte de Angola, en general, y de Luanda, en particular. La Figura 3.2 muestra las características físicas de la central de Cambambe.



Figura 3.2: Planta de Cambambe
Fuente: <http://4.bp.blogspot.com/>

El caudal medio afluente de Cambambe es de $1.944 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ y los caudales mínimo y máximo registrados se estiman en $3.162 \cdot 10^8 \text{ m}^3$ y $9.694 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, respectivamente. En relación a la albufera, los niveles mínimo y máximo teóricos de explotación, después de la conclusión de la central de Cambambe, son de 110 m y 130 m, respectivamente, aunque, actualmente dichos niveles son de 103 y 106 m. La capacidad útil de la central es de $8 \cdot 10^7 \text{ m}^3$. El número de tomas de agua es 4 y el caudal nominal por grupo es de $1.814 \cdot 10^8 \text{ m}^3$, lo que corresponde a un caudal nominal total de $7.256 \cdot 10^8 \text{ m}^3$. El caudal nominal total es de $6.636 \cdot 10^8 \text{ m}^3$. La potencia nominal instalada es de $2.6 \cdot 10^8 \text{ W}$; mientras que la energía producible en año seco por Cambambe se estima en $4.5 \cdot 10^{18} \text{ J}$.

3.1.1.3. Kikuxi

Ubicada en la meseta de Viana, en las afueras de Luanda, y cabecera del río Kwanza, desde donde el agua fluye a través de un canal de 22 Km, Kikuxi es una fuente muy importante de agua para Luanda. El suministro de agua potable en Luanda se lleva a cabo mediante dos redes, controladas por la Empresa Pública de Aguas de Luanda (EPAL): la del río Bengo, constituida por los sistemas I y II; y la del río Kwanza, formada por los sistemas III, Kikuxi y Luanda Sur. La Tabla 3.1 ilustra las capacidades de producción de dichos sistemas.

Tabla 3.1: Sistemas de procesamiento de agua

Procedencia	Capacidad nominal ($\times 10^6 \text{ m}^3$)
Río Bengo	5.94
Río Kwanza	8.29

Fuente: Elaborado por el autor a partir de [Ministério de Energia e Águas \(2006\)](#)

Estos datos muestran la importancia del río Kwanza en lo que respecta al consumo de agua en Luanda, pues contribuye con cerca del 58 % de la capacidad nominal entre los años 1985 y 2009. En el año 2002, se estimó en un 24.6 % la producción de agua tratada por los sistemas que utilizan el río Kwanza, siendo el resto de la producción a partir del río Bengo.

3.2. Formulación del problema

3.2.1. Introducción

En esta sección, estructuramos el problema de gestión del río Kwanza como un problema de análisis de decisiones, véase [French and Ríos Insua \(2000\)](#), identificando

las variables de decisión, las restricciones, las fuentes de incertidumbre y las funciones objetivo del problema. El subíndice t de todas las variables se refiere al mes t –ésimo, pues nos referiremos aquí a planificación mensual, dentro de un posible plan multianual, según especificaremos más adelante.

3.2.2. Variables de decisión

Para el caso que nos ocupa, las variables de decisión son las descargas o sueltas de agua en el mes t (U_{Pt}^1, U_{Pt}^2), (U_{Bt}^1, U_{Bt}^2) y U_{urbt} para distintos propósitos en Capanda, Cambambe y Luanda, respectivamente, con el siguiente significado:

- U_{Pt}^1 y U_{Bt}^1 representan las cantidades mensuales de agua que se pretende soltar por turbinas en Capanda y Cambambe, respectivamente.
- U_{Pt}^2 y U_{Bt}^2 son las cantidades mensuales de agua que se pretende descargar por aliviaderos en Capanda y Cambambe, respectivamente.
- U_{urbt} representa la cantidad mensual de agua que se pretende enviar para el consumo urbano en Luanda.

De aquí en adelante, y salvo que se indique lo contrario, se asumirá que dichas cantidades vienen expresadas en metros cúbicos por mes.

3.2.3. Fuentes de incertidumbre

Existen varias fuentes de incertidumbre en el problema en estudio, concretamente: las afluencias i_{Pt} y i_{Bt} en Capanda y Cambambe, respectivamente; las evaporaciones en Capanda y Cambambe ev_{Pt} y ev_{Bt} ; y la demanda de agua para el consumo humano en

Luanda, dU_{urbt} . En la Sección 3.3, formularemos modelos de predicción para las mismas, que designaremos mediante i_{Pt}^{log} , i_{Bt}^{log} , $\hat{e}v_{Pt}$, $\hat{e}v_{Bt}$ y d_{urbt}^{log} , respectivamente.

3.2.4. Restricciones

Las restricciones del problema de gestión del río Kwanza se pueden agrupar en cuatro tipos, según describimos a continuación.

3.2.4.1. Restricciones de producción

Se refieren a las funciones de producción mensual de energía eléctrica en las centrales de Capanda y Cambambe, e_{Pt} y e_{Bt} , respectivamente.

Debido al rol de regulación de la albufera de Capanda, las turbinas instaladas en Capanda funcionan con salto variable. Esto exige que el nivel de la albufera varíe entre las cotas de 890 y 947.3 metros para garantizar un caudal regularizado en torno a $1.0368 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. El nivel de restitución o reposición dependerá, según COBA (1981), del caudal descargado por turbinas que puede determinarse a partir de la curva de caudal,

$$U_{Pt}^1 = 1.2246 \cdot 10^{-4} \cdot \left(h'_P - 844.5 \right)^{6.552}, \quad (3.1)$$

donde U_{Pt}^1 representa las sueltas por turbinas, en metros cúbicos por mes, y h'_P , la cota en metros.

Por otro lado, la función de producción de energía en Capanda es

$$e_{Pt} = U_{Pt}^1 \cdot h_P \cdot K \cdot \eta, \quad (3.2)$$

donde: $h_P = h'_P - 844.5$, η es el rendimiento total de cada turbina, que es del 92%, y

K es una constante igual a $\rho \cdot g$, siendo ρ la densidad del agua ($1000 \text{ Kg} \cdot \text{m}^{-3}$), y g la aceleración de la gravedad, $9.81 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-2}$.

Por su parte, la función de producción de energía en Cambambe viene dada por:

$$e_{Bt} = U_{Bt}^1 \cdot h_B \cdot K \cdot \eta, \quad (3.3)$$

donde U_{Bt}^1 y h_B representan las sueltas de agua por turbinas y la altura del embalse de Cambambe estimada en 86 m, respectivamente.

Sustituyendo los valores de η y K en (3.2) y (3.3), y combinando (3.1) y (3.2), obtenemos las siguientes expresiones para las funciones de producción en Capanda y Cambambe, respectivamente:

$$e_{Pt} = 9,025.2 \cdot U_{Pt}^1 \cdot \left(\frac{U_{Pt}^1}{1.2246} \right)^{\frac{1}{1.252}}, \quad (3.4)$$

$$e_{Bt} = 776,167.2 \cdot U_{Bt}^1. \quad (3.5)$$

3.2.4.2. Restricciones de sueltas máximas y mínimas

Teniendo en cuenta las capacidades físicas de los distintos elementos, resultan las siguientes restricciones sobre las sueltas.

$$0 \leq U_{Bt}^1 \leq 7.2576 \cdot 10^8 \text{ m}^3, \quad (3.6)$$

pues $7.2576 \cdot 10^8 \text{ m}^3$, representa el flujo máximo de agua turbinable en Cambambe. Análogamente, para los aliviaderos de Cambambe se tiene:

$$0 \leq U_{Bt}^2 \leq 2.731968 \cdot 10^{10} \text{ m}^3. \quad (3.7)$$

De manera similar, para Capanda resulta:

$$0 \leq U_{Pt}^1 \leq 1.0368 \cdot 10^9 \text{ m}^3, \quad (3.8)$$

$$0 \leq U_{Pt}^2 \leq 2.12544 \cdot 10^{10} \text{ m}^3. \quad (3.9)$$

Además, en la parte baja del Kwanza debe garantizarse la navegabilidad, por lo que el caudal disponible debe ser mayor que el valor mínimo de navegabilidad

$$U_{Bt}^1 + U_{Bt}^2 - U_{urbt} \geq 2.8512 \cdot 10^8 \text{ m}^3. \quad (3.10)$$

Por otra parte, la cantidad de agua extraída para consumo humano en Luanda procedente de la central de Kikuxi, no puede superar la capacidad máxima de tratamiento de la planta.

$$0 \leq U_{urbt} \leq 8.29 \cdot 10^6 \text{ m}^3. \quad (3.11)$$

3.2.4.3. Restricciones de máximo volumen de almacenamiento de agua

Denotamos mediante S_{Bt} y S_{Pt} , los volúmenes de agua almacenados en el mes t , en Cambambe y Capanda, respectivamente. La cantidad almacenada de agua en Cambambe no puede exceder la capacidad máxima de almacenamiento del embalse

$$0 \leq S_{Bt} \leq 1.02 \cdot 10^8 \text{ m}^3. \quad (3.12)$$

Análogamente, la cantidad almacenada de agua en Capanda debe satisfacer la restricción:

$$0 \leq S_{Pt} \leq 4.795 \cdot 10^9 \text{ m}^3. \quad (3.13)$$

3.2.4.4. Restricciones de continuidad en Capanda y Cambambe

Para Capanda, puesto que es un embalse que no está regulado aguas arriba, la restricción es

$$S_{P(t+1)} = S_{Pt} + i_{Pt} - (U_{Pt}^1 + U_{Pt}^2) - ev_{Pt}, \quad (3.14)$$

lo que se interpreta como que el nivel de almacenamiento en Capanda en el mes $(t + 1)$ es igual al volumen almacenado en el mes t , S_{Pt} , más las afluencias en dicho mes, i_{Pt} , menos las cantidades que se sueltan, $(U_{Pt}^1 + U_{Pt}^2)$, y menos las evaporaciones durante dicho periodo, ev_{Pt} .

De igual forma, para Cambambe, la restricción de continuidad es

$$S_{B(t+1)} = S_{Bt} + i_{Bt} - (U_{Bt}^1 + U_{Bt}^2) - ev_{Bt}. \quad (3.15)$$

En este caso, y a diferencia de (3.14), las afluencias a Cambambe, i_{Bt} , dependen de las sueltas de Capanda, más los aportes adicionales o incrementales. Obsérvese que el caudal procedente de Capanda tardará cierto tiempo en llegar a Cambambe. Para estimar dicho tiempo, utilizamos las expresiones clásicas de Manning et al. (1891) (1891), que se refieren a la velocidad media del agua,

$$V = \frac{1}{n} \cdot R^{2/3} \cdot S^{1/2}, \quad (3.16)$$

y al caudal o descargas máximas,

$$Q = \frac{1}{n} \cdot A \cdot R^{2/3} \cdot S^{1/2}, \quad (3.17)$$

donde R es el radio hidráulico (metros); n es el coeficiente de Manning; S es la pendiente de la línea de agua, y, finalmente, A es el área de la sección del flujo de agua, en m^2 . Comparando (3.16) y (3.17), obtenemos V que resulta ser el cociente entre las descargas

máximas y el área

$$V = \frac{Q}{A}.$$

Conociendo la velocidad media del agua, y la distancia d que separa ambas centrales, el tiempo de viaje en horas, Δt , se determinará mediante:

$$\Delta t = \frac{d}{V} = \frac{d \cdot A}{3600 \cdot Q}. \quad (3.18)$$

Sustituyendo en (3.18) los datos de la central de Capanda, obtenemos que

$$\Delta t = \frac{140000 \cdot 164000}{3600 \cdot 9030} = 706.29 \text{ horas,}$$

lo que equivale, aproximadamente, a 30 días.

Por tanto, las afluencias en el mes t a Cambambe son la suma de las cantidades de agua descargadas por turbinas y aliviaderos en la central de Capanda, en el mes anterior, $U_{P(t-1)}$, más el caudal incremental, inc_t

$$i_{Bt} = U_{P(t-1)} + inc_t,$$

con $U_{P(t-1)} = U_{P(t-1)}^1 + U_{P(t-1)}^2$.

Para determinar el valor de inc_t , supongamos por un momento la inexistencia del embalse de Capanda. Entonces, se tendría que las afluencias a Cambambe serían la suma de las afluencias que entran en Capanda en el mes $(t - 1)$ más el caudal incremental inc_t

$$i_{Bt} = i_{P(t-1)} + inc_t. \quad (3.19)$$

Por otro lado, la siguiente relación describe una regresión dinámica entre los caudales afluentes a Cambambe y Capanda, reflejando la relación física entre los tamaños de las cuencas.

$$i_{Bt} = \alpha_t + \beta_t \cdot i_{P(t-1)}. \quad (3.20)$$

A partir de (3.19) y (3.20), se determina que las afluencias incrementales son

$$inc_t = \alpha_t + (\beta_t - 1) \cdot i_{P(t-1)}, \quad (3.21)$$

con lo que:

$$i_{Bt} = U_{P(t-1)} + \alpha_t + (\beta_t - 1) \cdot i_{P(t-1)}. \quad (3.22)$$

Sustituyendo (3.22) en (3.15), resulta la relación de continuidad para la central de Cambambe.

$$S_{B(t+1)} = S_{Bt} + (U_{P(t-1)}^1 + U_{P(t-1)}^2) + \alpha_t + (\beta_t - 1) \cdot i_{P(t-1)} - (U_{Bt}^1 + U_{Bt}^2) - ev_{Bt}.$$

3.2.5. Consecuencias de interés y funciones objetivo

Para analizar el problema que estamos estudiando, formularemos ahora las funciones objetivo, que se derivan de los propósitos múltiples de gestión del río Kwanza.

El primer objetivo se refiere a la maximización de la producción de energía en Cambambe y Capanda

$$\text{máx } e_t, \quad (3.23)$$

siendo $e_t = e_{Bt} + e_{Pt}$.

El segundo y tercer objetivos se refieren a la minimización de las sueltas por aliviaderos en Capanda, U_{Pt}^2 , y Cambambe, U_{Bt}^2 , respectivamente, por razones de equidad, eficiencia y seguridad:

$$\text{mín } U_{Pt}^2, \quad (3.24)$$

$$\text{mín } U_{Bt}^2. \quad (3.25)$$

Finalmente, el cuarto objetivo se refiere a la minimización del déficit de agua para

consumo urbano en Luanda,

$$\text{mín } h_t, \tag{3.26}$$

donde $h_t = \text{máx}(dU_{urbt} - U_{urbt}, 0)$.

3.3. Modelos de predicción

Como hemos indicado, hay diversas fuentes de incertidumbre en este problema. Describimos a continuación los modelos para su predicción que emplearemos en el problema de gestión de la cuenca del río Kwanza. Tales modelos han sido obtenidos mediante el enfoque de los modelos lineales dinámicos descrito en [Pole et al. \(1994\)](#), [West and Harrison \(1997\)](#) y [Petris et al. \(2009\)](#), que permiten descomponer una serie temporal en elementos que son fácilmente interpretables, tales como la tendencia, la estacionalidad y el ciclo. Facilitan las tareas de estimar y predecir los componentes no observables, y permiten tratar series temporales con datos relevantes censurados. Además de su flexibilidad para modelizar cambios suaves y abruptos en series temporales, los modelos lineales dinámicos tienen, igualmente, capacidad de incorporar información subjetiva. Para este propósito, utilizamos la librería `d1m` de modelos lineales dinámicos de R, véase [Petris \(2010\)](#), y adoptaremos la notación utilizada en [Petris et al. \(2009\)](#).

Denotamos por θ_t el vector de estado (de dimensión p) del sistema en el mes t . Para $t = 0$, en el caso más sencillo, se asume una distribución a priori Normal multivariante para θ_0

$$\theta_0 \sim \mathcal{N}_p(m_0, C_0),$$

siendo m_0 el vector de medias y C_0 la matriz de varianzas-covarianzas.

Para describir el estado del sistema para cada $t \geq 1$, empleamos un sistema de ecuaciones.

- La ecuación de observación

$$Y_t = F_t \cdot \theta_t + \nu_t, \quad \nu_t \sim \mathcal{N}_m(0, V_t),$$

donde Y_t representa el vector de observaciones $Y_t = (Y_{t_1}, \dots, Y_{t_m})$, F_t es una matriz de dimensión $m \times p$ que representa la matriz de los valores conocidos de las variables independientes, y ν_t es una secuencia de vectores aleatorios normales independientes de media cero y matriz de varianzas-covarianzas V_t .

- Las ecuaciones del sistema o de estado

$$\theta_t = G_t \cdot \theta_{t-1} + \omega_t, \quad \omega_t \sim \mathcal{N}_p(0, W_t),$$

donde G_t es una matriz de dimensión $p \times p$ que representa la matriz del estado de los valores de las variables independientes. ω_t es otra secuencia de vectores aleatorios, análoga a ν_t , pero de matriz de varianzas-covarianzas W_t .

Los valores de las matrices V_t y W_t pueden especificarse mediante criterios subjetivos u objetivos. En este trabajo, utilizaremos criterios subjetivos, esencialmente probando diferentes valores posibles de V_t y W_t a partir de los datos históricos, y eligiendo el modelo adecuado usando criterios de selección de modelos (MAD, MAPE), ver [Pyndick and Rubinfeld \(1998\)](#), [Makridakis et al. \(1998\)](#) y [Petris et al. \(2009\)](#).

Para evaluar los términos de error del modelo, investigaremos el cumplimiento de los supuestos de normalidad, independencia y homocedasticidad presentados en [Ott and Longnecker \(2010\)](#); [Heij \(2004\)](#); [Greene and Zhang \(2003\)](#); [Brooks \(2008\)](#) y [Gujarati \(2003\)](#). La prueba de homocedasticidad se basa en el estadístico H , véase [Durbin et al. \(2001\)](#) o [Commandeur and Koopman \(2007\)](#).

3.3.1. Predicción de las afluencias a Capanda

En este apartado, se presenta el modelo de predicción de las afluencias mensuales a Capanda. La Figura 3.3a describe los registros de tales afluencias entre 2003 y 2008.

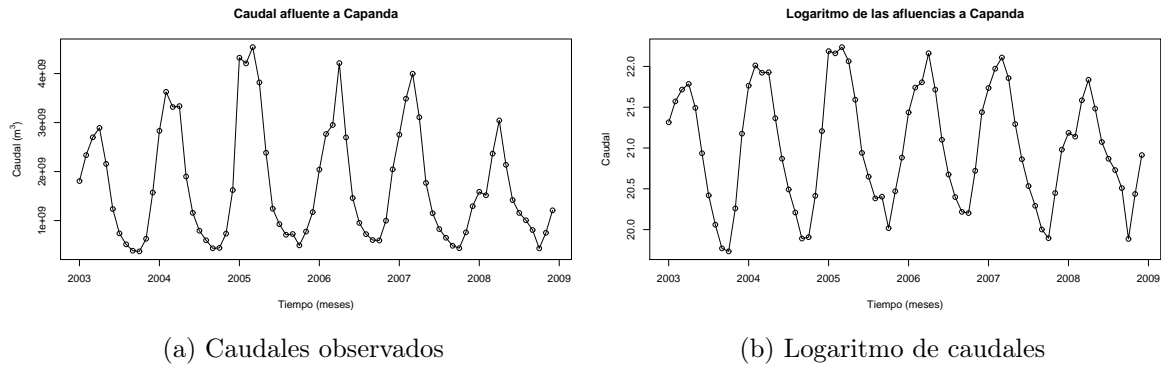


Figura 3.3: Caudales mensuales en Capanda (Enero 2003-Diciembre 2008)

A partir de la gráfica, vemos la ausencia de tendencia en la serie, y la falta de estacionariedad en la varianza, lo que nos lleva a aplicar logaritmos para atenuar dicho fenómeno, presentando los resultados en la Figura 3.3b.

Como podemos apreciar, los logaritmos de los caudales afluentes a Capanda siguen presentando un comportamiento parecido. Además de la inexistencia de tendencia, se evidencia la presencia de un patrón estacional, rasgo, por otra parte, habitual en series mensuales relativas a fenómenos naturales. En consecuencia, un modelo de nivel local y estacional resultaría apropiado para representar las características dinámicas de los datos bajo estudio, ver [Petris et al. \(2009\)](#). Denotamos este modelo por M_1 . En este modelo, el vector estado θ_t es de dimensión 12. El primer término se refiere al nivel de la serie de caudales afluentes, mientras que los otros 11 términos se refieren a la parte estacional.

Además, se estima el componente estacional presentado en la Figura 3.4. Dicho componente tiene, aproximadamente, el mismo patrón a lo largo del periodo de

observación.

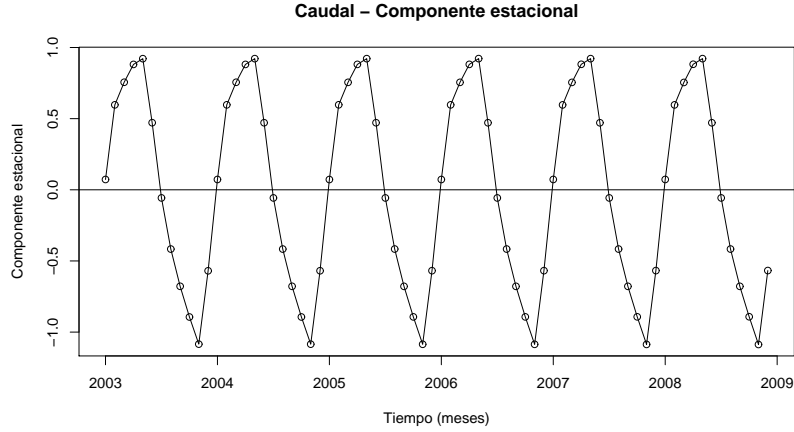


Figura 3.4: Componente estacional de caudales afluentes a Capanda

Por simplicidad, suponemos que las matrices V_t y W_t son constantes y conocidas, tomando los valores siguientes, presentes en el modelo estimado. Resulta así el siguiente modelo lineal dinámico para predecir el logaritmo de la cantidad de agua que entra en Capanda mensualmente.

$$i_{Pt}^{log} = (1 \ 1 \ 0 \ \dots \ 0) \cdot \theta_t + \nu_t, \quad \nu_t \sim \mathcal{N}(0, 0.001),$$

$$\theta_t = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & -1 & -1 & -1 & \dots & -1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot \theta_{t-1} + \omega_t,$$

$$\omega_t \sim \mathcal{N} \left(0, \begin{pmatrix} 109975.95 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 45.725 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.16 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0.23 \end{pmatrix} \right).$$

Por simplicidad de presentación, y como son muy pequeños, no mostraremos los restantes elementos de la diagonal de la matriz W_t . Para θ_0 , adoptamos una distribución a priori no informativa.

El modelo M_1 estimado tiene una capacidad predictiva satisfactoria, pues el error absoluto medio (MAD), igual a 1.24, y el error porcentual absoluto medio (MAPE), igual a 0.058, son bajos.

Pasamos ahora a analizar los residuos del modelo verificando el cumplimiento de los supuestos de normalidad, independencia y homocedasticidad. Por ello, evaluamos el modelo estimado mediante el análisis de los residuos estandarizados y la inspección de la gráfica cuantil-cuantil (*QQplot*).

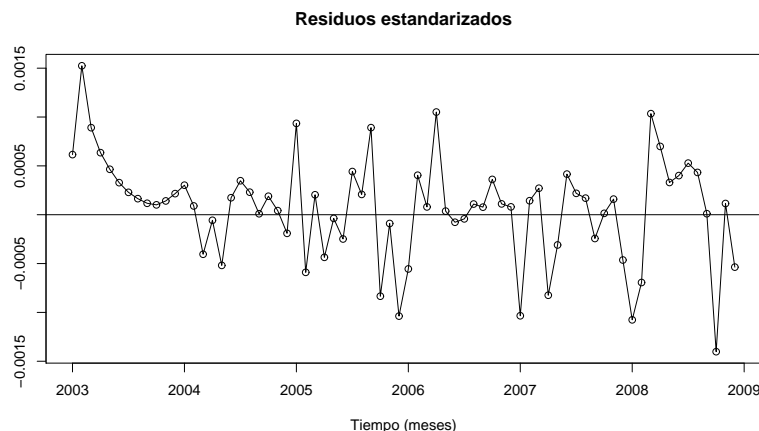


Figura 3.5: Residuos tipificados del modelo de los caudales afluentes a Capanda

El análisis de la Figura 3.5 indica la inexistencia de un patrón creciente o decreciente, así como de irregularidades con respecto al modelo estimado. Además, la prueba de heterocedasticidad proporciona un estadístico $H(24)=1.67$, inferior al valor crítico de $F(24, 24, 0.05) = 1.98$. Por tanto, no rechazamos la hipótesis nula de existencia de homocedasticidad, y aceptamos los residuos del modelo estimado como homocedásticos (o estacionarios en varianza).

En la Figura 3.6, se muestra la función de autocorrelación simple de los residuos del modelo. Se observa que dicha función no muestra correlaciones estadísticamente significativas, lo que implica que el modelo estimado ha capturado la esencia de dependencia en la serie. Además, el contraste de Ljung-Box, sobre independencia en la serie, proporciona un valor de Chi-cuadrado igual a 19.91, con 20 grados de libertad y p – valor = 0.66. Por lo tanto, no rechazamos la hipótesis nula de que los residuos son independientes.

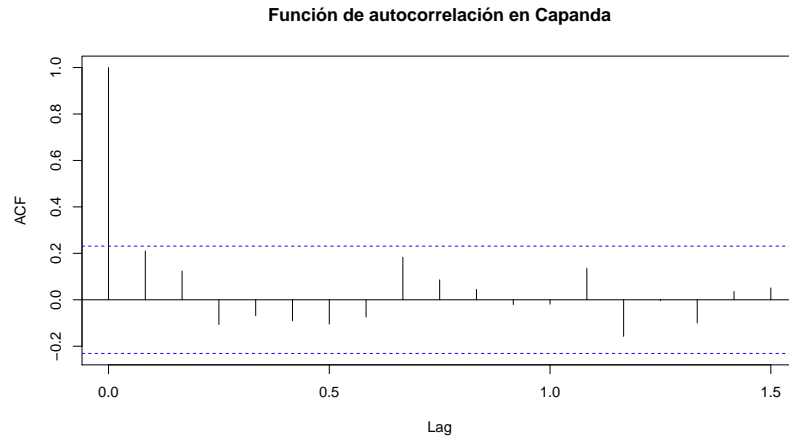


Figura 3.6: Función de autocorrelación de residuos del modelo

Finalmente, investigamos la normalidad de los residuos mediante la gráfica cuantil-cuantil presentada en la Figura 3.7, que muestra ajustes no aceptables en los primeros periodos, aunque el test de Kolmogorov-Smirnov, que proporciona el estadístico $D = 0.13$, p – valor = 0.13 permite no rechazar la hipótesis sobre la normalidad de los residuos. De este modo, se puede aceptar que los residuos de los datos analizados provienen de una población que sigue una distribución normal de media prácticamente cero y desviación estándar igual a 0.000522.

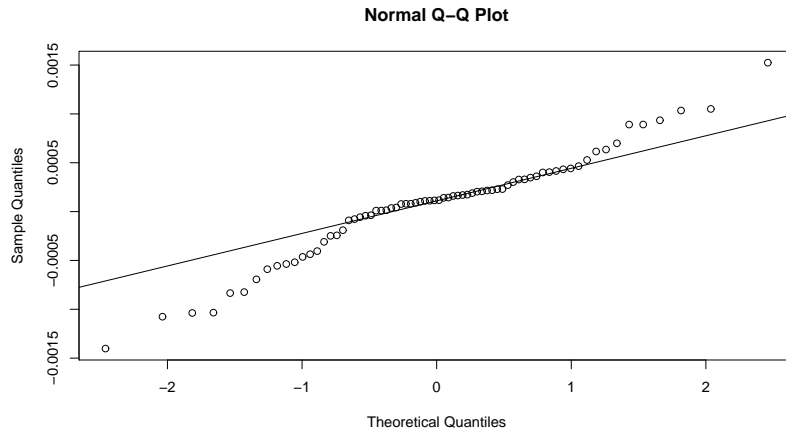


Figura 3.7: Gráfico cuantil-cuantil de residuos del modelo

3.3.2. Predicción de las afluencias a Cambambe

Analizamos ahora el modelo de predicción de caudales afluentes a Cambambe, basado en los datos recogidos en el periodo 1944-1981, previos a la existencia de Capanda.

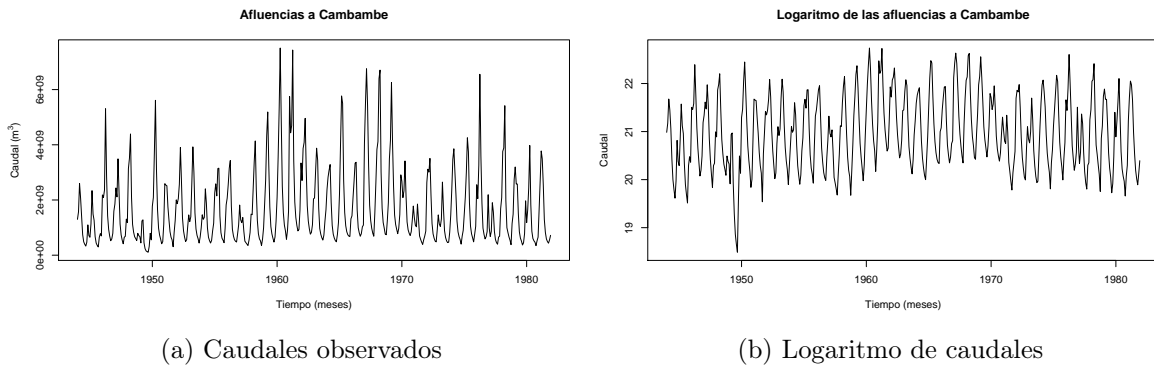


Figura 3.8: Datos mensuales de caudales afluentes en Cambambe de Enero de 1944 a Diciembre de 1981

El análisis de la Figura 3.8a evidencia la ausencia de tendencia, aunque sí se observa la existencia de una estacionalidad pronunciada. Además, se observa claramente que la serie de caudales no es estacionaria. Como la serie presenta variabilidad, ésta se puede

reducir aplicando logaritmos. La nueva serie obtenida sigue presentando fluctuaciones a lo largo del tiempo y evidenciando la existencia de estacionalidad como se ve en la Figura 3.8b.

La Figura 3.9, que corresponde al componente estacional, no muestra variabilidad en el patrón estacional de la serie de caudales afluentes a Cambambe.

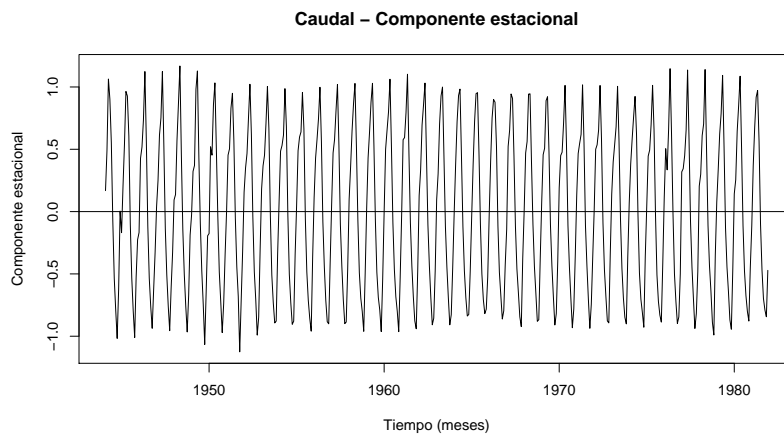


Figura 3.9: Componente estacional de los caudales afluentes a Cambambe

Como los datos transformados siguen presentando variabilidad y no muestran tendencia, un modelo de nivel local y estacional es, de nuevo, adecuado para analizar la serie de caudales afluentes a Cambambe. Denotamos este modelo mediante M_2 . En el mismo, y, al igual que en el modelo de Capanda, las matrices V_t y W_t se consideran constantes y conocidas. Además, como en el caso anterior, no mostraremos todos los elementos de la matriz W_t , y utilizamos para θ_0 , una distribución a priori no informativa. El modelo lineal dinámico propuesto para predecir el logaritmo del caudal mensual afluente a Cambambe, previo a la construcción de Capanda se presenta a continuación:

$$i_{Bt}^{log} = (1 \ 1 \ 0 \ \dots \ 0) \cdot \theta_t + \nu_t, \quad \nu_t \sim \mathcal{N}(0, 2),$$

$$\theta_t = \left(\begin{array}{c|cccccc} 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \hline 0 & -1 & -1 & -1 & \cdots & -1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 \end{array} \right) \cdot \theta_{t-1} + \omega_t,$$

$$\omega_t \sim \mathcal{N} \left(0, \begin{pmatrix} 1,118.75 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 95.5 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 86.64 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.21 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0.17 \end{pmatrix} \right).$$

Efectuamos ahora el diagnóstico del modelo estimado, procediendo de igual modo que en la Sección 3.3.1. El contraste de heterocedasticidad proporciona un estadístico $H(40) = 1.03$, inferior al valor crítico $F(40, 40, 0.05) = 1.84$. De este modo, los residuos del modelo estimado se aceptan como homocedásticos. El test de Ljung-Box sobre independencia en la serie proporciona un valor de Chi-cuadrado igual a 0.029, con un grado de libertad y p – valor = 0.86. Por lo tanto, no rechazamos la hipótesis nula de que los términos de error son independientes. Finalmente, investigamos la normalidad de los términos error mediante la gráfica cuantil-cuantil presentada en la Figura 3.10, que muestra ajustes aceptables, lo que sugiere la normalidad de los términos de error, como se confirma mediante el contraste de Kolmogorov-Smirnov, que proporciona un estadístico $D = 0.051$ con p – valor = 0.18. Por lo tanto, se puede aceptar que los residuos analizados provienen de una población que sigue una distribución normal de media aproximadamente cero y desviación estándar igual a 0.006.

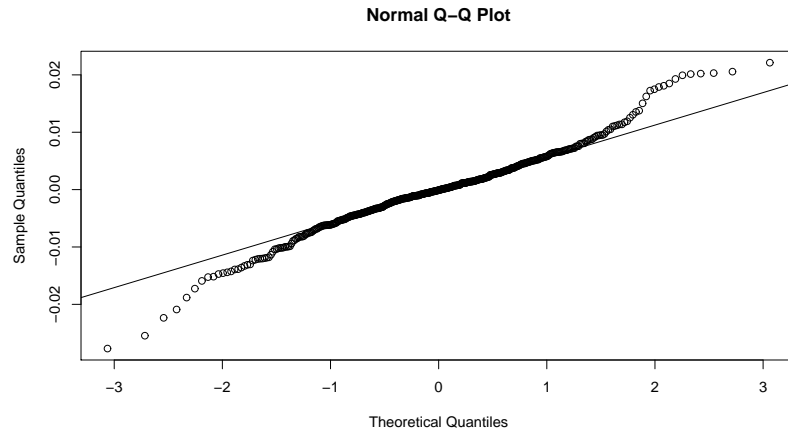
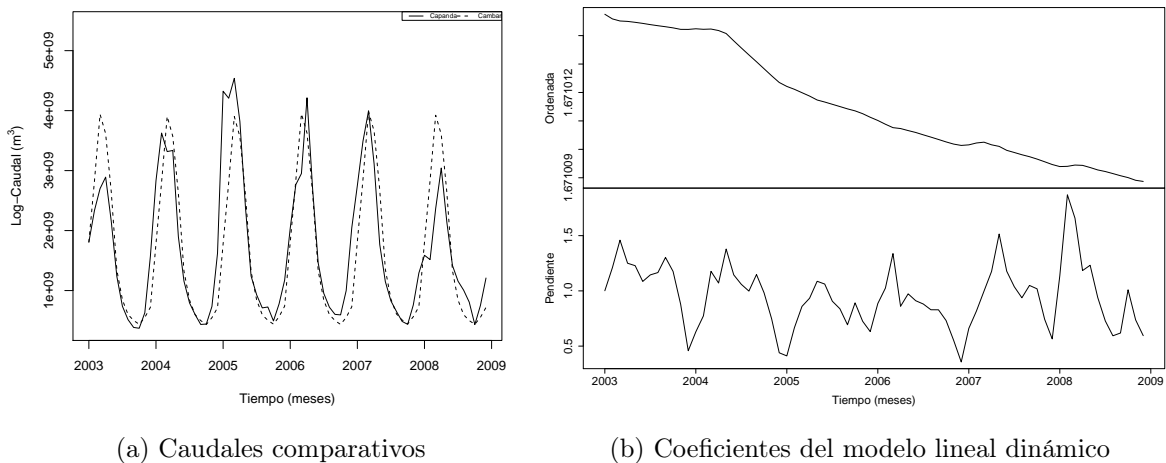


Figura 3.10: Gráfico cuantil-cuantil de residuos estandarizados

A partir del modelo M_2 , realizamos simulaciones de las afluencias a Cambambe, véase [Jean Marie et al. \(2010\)](#), para el periodo 2003-2008. Dichas predicciones se contrastarán con los datos registrados de afluencias a Capanda para construir el modelo de regresión dinámica que sugerimos en la Sección 3.2.4.

La Figura 3.11a muestra el comportamiento de las afluencias a Cambambe y Capanda entre 2003 y 2008, reflejando que las series de caudales afluentes en ambos embalses presentan un comportamiento cualitativo muy parecido.



(a) Caudales comparativos

(b) Coeficientes del modelo lineal dinámico

Figura 3.11: Relación entre afluencias a Capanda y Cambambe entre 2003 y 2008

El análisis de la relación entre las afluencias de ambos embalses, usando un modelo lineal dinámico, requiere la determinación de las varianzas de las observaciones y de la evolución del sistema, véase [Petris et al. \(2009\)](#). Los estimadores de máxima verosimilitud de dichas varianzas son 0.99 para las observaciones, 0.99 para la ordenada en el origen y 0.071 para la pendiente, respectivamente. El modelo lineal dinámico queda, entonces,

$$i_{Bt} = (1 \quad i_{P(t-1)}) \begin{pmatrix} \alpha_t \\ \beta_t \end{pmatrix} + \nu_t, \quad \nu_t \sim \mathcal{N}(0, 0.99), \quad (3.27)$$

$$\begin{pmatrix} \alpha_t \\ \beta_t \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \alpha_{t-1} \\ \beta_{t-1} \end{pmatrix} + \omega_t, \quad \omega_t \sim \mathcal{N}\left(0, \begin{pmatrix} 0.99 & 0 \\ 0 & 0.071 \end{pmatrix}\right). \quad (3.28)$$

Para α_0 y β_0 , utilizamos distribuciones a priori no informativas. La Figura [3.11b](#) muestra la ordenada en el origen (parte superior) y la pendiente (parte inferior) del modelo estimado, observándose que ambos coeficientes varían con el tiempo, aunque la variación de la ordenada es despreciable en la práctica. La gráfica de la pendiente indica la elasticidad inherente en las afluencias a Cambambe, en el sentido de cómo se ven afectadas éstas cuando se produce una variación en las afluencias a Capanda.

3.3.3. Predicción de la demanda de agua en Luanda

A continuación, presentamos el análisis de datos de la demanda de agua en Luanda, para el periodo de observación 2003-2008. El análisis de la Figura [3.12a](#) muestra que la serie de la demanda de agua en la ciudad de Luanda no es estacionaria, presentando cierta tendencia creciente con el tiempo. Para reducir la variabilidad, aplicamos logaritmos a la serie, ver la Figura [3.12b](#), observándose que la nueva serie tampoco es estacionaria: sigue presentando tendencia y muestra una posible estacionalidad. Por ello, podemos usar un modelo de crecimiento, o tendencia lineal, local, y estacional para caracterizar la demanda de agua en Luanda. Denotamos este modelo por M_3 . En este

modelo, el vector estado θ_t es de dimensión 13, siendo los dos primeros términos el nivel de la serie y la pendiente de la tendencia, y los 11 restantes los factores estacionales. Además, suponemos que son conocidas las matrices de varianza del sistema y de las observaciones, V_t y W_t , siendo sus elementos los que se presentan más abajo.

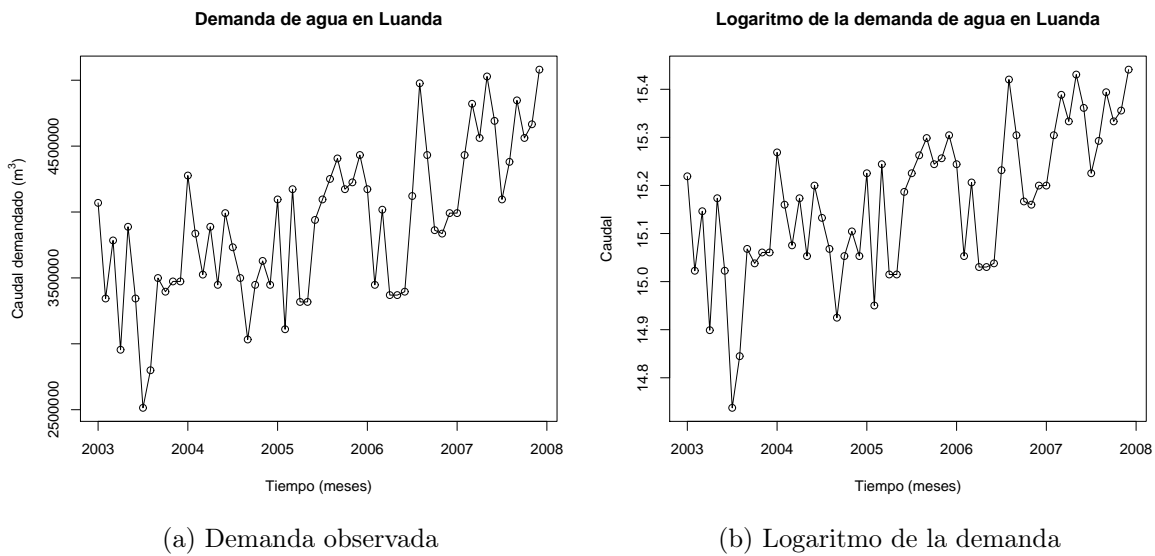


Figura 3.12: Demanda mensual de agua en Luanda

La Figura 3.13 presenta el nivel de la serie de la demanda de agua, el comportamiento de la pendiente y el componente estacional, respectivamente. La gráfica superior de la Figura 3.13 muestra que el nivel de la serie no es constante, sino que varía a lo largo del tiempo. En la gráfica central de la Figura 3.13 se muestra que la pendiente de la serie bajo estudio también cambia con el tiempo. Finalmente, en la gráfica inferior de la Figura 3.13, se observa que las perturbaciones estacionales no son constantes. La capacidad predictiva del modelo es satisfactoria con valores del MAD y el MAPE iguales a 1.103 y 0.073, respectivamente.

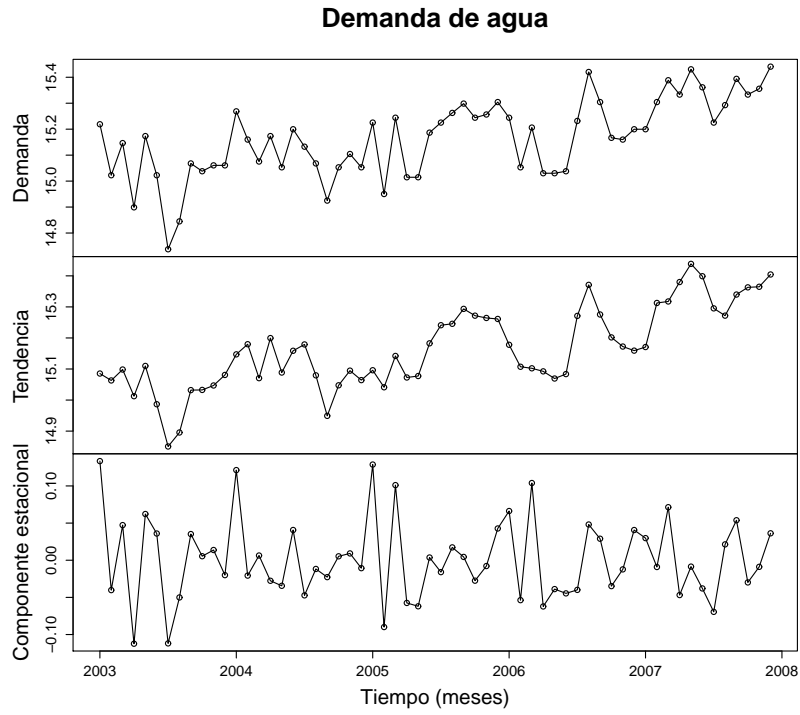


Figura 3.13: Nivel, pendiente y componente estacional de la demanda de agua.

Proponemos, entonces, el siguiente modelo lineal dinámico para predecir el logaritmo de la demanda de agua urbana en Luanda.

$$d_{urbt}^{log} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \end{pmatrix} \cdot \theta_t + \nu_t, \quad \nu_t \sim \mathcal{N}(0, 2),$$

$$\theta_t = \left(\begin{array}{cc|cccc} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & 0 & -1 & -1 & \dots & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & 0 \end{array} \right) \cdot \theta_{t-1} + \omega_t,$$

$$\omega_t \sim \mathcal{N} \left(0, \begin{pmatrix} 328.75 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 15.5 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 10.25 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 30.38 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 45.64 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.17 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0.07 \end{pmatrix} \right).$$

Los restantes elementos de la diagonal de la matriz W_t son casi iguales a cero y no los hemos presentado. Como en los casos de los modelos M_1 y M_2 , utilizamos una distribución a priori no informativa para θ_0 .

De nuevo, analizamos los supuestos de normalidad, independencia y homocedasticidad de los residuos del modelo estimado, no observándose ningún patrón reconocible, como se muestra en la Figura 3.14.

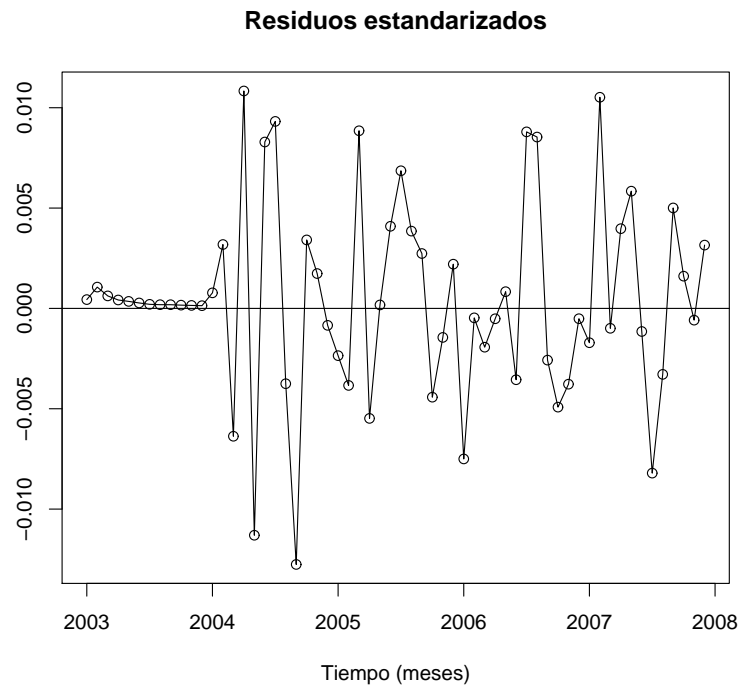


Figura 3.14: Residuos tipificados del modelo de demanda de agua en Luanda

Del mismo modo, la prueba de heterocedasticidad proporciona un estadístico $H(24)=0.92$, menor que el valor crítico $F(24, 24, 0.05) = 1.98$. Por lo tanto, no tenemos ninguna evidencia para rechazar la hipótesis nula de que los residuos del modelo estimado son homocedásticos.

El contraste de Ljung-Box sobre la independencia de la serie relativa a la demanda de agua en Luanda proporciona un valor de Chi-cuadrado igual a 19.12 con 20 grados de libertad y p -valor = 0.51. Por lo tanto, no tenemos evidencia para rechazar la hipótesis nula de que los residuos son independientes. Finalmente, evaluamos la normalidad de los residuos del modelo. El test de Kolmogorov-Smirnov sobre la normalidad de los residuos proporciona un valor de $D = 0.12$, con un p -valor = 0.37. Por tanto, no rechazamos la hipótesis nula sobre la normalidad de los residuos, que podemos suponer que provienen de una distribución normal de media prácticamente igual a cero y desviación estándar igual a 0.0049.

3.3.4. Predicción de la evaporación

En esta sección, estimamos la dependencia de los volúmenes evaporados en Capanda y Cambambe con respecto a la temperatura, usando para ello, el modelo de [Visentini \(1936\)](#). La Tabla 3.2 presenta los datos de las alturas de evaporación (en m) en Capanda y Cambambe en función de la temperatura (en °C).

Tabla 3.2: Evaporación en función de la temperatura en Capanda y Cambambe

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Capanda	0.154	0.154	0.165	0.145	0.154	0.149	0.149	0.151	0.141	0.147	0.142	0.139
Cambambe	0.174	0.173	0.169	0.139	0.132	0.108	0.104	0.116	0.145	0.155	0.158	0.158
Temperatura	21.8	22.3	22.3	22.0	21.3	19.7	19.5	20.8	21.8	21.9	21.4	21.6

En la Figura 3.15, representamos la nube de puntos para Capanda y Cambambe, indicando la existencia de una relación no lineal entre la evaporación y la temperatura,

del tipo,

$$ev = a \cdot T^b, \quad (3.29)$$

donde a y b son los parámetros a estimar. Para ello, aplicamos el logaritmo a ambos miembros de (3.29) para transformarla en una ecuación lineal. Aplicando el método de mínimos cuadrados ordinarios a la nueva ecuación, obtenemos que los valores de los parámetros para Cambambe son $a_B = 1.9$ y $b_B = 3.66$. De manera análoga, estimamos el modelo de evaporación en Capanda, obteniendo $a_P = 0.1$ y $b_P = 0.13$.

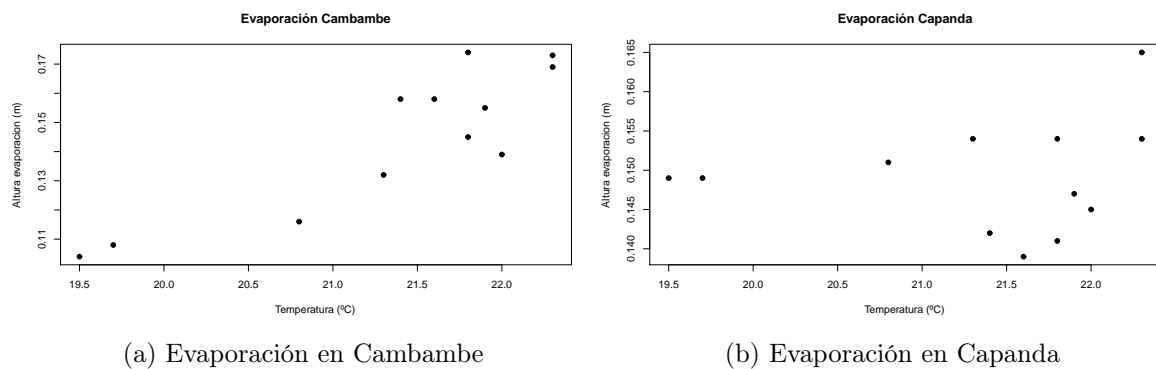


Figura 3.15: Diagrama de dispersión de la evaporación frente a la temperatura en Capanda y Cambambe

3.4. Funciones de utilidad

A continuación, asignaremos funciones de utilidad g_1 , g_2 , g_3 y g_4 para cada uno de los atributos definidos en la Sección 3.2.5. Existen varios métodos para ello, siendo los más utilizados los métodos de equivalencia en probabilidad y de equivalencia en certidumbre que pueden verse, por ejemplo, en Farquhar (1984). Nosotros emplearemos sólo el primer método, asignando primero algunos valores de la función de utilidad y ajustando después curvas por el método de mínimos cuadrados.

Respecto a la utilidad relativa a g_1 , es decir, a la producción de energía en ambas centrales expresada en (3.23), la Tabla 3.3 presenta las cantidades de energía producida

y las utilidades correspondientes asignadas.

Tabla 3.3: Utilidades para energía producida

Consecuencias ($\times 10^{14}$ J)	0	3.6	7.2	10.8	18	21.6	23.4	25.2	27.864
Utilidades	0	0.512	0.64	0.80	0.96	0.992	0.9984	0.99968	1.0

Fuente: Elaborada por el Autor.

A partir de dichos valores, representamos en la Figura 3.16 la función de utilidad para la energía generada mensualmente en Capanda y Cambambe.

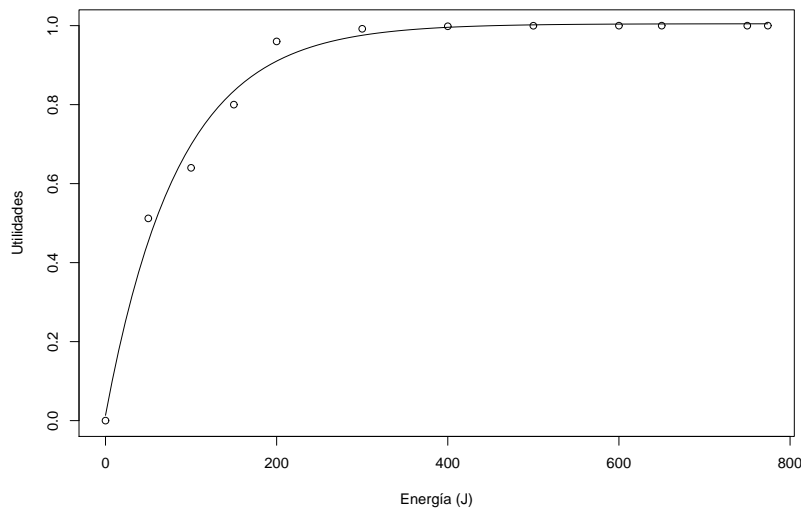


Figura 3.16: Utilidad para la energía generada

La expresión analítica de la función de utilidad es

$$g_1(e_t) = 1.004 - 0.991 \cdot \exp(-0.012 \cdot e_t), \quad (3.30)$$

que es creciente y con aversión al riesgo.

Para la determinación de las funciones de utilidad de g_2 , g_3 y g_4 se ha utilizado un procedimiento similar.

Por lo que se refiere a la utilidad g_2 de las sueltas de agua por aliviaderos en Capanda, la Tabla 3.4 presenta las volúmenes de agua que se sueltan y las probabilidades correspondientes asignadas.

Tabla 3.4: Utilidad para las sueltas de agua por aliviaderos en Capanda

U_{Pt}^2 (m ³)	0	200	500	850	1500	2500	3500	4500	5500	6500	7500	8200
Utilidades	1	0.9375	0.875	0.75	0.5	0.25	0.125	0.0625	0.0313	0.0156	0.0007	0

Para la función g_2 , expresada en (3.24), la Figura 3.17, muestra las utilidades asignadas a las sueltas por aliviaderos en Capanda.

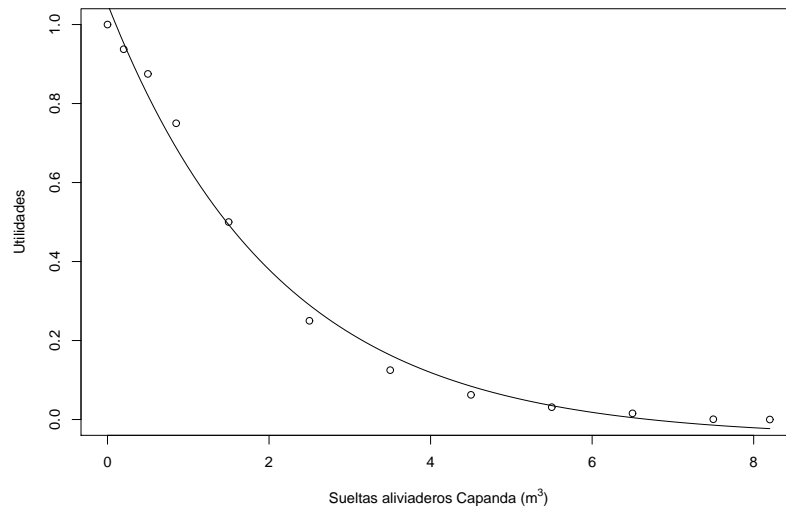


Figura 3.17: Utilidades para las sueltas de agua por aliviaderos en Capanda

La expresión analítica de la función de utilidad g_2 es

$$g_2(U_{Pt}^2) = -0.045 + 1.098 \cdot \exp(-0.475 \cdot U_{Pt}^2). \quad (3.31)$$

Cuanto a Cambambe, la Tabla 3.5 presenta las sueltas de agua por aliviaderos y las utilidades correspondientes asignadas.

La función de utilidad g_3 , expresada en (3.25), se refiere a las sueltas por aliviaderos

Tabla 3.5: Utilidad para las sueltas de agua por aliviaderos en Cambambe

U_{Bt}^2 (m ³)	0	25	125	200	350	500	1500	3000	4500	10540
Utilidades	1	0.98	0.97	0.94	0.86	0.8	0.5	0.25	0.13	0

en Cambambe, como se muestra en la Figura 3.18.

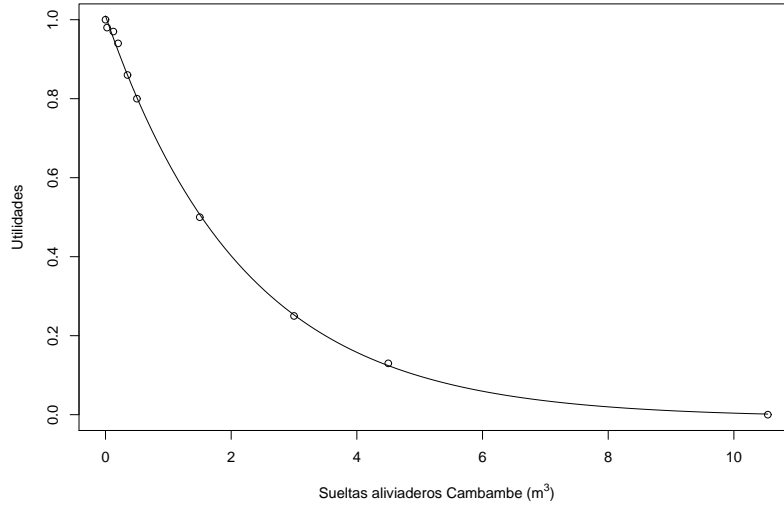


Figura 3.18: Utilidad para las sueltas de agua para aliviaderos en Cambambe

La función de utilidad ajustada para las sueltas en Cambambe tiene la expresión analítica:

$$g_3(U_{Bt}^2) = -0.007 + 1.016 \cdot \exp(-0.455 \cdot U_{Bt}^2). \quad (3.32)$$

Por lo respecta a la utilidad g_4 , que se refiere al déficit de agua para consumo humano, la Tabla 3.6 muestra los valores de déficit de agua para consumo humano en Luanda y sus respectivas utilidades.

Tabla 3.6: Utilidad sobre el déficit de agua para consumo urbano en Luanda

h_t (m ³)	0	5	10	30	50	75	100	175	250	332
Utilidades	1	0.974	0.936	0.84	0.6	0.36	0.216	0.1296	0.08	0

Finalmente, la función g_4 , que representa la utilidad sobre el déficit de agua para consumo urbano en Luanda, como se expresa en (3.26), se presenta en la Figura 3.19.

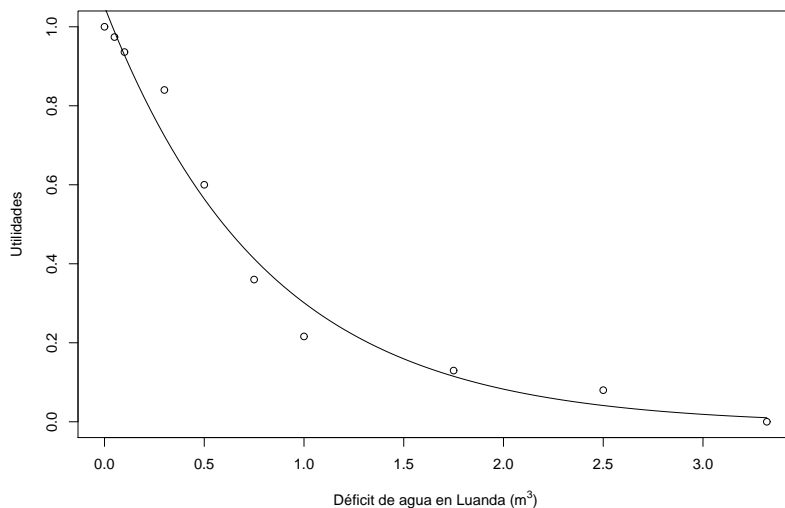


Figura 3.19: Utilidad sobre el déficit de agua

El ajuste de mínimos cuadrados sugiere el siguiente modelo para la función de utilidad

$$g_4(h_t) = -0.007 + 1.058 \cdot \exp(-1.232 \cdot h_t). \quad (3.33)$$

Sin gran pérdida de generalidad, supondremos que la función de utilidad es aditiva ponderada, véase Von Winterfeldt and Edwards (1986). Así, agrupando las contribuciones de (3.30)–(3.33), tenemos que la función de utilidad global tendrá la forma

$$g(dec_t, inc_t) = w_1 \cdot g_1(e_t) + w_2 \cdot g_2(U_{Pt}^2) + w_3 \cdot g_3(U_{Bt}^2) + w_4 \cdot g_4(h_t), \quad (3.34)$$

donde dec representa el conjunto de las cinco decisiones que tomamos (de sueltas por turbinas y aliviaderos, $U_{Bt}^1, U_{Bt}^2, U_{Pt}^1, U_{Pt}^2$; y por la central de Kikuxi, U_{urbt}), e inc designa las fuentes de incertidumbre (entradas a embalses, i_{Bt}, i_{Pt} ; evaporaciones, ev_{Bt}, ev_{Pt} ; y demanda de agua para consumo humano, d_{urbt}).

Los pesos w_i , $i = 1, 2, 3, 4$, representan las ponderaciones de cada una de los objetivos. Para su determinación se pueden utilizar varios métodos, siendo el *swing weight*, descrito en French and Ríos Insua (2000), o en Clemen (1997), o el de las loterías, descrito en Ríos Insua et al. (2002), Clemen (1997), o en Keeney and Raiffa (1993), dos de los más relevantes. Nosotros hemos aplicado el primer método, obteniendo como estimaciones para w_1 , w_2 , w_3 y w_4 , 0.66, 0.04, 0.03 y 0.27, respectivamente, con lo que (3.34) se convierte en:

$$g(dec_t, inc_t) = 0.66 \cdot g_1(e_t) + 0.04 \cdot g_2(U_{Pt}^2) + 0.03 \cdot g_3(U_{Bt}^2) + 0.27 \cdot g_4(h_t). \quad (3.35)$$

Entonces, si planificamos para los próximos T meses, con planificación mensual, la función de utilidad asociada a una política de gestión tendrá, finalmente, la forma:

$$g(dec, inc) = \sum_{i=1}^T g(dec_{t+i}, inc_{t+i}), \quad (3.36)$$

donde $g(dec_t, inc_t)$ viene dada por (3.35) para cada uno de los T meses.

3.5. Formulación del problema de gestión del río Kwanza

En definitiva, el problema de planificación hasta el instante T de la cuenca del río Kwanza, suponiendo el instante actual t , consiste en identificar los controles

$$dec = \left[(U_{B1}^1, U_{B2}^1, \dots, U_{BT}^1), (U_{B1}^2, U_{B2}^2, \dots, U_{BT}^2), \right. \\ \left. (U_{P1}^1, U_{P2}^1, \dots, U_{PT}^1), (U_{P1}^2, U_{P2}^2, \dots, U_{PT}^2), (U_{urb1}, U_{urb2}, \dots, U_{urbT}) \right],$$

que maximizan la utilidad esperada,

$$\begin{aligned} \psi(dec) = & \int \dots \int \sum_{i=1}^T \left[(0.66(1.004 - 0.991 \exp(-0.012e_{t+i})) + \right. \\ & + 0.04(-0.045 + 1.098 \exp(-0.475U_{Pt+i}^2)) + 0.03(-0.007 - 1.016 \exp(-0.455U_{Bt+i}^2)) + \\ & \left. + 0.27(-0.007 + 1.058 \exp(-1.232h_{t+i})) \right] \quad (3.37) \end{aligned}$$

sujeta a las restricciones ya descritas en la Sección 3.2.4, esto es:

$$0 \leq U_{Pt+i}^1 \leq 1.0368 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

$$0 \leq U_{Pt+i}^2 \leq 2.15544 \cdot 10^{10} \text{ m}^3$$

$$0 \leq U_{Bt+i}^1 \leq 7.2576 \cdot 10^8 \text{ m}^3$$

$$0 \leq U_{Bt+i}^2 \leq 2.731968 \cdot 10^{10} \text{ m}^3$$

$$U_{Bt+i}^1 + U_{Bt+i}^2 - U_{urbt+i} \geq 2.8512 \cdot 10^8 \text{ m}^3$$

$$0 \leq U_{urbt+i} \leq 8.29 \cdot 10^6 \text{ m}^3$$

$$0 \leq S_{Bt+i} \leq 1.02 \cdot 10^8 \text{ m}^3$$

$$0 \leq S_{Pt+i} \leq 4.795 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

$$S_{B(t+i+1)} = S_{Bt+i} + \left(U_{P(t-1)}^1 + U_{P(t-1)}^2 \right) + i_{Bt} - (U_{Bt}^1 + U_{Bt}^2) - ev_{Bt},$$

$$S_{P(t+1)} = S_{Pt} + i_{Pt} - (U_{Pt}^1 + U_{Pt}^2) - ev_{Pt},$$

$$e_{Pt} = 9025.2 \cdot U_{Pt}^1 \cdot \left(\frac{U_{Pt}^1}{1.2246} \right)^{\frac{1}{1.252}},$$

$$e_{Bt} = 776167.2 \cdot U_{Bt}^1,$$

con,

$$i_{Bt} = (1 \quad i_{P(t-1)}) \begin{pmatrix} \alpha_t \\ \beta_t \end{pmatrix} + \nu_t, \nu_t \sim \mathcal{N}(0, 0.99),$$

$$\begin{pmatrix} \alpha_t \\ \beta_t \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \alpha_{t-1} \\ \beta_{t-1} \end{pmatrix} + \omega_t, \omega_t \sim \mathcal{N}\left(0, \begin{pmatrix} 0.99 & 0 \\ 0 & 0.071 \end{pmatrix}\right).$$

Sin embargo, nos encontramos con un problema, y es que la función objetivo no es evaluable analíticamente. Para resolver este inconveniente, podemos utilizar la aproximación Montecarlo de (3.37), estimándola, cuando lo necesitemos, mediante

$$\widehat{\psi}(dec) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N g(dec, inc^{(k)}), \quad (3.38)$$

donde $\{inc^{(k)}\}_{k=1}^N$ es una muestra de los modelos de predicción descritos en la Sección 3.3, durante el periodo $\{1, \dots, T\}$. En caso de necesitarlo, recurriremos también a la aproximación Montecarlo del gradiente de (3.37).

En la Tabla 3.7, se presenta el tiempo necesario (en minutos) para resolver el modelo formulado usando distintos horizontes de planificación (T) y distintos números de réplicas (N) requeridas en la aproximación de Montecarlo. Para resolver el problema de optimización, hemos usado un método de punto interior, implementado en Matlab 7.7.0 bajo Windows.

Tabla 3.7: Tiempo computacional (min) para valores de T y N

N/T	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1000	24	39	63	98	142	201	288	399	533	714	899
2000	70	90	155	240	439	640	911	1217	1636	2110	2315
3000	95	120	325	455	580	705	1299	1432	1800	2250	2580
4000	120	170	480	620	760	900	1345	1600	1925	2385	2700
5000	148	396	919	1096	1232	1512	1715	1940	2456	2623	3325

La Tabla 3.7 muestra que el modelo bajo estudio admite solución en un tiempo de computación razonable, durante el horizonte de planificación elegido: que antes del final de cada mes es posible obtener la solución del problema planteado para N y T suficientemente grandes. Fijaremos en lo que sigue $T = 12$ y $N = 1000$, es decir, fijamos un horizonte de planificación de 12 meses, utilizando aproximaciones Montecarlo de las utilidades esperadas de tamaño 1000.

La estrategia finalmente adoptada es la que se presenta en la Figura 3.20. Consiste en los siguientes pasos para cada mes:

- Predecir las afluencias y las demandas para los 12 próximos meses;
- Optimizar/planificar para los 12 meses siguientes;
- Implementar la alternativa óptima obtenida ese mes;
- Recopilar datos para actualizar el modelo de predicción;
- Pasar al próximo periodo (mes).

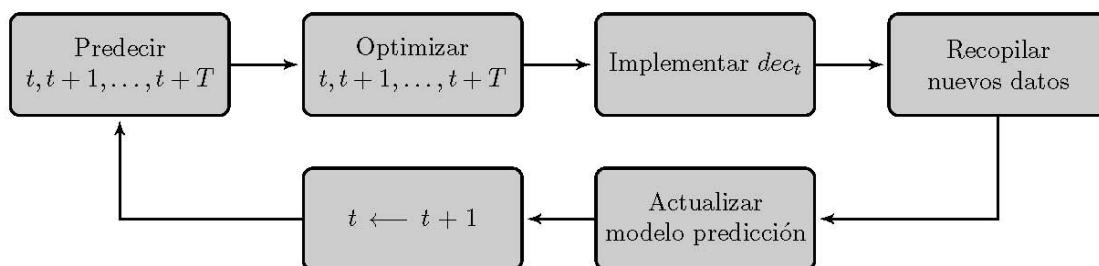


Figura 3.20: Esquema básico del modelo de gestión del río Kwanza

Esta estrategia está desarrollada en `Matlab` con llamadas de *scripts* de `R` que implementan los modelos de predicción. `Matlab` realiza la optimización, determinando así los controles óptimos que se utilizan en las actualizaciones de los modelos de predicción.

3.6. Resultados

Tras la aplicación práctica del esquema de la Figura 3.20, se presentan a continuación los controles de utilidad máxima esperada, según los objetivos planteados en la Sección 3.2.5.

Por lo que respecta a la generación de energía en ambas centrales (primer objetivo), los resultados obtenidos se comparan muy favorablemente con los de la actual gestión, como se puede observar en la Figura 3.21.

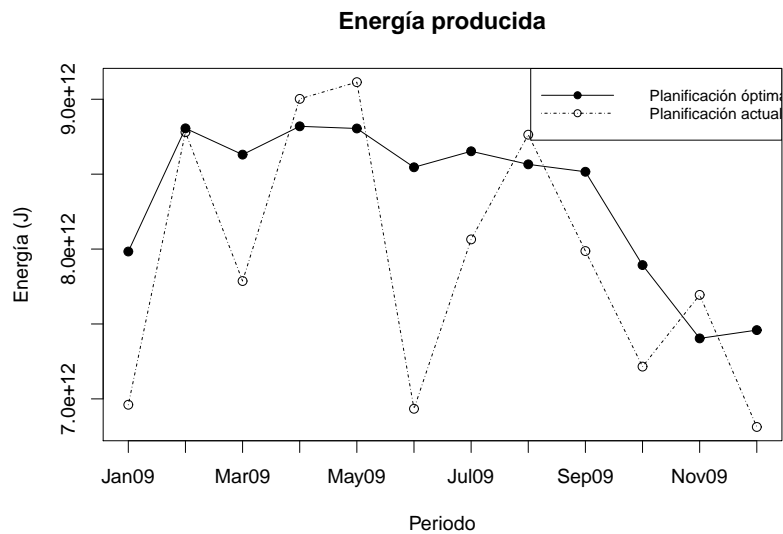


Figura 3.21: Energía producida

Se muestra que los niveles de producción de energía con la estrategia de planificación óptima mejoran los datos reales registrados en 2009. Es importante reseñar el valor de producción de energía planificado para el mes de Junio, que es especialmente relevante, ya que en dicho mes, y debido a una temporada de lluvias extraordinariamente seca, la producción real de energía disminuyó en cerca de un 20 % con respecto al mes anterior. Sin embargo, con el modelo que hemos desarrollado, esta escasez de agua podría haber sido predicha usando nuestros modelos de predicción, y una política más adecuada en

las sueltas de agua hubiese mantenido el nivel de producción de energía. Resultados similares se observaron en Enero y Diciembre. Con la planificación óptima hubiera sido posible mitigar tales caídas bruscas en la producción. En términos generales, podemos decir que la producción de energía alcanzada es mayor, y con menos altibajos, con nuestro modelo de planificación. Por lo que respecta al segundo y tercer objetivos, de minimizar las sueltas por aliviaderos y turbinas en cada central hidroeléctrica, la Figura 3.22 presenta el comportamiento de dichas sueltas. La Figura 3.22a muestra que, en Capanda, las sueltas por aliviaderos presentan poca variabilidad mes a mes, y son menores que las sueltas por turbinas. Resultados similares se observaron, igualmente, en Cambambe como se puede ver en la Figura 3.22b. De hecho, la estrategia propuesta con nuestra metodología tiende a mantener los valores de las sueltas de agua por aliviaderos razonablemente bajos, mientras que el volumen de agua descargada a través de las turbinas está cerca de la capacidad máxima de las plantas.

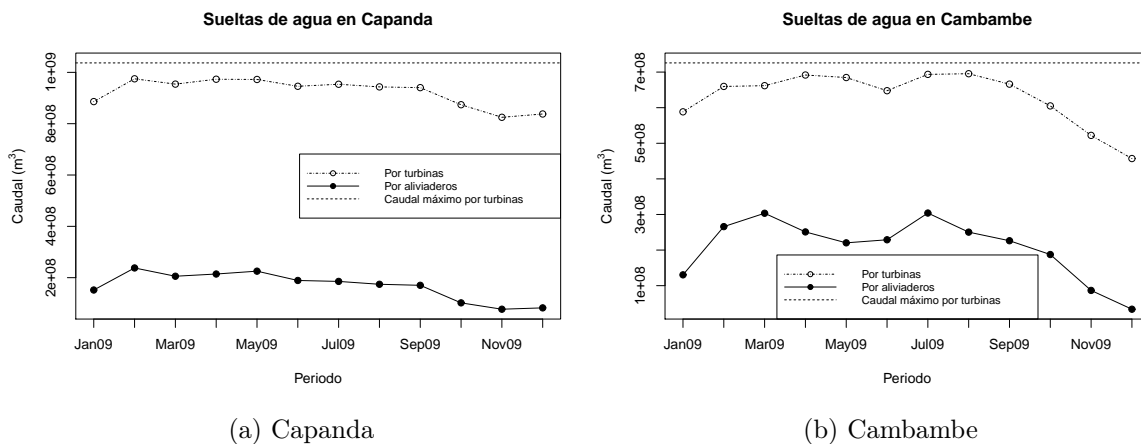


Figura 3.22: Sueltas de agua por turbinas y aliviaderos

En cuanto al cuarto objetivo, el de la minimización del déficit de agua en Luanda, la Figura 3.23a muestra que el problema de la escasez de agua en Luanda está lejos de ser resuelto, ya que sólo alrededor del 50 % de la capacidad nominal de la planta de Kikuxi sería realmente utilizada, incluso con los controles óptimos. Sin embargo, este problema tiene más que ver con las deficiencias en las conducciones y el estado deteriorado de la

planta de Kikuxi.

Además, la Figura 3.23b muestra el déficit de agua en Luanda. Los déficits que resultarían con los controles óptimos son muy inferiores a los de la actual gestión. Se observa, también, que, en Febrero, Abril y Diciembre, el déficit resultante tras la resolución del modelo es, aproximadamente, igual aunque inferior al de la planificación actual. En suma, como se puede ver en la Figura 3.23b, el déficit de agua para consumo humano se verá reducido considerablemente, en promedio, si se ponen en práctica los controles óptimos obtenidos con el modelo desarrollado, comparado con la actual gestión. Esto abre la cuestión de la distribución equitativa del agua cuando se trata de un recurso escaso, para la cual se han propuesto varias soluciones en los últimos años, véase, por ejemplo, Udías et al. (2012) y Sessa et al. (2007).

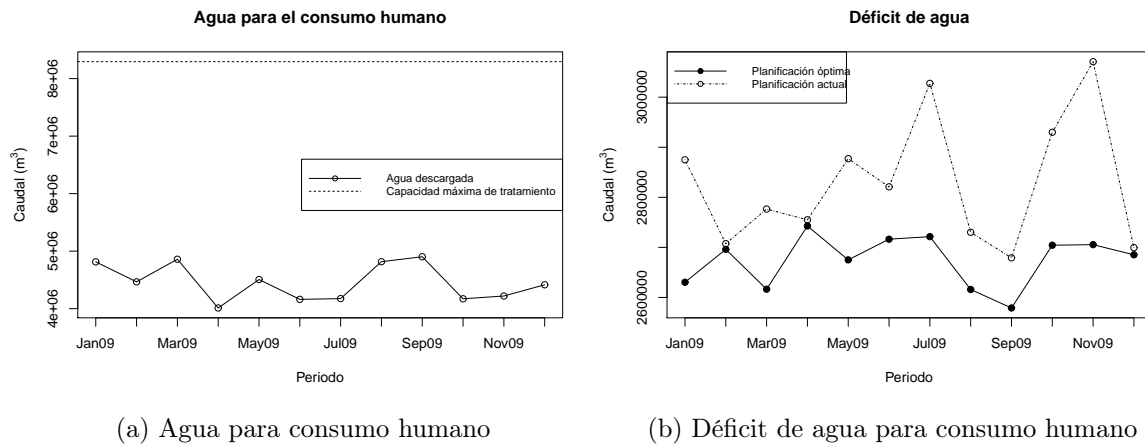


Figura 3.23: Descargas de agua para consumo humano

3.7. Sistema de Ayuda a la Decisión (SAD) para la gestión del río Kwanza

Dada la relevancia del modelo propuesto, se ha diseñado un Sistema de Ayuda a la Decisión (SAD) simple para facilitar la toma de decisiones operativas en las principales

instalaciones que usan el agua del río Kwanza (Capanda, Cambambe, y Kikuxi). El sistema está desarrollado en **Java**, con llamadas a *scripts* de **R** (que implementan los modelos de predicción), y programas de **Matlab** (que llevan a cabo la optimización). La interfaz está desarrollada en **Java**. El diagrama de flujo básico realizado por el SAD desarrollado se ha esquematizado en la Figura 3.20, y su arquitectura se compone de tres capas, como se muestra en la Figura 3.24:

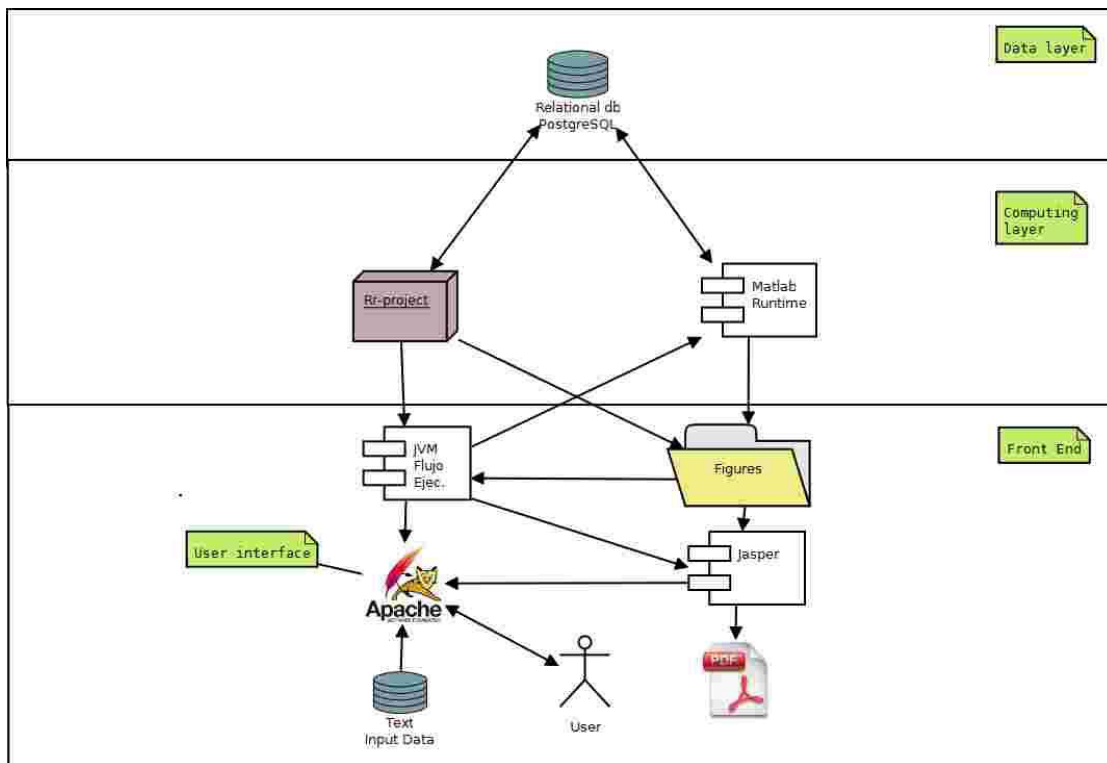


Figura 3.24: Arquitectura del SAD

- La capa visible, desarrollada en Java, incluye una interfaz gráfica de usuario en Java para la interfaz R (JGR);
- La capa de computación, llama a los programas R y Matlab; y
- La capa de datos, intercambia archivos simples y con formato XML.

Explicamos a continuación los distintos componentes de esta arquitectura, así como el modo en el que están conectados entre sí, haciendo especial hincapié en cómo se lleva

a cabo el flujo de tareas:

- **Apache Tomcat.** Se ha elegido este componente para evitar que el decisor tenga que afrontar una instalación compleja de una serie de programas, por ejemplo, de aquellos con los que se ejecutan los algoritmos de optimización (**Matlab**) y de predicción (**R**), entre otros. De esta manera, pretendemos que el decisor o usuario final de la aplicación tenga acceso a una herramienta lo más sencilla y autocontenida posible, que le permita su uso posterior en producción de la aplicación .
- **JVM.** El flujo de ejecución se ha programado en **Java JDK 7.0.4**. Aunque se consideraron otras opciones a lo largo del proceso de implementación de la aplicación, **Java** es ideal por su robustez para controlar los errores que surjan en tiempo de ejecución. Las llamadas a los distintos sistemas se realizan en el siguiente orden:
 1. Modelo de regresión dinámica entre las afluencias a Capanda y a Cambambe (Sección **3.3.2**). Implementado en **R**, sólo se ejecuta una vez al principio de la aplicación, para capturar, a partir de los datos históricos, la relación de dependencia entre las afluencias a ambos embalses.
 2. Modelo de predicción dinámico lineal para las afluencias a Capanda (Sección **3.3.1**). Implementado en **R**, se ejecuta tantas veces como meses deseamos predecir. Las afluencias a Cambambe quedan ya determinadas a partir de los modelos anteriores.
 3. Modelo de predicción dinámico lineal para la demanda de agua en Luanda. (Sección **3.3.3**). Implementado en **R**, también se ha de ejecutar tantas veces como meses queramos predecir.
 4. Modelo de optimización de los controles del río Kwanza (Sección **3.5**). Implementado en **Matlab**. Una vez que se han obtenido todas las salidas de los modelos de predicción anteriores para el mes en curso, se ejecuta esta

modelo para obtener los controles que maximizan la utilidad esperada para el mes siguiente.

5. Se repiten los puntos 2-4 para el total de número que se desean predecir.
 6. **Jasper Reports**, generará, al final de las ejecuciones anteriores, un informe con los resultados en pdf que será visualizado desde el navegador o descargado por el usuario
- **R**. Es usado por su versatilidad para implementar, entre otros aspectos de la aplicación, los modelos de regresión lineales dinámicos. Es llamado y su ejecución es controlada desde `Principal.java`.
 - **Matlab**. Se encarga de la optimización. Es llamado desde `Principal.java` hasta que se completa el proceso de optimización para el número de meses que se quieren planificar. Para evitar los problemas de licencia en el uso de **Matlab**, se utiliza la librería de ejecución `MATLAB Component RunTime`, que hace funcionar el código ejecutable generando un código binario auxiliar que es el que será ejecutado.
 - **PostgreSQL**. El continuo flujo de datos producido por las aplicaciones genera error en un alto porcentaje de las ejecuciones si no se usa un contenedor de datos estable y fiable como es una base de datos relacional. A esta base de datos acceden **R** y **Matlab** en los formatos de datos adecuados para su correcta ejecución.
 - **Jasper Reports**. Como se ha comentado previamente, es usado desde **Java** para generar el informe con las conclusiones con los datos y gráficos generados por **R** y **Matlab**.
 - **Virtual Box**. Al ser arrancada proporciona un entorno de ejecución sin necesidad de complejas instalaciones, configuraciones ni despliegues. Tiene abierto el puerto 80, al que el usuario accederá con un navegador estándar y con el que se podrán visualizar los resultados.

El aspecto visual de la interfaz gráfica del Sistema de Ayuda a la Decisión, durante el proceso de optimización de la función objetivo es como se muestra en la Figura 3.25.

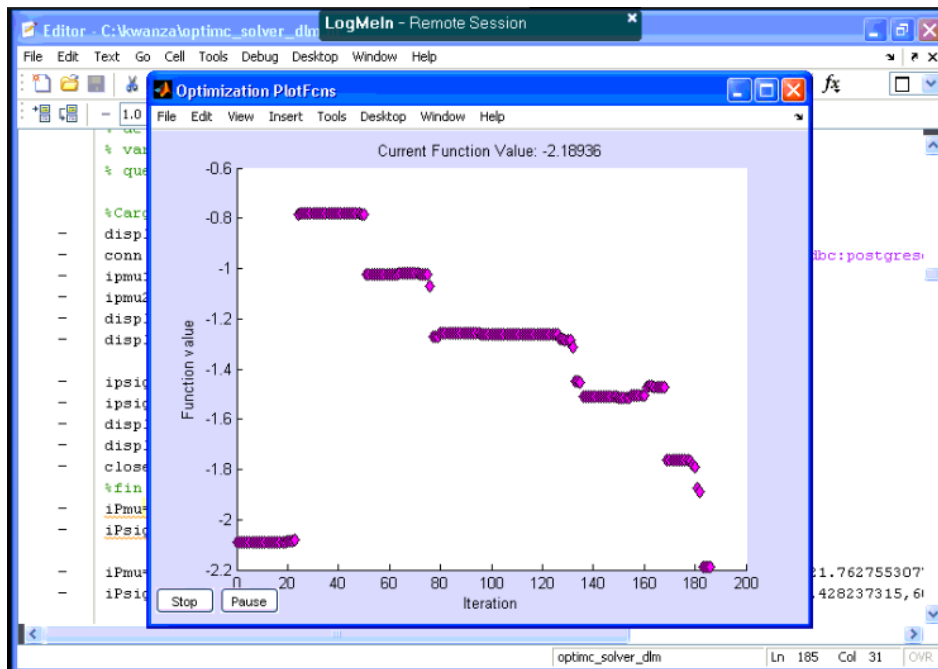


Figura 3.25: Interfaz Gráfica del Sistema de Ayuda a la Decisión para el río Kwanza

En cada periodo de tiempo, el sistema proporciona los controles óptimos (las sueltas de agua por turbinas y aliviaderos, y el agua descargada para el consumo humano en Luanda), y los resultados (volúmenes de agua que se requieren, déficit de agua en Luanda, y la producción de energía en Capanda y Cambambe). Además, el sistema proporciona seguimiento y control de otras variables de interés, como los niveles de los embalses en Capanda y Cambambe, y el nivel de agua requerida para la navegación en la parte baja del río Kwanza.

Como característica adicional, el sistema evalúa, igualmente, los acontecimientos imprevistos, como crecidas inesperadas en el caudal para facilitar las intervenciones en este tipo de situaciones. Por lo tanto, el SAD desarrollado funciona bajo el principio de gestión por excepción (West and Harrison (1997)).

3.8. Discusión

El problema resuelto en este capítulo es un problema extremadamente complejo de decisión, debido a la existencia de diversas fuentes de incertidumbre, entre otras, las afluencias a Capanda y Cambambe, los volúmenes de agua evaporada en ambas centrales y los volúmenes de agua demandada para el consumo humano en Luanda. Además, la existencia de distintos criterios y etapas de decisión, la falta parcial de datos y la complejidad computacional lo convierten en un problema de muy difícil resolución.

Los resultados obtenidos se comparan muy favorablemente con respecto a la gestión actual en términos de mayor energía producida, menos sueltas de agua por aliviaderos y menor déficit de agua para consumo urbano. Para ayudar a los gestores del río Kwanza, hemos desarrollado un Sistema de Ayuda a la Decisión (SAD) sencillo para apoyar sus operaciones. El SAD facilita la recopilación de datos necesarios, las predicciones, la optimización y las tareas de supervisión.

En suma, los resultados obtenidos han sido satisfactorios y demuestran que el problema admite solución dentro del horizonte de planificación mensual fijado en esta Tesis. Además, se muestra que los recursos hídricos están infrautilizados, y que se puede aumentar la capacidad de producción de energía, como exploraremos en el capítulo siguiente.

Capítulo 4

Expansión de la Capacidad Hidroeléctrica en el Río Kwanza

4.1. Introducción

Como indicamos en el Capítulo 1 de esta Tesis, Angola cuenta con una gran variedad de recursos energéticos, como petróleo, gas natural y recursos hídricos, con un fuerte potencial de generación de energía eléctrica. Dichos recursos, si se explotasen de una manera sostenible, serían suficientes para satisfacer las necesidades energéticas del país. Además, incluso podrían permitir a Angola convertirse en un país exportador de electricidad, como ya lo es, en la actualidad, de petróleo. Un ejemplo exponente claro de este subaprovechamiento energético es la cuenca del río Kwanza ya estudiada en el Capítulo 3, y que tiene un enorme potencial hidroeléctrico, como estudiaremos en este capítulo.

Para ello, partiremos de una evaluación de la eficacia del sistema actual de producción de energía en Angola, basándonos en el Sistema Energético de Referencia (SER) que presentaremos a continuación. El objetivo de dicho estudio es tratar de definir las estrategias futuras para superar las deficiencias en el suministro de energía del país. Para evaluar el sistema y aportar mejoras al mismo, plantearemos tres posibles

escenarios, que intentarán predecir si el sistema será capaz de soportar los previsibles aumentos en la demanda de energía asociados al desarrollo económico que está viviendo el país tras su pacificación. En concreto, los supuestos que consideraremos son:

- Un primer escenario que considera un aumento de un 1 % por año en la demanda de electricidad;

- Un segundo escenario que se refiere a un aumento del 3 % anual en el consumo de refinados derivados del petróleo;

- Finalmente, un tercer escenario que plantea el aumento simultáneo en la demanda de energía eléctrica y en el consumo de refinados, en los mismos porcentajes que en los casos anteriores.

El análisis de dichos escenarios nos lleva a predecir el eventual (y rápido) colapso del actual sistema de producción de energía eléctrica, en el sentido de que será incapaz de satisfacer tales aumentos en la demanda, en especial, el referente al aumento en la demanda de electricidad. Teniendo en cuenta las restricciones de emisión de contaminantes, consideramos sólo como posibles soluciones la mejora de la red de distribución, fuertemente dañada por la guerra, o la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas. Así, en este capítulo aportaremos un modelo que permita analizar el modo óptimo de expansión de la capacidad hidroeléctrica en Angola. En particular, nos centramos en el estudio del río Kwanza, por ser el objeto principal de esta Tesis y por su proximidad a Luanda, principal punto de consumo energético en el país.

4.2. Formulación del problema de factibilidad para el SER en Angola

En su concepción actual, el SER en Angola viene descrito en la Figura 4.1. Esencialmente, dicho sistema cubre cuatro sectores:

- El sector del petróleo, que incluye la extracción y exportación de crudo, y la producción, importación y exportación de refinados. Parte de dichos refinados se emplean en la producción de energía termoeléctrica.

- El sector del gas, que incluye la extracción y uso de gas, en parte para la producción de energía termoeléctrica.

- El sector hidro, que utiliza agua para la producción hidroeléctrica, y para otros usos no relevantes en el estudio de este capítulo.

- El sector eléctrico, que produce energía termo y hidroeléctrica, empleándola en la distribución. Para determinados usos, también se requiere la importación de energía eléctrica del exterior.

Obsérvese que no se incluyen referencias a otros sectores energéticos, pues su presencia es anecdótica (como el sector eólico) o bien, es importante pero excesivamente primitiva y dañina, por lo que deseamos evitarla (como la quema de leña).

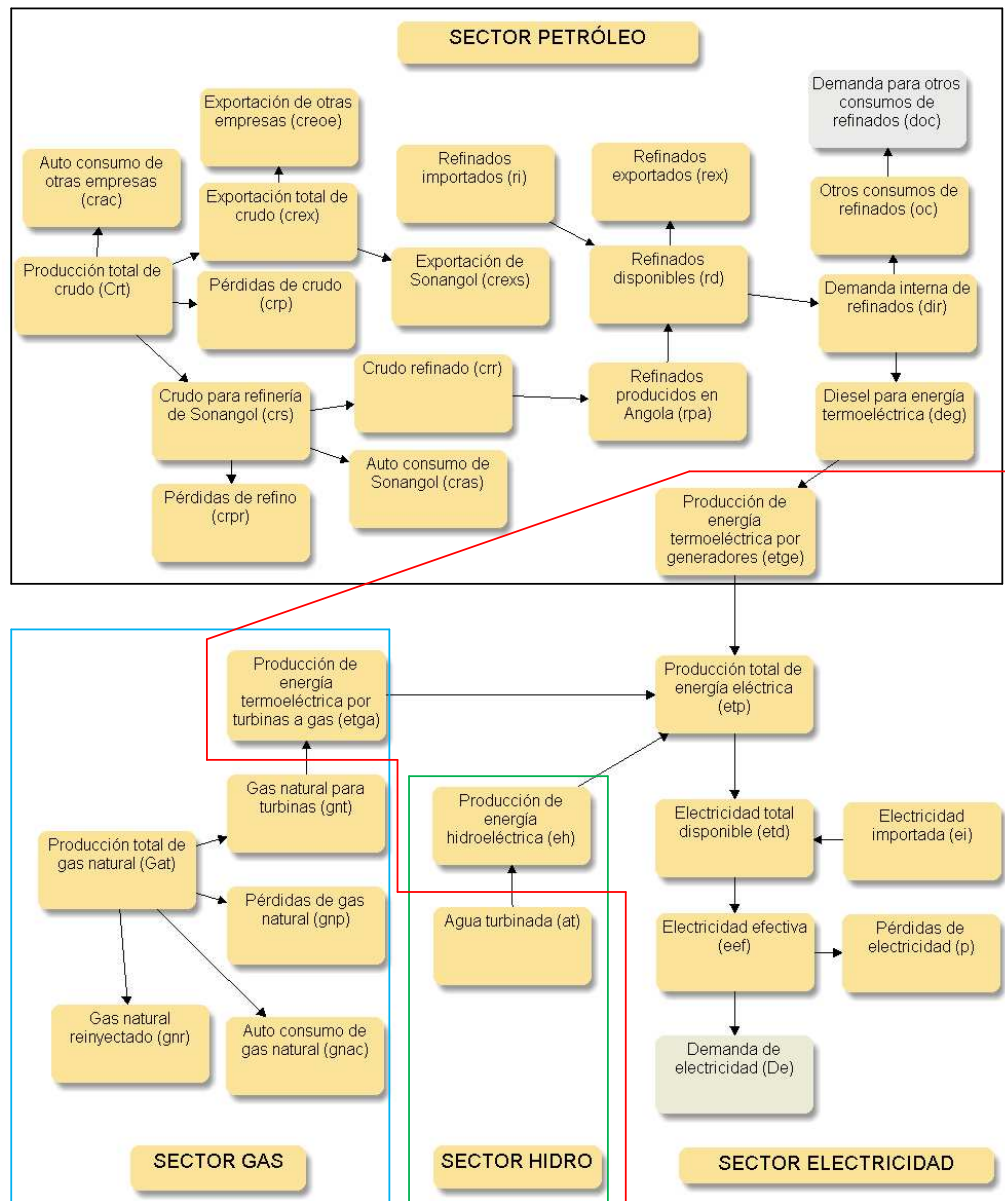


Figura 4.1: Sistema Energético de Referencia de Angola (SER)

Las dos demandas principales energéticas a satisfacer en Angola son la de electricidad y la de refinados, para consumos distintos de los de la producción de energía eléctrica para determinar el mix energético óptimo (por ejemplo, en el sentido de proporcionar los máximos beneficios al gobierno de Angola).

Basados en el esquema de la Figura 4.1, introducimos a continuación una versión simplificada del modelo de programación lineal presentado en Simbo (2011), que emplearemos para verificar la viabilidad del SER angoleño. Formulamos primero las variables de decisión y, a continuación las restricciones sobre las mismas. La función objetivo empleada será artificial, pues estamos principalmente interesados en evaluar su factibilidad.

4.2.1. Variables de decisión

Basándonos en la notación del SER, esquematizado en la Figura 4.1, consideraremos en nuestro problema las siguientes variables de decisión:

- El crudo exportado por la Sociedad Nacional de Combustibles de Angola (Sonangol) (crexs);
- El crudo exportado por otras empresas (creoe);
- Los otros consumos de refinados (oc);
- Los refinados importados (ri);
- Los refinados destinados a la exportación (rex);
- El agua turbinada (at);
- El gas natural a emplear en turbinas (gnt);
- El diésel empleado para energía termoeléctrica por generadores (deg);
- La electricidad importada (ei);
- El crudo destinado a la refinería de Sonangol (crs).

El resto de variables que aparezcan en el problema serán variables auxiliares y se introducirán a medida que las vayamos requiriendo en la formulación.

4.2.2. Restricciones

Presentamos, a continuación, las restricciones sobre las variables de decisión definidas en la Sección 4.2.1.

Restricciones relativas al sector del petróleo

- La suma de las cantidades: (1) de crudo destinado a autoconsumo de otras empresas ($crac$), (2) a la refinería de Sonangol (crs), (3) las pérdidas de crudo (crp), (4) la exportación total de crudo ($crex$), que, a su vez, se subdivide en exportación de otras empresas ($creoe$) y en exportación de Sonangol ($crexs$) no puede sobrepasar la producción total de crudo (Crt), que ascendió, a aproximadamente, 590 millones de barriles en el año 2010

$$crac + crs + crp + creoe + crexs \leq Crt. \quad (4.1)$$

El 6% de dicha producción total de crudo, Crt , corresponde a autoconsumo de otras empresas, ($crac$), y a las pérdidas resultantes de la producción, (crp),

$$crac + crp = 0.06 \cdot Crt. \quad (4.2)$$

Reemplazando (4.1) en (4.2) y reordenando, se obtiene

$$1.064 \cdot (creoe + crexs + crs) \leq Crt.$$

- Del crudo total producido, Crt , la empresa Sonangol recibe, aproximadamente, el 36.4%, teniendo en cuenta las pérdidas resultantes del proceso de producción, que se estiman en 0.48%. En 2010, la cantidad recibida ($crs + crexs$) fue de unos 214 millones de barriles

$$crs + crexs = 0.364 \cdot 0.9952 \cdot Crt = 0.3623 \cdot Crt.$$

- La refinería de Sonangol puede procesar, teóricamente, unos 16425000 barriles

anuales. Sin embargo, en la actualidad, su capacidad de refinamiento está reducida al 50 %, con lo que se debe cumplir

$$\text{crs} \leq 8212500.$$

- Los refinados producidos internamente por parte de Sonangol (rpa) dependen de las cantidades de crudo destinadas a la refinería (crs), siguiendo una función de producción aproximadamente lineal

$$\text{rpa} = 0.95 \cdot \text{crs} + 244485. \quad (4.3)$$

- Los refinados disponibles en Angola (rd) incluyen los refinados importados (ri) y los producidos internamente (rpa):

$$\text{rd} = \text{ri} + \text{rpa}. \quad (4.4)$$

Sustituyendo (4.3) en (4.4), se obtiene

$$\text{rd} = \text{ri} + 0.95 \cdot \text{crs} + 244485. \quad (4.5)$$

- Los refinados disponibles (rd) se destinan, a su vez, a la cobertura de la demanda interna (dir) y a la exportación (rex)

$$\text{rd} = \text{dir} + \text{rex}. \quad (4.6)$$

Reemplazando (4.5) en (4.6), podemos expresar los refinados destinados a satisfacer la demanda interna mediante

$$\text{dir} = \text{ri} + 0.95 \cdot \text{crs} + 244485 - \text{rex}. \quad (4.7)$$

- Una parte de dicha demanda (dir), se destina al gasoil que se utiliza en la producción de energía termoeléctrica por generadores (deg). El resto se dedica a otros consumos (oc).

$$\text{dir} = \text{deg} + \text{oc} \quad (4.8)$$

Sustituyendo (4.8) en (4.7), y reordenando términos, obtenemos

$$\text{deg} + \text{oc} - \text{ri} - 0.95 \cdot \text{crs} + \text{rex} = 244485.$$

- La cantidad de barriles de gasoil destinada a la generación de energía eléctrica mediante el uso de generadores (deg) no superó, en 2010, los 600000 barriles

$$\text{deg} \leq 600000.$$

- La cantidad de barriles de refinados destinada a otros consumos (oc) debe ser superior a la demanda de refinados para otras necesidades, que se estimó en unos 27.5 millones de barriles en 2010

$$\text{oc} \geq 2.75 \cdot 10^7.$$

Restricciones relativas al sector del gas

- La suma de: (1) las cantidades de gas destinadas a la producción de electricidad por turbinas (gnt), (2) para autoconsumo (gnac), (3) las cantidades de gas reinyectado para optimizar la extracción del petróleo (gnr), y (4) las pérdidas derivadas del proceso de evaporación o combustión (gnp), no puede sobrepasar la producción total de gas (Gat), que se estimó en unos 137000 millones de barriles, en el año 2010

$$\text{gnt} + \text{gnac} + \text{gnr} + \text{gnp} \leq \text{Gat}.$$

- La cantidad de barriles de gas destinado a las turbinas (gnt) en 2010 no superó los 269 millones de barriles

$$\text{gnt} \leq 2.69 \cdot 10^8.$$

Restricciones sector hidro

- El volumen de agua turbinada en las centrales hidroeléctricas (at) en 2010 no superó los 1000 millones de m³

$$at \leq 10^9.$$

Restricciones sector electricidad

- La función de producción de energía termoeléctrica por generadores (etge) se define, a partir de la cantidad de barriles destinados a la generación de energía eléctrica por generadores (deg), según la relación de producción

$$etge = 6.068 \cdot 10^9 \cdot deg. \quad (4.9)$$

- La producción de energía termoeléctrica por turbinas (etga) se describe, a su vez, a partir de la cantidad de gas destinado a turbinas (gnt), mediante la relación técnica

$$etga = 6.36 \cdot 10^6 \cdot gnt. \quad (4.10)$$

- La función de producción de energía hidroeléctrica (eh) depende del volumen de agua turbinada (at), siguiendo la relación

$$eh = 1.26 \cdot 10^7 \cdot at. \quad (4.11)$$

- La electricidad total producida en Angola (etp) es la suma de los tres términos anteriores (4.9)–(4.11)

$$etp = etge + etga + eh. \quad (4.12)$$

- Para satisfacer la demanda de energía en la provincia de Cunene, ubicada al sur del país, Angola importa de Namibia cierta cantidad de electricidad (ei), que no

sobrepasó, en 2010, $1.35 \cdot 10^{13}$ J

$$ei \leq 1.35 \cdot 10^{13}.$$

- La electricidad total disponible (etd) es la suma de la electricidad total producida en Angola (etp) y de la electricidad importada (ei)

$$etd = etge + etga + eh + ei. \quad (4.13)$$

Sustituyendo los valores de (4.9), (4.10) y (4.11) en (4.13), la electricidad total disponible es, por tanto,

$$etd = 6.068 \cdot 10^9 \cdot deg + 6.36 \cdot 10^6 \cdot gnt + 1.26 \cdot 10^7 \cdot at + ei. \quad (4.14)$$

- Las pérdidas de electricidad (p), por razones técnicas y de otra índole, se estiman en un 20%. Así, definimos la electricidad efectiva (eef) como

$$eef = 0.8 \cdot etd.$$

- La electricidad efectiva debe ser mayor que la demanda de electricidad (De), que fue de, aproximadamente, $1.43 \cdot 10^{16}$ J, en 2010

$$0.8 \cdot etd \geq De.$$

Reemplazando (4.14) en la expresión anterior, se obtiene, la siguiente relación

$$1.004 \cdot 10^7 \cdot at + 4.85 \cdot 10^9 \cdot deg + 5.09 \cdot 10^6 \cdot gnt + 0.8 \cdot ei \geq De.$$

Adicionalmente, las variables de decisión cumplen la hipótesis de no negatividad. Las restantes variables que aparecen en el SER de la Figura 4.1 son auxiliares, con la excepción de la demanda de electricidad (De), y la producción total de crudo (Crt) y de gas (Gat), que son variables aleatorias, sujetas, por tanto, a incertidumbre. Los valores estimados de dichas variables en el año 2010 son de $1.43 \cdot 10^{16}$ J, y $5.90 \cdot 10^8$ y $1.37 \cdot 10^{11}$ barriles, respectivamente.

4.2.3. Función objetivo

El objetivo que se persigue en este capítulo de la Tesis es el de aumentar la capacidad de producción del SER angoleño. Por tanto, la formulación de la función objetivo no es relevante en nuestro caso, porque buscamos sólo evaluar la factibilidad del sistema de producción, con vistas a proponer posibles expansiones del mismo. Planteamos, entonces, resolver el problema

$$\text{máx } f = \text{crexs} + \text{creoe}$$

s.a:

$$1.064 \cdot \text{creoe} + 1.064 \cdot \text{crexs} + 1.064 \cdot \text{crs} \leq 5.90 \cdot 10^8,$$

$$\text{crexs} + \text{crs} = 2.14 \cdot 10^8,$$

$$\text{crs} \leq 8212500,$$

$$-\text{ri} + \text{deg} + \text{oc} - 0.95 \cdot \text{crs} + \text{rex} = 244485,$$

$$\text{at} \leq 10^9,$$

$$\text{gnt} \leq 2.69 \cdot 10^8,$$

$$\text{deg} \leq 600000,$$

$$\text{ei} \leq 1.35 \cdot 10^{13},$$

$$\text{oc} \geq \mathbf{2.75 \cdot 10^7},$$

$$1.004 \cdot 10^7 \cdot \text{at} + 4.85 \cdot 10^{59} \cdot \text{deg} + 5.09 \cdot 10^6 \cdot \text{gnt} + 0.8 \cdot \text{ei} \geq \mathbf{1.43 \cdot 10^{16}},$$

creoe, crexs, crs, ri, at, gnt, deg, ei, rex, oc ≥ 0 .

Hemos resaltado los valores de las demandas $2.75 \cdot 10^7$ y $1.43 \cdot 10^{16}$ por ser ambos especialmente relevantes en la predicción de la factibilidad del sistema de producción de electricidad.

4.3. Posibilidades de expansión del SER angoleño

A continuación, presentaremos los resultados más importantes que se han obtenido considerando los distintos escenarios de aumento en la demanda de electricidad, en el consumo de refinados, y de ambos factores simultáneamente, propuestos en la Sección 4.1.

4.3.1. Aumento anual del 1 % en la demanda de electricidad

La Tabla 4.1 presenta el resumen de los efectos que tendría sobre las variables de decisión un aumento de un 1 % en la demanda de electricidad entre los años 2010 y 2011. Este estudio es de gran importancia pues, por una parte, permite identificar la existencia o no de deficiencias en la producción y suministro de energía eléctrica en Angola. Por otro lado, ayuda a identificar qué tipo de soluciones deben ser propuestas, si tales deficiencias se producen, para superar los problemas derivados de los incrementos en la demanda de electricidad. Utilizamos las unidades respectivas de cada magnitud.

Tabla 4.1: Aumento anual de la demanda de electricidad ($\times 10^6$)

Variables	2010	2011
Crudo exportado por Sonangol (crexs).	213.79	205.56
Crudo exportado por otras empresas (creoe).	340.88	0.000001
Otros consumos de refinados (oc).	27.54	27.53
Refinados exportados (rex).	0.0	-0.014358
Refinados importados (ri).	27.90	20.07
Volumen de agua turbinada (at).	995.64	995.95
Barriles de gas para turbinas (gnt)	269.35	269.36
Diésel para producción de electricidad (deg).	0.60	0.61
Electricidad importada (ei).	0.00008	0.00008
Crudo para producción de refinados (crs).	0.0	8.23

Al comparar los resultados de los años 2010 y 2011, se ve que, en el primer año, todas las variables de decisión son positivas y no superan sus cotas máximas, con lo que el problema se puede considerar factible en el año 2010. La solución propuesta conlleva que Angola importe 0.00008 J de electricidad para satisfacer la demanda interna, y que para producir la electricidad consumida en dicho año, se utilizasen $9.9564 \cdot 10^8$ m³ de agua en las centrales hidroeléctricas, $2.6935 \cdot 10^8$ barriles de gas y 600000 barriles de refinados.

A partir del año 2011, con el aumento anual de 1% de la demanda de electricidad, el modelo de producción de electricidad deja de ser factible, y proporciona un valor negativo para la exportación de refinados (rex). Además, en dicho año, los límites de máxima cantidad de las variables at, gnt, deg y crs superan sus cotas máximas.

En definitiva tras analizar los resultados de la Tabla 4.1, se deduce que, a partir del año 2011, con el actual sistema de producción de energía eléctrica no es posible asumir el incremento en la demanda de electricidad. Para poder cubrirlos, sería necesaria la expansión de la capacidad eléctrica mediante la construcción de centrales hidroeléctricas adicionales, o mediante la reducción de las pérdidas de electricidad resultantes de la mala calidad de la red de transmisión y distribución.

4.3.2. Aumento anual del 3 % en el consumo de refinados

En este apartado, analizaremos las consecuencias de un hipotético aumento anual del 3 % en la demanda del consumo de refinados que no se destinen a la producción de energía termoeléctrica. Las unidades que se utilizan a continuación dependen de cada variable.

En la Tabla 4.2, podemos ver los resultados obtenidos para el periodo 2011-2018, observando cómo al crecer la demanda, las variables de decisión se mantienen todas positivas, no superando sus cotas máximas. Por tanto, podemos concluir que tal incremento no afecta a la generación de energía eléctrica en Angola durante el período estudiado. Además, se evidencia que en dicho periodo, Angola seguiría importando electricidad de Namibia para cubrir las necesidades eléctricas de la provincia de Cunene. Finalmente, se observa también que el actual sistema de producción de electricidad, dentro del SER elaborado, seguiría siendo factible hasta el año 2018, por lo que se podría asumir el incremento en la demanda de refinados, al menos hasta tal año.

Tabla 4.2: Aumento anual de otros consumos de refinados ($\times 10^6$)

Variables	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
crexs	213.79	213.79	213.79	213.79	213.79	213.79	213.79	213.79
creoe	340.88	340.88	340.88	340.88	340.88	340.88	340.88	340.88
oc	28.37	29.23	30.10	30.99	31.93	32.89	33.87	34.89
rex	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ri	28.72	29.58	30.45	31.35	32.28	33.24	34.23	35.25
at	995.64	995.64	995.64	995.64	995.64	995.64	995.64	995.64
gnt	269.35	269.35	269.35	269.35	269.35	269.35	269.35	269.35
deg	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
ei	0.00008	0.00008	0.00008	0.00008	0.00008	0.00008	0.00008	0.00008
crs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

4.3.3. Aumento simultáneo de la demanda de electricidad y de otros consumos de refinados

Finalmente, estudiamos en este apartado, cómo afectaría al SER angoleño un aumento anual simultáneo de un 1% y un 3% en las demandas de electricidad y refinados para otras necesidades distintas a las de la producción de energía termoeléctrica por generadores, respectivamente.

El análisis de la Tabla 4.3 indica que, al igual que en la Sección 4.3.1, los resultados obtenidos por el modelo para el año 2011 proporcionan un valor negativo para la exportación de refinados (rex). Además, cabe destacar que los valores obtenidos de otras variables como otros consumos de refinados (oc), volumen de agua turbinada (at), diésel para la producción de electricidad (deg), barriles de gas para turbinas (gnt), y crudo para la refinería de Sonangol (crs) superan sus valores máximos de restricción. De este modo, lógicamente, el modelo resulta infactible, lo que confirma la necesidad de expandir y/o mejorar el sistema eléctrico. Las unidades que se utilizan en la Tabla 4.3 dependen de cada magnitud.

Tabla 4.3: Aumento simultáneo de la demanda de electricidad y de refinados ($\times 10^6$)

Variables	2011
Crudo exportado por Sonangol (crexs).	205.56
Crudo exportado por otras empresas (creoe).	0.000001
Otros consumos de refinados (oc).	28.35
Refinados exportados (rex).	-0.014358
Refinados importados (ri).	20.89
Volumen de agua turbinada (at).	995.95
Barriles de gas para turbinas (gnt).	269.36
Diésel para producción de electricidad (deg).	0.61
Electricidad importada (ei).	0.00008
Crudo para producción de refinados (crs).	8.23

4.3.4. Conclusiones

Los resultados obtenidos tras aplicar los escenarios considerados en las secciones anteriores, muestran que el Sistema Energético de Referencia angoleño no permite satisfacer las necesidades energéticas del país a corto plazo, debido a la baja producción de electricidad, por un lado, y, por otro lado, a las pérdidas resultantes de la mala calidad de la red de transmisión y distribución, entre otros factores.

Teniendo en cuenta que Angola es un país productor de crudo, en fase expansiva, y siendo la electricidad un factor fundamental de desarrollo en cualquier país, la búsqueda de soluciones para los problemas de demanda se revela de vital importancia para llevar a buen término el programa de desarrollo y reconstrucción nacional, comenzado tras la firma de los acuerdos de paz en 2002. No prestaremos aquí atención al problema de falta de producción de refinados, pues está en vías de resolución con la mejora de la capacidad de producción de la refinería de Sonangol, la construcción de la refinería de Lobito y al eventual aumento en las importaciones de refinados de otros países.

4.4. Soluciones técnicas al problema de expansión del SER de Angola

Para resolver los problemas de satisfacción de la demanda expuestos en la Sección 4.3, contemplamos, al menos, dos alternativas. La primera solución se refiere a la mejora de la red de transmisión y distribución para reducir las pérdidas de electricidad. La segunda se refiere al aumento de la capacidad de producción de electricidad mediante la construcción de embalses adicionales en el cauce del río Kwanza. Dentro de esta segunda alternativa, no consideramos otras fuentes de energía, como el petróleo y el gas, por su alto impacto contaminante. Aunque Angola no está entre los países con restricciones en la producción de gases de efecto invernadero, según lo estipulado en el

Protocolo de Kyoto, ha aumentado sus emisiones de dióxido de carbono (CO_2) en los últimos años de manera considerable, como se muestra en la Tabla 4.4. El Protocolo de Kyoto establece la obligación legal vinculante, sobre países desarrollados y países en vías de desarrollo, de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, en conjunto, en aproximadamente un 5.2% por debajo de los niveles de 1990, para el primer período de compromisos establecido (2008-2012).

Tabla 4.4: Emisión de dióxido de carbono en Angola ($\times 10^3$ Kg)

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Emisión CO_2	0.7	0.7	0.7	0.9	0.6	1.2	1.2	1.3	1.5	1.4

Fuente: <http://datos.bancomundial.org/país/Angola>

4.4.1. Reducción de las pérdidas de electricidad

Respecto a la primera opción, en la que se trata de reducir las pérdidas de energía eléctrica por deficiencias en la red, adoptaremos el siguiente procedimiento. Representaremos valores típicos del coste asociado a un aprovechamiento, p , del total de la energía disponible teóricamente, y ajustaremos una curva de crecimiento asociada a los puntos representados.

Concretamente, se estima que, en la actualidad, las pérdidas de electricidad en Angola son de un 20% ($p = 0.8$). Consideramos que el coste de inversión asociado a dicha situación es de 0 \$, con lo que $r(0.8) = 0$ \$. Por otra parte, cuando se intenta aumentar dicho nivel hasta, por ejemplo, el 90%, se debe afrontar un considerable esfuerzo inversor. Basándonos en un estudio análogo sobre la reducción de los costes de pérdidas realizado en Tanzania ([Ministry of Finance and Economic Affairs. Tanzania \(2011\)](#)), un país con características similares a las de Angola, hemos determinado el coste asociado a la reducción de las pérdidas hasta un nivel del 10%, a partir del coste capitalizado a medio plazo y de la tasa de reducción que se pretende alcanzar en Tanzania. Dicho coste se estima en, aproximadamente, $1.451 \cdot 10^9$ \$, es

decir $r(0.90) = 1.451 \cdot 10^9$ \$. Finalmente, teniendo en cuenta que el promedio mundial del aprovechamiento de electricidad se estima en un 91%, como se ve en [Targosz \(2008\)](#), intentaremos elevar el nivel de aprovechamiento de Angola por encima de dicho promedio fijando su límite al 95%. Así, ajustaremos una curva de tipo hiperbólico, véase [Ramos et al. \(1989\)](#)

$$r(p) = a + \frac{b}{p - 0.95}. \quad (4.15)$$

Sustituyendo los niveles de aprovechamiento del 80% y 90% por sus respectivos valores de inversiones en (4.15), se obtienen los valores de $a = -0.726 \cdot 10^9$ y $b = -0.109 \cdot 10^9$. La expresión analítica de los costes de energía aprovechable viene, de este modo, dada por:

$$r(p) = -0.726 \cdot 10^9 - \frac{0.109}{p - 0.95} \cdot 10^9, \quad (4.16)$$

cuya gráfica representamos en la [Figura 4.2](#).

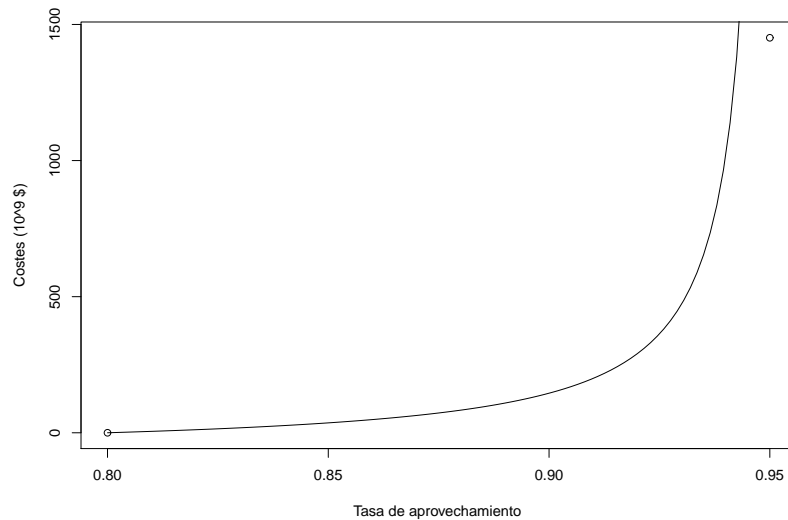


Figura 4.2: Costes de energía aprovechable

4.4.2. Expansión de la capacidad hidroeléctrica

Analizamos, a continuación, la segunda alternativa considerada para aumentar la capacidad de respuesta del SER angoleño ante incrementos en la demanda. Hemos visto que el modelo de factibilidad resuelto en la Sección 4.3 determina que el SER angoleño no produce energía suficiente para satisfacer la demanda. Para superar este déficit, habría que producir cantidades adicionales de electricidad mediante la construcción de uno o más embalses en la cuenca del río Kwanza, teniendo en cuenta su potencial hidroeléctrico y su proximidad a Luanda. Fedosov (1990) estimó en $1.08 \cdot 10^{13}$ J la energía teórica producible por la central de Capanda en un año normal, lo que ayudaría, según el mismo autor, a reducir el déficit de energía en Luanda. Añade, además, que el embalse de Capanda posibilitaría la construcción de seis o siete centrales hidroeléctricas entre los embalses de Capanda y Cambambe. Igualmente, los estudios hechos por Naidoo et al. (2005) apoyan la tesis de que resultaría conveniente la construcción de más centrales hidroeléctricas en la parte inferior de Capanda, debido a la capacidad de generación de energía del río Kwanza, sugiriendo un esquema como el de la Figura 4.3.

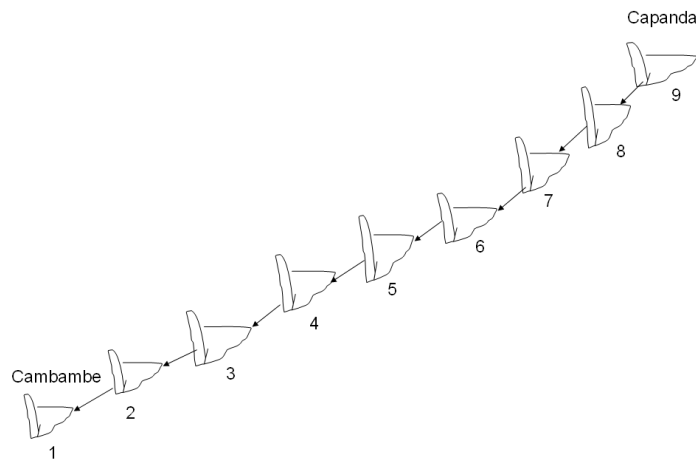


Figura 4.3: Capacidad potencial de producción de energía en el río Kwanza

El embalse número 1 representa la central de Cambambe, con una capacidad de

producción estimada en $7.9 \cdot 10^8$ W. El embalse 9 se refiere a la central de Capanda con $5.2 \cdot 10^7$ W de capacidad de producción. El resto de embalses corresponden a posibles localizaciones para las futuras centrales de Luíme, Túmulo do Caçador, Zenzo II, Zenzo I, Caculo Cabaça, Laúca y Nhangue, con capacidades potenciales de producción de $3.3 \cdot 10^8$, $4.5 \cdot 10^8$, $1.2 \cdot 10^8$, $4.5 \cdot 10^8$, $2.07 \cdot 10^9$, $2.05 \cdot 10^9$ y $4.5 \cdot 10^8$ W, respectivamente. La Tabla 4.5 muestra un resumen de las principales características de dichos embalses, junto con los datos de costes, energía firme y agua turbinable.

Tabla 4.5: Posibles localizaciones de los futuros embalses

Número	Embalses	Coste (10^9 €)	Capacidad (10^6 W)	Energía firme (10^{15} J)	Agua turbinable (10^6 m ³)
1	Luíme	0.59*	330	5.40	430.28
2	Túmulo de Caçador	0.81*	450	9.72	774.50
3	Zenzo II	0.21*	120	2.52	200.80
4	Zenzo I	0.81*	450	9.72	774.50
5	Caculo Cabaça	3.70	2067	27.00	2151.39
6	Laúca	3.50	2051	16.92	1348.21
7	Nhangue	0.81*	450	4.68	372.91

Fuente: Ministério de Energía y Aguas de Angola

* Valores estimados por el autor a partir del presupuesto de Caculo Cabaça.

4.4.3. Formulación del problema de expansión de la capacidad eléctrica del SER de Angola

Combinando las dos alternativas presentadas en las Secciones 4.4.1 y 4.4.2, intentaremos minimizar tanto los costes resultantes de la reducción de las pérdidas de electricidad por la mala calidad de la red como los derivados de la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, con el objetivo adicional de identificar las centrales que mejor podrían contribuir a la reducción del previsible déficit de energía. En este sentido, estructuramos el problema de expansión óptima de la capacidad eléctrica del río Kwanza como un problema de optimización no lineal mixta, identificando las variables de decisión, las restricciones y la función objetivo del problema.

VARIABLES DE DECISIÓN

El primer grupo de variables de decisión se refieren a la construcción de los embalses de Luime (x_1), Túmulo de Caçador (x_2), Zenzo II (x_3), Zenzo I (x_4), Caculo Cabaça (x_5), Laúca (x_6) y Nhangue (x_7), siendo x_i binaria, con significado, $x_i = 1$, si construimos el embalse i , y $x_i = 0$, en caso contrario, para $i=1,\dots,7$.

Además, el nivel de aprovechamiento de la energía eléctrica, p , será, igualmente, una variable de decisión continua que toma valores en el intervalo $[0.8, 0.95]$. Las restantes variables que aparezcan en la formulación serán auxiliares, procediendo del modelo de factibilidad formulado en la Sección 4.2, a saber at , deg , ei y gnt .

RESTRICCIONES

- El volumen de agua a turbinar (at) no puede sobrepasar la suma del volumen de agua turbinada en 2010, y los volúmenes turbinables en los posibles embalses adicionales

$$at \leq 995.94 \cdot 10^6 + \sum E_i \cdot x_i, \quad (4.17)$$

donde E_i es la cantidad de agua turbinable por el embalse i . Sustituyendo en (4.17) los valores de la Tabla 4.5, obtenemos la restricción

$$at \leq (995.94 + 430.28 \cdot x_1 + 774.50 \cdot x_2 + 200.80 \cdot x_3 + 774.50 \cdot x_4 + 2151.39 \cdot x_5 + 1348.21 \cdot x_6 + 372.91 \cdot x_7) \cdot 10^6.$$

- La cantidad de electricidad importada (ei) no puede ser mayor que $1.35 \cdot 10^{13}$ J.

$$ei \leq 1.35 \cdot 10^{13}.$$

- La cantidad de diésel utilizado para la generación de electricidad por generadores

(deg) no puede sobrepasar los 600000 barriles

$$\text{deg} \leq 6 \cdot 10^5.$$

- Los barriles de gas utilizados en las turbinas termoeléctricas (gnt) no deben superar la cantidad de $269.35 \cdot 10^6$ barriles

$$\text{gnt} \leq 2.69 \cdot 10^8.$$

- La electricidad efectiva debe superar la demanda, esto es

$$p \cdot \text{etd} \geq \text{De}.$$

Al sustituir la expresión (4.13) de etd, se convierte en

$$p \cdot (1.255 \cdot 10^7 \cdot \text{at} + 6.068 \cdot 10^9 \cdot \text{deg} + 6.36 \cdot 10^6 \cdot \text{gnt} + \text{ei}) \geq \text{Demanda de electricidad}.$$

Función objetivo

El objetivo del problema de expansión consiste en minimizar los costes asociados a las inversiones para aumentar la energía eléctrica aprovechable y para la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas. Dichos costes tienen la siguiente expresión analítica:

$$\text{Coste} = r(p) + \sum_{i=1}^7 c_i \cdot x_i. \quad (4.18)$$

Sustituyendo los valores de los costes c_i de la Tabla 4.5, y la expresión $r(p)$ dada por (4.16) en la expresión (4.18), el problema a resolver es, entonces,

$$\text{mín } W = -0.7255 - \frac{0.108825}{p^{0.95}} + 0.59 \cdot x_1 + 0.81 \cdot x_2 + 0.21 \cdot x_3 + 0.81 \cdot x_4 + 3.7 \cdot x_5 + 3.5 \cdot x_6 + 0.81 \cdot x_7$$

s.a.

$$\text{at} \leq (995.94 + 430.28 \cdot x_1 + 774.50 \cdot x_2 + 200.80 \cdot x_3 + 774.50 \cdot x_4 + 2151.39 \cdot x_5 + 1348.21 \cdot x_6 + 372.91 \cdot x_7) \cdot 10^6$$

$$ei \leq 1.35 \cdot 10^{13}$$

$$\text{deg} \leq 6 \cdot 10^5$$

$$\text{gnt} \leq 269.35 \cdot 10^6$$

$$p \cdot (1.255 \cdot 10^7 \cdot \text{at} + 6.068 \cdot 10^9 \cdot \text{deg} + 6.36 \cdot 10^6 \cdot \text{gnt} + ei) \geq \text{De}$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

$$p \in [0.8, 0.95)$$

$$\text{at} \geq 0, \text{deg} \geq 0, \text{gnt} \geq 0, ei \geq 0$$

Para resolver este problema, hemos empleado un algoritmo de programación no lineal implementado en MATLAB, analizando las 2^7 posibles combinaciones para los valores de las variables binarias consideradas. Resolvemos, por tanto, 128 subproblemas de programación no lineal, todos ellos de bajo coste computacional. Una vez resueltos todos los subproblemas, elegimos, de entre todos ellos, la solución que proporciona el menor coste asociado a la energía eléctrica aprovechable.

Para fijar la demanda, supondremos un incremento del 2% en la demanda anual, e iremos determinando las centrales hidroeléctricas a construir y la mejora asociada del nivel de aprovechamiento. Considerando que la construcción de una central hidroeléctrica del tamaño de las consideradas en este problema se demoraría, en promedio, unos 5 años, la Tabla 4.6 presenta los resultados del modelo referente al calendario de inversiones en el río Kwanza. Concretamente, se muestran las posibles localizaciones de embalses a construir en el río Kwanza al aumentar la demanda de electricidad con el tiempo.

Tabla 4.6: Embalses a construir

Periodo	Demanda (10^{16} J.)	p	Luíme	Túmulo de Caçador	Zenzo II	Zenzo I	Caculo Cabaça	Lauca	Nhangue
2010	1.42812	0.800	0	0	0	0	0	0	0
2011-2025	1.49 - 1.92	0.834	0	0	0	0	1	0	0
2026 - 2063	1.96 - 4.16	0.892	0	0	0	0	1	0	1
2064 - 2072	4.24 - 4.97	0.919	0	0	0	1	1	0	1
2073	5.072	0.945	0	1	0	1	1	0	1

De la Tabla 4.6 se depende que el nivel de aprovechamiento de electricidad va creciendo a medida que el tiempo avanza. Dicho nivel permanece constante entre el periodo 2011-2025 ($p = 0.834$), y aumenta considerablemente en 2026 alcanzando un valor $p = 0.892$, que se mantiene constante hasta el año 2063. El nivel de aprovechamiento sigue creciendo hasta 2073, alcanzando un valor máximo $p = 0.945$. La Tabla 4.6 muestra los posibles embalses que pueden construirse en el río Kwanza, con vistas a satisfacer los incrementos del 2% anual en la demanda de electricidad previstos para el periodo 2011-2073. Indica que a partir de 2026, es posible utilizar al máximo el potencial del río Kwanza construyendo embalses adicionales. En este sentido, se evidencia el potencial hidráulico del río como se sugería en [Naidoo et al. \(2005\)](#) y [Fedosov \(1990\)](#).

Al comparar los resultados de cada periodo de tiempo, cabe reseñar que el modelo planteado proporciona cuatro subperiodos de inversiones. El primer subperiodo se refiere al año 2011-2025 con la construcción de un embalse. El segundo subperiodo 2062-2063, se caracterizaría, al igual que sucede con el anterior, por un embalse adicional. En el tercer subperiodo 2064-2072, se construiría un embalse. Finalmente, el último subperiodo 2073 estaría marcado con la construcción de un embalse, al igual que sucede en los casos anteriores. Además, este modelo permite elaborar un calendario de inversiones para el río Kwanza para el periodo de tiempo 2011-2073, como se muestra en la Tabla 4.7, proponiendo, de este modo, qué embalses van a ser construidos, y teniendo

en cuenta el aumento de la demanda en la electricidad.

Tabla 4.7: Calendario de inversiones

Año	Embalses a construir	Coste acumulado ($r(p)$)	Coste acumulado (Construir embalses)
2010	Cambambe, Capanda		
2011 - 2025	Caculo Cabaça	0.22	0.21
2026 - 2063	Nhangue	1.15	0.80
2064 - 2072	Zenzo I	2.74	1.61
2073	Túmulo de Caçador	23.49	5.11

Podemos ver en la Tabla 4.7 los embalses que deberían construirse para satisfacer las necesidades eléctricas en Angola, con sus respectivos costes mínimos acumulados. Entre 2011 y 2025, la demanda sería cubierta construyendo solamente el embalse de Caculo Cabaça. A partir de 2026, y hasta 2063, una inversión acumulada de $0.8 \cdot 10^9$ \$, permitiría al SER angoleño producir energía eléctrica suficiente para responder al aumento de la demanda de electricidad mediante la construcción del embalse de Nhangue. Finalmente, para el periodo 2073, sería necesario un coste acumulado estimado en $5.11 \cdot 10^9$ \$ para construir las cuatro centrales hidroeléctricas en el río Kwanza.

Además, la Tabla 4.7 muestra los costes acumulados asociados a la reducción de las pérdidas de electricidad. Dichos costes varían según el nivel de aprovechamiento de electricidad deseado. Para el periodo 2011-2025, el coste asociado a la reducción de las pérdidas de electricidad se estima en $0.22 \cdot 10^9$ \$, para un nivel de aprovechamiento de 0.834, alcanzando un valor acumulado de $2.349 \cdot 10^{10}$ \$ al año 2073, cuando se pretende lograr un nivel aprovechamiento de electricidad de, aproximadamente, 0.945.

4.5. Discusión

En este capítulo, hemos comenzado proponiendo un modelo de evaluación de la viabilidad del Sistema Energético de Referencia de Angola, valorando tres posibilidades en el aumento de la demanda energética: (1) aumento en la demanda de electricidad; (2) aumento en la demanda de refinados; y (3) aumento conjunto de ambas demandas. Los resultados obtenidos muestran que el sistema actual de producción de energía eléctrica de Angola no genera electricidad suficiente para satisfacer la demanda a corto plazo, debido a las pérdidas en la red de transmisión y distribución, y a la baja producción de energía. Para superar estas deficiencias, se ha desarrollado un modelo de expansión de la capacidad eléctrica, considerando el posible aumento del nivel de aprovechamiento energético y la construcción de una serie de centrales hidroeléctricas adicionales en el río Kwanza. Dicho modelo ayudará a predecir las futuras inversiones en el río Kwanza.

El modelo de expansión propuesto presenta resultados satisfactorios, debido a la posibilidad que proporciona a la hora de generar energía eléctrica suficiente para satisfacer a medio plazo los incrementos en las futuras demandas de electricidad en Angola. Además, ayuda a mejorar considerablemente el nivel de aprovechamiento de la electricidad en el ámbito del Sistema Energético de Referencia de Angola. La aplicación del modelo desarrollado ayuda, también, a predecir los niveles de reducción de las pérdidas de electricidad en el país en el horizonte de tiempo considerado, proponiendo un calendario de inversiones para el río Kwanza hasta el año 2073. Proporciona los costes mínimos acumulados asociados al aumento del nivel de aprovechamiento de electricidad, y los de la construcción de embalses adicionales en el río Kwanza. Finalmente, sugiere las posibles localizaciones de nuevos embalses a construir en el río Kwanza, teniendo en cuenta su potencial hidroeléctrico, para satisfacer el incremento en la demanda.

Capítulo 5

Conclusiones y Líneas Futuras de Investigación

5.1. Resumen y conclusiones

Angola es uno de los países más húmedos del África Austral. Está dotado de una red hidrográfica rica y diversificada, con varias cuencas entre las cuales se distingue la del río Kwanza, en la que nos hemos centrado en esta Tesis, por su potencial hidroeléctrico y por suministrar a Luanda, la ciudad principal del país. Además, su corriente se usa para el suministro de agua a la industria, la agricultura y al consumo humano. Comprende, en la actualidad, dos centrales eléctricas cuyas descargas de agua benefician, igualmente, la navegación en la parte inferior del Kwanza Bajo.

Dado el carácter multiobjetivo de la gestión del río Kwanza, hemos propuesto, para su gestión, un modelo matemático que tiene en cuenta las incertidumbres debidas a las variables involucradas en el problema. Dichas incertidumbres han sido modelizadas mediante modelos de predicción, principalmente modelos dinámicos lineales. Además, hemos modelizado las preferencias del decisor mediante funciones de utilidad multiatributo, en relación con la energía eléctrica generada, las sueltas de agua

por turbinas y aliviaderos en Capanda y Cambambe y para la demanda de agua en Luanda. Finalmente, hemos propuesto maximizar la utilidad esperada para obtener planes mensuales de gestión óptima del Kwanza.

Sin embargo, nos encontramos con el problema de que la función objetivo no es evaluable analíticamente, por lo que hemos tenido que recurrir a una aproximación Montecarlo para evaluarla. Con el horizonte temporal de 12 meses que hemos considerado, los resultados obtenidos tras la resolución, en tiempo razonable, del modelo planteado han sido satisfactorios y mejores en comparación con los de la planificación actual, ya que, en general, aumentan la producción de energía eléctrica, reducen las sueltas de agua por turbinas y aliviaderos de las centrales de Capanda y Cambambe, y reducen el déficit de agua para consumo humano en Luanda. Como subproducto del estudio, hemos mostrado el subaprovechamiento del río Kwanza.

Para integrar todos estos aspectos relacionados con la predicción y optimización, se ha desarrollado un sistema de ayuda a la decisión (SAD) sencillo. Este SAD permite obtener predicciones, proporcionando ayuda para elaborar las estrategias necesarias y las decisiones adecuadas siempre con vistas a optimizar algún objetivo que, en nuestro caso, es maximizar la utilidad esperada multiatributo. Además, ayuda a recopilar datos y actualizar los modelos de predicción. Esta herramienta es una importante contribución a la solución de un problema complejo real como es el de la gestión del río Kwanza.

Otro aspecto fundamental a considerar en esta Tesis es la evaluación, mediante un modelo de programación lineal, de la factibilidad del sistema energético de referencia de Angola. Esto nos permite modelizar diversos escenarios que sirven para obtener un conocimiento mejor sobre la capacidad de generación de energía eléctrica del actual sistema en función de los incrementos que pueden registrarse en las demandas de energía (electricidad y refinados para usos distintos a los de la producción de energía termoeléctrica). En este sentido, hemos valorado tres posibilidades compatibles con el desarrollo económico actual de Angola, una vez superados los traumas de la guerra. La primera se refiere al aumento de un 1% anual en la demanda de electricidad.

En la segunda se plantea el aumento en un 3% anual del consumo de refinados destinados a la satisfacción de otras necesidades distintas de las de la producción de energía termoeléctrica por generadores. La última se refiere al aumento simultáneo de la demanda de electricidad y del consumo de refinados anteriormente mencionado. Tras realizar el análisis de factibilidad, los resultados obtenidos muestran que las cantidades de energía producidas son insuficientes para satisfacer la demanda en el primer y tercer escenarios propuestos. Además, revelan las deficiencias de la red de transmisión de electricidad.

Para resolver el problema, planteamos la posibilidad de expandir la capacidad de producción de electricidad en Angola, priorizando los recursos hídricos sobre otras alternativas, ya que no son contaminantes, como la energía procedente de fuentes térmicas. Para ello, desarrollamos un modelo de programación no lineal mixta, con vistas a reducir las pérdidas de electricidad registradas en el sistema eléctrico angoleño, por un lado, e identificar qué embalses podrían ser construidos para cubrir los posibles aumentos de la demanda de electricidad, teniendo en cuenta el potencial hidroeléctrico del sistema del río Kwanza. Para evaluar la eficacia del modelo propuesto, hemos aumentando anualmente en un 2% la demanda de electricidad. Los resultados alcanzados son satisfactorios y muestran que para incrementar las cantidades de electricidad que permitan satisfacer los aumentos de la demanda, hay que construir embalses adicionales a lo largo del río Kwanza, a medida que el tiempo va avanzando.

El modelo de expansión de la capacidad eléctrica desarrollado constituye una herramienta útil para identificar o conocer las localizaciones más convenientes para la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas para hacer frente a los incrementos en la demanda de electricidad en el país, a medio y largo plazos. Además, proporciona los costes mínimos acumulados asociados a la reducción de las pérdidas de electricidad y sus niveles deseados. Finalmente, presenta un calendario de inversiones para el río Kwanza, indicando las localizaciones de futuras centrales hidroeléctricas y el año en que dichas centrales deben construirse, así como en qué plazos debe invertirse en mejoras de la red.

De esta manera, en esta Tesis se ha desarrollado un plan óptimo de gestión del río Kwanza en su configuración actual, así como un plan de mejora del aprovechamiento hidroeléctrico del mismo en un horizonte de, aproximadamente, 60 años.

5.2. Líneas futuras de investigación

A partir del análisis de resultados presentados en esta Tesis, se pueden sugerir las siguientes líneas futuras de trabajo.

5.2.1. Modelización de la red de transmisión y distribución

Las pérdidas en las redes de distribución de electricidad son proporcionales a la distancia recorrida desde el centro de producción hasta los puntos de consumo. Por esta razón, una de las maneras de reducir las pérdidas que se producen en la red, es minimizar el recorrido que realiza la electricidad en dicha red para lo que, la aplicación de modelos matemáticos suele ser la mejor opción. Sin embargo, en el caso de Angola, los sistemas de producción y distribución de electricidad son sectoriales, es decir que no están interconectados. El sistema Norte es el que produce más energía, de la que más de la mitad se consume en Luanda. Dicho sistema opera con dos embalses ubicados en el río Kwanza, y su red de transmisión y distribución apenas incluye dos nodos de producción, que son las centrales de Capanda y Cambambe y un tercer gran nodo de consumo que es la ciudad de Luanda. En una red de distribución tan sencilla no parece necesario aplicar modelos matemáticos para seleccionar los recorridos más eficientes ya que dichos recorridos son evidentes (los más cortos), con lo que, en este caso, parece difícil reducir las pérdidas de distribución debidas al recorrido realizado. Se podría considerar mejoras en lo relativo a cambios en las infraestructuras de transporte, que también influyen en las pérdidas (por ejemplo, voltaje al que se transporta en los grandes recorridos). De acuerdo a las estimaciones, parece que las pérdidas más importantes se deben a robos

en la distribución, con lo que, para reducir dichas pérdidas, podría ser más conveniente la adopción y aplicación de algunas medidas como la concienciación de la población, y la desburocratización de los contratos entre las empresas suministradoras de energía y los clientes que soliciten el servicio, cuestión que se podría abordar con métodos de gestión de riesgos.

5.2.2. Evaluación y modelización del impacto ambiental resultante de los procesos de generación y transporte de electricidad

De ninguna forma podemos, en la actualidad ignorar las implicaciones económicas, sociales y medioambientales de la producción y consumo de electricidad. La electricidad consumida en Angola se produce y distribuye mediante el sistema de energía eléctrica del país, compuesto por centros de producción (centrales hidroeléctricas y térmicas) y la red eléctrica de transporte y distribución. Teniendo en cuenta el potencial de producción de crudo del país, los sectores de refino y de generación de energía termoeléctrica plantean problemas relacionados con la contaminación. En este sentido, es necesario incorporar los aspectos ambientales en estudios futuros sobre la gestión de cuencas y la generación de electricidad. De este modo, será importante evaluar, cuantificar y comparar los impactos ambientales asociados al consumo de energía eléctrica procedente de fuentes termoeléctricas y de un conjunto de tecnologías de generación eléctrica renovables, que en la actualidad se limitan a la producción hidroeléctrica.

5.2.3. Gestión integrada de la calidad y cantidad de agua

La gestión de agua se ha convertido en un desafío, especialmente en países en vías de desarrollo. Angola no es una excepción. La explosión demográfica, el crecimiento de las ciudades resultantes de la construcción de nuevos centros urbanos, la producción

de energía eléctrica y los desarrollos agrícolas están aumentando la presión sobre los recursos hídricos disponibles. Por ello, una gestión integrada de los mismos facilitaría el conocimiento de los procesos que determinan la cantidad y calidad de los flujos de agua, y sus efectos sobre el medio ambiente. De este modo, el desarrollo de estrategias de gestión que permitan un uso sostenible de los recursos hídricos disponibles se revela importante, a largo plazo. En nuestro caso particular, recuérdese que concluimos que existían problemas de infrautilización de la central de Kikuxi, siendo de especial interés desarrollar modelos para su gestión.

5.2.4. Ahorro energético y gestión de la demanda

El desarrollo económico induce el crecimiento de la demanda de energía. En Angola, la demanda de electricidad está caracterizada por un cierto crecimiento debido a la paz alcanzada tras casi tres décadas de conflicto armado. A pesar de dicho crecimiento, el actual modelo energético angoleño conlleva aspectos negativos que, en esta Tesis no fueron considerados. Es un modelo insostenible, por consideraciones de equidad, así como por problemas medioambientales, económicos y de salud que tienen implicaciones a largo plazo. Aproximadamente el 80 % de los angoleños dependen de la biomasa para la mayoría de sus necesidades energéticas. Más del 95 % de hogares rurales utiliza leña y carbón para cocinar ([Agency \(2008\)](#)). Además, el uso ineficiente de combustibles de madera y el diseño inadecuado de los equipos de cocina pueden provocar graves daños a la salud. La gestión de la demanda contribuiría, de hecho, a la mejora de la eficiencia energética que, a su vez, permitiría reducir las emisiones de CO₂ y de contaminantes atmosféricos.

5.2.5. Gestión del Kwanza con nuevos embalses, desarrollo del SAD y planificación del conjunto de cuencas

Optimizar las operaciones de cuencas significa designar las reglas de operaciones que mejor satisfacen los objetivos y generan las decisiones de descarga en tiempo real. Un procedimiento de gestión es un conjunto de reglas que determinan las cantidades de agua que se almacenan, se descargan o se retiran de un embalse o sistema de embalses múltiples. Las decisiones de gestión implica la afectación de la capacidad de almacenamiento y las descargas de agua entre embalses, usos y periodos de tiempo. Los procedimientos de gestión son importantes y sirven como guía de operación de embalse.

Esos procedimientos no son fijos, pero cambian al largo del tiempo y con los cambios en las condiciones generales ([Wurbs \(1991\)](#)). De este modo, los planificadores de cuencas deben gestionar mejor los recursos existentes y adaptarse rápidamente al cambio de objetivos y necesidades.

Bibliografía

- Adeyemo, J. and F. Otieno (2009). Multi-Objective Differential Evolution Algorithm for Solving Engineering Problems. *Journal of Applied Sciences* 9(20), 3652–3661.
- Agency, I. E. (2008). Prospects in Oil and Gas Exporting Sub-Saharan African Countries. In World Energy Outlook 2008. Technical report.
- Ahmed, S., A. King, and G. Parija (2003). A Multi-Stage Stochastic Integer Programming Approach for Capacity Expansion Under Uncertainty. *Journal of Global Optimization* 26(1), 3–24.
- Aouni, B. and O. Kettani (2001). Goal Programming Model: A Glorious History and a Promising Future. *European Journal of Operational Research* 133(2), 225–231.
- Asfaw, T. and S. Saiedi (2011). Optimal Short-Term Cascade Reservoirs Operation Using Genetic Algorithm. *Asian Journal of Applied Sciences* 4(3), 297–305.
- Azar, A., M. Farazmand, and A. Anvary Rostamy (2002). Fuzzy Partitioning and Its Application to Reservoir Operation Problem (A Multistage Approach Using Markov Chain). *Journal of the Operations Research Society of Japan-Keiei Kagaku* 45(1), 27–35.
- Barros, M., F. Tsai, S. Yang, J. Lopes, and W. Yeh (2003). Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations. *Journal of Water Resources Planning and Management* 129(3), 178–188.

- Beard, L.R., W. A. and T. Austin (1972). Alternative Approaches to Water Resource System Simulation. Technical report, DTIC Document.
- Bhaskar, N. and E. Whitlatch (1987). Comparison of Reservoir Linear Operation Rules Using Linear and Dynamic Programming. *Journal of the American Water Resources Association* 23(6), 1027–1036.
- Bonfin, L. and E. Tjønneland (2009). *SADC and Angola: The Case of Infrastructure Development, CMI-CEIC, Annual Conference*. Luanda.
- Borison, A., P. Morris, and S. Oren (1984). A State-Of-The-World Decomposition Approach to Dynamics and Uncertainty in Electric Utility Generation Expansion Planning. *Operations Research* 32(5), 1052–1068.
- Botterud, A., M. Mahalik, T. Veselka, H. Ryu, and K. Sohn (2007). Multi-Agent Simulation of Generation Expansion in Electricity Markets. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–8. IEEE.
- Bravo, J., W. Collischonn, J. Pilar, and C. Depettris (2006). Técnica de Parametrización, Simulación y Optimización para Definición en Represas. *Comunicaciones Científicas y Tecnológicas, Universidad del Nordeste*.
- Brooks, C. (2008). *Introductory Econometrics for Finance*. Cambridge University Press.
- Celeste, A., W. Curi, and R. Curi (2009). Implicit Stochastic Optimization for Deriving Reservoir Operating Rules in Semiarid Brazil. *Pesquisa Operacional* 29(1), 223–234.
- Chang, L. and F. Chang (2009). Multi-Objective Evolutionary Algorithm for Operating Parallel Reservoir System. *Journal of Hydrology* 377(1-2), 12–20.
- Chaves, P. and F. Chang (2008). Intelligent reservoir operation system based on evolving artificial neural networks. *Advances in Water Resources* 31(6), 926–936.
- Chaves, P. and T. Kojiri (2003). Multi-objective storage reservoir operation under uncertainty. *Annals of Disaster Prevention Research Institute* 46(B), 899–918.

- Choi, J., T. Tran, A. El-Keib, R. Thomas, H. Oh, and R. Billinton (2005). A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria. *IEEE Transactions on Power Systems* 20(3), 1606–1615.
- Chuang, A., F. Wu, and P. Varaiya (2001). A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons. *IEEE Transactions on Power Systems* 16(4), 885–891.
- Clemen, R. T. (1997). *Making Hard Decisions: An Introduction to Decision Analysis*. Duxbury Press.
- COBA (1981). *Consultores de Engenharia e Ambiente. Aproveitamento Hidroelétrico de Capanda, Barragem, Circuito Hidráulico Central*, Volume I, Memória descritiva.
- Commandeur, J. and S. Koopman (2007). *An Introduction to State Space Time Series Analysis*. Oxford University Press.
- Devamane, M., V. Jothiprakash, and S. Mohan (2006). Nonlinear Programming Model for Multipurpose Multi-Reservoir Operation. *Hydrology Journal* 29(3–4), 33–46.
- Duranyildiz, I., B. Onöz, and M. Bayazit (1999). A Chance-Constrained LP Model for Short Term Reservoir Operation Optimization. *Turkish Journal of Engineering* 23, 181–186.
- Durbin, J., S. Koopman, and A. Atkinson (2001). *Time Series Analysis by State Space Methods*. Oxford University Press.
- Empresa Nacional de Electricidade, ENE. (2009). *Electricidade: Um Factor Estratégico de Crescimento e Desenvolvimento, IIA Conferência RELOP*. Praia-Cabo Verde.
- Farquhar, P. (1984). Utility Assessment Methods. *Management Science* (11), 1283–1300.
- Farrar, D. and F. Woodruff (1973). A Model for the Determination of Optimal Electric Generating System Expansion Patterns. Technical report, MIT Energy Lab.

- Fedosov, V. (1990). The Capanda Hydro Development in Angola. *Power Technology and Engineering* 24(8), 537–542.
- Fedosov, V. (2000). Capanda Hydroproject in Angola. *Power Technology and Engineering* 34(8), 473–478.
- French, S. and D. Ríos Insua (2000). *Statistical Decision Theory. Kendalls Library of Statistics*. Arnold Publishers, London.
- Frenken, K. (2006). *Irrigation En Afrique En Chiffre Enquete Aquastat 2005*, Volume 29. Food & Agriculture Org.
- Garcés, L., A. Conejo, R. García-Bertrand, and R. Romero (2009). A Bilevel Approach to Transmission Expansion Planning Within a Market Environment. *Power Systems, IEEE Transactions on* 24(3), 1513–1522.
- Georgiou, P. and D. Papamichail (2008). Optimization Model of an Irrigation Reservoir for Water Allocation and Crop Planning Under Various Weather Conditions. *Irrigation Science* 26(6), 487–504.
- Governo de Unidade e Reconciliação Nacional (2006). *Programa Geral do Governo para o Biénio 2005-2006*. Luanda.
- Greene, W. and C. Zhang (2003). *Econometric Analysis*. Prentice Hall.
- Gujarati, D. N. (2003). *Basic Econometrics*. McGraw Hill.
- Haimes, Y., W. Hall, and H. Freedman (1975). *Multiobjective Optimization in Water Resources Systems: the Surrogate Worth Trade-Off Method, Vol. 3*. Elsevier Science & Technology.
- Hashemi, M., G. Barani, and H. Ebrahimi (2008). Optimization of Reservoir Operation by Genetic Algorithm Considering Inflow Probabilities (Case Study: The Jiroft Dam Reservoir). *Journal of Applied Sciences* 8(11), 2173–2177.
- Heij, C. (2004). *Econometric Methods with Applications in Business and Economics*. Oxford University Press.

- Hinçal, O., A. Altan-Sakarya, and A. Metin Ger (2011). Optimization of Multireservoir Systems by Genetic Algorithm. *Water Resources Management* 25(5), 1465–1487.
- Hoff, T., H. Wenger, and B. Farmer (1996). Distributed Generation: an Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity. *Energy Policy* 24(2), 137–147.
- Jean Marie, K., J. Cano, and D. Ríos Insua (2010, april). Multiobjective Management of the Kwanza River. In *Conference on Uncertainty and Robustness in Planning and Decison Making*, Coimbra Portugal.
- Jothiprakash, V. and G. Shanthi (2006). Single Reservoir Operating Policies Using Genetic Algorithm. *Water Resources Management* 20(6), 917–929.
- Jothiprakash, V. and G. Shanthi (2009). Comparison of Policies Derived from Stochastic Dynamic Programming and Genetic Algorithm Models. *Water Resources Management* 23(8), 1563–1580.
- Jothiprakash, V., G. Shanthi, and R. Arunkumar (2011). Development of Operational Policy for a Multi-reservoir System in India using Genetic Algorithm. *Water Resources Management* 25(10), 2405–2423.
- Karyakin, I. (1990). Engineering-Geological Conditions in the Region of the Capanda Hydro Development. *Power Technology and Engineering* 24(8), 543–548.
- Keeney, R. and H. Raiffa (1993). *Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs*. Cambridge University Press.
- Khodabakhshi, F., A. Ghirian, and N. Khakzad (2009). Applying Simulated Annealing For Optimal Operation of Multi-Reservoir Systems. *American Journal of Engineering and Applied Sciences* 2(1), 80–87.
- Kim, T., J. Heo, and C. Jeong (2006). Multireservoir System Optimization in the Han River Basin Using Multi-Objective Genetic Algorithms. *Hydrological Processes* 20(9), 2057–2075.

- Kim, Y., H. Eum, E. Lee, and I. Ko (2007). Optimizing Operational Policies of a Korean Multireservoir System using Sampling Stochastic Dynamic Programming with Ensemble Streamflow Prediction. *Journal of Water Resources Planning and Management* 133(4), 4–14.
- Kumar, D. and F. Baliarsingh (2003). Folded Dynamic Programming for Optimal Operation of Multireservoir System. *Water Resources Management* 17(5), 337–353.
- Kumar, D., F. Baliarsingh, and K. Srinivasa Raju (2010). Optimal Reservoir Operation for Flood Control Using Folded Dynamic Programming. *Water Resources Management* 24(6), 1045–1064.
- Kumar, D., K. Raju, and B. Ashok (2006). Optimal Reservoir Operation for Irrigation of Multiple Crops Using Genetic Algorithms. *Journal of Irrigation and Drainage Engineering* 132(2), 123–129.
- Labadie, J. (2004). Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. *Journal of Water Resources Planning and Management* 130(2), 93–111.
- Lima, H. and A. Lanna (2005). Modelos para Operação de Sistemas de Reservatórios: Atualização do Estado da Arte. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos* 10(3), 5–22.
- Louati, M., S. Benabdallah, F. Lebdi, and D. Milutin (2011). Application of a Genetic Algorithm for the Optimization of a Complex Reservoir System in Tunisia. *Water Resources Management* 25(10), 2387–2404.
- Lu, H., G. Huang, G. Zeng, I. Maqsood, and L. He (2008). An Inexact Two-Stage Fuzzy-Stochastic Programming Model for Water Resources Management. *Water Resources Management* 22(8), 991–1016.
- Luo, B., I. Maqsood, and G. Huang (2007). Planning Water Resources Systems with Interval Stochastic Dynamic Programming. *Water Resources Management* 21(6), 997–1014.

- Mahootchi, M., K. Ponnambalam, and H. Tizhoosh (2010). Comparison of Risk-Based Optimization Models for Reservoir Management. *Canadian Journal of Civil Engineering* 37(1), 112–124.
- Makridakis, S., S. Wheelwright, and R. Hyndman (1998). *Forecasting: Methods and Applications*. Wiley.
- Manning, R., J. Griffith, T. Pigot, and L. Vernon-Harcourt (1891). On the Flow of Water in Open Channels and Pipes. *Transactions Institute of Civil Engineers of Ireland* 20, 161–207.
- Mathur, Y. and S. Nikam (2009). Optimal Reservoir Operation Policies Using Genetic Algorithm. *International Journal of Engineering and Technology* 1(2), 1793–8236.
- Md Azamathulla, H., F. Wu, A. Ghani, S. Narulkar, N. Zakaria, and C. Chang (2008). Comparison Between Genetic Algorithm and Linear Programming Approach for Real Time Operation. *Journal of Hydro-environment Research* 2(3), 172–181.
- Mehta, R. and S. Jain (2009). Optimal Operation of a Multi-Purpose Reservoir using Neuro-Fuzzy Technique. *Water Resources Management* 23(3), 509–529.
- Ministério de Energia e Águas (2006, junho). Energia e água. Boletim Informativo 002, Luanda.
- Ministério de Urbanismo e Ambiente (2006). *Relatório do Estado Geral do Ambiente em Angola*. Luanda.
- Ministry of Finance and Economic Affairs. Tanzania (2011, junho). Electricity Loss Reduction Study. Final report, executive summary, Ministry of Finance and Economic Affairs.
- Mousavi, S., K. Moghaddam, and A. Seifi (2004). Application of an Interior-Point Algorithm for Optimization of a Large-Scale Reservoir System. *Water Resources Management* 18(6), 519–540.

- Mujumdar, P. and B. Nirmala (2007). A Bayesian Stochastic Optimization Model for a Multi-Reservoir Hydropower System. *Water Resources Management* 21(9), 1465–1485.
- Naidoo, P., B. Mbuere, G. Kelesitse, J. Ventura, and M. Musanda (2005). The Western Power Corridor Project - The Planning for Large Scale Hydro Electric Power Generation and Transmission across Southern Africa. In *Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, 2005 IEEE*, pp. 2–6. IEEE.
- Nandalal, K. and J. Bogárdi (2007). *Dynamic Programming Based Operation of Reservoirs: Applicability and Limits*. Cambridge University Press.
- Needham, J., D. Watkins, J. Lund, and S. Nanda (2000). Linear Programming for Flood Control in the Iowa and Des Moines Rivers. *Journal of Water Resources Planning and Management* 126(3), 118–127.
- Ott, R. and M. Longnecker (2010). *An Introduction to Statistical Methods and Data Analysis, 6th Ed.* Duxbury Press.
- Ozelkan, E., A. Galambosi, E. Fernández-Gaucherand, and L. Duckstein (1997). Linear Quadratic Dynamic Programming for Water Reservoir Management. *Applied Mathematical Modelling* 21(9), 591–598.
- Petris, G. (2010). An R Package for Dynamic Linear Models. *Journal of Statistical Software* 36(12), 1–16.
- Petris, G., S. Petrone, and P. Campagnoli (2009). *Dynamic Linear Models with R*. Springer Verlag.
- Philbrick, C. and P. Kitanidis (1999). Limitations of Deterministic Optimization Applied to Reservoir Operations. *Journal of Water Resources Planning and Management* 125(3), 135–142.
- Pilpayeh, A., H. Jahromi, and M. Raoof (2010). Optimization of Multipurpose Serial Reservoir Systems Operation in Deluge, Normal Rainfall, and Drought Conditions

- (A Case Study of Aras River Basin, Iran). *International Journal of Food, Agriculture and Environment* 8(3-4), 1004–1009.
- Pole, A., M. West, and J. Harrison (1994). *Applied Bayesian Forecasting and Times Series Analysis*. Chapman & Hall/CRC.
- Ponnambalam, K., A. Vannelli, and T. Unny (1989). An Application of Karmarkar's Interior-Point Linear Programming Algorithm for Multi-Reservoir Operations Optimization. *Stochastic Hydrology and Hydraulics* 3(1), 17–29.
- Pyndick, R. and D. Rubinfeld (1998). *Econometric Models and Economic Forecasts, 4th Ed.* McGraw-Hill New York.
- Ramos, A., I. Pérez-Arriaga, and J. Bogas (1989). A Nonlinear Programming Approach to Optimal Static Generation Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems* 4(3), 1140–1146.
- Rani, D. and M. Moreira (2010). Simulation-Optimization Modeling: A Survey and Potential Application in Reservoir Systems Operation. *Water Resources Management* 24(6), 1107–1138.
- Reddy, M. and D. Kumar (2006). Optimal Reservoir Operation Using Multi-Objective Evolutionary Algorithm. *Water Resources Management* 20(6), 861–878.
- Reddy, M. and D. Kumar (2007). Multiobjective Differential Evolution with Application to Reservoir System Optimization. *Journal of Computing in Civil Engineering* 21(2), 136–146.
- Reddy, M. and D. Kumar (2008). Evolving Strategies for Crop Planning and Operation of Irrigation Reservoir System Using Multi-Objective Differential Evolution. *Irrigation Science* 26(2), 177–190.
- Regulwar, D., S. Choudhari, and P. Raj (2010). Differential Evolution Algorithm with Application to Optimal Operation of Multipurpose Reservoir. *Journal of Water Resource and Protection* 2(6), 560–568.

- Regulwar, D. and R. Kamodkar (2010). Derivation of Multipurpose Single Reservoir Release Policies with Fuzzy Constraints. *Journal of Water Resource and Protection* 2(12), 1003–1041.
- Reznicek, K. and S. Simonovic (1989). Practical Application of Successive Linear Programming for Reservoir Operations at Manitoba Hydro. *Paper Prepared for IAHS Third Scientific Assembly*.
- Ríos Insua, S., C. Bielza Lozoya, and A. Mateos Caballero (2002). *Fundamentos de los Sistemas de Ayuda a la Decisión*. Ra-Ma.
- Roh, J., M. Shahidehpour, and Y. Fu (2007). Market-Based Coordination of Transmission and Generation Capacity Planning. *IEEE Transactions on Power Systems* 22(4), 1406–1419.
- Ríos Insua, D. (2008). *Simulación; métodos y aplicaciones*. Ra-Ma.
- Ríos Insua, D., K. A. Salewicz, P. Müller, and C. Bielza (1997). Bayesian Methods in Reservoir Operations: the Zambezi River Case.
- Sessa, R., A. Castelletti, and E. Weber (2007). *Integrated and Participatory Water Resources Management: Theory*. Elsevier.
- Simbo, A. R. N. (2011, julio). *Mejoras al Plan Energético para Angola*. Tesis de doctorado, Universidad Rey Juan Carlos, Madrid.
- Sudha, V., K. Venugopal, and N. Ambujam (2008). Reservoir Operation Management Through Optimization and Deficit Irrigation. *Irrigation and Drainage Systems* 22(1), 93–102.
- Taha, H. A. (2004). *Investigación de Operaciones*. Pearson Educación. Pearson Education.
- Targosz, R. (2008). Reducing electricity network losses. *Leonardo ENERGY* (<http://www.leonardo-energy.org>).

- Tekiner, H., D. Coit, and F. Felder (2010). Multi-Period Multi-Objective Electricity Generation Expansion Planning Problem with Monte-Carlo Simulation. *Electric Power Systems Research* 80(12), 1394–1405.
- Udías, A., D. Ríos Insua, J. Cano, and H. Fellag (2012). Cost-Efficient Equitable Water Distribution in Algeria: a Bicriteria Fair Division Problem with Network Constraints. *International Transactions in Operational Research. Pendiente asignación páginas*.
- UNDP (2006). *Informe sobre Desarrollo Humano 2006: Más allá de la Escasez: Poder, Pobreza y la Crisis Mundial del Agua*. Ediciones Mundi-Prensa.
- UNDP (2007). *Human Development Report 2007/2008: Fighting Climate Change: Human Solidarity in a Divided World*. Oxford University Press for UNDP.
- UNDP (2009). *Human Development Report 2009. Overcoming Barriers: Human Mobility and Development*.
- Vedula, S. and S. Mohan (1990). Real-time Multipurpose Reservoir Operation: a Case Study. *Hydrological Sciences Journal* 35(4), 447–462.
- Ventosa, M., R. Denis, and C. Redondo (2002). Expansion Planning in Electricity Markets. Two Different Approaches. In *14th Power Systems Computation Conference*.
- Verma, M., R. Shrivastava, and R. Tripathi (2010). Evaluation of Min-Max, Weighted and Preemptive Goal Programming Techniques with Reference to Mahanadi Reservoir Project Complex. *Water resources management* 24(2), 299–319.
- Visentini, M. (1936). L'Evaporazione dagli Specchi Liquidi Relazione sulle Richerche Sperimentali Effettuate nel Serbatoio di Molata con Riferimento Precedenti Ricerche Italiane. *International Association of Hydrological Sciences (IAHS) Publication* 22, 119–141.
- Von Winterfeldt, D. and W. Edwards (1986). *Decision Analysis and Behavioral Research*. Cambridge University Press.

- West, M. and J. Harrison (1997). *Bayesian Forecasting and Dynamic Models*. Springer Verlag.
- Winston, L. (2003). *Introduction to Mathematical Programming: Applications and Algorithms*. Duxbury Press.
- Wurbs, R. (1991). Optimization of Multiple-Purpose Reservoir Systems Operations: A Review of Modeling and Analysis Approaches. Technical report, DTIC Document.
- Wurbs, R. (1994). *Computer Models for Water Resources Planning and Management*. Citeseer.
- Wurbs, R. (2005). Modeling River/Reservoir System Management, Water Allocation, and Supply Reliability. *Journal of Hydrology* 300(1-4), 100–113.
- Yang, C., L. Chang, C. Chen, and M. Yeh (2009). Multi-Objective Planning for Conjunctive Use of Surface and Subsurface Water Using Genetic Algorithm and Dynamics Programming. *Water Resources Management* 23(3), 417–437.