



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL – APROVECHAMIENTOS HIDRÁULICOS

**DETERMINACIÓN DE LA VIABILIDAD DE ACOPLAR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
CON REBOMBEO A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA OPTIMIZACIÓN
DE SU OPERACIÓN**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
GERARDO ACUÑA SOTO

TUTOR (ES) PRINCIPAL(ES):
DR. DOMÍNGUEZ MORA RAMÓN
DRA. ARGANIS JUÁREZ MARITZA LILIANA

CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2017

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. GRACIA SÁNCHEZ JESÚS
Secretario: DRA. VARGAS ZAVALA AÍDA VIRIDIANA
Vocal: DR. DOMÍNGUEZ MORA RAMÓN
1 er. Suplente: DRA. ARGANIS JUÁREZ MARITZA LILIANA
2 d o. Suplente: DR. HUERTA LOERA SADO TH FABIÁN

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México
Instituto Tecnológico de Canarias, Isla de Gran Canaria, España. 2016

TUTOR DE TESIS:

DR. DOMÍNGUEZ MORA RAMÓN



FIRMA

DRA. ARGANIS JUÁREZ MARITZA LILIANA



FIRMA

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

Tabla de contenido

ÍNDICE DE FIGURAS	III
ÍNDICE DE TABLAS	V
ÍNDICE DE DIAGRAMAS	VI
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	4
Hipótesis.....	8
1.1. Objetivo general.....	8
1.1.1. Objetivos particulares	8
2. ANTECEDENTES	9
2.1. Oferta y demanda eléctrica.....	11
2.2. Demanda y producción en tiempo real, caso: España	14
Sistema peninsular	15
Sistema aislado.....	21
2.3. Almacenamiento energético.....	25
Tecnologías de almacenamiento energético	26
2.4. Experiencias internacionales en sistemas hidroeléctricos – fotovoltaicos.....	27
Alcances de aplicación en México.....	30
3. DESARROLLO	35
3.1. Estudio Solar.....	36
Superficie disponible	37
Índice de radiación en el sitio.....	38
Potencial solar	38
3.2. Caso de estudio, sitio del proyecto	43
3.3. Estudio Hidrológico	44
Análisis Hidrológico	46
Climatología.....	54
4. RESULTADOS	60
4.1. Estudio energético híbrido	60
Simulación 1: Sistemas independientes (Matriz Total)	61
Simulación 2: Sistemas independientes (Matriz con Riego)	71

Análisis resultado Simulaciones 1 y 2	78
Simulación 3: Matriz con Riego + rebombeo	79
Simulación 4: Rebombeo Puro (Matriz recirculado)	91
Análisis resultado Simulaciones 3 y 4	99
Simulación 5: (Matriz con Riego + rebombeo) Capacidad 1 hm³	101
Simulación 6: Bombeo Puro Capacidad 1 hm³	110
Análisis Simulaciones 5 y 6	118
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
Resultados generales	119
Discusión	121
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	123
a. ANEXO I.	125
b. ANEXO II.	139
c. ANEXO III.	144
a. ANEXO IV.	153

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Sistema Eléctrico Nacional.....	12
Figura 2-2 Sistema Interconectado Nacional, Región Oriental.....	12
Figura 2-3 Demanda Horaria, MWh, Región oriental.....	13
Figura 2-4 Curva oferta – Demanda España.....	15
Figura 2-5 Seguimiento de la demanda de energía eléctrica, sistema peninsular.....	16
Figura 2-6 Estructura de generación.....	17
Figura 2-7 Producción sólo con fuentes renovables (Fotovoltaica, eólica e hidráulica).....	17
Figura 2-8 Producción fuentes renovables sólo Fotovoltaica e hidráulica.....	18
Figura 2-9 Producción Fotovoltaica Peninsular.....	18
Figura 2-10 Producción Hidráulica y respaldo con bombeos Peninsular.....	19
Figura 2-11 Producción Eólica Peninsular.....	19
Figura 2-12 Producción Nucleoeléctrica.....	20
Figura 2-13 Producción centrales de ciclo combinado.....	20
Figura 2-14 Seguimiento de la demanda de energía eléctrica, sistema aislado.....	22
Figura 2-15 Estructura de generación.....	23
Figura 2-16 Producción a base de diésel.....	23
Figura 2-17 Producción Eólica Aislada.....	24
Figura 2-18 Producción Hidráulica y respaldo con bombeos Aislada.....	24
Figura 2-19 Operación Conjunta, respaldo de generación eólica.....	25
Figura 2-20 Capacidad global fotovoltaica.....	28
Figura 2-21 Capacidad hidroeléctrica, top 9 de países con capacidad instalada.....	28
Figura 2-22 Radiación global media diaria en México.....	30
Figura 2-23 Capacidad instalada de energía renovable México.....	31
Figura 2-24 Generación de energía en México.....	32
Figura 2-25 Crecimiento de las energías limpias en México.....	32
Figura 2-26 Evolución histórica de la energía Hidroeléctrica.....	33
Figura 2-27 Evolución histórica de la energía Fotovoltaica.....	34
Figura 3-1 Ubicación proyecto Híbrido granja solar.....	37
Figura 3-2 Radiación solar mensual Tepazolco.....	39
Figura 3-3 Comportamiento horario de la radiación solar en el sitio.....	40
Figura 3-4 Generación media mensual (FV).....	42
Figura 3-5 Esquema sistema fotovoltaico.....	42
Figura 3-6 Localización de la C.H. Tepazolco, Puebla.....	43
Figura 3-7 Localización del Sitio en estudio.....	44
Figura 3-8 Canal Principal Valsequillo-Tepazolco.....	45
Figura 3-9 Distrito de Riego 030 Tecamachalco.....	45
Figura 3-10 Subcuencas pertenecientes a las RH 18 y 28, respectivamente.....	46
Figura 3-11 Estaciones hidrométricas en la región.....	47
Figura 3-12 Estaciones hidrométricas analizadas y comparadas.....	48
Figura 3-13 Correlación Valsequillo con EH Ahuatepec.....	49
Figura 3-14 Caudal medio mensual, Matriz Total.....	51
Figura 3-15 Caudal Medio Mensual, Matriz con Riego.....	54

Figura 3-16 Estaciones Climatológicas	54
Figura 3-17 Estaciones cercanas al sitio del proyecto.....	55
Figura 3-18 Temperatura promedio sitio proyecto	56
Figura 3-19 Precipitaciones acumuladas mensuales.....	57
Figura 3-20 Evaporación media mensual	58
Figura 3-21 Evaporación neta, mm	59
Figura 4-1 Operación almacenamiento, simulación 1.....	62
Figura 4-2 Curva doble masa, determinación del tanque de almacenamiento, S1	63
Figura 4-3 Esquema del tanque superior, vista planta.....	64
Figura 4-4 Generación media anual VS factor de planta, S1.....	67
Figura 4-5 Oferta solar 10 MW fotovoltaicos.....	68
Figura 4-6 Operación y generación independiente de la central, S1	70
Figura 4-7 Operación almacenamiento, simulación 2.....	72
Figura 4-8 Curva doble masa, determinación del tanque de almacenamiento, S2	73
Figura 4-9 Generación media anual VS factor de planta, S2.....	75
Figura 4-10 Operación y generación híbrida del sistema, S2.....	76
Figura 4-11 Curva doble masa, determinación del tanque de almacenamiento, S3	80
Figura 4-12 Régimen con caudal recirculado, S3	82
Figura 4-13 Generación media anual VS factor de planta, S3.....	84
Figura 4-14 Política de operación hidráulica, S3	86
Figura 4-15 Potencia para bombeo, S3.....	86
Figura 4-16 Esquema de operación, sistema de bombeo.....	88
Figura 4-17 Operación y generación híbrida del sistema, S3.....	89
Figura 4-18 Régimen con caudal constante recirculado, S4	92
Figura 4-19 Generación media anual VS factor de planta, S4.....	94
Figura 4-20 Oferta solar 10 MW fotovoltaicos.....	95
Figura 4-21 Política de operación hidráulica, S3	96
Figura 4-22 Potencia para bombeo, S4.....	97
Figura 4-23 Operación y generación híbrida del sistema, S4.....	98
Figura 4-24 Operación almacenamiento, simulación 5	101
Figura 4-25 Régimen con caudal recirculado, S5	103
Figura 4-26 Generación media anual VS factor de planta, S5.....	105
Figura 4-27 Potencia para bombeo	107
Figura 4-28 Operación y generación híbrida del sistema, S5.....	108
Figura 4-29 Operación almacenamiento, simulación 6	110
Figura 4-30 Régimen con caudal constante recirculado, S6	111
Figura 4-31 Generación media anual VS factor de planta, S6.....	113
Figura 4-32 Política de operación hidráulica, S6	115
Figura 4-33 Potencia para bombeo, S6.....	116
Figura 4-34 Operación y generación híbrida del sistema, S6.....	117
Figura 5-1 Arreglo general sistema híbrido.....	120

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Demanda Horaria, Región Oriental, MWh.....	13
Tabla 3-1 Radiación solar en las coordenadas del proyecto Tepazolco.....	38
Tabla 3-2 Estadístico valores de radiación solar NASA, sitio del proyecto	39
Tabla 3-3 Factor de planta en la zona de estudio	40
Tabla 3-4 Estadístico generación media anual.....	41
Tabla 3-5 Estadístico matriz de volumen, salidas totales Presa Valsequillo (hm ³)	47
Tabla 3-6 Estaciones Hidrométricas cercanas al Sitio	48
Tabla 3-7 Estadístico matriz de volumen, registro EH Ahuatepec (hm ³)	49
Tabla 3-8 Matriz de escurrimientos media anual CH Tepazolco Matriz Total (m ³ /s)	50
Tabla 3-9 Estadístico matriz de volumen, llegadas al sitio Tepazolco (hm ³).....	52
Tabla 3-10 Matriz de escurrimientos media anual CH Tepazolco, Matriz con Riego (m ³ /s).....	52
Tabla 3-11 Estaciones climatológicas cercanas.....	55
Tabla 3-12 Estadístico temperaturas promedio EC Ahuatepec	56
Tabla 3-13 Estadístico precipitaciones acumuladas mensuales EC Ahuatepec	57
Tabla 3-14 Estadísticos evaporación total EC Ahuatepec	58
Tabla 3-15 Estadístico Evaporación neta	59
Tabla 4-1 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S1	62
Tabla 4-2 Datos característicos tanque superior	64
Tabla 4-3 Curvas características tanque superior S1	66
Tabla 4-4 Análisis de potencia a instalar, S1	67
Tabla 4-5 Análisis mensual 6MW, S1	68
Tabla 4-6 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S2	72
Tabla 4-7 Datos característicos tanque superior	73
Tabla 4-8 Curvas características tanque superior S2	74
Tabla 4-9 Análisis de potencia a instalar, S2	74
Tabla 4-10 Análisis mensual 3MW, S2	75
Tabla 4-11 Comparativa resultado Simulaciones 1 y 2	78
Tabla 4-12 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S3	80
Tabla 4-13 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S3.....	81
Tabla 4-14 Curvas características tanque superior e inferior, S3.....	83
Tabla 4-15 Datos característicos tanque superior	83
Tabla 4-16 Datos característicos tanque inferior	83
Tabla 4-17 Análisis de potencia a instalar, S3	84
Tabla 4-18 Análisis mensual 13MW, S3	85
Tabla 4-19 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo.....	87
Tabla 4-20 Estadístico matriz de escurrimiento, únicamente recirculación, S4	91
Tabla 4-21 Curvas características tanque superior e inferior, S3.....	92
Tabla 4-22 Datos característicos tanque superior	93
Tabla 4-23 Datos característicos tanque inferior	93
Tabla 4-24 Análisis de potencia a instalar, S4	93
Tabla 4-25 Análisis mensual 10 MW, S4	94
Tabla 4-26 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo.....	95

Tabla 4-27 Comparativa resultado Simulaciones 3 y 4	99
Tabla 4-28 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S5.....	102
Tabla 4-29 Datos característicos tanque superior	103
Tabla 4-30 Datos característicos tanque inferior	104
Tabla 4-31 Curvas características tanque superior e inferior, S5.....	104
Tabla 4-32 Análisis de potencia a instalar, S5	105
Tabla 4-33 Análisis mensual 34MW, S5	106
Tabla 4-34 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo.....	106
Tabla 4-35 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S6.....	111
Tabla 4-36 Datos característicos tanque superior	111
Tabla 4-37 Datos característicos tanque inferior	112
Tabla 4-38 Curvas características tanque superior e inferior, S6.....	112
Tabla 4-39 Análisis de potencia a instalar, S6	113
Tabla 4-40 Análisis mensual 28MW, S6	114
Tabla 4-41 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo.....	114
Tabla 4-42 Comparativa resultado Simulaciones 5 y 6	118
Tabla 5-1 Resultados de todas las simulaciones	120

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 4-1 Simulación 1. Sistemas independientes, Matriz total	61
Diagrama 4-2 Simulación 2. Sistemas independientes, Matriz con Riego	71
Diagrama 4-3 Simulación 3. Matriz con Riego más bombeo	79
Diagrama 4-4 Simulación 4. Bombeo puro (matriz recirculado).....	91
Diagrama 4-5 Simulación 5. (Matriz con Riego + bombeo) Capacidad 1 hm ³	101
Diagrama 4-6 Simulación 6. Bombeo Puro Capacidad 1 hm ³	110
Diagrama 5-1 Beneficios al acoplar una central híbrida	121

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

RESUMEN

Las metas del sector eléctrico en México establecen que al año 2024, el 35% de la generación eléctrica deberá provenir de fuentes limpias de energía; asimismo, se deberán impulsar sistemas de almacenamiento hidráulico que den respaldo a la intermitencia de dichas fuentes. En este contexto, se determinó la viabilidad de acoplar una central hidroeléctrica a un sistema fotovoltaico para la optimización de su operación en conjunto.

La energía eléctrica puede ser generada, transportada y transformada con facilidad, sin embargo, resulta complicado almacenarla. Por lo que es de interés aumentar la capacidad de almacenamiento, ya que posibilitará una mayor integración de energías renovables a la red eléctrica, evitando pérdidas de energía limpia en periodos de menor consumo y, al mismo tiempo, aportar mayor seguridad y estabilidad a la red eléctrica nacional.

El presente trabajo propone la rehabilitación de una central hidroeléctrica que funcione como central de almacenamiento por rebombeo acoplada a un parque fotovoltaico, formando así un sistema híbrido de generación, con el propósito de respaldar a la central fotovoltaica, maximizando así la producción de energía eléctrica. Para ello, se pretende aprovechar las instalaciones de una central hidroeléctrica localizada en el estado de Puebla, que actualmente se encuentra fuera de operación.

Con el esquema planteado, fue posible modelar la operación conjunta de centrales renovables hidroeléctricas y fotovoltaicas, con el apoyo del modelo numérico “funcionamiento de vasos”, identificando la importancia que tiene el almacenamiento en función de su dimensionamiento, logrando de esta manera el respaldo fotovoltaico deseado.

Al desarrollar el mecanismo de operación del sistema híbrido, se identificó que el almacenamiento permite una operatividad más eficiente al momento de entregar energía confiable y en horarios que le convengan al operador del sistema.

Los resultados muestran que, con la disponibilidad de agua, la radiación solar existente y la orografía del sitio, se lograría equipar la central para la generación hidroeléctrica de 13 MW de potencia, 10 MW de generación fotovoltaica, y almacenamiento por un sistema de rebombeo con capacidad de 14 MW, que en su conjunto podrían estar inyectando a la red eléctrica una generación media cercana a los 56 GWh al año.

Al dimensionar el almacenamiento del caso de estudio, se encontraron diversas oportunidades de aplicación, como respaldar y complementar la oferta de energía del sistema fotovoltaico reduciendo la intermitencia de esta tecnología; asimismo, se incrementa la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través del seguimiento y equilibrio de la curva de oferta con respecto a la demanda.

ABSTRACT

The goals of the electricity sector in Mexico establish that by 2024, 35% of electricity generation must come from clean sources of energy; In addition, hydraulic storage systems should be promoted to support the intermittency of these sources. In this context, the viability of coupling a hydroelectric plant to a photovoltaic system was determined for the optimization of its operation as a whole.

Electrical energy can be generated, transported and transformed easily, however, it is difficult to store. Therefore it is of interest to increase the storage capacity, since it will enable a greater integration of renewable energies to the electricity network, avoiding losses of clean energy in periods of less consumption and, at the same time, to provide greater security and stability to the network national electricity.

The present work proposes the rehabilitation of a hydroelectric power station that functions as a pumping storage central by means of a photovoltaic plant, thus forming a hybrid generation system, with the purpose of supporting the photovoltaic power station, thus maximizing the production of electric energy. For this, it is intended to take advantage of the facilities of a hydroelectric plant located in the state of Puebla, which is currently out of operation.

With the proposed scheme, it was possible to model the joint operation of hydroelectric and photovoltaic renewable power plants, supported by the numerical model "reservoirs operation", identifying the importance of storage as a function of its size, thus achieving photovoltaic backup wanted.

In developing the mechanism of operation of the hybrid system, it was identified that the storage allows a more efficient operation when delivering reliable energy and at schedules that suit the system operator.

The results show that, with the availability of water, existing solar radiation and orography site, it would be possible to equip the hydroelectric plant with 13 MW of power, 10 MW of photovoltaic generation, and storage by a pumping system with capacity of 14 MW, which together could be injecting into the grid an average generation of around 56 GWh per year.

When dimensioning the storage of the case study, several application opportunities were found, such as supporting and complementing the energy supply of the photovoltaic system, reducing the intermittency of this technology; Likewise, the efficiency of the National Electricity System (SEN) is increased by monitoring and balancing the supply curve with respect to demand.

Esta página se dejó en blanco intencionalmente

1. INTRODUCCIÓN

En México, la apertura del mercado eléctrico en el marco de la Reforma Energética tuvo entre sus objetivos principales la creación de un mercado eléctrico abierto, así como incrementar la participación de fuentes limpias de energía en la generación de electricidad, y con ello, reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). De acuerdo con la Secretaría de Energía, al 2016, las fuentes de energía limpia en México representaron el 25% de la generación de electricidad; al 2024 la generación a partir de estas fuentes deberá aumentar a 35% con la finalidad de cumplir con la Ley General de Cambio Climático (LGCC). Última reforma publicada en junio 2016 [15].

En México se pretende cumplir con las metas acordadas en la COP21 (Conferencia de las Partes), de reducción de emisiones de GEI, antes del año 2024 y por ello la Secretaría de Energía (SENER), en conjunto con la Secretaría de Economía (SE), definieron las políticas y medidas para fomentar la integración de energías limpias en la matriz eléctrica del país, así como el aprovechamiento de las fuentes renovables y su transformación eficiente; asimismo, se impulsarán sistemas de almacenamiento de energía para dar respaldo a las fuentes intermitentes de generación de energía [24].

El problema más grande de la energía eléctrica es que no puede almacenarse. Esto supone que para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico debe existir un equilibrio dinámico permanente entre producción y consumo. Cualquier desequilibrio se traduce en un desvío de frecuencia respecto a su valor nominal, que es de 60 Hertz (Hz) en México.

La introducción masiva de fuentes renovables, debida a la nueva Reforma Energética, supone la necesidad de mantener el equilibrio entre generación - demanda en la red y, de esta manera, garantizar la estabilidad y seguridad del sistema en todo momento. Por estas razones, se hace importante determinar la capacidad óptima de almacenamiento a gran escala que logre respaldar las centrales a base de fuentes renovables, ya que facilitaría su integración a la matriz de generación nacional, evitando pérdidas de energía limpia en periodos de menor consumo.

Entre las distintas tecnologías de almacenamiento de energía destacan, por su estado de madurez, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por rebombeo. Estos sistemas son capaces de aprovechar la energía presente en un sistema eléctrico en horas de menor demanda (implican un menor costo por consumo) y regresarla al sistema eléctrico en momentos de mayor demanda (altos precios de energía eléctrica generada), logrando así, un equilibrio económico y energético para el SEN.

Algunos sistemas internacionales, como el caso de Gorona del Viento, ubicado en la Isla del Hierro en España, han experimentado lo que representa la inestabilidad de generar con fuentes renovables y su intermitencia; situación que les ha representado deficiencias en la producción eléctrica y cuantiosas pérdidas monetarias al tener que complementar la oferta de energía eléctrica con centrales de diésel, para cubrir así con la demanda faltante (ver Capítulo 2.2), es por esta razón que se implementaron sistemas de almacenamiento de energía que pudieran respaldar la generación con fuentes renovables cuando la demanda rebasara su oferta. Para el caso particular de Gorona del Viento, que es una planta con aerogeneradores, el respaldo es por medio de un sistema de rebombeo (almacenamiento hidráulico) que lograsen entrar a la red eléctrica en cuestión de segundos, formándose de esta manera, un sistema híbrido de generación.

Por lo tanto, los sistemas híbridos se pueden definir como un conjunto de diferentes tecnologías para generación, acopladas en un solo sistema de producción eléctrica con el objetivo de superar la barrera de la intermitencia, logrando de esta manera entregar bloques de energía constantes y por mayor tiempo [4]. En el caso particular de este estudio, se plantea acoplar una central hidroeléctrica de rebombeo, para que le dé respaldo a un parque fotovoltaico.

Actualmente en México, no existen sistemas o centrales híbridas, por lo que este trabajo se enfoca en determinar su viabilidad técnica y de operación, con lo cual se pretende innovar para resolver técnicamente la problemática de la introducción masiva de fuentes renovables a la red eléctrica nacional.

La importancia de este tipo de centrales híbridas generadoras estriba en el hecho de proporcionar el respaldo a fuentes intermitentes de energía (como la solar), incrementando su confiabilidad para el despacho en la red.

En el presente documento, se propone la rehabilitación de una central fuera de operación que funcione como central de rebombeo, acoplada a una granja solar, con el propósito de respaldar la generación fotovoltaica maximizando así la producción de energía eléctrica. Para ello, se pretende aprovechar las instalaciones de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Tepazolco, localizada en el estado de Puebla.

Cuando estaba en operación, la C.H. Tepazolco tenía una capacidad instalada de 10 mega watts (MW), conformada por dos turbinas Francis de 5 MW cada una. Para ponerla nuevamente en operación, se plantea utilizar la infraestructura existente y habilitar tanques de regulación hidráulicos para crear una central de almacenamiento por rebombeo, así como instalar un parque fotovoltaico de 10 MW de capacidad, quedando como variables a modelar, el tamaño óptimo de almacenamiento que dé respaldo al sistema fotovoltaico, así como la potencia hidráulica a instalar que aumente la producción eléctrica en conjunto.

Para lograr lo anterior, se estableció que el almacenamiento se recargue una vez al día con el caudal disponible, procurando generar por mayor tiempo, al menos 13 horas del día. Con estas condiciones, se propuso que el tiempo de generación hidráulica fuera cercana a 8 horas, además se fijó que la generación neta de la central fotovoltaica será sólo de 5 horas como tiempo efectivo para entrega de energía. Con estas limitantes, el rebombeo operará por aproximadamente 9 horas.

Si se logra determinar la viabilidad de acoplar centrales hidroeléctricas con rebombeo a sistemas fotovoltaicos se podrá optimizar su operación con el fin de maximizar su generación, esto supondría la entrega de energía firme por mayor tiempo, comparándose a si sólo se generará con un tipo de tecnología.

El presente trabajo se desarrolló en cinco capítulos, de acuerdo a la siguiente distribución:

Capítulo 1. Introducción, se presenta la problemática general, así como un panorama de la Reforma Energética y los instrumentos para incrementar la participación de las fuentes renovables en el Sistema Eléctrico Nacional, se muestra la oportunidad de implementar sistemas híbridos para la generación de energía, por lo cual se plantea la hipótesis de solución, el objetivo general, así como los objetivos particulares para el desarrollo de esta tesis.

Capítulo 2. Antecedentes, se llevó a cabo una recopilación de información que permitió establecer el marco teórico en el que se incluyen definiciones sobre oferta y demanda en un mercado eléctrico; se

analiza el funcionamiento de la red eléctrica española (en donde ya existen sistemas híbridos), parte de esta investigación se fundamentó en una estancia extranjera colaborando con el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) en España, donde además de conocer su mercado eléctrico, se analizó la operación de un sistema híbrido; en este capítulo, también se hizo una revisión del estado actual de las tecnologías de almacenamiento, y se comparan las experiencias internacionales al instalar sistemas a base de fuentes renovables; por último se describe de manera breve el panorama de integración de renovables en México.

Capítulo 3. Desarrollo, se realizó un levantamiento de datos para determinar el estudio solar, con datos de la NASA y con ayuda del software RETScreen Expert, posteriormente se identificó la superficie disponible del proyecto; con ello se logró una caracterización de radiación a nivel horario y se definió así la producción media anual instalando 10 MW de potencia fotovoltaica.

Se analiza el caso de estudio con la intención de conocer las condiciones particulares del sitio donde se pretende emplazar el proyecto; para ello se estudiaron las estaciones hidrométricas más cercanas al sitio y se correlacionaron con las salidas de la presa Valsequillo, embalse que alimenta el canal principal y que a su vez aporta el caudal disponible hacia la central hidroeléctrica Tepazolco, también se realiza un análisis de climatología, definiendo para cada parámetro valores estadísticos según los registros encontrados en la base de datos de CONAGUA, este apartado se elaboró con metodologías de hidrología superficial, modelos estadísticos y de probabilidad para identificar el caudal de llegada, el tipo de clima y la temperatura que impacta directamente al proyecto.

Capítulo 4. Resultados; para conocer la dimensión del almacenamiento se consideraron los depósitos de agua como tanques de regulación, los cuales operan según la política de generación y en función del caudal disponible de llegada.

El modelo se desarrolló con base en un funcionamiento de vasos, previo al cálculo de sus valores de entrada, con estas simulaciones se determina la potencia hidráulica a instalar y se define la producción de energía eléctrica, a los resultados obtenidos con el funcionamiento de vasos, se le acoplaron los valores de generación por la central fotovoltaica y se analizaron de manera conjunta para determinar su viabilidad.

En total, se aplicaron seis diferentes escenarios donde la variable primordial fue el dimensionamiento del almacenamiento que está en función del caudal disponible de llegada, por lo que se determinan diferentes matrices de escurrimiento, como son: caudal total y caudal con riego, la primera representa el gasto de llegada sin extraer volumen para riego y la segunda considerando el volumen que utilizará el Distrito de Riego para sus cultivos, aunado a estas dos matrices, algunas simulaciones incluyeron el volumen recirculado por efecto del rebombeo.

Para las dos primeras simulaciones, se consideró un almacenamiento de menor dimensión y que está en función únicamente de las dos matrices de escurrimiento detalladas anteriormente; para estos dos casos se analiza la operación de las centrales como tecnologías independientes, es decir, como si se tratara de una hidroeléctrica convencional y aparte un parque fotovoltaico (no es propiamente un sistema híbrido) con la finalidad de conocer el dimensionamiento del tanque superior y la generación hidroeléctrica adicional.

Las simulaciones 3 y 4 se acoplan como sistema híbrido y consideran un volumen recirculado debido a la incorporación del sistema de rebombeo, dato que proporcionará una mayor generación hidráulica y por tanto un mejor respaldo a la central fotovoltaica; cabe señalar que debido al sistema de

rebombeo, se requiere de energía en consumo que alimente las bombas, esta maniobra es la que aportará estabilidad en la red, a través del seguimiento y equilibrio de la curva de oferta con respecto a la demanda

Por último, para las simulaciones 5 y 6, se propone el almacenamiento de un hectómetro cúbico que representa un poco más de 3 veces su capacidad inicial (simulación 1, 3 y 4), operando como sistema híbrido y recirculando el volumen almacenado. Estas dos últimas simulaciones tienen la finalidad de mostrar cómo se comportaría la central híbrida con un gran almacenamiento hidráulico y apreciar de esta manera la importancia de contar con este tipo de respaldo, puesto que se podría entregar mayor energía aportando mayor seguridad y estabilidad a la red eléctrica nacional.

Este procedimiento se desarrolló con apoyo y supervisión del Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) ubicado en la isla de Gran Canaria en España, como actividad primordial de la estancia de trabajo llevada a cabo en sus instalaciones, así como con apoyo de la Subgerencia de Anteproyectos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y asesoramiento del Instituto de Ingeniería (II) de la UNAM. De esta manera es como se pretende determinar la viabilidad de acoplar centrales con fuentes renovables

Continuando con el capítulo 4, se presentan los resultados de los seis escenarios evaluados que se fueron obteniendo, así como las recomendaciones de operación e integración.

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones, se presentan las conclusiones así como las ventajas y desventajas de acoplar centrales hidroeléctricas con rebombeo a centrales fotovoltaicas que pueden ser insertadas dentro del sistema eléctrico nacional, además se describe el cómo aprovechar sus características particulares según el tipo de simulación; se describen las recomendaciones a desarrollar en investigaciones posteriores o para considerarse en su replicabilidad (susceptibilidad a ser reproducida con condiciones semejantes) como modelo operativo dentro del sistema eléctrico nacional.

Capítulo 6. Referencias bibliográficas.

Anexos. Se incluyen las tablas de cálculos y resultados obtenidos con el programa RETScreen Expert; se presentan las fichas técnicas de los módulos e inversores que se utilizaron para sus proyecciones; las tablas y cálculos para los estudios hidrológicos y climatológicos, así como las salidas de la simulación del funcionamiento de vasos.

Hipótesis

Bajo las condiciones actuales del Mercado Eléctrico Nacional, la madurez de las tecnologías de generación y almacenamiento de energía eléctrica por rebombeo, y las condiciones climáticas, energéticas y orográficas de México, es viable acoplar distintas tecnologías de generación, formando así un sistema híbrido para la optimización en el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables del país.

La hipótesis de trabajo se probará mediante los objetivos siguientes:

1.1. Objetivo general

El objetivo del presente estudio es determinar la viabilidad de acoplar centrales hidroeléctricas con rebombeo a sistemas fotovoltaicos para la optimización de su operación.

1.1.1. Objetivos particulares

- Conocer el marco regulatorio mexicano en materia de integración de fuentes renovables a la red eléctrica nacional.
- Identificar los sistemas híbridos y de almacenamiento energético en el mundo y caracterizar el nicho de oportunidades en México.
- Conocer el funcionamiento, operación y participación de las centrales de rebombeo en el mercado eléctrico español.
- Analizar un caso de estudio en México, caracterizando sus condiciones climatológicas hidrológicas y de radiación particulares, con la intención de acoplar un sistema híbrido (solar-hidráulico).
- Determinar el almacenamiento y la capacidad hidráulica a instalar para generación y respaldo de un sistema fotovoltaico, considerando dentro de su operación el sistema de rebombeo.

2. ANTECEDENTES

Las energías limpias son aquellas que en su proceso de extracción, procesamiento y distribución no rebasan los umbrales establecidos de emisiones o residuos a la atmosfera, tal y como se define dentro de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su publicación del 11 de agosto del 2014, donde también se reconoce a la energía nucleoelectrica como energía limpia y a los ciclos combinados, cuyo principal energético es el gas [17]. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que el uso de gas implica la emisión de gases de efecto invernadero durante el proceso de extracción, transporte y uso del recurso; por su parte, las centrales nucleares tienen impactos negativos debidos a la disposición final de los residuos radiactivos generados, por lo que siguen siendo fuentes contaminantes del ambiente.

Dentro del marco legal en México, se encuentra la Ley de Transición Energética (LTE), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015; la cual establece que el viento, la radiación solar, el movimiento del agua en cauces naturales, la energía oceánica, el calor de los yacimientos geotérmicos y los bioenergéticos, serán las fuentes renovables de energía reguladas por esta Ley. En este mismo documento legal se puede citar que *“Las fuentes de energía renovables serán aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes”* [19].

Las fuentes renovables como el viento, la radiación solar y el aprovechamiento hidráulico, tienen como principal desventaja, que la producción de electricidad es de manera discontinua o irregular ya que depende de las condiciones climatológicas y de la disponibilidad del recurso, es por esta razón que son conocidas como fuentes intermitentes. Cabe mencionar que, en cierto modo, también se ven afectadas por las variaciones climáticas añadiendo una mayor incertidumbre en la generación de energía limpia.

En la actualidad, las fuentes renovables de energía paulatinamente van ganando terreno a los combustibles fósiles, principalmente por la reducción en los costos de instalación de algunas de las tecnologías renovables, y por la amenaza ambiental que representa el uso combustibles fósiles en la generación eléctrica.

En el contexto eléctrico, el presente y futuro de la red eléctrica está caracterizado por una entrada masiva de energía renovable de forma dispersa y poco gestionable, es decir, de carácter estocástico, que tendrá un efecto directo sobre el funcionamiento del sistema eléctrico. La alta variabilidad del recurso y dificultad de previsión para la producción eléctrica, implica que el Operador del Sistema debe disponer en todo momento de la generación suficiente, para hacer frente a una volatilidad de producción intermitente [2].

El pasado 12 de diciembre 2015 se aprobó el Acuerdo de París dentro de la Conferencia de las Partes de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21). Este Acuerdo es un instrumento de alcance mundial para enfrentar de manera global el cambio climático donde se busca que, por lo menos 195 países, reorienten su desarrollo hacia un mundo más sustentable, con menores emisiones y con capacidad de adaptarse a un clima más extremo. Dicho acuerdo fue ratificado en abril del 2016, donde México se comprometió a reducir en un 25 % sus emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (GEI), introduciendo, al 2024 el 35 % de energía limpia al sector industria y 43 % al año 2030 [40].

El mercado eléctrico en México atravesó por un proceso de apertura económica y reestructuración jurídica, con lo que se han originado programas, estrategias y mecanismos para el uso de energías renovables, como la Estrategia Nacional de Energía (ENE), el Programa Especial de Cambio Climático (PECC), el Programa Especial de Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (PEAFRE) y los Certificados de Energía Limpia (CEL) que entrarán en vigor a partir del año 2018.

Como resultado de la reestructuración del mercado eléctrico nacional, un mayor número de empresas generadoras estarán interconectadas al sistema eléctrico, entregando energía a partir de diferentes tecnologías; por tal motivo, la red eléctrica deberá modernizarse y fortalecerse para dar soporte a la energía entregada y demandada por los diferentes participantes y consumidores del mercado eléctrico, también deberá emplear modelos de operación para amortiguar la intermitencia propia de las fuentes renovables.

Los sistemas de almacenamiento de energía por bombeo son una tecnología madura y probada para dar respaldo a la generación intermitente a partir de fuentes renovables en varios países del mundo. En particular, los proyectos de bombeo que se insertan en centrales hidroeléctricas, representan una ventaja competitiva con respecto a otras opciones de almacenamiento de energía, toda vez que se aprovecha la infraestructura existente, reduciendo así los costos por nueva infraestructura [4].

A manera de definición, los sistemas de almacenamiento de energía por bombeo son centrales hidroeléctricas configuradas con dos embalses (tanques de regulación) localizados a diferentes niveles, lo que permite almacenar energía potencial y generar energía hidráulica de manera convencional, por medio de turbinas [6].

El mantener o respaldar la generación intermitente y variable de una central renovable a un nivel comprometido se denomina confirmación de la capacidad. El sistema de almacenamiento de energía uniformiza la producción y controla la tasa de variación (MW/min) para eliminar las oscilaciones rápidas de tensión y potencia en la red eléctrica.

Un sistema de almacenamiento ayuda a proteger cargas situadas aguas abajo de la central frente a incidentes breves que afectan la calidad de la electricidad suministrada. Por ejemplo, las fluctuaciones de la tensión debidas a sucesos como fallos en los equipos o la variabilidad de la producción fotovoltaica (FV) y eólica, pueden afectar negativamente la calidad de la electricidad suministrada a los consumidores.

Estos problemas de calidad eléctrica pueden provocar cortes parciales o totales del suministro, por lo que los sistemas de almacenamiento de energía mitigan estas irregularidades que se pueden presentar en el SEN proporcionando apoyo instantáneo a la tensión, inyectando o absorbiendo energía como potencia activa¹ y potencia reactiva², con el objetivo de estabilizar la red.

La central operando como sistema híbrido alimentará el nodo de interconexión³, que es el sitio físico donde se inyecta energía generada y se distribuye para consumo, definiéndose así la oferta y demanda eléctrica de cierta región; es decir, si se trata de una zona industrial, comercial, doméstica o cualquier

¹ Potencia activa. Representa la capacidad de una instalación eléctrica para transformar la energía eléctrica en trabajo útil: mecánica (movimiento o fuerza), lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es realmente la consumida en una instalación eléctrica.

² Potencia reactiva. no es una potencia (energía) realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes.

³ Nodo de Interconexión. El punto en donde se delimitan las fronteras operativas y de responsabilidad entre el Transportista o Distribuidor y una Central Eléctrica [16].

mezcla entre ellas, sus características particulares determinarán el comportamiento en este nodo de interconexión. Para mejor referencia, el siguiente apartado describe las diferencias entre oferta y demanda eléctrica.

2.1. Oferta y demanda eléctrica

La demanda de energía se refiere a la cantidad de electricidad que consume una población en un periodo determinado. Para poder satisfacer esta demanda, se debe producir y ofrecer, o tener almacenada, al menos, la misma cantidad de energía que la requerida.

El operador en el mercado eléctrico nacional se encargará de mantener la relación de oferta y demanda de energía. Lo ideal sería que la energía que se consume durante cada hora a lo largo de un día (curva de demanda) fuese igual a la energía que se produce en cada momento durante ese mismo día (curva de generación u oferta) ver Figura 2-2; este mecanismo es muy complicado de gestionar, ya que, se requieren modelos de previsiones de generación y demanda que consideren poca incertidumbre, así como disponer de tecnologías de almacenamiento para no desperdiciar energía en los momentos de exceso, o bien, para ocupar las reservas cuando se consume en demasía y se produce poca electricidad (déficits) [26].

Para mantener la relación oferta - demanda se deberán realizar las previsiones de demanda eléctrica y gestionar las centrales de generación en tiempo real o lo más apegado a él, logrando que la producción programada en las centrales coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. En el caso de que difiera, se deberán enviar las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten su operación, aumentando o disminuyendo la producción de energía de manera que se mantengan márgenes de operación suficientes para hacer frente a posibles pérdidas o cambios en el consumo previsto.

En México, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), es el operador del sistema eléctrico y por consiguiente identifica los principales nodos de interconexión en la república; para el caso de este estudio se asocia la curva de demanda del nodo número 22 Oriental [51].

En la Figura 2-1 se muestra el gráfico de la asignación emitida por el CENACE, donde puede apreciarse la disposición por regiones eléctricas y que, a su vez, se distribuye en nodos de interconexión.

De conformidad con lo que establecen las Bases del Mercado, el CENACE es el encargado de desarrollar pronósticos de demanda de energía eléctrica para la planificación de mediano plazo; en su página web (<https://www.gob.mx/cenace>) se puede obtener la demanda actual, la demanda neta y el pronóstico neto, tal como lo dan a conocer los mercados eléctricos maduros como el español (Ver Figura 2-2).

De esta manera, se obtienen las estimaciones de las demandas horarias brutas para el periodo del 2016 al 2030, elaborada por la Gerencia de Control Regional y Sistemas de Escenario Medio (planeación CENACE) [50]. La Tabla 2-1 muestra tanto los valores de demanda horaria presente pronosticada para el año 2017, como la perspectiva según el comportamiento del año anterior; los valores de

demanda futura representan la proyección al año 2030. Para las simulaciones propuestas en esta tesis se utilizarán los valores de demanda presente.



Figura 2-1 Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: CENACE, agosto 2008.

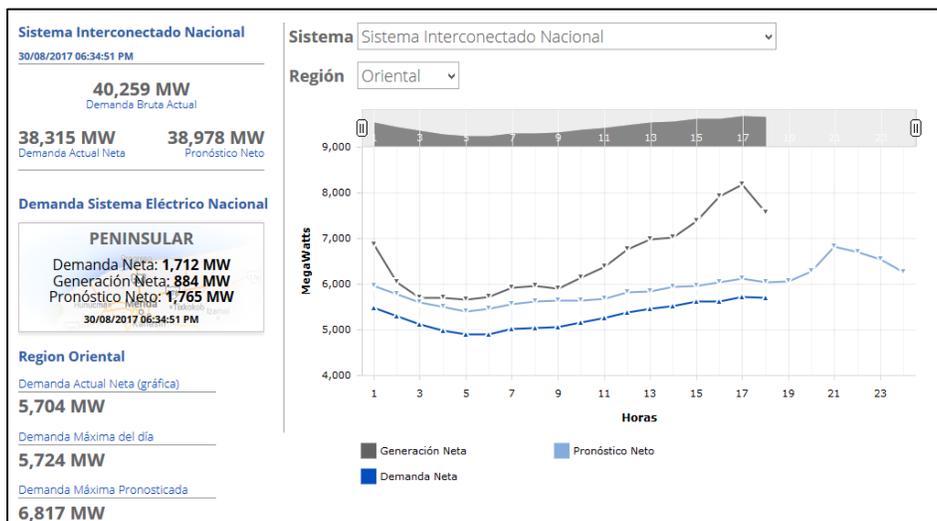


Figura 2-2 Sistema Interconectado Nacional, Región Oriental

Fuente: CENACE, sitio web.

Tabla 2-1 Demanda Horaria, Región Oriental, MWh.

HORA	FUTURA	PRESENTE
1	10,361.5	3,960.0
2	9,870.0	3,182.9
3	9,560.3	3,698.4
4	9,366.2	3,635.5
5	9,239.2	3,648.4
6	9,302.3	3,652.6
7	9,491.7	3,580.1
8	9,201.4	3,306.8
9	9,225.4	3,304.0
10	9,622.7	3,456.9
11	9,923.0	3,612.1
12	10,315.1	3,662.0
13	10,301.7	3,651.6
14	10,449.7	3,661.5
15	10,604.8	3,711.2
16	10,826.1	3,756.9
17	10,779.2	3,780.6
18	10,624.2	4,004.9
19	10,778.2	4,730.7
20	11,889.8	5,081.4
21	11,709.9	5,220.5
22	11,887.1	4,966.0
23	11,607.2	4,703.6
24	11,081.0	4,232.2

Fuente: Gerencia de Control Regional y Sistemas de Escenario Medio. CENACE.

Con este análisis se logran establecer las necesidades de la región en un plazo de 15 años (ver Figura 2-3). Por lo tanto, los mecanismos de operación que se logren determinar en el capítulo de aplicación y resultados de este trabajo, deberán apearse a este régimen o mantener bloques constantes de energía el mayor tiempo posible para cubrir esta demanda solicitada.

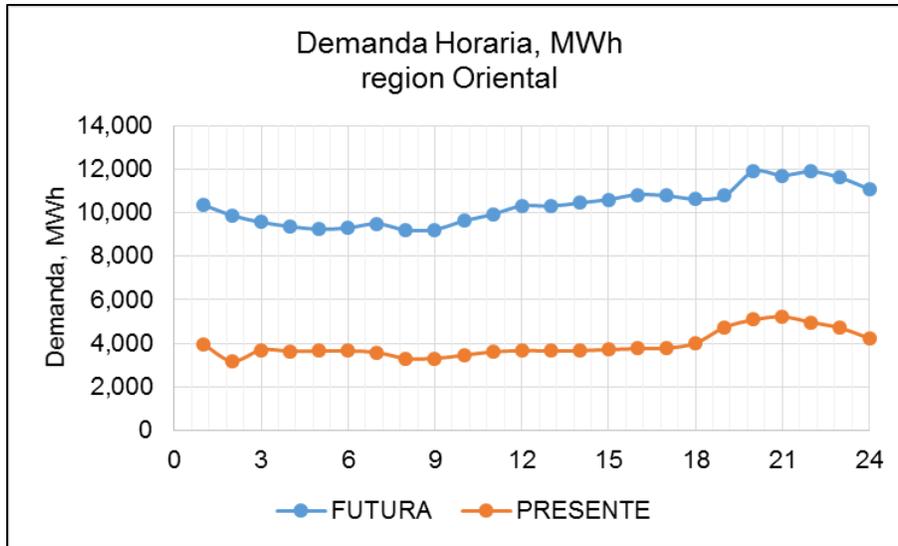


Figura 2-3 Demanda Horaria, MWh, Región oriental

Fuente: Gerencia de Control Regional y Sistemas de Escenario Medio. CENACE.

Es importante señalar que actualmente no existe diferencia significativa entre los precios marginales locales de las horas valle y horas pico⁴⁴ o de alta demanda en el SEN. Este hecho es el que ha frenado el desarrollo de las centrales hidroeléctricas en México puesto que resultan poco atractivas financieramente. Se espera que en México se puedan llevar a cabo análisis horarios para determinar estos precios, ya que de ellos depende la rentabilidad de las centrales de rebombeo; si este panorama no cambia, la oportunidad de insertar las centrales hidráulicas y sus almacenamientos en el mercado eléctrico mexicano tendrá una baja probabilidad.

En los últimas décadas, la CFE ha visualizado este tipo de centrales de generación y se ha concluido que la gran problemática es su consumo de energía a precios muy elevados para el sistema de rebombeo o al menos al mismo precio de generación o venta de energía; situación que provoca la baja rentabilidad de estas centrales. También se ha identificado que las plantas de rebombeo requieren un mayor consumo energético comparado al que pueden entregar en su producción [50].

Con la intención de conocer cómo es operado un sistema eléctrico y cómo se realiza la integración de las fuentes renovables en la producción eléctrica, a continuación se explica el modo en que, el operador del Sistema en España, controla y maneja el suministro eléctrico. Es importante señalar que este país cuenta con diversos tipos de sistemas de conexión eléctrica: la peninsular y la aislada; por esta razón, es de gran importancia conocer las variantes entre ambos sistemas, así como sus ventajas y desventajas.

2.2. Demanda y producción en tiempo real, caso: España

La Red Eléctrica Española, cuenta con una página de internet (<http://www.ree.es>) [46], donde se presenta información de las distintas tecnologías de producción necesarias para cubrir con la demanda, en dicho sitio web se incluye la energía destinada a la exportación y a los consumos en bombeo, que se indican como valores negativos. Asimismo, se muestran las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) asociadas a la matriz de generación española. (Ver Figura 2-4).

En este sitio es posible encontrar en gráficos la demanda de energía que se suministra y la producción que se ofrece con diferentes tipos de centrales en tiempo real. Estos gráficos se actualizan cada diez minutos e incluyen datos de la demanda real, el cálculo de la demanda prevista y la programada, así como los niveles máximos y mínimos en la demanda diaria [46].

La demanda real (curva amarilla) refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica. La previsión de la demanda (curva verde) se elabora con los valores de consumo en periodos precedentes similares, corrigiéndose con una serie de factores que influyen en el consumo como climatología y actividad económica.

⁴⁴ El precio de luz por horas incluye un coste para cada periodo horario, y es variable día con día. La discriminación horaria es una variedad de tarificación donde se aplica un precio diferente, dependiendo de si se trata de un periodo horario valle 23:00 – 05:00 o pico 18:00 – 22:00. El objetivo de la discriminación horaria es evitar picos de demanda eléctrica, beneficiando con un precio más bajo a aquellos usuarios que traspasen su consumo de electricidad de las horas de mayor demanda hacia las horas de menor demanda (Horas Valle) cuando la producción y distribución de electricidad es más barata.

La programación horaria operativa (línea escalonada roja) es la producción programada para los grupos de generación a los que se haya adjudicado el suministro de energía de los mercados diarios [46].



Figura 2-4 Curva oferta – Demanda España

Fuente: Red Eléctrica de España.

A continuación se describen las curvas que se exhiben en la página española del sistema eléctrico, tanto para el caso peninsular como para el caso de un sistema eléctrico aislado; el análisis particular del sistema aislado será sobre la isla del Hierro, donde se encuentra ubicada la Central Gorona del Viento, que cuenta actualmente con uno de los sistemas híbridos más grandes del mundo y uno de los primeros en construirse a nivel mundial con esa condición. Dispone de 5 aerogeneradores de 2.3 MW cada uno, el depósito superior de bombeo fue construido para amortiguar las fluctuaciones de la generación eólica; sin embargo, solo tiene capacidad suficiente para abastecer la demanda de El Hierro durante dos días con ausencia de viento [9]. La siguiente comparativa corresponde al día 13 de enero del 2017, donde se puede observar cada tipo de generación y la forma en que se entrega al sistema.

Sistema peninsular

Un sistema eléctrico peninsular está formado por el conjunto de elementos que operan de forma coordinada para satisfacer la demanda eléctrica de un territorio. Los principales elementos que componen este sistema son las plantas de generación como centrales térmicas, parques eólicos, parques fotovoltaicos, entre otros, las líneas de transporte y distribución de la electricidad y los centros de control [26].

La Figura 2-5 muestra el comportamiento horario de la demanda en tiempo real y la matriz de generadores que abastecen de electricidad al sistema. Como se logra apreciar, las curvas de previsión de demanda y demanda real están muy bien correlacionadas debido a la buena estimación en la programación horaria operativa; por lo tanto, los déficits o excedentes son mínimos en este sistema eléctrico interconectado peninsular español.



Figura 2-5 Seguimiento de la demanda de energía eléctrica, sistema peninsular

Fuente: Red Eléctrica de España.

En general, cuando las centrales a base de fuentes renovables produzcan y entreguen mayor electricidad al sistema, las centrales a base de combustibles fósiles, o nucleares, tenderán a reducir su producción, o bien, entrarán los sistemas de almacenamiento energético, acumulando la energía sobrante para su posterior producción; es decir, aumentan las reservas. Este ejercicio de almacenar la energía sobrante es bien redituado, debido a que muy difícilmente las centrales convencionales o nucleares reducirán su factor de planta⁵ puesto que el costo de generación que tienen este tipo de centrales convencionales es muy bajo [5].

Ahora bien, la Figura 2-6 muestra el aporte de cada central de generación, relacionando su producción por cada hora del día. Es importante destacar que la entrega de energía obedece al régimen de la demanda y que cada una está acoplada de manera tal, que cada tecnología aporta su electricidad de manera eficiente, incorporándose a la red según las instrucciones del operador o como se hayan posicionado dentro de las subastas.

En el sistema peninsular español participan centrales de cogeneración, centrales térmicas, solar fotovoltaica, eólica, ciclo combinado, carbón, nuclear, hidráulica e intercambios energéticos con otros países.

En la Figura 2-7 se muestra la generación con fuentes renovables (hidráulica, fotovoltaica y eólica), puede apreciarse que por la noche en el horario de las 0:00 horas a las 3:00 am, que es coincidente con el periodo valle, el sistema está bombeando agua al almacenamiento superior y de esta manera se tienen listas las reservas para su posterior producción, que bien podría ser en los horarios de las

⁵ Factor de planta: Es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Los factores de planta o factores de capacidad varían considerablemente dependiendo del tipo de combustible que se utilice y del diseño de la planta. El factor de planta no se debe confundir con el factor de disponibilidad o con eficiencia.

07:00 a las 14:00 o hasta por la tarde de las 17:00 a las 00:00, esto en función del mejor precio del mercado y de la alta demanda presentada en ese momento (Ver Figura 2-8 en su esquema de almacenamiento).

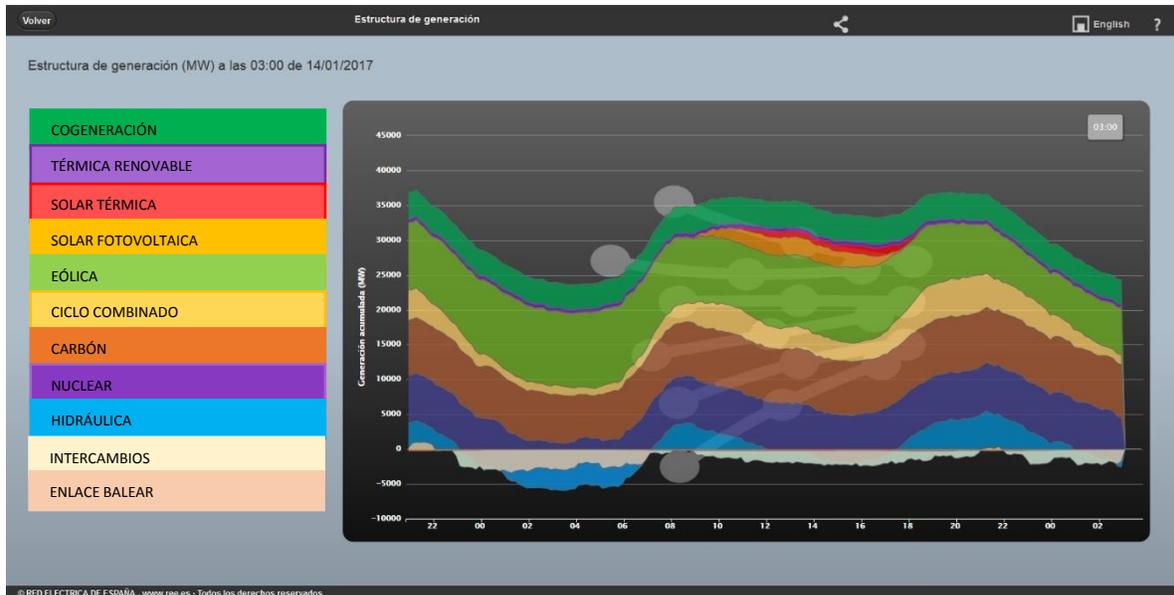


Figura 2-6 Estructura de generación

Fuente: Red Eléctrica de España.

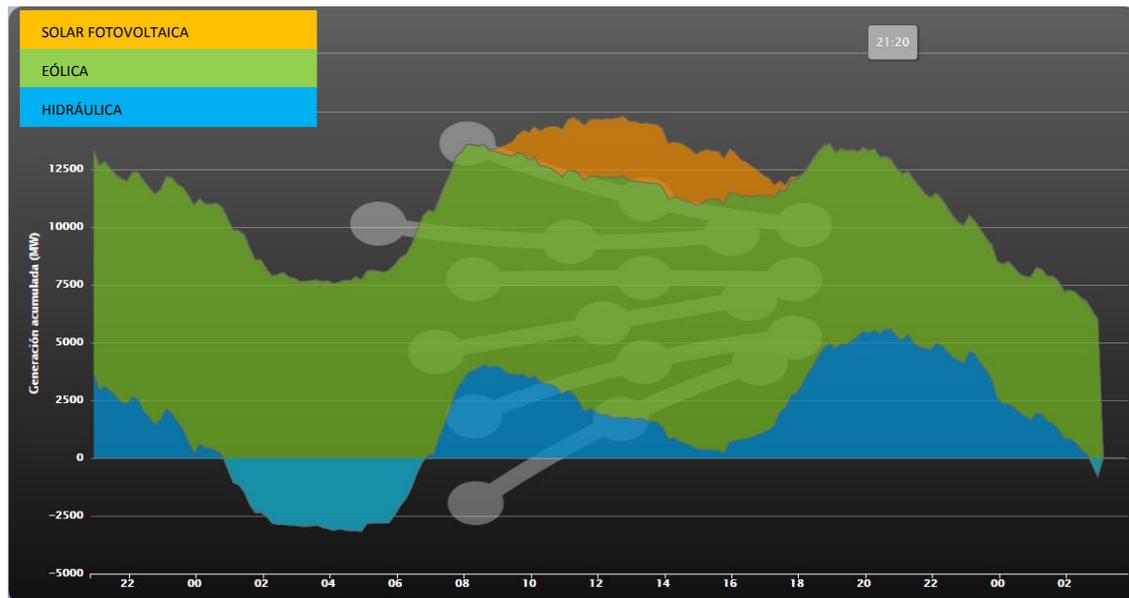


Figura 2-7 Producción sólo con fuentes renovables (Fotovoltaica, eólica e hidráulica)

Fuente: Red Eléctrica de España.

Por otra parte, en las figuras posteriores (Figura 2-9, Figura 2-10, Figura 2-11) se desglosa la producción de cada tipo de tecnología, destacando únicamente las renovables, la nuclear y el ciclo combinado, con la intención de sensibilizar la operación y entrega de energía al sistema.

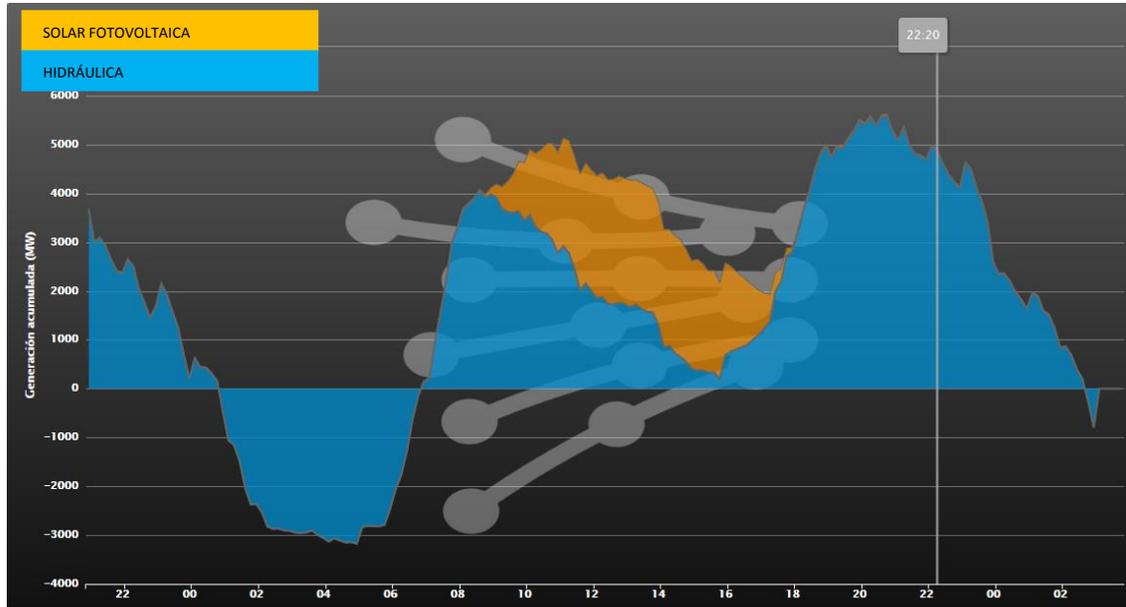


Figura 2-8 Producción fuentes renovables sólo Fotovoltaica e hidráulica

Fuente: Red Eléctrica de España.

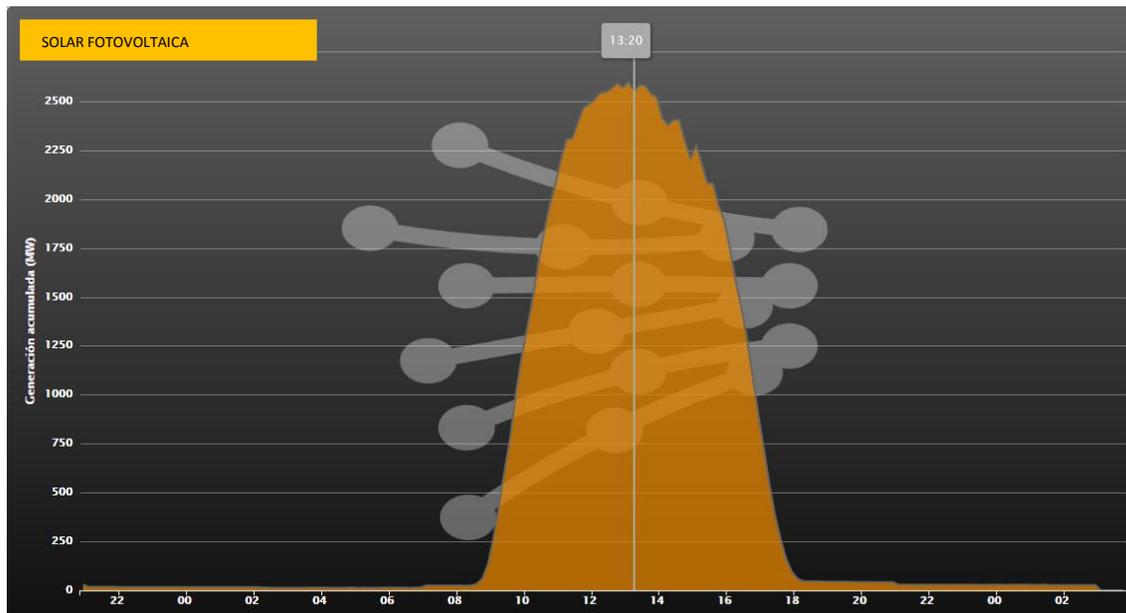


Figura 2-9 Producción Fotovoltaica Peninsular

Fuente: Red Eléctrica de España.

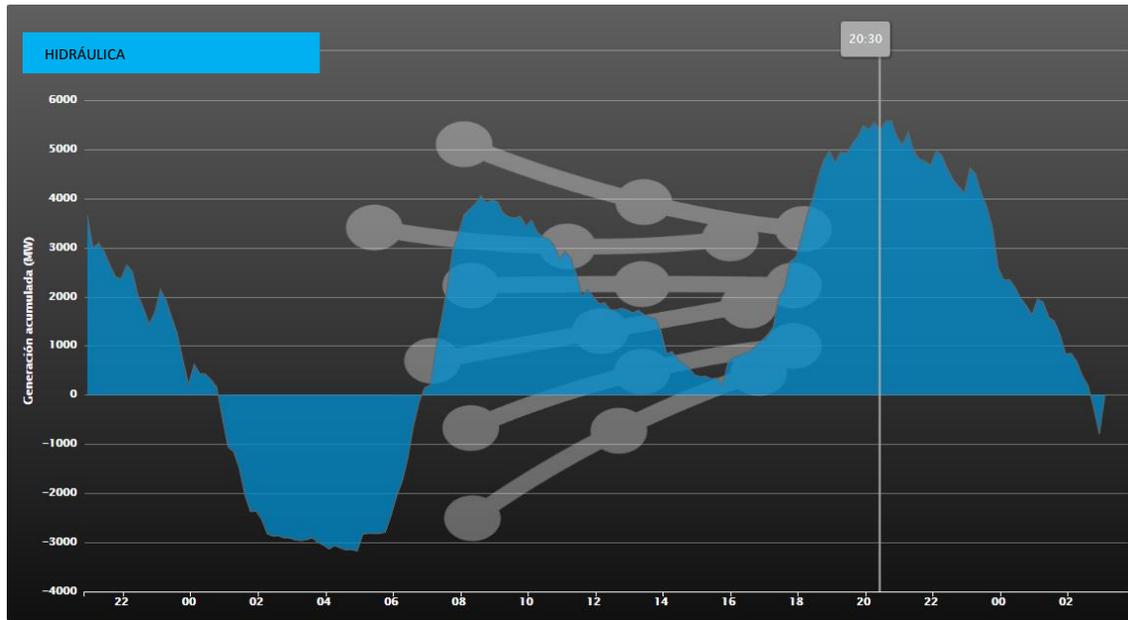


Figura 2-10 Producción Hidráulica y respaldo con bombeos Peninsular

Fuente: Red Electrica de España.

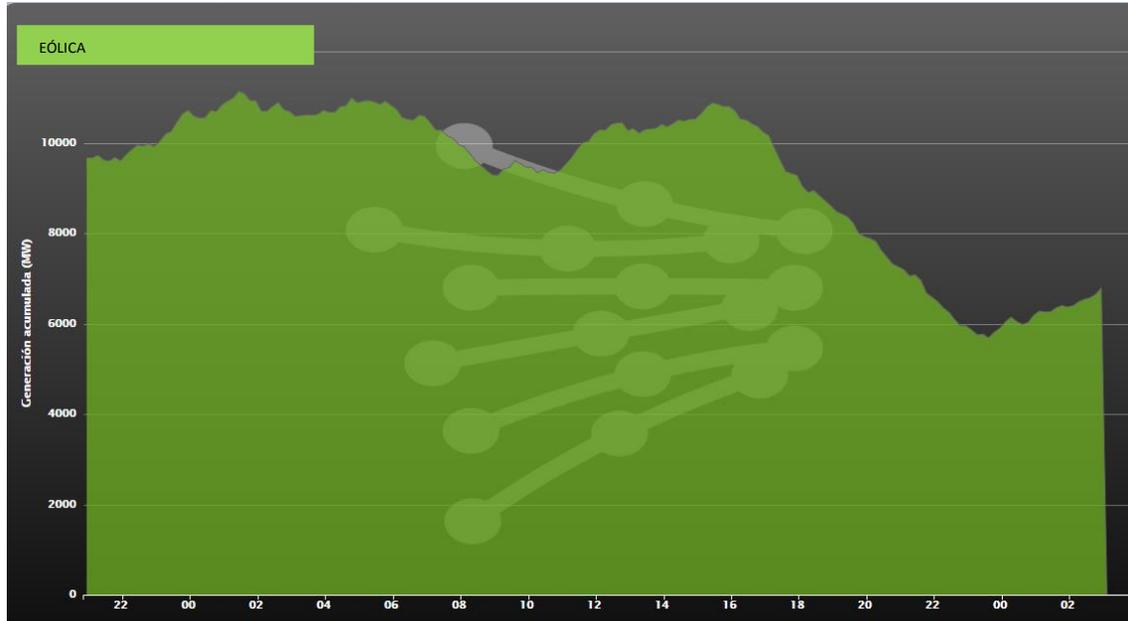


Figura 2-11 Producción Eólica Peninsular

Fuente: Red Electrica de España.

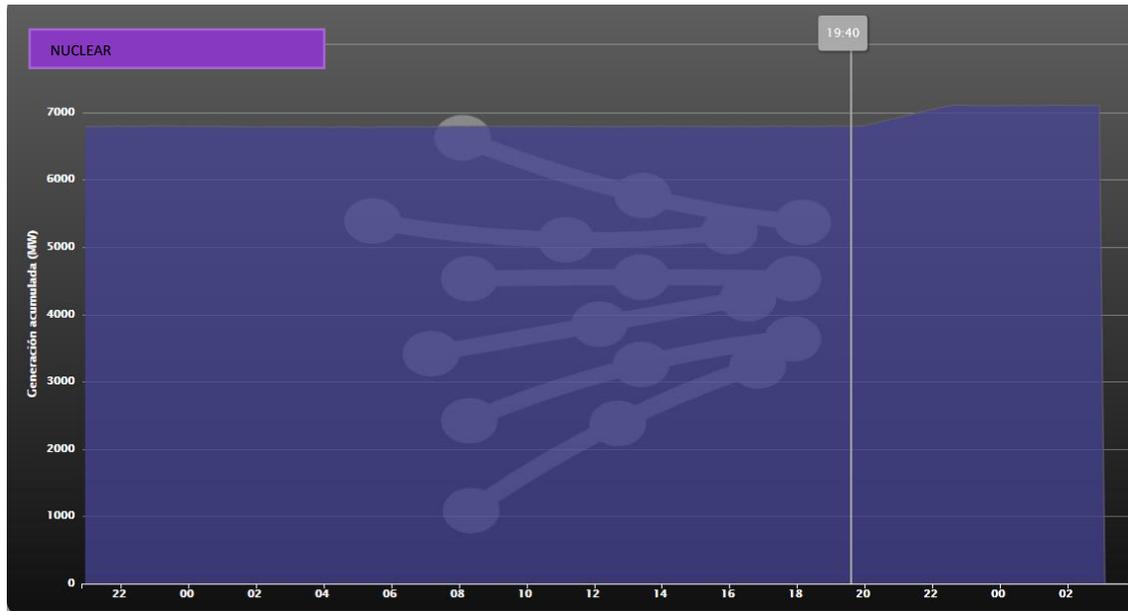


Figura 2-12 Producción Nucleoeléctrica

Fuente: Red Eléctrica de España.

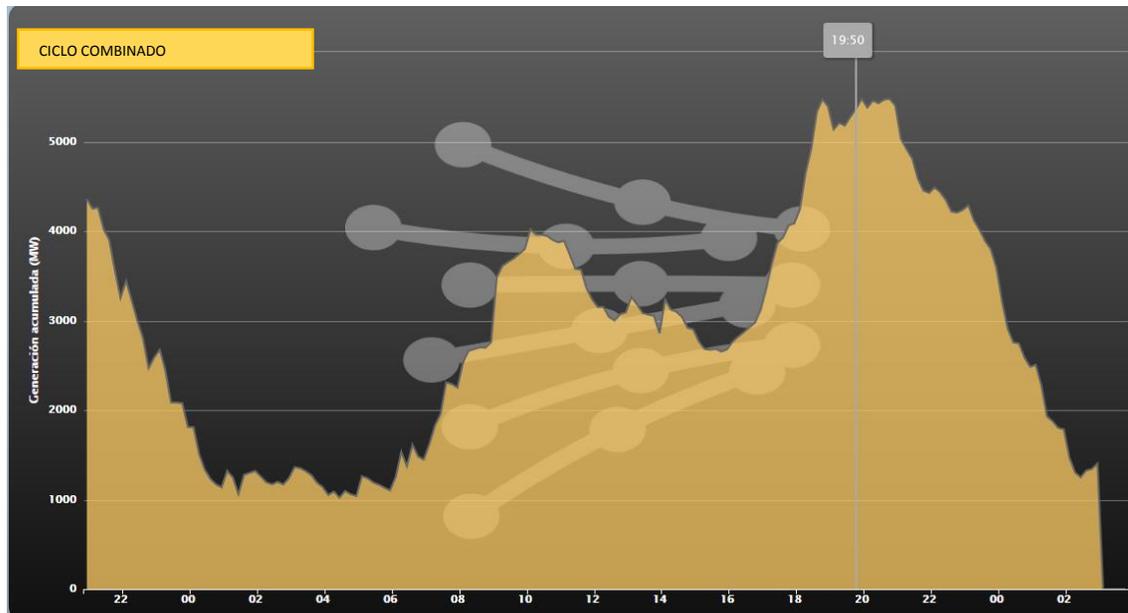


Figura 2-13 Producción centrales de ciclo combinado

Fuente: Red Eléctrica de España.

Como se observó en las figuras anteriores, la producción debe cumplir con la demanda horaria; por lo tanto, el punto crítico en el sistema es la operatividad horaria en la oferta de las diferentes centrales y su acoplamiento para cubrir de una manera eficiente con la demanda.

La Figura 2-10 representa la producción hidráulica peninsular, tanto por turbinas como debida al respaldo con bombeos. En ésta grafica se puede apreciar que los valores negativos que presenta la imagen, indican que se almacenó esa producción en tanques o depósitos elevados y que muy probablemente se genere cuando los precios sean altos en la red, para alcanzar la rentabilidad en este tipo de centrales.

Si se compara la generación de renovables, se puede observar que la energía eólica (Figura 2-11) es la más inestable y difícil de predecir para su producción eléctrica, aunque también es la que más energía produce cuando se presentan ráfagas de viento considerables. Académicos de la Universidad de York, Canadá [21], aseguran que por esta razón, y debido a que no cuenta con partes móviles, los módulos solares son la mejor opción para generación eléctrica puesto que se conoce la radiación solar y su comportamiento en el día, sólo se podrá predecir su producción en función de la irradiación y esta variable los vuelve más estables, como se mostró en la Figura 2-9.

En particular, es interesante ver como la energía nuclear siempre se mantiene constante entregando energía de manera ininterrumpida (Figura 2-12); este mismo fenómeno ocurre con las centrales a base de combustibles fósiles, donde entregan energía base constante. Ahora bien, las centrales de ciclo combinado (Figura 2-13) son las que realmente marcan el régimen de oferta-demanda en el mercado eléctrico español, mientras que las centrales renovables son muy inconsistentes y sólo aportan su producción como excedentes para cubrir con alta demanda.

Sistema aislado

Un sistema eléctrico aislado, típicamente presente en islas, como su nombre bien lo dice, se caracteriza por no estar interconectado con otros sistemas eléctricos de territorios cercanos. Dado que la interconexión de los sistemas eléctricos permite garantizar el suministro de electricidad ante posibles picos de demanda o cuando una central generadora no se encuentra operando, los sistemas eléctricos aislados son inseguros y menos estables.

Desde el punto de vista económico, un sistema eléctrico aislado abastecido con combustibles fósiles presenta altos costos derivados de la importación y el transporte de sus propios combustibles.

Ante este escenario, y debido a la importancia de la gestión e independencia energética de los territorios aislados, en sitios con buen recurso de viento y radiación solar resultará más sustentable y barato producir energía con tecnologías renovables (solar, eólica, geotérmica, etcétera), que con las fuentes de energía sucias convencionales.

La Figura 2-14 presenta la gráfica de demanda de la Isla del Hierro en las Islas Canarias, España; se observa que la curva de demanda real tiene fluctuaciones que generan mucha inestabilidad en el sistema, y en diferentes ocasiones la curva programada se queda por debajo de lo que se requiere en tiempo real. Con la intención de comparar el comportamiento de los sistemas aislados respecto al peninsular, se presenta el mismo día para su análisis (13 de enero del 2017).



Figura 2-14 Seguimiento de la demanda de energía eléctrica, sistema aislado

Fuente: Red Eléctrica de España.

Los centros de control se encargan de efectuar la supervisión del sistema eléctrico en tiempo real, las actividades de programación en la cobertura de la demanda, y el seguimiento en la red de transporte; por lo tanto, los centros de control son indispensables para una red tan inestable como lo es el sistema aislado, ya que en cualquier momento pueden fallar debido a factores ajenos al control de energía, como lo produce la intermitencia de las centrales a base de energías renovables.

Para el caso particular del análisis efectuado el día 13 de enero del 2017, se muestra el aprovechamiento de la energía excedente que proviene de las centrales eólicas (bloque verde) y que posteriormente se genera con hidráulicas (bloque azul). Es importante destacar que la base de este sistema eléctrico son los generadores diésel (bloque gris), que realmente son los que rigen y llevan el comportamiento horario para cubrir con la curva de demanda (ver Figura 2-15).

Cuando se absorbe la energía en exceso dentro del sistema eléctrico, se grafica con valores negativos, representando el consumo de energía que alimentará a las bombas hidráulicas almacenando la producción en exceso. Al revisar el comportamiento de las centrales a base diésel, se muestra que cuando la generación eólica aumenta considerablemente, las centrales diésel prácticamente dejan de operar o complementan la generación para abastecer la demanda con una menor participación, esto les genera ahorros de combustible a las centrales (ver la estructura de generación Figura 2-15). En la misma figura se muestra la operación en conjunto de los tres tipos de centrales en la isla, en donde se entrega energía que oscila de entre los 4 y 6 MWh, que está ligada a la demanda en la región y que difícilmente se ajusta al régimen de la demanda diaria prevista (Figura 2-14).

Prácticamente las centrales a base diésel son las encargadas de cumplir con la tarea de suministrar la energía faltante en la red; por el contrario, si la generación eólica rebasa la curva de demanda estimada, el operador del sistema envía la instrucción de almacenar por medio del bombeo toda esa energía disponible.

La rápida respuesta en el sistema y el acoplamiento de las tres tecnologías en tiempo real hacen de éste un mecanismo dinámico que cumple con el objetivo de entregar, el mayor tiempo posible, energía en bloque horario cubriendo la curva de demanda; la cuestión será entonces la operatividad del sistema en conjunto de los tres tipos diferentes de centrales.

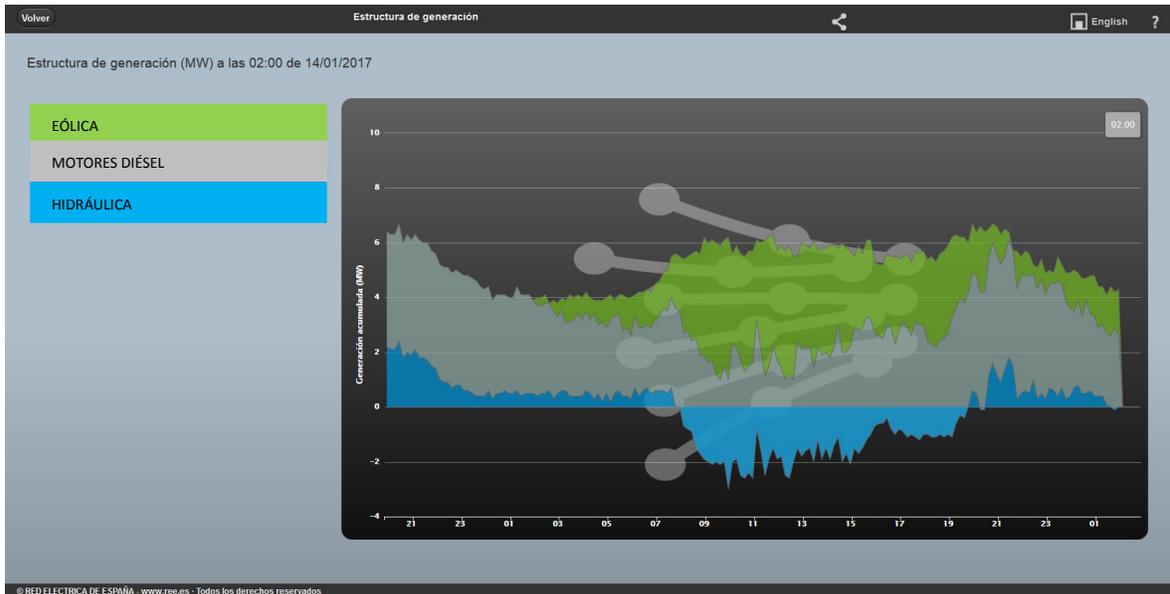


Figura 2-15 Estructura de generación

Fuente: Red Electrica de España.

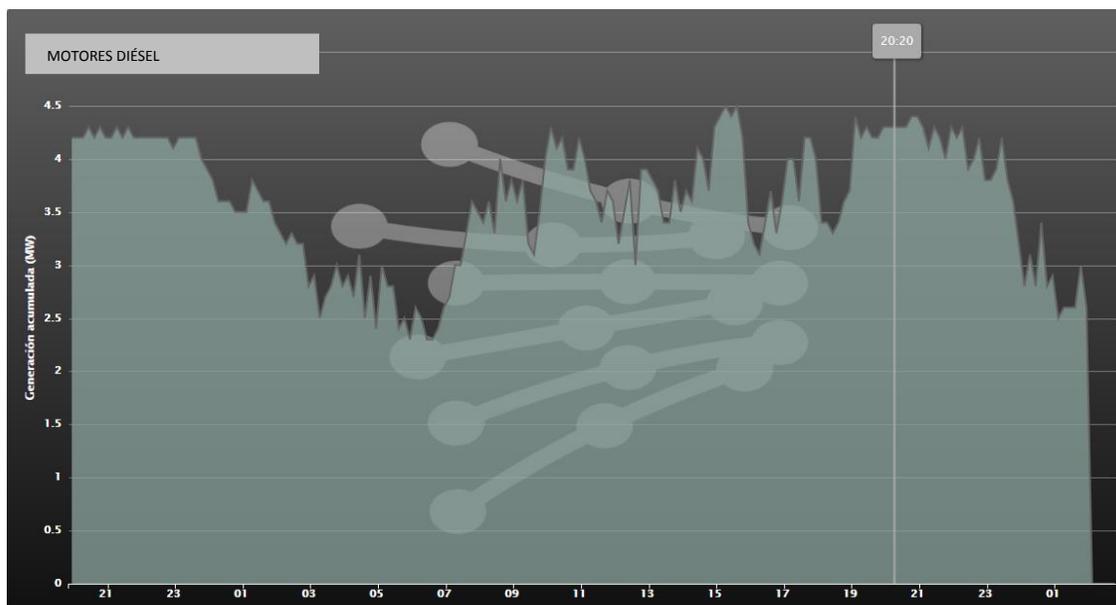


Figura 2-16 Producción a base de diésel

Fuente: Red Electrica de España.

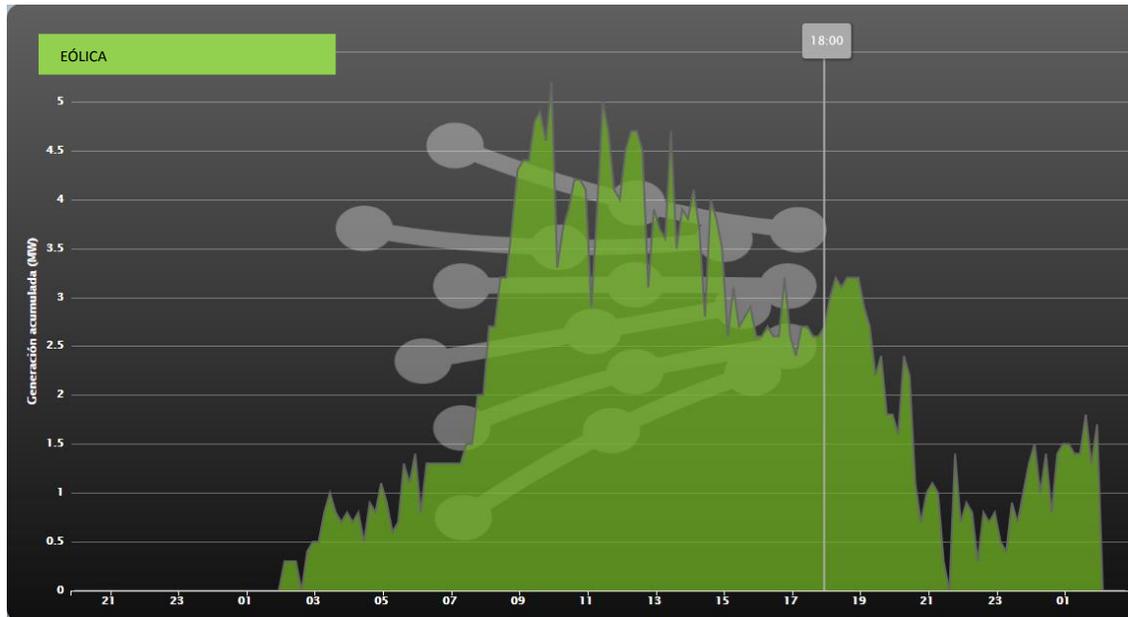


Figura 2-17 Producción Eólica Aislada

Fuente: Red Eléctrica de España.

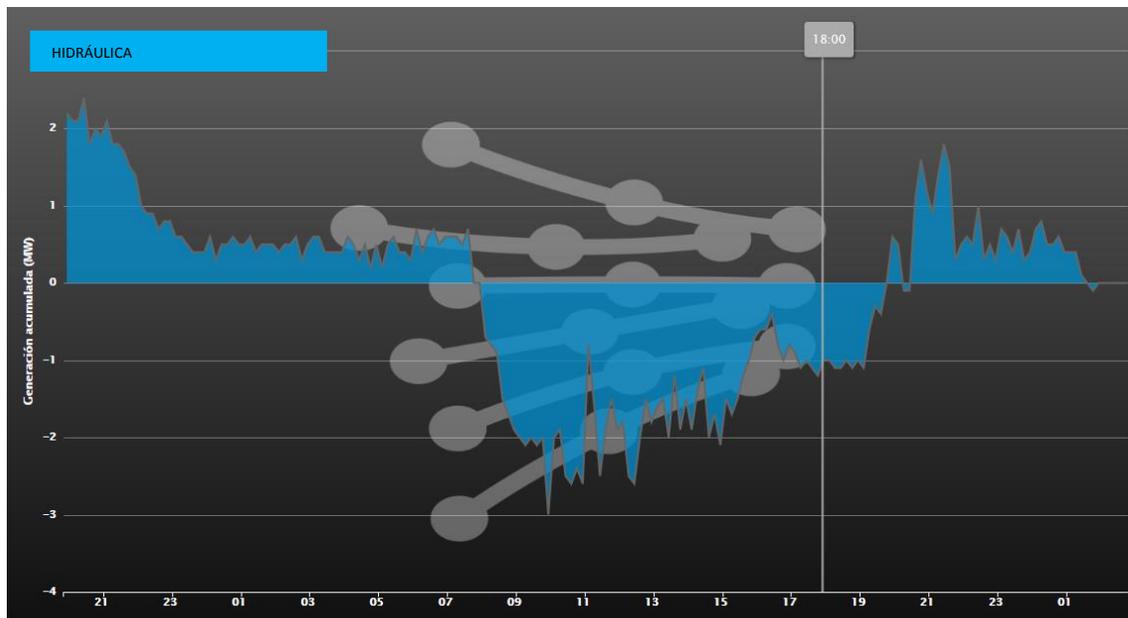


Figura 2-18 Producción Hidráulica y respaldo con bombes Aislada

Fuente: Red Eléctrica de España.

El sistema aislado de la isla del Hierro, en Gran Canarias España, sólo se abastece por tres tipos de tecnologías: motores diésel, eólicas e hidráulicas (Figura 2-16, Figura 2-17 y Figura 2-18). Una de las problemáticas en esta red es que las centrales hidráulicas están sub-dimensionadas y por tanto el respaldo es muy pequeño para abastecer la gran demanda en momentos críticos. El recurso eólico abastece demasiada energía, siendo complicado predecir el momento y la cantidad de energía por aprovechar; además se requiere conocer la oferta del viento cuando esté disponible y dentro de los rangos de operación del mismo mecanismo, que es otra limitante en esta tecnología para llevar a cabo un acoplamiento más ajustado y óptimo en el sistema.

En la siguiente figura se muestra la operación de los sistemas únicamente con fuentes renovables, donde se aprecia que cuando existe una gran oferta de energía eólica, se “guarda” ese sobrante (Figura 2-19), bombeando agua al almacenamiento para tenerlo listo en el momento requerido por la demanda, este mecanismo de operación es muy rápido lo cual es un beneficio para la central.

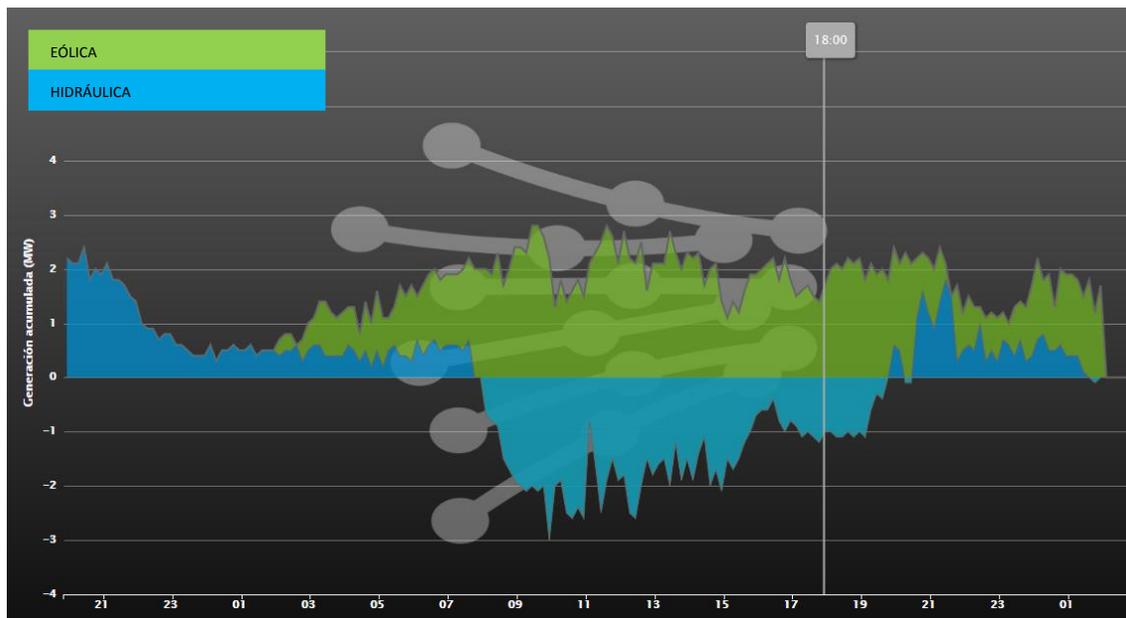


Figura 2-19 Operación Conjunta, respaldo de generación eólica

Fuente: Red Eléctrica de España.

2.3. Almacenamiento energético

El almacenamiento de energía durante mucho tiempo ha sido utilizado para una variedad de propósitos, incluyendo para apoyar la fiabilidad general de la red eléctrica, para ayudar a diferir o evitar las inversiones en otras infraestructuras, para proporcionar energía de reserva durante los cortes

de energía, para soportar sistemas fuera de la red y para facilitar el acceso a la energía para las poblaciones insuficientemente atendidas.

El almacenamiento de energía persigue un objetivo principal: conseguir que la generación de electricidad no tenga que producirse en el mismo momento en que se demanda por los consumidores. De este modo, por ejemplo, no habría que parar aerogeneradores cuando haya viento por la noche, sino que sería posible recuperar la energía generada y almacenarla para su utilización cuando se produjera algún pico de demanda.

El aumento en la demanda de electricidad, junto con la necesidad de reducir las emisiones de GEI, ha impulsado al sistema energético a apostar por energías renovables, las cuales, por su intermitencia, requieren el apoyo de tecnologías de almacenamiento para garantizar la estabilidad y calidad del sistema eléctrico.

Tecnologías de almacenamiento energético

Resulta complicado almacenar la energía en grandes cantidades; sin embargo, existen diversas maneras de reservarla según su escala [24]:

- A gran escala, potencia en Giga Watts (100,000-100'000,000W): Rebombeo, almacenamiento térmico.
- Almacenamiento en redes, potencia en Mega Watts (1,000-100,000W): baterías; condensadores y superconductores; volantes de inercia.
- A nivel de usuario final, potencia en kilo Watts (1-1,000W): pilas y baterías, superconductores, volantes de inercia en pequeña escala.

Los rebombes, son principalmente centrales hidroeléctricas capaces de aprovechar la energía eléctrica proveniente del nodo más cercano para alimentar su sistema de rebombeo. Para ello disponen de un embalse situado en un nivel inferior y un embalse a una altitud superior con la intención de transformar la energía eléctrica en energía potencial utilizando el diferencial de altura provocado por los embalses.

Durante las horas punta o de alta demanda, el agua del embalse superior pasa por las turbinas para producir energía eléctrica, depositándose en el embalse inferior (se comporta como una central hidroeléctrica convencional). Durante las horas valle o de baja demanda, la electricidad excedente en los nodos o en la red de transmisión se envía a la central de bombeo o bien se compra energía barata para almacenarla y tener la reserva suficiente para su posterior generación [27].

Las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía o las que ya están probadas y maduras se convertirán en elementos fundamentales de los sistemas eléctricos del futuro, de tal forma que el almacenamiento eléctrico puede aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad. Por lo que, cada vez se apuesta por la incorporación de estos sistemas con el objetivo de maximizar la integración de renovables y dotar de una mayor eficiencia y seguridad al conjunto del sistema eléctrico.

2.4. *Experiencias internacionales en sistemas hidroeléctricos – fotovoltaicos*

El proceso de transición hacia una mayor participación de las energías renovables en el mundo ha sido impulsado por una serie de factores, entre los cuales destacan las preocupaciones de soberanía y de seguridad en el abasto de energía en países importadores; la alta volatilidad en los precios de los combustibles de origen fósil; las preocupaciones por los impactos ambientales de los sistemas energéticos, en particular el cambio climático; y la caída en el precio de las tecnologías renovables como resultado del desarrollo tecnológico, son algunos de los factores que promueven la integración de renovables en el mundo.

En el año 2016, cerca de 75 GW de nueva capacidad solar fotovoltaica entraron en operación a nivel mundial, es decir un 48% más que en el año 2015, incrementando así la capacidad total instalada a 303 GW (ver Figura 2-20). La expansión del mercado fotovoltaico se debió en gran medida a la competitividad en la industria solar, así como a la creciente demanda de electricidad. En muchos mercados emergentes la energía solar fotovoltaica continúa siendo impulsada, en gran medida por incentivos o regulaciones gubernamentales que estimulan la instalación de parques fotovoltaicos.

La energía solar fotovoltaica está desempeñando un papel importante en el suministro de acceso a la energía en América Latina y el Caribe. Chile fue el principal instalador de la región y ocupa el décimo lugar en el mundo; México aportó 150 MW para un total de 0.3 GW en el 2016. El mercado fue impulsado principalmente por las primeras licitaciones del país, aunque los sistemas distribuidos representaron por lo menos un tercio de las adiciones en respuesta al aumento de las tarifas eléctricas para los grandes consumidores. En toda la región, el acceso a la red, el financiamiento y las barreras administrativas siguen siendo desafíos para el crecimiento y desarrollo.

Por otro lado, el crecimiento de la demanda mundial en 2016, ocasionó una reducción sin precedentes en los precios de los módulos, los inversores y la estructura de soporte de los sistemas, debido al aumento aún mayor de la capacidad de producción y a las menores expectativas del mercado. El precio medio de los módulos cayó un 29% estimado, es decir cerca de los 0.41 USD por watt (W) instalado entre el cuarto trimestre de 2015 y principios del siguiente año, cayendo a mínimos históricos registrados [47].

La tendencia a la baja sobre los precios ha desafiado a los fabricantes, cuyos costos no han disminuido con tanta rapidez y cuyos márgenes son pequeños, si es que los hay. En cambio, 2016 fue un buen año para los desarrolladores. Menores gastos de capital y mejoras en la eficiencia del equipo y factores de capacidad están ayudando a reducir los costos; el costo de la generación solar cayó más rápido durante el año de lo que los expertos esperaban y continuó hacia abajo a comienzos de 2017. La energía solar fotovoltaica es cada vez más competitiva a comparación con las fuentes tradicionales de energía, especialmente en las regiones con financiamiento de bajo costo. Sin embargo, persisten retos, ya que la energía solar sigue siendo vulnerable a cambios en las políticas o medidas para proteger los combustibles fósiles en algunos países [47].

Por otro lado, se estima que la capacidad hidroeléctrica mundial en 2016 aumentó en al menos 25 GW, acumulando una capacidad total de aproximadamente 1,096 GW. Los principales países que aportaron esta capacidad hidroeléctrica fueron: China, Brasil, Estados Unidos, Canadá, Federación de Rusia, India, Noruega, que en conjunto representaron alrededor del 62% de la capacidad instalada a finales de 2016.

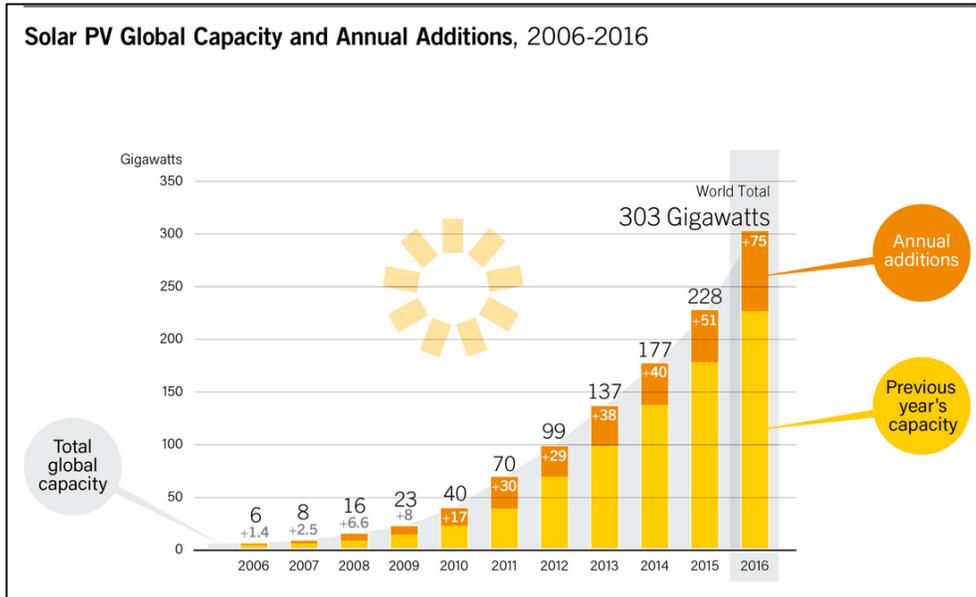


Figura 2-20 Capacidad global fotovoltaica

Fuente: REN21 Renewables 2017 Global Status Report

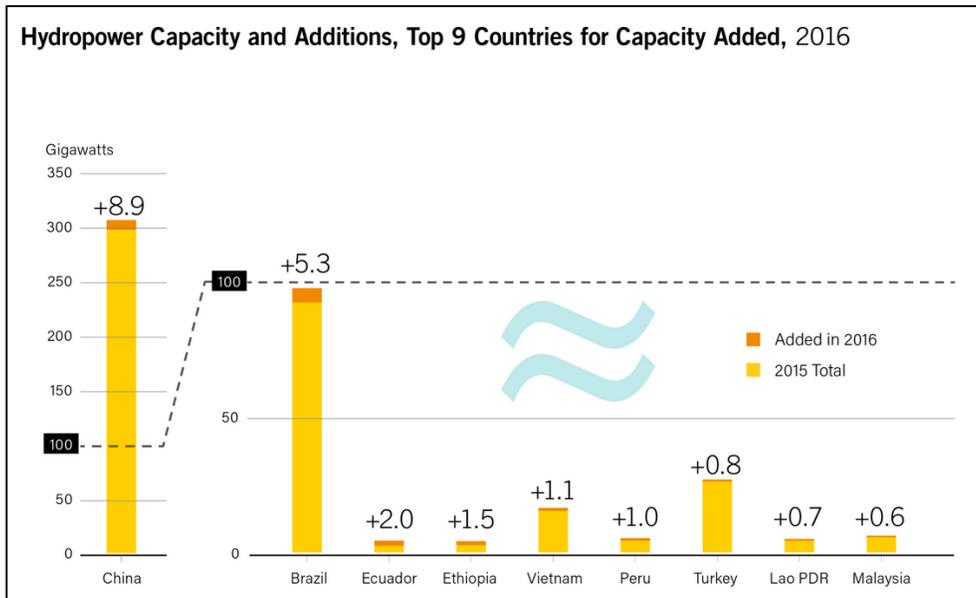


Figura 2-21 Capacidad hidroeléctrica, top 9 de países con capacidad instalada

Fuente: REN21 Renewables 2017 Global Status Report

Se estimó que la generación hidroeléctrica mundial fue de 4,102 TWh en 2016, un aumento de aproximadamente 3.2% más que en 2015. Mientras que la capacidad de almacenamiento por rebombeo fue estimado en 150 GW al final del año, con alrededor de 6,4 GW añadidos en 2016, ver Figura 2-21 [47].

Más de un tercio de la nueva capacidad hidroeléctrica fue instalada en China, seguida de Brasil, Ecuador, Etiopía, Vietnam, Perú, Turquía, República Democrática Popular Lao, Malasia e India completando así la capacidad en 2016. China también fue el principal instalador de capacidad de almacenamiento por bombeo durante el mismo año, seguido por Sudáfrica, Suiza, Portugal y la Federación de Rusia [47].

El Banco Mundial sigue comprometido en continuar con proyectos hidroeléctricos para el desarrollo local y la mitigación del cambio climático, señalando que el reasentamiento de las comunidades, la inundación de grandes extensiones de tierra y cambios significativos en los ecosistemas fluviales deben ser cuidadosamente considerados y mitigados. En el marco de la Climate Business Plan, lanzado en la conferencia climática de París a finales de 2015, el Banco destacó la importancia de instalar centrales hidroeléctricas asociada a la regulación del agua, junto con otros tipos de centrales a base de recursos renovables, como componente clave en sus esfuerzos para acelerar el desarrollo resistente al cambio climático [47].

El aumento variable en las cuotas de energía renovable ha impulsado el despliegue de almacenamiento adicional de electricidad. El almacenamiento por rebombeo es la fuente dominante de energía a gran escala, por lo que nuevos proyectos de almacenamiento están en desarrollo. La capacidad de almacenamiento global por rebombeo aumentó en más de 6 GW en 2016 [47].

Sudáfrica completó la instalación de tres turbinas (333 MW cada uno) de la planta de bombeo de 1.3 GW Ingula en 2016; la cuarta y última turbina entró en funcionamiento en enero 2017. En Europa, la planta sueca de almacenamiento por rebombeo de 1 GW Limmern fue parcialmente completada en 2016 con dos de cuatro bombas, se esperaba que las dos turbobombas restantes comenzaran a operar en 2017. Portugal inició la explotación de la central de rebombeo Baixo Sabor de 189 MW y terminó la construcción de la estación Frades II de 780 MW (también conocida como Venda Nova III), entrando en servicio a principios de 2017 [47].

En menor escala, el almacenamiento por rebombeo está dando soporte a los sistemas eléctricos con el objetivo integrar energía primordialmente renovable. Por ejemplo, instalaciones de rebombeo de 200 MW en las Islas Canarias como parte de un programa para mejorar la estabilidad de la red; en Gaildorf, Alemania, está en marcha una central híbrida de energía eólica como proyecto piloto de almacenamiento por rebombeo.

A medida que las centrales hidroeléctricas en todo el mundo envejecen, la modernización de las plantas existentes se convierte en un factor importante para aumentar en gran medida el rendimiento de las plantas existentes. Por ejemplo, como parte de un programa integral de modernización de RusHydro (Federación de Rusia), la finalización del proyecto Kamskaya planta de reequipamiento en 2016 aumentó la capacidad de la planta en un 14%, y se espera que la modernización mejore la fiabilidad y la seguridad también [47]. Se espera que al optimizar el manejo de la planta de rebombeo podría aportar mayor confiabilidad, eficiencia y menor costo, al tiempo que permite una integración más flexible de otros recursos en la red, incluida la energía renovable variable.

La variación climática que se está manifestando es una preocupación urgente para la industria hidroeléctrica. Por un lado, los grandes embalses de agua dulce emiten gases de efecto invernadero, y existe un riesgo significativo de que la energía hidroeléctrica pueda ser excluida de algunos mecanismos de inversión "verdes" debido a su huella de carbono. Por otra parte, los impactos del cambio climático pueden afectar positivamente o negativamente al sector hidroeléctrico. Debido al aumento del escurrimiento glacial y la variabilidad de las precipitaciones, considerándose como riesgos adicionales al buscar y asegurar el financiamiento del proyecto [47].

Alcances de aplicación en México

México se localiza geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional, situación que resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar, ya que la radiación global media diaria en el territorio nacional es, en promedio, de 5.5 kWh/m² (ver Figura 2-22), situando al país dentro de los primeros lugares en el mundo con mejor irradiación y temperatura ideal para la instalación de módulos solares. El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha realizado estudios respecto al potencial de aprovechamiento, arrojando que para el año 2026 se estima tener un incremento en la capacidad de generación, a partir de energías renovables e hidroeléctricas en la modalidad de servicio público [52].

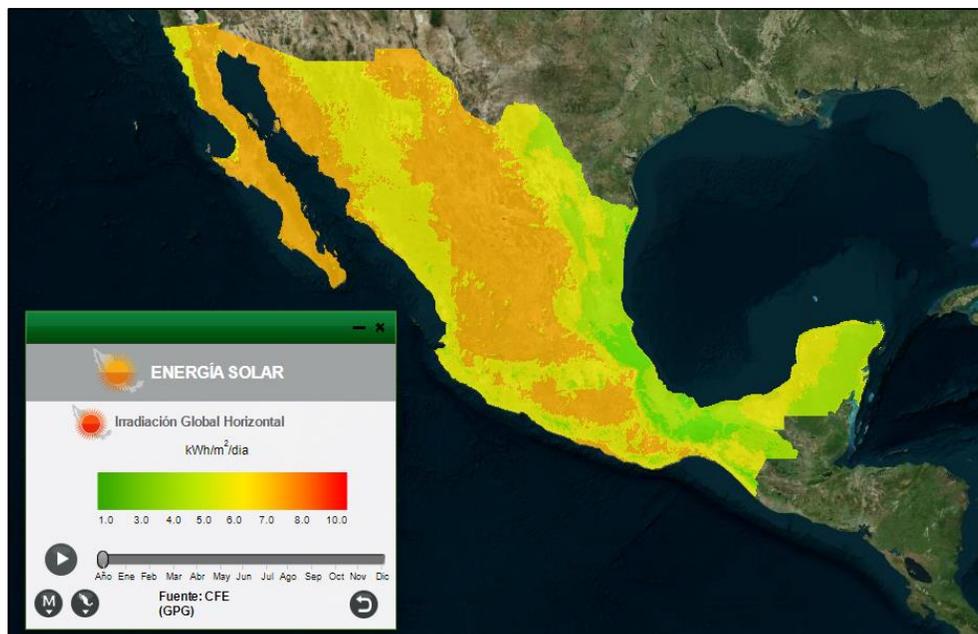


Figura 2-22 Radiación global media diaria en México

Fuente: INERE 2017

Debido a que la radiación solar es de régimen fluctuante a nivel horario y es perjudicada por fenómenos climatológicos locales (nubosidad, lluvia, etc.), la energía hidráulica se complementa perfectamente con la fotovoltaica, que tiene su máxima disponibilidad en primavera - verano. Para utilizar la energía hidráulica no se necesita estar junto a un gran cauce, a veces basta con una pequeña corriente, riachuelo o incluso una fuente que alimente al menos una vez los depósitos de almacenamiento que servirán como respaldo. Un caudal pequeño puede ser suficiente, siempre que se disponga de un desnivel adecuado, o una buena combinación de ambos elementos, para ello existen turbinas que están diseñadas en función de las combinaciones de desnivel y caudal.

Se plantea en este trabajo la posibilidad de instalar un sistema híbrido (hidro-solar) debido a que el potencial solar por sí solo no es suficiente para cubrir toda la demanda de energía requerida en el nodo de interconexión, sin olvidar, claro, el hecho de que se trata de una fuente intermitente de energía. Además, en México, la disponibilidad de los recursos renovables como el agua varía según la época del año, por lo general es abundante durante finales de verano y a principios de otoño.

En el contexto nacional, según la SENER en su reporte del 2016, la capacidad instalada de energía renovable fue del 25.17 % en todo el parque de generación y se divide por tecnologías según la Figura 2-23, donde la capacidad hidroeléctrica representa el 17.13 %, el biogás el 0.11 %, la fotovoltaica un 0.53 % el bagazo el 1.09 % la geotérmica el 1.24 % y la eólica un 5.08 % dentro de la matriz energética nacional [52]. Acumulando un total de 18,503.20 MW de capacidad.

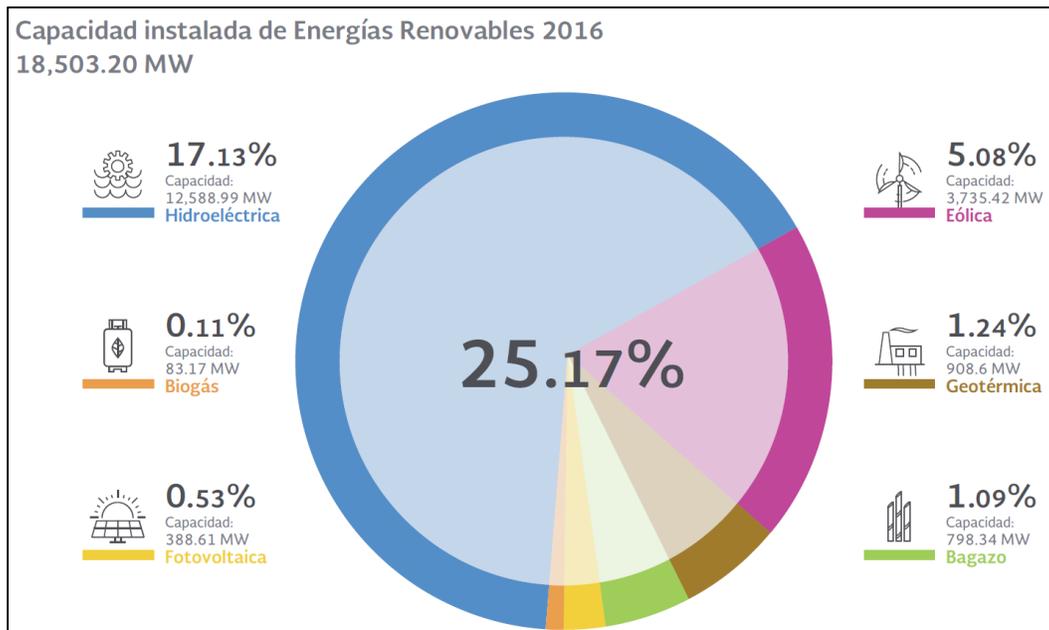


Figura 2-23 Capacidad instalada de energía renovable México

Fuente: SENER 2016

En el año 2016, México generó el 15.41 % de la energía eléctrica con fuentes limpias, una cifra que mantiene al país dentro de la ruta para llegar al 25 % en 2018 según la SENER en su reporte semestral 2016 [52]. La generación hidroeléctrica representó el 9.68 %, el biogás el 0.06 %, la fotovoltaica un

0.07 % el bagazo el 0.40 % la geotérmica el 1.93 % y la eólica un 3.28 % dentro de la matriz energética nacional [52]. Contabilizando un total de 49,206.20 GWh. (Figura 2-24).

Además, en un solo año, la capacidad instalada para generar con energías limpias creció el 10.17 %, alcanzando así la potencia instalada de 21,179.31MW para el cierre del 2016. Mientras que la generación incrementó en un 3.04 % entregando al sistema eléctrico nacional 64,867.98 GWh, ver Figura 2-25 [52].

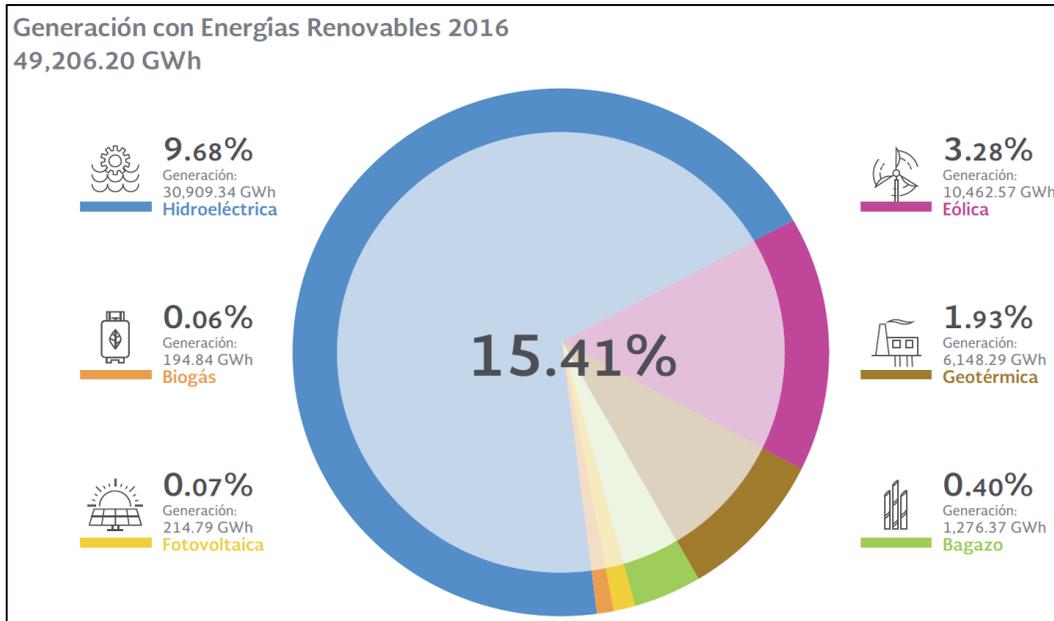


Figura 2-24 Generación de energía en México

Fuente: SENER 2016

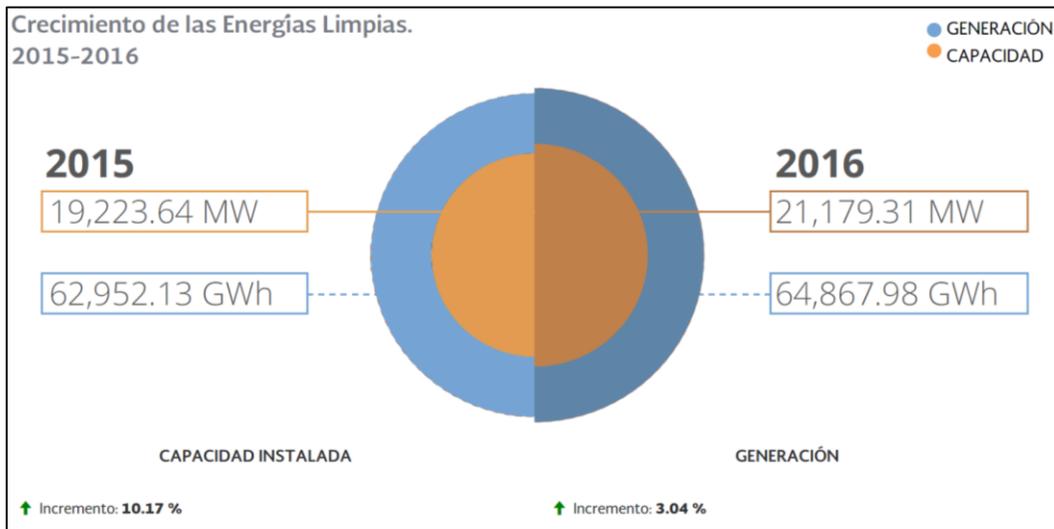


Figura 2-25 Crecimiento de las energías limpias en México.

Fuente: SENER 2016

Debido a fenómenos naturales extremos como el “Niño”, en México, se registraron precipitaciones muy por debajo de la media para el año 2015 (Boletín CONAGUA). Esta situación ocasionó que la generación de electricidad limpia se redujera en 3.7 %, a pesar del incremento en capacidad instalada.

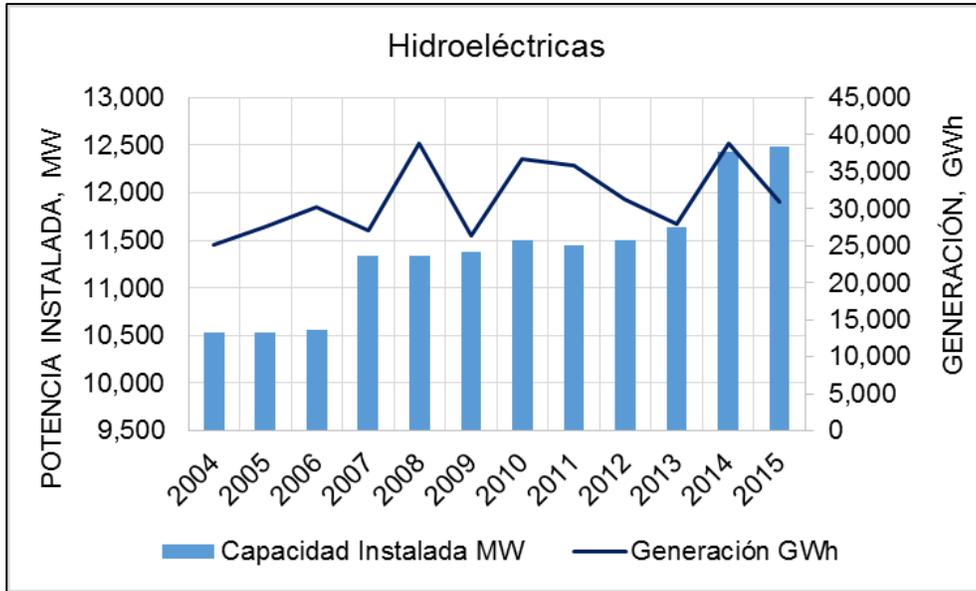


Figura 2-26 Evolución histórica de la energía Hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia SENER 2016

La variabilidad anual en generación muestra la alta dependencia a fenómenos climáticos de la generación hídrica (Figura 2-20), no obstante la rapidez con la que entra en operación sigue siendo una excelente alternativa para producción eléctrica. Es importante señalar la plusvalía del agua en este tipo de centrales, puesto que es almacenada y eventualmente el agua puede ser ocupada para otros usos primarios en la sociedad. Para el 2016 la generación hidráulica representó el 17.13 % de la capacidad instalada de energía renovable con 12,588.99 MW, logrando una generación de 30,909.34 GWh al año alcanzando así el 9.68 % de la generación total en el país [52].

Por otro lado, la generación fotovoltaica representa el 0.07 %, del parque eléctrico nacional con 214.79 GWh al año, mientras que su capacidad instalada es de 388.61 MW que representa solo el 0.53 % de la potencia en México, estos valores realmente se encuentran muy por debajo de lo esperado, sin embargo, se espera se detonen en los siguientes meses gracias a las subastas a largo plazo que se vienen realizando en el país (Figura 2-27) [52].

La sustentabilidad hídrica forma parte de las políticas administrativas y técnicas actuales, para lograrla es conveniente considerar tecnologías como las que ofrecen versatilidad al sistema eléctrico, puesto que incrementan el margen de reserva y por consiguiente la capacidad instalada, nula emisión de CO₂ en su operación y garantizan una producción eléctrica firme frente a la intermitencia de las fuentes renovables

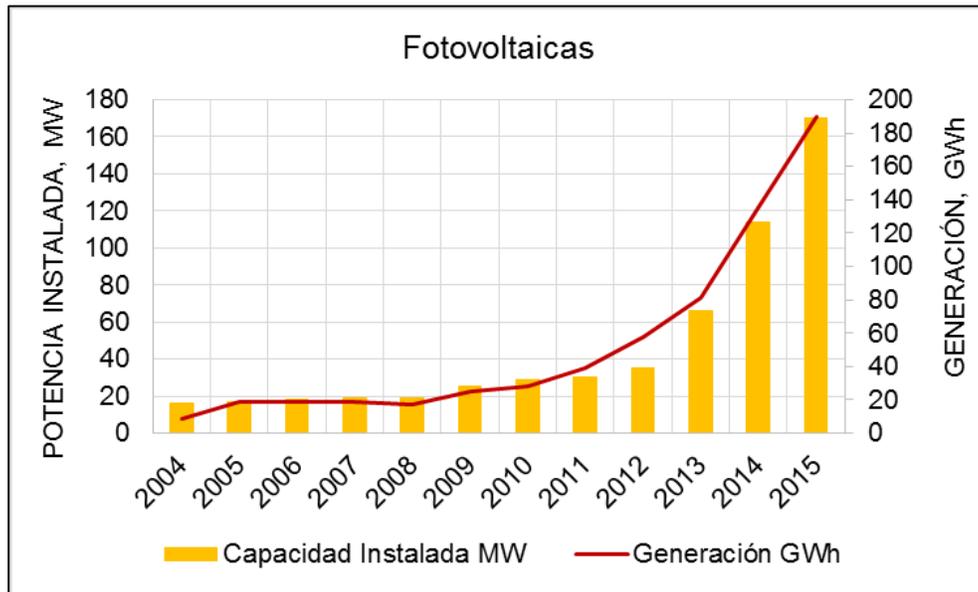


Figura 2-27 Evolución histórica de la energía Fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia SENER 2016

3. DESARROLLO

Este capítulo caracteriza la zona de estudio en función de su radiación solar, con ayuda de diferentes programas desarrollados por agencias internacionales, como lo es RETScreen EXPERT, software que permite la realización de estudios de factibilidad y viabilidad económica para proyectos a base de energías renovables, diseñado por el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, se lograron estimar los indicadores de rentabilidad del sistema fotovoltaico que se requiere emplazar en Tepazolco. (Ver Anexo I, análisis con RETScreen Expert), así como el uso y comparación con la página web PV Watts, datos de la NASA, etc.

Se elabora un estudio hidrológico y climatológico en el sitio del proyecto para identificar y validar el caudal que podría llegar a la central de Tepazolco. Para ello se estudiaron las estaciones hidrométricas más cercanas al sitio y se correlacionaron con las salidas de la presa Valsequillo, embalse que alimenta el canal principal y que a su vez aporta el caudal disponible hacia la central hidroeléctrica Tepazolco, definiendo para cada caso sus valores estadísticos empleando métodos de hidrología superficial, esta información es requerida para conocer los escurrimientos disponibles mínimos necesarios para garantizar el funcionamiento de una central de rebombeo.

También se realiza un análisis de climatología con la finalidad de identificar la temperatura y los fenómenos hidrometeorológicos que impactan directamente al sistema fotovoltaico y de rebombeo, para obtener así parámetros de diseño.

Se pretende entonces, operar el sistema de rebombeo con el llenado máximo del tanque superior al menos una vez al día. Se debe considerar que, al acoplar este tipo de sistema, debe haber consumo de energía eléctrica, lo que representa un costo en la rentabilidad del proyecto; es en este punto donde se presenta la oportunidad de consumir esa energía acumulada en el nodo, auxiliando a descongestionar la red en horas de bajo consumo.

Se plantearán diversos escenarios de simulación en función del agua disponible para generar electricidad con el fin de analizar, determinar y dimensionar el respaldo requerido por una central fotovoltaica; esta central se mantendrá constante con una capacidad de 10 MW para todos los casos de análisis, se pretende de esta manera superar la intermitencia.

La generación hidroeléctrica se simuló mediante diversas corridas analíticas del funcionamiento de vaso, por su parte los mecanismos de operación fueron ajustados para cubrir con la demanda general en el nodo oriental (ver Figura 2-3), estas curvas fueron obtenidas de la base de datos del CENACE [51] y con apoyo del personal del Instituto Tecnológico de Canarias, España, que suma importante experiencia en el manejo de sistemas híbridos; se fueron modelando diferentes escenarios que permitieron determinar la viabilidad de acoplar sistemas híbridos. Se describe el procedimiento utilizado para obtener el almacenamiento que se propone con el fin de acoplar eficientemente las tecnologías de generación, tanto solar como la hidráulica y de esta manera maximizar su producción.

En total se proponen 6 diferentes escenarios, para las dos primeras simulaciones, se considera un almacenamiento casi nulo con la finalidad de conocer el dimensionamiento del tanque superior trabajando como tecnologías independientes, es decir como si se tratara de una central hidroeléctrica convencional y aparte una central fotovoltaica.

Las simulaciones 3 y 4 ya trabajarían como sistema híbrido y contemplan un volumen recirculado debido a la incorporación del sistema de rebombeo, dato que proporcionará una mayor generación hidráulica y por tanto un mejor respaldo.

Por último, para las simulaciones 5 y 6, se propone un almacenamiento de un hectómetro cúbico que representa un poco más de 3 veces su capacidad inicial, trabajando como sistema híbrido y recirculando el mismo volumen almacenado.

Para todos los escenarios, a los resultados obtenidos del análisis hidroenergético se le anexaron los valores de producción por la planta fotovoltaica y se analizaron de manera conjunta.

Este procedimiento se realizó con apoyo y supervisión del Instituto Tecnológico de Canarias de España (ITC) en una estancia de trabajo llevada a cabo en sus instalaciones, así como con apoyo de la Subgerencia de Anteproyectos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y asesoramiento del Instituto de Ingeniería (II) y del Instituto de Energías Renovables (IER), ambas de la UNAM.

3.1. Estudio Solar

La Energía Solar Fotovoltaica es una fuente de energía renovable que transforma la radiación solar en electricidad mediante los paneles fotovoltaicos, gracias al fenómeno físico conocido como efecto fotoeléctrico.

La energía fotovoltaica representa beneficios ambientales, ya que utiliza una fuente renovable e inagotable como es el sol y en su funcionamiento no emite de GEI a la atmósfera, lo que la posiciona en una energía limpia. Otras ventajas de este tipo de energía es que requiere poco o casi nulo mantenimiento y su instalación es sencilla, además de tener una vida útil, alrededor de 25 años. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que necesitan una gran superficie por unidad de potencia y que sus costos de inversión son relativamente elevados, aunque actualmente el mercado está abaratando sus costos.

Los sistemas fotovoltaicos ofrecen una producción de energía de manera intermitente, lo que dificulta gestionar su oferta de energía a la red general de suministro. La intermitencia puede resolverse si se adoptan las medidas adecuadas, como la combinación con sistemas de almacenamiento y el desarrollo de redes inteligentes.

Un módulo está formado por paneles fotovoltaicos conectados entre sí para producir una cantidad de electricidad determinada. Cuando se requiere una potencia eléctrica elevada que no se puede obtener con un único módulo fotovoltaico, se recurre a la conexión en serie y paralelo de diversos grupos de módulos. Esta tecnología admite tanto radiación directa como difusa, logrando producir energía eléctrica incluso en días nublados [23].

Las tecnologías utilizadas en los módulos solares se distinguen principalmente por la eficiencia de conversión energética. En consecuencia, la selección del panel fotovoltaico es determinante para el rendimiento a largo plazo de una instalación generadora fotovoltaica. Por lo cual, dicha selección debe estar soportada por resultados experimentales obtenidos bajo un entorno de operación específico.

La cantidad de electricidad que un módulo fotovoltaico es capaz de producir dependerá de la cantidad de horas de sol equivalentes que inciden sobre el panel según el lugar geográfico en que esté montado y de la propia potencia y eficiencia del módulo. El subíndice p en las unidades (Wp) indica la potencia pico medida en condiciones normalizadas: radiación solar de $1,000 \text{ W/m}^2$ y temperatura de los módulos fotovoltaicos de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ [23].

En función de cómo se encuentra conectado un módulo o sistema fotovoltaico a la red eléctrica, se pueden dividir en:

- Sistemas Aislados: producen electricidad sin estar interconectados a la red de la zona o región. Sus aplicaciones son la electrificación de viviendas aisladas, pequeños bombeos, sistemas de señalización vial, sistemas de comunicaciones, sistemas agro-ganaderos, etc. requieren de un almacenamiento que garantice su funcionalidad.
- Conectadas a la red: aporta energía eléctrica a la red interconectada (sistema eléctrico). Se encuentran como grandes instalaciones llamadas centrales fotovoltaicas. Su respaldo es la misma interconexión.

Superficie disponible

El proyecto Híbrido Tepazolco se ubica en las coordenadas Latitud $18^\circ 40' 52.80''\text{N}$ y Longitud $97^\circ 43' 27.09''\text{W}$, dentro del municipio de Tlacotepec de Benito Juárez que se localiza en la parte Sureste del Estado de Puebla. Se cuenta con una superficie disponible aproximadamente de 30 Hectáreas. Ver Figura 3-1

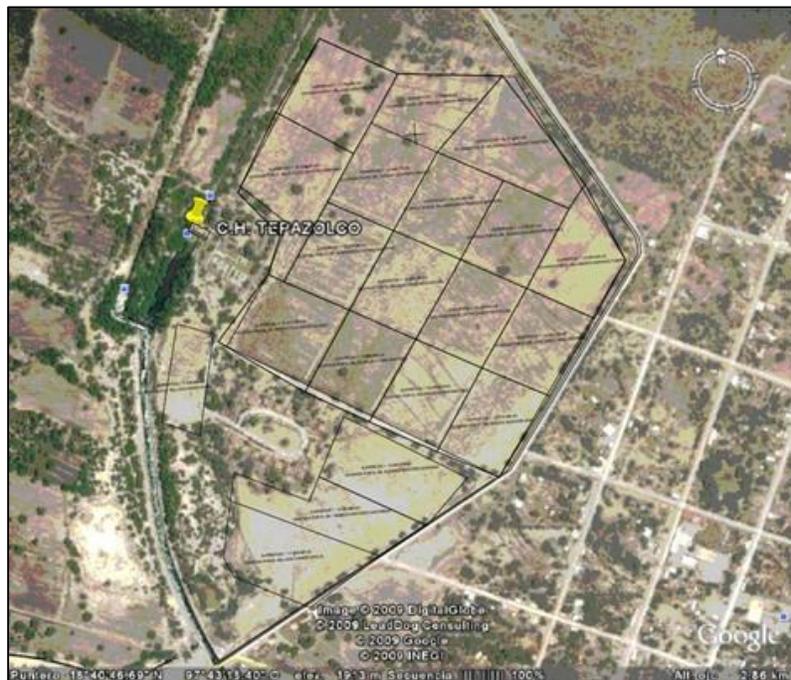


Figura 3-1 Ubicación proyecto Híbrido granja solar

Fuente: Elaboración propia con ayuda de Google Earth 2017

Índice de radiación en el sitio.

La radiación solar se define como el flujo de energía que recibe la tierra del Sol en forma de ondas electromagnéticas. Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante o irradiancia, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea como energía/área-tiempo y cuya unidad es el Watt por metro cuadrado (W/m²). La exposición radiante es la medida de la radiación solar, en la cual la radiación es integrada en el tiempo como energía/área y cuya unidad es el kWh/m² por día.

De modo comparativo, en el norte de Europa, Estados Unidos y Canadá se instalan módulos solares hasta con índices de radiación por debajo de 2.5 kWh/m²/día. Estos países requieren ayuda de seguidores solares con la finalidad de incrementar su generación aproximadamente en un 25 % en promedio y que depende de la región en la que se encuentren; para operar de esa manera estas zonas con poca radiación asumen los costos por operación y mantenimiento que son mayores para sus sistemas fotovoltaicos con seguidores (trackers). México es un país privilegiado en lo que se refiere a radiación solar puesto que el país se encuentra por encima de 4.8 kWh/m²/d como índice de radiación global media diaria, lo que favorece la instalación de sistemas fijos a un menor costo por considerarse nulos gastos de operación y mantenimiento. Según las coordenadas de ubicación del proyecto Tepazolco, el potencial de radiación solar presenta el siguiente comportamiento mensual, esos datos fueron tomados de la base de datos del RETScreen.

Tabla 3-1 Radiación solar en las coordenadas del proyecto Tepazolco

MES	RADIACIÓN (kWh/m ² /d)	Factor de Planta (FP)
Enero	4.92	0.205
Febrero	5.33	0.222
Marzo	5.69	0.237
Abril	5.64	0.235
Mayo	5.3	0.221
Junio	5.22	0.218
Julio	5.19	0.216
Agosto	5.5	0.222
Septiembre	5.23	0.218
Octubre	5.06	0.211
Noviembre	4.6	0.192
Diciembre	4.13	0.172
ANUAL	5.15	0.214

Fuente: RETScreen Expert

Potencial solar

El sitio de Tepazolco está ubicado en una posición geográfica bastante considerable para la instalación de una central Fotovoltaica, puesto que cuenta con una radiación media anual de 5.15 kWh/m²/d. Los resultados fueron comparados con la base de datos de la NASA [42] que cuenta con un periodo de

registro desde 1984 hasta el 2005, es decir se cuenta con un registro más completo de 21 años, ver Tabla 3-2. Se encontró que la variación de datos entre el RETScreen Expert y registros de la NASA varía tan solo el 13%, por lo cual se considera utilizar una fuente con mayores registros como lo es la base de datos de la NASA. A continuación en la Figura 3-2 Se muestra el comportamiento intermensual de la NASA.

Tabla 3-2 Estadístico valores de radiación solar NASA, sitio del proyecto

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	5.05	5.76	6.57	6.83	6.70	6.25	6.37	6.15	5.67	5.50	5.25	4.88	5.92
Mediana	5.06	5.75	6.54	6.79	6.71	6.22	6.34	6.16	5.70	5.52	5.29	4.83	5.96
Mínimo	4.57	5.03	6.16	6.40	6.11	5.76	5.50	5.10	4.79	4.75	4.69	4.65	4.57
Máximo	5.47	6.18	7.05	7.31	7.20	6.96	7.00	7.05	6.25	6.21	5.79	5.24	7.31
Desv. Est.	0.22	0.24	0.24	0.25	0.31	0.36	0.37	0.42	0.35	0.33	0.28	0.17	0.07
Coef. de asimetría	-0.18	-1.02	0.45	0.45	-0.27	0.40	-0.16	-0.34	-0.92	-0.12	-0.32	0.72	0.91
%	7.11	8.11	9.25	9.62	9.44	8.81	8.98	8.66	7.99	7.75	7.40	6.87	100.00

Fuente: Elaboración propia datos de la NASA

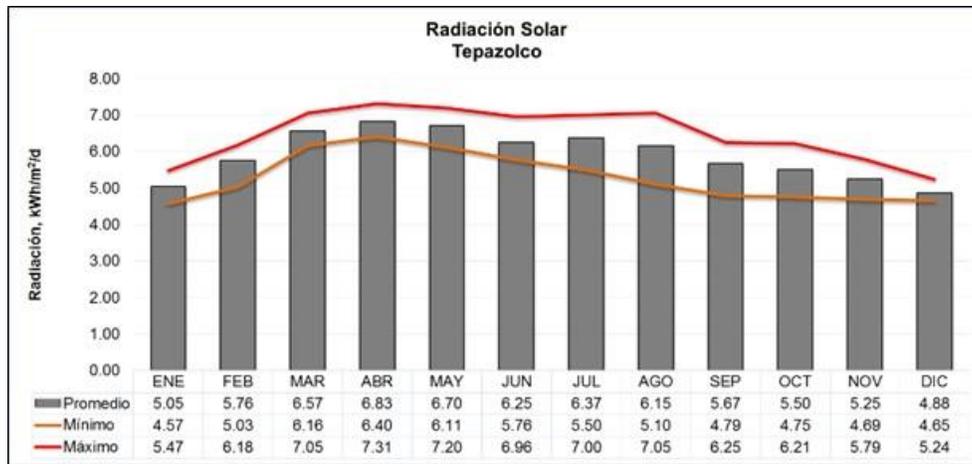


Figura 3-2 Radiación solar mensual Tepazolco

Fuente: Elaboración propia datos de la NASA

Con ayuda de la página de internet PVWATTS de la NASA [43], se descargaron los datos diarios de radiación en el sitio del proyecto mes a mes, una vez que se procesó la información se determinó la curva de radiación solar en el sitio a nivel horario, dato importante para el acoplamiento hidráulico en las simulaciones (Figura 3-3).

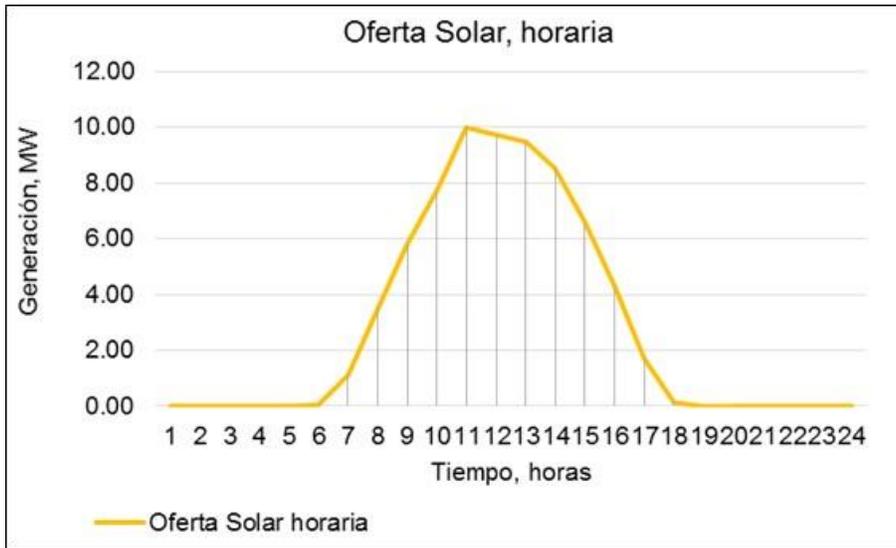


Figura 3-3 Comportamiento horario de la radiación solar en el sitio

Fuente: Elaboración propia datos de la página PVWATSS

Para el cálculo de la generación fotovoltaica se requiere el factor de planta (cociente entre la energía real generada entre la energía generada suponiendo que se trabaja a plena carga) o las horas reales de sol aprovechable mes a mes, (Tabla 3-3), por consiguiente se estimará el potencial de generación de energía fotovoltaica considerando la ubicación del proyecto, empleando la siguiente ecuación:

$$Energía\ mensual = Capacidad\ instalar\ (kW) * días\ mes * 24\ (h) * Fp = kWh/mes \dots (1)$$

Para este estudio se proponen instalar 10 MW fotovoltaicos, a continuación se muestran los valores de factor de planta mensual, a partir de ellos se puede calcular la generación mensual fotovoltaica.

Tabla 3-3 Factor de planta en la zona de estudio

MES	FP	Dm
	%	
ENERO	0.205	31
FEBRERO	0.222	28.25
MARZO	0.237	31
ABRIL	0.235	30
MAYO	0.221	31
JUNIO	0.218	30
JULIO	0.216	31
AGOSTO	0.222	31
SEPTIEMBRE	0.218	30
OCTUBRE	0.211	31
NOVIEMBRE	0.192	30
DICIEMBRE	0.172	31
PROMEDIO	0.214	365.25

Fuente: Elaboración propia

Debido a la nubosidad o menor radiación directa que se puede presentar en el sitio, se afectó la producción de energía por un porcentaje de pérdidas del 15%. El resultado se procesó y se comparó con los datos del RETScreen.

El análisis con el software canadiense define una mayor producción de energía de 18.39 GWh como media anual, en su análisis financiero se muestra que el proyecto es rentable considerando únicamente la venta de energía, así mismo, indica que se tendría una reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del orden de 8,280 toneladas de Dióxido de Carbono (tCO₂). Para mejor referencia consultar el ANEXO I en su apartado corrida RETScreen.

Comparando los resultados con el cálculo que se realizó con los datos de 21 años de la NASA, se tiene una pequeña variación y es debida a que no se trabaja con la misma base de datos, de cualquier forma el resultado es muy similar para ambos casos de análisis, el programa trabaja con proveedores precargados y con uso de eficiencias diferentes a las propuestas, sin embargo la ventaja del programa es que se puede revisar la viabilidad del proyecto de una manera preliminar rápida sin invertir mucho tiempo en su análisis.

Por lo tanto, el resultado obtenido con la base de datos de la NASA es de 15.93 GWh como generación media anual (solo un 15% por debajo de los resultados obtenidos con RETScreen Expert, por motivos de estudio se tomará como válido los resultados de la NASA), ver Tabla 3-4 donde se muestran los valores estadísticos, para mejor referencia ir al ANEXO I en su apartado de cálculo de generación (ver Figura 3-4).

Tabla 3-4 Estadístico generación media anual

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	1.15	1.30	1.74	1.73	1.65	1.47	1.44	1.32	1.07	1.03	1.09	0.94	15.93
Mediana	1.15	1.30	1.73	1.72	1.65	1.47	1.43	1.32	1.07	1.04	1.10	0.93	1.31
Mínimo	1.05	1.14	1.63	1.62	1.51	1.35	1.24	1.09	0.90	0.89	0.97	0.89	0.89
Máximo	1.25	1.40	1.87	1.86	1.77	1.63	1.58	1.51	1.18	1.17	1.20	1.01	1.87
Desv. Est.	0.05	0.05	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08	0.09	0.07	0.06	0.06	0.03	0.02
Coef. de asimetría	-0.19	-1.04	0.46	0.46	-0.27	0.41	-0.16	-0.34	-0.92	-0.12	-0.32	0.72	0.86
%	7.25	8.16	10.91	10.88	10.37	9.22	9.02	8.28	6.71	6.50	6.83	5.88	100.00

Fuente: Elaboración propia

Se preparó un esquema general con el posible arreglo fotovoltaico con capacidad de 10 MW (ver Figura 3-5), en función de la generación intermitente es como se propondrá el dimensionamiento para el tanque de almacenamiento, para ello se requiere conocer el caso de estudio así como su caracterización hidrológica y climatológica.

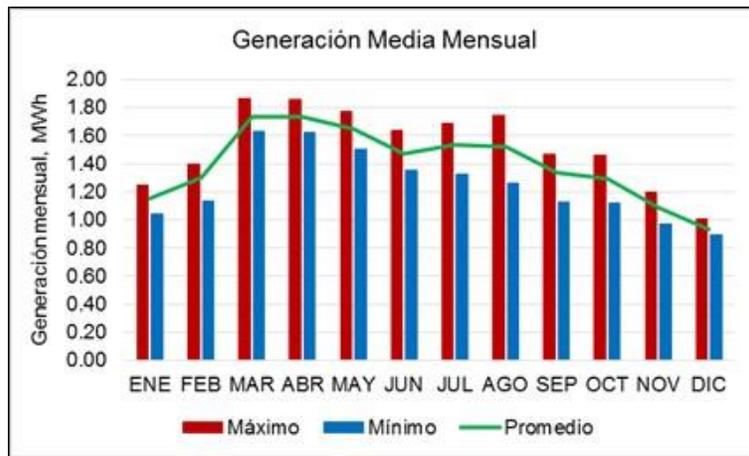


Figura 3-4 Generación media mensual (FV)

Fuente: Elaboración propia

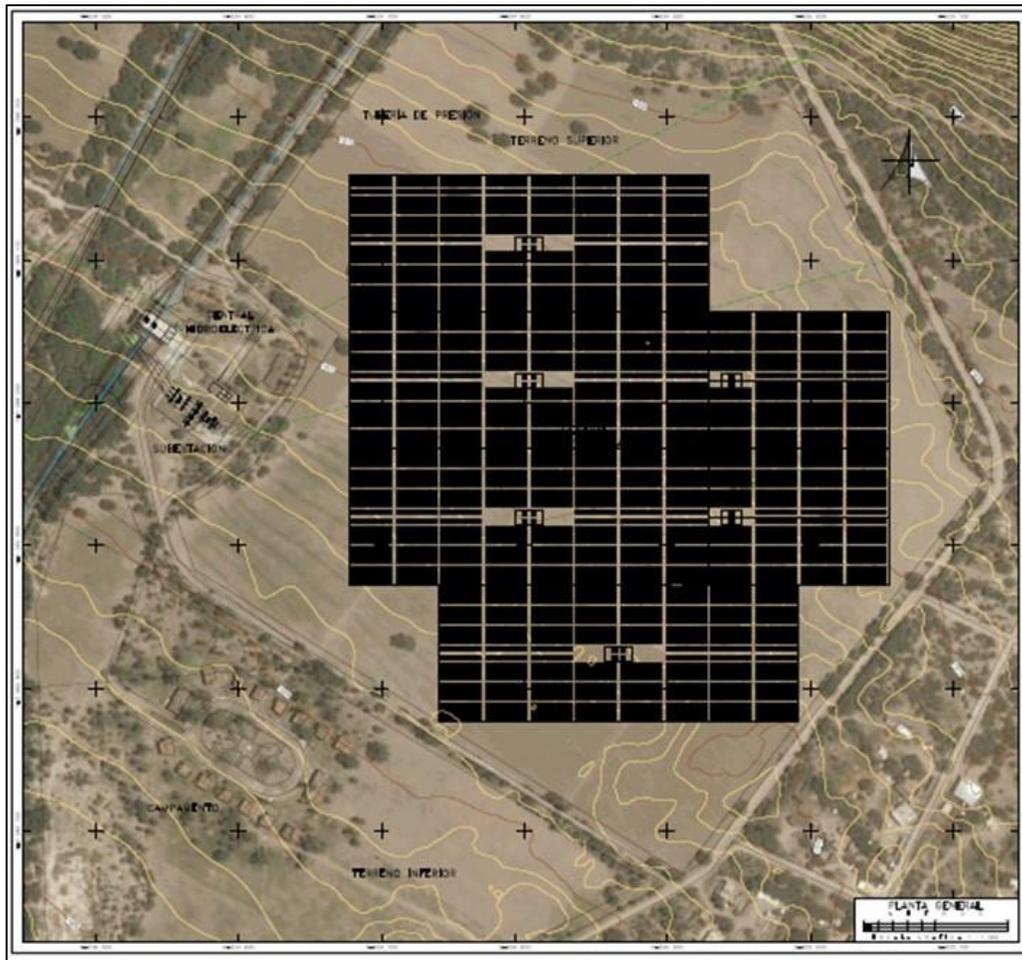


Figura 3-5 Esquema sistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia

3.2. Caso de estudio, sitio del proyecto

Bajo el contexto detallado en los capítulos anteriores, la central fotovoltaica, se acoplará a una central de almacenamiento de energía por bombeo que le dé respaldo en las horas de alta demanda o cuando la demanda no sea cubierta por la granja solar. Se pretende aprovechar las instalaciones de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Tepazolco, localizada en el estado de Puebla y que actualmente se encuentra fuera de operación. Bajo este esquema se optimizará el aprovechamiento de los recursos para la generación de energía eléctrica.

La C.H. Tepazolco tenía una capacidad instalada de 10 MW hidráulicos, conformada por dos turbinas Francis de 5 MW cada una, actualmente la casa de máquinas junto con los equipos electromecánicos se encuentran canibalizados, es decir, se le han retirado piezas aún servibles a las turbinas; la central cuenta con una subestación eléctrica interconectada a la red con salidas de 115 kV y un predio disponible de 30 Ha para instalar una central fotovoltaica.

La central Hidroeléctrica de Tepazolco se ubica en la Carretera Antigua Tlacotepec – Xochitlán Todos Santos, km 11, en Tlacotepec de Benito Juárez, Puebla. Con coordenadas: Latitud $18^{\circ}40'52.80''N$ y Longitud $97^{\circ}43'27.09''W$. Ver Figura 3-6.



Figura 3-6 Localización de la C.H. Tepazolco, Puebla

Fuente: Elaboración propia con ayuda de Google Earth 2017

El municipio de Tlacotepec de Benito Juárez se localiza en la parte Sureste del Estado de Puebla. Sus coordenadas geográficas son los paralelos $18^{\circ}14'12''$ y $18^{\circ}21'00''$ de latitud norte y los meridianos $96^{\circ}55'24''$ y $96^{\circ}43'00''$ de longitud occidental (Figura 3-7). Sus colindancias son: al Norte con Yehualtepec, Xochitlán Todos Santos y Palmar de Bravo, al Sur con Juan N. Méndez y Tepanco de López, al Oriente con Palmar de Bravo, Cañada Morelos y Chapulco y al Poniente con Xochitlán Todos Santos y Juan N. Méndez.



Figura 3-7 Localización del Sitio en estudio

Fuente: Elaboración propia con ayuda de Google Earth 2017

La Central Hidroeléctrica Tepazolco continua recibiendo escurrimientos de la Presa Manuel Ávila Camacho (mejor conocida como presa Valsequillo), principalmente en época de lluvias. Hace como 50 años, la presa Valsequillo entregaba agua por medio de un sistema de túneles y canales, vertiendo hasta $50 \text{ m}^3/\text{s}$ para los 17 municipios de la región de Tecamachalco y Tehuacán, abasteciendo de esta manera 22 mil hectáreas de cultivo [13]. Es importante aclarar que actualmente el agua almacenada en dicha presa es de muy mala calidad, puesto que está altamente contaminada y esto es debido a que proviene de la zona industrial de Tlaxcala y Puebla, como consecuencia ha disminuido la disponibilidad de agua en toda la región de riego.

3.3. Estudio Hidrológico

La C.H. Tepazolco se alimenta de las aguas residuales que se vierten, los excedentes de la presa Valsequillo y la captación a lo largo de 75 km de longitud total que tiene aproximadamente su canal principal (Figura 3-8). En esta región se tienen cultivos de maíz, alfalfa, avena, cebolla, ejote, jitomate, entre otras hortalizas, esta zona es la principal exportadora de hortalizas a la ciudad de México. Lo cual indica que se tiene un gran cuidado en sus sistemas de producción agrícola. No obstante se siguen realizando prácticas de irrigación por riego rodado, aun sabiendo que este método es sumamente ineficiente y genera una cuantiosa cantidad de pérdida de agua.



Figura 3-8 Canal Principal Valsequillo-Tepazolco

Fuente: Elaboración propia con ayuda de Google Earth 2017

El municipio de Tepazolco pertenece a la cuenca del Papaloapan en un 84 % y el restante corresponde a la cuenca del río Atoyac. Por su situación geográfica y su extensión, es recorrido por los ríos provenientes de la sierra de Soltepec, de la Sierra de Zapotitlán, así como canales de los llanos de Tepexi. Del norte recibe canales de riego que lo recorren del noroeste a suroeste destacando el canal lateral Pazoltepec, Cacaloapan y el Canal Principal que constituye el Distrito de Riego número 30. Estos canales son formados del canal de Tehuacán que unido al río del mismo nombre constituye uno de los principales formadores del Papaloapan. De la Sierra de Soltepec se originan algunos arroyos intermitentes que recorren el municipio del noroeste a suroeste y que ocasionalmente desembocan en el canal lateral de Pazoltepec. De la Sierra de Zapotitlán también provienen algunos arroyos intermitentes que recorren el municipio del suroeste al noroeste (Figura 3-9).

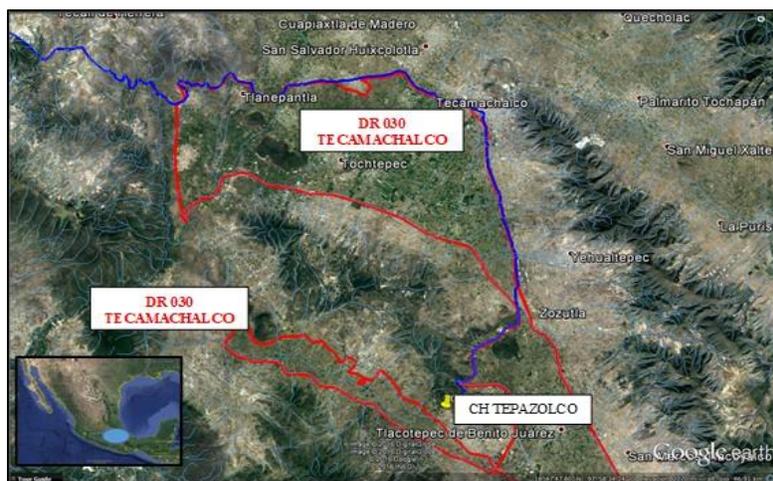


Figura 3-9 Distrito de Riego 030 Tecamachalco

Fuente: Elaboración propia con ayuda de Google Earth 2017

Análisis Hidrológico

La C.H. Tepazolco se ubica dentro de la Región Hidrológica 18 Balsas con coordenadas 18°40'52.91"N y 97°43'27.09" O; en la cuenca del río Salado y dentro de la subcuenca Balcón del Diablo que es de tipo exorreica, cuenta con un área de 4,106.2 km², como se aprecia en la Figura 3-10.

Es importante mencionar que aunque el municipio se encuentra entre las Regiones Hidrológicas 18 Balsas y 28 Papaloapan el sitio de estudio está exclusivamente en la RH 18 Balsas, y por medio de los canales y túneles de la presa Valsequillo es como se suministra el caudal a la central Tepazolco, es decir, se trasvasa el volumen de agua. Prácticamente, el canal principal es el que realiza la función de trasvasar el caudal de la cuenca del río Atoyac a la cuenca del Papaloapan.

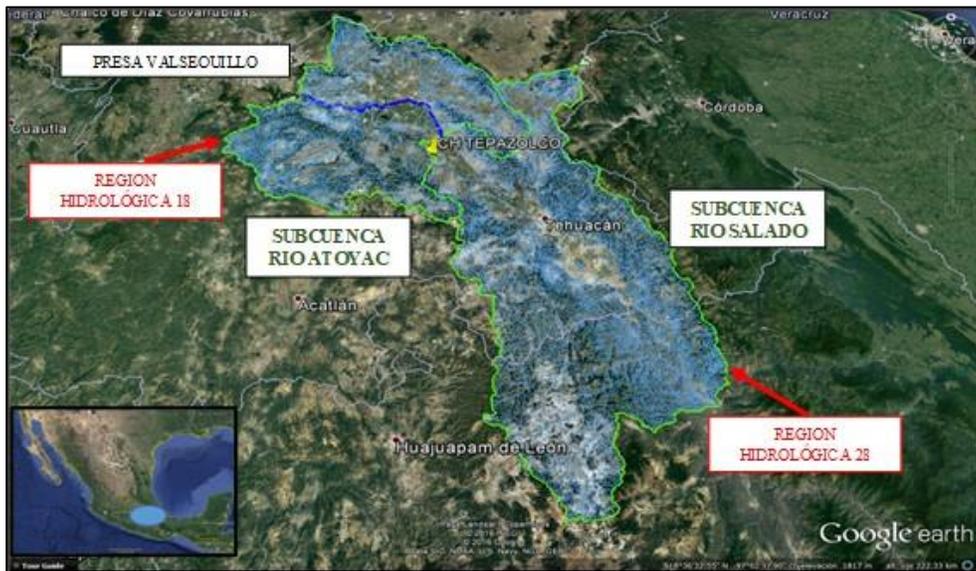


Figura 3-10 Subcuencas pertenecientes a las RH 18 y 28, respectivamente.

Fuente: Elaboración propia con ayuda de Google Earth 2017

Para determinar el caudal que llega hasta Tepazolco se realizó un análisis hidrológico con las salidas totales de la presa Valsequillo, que corresponden a la suma de los volúmenes por extracción para el canal principal y sus derrames a lo largo de los periodos de 1946 a 1977, de 1986 a 1993 y del 2003 al 2005 [12], en total 42 años de registros.

La Tabla 3-5 muestra los datos estadísticos del volumen por salidas totales de la presa Valsequillo. Con esta información se identificó un volumen de extracción medio anual de 332.52 hm³. Es importante actualizar estos valores debido al gran aporte de contaminantes vertidos sobre el embalse de la presa que limitan su extracción convencional.

Tabla 3-5 Estadístico matriz de volumen, salidas totales Presa Valsequillo (hm³)

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	18.67	17.92	37.65	57.51	22.83	25.05	37.10	52.60	18.99	10.84	17.05	16.30	332.52
Mediana	18.78	15.76	37.65	61.74	23.21	19.54	31.50	52.05	9.54	2.81	12.27	15.20	19.16
Mínimo	1.94	2.26	3.72	2.03	0.71	1.00	1.87	1.60	0.78	1.40	1.58	1.72	0.71
Máximo	46.69	56.66	84.81	98.60	66.30	81.30	132.00	115.34	149.68	91.83	59.95	55.38	149.68
Desv. Est.	14.15	16.36	22.03	25.58	18.55	21.54	29.17	27.27	28.34	18.23	16.02	15.59	5.38
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.36
%	5.61	5.39	11.32	17.30	6.87	7.53	11.16	15.82	5.71	3.26	5.13	4.90	100.00

Fuente: Elaboración propia

Una vez definido el volumen promedio de salidas de la presa Valsequillo y que se llevan por el canal principal, se identificaron las estaciones hidrométricas más cercanas al sitio del proyecto para determinar el caudal que pasa por el canal principal y que llega a Tepazolco, así como el régimen de escurrimientos en el año. Para tal efecto se realizaron correlaciones entre las estaciones más cercanas al proyecto con los volúmenes de salida de la presa Valsequillo.



Figura 3-11 Estaciones hidrométricas en la región.

Fuente: Elaboración propia con ayuda de BANDAS-CONAGUA

Como se logra apreciar, la estación 18167 Ahuatepec registra el caudal que pasa por el canal principal de Valsequillo y que entrega agua al DR 030, siendo justamente la estación más cercana al sitio del proyecto (Figura 3-11); las otras estaciones hidrométricas tienen mediciones sobre el canal y sólo aportan información del comportamiento o régimen de extracciones de la presa Valsequillo, además de las infiltraciones que presenta la presa.

En el procesamiento de la información fueron descartadas algunas de las estaciones debido a la mala o poca información o porque operaron en periodos muy dispersos. La Tabla 3-6 muestra el análisis de datos de las estaciones cercanas, sin embargo, por los motivos anteriormente mencionados se decidió descartar del análisis las estaciones 18198, 18541, 18153 y 18002, de cualquier manera sirvieron para validar los caudales que llegan a la Estación Hidrométrica (EH) 18167 que en términos prácticos, sería la estación que aportaría la información para determinar el régimen y caudales entregados al cultivo en las parcelas de Tecamachalco. La Figura 3-12 muestra la localización de cada una de estas estaciones.

Tabla 3-6 Estaciones Hidrométricas cercanas al Sitio

HIDROMÉTRICAS	NOMBRE DE LA ESTACION	CORRIENTE	CUENCA	ESTADO	RH	AÑOS/TOTAL
18167	AHUATEPEC (KM. 24+769)	CANAL PRINCIPAL VALSEQUILLO	RIO ATOYAC	PUEBLA	18	39
18198	LAS MINAS	FILTRACIONES PRESA MANUEL AVILA CAMACHO	RIO BALSAS	PUEBLA	18	29
18541	BALCON DEL DIABLO II	RIO ATOYAC	RIO POBLANO	PUEBLA	18	12
18153	BALCON DEL DIABLO	RIO ATOYAC	RIO POBLANO	PUEBLA	18	7
18002	TEJALUCA	RIO ATOYAC	RIO BLANCO	PUEBLA	18	18

Fuente: Elaboración propia con datos de BANDAS-CONAGUA



Figura 3-12 Estaciones hidrométricas analizadas y comparadas.

Fuente: Elaboración propia con datos de BANDAS-CONAGUA

LA C.H. Tepazolco cuenta con la particularidad de que el parteaguas de las cuencas vecinas pasa entre la casa de máquinas y el tanque puesta en carga, es decir, atraviesa la tubería a presión, y por tanto no es posible determinar la matriz de escurrimientos por ajuste de áreas, por lo que se propone correlacionar los datos de la salida de Valsequillo con las mediciones de la EH Ahuatepec la cual cuenta con un periodo de registro de 39 años. (Figura 3-13). La Tabla 3-7 se refiere a los datos estadísticos de la estación Ahuatepec e indica que se entrega un volumen medio anual de 310.30 hm³ para el DR Tecamachalco. Para mayor referencia consultar los registros históricos en el ANEXO III.

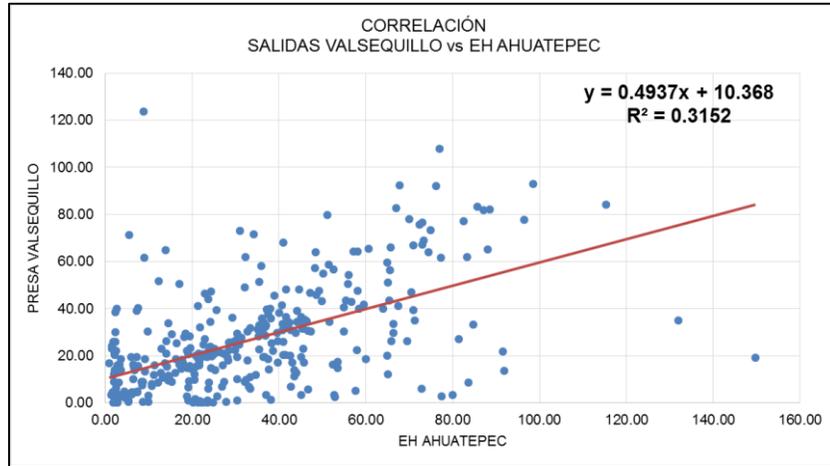


Figura 3-13 Correlación Valsequillo con EH Ahuatepec

Fuente: Elaboración propia con datos de BANDAS-CONAGUA

Tabla 3-7 Estadístico matriz de volumen, registro EH Ahuatepec (hm³)

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	17.76	18.19	35.09	52.81	22.06	24.31	40.80	50.05	10.37	4.88	16.97	17.00	310.30
Mediana	16.03	16.86	33.20	57.31	20.83	20.42	31.98	45.88	8.79	3.43	17.67	14.46	19.05
Mínimo	0.17	0.00	4.98	4.63	0.08	0.17	3.44	2.59	0.11	0.03	0.03	0.02	0.00
Máximo	39.16	48.05	71.57	92.87	64.68	71.87	123.74	112.13	29.95	20.85	36.36	48.12	123.74
Desv. Est.	10.12	12.97	16.19	24.56	16.88	18.02	27.32	26.53	8.39	5.44	10.09	13.20	7.22
Coef. de asimetría	0.26	0.42	0.24	-0.17	0.83	0.99	0.95	0.62	0.67	1.83	-0.07	0.57	-0.08
%	5.72	5.86	11.31	17.02	7.11	7.83	13.15	16.13	3.34	1.57	5.47	5.48	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos de BANDAS-CONAGUA

Ahora bien, para calcular el caudal de entrada a la C.H. Tepazolco se propuso ajustar la matriz de salida de la presa Valsequillo, en función de su distancia con Tepazolco.

Por lo tanto, con ayuda del software Arcmap-ARCGIS se mide la longitud total siendo de 75 km. Mientras que la distancia de la Estación Ahuatepec a la presa Valsequillo es de 25 km, de forma que el canal principal atraviesa el Distrito de Riego Tecamachalco por 50 km, hasta Tepazolco.

Así que de manera lineal se pronosticó el volumen que llegaría a los 75 km de longitud, puesto que se conoce la matriz de Valsequillo y la ecuación de correlación:

$$y = 0.4937 * (\text{volumen mensual}) + 10.368 \quad \dots(2)$$

Con la intención de reducir aún más la incertidumbre del volumen obtenido, se modificó esta matriz por un factor de pérdidas en el canal, este valor se propuso del 25 % de pérdidas en toda la distribución como valor ponderado debido a que el canal es muy viejo y se encuentra en pésimas condiciones, Con estos valores se encontró que llegaría un volumen medio anual de 216.07 hm³ a la central Tepazolco, simplemente haciendo el ajuste por distancias. El gasto medio anual es de 6.84 m³/s, ver Tabla 3-8.

Tabla 3-8 Matriz de escurrimientos media anual CH Tepazolco Matriz Total (m³/s)

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1946	4.53	4.77	9.13	14.42	0.17	0.25	0.50	0.60	0.69	0.94	1.20	0.58	3.15
1947	0.61	0.85	1.24	0.99	0.79	1.07	1.22	3.38	19.42	7.81	6.65	5.14	4.10
1948	3.56	5.57	9.93	9.67	9.14	7.60	6.59	13.31	19.42	4.56	6.18	5.91	8.45
1949	7.35	12.01	20.57	20.43	9.10	3.31	7.29	7.61	1.39	1.77	6.25	3.92	8.42
1950	4.58	4.68	5.42	4.50	1.48	1.71	6.89	5.92	0.51	2.58	6.13	5.26	4.14
1951	5.33	5.66	7.39	7.21	2.01	3.02	1.77	7.49	2.69	3.54	10.41	5.65	5.18
1952	7.28	6.33	10.10	7.41	5.97	1.52	7.25	11.01	8.36	9.96	9.26	6.07	7.54
1953	8.80	9.35	14.11	11.87	11.10	4.42	5.28	16.38	2.14	2.40	10.71	7.38	8.66
1954	9.58	9.69	13.61	9.53	5.17	4.92	9.89	12.83	0.63	1.61	9.60	8.95	8.00
1955	8.93	10.85	15.78	12.11	11.05	7.06	9.62	1.82	37.52	22.28	11.07	10.04	13.18
1956	8.77	11.29	14.17	16.03	6.88	6.06	7.77	11.93	16.33	8.97	10.97	10.00	10.76
1957	11.33	12.24	13.57	13.41	5.78	10.78	13.00	13.32	3.84	0.42	8.87	9.08	9.64
1958	1.76	11.07	14.70	5.96	2.37	4.88	4.39	11.44	0.55	12.78	15.03	10.81	7.98
1959	11.15	15.08	18.76	12.56	8.60	4.29	8.54	11.79	8.04	0.55	5.21	13.43	9.83
1960	11.32	13.73	17.20	14.93	8.89	13.15	7.10	12.10	0.38	0.42	5.93	11.24	9.70
1961	7.94	9.68	11.01	11.43	5.22	4.46	10.55	10.96	5.33	0.38	1.71	8.41	7.26
1962	4.98	5.71	8.09	9.00	5.73	4.85	3.97	9.45	0.20	0.34	0.40	3.46	4.68
1963	3.50	0.78	3.53	16.48	0.65	8.28	7.51	12.49	4.83	0.59	1.88	4.89	5.45
1964	3.08	1.72	9.63	18.30	10.37	2.24	20.20	15.76	2.81	2.08	4.70	0.45	7.61
1965	3.94	3.64	5.57	18.68	2.22	16.39	15.91	5.58	3.52	0.55	6.44	0.53	6.91
1966	5.02	5.65	7.96	18.77	3.73	10.92	13.87	11.73	5.87	0.67	1.33	5.30	7.57
1967	1.07	5.76	8.10	18.37	7.86	3.23	16.12	16.24	0.36	0.49	0.62	0.70	6.58
1968	1.75	5.91	8.27	17.65	3.35	0.58	9.01	22.22	6.87	0.64	5.94	0.52	6.89
1969	5.25	0.79	17.30	12.81	15.99	10.18	9.94	5.89	0.71	0.77	6.05	1.10	7.23
1970	4.63	1.73	9.69	21.83	7.81	11.07	16.97	12.77	4.77	0.74	6.32	1.42	8.31
1971	5.69	0.95	10.34	22.07	16.08	10.39	19.41	14.08	2.30	0.49	0.53	5.40	8.98
1972	0.53	5.07	2.05	18.13	8.61	0.57	17.67	18.69	6.26	0.70	0.61	0.62	6.63
1973	0.73	5.44	6.20	19.10	8.77	5.59	1.33	16.45	6.73	10.92	6.96	4.14	7.70
1974	5.47	1.41	2.98	20.69	14.07	7.14	2.15	27.98	6.21	0.76	0.72	0.65	7.52
1975	2.74	3.72	10.68	24.72	9.25	0.69	17.70	23.39	2.48	0.67	0.89	4.78	8.48
1976	0.66	0.84	16.85	17.77	7.37	16.26	4.46	20.29	9.57	0.63	0.59	0.63	7.99
1977	6.57	0.85	14.00	21.47	6.37	6.29	32.02	21.49	0.47	0.53	0.49	0.48	9.25
1986	0.76	0.91	1.17	0.99	0.78	0.73	0.76	0.52	0.48	0.54	0.52	0.49	0.72
1987	0.60	0.75	0.90	0.51	0.48	0.42	0.45	0.39	0.37	0.55	0.47	0.42	0.52
1988	0.48	0.61	9.52	13.35	0.39	6.04	8.55	14.94	4.76	0.57	0.63	0.56	5.03
1989	0.64	0.71	2.79	20.83	0.52	2.87	8.50	13.35	0.38	0.50	0.56	0.45	4.34
1990	0.51	0.60	8.67	16.41	0.42	17.39	5.03	14.51	0.27	2.63	4.27	3.95	6.22
1991	0.47	0.63	7.79	14.55	0.36	4.94	0.56	16.31	0.45	0.49	0.56	0.54	3.97
1993	0.64	0.83	9.13	5.99	5.54	16.75	2.61	20.05	0.45	0.64	0.66	0.62	5.33

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
2003	2.17	0.81	0.95	24.04	0.61	0.43	9.51	26.37	0.42	0.70	0.66	0.66	5.61
2004	7.57	0.82	3.59	21.14	0.72	0.63	23.91	11.33	0.52	0.64	0.71	0.73	6.03
2005	7.91	0.91	1.21	19.47	0.83	20.38	2.26	11.86	0.65	0.72	0.79	0.70	5.64
Promedio	4.53	4.77	9.13	14.42	5.54	6.28	9.00	12.76	4.76	2.63	4.27	3.95	6.84
Mediana	4.56	4.20	9.13	15.48	5.63	4.90	7.64	12.63	2.39	0.68	3.08	3.69	4.73
Mínimo	0.47	0.60	0.90	0.51	0.17	0.25	0.45	0.39	0.20	0.34	0.40	0.42	0.17
Máximo	11.33	15.08	20.57	24.72	16.08	20.38	32.02	27.98	37.52	22.28	15.03	13.43	37.52
Desv. Est.	3.43	4.35	5.34	6.41	4.50	5.40	7.08	6.62	7.10	4.42	4.02	3.78	1.32
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.34
%	2.10	2.21	4.23	6.67	2.56	2.91	4.17	5.91	2.20	1.22	1.98	1.83	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos de BANDAS-CONAGUA

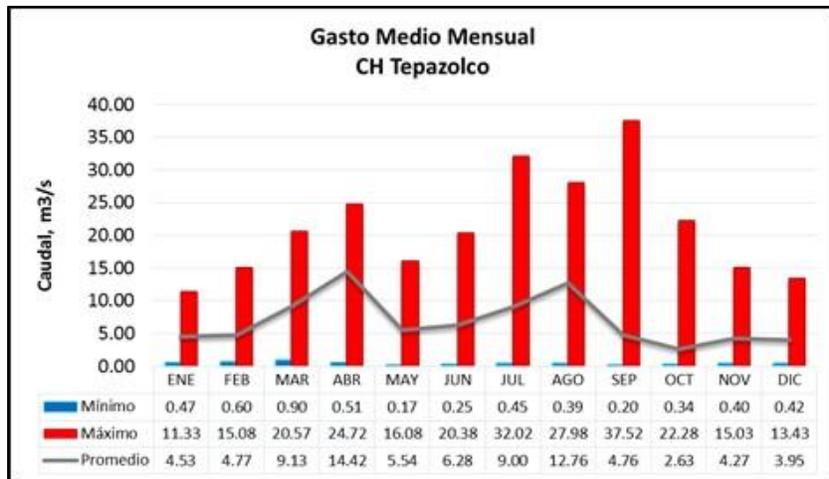


Figura 3-14 Caudal medio mensual, Matriz Total

Fuente: Elaboración propia con datos de BANDAS-CONAGUA

Es importante señalar que este valor es lineal, y va desde la presa Valsequillo hasta la Central Hidroeléctrica Tepazolco sin considerar el consumo para riego; por lo tanto, con ayuda del manual “Introducción al Diseño de Zonas de Riego y Drenaje” del Instituto de Ingeniería, UNAM [25], se propone determinar una demanda según la lámina de riego para cultivos de maíz y hortalizas (alfalfa, avena, cebolla, ejote, jitomate, etc.) de 70 cm para el riego de las 22 mil hectáreas, con ello se calcula que se necesita un volumen medio anual de 154.00 hm³ que necesita anualmente el DR 030 Tecamachalco para ser regado.

De lo anterior se ajustó la matriz de llegada al sitio anterior, donde se considera la demanda correspondiente para riego antes de llegar a Tepazolco. Por tal efecto, se restó el volumen para riego al calculado con la distribución lineal en la Estación Hidrométrica Ahuatepec; obteniéndose así un volumen medio anual con mayor certidumbre de 134.09 hm³ al sitio de proyecto.

Además, las prácticas de riego en la mayoría de la zona son muy ineficientes pues se sigue utilizando el riego rodado y por tal motivo se volvió a considerar el 25 % de pérdidas en el canal, Si se consideran estas nuevas pérdidas a la segunda matriz, resulta un valor de 100.57 hm³ como volumen medio anual

disponible para generación que puede aprovechar el sistema de bombeo en Tepazolco. Ver Tabla 3-9.

En la siguiente tabla se muestran las consideraciones con las que se obtuvo el caudal que llega hasta la central Tepazolco, considerando la lámina promedio para riego.

Si se considera una lámina de agua promedio para riego de	70	cm
por el área del Distrito de Riego	22,000	ha
Se tiene un volumen anual consumido de	154.00	hm ³
Restando el agua para riego se tiene disponible para CH Tepazolco:	134.09	hm ³
utilizando un factor por las pérdidas en el canal de	75%	
Por lo tanto el volumen aprovechable para Tepazolco es de :	101.21	hm ³
Representando un caudal de:	3.20	m ³ /s

Tabla 3-9 Estadístico matriz de volumen, llegadas al sitio Tepazolco (hm³)

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	5.68	5.45	11.46	17.51	6.95	7.62	11.29	16.01	5.78	3.30	5.19	4.96	101.21
Mediana	5.72	4.80	11.46	18.79	7.07	5.95	9.59	15.84	2.90	0.85	3.73	4.63	5.83
Mínimo	0.59	0.69	1.13	0.62	0.22	0.30	0.57	0.49	0.24	0.43	0.48	0.52	0.22
Máximo	14.21	17.25	25.81	30.01	20.18	24.74	40.18	35.10	45.56	27.95	18.25	16.86	45.56
Desv. Est.	4.31	4.98	6.71	7.79	5.65	6.55	8.88	8.30	8.63	5.55	4.88	4.75	1.64
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.36
%	5.61	5.39	11.32	17.30	6.87	7.53	11.16	15.82	5.71	3.26	5.13	4.90	100.00

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 3-9 muestra el resumen estadístico de la matriz de llegada al sitio de Tepazolco. Como se conoce el régimen y aportaciones en forma de volumen se obtiene la matriz de escurrimientos media anual para la Central Hidroeléctrica Tepazolco Tabla 3-10, definiendo así un caudal medio anual de 3.20 m³/s.

Tabla 3-10 Matriz de escurrimientos media anual CH Tepazolco, Matriz con Riego (m³/s)

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1946	2.12	2.23	4.28	6.75	0.08	0.12	0.23	0.28	0.32	0.44	0.56	0.27	1.47
1947	0.29	0.40	0.58	0.46	0.37	0.50	0.57	1.58	9.10	3.66	3.11	2.41	1.92
1948	1.67	2.61	4.65	4.53	4.28	3.56	3.09	6.23	9.10	2.14	2.89	2.77	3.96
1949	3.44	5.63	9.64	9.57	4.26	1.55	3.42	3.56	0.65	0.83	2.93	1.84	3.94
1950	2.15	2.19	2.54	2.11	0.69	0.80	3.23	2.77	0.24	1.21	2.87	2.46	1.94
1951	2.50	2.65	3.46	3.38	0.94	1.42	0.83	3.51	1.26	1.66	4.88	2.65	2.43
1952	3.41	2.97	4.73	3.47	2.80	0.71	3.39	5.16	3.92	4.66	4.34	2.84	3.53
1953	4.12	4.38	6.61	5.56	5.20	2.07	2.47	7.67	1.00	1.12	5.02	3.46	4.06
1954	4.49	4.54	6.37	4.47	2.42	2.31	4.63	6.01	0.30	0.75	4.50	4.19	3.75
1955	4.18	5.08	7.39	5.67	5.17	3.30	4.51	0.85	17.58	10.44	5.19	4.71	6.17
1956	4.11	5.29	6.64	7.51	3.22	2.84	3.64	5.59	7.65	4.20	5.14	4.68	5.04
1957	5.31	5.73	6.36	6.28	2.71	5.05	6.09	6.24	1.80	0.20	4.15	4.26	4.51
1958	0.82	5.19	6.89	2.79	1.11	2.28	2.06	5.36	0.26	5.98	7.04	5.06	3.74

1959	5.22	7.07	8.79	5.88	4.03	2.01	4.00	5.52	3.77	0.26	2.44	6.29	4.61
1960	5.30	6.43	8.06	6.99	4.16	6.16	3.33	5.67	0.18	0.20	2.78	5.26	4.54
1961	3.72	4.53	5.16	5.35	2.45	2.09	4.94	5.13	2.50	0.18	0.80	3.94	3.40
1962	2.33	2.67	3.79	4.22	2.68	2.27	1.86	4.43	0.09	0.16	0.19	1.62	2.19
1963	1.64	0.37	1.65	7.72	0.30	3.88	3.52	5.85	2.26	0.28	0.88	2.29	2.55
1964	1.44	0.81	4.51	8.57	4.86	1.05	9.46	7.38	1.31	0.97	2.20	0.21	3.57
1965	1.84	1.71	2.61	8.75	1.04	7.68	7.45	2.61	1.65	0.26	3.02	0.25	3.24
1966	2.35	2.65	3.73	8.79	1.75	5.11	6.50	5.50	2.75	0.31	0.62	2.48	3.54
1967	0.50	2.70	3.80	8.60	3.68	1.51	7.55	7.61	0.17	0.23	0.29	0.33	3.08
1968	0.82	2.77	3.87	8.27	1.57	0.27	4.22	10.41	3.22	0.30	2.78	0.24	3.23
1969	2.46	0.37	8.10	6.00	7.49	4.77	4.66	2.76	0.33	0.36	2.84	0.52	3.39
1970	2.17	0.81	4.54	10.22	3.66	5.19	7.95	5.98	2.23	0.35	2.96	0.67	3.89
1971	2.67	0.44	4.84	10.34	7.53	4.87	9.09	6.60	1.08	0.23	0.25	2.53	4.21
1972	0.25	2.37	0.96	8.49	4.03	0.27	8.27	8.75	2.93	0.33	0.28	0.29	3.10
1973	0.34	2.55	2.90	8.94	4.11	2.62	0.62	7.70	3.15	5.12	3.26	1.94	3.60
1974	2.56	0.66	1.40	9.69	6.59	3.35	1.01	13.11	2.91	0.36	0.34	0.31	3.52
1975	1.28	1.74	5.00	11.58	4.33	0.32	8.29	10.96	1.16	0.31	0.42	2.24	3.97
1976	0.31	0.40	7.89	8.32	3.45	7.62	2.09	9.50	4.48	0.29	0.28	0.29	3.74
1977	3.08	0.40	6.56	10.06	2.98	2.95	15.00	10.06	0.22	0.25	0.23	0.22	4.33
1986	0.36	0.43	0.55	0.46	0.37	0.34	0.36	0.24	0.23	0.25	0.24	0.23	0.34
1987	0.28	0.35	0.42	0.24	0.22	0.20	0.21	0.18	0.17	0.26	0.22	0.20	0.25
1988	0.23	0.29	4.46	6.26	0.18	2.83	4.01	7.00	2.23	0.27	0.30	0.26	2.36
1989	0.30	0.33	1.31	9.76	0.24	1.35	3.98	6.25	0.18	0.24	0.26	0.21	2.03
1990	0.24	0.28	4.06	7.69	0.20	8.14	2.35	6.80	0.13	1.23	2.00	1.85	2.91
1991	0.22	0.30	3.65	6.82	0.17	2.31	0.26	7.64	0.21	0.23	0.26	0.25	1.86
1993	0.30	0.39	4.28	2.81	2.59	7.84	1.22	9.39	0.21	0.30	0.31	0.29	2.49
2003	1.02	0.38	0.45	11.26	0.28	0.20	4.46	12.35	0.20	0.33	0.31	0.31	2.63
2004	3.55	0.39	1.68	9.90	0.34	0.29	11.20	5.31	0.24	0.30	0.33	0.34	2.82
2005	3.71	0.42	0.57	9.12	0.39	9.55	1.06	5.55	0.30	0.34	0.37	0.33	2.64

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Promedio	2.12	2.23	4.28	6.75	2.59	2.94	4.22	5.98	2.23	1.23	2.00	1.85	3.20
Mediana	2.13	1.97	4.28	7.25	2.64	2.29	3.58	5.91	1.12	0.32	1.44	1.73	2.21
Mínimo	0.22	0.28	0.42	0.24	0.08	0.12	0.21	0.18	0.09	0.16	0.19	0.20	0.08
Máximo	5.31	7.07	9.64	11.58	7.53	9.55	15.00	13.11	17.58	10.44	7.04	6.29	17.58
Desv. Est.	1.61	2.04	2.50	3.00	2.11	2.53	3.31	3.10	3.33	2.07	1.88	1.77	0.62
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.34
%	2.10	2.21	4.23	6.67	2.56	2.91	4.17	5.91	2.20	1.22	1.98	1.83	100.00

Fuente: Elaboración propia

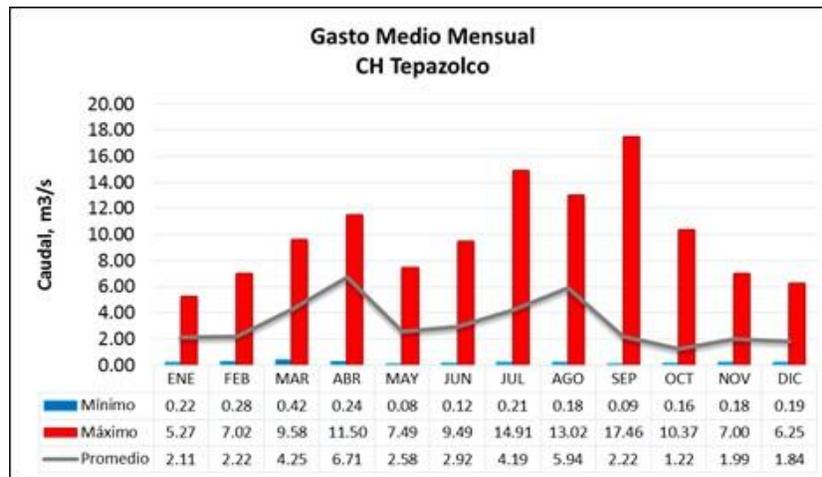


Figura 3-15 Caudal Medio Mensual, Matriz con Riego

Fuente: Elaboración propia

Climatología

Para caracterizar la climatología del sitio, se utilizó la base de datos del CLICOM de CONAGUA [10], en donde se hallaron diversas estaciones climatológicas en la región, por lo que se procedió a depurar la información, ver Figura 3-16.

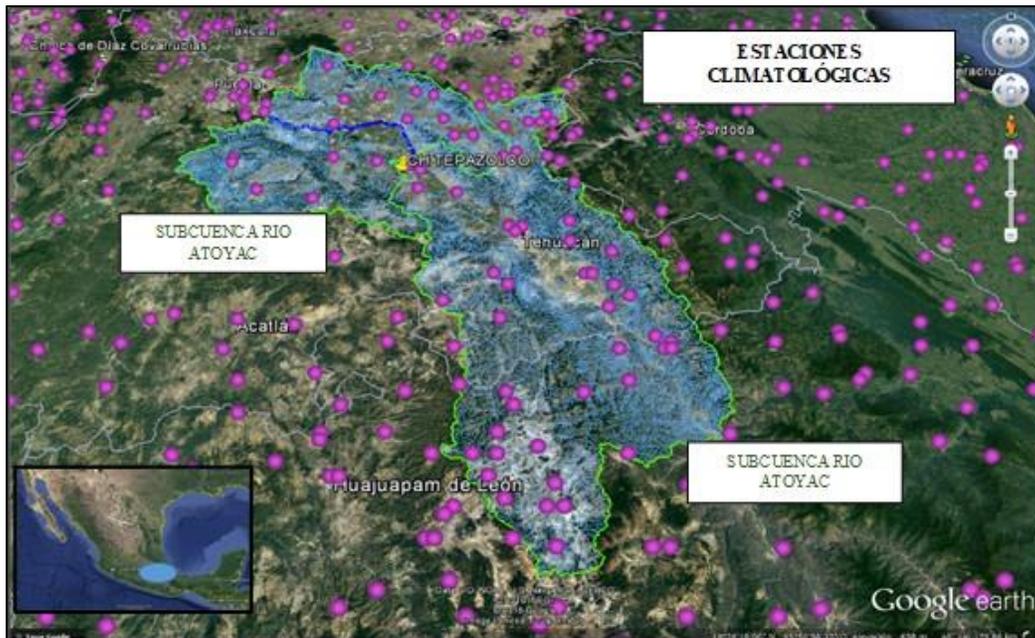


Figura 3-16 Estaciones Climatológicas

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

De esta manera, se identificaron 7 estaciones cercanas al sitio del proyecto de las cuales, las dos estaciones más cercanas están suspendidas (ver Tabla 3-11), siendo San Lucas El Viejo y Tlacotepec de Benito Juárez (ver Figura 3-17), por tal motivo se decidió utilizar la estación climatológica de Ahuatepec por coincidir con la estación hidrométrica analizada previamente en su hidrometría.

Tabla 3-11 Estaciones climatológicas cercanas

EC	NOMBRE	MUNICIPIO	CUENCA	SUBCUENCA	INICIO	FIN	SITUACION	ALTURA
21102	XOCHITLAN TODOS SANTOS	XOCHITLAN TODOS SANTOS	RIO ATOYAC	BALCON DEL DIABLO	01/03/1940	31/12/2008	OPERANDO	1950
21007	AHUATEPEC	TECALI DE HERRERA	RIO ATOYAC	BALCON DEL DIABLO	01/06/1950	31/12/2008	OPERANDO	2026
21203	MOLCAXAC	MOLCAXAC	RIO ATOYAC	BALCON DEL DIABLO	01/05/1982	31/12/2008	OPERANDO	1727
21082	TECAMACHALCO	TECAMACHALCO	RIO ATOYAC	BALCON DEL DIABLO	01/12/1943	31/12/2008	OPERANDO	2229
21243	CEMEX	TECALI DE HERRERA	RIO ATOYAC	BALCON DEL DIABLO	01/01/2007	31/12/2008	OPERANDO	2225
21150	SAN LUCAS EL VIEJO	TLACOTEPEC DE BENITO JUAREZ	RIO PAPALOAPAN	RIO SALADO	01/07/1978	31/05/1980	SUSPENDIDA	2012
21093	TLACOTEPEC DE BENITO JUAREZ	TLACOTEPEC DE BENITO JUAREZ	RIO PAPALOAPAN	RIO SALADO	01/12/1943	31/05/1994	SUSPENDIDA	1941

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

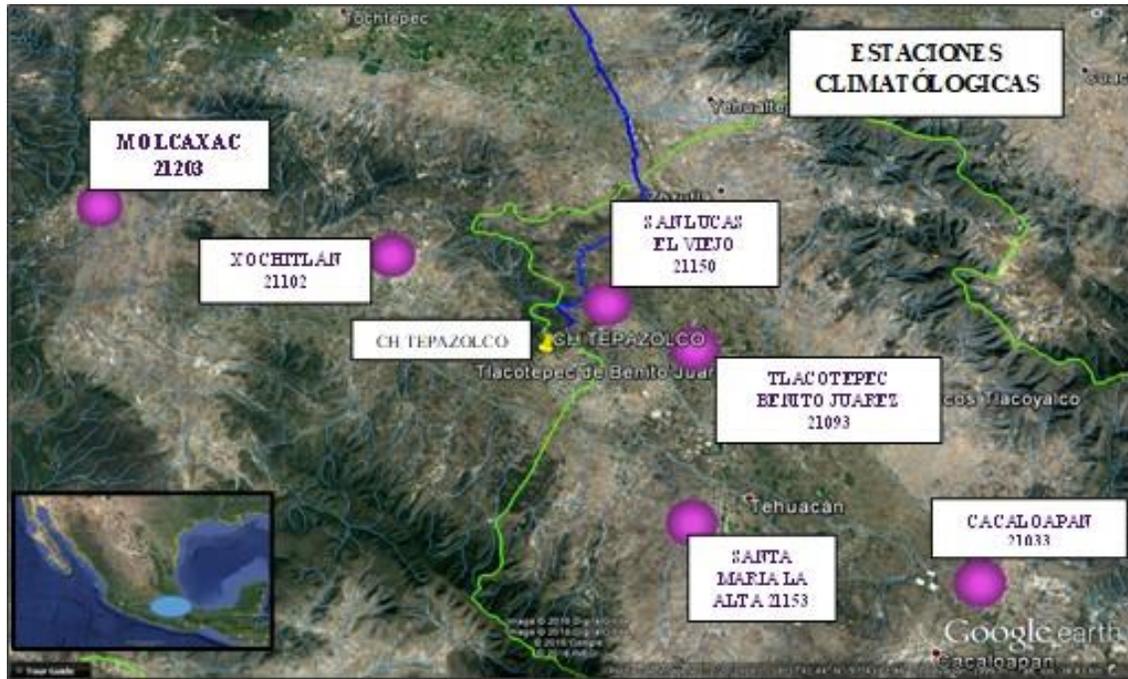


Figura 3-17 Estaciones cercanas al sitio del proyecto

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

La estación climatológica 21007 Ahuatepec perteneciente al municipio de Tecali de Herrera en el estado de Puebla, está ubicada dentro de la cuenca del Balsas sobre el río Atoyac, en la subcuenca Balcón del Diablo.

Cuenta con 58 años de registros de temperatura desde 1951 hasta el 2009 y reporta mediciones medias anuales de temperatura promedio de 17.13°C, máximas de 25°C y mínimas de 8°C, ver Tabla 3-12, y Figura 3-18.

Tabla 3-12 Estadístico temperaturas promedio EC Ahuatepec

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
T med	14.33	15.29	17.16	18.89	19.58	19.26	18.54	18.76	18.14	17.10	15.62	14.44	17.13
Mediana	14.50	15.63	17.88	19.25	20.00	20.00	19.00	19.00	18.50	17.50	16.00	14.50	18.19
Mínimo	9.25	9.25	10.50	11.75	11.75	12.50	11.25	12.50	10.75	8.50	9.00	8.00	8.00
Máximo	20.50	19.55	21.00	22.75	23.75	25.00	23.25	24.00	21.50	21.00	20.00	17.75	25.00
Desv. Est.	2.38	2.26	2.17	2.32	2.56	2.63	2.44	2.15	2.10	2.28	2.16	1.98	0.19
Coef. de asimetría	0.10	-0.90	-1.43	-1.65	-1.64	-1.04	-1.19	-1.14	-1.75	-1.83	-0.88	-0.99	-2.15
%	6.92	7.38	8.29	9.12	9.45	9.30	8.95	9.06	8.76	8.26	7.54	6.97	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

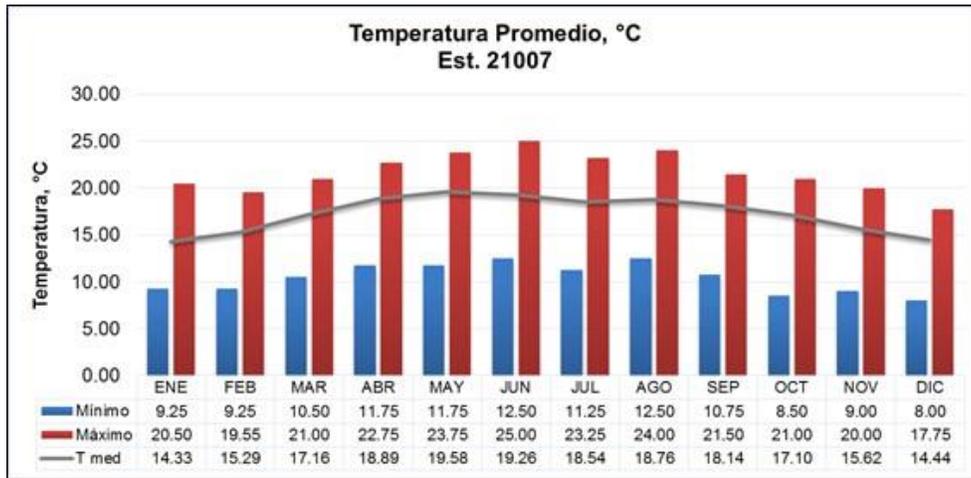


Figura 3-18 Temperatura promedio sitio proyecto

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

Por su parte, las mediciones de precipitación indican que la zona está por debajo de la media nacional (750 mm) con un valor acumulado anual de 597.63 mm, una época de lluvias marcada por los meses de Julio, Agosto, Septiembre y Octubre, en donde el acumulado mensual puede superar los 405 mm, ver Tabla 3-13 y Figura 3-19.

Tabla 3-13 Estadístico precipitaciones acumuladas mensuales EC Ahuatepec

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Pmed	7.69	4.37	5.68	28.07	73.19	135.19	71.80	91.06	116.64	47.95	11.16	4.82	597.63
Mediana	0.00	0.00	0.00	22.30	73.19	127.10	71.80	85.30	109.90	42.00	3.70	1.00	32.15
Mínimo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Máximo	113.10	36.00	55.70	106.00	234.90	312.00	200.50	329.50	405.00	167.60	83.40	27.50	405.00
Desv. Est.	17.50	7.72	10.58	28.57	52.05	68.96	47.21	70.18	73.76	37.75	17.90	6.84	25.38
Coef. de asimetría	4.32	2.18	2.72	1.05	0.83	0.56	0.42	1.44	1.34	1.18	2.35	1.68	0.43
%	1.29	0.73	0.95	4.70	12.25	22.62	12.01	15.24	19.52	8.02	1.87	0.81	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

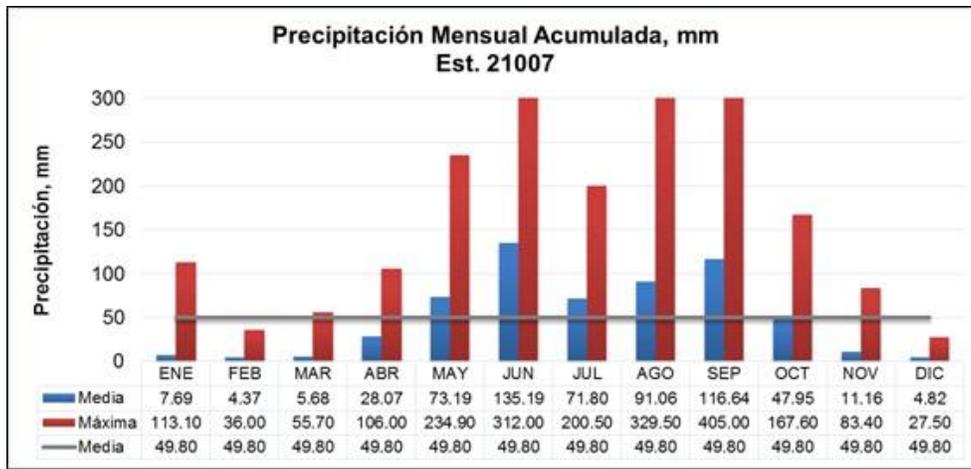


Figura 3-19 Precipitaciones acumuladas mensuales

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

Cabe destacar que la región donde se ubica el proyecto es árida y con poca presencia de lluvias, al encontrarse en la zona del bajío nacional, no se ve afectada por fenómenos extremos meteorológicos como huracanes o nortes en el Golfo de México, aunque si se logra introducir algo de humedad en la zona de estudio y que es reportada por esta estación climatológica.

La evaporación media anual que se presenta en el sitio, resultó de 1,901.49 mm acumulados anualmente, en invierno existe muy poca evaporación por la gran humedad registrada, ver

Tabla 3-14 y Figura 3-20.

Tabla 3-14 Estadísticos evaporación total EC Ahuatepec

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Evap med	133.40	141.37	178.34	190.05	192.14	168.32	166.13	162.51	149.65	150.92	135.50	133.14	1901.49
Mediana	139.20	144.30	187.00	194.20	192.14	169.30	166.13	164.30	149.70	155.20	135.50	133.14	159.75
Mínimo	63.80	56.40	56.90	75.10	96.99	85.60	88.20	71.80	78.90	69.55	80.20	70.40	56.40
Máximo	185.20	170.10	234.20	231.70	250.40	216.00	201.60	197.60	177.30	193.20	173.20	177.90	250.40
Desv. Est.	26.89	23.97	40.58	32.30	31.57	29.94	22.36	25.66	19.76	25.13	19.94	23.01	6.00
Coef. de asimetría	-0.96	-2.24	-1.28	-1.85	-1.13	-0.81	-1.04	-1.56	-1.39	-1.21	-0.50	-0.17	-1.41
%	7.02	7.43	9.38	9.99	10.10	8.85	8.74	8.55	7.87	7.94	7.13	7.00	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

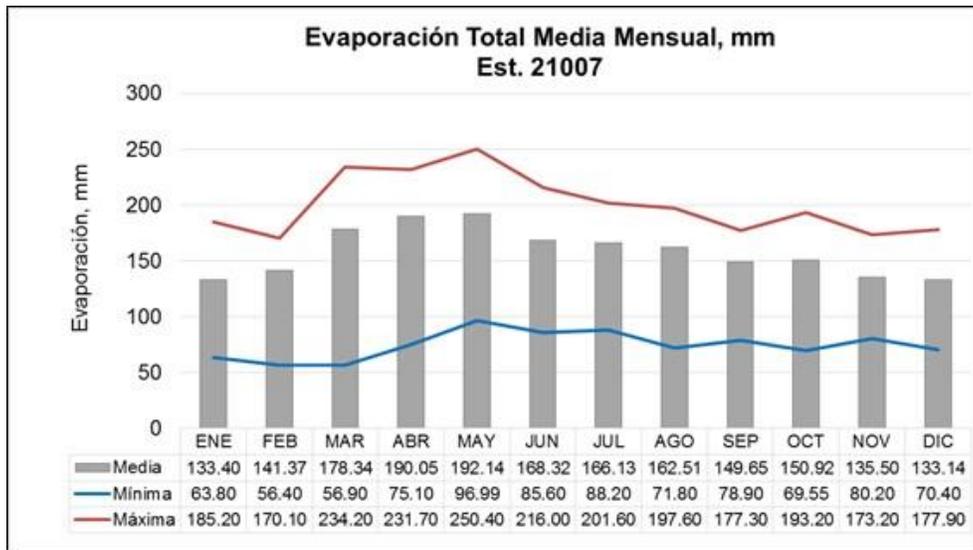


Figura 3-20 Evaporación media mensual

Fuente: Elaboración propia con datos de CLICOM

Por último, para la determinación de la evaporación neta se considera que del volumen precipitado, una cantidad se infiltra y otra se escurre hasta llegar a su cauce. Al que se le conoce como coeficiente de escurrimiento. Este dato fue consultado en la base de datos del SIATL, página del INEGI [31].

Entonces, la precipitación es afectada por el coeficiente de escurrimiento y este representa la fracción de lluvia que escurre en forma directa y toma valores entre cero y uno, debido a las condiciones de humedad iniciales. La ecuación que considera estos parámetros es la siguiente:

$$Ev_{pn} = 0.70 * EV_t - Prec * (1 - C_e) \quad \dots (3)$$

Donde:

- Ev_{pn} – Evaporación neta en mm

- EVt – Evaporación total en mm
- Prec – Precipitación en mm
- Ce – Coeficiente de Escurrimiento (0.076 para el caso de estudio, SIATL)

Por lo tanto, el promedio de evaporación neta anual en el sitio es de, 785.71 mm, para mayor referencia consultar la Tabla 3-15 y Figura 3-21.

Tabla 3-15 Estadístico Evaporación neta

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	86.49	94.16	118.87	105.11	60.95	0.00	37.23	30.35	14.79	61.20	86.46	90.10	785.71
Mediana	89.67	99.68	121.49	112.39	58.03	3.56	34.11	38.87	15.05	72.94	90.62	91.43	81.31
Mínimo	44.66	30.62	39.83	-9.80	-58.03	-173.23	-72.00	-196.24	-88.41	-40.84	39.97	48.21	-196.24
Máximo	129.64	119.07	163.94	160.44	156.34	104.62	131.70	124.96	101.25	120.82	113.26	114.94	163.94
Desv. Est.	20.24	18.77	28.98	39.81	49.96	64.20	46.18	69.18	46.82	41.65	20.12	13.49	18.21
Coef. de asimetría	-0.28	-1.81	-0.89	-1.18	-0.16	-0.74	-0.08	-1.23	-0.19	-0.61	-1.01	-0.84	-0.20
%	11.01	11.98	15.13	13.38	7.76	0.00	4.74	3.86	1.88	7.79	11.00	11.47	100.00

Fuente: Elaboración propia

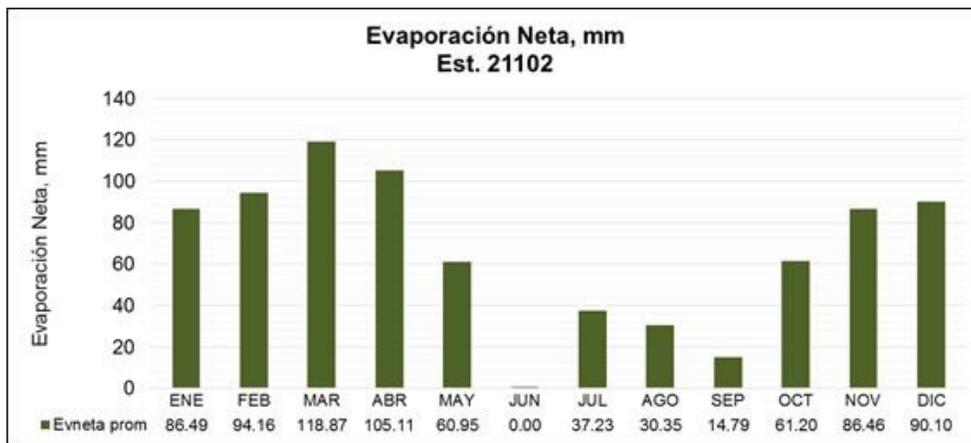


Figura 3-21 Evaporación neta, mm

Fuente: Elaboración propia

*Todas las tablas con los registros históricos y cálculos de este capítulo, se pueden encontrar en el ANEXO III en su apartado de resultados hidrológicos y climatológicos.

4. RESULTADOS

4.1. *Estudio energético híbrido*

De los escurrimientos definidos previamente, en el análisis hidrológico capítulo 3.3, se determinaron las aportaciones como caudal para la central hidroeléctrica del Proyecto Híbrido Tepazolco, de ese análisis resultaron dos matrices de llegada:

La primera conformada por la matriz de salida de la presa Valsequillo, esta matriz correlacionada con mediciones sobre el canal principal a la central en cuestión, fue afectada por un valor de ajuste que considera solo las pérdidas por infiltraciones; se nombró a esta matriz de llegada como Matriz Total y corresponde a un gasto medio anual de 6.84 m³/s.

La segunda matriz considera las extracciones de volumen para riego, correspondientes a 70 cm de lámina para regar las 22,000 hectáreas pertenecientes el distrito de riego 030 Tecamachalco, esta matriz de llegada fue nombrada como Matriz con Riego y arroja un gasto medio anual de 3.18 m³/s.

El proyecto híbrido Tepazolco, fue analizado bajo diferentes escenarios de simulación tomando sus condiciones inherentes de funcionamiento como el caudal medio anual presentado en el sitio, volumen de los tanques y sus diferentes cotas, así como la generación fotovoltaica; determinando de esta manera el almacenamiento óptimo que entregue la mayor cantidad de energía en bloque por hora, constante y firme para interconectarse a la red eléctrica.

Se adaptó la curva de energía ofertada por el sistema híbrido Tepazolco a la curva de máxima demanda a nivel horario según el régimen del nodo Oriental de interconexión en México (ver Figura 2-3 y Tabla 2-1); Con la intención de despachar la demanda el mayor tiempo posible y a su vez proporcionar mayor fiabilidad en la operación y manejo de la central.

Con este planteamiento, se realizó el análisis energético al sistema híbrido donde se revisaron los diferentes escenarios o posibles manejos a la central de generación con el objetivo de comparar los flujos de energía tanto del sistema eléctrico como para autoconsumo del sistema de bombeo; de esta manera se pretende contar con las herramientas necesarias para la selección del sistema óptimo, comparando todas las posibles combinaciones de generación eléctrica con fuentes renovables, bajo el esquema híbrido.

En total, se plantearon seis escenarios que se simularon en operación conjunta. Para todas las simulaciones se conservó fija la generación solar, ver capítulo 3.1, donde sólo se afectó su producción por ineficiencia en los módulos solares; A continuación se explican cada una de las seis simulaciones y se ilustran sus resultados.

Para todas las simulaciones se sugieren turbinas tipo Francis, debido a la carga que es cercana a los 90 m y al poco caudal que se llega a presentar como excedente del canal principal que alimenta el distrito de riego.

Simulación 1: Sistemas independientes (Matriz Total)

Para conocer la cantidad de energía que pueden producir ambas tecnologías de manera independiente, se propuso esta primera simulación considerando que no operen en conjunto, simplemente generando con sus propios factores de planta. Este ejercicio ayuda a determinar la capacidad de los tanques de almacenamiento y por ello se utilizará la Matriz Total, que corresponde a un gasto medio anual de 6.84 m³/s. Este caso es el que representaría un mayor caudal aunque se sabe que tiene un grado mayor de incertidumbre, servirá como caso base para las diferentes comparativas de análisis en la simulación.

A manera de esquema, se presentará en cada simulación un diagrama de flujo para visualizar las modificaciones que tiene cada corrida.

A continuación se muestra el diagrama de la primera simulación con las entradas del proceso y las salidas para su mejor comprensión; algunos valores se muestran redondeados, sin embargo, los cálculos consideraron la mayor exactitud posible.

Diagrama 4-1 Simulación 1. Sistemas independientes, Matriz total



Los tanques de almacenamiento se diseñaron con el método de la curva masa o método Doble Masa [11], este método consiste en modelar a nivel horario los caudales de entrada según la oferta del recurso; en función de la política de operación se agrupan los caudales de salida y se acumulan, al final el método define la capacidad del almacenamiento que pueda abastecer las salidas con la finalidad de no encontrar déficit de recurso y se deje de abastecer a las turbinas de generación.

Por lo tanto, para esta primera simulación se considera el uso de la Matriz Total, así que las llegadas serán constantes durante las 24 horas del día. El valor del gasto convertido a volumen por hora, es de:

$$6.84 \frac{m^3}{s} * 3,600 \frac{s}{h} = 24,624 \frac{m^3}{h} \quad \dots (4)$$

Para asegurar que la capacidad del tanque es la suficiente, se mayor a este volumen horario por un factor del 1.30 % propuesto, obteniéndose así un gasto mayor, este valor es conocido como el Caudal Medio Horario (QMH) y definirá el caudal de entrada al tanque de almacenamiento.

$$QMH = 24,624 \frac{m^3}{h} * 1.30 = 32,011 \frac{m^3}{h} \quad \dots(5)$$

Una vez que se definen las entradas, se procede a calcular las salidas, para ello se propone que la generación o producción de electricidad por medio de las turbinas (se considera como central hidroeléctrica convencional) operará por un lapso de 8 horas, con la intención de ajustar un factor de planta del 0.30 valor propuesto en la hipótesis de esta tesis.

Con esas 8 horas de salida, se supone que también se turbinará el mismo volumen de entrada por hora, es decir, se verterán los 32,011 m³/h en las 8 horas de salida. La siguiente Figura 4-1 muestra la

política de operación del tanque de almacenamiento, donde se aprecia el gasto de entrada constante y las salidas dividida en dos fases, según las necesidades de generación.

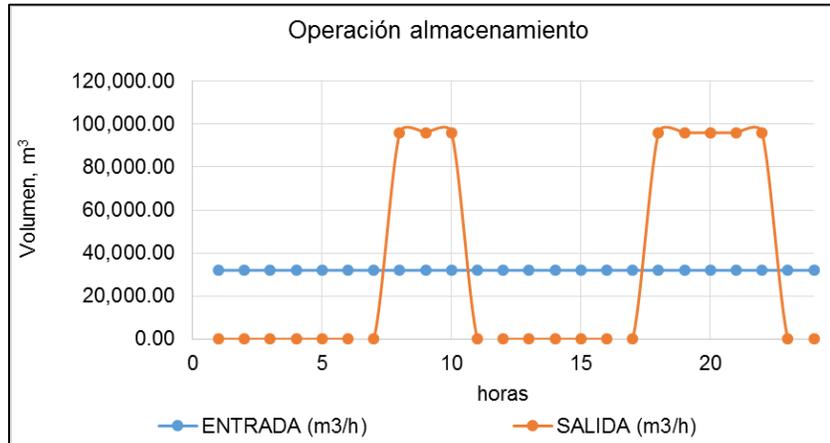


Figura 4-1 Operación almacenamiento, simulación 1

Fuente: Elaboración propia

Se valida que el método es correcto cuando coinciden en la última hora, el mismo caudal de entrada como el de salida. Por último el método busca mayor la diferencia entre los valores acumulados tanto de entrada como para el de salida (ver Tabla 4-1), y esta diferencia en valor absoluto será la capacidad del tanque de almacenamiento.

Tabla 4-1 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S1

HORA	ENTRADA (m³/h)	ACUMULADO (m³)	SALIDA (m³/h)	ACUMULADO (m³)	DIFERENCIA (m³)
0 - 1	32,011.20	32,011.20	0.00	0.00	32,011
1 - 2	32,011.20	64,022.40	0.00	0.00	64,022
2 - 3	32,011.20	96,033.60	0.00	0.00	96,034
3 - 4	32,011.20	128,044.80	0.00	0.00	128,045
4 - 5	32,011.20	160,056.00	0.00	0.00	160,056
5 - 6	32,011.20	192,067.20	0.00	0.00	192,067
6 - 7	32,011.20	224,078.40	0.00	0.00	224,078
7 - 8	32,011.20	256,089.60	96,033.60	96,033.60	160,056
8 - 9	32,011.20	288,100.80	96,033.60	192,067.20	96,034
9 - 10	32,011.20	320,112.00	96,033.60	288,100.80	32,011
10 - 11	32,011.20	352,123.20	0.00	288,100.80	64,022
11 - 12	32,011.20	384,134.40	0.00	288,100.80	96,034
12 - 13	32,011.20	416,145.60	0.00	288,100.80	128,045
13 - 14	32,011.20	448,156.80	0.00	288,100.80	160,056
14 - 15	32,011.20	480,168.00	0.00	288,100.80	192,067
15 - 16	32,011.20	512,179.20	0.00	288,100.80	224,078
16 - 17	32,011.20	544,190.40	0.00	288,100.80	256,090
17 - 18	32,011.20	576,201.60	96,033.60	384,134.40	192,067
18 - 19	32,011.20	608,212.80	96,033.60	480,168.00	128,045
19 - 20	32,011.20	640,224.00	96,033.60	576,201.60	64,022
20 - 21	32,011.20	672,235.20	96,033.60	672,235.20	0

21 - 22	32,011.20	704,246.40	96,033.60	768,268.80	-64,022
22 - 23	32,011.20	736,257.60	0.00	768,268.80	-32,011
23 -24	32,011.20	768,268.80	0.00	768,268.80	0

Fuente: Elaboración propia

Se prosigue entonces a conocer la máxima diferencia en valor absoluto, por lo que se busca el número máximo de las diferencias, así como el mínimo de todos los valores y se les aplica una adición para encontrar el valor requerido:

Volumen Máximo	256,089.60	m ³
Volumen Mínimo	-64,022.40	m ³
<hr/>		
Vol _{Tanque} =	320,112.00	m ³

De esta manera se define que se requiere un tanque de almacenamiento de 0.32 hm³ para poder abastecer la turbina de generación por 8 horas, la siguiente Figura 4-2 indica el comportamiento del volumen para la política de operación propuesta para el tanque superior de almacenamiento.



Figura 4-2 Curva doble masa, determinación del tanque de almacenamiento, SI

Fuente: Elaboración propia

Del análisis anterior se propone un tanque de forma rectangular (ver Figura 4-3), el cual será empleado en las seis simulaciones, conformando de esta manera la curva Elevaciones Áreas – Capacidades y niveles de operación hidráulicos, estos datos son necesarios para realizar el funcionamiento de vasos, en función del nivel del espejo de agua tanto del tanque superior como del inferior o la cota del desfogue se pueden conocer las cargas netas para la corrida y así identificar cual sería la mejor propuesta de capacidad a instalar.

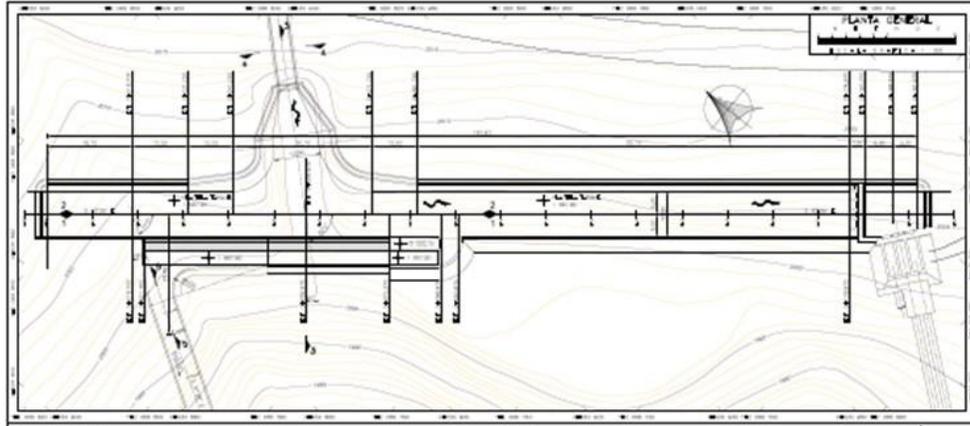


Figura 4-3 Esquema del tanque superior, vista planta

Fuente: Elaboración propia

Con la propuesta de un tanque superior de forma rectangular ver Figura 4-3, se pueden fijar los niveles característicos del almacenamiento superior, siendo estos los mostrados en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 Datos característicos tanque superior

NAME (msnm)	2008.00
NAMO (msnm)	2007.00
NAMINO (msnm)	1997.00
DESFOGUE (msnm)	1915.00
CARGA BRUTA (m)	92.00
EFICIENCIA GLOBAL	95.00

Fuente: Elaboración propia

Los niveles característicos incluyendo el desfogue fueron propuestos según la topografía del sitio y están en función de un análisis de batimetría o conocer a detalle la obra civil del tanque de almacenamiento. De esta manera la carga bruta generada por el desnivel entre el NAMO y el desfogue es de 92 m de carga.

$$CARGA\ BRUTA = NAMO - DESFOGUE = 92m \quad \dots(6)$$

La eficiencia global de la obra de generación hidráulica se compone por las eficiencias de la turbina, generador y eficiencia en el funcionamiento hidráulico, y se calcula como el producto de estas, se emplearon valores índices por experiencia en anteproyecto:

$$\eta_{global} = \eta_{turbina} * \eta_{generador} * \eta_{hidráulica} \quad \dots(7)$$

La eficiencia hidráulica se define como el cociente de la carga neta entre la carga bruta del sistema hidráulico, el cual depende del arreglo de la obra de generación respecto a la obra de toma y el eje del distribuidor, evaluando las pérdidas en todo el sistema hidráulico.

SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO DE VASOS

Un vaso o tanque de almacenamiento cumple con la función de regulación, esto es, permite almacenar los volúmenes que escurren en exceso para que sean aprovechados cuando los escurrimientos sean escasos.

El funcionamiento de vasos simula la evolución de los niveles en el embalse, siendo la parte medular del análisis hidroenergético. Se utiliza fundamentalmente para seleccionar la potencia óptima y los niveles característicos de una central o presa, en este caso del tanque superior, que resulten más adecuados: NAMO, Nivel de Diseño, y NAMINO, y para determinar la generación que proporcionará el proyecto, así como para obtener los parámetros que permitan el dimensionamiento de los equipos electromecánicos de la obra de generación hidráulica.

Para simular el funcionamiento de vaso se utiliza la ecuación de continuidad, para un determinado intervalo de tiempo, puede ser anual, mensual, diario y hasta horario.

$$E - S = \Delta V \quad \dots(8)$$

Donde:

E volumen de agua que entra al tanque durante un intervalo de tiempo

S volumen que sale del tanque durante el mismo intervalo de tiempo

ΔV variación del volumen almacenado en el intervalo de tiempo seleccionado

Para el caso de estudio, el intervalo de simulación será a nivel mensual, por otra parte, el patrón de operación entre ambas centrales (hidroeléctrica y fotovoltaica) se representará a nivel horario. Los datos base con los que se cuenta son la matriz de escurrimientos al sitio, pérdidas debidas a la evaporación neta y niveles característicos para cada caso de simulación.

Tomando en cuenta estos factores, la ecuación de continuidad se expresa de a siguiente manera:

$$ICP - VDEM - VEVA - VDERR = \Delta V \quad \dots(9)$$

Donde:

ICP escurrimientos al sitio

VDEM volumen extraído para satisfacer la demanda

VEVA volumen evaporado

VDERR volumen derramado

Con la información citada es posible llevar a cabo la simulación del embalse propuesto, para lo cual se puede utilizar una hoja de cálculo desarrollada en Microsoft office Excel con aplicaciones en Visual Basic, que permite hacer el análisis a nivel mensual.

CONSIDERACIONES TOMADAS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE VASO

La estimación de energía firme (o primaria) en el funcionamiento analítico de vaso corresponde a la generación máxima garantizable, a partir de una demanda media mensual de volumen de agua propuesta, de manera tal que el sistema opere considerando el 5 % de déficit de generación. Lo anterior representa que el 95 % del tiempo de la matriz de escurrimientos medios diarios, la demanda de volumen de agua propuesta se cumple, y que solamente el 5 % de dicho tiempo la demanda no se cumple en su totalidad.

La generación de energía secundaria se considera en caso de tener escurrimientos excedentes, hasta la capacidad máxima de extracción por turbinas, lo que permite reducir los derrames por el vertedor.

La generación total es la suma de la energía firme y la generación secundaria. Todo escurrimiento por arriba de la extracción máxima de las turbinas cuando el embalse se encuentra al NAMO se considera como derrames por el vertedor de la presa.

A continuación en la Tabla 5-3 se presenta la curva elevaciones áreas capacidades (CEAC) correspondiente al tanque superior propuesto:

Tabla 4-3 Curvas características tanque superior S1

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)
1989	0.0219	0.0000
1990	0.0219	0.0219
1991	0.0219	0.0438
1992	0.0219	0.0657
1993	0.0219	0.0876
1994	0.0219	0.1095
1995	0.0219	0.1314
1996	0.0219	0.1533
1997	0.0219	0.1752
1998	0.0219	0.1971
1999	0.0219	0.2190
2000	0.0219	0.2409
2001	0.0219	0.2628
2002	0.0219	0.2847
2003	0.0219	0.3066
2004	0.0219	0.3285
2005	0.0219	0.3504
2006	0.0219	0.3723
2007	0.0219	0.3942
2008	0.0219	0.4161

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 4-3, se define que el volumen útil en el tanque superior, comprendido entre el NAMO Y NAMINO, será de 0.2190 hm³, es importante recordar que el tanque tiene una capacidad para cubrir la demanda durante 8 horas.

Empleando la matriz de entrada, los niveles característicos, las curvas EAC y las evaporaciones netas, definidas en el capítulo 4.2, se procede a realizar la simulación analítica del funcionamiento de vaso. (Ver anexo IV para mayor referencia de los resultados). Con la finalidad de analizar el comportamiento entre potencia instalable y el factor de planta se realizan simulaciones para una diversa gama de potencias instalables. Como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4-4 Análisis de potencia a instalar, SI

PI	Energía Generada			FP	Déficit	Horas
	Firme	Secundaria	Total			
MW	GWh	GWh	GWh		%	
0.50	2.34	1.31	3.65	0.83	5.00%	20.03
1.00	2.34	4.17	6.53	0.74	5.00%	17.84
2.00	2.34	8.95	11.32	0.65	5.00%	15.51
4.00	2.34	14.37	16.72	0.48	5.00%	11.44
5.00	2.34	15.66	18.01	0.41	5.00%	9.87
6.00	2.34	16.46	18.82	0.36	5.00%	8.59
8.00	2.34	16.97	19.34	0.28	5.00%	6.62
10.00	2.34	17.07	19.44	0.22	5.00%	5.33

Fuente: Elaboración propia

La potencia instalable seleccionada es la que considera que el bloque de energía total (firme más secundaria) queda dentro de las horas estipuladas para generación, es decir las 8 horas o un factor de planta arriba de 0.33, preferentemente.

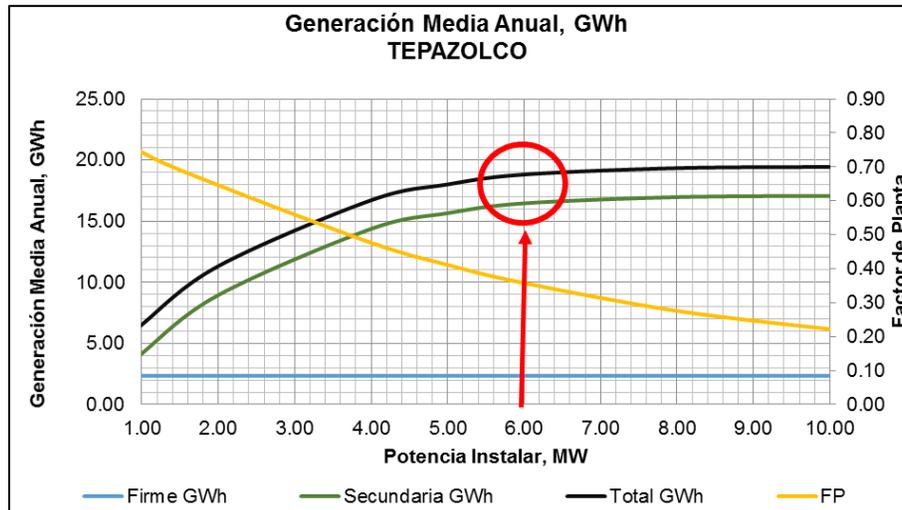


Figura 4-4 Generación media anual VS factor de planta, SI

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la Figura 4-4, la potencia a instalar que corresponde a más de 8 horas de operación, es de 6 MW; con esta potencia instalada se podría aportar una generación media anual de 18.82 GWh considerando el déficit del 5 % anual en la simulación con 42 años de registros de escurrimientos. A continuación se muestra el análisis mensual para esta potencia:

Tabla 4-5 Análisis mensual 6MW, S1

PI 6 MW												
MES	Extracción para generación			Derrames Vertedor	Evaporación Neta	Elevaciones		Energía Generada			Potencia Media	F.P
	Firme	Secundaria	Total			Embalse	Desfogue	Firme	Secundaria	Total		
	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	m	m	GWh	GWh	GWh	MW	
ENE	0.84	3.63	4.46	0	0	2004.51	1915	0.19	0.86	1.06	1.45	0.241
FEB	0.86	3.9	4.76	0	0	2004.71	1915	0.2	0.93	1.13	1.55	0.258
MAR	0.88	8.1	8.99	0.06	0.01	2006.66	1915	0.21	1.93	2.14	2.93	0.488
ABR	0.88	12.73	13.6	0.81	0	2006.76	1915	0.21	3.03	3.24	4.43	0.739
MAY	0.86	4.74	5.61	0	0	2005.04	1915	0.2	1.13	1.33	1.82	0.304
JUN	0.85	5.37	6.22	0.05	0	2005.41	1915	0.2	1.28	1.48	2.02	0.337
JUL	0.87	7.59	8.46	0.51	0	2006.10	1915	0.2	1.81	2.01	2.75	0.459
AGO	0.86	11.1	11.96	0.79	0	2006.29	1915	0.2	2.64	2.85	3.9	0.65
SEP	0.84	3.55	4.39	0.5	0	2003.12	1915	0.19	0.85	1.04	1.42	0.237
OCT	0.79	1.81	2.6	0.09	0	2001.48	1915	0.18	0.43	0.61	0.84	0.14
NOV	0.79	3.41	4.2	0	0	2003.10	1915	0.18	0.81	0.99	1.36	0.226
DIC	0.79	3.18	3.96	0	0	2002.80	1915	0.18	0.76	0.94	1.28	0.214
MEDIA	0.84	5.76	6.60	0.23	0.001	2004.67	1915.00	0.20	1.37	1.57	2.15	0.358
SUMA	10.11	69.11	79.21	2.81	0.01			2.34	16.46	18.82		

Fuente: Elaboración propia

La demanda promedio mensual como extracción firme de agua es de aproximadamente 0.84 hm³.

Ahora que se ha seleccionado la potencia hidráulica, se podrá adaptar la potencia y generación solar, la cual para el proyecto propuesto, corresponde a una potencia de 10 MW fotovoltaicos y una generación medias anual de 15.93 GWh. Ver Figura 4-5.

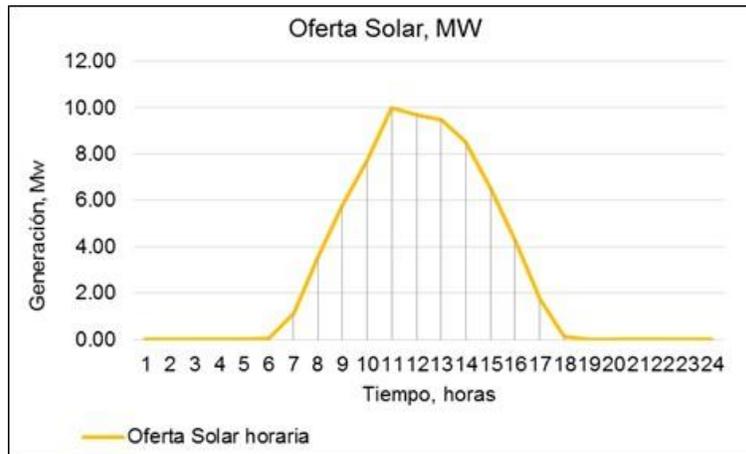


Figura 4-5 Oferta solar 10 MW fotovoltaicos

Fuente: Elaboración propia

Es importante señalar que la política de operación del tanque de almacenamiento, se determinó en dos bloques con la finalidad de entregar energía firme a la red eléctrica; es decir, se sabe que el sistema fotovoltaico entrega energía a partir de las 10:00 hasta las 15:00 horas por lo tanto la generación hidráulica podría participar por 3 horas antes de las 10:00 y 5 horas después de las 15:00, con ello se cumplen las 8 horas de producción hidráulica propuesta.

Bajo este esquema la central entregará energía durante 13 horas continuas. Por lo que restaría del día, la central se encarga de almacenar en su tanque las aportaciones y estar preparada para el despacho del día siguiente, prácticamente se operaría como una central hidráulica convencional.

Si se entrega la energía generada de forma independiente, es decir, que cada sistema entregue su generación al sistema interconectado según sus condiciones, se contaría con una generación media anual total 34.75 GWh como suma de energía a las dos tecnologías (15.93 GWh + 18.82 GWh), su comportamiento en una propuesta de operación se ilustra en la Figura 4-6, obteniendo un despacho de energía durante 13.59 horas de manera acoplada:

PLANTA SOLAR

Generación Media Anual	15.93	GWh
Factor de Planta	0.21	

5 Horas de generación

PLANTA HIDRÁULICA

Generación Media Anual	18.82	GWh
Factor de Planta	0.36	

8.59 Horas de generación

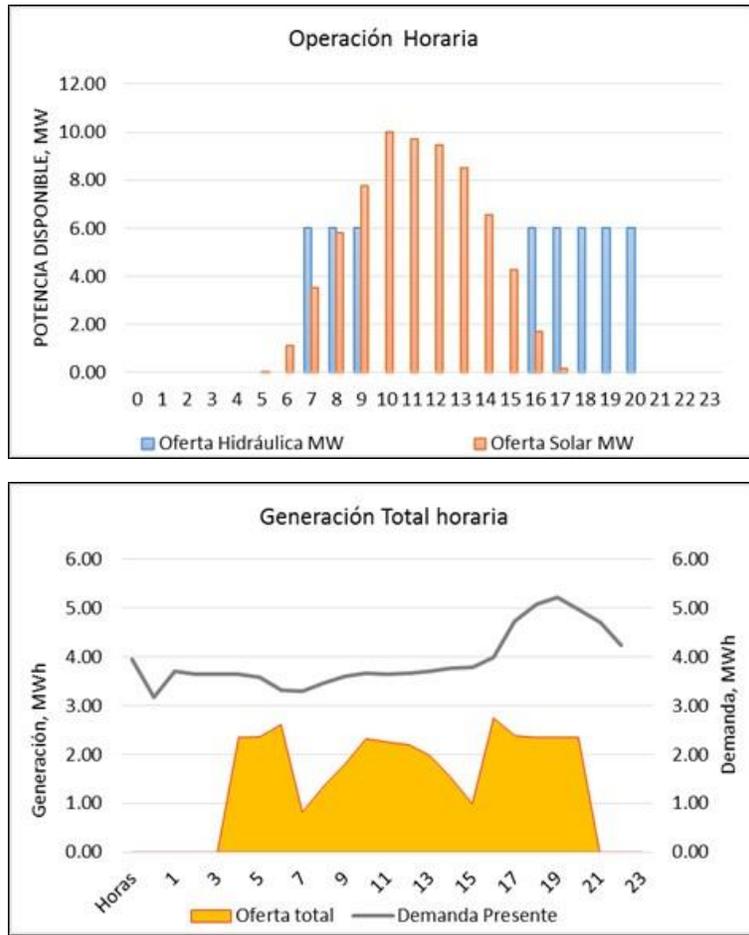


Figura 4-6 Operación y generación independiente de la central, S1

Fuente: Elaboración propia

Con esta propuesta de generación, la central trabajando de manera independiente podría entregar hasta 34.75 GWh como generación media anual.

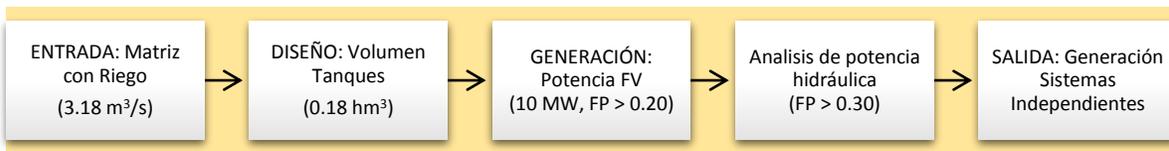
En la Figura 4-6, se puede apreciar la operación horaria propuesta, es decir la disponibilidad de potencia por horas de las dos centrales, mientras que en la segunda gráfica se muestra la generación total que se podría aportar a la red, cabe señalar que se interpoló la curva de demanda de la Zona Oriental, según datos del CENACE, con la intención de analizar y determinar en que momentos se podría ofertar la energía de esta central, es claro que la energía producida no alcanzaría a cubrir la demanda de el nodo en cuestión.

Simulación 2: Sistemas independientes (Matriz con Riego)

Para esta segunda simulación se propone realizar el funcionamiento de vasos con los datos de escurrimiento de la Matriz con Riego, esto debido a que es una matriz mucho más depurada y con menor incertidumbre, es muy probable que el gasto definido en esa matriz de escurrimiento sea la que este más apegada a la realidad, cabe recordar que el caudal presentado es de 3.18 m³/s como medio mensual y que representa el 46.49 % comparado con el caso anterior, casi la mitad del recurso agua para generar.

En esta segunda prueba se considerarán las tecnologías trabajando de forma independiente, prácticamente lo que se requiere analizar es la selección de la potencia a instalar, para la central hidroeléctrica, para su definición se empleará el siguiente proceso

Diagrama 4-2 Simulación 2. Sistemas independientes, Matriz con Riego



Siguiendo el diagrama, se realizará el diseño del tanque superior con un menor gasto medio anual de 3.18 m³/s, para fines prácticos la forma de los tanques será rectangular.

Para esta simulación se considera el uso de la Matriz con Riego, así que los volúmenes de llegada serán constantes durante las 24 horas del día. El valor del gasto convertido a volumen por hora, es de:

$$3.18 \frac{m^3}{s} * 3,600 \frac{s}{h} = 11,448 \frac{m^3}{h} \quad \dots (10)$$

Este valor será ajustado por 1.30 %, con la finalidad de almacenar un 30 % más del caudal de llegada, resultando de esta manera que el Caudal Medio Horario (QMH) es de:

$$QMH = 11,448 \frac{m^3}{h} * 1.30 = 14,882 \frac{m^3}{h} \quad \dots(11)$$

Este esquema de escurrimientos a la Central Tepazolco representa el escenario más parecido a la condición actual, donde la mayor parte del caudal vertido por la presa Valsequillo es aprovechado para el riego de sembradíos aguas arriba de la central Tepazolco y por lo tanto se entrega menor volumen de agua para generación.

Se propone que las salidas del tanque de generación sean por 8 horas y que se extraiga el mismo volumen por hora, ver Figura 4-7. Con esta definición se puede conocer el dimensionamiento del tanque. Ver Tabla 4-6.

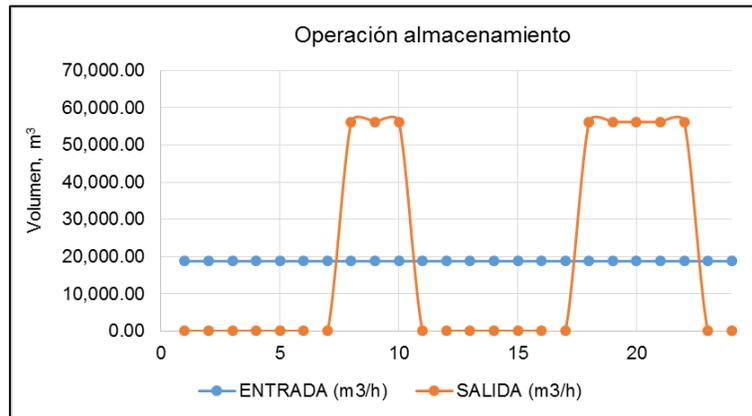


Figura 4-7 Operación almacenamiento, simulación 2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-6 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S2

HORA	ENTRADA (m³/h)	ACUMULADO (m³)	SALIDA (m³/h)	ACUMULADO (m³)	DIFERENCIA (m³)
0 - 1	18,720.00	18,720.00	0.00	0.00	18,720
1 - 2	18,720.00	37,440.00	0.00	0.00	37,440
2 - 3	18,720.00	56,160.00	0.00	0.00	56,160
3 - 4	18,720.00	74,880.00	0.00	0.00	74,880
4 - 5	18,720.00	93,600.00	0.00	0.00	93,600
5 - 6	18,720.00	112,320.00	0.00	0.00	112,320
6 - 7	18,720.00	131,040.00	0.00	0.00	131,040
7 - 8	18,720.00	149,760.00	56,160.00	56,160.00	93,600
8 - 9	18,720.00	168,480.00	56,160.00	112,320.00	56,160
9 - 10	18,720.00	187,200.00	56,160.00	168,480.00	18,720
10 - 11	18,720.00	205,920.00	0.00	168,480.00	37,440
11 - 12	18,720.00	224,640.00	0.00	168,480.00	56,160
12 - 13	18,720.00	243,360.00	0.00	168,480.00	74,880
13 - 14	18,720.00	262,080.00	0.00	168,480.00	93,600
14 - 15	18,720.00	280,800.00	0.00	168,480.00	112,320
15 - 16	18,720.00	299,520.00	0.00	168,480.00	131,040
16 - 17	18,720.00	318,240.00	0.00	168,480.00	149,760
17 - 18	18,720.00	336,960.00	56,160.00	224,640.00	112,320
18 - 19	18,720.00	355,680.00	56,160.00	280,800.00	74,880
19 - 20	18,720.00	374,400.00	56,160.00	336,960.00	37,440
20 - 21	18,720.00	393,120.00	56,160.00	393,120.00	0
21 - 22	18,720.00	411,840.00	56,160.00	449,280.00	-37,440
22 - 23	18,720.00	430,560.00	0.00	449,280.00	-18,720
23 - 24	18,720.00	449,280.00	0.00	449,280.00	0

Fuente: Elaboración propia

Sumando los valores absolutos de las diferencias en los valores acumulados, se define el tamaño del almacenamiento:

$$\frac{\text{Volumen M\u00e1ximo } 149,760.00 \text{ m}^3 + \text{Volumen M\u00ednimo } -37,440.00 \text{ m}^3}{\text{Vol}_{\text{tanque}} = 187,200.00 \text{ m}^3}$$

Por lo tanto, se requiere un tanque de almacenamiento de 0.18 hm³ para poder abastecer la turbina de generaci\u00f3n por 8 horas, la Figura 4-2 indica el comportamiento del volumen de agua por la pol\u00edtica de operaci\u00f3n propuesta para el tanque superior de almacenamiento.

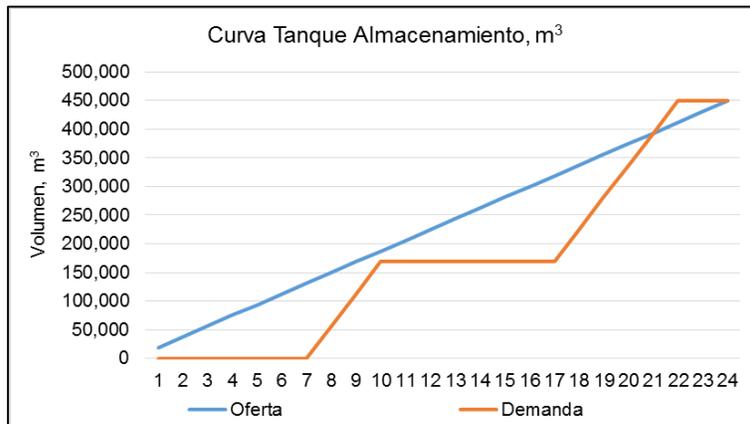


Figura 4-8 Curva doble masa, determinaci\u00f3n del tanque de almacenamiento, S2

Fuente: Elaboraci\u00f3n propia

Los niveles y datos caracter\u00edsticos del almacenamiento superior ser\u00e1n coincidentes con la simulaci\u00f3n uno debido a que se respetar\u00e1 la altura del tanque y son los mostrados en la Tabla 4-2, el dimensionamiento variar\u00e1 solo en lo largo y ancho del dep\u00f3sito, el objetivo es prevalecer los mismos datos que la simulaci\u00f3n anterior.

Tabla 4-7 Datos caracter\u00edsticos tanque superior

NAME (msnm)	2008.00
NAMO (msnm)	2007.00
NAMINO (msnm)	1997.00
DESFOGUE (msnm)	1915.00
CARGA BRUTA (m)	92.00
EFICIENCIA GLOBAL	95.00

Fuente: Elaboraci\u00f3n propia

Una vez establecidos los datos de entrada, se procede a realizar la simulación analítica del funcionamiento de vaso, para ello se determina la curva elevaciones áreas capacidades de manera geométrica, como se puede observar en la Tabla 4-8.

Tabla 4-8 Curvas características tanque superior S2

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)
1989	0.0126	0.0000
1990	0.0126	0.0126
1991	0.0126	0.0252
1992	0.0126	0.0378
1993	0.0126	0.0504
1994	0.0126	0.0630
1995	0.0126	0.0756
1996	0.0126	0.0882
1997	0.0126	0.1008
1998	0.0126	0.1134
1999	0.0126	0.1260
2000	0.0126	0.1386
2001	0.0126	0.1512
2002	0.0126	0.1638
2003	0.0126	0.1764
2004	0.0126	0.1890
2005	0.0126	0.2016
2006	0.0126	0.2142
2007	0.0126	0.2268
2008	0.0126	0.2394

Fuente: Elaboración propia

De lo anterior se realiza la situación del funcionamiento de vaso para una diversa gama de potencia para determinar el escenario óptimo, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5-9. Para mayor referencia de resultados consultar las tablas en el ANEXO III y IV.

Tabla 4-9 Análisis de potencia a instalar, S2

PI	Energía Generada			FP	Déficit	Horas
	Firme	Secundaria	Total			
MW	GWh	GWh	GWh		%	
0.50	1.03	2.17	3.21	0.73	5.00%	17.58
1.00	1.03	4.51	5.54	0.63	5.00%	15.14
2.00	1.03	6.96	7.99	0.46	5.00%	10.94
2.50	1.03	7.53	8.55	0.39	5.00%	9.38
3.00	1.03	7.83	8.86	0.34	5.00%	8.09
4.00	1.03	7.99	9.02	0.26	5.00%	6.17
6.00	1.03	8.04	9.06	0.17	5.00%	4.14
8.00	1.03	8.04	9.06	0.13	5.00%	3.11

Fuente: Elaboración propia

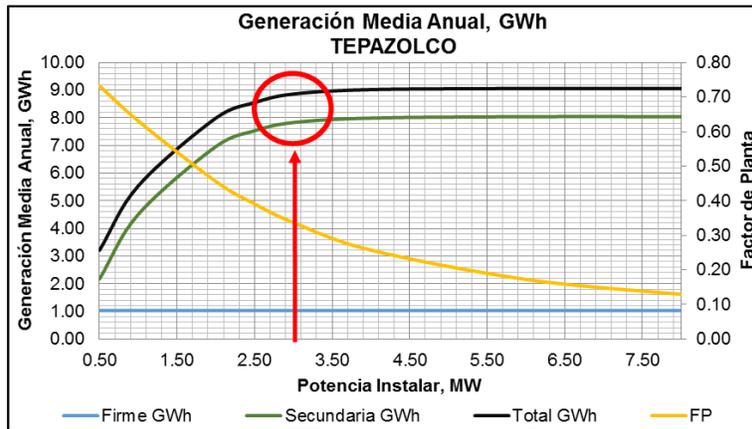


Figura 4-9 Generación media anual VS factor de planta, S2

Fuente: Elaboración propia

La potencia óptima a instalar, corresponde a 3 MW; obteniendo una generación media anual de 8.86 GWh considerando el déficit del 5 % anual en la simulación con 42 años de registros. A continuación se muestra el análisis mensual para esta potencia seleccionada:

Tabla 4-10 Análisis mensual 3MW, S2

PI 3 MW													
MES	Extracción para generación			Derrames Vertedor	Evaporación Neta	Elevaciones		Energía Generada			Potencia Media	F.P	
	Firme	Secundaria	Total			Embalse	Desfogue	Firme	Secundaria	Total			
	hm ³	hm ³	hm ³			m	m	GWh	GWh	GWh			MW
ENE	0.37	1.72	2.09	0	0	2004.47	1915	0.08	0.41	0.49	0.68	0.226	
FEB	0.38	1.84	2.21	0	0	2004.86	1915	0.09	0.44	0.53	0.72	0.24	
MAR	0.39	3.83	4.22	0.01	0	2006.82	1915	0.09	0.91	1	1.37	0.458	
ABR	0.39	6.11	6.5	0.21	0	2006.76	1915	0.09	1.46	1.55	2.12	0.706	
MAY	0.37	2.23	2.6	0	0	2005.01	1915	0.09	0.53	0.62	0.85	0.282	
JUN	0.37	2.54	2.91	0.01	0	2005.33	1915	0.09	0.6	0.69	0.95	0.316	
JUL	0.38	3.62	4	0.18	0	2006.09	1915	0.09	0.86	0.95	1.3	0.434	
AGO	0.38	5.3	5.68	0.26	0	2006.29	1915	0.09	1.26	1.35	1.85	0.617	
SEP	0.36	1.7	2.06	0.2	0	2002.97	1915	0.08	0.41	0.49	0.67	0.223	
OCT	0.35	0.87	1.22	0.03	0	2001.27	1915	0.08	0.21	0.29	0.39	0.131	
NOV	0.35	1.62	1.96	0	0	2003.13	1915	0.08	0.38	0.46	0.64	0.212	
DIC	0.35	1.5	1.84	0	0	2002.73	1915	0.08	0.36	0.44	0.6	0.199	
MEDIA	0.37	2.74	3.11	0.08	0.000	2004.64	1915.00	0.09	0.65	0.74	1.01	0.337	
SUMA	4.44	32.88	37.29	0.9	0			1.03	7.83	8.86			

Fuente: Elaboración propia

La carga neta media anual resulta de la diferencia entre las elevaciones del embalse (2004.64 msnm) y el desfogue (1915.00 msnm) por lo tanto el resultado es de 89.64 m que es prácticamente el mismo valor de la simulación uno. Para cumplir con la demanda establecida se requiere de una extracción firme media mensual de agua de aproximadamente 0.37 hm³.

Ahora incorporando la potencia de 10 MW fotovoltaicos y su generación de 15.93 GWh, se procede a analizar la disponibilidad horaria y la generación total de ambas tecnologías. Ver Figura 4-5.

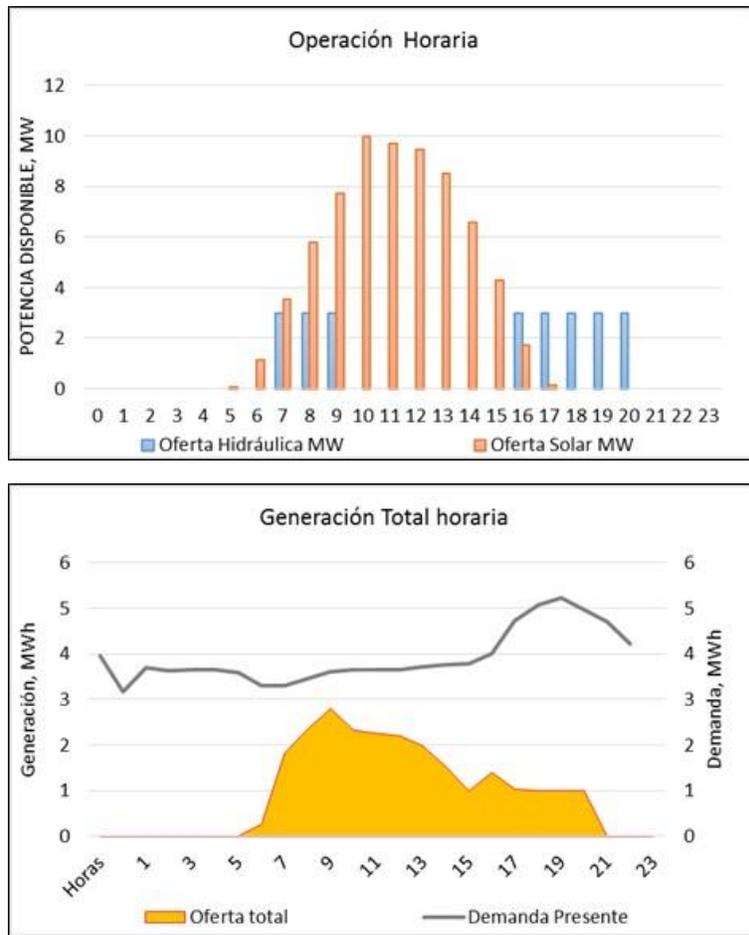


Figura 4-10 Operación y generación híbrida del sistema, S2

Fuente: Elaboración propia

Es evidente que la disminución del recurso agua afecta directamente la potencia a instalar, aunque se conservó la misma carga bruta, la generación es prácticamente proporcional a la disminución de la potencia en un 50 %. Lo que ocasiona que el proyecto quede aún más por debajo de la demanda esperada, a continuación se muestra la aportación de ambas tecnologías.

PLANTA SOLAR

Generación Media Anual	15.93	GWh
Factor de Planta	0.21	

5 Horas de generación

PLANTA HIDRÁULICA

Generación Media Anual	8.86	GWh
Factor de Planta	0.34	

8.09 Horas de generación

Tomando en cuenta la operación de manera independiente y la producción de energía generada por ambas tecnologías, es decir sin ningún tipo de respaldo y tampoco ligando la generación de ambas centrales, se contaría con 24.79 GWh anuales (15.93 GWh + 8.86 GWh) y un despacho de energía por 13.09 horas si se acopla la operatividad de ambos sistemas. Este esquema puede llegar a ser atractivo, debido a las condiciones reales con las que cuenta la central.

Análisis resultado Simulaciones 1 y 2

Los resultados obtenidos se consideran interesantes para la central Tepazolco trabajando de forma independiente, puesto que si se logra ingresar toda la producción al sistema interconectado sin ningún tipo de respaldo, se lograrían ofertar bloques de energía anuales de 34.75 y 24.75 GWh respectivamente, en cambio la central fotovoltaica puede entregar únicamente la mitad de esa energía calculada. Por lo tanto el sistema resultaría bastante atractivo si solo se rehabilita la central hidroeléctrica y se instala la central fotovoltaica, puesto que se obtendrían mayores beneficios energéticos.

Con esa cantidad de energía (hablando de los dos escenarios), es muy probable poder participar en el mercado eléctrico nacional. A continuación se presentan los resultados de ambas simulaciones en la Tabla 4-11:

Tabla 4-11 Comparativa resultado Simulaciones 1 y 2

DESCRIPCIÓN		SIM 1	SIM 2
		Matriz total	Matriz con riego
CAPACIDAD INSTALADA	HIDRÁ (MW)	6.00	3.00
	SOLAR (MW)	10.00	10.00
TANQUE SUPERIOR	ÁREA (km ²)	0.02	0.01
	VOLUMEN (hm ³)	0.33	0.19
Q ENTRADA MEDIO ANUAL (m³/s)		6.84	3.18
GENERACIÓN HIDRÁULICA	GMA (GWh)	18.82	8.86
	FP	0.36	0.34
GENERACIÓN SOLAR	GMA (GWh)	15.93	15.93
	FP	0.21	0.21
ENERGÍA TOTAL	GMA (GWh)	34.75	24.79

Fuente: Elaboración propia

Para ambas simulaciones, se puede apreciar en la Tabla 4-5 Análisis mensual 6MW, S1 y Tabla 4-10 Análisis mensual 3MW, S2, que existen derrames, este volumen podría ser aprovechado si se adicionara una pequeña unidad operando con un factor de planta mucho más alto.

Es notable que para un menor caudal aprovechable, se produciría menor energía debido a que se utilizarían turbinas de menor dimensión; de esta manera, si se comparan los dos primeros escenarios, se recomienda insertar el primer esquema (simulación uno) con potencia de 10 MW Fotovoltaicos y 6 MW hidráulicos alcanzando así 34.75 GWh de producción de energía limpia media anual, respetando únicamente el régimen natural del río; es importante señalar que se debe tener cuidado en el manejo del agua vertida aguas arriba de la central (Distrito de Riego 030) y garantizar que el escurrimiento llegue al sitio del proyecto con al menos 6.84 m³/s para lograr la generación simulada.

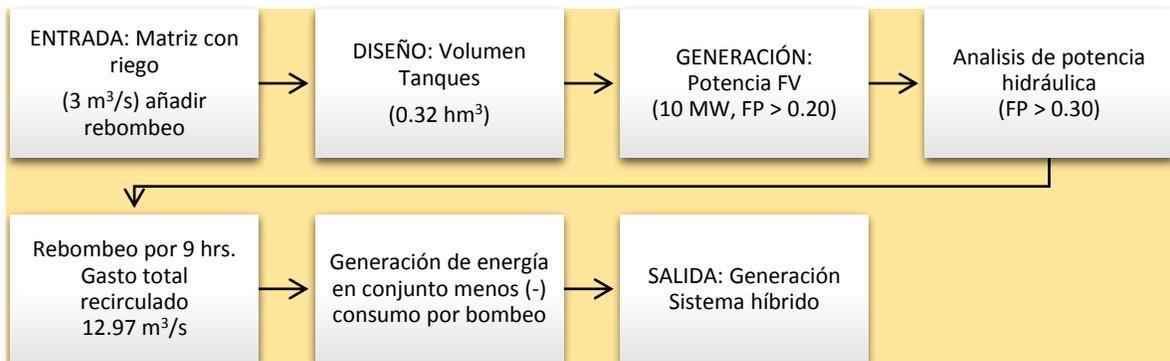
Simulación 3: Matriz con Riego + rebombeo

Se propone realizar una corrida añadiendo un sistema de rebombeo que respalde la generación solar, para ello se utilizará la matriz a la que se les descontó el volumen para riego, es decir la misma matriz de la simulación 2 (Matriz con Riego). Para este análisis con bombeo se requiere del diseño de un tanque inferior que almacene al menos el mismo volumen del tanque superior; considerando el llenado y vaciado una vez al día.

Empleando una política de operación de 8 horas para turbina y de 9 horas por bombeo, con la intención de llenar el tanque para su uso al día siguiente, este volumen diario es convertido a caudal y se suma a la matriz de entrada, es decir se debe contabilizar el volumen recirculado al régimen natural del río.

El diagrama 5-3, muestra el desarrollo a seguir para esta tercera simulación; cabe señalar que esta corrida considera un sistema de bombeo que estará alimentándose de energía de la red, por lo tanto en su oferta energética se deberá descontar esta energía a la generación producida, con el objetivo de contabilizar solo la energía entregada a la red.

Diagrama 4-3 Simulación 3. Matriz con Riego más rebombeo



Otra de las consideraciones que se tomaron, fue la de simular el funcionamiento de vaso con el dimensionamiento del tanque superior diseñado con la Matriz Total (6 m³/s), con el fin de observar cuánto más se puede almacenar el caudal de llegada.

A continuación (Figura 4-11) se muestra la curva doble masa con las horas de operación propuesta; las entradas se consideran constantes las 24 horas del día y las salidas solo por 8 horas para fines de producción energética. Para mejor referencia ver Tabla 4-12, en esta simulación se plantea que dentro de las horas pico de la oferta solar, es decir a medio día, se produzca energía hidráulica, esto para respaldar una posible caída de generación fotovoltaica. Por lo que la potencia hidráulica operará a media capacidad para responder por cualquier eventualidad.

Tabla 4-12 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S3

HORA	ENTRADA (m³/h)	ACUMULADO (m³)	SALIDA (m³/h)	ACUMULADO (m³)	DIFERENCIA (m³)
0 - 1	32,760.00	32,760.00	0.00	0.00	32,760
1 - 2	32,760.00	65,520.00	0.00	0.00	65,520
2 - 3	32,760.00	98,280.00	0.00	0.00	98,280
3 - 4	32,760.00	131,040.00	0.00	0.00	131,040
4 - 5	32,760.00	163,800.00	0.00	0.00	163,800
5 - 6	32,760.00	196,560.00	0.00	0.00	196,560
6 - 7	32,760.00	229,320.00	0.00	0.00	229,320
7 - 8	32,760.00	262,080.00	98,280.00	98,280.00	163,800
8 - 9	32,760.00	294,840.00	98,280.00	196,560.00	98,280
9 - 10	32,760.00	327,600.00	98,280.00	294,840.00	32,760
10 - 11	32,760.00	360,360.00	0.00	294,840.00	65,520
11 - 12	32,760.00	393,120.00	98,280.00	393,120.00	0
12 - 13	32,760.00	425,880.00	0.00	393,120.00	32,760
13 - 14	32,760.00	458,640.00	0.00	393,120.00	65,520
14 - 15	32,760.00	491,400.00	0.00	393,120.00	98,280
15 - 16	32,760.00	524,160.00	0.00	393,120.00	131,040
16 - 17	32,760.00	556,920.00	0.00	393,120.00	163,800
17 - 18	32,760.00	589,680.00	98,280.00	491,400.00	98,280
18 - 19	32,760.00	622,440.00	98,280.00	589,680.00	32,760
19 - 20	32,760.00	655,200.00	98,280.00	687,960.00	-32,760
20 - 21	32,760.00	687,960.00	98,280.00	786,240.00	-98,280
21 - 22	32,760.00	720,720.00	0.00	786,240.00	-65,520
22 - 23	32,760.00	753,480.00	0.00	786,240.00	-32,760
23 - 24	32,760.00	786,240.00	0.00	786,240.00	0

Fuente: Elaboración propia

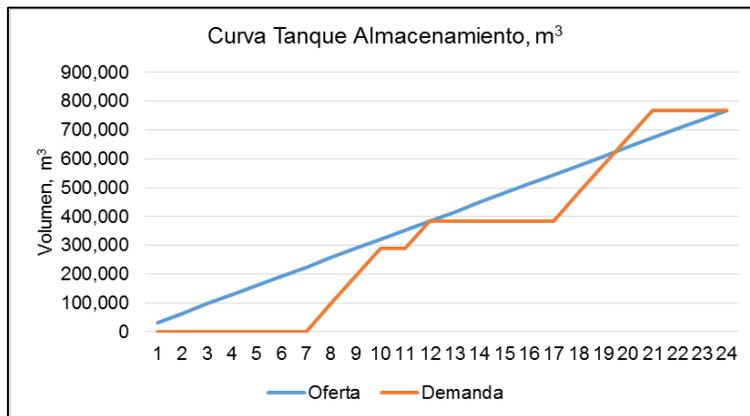


Figura 4-11 Curva doble masa, determinación del tanque de almacenamiento, S3

Fuente: Elaboración propia

Con estas adecuaciones de operación y de infraestructura, será necesario modificar la Matriz con Riego (3 m³/s), puesto que se debe considerar el volumen recirculado; para ello se calcula el gasto que desfogará sobre el tanque inferior.

El tanque inferior se diseñó con la misma capacidad del tanque superior, para ello se propone un tanque de forma rectangular que cumpla con las mismas dimensiones; así se asegura que el mismo volumen se podrá recircular.

El caudal recirculado será resultado de la suma del volumen que se bombeará una vez por día, más el aportado por el régimen del río en la Matriz con Riego. El volumen del tanque inferior resultó de 0.3312 hm³ que tendrá que ser turbinado durante 8 horas. Ese volumen al convertirlo a gasto diario resulta de 11.50 m³/s.

Por último, para obtener la matriz de entrada que alimente el funcionamiento de vaso, se deberá añadir el gasto constante de 11.50 m³/s a la matriz con Riego y definir el nuevo gasto medio mensual. Quedando el estadístico de la matriz de escurrimientos como se aprecia en la Tabla 4-13. El nuevo caudal medio será de 14.63 m³/s.

Tabla 4-13 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S3

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1946	13.61	13.52	15.75	17.99	11.58	11.61	11.73	11.78	11.81	11.94	12.04	11.77	12.93
1947	11.78	11.86	12.08	11.95	11.87	11.98	12.07	13.07	20.25	15.13	14.49	13.89	13.37
1948	13.16	13.86	16.12	15.85	15.75	14.92	14.57	17.69	20.25	13.62	14.28	14.25	15.36
1949	14.92	16.60	21.08	20.70	15.73	12.99	14.89	15.04	12.13	12.32	14.31	13.32	15.34
1950	13.63	13.48	14.02	13.53	12.19	12.27	14.71	14.25	11.73	12.70	14.26	13.95	13.39
1951	13.98	13.90	14.94	14.75	12.44	12.86	12.33	14.99	12.71	13.15	16.19	14.13	13.86
1952	14.89	14.19	16.20	14.84	14.28	12.18	14.87	16.63	15.27	16.13	15.67	14.32	14.96
1953	15.60	15.46	18.07	16.85	16.67	13.49	13.96	19.12	12.47	12.62	16.33	14.94	15.46
1954	15.96	15.61	17.83	15.79	13.91	13.72	16.10	17.47	11.79	12.25	15.82	15.67	15.16
1955	15.66	16.10	18.84	16.95	16.64	14.68	15.98	12.35	28.40	21.87	16.49	16.18	17.51
1956	15.58	16.29	18.10	18.72	14.70	14.23	15.12	17.05	18.86	15.67	16.44	16.15	16.41
1957	16.77	16.69	17.82	17.54	14.19	16.36	17.55	17.70	13.23	11.70	15.49	15.73	15.90
1958	12.32	16.20	18.34	14.18	12.60	13.70	13.54	16.83	11.75	17.45	18.27	16.53	15.14
1959	16.69	17.90	20.23	17.16	15.50	13.43	15.48	16.99	15.12	11.75	13.85	17.75	15.99
1960	16.77	17.32	19.51	18.22	15.64	17.42	14.81	17.13	11.67	11.69	14.17	16.73	15.92
1961	15.20	15.60	16.62	16.65	13.93	13.51	16.41	16.60	13.90	11.68	12.27	15.41	14.82
1962	13.82	13.92	15.26	15.55	14.16	13.68	13.35	15.90	11.59	11.66	11.68	13.11	13.64
1963	13.13	11.83	13.14	18.92	11.80	15.23	15.00	17.31	13.68	11.77	12.35	13.78	14.00
1964	12.93	12.23	15.98	19.74	16.33	12.51	20.90	18.83	12.76	12.47	13.62	11.71	15.00
1965	13.33	13.04	14.09	19.91	12.53	18.88	18.91	14.09	13.09	11.76	14.40	11.75	14.65
1966	13.84	13.90	15.20	19.95	13.24	16.42	17.96	16.96	14.14	11.81	12.10	13.97	14.96
1967	12.00	13.94	15.27	19.77	15.16	12.95	19.00	19.06	11.66	11.73	11.78	11.83	14.51
1968	12.31	14.01	15.35	19.45	13.06	11.76	15.69	21.84	14.59	11.80	14.18	11.74	14.65
1969	13.94	11.83	19.55	17.27	18.94	16.08	16.13	14.24	11.82	11.86	14.23	12.01	14.83
1970	13.66	12.23	16.01	21.33	15.14	16.49	19.40	17.44	13.65	11.85	14.35	12.16	15.31
1971	14.15	11.90	16.31	21.44	18.99	16.18	20.53	18.05	12.54	11.73	11.74	14.01	15.63
1972	11.75	13.65	12.46	19.66	15.51	11.76	19.72	20.20	14.32	11.83	11.77	11.79	14.53
1973	11.84	13.81	14.38	20.10	15.58	14.02	12.12	19.16	14.53	16.58	14.63	13.43	15.02
1974	14.05	12.10	12.89	20.82	18.05	14.72	12.50	24.52	14.30	11.85	11.82	11.80	14.95
1975	12.78	13.08	16.47	22.63	15.81	11.81	19.74	22.39	12.62	11.81	11.90	13.72	15.40
1976	11.81	11.86	19.34	19.50	14.93	18.83	13.58	20.94	15.81	11.79	11.77	11.79	15.16
1977	14.56	11.86	18.01	21.17	14.47	14.33	26.41	21.50	11.71	11.75	11.72	11.72	15.77
1986	11.86	11.89	12.05	11.95	11.86	11.83	11.86	11.74	11.72	11.75	11.73	11.73	11.83
1987	11.78	11.82	11.92	11.73	11.72	11.69	11.71	11.68	11.67	11.75	11.71	11.69	11.74

1988	11.72	11.76	15.93	17.52	11.68	14.22	15.48	18.45	13.64	11.76	11.78	11.76	13.81
1989	11.80	11.80	12.80	20.88	11.74	12.79	15.45	17.71	11.67	11.73	11.75	11.71	13.49
1990	11.74	11.76	15.53	18.89	11.70	19.33	13.84	18.25	11.62	12.72	13.43	13.34	14.35
1991	11.72	11.77	15.12	18.05	11.67	13.73	11.76	19.09	11.70	11.73	11.75	11.75	13.32
1993	11.80	11.85	15.75	14.20	14.08	19.04	12.72	20.83	11.70	11.80	11.80	11.79	13.95
2003	12.51	11.84	11.94	22.33	11.78	11.69	15.93	23.78	11.69	11.82	11.80	11.81	14.08
2004	15.03	11.85	13.17	21.02	11.84	11.78	22.63	16.78	11.73	11.80	11.82	11.84	14.27
2005	15.18	11.88	12.06	20.27	11.89	20.68	12.55	17.02	11.79	11.83	11.86	11.82	14.07

Promedio	13.61	13.52	15.75	17.99	14.08	14.33	15.69	17.44	13.64	12.72	13.42	13.34	14.63
Mediana	13.62	13.28	15.75	18.47	14.12	13.71	15.06	17.38	12.58	11.82	12.89	13.22	13.66
Mínimo	11.72	11.76	11.92	11.73	11.58	11.61	11.71	11.68	11.59	11.66	11.68	11.69	11.58
Máximo	16.77	17.90	21.08	22.63	18.99	20.68	26.41	24.52	28.40	21.87	18.27	17.75	28.40
Desv. Est.	1.60	1.85	2.49	2.89	2.09	2.43	3.29	3.08	3.20	2.06	1.81	1.76	0.61
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.36
%	7.75	7.70	8.97	10.25	8.02	8.16	8.94	9.93	7.77	7.25	7.65	7.60	100.00

Fuente: Elaboración propia

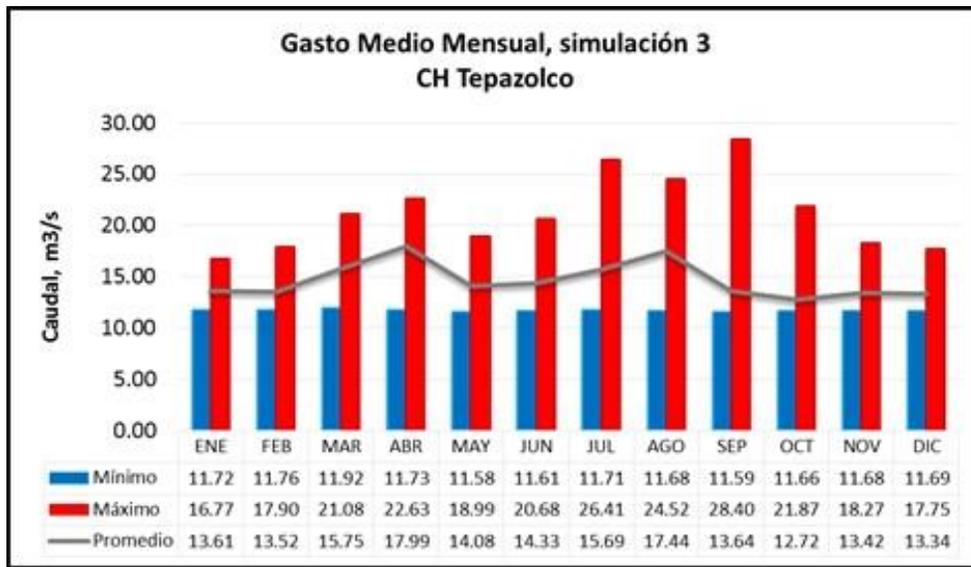


Figura 4-12 Régimen con caudal recirculado, S3

Fuente: Elaboración propia

A partir de este escenario, todos los tanques inferiores contendrán el mismo volumen que el tanque superior para asegurar el volumen de operación. A continuación en la Tabla 5-14 se presentan las curvas elevaciones áreas capacidades del tanque inferior. Los niveles de operación y la eficiencia global de la planta, se consideran las mismos que las simulaciones anteriores para tener la misma base de comparación.

Tabla 4-14 Curvas características tanque superior e inferior, S3

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)	Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)
1989	0.0269	0.0000	1897	0.0202	0.0000
1990	0.0269	0.0269	1898	0.0202	0.0202
1991	0.0269	0.0537	1899	0.0202	0.0403
1992	0.0269	0.0806	1900	0.0202	0.0605
1993	0.0269	0.1074	1901	0.0202	0.0806
1994	0.0269	0.1343	1902	0.0202	0.1008
1995	0.0269	0.1611	1903	0.0202	0.1210
1996	0.0269	0.1880	1904	0.0202	0.1411
1997	0.0269	0.2148	1905	0.0202	0.1613
1998	0.0269	0.2417	1906	0.0202	0.1814
1999	0.0269	0.2685	1907	0.0202	0.2016
2000	0.0269	0.2954	1908	0.0202	0.2218
2001	0.0269	0.3222	1909	0.0202	0.2419
2002	0.0269	0.3491	1910	0.0202	0.2621
2003	0.0269	0.3759	1911	0.0202	0.2822
2004	0.0269	0.4028	1912	0.0202	0.3024
2005	0.0269	0.4296	1913	0.0202	0.3226
2006	0.0269	0.4565	1914	0.0202	0.3427
2007	0.0269	0.4833	1915	0.0202	0.3629
2008	0.0269	0.5102	1916	0.0202	0.3830
			1917	0.0202	0.4032

Fuente: Elaboración propia

Con la propuesta de un tanque inferior de forma rectangular, se pueden fijar los niveles característicos del almacenamiento inferior, siendo estos los mostrados en la Tabla 4-16, Por otra parte los valores del tanque superior se pueden consultar en la Tabla 4-15.

Tabla 4-15 Datos característicos tanque superior

NAME (msnm)	2008.00
NAMO (msnm)	2007.00
NAMINO (msnm)	1997.00
DESFOGUE (msnm)	1915.00
CARGA BRUTA (m)	92.00
EFICIENCIA GLOBAL	95.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-16 Datos característicos tanque inferior

NAME (msnm)	1916.00
NAMO (msnm)	1915.00
NAMINO (msnm)	1898.00

Fuente: Elaboración propia

Considerando los insumos mencionados, se realizaron diversas simulaciones analíticas de vaso, a fin de definir la potencia óptima para instalar. A continuación en la Tabla 4-17 y Figura 4-13, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para la gama de potencias analizada:

Tabla 4-17 Análisis de potencia a instalar, S3

PI MW	Energía Generada			FP	Déficit %	Horas
	Firme GWh	Secundaria GWh	Total GWh			
8.00	35.32	4.40	39.73	0.57	5.00%	13.59
9.00	35.32	4.42	39.75	0.50	5.00%	12.09
10.00	35.32	4.42	39.75	0.45	5.00%	10.88
11.00	35.32	4.42	39.75	0.41	5.00%	9.90
12.00	35.32	4.42	39.75	0.38	5.00%	9.07
13.00	35.32	4.42	39.75	0.35	5.00%	8.37
14.00	35.32	4.42	39.75	0.32	5.00%	7.77
15.00	35.32	4.42	39.75	0.30	5.00%	7.25

Fuente: Elaboración propia

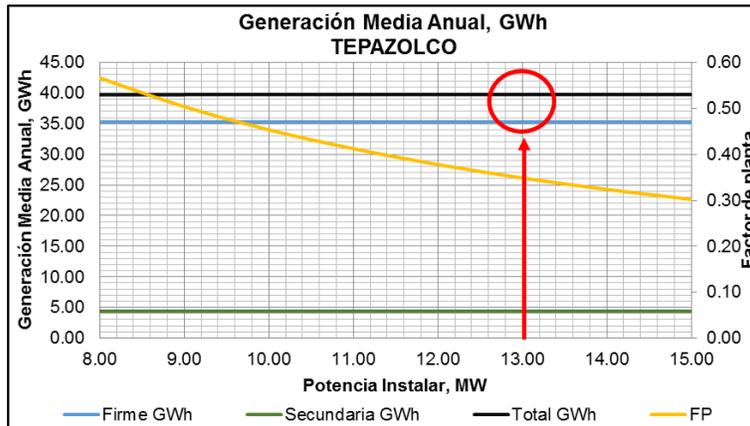


Figura 4-13 Generación media anual VS factor de planta, S3

Fuente: Elaboración propia

De los resultados anteriores, se seleccionó la potencia de 13 MW porque cumple con el objetivo de turbinar por 8 horas (más de 0.33 como factor de planta), logrando una generación media anual de 39.75 GWh, con un volumen medio anual de extracción de 14.53 hm³ y una carga neta media de 87.35 m. A continuación en la Tabla 4-18 se presenta el resumen de la simulación funcionamiento a nivel medio mensual.

Tabla 4-18 Análisis mensual 13MW, S3

PI 13 MW												
MES	Extracción para generación			Derrames Vertedor	Evaporación Neta	Elevaciones		Energía Generada			Potencia Media	F.P
	Firme	Secundaria	Total			Embalse	Desfogue	Firme	Secundaria	Total		
	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	m	m	GWh	GWh	GWh	MW	
ENE	12.94	0.56	13.5	0	0	2001.34	1915	2.89	0.13	3.03	4.14	0.319
FEB	12.81	0.63	13.44	0	0	2000.84	1915	2.86	0.15	3.01	4.12	0.317
MAR	13.36	2.21	15.57	0	0	2004.62	1915	3.04	0.53	3.57	4.88	0.375
ABR	13.54	4.32	17.87	0	0	2006.05	1915	3.17	1.03	4.2	5.75	0.442
MAY	13.02	1.03	14.05	0	0	2002.71	1915	3.02	0.25	3.27	4.47	0.344
JUN	13.09	1.17	14.25	0	0	2001.84	1915	2.96	0.28	3.24	4.44	0.341
JUL	13.3	2.25	15.55	0	0	2003.88	1915	3.03	0.54	3.57	4.88	0.375
AGO	13.49	3.81	17.3	0	0	2005.81	1915	3.14	0.91	4.05	5.54	0.426
SEP	12.71	0.96	13.67	0	0	2000.42	1915	2.9	0.23	3.13	4.29	0.33
OCT	12.19	0.48	12.67	0	0	1998.50	1915	2.67	0.11	2.78	3.81	0.293
NOV	12.71	0.56	13.27	0	0	2001.36	1915	2.8	0.13	2.93	4.02	0.309
DIC	12.72	0.53	13.26	0	0	2000.78	1915	2.84	0.13	2.97	4.07	0.313
MEDIA	12.99	1.54	14.53	0.00	0.000	2002.35	1915.00	2.94	0.37	3.31	4.53	0.349
SUMA	155.88	18.51	174.4	0	0			35.32	4.42	39.75		

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4-18 se puede apreciar que los derrames fueron mitigados, con ello se asegura que todo el volumen es empleado para generación.

El objetivo del escenario simulado, propone respaldar la energía fotovoltaica en sus horas pico con la central hidráulica trabajando a potencia media, es decir, para el horario de las 12:00 y 13:00 horas se pone a trabajar las turbinas a manera de respaldo en caso de que el día esté nublado y la generación solar tenga un déficit o decremento en su producción energética al previsto, esta operación se ilustra en la siguiente Figura 4-14.

Con este ajuste se puede considerar a la central Tepazolco como un sistema híbrido, debido a que se respalda la energía intermitente y a su vez se puede consumir energía para el equipo de bombeo, ya sea por compra de energía barata o aprovechando la energía fotovoltaica sobrante. Con la potencia de 10 MW fotovoltaicos y su generación de 15.93 GWh como media anual se puede presentar el proyecto como operación conjunta formando así un sistema híbrido. Ver Figura 4-5

Es importante señalar que la política de operación del tanque de almacenamiento, se determinó en dos bloques con la finalidad de entregar energía firme a la red eléctrica; es decir, se sabe que el sistema fotovoltaico entrega energía a partir de las 10:00 hasta las 15:00 horas por lo tanto la generación hidráulica podría participar por 3 horas antes de las 10:00 y 5 horas después de las 15:00, con ello se cumplen las 8 horas de producción hidráulica propuesta.

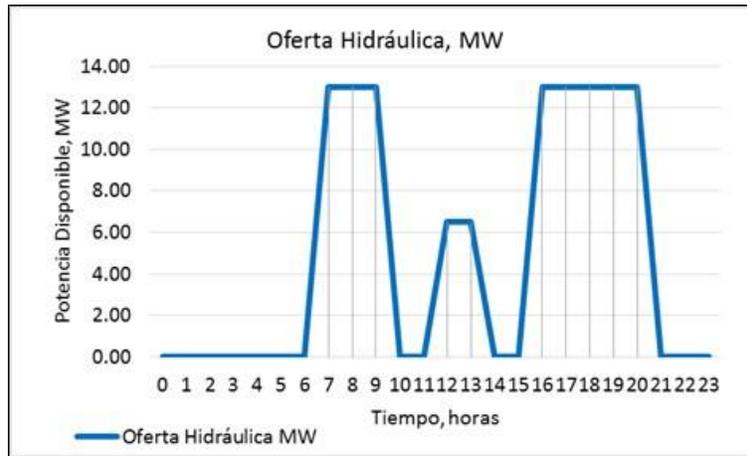


Figura 4-14 Política de operación hidráulica, S3

Fuente: Elaboración propia

El patrón de operación que regirá al equipo electromecánico consiste en operar por un periodo de 9 horas el sistema de bombeo, con la intención de llenar el tanque superior al menos una vez al día y tener el almacenamiento listo para la siguiente producción. Por lo tanto, se realiza el cálculo de la potencia instalable de bombeo que cumpla con las horas establecidas para cubrir con el caudal requerido.

La Figura 4-15 representa la potencia que se requiere dentro de las 9 horas de bombeo, así mismo se muestran de forma negativa puesto que estarán consumiendo energía para el equipo electromecánico.

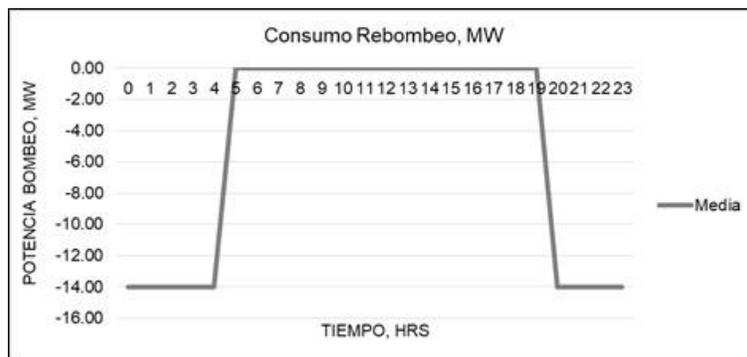


Figura 4-15 Potencia para bombeo, S3

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario se calcularon las pérdidas de energía que se presentarían por medios hidráulicos, por ejemplo, en la entrada de la tubería de acero que tiene una longitud de 785 m, en el cambio de sección y cuando existen obstáculos, válvulas o cambios de dirección y a la salida de la misma tubería.

A continuación en la Tabla 5-19 se presentan las pérdidas que fueron estimadas por medio de hojas de Excel para su cálculo, así como el diámetro de la tubería, y las velocidades presentadas

Tabla 4-19 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo

Diámetro de la tubería a presión (D)	2.50	m
Velocidad en la tubería (v)	2.50	m/s
Longitud de la tubería (L)	785.00	m
Carga bruta bombeo (Hb)	107.59	m
Pérdidas totales	8.00	m
Eficiencia (η)	0.97	

Fuente: Elaboración propia

De dicho calculo el caudal a bombear se definiendose como el volumen util que se estará manejando en el tiempo de operación que corresponde a las 9 horas, este dato resultó ser de 12.97 m³/s, caudal que está por debajo de la media aritmetica (14.63 m³/s) de la nueva matriz de escurrimientos y por lo tanto es viable su ocurrencia, ver Tabla 4-13 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S3, ya que en caso de rebasar el caudal de la media, resultaria complicado asegurar que exista el volumen de agua para ser recirculado.

Una vez conocidos los parametros de la Tabla 4-19, se procede a calcular la potencia a instalar del sistema de bombeo y la energía que se requiere para los equipos electromecánicos, con ayuda de las siguientes ecuaciones:

$$PI = \frac{Q * g * Hb}{\eta} = 14,026.95 \text{ kW} \quad \dots(12)$$

$$E = \frac{PI * h * días}{1x10^6} = 46.11 \text{ GWh} \quad \dots(13)$$

Donde:

Q caudal de bombeo durante 9 horas (12.97 m³/s)

g aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)

Hb carga bruta bombeo

η eficiencia

h horas de bombeo (9 horas)

días días en un año (365.25 días)

Con el dato de consumo energético para el sistema de bombeo se realiza una comparacion para determinar el orden de energía que se requiere para bombear contra la energía que pueden aportar las turbinas.

Energía producida (Turbina)=	39.75 GWh
Energía consumida (Bomba)=	<u>46.11 GWh</u>

La energía adicional requerida es de un: 116 %

La cantidad de energía que se consume contra la que se genera, es prácticamente para la misma capacidad, 13 MW de generación contra los 14 MW de bombeo y por tanto se requiere de un 16 % extra a lo que se genera para alimentar el rebombeo. Esta es una de las razones por las cuales los sistemas de rebombes por si solos no resultan rentables.

El esquema de la Figura 4-16 presenta el funcionamiento de un sistema de rebombeo, donde se acoplan turbinas reversibles con la misma potencia, las cuales se emplean para hacer coincidir los volúmenes de agua, tanto para turbinar como para su bombeo. Para el caso de estudio de esta tesis se consideraron turbinas tipo Francis y motobombas como unidades independientes, con el objetivo de cubrir las horas requeridas en el sistema.

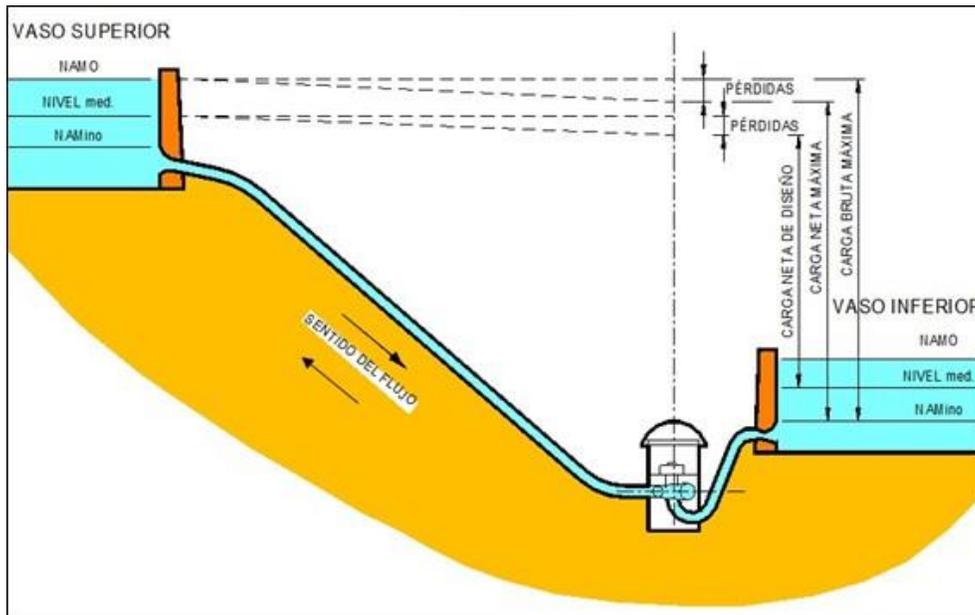


Figura 4-16 Esquema de operación, sistema de rebombeo

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, se requiere de una potencia instalada para el bombeo de 14.03 MW, bombeando por 9 horas un gasto de 12.97 m³/s; para tal fin tendrá un consumo energético de 46.11 GWh al año. La propuesta de operación se muestra en la Figura 4-17, en donde el bombeo se indica como negativo por ser un consumo para el sistema, y se agrupa en las horas nocturnas debido a que en este periodo es cuando se presentan la baja demanda y precios bajos para consumo, o mejor dicho el valle en la curva de demanda horaria.

PLANTA SOLAR

Generación Media Anual	15.93	GWh
Factor de Planta	0.21	

5 Horas de generación

PLANTA HIDRÁULICA

Generación Media Anual	39.75	GWh
Factor de Planta	0.35	

8.09 Horas de generación

PLANTA DE BOMBEO

Consumo Media Anual	46.11	GWh
---------------------	-------	-----

9 Horas de bombeo

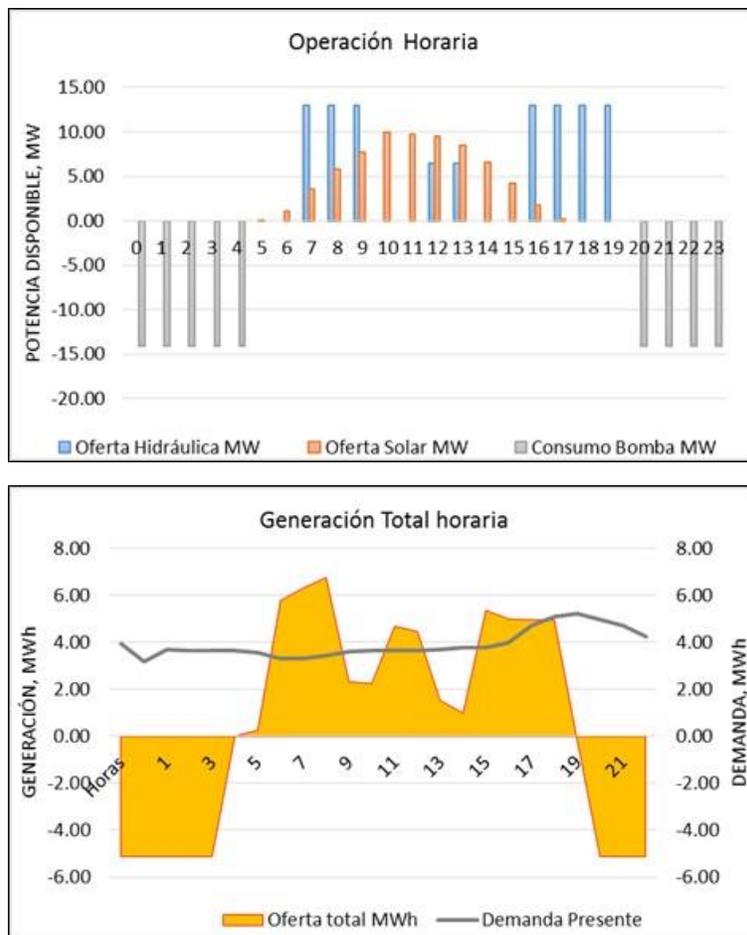


Figura 4-17 Operación y generación híbrida del sistema, S3

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4-17 se puede observar que el consumo de electricidad supera la oferta hidráulica y la solar, prácticamente el manejo en la política de despacho es la que garantizaría entregar en bloque la energía generada.

Este análisis encaminaría a evaluar de manera económica el consumo de la energía para suministrar electricidad a las bombas; en mercados como el español, el alemán, entre otros países europeos, garantizan la rentabilidad de sus proyectos hidráulicos (rebombes) a base de la compra de electricidad en horas valle y venta de energía en las horas pico, según los precios establecidos por el mercado.

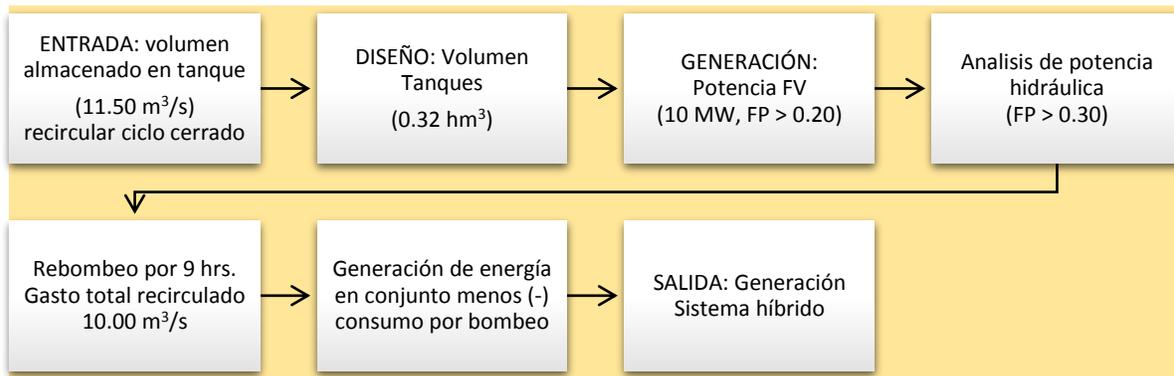
Se destaca que para esta tercera simulación la energía entregada en su bloque firme supera la demanda (línea gris Figura 4-17) en el nodo analizado, lo que posibilitaría utilizar esa misma energía e inyectarlo al sistema de bombeo, almacenando esa generación.

Simulación 4: Rebombeo Puro (Matriz recirculado)

Siguiendo con la línea de investigación, se ha propuesto revisar el escenario con un bombeo puro, es decir, hacer un circuito cerrado donde sólo se cuente con el volumen de agua que se recircula para turbinar y bombear, por lo que se descartarán los aportes por el canal principal de Valsequillo, salvo en el primer llenado del tanque superior. Técnicamente y debido a las pérdidas físicas y por evaporación, el tanque debe ser alimentado para reponer esas pérdidas, que para el caso de aportación por generación son mínimos los volúmenes requeridos.

Para este caso, se utilizará el mismo dimensionamiento de tanques (superior e inferior) al propuesto en el escenario 3, ver Figura 4-11 Curva doble masa, determinación del tanque de almacenamiento, S3 y Tabla 4-12 Análisis tanque de almacenamiento entradas salidas horarias, S3, con la adecuación de salidas a medio día; como lo indica el siguiente diagrama:

Diagrama 4-4 Simulación 4. Rebombeo puro (matriz recirculado)



La matriz de llegada será modificada por el caudal que proporciona exclusivamente el rebombeo del volumen inferior, considerando que se propone un llenado por día en solo 9 horas. Con esta hipótesis, se tendría un caudal medio anual de 11.50 m³/s.

De esta manera se genera la matriz de entrada, que para fines prácticos sólo se muestra sus resultados estadísticos en la Tabla 4-20

Tabla 4-20 Estadístico matriz de escurrimiento, únicamente recirculación, S4

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50
Mediana	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50
Mínimo	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50
Máximo	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50	11.50
%	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	100.00

Fuente: Elaboración propia

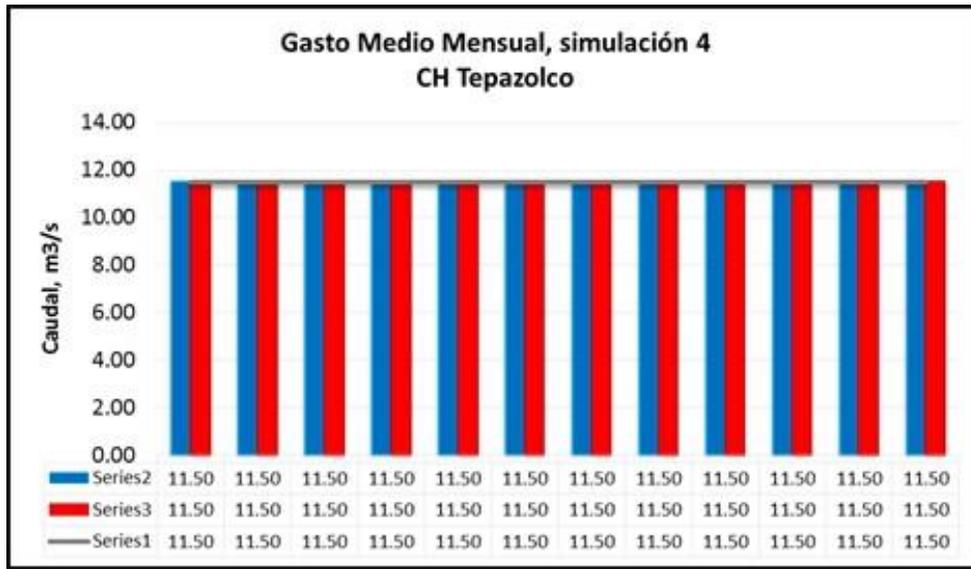


Figura 4-18 Régimen con caudal constante recirculado, S4

Fuente: Elaboración propia

Los tanques superior e inferior corresponderán al diseñado en la simulación 3, con el fin de sensibilizar el funcionamiento del rebombeo puro. Los datos de niveles característicos se pueden consultar en las siguientes tablas:

Tabla 4-21 Curvas características tanque superior e inferior, S3

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)	Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)
1989	0.0269	0.0000	1897	0.0202	0.0000
1990	0.0269	0.0269	1898	0.0202	0.0202
1991	0.0269	0.0537	1899	0.0202	0.0403
1992	0.0269	0.0806	1900	0.0202	0.0605
1993	0.0269	0.1074	1901	0.0202	0.0806
1994	0.0269	0.1343	1902	0.0202	0.1008
1995	0.0269	0.1611	1903	0.0202	0.1210
1996	0.0269	0.1880	1904	0.0202	0.1411
1997	0.0269	0.2148	1905	0.0202	0.1613
1998	0.0269	0.2417	1906	0.0202	0.1814
1999	0.0269	0.2685	1907	0.0202	0.2016
2000	0.0269	0.2954	1908	0.0202	0.2218
2001	0.0269	0.3222	1909	0.0202	0.2419
2002	0.0269	0.3491	1910	0.0202	0.2621
2003	0.0269	0.3759	1911	0.0202	0.2822
2004	0.0269	0.4028	1912	0.0202	0.3024
2005	0.0269	0.4296	1913	0.0202	0.3226
2006	0.0269	0.4565	1914	0.0202	0.3427
2007	0.0269	0.4833	1915	0.0202	0.3629
2008	0.0269	0.5102	1916	0.0202	0.3830
			1917	0.0202	0.4032

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-22 Datos característicos tanque superior

NAME (msnm)	2008.00
NAMO (msnm)	2007.00
NAMINO (msnm)	1997.00
DESFOGUE (msnm)	1915.00
CARGA BRUTA (m)	92.00
EFICIENCIA GLOBAL	95.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-23 Datos característicos tanque inferior

NAME (msnm)	1916.00
NAMO (msnm)	1915.00
NAMINO (msnm)	1898.00

Fuente: Elaboración propia

De lo anterior, se realizaron las simulaciones analíticas de vaso para una diversa gama de potencias con el caudal recirculado una vez al día, en donde se definieron los siguientes resultados de potencia a instalar y generación media anual seleccionando a su vez la potencia óptima como se presenta en la Tabla 4-24 y Figura 4-19.

Tabla 4-24 Análisis de potencia a instalar, S4

PI MW	Energía Generada			FP	Déficit %	Horas
	Firme GWh	Secundaria GWh	Total GWh			
6.00	29.05	0.00	29.05	0.55	5.00%	13.27
8.00	29.05	0.00	29.05	0.41	5.00%	9.94
8.50	29.05	0.00	29.05	0.39	5.00%	9.36
9.00	29.05	0.00	29.05	0.37	5.00%	8.83
10.00	29.05	0.00	29.05	0.33	5.00%	7.96
12.00	29.05	0.00	29.05	0.28	5.00%	6.63
14.00	29.05	0.00	29.05	0.24	5.00%	5.69
16.00	29.05	0.00	29.05	0.21	5.00%	4.97

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, la potencia a instalar cercana a 8 horas de operación, es de 10 MW; con la cual se aportaría una generación media anual de 29.03 GWh considerando el déficit del 5 % anual.

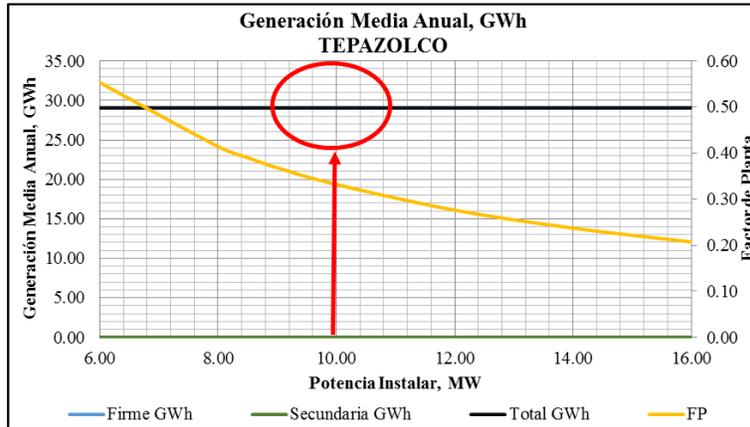


Figura 4-19 Generación media anual VS factor de planta, S4

Fuente: Elaboración propia

A continuación en la Tabla 4-18 se presenta el funcionamiento a nivel medio mensual y se pueden validar esos datos.

Tabla 4-25 Análisis mensual 10 MW, S4

PI 10 MW													
MES	Extracción para generación			Derrames Vertedor	Evaporación Neta	Elevaciones		Energía Generada			Potencia		
	Firme	Secundaria	Total			Embalse	Desfogue	Firme	Secundaria	Total	Media	F.P	
	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	m	m	GWh	GWh	GWh	MW		
ENE	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.43	0	2.43	3.32	0.332	
FEB	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.31	0.331	
MAR	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.31	0.331	
ABR	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.31	0.331	
MAY	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
JUN	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
JUL	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
AGO	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
SEP	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
OCT	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
NOV	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
DIC	11.41	0	11.41	0	0	1997.00	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.332	
MEDIA	11.41	0.00	11.41	0.00	0.000	1997.00	1915.00	2.42	0.00	2.42	3.32	0.332	
SUMA	136.92	0	136.92	0	0			29.05	0	29.05			

Fuente: Elaboración propia

Ahora que se ha seleccionado la potencia hidráulica, se podrá acoplar la potencia y generación solar, cabe recordar que se tiene una potencia de 10 MW fotovoltaicos que producen 15.93 GWh como media anual. Ver Figura 4-520.

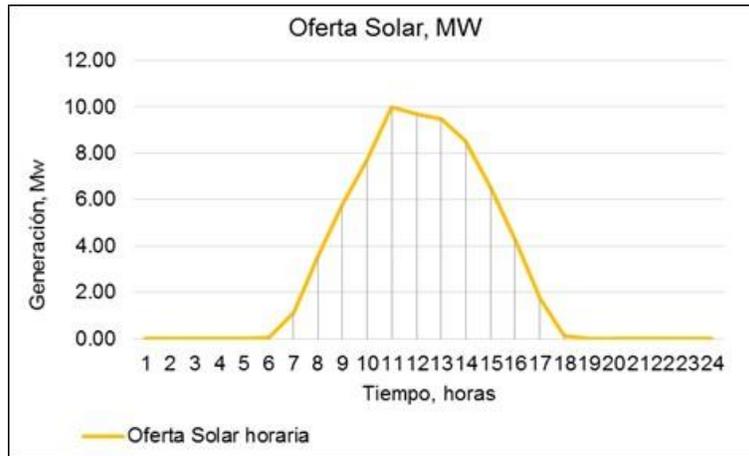


Figura 4-20 Oferta solar 10 MW fotovoltaicos

Fuente: Elaboración propia

Para esta simulación se propone la misma política de operación que la de la simulación 3 donde se genera por las mañanas, antes de que entregue el sistema fotovoltaico, luego a medio día con potencia media que sirva de respaldo a la oferta solar, y por ultimo generando por la tarde noche en donde se encuentran las horas de mayor demanda y se establecen los mejores precios de generación.

Para el cálculo de la potencia instalable de bombeo se establece cumpla con las nueve horas establecidas para cubrir con el caudal requerido, para ello se utilizan los parámetros definidos con anterioridad y que se pueden consultar a continuación:

Tabla 4-26 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo

Diámetro de la tubería a presión (D)	2.25	m
Velocidad en la tubería (v)	2.50	m/s
Longitud de la tubería (L)	785.00	m
Carga bruta bombeo (Hb)	107.59	m
Pérdidas totales	8.00	m
Eficiencia (η)	0.97	

Fuente: Elaboración propia

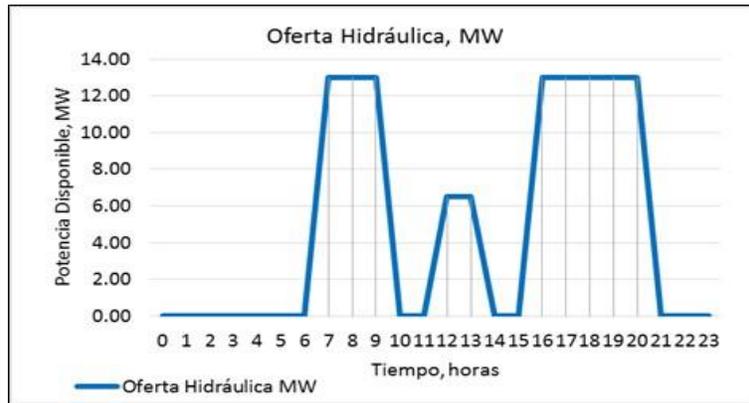


Figura 4-21 Política de operación hidráulica, S3

Fuente: Elaboración propia

Utilizando los parametros de la Tabla 4-19, se procede a calcular la potencia a instalar del sistema de bombeo y la energía que se requiere para los equipos electromecánicos, con ayuda de las siguientes ecuaciones:

$$PI = \frac{Q * g * Hb}{\eta} = 10,814.92 \text{ kW} \quad \dots(14)$$

$$E = \frac{PI * h * días}{1x10^6} = 35.55 \text{ GWh} \quad \dots(15)$$

Donde:

Q caudal de bombeo durante 9 horas (10 m³/s)

g aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)

Hb carga bruta bombeo

η eficiencia

h horas de bombeo (9 horas)

días días en un año (365.25 días)

Se realiza una comparacion para definir la energía que se requiere para bombear contra la energía de producción de las turbinas.

Energía producida (Turbina)=	29.05 GWh
Energía consumida (Bomba)=	<u>35.55 GWh</u>

La energía adicional requerida es de un: 122.37 %

La capacidad a instalar de 10 MW de generación es prácticamente la misma para el bombeo y aún así se requiere de un 22.37 % extra a lo que se genera para alimentar el rebomdeo.

La Figura 4-15 representa la potencia que se requiere dentro de las 9 horas de bombeo.

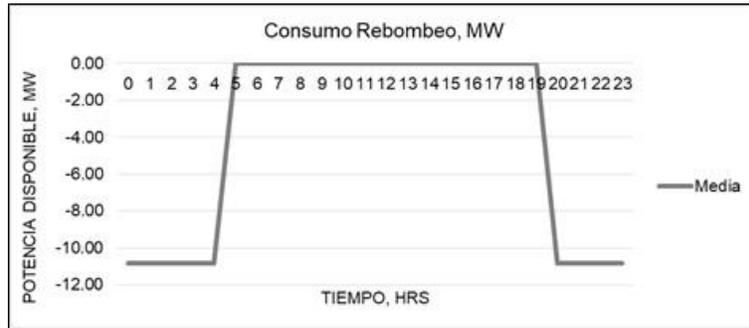


Figura 4-22 Potencia para rebomdeo, S4

Fuente: Elaboración propia

Si se entrega la energía generada de forma conjunta, es decir, trabajando como sistema híbrido, se lograría entregar con 55.68 GWh como, su comportamiento se muestra en la Figura 4-23.

PLANTA SOLAR

Generación Media Anual	15.93	GWh
Factor de Planta	0.21	

5 Horas de generación

PLANTA HIDRÁULICA

Generación Media Anual	29.05	GWh
Factor de Planta	0.33	

7.96 Horas de generación

PLANTA DE BOMBEO

Consumo Media Anual	35.55	GWh
---------------------	-------	-----

9 Horas de bombeo

Por lo tanto, se requiere de una potencia instalada para el bombeo de 10.81 MW, bombeando por 9 horas un gasto de 10 m³/s; para tal fin tendrá un consumo energético de 35.55 GWh al año. La propuesta de operación se muestra en la Figura 4-23.

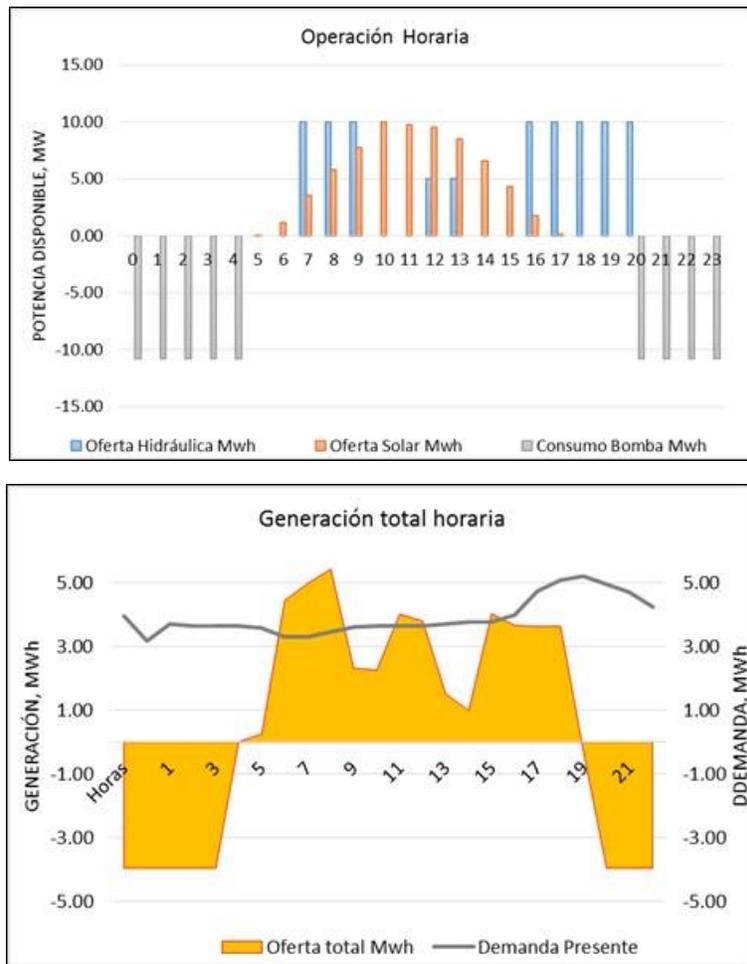


Figura 4-23 Operación y generación híbrida del sistema, S4

Fuente: Elaboración propia

Análisis resultado Simulaciones 3 y 4

Como se puede apreciar en la Tabla 4-27, la producción energética por la central hidráulica y también el generado por la radiación solar en conjunto, son mayores al consumo por bombeo. Estas simulaciones planteadas son de importancia debido a que gran cantidad de energía podría comprarse de la red eléctrica para ser aportada al equipo de bombeo y de esta manera lograr la rentabilidad de la central híbrida, este mecanismo de operación podría estabilizar la red puesto que se estaría absorbiendo toda la energía generada no consumida y que congestionaría a la red, volviéndose más ineficiente la distribución energética.

Tabla 4-27 Comparativa resultado Simulaciones 3 y 4

		SIM 3	SIM 4
DESCRIPCIÓN		Matriz con riego + bombeo	Ciclo cerrado (rebombeo)
CAPACIDAD INSTALADA	HIDRÁ (MW)	13.00	8.50
	SOLAR (MW)	10.00	10.00
	BOMB (MW)	14.03	10.81
TANQUE SUPERIOR	ÁREA (km ²)	0.02	0.02
	VOLUMEN (hm ³)	0.33	0.33
Q ENTRADA MEDIO ANUAL (m³/s)		14.63	11.50
TANQUE INFERIOR	ÁREA (km ²)	0.02	0.02
	VOLUMEN (hm ³)	0.33	0.33
Q BOMBEO (m³/s)		12.97	10.00
HIDRÁULICA	GMA (GWh)	39.75	29.05
	FP	0.35	0.33
SOLAR	GMA (GWh)	15.93	15.93
	FP	0.21	0.21
ENERGÍA TOTAL	GMA (GWh)	55.68	44.98
CONSUMO BOMBEO	GMA (GWh)	46.11	35.55
	FP	0.33	0.33
DIFERENCIA ENERGÍA (GWh)		9.57	9.43

Fuente: Elaboración propia

Es importante señalar que no se requirió aumentar la capacidad de almacenamiento previniendo se presenten escurrimientos mínimos o que exista baja generación solar, puesto que en México, sitio donde se emplazará este proyecto, estará interconectado a la red y solo se requiere entregar energía firme por un bloque de tiempo; si se tratara de un sistema aislado se debería realizar un análisis que respalde al sistema intermitente mínimo por al menos una semana, garantizando así, la seguridad en la red y su estabilidad. Si se requiere de un análisis de este tipo, el almacenamiento cobra mayor relevancia, puesto que se requiere de una mayor capacidad de almacenaje, espacio disponible y un aumento considerable en los costos por construcción.

Por otro lado, el consumo de energía para alimentar la bomba juega un papel crucial, puesto que en países Europeos o en Estados Unidos sus mercados energéticos tienen tarifas para la venta y compra de energía, con la finalidad de volver rentables sus centrales de generación, por ejemplo en las noches la compra de energía es barata y los generadores aprovechan para comprar y alimentar sus almacenamientos; mientras que por el día o en las horas de alta demanda, venden su energía eléctrica

a un buen precio haciendo rentable sus centrales con energía renovable definiendo sus políticas de operación para garantizar el acoplamiento de las tecnologías.

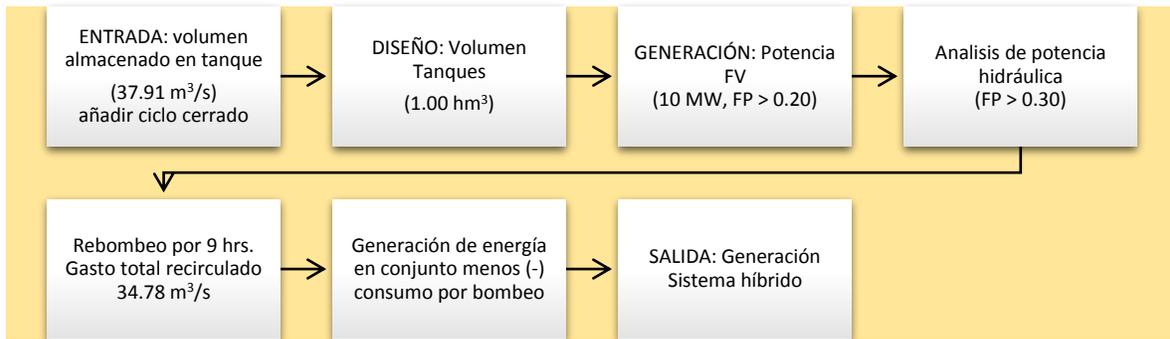
En México aún se están analizando este tipo de mercados, así como los precios o tarifas energéticas para entrar en las subastas del mercado; otra opción de rentabilidad es el sobredimensionamiento de las centrales intermitentes. Por ejemplo, si se logra buena generación con fuentes renovables se puede alimentar al equipo de rebombeo de la misma central con la salvedad que al realizar esta operación la eficiencia energética es muy mala, según expertos españoles [37] se tendría una eficiencia energética del 50 % para alimentar bombes con energía fotovoltaica, por esta razón en este estudio se sugiere la compra directa de energía de la red.

Otro beneficio al concentrar este flujo de energía tanto positivo como negativo en una central híbrida, es decir la energía generada contra la consumida, es la regulación de su frecuencia, representando problemas de saturación en la red y que ha ocurrido en algunos mercados abiertos, ocasionándose una sobrecarga en las redes de distribución y por consiguiente ineficiencia en la entrega de electricidad.

Simulación 5: (Matriz con Riego + bombeo) Capacidad 1 hm³

Como se ha presentado en esta tesis, el almacenamiento es el pilar de este tipo de sistemas de generación eléctrica, por tal motivo, el presente escenario propone que el volumen de los tanques sea de 1 hectómetro cúbico, así que para la simulación 5 (ver Diagrama 4-5) se utilizará la Matriz con Riego adicionando el volumen que se bombeará con este gran almacenamiento, la intención es controlar el régimen del río que se depositará en este gran almacenamiento. Este nuevo volumen representa un aumento en su capacidad de 3 veces más el tanque de las simulaciones iniciales.

Diagrama 4-5 Simulación 5. (Matriz con Riego + bombeo) Capacidad 1 hm³



De esta manera se procede a dimensionar los tanques, tanto superior como el inferior tomando en cuenta que la capacidad de ambos almacenamientos deberá de ser de un hectómetro cúbico. Del mismo modo que para las simulaciones anteriores, se propone un tanque rectangular con la misma altura para dejar fijos los niveles característicos, solo se maneja geoméricamente el diseño en su largo y ancho. Se considerarán entonces, las entradas por 24 horas constantes contra las 8 horas de salidas como se trabajó en la segunda simulación. Ver Figura 4-24

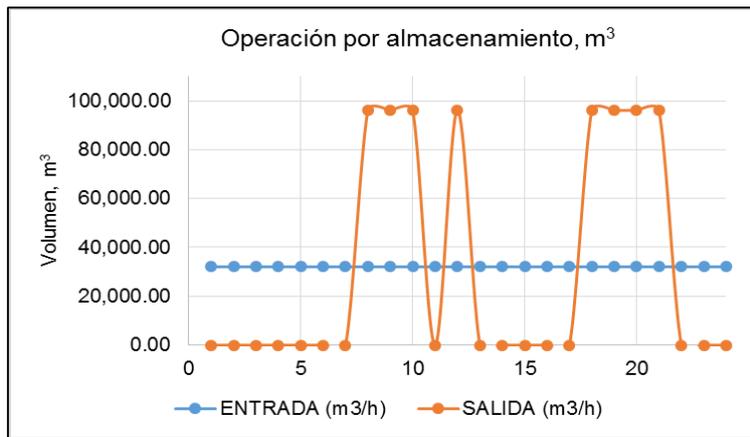


Figura 4-24 Operación almacenamiento, simulación 5

Fuente: Elaboración propia

Partiendo de la matriz de escurrimientos del escenario 2 (matriz con riego), se tiene un caudal medio anual de 3.18 m³/s. Por otra parte, el caudal que recircula para la capacidad de 1 hm³ corresponde a 34.78 m³/s. Es evidente que para este escenario, el régimen de entrada por el río es pequeño comparado con el gran volumen que se bombea, el cual no representa un aumento en la generación secundaria o como complemento, pero si afecta de manera directa la potencia de las bombas incrementándose significativamente, puesto que se requeriría de una gran capacidad por el gran volumen de agua que se quiere recircular.

A continuación en la Tabla 4-28 y Figura 4-25 se muestra el cuadro estadístico considerando los puntos anteriores y se muestra su comportamiento medio anual.

Tabla 4-28 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S5

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1946	36.89	36.80	39.03	41.28	34.86	34.89	35.01	35.06	35.09	35.22	35.32	35.05	36.21
1947	35.07	35.14	35.36	35.23	35.15	35.26	35.35	36.35	43.53	38.42	37.78	37.17	36.65
1948	36.44	37.14	39.40	39.14	39.03	38.20	37.85	40.98	43.53	36.91	37.56	37.53	38.64
1949	38.20	39.88	44.36	43.98	39.02	36.27	38.18	38.32	35.41	35.61	37.60	36.61	38.62
1950	36.91	36.77	37.31	36.81	35.47	35.55	37.99	37.54	35.01	35.98	37.54	37.23	36.68
1951	37.26	37.18	38.22	38.03	35.72	36.14	35.61	38.27	35.99	36.43	39.47	37.41	37.14
1952	38.17	37.47	39.48	38.12	37.56	35.46	38.15	39.91	38.55	39.42	38.95	37.60	38.24
1953	38.88	38.75	41.35	40.13	39.95	36.77	37.24	42.40	35.75	35.90	39.61	38.22	38.74
1954	39.24	38.89	41.11	39.08	37.19	37.00	39.39	40.75	35.07	35.53	39.11	38.95	38.44
1955	38.94	39.38	42.12	40.23	39.92	37.96	39.26	35.63	51.68	45.15	39.77	39.46	40.79
1956	38.86	39.57	41.38	42.00	37.98	37.51	38.40	40.33	42.14	38.95	39.72	39.44	39.69
1957	40.05	39.97	41.10	40.82	37.47	39.64	40.83	40.98	36.51	34.98	38.78	39.01	39.18
1958	35.60	39.48	41.62	37.46	35.88	36.98	36.82	40.11	35.03	40.73	41.55	39.81	38.42
1959	39.97	41.18	43.51	40.44	38.78	36.71	38.76	40.27	38.40	35.04	37.13	41.03	39.27
1960	40.05	40.60	42.79	41.50	38.92	40.70	38.09	40.41	34.95	34.98	37.45	40.01	39.20
1961	38.48	38.89	39.91	39.93	37.21	36.79	39.69	39.88	37.18	34.96	35.55	38.70	38.10
1962	37.10	37.20	38.54	38.84	37.45	36.97	36.63	39.18	34.87	34.94	34.96	36.39	36.92
1963	36.41	35.11	36.42	42.21	35.08	38.51	38.28	40.59	36.96	35.05	35.63	37.06	37.28
1964	36.22	35.51	39.26	43.02	39.61	35.79	44.18	42.11	36.05	35.75	36.90	34.99	38.28
1965	36.61	36.33	37.37	43.19	35.82	42.16	42.19	37.38	36.37	35.04	37.68	35.03	37.93
1966	37.12	37.18	38.48	43.24	36.52	39.70	41.24	40.24	37.42	35.09	35.38	37.25	38.24
1967	35.28	37.22	38.55	43.05	38.44	36.24	42.28	42.34	34.94	35.01	35.06	35.11	37.79
1968	35.59	37.29	38.63	42.73	36.34	35.04	38.97	45.12	37.88	35.08	37.46	35.02	37.93
1969	37.22	35.11	42.83	40.55	42.23	39.37	39.41	37.52	35.10	35.14	37.51	35.29	38.11
1970	36.94	35.51	39.29	44.61	38.42	39.77	42.68	40.72	36.93	35.13	37.63	35.44	38.59
1971	37.43	35.18	39.59	44.72	42.27	39.46	43.82	41.33	35.82	35.01	35.02	37.29	38.91
1972	35.03	36.93	35.74	42.95	38.79	35.04	43.00	43.48	37.60	35.11	35.05	35.07	37.82
1973	35.12	37.09	37.67	43.38	38.86	37.30	35.40	42.44	37.81	39.87	37.91	36.71	38.30
1974	37.33	35.38	36.17	44.10	41.33	38.00	35.78	47.80	37.58	35.13	35.10	35.09	38.23
1975	36.06	36.36	39.75	45.91	39.09	35.09	43.02	45.67	35.90	35.09	35.18	37.01	38.68
1976	35.09	35.14	42.62	42.79	38.21	42.11	36.86	44.22	39.09	35.07	35.05	35.07	38.44
1977	37.84	35.14	41.30	44.45	37.75	37.61	49.69	44.78	34.99	35.03	35.00	35.00	39.05
1986	35.14	35.17	35.33	35.23	35.15	35.11	35.14	35.02	35.00	35.03	35.01	35.01	35.11
1987	35.06	35.10	35.20	35.01	35.00	34.97	34.99	34.96	34.95	35.04	34.99	34.98	35.02
1988	35.01	35.04	39.21	40.80	34.96	37.50	38.76	41.73	36.93	35.04	35.07	35.04	37.09
1989	35.08	35.08	36.08	44.16	35.02	36.08	38.74	41.00	34.95	35.02	35.03	34.99	36.77
1990	35.02	35.04	38.82	42.17	34.98	42.61	37.12	41.53	34.90	36.01	36.71	36.62	37.63
1991	35.00	35.05	38.40	41.33	34.95	37.01	35.04	42.37	34.98	35.01	35.03	35.03	36.60
1993	35.08	35.13	39.03	37.48	37.36	42.32	36.00	44.11	34.98	35.08	35.08	35.07	37.23
2003	35.79	35.12	35.22	45.61	35.06	34.98	39.21	47.06	34.97	35.10	35.08	35.09	37.36
2004	38.31	35.13	36.45	44.30	35.12	35.06	45.91	40.06	35.02	35.08	35.10	35.12	37.55
2005	38.46	35.17	35.35	43.55	35.17	43.96	35.83	40.30	35.07	35.12	35.14	35.11	37.35

Promedio	36.89	36.80	39.03	41.28	37.36	37.61	38.97	40.72	36.93	36.01	36.71	36.62	37.91
Mediana	36.90	36.56	39.03	41.75	37.40	36.99	38.34	40.66	35.86	35.10	36.17	36.50	36.94
Mínimo	35.00	35.04	35.20	35.01	34.86	34.89	34.99	34.96	34.87	34.94	34.96	34.98	34.86
Máximo	40.05	41.18	44.36	45.91	42.27	43.96	49.69	47.80	51.68	45.15	41.55	41.03	51.68
Desv. Est.	1.60	1.85	2.49	2.89	2.09	2.43	3.29	3.08	3.20	2.06	1.81	1.76	0.61
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.36
%	8.11	8.09	8.58	9.07	8.21	8.27	8.57	8.95	8.12	7.91	8.07	8.05	100.00

Fuente: Elaboración propia

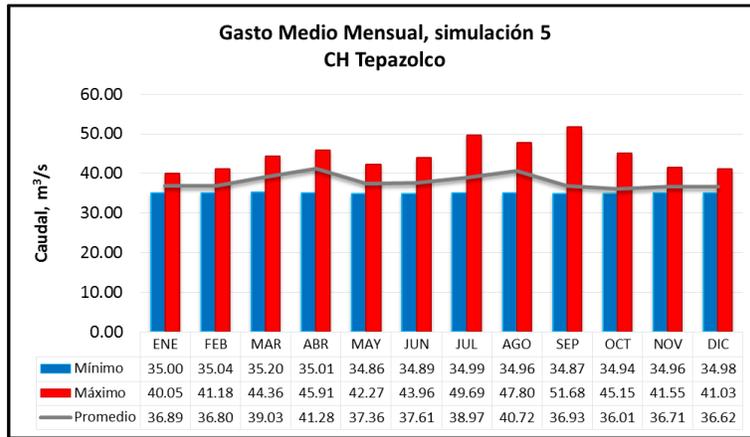


Figura 4-25 Régimen con caudal recirculado, S5

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la Tabla 4-28, el gasto medio mensual es de 37.91 m³/s como caudal entrante para el funcionamiento analítico de vaso A continuación se procede a calcular de manera geométrica las curvas elevaciones áreas capacidades, ver Tabla 4-31, debido a que se respetará la misma altura y forma rectangular de los tanques se usaran los mismos niveles característicos, de la Tabla 4-29 y Tabla 4-30.

Tabla 4-29 Datos característicos tanque superior

NAME (msnm)	2008.00
NAMO (msnm)	2007.00
NAMINO (msnm)	1997.00
DESFOGUE (msnm)	1915.00
CARGA BRUTA (m)	92.00
EFICIENCIA GLOBAL	95.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-30 Datos característicos tanque inferior

NAME (msnm)	1916.00
NAMO (msnm)	1915.00
NAMINO (msnm)	1898.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-31 Curvas características tanque superior e inferior, S5

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)	Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)
1989	0.0668	0.0000	1897	0.0501	0.0000
1990	0.0668	0.0668	1898	0.0501	0.0501
1991	0.0668	0.1335	1899	0.0501	0.1002
1992	0.0668	0.2003	1900	0.0501	0.1503
1993	0.0668	0.2670	1901	0.0501	0.2003
1994	0.0668	0.3338	1902	0.0501	0.2504
1995	0.0668	0.4005	1903	0.0501	0.3005
1996	0.0668	0.4673	1904	0.0501	0.3506
1997	0.0668	0.5340	1905	0.0501	0.4007
1998	0.0668	0.6008	1906	0.0501	0.4508
1999	0.0668	0.6675	1907	0.0501	0.5009
2000	0.0668	0.7343	1908	0.0501	0.5509
2001	0.0668	0.8010	1909	0.0501	0.6010
2002	0.0668	0.8678	1910	0.0501	0.6511
2003	0.0668	0.9345	1911	0.0501	0.7012
2004	0.0668	1.0013	1912	0.0501	0.7513
2005	0.0668	1.0680	1913	0.0501	0.8014
2006	0.0668	1.1348	1914	0.0501	0.8514
2007	0.0668	1.2015	1915	0.0501	0.9015
2008	0.0668	1.2683	1916	0.0501	0.9516
			1917	0.0501	1.0017

Fuente: Elaboración propia

Debido al incremento en el caudal de entrada, la generación hidráulica es considerablemente mayor, por otra parte, el consumo energético para alimentar las bombas será superior a la generación conjunta hidráulica y solar aunque sean independientes, por lo tanto este arreglo es demasiado grande y podría responder rápidamente a las necesidades del sistema en el mercado eléctrico.

Considerando los parámetros anteriores, se realizaron diversas simulaciones analíticas, a fin de definir la potencia óptima para instalar. A continuación en la Tabla 4-32 y Figura 4-26, se presenta un resumen de los resultados obtenidos con diferentes potencias:

Tabla 4-32 Análisis de potencia a instalar, S5

PI	Energía Generada			FP	Déficit	Horas
	Firme	Secundaria	Total			
MW	GWh	GWh	GWh		%	
25.00	98.24	1.74	99.97	0.46	5.00%	10.95
28.00	98.24	1.74	99.97	0.41	5.00%	9.78
30.00	98.24	1.74	99.97	0.38	5.00%	9.12
32.00	98.24	1.74	99.97	0.36	5.00%	8.55
34.00	98.24	1.74	99.97	0.34	5.00%	8.05
36.00	98.24	1.74	99.97	0.32	5.00%	7.61
40.00	98.24	1.74	99.97	0.29	5.00%	6.84
45.00	98.24	1.74	99.97	0.25	5.00%	6.09

Fuente: Elaboración propia

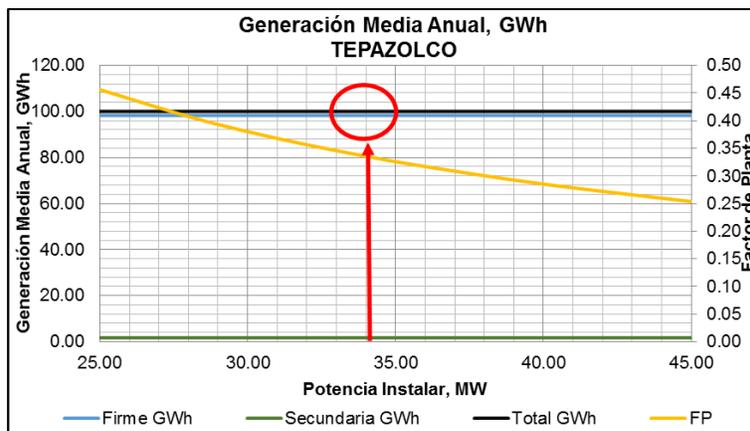


Figura 4-26 Generación media anual VS factor de planta, S5

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario se equiparía la central hidroeléctrica con 34 MW de potencia, valor bastante atractivo porque se generaría una energía media anual de hasta 99.97 GWh cantidad sumamente importante para este tipo de centrales.

Se resalta entonces la importancia del almacenamiento hidráulico para generación eléctrica. Para lograr esto, se requiere de una extracción total de 37.91 hm³ al mes, sin embargo las dimensiones para almacenar este volumen son demasiado grandes y en algunas ocasiones no se dispone de la suficiente en el sitio, además se deberán considerar los costos en la construcción y revisar la clasificación de estos escenarios de producción ya que no corresponden a una mini-central hidroeléctrica.

A continuación se muestra el análisis medio mensual para la potencia seleccionada de 34 MW.

Tabla 4-33 Análisis mensual 34MW, S5

PI 34 MW												
MES	Extracción para generación			Derrames Vertedor	Evaporación Neta	Elevaciones		Energía Generada			Potencia Media	F.P
	Firme	Secundaria	Total			Embalse	Desfogue	Firme	Secundaria	Total		
	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	m	m	GWh	GWh	GWh	MW	
ENE	36.87	0.05	36.92	0	0.01	1997.81	1915	7.94	0.01	7.95	10.89	0.32
FEB	36.67	0.09	36.77	0	0.01	1998.27	1915	7.89	0.02	7.91	10.83	0.319
MAR	38.15	0.73	38.87	0	0.01	2000.52	1915	8.34	0.17	8.51	11.65	0.343
ABR	38.77	2.23	41	0	0.01	2004.56	1915	8.79	0.53	9.32	12.76	0.375
MAY	37.48	0.23	37.72	0	0	1999.12	1915	8.44	0.06	8.49	11.62	0.342
JUN	37.23	0.36	37.59	0	0	1999.39	1915	8.13	0.09	8.21	11.24	0.331
JUL	37.91	1.01	38.92	0	0	2000.06	1915	8.32	0.24	8.56	11.72	0.345
AGO	38.65	1.78	40.43	0	0.01	2004.38	1915	8.73	0.42	9.16	12.54	0.369
SEP	36.8	0.54	37.34	0	0	1998.13	1915	8.22	0.13	8.35	11.43	0.336
OCT	35.86	0.16	36.02	0	0.01	1997.88	1915	7.71	0.04	7.75	10.61	0.312
NOV	36.63	0.07	36.7	0	0.01	1997.92	1915	7.87	0.02	7.88	10.79	0.317
DIC	36.55	0.05	36.6	0	0.01	1998.19	1915	7.86	0.01	7.88	10.78	0.317
MEDIA	37.30	0.61	37.91	0.00	0.007	1999.69	1915.00	8.19	0.15	8.33	11.41	0.336
SUMA	447.57	7.3	454.88	0	0.08			98.24	1.74	99.97		

Fuente: Elaboración propia

De lo anterior se realiza el cálculo de la potencia instalable de bombeo para que cumpla con las nueve horas establecidas y cubrir con el caudal requerido, para ello se utilizan los parámetros de diseño definidos con anterioridad y que se pueden consultar a continuación:

Tabla 4-34 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo

Diámetro de la tubería a presión (D)	4.15	m
Velocidad en la tubería (v)	2.5	m/s
Longitud de la tubería (L)	785	m
Carga bruta bombeo (Hb)	107.59	m
Pérdidas totales	8.00	m
Eficiencia (η)	0.97	

Fuente: Elaboración propia

Se calcula la potencia bombeo y la energía consumida, con ayuda de las siguientes ecuaciones:

$$PI = \frac{Q \cdot g \cdot Hb}{\eta} = 36,384.22 \text{ kW} \quad \dots(16)$$

$$E = \frac{PI \cdot h \cdot \text{días}}{1 \times 10^6} = 120.59 \text{ GWh} \quad \dots(17)$$

Donde:

- Q caudal de bombeo durante 9 horas (33.92 m³/s)
- g aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)
- Hb carga bruta bombeo
- η eficiencia
- h horas de bombeo (9 horas)
- días días en un año (365.25 días)

Para determinar la energía que se requiere para bombear contra la energía de producción de las turbinas, se realiza la siguiente comparación.

Energía producida (Turbina)=	99.97 GWh
Energía consumida (Bomba)=	120.59 GWh
La energía adicional requerida es de un:	120.62 %

La capacidad a instalar para bombeo será de 36.38 MW y se requiere de un 20.62 % extra de energía con respecto a lo que se genera para alimentar el rebombeo. La Figura 4-15 representa la potencia que se requiere dentro de las 9 horas de bombeo.

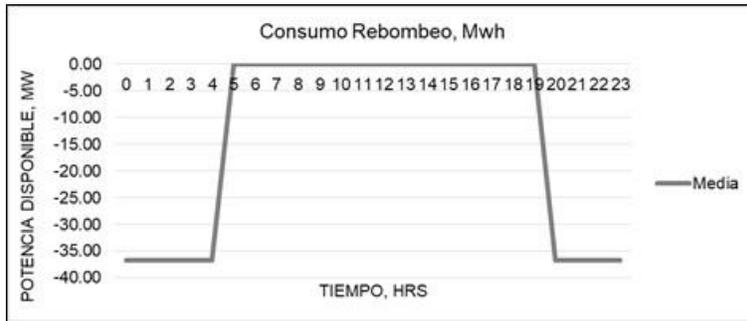


Figura 4-27 Potencia para rebombeo

Fuente: Elaboración propia

A continuación se muestra la generación entregada por cada una de las tecnologías:

PLANTA SOLAR

Generación Media Anual	15.93	GWh
Factor de Planta	0.21	

5 Horas de generación

PLANTA HIDRÁULICA

Generación Media Anual	99.97	GWh
Factor de Planta	0.3	

8.05 Horas de generación

PLANTA DE BOMBEO

Consumo Media Anual	120.59	GWh
---------------------	--------	-----

9 Horas de bombeo

Se requiere de una potencia instalada para el bombeo de 36.38 MW, bombeando por 9 horas un gasto de 33.92 m³/s; para tal fin tendrá un consumo energético de 120.59 GWh al año.

Como se logra apreciar en la Figura 4-28, también en estos escenarios se respaldará la energía solar a medio día, por cualquier inconveniente en la radiación.

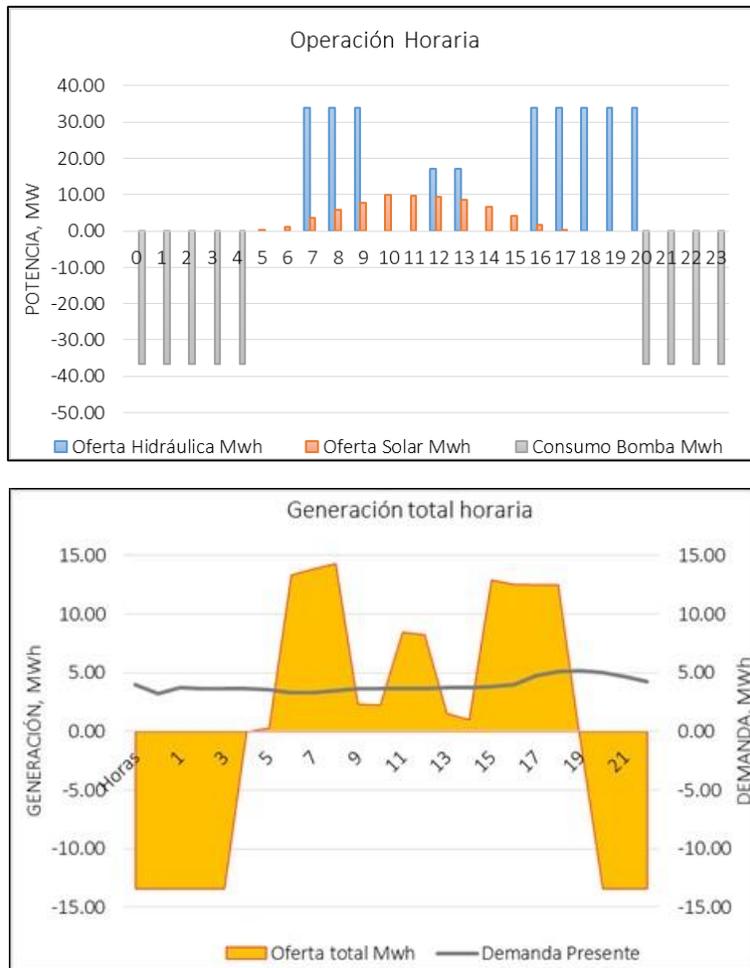


Figura 4-28 Operación y generación híbrida del sistema, S5

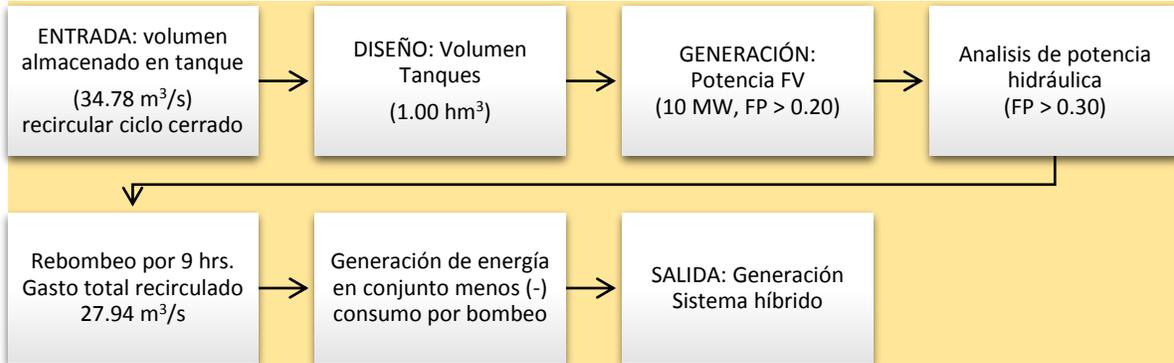
Fuente: Elaboración propia

Acoplado la generación de ambas tecnologías se tiene una generación neta, o como central híbrida de 115.90 GWh (15.93 GWh + 99.97 GWh) contra un consumo total por bombeo de 120.59 GWh, es decir se tendría un balance energético negativo (-4.69 GWh), sin embargo no se debe considerar esta simulación como central de generación convencional sino como central de bombeo puro que absorbe la energía excedente de la red.

Simulación 6: Bombeo Puro Capacidad 1 hm³

Por último, se realizó la simulación 6, donde se tomó en cuenta únicamente la matriz de entrada formada por el volumen rebombeo con la capacidad de un hectómetro cúbico, es decir no se considera el régimen del río. El Diagrama 4-6 muestra la ruta a seguir para determinar la aportación del sistema híbrido con estas características.

Diagrama 4-6 Simulación 6. Bombeo Puro Capacidad 1 hm³



Del mismo modo que en el escenario anterior, el volumen del tanque de almacenamiento superior recirculara el caudal, así mismo se turbinará en un periodo de 8 horas y se bombeará en 9 horas al almacenamiento superior. Para lo anterior, se consideraron entonces, las entradas por 24 horas constantes contra las 8 horas de salidas.

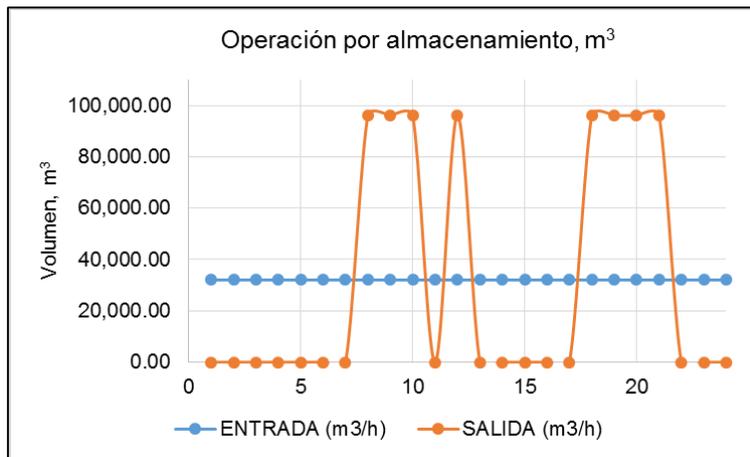


Figura 4-29 Operación almacenamiento, simulación 6

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto el volumen a recircular será de 34.78 m³/s por 8 horas, de esta manera se determina la matriz de entrada que alimentará el funcionamiento analítico de vaso, ver Tabla 4-35 y Figura 4-30,

donde se aprecia constante el valor a recircular; se hace notar que este comportamiento es hipotético debido a que la matriz sufrirá cambios debidos a las pérdidas físicas y por evaporación, así como incrementos en el caudal cuando se reponga el volumen perdido.

Tabla 4-35 Estadístico matriz de escurrimiento, considerando la recirculación, S6

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78
Mediana	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78
Mínimo	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78
Máximo	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78
%	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	8.33	100.00

Fuente: Elaboración propia

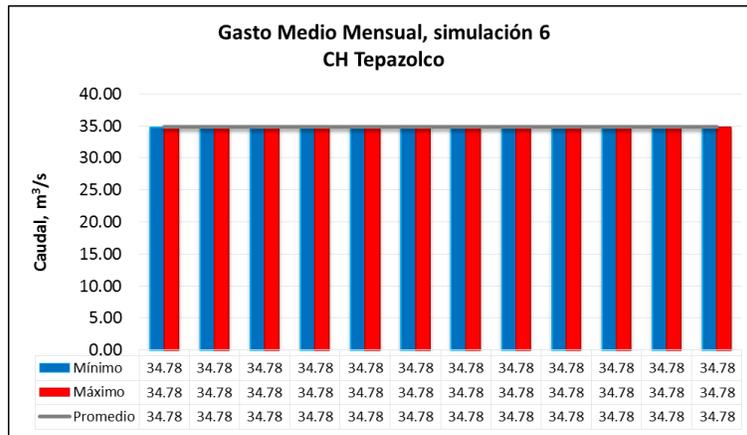


Figura 4-30 Régimen con caudal constante recirculado, S6

Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, se resuelve a definir las curvas características así como datos necesarios para realizar la simulación, los datos característicos de operación serán los mismos que se han empleado en escenarios anteriores con el objetivo de visualizar la importancia que tiene el dimensionamiento del tanque de almacenamiento.

Tabla 4-36 Datos característicos tanque superior

NAME (msnm)	2008.00
NAMO (msnm)	2007.00
NAMINO (msnm)	1997.00
DESFOGUE (msnm)	1915.00
CARGA BRUTA (m)	92.00
EFICIENCIA GLOBAL	95.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-37 Datos característicos tanque inferior

NAME (msnm)	1916.00
NAMO (msnm)	1915.00
NAMINO (msnm)	1898.00

Fuente: Elaboración propia

Con ayuda de datos presentados en las Tablas 5-35 y 5-36, y la propuesta rectangular del tanque de almacenamiento de un hectómetro cúbico de capacidad, se determinan las curvas áreas capacidades que se muestran a continuación.

Tabla 4-38 Curvas características tanque superior e inferior, S6

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)	Elevación (msnm)	Área (km ²)	Capacidad (Hm ³)
1989	0.0668	0.0000	1897	0.0501	0.0000
1990	0.0668	0.0668	1898	0.0501	0.0501
1991	0.0668	0.1335	1899	0.0501	0.1002
1992	0.0668	0.2003	1900	0.0501	0.1503
1993	0.0668	0.2670	1901	0.0501	0.2003
1994	0.0668	0.3338	1902	0.0501	0.2504
1995	0.0668	0.4005	1903	0.0501	0.3005
1996	0.0668	0.4673	1904	0.0501	0.3506
1997	0.0668	0.5340	1905	0.0501	0.4007
1998	0.0668	0.6008	1906	0.0501	0.4508
1999	0.0668	0.6675	1907	0.0501	0.5009
2000	0.0668	0.7343	1908	0.0501	0.5509
2001	0.0668	0.8010	1909	0.0501	0.6010
2002	0.0668	0.8678	1910	0.0501	0.6511
2003	0.0668	0.9345	1911	0.0501	0.7012
2004	0.0668	1.0013	1912	0.0501	0.7513
2005	0.0668	1.0680	1913	0.0501	0.8014
2006	0.0668	1.1348	1914	0.0501	0.8514
2007	0.0668	1.2015	1915	0.0501	0.9015
2008	0.0668	1.2683	1916	0.0501	0.9516
			1917	0.0501	1.0017

Fuente: Elaboración propia

Con los datos presentados se procedió a realizar la simulación analítica del funcionamiento de vaso para definir la producción de energía eléctrica. (Ver anexo IV para mayor referencia de los resultados). Dicha simulación se realizó para una diversa gama de potencias instalables con la finalidad de analizar el comportamiento óptimo entre potencia instalable y el factor de planta (o porcentaje del tiempo de operación en la generación), definiendo los siguientes resultados:

Tabla 4-39 Análisis de potencia a instalar, S6

PI	Energía Generada			FP	Déficit	Horas
	Firme	Secundaria	Total			
MW	GWh	GWh	GWh		%	
15.00	88.58	0.00	88.58	0.67	5.00%	16.18
20.00	88.58	0.00	88.58	0.51	5.00%	12.12
23.00	88.58	0.00	88.58	0.44	5.00%	10.54
24.00	88.58	0.00	88.58	0.42	5.00%	10.11
25.00	88.58	0.00	88.58	0.40	5.00%	9.70
26.00	88.58	0.00	88.58	0.39	5.00%	9.34
28.00	88.58	0.00	88.58	0.36	5.00%	8.67
35.00	88.58	0.00	88.58	0.29	0.05	6.94

Fuente: Elaboración propia

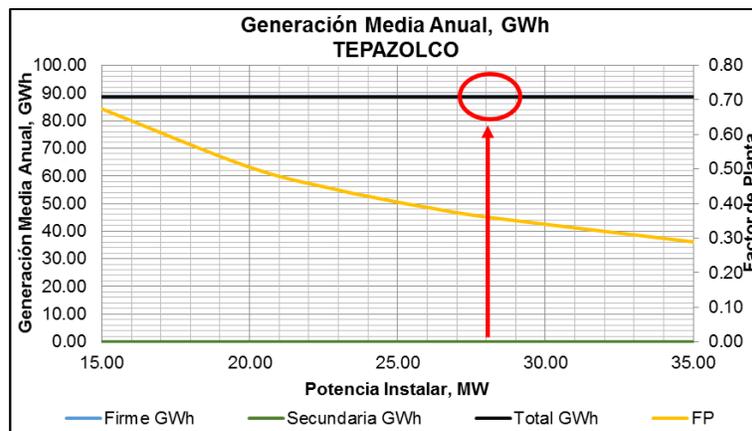


Figura 4-31 Generación media anual VS factor de planta, S6

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario la potencia de 28 MW cumple con el factor de planta requerido que corresponde a más de 8 horas de operación, esta potencia produce una generación media anual de 88.58 GWh con los cuales se requiere de una disponibilidad hídrica de 34.78 hm³ como media mensual.

Tabla 4-40 Análisis mensual 28MW, S6

PI 28 MW												
MES	Extracción para generación			Derrames Vertedor	Evaporación Neta	Elevaciones		Energía Generada			Potencia Media	F.P
	Firme	Secundaria	Total			Embalse	Desfogue	Firme	Secundaria	Total		
	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	hm ³	m	m	GWh	GWh	GWh	MW	
ENE	34.79	0	34.79	0	0.01	1997.00	1915	7.4	0	7.4	10.12	0.362
FEB	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.361
MAR	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.361
ABR	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.361
MAY	34.78	0	34.78	0	0	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.361
JUN	34.78	0	34.78	0	0	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.361
JUL	34.78	0	34.78	0	0	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.361
AGO	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.361
SEP	34.78	0	34.78	0	0	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.361
OCT	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.361
NOV	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.361
DIC	34.77	0	34.77	0	0.01	1997.00	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.361
MEDIA	34.78	0.00	34.78	0.00	0.007	1997.00	1915.00	7.38	0.00	7.38	10.11	0.361
SUMA	417.3	0	417.3	0	0.08			88.58	0	88.58		

Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia en la Tabla 5-19, prácticamente no existe energía secundaria puesto que no se considera el régimen del río y no se aprovechan las avenidas en los diferentes temporales, solo el aporte del bombeo que todo el tiempo es constante y por eso se refleja una entrega de energía primaria o firme todo el lapso de producción.

Ahora que se ha seleccionado la potencia hidráulica, se acopla la potencia y generación solar, es decir una potencia de 10 MW fotovoltaicos y se producían 15.93 GWh como media anual. Ver Figura 4-5 Oferta solar 10 MW fotovoltaicos.

Esta simulación propone el funcionamiento de la central tipo híbrida donde por las mañanas se turbinan, a medio día se genera por medios fotovoltaicos, en la tarde nuevamente se genera con hidráulica y por las noches se bombea al almacenamiento.

Por lo que se requiere obtener el cálculo de la potencia instalable de bombeo, para ello se utilizan los parámetros aquí definidos:

Tabla 4-41 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo

Diámetro de la tubería a presión (D)	3.75	m
Velocidad en la tubería (v)	2.50	m/s
Longitud de la tubería (L)	785.00	m

Carga bruta bombeo (Hb)	107.59	m
Pérdidas totales	8.00	m
Eficiencia (η)	0.97	

Fuente: Elaboración propia

La Figura 4-32 presenta la potencia hidráulica disponible, donde se aprecia el respaldo que puede ofrecer este tipo de tecnología. La generación hidráulica tiene la bondad de adaptarse y generar a mejor conveniencia, es prácticamente controlable su producción a comparación de una central a base de fuentes intermitentes, como lo son la solar y la eólica.

Esta política de operación, muestra la flexibilidad que tienen las centrales hidráulicas con respecto a cualquier tipo de centrales de generación, además su puesta en marcha asegura una respuesta rápida para apoyar o entregar electricidad a la red eléctrica. Por lo tanto, este tipo de centrales debería continuar dentro del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) emitido por la Secretaría de Energía.

Cabe señalar que estas dos últimas simulaciones son hipótesis de almacenamiento puesto que no se cuenta con el recurso agua, según el estudio hidrológico de este trabajo, que se puede consultar en el capítulo 3.3.

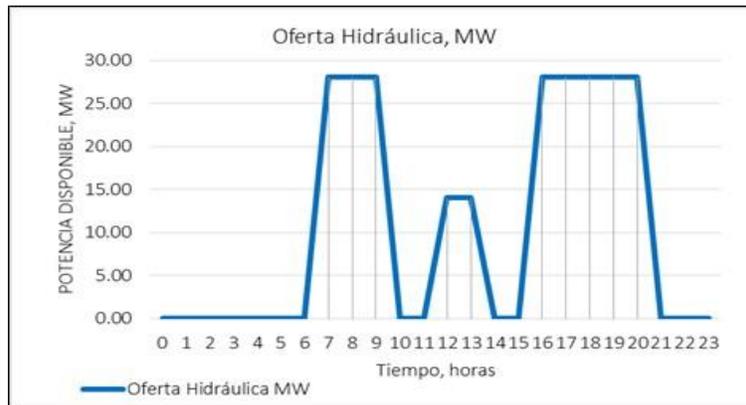


Figura 4-32 Política de operación hidráulica, S6

Fuente: Elaboración propia

Utilizando los parámetros de la Tabla 4-41 Parámetros de diseño para el equipo de bombeo, se procede a calcular la potencia para el rebombeo:

$$PI = \frac{Q \cdot g \cdot Hb}{\eta} = 30,216.89 \text{ kW} \quad \dots(18)$$

$$E = \frac{PI \cdot h \cdot días}{1 \times 10^6} = 99.33 \text{ GWh} \quad \dots(19)$$

Donde:

- Q caudal de bombeo durante 9 horas (27.94 m³/s)
- g aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)
- Hb carga bruta bombeo
- η eficiencia
- h horas de bombeo (9 horas)
- días días en un año (365.25 días)

Comparando la energía producida contra la energía generada se obtiene:

Energía producida (Turbina)=	88.58 GWh
Energía consumida (Bomba)=	99.33 GWh

La energía adicional requerida es de un: 112.13 %

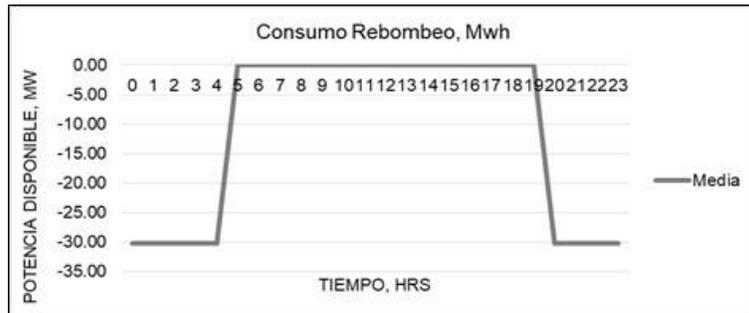


Figura 4-33 Potencia para bombeo, S6

Fuente: Elaboración propia

Con la intención de apreciar mejor los valores de la producción de energía por las tecnologías para el sistema híbrido, se tiene:

PLANTA SOLAR

Generación Media Anual	15.93	GWh
Factor de Planta	0.21	

5 Horas de generación

PLANTA HIDRÁULICA

Generación Media Anual	88.58	GWh
Factor de Planta	0.36	

8.67 Horas de generación

PLANTA DE BOMBEO

Consumo Media Anual	99.33	GWh
---------------------	-------	-----

9 Horas de bombeo

Por lo tanto, se requiere de una potencia instalada para el bombeo de 30.21 MW, bombeando por 9 horas un gasto de 27.94 m³/s; y tendrá un consumo energético de 99.33 GWh al año. La propuesta de operación se muestra en la Figura 4-23.

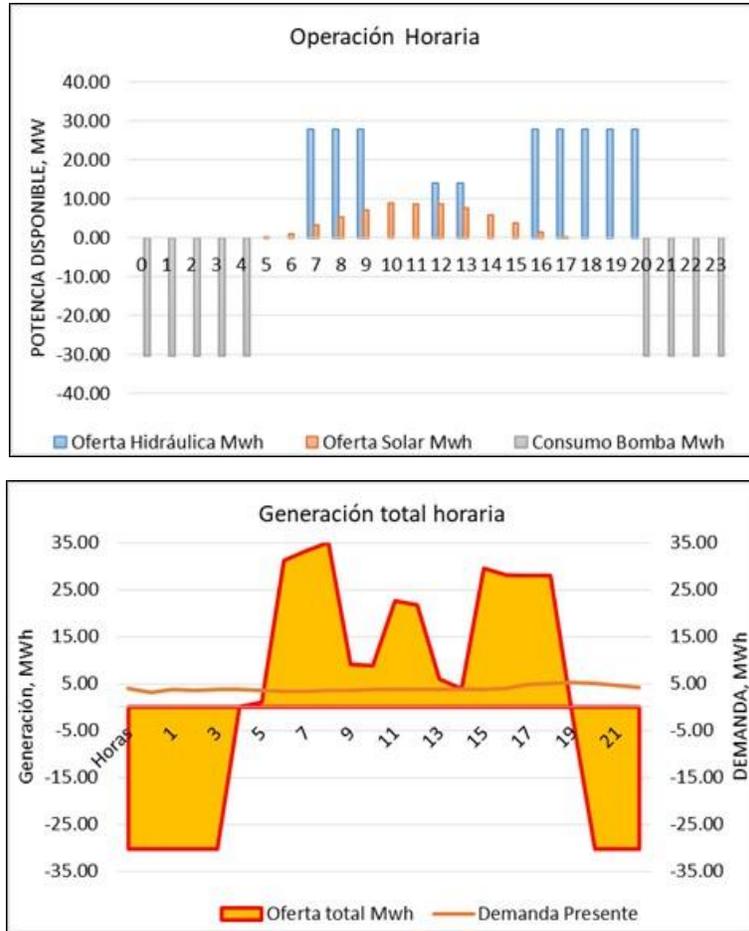


Figura 4-34 Operación y generación híbrida del sistema, S6

Fuente: Elaboración propia

La generación acumulada entre las dos tecnologías será de 104.51 GWh (15.93 GWh + 99.33 GWh). Aunque se propuso la generación hidráulica de las 12 a las 13 horas para respaldar la generación fotovoltaica, se recomienda trabajar a media potencia la central hidroeléctrica en las horas pico de la generación solar. Por otra parte, para este escenario la generación fotovoltaica queda siempre por debajo del aporte hidráulico, quizá sería conveniente aumentar la capacidad del parque fotovoltaico con la finalidad de mantener un mejor respaldo hidráulico.

Este escenario resulta en un balance positivo de 5.18 GWh de generación total media anual (generación menos el consumo energético) es decir, 104.51 GWh – 99.33 GWh; resultando un incremento de beneficios aportados como energía firme.

Análisis Simulaciones 5 y 6

Las dos últimas simulaciones arrojan un consumo energético por las bombas del orden del 20 % mayor al generado por las turbinas, pero al acoplarse con la generación fotovoltaica el escenario cambia considerablemente, como se muestra en la Tabla 4-42, en donde la mejor opción de central sería la simulación 6 puesto que además de absorber energía para el bombeo se podrían entregar 5.18 GWh al año al sistema eléctrico. De cualquier forma no se descarta la simulación 5 como una central que participe absorbiendo gran cantidad de energía que podría estar congestionando la red.

Tabla 4-42 Comparativa resultado Simulaciones 5 y 6

		SIM 5	SIM 6
DESCRIPCIÓN		(Matriz con Riego + bombeo) Capacidad 1 hm ³	Bombeo Puro Capacidad 1 hm ³
CAPACIDAD INSTALADA	HIDRÁ (MW)	30.00	26.00
	SOLAR (MW)	10.00	10.00
	BOMB (MW)	36.68	30.22
TANQUE SUPERIOR	ÁREA (km ²)	0.07	0.07
	VOLUMEN (hm ³)	1.00	1.00
Q ENTRADA MEDIO ANUAL (m³/s)		37.91	34.78
TANQUE INFERIOR	ÁREA (km ²)	0.05	0.05
	VOLUMEN (hm ³)	1.00	1.00
Q BOMBEO (m³/s)		33.92	27.94
HIDRÁULICA	GMA (GWh)	99.97	88.58
	FP	0.34	0.36
SOLAR	GMA (GWh)	15.93	15.93
	FP	0.21	0.21
ENERGÍA TOTAL	GMA (GWh)	115.90	104.51
CONSUMO BOMBEO	GMA (GWh)	120.59	99.33
	FP	0.33	0.33
DIFERENCIA ENERGÍA (GWh)		-4.69	5.18

Fuente: Elaboración propia

Es importante señalar que en la operación del sistema se ha insertado la generación hidráulica a la hora pico de la generación solar, este caso ha servido en sistemas aislados donde se depende solamente de la energía renovable; se cuenta con experiencias donde el recurso como radiación o viento se presentan menos de lo esperado y por tanto debe entrar en operación la central hidráulica a responder con la demanda eléctrica, aunque quizá no opere a su máxima potencia, se propone operar con la mitad de su capacidad y así no dejar caer el sistema intermitente con el objetivo de evitarse alguna penalización por no entregar energía en las horas convenidas.

En este caso particular, la energía solar tiene un diferencial menor a comparación del gran bloque ofertado por el almacenamiento hidráulico, se considera aumentar la capacidad de generación solar, aunque esta decisión pertenece a la central híbrida y el esquema en el cual se encuentre dentro del mercado eléctrico mayorista.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo tomó como base las regulaciones y leyes mexicanas en materia de integración de fuentes renovables a la red eléctrica, se identificaron los sistemas híbridos y de almacenamiento hidráulico en el mundo y se caracterizó el nicho de oportunidades en México; se describió el funcionamiento, operación y participación de las centrales de bombeo en el mercado eléctrico español con la intención de comprender el funcionamiento de las centrales híbridas

También se logró analizar un caso de estudio en México, determinando el almacenamiento y la capacidad hidráulica a instalar para aportar generación y el respaldo de un sistema de 10 MW fotovoltaico, considerando diferentes simulaciones de operación.

Resultados generales

De los resultados obtenidos, se puede concluir que es viable acoplar centrales hidroeléctricas con bombeo a sistemas fotovoltaicos para la optimización de su operación; de maneja particular, el esquema que representa los mejores beneficios en términos energéticos como sistema híbrido es la simulación 3, donde se considera el régimen y aportación del canal principal más un volumen que se recircule al menos una vez al día, de esta manera se podría equipar la central hidráulica con hasta 13 MW de potencia, un sistema de bombeo con capacidad de 14.03 MW y la granja solar de 10 MW fotovoltaicos, que en su conjunto podrían estar inyectando a la red eléctrica una generación media de 55.68 GWh al año, mientras que el sistema de bombeo puede absorber hasta 46.11 GWh de energía media anual (ver Tabla 5-1). Para lograr este objetivo se requiere de un volumen de almacenamiento de 0.33 hm³ para los tanques superior e inferior, se propone operar la central hidráulica con un porcentaje de su potencial en diferentes bloques del día y así proteger la central híbrida de cualquier eventualidad.

Todos los escenarios planteados pueden ser viables y factibles siempre y cuando se defina para que se requiere la central de manera específica, es decir, se podría aportar únicamente energía limpia a la red eléctrica como las simulaciones uno y dos, o bien, respaldar un bloque de producción renovable como las simulaciones tres y cuatro, o quizá, como lo hacen las simulaciones cinco y seis, que sin problemas podrían estar regulando la frecuencia en la red consumiendo la energía generada no demandada que satura el nodo de interconexión.

Si se operan como centrales únicamente de bombeo, muy difícilmente logran su rentabilidad, necesitan ir en conjunto con algún tipo de central renovable, al menos hasta que no se diferencien los precios marginales de producción hidráulica en el mercado eléctrico nacional.

Tabla 5-1 Resultados de todas las simulaciones

DESCRIPCIÓN		SIM 1	SIM 2	SIM 3	SIM 4	SIM 5	SIM 6
		Matriz total	Matriz con riego	Matriz con riego + bombeo	Ciclo cerrado (rebompeo)	(Matriz con Riego + rebompeo) Capacidad 1 hm ³	Bombeo Puro Capacidad 1 hm ³
CAPACIDAD INSTALADA	HIDRÁ (MW)	6.00	3.00	13.00	8.50	30.00	26.00
	SOLAR (MW)	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
	BOMB (MW)	0.00	0.00	14.03	10.81	36.68	30.22
TANQUE SUPERIOR	ÁREA (km ²)	0.02	0.01	0.02	0.02	0.07	0.07
	VOLUMEN (hm ³)	0.33	0.19	0.33	0.33	1.00	1.00
Q ENTRADA MEDIO ANUAL (m ³ /s)		6.84	3.18	14.63	11.50	37.91	34.78
TANQUE INFERIOR	ÁREA (km ²)	0.00	0.00	0.02	0.02	0.05	0.05
	VOLUMEN (hm ³)	0.00	0.00	0.33	0.33	1.00	1.00
Q BOMBEO (m ³ /s)		0.00	0.00	12.97	10.00	33.92	27.94
HIDRÁULICA	GMA (GWh)	18.82	8.86	39.75	29.05	99.97	88.58
	FP	0.36	0.34	0.35	0.33	0.34	0.36
SOLAR	GMA (GWh)	15.93	15.93	15.93	15.93	15.93	15.93
	FP	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
ENERGÍA TOTAL	GMA (GWh)	34.75	24.79	55.68	44.98	115.90	104.51
CONSUMO BOMBEO	GMA (GWh)	0.00	0.00	46.11	35.55	120.59	99.33
	FP	0.00	0.00	0.33	0.33	0.33	0.33
DIFERENCIA ENERGÍA (GWh)		34.75	24.79	9.57	9.43	-4.69	5.18

Fuente: Elaboración propia

La Figura 5-1 muestra el posible dimensionamiento base de los tanques de almacenamiento superior e inferior así como el emplazamiento de la granja solar.



Figura 5-1 Arreglo general sistema híbrido

Fuente: Elaboración propia

Discusión

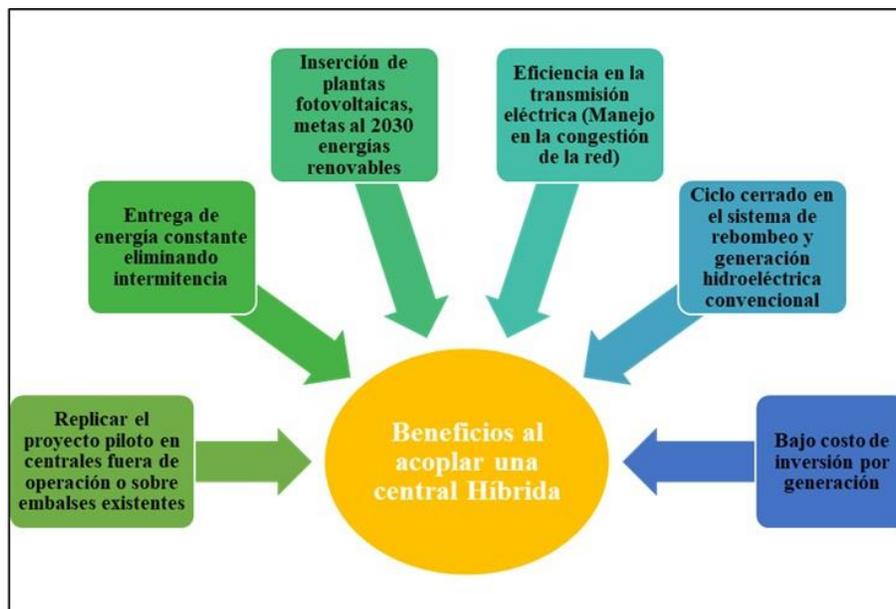
El incremento en la cantidad de energía generada por fuentes renovables está originando nuevos desafíos en las redes de distribución. Los sistemas eléctricos actuales están obligados a equilibrar el suministro y la demanda en todo momento, flexibilizando aún más la gestión de la red eléctrica y garantizando niveles óptimos de eficiencia energética.

El sistema de distribución y transporte de energía, así como sus precios en el mercado son fijados en función de los gobiernos y de la legislación vigente en cada país; estas decisiones repercuten a su vez en el impulso o limitación del desarrollo de las energías renovables. A manera de definición, la energía que se consume tiene un costo de producción, es decir, lo que cuesta generarla, que además dependerá de la tecnología que se utilice para producirla y un precio dentro del mercado eléctrico, que depende del día, la hora y las diferencias entre la energía disponible y el consumo (ley de oferta-demanda).

Las energías renovables tienen un costo de generación más alto que la convencional, debido principalmente a que actualmente, el costo de fabricación de las tecnologías (aerogeneradores y módulos fotovoltaicos, principalmente) son bastantes altos o llegan a coincidir con centrales a bases de combustibles fósiles. Debido a este sobrecosto, los gobiernos de algunos países apoyan la integración de renovables pagando un precio fijo, mediante primas variables o tarifas reguladas, que garantizan un precio independientemente del mercado. Estas “primas” permiten que las energías renovables sean más competitivas y se impulse la inversión en este sector energético tan importante.

El siguiente diagrama muestra los beneficios y oportunidades al implementar este tipo de centrales al sistema eléctrico nacional:

Diagrama 5-1 Beneficios al acoplar una central híbrida



Fuente: Elaboración propia

Para materializar estos beneficios, el almacenamiento de energía debe ser parte integral de la red eléctrica, no un componente aislado para satisfacer una necesidad local inmediata. Así la central generadora o híbrida podrá determinar cómo despachar mejor la energía almacenada en función de previsiones de precio y energía y cómo suministrar electricidad a bajos costos.

Las centrales generadoras o híbridas primero deben identificar los puntos débiles en los que el almacenamiento puede mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico, para después determinar el punto óptimo de conexión.

En este sentido, los sistemas de almacenamiento de energía tienen una mayor importancia debido a que permiten la integración de las energías renovables, esta premisa impulsaría a invertir en estos proyectos en un país con economía emergente como lo es México, y con el actual marco regulatorio en materia energética, se podrían alcanzar las metas propuestas en la Ley de Transición Energética.

Por otra parte, los esquemas de Asociación Público Privada en inversiones de proyectos de energía, son alternativas que han tenido éxito en mercados eléctricos re-estructurados, sobre todo en aquellas economías en donde el Estado no cuenta con recursos suficientes para el financiamiento de la infraestructura.

La mejora en la eficiencia del sistema eléctrico, a través del seguimiento de la curva de demanda y la integración de renovables son dos aplicaciones esenciales del almacenamiento de energía, que además se enmarcan dentro de los objetivos de la COP21 en México.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Arreola, R., Quevedo, A., Castro M., & Bravo, Á. “*Diseño, construcción y evaluación de un sistema de seguimiento solar para un panel fotovoltaico*”. Colegio de Postgraduados. Texcoco, Estado de México.
2. Auer, J., “*State-of-the-art electricity storage systems. Indispensable elements of the energy revolution*”. Deutsche Bank. 2012, March 8.
3. Black, & Veatch, Holding, Company. “*Cost and performance data for power generation technologies*”. Prepared for the National Renewable Energy Laboratory, 2012, February.
4. Boston Consulting Group, “*Electricity Storage: Making Large Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality*” 2010.
5. Boston Consulting Group, “*Revisiting Energy Storage: There Is a Business Case*” 2011.
6. Brauner, P., “*Pumped storage for balancing and grid control in predominant renewable energy systems*”. 17th Intern. Seminar on Hydropower Plants – Pumped Storage in the Context of Renewable Energy Supply. Institute for Energy Systems and Thermodynamics – Vienna. 2012.
7. Casini, P., Cicio, D., “*Un futuro brillante: El almacenamiento de energía transforma el paradigma solar,*” ABB Review 2/2015, pp. 27–32.
8. Castañeda, A., & López, L., “*Reforma del sector eléctrico con visión de largo plazo*”. Documento de trabajo. Colegio de México. Núm. II – 2003
9. Central Hidroeléctrica de El Hierro. “*Gorona del viento*” Cabildo El Hierro, Islas Canarias, España 2013. URL: <http://www.goronadelviento.es/index.php>
10. Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada. “*Base de datos climatológica nacional (sistema CLICOM)*”. Baja California URL: <http://clicom-mex.cicese.mx/mapa.html>
11. Comisión Nacional del Agua, “*Diseño, construcción y operación de tanques de Regulación para abastecimiento de agua potable*”, Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento, 2007, Diciembre
12. Comisión Nacional del Agua. “*Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (bandas)*”. Catálogo de estaciones hidrométricas. URL: www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Contenido/.../Portada%20BANDAS.htm
13. Comisión Nacional del Agua. “*Sistema de Seguridad de Presas*”. URL: www.conagua.gob.mx/sisp/
14. Denholm, P., Jorgenson, J., Hummon, M., Jenkin, T., & Palchak, D. “*The Value of Energy Storage for Grid Applications*”. National Renewable Energy Laboratory. 2013, Mayo.
15. DOF 01-06-2016. “*Ley General de Cambio Climático*”. Estados Unidos Mexicanos. Presidencia de la República. 2016, junio 01.
16. DOF 02-06-2015. “*Características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*”. Estados Unidos Mexicanos. Presidencia de la República. 2015, junio 02.
17. DOF 11-08-2014. “*Ley de la Industria Eléctrica*”. Estados Unidos Mexicanos. Presidencia de la República. 2014, Agosto 11.
18. DOF 12-01-2012. “*Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*”. Estados Unidos Mexicanos. Presidencia de la República. 2012, Enero 12.
19. DOF 24-12-2015. “*Ley de Transición Energética, Nueva Ley*”. Estados Unidos Mexicanos. Presidencia de la República. 2015, Diciembre 24.
20. Etcheverry, J., “*Challenges and opportunities for implementing Sustainable energy strategies in coastal communities of Baja California sur, Mexico*”. A thesis for the degree of Doctor of Philosophy. Graduate Department of Geography. University of Toronto. 2008.
21. Etcheverry, J., “*Renewable Energy for Productive Uses: Strategies to Enhance Environmental Protection and the Quality of Rural Life*”. Department of Geography and Institute for Environmental Studies. University of Toronto. 2003.
22. European Photovoltaic Industry Association (EPIA), “*Global Market Outlook: For Photovoltaics 2014-2018*” 2014.
23. Gasquet, H. “*Conversión de la luz solar en energía eléctrica. Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos*”. Solartronic. 2014.
24. González, I. & Yokoyama, Izurieta. “*Plantas de Almacenamiento por Bombeo para la generación de electricidad en México, ventajas y desventajas*”. Universidad del Valle de México.
25. Gracia, J., “*Introducción al diseño de zonas de riego y drenaje*”, Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

26. Gyuk, I., Johnson M., Vetrano J., “*Grid Energy Storage*”. U.S. Department of Energy. 2013 December.
27. Hand, M., Baldwin, S., DeMeo, E. “*Bulk Electric Power Systems: Operations and Transmission*”. Renewable Electricity Futures Study. National Renewable Energy Laboratory, 2012, June.
28. Hand, M., Baldwin, S., DeMeo, E. “*Renewable Electricity Generation and Storage Technologies*” Renewable Electricity Futures Study. National Renewable Energy Laboratory, 2012, June.
29. INECC. “*INDC’s de México con base en el año 2000 para la COP21*”. 2015.
30. INEGI. “*Censo de Población y Vivienda, Base de Datos de Información*”. 2010.
31. INEGI. “*SIATL, Simulador de flujos de agua de cuencas hidrográficas.*” URL: http://antares.inegi.org.mx/analisis/red_hidro/SIATL/
32. International Energy Agency, “*Technology Roadmap: Energy storage*” 2014.
33. International Energy Agency, “*Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy*” France, 2014.
34. Ledesma, P., “*Regulación de frecuencia y potencia*” Universidad Carlos III de Madrid. 2008, Septiembre 21.
35. Luyo, J., “*Efectos de la congestión de las redes de transmisión en la competencia en mercados eléctricos de producción hidrotérmica*”. Pensamiento Crítico N.º 9, pp. 77-98.
36. Mikatia, M., Santos, M. & Armentac, C., “*Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica*”. Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial. 2012 PP. 267–281.
37. Morante, J., “*El almacenamiento de la electricidad*”, Fundación GAS Fenosa, España, 2014.
38. Moreno de la Santa Rubio, F., “*Proyecto de ejecución de planta solar fotovoltaica de 2MW sobre cubierta denominada ‘puertas tht’, para el suministro de una zona industrial*”, repositorio institucional de la Universidad Carlos III de Madrid. 2011.
39. MWH Americas, Inc. “*Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest*”. U.S. Army Corps of Engineers, Northwest Division, Hydroelectric Design Center. 2009, August.
40. Naciones Unidas, “*Conferencia de las Partes 21er periodo de sesiones*”, Convención Marco sobre el Cambio Climático, París, 30 de noviembre a 11 de diciembre de 2015
41. Nadeau, M., Younghoon, D., & Birnbaum, L., “*E-storage: Shifting from cost to value Wind and solar applications*”. World Energy Resources. 2016.
42. NASA. “*Surface meteorology and Solar Energy: Methodology*”. 2010. URL: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>.
43. National Renewable Energy Laboratory. “*PVWatts*” URL: pvwatts.com
44. NHA. “*Challenges and Opportunities for New Pumped Storage Development*”. 2012
45. Octaviano, Claudia. “*The Value of Electricity Storage under Large-Scale Penetration of Renewable Energy: a Hybrid Modeling Approach*” Tesis Doctorado. Massachusetts Institute of Technology. 2015, Junio.
46. Red eléctrica de España, “*Demanda y producción en tiempo real*”, URL: <http://www.ree.es/>
47. REN21, “*Renewables 2017 Global Status Report*”, Paris: REN21 Secretariat.
48. Sánchez-García, C., Sausedo-Solorio, J., “*Simulación de sistemas de conversión de energía hidráulica, eólica y solar.*”. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo, Pachuca, Hgo., México. 7th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology. 2009.
49. Secretaría de Energía (SENER), “*Inventario Nacional de Energías Renovables*” URL: <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>
50. Secretaría de Energía (SENER). “*Estrategia Nacional de Energía, 2013-2027*”. México 2013.
51. Secretaría de Energía (SENER). “*Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, PRODESEN 2016-2030*”. México 2016.
52. Secretaría de Energía (SENER). “*Reporte de Avance de Energías Limpias 2016*”. México 2017.
53. Trujillo, S., “*Modelado y control de una Central Hidroeléctrica*”. Máster en Automática, Robótica y Telemática. Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2012, Diciembre.
54. Wright, J., “*Electrical energy storage to make wind and solar PV resources dispatchable*”. Energy Exemplar, “*PLEXOS Integrated Energy Model*,” www.energyexemplar.com. 2015.

a. ANEXO I.

RADIACIÓN SOLAR NASA

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1983							6.11	6.47	5.56	5.72	5.03	4.93	5.64
1984	5.00	5.68	6.53	7.23	6.42	6.17	5.85	5.78	4.79	5.86	5.41	4.91	5.80
1985	5.15	5.70	6.61	6.80	7.02	5.76	5.96	6.15	5.99	5.53	5.32	4.70	5.89
1986	5.14	5.79	6.73	6.68	6.16	6.26	6.21	6.23	5.63	5.39	4.86	4.66	5.81
1987	5.23	5.64	6.28	6.62	6.86	6.00	5.50	6.28	5.92	6.21	5.19	4.73	5.87
1988	4.89	5.62	6.16	6.67	6.67	5.79	6.28	5.10	5.54	5.44	5.43	4.85	5.70
1989	5.09	5.53	6.61	6.86	6.97	5.96	6.64	6.16	5.36	5.76	5.29	4.83	5.92
1990	5.25	5.71	6.58	6.79	6.36	6.40	6.35	6.45	5.74	5.26	5.09	4.82	5.90
1991	4.93	5.70	6.50	6.90	6.64	5.87	6.43	6.54	5.47	5.20	5.18	4.75	5.84
1992	4.57	5.89	6.44	6.53	6.36	6.66	6.29	6.10	5.44	5.40	4.69	5.01	5.78
1993	5.14	5.86	6.45	6.70	6.75	5.85	6.33	6.22	5.54	5.76	5.58	5.13	5.94
1994	5.18	5.85	6.93	6.47	6.55	6.16	6.81	5.58	5.88	5.56	5.46	4.93	5.95
1995	4.84	5.82	6.35	6.68	6.62	6.48	6.17	5.61	5.85	6.03	5.53	4.75	5.89
1996	5.47	5.87	6.82	6.99	6.94	6.05	6.47	5.84	6.25	5.52	5.46	4.65	6.03
1997	5.02	5.71	6.29	6.78	6.56	6.96	6.75	6.60	5.86	5.04	5.00	4.80	5.95
1998	4.96	5.99	7.05	7.31	6.86	6.84	6.47	6.13	4.90	4.99	5.22	5.12	5.99
1999	5.16	6.08	6.68	6.74	7.16	6.77	5.97	6.31	5.59	4.75	4.89	4.96	5.92
2000	5.23	5.64	6.53	6.77	6.11	5.89	6.99	5.88	5.76	5.29	5.31	4.80	5.85
2001	4.84	5.43	6.34	6.40	6.38	6.57	6.44	5.98	5.65	5.60	5.25	4.68	5.80
2002	5.02	5.03	6.69	6.95	6.87	6.31	6.34	6.40	5.70	5.60	4.76	4.88	5.88
2003	4.68	6.05	7.00	7.01	7.20	5.94	7.00	6.66	5.82	5.66	5.58	5.24	6.15
2004	4.82	6.18	6.55	7.31	6.93	6.42	6.94	7.05	6.11	5.43	5.79	5.18	6.23
2005	5.42	5.87	6.31	7.08	7.06	6.43	6.32	5.88	6.11	5.45	5.48	4.82	6.02
Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	5.05	5.76	6.57	6.83	6.70	6.25	6.37	6.15	5.67	5.50	5.25	4.88	5.92
Mediana	5.06	5.75	6.54	6.79	6.71	6.22	6.34	6.16	5.70	5.52	5.29	4.83	5.96
Mínimo	4.57	5.03	6.16	6.40	6.11	5.76	5.50	5.10	4.79	4.75	4.69	4.65	4.57
Máximo	5.47	6.18	7.05	7.31	7.20	6.96	7.00	7.05	6.25	6.21	5.79	5.24	7.31
Desv. Est.	0.22	0.24	0.24	0.25	0.31	0.36	0.37	0.42	0.35	0.33	0.28	0.17	0.07
Coef. de asimetría	-0.18	-1.02	0.45	0.45	-0.27	0.40	-0.16	-0.34	-0.92	-0.12	-0.32	0.72	0.91
%	7.11	8.11	9.25	9.62	9.44	8.81	8.98	8.66	7.99	7.75	7.40	6.87	100.00

CALCULO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR.	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
1983	1.15	1.30	1.74	1.73	1.65	1.47	1.38	1.39	1.05	1.08	1.04	0.95	15.92
1984	1.14	1.28	1.73	1.83	1.58	1.45	1.32	1.24	0.90	1.10	1.12	0.94	15.65
1985	1.18	1.29	1.75	1.73	1.73	1.35	1.34	1.32	1.13	1.04	1.10	0.90	15.86
1986	1.18	1.31	1.78	1.70	1.52	1.47	1.40	1.34	1.06	1.01	1.01	0.89	15.66
1987	1.20	1.27	1.66	1.68	1.69	1.41	1.24	1.35	1.11	1.17	1.07	0.91	15.76
1988	1.12	1.27	1.63	1.69	1.64	1.36	1.41	1.09	1.04	1.02	1.12	0.93	15.35
1989	1.16	1.25	1.75	1.74	1.72	1.40	1.50	1.32	1.01	1.08	1.10	0.93	15.95
1990	1.20	1.29	1.74	1.72	1.57	1.50	1.43	1.38	1.08	0.99	1.05	0.93	15.89
1991	1.13	1.29	1.72	1.75	1.64	1.38	1.45	1.40	1.03	0.98	1.07	0.91	15.75
1992	1.05	1.33	1.70	1.66	1.57	1.56	1.42	1.31	1.02	1.02	0.97	0.96	15.57
1993	1.18	1.32	1.71	1.70	1.66	1.37	1.43	1.33	1.04	1.08	1.16	0.99	15.97
1994	1.19	1.32	1.83	1.64	1.61	1.45	1.53	1.20	1.11	1.05	1.13	0.95	16.00
1995	1.11	1.31	1.68	1.70	1.63	1.52	1.39	1.20	1.10	1.14	1.14	0.91	15.84
1996	1.25	1.33	1.80	1.77	1.71	1.42	1.46	1.25	1.18	1.04	1.13	0.89	16.24
1997	1.15	1.29	1.66	1.72	1.62	1.63	1.52	1.42	1.10	0.95	1.04	0.92	16.02
1998	1.13	1.35	1.87	1.86	1.69	1.61	1.46	1.31	0.92	0.94	1.08	0.98	16.20
1999	1.18	1.37	1.77	1.71	1.76	1.59	1.34	1.35	1.05	0.89	1.01	0.95	16.00
2000	1.20	1.27	1.73	1.72	1.51	1.38	1.57	1.26	1.08	1.00	1.10	0.92	15.74
2001	1.11	1.23	1.68	1.62	1.57	1.54	1.45	1.28	1.06	1.05	1.09	0.90	15.59
2002	1.15	1.14	1.77	1.76	1.69	1.48	1.43	1.37	1.07	1.05	0.99	0.94	15.84
2003	1.07	1.37	1.85	1.78	1.77	1.40	1.58	1.43	1.10	1.07	1.16	1.01	16.57
2004	1.10	1.40	1.73	1.86	1.71	1.51	1.56	1.51	1.15	1.02	1.20	0.99	16.74
2005	1.24	1.33	1.67	1.80	1.74	1.51	1.42	1.26	1.15	1.03	1.13	0.93	16.20

Estadístico	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Promedio	1.15	1.30	1.74	1.73	1.65	1.47	1.44	1.32	1.07	1.03	1.09	0.94	15.93
Mediana	1.15	1.30	1.73	1.72	1.65	1.47	1.43	1.32	1.07	1.04	1.10	0.93	1.31
Mínimo	1.05	1.14	1.63	1.62	1.51	1.35	1.24	1.09	0.90	0.89	0.97	0.89	0.89
Máximo	1.25	1.40	1.87	1.86	1.77	1.63	1.58	1.51	1.18	1.17	1.20	1.01	1.87
Desv. Est.	0.05	0.05	0.06	0.06	0.08	0.08	0.08	0.09	0.07	0.06	0.06	0.03	0.02
Coef. de asimetría	-0.19	-1.04	0.46	0.46	-0.27	0.41	-0.16	-0.34	-0.92	-0.12	-0.32	0.72	0.86
%	7.25	8.16	10.91	10.88	10.37	9.22	9.02	8.28	6.71	6.50	6.83	5.88	100.00

CORRIDA RETSCREEN

Estudio de ingeniería



Central de generación - Fotovoltaico

Resumen ejecutivo

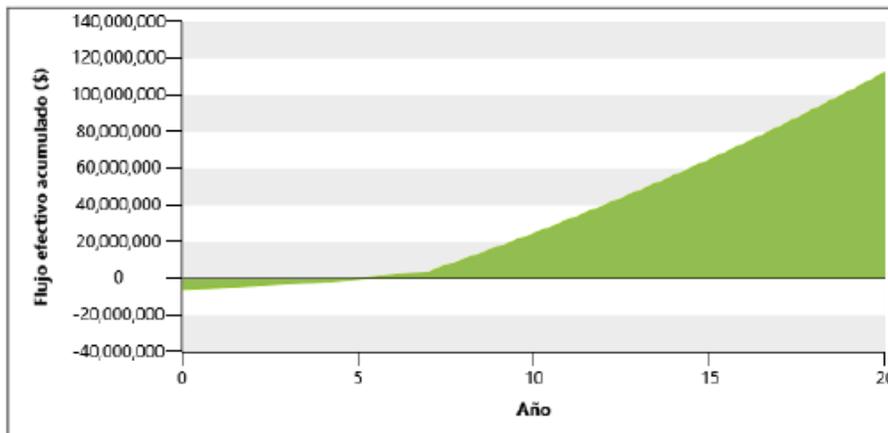
Este informe se preparó con el Software de gestión de energías limpias de RETScreen. A continuación se presentan los resultados y recomendaciones clave de este análisis.

Objetivo

	Electricidad exportada a la red MWh	Ingresos por exportación de electricidad \$	Reducción de emisiones de GEI tCO ₂
Caso propuesto	18,396	5,518,800	8,279

Los resultados principales son los siguientes:

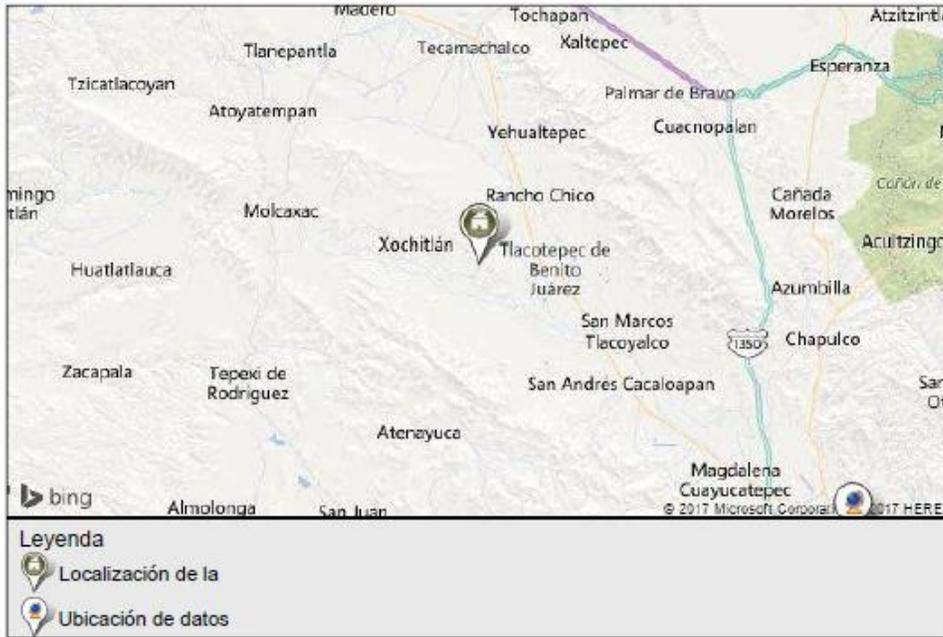
Flujo de efectivo - Acumulado



Exención de responsabilidad: este informe se distribuye únicamente con fines informativos y no refleja necesariamente las opiniones del gobierno de Canadá ni constituye respaldo alguno de personas o productos comerciales. Ni Canadá ni sus ministros, funcionarios, empleados o agentes ofrecen garantía alguna con respecto a este informe ni asumen responsabilidad alguna surgida de este informe.

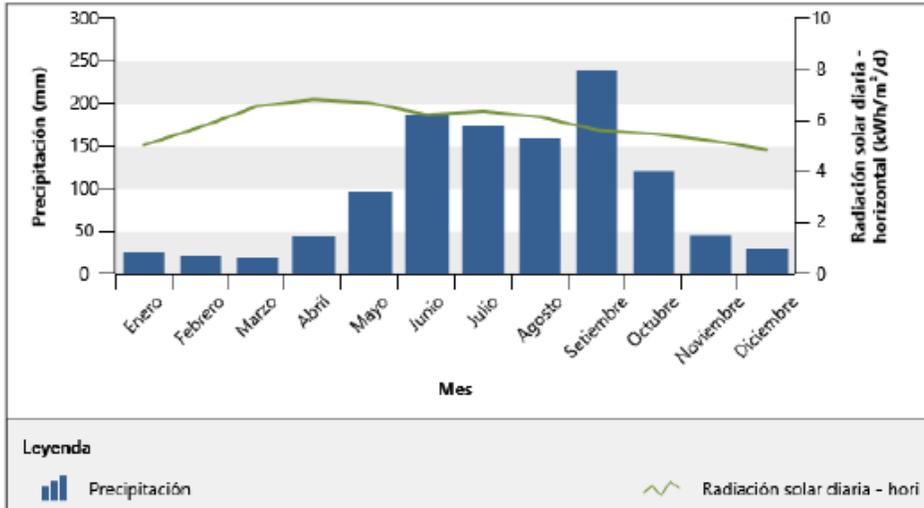
Ubicación | Datos climatológicos

Ubicación



	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación
Nombre		México - Tehuacán	Mexico - PUE - Xochitlán Todos Santos
Latitud	'N	18.5	18.7
Longitud	'E	-97.4	-97.7
Zona climática		3C - Templado - Oceánico	3C - Templado - Oceánico
Elevación	m	1924	1996

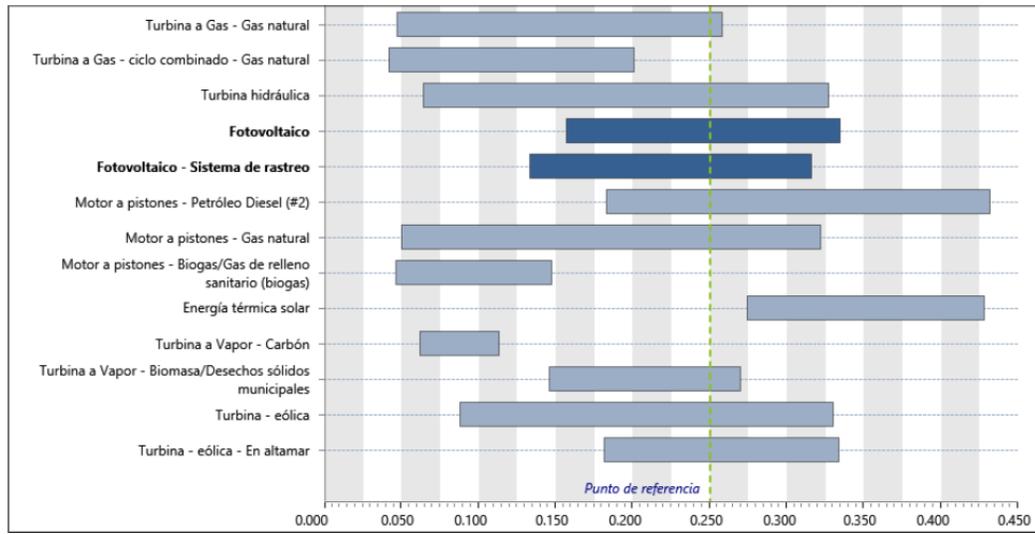
Datos climatológicos



Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento	Días-grado de enfriamiento
	°C	%	mm	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	12.6	79.1%	27.22	5.05	84.3	3.3	14.1	168	80
Febrero	14.3	71.4%	20.81	5.76	84.2	3.2	16.4	104	120
Marzo	17.0	60.9%	20.26	6.57	84.1	3.1	20.3	30	218
Abril	19.4	58.0%	44.43	6.83	84.1	3.1	23.3	0	281
Mayo	20.1	63.6%	97.36	6.70	84.0	2.5	23.7	0	313
Junio	19.3	73.6%	188.25	6.25	84.1	2.3	21.9	0	280
Julio	17.9	78.1%	173.27	6.38	84.2	2.5	20.1	3	245
Agosto	17.9	78.5%	159.32	6.16	84.2	2.4	20.1	3	246
Setiembre	17.9	79.8%	239.44	5.65	84.1	2.2	19.8	3	237
Octubre	16.3	80.9%	121.52	5.50	84.2	2.7	18.2	52	196
Noviembre	14.7	82.0%	45.92	5.24	84.3	3.0	16.2	101	140
Diciembre	12.8	82.6%	30.32	4.88	84.3	3.3	14.2	160	88
Anual	16.7	74.1%	1,168.13	5.91	84.2	2.8	19.0	623	2,442

Punto de referencia

Cost. de produc. de energía. - Red-Central - Rango (\$/kWh)



Punto de referencia: 0.25 \$/kWh

Suscriptor: Mexican Federal Electricity Commission

Central de generación

Fotovoltaico



Fotovoltaico		
Capacidad	10,000	kW
Electricidad	18,396	MWh

Objetivo

Resumen

	Electricidad exportada a la red MWh	Ingresos por exportación de electricidad \$	Reducción de emisiones de GEI tCO ₂
Caso propuesto	18,396	5,518,800	8,279

Viabilidad financiera

Parámetros financieros

Tasa de inflación	%	3.5%
Tiempo de vida del proyecto	año	20
Relación de deuda	%	80%
Tasa de interés de la deuda	%	10%
Duración de deuda	año	7

Costos | Ahorros | Ingreso

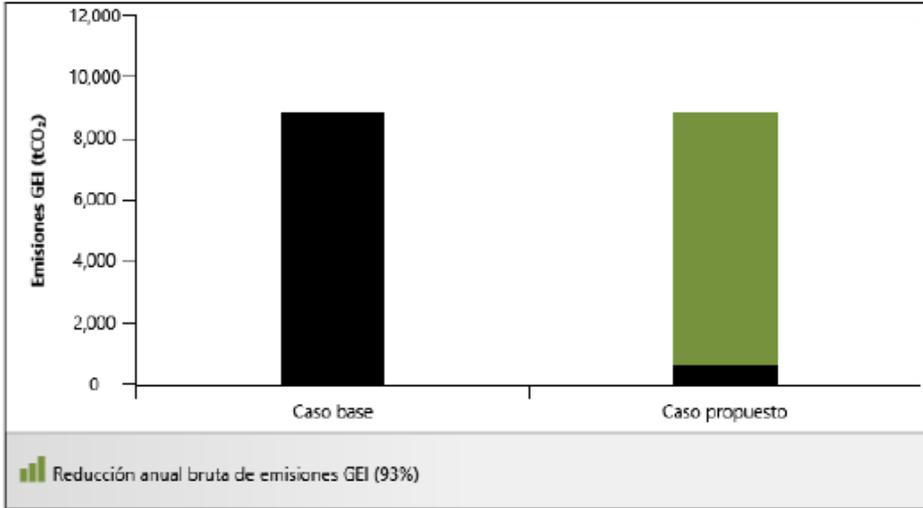
Costos iniciales			
Costo inicial	100%	\$	28,000,000
<hr/>			
Costos iniciales totales	100%	\$	28,000,000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)		\$	380,000
Pagos de la deuda - 7 años		\$	4,601,083
<hr/>			
Costos anuales totales		\$	4,981,083
Ahorros e ingresos anuales			
Ingresos por exportación de electricidad		\$	5,518,800
<hr/>			
Ingresos y ahorros anuales totales		\$	5,518,800

Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital	%	33.8%
TIR antes - impuestos - activos	%	12.2%
Pago simple de retorno del capital	año	5.4
Repago - capital	año	5

Emisiones GEI

Emisiones GEI



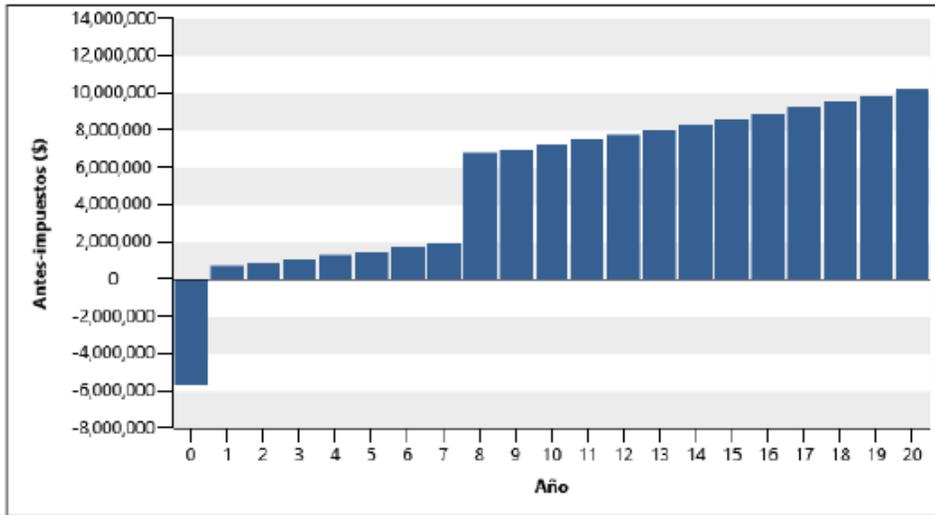
Equivalencia GEI



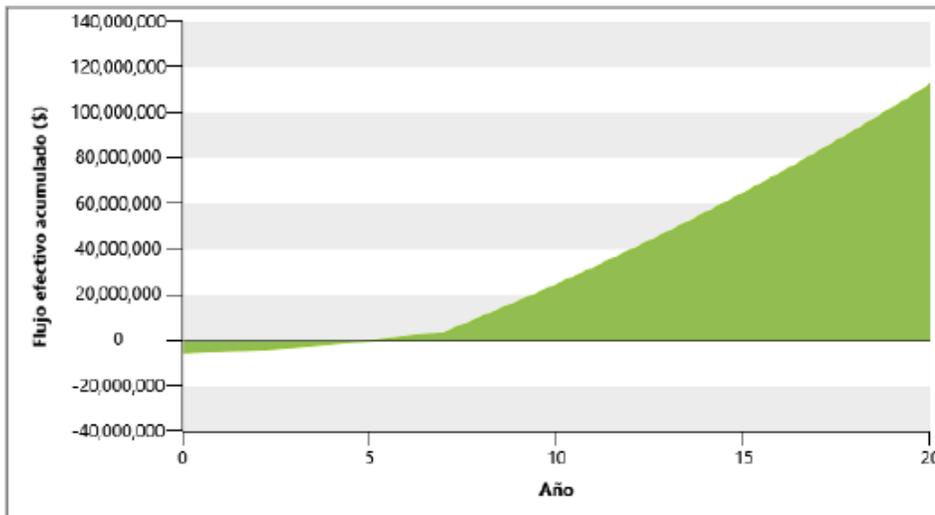
Emisiones GEI		
Caso base	8,902.3	tCO ₂
Caso propuesto	623.2	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	8,279.1	tCO₂

Flujo de efectivo

Anual



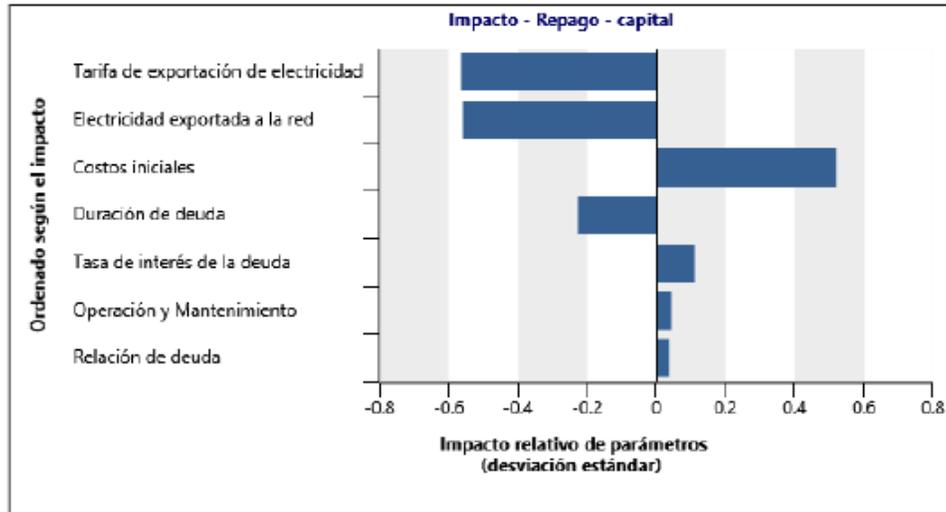
Acumulado



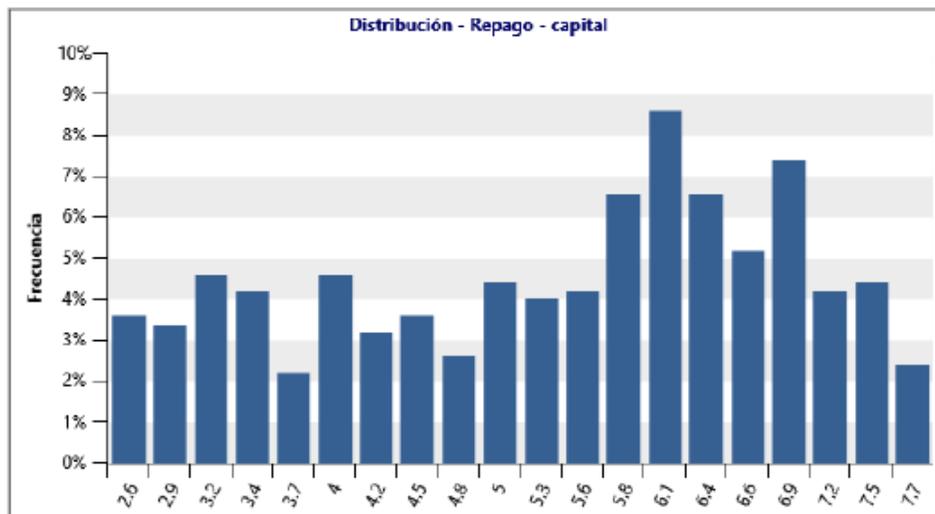
Suscriptor: Mexican Federal Electricity Commission

Riesgo

Impacto



Distribución



Flujos de caja anuales

Año n.º	Antes-impuestos \$	Acumulado \$
0	-5,600,000	-5,600,000
1	717,575	-4,882,425
2	903,728	-3,978,697
3	1,096,396	-2,882,301
4	1,295,808	-1,586,493
5	1,502,199	-84,294
6	1,715,814	1,631,520
7	1,936,905	3,568,426
8	6,766,818	10,335,244
9	7,003,657	17,338,901
10	7,248,785	24,587,686
11	7,502,492	32,090,178
12	7,765,080	39,855,258
13	8,036,857	47,892,115
14	8,318,147	56,210,263
15	8,609,283	64,819,545
16	8,910,607	73,730,153
17	9,222,479	82,952,631
18	9,545,265	92,497,897
19	9,879,350	102,377,247
20	10,225,127	112,602,374

Efectúe análisis sobre		Repago - capital			
Cantidad de combinaciones		500			
Valor de inicialización aleatorio		No			
Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	\$	28,000,000	25%	21,000,000	35,000,000
Operación y Mantenimiento	\$	380,000	25%	285,000	475,000
Electricidad exportada a la red	MWh	18,396.00	25%	13,797.00	22,995.00
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	300.00	25%	225.00	375.00
Relación de deuda	%	80.0%	25%	60.0%	100.0%
Tasa de interés de la deuda	%	10.00%	25%	7.50%	12.50%
Duración de deuda	año	7	25%	5	9
Mediana				año	5.9
Nivel de riesgo				%	10%
Mínimo en intervalo de confianza				año	2.7
Máximo en intervalo de confianza				año	8

Tipo de análisis

Tiempo de vida del proyecto



b. ANEXO II.

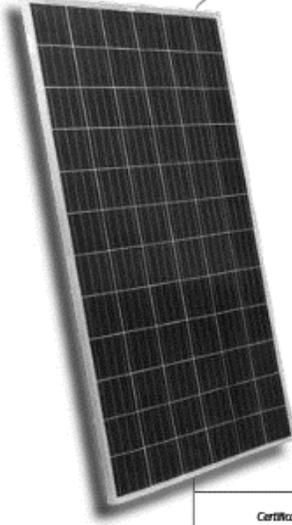
FICHA TÉCNICA MÓDULO SOLAR

STP315 - 24/Vem
STP310 - 24/Vem
STP305 - 24/Vem



315 Watt

POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency
Module efficiency up to 16.2% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant
Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance
Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability



Suntech current sorting process
System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



Extended wind and snow load tests
Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Withstanding harsh environment
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

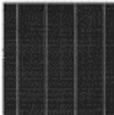
Certifications and standards: IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

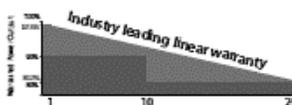
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Special 4 busbar design



The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97.5% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.7% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

IP68 Rated Junction Box



The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **PV Cycle only for EU market.
 *** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

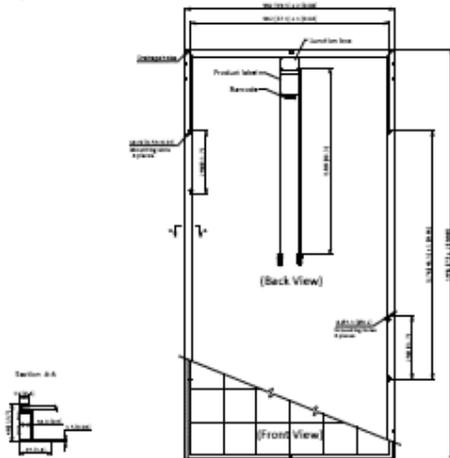
©Copyright 2016 Suntech Power

www.suntech-power.com

IEC-STP-Vem-NO1.01-Rev 2016

STP315-24/Vem
STP310-24/Vem
STP305-24/Vem

SUNTECH
BE UNLIMITED



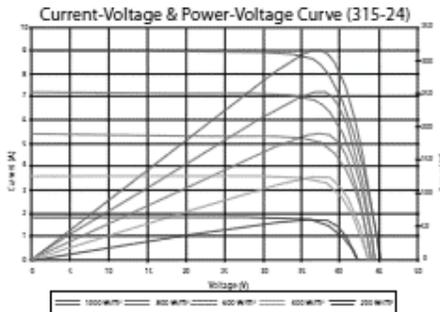
Electrical Characteristics

STC	STP315-24/ Vem	STP310-24/ Vem	STP305-24/ Vem
Maximum Power at STC (Pmax)	315 W	310 W	305 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.8 V	36.5 V	36.2 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.56 A	8.50 A	8.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	44.9 V	44.7 V
Short Circuit Current (Isc)	9.02 A	8.96 A	8.89 A
Module Efficiency	16.2%	16.0%	15.7%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP315-24/ Vem	STP310-24/ Vem	STP305-24/ Vem
Maximum Power at NOCT (Pmax)	229 W	226 W	222 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	32.8 V	32.6 V
Optimum Operating Current (Imp)	6.91 A	6.88 A	6.80 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	40.9 V	40.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.30 A	7.26 A	7.19 A

NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
Test in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiation intensity of 200 W/m² (AM 1.5, 25 °C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved

Dealer information



Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard IEC 60335. Color differences of the modules relative to the figures as well as discrepancies of the modules which do not impact their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.067 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 156 × 156 mm (6 inches)
No. of Cells	72 (6 × 12)
Dimensions	1956 × 992 × 40mm (77.0 × 39.1 × 1.6 inches)
Weight	25.8 kgs (56.9 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1100mm (43.3 inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	MC4 compatible

Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	25	25	25
Pallets per container	5	12	24
Pieces per container	125	300	600

FICHA TÉCNICA INVERSOR

SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT



Profitable

- Significantly reduced specific price thanks to increased power
- Maximum yields with low system costs

Durable

- Full nominal power in continuous operation at ambient temperatures up to 50 °C
- Optimized for extreme climatic conditions between -40 °C and 62 °C
- Active temperature management with OptiCool™

Flexible

- Wide DC input voltage range for flexible use of various module configurations
- Perfectly adjusted for the temperature-dependent behavior of PV arrays

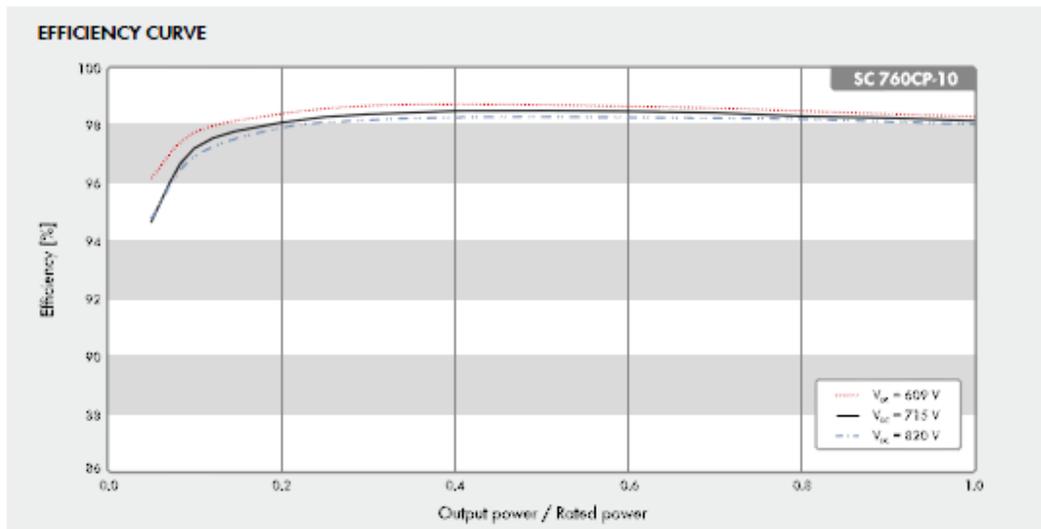
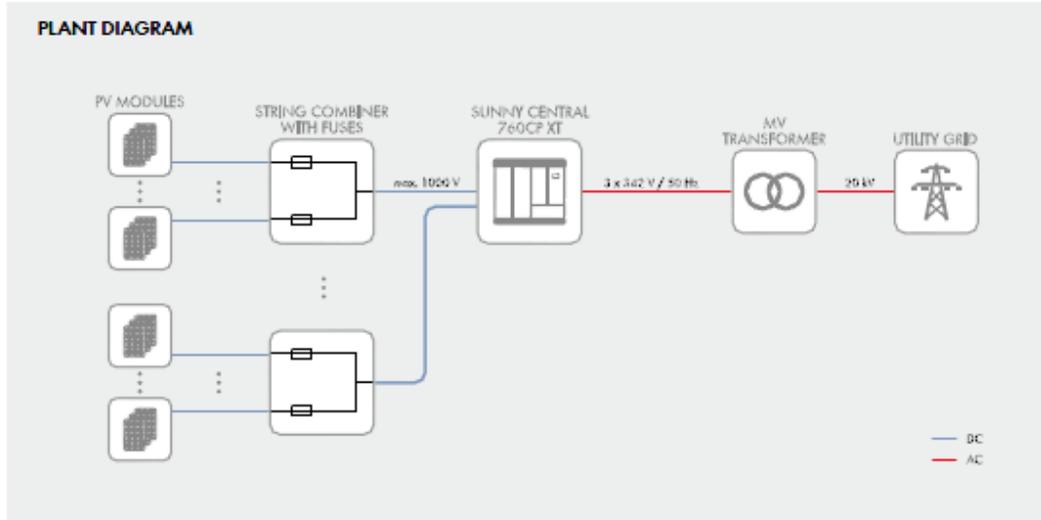
Versatile

- All grid management functions are included, prepared for "Q at Night" including pure reactive power operation
- Customized computer platform for optimal monitoring and control of inverters

SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

The extended CP: more features included

More power: With its extended functions, the new Sunny Central CP XT series is now even more efficient. The reduced specific price, meaning that maximum yields are achieved with lower system costs. The Sunny Central CP XT is also optimized for cold temperatures down to -40 °C and with full nominal power in continuous operation up to 50 °C. The inverter includes all grid management functions and is prepared for Q at Night. The tailor-made computer platform allows for optimal monitoring



c. ANEXO III.

RESULTADOS HIDROLÓGICOS Y CLIMATOLÓGICOS

1. Matriz Volumen de salida presa Valsequillo, hm³

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1946	18.67	17.92	37.65	57.51	0.71	1.00	2.06	2.49	2.74	3.88	4.77	2.40	151.79
1947	2.52	3.18	5.09	3.95	3.24	4.25	5.03	13.92	77.46	32.18	26.52	21.19	198.53
1948	14.66	20.91	40.92	38.56	37.66	30.31	27.15	54.86	77.47	18.81	24.64	24.37	410.32
1949	30.30	45.12	84.81	81.48	37.49	13.19	30.06	31.35	5.55	7.30	24.92	16.16	407.74
1950	18.89	17.57	22.35	17.96	6.08	6.82	28.42	24.40	2.04	10.64	24.45	21.68	201.29
1951	21.97	21.25	30.46	28.76	8.30	12.06	7.31	30.87	10.73	14.58	41.54	23.30	251.13
1952	30.00	23.79	41.64	29.57	24.60	6.04	29.87	45.40	33.35	41.04	36.96	25.00	367.28
1953	36.28	35.11	58.15	47.35	45.75	17.65	21.75	67.50	8.55	9.89	42.74	30.43	421.14
1954	39.50	36.40	56.09	38.03	21.32	19.63	40.77	52.88	2.53	6.62	38.29	36.90	388.96
1955	36.82	40.77	65.03	48.29	45.54	28.14	39.65	7.50	149.68	91.83	44.16	41.40	638.81
1956	36.14	42.40	58.43	63.93	28.36	24.19	32.03	49.18	65.15	36.96	43.78	41.21	521.75
1957	46.69	45.97	55.95	53.51	23.83	43.00	53.57	54.89	15.30	1.75	35.37	37.45	467.30
1958	7.26	41.59	60.61	23.76	9.76	19.45	18.10	47.16	2.21	52.67	59.95	44.57	387.08
1959	45.97	56.66	77.34	50.12	35.44	17.11	35.20	48.62	32.07	2.25	20.79	55.38	476.96
1960	46.66	51.57	70.91	59.54	36.64	52.44	29.28	49.87	1.51	1.73	23.66	46.31	470.10
1961	32.75	36.35	45.39	45.58	21.53	17.79	43.49	45.17	21.27	1.57	6.81	34.67	352.37
1962	20.52	21.45	33.33	35.91	23.60	19.35	16.35	38.95	0.78	1.40	1.58	14.25	227.46
1963	14.44	2.93	14.56	65.75	2.68	33.03	30.97	51.47	19.26	2.42	7.49	20.16	265.17
1964	12.70	6.48	39.68	73.00	42.76	8.96	83.26	64.94	11.20	8.57	18.75	1.87	372.16
1965	16.22	13.68	22.95	74.50	9.16	65.37	65.60	22.98	14.04	2.26	25.68	2.18	334.63
1966	20.70	21.21	32.79	74.88	15.37	43.55	57.19	48.37	23.40	2.75	5.32	21.85	367.38
1967	4.42	21.64	33.41	73.26	32.40	12.88	66.43	66.95	1.44	2.03	2.48	2.88	320.20
1968	7.19	22.20	34.09	70.42	13.80	2.31	37.13	91.60	27.41	2.63	23.69	2.14	334.61
1969	21.63	2.95	71.30	51.11	65.93	40.60	40.98	24.26	2.85	3.17	24.15	4.54	353.48
1970	19.10	6.49	39.95	87.07	32.21	44.17	69.95	52.62	19.03	3.06	25.22	5.87	404.74
1971	23.47	3.56	42.63	88.02	66.30	41.46	80.01	58.04	9.17	2.04	2.12	22.25	439.06
1972	2.20	19.04	8.47	72.30	35.50	2.29	72.82	77.02	24.95	2.89	2.41	2.56	322.45
1973	3.01	20.45	25.54	76.17	36.15	22.30	5.48	67.80	26.86	45.02	27.74	17.06	373.58
1974	22.56	5.29	12.28	82.52	57.99	28.49	8.85	115.34	24.76	3.13	2.86	2.70	366.78
1975	11.31	13.96	44.04	98.60	38.13	2.74	72.95	96.41	9.91	2.75	3.55	19.70	414.03
1976	2.74	3.17	69.45	70.89	30.37	64.88	18.40	83.63	38.19	2.59	2.37	2.58	389.24
1977	27.07	3.19	57.70	85.64	26.26	25.09	132.00	88.56	1.87	2.20	1.97	1.97	453.51
1986	3.15	3.42	4.83	3.95	3.23	2.90	3.15	2.12	1.93	2.23	2.06	2.01	34.97
1987	2.45	2.81	3.72	2.03	1.97	1.67	1.87	1.60	1.49	2.26	1.88	1.72	25.46
1988	1.99	2.29	39.24	53.27	1.61	24.09	35.25	61.57	18.99	2.33	2.51	2.31	245.45
1989	2.63	2.66	11.49	83.09	2.15	11.46	35.02	55.03	1.50	2.08	2.23	1.87	211.22
1990	2.09	2.26	35.72	65.48	1.75	69.36	20.72	59.81	1.10	10.84	17.05	16.30	302.47
1991	1.94	2.38	32.09	58.04	1.50	19.71	2.30	67.24	1.80	2.03	2.22	2.21	193.47
1993	2.65	3.12	37.65	23.90	22.83	66.81	10.76	82.65	1.78	2.64	2.63	2.54	259.96
2003	8.95	3.03	3.92	95.91	2.50	1.72	39.21	108.72	1.68	2.87	2.64	2.73	273.87
2004	31.22	3.10	14.80	84.33	2.97	2.50	98.55	46.72	2.07	2.64	2.83	3.03	294.75
2005	32.61	3.41	4.99	77.66	3.42	81.30	9.30	48.87	2.60	2.96	3.16	2.88	273.15
Promedio	18.67	17.92	37.65	57.51	22.83	25.05	37.10	52.60	18.99	10.84	17.05	16.30	332.52
Mediana	18.78	15.76	37.65	61.74	23.21	19.54	31.50	52.05	9.54	2.81	12.27	15.20	19.16
Mínimo	1.94	2.26	3.72	2.03	0.71	1.00	1.87	1.60	0.78	1.40	1.58	1.72	0.71
Máximo	46.69	56.66	84.81	98.60	66.30	81.30	132.00	115.34	149.68	91.83	59.95	55.38	149.68
Desv. Est.	14.15	16.36	22.03	25.58	18.55	21.54	29.17	27.27	28.34	18.23	16.02	15.59	5.38
Coef. de asimetría	0.43	0.81	0.17	-0.58	0.57	0.98	1.13	0.09	2.98	2.89	0.75	0.80	-0.36
%	5.61	5.39	11.32	17.30	6.87	7.53	11.16	15.82	5.71	3.26	5.13	4.90	100.00

2. Matriz volumen de registros Estación Hidrométrica Ahuatepec, hm³

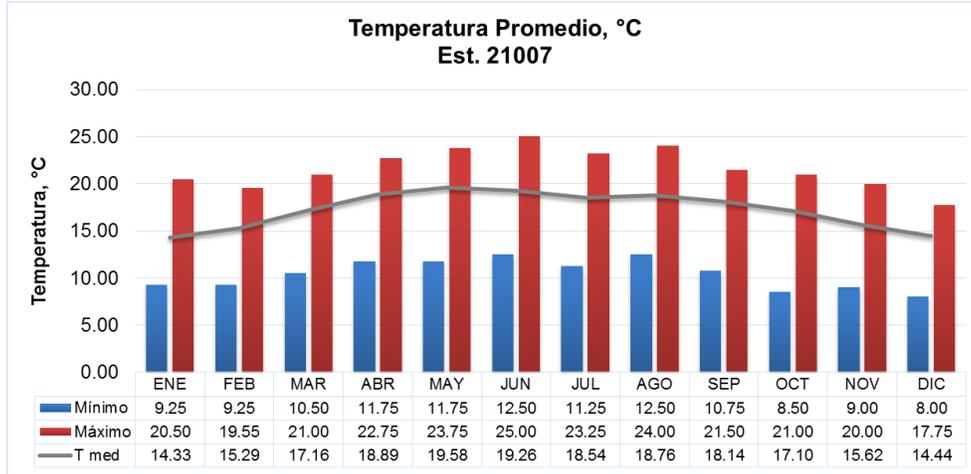
Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1948	10.56	15.47	25.91	22.03	14.09	9.98	20.96	30.30	2.87	2.70	20.39	14.78	190.04
1949	19.58	19.52	33.20	26.95	18.48	10.66	26.47	27.61	3.85	4.92	21.93	12.83	225.99
1950	14.70	14.37	20.66	14.98	4.51	4.39	25.49	22.27	0.13	8.09	19.81	19.46	168.86
1951	19.20	18.79	27.14	25.60	8.90	8.57	4.50	24.69	7.24	11.42	36.36	19.56	211.98
1952	24.69	20.82	32.04	25.97	21.29	3.75	22.34	31.60	5.87	20.33	32.79	21.09	262.58
1954	30.26	31.03	47.68	30.32	16.98	18.24	31.98	41.14	8.79	2.98	30.99	29.33	319.72
1955	29.63	34.45	54.18	39.92	41.12	23.18	30.97	2.59	2.15	15.13	25.34	32.43	331.12
1956	28.53	33.59	51.10	57.31	23.01	19.28	26.28	40.10	19.09	13.46	34.48	31.68	377.91
1957	35.84	34.05	40.06	40.03	18.09	34.24	48.99	47.48	12.03	3.43	29.83	31.84	375.92
1958	5.81	35.16	50.48	17.38	8.65	17.21	14.86	40.62	8.79	3.43	22.54	37.63	262.55
1959	39.16	48.05	65.27	44.05	30.20	15.64	28.08	46.71	29.95	3.43	18.63	48.12	417.28
1960	35.35	42.81	61.69	54.87	33.02	50.56	28.23	45.88	8.79	3.43	19.95	43.46	428.05
1961	30.64	34.40	39.49	41.74	19.49	16.31	36.17	43.23	22.85	3.43	5.83	34.59	328.17
1962	18.09	19.34	31.37	33.96	20.83	17.13	13.99	36.49	0.12	3.43	14.00	11.69	220.44
1963	11.99	0.77	10.90	58.13	0.89	28.14	25.40	45.55	16.66	3.43	4.53	15.29	221.69
1964	9.37	2.88	33.91	65.84	39.91	6.83	73.08	58.79	9.21	6.27	15.67	0.02	321.79
1965	12.61	10.07	17.20	67.13	6.76	61.53	61.87	20.00	11.85	0.36	22.09	0.03	291.51
1966	18.65	16.86	27.18	63.92	13.35	43.39	56.20	46.42	21.02	0.26	2.74	20.40	330.38
1967	1.61	19.44	30.33	73.17	29.02	11.26	64.22	63.84	0.24	0.16	0.38	0.77	294.44
1968	4.73	17.45	31.75	68.85	9.80	22.91	33.45	82.62	24.05	0.08	22.06	14.46	332.21
1969	19.32	0.00	71.57	47.10	64.68	38.40	39.64	21.89	8.79	3.43	21.86	0.60	337.27
1970	16.03	1.81	35.05	79.81	26.32	41.33	67.99	47.16	14.78	3.43	23.69	2.23	359.63
1971	20.58	16.23	38.18	81.68	61.99	38.99	77.96	56.49	6.56	3.43	14.00	19.41	435.50
1973	0.17	18.45	20.02	65.22	29.82	20.42	3.44	64.33	18.59	0.04	0.03	0.03	240.56
1974	13.92	1.07	7.51	75.53	51.24	25.90	6.01	107.95	20.50	3.43	14.00	14.46	341.52
1975	8.57	9.85	39.45	91.96	33.53	0.17	71.17	92.35	6.80	3.43	0.55	16.25	374.09
1977	24.64	0.88	51.64	77.20	22.31	22.51	123.74	84.20	0.11	3.43	14.00	14.46	439.10
1978	15.83	26.29	12.69	92.87	35.91	0.79	76.59	77.67	0.45	0.03	14.00	14.46	367.59
1980	15.83	16.23	26.23	66.79	1.08	59.54	29.49	8.69	1.18	0.05	14.00	14.46	253.57
1981	15.83	16.23	4.98	83.17	21.43	22.91	34.90	81.97	25.78	20.85	11.99	8.92	348.96
1982	0.51	7.69	32.96	79.55	1.20	71.87	77.42	41.57	8.79	3.43	14.00	14.46	353.44
1984	15.83	16.23	49.59	25.10	0.08	9.29	56.50	57.40	8.79	5.91	17.67	1.65	264.03
1985	17.94	0.15	36.65	4.63	0.11	26.78	7.90	112.13	5.65	0.07	0.05	0.06	212.11

Promedio	17.76	18.19	35.09	52.81	22.06	24.31	40.80	50.05	10.37	4.88	16.97	17.00	310.30
Mediana	16.03	16.86	33.20	57.31	20.83	20.42	31.98	45.88	8.79	3.43	17.67	14.46	19.05
Mínimo	0.17	0.00	4.98	4.63	0.08	0.17	3.44	2.59	0.11	0.03	0.03	0.02	0.00
Máximo	39.16	48.05	71.57	92.87	64.68	71.87	123.74	112.13	29.95	20.85	36.36	48.12	123.74
Desv. Est.	10.12	12.97	16.19	24.56	16.88	18.02	27.32	26.53	8.39	5.44	10.09	13.20	7.22
Coef. de asimetría	0.26	0.42	0.24	-0.17	0.83	0.99	0.95	0.62	0.67	1.83	-0.07	0.57	-0.08
%	5.72	5.86	11.31	17.02	7.11	7.83	13.15	16.13	3.34	1.57	5.47	5.48	100.00

3. Matriz temperatura media Estación Climatológica Ahuatepec, °C

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
1952	9.25	9.25	11.25	12.50	11.75	12.50	12.25	13.00	12.50	8.50	11.25	10.00	11.17
1953	9.75	10.25	12.00	12.25	12.50	13.50	12.75	12.50	10.75	11.00	9.00	8.00	11.19
1954	9.75	10.75	12.25	11.75	13.00	13.25	13.00	13.25	13.75	11.50	10.25	9.50	11.83
1955	10.25	10.50	10.50	13.50	12.50	13.00	12.75	12.50	12.50	10.75	12.75	10.25	11.81
1956	9.75	10.75	12.00	13.75	14.00	13.00	11.25	16.75	15.50	13.75	15.00	12.75	13.19
1957	13.25	16.00	15.50	15.75	15.75	16.00	16.00	17.75	18.75	17.50	16.50	14.25	16.08
1958	13.50	15.29	16.50	19.25	21.00	21.00	19.75	20.25	18.75	18.50	16.25	15.25	17.94
1959	14.00	16.00	17.75	18.75	20.25	20.00	18.50	19.25	19.75	18.75	15.25	14.25	17.71
1960	14.75	15.25	17.50	17.00	19.50	21.75	19.00	19.50	18.00	18.50	17.00	14.00	17.65
1961	14.50	13.00	16.75	19.00	19.00	20.50	19.00	19.00	17.25	17.00	12.50	14.00	16.79
1962	15.00	16.00	18.50	18.00	20.00	20.00	18.50	20.00	18.50	17.50	14.50	15.75	17.69
1963	15.00	12.50	19.00	19.00	19.00	20.50	18.50	18.50	19.50	17.00	13.50	14.44	17.20
1964	16.50	17.00	18.50	19.50	18.50	18.00	19.00	20.00	20.00	19.00	17.50	15.00	18.21
1965	16.00	16.00	19.00	21.00	20.50	20.50	19.50	20.50	20.00	19.00	18.50	17.00	18.96
1966	13.00	17.00	17.16	18.89	19.58	20.00	19.00	18.75	18.50	17.00	12.00	13.00	16.99
1967	12.00	13.50	16.00	17.00	19.50	20.00	18.25	19.00	17.00	16.50	15.50	15.00	16.60
1968	15.00	12.00	16.00	17.50	19.00	19.75	18.50	20.50	19.50	17.50	14.00	14.75	17.00
1969	15.00	15.75	17.50	18.25	20.50	21.25	20.00	19.75	19.75	18.00	17.00	13.75	18.04
1970	12.75	13.50	17.50	20.00	19.00	20.00	19.00	17.50	18.50	17.50	13.50	14.50	16.94
1971	14.50	15.50	18.00	18.25	19.75	20.25	19.00	17.50	18.75	16.00	16.00	14.50	17.33
1972	14.00	14.75	16.50	19.50	21.50	18.75	18.00	18.00	17.75	16.50	17.50	14.25	17.25
1973	13.50	14.25	18.50	20.00	20.50	19.75	17.75	18.00	17.75	17.00	17.25	11.00	17.10
1974	14.50	14.00	15.50	21.00	21.00	19.50	19.00	18.00	18.25	17.00	11.75	15.50	17.08
1975	14.50	15.50	18.50	19.25	20.00	18.00	17.00	17.00	16.00	16.50	14.50	13.00	16.65
1976	13.50	11.50	17.50	19.50	20.00	17.50	19.25	18.00	19.50	17.50	15.00	14.50	16.94
1977	15.00	15.25	19.00	20.00	18.25	18.25	18.50	18.25	18.00	19.50	14.00	14.00	17.33
1978	14.00	15.50	16.50	19.25	20.50	18.50	17.50	19.25	19.00	16.50	16.50	14.00	17.25
1979	12.50	15.50	18.25	19.50	18.75	17.25	22.00	18.75	15.00	16.00	15.00	14.00	16.88
1980	14.50	15.50	17.00	20.25	20.00	20.00	19.50	18.00	18.75	18.25	15.50	12.50	17.48
1981	14.00	16.50	18.50	19.75	21.00	19.50	17.50	18.25	18.50	17.50	15.00	15.00	17.58
1982	15.00	12.50	15.50	20.50	20.75	19.75	19.75	19.25	19.50	19.00	17.00	14.50	17.75
1983	10.50	17.00	19.00	20.00	20.50	19.50	19.50	20.50	18.75	19.50	17.00	12.50	17.85
1984	13.50	15.50	17.50	20.50	19.00	18.50	18.00	18.25	18.00	18.00	17.00	17.50	17.60
1985	10.50	16.50	18.50	18.50	20.00	18.50	18.00	19.00	18.25	18.00	18.50	17.25	17.63
1986	16.00	17.00	18.00	17.75	18.00	14.50	18.00	17.00	17.50	17.00	18.50	17.75	17.25
1988	20.00	16.00	18.55	18.75	18.50	15.50	15.50	17.50	19.00	15.50	17.50	17.75	17.50
1990	14.33	15.50	18.00	20.75	20.50	21.00	19.00	18.76	19.00	15.50	16.00	14.50	17.74
1991	16.00	17.25	18.50	20.75	20.50	21.25	18.50	24.00	18.50	17.00	16.00	15.50	18.65
1992	19.00	14.00	16.05	20.00	19.00	19.00	19.50	19.00	20.00	17.00	16.50	15.00	17.84
1993	16.00	16.50	18.00	19.00	20.00	21.00	18.00	19.00	20.00	18.50	17.00	14.44	18.12
1994	14.50	17.50	18.00	21.00	20.50	20.50	20.50	19.50	18.50	18.50	17.00	16.50	18.54
1995	15.50	18.00	19.50	21.00	22.00	20.50	19.50	20.00	18.00	17.00	16.00	14.44	18.45
1996	15.00	16.50	15.50	19.00	22.00	20.50	20.00	20.00	18.14	17.10	15.62	16.50	17.99
1997	15.00	17.00	19.50	18.00	19.00	21.50	20.00	20.00	20.00	15.50	17.50	13.00	18.00
1998	13.50	16.00	18.00	19.00	22.50	22.50	20.50	22.00	19.00	19.00	15.62	16.50	18.68
1999	18.50	17.50	21.00	21.00	21.00	19.26	21.50	20.00	14.00	18.00	14.00	14.00	18.31
2000	14.00	19.55	19.00	19.50	22.00	20.50	21.50	17.50	18.14	17.10	18.50	16.00	18.61
2001	14.50	17.00	18.00	20.50	21.00	23.00	18.00	20.50	18.00	17.00	17.00	15.50	18.33
2002	20.50	17.00	19.00	20.50	22.00	21.00	20.50	21.50	19.00	20.50	20.00	17.00	19.88
2003	18.50	19.00	18.50	19.00	23.00	21.00	19.50	20.50	20.00	19.50	17.00	14.75	19.19
2004	14.33	15.29	17.16	18.89	19.58	19.26	18.54	18.76	21.50	19.00	16.50	15.25	17.84
2005	16.00	17.50	19.25	21.50	22.00	23.00	22.00	20.50	19.00	18.00	16.00	14.00	19.06
2006	15.05	17.50	19.00	20.50	21.00	20.50	21.50	19.00	20.00	18.00	14.50	13.50	18.34
2007	15.00	15.50	14.75	22.75	23.75	25.00	23.25	21.25	18.50	17.75	15.00	16.00	19.04
2008	12.25	17.50	16.50	21.25	20.00	19.26	16.50	18.75	18.75	16.50	15.50	14.75	17.29
2009	15.75	16.00	15.75	19.25	22.25	21.25	21.50	21.25	20.75	21.00	18.00	16.50	19.10

T med	14.33	15.29	17.16	18.89	19.58	19.26	18.54	18.76	18.14	17.10	15.62	14.44	17.13
Mediana	14.50	15.63	17.88	19.25	20.00	20.00	19.00	19.00	18.50	17.50	16.00	14.50	18.19
Mínimo	9.25	9.25	10.50	11.75	11.75	12.50	11.25	12.50	10.75	8.50	9.00	8.00	8.00
Máximo	20.50	19.55	21.00	22.75	23.75	25.00	23.25	24.00	21.50	21.00	20.00	17.75	25.00
Desv. Est.	2.38	2.26	2.17	2.32	2.56	2.63	2.44	2.15	2.10	2.28	2.16	1.98	0.19
Coef. de asimetría	0.10	-0.90	-1.43	-1.65	-1.64	-1.04	-1.19	-1.14	-1.75	-1.83	-0.88	-0.99	-2.15
%	6.92	7.38	8.29	9.12	9.45	9.30	8.95	9.06	8.76	8.26	7.54	6.97	100.00



4. Matriz precipitación Estación Climatológica Ahuatepec, mm

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1951	0.00	0.00	17.10	1.00	101.20	189.30	92.80	40.60	87.10	27.00	0.30	0.00	556.40
1952	21.00	0.00	0.00	56.80	234.90	111.10	56.30	100.60	96.80	6.00	83.40	0.00	766.90
1953	0.00	0.00	0.00	25.80	8.00	196.10	57.60	33.60	142.60	41.60	5.50	2.00	512.80
1954	0.00	9.00	29.00	92.00	118.80	137.60	54.60	85.30	221.20	46.30	5.50	0.00	799.30
1955	0.00	0.00	3.00	5.50	49.20	95.70	123.30	119.20	228.50	38.00	18.80	12.00	693.20
1956	0.00	4.00	3.20	21.60	97.70	255.80	61.60	53.90	111.20	48.10	3.70	8.00	668.80
1957	0.00	11.80	0.00	61.30	53.80	125.60	44.70	23.40	81.10	29.50	8.00	0.00	439.20
1958	113.10	4.37	0.00	4.90	118.60	119.10	155.00	145.30	218.90	111.30	64.90	27.50	1082.97
1959	14.80	0.00	0.00	103.40	23.70	292.10	92.00	67.10	41.70	138.90	0.00	0.00	773.70
1960	1.30	0.00	0.00	6.80	95.60	97.60	112.80	105.90	154.00	48.70	0.00	4.90	627.60
1961	0.00	0.30	7.80	10.00	85.50	107.00	84.50	15.00	124.00	30.00	33.50	8.30	505.90
1962	0.00	0.00	0.00	15.00	30.50	140.50	19.00	107.00	96.50	61.50	14.50	8.00	492.50
1963	0.00	0.00	0.00	3.00	104.00	54.90	125.50	88.00	115.00	86.20	2.50	4.82	583.92
1964	5.00	0.00	11.00	6.00	86.50	77.50	46.00	85.50	97.50	21.50	13.50	4.00	454.00
1965	27.50	15.00	9.50	38.50	53.00	108.50	64.50	147.00	115.00	80.50	0.00	14.50	673.50
1966	6.00	2.50	5.68	28.07	73.19	80.70	116.50	162.50	114.00	65.00	0.00	1.00	655.14
1967	18.00	0.00	7.50	59.50	49.50	186.50	41.30	65.00	230.00	129.00	0.00	2.50	788.80
1968	7.00	9.80	0.00	67.50	125.90	178.70	79.60	29.20	37.50	61.50	8.50	6.00	611.20
1969	26.00	0.00	31.20	2.00	20.50	60.50	86.50	329.50	55.00	60.50	0.00	1.00	672.70
1970	13.00	4.00	0.00	0.00	65.00	181.00	95.00	82.10	112.10	38.50	0.00	0.00	590.70
1971	0.00	0.00	7.40	5.20	7.50	175.80	47.00	158.40	180.50	43.70	0.50	1.00	627.00
1972	3.00	0.00	12.70	60.50	94.00	250.80	41.00	106.40	102.60	14.00	59.80	12.00	756.80
1973	0.00	3.00	0.50	40.00	75.00	158.90	93.80	120.80	130.50	29.30	6.80	0.00	658.60
1974	19.70	0.00	55.70	5.80	52.40	127.10	138.40	38.60	137.50	0.30	11.00	0.00	586.50
1975	10.00	0.00	2.00	0.00	203.60	128.60	71.20	52.20	103.00	73.50	0.00	0.00	644.10
1976	0.00	13.00	0.00	17.70	92.40	137.10	118.70	138.90	61.70	131.90	29.40	0.00	740.80
1977	1.70	0.00	2.20	7.60	97.80	196.70	20.00	56.00	109.90	15.10	26.90	9.00	542.90
1978	8.00	16.70	24.60	24.50	120.30	205.40	87.90	32.10	78.30	11.00	7.70	0.00	616.50
1979	0.00	16.50	0.00	51.90	118.90	31.40	200.50	127.70	120.30	21.10	0.00	18.40	706.70
1980	43.10	3.20	0.00	30.90	110.20	127.10	120.00	178.40	52.10	29.70	18.50	0.00	713.20
1981	23.10	22.20	9.00	50.30	91.70	248.80	93.30	91.70	97.80	40.00	9.00	4.00	780.90
1982	0.00	36.00	14.00	27.30	210.30	85.50	8.00	11.50	23.30	49.00	0.00	6.00	470.90
1983	26.00	26.00	0.00	0.00	2.00	187.60	102.10	48.20	115.60	5.30	16.00	11.10	539.90
1984	35.70	6.30	0.00	0.00	65.30	149.40	88.40	106.10	182.20	0.00	0.00	4.00	637.40
1985	0.00	0.00	22.70	106.00	96.00	287.00	128.00	79.00	45.00	72.00	18.00	10.00	863.70
1986	0.00	14.00	0.00	34.50	138.00	84.50	44.00	17.00	19.00	22.00	5.00	20.00	398.00
1988	0.00	0.00	7.00	0.00	12.00	92.50	95.00	50.40	178.40	9.00	0.00	20.00	464.30
1990	7.69	0.00	0.00	26.00	4.50	105.90	136.00	91.06	85.00	83.50	0.00	0.00	539.65
1991	0.00	0.00	0.00	22.30	105.50	125.60	78.00	0.00	170.50	84.30	17.50	0.00	603.70
1992	0.00	0.00	0.00	34.50	119.00	61.00	29.90	36.50	79.50	55.40	56.00	0.00	471.80
1993	0.00	5.50	0.00	5.70	0.00	148.50	42.00	12.30	69.30	42.60	0.00	4.82	330.72
1994	0.00	0.00	0.00	21.50	0.00	138.30	14.00	171.00	69.00	38.50	0.00	0.00	452.30
1995	0.00	0.00	0.00	74.00	82.00	74.50	108.50	319.50	47.50	0.00	28.00	4.82	738.82
1996	0.00	0.00	0.00	0.00	21.00	312.00	25.50	112.00	116.64	47.95	11.16	0.00	646.25
1997	0.00	0.00	28.00	86.00	100.20	1.30	0.00	0.00	10.50	167.60	16.00	0.00	409.60
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	25.00	81.00	0.00	84.00	405.00	48.10	11.16	0.00	654.26
1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	135.19	30.50	240.00	0.00	47.00	0.00	0.00	452.69
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	121.00	0.00	0.00	116.64	47.95	0.00	0.00	285.59
2001	0.00	0.00	0.00	50.00	28.00	162.00	0.00	89.50	180.50	26.00	0.00	12.00	548.00
2002	0.00	0.00	0.00	25.00	65.00	106.00	26.50	92.50	180.50	0.00	0.00	0.00	495.50
2003	0.00	0.00	0.00	0.00	43.50	225.50	15.00	50.00	143.60	20.00	0.00	0.00	497.60
2004	7.69	4.37	5.68	28.07	73.19	135.19	71.80	91.06	262.00	118.50	0.00	0.00	797.55
2005	0.00	0.00	0.00	33.00	70.50	12.00	181.80	218.50	49.50	74.70	0.00	0.00	640.00
2006	0.00	0.00	0.00	47.00	99.50	48.00	104.00	130.00	53.50	33.70	25.20	25.20	566.10
2007	0.00	18.00	3.20	61.20	42.00	35.20	83.00	69.50	48.00	15.00	0.00	1.50	376.60
2008	0.00	0.00	0.00	14.00	46.30	135.19	10.00	74.00	74.00	4.00	0.00	0.00	357.49
2009	0.00	3.50	4.10	1.00	64.00	72.50	29.50	10.00	269.90	42.00	0.00	6.50	503.00

5. Matriz evaporación total Estación Climatológica Ahuatepec, mm

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1959	98.40	136.70	187.00	181.70	172.50	138.10	139.80	144.10	148.70	125.00	122.90	105.70	1700.60
1960	123.30	148.20	165.90	209.70	180.20	205.60	160.00	135.00	130.20	125.80	121.50	110.80	1816.20
1961	112.30	153.50	200.10	209.50	217.40	133.80	149.00	175.50	132.00	160.10	108.30	109.20	1860.70
1962	128.10	156.10	198.30	194.60	189.40	169.30	171.00	181.40	158.00	128.00	121.50	109.90	1905.60
1963	64.40	143.00	179.00	188.20	190.80	152.70	141.90	148.50	139.70	134.90	117.10	133.14	1733.34
1964	127.10	169.60	220.40	231.70	224.60	182.30	190.70	164.30	150.20	143.90	135.70	130.80	2071.30
1965	149.20	144.10	107.80	215.60	242.80	215.90	167.60	139.20	174.70	182.60	151.80	141.30	2032.60
1966	139.20	130.30	178.34	190.05	192.14	216.00	160.80	137.40	135.90	98.60	124.90	115.40	1819.03
1967	117.40	142.60	182.70	181.30	204.80	178.30	194.20	192.00	177.30	165.10	119.30	136.20	1991.20
1968	147.10	130.20	190.60	75.10	178.60	162.40	162.80	191.60	159.00	139.50	119.80	136.10	1792.80
1969	140.70	166.40	201.00	217.70	250.40	203.30	176.90	154.60	161.30	169.80	156.00	136.70	2134.80
1970	158.60	143.70	208.90	200.10	174.40	188.70	182.10	183.50	148.30	173.20	129.80	152.50	2043.80
1971	165.20	143.30	220.40	196.90	222.50	182.50	160.50	163.00	138.00	135.40	132.40	136.90	1997.00
1972	137.20	142.40	190.30	226.20	201.10	166.60	158.60	172.40	160.80	161.90	139.40	136.60	1993.50
1973	149.20	156.10	196.70	167.50	178.90	178.10	147.00	163.80	151.10	155.20	136.20	127.70	1907.50
1974	142.20	141.90	185.90	201.60	216.30	152.20	161.40	197.60	171.80	167.30	129.50	142.30	2010.00
1975	127.50	155.60	224.50	229.20	203.10	162.50	162.20	170.80	149.70	170.70	161.40	153.00	2070.20
1976	128.90	149.90	197.30	198.80	199.80	186.20	181.60	179.10	172.00	144.70	125.30	139.10	2002.70
1977	144.80	151.90	233.10	194.20	190.20	180.80	191.70	169.90	164.70	162.80	143.20	146.80	2074.10
1978	144.00	143.20	185.30	215.80	241.70	160.60	179.70	177.90	158.40	171.80	147.80	130.20	2056.40
1979	145.90	147.30	234.20	222.00	182.20	190.90	161.80	166.00	138.50	193.20	161.80	126.70	2070.50
1980	139.60	157.00	211.10	207.30	204.80	175.90	201.60	164.00	171.10	165.90	146.10	123.30	2067.70
1981	118.80	154.10	196.00	193.80	206.30	121.60	147.70	158.40	134.00	157.00	150.50	133.00	1871.20
1982	165.20	150.20	181.10	208.40	194.70	208.20	198.70	193.70	175.40	171.30	156.80	163.90	2167.60
1983	163.90	155.40	188.10	206.10	208.60	193.20	171.40	174.40	159.50	179.60	155.60	164.90	2120.70
1985	152.30	151.80	192.00	187.30	187.90	188.60	176.70	189.10	163.80	152.20	173.20	177.40	2092.30
1986	160.80	158.50	171.70	180.50	181.60	162.60	195.40	184.50	161.90	176.60	166.80	173.80	2074.70
1988	185.20	170.10	182.80	187.90	192.80	147.80	158.30	165.30	149.65	156.30	152.00	177.90	2026.05
1990	133.40	111.10	106.10	190.05	179.20	182.70	194.60	162.51	134.30	142.00	131.10	97.40	1764.46
1991	152.20	144.30	150.50	171.00	192.14	162.77	166.13	162.51	149.65	150.92	80.20	70.40	1752.72
1992	63.80	56.40	56.90	190.05	192.14	85.60	88.20	71.80	78.90	69.55	135.50	133.14	1221.98
2005	133.40	141.37	178.34	190.05	192.14	162.77	149.00	118.63	127.70	142.49	124.44	119.38	1779.71
2006	110.05	110.59	124.10	116.02	135.07	130.20	133.41	110.40	112.35	106.96	93.70	102.13	1384.98
2007	80.00	67.50	98.25	122.35	106.70	99.81	166.13	162.51	149.65	150.92	135.50	133.14	1472.46
2008	119.73	123.71	117.20	153.59	96.99	162.77	166.13	162.51	149.65	150.92	135.50	133.14	1671.84

Evap med	133.40	141.37	178.34	190.05	192.14	168.32	166.13	162.51	149.65	150.92	135.50	133.14	1901.49
Mediana	139.20	144.30	187.00	194.20	192.14	169.30	166.13	164.30	149.70	155.20	135.50	133.14	159.75
Mínimo	63.80	56.40	56.90	75.10	96.99	85.60	88.20	71.80	78.90	69.55	80.20	70.40	56.40
Máximo	185.20	170.10	234.20	231.70	250.40	216.00	201.60	197.60	177.30	193.20	173.20	177.90	250.40
Desv. Est.	26.89	23.97	40.58	32.30	31.57	29.94	22.36	25.66	19.76	25.13	19.94	23.01	6.00
Coef. de asimetría	-0.96	-2.24	-1.28	-1.85	-1.13	-0.81	-1.04	-1.56	-1.39	-1.21	-0.50	-0.17	-1.41
%	7.02	7.43	9.38	9.99	10.10	8.85	8.74	8.55	7.87	7.94	7.13	7.00	100.00

6. Matriz evaporación neta Estación Climatológica Ahuatepec, mm

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1958	55.20	100.80	130.90	31.65	98.85	-173.23	12.85	38.87	65.56	-40.84	86.03	73.99	480.63
1959	85.11	103.74	116.13	140.51	37.81	53.74	7.77	-3.35	-51.16	43.06	85.05	73.03	691.44
1960	78.61	107.17	132.86	137.41	73.18	-5.21	26.22	108.99	-22.18	84.35	44.86	68.77	835.04
1964	89.67	109.27	138.81	122.36	104.40	-11.31	102.14	28.11	21.43	32.77	71.65	69.54	878.85
1966	45.08	100.10	132.25	112.39	71.09	56.16	-16.63	22.64	-8.47	14.78	90.62	91.43	711.44
1967	84.35	118.72	144.12	156.65	77.29	56.00	90.99	36.01	15.05	80.86	82.52	87.86	1030.41
1968	79.03	87.01	66.68	115.35	120.99	50.88	57.72	-38.39	16.03	53.44	106.26	85.51	800.51
1969	91.90	100.80	119.59	107.10	66.87	76.63	4.91	-53.97	-10.21	8.96	87.43	79.86	679.87
1970	65.55	99.82	120.96	71.93	97.62	-47.52	97.78	74.34	-88.41	-3.63	83.51	93.03	664.99
1971	96.50	82.08	133.42	-9.80	8.69	-51.44	40.41	107.14	76.65	40.82	76.01	89.73	690.21
1972	74.47	116.48	111.87	150.54	156.34	86.41	43.90	-196.24	62.09	62.96	109.20	94.77	872.79
1973	99.01	96.89	146.23	140.07	62.02	-35.15	39.69	52.59	0.23	85.67	90.86	106.75	884.85
1974	115.64	100.31	147.44	133.03	148.82	-34.69	68.92	-32.26	-70.18	54.40	92.22	94.91	818.55
1975	93.27	99.68	121.48	102.44	53.91	-115.12	73.14	22.37	17.76	100.39	42.32	84.53	696.17
1976	104.44	106.50	137.23	80.29	55.93	-22.15	16.23	3.04	-14.81	81.57	89.06	89.39	726.70
1977	81.34	99.33	78.66	135.76	102.99	-10.90	-14.90	102.65	-6.79	116.83	80.49	99.61	865.07
1978	80.01	108.92	155.30	160.44	-45.96	-5.08	47.75	71.33	9.62	51.58	112.98	107.10	853.99
1979	90.23	92.92	138.11	122.81	54.48	3.66	17.44	-2.97	63.39	-20.59	60.54	97.37	717.39
1980	99.79	106.33	161.14	128.92	42.77	-55.19	115.71	67.19	13.74	100.01	75.38	94.44	950.23
1981	93.41	84.81	106.98	128.42	58.03	-77.37	44.57	94.87	38.53	110.10	96.35	91.14	869.83
1982	102.13	87.86	163.94	107.44	17.68	104.62	-72.00	-1.79	-14.21	115.74	113.26	71.69	796.36
1983	57.90	106.94	147.77	116.56	41.54	5.69	30.24	-50.04	71.63	88.69	85.18	86.31	788.39
1984	61.82	87.36	128.88	89.18	59.68	-144.77	17.18	26.15	3.43	72.94	97.03	91.43	590.31
1985	115.64	71.88	113.83	120.65	-58.03	66.74	131.70	124.96	101.25	74.63	109.76	109.19	1082.21
1986	90.71	84.76	131.67	144.27	144.17	-38.10	25.64	77.54	4.84	120.82	94.14	105.17	985.62
1987	106.61	106.26	113.43	33.17	42.83	11.80	5.42	59.37	73.08	40.01	104.61	114.94	811.52
1988	112.56	98.01	120.19	94.47	-0.39	35.74	96.12	113.44	95.77	103.29	112.14	103.18	1084.54
1989	129.64	119.07	121.49	131.53	123.87	11.80	23.03	69.14	-60.09	101.09	106.40	106.05	983.03
1990	86.27	77.77	74.27	109.01	121.28	30.04	10.56	76.86	15.47	73.73	90.62	91.43	857.31
1991	106.54	101.01	105.35	99.09	37.02	-2.12	44.22	113.76	-52.79	27.75	39.97	91.43	711.24
2002	44.66	39.48	39.83	101.16	24.54	3.56	34.11	16.53	-18.23	-2.50	90.62	93.20	466.96
2003	93.38	98.96	124.84	102.54	69.36	102.85	-63.68	-118.85	43.65	30.72	87.11	83.57	654.44
2004	77.04	77.41	86.87	37.79	2.61	46.79	-2.71	-42.84	29.21	43.73	42.31	48.21	446.41
2005	56.00	30.62	65.82	29.10	35.88	37.34	39.60	49.54	60.40	91.78	94.85	91.81	682.74
2006	83.81	86.60	82.04	94.58	25.11	-10.98	107.05	45.38	36.38	101.95	94.85	93.20	839.97
Promedio	86.49	94.16	118.87	105.11	60.95	0.00	37.23	30.35	14.79	61.20	86.46	90.10	785.71
Mediana	89.67	99.68	121.49	112.39	58.03	3.56	34.11	38.87	15.05	72.94	90.62	91.43	81.31
Mínimo	44.66	30.62	39.83	-9.80	-58.03	-173.23	-72.00	-196.24	-88.41	-40.84	39.97	48.21	-196.24
Máximo	129.64	119.07	163.94	160.44	156.34	104.62	131.70	124.96	101.25	120.82	113.26	114.94	163.94
Desv. Est.	20.24	18.77	28.98	39.81	49.96	64.20	46.18	69.18	46.82	41.65	20.12	13.49	18.21
Coef. de asimetría	-0.28	-1.81	-0.89	-1.18	-0.16	-0.74	-0.08	-1.23	-0.19	-0.61	-1.01	-0.84	-0.20
%	11.01	11.98	15.13	13.38	7.76	0.00	4.74	3.86	1.88	7.79	11.00	11.47	100.00

a. ANEXO IV.

1.1. Matriz resultado Simulación 1

 * D A T O S *

EXTRACCION	MENSUAL	MINIMA	PROPUESTA	0.81	hm^3	
POTENCIA	INSTALADA	6	MW			
ELEVACION	INICIAL	2007	m			
EXTRACCION	MAXIMA	MENSUAL	PARA	GENERACION	...	18.4	Millm^3
EFICIENCIA	GLOBAL	DE	LA	PLANTA	95	%
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	PROPUESTA	95	m
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	CALCULADA	92	m

GENERACION	FIRME	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	2.15	GWh
GENERACION	SECUNDARIA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	..	16.67	GWh
GENERACION	TOTAL	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	18.82	GWh
EVAPORACION	NETA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.02	mm
DERRAME	MEDIO	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	2.82	Mill	m^3
NUMERO	DE	HORAS	A	POTENCIA	INSTALADA	MEDIA	DIARIA	8.59	h
POTENCIA	MEDIA	EN	TODO	EL	PERIODO	2.15	MW		
DEFICIT	MEDIO	EN	TODO	EL	PERIODO	:	5	%		

** RESULTADOS MEDIOS MENSUALES EN TODO EL PERIODO **

MES	EXTRACCION	PARA	GENERACION	DERRAMES	EVAPORAC.	ELEVACIONES	ENERGIA	GENERADA	POTENCIA	F.P.		
FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	VERTEDOR	NETA	EMBALSE	DESFOGUE	FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	MEDIA		
Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	m	GWh	GWh	GWh	MW
ENE	0.77	3.72	4.49	0	0	2004.45	1915	0.18	0.89	1.06	1.46	0.243
FEB	0.79	3.96	4.76	0	0	2005.06	1915	0.18	0.94	1.13	1.54	0.257
MAR	0.81	8.22	9.03	0.06	0	2006.86	1915	0.19	1.96	2.15	2.94	0.49
ABR	0.8	12.8	13.61	0.81	0	2006.76	1915	0.19	3.05	3.24	4.44	0.739
MAY	0.78	4.8	5.57	0	0	2005.02	1915	0.18	1.14	1.33	1.82	0.303
JUN	0.78	5.45	6.23	0.05	0	2005.32	1915	0.18	1.3	1.48	2.03	0.338
JUL	0.79	7.67	8.47	0.52	0	2006.11	1915	0.19	1.83	2.01	2.76	0.459
AGO	0.79	11.18	11.97	0.79	0	2006.29	1915	0.19	2.66	2.85	3.9	0.65
SEP	0.74	3.59	4.33	0.5	0	2002.95	1915	0.17	0.86	1.03	1.41	0.234
OCT	0.72	1.85	2.57	0.09	0	2001.28	1915	0.16	0.44	0.6	0.83	0.138
NOV	0.73	3.5	4.23	0	0	2003.2	1915	0.17	0.83	1	1.37	0.228
DIC	0.73	3.23	3.96	0	0	2002.71	1915	0.17	0.77	0.94	1.28	0.214

MEDIA	0.77	5.83	6.6	0.23	0	2004.67	1915	0.18	1.39	1.57	2.15	0.358

1.2. Matriz resultado Simulación 2

 * D A T O S *

EXTRACCION	MENSUAL	MINIMA	PROPUESTA	0.39	hm^3	
POTENCIA	INSTALADA	3	MW			
ELEVACION	INICIAL	2007	m			
EXTRACCION	MAXIMA	MENSUAL	PARA	GENERACION	...	9.2	Millm^3
EFICIENCIA	GLOBAL	DE	LA	PLANTA	95	%
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	PROPUESTA	95	m
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	CALCULADA	92	m

GENERACION	FIRME	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	1.03	GWh
GENERACION	SECUNDARIA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	..	7.83	GWh
GENERACION	TOTAL	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	8.86	GWh
EVAPORACION	NETA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.01	mm
DERRAME	MEDIO	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.9	Mill	m^3
NUMERO	DE	HORAS	A	POTENCIA	INSTALADA	MEDIA	DIARIA	8.08	h
POTENCIA	MEDIA	EN	TODO	EL	PERIODO	1.01	MW		
DEFICIT	MEDIO	EN	TODO	EL	PERIODO	:	5	%		

** RESULTADOS MEDIOS MENSUALES EN TODO EL PERIODO **

MES	EXTRACCION	PARA	GENERACION	DERRAMES	EVAPORAC.	ELEVACIONES	ENERGIA	GENERADA	POTENCIA	F.P.		
FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	VERTEDOR	NETA	EMBALSE	DESFOGUE	FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	MEDIA		
Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	m	GWh	GWh	GWh	MW
ENE	0.37	1.72	2.09	0	0	2004.47	1915	0.08	0.41	0.49	0.68	0.226
FEB	0.38	1.84	2.21	0	0	2004.86	1915	0.09	0.44	0.53	0.72	0.24
MAR	0.39	3.83	4.22	0.01	0	2006.82	1915	0.09	0.91	1	1.37	0.458
ABR	0.39	6.11	6.5	0.21	0	2006.76	1915	0.09	1.46	1.55	2.12	0.706
MAY	0.37	2.23	2.6	0	0	2005.01	1915	0.09	0.53	0.62	0.85	0.282
JUN	0.37	2.54	2.91	0.01	0	2005.33	1915	0.09	0.6	0.69	0.95	0.316
JUL	0.38	3.62	4	0.18	0	2006.09	1915	0.09	0.86	0.95	1.3	0.434
AGO	0.38	5.3	5.68	0.26	0	2006.29	1915	0.09	1.26	1.35	1.85	0.617
SEP	0.36	1.7	2.06	0.2	0	2002.97	1915	0.08	0.41	0.49	0.67	0.223
OCT	0.35	0.87	1.22	0.03	0	2001.27	1915	0.08	0.21	0.29	0.39	0.131
NOV	0.35	1.62	1.96	0	0	2003.13	1915	0.08	0.38	0.46	0.64	0.212
DIC	0.35	1.5	1.84	0	0	2002.73	1915	0.08	0.36	0.44	0.6	0.199

MEDIA	0.37	2.74	3.11	0.07	0	2004.64	1915	0.09	0.65	0.74	1.01	0.337

1.3. Matriz resultado Simulación 3

 * D A T O S *

EXTRACCION	MENSUAL	MINIMA	PROPUESTA	13.68	hm^3	
POTENCIA	INSTALADA	13	MW			
ELEVACION	INICIAL	2007	m			
EXTRACCION	MAXIMA	MENSUAL	PARA	GENERACION	...	42.17	Millm^3
EFICIENCIA	GLOBAL	DE	LA	PLANTA	95	%
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	PROPUESTA	95	m
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	CALCULADA	87	m

GENERACION	FIRME	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	35.34	GWh
GENERACION	SECUNDARIA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	..	4.41	GWh
GENERACION	TOTAL	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	39.75	GWh
EVAPORACION	NETA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.02	mm
DERRAME	MEDIO	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0	Mill	m^3
NUMERO	DE	HORAS	A	POTENCIA	INSTALADA	MEDIA	DIARIA	8.37	h
POTENCIA	MEDIA	EN	TODO	EL	PERIODO	4.53	MW		
DEFICIT	MEDIO	EN	TODO	EL	PERIODO	:	5	%		

** RESULTADOS MEDIOS MENSUALES EN TODO EL PERIODO **

MES	EXTRACCION	PARA	GENERACION	DERRAMES	EVAPORAC.	ELEVACIONES	ENERGIA	GENERADA	POTENCIA	F.P.		
FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	VERTEDOR	NETA	EMBALSE	DESFOGUE	FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	MEDIA		
Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	m	GWh	GWh	GWh	MW
ENE	12.94	0.56	13.5	0	0	2001.34	1915	2.89	0.13	3.03	4.14	0.319
FEB	12.81	0.63	13.44	0	0	2000.84	1915	2.86	0.15	3.01	4.12	0.317
MAR	13.36	2.21	15.57	0	0	2004.62	1915	3.04	0.53	3.57	4.88	0.375
ABR	13.54	4.32	17.87	0	0	2006.05	1915	3.17	1.03	4.2	5.75	0.442
MAY	13.02	1.03	14.05	0	0	2002.71	1915	3.02	0.25	3.27	4.47	0.344
JUN	13.09	1.17	14.25	0	0	2001.84	1915	2.96	0.28	3.24	4.44	0.341
JUL	13.3	2.25	15.55	0	0	2003.88	1915	3.03	0.54	3.57	4.88	0.375
AGO	13.49	3.81	17.3	0	0	2005.81	1915	3.14	0.91	4.05	5.54	0.426
SEP	12.71	0.96	13.67	0	0	2000.42	1915	2.9	0.23	3.13	4.29	0.33
OCT	12.19	0.48	12.67	0	0	1998.5	1915	2.67	0.11	2.78	3.81	0.293
NOV	12.71	0.56	13.27	0	0	2001.36	1915	2.8	0.13	2.93	4.02	0.309
DIC	12.72	0.53	13.26	0	0	2000.78	1915	2.84	0.13	2.97	4.07	0.313

MEDIA	12.99	1.54	14.53	0	0	2002.35	1915	2.94	0.37	3.31	4.53	0.349

1.4. Matriz resultado Simulación 4

 * D A T O S *

EXTRACCION	MENSUAL	MINIMA	PROPUESTA	12	hm^3	
POTENCIA	INSTALADA	8.5	MW			
ELEVACION	INICIAL	2007	m			
EXTRACCION	MAXIMA	MENSUAL	PARA	GENERACION	...	29.25	Millm^3
EFICIENCIA	GLOBAL	DE	LA	PLANTA	95	%
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	PROPUESTA	95	m
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	CALCULADA	82	m

GENERACION	FIRME	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	29.07	GWh
GENERACION	SECUNDARIA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	..	0	GWh
GENERACION	TOTAL	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	29.07	GWh
EVAPORACION	NETA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.02	mm
DERRAME	MEDIO	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0	Mill	m^3
NUMERO	DE	HORAS	A	POTENCIA	INSTALADA	MEDIA	DIARIA	9.36	h
POTENCIA	MEDIA	EN	TODO	EL	PERIODO	3.32	MW		
DEFICIT	MEDIO	EN	TODO	EL	PERIODO	:	5	%		

** RESULTADOS MEDIOS MENSUALES EN TODO EL PERIODO **

MES	EXTRACCION	PARA	GENERACION	DERRAMES	EVAPORAC.	ELEVACIONES	ENERGIA	GENERADA	POTENCIA	F.P.		
FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	VERTEDOR	NETA	EMBALSE	DESFOGUE	FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	MEDIA		
Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	m	GWh	GWh	GWh	MW
ENE	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.43	0	2.43	3.32	0.391
FEB	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.31	0.39
MAR	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.31	0.39
ABR	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.31	0.39
MAY	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
JUN	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
JUL	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
AGO	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
SEP	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
OCT	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
NOV	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39
DIC	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39

MEDIA	11.41	0	11.41	0	0	1997	1915	2.42	0	2.42	3.32	0.39

1.5. Matriz resultado Simulación 5

 * D A T O S *

EXTRACCION	MENSUAL	MINIMA	PROPUESTA	39.25	hm^3	
POTENCIA	INSTALADA	30	MW			
ELEVACION	INICIAL	2007	m			
EXTRACCION	MAXIMA	MENSUAL	PARA	GENERACION	...	103.24	Millm^3
EFICIENCIA	GLOBAL	DE	LA	PLANTA	95	%
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	PROPUESTA	95	m
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	CALCULADA	82	m

GENERACION	FIRME	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	98.25	GWh
GENERACION	SECUNDARIA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	..	1.74	GWh
GENERACION	TOTAL	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	99.99	GWh
EVAPORACION	NETA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.07	mm
DERRAME	MEDIO	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0	Mill	m^3
NUMERO	DE	HORAS	A	POTENCIA	INSTALADA	MEDIA	DIARIA	9.13	h
POTENCIA	MEDIA	EN	TODO	EL	PERIODO	11.41	MW		
DEFICIT	MEDIO	EN	TODO	EL	PERIODO	:	5	%		

** RESULTADOS MEDIOS MENSUALES EN TODO EL PERIODO **

MES	EXTRACCION	PARA	GENERACION	DERRAMES	EVAPORAC.	ELEVACIONES	ENERGIA	GENERADA	POTENCIA	F.P.		
FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	VERTEDOR	NETA	EMBALSE	DESFOGUE	FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	MEDIA		
Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	m	GWh	GWh	GWh	MW
ENE	36.87	0.05	36.92	0	0.01	1997.81	1915	7.94	0.01	7.95	10.89	0.363
FEB	36.67	0.09	36.77	0	0.01	1998.27	1915	7.89	0.02	7.91	10.83	0.361
MAR	38.15	0.73	38.87	0	0.01	2000.52	1915	8.34	0.17	8.51	11.65	0.388
ABR	38.77	2.23	41	0	0.01	2004.56	1915	8.79	0.53	9.32	12.76	0.425
MAY	37.48	0.23	37.72	0	0	1999.12	1915	8.44	0.06	8.49	11.62	0.387
JUN	37.23	0.36	37.59	0	0	1999.39	1915	8.13	0.09	8.21	11.24	0.375
JUL	37.91	1.01	38.92	0	0	2000.06	1915	8.32	0.24	8.56	11.72	0.391
AGO	38.65	1.78	40.43	0	0.01	2004.38	1915	8.73	0.42	9.16	12.54	0.418
SEP	36.8	0.54	37.34	0	0	1998.13	1915	8.22	0.13	8.35	11.43	0.381
OCT	35.86	0.16	36.02	0	0.01	1997.88	1915	7.71	0.04	7.75	10.61	0.354
NOV	36.63	0.07	36.7	0	0.01	1997.92	1915	7.87	0.02	7.88	10.79	0.36
DIC	36.55	0.05	36.6	0	0.01	1998.19	1915	7.86	0.01	7.88	10.78	0.359

MEDIA	37.3	0.61	37.91	0	0.01	1999.69	1915	8.19	0.14	8.33	11.41	0.38

1.6. Matriz resultado Simulación 6

 * D A T O S *

EXTRACCION	MENSUAL	MINIMA	PROPUESTA	36.62	hm^3	
POTENCIA	INSTALADA	26	MW			
ELEVACION	INICIAL	2007	m			
EXTRACCION	MAXIMA	MENSUAL	PARA	GENERACION	...	89.47	Millm^3
EFICIENCIA	GLOBAL	DE	LA	PLANTA	95	%
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	PROPUESTA	95	m
CARGA	BRUTA	DE	DISENO	CALCULADA	82	m

GENERACION	FIRME	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	88.6	GWh
GENERACION	SECUNDARIA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	..	0	GWh
GENERACION	TOTAL	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	88.6	GWh
EVAPORACION	NETA	MEDIA	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0.07	mm
DERRAME	MEDIO	ANUAL	EN	TODO	EL	PERIODO	0	Mill	m^3
NUMERO	DE	HORAS	A	POTENCIA	INSTALADA	MEDIA	DIARIA	9.33	h
POTENCIA	MEDIA	EN	TODO	EL	PERIODO	10.11	MW		
DEFICIT	MEDIO	EN	TODO	EL	PERIODO	:	5	%		

** RESULTADOS MEDIOS MENSUALES EN TODO EL PERIODO **

MES	EXTRACCION	PARA	GENERACION	DERRAMES	EVAPORAC.	ELEVACIONES	ENERGIA	GENERADA	POTENCIA	F.P.		
FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	VERTEDOR	NETA	EMBALSE	DESFOGUE	FIRME	SECUNDARIA	TOTAL	MEDIA		
Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	Mill m3	m	GWh	GWh	GWh	MW
ENE	34.79	0	34.79	0	0.01	1997	1915	7.4	0	7.4	10.12	0.389
FEB	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.389
MAR	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.389
ABR	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.389
MAY	34.78	0	34.78	0	0	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389
JUN	34.78	0	34.78	0	0	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389
JUL	34.78	0	34.78	0	0	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389
AGO	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389
SEP	34.78	0	34.78	0	0	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389
OCT	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389
NOV	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.389
DIC	34.77	0	34.77	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.1	0.389

MEDIA	34.78	0	34.78	0	0.01	1997	1915	7.38	0	7.38	10.11	0.389