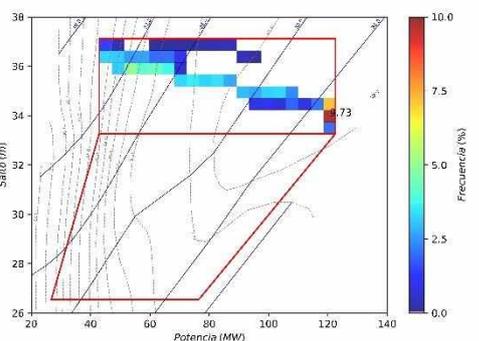
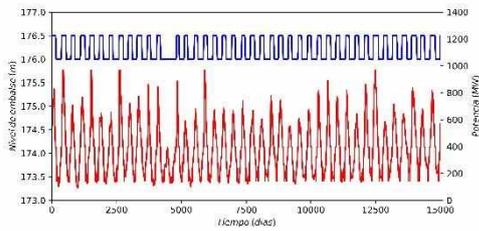


APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS DEL RÍO SANTA CRUZ

Presas Pte. Dr. Néstor Carlos Kirchner (Cóndor Cliff) y Presa Gdor. Jorge Cepernic (La Barrancosa)



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE LA PLATA



APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS DEL RÍO SANTA CRUZ

PROVINCIA DE SANTA CRUZ - ARGENTINA

SIMULACIÓN DE OPERACIÓN DE EMBALSE Y DESPACHO DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL APROVECHAMIENTO DEL RÍO SANTA CRUZ

Sergio O. Liscia
Ma. Mercedes del Blanco
Juan Manuel Galíndez

Simulación de operación de embalse y despacho de
potencia y energía del aprovechamiento
del río Santa Cruz

Sergio Oscar Liscia
María Mercedes Del Blanco
Juan Manuel Galíndez

Liscia, Sergio Oscar
Simulación de operación de embalse y despacho de potencia y energía del aprovechamiento del río Santa Cruz / Sergio O. Liscia; M. Mercedes Del Blanco; Juan M. Galíndez; contribuciones de M. Julieta Buscetti; Milagros Loguercio; coordinación general de Sergio Oscar Liscia. - 1a ed. - La Plata: Universidad Nacional de La Plata. Facultad de Ingeniería, 2024.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-950-34-2357-8

1. Embalse. 2. Santa Cruz. 3. Energía Hidráulica. I. Del Blanco, M. Mercedes. II. Galíndez, Juan M. III. Buscetti, M. Julieta, colab. IV. Loguercio, Milagros, colab. V. Título.
CDD 627.86

Simulación de operación de embalse y despacho de potencia y energía del aprovechamiento del río Santa Cruz

Sergio Oscar Liscia, María Mercedes Del Blanco, Juan Manuel Galíndez



**UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE LA PLATA**

Universidad Nacional de La Plata. Facultad de Ingeniería, 2024.

Queda hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
© Universidad Nacional de La Plata

Coordinador

Sergio Oscar Liscia ¹

Autores

Sergio Oscar Liscia

María Mercedes Del Blanco¹

Juan Manuel Galíndez ¹

Colaboradores

Milagros Loguercio †¹

María Julieta Buscetti ¹

¹ Universidad Nacional de La Plata

Índice

Introducción	1
Descripción del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz	3
Modelo de simulación de embalse	11
3.1 Conceptos generales de la modelación de embalses	11
3.2 Datos básicos	12
3.2.1 Régimen hidrológico del río	12
3.2.2 Dimensiones de los embalses y la regulación hidrológica	14
3.2.3 Definición de los niveles operativos	14
3.2.4 Conceptos de potencia y energía	16
3.2.5 Condiciones de operación	18
3.2.6 Características de las turbinas	19
3.3 Ecuaciones básicas y esquema numérico de una central con regulación	21
3.3.1 Incorporación de las características del equipamiento electromecánico	25
3.3.2 Consideraciones adicionales	27
3.4 Esquema numérico de una central sin regulación	30
3.5 Selección del número de turbinas activas	31
Aplicación del modelo al aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz	33
4.1 Condiciones particulares de los embalses sobre el río Santa Cruz	33
4.1.1 Serie hidrológica del río Santa Cruz	34
4.1.2 Datos meteorológicos	34
4.1.3 Relaciones nivel-área y nivel-volumen	35
4.1.4 Niveles de operación	36
4.1.5 Ley de restitución	37
4.1.6 Pérdidas de energía hidráulica	37
4.1.7 Diagramas de explotación de las turbinas	39
4.2 Central NK: Hipótesis de simulación	40
4.3 Central NK: Resultados	44
4.3.1 Matrices de operación	47
4.3.2 Factor de planta	49
4.3.3 Curvas de duración	50
4.3.4 Energía media anual	51

4.4	Central JC: Hipótesis de simulación	52
4.5	Central JC: Resultados	53
4.5.1	Matrices de operación	53
4.5.2	Factor de planta	53
4.5.3	Curvas de duración	55
4.5.4	Energía media anual	56
	Conclusiones	57
	Referencias	59

Índice de figuras

2.1	Ubicación del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz (presas NK y JC), hidrografía de la zona y localidades aledañas	3
2.2	Perfil longitudinal del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz	3
2.3	Esquema general de la presa NK	4
2.4	Sección transversal de la presa NK	4
2.5	Corte transversal de las obras de descarga (vertedero, descargadores de fondo y medio fondo, y desvío) de la presa NK	5
2.6	Corte transversal de la central de la presa NK	5
2.7	Esquema general de la presa JC	7
2.8	Sección transversal de la presa JC	7
2.9	Corte transversal de las obras de descarga (vertedero, descargadores de fondo y medio fondo, y desvío) de la presa JC	8
2.10	Corte transversal de la central de la presa JC	8
3.1	Serie hidrológica y caudales característicos	13
3.2	Esquema general de una presa con el detalle de sus niveles operativos	15
3.3	Cantidades de energía firme y -ocasionalmente- secundaria generadas durante un día ordinario	17
3.4	Cantidades de energía generada y disipada durante un día en un periodo de excedencia	17
3.5	Cantidad de energía generada durante un día en un periodo de falla	17
3.6	Diagrama colinar en términos de N_{11} y Q_{11} (extraído de Wylie y Streeter, 1978)	19
3.7	Curvas características adimensionales (extraído de Wylie y Streeter, 1978)	20
3.8	Demanda diaria de potencia	22
3.9	Esquema de cálculo del modelo de simulación de embalse con regulación	23

3.10 Corrección del nivel del embalse por los niveles máximo (izq.) y mínimo (der.) normales a lo largo del i -ésimo intervalo de tiempo Δt . Asumiendo que el nivel del embalse varía linealmente a lo largo de ese lapso, pueden calcularse asimismo el tiempo durante el cual es posible generar potencia secundaria, por un lado ($\Delta T_S = (N'_{emb} - N_{MaN}) \Delta t / (N'_{emb} - N_{emb})$), y el tiempo de falla ($\Delta T_{FF} = (N_{MiN} - N'_{emb}) \Delta t / (N_{emb} - N'_{emb})$), por el otro	24
3.11 Factor de utilización para distintos esquemas de despacho de potencia: izq.: $F_u < 1$: generación en punta; centro: $F_u < 1$: generación combinada de base y en punta; der.: $F_u = 1$: generación de base	28
3.12 Rangos de explotación de una serie de grupos de turbinas. El solapamiento de regiones correspondientes a grupos de distintos números de unidades encendidas permite adaptar la magnitud de la generación a la decreciente potencia disponible. Las brechas entre las regiones de 1 y 2 turbinas activas fuerzan una regulación intradiaria del embalse	29
3.13 Esquema de cálculo del modelo de simulación de embalse sin regulación	30
3.14 Bloque correspondiente a la selección del número de turbinas activas	31
3.15 Bloque correspondiente a la regulación intradiaria (Fig. 3.14)	32
4.1 Esquema del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz	33
4.2 Serie hidrológica del río Santa Cruz registrada en la estación Charles Fuhr	35
4.3 Datos medios mensuales de evaporación y precipitación	35
4.4 Leyes nivel-volumen (azul) y nivel-área (rojo) correspondientes a las presas NK (izq.) y JC (der.)	37
4.5 Leyes nivel de restitución versus caudal correspondientes a las presas NK (rojo) y JC (azul)	38
4.6 Diagrama colinar de las turbinas de la central NK, obtenido por ensayos en modelo físico (reproducido con autorización de Harbin Electrical Corporation, República Popular China)	40
4.7 Diagrama colinar de las turbinas de la central JC, obtenido por ensayos en modelo físico (reproducido con autorización de ZheFu Tonglu, República Popular China)	40
4.8 Rangos de explotación de las centrales NK (izq.) y JC (der.) para distintos números de turbinas activas. Las brechas entre las regiones de 1 y 2, y 2 y 3 turbinas activas en la central NK fuerzan una regulación intradiaria del embalse	41
4.9 Esquema de la central hidroeléctrica NK	41
4.10 Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 1 bajo condiciones normales de operación. La central provee la potencia instalada durante un cierto periodo del día	42
4.11 Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 1 bajo condiciones de excedencia. La central es capaz de proveer la potencia instalada durante periodos más prolongados respecto del propio de condiciones normales de operación	43

4.12 Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 1 bajo condiciones de falla. La central se ve imposibilitada de proveer la potencia instalada durante el lapso propio de condiciones normales de operación, por lo cual el tiempo de generación se torna más exiguo hasta que el factor de utilización iguala a 0,25. La ulterior reducción de la generación se produce, primero, a expensas del cierre del distribuidor de las turbinas y, luego, del apagado sucesivo de estas	43
4.13 Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 2 bajo condiciones normales de operación. La central provee la potencia instalada durante un cierto periodo del día y una potencia mínima durante el tiempo remanente	44
4.14 Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 3 bajo condiciones de normales de operación. La central opera cual si no tuviera capacidad de regulación, de tal manera que la potencia generada corresponde al caudal que fluye a través del río	44
4.15 Movimiento del embalse (en azul) y generación de potencia media diaria (en rojo) a lo largo del periodo analizado considerando las condiciones de operación correspondientes al Escenario 1	45
4.16 Movimiento del embalse y balance de caudales durante un año medio (1996) . . .	45
4.17 Movimiento del embalse y balance de caudales durante un año seco (1971) . . .	46
4.18 Movimiento del embalse y balance de caudales durante un año húmedo (2013) . .	46
4.19 Movimiento del embalse (en azul) y generación de potencia media diaria (en rojo) a lo largo del periodo analizado considerando las condiciones de operación correspondientes al Escenario 2	47
4.20 Movimiento del embalse (en azul) y generación de potencia media diaria (en rojo) a lo largo del periodo analizado considerando las condiciones de operación correspondientes al Escenario 3	47
4.21 Matriz de operación de las turbinas de la presa NK correspondiente al Escenario 1	48
4.22 Matriz de operación de las turbinas de la presa NK correspondiente al Escenario 2	49
4.23 Matriz de operación de las turbinas de la presa NK correspondiente al Escenario 3	50
4.24 Curvas de duración correspondientes a los tres escenarios analizados	51
4.25 Esquema de la central hidroeléctrica JC	52
4.26 Esquema de la central hidroeléctrica JC	53
4.27 Matriz de operación de las turbinas de la presa JC (asumiendo su operación aislada)	54
4.28 Matriz de operación de las turbinas de la presa JC (asumiendo su operación conjunta con la presa NK)	54
4.29 Curvas de duración correspondientes a los tres escenarios analizados	55

Índice de tablas

2.1	Características principales de la presa NK	6
2.2	Características principales de la presa JC	9
4.1	Volumen y área expuesta del embalse NK como función del nivel de embalse . . .	36
4.2	Volumen y área expuesta del embalse JC como función del nivel de embalse . . .	36
4.3	Ley nivel de restitución versus caudal de la presa NK	37
4.4	Ley nivel de restitución versus caudal de la presa JC	38
4.5	Pérdidas de energía hidráulica de la presa NK	39
4.6	Pérdidas de energía hidráulica de la presa JC	39

CAPÍTULO 1

Introducción

El río Santa Cruz, ubicado en la provincia homónima, en el sur de la Patagonia argentina, nace en el Campo de Hielo Patagónico Sur, de las orillas del lago Argentino. Su caudal se nutre del aporte de los glaciares, las lluvias y el deshielo, y en su curso interactúa con una gran cantidad de lagos y lagunas en dirección hacia el oeste para encontrar su destino final en el océano Atlántico, luego de atravesar toda la provincia.

Los aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz son proyectos de larga data que se encuentran actualmente en construcción. Constan de dos presas con sendas centrales hidroeléctricas y estructuras de seguridad: la central Presidente Dr. Néstor Kirchner, emplazada a 127 km de la naciente del río Santa Cruz, y la central Gobernador Jorge Cepernic, ubicada 70 km más aguas abajo.

El inicio de las obras, en el año 2015, cierra una etapa que incluye varias actualizaciones del proyecto, en respuesta a los cambios que las matrices energéticas y los abordajes que los temas ambientales han impuesto. En efecto, el proyecto concebido para la licitación se fue modificando en la medida que la profundización del conocimiento (de índole geológica, geotécnica, ambiental, hidrológica, hidráulica e hidromecánica) reveló renovadas problemáticas o soluciones tecnológicas preferibles.

En este proceso, se ha optimizado la selección de los niveles característicos de los embalses y el número de turbinas de las centrales: de seis a cinco turbinas Francis en la central NK; de cinco a tres turbinas Kaplan, en la central JC. Ambas variables son relevantes en el contexto del presente informe y atienden a cuestiones ambientales y contractuales.

Esta publicación responde a una iniciativa de la Universidad Nacional de La Plata cuyo fin es proveer información del principal propósito de la obra, la generación de energía hidroeléctrica, fundamental para los futuros contratos de abastecimiento de energía al sistema interconectado nacional.

En ese sentido, en el presente trabajo se aborda la metodología utilizada para la simulación de la operación de las presas del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz (provincia de Santa Cruz, Argentina) y se presentan los resultados obtenidos. A tal fin, se analizan los modos de operación de las centrales en términos de la potencia generada y los despachos de energía provistos. El análisis abarca también la operación conjunta de ambas centrales frente a diferentes escenarios y el modo en que esta incide en las matrices de operación que vinculan los diagramas de explotación de las turbinas con las condiciones de generación de las presas. Algunos de estos

escenarios contemplan el funcionamiento de solo la central de aguas abajo, lo cual es pertinente dado que, a la fecha de la redacción de este informe, su construcción se encuentra en un estadio más avanzado de ejecución.

Por último, este informe corresponde a una serie de publicaciones que abarca diferentes aspectos del río y sus obras, y que proyectan, desde la cabecera, la explotación de las obras, el estudio del llenado y su impacto en el estuario, una mirada integradora, tanto longitudinal como temporal del río, con la finalidad de contribuir a un mejor uso de los recursos naturales de Argentina. La primera de ellas es la ya publicada Crecidas de diseño del río Santa Cruz (2023).

CAPÍTULO 2

Descripción del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz

Las presas Presidente Néstor Carlos Kirchner (anteriormente, Condor Cliff; de aquí en más, NK) y Gobernador Jorge Cepernic (anteriormente, La Barrancosa; de aquí en más JC) se encuentran, a la fecha de la edición de esta publicación, en construcción en la provincia de Santa Cruz, en la Patagonia Argentina (Fig. 2.1). Ambas obras, emplazadas sobre el curso del río Santa Cruz, constituyen los Aprovechamientos Hidroeléctricos del río Santa Cruz (Fig. 2.2).



Figura 2.1: Ubicación del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz (presas NK y JC), hidrografía de la zona y localidades aledañas

La presa NK está situada a 127 km del nacimiento del río Santa Cruz, en el lago Argentino (coordenadas 50° 12' 45" Sur y 70° 47' 1" Oeste). La población más cercana es la ciudad de El Calafate. La obra consiste en una presa de escollera con pantalla de hormigón en el talud de aguas arriba (CFRD), una central hidroeléctrica equipada con 5 turbinas Francis, descargadores de fondo y medio fondo, y un aliviadero de superficie regulado por compuertas (Fig. 2.3). En las Fig. 2.4 a Fig. 2.6 se pueden observar las secciones típicas de los principales componentes de la obra. La Tabla 2.1 resume las características del aprovechamiento.

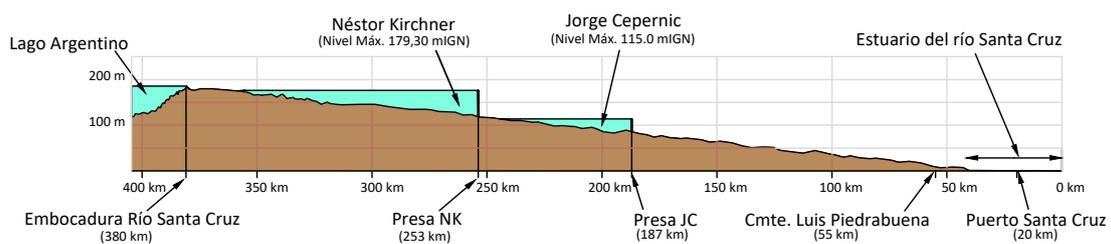


Figura 2.2: Perfil longitudinal del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz

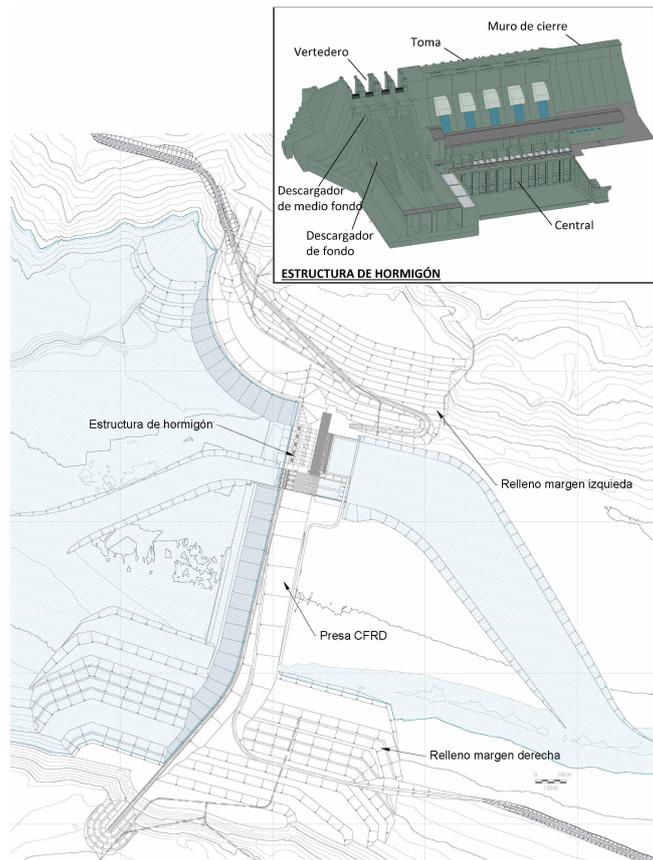


Figura 2.3: Esquema general de la presa NK

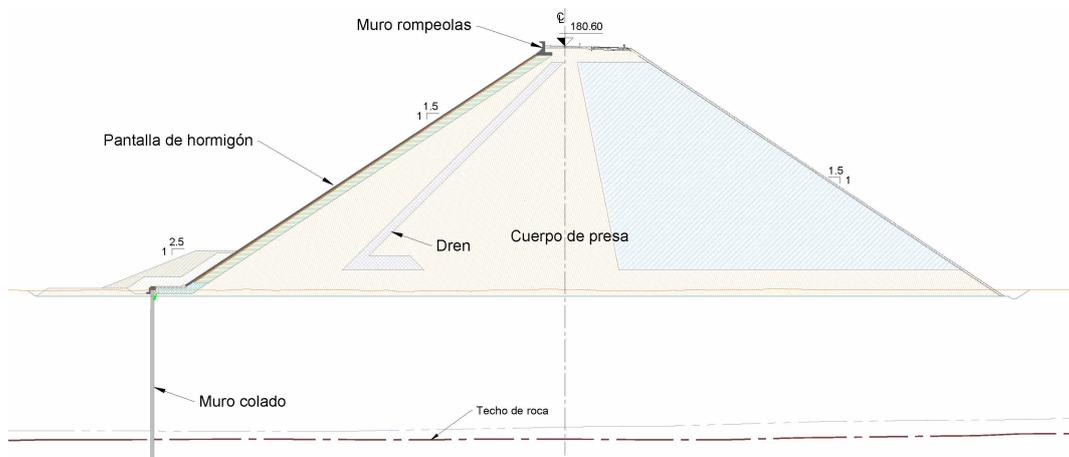


Figura 2.4: Sección transversal de la presa NK

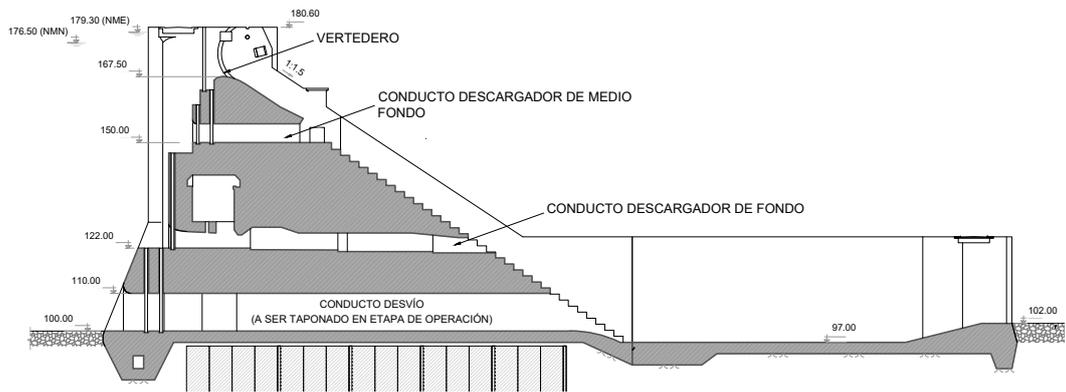


Figura 2.5: Corte transversal de las obras de descarga (vertedero, descargadores de fondo y medio fondo, y desvío) de la presa NK

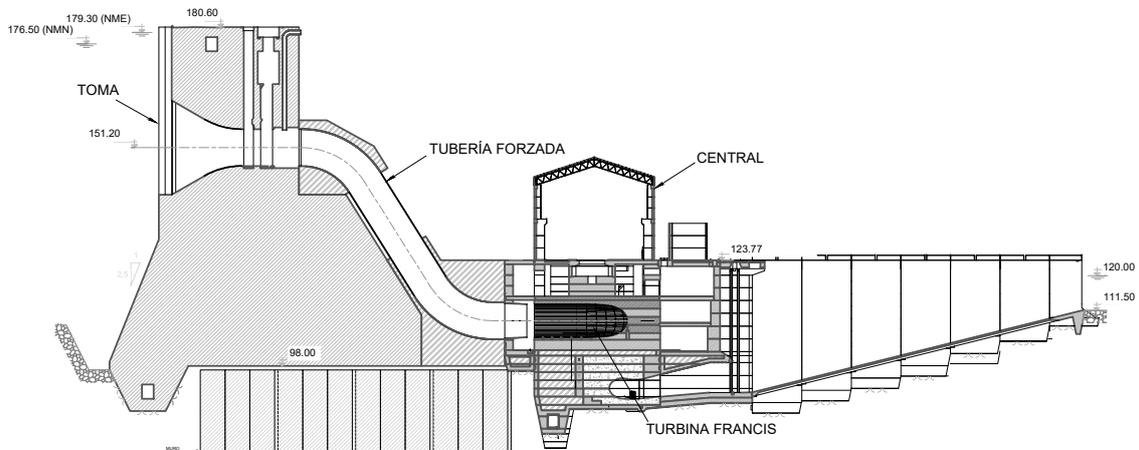


Figura 2.6: Corte transversal de la central de la presa NK

A una distancia de 70 km aguas abajo (coordenadas $50^{\circ} 11' 9''$ Sur y $70^{\circ} 7' 29''$ Oeste), se emplaza la presa Gdor. Jorge Cepernic (La Barrancosa). La población más cercana es la ciudad de Comandante Luis Piedrabuena. La obra, también una presa de escollera con pantalla de hormigón en el talud de aguas arriba (CFRD), está equipada con 3 turbinas Kaplan, descargadores de fondo y un aliviadero de superficie regulado por compuertas (Fig. 2.7). Las Fig. 2.8 a Fig. 2.10 muestran las secciones típicas de los principales componentes de la obra. La Tabla 2.2 resume las características del aprovechamiento.

Tabla 2.1: Características principales de la presa NK

Embalse	Caudal medio anual (módulo del río)		720 m ³ /s
	Caudal crecida decamilenaria		4160 m ³ /s
	Caudal máximo de crecida registrado		2520 m ³ /s
	Volumen del embalse a nivel máximo normal		5800 Hm ³
Presa	Tipo		CFRD
	Altura máxima		71,6 m
	Longitud/ancho		1850 m/10,95 m
	Cota de coronamiento		180,6 mIGN
	Cota de parapeto rompeolas		181,8 mIGN
	Cota máxima extraordinaria		179,3 mIGN
	Cota máxima normal		176,5 mIGN
Vertedero	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen izquierda
	Tipo		Recto
	Caudal máximo de diseño		4160 m ³ /s
	Ancho total		60 m
	Compuertas	Cantidad	4
		Tipo	Radial
		Dimensiones (alto x ancho)	9,5 m x 12 m
	Órgano de disipación		Cuenco disipador
Cota de cresta		167,5 mIGN	
Descargador de medio fondo	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen izquierda
	Número de conductos		4
	Órgano de cierre	Cantidad	4
		Tipo	Compuerta plana
		Dimensiones (alto x ancho)	5 m x 4 m
	Caudal máximo unitario		350 m ³ /s
Cota de umbral del conducto		150 mIGN	
Descargador de fondo	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen izquierda
	Número de conductos		4
	Órgano de cierre	Cantidad	4
		Tipo	Compuerta radial
		Dimensiones (alto x ancho)	4 m x 3 m
	Órgano de cierre de emergencia	Cantidad	4
		Tipo	Compuerta plana
		Dimensiones (alto x ancho)	4 m x 3 m
	Caudal máximo unitario		350 m ³ /s
Cota de umbral del conducto		122 mIGN	
Central	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen izquierda
	Caracterización de la central		Punta
	Cantidad de turbinas		5
	Tipo de turbinas		Francis
	Caudal nominal turbinado		365 m ³ /s
	Caudal máximo de operación		365 m ³ /s
	Caudal mínimo de operación		242 m ³ /s
	Salto de diseño		57,9 m
	Salto máximo de operación		61,4 m
	Salto mínimo de operación		49,6
	Potencia instalada		950 MW
	Energía media anual, Escenarios 1, 2 y 3 [GWH]		3376 - 3403 - 3465
	Velocidad de rotación de turbina		100 rpm
	Número de álabes del rotor de turbina		13
	Número de álabes del distribuidor		24
	Center line del rotor de turbina		109 m
	Altura del álabe del distribuidor		2068 mm
	Diámetro superior (D ₁)		6300 mm
	Diámetro inferior (D ₂)		6682 mm
	Órgano de cierre		Compuerta plana
Potencia nominal de generadores		190 MW	

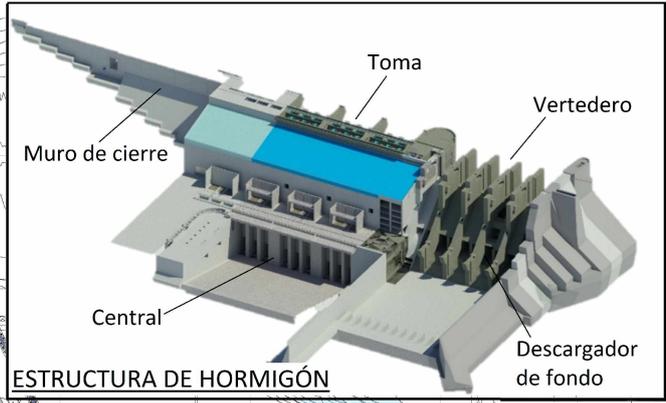
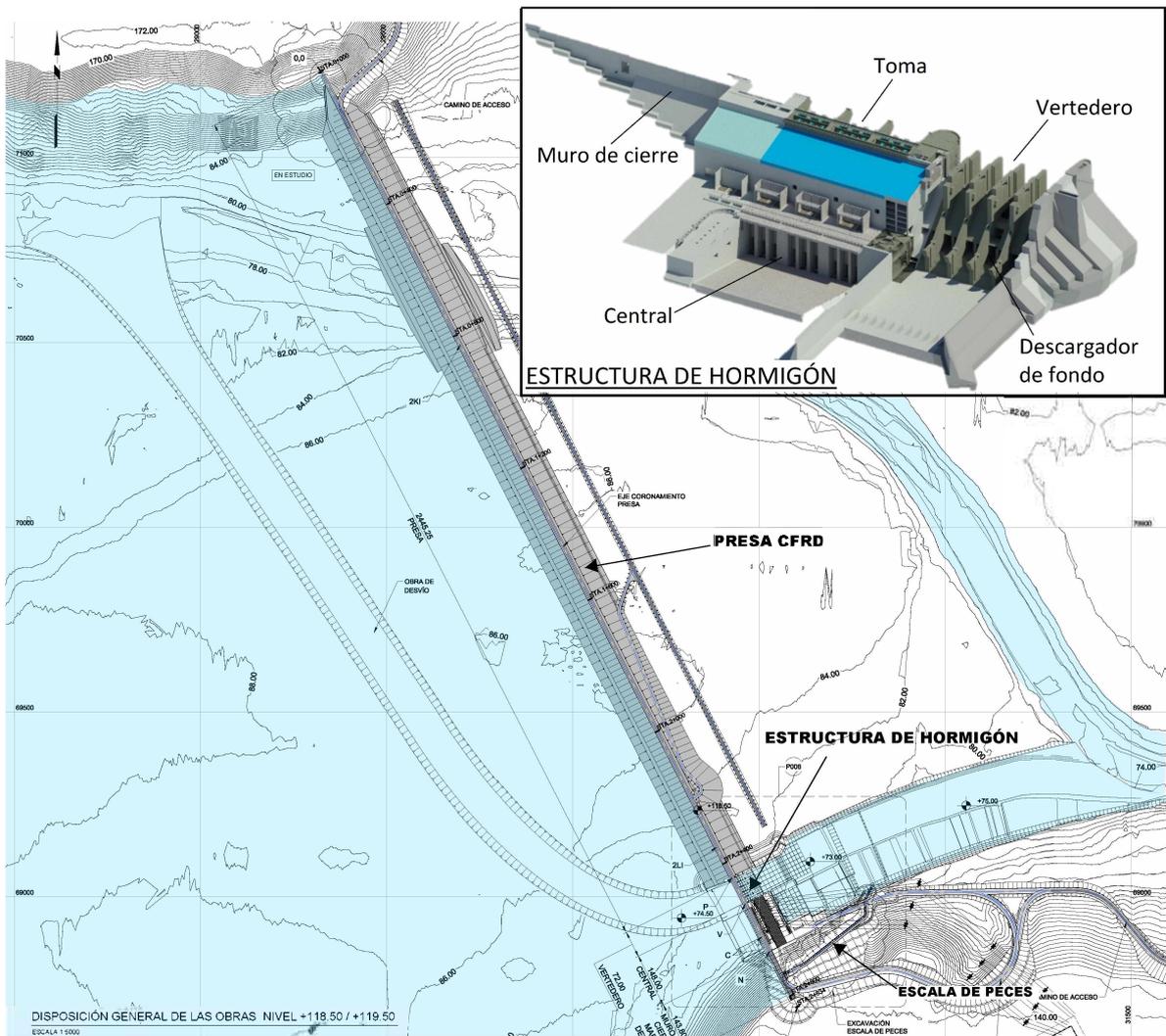


Figura 2.7: Esquema general de la presa JC

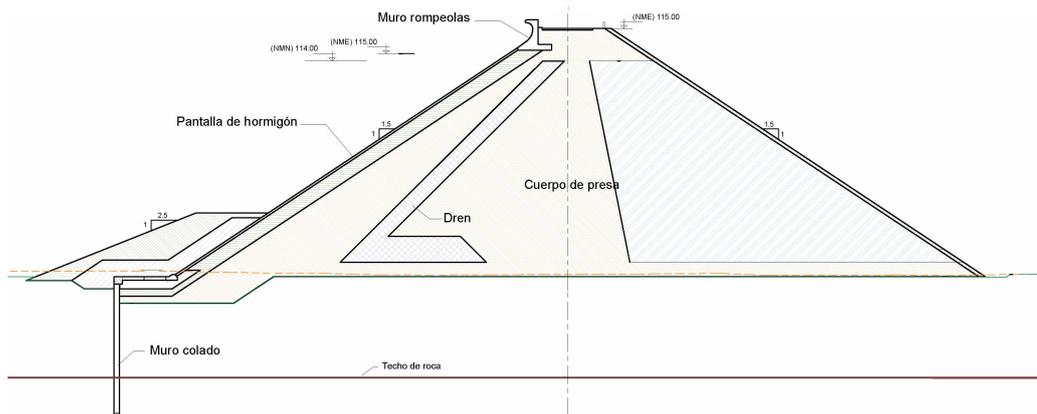


Figura 2.8: Sección transversal de la presa JC

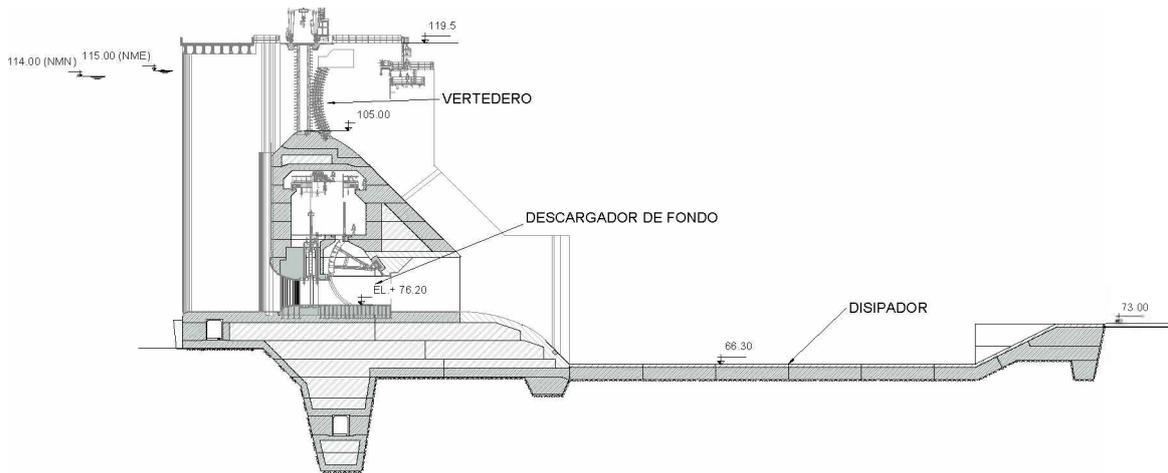


Figura 2.9: Corte transversal de las obras de descarga (vertedero, descargadores de fondo y medio fondo, y desvío) de la presa JC

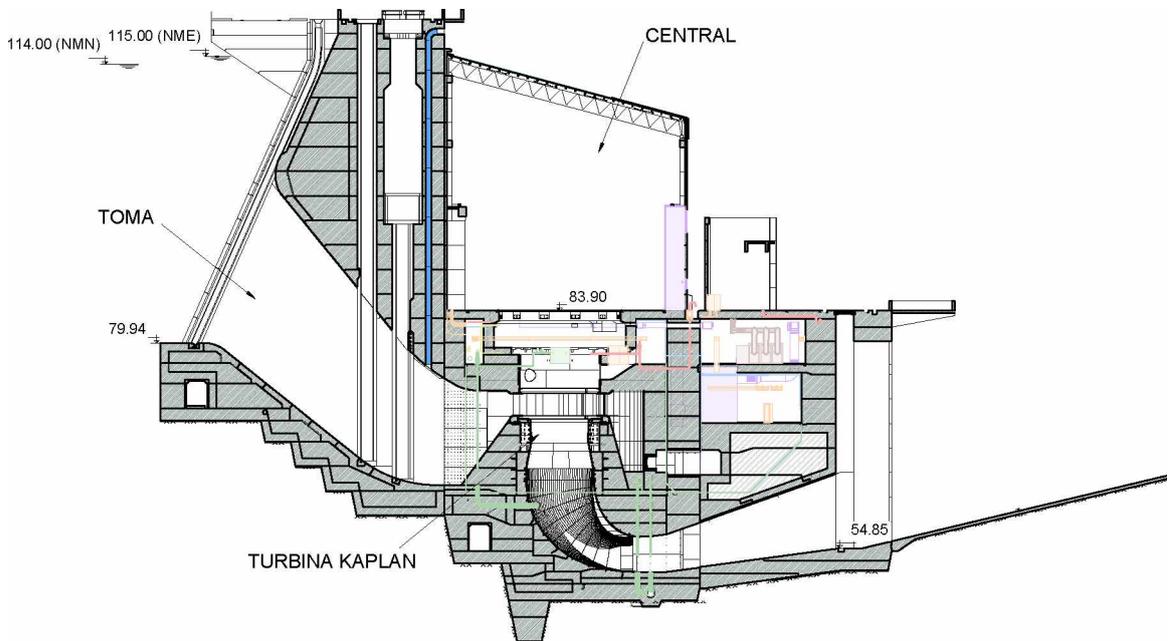


Figura 2.10: Corte transversal de la central de la presa JC

Tabla 2.2: Características principales de la presa JC

Embalse	Caudal medio anual (módulo del río)		720 m ³ /s
	Caudal crecida decamilenaria		4160 m ³ /s
	Caudal máximo de crecida registrado		2520 m ³ /s
	Volumen del embalse a nivel máximo normal		3000 Hm ³
Presa	Tipo		CFRD
	Altura máxima		45,5 m
	Longitud/ancho		2440 m/9,20 m
	Cota de coronamiento		118,5 mIGN
	Cota de parapeto rompeolas		119,7 mIGN
	Cota máxima extraordinaria		115,0 mIGN
	Cota máxima normal		114,0 mIGN
Vertedero	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen derecha
	Tipo		Recto
	Caudal máximo de diseño		4160 m ³ /s
	Ancho total		72 m
	Compuertas	Cantidad	6
		Tipo	Radial
		Dimensiones (alto x ancho)	10,62 m x 12 m
	Órgano de disipación		Cuenco disipador
Cota de cresta		105 mIGN	
Descargador de fondo	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen derecha
	Número de conductos		4
	Órgano de cierre	Cantidad	4
		Tipo	Compuerta radial
		Dimensiones (alto x ancho)	4 m x 3 m
	Órgano de cierre de emergencia	Cantidad	4
		Tipo	Compuerta plana
		Dimensiones (alto x ancho)	4 m x 3 m
	Caudal máximo unitario		296 m ³ /s
	Cota de umbral del conducto		76,2 mIGN
Central	Ubicación respecto de presa (hacia aguas abajo)		Margen derecha
	Caracterización de la central		Base
	Cantidad de turbinas		3
	Tipo de turbinas		Kaplan
	Caudal nominal turbinado		382 m ³ /s
	Caudal máximo de operación		394 m ³ /s
	Caudal mínimo de operación		133 m ³ /s
	Salto de diseño		34,4 m
	Salto máximo de operación		36 m
	Salto mínimo de operación		33,3 m
	Potencia instalada		360 MW
	Energía media anual		1961 GWh
	Velocidad de rotación de turbina		107,1 rpm
	Número de álabes del rotor de turbina		6
	Número de álabes del distribuidor		24
	Center line del rotor de turbina		69,3 m
	Altura del álabe del distribuidor		2625 mm
	Diámetro del rodete		7000 mm
	Órgano de cierre		Compuerta plana
	Potencia nominal de generadores		120 MW

CAPÍTULO 3

Modelo de simulación de embalse

3.1. Conceptos generales de la modelación de embalses

En el núcleo de la metodología de cálculo se encuentra el principio de conservación de la masa, cuya expresión matemática se conoce como ecuación de continuidad. Adoptando al embalse como el volumen de control al cual se aplica, este principio permite calcular sus variaciones, en periodos dados de tiempo, asociadas a las permanentes diferencias entre los caudales ingresantes (preponderantemente, los naturales que aporta el río intervenido) y los egresantes (sobre todo, los erogados aguas abajo en respuesta a las consignas de operación preestablecidas).

El embalse propiamente dicho comprende un cierto volumen de agua. En virtud de las diferencias entre caudales ingresantes y egresantes, este volumen puede fluctuar entre un mínimo y un máximo. La magnitud de esta variación es lo que se conoce como volumen de regulación o capacidad reguladora del embalse. Este volumen bien puede ser insignificante en términos del almacenamiento de agua (es el caso de las centrales sin regulación); el volumen total, sin embargo, es significativo en términos de almacenamiento de energía potencial, lo cual es relevante con miras a la generación hidroeléctrica.

Los modelos de simulación de operación de un embalse son algoritmos matemáticos en los que se conjugan, además, ciertas consignas operativas que deben contemplar las restricciones de diferente origen (social; económico; ecológico; topográfico, principalmente los niveles característicos del embalse; hidromecánico, etcétera) que pesan sobre un volumen de agua. Estas limitaciones incluyen:

- la geometría del valle de inundación (la relación entre el nivel y el volumen del embalse);
- el régimen hidrológico del río que, en términos de series temporales, permite extraer leyes estadísticas sobre cuyas bases inferir el comportamiento futuro ya sea en el largo plazo, crucial en la evaluación económica del proyecto en su conjunto; sea en el corto plazo, relevante para la proyección de la operación de la central con días u horas de anticipación;
- la meteorología: el régimen de precipitaciones, desde luego, pero también las condiciones de temperatura, viento y radiación, que inciden sobre la tasa de evaporación, cuya contribución al balance puede adquirir proporciones considerables en función de la extensión del espejo de agua del volumen embalsado;

- el propio diseño del aprovechamiento hídrico: la definición de los niveles máximos, mínimos y extraordinarios.

Dada su dimensión, cada aprovechamiento hídrico tiene su propio y único diseño y, consecuentemente, su propio conjunto de problemáticas específicas de índoles geológica, geotécnica, climática, estructural, socioambiental y económica, entre otras, con sus respectivas evoluciones temporales. Los modelos de simulación de embalses, entonces, deben ser capaces de articular las especificidades locales propias de cada proyecto con la cualidad universal del principio de conservación de la masa.

3.2. Datos básicos

El planteo del modelo de simulación de operación del embalse con consignas de despacho de potencia y energía requiere de los siguientes datos fundamentales:

- Vinculados al recurso hídrico en estudio:
 - Serie hidrológica del río: $Q_{hid}(t)$;
 - Registros de precipitación y de evaporación en la zona del embalse: $Prec(t)$, $Evap(t)$;
 - Ley de nivel versus caudal en una sección de aguas abajo de la central: $N_{rest}(Q_s)$.
- Vinculados a las condiciones topográficas:
 - Ley de volumen versus nivel de embalse: $V(N_{emb})$;
 - Ley de área versus nivel de embalse: $\Omega(N_{emb})$.
- Vinculados a las características de las turbinas:
 - Potencia instalada de la central (máxima potencia mecánica o eléctrica): P_{inst} ;
 - Rendimiento ponderado del complejo turbina-generador: η_T ;
 - Número de turbinas instaladas: n_{turb} ;
 - Diagramas de explotación de las turbinas. Sin embargo, puede que esta información no esté disponible en las etapas previas al proyecto ejecutivo, en cuyo caso, se estima un rendimiento ponderado.

3.2.1. Régimen hidrológico del río

El régimen del río es el insumo principal de un embalse y determina en gran medida su gestión y su funcionamiento. Refiere a la variabilidad temporal (sobre todo, estacional y anual) de los caudales de agua que fluyen hacia el embalse desde la cuenca que lo alimenta. Comprender y gestionar adecuadamente este régimen es esencial para garantizar la eficacia de un embalse en

múltiples aspectos. En efecto, el régimen del río determina la disponibilidad de agua en el embalse, lo que impacta directamente en su capacidad para abastecer agua para uso doméstico, agrícola, industrial y generación de energía eléctrica (por no mencionar usos como la prevención de inundaciones aguas abajo). Comprender cabalmente el régimen del río es tanto más posible cuanto más extensa sea la serie hidrológica disponible, y adaptarse a él es esencial para optimizar la utilidad y la sostenibilidad de un embalse en el suministro de agua y la gestión de recursos hídricos.

Por definición, el módulo del río viene dado por la expresión:

$$Q_{mod} = \frac{1}{T} \int^T Q(t) dt \quad (3.1)$$

Donde T representa la longitud de la serie hidrológica disponible.

Usualmente, una serie hidrológica se presenta como una sucesión de registros de caudales medios diarios o mensuales (Fig. 3.1). En tal caso, la expresión integral (Ec. 3.1) es sustituida por una sumatoria de términos discretos:

$$Q_{mod} = \frac{1}{T} \sum Q_i \Delta t$$

En la cual, cada uno de los términos involucrados corresponde a una partición, Δt , del periodo T .

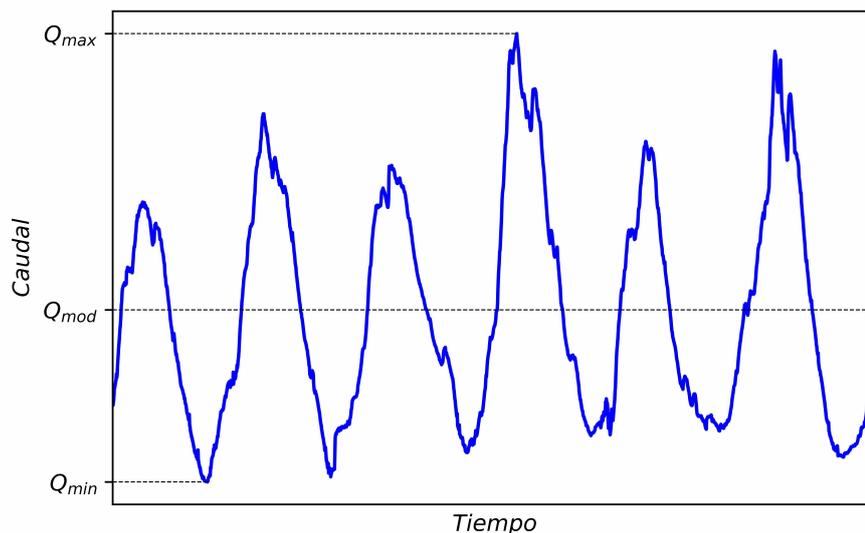


Figura 3.1: Serie hidrológica y caudales característicos

En el caso del río Santa Cruz, la serie hidrológica se conforma de caudales medios diarios. El caudal módulo es de $720 \text{ m}^3/\text{s}$ (Tabla 2.1).

Una magnitud relevante del río es el derrame anual, que designa al volumen que provee este durante un año hidrológico y viene dado por:

$$V_{anual} = Q_{mod}T_a$$

Donde T_a es la duración de un año.

3.2.2. Dimensiones de los embalses y la regulación hidrológica

Los embalses pueden distinguirse según tengan o no capacidad de regulación (usualmente almacenando agua durante periodos húmedos para liberarla durante los más secos) de tal manera de compatibilizar la serie hidrológica del curso de agua intervenido con los objetivos operativos de la obra hidráulica. La regulación, por su parte, puede ser estacional o interanual y ello depende, en buena medida, de las dimensiones del embalse. Estas guardan relación con la natural regularidad del curso de agua: los ríos de régimen pluvial exhiben mayor variabilidad tanto estacional como interanualmente; los de regímenes glacial y nival, en cambio, tienen ciclos interanuales y estacionales, respectivamente, más predecibles.

En los embalses con regulación, el volumen almacenable físicamente disponible, V_r (Fig. 3.2), es el prisma contenido por el terreno natural y los dos planos horizontales que se elevan a las alturas de los niveles mínimo y máximo normales. La relación entre este volumen y el derrame anual del río es un índice del grado de regulación, R , al que el embalse puede contribuir (Ec. 3.2).

$$R = \frac{V_r}{V_{anual}} \quad (3.2)$$

A título ilustrativo, se puede estimar que, si R es de hasta 3 %, el embalse puede considerarse sin capacidad de regulación; valores del orden del 20 %, en cambio, son compatibles con una capacidad de regulación anual; y valores en el orden del 40 % al 50 %, con una capacidad de regulación interanual.

3.2.3. Definición de los niveles operativos

Las consignas operativas de los aprovechamientos hidroeléctricos incluyen la observancia de ciertas restricciones al movimiento del embalse. Estas se materializan en, de mínima, los niveles mínimo normal ($NMiN$) y máximo normal ($NMaN$) (Fig. 3.2).

Mientras que el nivel máximo normal está vinculado a la altura de la obra y a consideraciones medioambientales que conciernen a la amplitud del área inundada, el nivel mínimo normal responde a factores tales como la sumergencia de la sección de las turbinas, el rango de saltos operativos de estas y la optimización de la energía 'firme' (o 'primaria', es decir, aquella que puede

despacharse con una garantía del 100 %) frente a la total del aprovechamiento (véase Sección 3.2.4).

La sumergencia, S , que depende de la energía cinética del escurrimiento en la sección de la toma y de la altura en que esta se encuentra, debe respetar un límite inferior, S_{min} , pues, de otro modo, es posible el ingreso de aire a la conducción de las turbinas por formación de vórtices, lo cual es inadmisibles. O sea, $S > S_{min}$.

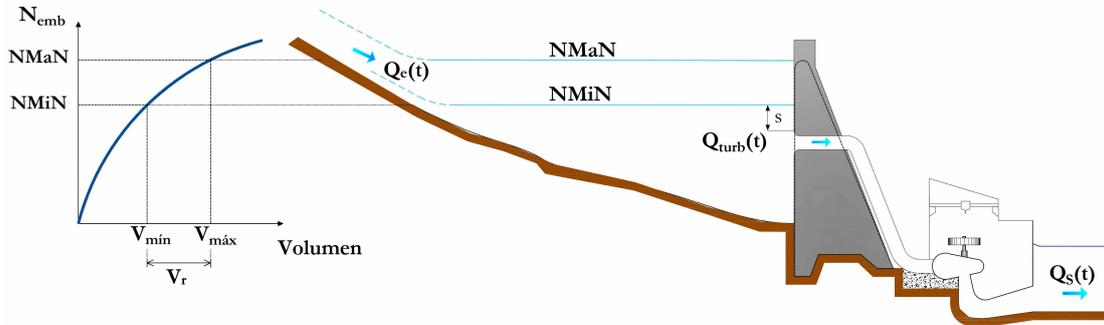


Figura 3.2: Esquema general de una presa con el detalle de sus niveles operativos

El rango de saltos operativos de las turbinas, por su parte, está determinado por los ensayos sobre modelos físicos.

El descenso del nivel mínimo normal redonda en un incremento del volumen de regulación, lo cual permite aumentar la energía firme. Sin embargo, simultáneamente, admite con mayor frecuencia condiciones de operación con menor energía de posición disponible, en detrimento de la energía total. Estas dos tendencias antagónicas se traducen en la existencia de un máximo local de energía firme, en coincidencia con la posición óptima del nivel mínimo normal.

La definición de los límites impuestos por los niveles operativos, junto con las singularidades topográficas del volumen de embalse (las curvas características nivel-volumen y nivel-área), dotan de un carácter material a la formulación abstracta del principio de conservación de la masa y configuran el modelo específico del aprovechamiento en cuestión.

Por lo usual, si el fin del embalse es la generación de energía, estos niveles permanecen constantes en el tiempo; sin embargo, es posible que admitan variaciones estacionales (sobre todo el nivel mínimo normal) en caso de cumplir con propósitos adicionales o de mediar situaciones extraordinarias.

La identificación de los niveles máximo y mínimo normales permite, en última instancia, evaluar la generación primaria y secundaria (definida por oposición a ella, véase Sección 3.2.4) del aprovechamiento y sus periodos de déficit y, al mismo tiempo, crear distintos escenarios de despacho de energía o de potencia (como una función del tiempo).

3.2.4. Conceptos de potencia y energía

La potencia eléctrica generada por una central hidroeléctrica en un instante dado, t , de su operación está dada por la Ec. 3.3.

$$P_{gen}(t) = \eta_T(t) \gamma H_u(t) Q_{turb}(t) \quad (3.3)$$

Donde γ representa el peso específico del agua, y $H_u(t)$ y $Q_{turb}(t)$, el salto útil y el caudal turbinado correspondientes al instante en cuestión, respectivamente. El rendimiento, $\eta_T(t)$, que es función de los anteriores, engloba la eficiencia de las transformaciones energéticas de la turbina (η_h), los cojinetes (η_m) y el generador (η_e) bajo tales condiciones operativas.

La energía media anual (EMA , una variable significativa en la evaluación económica del proyecto hidroeléctrico) resulta de integrar la potencia generada a lo largo de un año representativo:

$$EMA = \int^{T_a} P_{gen}(t) dt$$

De contar con una serie hidrológica de varios años de longitud, la energía media anual se evalúa como el promedio de la energía generada entre tal cantidad de años (Ec. 3.4).

$$EMA = \frac{1}{N_t} \sum P_{gen_i} \Delta t \quad (3.4)$$

Donde $P_{gen_i} \Delta t$ representa la energía generada durante un intervalo Δt genérico y N_t en el número de años de la serie.

En la escala diaria, la capacidad de la central de despachar una cierta cantidad de energía está limitada por la potencia instalada en ella. El concepto de garantía se vincula a esta capacidad. La energía firme equivale al producto de la potencia instalada por el tiempo de generación, $E_F = P_{inst} \Delta T_F$. Por contraposición, la energía generada en exceso de la firme se da en llamar 'secundaria' y puede ser tan grande como $P_{inst} (24 - \Delta T_F)$ (Fig. 3.3) los días en que la central genera su máxima energía diaria posible. La energía total generada, E_T , es la suma de la energía firme y la secundaria, $E_F + E_S$ (Fig. 3.3).

Cuando el caudal disponible excede el necesario para la máxima capacidad de generación diaria de la central, la diferencia se evacúa (y su potencia hidráulica, $P_{vert} = \gamma H_u Q_{vert}$, se disipa) a través de los órganos dispuestos para tal fin, que usualmente incluyen un cuenco dissipador. La energía no aprovechada en un día semejante sería $E_{vert} = P_{vert} 24$ (Fig. 3.4).

Por el contrario, en periodos de merma estacional del caudal, es posible que el volumen de agua almacenado en el embalse sea insuficiente para la generación diaria de energía firme en una proporción $E_{FF} = P_{inst} \Delta T_{FF}$. Se dice entonces que la central 'entra en falla' (Fig. 3.5).

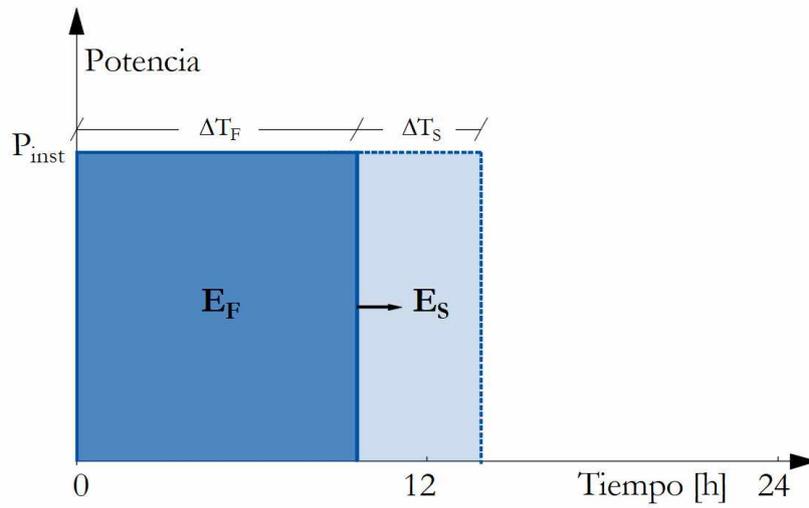


Figura 3.3: Cantidades de energía firme y -ocasionalmente- secundaria generadas durante un día ordinario

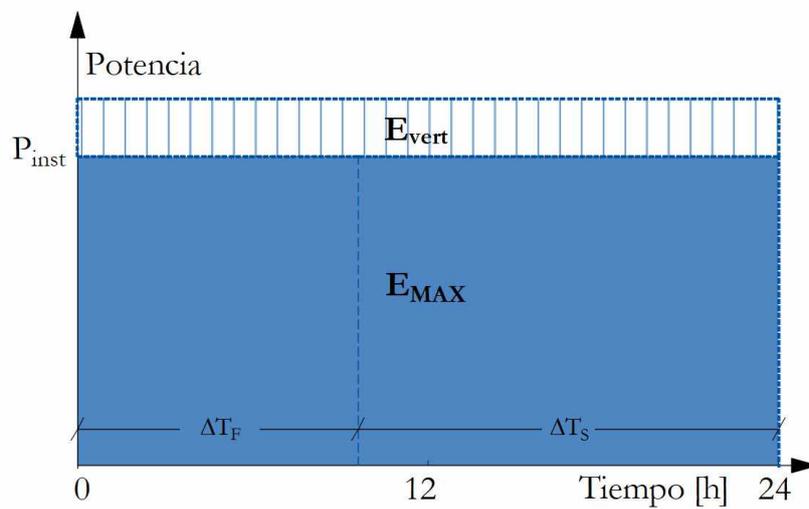


Figura 3.4: Cantidades de energía generada y disipada durante un día en un periodo de excedencia

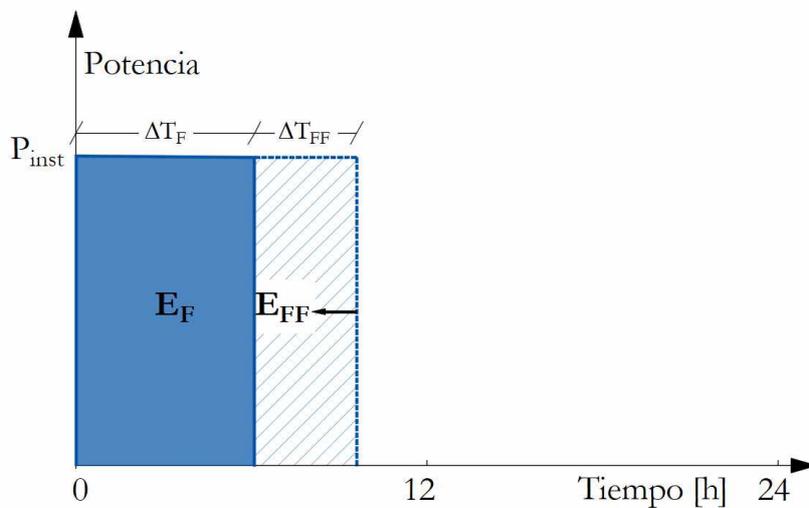


Figura 3.5: Cantidad de energía generada durante un día en un periodo de falla

Los sistemas eléctricos sufren, por sí mismos, fallas durante las cuales las centrales se ven eximidas de generar potencia. En la medida en que la garantía, tal como fue definida previamente, aplica al tiempo en que las centrales pueden suplir esta demanda, el concepto de energía firme cobra una nueva significación. En efecto, si se asume que las fallas eléctricas afectan alrededor de un 3 % de la duración de la vida útil de una central, entonces puede asumirse que esta puede proveer energía firme durante aproximadamente todo el tiempo que le sea demandada en la medida en que la duración de los periodos de falla de generación sea de ese mismo orden.

A fin de lograr una garantía del orden del 97 % al 100 % del tiempo, es necesario disponer de una capacidad de regulación que al menos compense por los periodos de estiaje que se dan durante un año (regulación estacional).

En resumen, los aprovechamientos hidroeléctricos sin regulación pueden cumplir con el despacho de potencia empuntada. Los aprovechamientos con regulación, además, pueden cumplir con la entrega de energía firme (garantías del 97 % al 100 %) asociada a una potencia máxima.

3.2.5. Condiciones de operación

La generación de potencia comporta sus propias consignas operativas específicas a fin de absorber la demanda del sistema eléctrico, variable en el tiempo con una periodicidad diaria. El modo en que las centrales abastecen la demanda eléctrica permite distinguirlas entre empuntadas (cuyo fin es satisfacer la máxima potencia exigida durante las horas de máxima demanda) o de base (que proveen una potencia constante a lo largo de todo un día).

A lo largo de un día, la demanda eléctrica puede variar significativamente. A fin de abastecerla en todo momento, suelen emplearse recursos energéticos de toda índole. En ese sentido, la energía hidroeléctrica destaca por su capacidad de empuntamiento, o sea, su flexibilidad para adaptarse rápidamente a bruscos cambios de potencia conservando un buen rendimiento sin desmedro de la estabilidad del sistema.

En efecto, una central hidroeléctrica dispone de un determinado número de turbinas que permiten generar la potencia demandada por sucesivos encendidos (o apagados) y cambios de sus respectivos puntos de operación, siguiendo ciertas condiciones del sistema hidroelectromecánico.

Sin embargo, la puesta en operación de una turbina requiere de un tiempo mínimo de maniobra que involucra sistemas auxiliares y contempla los tiempos propios del movimiento del agua. Por otra parte, las variaciones bruscas del caudal turbinado se traducen, aguas abajo, en ondas de crecida artificiales indeseables desde el punto de vista hidrológico y ambiental.

Es por esta última razón que, habitualmente, las centrales con capacidad de empuntamiento requieren de embalses compensadores aguas abajo cuyo efecto es el de atenuar las variaciones bruscas de caudal y restituir al río un caudal constante diario.

La consigna principal de las centrales con operación de base, por su lado, consiste en turbinar el caudal proveniente del río en la medida en que esto sea posible. Los caudales en exceso de la capacidad de generación de la central son evacuados a través de un órgano de alivio, usualmente un vertedero o un descargador de fondo. Bajo tales condiciones, el nivel del embalse se mantiene esencialmente fijo. Tal operación es típica de embalses sin capacidad de regulación.

A diferencia de las centrales empuntadas, la generación de potencia responde menos a las condiciones impuestas por la demanda eléctrica del sistema que a las propias del río intervenido.

3.2.6. Características de las turbinas

El rendimiento de las turbinas, en tanto instrumentos de transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica, es crucial en el proyecto de las centrales hidroeléctricas. Sin perjuicio de los vertiginosos avances de la fluidodinámica computacional, el rendimiento de las turbinas se evalúa universalmente en ensayos en modelos físicos a escala. Los resultados de estos ensayos se presentan habitualmente en la forma de diagramas colinares, en los que el rendimiento hidráulico, η_h , se presenta como función de parámetros adimensionales, (por ejemplo, $\psi = gH_u/u^2$ y $\phi = c_m/u$, donde c_m y u son las componentes meridional y tangencial de la velocidad en el plano de la turbina, respectivamente), o unitarios (por ejemplo, $N_{11} = ND/H_u$ y $Q_{11} = Q/(D^2H_u^{0.5})$) (Fig. 3.6).

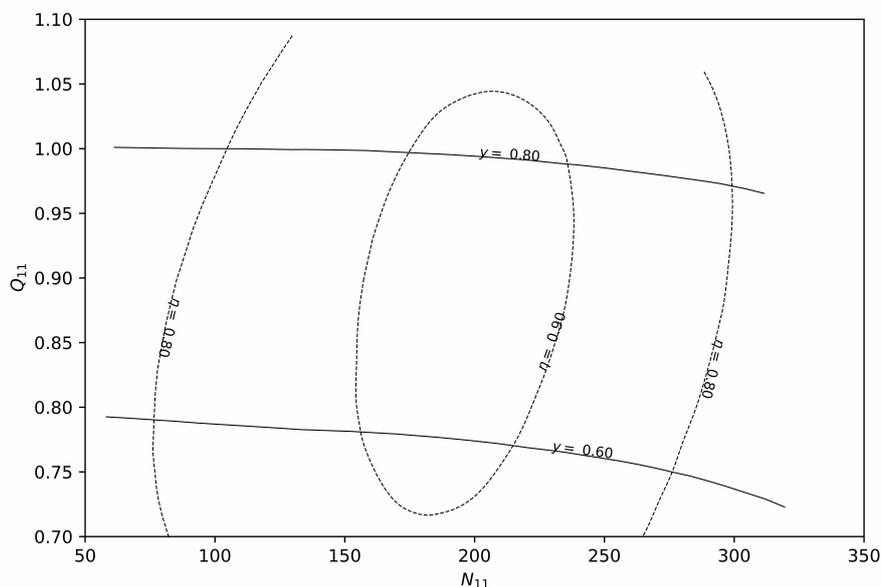


Figura 3.6: Diagrama colinar en términos de N_{11} y Q_{11} (extraído de Wylie y Streeter, 1978)

Con la debida corrección por los efectos de escala, estos resultados permiten extrapolar los diagramas de explotación de las turbinas en términos de variables más reconocibles: el caudal a través de la turbina, el salto útil o la potencia generada (véase Sección 4.1.7).

La bondad de la selección de las turbinas puede mensurarse por el grado de solapamiento de

las regiones de mayor rendimiento de sus diagramas de explotación y los puntos de operación previstos del aprovechamiento (tal como sean derivados del modelo de simulación del embalse). En ese sentido, la conceptualización de la interacción entre las variables emanadas del balance hídrico a ambos extremos del embalse bajo consignas de operación dadas, por un lado, y las condiciones operativas de las máquinas que son producto de las combinaciones de aquellas, por el otro, es crucial en el diseño del modelo de simulación.

El diagrama de explotación, tal como fue introducido, tiene la ventaja indudable de presentar de un modo eminentemente visual la colina de rendimiento de las turbinas en función de un par de variables significativas (salto versus potencia, por ejemplo). A los efectos de la representación matemática, sin embargo, un cambio de variables, tal como el desarrollado por Marchal et al. (1965) y empleado en Wylie y Streeter (1978) para la resolución de fenómenos transitorios inducidos por turbobombas, es preferible. Este cambio de variables requiere de una previa adimensionalización en términos de las magnitudes nominales de las máquinas (denotadas en la Ec. 3.5 por el subíndice R):

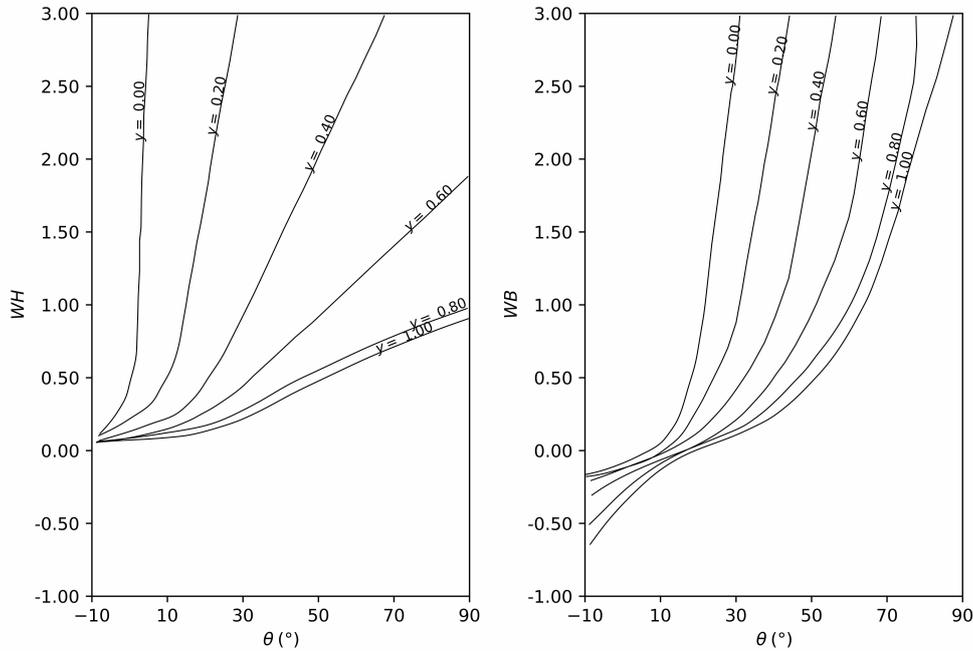


Figura 3.7: Curvas características adimensionales (extraído de Wylie y Streeter, 1978)

$$h = \frac{H_u}{H_R}, \quad \beta = \frac{T}{T_R}, \quad \nu = \frac{Q_{turb}}{Q_R}, \quad \alpha = \frac{N}{N_R} \quad (3.5)$$

Donde las variables T y N representan el torque ejercido sobre el eje de las turbinas y su velocidad de rotación, respectivamente.

La transformación se completa con un ulterior agrupamiento:

$$\theta = \arctan\left(\frac{\nu}{\alpha}\right), \quad WH(\theta) = \frac{h}{\alpha^2 + \nu^2}, \quad WB(\theta) = \frac{\beta}{\alpha^2 + \nu^2} \quad (3.6)$$

Operando de esta manera, es posible la representación de los puntos de operación de una turbina desde el espacio H_u versus P , por ejemplo, al espacio WH versus θ . Las curvas de referencia, por conveniencia, no son ya las correspondientes a valores constantes de rendimiento, como en un diagrama colinar, sino a valores constantes de la apertura del distribuidor (Fig. 3.7).

3.3. Ecuaciones básicas y esquema numérico de una central con regulación

La ecuación de continuidad es la expresión de la equivalencia entre el flujo másico neto que atraviesa la superficie que contiene al volumen de control y la tasa de variación de masa contenida dentro de este. Si el volumen de control concierne al del embalse, entonces se obtiene la Ec. 3.7.

$$Q_e(t) - Q_s(t) = \frac{dV}{dt} \quad (3.7)$$

Donde $Q_e(t)$ y $Q_s(t)$ son los caudales que absorbe o emana el embalse a un lado y otro de la sección de las turbinas, respectivamente; V es su volumen; y t , el tiempo.

Discretizando esta ecuación en términos de diferencias finitas y operando, se obtiene:

$$[Q_e(t) - Q_s(t)] \Delta t = \Delta V(t) \quad (3.8)$$

En la medida en que los aprovechamientos hídricos comportan una intervención sobre el ciclo hidrológico, las precipitaciones son la fuente de agua que abastece el embalse, preponderantemente una vez recogida de la cuenca alta a través de los fenómenos de escorrentía y de tránsito a lo largo del cauce del río, pero también de manera directa, sobre la superficie del lago formado. Sobre esta misma superficie opera, con signo antagónico, la evaporación ocasionada por la exposición a las condiciones atmosféricas de radiación y ventosidad. O sea:

$$Q_e(t) = Q_{hid}(t) + Q_{prec}(t) - Q_{evap}(t) \quad (3.9)$$

Donde $Q_{hid}(t)$ es el caudal medio diario del río tal como fuese registrado en la serie hidrológica; y $Q_{prec}(t)$ y $Q_{evap}(t)$ representan los caudales medios precipitado y evaporado, respectivamente (Ec. 3.10).

$$Q_{prec}(t) = \frac{Prec(t) \Omega}{\Delta t}, \quad Q_{evap}(t) = \frac{Evap(t) \Omega}{\Delta t} \quad (3.10)$$

Donde $Prec(t)$ y $Evap(t)$ representan la precipitación y la evaporación diarias, expresadas en unidad de longitud (habitualmente, en mm); y Ω , la superficie del lago de inundación.

El caudal saliente, $Q_s(t)$, resulta de la combinación de aquellos que no son retenidos por el embalse por razones funcionales o meramente físicas, a saber, el caudal turbinado, $Q_{turb}(t)$; y el caudal evacuado por el vertedero, $Q_{vert}(t)$ (Ec. 3.11).

$$Q_s(t) = Q_{turb}(t) + Q_{vert}(t) \quad (3.11)$$

El caudal turbinado debe satisfacer una consigna de potencia (en general, una función del tiempo de frecuencia diaria, Fig. 3.8), que puede deducirse de la Ec. 3.3.

$$Q_{turb}(t) = \frac{P_{gen}(t)}{\eta_T(t) \gamma H_u(t)} \quad (3.12)$$

En la que el salto útil, por su parte, está definido por la Ec. 3.13.

$$H_u(t) = N_{emb}(t) - J(Q_{turb}(t)) - N_{rest}(Q_s(t)) \quad (3.13)$$

Donde N_{emb} representa el nivel de agua en el embalse; $J(Q_{turb}(t))$, la sumatoria de las pérdidas de energía (friccionales y locales) a lo largo de la conducción forzada que conduce a las turbinas; y $N_{rest}(Q_s(t))$, el nivel de agua en la restitución del agua al cauce del río.

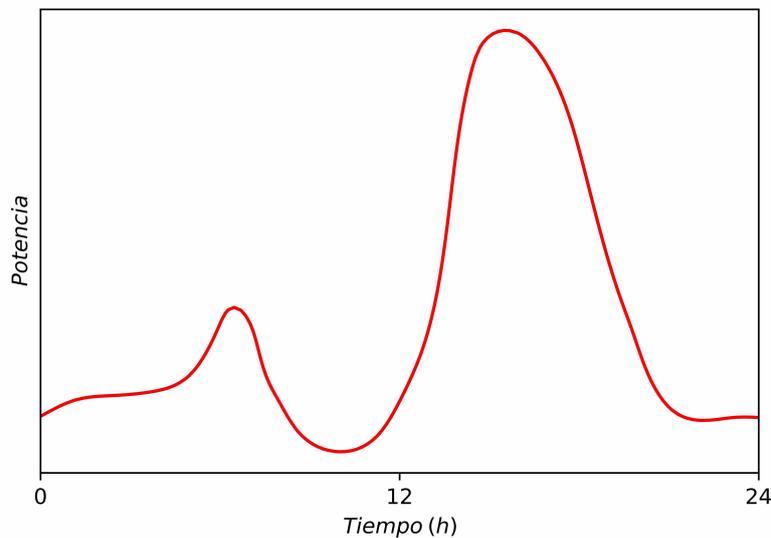


Figura 3.8: Demanda diaria de potencia

La dependencia de las pérdidas de energía respecto del caudal turbinado, por un lado, y del nivel de restitución respecto del caudal saliente, por el otro, se pone en evidencia en la Ec. 3.13. La naturaleza de esta dependencia es no lineal, de lo que se deduce que las Ecs. 3.12 y 3.13 conforman un sistema cuya resolución (que permite obtener la particular combinación de salto útil y caudal para satisfacer una demanda específica) requiere de un método iterativo.

Por último, el caudal vertido, $Q_{vert}(t)$, está asociado con las condiciones de operación del embalse (véase la Sección 3.2.4).

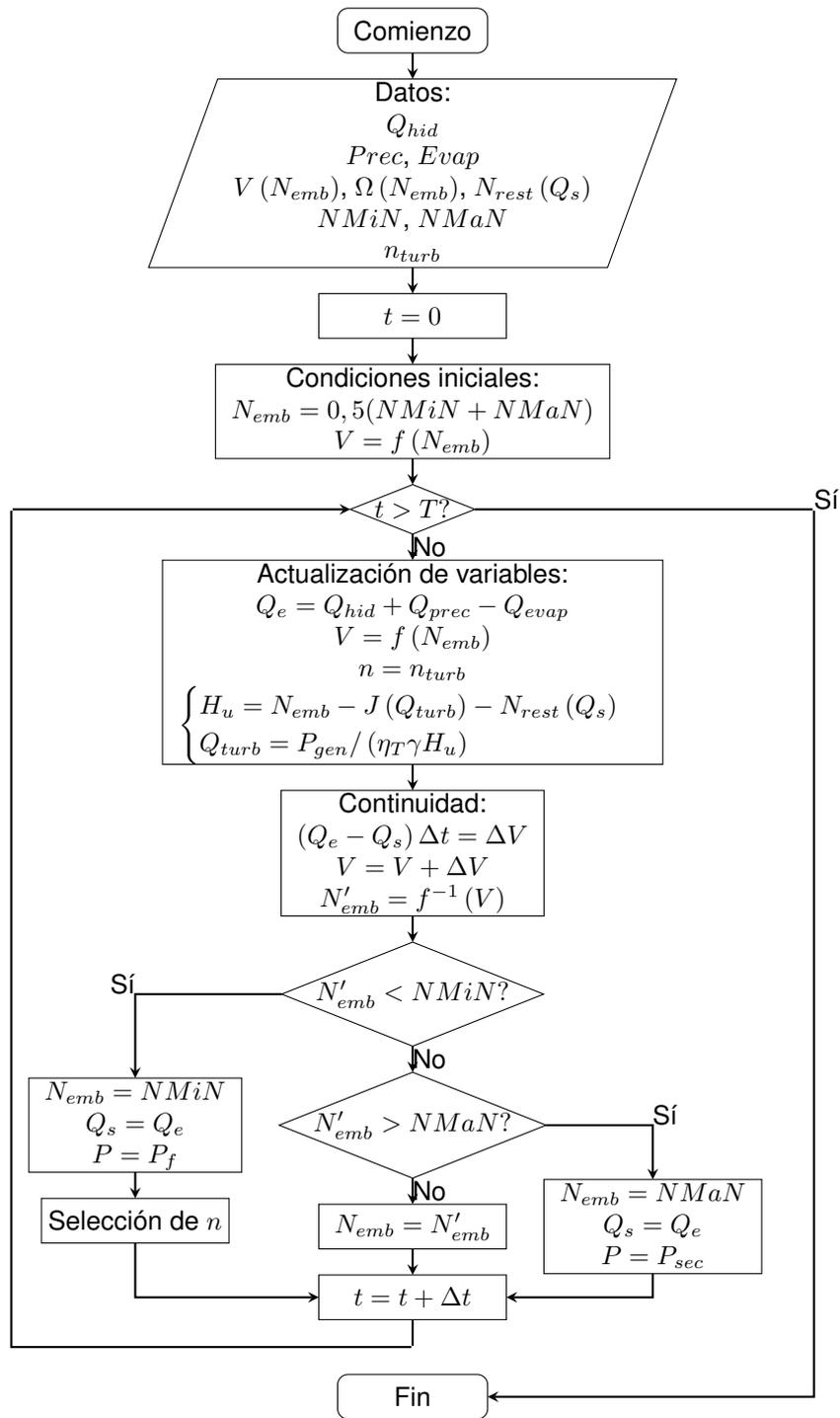


Figura 3.9: Esquema de cálculo del modelo de simulación de embalse con regulación

Una vez definidas todas las variables intervinientes en la Ec. 3.11, su aplicación a lo largo de sucesivos lapsos de longitud Δt resulta en variaciones del volumen del embalse dadas por la Ec. 3.14.

$$V(t + \Delta t) = V(t) + \Delta V(t) \quad (3.14)$$

Estas variaciones se reflejan en una fluctuación del nivel del embalse, en función de la particular ley que lo vincula con el volumen de agua almacenado (Ec. 3.15).

$$N_{emb}(t) = N_{emb}(V(t)) \quad (3.15)$$

Como se ha dicho, el nivel del embalse cuenta con dos limitantes: los niveles máximo y mínimo normales. En función de ello, si el nivel del embalse calculado (Ec. 3.15) excede tales límites, debe corregirse de acuerdo con lo ilustrado en la Fig. 3.10.

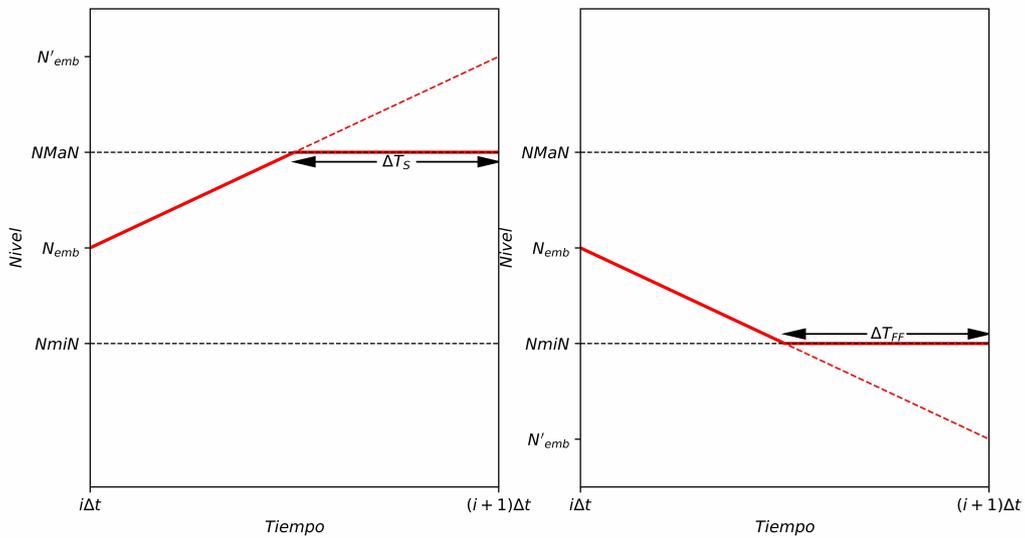


Figura 3.10: Corrección del nivel del embalse por los niveles máximo (izq.) y mínimo (der.) normales a lo largo del i -ésimo intervalo de tiempo Δt . Asumiendo que el nivel del embalse varía linealmente a lo largo de ese lapso, pueden calcularse asimismo el tiempo durante el cual es posible generar potencia secundaria, por un lado ($\Delta T_S = (N'_{emb} - NMaN) \Delta t / (N'_{emb} - N_{emb})$), y el tiempo de falla ($\Delta T_{FF} = (NmiN - N'_{emb}) \Delta t / (N_{emb} - N'_{emb})$), por el otro

Los cálculos se repiten tantas veces como intervalos queden definidos por la discretización temporal del periodo de simulación (Fig. 3.9). Los resultados de esta simulación son series temporales de las variables involucradas (entre ellas, Q_e , Q_{turb} , N_{emb} y P_{gen}).

En la medida en que el rendimiento, η_T , se asuma constante, el modelo así descrito es capaz de proveer resultados valiosos para la estimación de la energía generada por un aprovechamiento hidroeléctrico y, en consecuencia, para la evaluación de su factibilidad económica.

Asimismo, nótese que la Fig. 3.9 refiere a un proceso de selección del número de turbinas activas, que requiere de información propia del equipamiento electromecánico seleccionado (puede omitirse en otro caso) y de los procedimientos que se desarrollan en la Sección siguiente. El algoritmo implicado en este bloque se describe con más detalle en la Sección 3.5.

3.3.1. Incorporación de las características del equipamiento electromecánico

En etapas posteriores del proyecto, el modelo, apropiadamente refinado, puede emplearse para evaluar el desempeño del equipamiento electromecánico, incorporando al modelo de simulación el diagrama de explotación de las turbinas, tal como fuera introducido en la Sección 3.2.6. A tal fin, la Ec. 3.13, desprovista de la dependencia temporal, puede reescribirse tal como sigue:

$$N_{emb} - H_u - J(Q_{turb}) - N_{rest}(Q_s) = 0 \quad (3.16)$$

Bajo condiciones de operación normales (es decir, asumiendo, por un lado, que $Q_{vert} = 0$ o, lo que es lo mismo, que $Q_s = Q_{turb}$ y que el caudal proveniente del río es suficiente para generar la potencia solicitada), entonces, la Ec. 3.16 deviene:

$$N_{emb} - H_u - J(Q_{turb}) - N_{rest}(Q_{turb}) = 0 \quad (3.17)$$

El salto útil, H_u , puede redefinirse invocando las Ec. 3.5 y 3.6 y asumiendo que los fenómenos transitorios son despreciables, o sea que $\alpha = 1$.

$$H_u = hH_R = (1 + \nu^2) WH(\theta) H_R$$

En la práctica, el valor de $WH(\theta)$ correspondiente a un salto útil dado puede aproximarse por interpolación lineal entre las curvas de apertura de distribuidor constante entre las que yace el punto de operación. O sea:

$$WH(\theta) = A_0 + A_1\theta \quad (3.18)$$

En la que A_0 y A_1 son coeficientes calculados en función de los puntos de las mencionadas curvas en la vecindad del punto de operación.

Dado que $\theta = \arctan(\nu)$ (Ec. 3.6) y $\nu = Q_{turb}/Q_R$ (Ec. 3.5), entonces la Ec. 3.17 deviene:

$$N_{emb} - \left[1 + \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right)^2 \right] \left[A_0 + A_1 \arctan \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right) \right] H_R - J(Q_{turb}) - N_{rest}(Q_{turb}) = 0 \quad (3.19)$$

Que es una ecuación no lineal en Q_{turb} y, como tal, pasible de resolución por medio del método de Newton-Raphson. Según este, la raíz de una ecuación no lineal $f(x)$ con derivada $f'(x)$ puede aproximarse por aplicación sucesiva de la siguiente expresión:

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)}$$

Donde x_i representa la i -ésima aproximación de la raíz buscada de la ecuación en cuestión.

Sea entonces:

$$f(Q_{turb}) = N_{emb} - \left[1 + \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right)^2 \right] \left[A_0 + A_1 \arctan \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right) \right] H_R - J(Q_{turb}) - N_{rest}(Q_{turb}) \quad (3.20)$$

El término de las pérdidas hidráulicas puede desagregarse, a su vez, en dos: las pérdidas friccionales, en función de la conocida ecuación de Darcy-Weisbach; y las locales, ocasionadas por cambios bruscos del escurrimiento en secciones específicas de la conducción a presión (Ec. 3.21).

$$J(Q_{turb}) = \frac{1}{2g} \frac{fL}{D} \left(\frac{Q_{turb}}{A} \right)^2 + \frac{1}{2g} \sum_i K_i \left(\frac{Q_{turb}}{A_i} \right)^2 \quad (3.21)$$

Donde f , L , D y A representan, respectivamente, el coeficiente de fricción, la longitud, el diámetro y el área transversal de la conducción que alimenta a las turbinas; y K_i y A_i , el coeficiente de la i -ésima pérdida local y el área de la sección transversal correspondiente, respectivamente.

La variación del nivel de restitución se adapta por lo general a una función potencial tal como la de la Ec. 3.22.

$$N_{rest}(Q_{turb}) = aQ_{turb}^b + c \quad (3.22)$$

Donde a , b y c son constantes dependientes de las unidades empleadas.

La Ec. 3.20 puede reescribirse entonces tal como sigue:

$$f(Q_{turb}) = N_{emb} - \left[1 + \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right)^2 \right] \left[A_0 + A_1 \arctan \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right) \right] H_R - \frac{fL}{2gDA^2} Q_{turb}^2 - \frac{1}{2g} \sum_i K_i \left(\frac{Q_{turb}}{A_i} \right)^2 - (aQ_{turb}^b + c)$$

Dadas estas equivalencias, la función derivada de $f(Q_{turb})$ resulta:

$$f'(Q_{turb}) = -\frac{H_R}{Q_R} \left\{ 2 \frac{Q_{turb}}{Q_R} \left[A_1 + A_0 \arctan \left(\frac{Q_{turb}}{Q_R} \right) \right] + A_0 \right\} - \frac{fL}{gDA^2} Q_{turb} - \frac{1}{g} \sum_i K_i Q_{turb} \left(\frac{1}{A_i} \right)^2 - abQ_{turb}^{b-1}$$

Dados entonces un cierto nivel del embalse al comienzo de cada día (o de cada intervalo de tiempo en que se haya discretizado el lapso de la simulación) y una cierta demanda de potencia, el método propuesto permite hallar el caudal turbinado (y el salto útil correspondiente) capaz de proveerla asumiendo condiciones normales de operación.

Durante periodos hídricamente ricos (es decir, cuando el caudal que afluye al embalse, en el nivel máximo normal, excede al suficiente para generar la potencia demandada), la potencia instalada impone un límite superior a la generación. El salto útil, en tal caso, resulta de la aplicación de la Ec. 3.16.

Durante periodos de estiaje, en cambio, la consigna de estacionar el nivel de embalse en su mínimo normal impone que todo el caudal que arriba al embalse sea turbinado, de tal modo que $\nu = Q_e/Q_R$.

Tal caudal, sin embargo, es, en la mayoría de los casos, insuficiente para generar la potencia instalada. En efecto, y dado que $\beta = P_{gen}/P_R$ (Ec. 3.5), entonces la potencia generada puede determinarse por medio de la Ec. 3.23.

$$P_{gen} = \beta P_R = (1 + \nu^2) WB(\theta) P_R \quad (3.23)$$

Siguiendo un razonamiento análogo al que condujo a la Ec. 3.18:

$$P_{gen} = \beta P_R = (1 + \nu^2) (B_1 + B_0\theta) P_R$$

Donde los coeficientes B_0 y B_1 son consistentes con el salto útil calculado con la Ec. 3.16.

3.3.2. Consideraciones adicionales

Acerca de la operación intradiaria y el despacho de potencia empuntada

En el desarrollo de las ecuaciones básicas para la simulación de embalses con regulación (Sección 3.3), se calculó el caudal turbinado mediante la Ec. 3.12, que involucra una función de la potencia generada, P_{gen} , que responde a una particular demanda diaria (Fig. 3.8). Dado que esta función tiene un grado de resolución superior a la de la discretización del periodo de estudio (horaria respecto de diaria, semanal o mensual), se define un factor de utilización, F_u , que per-

mite integrar la variabilidad horaria a lo largo del día, denotando la fracción de tiempo (respecto a un día) en que se espera generar la potencia instalada, P_{inst} , o la máxima potencia disponible (Fig. 3.11).

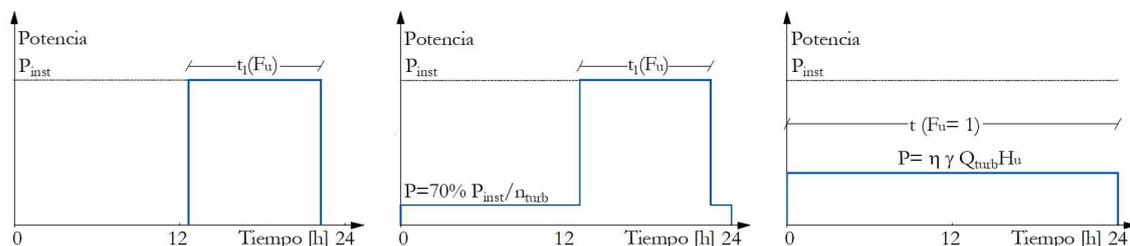


Figura 3.11: Factor de utilización para distintos esquemas de despacho de potencia: izq.: $F_u < 1$: generación en punta; centro: $F_u < 1$: generación combinada de base y en punta; der.: $F_u = 1$: generación de base

Acerca de la operación de múltiples turbinas simultáneamente

A lo largo del desarrollo anterior, se asumió implícitamente que la generación corre por cuenta de una sola turbina; ello tiene implicaciones en el modo en que se calculan las pérdidas friccionales (Ec. 3.21), por un lado, y en el modo en que la potencia puede regularse durante los periodos de estiaje. En efecto, durante periodos de operación normal o de excedencia, es esperable que todas las turbinas de una central se encuentren en funcionamiento. Aun durante los periodos de estiaje, las condiciones más habituales involucran a más de una turbina en operación. En tales casos, las pérdidas de carga resultan función tanto del caudal turbinado como del número de unidades activas; en razón de que tales pérdidas están asociadas a cada una de sus respectivas tuberías de conducción, la Ec. 3.17 puede reescribirse tal como sigue.

$$N_{emb} - H_u - J(Q_{turb}/n) - N_{rest}(Q_{turb}) = 0$$

Donde n representa el número de turbinas activas en un lapso dado.

Cambios en la potencia generada en periodos de déficit

Durante periodos de bajo caudal, el aprovechamiento de la menguante potencia disponible del río se consigue no solo gracias a cambios en el punto de operación de la(s) turbina(s) sino también al sucesivo apagado de las unidades activas conforme las restricciones son cada vez más exigentes. Esta situación es extrapolable a aprovechamientos sin regulación (véase el Escenario 3, en la Sección 4.2). En la medida en que las regiones de explotación correspondientes a distintos números de unidades activas definan un continuo -o sea, se solapen las condiciones de generación-, el sucesivo apagado de turbinas no involucra ninguna consigna adicional. Cuando el número de turbinas activas es reducido, sin embargo, suelen aparecer brechas entre los distintos rangos de explotación (Fig. 3.12), por efecto de que la máxima potencia generada por

un dado número de unidades activas es menor a la mínima potencia generada por el número inmediatamente superior. O sea:

$$(n - 1) P_{u_{max}} < n P_{u_{min}}$$

Donde $P_{u_{max}}$ y $P_{u_{min}}$ representan las potencias máxima y mínima por unidad. Para un salto, H_u , dado, vale entonces la siguiente desigualdad:

$$(n - 1) Q_{u_{max}} < n Q_{u_{min}}$$

Donde $Q_{u_{max}}$ y $Q_{u_{min}}$ representan los caudales turbinados máximo y mínimo por unidad, en correspondencia con los valores de $P_{u_{max}}$ y $P_{u_{min}}$.

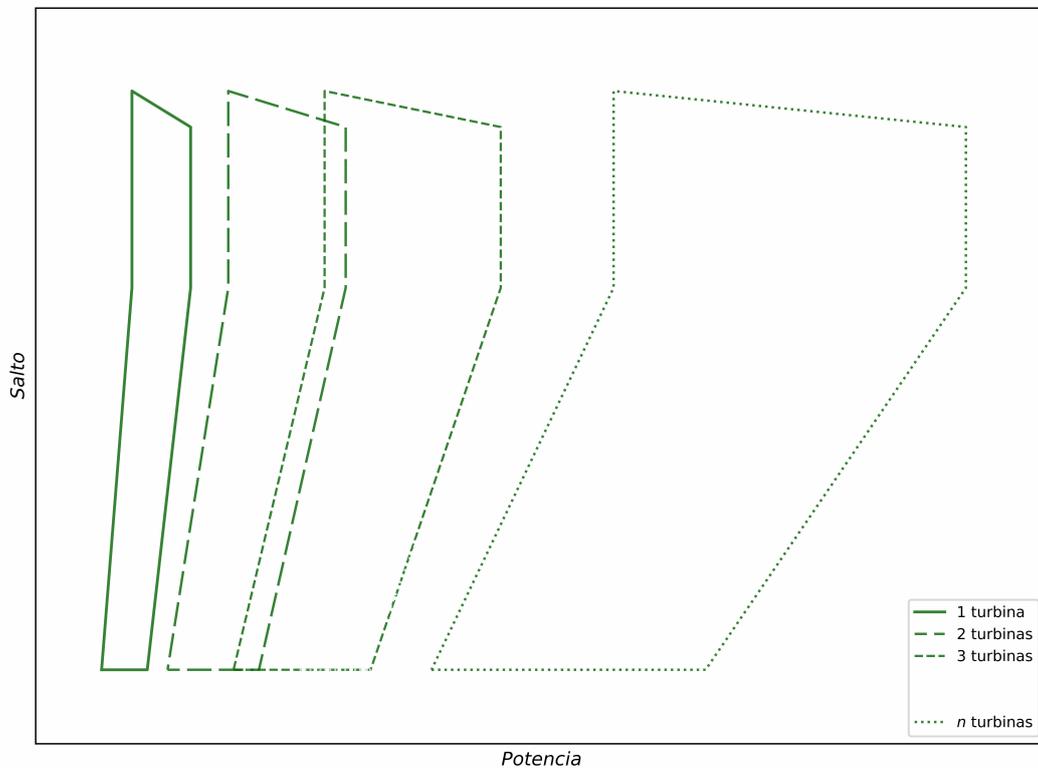


Figura 3.12: Rangos de explotación de una serie de grupos de turbinas. El solapamiento de regiones correspondientes a grupos de distintos números de unidades encendidas permite adaptar la magnitud de la generación a la decreciente potencia disponible. Las brechas entre las regiones de 1 y 2 turbinas activas fuerzan una regulación intradiaria del embalse

A fin de optimizar el aprovechamiento de la energía disponible en casos semejantes, puede incrementarse el caudal turbinable por efecto de una regulación intradiaria que supone la reducción del factor de utilización, F_u , de tal manera que el caudal total turbinado resulta $Q_{turb} = Q_e / F_u$, si $Q_{turb} > n Q_{u_{min}}$, lo cual es válido, para el caso ilustrado en la Fig. 3.12, para valores de n entre 1 y 2.

3.4. Esquema numérico de una central sin regulación

Cuando los ríos aprovechables discurren por regiones relativamente llanas, de tal manera que una elevación del nivel solo es posible a expensas de la inundación de una vasta superficie, suele recurrirse a centrales hidroeléctricas sin regulación. Se trata de una opción viable aun si la topografía fuera más propicia, pero el embalse respondiera a fines distintos de la generación de energía, o bien las condiciones hidrológicas o las de la demanda fueran compatibles. Aunque esta opción puede simplificar la operación, plantea desafíos en términos de gestión de la producción energética y estabilidad de la red eléctrica.

Al no disponer de un volumen de almacenamiento significativo -el nivel del embalse permanece esencialmente fijo-, la operación de una central sin regulación (Fig. 3.13) impone que la totalidad del agua que afluye al embalse discurra hacia aguas abajo, entregando, a su paso por la sección de las turbinas, la potencia de que dispone. En los términos del algoritmo de cálculo, esto es cierto en cada uno de los intervalos en los que se discretiza el periodo analizado, sea este un día, un mes, etcétera.

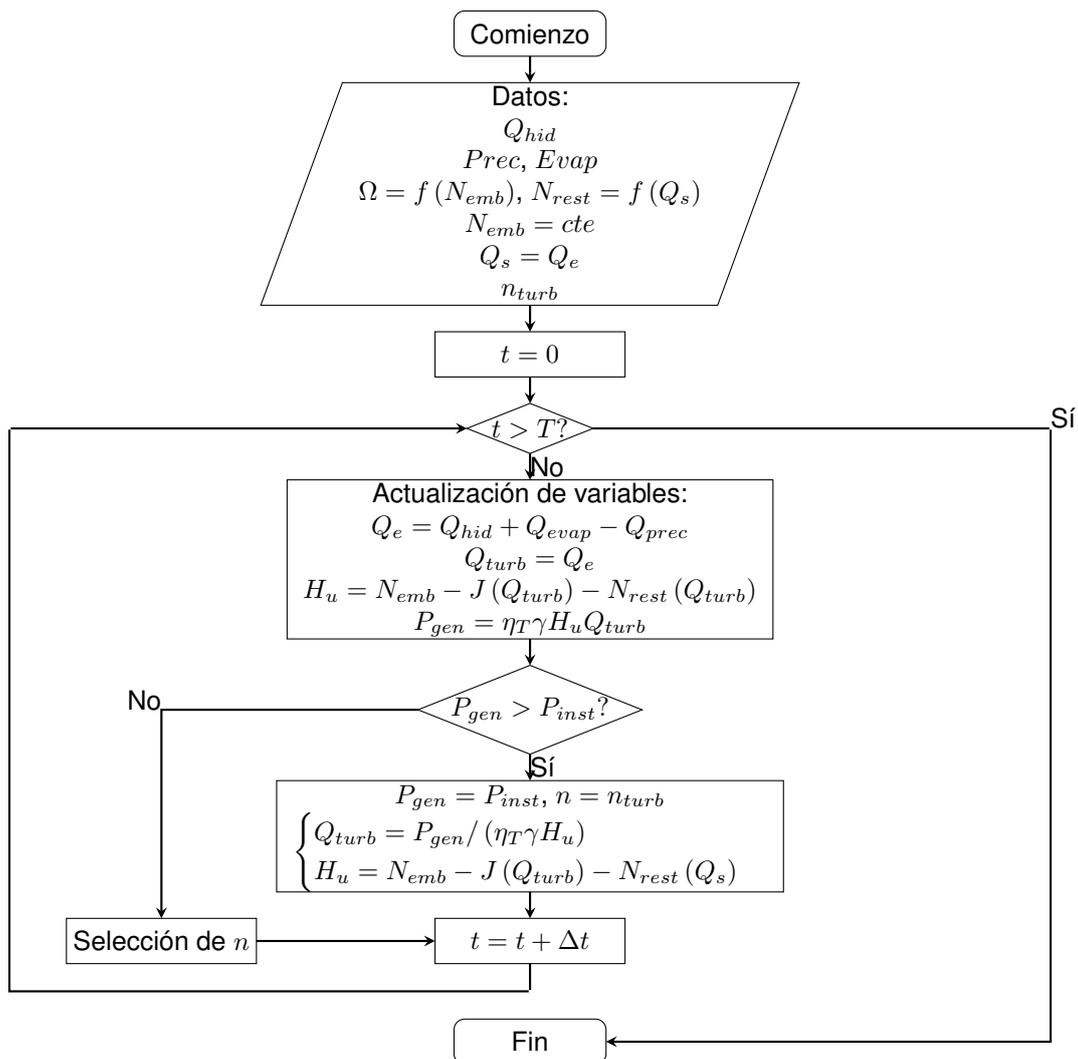


Figura 3.13: Esquema de cálculo del modelo de simulación de embalse sin regulación

Dado que la potencia hidráulica es sumamente fluctuante, en reflejo de la propia variabilidad del caudal del río, el grado de aprovechamiento que se haga de esta depende de la flexibilidad con que cuente la central para asimilarla. En la práctica, esta flexibilidad se logra por medio de dos variables: la amplitud del rango de explotación de las turbinas, por un lado, y el número que albergue la central hidroeléctrica, por el otro. En relación a esta última, nótese que la Fig. 3.13 incluye, al igual que la Fig. 3.9, un bloque alusivo a la selección de turbinas activas. Esa es la materia de la Sección siguiente.

3.5. Selección del número de turbinas activas

El esquema de cálculo (tanto para embalses con como sin regulación) debe determinar cuál es el número de turbinas que tienen que entrar en operación a fin de generar la potencia disponible en el río (Fig. 3.14). Ello equivale a encontrar qué combinación del número de turbinas, caudal y salto cae entre los límites del rango de explotación de la central hidroeléctrica (el área bordeada por los límites definidos en la Fig. 3.12), o sea, $(n, Q_e, H_u) \in \text{Rango}$. Nótese que puede que esta combinación no sea única; vale decir, que la misma potencia pueda generarse con distintos números de turbinas en operación aunque bajo distintas condiciones de explotación. La naturaleza de la búsqueda (que procede de mayor a menor), sin embargo, hace que, de las combinaciones posibles, se seleccionen aquellas correspondientes al mayor número de turbinas. La potencia generada para un intervalo cualquiera, en cualquier caso, corresponde a la combinación particular elegida: $P_{gen} = P(n, Q_e, H_u)$.

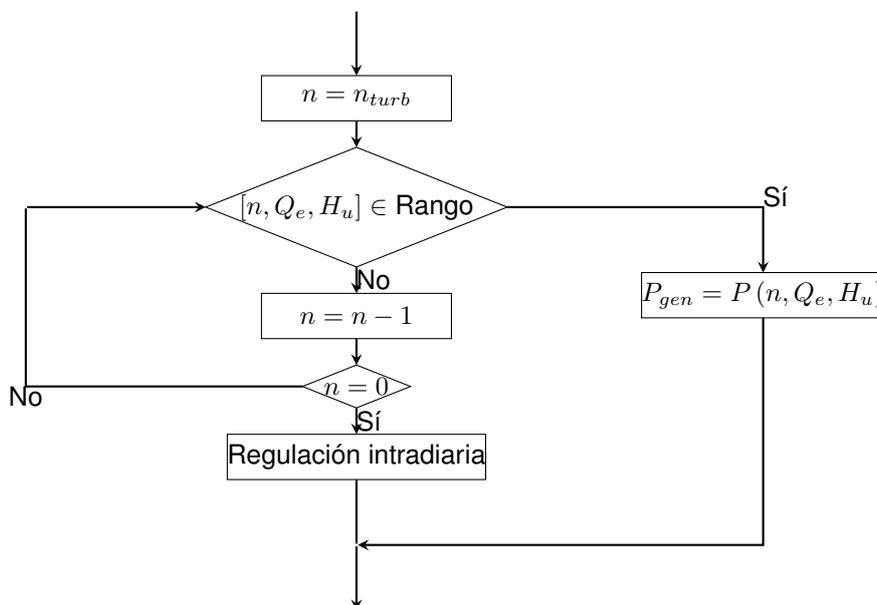


Figura 3.14: Bloque correspondiente a la selección del número de turbinas activas

Como se ha sugerido en la Sección 3.3.2, sin embargo, es posible que pueda requerirse de una regulación intradiaria; en otras palabras, en los términos del esquema de la Fig. 3.14, es posible que la búsqueda del número de turbinas en operación, n , no arroje resultados. En tal caso, se inicia una nueva búsqueda, esta vez orientada a las brechas de los rangos de explotación

descriptas en la Fig. 3.12 (Fig. 3.15).

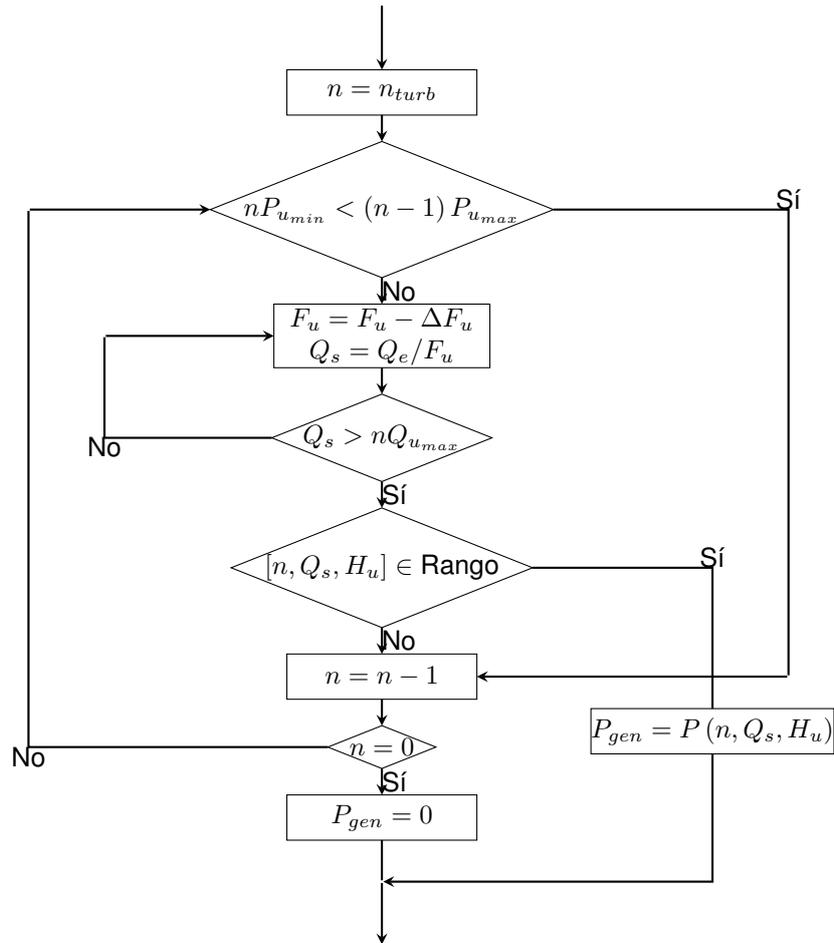


Figura 3.15: Bloque correspondiente a la regulación intradiaria (Fig. 3.14)

La regulación intradiaria supone, como se ha dicho, la reducción del factor de utilización, de tal manera de erogar el mismo volumen de agua durante un tiempo más breve, o sea, a un caudal superior al proveniente del río. Esta reducción se estima por el cálculo recurrente de la expresión $F_u - \Delta F_u$, donde ΔF_u es una fracción suficientemente pequeña, hasta que el caudal turbinable, $Q_{turb} (= Q_e / F_u)$, sea igual a un múltiplo del mínimo caudal por turbina.

CAPÍTULO 4

Aplicación del modelo al aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz

El río Santa Cruz nace en el Lago Argentino, en el oeste de la Patagonia argentina. Su caudal es periódicamente medido en la estación de aforo Charles Fuhr, a poca distancia aguas abajo. Las presas NK y JC se están levantando más hacia el este. Su objetivo es la elevación del nivel de la superficie libre por retención de un cierto volumen de agua, a los efectos de materializar la energía potencial que será fuente de electricidad. La generación de energía eléctrica supone, por tanto, una transformación que es llevada a cabo por las 5 turbinas Francis y las 3 turbinas Kaplan de las centrales hidroeléctricas NK y JC, respectivamente.

Las aguas emanadas por la central NK alimentan el embalse JC y son restituidas nuevamente al río tras ser turbinadas (Fig. 4.1).

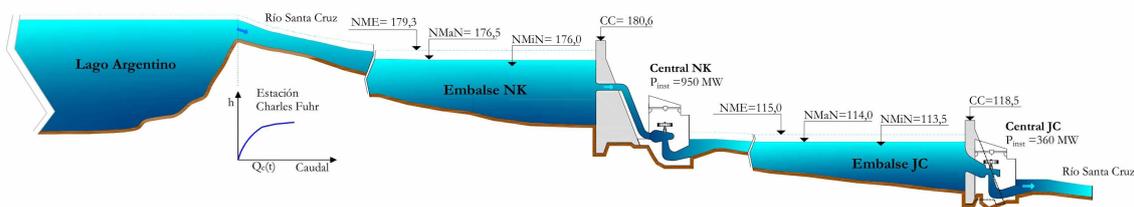


Figura 4.1: Esquema del aprovechamiento hidroeléctrico del río Santa Cruz

La serie hidrológica se conforma por una sucesión de valores medios diarios. Las variaciones horarias de generación eléctrica (y, consecuentemente, del escurrimiento de agua a través de las turbinas de las centrales) están contempladas en los esquemas de despacho de potencia y el factor de utilización diario, que se expresa como la fracción del día durante el cual opera la central.

4.1. Condiciones particulares de los embalses sobre el río Santa Cruz

Una de las particularidades más relevantes de estas obras involucra las limitaciones que el medio ambiente impone al proyecto. En ese sentido, la presa NK deberá garantizar que su nivel acompañe las oscilaciones naturales del Lago Argentino que no están asociadas a los eventos de rotura del glaciar. Es por tal razón que las alternativas previstas en el anteproyecto del año 1978

fueran descartadas. El criterio actual propende a que los niveles de operación del embalse NK no deberán superar los niveles máximos diarios históricos, tal como fueran estimados por análisis basados en la aplicación de series de Fourier sobre datos recabados de planillas limnimétricas del Lago Argentino.

Si el nivel energético del embalse en el eje de la central, para un determinado caudal del río Santa Cruz, afectara, por causa de la curva de remanso, el tramo de aguas arriba de la sección de control, excediendo el nivel natural del Lago Argentino, la ley natural de descarga y/o la oscilación natural del lago se verían alteradas.

Este criterio de ‘desacople’ de los fenómenos inducidos por la operación del embalse y los propios del lago fue desarrollado en el informe realizado por la Universidad Nacional de La Plata (y validado por un experto internacional, el Ing. Ascencio Lara) titulado “Funcionamiento del sistema Lago Argentino-Río Santa Cruz-Embalse Condor Cliff” (UNLP, 2015). Este estudio da sustento a la selección final de un nivel máximo normal de 176,5 m para la central hidroeléctrica NK.

4.1.1. Serie hidrológica del río Santa Cruz

La serie de caudales empleada fue la extraída de la Base de Datos del Sistema Nacional de Información Hídrica de la Nación, sobre la base de los registros hidrométricos de la estación hidrológica 2802 - Charles Fuhr durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 1956 y el 31 de diciembre 2021. No obstante, el registro es discontinuo, con faltantes prolongados, por lo cual se ignoraron los años 1956, 1957, 1958, 1972, 1973, 1975, 1976, 1977, 1978, 1979, 1980, 1981, 1982, 1983, 1984, 1985, 1990, 1991 y 1992. La serie hidrológica resultante (Fig. 4.2) cuenta entonces con 47 años de longitud y es capaz de capturar la estacionalidad anual del río Santa Cruz, con ciclos que tocan máximos durante el mes de marzo y mínimos alrededor de septiembre.

4.1.2. Datos meteorológicos

Los datos de precipitación que afecta la región fueron extraídos de un pluviómetro ubicado en la estación Charles Fuhr, que cuenta con mediciones diarias desde 1955. Los datos de la evaporación potencial, por su parte, se estimaron sobre los registros de un tanque de evaporación de clase A ubicado en la estación El Calafate, con mediciones diarias desde 1993. Esta última serie cuenta con una proporción considerable de datos faltantes entre los meses de mayo y agosto, por causa del congelamiento del tanque. Ambas series fueron obtenidas de la Base de Datos del Sistema Nacional de Información Hídrica de la Nación.

Por motivos tan diversos como la temperatura del aire, la humedad relativa, la velocidad del viento, la radiación solar y aun el material y el tamaño del tanque, la evaporación registrada suele sobrestimar la esperable en los embalses. En consecuencia, esta última suele estimarse por aplicación de un coeficiente corrector igual a 0,7.

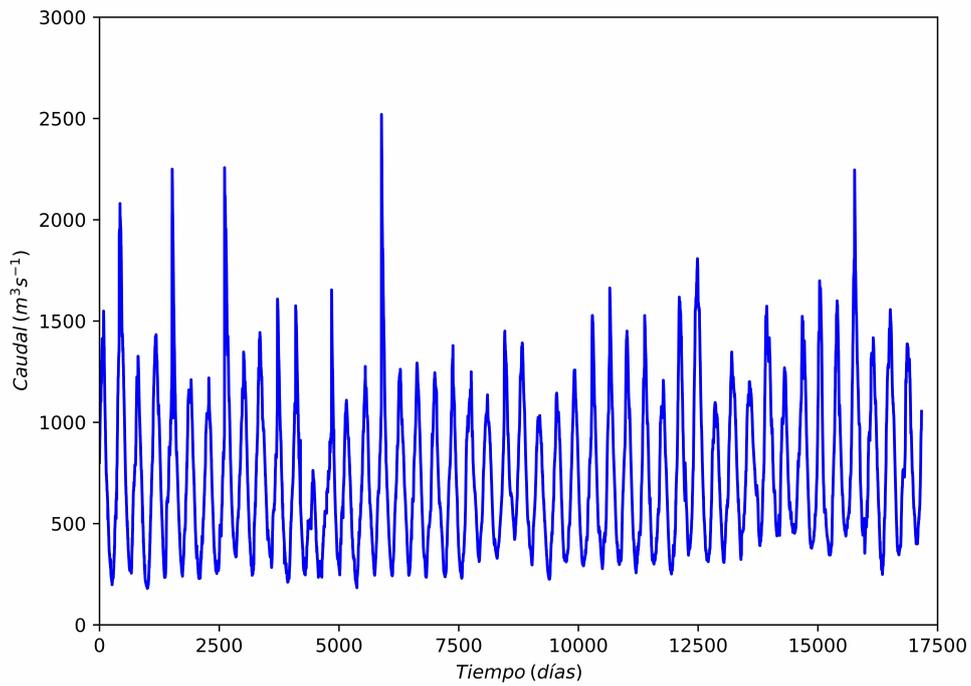


Figura 4.2: Serie hidrológica del río Santa Cruz registrada en la estación Charles Fuhr

El balance hídrico se calculó como la diferencia, día a día, entre los valores de precipitación y evaporación en el periodo 1993-2016. A los efectos de este estudio, sin embargo, una resolución mensual es suficiente (Fig. 4.3).

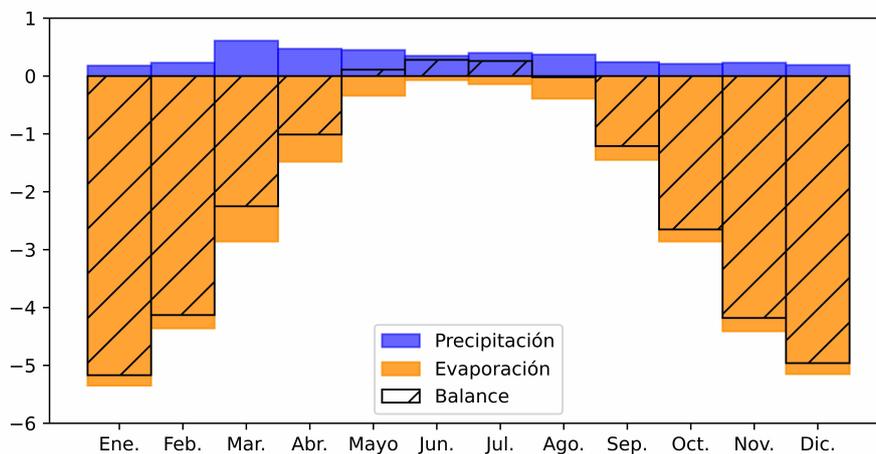


Figura 4.3: Datos medios mensuales de evaporación y precipitación

4.1.3. Relaciones nivel-área y nivel-volumen

El agua de un embalse queda contenida por el volumen delimitado por la superficie del terreno y su superficie libre; la primera puede replicarse gracias a relevamientos topográficos; la segunda,

al igual que el volumen mismo, es función del nivel del agua. Los embalses pueden caracterizarse entonces por las relaciones peculiares que vinculan los niveles previsibles del agua con el volumen almacenado y con la superficie libre.

Las Tablas 4.1 y 4.2, lo mismo que la Fig. 4.4, reflejan las relaciones encontradas para las presas NK y JC.

Tabla 4.1: Volumen y área expuesta del embalse NK como función del nivel de embalse

Nivel de embalse [m]	Volumen [Hm ³]	Área [km ²]
115	1,2	0,1
120	10,0	3,2
125	41,0	8,9
130	107,0	17,6
135	231,2	31,2
140	425,9	46,8
145	712,9	67,9
150	1104,9	90,2
155	1648,1	124,2
160	2341,4	153,6
165	3190,2	186,4
170	4209,8	221,3
175	5409,0	256,2
177	5929,4	263,4

Tabla 4.2: Volumen y área expuesta del embalse JC como función del nivel de embalse

Nivel de embalse [m]	Volumen [Hm ³]	Área [km ²]
90	79,3	35,0
95	330,9	63,4
100	725,5	94,4
105	1343,9	151,4
110	2191,3	182,4
114	2968,8	205,8
115	3177,9	209,5
116	3729,8	217,4
117	3956,2	223,9
118	4186,6	229,0
119	4419,8	231,8
120	4655,7	234,6
121	4895,6	237,4
122	5140,3	242,4

4.1.4. Niveles de operación

En pos de eliminar el impacto que la elevación de los niveles del río pudiera ocasionar sobre el Lago Argentino, se adoptó un nivel máximo normal de 176,5 m para el embalse NK. Por su parte, el nivel mínimo normal seleccionado, de 176 m, es congruente con el salto mínimo de operación de las turbinas. Si bien estos niveles no bastan para proporcionarle al embalse capacidad de regulación estacional, sí permiten morigerar las oscilaciones diarias inducidas por la operación

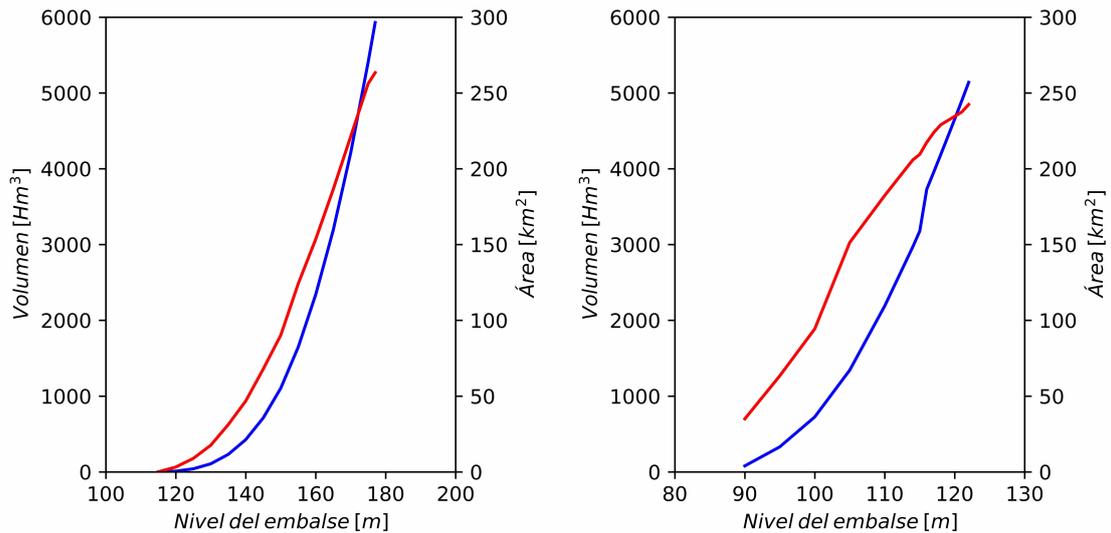


Figura 4.4: Leyes nivel-volumen (azul) y nivel-área (rojo) correspondientes a las presas NK (izq.) y JC (der.)

en punta. Por último, el nivel máximo extraordinario, correspondiente a la ocurrencia de crecidas máximas excepcionales, asciende a 179,3 m.

El nivel del embalse JC, por su parte, es de 114 m y contempla tanto el propósito de generación de energía como el de evacuación de crecidas.

4.1.5. Ley de restitución

El salto útil disponible es de vital importancia en la estimación de la generación hidroeléctrica, por lo cual es necesario contar con la cota del río en la sección inmediatamente aguas abajo de la central en función del caudal restituído al cauce. Estas relaciones (Tablas 4.3 y 4.4 y Fig. 4.5) fueron obtenidas a partir de modelos unidimensionales del escurrimiento a superficie libre las obras. La curva obtenida para la central NK contempla los efectos del remanso producido por el embalsamiento de las aguas por la presa JC, aguas abajo.

Tabla 4.3: Ley nivel de restitución versus caudal de la presa NK

Q [m ³ /s]	N_{rest} [m]
350	114,72
500	115,13
700	115,68
1050	116,34
1400	116,96
1750	117,49

4.1.6. Pérdidas de energía hidráulica

El cálculo del salto útil requiere, además de los niveles de embalse y de restitución ya definidos, de la estimación de las pérdidas hidráulicas en la tubería, desde la toma en el embalse hasta

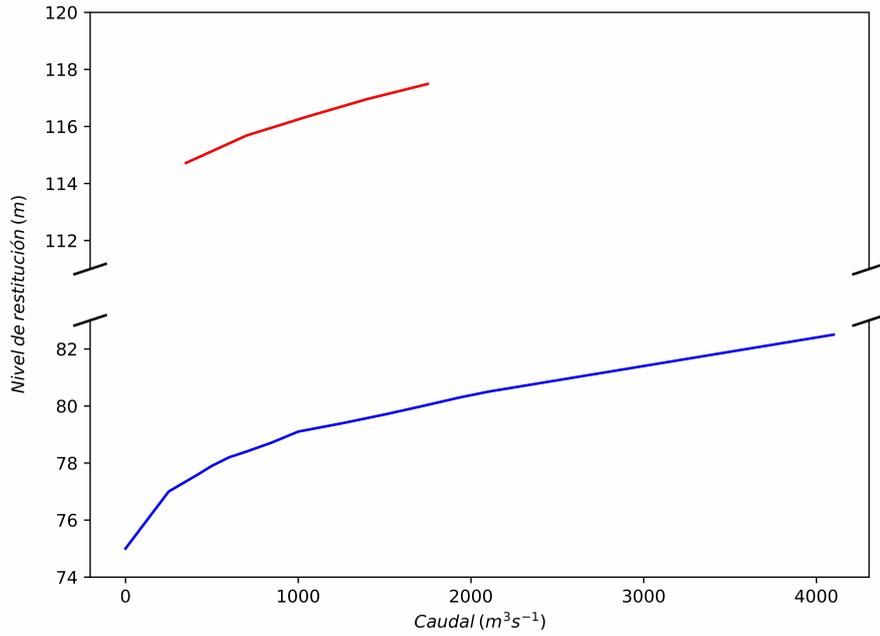


Figura 4.5: Leyes nivel de restitución versus caudal correspondientes a las presas NK (rojo) y JC (azul)

Tabla 4.4: Ley nivel de restitución versus caudal de la presa JC

Q [m ³ /s]	N_{rest} [m]
0	75,0
250	77,0
420	77,6
500	77,9
600	78,2
700	78,4
840	78,7
1000	79,1
1260	79,4
1500	79,7
1722	80,0
1937	80,3
2100	80,5
4100	82,5

la salida de la central, incluyendo la energía cinética a la salida del tubo de aspiración. Estas pérdidas fueron estimadas en función de valores extraídos (Tablas 4.5 y 4.6) de sendos reportes técnicos (UTE, 2018; UTE, 2016) concernientes a las dos presas del río Santa Cruz.

Desarrollando la ecuación de pérdidas y considerando las distintas áreas que intervienen para cada sección, es posible integrarlas en una ley unificada (Ec. 4.1).

$$J = KQ_{turb}^2 \quad (4.1)$$

Donde, de acuerdo con la Ec. 3.21:

Tabla 4.5: Pérdidas de energía hidráulica de la presa NK

Pérdidas locales	K	Área [m ²]	J [m] ($Q = 350 \text{ m}^3/\text{s}$)
Rejas	0,80	342,0	0,043
Embocadura	0,21	63,6	0,324
Codos (x2)	0,03	63,6	0,092
Recata	0,10	150,8	0,030
Tubo de aspiración	1,00	150,8	0,300
Pérdida friccional	f	L [m]	J [m]
Tubería forzada	0,008	66,3	0,09

Tabla 4.6: Pérdidas de energía hidráulica de la presa JC

Pérdidas locales	K	Área [m ²]	J [m] ($Q = 350 \text{ m}^3/\text{s}$)
Rejas	0,14	420,0	0,005
Embocadura	0,10	315,3	0,006
Transición	0,05	232,9	0,006
Recatas de ataguía	0,15	283,7	0,011
Recatas de compuertas	0,15	236,4	0,300
Recata final	0,10	144,8	0,017
Tubo de aspiración	1,00	144,8	0,298

$$K = \frac{1}{2g} \left(\frac{fL}{DA^2} + \sum_i \frac{K_i}{A_i^2} \right)$$

Basados en los valores de las Tablas 4.5 y 4.6, respectivamente, los valores de K calculados resultan iguales a $6,733E - 06 \text{ s}^2/\text{m}^5$ para la central NK y $3,044E - 06 \text{ s}^2/\text{m}^5$, para la presa JC.

4.1.7. Diagramas de explotación de las turbinas

La central NK estará equipada con 5 turbinas Francis cuyo diseño fue ensayado en modelos físicos en las instalaciones de Harbin Electrical Corporation, China. El diagrama colinar obtenido (Fig. 4.6) proyecta el rendimiento hidráulico en términos de P versus H_u . Como se ha dicho, el rendimiento integral, η_T , de la transformación energética comporta también el rendimiento mecánico (asociado con los cojinetes de la turbina), η_m , y el del generador adoptado, η_e , tales que $\eta_m \eta_e = 0,9825$.

La central JC, por su parte, contará con 3 turbinas Kaplan. Su rendimiento fue aprobado en los ensayos testigos realizados en las instalaciones de ZheFu Tonglu, en China (Fig. 4.7). El conjunto de rendimiento mecánico y del generador adoptado es de $\eta_m \eta_e = 0,9783$.

El rango de explotación de ambas centrales, que incorpora al análisis el número de turbinas instaladas, se ilustra por la superficie coloreada en la Fig. 4.8.

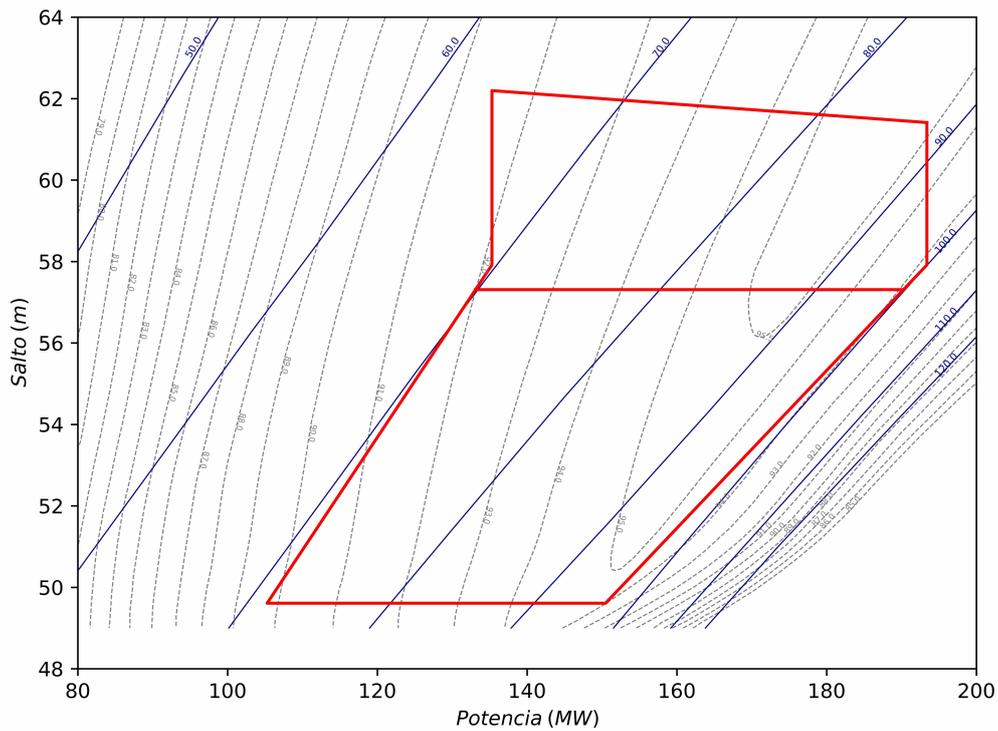


Figura 4.6: Diagrama colinar de las turbinas de la central NK, obtenido por ensayos en modelo físico (reproducido con autorización de Harbin Electrical Corporation, República Popular China)

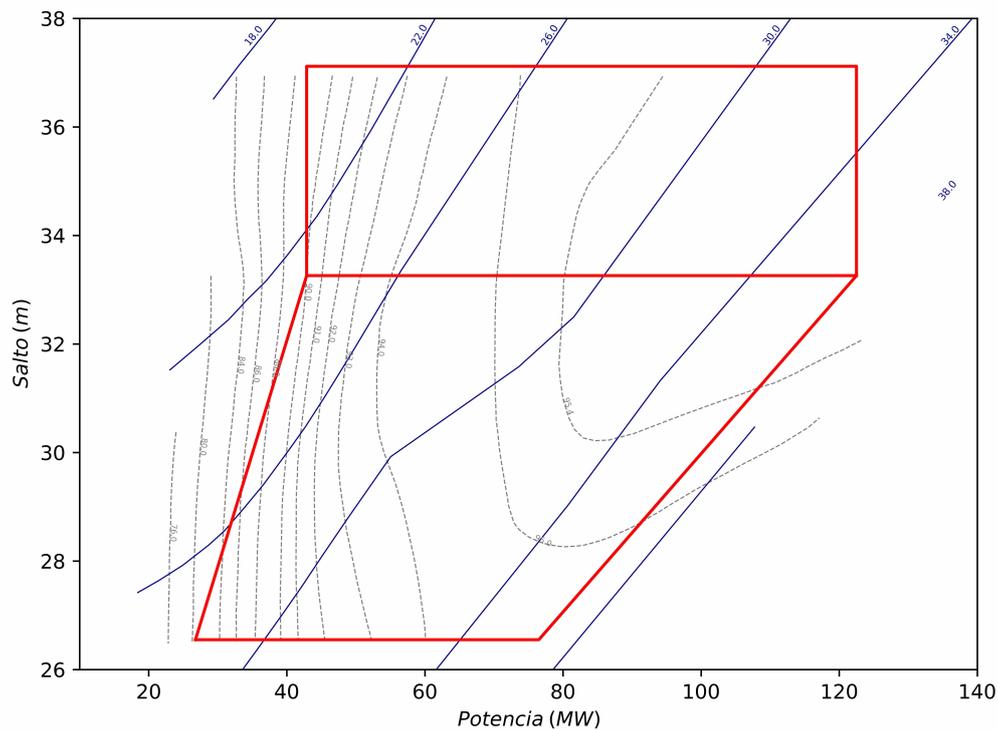


Figura 4.7: Diagrama colinar de las turbinas de la central JC, obtenido por ensayos en modelo físico (reproducido con autorización de ZheFu Tonglu, República Popular China)

4.2. Central NK: Hipótesis de simulación

Con el objeto de dar mayor estabilidad al sistema interconectado nacional, se plantean escenarios que apuntan a recrear simulaciones de los posibles (o más probables) esquemas de despa-

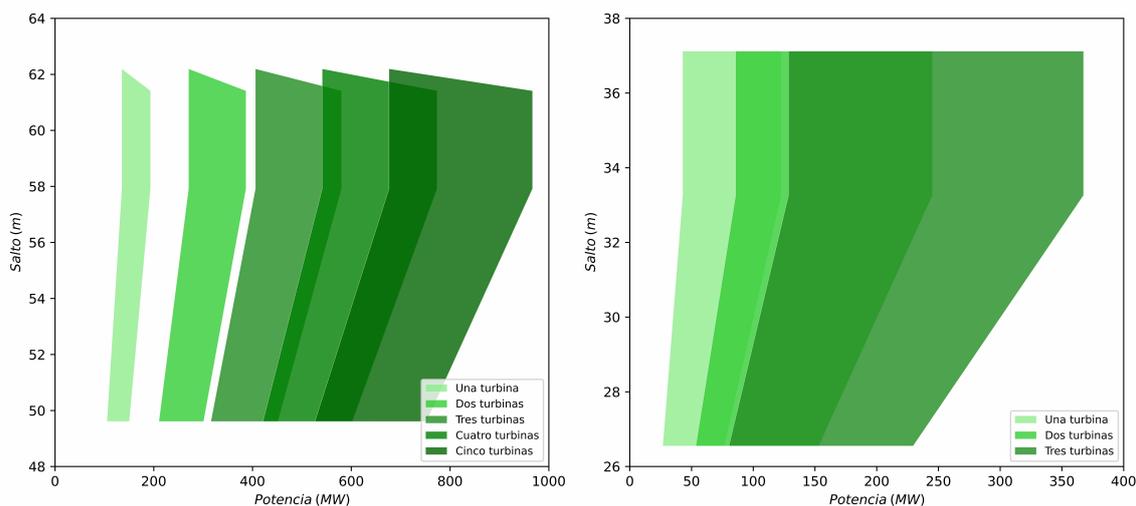


Figura 4.8: Rangos de explotación de las centrales NK (izq.) y JC (der.) para distintos números de turbinas activas. Las brechas entre las regiones de 1 y 2, y 2 y 3 turbinas activas en la central NK fuerzan una regulación intradiaria del embalse

cho de potencia y energía que puedan ser demandados a la central NK (Fig. 4.9). Consideraciones tales como el suministro de potencia en respaldo de la incorporación de nuevas fuentes de energía renovable (en un contexto en el que estas participan en cada vez mayor medida del parque energético) o la cobertura de eventuales emergencias puntuales que se manifiestan como picos de demanda, entre otros, hacen de estas simulaciones herramientas de suma utilidad para evaluar la respuesta de las centrales hidroeléctricas, tanto más cuanto más juicioso sea el diseño de los escenarios en cuestión.

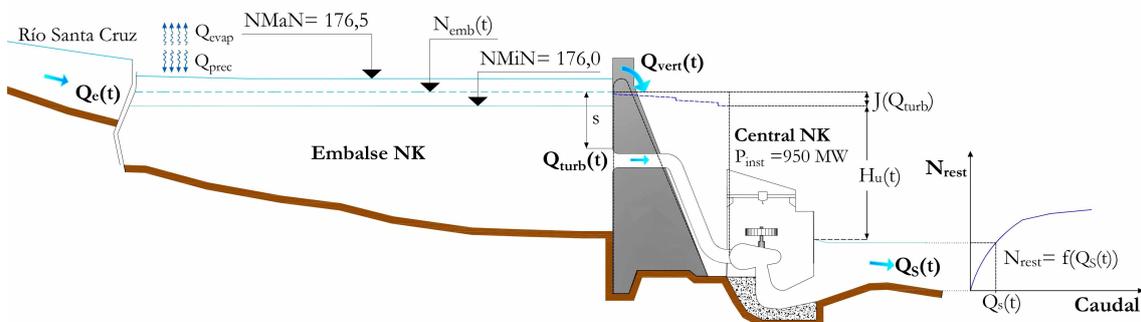


Figura 4.9: Esquema de la central hidroeléctrica NK

Estos escenarios procuran, asimismo, abarcar el mayor espectro de solicitaciones a las que pueda estar expuesto el equipamiento hidroelectromecánico, de tal manera de servir también como parámetro adicional de diseño para los proveedores de las turbinas y demás componentes electromecánicos.

Al momento de establecer las condiciones de generación en el modelo de operación de embalse, se evaluaron tres escenarios posibles de operar a lo largo de su vida útil, dependiendo de las necesidades de las líneas eléctricas y/o el sistema interconectado; todas ellas llevan a decisiones en las consignas de operación que se plantean a continuación.

Escenario 1 (de máximo empuntamiento):

La energía diaria se entrega en términos de la potencia instalada generada constantemente a lo largo de lapsos fijos (en función del factor de utilización elegido) bajo condiciones normales de operación (Fig. 4.10). Durante periodos de excedencia (Fig. 4.11), los lapsos de generación pueden expandirse hasta abarcar las 24 horas del día, es decir, que el factor de utilización puede equivaler a la unidad. Durante periodos de estiaje (Fig. 4.12), en cambio, se prevé que el factor de utilización pueda reducirse hasta 0,25; si, aun en tales condiciones, el caudal es insuficiente para generar la potencia instalada, entonces las turbinas lo asimilarán aún gracias al cierre del distribuidor y, eventualmente, se apagarán de manera sucesiva.

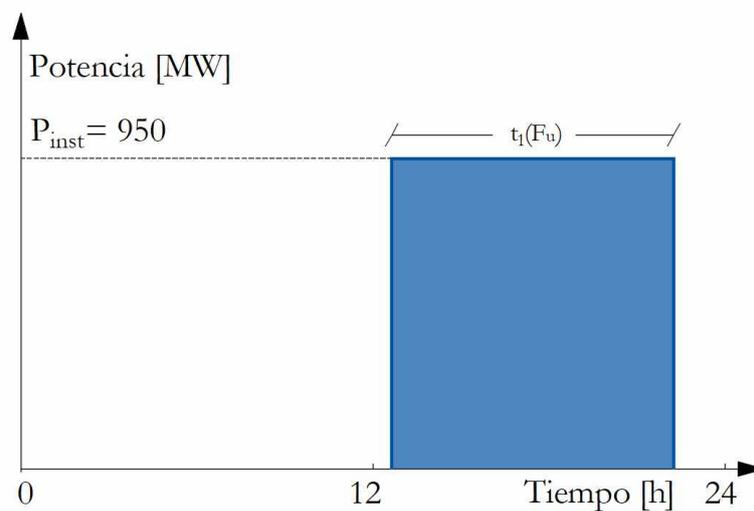


Figura 4.10: Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 1 bajo condiciones normales de operación. La central provee la potencia instalada durante un cierto periodo del día

Escenario 2:

Este escenario propone una operación mixta durante el día, demandando (tal como en el Escenario 1) la potencia instalada a lo largo de una cierta fracción del día, en tanto que el resto del tiempo se brinda una potencia mínima que, en este caso particular, corresponde a la que puede generar una turbina al 70 % de su capacidad (Fig. 4.13). Responde a la necesidad de, por un lado, cubrir los picos de demanda eléctrica, al igual que el Escenario 1; y, por otro lado, de garantizar la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (máxime teniendo en cuenta que la central NK se halla en el extremo de la línea), lo cual requiere de un despacho continuo de potencia. Las situaciones excepcionales (excedencia o falla) se resuelven de modo análogo al Escenario 1.

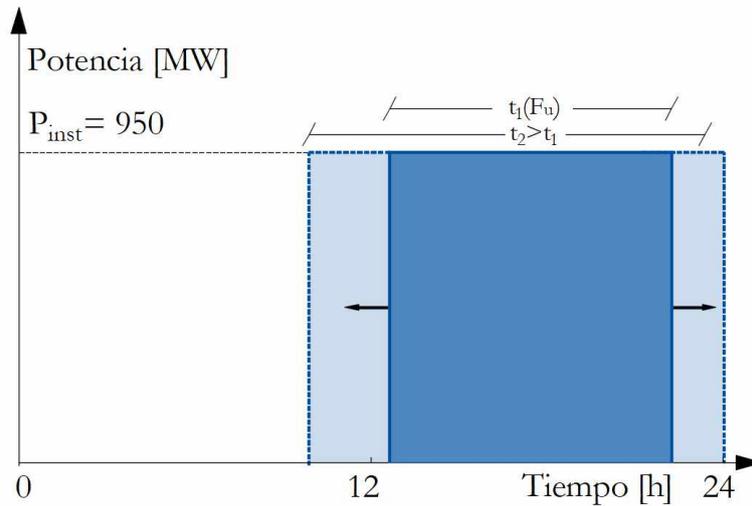


Figura 4.11: Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 1 bajo condiciones de excedencia. La central es capaz de proveer la potencia instalada durante periodos más prolongados respecto del propio de condiciones normales de operación

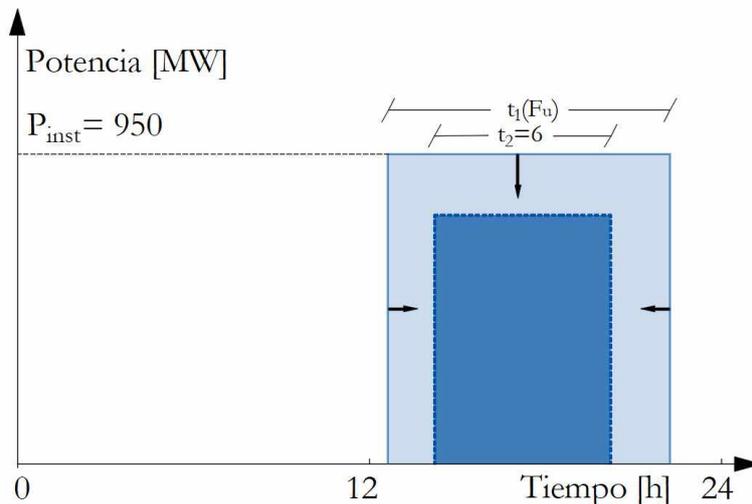


Figura 4.12: Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 1 bajo condiciones de falla. La central se ve imposibilitada de proveer la potencia instalada durante el lapso propio de condiciones normales de operación, por lo cual el tiempo de generación se torna más exiguo hasta que el factor de utilización iguala a 0,25. La ulterior reducción de la generación se produce, primero, a expensas del cierre del distribuidor de las turbinas y, luego, del apagado sucesivo de estas

Escenario 3 (de operación de base):

Este escenario propone generar todo el tiempo el caudal disponible ingresante, aun a escala horaria (Fig. 4.14). A consecuencia de ello, la potencia generada varía constantemente, según la disponibilidad hídrica, en un rango que se extiende desde un mínimo equivalente al 70% de la potencia nominal de una turbina a un máximo igual a la potencia instalada.

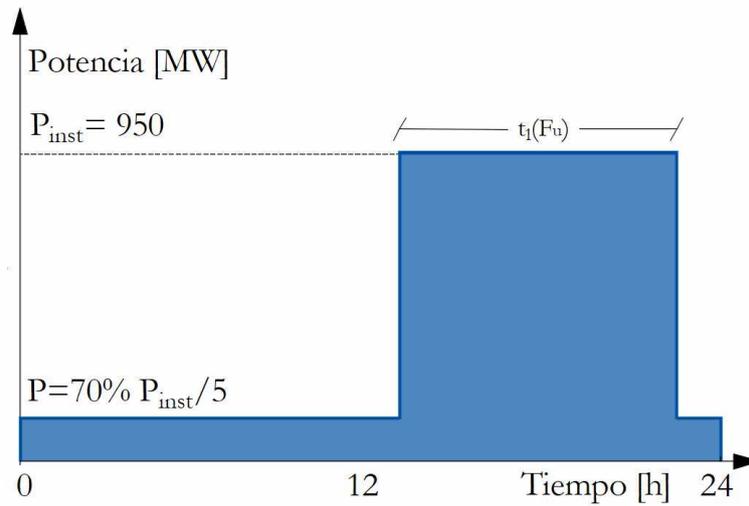


Figura 4.13: Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 2 bajo condiciones normales de operación. La central provee la potencia instalada durante un cierto periodo del día y una potencia mínima durante el tiempo remanente

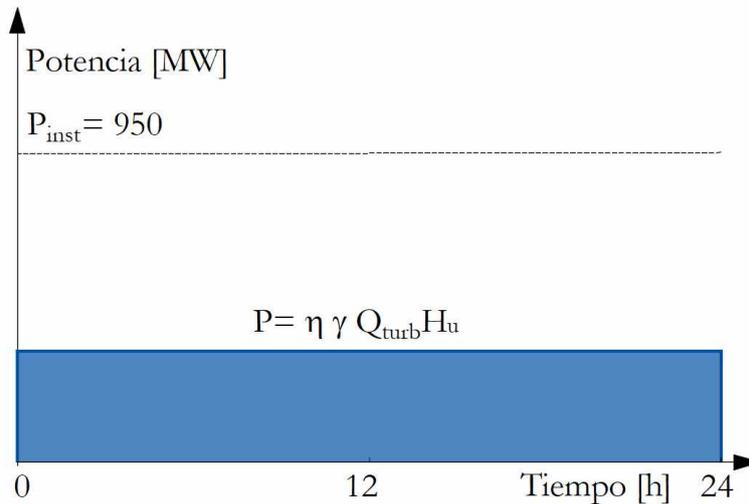


Figura 4.14: Diagrama de generación de potencia a lo largo del día correspondiente al Escenario 3 bajo condiciones de normales de operación. La central opera cual si no tuviera capacidad de regulación, de tal manera que la potencia generada corresponde al caudal que fluye a través del río

4.3. Central NK: Resultados

A la luz de los resultados de la simulación del modelo de embalse, la potencia media diaria generada por la central NK (Fig. 4.15) replicaría en buena medida el régimen natural del río Santa Cruz (Fig. 4.2) asumiendo un factor de utilización $F_u = 0,41$. Asimismo, a causa del exiguo volumen de regulación, el movimiento de embalse exhibiría una continua alternancia de frecuencia anual entre los niveles máximo y mínimo normales.

En efecto, durante un año típico, el nivel del embalse se estacionaría en el máximo normal durante los meses ricos de la primera mitad del año, para declinar y establecerse en el mínimo normal durante la segunda mitad (Fig. 4.16)

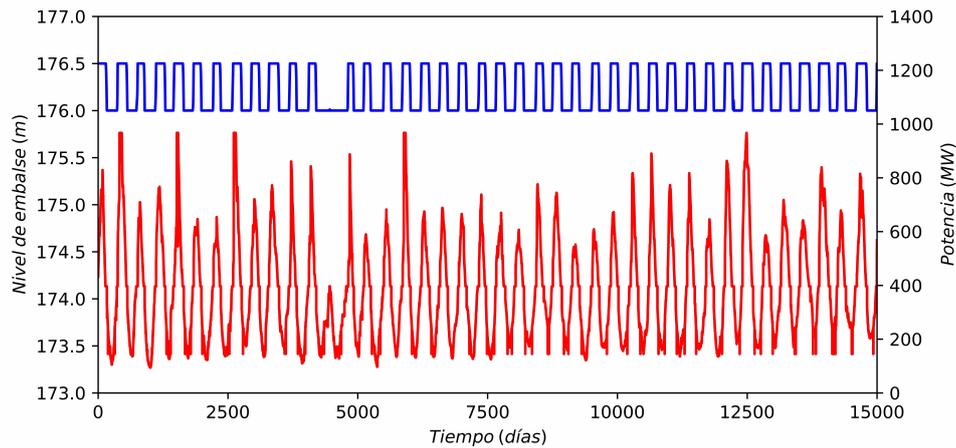


Figura 4.15: Movimiento del embalse (en azul) y generación de potencia media diaria (en rojo) a lo largo del periodo analizado considerando las condiciones de operación correspondientes al Escenario 1

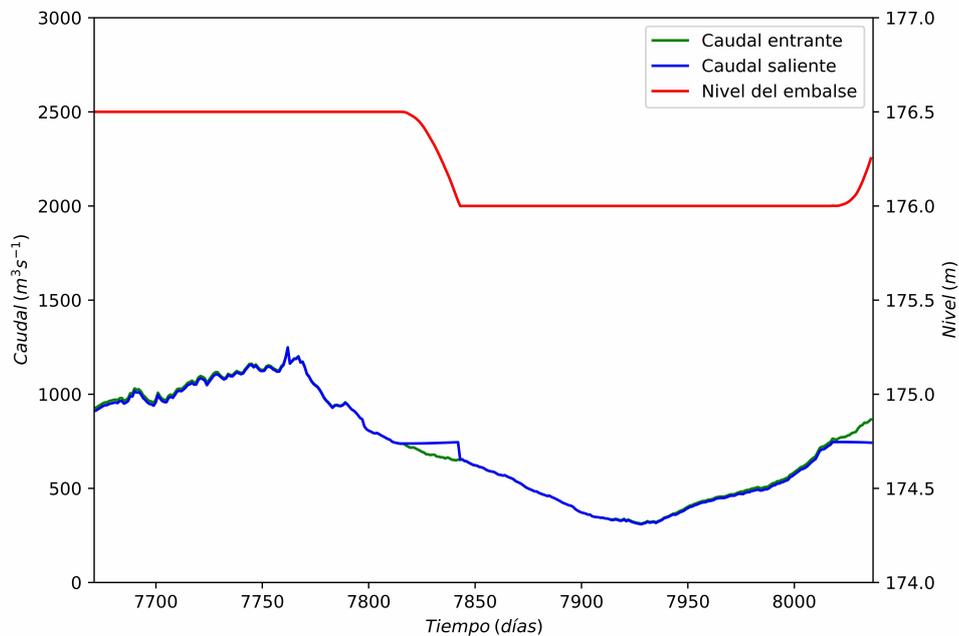


Figura 4.16: Movimiento del embalse y balance de caudales durante un año medio (1996)

En contraste, durante un año tal como el extraordinariamente seco de 1971 (a entre aproximadamente 4400 y 4800 días del inicio de la serie, Fig. 4.15), el nivel del embalse no se elevaría durante ningún momento respecto del mínimo normal (Fig. 4.17), en detrimento de la generación de energía.

No es esperable, sin embargo, que el nivel del embalse permanezca a la altura del máximo normal durante todo un año aun en uno tal como el 2013 (a entre aproximadamente 13900 y 14300 días del inicio de la serie, Fig. 4.15), uno de los más húmedo de la serie, en virtud de la pobre capacidad de regulación de caudal, que le impide almacenar los excedentes de agua durante los meses ricos. En lugar de ello, el descenso del nivel se demora hasta entrada la

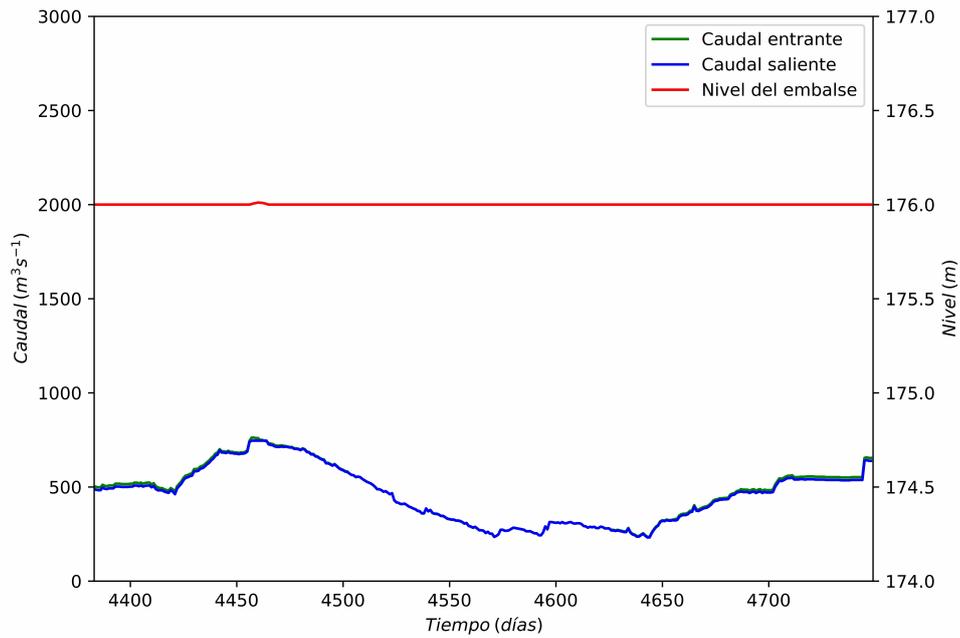


Figura 4.17: Movimiento del embalse y balance de caudales durante un año seco (1971)

segunda mitad del año (Fig. 4.18).

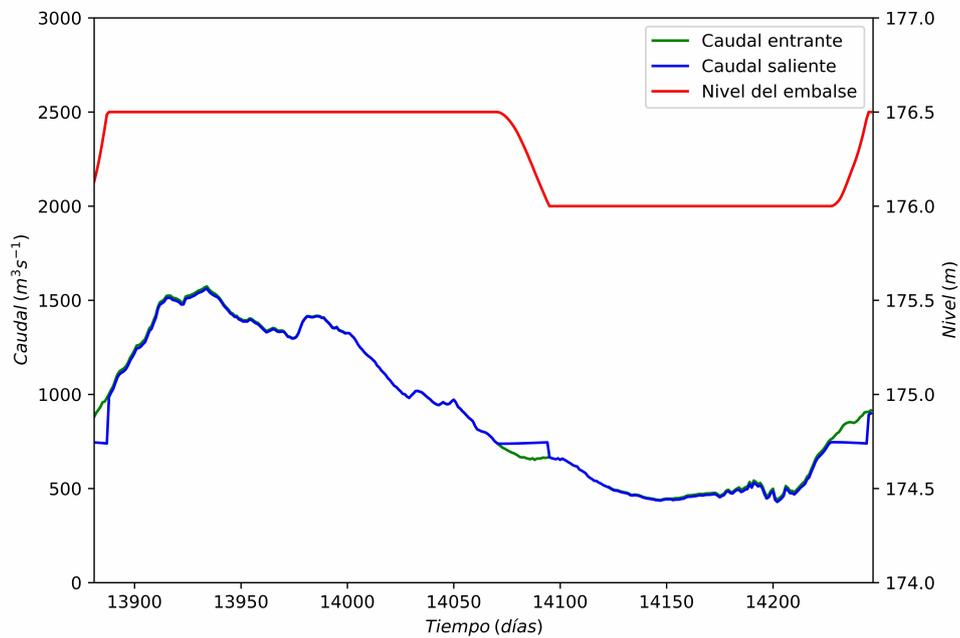


Figura 4.18: Movimiento del embalse y balance de caudales durante un año húmedo (2013)

Los resultados de la simulación del Escenario 2 exhiben un patrón de comportamiento del todo análogo (Fig. 4.19), asumiendo un factor de utilización $F_u = 0,34$.

La generación de la potencia media diaria que resultan de la simulación del Escenario 3 (Fig.

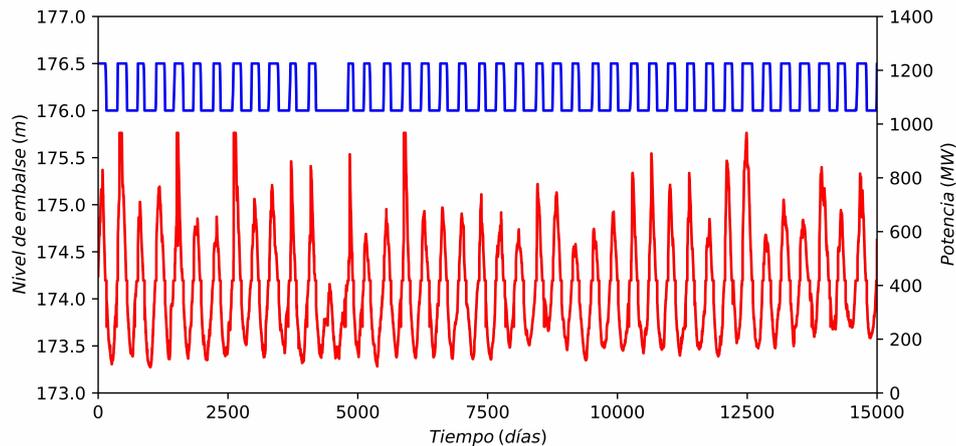


Figura 4.19: Movimiento del embalse (en azul) y generación de potencia media diaria (en rojo) a lo largo del periodo analizado considerando las condiciones de operación correspondientes al Escenario 2

4.20), por su parte, guarda una semejanza mucho más marcada con la serie hidrológica (Fig. 4.2), lo cual es lógico, en razón de la nula capacidad de regulación de caudal del embalse –obsérvese que el nivel del embalse permanece inalterado durante toda la duración del periodo simulado–.

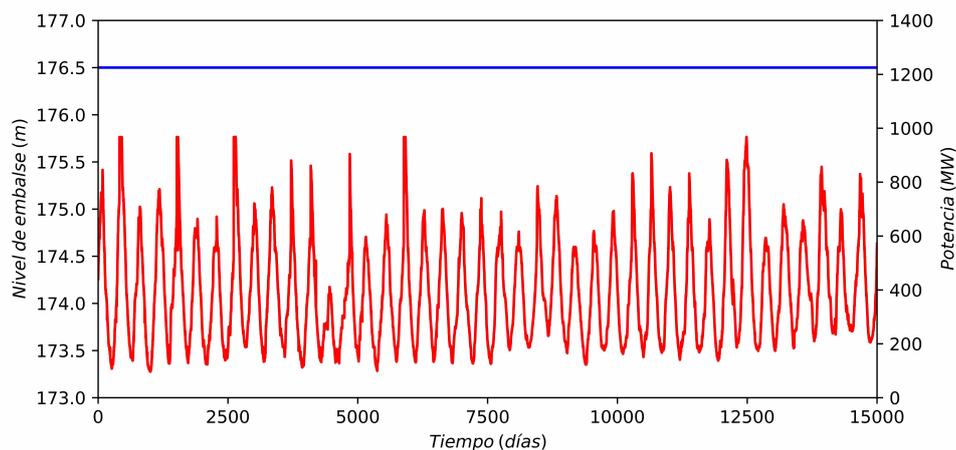


Figura 4.20: Movimiento del embalse (en azul) y generación de potencia media diaria (en rojo) a lo largo del periodo analizado considerando las condiciones de operación correspondientes al Escenario 3

4.3.1. Matrices de operación

Hasta aquí, los resultados de las simulaciones se han dispuesto en términos de la evolución de variables significativas (las medias diarias de niveles de embalse, del caudal y de la potencia generada) a lo largo de la duración de la serie analizada. Sin embargo, puede derivarse información adicional por integración de esas variables en la extensión de ese mismo periodo, de tal manera que pueda disponerse en función de las variables que enmarcan los diagramas de explotación de las turbinas.

En efecto, se dan tantas combinaciones de salto, caudal y potencia generada como instantes se contemplan en la discretización del lapso simulado. Estas combinaciones definen un espacio

que, idealmente, debería solaparse a la región de operación óptima de las turbinas (Fig. 4.6 y Fig. 4.7). En tal caso, una tercera dimensión se pone en evidencia, a saber, la frecuencia con la que estas combinaciones se dan a lo largo de la simulación. La visualización de la frecuencia de las condiciones de operación se conoce como matriz de operación y permite vincular dos planos bien distinguidos: los concernientes al aprovechamiento hídrico y al rendimiento de las turbinas, respectivamente. En este contexto, se asume que la frecuencia refiere al tiempo que cada una de las turbinas opera en condiciones dadas; es decir, que contempla implícitamente el factor de utilización y la alternancia de las puestas en funcionamiento de las distintas unidades.

Tal como permiten prever las consideraciones de las secciones anteriores, la selección de las consignas de operación tiene repercusiones que exceden la mera cantidad de energía generada: refleja también la clase de solicitaciones a las que se encuentran sometidas las turbinas.

Las consignas de operación que definen el Escenario 1, por ejemplo, resultan en que las turbinas generan su máxima potencia la mayor parte del tiempo en que se encuentran encendidas, lo cual se plasma en un corrimiento hacia la derecha de la región de explotación (Fig. 4.21). En efecto, las condiciones de operación que se dan con mayor frecuencia se encuentran en el entorno de una potencia $P_{gen} = 190$ MW y un salto útil del orden de $H_u = 58$ m (máxima frecuencia 58,76%).

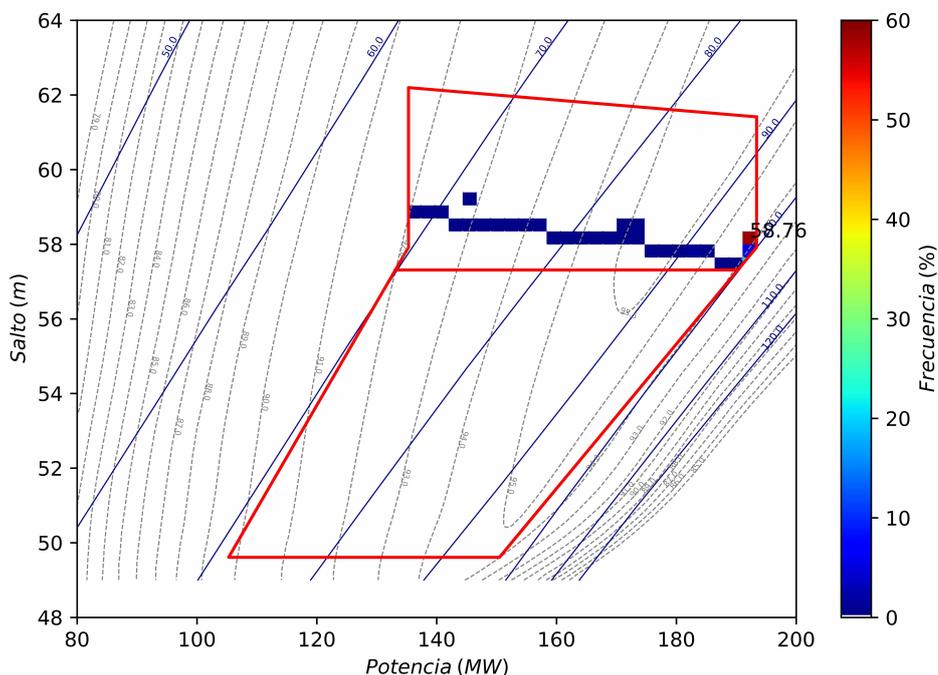


Figura 4.21: Matriz de operación de las turbinas de la presa NK correspondiente al Escenario 1

Por su parte, la matriz de operación correspondiente al Escenario 2 (Fig. 4.22) exhibe dos picos bien definidos (frecuencias de 18,91% y 45,79%), asociados a sus dos modalidades de operación: la generación de potencia de base (mínima potencia, altos saltos y alternancia del encendido de las turbinas), por un lado; y la generación de potencia de punta, signada por máximas potencias y bajos saltos, análogamente al Escenario 1.

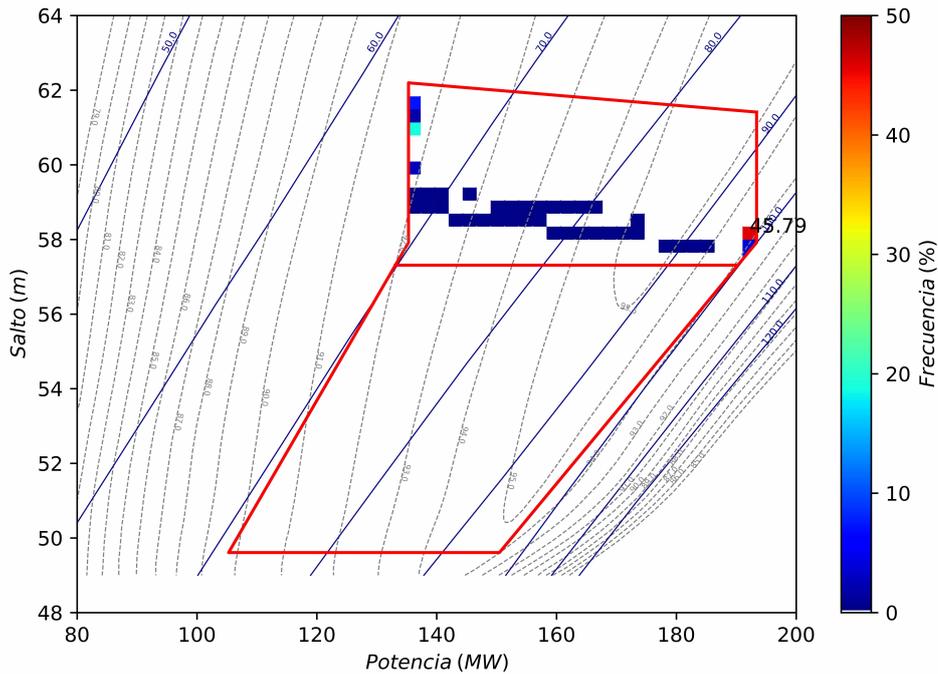


Figura 4.22: Matriz de operación de las turbinas de la presa NK correspondiente al Escenario 2

Por último, las consignas de operación correspondientes al Escenario 3, que involucran la generación de potencia de base, mínima regulación de caudales y nivel del embalse permanentemente establecido a la altura del máximo normal, redundan en la mayor preponderancia de condiciones de explotación de altos saltos y valores modestos de caudal (y de potencia generada). Todo ello explica la moderada concentración de la frecuencia, con un máximo de 13,65 %, hacia el extremo superior izquierdo del espectro, visible en la matriz de operación (Fig. 4.23). Ello no obstante, un rasgo distintivo de este escenario es la dispersión de las condiciones de operación sobre toda la región de explotación.

4.3.2. Factor de planta

Las consignas de operación diaria que definen cada uno de los escenarios propuestos quedan supeditados, durante la vida útil de la central hidroeléctrica, a la disponibilidad hídrica propia del río. Por tal razón, los tiempos de operación, igual que la energía total generada, en un día dado pueden variar según el caudal que fluye por el río. El factor de planta, por oposición al factor de utilización, refleja las condiciones posibles de operación frente a las ideales. Se define como el cociente entre la energía generada realmente por la central durante un día respecto de la que se podría generar operando a máxima potencia en todo momento (Ec. 4.2). Es fácil comprobar que, para el Escenario 1, el factor de planta es congruente con el factor de utilización.

$$F_P = \frac{1}{P_{inst}T} \int^T P_{gen} dt \quad (4.2)$$

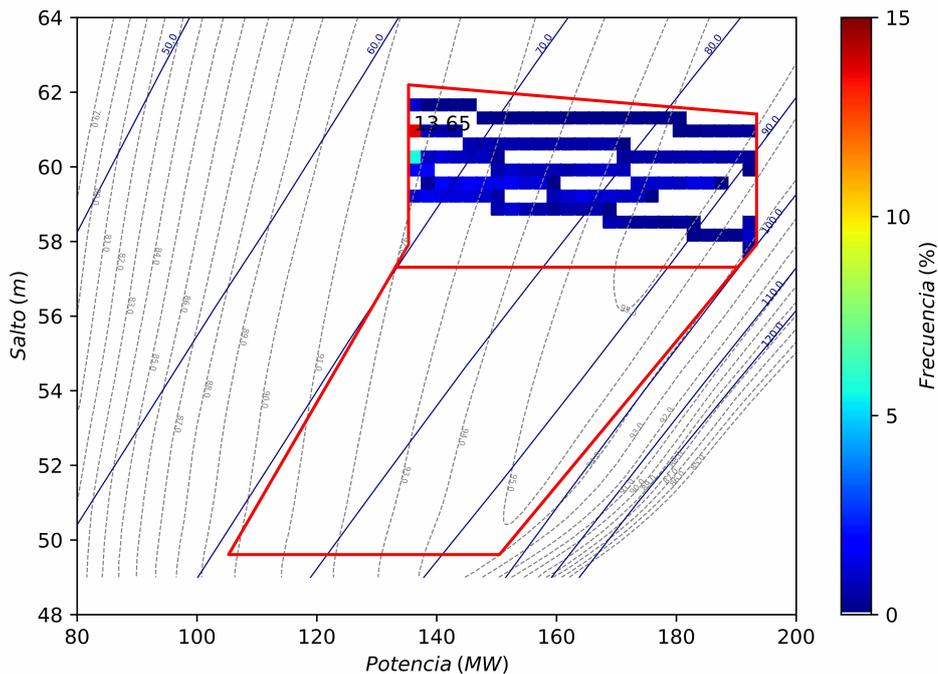


Figura 4.23: Matriz de operación de las turbinas de la presa NK correspondiente al Escenario 3

El factor de planta, así definido, resulta, para los escenarios ensayados:

- Escenario 1: $F_P = 0,406$;
- Escenario 2: $F_P = 0,409$;
- Escenario 3: $F_P = 0,416$.

4.3.3. Curvas de duración

La así llamada curva de duración es una forma usual de evaluar la producción de una central hidroeléctrica bajo condiciones de operación dadas. Consiste en la representación de la potencia generada por la central, en orden decreciente de magnitud, en función del porcentaje del tiempo de la simulación. En otras palabras, la curva de duración denota la potencia generada en función de la proporción del tiempo en que esta es igualada o excedida.

Los tres escenarios ensayados para la operación de la central NK producen sendas curvas de duración (Fig. 4.24). La variable en el eje de ordenadas denota, en este caso, la potencia media horaria. Puede observarse que, de acuerdo con la curva correspondiente al Escenario 1, la potencia instalada se genera durante algo menos que el 40 % del tiempo de la simulación. Tal como era esperable, la intersección de la curva con el eje de abscisas es congruente con el factor de utilización obtenido, $F_u = 0,41$. Análogamente, la curva de duración correspondiente al Escenario 2 tiene un punto de inflexión en coincidencia con una duración del 34 %, que denota el cambio de modalidades de operación: empuntada y de base.

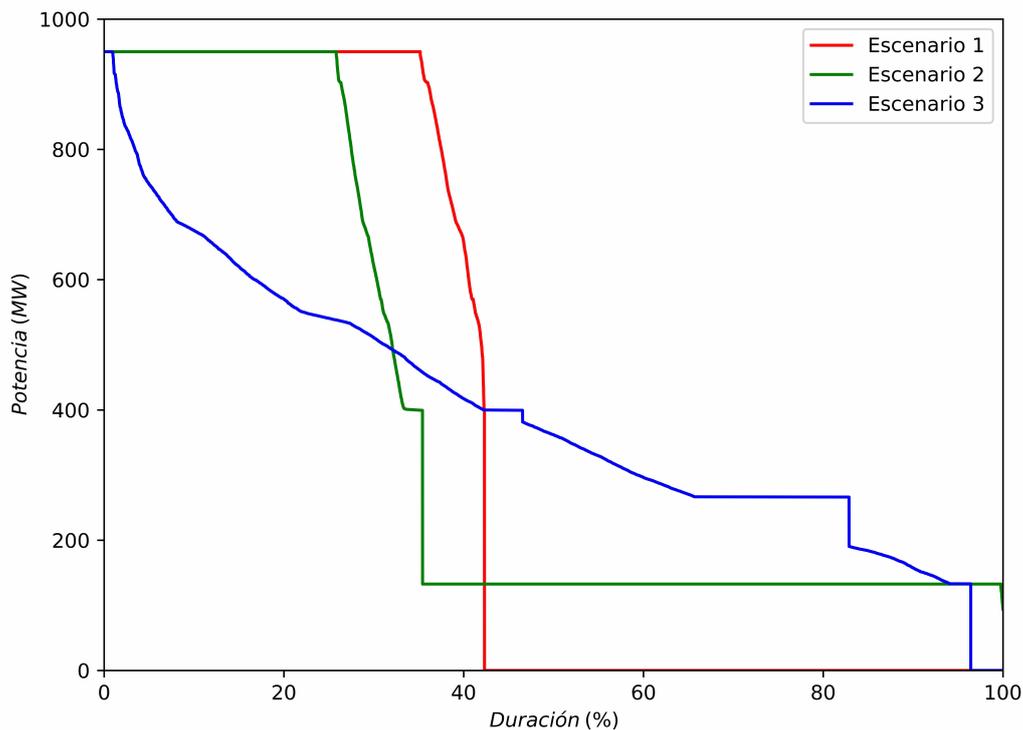


Figura 4.24: Curvas de duración correspondientes a los tres escenarios analizados

Por último, la curva propia del Escenario 3 es suavemente declinante en virtud de que la potencia generada en cada instante responde al caudal proveniente del río. Obsérvese que no hay dos valores de potencia iguales, salvo por un par de mesetas, que resultan de los periodos de regulación intradiaria mencionados en la Sección 3.3.2 en coincidencia con las brechas en el espectro de explotación cuando la operación involucra menos de tres turbinas las condiciones hidrológicas son tales que requieren del apagado de una unidad. Los valores nulos de potencia obtenidos, sobre el extremo derecho de la curva, responden a que los valores de potencia empleados para la construcción del diagrama son, vale insistir, medios horarios: hubo días, durante la simulación, en que las turbinas estuvieron apagadas por algunas horas, en coincidencia con días de caudales extremadamente bajos.

4.3.4. Energía media anual

El volumen de energía obtenido para cada uno de los escenarios, calculado según la formulación proporcionada por la Ec. 3.4, fue:

- Escenario 1: $EMA = 3376$ GWh/año;
- Escenario 2: $EMA = 3403$ GWh/año;
- Escenario 3: $EMA = 3465$ GWh/año.

Los resultados son previsible en el sentido de que, por su propia definición, el Escenario 3 hace el óptimo aprovechamiento del río, al transformar íntegramente la potencia hidráulica de que este dispone. Por el contrario, el Escenario 1, en virtud de su inflexibilidad, es el que arroja los más pobres resultados. Por último, la generación de potencia de semi-base que es propia del Escenario 2, configura una situación intermedia entre ambos extremos, lo mismo que la magnitud de la energía extraída.

Desde luego, estos valores, si bien relevantes, quedan supeditados a los requerimientos reales de las centrales hidroeléctricas en cuestión y al fin último que persiguen en relación con la demanda del sistema interconectado.

4.4. Central JC: Hipótesis de simulación

Si bien la central JC (esquemática en la Fig. 4.25) está capacitada para hacer las veces de un embalse compensador que atenúe las fluctuaciones del caudal vertidos hacia aguas abajo por la central NK, su funcionamiento como unidad independiente reviste interés en virtud de que entrará en operación con anterioridad a aquella. Esta es, al menos, la hipótesis más probable al momento en que se redacta esta publicación.

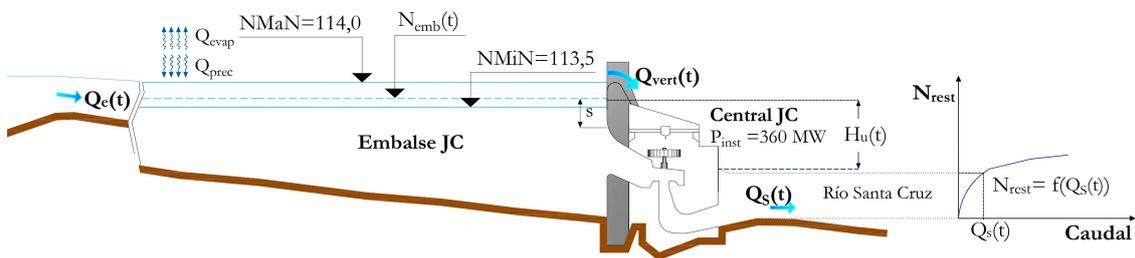


Figura 4.25: Esquema de la central hidroeléctrica JC

El esquema de despacho de potencia de la central JC es análogo al del Escenario 3 planteado para la central NK, en el sentido de que la potencia generada es producto de turbinar todo el caudal ingresante al embalse (Fig. 4.26), en la medida en que esto sea posible. Es por tal razón que se realizó una simulación del modelo de embalse de la central JC contemplando, como una de las condiciones de contorno, la serie hidrológica del río Santa Cruz tal como fuera registrada en la estación Charles Fuhr; es decir, cual si el río no estuviera intervenido aguas arriba (se la referirá de aquí en más como Caso 1). Se analizó, sin embargo, una simulación adicional (o Caso 2), asumiendo que la central NK se encuentra operativa bajo las consignas correspondientes al Escenario 1. En efecto, aun a pesar de que la central NK alberga un muy reducido volumen de regulación, se verá que las perturbaciones introducidas al régimen del río Santa Cruz tienen efectos perceptibles que exceden la escala diaria (o sea, que la menor resolución que la de la discretización temporal del esquema de cálculo adoptado).

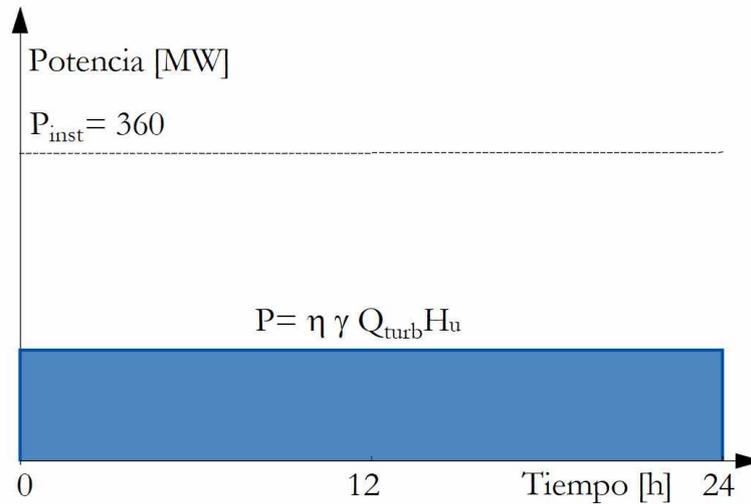


Figura 4.26: Esquema de la central hidroeléctrica JC

4.5. Central JC: Resultados

4.5.1. Matrices de operación

Tal como se ha notado en la Sección 4.3.1, las consignas operativas vinculadas al Escenario 3 de la central NK redundan en una dispersión de las condiciones de explotación de las turbinas a lo largo de su vida útil. Esta dispersión es tanto más notable en las turbinas de la central JC, sea operando aisladamente (es decir, recibiendo el caudal natural del río, Fig. 4.27), como en tándem con la central NK (Fig. 4.28). Este último caso asume que la central NK opera bajo las consignas de operación que caracterizan al Escenario 1. Nótese que el rango de frecuencias se encuentra por debajo de 15% en ambos casos, aun cuando la alternancia de las turbinas es menor, en virtud del menor número de unidades. Es visible también que el pico de frecuencia es sensible a la capacidad de regulación, si bien exigua, de la central NK: al mismo tiempo que aumenta de 9,73% a 13,49%, se desplaza desde las regiones de bajo salto y alta potencia a las de salto y potencia moderados que son propias de los periodos de caudal regulado a principios y mediados de cada año (Fig. 4.16 a Fig. 4.18). Por lo demás, es también distinguible cómo la operación del embalse describe una trayectoria entre las regiones de bajo salto y máxima potencia y las regiones de alto salto y potencia mínima.

4.5.2. Factor de planta

Los factores de planta se evaluaron para los dos escenarios ensayados: cuando el caudal de entrada corresponde al de la serie hidrológica, por un lado; y cuando, en cambio, corresponde al caudal derramado por la central NK, por el otro. Los resultados son:

- Caso 1: $F_P = 0,622$;

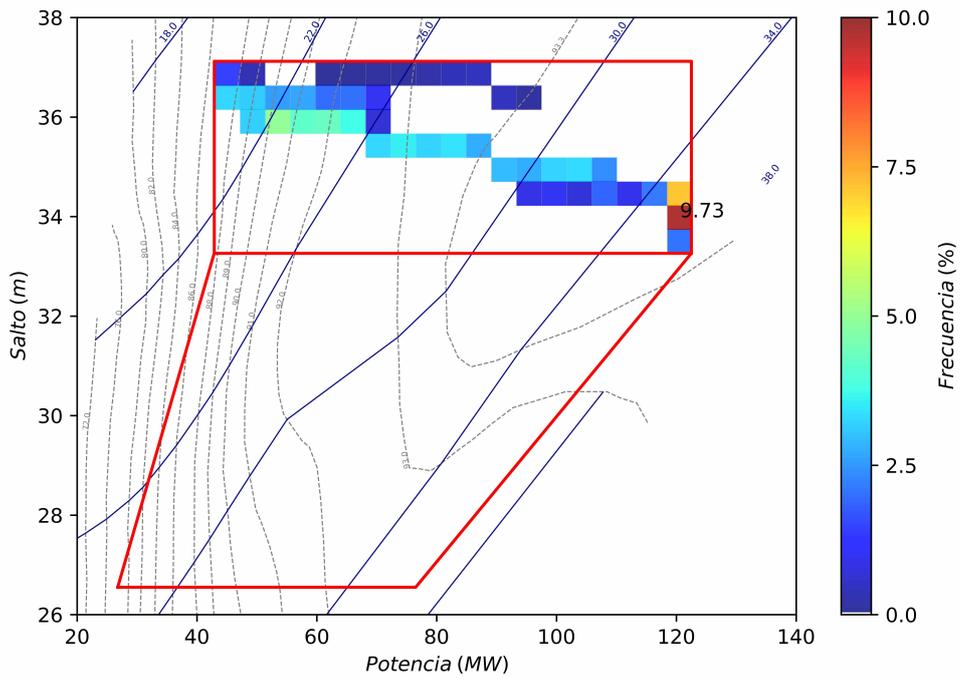


Figura 4.27: Matriz de operación de las turbinas de la presa JC (asumiendo su operación aislada)

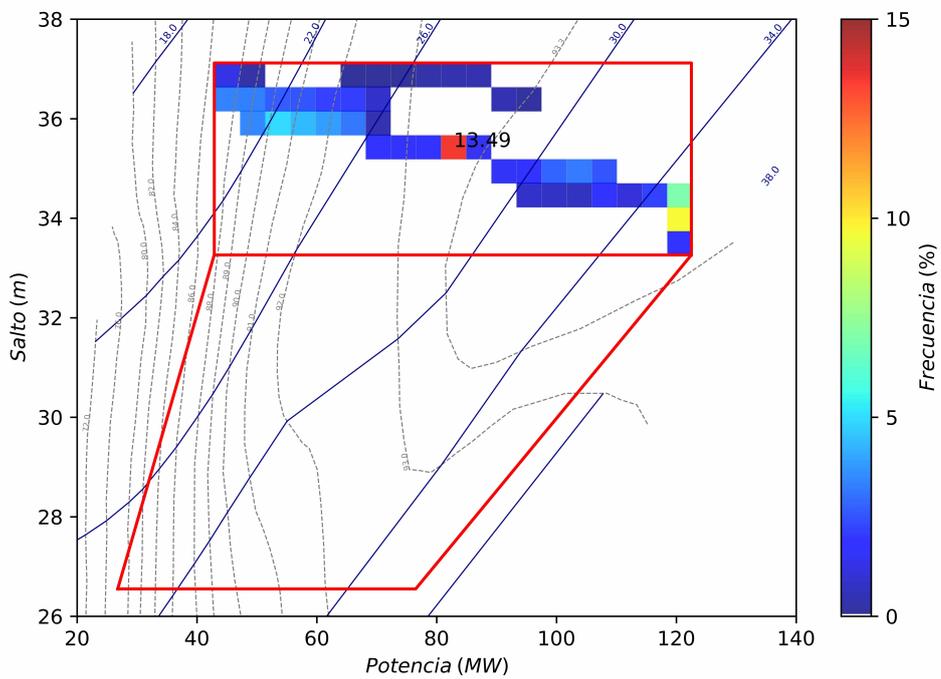


Figura 4.28: Matriz de operación de las turbinas de la presa JC (asumiendo su operación conjunta con la presa NK)

- Caso 2: $F_P = 0,618$.

Claramente, los valores del factor de planta son sustancialmente más altos que los calculados

para la central NK, lo cual responde a los particulares objetivos de uno y otro aprovechamiento: mientras que la central NK propende al abastecimiento de potencia empuntada, la central JC, por su parte, provee esencialmente potencia de base. Ello es relevante en el sentido de que la razón entre la potencia media respecto de la potencia instalada (que está íntimamente ligada al factor de planta) es tanto más alta en este último caso.

4.5.3. Curvas de duración

La comparación entre las curvas de duración resultantes de las dos simulaciones (Fig. 4.29) evaluadas revela dos divergencias menores, a saber: la potencia generada por la central JC cuando el río Santa Cruz se halla intervenido por las dos centrales hidroeléctricas se resiente muy levemente, lo cual puede explicarse por la merma del caudal por efecto del balance negativo entre precipitación y evaporación en el embalse NK; y la curva de duración correspondiente a la operación aislada de la central JC (la línea azul en la Fig. 4.29) es monótonamente decreciente, lo cual la distingue de la asociada a la operación en tándem. En efecto, durante aproximadamente un 10% del tiempo de la simulación, los efectos de la regulación (si bien mínimos) de la central NK se tornan perceptibles; la potencia generada durante estos intervalos es del orden de 240 MW y relativamente constante, lo cual es consistente con el caudal erogado por la central de aguas arriba.

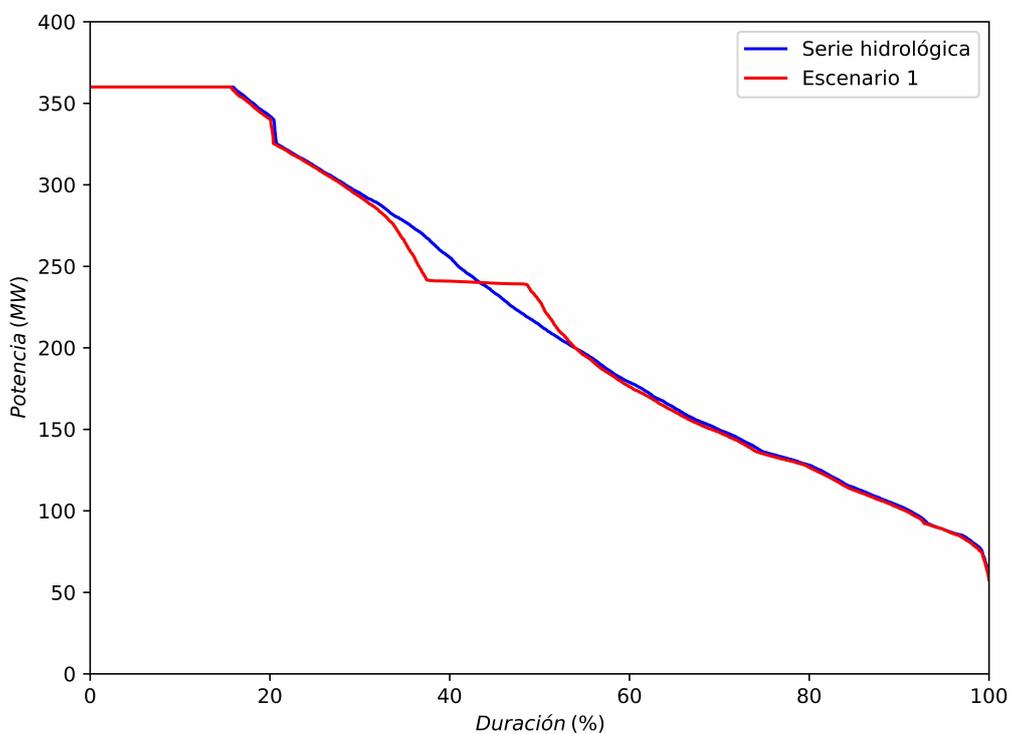


Figura 4.29: Curvas de duración correspondientes a los tres escenarios analizados

4.5.4. Energía media anual

Las simulaciones de los dos casos planteados arrojan los siguientes valores de energía media anual, calculados según la formulación proporcionada por la Ec. 3.4:

- Caso 1: $EMA = 1961$ GWh/año;
- Caso 2: $EMA = 1949$ GWh/año.

Es visible que la diferencia entre las energías medias anuales generadas en el caso de que la central JC opera aisladamente (es decir, asumiendo que el caudal de entrada es el del río Santa Cruz, imperturbado) respecto de aquel en que se asume que ambas presas se encuentran operativas es de 0,6%, lo cual corrobora la intuición de que el régimen del río no se ve afectado significativamente en la escala diaria por la interposición de la central NK.

CAPÍTULO 5

Conclusiones

Se han formulado los lineamientos de un modelo de simulación de embalse. En el proceso, se desarrolló la formulación matemática de los fenómenos más relevantes asociados al principio de conservación de la masa, que involucran condicionantes generales como los hidrológicos, topográficos y socioambientales, pero también los más íntimamente relacionados con la central hidroeléctrica, tales como las consignas de operación y las propiedades de las turbomáquinas.

Se modeló la operación de embalses con y sin regulación y se lo aplicó a la simulación del complejo energético del río Santa Cruz, que se compone de las presas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic (con anterioridad, Condor Cliff y La Barrancosa, respectivamente). Se contempló asimismo la operación de esta última aisladamente, en virtud de que entrará en funcionamiento en primer lugar.

Respecto de la central NK, se ensayaron tres escenarios bien distinguidos, signados, cada uno, por sus respectivas consignas de operación, a saber: generación de potencia empuntada, únicamente; generación mixta de potencia empuntada, durante periodos de pico de demanda, y de base, el resto del tiempo; y generación de potencia de base, cual si no hubiese regulación.

Los resultados confirman que el rendimiento de la central merma conforme peor es el aprovechamiento de la energía de base. Por tal razón, el Escenario 3 es el que mejor aprovechamiento hace del recurso (y el Escenario 1, por el contrario, el peor) en términos de volumen neto de energía eléctrica generada.

Se proyectaron los resultados en términos de la frecuencia de las condiciones de explotación sobre los diagramas de rendimiento de las turbinas a lo largo del periodo de simulación. Esta visualización permite observar cómo las condiciones de explotación correspondientes al Escenario 1 quedan confinadas a combinaciones de alta potencia y bajo salto; las correspondientes al Escenario 2 resultan en dos picos bien distinguidos, coherentemente con las condiciones de generación de potencia empuntada y de base; y las correspondientes al Escenario 3 se distribuyen más uniformemente en el espacio entre ambos extremos. Esta información puede ser de valor al momento de evaluar el rendimiento general de las turbinas seleccionadas.

Respecto de la central JC, se analizaron las consecuencias de asumir su operación aisladamente, por un lado, y complementariamente a la central NK, por el otro. Si bien la diferencia entre los volúmenes totales de energía entregados en uno y otro caso no es relevante, sí se observa que la regulación de la central NK, aun mínima, introduce perturbaciones en la serie hidrológica que se traducen en que las condiciones de explotación de las turbinas se redistribuyen a lo largo del

periodo estudiado. Así, las condiciones más frecuentemente encontradas se desplazan desde las regiones de bajo salto y alta potencia a las de salto y potencia moderados.

CAPÍTULO 6

Referencias

Liscia, S.O., Cacik, P., de Dios, M., Vath, B., Crecidas de diseño del río Santa Cruz, Universidad Nacional de La Plata, 2023

Marchal, M., Flesh, G., Sutter, P., The Calculation of Waterhammer Problems by Means of the Digital Computer, Proceedings of the International Symposium on Waterhammer Pumped Storage Projects, ASME, Chicago, 1965

Unión Transitoria de las Empresas Eling Energía S.A., China Gezhouba Group Co., Ltd., Hidrocuyo S.A., Presa Condor Cliff – Saltos, Reporte técnico NK-B.HM-MC.HI-(TC-00-00)-P001, 2018

Unión Transitoria de las Empresas Eling Energía S.A., China Gezhouba Group Co., Ltd., Hidrocuyo S.A., Represa Gob. Jorge Cepernic – Toma de agua - Pérdidas de carga, Reporte técnico JC-B.HM-MC.HI-(TC-00-00)-P001 0A, 2016

Universidad Nacional de La Plata, Funcionamiento del sistema Lago Argentino-Río Santa Cruz-Embalse Condor Cliff, 2015

Wylie, E.B., Streeter, V.L., Fluid Transients, McGraw-Hill Inc., 1978