

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA
LA MOLINA**

**ESCUELA DE POSGRADO
DOCTORADO EN RECURSOS HÍDRICOS**



**“MODELAMIENTO DE SERIES SINTÉTICAS DE CAUDALES
MENSUALES EN LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DEL PERÚ”**

Presentada por:

DOUGLAS DONAL SARANGO JULCA

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO DE
DOCTORIS PHILOSOPHIAE EN RECURSOS HÍDRICOS**

Lima – Perú

2021

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA
LA MOLINA**

**ESCUELA DE POSGRADO
DOCTORADO EN RECURSOS HÍDRICOS**

**“MODELAMIENTO DE SERIES SINTÉTICAS DE CAUDALES
MENSUALES EN LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DEL PERÚ”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO DE
*Doctoris Philosophiae***

Presentada por:

DOUGLAS DONAL SARANGO JULCA

Sustentada y aprobada ante el siguiente Jurado:

Ph.D. Eduardo Chávarri Velarde
PRESIDENTE

Dr. Jesús Abel Mejía Marcacuzco
ASESOR

Dr. Néstor Montalvo Arquíñigo
MIEMBRO

Ph.D. Absalón Vásquez Villanueva
MIEMBRO

Dr. Jorge Leonardo Jave Nakayo
MIEMBRO EXTERNO

DEDICATORIA

A mi esposa Teresa Velásquez Bejarano y a mi hija María Luisa.

A mis padres Carlos y Visitación.

A mis hermanas Nelly, Betty y Mabel.

AGRADECIMIENTO

Al Dr. Abel Mejía Marcacuzco, patrocinador de la presente Tesis por su acertada dirección y consejos

A la Facultad de Ciencias Físicas, a la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos, y a la Universidad Nacional Mayor de San Marcos por darme las facilidades para terminar el estudio de Doctorado

A todos los docentes de la Escuela de Posgrado de la especialidad de Doctorado en Recursos Hídricos de la Universidad Nacional Agraria La Molina.

A los miembros del Jurado, por la revisión y comentarios para enriquecer la presente Tesis.

A la Srta. Nilda Paco por el apoyo y facilidades administrativas para la presentación de la Tesis.

ÍNDICE GENERAL

I.	INTRODUCCIÓN	1
II.	REVISIÓN DE LITERATURA.....	6
2.1.	NACIONALES	6
2.2.	INTERNACIONALES	7
2.3.	CICLO HIDROLÓGICO	10
2.4.	MODELAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA.....	11
2.4.1.	Propiedades de las Series Hidrológicas.....	12
2.4.2.	Características de las Series Hidrológicas Disponibles.....	13
2.5.	OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	14
2.5.1.	Operación de Sistemas Térmicos puros	14
2.5.2.	Operación de sistemas hidrotérmicos.....	16
2.5.3.	Formulación estocástica del despacho hidrotérmico.....	30
2.5.4.	Modelo inicial de optimización de operación hidrotérmica.....	37
2.5.5.	Modelo final de optimización de operación hidrotérmica	40
2.6.	MODELO PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DEL SEIN (PERSEO)	41
2.6.1.	Descripción del modelo.....	41
2.6.2.	Modelo del Sistema Eléctrico	44
2.7.	MODELAMIENTO DE SERIES DE TIEMPO HIDROLÓGICAS	45
2.7.1.	Modelos autorregresivos	46
2.7.2.	Modelos autorregresivos de medias móviles	46
2.7.3.	Modelo para series de tiempo periódicas: El modelo PARMA	49
2.7.4.	Metodología de ajuste de un modelo PARMA	52
III.	MATERIALES Y MÉTODOS	60
3.1.	MATERIALES	60
3.1.1.	Descripción del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN)	60
3.1.2.	Información de caudales medios mensuales utilizados en el planeamiento de la generación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).....	78
3.2.	MÉTODOS	81
3.2.1.	Determinación de la información hidrológica y técnica de las centrales hidroeléctricas existentes del SEIN.....	81

3.2.2.	Determinación de la información hidrológica, técnica y costos de inversión de las centrales hidroeléctricas en proyecto a ser consideradas en la planificación de la operación del SEIN	82
3.2.3.	Determinación de la Información técnica y de costos de inversión de las centrales térmicas existentes del SEIN	83
3.2.4.	Determinación de la Información técnica y costos de inversión de las centrales térmicas en proyecto a ser consideradas en la planificación de la operación del SEIN	83
3.2.5.	Determinación de la proyección de la demanda de energía y potencia del SEIN, incluyendo la demanda a nivel comercial, industrial, minero y doméstico, período 2016-2019.....	84
3.2.6.	Elaboración de los archivos de datos de entrada del modelo PERSEO.....	84
3.2.7.	Determinación de los costos marginales promedio de la energía (Cmp) para el SEIN con el modelo PERSEO usando las series históricas de caudales mensuales naturales afluentes a los puntos de interés del SEIN.....	84
3.2.8.	Elaboración de los archivos de datos del modelo SAMS	85
3.2.9.	Determinación con SAMS v.2009 del modelo PARMA (p,q) al cual se ajusta cada una de las series históricas de caudales mensuales naturales históricas afluentes a los puntos de interés de las cuencas del SEIN.....	85
3.2.10.	Generación de series sintéticas de caudales mensuales afluentes a los puntos de interés de las cuencas del SEIN, con modelo SAMS v.2009.....	86
3.2.11.	Determinación de la serie sintética esperada de caudales medios mensuales afluentes a los puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN	87
3.2.12.	Operación del SEIN utilizando series sintéticas esperadas de caudales medios mensuales en el período 2016-2019	87
3.2.13.	Determinación de los costos marginales promedio de la energía (Cmp) con modelo PERSEO usando las series sintéticas esperadas de caudales mensuales afluentes a los puntos de interés del SEIN	87
3.2.14.	Análisis y discusión de los resultados del planeamiento de la generación del SEIN considerando series de caudales mensuales históricos y series sintéticas esperadas en el período 2016-2017.....	88
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	89
4.1.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN HIDROLÓGICA DE LA CUENCA RÍO MANTARO	89

4.1.1.	Caracterización climática	90
4.1.2.	Información hidrométrica.....	92
4.1.3.	Consistencia de la información de caudal medio mensual.....	94
4.1.4.	Naturalización de caudales medios mensuales de la cuenca del río Mantaro	102
4.2.	INFORMACIÓN DE CAUDALES MENSUALES NATURALIZADOS PARA EL MODELO PERSEO	106
4.3.	DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEIN EN EL PERÍODO 2016-2019 UTILIZANDO SERIES HISTÓRICAS DE CAUDALES MENSUALES.....	108
4.3.1.	Elaboración de los archivos de datos del modelo PERSEO.....	108
4.3.2.	Archivos de Resultados del modelo PERSEO	109
4.3.3.	Resultados Técnicos–Económicos del planeamiento de la generación del SEIN para la cuenca Mantaro, período 2016-2019 con serie histórica de caudales mensuales naturalizados	111
4.4.	DETERMINACIÓN DEL PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN DEL SEIN PERIODO 2016-2019, USANDO SERIES SINTÉTICAS DE CAUDALES MEDIOS MENSUALES	116
4.4.1.	Determinación del mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales – Caso caudales mensuales de ingreso al Lago Junín	116
4.4.2.	Generación de series sintéticas de caudales mensuales – Caso caudales de ingreso al punto de interés Lago Junín	122
4.4.3.	Determinación de la serie sintética esperada de caudales medios mensuales en el punto de interés Lago Junín	123
4.4.4.	Determinación del mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en los puntos de interés del SEIN .	124
4.4.5.	Determinación de la serie sintética esperada de caudales medios mensuales para los puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN	127
4.5.	PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN DEL SEIN EN EL PERÍODO 2016-2019 UTILIZANDO SERIES SINTÉTICAS ESPERADAS DE CAUDALES MEDIOS MENSUALES	127

4.6.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN DEL SEIN (2016-2019) USANDO SERIES HISTÓRICAS Y SERIES SINTÉTICAS ESPERADAS DE CAUDALES MENSUALES	132
4.6.1.	Discusión de los resultados obtenidos de costos marginales actualizados (Cma) en la Barra Mantaro 220 kv, periodo 2016-2019	132
4.6.2.	Discusión de los resultados obtenidos del volumen útil almacenado (VUA) en el embalse Lago Junín, periodo 2016-2019	135
4.6.3.	Discusión de los resultados obtenidos de la energía generada (EMG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, periodo 2016-2019	137
4.6.4.	Discusión de los resultados obtenidos de la potencia mensual generada (PMG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, periodo 2016-2019.....	140
4.6.5.	Discusión de los resultados obtenidos del ingreso neto por venta de energía generada (IVEG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, periodo 2016-2019	142
V.	CONCLUSIONES	146
VI.	RECOMENDACIONES	148
VII.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	149
VIII.	ANEXOS	156

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Empresas generadoras integrantes del COES a diciembre 2016.....	64
Tabla 2: Empresas de transmisión integrantes del COES a diciembre 2016.....	65
Tabla 3: Empresas de distribución integrantes del COES a diciembre 2016	65
Tabla 4: Usuarios libres integrantes del COES a diciembre 2016	66
Tabla 5: Cuencas hidrográficas del SEIN al 2016.....	67
Tabla 6: Requerimiento de energía y potencia de clientes libres y cargas incorporadas al SEIN, período 2016-2019.....	72
Tabla 7: Requerimiento de potencia anual por ampliaciones y nuevos proyectos en el SEIN, período (2016-2019)	73
Tabla 8: Proyección del producto bruto interno período 2016-2019.....	74
Tabla 9: Demanda de energía anual proyectada Período 2016-2019 (COES+RER)	74
Tabla 10: Demanda máxima anual de potencia proyectada Período 2016-2019 (COES+RER)	74
Tabla 11: Programa de obras de generación del SEIN, período 2016-2019	75
Tabla 12: Programa de obras del sistema de transmisión del SEIN, período 2016-2019 ..	76
Tabla 13: Puntos de interés y cuencas hidrográficas del SEIN para el modelo PERSEO ..	79
Tabla 14: Estudios hidrológicos de las cuencas involucradas en el SEIN	81
Tabla 15: Hidrometeorología cuenca río Mantaro	91
Tabla 16: Estaciones hidrográficas de la cuenca río Mantaro	94
Tabla 17: Series de caudales mensuales naturalizados para el modelo PERSEO	106
Tabla 18: Archivos de datos de entrada del modelo PERSEO.....	109
Tabla 19: Archivos de salida del modelo PERSEO	109
Tabla 20: Valores del coeficiente AICC para diferentes modelos PARMA (p,q) aplicados a la serie de caudales mensuales de ingreso a Lago Junín	121
Tabla 21: Análisis del coeficiente AICC en época de avenidas diferentes modelos PARMA (p,q) aplicados a la serie caudales mensuales de ingreso a Lago Junín	122
Tabla 22: Resumen estadístico de serie sintética de caudales mensuales (m ³ /s) más probable de ingreso al Lago Junín serie sintética N° 231 (1965-2016)	124
Tabla 23: Modelo PARMA (p,q) para generación de series sintéticas en puntos de interés del SEIN.....	125
Tabla 24: Potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas del SEIN al 2016.....	157
Tabla 25: Potencia efectiva de las centrales termoeléctricas del SEIN al 2016.....	158
Tabla 26: Potencia efectiva de las centrales termoeléctricas del SEIN al 2016.....	159
Tabla 27: Ingreso de centrales y unidades de generación en el 2016.....	159

Tabla 28: Ingreso y retiro de instalaciones de generación en el COES durante el 2016...	160
Tabla 29: Ingreso de líneas de transmisión en el SEIN al 2016	160
Tabla 30: Ingreso de nuevos transformadores al SEIN el 2016	160
Tabla 31: Intercambio de energía eléctrica con Ecuador el 2016	161
Tabla 32: Energía no servida relevante del 2016	161
Tabla 33: Programa de obras de generación del SEIN, período (2016-2019).....	162
Tabla 34: Programa obras del sistema garantizado de transmisión del SEIN,	162
Tabla 35: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Upamayo (Lago Junín)	187
Tabla 36: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Mejorada.....	188
Tabla 37: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Pte. Stuart	189
Tabla 38: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Pte Chulec	190
Tabla 39: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Quillón.....	191
Tabla 40: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Moya.....	192
Tabla 41: Caudales medios mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Huari.....	193
Tabla 42: Caudales mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Cochas Túnel	194
Tabla 43: Caudales mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Piñascocha.....	195
Tabla 44: Caudales mensuales históricos (m ³ /s) – Estación Pachacayo	196
Tabla 45: Caudales mensuales naturalizados - Estación Upamayo (Lago Junín) (m ³ /s) ..	197
Tabla 46: Caudales mensuales naturalizados incremental Lago Junín-embalse Malpaso (m ³ /s).....	198
Tabla 47: Caudales mensuales naturalizados en Tablachaca (m ³ /s).....	199
Tabla 48: Caudales mensuales naturalizados en Cut Off (m ³ /s)	200
Tabla 49: Caudales mensuales naturalizados en Taza Vieja. Incluye aporte de QN-808 (m ³ /s).....	201
Tabla 50: Caudales mensuales naturalizados en embalse Pomacocha (m ³ /s)	202
Tabla 51: Caudales mensuales naturalizados en embalse Huallacocha Baja (m ³ /s)	203
Tabla 52: Caudales mensuales naturalizados en Toma Rumichaca (m ³ /s)	204
Tabla 53: Caudales mensuales naturalizados en embalse Huallacocha Alta (m ³ /s).....	205
Tabla 54: Caudales mensuales naturalizados en Lagunas (3) Piñascocha (m ³ /s).....	206
Tabla 55: Caudales mensuales naturalizados en Huaylacancha (Cochas Túnel) (m ³ /s) ...	207
Tabla 56: Caudales mensuales naturalizados en Lagunas (5) Quillón (m ³ /s)	208
Tabla 57: Caudales mensuales naturalizados en Moya (Laguna Chilicocha) (m ³ /s)	209
Tabla 58: Caudales mensuales naturalizados en Laguna Huacracoche y Lacsacoche (m ³ /s)	210
Tabla 59: Caudales mensuales naturalizados en Lagunas Calzada y Caullau (m ³ /s).....	211

Tabla 60: Caudales sintéticos esperados mensuales de ingreso al Lago Junín (m ³ /s).....	213
Tabla 61: Caudales sintéticos esperados medios mensuales incrementales entre	214
Tabla 62: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Tablachaca (m ³ /s)	215
Tabla 63: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Cut Off (m ³ /s)	216
Tabla 64: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Taza Vieja	217
Tabla 65: Caudales sintéticos esperados mensuales en embalse Pomacocha (m ³ /s).....	218
Tabla 66: Caudales sintéticos esperados mensuales en embalse Huallacocha Baja (m ³ /s)	219
Tabla 67: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Toma Rumichaca (m ³ /s)	220
Tabla 68: Caudales sintéticos esperados mensuales en embalse Huallacocha Alta0 (m ³ /s)	221
Tabla 69: Caudales sintéticos esperados mensuales en Lagunas (3) Piñascocha (m ³ /s)...	222
Tabla 70: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Huaylacancha.....	223
Tabla 71: Caudales sintéticos esperados mensuales en Lagunas (5) Quillón (m ³ /s).....	224
Tabla 72: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Moya (Laguna Chilicocha) (m ³ /s).....	225
Tabla 73: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Lagunas	226
Tabla 74: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Lagunas Calzada y Caullau (m ³ /s).....	227
Tabla 75: Costos marginales actualizados Barra 26 Mantaro. Periodo 2016-2019.....	229
Tabla 76: Volumen útil almacenado en Lago Junín. Periodo 2016-2019	230
Tabla 77: Energía mensual generada en C.H. Mantaro. Periodo 2016-2019	231
Tabla 78: Energía mensual generada en C.H. Restitución. Periodo 2016-2019	232
Tabla 79: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro. Periodo 2016-2019.....	233
Tabla 80: Potencia mensual generada en C.H. Restitución. Periodo 2016-2019	234
Tabla 81: Ingreso por venta de energía generada en C.H. Mantaro. Periodo 2016- 2019	235
Tabla 82: Ingreso por venta energía generada en C.H. Restitución. Periodo 2016- 2019	236

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema simplificado del ciclo hidrológico.....	11
Figura 2: Proceso de decisión de sistemas hidrotérmicos.	17
Figura 3: Uso óptimo del agua.	18
Figura 4: Evolución de embalse a lo largo del tiempo.	26
Figura 5: Árbol de escenarios hidrológicos de operación.	31
Figura 6: Árbol de secuencias hidrológicas.....	32
Figura 7: Esquema de generación de secuencias hidrológicas.....	33
Figura 8: Secuencia de caudales generados.....	34
Figura 9: Etapas del modelo de operación.....	42
Figura 10: Metodología para la construcción de un modelo de series de tiempo.	53
Figura 11: Participación en la producción de energía por empresas el 2016.....	69
Figura 12: Generación de energía por tipo de generación el 2016.....	70
Figura 13: Diagrama topológico de la cuenca del río Mantaro. Ubicación de estaciones hidrométricas.	93
Figura 14: Análisis de curva de doble masa de las estaciones - Grupo 1.....	95
Figura 15: Análisis de curva de doble masa estación Pte. Chulec.	95
Figura 16: Análisis de curva de doble masa de estaciones - Grupo 2.	96
Figura 17: Análisis de curva de doble masa de estaciones - Grupo 3.	97
Figura 18: Análisis de curva de doble masa estación Piñascocha.	98
Figura 19: Análisis de curva de doble masa estación Cochabambas Túnel.....	98
Figura 20: Análisis de curva de doble masa estación Huari.....	99
Figura 21: Análisis de curva de doble masa de estaciones– Grupo 4.....	100
Figura 22: Análisis de curva de doble masa estación Moya.....	100
Figura 23: Análisis de curva de doble masa – Grupo 5.....	101
Figura 24: Análisis de curva de doble masa estaciones Mejorada y Pte. Stuart.....	102
Figura 25: Análisis de curva de doble masa estaciones Mejorada y Pte. Chulec.....	102
Figura 26: Diagrama topológico cuenca del río Mantaro - Ubicación de series de caudales naturales afluentes.....	105
Figura 27: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016	112
Figura 28: Volumen almacenado en embalse Lago Junín (2016-2019) con serie	

histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016	112
Figura 29: Energía mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016	113
Figura 30: Energía mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016	113
Figura 31: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016.....	114
Figura 32: Potencia mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016.....	114
Figura 33: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016.....	115
Figura 34: Ingreso neto por venta de energía C.H. Restitución (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016.....	115
Figura 35: Histograma de caudales a nivel anual de Lago Junín	117
Figura 36: Función de autocorrelación mensual de caudales afluentes al Lago Junín.....	117
Figura 37: Función de autocorrelación mensual de caudales afluentes al Lago Junín.....	118
Figura 38: Pruebas de Skewness y Filliben.....	118
Figura 39: Modelo univariados y multivariados en SAMS.....	119
Figura 40: Modelo PARMA (1,0) para caudales en Lago Junín.....	119
Figura 41: Parámetros SIC y AICC para modelo PARMA (1,0).....	120
Figura 42: Series sintética con PARMA (1,1) para Lago Junín	123
Figura 43: Curva de duración de caudales promedio multianuales de series sintéticas generadas de ingreso al Lago Junín.....	124
Figura 44: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.	128
Figura 45: Volumen almacenado en embalse Lago Junín (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.	128
Figura 46: Energía mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.....	129
Figura 47: Energía mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.	129
Figura 48: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.	130
Figura 49: Potencia mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie	

sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.	130
Figura 50: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro (2016-2019) con series sintéticas de caudales mensuales 1965-2016.....	131
Figura 51: Ingreso neto por venta de energía C.H. Restitución (2016-2019) con series sintéticas de caudales mensuales 1965-2016.....	131
Figura 52: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.	133
Figura 53: Volumen útil almacenado en Lago Junín (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.	135
Figura 54: Energía mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.	138
Figura 55: Energía mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.	139
Figura 56: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.	141
Figura 57: Potencia mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.	142
Figura 58: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética generada de caudales mensuales.....	143
Figura 59: Ingreso neto por venta de energía CC.HH. Restitución (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.....	144
Figura 60: Diagrama topológico de la cuenca del río Cañete, al 2016.....	163
Figura 61: Diagrama topológico de la cuenca del río Rímac al 2016 sin central hidroeléctrica Huanza.....	164
Figura 62: Diagrama topológico de la cuenca del río Chili al 2016.....	165
Figura 63: Diagrama topológico de la cuenca del río Vilcanota al 2016.....	166
Figura 64: Diagrama topológico de la cuenca del río Santa al 2016.....	167
Figura 65: Diagrama topológico de la cuenca del Chancay - Lambayeque al 2016.....	168
Figura 66: Diagrama topológico de la cuenca de la laguna Aricota al 2016.....	169
Figura 67: Diagrama topológico de la cuenca del río Mantaro al 2016.....	170
Figura 68: Diagrama topológico de la cuenca del río Rímac considerando la central hidroeléctrica Huanza al 2016.....	171
Figura 69: Diagrama topológico de la cuenca del río San Gabán al 2016.....	172
Figura 70: Diagrama topológico de la cuenca del río Chira al 2016.....	173

Figura 71: Diagrama topológico de la cuenca del río Pativilca al 2016.....	174
Figura 72: Diagrama topológico de la cuenca del río Jequetepeque al 2016	174
Figura 73: Diagrama topológico de la cuenca de la quebrada Pariac – Cuenca del río Santa, al 2016	175
Figura 74: Diagrama topológico de la cuenca del río Misapuquio al 2016.....	176
Figura 75: Diagrama topológico del Sistema Arcata - Río Apurímac al 2016.....	176
Figura 76: Diagrama topológico del río Huaura – C.H. Cheves al 2016	177
Figura 77: Diagrama topológico del río Rímac incluyendo la C.H. Huanchor al 2016	178
Figura 78: Diagrama topológico del río Tarma - C.H. Yanango al 2016.....	179
Figura 79: Diagrama topológico del río Tulumayo - C.H. Chimay al 2016.....	179
Figura 80: Diagrama topológico Río Pativilca con la C.H. Yanapampa al 2016.....	180
Figura 81: Diagrama topológico quebrada Sta. Cruz - C.H. Santa Cruz I al 2016	181
Figura 82: Diagrama topológico del río Huallaga - C.H. Chaglla al 2016.....	182
Figura 83: Diagrama topológico del río Quitaracsa - C.H. Quitaracsa al 2016	183
Figura 84: Diagrama topológico del río Paucartambo - C.H. Yuncan al 2016	184
Figura 85: Diagrama topológico del río Mantaro - C.H. Cerro del Águila al 2016	185
Figura 86: Diagrama topológico del río Marañón - C.H. Marañón, al 2016.....	186

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Características técnicas y económicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	157
Anexo 2: Diagramas topológicos de las cuencas hidrográficas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	163
Anexo 3: Caudales medios mensuales históricos de las estaciones hidrométricas de ELECTROPERU S.A. - Cuenca del río Mantaro.....	187
Anexo 4: Caudales naturales medios mensuales en puntos de interés de la Cuenca del río Mantaro	197
Anexo 5: Archivos de entrada y salida del modelo PERSEO	212
Anexo 6: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro	213
Anexo 7: Archivos de entrada y salida del modelo PERSEO	228
Anexo 8: Resultados técnicos y económicos del planeamiento de la generación del SEIN, periodo 2016-2019, con series históricas y series sintéticas esperadas de caudales mensuales: Cuenca del río Mantaro.....	229

RESUMEN

La generación de caudales mensuales sintéticos es una buena opción para los estudios de planeamiento de la generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El modelo de mejor ajuste para la generación de las series sintéticas es el Auto Regresivo Periódico de Medias Móviles - PARMA (1,1), con el que se generaron 300 series sintéticas de caudales mensuales de 52 años de longitud (1965-2016) para cada punto de interés, obteniéndose así la serie sintética mensual esperada que se utilizó en el Modelo de Simulación de la Operación Económica Óptima del Sistema Eléctrico Peruano (PERSEO) para el planeamiento de la generación de energía del SEIN en el periodo 2016-2019. Se presentan los resultados para la cuenca del río Mantaro por ser la que actualmente produce más del 30 % de la energía generada en el SEIN, habiéndose encontrado una diferencia de 1.70 US\$/Mwh en el valor del costo marginal de energía al comparar el uso de series sintéticas con las series históricas de caudales mensuales, lo que implica una variación, en términos de ingresos, de 33.79 Millones US\$ para la empresa ELECTROPERU S.A. concesionaria de esta cuenca. Se concluye que las series sintéticas de caudales mensuales tiene un impacto significativo en el cálculo de los costos marginales del SEIN, por que las series hidrológicas utilizadas actualmente en el modelo PERSEO entregan costos marginales más altos que cuando se usan series sintéticas, demostrándose de esta forma la ventaja de usarlas en el planeamiento de la operación del SEIN.

Palabras clave: caudales sintéticos; PARMA; PERSEO; centrales hidráulicas, centrales térmicas.

ABSTRACT

The generation of synthetic monthly flows is a good option for planning studies of the generation of electric power of the National Interconnected Electrical System (SEIN). The best fit model for the generation of synthetic series is the Periodic Auto Regressive of Moving Averages - PARMA (1,1). For each point of interest, 300 synthetic series of 52-year long monthly flows (1965-2016) were generated, thus obtaining the expected monthly synthetic series, which was used in the Simulation Model of the Optimal Economic Operation of the Peruvian Electric System (PERSEO) for the planning of SEIN power generation during the 2016-2019 period. In this paper, the results obtained are presented for the Mantaro river basin as it is currently producing more than 30% of the energy generated in the SEIN, having found a difference of 1.70 US \$ / Mwh in the value of the marginal cost of energy when comparing the use of synthetic series with the historical series of monthly flows, which implies a variation, in terms of revenue of US \$ 33.79 million for the company ELECTROPERU SA concessionaire of this basin. It is concluded that the synthetic series of monthly flows has a significant impact on the calculation of the marginal costs of the SEIN, because the hydrological series currently used in the PERSEO model deliver higher marginal costs than when using synthetic series, thus demonstrating the advantage of using them in the planning of the SEIN operation.

Keywords: synthetic flows; PARMA; PERSEO; hydropower, thermoelectric power.

I. INTRODUCCIÓN

MINEM (1992) y MINEM (1993) señalan que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) por mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. No. 25844, debe garantizar la seguridad de la generación de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda eléctrica de nuestro país en el período 2016-2019, efectuando para esto el planeamiento de la expansión de la generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante la optimización de los recursos hídricos y térmicos existentes y futuros usando el Modelo de Simulación de la Operación Económica Óptima del Sistema Eléctrico Peruano (PERSEO).

La energía eléctrica generada por las centrales térmicas del SEIN es obtenida mediante el uso de Gas Natural de Camisea y combustibles derivados de petróleo, como Petróleo Diesel-2, Petróleo Residual 500, Petróleo Residual 5, Petróleo Residual 6 y Carbón, mientras que la generación hidroeléctrica es a base de centrales hidráulicas que usan el recurso hídrico de las cuencas involucradas y centrales eólicas, siendo el 47.61 por ciento de generación hidráulica, 48.71 por ciento de generación térmica, 0.5 por ciento de generación solar y 2.18 por ciento de generación eólica (COES 2016).

Uno de los principales datos de entrada al PERSEO son las series de caudales medios mensuales naturales de ingreso a los embalses y bocatomas de las centrales hidroeléctricas ubicadas en las cuencas hidrográficas del SEIN, que representan la oferta de agua a este sistema. Se cuenta con series de 52 años de datos, período 1965-2016, el modelo calcula el Costo Marginal Promedio de Energía (Cmp) para el período 2016-2019 en base a la generación de energía de las centrales térmicas y centrales hidroeléctricas en el período de estudio, empleando un pronóstico de caudales naturales afluentes a cada punto de interés de cada cuenca hidrográfica. Se debe tener en cuenta que este Cmp de energía obtenido con el PERSEO, es utilizado para el pago de la generación eléctrica de las empresas generadoras que forman parte del SEIN.

El modelo PERSEO utiliza como información hidrológica básica series cronológicas de caudales mensuales de 52 años de extensión, organizadas en años normales (de enero a diciembre), que provienen de mediciones que se han realizado en las diversas cuencas del SEIN. Los caudales mensuales considerados son obtenidos fundamentalmente de tres formas:

- Medición directa de caudales en estaciones hidrométricas ubicadas en el lugar de interés dentro de la cuenca.
- Transposición de caudales desde un punto con información al punto de interés sin información.
- Completar la información faltante usando para ello regresiones o relaciones de distinto tipo.

En consecuencia, las series de caudales mensuales a ser utilizadas deben ser analizados para contar con los caudales mensuales más reales posibles. La completación y extensión de caudales mensuales en si no es el problema, sino que el problema es que esto fue realizado sin la preocupación de reproducir momentos de mayor orden que la media, es decir solo se reprodujeron solo las medias, pero no desviación estándar, asimetría, curtosis, etc.; por lo tanto, las series de caudales mensuales completadas y extendidas tienen menor desviación estándar que las series reales. De otro lado las series completadas y extendidas presentan una mayor dependencia temporal y espacial debido a que las técnicas de regresión y uso de relaciones empíricas no toman en cuenta la aleatoriedad.

Esta problemática puede ser solucionada mediante el uso de series sintéticas de caudales mensuales de las características similares de las series históricas usadas, en vista tienen un impacto significativo en la planificación de la operación del sistema hidrotérmicos (Minder 1997 y Sarango 2009).

La principal ventaja de usar series sintéticas de caudales mensuales es la posibilidad de generar más de una serie de caudales mensuales, donde solo existe una sola serie histórica. Esto posibilita tener costos marginales promedio de energía (C_{mp}) dependientes de las series hidrológicas generadas de acuerdo con el modelo adoptado, que reflejan la

influencia de las incertidumbres del comportamiento hidrológico en la operación del SEIN.

Las series de caudales mensuales utilizadas como oferta de agua de las cuencas hidrográficas para la generación de energía en las centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) para la determinación del costo marginal promedio de energía (Cmp) con el modelo PERSEO, tienen que ser completadas y extendidas en la mayoría de los casos y solo logran reproducir el promedio de la serie original y no consideran la aleatoriedad de los caudales mensuales, problemática que se refleja en el cálculo del Cmp que sirve para el pago de la energía generada por las empresas eléctricas que forman parte del SEIN.

Para analizar este problema, se planteó el uso de series sintéticas de caudales mensuales de las mismas características de las usadas en el modelo PERSEO, lo cual da la posibilidad de generar más de una serie de caudales mensuales donde solo existe una sola serie histórica. Esto permitirá la obtención de un perfil de costos marginales promedio de energía (Cmp) dependientes de las series hidrológicas generadas de acuerdo al modelo adoptado, que reflejan la influencia de las incertidumbres del comportamiento hidrológico en la operación del SEIN, planteándose el modelo PARMA (p,q) que forma parte del Modelo Stochastic Analysis, Modeling and Simulation (SAMS v.2009).

El objetivo principal de la presente tesis es demostrar la ventaja de usar series sintéticas de caudales mensuales en la Planificación de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN).

Para lograr este objetivo general se propuso los siguientes objetivos específicos:

- a. Determinar el mejor modelo Periódico Autorregresivo de Medias Móviles PARMA (p,q) para representar la serie histórica de caudales medios mensuales del SEIN, usando el modelo SAMS v.2009.
- b. Generar series sintéticas de caudales mensuales con el modelo PARMA (p,q) usando el modelo SAMS v.2009, para las cuencas hidrográficas del SEIN.
- c. Determinar con el modelo PERSEO, el costo marginal promedio de la energía (Cmp) en las barras de energía del SEIN (2016-2019), usando series de caudales

mensuales históricas (1965-2016).

- d. Obtener con el modelo PERSEO el costo marginal promedio de la energía (Cmp) en las barras de energía del SEIN (2016-2019), usando series sintéticas de caudales mensuales.
- e. Determinar el efecto del uso de series sintéticas de caudales medios mensuales en el cálculo del: costo marginal promedio de la energía (Cmp), volumen embalsado en los embalses, generación de energía y potencia en las centrales hidroeléctricas e ingreso neto por venta de energía producida en las centrales hidroeléctricas. Presentar estos resultados para el caso de la cuenca del río Mantaro.

En el presente trabajo, se formuló la siguiente hipótesis:

El uso de series sintéticas de caudales medios mensuales en las cuencas hidrográficas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) es una opción para el cálculo del costo marginal promedio de energía (Cmp) usando el modelo PERSEO, y que tendría implicancia directa en el pago de la energía generada de las empresas eléctricas que forman parte de este sistema, así como en el costo de la energía que paga el usuario doméstico, industrial, minero y comercial de nuestro país.

Los tópicos tratados en la presente tesis se distribuyen de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se expone la situación actual del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN), el objetivo principal y los objetivos específicos.

En el capítulo 2 se presenta la revisión de literatura referente al modelamiento de la incertidumbre hidrológica, operación óptima de sistemas hidrotérmicos, el modelo PERSEO para el cálculo de los costos marginales del SEIN, y el modelamiento de series de tiempo hidrológicas.

En el capítulo 3, en lo referente a los materiales se describe el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) y la información de caudales mensuales históricos utilizados en el planeamiento de la generación del SEIN (2016-2010). Así

mismo, en lo que respecta a los métodos, se expone el modelo SAMS v.2009 para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en las cuencas hidrográficas involucradas en el sistema.

En el capítulo 4, se exponen los resultados para la cuenca del río Mantaro como es: el tratamiento de los caudales mensuales históricos, la obtención de los caudales naturalizados, determinación de las series sintéticas de caudales mensuales, así como también se presentan los resultados del planeamiento de la operación del SEIN (2016-2019) usando series históricas y series sintéticas de caudales mensuales. Se presentan y discuten los resultados obtenidos para la cuenca Mantaro referente a: costo marginal promedio de la energía (Cmp), volumen embalsado en los reservorios, generación de energía y potencia en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución y el ingreso neto en ELECTROPERU S.A. por venta de energía generada en estas centrales.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones, en el capítulo 6 se expone las principales recomendaciones derivadas del presente trabajo, en el capítulo 7 se menciona la bibliografía revisada y finalmente en el capítulo 8 se presentan los anexos de la presente investigación.

II. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. NACIONALES

Velásquez (2009), evaluó la factibilidad de usar series sintéticas de caudales medios mensuales para la determinación de los costos marginales promedio de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú – SEIN, tomándose como caso de aplicación el estudio de la Fijación de Tarifas en Barra del año 2004, donde se usó el modelo de simulación, planificación y optimización del sistema energético y eléctrico peruano llamado modelo PERSEO.

Con el programa HEC-4, desarrollado por el Hydrological Engineering Center de los EE.UU. de América, se generaron a partir de la serie histórica de caudales mensuales históricos afluentes a los puntos de interés de la cuenca involucradas 50 series de caudales mensuales sintéticos, determinándose a partir de ellas una serie seca, media y húmeda; información que se usó en el modelo PERSEO para calcular los costos marginales promedio de energía del SEIN para cada caso.

Los resultados obtenidos del costo marginal promedio de energía con el uso de series sintéticas de caudales mensuales, para el caso-seco, caso-medio y caso-húmedo, con el modelo PERSEO, al compararlos con el caso histórico, son menores en el orden de 1.14, 1.55 y 0.87 US \$/MWh, resultados que determinarán una disminución de los precios de la energía de los usuarios finales, como es el caso del usuario de tipo doméstico, comercial, industrial y minero.

Diaz (2017), indica que la interpretación del comportamiento temporal y espacial de las descargas medias anuales o mensuales, se ha realizado a través de modelos estocásticos de series estacionarias, donde se ha encontrado el modelo autorregresivo de orden 1 AR(1) como adecuado para el caso de caudales medios anuales y al modelo periódico autorregresivo de orden 1 PAR(1), para el caso de caudales medios mensuales.

La interpretación regional del comportamiento temporal y espacial de las descargas medias anuales se ha realizado mediante un modelo regional que está en función del área de la cuenca del porcentaje del área glaciar y del parámetro regional anual ϕ_1 ; la componente aleatoria ε_t que depende de la variancia del error del modelo AR(1) se estima en función al área de la cuenca, del porcentaje de área glaciar. La interpretación regional del comportamiento temporal y espacial de las descargas mensuales se ha realizado en función del área de la cuenca del porcentaje del área glaciar y del parámetro del parámetro regional mensual $\phi_{1,t}$; la componente aleatoria $\varepsilon_{v,t}$ depende de la variancia mensual del error del modelo PAR(1), se estima en función al área de la cuenca y porcentaje del área glaciar. Estas variables aleatorias tienen media cero y variancia constante.

Para verificar la validación del modelamiento se ha comparado las estadísticas media y variancia de las series históricas y de las series generadas, a nivel anual y mensual, donde se ha encontrado resultados aceptables, es decir, se puede inferir que los datos provienen de una misma población.

Para Sánchez (2009), el uso de generación de series sintéticas mensuales del río Chira en el Perú mediante el uso de los modelos markovianos AR(2) y AR(3) genera los mejores estadísticos históricos de las series analizada, donde para la calibración y validación se usó el programa de cómputo SAMS v.2000.

OSINERGMIN (2009) aplicó el modelo Seasonnal Autoregressive Integrated Moving Average - SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)s para el modelamiento de las series hidrológicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú para las cuencas hidrográficas comprometidas en la generación de energía dentro de este sistema hidrotérmico.

2.2. INTERNACIONALES

Palacio (2004), indica que, en el contexto del problema de la planificación de la operación de sistemas eléctricos hidrotérmicos, tanto la demanda del sistema como la incertidumbre hidrológica, configuran al problema de despacho como un problema esencialmente estocástico.

Este trabajo busca contribuir a la mejora de los modelos de planificación de la operación de mediano y largo plazo, abordando la modelación de la componente de incertidumbre introducida por la aleatoriedad de los caudales afluentes a los embalses. Una modelación adecuada de esta incertidumbre puede entregar, por ejemplo, señales apropiadas frente a escenarios de sequía extrema, decisiones de expansión, iniciativas legales.

El problema de la aleatoriedad hidrológica no ha sido tratado con rigurosidad en los modelos tradicionalmente usados en el sector eléctrico chileno, entre los que se destacan el modelo GOL, el OMSIC, PLP y el OSE2000, actualmente impulsado por la CNE. Estos modelos construyen un tratamiento para la hidrología que se sustenta en algunas hipótesis básicas, como son la independencia estadística de los caudales entre años hidrológicos y entre los meses de invierno, sin indagar más a fondo en las propiedades estadísticas de las series de tiempo hidrológicas.

En este trabajo se propone una metodología que permite construir, en el contexto de una optimización mediante programación dinámica dual estocástica, un tratamiento para la hidrología que resulta más cercano al fenómeno geofísico estudiado.

El modelo propuesto permite asignar, a partir de la información de caudales en los meses previos al que se inicia la planificación de la operación, probabilidades de ocurrencia a los escenarios de caudales contenidos en el registro histórico, definiendo adicionalmente, criterios para la construcción de un árbol de escenarios para la hidrología futura. Estadísticamente, el modelo se sustenta en la teoría de modelos periódicos autoregresivos del tipo PARMA, cuyo desarrollo matemático se presenta en detalle. El modelo es implementado computacionalmente y validado numéricamente a través de un estudio de casos, haciendo uso de la herramienta PLP.

El modelo propuesto permite asignar, a partir de la información de caudales en los meses previos al que se inicia la planificación de la operación, probabilidades de ocurrencia a los escenarios de caudales contenidos en el registro histórico, definiendo adicionalmente, criterios para la construcción de un árbol de escenarios para la hidrología futura. Estadísticamente, el modelo se sustenta en la teoría de modelos periódicos autoregresivos

del tipo PARMA, cuyo desarrollo matemático se presenta en detalle. El modelo es implementado computacionalmente y validado numéricamente a través de un estudio de casos, haciendo uso de la herramienta PLP.

Los resultados muestran que la metodología propuesta entrega señales adecuadas al modelo de planificación de la operación frente a un escenario de sequía severa. Consecuentemente, las señales de precio resultantes y utilizadas en modelos de operación de corto plazo son mejoradas. Finalmente, se proponen un conjunto de mejoras y estudios adicionales necesarios para incorporar de manera sistemática este tipo de tratamiento hidrológico en los modelos existentes.

Para Minder (1998), considera que al utilizar modelos markovianos para generar matrices sintéticas se puede tener más de una matriz hidrológica para cada serie de tiempo teniendo la certeza que ellas son igualmente válidas (equiprobables), por la manera en que se ha realizado su construcción. La ventaja que presenta este hecho es que, dejando el resto de las variables constantes se puede obtener información acerca de la sensibilidad del modelo OMSIC respecto de las posibles condiciones hidrológicas, a través de la obtención de un perfil de costos marginales. Cabe destacar que esta utilización en la simulación de la operación resulta imposible de realizar con las matrices hidrológicas reales, o con la reordenación de ellas.

Se concluye que los datos hidrológicos tienen un impacto significativo en la señal de costo marginal que es usada en el Sistema Interconectado Central de Chile. Las series usadas en la actualidad entregan valores de costo marginal más altos que los que se obtendrían utilizando las matrices sintéticas construidas. La diferencia de 2 mills US\$/kWh implica una significativa varianza en términos de los ingresos para las empresas generadoras. Empresas cuya capacidad instalada sea principalmente hidroeléctrica se pueden beneficiar más que las térmicas, debido a que la cantidad de agua disponible es sobreestimada. Finalmente, los consumidores perciben un costo más alto por la energía generada.

Según Guevara (2010), las series de tiempo se analizan, tanto en el tiempo, como en el espacio y la frecuencia. El estudio en el tiempo y espacio es más común entre científicos e

investigadores; mientras que el estudio en el dominio de la frecuencia se usa en aplicaciones prácticas de la ingeniería. En esta investigación se lleva a cabo un análisis estocástico de la serie de tiempo de caudales mensuales del río Caroní en la estación hidrométrica Guri para el período 1950–2003, utilizando el “método clásico” de Box y Jenkins. Para eliminar la tendencia y la periodicidad se usó la diferenciación estacional. Los modelos estocásticos de menor longitud de descripción fueron: SARIMA(1, 0, 0)(1, 1, 1)₁₂, SARIMA(0, 0, 0)(0, 1, 1)₁₂ y AR(1). Un análisis de residuos condujo a la selección del modelo SARIMA(1, 0, 0)(0, 1, 1)₁₂, como el modelo que está mejor ajustado a los datos.

Moreno (2008), menciona que en el sistema eléctrico de Colombia, el componente hidráulico es el 70 % de la capacidad instalada, la evolución de la hidrología desempeña un papel fundamental en la operación comercial de las centrales hidroeléctricas del sistema y por tanto en la determinación del costo de la electricidad, por ende la modelación de las series hidrológicas para la generación de series sintéticas es importante para ver la viabilidad de proyectos, usando para ello el modelo de Thomas y Fiering.

2.3. CICLO HIDROLÓGICO

Palacios (2004), indica que el fenómeno hidrológico tiene un comportamiento que responde a un complejo conjunto de interacciones entre diversos procesos físicos que dan origen a lo que se conoce como ciclo hidrológico. El ciclo hidrológico es un término descriptivo aplicable a la circulación general del agua en la tierra. Con mayor precisión se puede decir que es una sucesión de etapas que atraviesa el agua al pasar de la atmósfera a la tierra y volver a la atmósfera: evaporación desde el suelo, mar o aguas continentales, condensación de nubes, precipitación, acumulación en el suelo, deshielos, escurrimiento y nuevamente evaporación (Figura 1).

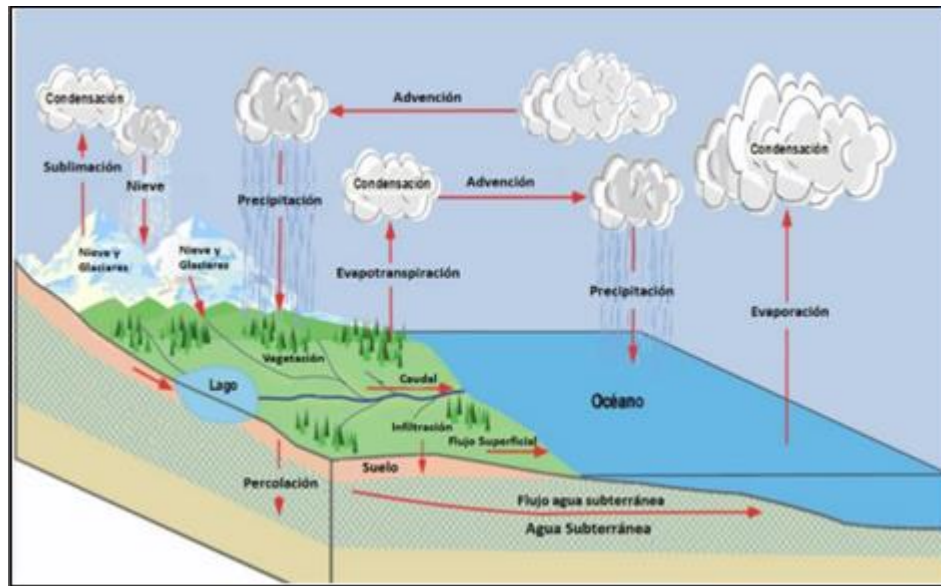


Figura 1: Esquema simplificado del ciclo hidrológico.

FUENTE: www.eoearth.org/article/Hydrologic_cycle

Cada una de las etapas del ciclo hidrológico tiene implícita una fuerte componente estocástica. Así, por ejemplo, la evaporación y los deshielos dependen directamente de la temperatura ambiente, la que puede ser modelada como un proceso estocástico.

Por otro lado, las precipitaciones están vinculadas a complejos procesos atmosféricos que poseen una fuerte componente estocástica. Esto motiva a buscar métodos estadísticos para inferir el comportamiento futuro del fenómeno hidrológico, sin la necesidad de modelar el proceso físico.

2.4. MODELAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA

Los registros sintéticos de caudales afluentes empezaron a ser usados con el comienzo del siglo 20 por Hazen (1914) en estudios de confiabilidad en sistemas de abastecimiento de agua, pero su construcción no estaba basada en la teoría de procesos estocásticos.

En el campo de los recursos hídricos, un trabajo importante fueron los trabajos de Tomas y Fiering para la generación de caudales temporalmente correlacionados, y al alrededor del año 1970, el libro sobre series de tiempo escrito por Box y Jenkins se convirtió en uno de los principales aportes en la materia.

Box y Jenkins (1994), presentan un esquema de clasificación para una gran familia de modelos de series de tiempo. En esta clasificación se distinguen los modelos autorregresivos de orden p (AR(p)), los modelos de media móvil de orden q (MA(q)), combinaciones de los dos, llamados modelos “autorregresivos de media móvil” (ARMA(p,q)), y otras variantes como los modelos integrados.

2.4.1. Propiedades de las Series Hidrológicas

Díaz y Guevara (2016), indican que las series hidrológicas para un intervalo de tiempo de una duración menores del año, el valor medio y la desviación estándar de las series de caudales, son siempre periódicos. Las características principales de las series hidrológicas, que son relevantes para el desarrollo de la presente Tesis, se resumen a continuación:

- a. **No estacionalidad:** el proceso estocástico que da origen a la serie hidrológica es no estacionario, es decir, su media, varianza y auto covarianza varían con respecto al tiempo, mostrando periodicidad cuando se discretiza en intervalos de tiempo de duración menor a un año.
- b. **Estacionalidad:** como se vio, cuando la escala de tiempo usada en la serie es menor a un año, el proceso hidrológico deja de comportarse como estacionario debido a que las propiedades estadísticas de la serie tienen un comportamiento aproximadamente periódico. Este fenómeno se conoce como estacionalidad y se manifiesta en un comportamiento cíclico de la serie, en que los caudales afluentes durante los meses calurosos (deshielos) están fuertemente ligados a las precipitaciones ocurridas en la cordillera durante las estaciones frías. Esto se manifiesta estadísticamente en una fuerte correlación de los caudales afluentes dentro del año.
- c. **Dependencia Espacial:** las series hidrológicas muestran una componente de correlación espacial. Esto quiere decir que existe dependencia estadística entre el valor que toma un caudal afluente en un lugar determinado, y el valor del caudal afluente en otra ubicación geográfica.

- d. **Intermitencia:** a escalas de tiempo pequeñas, algunas componentes de los caudales afluentes, como es el caso de las lluvias, pueden presentar intermitencia. Esto significa que el caudal medido puede alternar entre dos estados, un estado seco (caudal nulo) y uno húmedo (presencia de lluvias). En general, para etapas de duración superior a un mes, la intermitencia del fenómeno es en promedio despreciable.

2.4.2. Características de las Series Hidrológicas Disponibles

OSINERGMIN (2016), indica que, en el Perú los modelos usados en el sector eléctrico utilizan para su construcción el registro histórico de los caudales afluentes mensuales promedio, para cada una de las centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), tomando como data de inicio el año 1965 y datos actualizados a un año antes de los estudios de Fijación Tarifaria.

Se cuenta con series de período de 52 años (1965-2016). Estas series deben ser actualizadas periódicamente, de modo que siempre incluya los datos del año hidrológico anterior a la fecha en que se realiza la programación de la operación (OSINERGMIN 2012).

Las series de caudales contenidas en la estadística utilizada se han obtenido principalmente de mediciones realizadas en las distintas cuencas del país. Sin embargo, para algunos puntos no se cuenta con mediciones directas de los caudales, habiendo sido obtenidos por métodos indirectos, a partir de adición y substracción de otros afluentes de la misma cuenca (OSINERGMIN 2016).

OSINERGMIN (2016), señala que muchas series han sido completadas para disponer de un período de análisis común, desconociéndose los procedimientos empleados. Se ha completado por algún procedimiento típico disponible en hidrología, como es el considerar la proporcionalidad entre las áreas de las cuencas, o utilizar regresión lineal o múltiple entre caudales mensuales de cuencas vecinas. Se debe ser cuidadoso con el empleo de estas series, ya que estos métodos de relleno reproducen adecuadamente los valores esperados, pero distorsionan las varianzas y covarianzas, de manera que aparecen dependencias espaciales más altas que las naturales, lo cual afectará la construcción de un modelo.

2.5. OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

OSINERGMIN (2016) indica que, el problema de la operación de sistemas eléctricos competitivos es una clase particular del problema de optimización de la producción de corto plazo, donde:

- El bien que se produce es la energía eléctrica.
- Los recursos disponibles son el parque generador (plantas termoeléctricas, centrales hidroeléctricas, embalses de regulación, canales de conducción, etc.).
- El mercado está compuesto por la oferta correspondiente al parque generador, mientras que la demanda del mercado corresponde a la demanda eléctrica que debe ser abastecida.

Debido a que el problema es de corto plazo y netamente de operación, el parque generador (existente y el programado a entrar en operación) para este horizonte es conocido, por lo tanto, no es posible escoger entre nuevas alternativas de inversión.

Se debe tener en cuenta de que el procedimiento adoptado contempla dos etapas en el proceso de búsqueda del óptimo, inicialmente se muestran las ecuaciones básicas contempladas en el modelo final, y posteriormente se detallaran los pasos previos que llevan a la determinación de los parámetros necesarios en la formulación final, mediante la aplicación de un modelo iterativo inicial que permite determinar en qué medida se pueden abastecer las demandas de riego y agua potable así como determinar los factores de pérdidas de la red de transmisión eléctrica en las cercanías del punto óptimo de operación.

El problema de la operación es formulado matemáticamente como un problema de Programación Lineal de Costo Mínimo, el cual se resuelve utilizando la herramienta CPLEX de ILOG que cuenta con múltiples métodos de solución de problemas lineales, tales como algoritmos de flujo en redes, algoritmos de punto interior y algoritmos matriciales, determinándose que el de mejor desempeño es el método Primal – Dual (OSINERGMIN 2006).

2.5.1. Operación de Sistemas Térmicos puros

OSINERGMIN (2006), indica que un sistema eléctrico térmico puro, está compuesto de un conjunto finito de plantas termoeléctricas, las cuales deben operar en un régimen de

competencia para abastecer el mercado eléctrico. Para fines de simplificación, se considera que toda la oferta y la demanda están concentradas en una sola barra.

En centrales termoeléctricas el despacho económico tiene como objetivo minimizar el costo total de producción de energía eléctrica para el SEIN, y consecuentemente la menor tarifa de corto plazo para el usuario. Para ello se considera entre otros parámetros, la magnitud de la generación (potencia y energía) de cada grupo térmico en cada una de las etapas del horizonte de estudio.

El costo de producción está compuesto de los costos de operación de los grupos térmicos y del costo de la falla en el abastecimiento de la demanda. Los costos de operación de una planta térmica se componen de: costos de combustibles, los cuales representan más de la mitad del costo total de operación y son determinados en base del consumo específico, del poder calorífico, del precio de los combustibles y de la generación neta de la planta; y costos no combustibles que corresponden a los gastos de operación y mantenimiento, los cuales dependen del nivel de generación (OSINERGMIN 2006).

2.5.1.1. Formulación matemática del despacho térmico

La formulación típica del despacho económico considera al déficit como una planta adicional de generación térmica con un altísimo costo de operación (costo de falla). En programación lineal, generalmente se usa el siguiente modelo (OSINERGMIN 2006):

$$Z = \left\{ \text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} \left[\sum_{t=1}^{N_T} co_{j,t} gt_{j,t} \right] \right\} \quad (1)$$

s/a

$$\sum_{j=1}^{N_j} gt_{j,t} = d_t \quad t = 1, \dots, T \quad \pi_{d_t}^{cp}$$

$$gt_{j,t} \leq \overline{gt}_{j,t} \quad j = 1, \dots, N_j \quad t = 1, \dots, T \quad \pi_{gt_{j,t}}^{cp}$$

Estas sensibilidades representan los costos marginales de corto plazo y se usan en la elaboración de estructuras tarifarias de los sistemas eléctricos.

2.5.2. Operación de sistemas hidrotérmicos

La característica más importante en la operación de los sistemas hidrotérmicos lo constituye el manejo de la energía hídrica almacenada en los embalses del sistema, buscando evitar así los gastos de combustible que ocasionaría la generación térmica.

Si bien es cierto que el agua embalsada no tiene un precio directo, la disponibilidad de esta energía gratuita está restringida por la capacidad de almacenamiento de los embalses y por la incertidumbre de los caudales afluentes al sistema, introduciéndose entonces una dependencia entre la decisión operativa presente y los costos operativos futuros.

Es decir, si se utilizan las reservas de agua para evitar costos por generación térmica en la actualidad y en el futuro ocurriese una sequía, podrían ocurrir costos por racionamiento muy elevados. Si, por otro lado, se decide almacenar agua incurriendo en un mayor uso de generación térmica en la actualidad y ocurre una afluencia de caudal futura elevada, ocurrirán vertimientos en los embalses con el consiguiente desperdicio de energía y ocasionando un aumento de los costos operativos (OSINERGMIN 2006) (Figura 2).

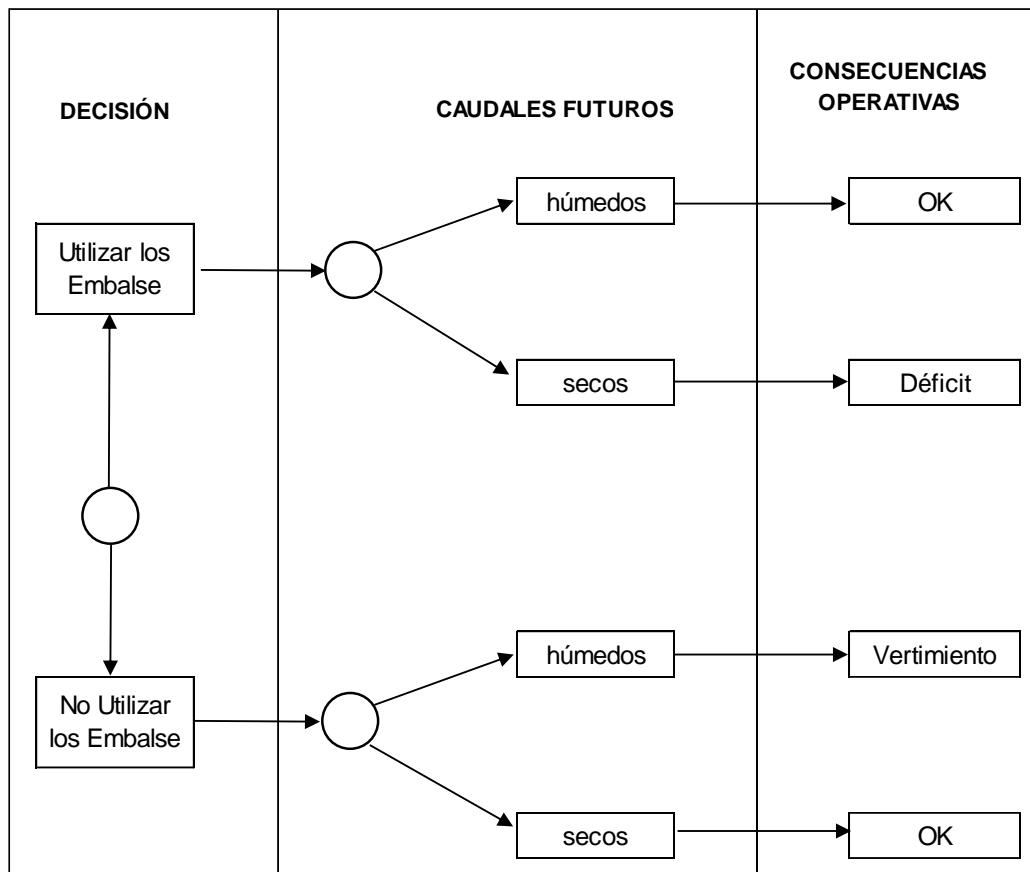


Figura 2: Proceso de decisión de sistemas hidrotérmicos.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

La operación óptima a mínimo costo total del sistema hidrotérmico corresponde al punto en el cual las derivadas de las funciones de costo inmediato y futuro son iguales (Figura 3). Estas derivadas de las curvas de costos son conocidas como valores del agua, y están asociadas a la economía de la totalidad de combustible desplazado en la actualidad y en el futuro. Como consecuencia el valor de la energía producida por los grupos hidroeléctricos asociados a los embalses, si bien no tiene un costo directo como en el caso de las unidades térmicas, tiene un valor indirecto que depende de la política de manejo de la energía hídrica (OSINERGMIN 2006).

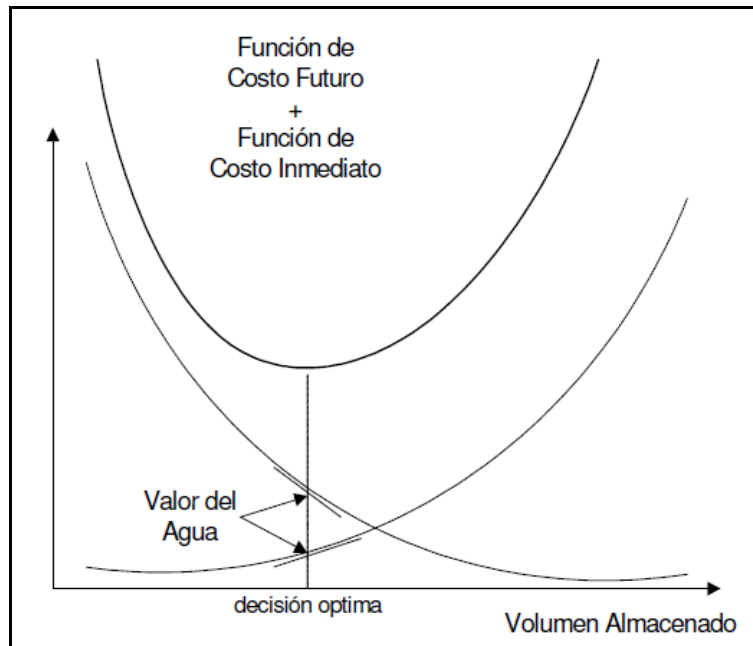


Figura 3: Uso óptimo del agua.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

La determinación correcta del valor del agua es importante ya que, a diferencia de los sistemas térmicos, donde el cálculo del costo marginal y su interpretación son directos, los costos marginales que se calculan en sistemas hidrotérmicos son difícilmente explicables y verificables, porque reflejan el valor esperado de los costos de oportunidad de las hidroeléctricas a lo largo de los años.

OSINERGMIN (2006), señala que el problema de la operación de sistemas hidrotérmicos es:

- Dinámico y no separable, puesto que el manejo de los recursos energéticos a través las decisiones operativas actuales y futuras no son independientes en el tiempo, sino que están enlazadas por las políticas de operación de los embalses del sistema.
- Estocástico, debido a la incertidumbre de los caudales afluentes al sistema, los cuales varían estacionalmente, y año tras año.
- Antagónico, ya que los objetivos de operación de mínimo costo y de suministro confiable resultan no complementarios pues la mayor economía se obtiene al generar la mayor cantidad de energía hidráulica, pero se corre el riesgo de no abastecer la demanda en el futuro; y a la vez la política de operación más confiable corresponde a almacenar la mayor cantidad de agua posible, pero esto significa

utilizar más energía térmica. El equilibrio entre los costos operativos y confiabilidad se obtiene a través de un costo de déficit, que representa el impacto económico asociado a la interrupción del suministro.

- De gran tamaño, debido a que generalmente existen múltiples embalses y centrales hidroeléctricas interconectadas en un sistema hidrotérmico ya que se realiza una optimización multietapa.

2.5.2.1. Formulación determinística del despacho hidrotérmico

a. Función objetivo

El problema de la operación óptima determinística de corto plazo enfoca la evolución del sistema a lo largo del tiempo. Para ello considera conocidas las variaciones mensuales de las disponibilidades hidrológicas y de las demandas de energía eléctrica del sistema. La operación busca minimizar el costo de producción de energía eléctrica para todo el horizonte de estudio; el cual se compone normalmente de los costos de generación térmica y eventuales costos de déficit.

Si el déficit se modela como un generador termoeléctrico ficticio con un costo de operación elevado. Entonces, la función objetivo, en forma matemática, está dada por la siguiente expresión (OSINERGMIN 2006):

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (co_{j,t} gt_{j,t}) \right] \quad (2)$$

Dónde:

- j: índice de las plantas de generación térmica
- t: índice de las etapas
- N_j : número de plantas de generación térmica
- N_T : número de etapas del horizonte de estudio
- co_j : costo de operación de la j-ésima planta térmica en la etapa t (US\$/MWh)
- $gt_{j,t}$: generación de la j-ésima planta térmica en la etapa t (MWh)

b. Restricciones Operativas

• Cobertura de la Demanda (Balance de Energía)

OSINERGMIN (2006), considera que el balance de energía en el punto donde se concentra la oferta con la demanda está dado por:

$$\sum_{j=1}^{N_j} gt_{j,t} + \sum_{i=1}^{N_I} gh_{i,t} = d_t \quad t = 1, \dots, N_T \quad (3)$$

Dónde:

j: índice de las plantas de generación térmica

t: índice de las etapas

N_j : número de plantas de generación térmica

$gt_{j,t}$: generación de la j-ésima planta térmica en la etapa t.

i: índice de las plantas de generación hidroeléctrica

N_I : número de plantas de generación hidroeléctrica

N_T : número de etapas del horizonte de estudio

$gh_{i,t}$: generación de la i-ésima planta hidroeléctrica en la etapa t, dada por:

d_t : Demanda del mercado de energía en la etapa t.

$$gh_{i,t} = \rho_i q_{i,t} \quad (4)$$

Dónde:

ρ_i : Rendimiento de la turbina (coeficiente caudal turbinado / energía generada)

$q_{i,t}$: volumen turbinado en la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

La ecuación 4, asume dos simplificaciones: (i) existencia de una turbina por planta y, (ii) Rendimiento constante. Combinando las Ecuaciones (3) y (4), se tiene:

$$\sum_{j=1}^{N_j} gt_{j,t} + \sum \rho_i q_{i,t} = d_t \quad t = 1, \dots, T \quad (5)$$

- **Límites de Generación**

Las generaciones hidroeléctricas y termoeléctricas están acotadas por valores máximos, mientras que la generación hidráulica puede estar adicionalmente acotada por mínimos:

$$q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t} \quad (6)$$

$$q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t} \quad (7)$$

$$gt_{j,t} \leq \bar{gt}_{j,t} \quad (8)$$

- **Ecuaciones de Conservación de Agua**

Las ecuaciones de conservación del agua representan el balance hídrico en cada punto de interés de las cuencas hidrográficas, es decir, que el total de agua que entra en cada punto (elemento de la cuenca hidrográfica) debe ser igual al total de agua que sale más el agua embalsada, si se trata de un embalse. Este balance depende del elemento del sistema hidráulico, sin embargo, es posible reducir los casos a dos básicos, a partir de los cuales se puede derivar todos los otros:

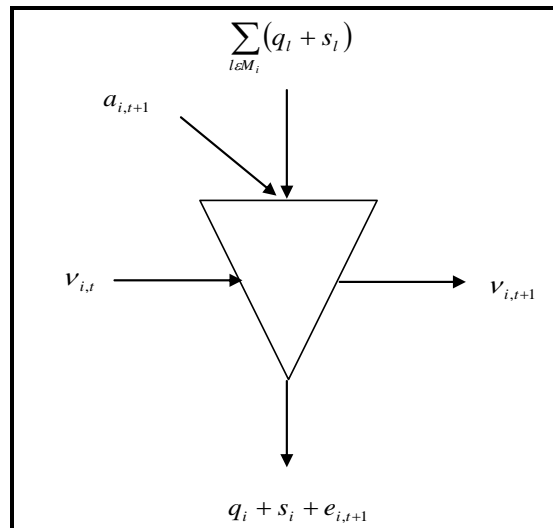
- **Balance en Embalses**

OSINERGMIN (2006), considera que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es un sistema hidrotérmico, los suministradores de energía eléctrica son las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. El consumidor se representa por la demanda total del mercado eléctrico. Las centrales hidroeléctricas turbinan el agua regulada por uno o más embalses, dispuestos o no en cascada, a lo largo de una o más cuencas hidrográficas, lo cual permite almacenar energía para usarla en diferentes periodos.

Las características más importantes en la operación de los sistemas hidrotérmicos es el manejo de la energía hídrica almacenada en los embalses del sistema, evitando así los gastos de combustible que ocasionaría la generación térmica. En otras palabras, si se utilizan las reservas del agua para evitar costos por generación térmica en la actualidad, y en el futuro se presenten caudales afluentes bajos, es decir, ocurriera una sequía, podría ocurrir costos por razonamiento muy elevados.

Si, por otro lado, se decide almacenar agua incurriendo en un mayor uso de generación térmica en la actualidad y ocurriese en el futuro unos caudales afluentes elevados, ocurrirían vertimientos en los embalses con el consiguiente desperdicio de energía, ocasionando un aumento de los costos operativos.

Las ecuaciones de conservación del agua dentro del modelo PERSEO, representan el balance hídrico en cada punto de las cuencas hidrográficas, es así como el volumen final del embalse en la etapa t es igual al volumen inicial (final de la etapa anterior), más las entradas de agua (caudales incrementales afluentes y caudales provenientes de las plantas aguas arriba), menos las pérdidas por evaporación, y los volúmenes turbinados y vertidos en el propio embalse (OSINERGMIN 2006).



$$v_{i,t+1} = v_{i,t} + a_{i,t+1} + \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) - q_i - s_i - e_{i,t+1} \quad (9)$$

$$e_{i,t+1} = \varepsilon v_{i,t}$$

Dónde:

$v_{i,t}$: Volumen de agua almacenado en el embalse de la i-ésima planta al inicio de la etapa t (igual al volumen almacenado en la etapa t-1) (Mm³)

$a_{i,t}$: Volumen de agua afluente al embalse de la i-ésima planta durante la etapa t (Mm³)

$s_{i,t}$: Volumen de agua vertido por la i -ésima planta durante la etapa t (Mm³)

$e_{i,t}$: Volumen de agua evaporada en el embalse de la i -ésima planta en la etapa t (Mm³)

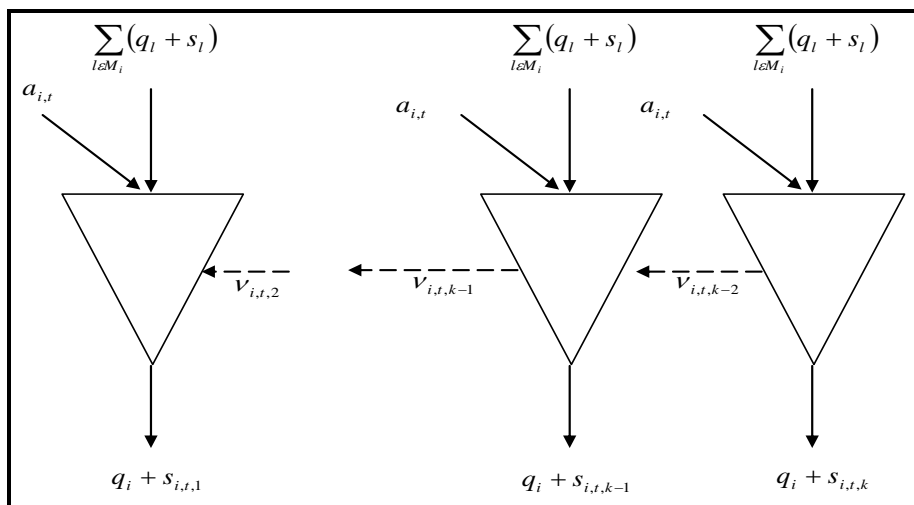
ε : Porcentaje de evaporación respecto del volumen almacenado en el embalse

q_l : Volumen turbinado en la l -ésima planta hidroeléctrica (Mm³)

M_i : Conjunto de plantas aguas arriba de la i -ésima planta

– Balance en Reservorios Diarios

Los reservorios se asumen que son del tipo que brindan regulación diaria, de modo que su operación está referida solo a los bloques horarios que constituyen cada etapa, por lo que el volumen final del reservorio al igual que el inicial en la etapa t es nulo. Dentro de la etapa el volumen del reservorio en el bloque k es igual al volumen inicial (final del bloque posterior), más las entradas de agua (caudales incrementales afluentes y caudales provenientes de las plantas aguas arriba), menos los volúmenes turbinados y vertidos en el propio reservorio durante cada bloque horario. Debe quedar claro que la finalidad de incluir los reservorios dentro de la formulación es la de modelar con mayor detalle la disponibilidad de agua por parte de las centrales hidroeléctricas al nivel de los bloques horarios de demanda de cada etapa (OSINERGMIN 2006).



$$V_{i,t,k-1} = V_{i,t,k} + a_{i,t} + \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) - q_i - s_{i,t,k-1} \quad (10)$$

Dónde:

$v_{i,t,k}$: Volumen de agua almacenado en reservorio de i-ésima planta durante la etapa t en el bloque k (Mm3)

$a_{i,t}$: Volumen de agua afluente al embalse de la i-ésima planta durante la etapa t (Mm3)

$s_{i,t,k}$: Volumen de agua vertido por la i-ésima planta durante el bloque k de la etapa t (Mm3)

M_i : Conjunto de plantas aguas arriba de la i-ésima planta

- **Límites Operativos de los Embalses**

Los volúmenes de los embalses tienen límites físicos, mínimos $\underline{v}_{i,t}$ y máximos $\bar{v}_{i,t}$:

$$v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t} \quad (11)$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t} \quad (12)$$

- **Límites Operativos de los Reservorios**

Los volúmenes de los reservorios tienen límites físicos máximos:

$$v_{i,t,k} \leq \bar{v}_{i,t} \quad (13)$$

- **Límites Operativos de los Caudales Regulados**

Los caudales regulados aquí representados por $r_{i,t}$; donde:

$$r_{i,t} = q_{i,t} \quad \text{ó} \quad r_{i,t} = S_{i,t} \quad (14)$$

Están acotados por valores mínimos (por ejemplo, en casos de restricciones de irrigación, navegación o recreación):

$$r_{i,t} \geq \underline{r}_{i,t} \quad (15)$$

o límites máximos (por ejemplo, en casos de grandes avenidas):

$$r_{i,t} \leq \bar{r}_{i,t} \quad (16)$$

- **Extensión de las Ecuaciones de Conservación Básicas al Resto del Modelo**

Las cuencas hidrológicas se modelan a partir de sus componentes elementales (embalses, reservorios, centrales hidroeléctricas y puntos de interés), y se relacionan unas con otras por las trayectorias físicas que las unen, y a través del agua del sistema que fluye en ellas.

Los puntos de interés son elementos que sirven solo de paso al agua que fluye por el sistema, y su ecuación de balance hídrico corresponde a la de un embalse sin capacidad de almacenamiento.

Las trayectorias de agua que unen a los embalses, reservorios, centrales hidroeléctricas y puntos de interés son caudales regulados, que además de tener un sentido definido presentan pérdidas de caudal en el proceso de transportar el agua de un punto a otro, estas pérdidas podrían deberse a filtraciones, evaporaciones y se representan en modelo como un factor que relaciona el caudal que entra a la trayectoria con el que sale de la misma.

- **Metas Operativas**

OSINERGMIN (2006), indica que algunos modelos de operación óptima consideran restricciones de meta relacionadas con el agua (energía) almacenada al final del horizonte de estudio, expresados como: volúmenes-meta, valor del agua, etc. Estas restricciones son relevantes en estudios de corto plazo, cuando se desea valorar la utilización futura de un bien escaso. Sin embargo, en estudios de medio y largo plazo, por lo general, no son tomados en cuenta, tal como lo muestra el siguiente análisis.

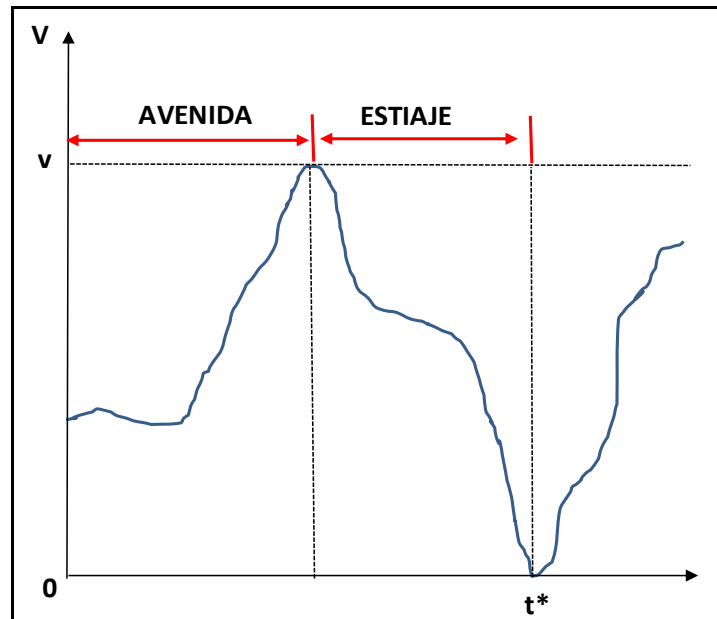


Figura 4: Evolución de embalse a lo largo del tiempo.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

La Figura 4 presenta la evolución del volumen de un embalse hipotético. Se puede observar que en el periodo t^* toda la capacidad de regulación del embalse está agotada. De este modo, se quiebra la “unión temporal” entre el período t^* y los periodos subsiguientes, ya que no es posible “transportar” más agua después de este instante; la evolución del embalse posterior a este punto es independiente de las decisiones pasadas, y se asume “nueva vida”, es decir, comienza un nuevo ciclo de planeamiento. Por este motivo, normalmente el horizonte de estudio es una función de la capacidad de regulación de los embalses del sistema; el cual debe ser lo suficientemente largo como para que los embalses pasen por sus respectivos períodos secos y húmedos.

2.5.2.2. Formulación matemática de la optimización determinística

OSINERGMIN (2006), señala que el problema de la operación óptima determinística de corto plazo está compuesto por la ecuación (1) y las ecuaciones de las restricciones representadas por (2) a (16).

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} \sum_{t=1}^{N_T} (co_j g_{j,t}) \quad (17)$$

s/a

$$\sum_{j=1}^{N_j} gt_{j,t} + \sum_{i=1}^{N_I} \rho_i q_{i,t} = d_t \quad \pi_{d_t}^{cp}$$

$$gt_{j,t} \leq \overline{gt}_{j,t} \quad \pi_{\overline{gt}_{j,t}}^{cp}$$

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t+1} - e_{i,t+1} \quad \pi_{a_{i,t}}^{cp}$$

$$v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t}$$

$$v_{i,t} \leq \overline{v}_{i,t} \quad \pi_{\overline{v}_{i,t}}^{cp}$$

$$v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t,k} \leq \overline{v}_i$$

$$q_{i,t} \leq \overline{q}_{i,t} \quad \pi_{\overline{q}_{i,t}}^{cp}$$

$$q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \leq \overline{r}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \geq \underline{r}_{i,t} \quad \pi_{\underline{r}_{i,t}}^{cp}$$

$$\forall \quad i = 1, \dots, N_I; \quad j = 1, \dots, N_j; \quad t = 1, \dots, N_T$$

Dónde:

k: Índice de las barras equivalentes

d_t : Demanda de energía durante la etapa t

$\overline{v}_{i,t}$: Volumen del embalse máximo

$\underline{v}_{i,t}$: Volumen del embalse mínimo

\overline{v}_i : Volumen máximo en los reservorios diarios

$q_{i,t}$: Volumen turbinado en la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t

$\overline{q}_{i,t}$: Volumen turbinado máximo

$\underline{q}_{i,t}$: Volumen turbinado mínimo

$r_{i,t}$: Caudales regulados

$\underline{r}_{i,t}$: Caudales regulados mínimos de irrigación, navegación o recreación

$\overline{r}_{i,t}$: Caudales regulados máximos caso de grandes avenidas

π_{dt}^{cp} : Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de la demanda durante la etapa t.

$\pi_{gt_{j,t}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de la capacidad disponible de generación de la j-ésima planta térmica en la etapa t.

$\pi_{a_{i,t}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen de agua afluyente al embalse de la i-ésima planta hidroeléctrica en la etapa t.

$\pi_{v_{i,t}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen de agua almacenado en el embalse de i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

$\pi_{q_{i,t}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen turbinado de la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

$\pi_{r_{i,t}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de los caudales regulados de la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t.

a. Incorporación de la Red de Transmisión

Las regiones de generación/carga, están interconectadas a través de líneas de transmisión, y el efecto de las restricciones de la red de transmisión, se representa a través de un modelo de intercambio de energía entre áreas o regiones del sistema.

El intercambio de energía entre las regiones, representadas por barras equivalentes, se modela considerando las siguientes restricciones (OSINERGMIN 2006):

- **El Balance de energía**

$$\sum_{j \in k} g_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,j} + \sum_{m \in \Omega(k)} \left((1 - 0.5\gamma_{mk,t}) f_{mk,t} - (1 + 0.5\gamma_{km,t}) f_{km,t} \right) = d_{k,t}$$

$$\forall \quad k = 1, \dots, N_k; \quad t = 1, \dots, N_T \quad (18)$$

Dónde:

k : Índice de las barras equivalentes

N_k : Número total de barras equivalentes en el sistema

Ω_k : Conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k

$f_{mk,t}$: Flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t

$\gamma_{mk,t}$: Coeficiente de pérdidas de flujo de transmisión de m para k durante la etapa t , expresado en % del flujo actual

$d_{k,t}$: Demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t

- **Límite de intercambio**

Los intercambios de energía entre las regiones están acotados en valores máximos y mínimos.

$$f_{mk,t} \leq \bar{f}_{mk}$$

$$f_{mk,t} \geq 0$$

$$\forall \quad k = 1, \dots, N_K; \quad t = 1, \dots, N_T; \quad m \in \Omega_k \quad (19)$$

Donde \bar{f}_{mk} es la capacidad permitida de transporte de la línea de transmisión que une las barras equivalentes m y k .

2.5.2.3. Modelo de Optimización con Restricciones en la Red de Transmisión

OSINERGMIN (2006), indica que el modelo de optimización con restricciones en la red de transmisión está representado por la ecuación (20):

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} \sum_{t=1}^{N_T} (co_j g_{j,t}) \quad (20)$$

s/a

$$\begin{aligned}
\sum_{j \in k} g t_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,j} + \sum_{m \in \Omega(k)} ((1 - 0.5 \gamma_{mk,t}) f_{mk,t} - (1 + 0.5 \gamma_{km,t}) f_{km,t}) &= d_{k,t} & \pi_{d_{k,t}}^{cp} \\
g t_{j,t} &\leq \bar{g} t_{j,t} & \pi_{g t_{j,t}}^{cp} \\
f_{mk,t} &\leq \bar{f}_{mk} & \pi_{f_{mk,t}}^{cp} \\
v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i &= a_{i,t} - e_{i,t} & \pi_{a_{i,t}}^{cp} \\
v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i &= a_{i,t} \\
v_{i,t} &\leq \bar{v}_{i,t} & \pi_{v_{i,t}}^{cp} \\
v_{i,t} &\geq \underline{v}_{i,t} \\
v_{i,t,k} &\leq \bar{v}_i \\
q_{i,t} &\leq \bar{q}_{i,t} & \pi_{q_{i,t}}^{cp} \\
q_{i,t} &\geq \underline{q}_{i,t} \\
r_{i,t} &\leq \bar{r}_{i,t} \\
r_{i,t} &\geq \underline{r}_{i,t} & \pi_{r_{i,t}}^{cp} \\
f_{mk,t} &= f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0
\end{aligned}$$

$$\forall \quad k = 1, \dots, N_K; \quad i = 1, \dots, N_I; \quad j = 1, \dots, N_J; \quad t = 1, \dots, N_T$$

2.5.3. Formulación estocástica del despacho hidrotérmico

El problema de la operación óptima estocástica considera las incertidumbres propias de los escenarios futuros, normalmente asociados a los caudales afluentes en los embalses y bocatomas. La existencia de múltiples escenarios futuros de operación conduce al concepto de índices esperados. En este caso, no se busca minimizar el costo de operación, el cual ahora depende de variables no conocidas, sino más bien el valor esperado del costo de operación (OSINERGMIN 2006).

2.5.3.1. Árbol de escenarios

El problema estocástico se puede representar como un árbol ilustrado en la Figura 5. Si se parte del escenario C0 en la etapa 1, y se suponen dos ocurrencias posibles, por ejemplo, escenarios hidrológicos seco y húmedo, existen dos posibles escenarios futuros para la etapa 2. Nuevamente, si se suponen dos posibles transiciones, se obtienen cuatro escenarios para la etapa 3. Si se asume que el proceso continúa, en un número razonable de etapas y transiciones, el número de escenarios futuros se puede volver inmanejable.

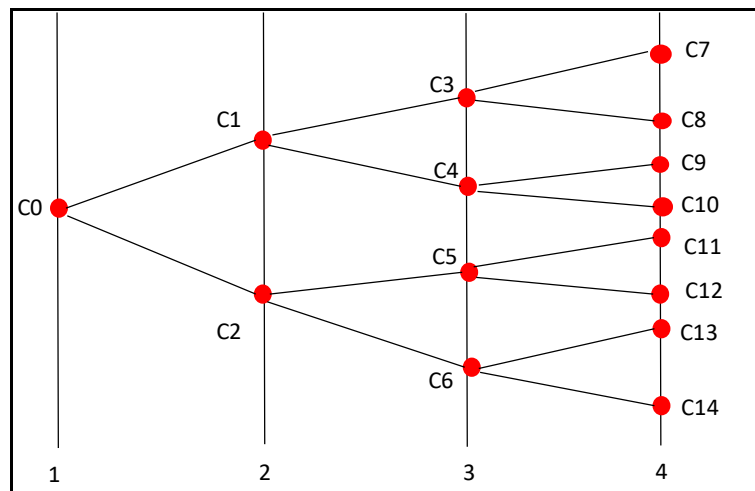


Figura 5: Árbol de escenarios hidrológicos de operación.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

No existe ninguna exigencia en cuanto al número de transiciones o la forma de abertura del árbol. Por ejemplo, el árbol de escenarios de la Figura 5 se puede representar en la forma como se ilustra en la Figura 6, la cual es una sucesión de escenarios que no necesita necesariamente utilizar el mismo número de transiciones por período. En este caso la sucesión de escenarios normalmente se conoce como secuencia hidrológica.

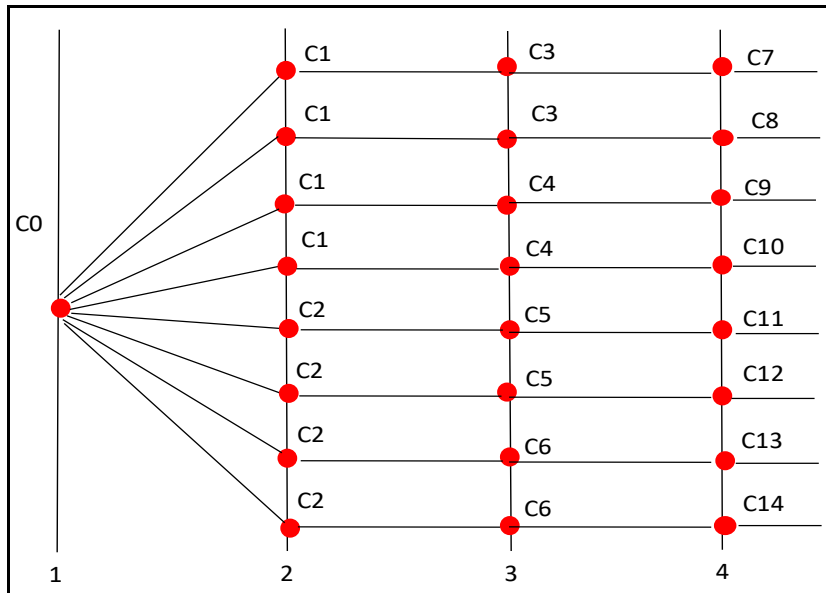


Figura 6: Árbol de secuencias hidrológicas.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

En la literatura existen algunas técnicas estadísticas que se pueden utilizar para estimar el número de escenarios necesarios para evaluar con una incertidumbre deseada β el valor esperado del costo de operación del sistema. Por ejemplo, si se toma una muestra, por el Método de Monte Carlo, de un número N de posibles escenarios futuros, el valor esperado del costo de operación está dado por:

$$E(C) = \frac{1}{N} \sum_{i \in N} C_i \quad (21)$$

donde C_i es el mínimo costo de operación asociado al escenario i . Se puede mostrar que la incertidumbre asociada al valor esperado del costo de operación está dada por:

$$\beta^2 = \frac{Var(C)}{N * E(C)^2} \quad (22)$$

En otras palabras, el número de escenarios N necesario para que el valor esperado del costo de operación sea evaluado con una precisión deseada β está dado por:

$$N = \frac{Var(C)}{\beta^2 E^2(C)} \quad (23)$$

Esto significa que es posible determinar el número de escenarios que deben ser utilizados; a partir de pruebas preliminares, donde son estimados el valor esperado y la varianza del costo de operación del sistema.

El modelo PERSEO utiliza un método directo de tratamiento de caudales que consiste en tomar una muestra de N años, donde N es mayor o igual que el número de años que contempla el horizonte de interés, digamos H. Las secuencias hidrológicas se generan entonces según el siguiente esquema de la Figura 7:

Año de Operación				
Secuencia	1	2	...	H
1	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^1$	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^2$...	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^H$
2	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^2$	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^3$...	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^{H+1}$
N-1	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^{N-1}$	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^N$...	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^{H-2}$
N	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^N$	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^1$...	$(m_1, m_2, \dots, m_{12})^{H-1}$

Figura 7: Esquema de generación de secuencias hidrológicas.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

Dónde:

H: Número de años a considerar en el estudio de operación

m: Período elemental observado (período mensual)

N: Número de años de la muestra histórica ($N \geq H$)

Este método es muy simple y presenta la ventaja de que no se requiere de análisis estadístico mientras que a la vez respeta las relaciones inter temporales e intercuenas de las variables hidrológicas.

La Figura 8, muestra por ejemplo la aplicación de este método para datos hidrológicos de 22 años.

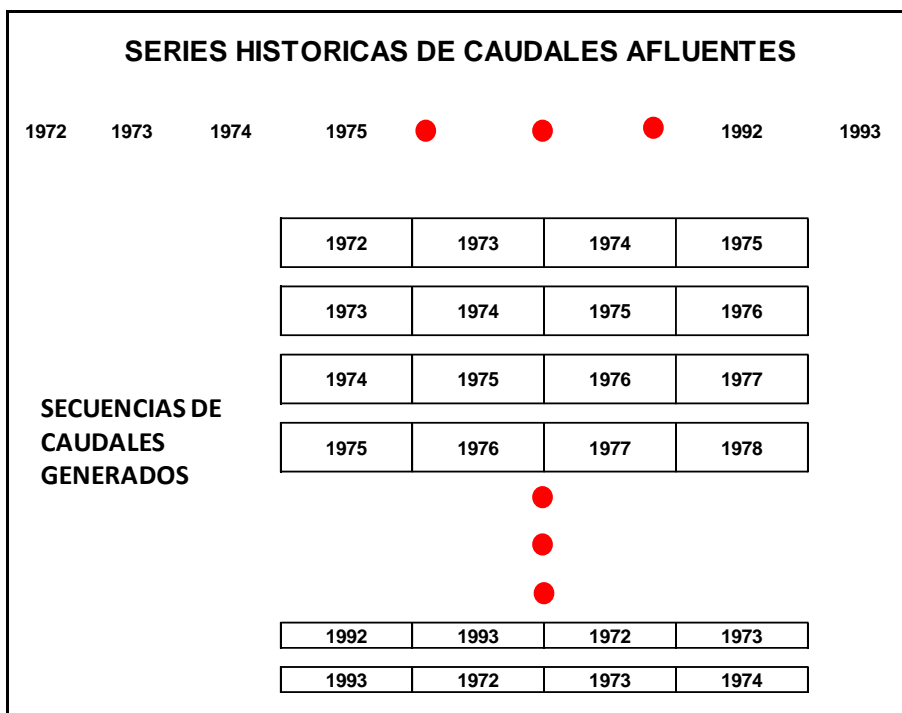


Figura 8: Secuencia de caudales generados.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

2.5.3.2. Modelo Matemático Estocástico

El modelo matemático de operación de sistemas hidrotérmicos para una secuencia hidrológica s , se puede representar a través del modelo recursivo en programación dinámica estocástica, teniéndose la siguiente ecuación (OSINERGMIN 2006):

$$\alpha_t(v_t, A_{t-1}) = E_{A_t/A_{t+1}} \left\{ \text{Min} \left[\sum_{j=1}^{N_j} c o_j g t_{j,t} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}, A_t) \right] \right\} \quad (24)$$

s/a

$$\sum_{j \in k} g t_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,j} + \sum_{m \in \Omega(k)} ((1 - 0.5 \gamma_{mk,t}) f_{mk,t} - (1 + 0.5 \gamma_{km,t}) f_{km,t}) = d_{k,t} \quad \pi_{d_{k,t},s}^{cp}$$

$$g t_{j,t} \leq \bar{g} t_{j,t} \quad \pi_{g t_{j,t},s}^{cp}$$

$$f_{mk,t} \leq \bar{f}_{mk} \quad \pi_{f_{mk,t},s}^{cp}$$

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} - e_{i,t} \quad \pi_{a_{i,t},s}^{cp}$$

$$v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t}$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t} \quad \pi_{v_{i,t,s}}^{cp}$$

$$v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t,k} \leq \bar{v}_i$$

$$q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t} \quad \pi_{q_{i,t,s}}^{cp}$$

$$q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \leq \bar{r}_{i,t} \quad \pi_{r_{i,t,s}}^{cp}$$

$$r_{i,t} \geq \underline{r}_{i,t}$$

$$f_{mk,t} = f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0$$

$$\forall \quad k = 1, \dots, N_K; \quad i = 1, \dots, N_I; \quad j = 1, \dots, N_j; \quad t = 1, \dots, N_T;$$

Dónde:

k : Índice de las barras equivalentes

N_k : Número total de barras equivalentes en el sistema

Ω_k : Conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k

$f_{mk,t}$: Flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t

$\gamma_{mk,t}$: Coeficiente de pérdidas de flujo de transmisión de m para k durante la etapa t , expresado en % del flujo actual

$d_{k,t}$: Demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t

$\bar{v}_{i,t}$: Volumen del embalse máximo

$\underline{v}_{i,t}$: Volumen del embalse mínimo

\bar{v}_i : Volumen máximo en los reservorios diarios

$q_{i,t}$: Volumen turbinado en la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t

$\bar{q}_{i,t}$: Volumen turbinado máximo

$\underline{q}_{i,t}$: Volumen turbinado mínimo

$r_{i,t}$: Caudales regulados

$\underline{r}_{i,t}$: Caudales regulados mínimos de irrigación, navegación o recreación

$\bar{r}_{i,t}$: Caudales regulados máximos caso de grandes avenidas

$\pi_{d_{k,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de la demanda de la barra equivalente k durante la etapa t para la secuencia hidrológica s.

$\pi_{g_{j,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de la capacidad disponible de generación de la j-ésima planta térmica en la etapa t para la secuencia hidrológica s.

$\pi_{f_{mk,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del flujo de energía en la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t para la secuencia hidrológica s.

$\pi_{a_{i,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen de agua afluente al embalse de la i-ésima planta hidroeléctrica en la etapa t para la secuencia hidrológica s.

$\pi_{v_{i,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen de agua almacenado en el embalse de i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t para la secuencia hidrológica s.

$\pi_{q_{i,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen turbinado de la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t para la secuencia hidrológica s.

$\pi_{r_{i,t,s}}^{cp}$: Multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de los caudales regulados de la i-ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t para la secuencia hidrológica s.

Este modelo se utiliza para obtener el conjunto de variables en cada secuencia hidrológica s. Si se consideran NSH secuencias hidrológicas con una estructura de árbol como el mostrado en la Figura 8, entonces es posible obtener el valor esperado de las variables a través de:

$$\bar{x} = \sum_{s=1}^{N_{SH}} \rho_s x_s \quad (25)$$

Donde ρ_s es a probabilidad de ocurrencia de la secuencia hidrológica s , que en el modelo es igual a $1/NSH$, pues se asume una distribución uniforme de la probabilidad de ocurrencia de cada secuencia hidrológica s considerada.

2.5.4. Modelo inicial de optimización de operación hidrotérmica

OSINERGMIN (2006), indica que debido a la importancia de la representación de las pérdidas energéticas y eléctricas en la operación de los sistemas hidrotérmicos y consecuentemente en la determinación de los costos marginales de corto plazo, se necesita de una estrategia especial para la solución del modelo matemático del despacho hidrotérmico. El tratamiento de las pérdidas energéticas de la red hidráulica se realiza de una manera directa, asumiendo una correspondencia lineal entre las pérdidas de los elementos hidráulicos y el agua que fluye o que se almacena en los mismos. Esto debido a que difícilmente se presentan pérdidas suficientemente apreciables de modo que puedan afectar los costos marginales del sistema y a que no se pueden modelar haciendo uso de una única fórmula; por lo que tratar de introducir formulas aproximadas para cada caso especial del sistema hidráulico no sería razonable. Por otro lado, las pérdidas eléctricas si tienen un efecto notorio en el valor de los costos marginales por lo que se necesita de un mayor detalle en su representación.

De acuerdo con lo ya mencionado se debe realizar un tratamiento a la red de transmisión, que significa el modelamiento de flujo de potencia a través de las líneas de transmisión, modelamiento de las pérdidas de las líneas de transmisión, y el tratamiento de las restricciones de riego y agua potable.

Como se sabe los caudales regulados se hallan limitados en su operación por valores máximos y mínimos, pudiendo estos valores estar asociados a requerimientos de agua potable o de riego. Con la finalidad de asegurar que estas demandas de agua sean cubiertas aun ante la presencia de hidrologías extremadamente secas (evitando infactibilidades en el proceso de optimización) se hace uso de variables ficticias que suministran el caudal mínimo necesario para cumplir con estas restricciones, sin embargo al tratarse de variables ficticias que introducen caudales inexistentes se corre el riesgo de que siempre se cubra las demandas de agua haciendo uso de estas variables por ello es necesario modificar la

función objetivo de costos inicial, penalizando mediante un costo muy elevado cada unidad de volumen no atendido y manteniendo como objetivo la minimización de los costos totales de operación más el costo por déficit de atendimento de agua (OSINERGMIN 2006).

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (co_{j,t} gt_{j,t}) \right] + \sum_{r=1}^{N_R} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (Cfr_{r,t}) \right] \quad (26)$$

$$r_{R,t} + fr_{R,t} \geq \underline{r_{R,t}}$$

$$R = 1, \dots, N_R$$

Dónde:

R: Índice de las demandas de riego y agua potable

t: Índice de las etapas

Nr: Número de demandas de riego y agua potable

NT: Número de etapas del horizonte de estudio

$fr_{R,t}$: Magnitud de la demanda de agua R no atendida en la etapa t

C: Costo de no atender los requerimientos de agua ($C \rightarrow \infty$)

Es importante notar que en la ecuación (26) la variable $fr_{R,t}$, no aparece en ninguna restricción de balance energético, por lo cual su presencia no introduce errores por caudales inexistentes que puedan filtrarse en la red hidráulica del modelo. El introducir un costo elevado fuerza a que $fr_{R,t}$, se aproxime en la medida de lo posible a cero, lo cual dependerá de la disponibilidad de agua que tenga el sistema. Se asegura así, entonces, que solo ante la carencia de agua por el sistema no se cubra el riego. Aquí es necesario recordar que en la función objetivo del modelo final no se considera ningún costo por caudales no atendidos (Ver ecuación 2), esto porque al igual que el tratamiento de las pérdidas de transmisión constituye un paso previo antes de formular el modelo final, en el cual solo se acotan las demandas de riego y agua potable de acuerdo a los valores obtenidos de iteraciones previas, lo que asegura que siempre serán cubiertas ya no siendo necesaria su incorporación en la función objetivo.

2.5.4.1. Modelo Inicial

OSINERGMIN (2006), considera que el modelo matemático de operación de sistemas hidrotérmicos inicial para una secuencia hidrológica s en la iteración $(n+1)$, es:

$$Z^{(n+1)} = \text{Min} \left\{ \sum_{j=1}^{N_J} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (co_{j,t} g_{j,t}) \right] + \sum_{r=1}^{N_R} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (Cfr_{r,t}) \right] \right\} \quad (27)$$

s/a

$$\begin{aligned} \sum_{j \in k} g_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,j} + \sum_{m \in \Omega(k)} (f_{mk,t} - f_{km,t}) &= d_{k,t} + 0.5 \sum_{m \in \Omega(k)} (p_{mk,t}^{(n)} + p_{km,t}^{(n)}) & \pi_{d_i}^{cp} \\ g_{j,t} &\leq \bar{g}_{j,t} & \pi_{\bar{g}_{j,t}}^{cp} \\ |f_{mk,t}| &\leq \bar{f}_{mk} - 0.5 p_{mk,t}^{(n)} & \pi_{f_{mk,t,s}}^{cp} \\ v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i &= a_{i,t} - e_{i,t} & \pi_{a_{i,t,s}}^{cp} \\ v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i &= a_{i,t} \\ v_{i,t} &\leq \bar{v}_{i,t} & \pi_{v_{i,t,s}}^{cp} \\ v_{i,t} &\geq \underline{v}_{i,t} \\ v_{i,t,k} &\leq \bar{v}_i \\ q_{i,t} &\leq \bar{q}_{i,t} & \pi_{q_{i,t,s}}^{cp} \\ q_{i,t} &\geq \underline{q}_{i,t} \\ r_{i,t} &\leq \bar{r}_{i,t} & \pi_{r_{i,t,s}}^{cp} \\ r_{i,t} + fr_{i,t} &\geq \underline{r}_{i,t} \\ f_{mk,t} &= b_{mk} E_{mk}^2 (\theta_m - \theta_k) \end{aligned}$$

$$\forall \quad k = 1, \dots, N_K; \quad i = 1, \dots, N_I; \quad j = 1, \dots, N_J; \quad t = 1, \dots, N_T;$$

El proceso se detiene cuando el valor absoluto de la diferencia $Z^{(n+1)} - Z^{(n)}$ es menor que una tolerancia especificada y la siguiente condición adicional es verdadera:

$$f_{mk,t}^{(n+1)} - f_{mk,t}^{(n)} > 0, \quad \text{si} \quad f_{mk,t}^{(n)} \neq 0$$

$$f_{mk,t}^{(n+1)} - f_{mk,t}^{(n)} = 0, \quad \text{si} \quad f_{mk,t}^{(n)} = 0$$

2.5.5. Modelo final de optimización de operación hidrotérmica

La formulación y aplicación del modelo inicial da a conocer en qué momento y en qué cantidades los requerimientos de agua no pueden ser atendidos, lo que permite realizar una redistribución de estas (siempre y cuando sea necesario) de modo que puedan siempre ser satisfechas. Además, del modelo inicial se obtienen los sentidos de flujo que se esperan debe seguir la energía eléctrica a través de las líneas de transmisión, así como una aproximación al valor porcentual de las pérdidas en cada línea en la vecindad del punto óptimo de operación. La necesidad de introducir una nueva formulación a partir de los resultados del modelo inicial se debe que este es básicamente un flujo de potencia DC clásico, lo que impide que los costos marginales de las barras del sistema se diferencian por pérdidas y solo lo hagan si alguna línea llega a su capacidad límite o si existe algún generador en las cercanías de una barra. Adicionalmente al haberse incorporado en la función objetivo términos que penalizan el no atender las demandas de agua, ocasiona que el valor del agua en el sistema se distorsione cuando no se pueden cubrir estos requerimientos (OSINERGMIN 2006).

A continuación, se describe como la información obtenida del modelo inicial se utiliza para construir el modelo definitivo.

2.5.5.1. Red de transmisión

Una vez conocidos los sentidos del flujo de energía en las líneas de transmisión, así como la magnitud del flujo y las pérdidas esperadas se puede calcular el factor de pérdidas de la línea, mediante la relación.

$$\gamma_{mk,t} = \frac{P_{mk,t}^{(n)}}{\left| f_{mk,t}^{(n+1)} \right|} \quad (28)$$

Valor que se utiliza en el modelo que resume el conjunto de ecuaciones (20), manteniendo la ecuación $f_{mk}(\theta_m, \theta_k) = b_{mk} E_{mk}^2 (\theta_m - \theta_k)$

2.5.5.2. Riego y agua potable

Conocidos los valores de las demandas de agua que no pueden ser atendidas $fr_{R,t}$, se replantean los límites inferiores de los caudales regulados asociados a la demanda de agua R, mediante $r_{R,t}^* = r_{R,t} - fr_{R,t}$, y reemplazando la restricción $r_{R,t} \geq r_{Rt}$ por $r_{R,t} \geq r_{Rt}^*$ en el modelo (18), asegurando de este modo que el agua disponible sea suficiente para cubrir estas nuevas demandas de agua y no se distorsione el valor del agua (OSINERGMIN 2006).

2.6. MODELO PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DEL SEIN (PERSEO)

OSINERGMIN (2006), señala que las características fundamentales del modelo final, modelo PERSEO, desarrollado para el cálculo de los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considera la teoría indicada en los puntos anteriores.

2.6.1. Descripción del modelo

Las restricciones que se han considerado en el modelo PERSEO son:

- Las restricciones de medio y largo plazo; conforme se describieron en el ítem 2.3, tales como: límites físicos (caudales y volúmenes), la configuración de las cuencas hidrográficas, etc. Es importante notar que las restricciones de riego mínimo para cada mes del horizonte de estudio son incluidas en el conjunto de restricciones de medio y largo plazo.
- Las restricciones de corto plazo; correspondientes a los reservorios de compensación y diques de regulación que tienen la capacidad de regular entre los bloques horarios, o que son usados para fines agrícolas. Así mismo a la exigencia por parte de las centrales hidroeléctricas de producir mayor potencia en las horas de punta que en aquellas fuera de punta.

El modelo definitivo, esquematizado en la Figura 9, consiste en los siguientes pasos:

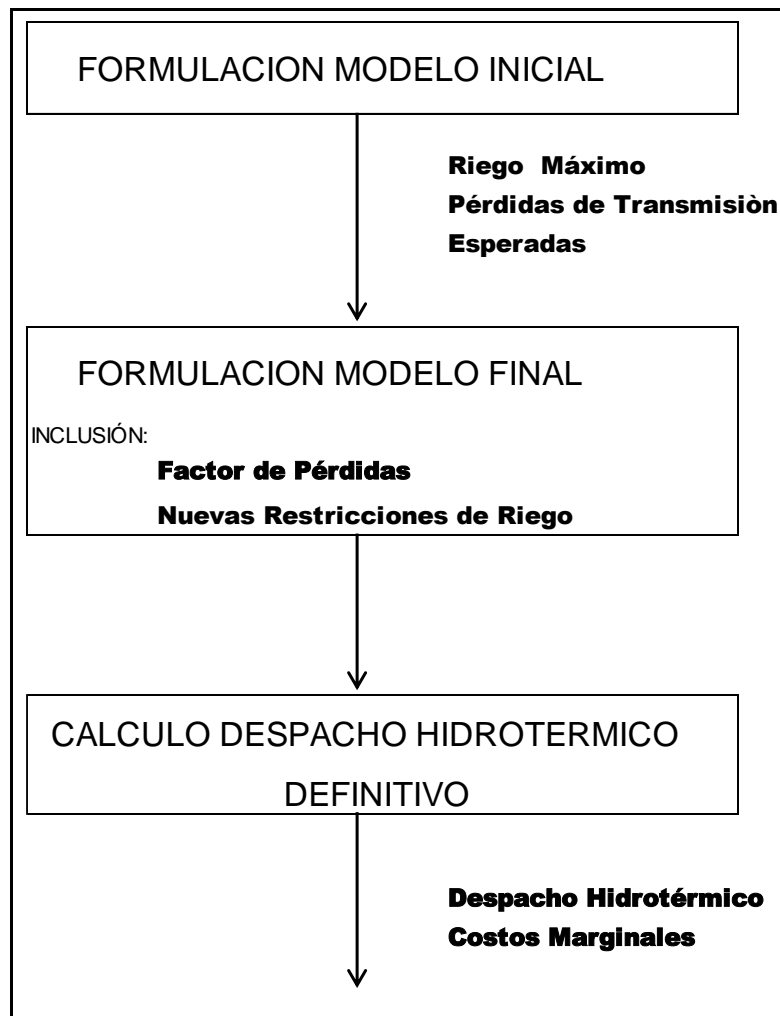


Figura 9: Etapas del modelo de operación.

FUENTE: OSINERGMIN (2006).

Se plantea el Modelo Inicial que tiene por objeto maximizar la cobertura de las demandas de agua a la vez que se minimizan los costos de operación de un modelo DC en el cual las pérdidas de transmisión se modelan como demandas adicionales.

- Conocida la solución del modelo inicial, se calcula el valor de las pérdidas esperadas de transmisión, el sentido esperado de los flujos de energía en las líneas de transmisión en las cercanías del óptimo de operación definitivo; y los caudales que no pueden ser atendidos de manera alguna.
- Se formula el Modelo Final a partir de la información del modelo inicial.
- Se Calcula el Despacho Definitivo: con el modelo que incorpora las pérdidas de transmisión como tales y las demandas de agua redefinidas, se calcula nuevamente el despacho de las centrales hidroeléctricas y térmicas. También en esta fase se calculan los costos marginales de barra.

Es importante destacar que el resultado del algoritmo no pretende ser un despacho para el SEIN. Para alcanzar esta opción, sería necesario considerar otras restricciones adicionales, tales como: la toma de carga, restricciones de partida y parada, tiempos mínimos de funcionamiento en las unidades termoeléctricas, etc.; las cuales no pueden ser contempladas por el modelo desarrollado.

2.6.1.1. Consideraciones de los Caudales Afluentes

Uno de los resultados que se obtienen de la aplicación del modelo es la mejor utilización (la óptima) de los recursos existentes, incluidos los hidráulicos. Por lo tanto, se busca la regulación óptima que permita llegar al menor costo posible de operación. Para lograr este objetivo, es necesario conocer los caudales (o posibles caudales) naturales disponibles: de la precisión de la información depende la calidad del resultado. Es importante remarcar que la utilización de caudales regulados, al contrario de los naturales, puede destruir la optimización: los caudales regulados contienen, en sí, la operación pasada, la cual no es necesariamente la óptima, y pueden, por lo tanto, implicar en costos mayores de operación.

Otra consideración importante se refiere a la utilización de un único caudal medio en sustitución a diversas secuencias de posibles caudales. El caudal medio puede, por ejemplo, “ocultar” la información de sequías neutralizadas por caudales generosos en otras secuencias. Así, la información de posibles situaciones desfavorables puede ser bastante atenuada o inclusive desaparecer, y consecuentemente los costos de operación esperados pueden ser bastantes optimistas con relación a los reales.

En este sentido, el modelo PERSEO utiliza secuencias de caudales generados sucesivamente a partir de los años históricos registrados, de acuerdo con el procedimiento descrito en los capítulos anteriores. El resultado óptimo corresponde al valor esperado del costo de operación de acuerdo con lo que establece la Ley de Concesiones Eléctricas.

2.6.1.2. Restricciones de Riego

Las restricciones de riego se consideran como caudales mínimos (y máximos) que deben ser respetados, a menos que no exista disponibilidad hidrológica, debido, por ejemplo, a una sequía.

2.6.1.3. Restricciones de Mantenimiento

En el modelo se han implementado los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas y grupos térmicos. El mantenimiento se especifica por el número de días por mes y el número de horas de mantenimiento por día, diferenciándose por mantenimientos en horas de punta y fuera de punta.

2.6.2. Modelo del Sistema Eléctrico

El modelo eléctrico representa las líneas más importantes del sistema de transmisión. El modelo puede considerar y representar aproximadamente cien barras y ciento cincuenta líneas de transmisión, aunque se podría extender si la memoria de la computadora lo permitiese.

Las pérdidas de transmisión se calculan inicialmente a partir de los parámetros y ángulos eléctricos del sistema de transmisión:

$$P_{mk} = g_{mk} E_{mk}^2 (\theta_m - \theta_k)^2 \quad (29)$$

donde g_{mk} es la conductancia, E_{mk} la tensión de operación de la línea y θ_m y θ_k son los ángulos eléctricos de las barras de conexión de la línea.

El uso de la ecuación (29) conduce a una aproximación bastante buena y por otro lado, permite una simplificación importante al posibilitar el cálculo del coeficiente γ_{mk} con suficiente precisión, permitiendo que el modelo pasa a ser completamente lineal, lo cual permite un ahorro substancial de tiempo computacional y una ganancia significativa en simplicidad y eficiencia del modelo.

El algoritmo final para el cálculo del flujo de potencia en las líneas y los costos marginales en las barras corresponde a (OSINERGMIN 2006):

- i. Cálculo de la operación del sistema considerando las líneas de transmisión sin pérdidas. Almacenar los flujos de transmisión actuales.
- ii. Cálculo de las pérdidas de transmisión según las ecuaciones (27). Inclusión de las pérdidas en el modelo inicial como demandas de energía adicionales.

- iii. Nuevo cálculo de la operación del sistema.
- iv. Comparar los flujos de potencia de la corrida actual con los flujos de potencia de la corrida anterior. Si no existe cambio en el sentido de los flujos de transmisión, y el valor de la función objetivo de la corrida actual con la anterior difieren menos que la tolerancia permitida ir al paso vi. Caso contrario continuar con el paso v.
- v. Cálculo de las pérdidas de transmisión según las ecuaciones (27). Inclusión de las pérdidas en el modelo inicial como demandas de energía adicionales. Ir al paso iii
- vi. Calcular los factores de perdidas esperados de cada línea y redistribuir el riego con la información del modelo inicial para construir el modelo final, calcular los costos marginales de operación.

2.7. MODELAMIENTO DE SERIES DE TIEMPO HIDROLÓGICAS

En las series de datos provenientes de procesos geofísicos, existen, en general, dos tipos de dependencia estadística, una dependencia temporal, que explica la relación con la dependencia estadística que muestran los valores que toma la serie en dos instantes de tiempo distintos, y la dependencia espacial, que guarda relación con la correlación que muestran las series de datos obtenidas en distintos lugares geográficos.

Los modelos de series de tiempo han cobrado fuerza en las últimas décadas en aplicaciones de series hidrológicas, en vista que estas series muestran una fuerte correlación con sus valores en instantes pasados. La metodología propuesta por Box y Jenkins (1994), plantea que estos modelos permiten hacer estimaciones de la serie, expresando el valor futuro como una combinación lineal de los valores que tomó la serie en instantes precedentes.

Sin embargo, su aplicación para series hidrológicas en la planificación de sistemas hidrotérmicos no ha sido difundida en forma masiva, logrando ser implementada en algunos casos con relativo éxito, en vista de que las series de caudales afluentes suelen ser de mala calidad debido a la existencia de períodos de relleno, los que sólo reproducen correctamente las estadísticas de primer orden de la serie original. Estos modelos, al ser modelos estadísticos, serán tanto mejores mientras más grande sea el registro estadístico disponible para ajustar sus parámetros (Peña-Sánchez 2005; Sarango y Velásquez 2009).

2.7.1. Modelos autorregresivos

Palacios (2004) y Salas *et al.* (2009) indican que, en un modelo de series de tiempo autorregresivo de orden p , el valor real observado de una serie X_t en el instante t es expresado como una combinación lineal de los p valores previos del proceso, más un ruido blanco, conocido como innovación y que estructura al modelo como un modelo estocástico. Dicho de otro modo, un modelo autorregresivo consta de dos componentes, una determinística, construida como una combinación lineal de los valores pasados recientes de la serie, y una estocástica, determinada por la innovación. Denotemos a los valores que toma el proceso, a intervalos de tiempo equiespaciado $t, t-1, t-2, \dots, t-p$, por $X_t, X_{t-1}, X_{t-2}, \dots, X_{t-p}$. Sean también $\bar{X}_t, \bar{X}_{t-1}, \bar{X}_{t-2}, \dots, \bar{X}_{t-p}$ las desviaciones de dichos valores con respecto a la media μ , $\bar{X}_t = X_t - \mu$ es decir:

$$\bar{X}_t = \phi_1 \cdot \bar{X}_{t-1} + \phi_2 \cdot \bar{X}_{t-2} + \dots + \phi_p \cdot \bar{X}_{t-p} + \varepsilon_t \quad (30)$$

Si una serie temporal sigue una relación como la ecuación 30, se dice que es un proceso Autorregresivo de orden p (AR(p)). El factor ε_t es el ruido o innovación, y el modelo se construye de manera que sea un ruido blanco, es decir, se impone que sea no correlacionado en el tiempo y que se distribuya en forma normal $N(0, \sigma_\varepsilon^2)$, en cada instante.

Otro aspecto importante, es que los modelos de series de tiempo se ajustan en general a series con valor esperado nulo. Si la serie a modelar no posee esta característica, existen dos caminos, el primero es agregar una constante aditiva a la ecuación 30, la que debe ser estimada junto con los otros parámetros del modelo, y el segundo es ajustar el modelo a la serie de datos centrados (restando el valor esperado). Como en general no se dispone a priori del valor esperado de la serie, este se puede estimar simplemente como el promedio histórico de ésta (Palacios 2004).

2.7.2. Modelos autorregresivos de medias móviles

Palacios (2004) y Salas *et al.* (2009), señalan que en un proceso autorregresivo de Medias Móviles de orden (p, q) , ARMA(p, q), el valor observado de la serie \bar{X}_t (serie centrada) en

el instante t , no solo se expresa como una combinación lineal de los p valores pasados de la serie, sino que además de los q ruidos o innovaciones pasados de ésta, más la innovación ε_t en el instante t . Así, la formulación matemática de este tipo de procesos es:

$$\bar{X}_t = \sum_{i=1}^p \phi_i \cdot \bar{X}_{t-i} + \varepsilon_t - \sum_{i=1}^q \theta_i \cdot \varepsilon_{t-i} \quad (31)$$

El signo menos delante de la componente de medias móviles es sólo cuestión de convención, pues los coeficientes θ_i pueden tomar valores negativos.

2.7.2.1. Propiedades de los procesos ARMA (p,q)

Recordemos que una de las principales características de las series de tiempo hidrológicas es que son no estacionarias y muestran periodicidad de sus estadísticas dentro del año. Esta característica invalida a los modelos ARMA para ser aplicados a series de caudales, debido a su estructura estática en el tiempo. En efecto, los parámetros del modelo tienen un valor fijo invariante en el tiempo, lo que se traduce en que sus propiedades estadísticas sean las mismas en todo instante. Debido a esto, una serie que sigue una relación como la ecuación 30 es estacionaria (Palacios 2004).

Por otro lado, resulta claro que, para las series hidrológicas, el tipo de dependencia estadística que presentan los caudales con respecto a sus valores en los meses previos dependerá fuertemente de la época del año en la que dicho mes se encuentre. Así, por ejemplo, en el período de invierno los afluentes son principalmente pluviales, con una baja correlación entre meses, en cambio, en el verano, los afluentes corresponden principalmente a los deshielos en la alta cordillera, los que muestran una fuerte correlación entre meses y con respecto a las lluvias invernales. Esta dinámica invalida a los modelos ARMA para su aplicación en series hidrológicas debido a que establece una estructura de dependencia que no cambia a lo largo del año.

Existe un gran número de modelos dentro de la familia de los propuestos por Box y Jenkins que intentan superar las limitaciones de los modelos ARMA. Se distinguen los modelos ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) diseñados para la

modelación de series no estacionarias, los SARMA (Stational ARMA) para la aplicación en series que poseen una componente estacional, y los modelos mixtos SARIMA.

En los modelos SARIMA, la no estacionalidad de la serie es “borrada”, haciendo una diferenciación de la serie original, obteniéndose la serie diferenciada $W_t = \Delta X_t = X_t - X_{t-1}$. Luego, para la serie diferenciada, se ajusta un modelo SARMA. En los SARMA, la dependencia estacional se incluye escribiendo el valor no sólo como una combinación lineal de lo ocurrido en las etapas previas, sino que, además, se agrega una combinación lineal de los valores que tomó la serie en igual etapa del año anterior. De esta manera, un modelo SARMA tiene la siguiente forma funcional (Palacios 2004):

$$X_t = \sum_{i=1}^p \phi_i \cdot X_{t-i} + \varepsilon_t - \sum_{i=1}^q \theta_i \cdot \varepsilon_{t-i} + \sum_{i=1}^{\Pi} \sigma_i \cdot X_{t-i.T} \quad (32)$$

donde T corresponde al período de la serie (T=12 para etapas mensuales, T=48 en etapas semanales) y Π corresponde al número de años en el pasado con el cual la serie ésta correlacionada.

Los modelos SARIMA se sustentan en la filosofía de que el patrón de estacionalidad de la serie radica en una correlación entre los valores que la serie toma año tras año en cada período (mes, semana) del año.

Los modelos SARIMA presentan básicamente las mismas limitaciones de los modelos ARMA clásicos, además de otros inconvenientes, para ser aplicados en series hidrológicas. Estos modelos, si bien permiten modelar estacionalidad, siguen estando limitados por su estructura estática en el tiempo y por lo tanto son incapaces de modelar la característica más distintiva de las series hidrológicas, a saber, la periodicidad de sus funciones estadísticas. Por otro lado, si se asume como hipótesis que para la serie existe completa independencia entre años, entonces los SARIMA pierden toda validez en la modelación de series hidrológicas (Palacios 2004).

2.7.3. Modelo para series de tiempo periódicas: El modelo PARMA

Palacios (2004) y Salas *et al.* (2009), señalan que la característica más distintiva de las series hidrológicas es que sus estadísticas tienen una periodicidad anual. Los procesos con estas características son conocidos como ciclos estacionarios. Existe un tipo adicional de modelos de series de tiempo que permite abordar series de tiempo con dichas características, evitando las dificultades propias de los SARIMA. Estos modelos, denominados PARMA (Periodic ARMA) se basan en la idea de que las características periódicas de las series ciclo estacionarias, pueden ser modeladas permitiendo que los coeficientes del modelo ARMA presentado en la ecuación 31 cambien también en forma periódica.

En un modelo ARMA clásico como el presentado en la ecuación 31 los coeficientes permanecen fijos en el tiempo. En un modelo PARMA, se relaja esta condición permitiendo que estos valores varíen en el tiempo en forma periódica. Un modelo PARMA es básicamente una extensión de los modelos ARMA que permite a los parámetros depender de cada mes.

Sea una serie de tiempo ciclo estacionaria que posee S estaciones por año (en una modelación mensual, $S=12$). Supongamos que la serie posee un valor esperado nulo en todos los meses. Si esta condición no se satisface, basta con restar a la serie original su valor esperado en cada mes, obteniéndose la serie centrada, la que por definición posee media nula. Dicho de otro modo, se define:

$$X'_{nS+v} = X_{nS+v} - \mu_v \quad v = 1, \dots, S, \quad n = 1, \dots \quad (33)$$

donde μ_v es el valor esperado de la serie en la estación (mes) v . El valor esperado en cada mes v , puede ser estimado como el promedio de los valores observados en el mes v durante los n años hidrológicos. La notación periódica $\{X_{nS+v}\}$ se refiere al valor que toma la serie $\{X_t\}$ durante el v -ésimo mes del año n . Se introduce esta notación de la variable temporal, para dar cuenta de la periodicidad anual de la serie.

Con esto, se dice que la serie de media nula sigue un modelo PARMA, si para cada mes se puede representar con la siguiente ecuación de recurrencia:

$$X_{nS+v} = \sum_{i=1}^{p(v)} \phi_i(v) X_{nS+v-i} - \sum_{i=1}^{q(v)} \theta_i(v) \varepsilon_{nS+v-i} + \varepsilon_{nS+v} \quad \forall v = 1, 2, \dots, S \quad (34)$$

El modelo PARMA aquí presentado posee ventajas comparativas importantes para su aplicación en series de tiempo hidrológicas. Notemos que su estructura no es estática en el tiempo como ocurre con los modelos ARMA clásicos. Primero, el número de períodos pasados que se incluyen en la modelación (límite superior de las sumatorias de ecuación 34), depende de la estación (semana o mes) del año, lo que se denota explícitamente escribiendo $p(v)$, $q(v)$. Segundo, el valor de los coeficientes de la combinación lineal cambia con la estación $(\phi_i(v), \theta_i(v))$. Dado que la estructura del modelo cambia etapa a etapa en forma periódica (periodo de duración igual a un año), los modelos PARMA son los más adecuados dentro de los modelos de series de tiempo, para reproducir las características periódicas de las series de tiempo hidrológicas (Palacios 2004) y (Vecchia 1985).

En un modelo PARMA, la innovación aleatoria del modelo ε_{nS+v} también posee propiedades estadísticas que cambian con la estación. En particular su varianza $\sigma_\varepsilon^2(v)$ es función explícita de la estación v .

2.7.3.1. Propiedades de los procesos PARMA

Palacios (2004) y Salas *et al.* (2009), menciona que, los modelos del tipo PARMA son los más adecuados para la modelación de procesos ciclo estacionarios. Este tipo de modelos permite interpretar el comportamiento futuro de una serie en función de su pasado reciente, con una estructura de dependencia que cambia en el tiempo. En particular nos interesa conocer el valor esperado y la desviación estándar de la distribución arrojada por el modelo, en cada instante de tiempo $nS + v$, en función de los valores que tomo la serie en los meses previos, es decir, queremos calcular los momentos de primer y segundo orden condicionados:

$$\mu_{nS+v} = E\left(X_{nS+v} / X_{nS+v-1}, X_{nS+v-2}, \dots, X_{nS+v-p(v)}, \varepsilon_{nS+v-1}, \varepsilon_{nS+v-2}, \dots, \varepsilon_{nS+v-q(v)}\right)$$

En la ecuación 34 se tiene que:

$$\mu_{nS+\nu} = \sum_{i=1}^{p(\nu)} \phi_i(\nu) \cdot X_{nS+\nu-i} - \sum_{i=1}^{q(\nu)} \theta_i(\nu) \cdot \varepsilon_{nS+\nu-i} + E(\varepsilon_{nS+\nu})$$

Pero por construcción del modelo, la innovación tiene valor esperado nulo en cada instante, luego:

$$\mu_{nS+\nu} = \sum_{i=1}^{p(\nu)} \phi_i(\nu) \cdot X_{nS+\nu-i} - \sum_{i=1}^{q(\nu)} \theta_i(\nu) \cdot \varepsilon_{nS+\nu-i} \quad (35)$$

Notemos que los términos de la ecuación 35 son valores medidos en instantes anteriores, tanto de la serie como de la innovación, es decir, son componentes determinísticas del modelo.

Ahora, para la varianza condicional, podemos escribir:

$$\sigma_{nS+\nu} = E\left(\left(X_{nS+\nu} - \mu_{nS+\nu}\right)^2 / X_{nS+\nu-1}, X_{nS+\nu-2}, \dots, X_{nS+\nu-p(\nu)}, \varepsilon_{nS+\nu-1}, \varepsilon_{nS+\nu-2}, \dots, \varepsilon_{nS+\nu-q(\nu)}\right)$$

En la ecuación 30 se tiene que:

$$\varepsilon_{nS+\nu} = X_{nS+\nu} - \sum_{i=1}^{p(\nu)} \phi_i(\nu) \cdot X_{nS+\nu-i} - \sum_{i=1}^{q(\nu)} \theta_i(\nu) \cdot \varepsilon_{nS+\nu-i}$$

$$\Rightarrow X_{nS+\nu} - \mu_{nS+\nu} = \varepsilon_{nS+\nu} \Rightarrow \sigma_{nS+\nu} = E(\varepsilon_{nS+\nu}^2) = \sigma_{\varepsilon}^2(\nu)$$

Se nota entonces que, si la serie sigue un modelo PARMA, entonces se distribuye como una normal de media y una varianza igual a la de la innovación. Para el análisis, en ocasiones será conveniente escribir el modelo PARMA con la notación simplificada:

$$X_{nS+\nu} = \mu_{nS+\nu} + \varepsilon_{nS+\nu} \quad (36)$$

que corresponde a la suma de un valor medio que depende del pasado, más una innovación aleatoria.

Una vez ajustado un modelo como 34 a la serie de datos, es necesario obtener la serie de tiempo asociada a la innovación. Esta serie es, entre otras cosas, de gran utilidad para chequear las bondades del modelo ajustado. Esta serie se construye despejando la innovación de la ecuación 34:

$$\varepsilon_{nS+v} = X_{nS+v} - \sum_{i=1}^{p(v)} \phi_i(v) \cdot X_{nS+v-i} - \sum_{i=1}^{q(v)} \theta_i(v) \cdot \varepsilon_{nS+v-i} \quad (37)$$

es decir, una muestra para la innovación en el instante $nS + v$, se obtiene restando el valor real medido X_{nS+v} con la estimación hecha por el modelo. Luego, se puede obtener la serie de tiempo de las innovaciones, aplicando esta expresión a la serie de datos contenida en el histórico.

2.7.4. Metodología de ajuste de un modelo PARMA

2.7.4.1. Construcción de un modelo PARMA

Palacios (2004) y Salas *et al.* (2009) consideran que, en el análisis de series de tiempo, se desea ajustar el modelo estocástico más apropiado para representar un conjunto dado de datos. Sin importar cuál sea el tipo de modelo que se desee ajustar, es recomendable seguir la metodología propuesta por Box y Jenkins, que comprende las etapas de identificación, estimación y diagnóstico. La metodología general para la construcción de un modelo del tipo PARMA se resume en la Figura 10.

Dado un tipo de modelo dentro de una familia de modelos, se identifica el orden de éste. Determinado el orden del modelo se procede a la estimación de parámetros, si el ajuste del modelo es satisfactorio el modelo es usado para la aplicación, en caso contrario se debe volver nuevamente a la etapa de identificación, estableciéndose un proceso iterativo hasta que un modelo satisfactorio es obtenido.

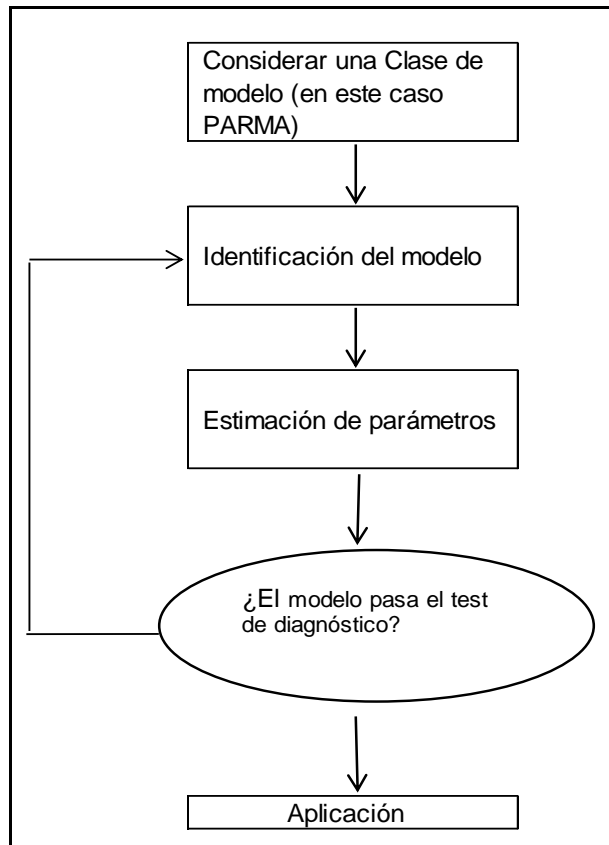


Figura 10: Metodología para la construcción de un modelo de series de tiempo.

2.7.4.2. Identificación

Salas *et al.* (2009) señala que, una vez seleccionado el modelo PARMA como el más adecuado para nuestra aplicación, en la etapa de identificación se debe determinar el orden del modelo, es decir los valores de $p(v)$, $q(v)$ $\forall v = 1, \dots, S$. Esto se realiza mediante la inspección visual de la función de autocorrelación simple (FACS) y la función de autocorrelación parcial (FACP).

a. Función de autocorrelación simple (FACS)

Palacios (2004) menciona que, la función de autocorrelación simple (FACS) corresponde a una representación gráfica de las autocorrelaciones para distintos valores del desplazamiento temporal. Esta función permite cuantificar el grado de dependencia lineal que existe entre los valores que toma un proceso estocástico en dos instantes de tiempo. Para procesos estacionarios, el valor de esta función sólo depende del intervalo de tiempo k y no del instante de tiempo en el que se está

calculando. En un proceso cicloestacionario, como son las series hidrológicas, la función de autocorrelación depende del intervalo k y además depende del mes del año donde se calcula. Así, se define la autocorrelación de intervalo k , en la estación v , para un proceso cicloestacionario, como:

$$\rho_v(k) = E\left(\left(\frac{X_{nS+v} - \mu_v}{\sigma_v}\right) \cdot \left(\frac{X_{nS+v-k} - \mu_{v-k}}{\sigma_{v-k}}\right)\right) \quad (38)$$

donde, μ_v, σ_v corresponden a la media y varianza de la estación (mes, semana) v .

Al hacer variar $k=0,1,2, \dots$ obtenemos la FACS.

La FACS posee tres propiedades importantes:

- $\rho_m(0) = 1$
- $-1 \leq \rho_m(k) \leq 1$
- $\rho_{m-p}(k-p) = \rho_{m-k}(p-k)$

En la práctica se obtiene una estimación de la FACS mediante su valor muestral:

$$r_v(k) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \left(\frac{X_{iS+v} - \tilde{\mu}_v}{\tilde{\sigma}_v}\right) \cdot \left(\frac{X_{iS+v-k} - \tilde{\mu}_{v-k}}{\tilde{\sigma}_{v-k}}\right) \quad (39)$$

Donde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ son las aproximaciones muestrales de la media y la varianza para el mes v , cuyas expresiones son:

$$\tilde{\mu}_v = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_{kS+v} \quad (40)$$

$$\tilde{\sigma}_v = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (X_{kS+v} - \mu_v)^2} \quad (41)$$

b. Función de autocorrelación parcial (FACP)

Palacios (2004) indica que, para entender cómo se construye esta función, supongamos que se quiere ajustar un modelo periódico autoregresivo puro (PAR(p))

o PARMA(p,0)) a la serie centrada y ajustada por su desviación estándar, es decir, se desea obtener un modelo de la forma:

$$\left(\frac{X_{nS+v} - \mu_v}{\sigma_v} \right) = \sum_{i=1}^{p(v)} \phi_i(v) \cdot \left(\frac{X_{nS+v-i} - \mu_{v-i}}{\sigma_{v-i}} \right) + \varepsilon_{nS+v} \quad (42)$$

Observemos que, al ser un modelo PAR puro, se omite la componente de medias móviles en la ecuación. Lo que se desea es encontrar una estimación preliminar de los coeficientes $\phi_i(v)$. Para esto, multiplicamos ambos lados de la ecuación 42 por:

$$Z_{nS+v-k} = \left(\frac{X_{nS+v-k} - \mu_{v-k}}{\sigma_v} \right)$$

y luego tomando valor esperado obtenemos:

$$E \left(\left(\frac{X_{nS+v} - \mu_v}{\sigma_v} \right) \cdot \left(\frac{X_{nS+v-k} - \mu_{v-k}}{\sigma_v} \right) \right) = \sum_{i=1}^{p(v)} \phi_i(v) \cdot E \left(\left(\frac{X_{nS+v-i} - \mu_{v-i}}{\sigma_{v-i}} \right) \cdot \left(\frac{X_{nS+v-k} - \mu_{v-k}}{\sigma_v} \right) \right) + E \left(\varepsilon_{nS+v} \cdot \left(\frac{X_{nS+v-k} - \mu_{v-k}}{\sigma_v} \right) \right)$$

Notemos que el último término es nulo, debido a la independencia estadística de la innovación con lo observado en otros instantes. Identificando términos y sustituyendo en esta ecuación la expresión 34, obtenemos:

$$\rho_v(k) = \sum_{i=1}^{p(v)} \phi_i(v) \cdot \rho_{v-i}(k-i) \quad (43)$$

Si escribimos la ecuación 43 para todos los valores de k entre 0 y p(v), obtenemos un sistema de ecuaciones, el que escrito matricialmente tiene la forma:

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho_{v-1(1)} & \dots & \rho_{v-1(p(v)-1)} \\ \rho_{v-1(1)} & 1 & \dots & \rho_{v-2(p(v)-2)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \rho_{v-1(p(v)-1)} & \rho_{v-2(p(v)-2)} & & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_1(v) \\ \phi_2(v) \\ \dots \\ \phi_{p(v)}(v) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho_{v(1)} \\ \rho_{v(2)} \\ \dots \\ \rho_{v(p(v))} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Este conjunto de ecuaciones es conocido como ecuaciones de Yule-Walker. Estas ecuaciones entregan una estimación preliminar de los parámetros autorregresivos

cuando se ajusta un modelo PAR de orden $p(v)$. Denotemos ahora ϕ_{kj} al j-esimo coeficiente (j-esima componente del vector $[\phi_1(v), \phi_2(v), \dots, \phi_{p(v)}(v)]^T$, en 44) obtenido cuando se ajusta un modelo PAR de orden k ($p(v) = k$) en la estación v . A medida que vamos moviendo el índice k , el valor que toma el último coeficiente ϕ_{kk} como función de k corresponde a la FACP. Dicho de otro modo, la FACP entrega el valor del k -esimo (ultimo) coeficiente autorregresivo cuando se ajusta a la serie un modelo de orden k . Es importante notar que existe una FACS y una FACP para cada mes del año, para cada afluente (Palacios 2004).

c. Procedimiento de identificación

Palacios (2004) menciona que, las funciones FACS y FACP entregan información útil para poder identificar el orden del modelo a ajustar. Recordemos que tanto el orden del modelo, es decir, el número de periodos pasados que entregan información útil para la representación de la serie, como los coeficientes mismos depende de cada mes. Con esto, se debe identificar el orden del modelo para cada mes del año, lo que significa analizar un total doce funciones de autocorrelación simple y doce funciones de autocorrelación parcial.

Como se explica en Hipel *et al.* (1977) y se demuestra en Salas *et al.* (2009), las funciones FACS y FACP poseen un comportamiento típico para modelos autorregresivos. Todo el análisis se basa en las dos observaciones siguientes:

- Si en el mes v , una serie de tiempo sigue exactamente un proceso periódico autorregresivo puro PAR(p) (o PARMA($p,0$)), entonces los p primeros valores (retardo $k=1, 2, \dots, p$) de la FACP son significativamente distintos de cero, y el resto son todos nulos. Por otro lado, su FACS muestra un decaimiento exponencial o de una senoide amortiguada.
- Si en el mes v , la serie de tiempo sigue exactamente un proceso de medias móviles puro MA(q) (o PARMA($0,q$)), entonces los q primeros valores ($k=1,2,\dots,q$) de su FACS poseen valores significativamente distintos de cero, el resto ($k>q$) son todos nulos. Por otro lado, su FACP mostrara un decaimiento exponencial o de una senoide amortiguada.

En base a esto podemos intuir que, si en el mes v , una serie sigue un modelo PARMA(p,q), entonces sus funciones FACS y FACP tendrán un comportamiento representado por una combinación de lo planteados en los puntos anteriores. En efecto, si la serie sigue un proceso PARMA(p,q) su FACS mostrará un valor significativamente no nulo para los q primeros retardos y luego mostrará un decaimiento exponencial o de senoide amortiguada.

Por otro lado, su FACP mostrara un valor significativamente distinto de cero para los p primeros valores, mostrando luego un decaimiento exponencial o una senoide amortiguada. Utilizando esta información, se puede determinar el orden del modelo para cada mes, mediante una inspección visual de las funciones FACS y FACP respectivas.

2.7.4.3. Estimación de parámetros

Palacios (2004) y Salas *et al.* (2009) señalan que, luego de la identificación, se debe ajustar a la serie de tiempo el modelo de orden señalado. En el presente trabajo, los parámetros serán ajustados por el método de mínimos cuadrados (Least Mean Square), el que consiste en minimizar la desviación cuadrática media del modelo respecto de la serie de datos. Formalmente, los coeficientes $\phi_i(v)$, $\theta_i(v) \forall v$ son estimados minimizando la suma de los cuadrados de los ruidos:

$$F = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^S \varepsilon_{nS+v}^2 \quad (45)$$

Donde los residuos, son obtenidos a partir de la ecuación 37, y una vez que son obtenidos los parámetros del modelo, la varianza de la innovación puede ser estimada como:

$$\sigma_{\varepsilon}^2(v) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \varepsilon_{nS+v}^2 \quad (46)$$

2.7.4.4. Test de diagnóstico

El objetivo de las pruebas de diagnóstico es verificar si el modelo ajustado es el adecuado. Esto se realiza chequeando que las hipótesis asumidas en las etapas de identificación y estimación de parámetros son satisfechas.

Salas *et al.* (2009) indican que, para un modelo PARMA estas hipótesis corresponden a la normalidad e independencia temporal de los ruidos o innovaciones ε_t , para cada mes del año. Si las innovaciones son independientes a lo largo del tiempo (no correlacionadas), la función de autocorrelación simple (FACS) para la serie de innovaciones ε_t , construida a partir de la ecuación 37 debería mostrar una correlación casi nula para valores del retardo $k \geq 1$. En términos estadísticos, si las innovaciones son independientes y aproximadamente normales, para retardos altos, la autocorrelación sigue una distribución $N\left(0, 1/\sqrt{N}\right)$. Esto quiere decir que si algún ruido cae fuera de la banda del intervalo de confianza de 95% $\left[\frac{-1.96}{\sqrt{N}}, \frac{1.96}{\sqrt{N}}\right]$, la hipótesis estadística de que dicho ruido es nulo es rechazada con una probabilidad del 95%. La inspección visual de la FACS de las innovaciones, apoyada por la prueba de Porte Manteau, son las herramientas utilizadas en el presente trabajo para el análisis de la independencia de los ruidos (Salas *et al.* 2009; Box y Jenkins 1994).

La hipótesis de normalidad de las innovaciones puede ser analizada graficando la función de distribución acumulada de las innovaciones en un papel de distribución normal. Si los datos siguen una distribución normal, entonces estos deberían ajustarse a una línea recta en el gráfico.

2.7.4.5. Transformación de los datos

En el esquema de modelación propuesto por Box y Jenkins (1994), los ruidos o innovaciones son asumidos independientes a lo largo del tiempo y normalmente distribuidos. La suposición de independencia es la más importante de ellas, y su violación puede acarrear drásticas consecuencias (Salas *et al.* 2009). Sin embargo, si la hipótesis de normalidad no es satisfecha, esto puede corregirse mediante una transformación de los datos, conocida como transformación de Box-Cox.

En general, la hipótesis de normalidad de los ruidos usualmente no es crítica para la obtención de una buena estimación de los parámetros del modelo. Como se señala en Salas *et al.* (2009), si las innovaciones son independientes y poseen varianza finita, entonces se puede obtener una estimación razonable de los parámetros del modelo.

En la práctica resulta ventajoso satisfacer razonablemente bien la condición de normalidad de los ruidos, entre otras cosas, porque si las innovaciones no se distribuyen normalmente resulta imposible estimar intervalos de confianza que sean confiables. Como se señaló, se pueden transformar convenientemente los datos para satisfacer la normalidad, usando una transformación de Box-Cox. Sea x_t , la serie a modelar. La transformación de Box-Cox para la serie x_t se escribe (Salas *et al.* 2009):

$$x_t^\lambda = \begin{cases} \lambda^{-1} \cdot [(x_t + C)^\lambda - 1] & \dots \lambda \neq 0 \\ \ln(x_t + C) & \dots \lambda = 0 \end{cases} \quad (47)$$

Una vez transformados los datos se ajusta un modelo a la serie de datos transformados en lugar de la serie original. En la transformación, C es una constante seleccionada de manera que $x_t + C$ sea una cantidad estrictamente positiva para todo instante del tiempo.

Para las series hidrológicas, en general basta con aplicar logaritmo natural, escogiendo C de manera que no haya observaciones nulas (para poder aplicar logaritmo). Existe además otra razón más de fondo que explica la necesidad de aplicar una transformación de este tipo a los datos de caudales, antes de ajustar un modelo del tipo PARMA, y es que, si se ajusta directamente un PARMA a los datos sin transformar, las innovaciones, al distribuirse en forma normal, pueden hacer que el modelo arroje valores negativos para la serie hidrológica durante la simulación, lo que no tiene sentido físico. Ajustar un modelo PARMA al logaritmo de los datos permite evitar esta dificultad.

III. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. MATERIALES

3.1.1. Descripción del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN)

Hasta el año 2000, el sistema eléctrico nacional de nuestro país estaba dividido en dos grandes sistemas, el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS), y los estudios de la planificación de la expansión y operación de la generación de estos sistemas se realizaban mediante el uso de los siguientes modelos:

- WASP III: Modelo de planeamiento de la expansión y operación de sistemas hidrotérmicos con alta componente hidrotérmica. Aplicado al SICN y SIS.
- JUNIN: Modelo de costos marginales del SICN.
- SISPERU: Modelo de costos marginales del SIS.
- SISUR: Modelo de costos marginales del SIS.
- CAMAC: Modelo de costos marginales del SICN.

Los modelos JUNIN y CAMAC, que calculan costos marginales, tienen como datos de entrada los resultados obtenidos con el modelo WASP III referidos al planeamiento de la expansión y planeamiento de la operación del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

De igual manera los modelos SISPERU y SISUR, que calculan costos marginales, también tienen como datos de entrada los resultados obtenidos con el modelo WASP III referidos al planeamiento de la expansión y planeamiento de la operación del Sistema Interconectado Sur (SIS).

Las desventajas del modelo WASP III son:

- El sistema de transmisión no es considerado

- La simulación de los embalses se tiene que realizar fuera del modelo, e incorporar los resultados como data de entrada.
- No considera reservorio semanal asociado a una central hidroeléctrica
- No considera reservorio horario asociado a una central hidroeléctrica
- La demanda de energía es considerada como un solo bloque

En el año 2001, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), saca a concurso público internacional el planteamiento y elaboración de un modelo de cálculo de costos marginales que supere las deficiencias antes señaladas. El concurso es ganado por el Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica de Río de Janeiro, Brasil (CEPEL).

La CEPEL propone e implementa el modelo PERSEO entre los años 2001 al 2004, modelo que está basado en la Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE) que resuelve los modelos de operación multiembalses, multinodales y estocásticos.

La programación matemática de ese entonces ofrecía herramientas eficaces para resolver el problema de operación óptima de sistema hidrotérmicos, y uno de estos métodos es el método de descomposición de Benders (Benders 1962 y EGEMSA 1996) aplicable a sistemas hidrotérmicos con un máximo de uno o dos embalses.

Al tener un sistema con más de dos embalses, esto puede ser resuelto por una extensión del método de Benders, denominada Programación Dinámica Dual (PDD), el cual no requiere de la discretización del espacio de las variables de estado, con lo que se evita el problema de dimensionalidad, característica de los problemas de programación dinámica (CTE 1995).

El método PDD fue creado por Pereira y Pinto (Pereira y Pinto 1985; Pereira y Pinto 1991) y es extendido al caso estocástico considerando la variabilidad hidrológica. El método extendido se denomina Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE). Dicho método resuelve el problema de operación óptima de un sistema hidrotérmico multiembalse en el que se incorpora la red de transmisión representado por un modelo linealizado de flujo de potencia, el cual es utilizado en el modelo PERSEO.

Por lo tanto, el modelo PERSEO a partir del año 2006 representa el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de nuestro país (SEIN) tiene en cuenta las características técnicas y económicas de las centrales hidroeléctricas y centrales térmicas, existente y en proyecto entro del período de estudio, la demanda de energía, así como (OSINERGMIN 2006):

- El sistema de transmisión asociado
- La simulación de los embalses del sistema hidráulico asociado a las centrales hidráulicas.
- Considera reservorio semanal asociados a las centrales hidráulicas
- Considera reservorio horario asociado a la central hidráulica
- La demanda de energía es considerada en bloques, base y punta.
- Calcula los costos marginales de energía en las barras de energía del SEIN.

Desde el año 2006 al 2018, la herramienta de optimización es el optimizador CPLEX, el que se encarga de obtener la solución óptima de mínimo costo para cada una de las secuencias hidrológicas evaluadas, para lo cual dispone de varias técnicas de optimización lineal. En el año 2019, se ha migrado al optimizador GAMS (Sistema General de Modelamiento Algebraico) que reemplazar al CPLEX.

3.1.1.1. Marco legal

Las normas que regulan la naturaleza, composición y funciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y el Reglamento del COES, aprobado con el Decreto Supremo N° 027-2008-EM. Entre las normas que regulan el sector eléctrico, se puede mencionar también al Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N°009-93-EM; el Reglamento de Transmisión, aprobado con el Decreto Supremo N° 027-2007-EM; la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM; y la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.

A partir de la vigencia de la Ley N° 28832 el OSINERGMIN aprueba, los Procedimientos Técnicos propuestos por el COES referidos a la operación del SEIN y la administración del Mercado de Corto Plazo.

3.1.1.2. Breve reseña histórica del COES

El COES es una entidad privada sin fines de lucro que se creó el 27 de diciembre de 1994 con el acuerdo de los representantes de los titulares de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión del Sistema Interconectado Centro Norte, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. Inició sus operaciones el 1 de enero de 1995 con la denominación de Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN). En octubre del año 2000, incorporó a las empresas que conformaban el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Sur (COES-SUR), debido a la interconexión de ambos sistemas mediante la línea de transmisión en 220 kV Mantaro – Cotaruse - Socabaya.

En cumplimiento del Decreto Supremo N° 011-2001- EM, publicado en febrero de 2001, se cambió el Estatuto del COES y su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SEIN).

En julio de 2006, se promulgó la Ley N° 28832, Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la misma que modificó la gobernanza del COES, transformó la composición de sus integrantes, incluyendo desde entonces a los Usuarios Libres y a los Distribuidores, y le añadió nuevas funciones, principalmente la planificación de la expansión de la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Funciones

El COES es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Además, se encarga de planificar el desarrollo de la transmisión mediante el Plan de Transmisión del SEIN y administrar el mercado de corto plazo.

3.1.1.3. Integrantes

A fines de diciembre de 2016, el número de empresas generadoras integrantes del COES es de 52, mientras que las empresas de transmisión eléctrica son de 15 (Tabla 1 y Tabla 2).

Durante el ejercicio del 2016, las empresas de distribución eléctrica alcanzan un número de 13, y son propietarias de los sistemas de subtransmisión y responsables del abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios libres y mercado regulado del SEIN (Tabla 3).

De otro lado los integrantes de usuarios libres son 52 empresas (Tabla 4), y son los grandes consumidores de energía eléctrica del COES que son abastecidos por las empresas de generación y distribución.

Tabla 1: Empresas generadoras integrantes del COES a diciembre 2016

N°	RAZON SOCIAL	ABREVIATURA	ESTADO	N°	RAZON SOCIAL	ABREVIATURA	ESTADO
1	Agroaurora S.A.C.	AGROAURORA	Voluntario	27	Fenix Power Perú S.A.	FENIXPOWER	Obligatorio
2	Agroindustrial Paramonga S.A.A	PARAMONGA	Voluntario	28	Generadora Energía del Perú S.A.	CEPSA	Voluntario
3	Aguas y Energía Perú S.A.	AYEPSA	Voluntario	29	GTS Majes S.A.C.	MAJES	Voluntario
4	Cerro del Águila S.A.	CERRO DEL AGUILA	Obligatorio	30	GTS Repartición S.A.C.	REPARTICIÓN	Voluntario
5	Chinango S.A.C	CHINANGO	Obligatorio	31	Hidrocañete S.A.	HIDROCAÑETE	Voluntario
6	Compañía Eléctrica El Platano S.A.	CELEPSA	Obligatorio	32	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	HUANCHOR	Voluntario
7	Consortio Eléctrico VILLACURI S.A.C.	COELVISAC	Obligatorio	33	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	SANTA CRUZ	Voluntario
8	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	EGENOR	Obligatorio	34	Illapu Energy S.A.	ILLAPU	Voluntario
9	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	SANTA ROSA	Voluntario	35	Infraestructura y Energías Perú S.A.C.	ENERGIAS PERU	Obligatorio
10	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	YANAPAMPA	Voluntario	36	Kallap Generación S.A.	KALLPA	Obligatorio
11	Empresa Concesionaria Energía Limpia	ENERGÍA LIMPIA	Voluntario	37	Maja Energía S.A.C.	MAJA	Voluntario
12	EGE Canchaylo S.A.C.	CHANCAYLLO	Voluntario	38	Moquegua FV S.A.C.	MOQUEGUA	Voluntario
13	EGE Arequipa S.A.	EGASA	Obligatorio	39	Panamericana Solar S.A.C.	PANAMERICANA	Voluntario
14	EGE de Junín S.A.C.	EGEJUNIN	Voluntario	40	Parque Tres Hermanas S.R.L.	TRES HERMANAS	Obligatorio
15	EGE del Sur S.A.	EGESUR	Obligatorio	41	Parque Eólico Marcona S.R.L.	MARCONA	Voluntario
16	EGE Machupicchu S.A.	EGEMSA	Obligatorio	42	Petramas S.A.C.	PETRAMAS	Voluntario
17	EGE San Gabán S.A.	SAN GABÁN	Obligatorio	43	Planta de Reserva Fria Eten S.A.	GENERACIÓN ETEN	Obligatorio
18	EGE Huallaga S.A.	HUALLAGA	Obligatorio	44	Samay S.A.	SAMAY	Obligatorio
19	EGE Huanza S.A.	EGEHUANZA	Obligatorio	45	Sde Piura S.A.C.	SDE PIURA	Voluntario
20	EGE Río Roble S.A.	RIO ROBLE	Voluntario	46	Sdf Energía S.A.C.	SDF ENERGÍA	Voluntario
21	Empresa Eléctricidad del Perú S.A.	ELECTROPERU	Obligatorio	47	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	SHOUGESA	Obligatorio
22	EGE Río Baños S.A.C.	RIO BAÑOS	Obligatorio	48	Statkraft Perú S.A.	STATKRAFT	Obligatorio
23	Enel Generación Perú S.A.A.	ENELPERU	Obligatorio	49	Sindicato Energético S.A.	SINERSA	Voluntario
24	Enel Generación Piura S.A.	ENELPIURA	Obligatorio	50	Tacna Solar S.A.C.	TACNA SOLAR	Voluntario
25	Energía Eólica S.A.	ENERGÍA EÓLICA	Obligatorio	51	Termoselva S.R.L.	TERMOSELVA	Obligatorio
26	Engie Energía Perú	ENGIE	Obligatorio	52	Termochilca S.A.C.	TERMOCHILCA	Obligatorio

FUENTE: COES-SEIN (2016).

Tabla 2: Empresas de transmisión integrantes del COES a diciembre 2016

N°	RAZON SOCIAL	ABREVIATURA	ESTADO
1	ABY Transmisión Sur S.A.	ATS	Obligatorio
2	ATN 2 S.A.	ATN 2	Obligatorio
3	ATN S.A.	ATN	Obligatorio
4	ATN 1 S.A.	ATN 1	Obligatorio
5	Compañía Transmisión Norperuana S.R.L.	NORPERUANA	Voluntario
6	Compañía Línea Transmisión CONCM S.A.C.	CONCM	Obligatorio
7	Conelsur LT S.A.C.	CONELSUR	Obligatorio
8	Consortio Energético de Huancavelica S.A.	CONENHUA	Obligatorio
9	Consortio Transmantaro S.A.	TRANSMANTARO	Obligatorio
10	Eteselva S.R.L.	ETESELVA	Obligatorio
11	Interconexión Eléctrica Isla Perú S.A.	ISA	Obligatorio
12	Pomacocha Power S.A.C.	POMACOCCHA	Voluntario
13	Red de Energía del Perú S.A.	REP	Obligatorio
14	Red Eléctrica del Sur S.A.	REDESUR	Obligatorio
15	Transmisión Eléctrica del Sur S.A.	TESUR	Obligatorio

FUENTE: COES-SEIN (2016).

Tabla 3: Empresas de distribución integrantes del COES a diciembre 2016

N°	RAZON SOCIAL	ABREVIATURA	ESTADO
1	Electro Dunas S.A.A.	ELECTRODUNAS	Obligatorio
2	Electro Sur Este S.A.A.	ELECTROSURESTE	Obligatorio
3	Electrocentro S.A.	ELECTROCENTRO	Obligatorio
4	Electronoroeste S.A.	ELECTRONOROESTE	Obligatorio
5	Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A.	ELECTRO UCAYALI	Obligatorio
6	Empresa Regional de Servicios Público de Electricidad de Puno S.A.	ELECTRO PUNO	Obligatorio
7	Empresa Regional de Servicios Público de Electricidad del Norte S.A.	ELECTRONORTE	Obligatorio
8	Empresa Regional de Servicios Público de Electricidad del Oriente S.A.	ELECTRO ORIENTE	Obligatorio
9	Empresa Regional de Servicios Público de Electricidad Electronorte Medio S.A.	HIDRANDINA	Obligatorio
10	Empresa Regional de Servicios Público de Electricidad Electrosur S.A.	ELECTROSUR	Obligatorio
11	Enel Distribución Perú S.A.A.	ENEL DISTRIBUCION	Obligatorio
12	Luz del Sur S.A.A.	LUZ DEL SUR	Obligatorio
13	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	SEAL	Obligatorio

FUENTE: COES-SEIN (2016).

Tabla 4: Usuarios libres integrantes del COES a diciembre 2016

N°	EMPRESA	ESTADO	N°	EMPRESA	ESTADO
1	Jockey Plaza	Obligatorio	27	MEPSA	Obligatorio
2	Cementos Pacasmayo	Obligatorio	28	MILPO	Obligatorio
3	Buenaventura	Obligatorio	29	RATAMAS	Obligatorio
4	Creditex	Obligatorio	30	Minera Barrick	Obligatorio
5	Minera Antamina	Obligatorio	31	Minera Chinalco	Obligatorio
6	Minera Antapaccay	Obligatorio	32	Las Bambas	Obligatorio
7	Minera AresS	Obligatorio	33	Minera Yanacocha	Obligatorio
8	Minera Casapalca	Obligatorio	34	MINSUR	Obligatorio
9	Minera Chungar	Obligatorio	35	MOLY COP	Obligatorio
10	Minera Condestable	Obligatorio	36	OPP FILM	Obligatorio
11	Minera Milpo	Obligatorio	37	OWENS ILLINOIS	Obligatorio
12	Minera Moskimayo	Obligatorio	38	RINASA	Obligatorio
13	Minera Ignacio de Morococha	Obligatorio	39	Pesquera Diamante	Obligatorio
14	Aceros Arequipa	Obligatorio	40	PROTISA	Obligatorio
15	Doe Run	Obligatorio	41	QUIMPAC	Obligatorio
16	Administradora Cerro	Obligatorio	42	San Miguel Industrial PET	Obligatorio
17	Minera Los Quenuales	Obligatorio	43	Shougang Hierro	Obligatorio
18	SIDER	Obligatorio	44	Cerro Verde	Obligatorio
19	EXSA	Voluntario	45	SOUTHERN	Obligatorio
20	Fundición Callao	Voluntario	46	TRUPAL	Obligatorio
21	Gloria	Voluntario	47	TASA	Voluntario
22	Gold Fields	Obligatorio	48	UNACEM	Obligatorio
23	Hudbay	Obligatorio	49	Backus y Jhonston	Voluntario
24	Industria Cachimayo	Obligatorio	50	Votorantim Metais	Obligatorio
25	Kilmerly Clark	Obligatorio	51	Minera Volcan	Obligatorio
26	Messt Gases	Obligatorio	52	Yura	Obligatorio

FUENTE: COES-SEIN (2016).

3.1.1.4. Cuencas hidrográficas involucradas en el SEIN

Los recursos hídricos utilizados en la generación de energía eléctrica en el SEIN, corresponde a 19 cuencas, donde se encuentran ubicadas las centrales hidroeléctricas generadoras, así como las obras de captación y embalses de regulación anual y regulación semanal y diaria asociados a las centrales hidroeléctricas. En la Tabla 5 se presentan las cuencas pertenecientes al SEIN al año 2016.

Tabla 5: Cuencas hidrográficas del SEIN al 2016

N°	CUENCA	PERIODO DATOS	N°	CUENCA	PERIODO DATOS
1	Río Rímac-Sta. Eulalia	1965 - 2016	11	Río Vilcanota	1965 - 2016
2	Río Pativilca	1965 - 2016	12	Río San Gabán	1966 - 2016
3	Río Santa	1965 - 2016	13	Río Piura	1967 - 2016
4	Río Jequetepeque	1965 - 2016	14	Río Cañete	1968 - 2016
5	Río Chancay	1965 - 2016	15	Río Huaura	1969 - 2016
6	Río Mantaro	1965 - 2016	16	Río Chili	1970 - 2016
7	Río Tulumayo	1965 - 2016	17	Río Quitaracsa	1971 - 2016
8	Río Tarma	1965 - 2016	18	Río Chancay-Lamb.	1972 - 2016
9	Río Chili - Alto Colca	1965 - 2016	19	Río Huallaga	1973 - 2016
10	Laguna Aricota	1965 - 2016			

FUENTE: Elaboración propia

3.1.1.5. Parque de generación existente

El parque generador del SEIN existente está compuesto por 63 centrales hidroeléctricas, que en su conjunto tienen una potencia efectiva de 4419.18 MW y generan una energía media anual de 27452.36 GWh, como se puede apreciar en la Tabla 24 del Anexo 1.

De otro lado, la potencia efectiva total de las 72 centrales termoeléctricas que forman parte del SEIN, es de 5373.3 MW, y los combustibles que son usados en estas centrales son Gas Natural, Diesel, Residual 6, Residual 500, Carbón y mezcla de R500 y DB5S50 (Tabla 25 del Anexo 1).

De igual modo, la potencia efectiva de las centrales que usan recursos energéticos no renovables en el SEIN es de 365.4 MW, y su fuente de energía es biomasa, solar y eólica (Tabla 26 del Anexo 1).

3.1.1.6. Ingreso de centrales y unidades de generación al 2016

Durante el año 2016, se incorporaron al SEIN nuevas instalaciones de generación con una capacidad total de 2624.9 MW, y no habiendo retiro de instalaciones, según se detalla en la Tabla 27 del Anexo 1.

A diciembre del 2016, la potencia efectiva de las unidades de generación del COES totalizó 12078.11 MW, ver Tabla 28 del Anexo 1.

3.1.1.7. Ingreso de líneas de transmisión

En el año 2016, se incorporaron al SEIN 914.85 km de líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión según se detalla en la Tabla 29 del Anexo 1.

Al respecto, cabe destacar que los ingresos más importantes son las líneas de 500 kV San José – Puerto Bravo (57.81 km) y Montalvo – Ilo (75 km). En la Tabla 30 del Anexo 1, se presenta el ingreso de nuevos transformadores en el SEIN en el año 2016.

3.1.1.8. Disponibilidad de Gas Natural

Durante el año 2016, el consumo de gas natural destinado a la generación de energía eléctrica fue de 4689.83 MMm³, lo que representó un incremento del 10.1% en comparación a los 4260.05 MMm³ del 2015.

En el último quinquenio, se ha registrado un crecimiento medio anual de consumo de gas natural de Camisea del orden de 6.8% debido al ingreso de nuevas unidades de generación a ciclo simple y ciclo combinado. La participación termoeléctrica en la matriz de generación que utiliza gas natural a diciembre 2016 es de 3771.97 MW, que representa el 31.2% de la potencia efectiva en el SEIN.

Al 31 de diciembre de 2016, la potencia instalada de las centrales de generación de ciclo combinado representa el 75.4% (3048.7 MW) de la capacidad total de centrales que consumen gas natural de Camisea y el 31.6% (4041.6 MW) de la capacidad instalada total del SEIN lo que permitió optimizar el uso del recurso.

3.1.1.9. Producción de energía eléctrica

La producción total de energía eléctrica de enero a diciembre 2016 fue de 48326.4 GWh, y la participación porcentual de las empresas de generación se muestra en la Figura 11, en el que se observa que las empresas de mayor producción de energía fueron ELECTROPERU con 6644.1 GWh, ENGIE con 6470.5 GWh, y KALLPA con 6014.7 GWh.

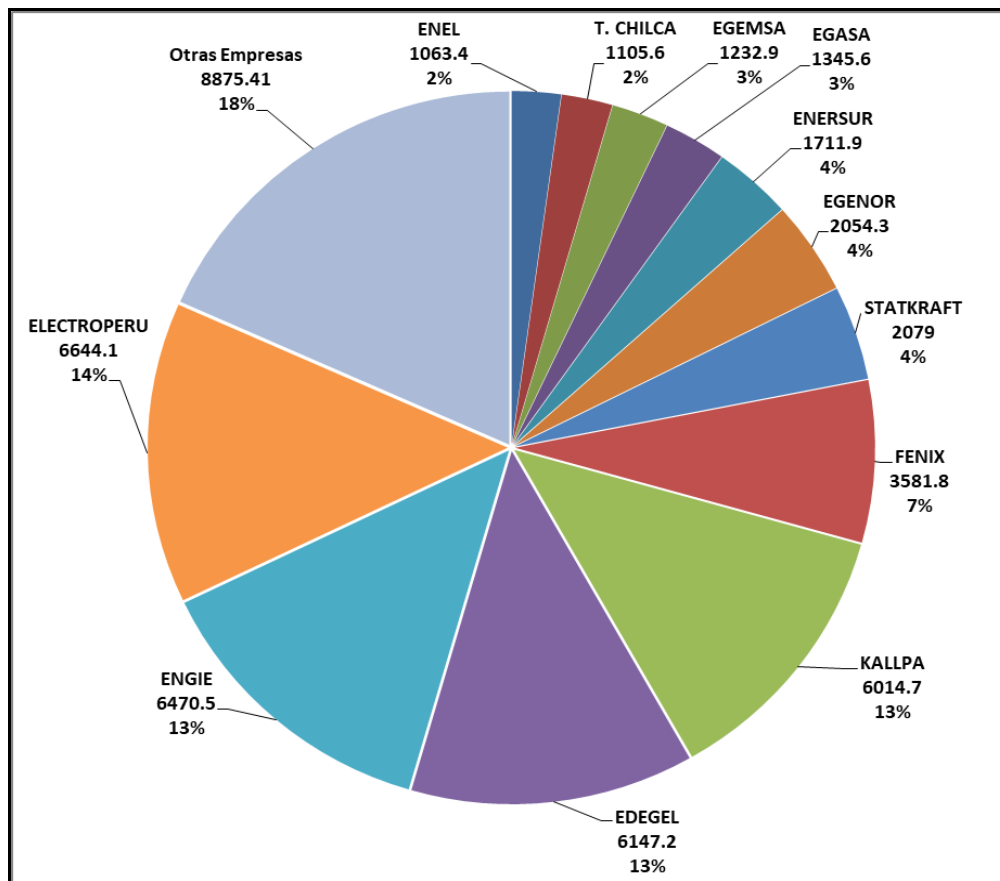


Figura 11: Participación en la producción de energía por empresas el 2016.

FUENTE: Elaboración propia.

La generación termoeléctrica tuvo una participación en el abastecimiento de la demanda de energía, con un 49.7% del total, seguida por la generación hidroeléctrica con un 47.6%. En forma complementaria, mediante la energía eólica fue de 2.2% y la solar con 0.5% del total producido (Figura 12).

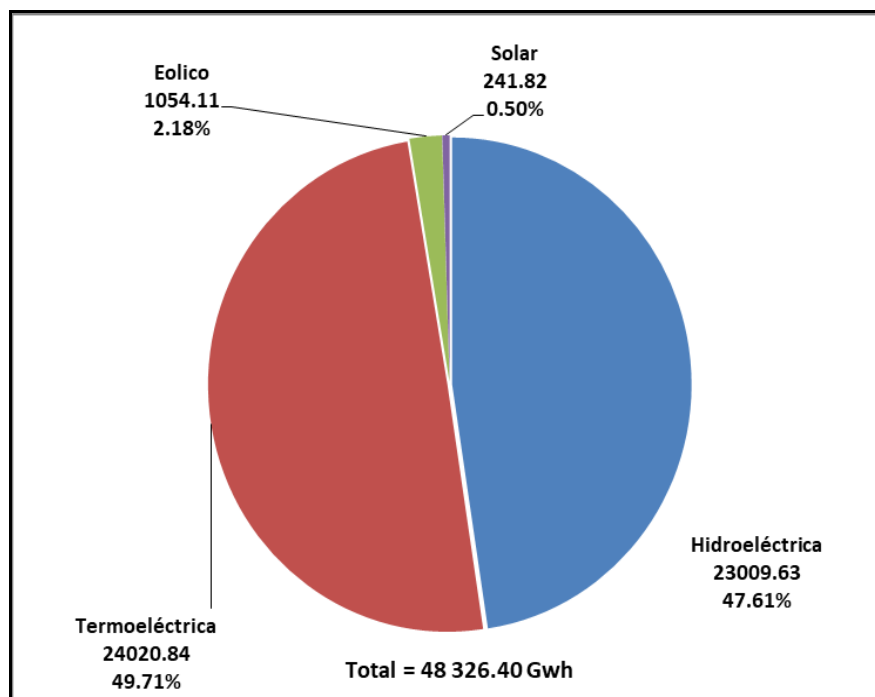


Figura 12: Generación de energía por tipo de generación el 2016.

FUENTE: Elaboración propia.

3.1.1.10. Interconexión con el Ecuador

Durante el 2016 en aplicación del contrato de suministro de electricidad para la exportación e importación entre las empresas eléctricas EDEGEL S.A.A. del Perú y la empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y entre ENERSUR S.A. y la empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, se efectuó el abastecimiento de electricidad hacia Ecuador utilizando el enlace de interconexión internacional mediante la línea de transmisión en 220 kV de Zorritos (Perú) - Machala (Ecuador) (L-2280). Los periodos de exportación e importación de electricidad se llevaron a cabo durante los meses de enero a marzo y, de mayo a setiembre, respectivamente (Tabla 31 del Anexo 1).

3.1.1.11. Recurso hídrico

El recurso hídrico total utilizado por las centrales hidroeléctricas en el año 2016 fue de 28123 MMC, que representó un 1.8% mayor al recurso hídrico del año 2015. De este total se turbinó 27560 MMC (98%) y el restante permaneció como volumen útil embalsado.

3.1.1.12. Eventos relevantes de la operación

Los eventos de falla en el SEIN que provocaron el mayor impacto, en relación con la Energía No Servida (ENS), se presentan en la Tabla 32 del Anexo 1.

3.1.1.13. Proyección de la demanda eléctrica

Se proyectó la demanda para el horizonte de veinticuatro meses, considerando su corrección con los factores económicos y demográficos relevantes como:

- Se tomó en cuenta la demanda histórica de clientes regulados y libres de los doce meses previos al 31 de marzo del 2016.
- Los requerimientos de energía y potencia estimados por los grandes clientes libres (incrementos de capacidad y nuevos proyectos) (Tablas 6 y Tabla 7).
- La evolución del PBI, la variación de las tarifas de energía eléctrica para el mercado regulado y la evolución de la población.
- Se tomó en cuenta las pérdidas de transmisión y distribución.

3.1.1.14. Demanda de clientes libres

En la Tabla 6 se resume los valores de energía y potencia considerados para los diferentes clientes libres y cargas a ser incorporadas en el periodo 2016-2019.

Tabla 6: Requerimiento de energía y potencia de clientes libres y cargas incorporadas al SEIN, período 2016-2019

N°	CLIENTES LIBRES	2016		2017		2018		2019	
		GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW
1	ELECTROANDES	936	116	936	116	936	116	936	116
2	SHOUGESA	247	44	307	51	591	88	592	82
3	ANTAMINA	975	135	1080	145	1191	160	1489	200
4	SOUTHERN	1710	212	1793	212	1793	222	1793	222
5	CERRO VERDE 138 kV	391	52	336	52	320	38	303	36
6	TINTAYA (Oxidos)	155	21	158	21	159	21	163	21
7	SAN RAFAEL (MINSUR)	145	19	147	19	147	19	147	19
8	CALLALI	101	26	132	26	132	26	132	26
9	CEMENTOS YURA	269	36	282	38	284	41	293	41
10	YANACocha (Nuevo)	442	57	410	53	409	53	379	49
11	HUARON	67	10	65	11	66	12	66	12
12	CERRO VERDE (Socabaya 220 kV)	955	125	972	125	972	125	972	125
13	CERRO CORONA	145	19	145	19	145	19	145	19
14	AMPLIACIÓN ACEROS AREQUIPA	248	15	248	15	457	15	457	15
15	AMPLIACIÓN CAJAMARQUILLA	809	41	817	41	831	41	835	41
16	BAYOVAR (Miski Mayo)	92	14	95	13	97	14	97	14
17	TINTAYA ANTAPACCAY	711	93	716	94	728	96	732	96
18	MINERA CHINALCO PERÚ	857	115	857	115	857	115	857	115
19	CONSTANCIA - HUDBAY	554	82	554	82	554	82	554	82
20	LA ARENA	16	2	148	19	160	20	170	22
21	CERRO VERDE (San Jose 500kV)	2032	292	2032	292	2032	292	2098	301
22	MINERA LAS BAMBAS	1156	146	1228	146	1228	146	1228	146
23	MINERA ARES (Cotaruse)	175	22	197	24	197	24	197	24
24	UNACEM Condorcocha	237	23	297	24	312	24	312	24
25	UNACEM Atocongo	332	23	363	23	372	23	373	23

FUENTE: COES-SEIN (2017).

En la Tabla 7 se resume los valores de energía y potencia requeridas por ampliaciones y nuevos proyectos en el SEIN en el período 2016-2019.

Tabla 7: Requerimiento de potencia anual por ampliaciones y nuevos proyectos en el SEIN, período (2016-2019)

N°	CLIENTES LIBRES Y/O NUEVOS PROYECTOS	2016		2017		2018		2019	
		GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW
1	Axpan. concentradora Cuajone		0		0		16.0		50.0
2	Axpan. concentradora Toquepala		0	56.0	8.0	547.0	74.0	547.0	74.0
3	Axpan. Fundicion Ilo y Ref. de cobre		0		0		0		0
4	Proyecto Tia Maria	1.2	1.0	1.0	1.0	19.0	4.0	19.0	4.0
5	Proyecto Mallay		0		0		0		0
6	Proyecto Quellaveco		0		0		0		0
7	Colquijirca (ampliacion Brocal)		0		0		0		0
8	Proyecto San Gabriel	4.0	2.0	3.0	1.0	56.0	13.0	95.0	13.0
9	Proyecto Magistral		0		0	38.0	7.0	84.0	12.0
10	Proyecto Pukagaga		0		0		0		0
11	Proyecto Pucamarca	15.0	3.0	15.0	3.0	15.0	3.0	15.0	3.0
12	Proyecto Ampliacion Toromocho		0	32.0	4.0	120.0	17.0	233.0	34.0
13	Explotacion de Relaves		0	90.0	12.0	90.0	12.0	90.0	12.0
14	Coroccohuayco (XSTRATA)		0		0		0		0
15	Pampas del Pongo		0		0	60.0	12.0	81.0	12.0
16	Proyecto Bongara		0		0		0		0
17	Proyecto Fosfatos		0		0		0	43.0	12.0
18	Cementos Piura	8.0	1.0	62.0	14.0	62.0	14.0	62.0	14.0
19	Proyecto Michiquillay		0		0		0		0
20	Proyecto Rio Blanco		0		0		0		0
21	Proyecto la Granja		0		0		0		0
22	Proyecto Los Chancas		0		0		0		0
23	Proyecto El Zafranal		0		0		0		0
24	Proyecto Ollachea		0	27.0	3.0	49.0	6.0	68.0	8.0
25	Proyecto Amp. El Porvenir		0	15.0	2.0	15.0	2.0	35.0	6.0
26	Proyecto lagunas Norte		0		0		0		0
27	Proyecto Tambo Mayo		0		0		0		0
28	Proyecto Shahuindo	4.0	1.0	5.0	1.0	7.0	1.0	7.0	1.0
29	Galeno (Lumita)		0	17.0	2.0	33.0	4.0	80.0	10.0
30	Pachapaqui		0		0		0		0
31	Corani		0		0		0		0
32	Ampliacion Refineria Talara		0	29.0	11.0	197.0	37.0	233.0	43.0

FUENTE: COES-SEIN (2017).

3.1.1.15. Demanda de clientes regulados

El consumo de energía de los clientes regulados (carga vegetativa) para el año 2016 fue estimado tomando en cuenta datos históricos, y su proyección para período 2017-2019 se consideró las ventas históricas de energía desde 1981 (fuente OSINERGMIN), crecimiento de la población desde 1981 (fuente INEI), Evolución del PBI (Ver Tabla 8), y las tarifas de electricidad final aplicada a los clientes regulados (fuente OSINERGMIN).

Tabla 8: Proyección del producto bruto interno período 2016-2019

AÑO	PBI
2016	3.80%
2017	4.20%
2018	4.20%
2019	4.00%

FUENTE: BCRP, set 2016 – Reporte de inflación

3.1.1.16. Demanda Total SEIN para período 2016-2019

La demanda de energía anual del SEIN, es la suma de la demanda de energía proyectada para clientes regulados y clientes libres tomando en cuenta las pérdidas por transmisión, las pérdidas de distribución, y la autoproducción. En la Tabla 9 se muestra el consumo de energía anual proyectada al 2019 (COES + RER).

Tabla 9: Demanda de energía anual proyectada Período 2016-2019 (COES+RER)

AÑO	ENERGIA SEIN (GWh)
2016	48369.00
2017	51693.00
2018	55329.00
2019	58778.00

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Para el cálculo de la demanda máxima anual de potencia se consideró el factor de carga del SEIN, la demanda de energía anual y el tiempo, en la Tabla 10 se presenta la máxima demanda proyectada en MW al 2019 (COES + RER).

Tabla 10: Demanda máxima anual de potencia proyectada Período 2016-2019 (COES+RER)

AÑO	MAXIMA DEMANDA (MW)
2016	6644.00
2017	7087.00
2018	7563.00
2019	8039.00

FUENTE: COES-SEIN (2017)

3.1.1.17. Programa de obras de generación

Conforme a lo establecido en los artículos 47° y 51° de la LCE y según el inciso b), numeral 14.4, artículo 4 del D.S. N° 027-2008; el programa de obras corresponde a aquellos proyectos factibles de ingresar en operación en el período de estudio (siguientes 24 meses desde el 31 de marzo del año de fijación tarifaria); en ese sentido se consideró las obras de generación que son el resultado de las licitaciones para el suministro de energía eléctrica a clientes regulados; las líneas del Sistema Garantizado de Transmisión cuya conexión y construcción fue producto de una licitación pública; asimismo, se toman en cuenta todos aquellos proyectos de instalaciones de generación y transmisión de iniciativa particular y las producidas por las licitaciones de generación RER. El programa de obras de generación considerado para el SEIN, se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11: Programa de obras de generación del SEIN, período 2016-2019

FECHA DE INGRESO	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA (MW)
oct 2016	C.H. Chaglla	456.00
dic 2016	C.H. 8 de Agosto (Tingo María - Huanuco)	19.00
oct 2016	C.T. Chilca 1 CS (Ampliación)	35.70
nov 2016	C.T. Ilo - Nodo Energético del Sur	600.00
abr 2017	C.H. Protero (Cajamarca)	19.90
dic 2017	C.H. Yarucaya (Lima)	15.00
ene 2018	C.H. La Virgen (Junin)	84.00
ene 2018	C.H. El Carmen	8.40
ene 2018	C.H. El Angel I	20.00
ene 2018	C.H. El Angel II	20.00
ene 2018	C.H. El Angel III	20.00
ene 2018	C.H. Santa Lorenza I (Huanuco)	18.70
feb 2018	C.H. Renovandes H1	20.00
mar 2018	C.H. Tulumayo IV	56.20
abr 2018	C.H. Manta (Huallanca - Ancash)	19.80
jul 2018	C.H. Marañon	18.40
jul 2018	C.T. Karpa	19.00
jul 2018	C.H. Hydrika 2 (Ancash)	4.00
jul 2018	C.H. Hydrika 5 (Ancash)	10.00
ago-18	C.T. Santo Domingo de los Olleros (TV-CC)	99.60
ago 2018	C.H. Huatziroki I	11.10
nov 2018	C.H. Hydrika 3 (Ancash)	10.00
oct 2018	C.H. Hydrika 4 (Ancash)	8.00
nov 2018	C.H. Carhuac (Huanza-Lima)	20.00
nov 2018	C.H. Hydrika 1 (Ancash)	6.60
dic 2018	C.H. Laguna Azul (Castilla - Arequipa)	20.00
dic 2018	C.H. Colca	12.00
ene 2019	C.H. Zaña 1	13.20
jun 2019	C.H. Pallca	10.10

FUENTE: COES-SEIN (2017)

3.1.1.18. Programa de obras de transmisión

Para la definición del programa de obras de transmisión se ha considerado la información suministrada por las empresas titulares de concesiones y los datos remitidos por las empresas integrantes del COES, además, se consideró información del informe de “Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Construcción del OSINERGMIN (agosto 2016)”, y los datos publicados en la página web del MINEM. El programa definitivo se resume en la Tabla 12.

Tabla 12: Programa de obras del sistema de transmisión del SEIN, período 2016-2019

FECHA DE INGRESO	NOMBRE DEL PROYECTO
dic 2016	L.T. 220 kV Caclic - Moyobamba de 220 MVA
dic 2016	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic de 220 MVA
dic 2016	L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte de 300 MVA
ene 2017	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro de 300 MVA
ene 2017	L.T. 220 kV Onocora - Tintaya, dos temas de de 300 MVA
ene 2017	L.T. 220 kV Quencoro - Onocora, dos temas de 300 MVA
ene 2017	Repoten. L.T. Chiclayo - Carhuaquero a 250 MVA
ene 2017	Repoten. L.T. 220 kV Pomacocha - San Juan a 250 MVA por terna
ene 2017	Repoten. L.T. 220 kV Pachachaca - Callahuanca a 250 MVA por terna
ene 2017	Repoten. L.T. 220 kV Huanza - Carabayllo
ene 2017	Repoten. 250 MVA L.T. 220 KV Oroya - Carhuamayo
ene 2017	Repoten. 250 MVA L.T. 220 KV Mantaro - Huanxavelica
feb 2017	L.T. 220 kV Ilo 3 - T46 (a SE Moquegua 220 kV)
mar 2017	S.E. Ica - Ampliación capacidad de transformación
mar 2017	S.E. Paramonga Nueva - Ampliación capacidad de transformación
jun 2017	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Nueva Socabaya - Montalvo
jun 2017	S.E. Orcotuna 220/60 kV
ago 2017	L.T. 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)
set 2017	L.T. 220 kV Friaspata - Mollepata
ene 2018	Repoten. L.T. 220 KV Tingo Maria - Vizcarra . Conococha
ene 2018	Repoten. L.T. 220 KV Trujillo - Cajamarca
mar 2018	S.E. Carapongo y enlaces de conexión a líneas asociadas
mar 2018	L.T. 220 kV Azangaro - Jukiaca - Puno
mar 2018	L.T. 220 kV Rsinc - Santa Rosa
jul 2018	L.T. 220 kV Moltalvo - Los Héroes y Subestaciones Asociadas

FUENTE: COES-SEIN (2017).

3.1.1.19. Costos de combustibles

Los precios asociados a los combustibles líquidos incluyen los siguientes componentes: precios explanta, transporte hasta la central térmica, insumo para el tratamiento, y gastos financieros durante 15 días al 1.95% anual para mantener stocks de seguridad.

El precio interno del combustible carbón es el que corresponde al costo publicado por OSINERGMIN, de acuerdo con el artículo 124° inciso c) del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Para las centrales que operan con gas natural de Camisea, el precio a considerar se determina tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea, más 90 por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.

Para centrales que utilicen gas natural procedentes de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar es el precio único que se obtiene como resultado del procedimiento N° 31 del COES, teniendo como límite superior el que resulta del procedimiento del OSINERGMIN “Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra”.

3.1.1.20. Costos variables de operación y mantenimiento

Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), aquellos relacionados con el consumo de ciertos agregados al proceso de combustión, tales como lubricantes, agua, etc. Costos Variable de Mantenimiento (CVM), aquellos que derivan de los mantenimientos de las unidades de generación.

3.1.1.21. Retribución única por el uso del agua

De acuerdo con el Art. 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se considera el 1 por ciento del precio promedio de la energía a nivel de generación como retribución por el uso del agua. En el modelo PERSEO se ha considerado el monto calculado al 30 de agosto del 2016, el cual equivale a 0.4330 US\$/MWh, por concepto de retribución única al Estado por uso de agua.

3.1.1.22. Precio básico de energía

Se ha calculado el precio básico de Energía conforme a lo estipulado en el inciso d) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas y al artículo 125° de su Reglamento.

3.1.1.23. Precio básico de potencia

Para el cálculo del precio básico de la potencia, se tomaron en cuenta lo dispuesto en los incisos e) y f) del artículo 47° de la LCE, lo establecido en el artículo 126° del RLCE, así mismo, se siguieron las pautas establecidas en el “Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia” aprobados por RCD OSINERGMIN N° 26-2004-OS/DS y sus modificaciones.

3.1.1.24. Costo de racionamiento

El costo de racionamiento representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. Este costo lo fija el OSINERGMIN y es igual a 746 US\$/MWh.

3.1.1.25. Tasa de actualización

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12 por ciento real anual, de acuerdo con el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3.1.2. Información de caudales medios mensuales utilizados en el planeamiento de la generación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN)

La información hidrológica utilizada en la planificación de la operación de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) son los caudales medios mensuales naturales afluentes a los puntos de interés de los sistemas hidráulicos asociados a las centrales hidroeléctricas emplazadas en las 19 cuencas hidrográficas del SEIN (ver punto 3.1.1.14).

Los sistemas hidráulicos están representados por los diagramas topológicos y los puntos de interés son básicamente los embalses y bocatomas de las centrales hidroeléctricas que forman parte de estos diagramas (ver Anexo 2).

En la Tabla 13 se presenta los 82 puntos de interés de las cuencas consideradas en el SEIN, a ser modeladas en el modelo PERSEO.

Tabla 13: Puntos de interés y cuencas hidrográficas del SEIN para el modelo PERSEO

Nº	SERIE	NOMBRE	CUENCA / RIO
1	QN-ta1	Afluente a Yuracmayo	Rímac
2	QN-ta2	Caudal Intercuenca al Rímac	Rímac
3	QN-sh1	Afluente Equivalente de Lagunas	Rímac
4	QN-sh2	Intercuenca Sta. Eulalia	Rímac
5	QN-301	Afluente Viconga	Pativilca
6	QN-304	Toma Cahua	Pativilca
7	QN-401	Caudal de ingreso a la Laguna Parón	Santa
8	QN-402	Caudal de ingreso Laguna Cullicocha	Santa
9	QN-403	Aporte intermedio entre lagunas-CDP	Santa
10	QN-405	Caudal de ingreso a Centrales Pariac	Santa
11	QN-406	Embalse Aguascocha	Santa
12	QN-408	Embalse Rajucolta	Santa
13	QN-501	Jequetepeque	Jequetepeque
14	QN-603	Cuadales en Cirato (Río Chancay)	Chancay
15	QN-605	Cuadales Residuales Cirato	Chancay
16	QN-801	Lago Junín	Mantaro
17	QN-802	Malpaso	Mantaro
18	QN-803	Mantaro	Mantaro
19	QN-804	Cutoff	Mantaro
20	QN-805	Taza Vieja, con aporte QN-808	Mantaro
21	QN-806	Pomacocha	Mantaro
22	QN-807	Huallacocha Baja	Mantaro
23	QN-809	Rumichaca	Mantaro
24	QN-810	Huallacocha Alta	Mantaro
25	QN-811	Lagunas (5) Quillon	Mantaro
26	QN-812	Moya (Chilicocha)	Mantaro
27	QN-814	Lagunas (3) Piñascocha	Mantaro
28	QN-815	Huaylacancha (Cochas Túnel)	Mantaro
29	QN-830	Aporte lagunas Huacracocha y Lacsacocha (Estación Huari)	Mantaro
30	QN-840	Aporte lagunas Calzada-Caullau (Estación Cochas Túnel)	Mantaro
31	QN-901	Jaico + Canal Colector	Mantaro
32	QN-902	Altos Machay + Laguna Lechococha	Mantaro
33	QN-903	Matacocha	Mantaro
34	QN-904	Incremental Matacocha-Huangush Alto (Incluye Canal Usupata)	Mantaro
35	QN-905	Incremental Huangush Alto – Huangush Bajo	Mantaro
36	QN-906	Incremental Huallamayo – Uchuhuerta-Yuncan	Mantaro
37	QN-907	Toma Manto	Mantaro
38	QN-908	Incremental Lags – Toma Uchuhuerta	Mantaro
39	QN-909	Incremental Victoria–Toma Huallamayo	Mantaro
40	QN-910	Laguna Victoria 1	Mantaro
41	QN-911	Laguna Pacchapata	Mantaro
42	QN-1101	Río Tulumayo (C.H. Chimay)	Tulumayo
43	QN-1201	Río Tarma (C.H. Yanango)	Tarma
44	QN-2001	Embalse El Pañe	Chili-Alto Colca
45	QN-2002	Río Bamputañe	Chili-Alto Colca
46	QN-2003	Río Blanquillo	Chili-Alto Colca
47	QN-2004	Río Colca	Chili–Alto Coca
48	QN-2005	Río Colca	Chili–Alto Colca
49	QN-2006	Río Sumbay	Chili–Alto Colca
50	QN-2007	El Fraile	Chili–Alto Colca

«continuación»

51	QN-2008	Embalse Pillones	Chili–Alto Colca
52	QN-2009	Sumbay	Chili–Alto Colca
53	QN-2101	Laguna Aricota	Laguna Aricota
54	QN-2301	Embalse Sibinacocha	Vilcanota
55	QN-2302	Increment. Sibinacocha–Estación Km-105	Vilcanota
56	QN-2401	Afluente lagunas	San Gabán
57	QN-2402	San Gabán	San Gabán
58	QN-2403	Laguna Corani	San Gabán
59	QN-2501	Huisca-Huisca	San Gabán
60	QN-2502	Aporte Intermedio C.H. Misapuquio	San Gabán
61	QN-2601	Laguna Pariguana	San Gabán
62	QN-2602	Laguna Huarahuarco	San Gabán
63	QN-2603	Aporte Intermedio Río Santiago	San Gabán
64	QN-2604	Laguna Vilafranco	San Gabán
65	QN-2701	Embalse Poechos	Piura
66	QN-2801	Estación Santa Rosa	Pativilca - Canal
67	QN-2901	Embalse Paucarcocha	Cañete
68	QN-2902	Capillucas	Cañete
69	QN-3000	Santa Cruz 1	Santa Cruz
70	QN-2202	Bampunate	Chili - Alto Colca
71	QN-2010	Embalse Chalhuanca	Chili - Alto Colca
72	QN-2404	Pumamayo	San Gabán
73	QN-305	Afluente Yanapampa	Pativilca
74	QN-306	Afluente Pinto	Pativilca
75	QN-404	Quitaracsá	Quitaracsá
76	QN-606	Afluente Pizarra	Chancay-Lamb.
77	QN-Hu1	Aporte Lagunas Sta. Eulalia 2	Rímac
78	QN-Hu2	Aporte Cuenca Huanza	Rímac
79	QN-2802	Santa Rosa II	S/N
80	QN-1501	Chaglla	Huanuco
81	QN-813	Cerro El Águila	Mantaro
82	QN-1601	S/N	S/N

FUENTE: Elaboración propia.

Las series de caudales medios mensuales naturales han sido recopiladas de los estudios hidrológicos de las cuencas involucradas y que han sido elaboradas por las empresas generadoras que son concesionarias de estas cuencas y que cuentan con centrales hidroeléctricas para la generación de energía hidroeléctrica para el SEIN.

Los estudios hidrológicos revisados para recabar la información de series de caudales medios mensuales naturales se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14: Estudios hidrológicos de las cuencas involucradas en el SEIN

Nº	EMPRESA	ESTUDIO
1	Empresa de Generación Huallaga (EGHUALLAGA)	Actualización del Estudio Hidrológico Anual de la C.H. Chaglla
2	Generación del Perú (ENEL)	Estudio de Actualización de Caudales Naturalizados para la Generación de Energía Hidroeléctrica en el Rímac 2017
3	ENEL – Chinango S.A.C.	Actualización de Caudales Naturales Mensuales del Río Tarma – C.H. Yanango, Período 1965-2017, mayo 2017.
4	ENEL – Chinango S.A.C.	Actualización de Caudales Naturales Mensuales del Río Tulumayo – C.H. Chimay, Período 1965-2017, mayo 2017
5	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. (EGASA)	Determinación de las Series Hidrológicas del año 2017 de la Cuenca y Subcuencas del río Chili”, mayo 2017.
6	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA)	Estudio de Naturalización de la Información Hidrológica del río Vilcanota, mayo 2017.
7	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR S.A.)	Naturalización de Caudales de Ingreso de la Laguna Aricota 2017.
8	Empresa de Electricidad del Perú S.A. (ELECTROPERU S.A.)	Estudio Hidrológico Cuenca Río Mantaro - Año 2017, mayo 2017
9	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (EGESAG). (2017).	Actualización del Hidrológico - Cuenca del río San Gabán, mayo 2017
10	Empresa de Generación Huanza S.A. (EMGHUAZA)	Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico EMGHUANZA, periodo 1965-2016, mayo 2017.
11	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la Cuenca del Río Quitaracsá, mayo 2017
12	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la Cuenca del Río Paucartambo 1965-2016, mayo 2017
13	KALLPA S.A.	Actualización del Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila, mayo 2017
14	ORAZUL ENERGY PERU S.A.	Estudio Hidrológico de los ríos Santa y Chancay: Centrales Hidroeléctricas de Cañón del Pato y Carhuaquero, mayo 2017
15	Sindicato Energético S.A. (SINERSA)	Central Hidroeléctrica Poechos 2 - Estudio Hidrológico y Cálculo de la Potencia Garantizada – Actualizado con datos de 2016, mayo 2017
16	YANAPAMPA S.A.	Actualización del Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Yanapampa, mayo 2017

FUENTE: Elaboración propia

3.2. MÉTODOS

3.2.1. Determinación de la información hidrológica y técnica de las centrales hidroeléctricas existentes del SEIN

Para la determinación de las series de caudales medios mensuales naturalizados de ingreso a los puntos de interés dentro de una cuenca hidrográfica del SEIN, se realizará una revisión del estudio hidrológicos respectivo, esto con la finalidad de verificar los resultados

obtenidos.

La revisión consistirá en verificar si el diagrama topológico de la cuenca está incluyendo todo el sistema hidráulico asociado a las centrales hidroeléctricas existentes dentro de la cuenca, así como los puntos de demanda principales de este sistema.

Se verificará la consistencia de los caudales medios mensuales obtenidos mediante el análisis de curva de doble masa, así como de un análisis de saltos y tendencias en la media y desviación estándar de ser el caso.

Se recabará de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, la información técnica de las centrales hidráulicas que operan en el SEIN, como es: nombre de la central, empresa, tipo de central, ubicación, fuente de agua, potencia efectiva, número de unidades, tipo de unidad, año de puesta en servicio, características de las unidades turbina y generador, volumen útil y volumen total de los embalses asociados a la central.

3.2.2. Determinación de la información hidrológica, técnica y costos de inversión de las centrales hidroeléctricas en proyecto a ser consideradas en la planificación de la operación del SEIN

El procedimiento seguido para la determinación de las series de caudales medios mensuales naturalizados de ingreso a los puntos de interés dentro de una cuenca hidrográfica relacionados con los proyectos de centrales hidroeléctricas localizadas dentro de esta cuenca se iniciará la revisión del estudio hidrológicos respectivo para la verificación de los resultados obtenidos, y se verificará su inclusión en el diagrama topológico de la cuenca.

Se verificará la consistencia de los caudales medios mensuales obtenidos mediante el análisis de curva de doble masa, así como de un análisis de saltos y tendencias en la media y desviación estándar de ser el caso.

De la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, se recabará la información técnica de los proyectos de las centrales hidráulicas ubicadas en la cuenca del SEIN, como

es: nombre de la central, empresa, tipo de central, ubicación, fuente de agua, potencia efectiva, número de unidades, tipo de unidad, año de puesta en servicio, características de las unidades turbina y generador, volumen útil y volumen total de los embalses asociados a la central, así como los costos de inversión del proyecto hidráulico.

3.2.3. Determinación de la Información técnica y de costos de inversión de las centrales térmicas existentes del SEIN

Se recabará de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, la información técnica de las centrales térmicas que operan en el SEIN. Esta información ha sido recopilada por el OSINERGMIN tanto a través de las empresas de generación y el COES, como de las obtenidas en las supervisiones en campo.

La información técnica para recabar es: nombre de la central, empresa, tipo de central, ubicación, fuente de energía, potencia efectiva, número de unidades, tipo de unidad, año de puesta en servicio, tipo de combustible y características de las unidades turbina y generador.

3.2.4. Determinación de la Información técnica y costos de inversión de las centrales térmicas en proyecto a ser consideradas en la planificación de la operación del SEIN

De la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN, se recabará la información técnica de los proyectos de centrales térmicas a operan en el SEIN en el período de planeamiento.

La información técnica de los proyectos de centrales térmicas a ser recabada es: nombre de la central, empresa, tipo de central, ubicación, fuente de energía, potencia efectiva, número de unidades, tipo de unidad, año de puesta en servicio, tipo de combustible y características de las unidades turbina y generador, así como los costos de inversión del proyecto termoeléctrico.

3.2.5. Determinación de la proyección de la demanda de energía y potencia del SEIN, incluyendo la demanda a nivel comercial, industrial, minero y doméstico, período 2016-2019

La proyección de la demanda de energía y potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el período de planificación de la operación será recabada del Estudio Económico de la Fijación Tarifaria mayo 2017 que elabora el Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SEIN).

3.2.6. Elaboración de los archivos de datos de entrada del modelo PERSEO

Con la información hidrológica y técnica recabada en los puntos 3.2.1 al 3.2.5 se elaborarán los archivos de datos de entrada al modelo PERSEO para el caso de planeamiento de la generación del SEIN para el período 2016-2019, caso que considera series de caudales medios mensuales naturalizados históricos afluentes a los 82 puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN.

3.2.7. Determinación de los costos marginales promedio de la energía (Cmp) para el SEIN con el modelo PERSEO usando las series históricas de caudales mensuales naturales afluentes a los puntos de interés del SEIN

Con el modelo PERSEO y los archivos de datos de entrada elaborados en el punto 3.2.6 se determinarán los costos marginales de energía del SEIN para el período de planeamiento de la generación 2016-2019, considerando para ello las series de caudales mensuales naturalizados afluentes históricos a los puntos de interés ubicados en las cuencas hidrográficas involucradas en la operación del SEIN.

Así mismo se tendrán en consideración los resultados técnicos y económicos referidos al volumen útil embalsado en los embalses asociados a las centrales hidroeléctricas, la generación de energía en las centrales hidroeléctricas, generación de potencia en las centrales hidroeléctricas, y el ingreso neto por venta de energía generadas por las centrales hidroeléctricas.

3.2.8. Elaboración de los archivos de datos del modelo SAMS

Se usará el modelo SAMS v.2009 para determinar el mejor modelo periódico autorregresivo de medias móviles PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales afluentes a los puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN.

Para lograr este objetivo, se elabora el archivo de datos de entrada para cada punto de interés de cada cuenca, tomando con serie semilla la serie de caudales mensuales naturalizada histórica afluente a cada punto, información determinada en el ítem 3.2.6, específicamente las series que forman parte del archivo SINAC.hid del modelo PERSEO.

3.2.9. Determinación con SAMS v.2009 del modelo PARMA (p,q) al cual se ajusta cada una de las series históricas de caudales mensuales naturales históricas afluentes a los puntos de interés de las cuencas del SEIN

Para la determinación del mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales afluentes a cada punto de interés de las cuencas del SEIN, se sigue el siguiente procedimiento:

- a. Se elabora el archivo de datos a nivel mensual con la serie de caudales mensuales naturales históricas afluentes al punto de control en formato SAMS v.2009.
- b. Con SAMS v.2009 se obtiene el histograma de caudales a nivel anual de la serie de caudales mensuales naturales histórica afluente al punto de control.
- c. Con SAMS v.2009, se obtiene la función de autocorrelación (AFC) de la serie de caudales mensuales naturales histórica afluente al punto de control.
- d. Con SAMS v.2009, se obtiene la función de autocorrelación parcial (PAFC) de la serie de caudales mensuales naturales histórica afluente al punto de interés.
- e. Los pasos (b), (c), y (d) se deben realizar para todos los meses de la serie de caudales mensuales naturales histórica afluente al punto de interés
- f. Con SAMS v.2009, se realiza el proceso de normalización de los datos de caudales mensuales de todos los meses de la serie de caudales mensuales naturales histórica afluente al punto de interés. Se escoge una transformación logarítmica, y se analizan los resultados de las pruebas de Skewness y Filliben, que deben ser de aceptación, lo que indica que los datos siguen una distribución normal teniendo en cuenta la transformación escogida.

- g. Si en SAMS v.2009, después del realizar el ítem (f), en todos los meses se cumple que los resultados de los test de Skewness y Filliben son de aceptación, estamos en condiciones de iniciar el proceso de determinar el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en el punto de interés analizado.
- h. Con la finalidad de determinar el mejor modelo PARMA (p,q) para la serie de caudales mensuales naturalizados históricos afluentes al punto de control, con SAMS v.2009 se analizarán los siguientes modelos: PARMA(1,0), PARMA(1,1), PARMA(1,2), PARMA(1,3), PARMA(2,0), PARMA(2,1), PARMA(2,2), PARMA(2,3), PARMA(3,0), PARMA(3,1), PARMA(3,2), PARMA(3,3), PARMA(0,1), PARMA(0,2), PARMA(0,3), y PARMA(0,4). Se obtiene los valores de los parámetros SIC (error bayeciano) y AIC (coeficiente de Akaike) para cada mes de la serie.
- i. De los resultados obtenidos en el ítem (h), el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de caudales a nivel mensual en el punto de control analizado, es aquel que tiene los menores valores del parámetro AICC en los meses del período de avenidas, que son los meses de enero, febrero y marzo (Salas *et al.* 2009).

3.2.10. Generación de series sintéticas de caudales mensuales afluentes a los puntos de interés de las cuencas del SEIN, con modelo SAMS v.2009

Determinado, en el punto 3.2.9, el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintética de caudales mensuales en el punto de interés de estudio, con SAMS v.2009 se procederá a generar las series sintéticas de caudales medios mensuales equiprobables de ingreso al punto de interés,

Se procede a determinar la serie sintética esperada de caudales mensuales afluente al punto de interés de estudio, siguiendo los siguientes pasos:

- a. Se determina el caudal promedio multianual de cada una de las 300 series sintéticas de caudales medios mensuales generadas de ingreso al punto interés de estudio con SAMS v.2009 y el modelo PARMA (p,q), determinado en el punto 3.2.11.

- b. Se elabora la curva de duración de los caudales promedio multianual de las 300 series sintéticas de caudales mensuales aplicando el método de Weibull y se determina el caudal promedio multianual al 50 por ciento de persistencia
- c. Este caudal promedio multianual al 50% de persistencia identifica a la serie sintética esperada de caudal mensual de ingreso al punto de interés.

3.2.11. Determinación de la serie sintética esperada de caudales medios mensuales afluentes a los puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN

Se aplicará el mismo procedimiento descrito en el punto 3.2.9 y 3.2.10 para cada uno de los 82 puntos de interés de las cuencas hidrográficas aprovechadas para la generación de energía del SEIN en el período de estudio.

Por lo tanto, con el modelo PARMA (p,q) determinado en el punto 3.2.9 y con SAMS v.2009, se generarán un total de 24600 series sintéticas generadas, a partir de ellas y siguiendo lo mencionado en el punto 3.2.10 se obtuvieron la serie sintética esperada de caudales mensuales para cada punto de interés de cada cuenca hidrográfica del SEIN.

3.2.12. Operación del SEIN utilizando series sintéticas esperadas de caudales medios mensuales en el período 2016-2019

Con las series sintéticas esperadas de caudales mensuales para los puntos de interés dentro de las cuencas hidrográficas del SEIN, se elaboró el archivo SINAC.hid del modelo PERSEO, que se usara para optimizar el planeamiento de la generación del SEIN en el periodo 2016-2019, mientras que los demás archivos de datos del modelo PERSEO serán los mismo que se determinaron en el punto 3.2.8 de la presente tesis.

3.2.13. Determinación de los costos marginales promedio de la energía (Cmp) con modelo PERSEO usando las series sintéticas esperadas de caudales mensuales afluentes a los puntos de interés del SEIN

Los resultados relevantes del planeamiento de la generación del SEIN para el período 2016-2019, obtenidos con el modelo PERSEO, usando series sintéticas mensuales esperadas en los puntos de interés de las cuencas hidrográficas involucradas en el planeamiento son los costos marginales actualizados en la Barra de energía, el volumen útil

embalsado en los embalses asociados a las centrales hidroeléctricas, la generación de energía en las centrales hidroeléctricas, generación de potencia en las centrales hidroeléctricas, y el ingreso neto por venta de energía de las centrales hidroeléctricas.

3.2.14. Análisis y discusión de los resultados del planeamiento de la generación del SEIN considerando series de caudales mensuales históricos y series sintéticas esperadas en el período 2016-2017

Se analizarán y discutirán los resultados del planeamiento de la generación del SEIN en el período 2016-2019, obtenidos con el modelo PERSEO, usando series históricas de caudales mensuales y series sintéticas esperadas de caudales mensuales en los puntos de interés de las cuencas hidrográficas involucradas en el sistema.

Se compararán los resultados referidos a los costos marginales actualizados en la Barra de energía, el volumen útil embalsado en los embalses asociados a las centrales hidroeléctricas, la generación de energía en las centrales hidroeléctricas, generación de potencia en las centrales hidroeléctricas, y el ingreso neto por venta de energía de las centrales hidroeléctricas.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Teniendo en cuenta que son 23 cuencas involucradas en el SEIN, se presenta la aplicación de la metodología expuesta en el Capítulo III a la cuenca del río Mantaro, que se encuentra concesionada a la empresa de generación eléctrica del Perú – ELECTROPERU S.A., escogida por que es la empresa con la mayor participación en la generación de energía en el año 2016, que en porcentaje representa el 14% de la generación total de energía.

4.1. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN HIDROLÓGICA DE LA CUENCA RÍO MANTARO

La cuenca del río Mantaro tiene un área de 34400 km² hasta su confluencia con el río Apurímac para formar el río Ene. Geográficamente se ubica entre los 10° 30' a 13° 30' de Latitud Sur y entre los 74° 00' a 76° 30' de Longitud Oeste, abarcando los departamentos de Pasco, Junín, Huancavelica y Ayacucho.

El río Mantaro se origina en el Lago Junín, a una altitud de 4080 msnm, recorriendo 735 kilómetros hasta su confluencia con el río Apurímac, a 480 msnm., dando origen en este punto al río Ene, teniendo una pendiente promedio de 0.51%.

Adicionalmente, existen múltiples tributarios cuyas cuencas superiores están reguladas por sistemas de almacenamiento y regulación. Las subcuencas reguladas se encuentran a cotas entre 3350 msnm y 4500 msnm. La cuenca alta del río Mantaro está comprendido desde sus nacientes (Lago Junín) hasta la Represa de Malpaso (La Oroya); teniendo como principales tributarios en este sector el río Huarón, Carhuacayán, Corpacancha y Pucayacu.

La cuenca intermedia corresponde desde Malpaso hasta Tablachaca. Se caracteriza por presentar una primera parte encajonada que comienza aguas abajo de Malpaso y se acentúa al pasar La Oroya hasta el Puente Stuart (Jauja). De este punto hasta Chupuro ambas márgenes se amplían.

Los afluentes principales que recibe el río Mantaro en Malpaso hasta Tablachaca, por su margen derecha son los ríos Yauli, Huari, Pachacayo, Cunas, Vilca y Chinchi. Por la margen izquierda desembocan al Mantaro los ríos Thisgo (Casaracra) y Shullcas. Después de Chupuro.

La parte baja de la cuenca comprende, desde Tablachaca hasta su confluencia con el río Apurímac, presentando dos grandes curvas. La primera describe una “S” y se conoce como la “Península de Tayacaja” y la segunda se denomina la “Península de Guitarra”.

Aprovechando la primera curva, de la gigantesca “S” se construyó la Central Hidroeléctrica “Santiago Antúnez de Mayolo” – ELECTROPERU S.A.

4.1.1. Caracterización climática

La cuenca del río Mantaro, presenta una diversidad de climas, derivados fundamentalmente de las características orográficas que incluyen desde altiplanicies situadas a cotas de alrededor de 4000 msnm y flanqueadas por altas montañas, hasta valles encajonados en el curso inferior del río hasta su confluencia con el río Apurímac.

La zona de altas montañas (entre 5000 msnm y 6000 msnm), cubierta por nevados y glaciares, presenta un clima frígido con temperaturas medias cercanas a los 0°C y con precipitaciones superiores a los 1000 mm anuales, generalmente en forma de granizo o nieve.

Entre los 4000 msnm y 5000 msnm, se encuentran punas y páramos andinos con aspecto característico de praderas, sobre superficies de suave ondulación con vegetación herbácea de carácter permanente y escasa altura. Las condiciones climáticas en estas zonas son variables, con temperaturas entre 0 °C y algunos grados sobre 0 °C, y con lluvias de entre 700 y 1000 mm anuales.

En las cotas inmediatamente inferiores, 3000 msnm a 4000 msnm, se encuentra la región de altos valles, donde la temperatura oscila entre 5 °C y 10 °C y la lluvia media anual entre 500 mm y 900 mm.

A partir de los 3000 msnm, los valles se encañonan, disminuyendo la precipitación a niveles entre 300 mm y 700 mm y la temperatura se eleva valores superiores a los 25 °C.

Por debajo de la cota 2000 msnm y hasta la confluencia del río Mantaro con el río Apurímac para formar el río Ene, el clima se torna tropical, incrementándose significativamente la precipitación y la temperatura.

La información utilizada, pertenece principalmente a las estaciones Upamayo y Mejorada. Estas estaciones están incluidas dentro de las estaciones hidrometeorológicas utilizadas en la presente Tesis y están ubicadas, la primera en el extremo superior de la cuenca y la segunda en las cercanías del reservorio de Tablachaca.

En la Tabla 15, se presentan las variaciones de los valores medios anuales multianuales de los principales parámetros climatológicos.

Tabla 15: Hidrometeorología cuenca río Mantaro

Estación	Precipitación (mm)	Temperatura (°C)	Evaporación (mm)
Upamayo.	852.5	6.3	852.5
Mejorada	613.3	18.9	1409.8

FUENTE: ELECTROPERU (2017).

Como puede observarse, en las partes altas de la cuenca, representadas por la estación Upamayo, la precipitación supera a la registrada en la estación Mejorada, representativa de la cuenca media del río Mantaro; tanto la temperatura como la evaporación presentan un gradiente opuesto al de la precipitación, incrementándose en la cuenca media del río.

A lo largo del río Mantaro, el régimen de caudales medios mensuales se conserva similar al régimen pluviométrico de la cuenca.

En su cuenca media, el río Mantaro recibe afluencias de ríos y quebradas importantes, que incrementan paulatinamente el caudal medio multianual del río, siendo el más importante

de estos tributarios el río Ichu cuya confluencia con el río Mantaro se produce inmediatamente aguas arriba de la estación hidrométrica Mejorada.

4.1.2. Información hidrométrica

La información hidrométrica de la cuenca del río Mantaro corresponde a las estaciones administradas por ELECTROPERU S.A., y está referido a caudales medios mensuales históricos de las siguientes estaciones hidrométricas, cuya ubicación se presenta en el diagrama topológico de la Figura 13.

- Estación hidrométrica Upamayo (C201)
- Estación hidrométrica Huari (C237)
- Estación hidrométrica Puente Chulec (C257)
- Estación hidrométrica Cochas Túnel (C268)
- Estación hidrométrica Piñascocha (C269)
- Estación hidrométrica Pachacayo (C270)
- Estación hidrométrica Puente Stuart (C254)
- Estación hidrométrica Quillón (C261)
- Estación hidrométrica Moya (C262)

El período de información de caudales medios mensuales históricos abarca el período 1965-2016, en todas las estaciones antes mencionadas. A excepción de la estación La Mejorada, cuya información es de 1970 hasta el 2015, la cual fue complementada con la información de la antigua estación hidrográfica Villena, con información para el período 1965-1973.

En el Anexo 3 se presentan los registros históricos de caudales medios mensuales de las estaciones hidrométricas señaladas anteriormente.

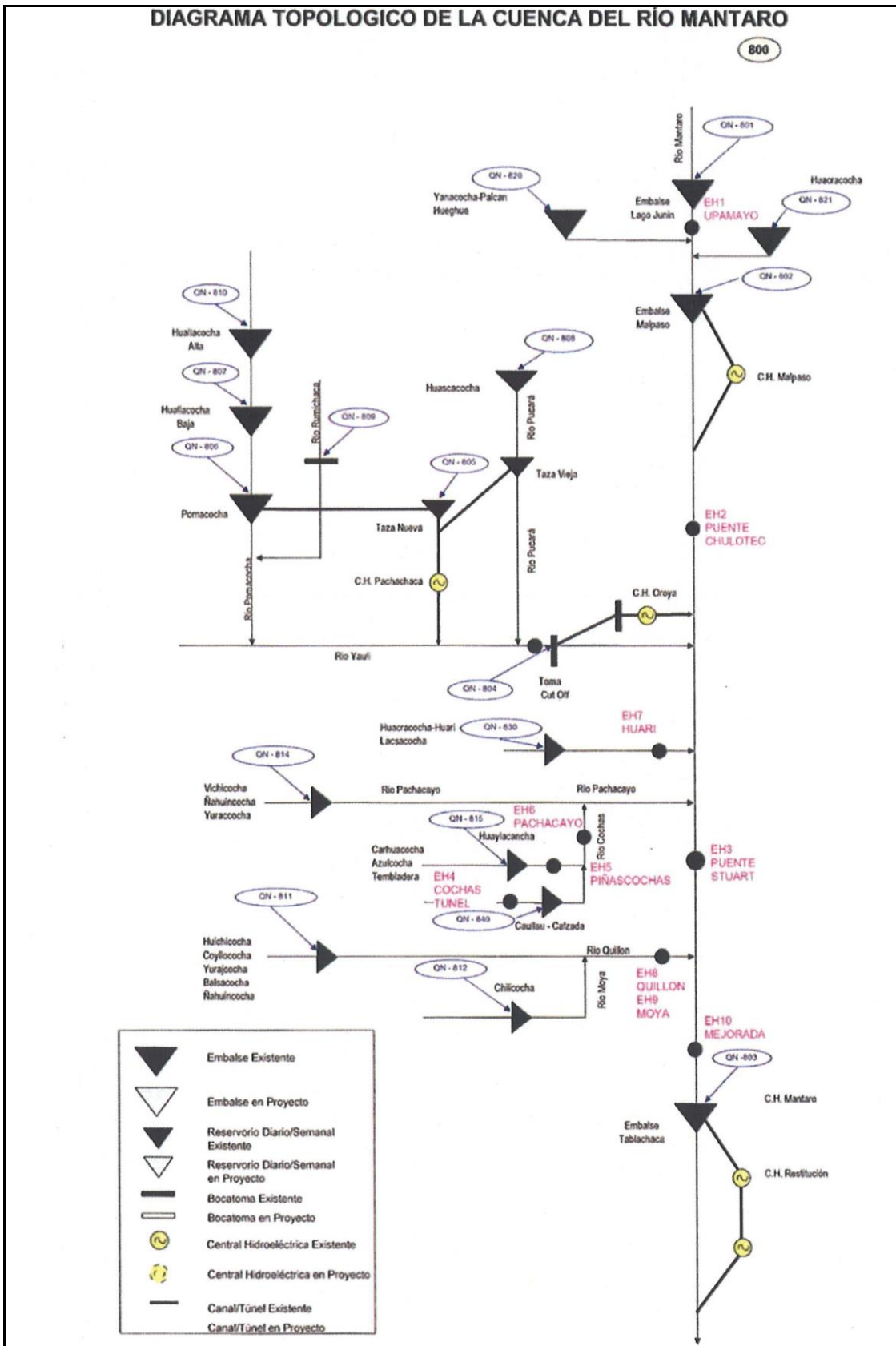


Figura 13: Diagrama topológico de la cuenca del río Mantaro. Ubicación de estaciones hidrométricas.

FUENTE: ELECTROPERU (2017).

4.1.3. Consistencia de la información de caudal medio mensual

El análisis de consistencia realizado a la información de caudales medios mensuales histórica recabada de ELP, corresponde a las registradas en estaciones que se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16: Estaciones hidrográficas de la cuenca río Mantaro

Código	Estación	Latitud	Longitud	Altitud (msnm)	Período	Fuente
C201	Upamayo	10° 55' 19"	76° 16' 34"	4 080	1965-2016	ELP
C257	Pte Chulec	11° 30' 47"	75° 55' 22"	3 710	1965-2016	ELP
C267	Huari	11° 38' 42"	75° 48' 53"	3 650	1970-2016	ELP
C268	Cochas Túnel	11° 51' 18"	75° 44' 27"	3 750	1965-2016	ELP
C269	Piñascocha	11° 51' 05"	75° 45' 43"	3 750	1965-2016	ELP
C270	Pachacayo	11° 48' 32"	75° 43' 19"	3 650	1965-2016	ELP
C254	Pte Stuart	11° 48' 00"	75° 29' 12"	3 350	1966-2016	ELP
C261	Quillon	12° 23' 33"	75° 08' 38"	3 190	1965-2016	ELP
C262	Moya	12° 23' 38"	75° 08' 38"	3 180	1965-2016	ELP
C213	Mejorada	12° 31' 41"	74° 55' 16"	2 799	1969-2016	ELP

FUENTE: ELECTROPERU (2017).

Se realizó el análisis de consistencia de la información de caudales medios mensuales históricos de las estaciones mencionadas en la Tabla 16, elaborando el análisis de Curva de Doble Masa (CDM), análisis del hidrograma de la serie de caudales mensuales y un contraste gráfico de hidrogramas de series entre estaciones, esto con la finalidad de comparar datos de una estación ubicada aguas abajo con otra estación ubicada aguas arriba.

Para este análisis, se formaron grupos de estaciones: Grupo 1: Pte. Stuart y Pte. Chulec, Grupo 2: Upamayo, Grupo 3: Pachacayo, Cochas Túnel, Piñascocha y Huari, Grupo 4: Quillon y Moya, y Grupo 5: Mejorada.

4.1.3.1. Consistencia de información de caudales medios mensuales Grupo 1: Pte Stuart y Pte. Chulec

Para el análisis de CDM, la información mensual de caudales faltante en las estaciones Pte. Stuart y Pte. Chulec fue completada mediante el promedio de la información del mes anterior y mes posterior, y en otros casos se tuvo en cuenta el valor promedio histórico del mes sin información.

Los resultados indican que la estación índice del grupo es la estación Pte. Stuart, tal como se puede apreciar en la Figura 14.

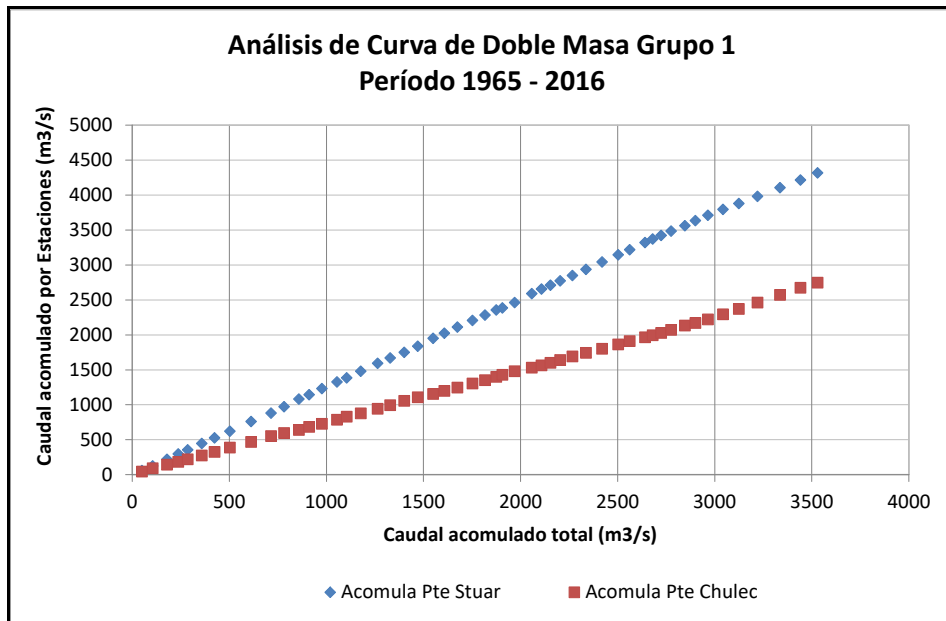


Figura 14: Análisis de curva de doble masa de las estaciones - Grupo 1.

El análisis de CDM para la información de caudales mensuales históricos de la estación Pte. Chulec considerando la estación índice Pte. Stuart, da como resultado que su información de Pte. Chulec es consistente (Figura 15).

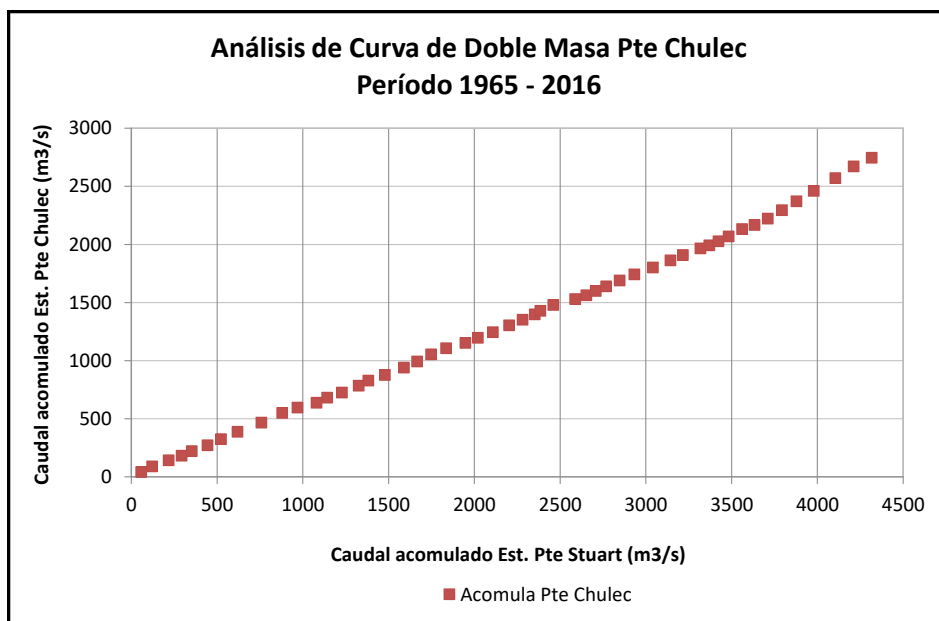


Figura 15: Análisis de curva de doble masa estación Pte. Chulec.

4.1.3.2. Consistencia de información de caudales medios mensuales Grupo 2: Upamayo

La consistencia de la información de caudales mensuales históricos de Upamayo, pasa por tener la información de la estación Transvase, la cual está ubicada aguas debajo de Upamayo, pero a la fecha no se cuenta con esta información, por lo cual se ha considerado la información de la estación Pte. Chulec, cuya consistencia se determinó en el ítem 4.1.3.1.

Para determinar la consistencia de la información de Upamayo, se realizó el análisis de CDM, entre la información de esta estación y la información de la estación Pte. Chulec consistente. La información faltante en Upamayo fue completada mediante el promedio de la información del mes anterior y mes posterior, y de ser el caso se consideró el valor promedio histórico del mes sin información.

Los resultados obtenidos indican que la información de caudales medios mensuales de Upamayo son consistentes, tal como se puede ver en la Figura 16.

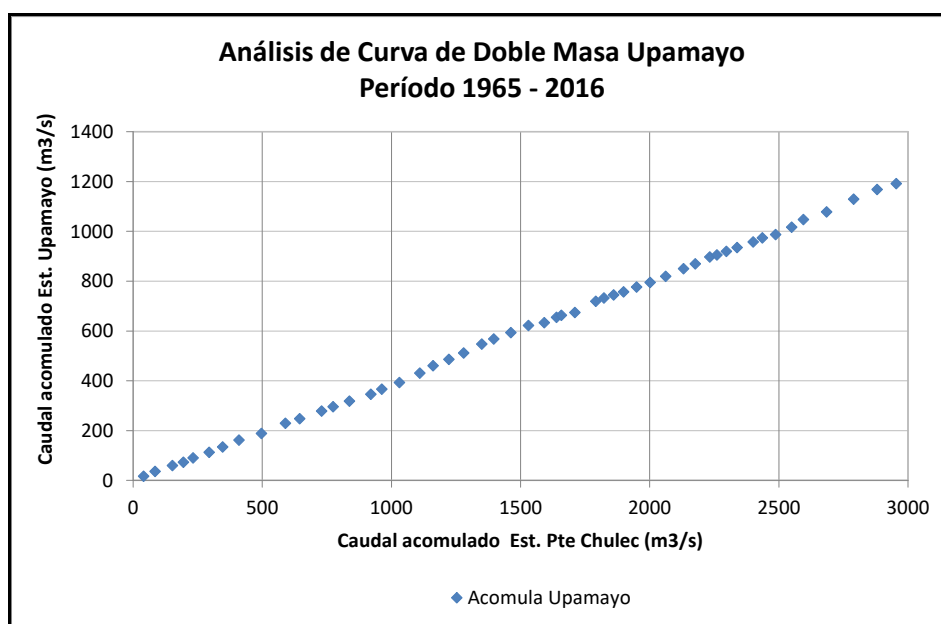


Figura 16: Análisis de curva de doble masa de estaciones - Grupo 2.

4.1.3.3. Consistencia de información de caudales medios mensuales Grupo 3: Pachacayo, Piñascocha, Cochas Túnel y Huari

Para elaborar la consistencia de la información de caudales mensuales histórica de las estaciones Pachacayo, Piñascocha y Cochas Túnel mediante análisis de CDM, al igual que en los casos anteriores todas estas estaciones tienen meses sin información, que fue completada en función del promedio de la información mes anterior y mes posterior, así como también se considera el promedio mensual histórico del mes sin información.

Considerando que estas estaciones forman parte de una misma cuenca, donde los ríos Piñascocha y Cochas dan origen al río Pachacayo, y siendo sus áreas de cuenca de cada estación: Pachacayo (720 Km²), Piñascocha (195 Km²) y Cochas Túnel (490 Km²), para la completación de la información faltante, se ha tenido en cuenta las siguientes relaciones:

$$Q_{\text{cochas túnel}} = (0.95 * Q_{\text{pachacayo}}) - Q_{\text{piñascocha}}$$

$$Q_{\text{Piñascocha}} = (Q_{\text{pachacayo}} / 1.05) - Q_{\text{cochas túnel}}$$

$$Q_{\text{Pachacayo}} = 1.05 (Q_{\text{Cochas túnel}} + Q_{\text{piñascocha}})$$

Los resultados del análisis de CDM indican que la estación índice es Pachacayo, tal como se puede observar en la Figura 17.

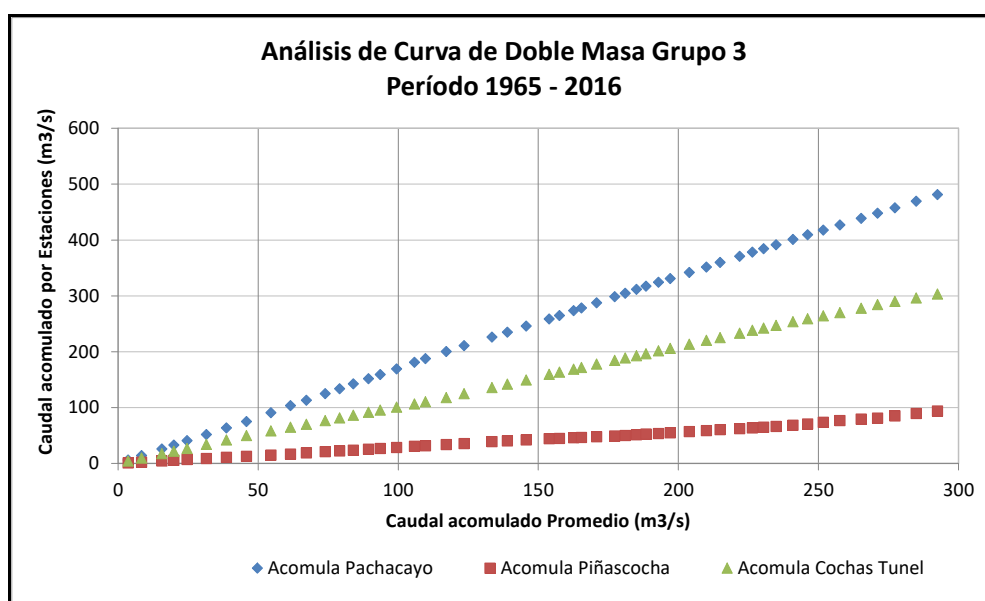


Figura 17: Análisis de curva de doble masa de estaciones - Grupo 3.

El análisis de CDM para la información de caudales mensuales históricos de la estación Piñascocha y Cochas Túnel considerando la estación índice Pachacayo, indica la consistencia de su información, tal como se puede ver en la Figura 18 y Figura 19.

Se debe señalar que la curva de doble masa de la estación Piñascocha presenta en los cinco últimos años un cambio de pendiente, que no invalida la afirmación de consistencia de esta información, aspecto a ser investigado a mayor detalle cuando se cuente con más información al respecto.

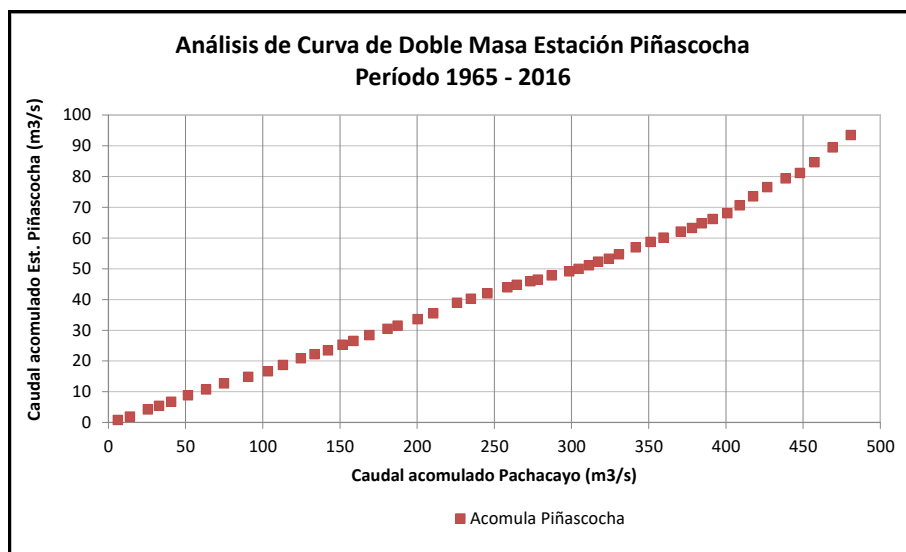


Figura 18: Análisis de curva de doble masa estación Piñascocha.

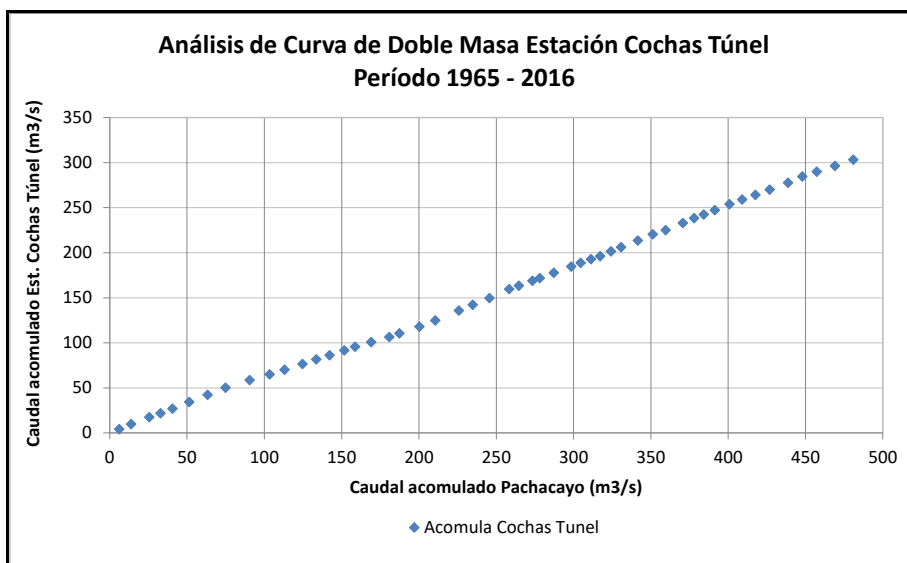


Figura 19: Análisis de curva de doble masa estación Cochas Túnel.

El análisis de consistencia de los caudales mensuales históricos de la estación Huari, se realizó en comparación a la serie de caudales consistenciados de la estación Pachacayo, esto por ser la cuenca vecina más cercana a la cuenca del río Huari. En el diagrama de CDM que se presenta en la Figura 20 se puede apreciar la consistencia de la información de caudales de la estación Huari.

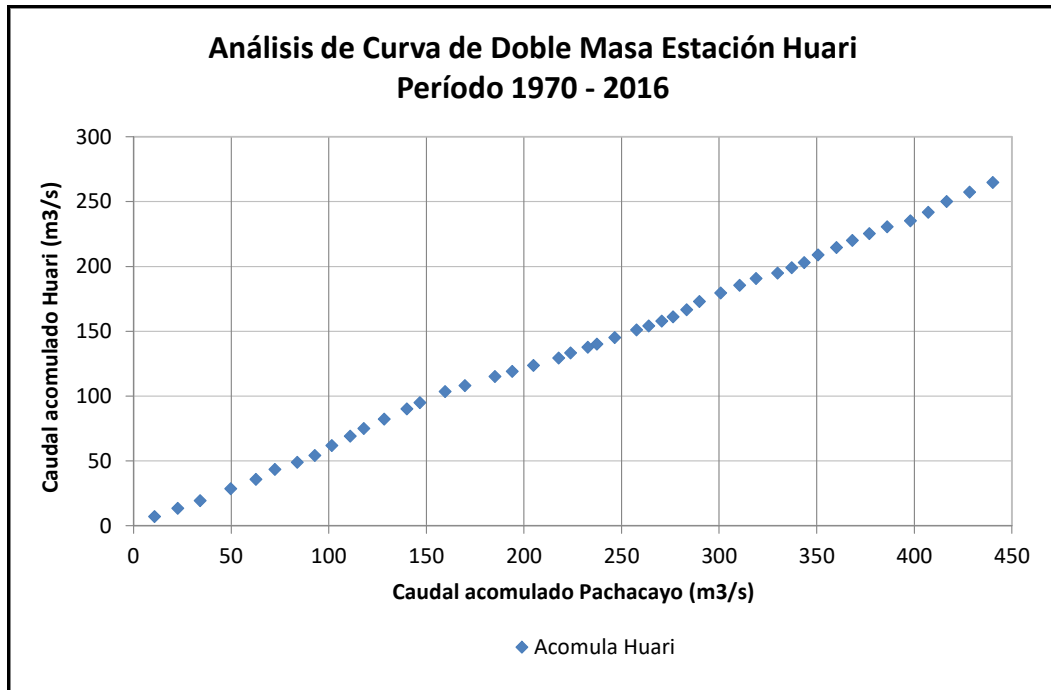


Figura 20: Análisis de curva de doble masa estación Huari

4.1.3.4. Consistencia de información de caudales medios mensuales Grupo 4: Quillón y Moya

Para la consistencia de la información caudales mensuales históricos de las estaciones Quillón y Moya, se realizó el análisis de CDM. Tal como se ha expuesto en los casos anteriores la información faltante se completó en función del promedio de la información mes anterior y mes posterior, y también de ser el caso se usó el promedio mensual histórico del mes sin información a completar. Los resultados de estos análisis indican que la estación índice es Quillón (Figura 21).

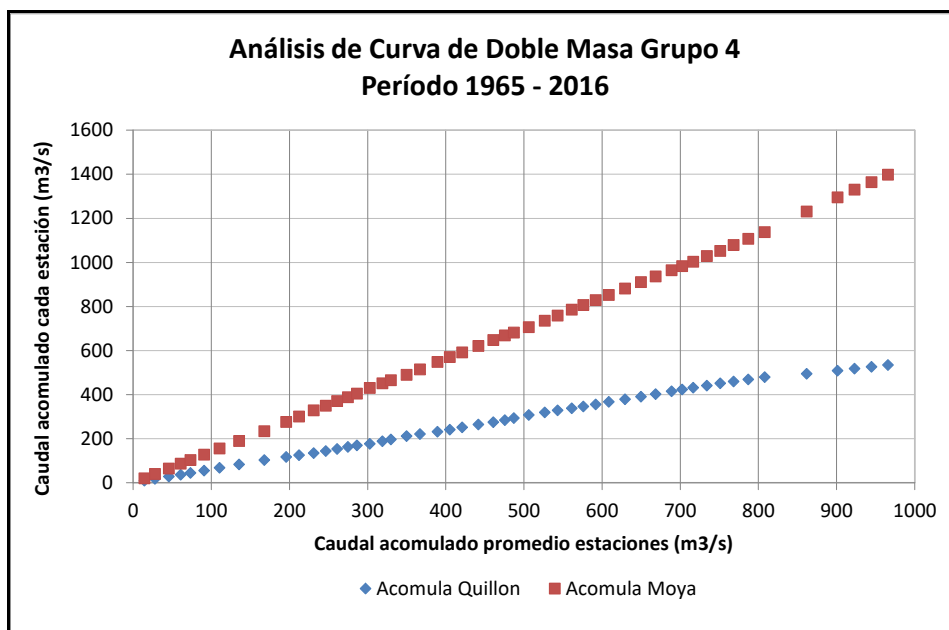


Figura 21: Análisis de curva de doble masa de estaciones– Grupo 4

El análisis de consistencia de los datos de la estación Moya se realizó en comparación a la serie de caudales de la estación índice Quillón, los resultados indican que la información de caudales de la estación Moya es consistencia, tal como se puede ver en la Figura 22.

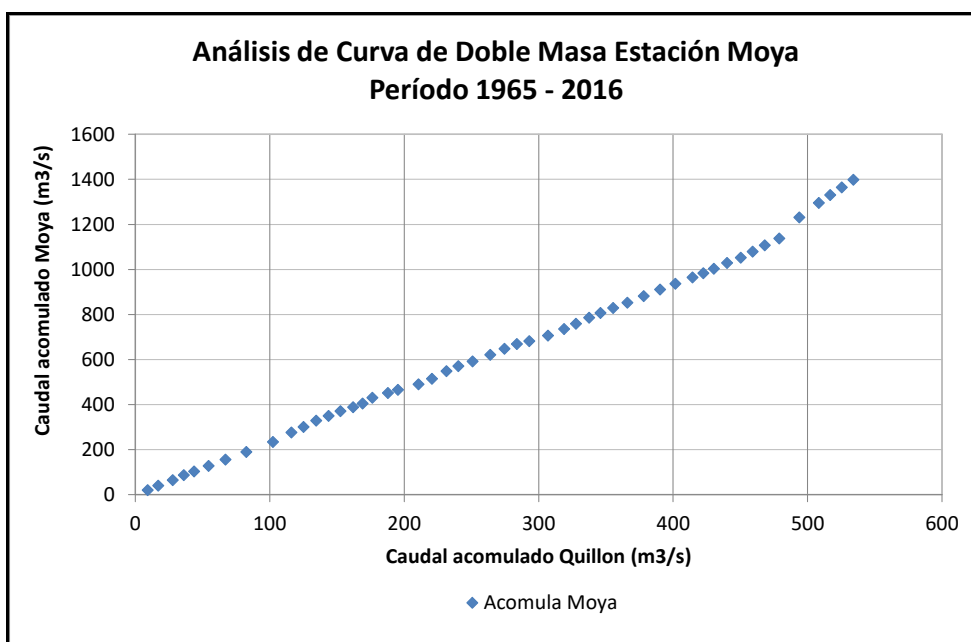


Figura 22: Análisis de curva de doble masa estación Moya.

4.1.3.5. Consistencia de información de caudales medios mensuales Grupo 5: Mejorada

La información de caudales medios mensuales histórica de la estación la Mejorada, está conformada por los datos de la antigua estación hidrográfica Villena, período 1965-1973, que perteneció a la Corporación del Mantaro, y los datos de la actual estación Mejora que es controlada por ELECTROPERU S.A. desde 1974 al 2016.

La consistencia de la información de caudales mensuales histórica de la estación Mejorada se realizó en comparación a la serie consistenciada de caudales de las estaciones Pte. Stuart y Pte. Chulec. Cabe indicar, que la información faltante en estas estaciones se completó en función del promedio de la información mes anterior y mes posterior, y también de ser el caso se usó el promedio mensual histórico del mes sin información a completar. Los resultados obtenidos indican que la información de las tres estaciones es consistente, tal como se puede apreciar en la Figura 23.

Como comprobación, se ha realizado también la consistencia mediante análisis de CDM de los datos de la estación Mejorada en comparación a la serie de caudales de la estación Pte. Stuart, así como también en comparación a la serie de caudales de la estación Pte. Chulec, obteniéndose que los caudales de la estación Mejorada son consistentes (Figura 24 y Figura 25).

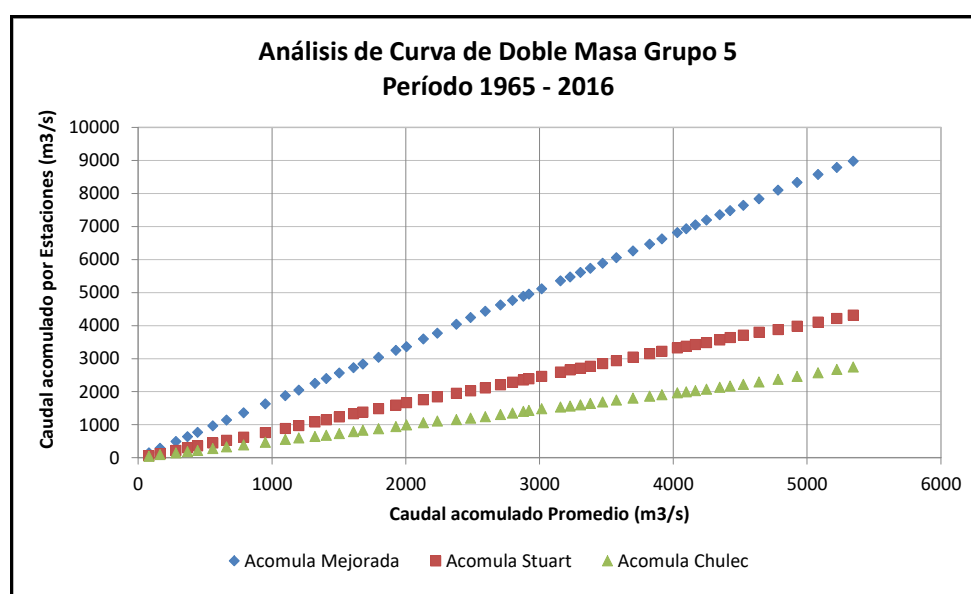


Figura 23: Análisis de curva de doble masa – Grupo 5.

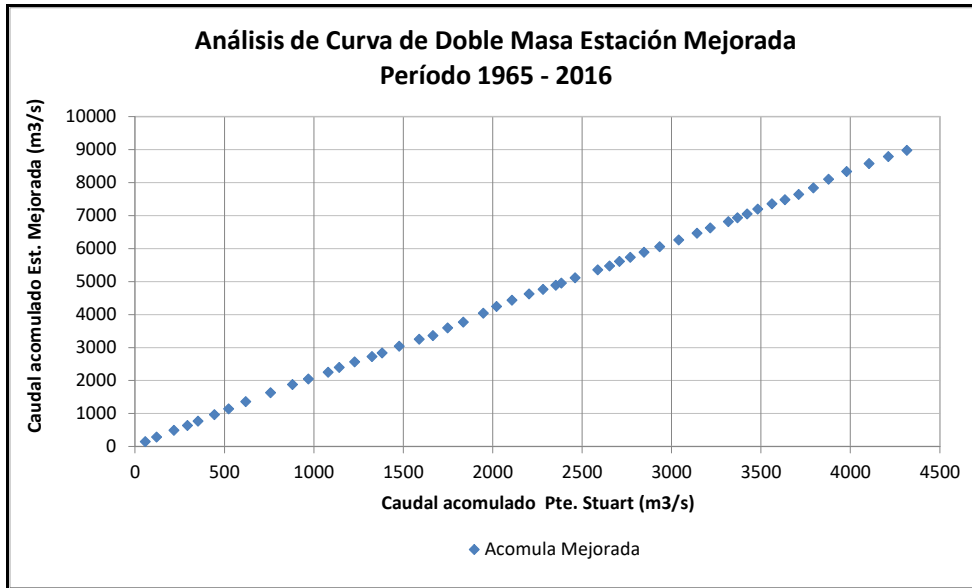


Figura 24: Análisis de curva de doble masa estaciones Mejorada y Pte. Stuart.

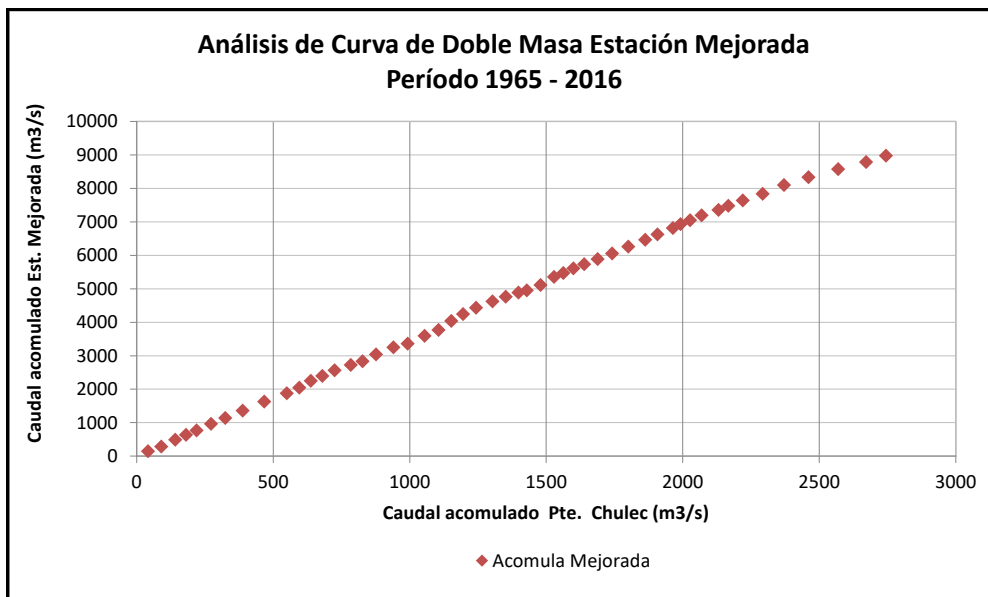


Figura 25: Análisis de curva de doble masa estaciones Mejorada y Pte. Chulec.

4.1.4. Naturalización de caudales medios mensuales de la cuenca del río Mantaro

En el modelo PERSEO, la información de caudales de los puntos de interés dentro de la cuenca del río Mantaro corresponde a series de caudales medios mensuales naturalizados. En este sentido ELECTROPERU S.A. elaboró el “Estudio Hidrológico de la Cuenca del Río Mantaro – Año 2017”, en el cual presento las series naturalizadas de la cuenca del río Mantaro.

La metodología de naturalización para la obtención de los caudales naturales para el período 1965-2016, así por ejemplo los caudales naturales de ingreso al Lago Junín para el período antes mencionado se obtuvieron mediante un balance hídrico en el lago.

El estudio hidrológico muestra los resultados de series de caudales naturales para el período 1965-2016 en los puntos de control principales del sistema hidráulico de la cuenca del río Mantaro, como son QN-801: Estación Upamayo, QN-803: Estación La Mejorada, QN-811: Estación Quillón, QN-812: Estación Moya, QN-814: Estación Piñascocha, QN-815: Aporte Laguna Huaylacancha-Estación Cochas, C257201b: Caudal Residual entre estaciones Pte. Chulec-Upamayo, y C213257b: Caudal residual entre las estaciones La Mejorada-Puente Chulec.

Cabe indicar, que, a partir de mayo 2016, ELECTROPERU S.A. adiciono dos series, la serie QN-830: Aporte lagunas Huacracocha y Lacsacocha y la serie QN-840: Aporte Lagunas Calzada y Caullau, lo que ha ocasionado modificaciones en la serie de caudales naturalizados de la serie QN-803: La Mejorada.

Se ha realizado la comprobación de la obtención de la nueva serie de caudales medios mensuales naturalizados de entrada al embalse Tablachaca, la cual se denomina QN-803, la misma que es obtenida por la relación siguiente:

$$QN803 = Q_{\text{residual Mejorada-Chulec}} - QN811 - QN812 - QN814 - QN815 - QN830 - QN840$$

La información referente a los caudales naturales mensuales de entrada a los puntos de control (embalses) y caudales incrementales entre dos puntos de control, para el período 1965-2015 en la cuenca del río Mantaro, series que están identificadas con la siguiente nomenclatura: QN-801 (Caudales Naturalizados de Ingreso al Lago Junín), QN-802 (Caudales Naturalizados en Malpaso), QN-803 (Caudales Naturalizados en la Mejorada), QN-811 (Caudales Naturalizados en Quillon), QN-812 (Caudales Naturalizados en Moya), QN-814 (Caudales Naturalizados en Piñascocha), QN-815 (Caudales Naturalizados en Cochas Túnel), QN-830 (Aporte Lagunas Huacracocha y Lacsacocha) y QN-840 (Aporte Lagunas Calzada y Caullau) (Figura 26).

En lo que respecta a las series QN-804 (Caudales mensuales naturalizados en Cut Off), QN-805 (Caudales mensuales naturalizados en Taza Vieja. Incluye aporte de QN-808), QN-806 (Caudales mensuales naturalizados en embalse Pomacocha), QN-807 (Caudales mensuales naturalizados en embalse Huallacocha Baja), QN-809 (Caudales mensuales naturalizados en Toma Rumichaca) y QN-810 (Caudales mensuales naturalizados en embalse Huallacocha Alta), que corresponden a las series de caudales naturales medios mensuales en estos puntos de interés dentro de la cuenca del río Mantaro, fueron determinadas en el “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la cuenca alta del río Mantaro 1965-2016”, elaborado por STATKRAFT PERU S.A. en mayo 2017 (Figura 26).

En el Anexo 4, se presentan las series de caudales naturales mensuales afluentes a los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro.

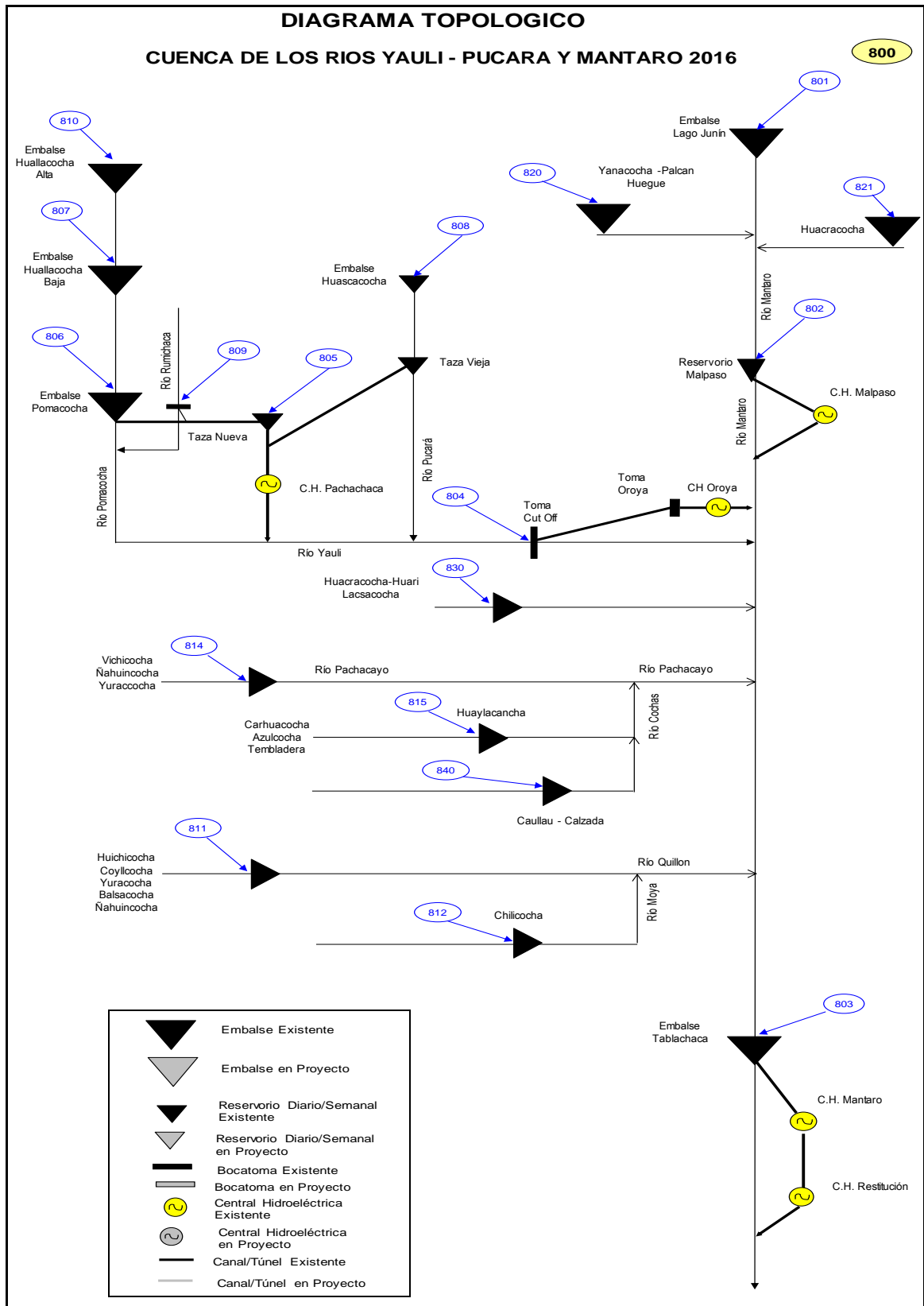


Figura 26: Diagrama topológico cuenca del río Mantaro - Ubicación de series de caudales naturales afluentes.

FUENTE: Elaboración propia.

4.2. INFORMACIÓN DE CAUDALES MENSUALES NATURALIZADOS PARA EL MODELO PERSEO

La metodología de revisión aplicada al estudio hidrológico de ELECTROPERU S.A. de la cuenca del río Mantaro para la determinación de las series de caudales medios mensuales naturalizados afluentes a los puntos de interés dentro de esta cuenca, fue aplicada a los estudios hidrológicos de las demás cuencas del SEIN (Tabla 14), obteniéndose de esta forma las respectivas series de caudales mensuales naturalizados para todos los puntos de interés dentro de estas cuencas, los cuales han sido representados a sus respectivos diagramas topológicos, contándose con información para el período 1965-2015, es decir se cuenta con 51 años de datos.

En la Tabla 17 se presenta los puntos de interés de las cuencas consideradas en el modelo PERSEO, así como el nombre del punto de interés y la información de caudales mensuales naturalizadas.

Tabla 17: Series de caudales mensuales naturalizados para el modelo PERSEO

Nº	SERIE	NOMBRE	CUENCA	INFORMACION
1	QN-ta1	Afluente a Yuracmayo	Rímac	Serie Naturalizada 1965-2015
2	QN-ta2	Caudal Intercuenca al Rímac	Rímac	Serie Naturalizada 1965-2015
3	QN-sh1	Afluente Equivalente de Lagunas	Rímac	Serie Naturalizada 1965-2015
4	QN-sh2	Intercuenca Sta. Eulalia	Rímac	Serie Naturalizada 1965-2015
5	QN-301	Afluente Viconga	Pativilca	Serie Naturalizada 1965-2015
6	QN-304	Toma Cahua	Pativilca	Serie Naturalizada 1965-2015
7	QN-401	Caudal de ingreso a la Laguna Parón	Santa	Serie Naturalizada 1965-2015
8	QN-402	Caudal de ingreso Laguna Cullicocho	Santa	Serie Naturalizada 1965-2015
9	QN-403	Aporte intermedio entre lagunas-CDP	Santa	Serie Naturalizada 1965-2015
10	QN-405	Caudal de ingreso a Centrales Pariac	Santa	Serie Naturalizada 1965-2015
11	QN-406	Embalse Aguascocha	Santa	Serie Naturalizada 1965-2015
12	QN-408	Embalse Rajucolta	Santa	Serie Naturalizada 1965-2015
13	QN-501	Jequetepeque	Jequetepeque	Serie Naturalizada 1965-2015
14	QN-603	Cuadales en Cirato (Río Chancay)	Chancay	Serie Naturalizada 1965-2015
15	QN-605	Caudales Residuales Cirato	Chancay	Serie Naturalizada 1965-2015
16	QN-801	Lago Junín	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
17	QN-802	Malpaso	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
18	QN-803	Mantaro	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
19	QN-804	Cutoff	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
20	QN-805	Taza Vieja, con aporte QN-808	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
21	QN-806	Pomacocha	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
22	QN-807	Huallacocha Baja	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
23	QN-809	Rumichaca	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
24	QN-810	Huallacocha Alta	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
25	QN-811	Lagunas (5) Quillon	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015

«continuación»

26	QN-812	Moya (Chilicocha)	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
27	QN-814	Lagunas (3) Piñascocha	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
28	QN-815	Huaylacancha (Cochas Túnel)	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
29	QN-830	Aporte lagunas Huacracocha y Lacsacocha (Estación Huari)	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
30	QN-840	Aporte lagunas Calzada-Caullau (Estación Cochas Túnel)	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
31	QN-901	Jaico + Canal Colector	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
32	QN-902	Altos Machay + Laguna Lechococha	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
33	QN-903	Matacocha	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
34	QN-904	Incremental Matacocha-Huangush Alto (Incluye Canal Usupata)	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
35	QN-905	Incremental Huangush Alto – Huangush Bajo	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
36	QN-906	Incremental Huallamayo – Uchuhuerta-Yuncan	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
37	QN-907	Toma Manto	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
38	QN-908	Incremental Lags – Toma Uchuhuerta	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
39	QN-909	Incremental Victoria–Toma Huallamayo	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
40	QN-910	Laguna Victoria 1	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
41	QN-911	Laguna Pacchapata	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
42	QN-1101	Río Tulumayo (C.H. Chimay)	Tulumayo	Serie Naturalizada 1965-2015
43	QN-1201	Río Tarma (C.H. Yanango)	Tarma	Serie Naturalizada 1965-2015
44	QN-2001	Embalse El Pañe	Chili-Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
45	QN-2002	Río Bamputañe	Chili-Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
46	QN-2003	Río Blanquillo	Chili-Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
47	QN-2004	Río Colca	Chili–Alto Coca	Serie Naturalizada 1965-2015
48	QN-2005	Río Colca	Chili–Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
49	QN-2006	Río Sumbay	Chili–Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
50	QN-2007	El Fraile	Chili–Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
51	QN-2008	Embalse Pillones	Chili–Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
52	QN-2009	Sumbay	Chili–Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
53	QN-2101	Laguna Aricota	Laguna Aricota	Serie Naturalizada 1965-2015
54	QN-2301	Embalse Sabinacocha	Vilcanota	Serie Naturalizada 1965-2015
55	QN-2302	Incremental Sabinacocha–Estación Km-105	Vilcanota	Serie Naturalizada 1965-2015
56	QN-2401	Afluente lagunas	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
57	QN-2402	San Gabán	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
58	QN-2403	Laguna Corani	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
59	QN-2501	Huisca-Huisca	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
60	QN-2502	Aporte Intermedio C.H. Misapuquio	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
61	QN-2601	Laguna Pariguana	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
62	QN-2602	Laguna Huarahuarco	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
63	QN-2603	Aporte Intermedio Río Santiago	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
64	QN-2604	Laguna Vilafranco	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
65	QN-2701	Embalse Poechos	Piura	Serie Naturalizada 1965-2015
66	QN-2801	Estación Santa Rosa	Pativilca - Canal	Serie Naturalizada 1965-2015
67	QN-2901	Embalse Paucarcocha	Cañete	Serie Naturalizada 1965-2015
68	QN-2902	Capillucas	Cañete	Serie Naturalizada 1965-2015
69	QN-3000	Santa Cruz 1	Santa Cruz	Serie Naturalizada 1965-2015
70	QN-2202	Bampunate	Chili - Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015
71	QN-2010	Embalse Chalhuanca	Chili - Alto Colca	Serie Naturalizada 1965-2015

«continuación»

72	QN-2404	Pumamayo	San Gabán	Serie Naturalizada 1965-2015
73	QN-305	Afluente Yanapampa	Pativilca	Serie Naturalizada 1965-2015
74	QN-306	Afluente Pinto	Pativilca	Serie Naturalizada 1965-2015
75	QN-404	Quitarcasa	Quitarcasa	Serie Naturalizada 1965-2015
76	QN-606	Afluente Pizarra	Chancay-Lamb.	Serie Naturalizada 1965-2015
77	QN-Hu1	Aporte Lagunas Sta. Eulalia 2	Rímac	Serie Naturalizada 1965-2015
78	QN-Hu2	Aporte Cuenca Huanza	Rímac	Serie Naturalizada 1965-2015
79	QN-2802	Santa Rosa II	S/N	Serie Naturalizada 1965-2015
80	QN-1501	Chaglla	Huanuco	Serie Naturalizada 1965-2015
81	QN-813	Cerro El Águila	Mantaro	Serie Naturalizada 1965-2015
82	QN-1601	S/N	S/N	Serie Naturalizada 1965-2015

FUENTE: Elaboración propia.

4.3. DETERMINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEIN EN EL PERÍODO 2016-2019 UTILIZANDO SERIES HISTÓRICAS DE CAUDALES MENSUALES

4.3.1. Elaboración de los archivos de datos del modelo PERSEO

Con la información técnica económica del SEIN, mencionada en el ítem 3.3 de la presente tesis, se elaboraron los archivos de datos de entrada al modelo PERSEO. Estos archivos contienen toda la información técnica y económica necesaria para una adecuada representación del sistema hidrotérmico peruano a evaluar, siendo el número total de archivos de entrada de veinte (Anexo 5).

El archivo de datos de entrada denominado SEIN.hid, está conformado por las series de caudales mensuales naturales afluentes a los puntos de interés del SEIN determinados en el punto 4.2.

Se debe tener en cuenta la denominación (nombre) de los archivos de datos, el cual permite identificar el caso de estudio y de esta forma es posible diferenciar un caso de otro. Asimismo, la denominación de la extensión de los archivos de datos indica el tipo de información que contiene. En la Tabla 18 se indican los archivos de datos elaborados.

Tabla 18: Archivos de datos de entrada del modelo PERSEO

N°	ARCHIVO	DESCRIPCION
1	SEIN. dat	Datos generales del estudio.
2	SEIN. par	Parámetros de ejecución y de impresión de resultados.
3	SEIN. hor	Duración de horas de los bloques horarios.
4	SEIN. bar	Datos de las barras del sistema eléctrico.
5	SEIN. lin	Datos de las líneas de transmisión del sistema eléctrico.
6	SEIN. cmb	Datos de los combustibles.
7	SEIN. emp	Datos de las empresas que agrupan centrales térmicas e hidroeléctricas
8	SEIN. cgt	Datos de las centrales termoeléctricas.
9	SEIN. gtt	Datos de los grupos termoeléctricos.
10	SEIN. cue	Datos de las cuencas hidrográficas.
11	SEIN. afl	Datos de los afluentes existentes en las cuencas hidrográficas.
12	SEIN. pin	Datos de los puntos de interés (bocatomas y transbordos) existentes en las cuencas hidrográficas.
13	SEIN. emb	Datos de los embalses y reservorios existentes en las cuencas hidrográficas.
14	SEIN. chh	Datos de las centrales hidroeléctricas existentes en las cuencas hidrográficas.
15	SEIN. try	Datos de la configuración hídrica de las cuencas hidrográficas.
16	SEIN. hid	Serie de caudales mensuales de los afluentes.
17	SEIN. dag	Datos de la configuración de los requerimientos de agua en las cuencas hidrográficas.
18	SEIN. rgo	Valores de las demandas de agua.
19	SEIN. dem	Valores de la demanda de energía eléctrica en barras.
20	SEIN. man	Horas de mantenimiento en punta y fuera de punta por año y mes de los grupos termoeléctricos e hidroeléctricos.

FUENTE: Elaboración propia.

4.3.2. Archivos de Resultados del modelo PERSEO

Como resultado de la aplicación del modelo PERSEO, se obtiene la siguiente información técnica y económica del planeamiento de la generación del SEIN en el período 2016-2019, la misma que es almacenada en 37 archivos de salida (Tabla 19 y Anexo 5).

Tabla 19: Archivos de salida del modelo PERSEO

N°	ARCHIVO	DESCRIPCION
1	Resumen??.txt	Resumen de todos los datos ingresados en los diferentes archivos de entrada y sirva para hacer un seguimiento en caso de error
2	Riego??.pro	Informe de la imposibilidad de atender las demandas de agua con la secuencia de caudales disponible y de la magnitud de la infactibilidad
3	Conges??.pro	Informe de los casos de congestión en las líneas de transmisión
4	CVTGT??.csv	Informe de los costos de producción de todos los grupos termoeléctricos. Se imprime por etapa y se expresa en (US\$/MWh)
5	COPER??.csv	Resumen de los costos de operación. Se imprime por secuencia hidrológica y se expresa en (US\$)
6	BAL?###.csv	Reporte del balance económico del sistema, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$)

«continuación»

7	ICH??###.csv	Reporte del balance económico de las centrales hidroeléctricas por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$)
8	IGT??###.csv	Reporte del balance económico de los grupos termoeléctricos por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$)
9	ICT??###.csv	Reporte del balance económico de las centrales termoeléctricas por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$)
10	IME??###.csv	Reporte del balance económico de las empresas de generación por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$)
11	ITE??###.csv	Reporte de ingreso tarifario a costo marginal por etapa para las líneas de transmisión, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (US\$)
12	ENRBA???.csv	Resumen de las demandas totales en cada barra, incluyen consumos propios de centrales hidroeléctricas conectadas a las barras, por etapa y bloque. Se expresa en (GWh)
13	ENRAC???.csv	Resumen de la demanda de energía total del sistema actualizada. Se expresa en (GWh)
14	EFB??###.csv	Reporte de la demanda de energía no servida en cada barra por etapa y bloque, corresponde a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (GWh)
15	EGG??###.csv	Reporte de energía generada por grupo termoeléctrico por etapa y por bloque, correspondiente a secuencia hidrológica ###, en (GWh)
16	ECT??###.csv	Reporte de la energía generada por cada central termoeléctrica por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (GWh)
17	EGH??###.csv	Reporte de la energía generada por cada central hidroeléctrica por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (GWh)
18	EGE??###.csv	Reporte de la energía generada por cada empresa de generación por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (GWh)
19	FEL??###.csv	Reporte de flujo de energía en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (GWh)
20	PEL??###.csv	Reporte de las pérdidas óhmicas de energía que se produce en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (GWh)
21	PFP??###.csv	Reporte de la potencia no atendida en cada barra por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (MW)
22	PGG??###.csv	Reporte de la potencia generada por los grupos termoeléctricas por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (MW)
23	PGC??###.csv	Reporte de la potencia generada por centrales termoeléctricas por etapa y por bloque, para la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (MW)
24	PGH??###.csv	Reporte de la potencia generada por las centrales hidroeléctricas por etapa y por bloque, para la secuencia hidrológica ###, en (MW)
25	PGE??###.csv	Reporte de la potencia generada por las empresas de generación por etapa y por bloque, para la secuencia hidrológica ###, en (MW)
26	FPL??###.csv	Reporte del flujo de potencia en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (MW)
27	PPL??###.csv	Reporte de las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, para la secuencia hidrológica ###, en (MW)
28	CRC??###.csv	Reporte de caudales regulados en las trayectorias y túneles, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (m ³ /s)
29	QTH??###.csv	Reporte de caudales turbinados por las centrales hidroeléctricas por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (m ³ /s)

«continuación»

30	VEE??###.csv	Reporte del volumen de agua almacenado en los embalses y reservorios de compensación por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (Millones de m ³). Los reservorios siempre deben de mostrar valores nulos pues no pueden transferir
31	COM??###.csv	Reporte del consumo por tipo de combustible por etapa y bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (Miles de unidades).
32	CCG??###.csv	Reporte del consumo de combustible por cada grupo térmico por etapa y bloque, para la secuencia hidrológica ###, en (Miles de unidades).
33	CMB??###.csv	Reporte de los costos marginales puros de cada barra por etapa y bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###, en (US\$/MWh)
34	CBA??###.csv	Reporte de los costos marginales actualizados (de acuerdo con la tasa de descuento especificado en el archivo de configuración) de cada barra por etapa y bloque, para la secuencia hidrológica ###, en (US\$/MWh)
35	VAE??###.csv	Reporte del valor del agua en los embalses y reservorios de compensación por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$/m ³). El valor del agua se expresa en forma mensual por ello siempre aparecerá el valor de cero en el caso de los reservorios.
36	VAH??###.csv	Reporte del valor del agua en las centrales hidroeléctricas por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$/m ³).
37	VAP??###.csv	Reporte del valor del agua en los puntos de interés por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en (US\$/m ³).

FUENTE: Elaboración propia.

4.3.3. Resultados Técnicos–Económicos del planeamiento de la generación del SEIN para la cuenca Mantaro, período 2016-2019 con serie histórica de caudales mensuales naturalizados

Se presentan los resultados técnicos-económicos del planeamiento de la generación del SEIN en el período 2016-2019 utilizando serie de caudales medios mensuales históricos naturalizadas en el modelo PERSEO, como son: costos marginales actualizados en la barra Mantaro 220 kv, volumen útil embalsado en el Lago Junín, generación de energía en la C.H. Mantaro, generación de energía en la C.H. Restitución, generación de potencia en la C.H. Mantaro, generación de potencia en la C.H. Restitución, ingreso neto por venta de energía en C.H. Mantaro e ingreso neto por venta de energía en C.H. Restitución (Figura 27 a la Figura 34).

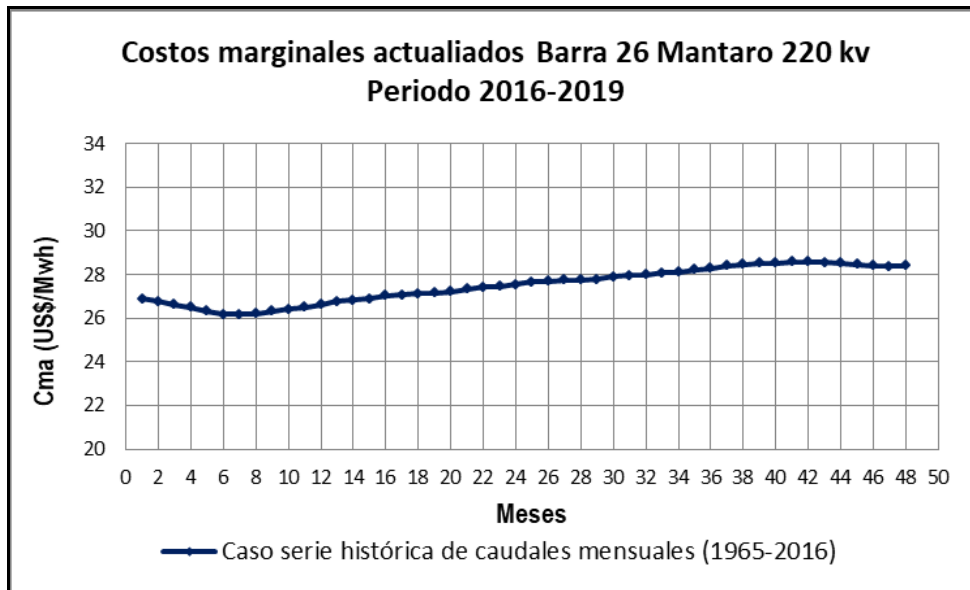


Figura 27: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

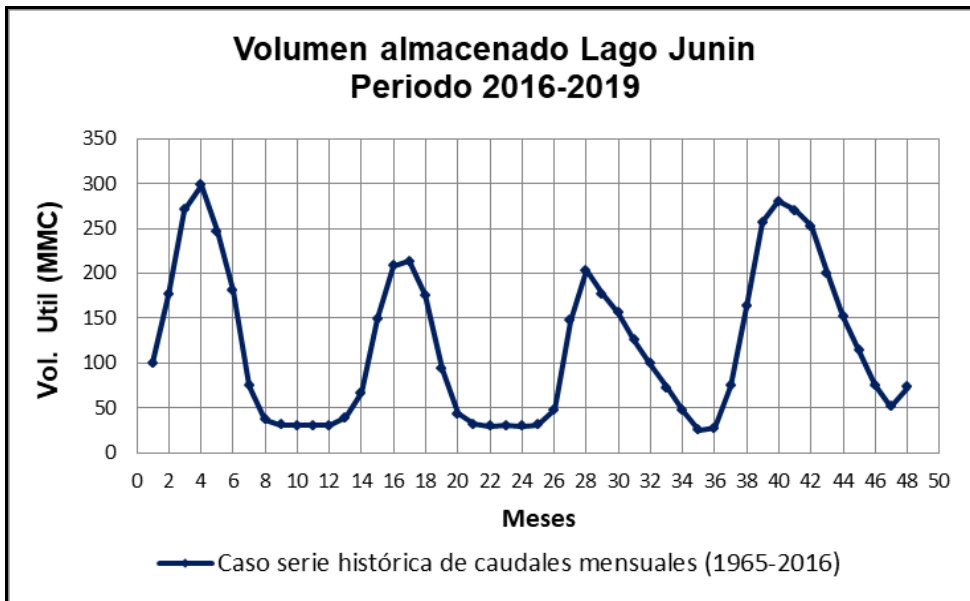


Figura 28: Volumen almacenado en embalse Lago Junín (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

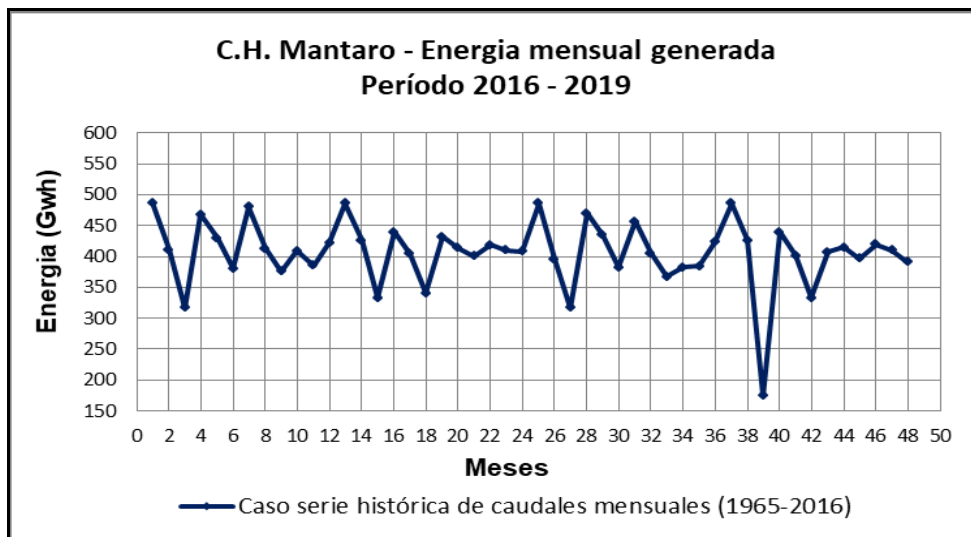


Figura 29: Energía mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

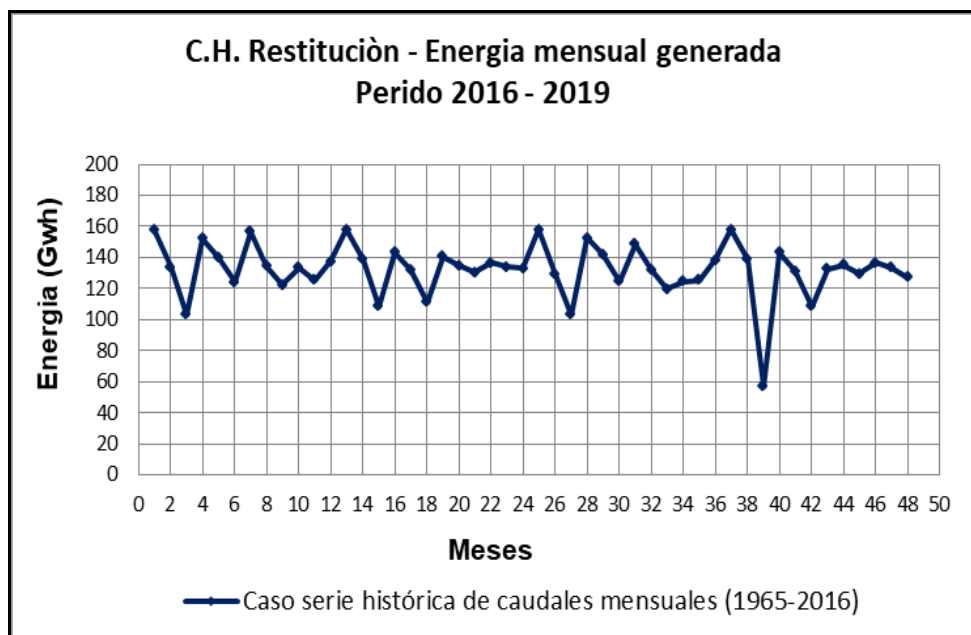


Figura 30: Energía mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie histórica naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

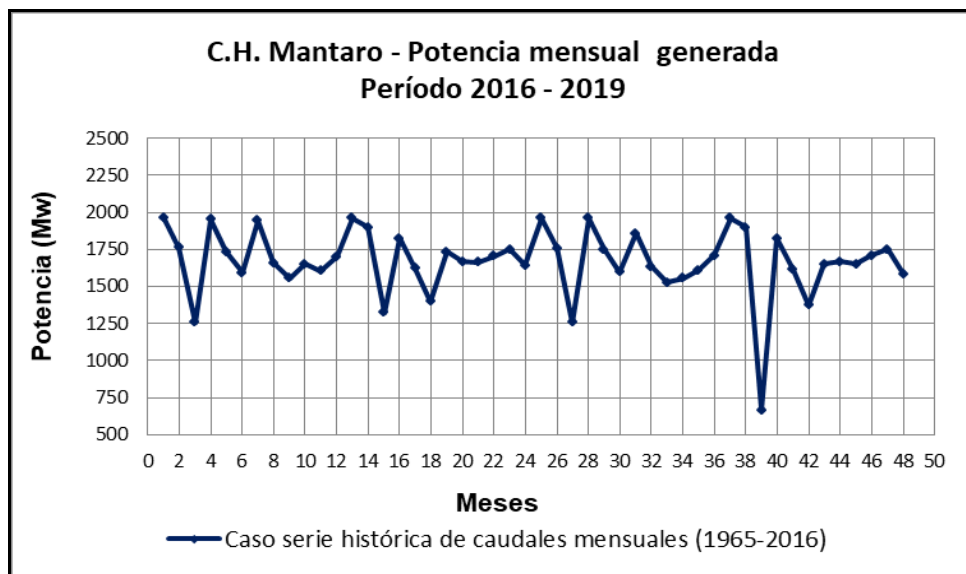


Figura 31: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

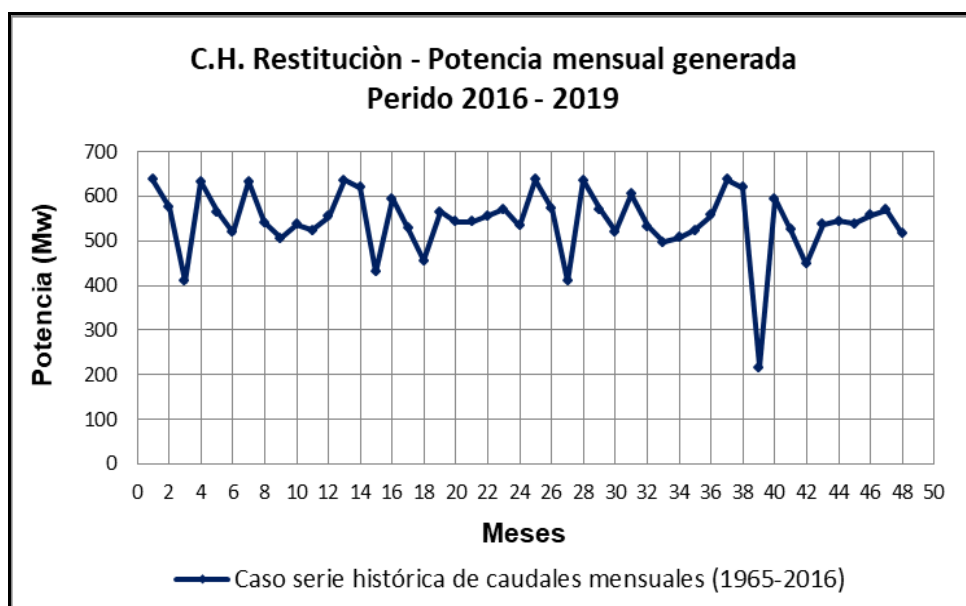


Figura 32: Potencia mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

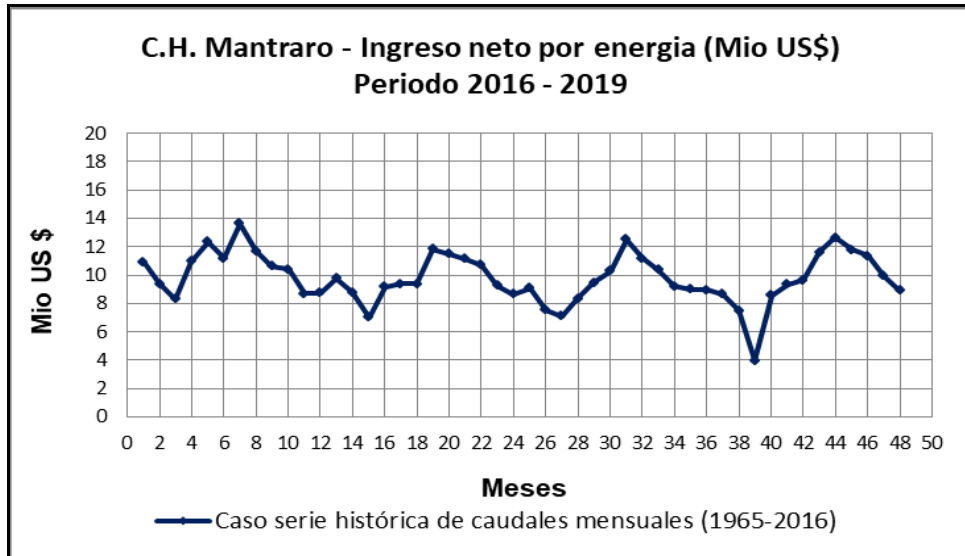


Figura 33: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

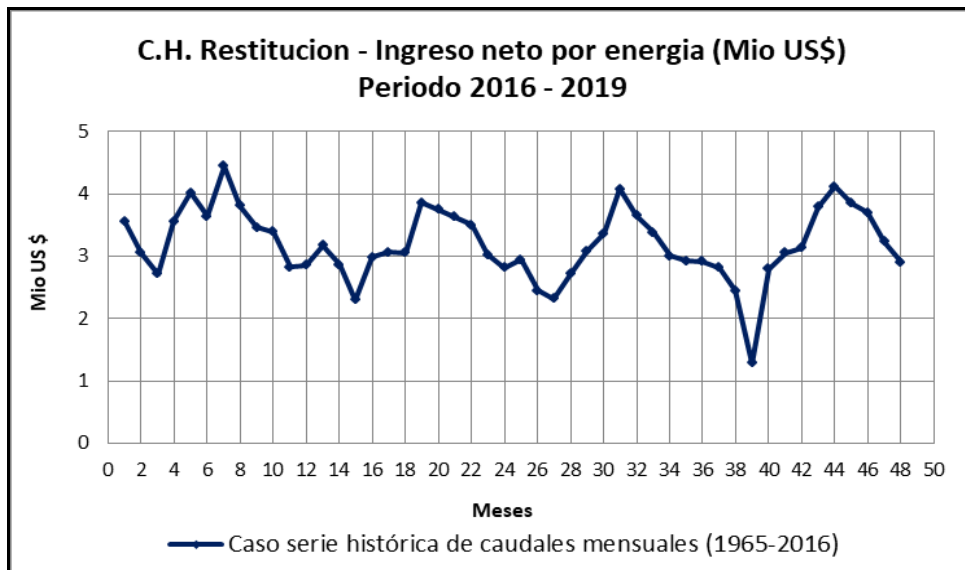


Figura 34: Ingreso neto por venta de energía C.H. Restitución (2016-2019) con series históricas naturalizada de caudales mensuales 1965-2016

FUENTE: Elaboración propia.

4.4. DETERMINACIÓN DEL PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN DEL SEIN PERIODO 2016-2019, USANDO SERIES SINTÉTICAS DE CAUDALES MEDIOS MENSUALES

Con la finalidad de determinar el planeamiento de la generación del SEIN en el período 2016-2019 usando series sintéticas de caudales mensuales en los puntos de interés de las cuencas hidrográficas involucradas, se determinará el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de estas series sintéticas, usando para ello el modelo SAMS v.2009.

Las series históricas naturalizadas de caudales mensuales afluentes a estos puntos de interés serán las series semillas para la generación de series sintéticas de caudales mensuales y se identificara el mejor modelo PARMA (p,q) a ser utilizado en cada punto de interés dentro de cada cuenca hidrográfica del SEIN.

4.4.1. Determinación del mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales – Caso caudales mensuales de ingreso al Lago Junín

Si bien es cierto que se está usando la cuenca del río Mantaro para la presentación de la aplicación de la metodología para la determinación del mejor modelo PARMA (p,q) en los puntos de interés pertenecientes a esta cuenca, se presentará específicamente la aplicación para el punto de control del Lago Junín por ser el embalse de mayor importancia dentro del SEIN (Figura 26).

Se utilizó el modelo SAMS v.2009, para determinar el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales afluentes al Lago Junín, y se ha procedido de la siguiente manera:

- a. Se elabora el archivo de datos a nivel mensual de las series de caudales mensuales naturales afluentes al Lago Junín en formato SAMS v.2009.
- b. Se obtiene el histograma de caudales a nivel anual de la serie de caudales mensuales naturales afluente al Lago Junín (Figura 35).

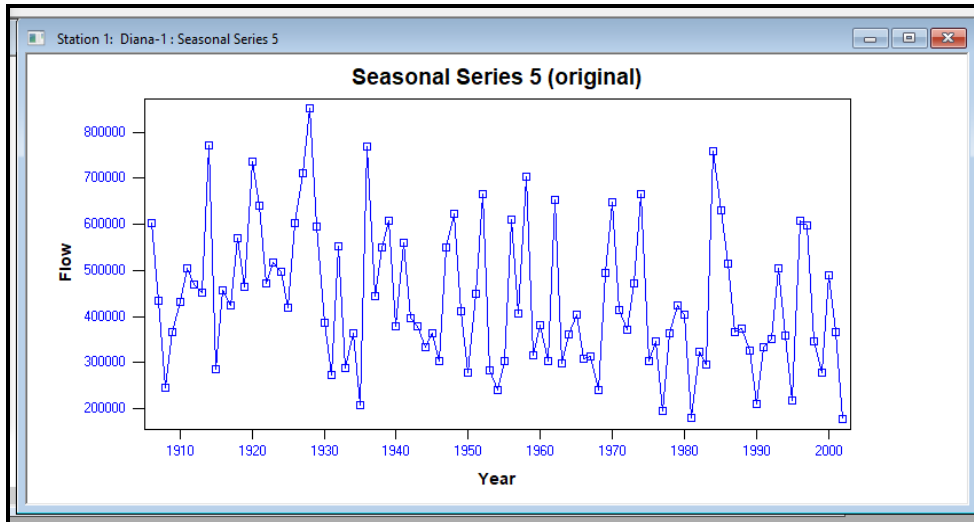


Figura 35: Histograma de caudales a nivel anual de Lago Junín

FUENTE: Elaboración propia.

- c. Se obtiene la función de autocorrelación (AFC) de la serie de caudales mensuales naturales afluyente al Lago Junín (Figura 36).

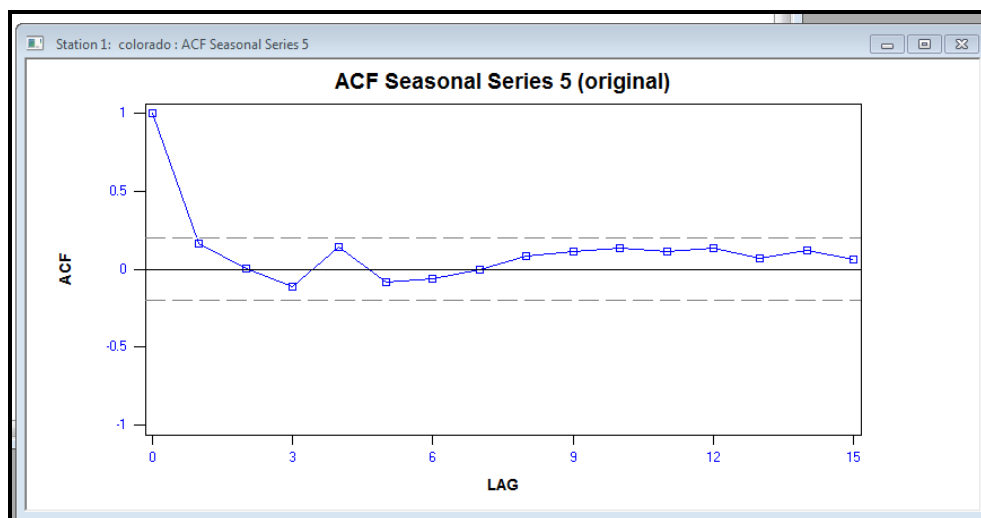


Figura 36: Función de autocorrelación mensual de caudales afluentes al Lago Junín

FUENTE: Elaboración propia.

- d. Se obtiene la función de autocorrelación parcial (PAFC) de la serie de caudales mensuales naturales afluyente al Lago Junín (Figura 37).

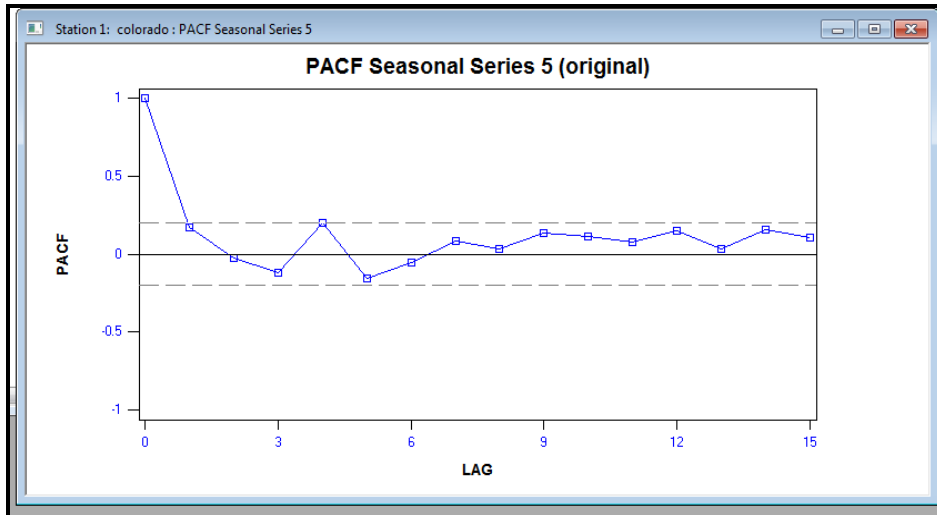


Figura 37: Función de autocorrelación mensual de caudales afluentes al Lago Junín

FUENTE: Elaboración propia.

- e. Los pasos (b), (c), y (d) se realizan para todos los meses
- f. Se procede a la normalización de los datos de caudales mensuales de todos los meses de la serie afluente al Lago Junín. Se escoge una transformación logarítmica, y se analizan los resultados de las pruebas de Skewness y Filliben, que deben ser de aceptación, lo que indica que los datos siguen una distribución normal teniendo en cuenta la transformación escogida (Figura 38).

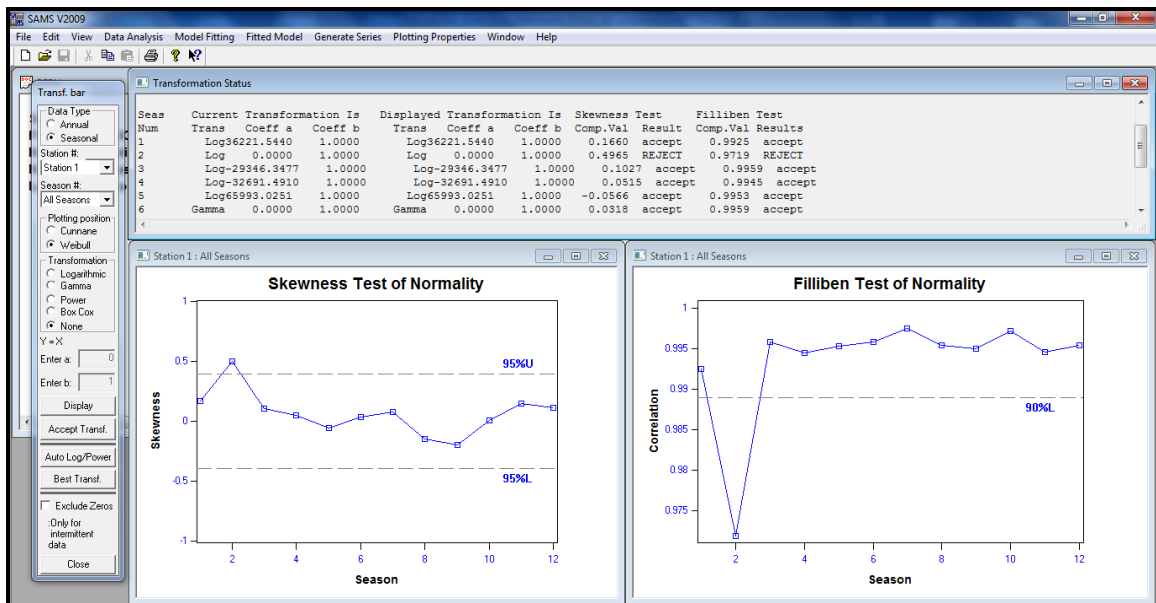


Figura 38: Pruebas de Skewness y Filliben.

FUENTE: Elaboración propia.

- g. Si en todos los meses cumplen que los resultados de los test de Skewness y Filliben son de aceptación, se inicia con SAMS v.2009 el proceso de determinar el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales para el punto de interés Lago Junín.
- j. En SAMS v.2009, se tiene diferentes modelos, escogemos el Modelo Periódico Autorregresivo de Medias Móviles - PARMA (p,q) (Figura 39).

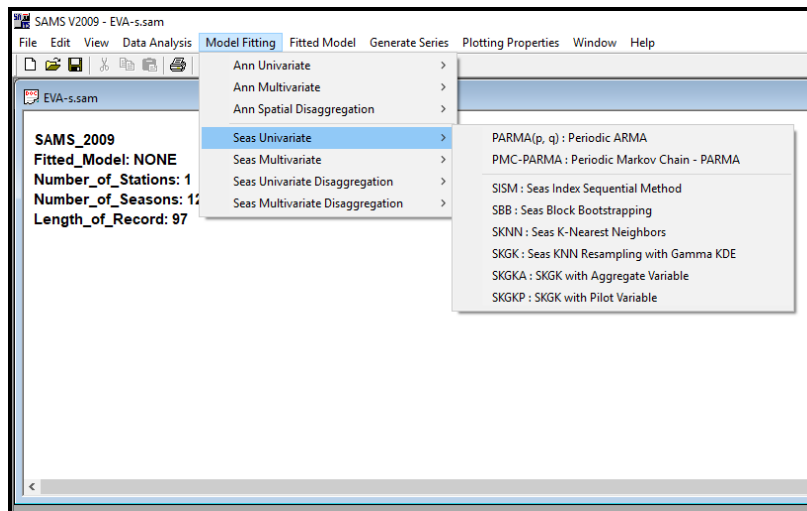


Figura 39: Modelo univariados y multivariados en SAMS

FUENTE: Elaboración propia.

- k. Se escoge como primer modelo PARMA (p,q) el modelo PARMA (1,0) para la serie de caudales mensuales naturales afluente al Lago Junín (Figura 40).

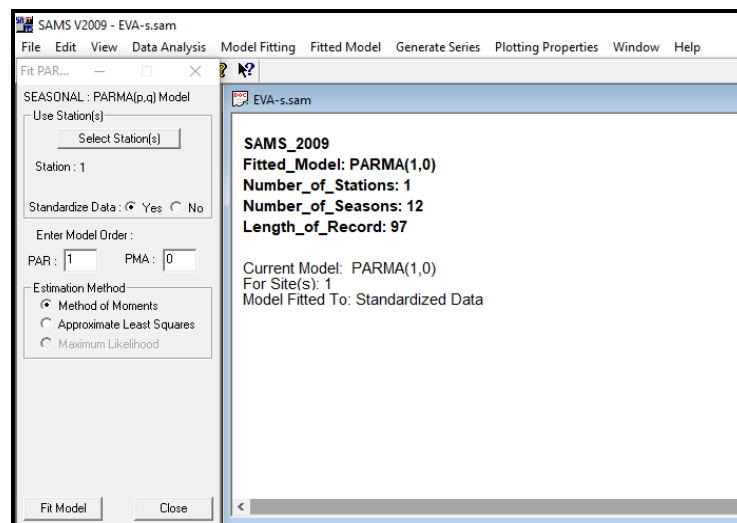


Figura 40: Modelo PARMA (1,0) para caudales en Lago Junín

FUENTE: Elaboración propia.

1. Para el modelo PARMA (1,0), se obtiene los valores de los parámetros SIC (error bayeciano) y AICC (coeficiente de Akique) para cada mes de la serie de caudales mensuales naturales afluente al Lago Junín (Figura 41).

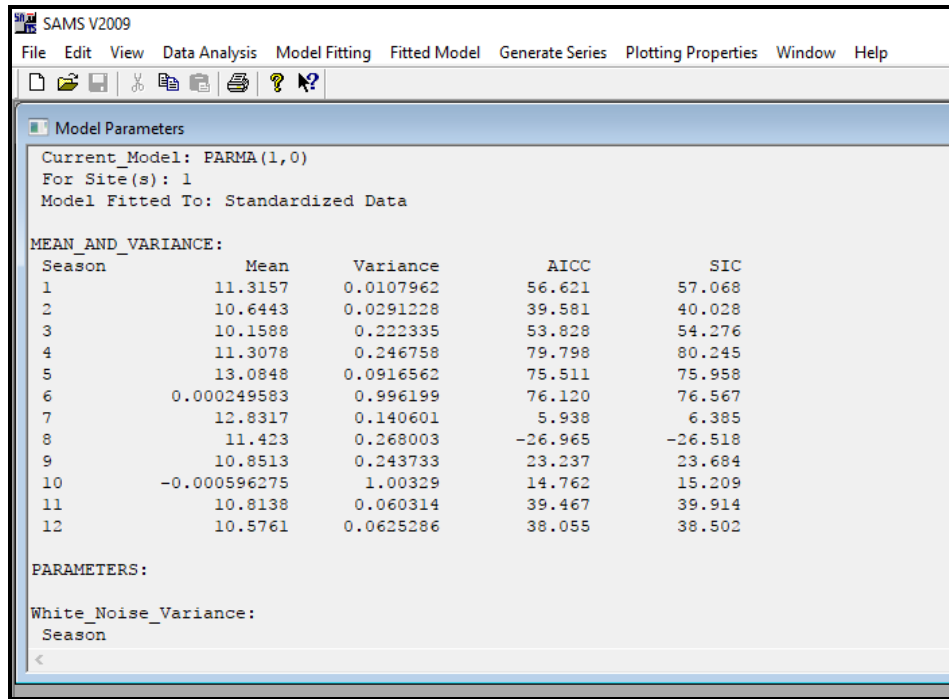


Figura 41: Parámetros SIC y AICC para modelo PARMA (1,0)

FUENTE: Elaboración propia.

- m. Con la finalidad de determinar el mejor modelo PARMA (p,q) para la series de caudales mensuales naturales afluente al Lago Junín, se analizan los siguientes modelos: PARMA(1,0), PARMA(1,1), PARMA(1,2), PARMA(1,3), PARMA(2,0), PARMA(2,1), PARMA(2,2), PARMA(2,3), PARMA(3,0), PARMA(3,1), PARMA(3,2), PARMA(3,3), PARMA(0,1), PARMA(0,2), PARMA(0,3), y PARMA(0,4), obteniéndose para cada uno de ellos el valor del coeficiente AICC respectivos (Tabla 20).

Tabla 20: Valores del coeficiente AICC para diferentes modelos PARMA (p,q) aplicados a la serie de caudales mensuales de ingreso a Lago Junín

Current_Model: PARMA(1,0)				Current_Model: PARMA(1,1)				Current_Model: PARMA(1,2)				Current_Model: PARMA(1,3)				
For Site(s): 1				For Site(s): 1				For Site(s): 1 Approximate Least Square				For Site(s): 1 Approximate Least Square				
Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				
MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				
Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	SIC
1	4.61346	0.039442	38.866	3	4.61346	0.039442	37.982	3	4.61346	0.039442	38.509	4	4.61346	0.039442	39.622	44.016
2	4.65571	0.0720077	36.763	2	4.65571	0.0720077	34.399	2	4.65571	0.0720077	38.679	4	4.65571	0.0720077	36.648	41.042
3	4.44941	0.0741534	19.176	3	4.44941	0.0741534	19.852	3	4.44941	0.0741534	18.557	3	4.44941	0.0741534	22.313	26.707
4	3.93877	0.135928	38.617	4	3.93877	0.135928	40.871	4	3.93877	0.135928	41.884	4	3.93877	0.135928	39.943	44.337
5	2.70305	0.29739	20.647	2	2.70305	0.29739	20.348	2	2.70305	0.29739	20.419	2	2.70305	0.29739	21.356	25.750
6	2.48641	0.0790243	20.037	1	2.48641	0.0790243	21.320	1	2.48641	0.0790243	24.141	1	2.48641	0.0790243	26.212	30.606
7	2.34932	0.0664503	6.609	6	2.34932	0.0664503	6.416	7	2.34932	0.0664503	8.931	1	2.34932	0.0664503	11.289	15.683
8	1.99053	0.138592	-32.914	-8	1.99053	0.138592	-31.389	-8	1.99053	0.138592	-29.183	-8	1.99053	0.138592	-28.282	-23.888
9	2.45404	0.0741277	-3.049	-9	2.45404	0.0741277	-3.823	-9	2.45404	0.0741277	-1.812	-9	2.45404	0.0741277	1.478	5.872
10	0.000491001	0.99301	27.136	10	0.000491001	0.99301	29.142	10	0.000491001	0.99301	31.180	10	0.000491001	0.99301	33.280	37.674
11	2.51731	0.316618	31.329	11	2.51731	0.316618	31.887	11	2.51731	0.316618	34.176	11	2.51731	0.316618	35.817	40.211
12	3.36947	0.170959	28.292	12	3.36947	0.170959	30.552	12	3.36947	0.170959	32.895	12	3.36947	0.170959	35.082	39.476

Current_Model: PARMA(2,0)				Current_Model: PARMA(2,1)				Current_Model: PARMA(2,2)				Current_Model: PARMA(2,3)				
For Site(s): 1				For Site(s): 1 Approximate Least Square				For Site(s): 1				For Site(s): 1				
Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				
MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				
Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	SIC
1	4.61346	0.039442	37.982	3	4.61346	0.039442	39.237	4	4.61346	0.039442	40.856	4	4.61346	0.039442	41.793	47.543
2	4.65571	0.0720077	35.301	2	4.65571	0.0720077	37.247	4	4.65571	0.0720077	35.291	2	4.65571	0.0720077	39.455	45.205
3	4.44941	0.0741534	20.234	3	4.44941	0.0741534	19.655	3	4.44941	0.0741534	18.844	3	4.44941	0.0741534	24.018	29.768
4	3.93877	0.135928	40.872	4	3.93877	0.135928	42.423	4	3.93877	0.135928	38.269	4	3.93877	0.135928	38.588	44.338
5	2.70305	0.29739	20.349	2	2.70305	0.29739	20.489	2	2.70305	0.29739	22.858	2	2.70305	0.29739	20.750	26.500
6	2.48641	0.0790243	21.413	2	2.48641	0.0790243	22.938	2	2.48641	0.0790243	22.186	2	2.48641	0.0790243	27.838	33.588
7	2.34932	0.0664503	6.510	7	2.34932	0.0664503	7.698	1	2.34932	0.0664503	7.778	1	2.34932	0.0664503	5.565	11.315
8	1.99053	0.138592	-31.334	-8	1.99053	0.138592	-29.079	-8	1.99053	0.138592	-27.194	-8	1.99053	0.138592	-26.122	-20.372
9	2.45404	0.0741277	-3.768	-9	2.45404	0.0741277	-1.466	-9	2.45404	0.0741277	0.502	4	2.45404	0.0741277	0.851	6.601
10	0.000491001	0.99301	29.163	10	0.000491001	0.99301	31.439	10	0.000491001	0.99301	32.423	10	0.000491001	0.99301	35.863	41.613
11	2.51731	0.316618	31.908	11	2.51731	0.316618	34.221	11	2.51731	0.316618	36.214	11	2.51731	0.316618	37.731	43.481
12	3.36947	0.170959	30.552	12	3.36947	0.170959	32.846	12	3.36947	0.170959	34.159	12	3.36947	0.170959	37.888	43.638

Current_Model: PARMA(3,0)				Current_Model: PARMA(3,1)				Current_Model: PARMA(3,2)				Current_Model: PARMA(3,3)				
For Site(s): 1				For Site(s): 1				For Site(s): 1				For Site(s): 1				
Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				
MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				
Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	SIC
1	4.61346	0.039442	38.748	4	4.61346	0.039442	202.305	2	4.61346	0.039442	42.750	4	4.61346	0.039442	45.433	52.420
2	4.65571	0.0720077	37.491	4	4.65571	0.0720077	89.738	2	4.65571	0.0720077	39.851	2	4.65571	0.0720077	41.900	48.886
3	4.44941	0.0741534	20.205	3	4.44941	0.0741534	78.759	4	4.44941	0.0741534	21.386	3	4.44941	0.0741534	23.420	30.406
4	3.93877	0.135928	39.635	4	3.93877	0.135928	42.099	4	3.93877	0.135928	38.764	4	3.93877	0.135928	38.751	45.737
5	2.70305	0.29739	21.887	2	2.70305	0.29739	23.376	2	2.70305	0.29739	20.268	2	2.70305	0.29739	20.581	27.567
6	2.48641	0.0790243	23.724	2	2.48641	0.0790243	25.459	2	2.48641	0.0790243	23.265	2	2.48641	0.0790243	27.272	34.259
7	2.34932	0.0664503	8.510	1	2.34932	0.0664503	10.852	1	2.34932	0.0664503	10.184	1	2.34932	0.0664503	6.956	13.942
8	1.99053	0.138592	-29.144	-8	1.99053	0.138592	-27.726	-8	1.99053	0.138592	-28.130	-8	1.99053	0.138592	-24.293	-17.307
9	2.45404	0.0741277	-2.023	9	2.45404	0.0741277	-10.004	-9	2.45404	0.0741277	-0.371	9	2.45404	0.0741277	3.002	9.988
10	0.000491001	0.99301	31.331	10	0.000491001	0.99301	26.848	10	0.000491001	0.99301	34.430	10	0.000491001	0.99301	38.156	45.143
11	2.51731	0.316618	34.165	11	2.51731	0.316618	-30.717	-11	2.51731	0.316618	38.396	11	2.51731	0.316618	41.296	48.283
12	3.36947	0.170959	32.886	12	3.36947	0.170959	-	12	3.36947	0.170959	31.451	12	3.36947	0.170959	38.480	45.46

Current_Model: PARMA(0,1)				Current_Model: PARMA(0,2)				Current_Model: PARMA(0,3)				Current_Model: PARMA(0,4)				
For Site(s): 1				For Site(s): 1				For Site(s): 1				For Site(s): 1				
Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				Model Fitted To: Standardized Data				
MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				MEAN_AND_VARIANCE:				
Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	Season	Mean	Variance	AICC	SIC
1	4.61346	0.039442	38.944	3	4.61346	0.039442	38.665	4	4.61346	0.039442	38.547	4	4.61346	0.039442	37.906	42.300
2	4.65571	0.0720077	27.590	2	4.65571	0.0720077	36.832	2	4.65571	0.0720077	35.801	2	4.65571	0.0720077	38.439	42.832
3	4.44941	0.0741534	-49.647	-3	4.44941	0.0741534	40.000	3	4.44941	0.0741534	20.115	3	4.44941	0.0741534	23.475	27.869
4	3.93877	0.135928	-1.#IO	-1	3.93877	0.135928	44.404	4	3.93877	0.135928	44.452	4	3.93877	0.135928	42.176	46.570
5	2.70305	0.29739	73.088	7	2.70305	0.29739	22.872	2	2.70305	0.29739	32.679	3	2.70305	0.29739	17.885	22.279
6	2.48641	0.0790243	33.164	6	2.48641	0.0790243	29.906	6	2.48641	0.0790243	24.930	2	2.48641	0.0790243	35.550	39.944
7	2.34932	0.0664503	-95.386	-7	2.34932	0.0664503	22.218	2	2.34932	0.0664503	7.693	1	2.34932	0.0664503	8.772	13.165
8	1.99053	0.138592	-1.#IO	-1	1.99053	0.138592	-22.663	-8	1.99053	0.138592	-6.525	-3	1.99053	0.138592	-25.165	-20.771
9	2.45404	0.0741277	57.549	9	2.45404	0.0741277	30.559	9	2.45404	0.0741277	15.927	1	2.45404	0.0741277	1.692	6.086
10	0.000491001	0.99301	28.763	10	0.000491001	0.99301	40.514	10	0.000491001	0.99301	37.776	10	0.000491001	0.99301	38.696	43.090
11	2.51731	0.316618	4.635	4	2.51731	0.316618	31.666	11	2.51731	0.316618	37.359	4	2.51731	0.316618	35.898	40.292
12	3.36947	0.170959	-1.#IO	-1	3.36947	0.170959	31.241	12	3.36947	0.170959	32.365	12	3.36947	0.170959	41.340	45.734

FUENTE: Elaboración propia.

n. De los modelos PARMA (p,q) analizados para la serie de caudales mensuales naturales afluente al Lago Junín, el mejor modelo PARMA (p,q) para la generación

de caudales sintéticos mensuales, es aquel que tiene los menores valores del parámetro AICC en los meses del período de avenidas (enero, febrero y marzo), tal como se puede apreciar en la Tabla 21.

Tabla 21: Análisis del coeficiente AICC en época de avenidas diferentes modelos PARMA (p,q) aplicados a la serie caudales mensuales de ingreso a Lago Junín

ESTACION LAGO JUNIN												
COMPARACION DE LOS VALORES DE AICC PARA ESCOGER EL MEJOR MODELO PARMA (p,q).												
Análisis de AICC en avenidas (E, F y M). El mejor modelo es el que tenga los menores valores.												
PARMA	E	F	M	A	M	J	JL	A	S	O	N	D
(1,0)	38.87	36.76	19.18	38.62	20.65	20.04	6.61	-32.91	-3.05	27.14	31.33	28.29
(1,1)	37.98	34.40	19.85	40.87	20.35	21.32	6.42	-31.39	-3.82	29.14	31.89	30.55
(1,2)	38.51	38.68	18.56	41.88	20.42	24.14	8.93	-29.18	-1.81	31.18	34.18	32.90
(1,3)	39.62	36.65	22.31	39.94	21.36	26.21	11.29	-28.28	1.48	33.28	35.82	35.08
(2,0)	37.98	35.30	20.23	40.87	20.35	21.41	6.51	-31.33	-3.77	29.16	31.91	30.55
(2,1)	39.24	37.25	19.66	42.42	20.49	22.94	7.70	-29.08	-1.47	31.44	34.22	32.85
(2,2)	40.86	35.29	18.84	38.27	22.86	22.19	7.78	-27.19	0.50	32.42	36.21	34.16
(2,3)	41.79	39.46	24.02	38.59	20.75	27.84	5.57	-26.12	0.85	35.86	37.73	37.89
(3,0)	38.75	37.49	20.21	39.64	21.89	23.72	8.51	-29.14	-2.02	31.33	34.17	32.89
(3,1)	202.31	89.74	78.76	42.10	23.38	25.46	10.85	-27.73	-10.00	26.85	-30.72	
(3,2)	42.75	39.85	21.39	38.76	20.27	23.27	10.18	-28.13	-0.37	34.43	38.40	31.45
(3,3)	45.43	41.90	23.42	38.75	20.58	27.27	6.96	-24.29	3.00	38.16	41.30	38.48
(0,1)	38.94	27.59	-49.65	-1.#0	73.09	33.16	-95.39	-1.#0	57.55	28.76	4.64	-1.#0
(0,2)	38.67	36.83	40.00	44.40	22.87	29.91	22.22	-22.66	30.56	40.51	31.67	31.24
(0,3)	38.55	35.80	20.12	44.45	32.68	24.93	7.69	-6.53	15.93	37.78	37.36	32.37
(0,4)	37.91	38.44	23.48	42.18	17.89	35.55	8.77	-25.17	1.69	38.70	35.90	41.34

FUENTE: Elaboración propia.

- o. De análisis de los valores del parámetro AICC en los meses del período de avenidas (enero, febrero y marzo) de la Tabla 21, se determina que el mejor modelo es el modelo PARMA (1,1) para la generación de series sintéticas de caudales a nivel mensual en el punto de control de Lago Junín, por tener los menores valores del parámetro AICC en los meses del período de avenidas

4.4.2. Generación de series sintéticas de caudales mensuales – Caso caudales de ingreso al punto de interés Lago Junín

Con SAMS v.2009 y el modelo PARMA (1,1), se procedió a generar 300 series sintéticas de caudales medios mensuales afluente al Lago Junín, cuyas características principales se pueden observar en la Figura 42.

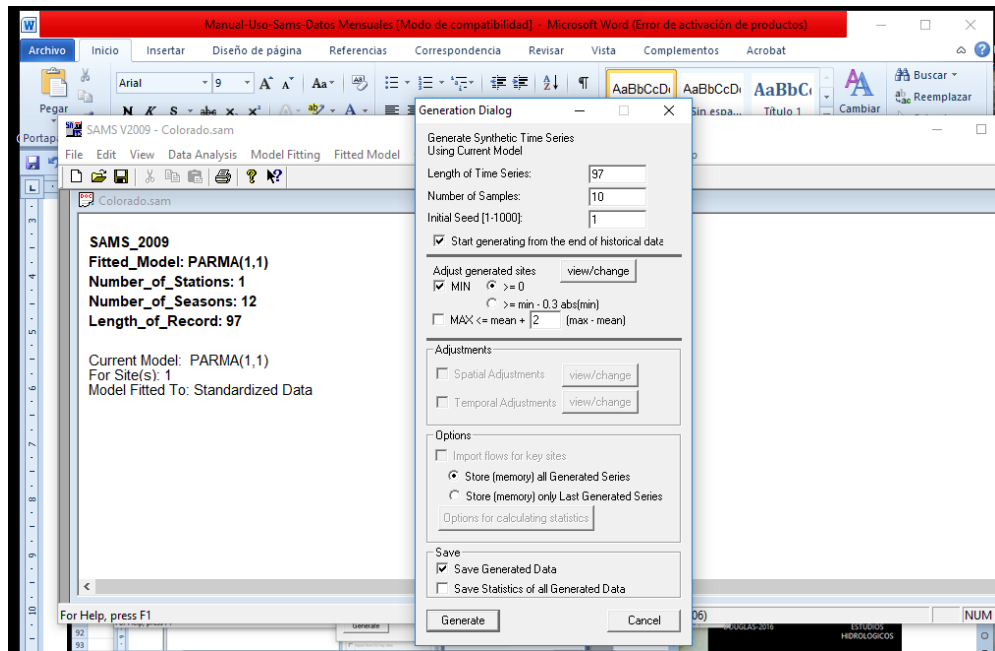


Figura 42: Series sintética con PARMA (1,1) para Lago Junín

FUENTE: Elaboración propia.

4.4.3. Determinación de la serie sintética esperada de caudales medios mensuales en el punto de interés Lago Junín

- Se determinó el caudal promedio multianual de cada una de las 300 series sintéticas de caudales medios mensuales generados para el Lago Junín, obtenidas con el modelo PARMA (1,1) y SAMS v.2009.
- Se elaboró la curva de duración de los caudales promedio multianual de las 300 series sintéticas de caudales mensuales aplicando el método de Weibull y se determinó el caudal promedio multianual al 50 por ciento de persistencia, que identifica a la serie sintética esperada de ingreso al Lago Junín (Figura 43).

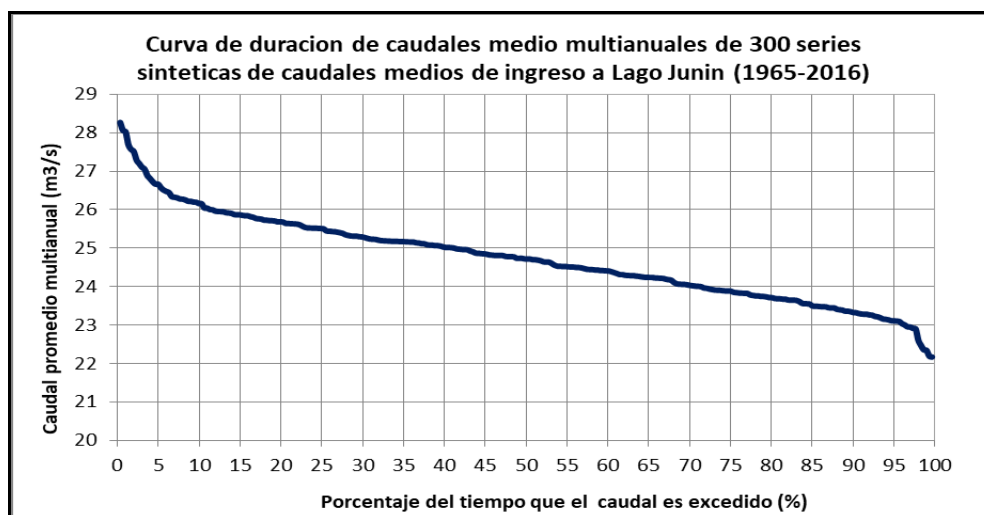


Figura 43: Curva de duración de caudales promedio multianuales de series sintéticas generadas de ingreso al Lago Junín.

FUENTE: Elaboración propia.

- El caudal promedio multianual al 50 por ciento de persistencia es de 24.73 m³/s, y corresponde a la serie sintética N° 231 generada con el modelo PARMA (1,1). Un resumen estadístico de la misma se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22: Resumen estadístico de serie sintética de caudales mensuales (m³/s) más probable de ingreso al Lago Junín serie sintética N° 231 (1965-2016)

AÑO	E	F	M	A	M	J	JL	A	S	O	N	D	Prom
Prom	40.79	58.46	60.66	39.34	16.78	9.70	7.88	8.26	8.88	9.88	13.15	23.01	24.73
Desvest	21.36	34.50	21.25	20.21	9.57	4.09	3.52	4.55	4.30	3.32	9.60	19.02	7.27
Máximo	121.89	199.25	108.47	100.68	56.72	25.99	24.01	28.95	23.30	17.67	40.73	111.34	44.99
Mínimo	5.15	7.73	12.68	3.75	4.72	2.25	2.31	2.64	2.13	2.53	3.13	2.30	11.09

FUENTE: Elaboración propia.

Las series sintéticas esperadas de caudales medios mensuales para los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro se presentan en el Anexo 6.

4.4.4. Determinación del mejor modelo PARMA (p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en los puntos de interés del SEIN

Se siguió el mismo procedimiento aplicado para el punto de interés Lago Junín (ver punto 4.4.1) para la determinación del mejor modelo PARMA (p,q) para los demás puntos de interés del SEIN, determinándose como el mejor modelo el PARMA (1,1) para todo estos

puntos de interés (Tabla 23).

Tabla 23: Modelo PARMA (p,q) para generación de series sintéticas en puntos de interés del SEIN

N°	SERIE	NOMBRE	CUENCA / RIO	MEJOR MODELO
1	QN-ta1	Afluente a Yuracmayo	Rímac	PARMA (1,1)
2	QN-ta2	Caudal Intercuenca al Rímac	Rímac	PARMA (1,1)
3	QN-sh1	Afluente Equivalente de Lagunas	Rímac	PARMA (1,1)
4	QN-sh2	Intercuenca Sta. Eulalia	Rímac	PARMA (1,1)
5	QN-301	Afluente Viconga	Pativilca	PARMA (1,1)
6	QN-304	Toma Cahua	Pativilca	PARMA (1,1)
7	QN-401	Caudal de ingreso a la Laguna Parón	Santa	PARMA (1,1)
8	QN-402	Caudal de ingreso Laguna Cullicocha	Santa	PARMA (1,1)
9	QN-403	Aporte intermedio entre lagunas-CDP	Santa	PARMA (1,1)
10	QN-405	Caudales medios mensuales de ingreso a Centrales Pariac	Qda. Pariac Santa	PARMA (1,1)
11	QN-406	Embalse Aguascocha	Santa	PARMA (1,1)
12	QN-408	Embalse Rajucolta	Santa	PARMA (1,1)
13	QN-501	Jequetepeque	Jequetepeque	PARMA (1,1)
14	QN-603	Cuadales en Cirato (Río Chancay)	Chancay	PARMA (1,1)
15	QN-605	Caudales Residuales Cirato	Chancay	PARMA (1,1)
16	QN-801	Lago Junín	Mantaro	PARMA (1,1)
17	QN-802	Malpaso	Mantaro	PARMA (1,1)
18	QN-803	Mantaro	Mantaro	PARMA (1,1)
19	QN-804	Cutoff	Mantaro	PARMA (1,1)
20	QN-805	Taza Vieja, con aporte QN-808	Mantaro	PARMA (1,1)
21	QN-806	Pomacocha	Mantaro	PARMA (1,1)
22	QN-807	Huallacocha Baja	Mantaro	PARMA (1,1)
23	QN-809	Rumichaca	Mantaro	PARMA (1,1)
24	QN-810	Huallacocha Alta	Mantaro	PARMA (1,1)
25	QN-811	Lagunas (5) Quillon	Mantaro	PARMA (1,1)
26	QN-812	Moya (Chilicocha)	Mantaro	PARMA (1,1)
27	QN-814	Lagunas (3) Piñascocha	Mantaro	PARMA (1,1)
28	QN-815	Huaylacancha (Cochas Túnel)	Mantaro	PARMA (1,1)
29	QN-830	Aporte lagunas Huacracocha y Lacsacocha (Estación Huari)	Mantaro	PARMA (1,1)
30	QN-840	Aporte lagunas Calzada-Caullau (Estación Cochas Túnel)	Mantaro	PARMA (1,1)
31	QN-901	Jaico + Canal Colector	Mantaro	PARMA (1,1)
32	QN-902	Altos Machay + Laguna Lechococha	Mantaro	PARMA (1,1)
33	QN-903	Matacocha	Mantaro	PARMA (1,1)
34	QN-904	Incremental Matacocha-Huangush Alto (Incluye Canal Usupata)	Mantaro	PARMA (1,1)
35	QN-905	Incremental Huangush Alto – Huangush Bajo	Mantaro	PARMA (1,1)
36	QN-906	Incremental Huallamayo – Uchuhuerta-Yuncan	Mantaro	PARMA (1,1)
37	QN-907	Toma Manto	Mantaro	PARMA (1,1)
38	QN-908	Incremental Lags – Toma Uchuhuerta	Mantaro	PARMA (1,1)
39	QN-909	Incremental Victoria–Toma Huallamayo	Mantaro	PARMA (1,1)

«continuación»

40	QN-910	Laguna Victoria 1	Mantaro	PARMA (1,1)
41	QN-911	Laguna Pacchapata	Mantaro	PARMA (1,1)
42	QN-1101	Río Tulumayo (C.H. Chimay)	Tulumayo	PARMA (1,1)
43	QN-1201	Río Tarma (C.H. Yanango)	Tarma	PARMA (1,1)
44	QN-2001	Embalse El Pañe	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
45	QN-2002	Río Bamputañe	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
46	QN-2003	Río Blanquillo	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
47	QN-2004	Río Colca	Chili-Alto Coca	PARMA (1,1)
48	QN-2005	Río Colca	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
49	QN-2006	Río Sumbay	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
50	QN-2007	El Fraile	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
51	QN-2008	Embalse Pillones	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
52	QN-2009	Sumbay	Chili-Alto Colca	PARMA (1,1)
53	QN-2101	Laguna Aricota	Laguna Aricota	PARMA (1,1)
54	QN-2301	Embalse Sibinacocha	Vilcanota	PARMA (1,1)
55	QN-2302	Increment. Sibinacocha-Estación Km-105	Vilcanota	PARMA (1,1)
56	QN-2401	Afluente lagunas	San Gabán	PARMA (1,1)
57	QN-2402	San Gabán	San Gabán	PARMA (1,1)
58	QN-2403	Laguna Corani	San Gabán	PARMA (1,1)
59	QN-2501	Huisca-Huisca	San Gabán	PARMA (1,1)
60	QN-2502	Aporte Intermedio C.H. Misapuquio	San Gabán	PARMA (1,1)
61	QN-2601	Laguna Pariguana	San Gabán	PARMA (1,1)
62	QN-2602	Laguna Huarahuarco	San Gabán	PARMA (1,1)
63	QN-2603	Aporte Intermedio Río Santiago	San Gabán	PARMA (1,1)
64	QN-2604	Laguna Vilafranco	San Gabán	PARMA (1,1)
65	QN-2701	Embalse Poechos	Piura	PARMA (1,1)
66	QN-2801	Estación Santa Rosa	Pativilca - Canal	PARMA (1,1)
67	QN-2901	Embalse Paucarcocha	Cañete	PARMA (1,1)
68	QN-2902	Capillucas	Cañete	PARMA (1,1)
69	QN-3000	Santa Cruz 1	Santa Cruz	PARMA (1,1)
70	QN-2202	Bampunate	Chili - Alto Colca	PARMA (1,1)
71	QN-2010	Embalse Chalhuanca	Chili - Alto Colca	PARMA (1,1)
72	QN-2404	Pumamayo	San Gabán	PARMA (1,1)
73	QN-305	Afluente Yanapampa	Pativilca	PARMA (1,1)
74	QN-306	Afluente Pinto	Pativilca	PARMA (1,1)
75	QN-404	Quitaracsa	Quitaracsa	PARMA (1,1)
76	QN-606	Afluente Pizarra	Chancay-Lamb.	PARMA (1,1)
77	QN-Hu1	Aporte Lagunas Sta. Eulalia 2	Rímac	PARMA (1,1)
78	QN-Hu2	Aporte Cuenca Huanza	Rímac	PARMA (1,1)
79	QN-2802	Santa Rosa II	S/N	PARMA (1,1)
80	QN-1501	Chaglla	Huanuco	PARMA (1,1)
81	QN-813	Cerro El Águila	Mantaro	PARMA (1,1)
82	QN-1601	S/N	S/N	PARMA (1,1)

FUENTE: Elaboración propia

4.4.5. Determinación de la serie sintética esperada de caudales medios mensuales para los puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN

Determinado el modelo PARMA (1,1) como el modelo a utilizarse para la generación de series sintéticas de caudales medios mensuales en el SEIN, y con SAMS v.2009 se generaron para cada punto 300 series sintéticas y se determinó la serie sintética esperada de caudales mensuales para cada punto de interés del SEIN.

4.5. PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN DEL SEIN EN EL PERÍODO 2016-2019 UTILIZANDO SERIES SINTÉTICAS ESPERADAS DE CAUDALES MEDIOS MENSUALES

Con la serie sintética esperada de caudales mensuales de cada punto de interés, se elaboró el archivo SINAC.hid del PERSEO para el planeamiento de la generación del SEIN (2016-2019), manteniéndose los demás archivos de datos de entrada del modelo, ver Anexo 7.

Los archivos de salida que contienen los resultados técnicos y económicos del planeamiento de la generación del SEIN utilizando series sintéticas esperadas de caudales medios mensuales obtenidos con el modelo PERSEO, se presentan en el Anexo 7.

Se presentan los resultados técnicos y económicos del planeamiento de la generación del SEIN para la cuenca del río Mantaro, que son los costos marginales actualizados en la Barra Mantaro 220 kv, volumen útil embalsado en el Lago Junín, generación de energía en las CC.HH. Mantaro y Restitución, generación de potencia en las CC.HH. Mantaro y Restitución, y el ingreso neto por venta de energía en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, lo cuales se presentan en las Figuras 44 a la Figura 54.

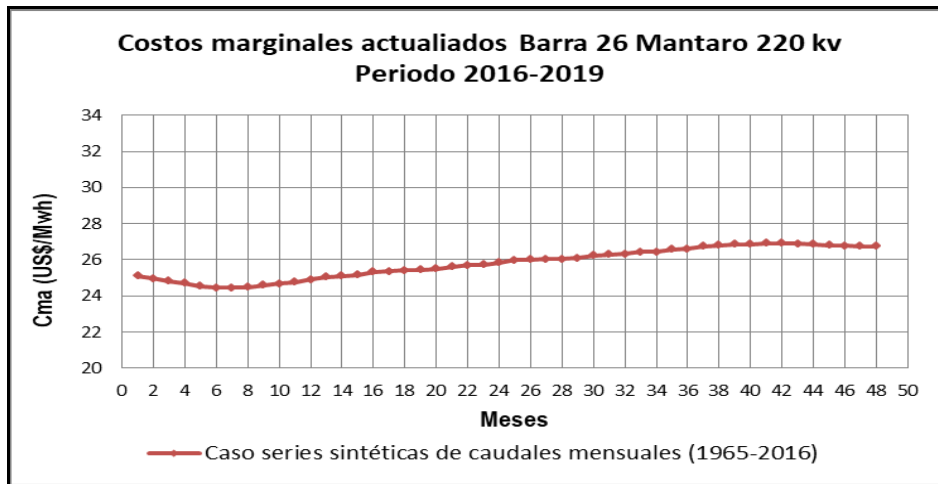


Figura 44: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

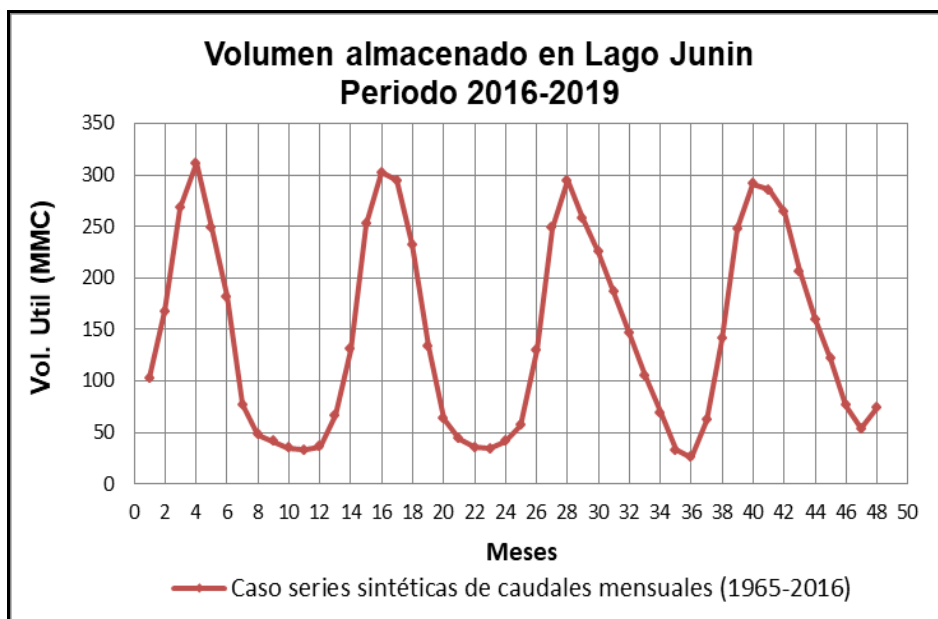


Figura 45: Volumen almacenado en embalse Lago Junín (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia con resultados de modelo PERSEO

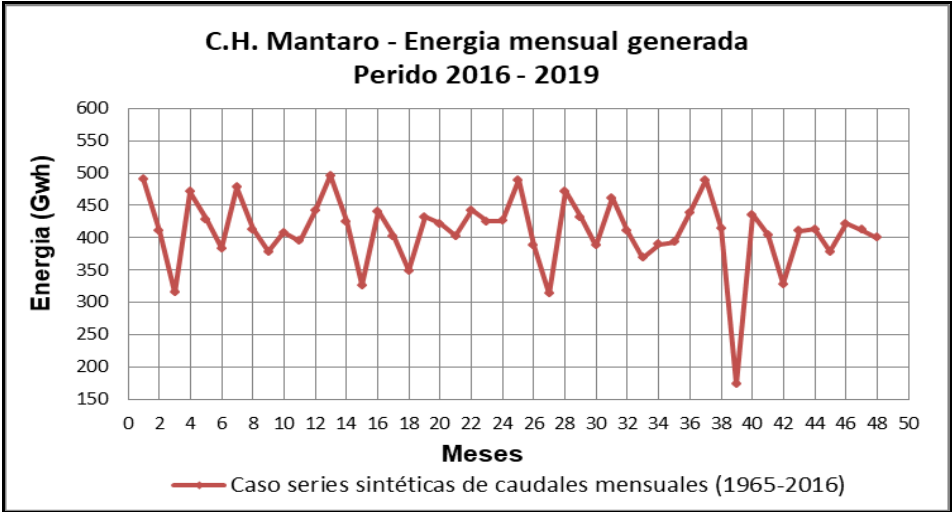


Figura 46: Energía mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

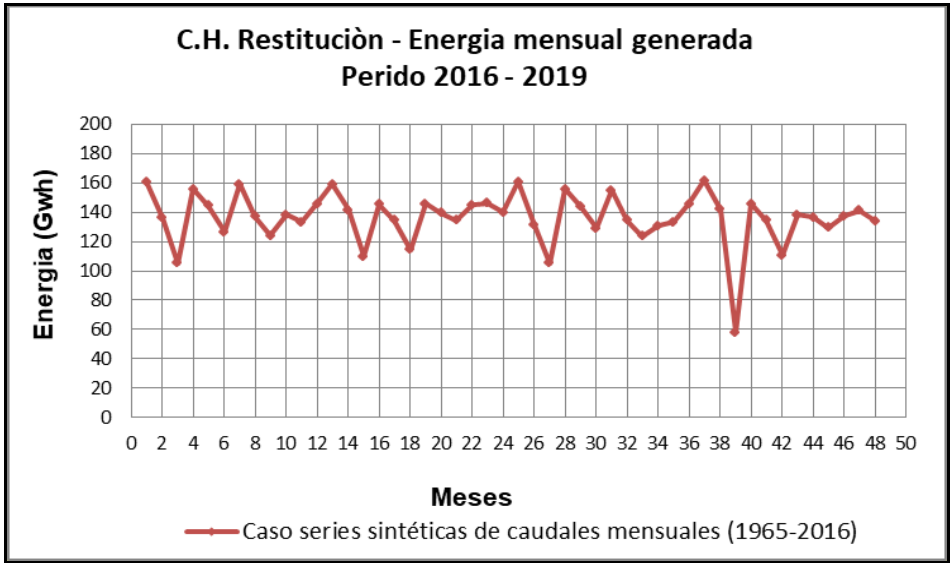


Figura 47: Energía mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

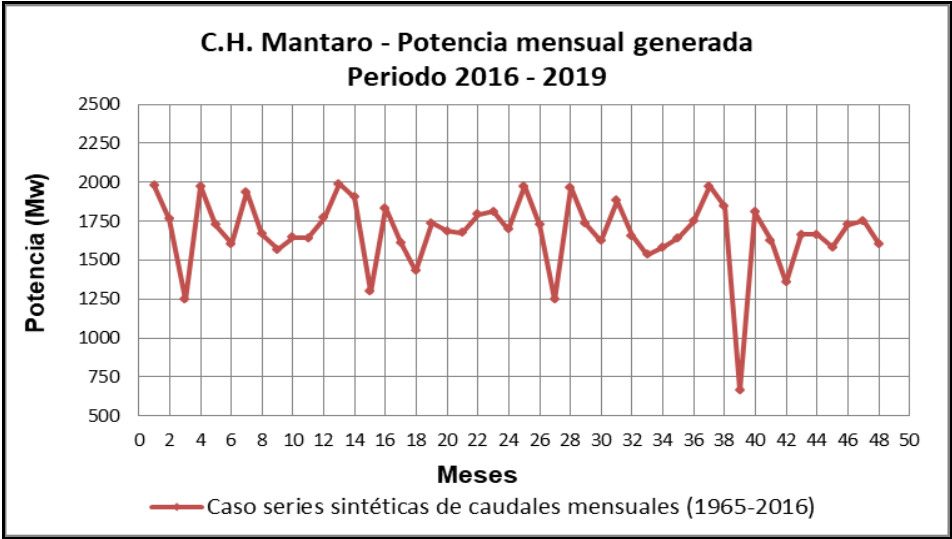


Figura 48: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

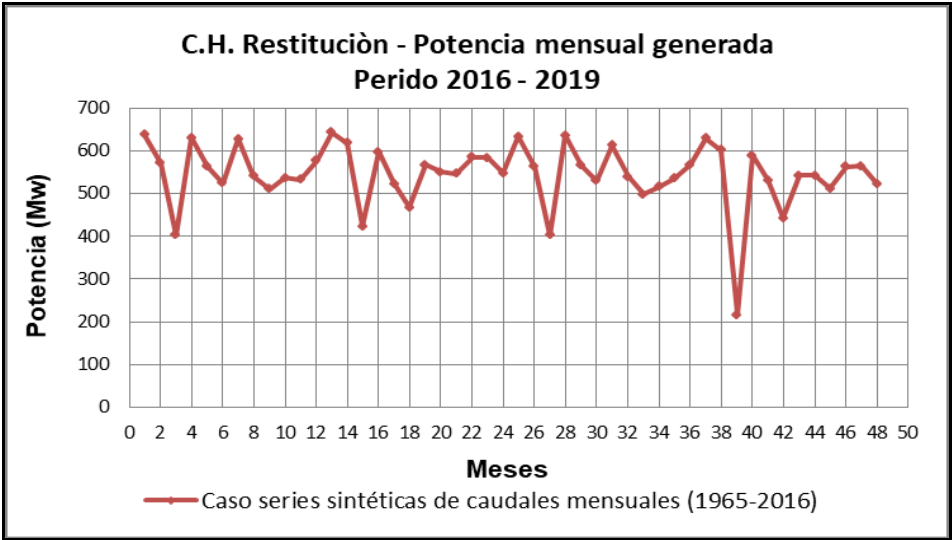


Figura 49: Potencia mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie sintética esperada de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

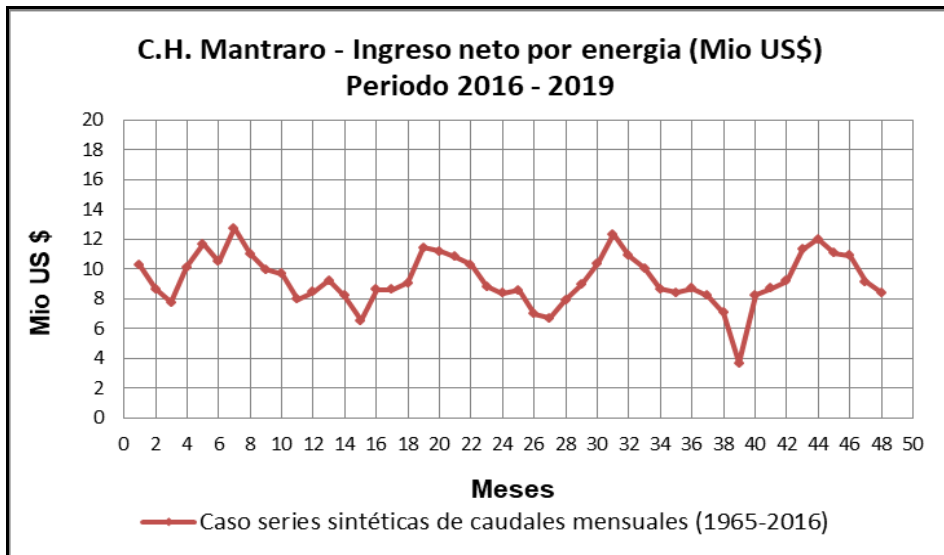


Figura 50: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro (2016-2019) con series sintéticas de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

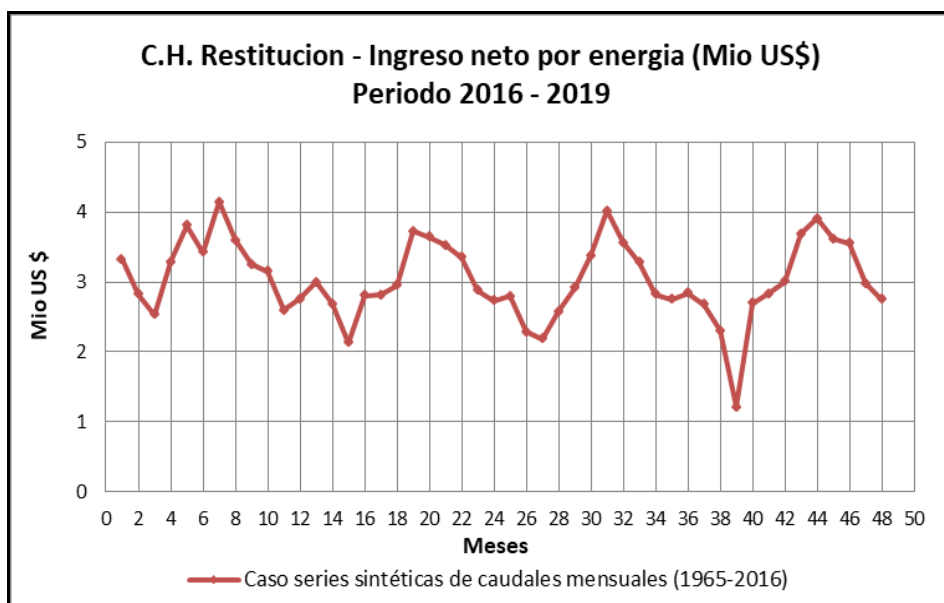


Figura 51: Ingreso neto por venta de energía C.H. Restitución (2016-2019) con series sintéticas de caudales mensuales 1965-2016.

FUENTE: Elaboración propia.

4.6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL PLANEAMIENTO DE LA GENERACIÓN DEL SEIN (2016-2019) USANDO SERIES HISTÓRICAS Y SERIES SINTÉTICAS ESPERADAS DE CAUDALES MENSUALES

La comparación y discusión de los resultados obtenidos del planeamiento de la generación del SEIN, periodo 2016-2019, usando series históricas y series sintéticas esperadas de caudales mensuales, corresponden a los de la cuenca del río Mantaro, cuenca concesionada a la empresa de generación eléctrica del Perú - ELECTROPERU S.A, resultados presentados en el Anexo 8.

4.6.1. Discusión de los resultados obtenidos de costos marginales actualizados (Cma) en la Barra Mantaro 220 kv, periodo 2016-2019

En la Figura 52 se presenta la evolución del costo marginal actualizado (Cma) en la Barra Mantaro 220 kv, para el periodo 2016-2019, usando tanto serie histórica como serie sintética esperada de caudales mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro del SEIN.

En lo que respecta a los resultados de los Cma para el periodo 2016-2019 considerando serie histórica de caudales mensuales, debemos indicar que para el año 2016, estos tienen una tendencia a la baja, siendo su mayor valor de 26.91 US\$/Mwh en el mes de enero y un valor de 26.17 US\$/Mwh en el mes de junio, y el promedio anual tiene un valor de 26.56 US\$/Mwh.

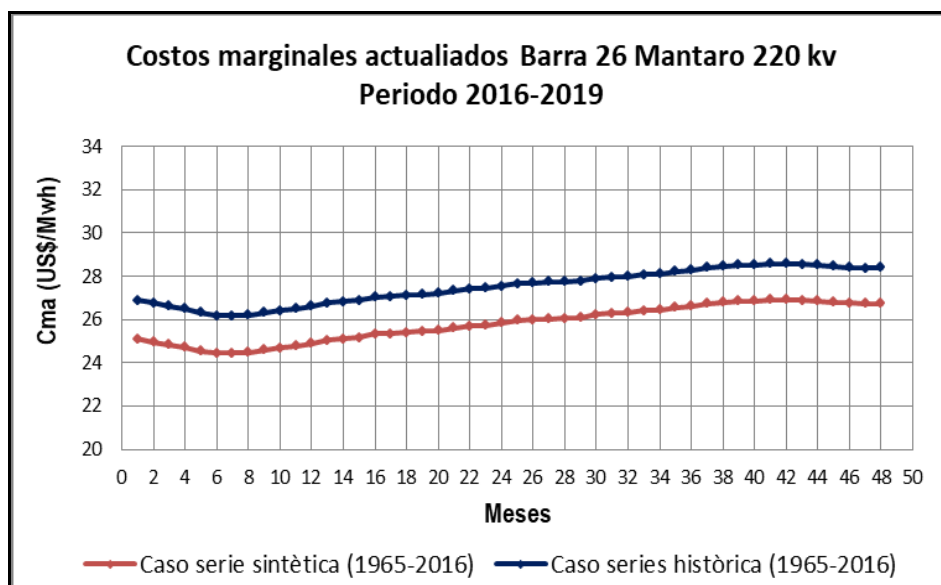


Figura 52: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia con resultados de modelo PERSEO

En lo que respecta al año 2017, los Cma tienen una tendencia a subir, teniendo el menor valor en el mes de enero, que es de 26.77 US\$/Mwh y un mayor valor de 27.53 US\$/Mwh en el mes de diciembre, y siendo el valor promedio anual para este año de 27.16 US\$/Mwh.

Igualmente, este crecimiento se mantiene para el año 2018, con un valor menor para el mes de enero de 27.66 US\$/Mwh, y un valor mayor de 28.28 US\$/Mwh dado en diciembre, y teniendo un valor promedio anual de 27.90 US\$/Mwh.

En el año 2019, se tiene una ligera tendencia a la baja de los Cma, considerando esto por tener un mayor valor de 28.59 US\$/Mwh para junio de ese año y un menor valor de 28.39 US\$/Mwh para diciembre; siendo el promedio anual de 28.49 US\$/Mwh.

El promedio de los Cma para la Barra Mantaro 220 kv en el periodo 2016-2019 es del orden de 27.50 US\$/Mwh.

Respecto a los resultados de los Cma para el periodo 2016-2019 considerando la serie sintética esperada de caudales mensuales, se tiene que para el año 2016, estos también tienen una tendencia a la baja, siendo su mayor valor de 25.101 US\$/Mwh en el mes de enero y un valor mínimo de 24.44 US\$/Mwh en el mes de julio, y en valor promedio anual es de 24.71 US\$/Mwh.

De otro lado para el año 2017, los Cma tienen una tendencia a subir, teniendo el menor valor en el mes de enero, que es de 25.06 US\$/Mwh y un mayor valor de 25.85 US\$/Mwh en el mes de diciembre, y siendo su valor promedio para este año de 25.44 US\$/Mwh.

El crecimiento se mantiene para el año 2018, con un valor menor 25.98 US\$/Mwh en enero de 27.66 US\$/Mwh, y un valor mayor de 26.62 US\$/Mwh para el mes de diciembre, y teniendo un valor promedio anual de 26.23 US\$/Mwh.

Para el año 2019, se tiene una ligera tendencia a la baja de los Cma, dado que tiene un mayor valor de 26.92 US\$/Mwh en junio y un mínimo valor de 26.73 US\$/Mwh en noviembre; y siendo el promedio anual de 26.83 US\$/Mwh.

El promedio de los Cma para la Barra Mantaro 220 kv en el periodo 2016-2019 usando la serie sintética esperada de caudales es del orden de 25.80 US\$/Mwh.

Finalmente considerando los resultados del promedio anual de los Cma obtenidos para la Barra Mantaro 220 kv para cada año del periodo 2016-2019, podemos indicar que existe una diferencia de menos 1.75 US\$/Mwh para el año 2016 al comparar el valor promedio obtenido considerando la serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

Siguiendo esta misma comparación para el año 2017, 2018, y 2019 se tienen diferencias de menos 1.72, 1.68 y 1.66 US\$/Mwh, respectivamente.

Si tenemos en cuenta el valor promedio para todo el periodo 2016-2019 del Cma, se tiene una diferencia promedio de menos 1.70 US\$/Mwh si realizamos la misma comparación antes mencionada.

4.6.2. Discusión de los resultados obtenidos del volumen útil almacenado (VUA) en el embalse Lago Junín, periodo 2016-2019

En la Figura 53 se presenta la evolución del volumen útil almacenado (VUA) en el Lago Junín, para el periodo 2016-2019, usando tanto serie histórica como serie sintética esperada de caudales mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro del SEIN.

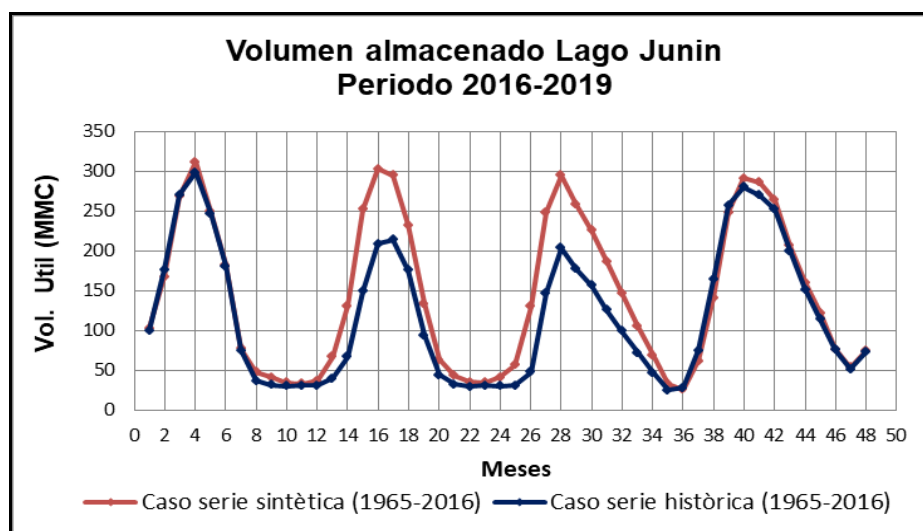


Figura 53: Volumen útil almacenado en Lago Junín (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia con resultados de modelo PERSEO

Los resultados del VUA en el Lago Junín para el periodo 2016-2019 considerando serie histórica de caudales mensuales, indican que para el año 2016, estos tienen su mayor valor en el mes de abril, y que es 298.39 MMC, y un valor mínimo de 30.18 MMC en el mes de octubre, siendo su valor promedio anual de 125.60 MMC.

En lo que respecta al año 2017, el VUA tiene su máximo valor en el mes de abril, que es de 213.55 MMC, mientras que su mínimo valor es de 29.69 MMC, que se da en el mes de octubre, y siendo el valor promedio anual para este año de 92.80 MMC.

Si consideramos el año 2018, el valor máximo y mínimo del VUA en lago Junín es de 203.39 y 25.13 MMC, valores que se dan en los meses de abril y octubre respectivamente.

En el año 2019, el VUA tiene un valor máximo de 280.03 MMC en abril y un valor mínimo de 51.67 MMC en noviembre, y un valor promedio anual de 163.63 MMC.

El valor promedio de los VUA de Lago Junín para el periodo 2016-2019 asciende a 119.67 MMC.

Si se considera la serie sintética esperada de caudales mensuales, los resultados del VUA en el Lago Junín para el periodo 2016-2019, indican que, en el año 2016, estos tienen un valor máximo de 311.35 MMC en el mes de abril, y un valor mínimo de 33.20 MMC en el mes de noviembre, y su valor promedio anual es 129.33 MMC.

Para el año 2017, el VUA tiene su máximo valor en el mes de abril, que es de 302.58 MMC, mientras que su valor mínimo se da en el mes de octubre, y es de 34.43 MMC, siendo el valor promedio anual para este año de 135.96 MMC.

Si tomamos el año 2018, el valor máximo y mínimo del VUA en lago Junín es de 294.83 y 25.96 MMC, valores que se dan en los meses de abril y diciembre respectivamente.

En el año 2019, el VUA en el Lago Junín, tiene un valor máximo de 291.24 MMC en abril y un valor mínimo de 53.75 MMC en noviembre, mientras que el valor promedio anual es de 165.45 MMC para este año.

El promedio de los VUA de Lago Junín usando serie sintética esperada en el periodo 2016-2019 es de 144.81 MMC.

Finalmente considerando los resultados del promedio anual de los VUA en el Lago Junín para cada año del periodo 2016-2019, podemos indicar que existe un aumento de 3.73 MMC para el año 2016 al comparar el valor promedio obtenido considerando la serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

Siguiendo esta misma comparación para el año 2017, 2018, y 2019 se tienen aumentos de 43.16, 51.86, y 1.82 MMC, respectivamente.

Considerando el valor promedio para todo el periodo 2016-2019 del VUA en el Lago Junín, se tiene un aumento del orden de los 25.14 MMC si realizamos la misma comparación antes señalada.

4.6.3. Discusión de los resultados obtenidos de la energía generada (EMG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, periodo 2016-2019

En las Figuras 54 y 55 se presenta la energía mensual generada (EMG) de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución para el periodo 2016-2019, usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro del SEIN.

Los resultados de la EMG en la C.H. Mantaro para el periodo 2016-2019, se muestran en la Figura 46 considerando series histórica y sintética esperada de caudales mensuales, los cuales indican que para el año 2016, no existe mucha diferencia, alcanzando un valor total de 4977.35 y 5017.98 Gwh respectivamente, siendo el incremento de 38.63 Gwh.

En lo que respecta al año 2017, la EMG total usando serie histórica es de 4912.08 Gwh, mientras que en el caso de usar serie sintética esperada la generación total de energía alcanza un valor de 4990.69 Gwh, siendo el incremento de 78.61Gwh para este año.

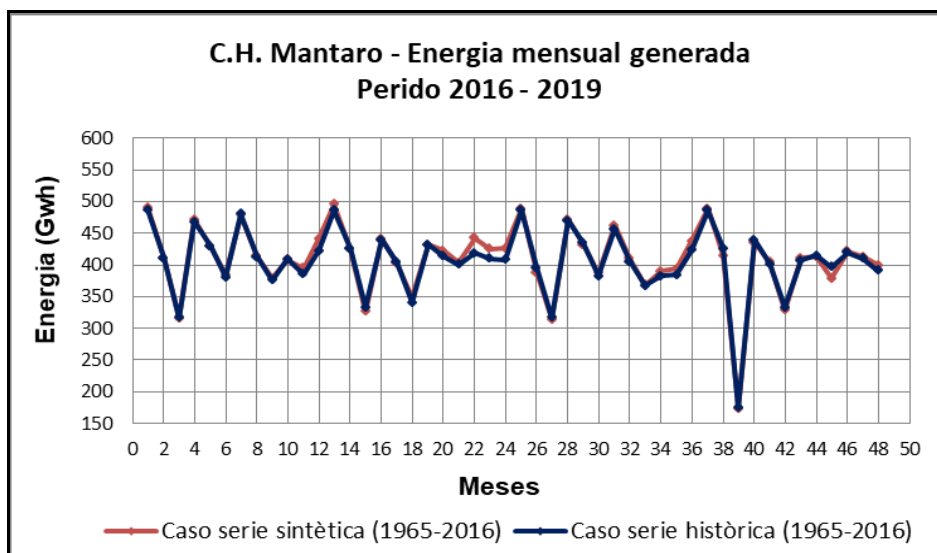


Figura 54: Energía mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia.

De igual modo, si consideramos el año 2018, el total de la EMG usando serie histórica alcanza un valor de 4903.99 Gwh, y usando la serie sintética esperada el valor es de 4944.41 Gwh, teniendo un incremento del orden de los 40.42 Gwh para este año.

En el año 2019, el total de EMG asciende a 4698.89 Gwh usando serie histórica, mientras que con la serie sintética esperada se tiene un total de EMG de 4681.25 Gwh, es decir hay una disminución de 17.64 Gwh en este año.

En la C.H. Mantaro el total de EMG en el periodo 2016-2019, con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales es de 19492.31 y 19632.35 Gwh respectivamente, habiendo un incremento de 140.04 Gwh en este periodo.

En la Figura 55, los resultados de la EMG en la C.H. Restitución para el periodo 2016-2019 considerando serie histórica y sintética esperada de caudales mensuales, indican que para el año 2016, no existe mucha diferencia, alcanzando un valor total de 1621.35 y 1667.138 Gwh respectivamente, siendo el incremento del orden de los 45.78 Gwh.

En lo que respecta al año 2017, la EMG total usando serie histórica es de 1600.58 Gwh, mientras que en el caso de usar serie sintética esperada la generación total de energía alcanza un valor de 1657.38 Gwh, siendo el incremento de 56.80 Gwh para este año.

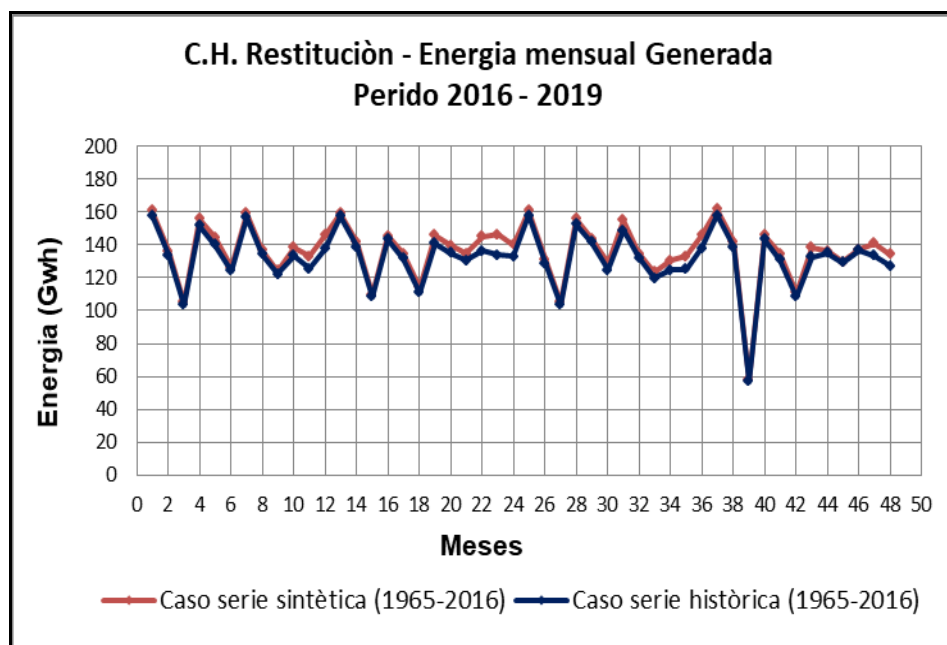


Figura 55: Energía mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia.

De igual modo, si consideramos el año 2018, el total de la EMG en la C.H. Restitución usando serie histórica alcanza un valor de 1597.45 Gwh, y usando serie sintética esperada el valor es de 1649.72 Gwh, siendo el incremento del orden de los 52.27 Gwh para este año.

En el año 2019, el total de EMG para esta central asciende a 1531.09 Gwh usando serie histórica, mientras que con serie sintética esperada se tiene un total de EMG de 1570.30 Gwh, habiendo un incremento de 39.21 Gwh en este año.

Finalmente, en la C.H. Restitución el total de EMG en el periodo 2016-2019, con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales es de 6350.47 y 6544.53 Gwh respectivamente, habiendo un incremento de 194.06 Gwh para este periodo.

4.6.4. Discusión de los resultados obtenidos de la potencia mensual generada (PMG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, periodo 2016-2019

En las Figuras 56 y 57 se presenta la potencia mensual generada (PMG) de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución para el periodo 2016-2019, usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro del SEIN.

Los resultados de la PMG en la C.H. Mantaro, se muestran en la Figura 48 para el periodo 2016-2019 considerando series históricas y sintéticas de caudales mensuales, estos indican que para el año 2016, para cada caso se alcanza en promedio valores de 1698.53 y 1709.87 Mw respectivamente, siendo el incremento en promedio del orden de los 11.34 Mw.

En lo que respecta al año 2017, la PMG promedio alcanza valores de 1683.01 y 1706.08 Mw usando serie histórica y serie sintética de caudales mensuales, habiendo un incremento de 23.07 Mw en promedio.

De igual modo, si consideramos el año 2018, el promedio de la PMG usando serie históricas alcanza un valor de 1681.99 Mw, y usando serie sintética generada de caudales mensuales el valor es de 1693.19 Mw, siendo el incremento en promedio del orden de los 11.20 Mw para este año.

En el año 2019, el promedio de PMG asciende a 1613.26 Mw usando serie histórica de caudales, mientras que con series sintética esperada de caudales se tiene un valor promedio de PMG de 1605.50 Mw, es decir hay en promedio una disminución de 7.76 Mw en este año.

En la C.H. Mantaro el promedio total de PMG en el periodo 2016-2019, considerando la serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales es de 1669.20 y 1678.66 Mw respectivamente, habiendo un incremento promedio de 9.46 Mw en este periodo.

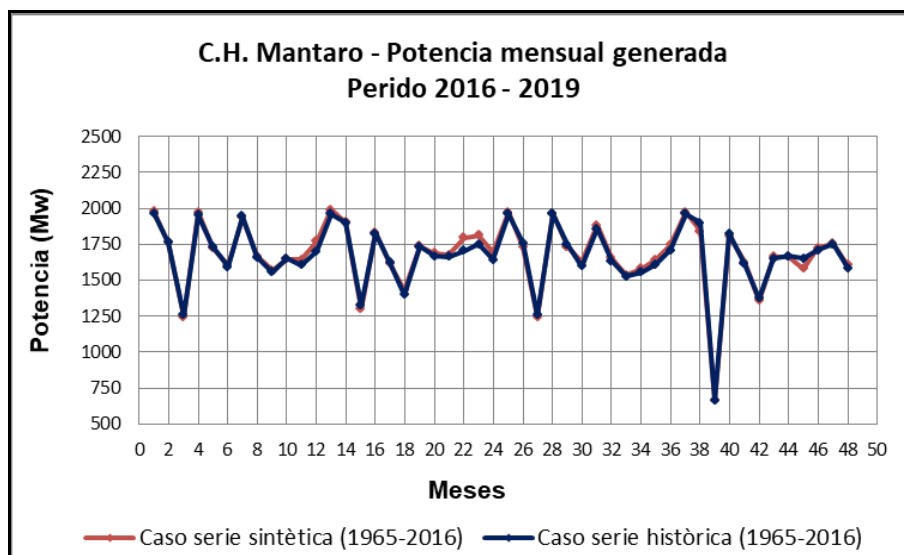


Figura 56: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia.

En la Figura 57 se presentan los resultados de la PMG en la C.H. Restitución para el periodo 2016-2019 considerando serie histórica y sintética esperada de caudales mensuales, estos resultados indican que para el año 2016, para cada caso se alcanza en promedio valores casi iguales de 553.27 y 554.54 Mw respectivamente, habiendo una diferencia de apenas 1.27 Mw.

El comportamiento del año 2017 es similar que del año 2016 en lo que respecta a la PMG, la que en promedio alcanza valores de 548.39 y 554.02 Mw usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales, habiendo un incremento de solo de 5.63 Mw en promedio para este año.

De igual modo, si consideramos el año 2018, el promedio de la PMG usando serie histórica alcanza un valor de 547.89 Mw, y usando serie sintética esperada de caudales el valor es de 549.84 Mw, habiendo un incremento promedio del orden de los 1.95 Mw para este año.

En el año 2019, el promedio de PMG asciende a 525.65 Mw usando series históricas de caudales, mientras que con series sintéticas de caudales se tiene un valor promedio de PMG de 521.07 Mw, es decir hay en promedio una disminución de 4.58 Mw en este año.

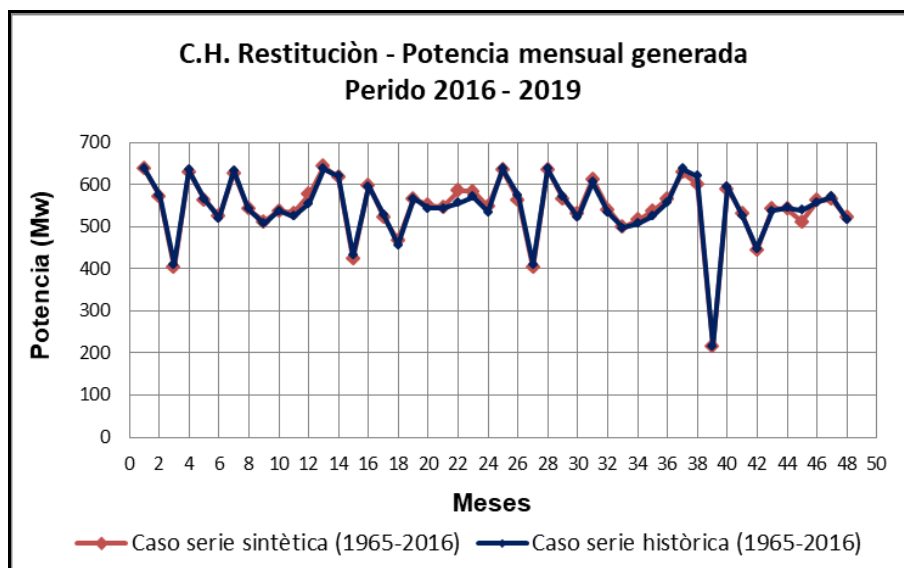


Figura 57: Potencia mensual generada en C.H. Restitución (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia.

En la C.H. Restitución el promedio total de PMG en el periodo 2016-2019, con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales es de 543.80 y 544.87 Mw respectivamente, habiendo un incremento promedio mínimo de 1.07 Mw en este periodo.

4.6.5. Discusión de los resultados obtenidos del ingreso neto por venta de energía generada (IVEG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, periodo 2016-2019

En las figuras 58 y 59 se presenta el ingreso neto por venta de energía generada (IVEG) de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución para el periodo 2016-2019, usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro del SEIN.

Los IVEG en la C.H. Mantaro, para el periodo 2016-2019, se muestran en la Figura 50 considerando serie histórica y sintética esperada de caudales mensuales, estos resultados indican que el año 2016, para cada caso se alcanzan valores de 126.92 y 118.81 Mio US\$, respectivamente, siendo el decrecimiento del orden de los 8.11 Mio US\$ para ese año.

En lo que respecta al año 2017, los IVEG alcanzan valores de 116.71 y 111.25 Mio US\$ con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales, ocurriendo una disminución de los ingresos por 5.46 Mio US\$.

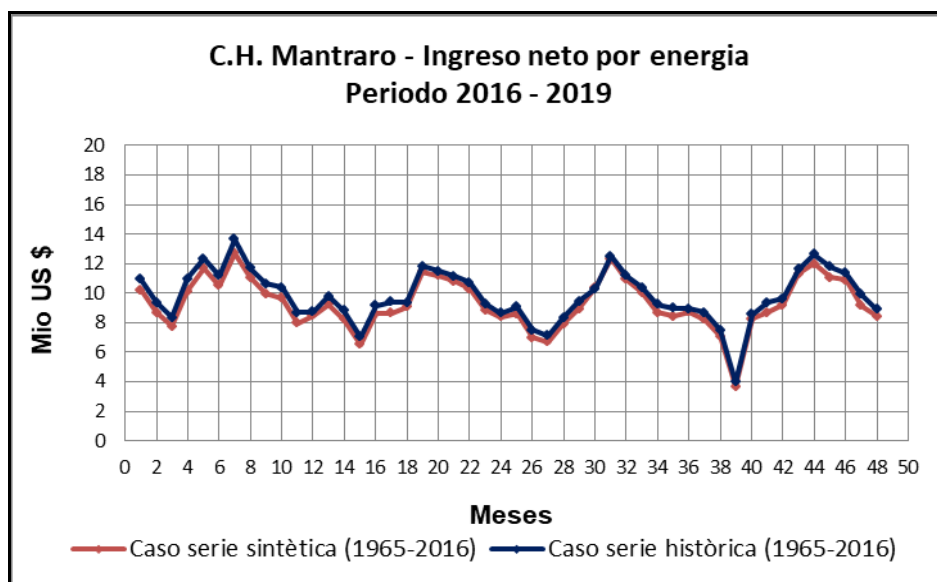


Figura 58: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro (2016-2019) con serie histórica y serie sintética generada de caudales mensuales

FUENTE: Elaboración propia.

De igual modo, si consideramos el año 2018, usando serie histórica de caudales históricos el IVEG alcanza un valor de 113.09 Mio US\$, y en el caso de usar serie sintética esperada de caudales mensuales el valor del IVEG es de 108.63 Mio US\$, habiendo un decrecimiento del orden de los 4.46 Mio US\$ en este año.

En el año 2019, usando serie histórica de caudales y serie sintética esperada de caudales, los IVEG en C.H. Mantaro alcanzan valores de 113.95 y 108.02 Mio US\$, es decir hay una disminución de los ingresos por venta de energía del orden de los 5.93 Mio US\$.

Finalmente, en la C.H. Mantaro el total de IVEG en el periodo 2016-2019, usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales, es de 470.68 y 446.70 Mio US\$, lo que significa que hay para este periodo una disminución del orden de los 25.98 Mio US\$.

La Figura 59 muestra los IVEG de la C.H. Restitución para el periodo 2016-2019, los cuales han sido obtenidos con serie histórica y sintética esperada de caudales mensuales, estos resultados indican que el año 2016, para cada caso se alcanza valores de 41.35 y 38.71 Mio US\$, respectivamente, habiendo una disminución de 2.64 Mio US\$ del ingreso por venta de energía para este año.

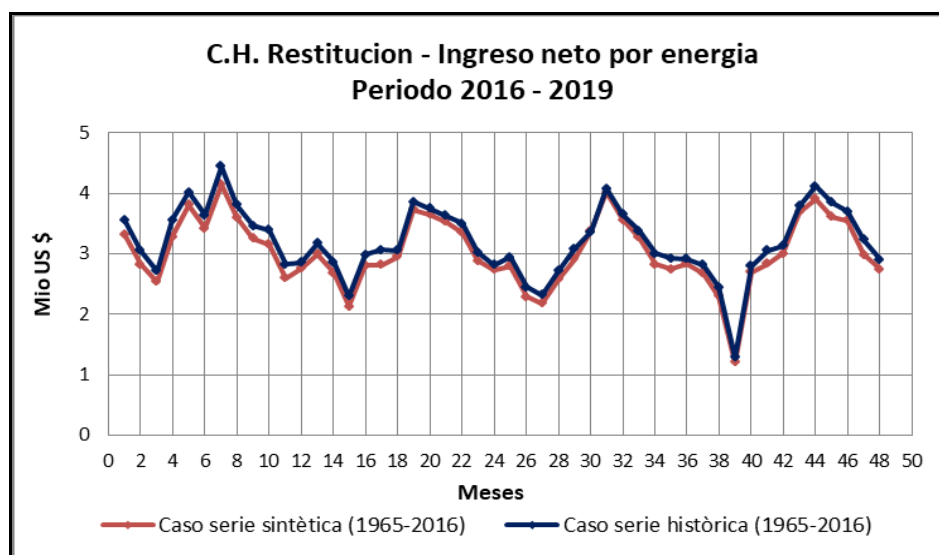


Figura 59: Ingreso neto por venta de energía CC.HH. Restitución (2016-2019) con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales.

FUENTE: Elaboración propia.

En lo que respecta al año 2017, los IVEG para la C.H. Restitución alcanzan valores de 38.03 y 36.25 Mio US\$ usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales, existiendo un decrecimiento de los ingresos por 1.78 Mio US\$ para este año.

De igual modo, si consideramos el año 2018, usando series históricas el IVEG alcanza un valor de 36.84 Mio US\$, y en el caso de usar serie sintética esperada de caudales mensuales el valor del IVEG es de 35.39 Mio US\$, habiendo una disminución de 1.45 Mio US\$ en este año.

En el año 2019, usando serie histórica y serie sintética esperada de caudales, los IVEG en C.H. Restitución alcanzan valores de 37.13 y 35.20 Mio US\$, habiendo una disminución

de los ingresos por venta de energía de esta central de 1.93 Mio US\$ en este año.

Finalmente, en la C.H. Restitución, el total de IVEG en el periodo 2016-2019, con serie histórica y serie sintética esperada de caudales mensuales, es de 153.36 y 145.55 Mio US\$, dándose una disminución del IVEG del orden de los 7.81 Mio US\$ en este periodo.

V. CONCLUSIONES

- a. Se determinó que el mejor modelo Periódico Autorregresivo de Medias Móviles para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en las cuencas del SEIN es el modelo PARMA (1,1).
- b. Con el modelo SAMS v.2009 y PARMA (1,1), se generaron 300 series sintéticas de caudales mensuales para cada punto de interés de las cuencas del SEIN y se determinó la serie sintética esperada de caudal mensual en el punto de interés de cada cuenca, identificada por el caudal promedio multianual al 50 por ciento de persistencia.
- c. Se elaboró la planificación de la operación del SEIN con el PERSEO usando series de caudales mensuales históricos y series sintéticas, calculándose los costos marginales de energía (Cma) en las barras de energía del SEIN (2016-2019).
- d. En la barra de energía Mantaro el costo marginal de energía promedio usando series de caudales históricas es de 27.50 US\$/Mwh, mientras que con series sintéticas se obtiene un valor de 25.80 US\$/Mwh.
- e. Se determinó el efecto en el planeamiento de la operación del SEIN (2016-2019) del uso de series sintéticas de caudales medios mensuales en el cálculo del Cmp en las barras de energía, volumen útil embalsado en los embalses (VUA), generación de energía en las centrales hidroeléctricas (EMG), generación de potencia en las centrales hidroeléctricas (PMG) e ingreso neto en las empresas generadoras por venta de energía en las centrales hidroeléctricas (IVEG). Se presentan estos resultados para la cuenca del río Mantaro.

- En la barra de energía Mantaro, se determinó una disminución del valor promedio del costo marginal de energía (Cmp) de 1.70 US\$/Mwh.
 - Se tiene un aumento del volumen útil almacenado (VUA) en el Lago Junín (2016-2019) del orden de los 25.14 MMC.
 - Se determinó un incremento en la energía total generada (EMG) en la C.H. Mantaro y Restitución (2016-2019) del orden de los 334.5 Gwh.
 - Se tiene un incremento en la potencia total promedio generada (PMG) en la C.H. Mantaro y Restitución (2016-2019) del orden de los 10.53 Mw.
 - Se tiene una disminución de los ingresos de ELECTROPERU S.A. por venta de energía total generada (IVEG) en la C.H. Mantaro y Resituación (2016-2019), del orden de 33.79 Mio US\$.
- f. En la presente tesis se concluye que la hidrología tiene un impacto significativo en el cálculo de los costos marginal del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional peruano (SEIN). Las series hidrológicas utilizadas actualmente en el modelo PERSEO entregan costos marginales más altos que cuando se usan series sintéticas. Esta diferencia implica que exista un cambio significativo en los ingresos de las empresas generadoras, así como también en los costos a pagar por la energía por los consumidores finales.

VI. RECOMENDACIONES

- a. Utilizar en el país un escenario que contemple el uso de series sintéticas de caudales mensuales para las cuencas hidrográficas involucradas en el cálculo del Costo Marginal de la energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- b. Considerar para la generación de series sintéticas de caudales medios mensuales en las cuencas hidrográficas involucradas en el SEIN, el modelo PARMA (1,1) determinado como el modelo más adecuado.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alcántara, A.; Montalvo, N.; Mejía, A.; Ingol, E. 2014. Validación de Modelo Hidrológicos lluvia-escorrentía para su Aplicación a la cabecera de Cuenca del Río Jequetepeque. *Revista del Instituto de Investigación (RIIGEO), FIGMMG-UNMSM*. Vol. 17, N° 22. Perú.
- Bedoya, J.; Barrera, R. 2005. Programación Dinámica Estocástica Aplicada al problema del Despacho Hidrotérmico. *Scientia Et Technica*. XI, núm. 28, octubre, 2005. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia.
- Benders, J.F. 1962. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik* 4, pp 238-252.
- Box, G.; Jenkins, G. 1994. *Time Series Analysis*. (3th Ed.). USA: Prentice Hall.
- Brown, E.; Vargas, X.; Salas, J. 1983. Selección de Modelos Arima Para Series de Tiempo Hidrológicas. Centro de Recursos Hidráulicos. Universidad de Chile. Chile.
- Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). 1995. Perfeccionamiento del modelo de cálculo de costos marginales SISPERU.
- Compañía Eléctrica El Platanal S.A. (CELEPSA). 2017. Actualización del Estudio Hidrológico Central Hidroeléctrica El Platanal, mayo 2017.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SEIN). 2016. Memoria Año 2016.

- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SEIN). 2017. Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria Período mayo 2017 - abril 2018.
- Díaz, S.; Guevara, E. 2016. Modelación Estocástica de los Caudales Medios anuales en la Cuenca del Río Santa, Perú. *Revista de Ingeniería UC*, Vol. 23, N° 2. Universidad de Carabobo. Venezuela.
- Empresa de Generación Huallaga S.A. (EGHUALLAGA). 2017. Actualización del Estudio Hidrológico Anual de la C. H. Chaglla.
- ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A. (ENEL). 2017. Estudio de actualización de Caudales Naturalizados para la Generación de Energía Hidroeléctrica en el Rímac Período 1965-2016, mayo 2017.
- ENEL – Chinango S.A.C. 2017. Actualización de Caudales Naturales Mensuales del Río Tarma – C.H. Yanango, Período 1965-2016, mayo 2017.
- ENEL – Chinango S.A.C. 2017. Actualización de Caudales Naturales Mensuales del Río Tulumayo – C.H. Chimay, Período 1965-2016, mayo 2017.
- Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. (EGASA). 2017. Determinación de las Series Hidrológicas del año 2016 de la Cuenca y Subcuencas del río Chili, mayo 2017.
- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA). 1996. Operación Económica de Sistema Eléctricos de Potencia. Cuzco. Perú.
- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA). 2017. Estudio de Naturalización de la Información Hidrológica del río Vilcanota, mayo 2017.

- Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR S.A.). 2017. Naturalización de Caudales de Ingreso de la Laguna Aricota 2016, mayo 2017.
- Empresa de Electricidad del Perú S.A. (ELECTROPERU). 2017. Estudio Hidrológico Cuenca Río Mantaro - Año 2016.
- Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (EGESAG). 2017. Actualización del Hidrológico 2016 - Cuenca del río San Gabán, mayo 2017.
- Empresa de Generación Huanza S.A. (EMGHUAZA). 2017. Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico EMGHUANZA, periodo 1965-2016, mayo 2017.
- ENGIE ENERGIA PERU S.A. 2017. Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la Cuenca del Río Quitaracsa, mayo 2017.
- ENGIE ENERGIA PERU S.A. 2017. Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la Cuenca del Río Paucartambo 1965-2016, mayo 2017.
- Gonzales, M. 2009. Análisis de series temporales: Modelos ARIMA. Volumen 04–09 of SARRIKOON. Economía Aplicada III/Ekonomia Aplikatua III. UPV/EHU. Bizkaia. España.
- Guevara, B.; Vega, G.; Guevara, P. 2010. Análisis estocástico de una serie cronológica de caudales mensuales. Caso de estudio: Río Coroní, Venezuela. *Revista INGENIERÍA UC*, 17(1). Abril 2010.
- Hernandez-Alonso, J. 2009. *Análisis de series temporales económicas I*. Madrid, España: ESIC Editorial.
- Hipel, K.; Mcleold, A.; Lennox, W. 1977. Advances in Box-Jenkins Modeling 1: Model Construction. *Water Resources Resaearch*. Vol 13 N° 3.

- Guevara, B.; Vega, G.; Guevara, P. 2010. Análisis estocástico de una serie cronológica de caudales mensuales. Caso de estudio: Río Caroni, Venezuela. *Revista INGENIERÍA UC*, 17(1).
- KALLPA S.A. 2017. Actualización del Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Cerro del Águila. Mayo 2017.
- Maidment, D. 1993. *Handbook of applied hydrology*. New York. USA: McGraw Hill Book Company.
- Minder, E.; Fernández, B.; Rudnick, H. 1997. Modelación Hidrológica y su Efecto en los Precios Spot. Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/hidro.pdf>
- Minder, E. 1997. Modelación Hidrológica en el Sistema Interconectado Central. (Tesis de Maestría). Pontificia Universidad Católica de Chile. 167 pp.
- Moreno, J.; Salazar, J. 2008. Generación de series sintéticas de caudales usando un Modelo matalas con medias condicionadas. Avances en recursos Hidráulicos. Número 17. Mayo 2008. Medellín, Colombia. Disponible en <https://revistas.unal.edu.co/index.php/arh/article/view/9285/9942>
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). 1992. Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas y sus Modificatorias. 211 pp.
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). 1993. Decreto Supremo No. 009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y sus Modificatorias. 198 pp.
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). 2006. Plan Maestro de Electricidad del Perú. 356 pp.

ORAZUL ENERGY PERU S.A. 2017. Estudio Hidrológico de los ríos Santa y Chancay: Centrales Hidroeléctricas de Cañón del Pato y Carhuaquero, mayo 2017.

Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). 2006. Metodología del modelo PERSEO. Recuperado de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=766d7786-a247-40e1-9add-3bc16f1d4911>

Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). 2006. Manual de Uso del modelo PERSEO. Recuperado de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=e7215e94-f92a-4254-b0a2-f3a1863a6fa2>

Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). 2009. Desarrollo de Modelos para Pronósticos Hidrológicos y de Demanda.

Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). 2012. PR-41: Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN. Información Hidrológica para la Operación del SEIN. Resolución N° 153-2012-OS/CD.

OSINERGMIN. 2016. Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería. Proceso de Fijación Tarifas en Barra del Costo Marginal Promedio de la Energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SINAC para el Período mayo 2017–abril 2018. 1567 pp.

Palacios, G. 2004. Modelo para el manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del SIC. (Tesis de Grado). Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Facultad de Ingeniería Eléctrica. 116 pp.

Peña-Sánchez, D. 2005. *Análisis de series temporales*. Madrid, España: Alianza Editorial.

Pérez, L. 2011. *Series Temporales – Técnicas y Herramientas*. Madrid, España: Ibergaceta Publicaciones S.L.

Pereira, M.; Pinto L. 1985. Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. *Water Resources Research*. Vol. 21. N° 6. pp 779-792.

Pereira, M. y Pinto L. 1991. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming* 52. pp 359-375. North-Holland.

Pindyck, R.; Rubinfeld, D.; Velásquez, A. 2001. *Econometría: modelos y pronósticos*. (4ta. ed.). México: McGraw-Hill.

Sánchez, T.; Sánchez D. 2009. Generación de series sintéticas mensuales del río Chira mediante el uso de modelos markovianos. *Anales Científicos UNALM* Vol. 70 N° 2. Recuperado de <http://revistas.lamolina.edu.pe/index.php/acu/article/view/512>

Salas, J.; Sveinsson, O.; Lane, W.; Frevert, D. 2009. Stochastic Analysis, Modeling and Simulation (SAMS) Version 2009 – User`s Manual. Fort Collins, Colorado. USA. 118 pp.

Salas, J.; Delleur, J.; Yevjevich, V.; Lane, W. 1985. Applied Modeling of Hydrologic Times Series. *Water Resources Publications*, Littleton, Colorado. USA. 235 pp.

Salas, J.; Tabios, G.; Bartolini, P. 1985. Approaches to Multivariate Modeling of Water Resources Time Series. *Water Resources Bulletin*. Vol 21 N° 4.

- Sarango, J. D. 2001. Planeamiento y Optimización de la Expansión de Sistemas Hidráulicos mediante el Modelo WASP III y su Aplicación al Sistema Eléctrico Nacional del Perú. (Tesis de Maestría). Lima, Perú. UNALM. 631 pp.
- Sarango, J. D.; Velásquez, B.T. 2009. Uso de Serie Sintéticas de Caudales Mensuales en el Cálculo del Costo Marginal de Energía del SEIN del Perú. *Revista de Investigación de Física*, Lima, Perú. Vol. 12 N° 1.
- Sindicato Energético S.A. (SINERSA). 2017. Central Hidroeléctrica Poechos 2 – Estudio Hidrológico y Cálculo de Potencia Garantizada – Actualizado con Datos de 2016, mayo 2017.
- STATKRAFT PERÚ S.A. 2017. Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico Statkraft Perú S.A. Subsistemas Hídricos Oroya-Pachachaca, Malpaso, Yaupi, Cahua, Cheves, Gallito Ciego, Pariac, mayo 2017.
- Vecchia, A. 1985. Periodic Autoregressive-Moving Average (PARMA) Modeling with Applications to Water Resources. *Water Resources Bulletin*. Vol. 21 N° 5.
- YANAPAMPA S.A. 2017. Actualización del Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Yanapampa, mayo 2017.
- Yevjevich, V.; Bayraktar, H. 1985). Past and Future of Analysis of Water Resources Time Series. *Water Resources Bulletin*, Vol. 21 N° 4.

VIII. ANEXOS

Anexo 1: Características técnicas y económicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

Tabla 24: Potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas del SEIN al 2016

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWh)	CAUDAL TURBINADO (m3/s)
Cahua	STATKRAFT PERU	45.38	261.50	22.86
Cañón del Pato	DEI EGENOR	265.56	1580.20	77.00
Carhuaquero	DEI EGENOR	94.53	595.10	21.06
Carhuaquero IV	DEI EGENOR	9.98	76.40	2.56
Caña Brava	DEI EGENOR	5.71	32.30	19.50
Mantaro	ELECTROPERU	678.70	5441.30	105.62
Restitución	ELECTROPERU	219.40	1728.50	104.76
Callahuanca	EDEGEL	84.20	615.70	25.30
Huampani	EDEGEL	30.85	234.00	21.19
Huinco	EDEGEL	267.80	1307.20	26.04
Matucana	EDEGEL	137.02	890.70	15.84
Moyopampa	EDEGEL	69.15	554.70	19.32
Yanango	CHINANGO	43.11	234.90	20.00
Chimay	CHINANGO	154.77	888.10	87.70
Malpaso	STATKRAFT PERU	48.02	273.00	71.00
La Oroya	STATKRAFT PERU	9.48	61.50	6.45
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9.65	48.40	6.56
Yaupi	STATKRAFT PERU	113.70	808.06	29.05
Gallito Ciego	STATKRAFT PERU	38.20	170.90	44.80
Pariac	STATKRAFT PERU	4.95	29.70	2.20
Huanchor	HUANANCHOR	19.76	145.80	10.00
Misapuquio	SN POWER PERU	3.86	25.50	2.00
San Antonio	SN POWER PERU	0.58	3.00	2.92
San Ignacio	SN POWER PERU	0.42	1.70	2.50
Huayllacho	SN POWER PERU	0.18	0.90	0.15
Yuncan	ENGIE	136.70	901.10	29.58
Quitaraca	ENGIE	117.78	715.60	15.00
Santa Rosa I	ELECTRICA SANTA ROSA	1.00	5.90	5.50
Santa Rosa II	ELECTRICA SANTA ROSA	1.70	10.40	5.00
Curumuy	SINERSA	12.50	57.20	36.00
Poechos I	SINERSA	15.40	74.10	45.00
Poechos II	SINERSA	10.00	57.00	60.00
Charcani I	EGASA	1.72	13.80	10.00
Charcani II	EGASA	0.60	4.90	4.80
Charcani III	EGASA	4.58	31.70	8.51
Charcani IV	EGASA	15.30	88.90	15.00
Charcani V	EGASA	144.60	538.40	22.32
Charcani VI	EGASA	8.95	51.80	15.00
Aricota I	EGESUR	22.50	50.50	4.60
Aricota II	EGESUR	12.40	36.90	4.60
Machupicchu + II Fase	EGEMSA	168.82	1001.90	62.00
San Gabán	SAN GABAN	115.28	797.00	19.88
La Joya	GEPSA	9.99	52.50	10.00
Santa Cruz I	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6.96	34.80	6.00
Santa Cruz II	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	7.40	37.50	6.00
Roncador	MAJA ENERGIA	3.48	22.90	12.00
Platanal	CELEPSA	222.49	1172.20	40.99
Pumacana	ELECTRICA SANTA ROSA	1.80	5.90	2.52
Huasahuasi I	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	9.65	50.90	11.23
Huasahuasi II	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	10.05	53.80	11.35
Yanapampa	ELECTRICA YANAPAMPA S.A.C.	3.92	25.20	20.27
Nuevo Imperial	HIDROCAÑETE S.A.	3.97	27.10	4.88
Pizarras	ELECTRICA RIO ROBLE S.A.	19.20	98.60	22.00
Huanza	EMPRESA GENERACION HUANZA	98.30	472.20	16.32
Runatullo III	EMPRESA GENERACION JUNIN	20.00	115.50	5.38
Runatullo II	EMPRESA GENERACION JUNIN	19.96	103.50	28.36
Canchayllo	ALDANA CONTRATISTAS	5.19	31.00	4.84
Pias	AGUAS Y ENERGIA PERU	11.99	71.00	3.00
Cheves	STATKRAFT PERU	176.35	646.80	33.00
Santa Teresa	LUZ DEL SUR	89.85	490.90	61.00
Chancay	SINERSA	20.00	143.00	3.60
Rucuy	EGE RIO BAÑOS	20.00	110.00	3.40
Cerro del Aguila	CERRO DEL AGUILA S.A.	513.84	3240.90	210.50
TOTAL		4419.18	27452.36	

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Tabla 25: Potencia efectiva de las centrales termoeléctricas del SEIN al 2016

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE
Turbo Gas Natural Malacas TG6	EEPSA	51.2	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	86.99	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	EEPSA	17.38	Gas Natural + H2O
Turbo Gas de Chimbote (TG3)	EGENOR	19.6	Diesel B5
Turbo Gas de Piura con DB5	EGENOR	17.9	Diesel B5
Grupos Diesel de Piura	EGENOR	8.2	Diesel B5
Grupos Diesel de Chiclayo	EGENOR	9.6	Diesel B5
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	53.21	Gas Natural
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	47.78	Diesel B5 S-50
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	EDEGEL	52.377	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	EDEGEL	113.56	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7-h2o	EDEGEL	11.18	Gas Natural
Turbo Gas Diesel Santa Rosa TG7D2	EDEGEL	121.494	Diesel B5 S-50
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.79	Residual 500
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.24	Diesel B5 S-50
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	TERMOSELVA	89.205	Gas Natural
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	TERMOSELVA	87.07	Gas Natural
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	12.5	Residual 6
Turbo Gas Natural Ventanilla 3 (Sin inyección de agua)	EDEGEL	151.05	Gas Natural
Turbo Gas Natural Ventanilla 4 (Sin inyección de agua)	EDEGEL	149.2	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (Sin Fuego Adicional)	EDEGEL	218.67	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (Con Fuego Adicional)	EDEGEL	14.29	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (Sin Fuego Adicional)	EDEGEL	220.58	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (Con Fuego Adicional)	EDEGEL	12.77	Gas Natural
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	173.71	Gas Natural
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	174.52	Gas Natural
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	188.94	Gas Natural
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	192.24	Gas Natural
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	KALLPA	189.48	Gas Natural
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	KALLPA	192.31	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	EDEGEL	188.21	Gas Natural
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	196.75	Gas Natural
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4.09	Diesel B5 S-50
Bellavista ALCO	SAN GABAN	0	Diesel B5 S-50
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	9.52	Mezcla 2 R500, DB5 S50
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	19.34	Diesel B5 S-50
Chilina TV N° 2	EGASA	0	Residual 500
Chilina TV N° 3	EGASA	0	Residual 500
Mollendo I GD	EGASA	26.09	Residual 500
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0	Residual 500
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	36.89	Vapor + R500
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	51.63	Residual 500
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.12	Diesel B5
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	29.79	Diesel B5
Ilo 1 GD N°	ENERSUR	3.16	Diesel B5
Ilo 2 TV Carbon N° 1	ENERSUR	141.9	Carbón
Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	EGESUR	22.93	Gas Natural
Turbo Gas Natural Pisco con GN (Ex Mollendo II TG)	EGASA	68.17	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CS)	TERMOCHILCA	201.04	Gas Natural
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	TERMOCHILCA	299.8	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	KALLPA	287.19	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	KALLPA	286.85	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	KALLPA	291.1	Gas Natural
Turbo Gas Natural Fenix TG11	FENIX POWER	191.68	Gas Natural
Turbo Gas Natural Fenix TG12	FENIX POWER	193.41	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	FENIX POWER	279.52	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	FENIX POWER	282.9	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	ENERSUR	243.37	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG2 Chica I	ENERSUR	243.93	Gas Natural
Turbo Gas Natural CC TG3 Chica I	ENERSUR	271.98	Gas Natural
Turbo Gas Natural CS TG4 Chica I	ENERSUR	77.07	Gas Natural
Reserva Fria Talara	EEPSA	193.42	Diesel B5
Reserva Fria Puerto Eten	COBRA	215	Diesel B5
NES Ilo	ENERSUR	600	Diesel B5
Reserva Fria Ilo	ENERSUR	497.03	Diesel B5
Centro de Emergencia Piura	ELECTROPERU	81.1	Diesel B5
Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	SDE PIURA	26.43	Gas Natural
Reserva Fria Pucallpa	I&E del Peru	40	Diesel B5
Reserva Fria Puerto Maldonado	I&E del Peru	18	Diesel B5 S-50
NES Puerto Bravo	SAMAY	612.84	Diesel B5 S-50
Turbo Gas Nueva Esperanza	NUEVA ESPERANZA	135	Gas Natural
Recka TG1	SM CERRO VERDE	178.78	Diesel B5
TOTAL		5373.3	

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Tabla 26: Potencia efectiva de las centrales termoeléctricas del SEIN al 2016

CENTRAL	PROPIETARIO	FUENTE DE ENERGIA	POTENCIA (MW)	ENERGIA ANUAL (GWH)
Central de Cogeneración Paramonga	Agro Industria Paramonga S.A.A.	Bíomasa	23.00	97.75
CT Huaycoloro	Patramas S.A.C.	Bíomasa	4.00	28.30
CB La Gringa V	Consortio Energia Limpia	Bíomasa	3.20	14.02
Repartición Solar 20T	Grupo T-Solar Clobal S.A.	Solar	20.00	37.44
Majes Solar 20T	Grupo T-Solar Clobal S.A.	Solar	20.00	37.63
Tacna Solar 20T	Consortio Tacna Solar 20TS	Solar	20.00	47.20
Panamericana Solar 20TS	Consortio Panamericana	Solar	20.00	50.68
CSF Moquegua FV	Solarparck Corporación Tecnológica S.L.	Solar	16.00	43.00
C.E. Marcona	Consortio Cobra Perú - Perú Energía Renovable	Eólica	32.00	148.38
C.E. Talara	Energía Eólica S.A.	Eólica	30.00	119.67
C.E. Cupisnique	Energía Eólica S.A.	Eólica	80.00	302.95
CE Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	97.20	415.76
Total			365.40	1342.78

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Tabla 27: Ingreso de centrales y unidades de generación en el 2016

N°	CENTRAL / UNIDAD DE GENERACIÓN	TIPO	POTENCIA INSTALADA (MW)	FECHA DE INGRESO	REFERENCIA
1	P.E. Tres Hermanas	RER	97.15	11.03.2016	2da. Subasta
2	C.H. Chancay	RER	20.00	04.08.2016	1ra. Subasta
3	C.H. Rucuy	RER	20.00	09/08/2016	4ta. Subasta
	Sub Total RER		137.15		
4	C.H. PCH Chaglla	Convencional	6.39	13/02/2016	
5	C.T. Puerto Bravo - TG1	Convencional	154.00	26/05/2016	
6	C.T. Puerto Bravo - TG2	Convencional	154.00	26/05/2016	
7	C.T. Puerto Bravo - TG3	Convencional	154.00	26/05/2016	
8	C.T. Puerto Bravo - TG4	Convencional	154.00	26/05/2016	
9	C.T. Reserva Fria Pucallpa	Convencional	40.15	28/07/2016	
10	C.T. Reserva Fria Puerto Maldonado	Convencional	20.08	28/07/2016	
11	C.H. Cerro del Aguila - G1	Convencional	171.28	03/08/2016	
12	C.H. Cerro del Aguila - G2	Convencional	171.28	03/08/2016	
13	C.H. Cerro del Aguila - G3	Convencional	171.28	03/08/2016	
14	C.H. Chaglla - UG2	Convencional	230.70	24/09/2016	
15	C.H. Chaglla - UG1	Convencional	230.70	23/09/2016	
16	C.T. NEPI TG41	Convencional	239.67	22/10/2016	
17	C.T. NEPI TG42	Convencional	239.67	22/10/2016	
18	C.T. NEPI TG43	Convencional	239.67	22/10/2016	
19	C.T. Chilca 2 - CC	Convencional	110.90	16/12/2016	
	Sub Total		2487.77		
	Total		2624.92		

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Tabla 28: Ingreso y retiro de instalaciones de generación en el COES durante el 2016

N°	CENTRAL	Potencia Efectiva (MW)			
		Durante 2016			A diciembre 2016
		Ingreso	Retiro	Neto	
1	HIDROELECTRICA	1020.84	0	1020.84	4858.19
2	TERMOELECTRICA	1398.5	0	1398.5	6880.76
3	SOLAR		0		96.00
4	EÓLICA	97.15	0	97.15	243.16
	Total	2516.49	0	2516.49	12078.11

FUENTE: COES-SEIN (2016)

Tabla 29: Ingreso de líneas de transmisión en el SEIN al 2016

No.	NIVEL DE TENSIÓN	LINEAS DE TRANSMISIÓN		
		A DICIEMBRE 2015	INGRESOS DURANTE 2016	A DICIEMBRE 2016
	(Kv)		Longitud Km	
1	500	1832.26	132.80	1965.06
2	220	11621.08	553.24	12174.32
3	138	4554.35	54.14	4608.49
4	< 75 kV	7835.97	174.67	8010.64
	Total	25843.66	914.85	26758.51

FUENTE: COES-SEIN (2016)

Tabla 30: Ingreso de nuevos transformadores al SEIN el 2016

No.	NIVEL DE TENSIÓN	TRANSFORMADORES	
		SUBESTACIONES	CAPACIDAD (MVA)
1	MAT 500 kV	Puerto Bravo, Ilo 4	1670
2	Alta Tensión 60 kV / 138 kV / 220 kV	Uchucchacua, Dolores Pata, Tambimayo, Repartición, Chimbote Sur, Parque Industrial, Milpo, Pucallpa, Nepeña, Chilca 1, Cerro del Aguila, Antapaccay, Aguaytia, Alto Pradera, Chaglla, Pasco, Huaron, Comas, Gloria, Jaén, Morena, Mina La pampilla, Caylloma, Llusco	2762
	Total		4432

FUENTE: COES-SEIN (2016)

Tabla 31: Intercambio de energía eléctrica con Ecuador el 2016

No.	Periodos de Intercambios Internacionales 2016	Exportación		Importación	
		Potencia Máxima (MW)	Energía (GWh)	Potencia Máxima (MW)	Energía (GWh)
1	01 - 13 enero	58.66	13.68		
2	18 - 19 enero	54.66	1.34		
3	02 - 13 febrero	58.27	9.84		
4	15 - 25 febrero	59.83	9.51		
5	29 febrero	56.26	0.52		
6	01 - 03 marzo	57.35	2.34		
7	05 marzo	55.95	0.63		
8	26 - 31 mayo			39.74	2.59
9	01- 18 junio			39.71	10.24
10	17 - 31 junio			37.09	3.03
11	01 - 11 agosto			35.97	2.00
12	14 - 15 agosto			29.33	0.17
13	18 - 19 agosto			32.27	0.39
14	25 - 31 agosto			35.61	2.82
15	01 - 02 setiembre			32.54	0.55
16	08 - 09 setiembre			33.73	0.30
17	12 - 13 setiembre			30.95	0.31
	Maxima /Total	59.83	37.86	39.74	22.40

FUENTE: COES-SEIN (2016)

Tabla 32: Energía no servida relevante del 2016

Fecha	Evento	Energía No Servida (MWh)	Tiempo promedio de Interrupción (hr)
21/01/2016	Desconexión de las unidades TG1, Tg2 y TG3 de la C.T. Reserva Fria de Ilo	804.33	1.8
22/02/2016	Desconexión de la Línea de Transmisión L-5034 (Paramonga - Ocoña) 500 KV	204.1	0.8
06/03/2016	Desconexión del autotransformador ATXF-002 de la S.E. San Jose 500/220 KV	89.33	0.3
12/06/2016	Desconexión de la Línea de Transmisión L-5034 (Paramonga - Ocoña) 500 KV	170.16	0.3

FUENTE: COES-SEIN (2016)

Tabla 33: Programa de obras de generación del SEIN, período (2016-2019)

FECHA DE INGRESO	NOMBRE DEL PROYECTO	POTENCIA (MW)
oct 2016	C.H. Chaglla	456.00
dic 2016	C.H. 8 de Agosto (Tingo María - Huanuco)	19.00
oct 2016	C.T. Chilca 1 CS (Ampliación)	35.70
nov 2016	C.T. Ilo - Nodo Energético del Sur	600.00
abr 2017	C.H. Protero (Cajamarca)	19.90
dic 2017	C.H. Yarucaya (Lima)	15.00
ene 2018	C.H. La Virgen (Junin)	84.00
ene 2018	C.H. El Carmen	8.40
ene 2018	C.H. El Angel I	20.00
ene 2018	C.H. El Angel II	20.00
ene 2018	C.H. El Angel III	20.00
ene 2018	C.H. Santa Lorenza I (Huanuco)	18.70
feb 2018	C.H. Renovandes H1	20.00
mar 2018	C.H. Tulumayo IV	56.20
abr 2018	C.H. Manta (Huallanca - Ancash)	19.80
jul 2018	C.H. Marañon	18.40
jul 2018	C.T. Karpa	19.00
jul 2018	C.H. Hydrika 2 (Ancash)	4.00
jul 2018	C.H. Hydrika 5 (Ancash)	10.00
ago-18	C.T. Santo Domingo de los Olleros (TV-CC)	99.60
ago 2018	C.H. Huatziroki I	11.10
nov 2018	C.H. Hydrika 3 (Ancash)	10.00
oct 2018	C.H. Hydrika 4 (Ancash)	8.00
nov 2018	C.H. Carhuac (Huanza-Lima)	20.00
nov 2018	C.H. Hydrika 1 (Ancash)	6.60
dic 2018	C.H. Laguna Azul (Castilla - Arequipa)	20.00
dic 2018	C.H. Colca	12.00
ene 2019	C.H. Zaña 1	13.20
jun 2019	C.H. Pallca	10.10

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Tabla 34: Programa obras del sistema garantizado de transmisión del SEIN, período (2016-2019)

FECHA DE INGRESO	NOMBRE DEL PROYECTO
dic 2016	L.T. 220 kV Caclic - Moyobamba de 220 MVA
dic 2016	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic de 220 MVA
dic 2016	L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte de 300 MVA
ene 2017	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro de 300 MVA
ene 2017	L.T. 220 kV Onocora - Tintaya, dos temas de de 300 MVA
ene 2017	L.T. 220 kV Quencoro - Onocora, dos temas de 300 MVA
ene 2017	Repoten. L.T. Chiclayo - Carhuaquero a 250 MVA
ene 2017	Repoten. L.T. 220 kV Pomacocha - San Juan a 250 MVA por terna
ene 2017	Repoten. L.T. 220 kV Pachachaca - Callahuanca a 250 MVA por terna
ene 2017	Repoten. L.T. 220 kV Huanza - Carabaylo
ene 2017	Repoten. 250 MVA L.T. 220 KV Oroya - Carhuamayo
ene 2017	Repoten. 250 MVA L.T. 220 KV Mantaro - Huanxavelica
feb 2017	L.T. 220 kV Ilo 3 - T46 (a SE Moquegua 220 kV)
mar 2017	S.E. Ica - Ampliación capacidad de transformación
mar 2017	S.E. Paramonga Nueva - Ampliación capacidad de transformación
jun 2017	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Nueva Socabaya - Montalvo
jun 2017	S.E. Orcotuna 220/60 kV
ago 2017	L.T. 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circuito)
set 2017	L.T. 220 kV Friaspata - Mollepata
ene 2018	Repoten. L.T. 220 KV Tingo María - Vizcarra . Conococha
ene 2018	Repoten. L.T. 220 KV Trujillo - Cajamarca
mar 2018	S.E. Carapongo y enlaces de conexión a líneas asociadas
mar 2018	L.T. 220 kV Azangaro - Jukiaca - Puno
mar 2018	L.T. 220 kV Rsinc - Santa Rosa
jul 2018	L.T. 220 kV Moltalvo - Los Héroes y Subestaciones Asociadas

FUENTE: COES-SEIN (2017)

Anexo 2: Diagramas topológicos de las cuencas hidrográficas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

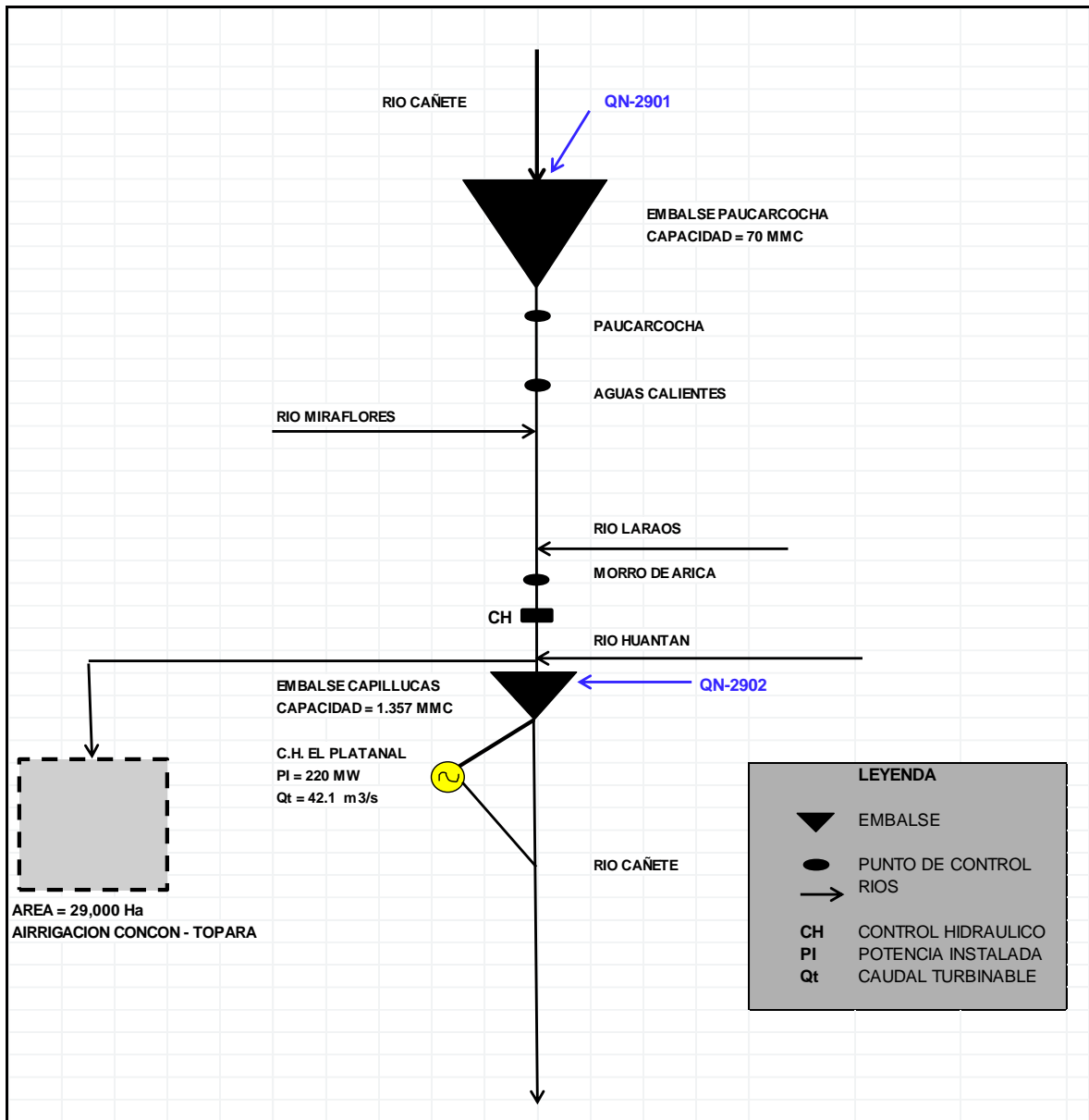


Figura 60: Diagrama topológico de la cuenca del río Cañete, al 2016

FUENTE: CELEPSA (2017)

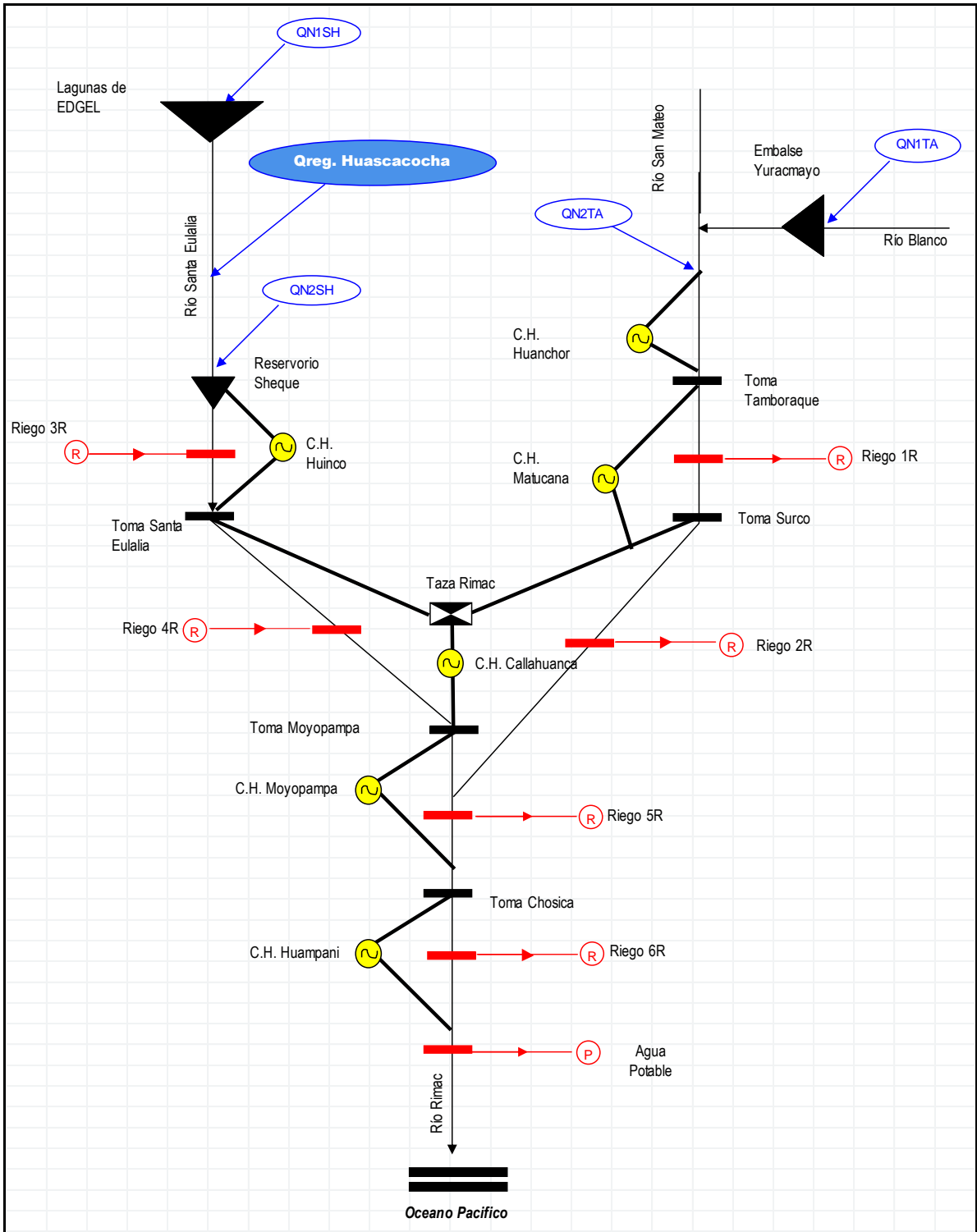


Figura 61: Diagrama topológico de la cuenca del río Rímac al 2016 sin central hidroeléctrica Huanza

FUENTE: ENEL (2017)

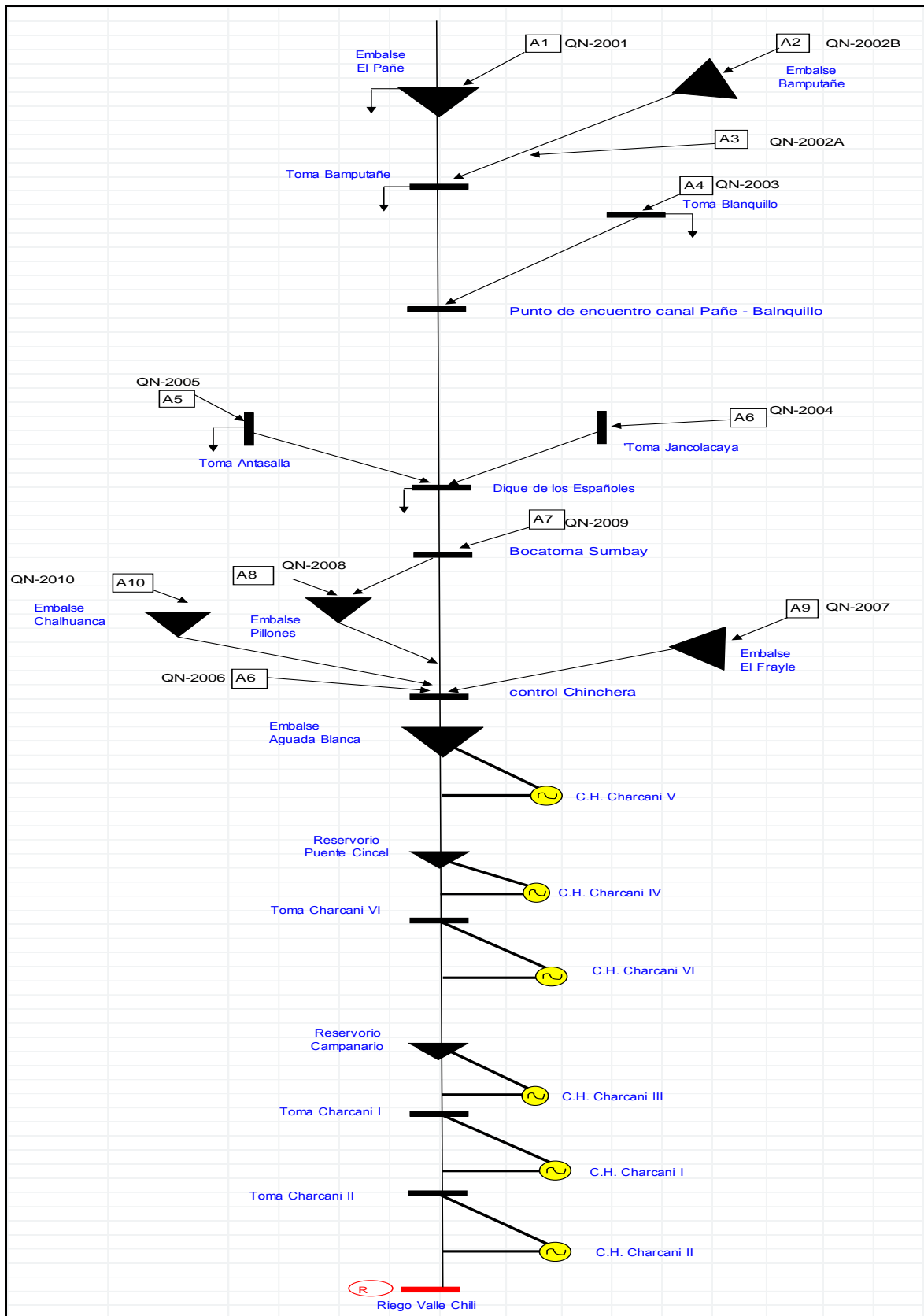


Figura 62: Diagrama topológico de la cuenca del río Chili al 2016

FUENTE: EGASA (2017)

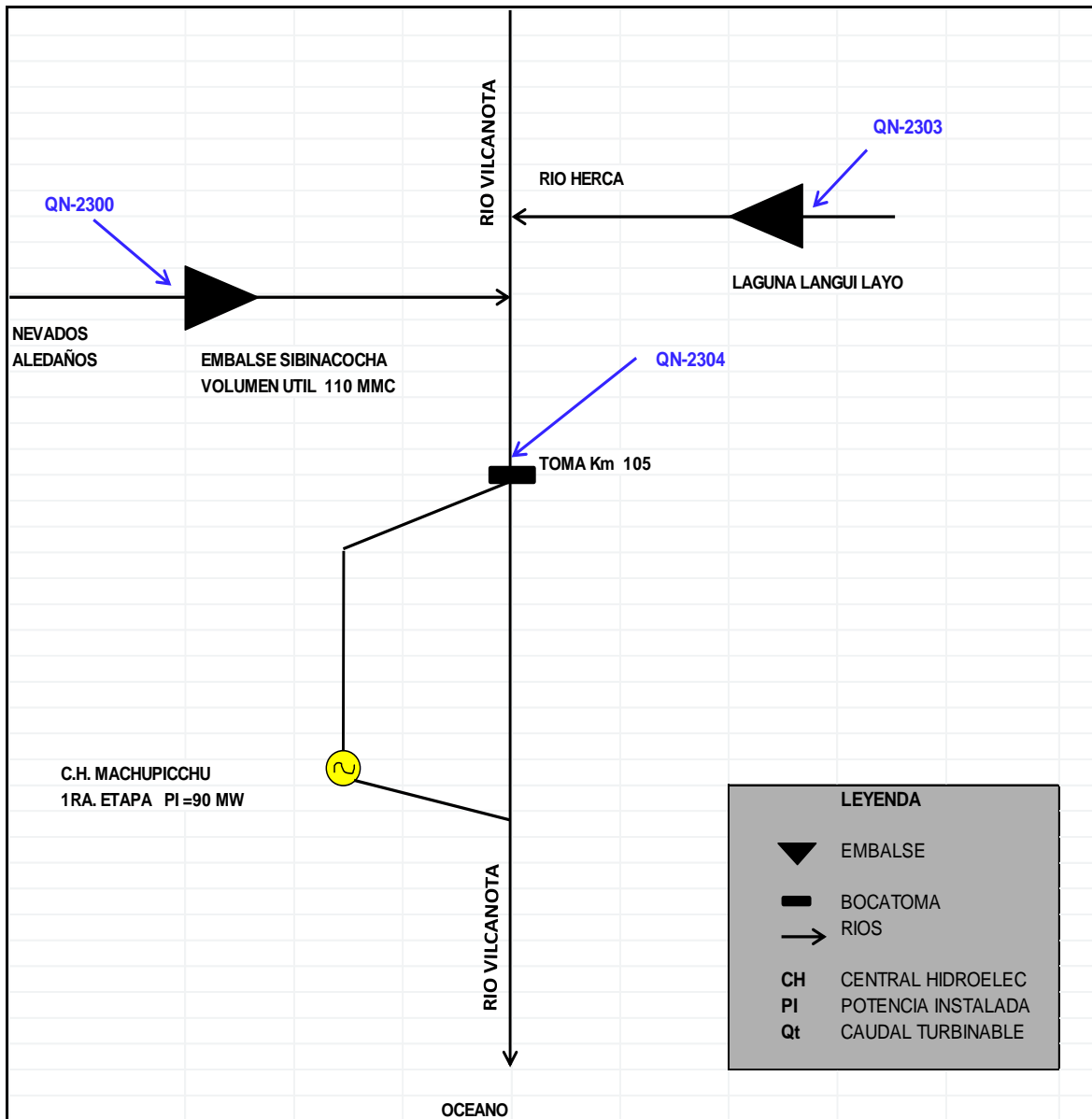


Figura 63: Diagrama topológico de la cuenca del río Vilcanota al 2016

FUENTE: EGEMSA (2017)

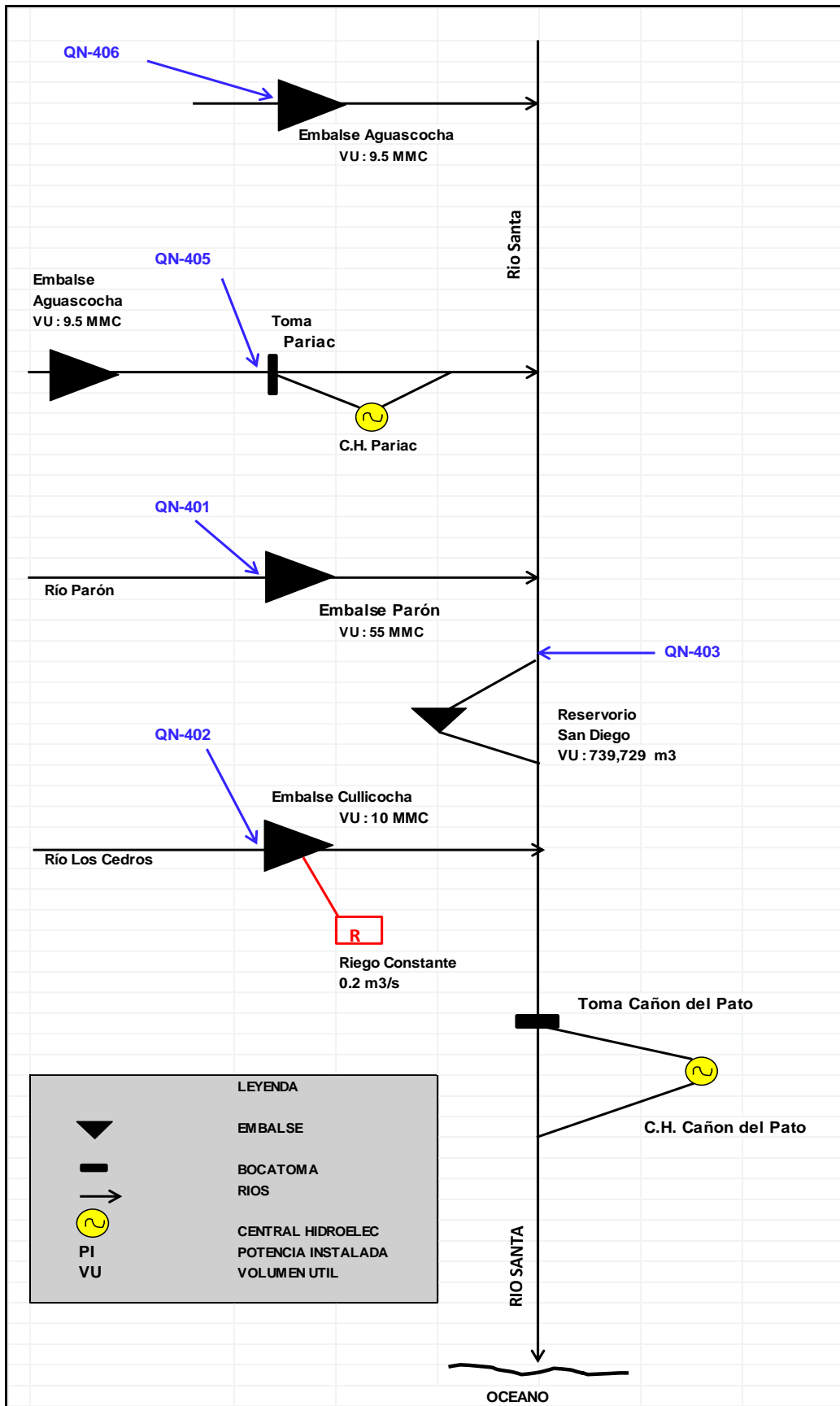


Figura 64: Diagrama topológico de la cuenca del río Santa al 2016

FUENTE: ORAZUL ENERGY PERU S.A. (2017)

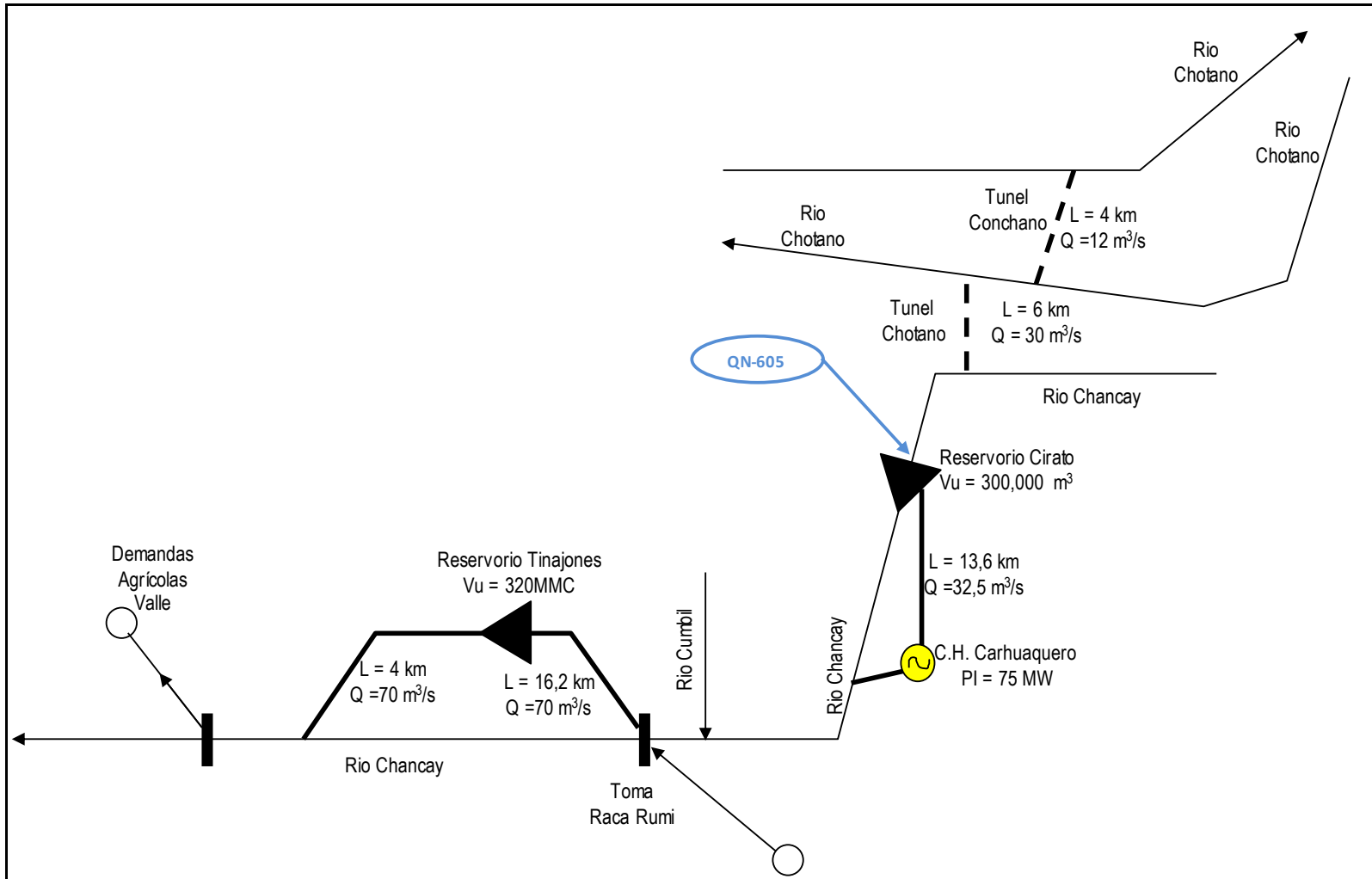


Figura 65: Diagrama topológico de la cuenca del Chancay - Lambayeque al 2016
 FUENTE: ORAZUL ENERGY PERU (2017)

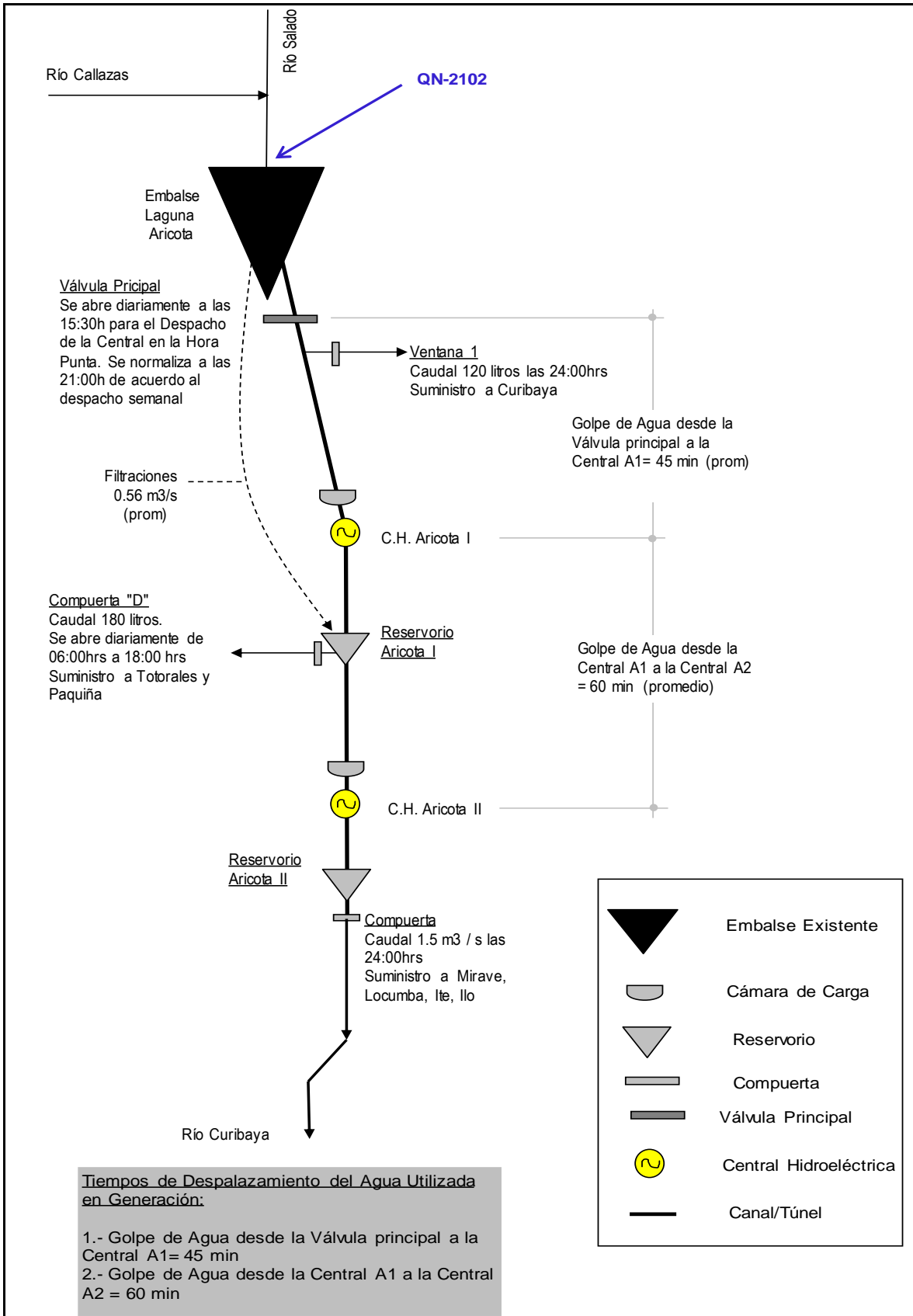


Figura 66: Diagrama topológico de la cuenca de la laguna Aricota al 2016

FUENTE: EGESUR S.A. (2017)

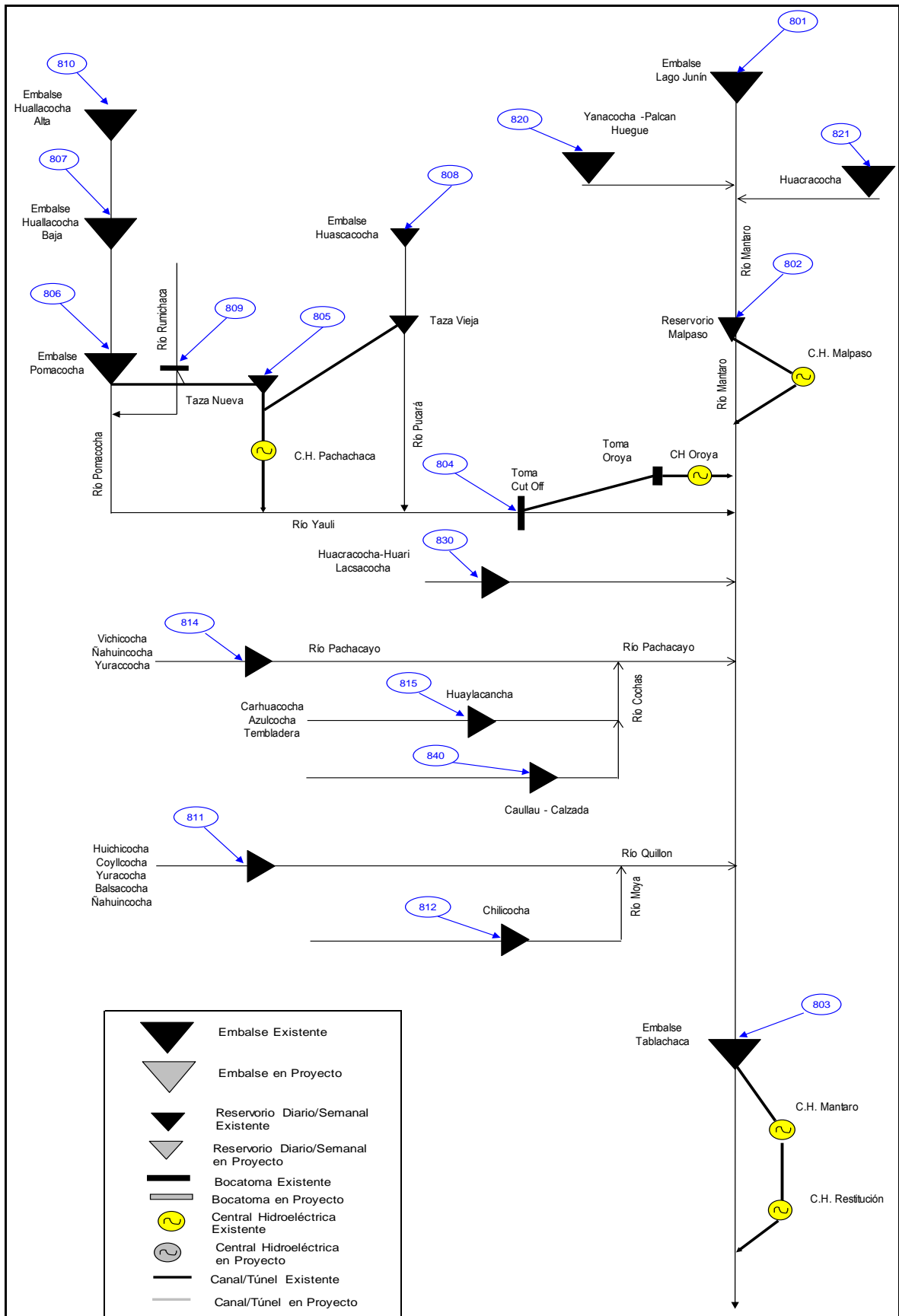


Figura 67: Diagrama topológico de la cuenca del río Mantaro al 2016

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

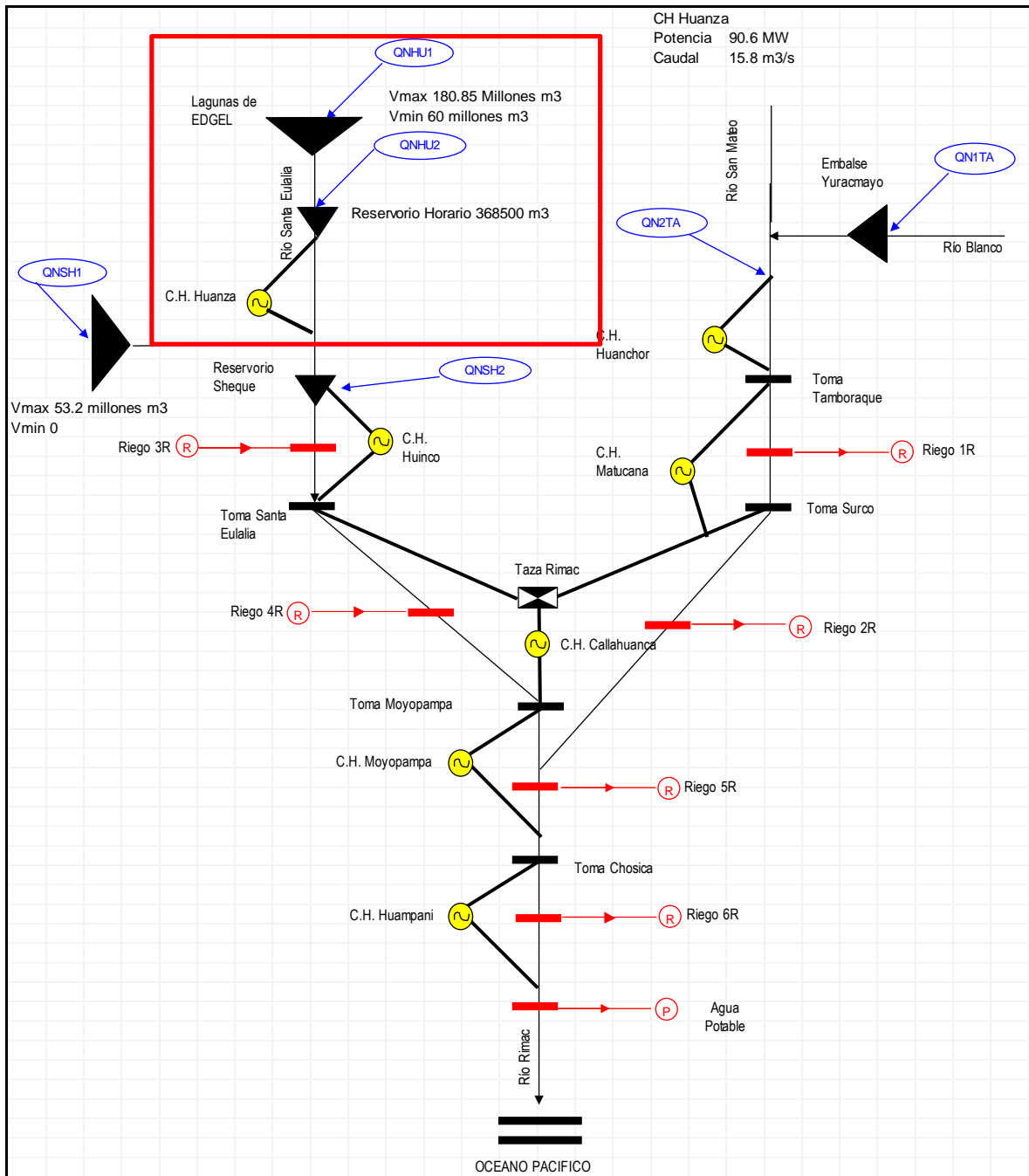


Figura 68: Diagrama topológico de la cuenca del río Rímac considerando la central hidroeléctrica Huanza al 2016

FUENTE: EGMHUANZA (2017)

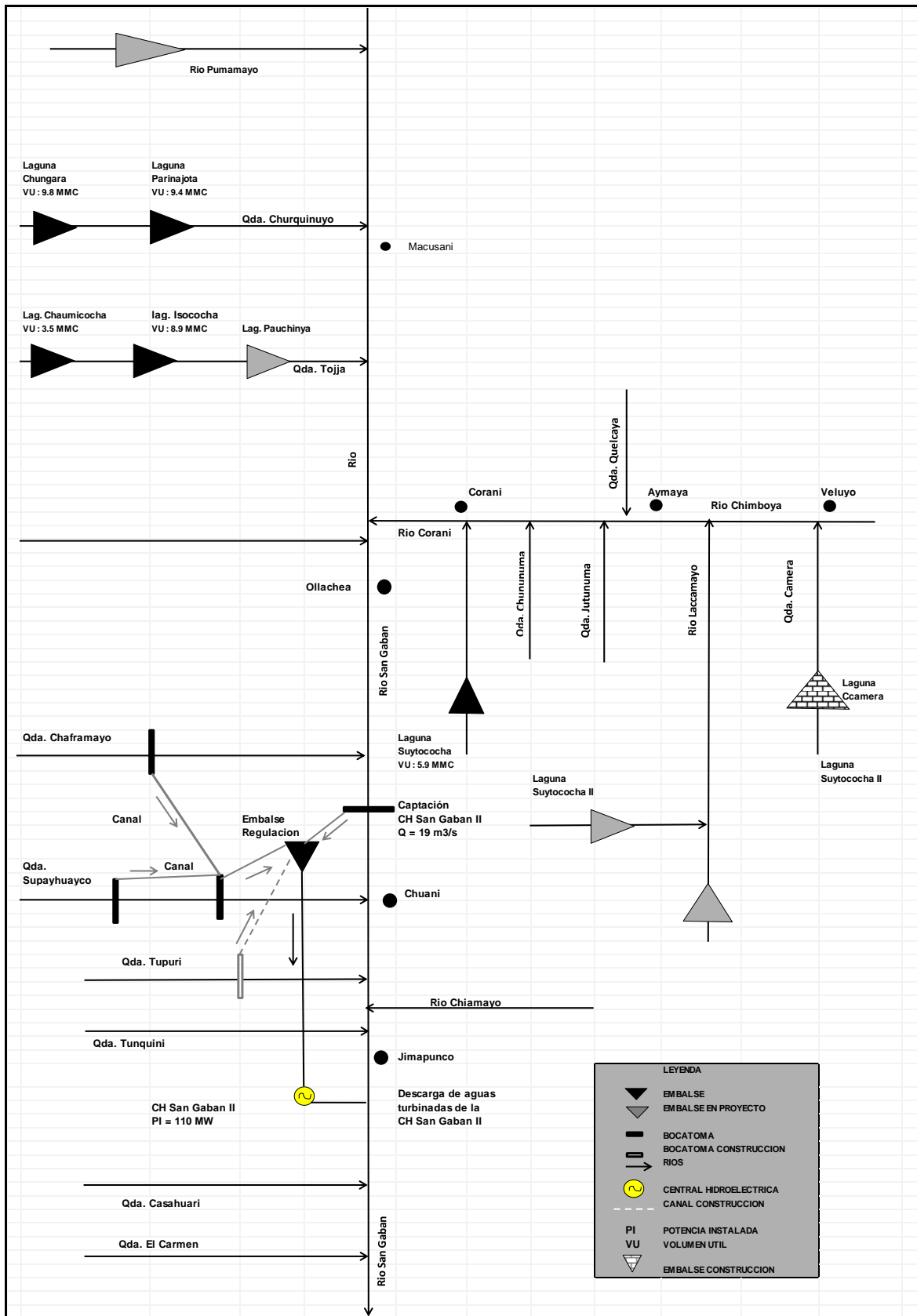


Figura 69: Diagrama topológico de la cuenca del río San Gabán al 2016

FUENTE: EGESGSA (2017)

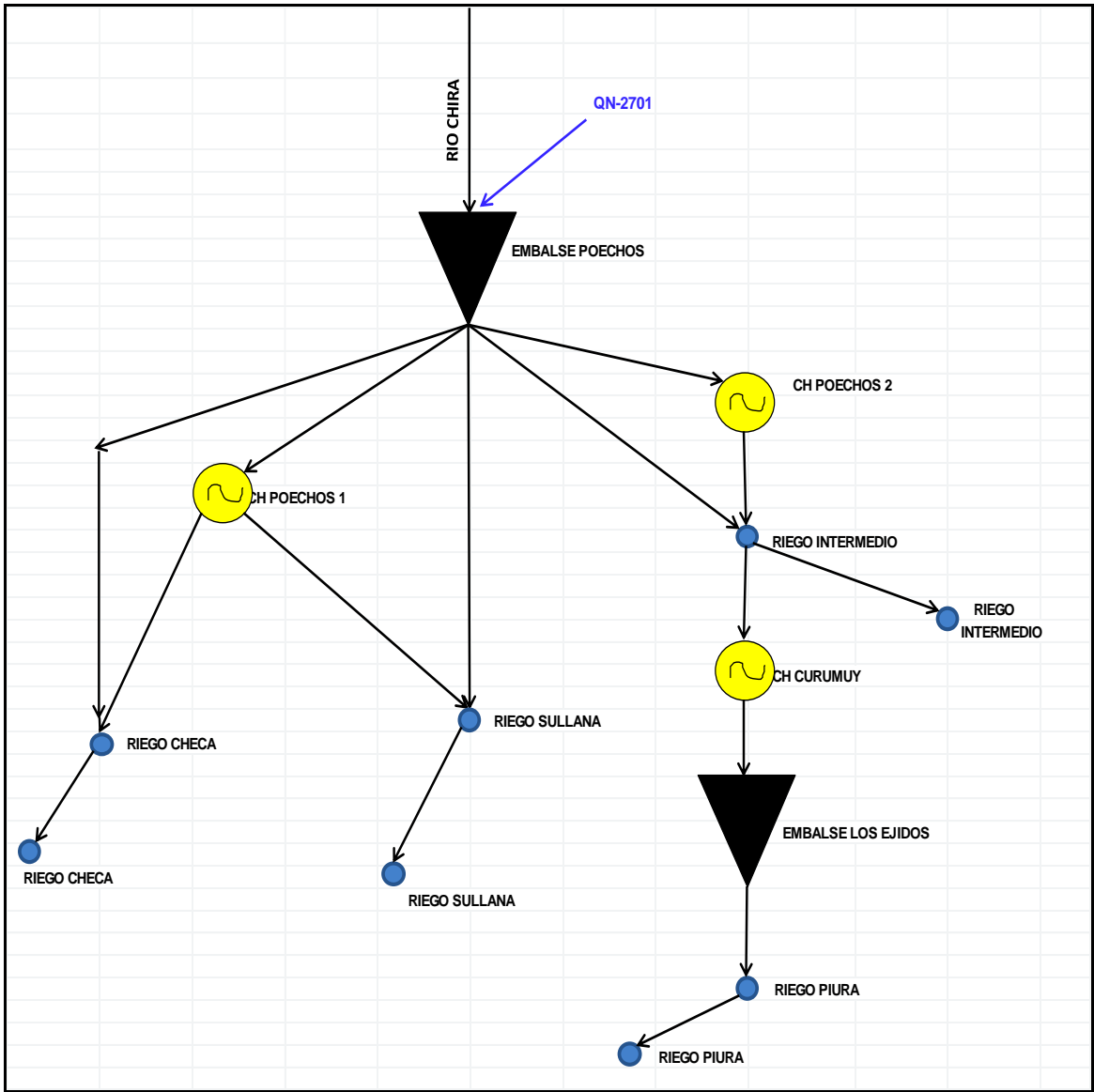


Figura 70: Diagrama topológico de la cuenca del río Chira al 2016

FUENTE: SINERSA (2017)

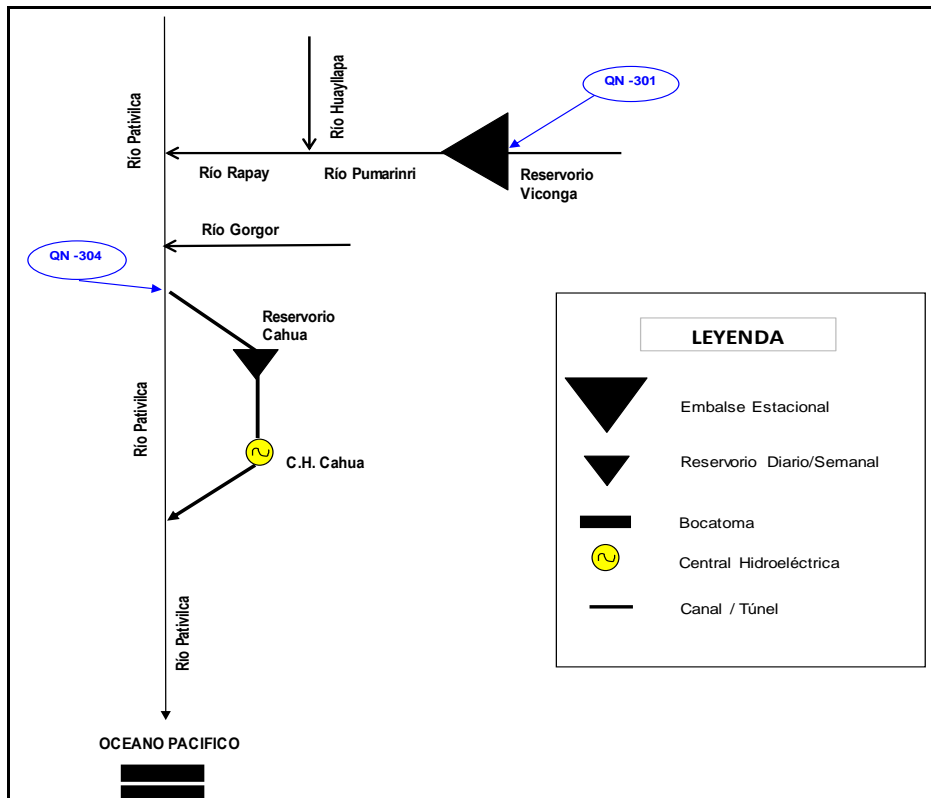


Figura 71: Diagrama topológico de la cuenca del río Pativilca al 2016

FUENTE: STATGRAFT PERU S.A. (2017).

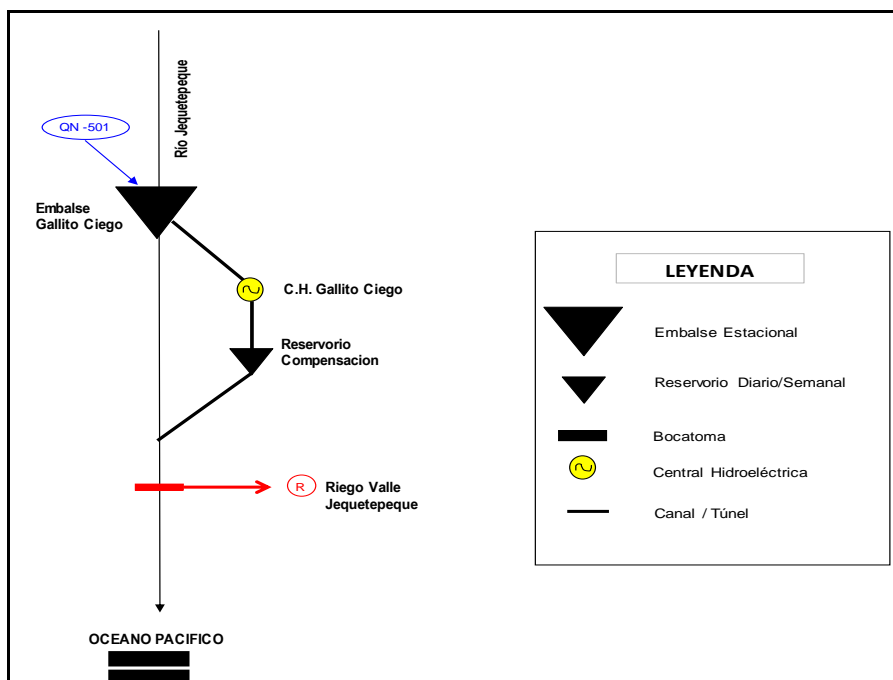


Figura 72: Diagrama topológico de la cuenca del río Jequetepeque al 2016

FUENTE: STATGRAFT PERU S.A. (2017)

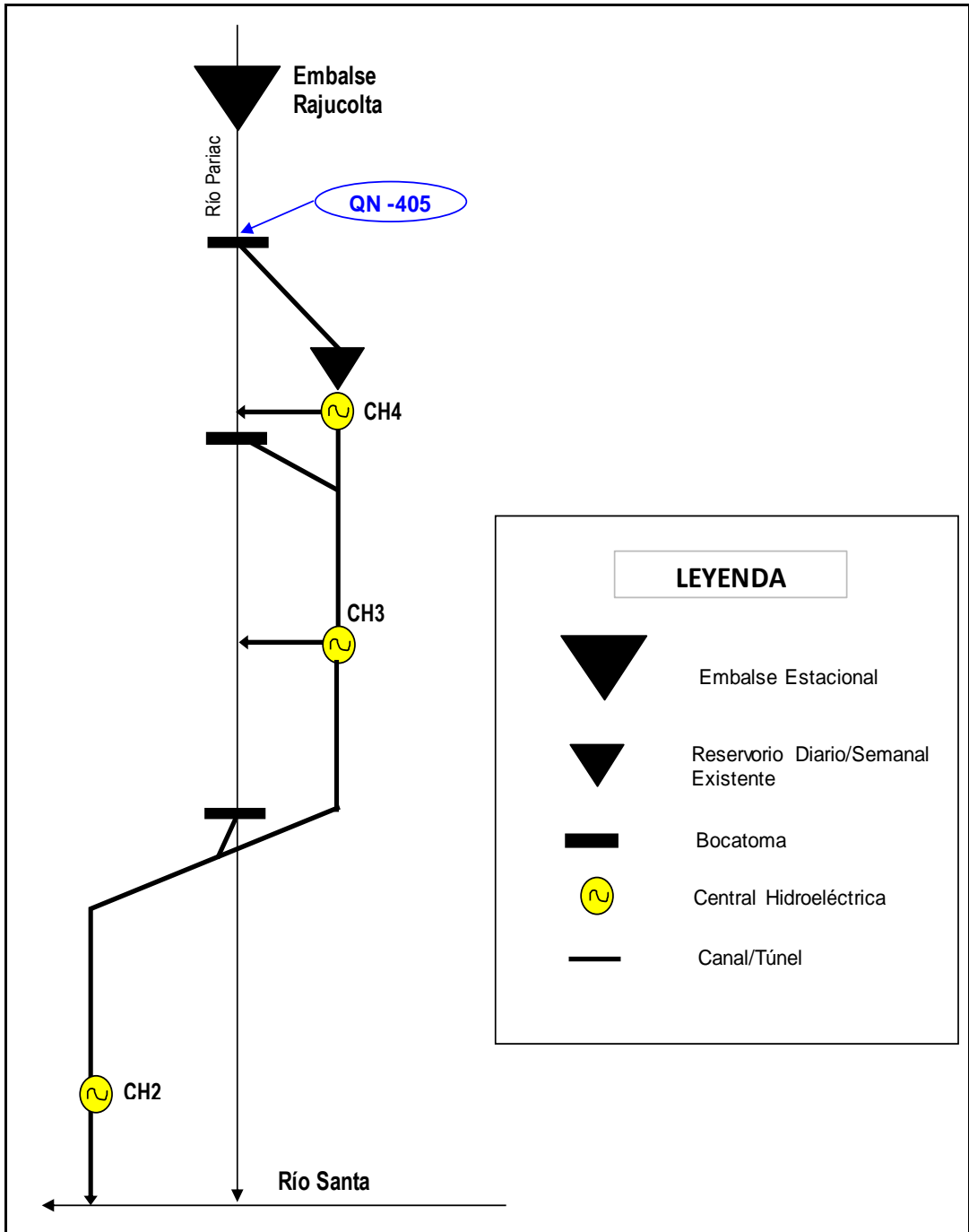


Figura 73: Diagrama topológico de la cuenca de la quebrada Pariac – Cuenca del río Santa, al 2016

FUENTE: STATGRAFT PERU S.A. (2017)

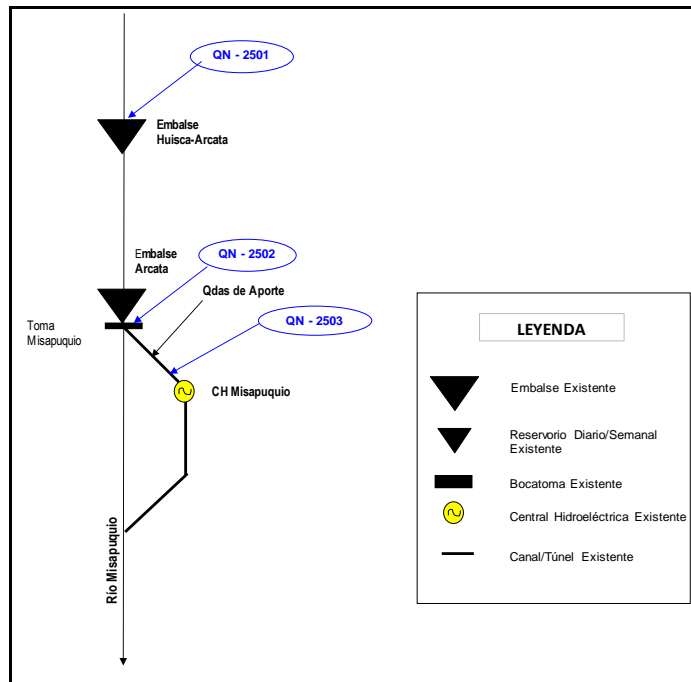


Figura 74: Diagrama topológico de la cuenca del río Misapuquio al 2016

FUENTE: STATGRAFT PERU S.A. (2017)

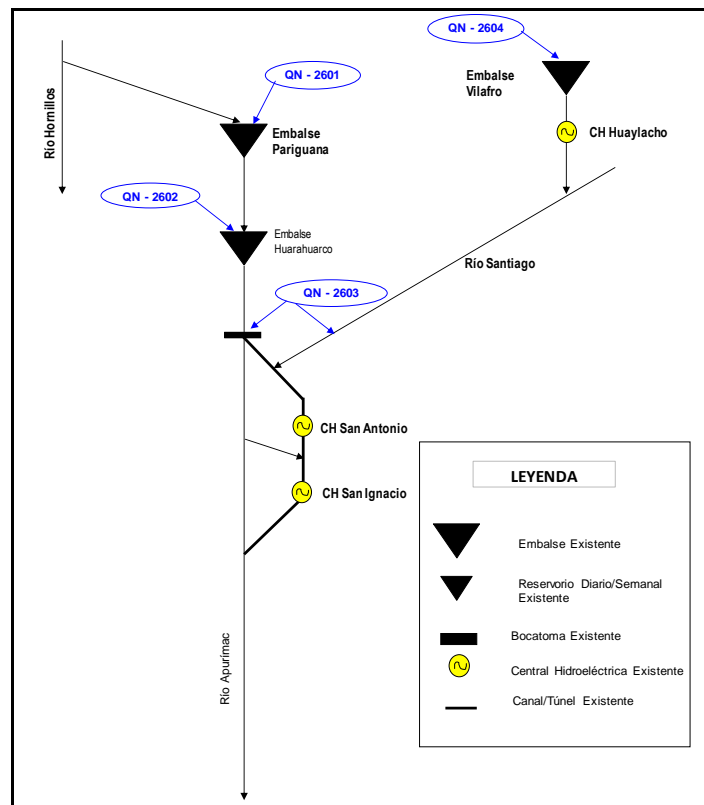


Figura 75: Diagrama topológico del Sistema Arcata - Río Apurímac al 2016

FUENTE: STATGRAFT PERU S.A. (2017).

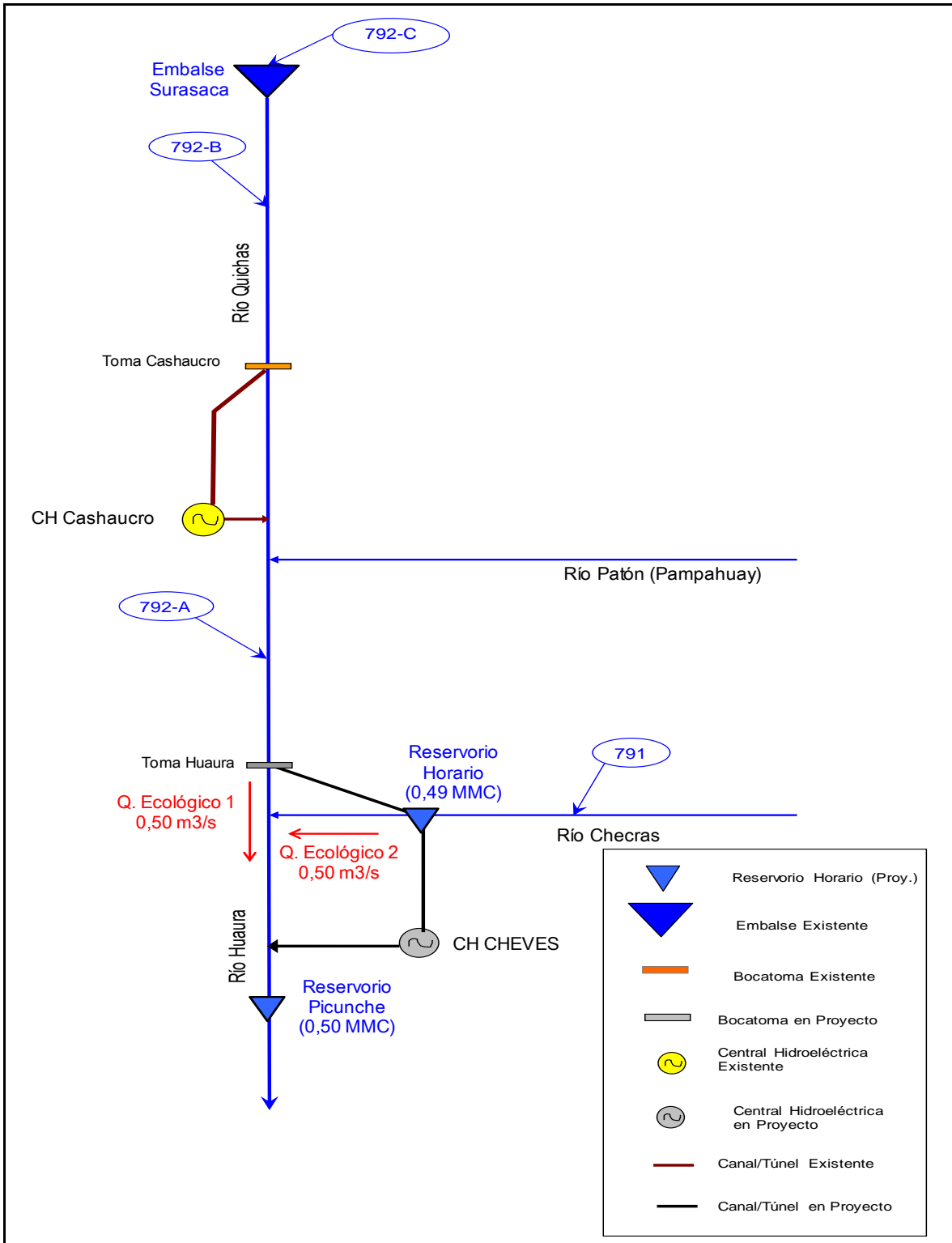


Figura 76: Diagrama topológico del río Huaura – C.H. Cheves al 2016

FUENTE: STATGRAFT PERU S.A. (2017)

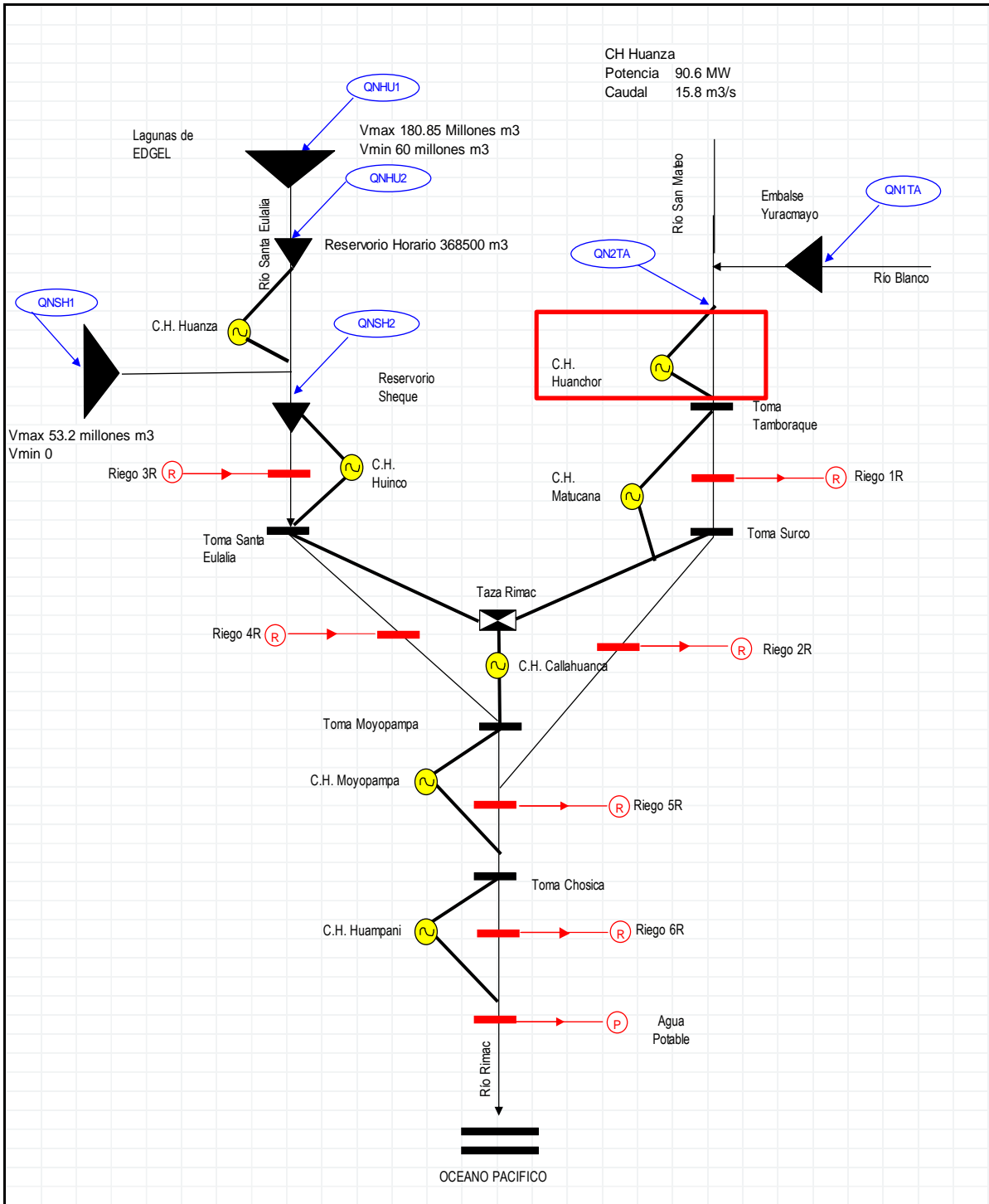


Figura 77: Diagrama topológico del río Rímac incluyendo la C.H. Huanchor al 2016

FUENTE: ENEL GENERACION PERU S.A. (2017)

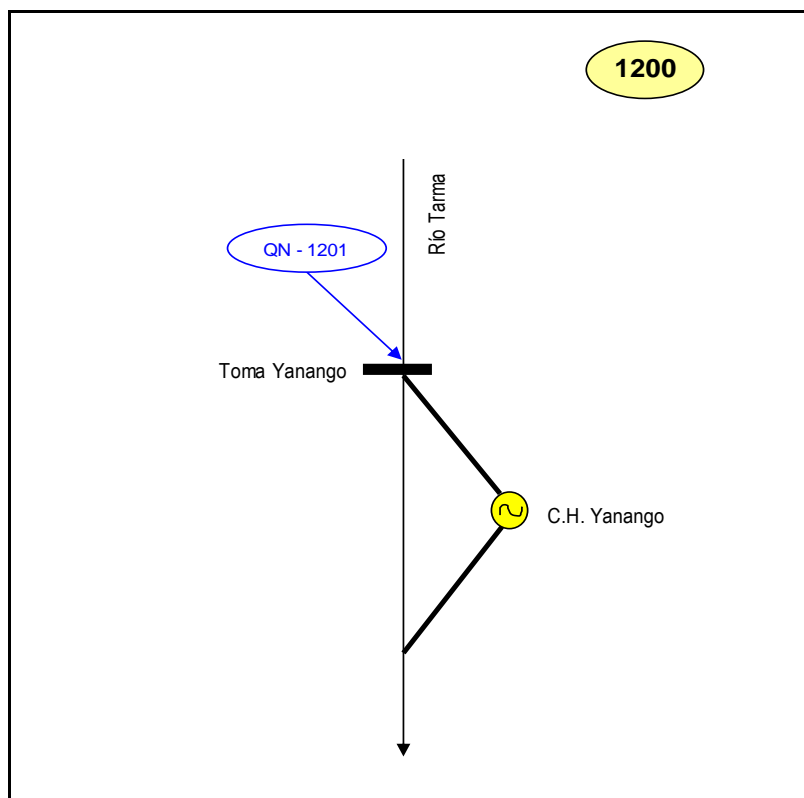


Figura 78: Diagrama topológico del río Tarma - C.H. Yanango al 2016

FUENTE: ENEL – CHINANGO S.A.C. (2017)

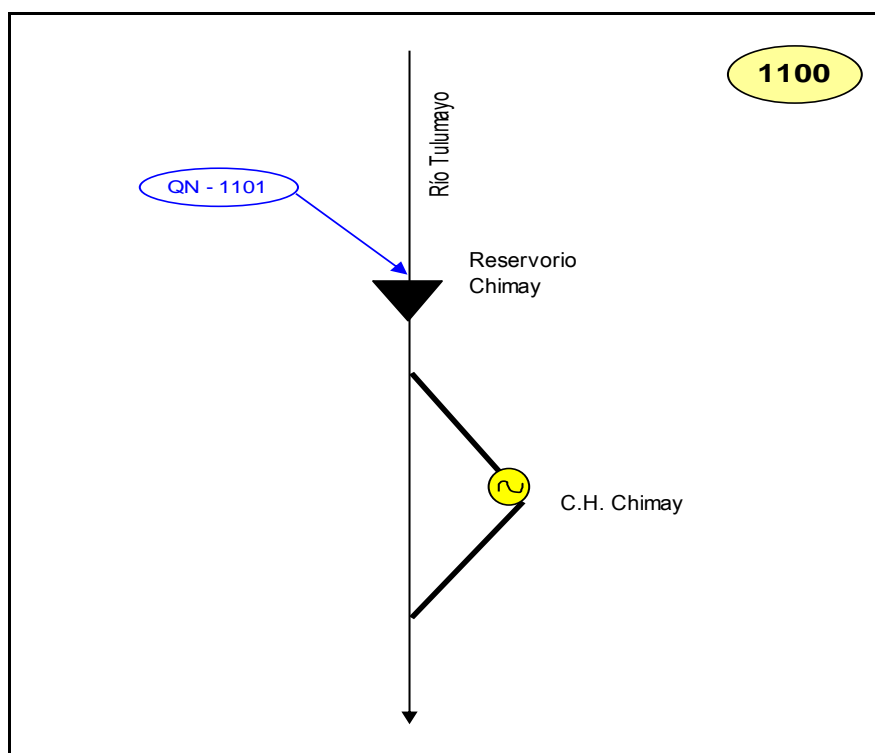


Figura 79: Diagrama topológico del río Tulumayo - C.H. Chimay al 2016

FUENTE: ENEL – CHINANGO S.A.C. (2017)

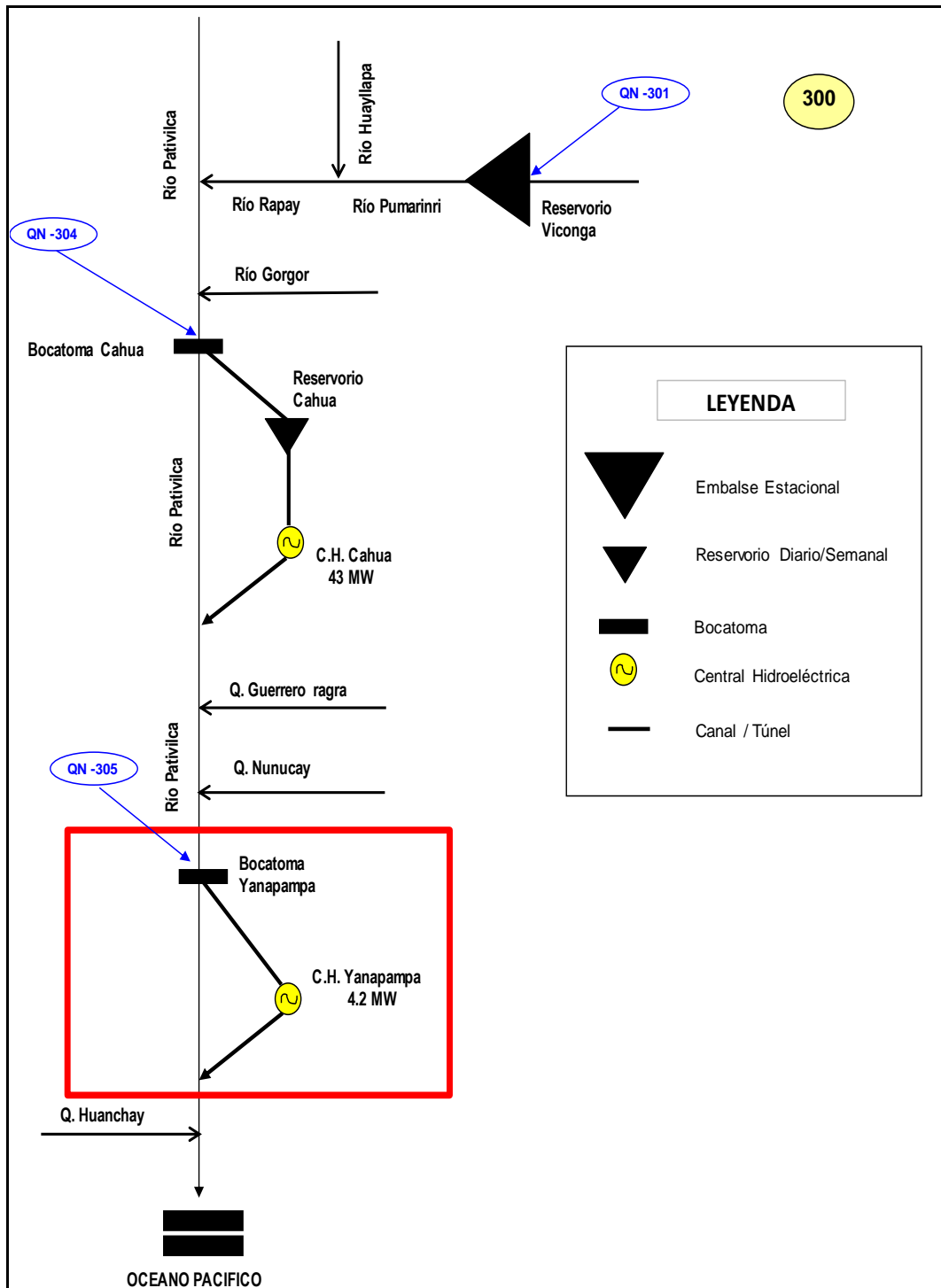


Figura 80: Diagrama topológico Río Pativilca con la C.H. Yanapampa al 2016

FUENTE: YANAPAMPA S.A. (2017)

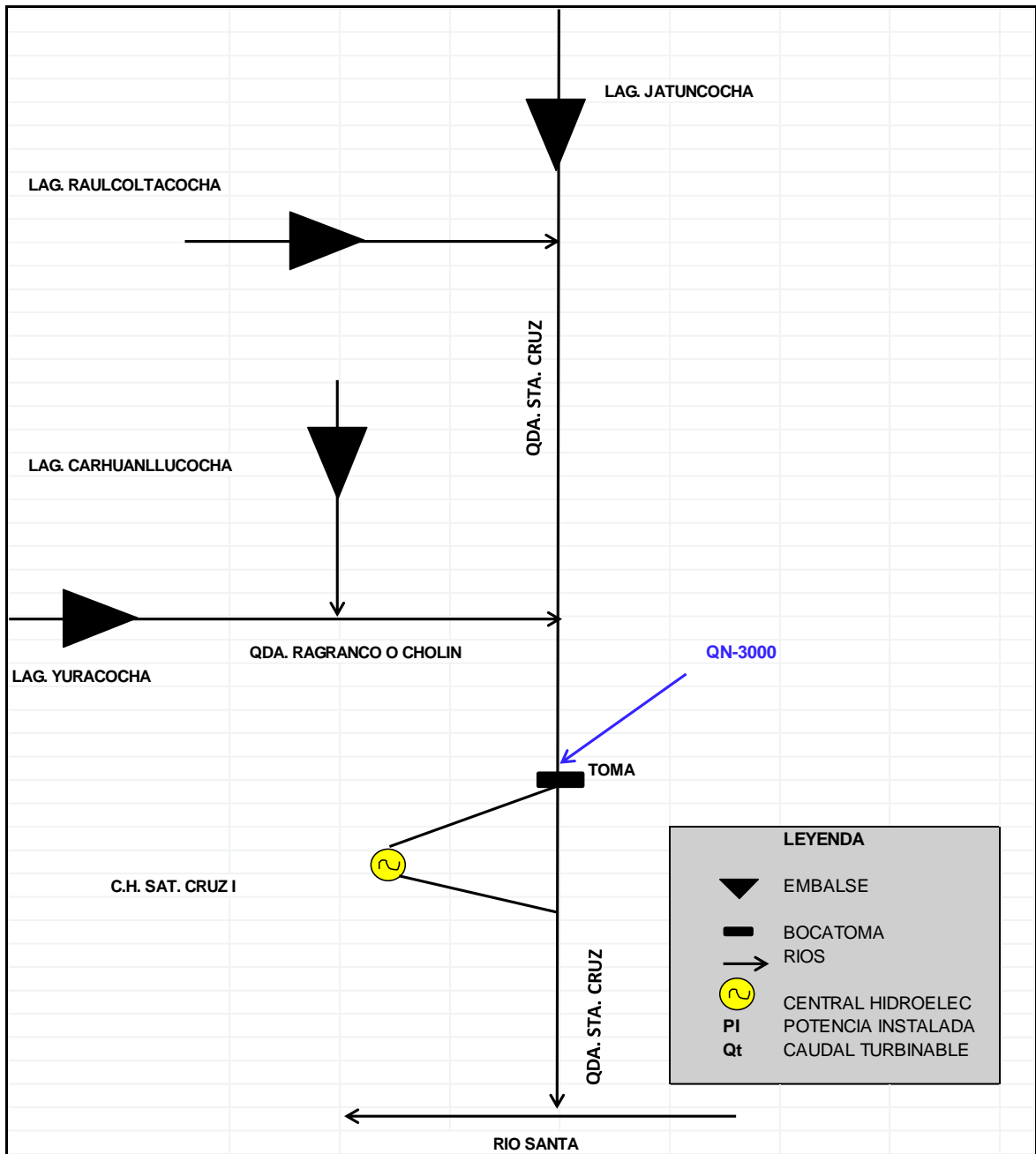


Figura 81: Diagrama topológico quebrada Sta. Cruz - C.H. Santa Cruz I al 2016

FUENTE: EGEJUNIN (2017)

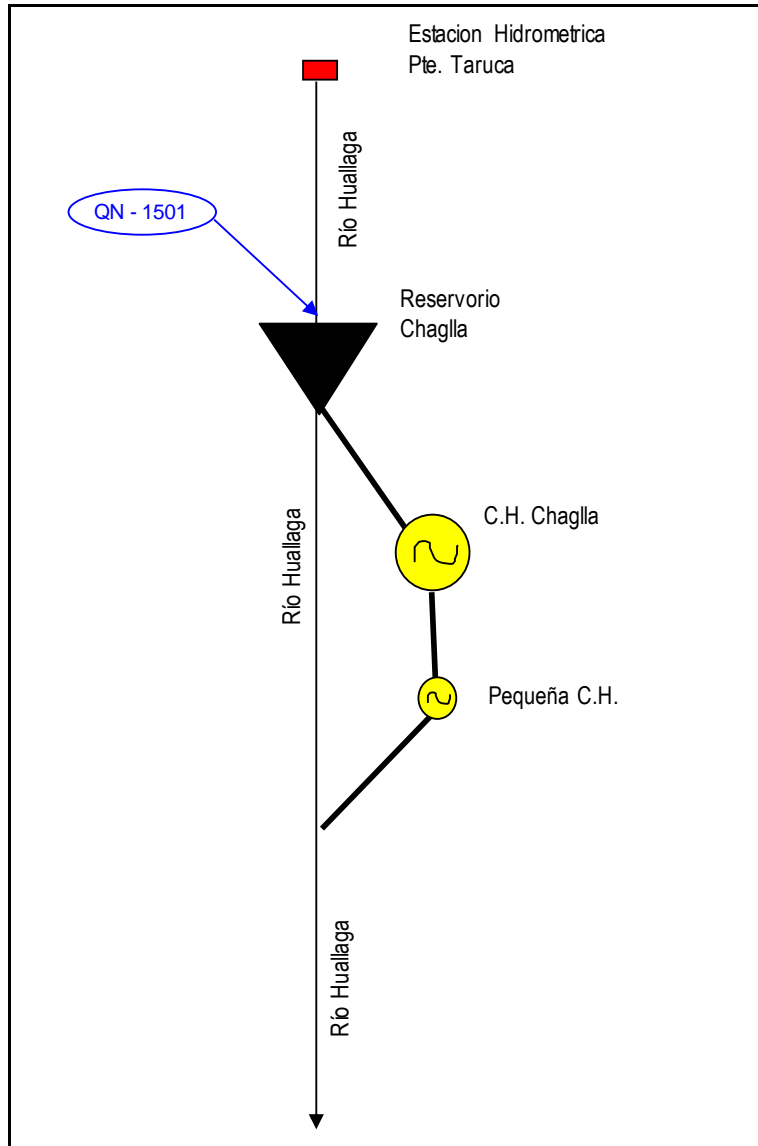


Figura 82: Diagrama topológico del río Huallaga - C.H. Chagla al 2016

FUENTE: EGHUALLAGA (2017)

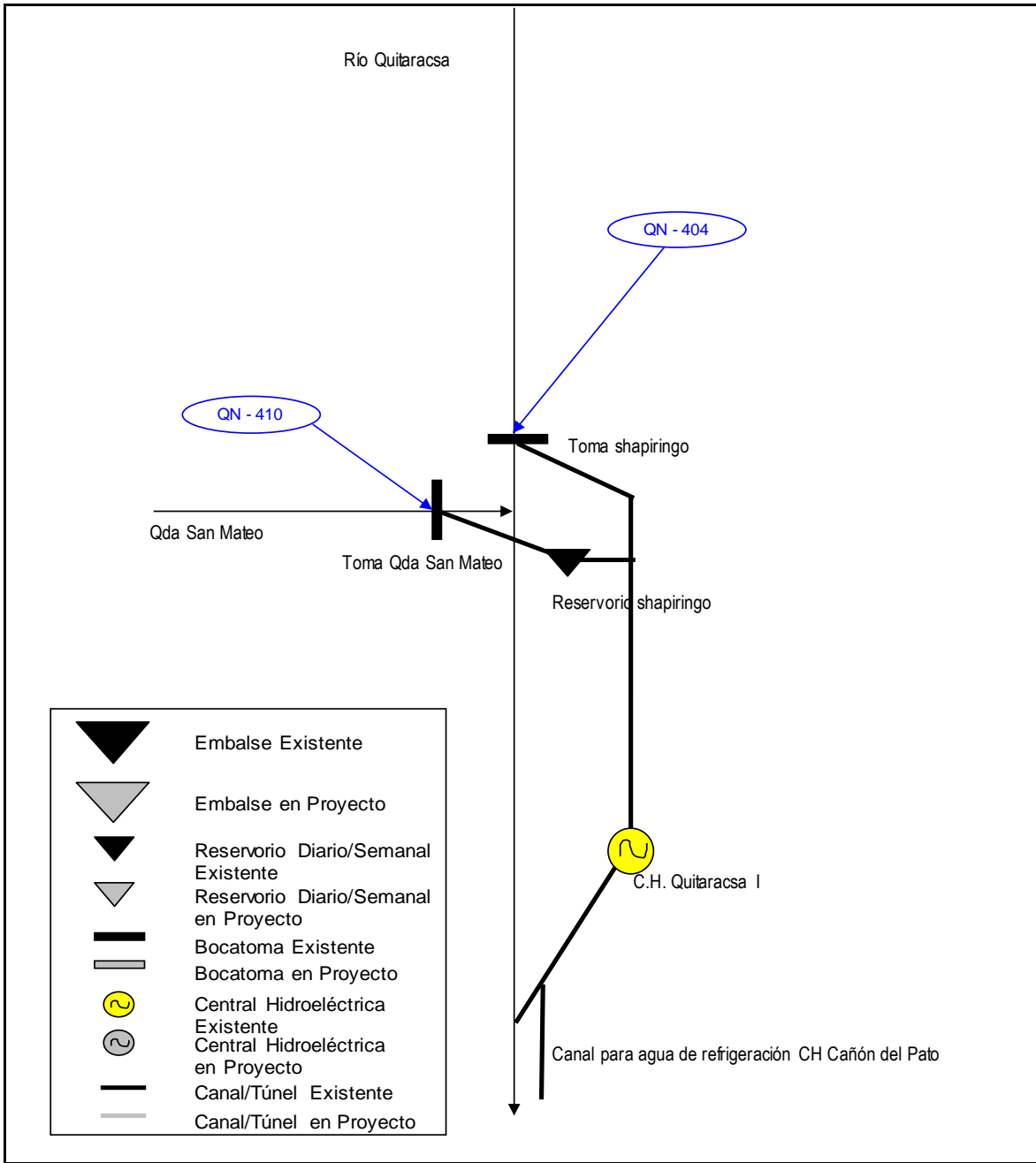


Figura 83: Diagrama topológico del río Quitaracsa - C.H. Quitaracsa al 2016

FUENTE: ENGIE ENERGA PERU S.A. (2017)

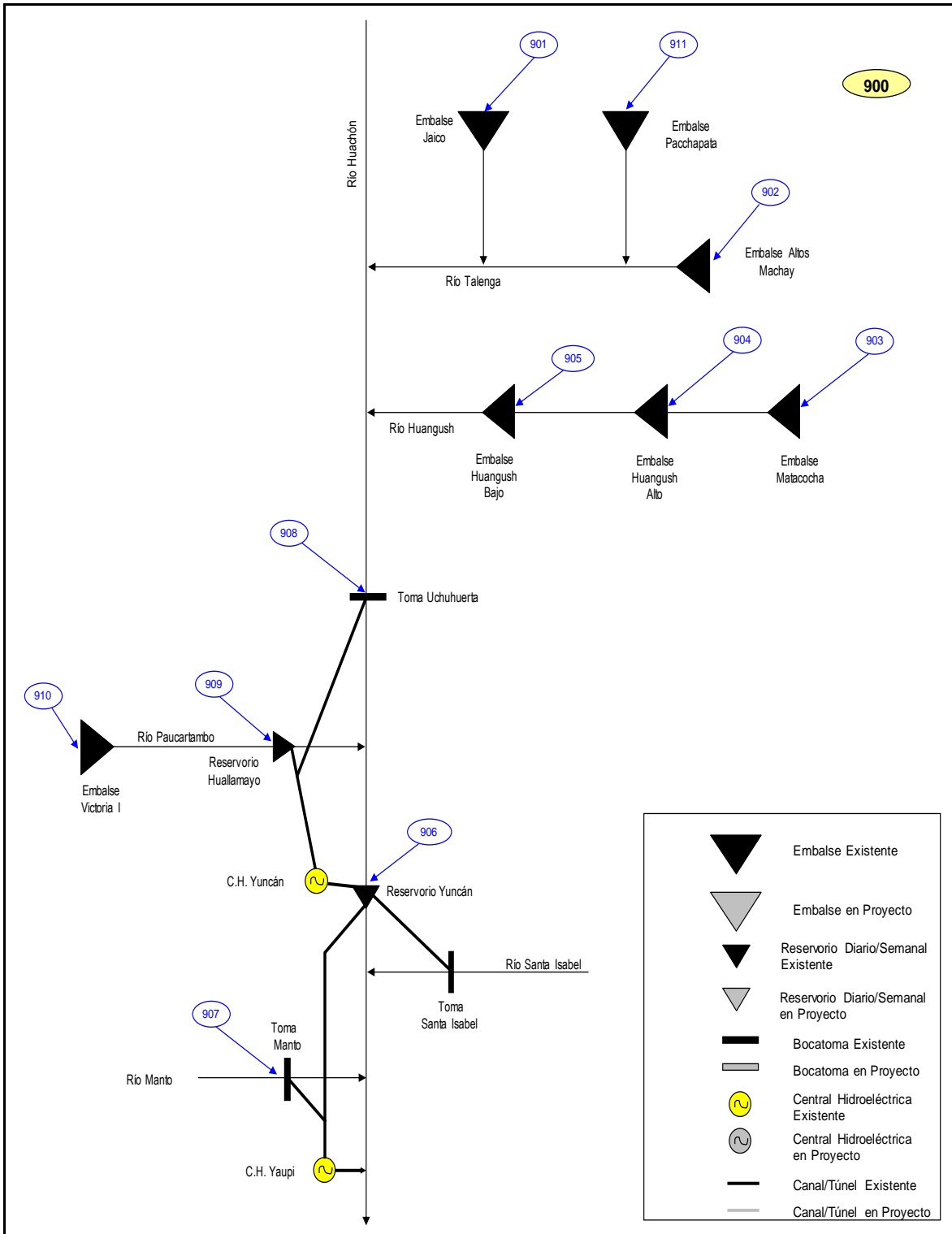


Figura 84: Diagrama topológico del río Paucartambo - C.H. Yuncán al 2016

FUENTE: ENGIE ENERGIA PERÚ S.A. (2017)

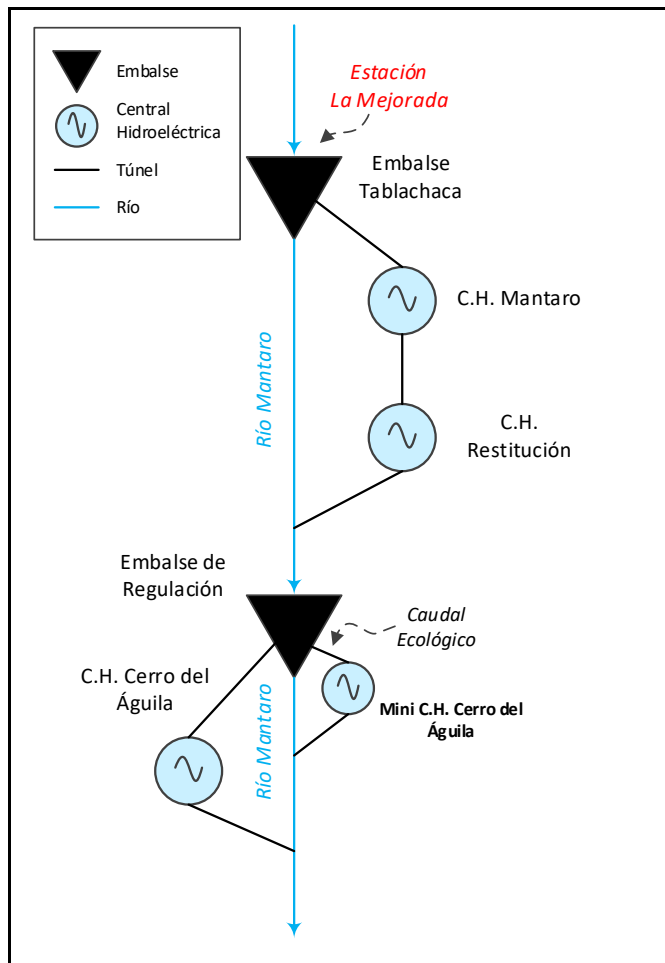


Figura 85: Diagrama topológico del río Mantaro - C.H. Cerro del Águila al 2016

FUENTE: ENGIE ENERGIA PERÚ S.A. (2017)

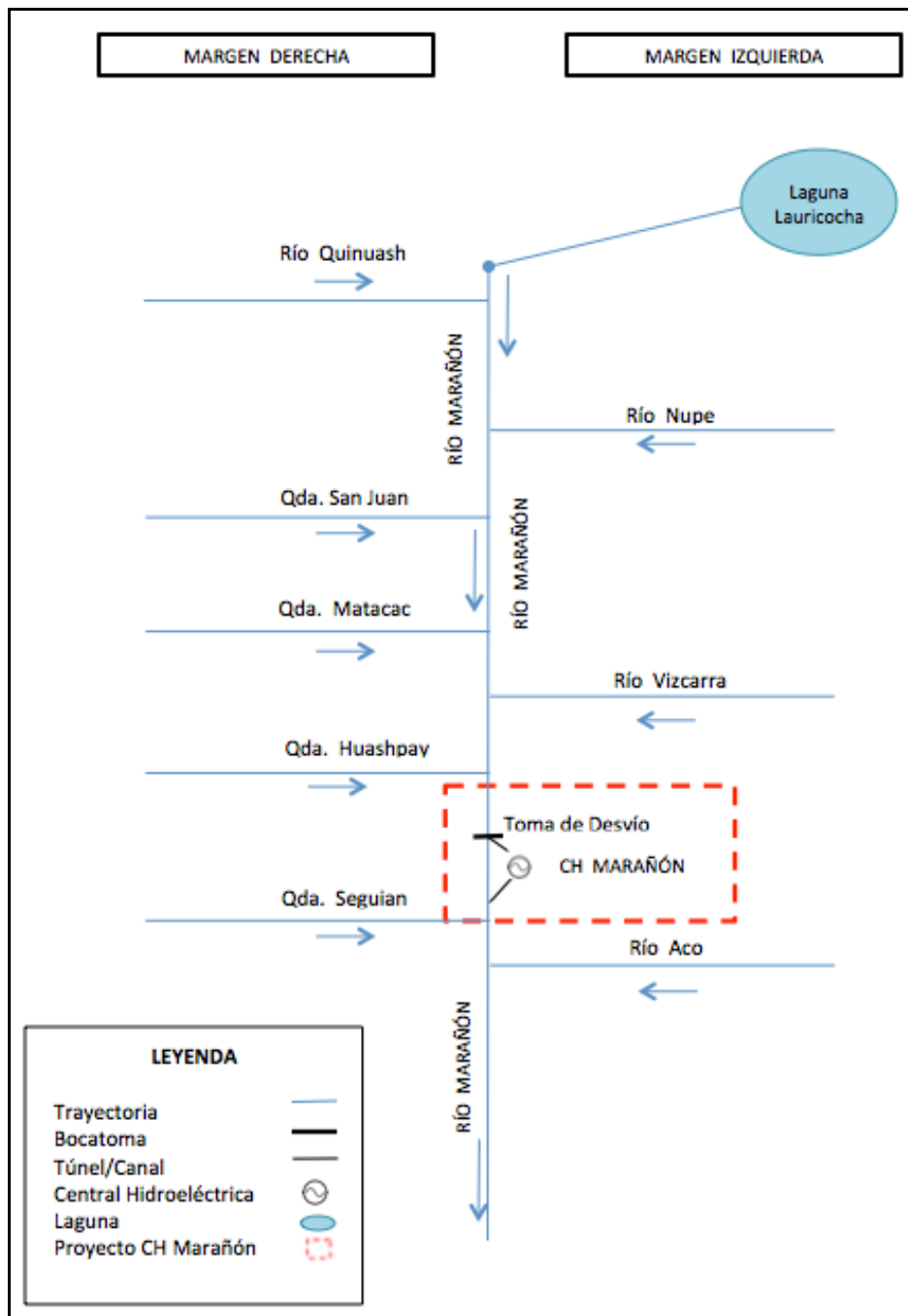


Figura 86: Diagrama topológico del río Marañón - C.H. Marañón, al 2016

FUENTE: EMPRESA ELÉCTRICA MARAÑÓN S.R.L. (2017)

Anexo 3: Caudales medios mensuales históricos de las estaciones hidrométricas de ELECTROPERU S.A. - Cuenca del río Mantaro

Tabla 35: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Upamayo (Lago Junín)

ESTACION	: UPAMAYO	LATITUD	: 10°55'19"
CUENCA	: MANTARO	LONGITUD	: 76°16'34"
RIO	: MANTARO	ELEVACION	: 4080 m.s.n.m
AREA CAPTAC.	: 2860 Km2	FUENTE	: ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	9.79	5.09	0.00	6.30	19.65	41.73	31.29	31.66	18.59	16.25	17.25	10.54	17.35
1966	1.79	4.53	0.28	10.46	13.96	25.33	46.11	54.17	35.19	18.46	16.07	5.32	19.31
1967	10.11	0.00	17.14	28.65	26.58	38.93	26.91	31.67	38.33	20.30	22.76	15.35	23.06
1968	7.00	12.00	0.15	4.05	10.99	21.81	36.97	39.65	17.13	6.80	1.63	4.58	13.56
1969	6.09	3.86	0.66	1.00	9.86	19.61	49.51	-1.00	15.11	27.14	16.90	-1.00	-1.00
1970	0.00	0.00	15.24	34.01	29.45	27.88	44.59	48.51	16.01	12.20	25.33	20.07	22.77
1971	20.71	0.00	44.70	33.17	14.96	15.72	29.15	34.22	44.21	13.08	4.93	3.85	21.56
1972	0.00	10.86	47.96	89.82	12.54	25.39	36.23	49.44	27.69	13.00	10.64	2.32	27.16
1973	0.00	12.09	62.60	96.24	-1.00	-1.00	29.60	32.27	26.79	15.86	6.92	13.69	-1.00
1974	63.85	97.51	91.37	62.19	17.53	9.52	22.29	34.33	34.30	27.14	18.43	7.87	40.53
1975	4.18	4.01	29.70	17.24	28.09	26.46	27.20	36.93	-1.00	15.34	4.13	4.92	-1.00
1976	6.36	60.07	89.89	19.76	27.78	35.35	41.17	35.93	14.79	8.58	7.69	13.73	30.09
1977	8.23	6.61	6.70	6.80	31.25	23.95	22.19	39.95	23.52	28.97	10.44	7.84	18.04
1978	5.40	56.53	47.93	10.84	11.95	22.18	25.39	15.52	17.89	23.25	12.15	14.62	21.97
1979	-1.00	24.18	71.38	53.98	16.39	23.85	26.92	25.98	22.70	20.77	17.85	15.99	-1.00
1980	14.63	7.59	-1.00	9.59	25.34	21.79	32.88	26.73	22.60	11.07	10.13	8.57	-1.00
1981	8.19	9.34	53.88	19.55	23.73	33.93	44.54	30.85	36.29	17.17	12.03	28.52	26.50
1982	67.82	81.01	34.79	33.37	31.90	-1.00	-1.00	47.74	33.56	23.23	8.66	11.88	-1.00
1983	17.43	14.99	13.07	21.48	31.14	34.49	50.91	54.69	46.24	32.94	21.61	11.35	29.20
1984	4.29	2.22	22.39	30.16	19.89	38.44	24.29	34.39	48.55	32.22	31.16	24.15	26.01
1985	24.67	11.22	1.17	0.87	18.96	29.66	45.12	46.51	-1.00	38.69	32.02	17.92	-1.00
1986	0.87	1.40	78.47	62.29	31.27	64.16	47.98	37.90	-1.00	-1.00	-1.00	22.47	-1.00
1987	3.43	0.92	6.37	30.99	32.27	21.41	29.41	-1.00	30.27	27.21	16.83	11.42	-1.00
1988	10.52	21.64	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	43.86	32.25	23.80	18.76	16.16	25.60	-1.00
1989	7.01	5.74	55.09	7.88	28.62	37.01	43.63	44.30	40.44	32.36	-1.00	31.53	-1.00
1990	8.25	8.02	9.26	4.88	8.24	4.53	17.58	29.04	21.69	10.48	2.55	10.72	11.27
1991	0.90	4.78	16.92	4.51	10.60	18.88	37.94	45.19	48.63	29.78	20.18	23.92	21.85
1992	10.27	0.86	0.74	0.74	4.35	9.66	15.37	-1.00	10.87	1.05	5.40	4.61	-1.00
1993	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	18.04	26.65	32.44	27.50	-1.00	0.81	0.94	-1.00
1994	47.38	134.60	-1.00	-1.00	25.73	46.18	39.69	46.78	52.16	-1.00	99.99	21.68	-1.00
1995	1.84	0.98	0.98	0.98	7.39	22.71	25.14	32.00	22.24	17.50	14.72	10.98	13.12
1996	0.00	0.01	0.03	0.03	0.03	17.87	23.44	26.65	30.56	24.29	18.22	6.61	12.31
1997	0.12	0.12	0.12	0.12	3.55	15.24	20.32	-1.00	-1.00	-1.00	8.80	10.21	-1.00
1998	0.00	0.00	0.00	27.22	5.38	28.82	33.60	42.31	32.78	19.41	22.40	22.65	19.55
1999	0.21	0.21	0.21	27.50	10.80	12.58	20.36	34.86	35.78	29.08	43.34	10.84	18.81
2000	0.05	0.05	40.61	39.48	13.91	21.94	28.36	34.93	39.77	24.74	40.87	9.99	24.56
2001	0.03	54.32	90.59	27.31	10.80	18.94	24.62	36.38	32.98	34.11	16.16	25.93	31.01
2002	7.36	0.65	12.78	23.62	16.83	21.22	29.90	43.02	36.52	23.66	4.29	6.35	18.85
2003	4.22	14.66	58.57	44.68	22.51	21.00	26.83	34.81	42.53	36.29	22.68	4.75	27.79
2004	0.00	0.00	0.00	0.00	6.07	6.95	6.76	29.67	14.52	10.91	17.54	9.43	8.49
2005	0.09	0.09	0.09	0.09	0.17	26.38	28.80	27.92	27.70	27.19	28.54	6.81	14.49
2006	0.08	0.08	0.08	0.20	8.53	18.11	25.57	28.94	42.44	35.52	7.01	15.34	15.16
2007	0.08	0.08	27.93	-1.00	15.69	26.14	31.68	51.51	37.94	-1.00	15.99	25.01	-1.00
2008	0.12	0.12	0.12	0.07	10.17	26.64	23.84	31.85	33.69	26.69	29.46	14.17	16.41
2009	1.71	0.00	0.00	0.00	0.00	14.96	20.57	30.60	43.34	27.91	20.58	0.00	13.31
2010	10.03	62.93	67.04	45.18	5.47	11.47	24.61	34.12	35.27	28.53	31.50	2.96	29.93
2011	0.31	63.80	69.30	69.00	22.00	4.40	33.80	31.90	26.90	24.50	14.50	11.70	31.01
2012	1.60	45.60	67.40	67.82	41.57	9.69	33.24	31.13	16.95	18.03	9.98	25.31	30.69
2013	44.42	75.72	87.19	88.95	83.19	26.38	53.72	25.88	28.52	26.00	41.53	30.95	51.04
2014	12.48	61.33	73.87	76.58	53.40	13.19	32.10	31.70	26.34	28.94	34.46	14.88	38.27
2015	5.33	20.74	30.19	48.84	28.95	14.56	30.83	19.09	27.25	13.89	21.53	25.21	23.87
2016	13.61	0.00	11.18	20.17	5.18	23.67	17.36	23.37	18.89	24.57	19.27	6.45	15.31
Prom	-1.00	19.68	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	30.83	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 36: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Mejorada

ESTACION : MEJORADA LATITUD : 12°31'41"
 CUENCA : MANTARO LONGITUD : 74°55'16"
 RIO : MANTARO ELEVACION : 2799 m.s.n.m
 AREA CAPTAC. : 18775 Km2 FUENTE : ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1966	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1967	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1968	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1969	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1970	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1971	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1972	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1973	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1974	492.29	737.39	544.90	336.50	155.32	103.90	106.29	105.81	102.73	91.97	86.77	83.23	245.59
1975	150.61	246.29	604.52	199.37	182.61	119.13	91.03	87.90	65.60	76.65	79.60	112.48	167.98
1976	370.03	578.31	537.23	231.90	134.71	117.40	102.90	95.48	98.33	82.48	72.03	79.06	208.32
1977	126.87	298.57	362.71	150.97	121.23	89.40	81.74	82.74	75.10	74.68	152.73	124.84	145.13
1978	249.00	534.25	311.10	154.27	96.00	83.70	84.23	68.13	77.63	80.03	104.57	124.19	163.93
1979	133.42	340.86	543.71	294.40	113.61	88.40	86.87	82.58	-1.00	71.81	71.80	75.16	-1.00
1980	115.84	161.10	252.84	140.67	81.77	69.17	72.77	66.45	65.77	91.74	94.20	118.94	110.94
1981	191.42	-1.00	629.58	219.90	107.39	98.60	98.13	92.90	99.23	93.23	145.33	261.68	-1.00
1982	373.87	664.29	337.29	229.63	121.77	103.97	105.39	94.06	84.00	101.42	174.10	166.87	213.06
1983	185.87	113.32	190.94	161.53	96.35	85.03	91.16	89.48	84.30	78.90	57.67	76.87	109.29
1984	174.03	715.28	560.87	345.17	140.23	118.03	93.23	-1.00	97.10	99.74	122.40	237.90	-1.00
1985	209.07	277.42	320.82	317.45	159.01	136.38	122.15	112.41	110.03	102.11	96.29	134.77	174.83
1986	334.98	610.13	717.93	491.67	-1.00	185.84	143.12	122.33	128.30	115.79	111.24	136.25	-1.00
1987	466.92	-1.00	220.97	-1.00	118.06	90.33	-1.00	85.72	-1.00	-1.00	82.96	136.28	-1.00
1988	350.01	418.91	327.18	325.91	145.92	118.43	107.60	-1.00	-1.00	75.85	-1.00	-1.00	-1.00
1989	-1.00	-1.00	-1.00	312.23	151.69	-1.00	-1.00	107.79	-102.68	99.99	119.04	-1.00	-1.00
1990	-1.00	-1.00	-1.00	85.31	75.81	77.09	71.45	75.40	72.31	91.15	175.37	165.55	-1.00
1991	165.61	156.17	340.48	160.23	122.95	85.76	92.42	93.85	99.46	85.71	81.42	-1.00	-1.00
1992	90.30	66.53	146.74	64.05	47.78	50.19	48.88	47.10	45.06	43.97	46.10	44.03	61.73
1993	112.72	299.65	291.49	202.94	130.20	79.53	77.50	75.91	68.57	83.94	179.72	302.01	158.68
1994	342.73	723.98	518.09	429.05	195.48	139.27	117.77	107.59	107.68	91.62	88.07	85.28	245.55
1995	134.07	155.01	304.89	191.62	84.83	82.74	83.48	84.99	71.50	68.55	80.21	81.95	118.65
1996	181.75	321.29	265.12	238.55	90.27	76.82	79.02	80.26	79.79	74.82	72.10	90.95	137.56
1997	174.21	346.06	237.03	89.54	69.59	69.91	69.37	73.89	73.92	79.06	-1.00	-1.00	-1.00
1998	253.48	335.85	-1.00	226.22	84.65	83.74	83.79	88.80	83.59	82.12	86.62	99.96	-1.00
1999	126.22	411.26	381.56	298.10	141.71	88.02	88.92	90.49	94.32	99.36	92.30	118.10	169.20
2000	266.49	489.75	527.11	288.03	142.81	102.11	98.21	101.06	98.38	115.30	97.41	118.52	203.77
2001	415.93	403.79	565.84	260.37	121.45	101.05	96.44	94.93	97.09	102.20	105.15	147.09	209.28
2002	103.51	279.46	358.10	225.15	116.12	97.31	96.21	94.82	94.80	97.22	133.54	207.15	158.62
2003	213.85	360.34	485.92	310.95	141.49	105.52	98.34	100.55	102.74	98.37	94.57	137.70	187.53
2004	113.67	235.48	183.17	122.28	82.97	86.07	81.31	91.91	80.19	83.67	110.40	168.91	120.00
2005	184.14	186.14	217.27	142.48	83.89	89.71	92.54	88.05	81.33	89.87	80.99	83.35	118.31
2006	171.14	243.72	279.33	242.06	92.86	90.42	92.97	93.02	95.37	94.38	101.74	139.37	144.70
2007	227.97	188.93	356.32	320.72	125.61	96.55	95.01	96.01	93.11	88.08	90.71	108.62	157.30
2008	235.23	269.49	223.18	99.46	77.67	87.45	80.98	86.36	82.56	86.26	77.44	79.07	123.76
2009	149.29	285.16	304.66	271.62	100.12	80.55	83.74	86.07	89.51	90.62	119.69	319.11	165.01
2010	450.81	381.71	433.00	293.64	105.03	90.89	92.30	93.35	94.50	91.94	87.54	149.97	197.06
2011	322.90	728.30	558.70	489.00	192.40	113.80	121.80	107.60	104.90	106.00	116.50	184.80	262.23
2012	225.66	528.25	462.86	442.08	207.16	117.64	112.06	104.01	99.09	101.43	116.03	327.61	236.99
2013	395.72	522.38	541.54	302.37	182.35	120.86	125.43	106.58	99.80	105.55	119.41	208.95	235.91
2014	328.18	408.84	532.65	274.48	203.30	103.90	106.62	104.93	113.56	116.10	110.53	125.49	210.72
2015	270.30	371.85	375.04	314.56	170.19	108.22	113.93	101.86	110.42	98.75	110.71	175.52	193.45
2016	135.12	246.27	254.85	166.40	88.58	92.70	92.73	88.95	83.31	89.59	76.97	72.82	124.02
Prom	-1.00	281.32	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	74.40	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 37: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Pte. Stuart

ESTACION	: PUNTE STUART	LATITUD	: 11°48'00"
CUENCA	: MANTARO	LONGITUD	: 75°29'12"
RIO	: MANTARO	ELEVACION	: 3350 m.s.n.m
AREA CAPTAC.	: 9130 Km2	FUENTE	: ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	43.90	112.82	129.87	63.40	51.94	58.37	46.74	44.03	38.13	36.19	34.63	43.16	58.60
1966	86.26	68.11	90.87	51.43	44.35	42.93	56.68	62.06	49.03	51.35	63.03	91.84	63.16
1967	83.06	243.46	234.87	121.10	71.13	68.80	54.58	49.52	58.63	64.32	48.17	58.16	96.32
1968	75.16	-1.00	132.19	62.50	-1.00	-1.00	69.90	68.00	-1.00	-1.00	57.93	-1.00	-1.00
1969	39.13	76.00	79.19	-1.00	42.23	43.07	62.65	78.39	29.23	51.13	38.93	76.32	-1.00
1970	197.10	145.61	111.61	139.90	96.10	61.17	-1.00	-1.00	47.03	40.94	49.83	76.71	-1.00
1971	103.26	-1.00	198.45	130.07	54.13	44.40	55.06	59.03	69.37	-1.00	34.83	46.81	-1.00
1972	89.52	82.69	-1.00	-1.00	76.35	58.60	61.71	69.81	51.57	42.97	38.23	52.81	-1.00
1973	136.81	253.61	412.87	302.77	105.81	74.30	-1.00	-1.00	70.73	67.81	67.23	-1.00	-1.00
1974	253.03	-1.00	-1.00	207.13	75.61	-1.00	66.97	65.94	67.03	-1.00	55.10	43.87	-1.00
1975	64.71	-1.00	276.81	100.17	106.87	73.30	57.06	57.87	51.17	47.13	32.27	42.29	-1.00
1976	141.48	287.34	300.32	122.77	78.81	75.53	71.13	62.74	48.10	51.29	43.37	42.23	110.43
1977	52.84	116.75	128.84	61.97	51.52	46.80	40.90	53.42	40.50	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1978	-1.00	319.96	199.65	71.07	48.13	48.87	50.55	36.45	-1.00	48.65	46.57	-1.00	-1.00
1979	53.45	135.79	375.32	195.63	62.16	53.10	53.48	54.16	45.73	43.71	-1.00	43.00	-1.00
1980	61.03	59.17	104.84	64.57	50.71	42.73	50.32	43.39	-1.00	-1.00	46.27	54.35	-1.00
1981	-1.00	-1.00	265.06	95.37	51.39	55.80	-1.00	-1.00	62.63	40.45	66.07	106.13	-1.00
1982	165.16	297.54	157.45	122.93	75.68	74.27	80.58	73.32	59.83	63.42	82.70	86.81	111.64
1983	117.97	61.29	-1.00	90.07	68.68	62.70	70.52	69.84	61.20	51.16	37.83	45.23	-1.00
1984	49.29	-1.00	212.77	-1.00	-1.00	-1.00	50.65	-1.00	64.37	58.87	61.00	82.35	-1.00
1985	-1.00	107.28	135.21	140.99	88.92	85.64	-1.00	-1.00	72.10	68.40	62.06	66.29	-1.00
1986	-1.00	209.32	-1.00	255.69	158.08	119.89	90.15	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1987	125.32	140.82	101.22	78.18	64.80	46.53	52.25	49.48	52.19	46.77	46.48	71.73	72.98
1988	-1.00	-1.00	160.62	-1.00	-1.00	83.99	75.41	61.48	-1.00	41.28	37.59	62.73	-1.00
1989	125.13	169.94	176.84	136.90	91.32	-1.00	73.51	-1.00	-1.00	68.84	-1.00	-1.00	-1.00
1990	92.59	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	38.44	39.16	47.78	41.97	45.43	77.50	80.94	-1.00
1991	70.39	68.51	179.16	73.24	64.34	45.34	58.77	63.57	68.91	58.17	49.40	50.48	70.86
1992	-1.00	26.46	61.78	30.48	20.28	24.65	26.02	23.07	-1.00	18.12	19.21	19.05	-1.00
1993	40.60	130.81	118.29	86.31	63.61	51.80	52.12	53.02	47.88	50.01	86.25	129.52	75.85
1994	177.13	318.17	247.62	215.16	104.03	-1.00	76.51	75.12	72.43	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1995	47.34	-1.00	111.76	80.96	36.40	43.22	50.09	51.60	46.59	38.80	41.06	38.23	-1.00
1996	48.73	83.75	82.64	93.19	38.96	41.13	-1.00	48.79	54.69	49.02	41.94	37.64	-1.00
1997	60.73	156.88	97.00	-1.00	24.99	34.27	34.53	42.81	41.17	44.88	42.39	-1.00	-1.00
1998	84.52	150.40	123.03	117.51	47.45	54.15	58.06	68.77	64.17	53.98	58.92	51.49	77.70
1999	51.33	193.25	157.31	-1.00	79.96	54.26	50.88	59.31	60.12	63.61	65.23	57.99	-1.00
2000	127.84	212.46	272.93	174.42	77.81	54.88	55.07	60.88	63.97	65.00	61.37	57.10	106.98
2001	161.97	208.43	303.27	122.63	49.78	46.27	45.20	51.00	52.82	58.92	52.53	79.70	102.71
2002	39.65	73.87	144.23	111.20	55.65	50.10	49.41	57.11	64.68	61.92	67.45	102.59	73.16
2003	93.08	141.90	263.73	157.19	77.48	63.64	69.65	74.25	74.45	71.49	63.16	69.86	101.66
2004	50.20	77.46	57.07	40.34	37.60	42.48	40.50	54.93	45.72	46.53	57.45	64.15	51.20
2005	66.33	66.32	71.70	58.10	42.94	52.41	53.76	48.47	46.29	49.62	47.59	36.19	53.31
2006	59.20	80.56	94.63	87.53	44.95	47.84	48.00	49.37	54.50	52.45	42.77	57.17	59.91
2007	102.93	94.49	167.77	167.73	67.14	58.82	58.22	59.91	-1.00	-1.00	-1.00	70.13	-1.00
2008	61.47	-1.00	-1.00	-1.00	29.28	37.88	-1.00	40.21	39.64	39.83	-1.00	-1.00	-1.00
2009	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	43.94	42.65	43.44	-1.00	46.48	39.29	-1.00	-1.00	-1.00
2010	114.20	165.22	172.14	122.15	46.85	41.96	50.16	54.18	53.20	51.90	55.16	-1.00	-1.00
2011	-1.00	-1.00	-1.00	151.60	-1.00	35.40	47.90	44.10	44.60	44.00	45.00	59.20	-1.00
2012	90.98	216.23	-1.00	-1.00	106.54	47.62	62.27	55.20	45.65	48.69	53.23	138.78	-1.00
2013	192.83	292.84	338.83	177.89	113.22	59.67	66.35	45.31	37.57	-1.00	-1.00	73.94	-1.00
2014	-1.00	219.80	303.41	140.04	98.45	38.93	44.49	-1.00	45.34	48.26	52.14	-1.00	-1.00
2015	118.07	157.28	174.14	172.90	99.18	69.91	75.76	67.64	71.10	60.93	73.70	104.77	103.78
2016	66.32	103.11	118.47	85.02	48.78	57.52	53.33	53.49	49.40	54.18	49.22	44.00	65.24
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 38: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Pte Chulec

ESTACION	: PUENTE CHULEC	LATITUD	: 11°30'47"
CUENCA	: MANTARO	LONGITUD	: 75°55'22"
RIO	: MANTARO	ELEVACION	: 3710 m.s.n.m
AREA CAPTAC.	: 6020 Km2	FUENTE	: ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	30.45	72.04	78.16	36.63	37.03	49.00	39.45	38.10	29.37	27.42	25.80	30.26	41.14
1966	56.29	-1.00	-1.00	37.70	-1.00	35.17	50.55	53.84	42.90	37.00	41.17	53.10	-1.00
1967	48.68	-1.00	-1.00	68.50	46.71	51.60	38.19	40.52	50.20	48.00	39.77	45.39	-1.00
1968	48.39	47.76	64.10	29.23	27.52	34.23	52.45	49.39	28.30	24.42	34.27	-1.00	-1.00
1969	-1.00	45.04	39.03	54.90	27.13	31.40	53.68	-1.00	20.47	36.23	26.70	36.90	-1.00
1970	-1.00	75.57	69.26	89.27	60.97	42.13	49.52	51.03	33.57	28.65	35.13	48.90	-1.00
1971	63.84	86.54	128.26	76.07	30.94	25.33	37.32	42.48	53.17	33.29	23.40	28.29	52.41
1972	60.97	50.31	159.74	131.73	56.71	46.30	54.39	60.74	43.20	34.35	30.03	33.10	63.46
1973	86.19	126.04	-1.00	90.10	72.16	44.20	46.26	46.52	47.23	52.65	46.00	77.81	-1.00
1974	-1.00	244.54	276.48	127.63	37.68	21.80	41.29	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1975	35.74	46.96	-1.00	55.57	77.26	57.47	42.77	43.26	40.30	-1.00	19.10	-1.00	-1.00
1976	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1977	31.52	59.54	65.26	41.17	34.61	38.00	34.74	-1.00	-1.00	42.26	48.80	53.61	-1.00
1978	-1.00	-1.00	-1.00	45.27	36.77	44.03	-1.00	-1.00	39.30	-1.00	32.27	39.00	-1.00
1979	45.06	100.57	-1.00	159.90	47.65	45.90	49.35	47.48	40.03	40.03	32.83	-1.00	-1.00
1980	45.00	52.41	-1.00	44.33	45.32	35.13	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	34.30	-1.00	-1.00
1981	36.93	-1.00	-1.00	65.77	39.54	-1.00	51.71	45.28	-1.00	31.52	-1.00	79.80	-1.00
1982	148.01	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	58.71	64.48	-1.00	49.70	44.80	-1.00	64.10	-1.00
1983	89.46	39.92	58.69	63.13	50.23	46.24	63.22	61.08	54.93	40.80	28.21	29.58	-1.00
1984	-1.00	113.14	120.84	91.60	52.81	60.80	49.35	-1.00	-1.00	40.19	48.20	-1.00	-1.00
1985	59.41	69.64	73.83	-1.00	57.17	56.78	61.27	-1.00	-1.00	42.85	33.80	-1.00	-1.00
1986	63.48	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	62.46	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1987	-1.00	-1.00	59.20	54.18	-1.00	-1.00	37.21	38.79	41.85	36.32	30.98	47.88	-1.00
1988	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	48.48	56.84	-1.00	-1.00	-1.00	24.97	26.37	-1.00	-1.00
1989	-1.00	96.07	152.14	68.90	57.46	60.33	56.11	-1.00	51.12	47.82	49.60	42.33	-1.00
1990	57.04	51.28	-1.00	-1.00	23.04	21.62	29.63	39.37	-1.00	-1.00	47.96	-1.00	-1.00
1991	-1.00	40.30	104.50	37.25	39.49	33.10	48.15	54.66	54.20	41.86	34.52	-1.00	-1.00
1992	-1.00	14.24	-1.00	-1.00	13.95	19.43	22.14	20.14	19.33	14.51	-1.00	14.67	-1.00
1993	25.95	93.33	74.51	49.72	-1.00	33.36	37.95	43.05	-1.00	39.42	65.96	81.46	-1.00
1994	129.02	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1995	21.32	23.52	61.11	49.01	24.09	33.84	-1.00	-1.00	32.28	27.66	-1.00	27.12	-1.00
1996	30.12	53.29	49.65	57.76	21.66	31.11	36.74	39.48	37.84	33.12	28.54	23.95	36.94
1997	34.24	93.60	-1.00	19.50	16.17	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	34.03	26.99	-1.00	-1.00
1998	56.89	95.36	71.27	76.37	21.72	36.16	41.24	49.26	43.41	35.74	39.42	33.24	50.01
1999	21.63	103.90	91.81	92.79	44.67	32.07	35.59	46.29	40.72	41.54	46.64	32.43	52.51
2000	64.13	92.05	136.72	93.65	43.32	35.77	39.30	46.60	43.78	40.68	45.39	35.34	59.73
2001	91.66	133.76	-1.00	85.47	33.44	33.66	35.72	42.21	40.47	44.88	36.10	54.59	-1.00
2002	25.86	35.01	80.41	67.34	35.58	35.26	38.57	46.98	43.79	37.38	37.85	56.39	45.04
2003	44.65	70.82	138.56	85.51	49.62	41.29	44.02	47.10	49.47	45.37	32.32	30.51	56.60
2004	21.54	34.19	29.91	19.01	17.43	18.34	16.57	39.89	25.46	27.46	39.87	40.48	27.51
2005	41.74	47.04	40.13	-1.00	15.63	37.49	40.13	37.63	35.00	37.32	37.78	18.31	-1.00
2006	33.27	47.43	52.96	56.45	26.78	31.00	37.84	40.57	50.47	49.87	26.85	46.55	41.67
2007	63.03	55.03	127.13	139.97	50.37	43.17	46.39	51.63	-1.00	43.74	40.68	45.89	-1.00
2008	55.97	46.49	43.37	20.46	22.89	33.05	30.70	38.99	40.33	34.39	36.32	27.11	35.84
2009	34.53	71.20	95.84	74.34	26.56	30.50	35.10	36.04	56.56	44.89	49.97	79.47	52.92
2010	-1.00	158.23	185.47	129.67	-1.00	26.57	40.22	51.34	47.23	-1.00	48.91	-1.00	-1.00
2011	-1.00	-1.00	-1.00	197.80	-1.00	30.40	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	41.90	63.30	-1.00
2012	58.35	172.03	181.94	184.51	100.63	37.42	56.77	53.73	37.42	42.11	42.12	115.88	90.24
2013	128.74	197.08	273.93	173.97	117.32	-1.00	73.13	49.12	44.36	49.35	65.29	-1.00	-1.00
2014	92.21	197.98	254.34	158.95	130.77	48.76	59.01	58.11	51.19	57.44	60.50	57.08	102.20
2015	75.90	97.30	119.41	148.43	81.83	48.66	61.13	46.74	59.23	47.00	62.24	-1.00	-1.00
2016	50.50	72.68	73.08	63.86	27.73	40.55	33.23	-1.00	32.18	38.53	34.19	21.52	-1.00
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 39: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Quillón

ESTACION	: QUILLON	LATITUD	: 12°23'33"
CUENCA	: MANTARO	LONGITUD	: 75°08'38"
RIO	: MANTARO	ELEVACION	: 3190 m.s.n.m
AREA CAPTAC.	: 1325 Km2	FUENTE	: ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	5.91	32.95	28.22	10.23	4.88	4.22	4.07	3.83	3.89	3.98	3.88	5.64	9.31
1966	12.90	10.89	15.78	4.98	4.12	3.83	3.78	3.41	3.02	4.06	7.27	19.97	7.83
1967	14.38	38.67	-1.00	12.72	6.77	4.70	4.41	4.12	4.60	7.93	4.77	7.61	-1.00
1968	16.25	11.49	21.79	8.30	4.80	4.71	4.31	4.19	4.01	4.20	6.90	8.66	8.30
1969	6.80	14.46	11.90	11.43	5.57	5.02	4.95	4.88	5.07	5.12	4.89	11.08	7.60
1970	32.01	20.60	11.26	14.38	9.70	5.34	4.85	5.08	5.92	5.17	5.31	9.44	10.76
1971	18.03	29.25	39.26	20.99	5.47	4.17	4.11	3.98	3.60	3.66	3.37	13.68	12.46
1972	26.47	39.42	45.53	30.87	8.79	6.17	4.85	4.13	4.26	4.91	4.57	7.88	15.65
1973	28.51	45.69	53.49	26.01	11.69	7.62	6.67	6.70	7.16	7.77	14.33	22.09	19.81
1974	36.72	41.40	29.66	11.65	7.18	6.09	5.52	5.45	6.01	4.81	4.42	4.61	13.63
1975	7.26	16.43	31.24	10.85	8.56	4.70	4.26	4.17	4.13	4.32	4.55	7.56	9.00
1976	17.84	23.42	24.49	11.36	6.02	4.66	4.62	4.25	4.32	4.20	4.19	4.45	9.49
1977	5.11	14.33	23.14	11.93	10.88	4.47	3.59	3.47	3.79	3.49	16.49	10.31	9.25
1978	16.47	22.28	17.57	10.25	5.06	4.37	3.72	3.93	3.82	4.14	4.90	8.30	8.73
1979	11.65	27.09	23.29	12.94	6.39	4.34	3.76	4.13	4.33	-1.00	3.98	3.82	-1.00
1980	10.86	-1.00	5.78	6.92	3.23	3.34	3.86	2.69	3.03	13.53	8.09	7.22	-1.00
1981	4.16	4.25	15.95	9.83	8.64	4.60	4.18	3.94	3.31	6.52	8.05	13.42	7.24
1982	9.42	33.18	18.31	14.55	6.91	5.12	5.01	4.98	-1.00	6.33	21.66	9.32	-1.00
1983	14.20	9.21	20.20	15.59	6.06	4.11	2.88	2.62	3.05	4.16	3.36	4.89	7.53
1984	19.18	33.93	44.76	17.01	10.76	6.96	5.44	5.31	4.85	6.30	9.67	19.49	15.31
1985	13.27	18.50	20.06	14.02	9.93	7.77	5.49	4.40	5.42	5.14	4.55	10.78	9.94
1986	20.44	23.68	-1.00	-1.00	15.59	7.21	5.07	4.32	4.51	4.59	5.56	7.11	-1.00
1987	30.42	13.70	17.75	9.73	6.22	5.07	4.23	2.94	2.66	2.94	3.88	8.09	8.97
1988	17.13	19.22	23.82	22.69	13.55	6.69	3.81	4.27	3.97	3.96	3.07	4.17	10.53
1989	21.69	36.96	48.70	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	3.89	3.13	2.88	-1.00
1990	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1991	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1992	-1.00	17.90	29.84	6.42	2.24	1.51	1.28	1.46	1.13	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1993	17.95	48.53	19.51	18.01	10.03	3.58	2.53	1.97	1.97	3.73	13.73	24.40	13.83
1994	22.73	28.40	33.31	-1.00	12.62	6.10	4.45	3.75	4.28	4.12	4.28	2.81	-1.00
1995	9.23	16.61	31.09	17.15	5.29	3.98	3.65	3.29	2.49	2.46	3.31	6.84	8.78
1996	18.61	26.19	19.50	18.07	6.60	4.05	6.27	4.69	2.87	2.95	3.12	5.45	9.86
1997	13.73	25.43	16.08	5.73	6.24	6.11	5.01	3.82	3.29	3.24	4.36	7.44	8.37
1998	20.26	22.76	23.80	17.24	6.96	4.24	2.78	2.35	2.30	2.88	3.68	3.90	9.43
1999	6.91	30.43	25.39	17.66	7.74	4.86	7.67	5.44	5.31	5.42	3.77	8.19	10.73
2000	19.22	34.84	30.14	15.60	7.15	5.75	5.46	3.93	3.08	5.90	4.91	8.23	12.02
2001	35.04	26.96	30.23	15.66	7.35	5.27	5.90	4.15	3.86	3.64	4.02	5.01	12.26
2002	7.94	22.66	25.67	16.94	8.28	6.16	5.73	3.81	3.45	5.25	10.14	19.47	11.29
2003	19.62	30.92	29.93	21.24	10.22	6.56	6.38	3.52	2.98	4.37	8.66	8.23	12.72
2004	8.10	17.93	10.84	7.18	5.50	7.99	4.92	4.05	2.92	3.51	7.69	15.89	8.04
2005	13.87	17.18	18.69	11.96	5.62	4.19	5.29	7.76	3.43	2.52	1.80	3.53	7.99
2006	11.54	17.34	20.99	18.07	4.50	5.76	10.39	7.10	2.95	2.39	4.70	11.49	9.77
2007	23.07	16.86	25.30	19.78	6.54	2.93	3.37	4.80	5.47	5.96	-1.00	4.88	-1.00
2008	19.57	-1.00	-1.00	-1.00	5.21	9.01	7.21	3.66	2.10	1.27	1.12	2.32	-1.00
2009	6.67	20.94	14.71	-1.00	3.87	1.66	5.33	6.13	3.07	2.55	4.91	24.67	-1.00
2010	-1.00	23.22	25.69	15.96	-1.00	13.14	7.13	3.67	2.99	3.01	2.93	8.19	-1.00
2011	25.80	39.10	30.10	27.90	10.20	5.90	4.60	4.00	4.20	7.00	10.90	8.90	14.88
2012	13.31	33.90	29.68	27.99	11.81	9.85	4.82	3.94	9.68	8.08	5.59	15.52	14.51
2013	20.51	21.07	16.65	8.92	3.73	2.96	2.39	5.98	6.27	3.73	2.59	6.72	8.46
2014	20.59	19.52	24.94	8.59	5.42	2.77	2.39	2.99	7.22	3.22	1.99	3.02	8.56
2015	13.20	16.50	17.29	13.67	6.98	4.28	2.89	9.25	4.62	5.69	3.32	6.30	8.67
2016	4.79	6.80	6.99	4.34	1.99	1.50	2.73	2.89	2.03	1.66	1.21	1.22	3.18
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 40: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Moya

ESTACION	: MOYA	LATITUD	: 12°23'38"
CUENCA	: MANTARO	LONGITUD	: 75°08'38"
RIO	: MANTARO	ELEVACION	: 3180 m.s.n.m
AREA CAPTAC.	: 1730 Km2	FUENTE	: ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	17.40	63.68	49.32	23.43	14.94	11.29	10.31	9.18	8.71	8.95	8.61	12.44	19.86
1966	24.10	25.51	38.13	17.20	13.23	10.43	11.50	8.90	8.09	12.29	20.21	40.34	19.16
1967	30.93	80.02	-1.00	-1.00	21.39	16.64	13.37	11.32	11.66	17.55	11.86	15.94	-1.00
1968	29.70	40.55	55.67	23.27	15.81	12.69	10.90	10.05	10.06	11.71	17.68	22.62	21.73
1969	23.27	27.75	30.41	-1.00	16.48	12.03	10.76	10.03	9.53	9.79	10.17	-1.00	-1.00
1970	-1.00	-1.00	-1.00	27.70	22.42	13.63	11.80	10.63	10.77	11.02	11.08	24.95	-1.00
1971	50.29	-1.00	-1.00	34.49	18.35	13.70	11.48	10.50	9.62	9.35	9.16	20.07	-1.00
1972	-1.00	-1.00	102.59	64.76	24.78	16.83	13.44	11.58	11.16	11.08	11.08	21.04	-1.00
1973	55.09	78.12	141.23	73.20	52.72	19.96	16.47	14.25	14.44	16.78	17.51	42.69	45.21
1974	92.40	84.74	-1.00	-1.00	-1.00	22.23	17.95	17.48	17.64	15.70	15.71	15.92	-1.00
1975	24.27	39.37	71.07	36.90	28.82	15.78	12.76	11.73	11.13	10.65	10.76	18.15	24.28
1976	58.82	78.85	67.76	32.03	18.91	16.30	13.17	9.44	8.63	12.43	9.80	8.74	27.91
1977	8.38	39.45	41.98	37.66	28.95	16.36	16.85	10.45	9.59	9.24	24.81	17.05	21.73
1978	34.71	53.76	31.16	21.21	15.82	12.93	11.10	9.74	8.68	11.56	13.57	20.72	20.41
1979	18.28	54.27	44.12	17.73	13.27	12.31	10.35	9.43	8.70	-1.00	8.40	9.53	-1.00
1980	14.85	22.63	-1.00	-1.00	11.89	8.57	8.14	7.32	7.51	8.38	10.58	21.57	-1.00
1981	-1.00	-1.00	-1.00	24.87	16.07	12.55	11.12	10.75	10.08	12.55	21.94	31.15	-1.00
1982	-1.00	-1.00	-1.00	29.82	14.16	9.77	8.01	7.45	8.47	12.15	29.73	19.73	-1.00
1983	19.92	13.61	26.69	25.09	13.08	11.11	10.16	-1.00	-1.00	10.41	8.18	13.60	-1.00
1984	44.65	-1.00	-1.00	-1.00	26.69	-1.00	-1.00	11.49	10.27	11.33	17.65	44.32	-1.00
1985	27.73	34.52	50.20	59.55	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	11.05	10.51	9.34	16.66	-1.00
1986	55.33	108.70	-1.00	53.00	36.43	20.76	-1.00	15.47	16.23	14.90	14.65	22.16	-1.00
1987	73.69	47.30	27.84	19.04	14.74	-1.00	-1.00	10.12	10.86	10.24	-1.00	11.63	-1.00
1988	31.20	51.67	48.40	-1.00	16.58	13.60	11.97	10.77	10.46	11.14	10.52	11.53	-1.00
1989	45.65	57.84	73.67	43.09	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1990	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1991	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1992	-1.00	11.74	27.09	16.17	12.43	9.92	7.75	7.41	7.63	8.46	-99.99	8.89	-1.00
1993	22.99	45.69	47.74	35.78	18.81	14.20	11.50	9.15	-1.00	-1.00	-1.00	52.05	-1.00
1994	-1.00	-1.00	78.03	-1.00	-1.00	19.11	15.37	13.68	11.94	12.54	11.95	-1.00	-1.00
1995	-1.00	34.82	-1.00	-1.00	16.51	12.68	11.56	10.21	10.08	9.74	12.57	14.45	-1.00
1996	42.50	73.59	48.10	48.05	18.46	14.29	13.16	10.85	9.59	8.99	10.25	16.29	26.18
1997	37.10	57.03	40.94	20.45	14.83	12.64	11.05	9.99	9.13	9.79	14.15	21.49	21.55
1998	53.24	44.99	48.64	33.46	13.76	11.27	10.19	8.70	8.07	8.59	9.04	11.57	21.79
1999	16.13	62.33	55.69	-1.00	20.18	12.41	14.00	12.88	13.60	11.80	8.50	17.65	-1.00
2000	48.58	84.14	72.68	33.91	18.81	13.68	11.91	10.86	10.18	13.49	10.96	18.80	29.00
2001	76.13	62.72	68.82	33.47	20.53	13.96	12.37	11.54	11.24	11.51	12.85	14.87	29.17
2002	18.66	58.36	64.40	36.13	20.54	15.14	13.39	11.16	10.11	10.75	17.72	33.94	25.86
2003	36.49	72.58	71.07	46.25	20.38	15.39	12.74	11.49	11.12	9.78	9.91	18.14	27.95
2004	17.57	46.42	34.29	27.25	11.87	10.91	10.94	9.33	9.94	8.57	12.09	28.39	18.96
2005	39.99	38.38	46.94	28.94	13.45	10.37	9.11	10.94	12.31	11.84	9.25	13.38	20.41
2006	39.40	52.73	54.93	42.16	15.02	11.49	11.85	13.63	11.69	11.01	15.04	24.59	25.30
2007	46.81	30.28	64.38	44.89	19.10	11.79	9.98	10.16	10.60	10.18	-1.00	15.84	-0.10
2008	50.25	-1.00	-1.00	-1.00	17.78	13.89	10.41	11.72	14.45	13.23	11.78	11.59	-1.00
2009	28.06	59.99	48.86	-1.00	17.17	12.70	11.03	10.45	9.58	10.11	19.00	63.15	-1.00
2010	89.80	53.00	69.76	40.76	-1.00	16.99	13.63	11.41	10.52	10.13	9.50	27.67	-1.00
2011	69.60	111.50	77.00	705.00	30.40	20.70	16.80	14.00	13.10	12.60	12.90	28.70	92.69
2012	33.66	97.93	84.73	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	13.30	10.72	17.94	62.31	-1.00
2013	67.44	68.59	68.04	37.19	25.44	21.49	18.28	17.17	16.32	16.33	17.09	42.11	34.62
2014	63.40	62.67	80.82	39.58	27.94	22.18	19.58	18.84	19.21	23.39	17.39	24.30	34.94
2015	52.00	64.39	62.51	41.93	25.10	19.77	20.49	20.31	20.55	19.54	17.53	34.41	33.21
2016	19.72	39.59	36.60	24.12	15.79	13.45	14.11	14.20	13.30	12.95	12.01	12.39	19.02
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 41: Caudales medios mensuales históricos (m³/s) – Estación Huari

ESTACION	: HUARI	LATITUD	: 11°38'42"
CUENCA	: MANTARO	LONGITUD	: 75°48'53"
RIO	: MANTARO	ELEVACION	: 3650 m.s.n.m
AREA CAPTAC.	: 430 Km ²	FUENTE	: ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1966	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1967	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1968	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1969	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1970	18.47	15.26	10.38	11.88	7.50	2.87	1.79	0.92	2.34	2.95	2.38	7.56	7.03
1971	9.94	16.20	17.84	13.15	3.98	2.41	1.62	1.34	1.22	1.73	1.50	3.75	6.22
1972	9.53	9.02	18.80	14.65	4.64	2.41	1.73	1.26	1.59	2.54	2.44	4.31	6.08
1973	12.85	21.18	19.54	15.05	6.42	3.23	1.76	1.91	2.18	5.89	5.16	13.08	9.02
1974	12.22	19.96	17.51	14.16	4.99	2.96	2.24	2.37	2.59	2.32	2.58	2.92	7.24
1975	10.19	15.10	25.87	14.13	12.41	5.11	2.87	1.95	0.66	0.86	1.16	1.96	7.69
1976	9.11	15.52	15.95	8.08	3.71	2.25	1.38	1.10	2.54	1.53	1.53	3.57	5.52
1977	4.53	13.67	10.89	5.06	4.60	2.14	1.60	1.17	1.17	1.77	6.66	10.32	5.30
1978	22.37	32.06	10.04	5.57	3.98	2.12	1.46	1.13	1.13	2.11	4.91	4.40	7.61
1979	3.79	12.10	35.90	18.37	3.62	2.28	-1.00	1.55	1.39	1.73	2.24	2.48	-1.00
1980	7.78	7.59	11.85	7.52	3.14	2.50	2.33	1.80	2.38	9.53	6.71	7.19	5.86
1981	11.23	23.04	18.25	6.39	2.77	2.24	1.93	2.19	2.15	2.60	5.85	8.64	7.27
1982	20.41	-1.00	10.68	6.62	3.50	2.63	2.31	1.58	1.59	3.44	16.32	11.25	-1.00
1983	10.72	8.04	7.26	6.06	-1.00	2.26	2.35	2.09	2.23	3.20	1.77	3.08	-1.00
1984	5.19	16.19	19.74	17.23	9.97	7.66	4.59	1.88	1.39	-1.00	5.01	11.25	-1.00
1985	5.49	7.94	12.40	9.40	4.62	3.49	2.14	1.33	1.75	1.63	2.14	3.84	4.68
1986	9.88	16.37	15.65	13.54	8.50	4.08	2.93	2.53	2.96	2.27	2.54	3.19	7.04
1987	8.44	9.34	6.52	3.19	2.14	1.61	-1.00	1.21	1.12	1.54	3.14	5.77	-1.00
1988	11.04	12.39	8.49	8.81	3.75	1.89	1.21	0.90	0.95	1.27	1.73	2.92	4.61
1989	8.83	12.45	16.04	10.56	4.42	3.34	1.76	1.35	1.60	3.30	3.56	2.29	5.79
1990	8.65	6.08	5.77	2.87	2.42	2.76	1.76	1.07	1.15	2.86	5.71	6.99	4.01
1991	6.73	6.27	12.68	6.00	4.72	2.93	1.84	1.23	1.70	1.97	2.61	3.01	4.31
1992	3.04	2.75	4.99	-1.00	1.57	1.31	0.92	0.88	0.89	1.46	1.31	1.49	-1.00
1993	4.59	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	5.06	9.83	-1.00
1994	10.57	13.59	15.51	11.71	6.03	3.41	2.29	-1.00	0.97	1.29	1.78	1.96	-1.00
1995	6.29	4.76	10.01	5.83	2.21	1.18	1.05	0.76	0.75	1.27	2.05	1.89	3.17
1996	5.50	8.18	8.28	8.58	3.30	1.61	0.85	0.63	0.66	1.30	1.15	2.89	3.58
1997	6.70	10.43	6.49	2.67	1.81	1.61	0.68	1.29	1.21	1.91	2.77	3.51	3.42
1998	7.98	11.84	11.48	10.32	5.20	3.81	3.10	2.91	1.06	1.87	2.38	3.62	5.46
1999	8.03	17.75	13.13	12.22	6.05	2.83	2.02	1.29	1.40	2.29	2.01	5.90	6.24
2000	10.45	14.92	17.04	11.73	6.08	2.95	1.80	1.49	2.12	4.77	2.76	4.83	6.75
2001	11.20	11.00	16.43	7.69	4.08	2.60	2.16	1.65	1.77	2.06	3.40	4.88	5.74
2002	4.08	9.03	12.68	7.49	4.08	2.97	2.58	2.36	2.42	3.97	5.62	7.20	5.37
2003	7.34	9.03	14.82	6.80	1.71	0.88	0.76	0.76	0.36	0.56	1.11	6.41	4.21
2004	3.64	12.84	7.75	4.12	1.34	0.51	0.36	0.15	1.47	2.83	5.49	8.12	4.05
2005	8.07	6.77	-1.00	-1.00	-1.00	1.52	1.09	0.87	1.08	1.43	1.49	4.07	-1.00
2006	8.25	11.90	14.58	11.66	3.54	2.08	1.55	1.40	1.25	1.83	6.58	7.08	5.98
2007	11.31	12.06	12.44	10.24	4.66	2.19	1.54	1.28	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
2008	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
2009	-1.00	15.42	13.34	9.80	1.67	0.80	0.62	0.51	0.38	0.80	2.04	7.10	-1.00
2010	13.87	15.15	10.72	6.68	-1.00	1.67	1.29	0.98	0.95	1.39	1.65	5.28	-1.00
2011	11.24	11.60	8.06	6.57	1.84	1.89	1.45	0.86	1.01	1.36	3.17	6.29	4.61
2012	10.46	15.49	11.16	11.29	3.93	1.99	1.23	1.19	1.39	2.40	6.39	11.32	6.52
2013	15.60	25.31	26.02	9.61	3.84	4.55	3.24	1.64	1.60	2.18	2.28	4.94	8.40
2014	12.34	11.49	27.76	8.92	6.32	2.75	2.05	-1.00	-1.00	2.80	4.04	-1.00	-1.00
2015	14.91	20.29	18.39	13.61	5.65	2.95	1.65	1.24	1.09	2.86	3.52	5.24	7.62
2016	4.10	11.57	16.88	7.23	2.61	1.55	2.21	1.79	1.74	1.67	1.66	2.64	4.64
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 42: Caudales mensuales históricos (m³/s) – Estación Cochas Túnel

ESTACION : COCHAS TUNEL
 CUENCA : MANTARO
 RIO : MANTARO
 AREA CAPTAC. : 490 Km2

LATITUD : 11°51'18"
 LONGITUD : 75°44'27"
 ELEVACION : 3750 m.s.n.m
 FUENTE : ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	2.84	10.50	13.00	5.76	2.72	1.81	1.46	1.46	1.59	1.75	2.37	3.62	4.07
1966	6.62	6.36	-1.00	2.55	1.82	1.40	1.26	1.26	1.73	2.49	3.58	13.68	-1.00
1967	7.67	19.49	20.41	15.15	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
1968	-1.00	6.18	11.80	5.18	2.29	1.81	1.47	1.41	1.44	1.65	3.26	4.97	-1.00
1969	4.60	7.36	11.48	10.82	3.45	2.26	1.85	1.55	1.98	3.02	3.33	9.95	5.14
1970	23.33	17.82	11.73	11.17	6.39	2.91	2.17	1.62	2.38	3.33	3.25	7.36	7.79
1971	11.28	17.90	28.98	15.28	3.95	2.35	1.94	1.68	1.57	2.12	2.07	4.41	7.79
1972	11.54	13.15	27.34	18.43	5.02	2.75	2.15	1.79	1.97	2.77	3.37	6.10	8.03
1973	9.06	24.97	20.20	11.20	6.13	4.17	2.86	2.25	2.61	4.30	4.92	7.97	8.39
1974	13.54	18.32	14.22	9.33	4.40	3.17	2.23	2.07	2.14	1.95	2.81	3.46	6.47
1975	6.98	6.13	17.19	7.42	5.90	3.39	1.83	1.33	1.51	2.03	3.41	5.92	5.25
1976	13.49	16.36	14.77	9.53	3.94	3.07	2.33	1.43	2.45	2.20	3.28	4.16	6.42
1977	5.38	9.46	13.88	6.14	4.69	2.91	1.79	1.53	1.85	2.49	5.33	4.82	5.02
1978	5.97	10.78	7.49	7.21	3.64	2.08	1.58	1.51	1.77	2.60	5.18	6.52	4.69
1979	5.07	9.51	17.43	8.77	4.05	2.62	2.07	1.68	1.85	2.31	3.39	3.04	5.15
1980	5.29	7.51	9.75	5.01	2.42	1.74	1.89	1.59	1.53	4.68	4.69	5.17	4.27
1981	4.90	18.38	13.81	5.21	2.95	2.00	1.55	1.67	1.60	1.93	3.08	4.65	5.14
1982	8.22	14.00	8.51	8.32	3.55	2.19	1.83	1.76	1.74	2.61	6.14	6.98	5.49
1983	6.56	5.81	8.68	6.62	3.84	2.45	1.91	1.90	2.21	2.63	2.87	4.29	4.15
1984	5.63	17.99	21.73	14.14	5.21	2.89	2.06	1.39	1.37	2.66	4.57	8.02	7.31
1985	8.85	14.82	21.89	12.01	6.50	4.12	2.18	1.62	1.85	2.07	2.36	5.98	7.02
1986	-1.00	31.97	29.42	22.87	15.26	4.75	2.88	2.19	2.52	2.58	99.99	-1.00	-1.00
1987	12.98	19.75	10.61	6.15	3.80	2.45	1.94	1.80	2.07	2.71	5.16	7.44	6.41
1988	15.65	18.63	14.77	14.68	7.35	3.64	2.45	1.81	2.17	2.85	3.37	4.34	7.64
1989	15.19	28.82	31.66	21.16	7.43	4.51	3.31	2.29	1.63	3.37	4.29	2.46	10.51
1990	6.14	6.08	6.92	3.93	-1.00	2.33	1.62	1.28	1.21	2.42	5.20	6.02	-1.00
1991	6.78	7.87	21.70	8.24	4.47	2.67	0.88	1.13	1.53	2.70	3.21	3.41	5.38
1992	3.95	2.85	5.88	3.89	2.42	1.71	1.10	0.87	-1.00	2.40	2.96	4.81	-1.00
1993	4.21	10.14	-1.00	10.23	4.83	3.14	3.85	1.22	1.30	2.06	4.41	8.58	-1.00
1994	11.77	19.03	16.66	13.07	7.99	4.87	2.32	1.28	1.15	1.05	0.91	2.04	6.85
1995	5.01	4.68	9.19	4.66	1.87	1.29	4.66	5.14	4.74	2.15	3.10	2.85	4.11
1996	2.74	8.59	6.03	5.32	3.01	2.98	1.52	2.96	6.13	5.31	4.39	2.06	4.25
1997	-1.00	9.67	5.95	1.63	1.14	0.80	1.04	3.89	4.93	2.18	2.22	2.89	-1.00
1998	3.31	9.51	9.87	8.48	4.61	1.57	1.94	3.81	7.91	5.08	4.22	3.25	5.30
1999	3.02	11.24	9.79	11.70	5.26	2.72	1.75	1.32	1.31	2.24	3.13	3.58	4.76
2000	12.23	18.55	22.31	13.93	4.96	2.23	1.90	1.41	3.46	3.66	3.47	3.92	7.67
2001	13.58	13.35	-1.00	10.15	4.04	2.33	1.91	1.26	1.20	1.91	2.51	3.89	-1.00
2002	3.56	10.23	11.95	9.10	3.79	2.18	1.77	1.37	1.23	2.58	3.17	6.45	4.78
2003	8.72	13.69	26.81	9.49	6.19	6.30	2.98	2.43	1.23	1.97	9.00	6.88	7.97
2004	5.63	7.77	6.63	4.43	6.03	8.67	7.11	2.52	1.69	2.65	5.58	5.56	5.36
2005	5.24	3.94	-1.00	-1.00	-1.00	7.40	7.17	2.70	1.41	2.00	2.10	1.99	-1.00
2006	2.15	3.81	9.94	7.86	6.09	7.88	6.04	6.27	2.09	1.68	2.03	-1.00	-1.00
2007	6.06	6.06	13.54	12.50	6.12	10.22	7.33	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
2008	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	4.72	5.00	5.19	2.46	3.91	2.22	-1.00	-1.00
2009	-1.00	-1.00	11.36	11.00	4.17	2.40	1.64	-1.00	-1.00	-1.00	6.38	11.83	-1.00
2010	13.95	-1.00	14.09	9.53	3.92	6.63	6.87	3.20	3.10	2.94	3.46	4.85	-1.00
2011	10.00	23.20	16.20	-1.00	5.20	2.60	1.90	1.40	4.80	-1.00	-1.00	3.60	-1.00
2012	5.24	13.94	14.01	12.98	5.54	3.47	2.26	3.61	-1.00	-1.00	3.93	5.41	-1.00
2013	10.66	-1.00	-1.00	-1.00	3.79	2.36	1.80	2.14	5.30	3.81	2.20	3.33	-1.00
2014	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	5.05	2.45	1.78	-1.00	6.95	6.03	-1.00	4.97	-1.00
2015	10.05	11.31	17.44	11.92	4.99	2.70	2.34	6.70	5.24	6.15	2.58	2.37	6.98
2016	2.56	10.04	17.02	11.22	5.94	6.90	11.34	9.17	7.11	6.63	5.35	3.85	8.09
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 43: Caudales mensuales históricos (m^3/s) – Estación Piñascocha

ESTACION : PIÑASCOCHA LATITUD : 11°51'05"
 CUENCA : MANTARO LONGITUD : 75°45'43"
 RIO : MANTARO ELEVACION : 3750 m.s.n.m
 AREA CAPTAC. : 195 Km2 FUENTE : ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.45	1.88	2.22	1.64	0.92	0.49	0.31	0.23	0.18	0.24	0.32	0.37	0.77
1966	1.29	1.57	2.33	1.00	0.67	0.35	0.17	0.10	0.32	0.54	1.01	3.66	1.08
1967	2.16	-1.00	4.85	4.00	1.40	0.76	0.49	0.41	-1.00	0.48	-1.00	-1.00	-1.00
1968	1.73	2.18	3.60	1.75	0.82	0.40	0.39	0.36	0.35	0.36	0.54	1.56	1.17
1969	1.43	2.07	2.95	3.13	1.25	0.32	0.49	0.42	0.49	0.51	0.53	2.17	1.31
1970	6.49	5.29	3.26	3.13	1.87	0.86	0.57	0.40	0.51	0.49	0.41	1.46	2.06
1971	1.84	4.97	7.69	4.18	1.22	0.77	0.58	0.45	0.33	0.40	0.34	0.58	1.95
1972	1.45	1.96	9.51	4.84	1.61	0.81	0.64	0.44	0.34	0.47	0.55	1.02	1.97
1973	2.77	5.00	4.72	3.37	1.61	1.18	0.90	0.68	0.67	1.05	1.22	2.05	2.10
1974	3.69	4.97	3.37	2.18	1.41	1.13	0.94	0.89	0.85	0.82	0.80	0.77	1.82
1975	2.01	4.07	8.08	2.97	2.10	1.23	0.55	0.36	0.30	0.35	0.40	1.84	2.02
1976	4.29	5.36	6.53	5.12	2.00	1.13	0.69	0.44	0.57	0.26	0.19	0.39	2.25
1977	0.77	2.65	3.93	1.59	1.20	0.61	0.45	0.31	0.26	0.24	1.38	2.17	1.30
1978	2.43	3.46	2.49	1.93	1.02	0.61	0.35	0.26	0.29	0.47	0.67	1.33	1.28
1979	1.39	3.78	7.51	3.23	1.73	0.91	0.63	0.48	0.34	0.33	0.38	0.56	1.77
1980	1.19	2.85	3.22	1.93	0.85	0.60	0.46	0.33	0.27	0.96	0.83	1.88	1.28
1981	1.87	7.31	5.44	1.97	1.19	0.67	0.43	0.35	0.34	0.49	0.97	1.77	1.90
1982	4.02	6.25	3.44	3.16	1.33	0.62	0.38	0.25	0.21	0.38	1.84	2.79	2.06
1983	2.38	1.56	2.44	2.26	1.37	0.60	0.34	0.23	0.19	0.20	0.14	0.29	1.00
1984	0.93	5.79	6.44	4.50	1.88	0.95	0.60	0.39	0.30	0.39	0.68	2.06	2.08
1985	2.58	4.35	6.16	3.28	1.93	1.33	0.68	0.49	0.49	0.48	0.53	0.89	1.93
1986	7.19	10.77	6.99	4.08	4.48	2.13	1.21	-1.00	0.80	0.79	0.76	0.85	-1.00
1987	2.73	-1.00	2.88	1.57	0.98	0.78	0.62	0.54	0.23	0.23	0.30	0.44	-1.00
1988	3.19	5.03	4.04	3.82	1.79	0.69	0.68	0.46	0.40	0.45	0.42	0.51	1.79
1989	2.02	5.33	6.68	4.00	1.39	0.95	0.61	0.39	0.37	0.49	0.50	0.43	1.93
1990	0.86	1.06	1.39	0.62	0.42	0.42	0.36	0.25	0.35	0.59	1.87	1.96	0.85
1991	1.99	2.15	4.95	1.36	0.47	0.39	0.40	0.18	0.34	0.38	0.46	0.50	1.13
1992	0.60	0.48	1.25	0.67	0.40	0.37	0.30	0.36	0.96	0.51	0.28	0.21	0.53
1993	0.67	2.89	-1.00	1.80	2.51	1.44	0.58	0.18	0.20	0.21	1.09	2.43	-1.00
1994	1.95	3.61	3.59	2.56	1.86	0.65	0.35	0.24	0.23	0.23	0.26	0.33	1.32
1995	1.45	0.92	1.86	0.95	0.40	0.26	0.49	0.91	1.28	0.32	0.65	0.45	0.83
1996	0.72	2.03	2.51	2.38	0.83	0.34	0.21	2.31	1.48	0.42	0.30	0.43	1.16
1997	-1.00	3.32	1.62	0.61	1.58	1.45	0.32	0.36	0.21	0.19	0.25	0.46	-1.00
1998	1.55	1.87	1.51	1.15	0.61	0.56	0.73	0.67	0.81	0.63	0.44	0.45	0.92
1999	0.95	3.99	2.88	1.88	0.97	1.24	0.39	0.55	1.56	1.28	0.81	1.33	1.49
2000	2.21	3.80	3.44	3.51	2.41	1.47	1.14	2.41	2.72	1.37	1.10	1.35	2.24
2001	3.20	2.67	-1.00	2.91	1.52	1.12	1.06	1.17	1.07	0.67	0.84	1.33	-1.00
2002	1.11	2.47	3.47	2.46	1.22	0.84	0.68	0.65	0.51	0.70	1.03	1.95	1.42
2003	2.27	2.89	6.53	2.26	1.19	0.88	0.97	2.65	1.15	0.66	0.57	0.97	1.92
2004	1.30	1.88	1.62	1.18	0.68	1.59	1.75	0.83	0.53	0.78	1.11	1.38	1.22
2005	1.86	1.52	-1.00	-1.00	-1.00	1.74	0.70	0.45	0.39	0.72	0.65	0.65	-1.00
2006	1.86	1.52	-1.00	-1.00	-1.00	1.74	0.70	0.45	0.39	0.72	0.65	0.65	-1.00
2007	2.49	2.79	3.20	3.68	2.38	1.53	1.66	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00
2008	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	2.29	2.11	2.25	2.24	1.26	1.26	1.10	-1.00	-1.00
2009	-1.00	-1.00	6.44	6.01	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	2.19	4.94	-1.00
2010	6.27	5.55	6.06	4.74	2.67	1.90	1.39	1.10	0.76	1.05	1.22	2.88	2.97
2011	6.70	12.30	5.70	4.40	1.10	0.40	0.30	0.30	2.20	0.20	0.20	0.80	2.88
2012	1.16	3.64	3.05	3.00	1.32	1.44	0.42	1.31	1.41	0.59	0.85	2.27	1.71
2013	5.73	12.46	8.75	3.89	1.51	0.96	0.62	1.99	2.86	1.72	0.83	1.53	3.57
2014	-1.00	5.71	18.19	9.11	5.39	2.27	1.56	-1.00	5.67	2.40	1.37	3.15	-1.00
2015	-1.00	10.13	10.51	10.03	4.66	2.31	3.55	7.62	2.98	1.57	1.05	1.90	-1.00
2016	0.89	1.76	2.44	1.80	1.01	1.65	0.50	1.21	1.57	0.90	0.74	0.68	-1.00
Prom	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 44: Caudales mensuales históricos (m³/s) – Estación Pachacayo

ESTACION : PACHACAYO LATITUD : 11°48'32"
 CUENCA : MANTARO LONGITUD : 75°43'19"
 RIO : MANTARO ELEVACION : 3650 m.s.n.m
 AREA CAPTAC. : 722 Km2 FUENTE : ELECTROPERU S.A.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	4.78	14.34	18.55	9.19	4.66	3.23	2.41	2.29	2.63	2.81	3.67	5.03	6.13
1966	8.94	9.10	-1.00	4.88	3.53	2.54	1.94	2.01	3.04	4.57	6.92	20.31	-1.00
1967	11.48	31.34	34.06	22.37	8.64	5.08	4.20	3.49	3.17	4.44	4.80	6.15	11.60
1968	12.05	10.68	18.19	9.45	5.17	3.78	3.18	3.11	3.16	3.53	6.01	8.95	7.27
1969	7.26	10.46	17.02	15.87	6.15	4.25	3.39	2.88	3.56	4.53	4.96	13.81	7.85
1970	29.04	23.08	16.01	14.84	9.27	5.10	3.95	3.44	4.75	5.38	5.14	10.34	10.86
1971	14.13	25.64	44.52	21.45	6.83	4.63	3.81	3.35	3.11	3.88	3.83	6.30	11.79
1972	12.69	15.78	42.70	25.20	8.32	5.07	4.20	3.63	3.73	4.64	5.14	7.90	11.58
1973	17.77	52.41	40.99	22.67	9.63	6.04	4.31	3.20	3.74	6.67	7.07	13.78	15.69
1974	25.54	46.26	28.85	17.27	7.47	5.30	3.85	3.62	3.46	2.93	4.26	4.96	12.81
1975	10.81	12.48	37.11	14.40	10.51	5.74	3.24	2.24	2.48	3.11	4.81	9.45	9.70
1976	22.74	29.34	28.33	17.62	7.32	5.86	6.64	2.95	4.36	2.91	4.75	5.90	11.56
1977	8.37	17.42	24.85	9.67	8.12	5.26	3.55	2.75	3.46	4.22	10.10	9.74	8.96
1978	12.67	18.73	13.48	11.27	6.73	4.21	3.37	3.28	3.90	5.44	8.44	12.11	8.64
1979	9.08	19.52	35.86	16.50	7.02	4.29	3.70	2.64	2.52	2.95	4.82	4.50	9.45
1980	8.07	13.49	15.47	9.88	3.92	2.69	2.71	2.31	2.31	8.27	7.04	8.14	7.03
1981	8.26	44.16	30.72	9.96	5.04	3.06	2.46	2.63	2.55	3.62	5.07	7.02	10.38
1982	18.88	33.04	18.06	15.87	7.08	4.63	4.04	3.47	3.56	5.67	12.10	14.24	11.72
1983	11.98	9.57	14.50	11.24	6.21	3.82	2.84	2.60	3.15	3.46	4.19	5.72	6.61
1984	8.31	33.68	39.30	26.24	8.97	5.34	3.18	2.75	2.91	4.53	6.64	13.12	12.91
1985	12.86	22.50	29.87	17.54	8.94	5.78	3.65	2.85	3.68	3.71	4.19	6.40	10.16
1986	30.16	41.66	38.39	28.67	17.88	4.47	2.48	2.20	4.72	4.51	5.35	3.85	15.36
1987	17.24	24.95	13.28	8.02	5.90	4.18	3.98	3.24	3.57	4.66	7.82	10.17	8.92
1988	25.94	29.78	19.46	21.08	8.15	4.43	3.11	2.55	3.06	3.62	3.78	4.52	10.79
1989	20.39	34.99	36.41	23.56	9.41	5.39	4.02	2.98	2.58	5.25	5.92	3.83	12.89
1990	8.27	8.02	9.76	5.99	4.38	3.82	2.62	2.52	3.47	5.46	10.06	9.35	6.14
1991	13.11	13.18	32.80	12.81	7.09	4.72	2.64	1.55	3.19	4.19	4.81	5.61	8.81
1992	6.02	4.67	9.10	6.01	3.98	2.96	2.06	1.86	4.66	4.87	4.68	5.85	4.73
1993	7.46	17.84	-1.00	14.69	-1.00	6.47	5.78	2.93	0.65	2.85	7.45	15.05	-1.00
1994	18.83	33.78	29.71	21.67	12.24	5.71	1.79	0.88	1.97	1.88	1.77	2.80	11.09
1995	8.38	6.58	14.70	6.82	2.94	2.20	6.31	7.52	6.70	3.20	4.62	4.05	6.17
1996	4.05	12.92	10.80	9.40	4.47	3.85	2.32	6.30	9.32	7.23	5.59	3.46	6.64
1997	7.23	18.75	8.79	3.54	3.80	3.41	2.25	5.47	6.22	3.25	3.59	4.39	5.89
1998	5.64	12.95	13.60	12.46	5.52	2.23	3.07	4.72	8.99	6.20	4.69	3.72	6.98
1999	3.92	16.98	13.28	13.14	5.85	4.25	2.54	2.65	2.88	3.66	4.17	5.22	6.55
2000	19.17	28.58	28.46	17.77	6.49	3.07	2.55	3.52	6.18	4.84	4.34	5.61	10.88
2001	21.04	19.41	36.87	11.31	4.04	2.86	2.20	1.98	2.65	-1.00	-1.00	6.76	-1.00
2002	6.16	16.45	19.19	13.87	7.10	4.78	4.03	3.64	3.73	4.69	6.22	10.83	8.39
2003	14.04	19.89	33.89	13.23	8.42	7.46	4.78	5.54	3.93	4.31	9.60	8.45	11.13
2004	7.33	11.01	8.72	6.10	7.09	9.67	8.58	4.65	3.94	5.00	7.03	7.82	7.25
2005	7.60	6.28	7.87	5.92	13.84	8.74	7.51	4.13	2.89	3.63	3.69	3.67	6.31
2006	4.97	8.08	14.60	9.84	8.92	9.38	7.17	6.63	3.52	3.08	3.96	4.99	7.10
2007	9.58	11.48	18.85	17.72	9.75	12.12	9.65	7.13	5.80	4.71	3.89	3.60	9.52
2008	8.25	-1.00	-1.00	-1.00	4.84	7.91	7.50	7.38	4.25	5.36	3.80	3.00	-1.00
2009	5.73	11.73	14.64	14.78	6.02	4.73	4.00	7.31	6.16	6.44	7.77	14.31	8.64
2010	18.78	16.13	17.08	11.91	5.50	8.21	7.56	4.39	4.38	4.86	4.95	6.69	9.20
2011	13.80	38.80	22.60	21.60	7.30	4.40	3.70	3.20	8.10	5.20	8.20	5.50	11.87
2012	7.27	17.58	16.55	16.56	7.73	5.78	3.77	5.89	8.69	6.07	5.74	8.87	9.21
2013	13.79	23.80	23.57	10.19	5.40	3.92	3.52	5.14	8.29	6.20	4.13	5.61	9.46
2014	14.17	18.05	37.20	13.57	7.39	4.22	3.89	5.01	10.40	8.10	6.05	6.24	11.19
2015	8.26	8.83	15.35	9.78	2.70	1.17	1.40	4.00	2.69	10.00	4.70	4.57	6.12
2016	4.99	13.83	19.71	14.08	7.00	9.04	12.35	10.36	9.43	7.03	5.52	4.58	9.83
Prom	12.26	-1.00	-1.00	-1.00	-1.00	5.02	4.11	3.82	4.35	-1.00	-1.00	7.44	-1.00

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Anexo 4: Caudales naturales medios mensuales en puntos de interés de la Cuenca del río Mantaro

Tabla 45: Caudales mensuales naturalizados - Estación Upamayo (Lago Junín) (m^3/s)

QN-801													
LAGO JUNIN													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	16.33	46.90	64.29	16.43	8.66	4.89	5.03	4.87	6.65	6.78	6.43	15.15	16.87
1966	38.61	22.71	36.15	8.78	7.21	3.38	3.42	3.18	5.27	8.85	15.88	38.52	16.00
1967	28.41	102.99	107.49	21.17	9.91	7.18	5.69	5.78	6.49	13.41	12.22	27.75	29.04
1968	24.77	37.77	77.40	21.40	7.42	5.24	4.52	5.87	6.02	7.91	13.13	17.63	19.09
1969	11.32	38.51	40.93	36.47	6.02	5.38	5.44	4.54	5.28	6.18	5.75	26.31	16.01
1970	87.20	53.35	56.86	27.49	23.23	9.50	7.66	6.27	11.14	7.98	8.77	24.72	27.01
1971	61.44	66.06	56.97	39.73	8.46	5.46	6.34	6.15	6.09	9.35	7.34	18.17	24.30
1972	61.95	37.08	87.00	84.15	24.25	8.79	7.17	7.13	7.07	6.79	8.01	20.91	30.03
1973	54.86	72.14	80.46	42.32	11.53	6.99	6.85	5.58	7.02	15.02	29.57	33.48	30.49
1974	72.84	119.72	98.10	40.63	10.80	10.57	8.59	10.21	10.39	12.40	11.76	18.90	35.41
1975	41.55	50.80	82.47	25.89	23.71	10.35	7.64	7.03	10.29	17.50	13.85	13.22	25.36
1976	39.08	76.18	62.41	28.40	13.46	10.94	8.16	9.59	11.22	9.64	10.78	11.74	24.30
1977	16.75	25.66	69.91	47.29	34.75	14.75	8.00	7.89	9.59	9.65	36.15	27.26	25.64
1978	43.85	94.67	49.03	33.12	16.20	10.73	8.66	8.01	9.64	9.12	16.74	20.89	26.72
1979	26.85	37.63	71.77	63.17	22.72	11.80	9.18	10.14	11.16	10.93	11.13	12.78	24.94
1980	18.78	28.39	41.16	34.10	10.52	5.59	5.32	4.93	5.65	10.00	23.65	32.09	18.35
1981	24.29	119.71	88.99	18.24	7.78	6.07	5.34	7.03	8.90	9.91	20.98	49.31	30.55
1982	49.90	96.92	59.98	42.91	13.96	6.38	4.81	5.97	5.34	12.98	28.74	37.40	30.44
1983	51.48	24.12	47.49	39.21	14.46	12.06	8.83	8.60	10.50	8.31	8.47	16.10	20.80
1984	17.43	96.52	87.02	53.35	17.06	12.25	9.48	8.18	7.40	10.89	11.68	26.66	29.83
1985	27.49	47.40	51.45	38.49	15.58	12.03	6.63	4.82	10.26	8.13	7.20	13.05	20.21
1986	43.05	71.75	101.48	72.83	49.19	11.11	7.84	8.73	16.85	17.38	15.49	18.29	36.17
1987	68.73	41.33	37.33	16.84	9.25	5.94	5.84	6.41	12.24	11.91	14.44	24.15	21.20
1988	69.85	82.22	44.40	74.22	18.44	9.24	6.53	6.06	7.27	9.33	11.10	18.72	29.78
1989	45.49	65.87	57.48	55.23	26.27	13.95	7.86	7.86	8.76	12.38	13.24	8.05	26.87
1990	23.68	30.15	26.54	20.30	12.56	12.01	10.85	10.33	10.92	16.99	33.99	21.77	19.17
1991	26.24	27.36	56.29	32.90	18.65	12.26	8.82	6.31	7.07	7.78	8.01	7.36	18.25
1992	6.61	4.80	16.23	8.36	3.42	3.37	2.03	4.22	3.64	3.60	2.87	3.26	5.20
1993	5.69	28.57	38.91	26.59	29.95	8.28	4.19	3.82	4.20	7.32	39.30	48.81	20.47
1994	54.04	97.76	75.61	75.74	26.66	13.96	10.70	9.57	17.68	17.12	22.63	23.91	37.12
1995	23.78	24.71	47.60	30.12	9.42	5.69	5.34	6.54	6.07	6.90	7.07	10.63	15.32
1996	16.97	23.13	29.53	35.70	13.17	8.07	5.14	4.77	4.86	7.34	7.21	10.70	13.88
1997	16.23	27.09	34.55	14.72	8.93	5.90	4.42	3.92	3.65	3.94	5.03	9.32	11.48
1998	35.72	69.05	46.69	36.58	10.21	6.01	6.25	5.15	5.12	6.60	10.22	7.41	20.42
1999	15.00	57.32	51.42	26.23	12.12	6.21	5.17	4.11	4.01	6.27	9.53	14.23	17.64
2000	48.19	61.47	45.35	34.59	20.44	8.81	6.97	6.97	6.53	12.34	7.89	24.89	23.70
2001	71.98	73.43	88.07	38.74	16.46	13.33	9.14	8.34	8.67	10.27	17.18	25.96	31.80
2002	18.12	33.92	51.10	32.05	13.27	9.46	9.17	7.38	7.10	10.30	31.83	34.47	21.51
2003	28.80	46.10	46.72	27.74	12.78	8.00	6.10	6.15	6.10	5.65	6.10	14.11	17.86
2004	16.33	36.62	23.96	15.02	10.66	6.54	9.17	9.48	10.86	14.21	21.33	33.90	17.34
2005	31.79	39.81	40.99	25.04	14.51	18.24	20.33	17.77	17.40	14.38	14.10	17.99	22.70
2006	34.91	46.00	54.75	44.94	15.16	11.71	10.55	11.70	11.56	10.87	22.87	40.53	26.30
2007	54.11	38.17	66.63	76.42	26.02	12.33	12.32	12.82	12.44	7.43	13.40	13.68	28.81
2008	45.62	40.81	32.91	20.63	11.96	10.38	9.77	10.47	9.26	8.47	9.52	10.31	18.34
2009	26.15	47.49	53.16	40.44	15.68	10.94	11.20	12.06	12.24	11.53	11.68	59.17	25.98
2010	63.84	80.98	73.69	44.18	18.11	9.32	11.18	12.27	12.64	11.66	10.00	38.85	32.23
2011	55.68	102.52	83.49	11.39	10.70	10.28	10.48	10.90	11.03	10.52	10.61	46.40	31.17
2012	46.13	89.14	75.37	81.45	12.09	10.65	11.69	13.12	11.07	11.24	32.29	65.85	38.34
2013	81.14	106.15	135.31	93.94	52.70	21.32	8.29	8.66	8.28	8.04	6.94	12.12	45.24
2014	71.00	122.96	112.22	59.58	50.54	9.50	8.78	10.28	9.78	9.22	9.61	27.34	41.73
2015	48.15	59.70	65.25	61.31	32.01	8.36	9.53	11.86	10.94	10.15	9.40	8.36	27.92
2016	42.40	50.83	58.16	35.50	13.71	12.02	13.21	13.62	10.99	11.05	13.50	13.85	24.07
Prom	39.43	58.12	61.32	39.08	17.36	9.49	7.92	7.95	8.86	10.08	14.55	23.39	24.80

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 46: Caudales mensuales naturalizados incremental Lago Junín-embalse Malpaso (m^3/s)

**QN-802
CAUDAL INCREMENTAL ENTRE LAGO JUNIN Y EMBALSE MALPASO**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	16.55	23.10	31.25	21.79	22.46	24.04	18.25	15.95	13.24	16.90	13.07	14.29	19.24
1966	22.56	16.79	18.10	16.89	15.15	15.20	16.37	13.67	11.42	8.71	11.11	15.17	15.09
1967	19.68	61.58	60.80	28.81	22.78	20.62	24.60	22.91	20.98	29.21	22.97	35.20	30.85
1968	23.09	31.47	33.87	24.51	19.25	19.38	24.88	20.06	18.51	21.89	22.96	27.45	23.94
1969	22.98	35.04	28.35	35.53	21.29	23.90	29.30	26.72	21.97	19.02	21.71	26.74	26.05
1970	63.19	47.69	41.49	49.53	31.04	27.91	31.09	26.41	25.45	27.75	25.93	31.16	35.72
1971	44.94	52.12	54.77	41.38	22.95	17.91	20.66	24.66	24.66	24.87	21.72	30.56	31.77
1972	44.71	38.48	63.83	56.38	29.12	18.13	19.98	27.36	17.24	21.37	18.11	20.05	31.23
1973	45.80	64.59	86.83	63.10	29.76	29.79	23.45	27.24	27.79	34.88	31.66	46.19	42.59
1974	50.03	60.54	42.49	29.01	13.93	15.30	20.68	21.37	18.67	18.03	13.75	18.99	26.90
1975	35.90	43.08	69.27	31.31	33.04	24.85	21.69	23.66	22.46	24.47	21.82	26.42	31.50
1976	34.88	54.09	53.55	27.28	22.91	23.62	20.48	20.66	16.96	15.50	16.05	15.30	26.77
1977	23.50	50.69	47.58	32.04	26.11	26.24	23.70	28.24	18.35	20.58	37.82	32.50	30.61
1978	37.94	59.07	35.04	22.25	21.92	15.90	15.20	20.22	19.37	20.83	22.31	24.15	26.18
1979	38.48	54.19	86.09	52.26	25.31	27.88	25.80	26.24	22.20	19.40	23.28	26.11	35.60
1980	20.74	33.58	30.41	27.08	21.28	18.90	17.56	15.21	14.20	15.12	16.77	22.12	21.08
1981	44.13	131.25	89.33	37.99	17.13	13.55	11.70	11.26	12.41	15.66	40.24	48.93	39.47
1982	55.84	95.34	62.15	39.59	19.89	14.68	13.30	14.34	12.30	23.57	46.16	45.95	36.92
1983	65.32	25.94	43.55	35.13	16.85	12.58	10.69	12.98	14.81	15.03	10.85	19.14	23.57
1984	23.23	100.61	98.89	53.09	24.07	17.62	14.51	12.43	10.89	11.67	17.25	29.44	34.48
1985	24.88	50.64	59.79	68.31	34.93	25.68	17.08	12.66	15.55	15.13	12.37	26.06	30.26
1986	62.27	90.02	100.63	88.23	52.79	19.97	19.31	13.36	14.63	12.41	13.81	23.49	42.58
1987	70.45	80.11	49.01	26.88	17.34	13.28	9.72	9.32	8.71	10.22	12.99	27.96	28.00
1988	74.05	66.20	53.00	56.15	25.56	16.31	11.95	10.17	6.11	8.88	8.72	14.63	29.31
1989	55.39	80.74	77.82	48.79	20.99	18.41	11.77	10.35	9.56	15.03	15.05	9.45	31.11
1990	75.01	59.44	52.49	24.07	17.87	19.05	16.05	13.29	12.45	34.36	64.47	56.32	37.07
1991	44.89	42.12	121.62	36.83	36.30	20.14	19.95	18.06	18.53	17.40	19.45	13.53	34.07
1992	17.72	15.38	50.43	18.91	9.72	9.79	9.38	8.93	7.56	11.75	11.09	9.06	14.98
1993	22.23	64.06	55.98	39.03	25.04	11.81	9.76	7.92	8.52	20.43	56.71	66.09	32.30
1994	70.96	109.18	84.87	73.02	29.19	15.23	12.28	10.60	9.81	9.02	9.37	9.98	36.96
1995	13.43	17.46	49.82	38.67	12.02	9.14	8.24	6.48	6.20	5.66	8.86	11.44	15.62
1996	24.16	44.61	38.74	46.81	13.82	8.50	6.66	6.84	6.57	6.95	7.57	12.35	18.63
1997	27.58	82.18	51.47	14.87	9.09	6.68	6.31	7.42	7.34	9.70	14.53	27.75	22.08
1998	47.45	70.97	55.29	36.44	11.37	8.82	7.12	5.72	5.53	12.02	11.63	8.56	23.41
1999	16.05	86.49	70.14	54.73	23.78	10.66	9.61	6.10	6.64	11.04	5.90	19.67	26.73
2000	61.61	81.08	82.38	48.57	27.28	12.78	9.51	11.01	8.03	15.57	8.42	23.65	32.49
2001	84.71	76.77	88.02	43.74	18.17	10.77	8.65	7.23	6.70	9.88	16.08	26.39	33.09
2002	12.96	26.91	63.14	40.99	13.50	8.64	8.01	5.46	6.37	9.69	28.90	45.65	22.52
2003	35.89	56.45	81.17	44.64	19.02	11.01	9.29	8.35	7.06	3.60	5.76	20.15	25.20
2004	12.41	31.10	27.48	13.95	8.04	8.28	6.60	7.92	8.08	12.41	18.34	25.66	15.02
2005	34.56	41.59	34.52	23.56	10.30	9.72	8.36	6.45	5.63	6.90	5.34	7.35	16.19
2006	26.69	36.86	49.02	48.94	11.76	7.39	7.69	8.62	8.15	7.38	12.42	29.06	21.17
2007	54.08	46.15	83.96	58.99	24.84	10.40	7.72	6.74	7.71	11.49	15.05	18.73	28.82
2008	46.70	37.61	33.06	11.60	6.57	6.99	5.78	6.86	8.15	9.16	8.07	10.15	15.89
2009	26.70	63.02	83.08	60.88	17.89	9.92	8.57	7.48	8.65	11.05	24.28	64.86	32.20
2010	71.74	62.78	64.08	46.05	14.22	8.57	8.01	8.05	6.39	8.44	9.44	27.58	27.95
2011	51.55	81.03	68.11	57.26	23.74	11.02	9.92	6.93	8.78	9.01	11.76	31.15	30.85
2012	40.26	68.14	53.71	60.75	21.76	11.64	9.96	8.52	8.26	11.58	17.34	51.21	30.26
2013	56.99	68.82	98.01	39.28	11.62	12.48	7.97	7.93	8.12	10.87	12.08	29.09	30.27
2014	50.65	70.58	99.24	30.38	31.34	12.62	9.92	8.44	11.95	12.42	12.17	22.70	31.03
2015	44.68	49.97	53.38	49.81	23.54	12.80	8.80	7.99	10.14	13.74	17.10	41.71	27.81
2016	25.16	52.88	45.97	30.67	13.46	10.00	8.95	9.00	8.01	10.64	8.08	9.48	19.36
Prom	40.72	57.51	60.71	40.51	21.02	15.32	13.90	13.30	12.38	14.97	18.44	26.48	27.94

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 47: Caudales mensuales naturalizados en Tablachaca (m³/s)

QN-803 MEJORADA (TABLACHACA)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	90.56	280.64	273.66	122.11	69.84	52.66	46.84	41.50	43.58	44.80	41.01	63.11	97.53
1966	119.84	126.19	172.43	67.94	62.13	45.12	35.62	40.49	38.01	62.39	89.93	194.64	87.89
1967	148.18	423.11	349.63	218.04	106.26	84.44	88.32	56.85	56.91	91.32	57.60	80.49	146.76
1968	155.23	186.88	292.15	106.17	62.67	52.03	47.13	50.16	42.28	47.64	78.30	112.71	102.78
1969	88.86	143.63	149.84	153.64	59.48	48.58	42.54	45.10	37.92	49.51	47.36	133.45	83.33
1970	429.23	306.73	186.55	169.72	109.73	56.54	47.90	41.61	51.52	45.50	46.24	119.11	134.20
1971	211.49	287.88	338.52	191.74	72.47	49.52	41.93	40.14	31.22	39.24	36.70	72.87	117.81
1972	202.07	220.45	473.89	386.17	118.55	64.61	49.18	45.84	40.66	52.61	47.62	97.64	149.94
1973	338.75	303.27	479.52	377.90	120.57	77.52	56.06	48.60	66.45	58.28	144.15	145.34	184.70
1974	301.73	471.87	246.94	197.53	109.49	77.50	61.31	62.52	47.45	45.36	45.52	48.30	142.96
1975	104.08	187.30	438.20	134.95	97.54	56.50	45.08	41.88	39.40	39.21	56.57	83.57	110.36
1976	266.45	331.90	290.46	148.97	75.88	63.76	46.35	44.36	60.08	41.92	39.75	43.78	121.14
1977	87.82	226.66	281.68	102.81	80.41	47.41	44.06	34.33	32.79	29.21	96.89	66.38	94.20
1978	193.29	325.16	143.36	101.68	53.85	37.55	36.80	40.36	35.94	37.41	66.16	79.74	95.94
1979	81.42	227.55	286.77	128.66	60.86	40.22	35.73	32.37	33.66	28.82	35.12	33.23	85.37
1980	65.49	99.44	184.67	90.82	33.46	32.31	28.36	29.37	26.98	60.75	54.77	74.86	65.11
1981	149.50	560.29	301.25	114.44	60.10	46.82	44.09	45.94	41.10	64.88	120.50	112.47	138.45
1982	214.58	391.15	229.96	136.57	65.37	43.09	37.19	25.81	30.85	55.90	120.34	80.62	119.29
1983	91.77	62.87	122.78	91.17	41.07	35.57	26.34	35.92	26.70	34.66	25.29	42.63	53.06
1984	134.39	505.22	407.70	229.62	80.18	50.46	41.77	38.95	46.07	56.27	72.60	153.66	151.41
1985	142.10	197.44	232.00	222.17	95.00	74.78	58.03	50.61	61.64	55.49	59.51	87.53	111.36
1986	255.92	507.96	477.33	293.70	193.99	90.45	76.85	62.61	67.72	56.33	60.58	87.81	185.94
1987	377.88	253.43	150.65	81.89	70.68	58.32	48.21	44.09	31.93	33.67	47.27	93.37	107.62
1988	245.66	288.75	208.44	208.01	88.05	56.61	51.13	44.53	34.43	47.30	40.76	65.75	114.95
1989	203.74	262.51	365.39	230.60	86.83	69.63	47.13	42.44	46.33	49.09	56.18	47.88	125.65
1990	126.94	77.88	88.37	56.35	49.10	52.03	39.25	33.92	38.74	51.95	121.41	122.01	71.50
1991	118.23	105.97	218.58	114.73	77.72	48.90	41.37	37.05	43.01	40.84	43.54	38.42	77.36
1992	57.95	47.45	93.05	48.50	29.11	28.66	25.05	24.93	25.07	28.24	26.65	26.18	38.40
1993	80.54	196.45	201.59	144.47	88.61	42.03	35.15	30.64	26.46	40.69	105.70	226.99	101.61
1994	200.86	440.31	299.33	237.56	96.93	55.76	53.20	48.36	50.67	49.79	50.66	43.09	135.54
1995	108.09	126.21	232.99	136.73	57.67	46.48	40.02	39.82	34.62	38.46	49.44	51.87	80.20
1996	141.29	242.55	195.74	166.34	64.11	42.50	40.32	37.26	35.92	36.36	37.57	61.55	91.79
1997	135.17	251.21	168.06	67.27	49.91	42.15	37.58	28.83	38.39	39.70	67.59	85.91	84.31
1998	185.16	226.31	203.32	138.31	53.25	40.29	36.44	26.63	34.76	43.65	45.79	64.87	91.57
1999	103.43	287.05	270.39	182.62	89.01	51.53	50.92	44.18	45.40	50.64	37.18	83.24	107.97
2000	196.54	380.22	361.38	180.01	86.97	54.41	50.41	42.59	45.98	68.59	44.43	76.55	132.34
2001	308.81	257.62	355.47	160.98	84.21	65.47	59.50	51.25	54.09	54.37	64.69	87.77	133.69
2002	71.30	233.46	265.23	147.21	75.58	57.69	56.14	46.53	48.34	56.96	91.20	140.05	107.47
2003	157.52	264.15	326.29	218.04	86.77	59.93	50.75	50.89	46.43	43.52	47.81	94.79	120.57
2004	79.80	199.93	150.59	91.32	57.36	48.56	47.58	43.12	49.22	52.04	63.04	127.18	84.15
2005	143.07	140.65	176.26	117.69	55.30	43.73	43.76	39.44	38.17	47.64	39.54	62.59	78.99
2006	140.91	197.09	223.47	181.41	62.46	50.02	41.30	37.16	38.73	43.37	76.30	94.68	98.91
2007	160.81	135.87	219.86	167.10	74.59	48.74	40.90	38.12	37.79	40.21	44.77	58.75	88.96
2008	179.62	223.13	180.38	74.30	46.82	42.72	37.61	35.83	33.49	45.17	36.47	53.25	82.40
2009	118.22	213.95	210.83	198.12	72.83	48.68	41.43	37.47	36.99	36.79	65.56	257.24	111.51
2010	369.94	289.65	316.75	214.93	70.26	54.09	38.58	36.58	43.13	43.68	35.03	106.94	134.96
2011	270.37	573.87	399.74	356.59	139.68	84.84	68.99	58.87	62.11	59.92	65.17	140.65	190.07
2012	173.85	338.38	268.43	242.83	101.61	72.30	51.39	42.70	47.65	52.55	68.80	205.58	138.84
2013	259.66	317.09	258.11	125.54	61.09	65.59	64.95	67.46	60.49	60.92	90.13	153.91	132.08
2014	232.53	233.23	266.10	135.14	96.76	52.35	46.94	44.19	47.73	55.23	52.21	73.79	111.35
2015	205.06	270.44	251.76	158.33	82.98	60.27	46.06	40.71	43.03	45.62	52.87	94.53	112.64
2016	88.85	188.80	169.09	94.96	55.93	40.77	42.93	36.38	38.04	40.97	36.61	47.24	73.38
Prom	175.28	262.25	258.75	162.78	77.71	54.09	46.39	42.06	42.62	47.99	60.52	94.24	110.39

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 48: Caudales mensuales naturalizados en Cut Off (m^3/s)

QN-804 CUT OFF													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	2.82	0.60	4.88	3.15	1.19	0.89	1.53	1.34	2.43	2.84	3.36	1.81	2.24
1966	4.35	1.56	1.55	0.98	1.72	1.51	0.99	1.81	2.07	2.08	3.27	3.50	2.12
1967	4.78	4.63	2.85	2.70	0.59	1.93	1.84	1.31	1.39	2.56	1.91	1.57	2.34
1968	2.12	1.65	1.05	0.71	1.10	2.19	1.45	1.64	2.31	2.12	3.11	3.22	1.89
1969	2.44	4.23	0.80	1.82	1.62	0.98	1.28	3.19	1.71	0.15	2.07	4.35	2.05
1970	0.44	1.20	0.95	0.10	0.40	1.00	1.26	2.06	1.12	3.02	1.68	1.01	1.19
1971	1.53	2.10	0.94	0.11	0.95	0.92	1.54	2.09	1.38	2.08	1.72	2.98	1.53
1972	2.41	1.99	1.76	0.10	0.82	1.45	1.36	2.08	2.39	2.55	2.39	1.74	1.75
1973	1.29	1.21	2.10	1.79	1.55	1.49	1.13	1.47	0.64	0.16	0.62	1.13	1.21
1974	2.16	1.65	0.33	0.17	2.39	1.84	1.75	1.57	0.85	1.68	2.97	3.57	1.74
1975	2.90	4.45	1.34	0.49	0.58	1.24	1.11	1.18	1.26	1.93	1.99	1.77	1.69
1976	2.49	2.23	1.27	0.40	0.61	0.37	0.92	0.91	2.25	1.45	1.36	1.52	1.31
1977	4.45	1.50	2.30	2.81	2.47	1.66	0.90	1.05	0.88	0.84	2.22	2.77	1.99
1978	3.66	2.32	3.48	2.75	1.87	1.48	1.35	1.41	1.26	1.28	2.68	2.03	2.13
1979	2.87	3.70	3.04	2.47	2.62	1.96	0.67	0.99	0.47	0.74	1.71	1.92	1.93
1980	2.83	2.96	3.41	3.06	2.44	2.10	1.53	1.68	1.72	3.36	3.70	2.42	2.60
1981	3.96	2.47	2.20	1.24	1.93	0.74	0.17	0.08	0.44	0.63	0.75	0.54	1.26
1982	2.66	1.70	0.49	0.87	1.47	1.02	0.39	1.22	1.43	2.05	1.79	3.00	1.51
1983	3.37	3.98	4.33	3.44	2.40	1.97	0.22	0.67	1.17	1.71	1.34	3.23	2.32
1984	3.14	2.10	0.92	1.80	1.66	0.41	0.80	0.63	0.67	1.73	0.88	2.39	1.43
1985	2.59	3.58	4.28	0.91	2.36	1.61	1.65	1.33	0.71	0.76	0.56	2.77	1.92
1986	1.29	1.46	0.92	0.62	1.40	0.25	1.56	1.33	2.03	1.85	1.49	0.74	1.24
1987	1.98	3.79	3.91	2.49	1.38	1.32	1.10	1.46	0.99	1.05	0.84	2.69	1.92
1988	2.76	5.67	3.99	3.97	2.17	0.58	0.71	1.36	0.88	1.58	2.83	0.09	2.22
1989	0.53	1.75	2.01	1.03	0.82	1.01	0.90	1.12	1.60	0.21	2.09	0.28	1.11
1990	0.87	0.57	1.96	2.78	2.03	2.69	1.95	2.15	2.00	3.14	2.87	2.62	2.14
1991	2.69	3.48	0.24	0.41	1.63	1.42	1.35	0.83	0.69	0.19	1.30	1.41	1.30
1992	2.82	2.73	3.76	2.43	1.60	1.65	1.34	1.85	1.18	2.01	1.64	0.01	1.92
1993	3.04	2.66	2.19	0.39	0.30	1.67	1.27	1.28	1.43	1.92	3.27	4.14	1.96
1994	2.62	2.00	2.48	0.95	0.35	0.44	0.51	1.36	1.15	2.20	2.32	2.60	1.58
1995	4.10	4.59	5.97	3.50	1.86	1.45	1.53	1.56	1.90	2.15	2.43	2.91	2.83
1996	3.78	3.92	4.61	4.84	2.54	2.11	1.85	2.13	1.86	2.15	2.62	3.55	3.00
1997	3.57	5.88	3.07	1.44	0.92	0.67	0.95	1.07	1.41	1.79	2.09	2.90	2.15
1998	4.64	5.38	5.87	3.58	1.83	1.56	1.92	1.61	1.23	1.90	1.22	1.27	2.67
1999	2.32	7.42	4.86	5.62	2.56	1.03	1.05	1.59	2.61	2.14	1.99	3.42	3.05
2000	1.65	2.75	2.87	1.77	1.24	0.86	0.82	0.85	0.75	1.12	0.76	0.96	1.37
2001	3.64	1.38	2.60	1.81	1.25	1.14	1.08	0.95	0.20	0.72	0.95	0.96	1.39
2002	2.09	3.91	6.44	3.40	1.92	1.54	1.89	1.84	2.38	2.86	2.92	3.64	2.90
2003	3.79	4.59	8.12	4.84	2.12	1.21	1.45	1.93	0.92	1.93	1.05	3.19	2.93
2004	1.81	3.99	3.18	2.27	1.00	1.38	1.66	1.83	1.34	2.62	2.89	4.68	2.39
2005	4.21	4.73	5.13	3.76	2.02	1.70	1.90	2.91	1.31	1.42	1.52	1.74	2.70
2006	4.54	5.19	5.58	3.03	1.09	0.83	1.29	1.74	1.38	1.38	2.59	3.87	2.71
2007	5.08	4.33	4.51	4.24	2.81	1.77	1.29	1.32	1.37	1.63	1.67	1.99	2.67
2008	4.14	5.07	3.85	2.44	1.74	1.81	1.36	1.46	1.39	1.43	1.48	1.85	2.33
2009	3.79	4.95	4.38	3.55	2.31	1.64	1.50	1.41	1.42	1.61	2.19	3.06	2.65
2010	4.24	3.90	4.36	2.48	1.67	1.30	0.98	0.79	0.80	0.96	0.87	2.34	2.06
2011	3.98	6.65	3.84	4.45	2.53	2.48	2.26	1.52	1.58	1.54	1.68	2.62	2.93
2012	4.11	5.20	3.64	3.98	2.25	1.75	1.35	0.82	0.78	1.38	2.51	4.15	2.66
2013	5.58	6.01	5.98	2.91	2.66	2.67	2.71	1.87	1.61	1.68	1.95	2.17	3.15
2014	2.93	3.18	5.47	3.50	2.77	1.77	1.44	1.11	1.10	1.33	1.55	1.96	2.34
2015	3.03	2.24	2.36	1.99	1.65	1.81	1.21	0.76	1.38	1.07	1.33	1.79	1.72
2016	1.68	2.11	2.68	2.04	1.45	0.89	1.05	1.21	1.25	1.24	0.95	1.07	1.47
Prom	3.01	3.33	3.17	2.28	1.67	1.41	1.29	1.44	1.35	1.65	1.92	2.30	2.07

FUENTE: STATKRAFT PERU S.A. (2017)

Tabla 49: Caudales mensuales naturalizados en Taza Vieja. Incluye aporte de QN-808
(m^3/s)

QN-805													
TAZA VIEJA (INCLUYE APORTE DE QN-808)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.91	1.23	0.61	0.90	0.47	0.71	0.48	0.80	0.69	0.77	0.65	0.65	0.74
1966	0.75	1.11	0.60	0.22	0.44	0.75	0.75	0.49	0.44	0.62	0.23	0.50	0.58
1967	0.36	1.67	1.25	0.84	0.58	0.47	0.47	0.65	0.56	1.35	1.52	0.84	0.88
1968	1.00	1.05	1.16	0.70	0.59	0.47	0.39	0.55	0.36	1.14	0.77	0.72	0.74
1969	1.01	0.92	0.66	0.71	0.68	0.40	0.65	0.38	0.29	1.20	0.69	0.75	0.69
1970	1.48	0.68	0.62	0.59	0.42	0.31	0.46	0.28	0.52	0.37	0.32	0.52	0.55
1971	0.52	0.70	0.91	0.64	0.28	0.24	0.28	0.24	0.42	0.51	0.30	0.50	0.46
1972	0.56	0.63	1.71	1.08	0.29	0.17	0.32	0.36	0.51	0.41	0.38	0.46	0.57
1973	1.01	1.57	2.20	0.87	0.45	0.33	0.55	0.30	0.40	0.77	0.41	1.10	0.83
1974	0.92	1.38	2.11	0.58	0.41	0.37	0.78	0.78	0.66	0.42	0.52	0.38	0.77
1975	0.46	0.61	1.29	0.49	0.58	0.30	0.23	0.35	0.22	0.88	0.30	0.43	0.51
1976	0.92	1.29	1.04	0.47	0.30	0.49	0.31	0.46	0.51	0.48	0.51	0.55	0.61
1977	0.35	1.04	0.84	0.45	0.40	0.32	0.48	0.55	0.51	0.82	0.58	0.94	0.61
1978	0.63	1.72	0.82	0.64	0.62	0.58	0.48	0.34	0.55	0.46	0.82	1.04	0.73
1979	0.44	1.20	1.43	0.84	0.54	0.56	0.79	0.66	0.55	0.62	0.43	0.70	0.73
1980	0.53	0.72	0.65	0.37	0.34	0.44	0.63	0.67	0.75	0.56	0.48	0.62	0.56
1981	0.60	2.23	1.83	0.50	0.43	0.58	0.34	0.67	0.48	0.77	0.79	0.69	0.83
1982	0.95	1.82	0.73	0.51	0.56	0.74	0.64	0.76	0.72	0.75	0.83	0.90	0.82
1983	0.93	0.40	0.52	0.51	0.33	0.32	0.77	0.78	0.56	0.62	0.96	0.46	0.60
1984	0.42	1.84	1.76	1.02	0.47	0.47	0.59	0.49	1.00	0.79	1.32	1.05	0.94
1985	0.61	0.74	1.12	0.75	0.45	0.71	0.48	0.47	0.69	0.92	1.21	0.64	0.73
1986	1.18	1.91	1.58	1.33	0.47	0.47	0.44	0.69	0.65	0.56	0.69	0.87	0.90
1987	1.45	1.46	0.98	0.46	0.67	0.71	0.82	0.55	0.89	0.89	0.88	0.90	0.89
1988	0.66	0.60	0.52	0.50	0.38	0.41	0.50	0.74	0.66	0.32	0.51	0.40	0.52
1989	0.70	1.06	0.76	0.78	0.66	0.51	0.48	0.48	0.55	0.65	0.58	0.70	0.66
1990	1.38	0.99	0.91	0.59	0.58	0.52	0.38	0.54	0.80	0.76	1.03	1.02	0.79
1991	1.27	0.67	1.40	0.35	0.56	0.69	0.47	0.44	0.25	0.38	0.54	0.54	0.63
1992	0.64	0.42	0.58	0.31	0.31	0.22	0.53	0.08	1.30	0.56	0.62	0.60	0.51
1993	0.97	1.76	0.71	0.56	0.61	0.66	0.76	0.65	0.59	0.83	1.00	1.36	0.87
1994	0.70	1.62	1.41	1.36	0.71	0.66	0.48	0.44	0.48	0.31	0.32	0.43	0.74
1995	0.46	0.59	0.83	0.60	0.56	0.65	0.61	0.52	0.63	0.57	0.47	0.34	0.57
1996	0.62	0.91	0.86	0.79	0.41	0.32	0.40	0.14	0.14	0.16	0.48	0.47	0.47
1997	0.59	1.20	0.86	0.34	0.42	0.79	0.23	0.54	0.52	0.55	0.54	0.82	0.62
1998	0.91	1.15	1.06	0.61	0.50	0.67	0.51	0.70	0.20	0.61	0.34	0.52	0.65
1999	0.43	1.92	1.12	0.86	0.07	0.65	0.64	0.69	0.43	0.52	0.76	0.93	0.75
2000	1.15	1.93	2.01	1.24	0.87	0.60	0.58	0.60	0.53	0.79	0.53	0.67	0.96
2001	2.55	0.97	1.82	1.27	0.87	0.80	0.76	0.66	0.14	0.50	0.67	0.67	0.97
2002	0.53	0.99	1.62	0.86	0.48	0.39	0.48	0.46	0.60	0.72	0.74	0.92	0.73
2003	0.61	0.63	0.90	0.91	0.69	0.70	0.59	0.50	0.50	0.59	0.53	0.90	0.67
2004	1.18	1.16	1.19	1.06	1.27	0.61	0.88	0.82	0.93	1.13	1.31	0.99	1.04
2005	0.64	0.89	0.86	0.55	0.40	0.40	0.41	0.41	0.43	0.51	0.51	0.55	0.54
2006	0.95	1.32	1.28	0.81	0.59	0.59	0.61	0.61	0.63	0.76	0.76	0.81	0.81
2007	3.56	3.03	3.16	2.97	1.97	1.24	0.91	0.92	0.96	1.14	1.17	1.39	1.87
2008	2.90	3.56	2.70	1.71	1.22	1.27	0.95	1.02	0.97	1.00	1.04	1.30	1.64
2009	2.66	3.47	3.07	2.49	1.62	1.15	1.05	0.99	1.00	1.13	1.54	2.15	1.86
2010	2.97	2.74	3.06	1.74	1.17	0.91	0.69	0.56	0.56	0.68	0.61	1.64	1.44
2011	2.79	4.66	2.69	3.12	1.77	1.74	1.59	1.07	1.11	1.08	1.18	1.84	2.05
2012	2.88	3.64	2.55	2.79	1.58	1.23	0.95	0.58	0.55	0.97	1.76	2.91	1.86
2013	3.91	4.22	4.20	2.04	1.87	1.87	1.90	1.31	1.13	1.18	1.37	1.52	2.21
2014	2.05	2.23	3.84	2.45	1.94	1.24	1.01	0.78	0.77	0.93	1.09	1.37	1.64
2015	2.12	1.57	1.66	1.40	1.16	1.27	0.85	0.53	0.97	0.75	0.93	1.25	1.20
2016	1.18	1.48	1.88	1.43	1.01	0.63	0.73	0.85	0.87	0.87	0.66	0.75	1.03
Prom	1.19	1.52	1.46	1.00	0.71	0.66	0.64	0.59	0.62	0.72	0.75	0.88	0.90

FUENTE: STATKRAFT PERU S.A. (2017)

Tabla 50: Caudales mensuales naturalizados en embalse Pomacocha (m^3/s)

QN-806 POMACOCHA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	1.49	3.20	2.99	1.52	0.94	0.91	0.55	0.66	0.79	0.99	1.01	1.41	1.37
1966	2.55	1.93	2.48	1.37	0.88	0.71	0.66	0.89	0.83	1.62	1.43	2.69	1.50
1967	2.17	5.07	4.52	2.10	1.47	1.05	0.91	0.82	0.59	1.16	1.01	1.16	1.84
1968	3.31	1.78	2.62	1.60	1.18	0.88	0.73	0.61	0.84	1.23	1.34	1.91	1.50
1969	1.18	2.03	2.71	2.49	0.98	0.73	0.62	0.42	0.53	1.00	0.94	2.62	1.35
1970	4.16	3.15	2.36	2.69	1.60	0.89	0.69	0.57	1.11	1.24	0.98	1.83	1.77
1971	2.25	3.56	4.59	2.84	1.17	0.92	0.57	0.54	0.65	0.93	0.83	1.56	1.70
1972	2.27	2.48	4.16	3.23	1.25	0.69	0.63	0.55	0.65	1.13	0.88	1.60	1.63
1973	2.78	3.83	4.45	3.56	1.58	1.08	0.91	0.81	1.05	1.51	1.61	2.82	2.17
1974	3.48	4.11	4.37	3.07	0.47	0.41	0.30	0.41	0.89	1.22	1.46	1.51	1.81
1975	1.52	1.86	4.17	2.22	1.73	0.76	0.89	1.00	0.97	0.86	0.90	1.41	1.52
1976	3.26	4.11	4.06	2.48	1.44	1.24	1.10	1.19	1.05	0.93	1.18	1.49	1.96
1977	1.76	3.67	2.86	1.59	1.26	0.77	1.30	0.91	1.20	1.17	1.98	1.63	1.67
1978	2.31	4.12	2.04	1.23	0.84	0.66	0.86	0.71	1.25	0.96	1.13	1.14	1.44
1979	0.95	3.38	4.17	2.13	0.97	0.81	1.01	0.87	0.98	1.15	0.70	1.08	1.52
1980	1.79	1.53	2.06	1.13	0.65	0.55	1.05	0.62	0.64	1.60	1.41	2.04	1.25
1981	2.12	4.83	3.36	2.01	1.05	1.54	1.55	1.45	1.37	2.06	2.27	3.27	2.24
1982	2.64	4.50	2.94	1.98	0.88	0.80	1.09	0.83	0.60	1.53	2.15	1.78	1.81
1983	1.99	1.47	1.83	1.52	0.91	0.80	1.60	1.24	1.05	1.15	0.87	2.01	1.37
1984	1.72	5.15	4.26	3.26	1.60	1.13	0.86	1.14	1.07	1.29	1.26	2.37	2.09
1985	1.79	3.01	3.72	3.43	1.15	0.84	0.80	0.80	1.20	1.11	1.46	1.46	1.73
1986	2.93	4.41	4.50	3.39	2.61	1.24	1.15	0.87	1.12	1.12	1.30	1.82	2.20
1987	2.71	2.97	2.17	1.09	0.81	0.73	0.96	0.53	1.01	0.77	1.02	1.80	1.38
1988	3.01	3.06	2.74	2.45	1.22	1.10	1.04	0.43	0.97	0.65	0.73	1.34	1.56
1989	2.50	4.03	3.91	2.54	1.27	1.20	1.05	0.90	0.79	1.24	1.17	1.03	1.80
1990	2.35	3.14	3.26	0.71	0.47	0.41	0.44	0.81	0.95	0.88	1.21	1.46	1.34
1991	1.44	2.08	3.81	1.43	0.98	0.76	0.47	0.99	1.16	1.48	0.90	1.26	1.40
1992	1.52	0.96	1.07	0.72	0.47	0.49	0.43	1.05	0.89	0.68	1.75	1.75	0.98
1993	1.77	3.01	3.12	2.56	1.15	0.56	0.60	0.52	0.71	0.92	1.76	2.82	1.62
1994	3.01	4.47	4.23	3.75	1.75	1.16	1.06	1.64	1.57	1.19	1.11	0.81	2.15
1995	2.29	1.50	2.55	1.75	1.15	0.65	0.48	0.41	0.43	0.78	0.69	0.76	1.12
1996	1.45	2.88	2.75	2.32	0.84	0.58	0.60	0.63	0.83	0.83	0.79	1.04	1.29
1997	2.16	3.56	1.86	0.87	0.56	0.40	0.58	0.65	0.85	1.08	1.27	1.76	1.30
1998	2.81	3.26	3.55	2.16	1.10	0.94	1.16	0.97	0.75	1.15	0.74	0.77	1.61
1999	1.41	4.49	2.94	3.27	1.52	0.71	0.64	0.96	1.58	1.30	1.20	2.07	1.84
2000	2.83	3.53	4.43	2.65	1.41	0.76	0.74	0.81	1.19	1.28	1.18	1.62	1.87
2001	3.77	3.03	5.27	2.27	1.21	0.71	0.77	0.76	0.91	1.08	1.66	1.40	1.90
2002	1.26	2.36	3.90	2.06	1.16	0.93	1.14	1.12	1.44	1.73	1.76	2.20	1.76
2003	2.29	2.78	4.91	2.93	1.28	0.73	0.88	1.17	0.56	1.17	0.64	1.93	1.77
2004	1.10	2.41	1.93	1.37	0.60	0.84	1.00	1.11	0.81	1.59	1.75	2.83	1.44
2005	2.54	2.86	3.10	2.28	1.22	1.03	1.15	1.76	0.79	0.86	0.92	1.05	1.63
2006	2.75	3.14	3.37	1.83	0.66	0.51	0.78	1.05	0.84	0.84	1.57	2.34	1.64
2007	3.15	3.03	3.00	2.18	0.98	0.84	0.56	0.60	0.59	0.73	0.70	1.05	1.45
2008	2.42	2.86	2.28	1.44	1.03	1.07	0.80	0.86	0.82	0.84	0.50	1.14	1.34
2009	2.20	3.80	2.93	2.69	0.78	0.22	0.28	0.28	0.18	0.20	1.42	3.08	1.51
2010	4.37	4.24	3.82	2.21	0.92	0.55	0.56	0.63	0.99	0.44	0.91	2.72	1.86
2011	3.96	6.23	5.08	4.77	2.02	0.66	0.41	0.45	0.63	0.32	1.02	1.96	2.29
2012	2.62	5.16	3.80	3.40	1.37	0.73	0.67	0.87	1.25	1.38	1.45	2.47	2.10
2013	2.56	4.02	5.14	2.31	1.19	0.94	1.41	1.65	1.08	1.12	1.06	1.68	2.01
2014	2.86	2.68	4.94	1.96	1.62	0.95	0.91	0.93	1.01	0.99	1.30	1.84	1.83
2015	3.17	3.57	4.00	2.38	1.37	0.95	0.74	0.72	0.54	0.55	0.90	1.45	1.70
2016	1.46	3.54	3.87	1.85	1.11	0.89	0.91	0.93	1.01	1.21	1.33	1.95	1.67
Prom	2.39	3.30	3.44	2.25	1.15	0.82	0.83	0.85	0.91	1.08	1.20	1.77	1.67

FUENTE: STATKRAFT PERU S.A. (2017)

Tabla 51: Caudales mensuales naturalizados en embalse Huallacocha Baja (m³/s)

QN-807 HUALLACOCHA BAJA													Prom
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.39	0.84	0.78	0.40	0.25	0.24	0.14	0.17	0.21	0.26	0.27	0.37	0.36
1966	0.67	0.51	0.65	0.36	0.23	0.19	0.17	0.23	0.22	0.42	0.37	0.70	0.39
1967	0.57	1.33	1.19	0.55	0.39	0.27	0.24	0.21	0.15	0.30	0.27	0.30	0.48
1968	0.87	0.47	0.69	0.42	0.31	0.23	0.19	0.16	0.22	0.32	0.35	0.50	0.39
1969	0.31	0.53	0.71	0.65	0.26	0.19	0.16	0.11	0.14	0.26	0.25	0.69	0.35
1970	1.09	0.83	0.62	0.70	0.42	0.23	0.18	0.15	0.29	0.33	0.26	0.48	0.46
1971	0.59	0.93	1.20	0.75	0.31	0.24	0.15	0.14	0.17	0.24	0.22	0.41	0.45
1972	0.59	0.65	1.09	0.85	0.33	0.18	0.17	0.15	0.17	0.30	0.23	0.42	0.43
1973	0.73	1.00	1.17	0.93	0.41	0.28	0.24	0.21	0.27	0.40	0.42	0.74	0.57
1974	0.91	1.08	1.14	0.80	0.12	0.11	0.08	0.11	0.23	0.32	0.38	0.39	0.47
1975	0.40	0.49	1.09	0.58	0.45	0.20	0.23	0.26	0.25	0.23	0.24	0.37	0.40
1976	0.85	1.08	1.06	0.65	0.38	0.33	0.29	0.31	0.28	0.24	0.31	0.39	0.51
1977	0.46	0.96	0.75	0.42	0.33	0.20	0.34	0.24	0.32	0.31	0.52	0.43	0.44
1978	0.61	1.08	0.54	0.32	0.22	0.17	0.22	0.19	0.33	0.25	0.30	0.30	0.38
1979	0.25	0.89	1.09	0.56	0.25	0.21	0.26	0.23	0.26	0.30	0.18	0.28	0.40
1980	0.47	0.40	0.54	0.30	0.17	0.14	0.27	0.16	0.17	0.42	0.37	0.54	0.33
1981	0.56	1.27	0.88	0.53	0.28	0.40	0.41	0.38	0.36	0.54	0.60	0.86	0.59
1982	0.69	1.18	0.77	0.52	0.23	0.21	0.29	0.22	0.16	0.40	0.56	0.47	0.47
1983	0.52	0.38	0.48	0.40	0.24	0.21	0.42	0.33	0.27	0.30	0.23	0.53	0.36
1984	0.45	1.35	1.12	0.86	0.42	0.29	0.23	0.30	0.28	0.34	0.33	0.62	0.55
1985	0.47	0.79	0.98	0.90	0.30	0.22	0.21	0.21	0.31	0.29	0.38	0.38	0.45
1986	0.77	1.16	1.18	0.89	0.68	0.33	0.30	0.23	0.29	0.29	0.34	0.48	0.58
1987	0.71	0.78	0.57	0.29	0.21	0.19	0.25	0.14	0.27	0.20	0.27	0.47	0.36
1988	0.79	0.80	0.72	0.64	0.32	0.29	0.27	0.11	0.25	0.17	0.19	0.35	0.41
1989	0.66	1.06	1.02	0.67	0.33	0.31	0.27	0.24	0.21	0.32	0.31	0.27	0.47
1990	0.62	0.82	0.85	0.19	0.12	0.11	0.12	0.21	0.25	0.23	0.32	0.38	0.35
1991	0.38	0.55	1.00	0.37	0.26	0.20	0.12	0.26	0.31	0.39	0.24	0.33	0.37
1992	0.40	0.25	0.28	0.19	0.12	0.13	0.11	0.28	0.23	0.18	0.46	0.46	0.26
1993	0.46	0.79	0.82	0.67	0.30	0.15	0.16	0.14	0.19	0.24	0.46	0.74	0.43
1994	0.79	1.17	1.11	0.98	0.46	0.30	0.28	0.43	0.41	0.31	0.29	0.21	0.56
1995	0.60	0.39	0.67	0.46	0.30	0.17	0.13	0.11	0.11	0.20	0.18	0.20	0.29
1996	0.38	0.75	0.72	0.61	0.22	0.15	0.16	0.17	0.22	0.22	0.21	0.27	0.34
1997	0.57	0.93	0.49	0.23	0.15	0.11	0.15	0.17	0.22	0.28	0.33	0.46	0.34
1998	0.74	0.85	0.93	0.57	0.29	0.25	0.30	0.26	0.20	0.30	0.19	0.20	0.42
1999	0.37	1.18	0.77	0.86	0.40	0.19	0.17	0.25	0.41	0.34	0.32	0.54	0.48
2000	0.78	0.93	1.13	0.69	0.35	0.20	0.24	0.19	0.28	0.37	0.30	0.43	0.49
2001	0.99	0.78	1.37	0.62	0.29	0.19	0.22	0.24	0.26	0.26	0.41	0.35	0.50
2002	0.33	0.61	1.01	0.53	0.30	0.24	0.30	0.29	0.37	0.45	0.46	0.57	0.46
2003	0.60	0.72	1.28	0.76	0.33	0.19	0.23	0.30	0.14	0.30	0.17	0.50	0.46
2004	0.28	0.63	0.50	0.36	0.16	0.22	0.26	0.29	0.21	0.41	0.45	0.74	0.38
2005	0.66	0.74	0.81	0.59	0.32	0.27	0.30	0.46	0.21	0.22	0.24	0.27	0.42
2006	0.71	0.82	0.88	0.48	0.17	0.13	0.20	0.27	0.22	0.22	0.41	0.61	0.43
2007	0.82	0.79	0.78	0.57	0.26	0.22	0.15	0.16	0.15	0.19	0.18	0.27	0.38
2008	0.63	0.74	0.59	0.37	0.27	0.28	0.21	0.22	0.21	0.22	0.13	0.30	0.35
2009	0.52	0.99	1.05	1.11	0.26	0.17	0.07	0.08	0.06	0.20	0.50	0.83	0.48
2010	1.14	1.10	0.99	0.57	0.24	0.14	0.15	0.16	0.26	0.11	0.24	0.71	0.48
2011	1.03	1.62	1.32	1.24	0.52	0.17	0.11	0.12	0.16	0.08	0.27	0.51	0.60
2012	0.68	1.34	0.99	0.88	0.36	0.19	0.17	0.23	0.33	0.36	0.38	0.64	0.55
2013	0.66	1.05	1.34	0.60	0.31	0.25	0.37	0.43	0.28	0.29	0.28	0.44	0.52
2014	0.74	0.70	1.28	0.51	0.42	0.25	0.24	0.24	0.26	0.26	0.34	0.48	0.48
2015	0.82	0.93	1.04	0.62	0.36	0.25	0.19	0.19	0.14	0.14	0.24	0.38	0.44
2016	0.38	0.92	1.00	0.48	0.29	0.23	0.24	0.24	0.26	0.31	0.35	0.51	0.43
Prom	0.62	0.86	0.90	0.60	0.30	0.22	0.22	0.22	0.24	0.29	0.32	0.46	0.44

FUENTE: STATKRAFT PERU S.A. (2017)

Tabla 52: Caudales mensuales naturalizados en Toma Rumichaca (m³/s)

**QN-809
TOMA RUMICHACA**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.80	1.73	1.61	0.82	0.51	0.49	0.30	0.36	0.43	0.53	0.55	0.76	0.74
1966	1.38	1.04	1.34	0.74	0.48	0.38	0.36	0.48	0.45	0.87	0.77	1.45	0.81
1967	1.17	2.73	2.44	1.13	0.79	0.56	0.49	0.44	0.32	0.63	0.55	0.62	0.99
1968	1.79	0.96	1.41	0.87	0.63	0.48	0.39	0.33	0.45	0.66	0.73	1.03	0.81
1969	0.64	1.10	1.46	1.35	0.53	0.40	0.33	0.23	0.28	0.54	0.51	1.41	0.73
1970	2.24	1.70	1.27	1.45	0.86	0.48	0.37	0.31	0.60	0.67	0.53	0.99	0.96
1971	1.21	1.92	2.47	1.53	0.63	0.49	0.31	0.29	0.35	0.50	0.45	0.84	0.92
1972	1.22	1.34	2.24	1.74	0.67	0.37	0.34	0.30	0.35	0.61	0.47	0.86	0.88
1973	1.50	2.07	2.40	1.92	0.85	0.58	0.49	0.44	0.57	0.82	0.87	1.52	1.17
1974	1.88	2.22	2.36	1.66	0.25	0.22	0.16	0.22	0.48	0.66	0.79	0.81	0.97
1975	0.82	1.00	2.25	1.20	0.93	0.41	0.48	0.54	0.52	0.47	0.49	0.76	0.82
1976	1.76	2.21	2.19	1.34	0.78	0.67	0.59	0.64	0.57	0.50	0.63	0.80	1.06
1977	0.95	1.98	1.54	0.86	0.68	0.41	0.70	0.49	0.65	0.63	1.07	0.88	0.90
1978	1.25	2.22	1.10	0.66	0.45	0.36	0.46	0.38	0.67	0.52	0.61	0.61	0.78
1979	0.51	1.83	2.25	1.15	0.52	0.44	0.54	0.47	0.53	0.62	0.38	0.58	0.82
1980	0.97	0.82	1.11	0.61	0.35	0.30	0.56	0.33	0.34	0.86	0.76	1.10	0.68
1981	1.14	2.61	1.81	1.09	0.57	0.83	0.84	0.78	0.74	1.11	1.23	1.76	1.21
1982	1.42	2.43	1.59	1.07	0.48	0.43	0.59	0.45	0.32	0.83	1.16	0.96	0.98
1983	1.08	0.79	0.99	0.82	0.49	0.43	0.86	0.67	0.56	0.62	0.47	1.09	0.74
1984	0.93	2.78	2.30	1.76	0.87	0.61	0.46	0.61	0.57	0.69	0.68	1.28	1.13
1985	0.97	1.63	2.01	1.85	0.62	0.45	0.43	0.43	0.65	0.60	0.79	0.79	0.93
1986	1.58	2.38	2.43	1.83	1.41	0.67	0.62	0.47	0.61	0.60	0.70	0.98	1.19
1987	1.46	1.60	1.17	0.59	0.44	0.40	0.52	0.29	0.55	0.42	0.55	0.97	0.75
1988	1.62	1.65	1.48	1.32	0.66	0.59	0.56	0.23	0.52	0.35	0.39	0.72	0.84
1989	1.35	2.17	2.11	1.37	0.69	0.65	0.57	0.48	0.43	0.67	0.63	0.56	0.97
1990	1.27	1.69	1.76	0.38	0.25	0.22	0.24	0.44	0.51	0.48	0.65	0.79	0.72
1991	0.78	1.12	2.06	0.77	0.53	0.41	0.25	0.53	0.63	0.80	0.49	0.68	0.75
1992	0.82	0.52	0.58	0.39	0.25	0.26	0.23	0.57	0.48	0.37	0.94	0.94	0.53
1993	0.95	1.63	1.68	1.38	0.62	0.30	0.32	0.28	0.38	0.49	0.95	1.52	0.88
1994	1.62	2.41	2.28	2.03	0.94	0.63	0.57	0.88	0.85	0.64	0.60	0.43	1.16
1995	1.24	0.81	1.38	0.94	0.62	0.35	0.26	0.22	0.23	0.42	0.37	0.41	0.60
1996	0.78	1.55	1.48	1.25	0.46	0.31	0.32	0.34	0.45	0.45	0.42	0.56	0.70
1997	1.16	1.92	1.00	0.47	0.30	0.22	0.31	0.35	0.46	0.58	0.68	0.95	0.70
1998	1.51	1.76	1.92	1.17	0.60	0.51	0.63	0.53	0.40	0.62	0.40	0.42	0.87
1999	0.76	2.42	1.58	1.76	0.82	0.38	0.34	0.52	0.85	0.70	0.65	1.12	0.99
2000	1.54	1.90	2.39	1.43	0.76	0.40	0.43	0.43	0.61	0.71	0.64	0.87	1.01
2001	2.03	1.63	2.84	1.24	0.64	0.40	0.41	0.43	0.49	0.56	0.89	0.75	1.03
2002	0.68	1.28	2.10	1.11	0.63	0.50	0.62	0.60	0.78	0.93	0.95	1.19	0.95
2003	1.24	1.50	2.65	1.58	0.69	0.40	0.47	0.63	0.30	0.63	0.34	1.04	0.96
2004	0.59	1.30	1.04	0.74	0.33	0.45	0.54	0.60	0.44	0.86	0.94	1.53	0.78
2005	1.37	1.54	1.67	1.23	0.66	0.56	0.62	0.95	0.43	0.46	0.50	0.57	0.88
2006	1.48	1.69	1.82	0.99	0.35	0.27	0.42	0.57	0.45	0.45	0.85	1.26	0.88
2007	1.66	1.41	1.47	1.38	0.92	0.58	0.42	0.43	0.45	0.53	0.54	0.65	0.87
2008	1.35	1.65	1.26	0.79	0.57	0.59	0.44	0.48	0.45	0.47	0.48	0.60	0.76
2009	1.24	1.61	1.43	1.16	0.75	0.53	0.49	0.46	0.46	0.52	0.72	1.00	0.86
2010	1.38	1.27	1.42	0.81	0.55	0.42	0.32	0.26	0.26	0.31	0.28	0.76	0.67
2011	1.30	2.17	1.25	1.45	0.82	0.81	0.74	0.50	0.52	0.50	0.55	0.86	0.96
2012	1.34	1.70	1.19	1.30	0.73	0.57	0.44	0.27	0.25	0.45	0.82	1.35	0.87
2013	1.82	1.96	1.95	0.95	0.87	0.87	0.89	0.61	0.52	0.55	0.64	0.71	1.03
2014	0.96	1.04	1.78	1.14	0.90	0.58	0.47	0.36	0.36	0.43	0.51	0.64	0.76
2015	0.99	0.73	0.77	0.65	0.54	0.59	0.39	0.25	0.45	0.35	0.43	0.58	0.56
2016	0.55	0.69	0.87	0.67	0.47	0.29	0.34	0.39	0.41	0.40	0.31	0.35	0.48
Prom	1.23	1.65	1.71	1.15	0.63	0.47	0.47	0.45	0.49	0.59	0.64	0.90	0.86

FUENTE: STATKRAFT PERU S.A. (2017)

Tabla 53: Caudales mensuales naturalizados en embalse Huallacocha Alta (m³/s)

QN-810 HUALLACOCHA ALTA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.39	0.84	0.78	0.40	0.25	0.24	0.14	0.17	0.21	0.26	0.27	0.37	0.36
1966	0.67	0.50	0.65	0.36	0.23	0.19	0.17	0.23	0.22	0.42	0.37	0.70	0.39
1967	0.57	1.33	1.18	0.55	0.39	0.27	0.24	0.21	0.15	0.30	0.27	0.30	0.48
1968	0.87	0.47	0.69	0.42	0.31	0.23	0.19	0.16	0.22	0.32	0.35	0.50	0.39
1969	0.31	0.53	0.71	0.65	0.26	0.19	0.16	0.11	0.14	0.26	0.25	0.68	0.35
1970	1.09	0.82	0.62	0.70	0.42	0.23	0.18	0.15	0.29	0.33	0.26	0.48	0.46
1971	0.59	0.93	1.20	0.74	0.31	0.24	0.15	0.14	0.17	0.24	0.22	0.41	0.45
1972	0.59	0.65	1.09	0.85	0.33	0.18	0.17	0.15	0.17	0.30	0.23	0.42	0.43
1973	0.73	1.00	1.16	0.93	0.41	0.28	0.24	0.21	0.27	0.40	0.42	0.74	0.57
1974	0.91	1.07	1.14	0.80	0.12	0.11	0.08	0.11	0.23	0.32	0.38	0.39	0.47
1975	0.40	0.49	1.09	0.58	0.45	0.20	0.23	0.26	0.25	0.23	0.24	0.37	0.40
1976	0.85	1.07	1.06	0.65	0.38	0.33	0.29	0.31	0.28	0.24	0.31	0.39	0.51
1977	0.46	0.96	0.75	0.42	0.33	0.20	0.34	0.24	0.31	0.30	0.52	0.43	0.44
1978	0.60	1.08	0.53	0.32	0.22	0.17	0.22	0.19	0.33	0.25	0.30	0.30	0.38
1979	0.25	0.89	1.09	0.56	0.25	0.21	0.26	0.23	0.26	0.30	0.18	0.28	0.40
1980	0.47	0.40	0.54	0.29	0.17	0.14	0.27	0.16	0.17	0.42	0.37	0.53	0.33
1981	0.55	1.26	0.88	0.53	0.28	0.40	0.41	0.38	0.36	0.54	0.59	0.86	0.59
1982	0.69	1.18	0.77	0.52	0.23	0.21	0.29	0.22	0.16	0.40	0.56	0.46	0.47
1983	0.52	0.38	0.48	0.40	0.24	0.21	0.42	0.33	0.27	0.30	0.23	0.53	0.36
1984	0.45	1.35	1.11	0.85	0.42	0.29	0.23	0.30	0.28	0.34	0.33	0.62	0.55
1985	0.47	0.79	0.97	0.90	0.30	0.22	0.21	0.21	0.31	0.29	0.38	0.38	0.45
1986	0.77	1.15	1.18	0.89	0.68	0.33	0.30	0.23	0.29	0.29	0.34	0.48	0.58
1987	0.71	0.78	0.57	0.29	0.21	0.19	0.25	0.14	0.26	0.20	0.27	0.47	0.36
1988	0.79	0.80	0.72	0.64	0.32	0.29	0.27	0.11	0.25	0.17	0.19	0.35	0.41
1989	0.65	1.05	1.02	0.67	0.33	0.31	0.27	0.23	0.21	0.32	0.31	0.27	0.47
1990	0.62	0.82	0.85	0.19	0.12	0.11	0.12	0.21	0.25	0.23	0.32	0.38	0.35
1991	0.38	0.55	1.00	0.37	0.26	0.20	0.12	0.26	0.30	0.39	0.24	0.33	0.37
1992	0.40	0.25	0.28	0.19	0.12	0.13	0.11	0.27	0.23	0.18	0.46	0.46	0.26
1993	0.46	0.79	0.82	0.67	0.30	0.15	0.16	0.14	0.19	0.24	0.46	0.74	0.43
1994	0.79	1.17	1.11	0.98	0.46	0.30	0.28	0.43	0.41	0.31	0.29	0.21	0.56
1995	0.60	0.39	0.67	0.46	0.30	0.17	0.13	0.11	0.11	0.20	0.18	0.20	0.29
1996	0.38	0.75	0.72	0.61	0.22	0.15	0.16	0.17	0.22	0.22	0.21	0.27	0.34
1997	0.56	0.93	0.49	0.23	0.15	0.11	0.15	0.17	0.22	0.28	0.33	0.46	0.34
1998	0.73	0.85	0.93	0.57	0.29	0.25	0.30	0.26	0.20	0.30	0.19	0.20	0.42
1999	0.37	1.17	0.77	0.86	0.40	0.18	0.17	0.25	0.41	0.34	0.31	0.54	0.48
2000	0.74	0.89	1.18	0.71	0.38	0.18	0.23	0.21	0.26	0.36	0.32	0.41	0.49
2001	0.98	0.81	1.38	0.62	0.32	0.22	0.17	0.22	0.21	0.24	0.45	0.36	0.50
2002	0.33	0.62	1.03	0.54	0.31	0.25	0.30	0.29	0.38	0.46	0.47	0.58	0.46
2003	0.61	0.73	1.30	0.77	0.34	0.19	0.23	0.31	0.15	0.31	0.17	0.51	0.47
2004	0.29	0.64	0.51	0.36	0.16	0.22	0.26	0.29	0.21	0.42	0.46	0.75	0.38
2005	0.67	0.76	0.82	0.60	0.32	0.27	0.30	0.47	0.21	0.23	0.24	0.28	0.43
2006	0.72	0.83	0.89	0.48	0.17	0.13	0.21	0.28	0.22	0.22	0.41	0.62	0.43
2007	0.83	0.80	0.79	0.57	0.26	0.22	0.15	0.16	0.16	0.19	0.18	0.28	0.38
2008	0.64	0.75	0.60	0.38	0.27	0.28	0.21	0.23	0.22	0.22	0.13	0.30	0.35
2009	0.53	1.00	1.06	1.13	0.26	0.17	0.07	0.08	0.06	0.20	0.51	0.84	0.49
2010	1.15	1.12	1.01	0.58	0.24	0.15	0.15	0.17	0.26	0.12	0.24	0.72	0.49
2011	1.05	1.64	1.34	1.26	0.53	0.17	0.11	0.12	0.17	0.09	0.27	0.52	0.61
2012	0.69	1.36	1.00	0.90	0.36	0.19	0.18	0.23	0.33	0.36	0.38	0.65	0.55
2013	0.67	1.06	1.36	0.61	0.31	0.25	0.37	0.44	0.28	0.29	0.28	0.44	0.53
2014	0.76	0.71	1.30	0.52	0.43	0.25	0.24	0.25	0.27	0.26	0.34	0.48	0.48
2015	0.84	0.94	1.05	0.63	0.36	0.25	0.20	0.19	0.14	0.15	0.24	0.38	0.45
2016	0.38	0.93	1.02	0.49	0.29	0.24	0.24	0.25	0.27	0.32	0.35	0.51	0.44
Prom	0.63	0.87	0.91	0.60	0.30	0.22	0.22	0.22	0.24	0.29	0.32	0.46	0.44

FUENTE: STATKRAFT PERU S.A. (2017)

Tabla 54: Caudales mensuales naturalizados en Lagunas (3) Piñascocha (m³/s)

QN-814 LAGUNAS (3) (PIÑASCOCHA)													Prom
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.08	0.39	0.45	0.33	0.18	0.10	0.06	0.04	0.04	0.04	0.06	0.08	0.15
1966	0.26	0.33	0.47	0.20	0.14	0.06	0.04	0.02	0.06	0.10	0.20	0.75	0.22
1967	0.45	0.94	0.98	0.81	0.29	0.16	0.10	0.08	0.08	0.10	0.08	0.16	0.35
1968	0.35	0.45	0.73	0.37	0.16	0.08	0.08	0.08	0.06	0.08	0.10	0.33	0.24
1969	0.29	0.43	0.61	0.63	0.26	0.06	0.10	0.08	0.10	0.10	0.10	0.45	0.27
1970	1.32	1.08	0.67	0.63	0.39	0.18	0.12	0.08	0.10	0.10	0.08	0.31	0.42
1971	0.37	1.02	1.57	0.85	0.24	0.16	0.12	0.08	0.06	0.08	0.06	0.12	0.39
1972	0.31	0.41	1.93	0.98	0.33	0.16	0.12	0.08	0.06	0.10	0.12	0.20	0.40
1973	0.57	1.02	0.96	0.69	0.33	0.24	0.18	0.14	0.14	0.20	0.24	0.41	0.43
1974	0.75	1.02	0.69	0.45	0.29	0.22	0.18	0.14	0.18	0.16	0.16	0.16	0.37
1975	0.41	0.83	1.65	0.61	0.43	0.24	0.12	0.08	0.06	0.06	0.08	0.37	0.41
1976	0.87	1.10	1.32	1.04	0.41	0.22	0.14	0.08	0.12	0.06	0.04	0.08	0.46
1977	0.16	0.55	0.79	0.33	0.24	0.12	0.08	0.06	0.06	0.04	0.29	0.45	0.26
1978	0.49	0.71	0.31	0.39	0.20	0.07	0.04	0.06	0.06	0.10	0.14	0.26	0.24
1979	0.29	0.77	1.53	0.39	0.35	0.11	0.07	0.10	0.06	0.06	0.08	0.07	0.32
1980	0.24	0.57	0.65	0.39	0.11	0.07	0.10	0.06	0.06	0.20	0.16	0.39	0.25
1981	0.39	1.48	1.10	0.41	0.24	0.09	0.08	0.06	0.06	0.10	0.02	0.37	0.37
1982	0.81	1.28	0.69	0.65	0.26	0.07	0.08	0.04	0.04	0.08	0.37	0.57	0.41
1983	0.29	0.33	0.49	0.47	0.29	0.12	0.04	0.02	0.04	0.04	0.02	0.06	0.18
1984	0.18	1.18	1.30	0.92	0.39	0.18	0.07	0.08	0.06	0.08	0.14	0.43	0.42
1985	0.43	0.73	1.00	0.55	0.33	0.22	0.12	0.08	0.08	0.08	0.10	0.16	0.32
1986	1.20	1.81	1.14	0.67	0.31	0.24	0.11	0.16	0.14	0.14	0.14	0.16	0.52
1987	0.47	0.87	0.49	0.26	0.18	0.14	0.12	0.10	0.10	0.10	0.12	0.16	0.26
1988	0.57	0.90	0.75	0.71	0.37	0.14	0.14	0.10	0.08	0.10	0.08	0.10	0.34
1989	0.41	0.94	1.16	0.73	0.29	0.20	0.12	0.08	0.08	0.10	0.10	0.05	0.35
1990	0.18	0.22	0.29	0.12	0.08	0.08	0.08	0.06	0.08	0.12	0.39	0.39	0.17
1991	0.41	0.45	1.02	0.29	0.10	0.08	0.08	0.04	0.04	0.04	0.06	0.06	0.22
1992	0.08	0.06	0.18	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04	0.18	0.08	0.06	0.04	0.08
1993	0.12	0.55	0.49	0.33	0.47	0.26	0.10	0.04	0.02	0.01	0.16	0.45	0.25
1994	0.35	0.69	0.67	0.47	0.33	0.08	0.04	0.02	0.06	0.06	0.06	0.04	0.24
1995	0.31	0.18	0.39	0.20	0.10	0.08	0.12	0.20	0.26	0.06	0.14	0.08	0.18
1996	0.14	0.41	0.51	0.49	0.18	0.08	0.04	0.47	0.29	0.08	0.06	0.08	0.24
1997	0.48	0.53	0.46	0.14	0.39	0.15	0.39	0.44	0.09	0.07	0.04	0.20	0.28
1998	0.41	0.38	0.45	0.14	0.12	0.23	0.11	0.75	0.32	0.12	0.09	0.13	0.27
1999	0.13	1.29	1.02	1.25	0.30	0.33	0.09	0.01	0.10	0.09	0.14	0.23	0.41
2000	0.43	0.88	0.85	0.78	0.26	0.15	0.20	0.83	0.31	0.53	0.37	0.37	0.50
2001	0.69	0.54	1.13	0.52	0.34	0.15	0.09	0.21	0.24	0.15	0.35	0.28	0.39
2002	0.60	0.60	0.54	0.51	0.33	0.22	0.14	0.18	0.23	0.13	0.01	0.57	0.34
2003	0.56	0.76	1.51	0.29	0.12	0.16	0.21	0.29	0.26	0.18	0.16	0.28	0.40
2004	0.80	0.36	0.35	0.43	0.09	0.14	0.30	0.22	0.10	0.19	0.21	0.29	0.29
2005	0.75	0.44	0.57	0.41	0.07	0.13	0.00	0.01	0.00	0.18	0.11	0.13	0.23
2006	0.32	0.87	1.39	1.27	0.13	0.19	0.00	0.06	0.11	0.19	0.48	0.35	0.45
2007	0.78	0.54	1.13	2.18	0.38	0.00	0.11	0.06	0.03	0.03	0.04	0.20	0.46
2008	0.65	0.70	0.48	1.17	0.45	0.12	0.46	0.43	0.61	0.25	0.22	0.37	0.49
2009	0.24	0.71	0.73	0.36	0.18	0.13	0.01	0.04	0.19	0.65	0.46	0.54	0.35
2010	1.55	2.53	0.90	1.46	0.18	0.13	0.15	0.26	0.25	0.76	0.27	0.57	0.75
2011	1.37	2.47	1.05	0.98	0.18	0.08	0.12	0.11	0.17	0.19	0.09	0.15	0.58
2012	1.01	1.26	1.17	0.84	0.03	0.15	0.00	0.02	0.00	0.14	0.32	0.49	0.45
2013	0.90	2.92	2.06	0.26	0.28	0.15	0.04	0.02	0.02	0.02	0.12	0.35	0.60
2014	0.74	0.84	1.05	0.29	0.59	0.59	0.27	0.15	0.11	0.51	0.24	0.53	0.49
2015	1.80	1.18	1.64	1.17	1.34	0.13	0.08	0.06	0.15	0.34	0.30	0.23	0.70
2016	0.25	0.65	1.10	0.60	0.46	0.05	0.27	0.02	0.01	0.28	0.28	0.18	0.35
Prom	0.54	0.85	0.89	0.61	0.28	0.15	0.12	0.14	0.12	0.15	0.16	0.27	0.36

FUENTE: ELECTROPERU S.A. (2017)

Tabla 55: Caudales mensuales naturalizados en HuaylacanCHA (Cochas Túnel) (m³/s)

QN-815 HUAYLACANCHA (COCHAS TUNEL)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.90	3.37	4.17	1.86	1.56	1.04	0.87	0.87	0.93	1.04	1.39	1.15	1.60
1966	2.12	2.05	1.83	0.80	1.04	0.81	0.75	0.75	0.99	1.45	2.09	4.39	1.59
1967	2.47	6.25	6.54	4.84	3.13	1.85	1.33	1.04	1.16	1.56	1.91	1.15	2.77
1968	2.89	1.99	3.78	1.67	1.33	1.04	0.87	0.81	0.81	0.93	1.91	1.60	1.64
1969	1.48	2.37	3.69	3.46	2.03	1.33	1.10	0.87	1.16	1.74	1.91	3.17	2.03
1970	7.47	5.71	3.75	3.59	3.71	1.68	1.27	0.93	1.39	1.91	1.91	2.37	2.98
1971	3.62	5.74	9.30	4.91	2.32	1.33	1.10	0.99	0.93	1.22	1.22	1.41	2.84
1972	3.69	4.20	8.76	5.90	2.90	1.62	1.27	1.04	1.16	1.62	1.97	1.96	3.01
1973	2.92	8.02	6.48	3.59	3.54	2.43	1.68	1.33	1.51	2.49	2.84	2.57	3.28
1974	4.33	5.87	4.55	2.99	2.55	1.85	1.27	1.00	1.22	1.16	1.62	1.12	2.46
1975	2.24	1.96	5.52	2.37	3.42	1.97	1.04	0.75	0.87	1.16	1.97	1.89	2.10
1976	4.33	5.26	4.75	3.05	2.26	1.80	1.33	0.81	1.45	1.27	1.91	1.35	2.46
1977	1.73	3.05	4.46	1.96	2.72	1.68	1.04	0.87	1.10	1.45	3.07	1.54	2.06
1978	1.92	3.46	1.44	2.31	2.09	0.73	0.56	0.87	1.04	1.51	3.02	2.08	1.75
1979	1.64	3.05	5.58	1.69	2.38	0.90	0.73	0.99	1.10	1.33	1.97	0.58	1.83
1980	1.70	2.41	3.14	1.60	0.84	0.59	1.10	0.93	0.87	2.72	2.72	1.67	1.69
1981	1.57	5.90	4.43	1.67	1.74	0.70	0.87	0.99	0.93	1.10	1.80	1.51	1.93
1982	2.63	4.49	2.73	2.66	2.03	0.76	1.04	0.62	0.99	1.51	3.54	2.24	2.10
1983	1.27	1.86	2.79	2.12	2.20	1.45	0.66	0.66	1.27	1.51	1.68	1.38	1.57
1984	1.80	5.77	6.96	4.52	3.02	1.68	0.73	0.81	0.81	1.57	2.67	2.57	2.74
1985	2.85	4.75	7.06	3.88	3.82	2.43	1.27	0.99	1.10	1.22	1.39	1.92	2.72
1986	6.70	10.29	9.46	7.38	2.59	1.67	1.68	1.27	1.45	1.51	1.85	1.38	3.94
1987	4.17	6.35	3.43	1.99	2.26	1.45	1.16	1.10	1.22	1.62	3.01	2.41	2.51
1988	5.07	5.96	4.78	4.75	4.29	2.14	1.45	1.10	1.27	1.68	2.03	1.41	2.99
1989	4.94	9.27	10.17	6.83	4.35	2.67	1.97	1.33	0.99	2.03	2.55	0.65	3.98
1990	1.99	1.99	2.24	1.28	1.62	1.39	0.99	0.75	0.75	1.45	3.01	2.12	1.63
1991	2.21	2.57	6.99	2.66	2.61	1.57	1.25	0.70	0.93	1.56	1.91	1.09	2.17
1992	1.28	0.93	1.92	1.28	1.45	0.99	0.70	0.64	1.22	1.56	1.91	0.77	1.22
1993	1.48	3.62	6.73	3.56	3.02	2.03	2.43	0.93	0.73	0.66	2.72	3.01	2.58
1994	4.20	6.99	6.06	4.75	5.04	3.02	1.39	0.75	0.75	0.64	0.65	0.71	2.91
1995	1.57	1.51	2.92	1.51	1.10	0.75	2.72	3.01	2.78	1.27	1.80	0.96	1.83
1996	0.90	2.69	1.92	1.70	1.74	1.74	0.87	1.74	3.82	3.25	2.72	0.71	1.98
1997	1.26	2.75	3.00	0.67	0.52	2.05	2.10	8.18	3.28	1.32	0.53	2.29	2.33
1998	1.55	3.41	5.12	1.75	1.58	1.16	0.63	7.45	6.26	1.98	1.64	1.81	2.86
1999	0.74	6.47	6.06	8.26	2.81	1.26	0.66	0.05	0.47	0.78	1.23	1.35	2.51
2000	4.30	7.71	9.88	5.58	7.12	3.82	0.60	0.87	0.62	2.25	1.83	1.69	3.86
2001	5.22	4.89	8.83	8.91	1.61	0.57	0.27	0.42	0.42	0.61	1.63	1.34	2.89
2002	3.46	4.49	3.35	3.41	1.87	1.11	0.66	0.67	0.91	0.80	0.74	3.22	2.06
2003	3.87	6.48	11.16	2.16	1.10	1.13	1.16	0.47	0.49	0.96	4.64	3.60	3.10
2004	6.21	2.66	2.54	2.91	1.44	1.38	2.15	1.22	0.55	1.16	1.86	2.12	2.18
2005	3.02	2.21	2.63	1.91	2.13	1.11	0.82	0.59	0.69	0.98	1.03	0.98	1.51
2006	1.35	3.43	7.51	6.35	0.70	1.10	0.00	0.12	0.44	1.53	1.58	1.37	2.12
2007	3.93	2.70	8.28	11.36	1.88	0.00	0.02	0.30	0.36	0.45	0.41	1.80	2.62
2008	4.50	3.74	2.50	4.13	1.09	0.15	0.15	0.69	1.14	0.63	1.30	1.23	1.77
2009	1.83	4.13	5.38	2.34	1.11	0.79	0.63	0.00	1.38	3.14	2.72	3.70	2.26
2010	7.84	9.06	6.12	9.77	0.84	0.77	0.49	0.26	0.77	2.08	1.06	2.49	3.46
2011	3.47	10.14	6.66	5.70	1.48	1.14	1.67	1.30	1.21	1.26	1.81	0.56	3.03
2012	4.74	4.74	4.33	4.17	2.70	1.35	1.01	0.69	0.00	1.96	1.78	3.24	2.56
2013	2.92	6.57	4.15	0.74	1.43	0.65	0.26	0.13	0.37	0.19	0.66	1.37	1.62
2014	3.74	3.84	7.20	2.94	2.63	1.19	0.85	0.45	1.28	1.52	0.62	2.44	2.39
2015	5.03	4.32	6.25	3.86	2.29	1.32	0.96	0.99	1.19	2.08	2.81	3.63	2.89
2016	1.71	5.03	5.88	3.53	2.83	2.51	2.59	2.93	1.97	2.32	2.14	2.47	2.99
Prom	3.09	4.59	5.29	3.65	2.30	1.42	1.08	1.15	1.20	1.48	1.94	1.88	2.42

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 56: Caudales mensuales naturalizados en Lagunas (5) Quillón (m^3/s)

QN-811 LAGUNAS (5) QUILLON													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	1.41	4.79	4.17	1.67	0.80	0.64	0.61	0.57	0.58	0.62	0.71	1.01	1.47
1966	1.97	1.68	2.27	0.75	0.64	0.59	0.56	0.52	0.47	0.66	1.11	3.21	1.20
1967	2.34	6.05	6.37	2.23	1.05	0.71	0.66	0.62	0.70	1.18	0.74	1.11	1.98
1968	2.52	1.85	3.48	1.26	0.71	0.71	0.65	0.65	0.62	0.65	1.08	1.31	1.29
1969	1.08	2.19	2.03	1.84	0.80	0.73	0.72	0.72	0.75	0.74	0.70	1.68	1.16
1970	5.75	3.08	1.70	2.21	1.51	0.77	0.69	0.74	0.85	0.75	0.77	1.47	1.69
1971	2.92	4.48	5.77	2.91	0.81	0.62	0.61	0.60	0.55	0.55	0.51	2.11	1.87
1972	4.04	5.72	6.94	4.63	1.34	0.92	0.71	0.62	0.66	0.75	0.73	1.15	2.35
1973	5.20	7.59	7.73	3.81	1.67	1.10	0.91	0.90	1.00	1.17	1.92	3.40	3.03
1974	5.84	7.38	5.06	1.89	1.04	0.89	0.82	0.81	0.87	0.73	0.66	0.67	2.22
1975	1.08	2.43	5.58	1.54	1.31	0.72	0.60	0.61	0.59	0.62	0.65	1.11	1.40
1976	3.19	4.34	3.90	1.65	0.80	0.64	0.63	0.60	0.67	0.60	0.62	0.68	1.53
1977	0.82	2.44	3.97	1.80	1.66	0.64	0.50	0.49	0.55	0.50	2.55	1.47	1.45
1978	2.59	4.15	1.78	1.54	0.76	0.38	0.32	0.57	0.55	0.60	0.77	1.29	1.28
1979	1.56	4.08	3.36	1.10	0.91	0.36	0.35	0.57	0.72	0.60	0.65	0.38	1.22
1980	1.48	1.76	2.47	1.56	0.76	0.28	0.56	0.40	0.45	0.76	1.17	1.15	1.07
1981	1.03	4.39	2.54	1.78	1.12	0.39	0.61	0.60	0.54	0.93	1.23	1.96	1.43
1982	3.97	7.63	2.74	2.35	1.32	0.42	0.97	0.34	0.74	1.19	1.61	2.03	2.11
1983	1.20	1.41	3.05	2.41	0.89	0.59	0.27	0.25	0.47	0.64	0.51	0.77	1.04
1984	2.95	6.45	7.24	2.71	1.31	1.00	0.46	0.83	0.77	1.03	1.49	3.39	2.47
1985	1.90	2.60	3.06	2.53	1.41	1.04	0.80	0.67	0.81	0.79	0.72	1.49	1.49
1986	2.89	3.44	5.07	2.73	1.27	0.70	0.71	0.60	0.64	0.68	0.79	1.01	1.71
1987	4.00	2.09	2.36	1.30	0.86	0.74	0.62	0.44	0.41	0.43	0.57	1.13	1.25
1988	2.34	2.77	3.16	3.02	1.73	0.89	0.55	0.59	0.54	0.54	0.64	0.87	1.47
1989	3.12	5.03	6.46	2.24	1.26	0.88	0.68	0.60	0.56	0.57	0.48	0.26	1.84
1990	1.30	1.51	1.84	0.86	0.63	0.71	0.60	0.48	0.43	0.55	1.09	1.25	0.94
1991	1.74	1.69	3.10	1.32	1.01	0.67	0.53	0.49	0.46	0.47	0.48	0.63	1.05
1992	0.84	2.12	3.69	0.84	1.27	0.22	0.20	0.23	0.17	0.41	0.42	0.50	0.91
1993	2.23	2.64	2.74	2.45	1.43	0.56	0.40	0.32	0.29	0.30	1.93	3.43	1.56
1994	3.44	4.95	4.85	3.37	1.73	0.88	0.62	0.52	0.58	0.55	0.60	0.41	1.87
1995	1.27	2.24	4.44	2.35	0.76	0.54	0.49	0.45	0.36	0.36	0.48	0.97	1.23
1996	2.84	4.03	3.20	2.56	0.99	0.63	0.78	0.67	0.47	0.51	0.62	0.99	1.52
1997	1.82	2.69	0.93	0.37	0.82	0.21	0.02	0.57	0.24	0.27	1.02	0.70	0.80
1998	2.00	3.82	3.29	0.93	2.62	0.42	0.61	0.58	0.21	0.21	0.28	0.87	1.32
1999	0.85	4.08	3.10	1.79	4.15	0.52	0.95	0.26	0.56	0.66	0.20	0.87	1.50
2000	3.07	3.96	3.18	2.65	2.12	1.21	0.29	0.60	0.14	0.35	0.59	0.73	1.57
2001	2.47	1.98	2.67	0.92	0.61	0.35	0.30	0.26	0.19	0.22	0.35	0.34	0.89
2002	0.54	1.55	2.45	2.76	0.83	1.29	0.24	0.10	0.19	0.33	0.71	1.71	1.06
2003	0.99	3.42	3.83	1.83	0.90	1.11	0.77	0.53	0.21	0.99	0.79	0.64	1.33
2004	0.81	2.33	0.87	1.13	0.35	0.44	0.27	0.31	0.22	0.26	0.62	1.37	0.75
2005	1.12	1.40	2.07	1.49	0.31	0.47	0.06	0.10	0.06	0.11	0.14	0.23	0.63
2006	1.24	2.11	2.08	1.92	0.59	0.44	0.16	0.13	0.20	0.21	0.40	1.55	0.92
2007	3.61	3.51	3.07	2.65	0.17	0.05	0.02	0.07	0.16	0.26	0.08	0.24	1.16
2008	2.02	1.63	0.97	0.46	0.08	0.06	0.02	0.13	0.11	0.13	0.14	0.38	0.51
2009	0.73	2.16	1.54	1.05	0.22	0.04	0.27	0.13	0.00	0.24	1.17	2.67	0.85
2010	2.58	1.98	2.41	1.62	0.64	0.83	0.16	0.07	0.28	0.41	0.53	1.13	1.05
2011	3.24	4.14	2.82	2.71	1.00	0.00	0.19	0.45	0.32	0.40	0.51	0.55	1.36
2012	1.09	4.71	3.81	2.95	0.23	0.14	0.26	0.23	1.38	0.24	0.33	2.58	1.50
2013	2.16	1.72	1.47	0.59	0.35	0.22	0.29	0.31	0.01	0.09	0.12	0.59	0.66
2014	2.17	2.20	3.09	0.91	0.54	0.24	0.20	0.28	0.08	0.20	0.06	0.20	0.85
2015	1.26	1.08	1.40	0.63	0.39	0.13	0.02	0.01	0.02	0.04	0.07	0.61	0.47
2016	0.32	1.01	0.84	0.42	0.14	0.01	0.02	0.00	0.03	0.10	0.17	0.19	0.27
Prom	2.21	3.28	3.31	1.86	1.01	0.57	0.47	0.45	0.45	0.52	0.72	1.20	1.34

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 57: Caudales mensuales naturalizados en Moya (Laguna Chilicocha) (m³/s)

QN-812 MOYA (CHILICOCHA)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	1.14	4.17	3.23	1.53	0.98	0.74	0.68	0.60	0.57	0.58	0.56	0.81	1.30
1966	1.58	1.67	2.50	1.13	0.87	0.68	0.75	0.58	0.53	0.81	1.32	2.64	1.25
1967	2.02	5.24	5.70	2.02	1.40	1.09	0.88	0.74	0.77	1.15	0.78	1.04	1.90
1968	1.95	2.65	3.65	1.53	1.04	0.83	0.71	0.66	0.66	0.77	1.16	1.48	1.42
1969	1.53	1.82	1.99	1.70	1.08	0.79	0.71	0.66	0.62	0.64	0.67	1.73	1.16
1970	4.80	3.11	3.64	1.81	1.47	0.89	0.77	0.69	0.71	0.72	0.73	1.64	1.75
1971	3.29	4.23	4.30	2.26	1.21	0.90	0.75	0.69	0.63	0.62	0.60	1.32	1.73
1972	3.29	4.23	4.30	2.26	1.21	0.90	0.75	0.69	0.63	0.62	0.60	1.32	1.73
1973	2.71	3.47	6.72	4.24	1.62	1.10	0.88	0.76	0.73	0.73	0.73	1.38	2.09
1974	3.61	5.12	9.25	4.79	3.45	1.31	1.08	0.94	0.94	1.10	1.15	2.80	2.96
1975	6.05	5.55	2.78	3.01	1.63	1.45	1.18	1.15	0.63	1.03	1.03	1.04	2.21
1976	1.59	2.58	4.66	2.42	1.89	1.04	0.84	0.77	0.73	0.69	0.71	1.19	1.59
1977	3.85	5.16	4.44	2.10	1.24	1.07	0.87	0.62	0.56	0.81	0.64	0.57	1.83
1978	0.55	2.59	1.65	2.47	1.90	0.64	0.66	0.68	0.63	0.60	1.62	1.11	1.26
1979	2.27	3.52	2.04	0.83	1.04	0.51	0.44	0.64	0.57	0.76	0.89	0.81	1.19
1980	1.20	3.56	2.89	1.16	0.52	0.48	0.68	0.62	0.57	0.56	0.55	0.62	1.12
1981	0.98	1.48	2.02	1.53	0.78	0.58	0.53	0.69	0.49	0.55	0.69	1.42	0.98
1982	2.82	6.91	3.71	1.95	0.93	0.58	0.52	0.41	0.56	0.79	1.95	1.29	1.87
1983	0.99	5.97	2.16	1.63	1.06	0.83	0.44	0.42	0.66	0.83	1.43	2.04	1.54
1984	2.82	6.91	3.71	1.95	0.93	0.64	0.31	0.69	0.56	0.79	1.95	1.29	1.88
1985	1.30	0.89	1.75	1.64	0.86	0.73	0.67	0.66	0.52	0.68	0.54	0.89	0.93
1986	2.93	7.51	5.50	4.41	1.75	0.97	0.94	0.75	0.68	0.74	1.15	2.90	2.52
1987	1.82	2.26	3.29	3.90	1.44	1.01	0.79	0.67	0.71	0.67	0.60	1.08	1.52
1988	3.62	6.99	6.86	3.47	2.39	1.36	1.11	1.02	1.07	0.98	0.96	1.40	2.60
1989	4.83	3.10	1.83	1.25	0.97	0.85	0.64	0.66	0.71	0.68	0.60	0.46	1.38
1990	2.04	3.39	3.17	2.93	1.09	0.89	0.79	0.71	0.69	0.73	0.69	0.76	1.49
1991	2.99	3.79	4.83	2.82	1.39	1.02	0.83	0.71	0.68	0.74	0.63	0.62	1.75
1992	1.15	1.36	1.70	1.04	0.84	0.71	0.63	0.58	0.57	0.66	0.96	1.32	0.96
1993	1.79	1.70	2.71	1.56	1.08	0.88	0.75	0.65	0.58	0.39	0.64	0.79	1.12
1994	1.79	1.70	2.71	1.56	1.08	0.88	0.75	0.65	0.64	0.71	0.64	0.79	1.16
1995	0.81	0.77	1.78	1.06	0.81	0.65	0.51	0.49	0.50	0.54	0.53	0.62	0.76
1996	1.51	3.00	3.16	1.07	1.23	0.93	0.75	0.60	0.61	0.67	2.25	3.43	1.60
1997	1.93	2.88	1.76	0.87	0.89	0.91	0.08	0.69	0.28	0.72	0.77	1.40	1.10
1998	5.35	3.19	6.53	4.09	1.48	0.91	0.75	0.69	0.43	0.26	0.78	0.48	2.08
1999	1.05	2.21	3.29	1.63	1.47	2.26	0.88	0.28	0.53	0.44	0.33	0.61	1.25
2000	4.72	4.88	5.55	1.82	1.48	0.95	0.53	0.69	0.55	0.36	1.63	1.52	2.06
2001	5.93	3.43	3.85	2.31	0.72	0.49	0.43	0.40	0.39	0.63	0.44	0.61	1.63
2002	0.93	3.28	4.74	3.12	1.47	1.29	0.26	0.12	0.18	0.33	1.06	2.02	1.57
2003	2.14	7.18	4.85	1.76	0.34	1.16	0.39	0.13	0.16	0.43	0.24	0.66	1.62
2004	1.65	2.04	1.89	7.69	0.43	0.19	0.39	0.54	0.77	0.37	0.32	2.00	1.52
2005	2.42	2.75	3.14	2.42	0.14	0.08	0.03	0.01	0.51	0.14	0.20	0.76	1.05
2006	1.88	3.31	4.11	2.42	0.14	0.33	0.09	0.34	0.39	0.43	1.14	1.87	1.37
2007	3.19	2.82	8.42	5.12	1.07	0.49	0.02	0.06	0.32	0.37	0.26	0.84	1.92
2008	3.51	4.56	1.62	0.36	0.36	0.07	0.09	0.23	0.13	0.24	0.40	0.56	1.01
2009	1.22	2.81	2.44	1.38	0.36	0.48	0.51	0.47	0.33	0.89	1.05	5.05	1.42
2010	8.84	1.59	3.91	1.58	0.81	0.51	0.00	0.31	0.32	0.39	0.54	1.75	1.71
2011	4.70	9.33	3.43	4.70	2.45	0.00	0.72	0.76	0.47	0.28	0.69	1.66	2.43
2012	1.22	11.94	2.69	5.78	0.21	0.63	0.41	0.46	1.27	0.34	1.19	5.43	2.63
2013	4.65	2.74	3.65	0.35	0.80	0.81	0.95	0.18	0.15	0.75	0.43	2.12	1.47
2014	6.88	4.62	5.50	1.92	1.63	0.54	0.91	0.60	0.70	0.86	0.64	1.67	2.21
2015	2.48	1.99	1.74	1.48	0.63	0.20	0.19	0.16	0.52	0.64	0.82	1.57	1.04
2016	1.11	2.27	8.56	4.88	1.39	1.85	1.67	0.61	0.52	1.19	0.55	1.31	2.16
Prom	2.72	3.77	3.77	2.40	1.14	0.81	0.63	0.57	0.57	0.64	0.83	1.47	1.61

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 58: Caudales mensuales naturalizados en Laguna Huacracocha y Lacsacocha
(m³/s)

QN-830													
Aporte lagunas Huacracocha y Lacsacocha - Estación Huari													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.50	0.43	0.56	0.23	0.15	0.17	0.01	0.10	0.19	0.28	0.44	0.41	0.29
1966	0.51	1.91	0.37	0.21	0.04	0.09	0.04	0.07	0.15	0.08	0.18	0.19	0.32
1967	0.54	0.47	0.43	0.26	0.07	0.04	0.01	0.07	0.51	0.52	0.51	0.71	0.35
1968	0.46	0.94	0.76	0.61	0.11	0.05	0.04	0.03	0.12	0.25	0.31	0.49	0.35
1969	1.31	1.18	0.95	0.24	0.61	0.09	0.05	0.09	0.76	0.67	0.39	0.38	0.56
1970	0.70	1.16	0.54	0.58	0.35	0.17	0.10	0.15	0.03	0.12	0.14	0.29	0.36
1971	0.70	0.71	0.89	0.88	0.56	0.32	0.49	0.05	0.17	0.10	0.09	0.21	0.43
1972	0.41	0.39	0.72	0.61	0.22	0.19	0.06	0.05	0.05	0.10	0.11	0.16	0.26
1973	0.50	0.86	0.69	0.56	0.34	0.28	0.06	0.09	0.08	0.24	0.26	0.46	0.37
1974	0.61	0.85	0.74	0.65	0.28	0.27	0.09	0.11	0.10	0.10	0.14	0.13	0.34
1975	0.65	0.90	1.19	0.82	0.89	0.60	0.14	0.12	0.03	0.05	0.08	0.11	0.47
1976	0.63	1.19	1.02	0.50	0.28	0.28	0.07	0.07	0.13	0.09	0.11	0.21	0.38
1977	0.47	0.73	0.52	0.24	0.27	0.21	0.06	0.06	0.05	0.08	0.38	0.48	0.30
1978	1.55	1.86	0.63	0.36	0.31	0.27	0.08	0.08	0.06	0.13	0.37	0.27	0.50
1979	0.59	0.76	1.44	1.04	0.25	0.26	0.09	0.09	0.07	0.10	0.15	0.14	0.42
1980	0.35	0.44	0.49	0.31	0.16	0.21	0.08	0.08	0.08	0.39	0.33	0.29	0.27
1981	0.67	1.20	0.91	0.35	0.19	0.24	0.09	0.13	0.10	0.14	0.38	0.45	0.40
1982	0.95	0.94	0.66	0.42	0.27	0.33	0.12	0.11	0.08	0.21	0.93	0.69	0.48
1983	0.53	0.63	0.46	0.27	0.23	0.21	0.09	0.10	0.08	0.14	0.09	0.13	0.25
1984	0.29	0.70	0.85	0.74	0.64	0.80	0.20	0.10	0.06	0.13	0.31	0.56	0.45
1985	0.49	0.57	0.57	0.44	0.27	0.33	0.08	0.07	0.07	0.07	0.12	0.17	0.27
1986	0.64	1.08	0.92	0.81	0.63	0.49	0.15	0.16	0.15	0.13	0.18	0.18	0.46
1987	0.56	0.62	0.39	0.19	0.16	0.20	0.09	0.08	0.06	0.09	0.23	0.34	0.25
1988	0.79	0.90	0.55	0.58	0.30	0.25	0.07	0.06	0.05	0.08	0.14	0.19	0.33
1989	0.51	0.72	0.83	0.55	0.29	0.35	0.08	0.08	0.07	0.17	0.22	0.12	0.33
1990	0.63	0.44	0.38	0.19	0.20	0.37	0.10	0.08	0.06	0.18	0.45	0.45	0.29
1991	0.47	0.44	0.79	0.38	0.37	0.37	0.10	0.08	0.09	0.12	0.20	0.18	0.30
1992	0.19	0.17	0.28	0.19	0.11	0.15	0.04	0.05	0.04	0.08	0.09	0.08	0.12
1993	0.24	0.72	0.64	0.16	0.25	0.25	0.07	0.07	0.06	0.12	0.29	0.46	0.28
1994	0.59	0.76	0.77	0.60	0.38	0.35	0.10	0.08	0.04	0.06	0.11	0.10	0.33
1995	0.36	0.27	0.51	0.30	0.14	0.12	0.05	0.04	0.03	0.06	0.13	0.10	0.18
1996	0.27	0.40	0.36	0.38	0.18	0.15	0.03	0.03	0.02	0.06	0.06	0.13	0.17
1997	0.32	0.50	0.28	0.12	0.10	0.14	0.03	0.06	0.04	0.08	0.14	0.15	0.16
1998	0.41	0.61	0.53	0.48	0.30	0.36	0.12	0.14	0.04	0.09	0.13	0.16	0.28
1999	0.41	0.91	0.60	0.57	0.34	0.26	0.08	0.06	0.05	0.10	0.11	0.26	0.31
2000	0.56	0.81	0.82	0.58	0.37	0.29	0.07	0.08	0.09	0.23	0.16	0.23	0.36
2001	0.66	0.65	0.86	0.41	0.27	0.28	0.10	0.09	0.08	0.11	0.22	0.25	0.33
2002	0.23	0.51	0.63	0.38	0.26	0.30	0.11	0.13	0.10	0.20	0.34	0.35	0.30
2003	0.39	0.49	0.71	0.33	0.10	0.09	0.03	0.04	0.01	0.03	0.06	0.30	0.22
2004	0.17	0.62	0.33	0.18	0.07	0.05	0.01	0.01	0.05	0.12	0.29	0.34	0.19
2005	0.50	0.40	0.56	0.14	0.32	0.18	0.06	0.32	0.07	0.06	0.13	0.14	0.24
2006	0.49	0.80	0.57	0.40	0.50	0.10	0.09	0.11	0.05	0.09	0.22	0.70	0.34
2007	0.55	0.89	0.53	0.27	0.24	0.12	0.25	0.17	0.10	0.11	0.24	0.20	0.31
2008	0.25	0.70	0.96	0.49	0.26	0.11	0.30	0.09	0.28	0.24	0.53	0.33	0.38
2009	0.37	0.63	0.53	0.49	0.21	0.40	0.06	0.01	0.02	0.03	0.10	0.22	0.26
2010	0.39	0.52	0.63	0.32	0.45	0.30	0.25	0.08	0.03	0.04	0.05	0.12	0.27
2011	0.45	0.48	0.43	0.40	0.30	0.12	0.05	0.07	0.06	0.13	0.16	0.29	0.25
2012	0.43	0.65	0.70	0.37	0.73	0.05	0.06	0.21	0.29	0.09	0.25	0.44	0.36
2013	0.85	0.93	1.59	1.84	0.18	0.58	0.21	0.23	0.18	0.21	0.12	0.22	0.60
2014	0.63	0.79	1.36	0.85	0.27	0.41	0.43	0.11	0.06	0.17	0.36	0.14	0.47
2015	0.39	0.70	0.47	0.30	0.35	0.30	0.11	0.03	0.01	0.03	0.04	0.21	0.25
2016	0.07	0.40	0.54	0.19	0.17	0.05	0.05	0.06	0.06	0.11	0.01	0.09	0.15
Prom	0.52	0.74	0.68	0.46	0.29	0.25	0.10	0.09	0.10	0.14	0.22	0.28	0.32

FUENTE: ELECTROPERU (2017)

Tabla 59: Caudales mensuales naturalizados en Lagunas Calzada y Caullau (m³/s)

QN-840													
Aporte Lagunas Calzada y Caullau Pachacayo Medio Estacion Cochas Tunel													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.19	1.03	0.79	0.41	0.12	0.05	0.23	0.06	0.07	0.11	0.13	0.23	0.29
1966	1.11	0.23	0.44	0.17	0.14	0.08	0.00	0.00	0.06	0.38	0.26	1.34	0.35
1967	0.48	1.59	1.58	1.42	0.38	0.95	0.25	0.08	0.08	0.12	0.22	0.32	0.62
1968	1.00	0.41	0.41	0.79	0.30	0.00	0.10	0.06	0.12	0.15	0.38	0.26	0.33
1969	0.26	0.45	0.67	0.77	0.19	0.03	0.07	0.14	0.02	0.08	0.34	0.63	0.30
1970	1.54	0.95	0.73	0.49	0.32	0.51	0.01	0.24	0.36	0.28	0.23	0.56	0.52
1971	0.48	1.04	1.53	0.95	0.10	0.05	0.03	0.10	0.17	0.00	0.01	0.00	0.37
1972	0.90	1.01	1.60	0.99	0.45	0.14	0.16	0.33	0.15	0.20	0.35	0.63	0.58
1973	0.52	1.80	1.13	1.04	0.51	0.13	0.15	0.12	0.28	0.25	0.64	0.61	0.60
1974	0.53	0.75	1.19	0.56	0.54	0.06	0.25	0.07	0.14	0.36	0.22	0.79	0.46
1975	0.36	0.36	0.82	0.50	0.12	0.18	0.10	0.06	0.10	0.09	0.12	0.35	0.26
1976	0.45	0.77	0.48	0.77	0.19	0.04	0.12	0.05	0.08	0.27	0.36	0.32	0.33
1977	0.49	0.44	1.59	0.56	0.08	0.27	0.39	0.11	0.19	0.33	0.11	0.34	0.41
1978	0.29	0.37	0.66	0.25	0.12	0.03	0.05	0.21	0.06	0.12	0.21	0.44	0.23
1979	0.59	0.55	0.55	0.79	0.17	0.14	0.11	0.35	0.29	0.11	0.11	0.15	0.33
1980	0.38	0.51	0.75	0.50	0.59	0.09	0.17	0.13	0.38	0.15	0.20	0.73	0.38
1981	0.35	0.73	1.18	0.32	0.16	0.10	0.08	0.03	0.18	0.10	0.10	0.26	0.30
1982	0.37	0.53	0.77	0.45	0.19	0.04	0.07	0.08	0.07	0.10	0.18	0.36	0.27
1983	0.36	0.33	0.52	0.33	0.38	0.03	0.10	0.10	0.15	0.29	0.44	0.28	0.28
1984	0.28	0.94	1.46	0.77	0.20	0.04	0.08	0.17	0.21	0.13	0.25	0.54	0.42
1985	0.57	0.78	1.52	0.61	0.14	0.05	0.11	0.23	0.13	0.63	0.09	0.66	0.46
1986	1.20	0.90	1.29	0.77	0.76	0.25	0.18	0.10	0.17	0.82	0.43	0.21	0.59
1987	0.74	0.83	1.13	0.37	0.11	0.02	0.06	0.06	0.12	0.20	0.18	0.26	0.34
1988	0.41	0.94	0.65	0.39	0.28	0.19	0.13	0.09	0.10	0.20	0.30	0.25	0.33
1989	1.49	1.15	1.87	1.09	0.21	0.12	0.17	0.08	0.11	0.15	0.51	0.15	0.59
1990	0.31	0.48	0.64	0.19	0.07	0.01	0.06	0.08	0.07	0.10	0.09	0.35	0.20
1991	0.72	0.70	0.71	0.49	0.11	0.03	0.05	0.06	0.04	0.10	0.09	0.27	0.28
1992	0.19	0.20	0.30	0.51	0.61	0.01	0.06	0.02	0.21	0.09	0.09	0.37	0.22
1993	0.28	0.65	2.11	0.68	0.36	0.11	0.17	0.07	0.10	0.11	0.19	0.43	0.44
1994	0.88	1.10	0.88	0.53	0.24	0.26	0.46	0.11	0.08	0.05	0.06	0.14	0.40
1995	0.24	0.31	0.46	0.27	0.11	0.17	0.18	0.27	0.54	0.18	0.09	0.21	0.25
1996	0.16	0.63	0.29	0.30	0.51	0.33	0.08	0.40	0.32	0.46	0.22	0.16	0.32
1997	0.24	0.40	0.83	0.13	0.08	0.13	0.05	0.41	0.37	0.32	0.11	0.23	0.28
1998	0.19	0.52	0.67	0.33	0.24	0.10	0.10	0.20	0.41	0.24	0.19	0.31	0.29
1999	0.18	0.61	0.99	1.01	0.32	0.12	0.16	0.08	0.07	0.13	0.18	0.21	0.34
2000	0.56	0.77	1.45	1.07	0.58	0.39	0.11	0.08	0.21	0.32	0.41	0.24	0.52
2001	0.49	0.92	1.28	0.85	0.25	0.08	0.03	0.09	0.12	0.14	0.14	0.33	0.39
2002	0.55	0.57	0.76	0.46	0.18	0.11	0.06	0.09	0.14	0.11	0.10	0.36	0.29
2003	0.51	0.91	1.41	0.48	0.19	0.33	0.15	0.09	0.09	0.24	0.60	0.39	0.45
2004	1.51	0.74	0.59	0.66	0.11	0.02	0.02	0.14	0.10	0.24	0.39	0.55	0.42
2005	0.78	0.40	0.49	0.35	0.16	0.25	0.00	0.01	0.13	0.15	0.10	0.12	0.25
2006	0.10	0.26	0.77	0.69	0.21	0.53	0.00	0.15	0.11	0.12	0.11	0.06	0.26
2007	0.44	0.25	1.02	1.72	0.31	0.00	0.24	0.26	0.23	0.14	0.07	0.21	0.41
2008	0.41	0.32	0.21	0.45	0.19	0.10	0.26	0.27	0.13	0.23	0.19	0.08	0.24
2009	0.23	0.66	0.68	0.34	0.10	0.03	0.06	0.22	0.30	0.88	0.68	0.78	0.41
2010	1.12	1.13	0.92	1.63	0.15	0.17	0.36	0.24	0.32	0.62	0.23	0.40	0.61
2011	0.41	1.36	0.88	0.82	0.24	0.14	0.27	0.22	0.27	0.32	0.61	0.22	0.48
2012	0.32	1.28	1.41	1.06	0.04	0.18	0.17	0.12	0.09	0.32	0.37	0.26	0.47
2013	0.48	1.07	0.68	0.12	0.23	0.11	0.04	0.02	0.06	0.03	0.11	0.22	0.26
2014	0.48	0.56	1.21	0.21	0.55	0.41	0.04	0.10	0.22	0.30	0.07	0.65	0.40
2015	2.16	1.17	2.39	1.34	1.05	0.09	0.10	0.10	0.15	0.27	0.49	0.51	0.82
2016	0.34	0.95	1.60	0.85	0.65	0.49	0.42	0.42	0.42	0.50	0.47	0.32	0.62
Prom	0.57	0.74	0.98	0.65	0.28	0.16	0.13	0.14	0.17	0.24	0.25	0.37	0.39

FUENTE: ELECTROPERU S.A. (2017)

Anexo 5: Archivos de entrada y salida del modelo PERSEO

Planeamiento de la Generación del SEIN en el Período 2016-2019 utilizando series históricas de caudales medios mensuales

(En medio magnético)

Anexo 6: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en los puntos de interés de la cuenca del río Mantaro

Tabla 60: Caudales sintéticos esperados mensuales de ingreso al Lago Junín (m^3/s)

QN-801 LAGO JUNIN													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	18.03	16.41	75.53	59.53	16.83	9.25	5.00	4.95	6.64	8.44	9.26	6.97	19.74
1966	27.60	38.08	52.56	37.00	13.79	7.95	5.58	5.43	6.54	6.57	5.83	5.93	17.74
1967	43.00	48.59	83.56	100.68	56.72	16.11	9.04	9.45	9.28	11.16	8.90	38.61	36.26
1968	23.07	60.06	67.44	44.26	15.02	9.31	5.92	6.77	7.73	11.37	10.70	24.24	23.82
1969	36.49	51.14	46.75	30.79	27.80	13.11	10.92	11.68	17.38	12.35	6.60	10.32	22.94
1970	24.53	38.22	42.06	22.76	14.09	8.51	8.12	7.00	5.55	11.03	19.14	42.72	20.31
1971	34.77	74.25	83.93	35.65	18.87	19.15	15.17	23.23	23.30	13.20	6.98	13.25	30.15
1972	40.90	72.11	61.53	21.88	8.33	7.37	5.61	5.11	4.73	6.25	7.58	12.52	21.16
1973	39.85	54.16	74.34	52.01	12.99	12.84	10.27	10.10	11.58	9.37	7.29	10.62	25.45
1974	28.38	77.78	44.98	24.80	10.58	9.63	7.79	9.47	10.25	6.17	4.07	2.30	19.68
1975	43.25	28.19	41.86	18.18	9.09	5.29	4.62	4.88	5.12	14.31	15.35	19.39	17.46
1976	30.03	75.63	61.82	69.08	20.84	13.73	10.00	7.88	11.18	17.04	18.49	21.34	29.75
1977	35.79	54.00	61.33	20.19	14.74	8.61	7.56	8.87	7.86	11.45	38.69	111.34	31.70
1978	93.13	199.25	108.47	21.61	21.40	10.74	10.96	9.46	10.58	10.62	5.08	7.25	42.38
1979	45.42	27.30	43.76	20.91	5.14	2.25	2.31	2.64	2.13	4.46	5.55	3.26	13.76
1980	35.12	19.01	44.81	3.75	10.68	7.57	5.79	5.80	5.81	5.88	24.01	24.94	16.10
1981	16.98	53.10	51.49	67.73	24.19	9.05	6.94	6.51	6.79	7.17	6.25	20.43	23.05
1982	54.26	92.94	80.19	60.39	25.87	14.69	9.53	9.72	8.63	7.15	7.63	8.70	31.64
1983	35.59	120.46	79.52	42.44	14.16	12.10	9.60	6.72	10.13	10.63	5.45	10.27	29.76
1984	39.37	38.23	51.45	34.33	9.55	6.00	3.94	4.85	3.75	6.12	9.41	23.42	19.20
1985	26.30	21.42	32.40	30.38	16.05	12.29	10.15	11.72	14.98	16.15	27.42	30.64	20.82
1986	95.14	128.41	103.10	38.24	18.94	8.05	6.89	7.68	7.96	7.30	3.13	13.29	36.51
1987	56.04	39.96	58.95	17.77	11.76	11.33	11.99	11.25	15.07	8.15	8.08	33.65	23.67
1988	65.79	112.13	105.70	89.58	38.59	25.99	24.01	28.95	21.99	10.15	5.40	11.56	44.99
1989	26.42	69.80	55.62	43.90	11.00	4.88	5.20	5.60	6.23	8.19	5.63	19.18	21.80
1990	41.21	37.18	38.16	23.24	11.61	7.78	6.11	6.30	8.15	7.52	6.55	13.97	17.32
1991	38.37	41.95	43.97	35.52	14.96	14.17	10.97	10.26	10.24	12.57	24.04	29.04	23.84
1992	53.12	17.54	48.84	38.85	13.55	10.17	14.45	17.94	16.00	15.83	12.97	33.61	24.41
1993	38.64	52.01	82.88	71.94	21.52	9.12	8.89	10.46	11.98	17.67	34.96	17.45	31.46
1994	38.23	40.59	45.78	40.77	6.47	6.42	5.49	5.70	5.43	11.20	14.12	23.56	20.31
1995	41.38	76.51	74.62	14.55	4.72	4.15	4.64	5.40	4.32	6.70	4.36	22.75	22.01
1996	61.72	70.85	65.45	51.17	34.65	10.06	6.77	6.54	6.74	7.74	8.14	6.63	28.04
1997	5.15	13.30	12.68	7.64	6.24	3.68	4.13	5.26	6.25	9.38	27.66	31.69	11.09
1998	42.04	59.02	48.62	43.08	13.06	5.96	5.11	5.94	6.83	9.41	13.45	43.95	24.71
1999	62.24	86.49	75.44	37.46	16.32	8.50	4.90	4.99	6.51	10.50	15.32	16.09	28.73
2000	14.31	51.11	82.26	41.93	17.85	8.44	6.93	6.87	10.33	10.51	16.54	11.89	23.25
2001	17.46	49.00	54.36	32.23	21.22	13.13	9.34	9.71	11.76	10.12	14.78	24.33	22.29
2002	72.99	82.03	102.08	63.28	39.28	13.38	9.49	10.08	10.79	11.11	10.17	14.08	36.56
2003	28.41	40.99	31.26	20.54	15.35	12.27	8.21	5.81	5.62	7.35	5.41	7.59	15.73
2004	14.97	29.45	38.04	67.50	12.64	7.42	6.36	5.03	6.20	10.89	12.79	14.25	18.79
2005	19.23	33.10	31.00	30.29	10.89	10.62	8.43	6.99	4.81	2.53	5.52	17.50	15.08
2006	29.92	75.04	61.09	40.05	18.47	10.86	9.24	10.91	11.30	13.69	40.73	77.63	33.24
2007	41.34	60.00	43.00	36.14	17.95	8.92	5.75	4.49	6.09	8.46	7.97	9.77	20.82
2008	23.85	7.73	33.21	20.16	11.63	6.76	9.29	8.47	9.61	10.86	26.43	55.36	18.61
2009	121.89	103.17	83.36	42.97	8.46	6.04	4.42	4.66	5.09	5.97	7.75	14.09	33.99
2010	50.00	87.45	77.83	59.74	13.33	7.07	5.24	7.32	6.92	9.50	7.48	9.11	28.42
2011	48.64	64.77	68.77	9.43	13.53	10.61	8.93	10.84	12.28	12.93	12.16	29.53	25.20
2012	44.04	54.36	72.59	55.73	12.30	5.76	5.61	5.80	6.05	9.47	12.49	33.69	26.49
2013	51.27	85.96	68.81	45.49	10.26	7.42	5.70	5.91	7.90	16.11	36.50	38.86	31.68
2014	39.07	30.42	49.17	25.75	12.90	6.86	6.58	6.25	5.84	5.55	5.71	16.39	17.54
2015	25.66	20.83	47.42	43.24	29.73	13.22	8.00	7.49	8.44	9.68	14.75	34.59	21.92
Prom	40.79	58.46	60.66	39.34	16.78	9.70	7.88	8.26	8.88	9.88	13.15	23.01	24.73
Max	121.89	199.25	108.47	100.68	56.72	25.99	24.01	28.95	23.30	17.67	40.73	111.34	44.99
Min	5.15	7.73	12.68	3.75	4.72	2.25	2.31	2.64	2.13	2.53	3.13	2.30	11.09
Desvest	21.36	34.50	21.25	20.21	9.57	4.09	3.52	4.55	4.30	3.32	9.60	19.02	7.27

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 61: Caudales sintéticos esperados medios mensuales incrementales entre Lago Junín y embalse Malpaso (m³/s)

QN-802													
CAUDAL INCREMENTAL ENTRE LAGO JUNIN Y EMBALSE MALPASO													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	53.05	33.16	37.55	31.89	19.69	10.06	10.34	10.15	8.00	8.42	13.19	20.60	21.34
1966	30.33	38.83	75.46	43.21	22.68	15.13	18.09	17.46	17.12	21.12	31.33	39.13	30.82
1967	46.04	73.43	76.23	72.81	23.72	9.56	7.15	7.01	7.40	9.78	13.74	11.52	29.87
1968	21.98	40.24	44.61	19.67	12.17	6.12	5.15	4.48	5.36	6.99	10.15	7.68	15.38
1969	17.90	65.01	55.67	43.04	23.32	10.46	7.26	8.43	6.71	7.67	8.19	14.13	22.32
1970	21.25	60.60	42.64	48.68	26.50	20.85	25.53	16.22	15.93	10.64	12.29	16.13	26.44
1971	35.35	56.93	82.54	27.34	17.85	21.02	15.57	12.81	14.21	20.64	17.96	15.27	28.12
1972	45.99	64.87	75.44	44.67	15.89	13.53	10.92	9.19	9.37	11.50	8.08	17.84	27.27
1973	33.66	44.37	40.73	35.02	21.27	19.10	18.41	12.78	9.34	11.37	17.73	15.06	23.24
1974	25.21	70.79	36.00	44.90	43.74	27.54	25.01	19.91	22.12	30.38	61.94	48.86	38.03
1975	101.02	85.22	76.23	58.28	22.57	14.14	14.60	15.32	17.77	27.14	41.64	43.13	43.09
1976	68.06	72.94	107.00	50.70	29.63	17.12	16.23	17.25	11.40	15.65	21.28	16.49	36.98
1977	10.84	26.28	44.91	23.02	7.62	6.42	7.78	7.07	6.62	11.78	11.62	22.84	15.57
1978	42.71	68.98	52.08	31.99	22.03	14.28	15.67	13.33	14.81	12.26	15.31	25.66	27.42
1979	48.35	47.90	99.14	48.93	32.11	19.85	17.16	18.42	14.99	20.92	49.01	61.40	39.85
1980	83.64	111.81	74.64	47.91	21.74	13.94	11.48	11.38	12.59	13.36	15.08	29.73	37.28
1981	72.39	101.33	142.70	54.56	20.99	9.71	8.89	6.32	6.53	7.00	9.44	22.31	38.51
1982	37.41	77.06	73.43	46.09	22.52	14.29	20.17	21.46	14.18	21.45	23.35	19.08	32.54
1983	41.69	102.27	96.06	56.28	23.37	11.81	9.81	8.89	9.16	14.66	11.82	15.19	33.42
1984	32.26	42.17	34.91	33.06	20.95	22.59	21.60	19.62	12.92	7.73	9.48	19.61	23.08
1985	88.76	106.25	142.45	78.90	26.13	8.82	7.71	5.50	5.66	7.46	12.01	29.16	43.24
1986	37.79	27.82	40.36	40.48	15.38	10.44	9.81	9.13	10.67	21.56	15.63	20.84	21.66
1987	22.75	43.58	50.30	26.76	12.93	9.32	9.91	7.38	9.45	10.37	6.32	4.20	17.77
1988	12.59	21.91	47.62	31.63	21.50	17.60	15.85	11.47	11.66	14.30	14.69	28.32	20.76
1989	18.32	21.93	27.12	21.77	15.56	13.07	9.59	9.74	11.21	13.55	13.46	15.71	15.92
1990	42.72	58.19	55.83	32.88	14.01	11.03	8.28	8.03	8.92	6.51	7.28	33.57	23.94
1991	38.83	45.02	76.50	26.37	27.65	22.60	18.32	16.84	12.77	18.68	55.16	39.54	33.19
1992	27.48	22.87	37.69	24.60	13.30	8.86	7.01	6.17	6.62	5.25	7.31	13.79	15.08
1993	47.44	30.17	80.56	65.75	29.24	14.02	12.25	13.75	11.98	15.81	8.29	12.80	28.51
1994	35.40	46.26	64.38	61.04	24.87	14.24	13.68	13.84	13.88	16.46	17.80	43.79	30.47
1995	54.72	72.10	52.31	40.93	20.16	13.27	12.47	11.69	9.85	13.25	27.21	50.86	31.57
1996	68.06	73.04	59.52	44.08	15.43	10.45	8.85	7.73	9.58	18.19	16.63	17.62	29.10
1997	30.30	96.18	96.75	60.66	25.66	9.79	9.37	7.19	7.79	10.12	8.43	14.88	31.43
1998	32.67	74.93	50.26	13.44	10.57	9.65	7.93	7.65	7.22	8.98	8.59	21.19	21.09
1999	38.49	44.11	48.44	43.58	15.81	10.30	7.89	7.11	6.72	7.05	14.31	31.60	22.95
2000	54.55	103.42	102.85	58.96	23.45	11.54	9.93	9.63	8.33	7.50	5.79	8.45	33.70
2001	10.11	35.16	56.72	74.69	28.33	16.09	14.94	11.71	9.94	10.81	12.47	38.53	26.63
2002	40.69	53.21	73.40	41.70	15.76	11.30	11.68	8.34	7.74	18.44	40.56	42.10	30.41
2003	18.59	48.56	68.80	28.84	21.43	17.07	11.23	11.17	10.02	8.94	12.35	20.63	23.14
2004	51.84	56.95	45.40	42.34	14.87	9.49	9.19	6.42	6.82	12.79	7.71	10.55	22.86
2005	30.43	60.05	75.28	37.97	25.99	20.47	19.90	23.50	21.08	28.55	30.03	49.49	35.23
2006	55.44	80.89	78.14	61.10	25.31	19.74	15.84	15.62	11.31	12.05	22.13	48.34	37.16
2007	37.57	35.73	41.76	39.40	21.29	10.11	7.48	7.93	9.10	9.55	6.10	14.61	20.05
2008	59.56	60.42	64.91	57.26	30.35	21.15	19.56	15.86	14.93	14.71	10.16	15.66	32.04
2009	51.78	112.48	74.19	47.05	26.58	19.27	14.33	16.51	12.88	13.18	12.97	19.34	35.05
2010	55.98	73.97	52.72	36.30	16.42	12.20	9.85	12.96	17.17	13.04	10.79	27.54	28.24
2011	51.63	71.57	93.26	61.49	23.95	14.42	11.28	9.86	9.13	12.55	16.52	27.02	33.56
2012	80.11	100.66	55.02	39.79	11.08	6.37	5.66	5.50	5.49	2.79	7.34	19.72	28.29
2013	35.12	44.64	65.62	51.36	10.15	7.78	8.65	6.74	6.74	15.36	15.95	14.58	23.56
2014	28.86	46.50	53.87	30.34	17.89	13.11	16.42	15.79	15.85	28.50	33.69	22.19	26.92
2015	23.62	46.77	46.31	28.88	21.14	10.47	7.97	6.50	5.68	8.72	10.30	13.29	19.14
Prom	42.18	60.78	65.61	43.38	21.03	13.76	12.54	11.47	10.84	13.64	17.46	24.54	28.10
Max	101.02	112.48	142.70	78.90	43.74	27.54	25.53	23.50	22.12	30.38	61.94	61.40	43.24
Min	10.11	21.91	27.12	13.44	7.62	6.12	5.15	4.48	5.36	2.79	5.79	4.20	15.08
Desvest	20.14	25.00	25.05	14.80	6.61	4.88	4.97	4.71	4.06	6.30	12.74	13.13	7.24

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 62: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Tablachaca (m^3/s)

QN-803													
MEJORADA (TABLACHACA)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	129.7	150.7	180.2	137.1	77.0	52.6	40.1	44.6	46.0	55.4	162.9	117.0	99.4
1966	182.9	295.3	276.4	126.7	60.0	49.3	42.1	44.1	33.5	45.2	75.8	205.1	119.7
1967	321.2	286.9	494.0	264.3	137.7	76.5	61.3	55.2	50.7	49.4	24.9	31.0	154.4
1968	96.2	111.0	184.5	90.4	42.0	39.4	37.2	37.1	38.3	34.8	57.4	160.9	77.4
1969	307.5	544.8	310.0	255.8	80.2	58.3	44.6	43.2	41.7	42.0	57.9	59.5	153.8
1970	156.3	266.7	252.8	102.6	76.4	60.7	52.3	41.6	46.8	50.5	64.4	109.5	106.7
1971	236.0	381.7	345.6	304.3	106.2	54.5	48.0	38.6	41.5	52.6	51.8	64.5	143.8
1972	67.1	67.9	102.4	26.0	32.7	26.7	26.6	26.0	24.7	44.2	64.8	143.1	54.4
1973	270.1	90.2	141.1	99.0	48.9	44.8	42.2	40.2	36.0	57.4	58.6	73.0	83.5
1974	70.5	292.8	212.4	129.4	74.9	55.4	41.9	38.5	37.1	55.0	76.3	95.8	98.3
1975	203.5	183.0	302.4	231.3	86.6	50.6	43.3	36.7	36.3	41.4	48.8	51.2	109.6
1976	160.7	210.8	292.9	263.3	96.1	48.7	49.7	45.5	51.8	35.8	36.4	40.6	111.0
1977	46.8	79.2	201.4	71.5	40.3	30.0	26.5	29.8	37.4	45.8	31.9	52.4	57.7
1978	147.9	228.5	159.7	115.0	72.9	63.9	52.2	46.9	49.7	54.5	46.7	88.1	93.8
1979	163.6	309.3	312.8	226.1	66.6	63.9	51.4	46.6	56.3	62.6	66.5	110.9	128.0
1980	144.6	165.5	129.7	47.2	40.3	38.5	40.0	34.0	38.0	57.4	70.2	209.4	84.6
1981	206.9	189.1	197.8	58.9	43.5	42.3	37.9	35.5	30.7	48.7	55.3	142.3	90.7
1982	166.0	298.9	276.4	222.4	78.8	47.0	44.6	34.2	43.9	52.5	40.4	59.7	113.7
1983	64.8	28.5	96.0	40.8	24.1	21.4	23.4	18.0	19.9	26.4	35.1	74.5	39.4
1984	251.6	331.3	382.5	209.1	75.1	60.2	50.0	41.5	62.6	46.1	43.2	61.8	134.6
1985	82.8	252.2	263.0	196.5	102.3	58.0	44.0	47.4	44.5	43.5	53.0	111.4	108.2
1986	387.1	324.0	285.7	131.2	71.2	48.6	35.0	35.6	32.3	40.6	46.0	96.9	127.8
1987	240.1	321.2	298.7	119.9	49.0	45.5	35.6	40.7	34.6	43.8	44.7	43.1	109.7
1988	124.6	114.3	265.0	208.2	106.7	69.2	58.4	48.1	57.2	51.2	66.7	91.2	105.1
1989	126.6	66.4	139.7	73.0	38.3	38.9	36.6	30.2	32.7	47.3	91.5	105.8	68.9
1990	207.1	112.0	281.0	98.9	58.5	47.7	41.9	39.5	36.2	33.4	31.0	44.2	85.9
1991	95.6	173.0	228.1	186.4	67.5	43.9	46.9	38.3	42.5	37.7	58.2	82.7	91.7
1992	184.6	243.2	165.2	143.8	59.0	53.6	60.3	49.3	51.9	50.4	60.4	56.8	98.2
1993	224.8	335.7	310.9	266.4	111.2	56.9	54.0	42.6	52.8	59.1	47.9	100.7	138.6
1994	206.8	424.9	444.3	281.8	97.7	57.7	52.9	40.4	43.1	63.9	107.1	99.8	160.0
1995	178.9	503.3	318.7	234.4	122.7	71.6	64.9	50.0	50.0	62.1	52.4	58.9	147.3
1996	61.7	166.6	188.6	120.1	44.7	39.4	33.6	31.9	34.6	38.6	67.4	62.0	74.1
1997	91.1	88.0	220.9	117.9	41.9	31.1	27.4	26.0	30.6	36.5	48.0	47.7	67.3
1998	131.2	284.0	455.6	337.2	126.6	71.3	57.8	52.1	56.7	48.4	47.3	101.9	147.5
1999	104.9	314.5	240.0	134.9	80.1	70.4	54.1	48.0	60.8	50.5	37.3	69.2	105.4
2000	182.8	247.8	67.6	58.2	43.7	36.3	26.4	25.9	25.8	49.8	42.7	67.8	72.9
2001	104.8	123.8	231.3	205.1	79.8	56.1	43.1	40.1	44.5	55.8	42.2	96.1	93.5
2002	156.8	205.3	238.3	208.7	56.5	54.5	48.1	38.6	42.8	52.3	32.4	37.2	97.6
2003	143.5	181.3	210.9	113.6	77.3	56.5	43.7	37.8	34.3	43.7	43.2	75.2	88.4
2004	215.9	78.8	119.2	94.1	53.6	44.4	39.7	38.6	36.0	62.6	60.7	112.6	79.7
2005	272.8	542.2	472.4	757.2	215.1	111.2	89.3	75.0	76.7	74.0	110.0	114.0	242.5
2006	142.0	250.3	183.1	135.9	69.0	46.9	40.8	36.7	34.1	27.3	33.6	24.9	85.4
2007	67.5	292.9	262.1	115.5	63.7	51.8	53.1	49.2	54.6	39.6	47.0	35.9	94.4
2008	42.0	128.9	323.5	179.6	99.3	73.5	76.3	72.7	62.4	58.9	77.4	136.1	110.9
2009	151.5	353.5	288.7	303.6	123.0	64.6	54.1	57.5	56.3	43.5	34.7	80.9	134.3
2010	290.3	464.0	266.8	433.8	173.7	92.8	79.6	69.9	59.8	88.2	132.4	317.7	205.8
2011	372.3	549.1	640.6	504.3	165.7	84.3	77.7	59.2	79.5	63.1	41.0	105.0	228.5
2012	271.6	455.5	354.0	229.8	120.0	62.3	50.3	45.2	39.5	51.4	53.9	51.7	148.8
2013	201.1	297.4	220.7	129.4	56.4	43.6	33.8	36.1	34.4	34.3	61.7	62.5	100.9
2014	142.2	298.2	243.2	118.6	66.4	48.3	38.3	37.3	39.4	40.3	54.0	63.9	99.2
2015	126.0	180.0	258.4	114.8	60.2	35.3	29.2	28.0	27.2	43.8	78.8	143.3	93.7
Prom	171.1	252.6	261.5	183.8	79.6	53.9	46.7	42.1	43.7	48.9	58.3	91.1	111.1
Max	387.1	549.1	640.6	757.2	215.1	111.2	89.3	75.0	79.5	88.2	162.9	317.7	242.5
Min	42.0	28.5	67.6	26.0	24.1	21.4	23.4	18.0	19.9	26.4	24.9	24.9	39.4
Desvest	81.8	133.1	108.1	127.1	38.1	16.5	14.0	11.3	12.5	11.3	25.7	51.9	40.0

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 63: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Cut Off (m³/s)

QN-804 CUT OFF													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	2.708	4.938	2.658	3.131	2.049	0.771	1.365	0.834	1.012	1.731	1.395	3.090	2.140
1966	3.682	3.039	2.841	2.905	2.475	1.563	1.420	1.888	0.540	1.526	1.872	2.143	2.158
1967	4.575	6.579	3.279	3.527	1.557	0.754	0.998	2.042	1.416	1.580	1.790	3.029	2.594
1968	2.648	2.946	3.607	3.548	2.150	1.751	1.808	1.204	2.149	1.699	2.152	3.003	2.389
1969	3.353	1.300	2.950	1.567	1.683	1.287	1.307	1.337	1.541	1.640	2.448	0.658	1.756
1970	3.205	2.412	3.382	2.798	1.631	1.638	1.497	1.927	2.114	2.749	2.067	2.548	2.331
1971	2.717	5.646	4.835	1.891	73.990	1.238	1.767	1.524	1.605	2.089	2.733	2.271	8.525
1972	4.127	2.258	3.039	2.723	1.297	1.978	1.738	1.727	1.492	2.208	3.290	1.934	2.318
1973	3.589	8.521	3.281	1.457	0.821	0.395	0.862	1.047	2.058	1.599	0.793	1.393	2.151
1974	2.916	2.083	4.895	1.596	0.403	0.792	1.292	1.462	0.652	0.900	0.975	2.172	1.678
1975	2.926	1.082	5.274	3.103	2.676	1.794	1.144	1.073	0.869	0.288	1.719	2.273	2.018
1976	3.341	2.381	4.134	2.022	1.399	1.339	1.005	1.434	0.446	0.541	1.793	2.678	1.876
1977	3.836	3.838	1.219	2.302	2.919	0.919	1.342	1.701	1.988	3.077	2.080	3.887	2.426
1978	4.021	3.717	1.059	0.831	0.888	1.673	2.367	2.915	1.857	1.783	2.283	2.905	2.192
1979	0.893	1.538	3.189	0.502	1.421	1.555	0.872	0.948	0.493	1.231	1.801	1.888	1.361
1980	3.575	2.132	4.259	1.279	0.370	1.785	1.984	2.030	1.537	2.193	1.864	0.422	1.953
1981	3.447	2.938	1.192	2.388	1.132	1.257	1.248	1.466	2.196	2.663	2.039	3.139	2.092
1982	2.468	5.042	3.106	2.840	1.105	1.003	0.991	1.615	1.174	2.012	2.344	3.133	2.236
1983	2.101	5.638	6.808	5.126	2.113	1.376	1.289	1.912	1.493	2.392	2.122	1.223	2.799
1984	1.194	1.489	3.189	2.388	1.040	0.767	0.785	0.934	1.629	1.126	1.157	0.928	1.386
1985	2.178	3.077	0.764	0.917	1.379	1.089	0.881	1.268	2.082	3.001	1.153	0.780	1.547
1986	2.773	2.897	0.399	0.696	1.767	1.873	1.556	1.345	1.296	2.535	2.198	2.210	1.796
1987	3.092	5.407	2.622	3.441	2.912	1.329	1.176	1.818	1.329	1.300	1.168	2.204	2.316
1988	2.918	2.678	3.027	1.949	2.228	1.875	2.212	2.765	1.418	0.766	1.730	2.842	2.201
1989	3.825	1.458	0.914	2.145	2.449	2.175	2.559	2.154	1.514	0.969	2.181	4.017	2.197
1990	2.902	2.151	1.806	2.221	0.507	0.633	1.411	2.550	1.821	2.827	3.160	3.018	2.084
1991	4.287	4.427	3.126	3.751	2.355	1.481	1.426	1.468	1.569	2.438	3.241	3.277	2.737
1992	2.373	2.271	1.403	1.888	1.978	0.412	1.755	1.309	2.317	1.498	2.083	2.200	1.791
1993	1.928	2.911	3.109	2.278	2.143	1.995	1.759	1.430	0.892	1.070	1.830	2.849	2.016
1994	3.280	1.841	1.799	2.670	2.473	2.156	2.161	1.882	2.633	1.546	1.798	2.529	2.231
1995	4.203	2.148	2.158	1.303	0.218	1.593	1.384	1.137	1.379	2.754	3.256	3.601	2.094
1996	2.702	2.367	5.175	3.319	1.162	1.524	1.796	0.999	0.457	0.051	0.992	3.136	1.973
1997	1.794	3.816	7.173	4.989	2.580	0.958	1.290	1.646	1.199	1.980	2.689	2.655	2.731
1998	3.663	3.538	6.053	4.434	2.144	1.749	1.156	1.253	1.136	1.540	2.130	1.907	2.558
1999	2.184	3.280	2.632	1.719	1.182	0.792	0.356	1.052	0.830	1.563	2.612	3.023	1.769
2000	4.089	1.792	1.694	0.738	2.109	2.066	1.798	2.379	2.020	2.292	3.284	4.427	2.391
2001	2.490	4.305	3.377	3.438	2.460	0.990	1.311	0.850	1.481	1.417	1.588	2.431	2.178
2002	1.761	0.382	0.840	1.132	2.516	2.914	2.553	1.809	1.601	2.211	2.023	1.535	1.773
2003	0.100	1.624	1.355	2.388	1.153	1.180	1.808	2.077	2.073	1.990	1.686	4.010	1.787
2004	4.846	6.456	6.951	6.744	2.748	1.666	1.835	1.159	1.084	1.543	1.005	1.587	3.135
2005	3.293	1.909	4.097	2.750	2.003	1.643	1.136	1.037	1.130	1.019	1.342	0.379	1.812
2006	3.802	4.250	6.286	2.023	1.792	1.403	1.598	1.041	1.091	0.415	1.111	0.365	2.098
2007	1.728	2.015	3.794	1.220	0.667	0.788	0.863	1.948	1.896	2.272	2.591	2.434	1.851
2008	2.729	2.546	3.961	2.097	2.135	1.780	1.285	0.554	0.618	0.742	0.987	0.995	1.702
2009	2.999	3.251	5.933	4.124	2.643	1.035	0.905	1.114	0.538	0.190	0.407	3.204	2.195
2010	1.731	1.734	3.741	2.401	2.125	1.293	0.711	1.529	1.828	0.924	1.923	2.864	1.900
2011	3.200	0.907	2.019	1.829	1.771	1.512	1.103	1.007	1.131	1.600	1.480	0.642	1.517
2012	4.563	4.310	4.258	4.368	2.687	2.704	1.679	1.159	1.740	2.127	3.340	2.660	2.966
2013	3.757	4.124	4.321	3.267	1.258	2.567	2.549	1.909	1.995	1.800	2.905	1.830	2.690
2014	3.042	4.225	3.627	3.485	1.021	2.423	2.200	1.819	0.830	0.416	1.735	1.595	2.201
2015	2.104	2.404	2.418	1.299	1.586	1.402	0.863	1.154	1.459	1.371	1.887	3.954	1.825
Prom	2.974	3.138	3.314	2.528	3.162	1.463	1.454	1.522	1.424	1.631	1.965	2.351	2.244
Max	4.846	8.521	7.173	6.744	73.990	2.914	2.559	2.915	2.633	3.077	3.340	4.427	8.525
Min	0.100	0.382	0.399	0.502	0.218	0.395	0.356	0.554	0.446	0.051	0.407	0.365	1.361
Desvest	0.976	1.631	1.686	1.259	10.141	0.566	0.510	0.511	0.544	0.757	0.713	1.022	0.977

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

**Tabla 64: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Taza Vieja
Incluye aporte de QN-808 (m³/s)**

QN-808													
TAZA VIEJA (INCLUYE APORTE DE QN-808)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	3.81	1.65	1.58	0.67	0.86	0.86	0.87	0.57	1.07	0.89	0.93	2.24	1.33
1966	2.19	5.23	2.29	3.52	2.45	1.46	1.25	1.04	1.29	1.13	2.77	2.50	2.26
1967	1.23	1.34	2.32	1.09	0.95	0.79	0.88	0.64	0.37	0.68	0.78	1.45	1.04
1968	1.21	0.84	0.49	0.33	0.07	0.23	0.34	0.02	0.38	0.79	0.39	0.50	0.47
1969	0.76	0.81	0.99	0.35	0.38	0.52	0.62	0.45	0.71	0.69	0.54	1.64	0.71
1970	0.86	2.53	2.38	0.72	0.97	0.61	0.87	0.90	0.68	0.75	0.52	0.69	1.04
1971	1.29	1.25	0.85	0.90	0.88	0.51	0.79	0.54	0.65	0.75	0.78	1.31	0.88
1972	0.97	1.20	0.89	0.85	0.68	1.20	0.69	0.70	0.81	0.18	0.34	0.51	0.75
1973	0.51	0.43	0.60	0.42	0.21	0.20	0.48	0.65	0.50	0.46	0.51	0.54	0.46
1974	0.52	1.08	0.77	1.35	0.75	0.64	0.75	0.75	0.94	0.64	0.61	0.46	0.77
1975	0.63	3.84	1.91	2.96	1.06	1.25	0.77	1.10	0.55	0.62	1.14	0.83	1.39
1976	1.26	3.63	2.33	1.77	0.66	1.04	0.63	0.72	0.83	0.79	0.88	0.72	1.27
1977	1.22	3.19	2.25	1.79	1.47	1.70	1.17	0.75	0.45	0.97	1.34	1.64	1.49
1978	2.91	1.09	1.56	0.71	1.09	0.69	0.61	0.70	0.65	1.02	0.98	1.26	1.11
1979	0.86	1.62	0.89	0.63	0.62	0.45	0.39	0.30	0.67	0.64	0.56	0.41	0.67
1980	1.85	2.66	1.49	1.47	0.65	0.42	0.67	0.67	0.74	1.19	0.84	1.71	1.20
1981	3.07	1.29	2.01	3.23	0.54	0.53	0.53	0.63	0.39	0.42	0.45	0.38	1.12
1982	0.76	1.12	0.88	0.83	0.84	0.55	0.78	0.41	0.91	0.77	0.84	0.73	0.78
1983	1.64	1.08	1.30	0.75	0.53	0.63	0.45	0.70	0.45	0.37	0.44	0.41	0.73
1984	0.37	0.88	0.70	0.40	0.33	0.58	0.44	0.36	0.50	0.54	0.51	0.84	0.54
1985	0.62	1.86	1.44	0.78	0.44	0.62	0.51	0.63	0.46	0.86	0.63	0.85	0.81
1986	0.83	1.14	0.87	0.57	0.52	0.46	0.71	0.24	0.57	0.50	0.31	0.44	0.60
1987	0.42	0.86	1.08	0.52	0.55	0.31	0.46	0.28	0.15	0.65	0.47	0.54	0.52
1988	1.30	0.93	0.99	0.49	0.45	0.40	0.50	0.52	0.83	0.41	0.53	0.47	0.65
1989	0.49	1.62	1.00	0.58	0.26	0.31	0.54	0.63	0.43	0.92	0.76	0.73	0.69
1990	0.83	2.65	1.30	1.02	0.77	0.76	0.67	0.40	0.60	0.78	0.74	0.60	0.93
1991	0.54	1.82	2.06	1.48	0.64	0.81	0.86	0.58	0.71	0.80	1.17	1.16	1.05
1992	1.46	1.22	0.92	0.80	1.06	0.53	0.56	0.55	0.70	0.61	0.51	0.67	0.80
1993	0.45	1.35	1.17	1.05	0.42	0.39	0.39	0.27	0.48	0.26	0.66	0.52	0.62
1994	0.57	0.51	0.79	0.38	0.49	0.98	0.56	0.56	0.62	0.63	0.83	0.89	0.65
1995	0.77	0.97	1.06	0.92	0.76	0.82	1.03	0.89	0.91	1.10	1.30	1.52	1.00
1996	3.12	1.71	6.46	1.99	1.06	0.73	0.86	0.78	0.77	0.90	0.95	0.99	1.69
1997	1.30	1.61	1.24	0.63	0.76	0.43	0.55	0.70	0.72	0.62	0.46	0.85	0.82
1998	0.63	1.25	0.68	0.90	0.72	0.63	0.67	0.49	0.69	0.53	0.65	0.75	0.72
1999	1.29	1.11	0.90	0.93	1.04	1.10	0.86	0.90	0.35	1.17	0.80	1.30	0.98
2000	1.18	1.59	3.11	1.26	0.56	1.38	0.85	0.85	1.19	0.81	0.87	1.97	1.30
2001	2.73	2.71	2.05	1.19	0.75	0.55	0.80	0.62	0.52	0.80	0.62	0.70	1.17
2002	1.40	0.64	0.82	0.73	0.59	0.57	0.65	0.53	0.79	0.91	1.08	0.91	0.80
2003	1.82	1.39	0.99	0.62	0.49	0.34	0.75	0.70	0.34	0.36	0.51	0.44	0.73
2004	0.57	0.92	0.82	0.55	0.50	0.69	0.85	0.90	0.81	0.83	1.16	0.98	0.80
2005	1.03	1.57	0.64	0.28	0.11	0.29	0.27	0.51	0.21	0.42	0.23	0.45	0.50
2006	0.70	0.90	1.37	1.03	0.58	0.63	0.70	0.54	0.66	0.94	0.85	0.98	0.82
2007	1.10	1.15	1.67	0.89	1.44	2.16	1.45	1.42	0.85	1.01	1.00	1.25	1.28
2008	1.18	4.38	2.24	1.89	0.94	1.01	0.76	0.68	1.02	0.57	0.51	0.56	1.31
2009	0.67	0.92	1.53	0.64	0.69	1.14	0.73	0.82	0.87	0.35	0.50	0.59	0.79
2010	1.79	0.85	1.04	0.89	0.59	0.59	0.62	0.81	0.58	0.44	0.50	0.83	0.79
2011	0.81	1.94	0.96	0.86	0.41	0.33	0.56	0.45	0.45	0.82	0.40	0.70	0.72
2012	0.79	0.97	0.75	0.64	0.39	0.40	0.40	0.40	0.63	0.64	0.58	0.38	0.58
2013	0.70	0.94	0.91	0.59	0.37	0.23	0.29	0.26	0.74	0.50	0.43	0.41	0.53
2014	0.40	0.59	0.62	0.43	0.78	0.59	0.67	0.53	0.43	0.33	0.83	1.02	0.60
2015	0.83	0.75	0.77	0.57	0.15	0.12	0.43	0.18	0.38	0.39	0.48	0.42	0.46
Prom	1.18	1.56	1.39	1.00	0.69	0.69	0.68	0.61	0.65	0.69	0.74	0.89	0.90
Max	3.81	5.23	6.46	3.52	2.45	2.16	1.45	1.42	1.29	1.19	2.77	2.50	2.26
Min	0.37	0.43	0.49	0.28	0.07	0.12	0.27	0.02	0.15	0.18	0.23	0.38	0.46
Desvest	0.78	1.01	0.94	0.70	0.39	0.40	0.23	0.25	0.24	0.25	0.39	0.50	0.35

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 65: Caudales sintéticos esperados mensuales en embalse Pomacocha (m³/s)

QN-806 POMACOCHA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	2.88	2.20	0.88	0.59	0.60	0.61	0.79	1.22	0.94	1.25	1.60	1.53	1.26
1966	2.11	3.46	2.29	1.66	0.58	0.61	0.96	0.93	0.78	1.26	0.63	1.39	1.39
1967	2.61	4.04	4.61	2.98	0.60	0.47	0.50	0.38	0.80	0.72	1.06	1.43	1.68
1968	1.77	2.95	2.63	1.20	0.93	1.00	1.14	0.69	1.24	1.28	0.93	1.54	1.44
1969	1.93	1.95	2.52	1.17	0.60	0.80	0.41	0.49	1.04	0.94	0.76	1.07	1.14
1970	1.02	3.21	3.56	1.90	1.06	1.11	1.00	1.72	1.25	1.20	1.71	1.95	1.72
1971	2.11	2.59	3.30	2.09	0.98	0.75	0.76	0.76	1.27	1.31	1.88	1.93	1.64
1972	2.02	2.93	2.62	2.04	1.04	0.93	0.96	1.23	1.16	1.95	1.32	2.23	1.70
1973	4.02	3.90	2.33	1.89	0.87	0.62	0.59	0.56	0.79	1.15	1.30	2.14	1.68
1974	3.60	4.40	3.19	0.98	0.74	0.43	0.61	0.40	0.79	0.86	0.81	1.19	1.50
1975	2.22	4.67	2.61	2.33	1.16	0.86	0.65	0.74	1.24	1.13	1.12	2.31	1.75
1976	3.42	2.75	3.34	3.67	1.57	1.00	1.21	0.89	1.10	1.32	1.15	2.83	2.02
1977	2.34	5.07	4.41	2.75	1.28	0.85	1.09	1.50	1.68	1.60	1.27	1.71	2.13
1978	2.25	2.07	3.48	2.81	0.89	0.89	1.38	1.18	1.25	1.31	1.73	3.21	1.87
1979	3.23	5.38	4.48	3.91	1.55	0.84	1.13	1.05	0.94	1.18	1.14	1.36	2.18
1980	1.32	2.00	0.86	1.06	0.27	0.28	0.28	0.34	0.52	1.05	1.53	1.38	0.91
1981	2.16	2.52	3.15	1.83	0.89	0.57	0.80	0.80	0.94	0.87	1.30	3.03	1.57
1982	2.57	2.61	5.15	2.31	1.55	0.88	0.75	0.74	0.43	0.62	0.81	1.60	1.67
1983	2.67	3.68	4.21	2.14	1.09	1.01	0.89	0.61	1.15	0.94	1.17	1.38	1.74
1984	1.67	1.20	1.82	1.04	0.57	0.86	1.14	0.82	0.83	0.87	0.88	0.80	1.04
1985	2.10	1.98	2.07	1.26	0.51	0.29	0.37	0.61	0.89	1.02	1.31	1.28	1.14
1986	1.48	1.17	2.95	2.42	1.50	0.83	1.05	1.22	1.26	2.21	1.06	1.82	1.58
1987	3.28	2.23	3.82	2.73	1.28	0.75	1.01	1.11	0.88	1.33	1.66	1.59	1.81
1988	3.46	2.52	3.45	2.38	1.70	1.09	1.07	0.95	1.04	1.66	0.98	1.04	1.78
1989	1.44	2.72	2.63	1.73	1.10	0.97	1.41	1.40	1.58	1.32	1.60	2.10	1.67
1990	3.48	4.21	3.74	1.72	0.62	0.45	0.94	0.63	0.72	1.01	0.77	1.27	1.63
1991	2.49	3.71	4.78	2.29	2.34	1.11	0.92	1.01	0.87	0.90	1.23	2.80	2.04
1992	3.83	5.15	4.43	3.60	1.90	1.41	1.55	1.20	1.05	1.06	1.48	2.18	2.40
1993	3.56	5.18	5.94	4.62	2.08	1.39	1.24	0.85	1.20	1.42	0.91	1.08	2.46
1994	1.65	2.64	3.53	0.93	0.57	0.18	0.38	0.25	0.29	0.55	0.76	0.55	1.02
1995	0.56	3.25	3.80	2.11	0.88	0.79	0.91	0.95	1.38	1.16	0.93	1.32	1.50
1996	2.32	3.40	3.43	2.98	1.23	0.93	0.63	0.75	0.88	1.11	2.48	3.05	1.93
1997	2.90	2.86	3.20	1.98	1.06	0.82	0.84	1.15	0.72	0.72	0.80	1.05	1.51
1998	1.77	3.42	3.04	1.54	1.01	0.81	0.74	0.68	0.49	1.20	1.35	1.85	1.49
1999	2.39	2.92	4.22	2.35	1.31	0.52	0.41	0.57	0.46	1.15	1.01	1.07	1.53
2000	1.43	3.20	3.14	2.15	1.09	0.95	1.12	1.07	1.18	0.74	1.04	1.07	1.51
2001	1.37	2.19	2.74	1.40	0.84	0.54	0.39	0.29	0.90	0.85	1.17	2.61	1.28
2002	3.08	4.59	4.82	2.87	1.39	1.25	1.26	1.22	0.73	0.77	0.68	0.91	1.97
2003	2.97	1.32	2.88	1.37	0.57	0.49	0.69	0.86	0.83	0.75	1.02	2.21	1.33
2004	2.27	4.61	5.27	3.46	1.77	0.92	0.63	0.83	0.76	1.20	1.59	1.65	2.08
2005	1.98	2.93	3.88	3.22	1.08	0.85	1.26	0.89	1.08	1.17	1.02	1.73	1.76
2006	3.51	4.99	5.49	3.81	1.32	0.55	0.52	0.69	1.07	1.19	1.20	1.77	2.18
2007	2.07	1.90	3.44	2.09	0.99	0.68	0.61	0.57	0.65	0.72	0.79	1.49	1.33
2008	2.46	2.76	2.41	2.62	1.38	0.89	1.06	1.09	1.20	1.79	2.43	3.04	1.93
2009	2.23	3.60	3.73	2.90	1.27	0.83	1.03	0.74	1.13	1.66	1.22	1.50	1.82
2010	2.19	3.89	5.17	3.33	2.36	0.87	0.76	0.55	0.39	0.76	1.11	2.32	1.97
2011	2.71	2.83	3.33	2.23	0.93	0.76	0.87	0.47	0.64	0.90	1.14	1.38	1.52
2012	2.35	4.15	3.26	2.14	0.97	0.86	1.17	0.87	0.99	1.50	1.14	2.02	1.79
2013	2.42	3.64	3.78	3.46	1.65	0.93	0.95	1.38	0.67	0.84	1.24	1.88	1.90
2014	1.72	1.37	2.77	1.41	0.75	0.93	1.11	1.05	0.60	0.99	1.69	2.40	1.40
2015	1.85	4.64	4.02	2.57	1.33	0.94	0.68	0.74	0.89	0.90	0.76	1.27	1.71
Prom	2.38	3.21	3.46	2.28	1.13	0.80	0.87	0.86	0.93	1.12	1.21	1.75	1.67
Max	4.02	5.38	5.94	4.62	2.36	1.41	1.55	1.72	1.68	2.21	2.48	3.21	2.46
Min	0.56	1.17	0.86	0.59	0.27	0.18	0.28	0.25	0.29	0.55	0.63	0.55	0.91
Desvest	0.76	1.11	1.07	0.88	0.46	0.26	0.30	0.32	0.30	0.34	0.40	0.64	0.34

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 66: Caudales sintéticos esperados mensuales en embalse Huallacocha Baja (m³/s)

QN-807
HUALLACOCHA BAJA

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.76	1.08	1.10	0.38	0.37	0.24	0.26	0.19	0.16	0.27	0.23	0.38	0.45
1966	0.82	0.87	1.23	0.53	0.27	0.31	0.43	0.46	0.24	0.52	0.52	0.58	0.56
1967	0.99	1.29	0.80	0.69	0.52	0.23	0.23	0.20	0.27	0.33	0.27	0.71	0.54
1968	0.75	0.75	1.02	0.47	0.24	0.24	0.33	0.25	0.28	0.44	0.41	0.55	0.48
1969	0.49	0.64	0.30	0.26	0.17	0.25	0.29	0.24	0.31	0.34	0.29	0.33	0.33
1970	0.51	0.82	1.10	1.02	0.41	0.20	0.28	0.20	0.25	0.34	0.25	0.32	0.47
1971	0.44	1.15	0.93	0.36	0.21	0.20	0.27	0.22	0.20	0.33	0.38	0.28	0.41
1972	0.47	0.68	0.66	0.46	0.28	0.21	0.19	0.26	0.34	0.44	0.39	0.47	0.40
1973	0.60	0.89	1.00	0.56	0.25	0.23	0.16	0.24	0.21	0.36	0.50	0.61	0.47
1974	0.57	0.84	1.00	0.87	0.25	0.25	0.23	0.27	0.32	0.29	0.42	0.52	0.49
1975	0.82	0.80	0.87	0.60	0.24	0.19	0.25	0.19	0.22	0.27	0.42	0.90	0.48
1976	0.53	1.00	1.10	0.75	0.41	0.35	0.35	0.42	0.32	0.47	0.50	0.61	0.57
1977	0.76	1.33	0.72	0.35	0.18	0.17	0.24	0.13	0.17	0.28	0.21	0.26	0.40
1978	0.31	0.89	0.85	0.55	0.30	0.19	0.25	0.18	0.12	0.33	0.42	0.32	0.39
1979	0.43	0.43	0.54	0.25	0.22	0.18	0.30	0.20	0.25	0.22	0.18	0.60	0.32
1980	0.79	0.84	1.16	0.87	0.32	0.27	0.32	0.18	0.28	0.23	0.44	0.81	0.54
1981	0.49	0.78	1.23	0.56	0.38	0.25	0.25	0.22	0.15	0.26	0.22	0.24	0.42
1982	0.65	1.05	1.20	0.85	0.41	0.22	0.20	0.23	0.23	0.38	0.71	0.65	0.57
1983	0.57	0.42	0.67	0.51	0.28	0.23	0.17	0.15	0.12	0.13	0.32	0.22	0.32
1984	0.31	0.65	0.79	0.50	0.18	0.21	0.15	0.14	0.21	0.20	0.29	0.27	0.33
1985	0.53	0.89	0.90	0.79	0.25	0.16	0.14	0.19	0.32	0.28	0.38	0.75	0.46
1986	0.86	1.26	1.17	0.66	0.50	0.23	0.18	0.22	0.28	0.32	0.30	0.64	0.55
1987	0.92	1.05	1.03	0.75	0.27	0.21	0.23	0.19	0.33	0.25	0.33	0.40	0.50
1988	0.26	0.14	0.60	0.29	0.20	0.15	0.14	0.11	0.21	0.15	0.37	0.43	0.26
1989	0.88	1.23	0.93	1.04	0.30	0.21	0.14	0.10	0.15	0.29	0.27	0.50	0.50
1990	0.89	1.15	1.19	0.73	0.42	0.20	0.30	0.17	0.06	0.27	0.35	0.56	0.53
1991	0.67	1.15	1.40	1.13	0.42	0.19	0.11	0.19	0.14	0.23	0.19	0.40	0.52
1992	0.73	0.85	1.08	0.53	0.26	0.24	0.32	0.29	0.26	0.33	0.33	0.72	0.49
1993	0.56	1.08	1.27	0.67	0.47	0.39	0.24	0.31	0.21	0.25	0.23	0.44	0.51
1994	0.74	1.02	0.65	0.53	0.21	0.18	0.20	0.19	0.32	0.36	0.46	0.38	0.44
1995	0.85	0.46	0.85	0.55	0.27	0.22	0.21	0.24	0.19	0.16	0.25	0.70	0.41
1996	0.78	1.12	1.54	0.96	0.51	0.24	0.32	0.27	0.31	0.32	0.31	0.29	0.58
1997	0.32	0.69	1.06	0.48	0.20	0.22	0.30	0.39	0.23	0.21	0.26	0.33	0.39
1998	0.51	0.62	0.95	0.32	0.22	0.14	0.10	0.17	0.17	0.23	0.22	0.22	0.32
1999	0.46	1.17	0.49	0.55	0.51	0.25	0.24	0.29	0.28	0.29	0.31	0.68	0.46
2000	0.67	0.97	1.18	0.83	0.22	0.11	0.13	0.13	0.29	0.34	0.31	0.36	0.46
2001	0.41	1.20	0.85	0.66	0.30	0.20	0.12	0.09	0.16	0.12	0.20	0.29	0.38
2002	0.46	0.31	0.82	0.37	0.19	0.18	0.18	0.18	0.16	0.39	0.41	0.43	0.34
2003	0.28	0.68	0.74	0.47	0.22	0.21	0.27	0.29	0.27	0.31	0.33	0.47	0.38
2004	0.46	1.21	1.05	0.83	0.19	0.12	0.09	0.15	0.17	0.13	0.27	0.43	0.43
2005	0.67	1.50	1.33	0.66	0.48	0.26	0.30	0.30	0.31	0.32	0.34	0.40	0.57
2006	0.40	0.83	0.71	0.34	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.24	0.21	0.48	0.33
2007	0.76	0.82	0.63	0.56	0.36	0.26	0.18	0.25	0.27	0.19	0.18	0.40	0.41
2008	0.57	0.59	0.72	0.47	0.35	0.21	0.20	0.16	0.24	0.39	0.32	0.66	0.41
2009	0.96	1.38	0.69	0.48	0.37	0.33	0.44	0.32	0.22	0.25	0.24	0.55	0.52
2010	0.49	1.09	0.89	0.67	0.19	0.09	0.11	0.10	0.15	0.28	0.21	0.29	0.38
2011	0.26	0.68	0.49	0.26	0.21	0.25	0.21	0.15	0.21	0.23	0.47	0.46	0.32
2012	0.75	0.47	0.37	0.11	0.11	0.17	0.21	0.19	0.23	0.27	0.24	0.33	0.29
2013	0.76	0.49	0.57	0.53	0.16	0.19	0.17	0.14	0.20	0.41	0.27	0.42	0.36
2014	0.79	0.56	0.94	0.76	0.26	0.14	0.15	0.11	0.24	0.33	0.15	0.32	0.40
2015	0.82	0.98	0.85	0.56	0.30	0.32	0.31	0.25	0.19	0.30	0.30	0.58	0.48
Prom	0.62	0.88	0.91	0.59	0.29	0.22	0.23	0.21	0.23	0.29	0.32	0.47	0.44
Max	0.99	1.50	1.54	1.13	0.52	0.39	0.44	0.46	0.34	0.52	0.71	0.90	0.58
Min	0.26	0.14	0.30	0.11	0.11	0.09	0.09	0.09	0.06	0.12	0.15	0.22	0.26
Desvest	0.20	0.30	0.27	0.22	0.11	0.06	0.08	0.08	0.07	0.09	0.11	0.17	0.08

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 67: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Toma Rumichaca (m³/s)

QN-809													
TOMA RUMICHACA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	1.30	1.54	1.72	1.59	0.77	0.71	0.66	0.98	0.75	0.56	0.77	1.67	1.08
1966	1.87	1.07	1.92	1.41	0.66	0.49	0.45	0.46	0.66	0.57	0.71	0.75	0.92
1967	0.92	1.68	2.62	1.81	0.97	0.79	1.05	0.55	0.50	0.54	0.69	0.79	1.08
1968	0.74	1.09	1.64	1.35	0.70	0.37	0.39	0.41	0.58	0.75	0.77	1.21	0.83
1969	1.68	1.97	2.53	1.17	0.58	0.33	0.50	0.62	0.52	0.91	0.74	1.37	1.08
1970	1.53	1.73	1.55	1.34	0.55	0.43	0.39	0.33	0.39	0.48	0.76	0.95	0.87
1971	1.69	1.01	1.40	0.75	0.30	0.22	0.16	0.18	0.51	0.48	0.38	0.81	0.66
1972	1.53	1.10	1.82	1.28	0.45	0.38	0.44	0.36	0.41	0.38	0.39	0.64	0.76
1973	0.79	0.77	1.86	0.88	0.58	0.74	0.51	0.35	0.59	0.70	0.39	0.93	0.76
1974	1.55	1.82	1.32	1.53	1.09	0.73	0.74	0.59	0.70	0.48	0.49	0.85	0.99
1975	1.26	2.10	1.12	1.40	0.85	0.75	0.64	0.68	0.88	0.97	0.94	1.30	1.07
1976	1.21	1.22	1.90	1.00	0.64	0.87	0.68	0.63	0.51	0.47	0.62	0.65	0.87
1977	0.58	2.27	1.76	0.79	0.52	0.57	0.64	1.03	0.59	0.83	0.75	1.28	0.97
1978	1.36	2.05	2.00	1.48	0.73	0.44	0.31	0.46	0.44	0.59	0.61	0.68	0.93
1979	1.04	2.12	1.46	0.88	0.56	0.53	0.61	0.72	0.37	0.63	0.50	0.87	0.86
1980	1.08	1.07	1.70	0.58	0.24	0.11	0.07	0.15	0.22	0.39	0.40	0.58	0.55
1981	1.04	1.50	1.56	1.25	0.41	0.27	0.37	0.72	0.80	0.60	0.58	0.83	0.83
1982	1.01	2.47	1.56	1.55	0.85	0.69	0.55	0.53	0.72	0.69	0.77	0.91	1.02
1983	1.48	2.41	2.92	1.52	0.75	0.43	0.43	0.42	0.47	0.53	0.45	0.66	1.04
1984	1.21	1.54	1.42	1.17	0.49	0.36	0.49	0.50	0.55	0.49	0.73	0.75	0.81
1985	0.82	1.34	0.69	0.28	0.42	0.37	0.44	0.33	0.42	0.54	0.50	0.58	0.56
1986	1.40	1.14	1.80	1.41	0.70	0.43	0.32	0.25	0.25	0.57	0.35	0.68	0.78
1987	1.06	1.77	1.67	1.62	0.68	0.50	0.46	0.41	0.63	0.67	0.52	1.02	0.92
1988	1.27	1.88	1.23	0.69	0.43	0.55	0.69	0.57	0.56	0.89	0.83	0.99	0.88
1989	0.95	1.96	1.99	1.02	0.18	0.25	0.28	0.24	0.29	0.43	0.32	0.63	0.71
1990	1.62	2.25	1.51	1.23	0.73	0.50	0.49	0.49	0.92	0.50	0.76	0.74	0.98
1991	1.37	2.05	1.39	1.22	0.87	0.66	0.67	0.52	0.44	0.75	0.53	0.97	0.95
1992	0.48	0.99	0.62	0.61	0.38	0.31	0.36	0.37	0.52	0.59	0.71	0.68	0.55
1993	1.92	2.13	1.78	1.30	0.65	0.60	0.46	0.51	0.34	0.53	0.53	0.80	0.96
1994	1.49	0.84	1.85	0.94	0.44	0.49	0.37	0.48	0.36	0.53	0.61	0.90	0.78
1995	1.57	1.67	1.56	1.15	0.61	0.51	0.41	0.31	0.48	0.57	0.56	0.84	0.85
1996	1.24	1.99	1.41	1.12	0.73	0.49	0.36	0.31	0.41	0.48	0.46	0.69	0.81
1997	1.49	2.17	2.16	1.25	0.76	0.72	0.87	0.61	0.50	0.57	0.70	0.37	1.01
1998	0.52	0.59	0.58	0.59	0.58	0.39	0.30	0.18	0.24	0.38	0.44	0.61	0.45
1999	1.17	1.28	1.99	0.82	0.47	0.35	0.37	0.28	0.33	0.56	0.51	0.82	0.75
2000	0.89	2.34	1.96	1.19	0.70	0.56	0.24	0.23	0.41	0.54	0.41	0.48	0.83
2001	1.04	2.41	1.45	1.38	0.71	0.57	0.50	0.38	0.38	0.55	0.35	0.59	0.86
2002	0.78	1.99	1.62	0.69	0.83	0.73	0.80	0.37	0.45	0.71	0.79	1.29	0.92
2003	1.32	1.94	2.61	1.68	0.40	0.31	0.37	0.32	0.42	0.46	0.50	0.83	0.93
2004	0.90	0.81	0.78	0.54	0.41	0.24	0.37	0.55	0.63	0.63	0.78	1.19	0.65
2005	0.95	2.44	2.36	1.72	1.24	0.69	0.51	0.56	0.69	1.12	0.51	0.82	1.13
2006	1.45	1.12	1.75	0.87	0.77	0.78	0.97	1.11	0.64	0.82	1.47	0.89	1.05
2007	1.13	1.38	1.59	1.40	0.86	0.51	0.58	0.42	0.72	0.40	0.39	0.61	0.83
2008	1.08	1.83	1.23	1.80	0.92	0.48	0.59	0.67	0.56	0.69	0.60	1.04	0.96
2009	1.76	1.83	1.55	1.12	0.52	0.41	0.36	0.34	0.33	0.52	0.39	0.91	0.84
2010	1.15	2.07	1.63	1.60	0.99	0.52	0.45	0.47	0.47	0.52	0.88	1.50	1.02
2011	1.36	1.77	2.06	1.41	0.65	0.32	0.32	0.31	0.41	0.55	0.62	0.65	0.87
2012	1.22	1.03	1.00	0.30	0.39	0.26	0.25	0.51	0.67	0.72	0.89	1.31	0.71
2013	1.64	1.64	1.98	1.28	0.72	0.47	0.25	0.31	0.35	0.54	0.48	0.85	0.88
2014	1.18	1.54	0.76	1.39	0.97	0.75	0.82	0.59	0.39	0.56	0.50	1.07	0.88
2015	1.60	2.88	2.83	1.64	0.70	0.46	0.60	0.72	0.47	0.76	0.63	0.96	1.19
Prom	1.23	1.68	1.67	1.18	0.65	0.50	0.49	0.48	0.51	0.60	0.61	0.88	0.87
Max	1.92	2.88	2.92	1.81	1.24	0.87	1.05	1.11	0.92	1.12	1.47	1.67	1.19
Min	0.48	0.59	0.58	0.28	0.18	0.11	0.07	0.15	0.22	0.38	0.32	0.37	0.45
Desvest	0.34	0.53	0.52	0.38	0.22	0.18	0.20	0.21	0.16	0.15	0.20	0.27	0.16

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 68: Caudales sintéticos esperados mensuales en embalse Huallacocha Alta (m^3/s)

QN-810													
HUALLACOCHA ALTA													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.90	0.77	1.12	0.59	0.33	0.31	0.19	0.22	0.22	0.22	0.20	0.47	0.46
1966	0.52	0.58	0.43	0.40	0.20	0.24	0.18	0.17	0.19	0.14	0.28	0.33	0.31
1967	0.45	0.46	0.39	0.25	0.14	0.14	0.15	0.13	0.12	0.28	0.16	0.19	0.24
1968	0.28	0.90	0.51	0.31	0.18	0.21	0.22	0.37	0.29	0.39	0.44	0.72	0.40
1969	1.04	1.09	1.08	1.12	0.41	0.22	0.39	0.18	0.21	0.32	0.24	0.34	0.55
1970	0.37	0.56	0.99	0.66	0.33	0.30	0.44	0.29	0.32	0.44	0.26	0.54	0.46
1971	0.26	0.60	0.83	0.32	0.29	0.21	0.20	0.16	0.14	0.23	0.33	0.32	0.32
1972	0.39	0.46	0.46	0.34	0.10	0.12	0.15	0.20	0.19	0.27	0.32	0.34	0.28
1973	0.52	0.69	0.80	0.71	0.26	0.16	0.27	0.33	0.24	0.16	0.16	0.29	0.38
1974	0.46	0.76	0.88	0.38	0.29	0.26	0.25	0.15	0.21	0.19	0.15	0.40	0.36
1975	0.69	1.17	0.97	0.94	0.53	0.39	0.52	0.33	0.35	0.15	0.35	0.51	0.58
1976	0.62	1.72	1.27	0.95	0.50	0.33	0.32	0.22	0.23	0.19	0.26	0.33	0.58
1977	0.45	0.96	0.88	0.59	0.25	0.19	0.14	0.25	0.19	0.21	0.12	0.26	0.37
1978	0.39	0.60	1.19	0.65	0.45	0.25	0.28	0.36	0.32	0.25	0.31	0.43	0.46
1979	0.64	0.49	0.87	0.42	0.17	0.19	0.34	0.38	0.45	0.41	0.29	0.55	0.43
1980	0.70	0.71	1.06	0.46	0.30	0.25	0.29	0.32	0.37	0.27	0.25	0.54	0.46
1981	0.86	1.16	1.53	1.39	0.45	0.22	0.20	0.14	0.11	0.24	0.37	0.45	0.59
1982	0.92	0.84	1.35	0.73	0.27	0.30	0.48	0.40	0.40	0.34	0.28	0.42	0.56
1983	0.58	0.91	0.57	0.62	0.25	0.15	0.13	0.12	0.24	0.20	0.22	0.40	0.37
1984	0.55	0.61	0.87	0.67	0.21	0.14	0.20	0.32	0.26	0.38	0.42	0.43	0.42
1985	0.91	1.26	1.18	0.45	0.32	0.28	0.29	0.35	0.15	0.33	0.24	0.38	0.51
1986	0.98	1.23	0.83	0.68	0.37	0.23	0.22	0.23	0.31	0.45	0.75	0.70	0.58
1987	0.62	0.75	0.94	0.61	0.45	0.19	0.19	0.20	0.18	0.28	0.32	0.35	0.42
1988	0.66	1.04	0.89	0.49	0.27	0.23	0.15	0.22	0.28	0.46	0.35	0.61	0.47
1989	0.37	1.15	1.07	0.92	0.32	0.20	0.30	0.22	0.23	0.30	0.26	0.60	0.49
1990	0.99	0.99	0.95	0.82	0.23	0.19	0.13	0.22	0.19	0.17	0.20	0.58	0.47
1991	0.53	1.21	1.01	0.71	0.47	0.26	0.26	0.24	0.25	0.32	0.48	0.57	0.52
1992	0.24	0.70	1.11	0.63	0.30	0.25	0.20	0.19	0.22	0.23	0.16	0.24	0.37
1993	0.69	0.40	0.66	0.38	0.20	0.20	0.27	0.40	0.36	0.31	0.29	0.54	0.39
1994	0.75	0.78	1.13	0.54	0.27	0.18	0.17	0.11	0.12	0.28	0.48	0.79	0.47
1995	0.60	0.84	0.90	0.54	0.42	0.32	0.22	0.26	0.29	0.20	0.29	0.68	0.46
1996	0.81	1.16	1.27	0.61	0.34	0.20	0.23	0.25	0.27	0.25	0.55	1.02	0.58
1997	0.70	1.49	1.36	0.94	0.38	0.24	0.13	0.18	0.32	0.26	0.24	0.48	0.56
1998	0.65	0.93	1.04	0.52	0.39	0.25	0.34	0.37	0.29	0.39	0.55	0.41	0.51
1999	0.53	0.92	0.89	0.55	0.25	0.24	0.24	0.23	0.33	0.21	0.21	0.33	0.41
2000	0.40	0.29	0.43	0.40	0.21	0.24	0.18	0.39	0.28	0.27	0.24	0.33	0.31
2001	0.56	0.95	0.94	0.62	0.34	0.28	0.22	0.33	0.24	0.29	0.24	0.45	0.46
2002	0.47	0.71	1.23	0.37	0.33	0.26	0.27	0.30	0.20	0.20	0.33	0.57	0.44
2003	0.79	0.76	0.69	0.50	0.29	0.23	0.43	0.39	0.30	0.32	0.18	0.66	0.46
2004	0.93	0.57	0.57	0.24	0.18	0.15	0.12	0.14	0.29	0.32	0.29	0.60	0.37
2005	0.42	1.19	1.11	0.93	0.34	0.25	0.23	0.25	0.26	0.28	0.15	0.21	0.47
2006	0.64	0.29	0.81	0.14	0.07	0.11	0.12	0.19	0.27	0.32	0.34	0.24	0.30
2007	0.27	0.12	1.06	0.36	0.18	0.19	0.18	0.10	0.14	0.20	0.21	0.39	0.28
2008	0.78	0.70	0.70	0.53	0.29	0.22	0.25	0.23	0.17	0.46	0.32	0.59	0.44
2009	0.58	1.08	0.70	0.70	0.40	0.30	0.27	0.24	0.28	0.38	0.34	0.61	0.49
2010	0.59	0.98	1.20	0.84	0.35	0.22	0.15	0.17	0.09	0.19	0.22	0.29	0.44
2011	0.65	1.13	0.49	0.25	0.24	0.19	0.18	0.07	0.23	0.26	0.21	0.33	0.35
2012	0.63	1.25	0.76	0.82	0.57	0.43	0.39	0.33	0.35	0.36	0.36	0.54	0.57
2013	0.49	1.20	0.94	0.55	0.32	0.24	0.25	0.35	0.46	0.23	0.27	0.18	0.46
2014	0.44	0.83	0.56	0.27	0.25	0.24	0.25	0.21	0.21	0.20	0.41	0.47	0.36
2015	0.29	0.76	0.69	0.54	0.24	0.25	0.36	0.37	0.38	0.35	0.26	0.38	0.40
Prom	0.60	0.86	0.90	0.59	0.30	0.23	0.25	0.25	0.25	0.28	0.30	0.46	0.44
Max	1.04	1.72	1.53	1.39	0.57	0.43	0.52	0.40	0.46	0.46	0.75	1.02	0.59
Min	0.24	0.12	0.39	0.14	0.07	0.11	0.12	0.07	0.09	0.14	0.12	0.18	0.24
Desvest	0.20	0.32	0.27	0.25	0.11	0.06	0.09	0.09	0.08	0.08	0.12	0.17	0.09

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 69: Caudales sintéticos esperados mensuales en Lagunas (3) Piñascocha (m^3/s)

QN-814
LAGUNAS (3) (PIÑASCOCHA)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	1.19	1.22	1.09	0.76	1.49	0.15	0.12	0.25	0.11	0.15	0.10	0.25	0.57
1966	0.47	1.03	1.06	0.66	0.26	0.28	0.09	0.05	0.03	0.10	0.07	0.25	0.36
1967	0.04	0.09	0.41	0.12	0.24	0.19	0.20	0.43	0.20	0.34	0.36	0.63	0.27
1968	0.57	0.85	0.41	0.33	0.10	0.16	0.04	0.09	0.06	0.05	0.31	0.34	0.27
1969	0.19	0.26	0.38	0.27	0.11	0.04	0.10	0.13	0.26	0.15	0.05	0.24	0.18
1970	0.66	0.61	0.60	0.25	0.25	0.17	0.09	0.16	0.06	0.11	0.11	0.27	0.28
1971	1.09	2.77	1.92	1.77	0.58	0.34	0.15	0.14	0.14	0.36	0.40	0.16	0.82
1972	0.34	0.60	1.08	0.50	0.31	0.15	0.14	0.08	0.08	0.08	0.09	0.13	0.30
1973	0.30	0.86	1.49	0.30	0.54	0.16	0.05	0.04	0.09	0.02	0.01	0.17	0.34
1974	0.25	0.65	0.95	0.50	0.32	0.12	0.06	0.03	0.03	0.11	0.05	0.26	0.28
1975	0.57	1.32	1.29	1.27	0.42	0.16	0.25	0.07	0.13	0.24	0.26	0.27	0.52
1976	0.49	1.65	1.69	0.65	0.28	0.32	0.20	0.36	0.30	0.23	0.08	0.07	0.53
1977	0.26	0.00	0.94	0.06	0.35	0.14	0.12	0.08	0.04	0.12	0.08	0.31	0.21
1978	0.47	0.75	0.89	0.59	0.37	0.23	0.20	0.65	1.09	0.28	0.09	0.22	0.49
1979	0.43	1.08	0.93	0.36	0.10	0.29	0.03	0.19	0.33	0.05	0.04	0.04	0.32
1980	0.26	0.54	0.57	0.15	0.24	0.20	0.23	0.05	0.11	0.18	0.15	0.19	0.24
1981	0.48	0.51	0.49	0.55	0.07	0.07	0.02	0.03	0.04	0.01	0.07	0.17	0.21
1982	0.23	0.87	0.95	0.21	0.26	0.15	0.35	0.17	0.06	0.07	0.03	0.20	0.30
1983	0.26	1.58	1.52	1.45	0.93	0.15	0.06	0.03	0.02	0.04	0.04	0.30	0.53
1984	0.27	0.94	1.24	0.35	0.49	0.17	0.10	0.16	0.15	0.11	0.16	0.26	0.37
1985	0.45	0.60	0.70	0.74	0.07	0.15	0.02	0.05	0.21	0.10	0.11	0.38	0.30
1986	1.12	1.20	0.98	0.60	0.35	0.13	0.08	0.18	0.06	0.11	0.08	0.03	0.41
1987	0.34	0.54	1.25	0.47	0.42	0.30	0.21	0.11	0.19	0.14	0.27	0.39	0.39
1988	0.83	0.51	0.52	0.74	0.23	0.05	0.10	0.11	0.04	0.01	0.10	0.23	0.29
1989	0.53	1.35	1.49	0.72	0.60	0.14	0.18	0.08	0.25	0.22	0.13	0.28	0.50
1990	0.84	1.20	0.85	0.59	0.11	0.12	0.06	0.10	0.20	0.19	0.05	0.06	0.37
1991	0.16	0.59	0.53	0.08	0.07	0.14	0.18	0.10	0.09	0.04	0.20	0.09	0.19
1992	0.34	0.91	1.23	0.75	0.39	0.09	0.09	0.08	0.08	0.18	0.19	0.08	0.37
1993	0.17	0.26	0.25	0.14	0.10	0.05	0.06	0.03	0.07	0.23	0.14	0.67	0.18
1994	0.48	1.01	0.75	0.77	0.15	0.08	0.06	0.06	0.03	0.02	0.14	0.17	0.31
1995	0.12	0.26	0.74	0.27	0.13	0.16	0.08	0.05	0.06	0.08	0.06	0.12	0.18
1996	0.46	0.63	0.81	0.27	0.27	0.26	0.28	0.16	0.12	0.02	0.04	0.12	0.29
1997	0.16	0.81	0.81	0.66	0.11	0.15	0.07	0.19	0.09	0.05	0.25	0.15	0.29
1998	0.21	0.39	0.62	0.10	0.08	0.06	0.02	0.03	0.05	0.13	0.06	0.15	0.16
1999	0.39	1.32	0.94	1.40	0.48	0.13	0.05	0.04	0.07	0.14	0.22	0.37	0.46
2000	0.84	1.32	0.92	0.43	0.31	0.09	0.07	0.04	0.05	0.11	0.22	0.34	0.40
2001	1.55	1.89	2.55	0.56	0.16	0.10	0.18	0.53	0.24	0.11	0.19	0.33	0.70
2002	0.42	0.42	0.92	0.25	0.23	0.14	0.17	0.34	0.12	0.12	0.29	0.70	0.34
2003	1.05	1.70	1.22	1.07	0.16	0.10	0.07	0.08	0.08	0.08	0.19	0.49	0.53
2004	0.76	0.85	0.64	0.17	0.39	0.28	0.10	0.15	0.15	0.25	0.23	0.21	0.35
2005	0.78	0.51	0.39	0.45	0.24	0.23	0.18	0.24	0.17	0.21	0.04	0.28	0.31
2006	0.35	0.31	0.62	0.49	0.18	0.24	0.15	0.20	0.25	0.22	0.22	0.29	0.29
2007	1.04	0.49	0.49	0.60	0.09	0.15	0.03	0.06	0.08	0.13	0.21	0.28	0.30
2008	0.36	1.07	0.99	1.05	0.54	0.46	0.11	0.05	0.10	0.07	0.11	0.36	0.44
2009	1.35	2.03	1.56	1.84	0.47	0.13	0.02	0.01	0.01	0.03	0.16	0.17	0.65
2010	0.35	0.79	1.02	0.68	0.20	0.03	0.15	0.34	0.12	0.04	0.04	0.14	0.32
2011	0.39	0.93	1.38	0.41	0.10	0.14	0.08	0.02	0.01	0.05	0.15	0.29	0.33
2012	0.32	1.20	1.68	0.51	0.13	0.05	0.02	0.01	0.03	0.27	0.43	0.42	0.42
2013	0.26	0.46	0.22	0.22	0.17	0.07	0.05	0.37	0.21	0.34	0.03	0.33	0.23
2014	0.76	0.66	1.06	0.39	0.34	0.08	0.32	0.21	0.24	0.03	0.10	0.25	0.37
2015	0.54	0.86	0.91	0.45	0.25	0.09	0.00	0.02	0.05	0.08	0.03	0.13	0.28
Prom	0.52	0.89	0.96	0.57	0.30	0.16	0.11	0.14	0.13	0.13	0.14	0.26	0.36
Max	1.55	2.77	2.55	1.84	1.49	0.46	0.35	0.65	1.09	0.36	0.43	0.70	0.82
Min	0.04	0.00	0.22	0.06	0.07	0.03	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.03	0.16
Desvest	0.34	0.53	0.46	0.41	0.24	0.09	0.08	0.14	0.16	0.09	0.10	0.15	0.14

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 70: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Huaylacancha (Cochas Túnel) (m³/s)

QN-815 HUAYLACANCHA (COCHAS TUNEL)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	3.89	2.77	0.92	0.59	1.27	1.06	1.14	2.60	1.40	1.54	2.60	1.11	1.74
1966	2.05	4.08	2.73	1.93	0.77	0.81	1.44	1.28	0.82	1.58	0.69	1.97	1.68
1967	3.76	6.70	9.11	6.02	0.51	0.32	0.46	0.15	0.69	1.17	1.94	1.35	2.68
1968	1.71	3.42	3.28	1.26	2.11	2.04	1.68	0.50	1.47	1.97	1.41	1.73	1.88
1969	2.05	2.17	2.88	1.20	0.96	1.38	0.22	0.24	1.00	1.53	1.11	1.12	1.32
1970	0.92	3.64	5.43	2.68	2.24	2.25	1.30	4.14	2.57	1.29	2.38	1.50	2.53
1971	2.04	2.71	4.10	2.54	1.70	1.18	0.93	0.72	1.95	2.07	3.26	1.51	2.06
1972	1.84	3.06	2.93	2.44	1.95	1.68	1.28	2.03	1.82	3.02	2.29	2.72	2.26
1973	7.50	6.32	2.93	2.21	1.44	0.85	0.64	0.39	0.74	1.74	2.48	2.40	2.47
1974	5.89	7.20	4.62	0.88	1.33	0.51	0.79	0.21	0.71	1.39	1.35	1.28	2.18
1975	2.63	7.41	3.96	3.89	2.41	1.52	0.67	0.65	1.76	1.73	1.78	2.88	2.61
1976	5.57	3.96	4.44	7.92	2.84	1.72	1.72	0.87	1.21	1.81	1.83	4.08	3.16
1977	2.71	8.23	7.52	3.90	2.07	1.31	1.54	3.34	6.14	2.39	1.74	1.62	3.54
1978	2.44	2.27	4.54	4.70	1.23	1.40	2.18	1.77	2.00	1.70	2.67	3.70	2.55
1979	4.50	9.13	7.68	8.05	2.26	1.16	1.61	1.40	1.03	1.40	1.72	1.17	3.43
1980	1.13	1.80	0.79	1.09	0.21	0.14	0.13	0.15	0.62	1.76	3.34	1.05	1.02
1981	2.12	2.62	4.05	2.28	1.64	0.80	1.12	0.96	1.08	1.11	2.10	3.96	1.99
1982	3.11	3.25	8.69	2.62	3.22	1.51	0.84	0.63	0.62	0.53	1.11	1.86	2.33
1983	3.69	5.63	7.32	3.01	2.04	1.84	1.08	0.35	1.14	1.37	1.88	1.17	2.54
1984	1.54	1.00	1.71	1.05	0.97	1.60	1.75	0.81	0.77	0.98	1.19	0.61	1.16
1985	2.33	2.26	2.57	1.64	0.80	0.23	0.33	0.67	1.06	1.59	2.42	0.99	1.41
1986	1.26	0.82	3.31	3.72	3.79	1.56	1.55	2.23	2.42	3.78	1.83	2.38	2.39
1987	5.15	3.06	5.54	4.46	2.42	1.16	1.47	1.77	1.01	1.65	2.80	1.18	2.64
1988	5.07	3.15	4.76	3.50	4.46	2.26	1.46	1.03	1.13	2.44	1.59	0.96	2.65
1989	1.30	2.92	3.38	2.31	2.62	1.95	2.29	2.75	4.56	1.78	2.24	1.82	2.49
1990	5.26	6.43	5.78	1.87	0.74	0.40	1.47	0.58	0.70	1.34	1.13	1.45	2.26
1991	3.25	5.58	9.48	3.62	7.91	2.42	1.15	1.20	0.88	0.95	1.86	3.54	3.49
1992	6.92	9.50	7.91	7.21	3.63	2.88	2.20	1.33	1.04	1.08	2.17	2.01	3.99
1993	5.62	8.97	14.28	13.93	3.55	2.63	1.53	0.56	1.19	2.03	1.31	1.02	4.72
1994	1.61	3.00	5.23	1.02	0.98	0.03	0.41	0.07	0.62	0.93	1.46	0.43	1.31
1995	0.53	3.24	6.36	3.68	1.64	1.30	1.25	1.20	2.71	1.68	1.21	1.29	2.18
1996	2.76	4.68	5.23	5.96	2.25	1.60	0.58	0.61	0.83	1.51	4.28	2.69	2.75
1997	3.28	3.17	3.59	1.94	1.85	1.36	1.07	1.83	0.78	0.59	0.88	0.94	1.77
1998	1.84	4.49	4.52	2.01	2.31	1.49	0.89	0.56	0.62	1.52	2.61	1.83	2.06
1999	2.65	3.52	6.51	3.23	2.64	0.65	0.30	0.47	0.62	1.61	1.98	0.96	2.09
2000	1.27	3.61	4.44	3.27	2.24	1.76	1.62	1.44	1.70	0.79	1.28	0.76	2.02
2001	1.21	2.11	3.40	1.67	1.75	0.80	0.29	0.07	0.76	1.60	2.34	3.54	1.63
2002	4.44	7.50	8.91	4.39	2.38	2.40	1.69	1.51	0.70	0.55	0.54	0.87	2.99
2003	4.66	1.91	3.91	1.81	0.91	0.61	0.95	1.22	0.95	0.86	1.49	2.69	1.83
2004	2.63	7.15	10.75	6.91	3.35	1.49	0.55	0.78	0.73	1.55	2.86	1.31	3.34
2005	1.84	3.15	5.59	6.16	1.58	1.28	1.92	0.95	1.20	1.52	1.50	1.89	2.38
2006	5.94	8.99	12.73	9.56	1.88	0.52	0.46	0.65	1.36	1.87	2.10	1.82	3.99
2007	2.15	1.99	4.36	2.65	1.79	1.04	0.64	0.39	0.65	0.92	1.17	1.74	1.62
2008	3.18	3.78	3.03	4.49	3.12	1.63	1.53	1.58	1.86	2.76	4.16	2.93	2.84
2009	2.06	4.07	4.76	3.96	2.01	1.25	1.43	0.62	1.27	2.69	2.23	1.47	2.32
2010	2.33	5.21	10.36	7.00	6.21	1.51	0.87	0.33	0.62	0.85	2.02	2.87	3.35
2011	3.51	3.75	4.33	2.81	1.45	1.15	1.15	0.21	0.62	1.23	2.12	1.23	1.96
2012	2.66	5.89	4.94	3.08	1.74	1.46	1.76	0.91	1.02	2.14	1.94	2.43	2.50
2013	2.86	5.03	5.67	7.11	3.19	1.57	1.21	2.64	0.76	0.63	1.75	1.74	2.85
2014	1.60	1.20	2.90	1.38	1.32	1.72	1.62	1.36	0.65	0.93	2.81	2.22	1.64
2015	1.66	6.16	6.14	3.47	2.40	1.59	0.66	0.59	0.83	1.14	0.96	1.41	2.25
Prom	3.02	4.38	5.38	3.73	2.20	1.35	1.15	1.08	1.28	1.54	1.96	1.83	2.41
Max	7.50	9.50	14.28	13.93	7.91	2.88	2.29	4.14	6.14	3.78	4.28	4.08	4.72
Min	0.53	0.82	0.79	0.59	0.21	0.03	0.13	0.07	0.62	0.53	0.54	0.43	1.02
Desvest	1.65	2.29	2.82	2.59	1.35	0.64	0.55	0.87	1.00	0.65	0.79	0.90	0.76

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 71: Caudales sintéticos esperados mensuales en Lagunas (5) Quillón (m^3/s)

QN-811 LAGUNAS (5) QUILLON													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.75	1.50	1.71	1.07	0.06	0.07	0.54	0.04	0.47	0.51	0.37	0.45	0.63
1966	1.53	2.41	2.61	1.32	1.33	0.64	0.67	0.41	0.21	0.52	0.60	0.52	1.06
1967	1.31	1.93	2.09	1.57	0.78	0.54	0.54	0.10	0.41	0.49	0.68	0.96	0.95
1968	5.20	3.33	2.48	1.67	0.77	0.22	0.72	0.46	0.41	0.41	1.16	1.32	1.51
1969	3.37	5.31	3.48	2.31	3.79	0.93	0.83	0.87	0.82	0.63	0.71	1.29	2.03
1970	1.46	2.14	3.26	1.77	0.82	0.87	0.32	0.26	0.34	0.57	0.49	0.98	1.11
1971	0.97	3.99	3.05	1.60	0.53	0.39	0.37	0.36	0.63	0.35	0.25	0.79	1.11
1972	0.94	2.75	3.20	2.62	0.76	0.55	0.50	0.32	0.22	0.30	0.24	0.85	1.11
1973	0.74	3.41	2.63	3.44	1.90	1.11	0.73	0.44	0.40	0.44	0.60	1.08	1.41
1974	2.88	2.16	2.91	0.95	0.27	0.43	0.54	0.17	0.46	0.27	0.56	1.03	1.05
1975	1.21	2.68	4.21	2.67	1.48	0.62	0.46	0.37	0.54	0.73	1.31	3.58	1.65
1976	2.09	3.19	3.61	1.41	0.96	0.70	0.52	0.68	0.30	0.51	0.56	0.95	1.29
1977	2.37	5.22	7.09	1.36	1.49	1.07	0.70	0.58	0.62	0.88	2.78	3.46	2.30
1978	2.79	5.29	4.08	1.85	0.87	1.20	0.68	0.51	0.64	0.53	0.60	2.11	1.76
1979	5.23	7.05	6.05	1.70	1.60	0.85	1.01	0.63	0.69	1.10	1.10	1.98	2.42
1980	2.96	5.73	3.08	1.36	0.44	0.80	0.28	0.46	0.27	0.45	0.58	0.84	1.44
1981	2.36	2.75	5.06	2.47	0.44	0.62	0.61	0.64	0.35	0.37	0.21	1.25	1.43
1982	1.34	3.60	2.49	2.05	2.53	0.67	0.44	0.57	0.30	0.65	0.45	0.36	1.29
1983	0.71	2.14	2.35	1.41	0.29	0.16	0.35	0.08	0.10	0.30	0.37	1.50	0.81
1984	2.17	3.29	2.71	1.57	1.54	1.08	0.32	0.49	0.53	0.48	0.19	0.29	1.22
1985	0.83	1.29	2.51	1.58	0.86	0.30	0.50	0.46	0.38	0.30	0.35	0.57	0.83
1986	5.14	2.26	3.67	2.82	1.09	1.05	0.62	0.60	0.67	0.52	0.48	0.66	1.63
1987	3.22	5.20	6.17	3.08	1.67	1.00	0.93	0.70	1.02	1.00	1.49	1.83	2.28
1988	4.18	6.71	10.64	3.31	1.33	0.86	1.11	0.69	1.09	1.12	0.83	0.92	2.73
1989	1.74	2.42	3.98	1.72	1.24	0.84	0.70	0.49	0.41	0.67	0.45	0.35	1.25
1990	1.38	2.59	2.71	0.58	1.28	0.34	0.51	0.58	0.42	0.70	0.57	1.57	1.10
1991	3.45	11.92	8.00	5.33	1.43	1.59	0.93	1.00	0.96	0.83	1.22	1.35	3.17
1992	1.04	1.45	2.37	0.66	0.56	0.75	0.23	0.19	0.47	0.13	0.09	0.46	0.70
1993	1.28	1.73	1.77	1.34	0.55	0.65	0.10	0.36	0.34	0.43	0.62	0.65	0.82
1994	1.28	1.66	5.33	2.46	0.34	0.36	0.52	0.40	0.33	0.32	0.83	0.52	1.20
1995	1.51	3.35	3.81	1.04	0.89	0.23	0.72	0.50	0.49	0.34	0.23	0.39	1.12
1996	1.08	2.88	1.52	1.29	0.63	0.19	0.40	0.05	0.42	0.22	0.65	0.58	0.83
1997	0.85	2.05	3.38	3.54	1.42	0.48	0.58	0.47	0.48	0.48	0.54	0.61	1.24
1998	3.67	1.69	1.71	1.57	0.61	0.49	0.22	0.21	0.20	0.31	0.24	0.42	0.94
1999	2.32	1.48	1.31	0.78	0.22	0.00	0.29	0.17	0.25	0.11	0.61	1.36	0.74
2000	2.94	2.43	2.77	2.24	1.63	0.66	0.55	0.44	0.45	0.43	0.35	0.69	1.30
2001	0.82	1.84	1.05	0.78	0.58	0.34	0.32	0.20	0.11	0.30	0.37	0.63	0.61
2002	0.81	1.30	3.20	1.32	1.21	0.39	0.51	0.37	0.53	0.54	0.49	1.27	0.99
2003	1.85	4.70	3.20	3.04	2.55	0.40	0.71	0.59	1.10	0.74	1.69	1.28	1.82
2004	6.09	3.22	4.56	1.41	1.22	0.65	0.52	0.69	0.51	0.57	0.67	1.86	1.83
2005	2.38	6.72	4.59	1.75	0.67	1.05	0.60	0.34	0.69	0.59	0.80	0.97	1.76
2006	0.98	2.87	3.99	1.59	1.60	0.61	0.85	0.68	0.75	0.46	0.39	0.33	1.26
2007	1.79	2.50	3.16	1.88	0.45	0.63	0.53	0.52	0.31	0.28	0.34	0.67	1.09
2008	1.70	2.37	3.52	1.13	0.80	0.52	0.47	0.38	0.36	0.56	0.75	0.49	1.09
2009	1.62	2.79	1.11	1.20	1.22	0.30	0.56	0.32	0.33	0.40	0.01	0.30	0.85
2010	1.12	2.52	2.48	1.92	1.19	0.62	0.67	0.43	0.48	0.29	0.21	0.50	1.04
2011	1.95	2.04	3.18	2.10	0.61	0.52	0.34	0.46	0.70	0.85	0.52	0.84	1.18
2012	0.93	1.88	0.80	1.32	1.06	0.62	0.21	0.28	0.06	0.18	0.34	0.47	0.68
2013	1.19	2.77	3.37	1.78	0.61	0.45	0.65	0.55	0.65	0.42	0.23	0.73	1.12
2014	6.75	3.29	6.77	3.06	2.18	1.35	0.87	0.83	0.42	0.75	0.84	2.24	2.45
2015	4.80	5.27	4.21	3.68	0.95	0.93	0.71	0.36	0.71	0.98	1.36	2.38	2.19
Prom	2.22	3.28	3.51	1.91	1.08	0.64	0.56	0.45	0.49	0.52	0.63	1.05	1.36
Max	6.75	11.92	10.64	5.33	3.79	1.59	1.11	1.00	1.10	1.12	2.78	3.58	3.17
Min	0.71	1.29	0.80	0.58	0.06	0.00	0.10	0.04	0.06	0.11	0.01	0.29	0.61
Desvest	1.51	1.93	1.84	0.92	0.68	0.33	0.22	0.21	0.24	0.24	0.47	0.73	0.57

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 72: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Moya (Laguna Chilicocha) (m³/s)

QN-812 MOYA (CHILICOCHA)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	2.87	1.78	2.85	0.66	1.20	0.74	0.84	0.48	0.30	0.65	1.58	2.09	1.34
1966	3.51	3.23	6.83	5.20	1.96	0.90	0.84	0.81	1.02	0.72	0.97	3.52	2.46
1967	5.60	2.77	4.48	1.49	0.43	0.53	0.29	0.51	0.20	0.39	0.52	0.56	1.48
1968	2.01	8.46	3.90	1.32	0.67	0.16	0.27	0.56	0.45	0.38	0.83	1.75	1.73
1969	2.70	3.17	3.56	0.90	0.90	0.86	0.61	0.71	0.54	0.64	0.81	1.16	1.38
1970	1.97	1.79	2.61	1.62	0.53	0.33	0.50	0.58	0.91	0.29	1.22	1.38	1.15
1971	3.68	4.85	3.50	3.52	3.41	1.68	1.11	0.65	0.86	0.65	1.17	2.10	2.27
1972	2.69	7.19	3.86	1.23	0.52	0.22	0.65	0.27	0.40	0.37	0.35	1.35	1.59
1973	4.25	5.61	3.77	1.83	1.24	0.74	0.60	0.44	0.33	0.22	0.74	1.54	1.78
1974	3.33	9.51	4.90	1.66	1.51	1.12	0.90	0.72	0.52	0.42	0.79	0.81	2.18
1975	2.72	3.07	1.90	1.73	0.57	0.42	0.39	0.35	0.32	0.45	1.16	2.74	1.32
1976	4.21	3.41	2.02	1.69	1.08	0.55	0.73	0.69	0.60	0.92	0.98	1.38	1.52
1977	2.34	2.66	5.12	2.06	0.82	1.02	0.83	0.76	0.78	0.70	0.52	1.01	1.55
1978	2.27	2.51	6.94	3.09	1.68	1.69	0.57	0.33	0.50	0.53	0.57	1.40	1.84
1979	1.27	2.72	3.81	5.61	1.60	1.27	0.98	0.76	0.70	0.55	0.44	2.36	1.84
1980	8.58	5.08	7.28	1.23	0.53	0.30	0.09	0.22	0.46	0.25	0.35	0.57	2.08
1981	0.70	1.93	1.19	1.07	0.03	0.54	0.27	0.47	0.39	0.54	2.08	1.24	0.87
1982	2.03	1.72	3.70	1.64	0.70	0.75	0.93	0.93	0.59	1.03	1.30	1.80	1.43
1983	3.71	3.27	5.44	4.22	1.40	0.58	0.85	0.84	0.94	0.90	0.45	0.65	1.94
1984	2.79	2.58	3.11	1.87	0.55	0.85	0.74	1.02	0.69	0.97	0.56	1.71	1.45
1985	3.94	2.51	2.61	2.48	0.89	0.77	0.94	0.55	0.54	0.46	1.28	1.30	1.52
1986	1.65	2.77	1.46	2.00	0.65	0.62	0.75	0.79	0.74	0.62	1.12	1.25	1.20
1987	1.93	2.47	1.92	0.89	0.68	0.66	0.49	0.33	0.41	0.63	0.75	1.29	1.04
1988	1.69	2.66	3.99	2.62	1.64	1.04	0.81	0.62	0.47	0.47	1.86	2.23	1.67
1989	2.58	6.68	3.73	1.84	1.11	0.57	0.50	0.58	0.65	0.62	0.69	2.28	1.82
1990	4.93	5.36	5.96	1.91	2.13	1.38	0.90	0.53	0.72	0.62	1.22	1.18	2.24
1991	1.65	3.74	3.33	1.33	1.95	1.24	0.87	0.74	0.78	0.67	1.09	3.16	1.71
1992	8.68	1.82	2.75	1.31	0.60	0.57	0.50	0.43	0.28	0.21	0.78	0.91	1.57
1993	0.76	2.52	1.37	0.47	0.35	0.54	0.66	0.67	0.66	0.36	0.73	1.12	0.85
1994	4.00	5.66	2.71	2.73	0.74	0.55	0.63	0.61	0.67	0.33	0.37	0.97	1.66
1995	2.81	10.14	5.66	2.34	4.63	1.69	1.21	0.93	0.83	0.93	0.95	0.78	2.74
1996	1.21	3.16	1.53	0.86	0.92	0.30	0.92	0.84	0.98	1.07	1.09	1.19	1.17
1997	3.48	4.21	6.50	3.29	1.56	1.71	0.78	0.58	0.66	0.71	1.25	1.57	2.19
1998	2.42	2.77	2.60	2.37	0.97	1.33	1.02	0.93	0.83	0.93	0.91	1.47	1.55
1999	1.50	6.19	3.84	2.14	1.29	1.20	0.80	0.63	0.72	0.31	1.57	3.37	1.96
2000	3.73	6.64	4.00	3.45	0.99	0.65	0.69	0.40	0.26	0.54	0.83	1.00	1.93
2001	2.90	3.67	4.86	2.70	1.00	0.91	0.69	0.53	0.48	0.52	0.43	1.04	1.64
2002	2.58	2.21	3.29	1.82	0.28	0.44	0.65	0.53	0.69	0.53	1.62	1.89	1.38
2003	1.96	5.28	4.05	1.66	1.47	0.56	1.10	1.02	1.05	0.69	1.77	1.84	1.87
2004	1.70	1.19	3.96	1.30	1.29	0.95	0.75	0.83	0.51	1.02	0.91	0.92	1.28
2005	1.09	4.30	5.39	2.24	0.44	0.70	0.19	0.39	0.45	0.49	0.68	0.56	1.41
2006	1.88	2.14	3.81	1.37	0.86	0.40	0.47	0.43	0.46	0.41	0.43	2.47	1.26
2007	3.82	4.95	3.54	2.23	0.95	1.20	0.65	0.57	0.69	0.81	1.44	1.19	1.84
2008	2.01	3.75	3.16	1.38	1.53	0.56	0.67	0.65	0.52	0.80	1.87	2.39	1.61
2009	2.21	5.03	6.35	0.95	1.78	0.72	0.71	0.58	0.43	0.78	0.65	0.95	1.76
2010	1.87	9.36	2.49	1.49	0.96	0.41	0.24	0.29	0.33	0.46	0.40	0.94	1.60
2011	3.64	3.39	3.87	3.41	0.94	1.19	0.82	0.67	0.62	0.67	0.48	0.61	1.69
2012	2.14	5.88	3.19	1.71	3.14	0.95	0.99	0.97	0.96	0.85	0.72	1.60	1.93
2013	6.58	6.55	4.15	2.41	0.50	0.48	0.65	0.33	0.38	0.46	0.74	1.21	2.04
2014	2.64	5.98	4.62	3.24	1.84	1.62	0.84	0.95	0.40	0.69	0.52	1.13	2.04
2015	1.17	1.69	2.19	1.11	0.59	0.77	0.38	0.40	0.51	0.39	0.72	2.46	1.03
Prom	2.91	4.16	3.80	2.05	1.18	0.82	0.69	0.62	0.59	0.60	0.93	1.52	1.65
Max	8.68	10.14	7.28	5.61	4.63	1.71	1.21	1.02	1.05	1.07	2.08	3.52	2.74
Min	0.70	1.19	1.19	0.47	0.03	0.16	0.09	0.22	0.20	0.21	0.35	0.56	0.85
Desvest	1.67	2.19	1.49	1.07	0.82	0.41	0.25	0.21	0.21	0.22	0.44	0.72	0.39

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

**Tabla 73: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Lagunas
Huacracocha y Lacsacocha (m³/s)**

QN-830

Aporte lagunas Huacracocha y Lacsacocha - Estación Huari

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.51	0.55	0.40	0.18	0.14	0.11	0.02	0.04	0.18	0.12	0.21	0.21	0.22
1966	0.58	0.67	0.66	0.36	0.36	0.17	0.14	0.15	0.08	0.10	0.20	0.44	0.33
1967	1.14	1.15	1.00	0.63	0.54	0.60	0.31	0.17	0.17	0.27	0.36	0.33	0.55
1968	0.54	0.69	0.52	0.64	0.37	0.26	0.07	0.13	0.33	0.30	0.62	0.55	0.42
1969	0.43	0.77	0.68	0.75	0.24	0.14	0.03	0.04	0.03	0.10	0.17	0.17	0.30
1970	0.35	0.62	0.47	0.41	0.46	0.23	0.12	0.15	0.10	0.23	0.30	0.31	0.31
1971	0.53	0.85	0.35	0.19	0.13	0.26	0.04	0.10	0.08	0.31	0.59	0.83	0.35
1972	1.03	0.55	0.81	0.60	0.33	0.33	0.12	0.16	0.11	0.20	0.24	0.28	0.40
1973	1.23	1.47	0.74	0.46	0.10	0.12	0.07	0.11	0.02	0.08	0.15	0.19	0.39
1974	0.43	0.39	0.76	0.68	0.27	0.26	0.17	0.03	0.04	0.08	0.19	0.35	0.31
1975	0.62	0.84	0.86	0.87	0.17	0.18	0.07	0.11	0.25	0.29	0.20	0.37	0.40
1976	0.59	0.59	0.83	0.44	0.24	0.22	0.10	0.06	0.06	0.22	0.24	0.22	0.32
1977	0.35	0.53	0.45	0.24	0.25	0.12	0.07	0.08	0.08	0.13	0.10	0.24	0.22
1978	0.47	0.69	0.52	0.17	0.10	0.20	0.07	0.10	0.07	0.09	0.44	0.67	0.30
1979	0.81	1.60	1.83	0.83	0.44	0.19	0.19	0.06	0.14	0.16	0.27	0.76	0.61
1980	0.33	0.52	0.56	0.22	0.20	0.13	0.10	0.16	0.11	0.23	0.34	0.32	0.27
1981	0.48	0.92	1.27	0.69	0.37	0.56	0.12	0.18	0.05	0.09	0.12	0.17	0.42
1982	0.38	1.00	0.47	0.22	0.12	0.07	0.03	0.04	0.11	0.17	0.12	0.13	0.24
1983	0.83	1.04	1.03	0.58	0.53	0.47	0.26	0.13	0.04	0.10	0.08	0.22	0.44
1984	0.47	0.88	0.55	0.34	0.48	0.22	0.08	0.17	0.16	0.16	0.48	0.48	0.37
1985	0.87	0.90	0.48	0.42	0.25	0.15	0.03	0.06	0.06	0.11	0.15	0.17	0.30
1986	0.63	0.87	0.77	0.82	0.39	0.29	0.09	0.05	0.03	0.05	0.05	0.14	0.35
1987	0.44	0.57	0.99	0.84	0.66	0.35	0.14	0.12	0.01	0.03	0.05	0.10	0.36
1988	0.56	0.49	0.65	0.47	0.04	0.31	0.07	0.07	0.18	0.08	0.32	0.38	0.30
1989	0.34	0.58	0.47	0.21	0.14	0.13	0.06	0.24	0.20	0.36	0.57	0.67	0.33
1990	0.55	1.11	0.61	0.41	0.16	0.16	0.07	0.06	0.04	0.25	0.29	0.27	0.33
1991	0.91	0.99	1.11	0.98	0.49	0.55	0.21	0.16	0.01	0.03	0.12	0.22	0.48
1992	0.33	0.70	1.09	1.06	0.21	0.32	0.14	0.14	0.03	0.03	0.03	0.06	0.34
1993	0.20	0.72	0.67	0.34	0.26	0.18	0.09	0.09	0.03	0.03	0.07	0.09	0.23
1994	0.25	0.54	0.37	0.18	0.27	0.12	0.07	0.08	0.08	0.08	0.15	0.29	0.21
1995	0.74	1.61	0.70	0.45	0.14	0.23	0.11	0.06	0.11	0.19	0.31	0.61	0.44
1996	0.52	0.53	0.55	0.45	0.34	0.34	0.04	0.05	0.13	0.24	0.32	0.17	0.31
1997	0.49	0.80	0.94	0.54	0.46	0.35	0.09	0.09	0.08	0.11	0.20	0.15	0.36
1998	0.17	0.32	0.49	0.35	0.41	0.18	0.09	0.10	0.04	0.11	0.17	0.18	0.22
1999	0.52	0.49	0.61	0.74	0.34	0.58	0.10	0.08	0.08	0.19	0.75	0.24	0.39
2000	0.23	0.61	0.39	0.20	0.09	0.15	0.00	0.03	0.03	0.06	0.05	0.21	0.17
2001	0.36	0.67	0.64	0.43	0.15	0.31	0.05	0.03	0.02	0.15	0.17	0.27	0.27
2002	0.35	0.49	0.69	0.57	0.16	0.07	0.07	0.06	0.06	0.13	0.33	0.44	0.29
2003	0.68	0.74	0.72	0.35	0.24	0.32	0.09	0.06	0.03	0.04	0.05	0.09	0.28
2004	0.41	0.34	0.26	0.24	0.12	0.05	0.02	0.02	0.04	0.11	0.21	0.18	0.17
2005	0.26	0.40	0.35	0.22	0.10	0.14	0.08	0.05	0.04	0.11	0.21	0.30	0.19
2006	0.36	0.58	0.78	0.31	0.40	0.33	0.05	0.05	0.07	0.17	0.29	0.26	0.30
2007	0.67	0.63	0.89	0.77	0.74	0.33	0.14	0.09	0.08	0.08	0.09	0.14	0.39
2008	0.37	0.97	0.47	0.14	0.33	0.31	0.08	0.20	0.34	0.25	0.25	0.29	0.33
2009	0.53	0.49	0.87	0.36	0.40	0.24	0.13	0.13	0.12	0.26	0.26	0.28	0.34
2010	0.62	0.79	0.60	0.29	0.14	0.40	0.06	0.02	0.00	0.01	0.03	0.07	0.25
2011	0.12	0.51	0.24	0.18	0.08	0.17	0.01	0.05	0.11	0.23	0.36	0.17	0.19
2012	0.50	0.82	0.74	0.57	0.26	0.10	0.05	0.05	0.03	0.06	0.11	0.18	0.29
2013	0.37	0.77	0.89	0.87	0.40	0.27	0.14	0.14	0.03	0.09	0.15	0.32	0.37
2014	0.55	0.83	0.75	0.24	0.14	0.42	0.22	0.16	0.12	0.16	0.14	0.21	0.33
2015	0.92	0.69	0.44	0.55	0.16	0.24	0.06	0.06	0.02	0.03	0.06	0.14	0.28
Prom	0.53	0.74	0.68	0.47	0.28	0.25	0.09	0.09	0.09	0.14	0.23	0.29	0.32
Max	1.23	1.61	1.83	1.06	0.74	0.60	0.31	0.24	0.34	0.36	0.75	0.83	0.61
Min	0.12	0.32	0.24	0.14	0.04	0.05	0.00	0.02	0.00	0.01	0.03	0.06	0.17
Desvest	0.24	0.28	0.28	0.24	0.16	0.13	0.06	0.05	0.07	0.09	0.16	0.18	0.09

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Tabla 74: Caudales sintéticos esperados medios mensuales en Lagunas Calzada y Caullau (m³/s)

QN-840													
Aporte Lagunas Calzada y Caullau Pachacayo Medic Estacion Cochas Tunel													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
1965	0.17	0.77	1.11	0.41	0.28	0.15	0.19	0.08	0.16	0.09	0.16	0.20	0.31
1966	0.34	0.55	0.84	0.90	0.25	0.06	0.11	0.03	0.18	0.12	0.24	0.04	0.31
1967	0.59	0.64	0.57	0.70	0.78	0.38	0.10	0.07	0.16	0.30	0.12	0.70	0.43
1968	1.29	0.87	0.98	1.60	0.32	0.02	0.38	0.10	0.14	0.09	0.10	0.33	0.52
1969	0.90	0.51	0.62	0.32	0.24	0.16	0.05	0.04	0.09	0.07	0.10	0.07	0.27
1970	0.26	0.07	0.63	0.18	0.06	0.30	0.13	0.07	0.10	0.11	0.03	0.26	0.18
1971	0.38	1.03	1.78	0.40	0.22	0.11	0.12	0.20	0.14	0.13	0.23	0.30	0.42
1972	0.49	0.67	1.23	0.35	0.15	0.40	0.05	0.16	0.21	0.15	0.30	0.27	0.37
1973	0.46	0.36	0.53	0.33	0.53	0.23	0.07	0.12	0.26	0.29	0.10	0.46	0.31
1974	0.51	0.99	2.57	1.25	0.12	0.07	0.15	0.11	0.05	0.25	0.29	0.36	0.56
1975	0.17	1.20	4.38	0.55	0.93	0.08	0.04	0.19	0.08	0.33	0.22	0.81	0.75
1976	0.39	1.26	1.01	0.70	0.14	0.36	0.16	0.15	0.16	0.11	0.14	0.06	0.39
1977	0.21	0.69	1.29	0.35	0.36	0.12	0.03	0.50	0.19	0.38	0.53	0.85	0.46
1978	0.35	0.75	1.40	1.10	0.43	0.17	0.08	0.15	0.06	0.20	0.20	0.42	0.44
1979	0.54	0.86	2.07	0.79	0.10	0.31	0.02	0.18	0.33	0.23	0.18	0.40	0.50
1980	0.79	0.79	0.60	0.33	0.15	0.11	0.04	0.02	0.10	0.15	0.05	0.26	0.28
1981	0.26	0.53	0.61	0.37	0.26	0.11	0.03	0.02	0.12	0.33	0.39	0.39	0.29
1982	0.33	1.01	1.52	0.78	0.35	0.25	0.00	0.03	0.08	0.20	0.24	0.47	0.44
1983	0.20	0.42	0.40	0.39	0.22	0.10	0.29	0.18	0.10	0.23	0.30	0.13	0.25
1984	0.96	0.55	0.94	0.50	0.17	0.40	0.83	0.41	0.18	0.17	0.06	0.12	0.44
1985	0.48	0.34	0.78	0.37	0.92	0.13	0.11	0.29	0.62	0.56	0.34	0.14	0.42
1986	0.18	0.92	1.07	0.93	0.14	0.16	0.18	0.17	0.30	0.13	0.19	0.28	0.39
1987	0.58	0.32	0.56	0.53	0.14	0.10	0.12	0.56	0.33	0.16	0.36	0.02	0.32
1988	0.32	0.49	0.24	0.33	0.24	0.31	0.13	0.20	0.25	0.31	0.19	0.39	0.28
1989	0.11	0.86	0.99	0.89	0.65	0.03	0.16	0.20	0.11	0.59	0.33	0.55	0.45
1990	0.38	0.58	0.32	0.43	0.07	0.19	0.09	0.07	0.20	0.10	0.43	0.45	0.28
1991	0.24	0.36	0.42	0.11	0.09	0.21	0.05	0.03	0.09	0.19	0.26	0.30	0.20
1992	1.27	0.64	0.78	0.60	0.11	0.11	0.13	0.06	0.15	0.41	0.31	0.24	0.40
1993	0.51	1.10	0.58	0.56	0.54	0.76	0.11	0.33	0.36	0.28	0.24	0.38	0.48
1994	0.94	0.78	1.29	0.52	0.30	0.16	0.05	0.18	0.07	0.16	0.14	1.06	0.47
1995	1.08	1.52	0.89	1.10	0.14	0.01	0.08	0.02	0.07	0.06	0.20	0.11	0.44
1996	0.15	0.48	0.78	0.37	0.24	0.26	0.33	0.38	0.13	0.15	0.13	0.57	0.33
1997	0.24	0.61	0.95	0.65	0.18	0.04	0.18	0.31	0.20	0.16	0.07	0.36	0.33
1998	0.27	0.57	1.18	0.80	0.23	0.07	0.06	0.06	0.08	0.15	0.24	0.25	0.33
1999	0.19	0.37	0.69	0.92	0.81	0.14	0.19	0.23	0.14	0.29	0.12	0.35	0.37
2000	0.82	0.34	0.55	0.23	0.12	0.08	0.05	0.08	0.19	0.18	0.28	0.64	0.30
2001	0.22	1.00	0.77	0.34	0.12	0.15	0.21	0.03	0.14	0.08	0.07	0.25	0.28
2002	0.09	0.30	0.33	0.41	0.12	0.05	0.02	0.17	0.10	0.30	0.43	0.67	0.25
2003	0.75	0.79	1.36	0.45	0.25	0.03	0.03	0.12	0.13	0.32	0.26	0.42	0.41
2004	0.22	0.74	1.12	0.31	0.12	0.02	0.06	0.25	0.18	0.18	0.22	0.48	0.32
2005	0.71	0.50	1.18	0.64	0.05	0.07	0.18	0.12	0.07	0.34	0.41	1.47	0.48
2006	1.70	1.63	1.90	0.80	0.38	0.07	0.11	0.23	0.27	0.09	0.03	0.11	0.61
2007	0.16	0.78	1.73	2.37	0.21	0.18	0.22	0.16	0.11	0.24	0.10	0.19	0.54
2008	0.32	0.55	0.60	0.16	0.26	0.31	0.10	0.10	0.05	0.10	0.36	0.55	0.29
2009	0.79	0.64	0.54	0.59	0.08	0.07	0.09	0.19	0.26	0.09	0.21	0.36	0.33
2010	0.24	0.45	0.41	0.19	0.24	0.02	0.04	0.11	0.14	0.21	0.27	0.34	0.22
2011	0.28	0.69	0.96	0.56	0.58	0.06	0.09	0.18	0.17	0.39	0.62	0.86	0.45
2012	1.98	0.86	0.70	1.26	0.17	0.01	0.07	0.03	0.18	0.20	0.17	0.07	0.47
2013	0.68	0.44	1.14	0.44	0.08	0.02	0.08	0.05	0.09	0.16	0.22	0.15	0.30
2014	0.08	0.64	0.46	0.75	0.22	0.32	0.22	0.41	0.43	0.59	0.06	1.13	0.44
2015	0.54	1.66	2.04	1.02	0.28	0.17	0.12	0.28	0.14	0.19	0.21	0.53	0.60
Prom	0.51	0.72	1.03	0.63	0.28	0.16	0.13	0.17	0.17	0.22	0.22	0.40	0.39
Max	1.98	1.66	4.38	2.37	0.93	0.76	0.83	0.56	0.62	0.59	0.62	1.47	0.75
Min	0.08	0.07	0.24	0.11	0.05	0.01	0.00	0.02	0.05	0.06	0.03	0.02	0.18
Desvest	0.41	0.33	0.69	0.40	0.22	0.14	0.13	0.13	0.11	0.13	0.13	0.29	0.11

FUENTE: Elaboración propia con resultados del modelo PARMA (1,1) - SAMS v.2009

Anexo 7: Archivos de entrada y salida del modelo PERSEO

**Planeamiento de la Generación del SEIN en el Período 2016-2019 utilizando series
sintéticas esperadas de caudales medios mensuales**

(En medio magnético)

Anexo 8: Resultados técnicos y económicos del planeamiento de la generación del SEIN, periodo 2016-2019, con series históricas y series sintéticas esperadas de caudales mensuales: Cuenca del río Mantaro

Tabla 75: Costos marginales actualizados Barra 26 Mantaro. Periodo 2016-2019

CBA-Costo Marginal Actualizado (US\$/Mwh)-Barra 26 Mantaro 220 kv

Mes	AÑO	Mes	CMA Caso series sintéticas (1965-2015)	CMA Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	25.10	26.91
F	2016	2	24.97	26.76
M	2016	3	24.83	26.62
A	2016	4	24.71	26.50
M	2016	5	24.55	26.33
J	2016	6	24.45	26.18
JL	2016	7	24.44	26.17
A	2016	8	24.47	26.20
S	2016	9	24.59	26.32
O	2016	10	24.68	26.41
N	2016	11	24.78	26.51
D	2016	12	24.91	26.63
E	2017	13	25.06	26.77
F	2017	14	25.12	26.83
M	2017	15	25.16	26.88
A	2017	16	25.34	27.05
M	2017	17	25.36	27.08
J	2017	18	25.40	27.12
JL	2017	19	25.46	27.17
A	2017	20	25.50	27.22
S	2017	21	25.61	27.34
O	2017	22	25.70	27.43
N	2017	23	25.73	27.46
D	2017	24	25.85	27.53
E	2018	25	25.98	27.66
F	2018	26	26.01	27.71
M	2018	27	26.04	27.74
A	2018	28	26.05	27.75
M	2018	29	26.09	27.79
J	2018	30	26.25	27.91
JL	2018	31	26.30	27.97
A	2018	32	26.33	27.99
S	2018	33	26.42	28.09
O	2018	34	26.43	28.10
N	2018	35	26.57	28.23
D	2018	36	26.62	28.28
E	2019	37	26.76	28.41
F	2019	38	26.81	28.47
M	2019	39	26.87	28.53
A	2019	40	26.86	28.52
M	2019	41	26.92	28.58
J	2019	42	26.92	28.59
JL	2019	43	26.89	28.56
A	2019	44	26.86	28.53
S	2019	45	26.81	28.47
O	2019	46	26.76	28.42
N	2019	47	26.73	28.39
D	2019	48	26.74	28.39

FUENTE: Elaboración propia.

Tabla 76: Volumen útil almacenado en Lago Junín. Periodo 2016-2019**VEE : Volumen Almacenado Lago Junin (MMC)**

Mes	AÑO	Mes	VUA	VUA
			Caso series sintéticas (1965-2015)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	103.12	100.01
F	2016	2	167.94	176.28
M	2016	3	267.96	270.46
A	2016	4	311.35	298.39
M	2016	5	248.97	246.84
J	2016	6	182.11	180.96
JL	2016	7	76.85	74.84
A	2016	8	47.85	36.83
S	2016	9	41.37	31.38
O	2016	10	34.80	30.18
N	2016	11	33.20	30.53
D	2016	12	36.45	30.55
E	2016	13	66.52	39.53
F	2017	14	130.94	66.68
M	2017	15	252.46	149.46
A	2017	16	302.58	208.42
M	2017	17	294.88	213.55
J	2017	18	232.18	175.91
JL	2017	19	133.55	93.94
A	2017	20	63.41	43.89
S	2017	21	43.72	32.02
O	2017	22	35.37	29.69
N	2017	23	34.43	30.71
D	2017	24	41.45	29.77
E	2017	25	56.87	30.88
F	2018	26	130.46	47.64
M	2018	27	248.43	147.32
A	2018	28	294.83	203.39
M	2018	29	257.91	176.90
J	2018	30	225.51	156.41
JL	2018	31	186.76	125.35
A	2018	32	147.29	99.35
S	2018	33	105.08	72.39
O	2018	34	69.45	46.92
N	2018	35	33.30	25.13
D	2018	36	25.96	27.87
E	2018	37	62.07	74.65
F	2019	38	140.94	163.63
M	2019	39	248.29	257.22
A	2019	40	291.24	280.03
M	2019	41	285.62	269.73
J	2019	42	264.18	252.34
JL	2019	43	206.54	200.01
A	2019	44	160.18	151.72
S	2019	45	121.65	113.96
O	2019	46	76.11	75.48
N	2019	47	53.75	51.67
D	2019	48	74.78	73.14

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 77: Energía mensual generada en C.H. Mantaro. Periodo 2016-2019

EGH : Energía Mensual Generada (Gwh) - C.H. Mantaro

Mes	AÑO	Mes	EMG	EMG
			Caso series sintéticas (1965-2015)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	490.64	486.73
F	2016	2	410.57	410.50
M	2016	3	315.53	316.99
A	2016	4	471.45	467.57
M	2016	5	429.05	430.26
J	2016	6	383.97	380.71
JL	2016	7	478.22	480.61
A	2016	8	413.44	412.42
S	2016	9	378.56	375.41
O	2016	10	407.92	409.37
N	2016	11	395.03	384.88
D	2016	12	441.60	421.89
E	2016	13	495.82	485.57
F	2017	14	424.90	426.14
M	2017	15	326.67	332.84
A	2017	16	441.03	439.55
M	2017	17	402.69	404.57
J	2017	18	349.28	340.31
JL	2017	19	431.86	431.80
A	2017	20	422.01	413.88
S	2017	21	402.89	400.11
O	2017	22	442.56	418.35
N	2017	23	424.97	410.46
D	2017	24	426.00	408.49
E	2017	25	488.90	486.30
F	2018	26	388.19	395.37
M	2018	27	313.85	316.99
A	2018	28	471.87	469.88
M	2018	29	432.00	434.79
J	2018	30	387.54	382.06
JL	2018	31	461.96	456.36
A	2018	32	410.24	405.00
S	2018	33	368.65	367.45
O	2018	34	389.89	381.99
N	2018	35	393.46	384.04
D	2018	36	437.88	423.75
E	2018	37	489.24	485.89
F	2019	38	414.45	425.80
M	2019	39	173.05	174.34
A	2019	40	435.60	439.43
M	2019	41	404.68	401.81
J	2019	42	328.04	333.32
JL	2019	43	410.81	406.89
A	2019	44	412.95	414.85
S	2019	45	378.66	396.45
O	2019	46	421.47	419.28
N	2019	47	412.39	410.10
D	2019	48	399.92	390.73

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 78: Energía mensual generada en C.H. Restitución. Periodo 2016-2019

EGH : Energía Mensual Generada (Gwh) - C.H. Restitución

Mes	AÑO	Mes	EMG	EMG
			Caso series sintéticas (1965-2015)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	160.79	158.11
F	2016	2	136.16	133.81
M	2016	3	105.35	103.33
A	2016	4	155.73	151.91
M	2016	5	144.78	140.25
J	2016	6	126.49	124.10
JL	2016	7	159.22	156.62
A	2016	8	136.92	134.43
S	2016	9	124.28	122.37
O	2016	10	138.37	133.44
N	2016	11	133.15	125.46
D	2016	12	145.88	137.52
E	2016	13	159.40	157.74
F	2017	14	141.83	138.91
M	2017	15	109.78	108.49
A	2017	16	145.55	143.28
M	2017	17	134.62	131.88
J	2017	18	114.47	110.93
JL	2017	19	145.91	140.75
A	2017	20	139.66	134.91
S	2017	21	134.70	130.42
O	2017	22	145.13	136.37
N	2017	23	146.30	133.74
D	2017	24	140.04	133.16
E	2017	25	160.98	157.98
F	2018	26	131.34	128.88
M	2018	27	105.23	103.33
A	2018	28	155.79	152.66
M	2018	29	143.97	141.73
J	2018	30	129.27	124.54
JL	2018	31	154.93	148.72
A	2018	32	134.73	132.02
S	2018	33	123.63	119.78
O	2018	34	130.74	124.51
N	2018	35	133.21	125.19
D	2018	36	145.90	138.13
E	2018	37	161.54	157.85
F	2019	38	142.23	138.80
M	2019	39	57.94	56.83
A	2019	40	145.94	143.24
M	2019	41	134.63	130.98
J	2019	42	110.87	108.65
JL	2019	43	138.24	132.63
A	2019	44	136.55	135.23
S	2019	45	129.66	129.23
O	2019	46	137.33	136.67
N	2019	47	141.06	133.63
D	2019	48	134.32	127.36

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 79: Potencia mensual generada en C.H. Mantaro. Periodo 2016-2019

PGH : Potencia Mensual Generada (Mw) - C.H. Mantaro

Mes	AÑO	Mes	PMG	PMG
			Caso series sintéticas (1965-2015)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	1978.47	1963.98
F	2016	2	1762.22	1764.09
M	2016	3	1244.99	1257.66
A	2016	4	1972.33	1951.30
M	2016	5	1726.89	1734.88
J	2016	6	1606.59	1594.67
JL	2016	7	1936.97	1943.66
A	2016	8	1666.14	1659.84
S	2016	9	1566.46	1554.45
O	2016	10	1646.67	1649.20
N	2016	11	1641.00	1607.33
D	2016	12	1769.67	1701.33
E	2016	13	1988.86	1959.65
F	2017	14	1904.11	1901.10
M	2017	15	1297.42	1323.43
A	2017	16	1833.67	1824.80
M	2017	17	1612.94	1622.48
J	2017	18	1432.53	1400.47
JL	2017	19	1737.97	1734.99
A	2017	20	1687.00	1666.56
S	2017	21	1675.15	1665.14
O	2017	22	1794.66	1705.02
N	2017	23	1811.75	1751.50
D	2017	24	1696.86	1640.97
E	2017	25	1973.31	1962.52
F	2018	26	1727.89	1758.39
M	2018	27	1246.75	1257.66
A	2018	28	1967.60	1959.91
M	2018	29	1732.90	1750.95
J	2018	30	1624.45	1599.31
JL	2018	31	1882.67	1859.15
A	2018	32	1655.30	1635.80
S	2018	33	1535.88	1526.24
O	2018	34	1581.56	1556.26
N	2018	35	1642.31	1608.35
D	2018	36	1747.72	1709.35
E	2018	37	1973.59	1961.28
F	2019	38	1843.12	1899.88
M	2019	39	661.35	665.70
A	2019	40	1807.72	1825.10
M	2019	41	1627.54	1613.65
J	2019	42	1358.14	1375.07
JL	2019	43	1664.20	1650.30
A	2019	44	1662.14	1669.53
S	2019	45	1582.66	1652.19
O	2019	46	1725.93	1709.97
N	2019	47	1754.29	1751.27
D	2019	48	1605.32	1585.20

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 80: Potencia mensual generada en C.H. Restitución. Periodo 2016-2019

PGH : Potencia Mensual Generada (Mw) - C.H. Restitución

Mes	AÑO	Mes	PMG	PMG
			Caso series sintéticas (1965-20165)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	637.88	637.97
F	2016	2	571.45	575.03
M	2016	3	403.02	409.95
A	2016	4	630.37	633.97
M	2016	5	562.91	565.51
J	2016	6	523.69	519.81
JL	2016	7	627.47	633.17
A	2016	8	541.25	541.05
S	2016	9	510.61	506.70
O	2016	10	536.76	537.58
N	2016	11	532.25	523.93
D	2016	12	576.85	554.57
E	2016	13	642.61	636.61
F	2017	14	617.34	619.69
M	2017	15	422.92	431.39
A	2017	16	597.71	594.82
M	2017	17	522.92	528.87
J	2017	18	466.96	456.51
JL	2017	19	566.50	565.55
A	2017	20	549.90	543.24
S	2017	21	546.04	542.78
O	2017	22	585.00	555.78
N	2017	23	583.19	570.52
D	2017	24	547.19	534.90
E	2017	25	633.76	637.54
F	2018	26	563.23	573.17
M	2018	27	402.70	409.95
A	2018	28	635.74	636.78
M	2018	29	564.86	570.75
J	2018	30	529.52	521.32
JL	2018	31	613.00	605.69
A	2018	32	539.57	533.22
S	2018	33	498.15	497.50
O	2018	34	515.53	507.29
N	2018	35	535.34	524.27
D	2018	36	566.62	557.19
E	2018	37	629.03	637.14
F	2019	38	600.80	619.30
M	2019	39	215.58	216.99
A	2019	40	589.25	594.92
M	2019	41	530.52	525.99
J	2019	42	442.71	448.23
JL	2019	43	542.47	537.94
A	2019	44	541.80	544.21
S	2019	45	511.43	538.56
O	2019	46	562.59	557.39
N	2019	47	564.63	570.47
D	2019	48	522.02	516.72

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 81: Ingreso por venta de energía generada en C.H. Mantaro. Periodo 2016-2019

ICH : Ingreso Venta Energía Generada (Mio \$) - C.H. Mantaro

Mes	AÑO	Mes	IVEG	IVEG
			Caso series sintéticas (1965-2015)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	10.23	10.95
F	2016	2	8.67	9.37
M	2016	3	7.77	8.33
A	2016	4	10.11	10.96
M	2016	5	11.69	12.34
J	2016	6	10.51	11.17
JL	2016	7	12.73	13.65
A	2016	8	11.04	11.70
S	2016	9	9.97	10.63
O	2016	10	9.66	10.40
N	2016	11	7.96	8.68
D	2016	12	8.47	8.75
E	2016	13	9.23	9.78
F	2017	14	8.23	8.80
M	2017	15	6.54	7.04
A	2017	16	8.61	9.17
M	2017	17	8.63	9.40
J	2017	18	9.06	9.38
JL	2017	19	11.44	11.84
A	2017	20	11.18	11.50
S	2017	21	10.82	11.14
O	2017	22	10.28	10.74
N	2017	23	8.84	9.28
D	2017	24	8.38	8.65
E	2017	25	8.60	9.07
F	2018	26	7.01	7.52
M	2018	27	6.69	7.11
A	2018	28	7.93	8.37
M	2018	29	8.93	9.45
J	2018	30	10.37	10.31
JL	2018	31	12.33	12.53
A	2018	32	10.92	11.20
S	2018	33	10.05	10.38
O	2018	34	8.67	9.22
N	2018	35	8.43	8.98
D	2018	36	8.71	8.95
E	2018	37	8.23	8.67
F	2019	38	7.07	7.51
M	2019	39	3.70	3.96
A	2019	40	8.26	8.58
M	2019	41	8.69	9.36
J	2019	42	9.20	9.63
JL	2019	43	11.32	11.63
A	2019	44	11.99	12.63
S	2019	45	11.08	11.80
O	2019	46	10.90	11.35
N	2019	47	9.15	9.93
D	2019	48	8.43	8.91

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 82: Ingreso por venta energía generada en C.H. Restitución. Periodo 2016-2019

ICH : Ingreso Venta Energía Generada (Mio \$) - C.H. Restitución

Mes	AÑO	Mes	IVEG	IVEG
			Caso series sintéticas (1965-2015)	Caso series históricas (1965-2015)
E	2016	1	3.32	3.56
F	2016	2	2.83	3.05
M	2016	3	2.53	2.71
A	2016	4	3.29	3.56
M	2016	5	3.81	4.02
J	2016	6	3.43	3.64
JL	2016	7	4.15	4.45
A	2016	8	3.60	3.81
S	2016	9	3.25	3.46
O	2016	10	3.15	3.39
N	2016	11	2.60	2.83
D	2016	12	2.76	2.85
E	2016	13	3.00	3.18
F	2017	14	2.68	2.87
M	2017	15	2.13	2.30
A	2017	16	2.81	2.99
M	2017	17	2.81	3.06
J	2017	18	2.95	3.06
JL	2017	19	3.73	3.86
A	2017	20	3.65	3.75
S	2017	21	3.53	3.63
O	2017	22	3.35	3.50
N	2017	23	2.88	3.02
D	2017	24	2.73	2.82
E	2017	25	2.79	2.95
F	2018	26	2.28	2.45
M	2018	27	2.18	2.32
A	2018	28	2.58	2.72
M	2018	29	2.91	3.08
J	2018	30	3.38	3.36
JL	2018	31	4.02	4.08
A	2018	32	3.56	3.65
S	2018	33	3.28	3.38
O	2018	34	2.83	3.01
N	2018	35	2.75	2.93
D	2018	36	2.84	2.92
E	2018	37	2.67	2.82
F	2019	38	2.30	2.45
M	2019	39	1.21	1.29
A	2019	40	2.69	2.80
M	2019	41	2.83	3.05
J	2019	42	3.00	3.14
JL	2019	43	3.69	3.79
A	2019	44	3.91	4.12
S	2019	45	3.61	3.85
O	2019	46	3.55	3.70
N	2019	47	2.98	3.24
D	2019	48	2.75	2.91

FUENTE: Elaboración propia