

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“PROYECTO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE 200 MW”**

**TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

Germán Quino Quijandría

PROMOCIÓN 2008-II

LIMA-PERÚ

2009

TABLA DE CONTENIDOS

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Descripción del proyecto.....	4
1.2 Estudios previos.....	7
CAPÍTULO 2	
CARACTERÍSTICAS DEL LUGAR.....	8
2.1 Aspectos regionales.....	8
2.2 Características geológicas.....	9
2.3 Sismología de la región.....	12
2.4 Meteorología.....	13
2.5 Hidrología.....	15
2.6 Análisis estadístico de la información hidrométrica.....	26
2.6.1 Curva de duración de caudales.....	27
2.6.2 Curva de duración de potencias.....	30
2.7 Calidad y sedimentación de las aguas superficiales.....	37
CAPÍTULO 3	
ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	38
3.1 Estimación de la demanda.....	38

II

3.2 Valor de la capacidad y de la energía.....	47
3.3 Cálculos de la energía.....	48

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE LAS INSTALACIONES CIVILES Y ELECTROMECAÑICAS

DE LA CENTRAL..... 55

4.1 Datos generales..... 55

4.2 Detalles de las instalaciones..... 60

4.2.1 Carreteras de acceso, puentes y alcantarillas..... 60

4.2.2 Bocatoma principal / Estructura del desvío..... 60

4.2.3 Instalaciones del desarenador..... 61

4.2.4 Canal 1..... 62

4.2.5 Túnel principal..... 62

4.2.6 Canal 2..... 63

4.2.7 Almacenamiento del estanque regulador..... 64

4.2.8 Pozo de alta presión..... 64

4.2.9 Túnel de acceso..... 66

4.2.10 Central de generación eléctrica subterránea..... 67

4.2.11 Equipamiento de la central de generación eléctrica..... 67

4.2.12 Equipamiento auxiliar de la central de generación eléctrica..... 68

4.2.13 Planta transformadora de energía..... 69

4.2.14 Túnel de descarga..... 69

4.2.15 Interconexión del proyecto..... 70

4.3 Almacenamiento río arriba – lagos..... 74

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	76
5.1 Estimados de costos.....	76
5.2 Cronograma del proyecto.....	81
5.3 Cálculo de los indicadores económicos benéficos del proyecto.....	81

CAPÍTULO 6

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	86
6.1 Protección del Medio ambiente.....	86
6.2 Determinación de los impactos ambientales.....	92
6.3 Plan de manejo ambiental.....	99
6.4 Plan de contingencias.....	101
6.5 Plan de cierre.....	103
6. 6 Empresa y gobierno.....	103
CONCLUSIONES.....	104
RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106

APÉNDICES

- A) *NORMAS UNE 45510-5-4 “Guía para la compra de equipos para centrales eléctricas”*
- B) *NORMAS UNE 20168-85 “Guía para la recepción, explotación y mantenimiento de las turbinas hidráulicas”*

PRÓLOGO

El desarrollo de la presente Tesis, abarca seis capítulos con alcances respaldados en las referencias bibliográficas y los estudios previos indicados. Por medio de estas referencias realizo mi tema de tesis con el fin de mostrar el desarrollo del estudio y del análisis económico que se requiere en la construcción de la Central Hidroeléctrica de 200 MW en el distrito de Santa Rosa provincia de Pallasca, departamento de Ancash, utilizando el potencial del río Tablachaca.

El Primer Capítulo es la introducción, en él se presentan rasgos generales del proyecto, ubicación, disposición de las instalaciones en el área geográfica, se detalla el objetivo y sus alcances.

En el Segundo Capítulo se especifican las características de la zona que son claves para determinar la capacidad y limitaciones del proyecto, y se realiza el análisis estadístico de los datos que definirán el diseño del proyecto.

En el Tercer Capítulo se realiza la evaluación del mercado eléctrico que es indispensable para dar viabilidad económica al proyecto.

En el Cuarto Capítulo se muestran detalles de diseño de las instalaciones civiles y electromecánicas de la central, sustentando las decisiones tomadas.

El Quinto Capítulo muestra el análisis económico, los estimados de costos y los indicadores, así también se aborda el tema de la problemática en la inversión de centrales hidroeléctricas.

El Sexto Capítulo desarrolla el estudio de Impacto Ambiental de la Central Hidroeléctrica y los planes a realizar así como también algunos lineamientos legales respecto al medio ambiente que hay que tener en cuenta para realización del proyecto.

Asimismo, se presentan las respectivas Conclusiones, Anexos y la Bibliografía utilizada para la elaboración de la presente tesis.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

La presente tesis presenta una evaluación preliminar y el desarrollo de un estudio de prefactibilidad para un proyecto de una central hidroeléctrica que involucraría a los departamentos de La Libertad y Ancash. Esta tesis contiene una descripción de las características claves de la cuenca hidrográfica, incluyendo el terreno, geología e hidrología, los criterios y métodos tanto técnicos como estadísticos, detalles del diseño electromecánico del proyecto, estimación de la generación de energía, una evaluación económica de la energía que se podría generar y su mercado, los costos estimados para la alternativa preferente, un análisis de las barreras y facilidades para la inversión en este tipo de proyectos y una discusión de las operaciones asociadas con el diseño elegido.

El objetivo de este estudio fue identificar el concepto del proyecto, analizar y comprobar que puede ser tanto técnica como financieramente posible. Además de abordar un estudio en el que la aplicación de la ingeniería se ve estrechamente relacionada con el desarrollo nacional y que está teniendo especial importancia en el contexto energético actual y futuro del Perú. Existe la intención de que el estudio realizado en esta tesis sirva para el impulso y desarrollo de proyectos de inversión en centrales hidroeléctricas.

1.1 Descripción del proyecto

El proyecto propuesto de la Central Hidroeléctrica es un proyecto de generación de energía de 200 MW en la cuenca del río Tablachaca, un afluente del Río Santa. El proyecto está localizado a casi 420 km al norte de Lima, Perú, sobre el río Tablachaca, el cual está ubicado en el noreste del Perú, en el Distrito de Santa Rosa, provincia de Pallasca, departamento de Ancash. El río Tablachaca es un afluente del río Santa, el cual fluye a través de la Cordillera Occidental de los Andes que desemboca en el Océano Pacífico cerca de la ciudad de Chimbote.

El proyecto propuesto, basado en los resultados del presente estudio, desviarán las corrientes de una bocatoma ubicada en el Río Tablachaca a una elevación de aproximadamente 1,129 msnm, hacia un sistema de convergencia de aguas que incluye instalaciones, un canal abierto, un túnel de baja presión, un canal abierto, un estanque regulador de almacenamiento diario, recubrimiento del dique en concreto y acero que llega a una central de generación de energía subterránea con una elevación de aproximadamente 427 msnm y un túnel de descarga que desagua por debajo de la confluencia de los ríos Tablachaca y Santa Ana, a una elevación aproximada de 460 msnm.

En la Figura 1.1 ubicamos la posición aproximada del proyecto mostrando los ríos de la cuenca del río Santa a la cual pertenece el río Tablachaca y en la Figura 1.2 se ilustra la disposición de las instalaciones de la central.

La coordenadas de ubicación del proyecto son las siguientes aproximadamente:

<i>UTM (Universal Transverse Mercator)</i>	<i>Coordenadas Geográficas</i>
WGS 84 (Sistema Geodésico Mundial)	Longitud: 78° 12' 8.63'' W
0808000 E, 9056000 N Huso 17	Latitud: 8° 31' 47.77'' S

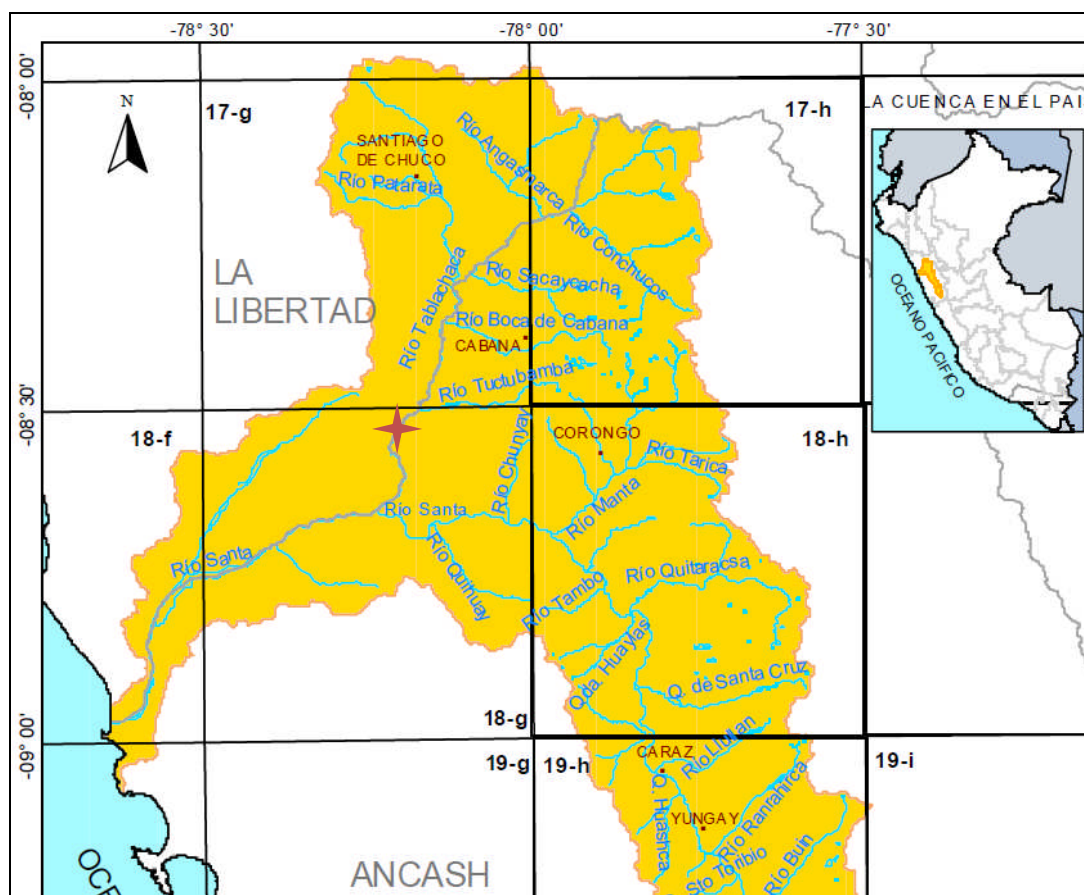


Figura 1.1 – Cuenca del río Santa Rosa (mapa del I.G.N.)

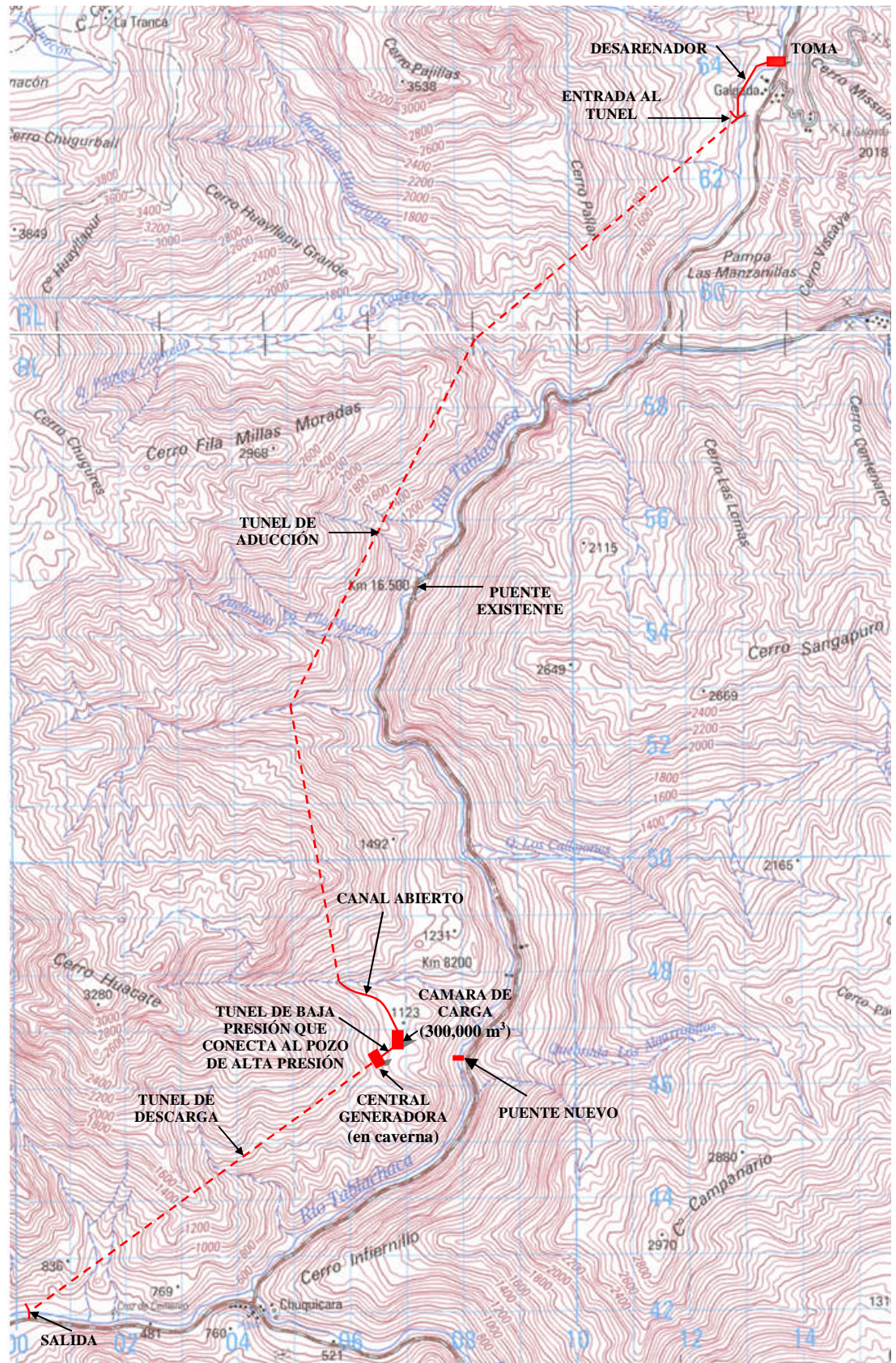


Figura 1.2 – Ubicación de las instalaciones (mapa del I.G.N.)

Dependiendo del costo/beneficio de la capacidad garantizada adicional resultante del aumento del flujo de base, el proyecto podría incluir los siguientes lagos para proveer almacenamiento, los cuales podrían ser utilizados en los periodos de sequía.

<u>Lago</u>	<u>Volumen de almacenamiento vivo</u>
Pájaros	13,520,992 m ³
Chalhuacocha	8,168,960 m ³
Magullo Grande	2, 20,944 m ³
Huachumachay	1,365,312 m ³
Oscura	5,794,464 m ³

1.2 Estudios previos

Tres estudios previos han sido completados por JAPEVI, una empresa consultora de ingeniería de Lima-Perú, y propone la toma a una elevación de 1,225 msnm, un canal de 6,900 m de largo con 60 m de cuenca de desarenado y un túnel de 24,140 m de largo que conduce a una central de generación de energía subterránea con una elevación de 500 msnm.

CAPÍTULO 2 CARACTERÍSTICAS DEL LUGAR

2.1 Aspectos regionales

El área del proyecto tiene una topografía accidentada. Las elevaciones fluctúan entre 520 msnm en la confluencia del río Tablachaca con el río Santa, hasta más de 4,200 msnm en la parte más alta de la cuenca hidrográfica. En la mayor parte del área del proyecto, el río Tablachaca fluye por un cañón profundo que corta su paso a través las montañas, en la Figura 2.1 podemos apreciar una foto del río Tablachaca.

El río Tablachaca es el principal afluente norte del río Santa y es el único que no posee desprendimientos glaciales.



Figura 2.1- Vista del río Tablachaca

Las siguientes secciones describen las características del lugar del proyecto propuesto, particularmente lo relacionado con las áreas de las bocatomas, instalaciones del desarenador, túnel principal, estanque de almacenamiento, recubrimiento del dique, planta de generación de energía subterránea y el túnel. Donde se considera apropiado, se presentan conclusiones y recomendaciones para ayudar a la viabilidad del diseño del proyecto.

Así mismo, la información en esta sección fue utilizada para desarrollar la estimación de los costos preliminares.

2.2 Características geológicas

En esta zona, predomina la roca sedimentaria y se encuentran básicamente tres tipos de roca dentro del área del proyecto:

- Roca granítica firme predominante en los tramos más bajos del río Tablachaca.
- Río arriba y en las partes más elevadas, en el tramo medio del río se encontraron rocas volcánicas de los Andes.
- Se encontró roca sedimentaria incluyendo carbón en el tramo de la parte media-alta de la cuenca hidrográfica.

Debido a que la mayor parte del proyecto se encuentra sobre una zona activa de subducción donde la placa del Pacífico se desliza en dirección elevándose hacia la placa sudamericana, mucha de la roca sedimentaria y volcánica está quebrada y tiene

fallas. Probablemente, el río Tablachaca fluye sobre una falla a lo largo de la montañosa principal que continúa haciéndose más profunda a medida que las montañas aledañas se vuelven más elevadas.

Además de la roca, el valle también posee una considerable cantidad de materiales:

- Gran parte de la zona baja contiene coluvio, material resultante del resquebrajamiento de roca existente el cual forma taludes detríticos, depósitos y abanicos por la parte mayor del río.
- También hay una terraza fluvial discontinua a lo largo de los tramos medios y superiores del río. El origen de esto no era claro, pero los depósitos existentes sugieren que alguna vez conformaron gran parte de extensión del valle del río hasta una profundidad de 50 m. Pareciera que representan la grava arena del río abajo formando una presa algún momento del pasado por deslizamiento de tierras, sin embargo, la exacta ubicación de tal presa no ha sido determinada. En la actualidad, mucha de esa grava ha sido removida por el río, pero una importante cantidad de porciones todavía permanecen en la parte más baja de las paredes laterales del valle y en las terrazas remanentes a lo largo de ambos lados del valle.

El río tiene dos tipos de tramos principales. En algunas secciones, fluye bajo profundas pendientes (<10%) a través de un cañón de roca. Otros tramos tienen pendientes (1-2 %) y la forma original en V del fondo del valle ha sido rellenada con

sedimento. En estos tramos el río fluye sobre un canal trenzado que serpentea a lo largo de una amplia cama de grava.

Muchos riachuelos laterales confluyen en el río Tablachaca. Algunos de estos ríos son muy profundos y desnivelados, mientras otros tienen pendientes más suaves y han formado pequeños abanicos aluviales o canales trenzados.

Unos pocos han formado grandes abanicos coluviales/aluviales que han sido truncados por el río Tablachaca. En algunos casos, riachuelos laterales han pasado a través de depósitos de grava en ambos lados. Sería muy difícil cruzar (con un canal o carretera) estos abanicos laterales que han formado ya sea encrespados cañones o que han dejado incisiones en los canales.

Se detectó en la cuenca de Tablachaca una larga falla en la pendiente que se desplaza lentamente y que probablemente involucra cientos de millones de metros cúbicos de roca y material subyacente, justo al sur del pequeño poblado de Pallasca, en la ribera izquierda del río.

Esta falla parece correr hasta la parte baja del valle, y el río Tablachaca podría estar erosionando la punta de esta falla, haciendo que una considerable cantidad de sedimento penetre en el río. Otras características similares podrían existir en esta cuenca, pero no fueron detectadas en esta evaluación.

Se evaluó el área general donde podría establecerse la planta, cerca de la confluencia de los ríos Tablachaca y Santa. En esta área se notó la presencia de una moderada cantidad de afloramiento de componentes graníticos y que la roca estaba cubierta con una variable cantidad de coluvio (pedazos de roca) y en las partes más bajas había arena y grava.

Las arenas y gravas fluviales forman una prominente terraza en el banco izquierdo del río Santa, que se encuentra a aproximadamente a 20 m sobre el río. Así mismo se encontraron remanentes de esta terraza en el lado derecho (norte) del río. El pequeño poblado de Chuquicara está ubicado sobre esta terraza, lo mismo que los remanentes de una antigua línea férrea que cruzaba en el río Santa y corría a lo largo del valle de Tablachaca. Aparentemente, la superestructura del puente de la vía férrea destruida por un aluvión masivo en el año 1,970 que bajó del río de una distancia de aproximadamente 90 km, de las cercanías de Yungay, como resultado de una gran avalancha de hielo y roca que se originó en la montaña de Huascarán.

2.3 Sismología de la región

El proyecto de río Tablachaca está situado en una región de alta sismología. El río Tablachaca es un afluente del río Santa que nace en la Cordillera Blanca. El pueblo de Yungay, ubicado en la rivera del río Santa y al suroeste de las cumbres del Huascarán, ha sido afectado por dos sucesos catastróficos durante los últimos cincuenta años.

En 1,962, una avalancha de roca, hielo y nieve se soltó de la cumbre norte del Huascarán, el cual, con una elevación de 6,768 m, es el punto más alto del Perú. Esta avalancha se deslizó por todo el valle del Santa, barrió con varios poblados y murieron más de 3,000 personas. Menos de una década después, el 31 de mayo de 1,970 un gran terremoto (con una magnitud de 7.7 grados en la escala de Richter) sacudió la región.

Esto produjo otra vez una nueva avalancha de rocas y hielo, originada en la cumbre norte del Huascarán. La avalancha se inició como una masa de hielo glacial y roca que se deslizó a lo largo de aproximadamente cerca de 1,500 m. Esta creció rápidamente, recogiendo desechos glaciales, mientras se desplazaba montaña abajo a una velocidad promedio que debió ser cerca de 200 km /h. Los desechos enterraron los pueblos de Yungay y Ranrahirca, que se ubicaban a casi 15 km de su origen y eventualmente se extendió por cerca de casi 25 km en total. La avalancha de desechos cobró cerca de 18,000 vidas y el número total de víctimas del terremoto fue de aproximadamente 48,000.

2.4 Meteorología

De acuerdo con su ubicación geográfica (zona tropical en la parte sur del hemisferio), el Perú debería tener un clima cálido y lluvioso. Sin embargo, debido a la presencia de la Cordillera de los Andes, la circulación anticiclónica del Pacífico Sur y la fría corriente de Humbolt, las condiciones medioambientales y climáticas son muy variables.

La costa, donde raramente llueve, se caracteriza por espesas nieblas y ligeras lloviznas entre mayo y noviembre, con una temperatura anual promedio que fluctúa entre 14 C° y 18 C°. En el verano, de diciembre a abril, la humedad baja y las capas de nubes son mínimas.

En la llanura costera la temperatura es uniforme, con un promedio de 20 C° durante todo el año. El clima costero está moderado por vientos que proviene de una corriente fría de mar, conocida como Corriente del Perú o de Humboldt. En la costa hay una precipitación de lluvias de menos de 50 mm al año, en gran parte debido a que las lluvias que traen los vientos del este, son atrapadas por la cordillera. Nubes cargadas de niebla cubren gran parte de las laderas de la Sierra entre junio y octubre, lo cual las provee de la humedad suficiente para mantener los pastizales.

La Corriente del Humboldt y la Corriente del Niño causan condiciones climáticas inusuales en el Perú. Las tierras bajas a lo largo de la costa del Pacífico poseen un clima sumamente árido, con pocas lluvias y precipitaciones anuales de escaso a nulo. En contraste, las tierras altas de los Andes poseen en forma alterna, temporales secas y de lluvia, con precipitaciones moderadas.

Las laderas occidentales de los Andes reciben la mayor cantidad de precipitaciones debido a la humedad de la amplia cuenca del Amazonas, y las precipitaciones son continuas durante todo el año. Debido a estas variaciones climáticas, la flora y fauna en la árida región de la costa dependen completamente del agua que proviene de la región de los Andes. Las áreas glaciales en la Cordillera

Occidental son muy importantes como única fuente de abastecimiento de agua para las zonas desérticas de la costa del Perú.

2.5 Hidrología

La información sobre los caudales diarios del río Tablachaca a partir de 1,991 hasta 1,996 se encuentra disponible y se indica en las Tablas de 2.1 al 2.6. La ubicación del aforo está cerca a la confluencia con el río Santa. Los registros históricos del río Tablachaca y Santa también se encuentran disponibles a partir 1,954 hasta 1,996, ver Apéndice A. Los caudales medio mensuales de este periodo también se encuentran disponibles. La información existente se utilizó tal cual en este análisis.

Los aforos en ambos ríos, Tablachaca y Santa, aún se encuentran funcionando en la actualidad pero la recolección de la información fue privatizada a partir de 1,996 y por lo tanto la información de esa fecha a la actualidad no estuvo disponible en el momento en que se llevó a cabo este estudio.

TABLA 2.1

**INFORMACIÓN DEL CAUDAL DIARIO EN LA ESTACIÓN DE AFORO-
1,991 EN (m³/s)**

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	19.85	18.74	27.62	39.30	33.02	8.47	4.97	3.54	6.03			11.72
2	20.68	21.23	33.86	36.89	30.63	8.03	4.79	3.41	5.93			23.65
3	20.12	22.64	34.51	34.20	31.83	7.81	4.79	3.41	5.93			20.32
4	18.74	25.20	34.32	31.28	37.28	7.59	4.79	4.00	5.93			18.35
5	17.35	26.21	37.45	28.71	33.73	7.19	4.79	5.08	5.93			10.02
6	16.30	24.15	47.68	27.16	33.68	7.00	4.60	5.52	5.93			8.03
7	15.65	21.81	38.34	25.96	26.16	6.82	4.42	5.52	5.93			7.00
8	15.54	19.57	61.88	24.45	32.59	6.63	4.42	5.34	5.84			6.45
9	14.79	17.38	60.04	23.85	44.17	6.63	4.60	5.16	5.74			6.08
10	13.79	15.80	61.53	24.75	29.06	6.45	4.60	5.34	5.74			5.89
11	12.78	14.79	72.99	25.05	26.79	6.26	4.42	5.16	5.74			5.71
12	11.81	14.04	77.81	26.56	24.45	6.08	4.42	5.16	5.74			5.34
13	10.90	14.04	69.09	30.75	22.97	5.89	4.42	5.16	5.64			5.16
14	10.02	13.79	60.52	33.22	20.85	5.71	4.42	4.97	5.54			5.16
15	9.35	14.32	66.32	33.54	20.19	5.52	4.23	4.97	5.54			5.09
16	8.69	18.54	76.63	33.86	18.67	5.52	4.05	4.79	5.54			4.79
17	8.47		79.97	33.54	17.10	5.52	4.05	4.79	5.45			4.79
18	8.69	23.87	78.87	32.57	16.05	5.52	4.05	4.60	5.35			4.60
19	8.91	30.69	70.40	32.25	15.04	5.52	4.05	4.42				4.60
20	9.41	32.57	61.92	32.89	14.04	5.52	4.05	4.42				4.79
21	11.40	30.63	60.93	35.21	14.00		3.86	4.42				4.79
22	14.79	27.79	59.18	35.86	14.04		3.68	4.60				5.10
23	17.70	25.36	57.92	33.86	13.29		3.68	4.60				5.16
24	17.63	24.07	57.62	31.60	12.86		4.36	4.60				5.16
25	17.08	24.45	53.90	29.04	12.28	5.34	4.42	4.60				5.22
26	17.01	23.55	51.23	26.56	11.34	5.52	4.42	4.79				6.95
27	18.51	22.36	48.24	25.49	10.68	5.52	4.23	4.60				7.37
28	19.57	21.84	44.96	24.22	10.24	5.34	4.05	4.60				10.65
29	18.18		41.74	22.41	9.80	5.16	3.86	4.79				14.43
30	16.57		40.33	26.15	9.35	5.16	3.68	4.60				10.93
31	16.15		40.33		8.91		3.68	4.60				11.43
Promedio	14.72	21.83	55.75	30.04	21.13	6.22	4.29	4.70	5.75			8.22
Máx.	20.68	32.57	79.97	39.30	44.17	8.47	4.97	5.52	6.03			23.65
Mín.	8.47	3.79	27.62	22.41	8.91	5.16	3.68	3.41	5.35			4.60
Promedio ³	14.72	21.83	55.75	30.04	21.13	6.22	4.29	4.70	4.36	3.14	5.82	8.22

Notas:

1) = información faltante

3) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca)

TABLA 2.2

**INFORMACIÓN DEL CAUDAL DIARIO EN LA ESTACIÓN DE AFORO-
1,992 EN (m³/s)**

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	16.23									5.93	12.12	
2	19.92									6.03	11.46	
3	15.57									6.22	10.86	
4	12.34									6.46	10.25	
5	10.99									10.84	9.80	
6	15.38									12.96	9.50	
7	16.80									13.44	9.15	
8	16.47									12.65	8.75	
9	14.62									13.16	8.63	
10	13.54									13.03	8.39	
11	11.59									12.78	8.14	
12	10.46									15.23	8.02	
13	10.24									13.76	8.02	
14	9.13									13.85	8.02	
15	8.25									12.85	8.02	
16	7.59									12.31	8.02	
17	7.19									11.84	7.90	
18	6.82									12.00	7.78	
19	6.63									12.12	10.87	
20	6.70									11.61	11.72	
21	9.24									11.18	12.85	
22	9.80									11.01	12.85	
23	11.67									10.71	12.31	
24	14.90									10.59	11.79	
25	20.56									13.61	11.31	
26	22.56									12.67	10.86	
27	21.28									13.44	10.41	
28	16.65									18.43	9.95	
29	12.81									17.14	9.50	
30	10.68									15.29	9.20	
31	9.87									13.40		
Promedio	12.79									12.15	9.88	
Máx.	22.56									18.43	12.85	
Mín.	6.63									5.93	7.78	
Promedio ³	12.79	7.28	16.17	16.08	7.12	5.68	3.98	1.66	5.75	12.15	9.88	3.58

Notas:

1) = información faltante

3) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca)

TABLA 2.3

**INFORMACIÓN DEL CAUDAL DIARIO EN LA ESTACIÓN DE AFORO-
1,993 EN (m³/s)**

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1		19.09	59.15			29.57	15.49	12.49	8.34	23.14	32.19	20.50
2		26.27	87.15			26.31	15.22	12.49	8.09	20.10	31.56	19.67
3		36.20	77.94			24.32	15.20	12.49	8.09	18.86	44.04	19.36
4		39.39	132.66			23.05	15.04	12.49	7.93	18.26	55.00	21.94
5		54.69	245.76			21.78	14.69	12.31	7.93	19.69	55.35	24.07
6		70.20	192.56			21.01	15.07	12.12	7.93	17.78	47.64	33.16
7		71.87	441.94			20.25	14.93	11.83	7.93	15.74	45.37	35.66
8		113.70	264.08			19.74	14.67	11.76	7.77	14.25	47.84	36.33
9		82.49	216.31			19.52	14.58	11.76	7.77	13.09	56.94	34.14
10		126.50	199.75			18.94	14.58	11.61	7.93	12.24	91.68	39.66
11		147.89	157.72			18.37	14.67	11.30	8.23	11.63	89.04	50.03
12		135.29	114.55		45.38	18.29	14.67	11.34		11.02	68.63	46.84
13		151.23	86.40	157.99	53.58		14.49	11.59	9.20	10.82	55.46	40.28
14		106.55	71.26	159.03	39.50	18.00	14.39	11.46	9.14	10.92	50.50	38.10
15		87.19	64.66	147.24	36.54	17.79	14.55	11.46	8.88	11.43	43.19	34.94
16		76.34	74.55	136.96	36.16	17.63	14.11	11.31	8.56	13.74	37.45	36.33
17			68.59	131.03	39.11	17.24	13.94	11.31	8.09	14.35	32.19	41.68
18			83.53	124.11	38.86	17.14	13.66	11.31	8.03	16.51	28.44	52.35
19			90.37	120.61	34.84	16.66	13.58	11.46	8.57	17.21	26.33	44.93
20			99.39	111.91	39.06	16.27	13.58	11.46	9.04	21.75	24.62	42.44
21			152.01	104.06	33.57	16.27	13.29	11.20	8.56	22.42	22.42	37.36
22			119.80	97.46	33.87	15.93	13.22	11.16	8.25	21.28	20.92	40.89
23			102.34	85.23	32.65	15.72	13.09	11.01	8.88	18.63	20.44	49.34
24			292.31	74.78	29.57	15.50	13.22	11.16	10.64	16.57	22.47	58.01
25		22.79	524.84	77.06	27.79	15.67	13.11	11.16	10.92	13.88	26.56	54.12
26		21.35	481.05	75.35	26.90	16.05	13.00	11.01	11.77	18.33	28.56	54.34
27		25.10	486.19	42.20	26.01	15.72	13.03	10.86	12.81	21.26	30.90	48.89
28		29.24	477.97	74.02	24.92	15.56	12.96	10.86	25.81	21.97	27.03	55.00
29					26.27	15.56	12.85	10.64	28.01	30.95	23.67	67.14
30					26.31	15.40	12.56	10.56	29.20	37.90	21.22	61.36
31					30.44		12.67	8.01		38.04		58.88
Promedio		72.17	195.17	107.44	34.07	18.60	14.00	11.39	10.77	18.51	40.26	41.93
Máx.		151.23	524.84	159.03	53.58	29.57	15.49	12.49	29.20	38.04	91.68	67.14
Mín.		19.09	59.15	42.20	24.92	15.40	12.56	8.01	7.77	10.82	20.44	19.36
Promedio ³	8.63	72.17	185.17	107.44	34.07	18.60	14.00	11.39	10.77	18.51	40.26	41.93

Notas:

1) = información faltante

3) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca)

TABLA 2.4

**INFORMACIÓN DEL CAUDAL DIARIO EN LA ESTACIÓN DE AFORO-
1,994 EN (m³/s)**

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	65.98	66.37	114.51	177.60	81.78	27.21		9.69	8.09	9.12	7.07	8.46
2	79.27	31.21	105.00	158.48	56.77	24.80		9.60	8.30	9.44	7.29	11.98
3	118.93	61.35	117.42	175.58	51.46	24.46		9.40	8.09	8.83	7.19	11.01
4	98.27	78.98	117.02	312.62	57.86	23.56		9.40	7.98	8.83	8.41	10.38
5	79.83	138.51	137.50	163.52	46.98	23.31		9.60	7.89	8.53	14.57	10.65
6	72.39	210.42	171.04	197.05	46.66	22.14		9.40	7.93	8.09	10.97	14.83
7	73.67	192.82	145.60	251.73	44.44	21.22		9.90	7.68	7.77	9.94	11.66
8	85.74	138.53	142.78	241.30	42.71	20.57		9.71	7.53	7.61	20.53	11.22
9	107.77	128.43	119.52	156.15	48.39	20.02		9.60	7.68	7.45	21.30	10.25
10	98.92	121.40	108.40	128.55	44.59	19.43		9.60	7.27	7.13	20.49	9.28
11	92.51	123.73	93.03	120.97	49.42	18.40		9.40	7.19	7.03	21.57	8.78
12	100.45	130.48	94.31	104.95	41.80	18.10		9.60	7.03	6.45	16.36	8.54
13	93.80	124.13	93.00	99.35	39.09	17.72	11.83	9.32	7.40	6.40	14.45	8.94
14	81.15	11.63	112.43	91.23	38.01	17.28	11.43	9.42	7.29	6.81	12.53	10.30
15	93.39	123.79	121.56	84.76	38.28	16.74	11.02	9.81		7.62	13.70	9.32
16	81.90	116.66	126.93	89.07	38.41	16.36	11.02	9.45		8.43	13.57	9.24
17	82.58	110.05	107.86	88.79	35.86	16.00	11.02	8.56	6.81	9.21	12.36	8.77
18	86.12	105.08	154.30	78.81	32.90	15.49	10.92	8.84	7.13	9.24	10.81	10.02
19	81.09	89.39	162.69	72.21	15.49	15.49	10.62	8.72	7.21	7.82	9.42	14.10
20	89.43	147.63	100.94	68.44	29.88	16.09	10.62	8.72	7.13	7.61	9.17	27.05
21	86.99	334.58	94.52	69.11	28.45	16.01	10.62	8.72	6.97	6.97	7.73	23.19
22	88.44	216.94	77.98		31.90	15.49	10.52	8.56	7.72	6.61	7.68	29.80
23	102.51	133.38	69.68		34.37	15.08	10.21	8.51	7.93	6.78	8.08	50.06
24	106.10	164.69	76.96		30.61	14.74	10.41	8.72	8.01	6.46	7.58	32.70
25	87.03	256.51	73.50	53.58	28.13	14.49	10.20	8.52	8.48	6.71	7.09	25.08
26	79.88	217.25	67.02	50.40	38.27		10.50	8.68	8.31	7.29	7.05	43.19
27	82.91	160.46	88.18	49.34	8.78		10.50	8.50	7.77	6.92	7.42	51.78
28	72.56	147.61	113.11	50.04	27.78		10.52	8.41	7.61	6.36	8.44	33.95
29	76.59		124.90	76.41	29.26		10.41	8.41	9.74	6.18	8.68	27.74
30	69.97		170.57	75.82	33.22		10.01	8.25	10.97	5.90	8.85	23.85
31	67.76		145.29		29.64		9.81	8.19		6.63		23.01
Promedio	86.26	143.27	114.44	121.70	39.26		10.64	9.07	7.83	7.49	11.34	19.00
Máx.	118.93	334.58	171.04	312.62	81.78		11.83	9.90	10.97	9.44	21.57	51.78
Mín.	65.98	61.21	67.02	49.34	8.78		9.81	8.19	6.81	5.90	7.05	8.46
Promedio ³	86.26	143.27	114.44	121.70	39.26	18.81	10.64	9.07	7.83	7.49	11.34	19.00

Notas:

1) = información faltante

3) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca)

TABLA 2.5

**INFORMACIÓN DEL CAUDAL DIARIO EN LA ESTACIÓN DE AFORO-
1,995 EN m³/s)**

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	23.76	29.88	26.83	55.79	16.70	8.24	6.74	5.33	9.77	9.89	37.75	7.92
2	34.01	27.72	21.48	66.20	18.63	8.17	6.59	5.33	9.77	10.98	31.12	8.18
3	50.43	28.93	20.98	54.23	18.98	7.76	6.43	5.33	9.59	10.13	24.66	9.56
4	38.70	28.06	18.98	51.25	18.55		3.68	5.21	9.42	9.59	20.23	10.91
5	27.31	33.31	20.91	57.83	17.03	7.42	6.31	5.08	9.42	9.59	16.98	11.12
6	23.68	25.02	20.15	43.21	16.20	7.27	6.31	5.08	9.42	9.65	17.53	8.97
7	22.19	22.19	21.51	30.29	44.89	14.88	7.27	5.99	5.08	9.68	18.88	8.14
8	24.85	28.61	34.12	60.51	14.68	7.27	5.94	5.08	9.42	9.59	22.63	7.70
9	19.78	19.78	21.41	34.26	88.77	16.04	7.33	5.94	5.08	9.21	23.31	7.76
10	18.10	18.98	37.97	87.17	20.34	7.25	5.95	5.08	9.42	9.69	21.45	7.27
11	15.24	18.04	34.24	72.55	21.12	7.06	5.96	4.96	9.42	9.50	19.13	6.79
12	15.24	15.24	16.47	63.00	55.75	17.98	6.95	5.94	4.83	9.24	20.89	6.31
13	14.75	25.45	46.24	54.08	14.37	6.63	5.95	4.83	9.59	9.09	29.33	5.99
14	13.47	24.11	41.65	65.60	13.01	6.79	5.95	4.83	9.77	9.33	28.55	5.71
15	11.79	21.41	34.74	58.99	12.68	6.71	5.77	4.83	9.77	9.77	27.70	5.62
16	11.00	18.98	31.23	59.41	11.91	6.59	5.60	4.83	9.77	9.87	54.57	5.61
17	11.43	24.22	30.22	56.21	11.86	6.58	5.62	4.83	9.77	9.77	59.60	5.71
18	12.09	26.83	32.40	53.04	12.04	6.37	5.71	4.71	9.77	10.13	38.24	5.71
19	11.82	30.58	41.22	48.73	11.18	6.37	5.68	4.59	9.77	14.08	31.65	5.71
20	13.90	44.77	49.89	43.22	11.89	6.39	5.66	4.71	9.59	13.19	38.95	5.60
21	12.84	54.48	39.16	38.07	11.33	7.49	5.70	4.83	9.24	11.94	33.30	8.90
22	12.26	56.67	44.76	34.01	13.26	6.79	5.83	4.71	9.18	11.60	28.94	9.48
23	13.83	47.94	41.94	30.93	13.30	6.71	6.03	4.59	9.30	11.25	24.23	24.29
24	15.73	37.62	43.46	28.54	13.47	6.83	5.83	4.59	9.13	11.64	21.43	20.87
25	17.49	17.49	30.31	45.45	26.10	11.91	6.46	5.83	4.59	18.06	19.62	24.13
26	19.16	25.49	40.68	23.95	11.43	6.31	5.62	4.59	9.18	13.62	17.89	30.78
27	18.98	22.80	39.23	22.22	10.32	6.36	5.58	4.46	9.21	13.94	16.70	56.62
28	20.30	21.68	44.71	20.60	10.22	6.79	5.58	4.34	9.42	11.85	15.67	40.78
29	20.89		44.31	18.71	9.18	7.38	5.37	4.37	9.44	11.42	15.09	55.89
30	20.69		44.23	17.40	8.75	7.06	5.33	4.34	9.67	18.62	15.76	47.58
31	25.58		42.30		8.40		5.33	9.77		28.58		39.36
Promedio	19.72	28.87	36.81	47.93	13.96	6.99	5.80	4.99	9.49	11.76	26.43	16.29
Máx.	50.43	56.67	63.00	88.77	21.12	8.24	6.74	9.77	9.77	28.58	59.60	56.62
Mín.	11.00	16.47	18.98	17.40	8.40	6.31	3.68	4.34	9.13	9.09	15.09	5.60
Promedio ³	19.72	28.87	36.81	47.93	13.98	6.75	5.80	4.99	9.49	11.76	26.43	16.30

Notas:

1) = información faltante

3) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca)

TABLA 2.6

**INFORMACIÓN DEL CAUDAL DIARIO EN LA ESTACIÓN DE AFORO-
1,996 EN (m³/s)**

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1	52.28	38.41	106.70									
2	55.35	51.11	122.10									
3	70.61	58.67	154.69									
4	68.73	56.66	177.06									
5	59.50	52.13	131.36									
6	53.40	45.96	104.10									
7	57.72	41.63	87.49									
8	59.50	37.53	82.33									
9	53.40	37.08	81.10									
10	57.72	128.28	80.31									
11	59.07	195.43	87.89									
12	62.02	202.18	89.07									
13	99.03	196.53	85.97									
14	78.93	233.63	83.84									
15	64.82		87.99									
16	55.45		119.97									
17	48.07		114.88									
18	43.18		102.08									
19	39.72		105.63									
20	36.81		85.96									
21	34.30		77.99									
22	32.26		75.37									
23	30.33	106.66	81.82									
24	28.72	88.35	82.49									
25	27.57	82.81	83.93									
26	27.86	69.27										
27	31.86	64.98										
28	34.39	62.10										
29	30.65	92.11										
30	27.75											
31	31.08											
Promedio	50.84	92.36	99.68									
Máx.	99.03	233.63	177.06									
Mín.	27.75	37.08	75.37									
Promedio ³	50.84	95.36	99.68	55.37	22.04	12.87	9.60	8.09	8.29	12.20	17.89	19.60

Notas:

1) = información faltante

3) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca)

TABLA 2.7

**DESCARGA MEDIO MENSUAL EN LA ESTACIÓN DE AFORO DEL RÍO
TABLACHACA – 1,966-1,996 EN (m³/s)**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Anual
1966	32.38	32.03	31.46	32.70	16.73	9.72	7.79	7.00	6.70	10.63	12.81	13.06	16.89
1967*	29.34	78.18	89.62	35.29	22.61	13.47	11.70	9.42	8.79	18.84	12.61	11.76	28.47
1968	15.55	25.55	43.19	20.14	9.62	8.01	7.23	6.18	5.97	11.96	13.64	11.74	14.90
1969	8.61	16.74	39.96	55.87	13.28	12.07	9.98	7.70	7.06	7.27	16.26	19.60	17.87
1970	32.08	58.85	75.53	55.87	22.04	12.87	9.60	8.09	8.29	12.20	24.75	34.23	29.53
1971	24.91	52.22	134.54	55.87	23.75	16.17	12.25	11.22	9.90	16.22	13.64	32.05	33.56
1972	40.15	46.82	127.91	70.75	24.41	10.08	9.60	8.09	10.41	8.60	11.40	17.09	32.11
1973	57.22	63.06	102.24	122.35	43.30	19.60	14.77	12.99	16.76	28.85	34.03	26.60	45.15
1974	63.58	68.16	104.63	58.03	22.92	18.59	15.32	11.55	12.39	14.68	11.82	14.60	34.69
1975*	29.71	97.56	220.19	158.16	30.00	24.45	16.13	14.96	15.18	22.04	18.89	12.60	54.99
1976	53.21	80.88	78.18	63.80	20.93	16.36	12.32	10.39	9.05	8.52	8.83	10.87	31.11
1977	32.44	66.42	64.14	54.33	22.30	13.51	10.23	8.25	6.24	6.78	13.78	17.50	26.33
1978*	9.45	17.53	15.52	18.79	14.99	7.22	5.24	4.57	4.95	4.57	7.53	9.58	10.00
1979	11.03	36.15	96.63	75.00	14.44	8.03	6.12	5.43	6.75	4.98	5.67	5.09	22.94
1980	8.35	8.44	9.21	15.89	5.10	4.18	3.89	3.57	3.13	8.03	16.45	51.59	11.49
1981	20.50	129.11	147.85	30.88	14.46	11.06	9.05	8.04	7.61	10.33	18.14	34.12	36.76
1982	20.33	61.88	29.63	35.08	16.54	10.13	8.41	7.40	7.65	17.82	21.78	41.26	26.16
1983	52.24	20.30	98.20	109.99	34.64	18.60	12.14	10.15	10.50	14.95	22.49	32.96	36.43
1984	19.32	166.78	107.37	63.34	40.56	18.85	13.19	9.71	10.23	18.74	14.74	21.51	42.86
1985	20.07	19.66	32.27	44.39	17.04	10.58	8.53	8.75	9.74	9.79	6.78	12.73	16.78
1986	38.70	29.56	40.19	68.00	21.27	11.64	9.51	8.45	6.67	7.18	11.53	23.09	22.98
1987	68.30	55.99	51.51	33.48	23.57	9.85	8.36	7.28	6.94	6.71	14.23	22.43	25.72
1988	44.40	65.50	40.22	53.98	27.82	14.23	11.58	8.50	8.42	10.80	11.70	19.00	26.35
1989	40.87	78.14	71.45	71.10	29.76	17.02	13.36	10.26	11.46	24.38	18.41	8.22	32.87
1990	21.80	22.58	17.84	20.43	7.43	9.96	6.54	4.46	3.43	13.77	31.59	21.88	15.14
1991	14.72	21.83	55.75	30.04	21.13	6.22	4.29	4.70	4.36	3.14	5.82	8.22	15.02
1992	12.79	7.28	16.17	16.08	7.12	5.68	3.98	1.66	5.75	12.15	9.88	3.58	
1993	8.63	72.17	185.17	107.44	34.07	18.60	14.00	11.39	10.77	18.51	40.26	41.93	46.91
1994	86.26	143.27	114.44	121.70	39.26	18.81	10.64	7.83	7.83	7.49	11.34	19.00	49.09
1995	19.72	28.87	36.81	47.93	13.98	6.75	5.80	9.49	9.49	11.76	26.34	16.30	19.07
1996	50.84	92.36	99.68	55.87	22.04	12.87	9.60	8.29	8.29	12.20	17.89	19.60	
Prom. a largo Plazo (1966-96)	31.85	56.90	76.73	57.82	21.84	12.75	9.71	8.14	8.41	12.38	16.29	20.77	28.25
Promedio (1991-96)	32.16	60.96	84.67	63.18	22.93	11.49	8.05	6.65	7.75	10.88	18.60	18.11	32.52
Máx. a largo Plazo (1966-96)	86.26	166.78	220.19	158.16	43.30	24.45	16.13	14.96	16.76	28.85	40.26	51.56	54.99
Máx. (1991-96)	86.26	143.27	185.17	121.70	39.26	18.81	14.00	11.39	10.77	18.51	40.26	41.93	49.09
Min. a largo plazo (1966-96)	8.35	7.28	9.21	15.89	5.10	4.18	3.89	1.66	3.13	3.14	5.67	3.58	10.00
Min. (1991-96)	8.63	7.28	16.17	16.08	7.12	5.68	3.98	1.66	4.36	3.14	5.82	3.58	15.02

Notas:

- 1) Caudal medio mensual de la estación hidrométrica CG Chuquicara, río Tablachaca Sta 314 (Fuente-Distrito de riego Santa Lacramarca. Ver apéndice A.
- 2) = Información faltante del caudal diario por más de 10 días en un mes o un mes completo.
- 3) * = Promedio del año más seca o húmedo.

El caudal mínimo durante los registros de caudales diarios de 1,991 hasta 1,996 fue 3.41 m³/s. Este caudal mínimo se apreció en julio y agosto, que son los meses más secos. La importancia de estos caudales bajos y la definición de la capacidad pico y la energía garantizada, así como las multas que se impondrían si no se cumple con la capacidad pico, tendrán que ser determinadas para optimizar el tamaño de la instalación. El análisis estadístico de los registros de estos 6 años a partir de 1,991 hasta 1,996 y la comparación con los registros de los caudales medio mensuales revela que la estación seca fue más y que la estación húmeda fue más húmeda que en los registros de largo plazo como se aprecia en el Gráfico 2.1.

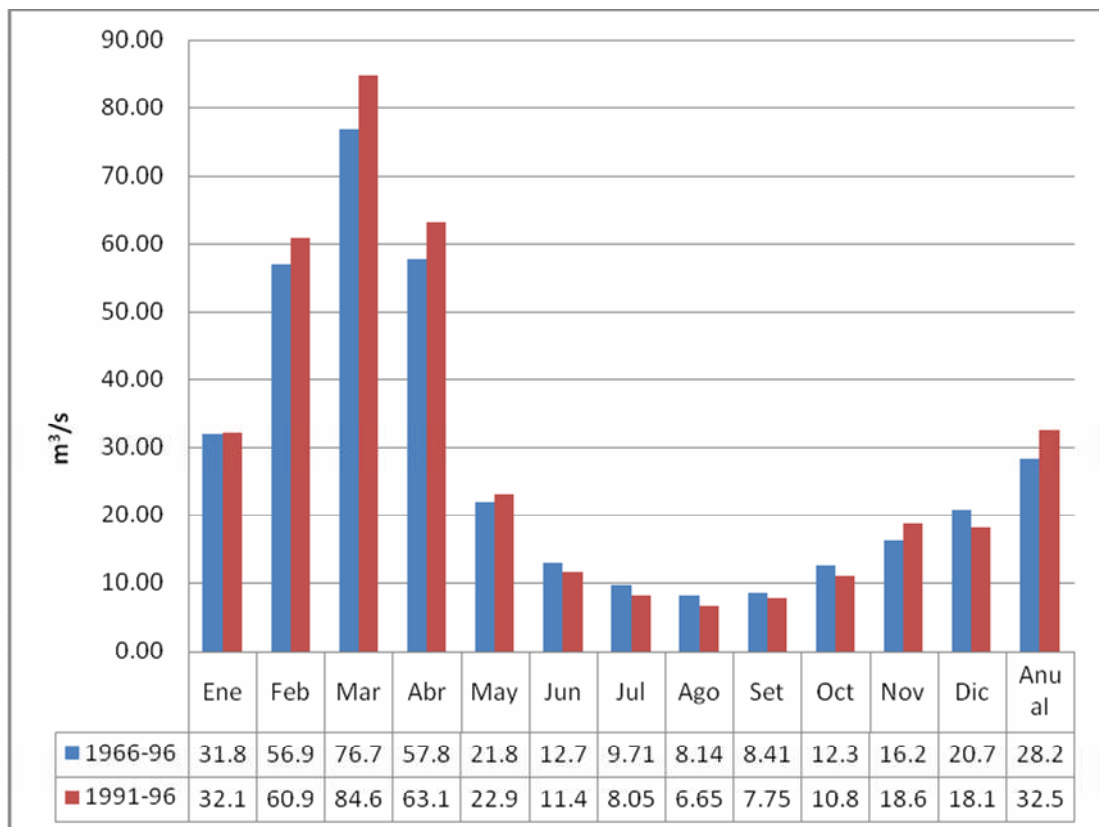


Gráfico 2.1-Descarga medio mensual en la estación de aforo del río Tablachaca (1966-1996)

La descarga media anual del sitio de la bocatoma se calculó utilizando la información que se hallaba disponible. Mientras que el área de drenaje en la bocatoma es el 85% del total del área de drenaje del río Tablachaca en el aforo, se asumió que el 95% del caudal en el lugar de aforo se obtendría en la bocatoma. Esta suposición se basó en el hecho de que la cuenca hidrográfica que está por debajo de la ubicación de la bocatoma se halla en un ambiente desértico por lo tanto, no contribuirá significativamente al caudal general del río. La mayor parte de la contribución al río proviene de las mesetas entre las elevaciones de 3,000+ msnm y los picos que están por encima.

La Tabla 2.9 muestra cómo las precipitaciones varían con la elevación. Todas las estaciones están ubicadas en la cuenca del río Santa, el Gráfico 2.2 muestra la relación entre las precipitaciones.

TABLA 2.9

PRECIPITACIÓN VS. ELEVACIÓN DE LA CUENCA DEL RÍO SANTA

Nombres de estación	Elevación (msnm)	Precipitación (mm/anual)
Huillca	3,995	841
Hidroelectra	1,386	165
Quitarcasa	1,480	
Los Cedros	1,990	
La Balsa	2,050	
Colcas	1,880	
Safuns	4,275	1520
Paron	4,185	787
Caraz	2,286	180
Llanganuco	3,850	629
Yungay	2,535	312
Chancos	2,840	548
Huaraz/Quillcay	3,063	665
Cahuish	4,550	985
Querococha	3,980	967
Ticapampa	3,480	730
Shacaypampa	3,600	630
Huancapeti	4,420	430
Pachacoto	3,760	581
Collota	3,800	485
Recreta	3,990	440
Yanacocha	4,450	868
Punta Mojon	4,390	675
Lampes Altos	4,030	722

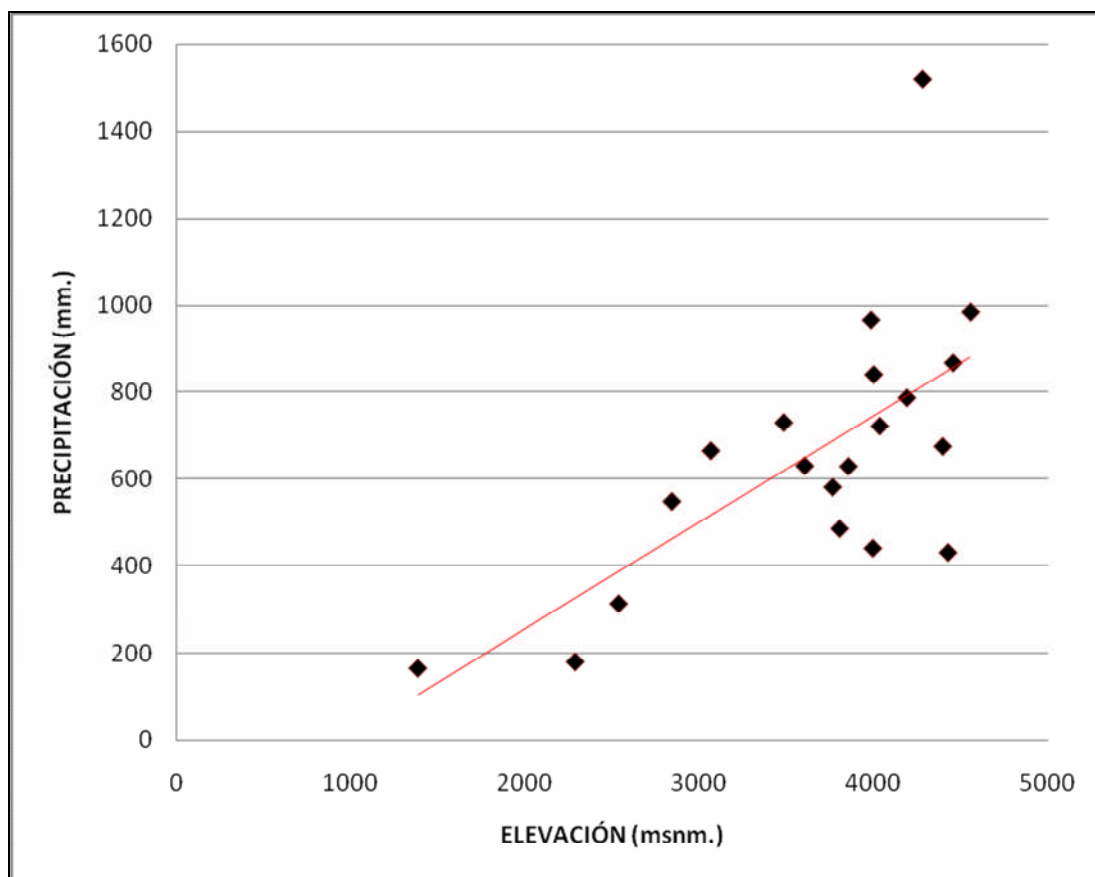


Gráfico 2.2 - Precipitación Vs. Elevación, de la cuenca

2.6 Análisis estadístico de la información hidrométrica.

El registro de la variación del caudal a lo largo del año se toma de las estaciones de aforo, las cuales están ubicadas en el cauce de los principales ríos.

En muchas de estas estaciones se toman los datos en forma ínter diaria. Un registro de aforos de varios años resulta de gran utilidad para poder predecir las variaciones estacionales del caudal.

2.6.1 Curva de duración de caudales

Nos da la probabilidad como un porcentaje de tiempo de todo el período de aforos, en el cual el caudal nominal es igual o menor al caudal correspondiente a dicho porcentaje de tiempo. Una vez obtenida la curva de duración, dependerá del proyectista decidir sobre el caudal de diseño.

Si la central se equipara para el mínimo caudal habría una absoluta seguridad de disponer durante todo el año del caudal necesario, pero desperdiciaría un caudal sobrante, parte del cual sería factible aprovechar en condiciones todavía económicas.

Por el contrario si se utilizara el máximo caudal resultaría que la potencia podría aprovecharse unos pocos días al año y habría que desembolsar un capital importante para equipar la central hidroeléctrica y utilizar únicamente una fracción de esta capacidad total.

En el Gráfico 2.3 y 2.4 podemos ver dos curvas de duración de caudales la del Gráfico 2.3 tomando los caudales diarios de la estación de aforo en el periodo de 1,991 a 1,996 y la del Gráfico 2.4 tomando los caudales medios mensuales en el periodo 1,966 a 1,966.

Gráfico 2.3

CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES (1991-1996)

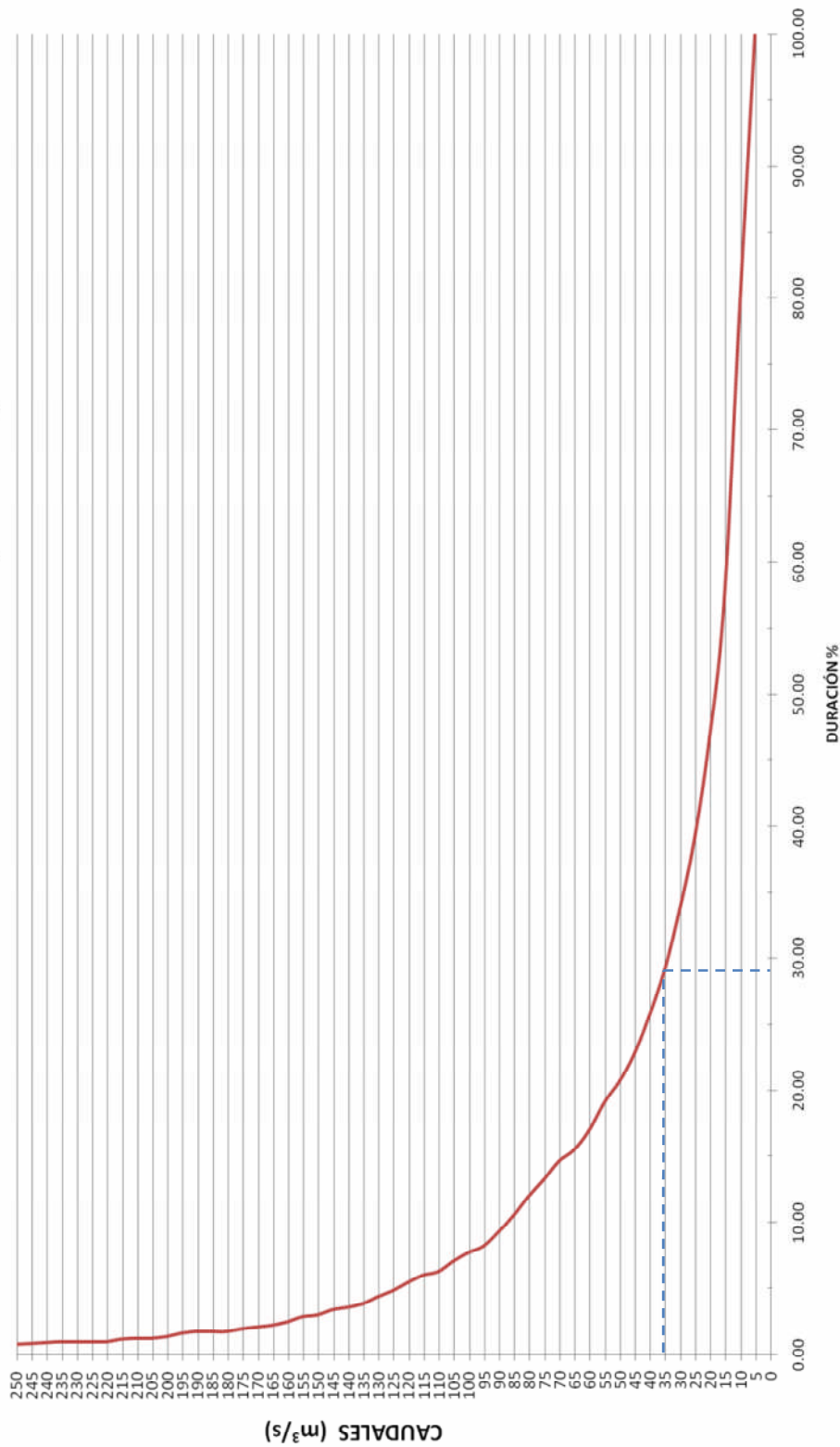
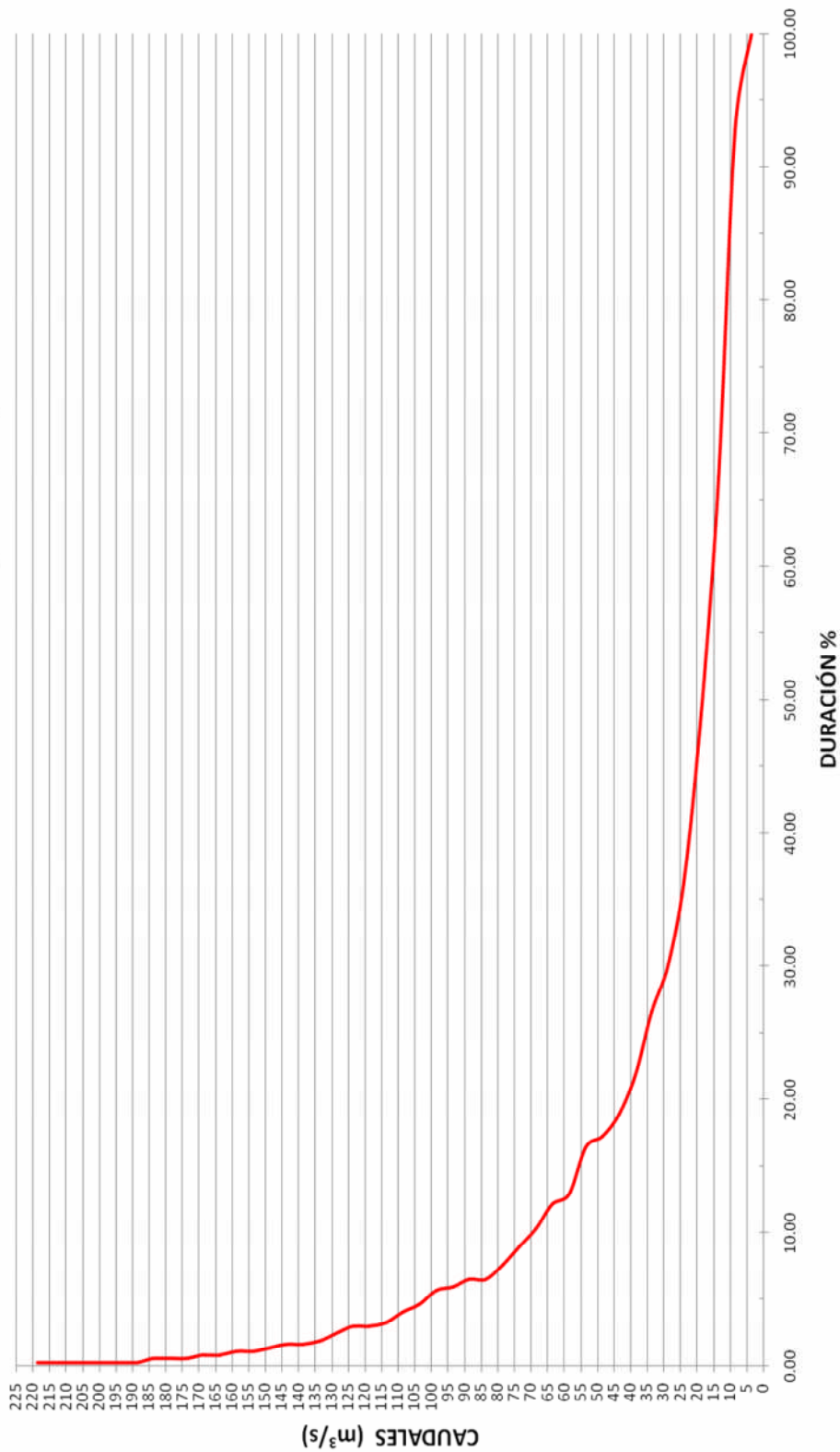


Gráfico 2.4

CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES (1966-1996)



2.6.2 Curva de duración de potencias

En este caso, es importante conocer la cantidad de energía posible de generar utilizando uno u otro valor de caudal de diseño; es decir saber cuántos kWh al año podría generar. Un caso típico podría ser, por ejemplo, si la red nacional asegura la compra de toda la energía producida. Esto significa que debernos buscar un caudal tal que produzca un máximo de kWh al año sin importar si se produce en 6 u 8 meses. Incluso durante los meses restantes la central podría estar parada.

Para trazar la curva de duración de potencias basta convertir el eje de ordenadas de la curva de duración de caudales en eje de potencias. Conservando los valores del eje de las ordenadas podemos graficar la curva de duración de potencias, en los Gráficos 2.5 y 2.6 podemos observar la curva de duración de potencias de los periodos 1,991 a 1,996 (caudales diarios) y 1,966 al 1,996 (caudales medios mensuales) respectivamente. La fórmula con la cual se calculara la potencia vendrá dada por la siguiente expresión:

$$P = 9.8 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{TOTAL}$$

Donde:

P: Potencia nominal en (kW)

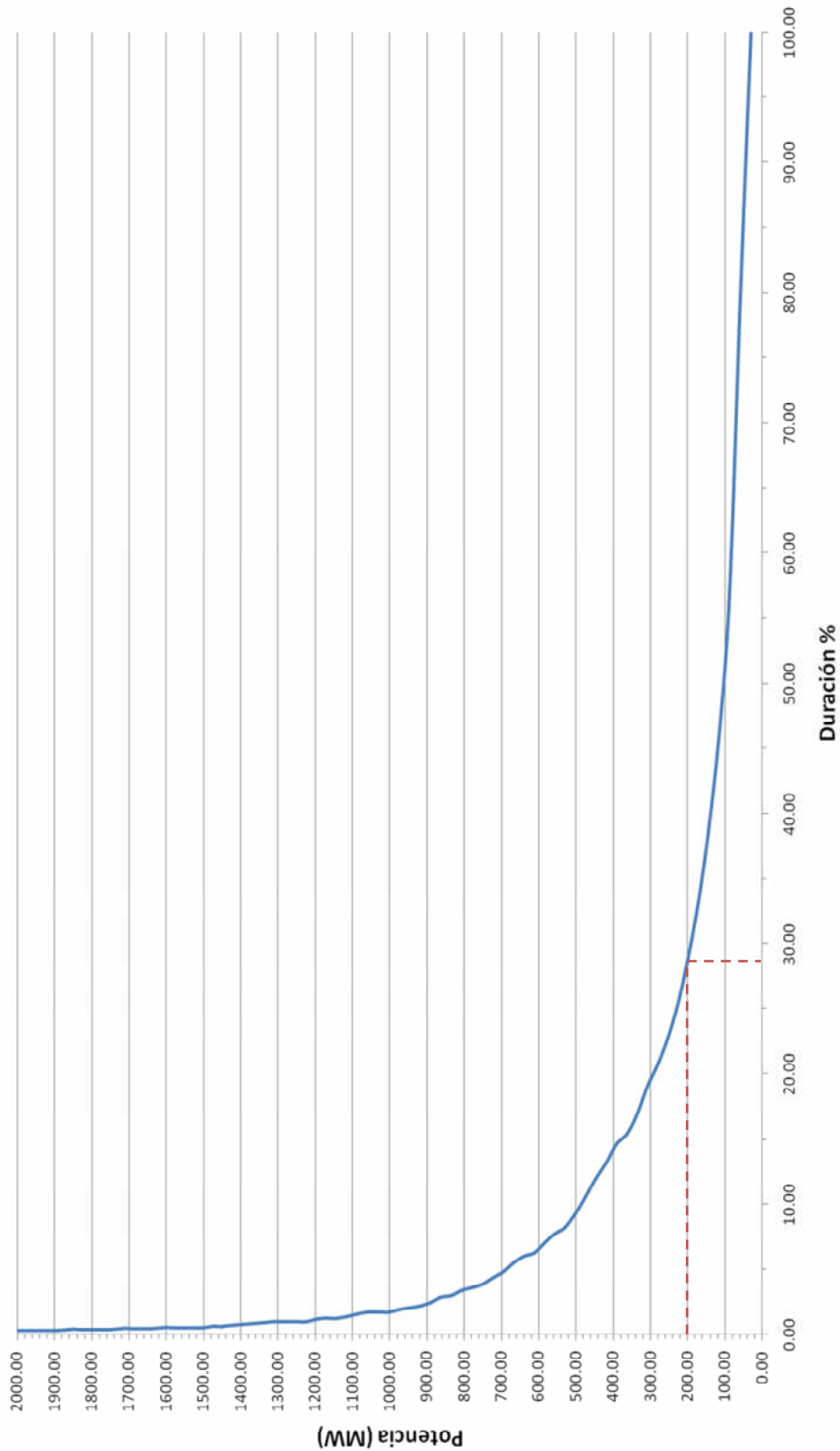
Q: Caudal nominal o de diseño en (m³/s)

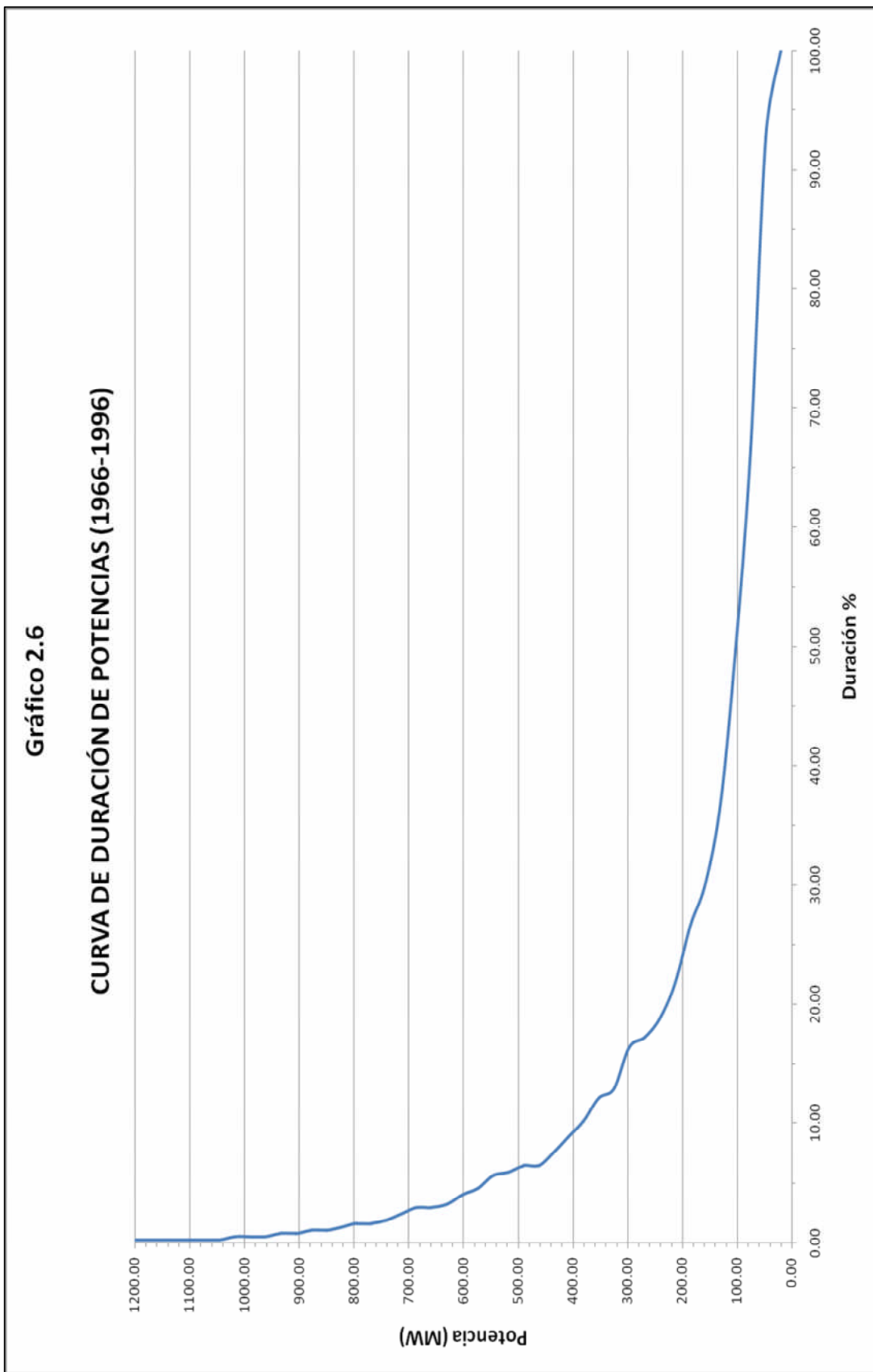
H: Altura de la caída en (651 m)

η_{TOTAL} : Eficiencia total del sistema (0.8685)

Gráfico 2.5

CURVA DE DURACIÓN DE POTENCIAS (1991-1996)

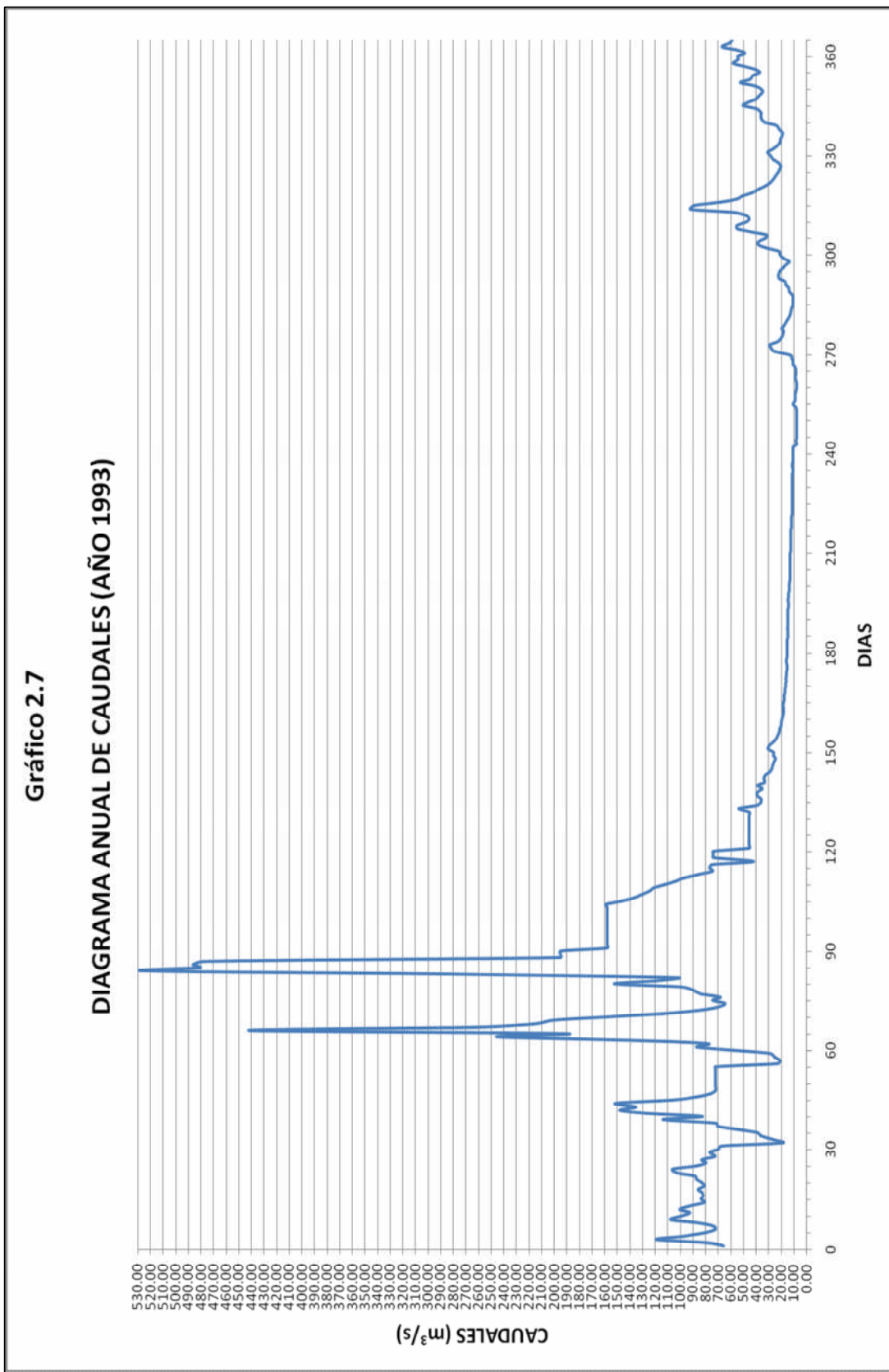




En las centrales hidroeléctricas, uno de los fundamentales problemas que se presentan es el de la capacidad con que deben equiparse. Elegido, después de un detenido estudio, el tramo de río entre cuyos extremos debe establecerse la caída que se va utilizar, es necesario determinar el caudal que habrá de aprovecharse para poder así calcular el rendimiento económico del suministro de energía.

La elaboración de un diagrama anual de caudales y un diagrama anual de potencia es necesaria para poder observar el gasto o débito en las diferentes épocas del año y poder determinar entre que limites deberá equiparse el salto, de forma que con la explotación del servicio eléctrico pueda obtenerse un rendimiento remunerador para el capital invertido en la instalación.

Los Gráficos 2.7, 2.8 y 2.9 muestran los diagramas anuales de caudales para los años 1993, 1994 y 1995 respectivamente, que son los años con mayor cantidad de datos de los caudales diarios.



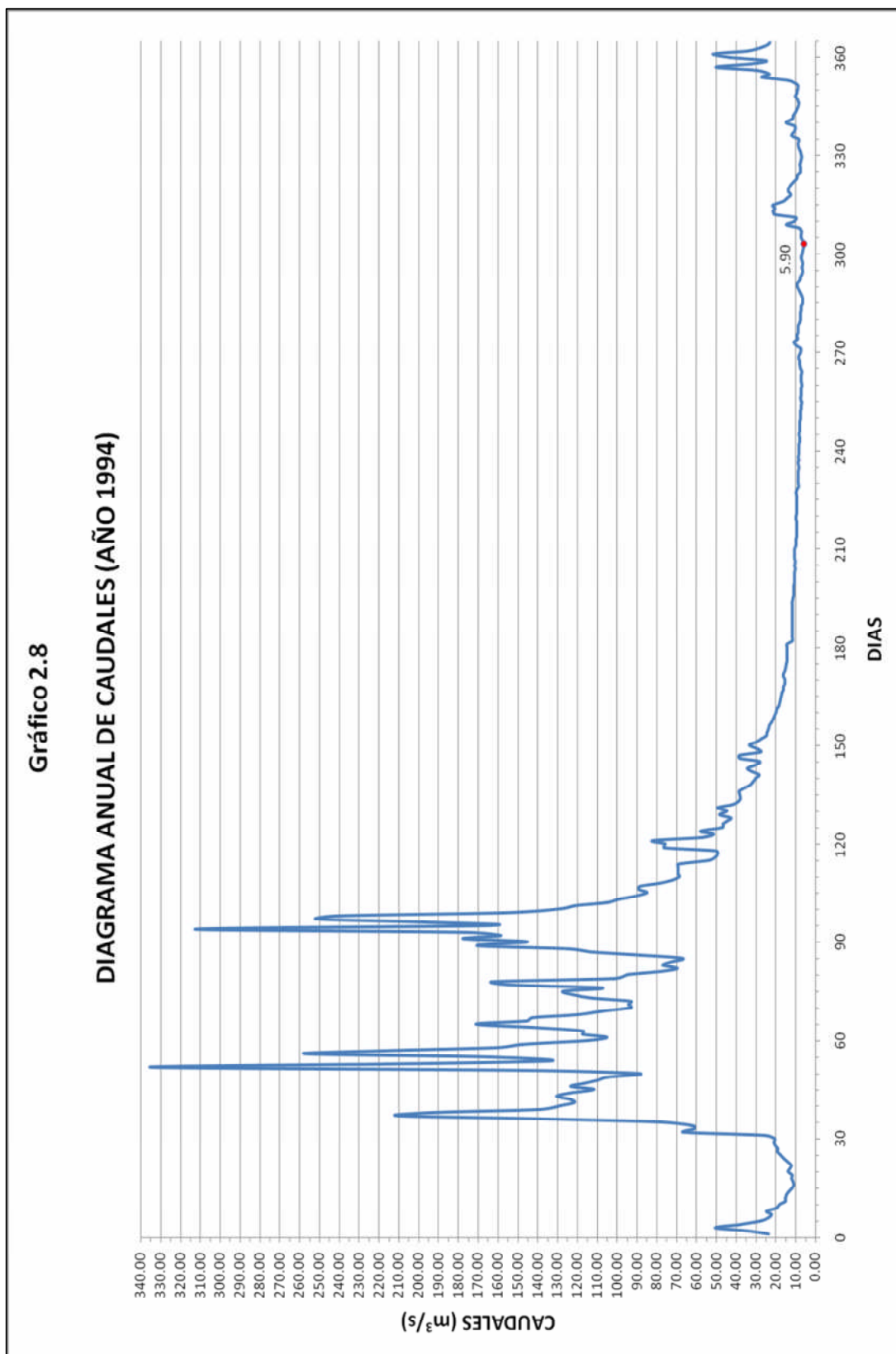
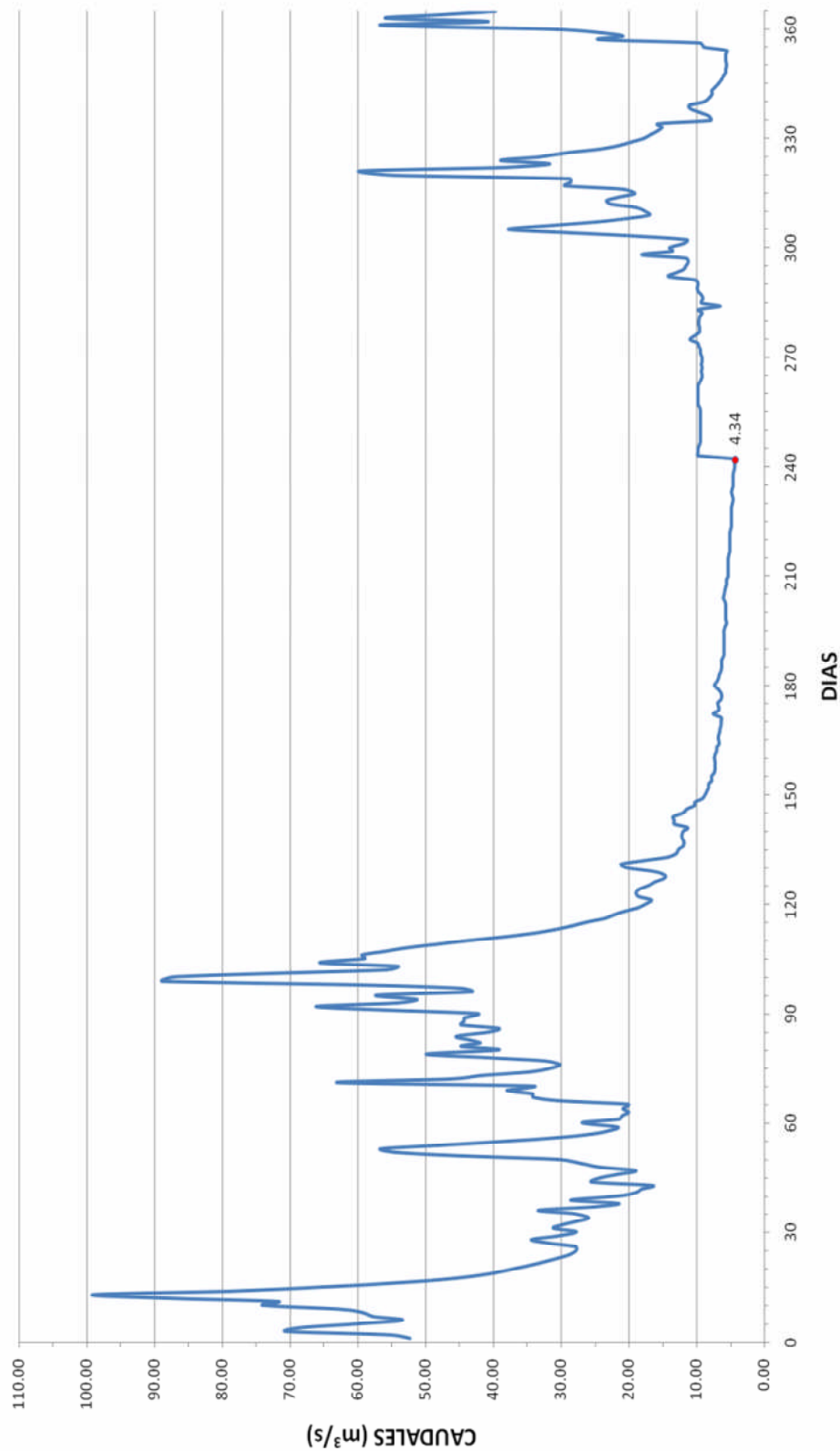


Gráfico 2.9

DIAGRAMA ANUAL DE CAUDALES (AÑO 1995)



2.7 Calidad del agua en la superficie y la sedimentación

El río Tablachaca es de color negro a lo largo de la mayor parte de la extensión del proyecto. Este color proviene de la gran carga de sedimentación (como se evidencia en los depósitos de fango negro en las áreas de bajo caudal) y de las vetas de carbón que el río arrastra. Además, una de las corrientes principales que confluye en el Tablachaca, río arriba de Galgada (un pueblo minero de carbón abandonado que el río Tablachaca atraviesa) es de color negro debido a las minas de carbón río arriba.

CAPÍTULO 3 ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.1 Estimación de la demanda

El mercado eléctrico nacional y sus distintos actores o “stakeholders” así como sus interacciones lo podemos resumir en el Grafico 3.1

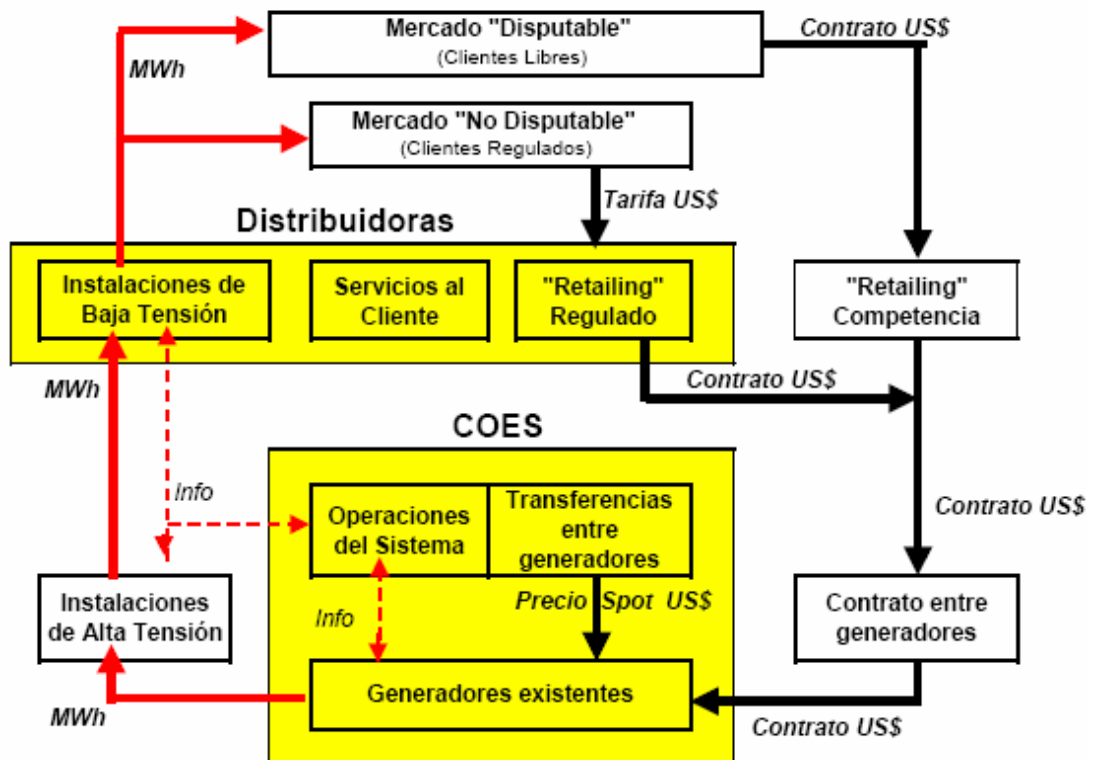


Gráfico 3.1 – Esquema del mercado eléctrico peruano

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

El COES reúne los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo a través de su labor al desarrollo y bienestar del país.

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica a más del 70% de la población del país, ubicada en 21 de los 24 departamentos del Perú, permitiendo que la población goce del servicio eléctrico en condiciones de calidad y además posibilitando condiciones de suministro adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Es también responsable de preservar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica, programando de manera óptima su utilización.

La demanda está dividida en dos componentes, la demanda vegetativa y la demanda de los grandes clientes. La primera componente se proyecta utilizando un

modelo econométrico, mientras que la segunda se basa en información proporcionada por los agentes.

La proyección de la demanda vegetativa se ha elaborado utilizando un modelo econométrico que tiene como variable principal el PBI, y como variables complementarias la población y la tarifa media como vemos en la Tabla 3.1. Las tasas de crecimiento del PBI se han estimado como los valores más probables de ocurrir, a partir de las previsiones de las entidades estatales y privadas dedicadas al tratamiento de esta variable.

Tabla 3.1 – Proyección de la demanda vegetativa

	PBI	Δ PBI	POB	Δ Pob.	TARIFA	Ventas	Δ Ventas
Año	Millones de S/. de 1994	%	Miles	%	Ctvs US\$/kWh	GWh	%
2008	191483	9.8%	26046	1.4%	8.1	19660	10.1%
2009	197228	3.0%	26403	1.4%	8.1	19881	1.1%
2010	203144	3.0%	26760	1.4%	8.1	20758	4.4%
2011	209239	3.0%	27117	1.3%	8.1	21822	5.1%
2012	215516	3.0%	27473	1.3%	8.1	22874	4.8%
2013	224244	4.1%	27828	1.3%	8.1	24045	5.1%

La proyección de la demanda de grandes cargas, conformadas por cargas especiales, incorporaciones y proyectos, está basada en los resultados de encuestas efectuadas a inversionistas, propietarios y suministradores de las cargas del SEIN modeladas en el estudio. En la Tabla 3.2 se muestra el resumen de los proyectos considerados.

Tabla 3.2 – Proyectos considerados para la proyección de la demanda de grandes cargas

	2009		2010		2011		2012		2013	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Ampliación Cajamarquilla (2ra Etapa) (1)	-	119	40	402	40	452	40	452	110	924
Ampliación Aceros Arequipa	6	86	6	86	6	86	6	86	6	86
Proyecto Tia Maria	-	-	10	60	60	200	100	800	100	800
Ampliación de la concentradora Toquepala	-	-	-	-	20	108	50	430	50	430
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	-	-	-	18	74	18	74
Ampliación de Shougang	20	174	29	234	132	984	138	1 026	138	1 029
Ampliación Quimpac	-	-	23	96	23	191	23	191	23	191
Bayovar	-	-	-	-	15	54	15	54	15	54
Pachapaqui (Milpo)	-	-	-	-	-	-	50	329	50	329
Ampliación de Cemento Pacasmayo	-	-	-	-	7	45	7	45	20	128
Marcobre (Mina Justa)	-	-	-	-	-	-	5	33	32	266
Antapacay	-	-	-	-	-	-	25	126	25	126
Toromocho	-	-	-	-	5	43	45	390	180	1 600
Ampliación Antamina	-	-	-	-	55	225	55	225	55	225
Minas conga	-	-	-	-	-	-	20	135	60	320
Cemento Otorongo	-	-	-	-	10	61	21	110	21	110
El Brocal	-	-	7	45	22	137	22	137	22	137
Sub Total Area Norte	-	-	-	-	77	324	147	787	200	1 056
Sub Total Area Centro	26	378	105	863	228	1 894	279	2 315	511	4 233
Sub Total Area Sur	-	-	10	60	90	369	214	1 540	214	1 540
Total Proyectos	26	378	115	923	395	2 586	640	4 642	925	6 829

Proyección de demanda del SEIN considerando los resultados del Modelo Econométrico y la demanda de los grandes proyectos, en la Tabla 3.3 se muestra la proyección de demanda de energía y potencia del SEIN esperada al nivel de generación. Se debe indicar que estas proyecciones incluyen las demandas abastecidas por las centrales hidroeléctricas Curumuy y Poechos.

Tabla 3.3 –Proyección de la demanda de potencia y energía del SEIN

Año	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2009	4343	2.7%	30646	3.3%
2010	4588	5.6%	32388	5.7%
2011	5003	9.0%	35311	9.0%
2012	5437	8.7%	38662	9.5%
2013	5929	9.1%	42257	9.3%

La Tabla 3.4 muestra el resumen de la demanda de energía en el SEIN suponiendo que está dividido en tres zonas

Tabla 3.4 – Proyección de la demanda dividida en tres zonas

	2009	2010	2011	2012	2013
Zonas	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Centro	20499	21874	24117	25863	28892
Norte	4608	4694	4985	5333	5834
Sur	5540	5820	6208	7466	7531
Total	30646	32388	35311	38662	42257

Para el largo plazo, la oferta de generación está basada en la revisión “Plan Referencial de Electricidad 2006-2015” y por la incertidumbre en la cobertura de la oferta de generación se ha elaborado un programa de generación que considera los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva (con una fecha estimada de ingreso), los proyectos de concesión temporal de las empresas generadoras integrantes del COES y los proyectos hidroeléctricos ubicados en la selva previstos para la exportación de energía a Brasil (asumiéndose un 20% de aporte de potencia al SEIN).

Para la evaluación del mercado eléctrico del presente proyecto es necesario tomar en cuenta el programa de obras de generación y transmisión del SEIN, ambos son determinantes para el planteamiento de la presente propuesta en el horizonte de corto plazo; en la Tabla 3.5 y 3.6 tenemos el programa de obras de generación y transmisión del SEIN respectivamente.

Tabla 3.5 – Programa de obras de generación del SEIN

Fecha	Proyecto
Jun-2009	C.H. Poechos II (10 MW) - SINERSA
Jun-2009	C.T. Kallpa - TG2 (192.4 MW) - KALLPA
Jun-2009	CT. Generación Adicional Trujillo Norte (60 MW)-ELECTROPERU
Jul-2009	Traslado de la C.T. Calana - gas natural (22.9 MW) - EGESUR
Jul-2009	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73.2 MW) - EGASA
Jul-2009	Conversión a operación dual de UTI 5 y UTI 6 de C.T. Santa Rosa-EDEGEL
Jul-2009	C.H. La Joya (9.6 MW) - GEPSA
Ago-2009	C.H. Roncador (3.8 MW) - AGRO INDUSTRIAS MAJA
Oct-2009	C.T. Paita (28 MW) -SUDAMERICANA DE ENERGIA
Oct-2009	C.T. Chilca I - TG3 (192.7 MW) - ENERSUR
Nov-2009	Ampliación Presa Huangush Bajo (4.5 MMC) - ELECTROANDES
Nov-2009	C.H. Platanal (220 MW) - CELEPSA
Ene-2010	C.T. Tarapoto (12 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Bellavista (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Moyobamba (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Santa Rosa - TG8 (188.6 MW) – EDEGEL
Feb-2010	C.H. Pías I (12.5 MW) - AGUAS Y ENERGIA PERÚ
Feb-2010	Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata (11.5 MW) - CEMENTO ANDINO
Mar-2010	C.T. Las Flores - TG1 (192.5 MW) – EGENOR
Jul-2010	C.T. Kallpa - TG3 (192.4 MW) – KALLPA
Feb-2012	C.H. Machupicchu II-Etapa (101.75 MW) – EGEMSA
Jul-2012	Ciclo Combinado CENTRO1 (280 MW)

Tabla 3.6 - Programa de obras de transmisión del SEIN

Fecha	Proyecto
Ago-2009	L.T Charcani V - Yura 138 kV - YURA
Set-2009	LT. Carhuaquero - Jaén 138 kV
Mar-2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna)
Set-2010	L.T. Independencia - Ica 220 kV
Nov-2010	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Azangaro - 138/60/22.9/10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Quencoro - 138/34.5/10.5 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste - 220/60/10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte - 138/22.9/10 kV - REP
Nov-2010	S.E. Trujillo Norte - Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María - 220/138/10 kV - REP
Dic-2010	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV
Dic-2010	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV
Dic-2010	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito
Dic-2010	Transformador Carhuamayo 220/138 kV - 100 MVA
Dic-2010	Transformador Huallanca 220/138 kV - 100 MVA
Dic-2010	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR
Mar-2011	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA
Febr-2011	L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo 500 kV
Febr-2011	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - 2 x 180 MVA
Febr-2011	S.E. Machupicchu 220/138 kV - 150 MVA
Febr-2011	S.E. Machupicchu 220 kV - reactor 40 MVAR
Febr-2011	S.E. Cotaruse 220 kV - reactor 40 MVAR
Mar-2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Jul-2011	Nueva S.E. Los Industriales 220/60 kV - 180 MVA - LUZ del SUR
Jun-2012	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV
Jun-2012	L.T. Chilca - Marcona - Caravelí 500 kV
Mar-2013	S.E. Los Industriales - Adición Transformador 220/60 kV - 85 MVA - LUZ del SUR

Además se ha considerado los siguientes límites de transmisión vigentes en el SEIN:

- Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya: límite por estabilidad del sistema definido en 280 MW enviados desde la S.E. Campo Armiño a la S.E. Socabaya.
- Línea de 220 kV Paramonga – Chimbote: límite de transmisión de 353 MW, sujeto al control de los niveles de tensión en el Área Norte.

En la Tabla 3.7 indicamos la demanda y el déficit de energía tanto en generación hidráulica como térmica para un escenario base es decir aquel que considera el Plan de Obras de Generación, el Plan de Obras de Transmisión y la Proyección de la Demanda Esperada para el SEIN en el periodo de estudio (2011-2013).

Tabla 3.7 - Proyección de la demanda y déficit de energía de generación hidráulica y térmica

	Generación (GWh)			Demanda GWh	Déficit	
	Hidráulica	Térmica	TOTAL		GWh	%
2009	19605	11035	30640	30641	1	0.0%
2010	20370	12020	32390	32390	0	0.0%
2011	20321	14997	35318	35318	0	0.0%
2012	20792	17860	38651	38655	4	0.0%
2013	20918	21291	42208	42256	48	0.1%

El ingreso al SEIN de nuevas centrales hidroeléctricas disminuye el uso del gasoducto mostrando una característica estacional

Camisea

Las unidades de generación de Lima y Chilca que operan con gas natural de Camisea, se alimentan del tramo de gasoducto de 18 pulgadas, cuya capacidad de transporte es limitada. Por esta razón, el gas disponible se ha despachado de manera óptima entre todas las unidades que consumen este combustible, sobre la base de los precios que resultan de la aplicación de los contratos de suministro, transporte y distribución utilizados en la Fijación de Tarifas en Barra de 2009.

Las restricciones por capacidad de transporte del tramo de gasoducto de 18 pulgadas, para generación eléctrica son las siguientes:

- De enero 2009 a julio 2009 una disponibilidad de 185 MMPCD.
- De agosto 2009 a diciembre 2009 una disponibilidad de 240 MMPCD.
- A partir de enero 2010 una disponibilidad de 329 MMPCD

Por su ubicación las centrales térmicas Calana y Mollendo no tienen ninguna restricción de consumo de gas natural. Las demás centrales se reparten el gas natural de acuerdo a las restricciones de disponibilidad indicadas en el párrafo anterior.

Se ha considerado la operación dual (Gas–Diesel) de las unidades UTI-5, UTI-6 y TG7 de la C.T. Santa Rosa, por seguridad de abastecimiento del sistema. Se ha considerado la unidad TG4 de la C.T. Malacas sin inyección de agua. Ante el déficit de generación en el sistema, se ha optado por despachar todas las centrales térmicas disponibles, aun cuando sus costos variables superen el costo de racionamiento que

actualmente está definido en 250 US\$/MWh por lo que para efectos de las simulaciones energéticas se ha utilizado un costo de racionamiento de 1000 US\$/MWh.

Las repercusiones generales en el proyecto presentado son moderadas. El gas de Camisea será utilizado para abastecer de combustible a las centrales eléctricas que están siendo instaladas para reemplazar a las plantas a petróleo, abastecer el centro y sur del Perú y también para la exportación. Tablachaca se encuentra en la región con la menor electrificación del país y dado que está ubicado al norte podremos interconectarnos con Ecuador y Colombia. Camisea tendrá un efecto mínimo en la demanda pero debido al bajo costo del gas, reducirá los costos globales de electricidad y es un recurso de generación muy competitivo con relación al recurso hídrico, siendo las competidoras de las centrales hidroeléctricas las centrales termoeléctricas a gas natural de ciclo combinado.

3.2 Valor de la capacidad y de la energía

Conforme al Consejo Mundial de la Energía, los precios de la energía en el Perú hoy en día pueden variar a de acuerdo al uso de la red y a los periodos de demanda pico. Los precios en las horas de baja demanda pueden ser 50% más bajos que en las horas pico.

El mercado global de la electricidad en el Perú es en teoría competitivo, ya que las generadoras pueden negociar libremente contratos de electricidad con empresas de distribución y grandes consumidores. La colocación de generadoras se basa en su

costo marginal de corto plazo y déficit/excedente comercial como resultado del sistema de costo marginal de corto plazo. El mercado de la electricidad está dividido en dos tipos, un mercado no regulado para las transacciones entre las generadoras (SPOT) y los grandes consumidores (clientes libres), y un mercado regulado para las transferencias entre las generadoras y las ventas a compañías de distribución que atienden a los clientes regulados. Los precios en barra se fijan en cada nodo del sistema y están basados en el promedio ponderado del costo marginal de corto plazo de generación para todo el sistema optimizado en los próximos 48 meses. La optimización toma en cuenta los niveles de agua, el costo de operación térmica, la capacidad de expansión, y la disponibilidad de la planta.

3.3 Cálculos de la energía

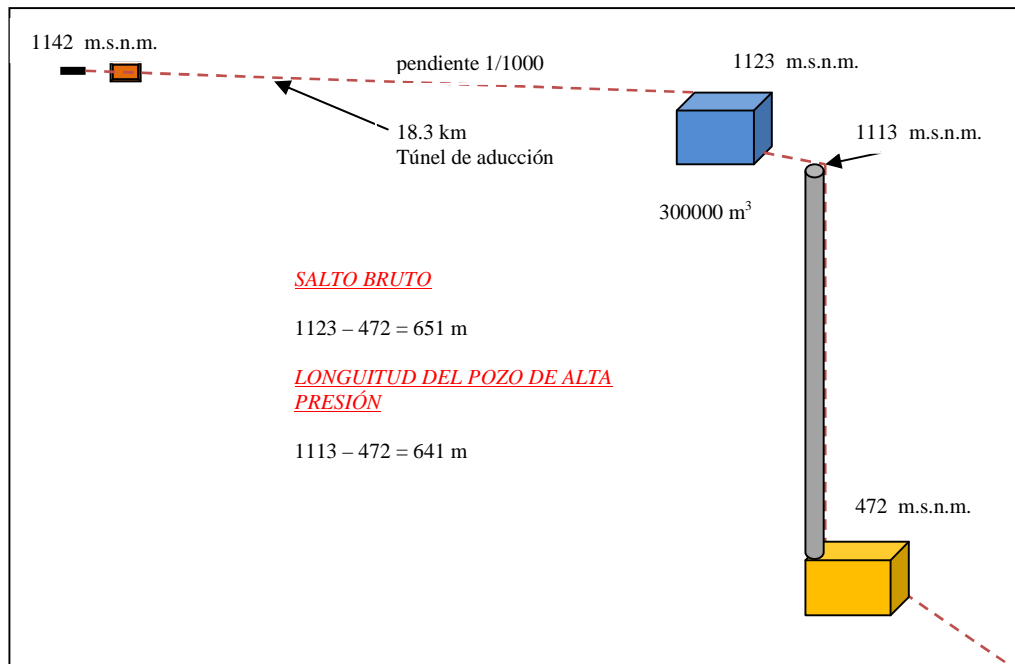
El estudio de energía supuso que el caudal disponible en la bocatoma era el 95% del caudal en la estación de aforo. Los caudales diarios del periodo de 1,991 al 1,996 fueron usados en un modelo diario de energía en el cual, la electricidad y la energía fueron producidas diariamente. No se tomó responsabilidad sobre la liberación del caudal ecológico dado que la corriente río debajo de la bocatoma no es de uso domestico y la baja calidad del agua no permite que ningún hábitat acuático se desarrolle.

En el análisis se pensó en un estanque de almacenamiento diario con la idea de proveer 5 horas de electricidad y energía pico por día.

Se considera de manera general que la información del caudal diario del periodo 1,991-1,996 representa el registro más largo de 30 años expresado en el promedio mensual de caudales. Sin embargo, los cálculos de la energía necesitan ser actualizados luego de una revisión exhaustiva una vez que se termine la construcción de la hidroeléctrica. El caudal diario más bajo registrado durante 5 años fue considerado como el caudal mínimo que podría ser utilizado para la capacidad pico garantizada y la energía, esta fue $3.41 \text{ m}^3/\text{s}$.

Calculando el rendimiento del proyecto, se asumió que había un uso continuo de 200kW en la central, pérdidas de transformación de aproximadamente 0.5%, pérdidas en las turbinas y generadores de aproximadamente 10%, una pérdida en el pozo de alta presión de 3.5 %, un factor de indisponibilidad del 4.0% y que no había un requerimiento mínimo de caudal en el río. El hecho de que la parte baja del río no se use con propósito recreativo o doméstico y que además, el río en su estado actual no pueda, aparentemente, acoger ningún hábitat acuático es considerado como una suposición razonable por el momento. Esto tendrá que ser confirmado luego de completar la evaluación de impacto ambiental.

Con las consideraciones tomadas obtenemos:



$$P_{nom} = 9.8 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{TOT} = 9.8 \times 36.5 \times 651 \times 0.8685$$

$$\rightarrow P_{nom} = 202.2413 \text{ MW}$$

Para el cálculo de la pérdida de carga, del diámetro promedio de la tubería forzada en pozo y la velocidad en el interior de ella, utilizaremos las siguientes relaciones y aproximaciones porcentuales.

$$H_n = 0.97 \cdot H_B \rightarrow H_n = 631.47 \text{ m}$$

$$h_n = 0.03 \cdot H_B \rightarrow h_n = 19.53 \text{ m}$$

$$\left. \begin{array}{l} h_n = f \cdot \frac{L}{D} \left(\frac{v^2}{2g} \right) \\ v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} \end{array} \right\} \rightarrow D = \left(\frac{8 \cdot f \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot h_n} \right)^{1/5}$$

$$D = \left(\frac{8 \times 0.025 \times 641 \times (36.5)^2}{9.81 \times \pi^2 \times 19.53} \right)^{1/5} = 2.46 \text{ m}$$

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = 7.67 \text{ m/s}$$

La velocidad en la tubería resulta en la práctica comprendida entre 4 y 6 m/s por lo que se elegirá un diámetro de 2.8 m lo que nos da una velocidad de 5.9 m/s (Centrales Hidroeléctricas - G. Zoppetti).

Para la pérdida de carga también existe la alternativa de la formula aproximada de Darcy:

$$Y = \beta \cdot \frac{Q^2 \times L}{D^5}$$

Donde:

Y: Pérdida de carga (m)

Q: Caudal nominal o de diseño en (m³/s)

L: Longitud de la tubería en metros

D: Diámetro de la tubería en metros

β: Constante

La potencia en avenida es la potencia nominal calculada anteriormente es:

$$P_{av} = 202.2413 \text{ MW}$$

Cálculo de la potencia en época de estiaje con regulación diaria y estacional operando en hora punta (HP):

$$Q_{est} = 3.41 \text{ m}^3 / s$$

Cálculo del aporte del embalse estacional (31770672 m³)

$$\Delta Q = \frac{31770672 \text{ m}^3}{8 \text{ meses} \times \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} \times \frac{5 \text{ horas}}{\text{día}} \times \frac{3600 \text{ s}}{\text{hora}}} = 7.35 \text{ m}^3 / s$$

Aporte de la cámara de carga (300000 m³); como almacenamiento diario la cámara de carga se llena durante 19 horas (HFP).

$$\Delta Q = \frac{3.41 \text{ m}^3 / s \times 19 \text{ horas} \times \frac{3600 \text{ s}}{\text{horas}}}{\frac{5 \text{ horas}}{\text{día}} \times \frac{3600 \text{ s}}{\text{hora}}} = 12.958 \text{ m}^3 / s$$

$$Q_{estiaje \text{ TOTAL}} = 23.7223 \text{ m}^3 / s$$

$$P_{estiaje} = 9.8 \cdot Q_{estiaje \text{ TOTAL}} \cdot H \cdot \eta_{TOT} = 9.8 \times 23.7223 \times 651 \times 0.8685$$

$$P_{estiaje} = 131.4420 \text{ MW}$$

Cálculo de la energía anual

$$E_{avenida} = P_{avenida} \cdot t_{avenida} = 202.2413 \text{ MW} \times 4 \text{ meses} \times \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} \times \frac{24 \text{ horas}}{\text{día}}$$

$$E_{avenida} = 582.4548 \text{ GWh}$$

En estiaje la operación se realiza en hora punta

$$E_{estiaje} = P_{estiaje} \cdot t_{estiaje} = 131.4420 \text{ MW} \times 8 \text{ meses} \times \frac{30 \text{ días}}{\text{mes}} \times \frac{5 \text{ horas}}{\text{día}}$$

$$E_{estiaje \text{ HP}} = 157.7304 \text{ GWh}$$

Entonces la energía anual producida será:

$$E_{anual} = E_{avenida} + E_{estiaje \text{ HP}} = 740.1852 \text{ GWh}$$

El factor de planta de la central mide el grado de utilización de la capacidad efectiva y se calcula con la siguiente expresión:

$$f_p = \frac{P_m}{P_{inst}}$$

Donde:

f_p : Factor de planta

P_m : Potencia media de la central (MW)

P_{inst} : Potencia instalada de la central (200MW)

$$f_p (\%) = \frac{740185.2 \text{ MWh} / 8760 \text{ horas}}{200 \text{ MW}} \times 100 = 42.248\%$$

En la Tabla 3.8 se presentan los distintos factores de planta y su evolución en los años, de las centrales hidroeléctricas de SEIN al 2008.

Tabla 3.8 – Factores de planta de las centrales hidroeléctricas del SEIN

FACTORES DE PLANTA ANUAL DE LAS CENTRALES DEL SEIN - 2008												
CENTRALES	ENERGÍA (MWh) 2008	P.EFECT. (MW) 2008	FACTOR DE PLANTA 2008	FACTOR DE PLANTA 2007	FACTOR DE PLANTA 2006	FACTOR DE PLANTA 2005	FACTOR DE PLANTA 2004	FACTOR DE PLANTA 2003	FACTOR DE PLANTA 2002	FACTOR DE PLANTA 2001	FACTOR DE PLANTA 2000	FACTOR DE PLANTA 1999
HIDROELÉCTRICAS												
Arcata	31 495,3	5,1	71,14%	74,94%	60,39%	50,28%	62,43%	62,77%				
Aricota	108 420,7	34,9	35,46%	30,11%	12,38%	35,67%	31,48%	38,22%	33,08%	48,95%	35,69%	29,00%
Cahua	284 925,8	43,1	75,44%	77,03%	75,20%	75,82%	73,77%	74,04%	72,00%	55,75%	73,15%	55,53%
Caillahuanca	595 870,6	80,4	84,57%	87,16%	83,63%	83,15%	83,32%	91,65%	90,27%	91,67%	91,40%	85,76%
Cañon del Pato	1 477 210,6	263,5	64,00%	64,44%	64,22%	66,71%	62,65%	62,21%	62,48%	49,18%	50,48%	67,59%
Carhuaquero	724 496,0	105,1	78,70%	68,85%	64,71%	57,37%	71,17%	69,74%	72,87%	71,33%	59,19%	71,04%
Charcani	805 708,2	175,8	52,32%	61,57%	65,97%	44,42%	57,68%	57,24%	55,64%	73,02%	62,44%	
Chimay	837 414,9	150,9	63,35%	64,19%	67,65%	60,47%	70,96%	62,48%	56,96%	54,83%	32,08%	
Gallito Ciego	198 779,0	38,1	59,48%	52,77%	45,58%	39,57%	19,24%	40,89%	50,26%	61,62%	57,52%	53,62%
Huampani	227 735,9	30,2	86,15%	90,05%	85,96%	88,55%	80,83%	92,52%	89,86%	90,00%	90,59%	83,93%
Huandor	136 845,5	19,6	79,57%	68,68%	77,29%	82,37%	75,90%	84,10%	55,16%			
Huircó	1 041 287,2	247,3	48,06%	52,69%	45,81%	46,93%	39,76%	54,07%	49,87%	54,01%	50,56%	42,99%
Machupicchu	748 281,0	87,8	97,30%	99,76%	98,52%	99,55%	95,60%	94,88%	85,87%	62,04%	58,84%	48,03%
Malpaso	166 935,6	48,0	39,68%	62,37%	49,84%	42,25%	31,89%	61,93%	52,02%	57,58%	58,84%	48,03%
Mantaro	5 047 953,0	650,5	88,59%	95,13%	97,09%	89,79%	89,73%	96,66%	93,52%	94,04%	93,77%	92,27%
Matucana	781 131,0	128,6	69,35%	76,61%	74,70%	72,76%	66,44%	75,89%	73,73%	76,22%	79,02%	71,63%
Moyopampa	547 292,3	64,7	96,56%	93,80%	92,02%	94,05%	91,44%	95,22%	93,95%	93,31%	95,70%	92,68%
Oroya-Pachachaca	90 080,2	19,1	53,75%	72,35%	69,79%	69,59%	52,72%	56,38%	57,81%	69,49%	71,87%	61,65%
Paríac	29 432,8	5,0	67,86%	67,59%	63,60%	77,83%	65,97%	63,09%	68,77%	59,17%		
Restitución	1 603 276,5	215,4	84,98%	89,81%	93,10%	87,18%	87,40%	94,73%	90,71%	92,55%	90,80%	90,72%
San Gaban	738 911,1	113,1	74,58%	77,34%	77,67%	76,20%	79,67%	73,96%	78,22%	74,31%	57,54%	44,00%
Santa Rosa	856,2	1,0	94,53%	82,25%	72,81%							
Yanango	202 480,0	42,6	54,25%	55,40%	57,21%	47,58%	55,09%	54,20%	64,07%	57,50%	49,97%	
Yaupi	796 468,0	110,2	82,50%	61,36%	85,14%	81,91%	89,65%	85,96%	92,25%	88,19%	84,18%	85,09%
Yuncan	782 140,6	136,8	65,29%	65,49%	70,03%	60,60%						

CAPÍTULO 4 DISEÑO DE LAS INSTALACIONES CIVILES Y ELECTROMECAÑICAS DE LA CENTRAL

4.1 Datos generales

Esta sección provee detalles del diseño preliminar de los componentes del proyecto. El flujo de diseño de $36.5 \text{ m}^3/\text{s}$ y la caída de del proyecto, establecen las características básicas del sistema.

Para el diseño también necesitamos definir el tipo de turbina y sus características, uno de los principales criterios que se deben manejar a la hora de seleccionar el tipo de turbina a utilizar en una central, es la *velocidad específica* (n_s) cuyo valor exacto se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$n_s = \frac{N \cdot P^{1/2}}{H_n^{5/4}}$$

Donde:

N : revoluciones por minuto (RPM)

P : potencia del eje o potencia al freno (CV)

H : altura neta (m)

La Tabla 4.1, en relación con la velocidad específica, nos da una orientación sobre el tipo de turbina que ha de adoptarse teniendo en cuenta que los datos que figuran en

ella han sido obtenidos de estadísticas relativas a turbinas instaladas y que funcionan con buen rendimiento.

Tabla 4.1 – Tipos de de turbina asociada a su velocidad específica

<i>Velocidad específica n_s</i>	<i>Tipo de turbina</i>	<i>Altura del salto en metros</i>
Hasta 18	Pelton con una tobera	800
De 18 a 25	Pelton con una tobera	de 800 a 400
De 26 a 35	Pelton con una tobera	de 400 a 100
De 26 a 35	Pelton con dos toberas	de 800 a 400
De 36 a 50	Pelton con dos toberas	de 400 a 100
De 51 a 72	Pelton con cuatro toberas	de 400 a 100
De 55 a 70	Francis lentísima	de 400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	de 200 a 100
De 120 a 200	Francis media	de 100 a 50
De 200 a 300	Francis veloz	de 50 a 25
De 300 a 450	Francis ultravelocísima	de 25 a 15
De 400 a 500	Hélice velocísima	hasta 15
De 270 a 500	Kaplan lenta	de 50 a 15
De 500 a 800	Kaplan veloz	de 15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan velocísima	5

Siendo $N = \frac{3600}{p}$ donde p es el número de pares de polos

$$n_{s1} = \frac{N \cdot (200000 \times 1.36)^{1/2}}{(651)^{5/4}} \text{ para un grupo}$$

$$n_{s2} = \frac{N \cdot (200000 \times 1.36 / 2)^{1/2}}{(651)^{5/4}} \text{ para dos grupos}$$

$$n_{s3} = \frac{N \cdot (200000 \times 1.36 / 3)^{1/2}}{(651)^{5/4}} \text{ para tres grupos}$$

$$n_{s4} = \frac{N \cdot (200000 \times 1.36 / 4)^{1/2}}{(651)^{5/4}} \text{ para cuatro grupos}$$

Número de pares de polos	RPM	n_{s1}	n_{s2}	n_{s3}	n_{s4}
1	3600	570.967	403.734	329.648	285.483
2	1800	285.483	201.867	164.824	142.742
3	1200	190.322	134.578	109.883	95.161
4	900	142.742	100.934	82.412	71.371
5	720	114.193	80.747	65.930	57.097
6	600	95.161	67.289	54.941	47.581
7	514.29	81.567	57.676	47.093	40.783
8	450	71.371	50.467	41.206	35.685
9	400	63.441	44.859	36.628	31.720
10	360	57.097	40.373	32.965	28.548

Nuestra elección será entonces de dos grupos con turbina Pelton de cuatro toberas y con una velocidad del eje de 600 RPM aproximadamente.

Durante los inicios del desarrollo del proyecto, se evaluaron puntos alternativos para la ubicación de la bocatoma y para la central de generación de energía para el Proyecto de la Central Hidroeléctrica de 200 MW. Se investigó la ubicación de la bocatoma desde una evaluación aproximada de 1,000 msnm y río arriba desde una elevación de 1,550 msnm. Los principales componentes del proyecto se describen según lo siguiente:

- Se seleccionó la bocatoma a una elevación del río de 1,129 msnm para aprovechar el posible potencial para una construcción a bajo costo de un reservorio de almacenamiento sobre una terraza aluvial río abajo a lo largo de la ribera derecha del río Tablachaca.

- Se propone una bocatoma de 13 m de altura para proporcionar cierta capacidad de almacenamiento así como la suficiente caída para permitir hacer la transferencia desde la bocatoma hacia el reservorio de almacenamiento diario a través de una combinación de túneles y canales.
- La estructura de la bocatoma consistirá de tres compuertas radiales para la represa y prevenir las inundaciones, en una sección de rebose de concreto. Una estructura por gravedad hecha en concreto será anclada en la roca. La estructura de desviación llevara el agua hacia una elevación de 1,142 msnm.
- El agua de la bocatoma será desviada hacia los desarenadores donde se retirarán la mayoría de los sedimentos.
- Un canal abierto con recubrimiento de concreto de aproximadamente 800 m y de 4.5 m x 3.5 m de ancho llevará el agua desde el desarenador hasta el portal del túnel.
- Un largo túnel de 18.3 km de largo en forma de “D” de 4.8 m x 4.8 m, con una profundidad de aproximadamente 3.5 m :
 - Se decide que 2 km serán completamente revestidos en shotcrete con un refuerzo de malla de alambre de 150 mm.
 - Los restantes 16.3 Km serán parcialmente revestidos con shotcrete hasta el borde superior de agua diseñado en el proyecto. El propósito de este revestimiento es tanto para los propósitos hidráulicos y estructurales.

- Las terrazas fluviales ubicadas a una altura de más de 1,123 msnm proporciona una ubicación ideal para construir un estanque de almacenamiento diario. La terraza cubre un área de aproximadamente 50 Ha.
- Un estanque de almacenamiento de 300,000 metros cúbicos. El estanque tendrá una funda interna de HDPE o algún otro que sea efectivo. El estanque de almacenamiento estará ubicado en una pendiente suave. Existe una posibilidad de aumentar el tamaño del estanque si se incautan los lagos superiores y se aumenta un almacenamiento diario.
- Con una profundidad de 641 m un pozo vertical de alta presión desde el estanque de almacenamiento hasta la central de generación. El pozo será de acero en la parte inferior y de hormigón armado en el resto de su altura.
- Una central de generación subterránea con elevación de turbina a 472 msnm y que almacena dos turbinas Pelton de 100 MW cada una operando bajo una caída bruta de 651 m, y todos los equipos generadores asociados, dispositivos de distribución, protección y control.
 - Se estimó que una central de generación subterránea sería una mejor opción tanto técnica como económicamente. En áreas de alta sismicidad, las estructuras subterráneas son menos afectadas por los terremotos. La roca en el margen derecho del río Santa bajo la confluencia del río Tablachaca es considerado ser granodiorita competente.
- El transformador será ubicado de manera subterránea en una caverna separada adjunta a la cámara de la central de generación subterránea.

4.2 Detalles de las instalaciones

Las siguientes secciones brindan detalles del diseño preliminar en estos principales componentes del proyecto y en Figura 4.1 se presenta una descripción del proyecto a lo largo del conducto de agua con sus respectivas elevaciones.

4.2.1 Carreteras de acceso, puentes y alcantarillas.

El acceso al proyecto lo proporcionara una vía sin pavimentar ya existente a lo largo del margen izquierda del Tablachaca. Se necesitará la ampliación de algunos túneles y mejoramiento de puentes. En las bajas elevaciones existen poca precipitación por lo que los requisitos para la vía de drenaje es menor que en los canales superiores de la cuenca hidrográfica.

4.2.2 Bocatomas principales / Estructura del desvío

La bocatoma para el proyecto estará en el río Tablachaca en el tramo final de una sección plana, lecho de riachuelo de elevación de 1,129 m. Las estructuras desviadoras serán una estructura de hormigón reforzado de $13 \pm$ m de altura, incluyendo tres compuertas radiales que permitirán la descarga de los depósitos así como la regulación de inundaciones, un canal de desviación cerrado y un despegue en la ribera derecha. El ancho del río en sitio de la bocatoma es de aproximadamente 60 m. El vertedero será diseñado para pasar el caudal pico instantáneo del periodo de retorno de 1,000 años calculado de 1,100 m³/s. La magnitud de la inundación tendrá que confirmarse en base a un análisis hidrológico detallado durante un estudio de factibilidad.

La estructura de la bocatoma incluirá una rejilla para evitar que los desechos entren a la bocatoma, también tendrá una compuerta de evacuación que permitirá la descarga de la arena, grava y desechos que se puedan acumular en el vertedero cercano a la bocatoma.

4.2.3 Instalaciones del desarenador

Para los cálculos para las dimensiones del desarenador se utilizaran las siguientes expresiones

$$V = \frac{Q}{B \times H} \quad L = (V \cdot H \cdot t_d) \cdot f_s$$

Donde:

V: velocidad en el desarenador (0.2 m/s < V > 0.3m/s)

Q: caudal nominal

H: profundidad

t_d: tiempo de decantación

f_s: factor de servicio

$$V = \frac{36.5 \text{ m}^3 / \text{s}}{15.2 \text{ m} \times 8 \text{ m}} = 0.3 \text{ m} / \text{s}$$

$$L = (0.3 \text{ m} / \text{s} \cdot 8 \text{ m} \cdot 20 \text{ s} / \text{m}) \cdot 20 = 96 \text{ m}$$

Se coloca espacio suficiente en la parte inferior del margen derecho de la bocatoma para ubicar las cuencas de desarenado. Se propone que se usen dos

cuencas a lo largo del canal puente. Esto permitirá la conexión y mantenimiento mientras la planta continúa operando, Cada cuenca tendrá 100 m de largo, 15.2 m de ancho y un máximo de 8 m de profundidad. Las cuencas serán construidas con losa de hormigón y muros. Las compuertas controlarán la entrada a las cuencas y las compuertas de desagüe serán utilizadas para limpiar los sedimentos.

4.2.4 Canal 1

Desde las instalaciones de desarenado, un canal de hormigón revestido conectará a los desarenadores con el portal del túnel. El canal será construido de la manera más económica posible para reducir el largo del túnel, El canal tendrá un ancho de 4.8 m y longitud de 3.5 m, la pendiente del canal será de 0.1 %.

4.2.5 Túnel principal

Se excavará de las rocas, un túnel en forma de “D” con dimensiones internas de aproximadamente 4.8 m por 4.8 m y un largo de 18 km. La roca dañada de la excavación puede acumularse en áreas perturbadoras o también se pueden usar para la construcción y estabilización de vías.

El largo total del túnel tendrá unos 150 mm simbólicos de piso de hormigón construido en estiércol compactado. La pendiente del túnel tendrá 0.1 % y la velocidad en el túnel será de 2 m/s.

Para los propósitos de costo, se pretende que el túnel tenga 3.5 m de hormigón proyectado en cada muro, la espesura del hormigón proyectado variará de 100 mm a 200 mm dependiendo de las condiciones de la roca, esto es tanto por razones hidráulicas como por problemas de potencial permeabilidad. Se espera que la corriente freática sea baja y por lo tanto no ocurra la pérdida de agua. Una baja corriente freática ayudará durante la construcción del túnel. La corona del túnel tendrá un soporte, de acuerdo a las condiciones de las rocas. El apoyo de las rocas incluye una combinación de pernos de anclaje, hormigón proyectado, mallas de alambre y orificios de drenaje. En el terreno clase / tipo 5, se utilizarán revestimientos de hormigón como soporte.

Los primeros kilómetros del túnel pasarán por rocas sedimentarias carbonatadas, la parte restante del túnel hasta el almacenamiento diario pasara por roca volcánica.

Al mantener la sección del túnel pequeña y el uso de explosivos controlado, la amplitud del apoyo puede ser minimizado.

4.2.6 Canal 2

Un canal de aproximadamente 1,200 m conectará la descarga del túnel con el estanque de almacenamiento. El canal tendrá un ancho inferior de 4.8 m, el ancho y profundidad máxima de agua de 3.5 m y la pendiente del canal será de 0.1 %. Se colocará una sección vertedora en el canal para descargar el

exceso de flujo en el afluente limítrofe. El afluente puede necesitar alguna protección erosiva para evitar que ocurran socavaciones.

4.2.7 Almacenamiento del estanque regulador

El almacenamiento del estanque será ubicado en una terraza aluvial ubicada a una elevación aproximada de 1,123 msnm. Se prevé que el estanque tenga 10 m de profundidad; el estanque tendrá dimensiones nominales de 150 m x 200 m (3 Ha) con laderas de 1.5 H a 1.0 V, se espera que el estanque sea fundado en materiales aluviales. Se utilizará una tubería impermeable HDPE (polietileno de alta densidad) y la técnica de rip-rap para proteger las pendientes. Si los lagos río arriba se utilizan para el almacén, se construirá un estanque adicional o en su defecto, se aumentará el ya existente a 200 m x 300 m.

En las terrazas aluviales existe suficiente espacio para construir estanques de este tamaño. La ubicación exacta del estanque se basará en tratar de balancear el corte y el llenado.

4.2.8 Pozo de alta presión

Una tubería o túnel de baja presión conectará el estanque regulador al pozo de alta presión. El lugar exacto del pozo será ubicado en la parte rocosa más favorable que haya en el área. El pozo será construido en granodiorita. Se espera que los primeros 300 m del pozo sean de hormigón armado. Es posible

que la construcción del túnel utilice la técnica raise bore. El diámetro interno del pozo será de 2.8 m con una velocidad máxima de 6 m/s.

La determinación del espesor de la tubería se refiere a la presión reinante en el interior de la tubería, es decir, a la suma de las presiones hidrostáticas más la debida al golpe de ariete.

Puede estimarse el espesor de la parte de tubería que será de hormigón hidráulico (300 m) asumiendo una tubería de acero. El espesor (e) de la tubería viene expresado por la formula siguiente:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma \cdot K}$$

Donde:

P: presión interna en la tubería.

D: diámetro de la tubería

σ : Tracción admisible en el acero (850 kg/cm²)

K: coeficiente de reducción en la carga admisible (0.9)

Para el cálculo, de la presión interna en la tubería, se tiene:

$$P = \gamma \cdot (H + \Delta H)$$

Donde:

γ_{Agua} : 1000 kg/m³

H: Altura Bruta

ΔH : Sobrepresión por golpe de ariete, para una turbina Pelton (0.2 H)

$$e = \frac{1.2 \times 1000 \frac{kg}{m^3} \times 651 m \times 2.8 m}{2 \cdot (850 \cdot 10^4) \times 0.9} = 0.14 \text{ } \langle \rangle \text{ } 14 \text{ cm de espesor}$$

El Espesor de la tubería de acero lo calcularemos para los 351 metros restantes

$$e = \frac{1.2 \times 1000 \frac{kg}{m^3} \times 351 m \times 2.8 m}{2 \cdot (850 \cdot 10^4) \times 0.9} = 0.077 m \text{ } \langle \rangle \text{ } 77 \text{ mm de espesor}$$

Estos espesores calculados para los dos tramos de la tubería forzada en pozo será posible reducirlos debido a que la tubería estará situada en el interior del pozo y el terreno es tal que contribuirá con la resistencia mecánica de la tubería.

4.2.9 Túnel de acceso

El túnel de acceso a la central de generación será de 6 m de ancho y 6 m de alto. Esto permitirá un acceso rápido a la central de generación tanto para los propósitos de construcción como para los de operación. El piso será de hormigón recubierto en hormigón poroso que se encontró en túneles compactos de estiércol. Las paredes y la bóveda tendrán un soporte necesario, de acuerdo las condiciones de las rocas.

Se necesitará un nuevo puente del banco izquierdo del río Tablachaca al banco derecho.

4.2.10 Central de generación eléctrica subterránea

La Central de generación será subterránea, con la salida del túnel descargando aproximadamente 5 km debajo de las confluencias de los Ríos Santa y Tablachaca. Se prevé que la central de generación sea de aproximadamente 20 m de ancho y 60 m de largo con una altura máxima de 30 m. La central de generación será ubicada a fin de minimizar la necesidad de apoyo. Basándose en el mapa geológico, la Central de generación y el túnel de salida serán fundados en granodiorita intrusita.

La descarga de la Central de generación será dirigida a un punto bajo la confluencia del río Tablachaca mediante un túnel de salida.

4.2.11 Equipamiento de la central de generación eléctrica

Turbinas y generadores

Se prevé que el proyecto incorporará dos ejes verticales idénticos, con dos turbinas Pelton de 4 toberas cada una (es decir, cada una tendrá el 50% de la capacidad total de la planta). Las máquinas operarán bajo una caída global de aproximadamente 651 m. Una carga hidrostática neta de 631.47 m. en un flujo de diseño total de la planta de 36.5 m³/s y una capacidad nominal de aproximadamente 100,000 kW cada una. Con cuatro chorros el rendimiento de cada turbina será relativamente constante en un rango de 50 a 100% del flujo completo. Cada turbina podrá operar razonablemente con una eficacia de aproximadamente 12% del flujo de diseño individual, o de 2 m³/s. La

velocidad estimada será de 600 RPM aproximadamente y los rodetes serán fabricados de acero inoxidable.

Las turbinas tendrán válvulas de seguridad de entrada tipo esférica para unidades de aislamiento. Tendrán también deflectores para cada uno de los chorros, las cuales podrán desviar el flujo del rodete hacia el interior de la unidad. Los deflectores estarán diseñados para operaciones prolongadas. Pueden utilizarse para limitar el golpe de ariete, aumentar la presión en el sistema de transportación del agua y reducir o eliminar la variación del flujo cuesta abajo de las turbinas durante el rechazo de carga o la puesta fuera de servicio normal.

Los generadores estarán sincronizados y directamente unidos a las turbinas. El rendimiento estimado de cada generador será de aproximadamente 110 MVA con un voltaje de 13 kV y un factor de potencia de 0.9. Cada unidad de turbina/generador incluirá un sistema de control hidráulico para ajustar las desviaciones en la unidad de velocidad mediante una unidad de bombeo hidráulico que operará los deflectores en cada válvula de aguja y abrirá y cerrará las válvulas.

4.2.12 Equipamiento auxiliar de la central de generación eléctrica

La central de generación tendrá una grúa puente operando con electricidad y que se desplazará a través de vías instaladas para sus fines operativos. La grúa se utilizará para la instalación y manipulación de las turbinas y

generadores, así como para la revisión de varios ítems del equipo. Se promocionará un grupo diesel de reserva para suministrar la potencia de la central de generación en ocasiones cuando la estación no pueda retroalimentarse de la línea de transmisión. El combustible será almacenado en un tanque de combustible de doble pared encontrado en una base de apoyo de hormigón y estructura de contención adjunta a la central de generación.

4.2.13 Planta transformadora de energía

Se colocará un transformador en las distintas cavernas construidas contiguas a la central de generación. La línea de transmisión de alto voltaje será dirigida a través del túnel de acceso a la superficie.

4.2.14 Túnel de descarga

Basándose en el mapa geológico actual, el túnel de descarga será ubicado completamente en granodiorita. Se prevé que las condiciones del túnel sean de aceptables a buenas. La solera del túnel será de un bloque de hormigón colocado sobre suelo compacto. Puesto que las fugas del túnel de descarga no tienen ningún impacto económico, el apoyo para el túnel se instalará donde se necesite y con propósitos estructurales. La descarga del túnel se realizará en una sección relativamente amplia del valle del río Santa y se espera que los niveles de inundación sean significativamente más bajos y no sólo por debajo de la confluencia de los ríos Santa y Tablachaca.

El túnel de descarga tendrá la forma de una “D” con 4.8 m de ancho y 4.8 m de alto, la pendiente del túnel será de 0.15 %

4.2.15 Interconexión del proyecto

Una línea de transmisión de 138 kV recorre el valle del río Santa y este es el punto de interconexión preferido. Sin embargo si la línea de 138 kV no puede transportar la potencia del proyecto Tablachaca, entonces se necesitará una línea de transmisión de 55+/- km., 230 kV. Un mapa de las líneas de transmisión se muestra en la Figura 4.2.

De las características estudiadas del proyecto podemos resumir una descripción general de la central hidroeléctrica en la Tabla 4.1.

Tabla 4.2 – Resumen de las características del proyecto

Título del Proyecto	Proyecto de Prefactibilidad de una Central Hidroeléctrica de 200 MW
Ubicación	Ancash
Punto de conexión a la red	138 kV o línea de 230 kV
Fuente de agua	Río Tablachaca
Área de captación de bocatoma	2,670 Km ²
Caudal medio anual de bocatoma (Promedio a largo plazo)	28.25 m ³ /s
Operación del proyecto	Almacenamiento diario – pico de planta
Capacidad de la plata	200 MW
Caudal del Diseño	36.5 m ³ /s
Altura de caída (Promedio del nivel del estanque regulador)	651 m
Promedio de energía anual	Aproximadamente 763 GW-h
Estructura de la bocatoma de derivación	Compuertas radiales para barrido y control de inundaciones
Instalaciones & Canal de desarenado	Dos unidades paralelas con sistemas independientes de nivelado.
Túnel	Túnel en forma de D.
Canal abierto	1,200 m
Estanque de almacenamiento diario, sistema vivo de almacenamiento	300,000 m ³
Longitud del pozo de alta presión	641 m
Carreteras de acceso	3 Km
Turbinas	2 X turbinas Pelton calibradas a 100 MW
Generadores	2 X directas sincrónicas acopladas a 13.8 Kv
Central de generación de energía	Caverna subterránea
Túnel de sobrantes	Túnel en forma de D de 8,000 m. de largo
Subestación	Fijada en 13.8 kV a 230 kV, en caverna de adyacente a la central de generación de energía subterránea
Línea de transmisión	Línea de transmisión con torre de acero de 230 kV a la subestación de Chimbote

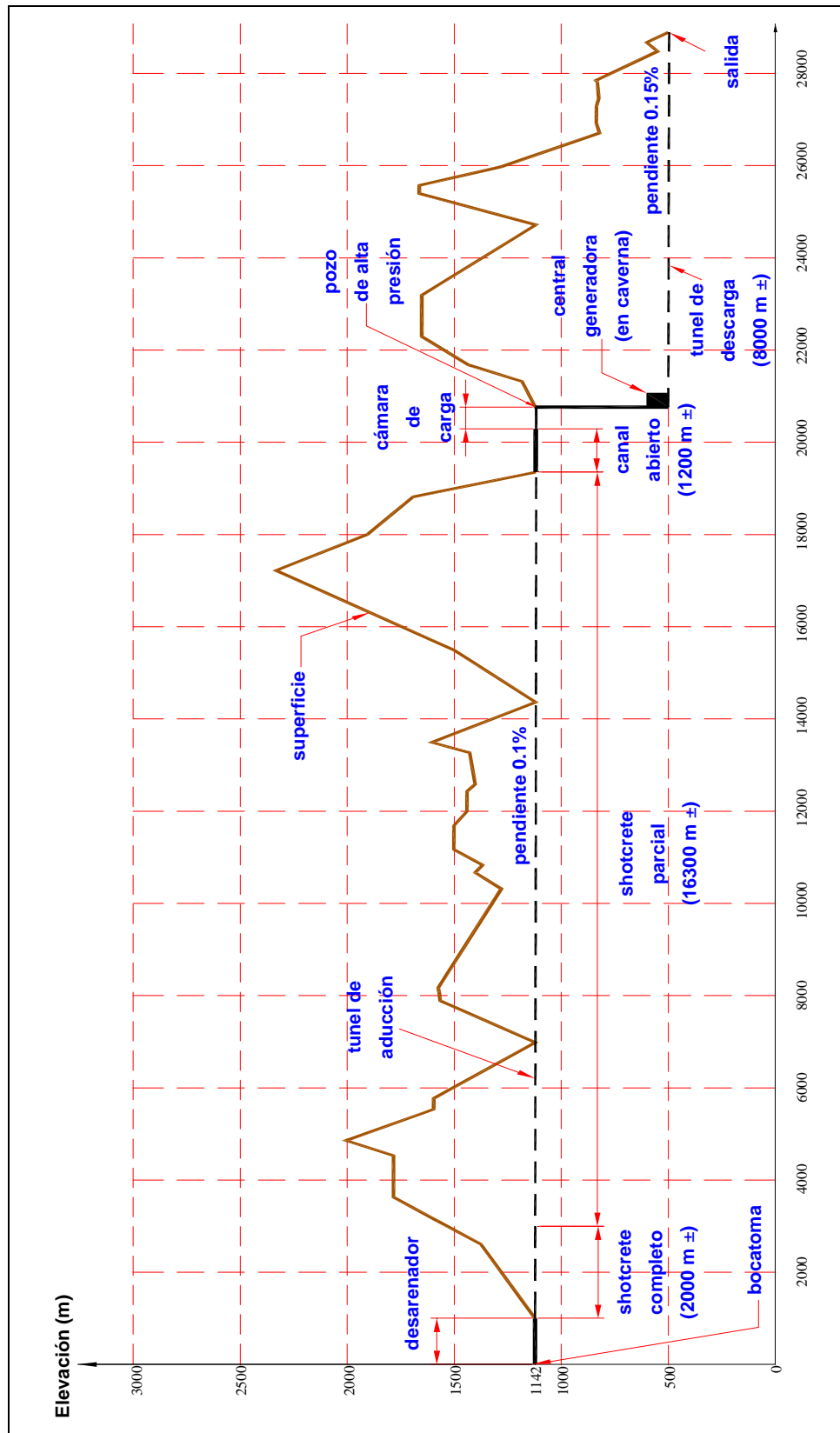
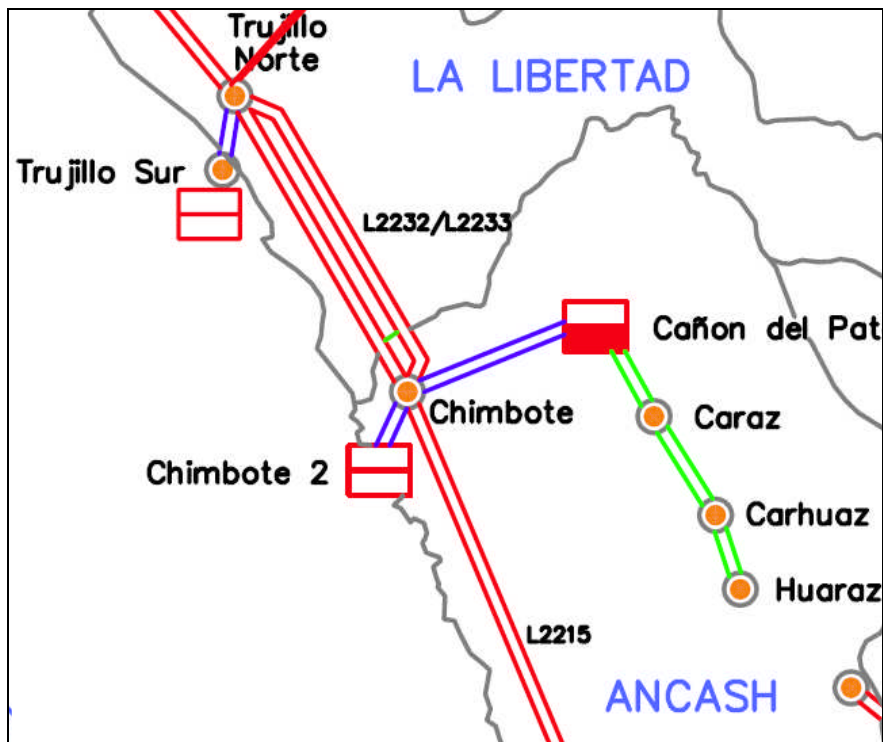


Figura 4.1 – Descripción a lo largo del conducto de agua (m)



LEYENDA	
Líneas de Transmisión 220 KV	
Líneas de Transmisión 138 KV	
Líneas de Transmisión 66 y 33 KV	
Subestación	
Central Hidroeléctrica	
Central Térmica	

Figura 4.2 – Líneas de transmisión cercanas al proyecto

4.3 Almacenamiento (río arriba) - lagos

El potencial existe para incautar el agua de los lagos existentes en la alta cuenca hidrográfica.

Los cinco lagos considerados en este informe son:

- * Pájaros
- * Chalhuacocha
- * Magullo Grande
- * Oscura

El volumen total de estos reservorios, como se propuso es de aproximadamente 30 millones de metros cúbicos. Serán distribuidos por un espacio de cinco horas diarias, incluyendo el flujo base de $3.41 \text{ m}^3/\text{s}$ del sistema.

Los beneficios de usar los reservorios será el de aumentar la capacidad y energía estable. Existirá una generación de energía secundaria que también podría ser útil.

La contribución de los diferentes lagos y volumen de almacenamientos necesitados se resumen en la tabla 4.3 de la siguiente manera:

Tabla 4.3 – Características de los lagos a incautar en el proyecto

	<i>Elevación mínima. msnm</i>	<i>Evaluación máxima msnm</i>	<i>Precipitación Anual</i>	<i>Coefficiente de derrame</i>	<i>Cuenca de captación m²</i>	<i>Volumen de almacenamiento m³</i>
<i>Pájaros</i>	3,955	3,980	800	0.4	42,253,100	13,520,992
<i>Chalhucocha</i>	3,860	3,885	800	0.4	25,528,000	8,168,960
<i>Magullo Grande</i>	3,665	3,685	800	0.4	9,127,950	2,920,944
<i>Huachumachav</i>	4,205	4,215	800	0.4	4,266,600	1,365,312
<i>Oscura</i>	4,150	4,190	800	0.4	18,107,700	5,794,464

El costo estimado por incautar los cinco lagos fue de 6.2 millones de dólares americanos. Considerando que se necesitan más de 60,000 m³ de hormigón y 1,500,000 m³ de llenado, el estimado parece muy bajo. Los beneficios que proporciona el almacenamiento son significativos, como se muestra en el Capítulo 3.

El costo real de estas incautaciones está relacionado a la proximidad del conjunto de hormigones y el prestado de áreas para el llenado de diques. El lago más prometedor es el Pájaro. Se requiere de 440,000 m³ de llenado. El diseño tiene un talud de aguas de 3H a 1V, el cual es probable se pueda mejorar. Se pueden considerar secciones de conjuntos alternativos tales como el de un conjunto de rocas con fachada de hormigón.

Lugares de almacenamiento alternativo también pueden ser considerados. Existen numerosos lagos y valles en el Alto río Tablachaca que podrían ser más económicos de desarrollar.

CAPÍTULO 5.0 EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 Estimados de costos

Un resultado importante referente a la inversión en capacidad de generación en el sector eléctrico muestra que, en general, debería esperarse que el parque generador esté compuesto por una combinación de tecnologías, tanto de centrales hidráulicas como los diferentes tipos de centrales térmicas. Ello debido a que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables y a que la demanda tiene un patrón cambiante a lo largo del tiempo. La participación relativa de cada tecnología dependerá de sus costos fijos y variables esperados, siendo las centrales con costos fijos altos pero costos variables bajos como las hidráulicas preferidas para bloques de demanda constantes a lo largo del año (demandas base) y las que presenta una relación inversa de costos, es decir costos variables altos pero costos fijos bajos, como las centrales a gas natural de ciclo simple, preferidas para bloques de demanda que no se presenta de forma regular (demandas pico).

En el caso peruano se han realizado diferentes simulaciones sobre la composición esperada del parque generador¹. En estos ejercicios debe destacarse, adicionalmente a diferentes mecanismos relacionados con el ejercicio del poder de mercado a través de la postergación de inversiones en un mercado concentrado e ineficiente, la

importancia de diferentes factores que generan incertidumbre sobre los inversionistas tales como:

- La evolución del costo del capital, que afecta en mayor proporción a las centrales con costos fijos altos.
- La evolución del precio del petróleo, que afecta tanto a las centrales a diesel, residual y en parte a las de gas natural.
- La evolución del costo de inversión, que en el caso de las centrales hidráulicas tiene un componente de riesgo significativo.

Si bien es cierto que el gas natural debería ir ganando en estos años una mayor participación en la composición del parque generador, debido a que antes no se contaba con este combustible a nivel masivo, existe un grado de incertidumbre importante sobre la evolución de los precios y las reservas de gas natural. Adicionalmente, una vez alcanzada la participación relativa del gas en la composición del parque se requerirá de centrales hidráulicas de bajos costos y éstas tienen un tiempo de ejecución mayor y sujeto a mayores fuentes de incertidumbre.

Se realizó un costo estimado preliminar por concepto del desarrollo de este estudio. Los supuestos realizados y la validez de los estimados fueron resumidos en los siguientes puntos.

Trabajos civiles y túneles

La tasa unitaria utilizada en los costos de trabajo civil está basada en un análisis de tasas obtenidas del estudio de JAPEVI y del trabajo que Knight Piésold ha realizado en otros proyectos de América del Sur.

Equipo electro/mecánico

Los costos generados por el equipo electro/mecánico se basan en un presupuesto de precios anteriores y subasta de otros proyectos. El costo de 150 dólares americanos por kW instalado por el paquete completo de “wáter to wire” fue de dos unidades de 100 MW con una tasa de flujo de diseño de 18.25 m³/s y una carga estática de 643 m.

Esta cotización de cantidad fija del “wáter to wire” incluía todo el equipo generador dentro de la central, incluyendo los generadores con interruptores automáticos y la planta SCADA. Se agregaron algunos costos adicionales como HVAC, grúa, tuberías y cableado para obtener los costos del equipo para la central.

Planta transformadora de energía

Los costos estimados de la planta transformadora de energía se establecieron de acuerdo al análisis de los costos de proyectos similares en América del Sur.

Transmisión

Los costos de la línea de transmisión se establecieron en un análisis de varios proyectos asumidos por la consultora Knight Piésold Ltd. Si se necesitara una línea

de transmisión para conectarse a la sub-estación en Chimbote, el costo será de \$13.75 millones de dólares americanos para los 55+ Km. que se necesiten. Se podría asumir los costos de este proyecto únicamente, sin embargo también se podría compartir los costos con otro proyecto hidroeléctrico.

El estimado del costo se muestra en la Tabla 5.1, junto con un estimado del costo total de capital para el proyecto, excluyendo los costos de desarrollo, es de 203 millones de dólares americanos aproximadamente.

TABLA 5.1
COSTO ESTIMADO

Item	Descripción	Cantidad (\$)
1.00	Preliminar y General	7,500,000
2.00	Carreteras a los túneles de acceso y bocatomas	700,000
3.00	Puentes permanentes	500,000
4.00	Bocatomas de Tablachaca	7,674,000
5.00	Desarenador de Tablachaca	2,696,000
6.00	Canal -1	1,118,000
7.00	Túnel 1 Túnel principal	52,091,600
8.00	Canal - 2	1,480,000
9.00	Estanque de almacenamiento diario	4,450,000
10.00	Pozo de alta presión revestido con hormigón precomprimido y acero	6,890,000
11.00	Túnel 2 - Túnel de acceso	3,089,000
12.00	Central de generación subterránea	12,318,000
13.00	Planta transformadora de energía	2,706,000
14.00	Túnel de descarga	20,864,000
	Subtotal	124,077,000
	Contingencia 15 %	18,612,000
15.00	Ingeniería 6.0 %	7,445,000
	Transformadores	40,000,000
	Costo Total de Capital - Sin Transmisión	190,134,000
16.00	Línea de Transmisión a Chimbote 230 KV	13,750,000
	Costo Total de capital - Incluyendo la transmisión	203,884,000

Notas: Los costos indirectos están incluidos dentro de los ítems de trabajo

5.2 Cronograma del proyecto

Se estima que el proyecto puede ser completado en 36 meses después de la movilización. El camino crítico será la construcción del túnel. El acceso al sitio está en su lugar con sólo un par de vías de accesos rápido, para lo cual se necesitan dos puentes permanentes y uno temporal. El túnel de acceso rápido solicitado para la central de generación permitirá que la caverna se pueda construir antes de lo establecido.

5.3 Cálculo de los indicadores económicos benéficos del proyecto

Para los propósitos de esta tesis se tomaron los datos del estudio técnico económico de fijación tarifaria del mayo del 2009 del COES y los resultados que arroja el modelo Perseo del precio básico de la energía para la barra de Lima y son los siguientes valores:

Precio Básico de la Potencia (PBP)	US\$ 71.01 / kW-año
Precio de la Energía en HP	US\$ 69.27 /MWh
Precio de la Energía en HFP	US\$ 46.46 /MWh

El proyecto propuesto generará un promedio 740.1852 GWh de energía por año, calculando 5 horas pico y un caudal mínimo de 3.41 m³/s. La capacidad en hora pico garantizada es aproximadamente 131.4420 MW con una energía anual garantizada de 157.7304 GWh.

El valor de la capacidad y la energía estimadas para el proyecto están a continuación para los dos casos que presenta el proyecto:

	<i>Salida</i>	<i>Precio</i>	<i>Valor (US\$/año)</i>
Ingresos por Potencia	200,000 kW	US\$ 71.01 / kW	\$14,202,000
Ingresos por energía HP	279,075.15 MWh	US\$ 69.27 /MWh	\$19,331,535.64
Ingresos por energía HFP	461,110.05 MWh	US\$ 46.46 /MWh	\$ 21,423,172.92
Ingreso anual			\$ 54,956,708.56

Mecanismo de Desarrollo Limpio

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) fue establecido con la firma del Protocolo de Kyoto con el objetivo de promover la reducción de las emisiones de los gases causantes del efecto invernadero (GEI) tales como el CO₂ producto de la quema de combustible en la generación de energía. De este modo, el MDL permite a los países industrializados financiar proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo beneficiándolos con un reembolso según la reducción de CO₂.

Entre las características que deben cumplir los proyectos a ser elegibles en el marco del MDL se ha considerado que el proyecto demuestre tener beneficios reales, mensurables y a largo plazo en relación con la mitigación de los gases de efecto invernadero y que contribuyan al desarrollo sostenible del país.

Actualmente se han identificado 14 proyectos de energía que califican al MDL, representando inversiones de US\$577.26 millones de dólares y reducciones de 1.8 millones anuales de CO₂.

Los requerimientos mínimos de información con que debe contar un proyecto para solicitar financiamiento por contribuir con la reducción de emisiones de CO₂ en el marco de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio son: autorización de uso de agua, autorización de generación de energía, estudio de impacto ambiental y estudio de factibilidad.

Para calcular el beneficio del proyecto mediante el MDL el valor por reducción de emisión de CO₂ fue calculado multiplicando la cantidad de emisión de CO₂ a ser reducida por una cotización de 4 dólares la tonelada. Posteriormente, se procedió a estimar la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto, la cual ha sido denominada como valor presente neto (VPN) del proyecto. Es decir, al valor de la inversión sin MDL se le resta el valor presente (VP) de los ingresos a ser recibidos cada año proveniente de la reducción de emisión de CO₂ de ser aceptado el proyecto dentro del marco de MDL. El VP fue calculado considerando 12% de tasa de interés, 40 años de vida útil de la central y el valor de reducción de CO₂ por año.

El financiamiento necesario para la construcción de centrales hidroeléctricas (inversión) se reduce en un porcentaje promedio de 10.5% de ser aprobado el proyecto como un mecanismo de desarrollo limpio (MDL) con lo cual podemos

concluir que el acceso a mecanismos internacionales como el MDL constituye un factor determinante que facilita la inversión en el presente proyecto.

Los indicadores económicos del proyecto calculados como VAN y TIR los calcularemos a una tasa de 12% y un tiempo de vida de 30 años para la central Hidroeléctrica.

Energía (GWh)	Tasa de actualización %	Años de vida útil	Costos promedio de la central (US\$/MWh)
740.1852	12	30	36.76

Inversión del Proyecto (US\$)	203,884,000.000
Incautación de los lagos (US\$)	6,200,000.000
<i>Inversión Total (US\$)</i>	210,084,000.000
Reducción por MDL (US\$)	188,025,180.000
Costos Fijos y Variables anuales (US\$)	27,209,207.952
Ingresos por Potencia y Energía anuales (US\$)	54,956,708.560

Periodo	Flujo de fondos	Periodo	Flujo de fondos
0	-\$188,025,180.000	16	\$27,747,500.608
1	\$27,747,500.608	17	\$27,747,500.608
2	\$27,747,500.608	18	\$27,747,500.608
3	\$27,747,500.608	19	\$27,747,500.608
4	\$27,747,500.608	20	\$27,747,500.608
5	\$27,747,500.608	21	\$27,747,500.608
6	\$27,747,500.608	22	\$27,747,500.608
7	\$27,747,500.608	23	\$27,747,500.608
8	\$27,747,500.608	24	\$27,747,500.608
9	\$27,747,500.608	25	\$27,747,500.608
10	\$27,747,500.608	26	\$27,747,500.608
11	\$27,747,500.608	27	\$27,747,500.608
12	\$27,747,500.608	28	\$27,747,500.608
13	\$27,747,500.608	29	\$27,747,500.608
14	\$27,747,500.608	30	\$27,747,500.608
15	\$27,747,500.608		

TIR	VAN
14.50%	\$35,486,042

CAPÍTULO 6 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

6.1 Protección del medio ambiente

El marco de la gestión ambiental en el Perú es el siguiente:

Junio, 2004.	Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (Ley 28245).
Enero, 2005.	Reglamento de la Ley Sistema Nacional de Gestión Ambiental SNGA (D.S.008-2005-PCM)
Octubre, 2005.	Ley General del Ambiente (Ley 28611)
Mayo, 2008.	Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente (Decreto Legislativo 1013)

La supervisión y fiscalización ambiental en el sector energético esta dado bajo el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de estas actividades y estas son:

- Ley General de Aguas (1969) y sus reglamentos
- Ley General del Ambiente (2005)
- Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada (1991), modificada por Ley de creación de OSINERG (1996)

- Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales (1997)
- Ley de Conservación y Aprovechamiento Sostenible de Diversidad Biológica (1997) y su reglamento (2001)
- Ley de Áreas Naturales Protegidas (1997) y su reglamento (2001)
- Reglamentos Ambientales para Actividades de Hidrocarburos (1993) y Electricidad (1994)
- Ley General de Residuos Sólidos (2000) y su reglamento (2004)
- Ley Forestal y de Fauna Silvestre (2000) y su reglamento (2001)
- Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (2001)

La DGAA del Ministerio de Energía y Minas es la autoridad encargada de dictar los lineamientos generales y específicos de política para la protección del medio ambiente en las actividades eléctricas, en coordinación con la DGE.

En base del “Establecimiento de Límites Máximos Permisibles de Emisión para Actividades Eléctricas” (R.D. N° 008-97-EM) y el “Documento Base para la actualización del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas” (D.S. N° 029-94-EM artículos 19°, 20°, 21°, 23°, 24°, 29°, 38° y 39°), es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

La solicitud de aprobación de una Estudio Ambiental (EA) deberá ser dirigida a la DGAAE quien procederá a su revisión y emitirá opinión al respecto dentro de un plazo máximo de ciento veinte (120) y de cuarenta y cinco (45) días en los casos de

Declaración de Impacto Ambiental (DIA), el cual tendrá carácter de Declaración Jurada, y Planes de Manejo Ambiental (PMA). Una vez cumplido este plazo, se aplicará el silencio administrativo negativo. La DGAAE, podrá formular observaciones, aclaraciones o solicitar ampliación de los temas tratados en los EA y PMA, los cuales deberán ser atendidos por la empresa en un plazo que fijará la DGAAE que no será mayor a noventa (90) días. Las EIA deberán ser elaborados y suscritos por los profesionales de las entidades autorizadas por la DGAAE. Los DIA podrán ser elaborados y suscritos por un equipo multidisciplinario de profesionales (habilitados por el Colegio Profesional correspondiente y contar con capacitación en aspectos ambientales).

La Empresa deberá presentar al OSINERGMIN, dentro de los treinta (30) días de haberse culminado los trabajos de construcción de cualquier proyecto de generación, un Informe de cumplimiento de las medidas recomendadas en el EA correspondiente. Asimismo, en este informe se establecerán las medidas de control o mitigación que correspondan en caso de encontrarse pasivos ambientales.

El EA de la central hidroeléctrica contendrá un “Enfoque de Manejo de Cuenca” con la finalidad de recomendar medidas a tomarse desde el punto de vista ambiental para evitar la desestabilización del sistema hidrológico e hidrobiológico de la superficie colectora que drena las aguas hacia el reservorio para su aprovechamiento energético. Este Enfoque de Manejo de Cuencas deberá ser concordante con el Programa Regional de Cuencas que diseñen los Gobiernos Regionales.

La central hidroeléctrica contará con un programa de manejo y administración de recurso hídrico con la finalidad de asegurar el adecuado control en el uso del recurso y no desestabilizar el sistema hidrológico. Este plan, que tendrá carácter de declaración jurada, contendrá el cálculo y mantenimiento del caudal ecológico.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto estudiado incluirá los siguiente aspectos:

- a) Un estudio de Línea de Base para determinar la situación ambiental y el nivel de contaminación del área en la que se llevarán a cabo las actividades eléctricas, incluyendo la descripción de los recursos naturales existentes, aspectos geográficos; así como aspectos sociales, económicos y culturales de las poblaciones o comunidades en el área de influencia del proyecto.
- b) Una descripción detallada del proyecto propuesto.
- c) La identificación y evaluación de los impactos ambientales previsibles directos e indirectos al medio ambiente físico, biológico, socio -económico y cultural, de las diferentes alternativas y en cada una de las etapas del proyecto.
- d) Un detallado Programa de Manejo Ambiental (PMA), en el cual se incluyan las acciones necesarias tanto para evitar, minimizar y/o compensar los efectos negativos del proyecto, así como para potenciar los efectos positivos del mismo.
- e) Un adecuado Programa de Monitoreo que permita determinar el

comportamiento del medio ambiente en relación con las obras del proyecto y las correspondientes medidas de mitigación de los impactos potenciales.

f) Un plan de contingencia y un plan de abandono del área.

En las actividades del proyecto que afectarán a comunidades campesinas o nativas, se tomarán las medidas necesarias para prevenir, minimizar o eliminar los impactos negativos en los ámbitos sociales, culturales, económicos y de salud de la población.

El área de los campamentos para los trabajadores, oficinas, bodegas e instalaciones para equipos y materiales, deberá ser restringida, circunscribiéndose al tamaño mínimo requerido, tomando en consideración las condiciones existentes y las normas de seguridad industrial. Dichas instalaciones se edificarán en terrenos donde el impacto ambiental sea menor.

El proyecto será diseñado, construido, operado y cerrado de modo tal que no originen condiciones inestables ambientales, especialmente erosión e inestabilidad de taludes.

Se considerarán los efectos potenciales del proyecto, sobre niveles de aguas superficiales y subterráneas. Estos serán diseñados, construidos y operados de tal manera que se minimicen sus efectos adversos sobre la morfología de lagos, corrientes de agua y otros usos (potable, suministro de agua, agricultura, acuicultura, recreación, cualidad estética, hábitat acuático, etc.), que protejan la vida acuática.

También se tendrán en cuenta los efectos potenciales de la central sobre el ecosistema acuático y los efectos relacionados con la biodiversidad y los recursos acuáticos como peces, mariscos, plantas marinas, etc.; éstos serán diseñados, construidos y operados de tal manera que se minimicen los impactos negativos en el hábitat o capacidad productiva de recursos acuáticos valiosos . Asimismo, no deberán producir impactos negativos en especies acuáticas raras y en peligro de extinción, además se considerarán los efectos potenciales de los mismos sobre la flora y fauna silvestre.

Dentro EIA se tendrá también en cuenta que el proyecto deberá cumplir con las siguientes prescripciones:

- a) Evitar o minimizar conflictos relacionados con la tenencia y uso de tierras existentes (residencial, comercial, industrial, agrícola, etc.).
- b) Proceder de acuerdo a las leyes y reglamentos concernientes a parques, áreas naturales protegidas y otras áreas públicas.
- c) Diseñar, construir y aplicar la central de modo tal que se minimicen los impactos estéticos en áreas de alta calidad visual y uso de áreas recreacionales existentes.
- d) Mitigar los efectos sobre la salud debido a la contaminación térmica, ruidos y efectos electromagnéticos, no superando los Límites Máximos Permisibles.

- e) Construir y localizar los Proyectos Eléctricos de tal manera que minimicen los riesgos de daños debido a fenómenos o desastres naturales (huaycos, terremotos, inundaciones, incendios, etc.).

6.2 Determinación de los impactos ambientales

Se contara con un Auditor Ambiental Interno, responsable del control ambiental de la empresa, quién tendrá como función identificar los problemas existentes, preveer los que puedan presentarse en el futuro, desarrollar planes de rehabilitación, definir metas para mejorar y controlar el mantenimiento de los programas ambientales.

En la solicitud de una Concesión definitiva, se presentará ante la DGE del Ministerio, un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de conformidad con la Ley y con las normas que emita la DGAA, que estime de manera científica y técnica, los efectos negativos y positivos que su actividad tendrá sobre el medio ambiente y la sociedad, indicando las medidas de previsión y control que deben ser aplicables para lograr un desarrollo armónico entre las operaciones y el ambiente. El diseño, la construcción, operación y abandono del proyecto deberán ejecutarse de forma tal que minimicen los impactos dañinos. Los parámetros a monitorear son:

Aire

- Iluminación (debe estar entre 100 y 200 lux)
- Ruido (debe ser menor a 80dB)
- Polvo (< 50mg/l)

- Radiaciones Electromagnéticas (< 50 mGAUSS – 10kV/m)

Agua

- Aceites y grasas (< 20mg/l)
- Residuos variados (pozos sépticos)

Suelo

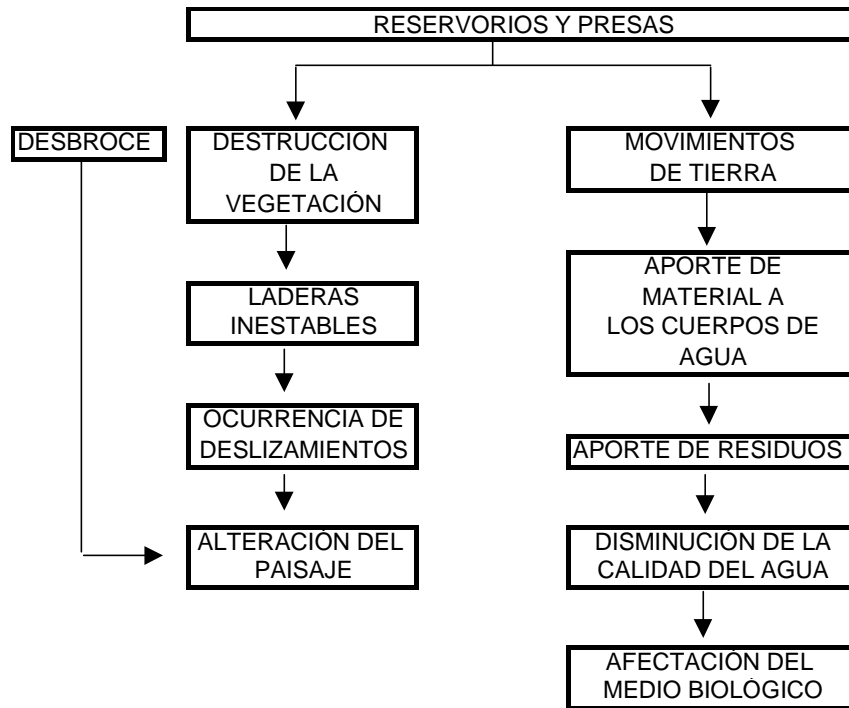
- Modificación de taludes (estabilizar). Ej.: muros de contención o reforestaciones.
- Residuos sólidos (rellenos sanitarios).

El impacto sobre la sociedad, se refiere al impacto sobre las poblaciones, vías de comunicación (terrestres y lacustres), agricultura, y otras actividades económicas del entorno. También comprende cuestiones culturales como la existencia de zonas de valor arqueológico. Los Estudios de impacto ambiental además de determinar los impactos ambientales del proyecto indican programas y planes que se deben realizar para la mitigación de estos impactos.

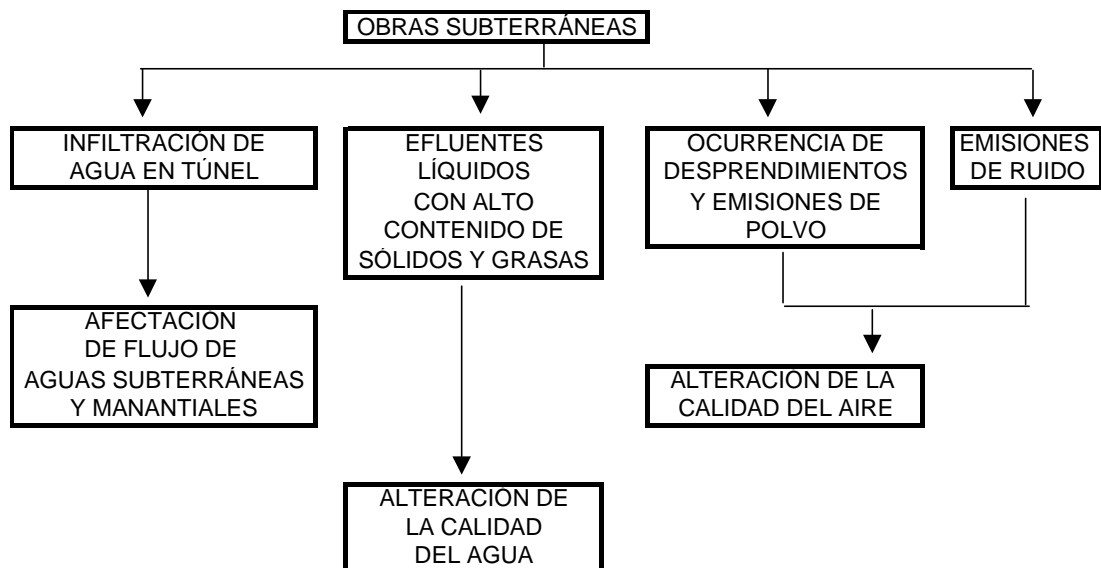
Los impactos ambientales del proyecto tendrán dos fases la de construcción y la de operación estarán dadas como se muestra en los siguientes esquemas:

Impactos ambientales en la fase de construcción:

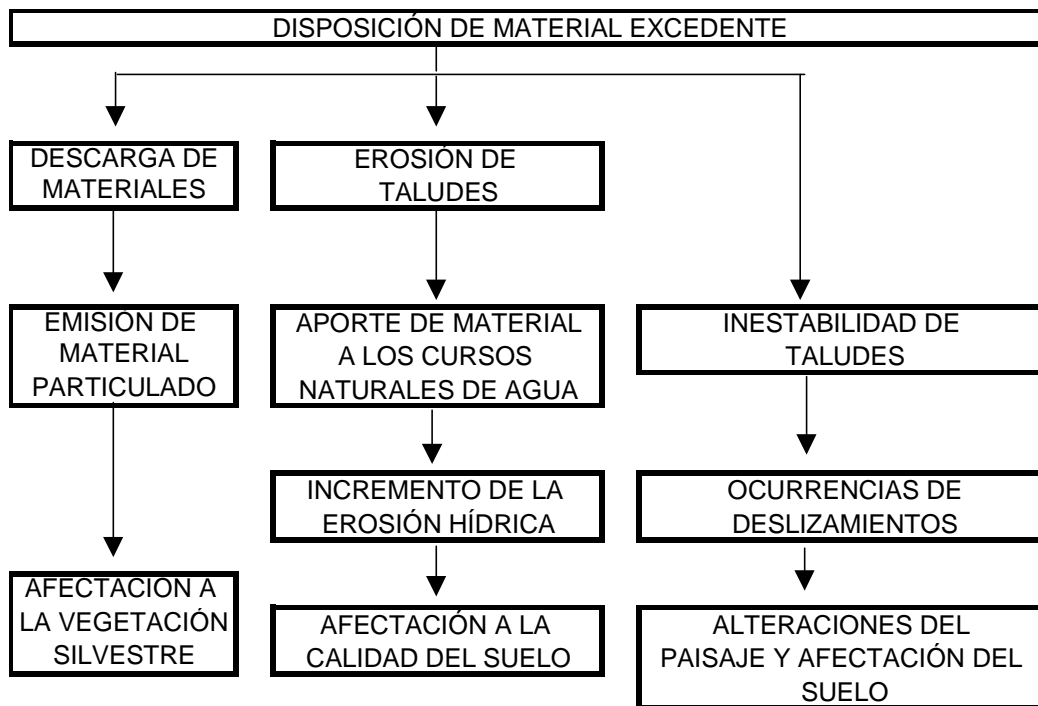
a) Construcción de presa y reservorio



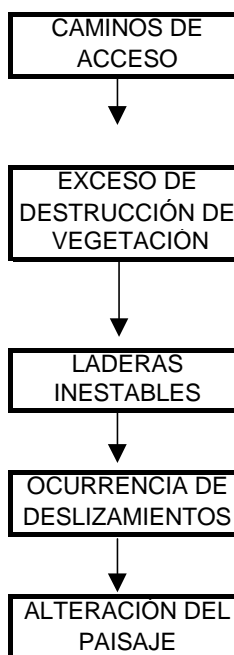
b) Construcción de obras subterráneas



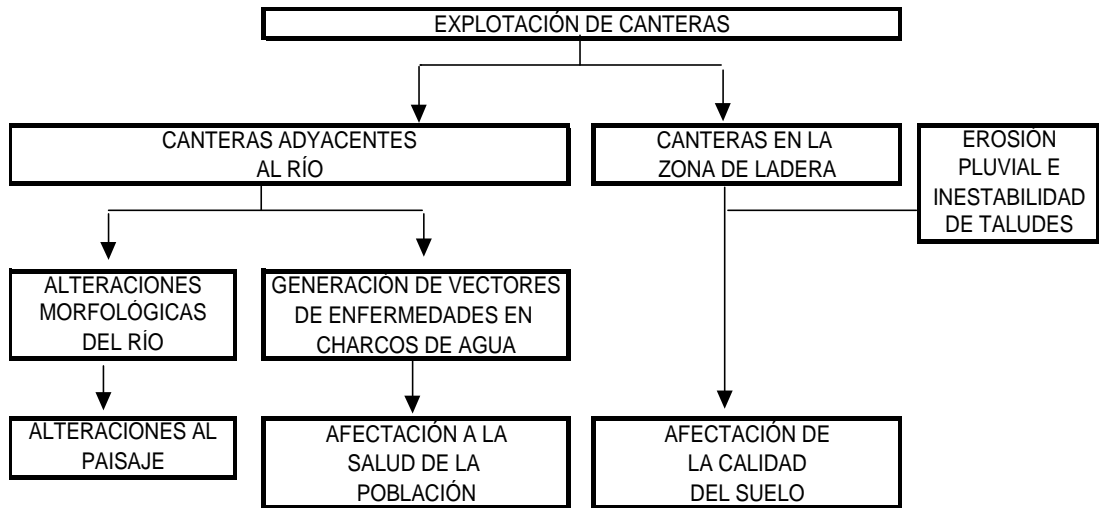
c) Disposición de material excedente



d) Construcción de caminos



e) Explotación de canteras

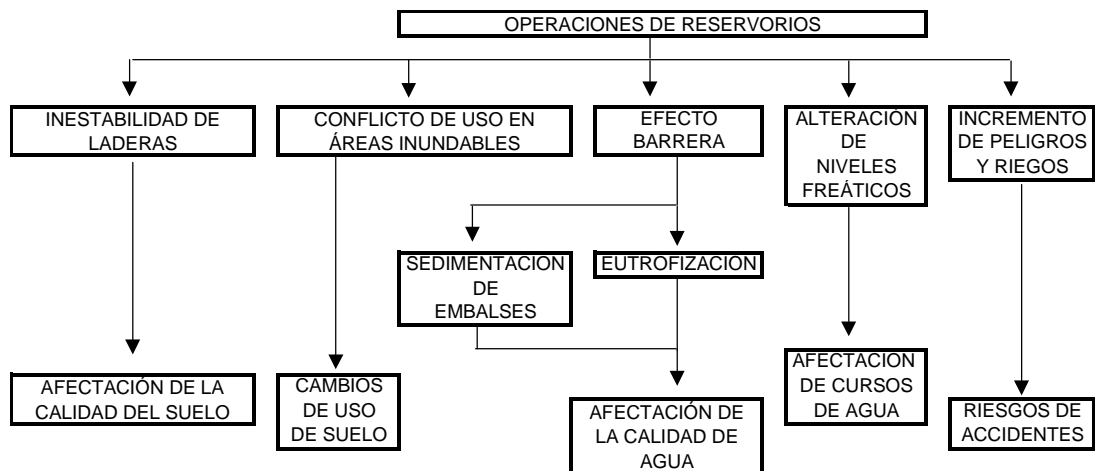


f) Talleres y plantas de concreto

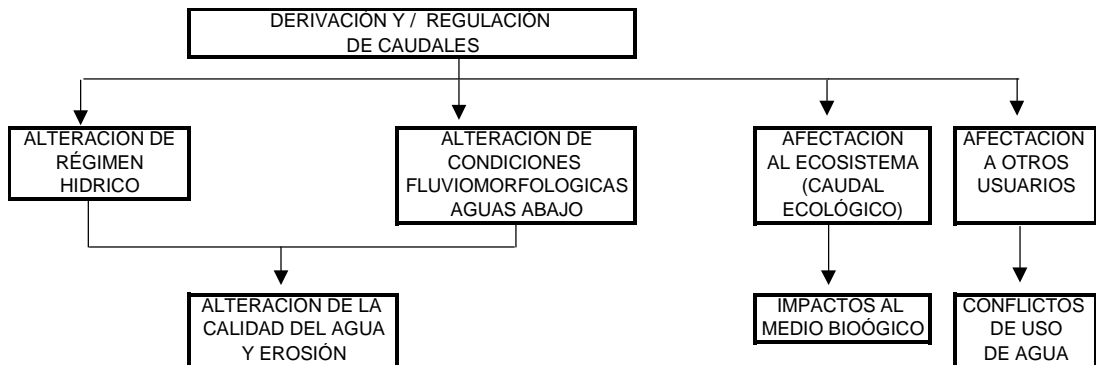


Impactos ambientales durante la fase de operación:

a) Operaciones de reservorios



b) Derivación y/o Regulación de caudales



El impacto de este proyecto en el medio ambiente es mínimo. El esquema propuesto de una planta en el río no solo minimizara la retención río arriba en el lugar de la bocatoma sino que los siguientes hechos conllevan a un impacto mínimo:

- La existencia de una pequeña chacra (menos de $\frac{1}{3}$ de hectárea aprox.) río arriba de la bocatoma principal sin ninguna vivienda ubicada dentro del área de retención.
- La poca vegetación a lo largo del río, existen arbustos pequeños y dispersos.
- La reducida población a lo largo del río, existen pequeñas casa y comunidades no mayores a 10 viviendas en Galgada, con algunas pocas edificaciones.
- La calidad del agua es extremadamente pobre. Evaluaciones preliminares indican lo siguiente:
 - Agua negra con alta carga de sedimento.
 - Formación de un fango negro cohesivo por sedimentos en áreas de bajo caudal.
 - Niveles elevados de plomo en las muestras de evaluación.
- La presencia de vetas de carbón río arriba de Galgada donde se encuentra una vieja mina de carbón. Estas vetas son interceptadas por el río añadiendo, así, sólidos flotantes y color negro a las aguas.
- La existencia de pequeñas comunidades. Ninguna de ellas se hallan por encima de ninguna zona potencial de inundación. Todas ellas se encuentran en un estado de pobreza, este proyecto podría crear empleo y mejorar la infraestructura (carreteras, cables de alta tensión suministro de agua potable). Además este proyecto impulsará la inversión extranjera, que tanto se necesita, y el desarrollo del sector energía en un área que necesita más de \$4 mil millones de inversión.

6.3 Plan de manejo ambiental

Es el plan operativo que contempla la ejecución de prácticas ambientales, elaboración de medidas de mitigación, prevención de riesgos, contingencias y a implementación de sistemas de información ambiental para el desarrollo de las unidades operativas o proyectos a fin de cumplir con la legislación ambiental y garantizar que se alcancen los estándares que se establezcan.

El proyecto tendrá dentro de su programa de manejo ambiental (PMA) los siguientes aspectos:

- Programa de Control y/o Mitigación
- Programa de Monitoreo y/o Control Ambiental
- Plan de Contingencia
- Plan de Abandono
- Plan de Comunicación Social

En el Programa de Control y/o Mitigación de impactos se incluirán las siguientes acciones:

- Evitar el impacto total al no desarrollar todo o parte del proyecto.
- Minimizar los impactos, mediante la limitación de la magnitud del proyecto.
- Rectificar el impacto a través del tiempo, implementando acciones de conservación y mantenimiento.

- Compensar el impacto ambiental producido por reemplazo o sustitución de los recursos físicos y biológicos afectados.

El Programa de Monitoreo y/o Control Ambiental de impactos es un sistema continuo de observaciones, de mediciones y evaluaciones que tiene por objetivo seguir la evolución de los impactos ambientales identificados en el EIA de la central hidroeléctrica en este se incluirán las siguientes variables a monitorear:

- Precipitación pluvial.
- Calidad del agua (efluentes líquidos y cuerpo receptor).
- Caudal del río aguas arriba y aguas abajo de la central.
- Niveles de ruidos producidos por las turbinas y generadores.
- Salud pública y los vectores portadores de las enfermedades.

Son objetivos específicos de este plan:

- a) Elaborar periódicamente los pronósticos de la evolución de los impactos ambientales para adecuar las medidas de control a las nuevas realidades que se presenten.
- b) Construir una base de datos que sirva de apoyo al Programa de Control y/o Mitigación Ambiental.
- c) Informar a la autoridad competente sobre la presencia de impactos ambientales no anticipados en el EIA

6.4 Plan de contingencias

Los sistemas eléctricos están sujetos a contingencias severas que afectan la continuidad del suministro eléctrico, se han producido interrupciones en el SEIN y en los Sistemas Aislados con duraciones que superaron lo razonablemente esperado, las interrupciones causaron perjuicio económico a la actividad comercial e industrial. Se dañó la imagen de las empresas y de los organismos del sector; la duración de ciertas interrupciones está supeditada a cómo está preparada la empresa para subsanarla.

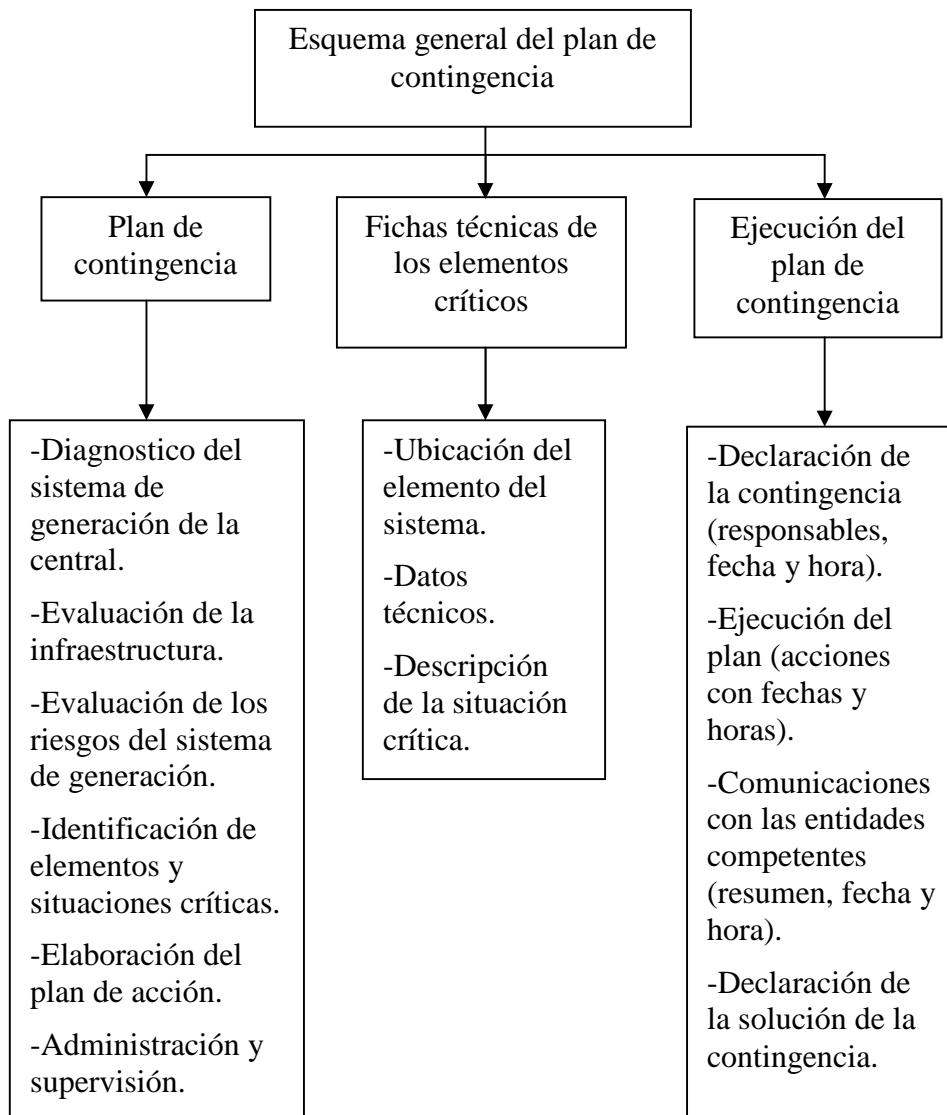
El plan de contingencias se realiza con el propósito de establecer las acciones mínimas necesarias para prevenir y controlar los accidentes y emergencias que pudieran ocurrir en la implantación de un proyecto, así como del personal que labora en éste Por lo menos debe incluir la siguiente información:

- Identificación de las contingencias
- Procedimientos de respuesta
- El procedimiento de notificación a seguirse para reportar el incidente y establecer una comunicación entre el personal del lugar de emergencia y el personal ejecutivo de la instalación, la Dirección General de Electricidad y otras entidades según se requiera.
- Procedimiento para el entrenamiento del personal en técnicas de emergencia y respuesta.
- Una descripción general del área de operación.
- Una lista de los tipos de equipos a ser utilizados para hacer frente a las emergencias.

- Una lista de los contratistas que se considera forman parte de la organización de respuesta, incluyendo apoyo médico, otros servicios y logística.

-

El plan de contingencia tendrá el siguiente esquema:



6.5 Plan de cierre

El plan de cierre contendrá el conjunto de acciones para abandonar un área o instalación. Este incluirá medidas a adoptarse para evitar los efectos adversos al medio ambiente por efecto de los residuos sólidos, líquidos o gaseosos que puedan existir o que puedan aflorar en el corto, mediano o largo plazo. Deberá prepararse un programa con presupuesto, cronograma y formas de proceder en el desmontaje de la forma más cuidadosa, que no afecte ambientalmente el área de trabajo.

6.6 Empresas y gobierno

Este proyecto responde a las necesidades y prioridades del Perú. Esto beneficia al proyecto e incrementa su viabilidad y atractivo por lo que debería ser aprovechado.

Se deberían destacar los siguientes puntos del proyecto:

- Una fuente limpia de energía sin emisiones.
- El bajo o nulo impacto negativo en el medio ambiente.
- El impacto positivo en las comunidades locales con una gran necesidad de empleo y desarrollo.
- La proximidad a los vínculos internacionales y la capacidad de vender electricidad al extranjero.

CONCLUSIONES

- 1) La aplicación de pago por bonos como MDL que se plantea, todo esto sumado al beneficio por parte del Estado de la devolución anticipada del I.G.V. que se ha estado aplicando en los recientes proyectos de centrales hidroeléctricas en el Perú, contribuyen de manera sustancial a la realización de proyectos como el presentado en esta tesis.

- 2) En base al presente estudio, el Proyecto de la Hidroeléctrica de 200 MW en el distrito de Santa Rosa provincia de Pallasca, departamento de Ancash, utilizando el potencial del río Tablachaca es técnica y económicamente viable como muestran los indicadores económicos con un TIR de 14.5 % y un VAN positivo de US\$ 35,486,042 es posible que exista una variación de estos indicadores en la etapa de factibilidad pero se mantendrán dentro de la viabilidad.

- 3) Se estima que el proyecto se puede concluir 36 meses una vez iniciada la construcción. El acceso es viable para la mayor parte de las zonas. El proyecto será construido en un ambiente relativamente seco y por lo tanto el clima no debería tener un impacto negativo en el cronograma de construcción.

RECOMENDACIONES

- 1) Para promover la inversión en centrales hidroeléctricas es necesario contar con un inventario actualizado de manera periódica a fin de poder explotar el potencial hidroeléctrico existente. Para lo cual es necesario priorizar la recolección de información estadística, siendo una actividad que el Estado debe promover a nivel nacional.
- 2) La carencia de registros actualizados es una barrera para el acceso de los proyectos al financiamiento por organismos financieros, pues uno de los requisitos es contar con registros de al menos 35 años de buena calidad y en forma continua. Por ello, la obtención de esta información debe estar en las políticas de desarrollo del Estado.
- 3) Con respecto al medio ambiente, el proyecto no debería tener un impacto negativo, más bien debería beneficiar socialmente a una región que se encuentra económicamente deprimida.
- 4) Una participación más directa del Estado peruano es necesaria para este tipo de proyectos, podemos ver un ejemplo en el proyecto de la central hidroeléctrica de Inambari, de 1,500 MW, en la región selvática de Madre de Dios. Este proyecto supone una inversión de 2,000 millones de dólares por parte de la empresa estatal eléctrica de Brasil, Electrobras.

BIBLIOGRAFÍA

- Estudio Preliminar de vasos almacenamiento para el afianzamiento hídrico en horas punta y en épocas de estiaje de la Central Hidroeléctrica de Tablachaca, distrito de Santa Rosa, provincia de Pallasca, departamento de Ancash. Ingenieros Ejecutores S.A (IESA), septiembre 1,997.
- Estudio preliminar de la Central Hidroeléctrica de Tablachaca, distrito de Santa Rosa, provincia de Pallasca, departamento de Ancash. Ingenieros Ejecutores S.A. (IESA) mayo 1,998.
- Estudio preliminar de la Central Hidroeléctrica de Tablachaca, distrito de Santa Rosa, provincia de Pallasca, departamento de Ancash, noviembre 1,998.
- Centrales Hidroeléctricas: Gaudencio Zoppetti Júdez – Editorial Gustavo Gili, España 1980.
- Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en Centrales Hidroeléctricas. OSINERGMIN-Oficina de estudios Económicos- Alfredo Dammert, Raúl García y Raúl Pérez Reyes.
- Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014. OSINERGMIN-Oficina de estudios Económicos- Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio y Arturo Vásquez Cordano.
- Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN del periodo 2011-2020.COES-SINAC, junio del 2009.
- Estadística de operaciones 2008 COES-SINAC

- Estudio de diseño conceptual Proyecto Hidroeléctrica del río Tablachaca (REF. N° VA203-00011/1-1) de Knight Piésold Consulting para Ingenieros Ejecutores S.A. (IESA).