

Justificativa Tipo de Cambio

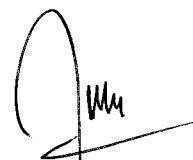
Asunción, 25 de julio de 2024.-

Señor
Abog. Juan Agustín María Encina Pérez, Director
Dirección Nacional de Contrataciones Públicas
Asunción, Paraguay

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted con relación al llamado a la **Licitación Pública Nacional ANDE – BID N° 1844/2024 para “Diseño de Detalle y Construcción de las Obras preliminares para la Ejecución de las Intervenciones en el Complejo Acaray – Yguazú” – ID: 443623**, a fin de informar que la tasa de cambio, fueron previstas con los siguientes tipos de cambios: AÑO 2024: 7500 GS/USD, AÑO 2025: 7475 GS/USD y AÑO 2026: 7550 GS/USD, los cuales totalizan el costo estimado del llamado. Se adjunta Planilla de Cotizaciones al martes 30/04/2024 y el Dictamen de Viabilidad N° 211 de la Dirección del Sistema de Inversión Pública (DSIP).

Hacemos propicia la ocasión para saludarle muy atentamente.



Lic. Jaime Miño
División de Licitaciones y Contratos
DCR/LC



PLANILLA DE COTIZACIONES AL MARTES 30 DE ABRIL DEL 2024

MONEDA	ME/USD.	₡ / ME
DÓLAR ESTADOUNIDENSE	1,0000	7.500,25
YEN JAPONÉS	157,5500	47,61
LIBRA ESTERLINA *	1,2507	9.380,56
FRANCO SUIZO	0,9177	8.172,88
CORONA SUECA	10,9912	682,39
CORONA DANESA	6,9826	1.074,13
CORONA NORUEGA	11,0866	676,51
REAL BRASILEÑO	5,1773	1.448,68
PESO ARGENTINO	876,5645	8,56
DÓLAR CANADIENSE	1,3753	5.453,54
RAND SUDAFRICANO	18,8083	398,77
DERECHOS ESPECIALES DE GIRO (FMI)	1,3179	9.884,58
ONZA DE ORO *	2.296,2000	17.222.074,05
PESO CHILENO	956,0000	7,85
EURO *	1,0680	8.010,27
PESO URUGUAYO	38,2950	195,85
DÓLAR AUSTRALIANO *	0,6485	4.863,91
YUAN RENMINBI DE CHINA	7,2406	1.035,86
DÓLAR DE SINGAPUR	1,3639	5.499,12
BOLIVIANO	6,8600	1.093,33
SOL PERUANO	3,7528	1.998,57
DÓLAR NEOZELANDÉS	0,5908	4.431,15
PESO MEXICANO	17,0831	439,05
PESO COLOMBIANO	3.903,7500	1,92
DÓLAR TAIWANÉS	32,5430	230,47
DIRHAM DE LOS EMIRATOS ÁRABES	3,6728	2.042,11
UNIDOS		

(*) USD x GBP, DEG, EUR, XAU, AUD.

(**) Moneda Extranjera (ME) | Dólar Americano (USD) | Guaraní (₡)



Subsecretaría de Estado de Economía
Dirección del Sistema de Inversión Pública (DSIP)
DICTAMEN DE VIABILIDAD N° 211
ESTADO: VIABLE

El presente Dictamen fue elaborado en base a los siguientes antecedentes que rigen los proyectos de Inversión Pública:

- i) Ley N° 6.026/2018 Presupuesto General de la Nación.
- ii) Ley N° 4.394/2011 que modifica la Ley N° 109/91 que aprueba la creación de la DSIP, dependiente de la SSEE.
- iii) Ley N° 1.535/1999 de Administración Financiera del Estado.
- iv) El Decreto N° 8.312/2012 que aprueba los procesos y roles interinstitucionales del Sistema de Inversión Pública entre la Secretaría Técnica de Planificación y el Ministerio de Hacienda.
- v) El Decreto N° 3.944/2015 por el cual se modifica y amplía el Decreto N° 8.312/12, y se establecen los procesos y roles interinstitucionales del Sistema de Inversión Pública.
- vi) El Decreto N° 6.495/2016 por el cual se complementa y ajusta el Marco Regulatorio del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP).
- vii) Nota STP/S.E./N° 41/2018 que otorga dictamen de Admisibilidad Favorable de fecha 28 de setiembre de 2018 (SIME N° 79221/2018).

1. Datos generales:

Nombre del Proyecto:	"Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica de Acaray, en el Departamento de Alto Paraná"
Institución Proponente / Ejecutor:	Administración Nacional de Electricidad
Programa/Eje estratégico cual se vincula:	Plan Nacional de Desarrollo – "Paraguay 2030" en su Eje estratégico 2: Crecimiento económico inclusivo. Estrategia 2.2: Competitividad e Innovación.
Objetivo General:	Rehabilitar y modernizar la Central Hidroeléctrica de Acaray (CHA) para extender su vida útil, dotándola con equipos, infraestructura y sistemas de gestión eficientes, a fin de incrementar la confiabilidad y asegurar la generación hidráulica.
Objetivos Específicos:	<ul style="list-style-type: none">▪ Rehabilitación y Modernización.▪ Mejoramiento de las Obras Civiles.▪ Implementación de mejoras en seguridad de presas.▪ Construcción de la infraestructura para ejecución de intervenciones.▪ Rehabilitación de los Edificios Centrales ACARAY I y II, Administración y Mando.▪ Rehabilitación de la red hidrometeorológica de la Cuenca del Río Acaray.▪ Gestión ambiental y seguridad industrial del Complejo Acaray – Yguazú.▪ Mejoramiento de los Equipos Electromecánicos.▪ Montaje y Puesta en marcha de dos (2) turbinas Francis para Acaray I.





	<ul style="list-style-type: none">▪ Montaje y puesta en marcha de dos (2) generadores para Acaray I.▪ Montaje y puesta en marcha de dos (2) bancos de transformadores monofásicos de 25MVA más una reserva.▪ Renovación del equipamiento hidromecánico de la Presa, Central Acaray y la Presa Yguazú.▪ Renovación de las grúas centrales de Acaray I y Acaray II y Presas Acaray e Yguazú.▪ Sustitución de los sistemas eléctricos media y baja tensión presas Acaray e Yguazú y Centrales Acaray I y II.▪ Mejora en la Estación Acaray 220kV, montaje y puesta en marcha de nuevos equipos de maniobra y medición para la Estación Acaray.▪ Implementación de un sistema integral digital de automatización, gestión de datos, vigilancia y registro de eventos para la Central Acaray.▪ Apoyo a la Gestión y Protección de Predios.▪ Protección de predios y accesos turísticos.▪ Implementación de un sistema de gestión de operación y mantenimiento.
Monto Total:	USD. 145.200.000
Duración del proyecto:	6 Años

2. Descripción del Proyecto

Actualmente, la CH-Acaray abastece el 6,1% de la Energía Total del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay. El complejo hidroeléctrico de Acaray está conformado por:

- a. Casa de Máquinas Acaray I, la que comprende las unidades generadoras 1 y 2.
- b. Casa de Máquinas Acaray II, la que comprende las unidades generadoras 3 y 4.
- c. Edificio de control, con la sala de control, sala de cables, oficinas, biblioteca técnica, talleres, sala de reunión, etc.
- d. Sistema subterráneo de aducción de agua con chimeneas de alivio de presión y tubería forzada.
- e. Presas de Acaray e Yguazú.

Las dos centrales y sus equipos en general tienen más de 50 años desde su fabricación y puesta en marcha, y aunque hay equipos que han sido renovados y reemplazados, la condición de los equipos y sistemas refleja la antigüedad. Las unidades 1 y 2 no han tenido un mantenimiento mayor en más de 25 años y la inspección detallada realizada indica que estos equipos están llegando al final de su vida útil y deben ser completamente reconstruidos con posibles ganancias de eficiencia y potencia. Esto incluye reconfigurando las turbinas y reemplazando los generadores (estator y rotor) por completo.



La capacidad de los generadores de las unidades 3 y 4 limitan la potencia de las turbinas. Esto conlleva a que la operación de las turbinas se encuentre fuera de las zonas óptimas de diseño. Adicionalmente el diseño de los perfiles y el método de fabricación de los rodets han generado la formación de fisuras en los álabes al igual que zonas de cavitación con pérdida de material desde el inicio de la operación de estos componentes.

ANDE ha reactivado el contrato de reemplazo de los generadores considerando un incremento de potencia, firmado con la empresa IMPSA. Considerando las condiciones actuales de los rodets, con considerables aportes de soldadura para reparación de cavitación y grietas en los álabes, es probable que se deban intervenir las turbinas nuevamente con el fin de mejorar el diseño y su fiabilidad. Adicionalmente, se debe considerar el reemplazo y rehabilitación de los componentes principales de las turbinas, los cuales están instalados desde la puesta en operación de las unidades.

Los transformadores principales de grupo 1 y 2 de Acaray I están casi al fin de su vida útil y deben ser reemplazados como parte de cualquier trabajo de repotenciamiento o rehabilitación. Se debe reemplazar el sistema de aspersión de agua de los transformadores de Acaray I, y se recomienda la complementación del sistema Sergi en Acaray II con un sistema de aspersión de agua. Similarmente la subestación elevadora de 13.8/220 kV tiene equipos que no van a cumplir con los niveles de cortocircuito esperado en 2023 y que se debe reemplazar. La malla de tierra y sus conexiones a las estructuras presentar fallencias graves que se debe corregir.

En el general, los sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos de ambos Acaray I y II deben ser modernizados o reemplazados para cumplir con los estándares internacionales utilizados hoy en día y que pueden contar con repuestos.

Los equipos hidromecánicos en general están en condiciones aceptables con trabajos localizados para actualizarlos y adecuarlos para otros 30 años.

Las obras civiles en general están en una condición esperable dado su edad y necesitan renovación o reparaciones localizadas para adecuarlas para otros 30 años.

La instrumentación en general tiene que ser completamente reemplazada y se debe implementar un sistema moderno de SCADA y control con historiadores y análisis de tendencias.

Todo los trabajos indicados anteriormente significan tareas de ingeniería y luego la contratación de servicios especializados para el diseño final, fabricación, instalación y puesta en marcha en una forma coordinada y que sean compatibles. Estas tareas llevarán varios años y significan una inversión importante para lograr que la central siga funcionando otros 30 años.

La rehabilitación de la Central Hidroeléctrica de Acaray consiste en realizar inversiones que incluirá el reemplazo de sistemas de control antiguos (mecánicos, o electromecánicos), por sistemas de control electrónicos y tele-controlados modernos y eficientes para retornarla a sus condiciones de funcionamiento eficientes, puesto que debido al deterioro de los equipos, los costos de operación y mantenimiento o los tiempos de parada se han incrementado sustancialmente, y se ha reducido la capacidad disponible y/o la energía generada.



La rehabilitación puede incrementar en algunos puntos porcentuales la eficiencia de generación de la central (al utilizar diseños computarizados, y equipos electromecánicos y sistemas de control modernos con relación a los inicialmente instalados); y la modernización de la Central Hidroeléctrica de Acaray apunta al cambio de los equipos de control de la central que permitirá un mejor aprovechamiento hidroeléctrico, mejorará la seguridad, reducirá los tiempos de parada y los costos de operación y mantenimiento, asegurando su funcionamiento para el futuro próximo.

La duración del Proyecto se estima en aproximadamente 70,0 meses (6 años aprox.), incluyendo la elaboración de las especificaciones técnicas detalladas, los llamados a licitación, la adjudicación y la firma de los contratos, la entrega de los suministros y equipos, la ejecución de las obras y la puesta en marcha de los equipos.

2.1 Población Objetivo

La población objetivo del proyecto incluye a la totalidad de los habitantes del país (7.052.983 habitantes en el año 2018), considerando que la generación de la CH Acaray suministra energía hidroeléctrica a todo el Sistema de Interconectado Nacional (SIN), atendiendo que la red eléctrica está compuesta por varias áreas clasificadas en generación, transmisión y distribución

La proyección de la cantidad de clientes se elabora según lo previsto para el Escenario de desagregación aprobado del Estudio de Mercado Eléctrico Nacional 2015-2026, aprobado por Resolución P. N° 36.408 de fecha 24 de julio de 2015, Escenario PIB Alto I (con alto crecimiento Industrial) para la cantidad de clientes por distrito (año base 2014). La tasa media de crecimiento durante el período 2018-2026 es de 1,43%.

Dicha proyección incluye a la totalidad de los clientes del país, considerando que la generación de la CH Acaray suministra energía hidroeléctrica a todo el Sistema de Interconectado Nacional (SIN).

Proyección de los Clientes Beneficiados – Año 2018 - 2026

Departamento	Cantidad de Clientes TOTALES								
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Asunción	154.889	155.582	156.290	156.986	157.685	158.380	159.099	159.852	160.416
Concepción	48.417	49.497	50.568	51.629	52.682	53.726	54.760	55.819	56.783
San Pedro	81.650	83.473	85.279	87.069	88.846	90.607	92.352	94.139	95.783
Cordillera	69.946	70.993	72.031	73.061	74.084	75.099	76.104	77.148	78.080
Gueirá	49.687	50.428	51.153	51.872	52.587	53.296	53.999	54.729	55.379
Caaguazú	104.375	105.895	107.401	108.895	110.381	111.855	113.314	114.832	116.182
Caazapa	32.401	32.916	33.426	33.932	34.435	34.934	35.428	35.940	36.399
Itapúa	112.235	114.105	115.958	117.795	119.621	121.432	123.224	125.079	126.750
Misiones	35.163	35.785	36.401	37.012	37.620	38.222	38.818	39.433	39.991
Paraguari	59.826	60.805	61.776	62.740	63.697	64.646	65.585	66.558	67.433
Alto Paraná	143.786	145.618	147.434	149.237	151.029	152.808	154.570	156.413	158.031
Central	429.361	435.571	441.725	447.831	453.901	459.922	465.884	472.088	477.603
Neembucú	28.115	28.762	29.403	30.038	30.669	31.294	31.913	32.546	33.130
Amambay	35.598	36.432	37.258	38.077	38.890	39.696	40.494	41.310	42.063
Canindeyú	44.263	45.624	46.973	48.309	49.634	50.948	52.248	53.570	54.807
Pdte. Hayes	20.265	20.719	21.148	21.574	21.997	22.416	22.831	23.256	23.647
Boquerón	14.481	14.897	15.310	15.718	16.124	16.525	16.923	17.328	17.706
Alto Paraguay	3.104	3.180	3.255	3.329	3.403	3.475	3.548	3.622	3.691
TOTAL SIN	1.467.692	1.490.292	1.512.788	1.535.106	1.557.283	1.579.281	1.601.062	1.623.663	1.643.884
Variación		2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Fuente: Informe de Proyecciones de Clientes y Consumo Período 2015 - 2026 - DP/DTM



3. Beneficios del Proyecto

Los beneficios cuantificables que la sociedad y la ANDE obtendrían con la realización del Proyecto derivan principalmente de:

1. Disminución de la Compra de Potencia de la Itaipú Binacional;
2. Disminución en el Costo de Administración, Operación y Mantenimiento y;
3. Reducción de CO₂. (exclusivamente evaluación económica).

De los beneficios citados anteriormente, el principal representa la Disminución de la Compra de Potencia de la Itaipú Binacional debido a que el despacho de energía de la CH-Acaray se realiza para optimizar (disminuir) los costos de compra de la citada hidroeléctrica para el Paraguay.

A fin de calcular dichos beneficios se parte de una comparación de la generación de energía de la CH Acaray con sus respectivas tasas de fallas en la situación de no realización del Proyecto (donde los generadores 1 y 2 de Acaray I salen fuera de servicio en el 2037 y 2039, respectivamente) versus una situación con Proyecto, es decir realizando el proyecto de rehabilitación y modernización de la CH Acaray.

En el cuadro N° 29 del documento del Proyecto se pueden observar las Tasas de fallas de turbinas y generadores, con y sin proyecto conforme a las curvas de falla suministradas por la Consultora Manitoba Hydro International.

La Potencia media de disminución de compra de energía de la Itaipú en cada caso: Con y Sin Proyecto, se calcula en base a las curvas de falla de los principales componentes de la central, es decir las turbinas y los generadores. En el cuadro N° 30 del documento del Proyecto se muestran las Potencias instaladas y medias de la CH Acaray, con y sin proyecto

Potencias instaladas y medias de la CH Acaray, con y sin proyecto

AÑOS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Potencia media probable (MW) sin proyecto con probabilidad de fallas	101,7	99,1	96,5	94,0	91,5	89,0	86,6	84,2	81,8	79,5	77,2	75,0	72,8	70,6	68,5	66,4	64,3
Potencia instalada sin proyecto (MW)	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0
Potencia media probable (MW) con proyecto con probabilidad de fallas	101,7	99,1	96,5	94,0	91,5	89,0	135,7	191,4	189,8	188,2	186,7	185,1	183,6	182,1	180,5	179,0	177,5
Potencia instalada con proyecto (MW)	214,0	214,0	214,0	214,0	214,0	167,0	177,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0

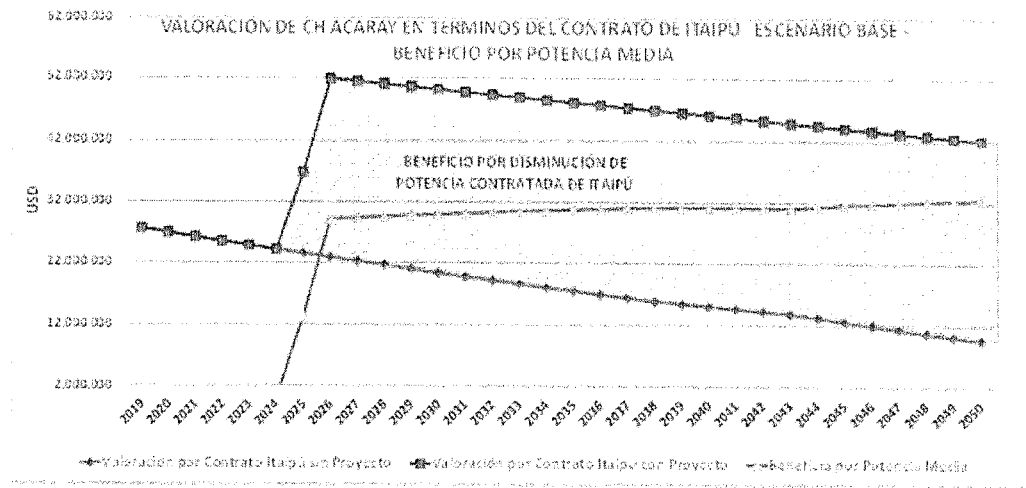
AÑOS	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Potencia media probable (MW) sin proyecto con probabilidad de fallas	62,3	60,3	58,6	56,9	55,4	54,0	52,5	51,1	48,7	46,3	44,0	41,8	39,6	37,5	35,4
Potencia instalada sin proyecto (MW)	214,0	167,0	167,0	167,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Potencia media probable (MW) con proyecto con probabilidad de fallas	176,0	174,5	173,0	171,5	170,0	168,5	167,0	165,5	164,0	162,6	161,1	159,6	158,2	156,7	155,3
Potencia instalada con proyecto (MW)	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0

Fuente: Dirección de Planificación y Estudios – Dpto. de Estudios de Generación



Finalmente la valoración en USD de los beneficios se realiza asumiendo las potencias medias con y sin proyecto, es decir en forma marginal, donde se tienen en cuenta exclusivamente las diferencias de producción de energía de la CH Acaray o energía adicional que se obtendrá con la realización del Proyecto, conforme se pueden observar en las siguientes figuras:

Valoración del Beneficio en el Caso Base (Figura 14 documento del Proyecto)



Fuente: Dirección de Planificación y Estudios – Dpto. de Estudios de Generación

En el siguiente cuadro se observa los beneficios esperados del Escenario Base.

Escenario BASE - Beneficio por Potencia Media

ESCENARIO BASE (Beneficio por Potencia Media)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Valoración por Contrato Itaipú sin Proyecto	27.571.408	26.864.915	26.168.180	25.481.203	24.803.983	24.136.521	23.478.816	22.830.869	22.192.679	21.564.247	
Tarifa equivalente sin proyecto US\$/MWh	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	
Valoración por Contrato Itaipú con Proyecto	27.571.408	26.864.915	26.168.180	25.481.203	24.803.983	24.136.521	36.788.313	51.898.868	51.475.047	51.052.640	
Tarifa equivalente con proyecto US\$/MWh	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	37,53	52,95	52,51	52,08	
Beneficio por Potencia Media (JV)							13.309.497	29.067.999	29.282.368	29.488.393	
ESCENARIO BASE (Beneficio por Potencia Media)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Valoración por Contrato Itaipú sin Proyecto	20.945.572	20.336.655	19.737.496	19.148.094	18.568.449	17.998.562	17.438.433	16.888.061	16.347.447	15.881.030	15.420.895
Tarifa equivalente sin proyecto US\$/MWh	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96
Valoración por Contrato Itaipú con Proyecto	50.631.645	50.212.064	49.793.896	49.377.141	48.961.799	48.547.871	48.135.356	47.724.253	47.314.565	46.906.289	46.499.426
Tarifa equivalente con proyecto US\$/MWh	51,65	51,23	50,80	50,37	49,95	49,53	49,11	48,69	48,27	47,85	47,44
Beneficio por Potencia Media (JV)	29.686.073	29.875.409	30.056.400	30.229.047	30.393.350	30.549.309	30.698.923	30.836.193	30.967.118	31.025.258	31.078.532
ESCENARIO BASE (Beneficio por Potencia Media)	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Valoración por Contrato Itaipú sin Proyecto	15.024.980	14.632.040	14.242.076	13.855.088	13.469.565	13.085.912	12.703.628	12.322.213	10.736.168	10.159.993	9.599.686
Tarifa equivalente sin proyecto US\$/MWh	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96	30,96
Valoración por Contrato Itaipú con Proyecto	46.093.977	45.689.941	45.287.318	44.886.108	44.486.312	44.087.928	43.690.958	43.295.401	42.901.258	42.508.527	42.117.210
Tarifa equivalente con proyecto US\$/MWh	47,03	46,61	46,20	45,79	45,38	44,98	44,57	44,17	43,77	43,37	42,97
Beneficio por Potencia Media (JV)	31.068.997	31.057.901	31.045.242	31.031.020	31.016.747	31.002.017	31.754.831	31.967.188	32.165.090	32.348.535	32.517.523

Fuente: Dirección de Planificación y Estudios – Dpto. de Estudios de Generación



4. Costos del Proyecto

Ejecución Financiera CONTRAPARTIDA LOCAL (Impuestos) a Valores de Mercado en USD							
INVERSIONES PREVISTAS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL CONTRAPAR TIDA LOCAL
COMPONENTE 1: REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA CH ACARAY							
SUBCOMPONENTE 1.1. INGENIERIA Y SUPERVISIÓN TÉCNICA	4.479	134.602	273.401	516.039	450.116	562.563	1.941.200
SUBCOMPONENTE 1.2. OBRAS CIVILES	4.252	127.779	259.542	489.881	427.299	534.047	1.842.800
SUBCOMPONENTE 1.3. EQUIPAMIENTO ELECTROMECANICO	30.105	904.762	1.837.732	3.468.679	3.025.560	3.781.402	13.048.240
COMPONENTE 2: APOYO A LA GESTION Y PROTECCIÓN DE PREDIOS	2.440	73.317	148.920	281.083	245.175	306.425	1.057.360
ADMINISTRACIÓN, AUDITORÍA EXTERNA	353	10.598	21.526	40.630	35.440	44.293	152.840
CONTINGENCIAS E IMPREVISTOS	4.979	149.627	303.919	573.640	500.358	625.357	2.157.880
Total General (USD)	46.606	1.400.686	2.845.040	5.369.953	4.683.948	5.854.087	20.200.320

Ejecución Financiera FINANCIAMIENTO BID - PR - L1156 - USD							
INVERSIONES PREVISTAS	2020	2021	2022	2023	2024	2025	FINANCIAMI ENTO BID
COMPONENTE 1: REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA CH ACARAY							
SUBCOMPONENTE 1.1. INGENIERIA Y SUPERVISIÓN TÉCNICA	26.533	797.407	1.619.675	3.057.103	2.666.562	3.332.719	11.500.000
SUBCOMPONENTE 1.2. OBRAS CIVILES	33.454	1.005.427	2.042.200	3.854.608	3.362.187	4.202.125	14.500.000
SUBCOMPONENTE 1.3. EQUIPAMIENTO ELECTROMECANICO	178.347	5.359.965	10.887.036	20.549.047	17.923.934	22.401.671	77.300.000
COMPONENTE 2: APOYO A LA GESTION Y PROTECCIÓN DE PREDIOS	16.381	492.312	998.974	1.887.429	1.646.312	2.057.592	7.100.000
ADMINISTRACIÓN, AUDITORÍA EXTERNA	3.526	105.979	215.262	406.302	354.398	442.933	1.526.400
CONTINGENCIAS E IMPREVISTOS	30.159	906.382	1.841.022	3.474.889	3.030.977	3.788.172	13.071.600
Total General (USD)	288.400	8.667.473	17.605.168	33.229.378	28.984.369	36.225.212	125.000.000

5. Evaluación Económica

EXPRESADO EN USD - SETIEMBRE - 2018									
AÑOS	COSTOS		BENEFICIOS				TOTAL BENEFICIOS	FLUJO NETO	FLUJO ACTUALIZADO
	INVERSIONES (*)	TOTAL COSTOS	DISMINUCIÓN DE LA COMPRA DE ENERGIA ITAIPU	DIFERENCIAL AOSM	REDUCCIÓN DE CO ₂	VALOR RESIDUAL			
1	2a1	3	4	5	6	7=3+4+5+6	8=7-2	9	
2019	-	-	-	-	-	-	0	0	
2020	292.374	292.374	-	-	-	-	(292.374)	(292.374)	
2021	8.786.912	8.786.912	-	-	-	-	(8.786.912)	(7.395.768)	
2022	17.847.769	17.847.769	-	-	-	-	(17.847.769)	(13.781.753)	
2023	33.687.283	33.687.283	-	-	-	-	(33.687.283)	(23.864.921)	
2024	29.383.777	29.383.777	-	-	-	-	(29.383.777)	(19.037.439)	
2025	36.724.399	36.724.399	13.309.497	888.000	4.020.369	-	18.217.866	(18.506.533)	
2026	-	-	29.067.999	861.000	4.399.712	-	34.328.711	34.328.711	
2027	-	-	29.282.368	834.000	4.773.342	-	34.889.710	34.889.710	
2028	-	-	29.488.393	807.000	5.141.260	-	35.438.653	35.438.653	
2029	-	-	29.686.073	780.000	5.503.466	-	35.969.538	35.969.538	
2030	-	-	29.875.409	754.000	5.859.958	-	36.489.367	36.489.367	
2031	-	-	30.056.400	728.000	6.210.738	-	36.995.138	36.995.138	
2032	-	-	30.229.047	709.000	6.555.806	-	37.493.853	37.493.853	
2033	-	-	30.393.350	691.000	6.895.161	-	37.979.511	37.979.511	
2034	-	-	30.549.309	687.000	7.228.803	-	38.465.112	38.465.112	
2035	-	-	30.696.923	662.000	7.556.733	-	38.915.656	38.915.656	
2036	-	-	30.836.193	638.000	7.878.950	-	39.353.143	39.353.143	
2037	-	-	30.967.118	618.000	8.195.455	-	39.780.573	39.780.573	
2038	-	-	31.025.258	594.000	8.468.520	-	40.087.778	40.087.778	
2039	-	-	31.078.532	572.000	8.737.908	-	40.388.439	40.388.439	
2040	-	-	31.068.997	565.000	8.969.697	-	40.603.695	40.603.695	
2041	-	-	31.057.901	548.000	9.199.745	-	40.805.646	40.805.646	
2042	-	-	31.045.242	535.000	9.428.051	-	41.008.293	41.008.293	
2043	-	-	31.031.020	514.000	9.654.615	-	41.199.635	41.199.635	
2044	-	-	31.286.747	494.000	10.038.393	-	41.819.140	41.819.140	
2045	-	-	31.528.017	468.948	10.412.880	-	42.409.845	42.409.845	
2046	-	-	31.754.831	468.948	10.778.077	-	43.001.855	43.001.855	
2047	-	-	31.967.188	432.851	11.133.983	-	43.534.021	43.534.021	
2048	-	-	32.165.090	413.557	11.480.597	-	44.059.244	44.059.244	
2049	-	-	32.348.535	394.264	11.817.921	-	44.560.720	44.560.720	
2050	-	-	32.517.523	374.971	12.145.955	42.008.022	87.046.471	87.046.471	
TOTALES	126.722.515	126.722.515	784.312.958	16.032.538	212.486.094	42.008.022	1.054.839.612	928.117.097	
VANs	86.305.673	86.305.673	185.481.389	5.412.192	43.588.486	2.904.764	236.529.972	150.224.299	

(*) A Costos Sociales, incluye imprevistos

Tasa de Descuento: 9,0%

Escenario: ESCENARIO BASE(Beneficio por Potencia Media)

Tasa Interna de Retorno social - TIR	22,80%
Valor Actual Neto Social - VANs (USD)	150.224.299
Período de Recuperación de Inversión - PRI	5° año Operac.
Relación de Beneficio/Costo - B/C	2,74
Valor Actual de Costos - VAC (USD)	301.110.208
Costo Anual Equivalente - CAE (USD)	30.654.901



De acuerdo a los cálculos obtenidos, la tasa de retorno de la inversión es de 22,80% con un beneficio real de más de 150 millones de USD y la inversión se recuperará a partir del quinto año de operación. Este beneficio de la inversión se da principalmente gracias a la disminución de la compra de energía de Itaipu.

Por último, la relación costo-beneficio es 2.74, con lo cual podemos afirmar que el proyecto seguirá siendo rentable en los próximos 12 años. A modo de interpretación de los resultados, podemos decir que por cada dólar que será invertido, se obtendrá 1.74 dólares de beneficio.



6. Marco Lógico

RESUMEN NARRATIVO DEL OBJETIVO		INDICADORES	METAS						MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS	
			1	2	3	4	5	6	PRESUPUESTO		
FIN										Prioridades del	
Contribuir a la modernización del sector eléctrico de Paraguay para favorecer el crecimiento económico inclusivo, a través de la competitividad e innovación (Eje estratégico N° 2 del PND).										Gobierno se	
PROPÓSITO										mantienen	
Rehabilitar y modernizar la Central Hidroeléctrica de Acaray (CHA) para extender su vida útil, dotándola con equipos, infraestructura y sistemas de gestión eficientes, para incrementar la confiabilidad y asegurar la generación hidráulica.										constantes.	
COMPONENTES											
			UM	Año Base	Línea de Base	Resul. Final	Fecha estimada de verificación del resultado final				
1. REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA CH ACARAY		Potencia disponible para la generación de energía eléctrica (ACY I y II)	MW	2019	214	234	31/12/2025			Aceptación de	
		Energía eléctrica anual generada (ACY I y II)	GWh	2019	946,0	980,2	31/12/2026			Proyecto por parte	
		Disponibilidad de las unidades generadoras (ACY I y II)	%	2019	47,5	81,8	31/12/2026			de la Comunidad.	
2. APOYO A LA GESTIÓN Y PROTECCIÓN DE PREDIOS											
ACTIVIDADES		METAS	1	2	3	4	5	6	PRESUPUESTO		
REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LA CH ACARAY										120.152.240	Procesos
1.1	Ingeniería y Supervisión del Proyecto								13.441.200	Licitatorios sin	
1.1.1	Proyecto Ejecutivo Integral de la Rehabilitación del Complejo desarrollado	% de avance	20%	87%	100%	-	-	-	876.500	contratiempos.	
1.1.2	Proyecto Ejecutivo de Ingeniería Básica, Obras Civiles, Medio Ambiente y Seguridad Industrial desarrollado	% de avance	0%	76%	100%	-	-	-	2.279.160		
1.1.3	Proyecto Ejecutivo de Ingeniería Básica Instalaciones Electromecánicas desarrollado	% de avance	0%	96%	100%	-	-	-	6.895.920		
1.1.4	Supervisión Técnica de Proyecto contratada	% de avance	0%	8%	31%	55%	78%	100%	3.389.520	Certificado de recepción de obra.	
1.2	Obras Civiles								16.342.800	Recursos	
1.2.1	Mejoras en Seguridad de Presas implementadas	% de avance	0%	0%	0%	33%	63%	100%	3.506.400	Financieros	
1.2.2	Infraestructura para Ejecución de Intervenciones construida	% de avance	0%	0%	0%	33%	63%	100%	3.333.600	Informe de Avance de obra.	
1.2.3	Edificios Centrales ACARAY I y II, Administración y Mando rehabilitados	% de avance	0%	0%	0%	33%	63%	100%	5.556.000	Informes gerenciales.	
1.2.4	Red Hidrometeorológica Cuenca Río Acaray rehabilitación y ampliada	% de avance	0%	0%	0%	33%	63%	100%	1.168.800	Ejecución de	
1.2.5	Gestión Ambiental y Seguridad Industrial Complejo Acaray - Yguazú (Incluye PADE) desarrollado	% de avance	0%	0%	0%	33%	63%	100%	2.778.000	Contratos según	
1.3	Equipamiento Electromecánico								90.348.240	Informe de Evaluaciones Intermedia y Final.	
1.3.1	(2) Turbinas Francis para Acaray I adquiridas, instaladas y en funcionamiento	% de avance	0%	0%	19%	53%	81%	100%	18.700.800	cronograma pactado	
1.3.2	(2) Generadores para Acaray I adquiridos, instalados y en funcionamiento	% de avance	0%	0%	16%	54%	86%	100%	21.622.800	Informe de Auditoría Externa.	
1.3.3	(2) Bancos de Transformadores Monofásicos de 25MVA mas una reserva adquiridas, instaladas y en funcionamiento	% de avance	0%	0%	12%	40%	72%	100%	5.844.000	Reseñas Fotografías.	
1.3.4	Equipamiento Hidromecánico de la Presa y Central Acaray y la Presa Yguazú renovada	% de avance	0%	0%	28%	63%	83%	100%	8.415.360	instalada en	
1.3.5	Grúas para las Centrales Acaray I y Acaray II y Presas Acaray e Yguazú renovadas	% de avance	0%	0%	43%	71%	100%	-	4.090.800	tiempo y forma	
1.3.6	Sistemas Eléctricos Media y Baja Tensión para las Presas Acaray e Yguazú y Centrales Acaray I y II reemplazadas	% de avance	0%	0%	14%	49%	80%	100%	8.298.480		
1.3.7	Nuevos Equipos de Maniobra y Medición para la Estación Acaray 220KV adquiridos, instalados y en funcionamiento	% de avance	0%	0%	20%	47%	70%	100%	17.532.000	Suministro de	
1.3.8	(1) Sistema Integral digital de Automatización, Gestión de Datos, Vigilancia y Registro de eventos para la Central Acaray desarrollado, instalado y en funcionamiento.	% de avance	0%	0%	10%	40%	70%	100%	5.844.000	equipamientos, sistemas y	
2. APOYO A LA GESTIÓN Y PROTECCIÓN DE PREDIOS										8.157.600	materiales
2.1	Protección de Predios y accesos turísticos construidos	% de avance	0%	18%	31%	62%	84%	100%	2.722.440	necesarios en	
2.2	Sistema de Gestión de Operación y Mantenimiento desarrollado y en funcionamiento	% de avance	0%	0%	20%	50%	80%	100%	3.506.400	tiempo y forma,	
2.3	Estudios y Capacitación permanente del personal desarrollados	% de avance	0%	0%	20%	50%	80%	100%	1.168.800	para la	
2.4	Panel de Consultores Externos para apoyo de ANDE contratados	% de avance	0%	9%	35%	61%	87%	100%	759.720	implementación	
3. ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DEL PROYECTO										1.340.240	
4. EVALUACIONES Y AUDITORÍAS INTERNAS										341.000	
4.1	Evaluaciones Intermedias y Final Realizadas	% Ejecución	0%	0%	23%	50%	50%	100%	121.000	del proyecto.	
4.2	Auditoría Administrativa Externa y Apoyo a la UEP Realizados	% Ejecución	0%	20%	40%	60%	80%	100%	220.000		
5. CONTINGENCIAS E IMPREVISTOS										15.229.480	
Total General									145.200.320		



7. Recomendaciones y Conclusiones

El documento del proyecto presentado cumple con la metodología SNIP de capital fijo y, de acuerdo a los análisis económicos y financieros realizados, tiene un retorno de la inversión y beneficios considerables.

Por otro lado, las ventajas de las centrales hidroeléctricas son evidentes:

- a. No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita.
- b. Es limpia, pues no contamina ni el aire ni el agua.
- c. A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo.
- d. Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable.
- e. La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia siendo sus costes de mantenimiento, por lo general, reducidos.

En ese sentido, se sugiere realizar un plan de mantenimiento futuro para conocer el estado y la evolución de los equipos principales de la central, obteniendo la máxima información de cómo el funcionamiento afecta a la vida de la turbina, del generador y del transformador, con el objetivo de detectar cualquier anomalía antes de que origine un grave daño y una parada no programada y sobre todo, asegure la sostenibilidad del funcionamiento de la central hidroeléctrica.

Por último, como se menciona en el documento del proyecto, estas intervenciones asegurarán la obtención de energía eléctrica a través de la energía hidráulica hasta el año 2030, por lo que se recomienda que la ANDE inicie los estudios o análisis sobre qué se va a hacer a partir del año 2030.

Hechas las recomendaciones mencionadas, se considera **VIABLE** el proyecto.

Asunción, 10 de octubre de 2018


VIVIANA GONZÁLEZ LUCERO
ANALISTA DE PROYECTOS


JORGE A. VILLAGRA S.
JEFE DPTO. ANÁLISIS DE LA INV. PÚBLICA