

FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO EN PRESAS YA CONSTRUIDAS

ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DEL EQUIPO ELECTROMECAÍNICO

JULIO DE 2016

Atendiendo a la solicitud realizada por la Dirección Nacional de Energía (DNE-MIEM), a continuación se presenta un complemento al análisis del retorno de la inversión desarrollado en el marco de la *Actividad 3* del convenio “Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas” (2012-2014) entre el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la DNE-MIEM y la Fundación Julio Ricaldoni (FJR-FING-UdelaR).

En particular, se presenta un análisis de sensibilidad al precio de venta de la energía generada, actualizando el costo del equipo electromecánico de 1.750 a 4.000 USD/kW instalado (valor sugerido por la DNE-MIEM), para los siguientes escenarios: (1) considerando una indexación en los pagos según la proyección del Índice de Precios al Productor (PPI-EEUU) de 2.5% para un período de amortización de 20 años, (2) sin contemplar la indexación en los pagos para un período de amortización de 10 años (asumiendo que el contrato de venta de energía a UTE se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración).

En ambos escenarios, para el cálculo de la disponibilidad energética media se consideró que se riega en forma continua, con caudal constante, durante toda la temporada de riego de 4 meses de duración (escenario de operación de "Riego continuo").

(1) CON INDEXACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA, AMORTIZACIÓN A 20 AÑOS

Se actualizó el costo del equipo electromecánico de 1.750 a 4.000 USD/kW instalado y se rehizo el análisis de sensibilidad al precio de venta de la energía generada bajo el escenario de riego continuo, para un período de amortización de 20 años, contemplando la indexación en los pagos según la proyección del PPI de 2.5%.

Cabe destacar que al modificar el costo de inversión, también varía el costo de operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica, ya que este fue estimado como el 4% del costo del equipo electromecánico.

En la Figura 1 se presenta, para cada embalse registrado seleccionado, el costo de inversión (actualizado) desglosado en sus dos rubros principales: i) el costo del tendido eléctrico, que depende de las características y extensión de la línea requerida y, ii) el costo del equipo electromecánico, que depende de la potencia a instalar.

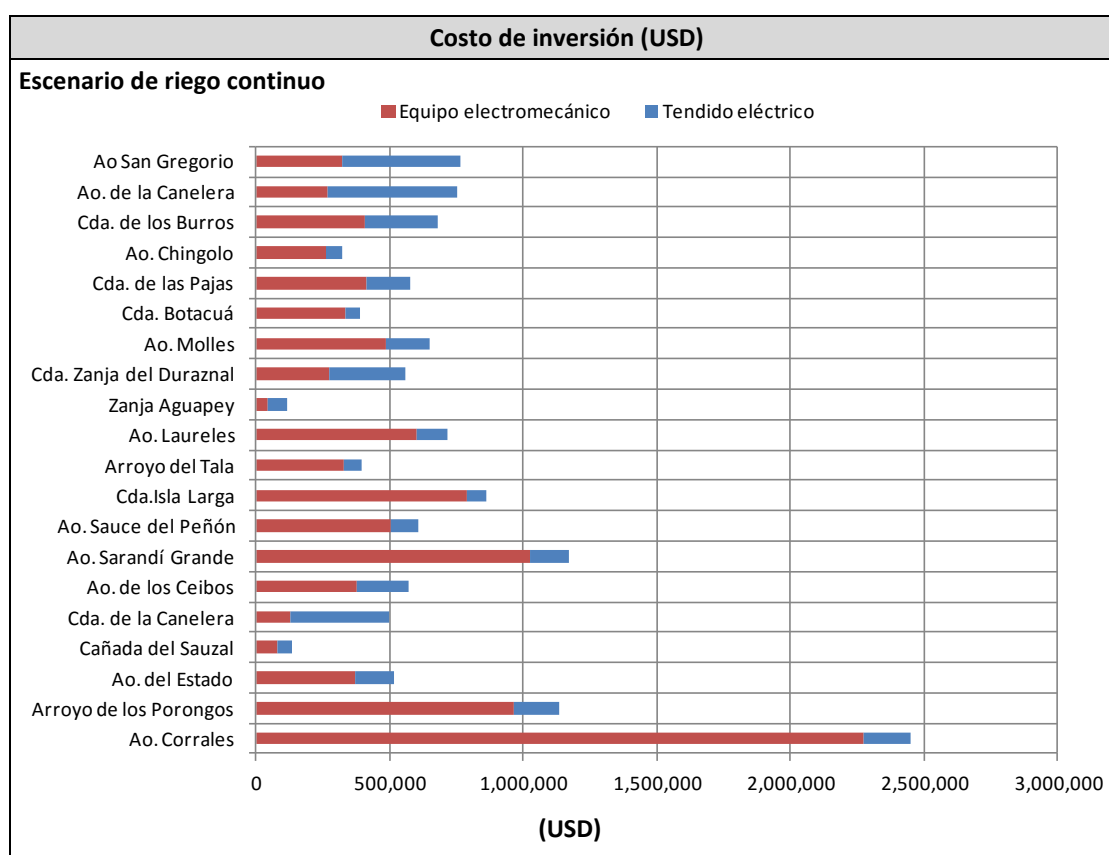


Figura 1: Costo de inversión para cada embalse registrado seleccionado bajo el escenario de riego continuo (Equivalente a la Figura 5-4 del informe de noviembre de 2013)

En la Tabla 1 se presenta el precio que debería pagarse la energía generada para obtener una Tasa Interna de Retorno (TIR) de entre 8% y 20% a 20 años.

Tabla 1: Precio de la energía según TIR a 20 años para el escenario de riego continuo, con indexación del 100% de los pagos al PPI (equivalente a la Tabla 3 del complemento de enero de 2014)

Precio de la energía (USD/MWh)					
Curso a utilizar	TIR = 8%	TIR = 10%	TIR = 12%	TIR = 14%	TIR = 16%
Ao. Corrales	178	200	222	246	271
Arroyo de los Porongos	158	178	199	220	243
Ao. del Estado	132	149	167	186	206
Cañada del Sauzal	134	151	171	191	212
Cda. de la Canelera	275	318	363	410	460
Ao. de los Ceibos	157	178	200	223	248
Ao. Sarandí Grande	257	288	321	356	393
Ao. Sauce del Peñón	169	190	212	235	260
Cda. Isla Larga	259	290	323	358	394
Arroyo del Tala	158	178	198	220	243
Ao. Laureles	264	296	330	367	405
Zanja Aguapey	189	216	245	276	308
Cda. Zanja del Duraznal	259	295	334	375	417
Ao. Molles	222	250	280	311	344
Cda. Botacué	172	193	216	240	264
Cda. de las Pajas	231	261	292	326	361
Ao. Chingolo	168	189	211	235	259
Cda. de los Burros	304	345	389	435	483
Ao. de la Canelera	357	409	465	524	586
Ao San Gregorio	343	392	444	500	558

(2) SIN INDEXACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA, AMORTIZACIÓN A 10 AÑOS

De manera de contemplar los casos en los que el contrato de venta de energía a UTE se enmarque dentro del Decreto de Microgeneración, se realizó un análisis de sensibilidad al precio de venta de la energía generada para un período de amortización de 10 años, actualizando el costo del equipo electromecánico a 4.000 USD/kW instalado y sin contemplar la indexación en los pagos (todos los flujos futuros de caja se tomaron a dólares corrientes).

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 2: Precio de la energía según TIR a 10 años para el escenario de riego continuo, sin indexación en los pagos

Precio de la energía (USD/MWh)					
Curso a utilizar	TIR = 8%	TIR = 10%	TIR = 12%	TIR = 14%	TIR = 16%
Ao. Corrales	275	295	316	338	360
Arroyo de los Porongos	246	265	284	304	324
Ao. del Estado	208	225	241	258	276
Cañada del Sauzal	215	232	250	268	287
Cda. de la Canelera	467	507	549	592	636
Ao. de los Ceibos	251	271	291	312	334
Ao. Sarandí Grande	398	428	459	491	523
Ao. Sauce del Peñón	263	283	304	325	347
Cda. Isla Larga	399	429	459	491	524
Arroyo del Tala	246	265	284	304	324
Ao. Laureles	410	441	473	506	540
Zanja Aguapey	313	339	366	394	423
Cda. Zanja del Duraznal	423	457	493	530	568
Ao. Molles	349	376	404	432	462
Cda. Botacué	268	288	309	330	352
Cda. de las Pajas	366	394	423	453	485
Ao. Chingolo	262	282	303	324	346
Cda. de los Burros	490	528	569	610	654
Ao. de la Canelera	595	645	697	750	805
Ao San Gregorio	566	612	661	711	763

(3) ANEXO

En la Tabla 3 se presenta un resumen con los valores de potencia nominal, energía media anual generada, costo de inversión y costo de operación y mantenimiento, para cada uno de los embalses registrados seleccionados, que fueron empleados para el análisis del retorno de la inversión presentado anteriormente.

Tabla 3: Resumen - Escenario de riego continuo

Nº	Curso a utilizar	Potencia (kW)	Energía media anual (MWh)	Costo de inversión (USD)	Costos O&M (USD)
1	Ao. Corrales	569	1659	2.450.000	91.000
2	Arroyo de los Porongos	242	844	1.135.000	38.700
3	Ao. del Estado	93	441	516.000	15.000
4	Cañada del Sauzal	20	108	135.000	3.200
5	Cda. de la Canelera	32	170	500.000	5.100
6	Ao. de los Ceibos	94	400	575.000	15.000
7	Ao. Sarandí Grande	256	541	1.170.000	41.000
8	Ao. Sauce del Peñón	126	419	605.000	20.100
9	Cda. Isla Larga	198	401	860.000	31.700
10	Arroyo del Tala	82	290	390.000	13.100
11	Ao. Laureles	150	318	715.000	24.000
12	Zanja Aguapey	11	60	115.000	1.800
13	Cda. Zanja del Duraznal	69	223	560.000	11.000
14	Ao. Molles	122	332	650.000	19.500
15	Cda. Botacué	84	268	390.000	13.500
16	Cda. de las Pajas	103	279	570.00	16.500
17	Ao. Chingolo	66	222	320.000	10.500
18	Cda. de los Burros	101	241	680.000	16.200
19	Ao. de la Canelera	67	207	755.000	10.800
20	Ao San Gregorio	80	224	765.000	12.800