

FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN PRESAS MULTIPROPÓSITO

COMPLEMENTO AL ANÁLISIS DEL RETORNO DE LA INVERSIÓN

En el análisis de pre-factibilidad económica presentado en noviembre de 2013 se tomaron todos los flujos futuros de caja a dólares corrientes. La definición de las tasas de actualización de erogaciones e ingresos futuros es un difícil problema inherente a los análisis de rentabilidad y se optó por la aproximación más simple.

Los diferentes contratos de compra de energía de UTE a privados en los últimos años han manejado diferentes paramétricas para el ajuste del precio, hasta el momento expresado siempre en dólares norteamericanos. Se han usado dólares corrientes y también dólares constantes ajustados según diversos índices (relacionados con precios nacionales e internacionales, en particular del petróleo); también se ha considerado la posibilidad de utilizar distintos índices para fracciones discriminadas del precio a pagar.

En particular, en la resolución 12-1056 del directorio de UTE para un emprendimiento de PCH se propone una indexación del 100% del precio a pagar por la energía ajustado según el Índice de Precios al Productor (PPI) de Estados Unidos de América (EEUU), categoría bienes finales (serie WPUSOP3000), elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU y publicado en la web (<http://www.bls.gov/ppi/>).

El antecedente anterior sugiere que los cálculos presentados en el informe sean expresados también en dólares constantes con esta hipótesis de indexación del pago de la energía. Se mantiene el problema de cómo actualizar los costos de operación y mantenimiento (O&M). En el caso del mantenimiento del equipo electromecánico, se entiende justificado usar también el mismo índice PPI para la indexación.

Entonces, los flujos de caja en el año t estarán depreciados por la tasa de descuento acumulada y apreciados por el PPI acumulado, o lo que es lo mismo, depreciados por la tasa de descuento menos el PPI:

$$\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i-PPI)^t} = I_0$$

Donde:

V_t : Flujos de caja en el año t

I_0 : Inversión inicial

i : Tasa de descuento

PPI : Índice de Precios al Productor de EEUU

n : Período de tiempo (en años)

Persiste, por supuesto, el problema de qué proyección de largo plazo tomar para el PPI. Se toma en este addendum el que surge de la evolución histórica de largo plazo (<http://data.bls.gov>) en los últimos 20 años: 2,5%.

Actualizando todos los flujos de caja futuros con la misma indexación, el cálculo de la TIR se modifica solamente por una constante, a saber, la tasa de indexación utilizada, en este caso 2,5% asociado a la evolución de largo plazo del PPI que se supone se mantendrá.

Por lo tanto, los nuevos valores presentados a continuación (para el retorno de la inversión asociada a la generación hidroeléctrica exclusivamente, sin considerar los costos de expropiación de la tierra ni de la obra civil) presentan solamente esa diferencia con los del informe original. Con la información disponible en el informe, se puede recalcular fácilmente la TIR bajo otra hipótesis de indexación de precios y/o evolución del PPI.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los 17 proyectos de presas seleccionados.

Por completitud, al final del informe se repite el análisis del retorno de la inversión global (riego+energía), en donde los flujos de caja asociados al riego y a la O&M de la obra civil se mantienen a dólares corrientes y los de la componente electromecánica se actualizan según el PPI como se presentó anteriormente.

Tabla 1: TIR para 20 años bajo el escenario de riego continuo, con y sin indexación del 100% del precio de la energía al PPI. Los casos se presentan en orden decreciente de TIR manteniendo el N° asignado en el informe anterior.

Nº	Curso a utilizar	Depto.	Costo de inversión (USD)	Ingresos Netos (USD/año)	TIR sin indexación (%)	TIR con indexación (%)
7	Arapey 04 131m	Salto	2.240.000	495.000	21,7	24,2
7	Arapey 04 133m	Salto	3.724.000	820.000	21,2	23,7
9	Matajojo Gde. 125m	Salto	2.220.000	415.000	18,1	20,5
5	Río Yí	Durazno	3.720.000	700.000	18,0	20,5
2	Tres Cruces Gde. 112m	Artigas	1.145.000	206.000	17,4	19,8
1	Cuaró Gde. 92m	Artigas	1.350.000	240.000	17,1	19,6
10	Arerungua 01	Salto	1.210.000	210.000	16,6	19,0
9	Matajojo Gde. 123m	Salto	1.540.000	260.000	16,4	18,8
8	Arapey 07 154m	Salto	1.460.000	220.000	13,7	16,2
2	Tres Cruces Gde. 110m	Artigas	550.000	78.000	13,0	15,4
3	Pelado 115m	Artigas	425.000	59.000	12,4	14,8
14	San José 05 78m	San José	9.700.000	1.120.000	9,9	12,3
8	Arapey 07 152m	Salto	1.040.000	117.000	9,6	12,0
12	Matajojo	Lavalleja	780.000	87.000	9,3	11,8
17	Ao. Molles del Pescado	Florida	2.350.000	260.000	9,1	11,6
1	Cuaró Gde. 90m	Artigas	620.000	66.700	8,8	11,3
3	Pelado 113m	Artigas	275.400	28.900	8,5	10,9
11	Zapucay	Rivera	870.000	88.000	7,9	10,4
16	Ao. Illescas	Florida	4.420.000	445.000	7,7	10,2
13	San José 04 93m	Flores	5.500.000	510.000	6,8	9,2
15	Ao. Del Potrero	Florida	1.320.000	110.000	5,2	7,6
14	San José 05 81m	San José	17.000.000	1.300.000	4,4	6,8
4	San Salvador	Soriano	2.000.000	144.000	3,4	5,9
13	San José 04 95m	Flores	8.100.000	525.000	2,7	5,1
6	Ao.Valentín Gde.	Salto	762.000	48.000	2,5	5,0

Tabla 2: TIR para 20 años bajo el escenario de riego intermitente, con y sin indexación del 100% del precio de la energía al PPI. Los casos se presentan en orden decreciente de TIR manteniendo el Nº asignado en el informe anterior.

Nº	Curso a utilizar	Depto.	Costo de inversión (USD)	Ingresos Netos (USD/año)	TIR sin indexación (%)	TIR con indexación (%)
7	Arapey 04 131m	Salto	6.524.000	865.000	11,9	14,4
1	Cuaró Gde. 92m	Artigas	3.350.000	428.000	11,1	13,6
7	Arapey 04 133m	Salto	11.140.000	1.360.000	11,0	13,4
9	Matajojo Gde. 125m	Salto	5.820.000	715.000	10,7	13,2
9	Matajojo Gde. 123m	Salto	3.770.000	460.000	10,6	13,1
2	Tres Cruces Gde. 112m	Artigas	2.975.000	350.000	10,0	12,5
8	Arapey 07 154m	Salto	3.240.000	380.000	9,7	12,1
2	Tres Cruces Gde. 110m	Artigas	1.200.000	137.000	9,6	12,1
10	Arerungua 01	Salto	3.117.000	350.000	9,4	11,9
5	Río Yí	Durazno	10.760.000	1.080.000	8,3	10,8
8	Arapey 07 152m	Salto	1.940.000	208.000	8,2	10,7
1	Cuaró Gde. 90m	Artigas	1.160.000	119.600	8,1	10,6
3	Pelado 115m	Artigas	980.000	97.000	7,6	10,0
3	Pelado 113m	Artigas	526.200	49.500	7,0	9,4
12	Matajojo	Lavalleja	2.180.000	105.000	< 0,0	2,1
14	San José 05 78m	San José	29.700.000	1.250.000	< 0,0	1,3
17	Ao. Molles del Pescado	Florida	6.850.000	300.000	< 0,0	1,3
11	Zapucay	Rivera	2.390.000	97.000	< 0,0	0,4
16	Ao. Illescas	Florida	13.640.000	460.000	< 0,0	< 0,0
6	Ao. Valentín Gde.	Salto	1.672.000	48.000	< 0,0	< 0,0
15	Ao. Del Potrero	Florida	3.670.000	100.000	< 0,0	< 0,0
13	San José 04 93m	Flores	17.200.000	450.000	< 0,0	< 0,0
14	San José 05 81m	San José	49.000.000	950.000	< 0,0	< 0,0
4	San Salvador	Soriano	5.800.000	95.000	< 0,0	< 0,0
13	San José 04 95m	Flores	24.860.000	250.000	< 0,0	< 0,0

De esta manera resulta que bajo el escenario de riego continuo todos los casos presentan TIR positiva, con una media de 14,2% y un máximo de 24,2%, mientras que si se considera un riego intermitente se tienen 18 casos con TIR positiva con un valor medio de 7,2% y un máximo de 14,4%.

Se rehizo además el análisis de sensibilidad al precio de la energía generada contemplando la indexación en los pagos, nuevamente considerando sólo la inversión asociada a la generación hidroeléctrica.

Tabla 3: Precio de la energía según TIR a 20 años para el escenario de riego continuo, con indexación del 100% del precio de la energía al PPI

Precio de la energía (USD/MWh)					
Curso a utilizar	TIR = 8%	TIR = 10%	TIR = 12%	TIR = 14%	TIR = 16%
Cuaró Gde. 90m	73	83	94	106	118
Cuaró Gde. 92m	49	55	62	69	76
Tres Cruces Gde. 110m	58	66	74	83	92
Tres Cruces Gde. 112m	49	55	62	68	76
Pelado 113m	74	85	96	108	120
Pelado 115m	61	69	77	86	95
San Salvador	102	114	127	141	155
Río Yí	49	54	61	67	74
Ao.Valentín Gde.	109	124	139	156	172
Arapey 04 131m	42	47	52	58	64
Arapey 04 133m	43	48	54	59	65
Arapey 07 152m	69	79	90	101	112
Arapey 07 154m	56	64	72	80	89
Mataojo Gde. 123m	50	57	64	71	79
Mataojo Gde. 125m	47	53	60	66	73
Arerungua 01	51	57	64	71	78
Zapucay	78	88	98	109	120
Mataojo	73	81	91	101	111
San José 04 93m	84	94	104	115	127
San José 04 95m	106	118	131	145	160
San José 05 78m	71	79	88	98	108
San José 05 81m	96	107	120	132	146
Ao. Del Potrero	92	103	115	127	140
Ao. Illescas	80	89	99	110	121
Ao. Molles del Pescado	74	82	92	102	112

Tabla 4: Precio de la energía según TIR a 20 años para el escenario de riego intermitente, con indexación del 100% del precio de la energía al PPI

Precio de la energía (USD/MWh)					
Curso a utilizar	TIR = 8%	TIR = 10%	TIR = 12%	TIR = 14%	TIR = 16%
Cuaró Gde. 90m	77	87	97	108	120
Cuaró Gde. 92m	66	74	83	92	101
Tres Cruces Gde. 110m	71	80	89	99	110
Tres Cruces Gde. 112m	70	79	87	97	107
Pelado 113m	82	93	104	116	128
Pelado 115m	80	90	100	111	123
San Salvador	199	223	248	274	302
Río Yí	77	86	96	106	117
Ao.Valentín Gde.	173	194	217	240	265
Arapey 04 131m	64	72	80	88	97
Arapey 04 133m	67	75	83	92	102
Arapey 07 152m	76	86	97	108	119
Arapey 07 154m	71	80	89	99	109
Matajojo Gde. 123m	68	76	85	94	104
Matajojo Gde. 125m	68	76	85	94	103
Arerungua 01	73	81	90	100	110
Zapucay	140	156	174	193	212
Matajojo	127	142	158	174	192
San José 04 93m	169	189	210	233	256
San José 04 95m	229	256	285	315	347
San José 05 78m	133	149	166	183	202
San José 05 81m	190	212	236	261	287
Ao. Del Potrero	169	189	210	232	256
Ao. Illescas	154	172	192	213	234
Ao. Molles del Pescado	133	148	165	183	201

Finalmente, se presenta la TIR de la inversión global, incluyendo una valoración del uso del agua para riego (tomada a dólar corriente) y a la generación hidroeléctrica (indexada según el PPI), en función de la TIR de la inversión asociada únicamente al riego. Cada embalse tiene asociado un número de identificación según la Tabla 1.

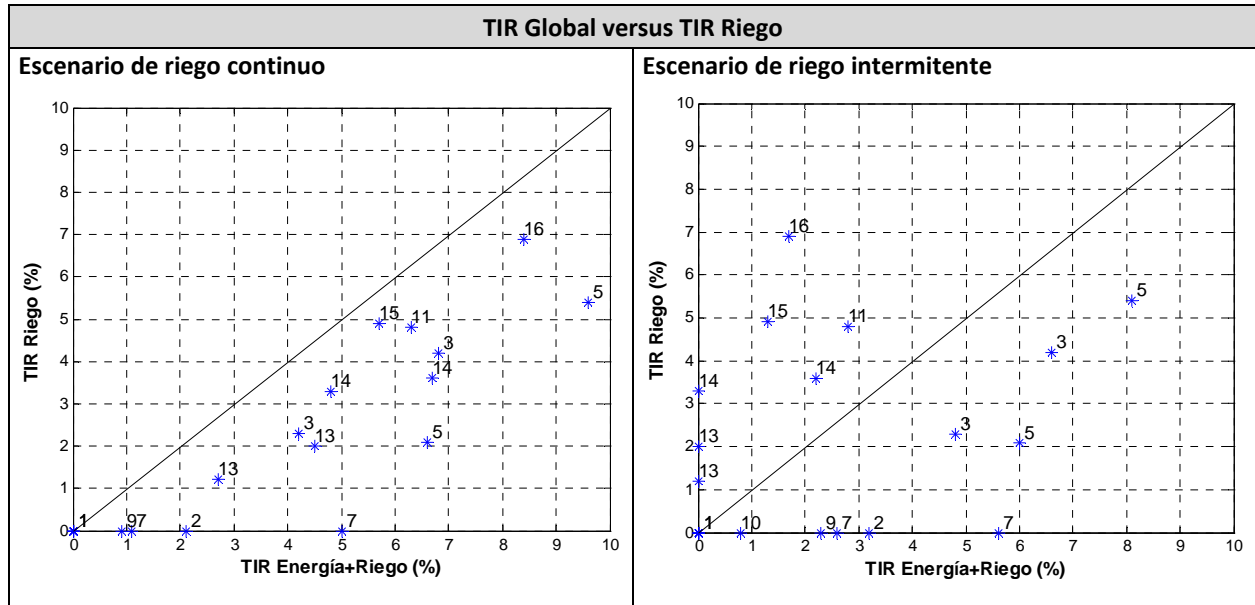


Figura 2: TIR Global versus TIR Riego para cada embalse pre-seleccionado y para cada escenario de operación (Figura equivalente a la Figura 5-6 del informe de noviembre de 2013)