

# FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO EN PRESAS YA CONSTRUIDAS

## COMPLEMENTO AL ANÁLISIS DEL RETORNO DE LA INVERSIÓN

Al análisis del retorno de la inversión presentado en el informe de noviembre de 2013, se lo complementa con dos escenarios: (1) considerando explícitamente una indexación en el precio de la energía y, (2) considerando que la energía es pagada según el Decreto 173/010 (de Microgeneración).

### (1) INDEXACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA

En el análisis de pre-factibilidad económica se tomaron todos los flujos futuros de caja (fundamentalmente pagos por energía generada y costos de operación y mantenimiento) 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. En el caso del mantenimiento relacionado al equipo electromecánico, se entiende justificado usar también el mismo índice PPI. Por simplicidad y al nivel de pre-factibilidad en que se está trabajando, se usará la misma indexación para todo el costo de operación y mantenimiento.

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 tanto, los nuevos valores presentados a continuación tienen 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.

Se rehizo además el análisis de sensibilidad al precio de la energía generada contemplando la indexación en los pagos.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los 20 embalses existentes seleccionados.

**Tabla 1: TIR para 20 años bajo el escenario de riego continuo, con y sin indexación del precio de la energía**  
**(Tabla equivalente a la Tabla 5-3 del informe de noviembre de 2013 en orden decreciente de TIR)**

Nº	Curso a utilizar	Depto.	Costo de inversión (USD)	Ingresos Netos (USD/año)	TIR sin indexación (%)	TIR con indexación (%)
3	Ao. del Estado	Durazno	310.000	33.000	8,8	11,3
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	600.000	60.000	7,7	10,2
10	Arroyo del Tala	Salto	210.000	20.400	7,5	10,0
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	1.170.000	110.000	6,9	9,4
4	Cañada del Sauzal	Artigas	90.000	8.300	6,8	9,2
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	320.000	28.800	6,4	8,9
15	Cda. Botacuá	Artigas	200.000	18.200	6,4	8,9
17	Ao. Chingolo	Paysandú	170.000	15.300	6,4	8,8
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	360.000	29.500	5,2	7,6
14	Ao. Molles	Lavalleja	370.000	21.300	1,3	3,8
9	Cda. Isla Larga	Rocha	420.000	22.200	0,6	3,1
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	340.000	18.000	0,4	2,9
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	600.000	30.700	0,3	2,8
12	Zanja Aguapey	Artigas	90.000	4.700	0,4	2,8
11	Ao. Laureles	Salto	380.000	18.000	< 0,0	2,1
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	400.000	15.200	< 0,0	< 0,0
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	450.000	14.500	< 0,0	< 0,0
5	Cda. de la Canelera	Artigas	430.000	13.000	< 0,0	< 0,0
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	580.000	14.500	< 0,0	< 0,0
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	600.000	14.000	< 0,0	< 0,0

**Tabla 2: TIR para 20 años bajo el escenario de riego intermitente, con y sin indexación del precio de la energía**  
**(Tabla equivalente a la Tabla 5-4 del informe de noviembre de 2013 en orden decreciente de TIR)**

Nº	Curso a utilizar	Depto.	Costo de inversión (USD)	Ingresos Netos (USD/año)	TIR sin indexación (%)	TIR con indexación (%)
4	Cañada del Sauzal	Artigas	160.000	14.700	6,7	9,1
3	Ao. del Estado	Durazno	630.000	54.000	5,7	8,2
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	690.000	45.000	2,7	5,1
12	Zanja Aguapey	Artigas	130.000	8.100	2,3	4,7
10	Arroyo del Tala	Salto	500.000	27.100	0,9	3,4
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	1.440.000	77.000	0,7	3,2
17	Ao. Chingolo	Paysandú	400.000	19.300	< 0,0	2,1
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	760.000	36.000	< 0,0	1,9
15	Cda. Botacuá	Artigas	500.000	21.800	< 0,0	1,3
5	Cda. de la Canelera	Artigas	540.000	22.600	< 0,0	0,9
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	3.160.000	118.000	< 0,0	< 0,0
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	640.000	18.500	< 0,0	< 0,0
14	Ao. Molles	Lavalleja	800.000	20.800	< 0,0	< 0,0
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	700.000	17.400	< 0,0	< 0,0
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	840.000	16.000	< 0,0	< 0,0
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	860.000	14.800	< 0,0	< 0,0
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	810.000	11.000	< 0,0	< 0,0
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	1.500.000	15.500	< 0,0	< 0,0
11	Ao. Laureles	Salto	900.000	9.300	< 0,0	< 0,0
9	Cda. Isla Larga	Rocha	1.110.000	9.100	< 0,0	0,0

**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%
Ao. Corrales	83	93	104	115	127
Arroyo de los Porongos	79	89	100	111	123
Ao. del Estado	73	83	94	105	117
Cañada del Sauzal	82	94	107	121	135
Cda. de la Canelera	223	259	298	338	381
Ao. de los Ceibos	92	105	119	134	149
Ao. Sarandí Grande	125	141	158	175	194
Ao. Sauce del Peñón	85	96	108	120	133
Cda. Isla Larga	121	136	152	169	187
Arroyo del Tala	80	90	101	113	125
Ao. Laureles	132	149	167	187	207
Zanja Aguapey	137	158	181	205	230
Cda. Zanja del Duraznal	173	199	227	256	287
Ao. Molles	120	136	153	171	190
Cda. Botacué	85	96	108	120	133
Cda. de las Pajas	129	146	165	185	206
Ao. Chingolo	85	96	108	121	134
Cda. de los Burros	187	215	244	274	306
Ao. de la Canelera	266	308	353	400	449
Ao San Gregorio	243	281	321	363	408

**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%
Ao. Corrales	145	163	181	201	221
Arroyo de los Porongos	120	135	150	167	184
Ao. del Estado	89	100	112	124	138
Cañada del Sauzal	84	94	106	119	131
Cda. de la Canelera	159	183	208	235	263
Ao. de los Ceibos	108	121	136	152	168
Ao. Sarandí Grande	232	260	289	321	354
Ao. Sauce del Peñón	130	146	162	180	199
Cda. Isla Larga	239	267	297	329	363
Arroyo del Tala	119	133	149	165	182
Ao. Laureles	236	265	295	327	361
Zanja Aguapey	113	129	146	164	183
Cda. Zanja del Duraznal	187	212	239	268	298
Ao. Molles	179	202	225	251	277
Cda. Botacué	135	151	169	187	206
Cda. de las Pajas	185	209	234	260	287
Ao. Chingolo	129	144	161	179	197
Cda. de los Burros	249	281	316	353	391
Ao. de la Canelera	252	288	326	367	409
Ao San Gregorio	254	289	327	367	409

## **(2) MICROGENERACIÓN**

A solicitud de la Dirección Nacional de Energía (DNE) se extendió a todos los embalses existentes seleccionados el cálculo de la TIR para un período de amortización de 10 años y un precio de la energía de 200 U\$S/MWh, asumiendo que el contrato de venta de energía a UTE se enmarca dentro del Decreto de Microgeneración (Decreto 173/010<sup>1</sup>).

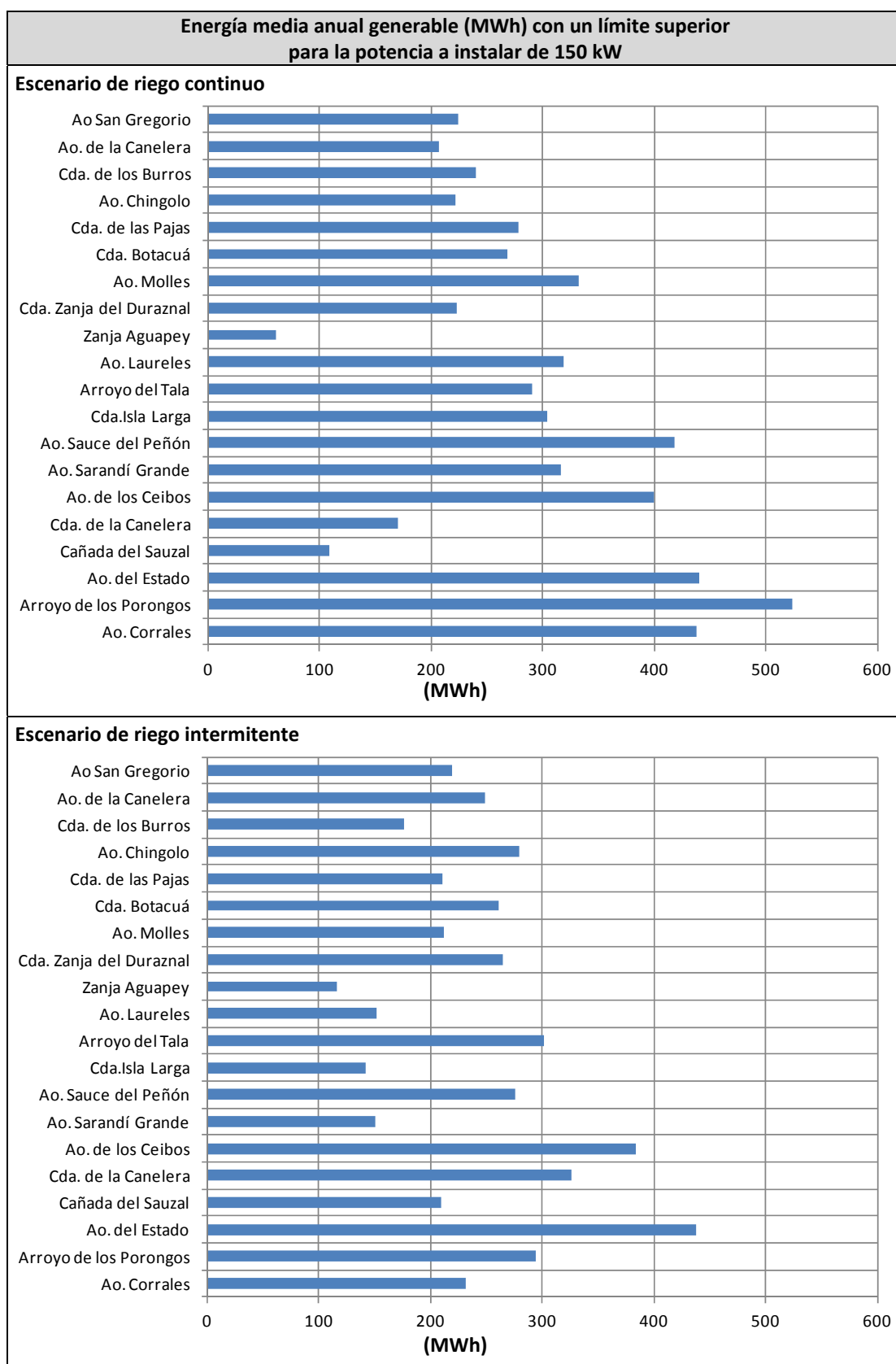
Para ello, se adoptó 150 kW como cota superior para la potencia nominal y, en los casos en que fuera necesario, se recalculó la energía media anual generable a partir de dicho valor (ver Figura 1).

Para el cálculo de la TIR a 10 años se adoptaron los precios y el tipo de cambio actual y se tomaron todos los flujos futuros de caja a dólares corrientes.

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos.

---

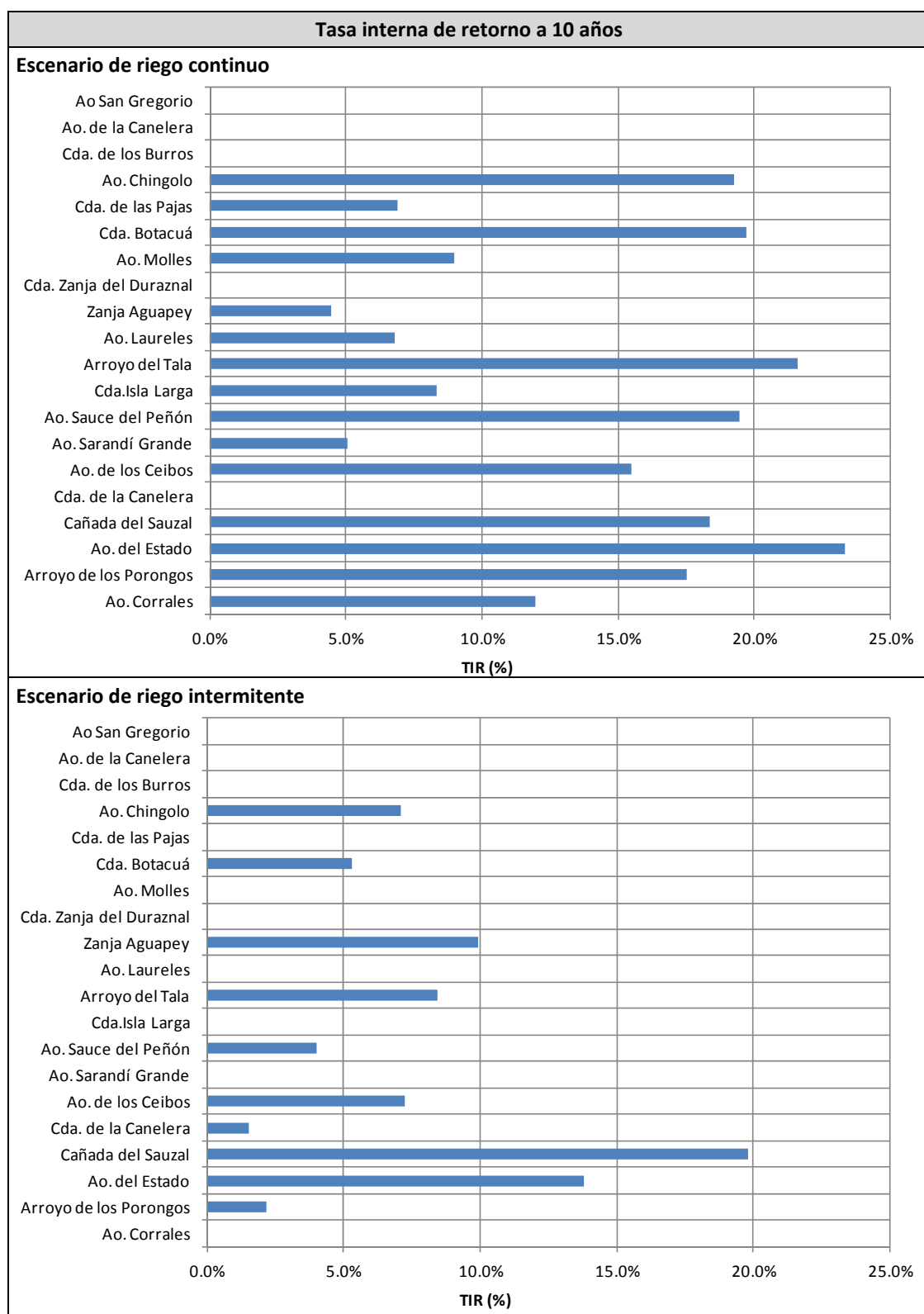
<sup>1</sup> El Poder Ejecutivo aprobó el Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010 autorizando la conexión de generadores de fuente renovable a las instalaciones de los suscriptores conectados a la red de baja tensión, y la inyección de energía a dicha red. El Decreto fija condiciones económicas y contractuales que le dan seguridad al suscriptor de que UTE comprará toda la energía que entregue a la red por un plazo de 10 años, fijando un precio igual al que el cliente debe pagar a UTE para adquirir la energía en ese mismo punto de la red. Este sistema es conocido a nivel internacional como “net metering”.



**Figura 1: Energía media anual generable para cada escenario de operación considerado, con un límite superior para la potencia a instalar de 150 kW (Equivalente a la Figura 5-3 del informe de noviembre de 2013)**

Luego, en la Figura 2 se presenta de forma gráfica la TIR resultante para cada escenario de operación considerando.

Se observa que resultan tasas más elevadas que considerando un precio de la energía de 90 U\$S/MWh durante 20 años. En este caso, si se riega en forma continua se tienen 15 casos con TIR positiva, comprendida entre 4,5% y 23,3%, con una media de 10,4%. Mientras que si se considera un riego intermitente resultan 10 casos con TIR positiva, comprendida entre 1,5% y 19,8%, con un valor medio de 4,0%.



**Figura 2: TIR para cada embalse existente seleccionado y para cada escenario de operación considerado (Equivalente a la Figura 5-5 del informe de noviembre de 2013)**

Finalmente en las Tabla 5 y Tabla 6 se presenta un resumen de los principales resultados obtenidos, empleando una escala de colores para facilitar la visualización y diferenciar rápidamente los valores altos, medios y bajos (verde - amarillo - rojo).



**Tabla 5: Resumen - Escenario de riego continuo y 200 U\$S/MWh durante 10 años**  
**(Equivalente a la Tabla 5-5 del informe de noviembre de 2013)**

Nº	Curso a utilizar	Departamento	Pot (kW)	E <sub>media anual</sub> (MWh)	TIR (%)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	150	438	12,0%
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	150	524	17,5%
3	Ao. del Estado	Durazno	93	441	23,3%
4	Cañada del Sauzal	Artigas	20	108	18,4%
5	Cda. de la Canelera	Artigas	32	170	< 0,0%
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	94	400	15,5%
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	150	316	5,1%
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	126	419	19,4%
9	Cda. Isla Larga	Rocha	150	304	8,3%
10	Arroyo del Tala	Salto	82	290	21,6%
11	Ao. Laureles	Salto	150	318	6,8%
12	Zanja Aguapey	Artigas	11	60	4,5%
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	69	223	< 0,0%
14	Ao. Molles	Lavalleja	122	332	9,0%
15	Cda. Botacué	Artigas	84	268	19,7%
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	103	279	6,9%
17	Ao. Chingolo	Paysandú	66	222	19,3%
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	101	241	< 0,0%
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	67	207	< 0,0%
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	80	224	< 0,0%

**Tabla 6: Resumen - Escenario de riego intermitente y 200 U\$S/MWh durante 10 años**  
**(Equivalente a la Tabla 5-6 del informe de noviembre de 2013)**

Nº	Curso a utilizar	Departamento	Pot (kW)	E <sub>media anual</sub> (MWh)	TIR (%)
1	Ao. Corrales	Treinta y Tres	150	232	< 0,0%
2	Arroyo de los Porongos	Treinta y Tres	150	295	2,2%
3	Ao. del Estado	Durazno	150	438	13,8%
4	Cañada del Sauzal	Artigas	60	210	19,8%
5	Cda. de la Canelera	Artigas	96	326	1,5%
6	Ao. de los Ceibos	Treinta y Tres	150	384	7,2%
7	Ao. Sarandí Grande	Treinta y Tres	150	150	< 0,0%
8	Ao. Sauce del Peñón	Rocha	150	275	4,0%
9	Cda. Isla Larga	Rocha	150	142	< 0,0%
10	Arroyo del Tala	Salto	150	301	8,4%
11	Ao. Laureles	Salto	150	151	< 0,0%
12	Zanja Aguapey	Artigas	34	116	9,9%
13	Cda. Zanja del Duraznal	Artigas	150	265	< 0,0%
14	Ao. Molles	Lavalleja	150	211	< 0,0%
15	Cda. Botacué	Artigas	150	261	5,3%
16	Cda. de las Pajas	Cerro Largo	150	211	< 0,0%
17	Ao. Chingolo	Paysandú	150	279	7,1%
18	Cda. de los Burros	Cerro Largo	150	176	< 0,0%
19	Ao. de la Canelera	Paysandú	150	248	< 0,0%
20	Ao San Gregorio	Tacuarembó	150	219	< 0,0%