

Modelo termo-económico para plantas de doble propósito energía/desalación: Ciclos de vapor

I. KAMAL (*)

RESUMEN Los modelos de ciclo térmico integrado se desarrollan y usan para determinar las tasas de calor de estaciones de red y el consumo energético en desalación en plantas de doble propósito; energía/desalación basadas en turbinas de vapor. Los resultados se usan para determinar tasas de retorno y costes del agua de plantas de desalación por evaporación súbita multietapa (MSF), destilación de múltiple efecto a baja temperatura (LTEMED) y osmosis inversa (RO) como opciones del proceso. El estudio indica que son alcanzables atractivas tasas de retorno y costes de agua en la fuente en el rango de 3,2 \$ a 4,2 \$ / 1000 galones con la tecnología actual de plantas de doble propósito energía/desalación localizadas en Oriente medio, con la ósmosis inversa rindiendo el coste de agua más bajo.

THERMO-ECONOMIC MODELING OF DUAL-PURPOSE POWER/DESALINATION PLANTS: STEAM CYCLES

ABSTRACT Integrated thermal cycle models are developed and used to determine net station heat rates and desalination energy consumption in dual-purpose power/desalination plants based on steam turbines. The results are used to determine rates of return and water costs from desalination plants with multistage flash (MSF), low-temperature multiple-effect distillation (LTMED) and reverse osmosis (RO) as the process options. The study indicates that attractive rates of return and at-source water costs in the range of \$ 3.2 to \$ 4.2 / 1000 gallons are attainable with current technology from dual-purpose power/desalination plants located in the Middle East, with reverse osmosis yielding the lowest water cost.

Palabras clave: Plantas de cogeneración; Costes económicos de desalación; Consumo energético; Comparación de procesos.

INTRODUCCIÓN

En un papel previo [1] se ha descrito un modelo termo-económico para evaluar el uso de energía en plantas de desalación con extracción del vapor obtenido de plantas de ciclo combinado. Aunque las plantas de ciclo combinado tienen eficiencias mucho más altas, las plantas de ciclo de vapor permiten más agua para la tasa de energía en las plantas de desalación térmica. Las plantas de doble-propósito más sobredimensionadas actualmente en operación se basan en plantas de ciclo de vapor. Este estudio presenta resultados sobre el coste del agua de los mayores procesos de desalación usando plantas de potencia de ciclo de vapor como fuente de energía.

USO DE LA ENERGÍA EN DESALACIÓN BASADO EN PLANTAS DE POTENCIA DE TURBINA DE VAPOR

El software de GateCycle® se usó para evaluar las pérdidas incurridas debidas a la retirada del vapor de contrapresión y el uso de potencia eléctrica para cumplir los requerimientos de la planta de desalación en estaciones de doble propósito con una capacidad nominal de 400 Mwe/80 mgd. La planta de energía de vapor se basaba en dos turbinas de gas natural comerciales localizadas en Oriente medio, con condiciones de vapor de garganta de 1465 psia/1000 deg F. Para la planta de energía base y para desalación por osmosis inversa, se asumió la refrigeración con agua de mar con una presión de condensación de 3 "HgA.

Los procesos de desalación térmica considerados fueron evaporación súbita multietapa y destilación de múltiple efecto a baja temperatura. Se requirieron ratios de rendimientos de 10,9 y 11,5 libras de producto por 1000 BTU de calor introducido para los procesos de MSF y LTEMED respectivamente para obtener la producción de agua requerida de 80 mgd. La planta de LTEMED se basaba en aporte de vapor al evaporador a 7 psia (temperatura máxima de salmuera de 170 deg F), mientras que la planta de MSF se basaba en aporte de vapor al calentador de salmuera a 23,65 psia (temperatura máxima de la salmuera 230 deg F). Después de permitir pérdidas de carga a través del sistema de aporte de vapor y la válvula de control de entrada a la planta de desalación, la presión requerida en el punto de extracción de la turbina se estimó en 35 psia en los jets de vapor eyectores de aire de la planta de desalación. La planta de ósmosis inversa se basaba en permeadores gemelos Du Pont B10 en dos etapas con una recuperación del 50%. Los requerimientos de potencia del bombeo del proceso de desalación, incluyendo el aporte de agua de mar y el reparto de producto a 30 psig límite de batería de la planta, fueron calculados como 13,75 KWh/1000 galones para MSF, 6,1 KWh/1000 galones para LTEMED y 15 KWh/1000 galones para osmosis inversa.

La configuración del ciclo de vapor para tres casos se muestra en las Figuras de 1 a 3. Las Figuras reflejan los resultados de rendimiento para uno de dos trenes idénticos. Para la opciones térmicas, un solo calentador de salmuera o primer efecto evaporador se muestran para las plantas de desalación térmica, representando el vapor total aportado a unidades múltiples.

La tasa de calor que se muestran en las Figuras tiene en cuenta los requerimientos de potencia de las plantas de desalación y está basado en la exportación de energía de red desde la estación. Para los casos de desalación térmica, el condensado se

(*) Fluor Daniel, Inc., Irvine, CA (USA).

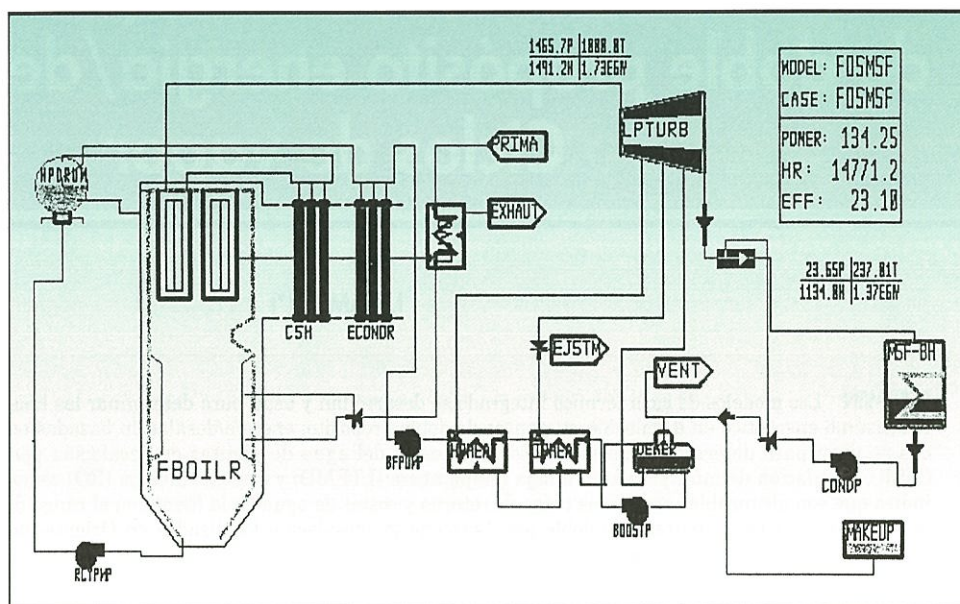


FIGURA 1. Steam Cycle with 80 mgd MSF Plant (Performance results for one of two identical trains).

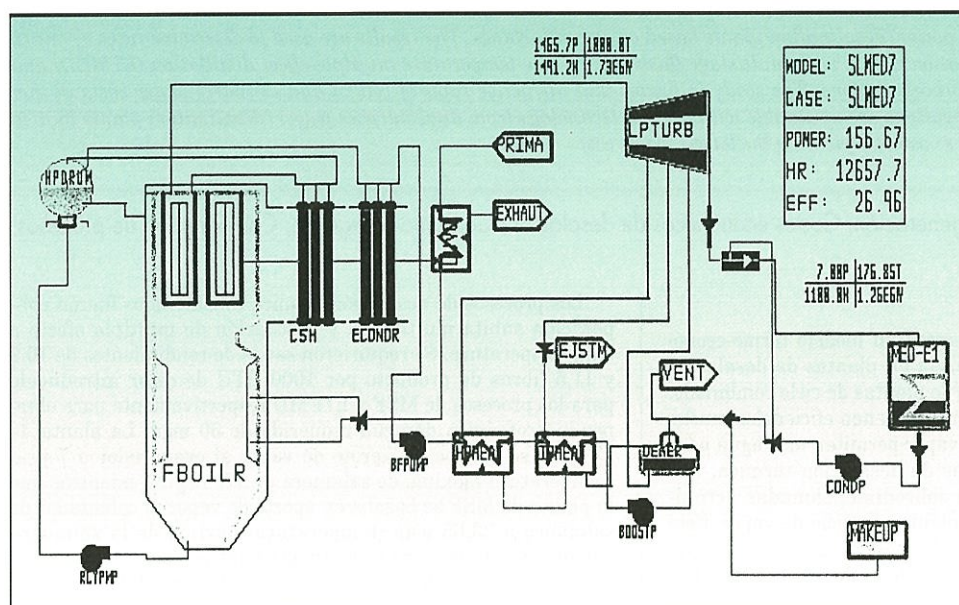


FIGURA 2. Steam Cycle with 80 mgd LTMED Plant (Performance results for one of two identical trains).

retorna al ciclo de vapor a mayor temperatura que en el caso de turbina de condensación. Esto beneficia al ciclo de vapor. Los resultados para los tres casos se resumen en la Tabla I. El consumo de energía se evalúa por comparación con el caso de potencia sólo para el mismo consumo de fuel, y se expresa como KWh/1000 galones. Esto da una base de comparación entre los tres procesos de desalación. La Tabla también lista la tasa de calor de estación de red para cada caso.

EFFECTO DE LOS RATIOS DE RENDIMIENTO EN EL CONSUMO ENERGÉTICO

Las aplicaciones de GateCycle® se llevaron a cabo con diferentes ratios de rendimiento (PRs) para los procesos de desalación térmica a las condiciones requeridas de vapor de contrapresión. Se consideraron las siguientes opciones:

- MSF de baja temperatura (LTMSF), vapor al calentador de salmuera a 12 psia, máxima temperatura de salmuera 195 deg F, PRs de 6, 7 y 8.
- MSF de alta temperatura (HTMSF), vapor al calentador de salmuera a 24 psia, máxima temperatura de salmuera 230 deg F, PRs de 8, 10, 11 y 12.
- MED de baja temperatura, vapor al evaporador a 5 psia (LT-MED5), máxima temperatura de salmuera 155 deg F, PRs de 8, 10 y 11.
- MED de baja temperatura, vapor al evaporador a 7 psia (LT-MED7), máxima temperatura de salmuera 170 deg F, PRs de 12, 14 y 15
- MED de alta temperatura (HTMED), vapor al evaporador a 24 psia, máxima temperatura de salmuera 230 deg F, PRs de 18, 22 y 24.

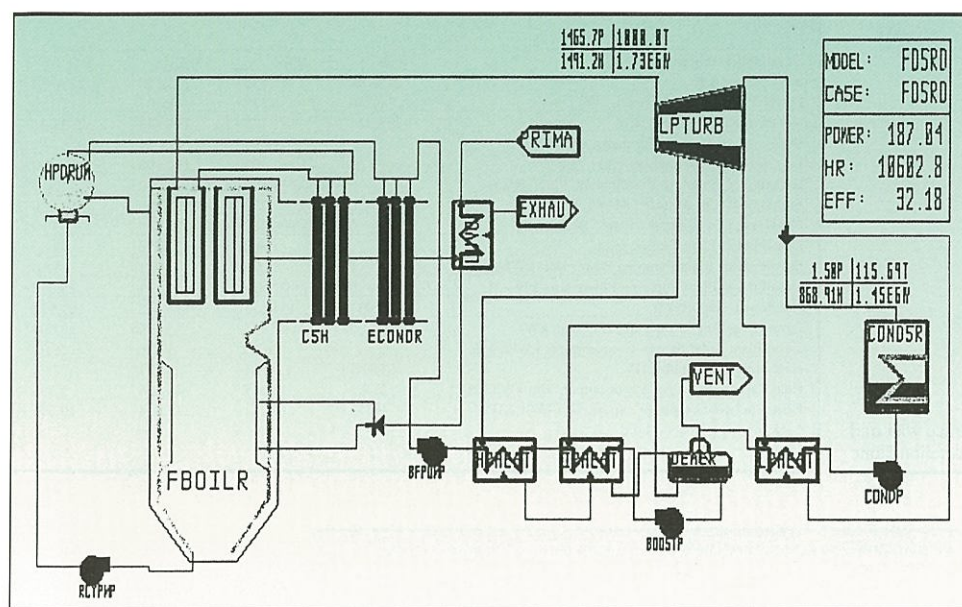


FIGURA 3. Steam Cycle with Power Supply to 80 mgd RO Plant (Performance results for one of two identical trains).

Se ha proclamado un ratio de rendimiento de 24 para versiones de apilamiento vertical del proceso HTMED actualmente en desarrollo [3], y se incluye aquí para comparación solo. Los resultados se expresan en término de KWh por 1000 galones de agua producida, y se muestran gráficamente en la Figura 4. Incluso con una predicción optimista de 24 para el ratio de rendimiento del proceso HTMED, el mejor consumo de energía alcanzable estaría alrededor de 18 KWh/ por 1000 galones. Este el mayor que el consumo energético de 15 KWh por 1000 galones de la ósmosis inversa.

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PLANTAS DE DOBLE PROPÓSITO ENERGÍA/DESALACIÓN

Nuestro análisis económico estaba basado en un modelo [1] que trata la planta de doble propósito como un medio integrado con electricidad y agua como productos vendibles. La tasa económica de retorno puede ser calculada con este modelo basándose en los precios dados para el agua y la electricidad. El modelo puede usarse también para llegar a costes del agua basados en el método clásico de localización de costes en plantas de doble

propósito: representando los costes de una curva x-y con todos los costes asociados al agua como un punto en la abscisa. La línea uniendo estos dos puntos da el rango de costes para agua y energía para una planta específica. Basándose en los costes de potencia con el mismo ciclo para una planta de sólo potencia, el coste del agua puede determinarse sin un producto subsidiando al otro.

Solo los casos que se muestran en la Tabla I, donde los ratios de rendimiento requeridos son alcanzables con la tecnología actual, fueron considerados para el análisis económico. Capital, operación y mantenimiento y coste de reactivos para la planta se basaron en cotizaciones de vendedor, software de la IDA y nuestras propias estimaciones. La agudeza de los costes se estima como $-5/20$ %. No se incluyeron obligaciones de importancia ni impuestos sobre bienes de capital. El 30% de equidad financiera se asumió con una tasa de interés del 9% y un término de repago de 15 años. El interés durante la construcción se asumió como un 8%, intensificación después de 1997 fue asumido como un 4% por año. El precio del gas natural se asumió como 1,6 \$ por MMBTU HHV. El modelo económico tiene una estructura de precio de la energía basada en el momento de uso.

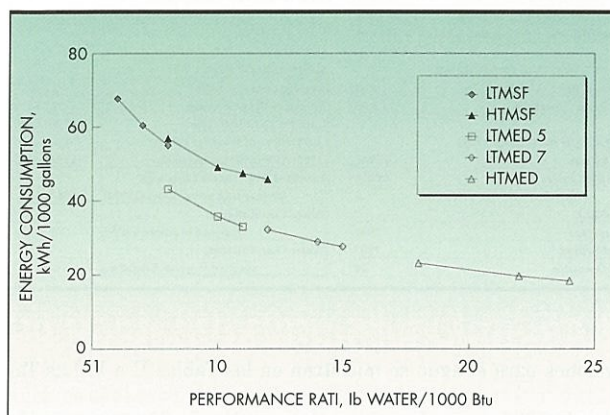


FIGURA 4. Energy Consumption vs. Performance Ratio for Thermal Processes.

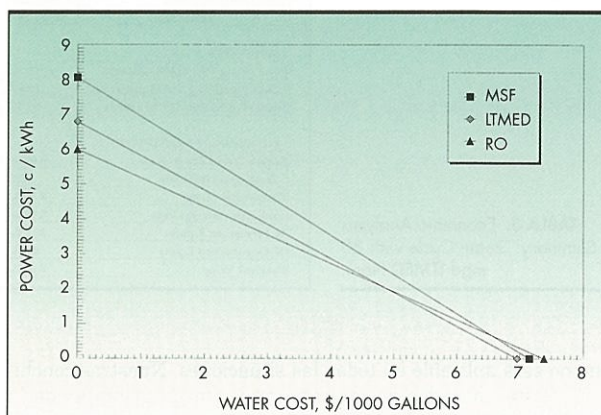


FIGURA 5. Product Costs from Steam Cycle Power / Desalination Plants.

TABLA 1. Simple Cycle Performance with and without Desalination Plant.

Desalination Process	None	MSF	LTMED	RO
STG Output, kW	223,190	165,450	175,610	223,190
Power Plant Auxiliary Load, kW	11,160	8,272	8,767	11,160
Net Power Plant Output, kW	212,031	157,178	166,843	212,031
Desalination Plant Performance Ratio	-	10.94	11.54	-
LP Steam to Desalination Plant, lb/h	0	1,367,400	1,260,500	0
Enthalpy of Steam to Desalination Plant, Btu/h	0	1,550,631,600	1,386,550,000	0
Enthalpy of Condensate Return, Btu/h	0	280,727,220	182,520,400	0
Net Heat to Desalination Plant, Btu/h	0	1,269,904,380	1,204,029,600	0
Desalination Plant Output, mgd	-	40.0	40.0	40.00
Desalination Plant Pumping Power Use, kWh/kgal	0	13.75	6.1	15.0
Desalination Plant Pumping Power Use, kW	0	22,923	10,171	25,000
Net Power Export, kW	212,031	134,255	156,672	187,031
Power Loss Due to Desalination Plant, kW	0	77,776	55,358	25,000
Desal Plant Total Energy Consumption, kWh/kgals	-	46.65	33.20	15.00
Heat Input, MMBtu/h LHV	1,983.1	1,983.1	1,983.1	1,983.1
Heat Rate based on net power output, Btu/kWh LHV*	9,353	12,617	11,886	9,353
Heat rate based on power export, Btu/kWh LHV*	9,353	14,771	12,658	10,603

* New and clean conditions

ECONOMIC AND OPERATING PARAMETERS		AVERAGE NEW AND CLEAN PERFORMANCE		PERFORMANCE WITH DEGRADATION	
CAPITAL COSTS	As Spent \$000's	Net Power Output (MW)	314.36	Degradation, %	3.0%
Power Plant EPC Contract	\$242,900	Fuel (MMBTU/Hr, LHV)	3966.20	Output with Degradation, MW	304.93
Desal Plant EPC Contract	\$448,000	Net Heat Rate (BTU/KWH, LHV)	12,617	Desal Plant Power Usage, MW	22.92
Total EPC Contract	\$690,900	Desal Plant Output, kgal/hr	3333.3	Heat Rate Degradation	1.5%
CAPITAL INVESTMENT SUMMARY		Natural Gas Fuel Price, \$/MMBtu HHV	1.62	Ann. Heat Rate BTU/kWh (HHV) with Degradn (incl startup pwr and fuel)	14,309
EPC Contract	\$690,900	ANNUAL PLANT OUTPUTS		ANNUAL FUEL CONSUMPTION	
Constr. Int. & Other Misc. Costs	\$151,677	Average Power Plant Capacity Factor	91.90%	Total Annual Fuel Consumption, MMBtu (incl startup fuel)	35,472,025
Total Capital as Spent	\$842,577	Desalination Plant Capacity Factor	90.00%	SUMMARY OF RESULTS	
Total Equity Required	\$252,773	Annual Total Power Export, MWh	2,146,743	Average Debt Coverage	1.74
Perm Debt	\$589,800	Total Annual Water Production, kgals	24,151,890	Minimum Debt Coverage	1.29
O&M COSTS		PRODUCT PRICING, 1995 DOLLARS		Cash On Cash IRR, 20yr	19.94%
Power Plant Var. O&M, \$/MWH	\$1.72	Avg. Power Price, c/kWh	4.00	1997 NPV @15%, 20yr (\$000s)	(12,844)
Power Plant Fixed O&M, \$/Kw-Yr	\$8.69	Water Price, \$/kgallons	3.00	1995 NPV @10%, 20yr(\$000s)	71,761
Desal Plant O&M, \$/1000 gallons	\$0.69	ESCALATION RATES, Post 1995		Levelized Avg. Annual Costs with 20-year loan term, \$000s (1997s)	172,767
FINANCING PARAMETERS		GNP Deflator	4.00%	Power Cost if all costs assigned to power, c/kWh	8.05
Senior Term Loan #1 Rate	9.00%	Fixed O&M Prices	4.00%	Water Cost if all costs assigned to water, \$/kgallons	7.15
Term, years (max 20)	15.0	SCHEDULE			
Construction Loan	8.00%	Start-up Year	2001		
Cash Reinvestment Rate	7.80%	Year of Pricing	1997		
% Permanent Equity	30.0%	Yrs of Operation	20		
% Construction Equity	0.0%				
Residual Value	0.00%				

TABLA 2. Economic Analysis Summary: Steam Cycle with 80 mgd MSF Plant.

TABLA 3. Economic Analysis Summary: Steam Cycle with 80 mgd LTMED Plant.

ECONOMIC AND OPERATING PARAMETERS		AVERAGE NEW AND CLEAN PERFORMANCE		PERFORMANCE WITH DEGRADATION	
CAPITAL COSTS	As Spent \$000's	Net Power Output (MW)	333.69	Degradation, %	3.0%
Power Plant EPC Contract	\$252,800	Fuel (MMBTU/Hr, LHV)	3966.20	Output with Degradation, MW	323.68
Desal Plant EPC Contract	\$433,600	Net Heat Rate (BTU/KWH, LHV)	11,886	Desal Plant Power Usage, MW	10.17
Total EPC Contract	\$686,400	Desal Plant Output, kgal/hr	3333.3	Heat Rate Degradation	1.5%
CAPITAL INVESTMENT SUMMARY		Natural Gas Fuel Price, \$/MMBtu HHV	1.62	Ann. Heat Rate BTU/kWh (HHV) with Degradn (incl startup pwr and fuel)	13,869
EPC Contract	\$686,400	ANNUAL PLANT OUTPUTS		ANNUAL FUEL CONSUMPTION	
Constr. Int. & Other Misc. Costs	\$151,110	Average Power Plant Capacity Factor	91.90%	Total Annual Fuel Consumption, MMBtu (incl startup fuel)	35,472,025
Total Capital as Spent	\$837,510	Desalination Plant Capacity Factor	90.00%	SUMMARY OF RESULTS	
Total Equity Required	\$251,253	Annual Total Power Export, MWh	2,483,965	Average Debt Coverage	2.03
Perm Debt	\$586,257	Total Annual Water Production, kgals	24,151,890	Minimum Debt Coverage	1.53
O&M COSTS		PRODUCT PRICING, 1995 DOLLARS		Cash On Cash IRR, 20yr	22.20%
Power Plant Var. O&M, \$/MWH	\$1.72	Avg. Power Price, c/kWh	4.00	1997 NPV @15%, 20yr (\$000s)	17,843
Power Plant Fixed O&M, \$/Kw-Yr	\$8.69	Water Price, \$/kgallons	3.00	1995 NPV @10%, 20yr(\$000s)	135,824
Desal Plant O&M, \$/1000 gallons	\$0.50	ESCALATION RATES, Post 1995		Levelized Avg. Annual Costs with 20-year loan term, \$000s (1997s)	168,096
FINANCING PARAMETERS		GNP Deflator	4.00%	Power Cost if all costs assigned to power, c/kWh	6.77
Senior Term Loan #1 Rate	9.00%	Fixed O&M Prices	4.00%	Water Cost if all costs assigned to water, \$/kgallons	6.96
Term, years (max 20)	15.0	SCHEDULE			
Construction Loan	8.00%	Start-up Year	2001		
Cash Reinvestment Rate	7.80%	Year of Pricing	1997		
% Permanent Equity	30.0%	Yrs of Operation	20		
% Construction Equity	0.0%				
Residual Value	0.00%				

que no será aplicable en todas las situaciones. Nuestras conclusiones están basadas en el precio anual medio asumido de la energía que es una entrada al modelo.

Los resultados para la tasa interna de retorno, basados en los precios medios de venta de 4 c/KWh para energía y 3 \$/1000

galones para el agua se muestran en las Tablas II a V. Las Tablas también muestran el coste medio anual, expresado en dólares de 1997, para el período de operación de 20 años asumido para la planta. Esto se ha usado para determinar el coste del agua y la energía para las tres opciones de desalación diferentes

ECONOMIC AND OPERATING PARAMETERS			AVERAGE NEW AND CLEAN PERFORMANCE		PERFORMANCE WITH DEGRADATION	
CAPITAL COSTS	As Spent	\$000's	Net Power Output (MW)	424.06	Degradation, %	3.0%
Power Plant EPC Contract	\$296,800		Fuel (MMBTU/Hr, LHV)	3966.20	Output with Degradation, MW	411.34
Desal Plant EPC Contract	\$329,800		Net Heat Rate (BTU/KWH, LHV)	9,353	Desal Plant Power Usage, MW	25.00
Total EPC Contract	\$626,600		Desal Plant Output, kgal/hr	3333.3	Heat Rate Degradation	1.5%
CAPITAL INVESTMENT SUM'RY			ANNUAL PLANT OUTPUTS		ANNUAL FUEL CONSUMPTION	
EPC Contract	\$626,600		Average Power Plant Capacity Factor	91.90%	Total Annual Fuel Consumption,	
Constr. Int. & Other Misc. Costs	\$142,870		Desalination Plant Capacity Factor	90.00%	MMBTu (incl startup fuel)	35,472,025
Total Capital as Spent	\$769,470		Annual Total Power Export, MWh	2,981,756	SUMMARY OF RESULTS	
Total Equity Required	\$230,841		Total Annual Water Production, kgals	24,151,890	Average Debt Coverage	2.28
Perm Debt	\$538,629		PRODUCT PRICING, 1995 DOLLARS		Minimum Debt Coverage	1.72
O&M COSTS			Avg. Power Price, c/kWh	4.00	Cash On Cash IRR, 20yr	26.45%
Power Plant Var. O&M, \$/MWH	\$1.72		Water Price, \$/kgallons	3.00	1997 NPV @15%, 20yr (\$000s)	52,166
Power Plant Fixed O&M, \$/Kw-Yr	\$8.69		ESCALATION RATES, Post 1995		1995 NPV @10%, 20yr (\$000s)	184,017
Desal Plant O&M, \$/1000 gallons	\$1.14		GNP Deflator	4.00%	Levelized Avg. Annual Costs with	
FINANCING PARAMETERS			Fixed O&M Prices	4.00%	20-year loan term, \$000s (1997S)	178,265
Senior Term Loan #1 Rate	9.00%		SCHEDULE		Power Cost if all costs	
Term, years (max 20)	15.0		Start-up Year	2001	assigned to power, c/kWh	5.98
Construction Loan	8.00%		Year of Pricing	1997	Water Cost if all costs	
Cash Reinvestment Rate	7.80%		Yrs of Operation	20	assigned to water, \$/kgallons	7.38
% Permanent Equity	30.0%					
% Construction Equity	0.0%					
Residual Value	0.00%					

TABLA 4. Economic Analysis Summary: Steam Cycle with 80 mgd RO Plant.

ECONOMIC AND OPERATING PARAMETERS			AVERAGE NEW AND CLEAN PERFORMANCE		PERFORMANCE WITH DEGRADATION	
CAPITAL COSTS	As Spent	\$000's	Net Power Output (MW)	424.06	Degradation, %	3.0%
Power Plant EPC Contract	\$296,800		Fuel (MMBTU/Hr, LHV)	3966.20	Output with Degradation, MW	411.34
Desal Plant EPC Contract	\$0		Net Heat Rate (BTU/KWH, LHV)	9,353	Desal Plant Power Usage, MW	25.00
Total EPC Contract	\$296,800		Desal Plant Output, kgal/hr	0.00	Heat Rate Degradation	1.5%
CAPITAL INVESTMENT SUM'RY			ANNUAL PLANT OUTPUTS		ANNUAL FUEL CONSUMPTION	
EPC Contract	\$296,800		Average Capacity Factor	91.90%	Total Annual Fuel Consumption,	
Constr. Int. & Other Misc. Costs	\$95,324		Annual Total Power Export, MWh	0	MMBTu (incl startup fuel)	35,472,025
Total Capital as Spent	\$392,124		PRODUCT PRICING, 1995 DOLLARS		SUMMARY OF RESULTS	
Total Equity Required	\$117,637		Water Price, \$/kgallons	N/A	Average Debt Coverage	2.99
Perm Debt	\$274,487		ESCALATION RATES, Post 1995		Minimum Debt Coverage	2.30
O&M COSTS			GNP Deflator	4.00%	Cash On Cash IRR, 20yr	41.74%
Power Plant Var. O&M, \$/MWH	\$1.72		Fixed O&M Prices	4.00%	1995 NPV @15%, 20yr (\$000s)	86,510
Power Plant Fixed O&M, \$/Kw-Yr	\$8.69		SCHEDULE		1995 NPV @10%, 20yr (\$000s)	189,247
Desal Plant O&M, \$/1000 gallons	\$0.00		Start-up Year	2001	Levelized Avg. Annual Costs with	
FINANCING PARAMETERS			Year of Pricing	1997	20-year loan term, \$000s (1997S)	111,119
Senior Term Loan #1 Rate	9.00%		Yrs of Operation	20	Power Cost if all costs	
Term, years (max 20)	15.0				assigned to power, c/kWh	3.32
Construction Loan	8.00%					
Cash Reinvestment Rate	7.80%					
% Permanent Equity	30.0%					
% Construction Equity	0.0%					
Residual Value	0.00%					

TABLA 5. Economic Analysis Summary: Base Steam Cycle Plant

basado en el método de asignación de costes descrito arriba. Los resultados se muestran gráficamente en la Figura 5. Para las aplicaciones particulares descritas en este papel, se obtuvieron las siguientes ecuaciones para costes del agua (Wc) como una función de coste de la energía (Pc) para los tres procesos considerados:

$$\text{MSF: } W_c = (8,05 - P_c) / 1,159$$

$$\text{LTMED: } W_c = (6,77 - P_c) / 0,9727$$

$$\text{RO (OI): } W_c = (5,98 - P_c) / 0,8103$$

Basado en el coste de la energía de 3,32 c/KWh evaluado para la base de planta únicamente energética (Tabla V), el coste del agua se obtiene como 4,20 \$ / 1000 galones para MSF, 3,55 \$ / 1000 galones para LTMED y 3,28 \$ / 1000 galones para Osmosis Inversa.

CONCLUSIONES

Esto no es un estudio de caso real, y los costes variarán de proyecto a proyecto dependiendo de la elección del ciclo de vapor básico, la energía para tasa de agua, el coste de fuel, el factor de capacidad de la planta, las condiciones financieras, y otros parámetros. En cualquier caso, el estudio indica las atractivas tasas de retorno y coste del agua en el rango de 3,2 a 4,2 \$ / 1000

galones alcanzables con la tecnología existente de plantas de doble propósito energía/desalación situadas en Oriente medio, con la desalación de agua de mar por ósmosis inversa rindiendo los costes de agua más bajos.

El autor esta endeudado con Ronald E. Hoover, manager de arranque, Fluor Daniel, por su ayuda con costes de operación y mantenimiento para la base de planta de ciclo de vapor.

REFERENCIAS

- [1] KAMAL, I. and SIMS, G. V., Thermal Cycle and Financial Modeling for the Optimization of Dual-Purpose Power-cum-Desalination Plants, Proc. IDA World, Congress on Desalination and Water Sciences, Abu Dhabi, 1995 Vol.3 p.427-441
- [2] Enter Software, Inc., Menlo Park, CA, USA., Design and Simulation Software.
- [3] HAMMOND, R. P.; EISENBERG, D. M.; EMMERMAN, D. K.; JONES, J. E., Jr. and SEPTON, H. H., Proc. 1992 NWSIA Biennial Conference, Newport Beach, CA, 1992 Vol.1 p.69-83.
- [4] Leitner and Associates, Inc., Stonington, Connecticut, USA, IDA Computer Software for Sea Water Desalting Costs.