

EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE CICLOS DE COGENERACIÓN UTILIZANDO TECNOLOGIAS DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA



Oscar Farías Fuentes
Alejandro Concha Astudillo



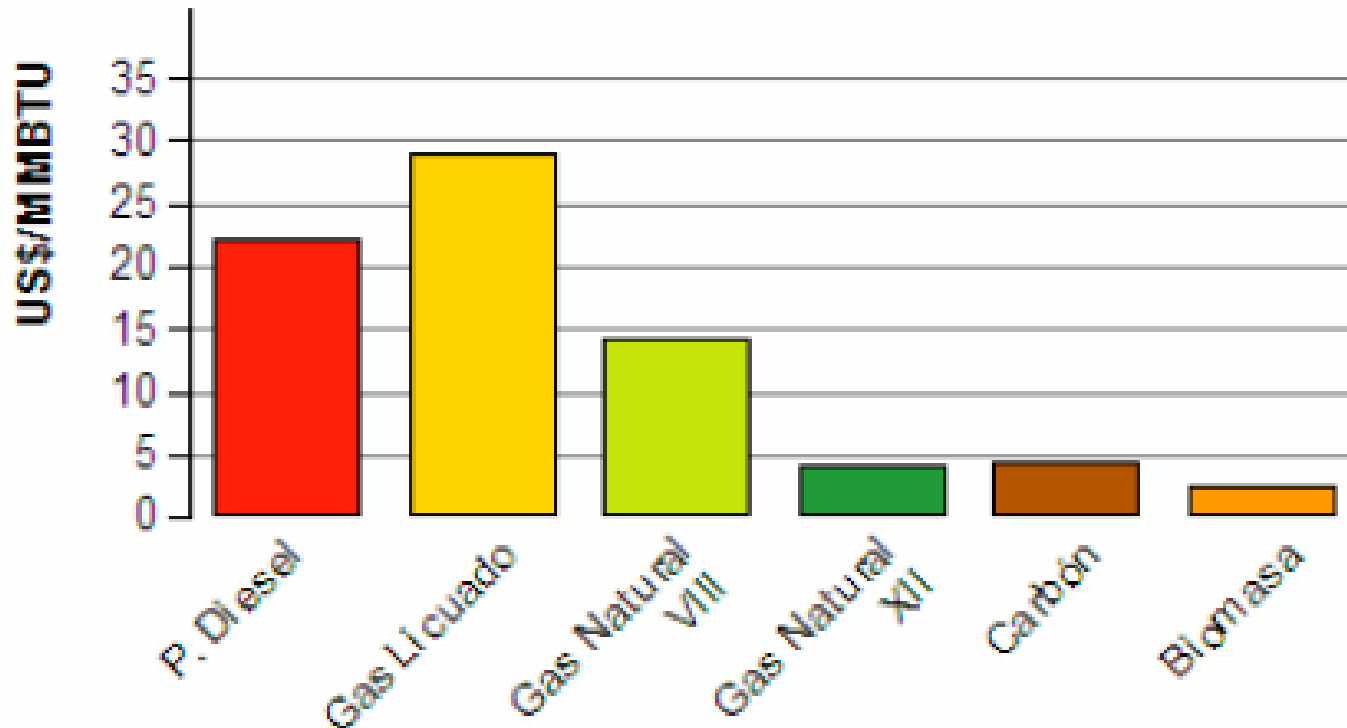
Universidad de Concepción

Introducción



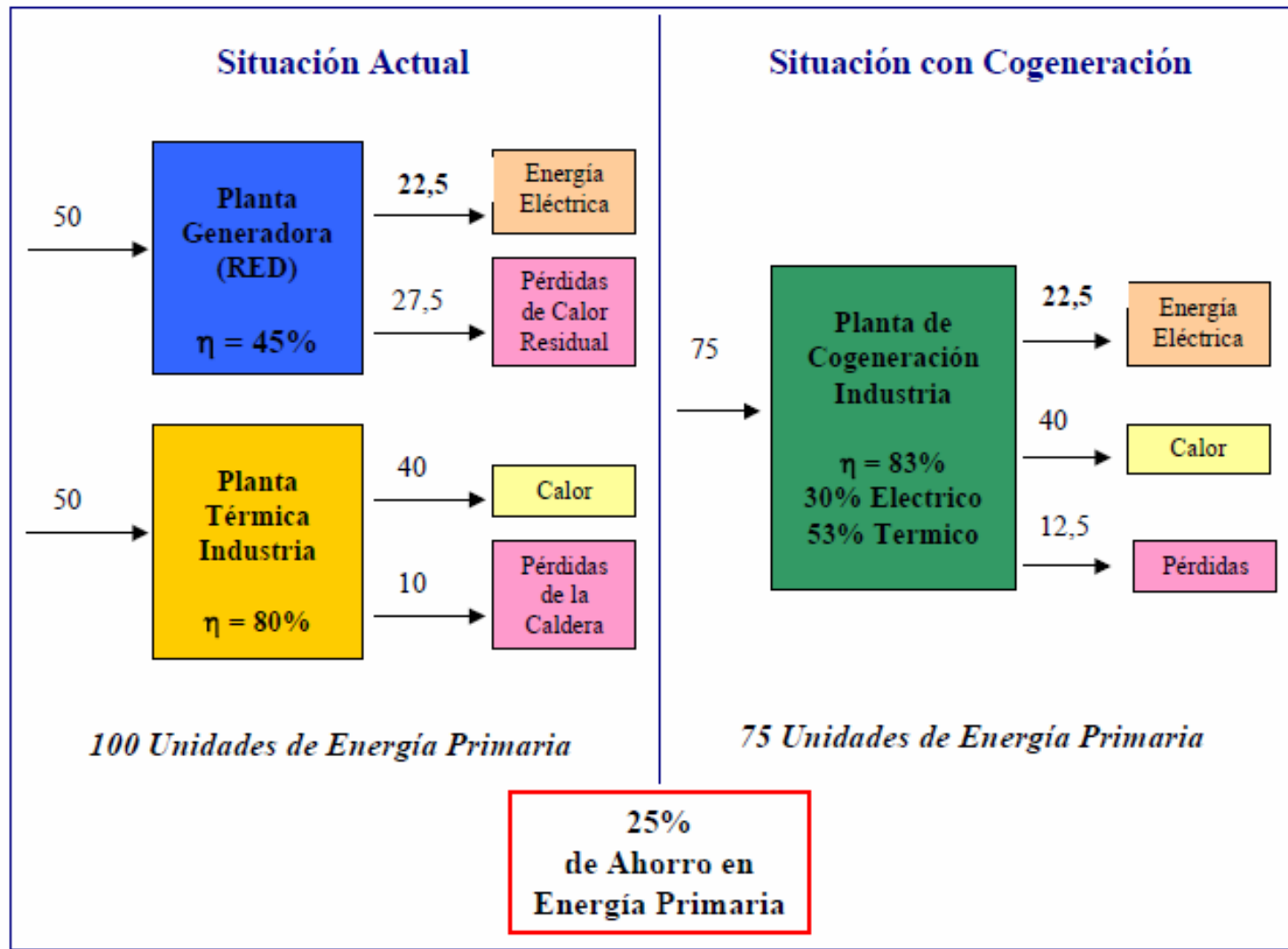
- ⌘ Dependencia de combustibles importados.
 - ⌘ Problemas de disponibilidad y precios de Gas Natural
 - ⌘ Impacto económico y ambiental por reconversión
- ⌘ Demanda creciente
 - ⌘ Curva sigue crecimiento del PIB
 - ⌘ Bajos índices de Eficiencia Energética
- ⌘ Nueva Política Energética
 - ⌘ Impulso a ERNC
 - ⌘ Fomento a generación con ERNC Leyes Eléctricas
- ⌘ Proyecto Prefactibilidad Consorcios INNOVA

Precio de Combustibles a nivel Industrial

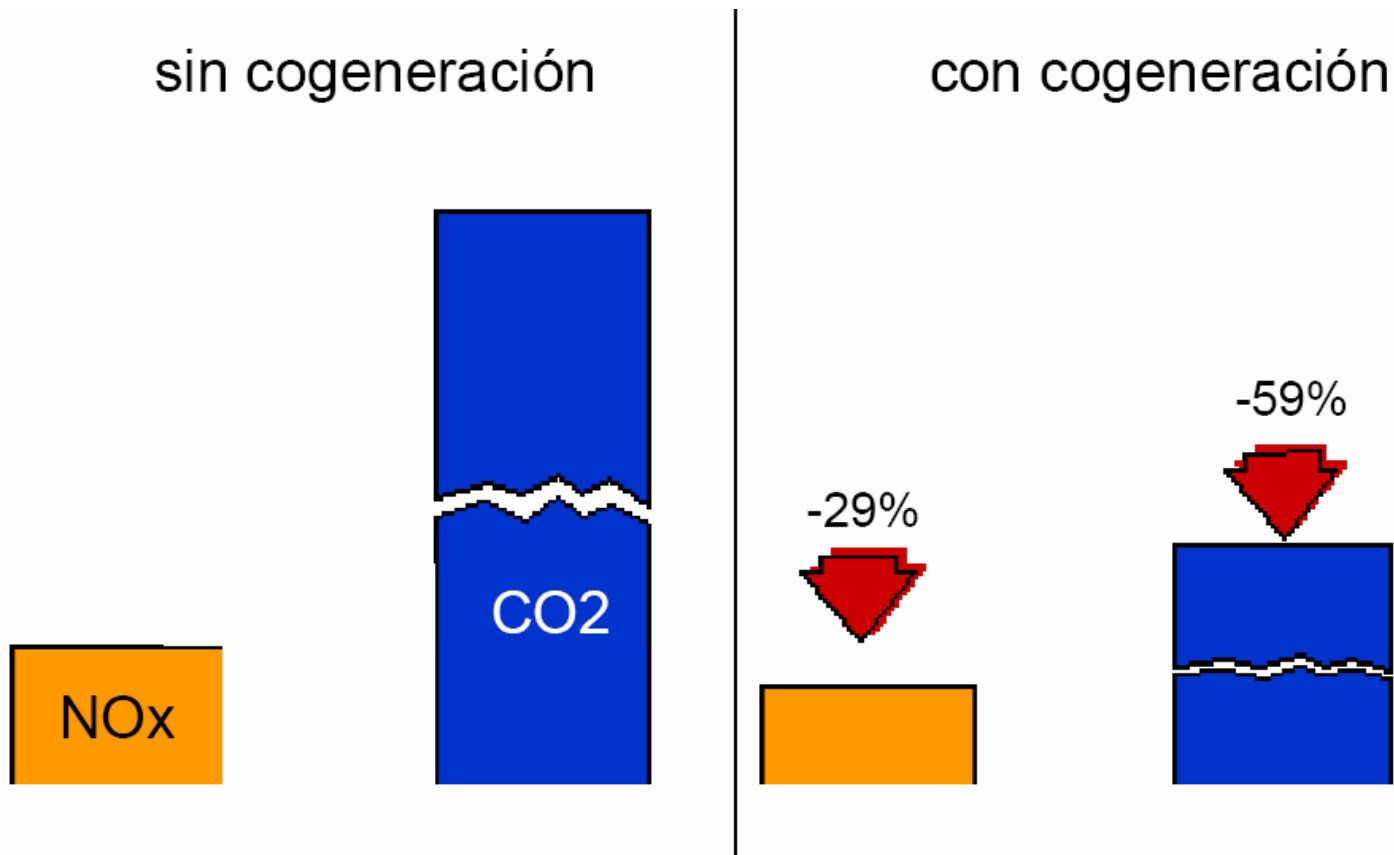


Fuente: Fundación Chile, 2006

Ahorro de energía primaria producto de la Cogeneración



Beneficios Ambientales



Emisiones de CO₂ equivalente para diferentes tecnologías

	g/kWh	CO ₂
• Black Coal	955	
• Brown Coal	~1,100	
• Gas CCGT	446	
Bioenergy		
• Straw - steam cycle	13	
• Forestry residues – steam cycle	29	
• Forestry residues – gasification	24	
• Poultry litter – gasification	8	
• Animal slurries – anaerobic digestion	31	
• Landfill gas	49	
• Sewage gas	4	
Other renewables		
• Decentralised PV –new homes	178	
• Wind – on shore	9	
• Hydro – existing large	32	

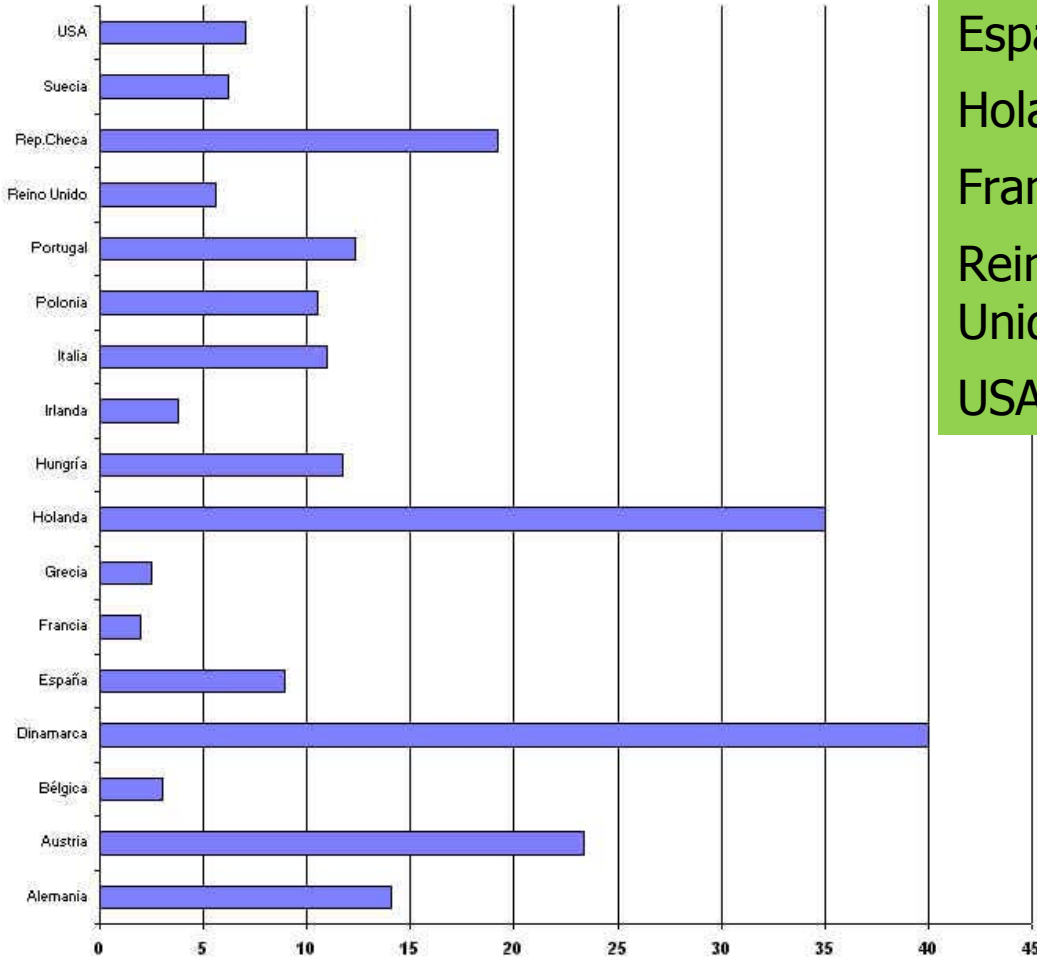
Source: IEA/DTI

Ventajas de la Cogeneración



- ⌘ Eficiencias de conversión combustible/energía utilizable en torno al 60% - 70%
- ⌘ La biomasa proveniente del manejo sustentable de los bosques constituye una fuente de energía renovable.
- ⌘ La biomasa proveniente del manejo sustentable de los bosques constituye una fuente de energía renovable
- ⌘ Aumenta la competencia entre los productores
- ⌘ Permite crear nuevas empresas

Desarrollo de la Cogeneración



País	1995[MWe]	2000[Mwe]	% crecim iento
España	2112	3000	42.05
Holanda	5050	8000	58.42
Francia	675	1300	92.59
Reino Unido	3500	5000	42.86
USA	45000	54000	20.00

**% de Cogeneración
con respecto al total
de energía producida
en 1998.**

Desarrollo estimado de la cogeneración en México al año 2006

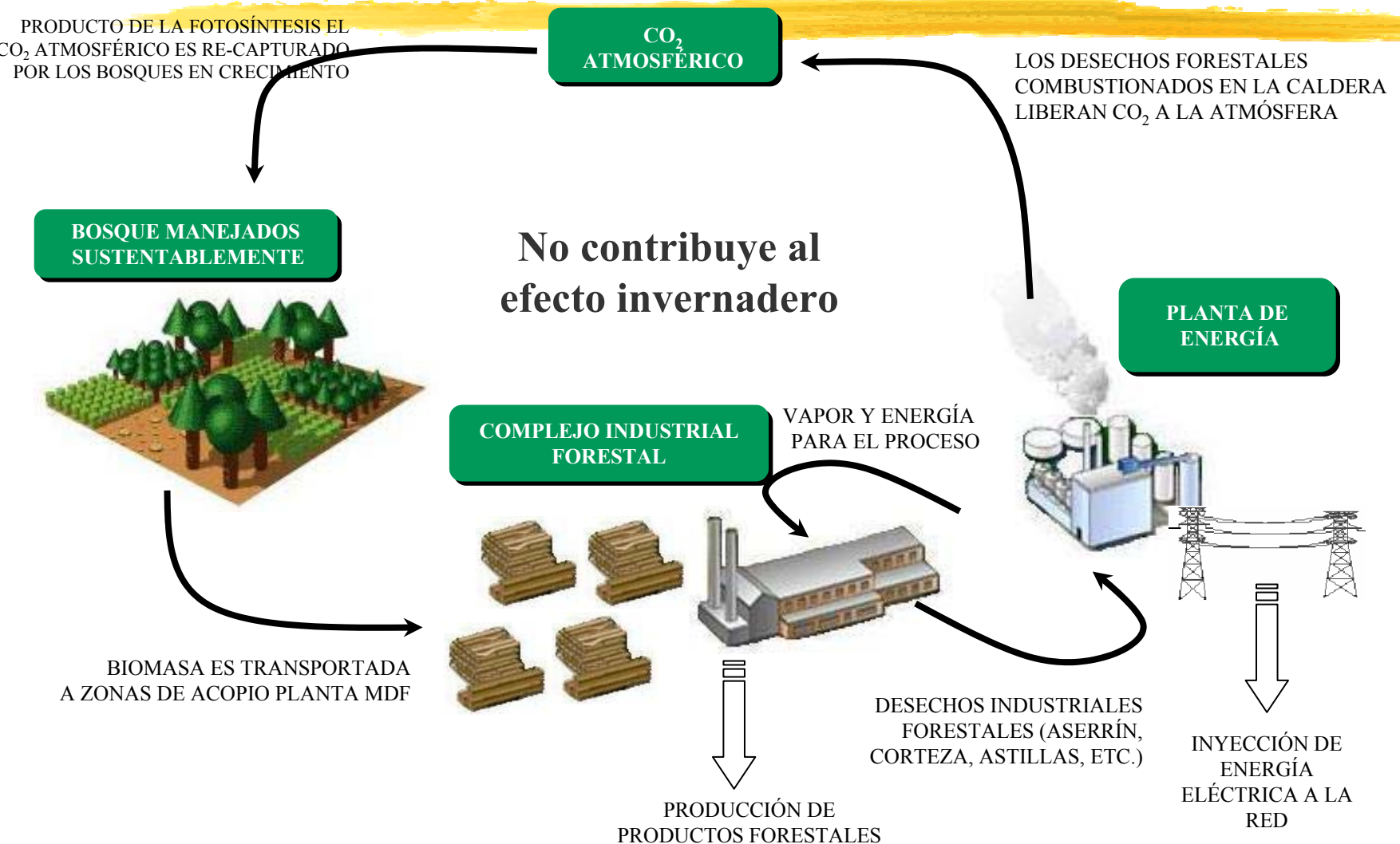
Sector	Capacidad Instalada de Cogeneración MWe		Ahorro de Combustible Millones de bep/año	
	mínimo	Máximo	Mínimo	máximo
Industrial	2,404	4,507	19.2	36.1
Pemex Petroquímica	746	1,399	5.9	11.2
Comercial	357	672	2.9	5.4
Total	3,507	6,578	28.0	52.7

Capacidad potencial de Cogeneración en Chile por tipo de Industria en MWe

SECTOR INDUSTRIAL	II	RM	V	VIII	X	XII	Total
ALIMENTOS	0	138	19	13	0	0	169
MADERA	0	0	0	21	2,5	0	24
METALMECANICA	0	25	0	12	0	0	37
MINERIA	70	0	33	0	0	0	103
NO METALICAS	2	70	0	2	0	0	75
PAPEL-CELULOSA	0	73	1	19	0	0	93
PETROLEO	0	0	90	60	0	0	150
QUIMICA-PLASTICOS	4	32	13	0	0	0	49
TEXTIL- CUEROS	0	70	0	0	0	2,0	72
OTROS	0	17	0	0	0	0	17
COMERCIO-SERVICIOS	0	47	0	2	0	0	50
Total General	77	473	156	130	2,5	2,0	840

Fuente: GAMMA Ingenieros, CNE, 2004

Potencial de la Industria Forestal Chilena



El uso de la biomasa como fuente de energía :

Qué tenemos hoy en Chile?

- ☒ En Chile, la energía eléctrica generada con biomasa no sobrepasa el 2%

Año 2007	[GWh]	[%]
Biomasa	714	1,7%
Otros	40.546	98,3%
Total	41.260	100%

- Cuál es la situación mundial?

	Generación [TWh]	Participación en la Matriz
EEUU	71,2	1,7%
Japón	19,5	1,8%
Alemania	16,6	2,7%
Brasil	14,4	3,6%
Reino Unido	12,9	3,2%
Finlandia	9,7	13,7%
Canadá	9,1	1,4%
España	3,1	1,0%
Resto del Mundo	69,3	0,7%

Fuente: International Energy Agency – Statistics.

Aporte de Arauco a la Cogeneración de energía en sus plantas a partir de biomasa forestal renovable

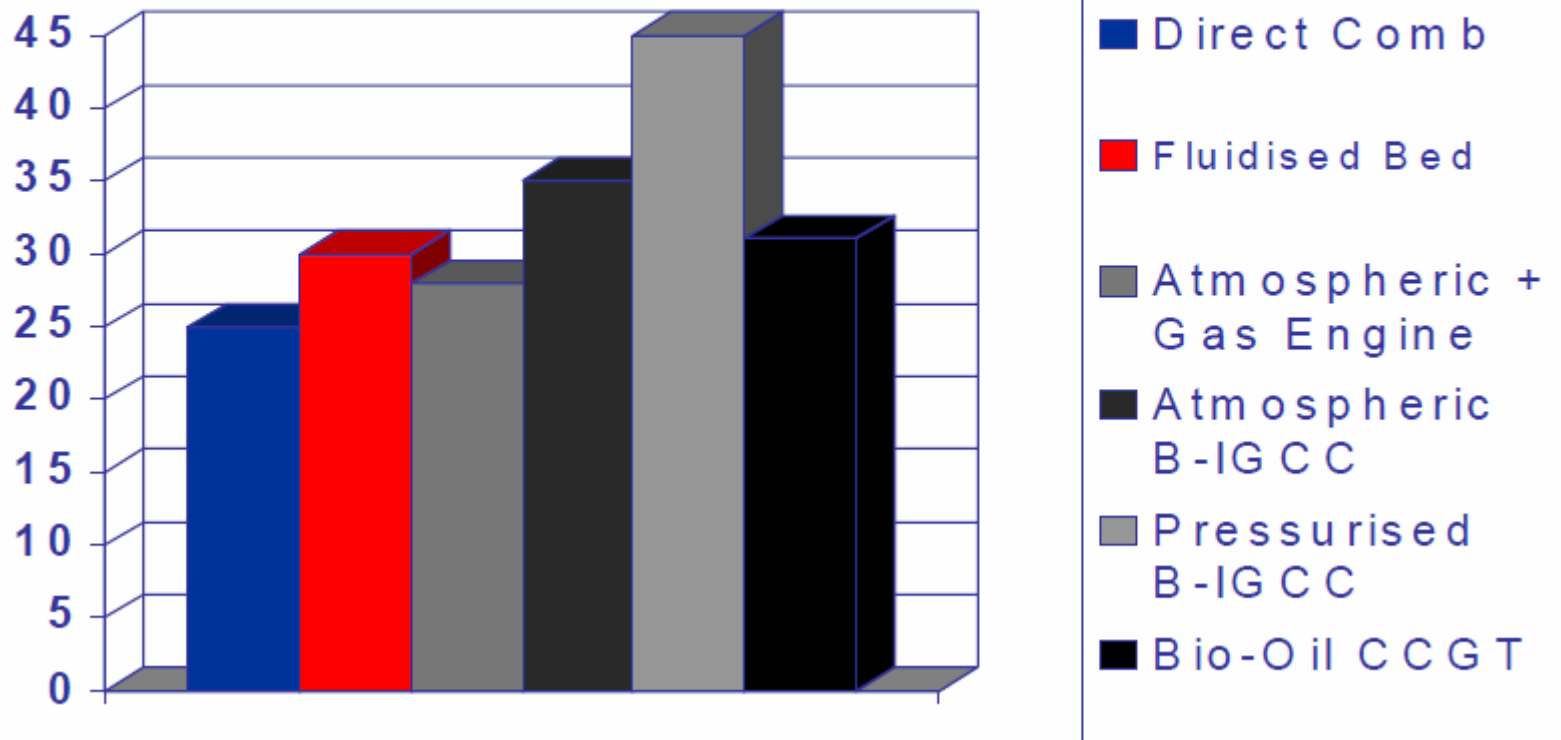
⌘ Capacidad de energía excedentaria de Arauco al SIC al 2007

Plantas	[MW]	
	Capacidad Instalada	Excedentes SIC
Arauco	96	9
Constitución	40	8
Licancel	29	4
Trupán	29	13
Valdivia	140	61
Nueva Aldea Paneles	30	14
Nueva Aldea Celulosa	140	25
Total	504	134

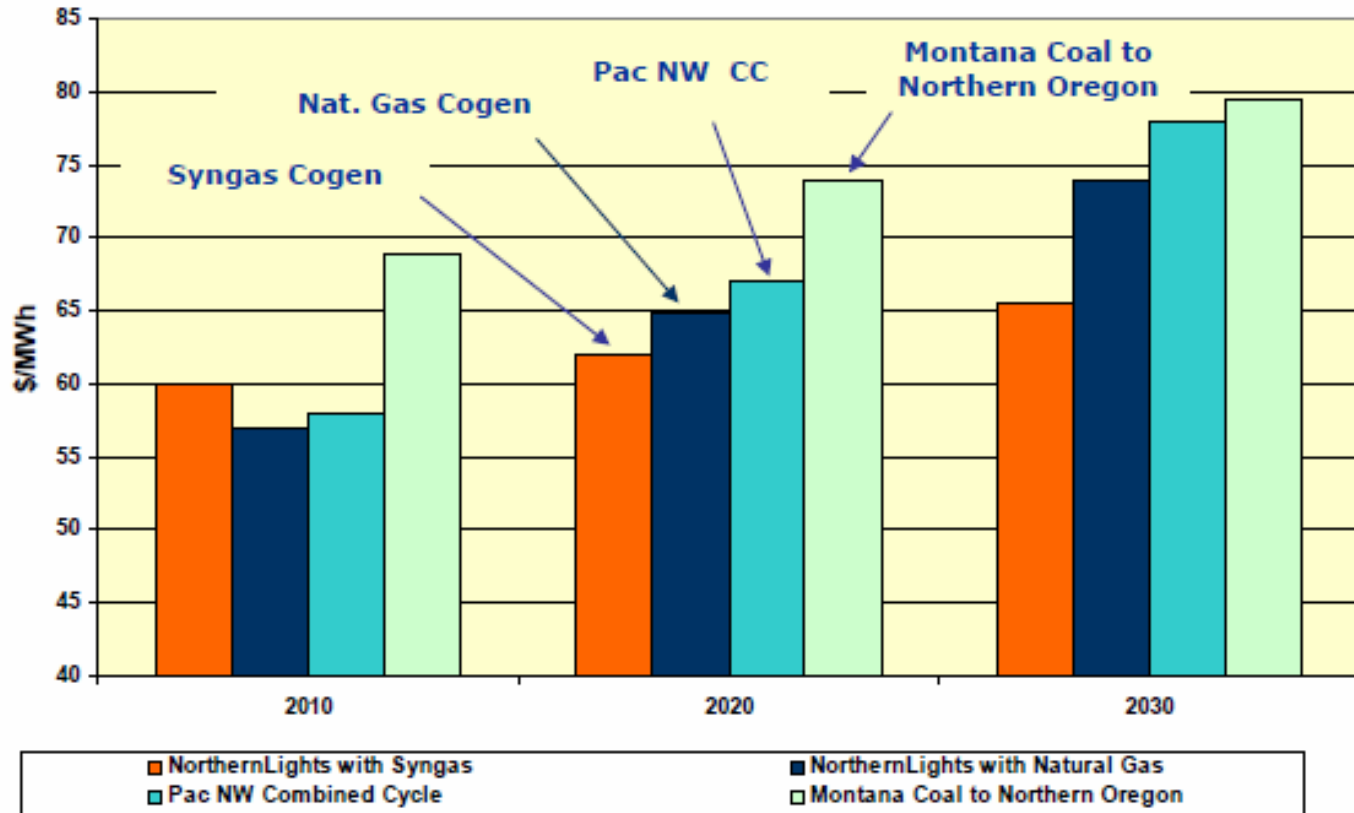
- ⌘ La energía eléctrica generada se utiliza para alimentar directamente a los procesos productivos. El excedente es exportado a la red.
- ⌘ El vapor cogenerado es usado íntegramente en los procesos productivos de las plantas.

Rendimiento eléctrico con diferentes tecnologías de generación

Efficiency of Fuel: Electricity Conversion



Costo de electricidad en Noroeste de EU, precio unitario para diferentes periodos



Comparación de costos para plantas de 500 MW

	GICC	PC sub crítica	CCGN base	CCGN punta 1	CCGN punta 2
Potencia MW	590	500	506	506	506
Factor de producción %	80	80	80	65	40
Rendimiento neto %PCS (%PCI)	41,0 (42,2)	35,0 (36,0)	50,5 (56,0)	48,7 (54,0)	47,3 (52,4)
Coste combustible €/GJ (cts.€/te), PCS	1,31 (0,55)	1,31 (0,55)	3,56 (1,50)	3,56 (1,50)	3,56 (1,50)
Coste inversión €/kW	1.300	1.186	496	496	496
Inversión cts.€/kWh	2,63	2,40	0,96	1,17	1,91
O&M cts.€/kWh	0,71	0,68	0,32	0,33	0,39
Combustible cts.€/kWh	1,14	1,33	2,57	2,67	2,74
Coste electricidad cts.€/kWh	4,48	4,41	3,85	4,17	5,04

Holt, N. *Gasification Technology Status – August 2002*. EPRI, 2002.

Usos del Gas de Síntesis

⌘ **Combustible: $\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{energía}$**

⌘ **Para producir otros combustibles, por ejemplo:**



⌘ **Materia prima para procesos químicos:**

$\text{CO} + \text{H}_2 \rightarrow$ Anhídrido acético, ácido acético, acetato de metilo, metanol.

Beneficios de la cogeneración con gasificación de biomasa

- ⌘ El Syngas derivado de biomasa es una alternativa a combustibles fósiles convencionales.
- ⌘ El costo capital de las instalaciones de gasification es un factor clave; uso para cogeneración mejora índices económicos
- ⌘ Para precios de gas sobre 5 US\$/MMBTU, la técnica es económicamente competitiva.
- ⌘ Algunos aspectos a considerar:
 - ☒ Disminución de las reservas de petróleo y gas natural gas
 - ☒ Volatibilidad de precios de combustibles fósiles
 - ☒ Utilización energética de recurso renovable como la biomasa.

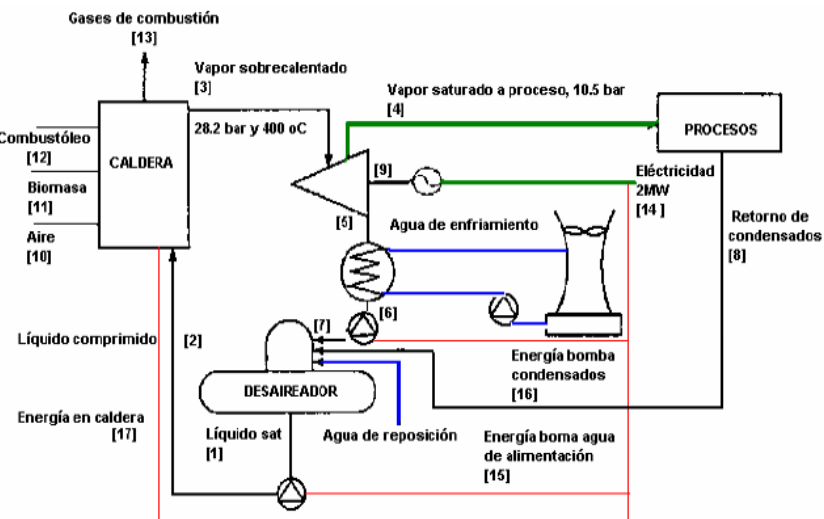
Parámetros de operación

Variable	Unidad	Extracción- Condensación
Capacidad eléctrica	kWe	2,120.0
Capacidad térmica	kWt	4,216.0
Relación Q/E	kWt/kWe	2.0
Flujo de vapor a proceso	ton/h	5.0
Flujo de vapor total	ton/h	14.7
Biomasa requerida	m³/año	63,221.3
Requerimiento de combustóleo	kg/h	0.0
Agua enfriamiento en sistema cerrado	m³/h	354.4
Agua de reposición enfriamiento	m³/h	3.5
Agua de reposición caldera	m³/h	0.9 - 1.2
Eficiencia ciclo	%	40.0

Evaluación Planta Cogeneración para Comunidad Indígena en México

Costo de inversión del sistema instalado

Elemento	Costo kWe instalado (US\$/kWe)	Costo (US\$)
Caldera de vapor	529.95	1,123,49
Turbina de vapor	390.00	826,80
Generador eléctrico	97.47	206,64
Bomba de agua de alimentación	65.40	138,60
Sistema de enfriamiento	50.80	107,66
Desaireador	28.20	59,80
Bomba de condensados	9.90	20,99
Otros	66.10	140,17
Total	1,237.82	2,624,18



Masisa Invertirá US\$17 Millones en Planta de Cogeneración Eléctrica

La finalidad de la inversión es aumentar las 400 mil toneladas de bonos de carbono que en la actualidad emite en el Chicago Climate Exchange.

Con una inversión de US\$17 millones, la forestal Masisa planea realizar la construcción y operación de una planta de cogeneración de energía eléctrica de 9,6 MW de potencia en el complejo industrial de Cabrero, VIII Región. El objetivo del proyecto es que la planta genere energía eléctrica para abaste-

cimiento propio, y eventualmente entregar al SIC.

Según anunció el gerente general de la compañía, Enrique Cibié, la empresa forestal tiene planes de aumentar las 400 mil toneladas de bonos de carbono que en la actualidad emite en el Chicago Climate Exchange, comprometiéndose a reducir sus emisiones de car-

Stephan Schmidheiny: De Excéntrico a Visionario

Stephan Schmidheiny es fundador del World Business Council for Sustainable Development, cuya relación con Masisa se da a través del Grupo Nueva. Durante 15 años, ha dedicado una parte importante de su patrimonio a establecer vínculos con líderes de la sociedad civil y empresarial, con la finalidad de promover el desarrollo sostenible.

En cuanto a su cercanía con la responsabilidad medioambiental, Schmidheiny afirmó que el cambio más importante se ha dado a nivel estratégico, "en el sentido de que ya no vemos al medio ambiente como un problema, sino como una ventaja potencial". Asimismo, Schmidheiny, reconoció que cuando adquirió esta particular visión de hacer negocios, "me titulaban de excéntrico, de soñador, de idealista, pero ahora me tratan de visionario".



DESAFIOS. Stephan Schmidheiny afirmó que "ya no vemos al medio ambiente como un problema, sino como una ventaja potencial".

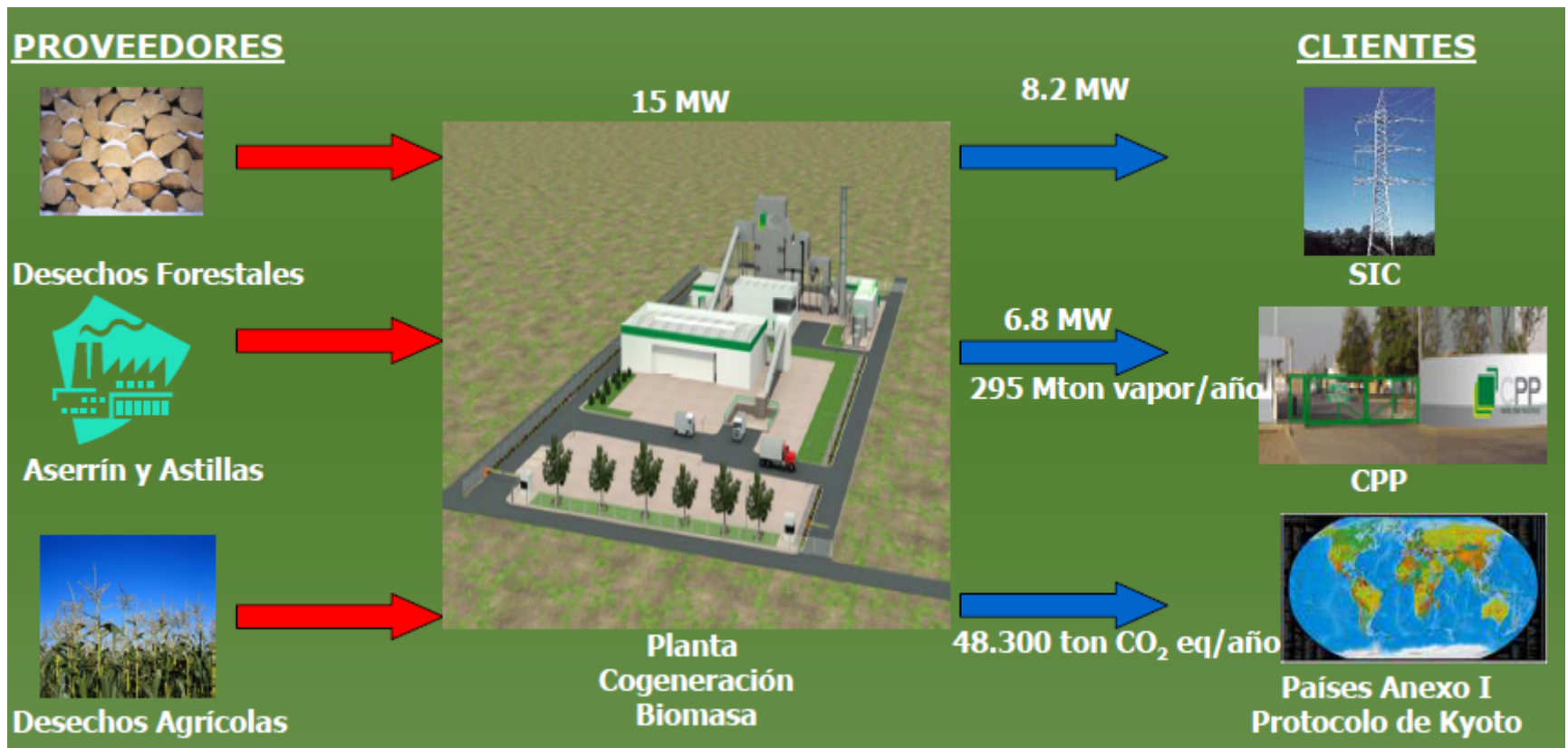
bono en 6% a 2010. "Estamos muy incentivados a hacerlo, no sólo porque se puede vender este exceso a un precio interesante, sino que las decisiones que estamos tomando, pueden disminuir los costos, y así nos hacemos más rentables como empresa", afirmó Cibié.

Asimismo, el gerente gene-

ral de la compañía sostuvo que si bien en la actualidad el precio por tonelada de bonos de carbono es de US\$4, esperan que estos alcancen los US\$20 ó US\$25, razón por la cual se encuentran doblando los esfuerzos para incrementar las toneladas que hoy en día emiten.

Potencia eléctrica: 9,6 MW
Inversión: 1770 US\$/kW

Planta Cogeneración de Biomasa CPP en San Francisco de Mostazal



Inversión Neta: US\$ 23.500
(1570 US\$/kW_{total})

Proyecto Innova Bio-Bio Prefactibilidad Consorcio Tecnológico en Gasificación

⌘ ETAPAS Consorcio

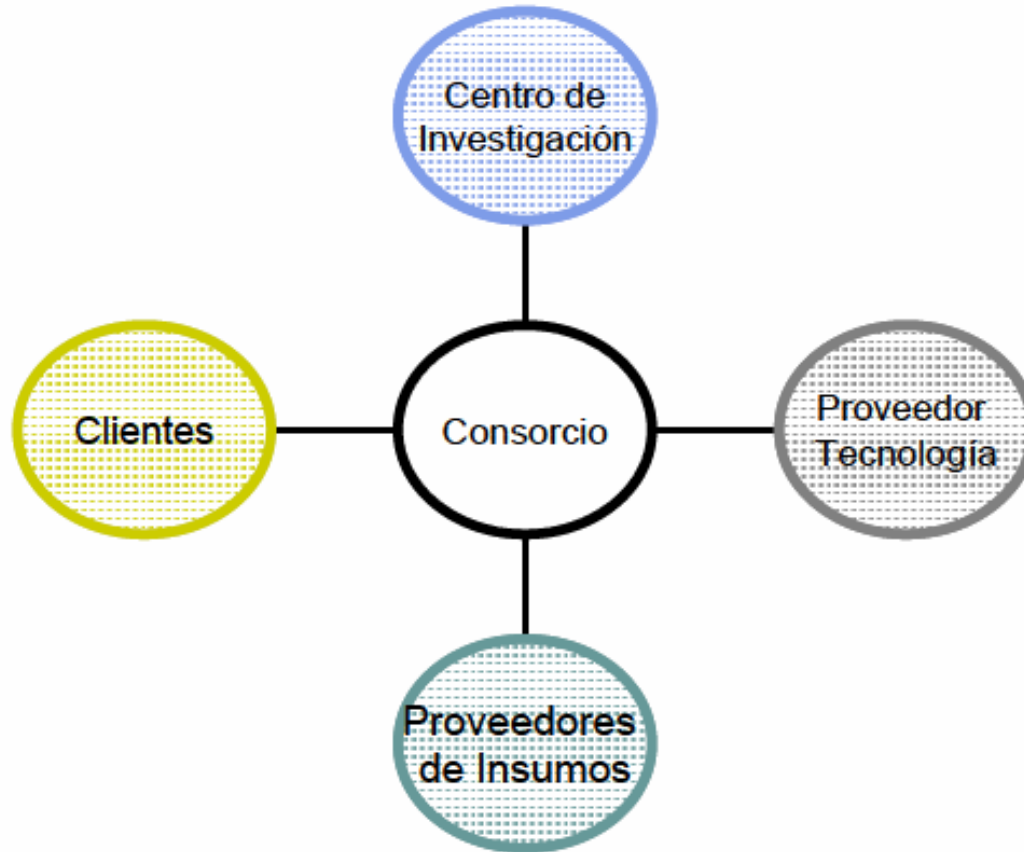
- ☒ 1) Piloto con gasificador 10 MWt (2-3 años)
- ☒ 2) Escalamiento y desarrollo de Negocios (3 años)

⌘ Revisión tecnologías de gasificación

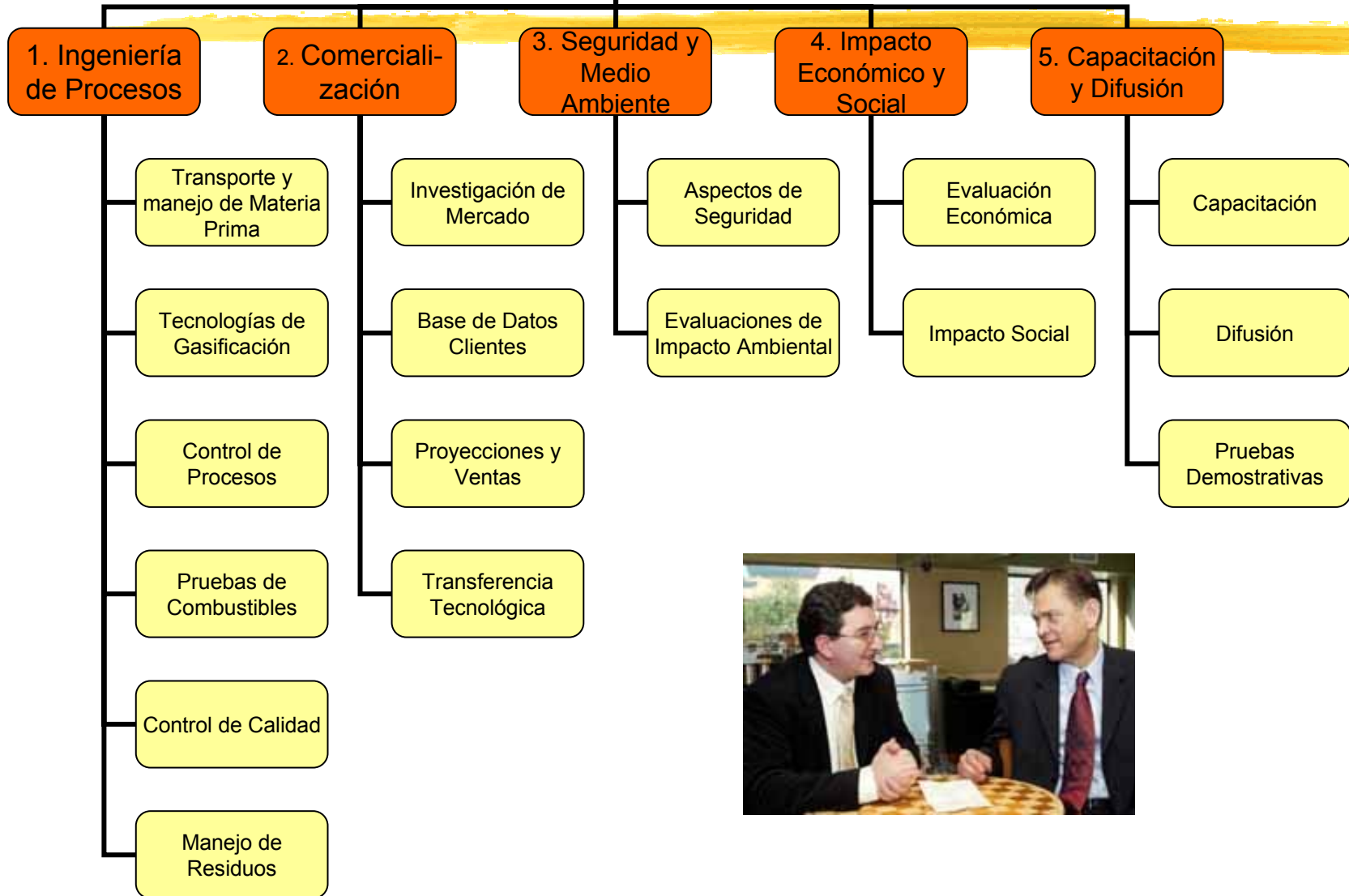
⌘ Evaluación alternativas de proyecto

- ☒ Producción Syngas para uso térmico
- ☒ Producción electricidad con IGCC
- ☒ Ciclos de cogeneración con gasificación de biomasa forestal.

Esquema de Consorcio Tecnológico



ACTIVIDADES
DEL
CONSORCIO



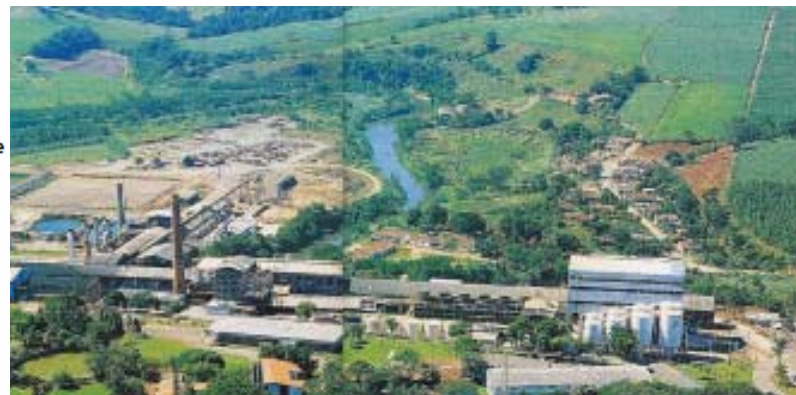
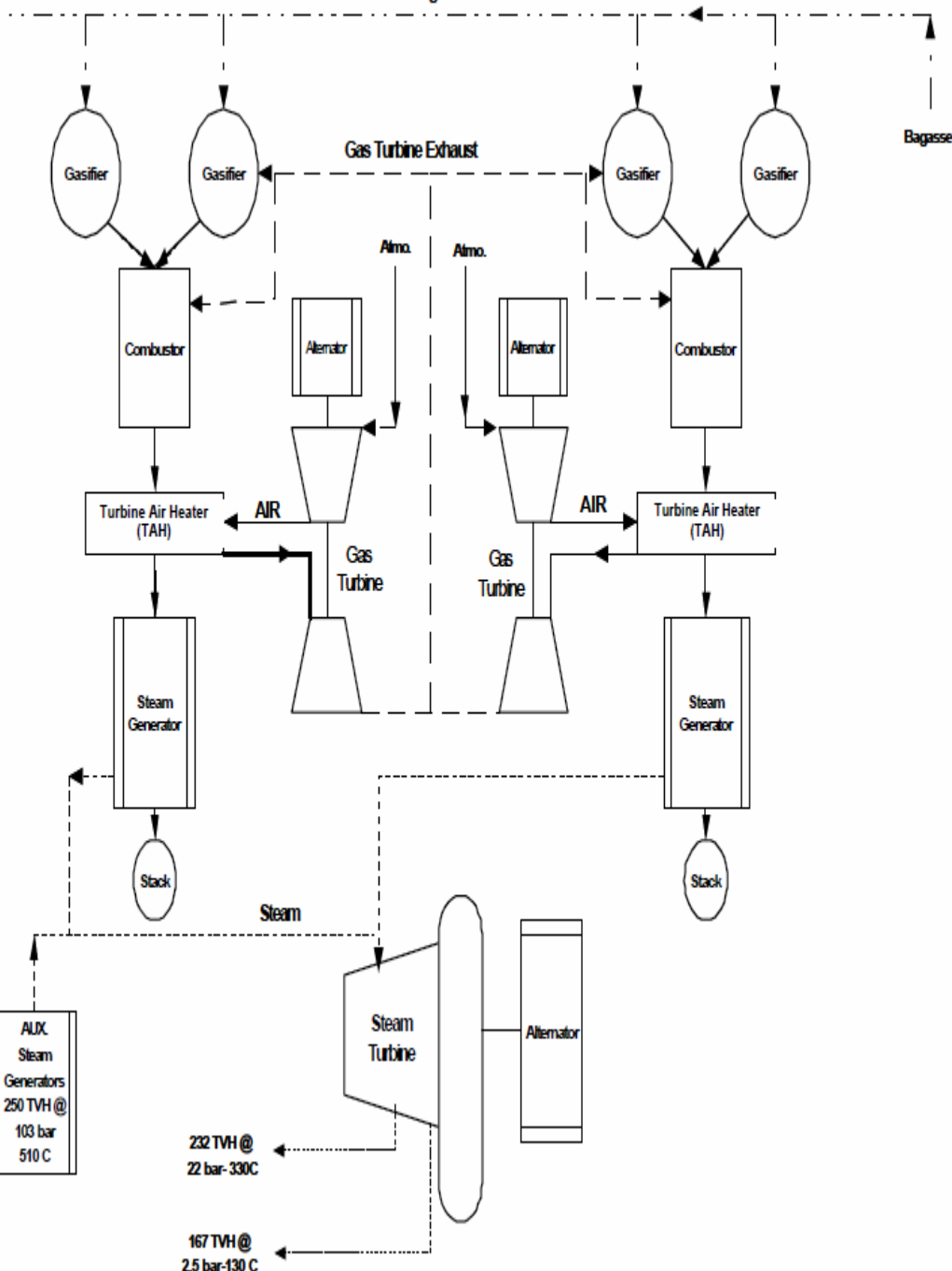


Gasificación con Leña en Temuco



Rend. global: 81.3%

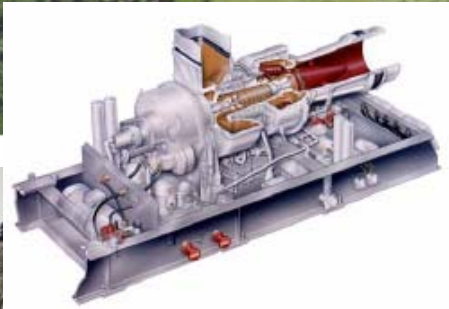
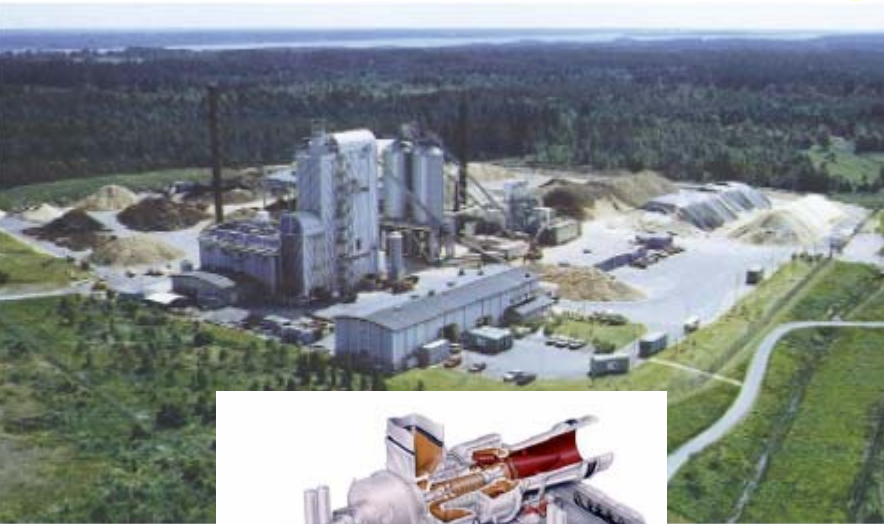




Refinería de azúcar en Costa Pinto, Brasil

**50 Mwe, 250 t/h
de vapor**

B-IGCC VARNAMO (Suecia)



- ⌘ 1ª Planta B-IGCC en el mundo (1996)
- ⌘ 6 MWe (2 MW TG, 4MW TV) y 9 MWt
- ⌘ 8500 hrs operación del gasificador
- ⌘ 3500 hrs op. BIGCC
- ⌘ Eficiencia eléctrica 40%
- ⌘ Eficiencia cogeneración 83%

Evaluación Plantas de Gasificación de biomasa para uso térmico

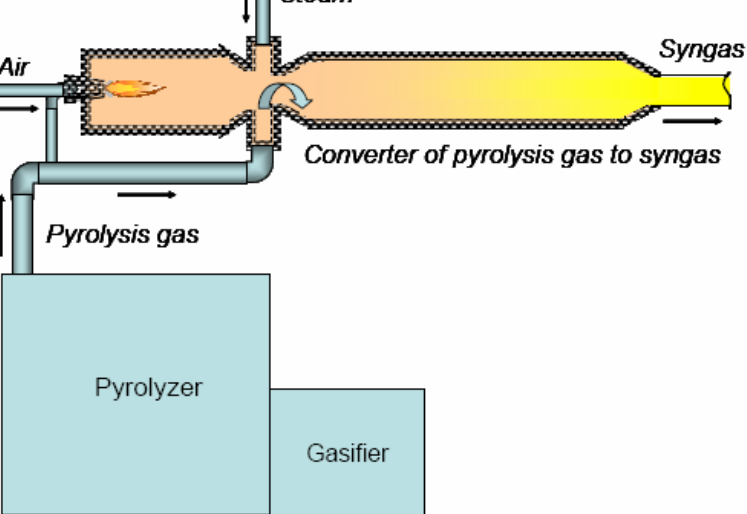


Potencia Máxima Generada 6 Mw

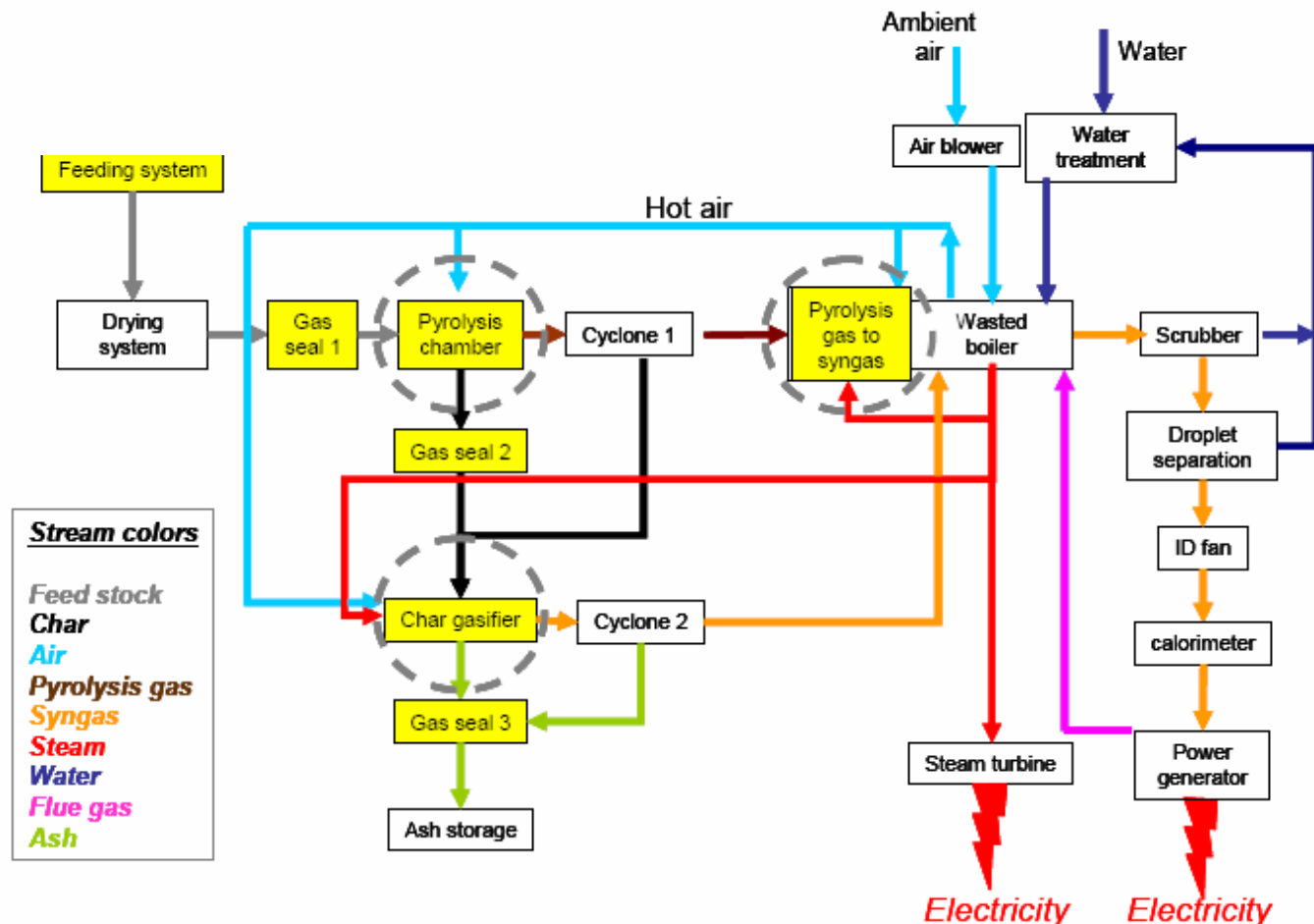
ITEMS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INVERSION	1.003										
Planta	792										
Montaje e Ingeniería	45										
Silos de acopio Combustible	30										
Sub estación Interconexión	36										
Terreno 1 Ha Cercana al Clien	100										
INGRESOS		2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.629
Energía Generada		2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470	2.470
Ingreso No Operacional		0	0	0	0	0	0	0	0	0	158
COSTOS		2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148
Biomasa		1.744	1.744	1.744	1.744	1.744	1.744	1.744	1.744	1.744	1.744
Mano Obra Planta		101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
Administración		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Cama Arena Biomasa		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Costo Limpieza gasificador		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Servicios de Cargado y manejo de Bior		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Manejo de Residuos		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Costo Energía a utilizar		79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Mantención Planta		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Servicios Externos de Alquiler u otros		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Seguros		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Depreciación		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
UAI		232	232	232	232	232	232	232	232	232	390
Impuesto		39	39	39	39	39	39	39	39	39	66
UDI		192	192	192	192	192	192	192	192	192	324
ECN	1.003	283	283	283	283	283	283	283	283	283	414

VAN (12%) millones de pesos: \$312.438

TIR (%): 26



Evaluación Tecnología AEE-BGU para producción de Electricidad

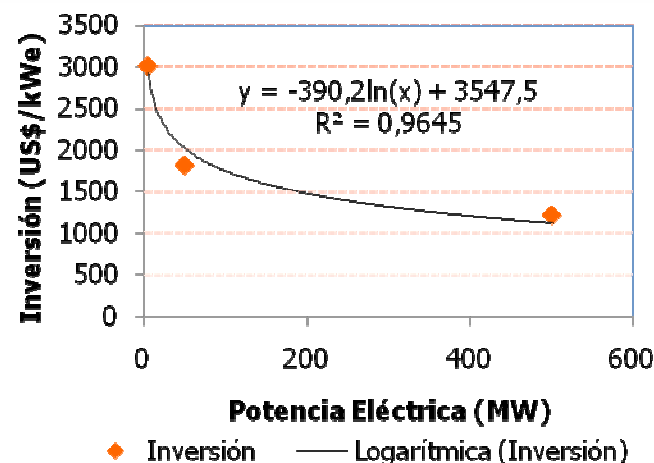


Power				5 MW _e	50 MW _e	500 MW _e
Item	Details	Units	Comments	Value	Value	Value
Production Unit	Constructed power	MW	Constructed power of the power plant	5	50	500
	Total cost for constructed power	\$	Total cost of power plant (including syngas and power)	15,001,365	90,111,385	601,145,455
	Cost to grid connection	\$	Connection cost as \$20 per KW power	100,027	1,000,018	10,000,000
	Specific power cost	\$/MW	Cost of MW constructed without interest	3,019,454	1,822,195	1,222,291
	Time period for construction	year	Period required for power plant erection	2	2	3
	Planned life time	year	Life time of power plant	15	25	25
Unit Performance	Availability	%	Percent of yearly hours the plant will work	85%	85%	85%
	Total potential working hours	hours	Total yearly hour per year	8,760	8,760	8,760
	Gross power generation	MWh	Total electricity produced	37,240	372,307	3,722,999
	Power self consumption	%	Percent of self consumption of power plant	10%	8%	7%
	Net power generation	MWh	Electricity at power generator leads	33,516	342,522	3,462,389
Fees	Electricity price	\$/MWh	Average electricity price	85	85	85
	Specific electricity production	Ton/MWh	How much feedstock is required to produce electricity	0.544	0.457	0.416
Expenses	Spare parts	\$/year	Spare parts as 2% of construction cost	300,027	1,802,228	12,022,909
	Permanent operation	\$/year	Manpower, materials, etc.	110,000	551,306	2,763,075
	Changing operation	\$/year	Manpower, materials, etc.	1,490,242	10,901,417	89,361,001
	M&G	\$/year	Management and	200,000	700,000	5,000,000

Parámetros tecnología AEE-BGU

	Production	MW	5.00	50.00	500.00
Conversion efficiency of syngas to electricity	%		42%	50%	55%
Total efficiency in conversion from feedstock to electricity	%		34%	40%	44%
Electricity power produced	MWe		5.00	50.00	500.00
Availability	%		85%	85%	85%
Total potential hours per year	hours		8,760	8,760	8,760
Total working hours per year	hours		7,446	7,446	7,446
Total Electricity per year	MWh		37,240	372,307	3,722,999
Total feedstock per year	tons		20,275	170,265	1,547,837
Conversion from feedstock to electricity	tons/MWh		0.544	0.457	0.416
Feedstock price	\$/ton		50	50	50
Feedstock cost	\$/year		1,013,742	8,513,260	77,391,863

Fuente: Bar-Ziv, Evaluation of WES™ Gasifier, Agosto 2008.



Evaluación económica AEE-BGU

Year	5 MW			50 MW			500 MW		
	Net profit (\$)	Total income(\$)	% net profit	Net profit (\$)	Total income (\$)	% net profit	Net profit (\$)	Total income (\$)	% net profit
1	-1,684,369	2,848,872	-59%	-880,842	29,114,380	-3%	105,047,799	294,303,047	36%
2	-903,963	2,848,872	-32%	3,718,988	29,114,380	13%	109,647,630	294,303,047	37%
3	-872,005	2,848,872	-31%	3,795,593	29,114,380	13%	109,724,235	294,303,047	37%
4	-837,809	2,848,872	-29%	3,877,561	29,114,380	13%	109,806,203	294,303,047	37%
5	-801,220	2,848,872	-28%	3,965,267	29,114,380	14%	109,893,908	294,303,047	37%
6	-762,070	2,848,872	-27%	4,059,111	29,114,380	14%	109,987,753	294,303,047	37%
7	-720,180	2,848,872	-25%	4,159,525	29,114,380	14%	110,088,167	294,303,047	37%
8	-675,357	2,848,872	-24%	4,266,968	29,114,380	15%	110,195,610	294,303,047	37%
9	-627,396	2,848,872	-22%	4,381,932	29,114,380	15%	110,310,574	294,303,047	37%
10	-576,078	2,848,872	-20%	4,504,944	29,114,380	15%	110,433,585	294,303,047	38%
11	-521,168	2,848,872	-18%	4,636,566	29,114,380	16%	110,565,208	294,303,047	38%
12	-462,415	2,848,872	-16%	4,777,402	29,114,380	16%	110,706,043	294,303,047	38%
13	-399,548	2,848,872	-14%	4,928,096	29,114,380	17%	110,856,738	294,303,047	38%
14	-332,281	2,848,872	-12%	5,089,339	29,114,380	17%	111,017,980	294,303,047	38%
15	-260,305	2,848,872	-9%	5,261,869	29,114,380	18%	111,190,510	294,303,047	38%
16				5,446,476	29,114,380	19%	111,375,117	294,303,047	38%
17				5,644,005	29,114,380	19%	111,572,647	294,303,047	38%
18				5,855,362	29,114,380	20%	111,784,003	294,303,047	38%
19				6,081,513	29,114,380	21%	112,010,155	294,303,047	38%
20				6,323,495	29,114,380	22%	112,252,137	294,303,047	38%
21				6,582,416	29,114,380	23%	112,511,058	294,303,047	38%
22				6,859,461	29,114,380	24%	112,788,103	294,303,047	38%
23				7,155,900	29,114,380	25%	113,084,541	294,303,047	38%
24				7,473,089	29,114,380	26%	113,401,731	294,303,047	39%
25				7,812,481	29,114,380	27%	113,741,123	294,303,047	39%

Evaluación alternativas de Cogeneración para aserradero típico

⌘ Se evalúan 4 alternativas

⌘ Producción vapor: 58 ton/h

☒ Extracción Cámaras HT: 20,8 ton/h a 12 bar

☒ Extracción Cámaras CT: 41,5 ton/h a 6 bar

⌘ Costo biomasa: 6 US\$/MMBTU

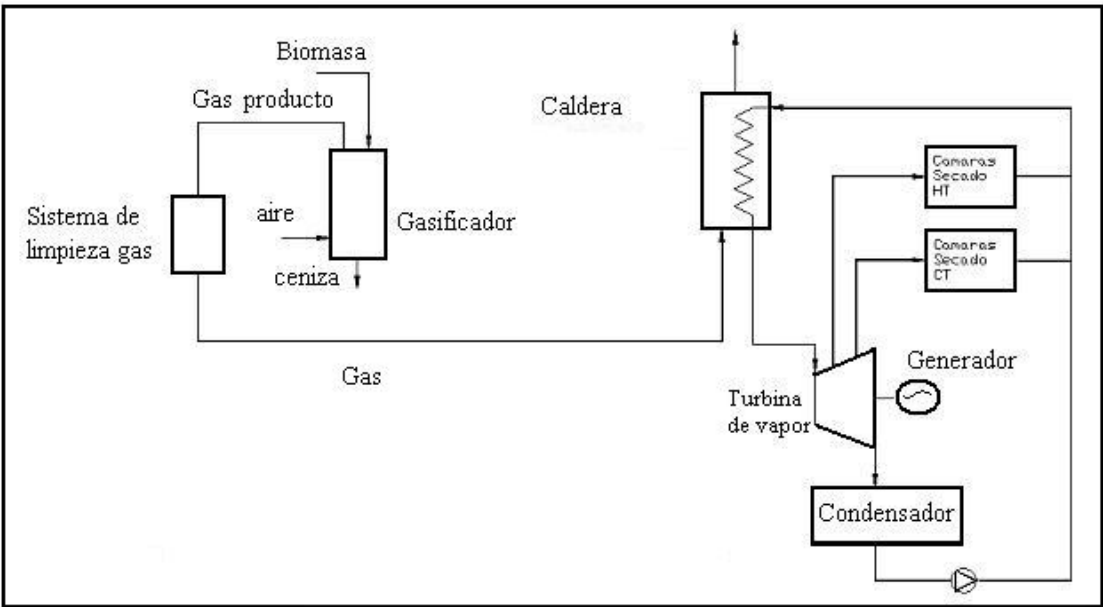
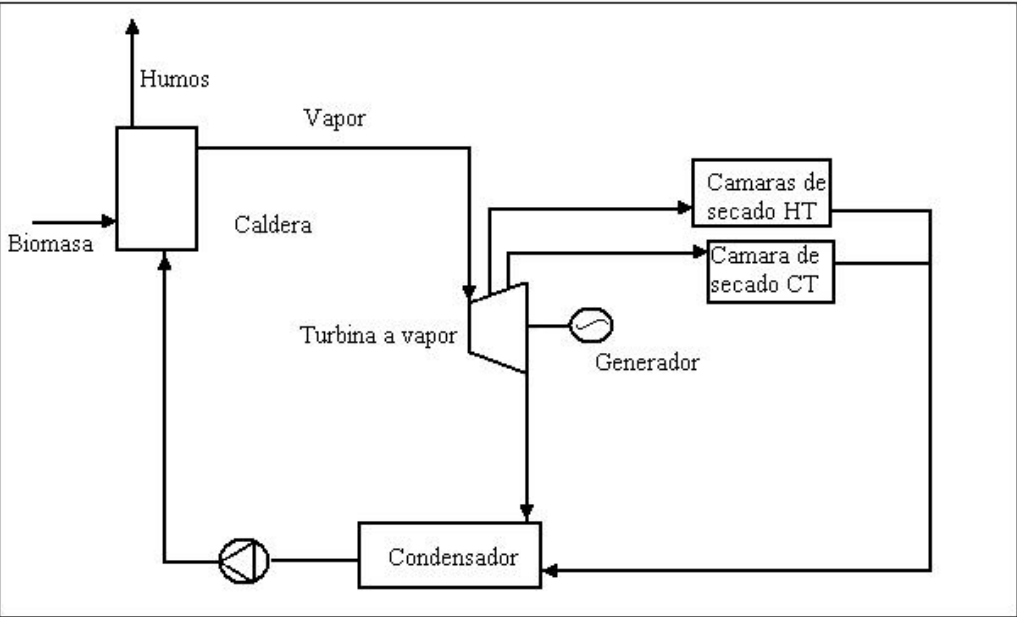
⌘ Costo electricidad: 70 US\$/MWh

⌘ Tasa de descuento: 10%

A) Ciclo de Cogeneración con Turbina a Vapor



Ton Vapor	58	ton/h
Costo Vapor Ref	10	US\$/ton
Costo Vapor	7,2	US\$/ton
Potencia generada	8,8	MW
Potencia consumida	3	MW
Horas func.	8320	horas/año

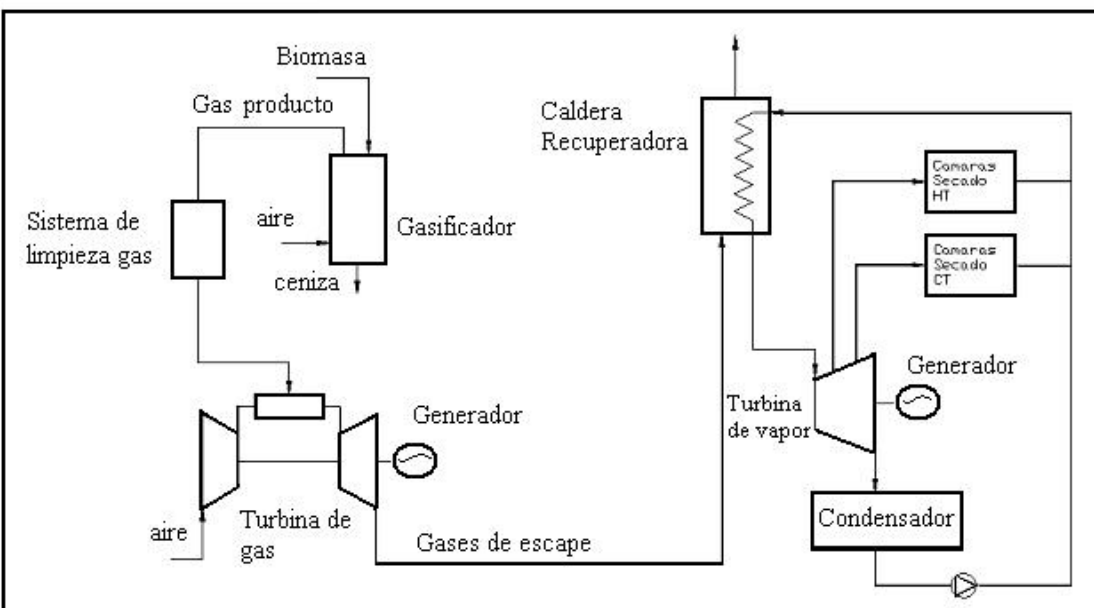
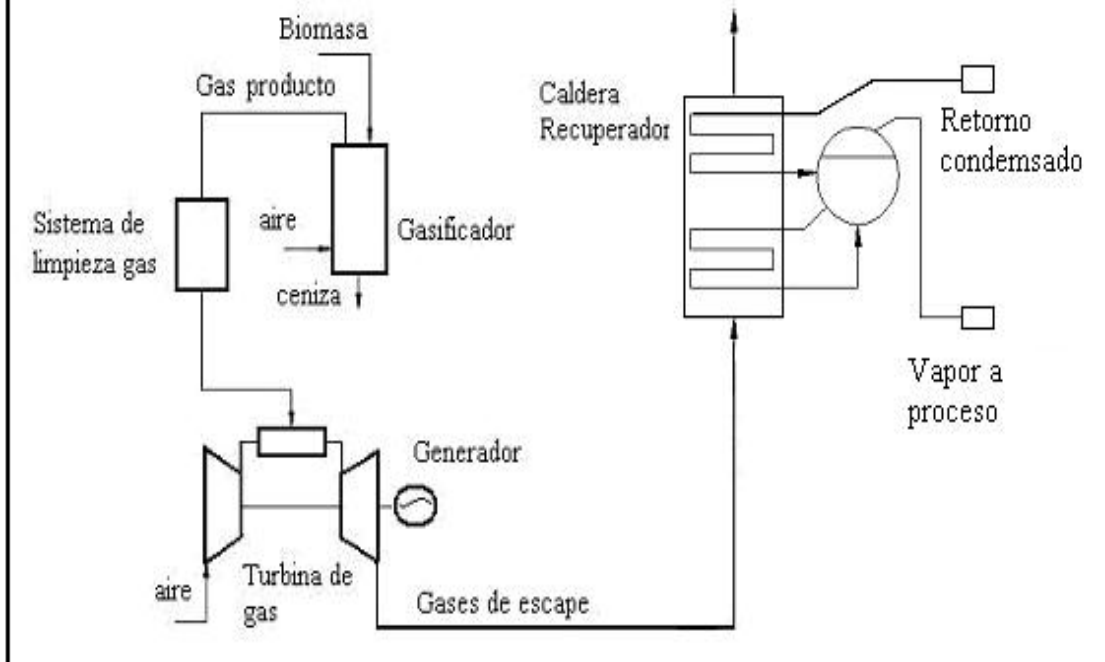


B) Ciclo de Gasificación integrada a cogeneración con caldera y turbina a vapor.

Ton Vapor	58	ton/h
Costo Vapor Ref	10	US\$/ton
Costo Vapor	7,9	US\$/ton
Potencia generada	8,8	MW
Potencia consumida	3	MW
Horas func.	8320	horas/año

C) Ciclo de Gasificación integrado a Cogeneración con Turbina a Gas

Ton Vapor	58	ton/h
Costo Vapor Ref.	10	US\$/ton
Costo Vapor	5,6	US\$/ton
Potencia generada	22,4	MW
Potencia consumida	3	MW
Horas func.	8320	horas/año



D) Ciclo B-IGCC

Ton Vapor	58	ton/h
Costo Vapor Ref	10	US\$/ton
Costo Vapor	6,8	US\$/ton
Potencia generada	29,9	MW
Potencia consumida	3	MW
Horas func.	8320	horas/año

Resultados evaluación

Alternativa	Ciclo	Consumo Biomasa (ton/h)	Inversión (MUS\$)	VAN	TIR
A	Cogeneración con turbina a vapor.	29,1	14.960	3.173.290	15%
B	Gasificación integrada a ciclo de cogeneración con caldera y turbina a vapor.	28,8	19.360	7.730.769	18%
C	Gasificación integrada a ciclo de cogeneración con turbina a gas.	33,7	40.320	13.880.245	17%
D	Gasificación integrada a cogeneración con ciclo combinado.	33,9	74.750	-4.136.062	9%

Conclusiones



- ⌘ La introducción de tecnologías de gasificación de biomasa en ciclos de cogeneración aparece atractiva dadas las ventajas ambientales y económicas asociadas a mayores rendimientos.
- ⌘ Existe aún incertidumbre respecto a los costos reales de inversión en tecnologías de gasificación para cogeneración, no obstante se espera que los costos disminuyan cuando se empiece a masificar su uso.
- ⌘ Se hace necesaria la formación de alianzas estratégicas entre empresas y centros tecnológicos a fin de reducir la brecha tecnológica y de aprendizaje.