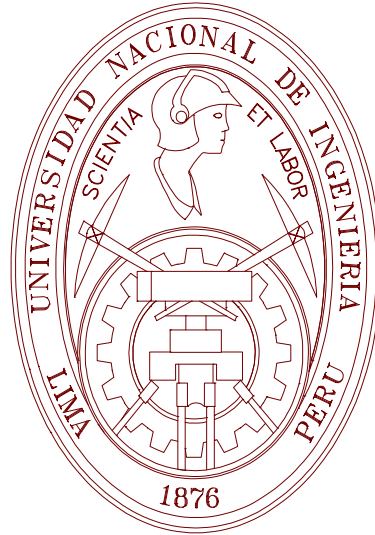


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA GENERACION  
DISTRIBUIDA - MICROTURBINAS A GAS NATURAL PARA  
LA COMUNIDAD DE SAN JOSÉ DE PARCCO”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**RED DUEÑAS JIMENEZ**

PROMOCION 2003-II

LIMA-PERU

2005

## INDICE

PROLOGO	01
CAPÍTULO I	02
INTRODUCCIÓN	
CAPÍTULO II	04
AVANCES TECNOLOGICOS PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA POR MAQUINAS TERMICAS	
2.1 AVANCE HISTÓRICO TECNOLÓGICO DE LAS MÁQUINAS TÉRMICAS EN LA HISTORIA	04
2.1.1 La máquina de vapor y la subordinación de la energía	04
2.1.2 Turbina de gas	06
2.1.3 Motor de encendido por chispa (Otto)	08
2.1.4 Motor diesel	08
2.1.5 Motor Wankel	10
2.1.6 Las tecnologías modernas de generación de fuerza y potencia	12
2.2 TERMODINAMICA DE LAS MAQUINAS TERMICAS	18
2.2.1 Turbinas	19
2.2.2 Un Ciclo de Potencia	20
2.2.3 Descripción del esquema Ranking.	21
2.2.4 Turbinas de gas.	22
2.2.5 Motores.	27
2.2.6 Motor de encendido por chispa (Otto)	28

2.2.7	Motor Diesel	31
2.2.8	Motor Wankel	33
2.3	AVANCES TECNOLOGICOS PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	35
CAPÍTULO III		40
MARCO TEORICO DE LA GENERACION DISTRIBUIDA CON MICROTURBINAS Y LA COGENERACION		
3.1	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	40
3.1.1	Concepto de Generación Distribuida	42
3.2	MICROTURBINAS	43
3.2.1	Aplicación de esquemas de microcogeneración	43
3.2.2	Concepto de Microturbinas	43
3.2.3	Descripción Tecnológica de la Microturbina	47
3.2.4	Recuperador de Calor	48
3.2.5	Procedimiento de conversión de energía de alta frecuencia a energía comercial.	49
3.2.6	Componentes de un Sistema de Generación CHP (combinación de potencia y calor).	50
3.2.7	Ciclo Termodinámico de una Microturbina	52
3.3	CONCEPTO DE COGENERACION	55
3.3.1	Turbinas de Gas.	56
3.3.2	Beneficios de la Cogeneración	57
3.3.3	Sistemas de aprovechamiento de la energía térmica de los gases de escape de las Microturbinas.	60
2.3.3.1	Uso directo de los gases de escape en procesos de secado y calentamiento.	60

### III

2.3.3.2 Capacidad de generación de frío de una microturbina CCHP	61
2.3.3.3 Building Cooling, Heating and Power. Trigeneración	62
CAPÍTULO IV	65
GENERACION DISTRIBUIDA VIA MICROTURBINA EN LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO	
4.1 BENEFICIOS DEL GAS EN LA ELECTRIFICACIÓN RURAL	65
4.1.1 Desarrollo y aplicación de microturbinas en esquemas de generación distribuida.	66
4.2 INFORMACION GENERAL DE LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO.	67
4.2.1 Ubicación política	67
4.2.2 Ubicación geográfica	67
4.2.3 Población y rasgos socio-económicos de la región	71
4.3 DESCRIPCION DE LA NECESIDAD DE ELECTRIFICACIÓN EN LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO	74
4.3.1 Necesidades de la comunidad	74
4.3.2 Ingresos familiares/ ratios de gastos en energía.	74
CAPÍTULO V	77
ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE LA COMUNIDAD DE SAN JOSÈ DE PARCCO	
5.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	77
5.1.1 Demanda de potencia	77
5.1.2 Demanda de potencia total	80

5.1.3	Cálculo de la Potencia de Planta	80
5.1.4	Proyección y Evaluación de la demanda de potencia futura	81
5.2	SELECCIÓN DE EQUIPOS ELECTROMECHANICOS	81
5.2.1	Microturbina	80
5.2.2	Variación de la eficiencia y la energía generada en función de la temperatura.	82
5.2.3	Variación operativa de la microturbina en zona de altura	83
5.2.4	Vida útil de la microturbina.	83
5.2.5	Facilidades para la ejecución de proyectos de Cogeneración con los gases de escape de la Microturbina Capstone C60.	84
5.3	TABLERO ELECTRICO	84
5.3.1	Sub-modulo de control	85
5.3.2	Sub-modulo de protección	85
5.3.3	Sub-modulo de medición	85
5.3.4	Transformador	85
5.3.5	Casa de Máquinas	86
5.3.6	Puesta a Tierra	86
5.4	ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN	86
CAPÍTULO VI		88
ANÁLISIS ECONOMICO DE LA GENERACION POR MICROTURBINA A GAS EN LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO		
6.1	ANÁLISIS ECONÓMICO	88
6.1.1	Inversión inicial de la microturbina.	88
6.1.2	Costo por consumo de combustible al año.	88
6.1.3	Calculo del Factor de Carga.	89

6.1.4	Costo anual de operación y mantenimiento.	90
6.1.5	Gasto anual de la comunidad en energía.	92
6.1.6	Factibilidad del Proyecto.	93
6.2	COSTO DE LA ENERGIA GENERADA	93
6.2.1	Calculo del costo variable	94
6.2.2	Cálculo del Costo Medio de Producción.	95
6.3	BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MICROTURBINAS	96
CAPÍTULO VII		98
DERIVACION DE LINEA DE GAS PARA ALIMENTACION DE LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO		
7.1	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN SISTEMA AISLADO	98
7.2	ESTUDIOS BASICOS DE INGENIERÍA PARA LA REALIZACIÓN DE LA DERIVACIÓN DEL GASODUCTO	102
7.2.1	Levantamiento Topográfico	102
7.2.2	Estudio Sísmico	103
7.2.3	Sismicidad Histórica	104
7.3	ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN	104
7.3.1	La Estación de Derivación	104
7.3.2	Estación de Reducción de Presión y de Medida	105
7.4	COSTO TOTAL DE LA DERIVACIÓN	107
7.5	ASPECTOS SOCIALES	107
7.5.1	Actitud y compromiso de la comunidad	108
7.6	SINTESIS DE LA DERIVACIÓN	109

CAPITULO VIII	110
EXPERIENCIAS EN LA ELECTRIFICACION RURAL, AVANCES Y PERSPECTIVAS	
8.1 EXPERIENCIAS Y GESTION DE ELECTRIFICACION RURAL EN EL PERU	110
8.1.1 Financiamiento.	111
8.1.2 Subsidios.	111
8.1.3 Caso de Chalán: Estructura Comunal	112
8.1.4 Estructura Orgánica.	113
8.1.5 Esquemas de propiedad y administración de sistemas aislados de generación de energía eléctrica en el Perú.	114
8.1.6 Evaluación de la performance de sistemas aislados de generación de energía eléctrica en el Perú.	115
8.2 RESULTADOS	117
8.2.1 Organización.	117
8.2.2 Costos, tarifas y energía consumida.	118
8.2.3 Número de empleados.	119
8.2.4 Típicos factores de carga.	119
8.3 OPORTUNIDADES PARA REDUCIR LOS COSTOS EN SISTEMAS AISLADOS.	125
8.3.1 Modelo de administración y propiedad	125
8.3.2 Factores que contribuyen al éxito y la rentabilidad de un sistema aislado.	127
8.3.3 Módulos de entrenamiento y asistencia en dirección de proyectos.	128

## VII

8.4	GESTIÓN INTELIGENTE DEL MANEJO DE LA CARGA EN UNA MICROCENTRAL ELÉCTRICA.	129
8.4.1	Control de la demanda pico por medio de limitadores de corriente.	130
CAPITULO XI		132
APRENDIZAJE Y EXPECTATIVAS DE LOS SISTEMAS DE GENERACION DISTRIBUIDA OPERANDO Y DE LAS MICROTURBINAS A GAS		133
9.1	APRENDIZAJE Y ESPECTATIVAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EXPERIENCIAS ACUMULADAS	133
9.2	LECCIONES APRENDIDAS DE LOS PRIMEROS USUARIOS DE MICROTURBINAS.	135
9.3	PERSPECTIVAS A NIVEL MUNDIAL	139
9.4	DECISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN.	145
9.5	BARRERAS DE INGRESO A LA GD	145
9.5.1	Normatividad y regulación.	145
9.6	MEDIO AMBIENTE.	146
9.7	COMPORTAMIENTO DE UNA MICROTURBINA EN UN SISTEMA CONVENCIONAL	148
9.8	REGULACIÓN DE LAS EMISIONES DE LAS MICROTURBINAS.	150
CONCLUSIONES		152
BIBLIOGRAFIA		155
PLANOS		157



## **PROLOGO**

El proyecto Camisea es de un potencial enorme para nuestro país, que actualmente no esta siendo aprovechado en su totalidad; la generación distribuida con microturbinas representa un nuevo paradigma tanto para suministrar energía a regiones aisladas como a sistemas interconectados.

La poca difusión y la comercialización son algunas de las limitaciones para esta tecnología. En este sentido el desarrollo de esta tecnología es rápido debido al interes de la industria y el gobierno de Estados Unidos. En cuanto la financiacion de estos proyectos existen entidades internacionales y nacionales que promueben los mismos.

Esta tesis tiene como objetivo la difusión de esta tecnología y el desarrollo de la comunidad de San José de Parcco. En el capítulo 1 se da una introducción general. En el capítulo 2 se expone el desarrollo de las máquinas térmicas para la generación. En el capítulo 3 se dan los conceptos de Generación distribuida, microturbinas y cogeneración. En el capítulo 4 se describe a la comunidad de San José de Parcco. En el capítulo 5 se hace un estudio del mercado electrico de la comunidad. En el capítulo 6 se detalla el analisis economico de la generacion con microturbinas en la comunidad. En el capítulo 7 se expone la derivación de gasoducto a la comunidad. En el capítulo 8 se recopilan experiencias de electrificación rural en el Perú. En el capítulo 9 se presenta las experiencias a nivel mundial del uso de las microturbinas.

# **CAPÍTULO I**

## **INTROODUCCIÓN**

La Generación Distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica, se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia le esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de algunos kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

En los años setentas, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

Este trabajo pretende introducir este nuevo concepto aplicándolo en un esquema de generación de energía un sistema aislado, en la comunidad de San Jose de Parcco, además de resaltar los beneficios de esta nueva tecnología que son las microturbinas a gas natural, todo esto como parte de la difusión de nuevas tecnologías para el aprovechamiento del gas natural en nuestro país.

## **CAPÍTULO II**

### **AVANCES TECNOLÓGICOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MAQUINAS TÉRMICAS**

La generación y el control de la energía fueron inquietudes del hombre desde siempre. En consecuencia en este capítulo describiré la evolución de los procesos tecnológicos para alcanzar tal fin.

#### **2.1 AVANCE HISTÓRICO TECNOLÓGICO DE LAS MÁQUINAS TÉRMICAS EN LA HISTORIA.**

##### **2.1.1 La máquina de vapor y la subordinación de la energía.**

Los primeros intentos para subordinar la energía a las actividades del hombre fueron poco eficientes y hasta peligrosos. La necesidad cada vez más apremiante de extraer agua de las minas cuya profundidad se incrementaba y tenía un costo humano y material muy alto. La antigua bomba aspirante de mano empleó el vacío para elevar el agua y, a medida que progresaba el siglo XVII, los hombres comprendieron la importancia del vacío.

El ingeniero militar Thomas Savery (1691) materializó por primera vez, la idea para crear un “ingenio de vapor” para extraer agua de

minas y pozos (el término ingenio “device” en inglés se aplicó originalmente a todo artefacto mecánico). Esta máquina consistía en un recipiente sellado que era llenado con agua y dentro del cual se introducía vapor a presión la cual forzaba al agua hacia arriba y afuera del recipiente.

Siete años después, en 1698, Savery patentó su ingenio con un herrero inglés llamado Thomas Newcomen construyendo una máquina más perfecta que trabajaba a bajas presiones; tenía pistón y cilindro, y empleaba la presión del aire para mover hacia abajo el pistón.

Los primeros intentos de subordinar la energía del hombre, realizados por Savery y Newcomen dieron como resultado una máquina difícil de utilizar, poco eficiente y en ocasiones peligrosa para las personas que infortunadamente se encontraban cerca de ella. Por estas razones el ingenio o máquina de Savery siguió siendo un artilugio secundario durante más de sesenta años. Sin embargo, el motivo que había ocasionado su creación (la inundación de las minas) seguía existiendo y la necesidad de salvar vidas y particularmente la producción minera se hacía ineludible. Por esta razón la Universidad de Glasgow contrató a un joven mecánico de precisión escocés llamado James Watt para diseñar un nuevo modelo del ingenio de Newcomen y comenzó a cavilar sobre la pérdida inútil de combustible.

Watt introdujo varias mejoras interesantes: se aprovechó la presión del vapor para mover un pistón, diseñó una serie de conexiones mecánicas para mantener un movimiento rectilíneo del pistón que enlazó a un cigüeñal que hacía girar una rueda, etc.

En 1782 la máquina de vapor de Watt, que rendía tres veces más por tonelada de carbón que la de Newcomen, quedó lista para el servicio como potencia utilizable.

En 1814 el inventor inglés George Stephenson construyó la primera locomotora funcional de vapor.

### **2.1.2 Turbina de Gas**

La turbina de gas es uno de los grandes inventos del hombre. El concepto detrás de las turbinas de gas utilizadas en la actualidad no es del todo nuevo.

Alrededor del año 1500, Leonardo da Vinci dibujó varios esquemas de un equipo que rotaba cuando se le hacía pasar aire caliente de una chimenea.

Este concepto fue posteriormente desarrollado por Giovanni Branca en 1629 quien desarrolló unas turbinas que giraban precisamente con aire caliente.

El concepto de turbo maquinaria continuo desarrollándose muy despacio hasta 1872 cuando Franz Stolze diseñó la primera turbina de

gas. Su invento sentó las bases y los principios básicos para las turbinas de gas que conocemos actualmente. El prototipo desarrollado por Stolze, aunque se basaba en un compresor axial multietapa y una turbina, tenía una eficiencia tan baja como del 4%.

Se le atribuye su creación a John Barber, quien en 1791 recibió la primera patente por el diseño básico de la turbina. Su diseño ya consideraba un compresor de tipo recíprocante, una cámara de combustión y los alabes de la turbina. Sin embargo, la turbina de gas no tuvo un uso particular sino hasta 1914 cuando Charles Curtis solicitó la primera patente en los Estados Unidos para una turbina de gas que fue otorgada pero generó mucha controversia.

Hacia 1903, la compañía *General Electric* comenzó a operar su división de turbinas de gas bajo la dirección del ingeniero Stanford Moss quien desarrolló, entre otras cosas, el turbo supercargador que utilizaba los gases de escape de un motor alternativo para mover una rueda de turbina que, a su vez, movía un compresor centrífugo que hizo posible construir las primeras turbinas de gas confiables. No fue sino hasta 1929 que Frank Whittle exploró el desarrollo de turbinas de gas para propulsión de aeronaves. Sin embargo, el potencial del trabajo de Whittle no fue reconocido y fue Hans Von Ohain quien hizo posible la primera turbina para propulsión el 27 de agosto de 1939. En los años 30, tanto británicos como alemanes diseñaron turbinas de gas para la propulsión de aviones. Los alemanes

alcanzaron a diseñar aviones de propulsión a chorro y lograron utilizarlos en la 2ª Guerra Mundial.

### **2.1.3 Motor de encendido por chispa (Otto)**

La primera máquina de combustión en cuatro tiempos fue inventada en 1867 por un ingeniero alemán, Nikolaus Otto, en honor de quien el ciclo adquiere su nombre.

La historia de este relevante invento, comenzó en 1861 cuando Otto diseñó un primitivo motor de combustión interna que consumía gas de alumbrado. Para comercializar su producto, Otto se asoció con el industrial Eugen Langen y fundaron juntos una fábrica en Colonia en 1864. Hacia 1876 Otto perfeccionó aquel modelo aplicando el ciclo de cuatro tiempos que había patentado Alphonse Beau de Rochas seis años antes. Desde entonces, el modelo recibe el nombre de Ciclo de Otto y se caracteriza por los cuatro tiempos (admisión, compresión, explosión y escape) que desarrollan los cilindros de estos motores durante dos vueltas completas del cigüeñal.

### **2.1.4 Motor diesel**

El motor Diesel uno de los más utilizados en la actualidad, particularmente en el uso de generación de energía eléctrica. El ciclo Diesel también se lleva a cabo mediante un motor de combustión interna, específicamente las máquinas de combustión interna recíprocante o “motores” como los conocemos comúnmente.



Después de cuatro años de experimentación, el ingeniero alemán Rudolf Diesel presentó el primer motor de combustión interna que funcionaba según el ciclo que él mismo había inventado en 1892. La máquina se presentó desde sus inicios como el competidor más importante de la máquina de vapor, más aún que el motor inventado por Nikolaus Otto.

En la década de 1890, Diesel logró transformar 13% de la energía calorífica generada por la gasolina en trabajo mecánico, mientras que el mismo motor, ahora alimentado con diesel, lograba una proporción del 26%.

La diferencia entre el uso de gasolina y combustible diesel fue uno de las aportaciones fundamentales del nuevo motor inventado por Diesel. Las diferencias van desde el simple olfato hasta comprobar que el diesel es mucho más pesado y aceitoso. El combustible diesel se evapora de manera más lenta que la gasolina y su punto de ebullición es mucho más alto que el del agua.

Económicamente esto implica que se requiere un menor proceso de refinación para obtener el combustible diesel, lo que contribuye a reducir los costos, que normalmente son menores que los de la gasolina. Además el diesel tiene una mayor densidad energética que la gasolina, es decir, que aproximadamente 4 litros (1 galón) de diesel pueden contener aproximadamente  $155 \times 10^6$  joules (147,000 BTU),

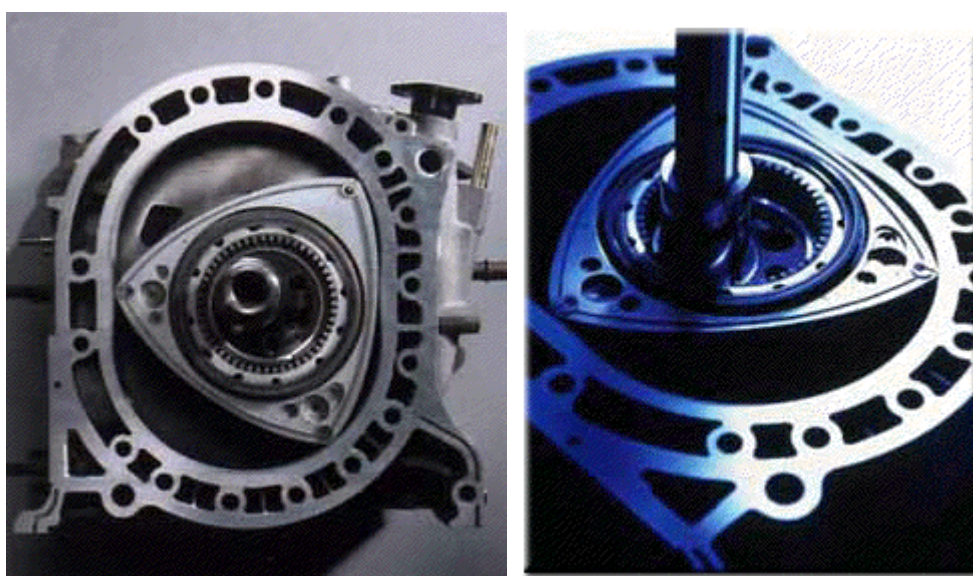
mientras que la misma cantidad de gasolina contendrá  $132 \times 10^6$  joules (125,000 BTU).

### 2.1.5 Motor Wankel

Los diseños para los motores rotatorios fueron propuestos desde 1588 por Ramelli, aunque hubo que esperar el desarrollo del motor del ciclo de Otto en 1876 y del advenimiento del automóvil en 1896 para fijar los comienzos para un motor de combustión rotatorio apropiado. Antes de 1910, más de 2000 patentes para los pistones rotatorios fueron clasificadas.

Los motores de Wankel utilizan el engranaje cicloidal, una vieja e inusual forma de engranaje usada en relojes, sopladores de las raíces, compresores del tornillo, y bombas.

A continuación se muestran dos vistas del engranaje utilizado.



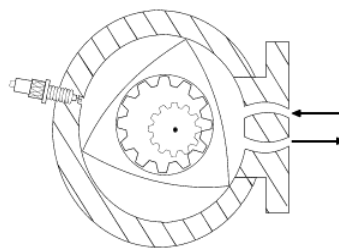
*Figuras 1 y 2 del motor wankel*

El motor de Wankel es un tipo avanzado de motor de combustión interna desarrollado en 1956 por Felix Wankel, matemático alemán.

Se diferencia grandemente de los motores convencionales. Conserva el producto, la compresión, la potencia, y el ciclo familiar del extractor pero utiliza, en vez de un pistón, de un cilindro, y de válvulas mecánicas, un rotor triangular que gira alrededor del excéntrico.

Sigue habiendo los tres apexes, o las extremidades, de este rotor en contacto constante, ajustado con las paredes del combustor-chamber. La única otra pieza móvil es el cigüeñal. El motor de Wankel tiene 40 por ciento menos piezas y la mitad del peso de un motor comparable en intercambio.

Puesto que la punta de la combustión del rotor es tan exacta, cuando la sincronización no es adecuada la combustión puede ocurrir antes de que el rotor haya llegado al lugar adecuado. Esto significa que la ignición empuja el rotor contra el ciclo de vuelta y puede causar daño al motor.



*Figura 3: Esquema de funcionamiento del motor Wankel*

El diagrama anterior muestra el motor seccionado transversalmente. Las paletas del rotor separan los diversos ciclos de la combustión. Las flechas a la derecha indican accesos de la mezcla y extracción de los gases de combustión.

En los años 70 Mazda ha ofrecido el modelo de RX apagado y encendido, actualmente ofrece Mazda el RX-7.

### **2.1.6 Las tecnologías modernas de generación de fuerza y potencia**

Evolución y Futuro de los Ciclos Combinados:

#### ***- Plantas de ciclo combinado de primera generación.***

Curiosamente, la primera turbina de gas instalada en Estados Unidos para la generación de energía eléctrica no fue colocada de manera aislada, sino en el contexto de un ciclo combinado. Esta turbina de gas contaba con una capacidad de 3.5 MW y utilizaba energía de los gases de salida del alimentador de calor de una turbina de vapor convencional de 35 MW. Dicha turbina entró en servicio en el año de 1949.

Durante la década de los años cincuenta se hicieron adaptaciones a las calderas convencionales del ciclo logrando un incremento de 5-6% sobre una planta con Ciclo Rankine convencional. La tabla que se muestra a continuación presenta los elementos técnicos,

particularmente de la turbina de gas, que caracterizaban a estos Ciclos Combinados, llamados de **primera generación**.

<b>Turbina a Gas</b>	Tamaño pequeño (3.0 a 5.0 MW)
<b>Aplicación:</b>	Para generación de potencia adicional y cogeneración
<b>Ciclo de Vapor:</b>	Sin recalentamiento, con uno o 2 compresores para el incremento de presión
<b>Control de Emisiones:</b>	Ninguno
<b>Combustible:</b>	Diesel / Gas natural

*Tabla 1 Características de los Sistemas de Ciclo Combinado de Primera Generación*

#### **- Plantas de Ciclo Combinado de Segunda Generación**

Debido a los avances en la tecnología de transferencia de calor, particularmente en el aletado de los tubos dentro de las calderas, en 1958 se logró utilizar el calor del gas de escape de las turbinas de gas y con ello incrementar la eficiencia del ciclo. A estos sistemas se les llamaron sistemas de Ciclo Combinado con Recuperador de Calor. El concepto de no desperdiciar el calor de salida de la turbina de gas reingresándolo al ciclo, tuvo como primeras aplicaciones la generación aislada de energía eléctrica.

Durante las décadas de los años setenta y ochenta, los ciclos combinados con recuperadores de calor llevaron la idea hasta los recuperadores de calor para la turbina de vapor incrementando con ello la eficiencia y los controles de emisión de gases. Esto fue muy

afortunado debido a que para los años setenta se empezó a legislar en cuanto a las emisiones de NO<sub>x</sub> (Oxido Nitroso (NO) y Dióxido de Nitrógeno (NO<sub>2</sub>), conocidos de forma agrupada como NO<sub>x</sub>).

<b>Turbina a Gas</b>	Tamaño de 50-90MW de capacidad
<b>Aplicación:</b>	Tecnología basada en recuperadores de calor (1969-1999)
<b>Ciclo de Vapor:</b>	Sin recalentamiento, con uno o 2 compresores para el incremento de presión
<b>Control de Emisiones:</b>	SCR (Sistema de Reducción Catalítico) instalado en los recuperadores de calor para evitar la emisión de Nox
<b>Combustible:</b>	Diesel / Gas natural/ Gas natural de bajo poder calorífico / petróleo

*Tabla 2 : Características de los Sistemas de Ciclo Combinado de Segunda Generación*

La primera y segunda generación de los ciclos combinados se encontraban configuradas con diseños de turbina de gas que eran optimizados para salidas de ciclo simple y para incrementar la eficiencia. Sin embargo, los incrementos de combustible en los años setenta y ochenta incrementaron la necesidad de crear plantas más eficientes con tamaños que variaban entre pequeño y mediano. Lo anterior dirigió el diseño de turbinas de gas optimizadas específicamente hacia su utilización en el contexto de un ciclo combinado y así se incrementó la eficiencia global del ciclo completo.

***- Plantas de Ciclo Combinado de Tercera Generación***

La forma en que el desarrollo de la turbina de gas ha impactado en el mejoramiento de la eficiencia de los Ciclos Combinados se debe principalmente a la posibilidad de incrementar la temperatura a través del desarrollo de materiales que pueden ser resistentes a la oxidación de alta temperatura y a la corrosión así como avanzadas técnicas de enfriamiento de superficie del metal.

Los avances en la tecnología de sistemas de vapor también han contribuido en el mejoramiento de la eficiencia de estos sistemas. En la siguiente tabla se muestran las características de la tercera generación de ciclo combinado.

<b>Turbina a Gas</b>	Tamaño de 70 a 250 MW de capacidad
<b>Aplicación:</b>	Tecnología basada en recuperadores de calor (1990)
<b>Ciclo de Vapor:</b>	Recalentado, tres etapas
<b>Control de Emisiones:</b>	Combustión con Gas natural/ se instala SCR en los HRSG (Heat Recovery Steam Generator-Generadores de vapor)
<b>Combustible:</b>	Gas natural / Destilados del petróleo / Gas natural de bajo poder calorífico.

*Tabla 3: Características de los Sistemas de Ciclo Combinado de Tercera Generación.*

### ***- Plantas de Ciclo Combinado de Cuarta Generación***

Las nuevas turbinas de cuarta generación consideran integrar programas que permiten una mayor flexibilidad a la vez que se mantiene una buena eficiencia.

Esta nueva tendencia de sistemas de Ciclo Combinado del futuro logra el balance mencionado debido a los avances en el desarrollo de la ciencia de materiales y las tecnologías de enfriamiento que permiten mayores gradientes de temperatura y presión en los ciclos de vapor. Anteriormente, en la primera, segunda y tercera generación se instalaba la turbina de gas configurada con **enfriamiento de ciclo abierto**, es decir, el aire era suministrado por el compresor. Gran parte de los componentes de la tubería de paso del gas caliente tenían una delgada capa de fluido que servía como enfriamiento. Como resultado, la temperatura de salida del gas se reducía considerablemente y, con ello, se reducía la eficiencia hasta el punto de no ser económica.

Uno de los importantes beneficios de este tipo de tecnología es que permite obtener mayores temperaturas de combustión sin incrementar la temperatura de encendido. Esto se traduce en un aumento de dos puntos porcentuales en la eficiencia global del sistema.



<b>Turbina a Gas:</b>	Bajos costos de capital, tamaño pequeño, cortos periodos de construcción, bajos costos de operación (270MW)
<b>Aplicación:</b>	Grandes plantas con mayor flexibilidad de operación
<b>Ciclo de Vapor:</b>	Mejoramiento en el incremento de vapor y temperatura con aplicaciones de vapor supercrítico (565°C y entre 9.6MPa a 12.4 Mpa)
<b>Control de Emisiones:</b>	Prioridad
<b>Combustible:</b>	Lo indicara los precios del mercado, flexibilidad en el manejo de combustibles.

*Tabla .4: Características de los Sistemas de Ciclo Combinado de Cuarta Generación*

### **Las tecnologías de generación: Evolución y Futuro de los Ciclos Combinados y las maquinas térmicas.**

La mayor eficiencia posible obtenida hasta el momento ha sido mediante el uso de tecnologías como las de Ciclo Combinado. Sin embargo, dichas fuentes fósiles están destinadas a terminarse en los próximos 50 y 60 años. Además, el cambio en la tasa de crecimiento de la población, el florecimiento de las economías y aumento de los estándares de vida han llevado a que los precios del combustible se incrementen por arriba de las proyecciones consideradas.

Esta situación ha intensificado la necesidad de hacer un mejor uso de los combustibles fósiles de menor calidad como el carbón, derivados residuales del petróleo, oriemulsión (un combustible fósil no convencional, altamente energético, no explosivo, que resulta de combinar 70% de bitumen (un hidrocarburo pesado) y 30% de agua

con una mezcla especial de surfactantes), etc. De manera concurrente a estos requerimientos se encuentran los movimientos ambientalistas que tratan de promover el incremento en el uso de Fuentes sustentables como las fuentes eólicas, la energía solar y la generación hidráulica.

A continuación, se señala algunos desarrollos de tecnologías dentro del concepto de Ciclo Combinado que ofrecen una visión realista para lograr fuentes limpias y eficientes de energía, a la vez que se considera al medio ambiente. Estas tecnologías son: i) turbinas de vapor supercrítico (USC por sus siglas en inglés); ii) Ciclos Combinados de Gasificación Integrada (IGCC); iii) Sistemas (Ciclos Combinados) basados en hidrógeno, y iv) Sistemas basados en metanol.

En este sentido debo mencionar el desarrollo rápido de la tecnología de las microturbinas, que representa un nuevo paradigma en la generación de energía eléctrica, la manufactura de las mismas tiene el respaldo de la experiencia adquirida en el desarrollo de las turbinas tipo jet de las aeronaves y los turbocompresores de los automóviles.

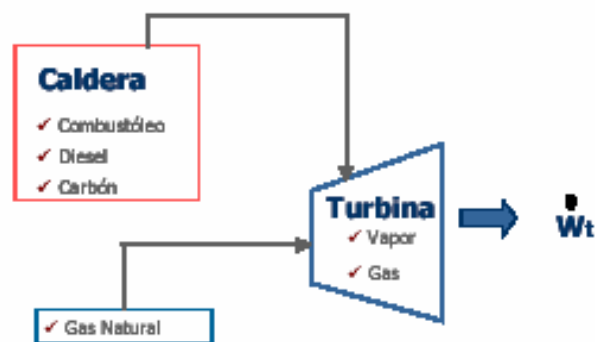
## **2.2 TERMODINÁMICA DE LAS MÁQUINAS TÉRMICAS**

Se puede considerar generación térmica toda aquella que produzca energía eléctrica a través de un combustible con poder calorífico. Si tomamos en

cuenta esta clasificación, entonces las siguientes tecnologías pueden considerarse como de generación térmica:

### 2.2.1 Turbinas

Como se podrá observar, las diferentes fuentes de energía (hidráulica, gas natural, combustóleo o térmica, nuclear e incluso eólica) presentan el principio inexorable de que requieren un vehículo para ser transformadas en energía eléctrica. Este equipo es la turbina.



*Figura 4 Esquema de generación por diferentes combustibles.*

Sin embargo, la forma en que se extrae la energía es diferente en cada caso. Para la generación de energía por medio del vapor, recuérdese que su principio se basa en el uso de un diferencial (o gradiente) de temperaturas para obtener un trabajo. A veces este diferencial no es fácil de alcanzar, por lo que se tienen que utilizar los llamados “ciclos de potencia”.

### 2.2.2 Un ciclo de potencia

Es el proceso mediante el cual una sustancia de trabajo (normalmente agua) pasa por diferentes estados de materia y, de esta manera, provoca el movimiento de una turbina para generar energía eléctrica. Las plantas de generación eléctrica, cuya fuente de energía es el carbón, el combustóleo y el gas natural, se basan en el mismo esquema para la generación de energía compuesto por una caldera, una turbina, un condensador y una bomba.

Aunque efectivamente es la turbina la que genera la energía eléctrica, se requiere de la caldera, el compresor y una bomba para el manejo efectivo del fluido de trabajo: el vapor. El ciclo de potencia para generar energía a partir de gas natural, combustóleo o carbón se llama “Ciclo Rankine” y, como puede apreciarse en la figura N° 5, consta de una turbina, una caldera, un condensador y una bomba.

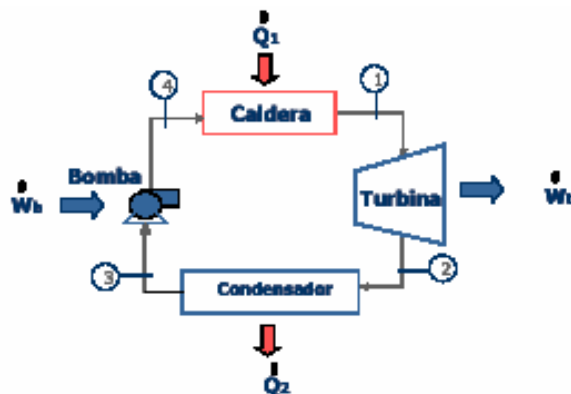


Figura 5: Diagrama de Ciclo Rankine o ciclo de vapor.

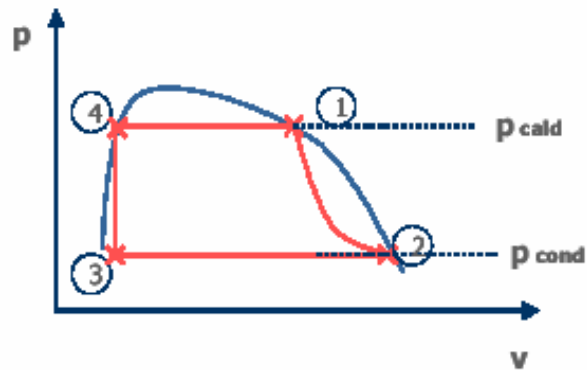


Figura 6: Diagrama  $p$ - $v$  del ciclo de potencia Rankine.

### 2.2.3 Descripción del esquema Ranking.

El combustible se quema en la caldera para calentar agua que se convierte en vapor sobrecalentado o sin contenido de agua en forma líquida. Este vapor se utiliza para hacer rotar la turbina que, a su vez, hace funcionar al generador eléctrico. Después de que el vapor deja la turbina, el fluido, que todavía contiene cantidades importantes de vapor y que se debe reciclar a la turbina, tiene que ser transportado y se le debe presurizar para que tenga la presión adecuada para reentrar en la caldera y luego a la turbina para volver a empezar el ciclo. Para llevar a cabo este proceso, se requiere una bomba para dar al fluido la presión necesaria para reentrar en la caldera. Sin embargo, es un principio elemental que las bombas solo pueden trabajar con líquidos y que no pueden manejar la fase gaseosa del agua. Es por esta razón que al salir el vapor con muy poca energía, extraída para su uso en la turbina, se requiere que vuelva a su estado líquido. Esta siguiente

etapa requiere un condensador, que extrae el calor restante del vapor y permite mantener la presión del fluido a la salida de la turbina.

En la figura 6, se muestra una gráfica que describe las distintas presiones y la forma en que actúa el fluido en el ciclo descrito. En este diagrama, llamado “diagrama p-v” (por las iniciales de presión-volumen), se describe cómo se comporta el fluido ante la presión y el aumento / disminución de la temperatura. En los números 1 y 2 se aprecia el estado del fluido cuando la caldera entrega vapor saturado (completamente vapor) a la turbina. Allí la presión del vapor se reduce (o como se dice técnicamente “se expande”) produciendo trabajo en la turbina y descargando el vapor en el estado 2 con un gran contenido de agua líquida. En el punto 2 entra al condensador donde el fluido se condensa a presión y temperatura constantes hasta que el volumen se reduce hasta la presión del punto 3. En este punto el fluido ingresa a la bomba en forma de líquido saturado (es decir completamente líquido) donde se aumenta la presión del fluido hasta la marcada en el estado 4 para volver a ingresar a la caldera y cerrar el ciclo.

#### **2.2.4 Turbinas de gas**

En la figura 4, se puede notar que el uso del gas natural es otra de estas posibilidades. No obstante lo anterior, el gas natural no funciona de la misma manera que el ciclo Rankine de vapor. De hecho, debido a sus características, el gas natural ingresa de manera diferente a una

“turbina” totalmente diferente a una de vapor que se denomina simplemente “turbina de gas”.

Básicamente, la turbina de gas es una extensión del mismo concepto. Se sabe que una turbina cualquiera es un mecanismo que permite la transformación de energía térmica en energía mecánica. En el caso de la turbina de gas, el fluido de trabajo es el aire y, a diferencia de lo que se pudiera pensar, el gas (normalmente gas natural) se utiliza para elevar la temperatura y, posteriormente, reducir la presión del aire a través de su paso por la turbina. El aire, a muy altas presiones, es el que realmente hace girar las paletas o, en un lenguaje más técnico, los alabes de la turbina. La turbina de gas, junto con las máquinas reciprocantes (o de desplazamiento positivo), es considerada como una máquina de combustión interna.

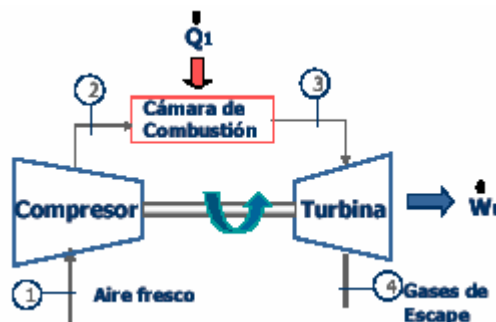


Figura 7: Diagrama de Ciclo Brayton o ciclo de gas.

El ciclo Brayton, cuya característica única es que es un sistema abierto, utiliza al aire como fluido de trabajo. Este ciclo se compone del uso de tres equipos: un compresor, un quemador o cámara de

combustión y una turbina. En la figura 7, se puede observar de manera esquemática un sistema de generación con base en una turbina de gas o de un ciclo Brayton.

El ciclo Brayton se desarrolla de la siguiente manera: se extrae aire a temperatura ambiente hacia el compresor, donde es presurizado en lo que teóricamente se conoce como un proceso isoentrópico, o lo que es lo mismo, en un proceso donde la entropía no se incrementa ni se reduce. El aire comprimido entra a la cámara de combustión, donde el combustible (normalmente gas natural) es quemado a través de un proceso que se caracteriza por mantenerse a presión constante o isobárica. De esta manera el aire presurizado y muy caliente, entrega su energía a través de los álabes de la turbina en un proceso que se conoce en termodinámica como expansión y que también es un proceso teóricamente isoentrópico.

Debido a que tanto la compresión como la expansión son realmente procesos isoentrópicos, se presentan pérdidas en el compresor y en la turbina que se conocen como ineficiencias que afectan el proceso de generación de energía.

Las principales de ventajas de las turbinas de gas son:

- La relación potencia-peso con respecto a las máquinas reciprocantes (como las de los motores de gasolina) es bastante aceptable.



Esto quiere decir que la potencia obtenida con relación al peso de la máquina es relativamente mejor.

- Las turbinas de gas son pequeñas en relación con máquinas reciprocantes.

Sin embargo las principales desventajas son:

- Comparado con máquinas reciprocantes de la misma potencia, las turbinas son caras.

Esto es debido a que las altas velocidades y las altas temperaturas, requieren un diseño y manufactura muy especializados y que considera tecnología de materiales.

- Las turbinas tienen un mayor gasto de combustible cuando se encuentran en *ralenti* y funcionan mejor bajo una carga constante y no fluctuante, lo que las hace ideales para plantas de generación y turbinas tipo jet.

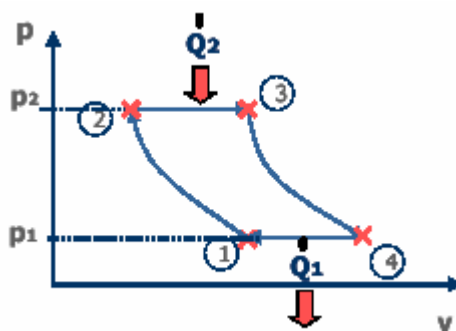


Figura 8: Diagrama  $p$ - $v$  del ciclo de potencia Brayton.

Las turbinas de gas funcionan a través del **Ciclo Brayton**, que se puede describir de la siguiente manera:

**Proceso de 1-2:** En esta etapa, el aire pasa por el compresor y se comprime adiabáticamente, es decir, sin ninguna transferencia de calor idealmente. Esto implica que la temperatura  $T_1$  se eleva hasta la temperatura  $T_2$  de la misma manera el aire sufre una compresión subiendo de la presión  $p_1$  a la presión  $p_2$ . En el proceso se requiere agregar trabajo al compresor.

**Proceso de 2-3.-** Se añade calor a través del combustible. En esta etapa el aire comprimido pasa por la cámara de combustión en dónde se agrega calor a través de la combustión del combustible, la temperatura del aire se incrementa de  $T_2$  a  $T_3$  y la presión se mantiene constante siendo  $p_2$  igual a  $p_3$  como se puede apreciar en la (estado 3).

**Proceso de 3-4:** El aire a gran presión mueve a la turbina de manera adiabática también. Es decir, que de un punto de vista ideal no existe ningún tipo de transferencia de calor en la turbina y la temperatura se reduce dramáticamente así como la presión. En este punto del proceso se genera el trabajo necesario para generar energía eléctrica a través de un generador eléctrico. Es, por tanto, uno de los equipos más eficientes que existen. Sin embargo, el Ciclo Brayton puede ser modificado para incrementar su eficiencia a través de diferentes arreglos:

- **Recalentamiento.-** El proceso de recalentamiento consiste en que una vez que el fluido de trabajo (aire) se expande a través de varias turbinas, vuelve a pasar por una segunda cámara de combustión.
- **Inter.-enfriamiento.-** El aire pasa por varios compresores, incluyendo un enfriador para después entrar en la cámara de combustión. Esto permite incrementar el calor específico y con ello la eficiencia.
- **Regeneración.-** El aire, todavía caliente, se transfiere de la salida de la turbina a través de un intercambiador de calor que sirve para precalentar la cámara de combustión. Esto reduce el consumo de combustible y las pérdidas por calor.

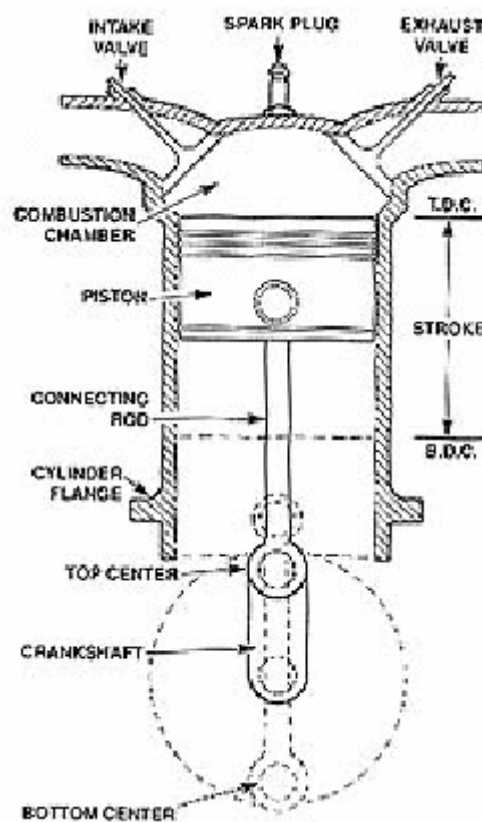
### 2.2.5 Motores

Otra forma de generar energía es a través de otra máquina térmica ampliamente conocida: el motor de combustión interna, particularmente las máquinas de combustión interna reciprocantes o “motores” como los conocemos en el uso diario.

El concepto detrás de una máquina de combustión interna es el de agregar una pequeña cantidad de combustible con alto poder calorífico (por ejemplo, la gasolina) en un pequeño espacio cerrado y encenderlo, después de lo cual, se desprende una increíble cantidad de energía a partir de la expansión del gas. Esta energía se utiliza para

realizar trabajo –en el sentido termodinámico de la palabra. Los ciclos de potencia permiten aprovechar la energía liberada en las explosiones de combustible, reproducirla cientos de veces en un periodo de tiempo, para luego transformarla en trabajo útil.

### 2.2.6 Motor de encendido por chispa (Otto)



*Fig. 9: Diagrama de cuatro tiempos o Ciclo Otto*

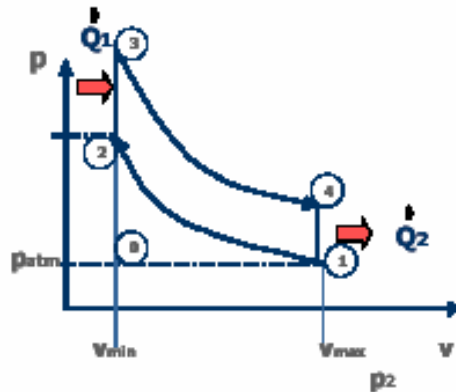


Fig. 10 Diagrama  $p$ - $v$  del ciclo de potencia Otto

En las **figuras 9 y 10** se puede apreciar el ciclo teórico de un motor Otto en un diagrama  $p - V$  (presión-volumen), que se caracteriza por aspirar una mezcla aire-combustible (típicamente gasolina combinada con aire). El motor Otto es un motor alternativo, lo que quiere decir que se trata de un sistema pistón-cilindro con válvulas de admisión y válvulas de escape. A continuación se describen los cuatro tiempos del ciclo:

- **Admisión:** Paso *0-1*. El pistón se desplaza desde el  $V_{min}$  (punto muerto superior) al  $V_{max}$  (punto muerto inferior). La *válvula de admisión*,  $VA$ , se encuentra abierta. El pistón realiza una carrera completa mientras el cilindro se llena con mezcla aire/combustible. Al final de la admisión (en el  $V_{max}$ ) se cierra la  $VA$ . El llenado del cilindro requiere un trabajo negativo es decir que el pistón llegó al punto inferior a través de trabajo.

- **Compresión:** Paso *1-2*. Con las dos válvulas cerradas (*VA* y *válvula de escape, VE*), el pistón se desplaza desde el *Vmax* al *Vmin*. Se realiza una carrera completa mientras se comprime la mezcla aire/combustible. En principio esta compresión es *adiabática*, es decir, no hay intercambio de calor teóricamente hablando. La compresión requiere trabajo negativo.
- **Encendido:** en teoría este es un *instante* (*evolución 2-3*). Cuando el pistón llega al *Vmin*, se enciende la chispa en la bujía y se quema la mezcla en la cámara de combustión, aumentando la presión de punto es un punto clave en el comportamiento real del ciclo.
- **Trabajo:** evolución *3-4*. Con las dos válvulas cerradas el pistón se desplaza desde el *Vmin* a *Vmax*. Se realiza una carrera completa. En principio esta evolución es *adiabática*. La evolución genera trabajo positivo. De hecho es la única evolución del total del ciclo en que se genera trabajo positivo al exterior.

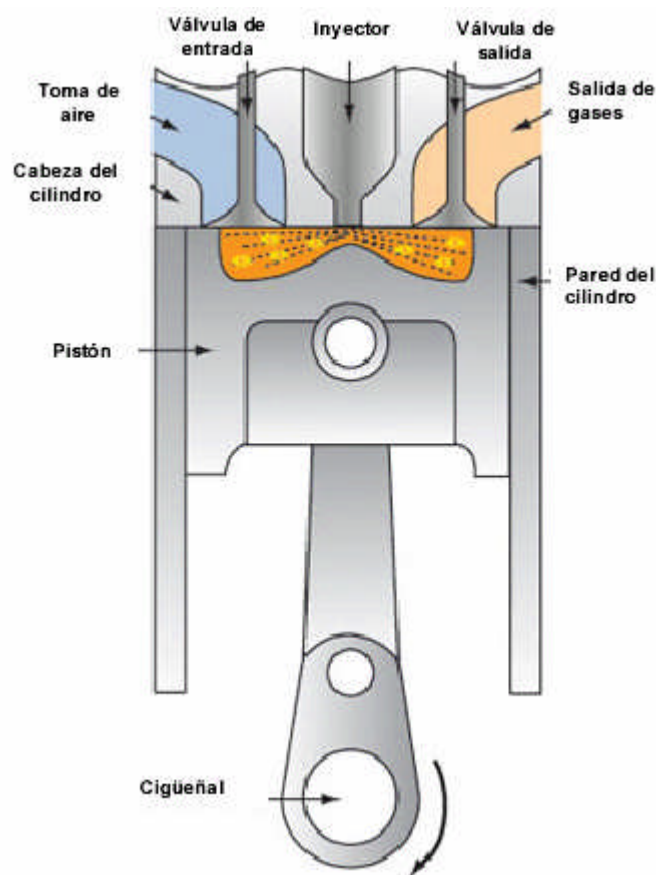
**Válvula de Escape:** evolución *4-1*. En teoría, esta caída de presión de *4* a *1* es instantánea y ocurre cuando se abre la válvula de escape.

**Escape:** evolución *1-0*. El pistón se desplaza desde el *Vmax*. al *Vmin*. Se realiza una carrera completa (la *VE* está abierta y la *VA* se encuentra cerrada). En principio la presión dentro del cilindro es igual a la atmosférica, por lo cual el trabajo requerido es cero.

### 2.2.7 Motor Diesel

En cuanto a la teoría de este ciclo de potencia, el ciclo Diesel difiere del ciclo Otto en que la combustión tiene lugar a un volumen constante en lugar de a una presión constante. La mayoría de los motores diesel tienen también cuatro tiempos, si bien las fases son diferentes que las de los motores de gasolina.

En las figuras 11 y 12 se puede apreciar el ciclo teórico de un motor diesel en un diagrama p-V (presión-volumen).



*Fig. 11 Diagrama de cuatro tiempos diesel o Ciclo Diesel*

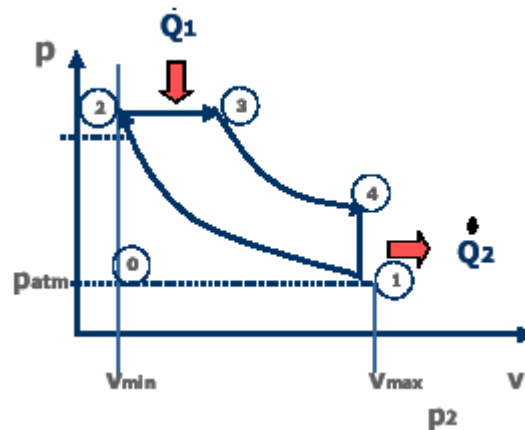


Fig.12 Diagrama p-v del ciclo de potencia Diesel.

Termodinámicamente, el ciclo Diesel estándar es un ciclo de aire ideal que incorpora eficiencias dentro del ciclo compresión-ignición de la máquina.

- *Admisión:* Paso de 0 a 1. En la primera fase se absorbe solamente aire hacia la cámara de combustión a temperatura y presión ambiente.
- *Compresión:* Paso de 1 a 2. Con las dos válvulas cerradas (la válvula de apertura, VA, y de escape, VE), el pistón se desplaza desde el  $V_{max}$  al  $V_{min}$ , con lo que se realiza una carrera completa y se comprime la mezcla aire/combustible. El proceso es una compresión isentrópica del aire atmosférico hasta el mínimo volumen. Aquí el aire se comprime a una fracción mínima de su volumen original y se calienta hasta una temperatura de 440°C a causa de la compresión.



- *Combustión a presión constante:*

Cuando el pistón llega al  $V_{min}$ , se genera una combustión debido a las características del combustible diesel a través de la presión constante y calor. Esto es una de las grandes diferencias con respecto al motor Otto. El motor diesel no requiere de chispa de encendido, sino de inyectores a alta presión. Al final de la fase de compresión el combustible vaporizado se inyecta dentro de la cámara de combustión y arde inmediatamente a causa de la alta temperatura del aire. Algunos motores diesel utilizan un sistema auxiliar de ignición para encender.

- *Trabajo:* evolución 3 a 4. Con las dos válvulas cerradas, el pistón se desplaza desde el  $V_{min}$  a  $V_{max}$ , con lo que se realizó una carrera completa. Esta es una expansión isoentrópica de los productos de la combustión.

### **2.2.8 Motor Wankel**

Los motores de Wankel, la mayoría de los cuales son enfriados por líquido, son capaces de ejecutarse en las velocidades inusualmente altas por períodos del tiempo largos.

El motor exhibe una curva excepcionalmente alta de relación de transformación del potencia-a-peso y buena del esfuerzo de torsión a todas las velocidades del motor.

La ventaja más grande es que dentro del compartimiento del rotor están ocurriendo los cuatro ciclos simultáneamente, dando un empuje constante.

También, el rotor da una mitad de vuelta de revolución para cada rotación completa del eje, comparada con una rotación del eje para un movimiento completo del pistón. Esto da más esfuerzo de torsión por ciclo de la ignición y también requiere menos revoluciones por minuto para obtener la misma potencia que en un motor de pistón.

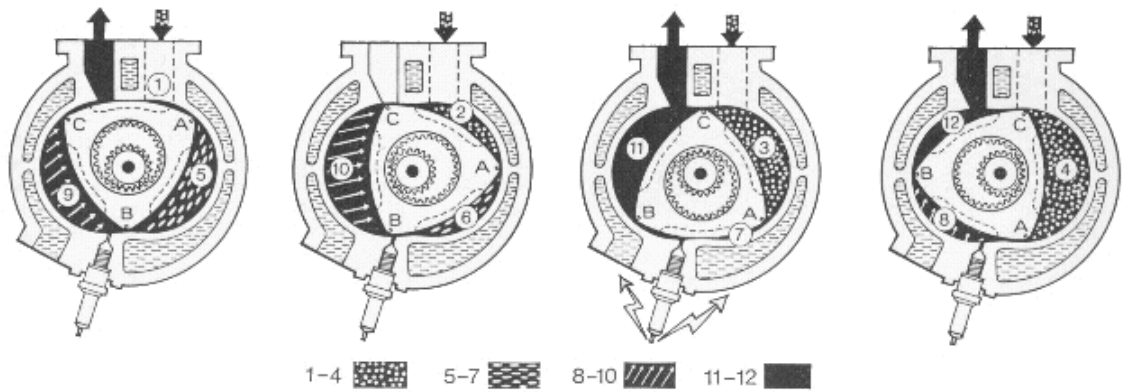
Dentro del Wankel, tres compartimentos son formados por las caras del rotor y la pared de la cubierta.

Las dimensiones de volumen y la posición de estos compartimentos son alteradas constantemente por la rotación a la derecha del rotor y la rotación más rápida del excéntrico.

El ciclo de cuatro tiempos generalmente ocurre con la frecuencia simple de la válvula y del movimiento del motor de dos-tiempos.

El rotor abre el acceso de la mezcla de combustible y aire, que entran como en el motor convencional (1-4). El rotor continúa, cerrando el acceso de la mezcla pasando más allá de él; entonces la compresión comienza (5-7), seguido por la ignición (7), la combustión, y la extensión para el movimiento de potencia hasta que el sello del ápice en la extremidad del triángulo abre el acceso del extractor (8-10). El

ciclo del extractor entonces ocurre, otra vez sin un mecanismo que sincronice la apertura de la válvula (11-12).



*Figura 13 Esquema de tiempos del motor Wankel*

Este motor es el único en que el impulso de la potencia está extendido por aproximadamente 270 grados de rotación del cigüeñal, con respecto a 180 grados para el motor convencional de dos tiempos.

### **2.3 AVANCES TECNOLÓGICOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La máquina de vapor efectivamente representó el clímax de la subordinación de la energía que permitía al hombre, por primera vez en la historia, utilizar una máquina para transformar la energía en trabajo útil. Sin embargo, la disponibilidad de la máquina de vapor tiene algunos inconvenientes ya que ésta sólo permite la producción de fuerza en gran escala y de manera continua.

La creación más importante de Henry en el campo de la electricidad fue el motor eléctrico. Henry demostró que se podría utilizar corriente eléctrica para hacer girar una rueda del mismo modo que el giro de una rueda podría generar corriente, y que una rueda (o motor en su caso) movida por electricidad podría servir para activar una maquinaria. El motor podría ser fácilmente transportable; además resultaba posible hacerlo funcionar en un momento específico (sin necesidad de esperar a la generación de vapor como en el caso de la máquina de vapor) y su tamaño podía ser tan reducido como se deseara.

El único problema consistía en transportar la electricidad desde la central generadora hasta el lugar donde se encontraba el motor. Fue preciso idear algún medio para evitar la pérdida de energía (en forma de calor disipado) durante el recorrido de los alambres. Ante este problema, la propuesta lógica de algunos inventores como Faraday y posteriormente Edison, fue la **generación distribuida**, es decir, generar la energía aisladamente de acuerdo a las necesidades del usuario.

Esta idea resolvería el problema de la transportación pero claramente en el siglo XIX no era fácil generar electricidad en el jardín de una casa. Esto hacía imprescindible lograr transportar la electricidad por cables tratando de evitar la pérdida de energía. Una respuesta aceptable fue el transformador, un invento que Faraday desarrolló a principios de siglo. Además, quienes experimentaban con corrientes descubrieron que la electricidad sufría menos

pérdidas a un mayor voltaje, mismo que se obtenía mediante el transformador.

Posteriormente se debió elegir entre manejar corriente alterna (AC) o corriente continua (DC).

Finalmente la corriente alterna se sobrepuso sobre la DC después de una dura pugna.

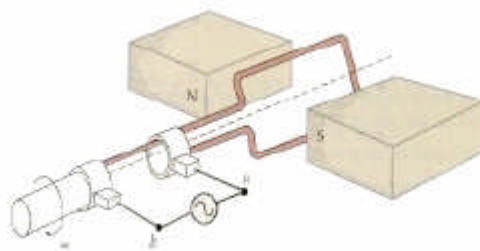
La electricidad se producía y se distribuía a voltajes relativamente bajos (110 volts) por las restricciones inherentes a la corriente directa. En la práctica, los clientes deberían estar dentro de un radio de un kilómetro y medio de la planta de generación. Como resultado, las ciudades tendrían que estar repletas de plantas de generación, todas ellas vendiendo su energía a los clientes alrededor de su radio de acción limitado.

**Para entender la generación de energía** eléctrica es importante recordar que a pesar de que se utiliza la palabra “generación” no existe generación alguna ya que la energía no se destruye ni se crea, tan solo se transforma. En este sentido, cualquier planta de generación requiere de una fuente energética que pueda ser “transformada” en electricidad. A fin de cuentas todo se remite a una parte de la generación eléctrica, al equipo llamado “generador”. Cualquiera que sea la fuente de energía, al final ésta será transformada a través del **generador** en energía eléctrica.

Un generador eléctrico es un aparato que produce energía eléctrica a través de transformar energía mecánica.

En este sentido, Michael Faraday construyó el primer generador electromagnético basado en este efecto de inducción electromagnética usando un disco de cobre que giraba entre los polos de un magneto que producía finalmente una corriente eléctrica.

De hecho, el mismo Faraday descubrió que si un conductor eléctrico, como un alambre de cobre (o bobina) se movía dentro de un campo magnético se inducía una corriente dentro del conductor. De tal manera la energía mecánica del movimiento del alambre se convertía en energía eléctrica que fluía por el alambre.



*Figura 14. Principio básico de un generador eléctrico*

En la figura 14, se muestra un esquema de un generador eléctrico simple. En el dibujo se puede observar que la energía mecánica proviene de una palanca que gira. El movimiento de rotación de las bobinas, permite al alambre moverse dentro de un campo magnético creado por los magnetos que aparecen marcados con las letras “N” y “S”. Como Faraday descubriera, el

movimiento de un alambre dentro de un campo magnético genera una corriente eléctrica que fluye por la bobina. Con ello se crea la llamada fuerza electromotriz (fem) que es la que permite que exista una corriente eléctrica en la bobina.

Los generadores reales utilizados en las plantas de generación eléctrica son un poco más complejos que lo descrito anteriormente, aunque en esencia su funcionamiento es el mismo. Los generadores de plantas eléctricas como utilizan electromagnetos que suministran una estructura de campo. Para su funcionamiento se requiere otro generador auxiliar en corriente directa llamado “excitador” para permitir que los grandes electromagnetos generen un campo magnético lo suficientemente grande para transformar la energía mecánica proveniente de las turbinas (existen algunos generadores pequeños que usan magnetos permanentes para crear la estructura de campo y se llaman magnetos). Además, en lugar de una simple bobina como la del ejemplo, la armadura de un generador real requiere cientos de metros de bobina de alambre de cobre y un corazón de hierro. La mayoría de los generadores de corriente alterna para suministro eléctrico tienen más de un electromagneto, que normalmente contiene tres juegos de bobina para cada polo que se encuentran separados  $120^\circ$  entre sí, lo que genera tres fuerzas electromotrices y tres corrientes con cada vuelta de la bobina. Esto es lo que se llama generador de tres fases, el cual es mucho más eficiente que los generadores simples de una fase.

## CAPÍTULO III

### MARCO TEORICO DE LA GENERACION DISTRIBIDA CON MICROTURBINAS Y LA COGENERACION

En la presente tesis se presentan conceptos modernos que tendrán gran influencia en el desarrollo de la industria energética en los próximos años. Este capítulo está dedicado a explicar dichos conceptos.

#### 3.1 GENERACION DISTRIBUIDA

En la medida en que la industria eléctrica a nivel mundial atraviesa por procesos de reestructuración para implementar estructuras competitivas, el desarrollo tecnológico en materia de generación de energía ha presentado avances muy importantes. Las centrales de generación tendrán que ser más eficientes y se enfrentarán a problemas que tradicionalmente no habían tenido un impacto representativo. Entre estos problemas destacan:

- **Impacto ambiental:** la legislación ambiental en todos los países es cada vez más estricta. Ante el calentamiento global de la tierra, las autoridades han establecido límites de emisión de contaminantes. Los avances tecnológicos se han enfocado en el desarrollo de fuentes de generación que no utilizan combustibles fósiles o que presentan una combustión muy eficiente y limpia.



- ***Desarrollo de líneas de transmisión y distribución:*** el desarrollo de la industria eléctrica se basó en la construcción de generación centralizada. Es decir, la construcción de grandes centrales de generación localizadas en las afueras de los centros de consumo implicó la necesidad de construir líneas de transmisión y distribución para interconectar la generación con el consumo. Hoy en día, el desarrollo de infraestructura para transmisión es cada vez más complicado ya que estos proyectos requieren la adquisición de los terrenos por donde cruzan las líneas de transmisión (similar a las líneas de hidrocarburos y los problemas sociales con las minas).

- ***Calidad de energía:*** la implementación de equipos electrónicos sofisticados en todos los sectores de la industria ha dado como resultado que los requerimientos de calidad de energía sean cada vez más estrictos. En otras palabras, la calidad del fluido eléctrico que llega a los usuarios finales debe estar prácticamente libre de disturbios. La experiencia ha demostrado que la mayor parte de los disturbios son provocados en la distribución. En este sentido, se ha observado que existe un gran beneficio en utilizar fuentes de generación localizadas dentro de los centros de consumo, ya que esto contribuye a reducir la cantidad de energía enviada por las redes. También se ha desarrollado el concepto de generación dentro de las instalaciones, lo cual ha reducido notablemente los disturbios.

Todos estos problemas y la necesidad de contar con esquemas más competitivos, han dado lugar a esquemas de generación que han sido denominados como generación distribuida o generación dispersa.

### 3.1.1 Concepto de Generación distribuida

A pesar que no existe una definición formal para el término generación distribuida, se considera que cualquier fuente de generación en el lugar de consumo cae dentro de esta clasificación. Los términos generación distribuida y generación dispersa son comúnmente intercambiables; sin embargo, se puede clasificar la generación distribuida o dispersa de acuerdo al tipo de combustible utilizado.

La generación distribuida no debe ser confundida con la generación renovable ya que puede ser o no ser una fuente renovable. De acuerdo con su capacidad instalada y su interfase con las redes de transmisión y distribución, se puede hacer la siguiente clasificación de esquemas de generación distribuida.

<i>Tecnología</i>	<i>Rango de capacidad instalada</i>	<i>Interfase con las redes</i>
Fotovoltaica	Algunos W a varios cientos de kW	Convertidor CD/CA
Eólica	Varios cientos de kW a algunos MW	Generador asincrónico
Geotermia	Varios cientos de kW a algunos MW	Generador síncrono
Motores de combustión interna	Varios cientos de kW a decenas MW	Generador síncrono o convertidor CA/CA
Cogeneración	Decenas de MW a centenas de MW	Generador síncrono
Turbina de gas	Algunos MW a decenas de MW	Generador síncrono
Microturbina	Decenas de kW a algunos MW	Convertidor CA/CA
Celdas de combustible	Algunos kW a decenas de kW	Convertidor CD/CA

*Tabla 5: Tecnologías para la generación distribuida*

## **3.2 MICROTURBINAS**

### **3.2.1 Aplicación de esquemas de microcogeneración**

Ante las elevadas emisiones de contaminantes y el uso de recursos no renovables como fuentes tradicionales de generación, se ha observado que a nivel mundial existe una tendencia hacia la promoción y el apoyo de fuentes alternativas de generación y esquemas que permitan hacer un uso más eficiente de los recursos energéticos no renovables (o fósiles). Generalmente los esquemas de cogeneración son concebidos como proyectos relativamente grandes, por lo que anteriormente resultaba muy complicado pensar en que los pequeños usuarios industriales y comerciales pudieran utilizar esquemas de esta naturaleza, pues el rango de producción variaba de decenas de MW a varios cientos de MW bajo condiciones especiales. No obstante, en la última década se han observado avances tecnológicos que ha permitido que los esquemas de cogeneración se hayan desarrollado permitiéndoles ser de menor tamaño, es decir, entre varias decenas y cientos de kilowatts (kW). Estos esquemas son denominados esquemas de microcogeneración.

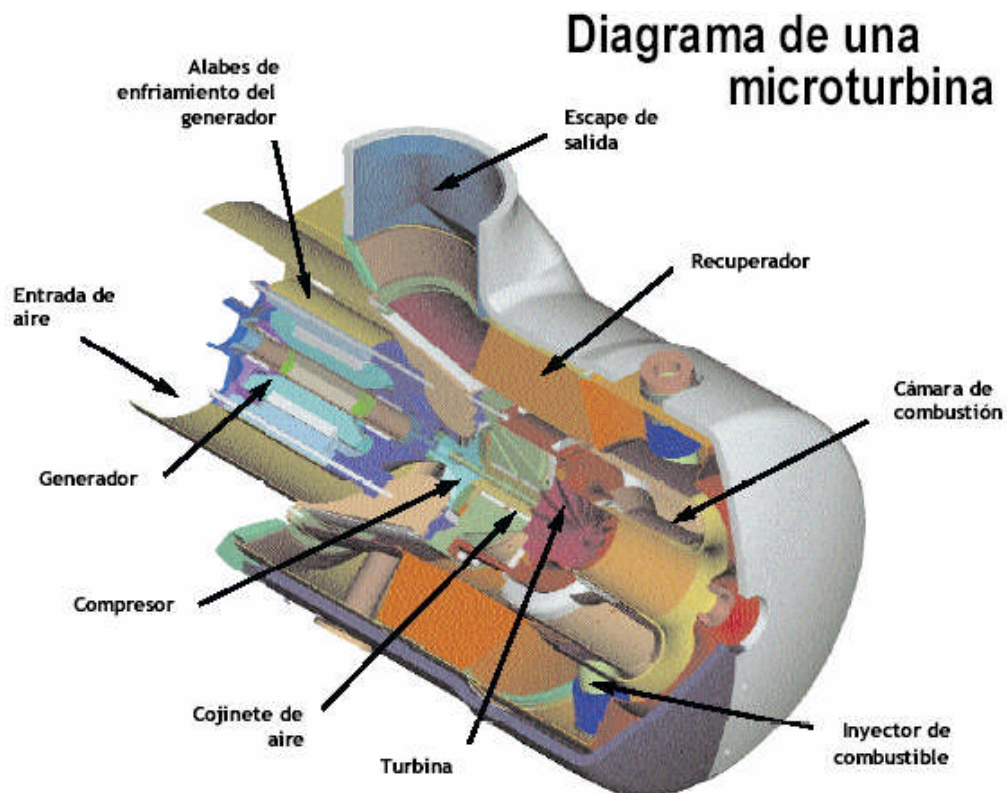
### **3.2.2 Concepto de Microturbinas**

Las microturbinas son pequeñas turbinas de combustión con una capacidad instalada que va desde 30 kilowatts (kW) hasta 200 Kw. Estas turbinas utilizan fundamentos de la tecnología utilizada en las turbinas de avión. La gran mayoría de estos equipos son montados en

un solo eje y presentan velocidades muy elevadas de rotación (desde 90000 hasta 120000 RPM). Son equipos modulares que producen energía de calidad "premium", confiables y con mínimo mantenimiento, son sistemas de generación eléctrica concebidos para Generación Distribuida.

A pesar que la gran mayoría de los fabricantes de equipo de esta naturaleza aun se encuentra en su fase experimental, hay algunos fabricantes que cuentan con equipos instalados en condiciones comerciales. La firma estadounidense *Capsone*, por ejemplo, tiene alrededor de **1,700 unidades** actualmente generando.

Dentro de las principales características de estos equipos destacan su flexibilidad para utilizar diferentes combustibles, como gas natural, propano, diesel, gas de pozos petroleros, biogas, etc., su alta eficiencia, su baja emisión de contaminantes y su tamaño que permite sea utilizado en aplicaciones comerciales.



*Figura 15. Esquema de una microturbina*

El desarrollo tecnológico implementado en el diseño de las microturbinas ha permitido que éstas cuenten con una eficiencia similar a los esquemas tradicionales de cogeneración ampliando el rango de usuarios susceptibles de utilizar proyectos de esta naturaleza.

El generador de las microturbinas está integrado por un rotor de dos polos montado en el mismo eje que la turbina de gas; dicho eje está suspendido en cojinetes de aire y ninguna de las piezas están sujetas a fricción por lo que se reduce la necesidad de mantenimiento.

Esta nueva tecnología ha permitido a los usuarios de menor tamaño que requieran de una combinación de energía eléctrica y alguna forma de energía térmica, instalar microturbinas y hacer un uso más eficiente de los recursos energéticos primarios o los derivados de sus procesos de producción. Entre los principales usuarios potenciales de esta tecnología se pueden mencionar zonas aisladas del sistema eléctrico nacional, hoteles, restaurantes, clubes deportivos, edificios corporativos, etc.

Entre otras características podemos mencionar las siguientes:

- Generan energía eléctrica de calidad superior a la de la red, sin armónicos ni distorsiones.
- Simplicidad constructiva: una sola parte móvil.
- Alta confiabilidad y prácticamente libre de mantenimiento.
- En sistemas con cogeneración, alcanzan rendimientos energéticos de hasta el 90%.
- Pueden operar en Paralelo con la Red incrementando la capacidad instalada de distribución como generador de base o en Generación Aislada.
- Operación automática a distancia, controlada digitalmente y en forma remota con una PC vía telefónica por módem, ModBus, etc. por lo que no se requieren operadores en el sitio.
- Operación silenciosa y libre de vibraciones por lo que pueden ser instaladas dentro de zonas comerciales o incluso residenciales.

- Los módulos operan en paralelo entre ellos y/o con la Red, sin necesidad de tableros de sincronismo / paralelismo.

COMPAÑÍA	POTENCIA (KWe)	COGENERACION INCLUIDA	PAGINA WEB
CAPSTONE TURBINE CORPORATION	30	NO	<a href="http://www.microturbine.com/">http://www.microturbine.com/</a>
	60	NO	
INGERSOLL RAND ENERGY SYSTEMS	70	SI	<a href="http://www.irpowerworks.com/">http://www.irpowerworks.com/</a>
	250	SI	
TURBEC AB	100	SI	<a href="http://www.turbec.com/">http://www.turbec.com/</a>
HONEYWELL POWER SYSTEMS	75	NO	<a href="http://www.parallon75.com">www.parallon75.com</a>
ELLIOT ENERGY SYSTEMS	100	NO	<a href="http://www.tapower.com/">http://www.tapower.com/</a>
ALLIED SIGNAL POWER SYSTEM	75	NO	
BOWMAN POWER Ltd	80	SI	<a href="http://www.bowmanpower.co.uk">http://www.bowmanpower.co.uk</a>

Tabla 6. Fabricantes de Microturbinas

### 3.2.3 Descripción Tecnológica de la Microturbina

Las microturbinas existentes están basadas en compresores radiales y turbinas radiales. Las turbomáquinas de flujo radial pueden operar con muy pequeños flujos volumétricos de aire y productos de la combustión, con componentes de alta eficiencia y con procesos de manufactura menos complicados que los de máquinas que trabajan con flujos axiales; las máquinas de flujo radial ofrecen menos superficie de contacto, por lo tanto menos pérdida de energía en las paredes y mayor eficiencia. Los componentes de flujo radial tienen generalmente menor costo de manufactura.

Para el diseño aerodinámico específico, como el grado de energía y la disminución de los diámetros del compresor y de la turbina, la velocidad del eje requerida para la correcta operación de la turbina aumenta, por lo tanto la velocidad del eje de las microturbinas es muy alta.

El diseño y operación de las microturbinas son similares en términos de diseño y flujo volumétrico a los turbocompresores usados en automóviles, tractores, y otros motores reciprocantes. Los turbocompresores están siendo usados desde hace 80 años, para incrementar la potencia de los motores reciprocantes, incrementando la presión del aire de admisión.

Turbinas muy pequeñas, del tamaño de las microturbinas, han sido utilizadas masivamente en sistemas auxiliares de energía y como fuente de energía auxiliar en los aviones. Las décadas de experiencia con estas aplicaciones proveen la base para los diseños de ingeniería y tecnología de manufactura para los componentes de las microturbinas.

#### **3.2.4 Recuperador de Calor**

El recuperador es un intercambiador de calor, dentro de la microturbina, entre el flujo de gas de combustión caliente (alrededor de 1200°F), con el flujo de aire comprimido para la combustión (entre 300 y 400°F) antes que este ultimo entre a la cámara de combustión, de este modo se reduce la necesidad de mas combustible para la



correcta operación de la microturbina. Las microturbinas necesitan de un recuperador para lograr eficiencias competitivas con respecto a las tecnologías existentes. Dependiendo del diseño de la microturbina, este incremento por el recuperador puede llegar a duplicar la eficiencia original. Sin embargo el incremento de presión del aire y la disminución de la temperatura del flujo de gas quemado no son convenientes, el primero para la energía eléctrica generada y el otro para aplicaciones en sistemas CHP (Combined Heat Power).

### **3.2.5 Procedimiento de conversión de energía de alta frecuencia a energía comercial.**

Esquema para la microturbina Turbec-100

El rotor es suspendido por 2 “cojinetes” en cada lado del magneto permanente. El generador produce energía eléctrica alterna a elevada frecuencia. Esta corriente es convertida luego a los requerimientos necesarios, por medios de electrónicos.

El generador de alta velocidad produce electricidad de alta frecuencia, que es convertida a la frecuencia y voltaje estándar en el convertidor de energía. El sistema eléctrico es completamente controlado y operado automáticamente por el Modulo de Control de Energía (Power Module Controller - PMC). El sistema eléctrico es usado en reversa cuando funciona como el arrancador de la turbina de gas.

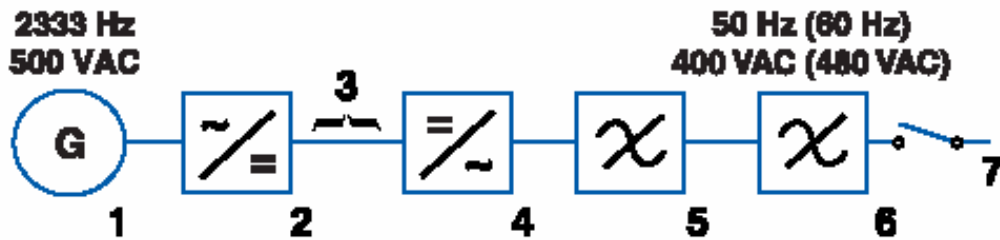


Figura 16. Esquema de conversión de energía de alta frecuencia a energía convencional

- 1 GENERADOR
- 2 RECTIFICADOR
- 3 BUS DE CORRIENTE CONTINUA DC
- 4 INVERSOR
- 5 FILTRO DE LINEA
- 6 FILTRO EMC (Energy Module Controller)
- 7 INTERRUPTOR GENERAL

### 3.2.6 Componentes de un Sistema de Generación CHP (combinación de potencia y calor).

El intercambiador de calor es del tipo de flujo de gas-agua. La energía térmica de los gases de escape es transferida al sistema de agua caliente por el intercambiador de calor.

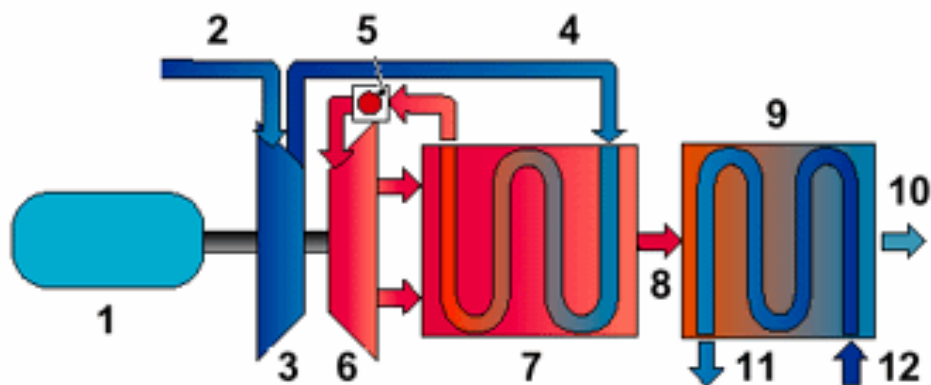


Figura 17. Esquema de los componentes de un sistema CHP

El recuperador calienta el aire de combustión, extrayendo calor de los gases de escape. El recuperador incrementa la eficiencia de la microturbina.

- 1 Alternador
- 2 Entrada de aire
- 3 Cámara de Combustión
- 4 Aire de Combustión
- 5 Compresor
- 6 Turbina
- 7 Recuperador
- 8 Gas de escape (270° C)
- 9 Intercambiador de Calor
- 10 Salida de Gas de Escape
- 11 Salida de Agua de Caldera
- 12 Entrada de Agua de Caldera

### 3.2.7 Ciclo Termodinámico de una Microturbina

El ciclo termodinámico de una microturbina se muestra en la figura 18 el punto A, el aire del ambiente (a la temperatura del ambiente  $T_A$  y la presión ambiental  $P_A$ ) entra en la microturbina y sigue a través del ducto del compresor de aire, donde es calentado a la temperatura  $T_1$  en el punto 1 con el calor del generador eléctrico. Sin considerar las pérdidas hidráulicas entre los puntos A y 1, se puede asumir que  $P_1$  es igual a  $P_A$ . El aire del punto 1 ( $T_1, P_1$ ) va al compresor de aire, donde es comprimido hasta el punto 2 ( $T_2, P_2$ ).

Después del compresor de aire, el aire va hacia el recuperador, donde es calentado de la  $T_2$  en el punto 2 a  $T_3$  en el punto 3. Debido a la resistencia hidráulica en el recuperador en el lado de alta presión, la presión del aire se reduce del punto  $P_2'$  en el punto 3. Después del recuperador, el aire va a la cámara de combustión, donde es calentado de  $T_3$  en el punto 3 a  $T_4$  en el punto 4. Luego de la cámara de combustión, el aire caliente es dirigido a la turbina de gas, donde se expande del punto 4 ( $T_4, P_2'$ ) al punto 5 ( $T_5, P_1'$ ).

Después de la turbina, el flujo de gas va hacia el recuperador, donde es enfriado de  $T_5$  a  $T_6$ . Debido a la resistencia hidráulica del recuperador en el lado de baja presión, la presión en el punto 6 es menor a  $P_1'$ .

Si el flujo de gas es lanzado a la atmósfera, la presión en el punto 6 es igual a  $P_1$ . Si el flujo de gas es usado para generar agua caliente en la unidad de recuperación de calor, la presión en el punto 6 es mayor que  $P_1$  por la magnitud de la presión perdida en la unidad de recuperación de calor.

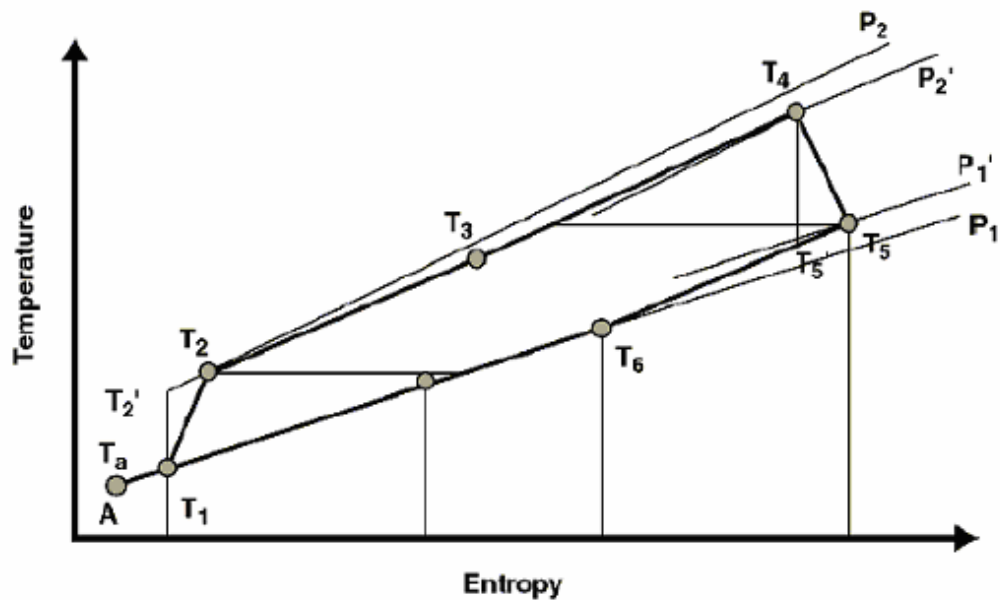


Figura 18. Ciclo termodinámico de la turbina

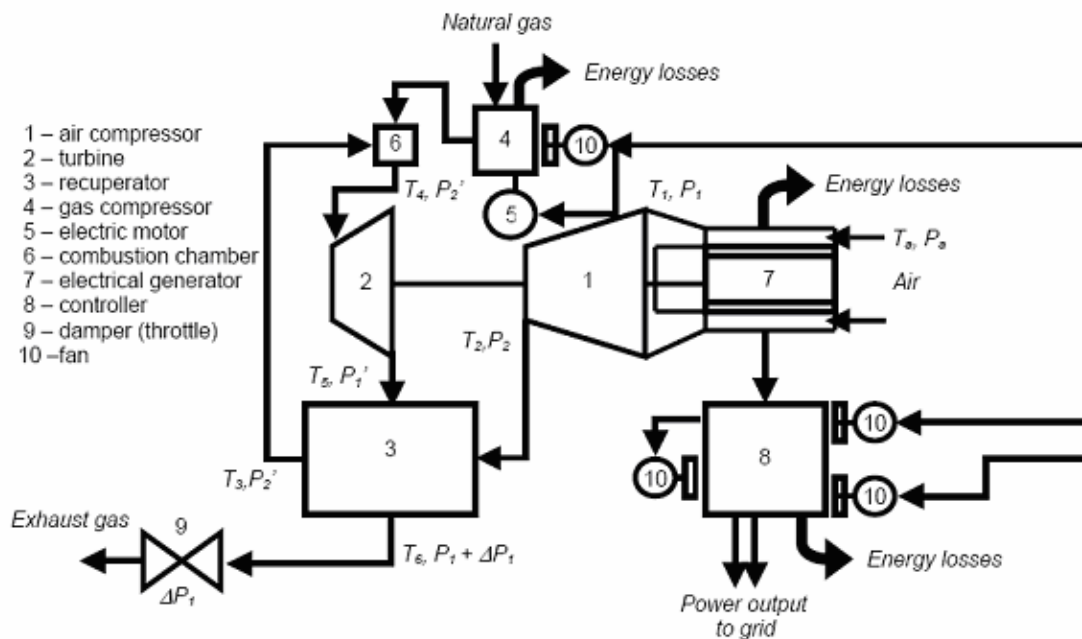


Figura 19. Esquema con puntos del ciclo termodinámico de una microturbina

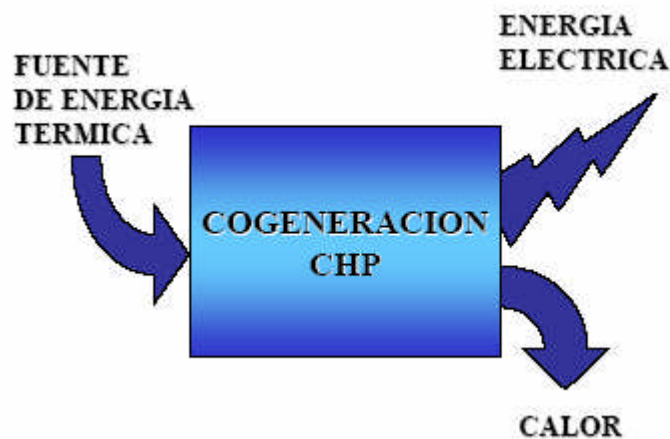
La temperatura  $T_4$  esta limitada generalmente ha  $1750^\circ\text{F}$  o menos, para permitir el uso de materiales relativamente menos caros para la turbina y el recuperador. Para microturbinas con recuperador, se tiene que el ratio de presión para la mejor eficiencia es normalmente el de 4:1.

También existe microturbinas de 2 ejes, en las cuales el primer eje solo conduce al compresor, mientras el segundo eje conduce la turbina que genera la energía eléctrica vía una caja de engranajes y un generador convencional de 60Hz. La microturbina de dos ejes tiene mas partes móviles, pero no requiere de componentes electrónicos

para convertir la alta frecuencia AC a la frecuencia comercial de 60Hz.

### 3.3 CONCEPTO DE COGENERACION

Cogeneración es la producción simultánea de energía mecánica y térmica, ambas utilizadas, a partir de una sola fuente de energía primaria. Su uso más común es la producción de electricidad y calor en diversas formas (vapor, agua caliente, gases calientes, etc.), lo cual se conoce también como CHP (Combined Heat and Power).



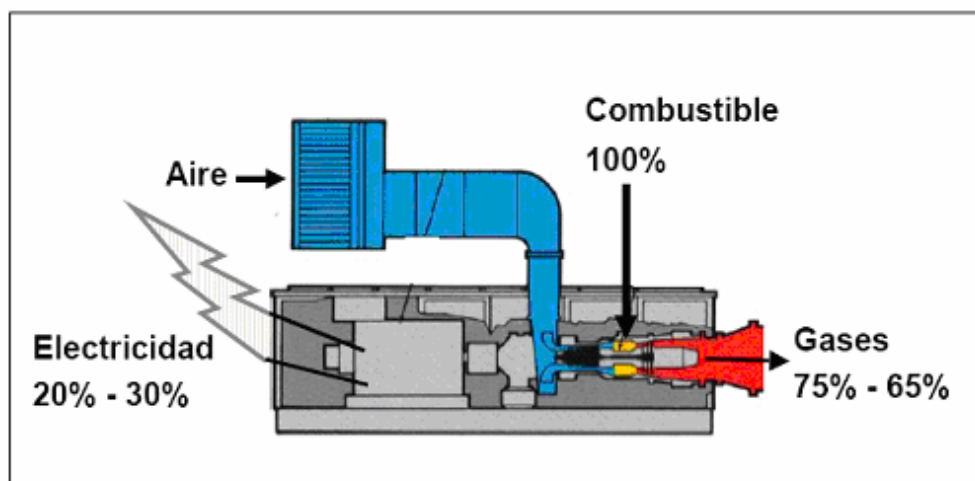
*Figura 20. Esquema de flujos de energía en Cogeneración*

La eficiencia que se alcanza con CHP es superior a la que resulta de la generación eléctrica y térmica en forma separada e independiente, esquema en el cual un usuario se provee de electricidad desde la red y la generación térmica se lleva a cabo in-situ.

No obstante esto, la energía mecánica que produce la cogeneración también puede usarse directamente para el accionamiento de compresores, bombas, u otro equipo mecánico, del mismo modo como se acciona un generador eléctrico.

### 3.3.1 Turbinas de Gas.

La cogeneración con turbinas a gas permite lograr eficiencias globales entre un 65% y 80%. La figura siguiente muestra el balance de energía de un sistema de cogeneración con turbina a gas.



*Figura 21. Balance de energía de una turbina a Gas*

La turbina a gas es una máquina térmica rotatoria que opera en un ciclo Brayton. La combustión requiere de gas natural a alta presión y opera con excesos de aire superiores al 200%. Este aire es comprimido a la presión de combustión en un compresor de flujo axial o radial. La expansión de los gases de combustión en la turbina genera trabajo mecánico en un eje, el cual acciona un generador



eléctrico y a la vez proporciona el trabajo que requiere el compresor de aire.

La generación eléctrica constituye entre un 20 y 30% de la energía suministrada por el combustible, según cada turbina. Entre un 75 y 65% de esta energía sale por los gases de combustión de la turbina, que después de su expansión se encuentra a temperaturas entre 400 y 600°C (Esto en turbinas convencionales). Esta energía es posible utilizarla a través de equipos de recuperación de calor. Debido a la alta temperatura este calor se puede transformar en vapor a través de una Caldera de Recuperación. A diferencia de los motores no existe entrega de calor como agua caliente.

Las calderas recuperadoras de calor usadas para generar vapor a partir de la energía de los gases de escape de los motores y turbinas a gas tienen usualmente eficiencias entre el 60% y 70%. En algunas aplicaciones industriales también es posible el uso directo de los gases de escape de estos equipos en procesos de calentamiento y secado.

### **3.3.2 Beneficios de la Cogeneración**

Los principales beneficios que otorga la cogeneración tanto para el país como para la industria o institución que se abastece de él son el ahorro en energía primaria debido a su mayor eficiencia comparada con los sistemas de generación eléctrica y térmica tradicionales, disminución de pérdidas en las redes eléctricas, mayor seguridad,

competencia y diversificación de las fuentes energéticas y la disminución de la producción de gases de efecto invernadero.

La cogeneración beneficia en primer lugar a las industrias quienes consumen las energías eléctricas y térmicas que se generan gracias a los menores costos o descuentos de precios que obtienen cuando la Planta de Cogeneración es instalada por una tercera persona. También otorga mayores niveles de seguridad de suministro.

Beneficia también a los participantes en los desarrollos de ingeniería que son necesarios, creación de nuevos negocios energéticos, mantención y operación de las Plantas y por la creación de nuevas fuentes de trabajo permanentes y especializadas.

Beneficia además al país en el que se instalan estos sistemas por el aumento de la competencia en el sector de generación eléctrica, por el ahorro de energía primaria que se produce, y por los ingresos de divisas por venta de bonos de carbono, etc.

El ahorro de energía primaria deriva de la mayor eficiencia de la cogeneración respecto de la generación separada de electricidad y calor, y de sus características de generación distribuida, como se aprecia en la figura siguiente. En la figura se considera que la planta de cogeneración reduce el consumo de energía primaria de una planta de ciclo combinado a gas natural y de una caldera industrial.

La mayor seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico surge de la diversidad y distribución de los cogeneradores, los que deberían ser capaces de operar solas frente a cualquier interrupción del sistema.

Debido a que en general se cogenera en zonas industriales, que son a su vez de alto consumo eléctrico, las pérdidas de energía disminuyen en las líneas de distribución así como la inversión necesaria en líneas eléctricas a mediano plazo.

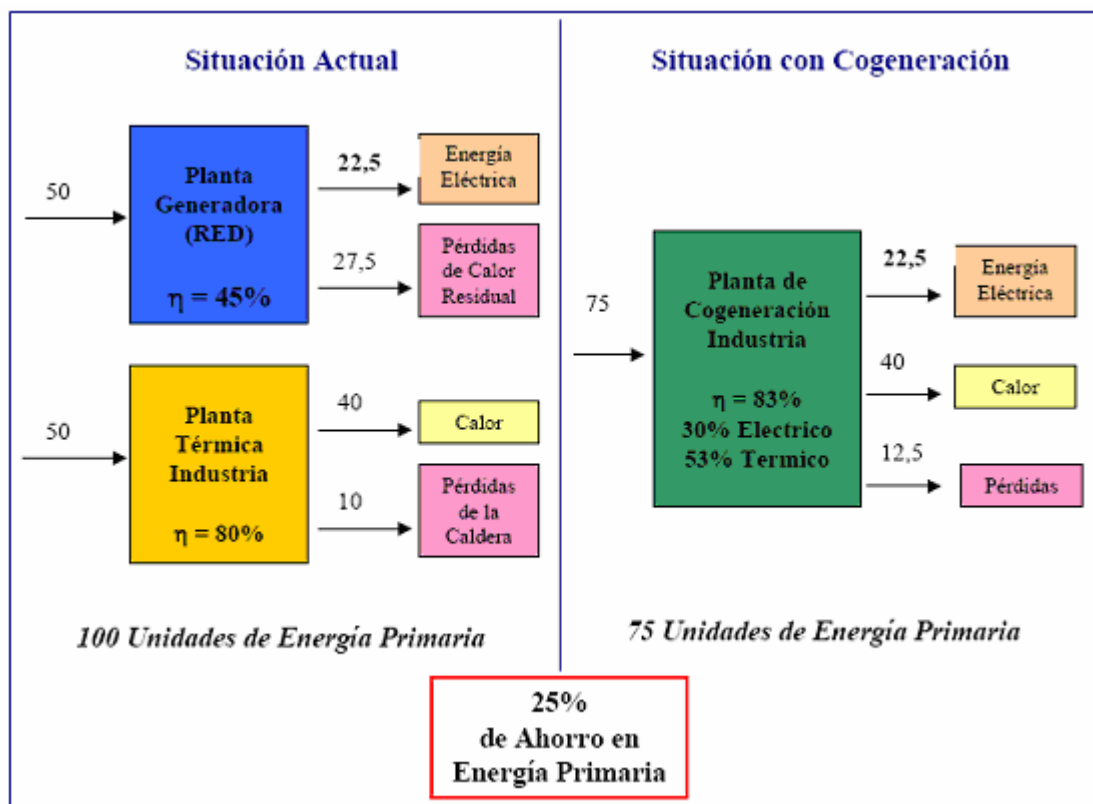


Figura 22. Ahorro de energía primaria producto de la cogeneración

La eficiencia considerada para el conjunto planta generadora y red de la figura, considera una planta de ciclo combinado de  $\eta = 50\%$  a  $55\%$  y un  $5\%$  a  $10\%$  de pérdidas por transmisión y distribución; estas

pérdidas son evitadas por el hecho de que una planta de cogeneración se instala en un punto de consumo a nivel de una red de distribución.

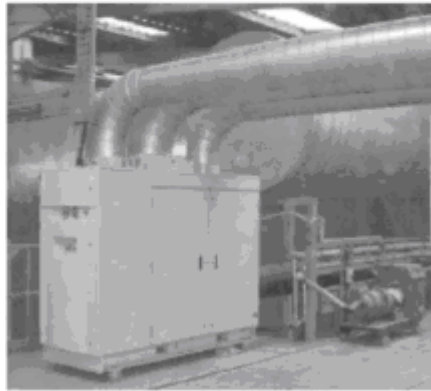
### **3.3.3 Sistemas de aprovechamiento de la energía térmica de los gases de escape de las Microturbinas**

2.3.3.1 Uso directo de los gases de escape en procesos de secado y calentamiento.

Las emisiones de la combustión del gas natural son lo suficientemente bajas para causar efectos a la salud o producir daño en muchas aplicaciones en donde la persona esta expuesta de manera limitada. Estas emisiones son muy pequeñas, están entre 3 y 25 ppmV, lo cual es favorable comparado con las emisiones de las estufas (hornos residenciales) de cocina que tienen emisiones de 50 ppmV. Adicionalmente es favorable porque las emisiones de la microturbina son ricas en CO<sub>2</sub>, que es ideal para aplicaciones en agricultura, que pueden utilizar tanto la energía térmica como las emisiones de CO<sub>2</sub> de la microturbina. Algunas de estas aplicaciones fueron instaladas en invernaderos, secadores de productos y aplicaciones de cocina y pastelería.

Un claro ejemplo de esta aplicación es la instalación de una microturbina en una fábrica de ladrillos, donde los gases de escape son usados para secar los ladrillos, teniendo así una eficiencia total del sistema de 90%.

The 80-kW Bowman microturbine provides hot air to dry bricks before firing. System net efficiency is over 90 percent.



Courtesy: Bowman Power Systems [47]

*Figura 23: Microturbina Bowman en una fábrica de ladrillos*

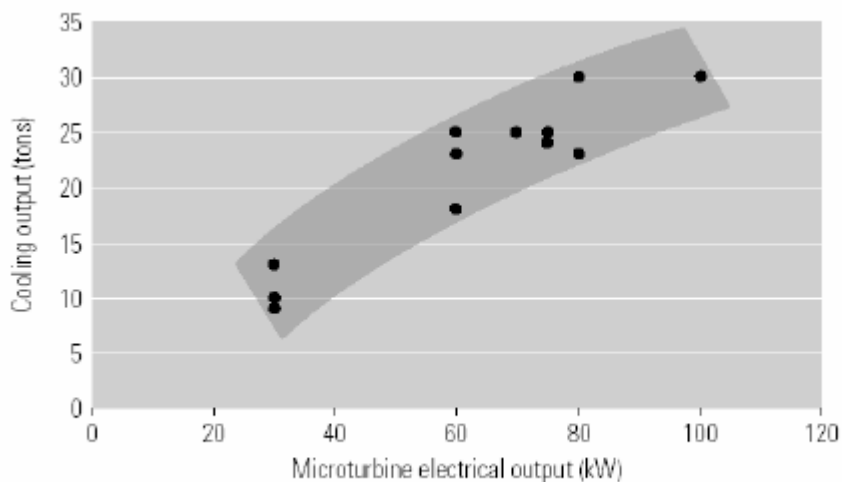
Los invernaderos, comprende a varios negocios ubicados en zonas de clima frío, permitiéndoles sembrar y cultivar frutas, verduras y flores durante todo el año. Estos invernaderos tienen instalaciones sofisticadas que controlan el clima y lo mantiene a una temperatura constante, suficiente iluminación y poca humedad. Por el hecho de que los invernaderos tiene una constante necesidad de electricidad y calor, lo hacen atractivo para el uso de microturbinas en un sistema CHP.

#### 2.3.3.2 Capacidad de generación de frío de una microturbina cchp

Con la información obtenida de las 52 experiencias, se estableció la capacidad de producir frío a través de las microturbinas, esto por

procesos de absorción vía chiller. Así tenemos que por cada 3 Kw de energía eléctrica producida, se puede obtener 1 ton de enfriamiento. Esta relación varía cuando la microturbina es de mayor capacidad teniendo actualmente microturbinas de 250Kw que generan 70 a 80 tons de enfriamiento.

La energía térmica de los gases de escape puede ser usada directa o indirectamente en un sistema de absorción por chiller, hacienda a la microturbina útil tanto en climas fríos, como en climas cálidos.



Source: Platts

*Figura 24. Capacidad de generación de “frío” versus la energía eléctrica generada por la microturbina.*

#### Building Cooling, Heating and Power. Trigeneración

Las aplicaciones de sistemas CHP están limitados por la poca demanda de energía térmica durante los meses de verano. Nuevas tecnologías de manejo de enfriamiento están siendo desarrollados lo

cual puede hacer efectiva la energía térmica de los sistemas CHP; estos sistemas son los llamados B CHP (Building Cooling, Heating and Power) que además de proveer energía eléctrica y térmica en forma de calor, pueden generar frío mediante diversos sistemas.

Entre otros factores que favorecen el uso de los sistemas B CHP tenemos:

- Están bajo una propiedad común que favorece la agregación de cargas.
- Cercanía de las cargas, por lo cual conectar los edificios vía tuberías no representa costos prohibitivos.
- Más usuarios con los servicios de agua caliente, aire acondicionado, calefacción, etc. De modo que el confort es extendido.
- Los sistemas serán diseñados para operar a plena carga; esto hace que su eficiencia sea alta y los costos puedan ser amortizados rápidamente.

# BCHP Systems

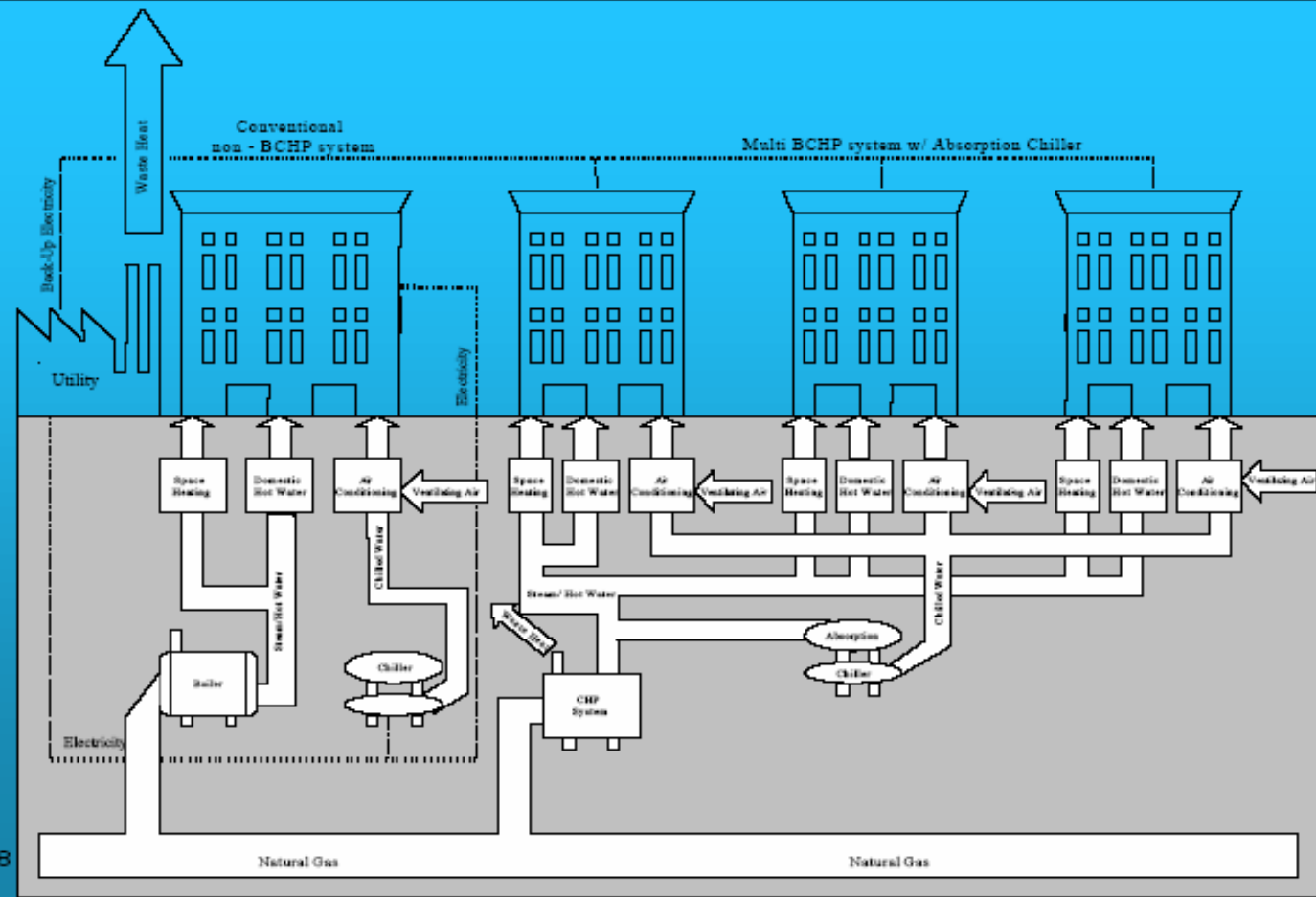


Figura 25. Configuración tradicional y BCHP de suministro de servicios de energía eléctrica, gas natural, calefacción y aire acondicionado



## **CAPITULO IV**

### **GENERACION DISTRIBUIDA VIA MICROTURBINA EN LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO**

#### **4.1 BENEFICIO DEL GAS EN LA ELECTRIFICACIÓN RURAL**

El gas natural puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica en sistemas aislados, para pequeñas comunidades a lo largo de la sierra, en las comunidades cercanas al gasoducto. La generación distribuida por microturbinas tiene gran ventaja respecto a otros sistemas, esto debido a la alta eficiencia, el poco mantenimiento y su operación casi independiente, entre otros aspectos como es el aprovechamiento de la energía térmica recuperable en varios procesos productivos.

Muchos de los distritos y anexos por donde pasan estas líneas de NG no cuentan con energía eléctrica; la generación distribuida por microturbinas es una gran oportunidad, pero se deben considerar aspectos tecnológicos, económicos, sociales y ambientales.

#### **4.1.1 Desarrollo y aplicación de microturbinas en esquemas de generación distribuida.**

Durante la mayor parte del siglo pasado, la industria eléctrica creció con base en esquemas de generación centralizada. Las ventajas de las economías de escala hacían que la construcción de grandes centrales de generación en puntos distantes de los centros de consumo fuera la opción más rentable para la expansión del parque de generación. Estos proyectos, conocidos como generación centralizada, iban acompañados de importantes proyectos de transmisión y distribución, así como de obras para la procuración de combustibles (oleoductos, gasoductos, vías de ferrocarril, terminales de recibo y manejo de carbón, etc.).

Sin embargo, debido a las cada vez mayores dificultades para la construcción de obras de transmisión y distribución (derechos de vía, restricciones ambientales y requerimientos de una mayor calidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos), los esquemas de generación distribuida han presentado en la actualidad apoyos gubernamentales y adelantos tecnológicos importantes. A continuación se ahondará en una tecnología en particular, resaltando su evolución reciente: la generación a partir de microturbinas.

## **4.2 INFORMACION GENERAL DE LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO**

### **4.2.1 Ubicación política**

Departamento: Ayacucho

Provincia: Huamanga

Distrito: Acocro

### **4.2.2 Ubicación geográfica**

Latitud : -13° 14'24"

Longitud : -74° 1'0.12"

Altitud: 3400msnm

Limites:

- Este: Rayan

- Oeste: Chuntaca

- Norte: Ccochani

- Sur: Ccollpahuaycco

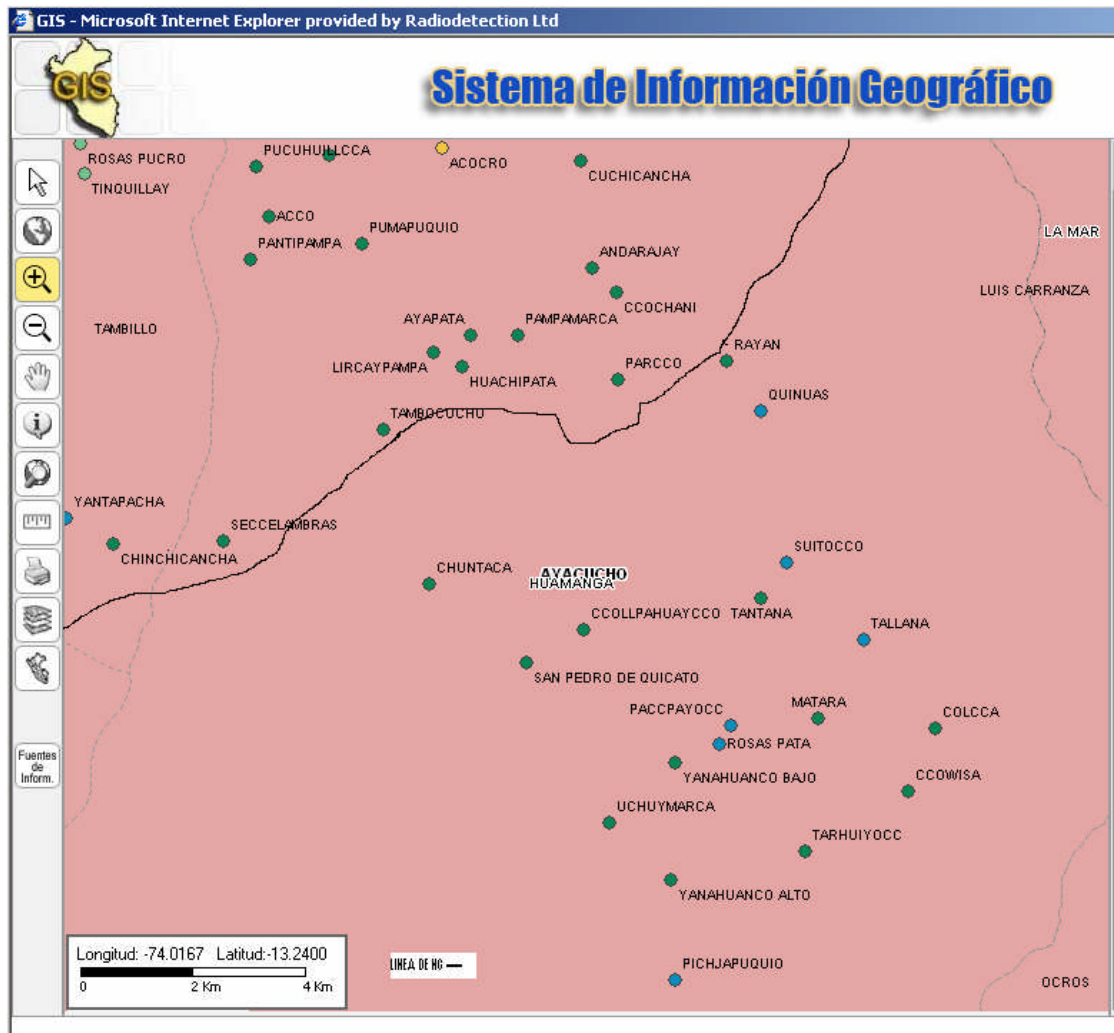


Figura 26. Comunidades que limitan con Parcco (Fuente CND-GIS)

La topografía es ondulada y accidentada.

### **Clima**

El clima en la zona es frío- templado y seco con temperaturas inferiores a los 0°C durante las madrugadas hasta los 18°C al medio día. En el cuadro siguiente se detalla las temporadas por mes, así como características de la comunidad.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Lluvias	X	X	X									
Granizo					X	X						
Heladas					X	X						
Quema									X	X		
Cultivo										X	X	X
Cosecha					X	X	X	X				
Caza				X	X							
Comercialización					X	X	X	X	X			
Mano de Obra	X	X			X	X	X	X				
Migración								X	X			
Enfermedades						X	X	X				
Fiestas		X							X			

*Tabla 7. Hidrología, clima y actividades de la comunidad de San José de Parcco.*

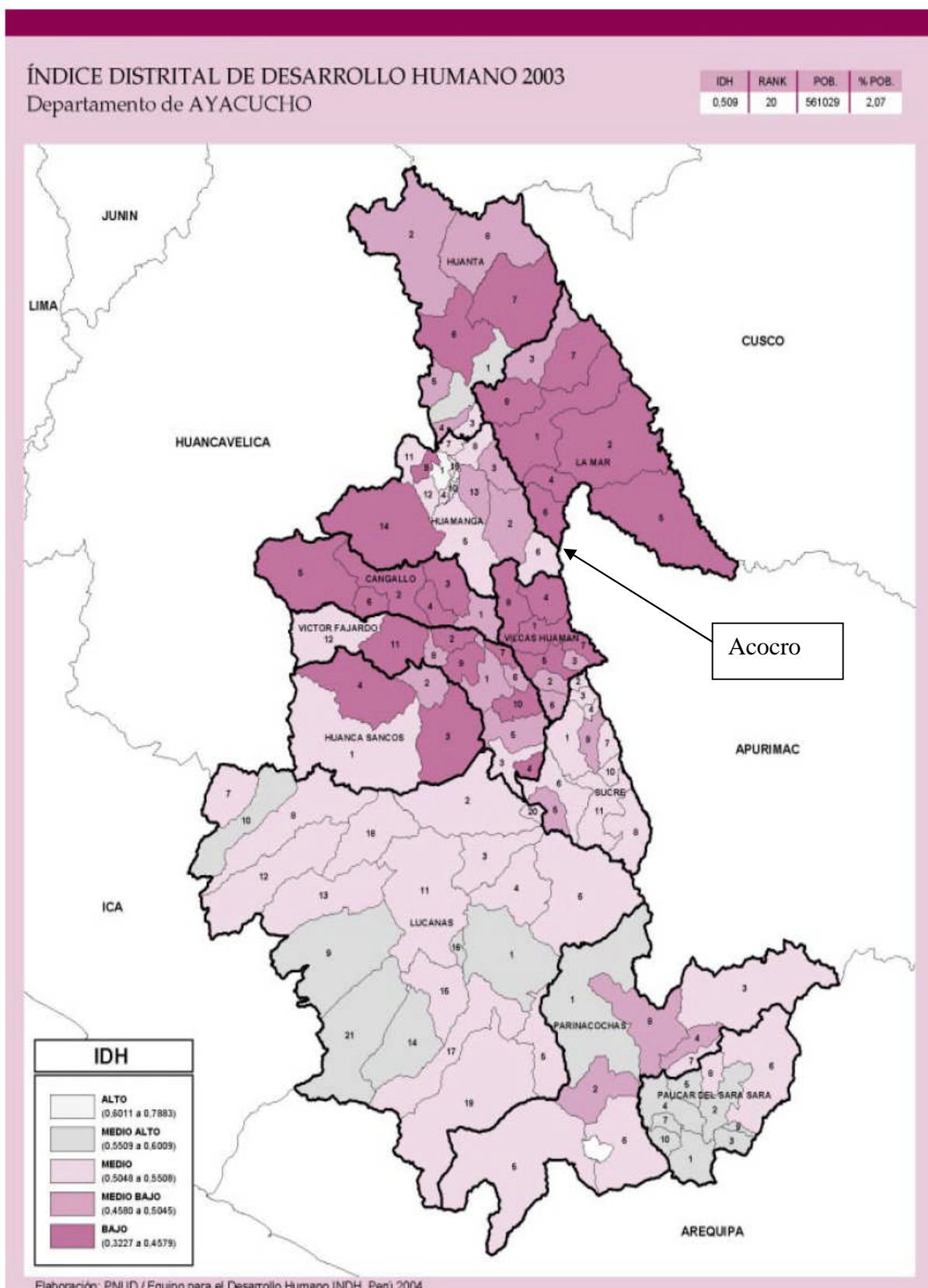


Figura 27. Mapa donde se detalla el distrito de Acocro

#### **4.2.3 Población y rasgos socio-económicos de la región**

La población cuenta con 212 habitantes, con 68 viviendas (Fuente CND, Consejo Nacional de Descentralización) y con una tasa de crecimiento poblacional de 2%, esto debido al centralismo.

Forma de asentamiento: Nucleado, disperso permanente.

Zonas de vivienda, circulación y formas de transporte: Circulan a través de trochas carrozables y caminos de herradura. El tiempo de viaje de Huamanga a Parcco es de 3 horas y media en camioneta pick up 4x 4; y 4 horas en una camioneta rural (combi).

Productos y servicios por zonas: utilizan 3 zonas.

Parte alta; dedicada a la producción de tubérculos y cereales, caminos de herradura, viviendas y casa comunal. Sus productos son: papa, trigo, arveja, cebada, olluco y oca.

Parte media; pastoreo principalmente, viviendas, cementerio, trazo del gasoducto.

Parte baja; cereales, tunales, caminos de herradura y trochas carrozables, escuela, capilla, campo deportivo. Sus productos son tunas y maíz.

Producción por hectárea:

Papa	30000	Kg x Ha.
Trigo	3000	Kg x Ha.
Alverja	1000	Kg x Ha.
Cebada	5000	Kg x Ha.
Olluco	2000	Kg x Ha.
Oca	3000	Kg x Ha.
Maíz	2000	Kg x Ha.

*Tabla 8. Producción por hectárea*

Centro de salud: No existe.

Centro educativo: Colegio de primaria N° 38701- San José de Parcco, construido en distintas etapas, primero con INFES y luego con TGP, siempre con el apoyo y colaboración de la comunidad. Este colegio beneficia a 70 alumnos.

Infraestructura de riego: No existe.

Lugares sagrados: Cementerio, capilla católica, iglesia evangélica, apu "Puntaorqo"

Lideres de opinión: las autoridades comunales.

Organizaciones Sociales: La comunidad tiene relación con las siguientes instituciones: PRONAMACHS, PRONAA, PRISMA, caja rural, Municipalidad Distrital.



Flujos económicos.

Oferta y demanda de productos y servicios; dentro de la comunidad y su entorno.

Maíz, papa y trigo se ofertan en la feria de Ayacucho y en la feria de Seccelambras ofertan animales y productos derivados como la leche y el queso.

Realizan sus compras en Ayacucho como fertilizantes, guanos y abarroses de primera necesidad.

A la comunidad vienen mayoristas a comprar papa los cuales son vendidos en la ciudad de Lima (la Parada).

Los productos son transportados a la feria de Seccelambas y hacia Ayacucho por trocha carrozable.

Debo señalar que existen productos y servicios ligados al autoconsumo familiar (no al mercado), así tenemos la papa, maíz, trigo, cebada, animales menores y productos derivados.

Caza: Venado, perdiz, zorro.

Migración: a la ciudad de Ayacucho y la selva hacia San Francisco.

Fiestas: 15 de agosto, San José de Parcco.

Enfermedades: Bronco neumonía, carbunco (animales).

### **4.3 DESCRIPCION DE LA NECESIDAD DE ELECTRIFICACION EN LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO**

#### **4.3.1 Necesidades de la comunidad**

En estudios elaborados en la comunidad, se analizaron las necesidades primordiales de la comunidad, obteniéndose los siguientes resultados:

1. Construcción de centro educativo primario.
2. Electrificación.
3. Puesto de Salud.
4. Ampliación de la casa comunal.
5. Construcción de local para educación inicial.

La comunidad vía el PDL (plan de desarrollo local) logro hacer realidad el primer ítem además de conseguir mobiliario y material didáctico para el centro educativo. En este sentido la electrificación de la comunidad representa una necesidad prioritaria para la comunidad.

#### **4.3.2 Ingresos familiares/ ratios de gastos en energía.**

En base a la información brindada por ITG, se tiene que las familias que tiene mayor ingreso familiar, gastan más en energía, esto en lugares sin electrificación. A continuación se muestra el cuadro elaborado por ESMAP/ITDG.

<i>Rural villages</i>	<i>Estimated energy expenditures (US\$/month)</i>			<i>Estimated income per family (US\$/year)</i>		
	<i>Infrasub.</i>	<i>Autosub.</i>	<i>Excedent.</i>	<i>Infrasub.</i>	<i>Autosub.</i>	<i>Excedent.</i>
Chetilla	1.61	2.88	6.68	217.10	907.40	3,223.20
Tumbadén	2.56	5.55	8.56	236.00	660.20	3,285.50
Tongod	5.17	7.67	10.58	1,342.50	3,247.60	6,741.30
Pipus	6.00	15.20	14.40	300.00	919.10	961.70
Moyán	5.12	4.80	8.80	575.70	1,130.20	3,850.20
Palca	6.30	9.14	Not applic.	933.30	1,869.50	Not applic.
Ushcamarca	4.52	3.80	1.90	289.20	696.30	679.70
Cascarilla	3.52	9.88	5.52	426.70	1,942.80	959.20

*Note:* Exchange rate 1 US\$ = S/. 2,45, July 1996.

*Source:* Evaluation studies by ESMAP/ITDG.

*Tabla 9. Ingresos familiares/ ratios de gastos en energía en distintas comunidades*

Este cuadro divide a las familias en estado de infrasubsistencia, autosubsistencia y excedentarios, estas definiciones son en base a los ingresos familiares, así los excedentarios tiene mayor capacidad adquisitiva que los demás.

No se cuenta con un estudio socioeconómico, ni energético de la comunidad de San José de Parcco, pero podemos estimar este en base a la información del Índice de Desarrollo Humano Distrital 2003, elaborado por el PNUD; de aquí tenemos:

Ingreso familiar mensual per capita (por persona): S/144.70 (Distrito de Acocro).

De aquí estimamos el número de integrantes por familia:

# de personas por familia = 212 Habitantes / 68 Viviendas

Tenemos: 3.118 personas por familia (vivienda).

Ingresos familiares anuales en dólares =

$$\frac{\text{S/. 144.70}}{\text{Persona x mes}} \times \frac{3.118 \text{ Personas}}{\text{Familia}} \times \frac{12 \text{ meses}}{\text{Año}} \times \frac{\text{US$. 1.00}}{\text{S/. 3.00}} = \frac{\text{US$. 1804.67}}{\text{Año x Familia}}$$

Nota: Tipo de cambio 1US\$ = S/ 3.00, año 2003

Comparando el ingreso de US\$ 1804.67 con los datos del cuadro anterior tenemos que el poblado de San José de Parcco se encuentra en promedio entre autosubsistencia y excedentarios, entonces podemos estimar que los comuneros de San José de Parcco pueden gastar, y posiblemente gastan en este momento, **US\$/10.00 por mes en energía.**

Este monto que ahora representa un gasto para obtener energía, se podría utilizar para financiar un proyecto de generación distribuida vía microturbinas, esto por la cercanía al gasoducto, y las ventajas de esta tecnología ya descritas anteriormente.

## **CAPITULO V**

### **ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO DE LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCO**

#### **5.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA**

El estudio de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de un proyecto de electrificación; para el pronóstico de la demanda eléctrica se realizo estimaciones en base al PDL.

##### **5.1.1 Demanda de potencia**

Las necesidades de energía eléctrica dentro del marco de proyecto esta comprendido en:

###### **- Sector Domestico**

En la estimación de la potencia eléctrica de este sector se realizo pronósticos para la población, numero de viviendas y numero de futuros abonados.

De acuerdo a las características de la zona de estudio el consumo unitario recomendado por el INEI, Electro Perú y MEM, se considera un consumo de 200w a 300w por vivienda, para el proyecto se considerara 300w/vivienda

Entonces tenemos:

Población	212 Habitantes	
Viviendas	68	20.4 Kw

#### **- Sector Comercial**

Este sector no influye en la variación del consumo de potencia ya que por ser una zona rural alejada de los demás pueblos, y los establecimientos comerciales son algunas pequeñas bodegas que forman parte de las viviendas de los comuneros.

#### **- Sector Alumbrado Público**

En la determinación de la demanda de potencia de este sector se ha tenido en cuenta la distribución de las casas, cables y lugares públicos en la comunidad, abarcando este un área aproximada de 2 Km<sup>2</sup>.

De acuerdo a las viviendas y teniendo en cuenta un vano promedio de 40m se tiene 150 postes de alumbrado publico, con lámparas de 100w de Na y un factor de simultaneidad igual a la unidad.

Entonces se tiene:

Carga eléctrica por alumbrado publico = 150 x 100 w

Carga eléctrica por alumbrado publico = 15.0 Kw

#### **- Sector Cargas Especiales**

Aquí se encontraran las cargas que consume el colegio, capilla católica, iglesia evangélica y casa comunal.

Ambiente	Cantidad	Potencia Instalada (Kw)	Máxima Demanda (Kw)	Total (Kw)
Colegio	1	1	1	1
Capilla católica	1	1	0.5	0.5
Iglesia evangélica	1	1	0.5	0.5
Casa comunal	1	1	0.5	0.5

*Tabla 10. Cargas especiales*

### **- Sector Industrial**

En este sector se toma en cuenta las futuras instalaciones de talleres, cuyas producciones generaran un movimiento comercial entre los pueblos. Aprovechando los recursos naturales con que cuenta la comunidad como son el cuero, lana de ovino, leche y los productos del campo, es necesario implementar talleres de transformación de estas materias primas.

Establecimiento	Cantidad	Potencia Instalada (Kw)	Máxima Demanda (Kw)	Total (Kw)
Taller de Procesamiento de fibra de auquéidos	2	2	1	2
Aserradero-Carpintería	2	2	1	2
Zapatería	1	1	1	1
Curtiembre	1	2	2	2
Molinos de granos	2	2	1	2
Refrigeración de productos cárnicos, vegetales, leche y sus derivados	2	4	2	4
Albergue turístico	1	2	2	2

*Tabla 11. Sector industrial*

### 5.1.2 Demanda de potencia total

Dada las características de la zona, las actividades en el sector Industrial y cargas especiales, solamente se realizan durante el día y la demanda del sector domestico y alumbrado público se realizan en horario nocturno.

De acuerdo a estas premisas estableceremos la demanda de potencia total comparando las demandas del sector industrial y cargas especiales con el sector domestico y alumbrado publico; así la que tenga mayor demanda quien nos dará la demanda de potencia total.

<b>SECTOR</b>	<b>MAXIMA DEMANDA (Kw)</b>	<b>TOTAL (Kw)</b>
<i>Domestico</i>	20.4	35.4
<i>Alumbrado Publico</i>	15.0	
<i>Cargas Especiales</i>	2.5	17.5
<i>Industrial</i>	15.0	

*Tabla 12. Demanda de potencia total*

Comparando ambas demandas, la suma de potencias del sector domestico y alumbrado público son las de mayor demanda.

### 5.1.3 Cálculo de la Potencia de Planta

La potencia que necesitara la comunidad será:

$$Pt = 35.4 \text{ Kw}$$



### 5.1.4 Proyección y Evaluación de la demanda de potencia futura

$$P_{\text{futura}} = P_t \times (1+i)^n$$

Donde:

n.....años de vida del proyecto (15 años)

i.....proyección anual del crecimiento de la demanda, se asume (2%)

$$P_{\text{futura}} = 35.4 \times (1+0.02)^{15}$$

$$P_{\text{futura}} = 47.644 \text{ Kw}$$

La potencia estimada dentro de 15 años será de 47.644 Kw aproximadamente.

Entonces la potencia calculada para la comunidad de San José de Parcco es de 47.644 Kw.

## 5.2 SELECCIÓN DE EQUIPOS ELECTROMECHANICOS

### 5.2.1 Microturbina

En el capítulo IV, se detallan los aspectos tecnológicos y de funcionamiento de las microturbinas; para la comunidad debemos elegir una microturbina que cubra las demandas de potencia eléctrica.

De la lista de fabricantes y los modelos ofrecidos, escogemos la microturbina Capstone C60, debido a su capacidad de generación (60 Kw) con las siguientes características (al final se adjunta las especificaciones detalladas de la microturbina Capstone C60):

Potencia generada: de 0 a 60 Kw; máximo 83KVA

Voltaje generado: 480v a 60Hz

Dimensiones:

- Largo: 2108mm
- Ancho: 762mm
- Profundidad: 1956mm
- Peso: 758 Kg
- Ruido: 70dB a 10 m.

Alimentación: gas natural a 75-80 psi

### 5.2.2 Variación de la eficiencia y la energía generada en función de la temperatura.

De acuerdo al cuadro siguiente tenemos que la microturbina siempre va a tener la capacidad de generar los 60Kw, ya que las temperaturas en la comunidad oscilan entre 0C (32 F) y 18C (64.4F).

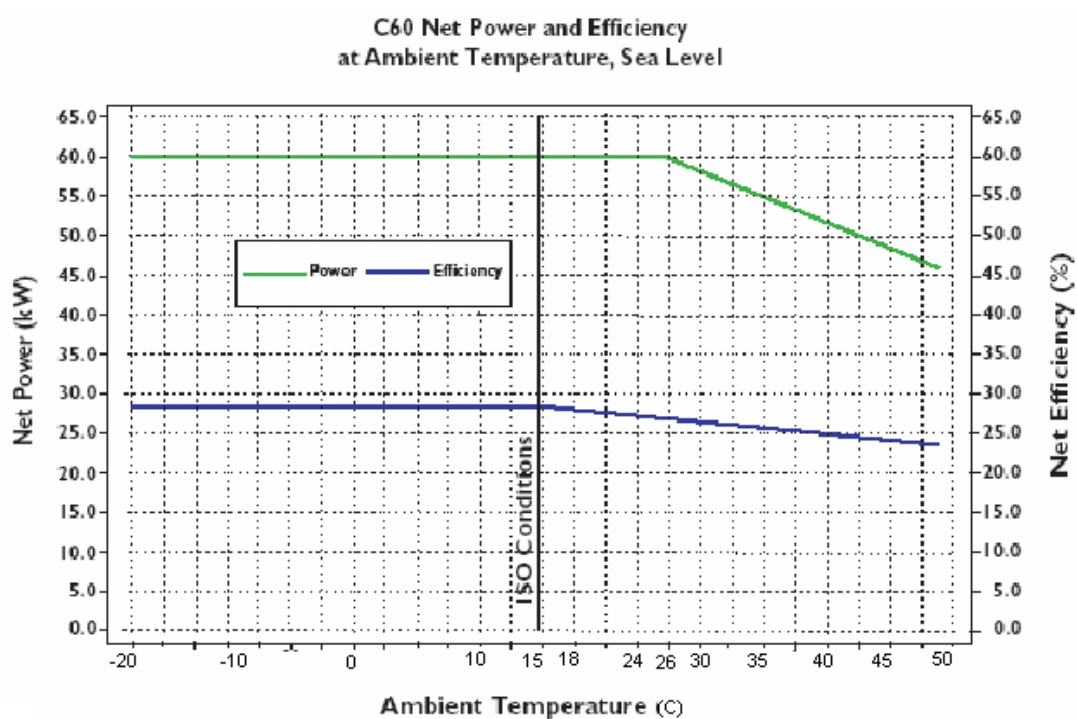


Figura 28. Variación de la potencia y la eficiencia eléctrica de la microturbina en función de la temperatura

### **5.2.3 Variación operativa de la microturbina en zona de altura**

En cuanto a los efectos de la altura, esto se da generalmente en la disminución del oxígeno para el proceso de combustión (la microturbina operara a 3400 msnm) y de acuerdo a especificaciones del fabricante se recomienda una reserva del 15% de la capacidad nominal de la microturbina. Para la microturbina elegida tenemos:

Potencia Mínima necesaria = 47.644 Kw + 15% (60Kw)

Potencia Mínima necesaria = 47.644Kw + 9Kw = 56.644 Kw

Entonces 60 Kw > 56.644 Kw

Con lo cual garantizamos que la microturbina será capaz de cubrir la demanda proyectada a 15 años, considerando los efectos de la altura en la operación de la misma.

### **5.2.4 Vida útil de la microturbina.**

Debido a que la tecnología de las microturbinas es nueva, no se tiene un ratio específico acerca de la vida útil de estos equipos. La mayoría de publicaciones indican 10 años de vida útil; sin embargo la empresa Power Energy, ya realiza contratos garantizando 15 años de vida útil, específicamente para las microturbinas Capstone; incluso con opciones de operación del sistema, propiedad compartida del sistema o simplemente como un programa de servicio de energía.

### **5.2.5 Facilidades para la ejecución de proyectos de Cogeneración con los gases de escape de la Microturbina Capstone C60.**

Como consecuencia de el proyecto descrito en esta tesis, se puede considerar el aprovechar la energía térmica de los gases de escape, es así que una de las ventajas relevantes de las microturbinas es la capacidad de poder generar energía eléctrica y energía térmica a la vez; así se tiene que por cada Kw de energía generado, se tiene un poco menos de 2 Kw de energía térmica vía los gases de escape.

Entonces se tendría un poco menos que 120 Kw de energía térmica (si la microturbina opera a 60 Kw) disponible para ser utilizada en los distintos procesos.

El beneficio sería en tener agua caliente para distintos procesos: lavandería comunal, piscina temperada, baños sauna, servicios sanitarios del albergue turístico, procesos industriales para dar valor agregado a los productos de la comunidad, etc.

Esto convertiría a la comunidad más atractiva al turismo, desarrollando mayores flujos económicos y por ende desarrollo sostenible.

## **5.3 TABLERO ELECTRICO**

Será del tipo autoportado, comprenderá los sub-módulos de control y medición.

### **5.3.1 Sub-modulo de control**

Un interruptor termomagnético de 230v, 140 A, 18 KA de poder de ruptura.

### **5.3.2 Sub-modulo de protección**

Mínima tensión

Sobre tensión

Frecuencia

Protección a Tierra

Sobre corriente

Térmico

Diferencial

### **5.3.3 Sub-modulo de medición**

Amperímetro; 0-200 A

Voltímetro; 0-600 V

Frecuencímetro

Kilowatímetro trifásico: 0-30 Kw

Un cosfímetro

Fusibles para instrumentos

### **5.3.4 Transformador**

Para el suministro de energía necesitamos de un transformador de las siguientes características:

- Trifásico.

- Voltaje de entrada: 480v
- Voltaje de salida: 230v
- Potencia: 83 KVA o Superior.

Debido a la cercanía de la microturbina y el poblado, no es necesaria la utilización de transformadores para la transmisión de la potencia y la energía.

### **5.3.5 Casa de Máquinas**

El conjunto de maquinas para la generación eléctrica, se encontraran en una casa de maquinas, con un área aproximada de 12.m<sup>2</sup>.

### **5.3.6 Puesta a Tierra**

Esta destinada a conducir y disipar los diversos tipos de corriente eléctrica; cumple 2 objetivos importantes:

- Evitar gradientes peligrosos entre la infraestructura de superficie y el suelo para la protección de las personas, mediante tensiones de toque y paso de baja magnitud y protección de los equipos, evitando potenciales nocivos y descargas.
- Propiciar un circuito conductor/disipador de baja impedancia evitando sobretensiones de rayo o deterioros por un cortocircuito.

## **5.4 ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN**

- Microturbina a gas; presenta grandes ventajas, como se detallan en esta tesis.

- Microcentral hidroeléctrica; tiene la gran ventaja de aprovechar una fuente de energía gratis, como lo es el agua, pero tiene el inconveniente de una gran inversión inicial y dependencia de las temporadas climáticas.
- Grupo electrógeno convencional; tiene la ventaja de una fácil instalación, pero el mantenimiento y el transporte de combustible convierten a esta solución poco atractiva.
- Interconexión al sistema eléctrico; es muy probable que se de esta solución a largo plazo, sin embargo la calidad de energía suministrada es muy pobre (interrupciones, demora en reposición del sistema, energía de baja calidad sin frecuencia estable y caída de tensión).

## **CAPITULO VI**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO LA GENERACIÓN POR MICROTURBINA A GAS EN LA COMUNIDAD DE SAN JOSÉ DE PARCO**

#### **6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO**

El análisis económico y financiero de un proyecto se realiza para orientar a la toma de decisión de ejecutarlo o no.

##### **6.1.1 Inversión inicial de la microturbina.**

Para el análisis económico, se considerara que la microturbina esta instalada solo para generar energía eléctrica.

Entonces de los datos proporcionados por Platts Research & Consulting (de un estudio de 52 microturbinas) se tiene:

- \$1659 por Kw instalado.

Entonces para 60 Kw:

Costo inicial \$99540

##### **6.1.2 Costo por consumo de combustible al año.**

Para realizar este cálculo utilizare la siguiente formula:

$$CCC = V \times t \times Fc \times P \times D$$



Donde:

V: Consumo de combustible en Btu/Kwh

T: tiempo de operación durante un año en horas

Fc: Factor de carga

P: Potencia nominal en Kw

D: Costo del gas natural en \$/Btu

$V = 12200$  Btu/Kwh (Dato de especificaciones de operación de la microturbina Capstone C60).

$T = (24\text{h/día}) \times (7\text{días/semana}) \times (50\text{semanas/año})$

$T = 8400\text{h/año}$  (las 2 semanas restantes se utilizaran para el mantenimiento).

### 6.1.3 Calculo del Factor de Carga:

Se tiene:

$$P_{\text{media}} = \frac{(35.4 \text{ Kw} \times 12\text{h}) + (17.5 \text{ Kw} \times 12\text{h})}{24 \text{ h}}$$

$P_{\text{media}} = 26.45$  Kw (Carga promedio a la cual operara la microturbina)

Entonces  $F_c = (26.45 \text{ Kw}) / (60\text{Kw})$

$F_c = 44.08\%$

**Potencia Nominal: 60 Kw**

**Costo del gas natural en \$/Btu**

D esta en el rango de  $\$1.5/(10^6\text{Btu})$  a  $\$1.8/(10^6\text{Btu})$

Según el contrato con Pluspetrol el precio del gas es de \$1.0/(10<sup>6</sup>Btu) en boca de pozo y el transporte con TGP esta entre 0.5 a 0.8 \$/(10<sup>6</sup>Btu).

Por lo anterior se consideraran 2 situaciones la mas favorable, con \$1.5/(10<sup>6</sup>Btu) y la mas critica con \$1.8/(10<sup>6</sup>Btu).

### **Operando:**

#### **Situación crítica:**

$$CCC = \frac{12200 \text{ Btu}}{\text{Kwh}} \times \frac{8400 \text{ h}}{\text{Año}} \times 0.4408 \times 60 \text{ Kw} \times \frac{\text{US\$1.8}}{10^6 \text{ Btu}}$$

$$CCC = \text{US\$4878.70/año}$$

#### **Situación favorable:**

$$CCC = \frac{12200 \text{ Btu}}{\text{Kwh}} \times \frac{8400 \text{ h}}{\text{Año}} \times 0.4408 \times 60 \text{ Kw} \times \frac{\text{US\$1.5}}{10^6 \text{ Btu}}$$

$$CCC = \text{US\$4065.59/año}$$

### **6.1.4 Costo anual de operación y mantenimiento.**

De la experiencia realizada por Nexus (capitulo 8) se tiene el siguiente ratio estimado:

- Costos de O&M = 1.2 cent/Kwh

Para un año tenemos:

$$\text{OCM-anual} = (\$0.012/\text{Kwh.}) \times (8400\text{h/año}) \times 26.45\text{Kw}$$

$$\text{OCM-anual} = \text{USA } 2666.16/\text{año}$$

Entonces el costo del **proyecto- situación crítica** por años sería:

Año 0: 99540

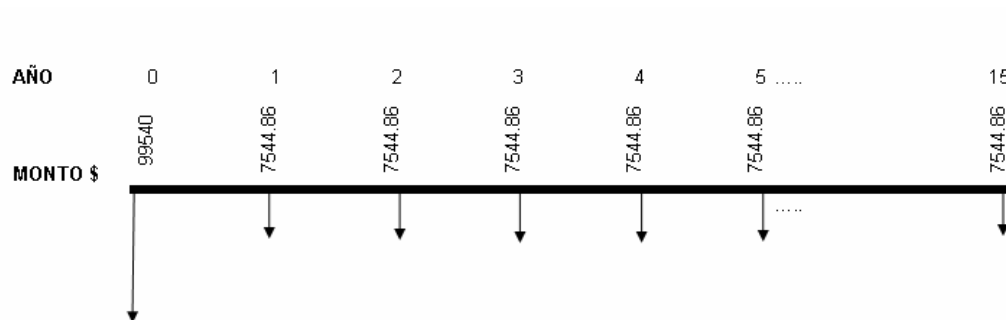
Año 1:  $4878.70 + 2666.16 = 7544.86$

Año 2: 7544.86

....

Año 15: 7544.86

Esto esquemáticamente lo podemos representar así:



Para el **proyecto- situación favorable** por años tenemos:

Año 0: 99540

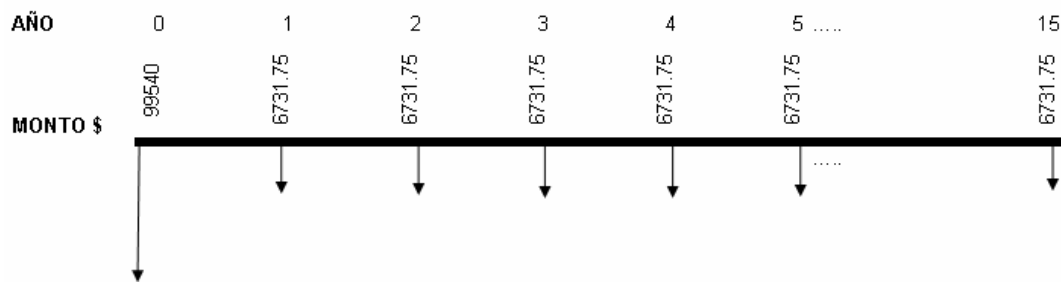
Año 1:  $4065.59 + 2666.16 = 6731.75$

Año 2: 6731.75

...

Año 15: 6731.75

Esquemáticamente:



Para que el proyecto sea ejecutable, debemos de buscar financiamiento para la inversión inicial (año 0), y los gastos de operación, mantenimiento y costo del combustible lo deben asumir los comuneros.

Entonces nuestro análisis se reduce a ver si es ventajoso usar este sistema con respecto a los gastos que ya hacen en la comunidad.

### 6.1.5 Gasto anual de la comunidad en energía

De la información presentada en el capítulo 3, se tiene que la comunidad hasta US\$10.00 por familia al mes (velas, pilas, baterías, combustibles, fósforos), entonces calculamos el gasto anual en energía de toda la comunidad.

$$\frac{\text{US\$10.00}}{\text{Familia x mes}} \times \frac{68 \text{ Familias}}{\text{Comunidad}} \times \frac{12 \text{ meses}}{\text{año}}$$

$$G_{\text{anual-energía-año}} = \text{USA } 8160 / (\text{año x comunidad})$$

### 6.1.6 Factibilidad del Proyecto

Si la comunidad gastaba USA 8160 al año por energía, ahora va a gastar US\$7544.86, esto significa US\$615.14 de ahorro por año, esto considerando la situación crítica, además que ya contarían con alumbrado público y todos los beneficios que significa la electrificación.

Considerando la situación favorable se tiene:

USA 8160 – US\$6731.75 = USA 1428.25 de ahorro por año.

## 6.2 COSTO DE LA ENERGIA GENERADA

Para la realización de este cálculo se tomo en consideración los siguientes parámetros:

Costo por Kw instalado: \$/ 1659

Interés: 12% anual

Operación y Mantenimiento:

Se tiene 1.2 cent/Kwh, entonces calcularemos para un año:

$$\frac{\text{US\$0.012}}{\text{Kwh}} \times 26.45 \text{ Kw} \times \frac{8400 \text{ h}}{\text{Año}}$$

\$ 2666.16/año, esto representa el 2.678% de la inversión inicial:

% O & M = (\$2666.16 / \$99540) x 100 = 2.678 %

Vida Útil: 15 años

Tasa de depreciación: 5% anual

Costo de combustible: \$1.5 a \$1.8 por  $10^6$  Btu

Se aplicara la siguiente formula:

$$D = \frac{t}{[1 + t/2]^{(2 \times n)} - 1}$$

Donde:

D: Depreciación

t: Tasa de depreciación

n: Años de vida útil

Reemplazando:

$$D = 0.046\%$$

**Entonces tenemos para el costo fijo:**

$$\%CF = 12 + 2.678 + 0.046$$

$$\%CF = 14.724\%$$

Para 8400 h al año (el resto para mantenimiento):

$$CF = \frac{14.724\% \times (\text{US\$}1659/\text{Kw}) \times 60 \text{ Kw}}{8400\text{h} \times 26.45 \text{ Kw}} = \frac{\text{US\$} 0.0659}{\text{Kwh}}$$

### 6.2.1 Calculo del costo variable:

- Situación critica:

$$CV = \frac{12200 \text{ Btu}}{\text{Kwh}} \times \frac{\text{US\$}1.8}{10^6 \text{Btu}} = 0.02196$$

$$CV = \text{US\$}0.02196 / \text{Kwh}$$

**- Situación favorable:**

$$CV = \frac{12200 \text{ Btu}}{\text{Kwh}} \times \frac{\text{US\$1.5}}{10^6 \text{ Btu}} = 0.0183$$

$$CV = \text{US\$}0.0183 / \text{Kwh}$$

**6.2.2 Cálculo del Costo Medio de Producción****- Situación crítica:**

$$\text{Costo de Kwh producido} = \$0.0659 / \text{Kwh} + \$0.02196 / \text{Kwh}$$

$$\text{Costo de Kwh producido} = \$0.08746 / \text{Kwh}$$

$$\text{Costo de Kwh producido} = \text{S/}0.28956 / \text{Kwh}$$

**- Situación favorable:**

$$\text{Costo de Kwh producido} = \$0.0659 / \text{Kwh} + \$0.0183 / \text{Kwh}$$

$$\text{Costo de Kwh producido} = \$0.0842 / \text{Kwh}$$

$$\text{Costo de Kwh producido} = \text{S/}0.27786 / \text{Kwh}$$

Actualmente el precio de la energía eléctrica en Ayacucho (tarifa BT5 residencial-monofásica) es de S/. 0.4134 / Kwh, según recibo de energía eléctrica de la empresa Electrocentro, esto significa:

$$\text{Ahorro en la situación crítica: S/. } (0.4134 - 0.28956) / \text{Kwh} = \text{S/}0.1239 / \text{Kwh.}$$

$$\text{Ahorro en la situación crítica: S/. } (0.4134 - 0.27786) / \text{Kwh} = \text{S/}0.13554 / \text{Kwh.}$$

Este ratio nos indica que el proyecto es factible desde el punto de vista de tarifas.

### **6.3 BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MICROTURBINAS**

La generación distribuida por microturbinas presenta los siguientes beneficios:

Mejor nivel de tensión; debido a que se encuentra en el lugar de la carga y hay poca caída de tensión; esto incluso mejora el servicio de la red convencional.

En caso de una interconexión al sistema, la microturbina suministra reactivos en la carga.

Calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica. Mayor confiabilidad y mejor calidad.

La formación del precio en un esquema convencional esta conformado por la generación, la transmisión y la distribución; pero en un esquema de GD, todos estos agentes se reducen a uno, la GD permite que el usuario sea capaz de generar su propia energía, como de administrar sus demandas.

Cuando la GD se basa en la co-generación y calor, tiene una serie de ventajas: permite reducir gastos ya que el combustible consumido se emplea de modo más eficiente.

No hay pérdidas de transmisión (perdidas de energía ni gastos por peaje).



Proporciona seguridad de suministro ya que disminuye los riesgos de interrupción.

Despeja restricciones de infraestructura del sistema eléctrico; se promueve la eficiencia energética (cogeneración) y favorece al medio ambiente.

## **CAPITULO VII**

### **DERIVACION DE LINEA DE GAS PARA ALIMENTACION DE LA COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO**

#### **7.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN SISTEMA AISLADO**

Con la llegada del gas de Camisea, se creó mucha expectativa por los beneficios de este combustible con respecto a los tradicionales como son: el bajo precio, por ser un hidrocarburo limpio, etc.

Zonas de potencial aplicación.

El proyecto Camisea está compuesto por 2 líneas de ductos:

- Línea de NG (Gas Natural)
- Línea de NGL (Líquidos de gas natural)

El NG es el gas natural, el cual es utilizado en el sistema de las microturbinas.

La línea de TGP (Transportadora de Gas del Perú) va desde la selva de Cusco, en provincia de la Convención (Campamento Malvinas) hasta la Base de Lurin en Lima. Con un total de 730 Km de ductos. Además se cuenta con la línea de Humay- Lobería de Plus Petrol.

Entonces este proyecto tiene un alcance geográfico de las siguientes regiones: Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima.

Muchos de los distritos y anexos por donde pasan estas líneas de NG no cuentan con energía eléctrica; la generación distribuida por microturbinas es una gran oportunidad, pero se deben considerar aspectos tecnológicos, económicos, sociales y ambientales.

A continuación nombrare algunos de los beneficios directos de la generación distribuida en zonas aisladas.

Implementación de programas productivos; se tiene los siguientes:

- Construcción de albergues turísticos, aplicando conceptos de turismo alternativo.
- Calefacción de invernaderos.
- Refrigeración de productos carnicos, vegetales, leche y sus derivados.
- Calefacción de criaderos de pollos y huevos.
- Calefacción de parideras de cabras, ovejas y auquénidos.
- Procesamiento de fibra de auquénidos.
- Procesamiento del cuero, como puede ser la fabricación de casacas y calzado.
- Panaderías.
- Maquinas eléctricas para los aserraderos y carpinterías.
- Molinos de granos y de sal.
- Producción de aceites con hierbas y flores locales.

Implementación de establecimientos y servicios para mejorar la calidad de vida.

- Servicio domiciliario de energía eléctrica.
- Servicio de distribución de gas.
- Posta medica con equipos eléctricos, aire acondicionado y agua caliente.
- Colegio con suministro de energía eléctrica.
- Sistema de agua potable.
- Alumbrado publico.



Figura 29. Línea de Gas Natural de TGP



## 7.2 ESTUDIOS BASICOS DE INGENIERIA PARA LA REALIZACIÓN DE LA DERIVACIÓN DEL GASODUCTO

Para que el proyecto de generación distribuida vía microturbina sea factible en la comunidad de San José de Parcco, se tiene que realizar una derivación, la cual además de alimentar a la microturbina, servirá para proveer del servicio de gas natural a la comunidad y a los poblados vecinos.

### 7.2.1 Levantamiento topográfico

La franja topográfica del trazo de la derivación con respecto al DDV será aproximadamente desde el Pk 264+800 hasta la comunidad de San José de Parcco. El detalle de la derivación se entrega en el plano adjunto al final de la tesis; como información general se tiene que esta obra es de aprox. 600 a 1000m.

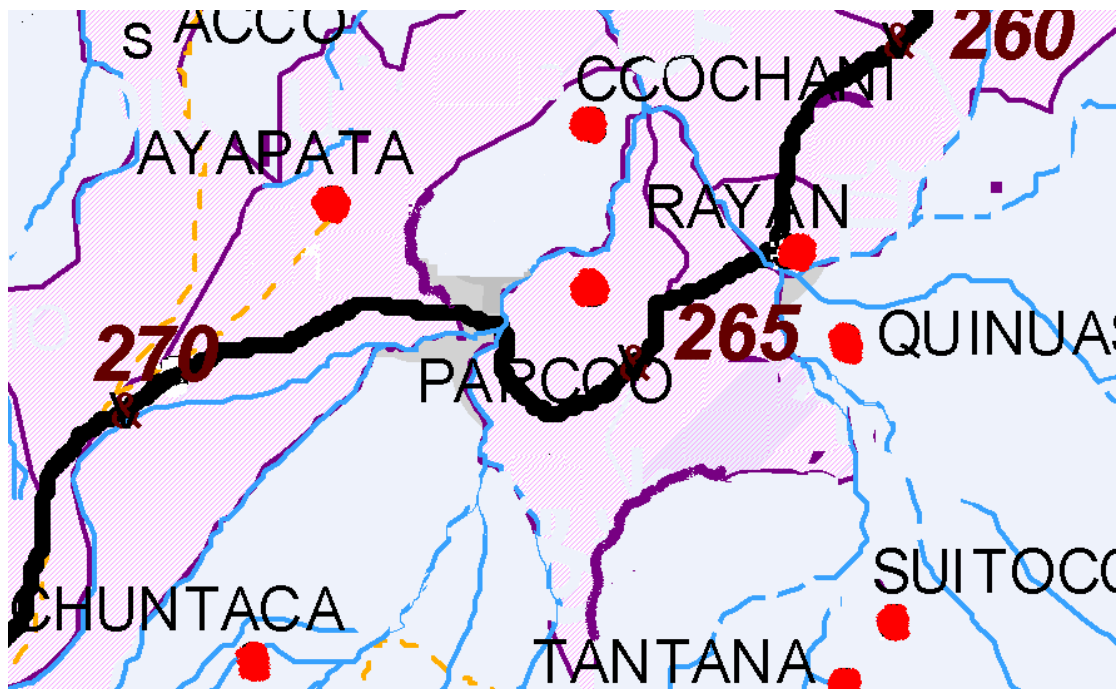


Figura 30. Línea de gas natural de TGP y comunidad de San José de Parcco

Para proyectos de derivaciones se tiene un ratio de \$25.00/(pulgada X metro)<sup>1</sup>. Esto es incluyendo el estudio geológico de la zona, procedimientos en caliente, colocación de la tubería, señalización, protección catódica, monitoreo anual.

Para la alimentación de gas natural de la zona (incluyendo a San José de Parcco y las comunidades vecinas) se necesitaría únicamente una derivación de 2 pulgadas.

Así tenemos:

$$\text{Costo de derivación} = (\$25.00/\text{pulgadas metro}) \times \\ (2 \text{ pulgadas}) \times (1000 \text{ metros})$$

$$\text{Costo de derivación} = \$50000$$

### **7.2.2 Estudio Sísmico**

El Perú por su ubicación geográfica en la zona central y occidental de América del Sur, está cruzado longitudinalmente de sur a norte por la cordillera de los Andes, cuya formación aún no está concluida definitivamente en la actualidad; este movimiento en parte es el resultado de la Tectónica de interacción entre la placa de Nazca u Oceánica y la placa Sudamericana. La placa de Nazca presenta 400Km de ancho de alta sismicidad en la costa occidental de Sudamérica, banda que a su vez es un segmento de la cadena Circunpácífica.

### **7.2.3 Sismicidad Histórica**

Para la comunidad no se cuenta con datos puntuales de sismos, sin embargo para el trazado de las líneas de TGP, se realizaron estudios de sismicidad, geotecnia y morfología de la zona, los cuales no indican esta zona como crítica.

## **7.3 ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN**

Para el control del consumo de gas y la regulación de la presión de servicio se deberá instalar una estación de regulación y medición; esta instalación cuesta entre \$15 000 a \$ 20 000; incluye el sistema de odorización del gas.

Las líneas de gas operan a grandes presiones, de hasta 150 Bar aproximadamente. Esta presión no es para el uso comercial ni industrial; las presiones para el uso comercial esta en el rango de onzas hasta 1 psi, y para uso industrial se tiene presiones de 4 Bar aprox.

Para aplicaciones de generación distribuida por microturbinas se requiere presiones de 50 a 80 psi; así se evitaría usar un compresor de gas que representaría una carga parásita.

### **7.3.1 La Estación de Derivación**

Es instalada en la línea principal del gasoducto en el punto de donde parte la derivación y los ramales de conexión a redes de distribución local.



### **7.3.2 Estación de Reducción de Presión y de Medida**

Estas estaciones anteceden a una red de baja presión, bien sea de una distribuidora, bien sea de un cliente directo.

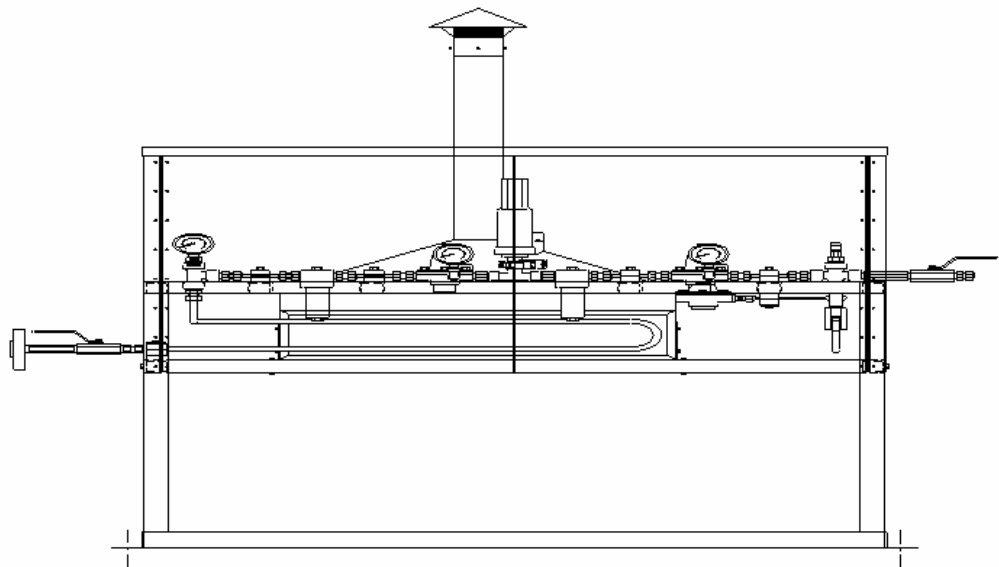
Su principal función es reducir y regular la presión del gas en la transferencia del gasoducto principal, o del ramal, a la red de distribución o alimentación local, así como medir el aprovisionamiento de gas. Complementariamente, disponen de un pequeño edificio o de un contenedor donde se encuentra instalado el sistema de reducción y medida, el equipamiento de monitorización y el control del sistema.

Las principales unidades funcionales de una GRMS son:

- Sistema de filtrado para la retención de partículas; de 20 micrones, separa los sólidos y líquidos del gas.
- Calentador catalítico; esto debido a que el gas a altas presiones se encuentra a bajas temperaturas.
- Reductor de presión; puede ser de una o de 2 etapas. Así tenemos:
- De 1 etapa: de 40 Bar (o menos) a 6 Bar (o menos)
- De 2 etapas: de 150Bar (o menos) a 40 Bar y de 40 Bar a 6 Bar (o menos).
- Medidor de gas y analizador de seguridad: unidad que determina el volumen de gas entregado al consumidor y, simultáneamente, tiene funciones asociadas con la seguridad local del sistema;

- Odorizador: componente del sistema que tiene como finalidad introducir en el flujo de gas, junto con la reducción y medición, el agente odorizante, obligatorio en la distribución local. Esto para detectar fácilmente fugas.

A continuación se muestra una figura con el esquema físico de una estación de regulación.



*Figura 31. Esquema físico de una estación de regulación.*

Para el proyecto se necesitara una estación de regulación de 2 vías y de 2 etapas, como se muestra en el esquema siguiente:

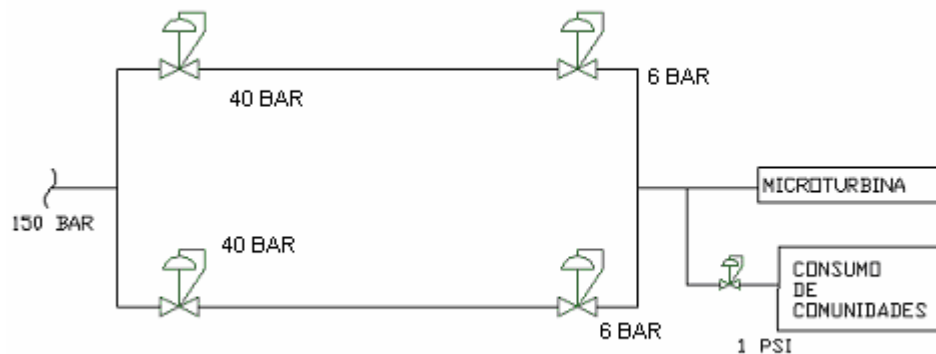


Figura 32. Esquema de una estación de regulación de 2 vías y 2 etapas.

#### 7.4 COSTO TOTAL DE LA DERIVACIÓN

Entonces el proyecto de llevar el gas hasta la comunidad de Parcco costaría \$70000.

Aproximadamente. Este proyecto puede ser ejecutado, en forma conjunta, por el gobierno regional, el municipio provincial y distrital con fondos del FOCAM (Fondo de desarrollo socioeconómico de Camisea).

#### 7.5 ASPECTOS SOCIALES

Esta oportunidad es única y las autoridades deben fomentar e invertir en estos esquemas de desarrollo por distribución de gas y generación distribuida en zonas de influencia del proyecto Camisea, Aguaytia y en Talara.

Sin embargo el no aplicar el concepto de desarrollo sostenible anularía todos los esfuerzos realizados.

### **7.5.1 Actitud y compromiso de la comunidad**

Si bien es cierto que muchas veces se deja de lado, en un esquema de desarrollo nacional, a las comunidades alejadas, hay que considerar que estos últimos años se ha dado un incremento en la toma de conciencia sobre los derechos de las comunidades, pero se pasó al extremo de dificultar toda actividad económica en las mismas a veces por intereses personales o por mala información inducida por algunas organizaciones.

Entonces la actitud de las comunidades debe progresista a largo plazo, es decir bajo un esquema de desarrollo sostenible. En la comunidad de San José de Parcco se tiene buenas experiencias de desarrollo de proyectos con diversas instituciones, así tenemos INFES y TGP (construcción de colegio), PRONAA (distribución de alimentos), PRONAMACH (proyecto de irrigación Cachi).

- (1) Promigas es una empresa Colombiana que se dedica al transporte de gas natural.

## 7.6 SINTESIS DE LA DERIVACIÓN:

**TITULO:** DERIVACIÓN DE LINEA DE GAS NATURAL A LA  
COMUNIDAD DE SAN JOSE DE PARCCO

**LONGITUD:** 1000M

**UBICACIÓN:** PK 264+800 DEL DDV DEL GASODUCTO

### RED TRONCAL DE TRANSPORTE

**DIAMETRO:** 24"

**PRESION DE  
OPERACION:** 100 BAR

**MAPO:** 144.73 BAR

### DERIVACIÓN

**DIAMETRO:** 2"

**PRESION DE  
DISEÑO:** 150 BAR, ANTES DE LA ESTACION DE REGULACION

10 BAR, DESPUES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN

### COSTO

**UNITATIO:** \$25.00/pulgadas metro

**COSTO TOTAL:** \$50000

### ESTACION DE REGULACION

**DIAMETRO:** 2"

150 BAR, ANTES DE LA PRIMERA VALVULA DE REGULACIÓN

**PRESION DE  
DISEÑO:** 40 BAR, ENTRE LA PRIMERA YLA SEGUNDA VALVULA DE  
REGULACIÓN

10 BAR, DESPUES DE SEGUNDA VALVULA DE REGULACIÓN

**COSTO TOTAL:** \$20000

**COSTO TOTAL DEL PROYECTO DE DERIVACIÓN:** \$70000

## **CAPITULO VIII**

### **EXPERIENCIAS EN LA ELECTRIFICACION RURAL, AVANCES Y PERSPECTIVAS**

Todo proyecto en comunidades necesita de la aplicación de conceptos de desarrollo sostenible, esto es el de revisar proyectos anteriores y aprender de los mismos; es por esto que a continuación muestro un resumen de un análisis que realizo el ITG/ESMAP sobre electrificación rural en el Perú, documento elaborado en febrero del 2001.

#### **8.1 EXPERIENCIAS Y GESTION DE ELECTRIFICACION RURAL EN EL PERU.**

Un proyecto de electrificación rural, es visto como un tema complicado por las limitaciones que se tienen para considerarlo como un negocio provechoso, además si la población beneficiada es pobre, todo esfuerzo por hacer sostenible este proyecto siempre estará en duda, mas aun si no hay políticas claras por parte del gobierno central ni formas imaginativas y eficientes que promuevan la inversión y estructuras administrativas de dicho proyecto.

### **8.1.1 Financiamiento.**

Desde 1970 varios ministerios (MEM, Agricultura y Presidencia) y organizaciones descentralizadas (COFIDE, PRONAMACHS, FONCODES, universidades, ONGs) han hecho un tremendo esfuerzo para proveer de energía eléctrica a varios poblados.

### **8.1.2 Subsidios.**

Los subsidios son necesarios en la etapa inicial, esto debido a que el poder adquisitivo de las comunidades y las municipalidades es poca. Afortunadamente las comunidades por donde pasa el gasoducto tienen ingresos por el FOCAM, lo cual hace factible las derivaciones y la implementación de las plantas de generación eléctrica vía microturbinas.

Organización de la administración; es aconsejable el tomar ventaja de las habilidades locales para la administración de sistemas aislados. Si estas habilidades no existen, es aconsejable que sean creadas a través de programas de entrenamiento de diferentes niveles.

Principales criterios para la evaluación de los poblados:

Nivel de ingreso por familia.

Tendencias productivas; agricultura, producción industrial, etc.

Tipo de energía utilizada; analizaremos el tipo de energía que se utiliza actualmente en la población, como son las velas, leña, bosta, baterías,

lámparas de kerosén, pilas, grupos electrógenos, hornos artesanales, etc.

Tipo de familia; Infrasubsistencia, autosubsistencia y excedentario.

Nivel de ingreso y gasto en energía por familia.

### **8.1.3 Caso de Chalan: Estructura Comunal.**

Un comité comunal no tiene estatus legal, por lo cual no puede acceder al sistema de créditos, sin embargo este tipo de organización recibe el apoyo de las ONGs o de instituciones gubernamentales que promueven a las mismas. Además estas organizaciones no tienen que pagar impuestos a la Sunat.

Este tipo de organización debe cumplir con los siguientes requisitos:

Los miembros del comité deben ser personas de la localidad. No deben recibir salarios, a diferencia del personal de administración y mantenimiento-operación de la generadora.

Es importante contar con el equipo básico de mantenimiento en el lugar: repuestos y oficinas suministradoras cerca.

La operación y mantenimiento debe ser programada basado en los manuales de los equipos involucrados. Se deberá capacitar a 2 personas en la operación y mantenimiento.



Se deberá establecer un fondo de reserva para cubrir el mantenimiento o posibles cambios en componentes del sistema.

Se comprara por anticipado repuestos para mantenimiento preventivo y en algunos casos para mantenimiento correctivo.

El comité comunal estará a cargo de cobrar el cargo por consumos de energía eléctrica por cada familia, las cuentas al personal de administración y mantenimiento, todo esto bajo la supervisión de la municipalidad.

La operación de la microturbina dependerá de los requerimientos de de la población.

#### **8.1.4 Estructura Orgánica:**

El comité se encarga de la administración y el aseguramiento de la calidad del servicio. Para este fin contratara a un administrador y 2 operadores para el mantenimiento y la operación además de la recolección de los cargos cada mes. La estructura tarifaria es coordinada por la municipalidad y el comité.

Debilidades:

Vulnerabilidad por intervención de las autoridades municipales.

Las tarifas sociales hacen que la municipalidad tenga que pagar el salario de uno de los trabajadores de la generadora.

Incertidumbre respecto a la propiedad de las instalaciones, se debe establecer claramente a quien pertenece la microturbina, o bien a la municipalidad o a la comunidad.

#### **8.1.5 Esquemas de propiedad y administración de sistemas aislados de generación de energía eléctrica en el Perú.**

Estatales: administradas por el gobierno a través de las compañías regionales estatales del rubro de electricidad.

Municipales: administradas por la municipalidad, y las instalaciones fueron donadas en su mayoría por alguna autoridad nacional o local, y en algunos casos por el MEM, que fueron transferidos a las municipalidades por propósitos administrativos.

Comunales: estos sistemas fueron adquiridos por la misma comunidad o donados por agencias de cooperación internacional o por la combinación de los 2. Estos son administrados por la comunidad.

Privadas: normalmente son plantas de pequeña capacidad, y se usan para actividades de procesamiento de productos, y de alguna manera vendiendo energía a sus vecinos.

Cooperativas: estas instalaciones son construidas con fines de abastecer los requerimientos de la misma cooperativa.

### **8.1.6 Evaluación de la performance de sistemas aislados de generación de energía eléctrica en el Perú.**

A continuación se muestra la evaluación de 12 casos de estudio, este cuadro fue elaborado por ESMAP/ITDG.

Planta de Generación (Ubicación)	Capacidad de la planta (Kw)	Tipo de Propietario o administración	Situación en el momento de la visita	Observaciones
Santo Tomas (Cusco)	70	Municipal	Trabajando sin interrupciones	No existe mucho interés en mantener operativa esta planta. Hay expectativa de que la red local sea interconectada con la red principal de planta de Machu Picchu.
Cocla (Cusco)	120	Cooperativa	Trabajando	Esta planta es usada exclusivamente por la cooperativa Cocla para la el procesamiento de café.
Pangoa (Junín)	60	Privado	Trabajando sin interrupciones	Esta es una compañía privada de generación, que vende energía; tiene 30 miembros.
Pacarenca (Ancash)	2x195	Estatal	Trabajando	Esta planta es de propiedad y administrada por HIDRANDINA.
Congas (Ancash)	40	Comunal	Trabajando 12 horas por día	Esta planta es de propiedad de la comunidad de Congas, la cual tiene 150 familias.
Cajacay (Ancash)	50	Municipal	Fuera de servicio	La municipalidad administra la planta; hay una disputa con HIDRANDINA respecto a la propiedad de la misma. Sistema diesel.
Ocros (Ancash)	250	Municipal	Trabajando	Este caso es similar al de Cajay.
Los Patos (Amazonas)	8	Comunal	Trabajando	De propiedad de la comunidad, directamente administrado por 20 miembros.
Pedro Ruiz (Amazonas)	200	Municipal	Trabajando	La propiedad fue transferida a la municipalidad en 1992. Anteriormente fue parte de ELECTRONORTE.
Chusgón (Amazonas)	25	Comunal	Trabajando de manera restringida, de 4 a 6 horas por día	Cada usuario tiene derecho a usar un fluorescente de 11 w.
Pucará (Cajamarca)	2x200	Estatal	Trabajando	Propiedad de ELECTRONORTE.
Pozuzo (Pasco)	2x400	Estatal	Trabajando adecuadamente	Propiedad de ELECTROCENTRO.

Tabla 13. Plantas de generación de energía eléctrica a pequeña escala en el Perú.

## **8.2 RESULTADOS**

### **8.2.1 Organización.**

Estatales; las empresas estatales del rubro de energía, tienen sus principales oficinas en las capitales de los departamentos, así por ejemplo en Cusco se tiene a Electrosur Este. Esto significa que el mantenimiento y la operación de un sistema aislado es controlado desde la oficina central, ocupando estos sistemas el último eslabón de la cadena productiva de la empresa energética. Existe personal contratado encargado de la recolección de los cargos por consumo, de la operación y el mantenimiento.

Municipales; la operación y mantenimiento es realizada por personal contratado, usualmente un regidor es el encargado de la administración.

Comunales; tienen una organización parecida a las municipales, los líderes de la comunidad administran la generadora, ellos deciden en una asamblea donde participa toda la comunidad. Muchos de los comuneros no son beneficiarios del servicio, sin embargo ellos tienen voz y voto en las decisiones en las asambleas, creando conflictos que afectan a los usuarios finales.

Privadas; el dueño administra, opera y realiza el mantenimiento de la generadora.

Cooperativas; estas son similares a las plantas comunales y las municipales, lo que significa que los principales miembros de la cooperativa están encargados de la O&M y la administración.

### **8.2.2 Costos, tarifas y energía consumida.**

En general, la energía consumida en zonas rurales es para la iluminación. Poca energía es usada en procesos productivos o para propósitos industriales, con excepción de pequeñas panaderías, carpinterías, heladerías, servicios de cargadores de baterías, etc. El servicio en general no es continuo. Los sistemas diesel funcionan 2 a 3 horas, y las hidroeléctricas de 8 a 12 horas. Las excepciones son Pacarena, Pucara y Pozuzo, los cuales tiene sistemas continuos.

Se identificaron los siguientes problemas en la tarifación en los sistemas aislados:

Las autoridades no saben como estimar las tarifas o las tarifas no alcanzan para cubrir los gastos operativos de la generadora. No existen parámetros de cálculo de tarifa por lo que se recurre a subsidios por parte de la administración, esto hace que estos proyectos no sean rentables. Por ejemplo en Pacarena la tarifa se realiza en función a la cantidad de artefactos que tenga cada familia, esto no es nada técnico e introduce ambigüedades y favoritismos políticos-familiares.

Los sistemas privados tiene un alto precio por Kwh, sin embargo estas son plantas pequeñas que venden poca energía a cada usuario.

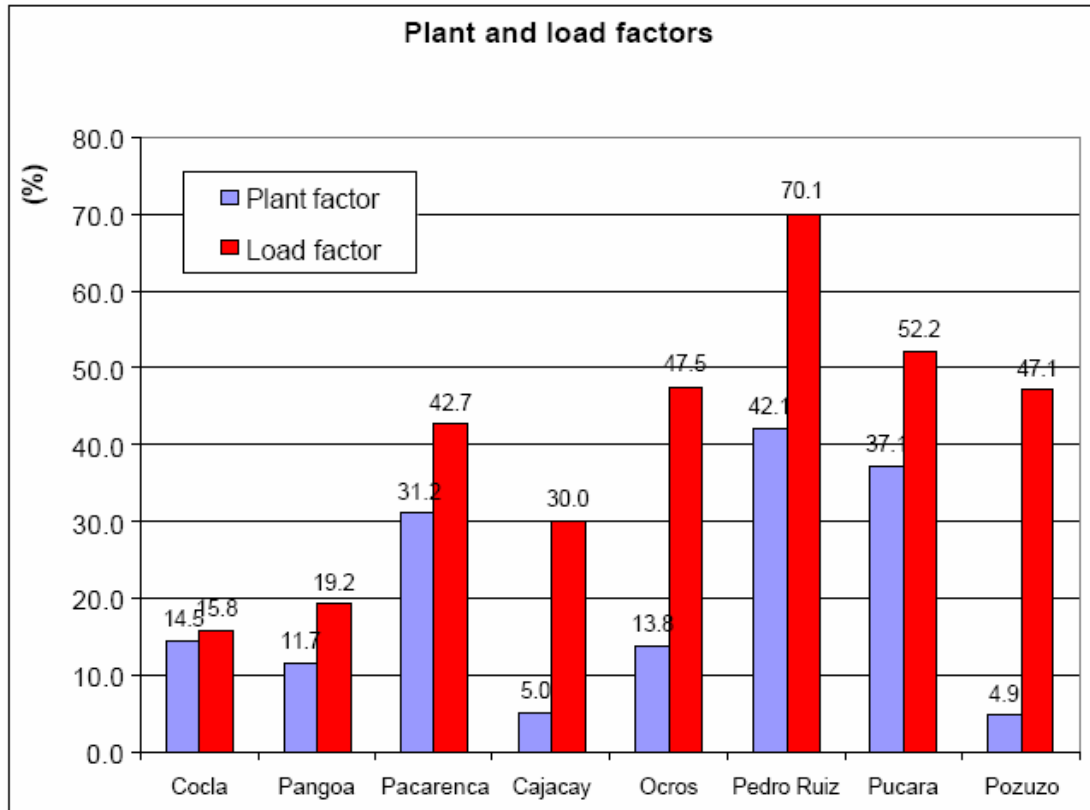
Las cooperativas no determinan el costo exacto de la energía, estas asumen el costo como parte del proceso productivo de la cooperativa, así cada miembro de la cooperativa paga lo mismo, sin discriminar quien consume más y quien menos.

### **8.2.3 Número de empleados.**

Las compañías estatales reportan altos gastos operativos por el personal contratado. Las compañías municipales tienden a contratar mas empleados de los necesarios (donde el sistema eléctrico es una excusa para contratar mas empleados que serán pagados por la municipalidad) mientras que las comunales y las cooperativas tiene menos empleados, estos dedicados exclusivamente a la O&M. Las compañías privadas son administradas por miembros de la familia.

### **8.2.4 Típicos factores de carga**

El alto costo de los sistemas aislados es debido principalmente a los bajos factores de carga y la excesiva capacidad de diseño. La evaluación a posteriori indica que los factores de carga están cerca al cero, esto indica que las proyecciones de crecimiento en la demanda fueron exageradas, lo cual indica que lo mejor son las alternativas de bajo costo con una proyección pequeña de crecimiento en el consumo energético.

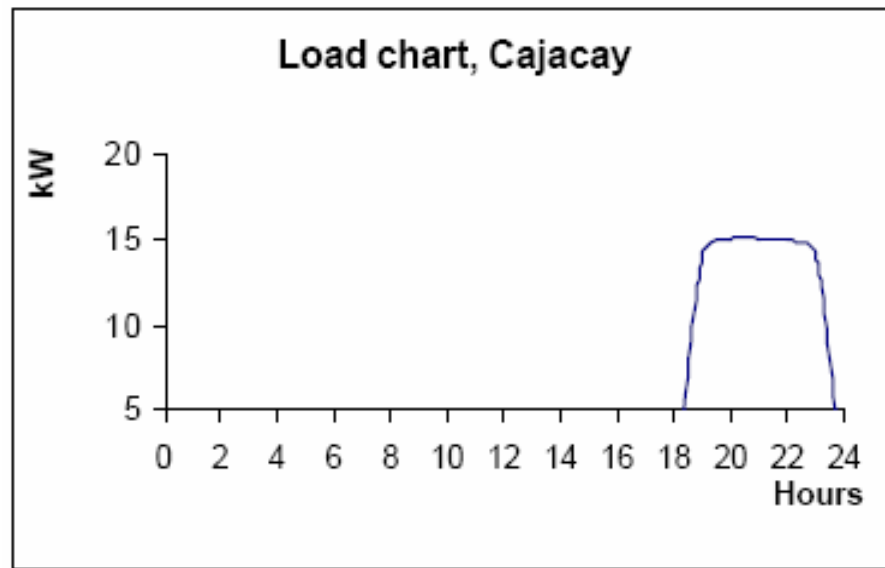


Source: ESMAP/ITDG

*Figura 33. Factores típicos de carga en distintas comunidades*

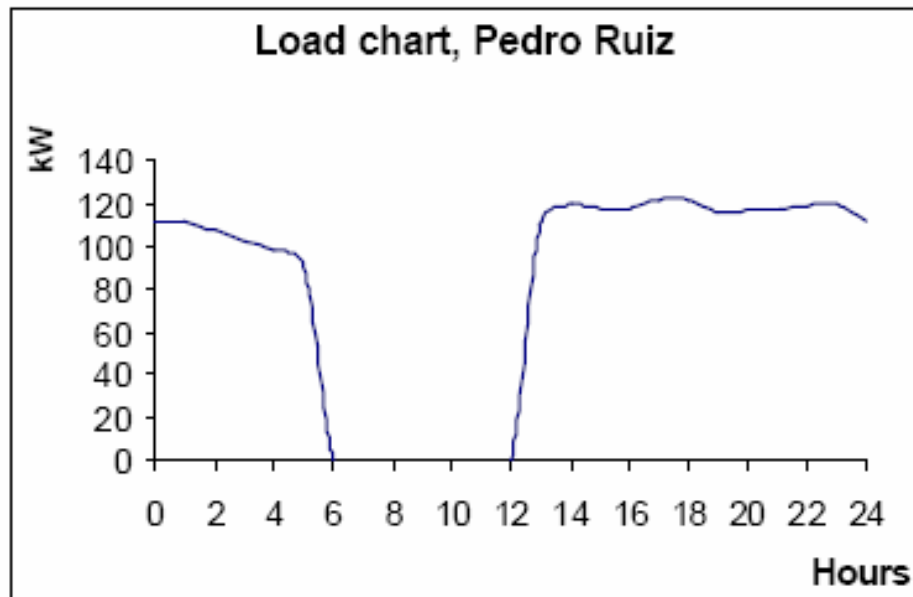
CAJAY: El diagrama de carga es el típico de un sistema diesel, en el cual el servicio es solo por unas horas, principalmente para propósitos de iluminación. La capacidad del generador es de 50 Kw, sin embargo este genera 15 Kw. La demanda actual excede la capacidad de la planta y gran parte de la población no esta conectada al sistema.





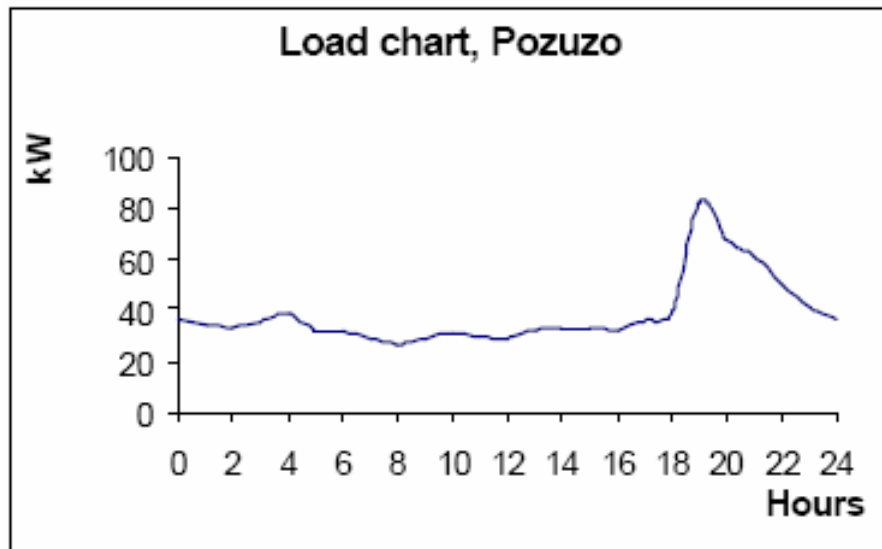
*Figura 34. Diagrama de carga de Cajacay*

PEDRO RUIZ: Esta central hidroeléctrica fue diseñada para generar 400 Kw con dos grupos de 200 Kw cada uno. Solo un grupo fue implementado. Es imposible implementar el segundo grupo debido a la escasez de agua. No existe información hidrológica disponible. Este sistema esta actualmente saturado, principalmente por un atípico incremento en la demanda y el deterioro de la maquinaria. Para prevenir futuros desgastes y erosiones, el servicio es limitado a algunas horas, como se muestra en la figura 35.



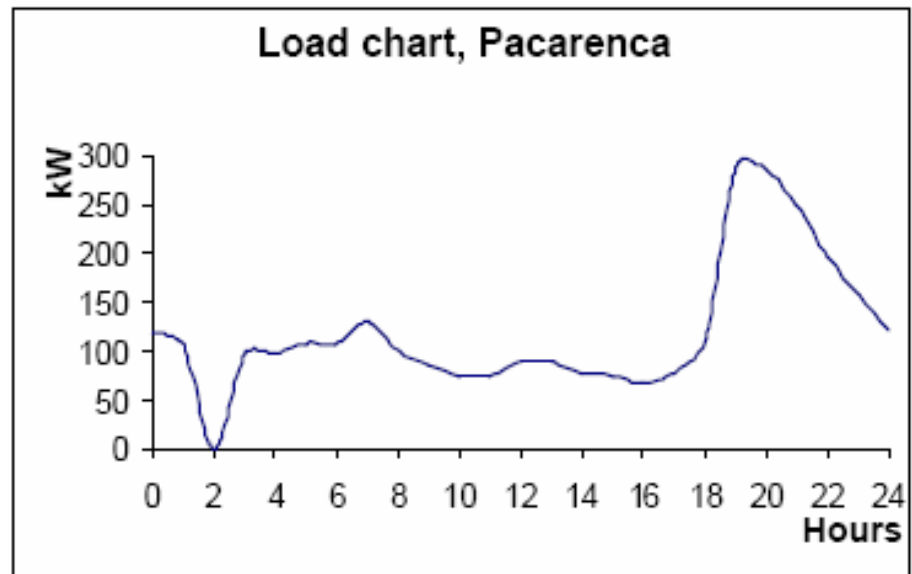
*Figura 35. Diagrama de carga de Pedro Ruiz*

POZUZO: La curva de consumo de energía en este sistema es la curva típica de las zonas rurales (donde las plantas trabajan pobremente). En este caso el suministro (800Kw) supera largamente la demanda (80Kw durante las horas punta). La población entera recibe el servicio de la planta, no existe indicios de un incremento en el consumo en un futuro cercano. Consecuentemente la planta tiene una capacidad excesiva.



*Figura 36. Diagrama de carga de Pozuzo*

PACARENA: La capacidad nominal de esta planta es de 390 Kw. Como en el caso de Pozuzo, la figura muestra una curva típica de zona rural. Sin embargo, hay una variación pronunciada entre las horas fuera de punta y las horas punta, principalmente porque hay gente mas pobre aquí que en Pozuzo y que el uso de la energía es generalmente para iluminación, radio y televisión.



*Figura 37. Diagrama de carga de Pacarenca*

A continuación se muestran los distintos proyectos con sus respectivos costos por Kw instalado.

<b>CENTRAL HIDROELECTRICA</b>	<b>POTENCIA (Kw)</b>	<b>COSTO TOTAL</b>	<b>COSTO US\$/Kw</b>
Moyán	10.0	45469.71	4546.97
Las Juntas	15.0	55165.98	3677.73
Llaucán	50.0	279124.60	5582.50
Cascarrilla	50.0	149676.10	2993.58
Kañaris	50.0	183975.28	3679.51
Inkawasi	50.0	228773.54	4575.47
Sto. Tomas	70.0	343374.83	4905.35
Chalamarca	90.0	327933.26	3643.70
Pallán	100.0	469397.52	4693.98

Tabla 14. Costos de las plantas generadoras

### **8.3 OPORTUNIDADES PARA REDUCIR LOS COSTOS EN SISTEMAS AISLADOS**

Estos proyectos necesitan una alta inversión inicial, para esto se debe de negociar y solicitar el apoyo del gobierno nacional, regional, local además de los organismos de cooperación internacional.

Otro factor a evitar es el de ubicar la fuente generadora lejos del centro de consumo. La concentración de las casa es un factor determinante, mientras mas cerca estén las casa unas de otras mejor será el servicio de la generadora.

Durante la elaboración de los proyectos de generación en sistemas aislados, se cometieron errores de sobredimensionamiento, demasiada ingeniería de detalle (como es el caso de las hidroeléctricas) y poca información estadística-pluviométrica. Excesiva iluminación pública, y grandes proyecciones de demanda, con 800w por familia.

#### **8.3.1 Modelo de administración y propiedad**

Administración de los servicios:

En este tipo de modelo de administración, no es necesario cambiar al dueño de la instalación, en vez de eso, el propietario contrata a una compañía privada para la que se encargue de la O&M de la pequeña planta.

El contrato debe ser firmado solo después de una larga negociación donde se detallen todos los ítems singulares del proyecto y la comunidad que recibe el servicio.

Se detallan los procesos a realizar:

- Visitas iniciales y explicaciones detalladas a las autoridades.
- Visitas y reuniones con el consejo municipal si fuera el caso.
- Visitas y presentaciones ante los usuarios, explicando las ventajas de un sistema independiente y eficiente de O&M.
- Organización de un comité responsable de implementar el modelo de licitación de O&M del proyecto.
- Especificación de las garantías y penalidades.
- Calculo de tarifas, ingresos y gastos.
- Borradores de contrato.
- Establecimiento formal de la compañía en la localidad.
- Firma del contrato.
- Programas de capacitación en uso eficiente de energía.
- Comienzo el servicio del contrato
- Monitoreo.

En forma conjunta con el DEP (Dirección Ejecutiva de Proyectos del MEM) se realizaran las siguientes actividades:

- Estudios socioeconómicos y técnicos del poblado.
- Preparación de los programas de capacitación.

- Reportes de evaluación.

### **8.3.2 Factores que contribuyen al éxito y la rentabilidad de un sistema aislado.**

Estos podemos agruparlos en 2:

Factores que requieren la intervención del estado; tenemos:

- Aspectos legales e impuestos. Se necesitan leyes específicas que promuevan la inversión en la generación de energía en sistemas aislados. Se deben tocar temas de propiedad, guías de elaboración de proyectos, garantías, concesiones, etc. Por el contexto económico-social, no se debería cobrar impuestos a estas compañías.
- Mecanismos de financiamiento. Este ítem debe considerarse como una política nacional, estableciendo los subsidios necesarios. Es absurdo que el gobierno por un lado haga donaciones y por otro no permita promover estos proyectos con créditos comerciales.
- Intervención de las instituciones gubernamentales. Las instituciones estatales como el OSINEG, INDECOPI, deben participar en el monitoreo de estos proyectos.

Factores locales; tenemos:

- Organización y administración del servicio. De las evaluaciones a posteriori, se tiene como única opción viable el tipo de

organización privada, ya sea en un esquema comunal o de pocos propietarios.

- **Capacitación.** Como se indico anteriormente es esencial aprovechar el recurso humano disponible en la zona, esto para la capacitación en O&M y en la administración. También se debe capacitar a la población en conceptos de uso productivo de la energía eléctrica, uso racional de la misma, charlas de seguridad, etc.
- **Tarifas.** Establecer una tarifa accesible y justa es esencial para la viabilidad del proyecto.

### **8.3.3 Módulos de entrenamiento y asistencia en dirección de proyectos.**

La pobre performance de los sistemas aislados de generación en un esquema aislado es generalmente atribuido al poco entrenamiento del personal encargado de la O&M y la administración.

Estos procesos de capacitación incluyen a cada responsable del servicio incluyendo a los operadores y al público en general. Como parte de las actividades del programa ESMAP, se desarrollaron módulos de ayuda para la implementación de proyectos de generación en esquemas aislados que sean sustentables.

Los módulos son divididos en 2 grupos; uno de O&M y el otro de administración.



La parte técnica consiste en 3 módulos basados en sistemas hidroeléctricos (se deben de adaptar y complementar para la O&M de una microturbina en base a gas natural) y uno para el sistema fotovoltaico. La parte administrativa consiste en 6 módulos.

Modulos de Capacitación:

Operación y Mantenimiento (O&M)	Servicio de administracion de la energia electica
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obras civiles</li> <li>• Equipo electromecanico</li> <li>• Aspectos electricos de las redes de distribucion</li> <li>• Sistemas Fotovoltaiicos (*)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Servicio de energia electrica</li> <li>• Compañía de servicio de energia electrica</li> <li>• Introduccion a la administracion</li> <li>• Introduccion a la contabilidad</li> <li>• Marketing</li> <li>• Como establecer la tarifa electrica</li> </ul>

*Tabla 15. Módulos de capacitación para las comunidades*

(\*) Solo para lugares con sistemas fotovoltaicos.

El programa de capacitación deberá realizarse a través de presentaciones, grupos de discusión, conversatorios.

#### **8.4 GESTIÓN INTELIGENTE DEL MANEJO DE LA CARGA EN UNA MICROCENTRAL ELECTRICA**

En años recientes se ha realizado un esfuerzo considerable para reducir los costos de capital de las centrales hidroeléctricas aisladas. Estas reducciones se han logrado en varias áreas que incluyen: la estandarización de los componentes del diseño, reemplazo de controles mecánicos e hidráulicos

usando sistemas de potencia electrónicos y contribuciones en mano de obra de los beneficiarios de los proyectos. Sin embargo, se ha dado poca importancia a la mejora de los factores de carga para maximizar los beneficios de las centrales.

Las centrales hidroeléctricas aisladas se caracterizan con frecuencia por picos altos y demandas promedio bajas. Este es particularmente el caso de las centrales para electrificación de comunidades en países en desarrollo donde la demanda promedio puede ser tan baja como el 15 a 20 % de la demanda pico. Esto presenta dos principales desventajas:

- 1) Los generadores están invariablemente sobrecargados en las horas pico. Esto ocasiona una operación a sub-voltajes cuando hay pequeñas sobrecargas y apagones seguidos cuando se presentan grandes sobrecargas. El resultado es la insatisfacción del usuario y pérdidas de productividad en actividades generadoras de ingreso.
- 2) Durante las horas de baja demanda, la capacidad de la central hidroeléctrica se usa sólo parcialmente y se desperdicia la energía disponible pues la mayoría de las centrales aisladas están en función de la corriente de un río. Esto reduce los beneficios de los usuarios finales y el costo-eficiencia promedio de la central.

#### **8.4.1 Control de la demanda pico por medio de limitadores de corriente.**

El uso de medidores de energía (kwh) está tan extendido que usualmente se asume que la medición directa del consumo eléctrico es

la única base aceptable para el cobro de dicho suministro. Sin embargo, los medidores de energía no limitan la demanda pico y, en consecuencia, existen muchos proyectos aislados de electrificación donde la demanda se ha incrementado y excedido la capacidad de abastecimiento con consecuencias serias para un suministro de calidad y confiabilidad.

Con un suministro limitado de corriente, al consumidor le está permitido aumentar la corriente hasta un límite prescrito en todo momento y pagar un recibo por servicio mensualmente fijo, de acuerdo a la valoración del limitador de corriente. Si los consumidores se exceden en el límite de corriente son desconectados temporalmente.

Ajustando los limitadores de corriente a todas las conexiones puede controlarse la demanda máxima dentro de la capacidad del generador. El crecimiento de la demanda puede ser manejado, permitiendo superar los valores máximos de los limitadores de corriente sólo en el caso que exista una capacidad excedente.

Un limitador de corriente diseñado exprofesor, denominado PowerProvider, ha sido presentado recientemente, el cual se auto-restablece luego de un tiempo fijo de demora. Este es más conveniente para el usuario pues para el caso de un apagón bastará con que reduzcan su carga y aguarden el retorno del suministro. Además es más seguro contra manipulación y robo de energía, pues dicho

limitador podría ser montado en un poste de servicio o distribución fuera de la casa.

Los pagos mensuales fijos por un suministro con PowerProvider, permiten que el consumidor presupueste sus gastos más fácilmente y reduce la probabilidad de incumplimiento de los pagos.

Puede ofrecerse una opción de pago anual anticipado para permitir a los agricultores pagar por su suministro cuando el ingreso se genera, en la época de cosecha.

## **CAPITULO XI**

### **APRENDIZAJE Y EXPECTATIVAS DE LOS SISTEMAS DE GENERACION DISTRIBUIDA OPERANDO Y DE LAS MICROTURBINAS A GAS**

#### **9.1 APRENDIZAJE Y ESPECTATIVAS DE LA GENERACION DISTRIBUIDA EXPERIENCIAS ACUMULADAS**

El aprendizaje mutuo entre los investigadores de las empresas comercializadoras de microturbinas y los usuarios ha dado como resultado el llegar a las siguientes premisas:

*Es acerca de un servicio de energía, no de una tecnología de energía.*

La retroalimentación con los usuarios ha dado como resultado que ellos no están interesados en convertirse o crear una empresa de generación de energía; solo están interesados en un proyecto de generación distribuida si se contempla un paquete de servicio completo (operación, mantenimiento, servicios, financiamiento, etc.)

Los administradores de los recursos de los servicios básicos (electricidad, gas, etc.) en una empresa, están interesados en los costos efectivos de \$/Kwh y \$/Btu producidos por estas tecnologías. No están interesados en ser dueños del hardware ni de la operación y mantenimiento del sistema.

*El proceso de venta debe ser consultivo, no una especulación de la oferta.* Los costos efectivos, la factibilidad y la performance ambiental de la GD dependen de un número de factores propios del lugar y de las regulaciones locales. Como consecuencia el proceso de venta necesita previamente un paso importante, que es el de la negociación con el cliente; y la posibilidad de mostrar al mismo los beneficios y costos proyectados para la realidad particular de la empresa y el lugar, esto sin la necesidad de comprar el hardware. Mecanismos como el servicio de la consultoría en tecnologías de GD deberían de ser considerados.

Las investigaciones realizadas en base a los usuarios de tecnologías de GD, mostró que ellos ven esto (el proceso de inhalación, puesta en marcha, operación, etc.) como un contrato de servicio, tan simple como una orden de compra.

La GD es una tecnología menos contaminante, esto resultó en un interés tenue por parte de los usuarios. Así tenemos:

- La tecnología de las microturbinas resulta menos contaminante que una tecnología convencional. Sin embargo esto no resulta lo suficientemente atractivo para consumidores ambientalistas; ellos prefieren los paneles fotovoltaicos, generadores hidráulicos, etc.
- Los consumidores consideran a las microturbinas más para proyectos nuevos, como pueden ser edificios, hospitales, etc. En cambio ven más difícil el incorporar esta tecnología en establecimientos existentes.

Estos proyectos son más atractivos en lugares donde exista la necesidad anual o casi anual de energía térmica.

## **9.2 LECCIONES APRENDIDAS DE LOS PRIMEROS USUARIOS DE MICROTURBINAS.**

Este estudio se realizó en diciembre del 2002, publicado por Platts Research & Consulting. Se presenta una encuesta a 52 usuarios de microturbinas; con esto nos proporcionan información sobre el nacimiento de una nueva industria de la tecnología en el mercado mundial. Como toda nueva tecnología, las microturbinas sufrieron cambios acorde a los desafíos del mercado, incluyendo las deserciones (Honeywell dejó el negocio de microturbinas), problemas técnicos y canales de mercado poco desarrollados. Adicionalmente este mercado presenta una gran barrera tecnológica que como todas las tecnologías de generación distribuida, que es la interconexión a un sistema estándar y los costos competitivos con otras tecnologías.

Las preguntas trataron los siguientes ítems:

- Información del contacto; fechas de la entrevista (muchos usuarios fueron entrevistados más de una vez), nombres de las organizaciones involucradas, del personal de la operación y mantenimiento.
- Aplicaciones; la manera como esta siendo empleada la microturbina.
- Proceso de adquisición; quien motivó la instalación, porque, que metas se propusieron en el momento de la instalación.

- Instalación; como fue el sistema implementado, logros y trabas.
- Experiencia con la microturbina; como ha trabajado desde la instalación.
- Aspectos económicos; cuando sea disponible y ofrecido por los encuestados.
- Planes futuros; que planes tiene la empresa involucrada con la microturbina en adelante.

#### Estudio de las tendencias:

- 44 de los 52 usuarios tienen una buena experiencia con las microturbinas, ellos consideran a las instalaciones como un éxito.
- Las microturbinas Capstone domina el mercado con un 84% del mercado. 33 establecimientos visitados están usando microturbinas Capstone, 10 Honeywells, 3 Bowman, 3 Elliott, 2 Turbec, y 1 tenía una Ingersoll-Rand.
- La mayoría usaba las microturbinas como carga base (49), solo 3 operaban como carga de reserva en horas punta.
- 46 de las aplicaciones están interconectados a la red local.
- Las aplicaciones se encuentran en diferentes países: 41 en USA, 5 en el Reino Unido, 3 en Canadá, uno en Dinamarca, uno en Suiza y uno en España.
- El número total de microturbinas involucradas en la encuesta fue de 229. la capacidad total de generación de estas es de 9.4 Mw.
- 27 instalaciones usan solo las microturbinas para generar energía eléctrica, 21 con un sistema CHP, y 4 con el sistema CCHP.



- Las 4 instalaciones de CCHP fueron las instalaciones más caras, con un promedio de \$4400 por Kw instalado.
- Las 10 instalaciones de biogás también fueron caras \$2660 por Kw instalado.
- Las 21 instalaciones de CHP tiene un costo promedio de \$2206 por Kw instalado.
- Las 17 instalaciones que generan energía eléctrica únicamente costaron \$1659 por Kw instalado.

### **¿Porqué algunas experiencias son buenas y otras muy malas?**

En las entrevistas realizadas, se encontró que 38 usuarios (73%) describían sus experiencias como positivas, 8 dijeron que les era indiferente y 6 se mostraron molestos con esta tecnología. A continuación se muestra el porque de estas respuestas.

**Confiabledad;** la razón principal por la que los 6 usuarios expresaron su disconformidad fue por la falta de confiabilidad en los equipos.

**Compromiso de las empresas proveedoras ante los problemas;** los fabricantes y distribuidores deben tener a alguien para enviar en caso de problemas con la microturbina, incluso deben proveer el reemplazo de una unidad si fuera el caso.

**Despejar las dudas y las falsas expectativas;** los usuarios finales deben saber toda la información pertinente con respecto a la microturbina. En

particular los fabricantes y distribuidores deben ser claros en cuanto a que requerimientos más son necesarios para la operación de la microturbina (compresor de gas, la calidad del gas, etc.) y las cargas parasitarias para su operación. Los usuarios además deben saber detalles que afecten la performance de la microturbina, como es el incremento de la temperatura ambiental, costos y tiempos de mantenimiento.

**Recuperación del calor de los gases de escape;** 25 usuarios entrevistados usan la energía de los gases de escape de la microturbina para calentar agua, calefacción o procesos de enfriamiento. Ninguno de estos usuarios describió su experiencia con las microturbinas como mala, a pesar del desafío que implica tener una instalación compleja como es el sistema CHP o CCHP.

**Procedimientos complicados de interconexión;** 11 usuarios mostraron su disconformidad con las microturbinas cuando se realizaba la interconexión de estas con la red local, esto debido a procedimientos complicados, ellos se sentían frustrados con el proyecto; aunque al final las unidades terminaban operando con la red en paralelo.

**Concesiones;** los usuarios que recibieron concesiones sobre el pago total de la instalación se mostraron contentos con el sistema, pues estaban menos preocupados cuando ocurría un problema. Los fabricantes y distribuidores se comprometieron en asistir a estos usuarios, debido a las concesiones.

**Costo estable del gas;** ni los usuarios ni los fabricantes tienen control sobre los precios del gas comercial. No obstante este fue un factor relevante en la

buena o mala opinión de la operación de la microturbina. Muchos usuarios comentaron que los precios del gas se elevaron con respecto al precio del mismo cuando hicieron el cálculo de factibilidad económica de la microturbina.

La microturbina con mayor número de horas de operación tenía 32 000 horas (Capstone), esto a fines del 2002. Otras 6 superaban la 20 000 horas. Los usuarios de estas indicaron que sus microturbinas eran confiables.

### **9.3 PERSPECTIVA A NIVEL MUNDIAL**

En el contexto internacional el uso de la GD ha sido impulsada por diversos factores. De acuerdo con datos de la CIGRE de 1999, en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, tan solo del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%.

En lo relativo al potencial en GD en el mundo, se cuenta con la siguiente información:

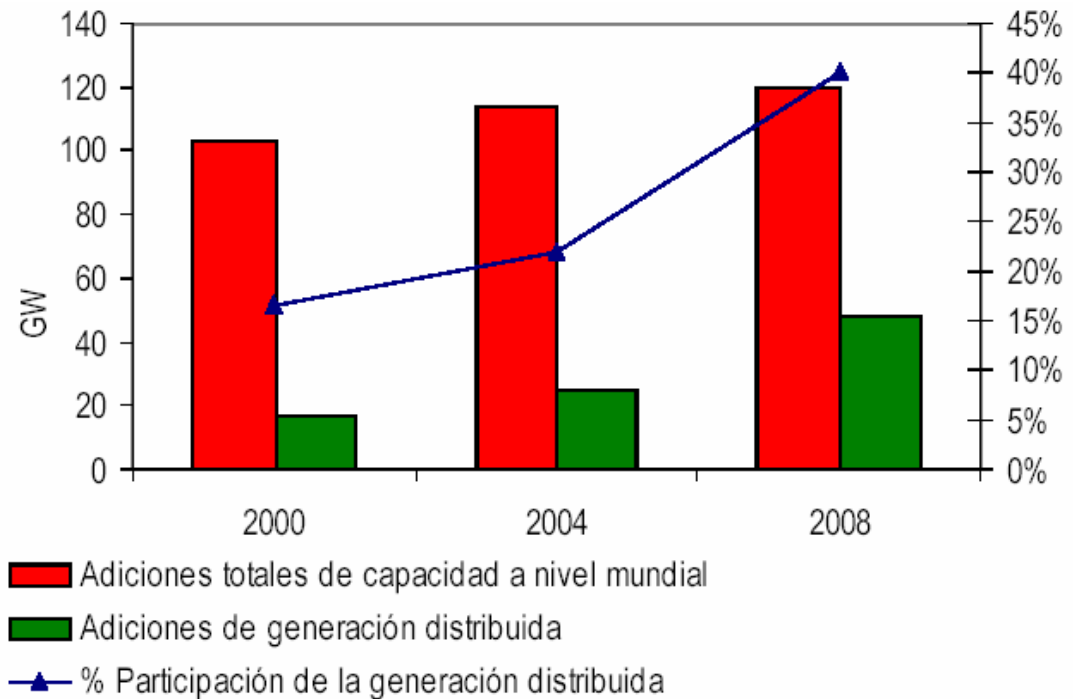
- Se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares.
- Estudios del Electrical Power Research Institute (PRI) y del Natural Gas Foundation prevén que, de la nueva capacidad de generación

eléctrica que se instalará al año 2010 en Estados Unidos, del 25% al 30% será con GD.

- Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a GD.

Este tipo de generación ha tenido una gran penetración en los últimos años y ha sido desarrollada por nuevos participantes ajenos a las compañías eléctricas de servicio público. Se espera que en los próximos años estos proyectos tengan una mayor participación en el desarrollo del parque de generación a nivel mundial.

De acuerdo con los fabricantes de equipos de generación distribuida la Oficina de Eficiencia Energética y Fuentes Renovables de Generación del Departamento de Energía de Estados Unidos inició en 2000 un programa denominado *Advance Microturbine Program*, que tiene por objeto apoyar el desarrollo tecnológico de esta tecnología. Durante la duración de este programa, que será de aproximadamente siete años, el gobierno de Estados Unidos tiene planeado invertir 60 millones de dólares, con los que se destinarán apoyos para el diseño de la ingeniería conceptual y desarrollo de equipos, subsistemas, desarrollo tecnológico en resistencia de materiales, sistemas de combustión y electrónica de potencia.



Fuente: IEEE Power & Energy Magazine, Vol 1.

*Figura 38. Capacidad de generación distribuida como porcentaje del total.*

Dentro de las principales metas que se esperan alcanzar el final de este programa destacan las siguientes:

*Alta eficiencia:* 40% en la conversión de combustible a electricidad dentro de la turbina, emisiones a la atmósfera NOx < 7 ppm (considerando gas natural como combustible).

*Duración:* 11,000 horas de operación confiable entre mantenimientos mayores

*Costo:* inversión menor a 500 USD/kW instalado. Con este nivel de precios, esta tecnología se vuelve competitiva, incluso contra las centrales más eficientes de generación centralizadas.

*Flexibilidad de combustible:* diseños para que pueden operar sin sacrificar eficiencia con combustibles como diesel, etanol, biogás, etc.

**Cobertura de precios de gas natural: una alternativa para compañías eléctricas a nivel mundial.**

El gas natural es un importante insumo para la generación de electricidad. De hecho, el International Energy Outlook 2003 (IEO 2003) de la Energy Information Administration de Estados Unidos indica que se espera que la tasa de crecimiento mundial del uso del gas natural será más grande que la de cualquier otro combustible primario, incluido el petróleo y carbón. De esta manera, la contribución del uso del gas natural en el consumo energético total está proyectada que aumente de 23% en 2001 a 28% en 2025. El crecimiento más importante de la demanda de gas natural se espera, según el IEO 2003, en los países en vías de desarrollo, en donde la demanda se incrementará 3.9% en promedio anual entre 2001 y 2025. La mayor parte de la demanda en estos países provendrá específicamente del sector eléctrico, debido a que hay importantes proyectos de construcción de infraestructura para desplazar a los combustibles utilizados actualmente en zonas urbanas por gas natural.

Varios países han adoptado ya medidas para cubrir a sus empresas y usuarios finales de la volatilidad del precio del gas natural.

Por otro lado, debido a que el precio del gas natural ha presentado cierta volatilidad en los últimos meses, se está evaluando en muchos de estos países

la utilización instrumentos que permitan cubrir a los usuarios finales de este fenómeno.

Las empresas consumidoras de gas natural (que en este caso podrían ser empresas generadoras de energía eléctrica), al enfrentar la volatilidad de su precio, ven afectados sus ingresos y se les dificulta la elaboración de planes financieros.

### **Consultoría en generación distribuida y microturbinas.**

#### **Experiencia de Energy Nexus Group.**

Esta empresa de consultoría Norteamericana indica que el precio medio de la energía eléctrica en USA es de 6.86 cents/kwh, va desde 15 hasta un poco mas de 4 cents/kwh.

Además indica que la GD por microturbinas en un esquema CHP tiene un precio de 6 cents/kwh, hacienda factible esta tecnología a más del 40% de los norteamericanos.

Para sus estimaciones asumen:

Costos de O&M = 1.2 cent/Kwh

Costo del gas = \$5.50/MMBtu (excepto los combustibles de desecho que son gratuitos).

Factor de recuperación de capital = 16.3% por año, 10 años de vida, 10% de retorno.

Todos los costos incluyen los sistemas y la interconexión al sistema local.

**MICROTURBINAS OPERANDO  
SISTEMAS CHP (COMBINACION DE POTENCIA Y CALOR) EXISTENTES EN USA < 1 Mw ( 190 Mw, 970 LUGARES)  
FUENTE: HAGLER BAILLY, NEXUS**

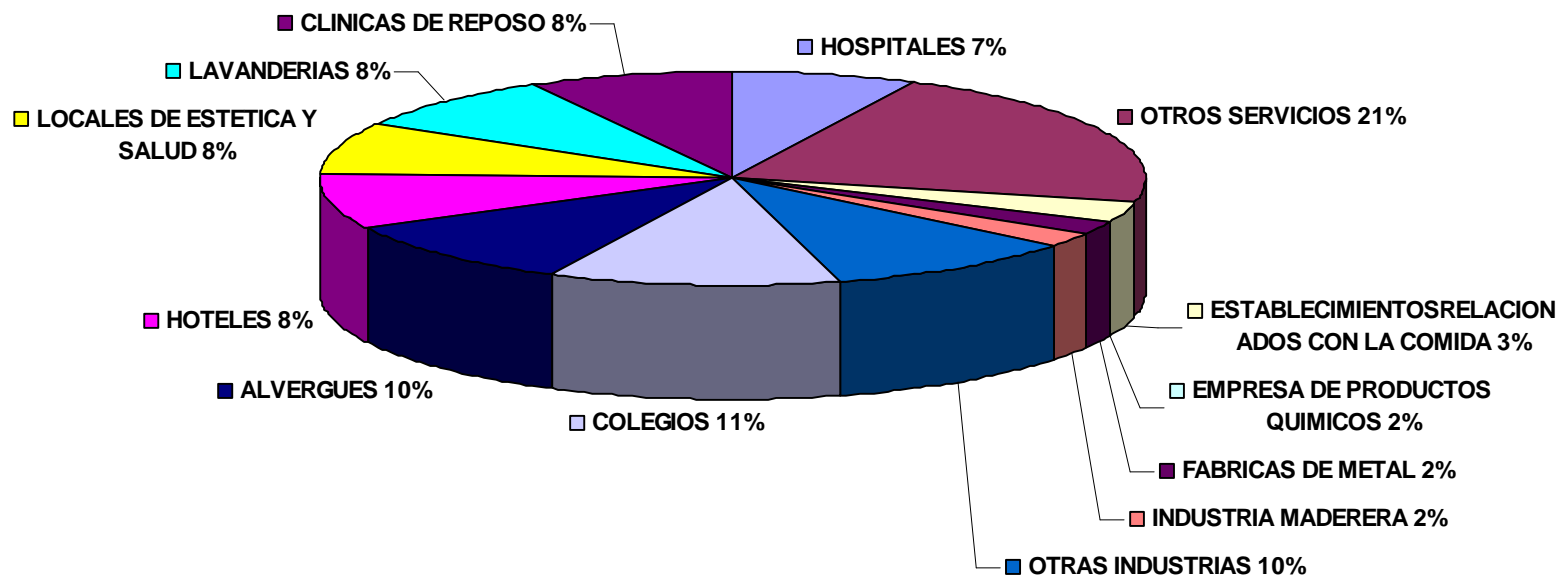


Tabla 16. Sistemas CHP existentes en USA en el 2003.



## **9.4 DECISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN.**

Es el resultado de la evaluación costo/ beneficio del usuario final-industrial comercial. Particularmente las industrias que hacen uso de quemadores en sus procesos de manufactura (secado, deshidratación, etc.) son buenas candidatas para la utilización de microturbinas en un esquema CHP, donde el flujo de gases quemados se aplica directamente a dichos procesos; así tenemos el secado de ladrillos, secado de ropa, papel, etc.

Para servicios, podemos mencionar a los hoteles, hospitales, grandes usuarios comerciales; lo ideal es que la energía calorífica recuperable se use durante casi todo el año. El modelo competitivo sugiere el mayor número de agentes en el mercado (oferentes y demandantes).

## **9.5 BARRERAS DE INGRESO A LA GD**

### **9.5.1 Normatividad y regulación**

El marco legal peruano no precisa normatividad alguna o incentivos a este tipo de generación; entre los ítems por regular y difundir podemos mencionar:

- Permisos y ubicación.
- Impacto ambiental.
- Competencia con la generación convencional.
- Visio legal.

- Normas técnicas de operación, falta normalización específica como GD, seguridad y confiabilidad de los equipos de interconexión de la GD.
- Difusión de la tecnología, o&m. Experiencia en el país, alto costo de la mano de obra extranjera.
- Afectación a los circuitos del SEP., acuerdos, contratos, disputas; capacidad de flujo activo y reactivo; corto circuito, variaciones de voltaje, parpadeos, mediciones para las transacciones y monitoreo.

## **9.6 MEDIO AMBIENTE**

La GD ha sido identificada como un Nuevo paradigma en la generación de energía eléctrica, dando soluciones acorde a las necesidades cambiantes de los consumidores de electricidad. Un gran Mercado potencial esta apareciendo con una variedad de tecnologías y diferentes usuarios finales. Una de sus grandes ventajas es su superior performance ambiental.

Las emisiones para generadoras grandes de ciclo combinado incluyen el uso de catalizadores que ayudan a lograr emisiones de 3ppm para el NOx, que es el menor ratio para cualquier tipo de tecnología existente.

Esta baja emisión combinada con la alta eficiencia energética del ciclo combinado por gas resulta en un factor de emisión de 0.06lb/Mw-h que no puede ser alcanzado por otra tecnología de generación eléctrica (vía maquina térmica).

El ratio de NO<sub>x</sub> para otras turbinas de gas es de 0.3 a 1.0 lb/ Mw-h. Para microturbinas esta en 0.6 lb/Mwh aproximadamente. Hay programas en desarrollo de turbinas que llegan al ratio de 0.3 lb/Mwh.

Los motores a gas tienen ratios de 2.1 lb/Mwh. Con gas de alto poder calorífico, y la ayuda de 3 catalizadores (como en los automóviles) se tienen emisiones de 0.45 lb/Mwh. Para motores diesel se tiene 12 lb/Mwh. Para los motores diesel viejos se tienen ratios mayores. Las celdas de combustible tienen emisiones muy pequeñas.

<b>Tecnología</b>	<b>Ratio de NO<sub>x</sub></b>
Grandes generadoras de ciclo combinado	0.06lb/Mw-h
Turbinas a Gas	0.3 a 1.0 lb/ Mw-h
Microturbinas	0.6 lb/Mwh
Turbinas en desarrollo (experimental)	0.3 lb/Mwh
Motores a Gas	2.1 lb/Mwh
Motores a Gas con 3catalizadores	0.45 lb/Mwh
Motores Diesel	12 lb/Mwh

En comparación con las emisiones de las generadoras por combustibles fósiles están en promedio por las 5 lb/Mwh. Para la generación total en USA se tiene un ratio de 3.5 lb/Mwh. En el noreste de USA se tienen requerimientos de 1.5 lb/Mwh.

En resumen con las tecnologías en base a la quema de gas natural se tienen emisiones menores de NO x que con las otras tecnologías y combustibles.

<b>Emisiones</b>	<b>Ratio de NO x</b>
Generadoras por combustibles fósiles	5 lb/Mwh
Generación total en USA	3.5 lb/Mwh
Noreste de USA (requerimiento)	1.5 lb/Mwh

## **9.7 COMPORTAMIENTO DE UNA MICROTURBINA EN UN SISTEMA CONVENCIONAL**

¿Cómo puede caber la generación distribuida en los sistemas existentes y cuál será su impacto en emisiones?. Para responder adecuadamente esta pregunta, se debe de usar un modelo de capacidad y despacho de energía, para ver el comportamiento de la generación distribuida operando en un sistema convencional.

En un estudio recientemente hecho por el “Center for Clean Air Policy”, se muestran resultados claros que la generación distribuida desplaza en el diagrama de carga y disponibilidad al sistema convencional en conjunto; **esto depende del lugar y las características del proyecto de Generación Distribuida.**

Sin embargo hay que aclarar que esta tecnología no desplaza a las plantas de ciclo combinado de gas.

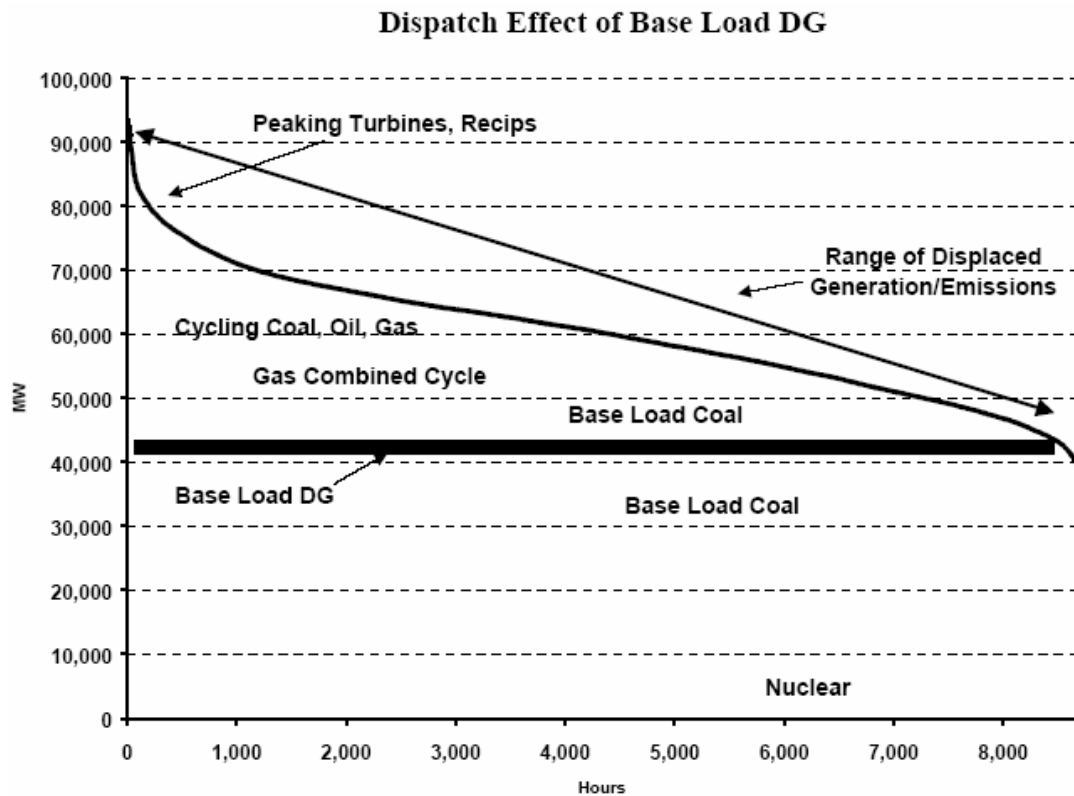
En razón a que la GD desplaza al sistema convencional en conjunto, además con un mayor promedio de emisiones, el futuro de la GD esta asegurado desde el punto de vista ambiental.

### **¿Donde cabe la generación distribuida?**

En la figura 39, se ve la operación y capacidad de unidades de GD, esta franja esta exagerada para hacerla visible. Esto quiere decir que la GD desplazara a las tecnologías menos eficientes en las horas de mayor demanda. Consecuentemente Dependiendo de la hora, la unidad de GD podría reemplazar alas unidades que funcionan a base de carbón y diesel.

Fuente:

ECAR regional (central midwest U.S.) diciembre del 2000



*Figura 39. Franja de la GD en un sistema convencional de generadoras de energía eléctrica*

## 9.8 REGULACIÓN DE LAS EMISIONES DE LAS MICROTURBINAS

Aun no existe en USA una base regulatoria para las emisiones en relación de la eficiencia y el tamaño de las diferentes tecnologías. Es decir que los requerimientos ambientales para la GD comparados con los requerimientos de un ciclo combinado de gas de gran escala es equivalente a dar emisiones estándar para tractores grandes diesel con referencia a las ultimas tecnologías de sistemas híbridos de carros para pasajeros. Esto resulta en un mal monitoreo ambiental.

La mayoría de los fabricantes e impulsores de los equipos de GD se han agrupado para desarrollar programas de investigación y desarrollo para producir equipos más amigables ambientalmente. El programa “Advanced Turbine System” ha demostrado logros reduciendo las emisiones de las microturbinas. Hay un programa similar para los motores, este se llama “Advanced Reciprocating Engine System”.

## CONCLUSIONES

1. Las microturbinas pese a ser una tecnología nueva, han tenido un desarrollo notable en sus aplicaciones a nivel mundial.
2. Esta tecnología representa la transición ente las maquinas de generación de energía eléctrica de manera convencional y las celdas de hidrogeno.
3. El gas natural debe tener un fin social y de desarrollo sostenible; experiencias en países de la región nos indican que el tener una reserva de este combustible será fundamental geopolítica y económicamente, así tenemos:

Chile tiene la necesidad de importar el gas, pues el cambiar sus procesos productivos de gas natural a diesel, convertirían a sus industrias en poco competitivas.

Colombia, productor de gas, es un país que tiene una política de fomento del uso del gas natural en la nación, pero se cometieron errores como el de crear gasoductos largos en lugares adyacentes a gasoductos “secos”, es decir no se aprovecho la cercanía de los primeros gasoductos con las ciudades, por las cuales estos pasaban.



Argentina, la tarifa del gas natural en este país tiene un fin social, así en lugares como la Patagonia las casas aisladas tienen conexión de gas natural, pagando montos simbólicos.

4. En USA existen programas para el desarrollo de las microturbinas (ETV, EPA, Estado de California, Advanced Turbina System, etc.) además que las mismas compañías están en constante desarrollo e investigación; así se reduce el costo por Kw instalado, convirtiéndose esta tecnología más atractiva.
5. El gobierno debe asumir un rol difusor de las tecnologías y beneficios del gas natural, esta es una oportunidad que no debemos desperdiciar, en este sentido las microturbinas representan una alternativa más de utilización de este combustible.
6. Se deben disminuir al máximo las barreras a las importaciones de los equipos eficientes y amigables ambientalmente, entre estos están las microturbinas.
7. La difusión de esta tecnología generara trabajo a los distintos sectores involucrados; así tenemos empresas dedicadas a hacer derivaciones, líneas de distribución de gas y energía eléctrica, empresas de consultoría, etc. En cuanto a los beneficiarios directos tenemos a las comunidades adyacentes a los gasoductos y a las empresas que utilizan bastante energía térmica en sus procesos. La calidad de vida y económica de las comunidades pueden crecer, pues con estas instalaciones ellos tienen más oportunidades.

8. Desde el punto de vista de eficiencia energética, las microturbinas representan una de las tecnologías más atractivas, pues tienen eficiencias de hasta 90% en esquemas de cogeneración.
9. En comparación a los esquemas tradicionales de generación de energía eléctrica, este sistema de generación en base a gas no tiene las limitaciones climáticas y de temporadas de lluvia como las centrales hidroeléctricas, ni de disponibilidad de combustible (transporte) como en las centrales térmicas convencionales.
10. La aplicación de esta tecnología en zonas de altura es factible, además que las bajas temperaturas favorecen su funcionamiento.
11. Las microturbinas son una nueva alternativa en la electrificación rural en nuestro país.
12. **La tecnología actual, las condiciones del mercado energético y la necesidad de atender programas sociales permiten ejecutar proyectos como el de San José de Parco.**

## **BIBLIOGRAFIA**

1. Perú: Rural Electrification February 2001 Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Programme (ESMAP).
2. Plan de Desarrollo Local PDL: San José de Parcco (TGP). 2004
3. Curso de Operación y Mantenimiento de GPRS (Global Termo electric). 2005
4. Proyecto de una microcentral hidroeléctrica en el distrito de Corculla. Godofredo Sandoval Rivera. 2003
5. Fondo de desarrollo socioeconómico de Camisea- FOCAM – 2005.
6. Curso Internacional de Diseño, Proyecto y Ejecución de Obra de Instalaciones Industriales y residenciales de Gas Natural. Cesar Razuri Reyes. 2003.
7. El Gas Natural- Ventajas y Oportunidades. Julio A. Cáceres. 2004.
8. Maquinas de Combustión Interna. Fernández Bobadilla J. 1949.
9. Copias del Curso de Centrales Térmicas. Profesor Ing. Rodolfo Zamalloa López. 2003
10. Copias del curso de Centrales Hidroeléctricas. Profesor Ing. Reynaldo Villanueva. 2003

### PAGINAS WEB:

<http://www.cre.gob.mx/publica/transforma.html>

<http://www.microturbine.com/>

<http://www.irpowerworks.com/>

<http://www.turbec.com/>

[www.parallon75.com](http://www.parallon75.com)

<http://www.tapower.com/>

<http://www.bowmanpower.co.uk>

<http://www.cre.gob.mx>

[http://www.sri-rtp.com/Capstone Turbine test.htm](http://www.sri-rtp.com/Capstone_Turbine_test.htm)

[www.cnd.gob.pe/](http://www.cnd.gob.pe/)

[http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/microturbines/microturbines.](http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/microturbines/microturbines.html)

[html}](#)

<http://www.generaciondistribuida.com/>

<http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1917>