



Facultad de Ingeniería



Trabajo de Maestría de Eficiencia Energética

Título: Propuesta de modernización del sistema eléctrico de la isla Andros

Autor: Ing. Kennard Rolfe-Whymys

Tutores: Dr. José P. Monteagudo Yanes

Dr. Julio Gómez Sarduy.

Cienfuegos

Año 2011

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD



Hago constar que el presente trabajo Maestría realizado en la Universidad de Cienfuegos, como parte de la culminación de los estudios en la Maestra de Eficiencia Energética; autorizando a que el mismo sea utilizado por la institución para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total, y que además no podrá ser presentado en eventos ni publicado sin la aprobación de la Universidad de Cienfuegos.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido revisado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple los requisitos que debe tener un trabajo de esa envergadura, referido a la temática señalada.

Información Científico Técnica

Firma

Firma del Tutor

Firma del Tutor

Sistema de documentación de proyectos.

Firma



Pensamiento



Pensamientos

“Todo lo que tú haces debe ser lo mejor que se puede hacer.”

Anónimos

“...educación cultural y respeto te llevará hasta el final del mundo.”

Beryl Rolle (mi abuela)

“...todos sabemos más que Einstein pero ninguna somos Einstein...”

Dr. Juan Castellanos Alvarez

“Es mejor un momento de pie que una vida de rodilla”

José Marte



Dedicatoria



Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a las personas que ha motivado a mí personalmente en mi vida sin ellos mis sueños nunca se hubieran podido lograr especialmente:

- ♥ **Yusnay Rolle-Whyms** mi esposa y mi corazón gracias para su apoyo, ayuda y amor
- ♥ **Kennard Julian Rolle-Whyms** mi hijo que se entiende que su papi tiene que terminar sus escuela.
- ♥ A mis Padres: **Felecia Rolle-Turnquest, Ashwood Turnquet Sr.** gracias para sus apoyos económicos, espirituales y amor infinito.
- ♥ A mis Hermanos: **Ashwood Turnquest Jr., Ashnique Turnquest** gracias por ser mis apoyos en todo en la vida.
- ♥ A mi abuela: **Beryl Rolle** quien sobre todo creía en mí a veces cuando yo no creía en mí mismo. Gracias para su apoyo.



Agradecimientos



Yo gratifico a mi familia, mis amistades que me ayudaron durante mis estudios con su apoyo todo lo que yo hice era posible; también a mi tutor Dr. José Monteagudo que me ayudo a lograr terminar la Maestra en Eficiencia Energética.



Resumen





Índice



Índice

Índice.....	1
Introducción	4
Capítulo I: Estado actual y tendencias del suministro de energía eléctrica en pequeñas islas y equipos utilizados en la generación de la energía.....	6
1.1 – Situación mundial de energía eléctrica.....	6
1.1.2 – El costo de producir la energía eléctrica por fuentes energéticas.....	8
1.2 – Situación actual de generación de la energía eléctrica pequeños países	11
1.2.1– Situación actual de generación de la energía eléctrica de islas pequeñas del Caribe .	13
Conclusiones Parciales	15
Capítulo II: Caracterización energética de Norte y Central Andros	16
2.1 – Generalidades de infraestructura de los equipos generativa y sistema distribución eléctrica.....	16
2.2 – Evaluación crítica de las operaciones del Andros de Norte y Central.....	19
2.2.1 – Evaluación de la generación	19
2.2.2 – Evaluación de la distribución	24
Conclusiones Parciales	29
Capítulo III: Propuesta de modernización del sistema de suministro eléctrico Norte y Central contra la combinación de activos	30
3.1 – Activos de generación centralizada.	30
3.1.1 – Pronósticos de carga de las estaciones North y Central Andros.....	30
3.1.2 – Plan propuesto de estación de energía.	31
3.1.3 – Unidades propuestas de generación para la estación combinada.	32
3.1.4 – Cálculos preliminares de almacenamiento de combustible y diseño de transmisión eléctrica de la estación.	38
3.1.4a – Especificaciones para el almacenamiento de combustible.	38

3.1.4a.1 – Cálculos capacidades mínimas de almacenamiento de combustible	38
3.1.4b – Diseño de generación eléctrica.	39
3.1.4b.1 – Cálculo de los amperajes mínimos para la conexión de los alternadores.....	40
3.1.4b.2 – Cálculo del amperaje mínimo para la conexión al transformador primario.	41
3.1.5 – Apreciación de las necesidades de entrenamiento de las miembros del personal de la plantas eléctrica	43
3.2 – Mejoramiento de la infraestructura de generación existente	45
Conclusiones Parciales	47
Capítulo IV: Evaluación del impacto económico ambiental de sistema.....	48
4.1 – Análisis la huella ecológica de la isla.....	48
4.1.1 – El cálculo de la huella ecológica energético de la isla	49
4.2 – El cálculo del costo económico de las emisiones de la planta eléctrica de la isla.....	52
Conclusiones Parciales	53
Capítulo V: Evaluación del impacto económico de la planta combinado	54
5.1 – Costo proyectado de la estación de energía combinada.	54
5.2 – Presupuesto de operación para la estación de energía combinada	56
5.3 – Estimación del tiempo para recuperar el capital invertido al proyecto	58
Conclusiones Parciales	59
Conclusiones Generales.....	60
Recomendaciones.....	61
Bibliografía.....	62
Anexos A.....	63
Anexos B.....	66
Anexos C.....	69
Anexos D.....	73



Introducción



Introducción

El generación del energía eléctrica en las operaciones de la isla de Andros Norte y Central, se consideran operaciones a pequeña escala de la corporación eléctrica; ambas operaciones fueron heredadas de los pequeños proveedores independientes de energía más de treinta años atrás. Sin embargo, gran parte de la infraestructura eléctrica de la isla, no ha sido modernizada desde que la empresa adquirió las operaciones de la isla y actualmente, la necesidad de renovación es inminente.

La necesidad de mejorar el suministro de energía eléctrica por la población de la isla es grande. Aunque, Andros es una isla con la sistema ecológicamente complejo. El mejoramiento y modernización del sistema eléctrico tiene que tomar en cuenta la importancia que tiene Andros al sistema ecológica de las Bahamas.

Problema:

La baja rentabilidad del sistema eléctrico existente en la isla, provocado por el deficiente estado técnico del sistema ha llevado a que la empresa eléctrica de Bahamas no pueda justificar económicamente los gastos para el mantenimiento del servicio eléctrico a la población residente en el lugar.

Hipótesis:

La modernización del sistema de suministro eléctrico a la isla con equipos de alta eficiencia y el uso de fuentes renovables de energía, debe elevar la fiabilidad del sistema, la calidad del servicio eléctrico y los indicadores de eficiencia y rentabilidad empresarial.

Objetivo General:

Elaborar propuesta de modernización del sistema eléctrico de la isla Andros a partir de un sistema combinado de energía renovable y una central térmica de generación con motores de combustión interna diesel.

Objetivos Específicos:

1. Identificar el estado actual y las tendencias de suministro eléctrico a pequeñas islas.
2. Resumir las tendencias actuales del uso de motores de combustión interna en plantas de generación eléctrica y tecnologías renovables para el mismo servicio.

3. Realizar la caracterización energética de la Isla Andros y las potencialidades de utilización de las fuentes renovables en el sistema de suministro eléctrico.
4. Elaborar propuesta de modernización del sistema de suministro eléctrico combinando plantas de generación eléctrica con motores diesel y sistemas de fuentes renovables.
5. Realizar la evaluación del impacto económica ambiental del sistema propuesto.



Capítulo I



Capítulo I: Estado actual y tendencias del suministro de energía eléctrica en pequeñas islas y equipos utilizados en la generación de la energía.

1.1 – Situación mundial de energía eléctrica

La crisis económica mundial disminuyó el desarrollo y uso de energía eléctrica en los años 2008 y 2009. Sin embargo, en el año 2010 la demanda global de energía eléctrica incrementó a un estimado de 5.4%, en países subdesarrollados incrementó su demanda eléctrica a un 9.5% por el mismo periodo.

Información fue tomado de varios autores¹ los mismos dan valores de consumo y generación diferentes entre sí para un mismo periodo. Se refleja en tabla I.1 y I.2 los valores dados por wikipedia² por ser estos los que ofrecen un valor medio de comportamiento. wikipedia toma el año 2008 como base de información

Tabla I.1 – Fuentes energéticas renovables²

Generación de la Energía Eléctrica fuente energética (TWh por año 2008)									
	Renovable							Biomasa	Total
	Hidráulica	Geotérmica	Solar	Solar térmica	Eólica	Oceánica	Subtotal		
Total Mundial	3,288	65	12	0.9	219	0.5	3,584	271	3,855
Proporción	16%	0.3%	0.06%	0.004%	1.1%	0.003%	18%	1.3%	19%

¹ Trabajos revisado (U.S Energy Information Administration, 2011), (Worldbank, 2010)

² Información tomado de (Wikipedia, 2011)

Tabla I.2 – Fuentes energéticas no renovables ²

Generación de la Energía Eléctrica fuente energética (TWh por año 2008)						
Fuentes energéticas no renovable						
	Combustibles Fósiles				Nuclear	Total
	Carbón	Oíl	Gas	Subtotal		
Total Mundial	8,263	1,111	4,301	13,675	2,731	16,406
Proporción	41%	5.5%	21%	67.5%	13%	81%

El uso de carbón continúa siendo el más utilizado por la generación de energía eléctrica a nivel mundial. En el año 2008 la generación de carbón aportó 41% a la energía suministrada en el mundo. La generación de electricidad de plantas nucleares rápidamente incrementó en 1970 hasta 1980. El accidente nuclear de la planta Chernóbil en 1986 paralizó el avance de uso de plantas nucleares en el mundo. La generación de electricidad de gas natural tuvo su época de desarrollo en los años 1980 hasta 1990. El uso de petróleo para generar la energía eléctrica estuvo declinando desde el año 1970, cuando los precios de petróleo en el mercado global incrementaron hasta 100 dólares por barril causando la primera crisis global energética. En los años 2003 hasta 2008 el precio de un barril de petróleo subió a 140 dólares, el precio más alto recordado, esto combinado con las consecuencias medio ambientales como emisiones de gas de efecto invernadero lo que renovó el interés mundial a desarrollar alternativas de generación de electricidad por derivados combustibles fósiles. Hoy en día la dirección mundial de generar energía es hacia fuentes renovables. La tecnología de generar electricidad usando fuentes renovables está desarrollando muy rápido, aunque el costo para generar electricidad por fuentes renovable es más alto que generación por combustibles fósiles. Los países sub desarrollados con poca potencia económica no pueden fácilmente aprovecharse de esta tecnología por su alto costo de inversión.

1.1.2 – El costo de producir la energía eléctrica por fuentes energéticas

El costo de la energía eléctrica que se produce en un país depende de varios factores la disponibilidad de la fuente energética, oferta y demanda en el mercado de fuente energética en el mercado local e internacional. También el nivel de tecnología disponible en el país para extraer la fuente energética y elaborar energía eléctrica afecta mucho el costo total de electricidad. Por lo general países de primer mundo por sus ventajas tecnológicas y sus poderes económicos de generar electricidad por precios inferiores a los de países del tercer mundo.

El costo de producción de la energía eléctrica en Estados Unidos

En Estados Unidos la perspectiva de la energía eléctrica de 2009 generada por tipo de planta fue el siguiente:

Tabla I.3 – Tipos de plantas eléctricas de Estado Unidos y su costo de producir energía³

Tipo de Planta	Rango de costo de sistemas nivelado (2009\$/MWh)		
	Mínimo	Medio	Máximo
Carbón			
Carbón Convencional	85.5	94.8	110.8
Carbón Avanzado	100.7	109.4	122.1
Carbón Avanzado CCS	126.3	136.2	154.5
Promedio	104.17	113.47	129.13
Quemado de Gas Natural			
Ciclo combinado convencional	60.0	66.1	74.1
Ciclo combinado avanzado	56.9	63.1	70.5
Avanzado con CCS y CC	80.8	89.3	104.0
Turbina de combustión convencional	99.2	124.5	144.2
Turbina de combustión avanzado	87.1	103.5	118.2
Promedio	76.80	89.30	102.20
Otras Plantas			
Nuclear avanzado	109.7	113.9	121.4
Eólica	81.9	97.0	115.0
Eólica de costa	186.7	243.2	349.4
Solar fotovoltaico	158.7	210.7	323.9
Solar térmica	191.7	311.8	641.6
Geotérmica	91.8	101.7	115.7
Biomasa	99.5	112.5	133.4
Hidroeléctrica	58.5	86.4	121.4
Promedio	124.11	166.19	257.20

³ Información tomado del (U.S Energy Information Administration, 2011)

El costo de producir la energía eléctrica en Reino Unido

En Reino Unido la perspectiva de la energía eléctrica de 2010 generada por tipo de planta fue el siguiente:

Tabla I.4 – Tipos de plantas eléctricas de Reino Unido y su costo de producir energía⁴

Tipo de generación	El rango de costo (£/MWhr)
Eólica (tierra)	80-110
Eólica (costa)	150-210
Gas natural turbina (con captura de CO ₂)	60-130
Gas natural turbina (sin captura de CO ₂)	55-110
Oceánica	155-390
Biomasa	60-120
Nuclear	80-150
Carbón (con captura de CO ₂)	100-155
Solar	125-180

El costo de producir la energía eléctrica en Japón

En Japón la perspectiva de la energía eléctrica de 2010 generada por tipo de planta fue el siguiente:

Tabla I.5 – Tipos de plantas eléctricas de Japón y su costo de producir energía⁵

Tipo de generación	El rango de costo (¥/MWhr)
Eólica	100-140
Nuclear	50-60
Solar	490

⁴ Información tomado del (Mott McDonald, 2010)

⁵ Datos tomado de (Wikipedia, 2011)

1.2 – Situación actual de generación de la energía eléctrica pequeños países

El departamento de asuntos económicos y sociales de las Naciones Unidas tiene listado 52 países como pequeños países en desarrollo (véase Tabla I.3). Estos 52 países (23 son caribeños) tienen por lo general los mismos desafíos con el desarrollo sostenible de cuales incluye el desarrollo de sus poblaciones pequeñas, recursos limitados y dependencias de comercio internacionales. El crecimiento de los países pequeños está detenido por el alto costo de la energía, comunicación e infraestructura por sus tamaños.

Generación de energía eléctrica en los pequeñas países por lo general siguen las tendencias globales indicadas en el subcapítulo I.1. La electricidad se produce mayormente de fuentes energías no renovables como petróleo en los pequeñas países. Los equipos principales de uso para generar electricidad en islas pequeñas son motores de combustión interna, turbinas de gas y turbina de vapor. La crisis económica mundial creó una necesidad de desarrollar alternativas de la producción de electricidad, países pequeñas dependen mucho de petróleo importado y muchos están en fase de diversificación de sus estrategias energéticas con instalaciones renovables para reducir la dependencia de petróleo importado.

Tabla I.6 – Lista de países pequeños⁶

Lista de países pequeños		
Caribe	Pacífico	AIMS
 Anguilla*	 Samoa Americana	 Bahrein
 Antigua y Barbuda*	 Islas Cook	 Cabo Verde
 Aruba*	 Estados Federados de Micronesia	 Comoras
 Bahamas*	 Fiyi	 Guinea-Bissau
 Barbados*	 Polinesia Francés	 Maldivas
 Belice	 Guam	 Mauricio
 Islas Vírgenes Británicas*	 Kiribati	 São Tomé y Príncipe
 Cuba*	 Islas Marshall	 Seychelles
 Dominica*	 Nauru	 Singapur
 República Dominicana*	 Nueva Caledonia	
 Granada*	 Niue	
 Guyana*	 Islas Mariana del Norte	
 Haití*	 Palau	
 Jamaica*	 Papua Nueva Guinea	
 Montserrat*	 Samoa	
 Antillas Holandesas*	 Las Islas Salomón	
 Puerto Rico*	 Timor-Leste	
 Saint Kitts y Nevis*	 Tonga	
 Santa Lucía*	 Tuvalu	
 San Vicente y las Granadinas*	 Vanuatu	
 Surinam		
 Trinidad y Tobago*		
 Islas Vírgenes Americanas*		

*Nota los países marcados son de islas pequeñas de Caribe

⁶ Datos tomado de (Wikipedia, 2011)

1.2.1– Situación actual de generación de la energía eléctrica de islas pequeñas del Caribe

Los combustibles fósiles en todas las islas caribeñas se utilizan para generar energía eléctrica en sus plantas de carga base usando motores de combustión interna (de baja, media o alta velocidad) o turbinas de gas, vapor o el ciclo combinado. Plantas de carga base se refiere a las plantas principales de las cuales se genera la demanda mínima que requiere los consumidores del país. La generación de energía eléctrica por fuente renovable en el Caribe está en la fase de desarrollo. Muchas de las islas de Caribe tienen planes de aumentar sus suministros energéticos con plantas de generación renovable. Los países Caribeños que son líderes en el movimiento de hacer energía sostenible son Cuba, Jamaica y La República Dominicana. Estos tres países también tienen las mayores capacidades generativas instaladas del Caribe.

Cuba

La capacidad instalada de la red nacional de Cuba es cerca 5861MW. La mayoría de la capacidad nacional es generada por instalaciones termos energéticos (equipos de vapor y gas) con 3000MW de capacidad instalada. La capacidad instalada de los grupos electrógenos son 2200MW y 400MW del proyecto de Energía en Varadero. También en Cuba existe alrededor de 175 plantas mini-hidroeléctricas con la capacidad instalada estimado a 61 MW, tres plantas eólicas con una capacidad instalada combinada de 12MW y más que 5000 sistemas fotovoltaicos (no conectada al red nacional) con la capacidad instalada de 2.5MW. En Cuba el plan nacional eléctrico es tener 100% de cobertura nacional, sistemas fotovoltaicos son utilizados en zonas del país donde integración a la red nacional sea difícil. Cuba es la isla del Caribe que mas emplea la tecnología solar.

Jamaica

La capacidad instalada de la red nacional de Jamaica es 820MW. La mayoría de la capacidad nacional es generada por equipos de turbinas de vapor que aporta más que 95% de la capacidad energética instalado. Energía eólica e hidroeléctrica se contribuye a 5% de la capacidad instalada de Jamaica. El desarrollo de energía fotovoltaica en Jamaica está en su etapa prematura con algunos barrios privados utilizando paneles solares para calentar agua y producir un porcentaje de la energía necesaria para la demanda eléctrica del barrio.

República Dominicana

La capacidad instalada de la red nacional de República Dominicana es 3394MW. La mayoría de la capacidad instalada es generada por motores de combustión interna de dos tiempos de velocidad baja que consume fuel oil. La capacidad de generación instalada de motores de combustión interna que consume fuel oil es 912MW, esto representa 27% de la capacidad total de la red nacional. La capacidad instalada de turbina de gas con ciclo combinado es 802MW esto representa 24% de la red nacional. La República Dominicana tiene la capacidad instalada de energía sostenible más grande del Caribe con 469MW desarrollado por plantas hidroeléctricas. En Octubre de 2011 se incremento la generación de la electricidad sostenible a 33MW por fuente eólica y tiene planificado incrementar la planta eólica a 50 MW en 2012 para tener una capacidad instalada de 83MW.

Países caribeños como Dominica, Haití y San Vicente y las Granadinas que emplean generación por hidroeléctrica para suplementar su demanda por energía eléctrica.

Otros países del Caribe utilizan motores de combustión interna que consumen combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica.

Conclusiones Parciales

1. En el año 2010 la demanda global de energía eléctrica incrementó en un estimado de 5.4%; los países subdesarrollados incrementaron su demanda eléctrica a un 9.5% en el mismo periodo
2. El uso de carbón continúa siendo el más utilizado por la generación de energía eléctrica con un 41% del consumo para esto fines a nivel mundial.
3. El desarrollo de la energía sostenible en islas de Caribe está detenido por el alto costo de la tecnología comparado a tecnología convencional utilizado para producir energía eléctrica. De las tablas I.3 a la I.5 se aprecia que los costos de la energía a partir de las fuentes renovable es aún mayor que las plantas convencionales en cerca de un 55. %.
4. Las pequeñas islas a nivel mundial satisfacen sus necesidades energéticas a partir de combustible fósil en particular el petróleo. Es generalizado el uso de los motores de combustión interna cuyo rendimiento no sobrepasa 40 %. El alta costo de este consumo ha llevado a un cambio de estrategia energética y esto países estudian la factibilidad del uno de los fuentes renovables.
5. Los países Caribeños que son líderes en el movimiento de producir energía sostenible son Cuba, Jamaica y La República Dominicana



Capítulo II



Capítulo II: Caracterización energética de Norte y Central Andros

2.1 – Generalidades de infraestructura de los equipos generativa y sistema distribución eléctrica.

Andros es la isla más grande de las Bahamas, con una superficie de aproximadamente 2.300 kilómetros cuadrados; sin embargo, que es escasamente poblada con aproximadamente 7.800 habitantes (Wikipedia, 2010). La isla de Andros está dividida en tres regiones Andros del Norte, Central y Sur. Andros de Norte y Central consisten de una masa terrestre continua de aproximadamente 58 millas de largo, Andros de Sur es una masa de tierra que está a aproximadamente 13 millas de la costa Andros de Central. Las tres regiones cuentan con sus propias operaciones independientes sistemas eléctrica, las instalaciones actuales son debidas a la corporación eléctrica que se adquirió las preexistentes empresas eléctricas independientes y sus infraestructuras que existían antes de la familia Isla proyecto de electrificación. Véase el Figura II 1 Imagen de la isla de Andros y los locaciones del las plantas eléctricas que suministran la energía eléctrica a la isla del Andros. Se nota en la figura II.1 que la planta de Andros de Sur queda una distancia extremeñamente aislado de Andros de Norte y de Central y por esta propuesta de modernización de sistema eléctrica no se incluye la conexión al sistema de sur Andros. El razón principal por no conectarse el sistema modernización de Sur es las grandes perdida en línea por la distancia entre Central Andros y Sur Andros es más factible y rentable por el corporación eléctrica a dejar el planta de Sur Andros independiente.



Figura II 1 Imagen de la isla de Andros y los locaciones del las plantas eléctricas

La zona de Andros de Norte y Central operaciones eléctrico suministra aproximadamente 922 consumidores en Andros de Central y 1208 consumidores del Norte Andros. La capacidad de generación instalada de Andros de Norte y Central es el siguiente:

Tabla II-1: Estadísticas del Andros de Norte y Central

Ubicación	Andros de Norte	Andros de Central
Capacidad instalada (kW)	6000	3080
Capacidad instalada (kW)	2290	1430
Demanda Maxima (kW)	1840	1270

Las unidades de generación eléctrica utilizada en las regiones de Andros de Norte y Central son motores de combustión interna de diesel de la serie Caterpillar 3500 de alta velocidad.

Las redes de distribución en la isla son de 7,2 kV redes radial (de dos alambres y tres alambres tensión media). La catenaria se extiende aproximadamente 75 millas desde el extremo norte hasta el extremo sur de la isla, de forma periódica los cruces subacuáticos en riachuelos y puentes sin embargo, hay una zona muerta de aproximadamente 8 millas existe entre el municipio más al norte del Andros de Central de (Stafford Creek) y al Andros de Norte.

2.2 – Evaluación crítica de las operaciones del Andros de Norte y Central

La evaluación crítica de las operaciones en el Norte y Centro de Andros resume los aspectos operativos, técnicos y de formación que inciden negativamente en la organización y hace sugerencias sobre cómo resolverlos.

2.2.1 – Evaluación de la generación

Personal de las operaciones de la empresa eléctrica en las islas normalmente realizar las funciones diarias de la planta de generación eléctrica incluyendo el mantenimiento preventivo, sin embargo, los personales de la equipo la empresa eléctrica de la capital realiza reacondicionamiento y mantenimiento de rotura.

Las siguientes son problemas técnicas se observaron en la planta de generación eléctricas de Norte y Central Andros.

Problemas técnicos observados

- **Carga del Motor:** Ambas estaciones tienden ejecutar unidades con menos del 75% de la capacidad de carga fuera del horario pico diario. En general, cuando las unidades de generación se cargan en menos de un 70-75% de su capacidad máxima de carga nominal, la proporción de energía producida por unidad de combustible consumido (kW/gal) se reduce, por lo tanto, la práctica de funcionamiento de las unidades a menos de 75% la capacidad de carga no es eficiente. Las unidades de generación siempre se deben cargar lo más cercano a la capacidad máxima permitida como sea posible. (Véanse las tablas siguientes II-2 y II-3)

Tabla II-2: Capacidad generativa de Norte de Andros

Unidades de Generación del Norte de Andros				
Unidad	Modelo	Capacidad	Capacidad cargada	% Cargado
D/A 1	3516	1450kW	Not in service	0%
D/A 2	3512	890kW	600kW	67%
D/A 3	3508	638kW	400kW	63%
D/A 4	3516	1450kW	800kW	55%
D/A 5	3512	890kW	600kW	67%

Tabla II-3: Capacidad generativa de Andros Central

Unidades de Generación del Centro de Andros				
Unidad	Modelo	Capacidad	Capacidad cargada	% Cargado
D/A 1	3512	890kW	600kW	67%
D/A 2	-	-	Not installed	-
D/A 3	3512	890kW	600kW	67%
D/A 4	3512	890kW	600kW	67%
Remolque	3516	1600kW	830kW	52%

El sistema de orden de mérito esta utilizado para seleccionar cual unidad se carga primero. La sistema se orden las unidades más eficientes, primero para asegurarse las pérdidas potenciales debido a las ineficiencias se mantengan al mínimo. El sistema de orden de mérito esta practicado en todo del las instalaciones de la corporación eléctrica, sin embargo, las pruebas de eficiencia térmica que miden el rendimiento de un motor más las diversas cargas nunca han sido preformadas en el Norte o Central de Andros. El sistema de orden de mérito de las unidades de generación utiliza los datos obtenidos en la prueba de eficiencia térmica para determinar qué motor se debe cargar primero basado en el orden de su eficiencia. Este método se emplea en Abaco, Exuma y New Providence, se recomienda sea empleado de la misma manera en el Norte y Central de Andros.

El método implementado en la corporación para calcular la eficiencia térmica es el siguiente:

$$\varphi_{hr} = \frac{H}{E} \quad \text{ec.1}$$

Donde

φ_{hr} = Eficiencia térmica (Btu/kWh)

H = Energía Calorífica del combustible (Btu)

E = Energía eléctrica generado por equipo unidad del tiempo (kWh)

Medidores de flujo de combustible: Los medidores de flujo de combustible en ambas áreas de almacenamiento de combustible de la Estación Norte y Central no funcionan. No existen medidores de combustibles en las líneas de retorno de las unidades de generación. Los medidores de combustible son necesarios para registrar con exactitud el combustible recibido, los valores transferidos y para medir los grados de consumo de combustible de los motores. Los medidores de combustible pueden también impedir el hurto de combustible en las estaciones. La reparación y mantenimiento de los medidores de combustible es necesaria en ambas instalaciones.

Sistema de enfriamiento de los motores: Los sistemas de enfriamiento de los motores en ambas estaciones usan aguas locales como enfriante. Las muestras de agua enfriante en ambas estaciones, Norte y Central Andros para Clifton Pier Laboratory, los resultados muestran que el agua tiene excesivas cantidades de partículas disueltas las cuales causan incrustaciones en los radiadores. Esto inhibió el proceso de enfriamiento del motor y redujo su desenvolvimiento. Caterpillar recomienda que los enfriantes deben siempre ser usados en motores serie 3500. Caterpillar sugiere cantidades máximas de sólidos disueltos las cuales pasen las pruebas de valores de las aguas junto a otras especificaciones necesarias para la mezcla del agua con el enfriante. Debe ser usada agua tratada en los sistemas de enfriamiento junto con otros enfriantes recomendados, para mejorar el enfriamiento de los motores y reducir el mantenimiento a los radiadores.

Contradicciones de seguridad encontradas:

- Los muros de contención de combustible

Los muros de contención de los depósitos de combustible en el área de almacenamiento en ambas, la Central Andros y la Norte están en valores debajo

recomendados en industria. Actualmente la política corporativa indica que los muros de contención deben ser por lo menos 110% del volumen del depósito más grande contenido por el muro. También el muro debe ser totalmente homogéneo, sin válvulas, drenajes o tuberías instaladas en el muro. Todas las tuberías y los drenajes deben estar instaladas en la superficie del muro y no a través de este. Sin embargo ni la Estación Central Andros ni la Norte cumplen este criterio.⁷

- Sistema de protección contra incendios: Ni la Estación Central Andros ni La Norte tienen una bomba para incendios o sistema de protección. Consecuentemente los bienes de la corporación no están adecuadamente protegidos contra incendios en las áreas de almacenamiento de combustible o en la sala principal de maquinas. Los extintores de fuego portátiles colocados cerca de las áreas de almacenamiento serían de poca eficacia ante el incendio de los depósitos. Debido a la no existencia de una estación de bomberos local en La Central Andros o La Norte se recomienda instalar un sistema contra incendios apropiado en ambas estaciones. Sin un sistema apropiado en ambas estaciones, las operaciones locales están expuestas a un riesgo innecesario de pérdida de equipamientos. Un sistema balanceado de bombas contra incendios similar a los instalados en Eleuthera, Abaco o Exuma resolverían adecuadamente la protección contra incendios de ambas estaciones.
- El uso de grúas portátiles: Ambas estaciones no cuentan con una grúa aérea para ayudar en el mantenimiento de las unidades de generación. Sin embargo una grúa es compartida entre las dos estaciones, una grúa aérea en cada instalación ayudaría a los miembros del equipo obrero a hacer las tareas de mantenimiento. La grúa portátil fue usada en la deposición del bloque de motores D/A 4 de la Central Andros, la grúa se mostró inestable cuando se trató de izar y mover el bloque de motor debido a que tenía una pata dañada. Esto hizo el trabajo excesivamente difícil y con un consumo de tiempo innecesario.

⁷ Ver anexo A para fotos de los muros de contención de Norte y Central Andros.

- Equipamientos para la protección personal: Los equipos de protección personal (EPP) no son usados consistentemente en la estación. Los miembros del equipo obrero no usan protección para los oídos, zapatos de seguridad o cascos de acuerdo con los recordatorios de la política corporativa. Se requiere un entrenamiento apropiado para ayudar a que el equipo obrero comprenda el valor real de los (EPP), tal entrenamiento ayudaría también a cambiar positivamente la cultura de la isla hacia la seguridad.
- Permisos para trabajos y sanciones por pruebas: La regla de seguridad del uso de permisos de trabajo y sanciones por pruebas no se emplea en ninguna de las estaciones. Cuando se finaliza un trabajo a una unidad el operador lo registra en su bitácora, lo cual es una práctica común en toda la corporación, sin embargo el permiso de trabajo y sanciones por pruebas patentan la seguridad de las personas trabajando en una unidad y aseguran que el defecto específico sea subsanado antes de que la unidad sea puesta en servicio nuevamente. Esta política corporativa debe ser impuesta para mejorar la seguridad del equipo obrero mientras trabaja y para facilitar la terminación de las reparaciones hechas a las unidades de generación. Debe también tenerse en cuenta que no existe personal de experiencia autorizado dentro del equipo obrero para autorizar la apertura o cierre de un permiso de trabajo.
- Luces de emergencias: Se requiere un adecuado alumbrado de emergencia para ambas estaciones. Aunque el mismo está presente no es operacional, los miembros del equipo obrero usan linternas durante los apagones. La falta de luces de emergencia causan atraso en los tiempos de restauración y crean un ambiente de trabajo inseguro para los miembros del equipo obrero.
- Circuitos Cerrados de Televisión (CCTV): Es necesario el CCTV en la oficina principal de ambas estaciones Central Andros y La Norte. Las cámaras ayudarían a impedir los hurtos, a proteger a los miembros del equipo obrero y a los bienes de la corporación contra el vandalismo. Las cámaras podrían ser usadas mayormente

para darle a los operadores mayor alerta y seguridad sobre el complejo de la estación especialmente durante el turno de noche.

- Seguridad de las válvulas y de las líneas de drenaje: Las válvulas de combustible en los depósitos de combustible en las estaciones Norte y Central Andros no están encadenadas y aseguradas. Tampoco en ninguna de las estaciones las líneas principales de combustibles están encadenadas o aseguradas. El método de cerrado y encadenamiento es empleado en las estaciones Clifton Pier, Blue Hills, Marsh Harbour y Rock Sound. Este método limita la posibilidad de que sean abiertas o cerradas por error las válvulas y minimiza las probabilidades de vandalismo y hurto de bienes de la corporación. La introducción de este método en ambas centrales probará sus beneficios.

2.2.2 – Evaluación de la distribución

Las siguientes contradicciones técnicas, de seguridad y de manejo fueron observadas en las redes de las estaciones Central Andros y Norte.

Contradicciones técnicas observadas

- Recortes de árboles: Ambas redes de distribución no cuentan actualmente con programas de recortes de árboles para eliminar enredaderas y árboles en o sobre las líneas de distribución⁸ veas la figura II.2.

⁸ Ver anexo B fotos de las redes de distribución.



Figura II 2 Imagen de un poste de distribución eléctrica de Central Andros

Los enredaderas y arboles se incrementa las perdidas en el distribución de la energía eléctrica y disminuye el eficiencia de la red de transmisión. Una baja eficiencia de la red de transmisión eléctrica se puede causar un incrementación de consumo de combustible innecesario a los equipos de generación de la planta eléctrica. Los enredaderas y árboles en las líneas incrementa la resistencia al transmisión de electricidad, al incrementar la resistencia en línea la potencia (W) tiene que incrementar por mantener el voltaje de 7.2kV que requiere la sistema eléctrica. La resistencia que producen las enredaderas y árboles no se pueda calcular porque en la isla de Andros la tecnología requerida no fue disponible.

Debe ser implementado un programa de corte de árboles con un ciclo mensual, el cual requiere que el personal de distribución lleve a cabo inspecciones de pueblos y áreas pobladas para supervisar y controlar el crecimiento de árboles que afecten las líneas de distribución. En las áreas que no estén pobladas entre pueblos se pueden usar cargadores frontales para el derribo de árboles en las vías de las líneas de distribución.

- Autocerradores: Estos son dispositivos usados para proteger las parrillas eléctricas de fallas transitorias. Se observó en las estaciones Norte y Central Andros que existían dos Autocerradores instalados. Sus estatus operacionales eran desconocidos.



Figura II 3 Imagen de un autocerrador desconectado Norte Andros

Las fallas transitorias son normalmente causadas por rayos, animales haciendo contacto con conductores aéreos o conductores haciendo contacto entre ellos (Wikipedia, 2010). La instalación de autocerradores (como mínimo) en los alimentadores principales de las estaciones de energía reducirían la probabilidad de sobretensión en los alimentadores los cuales mellarían de retorno a las plantas eléctrica que se pude dañar los equipos de generación eléctrico y afectarían enteramente las parrillas.

- Pruebas de carga en la distribución de los transformadores: Una prueba de carga en la distribución de los transformadores se realiza para determinar lo siguiente:
 - La carga estimada del transformador y aumentos de temperatura.
 - Regulación de voltaje y eficiencia del transformador.

Las pérdidas internas generadas por un transformador en carga aparecen como calor (Rao, Sasidhara, & Vansudevan, 2010). El aislamiento de un transformador comienza cuando se introduce a temperaturas excesivas por mucho tiempo. Esto

disminuye la viscosidad del aceite y podría eventualmente causar que el transformador explote. En el presente no existe un programa de mantenimiento de los transformadores en las estaciones Central Andros y Norte destinado a atender las contradicciones planteados previamente. Crear un plan para conducir pruebas de carga y cambiar los transformadores que están sobrecargados (transformadores que están cargados por encima de un 80% más de su grado de carga continua) ayudaría a disminuir las pérdidas de distribución en el sistema. Esto puede también ayudar a disminuir el consumo de combustible de las unidades de generación disminuyendo las pérdidas totales en el sistema

- Alumbrado exterior: A pesar de que la corporación ya no absorbe más los costos asociados con el mantenimiento, conservación del alumbrado, aún existe la necesidad de crear un programa planificado de mantenimiento del alumbrado exterior. El alumbrado exterior usa un sensor fotovoltaico el cual controla la luz. Este sensor a menudo mal funciona pero las luces permanecen encendidas creando un gasto energético no necesario porque la luz mantiene incendio por el día. El alumbrado exterior en las estaciones Norte y Central Andros normalmente usa bombillos de 100W. Por esto cuando una luz exterior mal funciona y permanece encendida, esta consume 49.6 kW por mes (31 días). Si hubieran 10 luces exteriores que mal funcionen en la manera antes mencionada el consumo de energía asociado sería de 496 kW.

Contradicciones de seguridad observadas:

- Medios de protección personal: (Conforme a lo expresado en el Capítulo 2.2.1- La evaluación de la generación también aplica a esta área)

Programas de maniobras: Actualmente en las estaciones Norte Central Andros los programas de maniobras no son usados cuando se realizan tareas de distribución construcción o de mantenimiento. No existe personal de experiencia autorizado en las estaciones Norte y Central Andros para emitir permisos de trabajo o programas de maniobras. El manual corporativo “Seguridad para empleados” plantea que solo personal de experiencia autorizado puede abrir o cerrar un permiso de trabajo o conducir un programa de maniobras. Por ende permisos de trabajo no autorizados o conducir programas de maniobras podrían poner en riesgo al personal y al

equipamiento. Se requiere entrenamiento para los miembros del personal de distribución para adherirse a la política corporativa de seguridad en las maniobras.

Conclusiones Parciales

1. La isla Andros cuenta con tres sistemas de generación eléctrica no conectadas entre sí. Los sistemas de Norte y Central Andros tienen una capacidad instalada de generación de 9.08MW.
2. Los sistemas eléctricos de la isla Andros se basen en grupos electrógenos de alta velocidad y baja eficiencia (aproximadamente 35%). Ello contribuye a la baja rentabilidad del sistema.
3. El estado de explotación de las motores de combustión internas muestran que operan a capacidades inferiores al 75% de la capacidad nominal, lo cual contribuye a reducir el rendimiento del sistema.
4. Estudio técnico se realizo muestra no solo in eficiencia de generación pero de transmisión de la energía eléctrica producida de la planta hasta los consumidores.



Capítulo III



Capítulo III: Propuesta de modernización del sistema de suministro eléctrico Norte y Central contra la combinación de activos

3.1 – Activos de generación centralizada.

La centralización de los activos de generación de las estaciones Norte and Central Andros requiere la evaluación siguiente:

- Datos de pronósticos de carga para Norte y Central Andros para los próximos 5-10 años.
- Un plan de estación de energía propuesto.
- Especificación de claves de generación y equipos de transmisión para dirigir los requerimientos de carga.
- Selección de un sitio conveniente (con el menor impacto al ecosistema de la isla) para una nueva estación y área de transferencia de combustible.
- Apreciación de las necesidades de entrenamiento de la generación existente de miembros del personal.
- Modificación de la jerarquía administrativa existente y de la estructura del personal.

3.1.1 – Pronósticos de carga de las estaciones North y Central Andros.

Los datos de pronósticos de carga muestran cero cargas eléctricas proyectadas y crecimiento de energía en Norte y Central Andros para los próximos once años véase las siguientes Tablas III-1 y III-2.

Tabla III-1: Pronóstico de Norte de Andros (Strachan, 2010).

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carga historico	2,060	2,070	2,030	1,842												
Crecimiento de la carga historico		0%	-2%	-9%												
Carga previsto	2,090	2,083	2,076	2,069	2,063	2,056	2,049	2,042	2,035	2,028	2,021	2,014	2,007	2,001	1,994	1,987
Crecimiento del carga%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Carga superior	2,299	2,292	2,284	2,276	2,269	2,261	2,254	2,246	2,239	2,231	2,223	2,216	2,208	2,201	2,193	2,185
Carga inferior	1,881	1,875	1,869	1,863	1,856	1,850	1,844	1,838	1,832	1,825	1,819	1,813	1,807	1,800	1,794	1,788
Capacidad firme	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329	1,329
Deficiencia/Exceso	-731	-741	-701	-513	-734	-727	-720	-713	-706	-699	-693	-686	-679	-672	-665	-658
Unidades historico generado	10,281,541	10,743,710	8,828,912	8,377,069												
Crecimiento historico de la energia		4%	-18%	-5%												
Previsto de energia generado	10,281,541	10,247,631	10,213,721	10,179,811	10,145,901	10,111,991	10,078,082	10,044,172	10,010,262	9,976,352	9,942,442	9,908,532	9,874,622	9,840,712	9,806,802	9,772,892
Crecimiento de energia %		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidades superiores generado	11,309,695	11,272,394	11,235,093	11,197,792	11,160,491	11,123,191	11,085,890	11,048,589	11,011,288	10,973,987	10,936,686	10,899,385	10,862,084	10,824,783	10,787,482	10,750,182
Unidades inferiores generado	9,253,387	9,222,658	9,192,349	9,161,830	9,131,311	9,100,792	9,070,273	9,039,754	9,009,236	8,978,717	8,948,198	8,917,679	8,887,160	8,856,641	8,826,122	8,795,603
Variacion de carga previsto	1%	1%	2%	12%												

Tabla III-2: Pronóstico de Central Andros (Strachan, 2010)

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Carga histórico	1,550	1,630	1,600	1,500												
Crecimiento de la carga historico		5%	-2%	-6%												
Carga previsto	1,601	1,600	1,600	1,664	1,664	1,663	1,663	1,663	1,662	1,662	1,662	1,661	1,661	1,661	1,660	1,660
Crecimiento del carga%		0%	0%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Carga superior	1,761	1,761	1,760	1,831	1,830	1,830	1,829	1,829	1,829	1,828	1,828	1,827	1,827	1,827	1,826	1,826
Carga inferior	1,441	1,440	1,440	1,498	1,497	1,497	1,497	1,496	1,496	1,496	1,495	1,495	1,495	1,494	1,494	1,494
Capacidad firme	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
Deficiencia/Exceso	-830	-910	-880	-780	-944	-943	-943	-943	-942	-942	-942	-941	-941	-941	-940	-940
Unidades historico generado	7,586,303	7,403,486	7,279,181	6,981,600												
Crecimiento historico de la energia		-2%	-2%	-4%												
Previsto de energia generado	7,586,303	7,586,561	7,584,818	7,888,679	7,886,937	7,885,194	7,883,452	7,881,710	7,879,968	7,878,225	7,876,483	7,874,741	7,872,998	7,871,256	7,869,514	7,867,771
Crecimiento de energia %		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidades superiores generado	8,347,133	8,345,217	8,343,300	8,677,547	8,675,630	8,673,714	8,671,797	8,669,881	8,667,964	8,666,048	8,664,131	8,662,215	8,660,298	8,658,382	8,656,465	8,654,548
Unidades inferiores generado	6,829,473	6,827,905	6,826,337	7,099,811	7,098,243	7,096,675	7,095,107	7,093,539	7,091,971	7,090,403	7,088,835	7,087,267	7,085,698	7,084,130	7,082,562	7,080,994
Variación de carga previsto	3%	-2%	0%	11%												

El pronóstico de carga pronosticado promedio en Norte Andros es 2025 kW y en Central Andros 1662 kW para el período proyectado de 2010-2021; sin embargo la carga promedio anual proyectada en Norte Andros es 2227 kW and 1828 kW en Central Andros. La carga máxima combinada proyectada para Norte Andros Y Central Andros es 4055 kW; el diseño proyectado para estación de energía combinada no debe tener una capacidad mínima de menos de 5069 kW, lo cual es aproximadamente más 125% del pronóstico de carga máximo combinado. El pronóstico de carga mínimo combinado de Norte y Central Andros es 3318 kW. La selección de las unidades de generación para la estación combinada debe adecuadamente estar dirigida a la carga máxima proyectada así como a la carga mínima proyectada, mientras se mantenga el mínimo posible de reservas circundantes.

3.1.2 – Plan propuesto de estación de energía.

El plan propuesto de estación de energía para la combinada Norte and Central Andros⁹ incluye los elementos básicos diseñados incluidos en el plan de la Norte y la Central Andros, así como elementos de Eleuthera (Rock Sound) y planes de estación de energía de la Isla Abaco (Wilson City).

Los mejoramientos claves del plan de estación de energía combinada incluyen:

- Una locación para un sistema de bombas para incendios.
- Áreas locales para el almacenamiento de suministros de oficina, equipos de seguridad, pequeñas misceláneas de consumo, suministros para huracanes y otros renglones especiales.

⁹ Ver Anexo C para la propuesta de generación para la estación combinada.

- Un área de almacenamiento para renglones mayores de generación y distribución (transformadores de postes, postes bajo voltaje y alta voltaje, conductores bajo voltaje y alta voltaje y repuestos de generación.)
- Área de almacenamiento para aceites lubricantes.
- Una locación para áreas de talleres de mantenimiento.
- Una locación de parqueo para miembros del personal.

3.1.3 – Unidades propuestas de generación para la estación combinada.

El sub-capítulo 3.1.1 sugiere que las unidades de generación propuestas deben ser capaces de dirigir tanto la máxima como la mínima demanda de carga proyectada mientras las reservas circundantes sean mínimas. “La reserva circundante es la capacidad no usada la cual puede ser activada bajo la decisión del operador de sistema y esta es provista por los dispositivos que están sincronizados a la red y son capaces de afectar la energía activa” (Kirchen & Rebours, 2005). Una reserva circundante excesiva afecta negativamente el consumo de combustible así como las unidades de generación operan más eficientemente cuando están cargadas 75% y más.

Al seleccionar las unidades de generación propuestas para la estación combinada se consideró lo siguiente:

- El selección del equipos generadores quien mejora la eficiencia térmica total del la planta.
- A reducir la huella ecología y los efectos de gases invernadero por el producción del energía eléctrica en la isla.
- La carga máxima y mínima pronosticada por Norte y Central Andros.
- Perfiles de carga de unidades posibles consignados a varios requerimientos de carga mientras se mantiene una reserva circundante en un promedio de menos del 35% de la capacidad instalada de la unidad.
- Disponibilidad de las unidades de generación y facilidad de instalación e integración dentro de la infraestructura existente.
- Entrenamiento disponible y conocimiento base existente en la unidad de generación propuesta para miembros locales de Familia de la Isla.

- Provisión del 10-20% de la capacidad de generación instalada total como energía renovable (Dean, 2008). La apertura de la estación de generación de Wilson City, Abaco 48MW aliviará los requerimientos de carga de la estación Marsh Harbor y crea una oportunidad para que las unidades de generación existentes sean reasignadas a otras áreas estratégicas. Las unidades 5R, 6R, 2B Y 3B de diesel alterno en la estación de generación Marsh Harbor son las unidades generadoras más adecuadas para la estación de generación combinada propuesta véase Tabla III.1.

Tabla III-3: Datos de las unidades generadoras propuestas para la estación combinada

Unidad	Fabricante	Modelo	Pistones	RPM	Combustible	Voltaje (Kv)	Capacidad (MW)
DA 5R	EMD	20-645-E4	20	900	# 2 ADO	4.16	2.5
DA 6R	EMD	20-645-E4	20	900	# 2 ADO	4.16	2.5
DA 2B	EMD	16-567-E4	16	900	# 2 ADO	4.16	2.0
DA 3B	EMD	16-567-E4	16	900	# 2 ADO	4.16	2.0

Los generadores especificados para la estación de generación propuesta son motores diesel de velocidad media; la eficiencia térmica de los motores diesel de velocidad media generalmente fluctúa en un rango de 42-46% mientras que la eficiencia térmica en motores diesel de alta velocidad fluctúa en un rango de 29-40% véase Figura III-1.

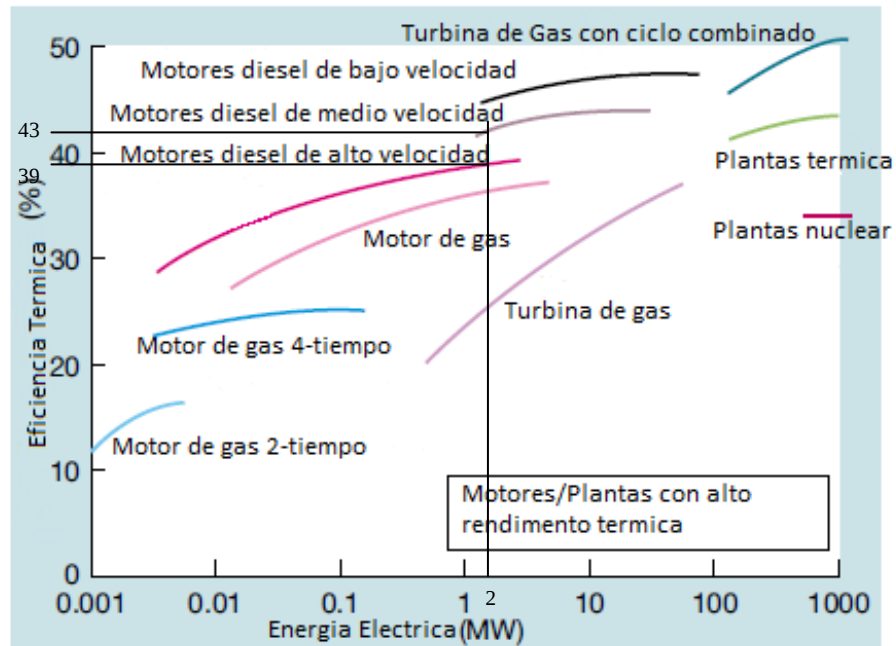


Figura III-1: Eficiencia Térmica de varios generadores eléctricos (Nakano, Numata, Sakaguchi, & Takaishi, 2008)

La Figura III-1 se refleja por 2MW de energía eléctrica producida con motores diesel de alto velocidad la eficiencia térmica es aproximadamente 39%. La Figura III-1 también refleja un motor diesel de velocidad media con lo mismo capacidad energético tiene una eficiencia térmica de aproximadamente 43%. El hecho de cambiar los equipos generadores de alto velocidad a velocidad medio produce un ahorro energético de 4%.

La eficiencia térmica mejorada esencialmente se traduce en un bajo consumo de combustible para producir la misma cantidad de energía eléctrica, también reduzca el nivel de gases invernadero en el sistema ecología de la isla.

Para seguir reduciendo las emisiones de dióxido de carbón, gases invernadero y el consumo de combustible requerido de la planta eléctrica; se prepone utilización de un fuente renovable para ayudar a minimizar la demanda de carga eléctrica generado por los motores diesel de velocidad media.

Las fuentes renovables plausibles para implementar en la isla son:

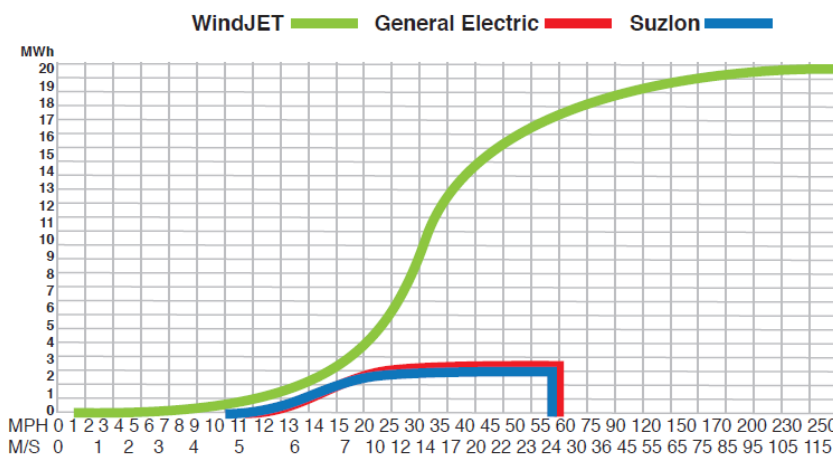
- Energía solar térmica
- Energía solar fotovoltaico
- Energía eólica

De las fuentes renovables plausible energía eólica es el más adecuado para Andros. Aunque Andros tiene una gran área, su sistema ecológico es muy frágil con más de 40% de la isla es mangles y aéreas protegida. La energía eólica se requiere menos espacio para producir lo mismo cantidad de energía eléctrica que se produce por los dos métodos del energía solar. El costo de producir energía eléctrica por energía solar es más costoso que energía eólica véase tablas I.3 – I.5 en Capítulo I muestran los precio para producir energía por varios fuentes energético en países extranjeros. El tiempo para reocupación de dinero invertido para realizar una planta eólica sea menos que una planta solar con la misma capacidad energética, es por esto bajo costo inicial de esto tecnología la energía eólica están desarrollado en los países quien son los líderes de la energía sostenible islas pequeño véase subcapítulo 1.2.1.

Existen varias tecnologías eólicas implementadas mundialmente por la producción de la energía eléctrica que se puede definir en dos grupos:

- Velocidades de vientos bajos
- Velocidades medios (el tecnología eólica tradicional)

Veas el grafico III-1 el comparación de la tecnología WindJET con los equipo eólicas utilizando tecnología tradicional.



Grafica III-1 comparación generalizado de WindJET con tecnología tradicional¹⁰

Se muestra en la grafica III-1, grafico generalizado para comparar diferentes productores y tipos de maquinas eólicas que la tecnología WindJet se puede operar en un rango más amplio que los equipos eólicas basado en la tecnología tradicional.

¹⁰ Información fue tomado de (WindJet, 2010)

El selección de maquina eólica más adecuado producción de energía eléctrica en las isla de Andros se tomo algunas análisis eólicas discutido de Holder en su disertación del tesis (Holder, A study into the feasibility of using renewable energy systems deployed with VSD HVDC technology to meet the Bahamas Electricity Corporation's projected 2018 electrical demand, 2008) el se analicé el efectividad de viento en el isla de Andros para producir energía eléctrica el siguiente tablas son tomado del su estudio del viento en la isla.

Tabla III-4: Tabla de las velocidades de viento encima la terrea por periodo del tiempo (2008)

Monthly Averaged Percent Of Time The Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth Is Within The Indicated Range (%)													
Lat 26 Lon -78	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
0 - 2 m/s	8	7	8	11	12	13	16	21	18	14	7	9	12
3 - 6 m/s	44	47	44	53	56	73	71	69	63	47	44	49	55
7 - 10 m/s	38	39	38	30	31	15	12	9	16	32	40	35	28
11 - 14 m/s	10	7	9	5	1	0	0	1	3	7	9	6	5
15 - 18 m/s	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 - 25 m/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

De las datos de la tabla se puede determinar que el velocidad de viento oscila entre 0-14m/s. Pero se mantenga el velocidad 55% del ano en el rango del 3-6m/s.

Tabla III-5: Tabla de las velocidades promedio de los últimos 10 años (1998-2008)

Monthly Averaged Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth (m/s)													
Lat 26 Lon -78	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	6.55	6.49	6.53	5.66	5.32	4.55	4.34	4.12	4.66	5.77	6.56	6.14	5.55

Se nota que el promedio de los últimos 10 años es 5.55m/s, con esto se puede generar la turbina eólica de WindJET 1MW los turbina eólica tradicionales por esto velocidad medio se produce 0.5 MW. También se puede notar 58% de los velocidades listado en tabla son velocidades encima de 5.5m/s.

Las turbinas WindJET requieren una velocidad efectiva de aproximadamente 0.5m/s para tener capacidades de generación. En la tabla III.-6 se muestran datos técnicos y económicos de este tipo de maquinas.

Tabla III-6: Información general de turbina eólica WindJet

Turbina eólica WindJet	
Capacidad máxima un unidad	20 MW
Dimensiones	Altura: 125pies Diámetro: 100 pies Peso: 15 Toneladas
Alas	5,760 alas cada turbina
Velocidad efectiva	0.5 hasta 115 m/s
Costo	\$1,000,000/MW
Tiempo de entrega	6 a 8 meses
Mantenimiento	Cojinete de Scaled cada 20anos

La turbina WindJet se puede producir electricidad con relativamente bajas velocidades de energía eólica comparado a los equipos eólicos convencionales indicado en la gráfica III.-1. Usando los datos de velocidades eólicas en las tablas III-4 y III-5 se reconocen las velocidades más probables por el régimen del trabajo de la turbina eólica instalada en la isla Andros. Se selecciona la turbina eólica WindJet para la instalación de la planta combinada por su habilidad a producir energía eléctrica con bajo energía eólica.

La capacidad instalada total de la planta combinada propuesta es 11 MW. La capacidad instalada actual de Norte y Central Andros es 9.08 MW. Se considera que el 1.92 MW o el incremento del 18% es validado por el crecimiento de carga pronosticado hasta el 2021.

3.1.4 – Cálculos preliminares de almacenamiento de combustible y diseño de transmisión eléctrica de la estación.

3.1.4a – Especificaciones para el almacenamiento de combustible.

El alcance del diseño del proyecto abarca la recepción de combustible y la exportación de energía eléctrica a la rejilla de distribución de la isla. ¹¹La carga máxima anual combinada pronosticada para Norte y Central Andros es 4.055 MW; debido a esto, el consumo estimado de combustible para generadores de 2 MW cumplirá con la capacidad mínima de almacenamiento de la estación combinada.

3.1.4a.1 – Cálculos capacidades mínimas de almacenamiento de combustible

El cálculo de los volúmenes mínimos de combustible para la estación de energía son los siguientes:

Datos técnicos

Capacidad de la unidad: 2MW

Estimado de carga por sobre las 24 horas (nota datos tomados del consumo medio diario de los logaritmos de carga de Norte y Central Andros para el período 5/5/09-5/6/10)

½ carga: 12 hrs.

¾ carga: 8 hrs.

Carga completa: 4 hrs.

Consumo de carga estimado para un generador diesel 2 MW (Diesel service and supply, 2010)

Carga Completa: 141.9 gal/hr.

½ carga: 103.5 gal/hr.

¾ carga: 72.2 gal/hr

Cantidad completa (FQ)= consumo de combustible (gal/hr) x horas estimadas ec3

aplicando ec.3:

FQ full load =141.9gal/hr x 4hrs = 567.6 gals ec.4

FQ3/4 carga =103.5 gal/hr x 8 hrs = 828 gals ec.5

FQ1/4 carga = 72.2 gal/hr x 12 hrs = 866.4 gals ec.6

Consumo diario = FQ carga completa + FQ ½ carga + FQ ¾ carga ec.7

¹¹ Ver anexos C para los esquemas de líneas de tuberías y esquemas eléctricos.

Aplicando ec. 7:

$$\text{Consumo diario} = 567.6 \text{ gals} + 866.4 \text{ gals} = 2262 \text{ gals} \quad \text{ec.8}$$

$$\text{Consumo mensual (MC)} = \text{Consumo diario} \times 31 \text{ días} \quad \text{ec.9}$$

$$\text{MC} = 2262 \text{ gals} \times 31 \text{ días} \times 2 \text{ unidades} = 140,244 \text{ gals por mes} \quad \text{ec.10}$$

$$\text{Volumen de reserva combustible sugerido} = \text{MC} + 10\% \text{MC} + 1500 \text{ gals} = 155,766 \text{ gals} \quad \text{ec.11}$$

Cuentas de 1500 gals para el consumo de combustible de vehículos de distribución y 10 % de cuentas MC para volúmenes mínimos requeridos para tanques mayores.

La estación debe tener dos tanques mayores y un tanque diario con los siguientes volúmenes:

- Tanque de almacenamiento A: 66,201.57 gals
- Tanque de almacenamiento B: 66,201.57 gals
- Tanque diario: 23,365.26 gals

También el muro de contención de los tanques de almacenamiento debe estar diseñado para contener un mínimo del 110 % del volumen de cada tanque de almacenamiento. Los muros deben ser también homogéneos sin orificios en las paredes, deben hacerse múltiples áreas de orificios para permitir el drenaje apropiado a través de las paredes. Todas las tuberías necesarias para las líneas de combustible u otros accesorios deben ser montados en la superficie y anclados a la pared, las superficies montadas o ancladas son para penetrar las paredes interiores y exteriores.

3.1.4b – Diseño de generación eléctrica.

El criterio de capacidad de generación firme usado en la corporación es n-2 ec. 12 (donde n es la capacidad total de carga instalada y 2 representa las dos unidades de generación más grandes). La capacidad firme diseñada sería 6MW. Por esto, se sugiere que se instale un transformador simple de 3 fases 10MA 4.16/33Kv, 60 Hz de cobre (ONAN) para dirigir la exportación de energía eléctrica a la parrilla de distribución.

Para crear redundancia, confiabilidad garantizada al consumidor y cumplir el criterio de capacidad firme de transmisión el cual es n-1 ec 12 (donde n es la capacidad instalada total y 1 es uno de los transformadores más grandes), un transformador adicional de 10 MV A 4.16/33Kv debe ser instalado, pero de energizado izquierdo.

Se requieren tres interruptores Schneider CBGS-O aislados de gas, con recubrimiento metálico insertados en la subestación de 33 kV para la distribución de energía a los tres alimentadores como se observa en el anexo C

3.1.4b.1 – Cálculo de los amperajes mínimos para la conexión de los alternadores.

Para medir los cables requeridos para conectar las unidades de generación a las barras de generación se sigue lo siguiente:

Datos Técnicos:

Generadores

1. 2,500,000 W
2. 2,000,000 W
3. 1,000,000 W

Factor de carga: 0.8

Voltaje del sistema: 4160 V

$$P = \sqrt{3}VI \cos \varphi \quad \text{ec.13}$$

Donde

P: Potencia

V: Voltaje

I: Corriente

$\cos\varphi$: factor de potencia

usando eq.13 y resolviendo para I

$$I = P / \sqrt{3}V \cos\varphi = P / \sqrt{3}V(PF) \quad \text{ec.14}$$

Aplicando eq. 14 para calcular la corriente producida por la unidad de carga completa 2MW

$$I = 2000000W / (\sqrt{3} \times 4160V \times (0.80)) = 346.965 \text{ Amps} \quad \text{ec.15}$$

Aplicando eq.11 para calcular la corriente producida por la unidad de carga completa 2.5MW

$$I = 2500000W / (\sqrt{3} \times 4160V \times (0.8)) = 433.707 \text{ Amps} \quad \text{ec.16}$$

Aplicando eq.11 para calcular la corriente producida por la unidad de carga completa 1MW

$$I = 1000000W / (\sqrt{3} \times 4160 \times (0.8)) = 173.483 \text{ Amps} \quad \text{ec.17}$$

Los cables instalados para los ciclos de deberes continuos y no deben ser cargados a más de 80% de su capacidad. Por esto los valores calculados para los cables anteriores deben ser sobre evaluados por un 20 % de los amperajes mínimos sugeridos para los alternadores a las barras conductoras que son los siguientes.

Tabla III-3: Amperajes mínimos sugeridos para el alternador a los conductores de barra

Unidad.	Amperaje mín. del cable.
2.0 MW	416.358 Amps
2.5 MW	520.448 Amps
1.0 MW	216.854 Amps

Los cables seleccionados deben ser de núcleo simple de cobre conductor XLPE aislado de enfundado de PVC de 5.8 kV cable redondo armado A2XwaY con las siguientes dimensiones:

Tabla III-4: Datos de los cables sugeridos para el alternador a los barras de generación¹².

Unidad	Amperaje (Amps)	Diámetro cable (mm)	Grado Amperaje	Costo estimado (BSD\$ per Km)
1.0 MW	216.864	23.1	235	16,565.30
2.0 MW	416.358	33.0	505	23,707.40
2.5 MW	520.448	37.8	630	34,239.30
			Costo total	74,512.00

Los parámetros mínimos sugeridos son de la forma siguiente:

Tipo de servicio: Interior.

Grado mínimo de voltaje: 4.16 kV

Grado de frecuencia: 60 Hz

Grado de amperaje en 4.16 kV: 2289.97 Amp

Grado de potencia continua: 11MW

3.1.4b.2 – Cálculo del amperaje mínimo para la conexión al transformador primario.

Los parámetros mínimos sugeridos para los conductores para conectar las barras a los transformadores son los siguientes:

Potencia: 10MW

Voltaje: 4.16 kV

Factor de potencia: 0.8

¹² Datos de costo estimado (Havellis, 2010)datos técnicos (Havellis, 2010)

Usando ec.14

$$I = 10000000 / (\sqrt{3} \times 4160 \times 0.8) = 1734.827 \text{ Amp} \quad \text{ec.18}$$

$$I = 1734.827 \text{ Amp} + 120\% = 2081.792 \text{ Amp} \quad \text{ec.19}$$

Son usados cuatro conductores 520.45 Amp del mismo tipo y tamaño por fase en lugar de un conductor simple 2081.792 Amp, usar conductores más pequeños facilita la instalación del conductor a la cara primaria del transformador.

Los cables seleccionados deben ser de núcleo simple de cobre conductor XLPE aislado de enfundado de PVC de 5.8 kV cable redondo armado A2XwaY con las siguientes dimensiones:

Tabla III-5: Datos de los cables sugeridos de las barras al primario.

Amperaje (Amp)	Diámetro cable (mm)	Grado Amperaje	Costo Estimado (BSD por Km)
520.45	37.8	630	34,239.30

Los parámetros mínimos sugeridos para los conductores para conectar el transformador a la subestación de 33 kV son los siguientes:

Potencia: 10MW

Voltaje: 33kV

Factor de potencia: 0.8

Usando eq.14

$$I = 10000000 / (\sqrt{3} \times 33000 \times 0.8) = 324.04 \text{ Amp} \quad \text{ec.20}$$

$$I = 328.04 \text{ Amps} + 120\% = 262.432 \text{ Amp} \quad \text{ec.21}$$

Los cables seleccionados deben ser de núcleo simple de aluminio conductor XLPE aislado de enfundado de PVC de 33kV armado A2XwaY con las siguientes dimensiones.

Tabla III-6: Datos sugeridos para conectar las barras al transformador primario

Amperaje (Amp)	Diámetro cable (mm)	Grado Amperaje	Costo Estimado (BSD por Km)
262.432	35.8	275	39,164.1

Norte y Central Andros tienen un muy diverso eco-sistema así como los depósitos más grandes de agua limpia de toda Bahamas. La selección del sitio para una estación de energía

requiere la consideración de recursos medioambientales así como del área más práctica para alojar combustibles alejada de asentamientos poblacionales. Los datos de del Proyecto para la Conservación de la Naturaleza IWCAM fueron usados para identificar una locación en Mastic Point, North Andros es la mejor locación posible para una estación de energía. El sitio tiene una bahía protectora donde una embarcación para el transporte de combustibles podría seguramente atracar, lo cual reduce la posibilidad de derrames de combustibles¹³. Véanse la Figura III-2 el mapa del sitio propuesto por la planta combinado.

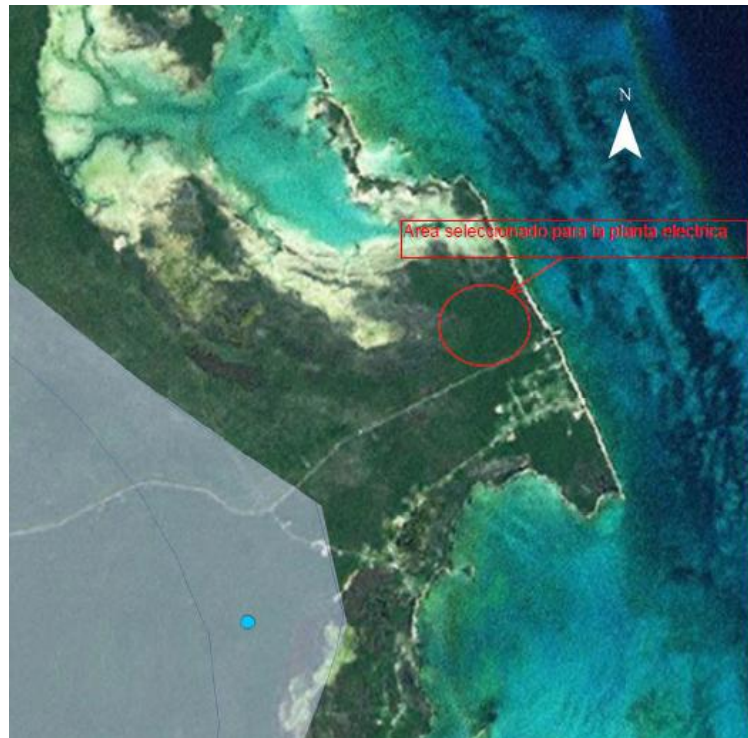


Figura III-2: El sitio propuesto por la planta combinado

3.1.5 – Apreciación de las necesidades de entrenamiento de las miembros del personal de la plantas eléctrica

Con la combinación de las estaciones North y Center Andros, surgirá la necesidad de entrenamiento adicional del personal operativo. El entrenamiento que van a necesitar los miembros del personal son:

- Entrenamiento Energético
- Entrenamiento Laboral

¹³ Ver anexos D para las fotos del área.

Entrenamiento Energético

Entrenamiento Energético trata de enfrentar necesidades del obrero a entender cómo aplicarse el uso más eficiente de la energía en sus áreas de trabajo. Es necesario que los miembros del personal se entrenen en el uso eficiente de la energía para asegurar la planta eléctrica se generar energía eléctrica con el efecto ecológica mas minino posible. Implantando una sistema de monitorio y control energético por los portadores energético que existen en la planta combinada se ayuda los miembros a control los gastos energéticos y monitor la eficiencia de la planta.

Entrenamiento Laboral

Las unidades específicas de generación Electro Motive Diesel (EMD) para la nueva planta y sus auxiliares serán necesarias para asegurar la operación efectiva de la estación. Los siguientes entrenamientos deben ser llevados a cabo antes de que la estación se haga operacional:

- Entrenamiento en protección contra incendios.
- Orientación segura para los nuevos dispositivos de las plantas.
- Entrenamiento de operación para los generadores EMD, interruptores y equipamiento de transformadores.
- Entrenamiento básico en el mantenimiento de generadores EMD.

3.2 – Mejoramiento de la infraestructura de generación existente

El mejoramiento de la infraestructura de generación existente requeriría dirigirse a los siguientes renglones.

- Bomba contra incendio y sistema de protección. (Norte y Central Andros)
- Instalación de sistemas de grúas aéreas en la estación. (Norte y Central Andros)
- Instalación de interruptores para los alimentadores principales (Norte y Central Andros)
- Reconstrucción de los muros de contención de combustible en las áreas de almacenamiento. (Norte y Central Andros)
- Luces de emergencia para el área del generador y áreas de oficina. (Norte y Central Andros)
- Instalación de esteras soterradas en las locaciones donde los interruptores de rompimiento de aire están instalados (Norte y Central Andros)¹⁴
- Instalación de un sistema de radio para facilitar la comunicación del personal mientras se restaura el servicio a los consumidores o se combinan esfuerzos en tareas del trabajo. (Norte y Central Andros)
- Instalación de CCTV para ayudar al monitoreo y seguridad de las áreas generales de la estación de energía. (Norte y Central Andros)
- Reparación de los metros de flujo de combustible en la estación. (Norte y Central Andros)

Los mayores beneficios en la combinación de Norte y Central Andros son:

- El mejoramiento de la eficiencia de la planta eléctrica que reduce el consumo de combustible para producir la misma cantidad de energía eléctrica y incrementar la rentabilidad de producir energía eléctrica en la isla.
- Mejoras en el cumplimiento del personal y en la organización las cuales acomodaran dos operadores por turno, reduciendo los tiempos extras requeridos cuando los miembros del personal toman vacaciones.

¹⁴ Una estera soterrada es una malla de materiales conductivos instalada en lugares donde una persona se sitúa para operar un interruptor, esta está anclada a la estructura metálica y a la manija del interruptor por lo tanto el operador no estará expuesto a un alto voltaje diferencial debido a una falla en la subestación. (Wikipedia, 2010)

- Manejo simplificado de los recursos de la corporación.
- Mejoras en la confiabilidad de generación a la comunidad.
- Planeamiento simplificado e implementación de las tareas y deberes de mantenimiento.
- Duplicación reducida de esfuerzos.
- Reducción de los costos operacionales que están asociados al manejo de dos estaciones independientes donde una estación combinada bastaría.

Conclusiones Parciales

1. El modernización del sistema eléctrico de la isla se requiere el cambio de las existes motores de combustión de alta velocidad a velocidad media, esto cambio se refleja una incremento de eficiencia en el orden de 4% y produzca otros benéficos como:
 - a. el reducción los emisiones de dióxido de carbono
 - b. el consumo de combustible de la planta se reduce
 - c. el impacto medio ambiental se reduce en la isla y huella ecológica de la isla se disminuye
 - d. se incrementa la rentabilidad de la planta eléctrica en la isla de Andros
2. Se reduzca los despachos de combustible requerido de la isla por su incremento de eficiencia, los tanques de almacenamiento de combustible alcance mas día suministrando la planta eléctrica. Esto se reduzca el gasto relacionado a la transportación del combustible a la isla.
3. El primer paso en energía renovable en la isla es la instalación de las turbinas eólicas WindJET de 1MW cada una. La WindJET se incrementa la fiabilidad del sistema de generación de la electricidad y disminuye el consumo de combustible fósiles.



Capítulo VI



Capítulo IV: Evaluación del impacto económico ambiental de sistema

4.1 – Análisis la huella ecológica de la isla

La huella ecológica es un indicador del impacto ambiental generado por la demanda humana que se hace de los recursos existentes en los ecosistemas del planeta relacionándola con la capacidad ecológica de la Tierra de regenerar sus recursos. (Wikipedia, 2011)

La huella ecológica representa la relación entre los recursos medio ambiental que el ser humano consume para mitigar los desechos creados de la humanidad. Analizando la huella ecológica con respecto a las plantas eléctricas se puede tomar el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) desecho de la planta. El recurso medio ambiental será la cantidad de arboles requerido para absorber las dióxido de carbono equivalente.

La isla Andros ecológicamente es muy importante al país por las siguientes razones:

- La isla tiene la reserva de agua potable más grande del país
- El ecosistema de la isla es el más diverso del país con mas que 225 especies de aves
- Andros tiene el tercer arrecife más grande del mundo que mantenga una diverso ecosistema marítimo
- Andros tiene la colección de agujeros azules más grande del mundo

Existen especies de aves que son en especie en vías de extinción como el Bahama Oriole, Bahama Yellowthroat, Bahama Woodstar, Bahama Swallow, West Indian Whistling Duck y Key West Quail Dove que se encuentran solamente en Andros. Conservación de los recursos medio ambientales de la isla es de grande importancia nacional; cualquier desarrollo en la isla tiene que tomar en cuenta los efectos medio ambientales.

4.1.1 – El cálculo de la huella ecológica energético de la isla

La ecuación general para calcular la huella ecológica es la siguiente:

$$EF = \frac{P}{Y_N} \times EQF \times YF \quad \text{ec.22}$$

Donde

EF = la huella ecológica (gha)

P = desechos creado (kg)

Y_N = producción media nacional (de poder de absorción de CO_2) (kg/ha)

EQF = factor de equivalencia (gha/ha)

YF = factor de producción

El ecuación del huella ecológica energético es igual a la general ecuación 22 pero se toma en cuenta P es igual a P_E los desechos creados por el consumo de combustible las plantas eléctrica nada más.

Para calcular los desechos creado por la generación de energía eléctrica:

Datos:

- Energía eléctrica generada en Central Andros en (2007): 7,403,486 kWh¹⁵
- Energía eléctrica generada en Norte Andros en (2007): 10,743,710 kWh¹⁶
- Factor de emisión por energía eléctrica producida: 0.4893 $\text{CO}_2\text{e/kWh}$ ¹⁷
- El secuestro de árboles tropicales de CO_2 por hectárea: 3330 kg $\text{CO}_2\text{e/ha}$ ¹⁸

Para calcular P_E los desechos creados por el consumo de combustible las plantas eléctrica (kg) se aplica la siguiente:

$$P_E = \text{Factor de emisión por energía eléctrica producida} \times \text{Energía eléctrica generada} \quad \text{ec.23}$$

Sustituyendo,

$$P_E = 0.4893 \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{kWh}} \times (7,403,486\text{kWh} + 10,743,710\text{kWh}) = 8,879,423.0028 \text{ kg CO}_2\text{e}$$

ec.24

Para calcular Y_N la producción media nacional (kg/ha) se aplica la siguiente:

¹⁵ Dato tomado de los datos histórico energético de la planta energético del Central Andros Tabla III-2

¹⁶ Dato tomado de los datos histórico energético de la planta energético del Andros de Norte Tabla III-1

¹⁷ Dato tomado de (Emissionfactors, 2011)

¹⁸ Dato tomado de (Ciesin, 2011)

Y_N = El secuestro de árboles tropicales de CO₂ x área de bosque disponible por el secuestración de CO₂ ec.25

$$Y_N = 3,330 \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{ha}} \times (343,123.2\text{ha}) = 1,142,600,256 \text{ kg CO}_2\text{e} \quad \text{ec.26}$$

Aplicando ec.22

$$EF_E = \frac{P_E}{Y_N} \times EQF \times YF \quad \text{ec.27}$$

$$P_E = 8,879,423.0028 \text{ kg CO}_2\text{e}$$

$$Y_N = 1,142,600,256 \text{ kg CO}_2\text{e}$$

$$EQF = 1.26 \text{ gha/ha}^{19}$$

$$YF = 1$$

Sustituyendo,

$$EF_E = \frac{8,879,423.0028 \text{ kg CO}_2\text{e}}{1,142,600,256 \text{ kg CO}_2\text{e}} \times 1.26 \frac{\text{gha}}{\text{ha}} \times 1 = 0.00979 \frac{\text{gha}}{\text{ha}} \quad \text{ec.28}$$

El huella ecología energética del Norte y Central de Andros es 0.00979 gha/ha esto refleja el poder de la sistema ecológico de la isla a absorber los contaminantes asociados con el producción del energía eléctrica en la isla. El más grande el valor de la huella ecológico más grande el nivel de contaminación tiene sistema ecológico.

Sí la modernizaron de la sistema eléctrico del Andros se logra a reducir la dependencia del consumo energético por motores diesel según el 58% disponibilidad de vientos eólica encima de 5.5m/s anual extrapolado de la tabla III-5. Los kWh producido por energía eólica usando la tecnología WindJET será calculado como:

$$\text{Capacidad eólica a 5.5 m/s} = 2000\text{kW}$$

Disponibilidad anual del turbina eólica a 5.5 m/s = horas en un año x % disponibilidad de vientos eólica encima de 5.5m/s

$$D_{eolica} = 8544\text{hrs} \times 0.58 = 4984\text{hrs} \quad \text{ec.29}$$

Energía eólica estimada al año será:

$$E_{eolica \text{ est.}} = 4984\text{hrs} \times 2000\text{kWh} = 9,968,000\text{kWh} \quad \text{ec.30}$$

La reducción de energía eléctrica producida por combustibles fósiles será:

$$R_{energia} = 18,147,196 \text{ kWh} - 9,968,000\text{kWh} = 8,179,196 \text{ kWh} \quad \text{ec.31}$$

¹⁹ Dato tomado de (Ewing, Moore, Goldfinger, Oursler, Reed, & Wackernagel, 2010)

La propuesta de los turbina eólicas WindJET se realizo una reducción de energía producida por combustibles fósiles un 55%

Con esto valor de reducción se puede calcular la huella ecología con la planta propuesta trabajando.

Aplicando ecuación 24

$$P_{E_c} = 0.4893 \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{kWh}} \times (8,179,196 \text{ kWh}) = 4,002,080.60 \text{ kg CO}_2\text{e} \quad \text{ec.32}$$

$$EF_{E_c} = \frac{4,002,080.60 \text{ kg CO}_2\text{e}}{1,142,600,256 \text{ kg CO}_2\text{e}} \times 1.26 \frac{\text{gha}}{\text{ha}} \times 1 = 0.00441 \frac{\text{gha}}{\text{ha}} \quad \text{ec.33}$$

4.2 – El cálculo del costo económico de las emisiones de la planta eléctrica de la isla

En las Bahamas no hay una sistema de gobernó que regula la emisiones de plantas industrias o eléctricas; pero hay un movimiento global hace valorando y evaluar los efectos medio ambientales del dióxido de carbón y proponiendo un valor monetario. Esto movimiento surgió para reducir los gases invernaderos, creando una impuesto donde impresas pagan por el nivel de carbono producido al año. El Unión Europeo, Dinamarca, Canadá, China, India, Corea y Estados Unidos ya utilizó este impuesto de carbono para reducir el impacto ecológico que produce los gases invernaderos; países en fase de desarrollo de su propio impuesto de carbono son Australia, Reino Unido y Sur. El promedio del impuesto es 20 \$/tonelada de CO₂ (Forbes, 2009).

Usando los valores calculado de dióxido de carbono en ecuación 24 y 32 la evaluación es el siguiente:

$$P_E = 0.4893 \frac{\text{kg CO}_{2e}}{\text{kWh}} \times (7,403,486 \text{kWh} + 10,743,710 \text{kWh}) = 8,879,423.0028 \text{ kg CO}_{2e}$$

ec.24

$$P_{E_c} = 0.4893 \frac{\text{kg CO}_{2e}}{\text{kWh}} \times (8,179,196 \text{ kWh}) = 4,002,080.60 \text{ kg CO}_{2e}$$

ec.32

$$\text{Impuesto de carbono} = \text{Costo per tonelada de CO}_2 \times \text{Cantidad de CO}_2 \text{ producido}$$

ec.34

$$\text{Impuesto de carbono de las plantas existentes} = 20 \text{ \$/tonelada de CO}_{2e} \times 8879.423 \text{ tonelada de CO}_{2e} = 177,468.46 \text{ BSD}$$

ec.35

$$\text{Impuesto de carbono de las planta combinado} = 20 \text{ \$/tonelada de CO}_{2e} \times 4002.08 \text{ tonelada de CO}_{2e} = 80,041.60 \text{ BSD}$$

ec.36

Conclusiones Parciales

1. La isla Andros es ecológicamente más diverso y delicado, que cual quiere otra isla de las islas de Bahamas; esto es en grande parte a los especies de aves en vías de extinción que vienen en la isla. Por esto es muy importante a minimizar los impactos medio ambientales innecesarios al sistema ecológico de la isla.
2. La instalación de los motores de combustión velocidad medio y equipos de generación eólica se provoca una reducción de las emisiones de dióxido de carbón, el impacto de gases invernadero y la huella eólica energético de la isla.
3. La propuesta de instale el sistema de generación combinada en la isla de Andros crea una reducción de dióxido de carbón que se traduce en un ahorro económico de \$97,426.86 BSD al año por el efecto de impuesto de carbón.
4. Se reduce la necesidad de producir energía eléctrica por combustibles fósiles un 55% anual con el sistema propuesta por la isla Andros.



Capítulo V



Capítulo V: Evaluación del impacto económico de la planta combinado

5 1– Costo proyectado de la estación de energía combinada.

El costo estimado de una estación de energía eléctrica puede ser fijado por la capacidad de carga proyectada; se acepta que \$2000 por kW (Hudson, 2010) es asumido como un costo razonable para la estación de energía propuesta. El costo presupuestario proyectado para construir la estación de 11MW propuesta es aproximadamente de \$ 22,000,000 BSD.

El costo estimado de los edificios de la estación de energía propuesta, usando planchas de prefabricado del sistema Butler Built es el siguiente:

Tabla V.1: Costo estimado de construcción por sistema Butler Built.²⁰

Edificio	Área aproximada (pie²)	Costo estimado (\$BSD)
Estación de energía	3000	150,000
Almacenes	2000	100,000
Taller	1200	60,000
Oficinas	1000	50,000
Cuarto de bomba	100	5,000
Subestación de 33kV	400	20,000
	Total ²¹	385,000

²⁰ Valores estimados de \$50 por sqft(precio verbal de Jack Highland Industries 24/6/10) El tiempo estimado es mínimo 10 semanas.

²¹ Este total no incluye el costo del concreto para los cimientos así como tampoco incluye el costo de las instalaciones eléctricas o de plomería.

Tabla V.2: Costo proyectado de los renglones de la estación eléctrica.

Renglón	Costo proyectado (\$BSD)
Estructura civil	385,000.00
Conductores eléctricos	147,915.40
Transformadores 2 x 10 MVA ²²	497,985.20
50 acres en Mastic Point para estación ²³	1,000,000.00
Reubicación del unidades del a Andros y instalación	2,000,000.00
Instalación del tanques de combustible y su auxiliares	1,500,000.00
Instalación de la turbina eólicas y auxiliares	3,000,000.00
Subtotal	8,530,900.60
Anomalías (30% subtotal)	2,559,270.18
Total	11,090,170.78

²² El precio del transformador 15MVA fue obtenido de datos de (Smith I. , 2010).

²³ El valor de la propiedad fue estimado por el promedio local por acre de \$20,000 en Mastic Point.

5.2 – Presupuesto de operación para la estación de energía combinada

Un presupuesto de operación contiene estimados del valor total de recursos requeridos para llevar a cabo la operación de la nueva planta (Wikipedia, 2011). El presupuesto de operación para la estación de energía combinada es el siguiente:

Tabla V.3a: Presupuesto de operación proyectado para la estación propuesta.

Presupuesto	Sub-grupos	Códigos de alocación²⁴	Costo Estimado (BSD)
Salarios ²⁵	Mantenimiento Eléctrico	XXXX-2001	33,537.93
	Mantenimiento Mecánico	XXXX-2001	124,873.62
	Operaciones	XXXX-2001	277,895.04
Combustible y lubricante ²⁶	Combustible(generación)	XXXX-1001	1,266,073.60
	Combustible(vehículo)	XXXX-1085	10,904.00
	Aceite lubricante	XXXX-1002	110,693.38
Mantenimiento y reparación ²⁷	Repuestos	XXXX-1065	120,000.00
	Mantenimiento y reparación	XXXX-1086	145,000.00
	Químicos	XXXX-1004	10,000.00
Sobre tiempo ²⁸	O/T Regular	XXXX-2005	79,099.09
	O/T Emergencia	XXXX-2006	39,549.56

²⁴ El Norte y Central Andros no tienen un código de asignación combinando. Si las estaciones fueran combinado tendrán que crear un código de asignación por ella.

²⁵ Datos de los salarios fue recolectado desde el Acuerdo Industrial entre el Bahamas Electricity Corporation y Bahamas Electrical Workers Union 1^{er} Mayo 2007 hasta 30^{ta} Abril 2012

²⁶ Datos de combustible y lubricante fue recolectado desde (Osorio, 2010) y (Nakano, Numata, Sakaguchi, & Takaishi, 2008)

²⁷ Datos estimada

²⁸ Datos recolectado de la cuenta general de gastos BEC Norte and Central Andros

Tabla V 3b: Presupuesto operacional proyectado para la estación propuesta

Presupuesto	Sub-grupos	Códigos De locación	Costo Estimado (BSD)
Pago Misceláneas ²⁷	Feridos	XXXX-2002	25,769.00
	Vacaciones	XXXX-2003	101,378.11
	Enfermedad	XXXX-2004	29,583.32
Artículo los Misceláneas ²⁶	Licencias	XXXX-2012	1,500.00
	Suministro de té Agua embotellada	XXXX-1019	400.00
	Suministros de Limpieza.	XXXX-1036	350.00
Total			2,376,606.65

5.3 – Estimación del tiempo para recuperar el capital invertido al proyecto

Para estimar el tiempo para recuperar el capital invertido hay que tomar en cuenta la siguiente:

- El costo anual de energía eléctrica producido
- Los gastos relacionado con el operación de la planta combinado anual

Costo residencial por kWh = 0.12 BSD

Costo comercial por kWh = 0.15 BSD

Cantidad de Energía producido al año = 14,517,756.8 kWh

Estimación del costo anual de la electricidad producido

E_A = Cantidad de Energía producido al año = 14,517,756.8 kWh – Perdida en las líneas (30%)

$$E_A = 14,517,756.8 \text{ kWh} - 30\% = 10,162,429.76 \text{ kWh} \quad \text{ec.38}$$

Se asume 80% electricidad consumido es residencial

Valor de la energía eléctrica producida residencial = Costo residencial por kWh x Cantidad de Energía producido al año.

$$V_R = 0.1195 \frac{\$BSD}{kWh} \times (10,162,429.76 \text{ kWh} \times 0.8) = \$971,528.29 \text{ BSD} \quad \text{ec.39}$$

Valor de la energía eléctrica producida comercial = Costo residencial por kWh x Cantidad de Energía producido al año

$$V_C = 0.15 \frac{\$BSD}{kWh} \times (10,162,429.76 \text{ kWh} \times 0.2) = \$304,872.89 \text{ BSD} \quad \text{ec.40}$$

$$\text{Valor de la energía eléctrica producida anual} = V_C + V_R = V_T \quad \text{ec.41}$$

$$V_T = \$304,872.89 \text{ BSD} + \$971,528.29 \text{ BSD} = \$1,276,401.18 \text{ BSD} \quad \text{ec.42}$$

Costo operaciones anual estimado = \$2,376,606.65 BSD

Costo estimado por la planta combinada = \$11,090,170.78 BSD

$$\text{Años para recuperar el dinero invertido al proyecto} = \frac{\text{Costo estimado por la planta combinada}}{\text{Valor de la energía eléctrica producida anual}} \quad \text{ec.38}$$

$$\text{Años para recuperar el dinero invertido al proyecto} = \frac{\$11,090,170.78 \text{ BSD}}{\$1,276,401.18 \text{ BSD}} = 8.7 \text{ años} \quad \text{ec.43}$$

Evaluando los datos de los costos estimados y operacionales con el proyectado producción del energía esto inversión se puede recuperar en aproximadamente 9 años.

Conclusiones Parciales

1. El costo presupuestario proyectado para construir una planta de generación eléctrica convencional de 11MW es aproximadamente de \$ 22,000,000 BSD.
2. El costo estimado de la planta combinada eléctrico de Andros es \$ 11,090,170.78 BSD.
3. El costo estimado para operar la planta combinada eléctrico es \$ 2,376,606.65 BSD al año.
4. Evaluando los datos de los costos estimados y operacionales con la proyectada producción de la energía esta inversión se puede recuperar en menos que 9 años.



Conclusiones Generales



Conclusiones Generales

1. El sistema eléctrico de la isla Andros se presenta una baja rentabilidad de la corporación eléctrica, por sus bajos nivel de eficiencia energética y modos de operaciones que se crean gastos innecesarios y servicios sub-estándares que se afecta negativamente las residentes en Andros y el sistema ecológico de la isla.
2. El elaboración de la propuesta del sistema eléctrico logro un diseño de una planta eléctrica combinado de energía renovable y de motores de combustión interna de velocidad media que consume diesel. La planta de generación eléctrica propuesta tiene un costo estimado de \$ 11,090,170.78 BSD y recupera en un tiempo de 9 años.
3. La nuevo propuesta que considera el trabajo combinado de la planta diesel con el generación eólica presenta dentro de su ventajas la reducción de consumo de combustible diesel de un valor del orden de 50% de consumo actual
4. La propuesta de modernización del sistema eléctrico de la isla Andros se enfrenta las faltas en la eficiencia energética de la isla. El uso de fuentes renovable se incrementa el fiabilidad de la sistema eléctrico de la isla a la vez se reduzca los gases invernadero y eleva la independencia de los combustibles fósiles usado para producir energía eléctrica en la isla. El reducción del uso de combustible fósiles mejor el rentabilidad de la sistema eléctrica en la isla de Andros.



Recomendaciones



Recomendaciones

1. La propuesta creada en este documento debe ser perfeccionada y utilizada para combinar las centrales del Norte y Centro de Andros. La combinación de ambas estaciones simplifica los esfuerzos de la corporación en lo que respecta a Andros.
2. Una sistema de monitoreo y control energético sea creado para la planta eléctrico con el fin de mejoramiento continua de la sistema instalado.
3. Las personal de entrenamiento cruzado para la generación y distribución del personal en sus respectivas áreas, mejorará la capacidad de la empresa para prestar servicios en el caso de una crisis.
4. Un plan de mantenimiento de la distribución debe ser creado para ayudar a los miembros del personal de distribución en el mantenimiento de la línea de trabajo en la isla.
5. Los medidores de flujo de combustible deben ser reparados y calibrados de manera que la prueba de calor de todas las unidades de generación pueda llevarse a cabo, y un sistema de orden de mérito determinado para la central eléctrica
6. El sitio general seleccionado para la central propuesta debe ser investigado y supervisado para asegurar que la zona es sólida y viable para la construcción de una central eléctrica.
7. Trabajos de dibujos de arquitectura, mecánica, estructura y eléctrica para la construcción de la central combinada pueden ser creados utilizando las áreas sugeridas en este documento.
8. Un plan de preparación para desastres se debe crear para las operaciones del Norte y centro de Andros.
9. Las pruebas de emisiones se deben hacer en los alrededores de la central para asegurar que la dispersión de las partículas de carbono emitidos por las centrales de generación no afectan a la comunidad.
10. Un estudio sobre la profundidad del agua, condiciones de la marea y la accesibilidad de la bahía propuesta para el desembarco de combustible deben llevarse a cabo.



Bibliografía



Bibliografía

- Agencia de Cooperación Técnica Alemana. (2004, May 19). *eclac.org*. Retrieved October 8, 2011, from [www.eclac.org](http://www.eclac.org/publicaciones/xml/2/14982/Lcl2132e_s.pdf): http://www.eclac.org/publicaciones/xml/2/14982/Lcl2132e_s.pdf
- Bayliss, C. (1999). *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. Oxford: Newnes.
- Bethel, M. (2010, June 5). Electrical infrastructure in the Family Island of the Bahamas . (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- Ciesin. (2011, November 20). *Tropical Forests and the Greenhouse Effect*. Retrieved November 20, 2011, from [Ciesin.columbia.edu](http://www.ciesin.columbia.edu/docs/002-163/002-163.html): <http://www.ciesin.columbia.edu/docs/002-163/002-163.html>
- Dean, K. (2008, November 18). First Report: The Bahamas National Energy Policy. Nassau, Bahamas: Guardian Press.
- Diesel service and supply. (2010, July 20). *Approximate Diesel Fuel Consumption Chart* . Retrieved July 20, 2010, from [Diesel Service and supply.com](http://www.dieselserviceandsupply.com/Diesel_Fuel_Consumption.aspx): http://www.dieselserviceandsupply.com/Diesel_Fuel_Consumption.aspx
- Emissionfactors. (2011, November 20). *Electricity consumption for the Bahamas Jan 2010 to Dec 2010*. Retrieved November 20, 2011, from [Emissionfactors.com](http://www.emissionfactors.com): <http://www.emissionfactors.com>
- Enciclopedia.us.es. (2010, October 10). *Generación de energía eléctrica*. Retrieved October 10, 2010, from [enciclopedia.us.es](http://enciclopedia.us.es/index.php/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica): http://enciclopedia.us.es/index.php/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica
- Ewing, B., Moore, D., Goldfinger, S., Oursler, A., Reed, A., & Wackernagel, M. (2010, October 10). *The Ecological Footprint Atlas 2010*. Retrieved November 12, 2011, from [footprintnetwork.org](http://www.footprintnetwork.org): <http://www.footprintnetwork.org>
- Forbes. (2009, June 3). *Carbon tax*. Retrieved November 20, 2011, from [forbes.com](http://www.forbes.com/2009/06/03/cap-and-trade-intelligent-investing-carbon.html): <http://www.forbes.com/2009/06/03/cap-and-trade-intelligent-investing-carbon.html>
- González, I. (2010, October 10). *La Energía en el mundo*. Retrieved October 10, 2010, from [Monografias.com](http://www.monografias.com/trabajos29/energia/energia.shtml) : <http://www.monografias.com/trabajos29/energia/energia.shtml>
- Grigsby, L. (1998). *The Electrical Power Engineering Handbook*. Auburn: IEEE Press.
- Hanna, S. (2010, May 17). Electrical and generation operations in Central Andros. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Havellis. (2010, July 15). *Aluminum XLPE cable data sheets*. Retrieved July 15, 2010, from Havellis.com:

<http://www.havellis.com/Admin/Forms/Brochures/power%20&%20control%20Cable%20Catalogue.pdf>

Havellis. (2010, July 15). *Cable price list* . Retrieved July 15, 2010, from Havellis.com: <http://www.havellis.com/product.aspx?s=88>

Holder, R. (2008). *A study into the feasibility of using renewable energy systems deployed with VSD HVDC technology to meet the Bahamas Electricity Corporation's projected 2018 electrical demand*. London: Brunel university.

Holder, R. (2010, May 3). Renewable energy possibilities in Andros. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Hudson, M. (2010, August 25). Project estimations in industry for new diesel power stations . (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Ingraham, J. (2010, June 10). Mechanical Maintenance issues in North and Central Andros. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Jones, W. (2010, March 21). Abaco power station operations and corporate standards. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Kirchen, D., & Rebours, Y. (2005, September 2005). *What is spinning reserve?* Manchester, England.

Kurtz, E. B., & Shoemaker, T. M. (1992). *The Lineman's and Cableman's Handbook*. New York: McGraw-Hill.

Moss-Hickett, S. (2010, May 8). The operational cost to produce electricity in the Bahamas . (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Mott MacDonald. (2010, June 10). *UK Electricity Generation*. Retrieved October 20, 2011, from mottmac.com: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>

Moxey, L. (2010, March 15). Power generation standards in Abaco and the projected availability of generation units . (K. Rolle-Whyms, Interviewer)

Nakano, R., Numata, A., Sakaguchi, K., & Takaishi, T. (2008, March 20). *Approach to High Efficiency Diesel and Gas engines*. Tokyo, Japan.

- Oficina de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente. (2004, December 10). *Reforma de Políticas Sobre Energía*. Retrieved October 8, 2010, from oas.org: http://www.oas.org/dsd/policy_series/5_spa.pdf
- Osorio, J. (2010, May 25). Capaterpillar diesel engines and best practises. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- Rao, S., Sasidhara, P., & Vansudevan, K. (2010, May 13). *npTEL*. Retrieved June 15, 2010, from iitm courses: http://npTEL.iitm.ac.in/courses/IIT-MADRAS/Electrical_Machines_I/pdfs/1_7.pdf
- Rolle-Whyms, K. (2010). *A critical assessment of operations in North and Central Andros and a design proposal to consolidate and centralize North and Central Andros generation assets*. Nassau: Bahamas Electricity Corporation.
- Saunders, D. (2010, August 17). The Bahamas Electrical Corporation system of accounting and creating operational budgets. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- Sawyer, S. (2010, June 10). Fuel storage standards and containment wall issues in Andros. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- Short, T. A. (2004). *Electrical Power Distribution*. Boca Raton: CRC Press.
- Smith, I. (2010, August 15). General evaluation of costing for high voltage transmission systems. (Rolle-Whyms, Interviewer)
- Smith, M. (2010, April 15). Power station operational procedures and standards in Eleuthera. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- Strachan, B. (2010, May 10). Generation projections for North and Central Andros 2009-2021. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- Turnquest, M. (2010, May 10). Generation capacity issues in the Family Islands and maintenance procedures. (K. Rolle-Whyms, Interviewer)
- U.S Energy Information Administration. (2011, September 19). *International Energy Outlook 2011*. Retrieved October 10, 2011, from www.eia.gov: [www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf).
- Wikipedia. (2010, May 10). *Andros Island*. Retrieved May 10, 2010, from [Wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/Andros,Bahamas](http://en.wikipedia.org/wiki/Andros,Bahamas)
- Wikipedia. (2010, August 11). *Autorecloser*. Retrieved August 11, 2010, from [wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/Autorecloser](http://en.wikipedia.org/wiki/Autorecloser)

Wikipedia. (2011, October 18). *Cost of electricity by source*. Retrieved October 18, 2011, from Wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/Relative_cost_of_electricity_generated_by_different_sources#cite_note-umpner-18

Wikipedia. (2010, October 10). *Generación de energía eléctrica*. Retrieved October 10, 2010, from Wikipedia.org: http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

Wikipedia. (2010, August 25). *Ground (electricity)*. Retrieved August 25, 2010, from Wikipedia.org: [http://en.wikipedia.org/wiki/Ground_\(electricity\)#Ground_.28Earth.29_mat](http://en.wikipedia.org/wiki/Ground_(electricity)#Ground_.28Earth.29_mat)

Wikipedia. (2011, November 10). *Huella ecología*. Retrieved November 10, 2011, from Wikipedia.org: [\[http://es.wikipedia.org/wiki/Huella_ecol%C3%B3gica\]](http://es.wikipedia.org/wiki/Huella_ecol%C3%B3gica)

Wikipedia. (2011, August 25). *Operating budget*. Retrieved August 25, 2011, from Wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/Operating_budget

Wikipedia. (2011, October 15). *Small Island Developing States*. Retrieved October 15, 2011, from Wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/Small_Island_Developing_States

Wikipedia. (2011, January 28). *World energy consumption*. Retrieved September 22, 2011, from Wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/World_energy_consumption

WindJet. (2010, March 19). *WindJet Comparisons*. Retrieved November 29, 2011, from arditehnology.com: [www.arditehnology.com: www.arditehnology.com/upload/10M_10MW_WindJETC.pdf](http://www.arditehnology.com/upload/10M_10MW_WindJETC.pdf).

Worldbank. (2010, October 19). *Electric power consumption (kWh per capita)*. Retrieved October 19, 2010, from worldbank.org: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC/countries/BS-XJ-4E-7E-XQ-XL?display=graph>



Anexos



Anexos A



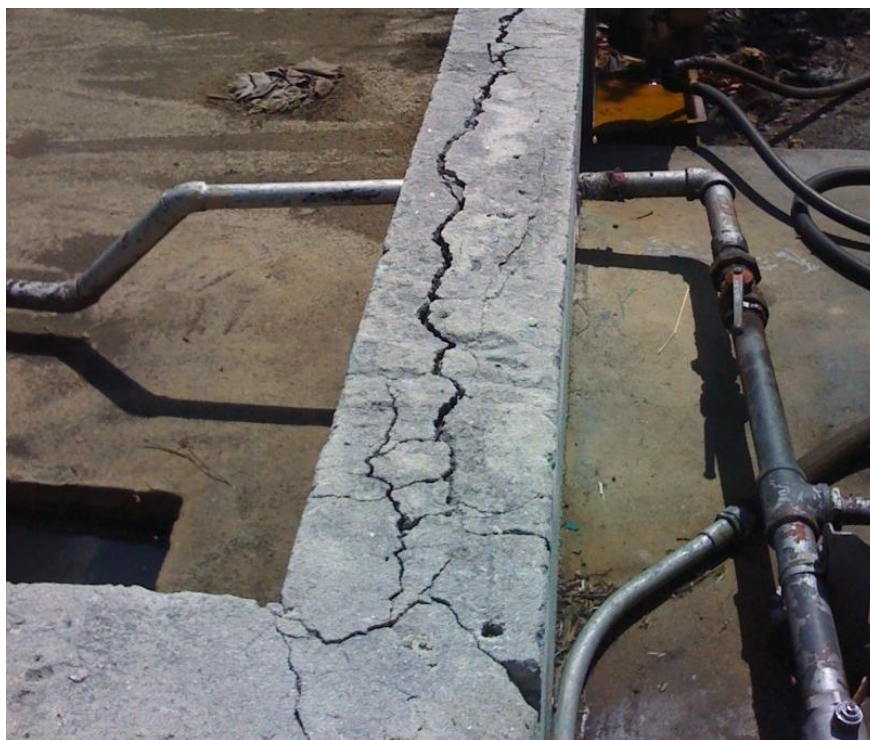
Anexo A-Norte Andros muro de contención de combustible.



Anexo A -North Andros muro de contención de combustible



Anexo A-Norte Andros muro de contención de combustible



Anexo A-Central Andros muro de contención de combustible



Anexo A -Central Andros muro de contención de combustible



Anexo A -Central Andros muro de contención de combustible

Anexos B



Anexo B -Central Andros líneas de transmisión eléctrica



Anexo B -Central Andros líneas de transmisión eléctrica



Anexo B -Central Andros líneas de transmisión eléctrica



Anexo B -Central Andros líneas de transmisión eléctrica

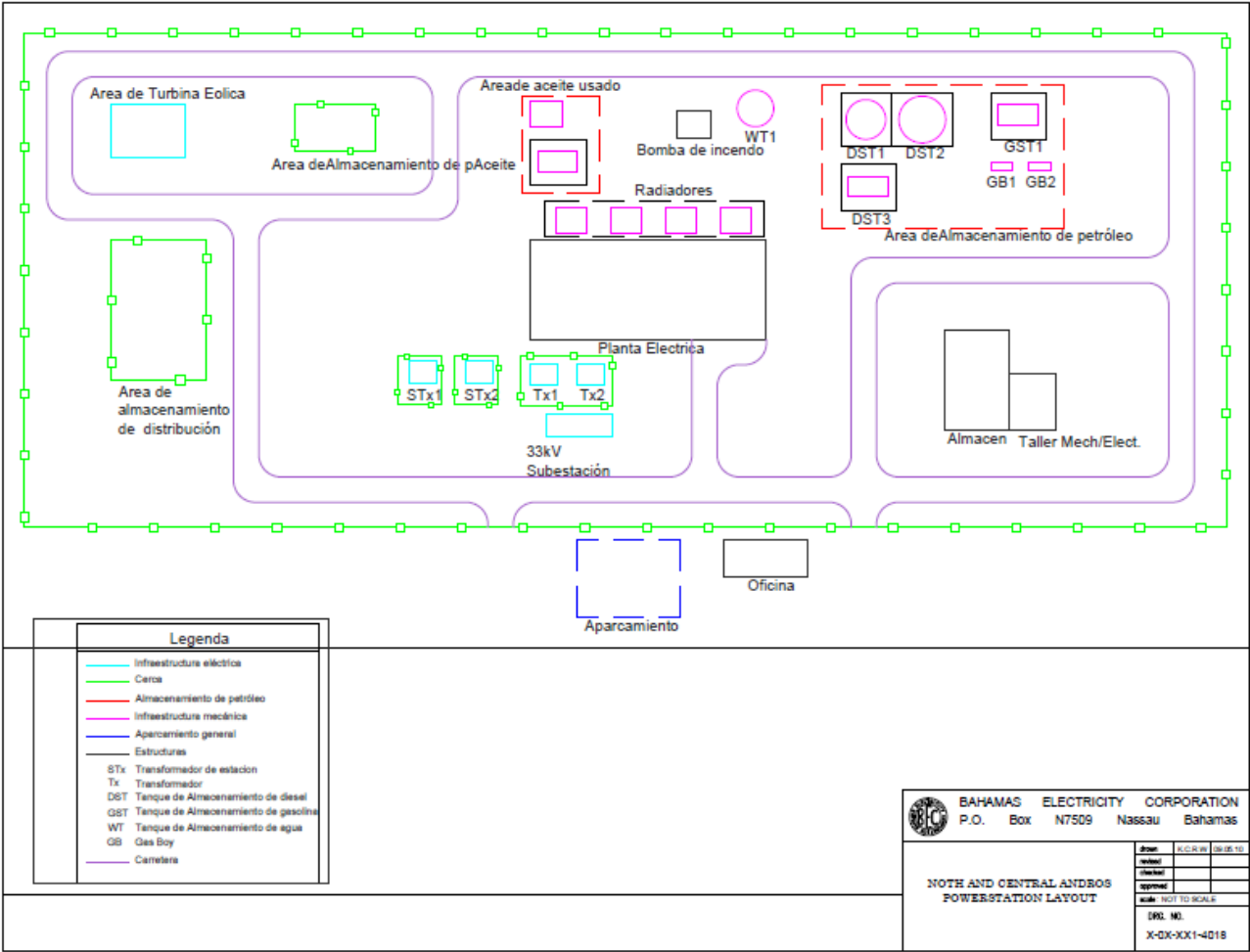


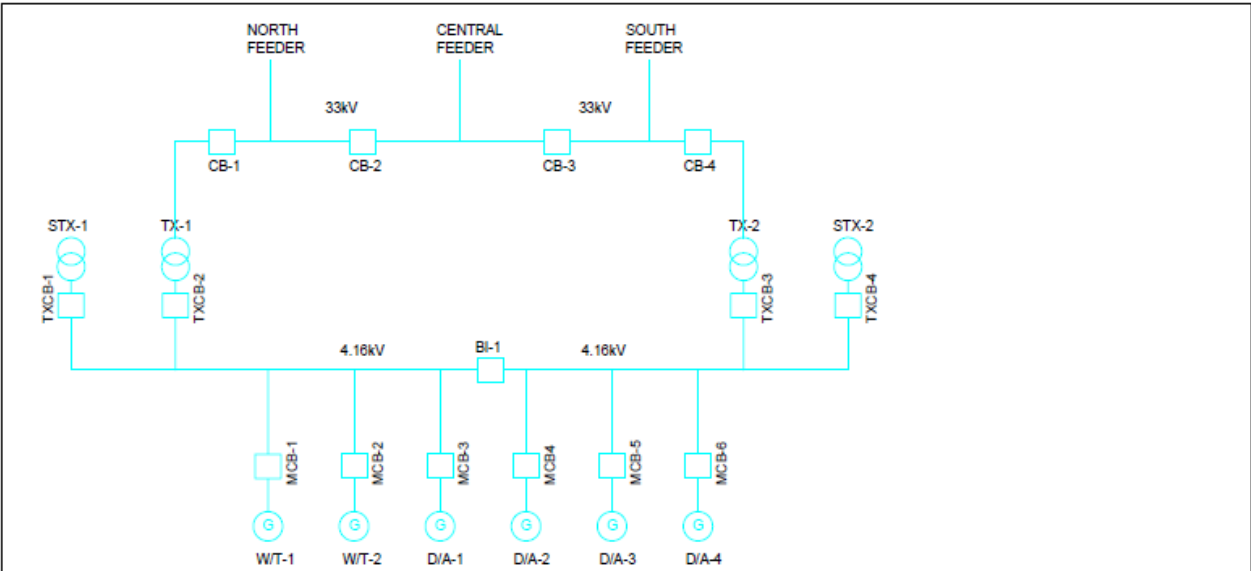
Anexo B -Norte Andros líneas de transmisión eléctrica



Anexo B –Norte Andros líneas de transmisión eléctrica

Anexos C





Legend					
Symbol	Item	Qty	Description	Remarks	
	Generator unit	1			
	Circuit breaker	1			
	Transformer	1			
	Water Treatment	1			
	Substation Transformer	1			
	Mini Circuit Breaker	1			
	Transformer Circuit Breaker	1			
	Bus Interconnector	1			



BAHAMAS ELECTRICITY CORPORATION
P.O. Box N7509 Nassau Bahamas

NORTH AND CENTRAL ANDROS
POWER STATION
DISTRIBUTION BOARD

Drawn

Checked

Approved

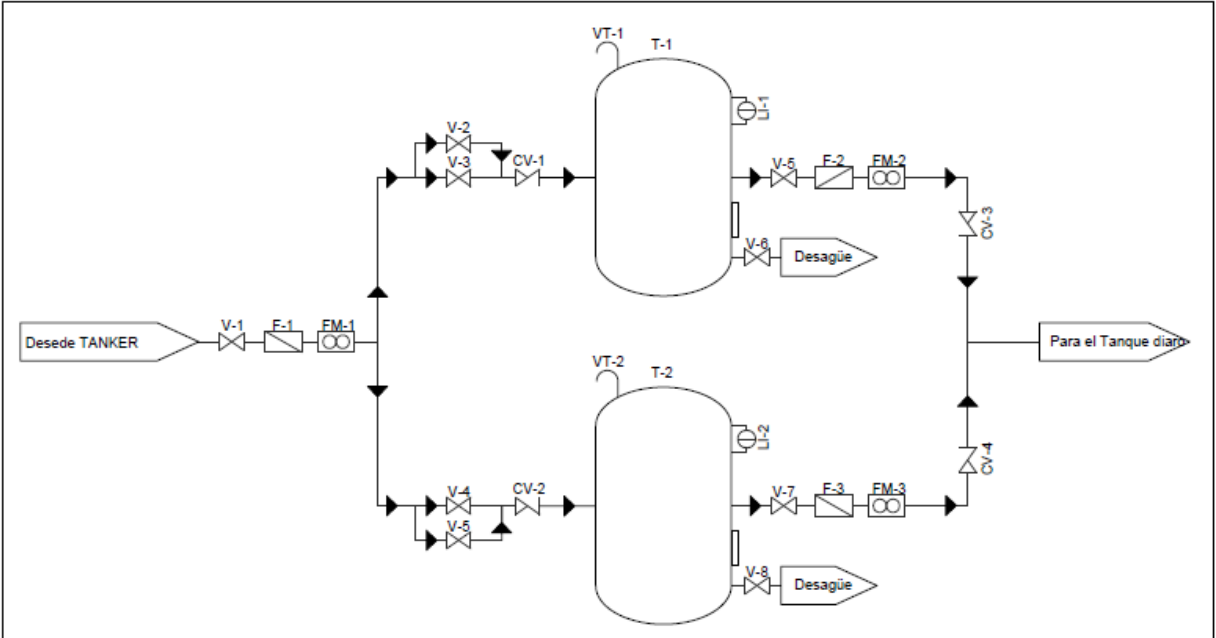
Scale

10/05/10

NOT TO SCALE

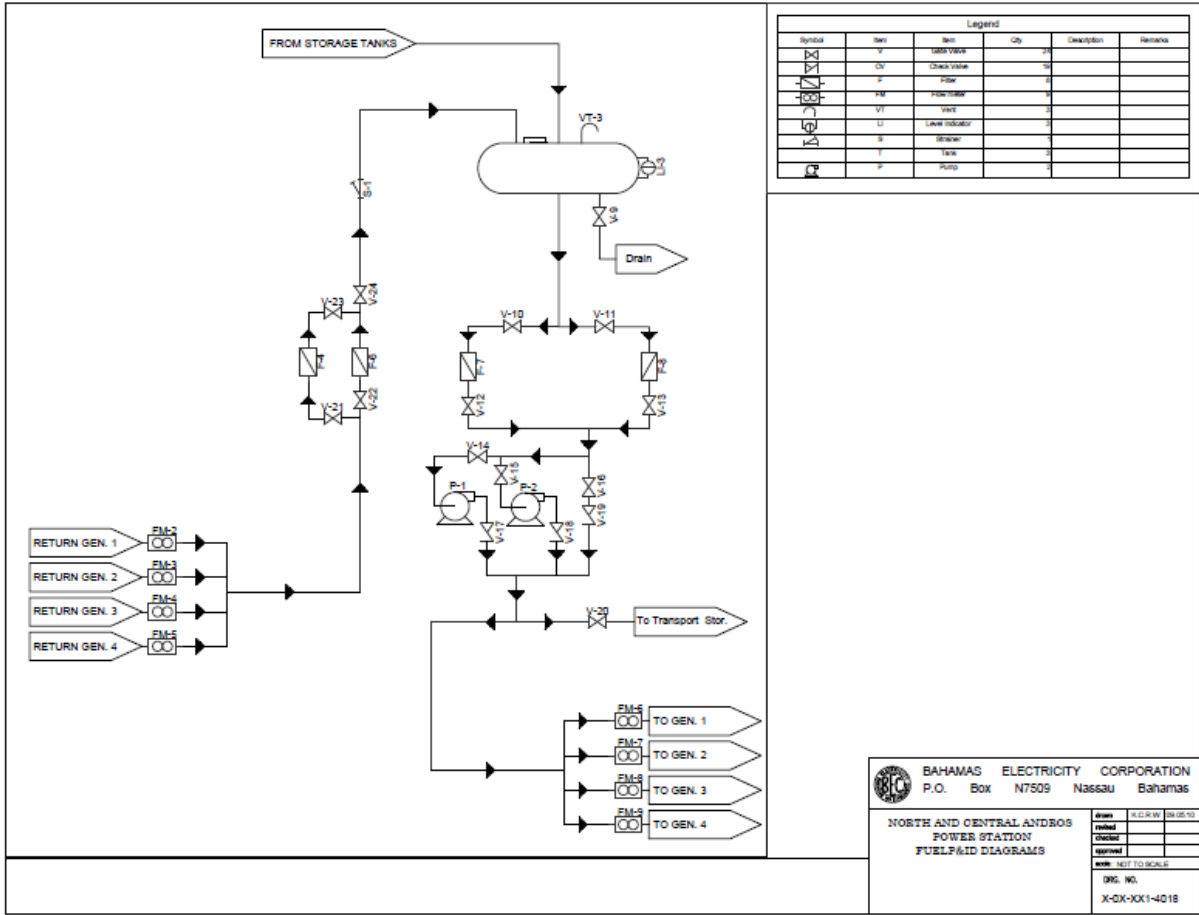
DWG. NO.

X-0X-XX1-4018



Legend					
Symbol	Item	Item	Qty	Description	Remarks
	V	Gate Valve	24		
	CV	Check Valve	10		
	F	Filter	8		
	FM	Flow meter	9		
	VT	Vent	3		
	LI	Level Indicator	3		
	S	Strainer	1		
	T	Tank	3		
	P	Pump	2		

BAHAMAS ELECTRICITY CORPORATION P.O. Box N7509 Nassau Bahamas			
Drawn	K.C.R.W.	18.05.10	
Checked			
Approved			
Scale: NOT TO SCALE			
NO. 104 AND CENTRAL ANDROS POWERSTATION LAYOUT Dwg. No.: X-0X-XX1-4018			



Anexos D



Anexo D.1 - Foto de entrada de la bahía protegía en el área propuesta



Anexo D.2 - Foto de barco hundida de la bahía protegía en el área propuesta



Anexo D. 3- Foto de barco hundida de la bahía protegía en el área propuesta