



Departamento de Posgrados

Maestría en Gestión de Mantenimiento

Análisis del costo del ciclo de vida para determinar los factores más influyentes en la operación y mantenimiento en un aerogenerador. Caso “Proyecto Eólico Minas de Huascachaca”.

Trabajo de graduación previo a la obtención del título de:

Magister en Gestión de Mantenimiento

Autor:

Ing. Paúl Fernando Mosquera Ávila

Director:

Ing. Eduardo Hernández, M. Sc.

Cuenca – Ecuador

2018

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mis hijas Ana Paula y Fernanda Valentina por darme siempre la fuerza para cumplir mis objetivos, y espero con este trabajo darles un ejemplo para que puedan alcanzar sus metas con mucha dedicación y esfuerzo.

AGRADECIMIENTO

Agradezco al personal de Elecaastro por su invaluable colaboración en el desarrollo de este proyecto, de manera especial a: Econ. Beatriz González, Ing. Francisco Andrade, Ing. Marcelo Gomezcoello e Ing. Gustavo Sarmiento.

De igual manera quiero agradecer al Ing. Belkys Cuenca e Ing. Roberto Fernández de la Unidad de Negocio Gensur de CELEC EP por compartir sus experiencias e información, lo cual sin duda han sido de gran utilidad.

Finalmente hago extensivo mi agradecimiento al Ing. Eduardo Hernández quien con su conocimiento y recomendaciones ha sabido guiarme acertadamente para la culminación exitosa de este proyecto.

RESUMEN.

El presente proyecto establece el costo del ciclo de vida (LCC) de un aerogenerador como herramienta para determinar los factores más influyentes en la etapa de operación y mantenimiento del parque eólico Minas de Huascachaca, para poder gestionar con cierta anticipación la forma como se manejarán los costos asociados a esta fase del ciclo de vida del activo.

El proyecto inicia con un análisis de la energía eólica y del modelo del LCC basado en la norma UNE-EN-60300-3-3 2009; posteriormente se plantea un plan de mantenimiento para todo el parque eólico conformado por los aerogeneradores, línea de subtransmisión y subestación. El plan de mantenimiento a su vez permite extraer ciertos componentes de costo que, sumados a información adicional, favorece al cálculo del LCC propuesto.

Finalmente se elabora un presupuesto para la etapa de entrada en operación del mencionado proyecto en el formato establecido por Elecaastro colocando todos los posibles costos y gastos que originará el proyecto como consecuencia de su inicio de operaciones.

Palabras clave: Costo del ciclo de vida, Fase de Operación y Mantenimiento, Aerogenerador, Plan de mantenimiento, Presupuesto, Factores.

ABSTRACT

This project established the life cycle cost (LCC) of a wind turbine as a tool to determine the most influential factors in the operation and maintenance phase of the "Minas de Huascachaca" wind farm. It had the purpose of managing in advance how the costs associated with this phase of the life cycle of the asset will be handled. The project started with an analysis of wind power and the LCC model based on the UNE-EN-60300-3-3 2009 standard. Subsequently, a maintenance plan was proposed for the entire wind farm that consisted of wind turbines, lines of subtransmission and a substation. The maintenance plan allowed the extraction of certain cost components that, with additional information, favored the calculation of the proposed LCC. Finally, a budget for the commissioning stage of this project was prepared in the format established by Elecaastro, placing all the possible costs and expenses that the project would originate as a result of the start of operations.

Keywords: Cost of life cycle, operation and maintenance phase, wind turbine, maintenance plan, budget, factors.



Translated by
Ing. Paul Arpi

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTO	III
RESUMEN.	IV
ABSTRACT	V
CONTENIDO.....	VI
CONTENIDO DE ECUACIONES.....	VIII
CONTENIDO DE FIGURAS.....	IX
CONTENIDO DE TABLAS.....	IX
INTRODUCCIÓN.	1
OBJETIVO GENERAL.	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
CAPÍTULO 1.	3
1. COSTOS DEL CICLO DE VIDA.	3
1.1 Ciclo de vida de un activo.	3
1.1.1 Diseño y construcción.....	5
1.1.2 Operación y mantenimiento.....	6
1.1.3 Eliminación o retiro del activo.	6
1.2 Gestión de activos y LCC.	8
1.2.1 Importancia del mantenimiento en la gestión de activos.....	8
1.2.1.1 Disponibilidad.....	9
1.2.1.2 Confiabilidad.	9
1.2.1.3 Mantenibilidad.....	10
1.2.1.4 Soporte logístico.	10
1.2.2 Contribuciones del mantenimiento a la gestión de activos.	10
1.2.2.1 Contribución de mantenimiento al proceso de adquisición/creación.....	11
1.2.2.2 Contribución de mantenimiento al proceso de operación.....	13
1.2.2.3 Contribución de mantenimiento al proceso de modernización.	13
1.2.2.4 Contribución de mantenimiento al proceso de retirada de los activos.	13
1.2.2.5 Contribución de mantenimiento a los apoyos de gestión de activos físicos.....	14
1.2.2.6 Contribución de mantenimiento al proceso de gestión de activos físicos.	14
1.2.3 Costos de mantenimiento.	14
1.2.3.1 Costos totales de mantenimiento.....	19
CAPÍTULO 2.	21

2.	CONCEPTOS BÁSICOS DE ENERGÍA EÓLICA.....	21
2.1	Generalidades.....	21
2.2	Aerogeneradores.	21
2.2.1	Por la potencia eléctrica que pueden generar.....	21
2.2.2	Por la posición del aerogenerador.....	22
2.2.3	Por la posición del equipo respecto al viento.	22
2.2.4	Por el número de palas.....	23
2.3	Componentes de aerogeneradores.....	23
2.4	Descripción de un generador convencional.....	26
2.5	Principio físico.....	27
2.5.1	Ley de Bezt y máxima eficiencia de conversión.....	27
2.6	Funcionamiento de un aerogenerador.....	29
2.6.1	Funcionamiento normal.	29
2.6.2	Funcionamiento normal a carga parcial.	30
2.6.3	Funcionamiento a potencia regulada.	30
2.6.4	Funcionamiento en vacío.....	30
2.6.5	Parada del aerogenerador.....	30
2.7	Parque eólico.	31
2.8	Tendencias actuales.	32
2.9	La energía eólica en el Ecuador.	33
2.10	Problemática.....	35
2.11	Metodología.....	37
2.12	Plan de mantenimiento para un parque eólico.....	39
2.13	Tipos de mantenimiento aplicados a la energía eólica.	40
2.13.1	Mantenimiento Preventivo.	40
2.13.1.1	Mantenimiento basado en condición.	41
2.13.1.2	Mantenimiento predeterminado.	41
2.13.2	Mantenimiento correctivo.....	42
2.13.3	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.	42
2.14	Plan de mantenimiento.....	43
2.14.1	Subestación Uchucay.	43
2.14.2	Aerogeneradores.	45
2.14.3	Línea de subtransmisión 34,5kV.	51
	CAPÍTULO 3.	53
3.	PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO Y CÁLCULO DE LCC.	53
3.1	Propuesta de plan de mantenimiento.	53
3.1.1	Análisis del contexto operacional.	53
3.1.1.1	Personal de mantenimiento.	54
3.1.1.2	Fechas para ejecución de mantenimiento.	55
3.1.1.3	Ubicación el parque eólico y etapa en la que éste se encuentra.	57

3.2	Cálculo del LCC.	58
3.2.1	Definición de una apropiada estructura de desglose de costos.	61
3.2.2	Definición de una detallada estructura de desglose de costos del activo. ...	62
3.2.2.1	Distribución del personal.	62
3.2.2.2	Tiempos medios de reparación (MRT) y tasas de fallo (λ).	63
3.2.2.3	Costo de materiales para mantenimiento preventivo y costo de repuestos para mantenimiento correctivo.	64
3.2.3	Definición de las categorías de costo.	68
3.2.4	Definición de elementos de costo.	68
3.2.5	Establecer precondiciones y suposiciones para el análisis.	70
3.2.6	Cálculo del LCC.	71
3.2.7	Presentación de los costos de acuerdo con la estructura de distribución de los mismos.	77
3.2.8	Análisis de sensibilidad.	77
3.3	Propuesta de presupuesto.	85
3.4	Comparación servicio de mantenimiento contratado y mantenimiento propio. ...	88
3.5	Análisis de los resultados.	89
CAPÍTULO 4.		90
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	90
4.1	Conclusiones.	90
4.2	Recomendaciones.	91
BIBLIOGRAFÍA		94
ANEXOS		96
ANEXO 1		97
ANEXO 2		129
ANEXO 3		132

CONTENIDO DE ECUACIONES

Ecuación 1. Costo del ciclo de vida	7
Ecuación 2. Disponibilidad	9
Ecuación 3. Costos totales de mantenimiento	17
Ecuación 4. Costos totales de mantenimiento	18
Ecuación 5. Costo de mano de obra para mantenimiento preventivo	71
Ecuación 6. Costo de repuestos para mantenimiento correctivo	72
Ecuación 7. Costo de mano de obra para mantenimiento correctivo	76
Ecuación 8. Costo de inactividad	76

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1. Fases del ciclo de vida de un activo	4
Figura 2. Costos por etapas del ciclo de vida de un activo	5
Figura 3. Costos e ingresos del ciclo de vida de un activo	6
Figura 4. Interacción entre el contexto de la organización, los sistemas de gestión de activos físicos y el sistema de gestión de mantenimiento.....	12
Figura 5. Costos de mantenimiento convencionales	17
Figura 6. Clasificación global del mantenimiento	19
Figura 7. Clasificación de aerogeneradores según su diseño y posición frente al viento	22
Figura 8. Clasificación de aerogeneradores por el número de palas	23
Figura 9. Componentes principales de un aerogenerador	24
Figura 10. Detalle de disposición de equipos en la góndola	25
Figura 11. Parque eólico, infraestructura de obra civil	26
Figura 12. Velocidades del aire antes y después del aerogenerador	27
Figura 13. Coeficiente de potencia C_p en función de la velocidad del rotor	28
Figura 14. Funcionamiento de un aerogenerador convencional	29
Figura 15. Esquema básico de un parque eólico	31
Figura 16. Central Eólica Villonaco.....	33
Figura 17. Lugar donde se emplazará el parque eólico Minas de Huascachaca	36
Figura 18. Mapa de la zona donde se emplazará el parque eólico Minas de Huascachaca	37
Figura 19. Mantenimiento – Resumen General.....	43
Figura 20. Subestación Saucay	44
Figura 21. Organigrama característico de mantenimiento eléctrico y mecánico de centrales de Elecaastro	55
Figura 22. Comportamiento de la velocidad del viento en el Parque Eólico Minas de Huascachaca medido en torre de 80m ubicada en San Sebastián de Yúluc.....	56
Figura 23. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G132 – 3.465MW a diferentes densidades del aire	57
Figura 24. Estructura jerárquica de costos	61
Figura 25. Estructura jerárquica de costos	63
Figura 26. Elementos de costo	69
Figura 27. Porcentajes de participación de costos en el costo total de LCC para las fases de O&M.	84

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1. Plan de mantenimiento semestral para el sistema de orientación de un aerogenerador.....	59
--------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Tabla 2. Plan de mantenimiento trimestral para el transformador de potencia de la Subestación Uchucay	59
Tabla 3. Plan de mantenimiento anual para el circuito colector de la Línea de Subtransmisión de 34,5kV	60
Tabla 4. Tasa promedio de fallas por turbina eólica publicado por diferentes iniciativas	65
Tabla 5. Tiempo de inactividad medio por falla de turbina eólica terrestre publicado por diferentes iniciativas	66
Tabla 6. Estructura de desglose de costos del activo	67
Tabla 7. Categorías de costo	68
Tabla 8. Cálculo del costo de mano de obra para mantenimiento preventivo.....	73
Tabla 9. Cálculo del costo medio de repuestos para mantenimiento correctivo	74
Tabla 10. Cálculo del costo de mano de obra para mantenimiento correctivo.....	75
Tabla 11. Cálculo del costo de inactividad del parque eólico	76
Tabla 12. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 1).....	78
Tabla 13. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 2).....	79
Tabla 14. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 3).....	80
Tabla 15. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 4).....	81
Tabla 16. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 5).....	82
Tabla 17. Presupuesto de gastos administrativos y costos de operación y mantenimiento para el parque eólico Minas de Huascachaca	86

INTRODUCCIÓN.

El Ecuador desde hace varios años ha venido promoviendo a nivel estatal el estudio e implementación de nuevas plantas generadoras de electricidad, sobre todo aquellas que utilizan energías renovables; por toda la sociedad es conocido el gran número de proyectos que se han instalado en los últimos 5 años a nivel nacional, sobre todo proyectos hidroeléctricos aprovechando las bondades que la hidrografía del país ofrece. En este sentido para el Ecuador no resulta novedosa la entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas, es más, por años ha sido esta la fuente de energía eléctrica más aprovechada en nuestro medio; sin embargo en los últimos años se ha venido impulsando en gran medida por parte de empresas eléctricas estatales el estudio e implementación de centrales eólicas.

Actualmente ya existe en la región insular una central eólica, y también en el Ecuador continental precisamente en la provincia de Loja se ha instalado el parque eólico Villonaco; es decir se está dando apertura para la instalación de este tipo de tecnología que se encuentra en pleno auge y que, dicho sea de paso, representa una importante opción para dejar de afectar al medio ambiente al remplazar las típicas fuentes de energía que afectan a la naturaleza (térmica e hidroeléctrica en menor medida).

La empresa Electro Generadora del Austro Elecaastro S.A. se encuentra actualmente instalando un nuevo parque eólico con una capacidad de 50MW y se encuentra ubicado a 84 km de la ciudad de Cuenca; sin embargo no existe mucha información en el tema de la energía eólica en el país, por lo cual surge la necesidad de generar nuevo conocimiento a partir de desarrollo de trabajos de investigación propuestas de aplicación de estándares que permitan una adecuada planificación de actividades y de presupuesto.

En este marco, el presente trabajo facilitará a Elecaastro una herramienta que le permita planificar la disposición de recursos económicos, materiales y humanos en el instante en que el nuevo proyecto empiece a operar, para lo cual se aplicará como estándar la norma UNE-EN 60300-3-3 2009, la cual ofrece una interesante guía para realizar un análisis de los costos que intervendrán en todo el ciclo de vida de un activo a partir del planteamiento de algunos escenarios que se caractericen por variar ciertas condiciones de entrada para la proyección de los costos. En el texto de la norma se pueden encontrar varios ejemplos que permiten identificar adecuadamente los costos característicos de cada etapa del ciclo de vida del activo, lo cual es muy conveniente para aquellos profesionales que inician en la aplicación de los modelos de Costo de Ciclo de Vida.

Adicionalmente, como complemento, se hace una reseña de la importancia que tiene la gestión de los activos físicos de una empresa para el normal desarrollo de las actividades, para lo cual se cita brevemente la norma UNE-EN 16646 2015.

Por lo expuesto, se procurará recopilar los datos suficientes para proyectar costos referenciales que se apeguen en la medida de lo posible a la realidad en este caso específico.

Título: Análisis del costo del ciclo de vida para determinar los factores más influyentes en la operación y mantenimiento de un aerogenerador. Caso “Proyecto Eólico Minas de Huascachaca”.

A continuación se presentan los objetivos planteados para el desarrollo del presente trabajo:

Objetivo General.

Elaborar un presupuesto para las fases de operación y mantenimiento del parque eólico que garantice la producción planificada de energía eléctrica para un periodo determinado.

Objetivos específicos.

1. Elaborar un documento técnico que sirva de base para realizar futuros cálculos del ciclo de vida de activos en su fase de operación y mantenimiento.
2. Determinar cuáles son los componentes más influyentes en los costos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores para su gestión efectiva.
3. Elaborar una propuesta de mantenimiento para los aerogeneradores.
4. Comparar el presupuesto obtenido con una posible prestación de servicio de operación y mantenimiento ofertada por el proveedor de los equipos

CAPÍTULO 1.

1. COSTOS DEL CICLO DE VIDA.

1.1 Ciclo de vida de un activo.

Durante el desarrollo de nuevos productos o proyectos se deben realizar una gran cantidad de planes, estudios, análisis y evaluaciones para determinar los requerimientos del mercado o la oportunidad de inversión para reducir el margen de incertidumbre sobre el éxito que pudiera tener el emprendimiento.

En el mundo actual en el que se tiene mucha competitividad entre las empresas dedicadas a similares actividades económicas, los detalles con los que se manejen los negocios desde su creación hasta su culminación puede representar una gran ventaja con la competencia, ya que no es lo mismo una inversión basada únicamente en la observación del entorno y el optimismo

de participar en un mercado, que una decisión de inversión basada en normas que permitan trazar el camino adecuado para una selección del negocio que desee emprender, su manejo y también el cierre de darse el caso. En este sentido, el coste del ciclo de vida de los activos LCC (Life Cycle Costing) es una importante herramienta para analizar la conveniencia o no de invertir en determinado activo, optimizaciones o rediseños basada en un análisis económico.

El ciclo de vida de los activos involucra todas aquellas etapas por las cuales pasa un activo desde la idea misma de su concepción para determinado proyecto, hasta su retiro; dicho ciclo involucra ciertas fases bien definidas; de acuerdo a diferentes autores se puede tener un desglose de muchas fases del ciclo de vida, sin embargo aquellas que engloban todas las etapas principales son: diseño y construcción, operación y mantenimiento, y la etapa de retiro del activo (figura 1), cada una de estas etapas genera costos característicos, sin embargo la mayor parte de los costos de todo el ciclo de vida del activo en términos monetarios se ven concentrados en la operación y mantenimiento del mismo, la sumatoria de todos los costos asignables al activo (directos e indirectos, variables y fijos) es el costo del ciclo de vida. La consideración de estos factores es importante para alcanzar un adecuado retorno sobre la inversión que permita un manejo sustentable del proyecto.

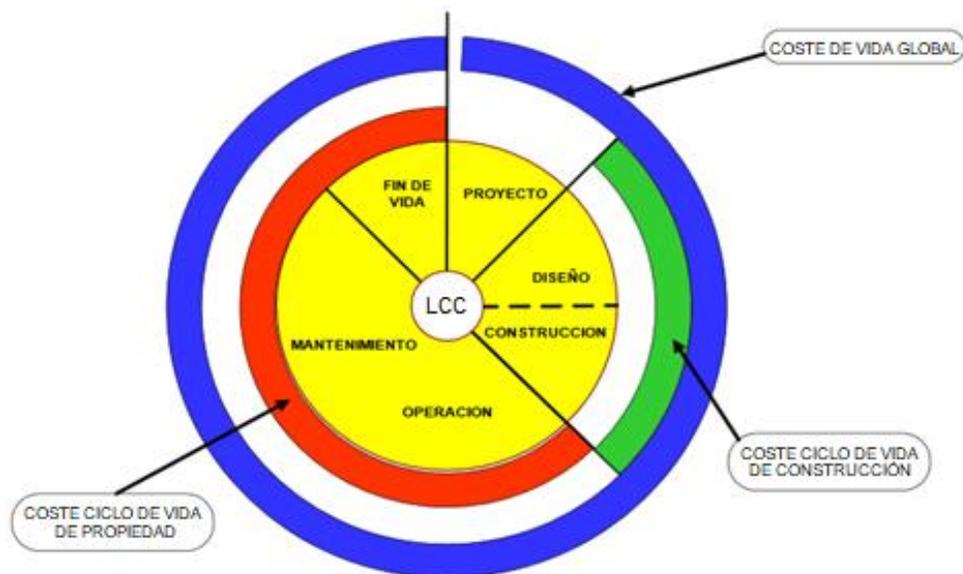


Figura 1. Fases del ciclo de vida de un activo

Fuente: (García Ahumada, 2013)

1.1.1 Diseño y construcción.

En la etapa de diseño se engloban todos los procesos de estudio de los requerimientos o necesidades que un activo debe satisfacer para cierto fin en determinado proyecto. Dichos estudios involucran análisis del entorno en el cual se desarrollará el proyecto. La etapa de construcción tiene que ver con la fabricación del activo de acuerdo con las características que se han determinado en el diseño.

Como ya se mencionó, cada etapa del ciclo de vida de un activo genera costos característicos, en el diseño y construcción, entre otros, se puede mencionar los siguientes:

- Estudios de mercado
- Análisis de factibilidad técnica, viabilidad económica
- Diseño del activo, diseño de procesos
- Construcción
- Adquisición
- Instalación y puesta en marcha (este proceso según algunos autores puede estar en la siguiente fase), etc.

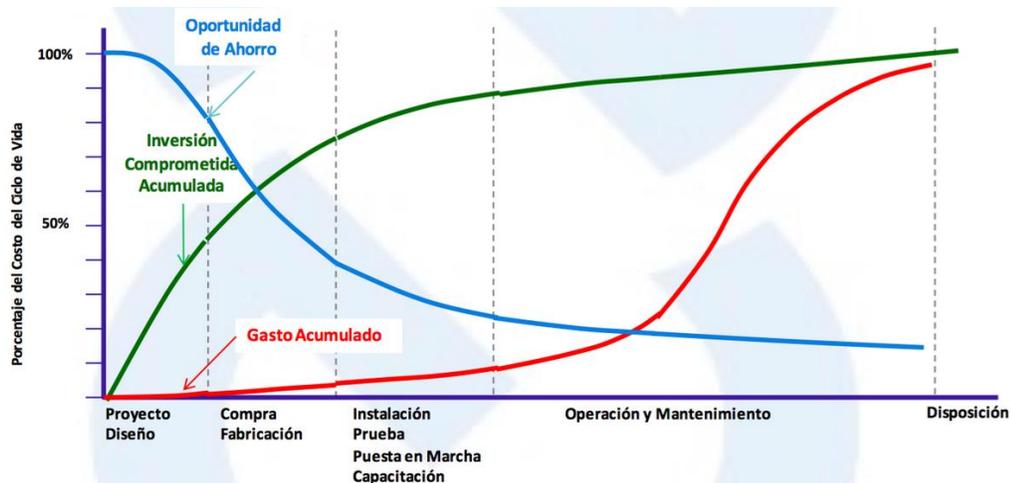


Figura 2. Costos por etapas del ciclo de vida de un activo

Fuente: (Castellano, 2017)

En las primeras etapas de un proyecto es donde se toman decisiones que determinan la mayor parte del ciclo de vida de las instalaciones, en la figura 2 se ejemplifica cómo en la etapa inicial del ciclo de vida se involucran decisiones que abarcan la mayor parte de la inversión y las oportunidades de ahorro decrecen exponencialmente con el tiempo (Castellano, 2017).

1.1.2 Operación y mantenimiento.

Generalmente los costos de operación y mantenimiento son los que generan la mayor parte de erogación de dinero de todo el LCC (figura 3) ya que en él se concentran todos los gastos en los que se tiene que incurrir para garantizar la producción o normal desenvolvimiento de las actividades productivas, es decir en esta fase se focalizan los gastos e inversiones para conservar la mayor disponibilidad de las unidades productivas.

Los costos característicos de esta fase son:

- Mano de obra
- Materiales y repuestos
- Modernización
- Costos por indisponibilidad, etc.

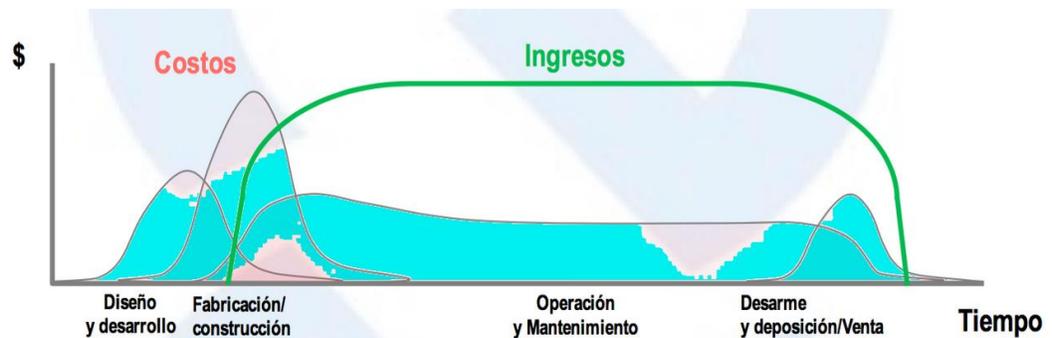


Figura 3. Costos e ingresos del ciclo de vida de un activo

Fuente: (Castellano, 2017)

1.1.3 Eliminación o retiro del activo.

Dependiendo del tipo de actividad del negocio, esta fase puede representar un pequeño porcentaje del total del LCC correspondiente a los costos en los que se incurre por el retiro, eliminación o reciclaje de un activo al final de su vida útil; pero estos costos pueden también ser muy altos, por ejemplo si se tiene que realizar la disposición final de una central de generación eléctrica basada en energía nuclear, en donde los costos de retiro son muy representativos.

Si bien esta es la última etapa, no es de menor importancia que las demás, ya que conlleva la evaluación y decisión respecto de cuando disponer de los bienes o equipos y de qué manera. En esta decisión se encuentran involucrados los costos de operación y mantenimiento del activo y el ingreso por venta o costo de disposición. Así como en la etapa de operación y mantenimiento del activo se evalúan los fondos asociados a la realización o no de tareas de mantenimiento, debe realizarse una evaluación de los costos asociados los bienes a lo largo de todo el ciclo de vida, para evaluar el momento en el cual es económicamente conveniente realizar la disposición de los mismos (vida útil óptima). Dicho de otra manera, realizar el cálculo del punto a partir del cual cuesta más operar y mantener el activo que disponerlo y comprar uno nuevo (Castellano, 2017).

De acuerdo a las necesidades del proyecto se deberían seleccionar las fases apropiadas del ciclo de vida o partes o combinaciones de estas fases para cada análisis específico. De forma general, los costes totales durante el ciclo de vida del activo corresponden a la siguiente ecuación (AENOR, UNE-EN 60300-3-3, 2009):

$$LCC = Costo_{de\ adquisición} + Costo_{de\ propiedad} + Costo_{de\ eliminación} \quad \text{ecuación 1}$$

Para tomar decisiones que permitan maximizar el resultado operativo del activo a lo largo del ciclo de vida, es fundamental la participación de aquellas personas que mayor conocimiento tengan sobre la operación y el mantenimiento de los equipos. Un diseño de activo sostenible debe ser desarrollado a través de la aplicación estructurada y sistemática de un método que asegure la evaluación de todos los costos del ciclo de vida por parte de todas aquellas personas que tengan conocimiento sobre el activo (Castellano, 2017).

El análisis de LCC normalmente es aplicado para:

- Evaluación y comparación de diseños alternativos.
- Estudios de viabilidad económica.
- Proyectos de optimización de costos operacionales.
- Evaluación y comparación de estrategias de uso, operación y mantenimiento.
- Evaluación y comparación de reemplazos, rehabilitación o desincorporación de equipos.
- Optimización en la asignación de recursos para actividades de mejoras de equipos.
- Planificación financiera de largo plazo.

Típicamente los costos de producción están entre un 60% a 80% del costo total del ciclo de vida útil de un activo, es por eso la importancia y la necesidad de establecer estrategias para

minimizar en lo posible estos costos en las etapas tempranas de la vida de los activos (Jimenez N., 2012).

1.2 Gestión de activos y LCC.

La gestión de activos físicos comprende aquellas actividades que realiza una organización para crear valor a partir de sus activos físicos. Sin embargo la gestión de los activos físicos no se focaliza sobre el propio activo, sino sobre el valor que el activo puede proporcionar a la organización (AENOR, Norma española UNE-EN 16646, 2015).

La gestión de activos no se considera únicamente para aquellas fases del ciclo de vida de los bienes o equipos donde se concentran los costos más representativos; por el contrario, centrarse en los resultados implica tener una visión de largo plazo, donde se consideren todas las etapas del ciclo de vida, haciendo una gestión sustentable. De esta manera, en lugar de pensar en la necesidad de reducción de costos de mantenimiento de un activo, una visión a mediano y largo plazo obliga a pensar en la maximización del beneficio del ciclo de vida del mismo, el cual surgirá de la diferencia entre los ingresos del ciclo de vida y el costo del ciclo de vida LCC (Castellano, 2017).

1.2.1 Importancia del mantenimiento en la gestión de activos.

Las funciones de mantenimiento influyen en las estrategias, planes y definiciones de la organización sobre los activos físicos.

El sistema de gestión de mantenimiento es una parte del sistema de gestión de los activos físicos. Las actividades que la gestión del mantenimiento planificado decide e implementa dependen del entorno empresarial y tecnológico de la organización (AENOR, Norma española UNE-EN 16646, 2015).

La función de mantenimiento debería tener un papel significativo en el momento de planificar y decidir las soluciones de los activos físicos, debería tener capacidad suficiente para afectar soluciones de diseño durante el proceso de inversión para optimizar las actividades del ciclo de vida de la inversión y cumplir los requisitos de seguridad y de carácter ambiental, y debería contribuir al modo de operaciones para ayudar al conjunto de la organización a optimizar sus operaciones (AENOR, Norma española UNE-EN 16646, 2015).

1.2.1.1 Disponibilidad.

El objetivo principal del mantenimiento es la disponibilidad que puede ser definida como la confianza de que un componente o sistema que sufrió mantenimiento, ejerza su función satisfactoriamente (Mesa, Sánchez, & Pinzón, 2006). Es necesario hacer hincapié en que se necesitan algunos recursos para facilitar este proceso. Los recursos más frecuentemente usados son: repuestos, material, personal cualificado, herramientas, equipo, manuales, instalaciones, «software», etc. (Knezevic, 1996).

Las acciones de mantenimiento que se lleven a cabo con el fin de mantener la disponibilidad del activo deberán ser analizadas con el objetivo que la empresa logre la mayor utilidad que le pueda brindar cada uno de sus activos productivos.

La disponibilidad es una función de tres variables: la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico, por lo tanto se deberá potenciar la gestión de estos tres componentes para lograr la disponibilidad deseada. Para que se tenga confiabilidad en equipos y sistemas, no se debe olvidar que esto requiere necesariamente inversión de capital (Mesa, Sánchez, & Pinzón, 2006). En este sentido el análisis del costo de ciclo de vida de un activo enfocado en mantenimiento busca determinar la mejor alternativa para la utilización de cierto tipo de mantenimiento que se ajuste a una planificación preestablecida o incluso a las limitaciones de carácter económico que pudiera tener una empresa. En la ecuación 2 se indica una forma de cálculo de la disponibilidad propuesta en la norma UNE-EN 15341.

$$Disponibilidad = \frac{TTF}{TTF + TIM} \cdot 100 \quad \text{ecuación 2}$$

Donde,

TTF: tiempo total de funcionamiento

TIM: tiempo de indisponibilidad por mantenimiento

1.2.1.2 Confiabilidad.

La confiabilidad es la probabilidad de que no ocurra una falla de determinado tipo en determinado contexto operacional; para que se tenga confiabilidad se requiere necesariamente una inversión de capital. La confiabilidad se podrá obtener por ejemplo a través de mayores espesores o dimensiones, mejores materiales o manteniendo equipos de reserva que actúen como substitutos en el caso de que falle el equipo principal (Mesa, Sánchez, & Pinzón, 2006).

Por lo tanto la confiabilidad también encaja en la fase de diseño del ciclo de vida del activo. Una medida de la confiabilidad es el tiempo medio entre fallos MTBF (Mean Time Between Failures).

1.2.1.3 Mantenibilidad.

La mantenibilidad es una característica propia de un activo que representa la facilidad con la que dicho activo puede ser intervenido con acciones de mantenimiento hasta reestablecerlo para operación y bajo ciertas condiciones. Por lo tanto la mantenibilidad es un aspecto que se desarrolla en la fase de diseño y construcción del activo ya que durante esta fase se debe planear adecuadamente las características o atributos propios del equipo y un entorno que favorezca los trabajos de mantenimiento.

A menudo cuando en esta fase se opta por ahorrar en la dotación de características e infraestructura para favorecer la mantenibilidad, en lo posterior, en la fase de operación y mantenimiento se deberá incurrir en gastos no planeados para poder realizar los diferentes trabajos de restablecimiento al equipo cuando éste se encuentre averiado.

Rara vez se involucra de manera estructurada al personal de operaciones y mantenimiento en las etapas nacientes del ciclo de vida del activo. Esta falta de aprovechamiento del “*know-how*” del personal de mantenimiento y operaciones provoca que se pierdan oportunidades para mejorar la mantenibilidad de los activos y, por consiguiente, de optimización de los costos a lo largo del ciclo de vida del activo. Una medida de la mantenibilidad es el tiempo medio de reparación MRT (*Mean Repair Time*).

1.2.1.4 Soporte logístico.

El soporte logístico engloba todas las acciones que se ejecutan para garantizar el aprovisionamiento de los recursos suficientes que permitan desarrollar la operación y mantenimiento de la unidad de producción de acuerdo a los parámetros previamente establecidos, es precisamente en esta fase del ciclo de vida donde se generan los costos característicos.

1.2.2 Contribuciones del mantenimiento a la gestión de activos.

En la figura 4 se puede visualizar los objetivos, estrategias y características económicas y tecnológicas de las organizaciones que tienen una gran influencia sobre la gestión de los

activos físicos y la gestión del mantenimiento, los cuales nacen de un análisis estratégico continuo concebido a partir del análisis del mercado, tecnología, comunidad y el plan estratégico propio de la empresa, de lo cual se obtienen los principales requisitos para la gestión adecuada de los activos físicos en términos de política de gestión, plan de gestión y estrategia de gestión de activos físicos así como la estrategia de gestión de mantenimiento.

Como la gestión de activos físicos es un proceso iterativo, es esencial el retorno de información desde la gestión del mantenimiento a la gestión de los activos físicos y a los análisis estratégicos. Los procesos estratégicos iterativos se realizan continuamente a lo largo del ciclo de vida total de los activos y no solo cuando se adquieren activos nuevos. Por consiguiente, la estrategia de mantenimiento debe ajustarse en función de la evolución de los requisitos (AENOR, Norma española UNE-EN 16646, 2015).

A continuación se citan las principales contribuciones del proceso de mantenimiento a otros procesos de la empresa tal como lo describe la norma UNE-EN 16646:

1.2.2.1 Contribución de mantenimiento al proceso de adquisición/creación.

El proceso de mantenimiento genera las siguientes salidas que son entradas para el proceso de adquisición o creación:

- Estrategias de mantenimiento alineadas al plan estratégico empresarial
- Disponibilidad de herramientas, infraestructuras y personal cualificado
- Niveles requeridos de fiabilidad de operación de los componentes de los activos
- Niveles requeridos de mantenibilidad de los componentes de los activos (basados en tiempos de restablecimiento, costos de mantenimiento, posibilidad de detectar degradaciones, fallos y defectos, etc.)
- Nivel de seguridad requerido para el personal de mantenimiento
- Generalmente el mantenimiento debería dar información sobre los impactos de las diferentes soluciones de activos sobre el coste del ciclo de vida de un sistema de activos.

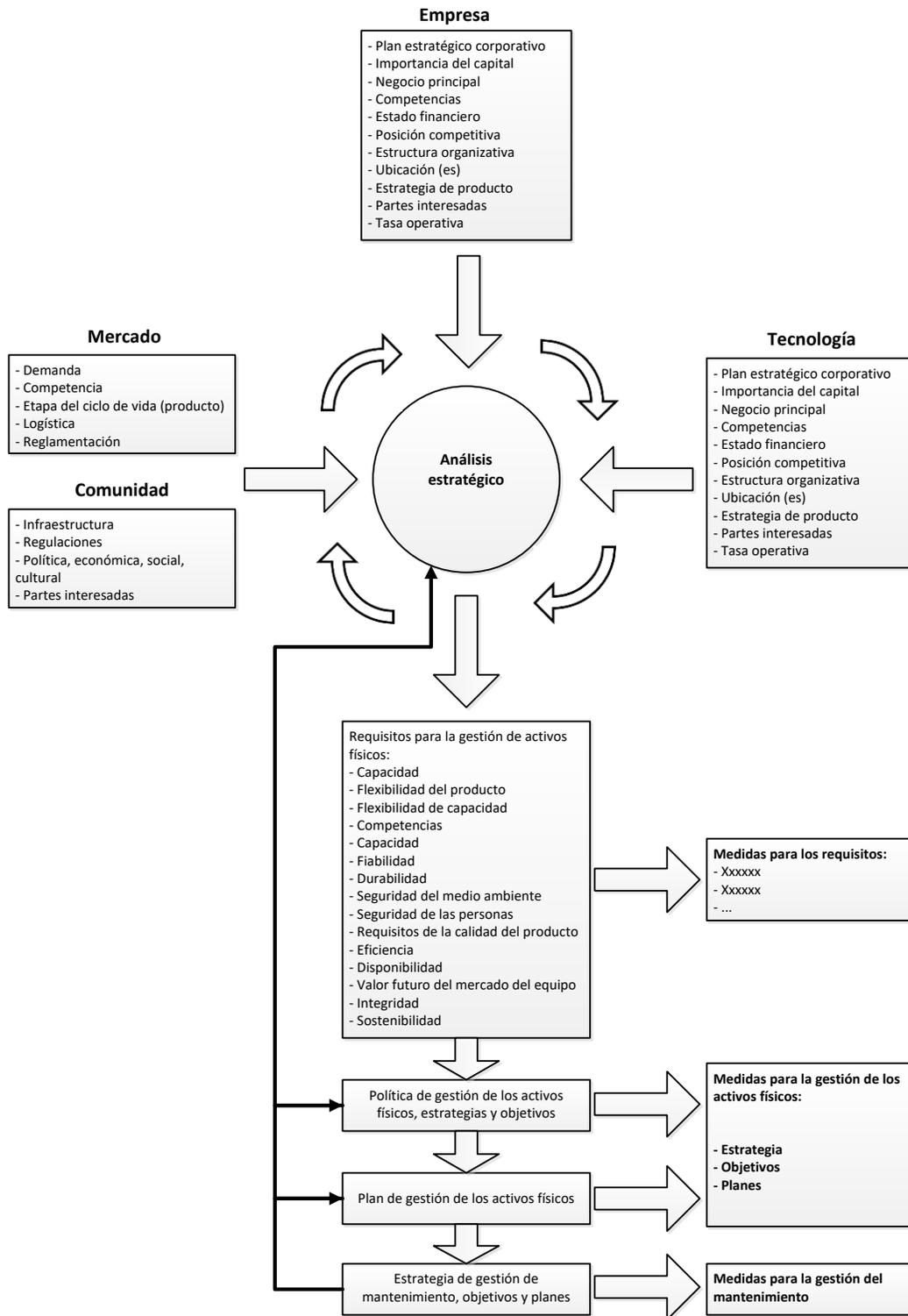


Figura 4. Interacción entre el contexto de la organización, los sistemas de gestión de activos físicos y el sistema de gestión de mantenimiento

Fuente: (AENOR, Norma española UNE-EN 16646, 2015)

1.2.2.2 Contribución de mantenimiento al proceso de operación.

El proceso de mantenimiento genera salidas que son entradas para el proceso de operación que son importantes para determinar los perfiles de funcionamiento apropiados y los procedimientos de seguridad:

- Las restricciones de operación en elementos para evitar o acelerar mecanismos de fallo
- Los tiempos de restablecimiento de los activos (equipos)
- La programación del mantenimiento preventivo procedente del plan de mantenimiento
- El proceso de mantenimiento puede asignar algunas tareas de mantenimiento a los operadores
- Ante una acción necesaria del departamento de mantenimiento, el proceso de operaciones debe ejecutar los procedimientos de seguridad para la ejecución de los trabajos.

1.2.2.3 Contribución de mantenimiento al proceso de modernización.

El proceso de mantenimiento genera las siguientes salidas que son entradas para el proceso de modernización:

- La información de los costos para la comparación de los activos nuevos y viejos o en caso de modernización
- La evolución de la confiabilidad intrínseca
- El tiempo de mantenimiento debido a las acciones de mantenimiento correctivas y preventivas
- Listas de componentes obsoletos
- Requisitos debidos al cambio del modo de funcionamiento, restricciones y condiciones de funcionamiento.

1.2.2.4 Contribución de mantenimiento al proceso de retirada de los activos.

El proceso de mantenimiento genera las siguientes salidas que son importantes para determinar las acciones de retirada:

- Deben estimarse los costes de mantenimiento previstos antes de la fecha de retirada para confirmar o posiblemente modificar la fecha de retirada

- Debe darse al personal encargado de la retirada cualquier información de mantenimiento que pudiera tener un impacto sobre la salud y seguridad de las personas y sobre el ambiente durante la etapa de retirada
- La información relativa al desmantelamiento y la manipulación de componentes a retirarse con el fin de reutilizarlos.

1.2.2.5 Contribución de mantenimiento a los apoyos de gestión de activos físicos.

El proceso de mantenimiento genera las siguientes contribuciones al proceso “provisión de apoyo a la gestión de los activos físicos”:

- Los perfiles de cualificación del personal de mantenimiento requeridos para realizar las actividades de mantenimiento a todos los niveles de la organización
- La especificación de acciones de mantenimiento a contratar externamente se establece para hacer posible la contratación con el proveedor del servicio
- Las habilidades y conocimientos necesarios para realizar las actividades de mantenimiento que se definen para permitir encontrar la formación adecuada en el mercado
- La información a comunicar desde el mantenimiento a otras entidades de la organización o fuera de ella se proporciona para que pueda controlarse y transmitirse adecuadamente
- Los requisitos para el sistema de información se exponen y publican para tener un sistema de gestión de mantenimiento asistido por computadora eficiente y actualizado.

1.2.2.6 Contribución de mantenimiento al proceso de gestión de activos físicos.

El proceso de mantenimiento proporciona las siguientes contribuciones al proceso de gestión de los activos físicos:

- Las características de confiabilidad de los activos
- Las características del coste del ciclo de vida de los activos
- El impacto de las estrategias de mantenimiento sobre los activos.

1.2.3 Costos de mantenimiento.

La contabilidad en las empresas ha sido relacionada con la determinación de los movimientos financieros, determinación de precios y presentación de estados y balances para el control de la

economía de la empresa. En particular la contabilidad de costos tiene como finalidad la determinación exacta de cuánto le cuesta a una empresa la producción de bienes o la prestación de servicios, para poder gestionar adecuadamente cada elemento de costo.

Es común en todas las empresas escuchar hablar de costos y gastos como si fuesen lo mismo, sin embargo existen diferencias entre los dos:

- Los costos se incurren exclusivamente para posibilitar la producción, mientras que los gastos no corresponden al proceso productivo y se efectúan en las actividades de distribución, administración y financiamiento.
- Contablemente los costos de materias primas y materiales se contabilizan únicamente cuando los productos elaborados son vendidos aunque se haya pagado por ellos; mientras que los gastos de distribución, administración y financiamiento son cuantificados inmediatamente en el período en que se incurre con el pago (Hernández, 2014).

Los elementos que conforman el costo de producción son:

- Materia Prima Directa: son los materiales que sufren una transformación para crear un bien; estos materiales son plenamente identificables y medibles
- Mano de Obra Directa: son los sueldos o salarios de los trabajadores que laboran en las actividades de elaboración del bien o prestación del servicio
- Costos Indirectos de Fabricación: son aquellos tipos de costos que no se pueden atribuir directamente a una partida concreta dentro del proceso de fabricación. Los costos indirectos de fabricación están conformados por:
 - Materiales Indirectos: son materiales empleados en el proceso productivo pero que no pueden ser identificados plenamente
 - Mano de Obra Indirecta: son los sueldos o salarios del personal que participa indirectamente de la producción de los bienes o prestación de servicios
 - Otros Costos Indirectos: Son los egresos que se realizan por concepto de servicios correspondientes a la planta, tales como: seguros, arriendos, teléfono, agua, energía eléctrica, etc. También forman parte de este grupo dos elementos que pueden ser muy representativos, como lo son la depreciación de los activos fijos de planta y la amortización de los gastos de instalación de la planta (Hernández, 2014).

Como es obvio, a medida que los requisitos de competitividad de las empresas se han ido incrementando sobre todo para intentar reducir los costos de producción, se han unido a este fin el estudio y establecimiento de costos de otras unidades de actividad. Éste es el caso del mantenimiento, que a pesar de ser un segmento importantísimo en todo proceso industrial y con gran repercusión económica, no ha sido sino hasta hace poco objeto de estudio en detalle desde el punto de vista financiero y contable.

Además de la mejora de la competitividad basándose en la reducción de costos integrales de producción, el análisis de costos totales de los ciclos de vida de las inversiones ha exigido también a las empresas analizar no solo los costos ya conocidos de adquisición, sino aquellos otros que repercuten directamente en el costo de toda su vida productiva: costos de capacitación, mantenimiento, utilización, y por último costos de retirada y eliminación (González Fernández, 2005).

Los costos de mantenimiento son útiles en dos sentidos: permiten la evaluación de resultados internos de una organización de mantenimiento y facilitan la comparación de la inversión con los resultados operativos de la empresa. Las metas u objetivos del control de costos de mantenimiento son: suministrar al Departamento de Contabilidad de la empresa los datos e informaciones necesarias para su trabajo específico y proveer al propio Departamento de Mantenimiento de cifras de costos para su control interno y para poder evaluar su eficiencia. (Vargas Zúñiga, 2011)

En el contexto de la gestión de activos es necesario tener claro como juega el mantenimiento en la economía de la organización. Se tiene por un lado los costos directos, como la mano de obra, los subcontratos, los repuestos, los materiales, la capacitación y los gastos de administración, todos estos son los que figuran en el presupuesto de mantenimiento, sin embargo no son los únicos costos del mantenimiento, también se tiene por otro lado los costos indirectos, estos son los que se generan por hacer mal el trabajo de mantenimiento, entre ellos se encuentran los derivados de pérdidas de producción, de mala calidad de productos o servicios, de demoras en entregas, de costos de capital por tener stocks en exceso, tanto sea de repuestos como de productos en proceso, de pérdidas de energía, de problemas de seguridad y con respecto al cuidado del medio ambiente y por la necesidad de mayor inversión debido a menor vida útil de los equipos e instalaciones (Sotuyo Blanco, 2013).

Uno de los principales objetivos de las empresas es combatir las pérdidas por paros imprevistos de sus unidades de producción; sin embargo si se colocan demasiados recursos en ello, al final, puede resultar más costoso que las pérdidas que está previniendo. Convencionalmente los

costos totales de mantenimiento (figura 5), es la suma de los costos del mantenimiento preventivo más los costos del mantenimiento correctivo (Hernández, 2014).

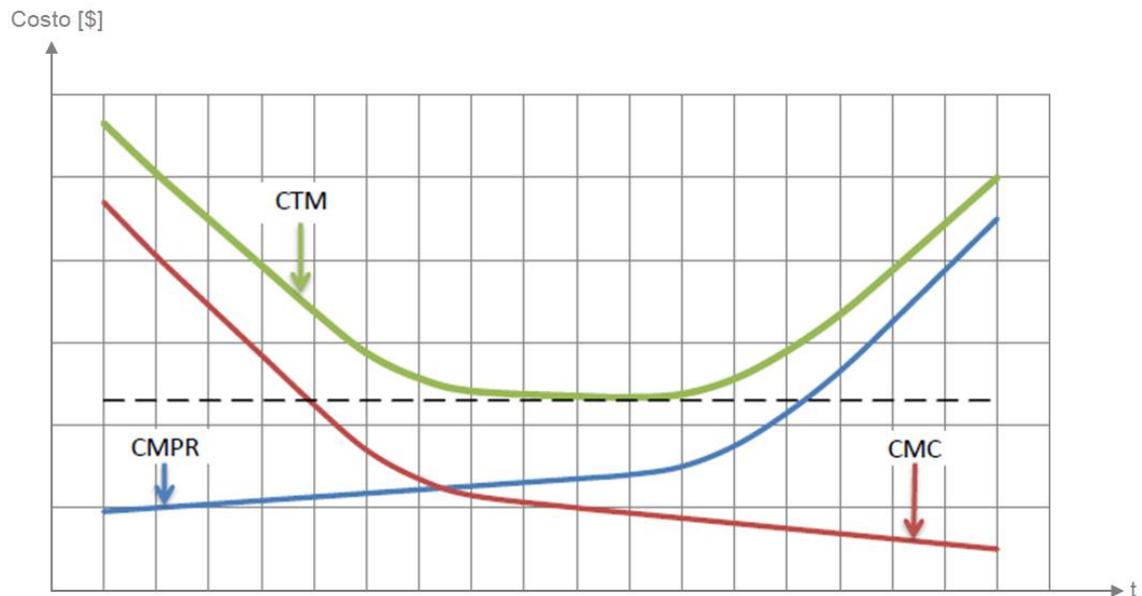


Figura 5. Costos de mantenimiento convencionales

Fuente: (Hernández, 2014)

$$CTM = CMPR + CMC$$

ecuación 3

donde:

CTM: Costos Totales de Mantenimiento

CMPR: Costos del Mantenimiento Preventivo

CMC: Costos del Mantenimiento Correctivo

La ecuación 3 muestra una forma de cálculo de los costos totales de mantenimiento en base a los costos de mantenimientos correctivos y preventivos.

Tomando en cuenta que el incremento de cualquier costo operativo disminuye las utilidades, se puede deducir fácilmente que reducir hasta cero el mantenimiento correctivo no es nada rentable. Sin embargo no es necesario reducir a cero el mantenimiento correctivo ya que no todos los paros imprevistos causan pérdidas o tienen consecuencias. Entonces; "existen componentes funcionales cuyas fallas imprevistas no producen costos correctivos

representativos” y más bien como estrategia empresarial, se debe dejar de aplicar el mantenimiento preventivo a estos componentes y planificar en ellos mantenimiento correctivo; en otras palabras, repararlos solo cuando fallen (Hernández, 2014).

Por lo expuesto se debe comprender que el mantenimiento correctivo podría también planificarse sin que este pierda su característica fundamental de ser un hecho imprevisto e indeseado. Aplicando este nuevo concepto, se hace el siguiente cambio de variables: mantenimiento correctivo por mantenimiento no planificado (MNP) y mantenimiento preventivo por mantenimiento planificado (MP) en las curvas de la figura 5, quedando de esa manera la siguiente ecuación:

$$CTM = CMNP + CMP \quad \text{ecuación 4}$$

donde:

CTM: Costos Totales de Mantenimiento

CMNP: Costos del Mantenimiento No Planificado

CMP: Costos del Mantenimiento Planificado

Este nuevo enfoque clasifica al mantenimiento en dos grandes grupos de carácter global que son:

- Mantenimiento Planificado (MP)
- Mantenimiento No Planificado (MNP)

Cualquier otro tipo de mantenimiento recae dentro de uno de los indicados en la figura 6 (Hernández, 2014).

El mantenimiento no planificado está constituido por el mantenimiento correctivo propiamente dicho, y son las actividades de mantenimiento imprevistas realizadas con carácter emergente para devolver la disponibilidad a un componente funcional de un sistema. En otras palabras, el mantenimiento no planificado son aquellas intervenciones de mantenimiento como reparaciones, recambios, reconstrucciones, etc.; ejecutadas frente a las fallas funcionales imprevistas de aquellos componentes funcionales que restan disponibilidad al sistema en el que funciona (Hernández, 2014).

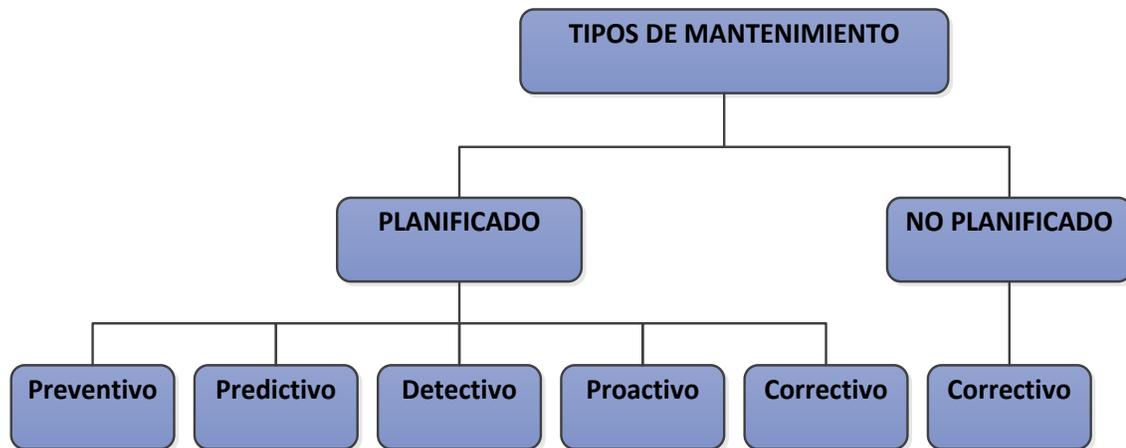


Figura 6. Clasificación global del mantenimiento

Fuente: (Hernández, 2014)

El mantenimiento planificado comprende todas las actividades que se realizan a ciertos componentes funcionales con el fin de prevenir posibles fallos para conservar así la función del sistema de manera óptima. Estas actividades podrían ser de carácter:

- Preventivas rutinarias
- Preventivas periódicas
- Basadas en la condición
- Proactivas
- Detectivas
- Correctivas planificadas (Hernández, 2014)

1.2.3.1 Costos totales de mantenimiento.

Los costos totales de mantenimiento están conformados únicamente por dos variables independientes (costo de mantenimiento planificado y costo de mantenimiento no planificado); pero cada una de estas depende de muchas circunstancias que podrían ser muy difíciles de apreciar o de calcular, ya que únicamente el 25% de su valor total es evidente y comúnmente calculado. Este valor es conocido como Costos Directos del Mantenimiento (Hernández, 2014).

El Costo Total de Mantenimiento en forma general dependerá del sistema de costeo, de los sistemas informáticos y tecnología que utilice la empresa para el cálculo de los mismos. Por

este motivo, es de mucha importancia detallar el cálculo de cada uno de sus componentes. (Hernández, 2014).

En el capítulo 1 se ha tratado las principales características del proceso de cálculo del Costo del Ciclo de vida de activos y las ventajas que esta metodología puede ofrecer para los estudios de costos en cada una de las etapas que se manejen en determinado proyecto con el fin de poder gestionar adecuadamente los recursos necesarios en cada una de ellas.

Adicionalmente se menciona la importancia que tiene en una empresa la gestión de los activos con el fin de lograr una coherencia entre los objetivos empresariales y los objetivos de todas las áreas de la organización; en este sentido cabe hacer una puntualización en la gestión del mantenimiento como medio para alcanzar las metas propuestas en los departamentos involucrados en su actividad. Finalmente se realiza una breve reseña de los costos del mantenimiento que servirán como base para el desarrollo del cálculo del LCC.

CAPÍTULO 2.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE ENERGÍA EÓLICA.

2.1 Generalidades.

La energía eólica es una fuente de energía renovable ya que su origen está en la energía cinética presente en el viento, a su vez el viento se forma a partir de la radiación solar que incide sobre la tierra y que calienta las masas de aire en la superficie pero de forma desigual de acuerdo a la latitud, lo cual tiende a ser corregido por el flujo de aire que corrige las diferencias de presión ocasionadas por este efecto, pudiendo entonces existir los vientos de montaña ocasionados por la diferencia de temperatura entre montañas y valles, y las brisas marinas que se producen por una diferencia de temperatura entre el mar y la tierra.

2.2 Aerogeneradores.

Los aerogeneradores son máquinas que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica mediante el giro del rotor eólico. Esta energía mecánica se transforma en energía eléctrica a través de un generador al aprovechar el giro del rotor (Romero Lozano, 2016).

Los aerogeneradores se pueden clasificar de acuerdo a la potencia proporcionada, por la posición del aerogenerador respecto al viento, por el número de palas, o por la manera de producir energía eléctrica.

2.2.1 Por la potencia eléctrica que pueden generar.

- Pequeños aerogeneradores: son los aerogeneradores cuya potencia está por debajo de los 30kW. Son empleados en pequeñas instalaciones aisladas y en cogeneración.
- Aerogeneradores tamaño medio: son los aerogeneradores más utilizados en la actualidad y su potencia está entre 30kW y 1000kW.
- Máquinas multimegavatio: son máquinas con potencias por encima del megavatio y corresponden a aerogeneradores que se desarrollan en la actualidad (Romero Lozano, 2016).

2.2.2 Por la posición del aerogenerador.

- Eje vertical o VAWT (Vertical Axis Wind Turbines): en este tipo de aerogenerador el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo.
- Eje horizontal o HAWT (Horizontal Axis Wind Turbines): en este tipo de aerogenerador el eje sobre el que van las palas se encuentra en posición paralela al suelo, en la figura 7 se pueden apreciar los tipos de aerogenerador de acuerdo a su posición y la posición respecto al viento.

2.2.3 Por la posición del equipo respecto al viento.

- A barlovento: son aerogeneradores que presentan el rotor de cara al viento. El conjunto formado por la góndola y la turbina están detrás de las palas, siendo esta opción la más generalizada por cumplirse las mejores condiciones estructurales (Romero Lozano, 2016).
- A sotavento: son aerogeneradores que tienen el rotor de cara opuesta al viento; su comportamiento se ve afectado por las turbulencias que crea la torre (Romero Lozano, 2016).

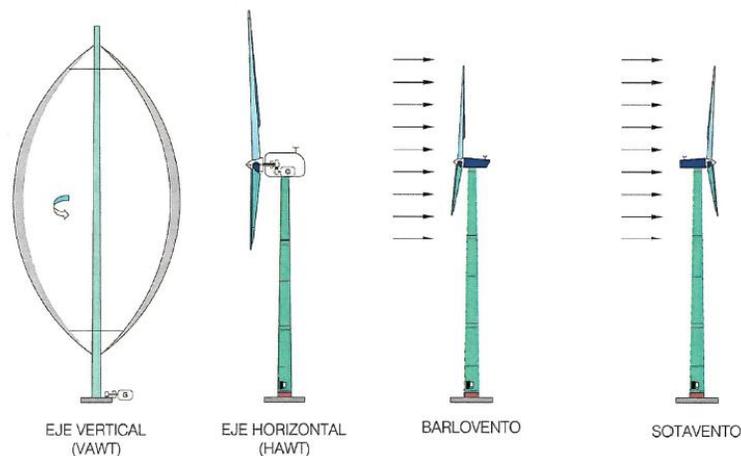


Figura 7. Clasificación de aerogeneradores según su diseño y posición frente al viento

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

2.2.4 Por el número de palas.

- Monopala: representa ventajas económicas y permite velocidades de rotación mayores, sin embargo produce mucho ruido y precisan un contrapeso en el lado diametralmente opuesto para evitar asimetría de cargas, en la figura 8 se aprecian los esquemas del número de palas de un aerogenerador.
- Bipala: presenta ventajas en cuanto a costos y peso respecto a los tripala, pero tienen el inconveniente que aparecen en ellos mayores cargas asimétricas.
- Tripala: es la opción más desarrollada de aerogeneradores a nivel mundial ya que presenta muy pocas oscilaciones, existe un mejor equilibrio de fuerzas giroscópicas y los problemas de vibraciones se reducen, sin embargo suelen ser más pesados, complejos y difíciles de instalar.
- Multipala: los aerogeneradores con cuatro o más palas son más pesados y más caros debido al número de palas, pero tienen ventajas en cuanto a la emisión de ruido y a su diseño relativamente sencillo (Romero Lozano, 2016).

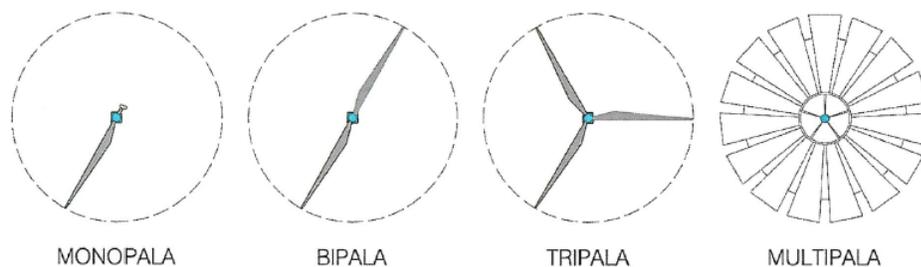


Figura 8. Clasificación de aerogeneradores por el número de palas

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

2.3 Componentes de aerogeneradores.

Los aerogeneradores más utilizados en la actualidad son de eje horizontal, del tipo rotor tripala a barlovento con potencias multimégavatio ya sean para instalación en tierra (onshore) o para instalaciones marinas (offshore) (Romero Lozano, 2016).

Durante el proceso de conversión de energía intervienen fundamentalmente: el rotor eólico, el tren de potencia, turbina y generador eléctrico unidos mediante una caja de multiplicación de velocidad (figura 9). Algunos sistemas disponen entre el generador y la red eléctrica, unos

convertidores electrónicos cuya función es controlar la velocidad de giro del generador y acondicionar la energía eléctrica generada (Romero Lozano, 2016).

Los aerogeneradores actuales de eje horizontal están soportados por una cimentación de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas del viento, sobre la cual se levanta una torre típicamente de acero, que eleva el aerogenerador normalmente hasta una altura $H = 0,75D + 10m$ (D es el diámetro de palas) con objeto de evitar que incidan las bajas velocidades de viento junto a la superficie del terreno. El extremo de la torre se fija a una góndola (o nacelle) giratoria de acero o fibra de vidrio, a la cual se accede por el interior de la torre, o por el exterior si se trata de un módulo pequeño.

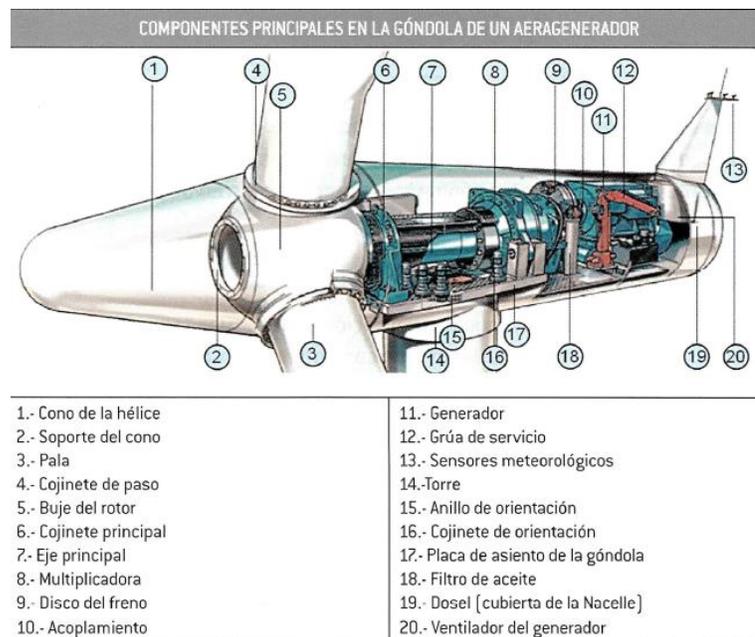


Figura 9. Componentes principales de un aerogenerador

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

Dentro de la góndola (figura 10) están situados:

- El tren de potencia eje del rotor (lento), caja multiplicadora de engranajes planetarios con régimen de salida de 1000 a 1500 rpm, eje rápido y acoplamientos flexibles.
- La máquina eléctrica: generador eléctrico, controles, accionamientos y máquinas auxiliares.

- Mecanismos auxiliares: generalmente hidráulicos (freno de emergencia del rotor, freno de orientación de la góndola, mecanismo de cambio de paso, aerofrenos, sistema de orientación).
- Sistema de control: microprocesador para supervisión de variables operativas, registro de incidencias y control del funcionamiento (arranque, parada, protección de embalamiento, enganche a la red, orientación, paso de las palas), módulo de comunicación con el control central.

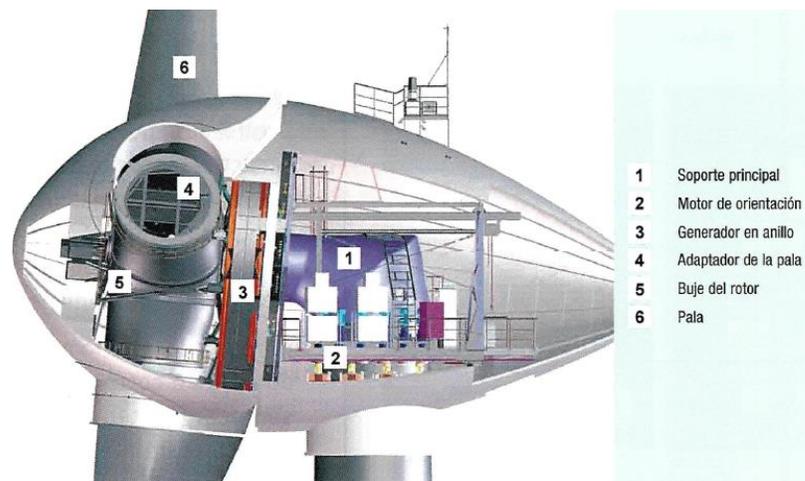


Figura 10. Detalle de disposición de equipos en la góndola

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

En el exterior de la góndola se encuentra:

- El buje, que une las palas del rotor.
- Las palas, cuyo eje de giro suele estar inclinado algunos grados sobre la horizontal con el fin de alejar las palas del suelo.
- El mecanismo aerodinámico de orientación. La góndola se orienta con un motor eléctrico o hidráulico engranado a una corona horizontal.
- Estación meteorológica, con medida de la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica.
- Pararrayos para descargas atmosféricas.

Finalmente se encuentra la cimentación (figura 11) que es un conjunto de elementos estructurales que transmiten las cargas de toda la edificación al suelo, distribuyéndolas de

forma que no superen su presión admisible ni produzcan cargas zonales, además la cimentación asegura la estabilidad del aerogenerador para todas las condiciones de diseño.

La cimentación está formada por el anclaje y la zapata; el anclaje es una continuación de la torre, a la cual se atornilla por medio de una brida interior. La zapata es la estructura de hormigón sobre la cual se soporta la torre y el anclaje.



Figura 11. Parque eólico, infraestructura de obra civil

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

2.4 Descripción de un generador convencional.

La góndola se sitúa en la parte superior de la torre y contiene los componentes clave del aerogenerador: tren de potencia, caja multiplicadora, generador eléctrico, mecanismos auxiliares y sistemas de control.

El rotor es un conjunto formado por las palas y el buje que las une. Sirve para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área de barrido del rotor, mayor será la producción.

El generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica, produciendo normalmente corriente alterna.

El controlador electrónico controla continuamente las condiciones de funcionamiento del aerogenerador mediante el análisis de las seriales captadas por múltiples sensores que miden muchas variables.

Los sistemas hidráulicos son elementos auxiliares que permiten el accionamiento del giro de las palas sobre su eje, así como el frenado del rotor o el giro y frenado de la góndola. En otros diseños de aerogeneradores estos accionamientos se realizan con sistemas eléctricos y control electrónico.

El sistema de orientación coloca siempre el rotor de manera perpendicular al viento con la ayuda de datos recogidos por la veleta.

2.5 Principio físico.

A continuación se presenta la Ley de Bezt que deben considerarse para comprender de mejor manera las capacidades de los aerogeneradores.

2.5.1 Ley de Bezt y máxima eficiencia de conversión.

Las turbinas eólicas extraen potencia del viento actuando como un obstáculo que frena el libre movimiento del mismo.

Debido a que el caudal de aire que pasa por el rotor debe mantenerse constante, se provoca un ensanchamiento de la sección transversal detrás del plano del rotor. Debido a la reducción de la velocidad del viento se produce un aumento de la sección de paso para mantener la cantidad de aire en circulación. La reducción de velocidad se produce de forma gradual hasta que se llega a un valor constante.

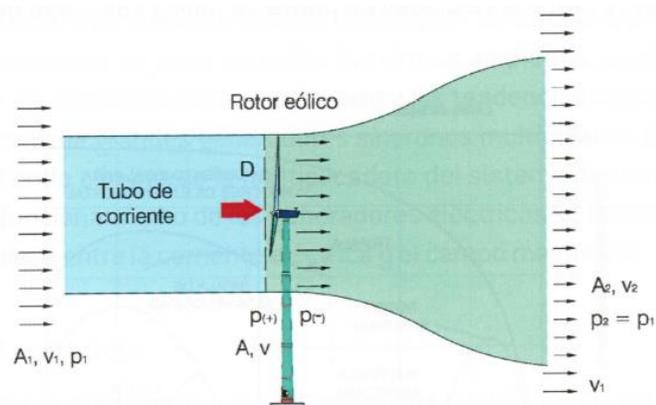


Figura 12. Velocidades del aire antes y después del aerogenerador

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

La figura 12 representa el disco poroso de perfil y las líneas de corriente que encierran el tubo de corriente. La potencia extraída de la corriente proviene, de la diferencia de presión entre ambas caras del disco (Romero Lozano, 2016).

El rotor eólico no puede convertir toda la energía eólica del viento en rotación, ya que si así fuera, la velocidad del viento en la salida del rotor sería nula, impidiendo la entrada de más aire. Así pues hay un factor de aprovechamiento máximo de la energía eólica del viento que está definido por la Ley de Bezt (Romero Lozano, 2016).

El cociente entre la potencia obtenida y la disponible en la corriente a través del área frontal de la turbina es lo que se conoce como *coeficiente de potencia* C_p , definido por la Ley de Bezt, el valor de máximo aprovechamiento es 0,593 de la potencia eólica y en el caso de un aerogenerador ideal, la velocidad del viento de salida sería como mínimo 1/3 de su velocidad inicial (Romero Lozano, 2016).

El límite de Bezt indica que tan solo aproximadamente el 60% de la energía contenida en el viento es convertible en energía disponible en la turbina, se obtiene retardando un 33% la corriente en el disco y un 66% en la estela. La figura 13 muestra el coeficiente de potencia máximo obtenible para distintos tipos de aeroturbinas actuales en función del parámetro λ de velocidad del rotor (cociente entre la velocidad de punta de pala y velocidad del viento incidente) (Romero Lozano, 2016).

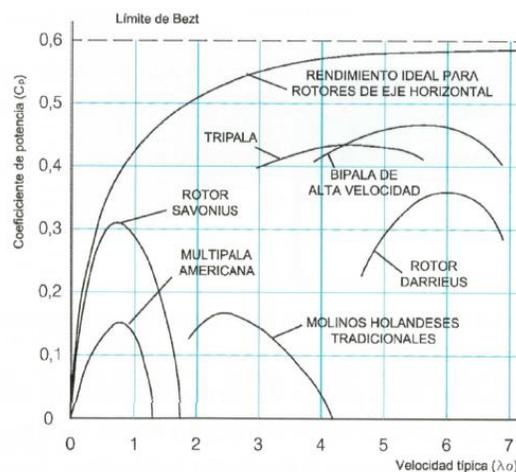


Figura 13. Coeficiente de potencia C_p en función de la velocidad del rotor

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

2.6 Funcionamiento de un aerogenerador.

A continuación se detalla el funcionamiento de un aerogenerador de acuerdo a los estados de carga del mismo:

El funcionamiento de un aerogenerador empieza con la etapa de preparado para el arranque, siempre que el sistema de control no detecte ninguna avería y los elementos de conexión a la red estén disponibles. Transcurrido el tiempo reglamentado, después de arrancar, las palas del rotor avanzan desde la posición de bandera (aproximadamente 90°) hasta la posición del modo de operación de funcionamiento en vacío. En este momento el aerogenerador empieza a girar libremente a una velocidad de rotor reducida.

El aerogenerador comienza el proceso real de puesta en marcha cuando durante un tiempo de comprobación, la velocidad media del viento es superior a la velocidad de arranque requerida (figura 14).

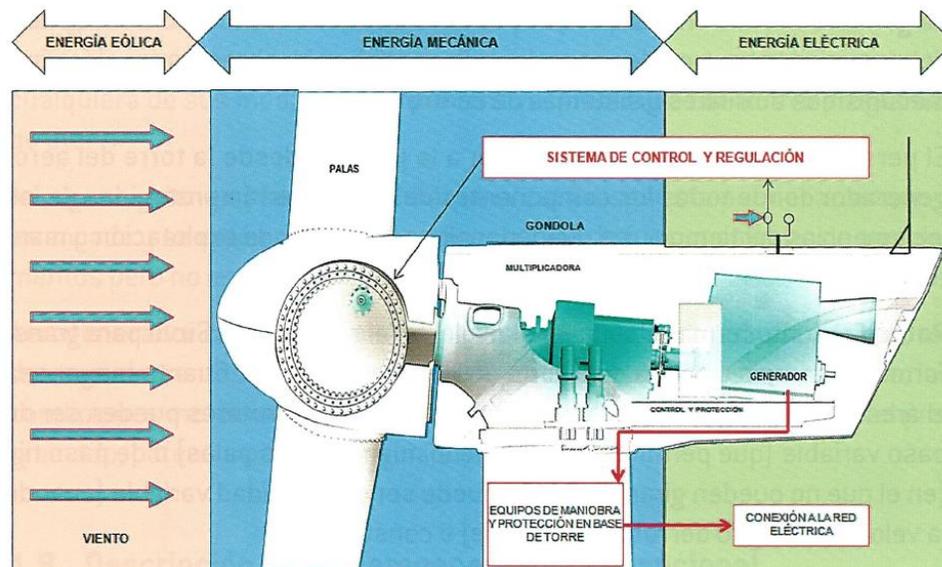


Figura 14. Funcionamiento de un aerogenerador convencional

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

2.6.1 Funcionamiento normal.

Una vez finalizado el proceso de puesta en marcha, el aerogenerador se acopla a la red y pasa automáticamente al modo de funcionamiento normal. Mientras el aerogenerador está en

funcionamiento, el sistema de control y protección va analizando las condiciones del viento, se optimiza la velocidad del rotor, la potencia y la excitación del generador, se adapta la posición de la góndola respecto a la dirección del viento y se recogen los estados de todos los sensores. Ante altas temperaturas externas y, al mismo tiempo fuertes vientos, se activarán los elementos de protección correspondientes (Romero Lozano, 2016).

2.6.2 Funcionamiento normal a carga parcial.

Durante el funcionamiento a carga parcial, la velocidad y la energía generada se adaptan continuamente a las condiciones cambiantes del viento. En el margen superior del rango de carga parcial, las palas del rotor giran unos grados para evitar el efecto de pérdida aerodinámica (pérdida de sustentación). Si la velocidad del viento aumenta, también aumenta la velocidad del rotor y, en consecuencia, la cantidad de energía generada (Romero Lozano, 2016).

2.6.3 Funcionamiento a potencia regulada.

Por encima de la velocidad nominal del viento, la velocidad de rotación se mantiene aproximadamente en su valor nominal mediante el ajuste del ángulo de paso de la pala. En consecuencia, la energía tomada del viento queda limitada (Romero Lozano, 2016).

2.6.4 Funcionamiento en vacío.

Cuando el aerogenerador está parado, las palas del rotor suelen estar en la posición de 60° respecto a la posición de operación. En este momento, el aerogenerador empieza a girar libremente a una velocidad de rotor reducida. Si se supera dicha velocidad (3 rpm), las palas del rotor girarían hasta la posición de bandera (90°). Este tipo de funcionamiento se llama "funcionamiento en vacío". El funcionamiento en vacío reduce las cargas y permite que el aerogenerador vuelva a arrancar en un tiempo mínimo (Romero Lozano, 2016).

2.6.5 Parada del aerogenerador.

El aerogenerador puede detenerse voluntariamente accionando manualmente los controles necesarios. Si se produce una avería, o si las condiciones del viento no son las apropiadas, el sistema de control detendrá automáticamente el aerogenerador.

2.7 Parque eólico.

Un parque eólico es un conjunto de aerogeneradores que transforman la energía cinética del viento en electricidad que es transmitida a la red mediante una línea de evacuación. El uso de varios aerogeneradores ayuda a disminuir la fluctuación en la generación, porque la turbulencia de uno evita la de otro (Romero Lozano, 2016).

Las instalaciones de un parque eólico requieren la construcción de infraestructuras civiles, eléctricas y de control. La infraestructura civil está conformada por las obras de trazado de accesos, plataforma de montaje, cimentación de los aerogeneradores, edificaciones, etc. La infraestructura eléctrica está formada por los dispositivos eléctricos incluidos los aerogeneradores, circuito colector, subestación y la línea de salida en alta tensión. La infraestructura de control consiste en un sistema automático formado por una red de control integrado y con un ordenador central equipado con un software capaz de realizar la conexión – desconexión total o parcial del parque, registrar los parámetros de funcionamiento, las maniobras y mantener una comunicación permanente con los centros de control remoto (Romero Lozano, 2016). En la figura 15 se puede apreciar un esquema de un parque eólico convencional.

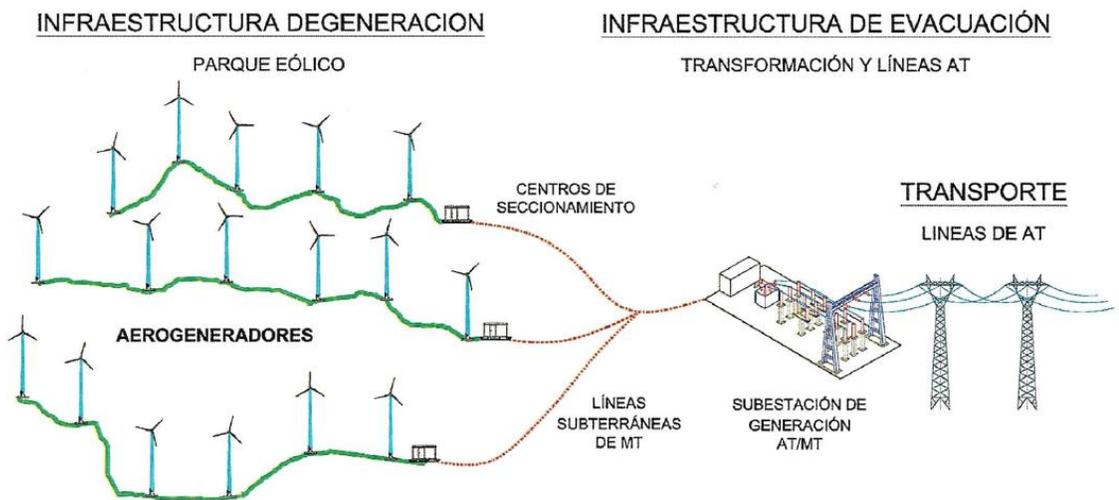


Figura 15. Esquema básico de un parque eólico

Fuente: (Romero Lozano, 2016)

2.8 Tendencias actuales.

El desarrollo de la energía eólica se ha centrado hasta el momento en instalaciones terrestres (onshore) a pesar de las limitaciones de zonas con recurso eólico suficiente y con importante impacto visual (Romero Lozano, 2016).

La energía eólica marina (offshore) presenta mayor disponibilidad de áreas para nuevas instalaciones, menor impacto visual y acústico y la posibilidad de obtener mayores potencias e instalaciones. Los nuevos diseños investigan pasar de la tecnología que actualmente utiliza sistemas de evacuación de energía generada de media tensión, 20 – 33 kV, a diseños en alta tensión a 66 – 72 kV. Por otra parte, con el empleo de materiales superconductores y electrónicos, se investiga el desarrollo de turbinas eólicas reduciendo el costo de explotación y aumentando la eficiencia (Romero Lozano, 2016).

Las fuerzas que las turbinas eólicas pueden absorber requieren investigación por la alta demanda mecánica en los componentes que se encargan de transmitir la energía del viento al generador. Los engranajes, rodamientos, bujes, etc., sufren un importante desgaste. Además, en muchos casos, es necesario sustituirlos o repararlos a lo largo de la vida útil del equipo, suponiendo un lastre importante en los costos de mantenimiento totales (Romero Lozano, 2016).

En varios países europeos la generación de electricidad a partir de la energía eólica ha tenido un gran auge debido sobre todo al desarrollo tecnológico que ha permitido que este tipo de energía pueda ser competitiva frente a los costos que manejan las fuentes tradicionales de generación.

El mercado de la energía eólica en Europa y el mundo se está desarrollando con tasas anuales de crecimiento en torno al 30%, habiendo pasado de los 2.500 MW en el año 1992, a 94.000 MW a 1 de enero de 2008, con lo que se proporciona energía suficiente para satisfacer las necesidades de unos 50 millones de hogares, más de 120 millones de personas. Hoy en día la industria eólica ha superado la etapa de investigación y desarrollo, explotándose de forma industrial, con fiabilidad técnica, rentabilidad económica e impactos ambientales de poco significado.

Las actuales máquinas de serie tienen potencias elevadas (principalmente del orden de 850 a 3000 kW), motivo éste que permite a los parques eólicos alcanzar potencias totales importantes en producción, con niveles relevantes (OLADE, 2009).

2.9 La energía eólica en el Ecuador.

Desde hace aproximadamente una década en el Ecuador se han venido promoviendo a nivel estatal la investigación y desarrollo de nuevas fuentes de generación eléctrica, sobre todo aquellas fuentes de energía basadas en recursos renovables y que manejen una afectación mínima a la naturaleza; es así que en la provincia de Galápagos por citar un ejemplo, se ha instalado una central eólica para abastecer de electricidad a la región insular; por otro lado se tiene las múltiples centrales hidroeléctricas ubicadas en distintas regiones del país las cuales aportan en la actualidad aproximadamente 2500 MW al sistema nacional interconectado para su distribución a toda la nación.

En este contexto un proyecto de generación eléctrica que resultó novedoso, sobre todo por ser pionero en la región, es el proyecto eólico Villonaco (figura 16) el cual se encuentra ubicado en la provincia de Loja, proyecto que se encuentra en funcionamiento y aporta con 16,5 MW de energía eléctrica para todo el país desde enero del año 2013.



Figura 16. Central Eólica Villonaco

Fuente: (MEER, 2017)

La empresa Electro Generadora del Austro Elecaastro S.A. es una empresa pública dedicada a la generación de electricidad y al estudio y construcción de nuevos proyectos de generación eléctrica; por citar un ejemplo, hace 5 años entró en operación la central hidroeléctrica Ocaña con una producción de 26 MW, y con el paso del tiempo esta empresa ha venido avanzando con los estudios para la implementación de nuevos proyectos hidroeléctricos y uno en especial de tipo eólico; se trata del proyecto eólico “Minas de Huascachaca” el cual actualmente está en fase de construcción.

El mencionado proyecto se encuentra ubicado a 84 Km al suroeste de la ciudad de Cuenca por la vía Girón - Pasaje, en la parroquia San Sebastián de Yúluc, en el Cantón Saraguro perteneciente a la provincia de Loja. Según los diseños el proyecto contará con 15 aerogeneradores y producirá aproximadamente 50 MW.

En las empresas públicas como lo es Elecaastro y a nivel general en las empresas eléctricas públicas, si bien es cierto no existen fines de lucro, su obligación es cubrir la demanda nacional de energía eléctrica en todo momento para lo cual necesitan altos niveles de disponibilidad de las plantas generadoras que permitan satisfacer la necesidad de la población. Resulta entonces interesante dotar de todos los mecanismos para el normal funcionamiento de la central eólica en cuestión, en este caso desde la fase de entrada en funcionamiento de la misma, para lo cual es conveniente la valoración del ciclo de vida del proyecto sobre todo en las fases de operación y mantenimiento con el fin de colocar los recursos necesarios para producción.

Actualmente en el Ecuador existen tres parques eólicos: en la Isla San Cristóbal del Archipiélago de Galápagos (2,4 MW), el proyecto Baltra – Santa Cruz (3,2 MW), y el ya mencionado proyecto Villonaco, sin embargo en el Ecuador el conocimiento este tipo de tecnología no es muy amplio y con el desarrollo de documentos como éste se pretende ampliar la experiencia en la generación eólica para aplicarla a las centrales existentes y las que pudieran instalarse en el futuro.

Las tecnologías de energía eólica son maduras y conocidas especialmente en los países desarrollados donde el mercado ha alcanzado una cierta madurez. Pero en el caso de Ecuador, éste es un mercado insipiente en que se han detectado barreras de carácter tecnológico que impiden su crecimiento (OLADE, 2009):

- Integración en la red: el problema radica en cómo integrar en el sistema nacional interconectado una considerable cantidad de energía eólica.
- Falta de proyectistas, instaladores y mantenedores capacitados: en el mercado energético ecuatoriano la energía eólica es un mercado poco maduro, lo que hace que

la demanda existente de los diferentes servicios asociados a ésta tecnología, como son servicios de ingeniería, instalación y mantenimiento sea baja. Además de la escasez de servicios, también se ha detectado la escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados. (OLADE, 2009)

- Desconocimiento del potencial que las tecnologías de energía eólica pueden ofrecer en Ecuador: este punto ha mejorado ya que desde el año 2009 por parte del gobierno nacional se impulsó la creación del “Atlas Eólico del Ecuador” el cual fue concebido para fines netamente de generación eléctrica, es así que en la actualidad este documento puede ser empleado como instrumento para que diferentes organizaciones públicas o privadas realicen estudios para la instalación de nuevos parques eólicos. El “Atlas Eólico del Ecuador” es un documento que contiene fundamentalmente estudios de las tendencias del comportamiento del viento en el territorio nacional así como los mapas de los sectores donde se concentran las mejores condiciones para la generación eólica. (MEER, 2017)

Por lo expuesto se puede concluir que no existe gran conocimiento sobre la generación eólica desde un punto de vista netamente técnico, en relación a la tecnología como tal, sino más bien el conocimiento se centra en los estudios sobre el territorio y el viento para la instalación de parques eólicos; sin embargo al existir ya tres proyectos con generación eólica la experiencia se va incrementando en el día a día, y con el presente documento, en alguna medida se puede aportar con una herramienta que pueda servir como base para el análisis de una parte del costo del ciclo de vida de un aerogenerador en el contexto operacional ecuatoriano.

2.10 Problemática.

En toda organización independientemente de la actividad económica a la cual se dedique, siempre existirán mecanismos de evaluación y control de sus movimientos financieros para gestionar adecuadamente sus actividades; en el sector público esto no cambia ya que son organizaciones que mueven grandes cantidades de circulante para satisfacer las necesidades de la población, y desde luego son continuamente intervenidas por muchos entes de control para vigilar las actividades empresariales y verificar el eficiente uso de los fondos públicos.

Elecaastro es una empresa relativamente pequeña en comparación con las grandes unidades de negocio de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP (grandes en el sentido de capacidad instalada de generación) pero en el ámbito eléctrico nacional es reconocida como una de las mejores y más eficientes empresas generadoras de electricidad. Una de las fortalezas que posee la empresa radica en un eficiente manejo financiero, teniendo como puntal

para estos fines un presupuesto anual que siempre ha garantizado un normal funcionamiento de todas sus áreas, tal es así que tanto los trabajadores de Elecaastro como los proveedores pueden dar fe que se trata de una empresa seria y solvente; y desde la óptica de los organismos de control estatal, la empresa es muy eficiente porque no se derrocha dinero ya que para cada gasto en el que incurre existe una justificación debidamente fundamentada.

El presente trabajo está vinculado justamente con el tema presupuestario de la empresa, ya que al momento en que el parque eólico Minas de Huascachaca ingrese a la fase de operación, se necesitará conocer cuánto le costará a la empresa el mantenimiento y operación de sus unidades y esto servirá para una adecuada planificación de las actividades en el parque eólico, así como también permitirá una justificación técnica del presupuesto presentado ante los organismos estatales de control, accionistas y financiadores, por lo tanto con la elaboración del cálculo del costo del ciclo de vida de los aerogeneradores para las fases de operación y mantenimiento se conseguirá en primer lugar un análisis de los factores que influyen sobre esta fase del ciclo de vida del activo para su adecuada gestión, y posteriormente con algunos elementos que se obtengan del primer análisis, proponer un presupuesto que garantice el recurso económico para desarrollar las actividades de la planta desde su puesta en marcha y a cargo de Elecaastro. En las figuras 17 y 18 se puede apreciar el lugar donde se instalarán los aerogeneradores del proyecto Minas de Huascachaca.

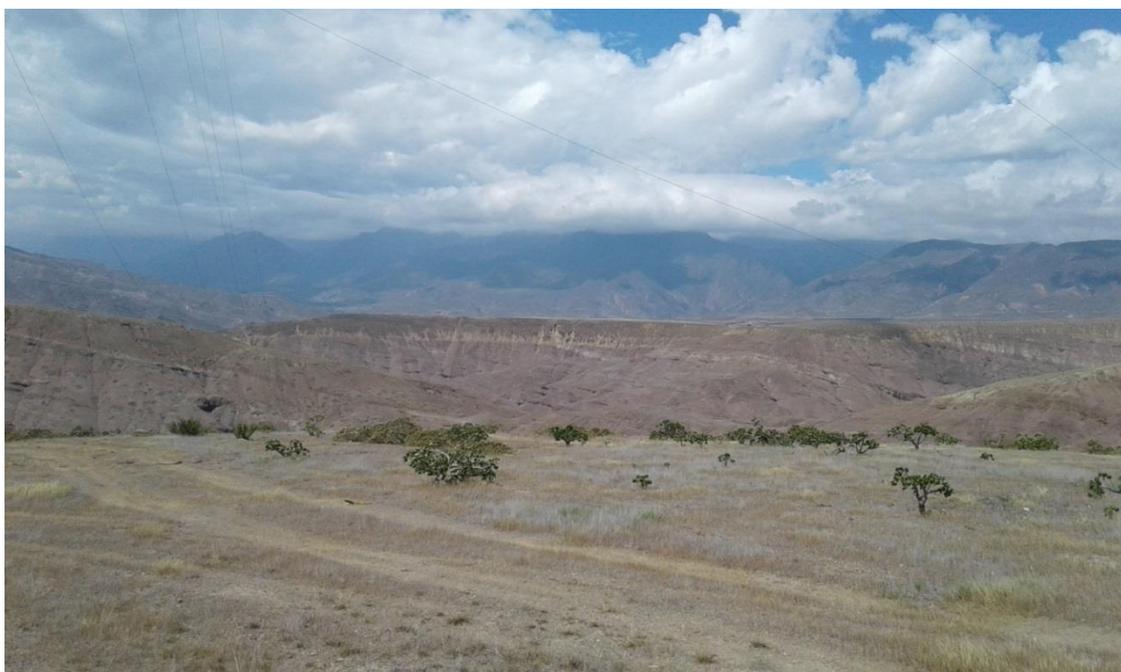


Figura 17. Lugar donde se emplazará el parque eólico Minas de Huascachaca

Fuente: El Autor

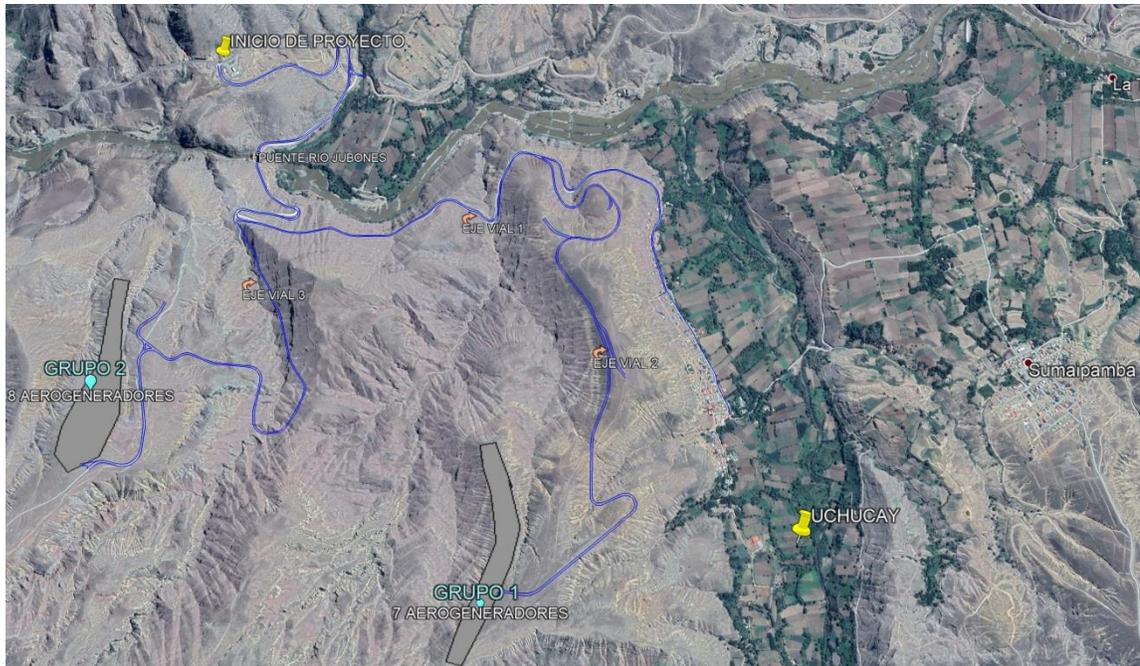


Figura 18. Mapa de la zona donde se emplazará el parque eólico Minas de Huascachaca

Fuente: (Elecaastro S.A., 2018)

2.11 Metodología.

Para conseguir elaborar el presupuesto de operación y mantenimiento que permita identificar los factores más influyentes en esta etapa del ciclo de vida de los aerogeneradores, fundamentalmente se aplicará la norma UNE-EN-60300-3-3 2009 para el análisis y cálculo del ciclo de vida de los activos, previo a lo cual se desarrollará una propuesta de plan de mantenimiento para los aerogeneradores que nos facilite la caracterización de los elementos de costo para el cálculo del presupuesto.

El análisis se realizará siguiendo los siguientes pasos (AENOR, UNE-EN 60300-3-3, 2009):

- Definición de una estructura de desglose de costos apropiada
- Definición de una detallada estructura de desglose de costos del activo
- Definición de las categorías de costos
- Establecimiento de relación entre las estructuras de desglose del activo y las categorías de costos, definidas por medio de elementos de costo
- Establecer precondiciones y suposiciones para el análisis
- Realizar los cálculos de los costos

- Presentación de los costos de acuerdo con la estructura de distribución de los mismos.

Entre las decisiones en las cuales el proceso de LCC proporciona una aportación, destacan las siguientes:

- Evaluación y comparación de enfoques alternativos de diseño y opciones tecnológicas
- Valoración de la viabilidad económica del proyecto o proceso
- Identificación de los contribuyentes de costos y de mejoras efectivas de costos
- Evaluación y comparación de estrategias alternativas para el uso, operación, pruebas, inspección, mantenimiento, etc. , del proceso (Castro Santos, 2013)

Los costos de operación y mantenimiento son una de las partes más importantes del LCC, sin embargo son los más difíciles de predecir; el gobierno de los Estados Unidos ha demostrado que los costos de operación y mantenimiento de un objeto puede exceder el precio inicial de adquisición hasta 10 veces (Castro Santos, 2013).

Los métodos de estimación de costos en la industria pueden clasificarse como: modelos paramétricos, modelos análogos y modelos detallados. En la norma UNE-EN-60300-3-3 2009, a los modelos análogos se les llama métodos de coste por analogía, y a los modelos detallados se les llama método de coste de ingeniería (Castro Santos, 2013).

La estimación paramétrica es la generación y aplicación de las ecuaciones que describen las relaciones entre los esquemas de costos y los atributos mensurables de un sistema. La estimación de costos con un modelo paramétrico se basa en la predicción del costo total de un producto (o componente), el cual está compuesto por varias actividades (por ejemplo, el diseño y la fabricación pueden ser determinados usando un análisis de regresión basado en costos históricos e información técnica). Sin embargo, un inconveniente de la estimación paramétrica es que no es muy buena para estimar el costo de los productos que utilizan nuevas tecnologías (Castro Santos, 2013).

La estimación de costes realizada por analogía identifica un producto similar o componente y ajusta sus costes a las diferencias existentes entre este y el producto en estudio. La efectividad de este método depende en gran medida de la capacidad para identificar correctamente diferencias entre el caso de estudio y aquel con el que se considera comparable. La principal desventaja de la estimación por analogía es el alto grado de conocimiento necesario. Esta aproximación es buena para emplear con nuevos productos (Castro Santos, 2013).

Un modelo detallado utiliza las estimaciones de tiempo de trabajo y de material, así como sus precios, para estimar los costes de un producto o actividad examinando el producto componente a componente. Esto es conocido como estimación de abajo hacia arriba y es ampliamente utilizada por las organizaciones que estiman los costes de construcción mediante paquetes de trabajo, tales como los astilleros.

Para el presente trabajo se emplearán los tres tipos de modelo para cada caso que se ajuste al manejo de cada costo y a la existencia de los datos dada la etapa en la que se encuentra el proyecto eólico, algunos de los cuales serán establecidos de acuerdo a información propia de Elecaustro (costos de mano de obra) y ciertos costos en base a la información facilitada por la Unidad de Negocio GENSUR (costos de inversiones, materiales para mantenimiento). En modelo de ingeniería se utilizará para la estimación de costos de mano de obra para mantenimiento preventivo; el modelo basado en analogía se utilizará para estimar los costos de inversiones, costos aproximados de materiales y repuestos; y finalmente los costos de mantenimiento correctivo en donde se emplean ciertos parámetros como tasas, valores y cantidades serán calculados con el modelo paramétrico.

2.12 Plan de mantenimiento para un parque eólico.

El mantenimiento tiene la finalidad de conservar un activo en un estado que le permita desarrollar adecuadamente las funciones para las que fue construido, y busca siempre evitar el deterioro prematuro de los equipos prolongando así su vida útil.

En el campo de la energía eólica la gestión de activos suele alcanzar un grado de complejidad elevado. La aplicación de metodologías como IBR (Inspección Basada en Riesgo), ACR (Análisis Causa Raíz), MCC (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), OCR (Optimización Costo Riesgo) es primordial en aras de minimizar el número de intervenciones a las necesarias, en un entorno donde los aspectos logísticos suelen marcar la pauta. (Gonzalez, Amendola, & Depool, 2008)

Sería lógico pensar que se debe aplicar un plan de mantenimiento que tenga establecido de forma continua y durante toda la vida del aerogenerador cuáles son sus condiciones de trabajo y el estado real del equipo principalmente en los componentes que sean críticos, en este sentido la mejor opción para la gestión del mantenimiento en un aerogenerador es el Mantenimiento Basado en Condición, ya que este tipo de mantenimiento permite, a través de un análisis de los elementos críticos, concentrar los esfuerzos y recursos en conseguir la mayor disponibilidad de los elementos cruciales para el funcionamiento del activo. (Rodríguez, 2015)

Hoy por hoy no es justificable pensar que toda una planta debe estar sujeta a un solo tipo de mantenimiento (por ejemplo, correctivo, o preventivo, etc.). Cada equipo ocupa una posición distinta en el proceso industrial, y tiene unas características propias que lo hacen diferente del resto, incluso de otros equipos similares. Si se quiere optimizar, ya no es suficiente con pensar en el tipo de instalación o en las características del equipo. Es necesario tener en cuenta toda una serie de factores como el costo de una parada de producción, su influencia en la seguridad, el costo de una reparación, etc., que van a determinar las tareas de mantenimiento más convenientes para cada equipo. (García, 2003)

En toda empresa cuyo proceso productivo dependa de maquinaria y equipos, los esfuerzos para mantener la mayor disponibilidad posible en los mismos resultan vitales, ya que las paradas inesperadas en estos elementos provocan pérdidas por las intervenciones que se deben realizar en los equipos además del flujo cesante.

2.13 Tipos de mantenimiento aplicados a la energía eólica.

El mantenimiento para las instalaciones de energía eólica puede clasificarse de acuerdo a su organización, previsión y control en mantenimiento preventivo y correctivo.

2.13.1 Mantenimiento Preventivo.

El mantenimiento preventivo se realiza antes de que ocurra un fallo, por lo cual se da a intervalos de tiempo prefijados. Consiste en realizar mediciones, reparaciones o cambios de componentes o piezas en base a la información disponible (Romero Lozano, 2016). Se realiza en base a las recomendaciones del fabricante y/o la experiencia del personal a cargo del mantenimiento del bien

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivos mantener la fiabilidad del equipo y aumentar la duración de la vida útil del equipo. En los parques eólicos se realiza un mantenimiento preventivo anual programado durante períodos de poco viento (Martín Mayordomo, 2015), o cuando se haya programado realizar paros; las actividades típicas a realizar son por ejemplo la comprobación de pares de apriete, engrases, revisión del generador. En otras frecuencias también se realizan cambios de aceite de la multiplicadora y del grupo hidráulico, además de un megado de los cables del generador.

El mantenimiento preventivo se divide en mantenimiento basado en condición y el mantenimiento predeterminado.

2.13.1.1 Mantenimiento basado en condición.

Es el mantenimiento preventivo basado en el conocimiento del estado de una instalación, sistema o equipo por inspección y medición periódica o continua de algún parámetro significativo. (Romero Lozano, 2016). En este tipo de mantenimiento se determina la condición técnica real del equipo ya que se realiza mientras se encuentre en funcionamiento.

En este tipo de mantenimiento se parte de la idea de que una máquina o equipo comienza a manifestar ciertos síntomas de mal funcionamiento antes de que se produzca el fallo (Romero Lozano, 2016). Tiene como objetivo reducir las paradas por mantenimientos preventivos con las consecuentes reducciones de costos de mantenimiento, así como las pérdidas por la no operación del equipo.

Las técnicas del mantenimiento basado en condición se pueden agrupar en (Romero Lozano, 2016):

- Inspección visual
- Inspecciones termográficas
- Análisis de incidencias
- Medidas de sincronismos y velocidades
- Medidas de ruidos y vibraciones
- Técnicas de ultrasonidos
- Análisis de aceites
- Análisis de lubricantes
- Medida de la contaminación depositada
- Medida de aislamientos
- Medidas de resistencias
- Medida de consumos y pérdidas

2.13.1.2 Mantenimiento predeterminado.

Es un tipo de mantenimiento cíclico, independiente de la condición, tradicionalmente llamado mantenimiento preventivo planificado (Sexto, 2017). En el mantenimiento predeterminado se

realizan acciones sobre los activos en intervalos de tiempo planificados y generalmente se basa en las recomendaciones del fabricante.

2.13.2 Mantenimiento correctivo.

Este tipo de mantenimiento, como su nombre lo dice, se realiza cuando se ha producido el fallo. El mantenimiento correctivo presenta ciertos inconvenientes, siendo uno de los más importantes el hecho de que un fallo de un elemento puede a su vez acarrear daños a otros elementos del sistema y por ende aumentar los costos de reparación totales. Además al aplicar esta metodología se debe tener presente que es necesario disponer del recurso humano y un stock de repuestos (generalmente muy costo) suficientes para reestablecer al equipo en el menor tiempo posible a su estado de operación normal.

Según la norma UNE-EN 13306 el mantenimiento correctivo se divide en mantenimiento correctivo inmediato, el cual se realiza inmediatamente después de que se ha presentado el fallo funcional y con los medios disponibles; y por otro lado está el mantenimiento correctivo diferido, en el cual se produce un paro del activo o instalación que ha sufrido un fallo funcional, para posteriormente intervenir en dicho sistema pudiendo disponerse de materiales y recursos para reestablecer el sistema. En la figura 19 se muestra una clasificación de los tipos de mantenimiento.

2.13.3 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

Una importante estrategia de mantenimiento que facilita la identificación del tipo de mantenimiento más apropiado para cada caso, es el denominado *Mantenimiento centrado en Confiabilidad* (RCM) el cual se centra en el análisis de los modos de fallo que pueden afectar la funcionalidad del sistema en estudio. Esta técnica consiste entonces en analizar a profundidad los modos de fallo y las consecuencias que acarrearán para la organización.

El RCM se implementa a partir de la identificación clara de los modos de fallo sobre los cuales se trabajará para alcanzar los objetivos planteados; en determinados casos el análisis de fallos asociados al análisis de costos permitirá definir por ejemplo si el equipo debe funcionar hasta que falle sin realizar ninguna intervención.

Su implantación es compleja y requiere de largos periodos de tiempo en el análisis de los fallos debido a las carencias documentales en ciertos sectores como puede ser el energético (Martín Mayordomo, 2015).

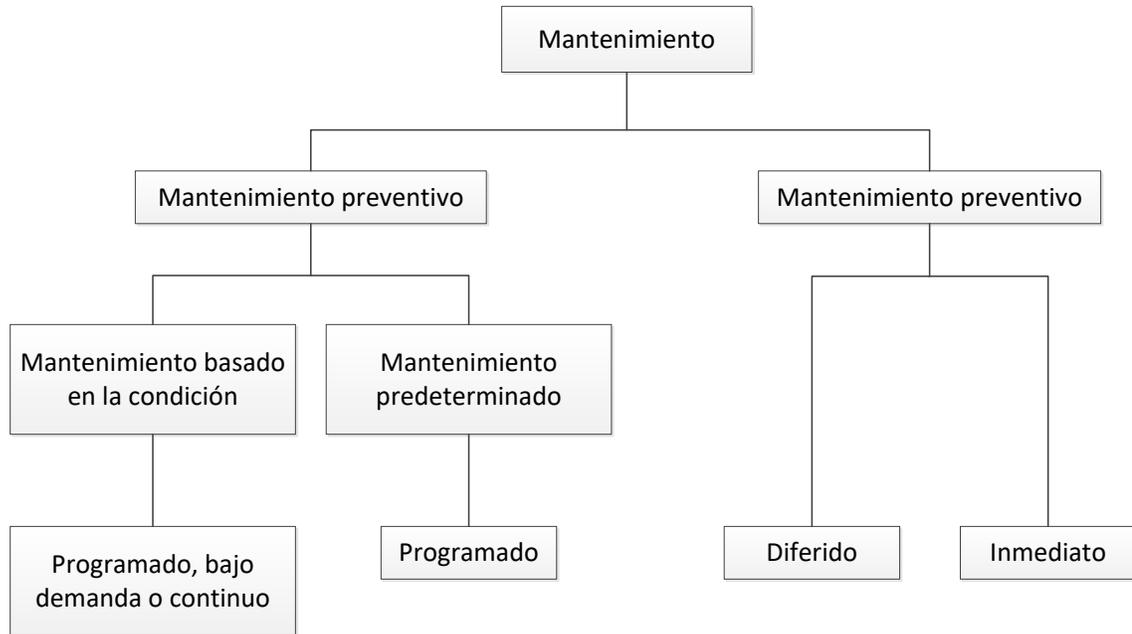


Figura 19. Mantenimiento – Resumen General

Fuente: (AENOR, Norma española UNE-EN 13306, 2011)

2.14 Plan de mantenimiento.

Las instalaciones del parque eólico Minas de Huascachaca que serán sujetas a mantenimiento serán la Subestación Uchucay, línea de subtransmisión y la planta eólica (aerogeneradores) cada una de las cuales poseen una gran cantidad de sistemas y subsistemas, sin embargo se consideraran los sistemas globales sin entrar en detalle ya que por el momento, y dada la etapa en la que se encuentra el proyecto, no ha sido posible contar con una descripción pormenorizada de todos los elementos constitutivos de cada uno de ellos.

2.14.1 Subestación Uchucay.

Se trata de una subestación elevadora del parque eólico con un transformador de elevación 34,5 /138 kV, barra simple, con una capacidad instalada total de 40/50 MVA. Dispondrá de todo el equipamiento de corte y maniobra para recibir la energía de los cuatro circuitos del sistema

colector interno e incrementar el nivel de tensión a 138 kV para la línea de transmisión de energía (L/T) y posterior interconexión con la L/T Cuenca – Loja. En la figura 20 se aprecia la subestación elevadora de la Central Saucay, propiedad de Elecaastro.



Figura 20. Subestación Saucay

Fuente: (Elecaastro, 2016)

En el centro de control se instalan celdas de 36kV las cuales poseen barras de cobre y están encapsuladas en SF6 para 2500A, a estas barras se conectan:

- Cuatro líneas de 36kV que transportan la potencia de los bloques de generación eólica
- Un transformador de elevación de la subestación de 36-138kV
- Tres transformadores de potencial de barras tipo enchufable 36kV – $115/\sqrt{3}$
- Un transformador para servicios auxiliares 36kV a 208/120V de 150 kVA.

La subestación posee un transformador trifásico de dos devanados con conductores de cobre, con conexión Yn/Yn – 0, el voltaje de alta tensión es de 128kV con dos derivaciones a cada lado ($\pm 2,5\%$). Está equipado con un sistema de refrigeración para trabajar dos etapas: la primera con circulación natural de aire y circulación de aceite por convección; y la segunda con circulación forzada de aire. Además está protegido contra sobretensiones de maniobra y descargas atmosféricas, con pararrayos en sus dos niveles de voltaje.

La subestación cuenta con las debidas protecciones, equipo de seccionamiento, mallas de tierra, sistema de servicios auxiliares, iluminación y sistemas de automatización para dar cumplimiento a los entes de control para facilidad operativa y respuesta inmediata ante contingencias que se presenten en el sistema Nacional interconectado (SNI).

Los elementos que componen la subestación Uchucay se someterán principalmente a inspecciones visuales, reajustes y trabajos de limpieza, además de inspecciones termográficas para determinados casos (transformadores, conexiones, etc.)

2.14.2 Aerogeneradores.

Se trata de aerogeneradores de la marca Siemens Gamesa G132 de tipo rotor triplala a barlovento y que generan una potencia nominal de 3,465 MW y consta de los siguientes componentes:

- **Góndola:** está compuesta por la carcasa, bastidor, eje principal, multiplicadora, sistema de orientación, freno mecánico grupo hidráulico, generador, armarios eléctricos, transformador, sistema de acondicionamiento térmico.
- **Carcasa:** este elemento protege los componentes del aerogenerador que se encuentran en el interior de la góndola, está compuesto de resina con refuerzo de fibra de vidrio y se fija a la estructura del sistema de elevación de cargas mediante soportes metálicos. La carcasa cuenta con dos aberturas en la parte inferior frontal para la entrada de aire de refrigeración a temperatura ambiente y dos aberturas de salida en la parte superior trasera. En la parte trasera del techo de la góndola se sitúa un intercambiador de calor para refrigeración, la baliza, sensores de condiciones ambientales y el pararrayos. La góndola contiene en su interior una grúa de servicio de 1000 kg.
- **Bastidor:** soporta los elementos de la góndola y transmite las cargas hasta la torre. La transmisión de estas cargas se realiza a través del cojinete del sistema de orientación. El bastidor se divide en dos partes:
 - **Bastidor delantero:** aquí se fijan los soportes del eje principal y reaccionan los brazos de par de la multiplicadora y la corona de orientación.
 - **Bastidor trasero:** está formado por dos vigas unidas por su parte delantera y trasera. El bastidor trasero sirve de soporte al generador, al transformador, a los armarios del convertidor y al puente grúa junto con su estructura portante.

- Eje principal: este elemento transmite el par generado sobre el rotor por acción del viento. Este eje se une al buje mediante una brida atornillada y está apoyado sobre dos rodamientos alojados en soportes fundidos. La unión con la entrada de baja velocidad de la multiplicadora se consigue con un collarín cónico de apriete que transmite el par por fricción.
- Caja multiplicadora: transmite la potencia del eje principal al generador. Está compuesta de tres etapas combinadas, 2 planetarias y una de ejes paralelos, la relación de transmisión es 1:106,404. El eje de alta velocidad está unido al generador por medio de un acoplamiento flexible con limitador de par que evita sobrecargas en la cadena de transmisión. La caja multiplicadora tiene un sistema de lubricación principal con sistema de filtrado asociado a su eje de alta velocidad. Existe un equipo secundario eléctrico de filtrado que permite un grado de limpieza del aceite de hasta $10 \mu m$, disminuyendo así el potencial número de averías y un tercer circuito extra de refrigeración.
- Sistema de orientación: este sistema permite el giro de la góndola alrededor del eje de la torre. Consiste en 6 motorreductores accionados eléctricamente por el sistema de control del aerogenerador de acuerdo con la información recibida de los anemómetros y veletas colocados en la parte superior de la góndola. Los motores del sistema de orientación hacen girar los piñones del sistema de giro, los cuales engranan con los dientes de la corona de orientación, constituida por una sola pieza y montada en la parte superior de la torre, produciendo el giro relativo entre góndola y torre. Para controlar el giro de orientación se utiliza un sistema de cojinetes de fricción con placas de deslizamiento para alcanzar un par de retención controlado. Además, para bloquear el aerogenerador se dispone del sistema de freno hidráulico.
- Sistema de freno: está formado por la actuación en conjunto de 2 sistemas de frenado.
 - Freno principal del aerogenerador: es de tipo aerodinámico por puesta en bandera de las palas.
 - Freno mecánico: está compuesto por un freno de disco hidráulicamente activado que se monta a la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora. El freno mecánico se utiliza únicamente como freno de aparcamiento o en caso de aplicación de un pulsador de emergencia.

Adicionalmente existe un sistema de bloqueo de rotor. Para el bloqueo de rotor se introduce en la corona de bloqueo del eje principal un bulón hidráulico activado con una

bomba manual, este bloqueo de rotor se utiliza siempre que se realicen operaciones de mantenimiento que ameriten tal acción.

- Sistema hidráulico: este sistema proporciona aceite presurizado a 3 actuadores independientes de cambio de paso, al freno mecánico del eje de alta velocidad y al sistema de freno del sistema de orientación, la presión de trabajo del sistema es 240bar. El aceite del sistema hidráulico se hace circular a través de filtros que aseguran su limpieza. El grupo hidráulico cuenta con un circuito de refrigeración mediante intercambiador aceite / aire.
- Generador: es de tipo asíncrono doblemente alimentado, rotor bobinado y anillos rozantes. Tiene una potencia de 3615kW, una tensión de $690 \pm 10\%$, una frecuencia de 50 / 60Hz y está refrigerado por un intercambiador aire / agua. El sistema de control permite trabajar con velocidad variable mediante el control de la frecuencia de las intensidades del rotor.
- Transformador: es de tipo trifásico encapsulado seco, con tensión de salida de 20kV, potencia nominal de 3900kVA, tensión de 20kV y una frecuencia de 50 / 60Hz, además posee diferentes rangos de potencia aparente y está especialmente diseñado para aplicaciones eólicas. Está situado en la parte trasera de la góndola, rígidamente anclado al bastidor trasero, en un compartimento separado por una red metálica que lo aísla térmica y eléctricamente del resto de componentes de la góndola. El compartimento está refrigerado mediante ventilación forzada del aire exterior seco, a través de una rejilla situada bajo el transformador y extracción, también forzada, por el módulo de extracción de aire, situado en la parte superior del habitáculo.
- Sistema de acondicionamiento térmico: este sistema debe evacuar el calor necesario para mantener la temperatura de los componentes refrigerados por debajo de su límite máximo de funcionamiento. Está compuesto por una refrigeración localizada en base a circuitos agua / glicol para el convertidor y para el generador, unos intercambiadores exclusivos para la multiplicadora y una refrigeración general por ventilación forzada.
- Rotor: se encarga de convertir la fuerza de sustentación generada por el aire sobre la superficie de la pala en par de giro sobre el eje. Está compuesto por tres palas unidas a un buje mediante los rodamientos de pala. El buje está dotado en las bridas de unión a palas, de un ángulo de conicidad de 4 grados que aleja la pinta de las mismas de la torre. El diámetro de rotor de estos aerogeneradores es de 132m, el área de barrida es 13685m² y la velocidad de rotación para operación es 10,5 r/min.

- Palas: las palas transmiten la fuerza de sustentación generada por el viento al eje principal a través del rodamiento de pala y el buje. Las palas del aerogenerador tienen una longitud de 64,5m y un peso aproximado de 15,6t, están fabricadas en material compuesto de fibra de vidrio infusionado en resina epoxy.
- Rodamiento de pala: estos elementos son el interfaz entre la pala y el buje y permiten el movimiento de cambio de paso. La configuración utilizada es rodamiento de bolas de doble hilera con 4 puntos de apoyo. El anillo interno está atornillado a la raíz de la pala y el externo al buje. La unión de la pala a la pista interior del rodamiento de pala se realiza mediante pernos tensionados lo que facilita su inspección y desmontaje.
- Buje: se encarga de transmitir el par proporcionado por las palas al eje principal, así como de alojar el sistema de cambio de paso y soportar la estructura metálica del cono. El buje se une a la pista exterior de los 3 rodamientos de pala y al eje principal mediante uniones atornilladas. Posee una abertura en la parte frontal que permite el acceso al interior para realizar inspecciones y mantenimiento tanto de la hidráulica del sistema de cambio de paso como del par de apriete de los tornillos de las palas.
- Cono: protege los elementos internos del rotor frente a las condiciones meteorológicas y ambientales externas.
- Sistema hidráulico de cambio de paso: este sistema está compuesto de actuadores hidráulicos independientes para cada pala que proporciona una capacidad de giro ente -5° y 90° y un sistema de acumuladores que aseguran el movimiento a bandera en caso de emergencia. Además gobierna la activación del freno aerodinámico en caso de emergencia llevando al aerogenerador a un modo seguro.
- Torre y cimentación.
 - Torre: para cada aerogenerador la torre tiene una altura de 84m del tipo tronco – cónica tubular de acero al carbono y se suministra con plataformas, escaleras y alumbrado de emergencia.
 - Cimentación: las cimentaciones estándar tienen forma combinada de tronco de cono y cilindro.
- Armarios eléctricos de control y potencia: existen cinco tipos de armario de acuerdo al sistema que accionan:

- Armario de control de la góndola: se encarga de la monitorización del viento, cambio del ángulo de paso, orientación, control de temperatura interior, etc.
 - Armario convertidor de frecuencia: se encarga del control de potencia y de gestionar la conexión y desconexión del generador de la red.
 - Armario del estator: sección de embarrados y protecciones. En esta parte se encuentra la salida de la potencia producida con las protecciones eléctricas necesarias.
 - Armario de base de torre: está situado en la base de la torre. Posee una pantalla táctil desde donde pueden revisarse los diferentes parámetros de operación, realizar test de diferentes subsistemas, detener y poner en marcha el aerogenerador, etc.
 - Armario HUB: está situado en la parte giratoria del aerogenerador. Se encarga principalmente de la activación de los cilindros del sistema de cambio de paso.
- Sistema de control: las funciones del aerogenerador están controladas en tiempo real por un sistema basado en un PLC (Programmable Logic Controller), a continuación se describen los elementos del sistema de control:
 - Sistema de regulación: este sistema se encarga de seleccionar los valores adecuados de par en el eje, del ángulo de paso de las palas, y de las consignas de potencia.
 - Sistema de supervisión: este sistema verifica continuamente el estado de los diferentes sensores, así como el de los parámetros internos.
- Sistema de mantenimiento predictivo: los aerogeneradores que se utilizaran para el proyecto Minas de Huascachaca incorporan un sistema de mantenimiento predictivo desarrollado por el proveedor, basado en el análisis de vibraciones.
- Sistema de gestión integral de parques eólicos: nuevamente se trata de un sistema desarrollado por el proveedor de los aerogeneradores y está formado por un sistema central, el Centro de Operación de Servicios (COS), sistema SCADA y sistema de comunicación.
- Sensores: los aerogeneradores cuentan con diversos sensores que controlan permanentemente diferentes parámetros, toda la información recogida se registra y analiza en tiempo real y alimenta las funciones de supervisión y regulación del sistema de control.

- Sistema de protección contra rayos: es un sistema de transmisión que va desde los receptores de pala y góndola, pasando por la carcasa, el bastidor y la torre, y va hasta la cimentación

A continuación se indican ciertas acciones básicas de mantenimiento a los principales componentes de los aerogeneradores (las frecuencias se detallarán posteriormente):

- Góndola: se desarrollan inspecciones visuales del estado de la superficie, verificando la existencia de oxidación o corrosión, y de ser necesario se pueden realizar trabajos de limpieza y pintura.
- Palas del rotor: se deben realizar inspecciones visuales del estado de las palas para verificar que no hayan sido dañadas por algún objeto extraño, polvo o incluso descargas atmosféricas.
- Buje: un trabajo básico que se puede ejecutar en el buje es la limpieza y engrase, sin embargo se puede también realizar un análisis de vibraciones registrando cada medición para los fines pertinentes.
- Ejes: se deberá realizar una verificación visual de los ejes así como comprobar que se encuentren centrados y dentro de las holguras permitidas que constan en el manual del fabricante.
- Caja multiplicadora: por lo general en la caja multiplicadora se deberán realizar cambios de los lubricantes y revisión de ajustes de las piezas.
- Freno: se debe comprobar que no exista fricción sobre el eje de alta velocidad cuando no se esté accionando el freno, revisar el nivel de desgaste de los elementos de fricción, verificación de ruidos durante el accionamiento y se debe controlar el tiempo que tarda el eje en detenerse por completo para tener una idea clara de la eficiencia del freno.
- Sistema de orientación: en este sistema se debe dar limpieza y lubricación a la corona dentada, se deben inspeccionar los motorreductores y en la parte eléctrica se deben revisar los sensores que proporcionan las señales al sistema de control.
- Sistema hidráulico: en este sistema se controla el nivel de fluido hidráulico, revisión de fugas y funcionamiento de bombas.

- Sistema de acondicionamiento térmico: en el sistema de enfriamiento por lo general se realiza una limpieza de intercambiadores, verificación de fugas y niveles de fluidos refrigerantes, funcionamiento de bombas y en la parte eléctrica se deben verificar detenidamente el funcionamiento de los sensores de este sistema.

2.14.3 Línea de subtransmisión 34,5kV.

La línea de subtransmisión (circuito colector) tiene la función de recoger la energía producida por los aerogeneradores, transportarla a los centros de seccionamiento y finalmente a la subestación.

La primera parte del circuito colector la forman los transformadores de generación que eleva la tensión a 34,5kV la cual se transporta a través de cables hacia los centros de seccionamiento donde se agrupan cierto número de aerogeneradores con el fin de optimizar el transporte de energía.

En los centros de seccionamiento existen las celdas modulares con apartamento extraíble, bajo envolvente metálica con SF6 como aislante y agente de corte. La tensión que se maneja en esta instancia se transporta mediante cables de potencia para que la tensión llegue hasta la subestación.

Finalmente para todos los elementos de este elemento del parque eólico existe el sistema de red a tierras para la protección de personas y equipos eléctricos contra los contactos a tierra de los elementos en tensión.

Al igual que en el caso de la subestación, en la línea de subtransmisión se realizan inspecciones visuales, limpieza, reajuste de elementos y termografías.

En el capítulo 2 se ha realizado un análisis de las principales características de la energía eólica y aerogeneradores, así como los tipos de equipos más utilizados en la actualidad, lo cual favorece la contextualización posterior de este tipo de energía en nuestro país.

También se menciona la composición de un parque eólico tradicional onshore, que es básicamente la configuración que se manejará para el proyecto en estudio, lo cual permite identificar ciertos elementos de costo que servirán para el planteamiento del modelo de LCC. De igual manera se presenta un estudio de las metodologías que son empleadas para las

acciones de mantenimiento en estos equipos, lo cual facilitará el diseño del plan de mantenimiento para las instalaciones del parque eólico.

En el siguiente capítulo se emplearán los conceptos señalados hasta aquí, para inicialmente plantear un programa de mantenimiento para el parque eólico y al final realizar el cálculo respectivo del LCC en la fase de operación y mantenimiento.

CAPÍTULO 3.

3. PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO Y CÁLCULO DE LCC.

3.1 Propuesta de plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento que se propondrá, surge como un aporte que se brindará para la planificación que Elecaastro desarrolla para la entrada en operación del parque eólico y tendrá como base, por un lado, información facilitada por Elecaastro obtenida en base a los datos proporcionados por la empresa proveedora de los aerogeneradores, y como complemento se considerará la información en lo relativo a las acciones de mantenimiento que se llevan a cabo en la Unidad de Negocio Gensur (Central Eólica Villonaco). Para lo referente al mantenimiento de la subestación y línea de subtransmisión, se considerará la información de la Central Villonaco y a la experiencia propia que posee el personal de mantenimiento de Elecaastro ya que ejecutan estas labores en las centrales hidroeléctricas y térmica de su propiedad.

Con los datos disponibles se podrá elaborar un documento que sin duda será de mucha utilidad, sobre todo si se considera que tanto el plan de mantenimiento así como el cálculo del LCC serán para los primeros años de operación del parque eólico.

En el capítulo 2 se dio ya una enumeración y descripción de los sistemas que son susceptibles a mantenimiento, así como de sus principales componentes; en resumen se considerarán los sistemas: aerogeneradores, subestación y línea de subtransmisión.

3.1.1 Análisis del contexto operacional.

Para el análisis del contexto operacional del parque eólico que permitirá plantear el plan de mantenimiento se tomará en consideración aspectos como el personal de mantenimiento que se encargará de intervenir en las instalaciones de acuerdo a la estructura organizacional que se maneja en Elecaastro, los períodos de tiempo durante los cuales se podrán ejecutar los trabajos, la ubicación el parque eólico y la etapa para la cual se propondrá el plan de mantenimiento.

Se debe considerar que la forma más beneficiosa para mantener la disponibilidad del aerogenerador es disponer de un stock de repuestos suficiente en el parque eólico o cerca de él, y dicho stock estará en función de lo siguiente:

- Probabilidad de fallo de los componentes
- Número de equipos en el parque eólico
- Plazo de entrega de repuestos

En el parque eólico Minas de Huascachaca se instalarán 15 aerogeneradores por lo cual la gestión efectiva de aprovisionamiento de repuestos en base a los tres criterios señalados toma un papel preponderante, para evitar o reducir considerablemente los mantenimientos correctivos.

3.1.1.1 Personal de mantenimiento.

La estructura organizacional del personal a cargo del mantenimiento de las centrales de Elecaastro tanto en la parte eléctrica como mecánica está encabezado por el Jefe de Central quien es el encargado de la programación y control de las tareas de mantenimiento, así como de las labores administrativas inherentes a su cargo; a continuación se encuentra el Supervisor de la Central quien, como su nombre lo dice, es el encargado de la supervisión diaria de la ejecución de las órdenes de trabajo y control in situ de las novedades y requerimientos para garantizar la operatividad de la central; luego se encuentran los Auxiliares de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica quienes son los encargados de generar las órdenes de trabajo y de ejecutar trabajos de mantenimiento; a continuación se encuentran los Mecánicos de Generación quienes se encargan de ejecutar los trabajos de mantenimiento así como de coordinar el personal a su cargo para desarrollar las acciones planeadas y, finalmente se encuentran los Auxiliares Electromecánicos quienes netamente ejecutan las tareas de mantenimiento.

El organigrama que se plantea para el personal de mantenimiento mecánico y eléctrico para el parque eólico se puede observar en la figura 21. En cuanto al número de personas requeridas para cada puesto de trabajo, se tomará en consideración la cantidad de personal a cargo del mantenimiento de la Central Villonaco y la distribución que consta en la figura 20, de tal manera que la cantidad de personal será¹:

- ✓ 1 Jefe de Central
- ✓ 1 Supervisor
- ✓ 1 Auxiliar de Ingeniería (eléctrica)

¹ Esta configuración se ha establecido en base al análisis de LCC para Aerogeneradores que se desarrolla a continuación y que será susceptible a cambios.

- ✓ 1 Auxiliar de Ingeniería (mecánica)
- ✓ 2 Mecánicos de Generación
- ✓ 4 Auxiliares Electromecánicos encargados precisamente de la parte eléctrica y mecánica

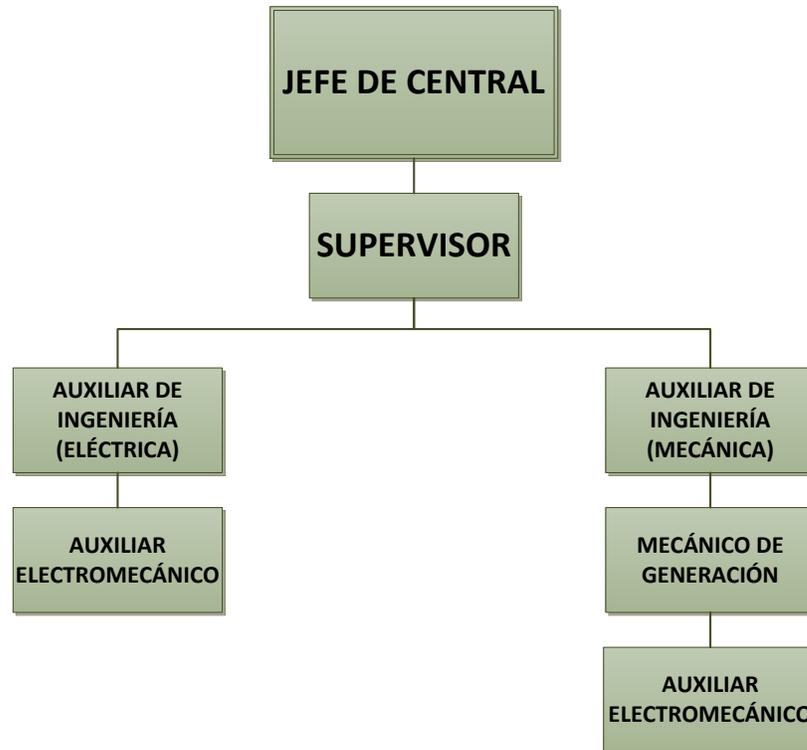


Figura 21. Organigrama característico de mantenimiento eléctrico y mecánico de centrales de Elecaastro

Fuente: Adaptado de (Elecaastro, 2016)

3.1.1.2 Fechas para ejecución de mantenimiento.

La propuesta de plan de mantenimiento se ha desarrollado planteando fechas tentativas para la ejecución de las intervenciones en los sistemas, dichas fechas obedecen a consideraciones de seguridad y de menor impacto a los ingresos por la no operación de los aerogeneradores, lo cual a su vez se basa en las curvas de medición del comportamiento del viento (velocidad) que se presenta en el lugar donde se instalarán los aerogeneradores.

Cabe mencionar que para las fases iniciales del proyecto (pre factibilidad, factibilidad, etc.) Elecaastro instaló 7 torres para medición del flujo de aire, resultado de lo cual se determinó la conveniencia de la instalación del parque eólico en ese lugar.

En la figura 22 se puede observar el comportamiento promedio de la velocidad del viento desde el año 2012 hasta el 2016, en la cual se puede observar claramente, por un lado, que entre las 09h00 y las 21h00 del día se proyecta la generación del parque eólico ya que la velocidad mínima con la cual las unidades pueden generar electricidad es 3 [m/s] (figura 23); y por otro lado, los meses donde se anticipa una menor producción son enero, febrero y marzo, por lo tanto el plan de mantenimiento se debería diseñar para programar los trabajos mayores en los meses citados.

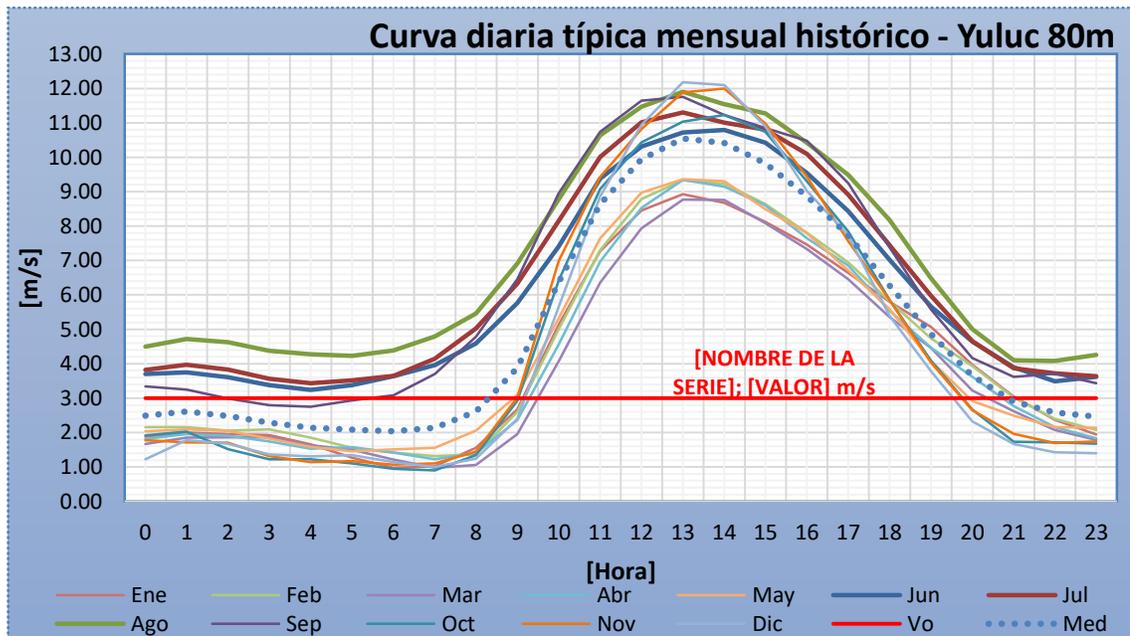


Figura 22. Comportamiento de la velocidad del viento en el Parque Eólico Minas de Huascachaca medido en torre de 80m ubicada en San Sebastián de Yúluc

Fuente: (Elecaastro D. d., 2018)

En cuanto a las consideraciones de seguridad, de acuerdo a la normativa para trabajos de mantenimiento en la Central Villonaco (la cual puede ser aplicable para el proyecto Minas de Huascachaca), las labores de mantenimiento podrán ser ejecutables siempre que la velocidad del viento no supere los siguientes límites:

- La velocidad máxima a la cual se pueden ejecutar trabajos en la góndola es 15 [m/s]
- La velocidad máxima a la cual se pueden ejecutar trabajos en el rotor y en el exterior de la torre es 11 [m/s]

- La velocidad máxima a la cual se pueden ejecutar trabajos de montaje de aerogeneradores es 8 [m/s]

Como se observa en las curvas de la figura 22, se podría disponer de dos periodos de tiempo durante un día, dentro de los cuales, en teoría, se pueden ejecutar los trabajos: 00h00 a 09h00 y 21h00 a 24h00, lo cual físicamente resulta muy difícil ya que estos horarios implica trabajar en oscuridad, lo cual si bien no es imposible contando con los medios materiales y de seguridad adecuados, representa un importante esfuerzo para el personal además que el riesgo de accidentes personales se incrementa; por otro lado los trabajos que se programasen en estos periodos deberían cumplirse en el tiempo previsto sin retrasos para evitar afectar a la generación, lo cual resulta también muy difícil ya que se pueden presentar imprevistos.

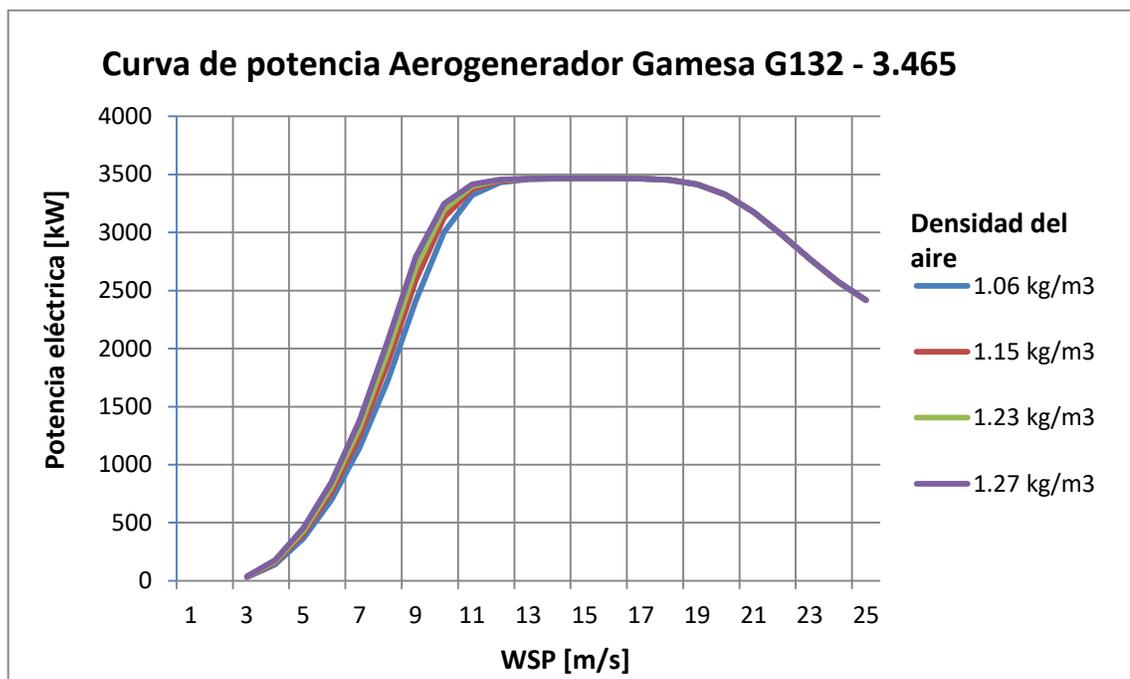


Figura 23. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G132 – 3.465MW a diferentes densidades del aire

Fuente: (Elecaastro D. d., 2018)

3.1.1.3 Ubicación el parque eólico y etapa en la que éste se encuentra.

Como ya se mencionó en párrafos anteriores, el proyecto Minas de Huascachaca se encuentra aproximadamente a 84 km de la ciudad de Cuenca que es donde se ubican las oficinas

administrativas y bodega principal de Elecaastro, lo cual representa un desafío logístico importante para la adecuada dotación de insumos y materiales que no se dispongan en el parque eólico, además de las eventuales necesidades de talleres especializados para prestación de ciertos servicios para el mantenimiento de la central.

Al tratarse de un proyecto nuevo ha resultado imposible contar con datos reales de tasas de fallo, MTBF, MRT o MTTR (*Mean Time To Restoration*) lo cual dificulta la proyección de mantenimientos correctivos, por otro lado la etapa para la cual se propondrá el plan de mantenimiento es justamente la etapa de entrada en operación del parque eólico (está planificado que el parque eólico entre en operación el último trimestre del año 2019), por lo tanto se considerarán trabajos de mantenimiento netamente preventivo a pesar de la posibilidad siempre presente de ocurrencia de un fallo en alguno de sus componentes.

Con este análisis de las condiciones en las cuales el parque eólico operará, se ha propuesto el siguiente plan de mantenimiento que podrá ser ejecutado el año 2020; a continuación se muestran ciertas acciones de mantenimiento para cada sistema; el plan de mantenimiento completo así como la programación sugerida se adjuntan en el Anexo 1.

En las tablas 1, 2 y 3 se muestra una parte del plan de mantenimiento para cada sistema indicado.

3.2 Cálculo del LCC.

En este apartado se realiza inicialmente el cálculo del LCC aplicando un modelo basado en costos para las fases del ciclo de vida, con el fin de determinar los factores más influyentes en la operación y mantenimiento de los **aerogeneradores** que se instalarán en el parque eólico Minas de Huascachaca. Cabe mencionar que el desglose de costos no será amplio por la falta de datos de desagregación tecnológica de los aerogeneradores, costos individuales y datos referenciales de confiabilidad.

A continuación se detallan los pasos mencionados en el capítulo 2, en base a los cuales se calculará el LCC.

Tabla 1. Plan de mantenimiento semestral para el sistema de orientación de un aerogenerador**Fuente:** El Autor**A01. SISTEMA DE ORIENTACIÓN**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema general	Semestral	Inspección auditiva del sistema	Mecánica
Corona del sistema de orientación	Semestral	Lubricación del dentado de la corona	Mecánica
Elementos deslizantes del sistema de orientación	Semestral	Lubricación de los elementos deslizantes	Mecánica
		Inspección visual de presencia de polvo en los elementos deslizantes	Mecánica

Tabla 2. Plan de mantenimiento trimestral para el transformador de potencia de la Subestación Uchucay**Fuente:** El Autor**S29. TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Transformador	Trimestral	Verificar existencia de fugas de aceite, estado de aisladores, inspeccionar sistema respiradero: cambio de sílica gel de ser necesario	Eléctrica

Tabla 3. Plan de mantenimiento anual para el circuito colector de la Línea de Subtransmisión de 34,5kV

Fuente: El Autor

C36. LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 34,5 kV (CIRCUITO COLECTOR)

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Circuito colector: instalación fuera de servicio	Anual	Inspección visual general	Eléctrica
		Inspección visual de aisladores y herrajes	Eléctrica
		Limpieza de cadenas de aisladores	Eléctrica
		Inspección y ajuste de conexiones de grapas de línea viva	Eléctrica

3.2.1 Definición de una apropiada estructura de desglose de costos.

En la figura 24 se puede apreciar la estructura de descomposición jerárquica de los costos para el LCC de acuerdo a la norma UNE-EN-60300-3-3 2009 para Gestión de la confiabilidad; es a partir de este modelo que se va a proponer una estructura de costos para el cálculo del LCC para operación y mantenimiento. De esta manera la estructura inicial para el desarrollo del cálculo de LCC es:

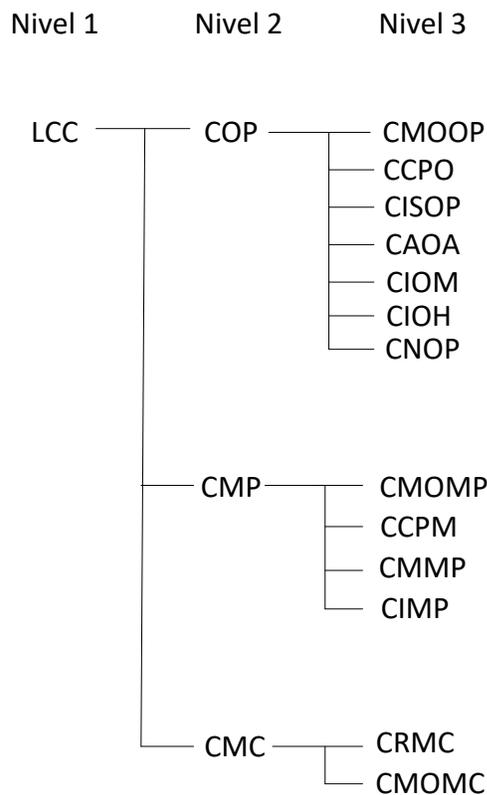


Figura 24. Estructura jerárquica de costos

Fuente: Adaptado de (AENOR, UNE-EN 60300-3-3, 2009)

donde:

LCC: costo del ciclo de vida (para la fase de operación y mantenimiento)

- ✓ COP: costo de operación
 - CMOOP: costo de mano de obra de operación
 - CCPO: costo de capacitación personal de operación

- CISOP: costo de infraestructura y servicios para operación
- CAO: costo anual de operación asistida (garantía 2 años)
- CIOM: costo de inversión en mobiliario para operación
- CIOH: costo de inversión en herramientas para operación
- CNOP: costo por inactividad
- ✓ CMP: costo mantenimiento preventivo
 - CMOMP: costo de mano de obra mantenimiento preventivo
 - CCPM: costo de capacitación personal de mantenimiento
 - CMMP: costo de materiales para mantenimiento preventivo
 - CIMP: costo de inversión para mantenimiento en planta
- ✓ CMC: costo de mantenimiento correctivo
 - CRMC: costo de repuestos para mantenimiento correctivo
 - CMOMC: costo de mano de obra para mantenimiento correctivo

3.2.2 Definición de una detallada estructura de desglose de costos del activo.

Antes de definir la estructura de costos del aerogenerador es importante detallar los datos que van a ser utilizados para el cálculo del LCC:

3.2.2.1 Distribución del personal.

La configuración inicial de personal de mantenimiento corresponde a la figura 21 con el Jefe de Central, Supervisor, Auxiliar de Ingeniería Mecánica, Auxiliar de ingeniería Eléctrica y 4 Auxiliares Electromecánicos.

Existe además el Departamento de Control de Generación el cual está encargado netamente de la Operación, y para garantizar el normal desenvolvimiento de la operación de las centrales se encargan de intervenir, de ser el caso, en los sistemas de comunicación y Sistema Scada de cada central.

Este grupo lo conforma el Jefe del Departamento de Control de Generación quien programa y controla las tareas relacionadas a la operación de la central; 2 Ingenieros Eléctricos, 2 Ingenieros de Software quienes ejecutan labores de soporte en sus campos respectivamente; a continuación se encuentra el Auxiliar de Ingeniería quien ejecuta las tareas de coordinación de actividades con los operadores y de mantenimiento sobre los sistemas a su cargo, y finalmente se encuentran 4 Operadores Scada quien aparte de encargarse de la operación del parque

eólico, también ejecuta labores puntuales sobre las unidades propias de su departamento (estos últimos son los únicos que trabaja e turnos rotativos). En la figura 25 se observa el organigrama del Departamento de Control de Generación.

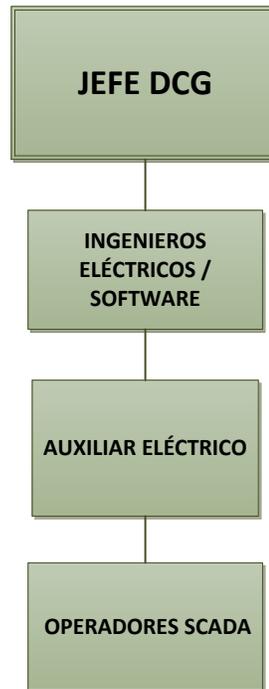


Figura 25. Estructura jerárquica de costos

Fuente: Adaptado de (Elecaustro, 2016)

En el Anexo 2 se detallan los valores correspondientes a los costos de mano de obra de operación y mantenimiento así como los costos unitarios por hora para cada cargo.

3.2.2.2 Tiempos medios de reparación (MRT) y tasas de fallo (λ).

Como ya se mencionó en párrafos anteriores, resulta prácticamente imposible disponer de datos reales de las tasas de fallo y tiempos medios de reparación con los cuales se pueda calcular el LCC con un nivel elevado de exactitud. Sin embargo, únicamente como medio para desarrollar el presente trabajo se emplearán valores medios disponibles en un documento electrónico preparado por los autores Pfaffel, Faulstich, & Rohrig el cual ha sido elaborado con el propósito de extraer información de campo para comprender la confiabilidad de

aerogeneradores desde un punto de vista estadístico y proporcionar un punto de referencia para un análisis posterior.

Las tablas 4 y 5 corresponden a valores promedio de las tasas de fallo y tiempos de inactividad para aerogeneradores onshore respectivamente, y es la información de este documento la cual será utilizada para el cálculo del LCC.

Los valores tasas de fallo y tiempos de inactividad utilizados están en las columnas correspondientes, según los autores del artículo, a la investigación realizada por la CIRCE-Universidad de Zaragoza donde recogieron datos de fallas de varios parques eólicos, fabricantes y tipos de turbinas. La información comprende datos de aproximadamente 4300 aerogeneradores pertenecientes a 230 parques eólicos. La capacidad nominal de las turbinas incluidas oscila entre 300 kW y 3 MW. En total se analizan 7000 eventos de falla / interrupciones, se excluyen las fallas debidas a causas externas.

3.2.2.3 Costo de materiales para mantenimiento preventivo y costo de repuestos para mantenimiento correctivo.

Los costos de los materiales para el mantenimiento preventivo han sido fijados en base a la experiencia de Gensur para el mantenimiento individual de cada grupo; el costo estimado para los materiales es \$ 12310,00 para el parque eólico.

Los costos de los repuestos para mantenimiento correctivo también han sido fijados en base al costo referencial de cada aerogenerador establecido por Elecaastro al momento de lanzar la licitación y a los porcentajes de participación de cada sistema del aerogenerador en el costo total.

Tabla 4. Tasa promedio de fallas por turbina eólica publicado por diferentes iniciativas**Fuente:** (Pfaffel, Faulstich, & Rohrig, 2017)

System/Subsystem		CIRCE	CWEA-Database	Elforsk/Vindstat	EPRI	Huadian	LWK	Muppandal	NEDO
		Failure Rate [1/a]							
=MDA	Rotor System	0.094	1.961	0.053	1.026	0.141	0.321	0.187	0.038
=MDA10 ... =MDA13	Rotor Blades	0.037	0.403	0.052	0.357	0.026	0.194	0.187	0.011
=MDA20	Rotor Hub Unit	0.006	/	0.001	0.136	/	/	/	0.013
=MDA30	Rotor Brake System	0.02	/	/	0.195	/	0.04	/	0.001
-	Pitch System	0.029	1.558	/	0.338	0.115	0.088	/	0.013
=MDK	Drive Train System	0.096	1.225	0.054	0.921	0.088	0.226	0.28	0.015
=MDK20	Speed Conversion System	0.083	1.138	0.045	0.264	0.062	0.142	0.173	0.005
=MDK30	Brake System Drive Train	0.002	0.087	0.005	0.452	0.018	0.053	0.107	0.003
=MDL	Yaw System	0.02	0.317	0.026	1.245	0.026	0.115	0.16	0.005
=MDX	Central Hydraulic System	0.022	/	0.061	/	/	0.134	0.173	0.003
=MDY	Control System	0.079	/	0.05	1.424	0.106	0.222	0.12	0.015
=MKA	Power Generation System	0.029	1.665	0.021	0.374	0.15	0.14	0.067	0.01
=MS	Transmission	0.067	2	0.067	1.657	0.291	0.323	/	0.003
=MSE	Converter System	0.005	2	/	/	0.229	0.005	/	/
=MST	Generator Transformer System	0.005	/	/	/	0.018	/	/	/
=MUD	Nacelle	0.005	/	/	0.043	/	/	/	0.009
=MUR	Common Cooling System	0.028	/	/	/	/	/	/	/
=CKJ10	Meteorological Measurement	0.009	/	/	/	/	0.061	0.027	0.058
=UMD	Tower System	0.003	/	0.006	0.203	/	/	/	0.001
=UMD10 ... =UMD40	Tower System	0.002	/	0.006	0.203	/	/	/	/
=UMD80	Foundation System	0.001	/	/	/	/	/	/	0.001
-	Other	0.03	/	0.065	3.302	0.044	0.312	/	0.013
=G	Wind Turbine (total)	0.481	7.167	0.403	10.195	0.846	1.855	1.013	0.171

Tabla 5. Tiempo de inactividad medio por falla de turbina eólica terrestre publicado por diferentes iniciativas**Fuente:** (Pfaffel, Faulstich, & Rohrig, 2017)

System/Subsystem		CIRCE	Elforsk/Vindstat	Huadian	LWK	University Nanjing	VTT	WMEP
		Mean Down Time per Failure [days]						
=MDA	Rotor System	6.4	3.75	4.27	1.62	0.17	10.2	3.07
=MDA10 ... =MDA13	Rotor Blades	8.3	3.82	7.58	1.76	/	10.67	3.42
=MDA20	Rotor Hub Unit	6.76	0.52	/	/	0.14	0.83	4.13
=MDA30	Rotor Brake System	5.54	/	/	2.25	/	/	/
-	Pitch System	4.17	/	3.5	1.05	/	/	2.14
=MDK	Drive Train System	8.24	10.3	6.82	4.15	0.25	21.08	4.63
=MDK20	Speed Conversion System	8.26	10.7	6.5	5.27	0.3	25.08	6.69
=MDK30	Brake System Drive Train	4.29	5.23	8.53	0.74	0.06	6.08	2.71
=MDL	Yaw System	6.35	10.81	9.48	1.31	0.21	6.38	2.56
=MDX	Central Hydraulic System	2.05	1.8	/	1.04	0.16	3.58	1.15
=MDY	Control System	1.81	7.69	4.74	0.99	0.16	1.75	1.88
=MKA	Power Generation System	13.65	8.78	7.02	3.1	0.24	5.13	7.45
=MS	Transmission	3.17	4.44	6.03	1.44	0.18	5.96	1.51
=MSE	Converter System	3.2	/	6.34	1.24	/	/	/
=MST	Generator Transformer System	10.68	/	11.37	/	/	/	/
=MUD	Nacelle	13.98	/	/	/	/	/	3.31
=MUR	Common Cooling System	1.55	/	/	/	/	/	/
=CKJ10	Meteorological Measurement	0.83	/	/	0.74	/	/	/
=UMD	Tower System	1.88	4.34	/	/	/	7.42	/
=UMD10 ... =UMD40	Tower System	0.45	4.34	/	/	/	/	/
=UMD80	Foundation System	4.69	/	/	/	/	/	/
-	Other	2.02	2.27	2.27	0.92	0.14	2.8	1.57
=G	Wind Turbine (total)	5.18	5.42	5.75	1.72	0.18	7.29	2.57

En la tabla 6 se puede apreciar la estructura de descomposición del producto incluidos el costo medio de repuestos.

Tabla 6. Estructura de desglose de costos del activo

Fuente: El Autor

SISTEMA	λ [1/h]	MRT [h]	No. HORAS	COSTO MEDIO DE REPUESTOS
Sistema de orientación	2.28311E-06	137.16	8760	\$3,029.94
Sistema de acondicionamiento térmico en góndola y rotor	3.42466E-06	43.63	8760	\$2,019.96
Palas	4.22374E-06	179.28	8760	\$15,553.67
Sistema hidráulico y cambio de paso	2.51142E-06	44.28	8760	\$2,221.95
Sistema bastidor	3.42466E-06	43.63	8760	\$1,674.08
Sistema buje	6.84932E-07	146.02	8760	\$2,221.95
Sistema de acoplamiento de eje de alta	9.47489E-06	178.42	8760	\$1,674.04
Sistema multiplicadora	9.47489E-06	178.42	8760	\$11,160.27
Sistema eje principal	9.47489E-06	178.42	8760	\$6,564.86
Sistema de rodamiento de palas	4.22374E-06	179.28	8760	\$2,221.95
Sistema instrumentación del aerogenerador	9.01826E-06	39.10	8760	\$1,009.98
Sistema torre	3.42466E-07	40.61	8760	\$23,633.50
Sistema carcasa de la góndola y cono	5.70776E-07	301.97	8760	\$2,524.95
Sistema de elevación de cargas	3.42466E-06	43.63	8760	\$2,363.35
Sistema generador	3.3105E-06	294.84	8760	\$13,129.72
Sistema transformador	5.70776E-07	230.69	8760	\$6,564.86
Sistema armarios eléctricos	3.42466E-06	43.63	8760	\$504.99
Sistemas integrados	9.01826E-06	39.10	8760	\$504.99
Cableado góndola completa	5.70776E-07	301.97	8760	\$2,221.95
Aerogenerador	3.42466E-06	43.63	8760	\$2,019.96
Sistema de balizamiento	3.42466E-06	43.63	8760	\$504.99
Sistema de transmisión de rayos	3.42466E-06	43.63	8760	\$1,674.08
TOTAL				\$105,000.00

3.2.3 Definición de las categorías de costo.

En la definición de las categorías de costo se agrupan los elementos detallados en la estructura desglosada anterior. Las categorías de costo se aprecian en la tabla 7.

Tabla 7. Categorías de costo

Fuente: El Autor

Categorías de costo	Costo de:
<i>R</i> ₁	inversión para mantenimiento preventivo
<i>R</i> ₂	materiales para mantenimiento preventivo
<i>R</i> ₃	mano de obra para mantenimiento preventivo
<i>R</i> ₄	capacitación para personal de mantenimiento
<i>R</i> ₅	repuestos para mantenimiento correctivo
<i>R</i> ₆	mano de obra para mantenimiento correctivo
<i>R</i> ₇	mano de obra operación
<i>R</i> ₈	operación asistida
<i>R</i> ₉	infraestructura y servicios
<i>R</i> ₁₀	capacitación para personal de operación
<i>R</i> ₁₁	inversión en mobiliario para operación
<i>R</i> ₁₂	inversión en herramientas para operación
<i>R</i> ₁₃	inactividad de los aerogeneradores

3.2.4 Definición de elementos de costo.

Los elementos de costo (CE) son los vínculos entre los elementos de la estructura de descomposición del activo y una de las categorías de costo. Los elementos de costo para este análisis se muestran en la figura 26.

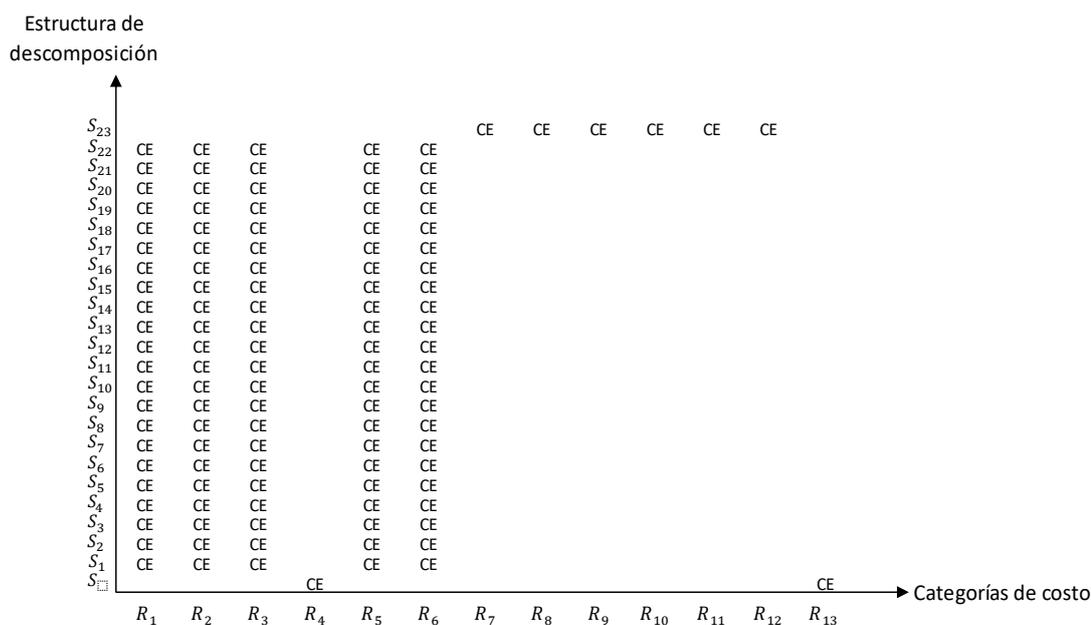


Figura 26. Elementos de costo

Fuente: Adaptado de (AENOR, UNE-EN 60300-3-3, 2009)

donde:

S : elemento aerogenerador

S_1 : Sistema de orientación

S_2 : Sistema de acondicionamiento térmico en góndola y rotor

S_3 : Palas

S_4 : Sistema hidráulico y cambio de paso

S_5 : Sistema bastidor

S_6 : Sistema buje

S_7 : Sistema de acoplamiento de eje de alta

S_8 : Sistema multiplicadora

S_9 : Sistema eje principal

S_{10} : Sistema de rodamiento de palas

S_{11} : Sistema instrumentación del aerogenerador

S_{12} : Sistema torre

S_{13} : Sistema carcasa de la góndola y cono

S_{14} : Sistema de elevación de cargas

S_{15} : Sistema generador

- S_{16} : Sistema transformador
- S_{17} : Sistema armarios eléctricos
- S_{18} : Sistemas integrados
- S_{19} : Cableado góndola completa
- S_{20} : Aerogenerador (sistemas y sensores propios de la marca)
- S_{21} : Sistema de balizamiento
- S_{22} : Sistema de transmisión de rayos
- S_{23} : operación del parque eólico

3.2.5 Establecer precondiciones y suposiciones para el análisis.

En este punto se establece ciertas precondiciones que nos faciliten el cálculo de los costos, y algunos datos que se basan en la experiencia de mantenimiento de Gensur, bases de datos de Elecaastro y cierta información que consta en el proceso de contratación pública para la instalación y puesta en marcha del parque eólico.

- ✓ En primer lugar se considera que son constantes las tasas de fallo citadas anteriormente.
- ✓ El período de análisis del LCC es de 10 años.
- ✓ El costo de los materiales para mantenimiento preventivo se mantiene constante para el período de análisis; este costo se ha estimado en base a información de Elecaastro y Gensur y corresponden a un valor de \$12310,00 sin embargo en análisis de criticidad se contempla un escenario donde este valor se incrementa en el 10% y permanece constante para el periodo de análisis.
- ✓ El costo de los repuestos para mantenimiento correctivo se mantiene constante para el período de análisis.
- ✓ El costo medio de repuestos se estima en relación al costo aproximado de un aerogenerador (para el análisis de sensibilidad el valor inicial del costo medio de repuestos de un aerogenerador será de aproximadamente \$105000,00; posteriormente este valor se incrementará a \$ 150000,00, y finalmente se reducirá drásticamente estos costos a un valor de \$10000,00 por aerogenerador, únicamente como mecanismo de visualización del comportamiento de este costo en el LCC total).
- ✓ Los sueldos básicos así como la capacitación para el personal se mantienen constantes para el periodo de análisis.
- ✓ Los costos por infraestructura y servicios para operación se mantendrán constantes para el periodo de análisis (\$38431,68).
- ✓ Se considera un periodo de operación de 8760 horas.

- ✓ Los valores de tasas de fallo son tomados de la tabla 4 para los sistemas que consten en ella, para los demás sistemas se colocarán valores aleatorios consistentes con los anteriores.
- ✓ Los valores de MRT son tomados de la tabla 5 (90% del tiempo medio de inactividad por falla) para los sistemas que consten en ella, para los demás sistemas se colocan valores aleatorios.
- ✓ Los costos medios de repuestos para mantenimiento correctivo corresponden a porcentajes aleatorios con respecto al valor anual presupuestado.
- ✓ El costo de inversión para mantenimiento en planta (\$ 28080,00) corresponde a un levantamiento de información de materiales, herramientas e instalaciones necesarias para implementar un taller mecánico en el parque eólico.
- ✓ Los costos de capacitación para el personal de mantenimiento y operación corresponden a un valor anual de \$ 400,00 por persona.
- ✓ Los valores estimados de ingresos anuales del parque eólico han sido estimados por la Dirección de Planificación de Elecaastro y se adjuntan en el Anexo 3.
- ✓ Se considera un valor de \$587428,25 como costo de repuestos para mantenimiento correctivo para los dos primeros años de operación del proyecto (período de garantía), los cuales forman parte de la propuesta de dotación de repuestos por parte del proveedor.
- ✓ Para los dos primeros años de operación del proyecto no se tienen costos por mantenimiento correctivo, ya que estos serán asumidos por el proveedor según la garantía entre las dos partes.

3.2.6 Cálculo del LCC.

Los cálculos respectivos han sido desarrollados en una hoja de cálculo y, dada la extensión de los mismos se indicarán los resúmenes, sin embargo a continuación se apuntan algunos ejemplos y las fórmulas mediante las cuales se calculan costos dependientes de variables de entrada como el número de personas para mantenimiento, tiempos de mantenimiento y costo de repuestos los cuales influyen en el costo total de LCC.

$$CMOMP = NH \cdot NP \cdot CH \cdot NA \quad \text{ecuación 5}$$

donde:

NH: número de horas asignadas para el trabajo

NP: número de personas asignadas para el trabajo

CH: costo hora de mano de obra de mantenimiento

NA: número de aerogeneradores

La ecuación 5 tal como se la presenta, sirve para el cálculo del costo de la mano de obra para una actividad individual de mantenimiento sobre cualquier sistema del aerogenerador. En la tabla 8 se muestra un ejemplo de cálculo del costo de mano de obra para un sistema del aerogenerador.

La ecuación 6 se utiliza para el cálculo del costo de repuestos para mantenimiento correctivo.

$$CRMC = \sum_{i=1}^{22} \lambda_i \cdot 8760 \cdot CMR \quad \text{ecuación 6}$$

donde:

CMR: costo medio de repuestos para el sistema *i*.

En la tabla 9 se muestra la proyección de costos de repuestos para mantenimiento correctivo de un aerogenerador.

Tabla 8. Cálculo del costo de mano de obra para mantenimiento preventivo**Fuente:** El Autor**A01. SISTEMA DE ORIENTACIÓN**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN
Mordaza	Anual	Inspección visual de uniones atornilladas entre las mordazas y bastidor
Patilla de freno pasiva	Anual	Ajuste
Corona - base	Anual	Inspección visual de la unión atornillada entre la base de la corona y la torre
Corona	Anual	Inspección visual
Motorreductor	Anual	Inspección visual de fugas de aceite
		Inspección visual de las uniones atornilladas del motorreductor
Unidad de control de posición - sensor cuentavueltas	Anual	Inspección visual de presencia de polvo en los elementos deslizantes

Tiempo requerido (horas)	1,5	horas
Personal requerido:	1	Auxiliar electromecánico
	1	Mecánico de generación

Costo actividad mtto. prev.:	\$31.03
------------------------------	---------

TOTALx15u	\$465.45
-----------	----------

Tabla 9. Cálculo del costo medio de repuestos para mantenimiento correctivo

Fuente: El Autor

SISTEMA	λ [1/h]	MRT [h]	No. HORAS	COSTO MEDIO DE REPUESTOS	COSTO TOTAL (X15u)
Sistema de orientación	2.28311E-06	137.16	8760	\$3,029.94	\$908.98
Sistema de acondicionamiento térmico en góndola y rotor	3.42466E-06	43.63	8760	\$2,019.96	\$908.98
Palas	4.22374E-06	179.28	8760	\$15,553.67	\$8,632.29
Sistema hidráulico y cambio de paso	2.51142E-06	44.28	8760	\$2,221.95	\$733.24
Sistema bastidor	3.42466E-06	43.63	8760	\$1,674.08	\$753.34
Sistema buje	6.84932E-07	146.02	8760	\$2,221.95	\$199.98
Sistema de acoplamiento de eje de alta	9.47489E-06	178.42	8760	\$1,674.04	\$2,084.18
Sistema multiplicadora	9.47489E-06	178.42	8760	\$11,160.27	\$13,894.53
Sistema eje principal	9.47489E-06	178.42	8760	\$6,564.86	\$8,173.25
Sistema de rodamiento de palas	4.22374E-06	179.28	8760	\$2,221.95	\$1,233.18
Sistema instrumentación del aerogenerador	9.01826E-06	39.10	8760	\$1,009.98	\$1,196.82
Sistema torre	3.42466E-07	40.61	8760	\$23,633.50	\$1,063.51
Sistema carcasa de la góndola y cono	5.70776E-07	301.97	8760	\$2,524.95	\$189.37
Sistema de elevación de cargas	3.42466E-06	43.63	8760	\$2,363.35	\$1,063.51
Sistema generador	3.3105E-06	294.84	8760	\$13,129.72	\$5,711.43
Sistema transformador	5.70776E-07	230.69	8760	\$6,564.86	\$492.36
Sistema armarios eléctricos	3.42466E-06	43.63	8760	\$504.99	\$227.25
Sistemas integrados	9.01826E-06	39.10	8760	\$504.99	\$598.41
Cableado góndola completa	5.70776E-07	301.97	8760	\$2,221.95	\$166.65
Aerogenerador	3.42466E-06	43.63	8760	\$2,019.96	\$908.98
Sistema de balizamiento	3.42466E-06	43.63	8760	\$504.99	\$227.25
Sistema de transmisión de rayos	3.42466E-06	43.63	8760	\$1,674.08	\$753.34
TOTAL				\$105,000.00	\$50,120.83

Tabla 10. Cálculo del costo de mano de obra para mantenimiento correctivo

Fuente: El Autor

SISTEMA	λ [1/h]	MRT [h]	No. HORAS	COSTO MANO DE OBRA	COSTO TOTAL
Sistema de orientación	2.2831E-06	144.02	8760	\$51.57	\$2,228.01
Sistema de acondicionamiento térmico en góndola y rotor	3.4247E-06	45.81	8760	\$20.69	\$426.48
Palas	4.2237E-06	188.24	8760	\$51.57	\$5,387.57
Sistema hidráulico y cambio de paso	2.5114E-06	46.49	8760	\$51.57	\$791.21
Sistema bastidor	3.4247E-06	45.81	8760	\$30.53	\$629.32
Sistema buje	6.8493E-07	153.32	8760	\$51.57	\$711.56
Sistema de acoplamiento de eje de alta	9.4749E-06	187.34	8760	\$20.69	\$4,824.85
Sistema multiplicadora	9.4749E-06	187.34	8760	\$20.69	\$4,824.85
Sistema eje principal	9.4749E-06	187.34	8760	\$20.69	\$4,824.85
Sistema de rodamiento de palas	4.2237E-06	188.24	8760	\$51.57	\$5,387.57
Sistema instrumentación del aerogenerador	9.0183E-06	41.05	8760	\$20.03	\$974.53
Sistema torre	3.4247E-07	42.64	8760	\$20.03	\$38.44
Sistema carcasa de la góndola y cono	5.7078E-07	317.07	8760	\$41.37	\$983.86
Sistema de elevación de cargas	3.4247E-06	45.81	8760	\$20.03	\$413.01
Sistema generador	3.3105E-06	309.58	8760	\$51.57	\$6,944.55
Sistema transformador	5.7078E-07	242.22	8760	\$51.57	\$936.82
Sistema armarios eléctricos	3.4247E-06	45.81	8760	\$29.87	\$615.86
Sistemas integrados	9.0183E-06	41.05	8760	\$29.87	\$1,453.15
Cableado góndola completa	5.7078E-07	317.07	8760	\$29.87	\$710.37
Aerogenerador (sistemas y sensores propios de la marca)	3.4247E-06	45.81	8760	\$29.87	\$615.86
Sistema de balizamiento	3.4247E-06	45.81	8760	\$29.87	\$615.86
Sistema de transmisión de rayos	3.4247E-06	45.81	8760	\$29.87	\$615.86
TOTAL					\$44,954.41

La ecuación 7 se utiliza para calcular el costo de la mano de obra necesaria para ejecutar labores de mantenimiento correctivo.

$$CMOMC = \sum_{i=1}^{22} \lambda_i \cdot 8760 \cdot MTTR \cdot NP \cdot CH \quad \text{ecuación 7}$$

En la tabla 10 se muestran los resultados del cálculo de la mano de obra para mantenimiento correctivo para los 15 aerogeneradores.

A continuación se presenta la ecuación 8, la cual será utilizada para el cálculo del costo de inactividad del parque eólico y tendrá como único componente los ingresos que dejaría de percibir Elecaastro.

$$CNOP = IAP \cdot (1 - D) \quad \text{ecuación 8}$$

donde:

IAP: ingresos anuales proyectados

D: disponibilidad (la disponibilidad está dada por la ecuación 2 y consta en el capítulo 1).

La tabla 11 muestra el cálculo del costo ocasionado por la inactividad del parque eólico provocado por los mantenimientos preventivos y correctivos.

Tabla 11. Cálculo del costo de inactividad del parque eólico

Fuente: El Autor

AÑO	INGRESO ESTIMADO ANUAL DEL PARQUE EÓLICO	TIEMPO MEDIO DE INACTIVIDAD ANUAL	DISPONIBILIDAD	COSTO TOTAL ANUAL
1	\$30,601,829.07	5.84	0.98	\$496,391.03
2	\$52,460,278.40	5.84	0.98	\$850,956.06
3	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
4	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
5	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
6	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
7	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
8	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
9	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59
10	\$20,942,755.24	5.84	0.98	\$339,711.59

3.2.7 Presentación de los costos de acuerdo con la estructura de distribución de los mismos.

En la tabla 16 se muestra el LCC para el parque de aerogeneradores del proyecto Minas de Huascachaca considerando los primeros 10 años de operación, al final de la cual se puede observar el porcentaje de participación de los factores más influyentes en la fase de operación y mantenimiento del proyecto.

3.2.8 Análisis de sensibilidad.

Conforme lo indica la norma UNE-EN-60300-3-3 2009, cuando sea aplicable, se puede realizar un análisis de sensibilidad que permita, entre otras cosas, identificar los principales elementos de costo que mayor influencia tiene sobre el LCC. Dicho análisis se ha efectuado cambiando datos de entrada que puedan ser razonablemente aplicables; en este sentido los valores que se han cambiado para el análisis son: el número de personas a cargo de las labores de mantenimiento, el tiempo asignado para cada trabajo de mantenimiento, y finalmente el valor referencial de costo de repuestos para mantenimiento correctivo. Cabe recalcar que los rubros de *“infraestructura y servicios para operación”* y *“capacitación de personal”* son considerados como costos fijos.

En primer lugar la tabla 12 muestra los resultados del cálculo de los costos con la configuración inicial (configuración 1) que contempla la participación de 8 personas en el grupo de mantenimiento y con un valor de \$ 105000,00 como costo de repuestos para mantenimiento correctivo de un aerogenerador.

En la parte final de la tabla citada se puede observar el porcentaje de participación de los elementos más importantes de costo, siendo el rubro principal el costo por inactividad (59,23%); a continuación se encuentra el rubro de mano de obra (23,44%) en el cual están sumados los costos de mantenimiento preventivo, correctivo y operación; y como tercer elemento más influyente se encuentra el costo repuestos para mantenimiento correctivo (7,64%), a continuación se encuentra el costo de infraestructura y servicios, que es un costo fijo (6,70%) y en menor porcentajes los costos de materiales para mantenimiento preventivo y capacitación del personal.

Se debe hacer hincapié que para los siguientes análisis se pondrá atención sobre los tres costos de mayor peso.

Tabla 12. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 1)

Fuente: El Autor

VALOR ACTUAL NETO (tasa de descuento del 10%)

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CIMP	28,080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMMP	0.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00
CMOMP	0.00	39,762.60	41,404.70	40,098.66	41,404.70	39,882.09	41,740.76	39,762.60	41,404.70	40,098.66	41,524.19
CCPM	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00	3,200.00
CNOP	0.00	496,391.03	850,956.06	339,711.59	339,711.59	339,711.59	339,711.59	339,711.59	339,711.59	339,711.59	339,711.59
CRMC	587,428.25	0.00	0.00	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	3,341.39
CMOMC	0.00	0.00	0.00	62,101.33	62,101.33	62,101.33	62,101.33	62,101.33	62,101.33	62,101.33	62,101.33
CMOOP	0.00	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94
CAOA	0.00	447,853.50	447,853.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CISOP	0.00	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68
CCPO	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00
CIOM	4,326.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CIOH	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TOTAL	625,234.25	1,071,167.75	1,427,374.88	579,193.03	580,499.07	578,976.46	580,835.13	578,856.97	580,499.07	579,193.03	533,839.12
NVP	625,234.25	973,788.86	1,179,648.66	435,156.29	396,488.67	359,498.83	327,866.29	297,045.15	270,807.10	245,634.38	205,818.09

RESUMEN ELEMENTOS DE COSTO (%)

COSTO POR INACTIVIDAD	59.23%
MANO DE OBRA	23.44%
COSTO REPUESTOS MANTENIMIENTO CORRECTIVO	7.64%
COSTO INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PARA OPERACIÓN	6.70%
COSTO MATERIALES MANTENIMIENTO PREVENTIVO	2.15%
COSTO CAPACITACION PERSONAL	0.84%

Tabla 13. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 2)

Fuente: El Autor

VALOR ACTUAL NETO (tasa de descuento del 10%)

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CIMP	28,080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMMP	0.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00
CMOMP	0.00	29,808.55	31,006.07	30,056.46	31,006.07	29,896.69	31,253.98	29,808.55	31,006.07	30,056.46	31,094.21
CCPM	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00
CNOP	0.00	541,066.23	927,542.10	370,285.63	370,285.63	370,285.63	370,285.63	370,285.63	370,285.63	370,285.63	370,285.63
CRMC	587,428.25	0.00	0.00	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83
CMOMC	0.00	0.00	0.00	47,095.10	47,095.10	47,095.10	47,095.10	47,095.10	47,095.10	47,095.10	47,095.10
CMOOP	0.00	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94
CAOA	0.00	447,853.50	447,853.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CISOP	0.00	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68
CCPO	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00
CIOM	4,326.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CIOH	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	624,434.25	1,105,088.90	1,492,762.30	583,918.64	584,868.25	583,758.87	585,116.16	583,670.73	584,868.25	583,918.64	584,956.39
NVP	624,434.25	1,004,626.27	1,233,687.85	438,706.72	399,472.88	362,468.33	330,282.82	299,515.37	272,845.35	247,638.50	225,526.01

RESUMEN ELEMENTOS DE COSTO (%)

COSTO POR INACTIVIDAD	63.36%
MANO DE OBRA	18.69%
COSTO REPUESTOS MANTENIMIENTO CORRECTIVO	8.58%
COSTO INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PARA OPERACIÓN	6.58%
COSTO MATERIALES MANTENIMIENTO PREVENTIVO	2.11%
COSTO CAPACITACION PERSONAL	0.68%

Tabla 14. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 3)

Fuente: El Autor

VALOR ACTUAL NETO (tasa de descuento del 10%)

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CIMP	28,080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMMP	0.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00	12,310.00
CMOMP	0.00	28,453.61	29,596.70	28,690.26	29,596.70	28,537.75	29,833.35	28,453.61	29,596.70	28,690.26	29,680.84
CCPM	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00
CNOP	0.00	518,728.63	889,249.08	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61
CRMC	587,428.25	0.00	0.00	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83	50,120.83
CMOMC	0.00	0.00	0.00	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41
CMOOP	0.00	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94
CAOA	0.00	447,853.50	447,853.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CISOP	0.00	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68
CCPO	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00
CIOM	4,326.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CIOH	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	624,434.25	1,081,396.36	1,453,059.90	565,124.73	566,031.17	564,972.22	566,267.82	564,888.08	566,031.17	565,124.73	566,115.31
NVP	624,434.25	983,087.60	1,200,875.95	424,586.58	386,606.91	350,803.30	319,643.42	289,876.91	264,057.72	239,668.05	218,261.96

RESUMEN ELEMENTOS DE COSTO (%)

COSTO POR INACTIVIDAD	62.77%
MANO DE OBRA	18.69%
COSTO REPUESTOS MANTENIMIENTO CORRECTIVO	8.86%
COSTO INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PARA OPERACIÓN	6.80%
COSTO MATERIALES MANTENIMIENTO PREVENTIVO	2.18%
COSTO CAPACITACION PERSONAL	0.71%

Tabla 15. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 4)

Fuente: El Autor

VALOR ACTUAL NETO (tasa de descuento del 10%)

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CIMP	28,080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMMP	0.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00
CMOMP	0.00	28,453.61	29,596.70	28,690.26	29,596.70	28,537.75	29,833.35	28,453.61	29,596.70	28,690.26	29,680.84
CCPM	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00
CNOP	0.00	518,728.63	889,249.08	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61
CRMC	587,428.25	0.00	0.00	71,601.18	71,601.18	71,601.18	71,601.18	71,601.18	71,601.18	71,601.18	71,601.18
CMOMC	0.00	0.00	0.00	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41
CMOOP	0.00	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94
CAOA	0.00	447,853.50	447,853.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CISOP	0.00	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68
CCPO	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00	1,600.00
CIOM	4,326.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CIOH	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	624,434.25	1,082,627.37	1,454,290.90	587,836.09	588,742.53	587,683.58	588,979.17	587,599.44	588,742.53	587,836.09	588,826.67
NVP	624,434.25	984,206.70	1,201,893.31	441,649.95	402,119.07	364,905.27	332,463.39	301,531.42	274,652.73	249,299.88	227,018.17

RESUMEN ELEMENTOS DE COSTO (%)

COSTO POR INACTIVIDAD	60.35%
MANO DE OBRA	17.97%
COSTO REPUESTOS MANTENIMIENTO CORRECTIVO	12.17%
COSTO INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PARA OPERACIÓN	6.53%
COSTO MATERIALES MANTENIMIENTO PREVENTIVO	2.30%
COSTO CAPACITACIÓN PERSONAL	0.68%

Tabla 16. Cálculo del costo de LCC para operación y mantenimiento (configuración 5)

Fuente: El Autor

VALOR ACTUAL NETO (tasa de descuento del 10%)

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CIMP	28,080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMMP	0.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00	13,541.00
CMOMP	0.00	28,453.61	29,596.70	28,690.26	29,596.70	28,537.75	29,833.35	28,453.61	29,596.70	28,690.26	29,680.84
CCPM	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00	2,400.00
CNOP	0.00	518,728.63	889,249.08	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61	354,998.61
GRMC	587,428.25	0.00	0.00	4,773.41	4,773.41	4,773.41	4,773.41	4,773.41	4,773.41	4,773.41	4,773.41
CMOMC	0.00	0.00	0.00	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41	44,954.41
CMOOP	0.00	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94	31,618.94
CAOA	0.00	447,853.50	447,853.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CISOP	0.00	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68	38,431.68
CCPO	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00	3,600.00
CIOM	4,326.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CIOH	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	626,434.25	1,084,627.37	1,456,290.90	523,008.32	523,914.76	522,855.81	524,151.40	522,771.67	523,914.76	523,008.32	523,998.90
NVP	626,434.25	986,024.88	1,203,546.20	392,943.89	357,840.83	324,652.32	295,869.80	268,264.53	244,410.10	221,806.58	202,024.26

RESUMEN ELEMENTOS DE COSTO (%)

COSTO POR INACTIVIDAD	67.82%
MANO DE OBRA	20.19%
COSTO INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PARA OPERACIÓN	7.34%
COSTO MATERIALES MANTENIMIENTO PREVENTIVO	2.59%
COSTO CAPACITACION PERSONAL	1.15%
COSTO REPUESTOS MANTENIMIENTO CORRECTIVO	0.91%

En la tabla 13 se han realizado los cálculos respectivos, reduciendo de 8 a 6 el número de personas para mantenimiento y suponiendo un incremento de 10% en los tiempos para mantenimiento preventivo y correctivo (configuración 2). Con esta nueva configuración se consigue un incremento promedio del 1,79% en costo total del LCC con respecto a la configuración inicial y esto se debe al incremento en los tiempos de ejecución de las labores de mantenimiento con el consecuente incremento del costo de inactividad (9%) a pesar que se dé una reducción importante en los costos de mano de obra (17,83%).

Respecto a la configuración inicial, en la tabla 14 se han proyectado los costos considerando 6 personas para mantenimiento y un incremento del 5% en los tiempos de ejecución de los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo (configuración 3). En esta configuración se consigue una reducción promedio de 0,77% en el costo total del LCC; esto se debe a la reducción de los costos de mano de obra (20,31%) y sobre todo que el aumento en el costo por inactividad es ahora de 4,5%. Se nota que existe una reducción de costos totales, con lo cual se evidencia la importancia que tiene la adecuada gestión del mantenimiento para controlar efectivamente los costos asociados a esta fase del ciclo de vida.

El siguiente escenario (configuración 4) los costos varía en relación con la primera al considerarse nuevamente 6 personas para mantenimiento, 5% de aumento de tiempos de ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos, un incremento del 10% en el precio de los materiales para mantenimiento preventivo y un valor fijo de repuestos para mantenimiento correctivo de \$150000,00 (figura 15). Se puede observar un aumento de 2,12% en el costo total de LCC ya que se presenta un aumento (4,5%) del elemento más preponderante, es decir el costo de inactividad, se tiene una disminución del costo de mano de obra similar al escenario anterior, es decir, 20,31% menor que la configuración inicial, pero sobre todo se dan los incrementos señalados de los costos de materiales y repuestos, lo cual hace que los costos totales se incrementen de forma considerable.

Finalmente se plantea la tabla 16 únicamente como un medio para observar el comportamiento de los costos de repuestos para mantenimiento correctivo considerando una variación muy alta de los costos medios (\$10000,00 por aerogenerador) y como se puede observar, el rubro de costos por repuestos cae drásticamente a un valor por debajo del 1% en relación al costo total, valor muy diferente a los primeros 4 escenarios planteados para realizar el análisis de sensibilidad, lo cual nos ratifica que este rubro no es el más importante, a no ser que los costos medios de repuestos sean muy superiores a lo planteado en este trabajo.

El objetivo de plantearse una variación tan alta en el costo medio de repuestos es comprobar el grado de influencia que este rubro tiene sobre el costo total. Cuando se consideran costos

elevados de repuestos, el porcentaje de participación sobre el costo total está en un valor promedio de 8,8% y este escenario puede presentarse si la empresa tiene como política mantener un stock elevado de repuestos para los aerogeneradores con la finalidad de garantizar una disponibilidad elevada aun cuando de presenten posteriormente otros costos, como el bodegaje y por dinero muerto. Por el contrario si se plantea un costo medio de repuestos bajo, las erogaciones de dinero que la empresa realice para la compra de estos materiales será menor, sin embargo el no disponer de la cantidad idónea de repuestos puede redundar en pérdidas por retrasos en los tiempos de mantenimiento de los aerogeneradores.

Luego de haber realizado este análisis se podrá anotar los valores promedio de participación de los factores más influyentes en el costo del ciclo de vida para la fase de operación y mantenimiento de un aerogenerador:

- ✓ Costo por inactividad: 61,43%
- ✓ Costo de mano de obra: 19,70%
- ✓ Costo de repuestos para mantenimiento correctivo: 8,80%
- ✓ Costo de infraestructura y servicios para operación: 6,65%
- ✓ Costo de materiales para mantenimiento preventivo: 2,19%
- ✓ Costo por capacitación de personal: 0,7%

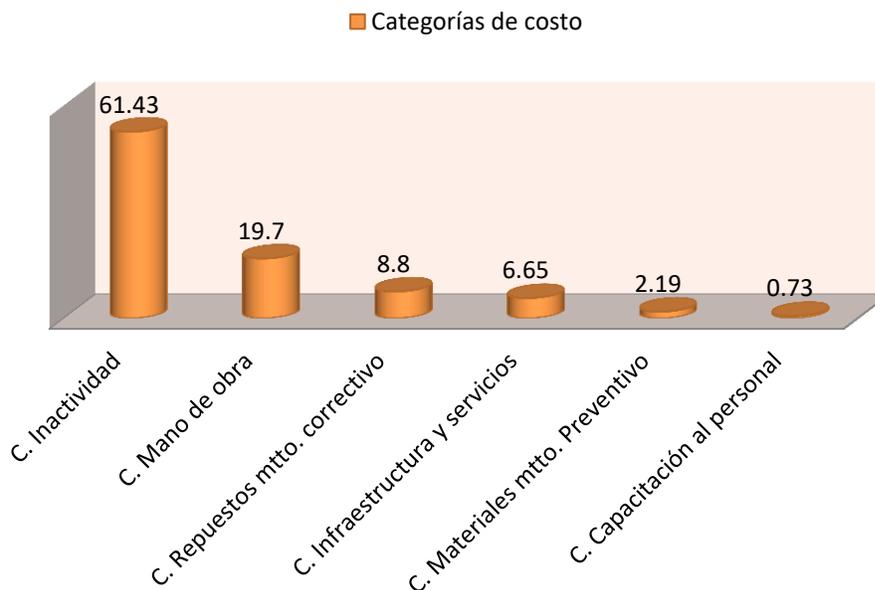


Figura 27. Porcentajes de participación de costos en el costo total de LCC para las fases de O&M.

Fuente: El autor

En la figura 27 se puede apreciar el peso que tiene cada costo en relación con el costo total del LCC. Si se observa detenidamente hay un 0,5% que no se considera en el gráfico; este valor corresponde a los costos de inversiones y costos relacionados con la garantía para los dos primeros años de operación del parque eólico, los cuales no tienen mayor peso en el costo total durante el periodo de análisis de 10 años propuesto)

3.3 Propuesta de presupuesto.

La propuesta de presupuesto para el inicio de operaciones del proyecto eólico tiene como componentes algunos elementos de costo que se utilizaron para el cálculo del LCC para la fase de operación y mantenimiento realizado en el capítulo anterior, sin embargo existen algunos componentes que se deben adicionar para acoplarse al formato establecido por el control presupuestario de Elecaastro.

La principal diferencia entre el cálculo del LCC y el presupuesto anual radica en el costo de mano de obra, ya que en el modelo de cálculo y análisis del LCC se consideran, para el costo de mano de obra, aquellas horas en las cuales el personal de mantenimiento realiza los trabajos respectivos; sin embargo en el presupuesto se debe considerar necesariamente las remuneraciones mensuales en su totalidad, es decir, en el presupuesto el costo de mano de obra reflejará el valor que gana el personal un año completo; sin embargo este valor puede considerarse como la mano de obra para mantenimiento no solo de los aerogeneradores sino de todo el parque eólico, además en el presupuesto se incluyen los gastos administrativos que se originan en el inicio de la actividad productiva del parque eólico.

También se debe aclarar que en el presupuesto de mano de obra para operación se considerará únicamente el costo que representan los operadores debido a que en teoría se trataría de personal nuevo, en cambio el resto de personal del Departamento de Control de Generación actualmente ya está presente y no representa una erogación nueva para la empresa.

Según se observó en el capítulo 3, para diferentes escenarios de costos de mano de obra y costos de repuestos y materiales, la mejor opción resultó la expuesta en la tabla 14 (mejor en el sentido de menor costo, excluyendo la referencia de la tabla 16), en consecuencia será a partir de estas condiciones que se colocarán los costos para el presupuesto anual.

Adicionalmente se debe mencionar que para el presupuesto se incluyen nuevos rubros según que representan gastos que deberá cubrir Elecaastro, estos gastos son proyecciones que

maneja Elecaastro en base a lo que se eroga por estos conceptos en otras centrales de la empresa. A continuación, en la tabla 17 se presentan la propuesta de presupuesto general anual para el proyecto.

Tabla 17. Presupuesto de gastos administrativos y costos de operación y mantenimiento para el parque eólico Minas de Huascachaca

Fuente: Adaptado de (Elecaastro D. d., 2018)

<i>Descripción</i>	<i>Huascachaca</i>	
	<i>ADM</i>	<i>O&M</i>
PRESUPUESTO DE GASTOS	42,101.63	2,622,890.49
GASTOS DE OPERACIÓN	42,101.63	2,495,886.49
DIRECCION ADMINISTRATIVA FINANCIERA	42,101.63	
MATERIALES	14,634.95	
Suministros y enseres menores	2,440.00	
Manto. repuestos y accesorios para vehículos	4,892.95	
Combustibles y lubricantes para vehículos	2,976.00	
Mobiliario y equipo de computación	4,326.00	
SERVICIOS BASICOS	4,150.68	
Arriendo Oficinas	2,940.00	
Servicio de energía eléctrica, agua y teléfonos	1,210.68	
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS	23,316.00	
Servicio de seguridad y vigilancia	23,316.00	
DIRECCION DE PRODUCCION		2,355,886.49
MANO DE OBRA		382,596.12
Sueldos, Salarios		250,568.40
Subsidio Familiar		926.40
Sobretiempos y recargos por jornada nocturna		15,827.16
Subsistencias		23,040.00
Décimo Tercer Sueldo		22,199.64
Décimo Cuarto Sueldo		4,632.00
Fondos de Reserva		22,199.64
Aportes Patronales		29,703.12
Vacaciones		11,099.76
Beneficios del Contrato Colectivo		2,400.00
MATERIALES		31,680.00
Químicos para tratamiento de agua		3,000.00

Herramientas		28,680.00
SERVICIOS BASICOS		15,115.68
Servicio de energía eléctrica, agua y teléfonos Huascachaca		12,804.00
Pago de servicios de comunicación		2,311.68
Pago de servicios de comunicación Huascachaca		2,311.68
SERVICIOS RELACIONADOS CON EL PERSONAL		4,000.00
Seminarios y cursos de capacitación del personal		4,000.00
SEGUROS GENERALES		864,902.94
Seguros ramos generales		864,902.94
Seguros ramos generales Huascachaca		864,902.94
MANTENIMIENTO CENTRALES		12,310.00
Materiales		12,310.00
Materiales Huascachaca		12,310.00
REPUESTOS CENTRALES		587,428.25
Repuestos		587,428.25
Repuestos centrales Huascachaca		587,428.25
MANTENIMIENTO SCADA		10,000.00
Materiales SCADA		5,000.00
Materiales SCADA Huascachaca		5,000.00
Mantenimiento SCADA		5,000.00
Mantenimiento SCADA Huascachaca		5,000.00
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS		447,853.50
Contratos de asesoría técnica		447,853.50
DIRECCION DE PLANIFICACION		10,000.00
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS		10,000.00
Mantenimiento Estaciones meteorológicas		10,000.00
DIRECCION DE INGENIERIA CIVIL Y MEDIO AMBIENTE		100,000.00
MEDIO AMBIENTE CENTRALES		100,000.00
Medio Ambiente		100,000.00
UNIDAD DE SUPERVISION DE PROYECTOS		30,000.00
CONTRATOS Y OTROS SERVICIOS		30,000.00
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN		127,004.00
ALICUOTAS		127,004.00
Contraloría General del Estado		69,000.00
CENACE		8,004.00
Responsabilidad Social Empresarial		50,000.00
TOTAL	42,101.63	2,622,890.49

3.4 Comparación servicio de mantenimiento contratado y mantenimiento propio.

Para realizar el análisis de la conveniencia de contratación del servicio de operación y mantenimiento de los aerogeneradores del parque eólico se va a indicar las condiciones en las cuales se ofrece este servicio.

En primer lugar se va a realizar las comparaciones de costos que se manejen a partir del tercer año de operación ya que para los dos primeros años existe la garantía que comprende el mantenimiento correctivo de los aerogeneradores, por lo cual no es posible comparar los costos durante este periodo.

La oferta del proveedor del servicio abarca el personal para la operación, mantenimientos preventivos, correctivos así como los materiales repuestos y herramientas. El monto ofertado para este fin es \$ 50000,00 anuales por aerogenerador, es decir \$750000,00 anuales para el parque eólico (este valor corresponde a la oferta presentada por el proveedor de los aerogeneradores para Elecaastro).

Tomando en consideración estas condiciones, se va a presentar los componentes de la oferta con los costos obtenidos en el análisis del LCC así como en el presupuesto anual:

- ✓ Mano de obra: \$382596,12
- ✓ Herramientas: \$28680,00
- ✓ Materiales para mantenimiento preventivo: \$13541,00
- ✓ Repuestos para mantenimiento correctivo: \$150000,00

En total los gastos que debería asumir Elecaastro serían \$574817,12. Este valor corresponde aproximadamente al 76% del valor ofertado por el proveedor. En este punto se debe ver más allá de los aspectos netamente monetarios sobre la conveniencia de contratar el servicio en estudio; si la decisión para la contratación radicase solo en el aspecto económico, no habría duda en que resulta más conveniente la operación y mantenimiento realizado por el propio personal de Elecaastro siempre y cuando los valores sobre los que existe mayor incertidumbre como son los materiales y repuestos para mantenimiento sean verificados en el futuro y se aproximen a valores reales.

Sin embargo existe un aspecto muy importante que se debe tener en cuenta, como lo es la experiencia que tiene el proveedor lo cual nos garantiza en cierta medida un trabajo bien hecho y en los tiempos adecuados, siendo éste último un aspecto muy importante para evitar las pérdidas por inactividad tal como se vio en el análisis del LCC.

Finalmente cabe señalar que los aspectos contractuales también juegan un papel importante en la prestación del servicio, y dependerá de la conveniencia de Elecaastro las condiciones en las cuales contrata al proveedor, por ejemplo temas de garantías y multas por incumplimiento de plazos pueden ser un valor agregado a tomar en cuenta al momento de decidir si contratar el servicio o no.

3.5 Análisis de los resultados.

En la figura 27 se muestra claramente que el principal rubro de costo para la fase de operación y mantenimiento (61.43% del LCC) es el costo de inactividad de las unidades del parque eólico, lo cual se debe a las paradas que puede experimentar la planta por actividades de mantenimiento planificado o no planificado. En el modelo que se ha utilizado en el presente trabajo se propone calcular el costo de inactividad considerando los paros por mantenimientos correctivos y preventivos tal como lo sugiere la norma UNE-EN 60300-3-3, lo cual obliga a la empresa a gestionar adecuadamente los planes de mantenimiento preventivo para procurar una optimización de tiempos de parada y sobre todo, evitar los paros no programados.

El siguiente rubro que tiene un importante peso en el valor del LCC (19.70%) es el costo de mano de obra; dicho costo debe ser optimizado procurando una eficiente planificación en la cantidad de personal que intervendrá en las tareas de mantenimiento del parque eólico. El tercer elemento más importante es el costo de los repuestos para mantenimiento correctivo (8.80% del LCC), valor que debe ser observado con detenimiento ya que, como se mencionó anteriormente, los costos de repuestos son valores estimados. Sin embargo Elecaastro puede actualizar el cálculo una vez que el parque eólico entre en operación y dispongan de datos exactos.

A continuación se encuentra el costo de inversiones y servicios (6.6% del LCC) correspondiente a los valores que la empresa estima gastar anualmente por la operación misma de la central; dichos valores pueden ser ajustados una vez que el parque eólico entre en operación.

Finalmente se encuentran los costos de materiales para mantenimiento preventivo y capacitación de personal (2.19% y 0.73% del LCC respectivamente), los costos de los materiales comprenden principalmente suministros menores para actividades de lubricación y limpieza por lo cual representa una participación menor en el costo total y puede ser sujeto a cambios de acuerdo a la realidad que se manifieste durante la operación de la central. En lo referente a los costos de capacitación del personal, el valor total depende del número de personas que finalmente trabajarán en la operación y mantenimiento del parque eólico.

CAPÍTULO 4.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1 Conclusiones.

- Se puede concluir este estudio manifestando que los principales costos para las fases de operación y mantenimiento dentro del ciclo de vida de un aerogenerador del proyecto Eólico Minas de Huascachaca de acuerdo a la norma UNE-EN-60300-3-3 2009 son el costo generado por la inactividad de la central, la mano de obra para la operación y mantenimiento y los repuestos para mantenimiento correctivo, los cuales ascenderían a \$ 354998,61; \$ 105263,61 y \$ 50120,83 respectivamente.
- Si bien es cierto, el principal elemento del LCC para el caso en estudio es el costo de inactividad; dentro de este elemento se encuentra implícita la gestión efectiva del mantenimiento de los aerogeneradores (materiales, repuestos, mano de obra) con el fin de disponer de los medios necesarios para evitar pérdidas de ingresos debido a retrasos o trabajos mal planificados.
- El modelo utilizado para el análisis del LCC puede ser ampliado en su alcance, por ejemplo buscando alternativas de aplicación de diferentes tipos de mantenimiento en los aerogeneradores, con el objetivo de optimizar los recursos y tiempos para efectuar los trabajos.
- Para el desarrollo del presente trabajo se ha considerado una pequeña cantidad de escenarios posibles donde se puede presentar la actividad productiva del parque eólico, sin embargo, dada la versatilidad de la herramienta de cálculo de LCC desarrollada, se pueden incorporar más variables dentro del estudio que permitan visualizar de mejor manera el comportamiento de los costos bajo ciertas condiciones como por ejemplo: los incrementos salariales, contratación de proveedores de mantenimiento, variaciones de precios de repuestos y materiales entre períodos, y alternativas de cambios en los horarios de ejecución de las acciones de mantenimiento que permitan reducir la cantidad de personal.
- El plan de mantenimiento será de mucha utilidad para Elecaastro ya que reúne las principales actividades propuestas por el fabricante como son las actividades de mantenimiento preventivo sobre los elementos más importantes del aerogenerador, y las actividades que se realizan en la cotidianidad del parque eólico Villonaco como son por ejemplo las actividades de mantenimiento de subestación y línea de transmisión.

- El costo del ciclo de vida tiende a aislar aquellos elementos que no estén íntimamente vinculados con el objeto de estudio, a diferencia del presupuesto proyectado en el cual se incluyen todos los gastos anuales en los que debe incurrir la empresa una vez que entre en operación un nuevo proyecto.
- El análisis de sensibilidad resulta una herramienta importante para estudiar el LCC en diferentes escenarios; sin embargo para una mejor proyección de costos es muy ventajoso en planteamiento de precios que se acerquen a lo real, de todas maneras no está por demás fijarse valores distantes entre sí que permitan visualizar el comportamiento de los costos en situaciones extremas.
- La evaluación entre las opciones de mantenimiento propio y mantenimiento contratado, de acuerdo a los datos recabados, demuestra la conveniencia económica de realizar las actividades con el personal propio; sin embargo la empresa deberá realizar un análisis adicional sobre el grado de conocimiento necesario en estas tecnologías, que pueda ser suficiente como para que el personal propio se haga cargo del mantenimiento del parque eólico.
- El presente documento puede ser una referencia para el desarrollo de futuros trabajos relacionados a los costos del ciclo de vida de los aerogeneradores ya que en el Ecuador no existe mucha información y experiencia en el tema. En este trabajo se han ido detallando cada una de las etapas para el cálculo del LCC, desde la identificación de los costos hasta la determinación del costo total para las fases de operación y mantenimiento, además se presenta una diferenciación clara entre el cálculo del costo del ciclo de vida y un presupuesto tradicional lo cual puede ser muy importante para la gestión de los recursos en un proyecto.

4.2 Recomendaciones.

- Al momento de elaborar los pliegos para lanzar un proceso de contratación se debe procurar la inclusión de cláusulas que exijan a los ofertantes facilitar la información necesaria para favorecer el desarrollo de trabajos similares al presente por parte del contratante.
- Se recomienda realizar un análisis minucioso de las ofertas de repuestos por parte del proveedor, con el fin de no excederse en gastos por la compra de repuestos innecesarios o que no favorezcan a la disponibilidad de los aerogeneradores.
- Resultaría muy conveniente para Elecaastro un análisis de la disponibilidad de los aerogeneradores en función del stock de repuestos que se pudieran manejar de manera que se garantice al máximo la disponibilidad del parque eólico sin incurrir en gastos excesivos.

- Finalmente se recomienda la capacitación del personal de la Dirección de Planificación de Elecaastro, en los temas de "*Costo del ciclo de vida*" Y "*Gestión de activos*", ya que el conocimiento de estos importantes temas puede favorecer la gestión de este departamento en la evaluación y estudio de nuevos proyectos, así como al mejoramiento de las centrales existentes.

Agradecimiento.

Deseo expresar manifestar mi más sincero agradecimiento a la empresa Electro Generadora del Austro Elecaastro S.A. por permitirme desarrollar el presente trabajo que será de mucha utilidad para futuras aplicaciones en las áreas que la organización creyere conveniente utilizar.

De igual manera hago extensivo mi agradecimiento a todos los funcionarios de Elecaastro que han colaborado con su conocimiento y apoyo para concluir con éxito el presente trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- AENOR, A. E. (Septiembre de 2008). Norma española UNE-EN 15341. *Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento*. Madrid, España: AENOR.
- AENOR, A. E. (Mayo de 2009). UNE-EN 60300-3-3. *Guía de aplicación Cálculo del coste del ciclo de vida*. Madrid, España: AENOR.
- AENOR, A. E. (Marzo de 2011). Norma española UNE-EN 13306. *Terminología del mantenimiento*. Madrid, España: AENOR.
- AENOR, A. E. (Junio de 2015). Norma española UNE-EN 16646. *Mantenimiento en la gestión de activos físicos*. Madrid, España: AENOR.
- Castellano, C. E. (28 de 06 de 2017). *Gestión de Activos y Ciclo de Vida*. Recuperado el 22 de 01 de 2018, de <http://cmc-latam.com/gestion-activos-ciclo-vida/>
- Castro Santos, L. (Abril de 2013). Metodología para la evaluación económica de parques eólicos offshore flotantes a través del análisis del coste de las fases de su ciclo de vida. La Coruña, España.
- Elecaustro. (2016). *Elecaustro S.A.* Recuperado el 05 de 03 de 2018, de http://www.elecaustro.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=110&Itemid=138
- Elecaustro S.A., U. (2018).
- Elecaustro, D. d. (2018). Estimación de Ingresos proyecto eólico Minas de Huascachaca. Cuenca, Azuay, Ecuador.
- García Ahumada, F. L. (04 de 03 de 2013). *El F.M. en el ciclo de vida de los activos*. Recuperado el 22 de 01 de 2018, de http://www.aparejadoresmadrid.es/archivos/ojornadas/26/francisco_luis_garc%C3%ADa.pdf
- García, S. (2003). *Organización y Gestión Integral de Mantenimiento*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos S.A.
- González Fernandez, F. J. (2005). *Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado*. Madrid: Fundación CONFEMETAL.
- Gonzalez, J., Amendola, L., & Depool, T. (2008). *Modelo de criticidad operacional en generadores de parques eólicos*. Recuperado el 01 de Mayo de 2017, de http://www.aepro.com/files/congresos/2008zaragoza/ciip08_2331_2340.595.pdf
- Hernández, E. (2014). *Costos de Mantenimiento*. Riobamba: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Jimenez N., A. (09 de 04 de 2012). *Mantenimiento LA: Costo del Ciclo de Vida de un Activo*. Recuperado el 22 de 01 de 2018, de <https://maintenancela.blogspot.com/2012/04/costo-del-ciclo-de-vida-de-un-activo.html>
- Knezevic, J. (1996). *Matenibilidad*. Madrid: Isdefe.
- Martín Mayordomo, C. (Septiembre de 2015). Análisis de fiabilidad y disponibilidad de los aerogeneradores. Valladolid.
- MEER, M. d. (2017). *Atlas Eólico del Ecuador*. Recuperado el 07 de Diciembre de 2017, de <http://www.energia.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=338&force=0>
- Mesa, D., Sánchez, Y., & Pinzón, M. (30 de 01 de 2006). La Confiabilidad, la Disponibilidad y la Mantenibilidad, disciplinas modernas aplicadas al mantenimiento. Recuperado el 01 de Mayo de 2017
- OLADE, O. L. (2009). *Proyecto Tech4CDM, La Energía Eólica en Ecuador*. Recuperado el 07 de Diciembre de 2017, de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00289.pdf>
- Oyanadel, J. (2013). *Mantenibilidad en proyectos de inversión*. Santiago de Chile, Chile.
- Pfaffel, S., Faulstich, S., & Rohrig, K. (19 de 11 de 2017). *Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review*. Recuperado el 18 de 05 de 2018, de www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1904/pdf
- Rodríguez, M. (2015). Metodología para sistemas inteligentes de detección de mal funcionamiento de equipos, Aplicación a los aerogeneradores. España: Universidad de la Rioja.
- Romero Lozano, L. (2016). *Gestión del mantenimiento de instalaciones de energía eólica*. Paraninfo.
- Sexto, L. F. (05 de 07 de 2017). *Tipos de Mantenimiento ¿cuántos y cuáles son?* Recuperado el 27 de 06 de 2018, de <https://es.linkedin.com/pulse/tipos-de-mantenimiento-cu%C3%A1ntos-y-cu%C3%A1les-son-luis-felipe-sexto>
- Sotuyo Blanco, S. E. (09 de 01 de 2013). *Activos y Ciclo de Vida*. Recuperado el 22 de 01 de 2018, de <http://es.slideshare.net/bet62/activos-y-ciclo-de-vida>

Vargas Zúñiga, A. (2011). *Mantenimiento Proactivo*. Guayaquil: Centro de Difusión y Publicaciones - ESPOL.

ANEXOS

ANEXO 1

PLAN DE MANTENIMIENTO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA

MANTENIMIENTO SEMANAL.

S. SUBESTACIÓN UCHUCAY

S23. DISYUNTOR AISLADO EN GAS SF6

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Interruptores de potencia - gas SF6	Semanal	Revisión de presión del gas SF6	Eléctrica
Interruptor	Semanal	Inspección visual de la posición	Eléctrica

MANTENIMIENTO MENSUAL

S. SUBESTACIÓN UCHUCAY

S23. DISYUNTOR AISLADO EN GAS SF6

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Gabinetes - parte interna	Mensual	Lubricación de bisagras, limpieza, revisión de calefacción y sistemas	Eléctrica
Gabinetes - parte externa	Mensual	Inspección visual	Eléctrica

MANTENIMIENTO TRIMESTRAL**S. SUBESTACIÓN UCHUCAY****S29. TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Transformador	Trimestral	Verificar existencia de fugas de aceite, estado de aisladores, inspeccionar sistema respiradero: cambio de sílica gel de ser necesario	Eléctrica

S30. SISTEMA DE CORRIENTE CONTÍNUA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Banco de baterías	Trimestral	Medición y registro de voltaje de celdas	Eléctrica
		Medir y registrar la temperatura del terminal negativo de cada batería	Eléctrica
		Inspección visual de racks, baterías y terminales de baterías	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores	Eléctrica
		Limpieza de terminales de baterías	Eléctrica

MANTENIMIENTO SEMESTRAL**A. AEROGENERADORES****A01. SISTEMA DE ORIENTACIÓN**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema general	Semestral	Inspección auditiva del sistema	Mecánica
Corona del sistema de orientación	Semestral	Lubricación del dentado de la corona	Mecánica

Elementos deslizantes del sistema de orientación	Semestral	Lubricación de los elementos deslizantes	Mecánica
		Inspección visual de presencia de polvo en los elementos deslizantes	Mecánica

A03. PALAS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Pala	Semestral	Inspección auditiva del ruido aerodinámico	Mecánica
		Inspección auditiva del ruido mecánico	Mecánica
Estructura	Semestral	Inspección visual de las palas	Mecánica

A04. SISTEMA HIDRÁULICO Y CAMBIO DE PASO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Cilindros del sistema de cambio de paso	Semestral	Inspección auditiva de las holguras en los soportes de los cilindros	Mecánica

A08. SISTEMA MULTIPLICADORA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Multiplicadora	Semestral	Inspección auditiva de la multiplicadora en funcionamiento	Mecánica
		Inspección de ausencia de partículas metálicas en el aceite	Mecánica
Aceite	Semestral	Toma de muestras de aceite de lubricación para análisis	Mecánica

A09. SISTEMA EJE PRINCIPAL

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema eje principal	Semestral	Inspección visual de presencia de fugas	Mecánica
Bandeja recoge grasa	Semestral	Vaciado de la bandeja (limpieza)	Mecánica

A10. SISTEMA DE RODAMIENTO DE PALAS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de lubricación	Semestral	Inspección visual de fugas de grasa en los rodamientos de pala	Mecánica
Conjunto rodamiento de pala - retén interior	Semestral	Inspección visual	Mecánica
Conjunto rodamiento de pala - retén exterior	Semestral	Inspección visual	Mecánica
Conjunto rodamiento de pala	Semestral	Inspección visual del guardapolvos	Mecánica
Sistema rodamiento de pala	Semestral	Lubricación manual	Mecánica

A11. SISTEMA INSTRUMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sensor operacional - sensor de vibración	Semestral	Comprobación y funcionamiento	Eléctrica

A13. SISTEMA CARCASA DE LA GÓNDOLA Y CONO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Conjunto cono	Semestral	Inspección visual de la soldadura de la estructura metálica	Mecánica

A15. SISTEMA GENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Generador	Semestral	Inspección visual de fugas de grasa en los rodamientos de pala	Mecánica
Escobilla de fase	Semestral	Inspección visual	Mecánica
Escobilla de tierra	Semestral	Inspección visual	Mecánica
Cuerpo de anillos	Semestral	Limpieza	Mecánica
Rodamientos del generador	Semestral	Lubricación de los rodamientos del generador	Mecánica
Bandeja recoge grasa	Semestral	Limpieza	Mecánica

A18. SISTEMAS INTEGRADOS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
SMP*	Semestral	Adquisición de los datos recogidos por el SMP	Eléctrica
SMP - unidad de monitorización y proceso	Semestral	Inspección visual	Eléctrica
SMP	Semestral	Inspección visual de conexiones a tierra	Eléctrica
SMP acelerómetros	Semestral	Inspección visual del estado de los acelerómetros	Eléctrica

A20. AEROGENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Elemento de seguridad	Semestral	Comprobación de funcionamiento de los pulsadores de emergencia de la góndola	Mecánica
Elemento de seguridad	Semestral	Comprobación de funcionamiento de los pulsadores de emergencia de la plataforma inferior	Mecánica
Aerogenerador	Semestral	Limpieza	Mecánica

S. SUBESTACIÓN UCHUCAY**S30. SISTEMA DE CORRIENTE CONTÍNUA**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Cargador de baterías	Semestral	Limpieza completa del cargador de baterías	Eléctrica
		Revisión de cableado y conexiones eléctricas	Eléctrica
		Comprobar el voltaje de entrada AC	Eléctrica
		Comprobar el voltaje de salida DC	Eléctrica
		Comprobar voltaje de rizado	Eléctrica

		Probar los indicadores del panel frontal	Eléctrica
		Probar los controles del panel frontal	Eléctrica
		Revisión de seteo de voltaje y alarma	Eléctrica

S31. SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Tablero de cargas esenciales	Semestral	Limpieza interna de tablero	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores de puesta a tierra	Eléctrica
		Inspección visual general en busca de daños	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica
Tablero de cargas no esenciales	Semestral	Limpieza interna de tablero	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores de puesta a tierra	Eléctrica
		Inspección visual general en busca de daños	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica
Tablero de transferencia	Semestral	Ajuste de conexionado interno	Eléctrica
		Inspección general y limpieza de tablero	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica

S32. CELDAS METAL - ENCLOSED (SWITCHGEAR) 34.5 kV

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Celdas Metal - Enclosed	Semestral	Inspección general	Eléctrica
		Revisar el correcto funcionamiento de indicadores, medidores e instrumentos	Eléctrica

	Semestral	Verificar la operación de los calentadores e iluminación	Eléctrica
		Chequear sonidos, olores y vibraciones anormales	Eléctrica

S33. TABLEROS DE CONTROL, MEDICIÓN Y PROTECCIÓN (SALA DE CONTROL)

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Tableros de control, medición y protección	Semestral	Inspección general	Eléctrica
		Limpieza de tablero	Eléctrica
		Ajuste de conexionado	Eléctrica
		Verificar que calefacción e iluminación funcionen adecuadamente	Eléctrica
		Ajuste de conectores y terminales de puesta a tierra	Eléctrica

S34. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema contra incendios	Semestral	Pruebas de detectores de humo y alarmas contra incendios	Eléctrica
		Inspección de gabinetes contra incendios	Eléctrica
		Inspección de cuarto y sistema de bombas	Eléctrica
		Inspección de extintores	Eléctrica
		Revisión de señalética de seguridad	Eléctrica
		Inspección de instalaciones y equipos (seguridad industrial)	Eléctrica

MANTENIMIENTO ANUAL

A. AEROGENERADORES

A01. SISTEMA DE ORIENTACIÓN

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Mordaza	Anual	Inspección visual de uniones atornilladas entre las mordazas y bastidor	Mecánica
Patilla de freno pasiva	Anual	Ajuste	Mecánica
Corona - base	Anual	Inspección visual de la unión atornillada entre la base de la corona y la torre	Mecánica
Corona	Anual	Inspección visual	Mecánica
Motorreductor	Anual	Inspección visual de fugas de aceite	Mecánica
		Inspección visual de las uniones atornilladas del motorreductor	Mecánica
Unidad de control de posición - sensor cuentavueltas	Anual	Inspección visual de presencia de polvo en los elementos deslizantes	Eléctrica

A02. SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO TÉRMICO EN GÓNDOLA Y ROTOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de acondicionamiento y distribución de aire	Anual	Inspección visual de los elementos de fijación de los calentadores en la zona del sistema de orientación y bastidor delantero	Mecánica
		Inspección visual de los elementos de fijación de los calentadores en la góndola	Mecánica

A03. PALAS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Palas	Anual	Revisión estado de las palas	Mecánica
Unión - unión atornillada	Anual	Inspección visual entre la pala y el rodamiento de pala	Mecánica

A04. SISTEMA HIDRÁULICO Y CAMBIO DE PASO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Grupo hidráulico - bloque de válvulas	Anual	Inspección y ajuste de la válvula reductora del freno del sistema de orientación	Mecánica
		Inspección y ajuste de la válvula limitadora de presión del freno mecánico	Mecánica
		Inspección y ajuste de la válvula de presión del sistema de cambio de paso	Mecánica
Circuito hidráulico en la góndola - circuito hidráulico del freno del sistema de orientación	Anual	Inspección visual de fugas	Mecánica
		Comprobación de la presión hidráulica sin orientar	Mecánica
Circuito hidráulico en la góndola - circuito hidráulico del freno mecánico	Anual	Inspección visual de fugas	Mecánica
Grupo hidráulico - acumulador de presión del freno del sistema de orientación	Anual	Comprobación de la presión de precarga y ajuste	Mecánica
Grupo hidráulico - acumulador de presión del freno mecánico	Anual	Comprobación de la presión de precarga y ajuste	Mecánica
Grupo hidráulico - acumulador de presión	Anual	Comprobación de la presión de precarga y ajuste	Mecánica
Circuito hidráulico en la góndola	Anual	Inspección visual de fugas	Mecánica
		Inspección del estado de las mangueras	Mecánica
Sistema de cambio de paso - circuito hidráulico en rotor	Anual	Inspección del estado de las mangueras	Mecánica
		Inspección visual de fugas	Mecánica
Sistema de cambio de paso - junta rotativa hidráulica	Anual	Inspección visual de fugas	Mecánica
Grupo hidráulico - filtro de aceite	Anual	Sustitución del cartucho del filtro	Mecánica
Sistema de cambio de paso - sistema de filtrado	Anual	Sustitución del cartucho del filtro (buje)	Mecánica
Sistema de acondicionamiento térmico	Anual	Inspección visual del intercambiador de calor	Mecánica
Sistema de cambio de paso - válvula solenoide del bloque de válvulas del cilindro hidráulico	Anual	Comprobación de funcionamiento	Mecánica
Grupo hidráulico - presostato	Anual	Comprobación y ajuste del presostato del freno mecánico	Eléctrica

Sistema de cambio de paso - presostato	Anual	Comprobación y ajuste del presostato	Eléctrica
Sistema de cambio de paso - horquilla del cilindro hidráulico	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas	Mecánica
Sistema de cambio de paso - soporte del cilindro hidráulico	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas	Mecánica
Conjunto rodamiento de pala - pletina de pala	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas entre soporte del pin y plato	Mecánica
Grupo hidráulico - aceite	Anual	Inspección visual nivel	Mecánica
Grupo hidráulico - filtro de aire	Anual	Inspección y sustitución	Mecánica
Sistema de cambio de paso - soporte acumuladores de emergencia	Anual	Inspección de las uniones atornilladas soporte - buje	Mecánica
		Inspección de las uniones atornilladas acumuladores - buje	
		Inspección visual del estado del soporte de los acumuladores y armario	
		Inspección de las uniones atornilladas bloque distribuidor - soporte	

A05. SISTEMA BASTIDOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema bastidor	Anual	Inspección visual	Mecánica
		Inspección visual de las uniones atornilladas	Mecánica
		Inspección del estado de la cinta antideslizante	Mecánica

A06. SISTEMA BUJE

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Buje	Anual	Inspección visual	Mecánica

A07. SISTEMA ACOPLAMIENTO EJE DE ALTA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Acoplamiento	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas	Mecánica
		Inspección visual	Mecánica

Freno mecánico	Anual	Inspección de fugas de aceite	Mecánica
		Purga del circuito hidráulico	Mecánica
Freno mecánico - pastilla de la pinza de freno	Anual	Inspección y sustitución	Mecánica

A08. SISTEMA MULTIPLICADORA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Multiplicadora	Anual	Inspección visual de la estructura	Mecánica
Sistema de lubricación - mangueras	Anual	Inspección visual	Mecánica
Sistema de refrigeración	Anual	Inspección de presencia de fugas	Mecánica
Multiplicadora - filtro de aceite	Anual	Sustitución	Mecánica
Multiplicadora - sistema de filtrado off-line del aceite	Anual	Sustitución	Mecánica
Multiplicadora - presostato	Anual	Comprobación y ajuste	Eléctrica
Sistema de refrigeración - intercambiador de calor	Anual	Limpieza	Mecánica
Multiplicadora - brazo de par	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas al bastidor	Mecánica
		Inspección de holguras en los paquetes de amortiguación	Mecánica
Multiplicadora - aceite	Anual	Inspección del nivel, análisis de muestra	Mecánica
Multiplicadora - filtro de aire	Anual	Inspección y sustitución	Mecánica

A09. SISTEMA EJE PRINCIPAL

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Eje principal - rodamientos	Anual	Lubricación	Mecánica
Eje principal	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas al buje	Mecánica
		Inspección visual de las uniones atornilladas al bastidor	Mecánica
		Inspección visual de la estructura	Mecánica
		Inspección visual del disco de bloqueo del rotor	Mecánica
Eje principal - collarín	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas	Mecánica

A10. SISTEMA DE RODAMIENTO DE PALAS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Conjunto rodamiento de pala	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas al buje	Mecánica
Conjunto rodamiento de pala - pletina de pala	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas entre soporte del pin y plato	Mecánica

A11. SISTEMA INSTRUMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sensor ambiental	Anual	Comprobación y funcionamiento del sensor de viento	Eléctrica

A12. SISTEMA TORRE

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Torre - estructura - estructura metálica de unión	Anual	Inspección visual de las soldaduras brida - virola	Mecánica
		Inspección visual de las uniones atornilladas entre tramos	Mecánica
		Inspección visual de las uniones atornilladas entre secciones de un mismo tramo	Mecánica
Cimentación - virola metálica de cimentación	Anual	Inspección visual de la brida	Mecánica
Cimentación	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas entre cimentación y tramo inferior	Mecánica
		Inspección de holguras entre el tramo de cimentación y el pedestal	Mecánica
Cimentación - pedestal	Anual	Inspección visual	Mecánica
Elemento interno	Anual	Inspección y sustitución de los filtros de la puerta	Mecánica
Elemento interno - línea de vida	Anual	Inspecciones reglamentarias	Mecánica

A12. SISTEMA TORRE (ELEVADORES)

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Elevador Tractel / Avanti	Anual	Comprobación de funcionamiento del freno en elevadores	Eléctrica

Elevador Tractel / Avanti	Anual	Inspección y comprobación de funcionamiento de la palanca final de carrera inferior	Eléctrica
	Anual	Inspección visual y comprobación de funcionamiento del interruptor final de carrera superior de emergencia	Eléctrica
	Anual	Inspección visual de las guías de los cables de conducción en elevadores	Mecánica
	Anual	Inspección visual de los cables guía en elevadores	Mecánica
	Anual	Inspección visual del cable de elevación en elevadores	Mecánica
	Anual	Inspección visual del cable de seguridad en elevadores	Mecánica
	Anual	Inspección visual grilletes en elevadores	Mecánica
	Anual	Inspección visual de la viga de sustentación	Mecánica
	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas de la viga - torre	Mecánica
Anual	Inspección visual para comprobar el buen estado de todas las señalizaciones	Mecánica	

A13. SISTEMA CARCASA GÓNDOLA Y CONO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Carcasa de la góndola	Anual	Inspección visual (en el exterior del habitáculo del transformador)	Eléctrica
		Inspección visual (en el interior del habitáculo del transformador)	Eléctrica
		Inspección visual de las telas ignífugas (en el interior del habitáculo del transformador)	Eléctrica
		Inspección visual de los soportes de la fibra en bañera y laterales	Eléctrica
Conjunto cono	Anual	Inspección visual de los paneles de fibra del cono	Eléctrica
	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas entre la estructura soldada, anillo soporte y la tapa del cono	Eléctrica
	Anual	Inspección visual de las uniones de la estructura soporte con el buje	Eléctrica

A14. SISTEMA DE ELEVACIÓN DE CARGAS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de elevación fijo	Anual	Lubricación	Mecánica
Sistema de elevación fijo - componente de polipasto	Anual	Comprobación del funcionamiento del freno	Mecánica
		Inspección visual del limitador de carga	Mecánica
		Inspección visual de la nuez de elevación	Mecánica
		Inspección visual del tope mecánico del final de la cadena	Mecánica
Sistema de elevación - grúa	Anual	Inspección visual del carro superior del polipasto	Mecánica
Sistema de elevación móvil - bastidor del puente grúa	Anual	Inspección visual	Mecánica

A15. SISTEMA GENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Generador	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas al bastidor	Eléctrica
Generador - elemento eléctrico	Anual	Inspección del interior de la caja de bombas del estator	Eléctrica

A16. SISTEMA TRANSFORMADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Transformador	Anual	Inspección visual de la estructura	Eléctrica
		Limpieza	Eléctrica
		Inspección visual de cables, terminales y fusibles de baja tensión	Eléctrica
		Inspección visual de los terminales y conexión en triangulo alta tensión	Eléctrica
Transformador - protección eléctrica	Anual	Inspección visual	Eléctrica
Transformador - relé de neutro	Anual	Inspección de presencia de fugas	Eléctrica
Transformador - protector de arco	Anual	Sustitución	Eléctrica
Pared - sistema de bloqueo	Anual	Sustitución	Eléctrica

A17. SISTEMA ARMARIOS ELÉCTRICOS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Armario eléctrico de base de torre	Anual	Sustitución de los filtros de aire	Eléctrica
		Limpieza	Eléctrica
Armario eléctrico de control de la góndola	Anual	Sustitución de los filtros de aire	Eléctrica
		Limpieza	Eléctrica
Armario eléctrico de control del buje	Anual	Sustitución de los filtros de aire	Eléctrica
		Limpieza	Eléctrica
Armario eléctrico - convertidor	Anual	Sustitución de los filtros de aire	Eléctrica
		Limpieza	Eléctrica
Armario eléctrico - módulo del estator	Anual	Sustitución de los filtros de aire	Eléctrica
		Limpieza	Eléctrica
Armario eléctrico convertidor - sistema de refrigeración	Anual	Inspección de las mangueras	Eléctrica
		Inspección de fugas en las mangueras del circuito de refrigeración	Eléctrica
		Inspección del intercambiador de calor	Eléctrica
Armario eléctrico SAI	Anual	Limpieza	Eléctrica
Armario eléctrico del buje	Anual	Inspección visual de las uniones atornilladas armario eléctrico del buje - soporte	Eléctrica
Armario eléctrico estator - automático	Anual	Inspección visual, comprobación de maniobras y aislamiento entre tierras del interruptor	Eléctrica
		Lubricación del mecanismo de apertura y cierre del interruptor	Eléctrica

A18. SISTEMAS INTEGRADOS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de vigilancia de sobre velocidad	Anual	Comprobación del funcionamiento del relé	Eléctrica

A19. CABLEADO GÓNDOLA COMPLETA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Equipamiento eléctrico - cableado	Anual	Inspección visual del cableado de potencia	Eléctrica

A20. AEROGENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Elemento de seguridad	Anual	Inspección visual de las señalizaciones de seguridad	Eléctrica
	Anual	Comprobación de funcionamiento del pulsador de disparo de la celda en el armario eléctrico de control de la góndola	Eléctrica
	Anual	Inspección de descargadores de sobretensión en armario eléctrico de base de torre	Eléctrica
	Anual	Comprobación de funcionamiento de relé	Eléctrica
	Anual	Inspección visual del cáncamo de seguridad para el descensor de emergencia	Eléctrica
	Anual	Revisión de los extintores	Eléctrica
	Anual	Revisión del estado del contenedor del descensor	Eléctrica

A21. SISTEMA DE BALIZAMIENTO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Baliza luminosa	Anual	Comprobación de funcionamiento	Eléctrica

A22. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE RAYOS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Conjunto de transmisión de rayos	Anual	Inspección visual	Eléctrica
Conexión de puesta a tierra	Anual	Inspección visual de los cables de tierra entre los tramos de torre	Eléctrica
	Anual	Inspección visual del cable de tierra del transformador	Eléctrica

Conexión de puesta a tierra	Anual	Inspección visual del cable de tierra en la celda de alta tensión	Eléctrica
	Anual	Inspección visual de los cables de tierra en la cimentación	Eléctrica

C36. LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 34,5 kV (CIRCUITO COLECTOR)

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Circuito colector: instalación fuera de servicio	Anual	Inspección visual general	Eléctrica
		Inspección visual de aisladores y herrajes	Eléctrica
		Limpieza de cadenas de aisladores	Eléctrica
		Inspección y ajuste de conexiones de grapas de línea viva	Eléctrica
Circuito colector: instalación en servicio	Anual	Inspección visual de las fundaciones y terreno alrededor de las torres	Eléctrica
		Medición de resistencia de puesta a tierra en base de torres	Eléctrica
		Revisión de estado de puesta a tierra en bases y stubs	Eléctrica
		Desbroce de vegetación en franja de servidumbre	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica

S. SUBESTACIÓN UCHUCAY

S23. DISYUNTOR AISLADO EN GAS SF6

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de accionamiento	Anual	Ajuste y calibración	Eléctrica
Aisladores (porcelana)	Anual	Inspección visual y limpieza	Eléctrica
Aislamiento	Anual	Realizar pruebas de resistencia de aislamiento	Eléctrica
Terminales y conexiones del sistema de potencia	Anual	Ajuste y limpieza	Eléctrica

Terminales y conexiones de puesta a tierra	Anual	Ajuste y limpieza	Eléctrica
Sujetadores y estructura metálica en general	Anual	Verificar ajuste	Eléctrica
Partes móviles	Anual	Lubricación de partes móviles	Eléctrica
Conjunto interruptor de potencia	Anual	Inspección termográfica	Eléctrica

S24. SECCIONADORES 69 kV

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Aisladores	Anual	Inspección visual y limpieza	Eléctrica
Tablero de seccionador	Anual	Limpieza interior, comprobación de funcionamiento de calefacción e iluminación	Eléctrica
Contactos	Anual	Inspección de contactos, limpieza y lubricación	Eléctrica
Partes móviles	Anual	Verificar ajuste de elementos de fijación, lubricación elementos móviles	Eléctrica
Cuchillas de seccionador	Anual	Verificar ajuste de elementos de fijación	Eléctrica
		Verificar alineación durante cierre manual o remoto	Eléctrica
Terminales y conexiones de puesta a tierra	Anual	Limpieza y ajuste	Eléctrica
Cuchilla de puesta a tierra	Anual	Inspección de cuchilla y partes móviles	Eléctrica
Seccionadores 69 kV	Anual	Inspección termográfica	Eléctrica
Mecanismo del motor	Anual	Revisión y limpieza de contactos auxiliares y circuitos del motor	Eléctrica
		Revisión de conexionado	Eléctrica
		Inspección y lubricación de elementos móviles	Eléctrica
		Inspección visual	Eléctrica

S25. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Aisladores	Anual	Revisión y limpieza de porcelana	Eléctrica
Aceite	Anual	Revisión de nivel de aceite	Eléctrica
Conexiones	Anual	Ajuste de conexiones de placas de línea viva	Eléctrica

Terminales y conexiones de puesta a tierra	Anual	Revisión, limpieza y ajuste	Eléctrica
Aislamiento	Anual	Realizar pruebas de resistencia de aislamiento	Eléctrica
Transformadores de corriente (TC)	Anual	Realizar pruebas de relación de transformación	Eléctrica
Carcasa externa	Anual	Inspección y trabajos de pintura en el exterior del transformador	Eléctrica
Transformadores de corriente	Anual	Inspección termográfica	Eléctrica
Divisores capacitivos de potencial	Anual	Revisión de porcelana de los aisladores	Eléctrica
		Revisión de nivel de aceite	Eléctrica
		Ajuste de conexiones de placas de línea viva	Eléctrica
		Revisión, limpieza y ajuste de terminales y conexiones de puesta a tierra	Eléctrica
		Realizar pruebas de resistencia de aislamiento	Eléctrica
		Realizar pruebas de relación de transformación	Eléctrica
		Inspección y trabajos de pintura en el exterior del transformador	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica

S26. PARARRAYOS

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Aisladores	Anual	Revisión y limpieza de porcelana	Eléctrica
Placas de línea viva	Anual	Ajuste de conexiones	Eléctrica
Estructura de soporte	Anual	Ajuste de conexiones	Eléctrica
Terminales y conexiones de puesta a tierra	Anual	Revisión, limpieza y ajuste	Eléctrica
Contador de descarga	Anual	Ajuste de conexiones	Eléctrica
Descargadores valvulares (pararrayos)	Anual	Inspección termográfica	Eléctrica

S27. BARRA PRINCIPAL

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Placas y herrajes	Anual	Ajuste de placas y herrajes	Eléctrica
Anclaje	Anual	Ajuste de anclajes	Eléctrica

Cadenas de aisladores	Anual	Inspección visual y limpieza	Eléctrica
Puntos de conexión a equipos de patio	Anual	Inspección termográfica	Eléctrica
Aislamiento	Anual	Realizar pruebas de resistencia de aislamiento	Eléctrica
Barra principal	Anual	Realizar pruebas de relación de transformación	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica

S28. PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Terminales y conectores	Anual	Ajuste de placas y herrajes	Eléctrica
Puesta a tierra subestación	Anual	Pruebas de puesta a tierra	Eléctrica

S29. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de refrigeración	Anual	Limpieza, lubricación y pruebas de aislamiento a motores de sistema de ventilación	Eléctrica
Tablero de sistemas auxiliares	Anual	Limpieza, lubricación de bisagras de puerta, comprobar conexionado, verificar calefacción e iluminación	Eléctrica
Tablero de conexiones	Anual	Limpieza, lubricación de bisagras de puerta, comprobar conexionado, verificar calefacción e iluminación	Eléctrica
Terminales y Conectores	Anual	Ajuste y corrección de puntos calientes	Eléctrica
Bushings y terminales	Anual	Revisión de bushings y terminales. Realizar limpieza de porcelana	Eléctrica
Conexiones mecánicas de componentes	Anual	Ajuste	Eléctrica
Terminales y conexiones de puesta a tierra	Anual	Ajuste	Eléctrica
Carcasa	Anual	Trabajos de pintura en radiadores y carcasa	Eléctrica
Aceite aislante	Anual	Realizar una prueba dieléctrica a una muestra del aceite aislante	Eléctrica
Devanados	Anual	Realizar prueba de factor de potencia a los devanados	Eléctrica
		Realizar prueba de resistencia de devanados	

Aislamiento	Anual	Medición de la resistencia de aislamiento de los devanados	Eléctrica
Relación de transformación	Anual	Realizar prueba de relación de transformación	Eléctrica
Pruebas varias	Anual	Desarrollar las pruebas químicas (AFQ), y gases disueltos (AGD)	Eléctrica
Aceite dieléctrico	Anual	Regeneración de aceite dieléctrico	Eléctrica
	Anual	Inspección visual de radiadores y carcasa del transformador	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica
		Limpieza completa del transformador	Eléctrica
		Reparaciones menores: Cambios de pernos y empaques en mal estado	Eléctrica

S30. SISTEMA DE CORRIENTE CONTÍNUA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Tableros de distribución en corriente continua	Anual	Limpieza interna de tablero	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores de puesta a tierra	Eléctrica
		Inspección visual general en busca de daños	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica

S31. SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Transformador de servicios auxiliares	Anual	Ajuste de terminales y conectores de fuerza	Eléctrica
		Ajuste de terminales y conectores de puesta a tierra	Eléctrica
		Inspección visual de tanque y accesorios	Eléctrica
		Limpieza de bujes	Eléctrica
		Prueba de resistencia de aislamiento	Eléctrica
		Prueba de relación de transformación	Eléctrica

Transformador de servicios auxiliares	Anual	Prueba de rigidez dieléctrica de aceite	Eléctrica
		Revisión termográfica	Eléctrica

S32. CELDAS METAL - ENCLOSED (SWITCHGEAR) 34.5 kV

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
	Anual	Buscar presencia de humedad en la celda	Eléctrica
		Ajustar todas las conexiones de pernos	Eléctrica
		Inspeccionar el cableado en búsqueda de conexiones sueltas	Eléctrica
		Ajuste de cableado de control	Eléctrica
		Limpieza general de aislamiento y elementos estacionarios	Eléctrica
		Remover cubiertas para inspección visual y limpieza	Eléctrica
		Limpieza del interruptor interno de celda	Eléctrica

S35. SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Bombas de abastecimiento	Anual	Revisión de operación normal del equipo	Mecánica
		Verificar fugas o escape de agua en tuberías, uniones o bomba	Mecánica
		Registrar el consumo de energía de la bomba durante su operación.	Eléctrica
		Comprobación del ajuste de los pernos de sujeción de la bomba	Mecánica
		Revisión de la presión del sistema (Alta y baja)	Mecánica
		Realizar el ajuste de conexiones en el tablero eléctrico y limpieza	Eléctrica
		Comprobar la temperatura de operación del equipo.	Eléctrica
		Inspección termográfica	Eléctrica
		Mantenimiento general de motor y cambio de rodamientos (según condición)	Mecánica

MANTENIMIENTO CADA 18 MESES**A. AEROGENERADORES****A15. SISTEMA GENERADOR**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Generador	18 meses	Lubricación de los rodamientos delanteros de bolas del generador (60Hz)	Eléctrica

MANTENIMIENTO BIENAL**A. AEROGENERADORES****A01. SISTEMA DE ORIENTACIÓN**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Motorreductor - aceite	Bienal	Inspección de nivel	Mecánica

A11. SISTEMA INSTRUMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sensor operacional - sensor de humo	Bienal	Comprobación de funcionamiento del sensor de humo	Eléctrica

A12. SISTEMA TORRE

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Elemento interno - luminaria	Bienal	Comprobación de funcionamiento de las luminarias	Eléctrica
Elemento interno - línea de vida	Bienal	Inspección visual	Eléctrica

A12. SISTEMA TORRE (ELEVADORES)

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Elevador Tractel / Avanti	Bienal	Inspección y comprobación del funcionamiento del limitador de carga en elevadores	Eléctrica

A15. SISTEMA GENERADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Generador	Bienal	Lubricación de los rodamientos delanteros de bolas del generador (50Hz)	Mecánica

A16. SISTEMA TRANSFORMADOR

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Transformador - fusible	Bienal	Comprobación del funcionamiento de los micro interruptores de los fusibles	Eléctrica

A21. SISTEMA DE BALIZAMIENTO

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Sistema de alimentación ininterrumpida para las balizas (SAI)	Bienal	Comprobación de funcionamiento	Eléctrica

S. SUBESTACIÓN UCHUCAY**S30. SISTEMA DE CORRIENTE CONTÍNUA**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Banco de baterías	Bienal	Prueba de descarga de banco de baterías	Eléctrica

MANTENIMIENTOS VARIOS**S. SUBESTACIÓN UCHUCAY****S23. DISYUNTOR AISLADO EN GAS SF6**

ELEMENTO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN	ÁREA
Interruptor	5 años	Realizar la medición de resistencia de contactos	Eléctrica
Interruptor	5 años	Realizar pruebas de factor de potencia	Eléctrica
Interruptor	5 años	Realizar pruebas de medición de tiempo de apertura y cierre	Eléctrica

PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA.

Índice de sistemas susceptibles a mantenimiento parque eólico Minas de Huascachaca

01. Aerogeneradores

02. Subestación Uchuca

03. Circuito colector

A. Aerogeneradores

01	Sistema de orientación
02	Sistema de acondicionamiento térmico en góndola y rotor
03	Palas
04	Sistema hidráulico y cambio de paso
05	Sistema bastidor
06	Sistema buje
07	Sistema de acoplamiento de eje de alta
08	Sistema multiplicadora
09	Sistema eje principal
10	Sistema de rodamiento de palas
11	Sistema instrumentación del aerogenerador
12	Sistema torre
13	Sistema carcasa de la góndola y cono
14	Sistema de elevación de cargas
15	Sistema generador
16	Sistema transformador
17	Sistema armarios eléctricos
18	Sistemas integrados
19	Cableado góndola completa
20	Aerogenerador
21	Sistema de balizamiento
22	Sistema de transmisión de rayos

S. Subestación Uchuca

23	Disyuntor aislado en gas SF6
24	Seccionadores de 69kV
25	Transformadores de corriente
26	Pararrayos
27	Barra principal
28	Puesta a tierra y apantallamiento
29	Transformador de potencia
30	Sistema de corriente continua
31	Sistema de corriente alterna
32	Celdas metal - enclosed (switchgear) 34.5kV
33	Tableros de control, medición y protección
34	Sistema contra incendios
35	Sistema de abastecimiento de agua potable

C. Circuito colector

36	Línea de subtransmisión
----	-------------------------

Programación de mantenimientos varios.



CENTRAL EÓLICA MINAS DE HUASCACHACA			
PROPUESTA PLAN DE MANTENIMIENTO (VARIOS)			
SISTEMA	FRECUENCIA		
	18 MESES	24 MESES	60 MESES
Aerogeneradores	A15	A01	
		A11	
		A12	
		A15	
		A16	
		A21	
Subestación			S23
			S30

- A01: Inspección de nivel de aceite en motorreductor
- A11: Revisión sensor de humo
- A12: Luminarias, línea de vida, elevador Tractel / Avanti
- A15: Lubricación de los rodamientos delanteros de bolas del generador
- A16: Comprobación del funcionamiento de los microinterruptores de los fusibles
- A21: Comprobación de funcionamiento sistema de alimentación ininterrumpida de balizas
- S23: Interruptor
- S30: Banco de baterías

ANEXO 2

CÁLCULO DE COSTO/HOTA DE MANO DE OBRA.

Mano de obra mantenimiento (mensual)

CARGO	RMU ACTUAL	No. Funcionarios	INGRESOS									TOTAL INGRESOS	
			Sueldo	Numero Horas Extras	Horas Extras	Numero cargas familiares	Subsidio Familiar	Viaticos Geográfico	Bonificación Geográfica	Subsistencias	Remuneración variable		
JEFE CENTRAL	3,185.45	1	3,185.45								80.00	222.98	3,488.43
SUERVISOR	2,018.19	1	2,018.19						201.82		80.00	141.27	2,441.28
AUXILIAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	1,670.07	1	1,670.07			2	7.72				80.00	116.90	1,874.69
AUXILIAR DE INGENIERÍA MECÁNICA	1,670.07	1	1,670.07			2	7.72				80.00	116.90	1,874.69
MECÁNICO DE GENERACIÓN	1,582.71	2	3,165.42			2	15.44		316.54	400.00	221.58	221.58	4,118.98
AUXILIAR ELECTROMECAÁNICO	1,420.33	2	2,840.66			2	15.44		284.07	400.00	198.85	198.85	3,739.01
TOTAL			14,549.86	-	-	8.00	46.32	-	802.43	1,120.00	1,018.49	1,018.49	17,537.10

Provisiones.

CARGO	Total Ingresos Aportables	Aporte Patronal 11.15%	IECE 0.05%	SECAP 0.05%	Fondos de reserva	XIII Sueldo	XIV Sueldo	Vacaciones	Seguro de vida	TOTAL PROVISIONES
JEFE CENTRAL	3,185.45	355.18	1.59		265.45	265.45	32.17	132.73	4.00	1,056.57
SUERVISOR	2,018.19	225.03	1.01	1.01	168.18	168.18	32.17	84.09	4.00	683.67
AUXILIAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	1,670.07	186.21	0.84	0.84	139.17	139.17	32.17	69.59	4.00	571.98
AUXILIAR DE INGENIERÍA MECÁNICA	1,670.07	186.21	0.84	0.84	139.17	139.17	32.17	69.59	4.00	571.98
MECÁNICO DE GENERACIÓN	3,165.42	352.94	1.58	1.58	263.79	263.79	64.33	131.89	8.00	1,087.91
AUXILIAR ELECTROMECAÁNICO	2,840.66	316.73	1.42	1.42	236.72	236.72	64.33	118.36	8.00	983.71
TOTAL	14,549.86	1,622.31	7.27	5.68	1,212.49	1,212.49	257.33	606.24	32.00	4,955.82

Costo/hora mano de obra mantenimiento.

CARGO	HORAS	COSTO U.
JEFE CENTRAL	240	\$ 18.94
SUERVISOR	240	\$ 13.02
AUXILIAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	240	\$ 10.19
AUXILIAR DE INGENIERÍA MECÁNICA	240	\$ 10.19
MECÁNICO DE GENERACIÓN	240	\$ 10.85
AUXILIAR ELECTROMECAÁNICO	240	\$ 9.84

Mano de obra operación (mensual).

CARGO	RMU ACTUAL	No. Funcionarios	INGRESOS									
			Sueldo	Numero Horas Extras	Horas Extras	Numero cargas familiares	Subsidio Familiar	Viaticos Geográfico	Bonificación Geográfica	Subsistencias	Remuneración Variable	TOTAL INGRESOS
JEFE DCG	3,185.45	1	3,185.45							80.00	222.98	3,488.43
INGENIEROS SCADA SOFTWARE	2,018.19	2	4,036.38							160.00	282.55	4,478.93
INGENIEROS SCADA ELÉCTRICO	2,018.19	2	4,036.38							160.00	282.55	4,478.93
AUXILIAR ELÉCTRICO	1,670.07	1	1,670.07			2	7.72			80.00	116.90	1,874.69
OPERADOR SCADA	1,582.71	4	6,330.84	50.00	1,318.93	2	30.88	1,416.00		800.00	443.16	10,339.80
TOTAL			19,259.12	50.00	1,318.93	4.00	38.60	1,416.00	-	1,280.00	1,348.14	24,660.78

Provisiones.

CARGO	Total Ingresos Aportables	Aporte Patronal 11.15%	IECE 0.05%	SECAP 0.05%	Fondos de reserva	XIII Sueldo	XIV Sueldo	Vacaciones	Seguro de vida	TOTAL PROVISIONES
JEFE DCG	3,185.45	355.18	1.59		265.45	265.45	32.17	132.73	4.00	1,056.57
INGENIEROS SCADA SOFTWARE	4,036.38	450.06	2.02		336.37	336.37	64.33	168.18	8.00	1,365.32
INGENIEROS SCADA ELÉCTRICO	4,036.38	450.06	2.02		336.37	336.37	64.33	168.18	8.00	1,365.32
AUXILIAR ELÉCTRICO	1,670.07	186.21	0.84	0.84	139.17	139.17	32.17	69.59	4.00	571.98
OPERADOR SCADA	7,649.77	852.95	3.82	3.82	637.48	637.48	128.67	318.74	16.00	2,598.97
TOTAL	20,578.05	2,294.45	10.29	4.66	1,714.84	1,714.84	321.67	857.42	40.00	6,958.16

Costo/hora mano de obra.

CARGO	HORAS	COSTO U.
JEFE DCG	240	\$ 18.94
INGENIEROS SCADA SOFTWARE	240	\$ 12.18
INGENIEROS SCADA ELÉCTRICO	240	\$ 12.18
AUXILIAR ELÉCTRICO	240	\$ 10.19
OPERADOR SCADA	290	\$ 11.15

ANEXO 3

Proyección de ingresos por año Parque Eólico Minas de Huascachaca.

Potencia Nominal Central [MW]	50
Energía anual media [MW.h]	118,700
Precio preferente [US\$ / MW.h]	117.4
Precio posterior a la fecha de despacho preferente [US\$ /	66.9

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA			INGRESOS POR SUSTITUCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA					INGRESOS TOTALES (ANUAL)	INGRESOS DIARIOS
AÑO	PERIODO	VENTA DE ENERGÍA [USD]	AÑO	PERIODO	USD/MWh	Energía [MWH]	TOTAL [USD]		
1	JUN19-JUN20	8,128,972	1	JUN19-JUN20	325	69,242	22,472,857	30,601,829	85,005
2	JUN20-JUN21	13,935,380	2	JUN20-JUN21	325	118,700	38,524,898	52,460,278	145,723
3	JUN21-JUN22	13,935,380	3	JUN21-JUN22	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
4	JUN22-JUN23	13,935,380	4	JUN22-JUN23	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
5	JUN23-JUN24	13,935,380	5	JUN23-JUN24	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
6	JUN24-JUN25	13,935,380	6	JUN24-JUN25	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
7	JUN25-JUN26	13,935,380	7	JUN25-JUN26	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
8	JUN26-JUN27	13,935,380	8	JUN26-JUN27	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
9	JUN27-JUN28	13,935,380	9	JUN27-JUN28	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174
10	JUN28-JUN29	13,935,380	10	JUN28-JUN29	59	118,700	7,007,375	20,942,755	58,174