

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**GESTIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD DE ESTACIÓN DE BOMBEO N°1 DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE N°1 DE CHICLAYO EN LA EMPRESA EPSEL S.A. PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL SERVICIO DE AGUA POTABLE EN LA CIUDAD DE CHICLAYO**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO INDUSTRIAL**

**SARMIENTO MELENDEZ, LUIS ANGEL**

**Chiclayo, 19 de Diciembre del 2017**

**GESTIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA  
CONFIABILIDAD DE ESTACIÓN DE BOMBEO N°1 DE LA  
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE N°1 DE  
CHICLAYO EN LA EMPRESA EPSEL S.A. PARA EL  
AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL SERVICIO DE AGUA  
POTABLE EN LA CIUDAD DE CHICLAYO**

PRESENTADA POR:

**SARMIENTO MELENDEZ, LUIS ANGEL**

A la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo  
para optar el título de:

**INGENIERO INDUSTRIAL**

APROBADA POR:

---

Dr. Maximiliano Rodolfo Arroyo Ulloa  
PRESIDENTE

---

Ing. Joselito Sánchez Pérez  
SECRETARIO

---

Mgtr. Alejandro Segundo Vera Lázaro  
ASESOR

## **DEDICATORIA**

Esta tesis está dedicada a Dios por haberme dado los dones, virtudes y la fortaleza necesaria para la culminación de esta etapa de mi vida

A mis padres, hermanos, abuelos, a Lucia y Gladis, por el apoyo espiritual, moral y material que pudieron brindarme en estos años de carrera, que terminan en una meta hecha realidad.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres hermanos y familiares que pudieron aportar de diferentes formas a la terminación de esta investigación.

A los trabajadores de la empresa EPSEL S.A. que pudieron aportar con los datos necesarios para la elaboración de esta tesis.

A los Ingenieros, Alejandro Vera, Cesar Cama, Martha Tesen, al licenciado Rolando Romero y al Doctor Maximiliano Arroyo por la enseñanza y guía para crecer como profesional y persona.

## **RESUMEN Y PALABRAS CLAVE**

La presente investigación está centrada en hacer una gestión de mantenimiento centrado en la confiabilidad de la estación de bombeo N°1 de la Planta de Tratamiento N°1 de Agua Potable de Chiclayo en la Empresa EPSEL S.A., dicha empresa brinda el servicio de agua potable y alcantarillado a toda la región y con el fin de lograr un aumento de la producción en el servicio de agua potable en la ciudad de Chiclayo se decidió por el desarrollo de esta gestión.

En primer lugar se procedió a realizar un diagnóstico situacional de la estación de bombeo con el fin de identificar los principales problemas que acarrearán a este sistema. Dicha estación cuenta con un número elevado de averías lo que ocasionan detención en la producción y distribución. Posteriormente se definió las teorías y normativas que permitieron el desarrollo correcto de la aplicación de este mantenimiento, como lo son el análisis de criticidad, diagrama causa efecto, análisis de modo y de falla y distribución de Weibull entre otros; para luego, definir el plan de gestión a aplicar basado en el mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, y en última instancia se realizó un análisis costo-beneficio de la propuesta que nos permitirá conocer la viabilidad del proyecto.

A través del cumplimiento de los objetivos propuestos se logrará obtener la confiabilidad de los equipos pertenecientes a dicha estación de bombeo, incluyendo las herramientas y métodos utilizados para el establecimiento de la gestión de mantenimiento de la misma, consiguiendo a través de estos mejorar la producción de agua potable y la generación de ahorro.

**PALABRAS CLAVE:** Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), Análisis de Modo y Efecto de Fallas (AMEF), empresa prestadora de servicio de saneamiento (EPS), gestión de mantenimiento.

## **ABSTRACT AND KEYWORDS**

The present investigation is centered in making a management of maintenance in the reliability of the pumping station N ° 1 of the Treatment Plant N ° 1 of Drinking Water of Chiclayo in the Company EPSEL SA, this company provides the service of potable water and sewerage throughout the region and in order to achieve an increase in production in the potable water service in the city of Chiclayo was decided by the development of this management.

In the first place, a situational diagnosis of the pumping station was carried out in order to identify the main problems that lead to this system. This station has a high number of breakdowns which cause detention in production and distribution. Subsequently, the theories and regulations that allowed the correct development of the application of this maintenance were defined, such as criticality analysis, cause-effect diagram, mode and failure analysis and Weibull distribution among others; to then, define the management plan to be applied based on maintenance centered on reliability, and ultimately a cost-benefit analysis of the proposal was made that will allow us to know the viability of the project.

Through the fulfillment of the proposed objectives it will be possible to obtain the reliability of the equipment belonging to said pumping station, including the tools and methods used for the establishment of the maintenance management of the same, obtaining through these to improve the production of drinking water and generating savings.

**KEYWORDS:** Reliability Centered Maintenance (RCM) Failure Modes and Effect Analysis (FMEA) Provider of sanitation service (EPS), maintenance management.

## ÍNDICE

DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN Y PALABRAS CLAVE.....	12
ABSTRACT AND KEYWORDS.....	13
I. INTRODUCCIÓN .....	22
II. MARCO DE REFERENCIA DEL PROBLEMA .....	23
2.1 Antecedentes del problema.....	23
2.2 Fundamentos teóricos .....	25
2.2.1 Descripción general de la empresa .....	25
2.2.2 Descripción del proceso.....	25
2.2.3 Descripción del agua potable.....	27
2.2.3.1 Características físicas .....	27
2.2.4 Mantenimiento centrado en confiabilidad .....	27
2.2.5 Normas SAE JA1011-JA 1012.....	28
2.2.6 Las siete preguntas básicas del RCM .....	28
2.2.7 Aplicación de la confiabilidad operacional .....	29
2.2.8 El proceso del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) .....	31
2.2.9 Indicadores de mantenimiento.....	32
2.2.9.1 Confiabilidad operacional .....	32
2.2.9.2 Disponibilidad total .....	32
2.2.9.3 MTBF (mid time between failure, tiempo medio entre fallos) .....	33
2.2.9.4 MTTR (mid time to repair, tiempo medio de reparación).....	33
2.2.9.5 Coste de la mano de obra por secciones.....	33
2.2.9.6 Proporción de coste de la mano de obra de mantenimiento .....	33
2.2.9.7 Coste de materiales.....	33
2.2.9.8 Coste de subcontratos.....	33
III. RESULTADOS .....	34
3.1 Realizar un diagnóstico del estado situacional de las estaciones de bombeo y del sistema de mantenimiento en la planta de tratamiento de agua potable .....	34
3.1.1 Diagnóstico de estado situacional.....	34

3.1.2. Descripción del sistema de tratamiento .....	34
3.1.3 Diagnóstico del sistema de mantenimiento preventivo y correctivo de la sub gerencia de mantenimiento electromecánico de la EPS EPSEL S.A. ....	38
3.1.3.1 Introducción .....	38
3.1.3.2 Descripción del área .....	38
3.1.3.3 Fuentes de información para las plantas de tratamiento .....	38
3.1.3.4 Documentos de la sub-gerencia de mantenimiento electromecánico.....	39
3.1.3.5 Mantenimientos de la planta .....	40
3.1.3.6 Manual para operadores .....	40
3.1.3.7 Problemas en la sub-gerencia de mantenimiento electromecánico .....	41
3.1.3.8 Contexto operativo y estándares de funcionamiento.....	42
3.2 Definir la aplicación basada en el mantenimiento centrado en la confiabilidad .....	44
3.2.1 Determinar los indicadores de mantenimiento de los equipos .....	44
3.2.1.1 Disponibilidad total .....	44
3.2.1.2 Cálculo de indicadores por equipos .....	44
3.2.1.3 Descripción de averías en la estación de bombeo .....	45
3.2.1.4 Descripción al detalle, por cada equipo .....	46
3.2.1.4.1 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°1....	46
3.2.1.4.2 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°2....	51
3.2.1.4.3 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°3....	56
3.2.1.4.4 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°4....	60
3.2.1.4.5 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°1 .....	65
3.2.1.4.6 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°2. ....	69
3.2.1.4.7 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°3 .....	73
3.2.1.4.8 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°4 .....	76
3.2.1.5 Aplicación del análisis de criticidad de los equipos de la estación de bombeo N°1 de la planta de tratamiento N°1 de EPSEL S.A. de Chiclayo.....	80
3.2.1.6 Aplicación del análisis de modos y efectos de fallas de los equipos seleccionados en el análisis de criticidad .....	82
3.2.1.7 Aplicación de la distribución de Weibull.....	87
3.2.1.8 Indicadores estimados luego de aplicar RCM.....	88
3.3 Proponer una gestión de mantenimiento centrado en la confiabilidad para la estación de bombeo N°1 de la planta de tratamiento N°1 de agua potable de la empresa EPSEL S.A. 90	
3.3.1 Normativa para el desarrollo del plan de mantenimiento EBAT N°1 EPSEL .....	90
3.3.1.1 Artículos de realización.....	90

3.3.1.2 Procedimiento de mantenimiento.....	91
3.3.2 Manual de mantenimiento de motores eléctricos y bombas de doble succión de EBAT-01 de la PTAP N°1 EPSEL S.A.....	92
3.3.2.1 Objetivo.....	92
3.3.2.2 Base normativa.....	93
3.3.2.3 Alcance y responsabilidad.....	93
3.3.2.4 Motores trifásicos tipo jaula de ardilla.....	93
3.3.2.5 Bombas centrifugas de doble succión.....	96
3.3.2.6 Puesta en marcha.....	99
3.3.2.7 Diagrama del procedimiento del mantenimiento.....	101
3.3.2.8 Cronograma de mantenimiento.....	103
3.4 Realizar un análisis costo-beneficio del sistema propuesto.....	108
3.4.1 Costos del plan de mantenimiento RCM.....	108
3.4.2 Análisis costo-beneficio del plan de mantenimiento.....	110
V. RECOMENDACIONES.....	112
VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113
VII. ANEXOS.....	114
Anexo N°1.....	114
Anexo N°2.....	115
Anexo N°3.....	115
Anexo N°4.....	116
Anexo N°5.....	117
Anexo N°6.....	118
Anexo N°7.....	119
Anexo N°8.....	124

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1. Ciclo operacional del agua potable-EPSEL S.A. ....	26
Figura N° 2. Matriz de criticidad .....	30
Figura N° 3. Esquema elemental de análisis de un proceso RCM para un sistema.....	31
Figura N° 4. Horas de bombeo 2014 correspondiente a tabla 5.....	43
Figura N° 5. Picos de parada motor eléctrico N°1 en horas.....	46
Figura N° 6. Comparación de costos por picos .....	48
Figura N° 7. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°1 .....	48
Figura N° 8. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 1.....	49
Figura N° 9. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 1.....	49
Figura N° 10. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 1.....	50
Figura N° 11. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-Motor 1 .....	50
Figura N° 12. Picos de parada motor eléctrico N°2 en horas.....	51
Figura N° 13. Comparación de costos por picos .....	53
Figura N° 14. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°2 .....	53
Figura N° 15. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 2.....	54
Figura N° 16. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 2.....	54
Figura N° 17. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 2.....	55
Figura N° 18. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-motor 2.....	55
Figura N° 19. Picos de parada motor eléctrico N°3 en horas.....	56
Figura N° 20. Comparación de costos por picos .....	57
Figura N° 21. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°3 .....	58
Figura N° 22. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 3.....	58
Figura N° 23. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 3.....	59
Figura N° 24. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 3.....	59
Figura N° 25. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-motor 3.....	60
Figura N° 26. Picos de parada motor eléctrico N°4 en horas.....	61
Figura N° 27. Comparación de costos por picos .....	62
Figura N° 28. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°4 .....	62
Figura N° 29. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 4.....	63
Figura N° 30. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 4.....	63
Figura N° 31. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 4.....	64
Figura N° 32. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-motor 4.....	64
Figura N° 33. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 5-motor 4.....	65

Figura N° 34. Picos de parada bomba N°1 en horas .....	66
Figura N° 35. Comparación de costos por picos .....	67
Figura N° 36. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°1 .....	67
Figura N° 37. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°1.....	68
Figura N° 38. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 2 bomba N°1.....	68
Figura N° 39. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 3 bomba N°1.....	68
Figura N° 40. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 4 bomba N°1.....	69
Figura N° 41. Picos de parada Bomba N°2 en horas .....	69
Figura N° 42. Comparación de costos por picos.....	70
Figura N° 43. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°2.....	71
Figura N° 44. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°2.....	71
Figura N° 45. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 2 Bomba N°2.....	72
Figura N° 46. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 3 bomba N°2.....	72
Figura N° 47. Picos de parada bomba N°3 en horas .....	73
Figura N° 48. Comparación de costos por picos.....	74
Figura N° 49. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°3.....	75
Figura N° 50. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°2.....	75
Figura N° 51. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 2 bomba N°2.....	75
Figura N° 52. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 3 bomba N°2.....	76
Figura N° 53. Picos de parada bomba N°4 en horas .....	76
Figura N° 54. Comparación de costos por picos.....	77
Figura N° 55. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°4.....	78
Figura N° 56. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.....	78
Figura N° 57. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.....	78
Figura N° 58. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.....	79
Figura N° 59. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.....	79
Figura N° 60. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.....	79
Figura N° 61. Resultados del análisis de criticidad EBAT N°1 EPSEL S.A.....	81
Figura N° 62. Distribución Weibul EBAT N°1 EPSEL S.A. ....	87
Figura N° 63. Diagrama de procedimiento de mantenimiento EBAT N°01 EPSEL S.A. ....	101
Figura N° 64. Diagrama general de PTAP N°1 de EPSEL S.A.....	114
Figura N° 65. Conexiones activas de agua potable.....	115
Figura N° 66. Sala de mando PTAP N°1 .....	116
Figura N° 67. Tablero de mando PTAP N°1.....	116
Figura N° 68. Quemadura de bobina.....	116

Figura N° 69. Tablero eléctrico.....	116
Figura N° 70. Estación de generación.....	116
Figura N° 71. Avería de bomba .....	116
Figura N° 72. Reporte de ocurrencias .....	117
Figura N° 73. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 1.....	119
Figura N° 74. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 2.....	120
Figura N° 75. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 3.....	121
Figura N° 76. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 4.....	122
Figura N° 77. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 5.....	123
Figura N° 78. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 1.....	124
Figura N° 79. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 2.....	125
Figura N° 80. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 3.....	126
Figura N° 81. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 4.....	127
Figura N° 82. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 5.....	128
Figura N° 83. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 6.....	129
Figura N° 84. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 7.....	130

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Características técnicas de tramo Chéscope- cisterna de PTAP N° 01 .....	34
Tabla N° 2. Características técnicas, tramo cámara de carga 2–PTAP N° 02.....	35
Tabla N° 3. Sistema de estación de bombeo .....	35
Tabla N° 4. Descripción de motores eléctricos de la estación de bombeo N°1 .....	36
Tabla N° 5. Descripción de bombas de la estación de bombeo N°1 .....	37
Tabla N° 6. Descripción de la estación de bombeo N°1 de agua tratada sala 200 HP .....	42
Tabla N° 7. Horas de bombeo correspondiente al año 2014.....	43
Tabla N° 8. Promedio mensual de fallas atendidas en el año 2014 .....	43
Tabla N° 9. Cálculo de indicadores por equipos .....	44
Tabla N° 10. Descripción de averías por motores y bombas .....	45
Tabla N° 11. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°01 .....	46
Tabla N° 12. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°1.....	47
Tabla N° 13. Determinación de costos por mantenimiento en el Motor N°2 .....	51
Tabla N° 14. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°02 .....	52
Tabla N° 15. Picos de parada en horas del motor eléctrico N° 3 .....	56
Tabla N° 16. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°3.....	57
Tabla N° 17. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°04 .....	60
Tabla N° 18. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°4.....	61
Tabla N° 19. Picos de parada en horas de la bomba N°01 .....	65
Tabla N° 20. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°1 .....	66
Tabla N° 21. Picos de parada en horas de la bomba N°02.....	69
Tabla N° 22. Determinación de costos por mantenimiento en la Bomba N°2.....	70
Tabla N° 23. Picos de parada en horas de la bomba N°3.....	73
Tabla N° 24. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°3 .....	73
Tabla N° 25. Picos de parada en horas de la bomba N°4.....	76
Tabla N° 26. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°3 .....	77
Tabla N° 27. Codificación de equipos de estación de bombeo N°1 .....	80
Tabla N° 28. Descripción de N° paradas, TPR, TPPR y costos de mantenimiento y no producción de estación de bombeo N°1 .....	80
Tabla N° 29. Desarrollo del análisis de criticidad de la estación de bombeo N°1.....	81
Tabla N° 30. Criterio de evaluación sugerido y sistema de clasificación para la ocurrencia de los modos de falla “O” .....	82
Tabla N° 31. Criterio de evaluación y clasificación de la severidad de los efectos “S” .....	83

Tabla N° 32. Criterio de evaluación sugerido y sistema de clasificación para la detección de una causa de falla “D” .....	84
Tabla N° 33. Análisis de modo y efecto de falla de la EBAT N°1 EPSEL S.A. ....	85
Tabla N° 34. Indicadores de mantenimiento .....	88
Tabla N° 35. Indicadores de mantenimiento con aplicación RCM mejora del 70% .....	88
Tabla N° 36. Aumento de producción en m <sup>3</sup> con aplicación RCM mejora del 70% .....	89
Tabla N° 37. Descripción del proceso.....	102
Tabla N° 38. Leyenda de cronograma de mantenimiento.....	103
Tabla N° 39. Cronograma de mantenimiento para aumento de confiabilidad.....	103
Tabla N° 40. Cronograma de mantenimiento aplicando estándares de ingeniería.....	104
Tabla N° 41. Costo de gestión de mantenimiento RCM.....	108
Tabla N° 42. Costo de material para implementación de la gestión de mantenimiento .....	108
Tabla N° 43. Análisis de beneficio-costos de la propuesta.....	109
Tabla N° 44. Demanda de agua potable en el año 2013 en la ciudad de Chiclayo.....	115
Tabla N° 45. Conexiones activas de agua potable .....	115
Tabla N° 46. Cronograma de ejecución de mantenimiento actual EPSEL S.A. ....	118

## **I. INTRODUCCIÓN**

Actualmente en los países en desarrollo los recursos y esfuerzos se destinan principalmente al proceso de producción prestándole poca atención a mantener los equipos que permiten el desarrollo de dicha producción funcionando de una manera adecuada, por este motivo las empresas ven en el mantenimiento una puerta al aumento de rentabilidad, de una forma óptima, con capacidad y calidad.

La Entidad Prestadora de Servicios de Saneamiento de Lambayeque EPSEL S.A. es una empresa dedicada a la prestación de los servicios de saneamiento de agua potable y alcantarillado sanitario en el departamento de Lambayeque, teniendo como sede central a la ciudad de Chiclayo; en dicha prestación de servicios se puede observar una disminución en la producción de agua potable distribuida a la ciudad, en referencia al caudal producido actualmente, el cual decayó de 700 l/s a 516 l/s.

El tema de la presente investigación está centrado en hacer una gestión de mantenimiento centrado en la confiabilidad de la estación de bombeo N°1 de la Planta de Tratamiento de Agua Potable N°1 de Chiclayo en la Empresa EPSEL S.A., con el fin de lograr un aumento de la producción en el Servicio de Agua Potable en la ciudad de Chiclayo. El trabajo propio de la investigación consiste en la realizar la gestión de mantenimiento, desarrollando los objetivos planteados. Para ello en primer lugar se procederá a realizar un diagnóstico situacional de las estaciones de bombeo con el fin de determinar cuál sistema requiere un mantenimiento más detallado. Posteriormente se definirán las teorías y normativas que permitan el desarrollo correcto de la aplicación de este mantenimiento; para luego, definir el plan de gestión a aplicar basado en el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad con ayuda de dichas herramientas y normativa, y en última instancia realizar un análisis costo-beneficio de la propuesta que nos permitirá conocer la viabilidad del proyecto.

A través del cumplimiento de los objetivos propuestos se logrará obtener la confiabilidad de los equipos pertenecientes a las estaciones de bombeo, incluyendo las herramientas y métodos utilizados para el establecimiento de la gestión de mantenimiento de los mismos, consiguiendo a través de estos mejorar la producción de agua potable.

## II. MARCO DE REFERENCIA DEL PROBLEMA

### 2.1 Antecedentes del problema

Se revisaron diversas fuentes de artículos científicos referentes a la gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad, así como la importancia y las características propias que hacen más complejo su análisis pues no solo interviene en el aspecto productivo sino que también existe un importante impacto sobre el medio social, reflejado en la demanda de agua potable, en las diferentes comunidades comprendientes a los lugares donde se dieron las investigaciones.

Morales y Oliveros 2011, en la investigación denominada, “Diseño e Implementación de un sistema de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) Para El Sistema De Tratamiento de Aguas en la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A.” indica que para realizar el diseño e implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, debe seguirse la normativa SAE JA 1011 y SAE JA 1012, las cuales pueden ser consideradas las guías para la implementación del RCM, teniendo como uno de sus objetivos el diagnóstico operacional, para determinar cuál subsistema del sistema general debería tener un mantenimiento detallado, utilizando para este diagnóstico la elaboración de un contexto operacional, de la mano con un análisis de criticidad, ayudados por el historial de intervenciones a los equipos, teniendo como resultado que a partir del diagnóstico y guiado por la normativa antes mencionada, elaboró las tareas de mantenimiento evaluación, a través de indicadores con el fin de monitorearlas, alcanzando una reducción en mantenimiento correctivo de hasta un 25% en el sistema que presentaba fallas.

Gutiérrez, Mora y Pérez 2009, en su investigación realizada en Colombia. denominada: “*Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de 115kV* “ nos dice que el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM – Reliability Centred Maintenance), está concebido básicamente como un proceso de mejoramiento continuo, por lo que ninguna tarea o procedimiento de mantenimiento escapa a la constante revisión a partir de toda la información que se va acumulando, esto es de gran relevancia porque permite documentar los procesos, enfoca su esfuerzo en la función, facilita la optimización de los planes de mantenimiento, hace más fácil el trabajo en común y la organización de la historia de los activos, así como el uso de un sistema de gestión del mantenimiento sistematizado; ellos utilizaron las preguntas básicas del RCM, para una adecuada aplicación del proceso. Estas son siete preguntas básicas, las cuales, al obtenerse sus respuestas, resumen la esencia misma del RCM aplicado al activo o sistema del cual se desea revisar, esta investigación tuvo como objetivo la generación un plan de mantenimiento para las líneas de transmisión de 115kV, obteniendo como resultado que la teoría presentada en base al mantenimiento basado en RCM, se puede implementar en cualquier tipo de sistema, de tal forma que las tareas de mantenimiento establecidas sirven para aumentar su confiabilidad.

Altmann 2010, en su investigación denominada “*Análisis de Causa Raíz, como herramienta en la mejora de la Confiabilidad*” nos dice que, al detectar una situación de baja confiabilidad operacional, se está frente a una situación con gran potencial de mejora, si se analizan los distintos factores que afectan a la misma.

El enfoque de la Cultura de la Confiabilidad (CO), combinado con la aplicación del Análisis de Causa Raíz (RCA), resolvió el problema que se tenía con un equipo de barrido mecánico, el cual presentaba gran cantidad de fallas, las mismas que eran

repetitivas, reparaciones de emergencia, bajo rendimiento y mala operación. Como indicadores de control de Gestión, se utilizaron entre otros, la disponibilidad y la Confiabilidad, medida como el Tiempo Medio entre Fallas. En los indicadores a partir del mes 1, se obtuvo una tendencia creciente en la disponibilidad, teniendo picos de menor valor correspondiente a paradas programadas de reparación.

Con respecto al Tiempo Medio entre Fallas (TMEF), se obtuvo una tendencia creciente, el valor acumulado pasó de 33 horas en el mes 1, a 84 horas en el mes 16, lo cual representa una extensión del TMEF de 255%, al mismo tiempo que el TMEF relativo alcanzó valores de 569 horas, tras no registrarse fallas en más de 2 meses, lo cual representa importantísimo aumento de la Confiabilidad, reflejado en una extensión del TMEF relativo de 1720%. Concluyendo que a realizar el Análisis de Causa Raíz se estarán analizando los distintos factores que afectan la Confiabilidad Operacional, al encontrar la Causa Raíz, se podrán estudiar e implementar soluciones que permitirán lograr aumentar la confiabilidad de los equipos, aumentar la seguridad de las personas e instalaciones, aumentar la productividad de operaciones, al reducir el número de interrupciones no programadas, disminuir los costos de mantenimiento, extender la vida en servicios de los

Montilla, Arroyave y Silva 2007, en la investigación denominada “Aplicación de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM, Previa Existencia de Mantenimiento Preventivo” nos indica que, a diferencia del Mantenimiento Preventivo, el objetivo del RCM no es conservar la condición operativa de los equipos, sino garantizar que el equipo cumpla la función o funciones para las cuales ha sido introducido en un proceso productivo, es decir, el RCM se centra en garantizar la máxima Confiabilidad de un proceso/equipo, entendiendo la Confiabilidad como la probabilidad de que un equipo no falle durante su operación, siendo evaluada mediante el uso del Tiempo Medio Entre Fallas TMFE como el principal indicador, y respondiendo a las “Siete preguntas del RCM”, esta investigación se aplicó en una empresa de transporte, realizando el cálculo del “Número de Prioridad del Riesgo (NPR) el cual es una herramienta muy interesante para determinar las acciones prioritarias dentro de un sistema, donde se separa las diferentes acciones a realizar según su Gravedad (Severidad), Ocurrencia y posibilidad de Detección, llegando a concluir que se ha podido constatar lo predicho por la Teoría, en el sentido de que la reducción del costo total por mantenimiento con la aplicación de RCM es significativa, lo que a la Compañía en estudio le ha permitido con el mismo personal operativo atender un mayor número de equipos, sin menoscabo de la disponibilidad y la confiabilidad.

Samaniego 2013, en la investigación denominada “Implementación de un Sistema de Gestión de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), para la Empresa Chova del Ecuador S.A. en Plantas Inga y Cashapamba” indica que, el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es una técnica que permite determinar cuáles son los procedimientos más adecuados para cualquier activo físico. Es así que al aplicarse en una empresa dedicada a la producción y comercialización de productos asfálticos para la impermeabilización, la cual requiere el uso de varios equipos y maquinarias susceptibles a fallas, se planteó implementar un sistema de gestión de mantenimiento basado en ésta técnica para contar con registros de mantenimiento y disminuir sus paros imprevistos debido a mantenimientos correctivos. Como recomienda la técnica los procedimientos de los planes de mantenimiento se realizan en base a sugerencias de fabricantes de los equipos así como de libros y normas que tienen una información completa y junto con

esta información se utiliza una herramienta informática como el programa software MP9 de mantenimiento, el cual ayudo a generar órdenes de trabajo de mantenimientos preventivos y correctivos, calendarios de paros programados, gráficas comparativas y tener un registro de repuestos; teniendo como resultado después de tres meses de haber implementado el sistema de gestión se obtuvo que del 100% de operaciones de mantenimientos que fueron realizadas , se redujo a un 3% para mantenimientos correctivos y el 97% para mantenimientos preventivos, Así la empresa ahora destina únicamente su presupuesto para mantenimientos planificados , obteniendo un ahorro de \$350 000 en producción y mantenimiento.

Morales y Oliveros 2011, en la investigación denominada, “Diseño e Implementación de un sistema de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) Para El Sistema De Tratamiento de Aguas en la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A.” indica que para realizar el diseño e implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, debe seguirse la normativa SAE JA 1011 y SAE JA 1012, las cuales pueden ser consideradas las guías para la implementación del RCM, teniendo como uno de sus objetivos el diagnóstico operacional, para determinar cuál subsistema del sistema general debería tener un mantenimiento detallado, utilizando para este diagnóstico la elaboración de un contexto operacional, de la mano con un análisis de criticidad, ayudados por el historial de intervenciones a los equipos, teniendo como resultado que a partir del diagnóstico y guiado por la normativa antes mencionada, elaboró las tareas de mantenimiento evaluación, a través de indicadores con el fin de monitorearlas, alcanzando una reducción en mantenimiento correctivo de hasta un 25% en el sistema que presentaba fallas.

## **2.2 Fundamentos teóricos**

### **2.2.1 Descripción general de la empresa**

La entidad prestadora de servicios de saneamiento de Lambayeque EPSEL S.A. Se encuentra ubicada en la Av. Carlos Castañeda N° 100 que funciona desde el año 1984 en la ciudad de Chiclayo. Es una Empresa dedicada a la prestación de los servicios de saneamiento de agua potable y alcantarillado sanitario en el departamento de Lambayeque, teniendo como sede central a la ciudad de Chiclayo, donde se encuentran su oficinas principales, y las plantas de tratamiento de agua potable principales que abastecen a la ciudad, contando con personal capacitado para cada área que asegure el buen funcionamiento del proceso de potabilización del agua.

### **2.2.2 Descripción del proceso**

#### **Planta de tratamiento**

El abastecimiento de agua cruda a la Planta de Tratamiento de agua N° 01 se realiza a través de dos tramos de tubería bien definidos. El primer tramo Boró-Chéscope de 40 pulgadas de diámetro y 5, 835 m. y el segundo Chéscope-Planta de 34 pulgadas de diámetro y 8,520 m. ambas tuberías de concreto armado cuyo recorrido pasa por 4 cámaras de regulación.

Esta Planta tiene una capacidad de tratamiento de 700 l/s. que son recepcionados en una cisterna de 150 m<sup>3</sup> de donde se impulsa a través de una batería de 03 electrobombas de 48 HP. y 250 l/s cada una, instalado en la estación de bombeo N° 01 hacia una cámara rompe presiones de 200 m3.

El sistema de tratamiento en la planta es de tipo convencional comprendiendo los siguientes procesos:

### Coagulación

Se realiza en las cámaras de mezcla rápida, después de un periodo de retención de 30 segundos se produce la desestabilización de las partículas coloidales que trae el agua cruda; este proceso se realiza por medio de la adición de sustancias químicas tal como sulfato de aluminio. También se aplica polímeros, cal y sulfato de cobre cuando la calidad del agua cruda así lo requiere.

### Floculación

Ocurre en la cámara de mezcla lenta, donde se promueve el crecimiento de los flocs o flóculos hasta un tamaño y peso adecuados para su posterior sedimentación luego de un periodo de 13 minutos.

### Decantación

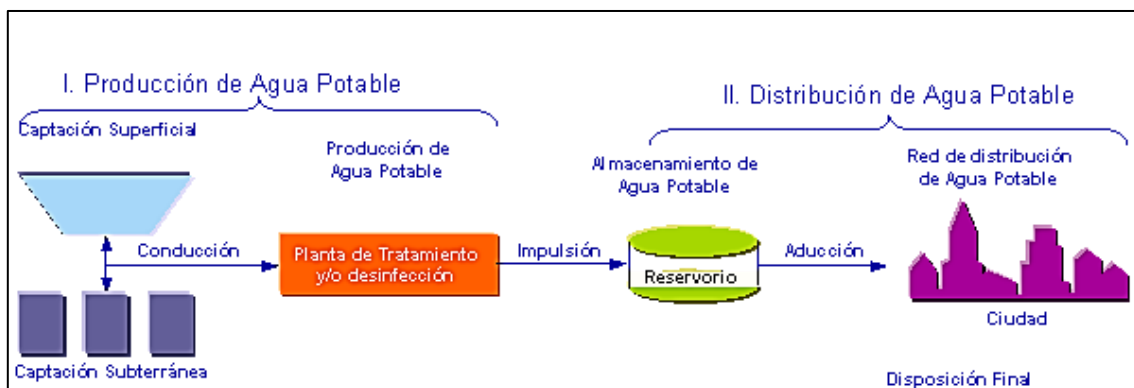
Realizada a través de dos tipos convencional y laminar, donde se produce primero la sedimentación simple o arrastre de los flocs de mayor tamaño y luego de la decantación laminar a través de un sistema presentado de angotubos.

### Filtración

A través de 08 unidades de filtración descendente, cada unidad formada por dos secciones, donde el agua por gravedad pasa a través de lechos formado por antracita, arena y grava, para posteriormente concluida su filtración, ser recolectada por medio de una tubería ubicada debajo de la galería de válvulas, en el sótano de la Planta.

### Desinfección

Mediante la cual, empleando solución clorada que se inyecta puntualmente en la tubería de recolección de agua filtrada, se destruyen los gérmenes patógenos existentes en el agua, asegurando además mantener un residual de cloro en los sistemas de almacenamiento y distribución, protegiendo así al agua potable de contaminaciones posteriores. El agua se recolecta a través de una línea principal que la conduce a dos Reservorios, N° 01 y N° 02, con capacidad de 4000 m<sup>3</sup> cada uno y a un reservorio elevado de 750 m<sup>3</sup>. En estas unidades el agua tiene un tiempo de contacto necesario para una acción efectiva del cloro. Finalmente el agua potable es impulsada a las redes públicas de la ciudad por una estación de bombeo de 04 electrobombas de 200 HP. y capacidad promedio de 350 L/s cada una.



**Figura N° 1. Ciclo operacional del agua potable-EPSEL S.A.**

Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.

### **2.2.3 Descripción del agua potable**

No toda el agua que hay en nuestro ecosistema puede ser bebida sin riesgo de enfermarse. Primero debe pasar por procesos que la purifican y le quitan todas las sustancias que pueden ser perjudiciales para nuestra salud.

El agua potable es aquélla que puede beberse sin peligro, pues no provoca ningún daño para la salud. Muy por el contrario, es la bebida ideal para nuestro organismo. Antes de tomarla, el agua de ríos, lagos y otras fuentes debe ser potabilizada, que significa purificar o depurar. Es un método con el que se eliminan las partículas de arcilla, las algas y los microbios.

El agua es uno de los bienes más importantes y escasos que tienen las personas alrededor del mundo, nuestro país no es una excepción; muchas de nuestras poblaciones se ven obligadas a beber de fuentes cuya calidad deja mucho que desear y produce un sin fin de enfermedades a niños y adultos.

#### **2.2.3.1 Características físicas**

- En la provisión de agua se debe tener especial cuidado con los sabores, olores, colores y la turbidez del agua que se brinda, (anexos 3 y 4), en parte porque dan mal sabor, pero también a causa de su uso en la elaboración de bebidas, preparación de alimentos y fabricación de textiles.
- Los sabores y olores se deben a la presencia de sustancias químicas volátiles y a la materia orgánica en descomposición. Las mediciones de los mismos se hacen con base en la dilución necesaria para reducirlos a un nivel apenas detectable por observación humana.
- El color del agua se debe a la presencia de minerales como hierro y manganeso, materia orgánica y residuos coloridos de las industrias. El color en el agua doméstica puede manchar los accesorios sanitarios y opacar la ropa. Las pruebas se llevan a cabo por comparación con un conjunto estándar de concentraciones de una sustancia química que produce un color similar al que presenta el agua.
- La turbidez además de que es objetable desde el punto de vista estético, puede contener agentes patógenos adheridos a las partículas en suspensión. El agua con suficientes partículas de arcilla en suspensión (10 unidades de turbidez), se aprecia a simple vista. Las fuentes de agua superficial varían desde 10 hasta 1 000 unidades de turbidez, y los ríos muy opacos pueden llegar a 10 000 unidades. Las mediciones de turbidez se basan en las propiedades ópticas de la suspensión que causan que la luz se disperse o se absorba. Los resultados se comparan luego con los que se obtienen de una suspensión estándar.

#### **2.2.4 Mantenimiento centrado en confiabilidad**

Según HERNÁNDEZ 2009, el mantenimiento centrado en la confiabilidad es una filosofía de gestión del mantenimiento, en la cual se encarga de optimar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajos

definidos, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento. Teniendo en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.

### **2.2.5 Normas SAE JA1011-JA 1012**

Según Morales y Oliveros 2011, desde la creación y el auge del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad ha habido varios documentos que citan el proceso y factores que se deben tener en cuenta para la aplicación de la estrategia de mantenimiento.

La mayoría de estos documentos retiene los elementos importantes del proceso original. Sin embargo el uso extendido del término que "RCM" ha llevado a la emergencia de varios procesos que difieren significativamente del original, pero que sus defensores también llaman "RCM." Muchos de estos otros procesos no logran las metas de Nowlan y Heap; actualmente ha habido una demanda internacional creciente como resultado, para una norma que parte el criterio que cualquier proceso debe cumplir con en el orden llamarse "RCM." Estos documentos describen el criterio mínimo que cualquier proceso debe cumplir con ser llamado "RCM." No intenta definir un proceso de RCM específico. A raíz de la diversidad de procesos de RCM existentes la SAE (Sociedad de Ingenieros Automotrices), normalizó esta metodología y publicó en 1999 las normas SAE JA1011 y SAE JA1012, aplicados y conocidos hasta ahora por la industria.

La Norma SAE JA1011 especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado un proceso RCM. Según esta norma se deben aplicar las 7 preguntas básicas del proceso RCM.

### **2.2.6 Las siete preguntas básicas del RCM**

El proceso sistemático del RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema que se intenta revisar:

¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?

¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?

¿Cuál es la causa de cada falla funcional?

¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?

¿En qué sentido es importante cada falla?

¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?

¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

### **Confiabilidad operacional**

La Ingeniería de la Confiabilidad se destaca como el marco teórico en el cual conviven las metodologías y técnicas necesarias para la optimización del uso de los activos fijos. La confiabilidad de un sistema o un equipo, es la probabilidad que dicha entidad pueda operar durante un determinado periodo de tiempo sin pérdida de su función.

Según Espinosa F. 2012, el fin último de realizar un análisis de confiabilidad de equipos, es cambiar las actividades correctivas, no programadas y altamente costosas, por acciones preventivas planeadas que dependan de análisis objetivos, situación actual e historial de equipos y permitan un adecuado control de costos.

La Confiabilidad Operacional lleva implícita la capacidad de una instalación (procesos, tecnología, gente), para cumplir su función o el propósito que se espera de ella, dentro de sus límites de diseño y bajo un específico contexto operacional. Es importante, puntualizar que en un sistema de Confiabilidad Operacional es necesario el análisis de sus cuatro parámetros operativos: confiabilidad humana, confiabilidad de los procesos, mantenibilidad y confianza de los equipos; sobre los cuales se debe actuar si se quiere un mejoramiento continuo y de largo plazo.

Altmann, 2010, declara que un proceso de desarrollo de la Confiabilidad Operacional implica cambios en la cultura de la empresa, la variación en conjunto o individual que pueda sufrir cada uno de estos cuatro aspectos mostrados, afecta el desempeño general del sistema. Cualquier hecho aislado de mejora puede traer beneficios, pero no al considerarse los demás factores, sus ventajas son limitadas en la organización y pasan a ser el resultado de un proyecto y no de un cambio organizacional.

La confiabilidad en mantenimiento se estudia como la probabilidad que un equipo sobreviva sin fallas un determinado período de tiempo bajo determinadas condiciones de operación.

### **2.2.7 Aplicación de la confiabilidad operacional**

Las estrategias de confiabilidad Operacional se usan ampliamente en los casos relacionados con:

- Elaboración de los planes y programas de mantenimiento e inspección de equipos e instalaciones industriales.
- Solución de problemas recurrentes en los activos fijos que afecten los costos y la efectividad de las operaciones.
- Determinación de las tareas que permitan minimizar riesgos en los procesos, equipos e instalaciones y medio ambiente.
- Establecer procedimientos operacionales y prácticas de trabajo seguro.
- Determinar el alcance y frecuencia óptima de paradas de planta.

La confiabilidad Operacional impulsa el establecimiento de tecnologías que faciliten la optimización industrial, entre las cuales se pueden destacar:

Modelaje de sistemas, en la confiabilidad operacional se gasta a nivel de elementos (equipos, procesos y clima organizacional) y se recibe beneficios a nivel de planta.

Confiabilidad Organizacional, llamada también en forma sesgada error humano siendo este el ancla más fuerte.

Manejo de la incertidumbre, a través del análisis probabilístico de incertidumbre y riesgo asociado.

Optimización Integral de la Productividad, a través de pruebas piloto en seguridad y confiabilidad desde el diseño.

### **Herramientas de confiabilidad operacional**

Espinosa 2012, la confiabilidad como metodología de análisis debe soportarse en una serie de herramientas que permitan evaluar el comportamiento del activo de una forma sistemática a fin de poder determinar el nivel de operatividad, la cuantía del riesgo y

las demás acciones de mitigación que se requieren, para asegurar su integridad y continuidad operacional.

Son múltiples las herramientas de que se sirve la confiabilidad con el fin de formular planes estratégicos para lograr la excelencia en las actividades e mantenimiento.

**Análisis de criticidad (CA).** Es una técnica que permite jerarquizar sistemas, equipos e instalaciones, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones.

Según Morales y Oliveros 2011, el análisis de criticidad, apoyado en los datos obtenidos en los registros de la empresa, indican el diagnostico actual tanto del sistema de activos, así como del sistema de mantenimiento que puede tener la empresa; para determinar la criticidad de una unidad o equipo se utiliza una matriz de frecuencia por consecuencia de la falla.

En un eje se representa la frecuencia de fallas y en otro los impactos o consecuencias en los cuales incurrirá la unidad o equipo en estudio si le ocurre una falla tal y como se demuestra en la figura número 2.

		PROBABILIDAD				
		Raro	Poco Probable	Posible	Muy Probable	Casi Seguro
consecuencias	Despreciable	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio
	Menores	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio
	Moderadas	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto
	Mayores	Medio	Medio	Alto	Alto	Muy alto
	Catastróficas	Medio	Alto	Alto	Muy alto	Muy alto

**Figura N° 2. Matriz de criticidad**

Fuente: Amendola 2012

La matriz tiene un código de colores que permite identificar la menor o mayor intensidad de riesgo relacionado con el Valor de Criticidad de la instalación, sistema o equipo bajo análisis.

La criticidad se determina cuantitativamente, multiplicando la probabilidad o frecuencia de ocurrencia de una falla por la suma de las consecuencias de la misma, estableciendo rasgos de valores para homologar los criterios de evaluación.

**Análisis de modos y efectos de falla y criticidad (FMECA).** Es una metodología que permite determinar los modos de falla de los componentes de un sistema, el impacto y la frecuencia con que se presentan, ordenándolos en tablas para hacer mejor su análisis (anexo 6 y 7).

**Análisis causa raíz (RCFA).** Es una técnica sistemática que se aplica con el objetivo de determinar las causas que originan las fallas, sus impactos y frecuencias de aparición, para poder mitigarlas o eliminarlas.

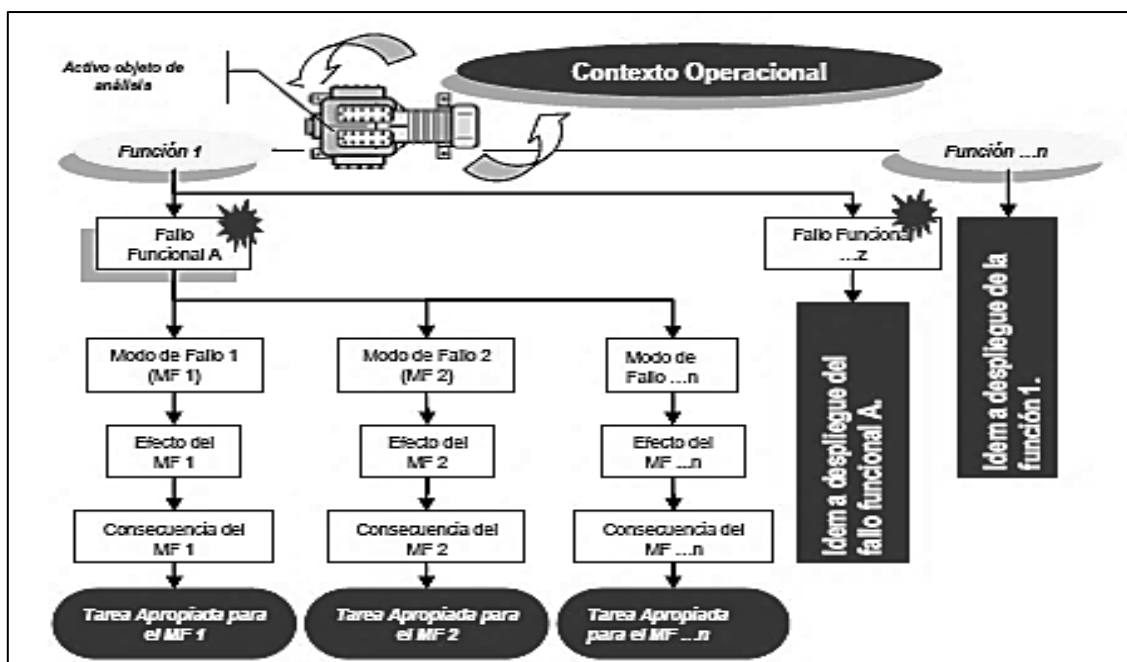
**Inspección basada en riesgos (RBI).** Es una técnica que permite definir la probabilidad de falla de un equipo o sistema, y las consecuencias que las fallas pueden generar sobre la gente, el ambiente y los procesos.

**Análisis costo riesgo beneficio (BRCA).** Es una metodología que permite establecer una combinación óptima entre los costos de hacer una actividad y los logros o beneficios que la actividad genera, considerando el riesgo que involucra la realización o no de tal actividad.

**Costo del ciclo de vida (LCC).** El análisis LCC es una metodología que permite elegir entre opciones de inversión o acciones de incremento de la confiabilidad con base en su efecto en el costo total del ciclo de vida de un activo nuevo o en servicio.

### 2.2.8 El proceso del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

Según Sexto 2010, el proceso RCM exige describir los efectos de suceder cada uno de los modos de fallos. Posteriormente, se analiza la importancia de cada modo de fallo. Con esto finaliza la parte inicial del proceso RCM que no es más que un Análisis de Modos de Fallos y Efectos (FMEA). En este punto se busca la respuesta a las cuatro primeras preguntas de un proceso RCM según lo plantea la norma SAE JA 1011. Estas Luego se deberán responder tres preguntas adicionales cuyas respuestas deberán dejar aclarada las consecuencias de cada modo de fallo y la evaluación y proposición de las tareas de mantenimiento, que deben ser posibles de realizar y que debe valer la pena hacerlas (se hace referencia a los criterios de factibilidad técnica y sostenibilidad de las tareas que se propongan, que determinarán si se trata o no de una tarea apropiada). Se resume la lógica básica del análisis RCM una vez que se ha seleccionado un sistema, lo que supone un análisis sistémico, para identificar los elementos a analizar y un análisis de criticidad previo, para jerarquizarlos, según su importancia, utilizando como ejemplo el siguiente diagrama.



**Figura N° 3. Esquema elemental de análisis de un proceso RCM para un sistema**  
Fuente: Sexto 2010. La evaluación de tareas en un proceso de RCM

## 2.2.9 Indicadores de mantenimiento

Tomando el concepto de indicador como un hecho cuantificado que mide la eficacia y/o la eficiencia de todo o parte de un proceso o de un sistema (real o simulado), con referencia a una norma, un plan o a un objetivo, determinado o aceptado en un cuadro estratégico de la empresa.

Para García, S (2012) Uno de los problemas a los que se enfrenta un responsable de mantenimiento que quiere mejorar los resultados del departamento a su cargo es que debe MEDIR la evolución de los aspectos más importantes que definen o determinan la calidad de su trabajo. ¿Pero cuáles son esos indicadores? ¿Qué parámetros determinan que el trabajo de un departamento se está haciendo bien o mal?

### 2.2.9.1 Confiabilidad operacional

Es la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones dadas para un intervalo de tiempo dado.

$$Co = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

### 2.2.9.2 Disponibilidad total

Es sin duda el indicador más importante en mantenimiento, y por supuesto, el que más posibilidades de 'manipulación' tiene. Si se calcula correctamente, es muy sencillo: es el cociente de dividir el nº de horas que un equipo ha estado disponible para producir y el nº de horas totales de un periodo:

$$Disponibilidad = \frac{Horas\ totales - Horas\ parada\ por\ mantenimiento}{Horas\ totales}$$

En plantas que estén dispuestas por líneas de producción en las que la parada de una máquina supone la paralización de toda la línea, es interesante calcular la disponibilidad de cada una de las líneas, y después calcular la media aritmética.

En plantas en las que los equipos no estén dispuestos por líneas, es interesante definir una serie de equipos significativos, pues es seguro que calcular la disponibilidad de absolutamente todos los equipos será largo, laborioso y no nos aportará ninguna información valiosa. Del total de equipos de la planta, debemos seleccionar aquellos que tengan alguna entidad o importancia dentro del sistema productivo.

Una vez obtenida la disponibilidad de cada uno de los equipos significativos, debe calcularse la media aritmética, para obtener la disponibilidad total de la planta.

$$Disponibilidad\ total = \frac{\Sigma\ Disponibilidad\ de\ equipos\ significativos}{N^\circ\ de\ equipos\ significativos}$$

### **2.2.9.3 MTBF (mid time between failure, tiempo medio entre fallos)**

Nos permite conocer la frecuencia con que suceden las averías:

$$MTBF = \frac{N^{\circ} \text{ de horas totales del periodo de tiempo analizado}}{N^{\circ} \text{ de averías}}$$

### **2.2.9.4 MTTR (mid time to repair, tiempo medio de reparación)**

Nos permite conocer la importancia de las averías que se producen en un equipo considerando el tiempo medio hasta su solución:

$$MTTR = \frac{N^{\circ} \text{ de horas totales de paro por avería}}{N^{\circ} \text{ de averías}}$$

### **2.2.9.5 Coste de la mano de obra por secciones**

Si la empresa se divide en zonas o secciones, es conveniente desglosar este coste para cada una de las zonas o secciones. Si éstas tienen personal de mantenimiento permanente, el coste será el del personal adscrito a cada una de ellas. Si se trata de un departamento central, el coste por secciones se calculará a partir de las horas empleadas en cada una de las intervenciones.

### **2.2.9.6 Proporción de coste de la mano de obra de mantenimiento**

Es el cociente de dividir el nº total de horas empleadas en mantenimiento entre el coste total de la mano de obra:

$$\text{Coste de hora media} = \frac{N^{\circ} \text{ de horas de mantenimiento}}{\text{Coste total de mano de obra de mantenimiento}}$$

### **2.2.9.7 Coste de materiales**

Se pueden hacer tantas subdivisiones como se crea conveniente: por secciones, por tipo (eléctrico, mecánico, consumibles, repuestos genéricos, repuestos específicos, etc.)

### **2.2.9.8 Coste de subcontratos**

También pueden hacerse las subdivisiones que se considere oportunas. Algunas subdivisiones comunes suelen ser:

Subcontratos a fabricantes y especialistas

Subcontratos de inspecciones de carácter legal

Subcontratos a empresas de mantenimiento genéricas. Este indicador es el cálculo del IMC sobre número de órdenes de trabajo correctivas sobre el número total de órdenes de trabajo. Es más sencillo, aunque la información que proporciona es de menor calidad y más fácilmente manipulable. De todas formas, una y otra forma de cálculo es perfectamente válidas para ver la situación en un momento determinado y para estudiar la evolución de este parámetro.

### III. RESULTADOS

#### 3.1 Realizar un diagnóstico del estado situacional de las estaciones de bombeo y del sistema de mantenimiento en la planta de tratamiento de agua potable

##### 3.1.1 Diagnóstico de estado situacional

Conocimiento aproximado de las diversas problemáticas que afronta la empresa a nivel de operación, a partir de la identificación e interpretación de los factores y actores que determinan su situación, un análisis de sus perspectivas y una evaluación de la misma se podrá determinar en qué estado se encuentra realmente.

##### 3.1.2. Descripción del sistema de tratamiento

###### Tramo 01 Chéscope - cisterna de PTAP N° 01

Está constituida por una línea antigua en regular estado de conservación. No puede operarse a su máxima capacidad, debido a que cruza debajo de manzanas y viviendas existentes en el tramo que cruza la ciudad, en especial en las urbanizaciones adyacentes a la planta de tratamiento. Por este motivo se construyó una cisterna y una estación de bombeo de agua pre-tratada, en la planta de tratamiento N° 01. En esta línea existen 4 cajas de válvula de aire en mal estado. 3 cajas se encuentran sin tapa y una sin techo y cubiertas de vegetación. No cuentan con válvula ni accesorios.

**Tabla N° 1. Características técnicas de tramo Chéscope- cisterna de PTAP N° 01**

Descripción	Característica
Diámetro	850 mm (34")
Material	Concreto Húmedo
Longitud	8.5 km
Clase	Sin Datos
Año de Construcción	1940
Antigüedad	73
Estado	Regular
Capacidad de conducción	700 l/s
Caudal actual	450 l/s

Fuente: Gerencia Operacional.

###### Tramo N° 02 cámara de carga 2 – PTAP N° 02

El agua cruda proveniente de Boró II, es conducida a través de la tubería nueva de 9.8 Km. y 1000 mm de diámetro, desde la cámara de carga 2, con una capacidad de conducción de 900 l/s, siendo su abastecimiento directo a la Planta N° 02 y alternativo a la Planta N° 01; esta línea fue construida en el año 1999. Las cámaras de carga 1 y 2 están interconectadas a través de un tubería de concreto armado de 900 mm.

**Tabla N° 2. Características técnicas, tramo cámara de carga 2–PTAP N° 02**

Descripción	Característica
Diámetro	1000 mm
Material	HFD
Longitud	9.770 m
Clase	PN 10
Año de Construcción	1999
Antigüedad	14
Estado	Buena
Capacidad de conducción	900 l/s
Caudal actual	650 l/s

Fuente: Planos de Proyecto Línea de Conducción Boró Planta para 2do. P.M.O.

**Tabla N° 3. Sistema de estación de bombeo**

<b>ESTACIÓN DE BOMBEO DE AGUA TRATADA N° 01 (EBAT-01)</b>	
Esta estación bombea agua tratada, en forma directa a las redes de distribución de agua potable de la ciudad.	
Equipamiento Electromecánico	EBAT-01 (llamada Sala 200 HP):
Alimentación Energía Eléctrica	
Estación de re bombeo electrificado con suministro eléctrico exclusivo en media tensión desde una sub estación de transformación tipo caseta, ubicado dentro de planta de tratamiento, el mismo que cuenta con dos transformadores de potencia de características siguientes:	
Marca	Industrial Cánepa Tabini
Serie	A7221-1 y A7221-2
Potencia	500 KVA. C/trafo
Relación de Transformación	10,000 / 440 Voltios
Corriente Nominal Baja Tensión	656 Amperios C/trafo
Frecuencia	60 Hz.
Año de Fabricación	1972
Estado de conservación	Regular estado, pero por su antigüedad (1972) y operación permanente, requiere ser intervenido con mantenimiento relacionado a cambio de (aceite dieléctrico, empaquetaduras, aisladores pasa tapa, terminales de presión, barnizado - secado, cintas aislantes especiales de bobinado de parte activa para mejorar su nivel de aislamiento) y pintado de casco.
Fecha de electrificación	1972
Concesionaria	ENSA
Tarifa	MT3
Estado de conservación	Regular, pero requiere ser intervenido con renovación de equipos de maniobra (seccionamiento) y tableros de Mando y control de mayor confiabilidad.

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla N° 4. Descripción de motores eléctricos de la estación de bombeo N°1**

<b>MOTORES</b>				
<b>Motor Eléctrico</b>	<b>Equipo N° 01</b>	<b>Equipo N° 02</b>	<b>Equipo N° 03</b>	<b>Equipo N° 04</b>
<b>Fases</b>	3	3	3	3
<b>Marca</b>	U.S MOTOR	U.S MOTOR	WEG	WEG
<b>Serie</b>	C1003955	C1003954	02FB06- BU90370	C1003953
<b>Modelo</b>	Jaula de Ardilla	Jaula de Ardilla	Jaula de Ardilla	Jaula de Ardilla
<b>Tipo</b>	“H”	“H”	“H”	“H”
<b>Potencia</b>	149.14 kW.	149.14 kW.	149.14 kW.	149.14 kW
<b>Velocidad</b>	1180 r.p.m.	1180 r.p.m.	1180 r.p.m.	1180 r.p.m.
<b>Frecuencia</b>	60 Hz.	60 Hz.	60 Hz.	60 Hz.
<b>Tensión Nominal</b>	440 Voltios	440 Voltios	440/380/220 Volt.	440 Voltios
<b>Corriente Nominal</b>	240 Amperios	240 Amperios	258/299/516 Amperios	240 Amperios
<b>Tensión Servicio</b>	440 Voltios	440 voltios	440 Voltios	440 Voltios
<b>Corriente Servicio</b>	220 Amperios	190 Amperios	220 Amperios	210 Amperios
<b>Potencia Servicio</b>	142.43 kW.	123.04 kW.	142.43 kW.	135.71 kW.
<b>Estado conservación</b>	Mal estado, debido a su antigüedad y operación permanente, de los cuales sólo el motor de equipo N°03 está en mejores condiciones, los otros de equipos N°01, 02 y 04 ha cumplido su vida útil y requieren ser renovados.			

Fuente: Sub-Gerencia de mantenimiento electromecánico EPSEL S.A.

En la tabla N°4 se describe detalladamente las especificaciones técnicas que tiene cada motor eléctrico de la estación de bombeo N°1 de EPSEL S.A. así mismo en la tabla N°5 se observan las especificaciones de las bombas de dicha estación de bombeo.

**Tabla N° 5. Descripción de bombas de la estación de bombeo N°1**

<b>Bombas</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Equipo N° 01</b>	<b>Equipo N° 02</b>	<b>Equipo N° 03</b>	<b>Equipo N° 04</b>
<b>Tipo</b>	Doble succión	Doble succión	Doble succión	Doble succión
<b>Marca</b>	HIDROSTAL	HIDROSTAL	HIDROSTAL	HIDROSTAL
<b>Año de Fabricación</b>	S/ dato	S/ dato	S/ dato	S/ dato
<b>Modelo</b>	12 x 16 x 18	12 x 16 x 18	12 x 16 x 18	12 x 16 x 18
<b>Lubricación</b>	Agua	Agua	Agua	Agua
<b>Ø Succión</b>	450 mm.	450 mm.	450 mm.	450 mm.
<b>Ø Descarga</b>	400 mm.	400 mm.	400 mm.	400 mm.
<b>Postura</b>	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
<b>Impulsor</b>	Turbina Helicoidal	Turbina Helicoidal	Turbina Helicoidal	Turbina Helicoidal
<b>Caudal de Servicio</b>	350 l/s	350 l/s	350 l/s	350 l/s
<b>Bombeo</b>	Directo a red (Ciudad de Chiclayo Centro)			
<b>Horas de Bombeo</b>	02 equipos operan en forma alternada 24 horas/día durante 15 días del mes y los otros 02 equipos operan 10 horas/día. (Prestablecido no cumplido)			
<b>Estado conservación</b>	Mal estado, debido a su antigüedad, desgaste de impulsor, rodamientos, acoplamiento y otros, considerando que las 4 bombas actuales han cumplido su vida útil; se requieren ser renovados			
<b>Tablero Eléctrico de Mando y Control</b>				
<b>Tipo de Arrancador</b>	Estrella Triangulo			
<b>Capacidad</b>	Cada equipo de bombeo cuenta con su propio tablero Eléctrico para Motor de 200HP, 440 Voltios y 60 Hz.			
<b>Estado de conservación</b>	cuentan con equipos de mando-control antiguos en su mayoría inoperativos que no permiten registrar medidas de parámetros eléctricos reales para un adecuado control operacional; requieren ser renovados con otros tableros de mayor confiabilidad que incluya sistemas de protección, analizador de parámetros eléctricos y banco de condensadores para compensación de consumo de energía reactiva.			

Fuente: sub-gerencia de mantenimiento electromecánico EPSEL S.A.

### **3.1.3 Diagnóstico del sistema de mantenimiento preventivo y correctivo de la sub gerencia de mantenimiento electromecánico de la EPS EPSEL S.A.**

#### **3.1.3.1 Introducción**

la Sub-Gerencia de Mantenimiento Electromecánico de la EPS EPSEL S.A., ha venido operando en forma reactiva ante la aparición de necesidades de intervención en las diferentes localidades a la cual la empresa brinda el servicio, por lo que en la mayoría de casos, se hace tedioso y complicado mantener un sistema de mantenimiento ordenado, puesto que el personal no define sus zonas de trabajo, es decir no existen personal definido para las diferentes localidades, sumándose a estos problemas la falta de previsión de fallas en los equipos y el no seguir el manual establecido por la Gerencia Operacional, se puede decir que esta se encuentra deficiente

#### **3.1.3.2 Descripción del área**

La Sub Gerencia de mantenimiento Electromecánico y sus respectivas Jefaturas, tiene a bien presentar las acciones de mantenimiento realizados, con la finalidad de registrar y tener el control de las actividades ejecutadas por personal técnico de la SGME que corresponden a:

- POZOS TUBULARES DE AGUA. POTABLE
- CÁMARAS DE DESAGÜE
- PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE.
- SISTEMAS DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- MAQUINAS DE BALDE
- MOTOBOMBAS
- GRUPOS ELECTRÓGENOS
- EQUIPOS COMBINADO PARA LIMPIEZA DE REDES DE ALCANTARILLADO (HIDROJET)
- UNIDADES MÓVILES.
- OTROS EQUIPOS Y ACCESORIOS ELECTROMECAÑICOS DE EPSEL. S.A.

Con los cuáles, se pretende obtener un registro y control de las actividades de Mantenimiento preventivos y correctivos que se desarrollan hasta lograr la hoja de vida de cada uno de los equipos instalados en cada estación.

#### **3.1.3.3 Fuentes de información para las plantas de tratamiento**

Para el año 2014”, en la Sub Gerencia de Mantenimiento Electromecánico y con el fin de dar registro a sus actividades, se cuenta con la información siguiente:

- Fichas de resumen de actividades diarias, ejecutadas por personal técnico de Dpto. Mantenimiento Electro mecánico.
- Fichas de resumen de actividades diarias, ejecutadas por personal técnico de Equipo de Mantenimiento de Plantas de Tratamiento.

- Resumen de actividades realizadas por el Equipo de Mantenimiento de Sistemas De Cloración.

#### 3.1.3.4 Documentos de la sub-gerencia de mantenimiento electromecánico

Dicha Sub- Gerencia cuenta con la documentación necesaria para realizar su trabajo de forma adecuada, teóricamente realiza informes y revisa documentos para la realización de sus actividades, los documentos presentados en el año 2014 por esta sub-Gerencia son:

- **Cartas:** dirigidas a las diferentes entidades o personas que representen relaciones laborales con la empresa, especialmente con la Sub-Gerencia de Mantenimiento Electromecánico y sus representantes.
- **Catálogos:** los catálogos ayudan a identificar a través de los proveedores los elementos necesarios para realizar la labor de mantenimiento, encontrándose en estos, especificaciones técnicas, precio y facilidades de las empresas proveedoras.
- **Convenios:** en estos documentos se registran los convenios realizados entre la empresa y los diferentes trabajadores de la Sub-Gerencia de Mantenimiento Electromecánico, en los cuales se estipulan regímenes laborales especiales.
- **Fondos de emergencia:** Con la finalidad de realizar la pronta reparación y puesta en funcionamiento de los elementos de la empresa, es el motivo de solicita la asignación de un fondo económico de emergencia, para casos especiales.
- **Indicadores de gestión:** detalle de especificación técnica de las principales actividades del mantenimiento preventivo y correctivo realizado en los meses del año 2014, problemática y sugerencias
- **Informes de descanso medico:** En estos informes se detallan los descansos por motivos de salud de los diferentes trabajadores de la Sub-Gerencia, adjuntándose la debida documentación y certificados
- **Informes de generales de SGME:** en estos informes hacen referencia a documentos suscritos por parte de la SGME a las diferentes áreas de la empresa.
- **Informes técnicos:** en estos informes se describen todas las actividades realizadas por la SGME con respecto a las diferentes adquisiciones requeridas para el área.
- **Memorándums:** estos documentos son suscritos por las diferentes áreas relacionadas con la SGME, para las diferentes actividades de la empresa o personal.
- **Requerimientos anuales:** estos documentos describen los requerimientos generales solicitados por las jefaturas de la SGME a la propia Sub-Gerencia, con el fin de dar abasto a los requerimientos proyectados para cada año.
- **Solicitudes de bienes:** Requerimiento de materiales para la realización del trabajo de mantenimiento, estos son requeridos a Logística y derivados a Almacén y Compras.

- **Solicitudes de servicios:** Requerimiento de servicios externos, a las diferentes empresas enlazadas a la EPS, estos servicios se solicitan cuando no pueden ser cubiertos por la SMGE.
- **Turnos de emergencia:** en estos documentos se mantienen registros del rol de emergencia, donde se detallan los días en que los trabajadores cumplen con estar dispuestos fuera del horario de trabajo, para los diferentes casos de emergencia que se susciten.
- **Documentos referentes al sistema de mantenimiento**

La Sub Gerencia de Mantenimiento Electromecánico cuenta con los siguientes manuales donde se pueden destacar el funcionamiento, registro y acción de la actividad de mantenimiento de la planta de tratamiento de agua potable.

- Manual de Procedimientos de planta, elaborado para el departamento de planta de tratamiento de agua potable de Chiclayo, en el punto 3.3.3 refiere un Mantenimiento Preventivo.
- Manual Operativo de Planta: elaborado para la Gerencia Operacional: Tratamiento del agua potable de la ciudad de Chiclayo. En el capítulo 6 del manual de planta se refiere a lo siguiente:

#### **3.1.3.5 Mantenimientos de la planta**

- Mantenimiento general
- Dosificación de reactivos
- Aparatos electromecánicos
- Decantador "PULSATOR"
- Filtros
- Cloración y neutralización de fugas de cloro
- Aparatos de medida y de control
- Mantenimiento de las cajas de paralización
- Mantenimiento de los motores

#### **3.1.3.6 Manual para operadores**

**Operación y mantenimiento de plantas de tratamiento de agua potable:** en este manual adoptado por la SGME en el capítulo 10 define:

Implementación del mantenimiento preventivo en los sistemas de abastecimiento de agua

- ¿Qué es el mantenimiento?
- ¿Por qué se debe realizar el mantenimiento?
- ¿Qué ventajas tiene el mantenimiento?
- Definiciones
- Organización del mantenimiento preventivo
- Elaboración del mantenimiento preventivo

### **3.1.3.7 Problemas en la sub-gerencia de mantenimiento electromecánico**

#### **Personal técnico**

No se cuenta con un personal técnico de nivel profesional con experiencia para cubrir la responsabilidad del Área Importante como es el área de energía que está relacionado a la operación, mantenimiento y optimización de servicio eléctrico atendido por ENSA de los Sistemas de Utilización de Energía Eléctrica en niveles de Media y Baja Tensión utilizados por EPSEL S.A. de aproximadamente 81 suministros contratados para el funcionamiento de los equipos electromecánicos de las Plantas de Tratamiento de Agua Potable, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, Pozos Tubulares, Cámaras de Desagüe, Reservorios Elevados y Oficinas Administrativas de propiedad de EPSEL S.A. (provisionalmente se sugirió contar con apoyo de un practicante en la especialidad de electricidad o mecánica eléctrica para el apoyo en el proceso de control y revisión de facturación de los consumos de energía eléctrica utilizados por EPSELS.A.)

Hace falta contar con uno (01) más de personal técnico calificado con experiencia en la especialidad de mecánica de soldadura, que permita brindar apoyo en soldadura especializada como parte de mantenimiento preventivos y correctivos en taller o campo de equipos electro mecánicos que corresponden a Bombas, Motores Eléctricos, tableros eléctricos de mando y control, camiones hidrojet, Retro excavadora, motores diésel y sistemas de arrastre de máquinas de Balde, sistemas de impulsión o descarga de plantas de tratamiento, pozos tubulares, Cámaras de Desagüe y muchos otros de propiedad de EPSEL S.A.

Aún no se cuenta totalmente con Equipos, Herramientas e instrumentos de trabajo en condiciones confiables que permitan garantizar su utilización, debido que muchas de ellas se encuentran casi inservibles o se vienen implementado poco a poco como son los trípodes, Tecles, caballetes llaves cadenas, planchas "U" zanja de mantenimiento preventivo para vehículos y muchos otros.

#### **Fondo económico para caja chica**

Considerando el volumen de atenciones de mantenimiento preventivo y correctivo de equipos y accesorios electromecánicos la mayoría en condiciones no confiables por su antigüedad, la asignación de fondo para caja chica actual que permita utilizarse en adquisiciones menores resulta insuficiente.

#### **Capacitación**

Tomando en consideración el avance tecnológico que involucra el desarrollo de actividades diarias de mantenimiento preventivo y correctivo, es importante que el personal técnico debe estar constantemente actualizado con el avance tecnológico de los equipos electromecánicos y electrónicos, para cuyo efecto se hace necesario e importante el soporte de capacitaciones que permitan garantizar la ejecución de los trabajos de mantenimiento con mayor calidad y eficiencia en beneficio de la empresa.

#### **Plantas de tratamiento**

El estado situacional de los equipos electromecánicos y sistemas auxiliares de las Plantas de Tratamiento N° 01 de Chiclayo que incluye su sistema de utilización de energía eléctrica son totalmente no confiables debido a su antigüedad; por lo que se recomienda que ya es tiempo que debe ser atendido mediante un estudio técnico

pertinente que permita ir renovando antes de un problema operativo mayor que puede afectar el sistema de abastecimiento de agua tanto en Chiclayo y Lambayeque.

### **Ambiente de trabajo**

Las Condiciones ambientales que corresponden a oficinas y talleres de que corresponden a las distintas Áreas de la Su Gerencia de Mantenimiento no son adecuadas por estar la mayoría hacinados y expuestos a la inseguridad permisibles, se recomienda que a través de las áreas pertinentes sean evaluadas para ir mejorando las condiciones de trabajo en beneficio de los trabajadores y buena imagen de la empresa.

### **Energía eléctrica**

Es importante reiterar que la envergadura y responsabilidad de manejo de los sistema de utilización de energía eléctrica actualmente utilizados y de propiedad de EPSEL S.A., demanda contar con un profesional con experiencia en mantenimiento, operación, tarifas y valuaciones en sistema eléctricos que permitan optimizar tanto las labores de mantenimiento; así como los costos por concepto de utilización de consumos de energía eléctrica.

### **3.1.3.8 Contexto operativo y estándares de funcionamiento**

**Tabla N° 6. Descripción de la estación de bombeo N°1 de agua tratada sala 200 HP**

Estación de Bombeo N°1	Antigüedad (años)	Estado físico	volumen de cisterna (m3)	Tipo de energía	Potencia en HP	Caudal de Bombeo en l/s	
						Actual	Máxima
Equipo 01	42	regular	3 500	Eléctrica	200	350	400
Equipo 02					200	350	400
Equipo 03					200	350	400
Equipo 04					200	350	400

Fuente: Gerencia Operacional EPSEL S.A. 2014

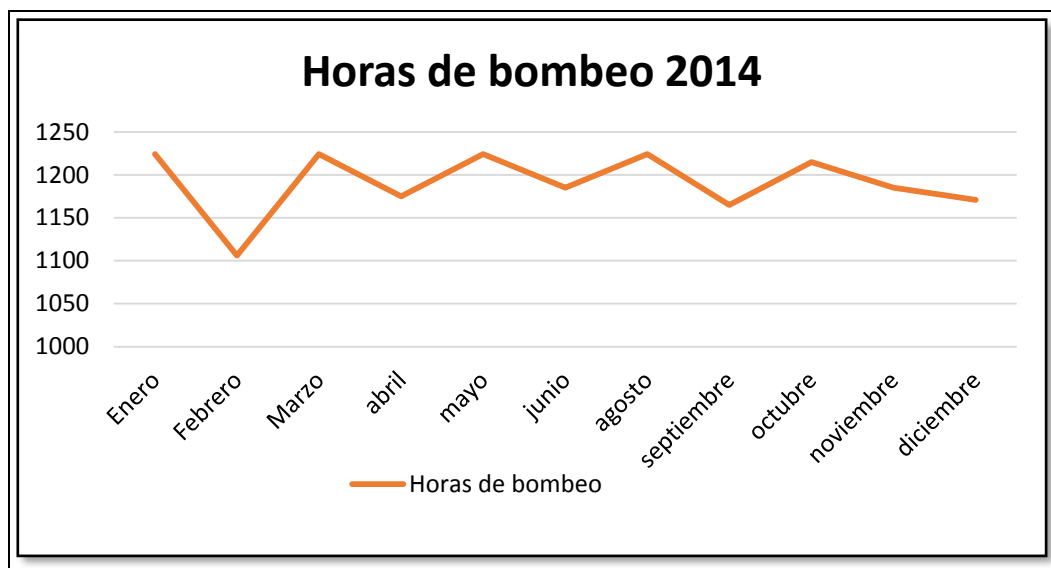
Esta tabla nos muestra las características principales de las estaciones de bombeo, antigüedad en años, potencia de los motores en HP, caudal de bombeo, etc.

Los estándares de funcionamiento están determinados por las horas de bombeo en las estaciones, dichas estaciones de bombeo tienden a tener una gran variación en las horas de bombeo, estas funcionan en un número de horas registradas en la siguiente tabla:

**Tabla N° 7. Horas de bombeo correspondiente al año 2014**

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>Horas</b>	1224,5	1106	1225,5	1175	1224,5	1185	1224,5	1224,5	1165	1255,5	1185	1171

Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A. 2014



**Figura N° 4. Horas de bombeo 2014 correspondiente a tabla 5**

Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A. 2014

En el gráfico N°1 se observa una variación en las horas de distribución de agua potable, teniendo picos que demuestran la inconstancia de la distribución, y una posible caída en las horas de distribución en los meses de Noviembre y Diciembre del año 2014.

**Tabla N° 8. Promedio mensual de fallas atendidas en el año 2014**

Estación de bombeo de Agua Potable N°1 (EBAT 01)					
Equipamiento electromecánico (sala 200 HP)					
Alimentación de Energía Eléctrica					
Equipos	Unidades	N° Paradas	Tipo de Fallo	Tiempo de No utilización hs.	Tipo de Mantenimiento
<b>Motores Eléctricos</b>	1	1	quemadura de bobina	135	correctivo
	2	1	quemadura de bobina	198	correctivo
	3	1	aceites oscuros	77	correctivo
	3	1	aceites oscuros	74	correctivo
<b>Bombas</b>	1	9	Eje torcido	142	Correctivo
	2	11	Fuga de agua	57	Correctivo
	3	1	Eje torcido	41	correctivo
	4	38	Eje torcido	176	Correctivo

Fuente elaboración propia

### 3.2 Definir la aplicación basada en el mantenimiento centrado en la confiabilidad

#### 3.2.1 Determinar los indicadores de mantenimiento de los equipos

Antes de poner en marcha un plan de mantenimiento, debemos tener en cuenta los indicadores de mantenimiento los cuales determinaran el porcentaje de confiabilidad por cada máquina analizada en el diagnóstico de la empresa.

##### 3.2.1.1 Disponibilidad total

La cual nos reflejara, cuanto será la disponibilidad total de la estación de bombeo, reflejándose el resultado en un indicador:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Horas totales} - \text{Horas parada por mantenimiento}}{\text{Horas totales}}$$

Entonces tomando el tiempo total en horas de bombeo y el tiempo utilizado en el mantenimiento, se obtiene un 82% de utilización del sistema.

$$\text{Disponibilidad} = \frac{6987 - (901 + 336)}{6987} = 0,82$$

Habiendo calculado el porcentaje de utilización, se procedió a encontrar el tiempo promedio entre fallas, tiempo promedio por reparación, confiabilidad por equipos y costos, el cual se pudo sintetizar en la siguiente tabla:

##### 3.2.1.2 Cálculo de indicadores por equipos

**Tabla N° 9. Cálculo de indicadores por equipos**

Equipo	N° paradas	TPR	MTBF	TPPR	Costos (S/.)	Confiabilidad
<b>Motor Eléctrico N°1</b>	27	135	43	5	12 840,216	0,896
<b>Motor Eléctrico N°2</b>	33	199	35	6	22 600,868	0,855
<b>Motor Eléctrico N°3</b>	13	76	90	6	7 790,253	0,937
<b>Motor Eléctrico N°4</b>	11	75	106	7	9 134,3	0,938
<b>Bomba N° 01</b>	23	142	51	6	14 627,929	0,894
<b>Bomba N° 02</b>	10	57	116	6	1 970,399	0,951
<b>Bomba N° 03</b>	13	41	90	3	2 844,682	0,968
<b>Bomba N° 04</b>	24	176	49	7	13 688,401	0,874

Fuente: Elaboración propia.

Obteniendo a través de estos indicadores, una confiabilidad general de la estación de bombeo, del 87% la cual es baja, dada la necesidad y las especificaciones de los equipos, puestos que deberían trabajar a no menos del 95% de confiabilidad.

### 3.2.1.3 Descripción de averías en la estación de bombeo

Se realizó un diagnóstico más detallado el cual permitiría observar donde se encuentran las fallas que ocasionan las averías, determinar su costo y mejorar su confiabilidad, para así determinar el posible ahorro que se pueda tener al mejorar su confiabilidad.

**Tabla N° 10. Descripción de averías por motores y bombas**

Estación de bombeo de Agua Potable N°1 (EBAT 01 sala 200 HP))						
Equipos	Unidades	N° Paradas	Tipo de Mantenimiento	Horas	Denominación de Averías	Costo Por Avería
<b>Motores Eléctricos</b>	1	14	Correctivo	36	Desgaste y rotura de rodamientos	S/. 5 223,16
		13	Correctivo	98	Quemadura de bobina	S/. 14 136,09
	Sub Total	27	-	135	-	-
	2	9	Correctivo	26	Desgaste y rotura de rodamientos	S/. 3 665,80
		24	Correctivo	173	Quemadura de bobina	S/. 24 917,84
	Sub Total	33	-	199	-	-
	3	6	Correctivo	22	Desgaste y rotura de rodamientos	S/. 3 174,63
		7	Correctivo	54	Quemadura de bobina	S/. 7 786,82
	Sub Total	13	-	76	-	-
	4	4	Correctivo	10	Desgaste y rotura de rodamientos	S/. 1 413,61
		7	Correctivo	65	Quemadura de bobina	S/. 9 344,18
	Sub Total	11	-	75	-	-
	<b>Sub Total Motores</b>		<b>84</b>	-	485	-
<b>Bombas</b>	1	10	Correctivo	43	Oxidación y rotura de rodamientos	S/. 6 229,46
		13	Correctivo	99	Rotura de Eje	S/. 14 207,95
	Sub Total	23	-	142	-	-
	2	3	Correctivo	22	Oxidación y rotura de rodamientos	S/. 3 138,69
		4	Correctivo	19	bomba desalineada	S/. 2 707,42
		3	Correctivo	16	desgaste de empalmes	S/. 2 300,11
	Sub Total	10	-	57	-	-
	3	3	Correctivo	10	Oxidación y rotura de rodamientos	S/. 1 461,53
		6	Correctivo	18	Rotura de Eje	S/. 2 587,62
		4	Correctivo	13	desgaste de empalmes	S/. 1 820,92
	Sub Total	13	-	41	-	-
	4	1	Correctivo	13	Oxidación y rotura de rodamientos	S/. 1 868,84
		19	Correctivo	152	Rotura de Eje	S/. 21 803,10
4		Correctivo	11	desgaste de empalmes	S/. 1 641,22	
Sub Total	24	-	176	-	-	
<b>Total</b>		<b>70</b>	-	900	-	<b>S/.129 428,95</b>

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.4 Descripción al detalle, por cada equipo

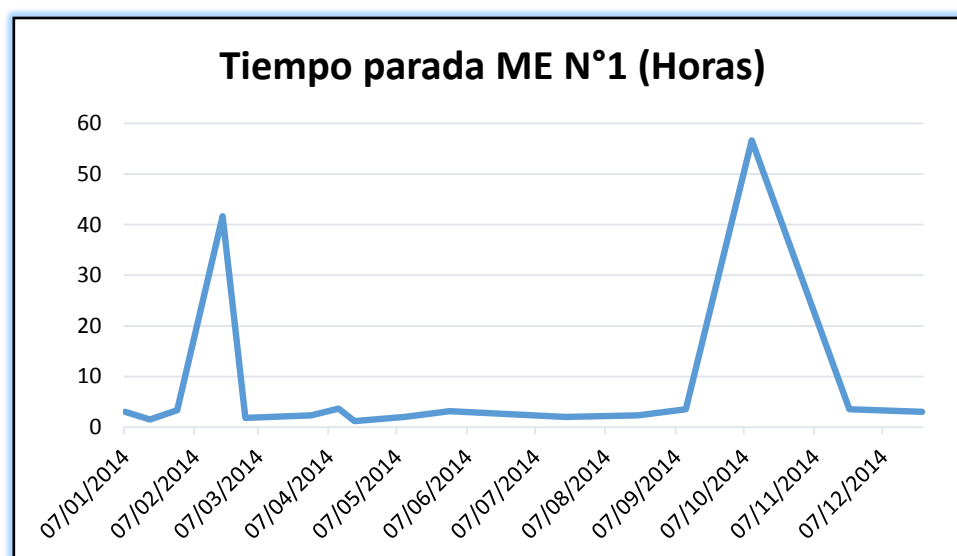
Además del costo por mantenimiento que tiene cada máquina, existe un costo por dejar de bombear agua potable, es por esto que se determinó el tiempo de paradas más importante, analizándolos por picos en horas los cuales generan menos horas de bombeo.

#### 3.2.1.4.1 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°1

**Tabla N° 11. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°01**

Tiempo de parada por fecha				Motor 1
Fecha de Parada	Maquina	Paradas por minuto	Tiempo parada (Horas)	
07/01/2014	ME 1	180	3,0	
18/01/2014	ME 1	90	1,5	
30/01/2014	ME 1	200	3,3	
19/02/2014	ME 1	2500	41,7	pico
01/03/2014	ME 1	110	1,8	
30/03/2014	ME 1	140	2,3	
11/04/2014	ME 1	220	3,7	
18/04/2014	ME 1	70	1,2	
10/05/2014	ME 1	120	2,0	
30/05/2014	ME 1	190	3,2	
20/07/2014	ME 1	120	2,0	
21/08/2014	ME 1	140	2,3	
11/09/2014	ME 1	210	3,5	
10/10/2014	ME 1	3400	56,7	pico
11/09/2014	ME 1	210	3,5	
22/11/2014	ME 1	210	3,5	
24/12/2014	ME 1	180	3,0	

Fuente: Elaboración propia.



**Figura N° 5. Picos de parada motor eléctrico N°1 en horas**

Fuente: Tabla 10. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°01

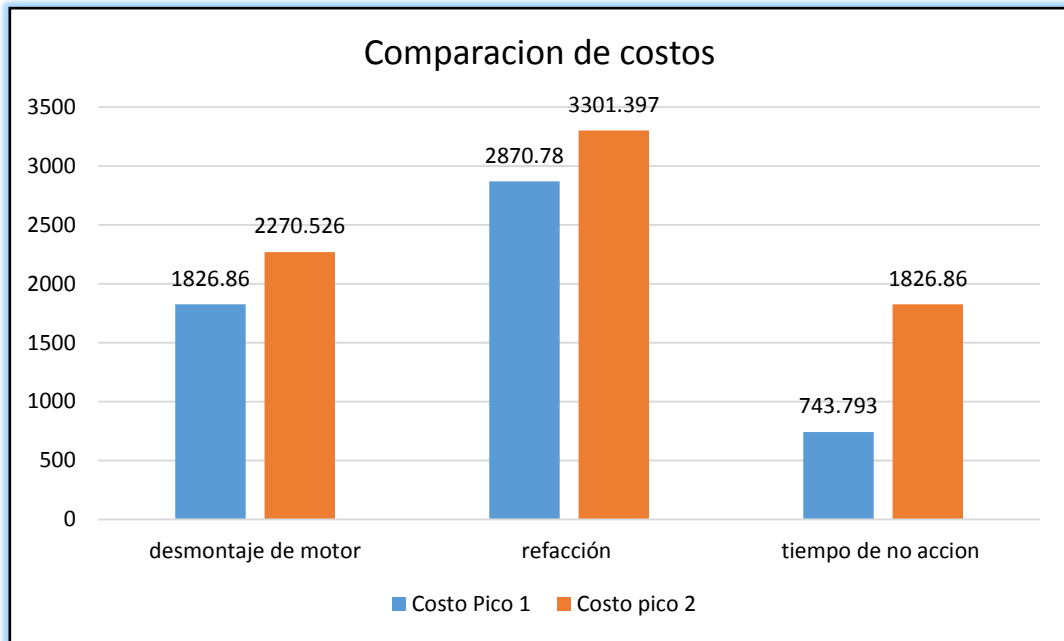
Como se puede Observar en la Figura N°5 correspondiente a las paradas en el motor eléctrico N°1, existen 2 picos de parada en horas, los cuales deben ser respondidos en menos tiempo por el personal, lo que no ocurre por diversos motivos, puesto que existen diversos motivos se optó por subdividirlos en: tiempo de desmontaje del motor, tiempo de reparación y tiempo de no acción, este último referido al tiempo en el que el personal no realiza ninguna acción, o hace traslados innecesarios, así mismo en la siguiente tabla N°11 se determina el costo de cada pico de parada, correspondientes a los costos de no bombear agua a la red, el cual está dado por reglamento de la SUNASS (la Superintendencia Nacional de Servicios De Saneamiento) en el estudio tarifario aplicado a EPSEL S.A. 2014, determina en S/. 1,686 el m<sup>3</sup>, el costo de no bombear agua potable a la red, así mismo el costo de no bombear agua por hora se estima en S/. 130,49

**Tabla N° 12. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°1**

<b>Pico 1</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				S/.1,686 m <sup>3</sup>
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1 857,6
Costo por hora (S/.)				S/. 130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
11/06/2014	14	desmontaje de motor pico 1	1826,86	
11/06/2014	22	refacción Pico 1	2870,78	
11/06/2014	5,7	tiempo de no acción Pico 1	743,793	
<b>TOTAL</b>	41,7		5441,433	
<b>Pico 2</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				S/.1,686 m <sup>3</sup>
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				S/. 130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	17,4	desmontaje de motor Pico 2	2270,526	
19/02/2014	25,3	refacción Pico 2	3301,397	
19/02/2014	14	tiempo de no acción Pico 2	1826,86	
<b>TOTAL</b>	56,7		7398,783	

Fuente: Elaboración propia

A partir de la determinación de los tiempos y sus costos, podremos hacer una comparación y observar el dinero perdido por dejar de bombear agua potable como lo muestra la figura 6, además se tiene entendido que la producción es detenida puesto que el sistema de bombeo se encuentra paralizado; así mismo se determinó los picos para cada una de los equipos que comprenden la estación de bombeo N°1 de EPSEL S.A.

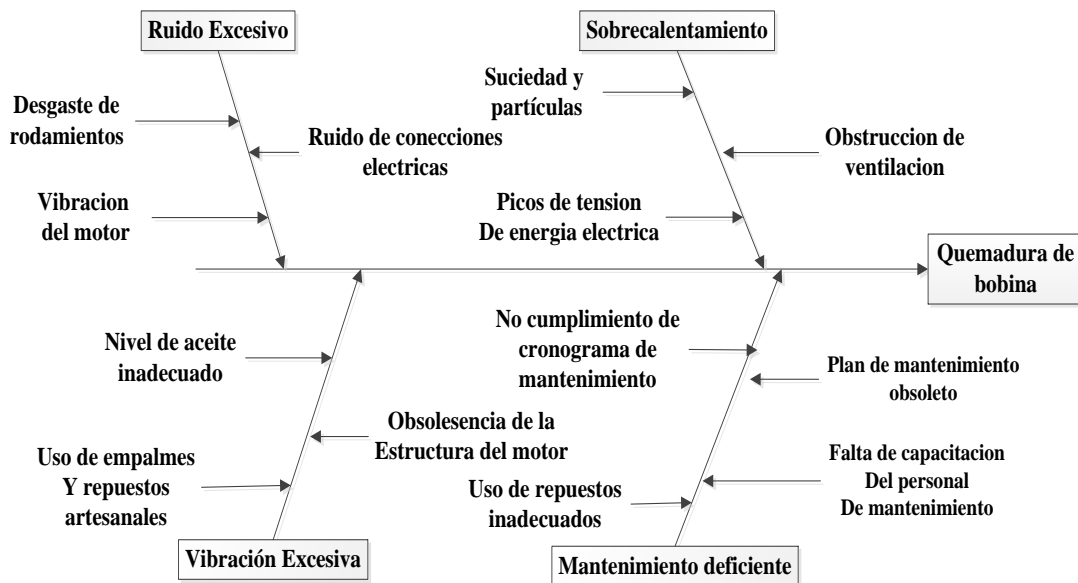


**Figura N° 6. Comparación de costos por picos**

Fuente: Tabla 11. Determinación de costos por mantenimiento en el Motor N°1

### Aplicación de diagrama causa efecto

Se determinó realizar diagramas de causa-efecto (Ishikawa), con el fin de conocer las posibles causas que Originan las averías observadas en la tabla N°9, así mismo la determinación de estas confirmara en el análisis de criticidad, de los equipos de la estación de bombeo N°1.

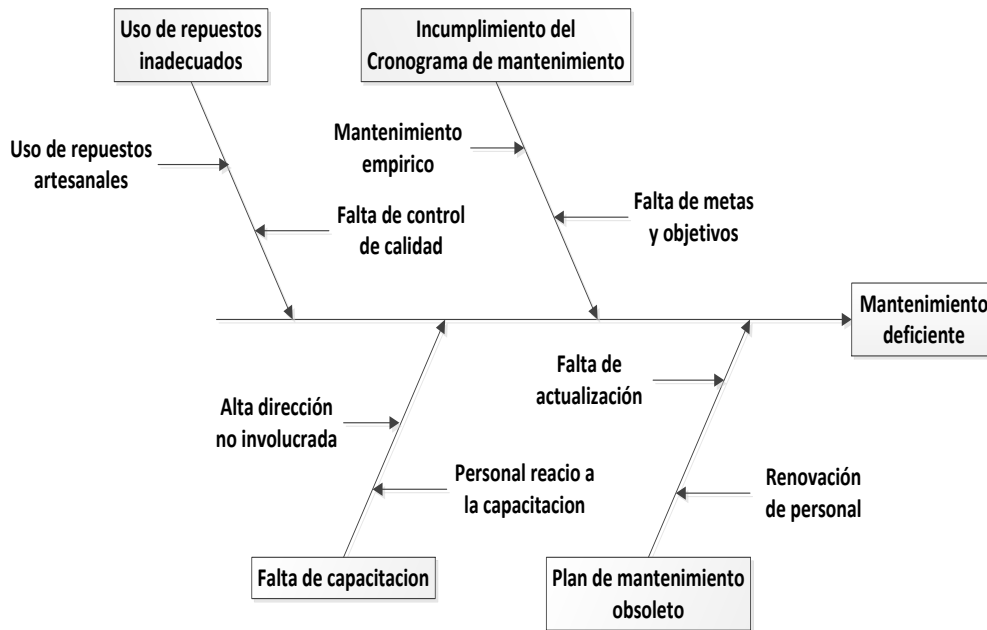


**Figura N° 7. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°1**

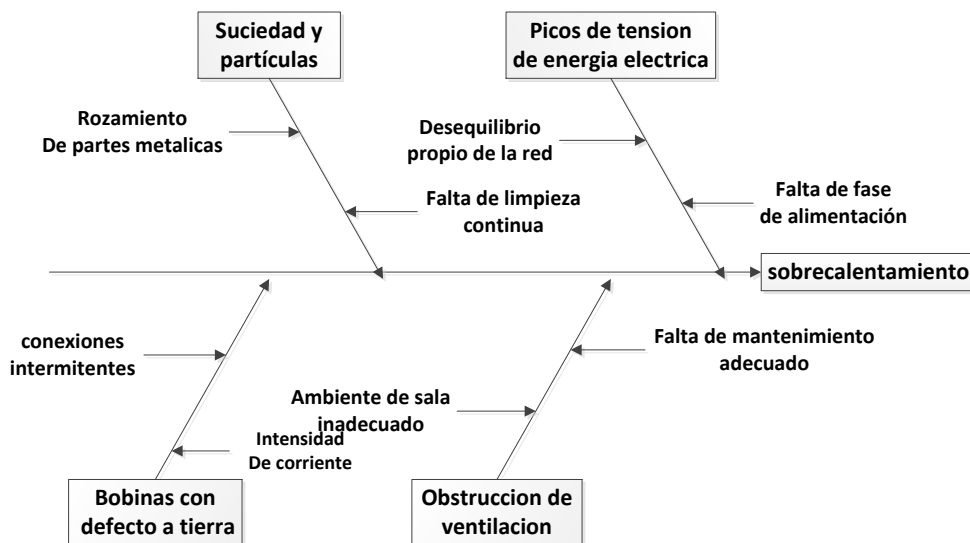
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 7, el diagrama de causa y efecto correspondiente al motor eléctrico N°1 del cual tiene la mayor avería por quemadura de la bobina del motor, pudiéndose observar la fotografía de tal en el anexo N°4, además se realizó el análisis de cada causa, desglosándola en diagramas causa efecto determinando las fallas que ocasionan la avería; así mismo este análisis permitirá determinar luego el plan de mantenimiento a seguir y el costo por cada causa que origina la avería.

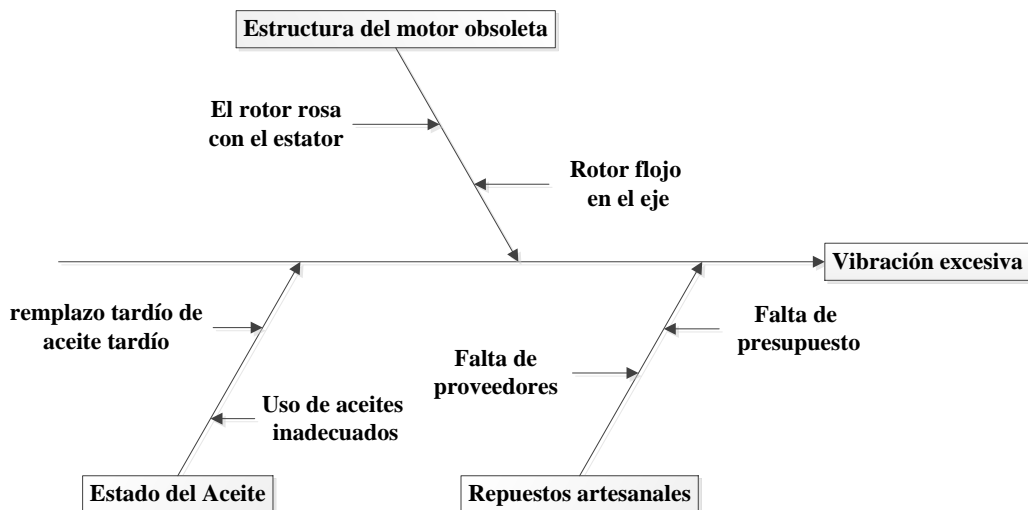
### Diagramas de causa y efecto detallados



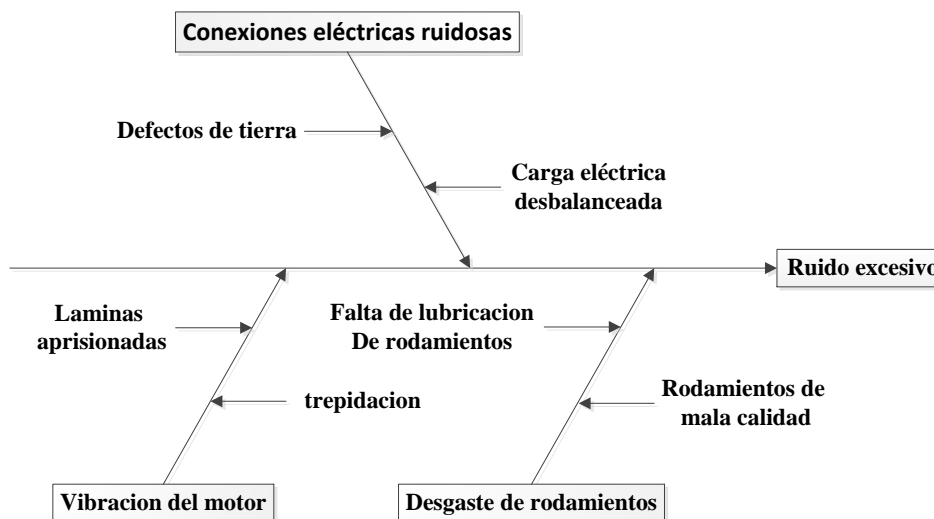
**Figura N° 8. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 1**  
Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 9. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 1**  
Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 10. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 1**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 11. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-Motor 1**  
 Fuente: Elaboración propia

La elaboración de los diagramas de causa efecto detallados, podrán detallar el proceso a seguir en el plan de mantenimiento, puesto que ayudaran a determinar el accionar del personal de mantenimiento al momento de realizar el mantenimiento, en la explicación de la figura 8, la cual se observa que la principal causa es el mantenimiento deficiente el cual es originado a su vez porque se cuenta con un plan de mantenimiento obsoleto, el incumplimiento del mismo, falta de capacitación y el uso de repuestos inadecuados detallados en la figura 7.

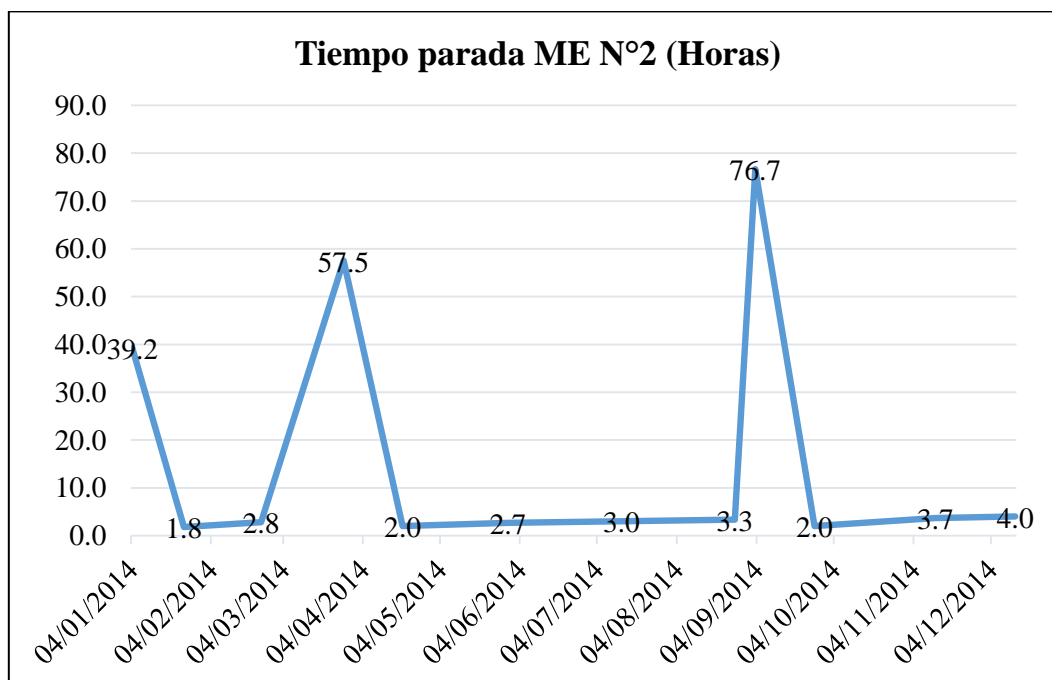
Es por esto que se aplicó secuencialmente el análisis de las causas secundarias para así atacar a las causas principales, en resumen para ejecutar el cronograma de mantenimiento del Motor 1 se deberá realizar un nuevo plan de mantenimiento, ejecutarlo, remplazo de piezas desgastadas por piezas adecuadas etc.

### 3.2.1.4.2 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°2

**Tabla N° 13. Determinación de costos por mantenimiento en el Motor N°2**

Tiempo de parada por fecha				Motor 2
Fecha	Maquina	Paradas por minuto	Tiempo parada (Horas)	
04/01/2014	ME 2	2350	39,2	Pico
24/01/2014	ME 2	110	1,8	
23/02/2014	ME 2	170	2,8	
27/03/2014	ME 2	3450	57,5	pico
19/04/2014	ME 2	120	2,0	
30/05/2014	ME 2	160	2,7	
13/07/2014	ME 2	180	3,0	
26/08/2014	ME 2	200	3,3	
03/09/2014	ME 2	4600	76,7	pico
26/09/2014	ME 2	120	2,0	
12/11/2014	ME 2	220	3,7	
13/12/2014	ME 2	240	4,0	

Fuente: Elaboración propia



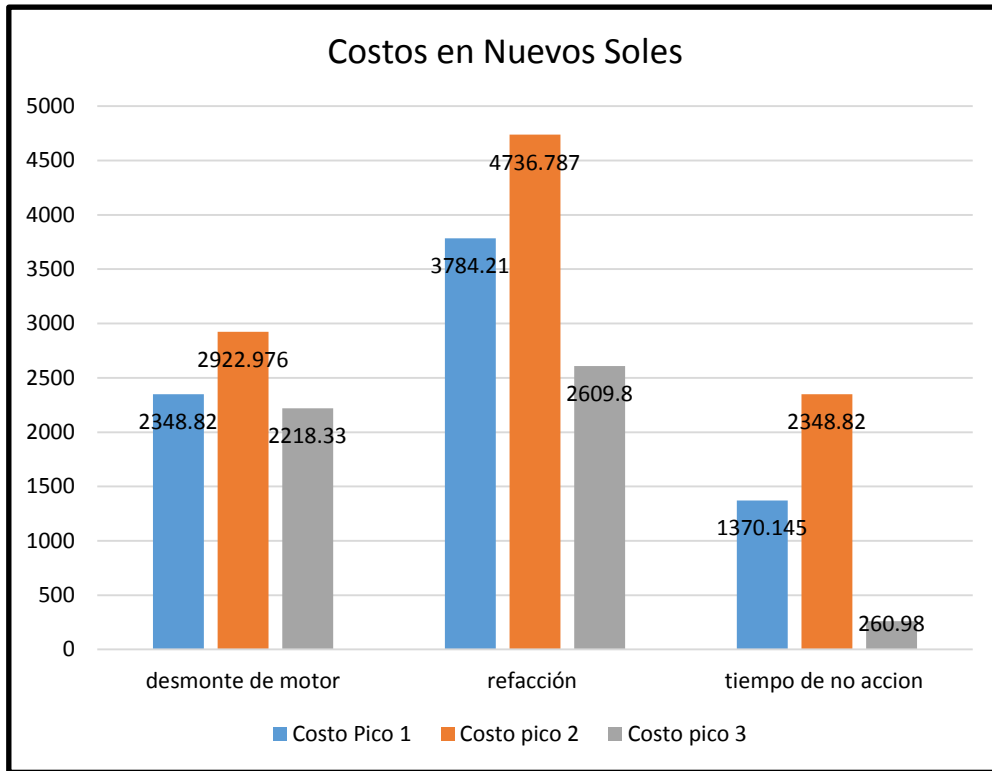
**Figura N° 12. Picos de parada motor eléctrico N°2 en horas**

Fuente: Tabla 13. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°02

**Tabla N° 14. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°02**

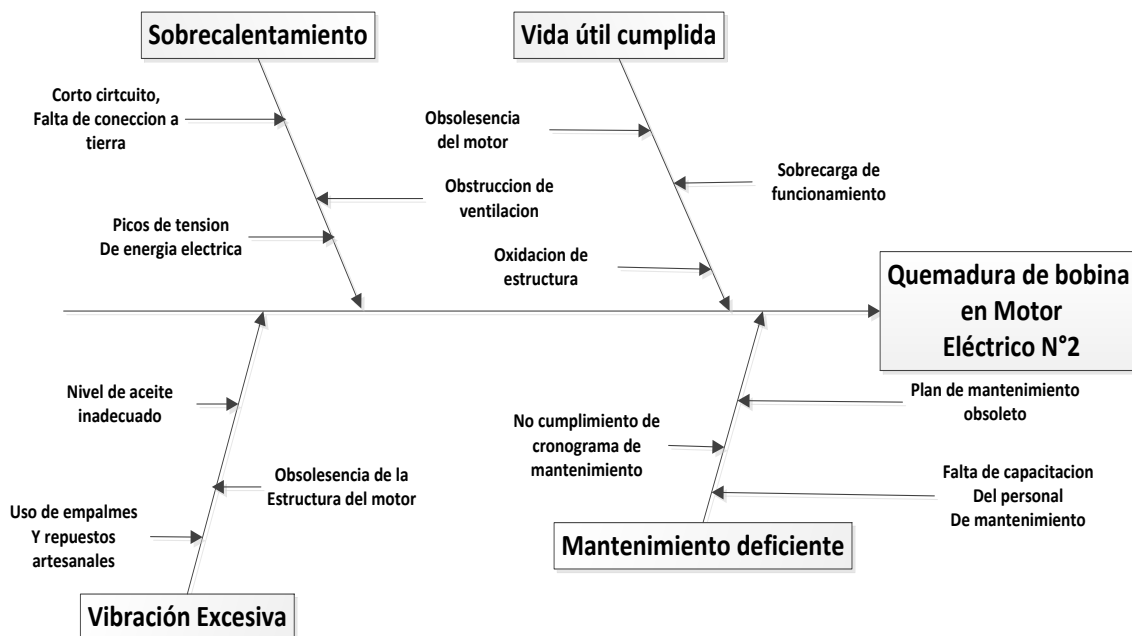
<b>Pico 1</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1 857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
<b>fecha</b>	<b>tiempo (hs.)</b>	<b>acción</b>	<b>COSTO (S/.)</b>	
04/01/2014	18	desmante de motor pico 1	2 348,82	
04/01/2014	29	refacción Pico 1	3 784,21	
04/01/2014	10,5	tiempo de no acción Pico 1	1 370,145	
<b>TOTAL</b>	<b>57,5</b>		<b>7 503,175</b>	
<b>Pico 2</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
<b>fecha</b>	<b>tiempo</b>	<b>acción</b>	<b>COSTO</b>	
27/03/2014	22,4	desmante de motor Pico 2	2922,976	
27/03/2014	36,3	refacción Pico 2	4736,787	
27/03/2014	18	tiempo de no acción Pico 2	2348,82	
<b>TOTAL</b>	<b>76,7</b>		<b>10008,583</b>	
<b>Pico 3</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
<b>fecha</b>	<b>tiempo (hs.)</b>	<b>acción</b>	<b>COSTO</b>	
<b>04/01/2014</b>	<b>17</b>	<b>desmante de motor pico 1</b>	<b>2218,33</b>	
04/01/2014	20	refacción Pico 1	2609,8	
04/01/2014	2	tiempo de no acción Pico 1	260,98	
<b>TOTAL</b>	<b>39</b>		<b>5089,11</b>	

Fuente: Elaboración propia



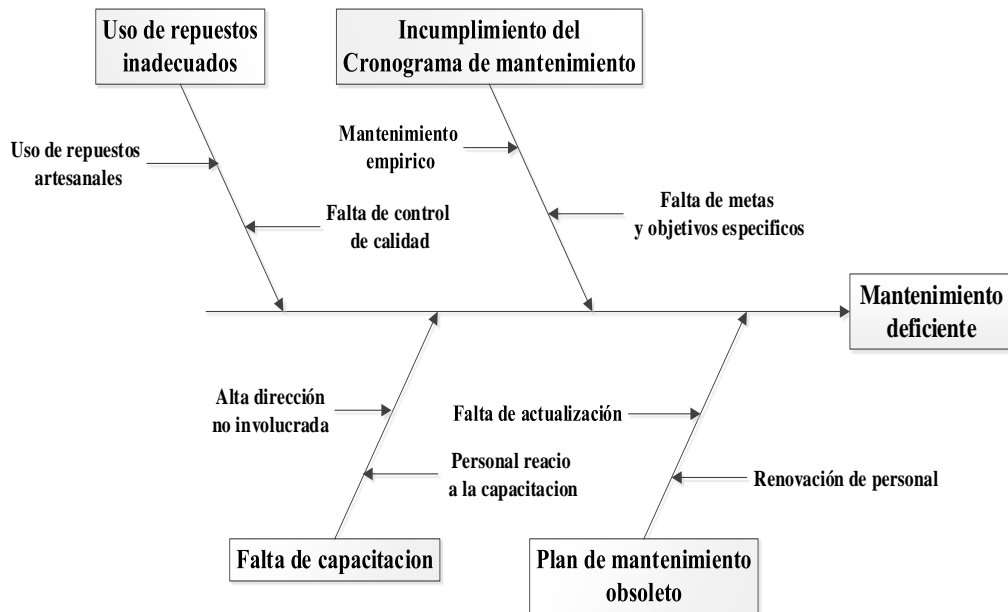
**Figura N° 13. Comparación de costos por picos**

Fuente: Tabla 14. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°2

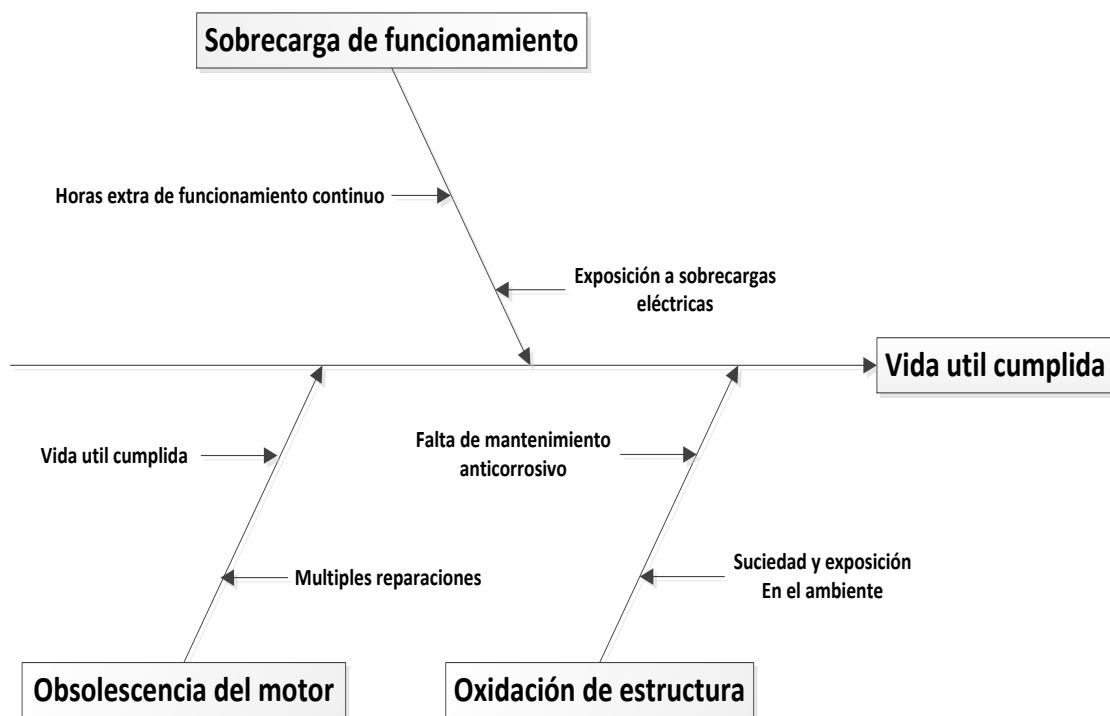


**Figura N° 14. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°2**

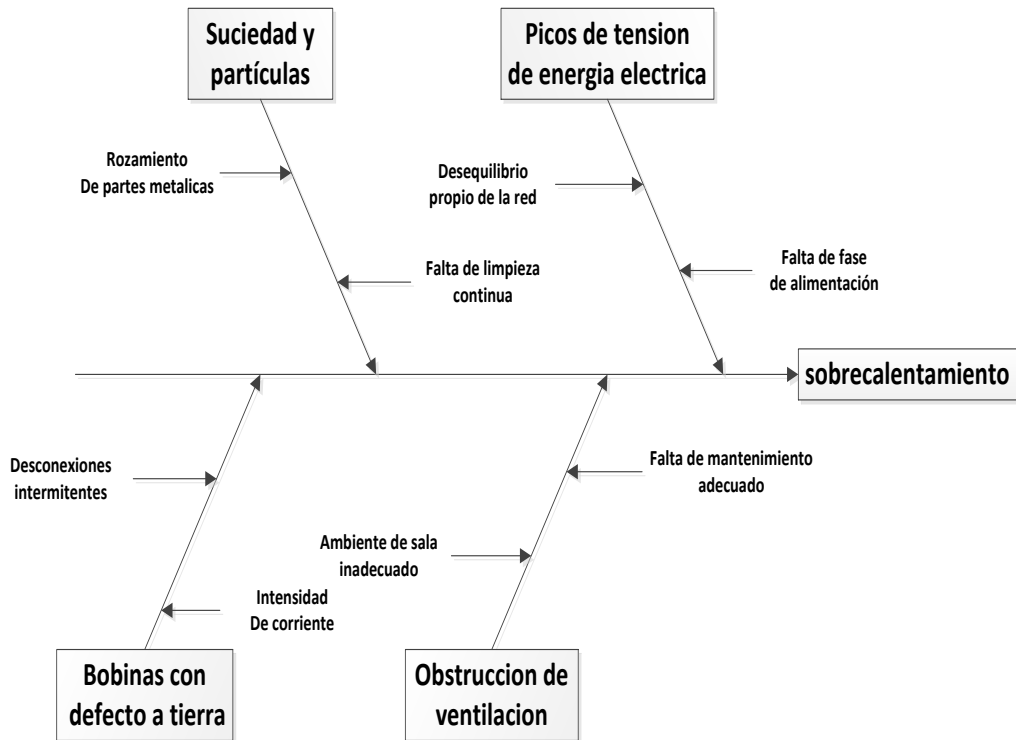
Fuente: Elaboración propia



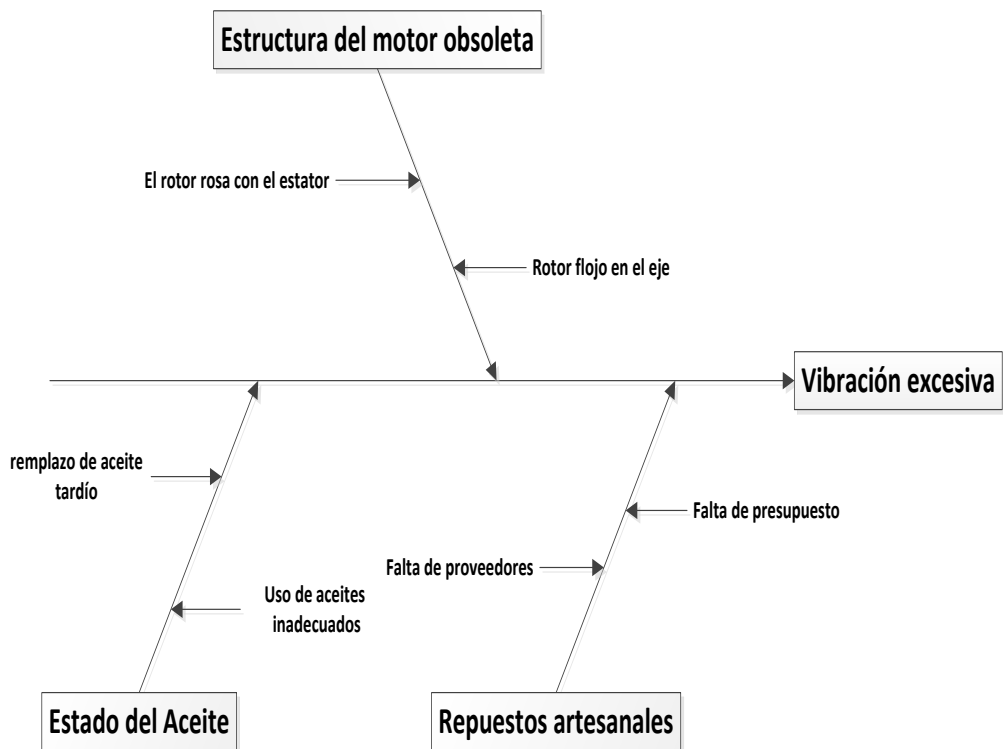
**Figura N° 15. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 2**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 16. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 2.**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 17. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 2.**  
 Fuente: Elaboración propia



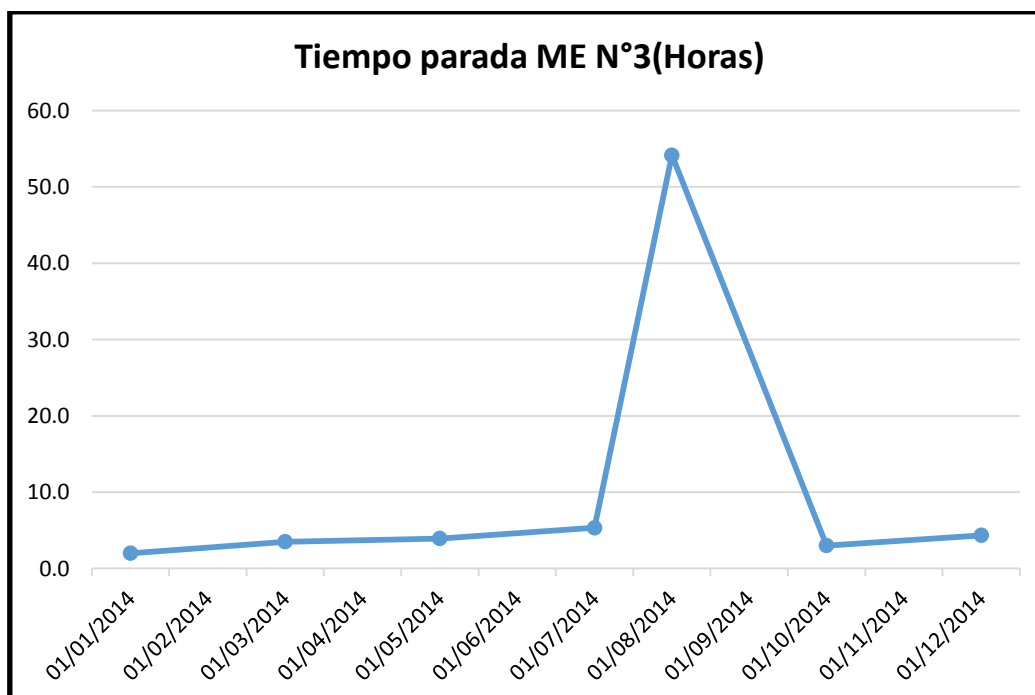
**Figura N° 18. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-motor 2**  
 Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.4.3 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°3

**Tabla N° 15. Picos de parada en horas del motor eléctrico N° 3**

Tiempo de parada por fecha				Motor 3
Fecha	Maquina	Paradas por minuto	Tiempo parada (Horas)	
27/01/2014	ME 3	120	2,0	
06/03/2014	ME 3	210	3,5	
14/05/2014	ME 3	235	3,9	
20/07/2014	ME 3	320	5,3	pico
18/08/2014	ME 3	3250	54,2	pico
07/10/2014	ME 3	180	3,0	
04/12/2014	ME 3	260	4,3	

Fuente: Elaboración propia



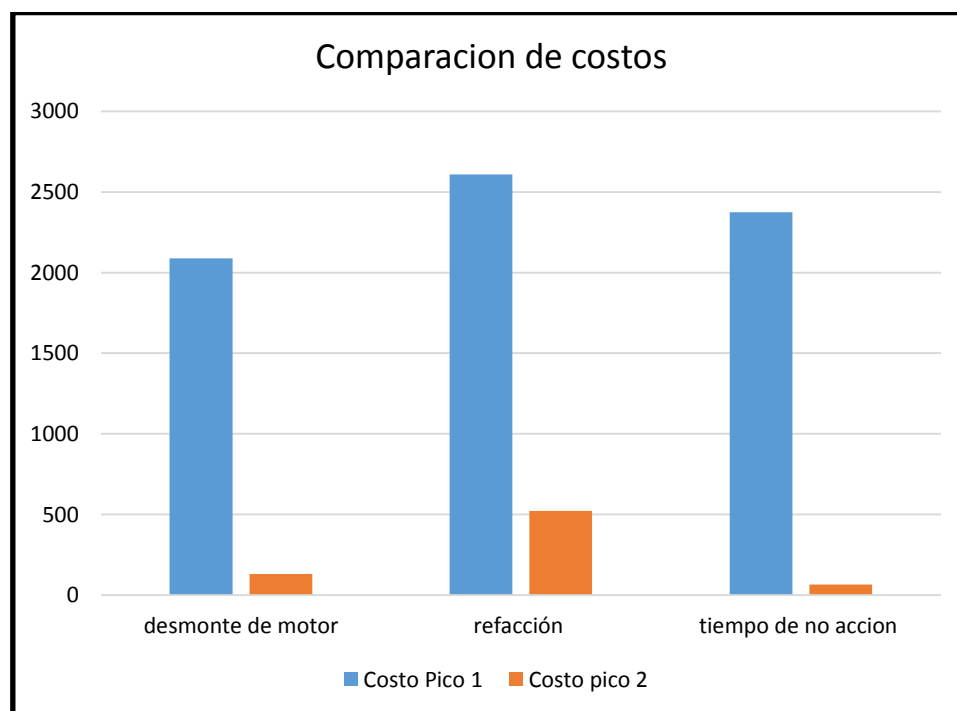
**Figura N° 19. Picos de parada motor eléctrico N°3 en horas**

Fuente: Tabla 15. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°03

**Tabla N° 16. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°3.**

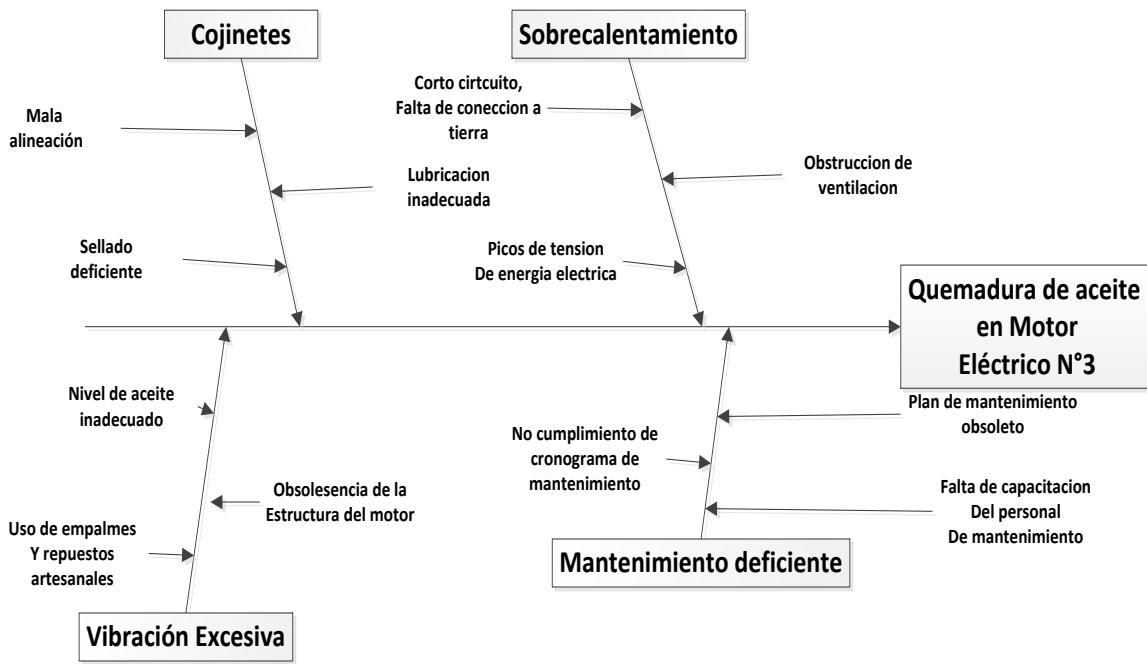
<b>Pico 1</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
04/01/2014	16	desmante de motor	2087,84	
04/01/2014	20	refacción	2609,80	
04/01/2014	18,2	tiempo de no acción	2374,918	
<b>TOTAL</b>	54,2		7072,558	
<b>Pico 2</b>				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
M <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
27/03/2014	1	desmante de motor	130,49	
27/03/2014	4	refacción	521,96	
27/03/2014	0,5	tiempo de no acción	65,245	
<b>TOTAL</b>	5,5		717,695	

Fuente: Elaboración propia

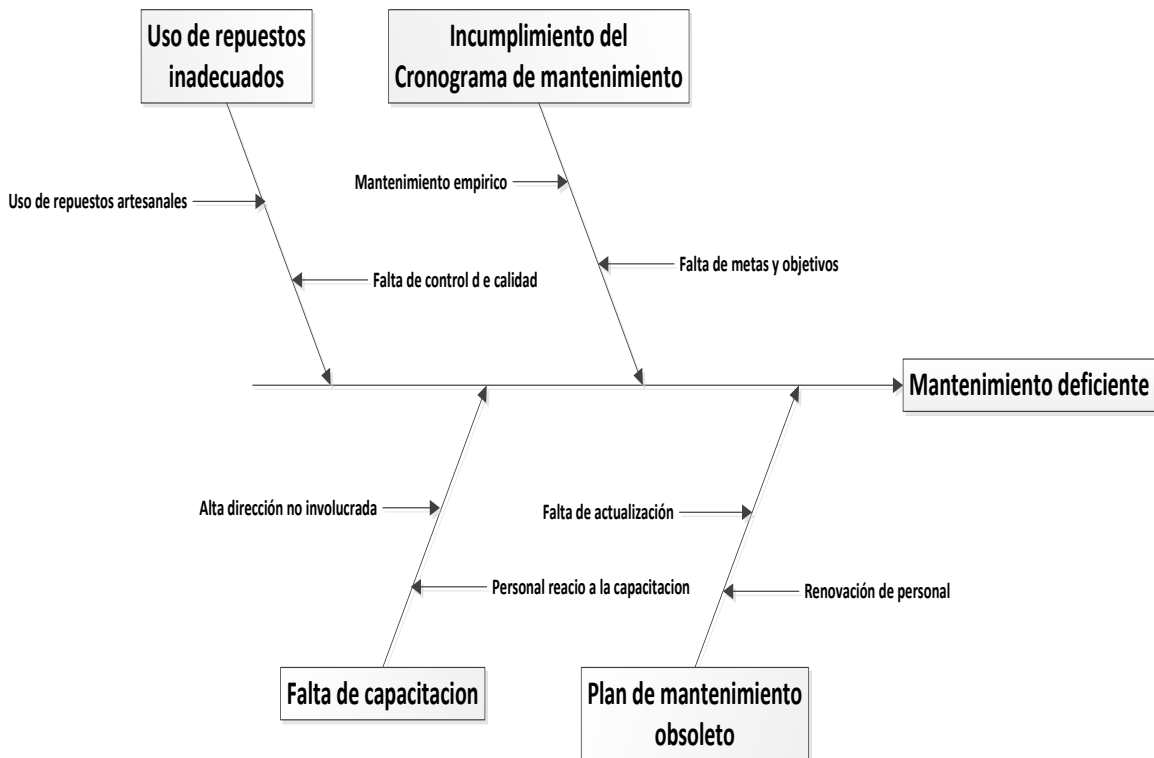


**Figura N° 20. Comparación de costos por picos**

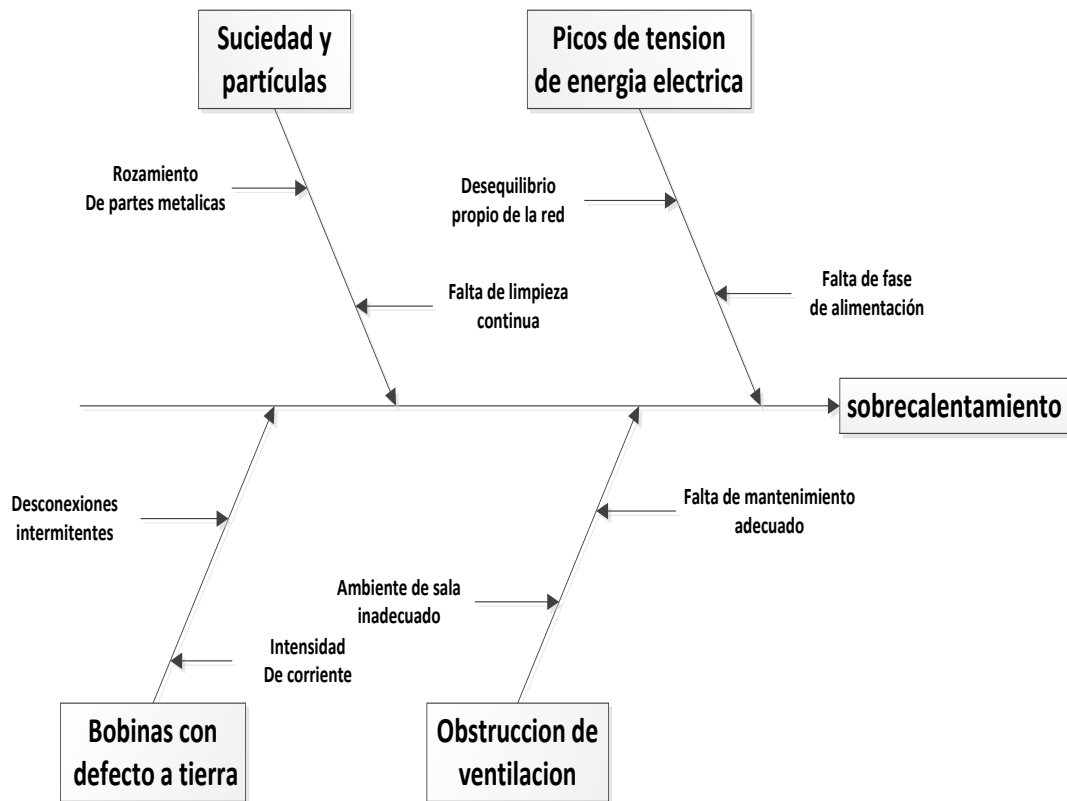
Fuente: Tabla 16. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°3



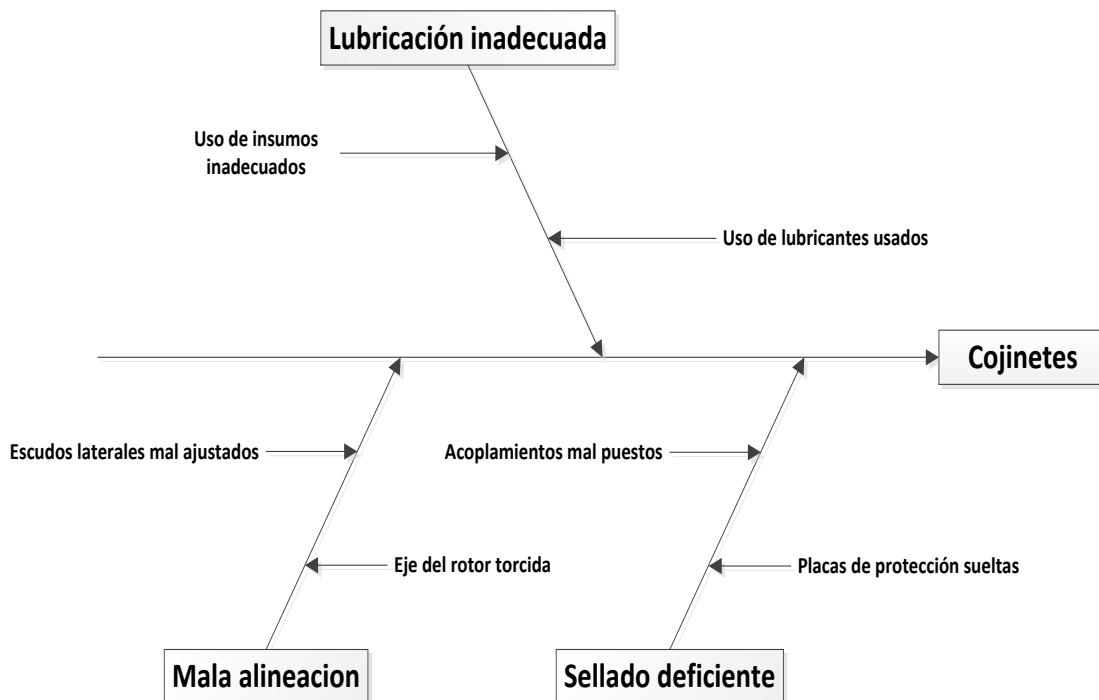
**Figura N° 21. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°3**  
 Fuente: Elaboración propia



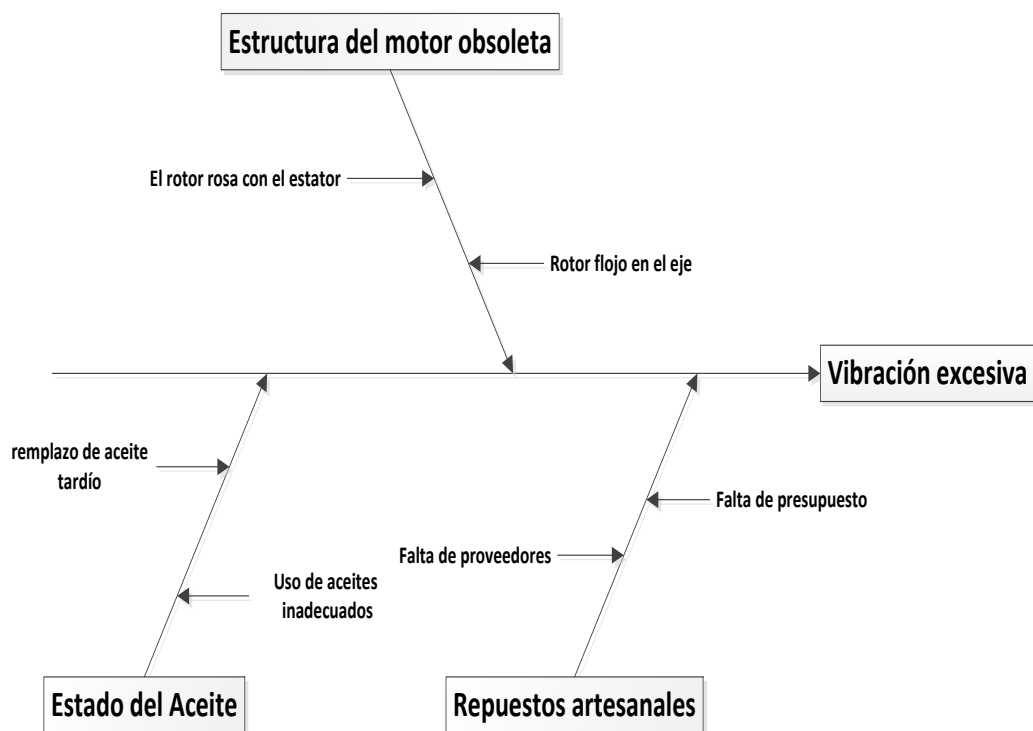
**Figura N° 22. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 3**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 23. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 3**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 24. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 3**  
 Fuente: Elaboración propia



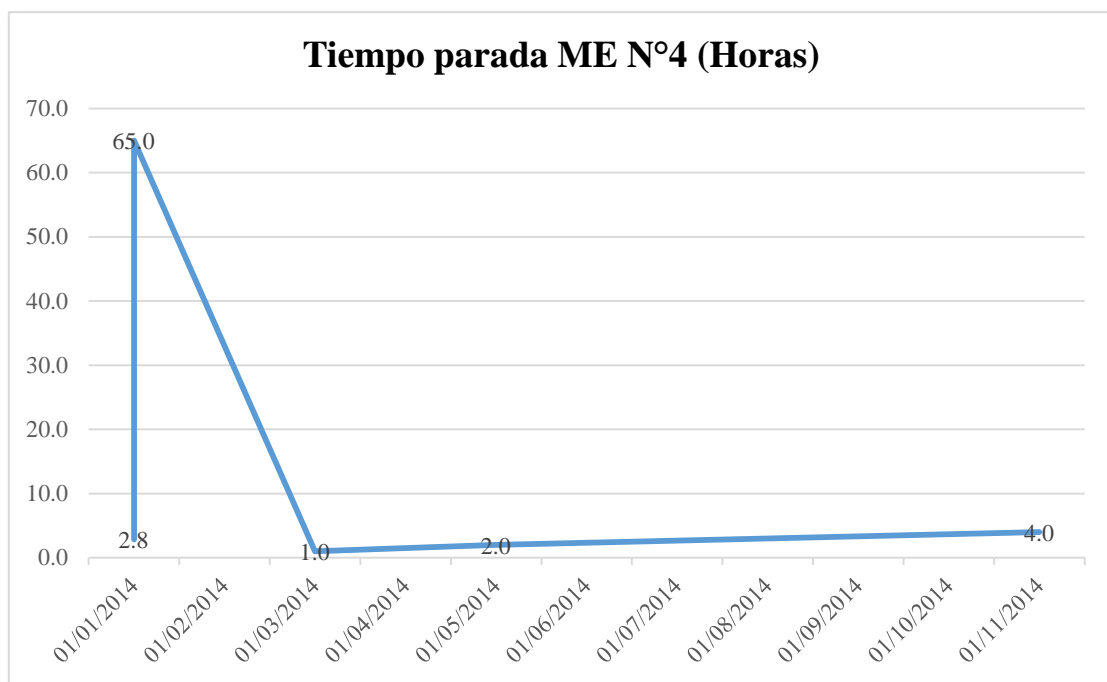
**Figura N° 25. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-motor 3**  
 Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.1.4.4 Descripción de paradas, costos, averías y fallas del motor eléctrico N°4

**Tabla N° 17. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°04**

Tiempo de parada por fecha				Motor 4
Fecha	Maquina	Paradas por minuto	Tiempo parada (Horas)	
11/01/2014	ME 4	170	2,8	
23/01/2014	ME 4	3900	65,0	Pico
06/03/2014	ME 4	60	1,0	
07/05/2014	ME 4	120	2,0	
01/11/2014	ME 4	240	4,0	Pico

Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 26. Picos de parada motor eléctrico N°4 en horas**  
Fuente: Tabla 17. Picos de parada en horas del motor Eléctrico N°04

**Tabla N° 18. Determinación de costos por mantenimiento en el motor N°4**

Pico 1				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m3)				1,686
m3 bombeados al día para la Planta N°1				1 857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
04/01/2014	18	desmonte de motor	2 348,82	
04/01/2014	31	Refacción	4 045,19	
04/01/2014	16	tiempo de no acción	2 087,84	
<b>TOTAL</b>	<b>65</b>		<b>8 481,85</b>	

Pico 2				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1 857,6
Costo por hora (S/.)				1 30,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
27/03/2014	1	desmonte de motor	130,49	
27/03/2014	4	refacción	521,96	
27/03/2014	0	tiempo de no acción	0	
<b>TOTAL</b>	5		652,45	

Fuente: Elaboración propia

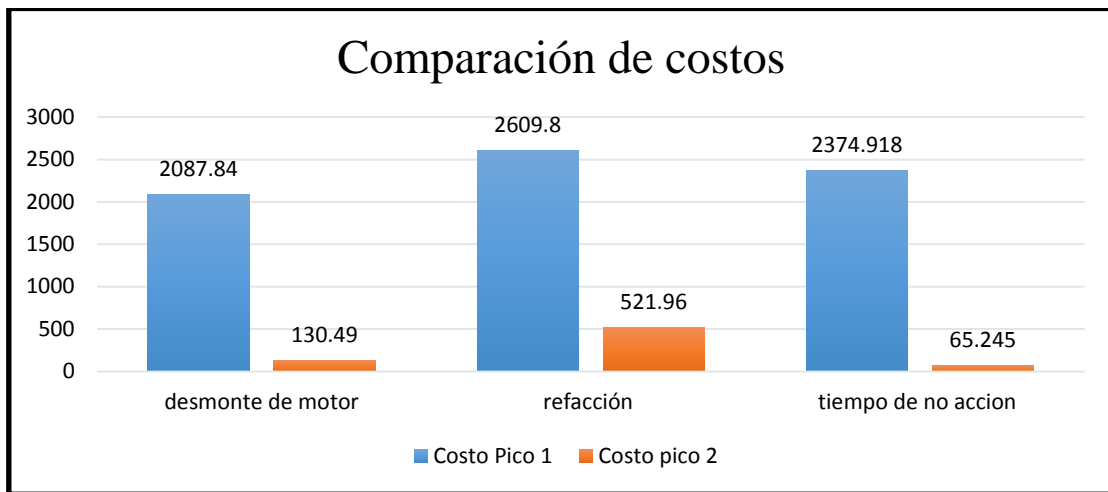


Figura N° 27. Comparación de costos por picos

Fuente: Tabla 18. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°04

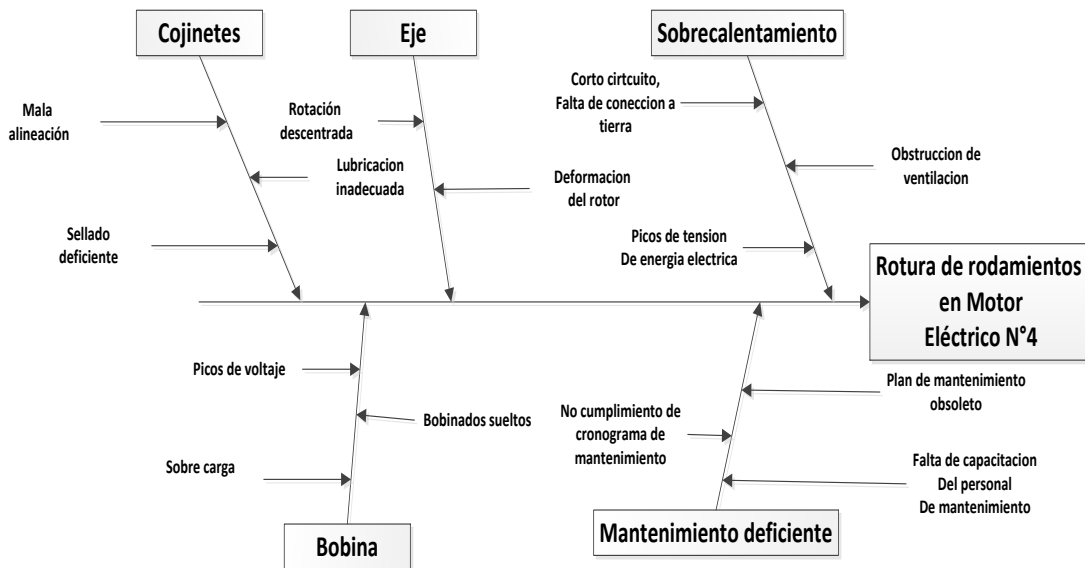
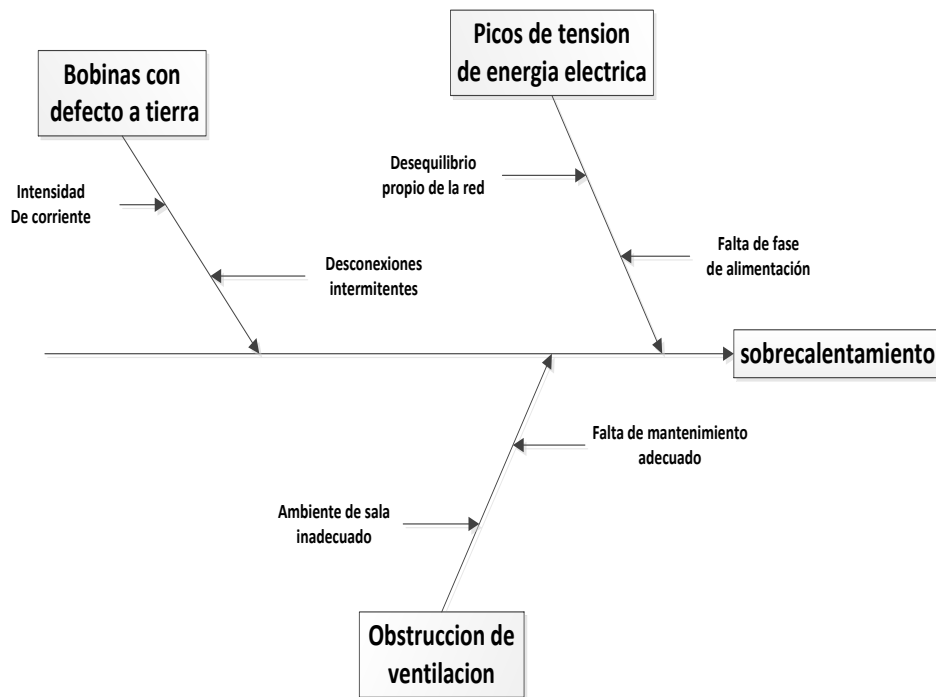
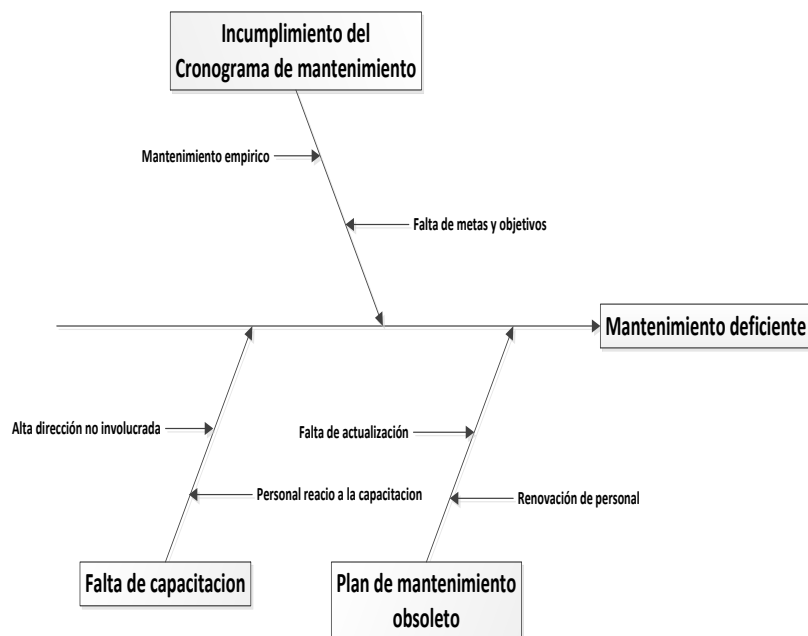


Figura N° 28. Diagrama causa y efecto para avería en motor eléctrico N°4

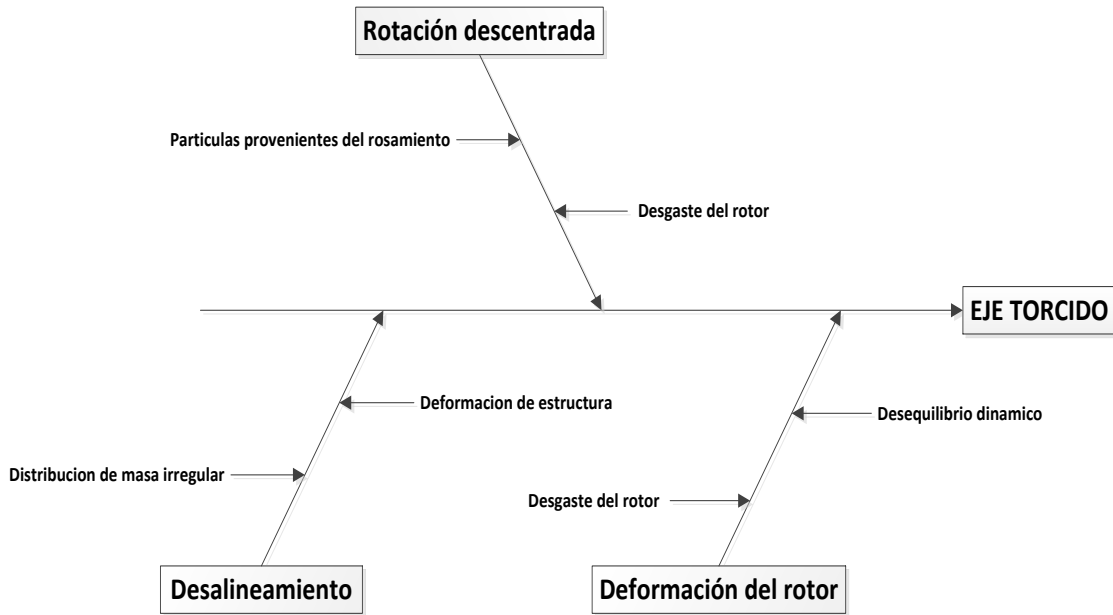
Fuente: Elaboración propia



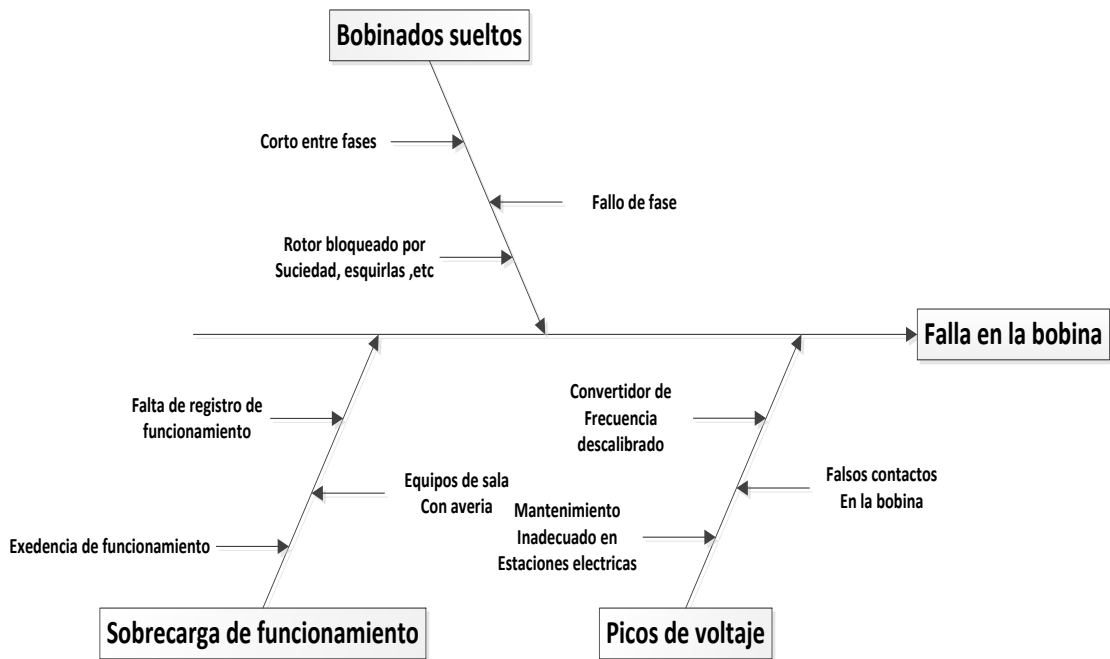
**Figura N° 29. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 1-motor 4**  
 Fuente: Elaboración propia



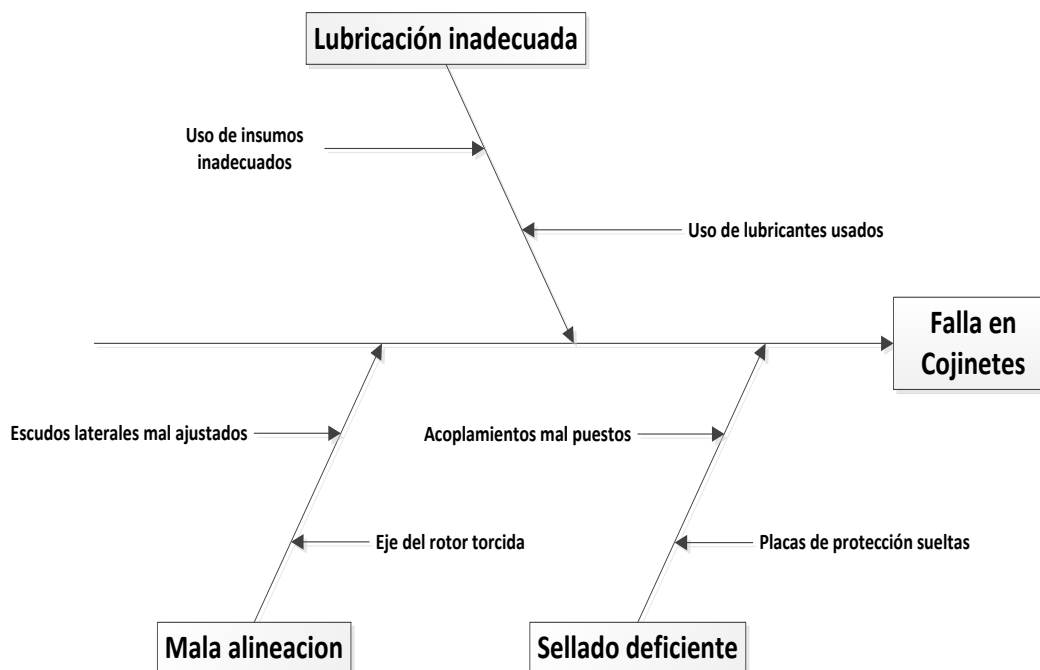
**Figura N° 30. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 2-motor 4**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 31. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 3-motor 4**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 32. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 4-motor 4**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 33. Diagrama causa-efecto correspondiente a espina 5-motor 4**  
 Fuente: Elaboración propia

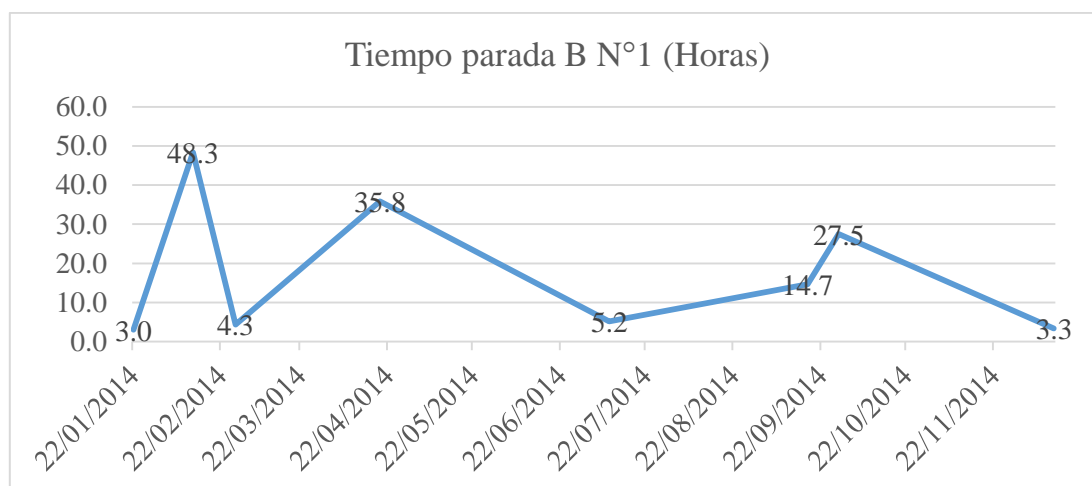
### 3.2.1.4.5 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°1

Así como para los motores eléctricos comprendientes a la Estación de Bombeo N°1 sala 200 HP, también se realizó la descripción de fallas, picos de paradas en horas y diagramas causa efecto para las Bombas comprendientes a dicha estación.

**Tabla N° 19. Picos de parada en horas de la bomba N°01**

Tiempo de parada por fecha				B1
Fecha	Maquina		Tiempo parada (Horas)	
22/01/2014	B1	180	3,0	
12/02/2014	B1	2900	48,3	pico
27/02/2014	B1	260	4,3	
19/04/2014	B1	2150	35,8	pico
09/07/2014	B1	310	5,2	
17/09/2014	B1	880	14,7	
28/09/2014	B1	1650	27,5	pico
13/12/2014	B1	200	3,3	

Fuente: Elaboración propia.

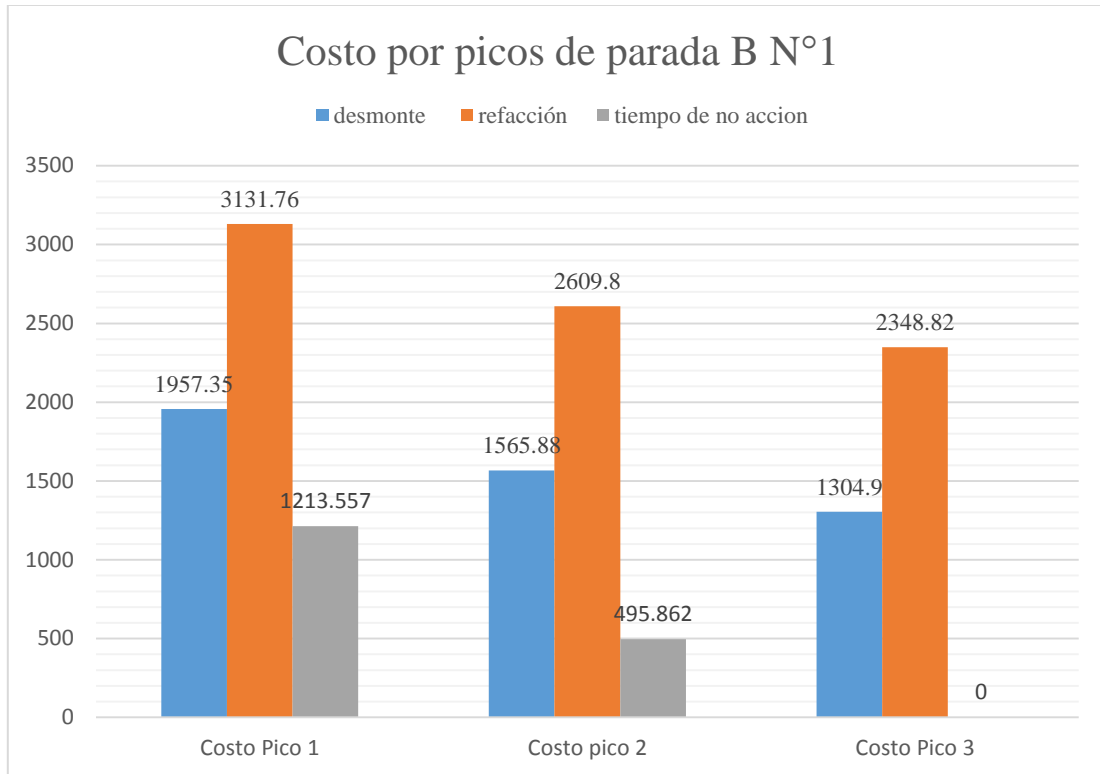


**Figura N° 34. Picos de parada bomba N°1 en horas**  
Fuente: Tabla 19. Picos de parada en horas del motor eléctrico N°01

**Tabla N° 20. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°1**

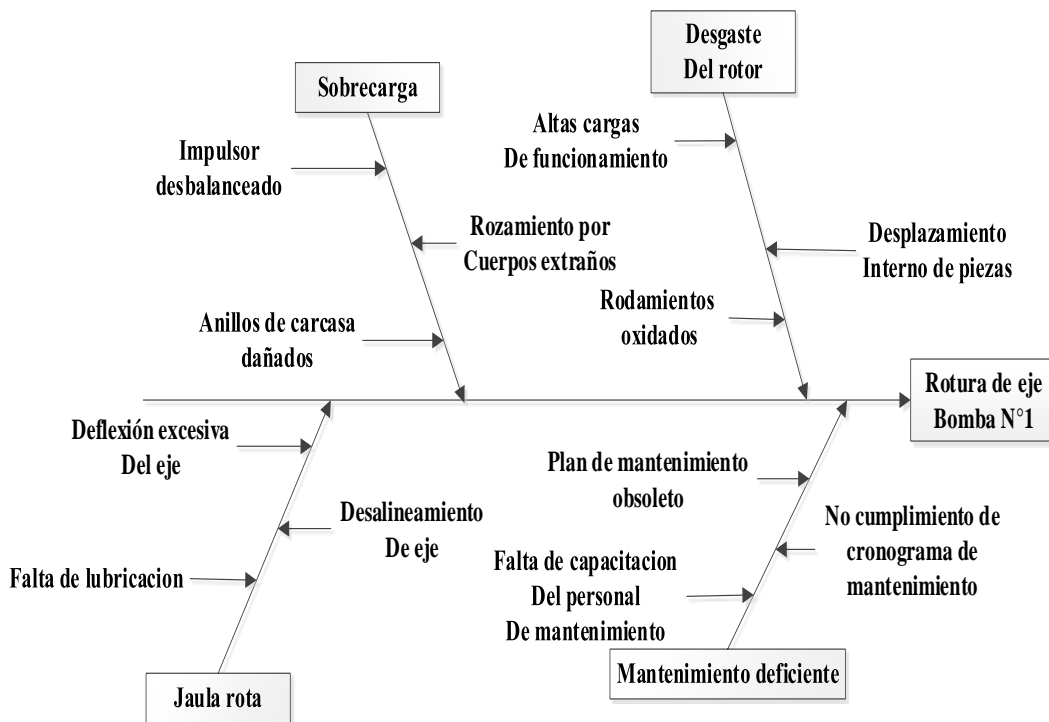
Pico 1				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m3)				1,686
m3 bombeados al día para la Planta N°1				1 857,6
Costo por hora (S./)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
11/06/2014	15	desmante	1 957,35	
11/06/2014	24	refacción	3 131,76	
11/06/2014	9,3	tiempo de no acción	1 213,557	
<b>TOTAL</b>	<b>48,3</b>		<b>6 302,667</b>	
Pico 2				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1 857,6
Costo por hora (S./)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	12	desmante	1565,88	
19/02/2014	20	refacción	2609,8	
19/02/2014	3,8	tiempo de no acción	495,862	
<b>TOTAL</b>	<b>35,8</b>		<b>4671,542</b>	
Pico 3				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S./)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	10	desmante	1 304,9	
19/02/2014	18	refacción	2 348,82	
19/02/2014	0	tiempo de no acción	0	
<b>TOTAL</b>	<b>28</b>		<b>3 653,72</b>	

Fuente: Elaboración Propia



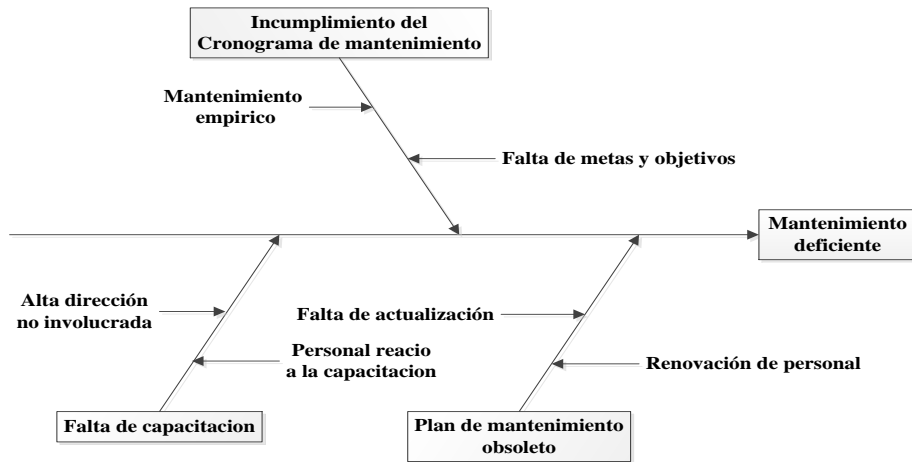
**Figura N° 35. Comparación de costos por picos**

Fuente: Tabla 20. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°1

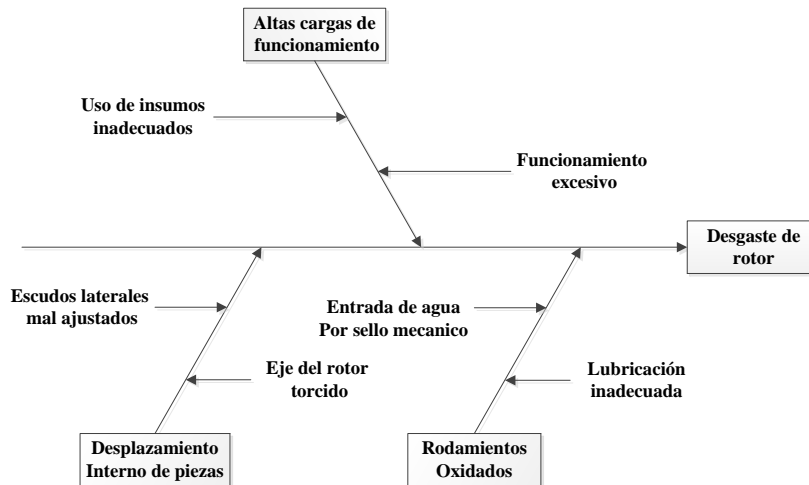


**Figura N° 36. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°1**

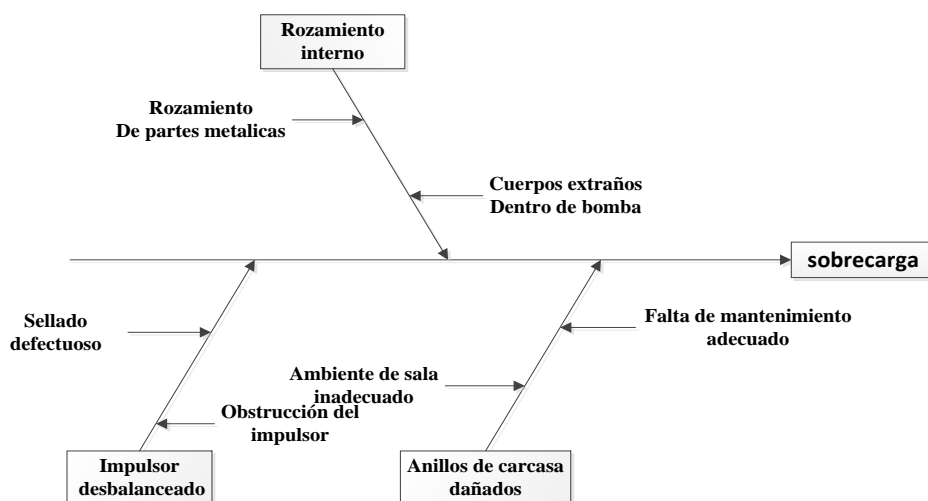
Fuente: Elaboración propia



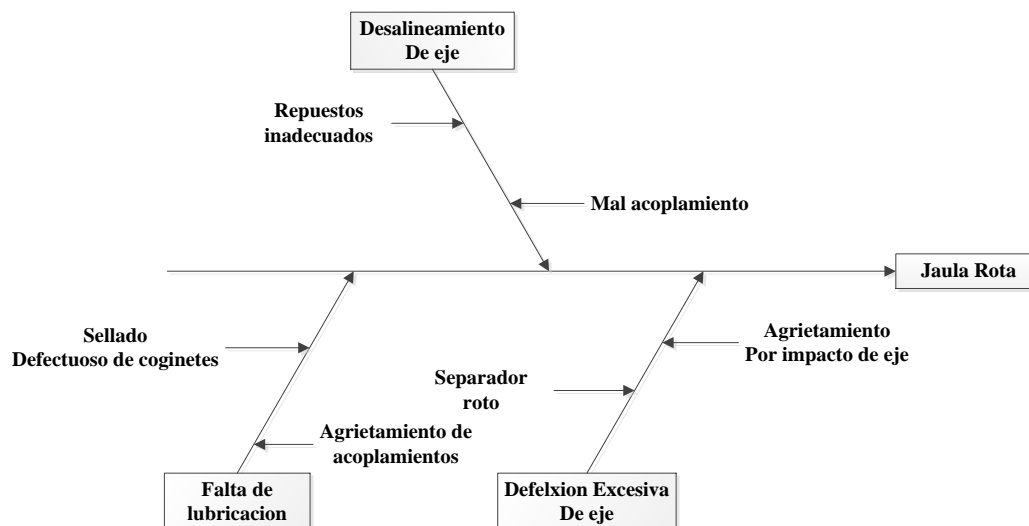
**Figura N° 37. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°1.**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 38. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 2 bomba N°1.**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 39. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 3 bomba N°1.**  
 Fuente: Elaboración propia



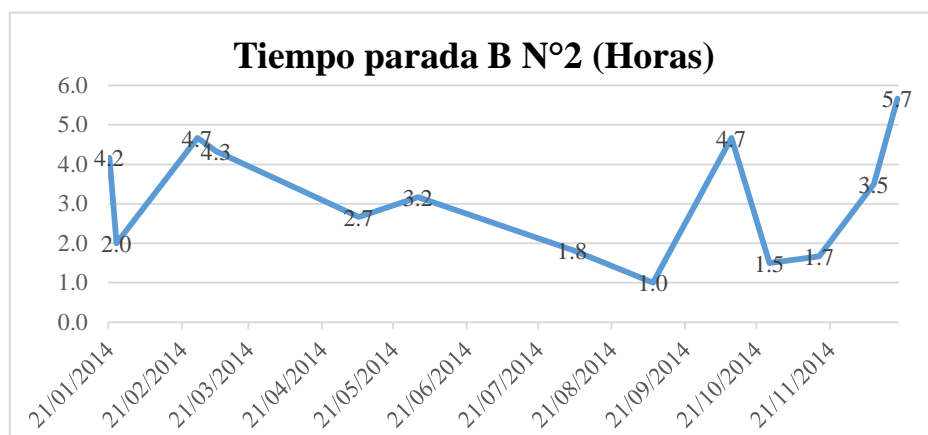
**Figura N° 40. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 4 bomba N°1**  
 Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.4.6 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°2.

**Tabla N° 21. Picos de parada en horas de la bomba N°02**

Tiempo de parada por fecha				Bomba 2
Fecha	Maquina		Tiempo parada (Horas)	
21/01/2014	B2	180	3,0	
24/01/2014	B2	2900	48,3	pico
27/02/2014	B2	260	4,3	
07/03/2014	B2	2150	35,8	pico
06/05/2014	B2	310	5,2	
31/05/2014	B2	880	14,7	
04/08/2014	B2	1650	27,5	pico
07/09/2014	B2	200	3,3	

Fuente: Elaboración propia.

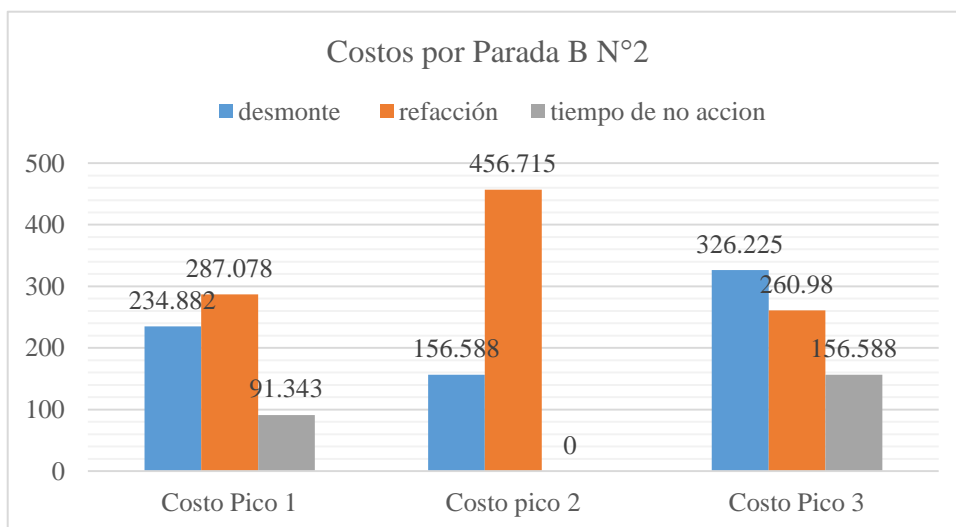


**Figura N° 41. Picos de parada Bomba N°2 en horas**  
 Fuente: Tabla 21. Picos de parada en horas de la Bomba N°2

**Tabla N° 22. Determinación de costos por mantenimiento en la Bomba N°2**

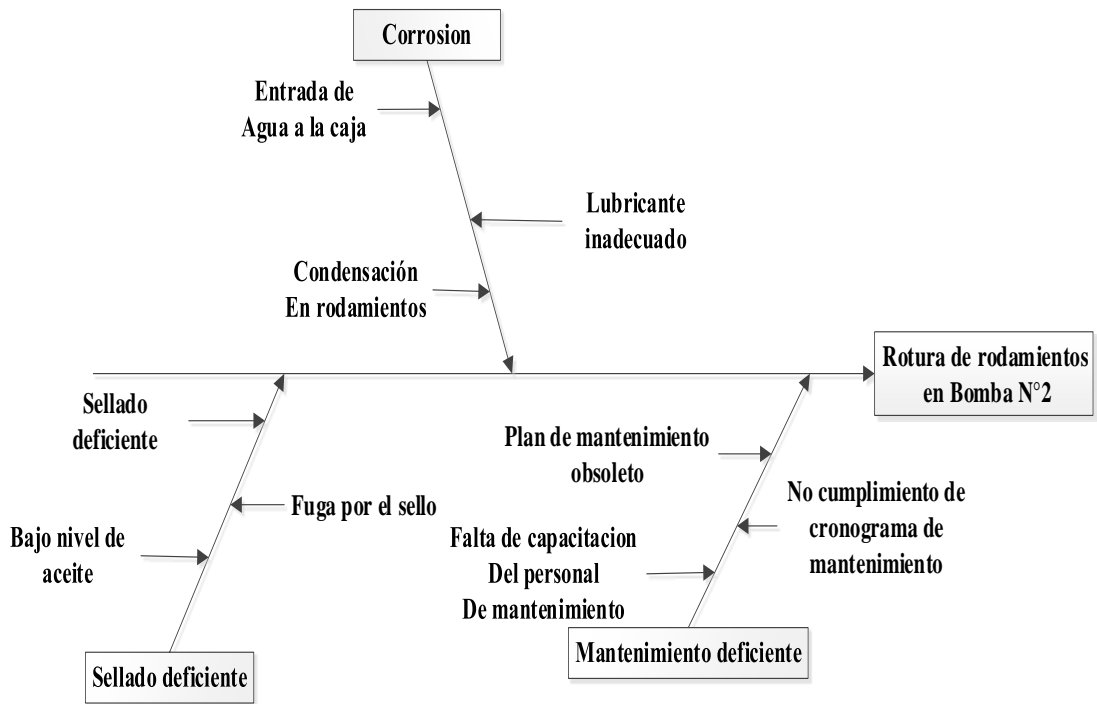
Pico 1			
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )			1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1			1857,6
Costo por hora (S/.)			130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO
11/06/2014	1,8	desmonte	234,882
11/06/2014	2,2	refacción	287,078
11/06/2014	0,7	tiempo de no acción	91,343
<b>TOTAL</b>	<b>4,7</b>		<b>613,303</b>
Pico 2			
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )			1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1			1857,6
Costo por hora (S/.)			130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO
19/02/2014	1,2	desmonte	156,588
19/02/2014	3,5	refacción	456,715
19/02/2014	0	tiempo de no acción	0
<b>TOTAL</b>	<b>4,7</b>		<b>613,303</b>
Pico 3			
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )			1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1			1 857,6
Costo por hora (S/.)			130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO
19/02/2014	2,5	desmonte	326,225
19/02/2014	2	refacción	260,98
19/02/2014	1,2	tiempo de no acción	156,588
<b>TOTAL</b>	<b>5,7</b>		<b>743,793</b>

Fuente: Elaboración propia

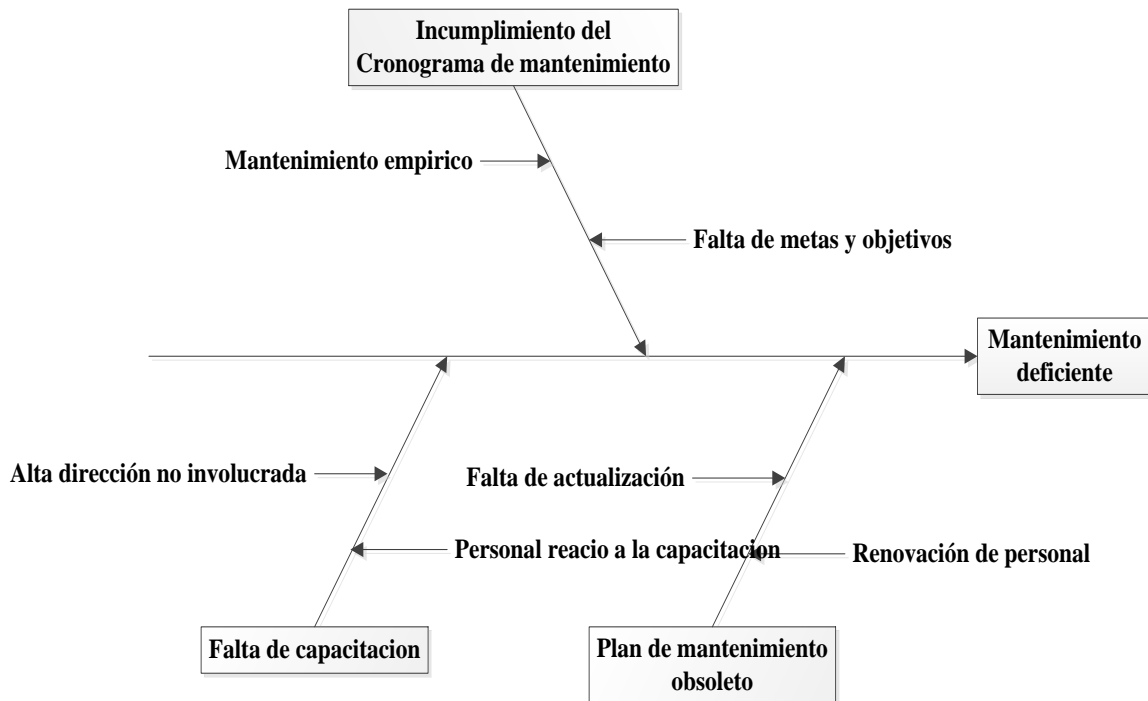


**Figura N° 42. Comparación de costos por picos**

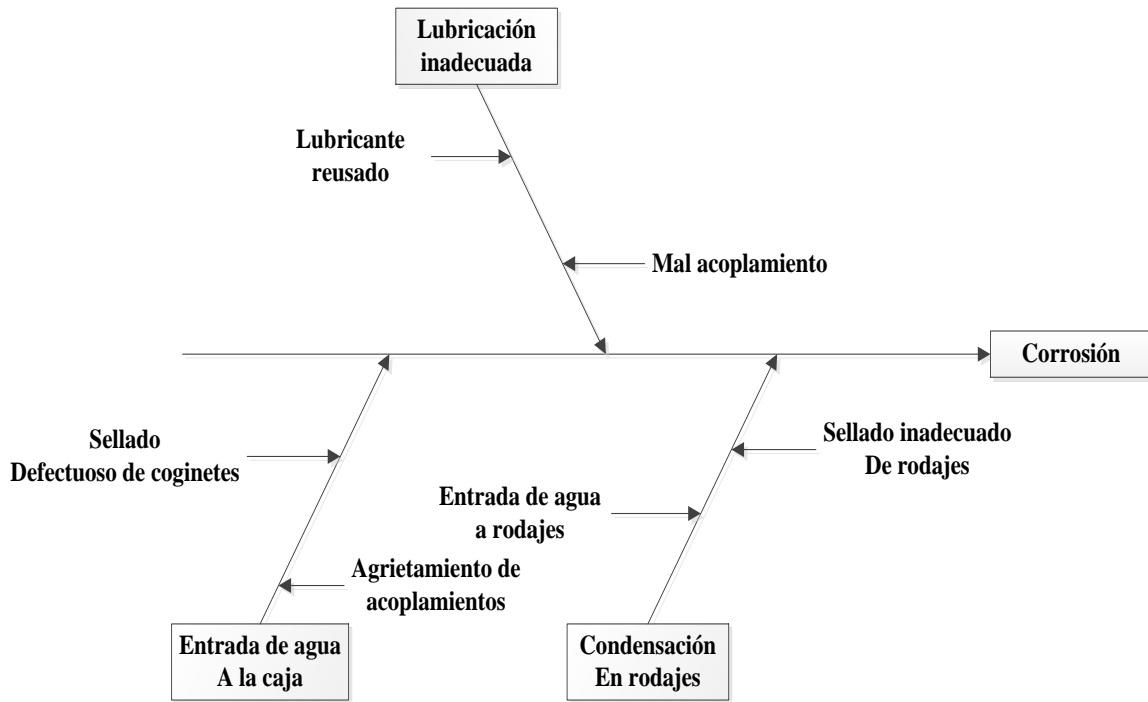
Fuente: Tabla 22. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°2



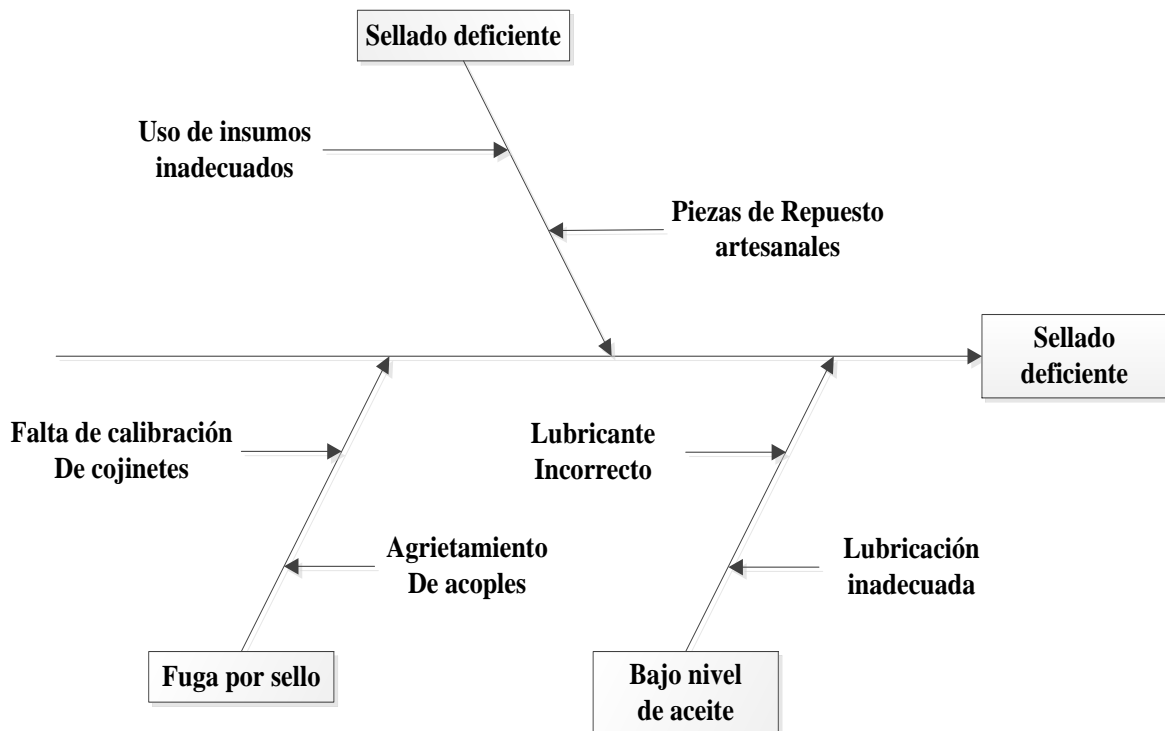
**Figura N° 43. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°2**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 44. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°2**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 45. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 2 Bomba N°2**  
 Fuente: Elaboración propia



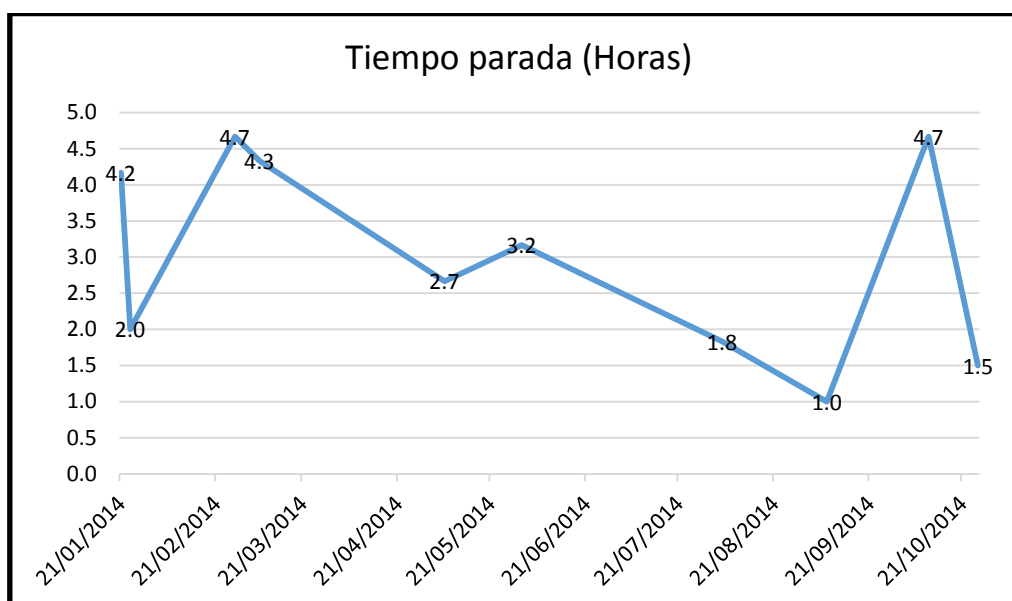
**Figura N° 46. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 3 bomba N°2**  
 Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.4.7 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°3

**Tabla N° 23. Picos de parada en horas de la bomba N°3**

Tiempo de parada por fecha				B3
Fecha	Maquina		Tiempo parada (Horas)	
06/01/2014	B3	300	5,0	
17/01/2014	B3	270	4,5	
15/02/2014	B3	340	5,7	
14/03/2014	B3	210	3,5	
23/04/2014	B3	280	4,7	
03/05/2014	B3	380	6,3	pico
21/06/2014	B3	370	6,2	
31/08/2014	B3	480	8,0	pico
27/09/2014	B3	320	5,3	
07/11/2014	B3	450	7,5	pico

Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 47. Picos de parada bomba N°3 en horas**

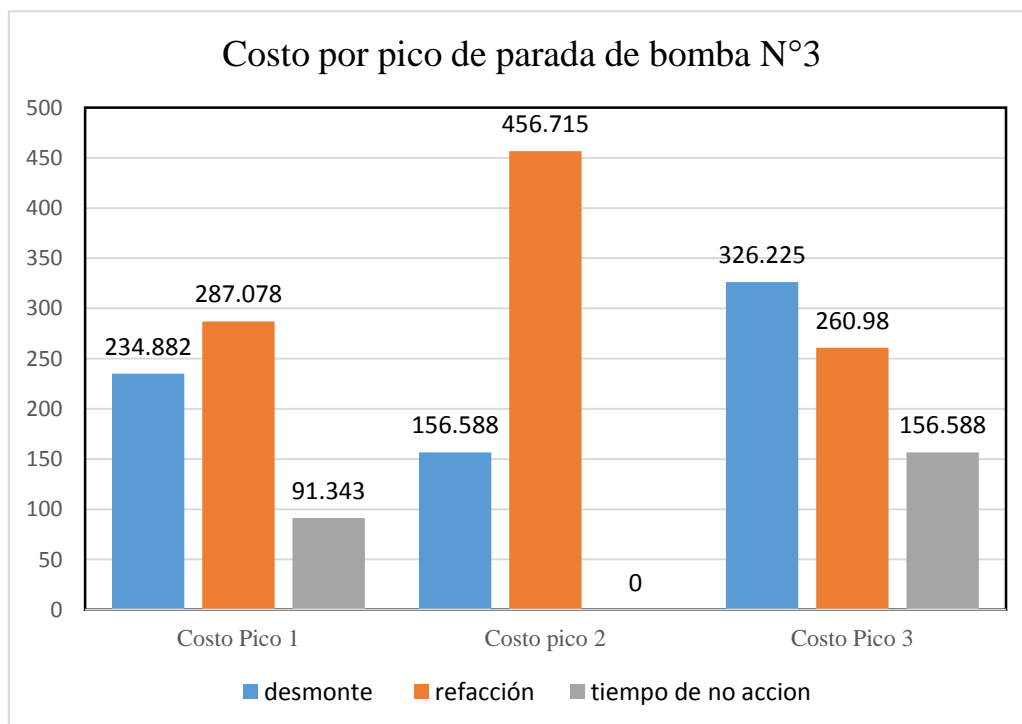
Fuente: Tabla 23, Picos de parada en horas de la bomba N°3

**Tabla N° 24. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°3**

Pico 1				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S./)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
11/06/2014	2	desmonte	260,98	
11/06/2014	3,3	refacción	430,617	
11/06/2014	1	tiempo de no acción	130,49	
<b>TOTAL</b>	<b>6,3</b>		<b>822,087</b>	

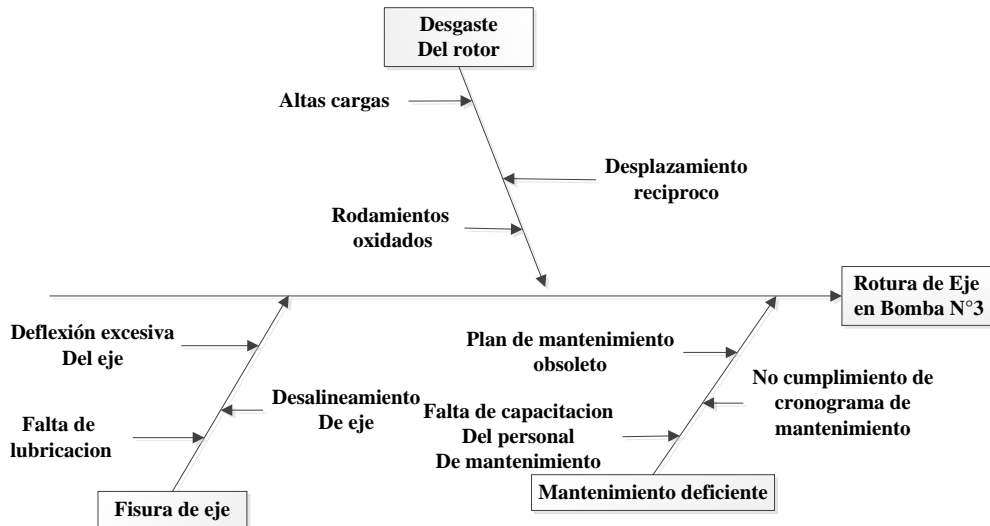
Pico 2				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S./.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	2,5	desmonte	326,225	
19/02/2014	3,5	refacción	456,715	
19/02/2014	2	tiempo de no acción	260,98	
<b>TOTAL</b>	8		1043,92	
Pico 3				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m3)				1,686
m3 bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (s./.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	2,5	desmonte	326,225	
19/02/2014	4	refacción	521,96	
19/02/2014	1	tiempo de no acción	130,49	
<b>TOTAL</b>	7,5		978,675	

Fuente: Elaboración propia.

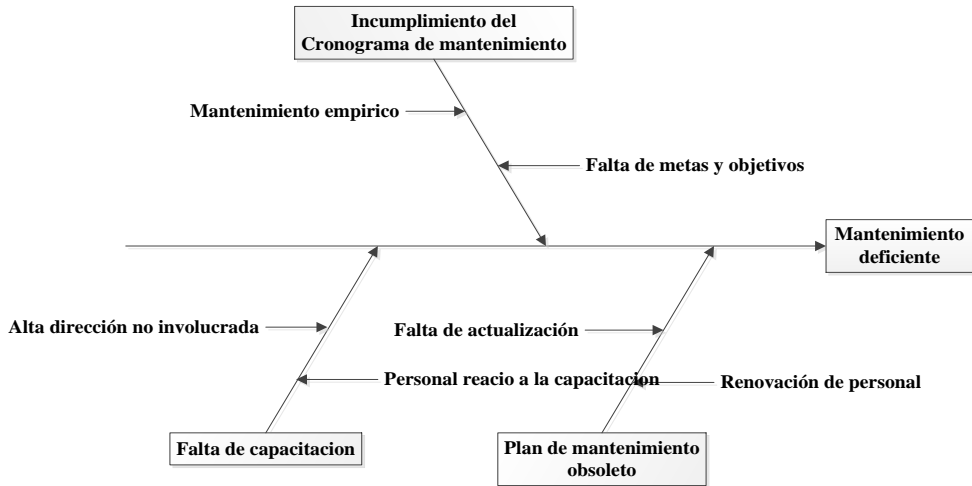


**Figura N° 48. Comparación de costos por picos**

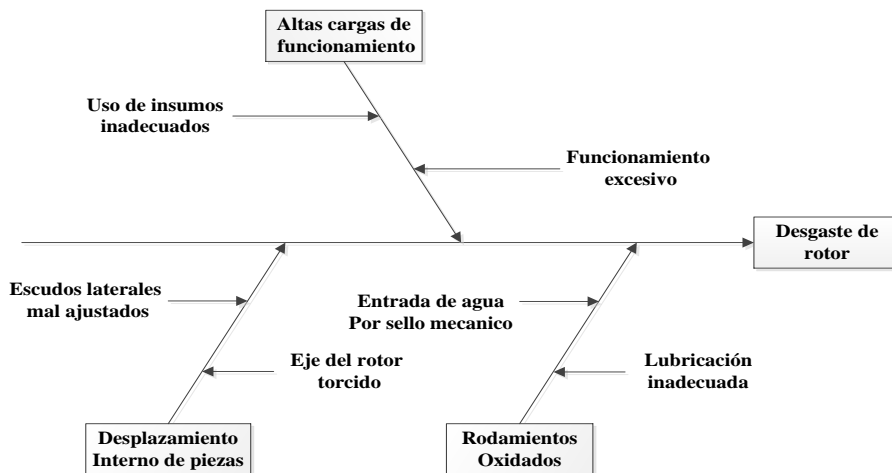
Fuente: Tabla 24. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°3



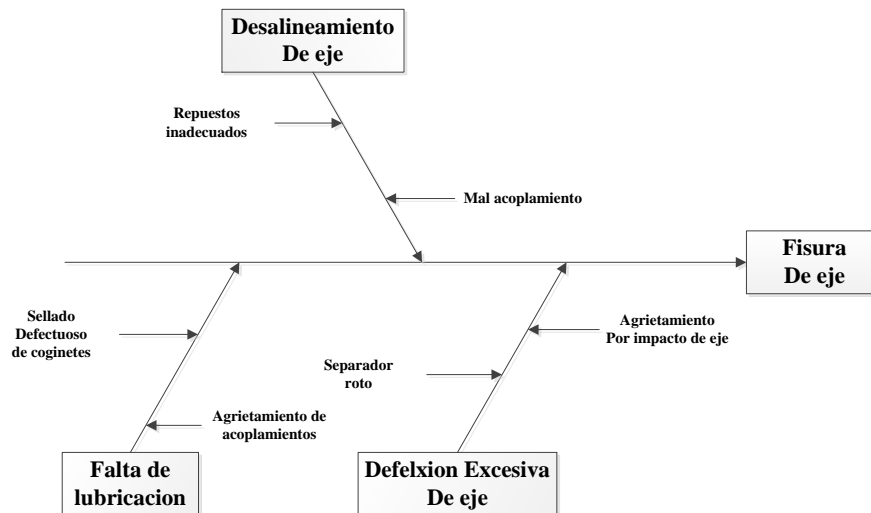
**Figura N° 49. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°3**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 50. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°2**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 51. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 2 bomba N°2**  
 Fuente: Elaboración propia



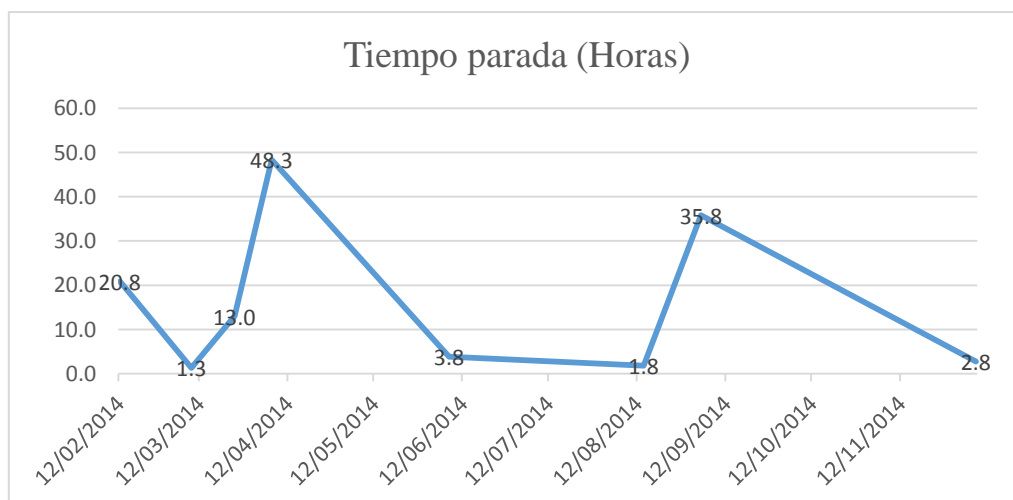
**Figura N° 52. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 3 bomba N°2**  
Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.4.8 Descripción de paradas, costos, averías y fallas de la bomba N°4

**Tabla N° 25. Picos de parada en horas de la bomba N°4**

Tiempo de parada por fecha				B4
Fecha	Maquina	Tiempo en minutos	Tiempo parada (Horas)	
12/02/2014	B4	1250	20,8	pico
09/03/2014	B4	80	1,3	
24/03/2014	B4	780	13,0	
06/04/2014	B4	2900	48,3	pico
07/06/2014	B4	230	3,8	
14/08/2014	B4	110	1,8	
03/09/2014	B4	2150	35,8	pico
08/12/2014	B4	165	2,8	

Fuente: Elaboración propia.



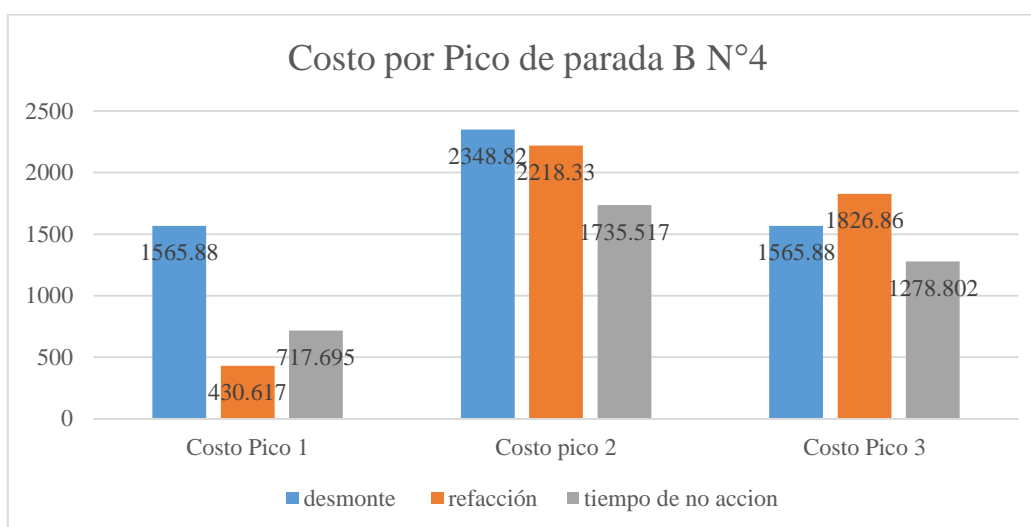
**Figura N° 53. Picos de parada bomba N°4 en horas**

Fuente: Tabla 25, Picos de parada en horas de la bomba N°4.

**Tabla N° 26. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°3**

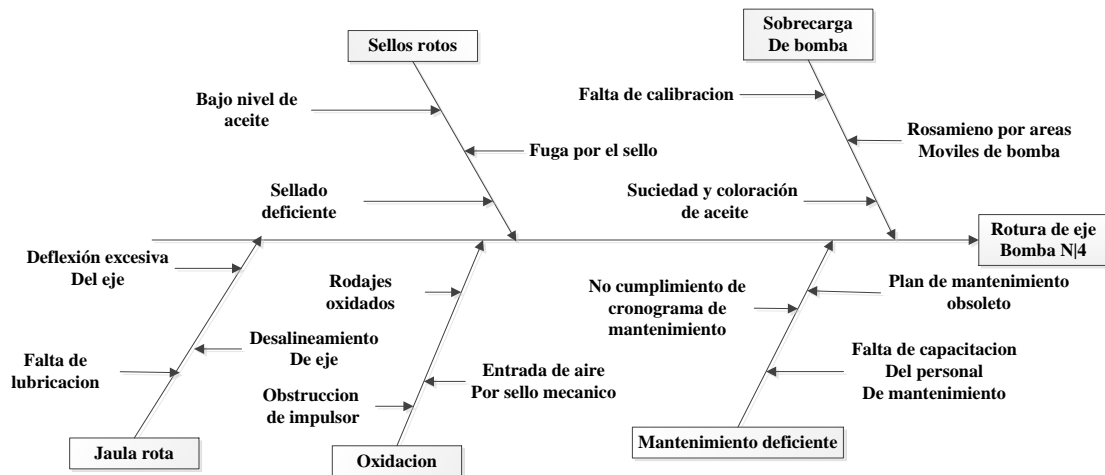
Pico 1				
Descripción				S/.
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,60
Costo por hora (S/.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
11/06/2014	12	desmante	1565,88	
11/06/2014	3,3	refacción	430,617	
11/06/2014	5,5	tiempo de no acción	717,695	
<b>TOTAL</b>	<b>20,8</b>		<b>2714,192</b>	
Pico 2				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	18	desmante	2348,82	
19/02/2014	17	refacción	2218,33	
19/02/2014	13,3	tiempo de no acción	1735,517	
<b>TOTAL</b>	<b>48,3</b>		<b>6302,667</b>	
Pico 3				
Costo por dejar de bombear agua potable a la red según SUNASS (m <sup>3</sup> )				1,686
m <sup>3</sup> bombeados al día para la Planta N°1				1857,6
Costo por hora (S/.)				130,49
fecha	tiempo	acción	COSTO	
19/02/2014	12	desmante	1565,88	
19/02/2014	14	refacción	1826,86	
19/02/2014	9,8	tiempo de no acción	1278,802	
<b>TOTAL</b>	<b>35,8</b>		<b>4671,542</b>	

Fuente: Elaboración propia



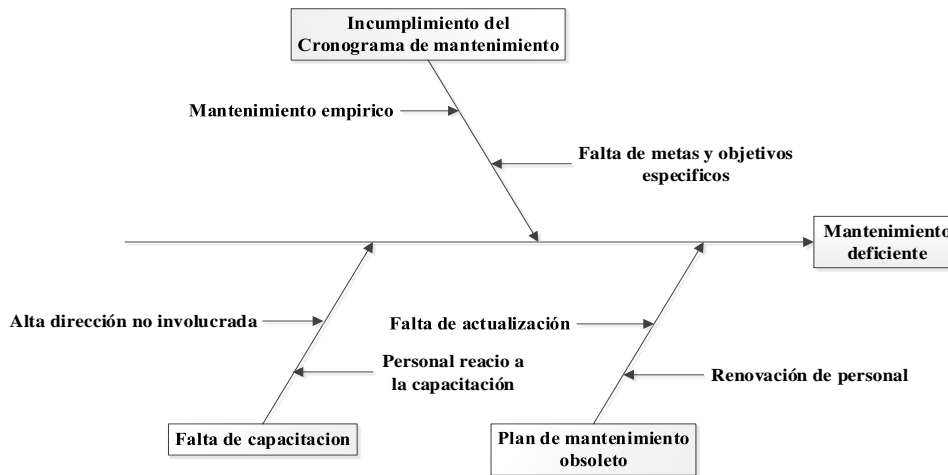
**Figura N° 54. Comparación de costos por picos**

Fuente: Tabla 26. Determinación de costos por mantenimiento en la bomba N°3



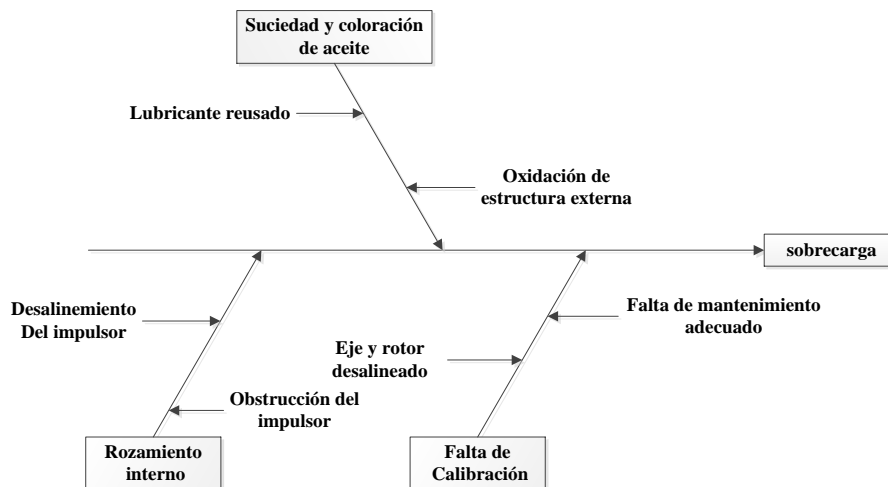
**Figura N° 55. Diagrama causa y efecto para avería en bomba N°4**

Fuente: Elaboración propia



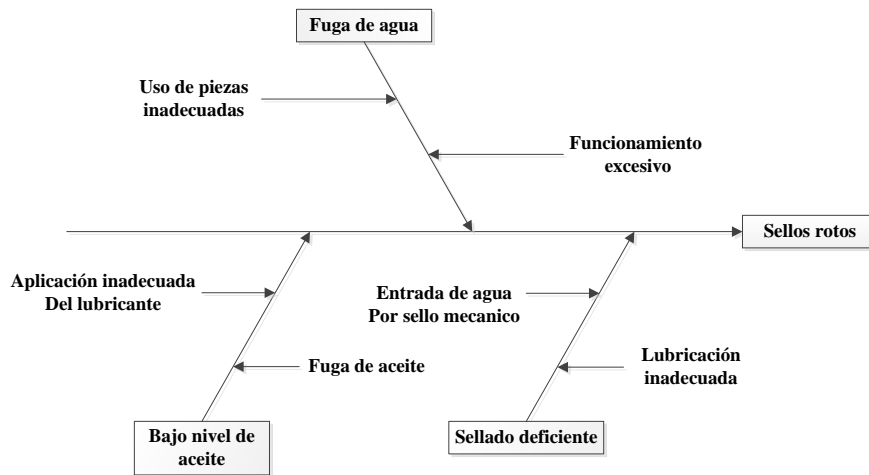
**Figura N° 56. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4**

Fuente: Elaboración propia

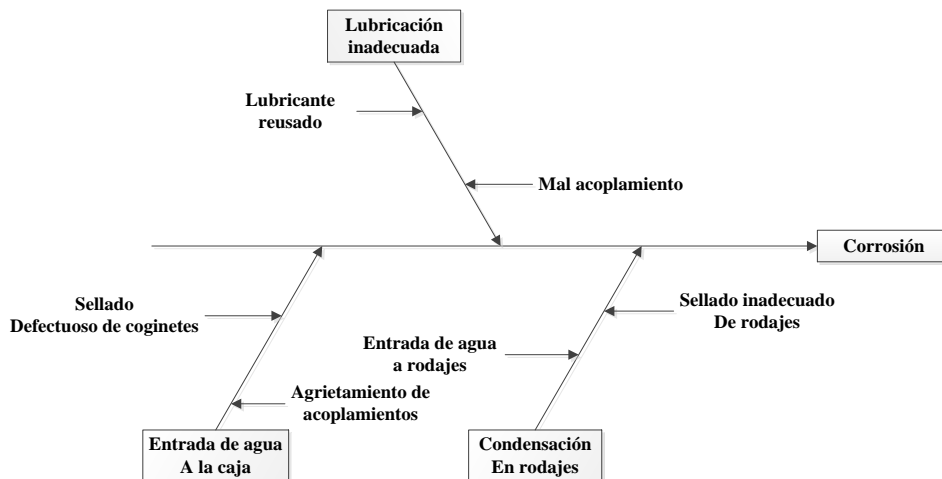


**Figura N° 57. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4**

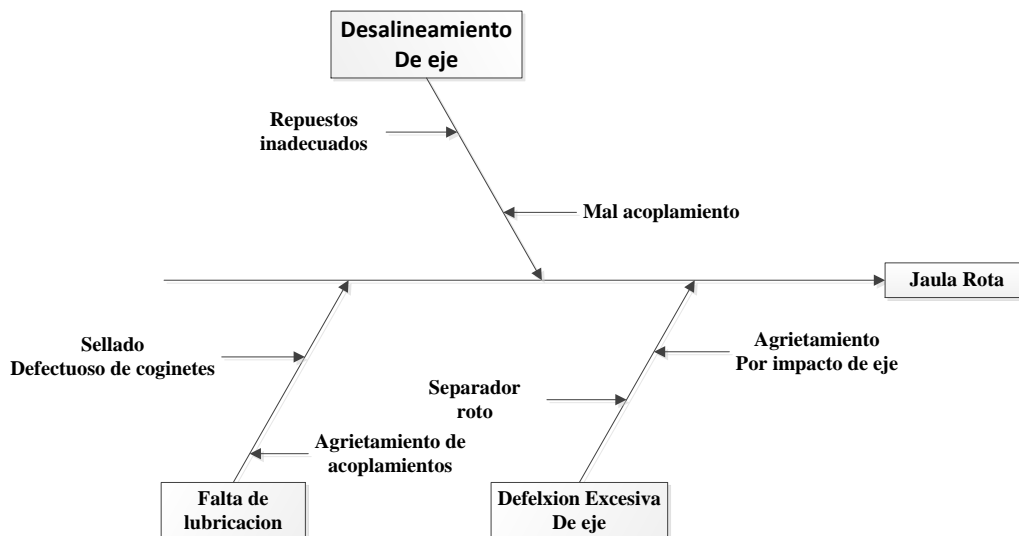
Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 58. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 59. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.**  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 60. Diagrama causa y efecto correspondiente a espina 1 bomba N°4.**  
 Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.5 Aplicación del análisis de criticidad de los equipos de la estación de bombeo N°1 de la planta de tratamiento N°1 de EPSEL S.A. de Chiclayo

El análisis de criticidad utilizado para la estación de bombeo mencionada comprende los siguientes equipos: Motores Eléctricos y Bombas de doble succión con la siguiente codificación:

**Tabla N° 27. Codificación de equipos de estación de bombeo N°1**

<b>Motor Eléctrico N°1</b>	ME-1-C1003955
<b>Motor Eléctrico N°2</b>	ME-2-C1003954
<b>Motor Eléctrico N°3</b>	ME-3-02FB06-BU90370
<b>Motor Eléctrico N°4</b>	ME-4-C1003953
<b>Bomba N° 01</b>	BDS-01-12 -16- 18
<b>Bomba N° 02</b>	BDS-02-13-16-18
<b>Bomba N° 03</b>	BDS-03-14 -16-18
<b>Bomba N° 04</b>	BDS-04-15-16-18

Fuente: Elaboración propia

#### **Desarrollo del análisis de criticidad.**

Para el desarrollo del análisis de criticidad de la estación de bombeo N°1 de la planta de tratamiento N°1 de EPSEL S.A. de Chiclayo se extrajo del anexo Excel de estado situacional de la estación de bombeo, la información correspondiente al número de fallas, Tiempo para reparar (TPR), se calculó el tiempo promedio para reparar (TPPR) y los costos asociados al mantenimiento y/o Producción consecuencia de las fallas en el período enero – diciembre del año 2014.

**Tabla N° 28. Descripción de N° paradas, TPR, TPPR y costos de mantenimiento y no producción de estación de bombeo N°1**

Equipo	Código	N° paradas	TPR	TPPR	Costo de no producir (S/.)	Costo de Mantenimiento (S/.)
<b>Motor Eléctrico N°1</b>	ME-1-C1003955	27	135	5	12 840,216	19 359,25
<b>Motor Eléctrico N°2</b>	ME-2-C1003954	33	199	6	22 600,868	28 583,63
<b>Motor Eléctrico N°3</b>	ME-3-02FB06-BU90370	13	76	6	7 790,253	10 961,45
<b>Motor Eléctrico N°4</b>	ME-4-C1003953	11	75	7	9 134,3	10 757,79
<b>Bomba N° 01</b>	BDS-01-12 -16- 18	23	142	6	14 627,929	20 437,41
<b>Bomba N° 02</b>	BDS-02-13-16-18	10	57	6	1 970,399	8 146,21
<b>Bomba N° 03</b>	BDS-03-14 - 16 -18	13	41	3	2 844,682	5 870,06
<b>Bomba N° 04</b>	BDS-04-15 - 16- 18	24	176	7	13 688,401	25 313,15


Fuente: Elaboración propia

La metodología a utilizar será basada en el manual “Potential Failure Mode And Effects Analysis FMEA Manual técnico de norma SAE J 11” (AIAG 1995-2011) la teoría del riesgo, la cual generará resultados semi-cuantitativos desarrollados en el libro de Excel N° denominado análisis de criticidad, el cual contiene el programa de desarrollo.

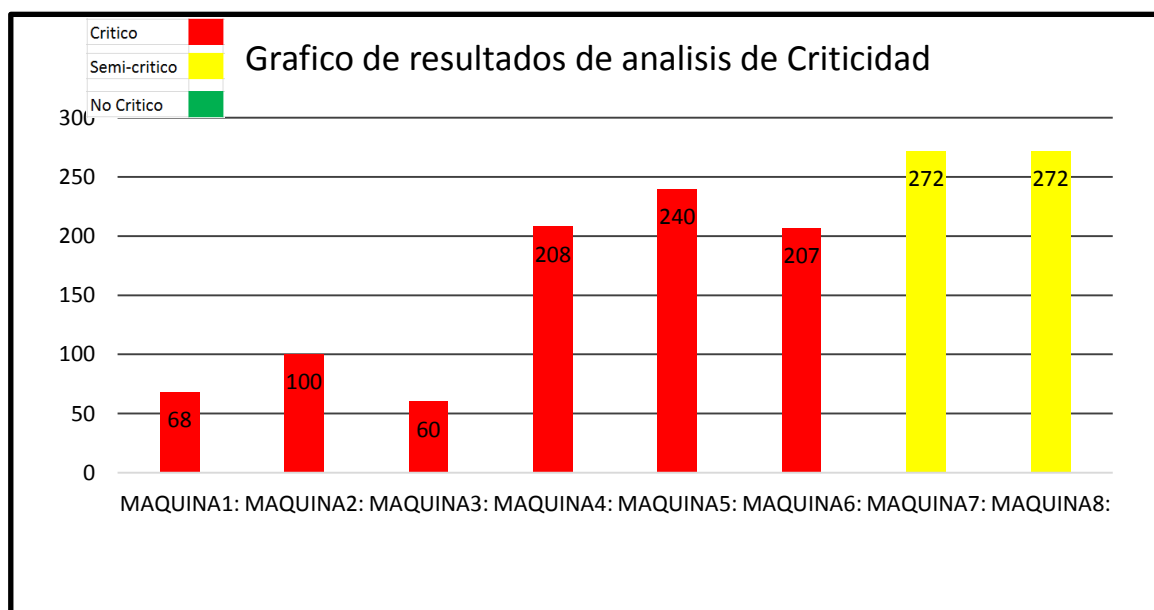
Criticidad = Frecuencia de Falla \* Consecuencia

Consecuencia = (Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costos Mtto. + Impacto SAH)

**Tabla N° 29. Desarrollo del análisis de criticidad de la estación de bombeo N°1**

	<b>HOJA DE RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CRITICIDAD</b>		Código:	
			Página: 11/11	
			Fecha: 03-07-2015	
			Versión: 00	
Preparado:	Revisado:	Aprobado:		
<b>SECCIÓN: Estación de bombeo sala 200.</b>				
<b>RESPONSABLES:</b>		<b>FIRMA:</b>	<b>RESPONSABLES:</b>	<b>FIRMA:</b>
<b>DESIGNACIÓN</b>		<b>FRECUENCIA</b>	<b>CONSECUENCIA</b>	<b>CRITICIDAD</b>
<b>EQ 1:</b>	ME-1-C1003955	4	17	<b>68</b> <b>SC</b>
<b>EQ 2:</b>	ME-2-C1003954	4	25	<b>100</b> <b>C</b>
<b>EQ 3:</b>	ME-3-02FB06-BU90370	4	15	<b>60</b> <b>SC</b>
<b>EQ 4:</b>	ME-4-C1003953	4	52	<b>208</b> <b>C</b>
<b>EQ 5:</b>	BDS-01-12 -16- 18	4	60	<b>240</b> <b>C</b>
<b>EQ 6:</b>	BDS-02-13-16-18	3	69	<b>207</b> <b>C</b>
<b>EQ 7:</b>	BDS-03-14 - 16 -18	4	68	<b>272</b> <b>C</b>
<b>EQ 8:</b>	BDS-04-15 - 16- 18	4	68	<b>272</b> <b>C</b>

Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 61. Resultados del análisis de criticidad EBAT N°1 EPSEL S.A.**

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.1.6 Aplicación del análisis de modos y efectos de fallas de los equipos seleccionados en el análisis de criticidad

Para el desarrollo del análisis de modos y efectos de fallas se tomarán en consideración los equipos de la estación de bombeo: equipo 7, equipo 8, equipo 5, equipo 4, equipo 6, equipo 2. Por ser considerados equipos críticos de acuerdo al análisis de criticidad.

#### Criterios asumidos

Para la clasificación de los efectos del análisis de modos y efectos de fallas, se emplearan las siguientes tablas correspondientes a la clasificación de ocurrencia, severidad de los efectos y detección del modo de falla.

**Tabla N° 30. Criterio de evaluación sugerido y sistema de clasificación para la ocurrencia de los modos de falla “O”**

POSIBILIDAD DE FALLA	FRECUENCIA DE FALLAS	NIVEL
<b>Muy alta:</b> Diaria 10 La falla es casi inevitable.	Diaria	10
	Semanal	9
<b>Alta:</b> La falla es frecuente, o está asociada a fallas frecuentes en otros procesos.	Mensual	8
	Cada 2 meses	7
<b>Moderado:</b> La falla es ocasional, o está asociada a fallas ocasionales en otros procesos.	Cada 3 meses	6
	Cada 6 meses	5
	Anual	4
<b>Bajo:</b> Falla aislada en el proceso.	Cada 2 años	3
<b>Muy baja:</b> La falla está asociada a fallas aisladas en otros procesos.	Cada 5 años	2
<b>Remota:</b> La falla es improbable.	Mayor a 5 años.	1

Fuente: AIAG. Potential failure mode and effects analysis manual (1995-2011)

Para obtener el valor de la ocurrencia se ha definido una escala del 1 al 10, la escala se divide en la siguiente forma: muy baja, baja, moderada, alta, y muy alta, cada uno de estos escalones dependerá de la frecuencia de falla que se le ha asignado a cada escalón, si la falla se encuentra es mayor a cinco años entonces se definió que la probabilidad del incidente era casi nulo, si la frecuencia es cada 2 años se definió que era bajo, si la frecuencia es diaria se definió como muy alta.

En esta tabla se muestra la forma como se realiza el criterio de evaluación y clasificación de la ocurrencia, en caso de obtener valores intermedios se asume el superior inmediato, y si se desconociera totalmente la probabilidad de falla se debe asumir una ocurrencia igual a 10.

Para establecer estos niveles, se utilizaron los criterios provenientes del manual de operación, de la narrativa de control y protección, y del plan de mantenimiento actual.

## Severidad

El primer paso para analizar el riesgo es cuantificar la severidad de los efectos. Los efectos se cuantifican en una escala determinada. Para el análisis en estudio se determinó una escala del 1 al 10, siendo el nivel 10 el más severo y el nivel 1 el menos severo. Se asume que todos los efectos se producirán cuando el modo de falla ocurre. Por lo tanto el efecto más severo tiene precedencia cuando se evalúa el riesgo potencial. Para determinar la severidad es necesario tomar en cuenta lo siguiente: si el modo de falla interrumpe o no la operación, si impacta la calidad o acabado del producto, si ocurre con previo aviso o no y algo muy importante como es el impacto en la operación segura del equipo

En la tabla siguiente se muestra el criterio de evaluación y clasificación de la severidad de los efectos propuestos para el AMEF.

**Tabla N° 31. Criterio de evaluación y clasificación de la severidad de los efectos “S”**

<b>EFEECTO</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>NIVEL</b>
Peligroso sin aviso	La falla ocurrirá sin previo aviso. Puede poner en peligro a otros sistemas y/o puede afectar la operación segura del sistema bajo análisis. Se incumple con alguna regulación gubernamental.	10
Peligroso con aviso	La falla ocurrirá con previo aviso. Puede poner en peligro a otros sistemas y/o puede afectar la operación segura del sistema bajo análisis. Se incumple con alguna regulación gubernamental.	9
Muy alto	Falla menor del sistema. Los controles actuales no pueden mantener el sistema operativo y requiere fuerte intervención del operador para su correcto funcionamiento.	8
Alto	Falla menor del sistema. Los controles actuales no pueden mantener el sistema operativo y requiere moderada intervención del operador para su correcto funcionamiento.	7
Moderadamente alto	Falla menor del sistema. Los controles actuales no pueden mantener el sistema operativo y requiere ligera intervención del operador para su correcto funcionamiento.	6
Moderado	Falla menor del sistema. Los controles actuales pueden mantener el sistema operativo pero requiere fuerte intervención del operador para su correcto funcionamiento.	5
Bajo	Falla menor del sistema. Los controles actuales pueden mantener el sistema operativo pero requiere moderada intervención del operador para su correcto funcionamiento.	4
Muy bajo	Falla menor del sistema. Los controles actuales pueden mantener el sistema operativo pero requiere ligera intervención del operador para su correcto funcionamiento.	3
Muy bajo	Falla menor del sistema. Los controles actuales.	2
Ninguno	La falla no tiene efectos en el sistema.	1

Fuente: AIAG. Potential failure mode and effects analysis manual (1995-2011).

## DetECCIÓN

Los valores de detección están asociados a dos tipos de control. Como son control tipo1: detectar las causas o mecanismos de falla y control de tipo2: detectar subsecuentes Modos de Falla. Un valor de detección se asigna a un tipo de control, lo cual representa una habilidad colectiva de detectar causas y modos de falla. Los controles pueden ser agrupados y tratados como un sistema cuando ellos operan independientemente, así cada control individual aumenta la capacidad de detección global.

**Tabla N° 32. Criterio de evaluación sugerido y sistema de clasificación para la detección de una causa de falla “D”**

EFECTO	CRITERIO	NIVEL
Incertidumbre total	El control no detecta la causa potencial de la falla o no hay control.	10
Muy remota	Hay posibilidad muy remota de que el control detecte la causa potencial de la falla.	9
Remota	Hay posibilidad remota de que el control detecte la causa potencial de la falla	8
Muy baja	Hay una muy baja posibilidad de que el control detecte la causa potencial de la falla.	7
Baja	Hay una baja posibilidad de que el control detecte la causa potencial de la falla.	6
Moderada	Hay una moderada posibilidad de que el control detecte la causa potencial de la falla.	5
Moderadamente alta	Hay una moderadamente alta posibilidad de que el control detecte la causa potencial de la falla.	4
Alta	Hay una alta posibilidad de que el control detecte la causa potencial de la falla.	3
Muy alta	Hay una muy alta posibilidad de que el control detecte la causa potencial de la falla.	2
Casi certeza total	El control detecta casi con certeza total la causa.	1

Fuente: AIAG. Potential failure mode and effects analysis manual (1995-2011)

## Causa de modo y efecto de falla

Después de que los efectos y severidad han sido determinados, el siguiente paso es identificar las causas de los modos de falla. La identificación debe comenzar con los modos de falla que tienen los efectos más severos. En el AMEF las causas son errores específicos en términos de algo que debe ser corregido o controlado. En el AMEF se asume que los sistemas tienen la ingeniería adecuada, con lo cual no toma en cuenta fallas de ingeniería.

**Tabla N° 33. Análisis de modo y efecto de falla de la EBAT N°1 EPSEL S.A.**

AMFE									
Elemento / Función	N° fallo	Modo de fallo	Efecto	Causa de fallo	S	O	D	NPR = S*O*D	Acciones propuestas
describir elemento		describir modo de fallo	describir efecto		1 a 10	1 a 10	1 a 10	<b>1 a 1000</b>	proponer acción de mejora si sale un NPR alto
ME-2-C1003954	1	Las RPM han disminuido drásticamente	se produce movimiento casi nulo en el motor, haciendo carecer el caudal de la bomba	Desgaste y rotura de rodamientos	8	6	8	<b>384</b>	reemplazo de rodamientos
	2	No hay accionamiento de bomba	No se produce movimiento alguno en el motor, encontrándose extremos del cuerpo quemados, y con olor característico	Quemadura de bobina	6	8	9	<b>432</b>	Rebobinado y sistema de enfriamiento de bobina
ME-4-C1003953	3	altas vibraciones	Se producen movimientos y sonidos inadecuados, así como bajas de RPM en dicho equipo	Deformación del rotor	5	6	8	<b>240</b>	cambio de rotor
	4	el motor no reacciona al accionamiento	No se produce movimiento del motor, se produce cortocircuito, quemadura de cuerpo	Corto circuito/ Quemadura de bobina	4	8	7	<b>224</b>	rebobinado
BDS-01-12 - 16- 18	5	Desgaste del Empalme	Vibración Excesiva	Piezas de dudosa procedencia	7	5	3	<b>105</b>	cambio de empalmes
	6	Variación de características del aceite	Recalentamiento de la bomba	aceite inadecuado	7	4	3	<b>84</b>	cambio de aceite
	7	rotura de empalme	Oxidación de rodamientos	Fuga	6	5	8	<b>240</b>	cambio de empalmes

AMFE									
Elemento / Función	N° fallo	Modo de fallo	Efecto	Causa de fallo	S	O	D	NPR = S*O*D	Acciones propuestas
describir elemento		describir modo de fallo	describir efecto		1 a 10	1 a 10	1 a 10	1 a 1000	proponer acción de mejora si sale un NPR alto
BDS-02-13-16-18	8	Impulsor desbalanceado	Recalentamiento de la bomba	desgaste	5	6	6	180	balanceo de impulsor
	9	Bajo caudal de acción	rozamiento de áreas de contacto	Altas cargas	7	5	8	280	calibración
	10	suciedad y oxidación de rodamientos	suciedad y oxidación	rodamientos oxidados	6	5	7	210	cambio de rodamientos
BDS-03-14 - 16 -18	11	Variación de características del aceite	Recalentamiento de la bomba	aceite inadecuado	4	7	3	84	cambio de aceite
	12	Desgaste del Empalme	Vibración Excesiva	Piezas de dudosa procedencia	6	6	3	108	Ajuste de empalmes
	13	Rotura de ejes o flechas de transmisión	vibración excesiva	Altas cargas de funcionamiento	7	5	5	175	cambio de ejes
BDS-04-15 - 16- 18	14	No bombea	Recalentamiento de la bomba	Impulsor desbalanceado	4	5	4	80	balanceo de impulsor
	15	Perdida de accesorios mecánicos	vibración excesiva	taza de succión desgastada	6	5	4	120	repuesto de accesorios
	16	Oxidación	cavitación	impulsor en mal estado	6	6	5	180	cambio de impulsor

Fuente: Elaboración propia

A través del análisis de modo y efecto de falla, se pudo encontrar la prioridad de atención para las fallas frecuentes, así como las acciones propuestas para mitigar dichas fallas, obteniéndose el NPR (Numero Prioritario de Riesgo) según el siguiente criterio establecido en rangos:

<b>500 – 1000</b>	<b>Alto riesgo de falla</b>
<b>125 – 499</b>	<b>Riesgo de falla medio</b>
<b>1 – 124</b>	<b>Riesgo de falla bajo</b>
<b>0</b>	<b>No existe riesgo de falla</b>

Esta clasificación influye en el cronograma de mantenimiento, donde se determinara utilizando también los datos del Tiempo medio entre fallas, el cual determinara el rango en el que se puede realizar el mantenimiento, y las acciones a realizar de acuerdo a los modos de falla.

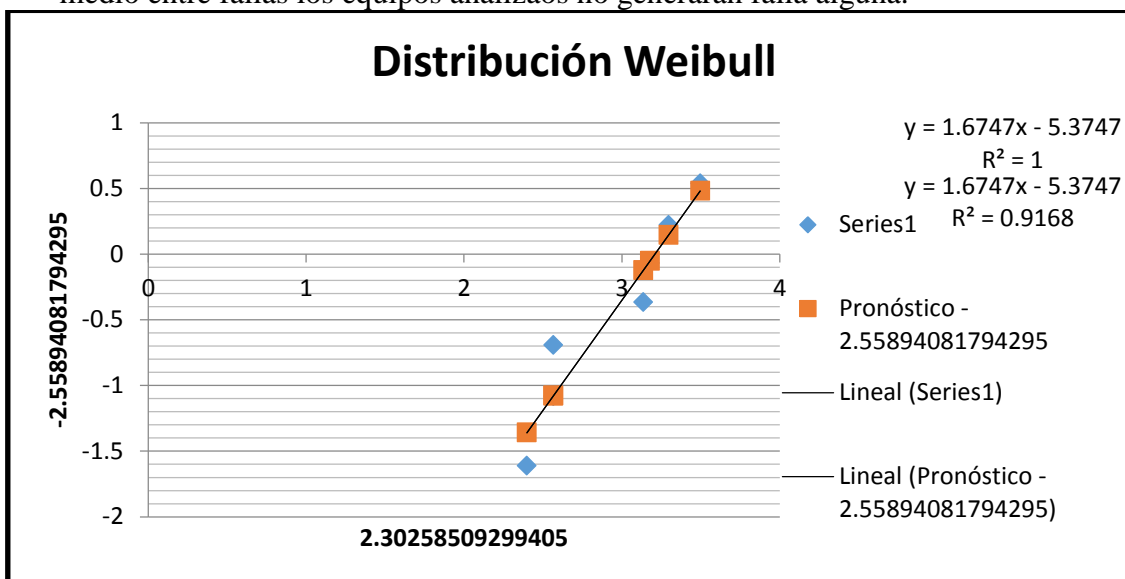
### 3.2.1.7 Aplicación de la distribución de Weibull

Se observó las fallas en los equipos, y se desarrolló el teorema de distribución de Weibull, dicha distribución permiten modelar diferentes modos de fallas físicos. Formando curvas que pueden analizar condiciones de: mortalidad infantil, envejecimiento operacional y de fallas aleatorias, determinantes para la aplicación del mantenimiento.

Por medio del desarrollo de Weibull en una tabla de Excel se podrá determinar el valor de  $\beta$ , el cual nos indica las tasas de falla y las características de acuerdo a los siguientes parámetros:

- $0 < \beta < 1$  Tasa fallas disminuyendo mortalidad infantil.
- $\beta = 1$  Tasa fallas constante.
- $1 < \beta < 2$  Tasa fallas incrementando.
- $\beta = 2$  Distribución lineal (Raleigh).
- $\beta > 2$  Tasa fallas incrementando.
- $3 = \beta = 4$  Se asemeja a la Normal. Envejecimiento

La distribución de Weibull nos ayudara a estimar una probabilidad, basada en datos, dichos datos se han determinado como numero de fallas, con el fin de tener la Confiabilidad de que en un determinado tiempo, el cual está dado por el Tiempo medio entre fallas los equipos analizaos no generaran falla alguna.



**Figura N° 62. Distribución Weibull EBAT N°1 EPSEL S.A.**

Fuente: Elaboración propia

Con el cual se puede determinar  $\beta = 1.67$ , el cual se encuentra ubicado en  $1 < \beta < 2$  Tasa fallas en incremento, arrojando fallas tales como la implicancia de desgaste temprano, fatiga, corrosión o erosión sobre esfuerzo, fallas de estructura, pudiendo hallar el MTBF global en 22,12 horas para una confiabilidad del 0.99 % .

### 3.2.1.8 Indicadores estimados luego de aplicar RCM

Poder corroborar el aumento de producción y el ahorro que se generaría después de aplicar la metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM, se tomará un 70% de efectividad de este con respecto a las fallas (Tovar 2007), resultando la tabla N°34 en comparación con la tabla N°33, reduciendo así el número de paradas por avería, puesto que al aplicar el RCM, disminuirán los tiempos de paradas de equipos, y el tiempo promedio de reparación, generándose así, una mayor confiabilidad y un ahorro con respecto al diagnóstico realizado.

**Tabla N° 34. Indicadores de mantenimiento**

Equipo	N° paradas	TPR	MTBF	TPPR	Costos (S/.)	Confiabilidad
<b>Motor Eléctrico N°1</b>	27	135	43	5	12 840,22	0,896
<b>Motor Eléctrico N°2</b>	33	199	35	6	22 600,87	0,855
<b>Motor Eléctrico N°3</b>	13	76	90	6	7 790,25	0,937
<b>Motor Eléctrico N°4</b>	11	75	106	7	9 134,30	0,938
<b>Bomba N° 01</b>	23	142	51	6	14 627,93	0,894
<b>Bomba N° 02</b>	10	57	116	6	1 970,40	0,951
<b>Bomba N° 03</b>	13	41	90	3	2 844,68	0,968
<b>Bomba N° 04</b>	24	176	49	7	13 688,40	0,874
costo total					85 497,05	0,91413

Fuente; Elaboración propia

**Tabla N° 35. Indicadores de mantenimiento con aplicación RCM mejora del 70%**

Indicadores con aplicación de RCM (tiempo en horas)						
Equipo	N° paradas	TPR	MTBF	TPPR	Costos (S/.)	Confiab.
<b>Motor Eléctrico N°1</b>	8	40,5	144	5	5 284,85	0,966
<b>Motor Eléctrico N°2</b>	10	59,7	118	6	7 790,25	0,951
<b>Motor Eléctrico N°3</b>	4	22,8	299	6	2 975,17	0,981
<b>Motor Eléctrico N°4</b>	3	22,5	353	7	2 936,03	0,981
<b>Bomba N° 01</b>	7	42,6	169	6	5 558,87	0,965
<b>Bomba N° 02</b>	3	17,1	388	6	2 231,38	0,986
<b>Bomba N° 03</b>	4	12,3	299	3	1 605,03	0,99
<b>Bomba N° 04</b>	7	52,8	162	7	6 889,87	0,957
costo total					35 271,45	0,951

Fuente: Elaboración propia

La reducción de las fallas y los tiempos, provocaran un ahorro en dinero de S/. 50225.60 un aumento de confiabilidad de casi 4%, además del aumento de producción el cual se observará en 2 años luego de estar implementada la gestión, para el primer año 1170288 m<sup>3</sup> pasando así en los siguientes 5 años a una mejora progresiva

**Tabla N° 36. Aumento de producción en m<sup>3</sup> con aplicación RCM mejora del 70%**

<b>Producción proyectada en m<sup>3</sup> aplicando RCM</b>				
<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
1 260 463.68	1 350 639.36	1 440 815.04	1 530 990.72	1 621 166

Fuente: Elaboración propia

### **3.3 Proponer una gestión de mantenimiento centrado en la confiabilidad para la estación de bombeo N°1 de la planta de tratamiento N°1 de agua potable de la empresa EPSEL S.A.**

Para el desarrollo de este objetivo se propuso el uso de la siguiente normativa de la cual se pudo ordenar adecuadamente el plan de mantenimiento.

#### **3.3.1 Normativa para el desarrollo del plan de mantenimiento EBAT N°1 EPSEL**

##### **3.3.1.1 Artículos de realización**

**Artículo I.** Se realizara el mantenimiento preventivo en la estación de bombeo N°1, conforme al plan de mantenimiento establecido por la Gerencia General y el Jefe de mantenimiento.

**Artículo II.** Las acciones preventivas básicas, serán desarrolladas en su mayoría por el operario a cargo de los equipos, de acuerdo al plan de mantenimiento y especificaciones pre-establecidas.

**Artículo III.** En caso de ocurrir alguna falla y verse en la necesidad de aplicar un mantenimiento correctivo, se deberá seguir los siguientes pasos:

3.1. El operario reporta la falla al Jefe de Planta.

3.2. El Jefe de planta informará al Jefe de mantenimiento, el cual realizara una inspección de la maquina reportada.

3.3. El Jefe de mantenimiento realizara la solicitud de repuestos y generara una orden de trabajo.

3.4. De ser el caso que la falla ocurra mientras se está realizando un mantenimiento preventivo y no exista personal para atender el equipo que necesita el mantenimiento correctivo, se analizará la importancia de este, mediante al análisis de criticidad y se le dará prioridad al equipo que posea una criticidad mayor.

3.5. El Jefe de mantenimiento conjuntamente con la Gerencia General, coordinaran el próximo mantenimiento preventivo para dicho mantenimiento, introduciendo datos en el software de registro.

**Artículo IV.** Para la gestión de los recursos solicitados se seguirá los siguientes lineamientos:

4.1. El Jefe de mantenimiento turnara una copia de la orden de trabajo generada por el software, de ser un mantenimiento preventivo, o aprobada por la gerencia general, de ser un mantenimiento correctivo, al área de contabilidad, para que esta realice los trámites necesarios.

4.2. El Jefe de mantenimiento recibe por parte del departamento de contabilidad, la relación de los repuestos, para que verifique que incluyan todos los conceptos y especificaciones necesarias para la ejecución de los trabajos.

## **Artículo V. Ejecución del mantenimiento.**

5.1. El Jefe de mantenimiento verificara físicamente el avance y calidad de los trabajos realizados por el personal de mantenimiento de la empresa.

5.2 El Jefe de mantenimiento, dará el visto bueno de la realización del trabajo, para la posterior puesta en marcha del equipo.

## **Artículo VI. Fin de la acción del mantenimiento correctivo.**

6.1. El Jefe de mantenimiento, informara la causa de la falla y re-programara el próximo mantenimiento.

## **Artículo VII. Eventualidades.**

Las eventualidades que no se incluyen en el presente plan, serán resueltas por la Gerencia General, en conjunto con el Jefe de mantenimiento.

### **3.3.1.2 Procedimiento de mantenimiento**

#### **Objetivo.**

Desarrollar y asegurar una infraestructura de carácter confiable y con niveles de desempeño óptimo para el desarrollo sostenido de la producción y el logro de una correcta planificación.

#### **Alcance.**

La estación de bombeo N°1 de la empresa EPSEL. S.A.

#### **Política de operación.**

- La Subgerencia de Mantenimiento Electromecánico es la responsable del mantenimiento preventivo y correctivo de todos los equipos correspondiente a la estación de bombeo N°1, con el fin de determinar, proporcionar y mantener en óptimas condiciones la maquinaria para su correcta función.
- El Jefe de mantenimiento, en conjunto con la Gerencia General, realizan las siguientes acciones:
  - Revisión semestral del plan de mantenimiento preventivo.
  - De ser el caso, editar el plan de mantenimiento respaldado por registros históricos de los equipos.
  - Realizar la difusión del plan de mantenimiento a todo el personal de la jefatura de mantenimiento.
  - Una vez dado a conocer el plan de mantenimiento, el Jefe de mantenimiento realiza un seguimiento al cumplimiento del mantenimiento.
  - Proceso de mantenimiento preventivo.
  - En conformidad con el plan de mantenimiento, el Jefe de mantenimiento informara al personal de mantenimiento los equipos y recursos a utilizar para llevar a cabo el mantenimiento preventivo.
  - El Jefe de mantenimiento, deberá seguir los siguientes pasos:
    - Realizará una valoración de los trabajos a realizar en el día.
    - El personal encargado, realizará una inspección de los equipos en cuestión.
    - Se realizara una limpieza externa e interna, y una lubricación.
    - De ser el caso se realizara un cambio de piezas.

- Se realizara el informe de mantenimiento agregando, de ser el caso, algunas observaciones sobre otras piezas de los equipos, con el fin de prevenir futuras fallas.
- Una vez culminado el mantenimiento, el Jefe de mantenimiento realizara una breve inspección para autorizar la puesta en marcha.

### **Proceso de mantenimiento correctivo.**

- Para atender un equipo, el Jefe de planta es el encargado de reportar la maquina hacia el departamento de mantenimiento, y el procedimiento es el siguiente:
- En caso de presentarse una falla, el operario de planta reportara dicha falla al Jefe de planta, el cual informara al Jefe de mantenimiento.
- El Jefe de mantenimiento realiza una valoración del equipo.
- De tratarse de un equipo crítico, se destina inmediatamente personal para la revisión como tal.
- De no ser un equipo crítico, o de estar realizando un mantenimiento preventivo en paralelo a otro crítico, el equipo con menor criticidad deberá esperar para su intervención.
- Luego de la inspección por parte del personal de mantenimiento se solicitara los repuestos necesarios a almacén, y se presentara la orden de trabajo a Gerencia General.
- De tener el repuesto en stock, se procederá a realizar el mantenimiento.
- De no contar con repuesto en el almacén, se procederá a llevar la solicitud a la Jefatura de Contabilidad para su adquisición.
- Una vez culminado el mantenimiento correctivo, el Jefe de planta deberá darle el visto bueno al trabajo, para la posterior puesta en marcha del equipo.
- El Jefe de mantenimiento deberá informar las causas de las fallas una vez culminada la intervención.

Para el correcto desarrollo del mantenimiento, es necesario determinar un manual, que exprese detalladamente la manipulación, instalación y mantenimiento de los equipos.

### **3.3.2 Manual de mantenimiento de motores eléctricos y bombas de doble succión de EBAT-01 de la PTAP N°1 EPSEL S.A.**

Este manual cubre todos los equipos comprendidos en la estación de bombeo EBAT-01 de la planta de tratamiento de agua potable N°1 EPSEL S.A., esto es motores trifásicos y bombas de doble succión de correspondientes a la estación de bombeo de agua tratada n° 01 (Ebat-01) de la Planta De Tratamiento De Agua Potable n°1 de Chiclayo en la empresa EPSEL S.A.

#### **3.3.2.1 Objetivo**

Mantener el grado de confiabilidad y la disponibilidad del equipo frente a los requerimientos operativos, así como garantizar la perfecta puesta en marcha en modo local y la seguridad del personal en acción.

### 3.3.2.2 Base normativa

- **NTP 399.450:2008.** Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de propósito general, potencia nominal de 0,746 kW a 149,2 kW. límites y etiquetado.
- **NFPA 70.** National electrical code (NEC).
- **RM-214-2011-MEM-DM.** Código nacional de electricidad (Suministro 2011).

### 3.3.2.3 Alcance y responsabilidad

Las actividades descritas en el presente documento se aplican a la ejecución del mantenimiento preventivo eléctrico de motores y su respectivo sistema de control.

El presente procedimiento establece las pautas para el mantenimiento de los motores y su sistema de control, así como las mediciones que toman lugar en la ejecución.

Es responsabilidad del encargado y supervisor de mantenimiento eléctrico realizar las gestiones operativas y de seguridad necesarias para la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

Es responsabilidad del personal de mantenimiento eléctrico la ejecución del trabajo conforme al presente procedimiento.

### 3.3.2.4 Motores trifásicos tipo jaula de ardilla

#### A. Desenergización del sistema

-Desde la Lista Maestra de cubículos pertenecientes al M.C.C o el diagrama unifilar del mismo se dispone a 'DESENERGIZAR' el motor desde su interruptor principal, pasando desde la posición 'ON' hacia 'OFF'.

#### B. Limpieza (cubículo – tablero) y toma de datos técnicos

-Los motores deben ser mantenidos limpios, exentos de polvo, residuos y aceites. Para limpiarlos, se deben utilizar cepillos o trapos limpios de algodón. Si el polvo no es abrasivo, se deben utilizar chorros de aire comprimido, soplando el polvo de la tapa deflectora y eliminando todo el acumulo de polvo contenida en las palas del ventilador y en las aletas de refrigeración.

-El personal electricista realiza la limpieza de los componentes del sistema teniendo especial cuidado con las conexiones entre los mismos. Asimismo, reporta si alguno de los componentes se encuentra en mal estado y requiere un mantenimiento especial o en todo caso, reemplazo.

-De manera particular, se revisa si los contactos del contactor principal se encuentra carbonizados. De ser así, se dispone a desmontarlos y con una lija fina se limpian hasta garantizar que la zona de contacto esté en mejor estado.

-Una vez hecha la limpieza de los componentes y toma de datos técnicos, el personal electricista se dirige hacia la ubicación del motor en planta para efectuar las tareas de mantenimiento correspondientes. Siempre teniendo presente usar orejeras para reducir el excesivo ruido propio de operación.

-Se dispone a tomar los datos técnicos de cada uno de los componentes, tales como:

Interruptor Principal	→ Tensión – Amperaje
Fusibles	→ Amperaje
Contactor Principal	→ Tensión en su bobina
Relé Térmico	→ Seteo de valor de corriente

## **C. Lubricación**

### **El mantenimiento alcanza**

- a) Observación del estado general en que se encuentran los cojinetes.
- b) Lubricación y limpieza.
- c) Examen minucioso de los rodamientos.

El control de temperatura en un cojinete, también hace parte del mantenimiento de rutina. Siendo el cojinete lubricado con grasas apropiadas, la temperatura de trabajo no deberá ultrapasar 70° C.

La temperatura podrá ser controlada permanentemente con termómetros colocados del lado de afuera del cojinete, o con termoelementos embutidos.

Los rodamientos deben ser lubricados para evitar el contacto metálico entre los cuerpos rodantes y también para protegerlos contra la corrosión y desgaste.

Las propiedades de los lubricantes se deteriora en virtud del envejecimiento y trabajo mecánico, aparte de eso, todos los lubricantes sufren contaminación en servicio, razón por la cual deben ser cambiados periódicamente según el cronograma de mantenimiento.

### **Calidad y cantidad de grasa**

Es importante que sea hecha una lubricación correcta, esto es, aplicar la grasa correcta y en cantidad adecuada, pues una lubricación deficiente como una lubricación excesiva trae efectos perjudiciales, siendo la del tipo Polyrex R EM Esso 63 hasta 355M/L, la más idónea para estos equipos.

La lubricación en exceso acarrea elevación de temperatura debido a la gran resistencia que ofrece al movimiento de las partes giratorias y acaba por perder completamente sus características de lubricación.

Esto puede provocar pérdidas, penetrando la grasa en el interior del motor y depositándose sobre las bobinas u otras partes del motor. Para la lubricación de los rodamientos en máquina eléctricas, está siendo empleado de modo generalizado, grasa a base de Litio, por presentar estabilidad mecánica e insolubilidad en agua.

La grasa nunca deberá ser mezclada con otras que tengan base diferente.

### **Instrucciones para lubricación**

Se inyecta aproximadamente mitad de la cantidad total estimada de grasa y se coloca el motor a girar aproximadamente durante 1 minuto a plena rotación, enseguida se para el motor y se coloca el restante de la grasa.

La inyección de toda la grasa con el motor parado, puede llevar a la penetración de parte del lubricante al interior del motor.

Es importante mantener los alemites limpios antes de la introducción de la grasa a fin de evitar la entrada de materiales extraños en el rodamiento.

Para lubricación use exclusivamente grasera manual.

### **Etapas de lubricación de los rodamientos**

- 1- Limpiar con trapo de algodón las proximidades del agujero del alemite.
- 2- Con el motor en funcionamiento, adicionar la grasa por medio de una grasera hasta haber sido introducida la cantidad de grasa recomendada.
- 3- Deje el motor funcionando durante el tiempo suficiente para que se escurra todo el exceso de grasa.

#### **D. Cambio de los rodamientos**

- El desmontado de un motor para cambiar un rodamiento, solamente deberá ser hecho por personas calificadas.
- A fin de evitar daños a los núcleos será necesario, después de la retirada de la tapa del cojinete, calzar el entrehierro entre el rotor y el estator, con cartulina de espesor correspondiente.
- El desmontado de los rodamientos no es difícil desde que sean usadas herramientas adecuadas (extractor de rodamientos).
- Las garras del extractor deberán ser aplicadas sobre la fase lateral del anillo interno que será desarmado, o sobre una pieza adyacente
- Es esencial que el montaje de rodamientos sea efectuado en condiciones de rigurosa limpieza y por personas calificadas, para asegurar un buen funcionamiento y evitar daños.
- Rodamientos nuevos solamente deberán ser retirados del embalaje en el momento de ser armados.
- Antes de la colocación de los rodamientos nuevos, será necesario, verificar si el encaje en el eje no presenta señales de rebarba o señales de golpe.
- Los rodamientos no pueden recibir golpes directos durante el armado.
- El apoyo para prensar o golpear el rodamiento debe ser aplicado sobre el anillo interno.
- Después de la limpieza, proteger las piezas aplicando fina camada de vaselina o aceite en las partes usinadas a fin de evitar oxidación.

#### **Corte de cable de bobinado**

En esta fase debe tomarse cuidado con los golpes y marcas de los encajes de las tapas en la carcasa así como en la retirada de la caja de conexión, evitar quebrarlo o trizar la carcasa.

#### **Impregnación**

Proteger las roscas de la carcasa usando tornillos apropiados y cubriendo con esmalte antiadherente (ISO 287- ISOLASIL) los encajes de apoyo de la caja de conexión.

El esmalte de protección de las partes usinadas debe ser retirado luego después de la cura del barniz de impregnación. Esta operación debe ser hecha con la mano o espátula apropiada sin uso de herramientas cortantes.

#### **Montaje**

Hacer una inspección de todas las piezas tratando de detectar problemas como: quiebras en las piezas, partes encajadas con incrustaciones, roscas dañadas, etc.

Armar haciendo uso de martillo de goma y un pedazo de caño de bronce, asegurándose que las partes encajen perfectamente entre sí. Los tornillos deben ser colocados con sus respectivas arandelas de presión, siendo apretadas uniformemente.

#### **Pruebas**

Girar el eje con la mano observando problemas de arrastre en las tapas y anillos de fijación.

#### **Montaje de la caja de conexión**

Antes del montaje de la caja de conexión, se debe proceder a la vedación de las ventanas de cables en la carcasa usando espuma auto extingüible (primera camada), y en motores a prueba de explosión existe todavía una segunda camada de Resina Epoxi ISO 340 con polvo de cuarzo. El tiempo de secado de la referida mezcla es de

2 (dos) horas, periodo durante el cual la carcasa no debe ser movida, debiendo permanecer con las ventanas (salida de los cables) volcadas para arriba.

## **E. Medición de resistencia de aislamiento**

### **Medición de aislamiento de motor y cable**

- En la parte posterior del cubículo, ubicamos los cables que alimentan al motor, para un motor trifásico se distinguen 3 cables (3 fases)
- Haciendo uso del Megóhmetro, ubicamos la tenaza en una superficie metálica (tierra) y por cada fase el extremo que aporta tensión (1000 V – 5000 V), de esta manera se obtienen las medidas de aislamiento FASE – TIERRA.
- Del mismo modo, se efectúan las mediciones entre fases (FASE – FASE).
- Los resultados son evaluados por el personal electricista, asimismo toman parte en el registro de resultados.

### **Medición de aislamiento cable de botonera**

- En la parte inferior del cubículo, ubicamos las borneras de conexión de los cables de botonera que se encuentra en campo.
- Haciendo uso del Megóhmetro, se ejecuta la medición de aislamiento a tierra.

## **F. Mantenimiento de botonera y limpieza del motor**

- El personal electricista se dirige de Subestación eléctrica hacia la ubicación del motor en refinería.
- Se ejecuta la limpieza externa del motor (carcasa y caja de conexiones) así como la parte exterior de la botonera.
- En la botonera, se verifica el correcto ajuste de la conexión. De la misma manera se ejecuta la limpieza de los contactos de los pulsadores, haciendo uso de limpia contactos dieléctrico, para garantizar la fácil pulsación del mismo y facilitar las tareas operativas.

## **G. Energizar el sistema**

- El personal electricista se dirige hacia Subestación eléctrica.
- El cubículo retirado es reincorporado en su celda, verificando el buen contacto eléctrico, se dispone energizar el sistema, el mismo que presenta una señal luminosa a manera de comprobación.

### **3.3.2.5 Bombas centrifugas de doble succión**

#### **A. Lubricación**

Lubricar regularmente los rodamientos. Debido a que se encuentra en una zona húmeda, la lubricación debe efectuarse cada 300 horas o 4 meses de trabajo.

Se debe utilizar grasa de buena calidad que sea saponificada con litio, resistente al agua y apropiada para temperaturas de servicio de -25°C. hasta 110° C. Aplique solamente la cantidad necesaria de grasa (25 gramos por rodamiento).

Después de su montaje, los rodamientos deben ser rellenados a mano con grasa Múltiple EP-2 PETROPERÚ, Shell Alvania EP-2, Mobiloil Multiplex 48 o su equivalente.

### **Procedimiento**

Antes de engrasar, establecer la cantidad de grasa que descarga su pistola por cada bombeada, de la siguiente manera:

- Pesar la cantidad de grasa de 10 bombeadas.
- Calcular el peso en gramos de una bombeada y marcar este dato en la pistola.
- Proceder al engrasado de la siguiente manera:
- La bomba debe haber funcionado por lo menos 10 min. antes del engrasado para que la grasa que tiene el equipo esté caliente.
- Retirar los tapones para escurrir la grasa usada. Seguidamente, con la bomba funcionando, inyecte 25 gramos de grasa. Dejar operar la bomba aproximadamente 20 minutos para eliminar posibles excesos de grasa y, luego coloque los tapones en su lugar.

### **B. Mantenimiento del sello laberinto**

Las bombas equipadas con prensaestopa llevan un sello laberinto para evitar que el agua ingrese a los rodajes.

Este sello debe ser engrasado por medio de la grasera de copa, utilizándose la misma grasa de los rodamientos y, de acuerdo con las condiciones de la prensaestopa, para lo cual se debe ajustar la copa de la grasera hasta que aflore grasa en el laberinto del sello.

### **C. Sellado del eje prensaestopas**

Será necesario controlar periódicamente que el goteo de la prensaestopa no sea menor de 20 ni mayor de 30 gotas/min., ya que esta filtración es la que lo lubrica y refrigera. Cuando se efectúen ajustes en la luneta, para regular el goteo, asegúrese de hacerlo media vuelta por vez en cada tuerca.

Cuando debido al desgaste la luneta ha llegado a su ajuste máximo, deberá proceder al cambio de los anillos de la prensaestopas.

### **D. Cambio de anillos de la prensaestopa**

- Extraer anillos antiguos.
- Limpiar y engrasar con grasa repelente al agua, la cavidad de la prensaestopa.
- Cortar los anillos de acuerdo al diámetro del eje, enrollando la trenza de empaque alrededor de un eje que tenga el mismo diámetro que el eje de la bomba (sin tensión para evitar que una vez colocados, puedan producirse fugas por espacios libres). Es conveniente efectuar el corte en forma oblicua para que el material de empaque pueda traslaparse.
- Colocar los anillos de empaque dentro de la cavidad de la prensaestopa, empujándola con la brida prensaestopa hacia adentro.
- Las uniones de los extremos de los anillos deben colocarse a 90° uno del otro. De acuerdo al tipo de ejecución de la prensaestopa, irá montado entre los anillos de la prensaestopa un anillo de cierre (bocina prensaestopa); el mismo que deberá colocarse debajo de la perforación hecha para este fin en la caja prensaestopa y por donde ingresará agua hacia el eje para su lubricación. Deberá ponerse especial

cuidado para que el último anillo de empaque no sobresalga de la caja prensaestopas y permitir que la brida pueda alojarse correctamente. Las tuercas de la brida deben ser ajustadas solamente con la mano.

### **E. Instalación**

La bomba deberá ser colocada de modo que la tubería de succión y descarga puedan ser conectadas directamente con los accesorios soportados y anclados cerca de la bomba y en forma independiente, de tal forma que ninguna fuerza o tensión sea transmitida a la bomba. Tensiones de las tuberías causan generalmente desalineamiento, vibración, roturas de acoplamiento y daños en los rodajes.

Las bridas de las tuberías con las de la bomba deben ajustar perfectamente, antes de que éstas sean ajustadas con los pernos.

Proyecte la tubería de manera que se emplee el mínimo de curvas, codos o accesorios; instalarla tan cerca como sea posible del suministro de agua o del líquido que se maneja. Recuerde que al aumentar la longitud de la tubería aumentan las pérdidas por fricción y el costo de operación del equipo.

Deje suficiente espacio en la instalación para permitir trabajos de inspección, desmontaje y mantenimiento de la bomba y del equipo auxiliar. Si las bombas se colocan en fosos, éstos tienen que estar protegidos contra inundaciones.

### **F. Alineamiento**

La bomba puede venir montada sobre una base común con el motor. La unidad de bombeo es alineada correctamente en fábrica haciendo coincidir exactamente el eje de la bomba con el del motor. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que todas las bases, no importa lo fuerte que sean se flexionan y se tuercen durante el transporte. En consecuencia, no existe ninguna garantía de que se conserve el alineamiento original, por lo que es indispensable restablecer dicho alineamiento una vez que la unidad ha sido montada en su base de cimentación. Recuerde que un mal alineamiento se traduce en un funcionamiento con vibraciones, mayor desgaste de los rodamientos del motor y la bomba, y una menor vida útil del equipo.

### **G. Acoplamiento tipo cardán**

Si la transmisión de potencia a la bomba se hace por medio de un acoplamiento tipo cardán, los ejes del motor y de la bomba deben estar paralelos, para que los ángulos sean iguales y tengan entre 1° y 5°, para que los rodajes rueden y el desgaste se distribuya uniformemente. La diferencia entre ambos ángulos no debe sobrepasar 1°. Ángulos distintos de los indicados tienen como consecuencia una disminución de la vida útil de las

### **H. Succión**

- La tubería de succión debe ser lo más directa y corta posible el diámetro adecuado al caudal de la bomba, generalmente igual o mayor que el de la brida de succión de ésta. La velocidad de flujo en la tubería de succión no debe sobrepasar 2 mts/seg. La tubería debe tener una ligera inclinación ascendente de 5° a 6° hacia la bomba. Cualquier punto en la tubería de succión más elevado que la succión de la bomba se llenará de aire e impedirá la correcta operación de ésta. Si es necesaria la colocación de una reducción cónica en la brida de succión de la bomba, sólo se deberán usar reductores excéntricos.
- Si la succión es negativa, deberá colocarse en el extremo inferior de la tubería de succión una válvula de pie, la cual debe estar debajo del nivel mínimo de líquido; de tal manera que resulte imposible la aspiración del aire. Deberá evitarse que la

abertura de aspiración se encuentre demasiado próxima al fondo, para que no aspire arena o lodo, lo cual podría originar un desgaste prematuro o un atascamiento de la bomba.

- Si por razones de instalación o tamaño de la bomba, no es posible colocar una válvula de pie, existen otros sistemas para cebarla; ya sea por inyección de agua o por medio de bomba de vacío.
- Si la succión de la bomba es positiva conviene colocar en la succión una válvula de compuerta con el objeto de realizar inspecciones.

### **I. Descarga**

La tubería de descarga debe incluir en su instalación una válvula de compuerta que permita la operación y control de la bomba. Si la descarga es larga o tiene mucha altura (más de 15 mts), es recomendable instalar una válvula de retención del tipo de cierre rápido, para absorber los posibles golpes de ariete; para alturas menores conviene instalar una válvula de retención normal. De ser posible, se evitarán los codos reemplazándolos con curvas de radio largo. El diámetro nominal de la tubería de descarga debe estar de acuerdo con el caudal de la bomba, no debiendo sobrepasar de una velocidad de flujo de 3 mt/seg. En ningún caso el diámetro de la brida de descarga es decisivo para el dimensionado de la tubería. Es importante que se prevea la conexión para el cebado de la bomba.

### **J. Instrumentación**

Para verificar el funcionamiento y la condición de la bomba se deberá conectar un manovacuómetro combinado en la succión y un manómetro en la descarga.

Los manómetros deben montarse en un lugar conveniente para que puedan observarse fácilmente. Y deben incluir una válvula (de bola preferentemente) entre la tubería y el manómetro.

Si la bomba es accionada por un motor eléctrico, el tablero deberá contar con un voltímetro, un amperímetro y los elementos de protección necesarios para el motor.

### **K. Verificación final**

Compruebe una vez más el alineamiento al terminar totalmente la instalación de la tubería (alguna fuerza aplicada durante el montaje de las tuberías puede haber causado desalineamiento). Siga el método de la regla y el gauge anteriormente descrito.

Después de ajustar correctamente la prensaestopa y verificar el alineamiento entre la bomba y su motor, deberá comprobarse que el eje gira libremente y puede ser fácilmente movido a mano.

#### **3.3.2.6 Puesta en marcha**

##### **Bomba centrífuga**

###### **Cebado**

Se llevará a cabo antes de poner en marcha la bomba, es decir, se llenarán con líquido la tubería de succión y la caja de la bomba. Un funcionamiento prolongado sin líquido en la bomba, produciría serios daños al eje o a las prensaestopas.

###### **Bomba con succión positiva**

Cierre la válvula de descarga y abra la válvula de succión para que el líquido penetre en el interior de la bomba. Luego, abra la llave o el tapón de purga ubicado en la parte

superior de la bomba y, deje escapar el aire hasta que la bomba esté completamente llena de líquido y libre de aire. Finalmente, cierre la llave o reponga el tapón de purga

### **Rotación**

La rotación es en el sentido de las agujas del reloj, si se mira la bomba desde el lado del accionamiento.

### **Prensaestopas**

- El material de empaque ha sido seleccionado para una determinada aplicación. Antes de poner la bomba en servicio, verifique las condiciones del empaque, removiendo la luneta de la prensaestopa.
- En las bombas puestas en servicio hasta 60 días después de haber sido despachadas, las empaquetaduras permanecen en buenas condiciones y con suficiente lubricación. Si la bomba ha estado sin funcionar por un largo período de tiempo, la empaquetadura podría estar seca y necesitar ser reemplazada. En todos los casos, inspeccione la empaquetadura antes de poner en marcha la bomba y si ésta no tiene propiedades lubricantes, reemplácela.
- Las empaquetaduras secas son causa de exceso de filtraciones y, eventualmente desgaste en la bocina del eje, debido a que debe emplearse mayor presión al ajustarlas.
- Una vez verificado el estado del empaque, ponga la bomba en operación según lo indicado en el inciso y ajuste la prensaestopas de la siguiente manera.
- Asegúrese que las tuercas de la luneta de la prensaestopas están ajustadas a mano y, que haya abundante filtración durante los primeros 10 minutos de operación.
- Ajuste con cuidado las tuercas de la luneta una media vuelta cada 10 minutos hasta que el chorro se convierta en un constante goteo, aproximadamente 20 gotas/min.
- La condición de la prensaestopas debe ser verificada periódicamente durante la primera semana de operación y ajustada a 20 gotas/min.

### **Motor eléctrico**

#### **Arranque**

Cierre la válvula compuerta de la descarga parcialmente (3/4 cerrada) y arranque la bomba. Una vez alcanzada la velocidad de operación, se abrirá progresivamente la válvula hasta alcanzar el punto de diseño. Controle mediante un amperímetro la corriente absorbida y compruebe que el motor no se sobrecarga al aumentar el caudal.

#### **Parada**

Si la instalación está dotada de una válvula de retención anti-golpe de ariete, basta con la detención del motor, de lo contrario, proceda a la inversa como está descrito en el arranque. Si falla la energía eléctrica el nuevo arranque es preferible hacerlo manualmente.

#### **Vigilancia inicial y periódica**

La marcha de la bomba debe ser suave, sin precipitaciones y libre de vibraciones. Vigilar que la temperatura de los rodamientos sea la misma en todo momento (como máximo 70°C. en los exteriores de sus cajas). Si aumenta la temperatura, deberán controlarse los rodamientos desmontándolos.

Observe que la prensaestopas siempre goteé ligeramente y no recaliente.

Evitar la sobrecarga de la bomba y del motor.

### 3.3.2.7 Diagrama del procedimiento del mantenimiento

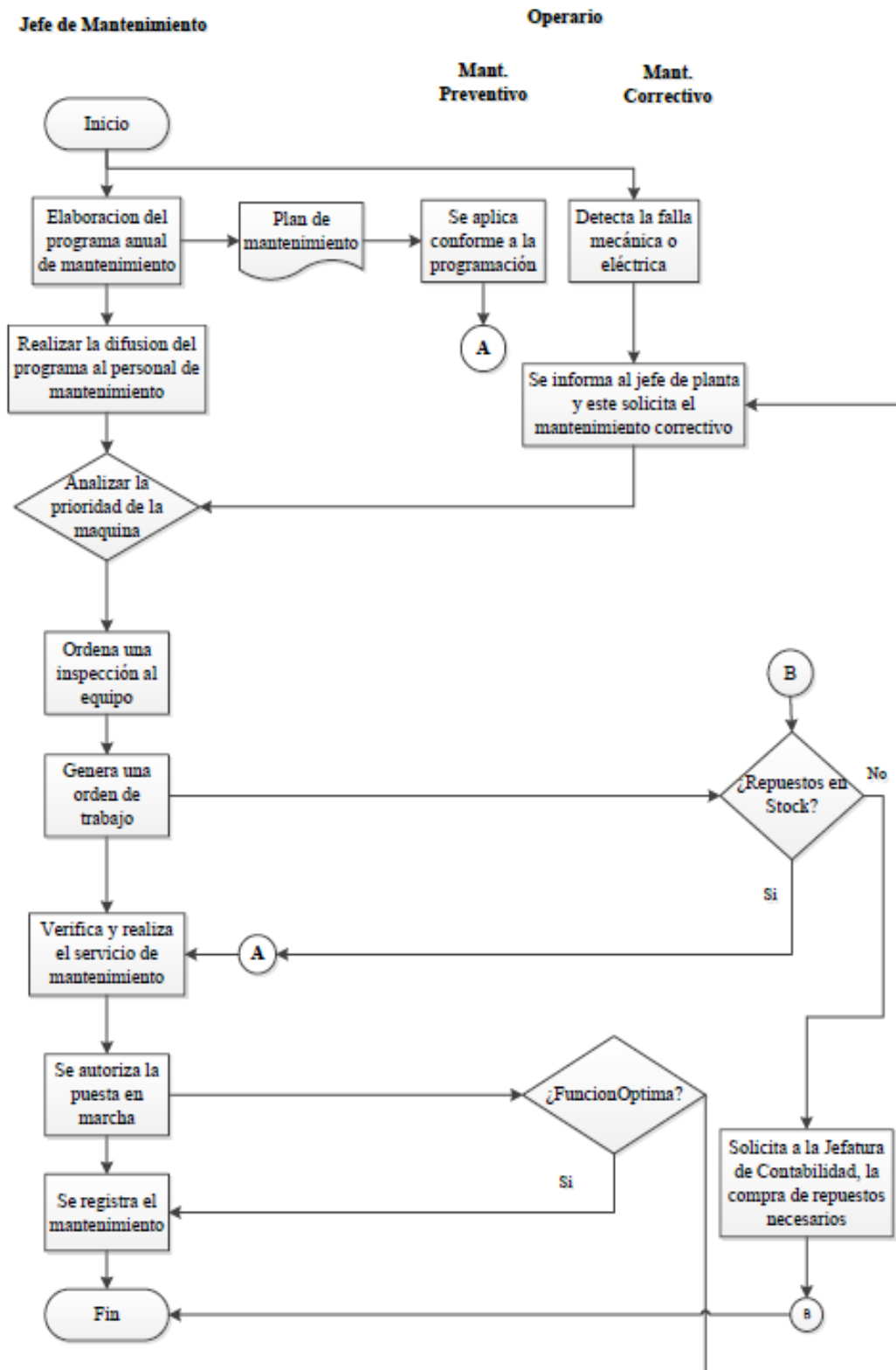


Figura N° 63. Diagrama de procedimiento de mantenimiento EBAT N°01 EPSEL S.A.

Fuente: Elaboración propia

**Tabla N° 37. Descripción del proceso**

<b>Secuencia de etapas</b>	<b>Actividad</b>	<b>Responsable</b>
Realización del programa anual de mantenimiento preventivo.	El jefe de mantenimiento conjuntamente con la Gerencia General, realizan las correcciones necesarias, con el fin de ajustar los tiempos entre cada una de las actividades del mantenimiento.	Gerencia General
Difusión del programa.	El programa de mantenimiento se le da a conocer a todo el personal, con el fin de concientizarlos sobre la importancia de este y motivarlos a realizar bien el trabajo.	Jefe de mantenimiento
Realizar el MP.	Se llevan a cabo todas las actividades programadas	Jefe de mantenimiento
Detecta falla.	El operador detecta una falla en el equipo.	Operador
Analizar prioridad.	Se revisa la prioridad del equipo, en caso de ser crítico, se procede a priorizar el mantenimiento.	Jefe de mantenimiento
Solicita MC.	El operario informa al Jefe de planta, el cual se encarga de solicitar el mantenimiento	Jefe de Planta
Ordena una inspección.	El jefe de mantenimiento ordena que se revise el equipo, con el fin de detectar el origen de la falla.	Jefe de mantenimiento
Genera una OT.	El jefe de mantenimiento genera una orden de trabajo, detallando los materiales y personal necesario para llevar a cabo el mantenimiento	Jefe de mantenimiento
Solicita repuestos.	El jefe de almacén solicita los repuestos faltantes a la jefatura de contabilidad, quienes se encargan de la compra de los materiales.	Jefe de almacén
Realiza y verifica el mantenimiento	El Jefe de mantenimiento , supervisa el trabajo realizado por el personal	Jefe de mantenimiento
Autoriza puesta en marcha.	El Jefe de mantenimiento da por finalizado el mantenimiento, y autoriza el retorno del equipo al sistema de bombeo.	Jefe de mantenimiento
Registro	El Jefe de mantenimiento registra el trabajo realizado, conjuntamente con las observaciones que crea conveniente.	Jefe de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

**Documentos**

- Ordenes de trabajo.
- Solicitud de repuestos.
- Solicitud de mantenimiento correctivo.

**Registros**

- Reporte de mantenimiento preventivo.
- Reporte de mantenimiento correctivo.

### 3.3.2.8 Cronograma de mantenimiento

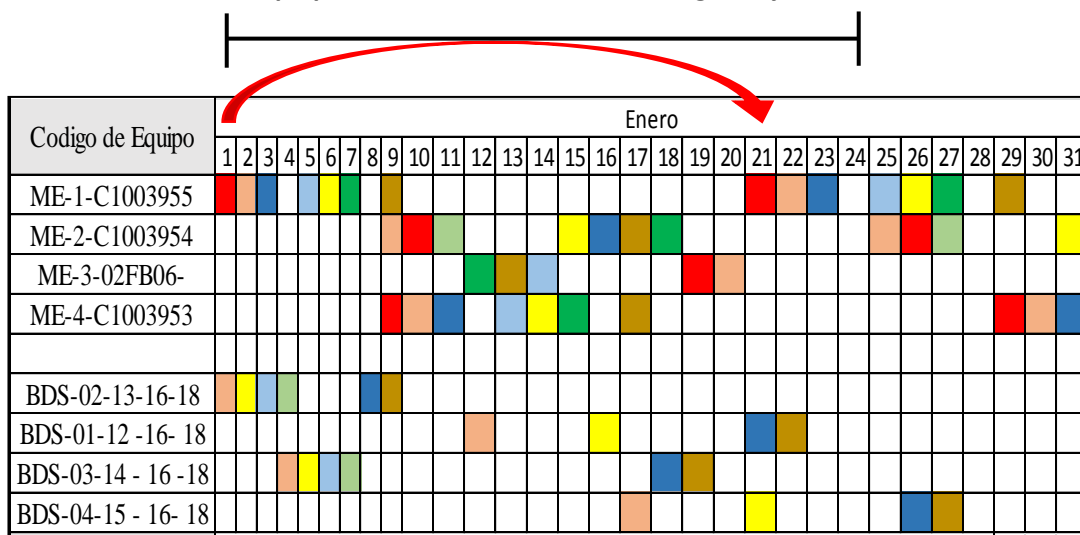
Para el desarrollo del Cronograma de Mantenimiento, se procedió a utilizar el MTBF, para determinar el rango de fallas y de acuerdo al AMFE indicar que revisión se debe realizar primero, conforme a la leyenda presentada obtenida de dicho análisis, así mismo para el Motor N°1 el cual tiene un MTBF de 144 hs. A un funcionamiento de 6 hs. Ya habiendo aplicado la gestión de mantenimiento, la primera revisión tendría una holgura de 24 días para el próximo mantenimiento.

**Tabla N° 38. Leyenda de cronograma de mantenimiento**

Leyenda mantenimiento en Motores eléctricos		Revisión de conexiones eléctricas	Leyenda mantenimiento en Bombas		Calibración de impulsores y ejes
		Revisión de Ventilación			Revisión de aceite
		Limpieza de Motor			Limpieza de bombas
		Cambio de aceite			Refuerzo de estructura
		Reforzamiento de estructura del motor			Revisión de rodamientos
		Revisión de empalmes y acoplamientos			Revisión de sellos y empalmes
		Revisión de Rodamientos			
		Calibración de ejes y rotores			

Fuente: Elaboración propia.

**Tiempo para realizar mantenimiento según leyenda**



**Tabla N° 39. Cronograma de mantenimiento para aumento de confiabilidad**

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, al obtener un aumento en la confiabilidad del 4%, se decidió aplicar Estándares de Ingeniería que permitan agrupar el mantenimiento de los equipos, a fin de establecer un cronograma estandarizado.

Los estándares fueron seleccionados de acuerdo a empresas que cuentan con equipos muy similares a los analizados, siendo los estándares seleccionados los siguientes:

Estándar de Ingeniería SI4-02-14 Programa de Mantenimiento Predictivo de Equipos Rotativos Rev.2 (ANEXO N°7)

Estándar de Ingeniería SI1-30-01 (determina la frecuencia de mantenimiento predictivo). (ANEXO N°8)

Ambos estándares pertenecen a la empresa Petroperú S.A. la cual es una empresa estatal peruana y de derecho privado dedicada al transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo, la empresa cuenta con certificaciones en ISO 9001, ISO 14000 e OHSAS 18001 integrados corporativamente que validan sus procesos y procedimientos, siendo estos estándares utilizados en las diferentes operaciones.

Utilizando estos estándares como Know-how para el desarrollo de este cronograma se observa una adecuada organización del mantenimiento a lo largo del año a ejecutar.

**Tabla N° 40. Cronograma de mantenimiento aplicando estándares de ingeniería**

Leyenda mantenimiento en Motores eléctricos		Leyenda mantenimiento en Bombas	
Estándar de Ingeniería SI4-02-14 Programa de Mantenimiento Predictivo de Equipos Rotativos Rev.2, Estándar de Ingeniería SI1-30-01 (determina la frecuencia de mantenimiento predictivo)			
Mensual	revisión de conexiones eléctricas	Anual	Calibración de impulsores y ejes
Mensual	Revisión de Ventilación	Mensual	Revisión de aceite
Mensual	Limpieza de Motor	Mensual	Limpieza de bombas
Mensual	cambio de aceite	Anual	Refuerzo de estructura
Anual	Reforzamiento de estructura del motor	Trimestral	Revisión de rodamientos
Trimestral	Revisión de empalmes y acoplamientos	Trimestral	Revisión de sellos y empalmes
Trimestral	Revisión de Rodamientos		
Anual	Calibración de ejes y rotores		

Código de Equipo	Enero																														
	1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
ME-1-C1003955	Red	Orange	Blue		Yellow	Green	Brown													Red	Orange	Blue		Light Blue	Yellow	Green		Brown			
ME-2-C1003954							Orange	Red	Green					Yellow	Blue	Brown	Green							Orange	Red	Green				Yellow	
ME-3-02FB06-										Green	Brown	Light Blue						Red	Orange												
ME-4-C1003953							Red	Orange	Blue		Light Blue	Yellow	Green		Brown													Red	Orange	Blue	
BDS-02-13-16-18	Orange	Yellow	Light Blue	Green			Blue	Brown																							
BDS-01-12-16-18										Orange				Yellow							Blue	Brown									
BDS-03-14-16-18				Orange	Light Blue	Green												Blue	Brown												
BDS-04-15-16-18															Orange						Yellow				Blue	Brown					

Febrero	febrero																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28			
	<b>MANTENIMIENTO DE MOTORES E.</b>																														
	Mant. Electromecánico Trimestral			Red	Red	Red	Red	Red	Red	Light Blue	Light Blue	Light Blue																			
	Blue	Green		Mant. Mecánico mensual																	Brown	Brown	Brown	Brown				Blue	Blue		
	Mant. Eléctrico Mensual													Orange	Orange	Orange	Orange							Green							
	Mant Electromecánico Anual																														
	<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																														
	Mant. Electromecánico Trimestral														Green	Green	Green	Green			Blue	Blue	Blue	Blue							
	Mant. Electromecánico Trimestral																								Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Light Blue		
	Mant Electromecánico Anual			Brown	Brown	Brown	Brown			Orange	Orange	Orange																			

		Marzo																															
MANTENIMIENTO DE MOTORES E.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Mecánico mensual																																	
Mant. Eléctrico Mensual																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
		Abril																															
MANTENIMIENTO DE MOTORES E.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Mecánico mensual																																	
Mant. Eléctrico Mensual																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
		Mayo																															
MANTENIMIENTO DE MOTORES E.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Mecánico mensual																																	
Mant. Eléctrico Mensual																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
		Junio																															
MANTENIMIENTO DE MOTORES E.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Mecánico mensual																																	
Mant. Eléctrico Mensual																																	
Mant Electromecánico Anual																																	
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant. Electromecánico Trimestral																																	
Mant Electromecánico Anual																																	

MANTENIMIENTO DE MOTORES E.	Julio																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant. Mecánico mensual																																
Mant. Eléctrico Mensual																																
Mant Electromecánico Anual																																
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant Electromecánico Anual																																
MANTENIMIENTO DE MOTORES E.	Agosto																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant. Mecánico mensual																																
Mant. Eléctrico Mensual																																
Mant Electromecánico Anual																																
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant Electromecánico Anual																																
MANTENIMIENTO DE MOTORES E.	Septiembre																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant. Mecánico mensual																																
Mant. Eléctrico Mensual																																
Mant Electromecánico Anual																																
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																																
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant. Electromecánico Trimestral																																
Mant Electromecánico Anual																																

MANTENIMIENTO DE MOTORES E.	Octubre																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Mant. Electromecánico Trimestral																															
Mant. Mecánico mensual																															
Mant. Eléctrico Mensual																															
Mant Electromecánico Anual																															
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																															
Mant. Electromecánico Trimestral																															
Mant. Electromecánico Trimestral																															
Mant Electromecánico Anual																															

MANTENIMIENTO DE MOTORES E.	Noviembre																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Mant. Electromecánico Trimestral																														
Mant. Mecánico mensual																														
Mant. Eléctrico Mensual																														
Mant Electromecánico Anual																														
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																														
Mant. Electromecánico Trimestral																														
Mant. Electromecánico Trimestral																														
Mant Electromecánico Anual																														

MANTENIMIENTO DE MOTORES E.	Diciembre																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Mant. Electromecánico Trimestral																															
Mant. Mecánico mensual																															
Mant. Eléctrico Mensual																															
Mant Electromecánico Anual																															
<b>MANTENIMIENTO DE BOMBAS</b>																															
Mant. Electromecánico Trimestral																															
Mant. Electromecánico Trimestral																															
Mant Electromecánico Anual																															

Fuente: Elaboración propia

### 3.4 Realizar un análisis costo-beneficio del sistema propuesto

#### 3.4.1 Costos del plan de mantenimiento RCM

Para analizar la presente propuesta se debe tener en cuenta los costos en lo que la empresa debe cubrir, para ello se tiene que determinar los costos de gestión del plan de mantenimiento, así como los de su ejecución anual, estos serán adicionados a los costos actuales, es decir la inversión solo se hará para hallarlo que nos costaría implementar esta gestión, al mantenimiento que se viene dando en la empresa.

**Tabla N° 41. Costo de gestión de mantenimiento RCM**

Costo de Gestión de mantenimiento RCM				
Descripción	Unidad	Precio	Cantidad	Sub total
Costo de elaboración del plan de mantenimiento	-	S/. 500,00	1	S/. 500,00
Costo de Capacitación para gerencia	modulo	S/. 300,00	1	S/. 300,00
Costo de capacitación para Jefaturas( planta y mantenimiento)	modulo	S/. 400,00	2	S/. 800,00
Costo de capacitación de Técnicos.	modulo	S/. 150,00	2	S/. 300,00
Costo de documentación	manual	S/. 50,00	5	S/. 250,00
Costo de Hardware y software (PC y programa)	paquete	S/. 1 400,00	1	S/. 1 400,00
TOTAL				S/. 3 550,00

Fuente: Elaboración propia

Los costos de la Gestión de mantenimiento detallados en la tabla definen la inversión inmediata que la empresa tendría que realizar para dicha implantación; así mismo se tiene en cuenta que participarían directamente de esta gestión, la gerencia general, jefes de Planta y mantenimiento, así como los operarios, obteniendo capacitación constante, para el desarrollo de la gestión.

Así mismo para la gestión de mantenimiento se deberán incurrir los gastos en material adicional detallado en la siguiente tabla.

**Tabla N° 42. Costo de material para implementación de la gestión de mantenimiento**

Descripción		Unidad	Precio (s/.)	cantidad anual	Sub total(s/.)
Muebles de oficina	mueble archivador	pack (c/5 años)	S/. 400,00	1	S/. 400,00
	módulo de computo (mueble y asiento)	pack (c/5 años)	S/. 600,00	1	S/. 600,00
Materiales de oficina	Papel Bond	millar mensual	S/. 14,00	12	S/. 168,00
	Folders y sobres manila	millar anual	S/. 50,00	1	S/. 50,00
	carpetas de archivos	ciento mensual	S/. 75,00	1	S/. 75,00
Insumos de oficina	Tinta para impresora	pack anual	S/. 120,00	4	S/. 480,00
	Lapiceros y lápices	pack trimestral	S/. 15,00	4	S/. 60,00
	insumos varios	pack trimestral	S/. 20,00	6	S/. 120,00
Costo Total					S/. 1 953,00

Fuente: Elaboración propia

Se determinaron los datos de los costos y el beneficio:

**Tabla N° 43. Análisis de beneficio-costo de la propuesta**

Beneficios/ Años	0	1	2	3	4	5
Paralización de equipos		S/. 500	S/. 700	S/. 900	S/. 1 000	S/. 1 000
Materia Prima/Insumos	S/. 4 227	S/. 3 000	S/. 4 200	S/. 3 600	S/. 4 800	S/. 5 100
Pago a terceros		S/. 7 000	S/. 7 000	S/. 7 000	S/. 7 000	S/. 7 000
Incremento de Producción		S/. 28 856	S/. 28 856	S/. 28 856	S/. 28 856	S/. 28 856
<b>TOTAL</b>	<b>S/. 4 227</b>	<b>S/. 39 357</b>	<b>S/. 40 758</b>	<b>S/. 40 359</b>	<b>S/. 41 660</b>	<b>S/. 41 961</b>
<b>Costos</b>						
costo de elaboración del plan	S/. 500	S/. 500	S/. 500	S/. 500	S/. 500	S/. 500
Capacitación para gerencia	S/. 800	S/. 800	S/. 800	S/. 800	S/. 800	S/. 800
capacitación para Jefaturas ( planta y mantenimiento)	S/. 1 500	S/. 1 000	S/. 1 000	S/. 1 000	S/. 1 000	S/. 1 000
Capacitación de Técnicos.	S/. 150	S/. 150	S/. 150	S/. 150	S/. 150	S/. 150
documentación	S/. 50	S/. 50	S/. 50	S/. 50	S/. 50	S/. 50
Hardware y software	S/. 1 400	S/. 56	S/. 56	S/. 1 200	S/. 56	S/. 56
mueble archivador	S/. 400	S/. 0	S/. 0	S/. 0	S/. 0	S/. 0
módulo de computo (mueble y asiento)	S/. 600	S/. 0	S/. 0	S/. 0	S/. 0	S/. 0
Papel Bond	S/. 168	S/. 168	S/. 168	S/. 168	S/. 168	S/. 168
Folders y sobres manila	S/. 50	S/. 50	S/. 50	S/. 50	S/. 50	S/. 50
carpetas de archivos	S/. 75	S/. 75	S/. 75	S/. 75	S/. 75	S/. 75
Tinta para impresora	S/. 120	S/. 120	S/. 120	S/. 120	S/. 120	S/. 120
Lapiceros y lápices	S/. 15	S/. 15	S/. 15	S/. 15	S/. 15	S/. 15
insumos de oficina	S/. 20	S/. 20	S/. 20	S/. 20	S/. 20	S/. 20
repuestos de mantenimiento	S/. 38 828	S/. 38 828	S/. 38 828	S/. 38 828	S/. 38 828	S/. 38 828
Mano de obra	S/. 92 400	S/. 92 400	S/. 92 400	S/. 92 400	S/. 92 400	S/. 92 400
<b>TOTAL</b>	<b>S/137 076</b>	<b>S/. 3 004</b>	<b>S/. 3 004</b>	<b>S/. 4 148</b>	<b>S/. 3 004</b>	<b>S/. 3 004</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>-S/. 132 849</b>	<b>S/. 36 353</b>	<b>S/. 37 754</b>	<b>S/. 36 211</b>	<b>S/. 38 656</b>	<b>S/. 38 957</b>
Depreciación	-S/. 2 500	-S/. 2 500	-S/. 2 500	-S/. 2 500	-S/. 2 500	-S/. 2 500
Utilidad antes de impuestos		S/. 33 853	S/. 35 254	S/. 33 711	S/. 36 156	S/. 36 457
Impuestos		S/. 10 156	S/. 10 576	S/. 10 113	S/. 10 847	S/. 10 937
Depreciación		S/. 2 500	S/. 2 500	S/. 2 500	S/. 2 500	S/. 2 500

Fuente: Elaboración propia

### 3.4.2 Análisis costo-beneficio del plan de mantenimiento

Del plan planteado se realizó un análisis costo beneficio, observando el costo que tiene la implementación de la gestión, contra el beneficio que la implementación presenta de los cuales se halló que, en beneficio se tuvo S/. 162 589,70, mientras que el costo fue de S/. 147 645,29, dichos costos se obtuvieron por medio de una tasa de inversión y una tasa de costo:

Tasa de inversión	0,09
Tasa de costos	0,16

Tomando datos de diferentes entidades financieras, se optó por tomar en referencia dichas tasas, para luego tomar el valor del beneficio costo como:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{162\ 589,70}{147\ 645,29} = 1,10121831$$

El cálculo del costo beneficio demostró la viabilidad de la implementación de la gestión de mantenimiento, puesto que el valor positivo +1 indica ganancia en la implementación, resaltando la implementación progresiva en 5 años, pudiéndose observar que ocurrirían cambios notables gracias a esta implementación.

#### IV. CONCLUSIONES

El mantenimiento Centrado en la confiabilidad, permite a las empresas que decidan implementarlo, mejorar sus indicadores de mantenimiento, por lo tanto generar la amplitud del uso de sus equipos, así como la generación de ahorro tanto en mantenimiento como en aumento de producción.

Al diagnosticar la estación de bombeo N°1 y el sistema de mantenimiento que se realizaba en dicha estación, se pudo observar que existía una gran diferencia entre la demanda y la distribución del agua potable, teniendo pérdidas por fallas de S/.246 913 para el año 2014, puesto que se deja de bombear endicho año 900,33 horas.

Mediante el diagrama de causa y efecto, incluido el análisis de modos y efecto de fallas se determinó las funciones, fallas funcionales y los modos de fallas y efectos de falla para los equipos críticos de la estación de bombeo N°1, así como la determinación del estado de vida de los equipos mediante la distribución de Weibull, arrojaron datos mejorados por medio de los indicadores, pasando de un tiempo medio entre fallas de 35 horas a uno de 108 horas, aumentando la Confiabilidad de los equipos en un 4%.

A través de la medición de los indicadores, y comparación del antes de la gestión y después de la gestión, se pudo realizar el plan de mantenimiento adecuado, con el cual se pretende mejorar en un 70% para un tiempo de 5 años en el cual se pretende pasar de 1 170 288 m<sup>3</sup> producidos, a 1 621 166 m<sup>3</sup>.

La propuesta de la gestión de mantenimiento basada en RCM, generara ahorros anuales de S/.14 944,40 los cuales podrán ser utilizados para el mejoramiento continuo de la planta de tratamiento de agua potable, además del aumento de producción por la implementación de esta gestión, generara un impacto social positivo puesto que podrá mitigar la falta de satisfacción la necesidad básica de agua potable a las comunidades pertenecientes a la Ciudad de Chiclayo.

## **V. RECOMENDACIONES**

Se recomienda seguir con el estudio de Mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM, puesto que permitirá seguir con la gestión del mantenimiento de la empresa, puesto que es necesario gestionar tanto los activos físicos así como el talento humano que interactúa en dicha área.

Se recomienda aplicar la Gestión de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, para las diferentes estaciones de bombeo de la empresa, puesto que generara más horas de distribución, así como la satisfacción de la necesidad de agua potable a las diferentes comunidades que la empresa realiza el servicio.

## VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Oliva, Karim, Arellano, Madelein. López, María. Soler, Karen. *Sistemas de información para la gestión de mantenimiento en la gran industria del estado Zulia*, Revista Venezolana de Gerencia (RVG) Universidad del Zulia Año 15. N° 49, 2010, 125 – 140.
- Gutiérrez, Jaime A., Mora-Flórez, Juan. Pérez, Sandra. *Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de 115kV*, Scientia Et Technica, vol. XV, núm. 42, agosto, 2009, pp. 11-16 Universidad Tecnológica de Pereira Pereira, Colombia.
- González, Francisco. *Mantenimiento Industrial Avanzado*, FC Editorial, 3ª ed. 1ª imp. ESPAÑA (08/2009).
- Instituto Nacional de Estadística e Informática. *Día mundial de la Población*, INEI, Lima-Perú, 2013.
- SUNASS. *Plan Maestro Optimizado de Agua Potable y Alcantarillado*. EPSEL S.A. Lambayeque- Perú, 2012.
- Altmann, Carla. *El Análisis de Causa Raíz como herramienta en la mejora de la Confiabilidad*, Móvil Uno URUMAN, Uruguay, 2010.
- Carlos A. Montilla, Juan Arroyave, Carlos Silva *Caso de Aplicación de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*, Scientia et Technica Año XIII, No 37, Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701, 2007.
- Samaniego Cristina, *Implementación de un Sistema de Gestión de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (Rcm), para la Empresa Chova del Ecuador s.a. Plantas Inga y Cashapamba* Ecuador-Sangolquí, 2013.
- Morales Carlos, Oliveros Juan, *Diseño e implementación de un sistema de Mantenimiento centrado en confiabilidad (rcm) Para el sistema de tratamiento de aguas en la Compañía Eléctrica de Sochagota* Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Colombia 2011.
- Espinosa, F. *Confiabilidad operacional de equipos: metodologías y herramientas*, Universidad de Talca, Talca Maule, Chile 2012.
- García, S. *Indicadores en Mantenimiento*, RENOVE TECNOLOGÍA S.L Fuenlabrada, Madrid-España, 2012.
- AIAG Automotive Industry Action Group. *Potential Failure Mode and Effects Analysis (FMEA)*. Reference Manual. E.E.U.U., 1995-2011.

VII. ANEXOS

Anexo N°1

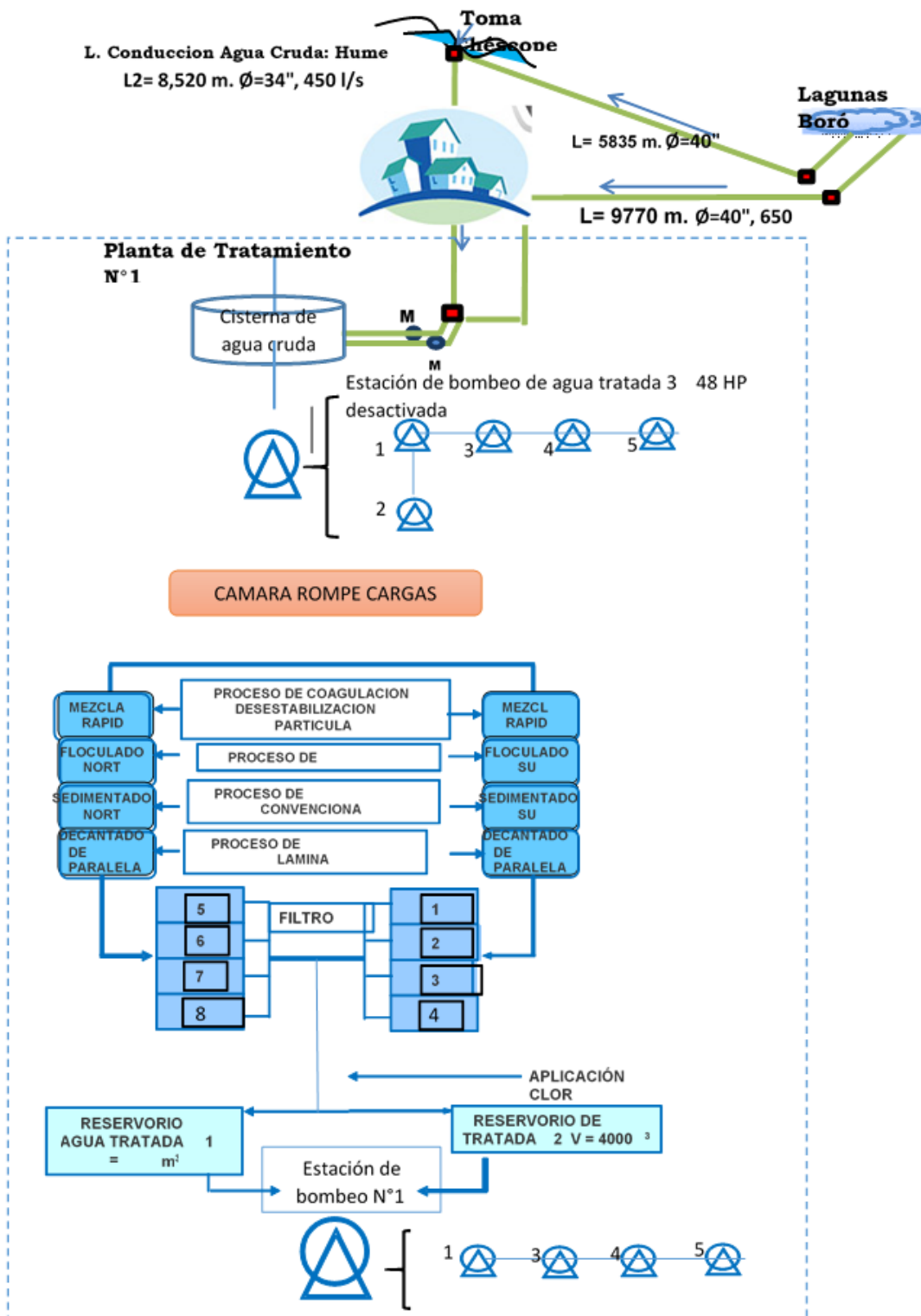


Figura N° 64. Diagrama general de PTAP N°1 de EPSEL S.A.  
Fuente. EPSEL S.A.

## Anexo N°2

**Tabla N° 44. Demanda de agua potable en el año 2013 en la ciudad de Chiclayo**

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Conexiones activas	85797	86020	85909	85997	86222	86261	86488	86592	86545	87108	87096	87167
<b>Demanda</b>	<b>3324634</b>	<b>3010700</b>	<b>3328974</b>	<b>3224888</b>	<b>3341103</b>	<b>3234788</b>	<b>3351410</b>	<b>3355440</b>	<b>3245438</b>	<b>3375434</b>	<b>3266100</b>	<b>3377721</b>
Habitantes por vivienda	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Consumo por persona en metros cúbicos	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Días al mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Producción	3070352	2865881	3118830	2963053	3071023	2929966	2897095	2918266	2806953	2920386	2798437	2687663

Fuente: Elaboración datos INEI 2013 y SUNASS 2013.

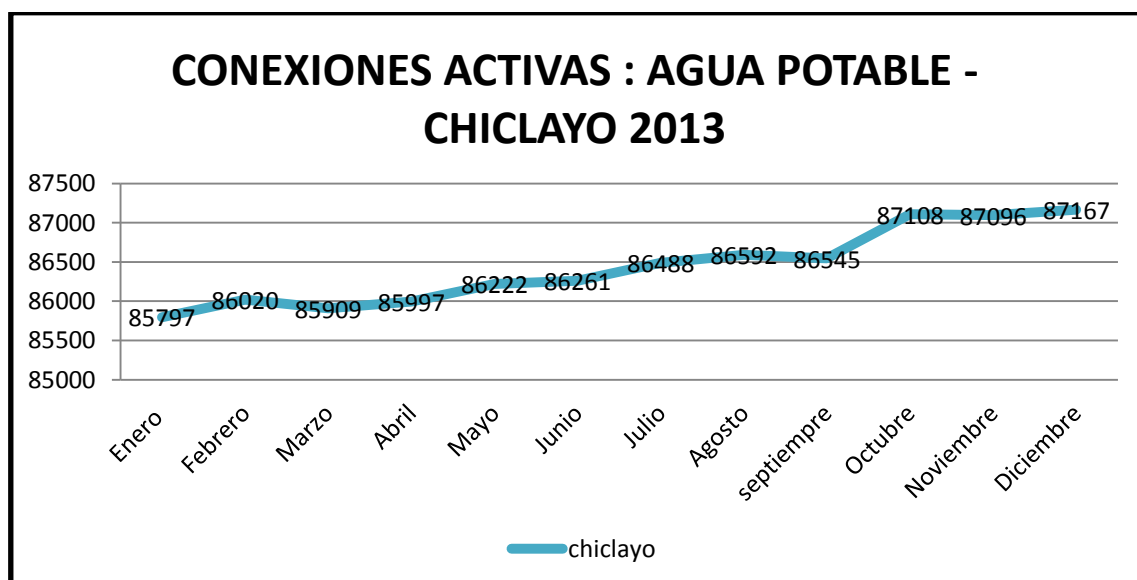
A partir de la determinación de la demanda, se observa en la tabla el contraste de producción y demanda, donde los datos son correspondientes a producción y demanda de Agua Potable en el año 2012-2013 en la ciudad de Chiclayo. (m<sup>3</sup>)

## Anexo N°3

**Tabla N° 45. Conexiones activas de agua potable**

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
chiclayo	85797	86020	85909	85997	86222	86261	86488	86592	86545	87108	87096	87167

Fuente: Gerencia Operacional EPSEL S.A.



**Figura N° 65. Conexiones activas de agua potable**

Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.

#### Anexo N°4



**Figura N° 66. Sala de mando PTAP N°1**  
Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.



**Figura N° 69. Tablero eléctrico**  
Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.



**Figura N° 67. Tablero de mando PTAP N°1**  
Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.



**Figura N° 70. Estación de generación**  
Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.



**Figura N° 68. Quemadura de bobina**  
Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.



**Figura N° 71. Avería de bomba**  
Fuente: Gerencia operacional EPSEL S.A.

Anexo N°5

SUB. GERENCIA DE PRODUCCION  
 DPTO. ALMTRAT. DE  
 AGUA POTABLE PRIMER TURNO

CONTROL OPERACIONAL  
 PLANTA N° 1  
 FECHA: 31-07-14

OPERADOR RESPONSABLE: AYETA  
 OCURRENCIA/HORA: \_\_\_\_\_ FIRMA: \_\_\_\_\_

SISTEMA OPERATIVO/DESCRIPCION: \_\_\_\_\_

\* LA BOMBA # 1 CONTINUA MALDEBIDA  
 ACCION TOMADA/HORA: \_\_\_\_\_

\* LA BOMBA # 2 CONTINUA TIENE POSE  
 INTERVENCION POR EQUIPO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

TECNICO RESPONSABLE: \_\_\_\_\_ HORA: \_\_\_\_\_  
 ACCION TOMADA/RECOMENDACIONES: \_\_\_\_\_

---

OPERADOR DE TURNO \_\_\_\_\_ TECNICO AREA DE MANTENIMIENTO \_\_\_\_\_

SEGUNDO TURNO

OPERADOR RESPONSABLE: \_\_\_\_\_ FIRMA: \_\_\_\_\_  
 OCURRENCIA/HORA: \_\_\_\_\_

SISTEMA OPERATIVO/DESCRIPCION: \_\_\_\_\_

ACCION TOMADA/HORA: \_\_\_\_\_

INTERVENCION POR EQUIPO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

TECNICO RESPONSABLE: \_\_\_\_\_ HORA: \_\_\_\_\_  
 ACCION TOMADA/RECOMENDACIONES: \_\_\_\_\_

---

OPERADOR DE TURNO \_\_\_\_\_ TECNICO AREA DE MANTENIMIENTO \_\_\_\_\_

TERCER TURNO

OPERADOR RESPONSABLE: \_\_\_\_\_ FIRMA: \_\_\_\_\_  
 OCURRENCIA/HORA: \_\_\_\_\_

SISTEMA OPERATIVO/DESCRIPCION: \_\_\_\_\_

ACCION TOMADA/HORA: \_\_\_\_\_

INTERVENCION POR EQUIPO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

TECNICO RESPONSABLE: \_\_\_\_\_ HORA: \_\_\_\_\_  
 ACCION TOMADA/RECOMENDACIONES: \_\_\_\_\_

---

OPERADOR DE TURNO \_\_\_\_\_ TECNICO AREA DE MANTENIMIENTO \_\_\_\_\_

JEFATURA DATAP \_\_\_\_\_ ING° DE MANTENIMIENTO DE PLANTA \_\_\_\_\_

Figura N° 72. Reporte de ocurrencias

Fuente. Sub-gerencia de mantenimiento electromecánico EPSEL S.A.

Anexo N°6

Tabla N° 46. Cronograma de ejecución de mantenimiento actual EPSEL S.A.

CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO TRANSFORMADORES Y TRAFOMIX DE LOS SISTEMAS DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN NIVEL DE MEDIA TENSIÓN																																																		
ZONAL	LOCALIDAD	ESTACIÓN	ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
ZONAL CHICLAYO	CHICLAYO	P.T. N°1					X	X																																										
		P.T. N°2																					X	X	X																									

Fuente. Sub-gerencia de mantenimiento electromecánico

## Anexo N°7

 Unidad Ing. de Mantenimiento Operaciones Talara	<b>Sep-14</b>	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>  PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EQUIPOS ROTATIVOS- REFINERIA TALARA	
	Rev. 02 R.M.D.		

UNIDAD INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

SUPERINTENDENCIA DE MANTENIMIENTO

## ESTÁNDAR DE INGENIERÍA

### 1. REFINERÍA

### TALARA

### VOLUMEN 4

### PLANES DE MANTENIMIENTO SI4

ESTANDAR	TITULO
<b>SI4-02-14</b> Rev. 2 SETIEMBRE 2014	<b>PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE EQUIPOS ROTATIVOS DE OPERACIONES TALARA</b>

[Índice de Estándares de Ingeniería](#)

[Lista de Trabajos de Mantenimiento SI 4](#)


[Índice de Programa de Mantenimiento Predictivo](#)

#### INTRODUCCIÓN

1. La permanente revisión y estudio de las variables (presión temperatura, desgaste etc.), internas y externas asociadas (directa o indirectamente) al proceso de operación de una máquina o sistemas permite diagnosticar el comportamiento futuro en tiempo real de la posible aparición de fallas o situaciones fuera de condiciones estándares, con el fin de evitarlas y alargar el periodo de funcionamiento del equipos o vida útil.
2. El Mantenimiento Predictivo estudia la evolución temporal de ciertos parámetros, para asociarlos a la ocurrencia de fallas, esto con el fin de determinar en qué periodo de tiempo esa situación estará fuera de los estándares, para planificar todas las tareas proactivas con tiempo suficiente para que esa falla nunca tenga consecuencias graves ni genere paradas

**Figura N° 73. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 1**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Sep-14</b> Rev. 02 R.M.D.	<b>PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE EQUIPOS ROTATIVOS- REFINERIA TALARA</b>	<b>SI4-02-14</b> Pág. 2 de 16
Unidad Ing. de <b>Mantenimiento Operaciones Talara</b>			

3. imprevistas de equipos.
4. La predicción del comportamiento de los parámetros se hace a través de las ciencias matemáticas, estadísticas y proyecciones.
5. Una de las características más importantes de este tipo de mantenimiento es que no debe alterarse el funcionamiento de la planta mientras se está aplicando.
6. La inspección y evaluación de los parámetros se realizan en forma periódica o continua, dependiendo de diversos factores como son el tipo de planta, los tipos de falla por diagnosticar y la inversión que se quiera realizar.
7. El mantenimiento predictivo basa sus principios en el conocimiento permanente del estado y la operación de los equipos, mediante la medición de diferentes variables. El control que se tiene de estas variables determinan la utilización del Mantenimiento Predictivo.
8. Su ventaja radica en la velocidad de detección de la falla (en forma anticipada y temprana del hecho). La cantidad de información que proporciona este tipo de mantenimiento, sumado a la rapidez con que se mida la información, supera ampliamente a las acciones de Mantenimiento: Correctivas y Preventivas.
9. El Mantenimiento Predictivo aplicado a equipos rotativos, utiliza técnicas no destructivas, la más importante es el Análisis de Vibración. Esta proporciona la información más importante de su comportamiento interno. Otras pruebas de tipo no destructivo son: El Análisis de Aceite, Análisis de desgaste de Partículas, medición de Temperaturas, Termografía, etc.

## 2. DEFINICIÓN

1. El Mantenimiento Predictivo, conocido como Mantenimiento por condición o Mantenimiento basado en el estado del equipo, se define como “La acción realizada sobre la base de la modificación de un parámetro de CONDICION O DESEMPEÑO.

## 3. OBJETO DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

1. Prevenir las fallas en los equipos o sistemas, controlando diferentes parámetros, permitiendo operar los equipos en forma continua el mayor tiempo posible.
2. Predecir las condiciones de los equipos, favoreciendo la disponibilidad de los equipos, pues los equipos o sistemas no son intervenidos debido a que las mediciones y verificaciones son efectuadas con los equipos o sistemas en servicio y produciendo.
3. La decisión de intervenirlos se toma cuando el grado de deterioro se aproxima o alcanza límites previamente establecidos. Cuando los equipos o sistemas son intervenidos lo que se realiza es un Mantenimiento Correctivo Planificado.

**Figura N° 74. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 2.**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Operaciones Talara	<b>Sep-14</b> Rev. 02 R.M.D.	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b> PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE EQUIPOS ROTATIVOS- REFINERIA TALARA	<b>SI4-02-14</b> Pág. 3 de 16

#### 4. VENTAJAS DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

1. Reduce los costos de mantenimiento.
2. Permite detectar y diagnosticar por anticipado problemas en los equipos o sistemas, permitiendo tomar acciones correctivas que eviten daños catastróficos sumamente costosos.
3. Reduce el tiempo de parada al conocer exactamente el accesorio fallado.
4. Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
5. Verifica la condición en tiempo real de las maquinas o sistemas.
6. Maneja registros y analiza información histórica, al momento de tomar decisiones técnicas en los equipos.
7. Define límites de tendencia relativos al tiempo de falla.
8. Permite tomar decisiones en las maquinas o sistemas en momentos críticos.
9. Provee el conocimiento del historial, para ser utilizada en el Mantenimiento Correctivo Planificado.
10. Facilita el análisis de fallas.
11. Reduce pérdidas de producción al eliminar las paradas de producción no programadas por fallas inesperadas de máquinas.
12. Reduce el inventario en almacenes. Solo se adquieren repuestos cuando resulte estrictamente necesario.
13. Se optimiza el desempeño de la máquina.
14. Mejora la seguridad industrial.
15. Reduce el deterioro del medio ambiente.

#### PROCEDIMIENTO:

1. Clasificar los equipos rotativos de acuerdo a su potencia en las siguientes clases:
  - Clase I: Partes individuales de motores y máquinas en general, vinculadas integralmente en condiciones normales de operación. Motores eléctricos de 1 hasta 5 kw.
  - Clase II: Máquinas de medianas dimensiones (típicamente motores eléctricos de entre 15kW hasta 300kW) montados sobre sus bases convencionales. Máquinas de hasta 300kW.
  - Clase III: Grandes máquinas motrices y cualquier otro tipo de máquina rotatoria, montadas sobre bases rígidas y pesadas, exhibiendo rigideces relativamente altas en la dirección montadas en bases especiales.
  - Clase IV: Grandes maquinarias motrices y cualquier otro tipo de máquina rotatoria, montadas sobre bases relativamente flexibles en la dirección donde se efectúe la medición de vibraciones (por ejemplo, turbogeneradores y turbinas de gas, cuyas potencias sean superiores a 10MW).

La teoría es que Máquinas de dimensiones similares y agrupadas por la potencia que consumen, tendrán similares o los mismos niveles de vibraciones, estos son medidos en velocidades filtradas de 10Hz a 1Khz.

  - Registrar las vibraciones totales en mm/s RMS (raíz media cuadrática), con el vibrómetro tipo lapicero, marca SKF, tipo CMVP 50. Los valores obtenidos se comparan con la Tabla de severidad de vibración, según ISO 10816.

#### **Figura N° 75. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 3.**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Operaciones Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI4-02-14</b> Pág. 4 de 16
	<b>Sep-14</b> Rev. 02 R.M.D.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE EQUIPOS ROTATIVOS- REFINERIA TALARA	

5. **LÍMITES DE VIBRACIONES (RMS) DE REFERENCIA ESTABLECIDOS PARA LOS EQUIPOS ROTATIVOS DE OPERACIONES TALARA**

ESTADO	Máquinas Pequeñas	Máquinas Medianas	Máquinas Grandes	
	Clase I	Clase II	Soporte Rígido. Clase III	Soporte Flexible. Clase IV
BUENO	<0.7	<1.1	<1.8	<2.8
SATISFACTORIO	>0.7 pero <1.8	>1.1 pero <2.8	>1.8 pero <4.5	>2.8 pero <7.1
INSATISFACTORIO	>1.8 pero <4.5	>2.8 pero <7.1	>4.5 pero <11.2	>7.1 pero <18
INACEPTABLE	>4.5	>7.1	>11.2	>18

**GUÍA GENERAL PARA EVALUAR LA SEVERIDAD DE LAS VIBRACIONES.**

**REFERENCIA ESTÁNDAR INTERNACIONAL ISO 10816.1**

ESTADO	EVALUACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LAS VIBRACIONES
BUENO	Máquinas nuevas
SATISFACTORIO	Puede operar sin restricciones
INSATISFACTORIO/ LIMITE/ ALARMA	Puede operar durante periodos limitados, hasta tomar las medidas correctivas. Requiere monitoreo de parámetros y análisis de condición
INACEPTABLE	Su severidad puede causar daños a la máquina

**TABLA PARA EVALUAR LA SEVERIDAD DE LAS VIBRACIONES EN EQUIPOS ROTATIVOS (ESTANDAR ISO 10816)**

Severidad de Vibraciones		Máquinas Pequeñas	Máquinas Medianas	Máquinas Grandes	
in/s RMS	mm/s RMS	Clase I	Clase II	Soporte Rígido Clase III	Soporte Flexible Clase IV
0,011	0,3	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
0,018	0,5	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
0,028	0,7	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno
0,044	1,1	Satisfactorio	Bueno	Bueno	Bueno
0,071	1,8	Satisfactorio	Satisfactorio	Bueno	Bueno
0,110	2,8	Insatisfactorio	Satisfactorio	Satisfactorio	Bueno
0,177	4,5	Insatisfactorio	Insatisfactorio	Satisfactorio	Satisfactorio
0,280	7,1	Inaceptable	Insatisfactorio	Insatisfactorio	Satisfactorio
0,440	11,2	Inaceptable	Inaceptable	Insatisfactorio	Insatisfactorio
0,710	18,0	Inaceptable	Inaceptable	Inaceptable	Insatisfactorio
1,100	27,9	Inaceptable	Inaceptable	Inaceptable	Inaceptable
1,770	45,0	Inaceptable	Inaceptable	Inaceptable	Inaceptable

**Figura N° 76. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 4.**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Operaciones Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	Sep-14 Rev. 02 R.M.D.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE EQUIPOS ROTATIVOS- REFINERIA TALARA	<b>SI4-02-14</b> Pág. 5 de 16

- Registrar la aceleración envolvente en unidades gE, con el mismo vibrómetro tipo lapicero de marca SKF, tipo CMVP 50 y se compara con la Tabla de niveles de Alarma para medición de envolvente de aceleración de SKF.

**6. NIVELES DE ALARMA PARA MEDICIÓN DE ENVOLVENTE DE ACCELERACIÓN (CMVP 50)**

RANGO DE VELOCIDAD	200–500 RPM	500-1000 RPM	1000-2000RPM	2000-4200 RPM
BUENO	0 - 0.1 gE	0 – 0.3 gE	0- 1.2 gE	0 – 5 gE
SATISFACTORIO	0.1 - 0.3	0.3 – 1.2	1.2 – 5	5 – 20
INSATISFACTORIO	0.3 - 1.2	1.2 – 5.0	5 – 20	20 – 80
INACEPTABLE	>1.2	>5.0	>20	>80

**Valores válidos para un eje de diámetro  $d_o = 25$  mm. Para un diámetro “d” diferente, multiplicar los niveles de alarma por el factor “d/do”**

- Registrar las Temperaturas en Grados centígrados, con termómetro laser de no contacto, de marca RAYTEK, modelo Raynger ST. Tomar temperaturas en las diferentes partes de los equipos rotativos.
  - Registrar otras condiciones de operación: Presión de succión, descarga, flujo, amperaje, temperaturas del sistema de agua de enfriamiento, etc.
  - Inspeccionar los acoplamientos y otros elementos de los equipos rotativos, con Luz estroboscópica, marca SKF.
  - Verificar la existencia de ruidos en los diferentes equipos rotativos. Utilizar un estetoscopio marca SKF.
2. Elaborar el reporte mensual de Mantenimiento Predictivo, haciendo mención al grado de severidad: Bueno, satisfactorio, insatisfactorio, inaceptable y estado de los diferentes equipos rotativos de la Refinería Talara.
  3. Identificar los equipos que presentan condiciones anormales de operación. Problemas, para efectuarles el análisis de vibraciones, con el colector-analizador de datos Snapshot del SYSTEM 1.
  4. Efectuar análisis de aceite, con el apoyo de Laboratorio.
  5. Analizar la falla, haciendo uso de los siguientes diagramas:
    - Diagrama de tendencias: de vibración, de aceleración envolvente, de temperaturas, de condiciones de operación, etc.
    - Diagrama de frecuencias: Espectro de Frecuencias o FFT.
    - Diagrama de cascada (waterfall).
  6. De los resultados obtenidos, emitir las recomendaciones de Ingeniería, que cada caso amerita.

**Figura N° 77. Estándar de ingeniería SI4-02-14- Pagina 5.**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

Anexo N°8



UNIDAD INGENIERIA DE MANTENIMIENTO  
SUPERINTENDENCIA DE MANTENIMIENTO

**ESTANDARES DE INGENIERIA**  
**REFINERIA TALARA**  
**VOLUMEN 1**  
**LISTA DE TRABAJOS DE MANTENIMIENTO**

ESTANDAR	TITULO
<b>SI1-30-01</b>	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS CENTRÍFUGAS</b>

4	Abr-10	Insp. Gnral Bombas Centrifugas (Rev. - PDF)	7	LYE	
3	Abr-08	Insp. Gnral Bombas Centrifugas (Act. Formto)	6	VEG	
2	Mar-05	Insp. Gnral Bombas Centrifugas (Act. Formto)	6	CAE	
1	Abr-98	Insp. Gnral Bombas Centrifugas	5	CAE	
<b>REV.</b>	<b>FECHA</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>PAG.</b>	<b>REV.</b>	<b>APROB</b>
PROPUESTO: FECHA: Abril -10			APROBADO: FECHA: Abril -10		

PETROLEOS DEL PERU S.A.

**OPERACIONES TALARA**

**Figura N° 78. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 1**  
Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 <b>Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara</b>	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Abril – 10</b> Rev. 4 L.Y.E.	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS CENTRIFUGAS</b>	<b>SI1-30-01</b> Pág. 2 de 7

[Índice de Estándares de Ingeniería](#)    [Lista de Trabajos de Mantenimiento SI 1](#)

[Índice de Bombas Centrífugas](#)

**1. OBJETO DE LA INSPECCION**

- 1.1 Efectuar trabajos de mantenimiento y/o reparaciones menores.
- 1.2 Descubrir defectos mayores que obliguen a realizar una reparación en talleres, de inmediato o a breve plazo, para evitar daños mayores.
- 1.3 Determinar la necesidad de efectuar reparaciones de taller en el futuro y estimar la fecha a efectuarse.

**2. EN CASO DE ENCONTRARSE DEFECTOS DE CONSIDERACION**

- 2.1 Reportar de inmediato al operador.
- 2.2 Avisar a la Unidad Ingeniería de Mantenimiento.

**3. INSPECCION RUTINARIA**

- 3.1 Medir y registrar la vibración máxima en la bomba y en el motor. Esta inspección podrá ser diaria, interdiaria o semanal, dependiendo de la importancia y condiciones de operación de la bomba.
- 3.2 Verificar si existe ruido o zumbido anormal en los cojinetes de la bomba y/o en los cojinetes del motor. Usar instrumentos de ser necesario.
- 3.3 Ruido o zumbido en el cople flexible
- 3.4 Ruido de cavitación en la bomba
- 3.5 Si existen ruido de partes sueltas dentro de la bomba
- 3.6 Si existen fugas por los glands o sellos mecánicos
- 3.7 Si existen fugas por otras empaquetaduras
- 3.8 Examinar estado del aceite (emulsionado, contaminado, etc.)
- 3.9 Verificar si existe nivel correcto y si existen fugas por sellos. Reportar.
- 3.10 Verificar si existe calentamiento en bomba o motor. Utilizar termómetro.
- 3.11 Verificar si existe ruidos anormales al momento de arrancar o parar la bomba

**4. INSPECCION DE 4,000 HORAS EN EL CAMPO**

- 4.1 Antes de parar la bomba, efectuar la secuencia de inspección rutinaria arriba indicada.
- 4.2 Desacoplar motor-bomba. Lavar la grasa vieja del cople flexible, si es

PETROLEOS DEL PERU S.A.

**OPERACIONES TALARA**

**Figura N° 79. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 2**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	Abril – 10 Rev. 4 L.Y.E.	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS          CENTRIFUGAS</b>	<b>SI1-30-01</b> Pág. 3 de 7

lubricado.

**4.3** Inspeccionar el estado mecánico del cople flexible. Examinar si el estado del cople permite efectuar un alineamiento correcto.

**4.4** Verificar el alineamiento cuando la bomba está recién parada.

Definir si la bomba está alineada o desalineada.

En caso de estar desalineada, definir a que se debe:

**Desalineamiento vertical:** Puede deberse a que la bomba fue alineada en frío y no se previó tolerancias para compensar dilataciones del motor y la bomba en caliente. Observar si éste es el caso.

**Desalineamiento horizontal:** Puede deberse a que la bomba está siendo afectada por las tuberías. Observar si este es el caso.

**4.5** Efectuar inspección del motor eléctrico según Estándar de Ingeniería SI1-64-01. En caso de ser accionada a turbina, utilizar Estándar de Ingeniería SI1-90-01.

**4.6** Verificar si las tuberías tienen anclajes y si están adecuadamente colocados.

**4.7** Verificar si la bomba tiene topes o guías cónicas en su base.

#### **CAJAS PRENSAESTOPAS (GLANDS)**

**4.8** Aflojar los glands y sacar los empaques. (Esto no se aplica a bombas con sellos mecánicos). Examinar el estado de los empaques y verificar si el anillo interno ha estado colocado en su posición correcta.

**4.9** Hacer girar la bomba con la mano y observar si se pone dura al girar o si existe rozamiento o piezas sueltas en el interior.

**4.10** Examinar la bocina del eje en la parte del gland y zona de trabajo de los empaques.

#### **COJINETES**

**4.11** Medir el juego radial del cojinete del lado del cople. Usar indicador de dial.

**4.12** Medir el juego radial del cojinete del lado opuesto al cople. Usar indicador de dial.

**4.13** Medir el juego axial de la bomba. Usar indicador de dial.

**4.14** Medir el juego axial del eje propulsor. Usar indicador de dial.

**4.15** En caso de cojinetes lubricados con grasa. (Esto no se aplica a cojinetes sellados).

**4.15.1** Sacar las tapas de los cojinetes. Verificar si la grasa está llegando a los rodajes.

**4.15.2** Lavar los cojinetes. Usar varsol, brocha, trapo limpio y pistola para

PETROLEOS DEL PERU S.A.

## **OPERACIONES TALARA**

**Figura N° 80. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 3**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	Abril – 10 Rev. 4 L.Y.E.	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS          CENTRIFUGAS</b>	<b>SI1-30-01</b> Pág. 4 de 7

sopletear varsol. Eliminar toda la grasa vieja. Observar si hay partículas metálicas en la grasa. No es necesario retirar el impulsor. Este trabajo puede hacerse con la bomba armada.

**4.15.3** Inspeccionar el estado de los cojinetes. Hacer uso de un espejo metálico. Observar las pistas y elementos rodantes para detectar lacraduras.

**4.15.4** Observar el estado de las graseras de lubricación de los cojinetes.

**4.15.5** Verificar si las cajas de los cojinetes tiene válvulas de alivio para la grasa. Observar su estado.

**4.16 En caso de cojinetes lubricados con aceite:**

**4.16.1** Verificar el estado de los vasos de nivel de aceite de las chumaceras.

Observar si tienen marca que indique cuál debe ser el nivel correcto.

Observar si la marca está de acuerdo con el nivel requerido por los cojinetes.

Verificar si estos vasos tienen orificio respiradero y si este orificio se encuentra limpio.

**4.16.2** Verificar si las aceiteras de nivel constante están reguladas a la altura conveniente para mantener el nivel requerido en el interior de los cojinetes.

**4.16.3** Verificar el estado de los anillos "lubricadores".

No deben tener rebabas ni estar ovalados o golpeados.

**4.16.4** Drenar el aceite de los cojinetes y observar si hay presencia de limaduras de metal. Tomar muestra de aceite y efectuar análisis en laboratorio.

**4.16.5** Lavar con varsol el compartimiento de los cojinetes.

**4.16.6** Sacar las tapas de los cojinetes.

**4.16.7** Inspeccionar el estado de los rodajes (sin desarmar el impulsor).

Hacer uso de un espejo metálico.

**4.17 En el caso de chumacera refrigerada por agua:**

**4.17.1** Desarmar las tuberías de entrada y salida de agua en las inmediaciones de las camisas de enfriamiento.

**4.17.2** Inspeccionar los tubos.

**4.17.3** Están obturados.

**4.17.4** Están corroidos.

**4.17.5** Inspeccionar las camisas de enfriamiento. Verificar si están sucios o incrustados. Tomar muestras y efectuar análisis en laboratorio.

**4.17.6** Limpiar las camisas de enfriamiento.

PETROLEOS DEL PERU S.A.

**OPERACIONES TALARA**

**Figura N° 81. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 4**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 <b>Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara</b>	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Abril – 10</b> Rev. 4 L.Y.E.	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS CENTRIFUGAS</b>	<b>SI1-30-01</b> Pág. 5 de 7

#### **FILTROS Y OTROS**

- 4.18 Existe línea de balance en la bomba?  
 4.18.1 Si existe, está interrumpida por una válvula?  
 4.18.2 Si no existe, cree Ud. que esta bomba debería tenerla? (por comparación con otra de modelo similar).
- 4.19 Verificar si las guías cónicas de la caja de la bomba y de las chumaceras están completas y en buen estado.
- 4.20 Desarmar la canastilla de succión. Examinar el estado de la canastilla. Hacer limpieza y observar qué materiales se encuentran, pueden ser indicios de fallas en equipos vecinos conectados a la misma línea.
- 4.21 Desarmar la canastilla en la línea de enfriamiento de los sellos mecánicos. Examinar el estado de la canastilla. Hacer limpieza.
- 4.22 Corregir el alineamiento si es necesario. Apretar los pernos de la base, mientras se controla el alineamiento.
- 4.23 Poner grasa nueva al cople flexible.
- 4.24 Poner grasa nueva a los cojinetes del motor eléctrico según Guía de Lubricación.
- 4.25 Poner aceite nuevo a los cojinetes según Guía de Lubricación.
- 4.26 Empaquetar la bomba. Utilizar el empaque adecuado al servicio de la bomba.
- 4.27 Probar la bomba en servicio.  
 4.27.1 Verificar que no calienten los cojinetes (máximo aceptable 170° F). (76° C).  
 4.27.2 Verificar que no calienten los glans.  
 4.27.3 Observar si no rozan con el eje.  
 4.27.4 Observar si los deflectores no rozan con las chumaceras produciendo calentamiento.  
 4.27.5 Verificar que no exista vibración. Tomar valores y registrar.
- 4.28 Proporcione un estimado de la fecha en que deberá repararse esta bomba en los talleres.
- 4.29 Llenar el reporte de reparación.

#### **5. INSPECCION DE 8,000 HORAS EN TALLERES**

##### **Recomendaciones generales:**

- Toda pieza debe marcarse al desarmar para identificar posteriormente su

PETROLEOS DEL PERU S.A.

## **OPERACIONES TALARA**

**Figura N° 82. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 5**  
 Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 <b>Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara</b>	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Abril – 10</b> Rev. 4 L.Y.E.	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS CENTRIFUGAS</b>	<b>SI1-30-01</b> Pág. 6 de 7

- posición exacta.
- El mecánico debe proceder en todo momento con la intención de descubrir las fallas y sus causas.
  - En caso de deterioros repetidos y/o deterioros excesivos que hacen suponer una falla y no una situación de desgaste normal: se debe comunicar a la Unidad de Ingeniería de Mantenimiento.
- 5.1** Efectuar los trabajos de inspección rutinaria antes de parar la bomba para su traslado a Taller.
- 5.2** Efectuar la prueba del equipo motriz y determinar si es necesaria su intervención en Taller.
- 5.3** Verificar en un torno el estado de ambos cubos del cople flexible en las partes que se usan para el alineamiento con indicador, en el campo.
- Deben tener el mismo diámetro medido con micrómetro.
  - Sus superficies externas deben ser concéntricas con el hueco para eje.
  - No deben tener abolladuras.
- 5.4** Verificar si los impulsores o sus chavetas están flojas en el eje.
- 5.5** Medir el juego de los anillos de desgaste en el impulsor y reemplazar/ reparar lo que sea necesario. Registrar medidas.
- 5.6** Trabajos que debe efectuar la barrenadora.
- Verificar la concentricidad de los alojamientos de los anillos de desgaste con los alojamientos de los cojinetes.
  - Definir el grosor correcto del empaque entre las tapas de la ceja.
- 5.7** Verificar la deflexión del eje en un torno.
- 5.8** Verificar si ha habido flujo entre las bocinas de gland o sello mecánico y el eje. Hallar la causa y corregir. (empaque mal colocado; tuerca floja, etc.). Verificar el daño ocasionado y reemplazar o reparar lo necesario.
- 5.9** En caso de bomba montada con rodajes: reemplazar los rodajes.
- 5.10** En caso de bomba montada con chumaceras: desmontar los casquillos y medirlos para decidir el reemplazo. Utilizar plastigage o alambre de plomo.
- 5.11** Inspeccionar los aros lubricadores. No deben estar alabeados ni ovalados. No deben tener desgaste que los convierta en aros asimétricos.
- 5.12** Verificar si existe una marca que indique exteriormente el nivel correcto de aceite a conservar dentro de las chumaceras. En caso de no existir, tomar las medidas necesarias y colocar marca.
- 5.13** Verificar si los visores de nivel tienen orificio respiradero y si éste se encuentra limpio.

PETROLEOS DEL PERU S.A.

## OPERACIONES TALARA

**Figura N° 83. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 6**

Fuente. Petróleos del Perú S.A.

 <b>Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara</b>	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Abril – 10</b> Rev. 4 L.Y.E.	<b>INSPECCION GENERAL DE BOMBAS CENTRIFUGAS</b>	<b>SI1-30-01</b> Pág. 7 de 7

- 5.14** Verificar si las aceiteras de nivel constante están reguladas a la altura requerida.
- 5.15** Inspeccionar las guías cónicas de la caja; de las chumaceras y de la base. Reemplazarlas si es necesario.
- 5.16** Observar si hay “prisioneros” que se “escapen” de sus roscas en la caja. Asegurarlos como sigue:
- Limpiar el agujero roscado.
  - Poner una arandela de presión en el fondo del hueco.
  - Aplicar Devcon en la rosca.
- 5.17** Examinar los sellos mecánicos.  
Definir si hay abrasión para decidir la instalación de un separador ciclónico en sólidos en la línea de enfriamiento a los sellos mecánicos.
- 5.18** Durante el montaje deberán tomarse las siguientes precauciones:
- Poner empaquetaduras de grosor apropiado en la caja, tal como fue determinado anteriormente en la barrenadora.
  - Evitar “morder” la empaquetadura entre el anillo de desgaste y la caja.
  - Usar Permatex entre la caja y la empaquetadura en ambos lados.
  - Balancear el impulsor dinámicamente. Incluyendo el eje y cubo del cople.
  - Asegurarse de que los impulsores queden centrados en la caja.
  - Asegurarse de que el cojinete de empuje no tenga juego axial.
  - Hacer girar el impulsor a mano, antes de poner los empaques de gland y asegurarse de que la bomba gire completamente suave.
  - Efectuar una prueba hidrostática a presión conveniente para detectar fugas indebidas.
- 5.19** Llenar reporte mecánico.

PETROLEOS DEL PERU S.A.

## OPERACIONES TALARA

**Figura N° 84. Estándar de ingeniería SI1-30-01- Pagina 7**  
Fuente. Petróleos del Perú S.A.