



**SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

INGENIERÍA ELÉCTRICA

REPORTE TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

NOMBRE DEL PROYECTO:

**REHABILITACIÓN Y REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BOMBEO DE
AGUA POTABLE DE SMAPA DEL CAUDAL SANTO DOMINGO – PÁJAROS**

PRESENTA:

PAUL EDUARDO QUINTERO VARGAS

13270961

ASESOR INTERNO:

ING. JULIO ENRIQUE MEGCHUN VAZQUEZ

ASESOR EXTERNO:

ING. AMILCAR BEZARES AGUILAR

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.

Contenido

1. Introducción	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Estado del arte	5
1.3 Justificación	6
1.4 Objetivos	6
1.5 Metodología diagrama a bloques del hardware, software, o del proceso	7
1.5.1 Planta 1 captación Santo Domingo	7
1.5.2 Planta de Rebombeo No. 1 (sedimentadores).....	8
1.5.3 Planta de Rebombeo No. 2 antigua	8
1.5.4 Planta de Rebombeo No. 2 nueva	9
1.5.5 Planta de Rebombeo No. 3 antigua	10
1.5.6 Planta de Rebombeo No. 3 nueva	11
2 Fundamento teórico	12
2.1 Transformadores.....	12
2.1.1 Transformadores de potencia	12
2.2 Arrancadores	15
2.2.1 Arrancadores a tensión reducida	15
2.2.2 Arrancadores suaves (arrancadores de estado sólido).....	20
2.3 Motores verticales	25
2.4 Sistemas de compensación	26
2.4.1 Factor de potencia	26
2.4.2 Compensador de potencia reactiva continua	30
2.4.3 Filtros armónicos activos	30
2.4.4 Inversores de almacenamiento de energía.....	30
2.5 Conductores.....	32
3 Desarrollo	36
3.1 Descripción de los equipos de cada planta.....	36
3.1.1 En planta 1 captación Santo Domingo	36
3.1.2 En planta 1 sedimentadores.....	37
3.1.3 En la planta 2 antigua	37
3.1.4 En la planta 2 nueva	38
3.1.5 En la planta 3 antigua	38

3.1.6	En la planta 3 nueva	39
3.2	Descripción de cálculo de potencia total por cada estación de bombeo.....	40
3.2.1	En planta 1 captación Santo Domingo	40
3.2.2	En la planta 1 sedimentadores	41
3.2.3	En la planta 2 antigua	42
3.2.4	En la planta 2 nueva	43
3.2.5	En la planta 3 antigua	43
3.2.6	En la planta 3 nueva	44
3.3	Descripción del cálculo de potencia con los equipos que deben operar en cada planta....	45
3.3.1	En planta 1 captación Santo Domingo	45
3.3.2	En la planta 1 sedimentadores	46
3.3.3	En la planta 2 antigua	47
3.3.4	En la planta 2 nueva	48
3.3.5	En la planta 3 antigua	49
3.3.6	En la planta 3 nueva	50
3.4	Descripción del cálculo corrigiendo el FP a un 95%	51
3.4.1	En planta 1 captación Santo Domingo	51
3.4.2	En la planta 1 sedimentadores	52
3.4.3	En la planta 2 antigua	54
3.4.4	En la planta 2 nueva	55
3.4.5	En la planta 3 antigua	56
3.4.6	En la planta 3 nueva	58
3.5	Descripción del cálculo de transformador.....	59
3.5.1	Planta 1 captación Santo Domingo	59
3.5.2	Planta 1 Sedimentadores	59
3.5.3	Planta 2 antigua	59
3.5.4	Planta 2 nueva	60
3.5.5	Planta 3 antigua	60
3.5.6	Planta 3 nueva	60
3.6	Descripción del cálculo de interruptores	61
3.6.1	Planta 1 captación Santo Domingo	61
3.6.2	Planta 1 sedimentadores	61
3.6.3	Planta 2 antigua	61

3.6.4	Planta 2 nueva	61
3.6.5	Planta 3 antigua.....	62
3.6.6	Planta 3 nueva	62
3.7	Descripción del cálculo de conductores de transformador – centro de control de motores y centro de control de motores - motores	63
3.7.1	Transformador – Centro de control de motores:	63
3.7.2	Centro de control de motores – Motores	69
3.8	Diagramas unifilares de cada planta de bombeo	79
3.8.1	Planta 1 captación Santo Domingo	79
3.8.2	Planta 1 sedimentadores	79
3.8.3	Planta 2 antigua	80
3.8.4	Planta 2 nueva	80
3.8.5	Planta 3 antigua	81
3.8.6	Planta 3 nueva	81
3.9	Planos de cada planta de bombeo.....	82
3.9.1	Planta 1 captación Santo Domingo	82
3.9.2	Planta 1 sedimentadores	83
3.9.3	Planta 2 antigua	84
3.9.4	Planta 2 nueva	85
3.9.5	Planta 3 antigua	86
3.9.6	Planta 3 nueva	87
4	Resultados y Conclusiones.....	88
4.1	Resultados	88
4.1.1	Planta 1 captación Santo Domingo	88
4.1.2	Planta 1 sedimentadores	91
4.1.3	Planta 2 nueva	94
4.1.4	Planta 3 nueva	97
4.2	Conclusión.....	101

1. Introducción

1.1 Antecedentes

El origen del proyecto surge a base de diversos problemas en cada planta esto debido a la obsolescencia de algunos equipos y ya que se desea dar un buen servicio en el bombeo de agua potable se optó para realizar este proyecto para mejora de las estaciones, mayor calidad del servicio y atender los problemas que dañan el servicio.

Alcanzar un mejor bombeo en cada planta es lo que se obtendrá en este proyecto, esto para alcanzar un mejor rendimiento en cada una de ellas pues en las condiciones actuales esto es complicado de lograr ya que algunos equipos tienen demasiados años en operación y no operan como debe ser e incluso otros equipos no están en condiciones de operar afectando el bombeo esperado de cada planta.

Con los equipos actuales al ser un modelo antiguo el tener el control de ellos es muy difícil pues no se puede tener un monitoreo al 100% ya que al ser equipos electromecánicos esto también hablando del arrancador no se puede tener características detalladas de los equipos a diferencia de los equipos electrónicos actuales en los que podemos obtener datos del equipo y mediciones en tiempo real, esto sin utilizar un equipo de medición específico.

Al verificar cada planta de bombeo nos dimos cuenta de que los equipos ya tienen demasiados años por esto en este proyecto se dará cambio de estos equipos utilizando equipos modernos los cuales tienen un mejor funcionamiento y darán un mejor sistema de monitoreo para así tener una planta trabajando en los estándares deseados mejorando el suministro de agua potable a la población de Tuxtla Gutiérrez Chiapas.

1.2 Estado del arte

Instituto Mexicano De Tecnología Del Agua haciendo un proyecto con nombre de Uso eficiente de energía en estaciones de bombeo y su impacto en el consumo energético del organismo operador de agua teniendo como objetivo propiciar el uso sustentable de la energía mediante la utilización óptima de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su generación hasta su consumo.

Universidad Politécnica de Valencia realizando un caso de estudio energético de estaciones de bombeo el cual tenía como objetivo optimizar el funcionamiento de una estación de bombeo, lo que repercutirá directamente en una disminución de los costes de explotación. Para ello se establecen los siguientes objetivos: analizar flujos energéticos y pérdidas, identificación de mejoras, evaluación y valoración de los ahorros de los escenarios alternativos.

1.3 Justificación

En este proyecto se solucionará el problema de bombeo ya que en algunos casos se presentan diversas fallas en el caudal Santo Domingo – Pájaros debido a esto se optó por rehabilitar algunos equipos de bombeo de la línea para garantizar el servicio y que sea de calidad, lo cual también ayudara a que se tenga un mejor monitoreo y operación de los equipos instalados en cada planta.

Teniendo en cuenta que se requiere una operación optima se dispondrá a instalar equipos nuevos lo cual serán de gran ayuda para los encargados de la planta que les será más fácil tener un control de ellos esto para tener un mejor monitoreo del trabajo de cada equipo esto también dando una mejor operación por ser equipos nuevos.

Tomando en cuenta lo anterior se espera llegar a tener una distribución optima y de calidad para la ciudad de Tuxtla Gutiérrez Chiapas y para las diversas estaciones de rebombeo en dicha ciudad

1.4 Objetivos

Llevar acabo la rehabilitación y diseño eléctrico del sistema eléctrico de bombeo con base a la NOM-001-SEDE-2012, INSTALACIONES ELECTRICAS (UTILIZACIÓN) para garantizar el suministro de agua potable a la población de Tuxtla Gutiérrez Chiapas.

Obtener un mejor funcionamiento de los equipos de bombeo lo cual ayude en el abastecimiento de la ciudad.

Tener una estación de bombeo de calidad.

Aplicar la norma adecuada para estar en regla en el consumo de energía.

Aplicar la norma adecuada para estar en regla con el equipo utilizado.

Aplicar la norma adecuada para lograr obtener un servicio de calidad.

1.5 Metodología diagrama a bloques del hardware, software, o del proceso

Levantamiento de equipo

En las primeras semanas se dispuso a dar un recorrido en las diversas estaciones, esto para determinar la ubicación de estas y saber la distancia que hay entre ellas para así disponer un plan de trabajo el cual sea el mejor para lograr un estudio favorable de las estaciones.

Se llevó a cabo una introducción del funcionamiento del equipo de bombeo, el cual se conforma por los arrancadores y bombas de estaciones.

El conocimiento del tipo de subestaciones y la capacidad de estas para alimentar los equipos.

Saber el horario de trabajo de los equipos, así como el porqué de algunos casos de interrupción en su funcionamiento el cual consta rescatar que solo están fuera de línea para alcanzar un buen nivel en los tanques o para dar mantenimiento al equipo.

En las visitas a cada planta se obtuvo:

1.5.1 Planta 1 captación Santo Domingo



Ilustración 1- planta captación Santo Domingo

PLANTA 1 CAPTACION							
EQUIPOS	CANT.	TENSION	HP	KVAR	KVA	Modelo	Marca
Motores L 36	6	460	100	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Motores L 24	4	460	75	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Motores L 20	3	460	75	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Centro de control	13	460	/	/	/	SSW 07	WEG
Banco de capacitores	2	480	/	70	/	70C5	ABB
Transformadores	2	480	/	/	500		PROLEC

Cableado subterráneo:

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi rohsm.r. thw-ls/thhw-ls 90 °c, 600v ct-sr (750 Kcmil) 2 conductores por fase

Cableado subterráneo arrancador-motor utilizando conductor vinanel xxi rohsm.r. thw-ls/thhw-ls 90 °c, 600v ct-sr (2/0 AWG), 1 conductor por fase.

1.5.2 Planta de Rebombeo No. 1 (sedimentadores).

PLANTA 1 SEDIMENTADORES							
EQUIPOS	CANT.	TENSION	HP	KVAR	KVA	Modelo	Marca
Motores L 36	7	460	200	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Motores L 24	4	460	200	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Centro de control	11	460	/	/	/	SSW 07	WEG
Banco de capacitores	3	480	/	140	/	140C7	ABB
Transformadores	3	480	/	/	750		DEMSEA

Cableado subterráneo:

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 253 mm² (500 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 3 conductores por fase.

Cableado subterráneo arrancador-motor utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 177 mm² (350 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 1 conductor por fase.

1.5.3 Planta de Rebombeo No. 2 antigua

PLANTA 2 ANTIGUA							
EQUIPOS	CANT.	TENSION	HP	KVAR	KVA	Modelo	Marca
Motores L 24	4	460	250	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Motores L 20	3	460	200	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Centro de control	7	460	/	/	/	SSW 07	WEG
Banco de capacitores	1	480	/	140	/	140C7	ABB
Transformadores	2	480	/	/	300		CONTI. ELEC.

Cableado subterráneo:

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 253 mm^2 (500 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 3 conductores por fase.

En la línea de 24 cableado subterráneo arrancador-motor utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 203 mm^2 (400 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 1 conductor por fase.

En la línea de 20 cableado subterráneo arrancador-motor utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 177 mm^2 (350 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 1 conductor por fase.

1.5.4 Planta de Rebombeo No. 2 nueva



Ilustración 4- Planta 2 nueva

PLANTA 2 NUEVA							
EQUIPOS	CANT.	TENSION	HP	KVAR	KVA	Modelo	Marca
Motores L 36	7	460	300	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Centro de control	7	460	/	/	/	SSW 06	WEG
Banco de capacitores	2	480	/	140/175	/	140C7/175C7	ABB
Transformadores	2	480	/	/	1000		PROLEC

Cableado subterráneo:

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 507 mm^2 (1000 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 2 conductores por fase.

Cableado subterráneo arrancador-motor utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 253 mm^2 (500 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 1 conductor por fase.

1.5.5 Planta de Rebombeo No. 3 antigua

PLANTA 3 ANTIGUA							
EQUIPOS	CANT.	TENSION	HP	KVAR	KVA	Modelo	Marca
Motores L 24	4	460	250	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Motores L 20	3	460	200	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Centro de control	7	460	/	/	/	SSW 07	WEG
Banco de capacitores	1	480	/	140	/	140C7	ABB
Transformadores	2	480	/	/	300		CONTI. ELEC.

Cableado subterráneo:

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 253 mm^2 (500 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores.

Cableado subterráneo arrancador-motor utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 203 mm^2 (400 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 3 conductores por fase.

1.5.6 Planta de Rebombeo No. 3 nueva



Ilustración 6- Planta 3 nueva

PLANTA 3 NUEVA							
EQUIPOS	CANT.	TENSION	HP	KVAR	KVA	Modelo	Marca
Motores L 36	7	460	300	/	/	HOLLOSHAFT	U.S. MOTOR
Centro de control	7	460	/	/	/	SSW 06	WEG
Banco de capacitores	2	480	/	140/175	/	140C7/175C7	ABB
Transformadores	2	480	/	/	1000		PROLEC

Cableado subterráneo:

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 507 mm^2 (1000 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 2 conductores por fase.

Cableado subterráneo transformador-arrancador utilizando conductor vinanel xxi Ros (THW-Ls/THHW-Ls) 253 mm^2 (500 Kcmil) 90°C 600 V CT SR para la alimentación de los motores, 1 conductor por fase.

2 Fundamento teórico

2.1 Transformadores

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia.

La potencia que ingresa al equipo no varía en el caso de un transformador ideal (sin pérdidas) pero las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio.

Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

2.1.1 Transformadores de potencia

Son los que se utilizan para subestaciones y transformación de energía en media y alta tensión. Se aplican en subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencias. Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país en donde va a trabajar. A continuación, detallo los dos principales tipos de transformadores de potencia:



Ilustración 1- Transformador de potencia

2.1.1.1 Transformador tipo seco

Se utiliza en interiores, donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendios imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislamiento clase F utilizándose resinas epoxi como medio de protección de los arrollamientos siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. A continuación, describimos algunas especificaciones técnicas de las principales partes que conforman el transformador tipo seco:

2.1.1.1.1 Circuito magnético

Puede ser de chapa de acero al silicio de grano orientado, aislada por óxidos minerales y protegida contra la corrosión mediante una capa de esmalte.

2.1.1.1.2 Arrollamiento de BT

Las espiras están separadas por una película aislante de clase F y se dispondrá radialmente en el centro de las bobinas de canales de ventilación para permitir una fácil disipación del calor. La construcción es de banda (platina) o folio (plancha) de aluminio para conseguir buena resistencia mecánica a los esfuerzos de corto circuito, se impregnará con una resina de clase F bajo vacío, con el objetivo de garantizar una buena resistencia a las agentes ambientales y conseguir una masa homogénea.

2.1.1.1.3 Arrollamiento de MT

Arrollamientos de MT Es Independiente de los arrollamientos de BT y se realiza en banda o folio de aluminio con aislantes de clase F sin excepción, garantizando un diseño resistente geoméricamente y un gradiente de tensión reducido entre espiras y entre galletas, de modo que el material aislante resulta escasamente solicitado dieléctricamente ósea con menores esfuerzos dieléctricos y no se produce su envejecimiento prematuro.



Ilustración 2 – Transformador tipo seco

2.1.1.2 Transformadores en aceite

Se caracterizan principalmente por que el núcleo ferromagnético se encuentra totalmente sumergido en aceite, consta de un tanque con tapa, intercambiadores de calor, bombas y cubículo para el aceite.

2.1.1.2.1 Núcleo

El circuito magnético es del tipo ensamblado compuesto por columnas y yugos constituidos de láminas de acero arsilio de grano orientado laminado en frío y de alta permeabilidad magnética recubierto de aislamiento orgánico en ambas caras que son cortadas asegurando la ausencia de nubosidades que permiten obtener bajos valores de corriente de excitación y pérdidas en vacío.

2.1.1.2.2 Arrollamientos

Arrollamientos Los devanados están formados por bobinas concéntricas de cobre electrolítico de alta conductividad y el aislamiento es papel impregnado en aceite (clase A). su diseño permite que el transformador pueda suministrar la potencia nominal en cualquier posición del conmutador de derivaciones. Las bobinas son compactas, ensambladas y aseguradas.

Las conexiones al conmutador de derivación y a los aisladores pasa tapas de alta y baja tensión son realizadas de manera que aseguren una correcta conexión eléctrica y mecánica a prueba de vibraciones durante el transporte y la operación del transformador.

2.1.1.2.3 Tanque

El tanque es del tipo corrugado con tapa empernada en el cual las paredes están conformadas por aletas onduladas soldadas a la estructura y constituyen el sistema de refrigeración del transformador.

Con esta construcción en plancha de acero estructural se obtiene una robustez de gran resistencia a los esfuerzos mecánicos y se permite el despacho de los transformadores llenos de aceite listos para entrar en servicio. La protección contra la intemperie incluye la eliminación de todo óxido mediante granallado previo a la aplicación de pintura base anticorrosivo (2 capas) y de pintura de acabado (2 capas).

2.1.1.2.4 Aceite

Es mineral constituyendo el elemento aislante y refrigerante del transformador. Sus características destacables son las siguientes: - Baja viscosidad para obtener una buena transferencia de calor

- Alta rigidez dieléctrica

- Ausencia de ácidos inorgánicos y azufre corrosivo, para prevenir un deterioro en los aislamientos y los conductores.

- Resistencia a la oxidación y a la formación de lodos

- Resistencia a emulsiones con agua

- Bajo punto de congelación. Antes de ser introducido al tanque el aceite se somete a proceso de filtrado y secado. El llenado se hace bajo vacío para asegurar la eliminación de la humedad.

2.1.1.2.5 Aisladores pasatapas

Son de porcelana marrón, de material denso y homogéneo libre de porosidades, burbujas e imperfecciones que puedan afectar sus características eléctricas o mecánicas. Las características eléctricas de los aisladores pasatapas cumplen con las normas respectivas. Los aisladores se encuentran montados sobre la tapa y pueden ser reemplazados sin necesidad de desencubar el transformador.



Elementos que componen el transformador sumergido en aceite con depósito de expansión.

Ilustración 3- Transformador en aceite

2.2 Arrancadores

2.2.1 Arrancadores a tensión reducida

Para el arranque de motores trifásicos hasta 300 C.P. a 440V con autotransformador, no reversibles, con bobinas de accionamiento por c.a. hasta 400 V, 60 Hz en la caja de usos generales.

Los arrancadores automáticos a tensión reducida K 981 tipo autotransformador se utilizan para el arranque de motores con rotor de jaula de ardilla, para potencias hasta 150 C.P. a 220 V y 300 C.P. a 440 V, 60 Hz. Arrancadores de mayor potencia se fabrican solamente bajo pedidos especiales, (hasta 500 C.P. en 440 V). Estos arrancadores limitan la corriente en la etapa de arranque, evitando alcanzar corrientes que puedan causar fluctuaciones perjudiciales en la línea de alimentación. Con el arrancador a tensión reducida tipo autotransformador, se reduce la tensión en los bornes del motor según la relación de transformación del autotransformador. Por lo general, se utilizan autotransformadores con derivaciones de 50, 65 y 80% de la tensión nominal. La intensidad de corriente consumida por el motor en la etapa de arranque disminuye en la misma proporción que la tensión de bornes del motor, es

decir, según la relación de transformación del autotransformador. La capacidad del secundario del autotransformador se puede -al no tomar en cuenta la corriente de excitación y las pérdidas de tensión en el autotransformador igualar nuevamente a su capacidad primaria obtenida de la red.

2.2.1.1 Arranque estrella triángulo

Este arranque sólo puede ser aplicado a los motores donde los dos extremos de los tres devanados del estator tengan salidas sobre la placa de bornes y donde el acoplamiento en triángulo corresponda a la tensión de la red (ejemplo: para red 380V, es preciso un motor 380V Δ /660V Y).

Este procedimiento consiste en arrancar el motor conectando sus devanados en estrella. Estos se encuentran alimentados con una tensión igual a la tensión de la red dividida por 3 o sea un 58% de la tensión nominal.

El par se reduce con relación al cuadrado de la tensión de alimentación y es igual a un tercio del par proporcionado por un motor de arranque directo. La corriente en la línea se reduce en la misma proporción.

En el segundo tiempo, se suprime el acoplamiento en estrella y se acoplan los devanados en triángulo. Cada devanado está alimentado con la tensión de la red; el motor recupera sus características naturales.

El par motor es pequeño durante todo el acoplamiento “estrella” y la velocidad estabilizada al final de este tiempo, puede ser muy baja si el par resistente es elevado.

Aparecen entonces puntas importantes de corriente y de par al pasar de estrella a triángulo. A partir de cierta potencia es aconsejable, bien renunciar al acoplamiento estrella triángulo o bien utilizar una variante que permita limitar los fenómenos transitorios.

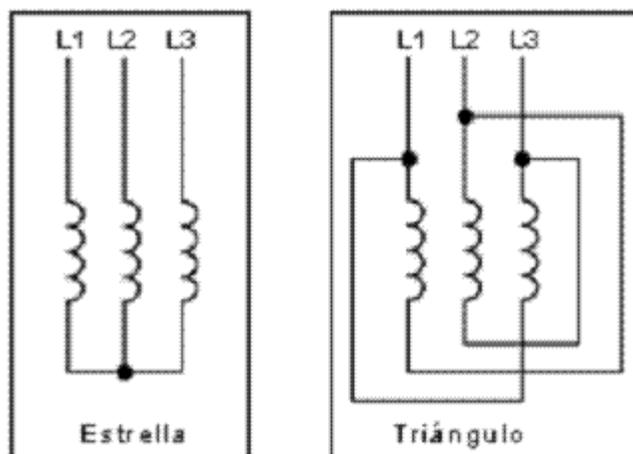
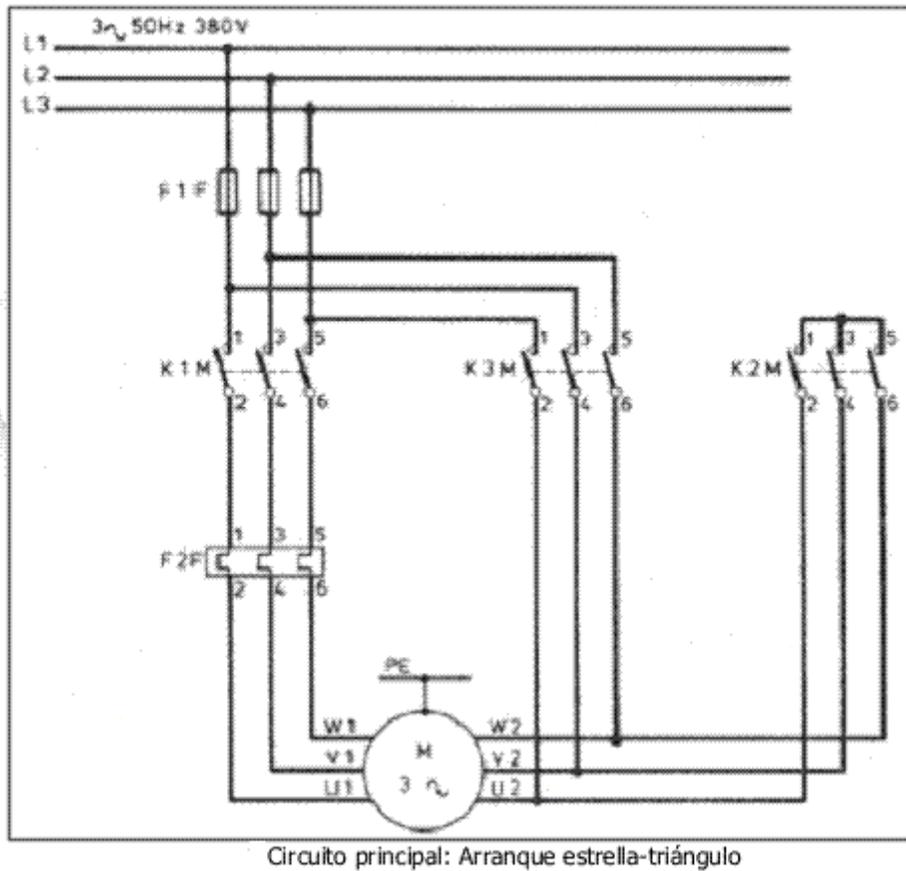


Ilustración 4- Ilustración estrella- delta

Esquema del circuito principal



Circuito principal: Arranque estrella-triángulo

Ilustración 5- Circuito de arranque y conexión

Funcionamiento

El pulsador S1A acciona el temporizador K4T y el contactor estrella K2M.

K2M se excita y aplica tensión al contactor de red K1M a través de su contacto auxiliar K2M/13-14.

K1M se enclava a través de sus contactos auxiliares K1M/13-14 y 43-44.

K1M conecta al motor M1 en estrella.

Después de transcurrido el tiempo ajustado en K4T, se abre el circuito de K2M.

A los 50 ms se cierra el circuito K3M. El contactor K2M se desexcita.

K3M se excita y conecta al motor M1 a la tensión plena de la red.

Simultáneamente, el contacto NC K3M/21-22 secciona el circuito K2M, evitando la reconexión en estrella.

Solamente será posible un nuevo arranque si se ha producido la desconexión: con el pulsador S0A o por sobrecarga, a través del contacto NC del relé térmico F2F/95-96.

Aplicaciones

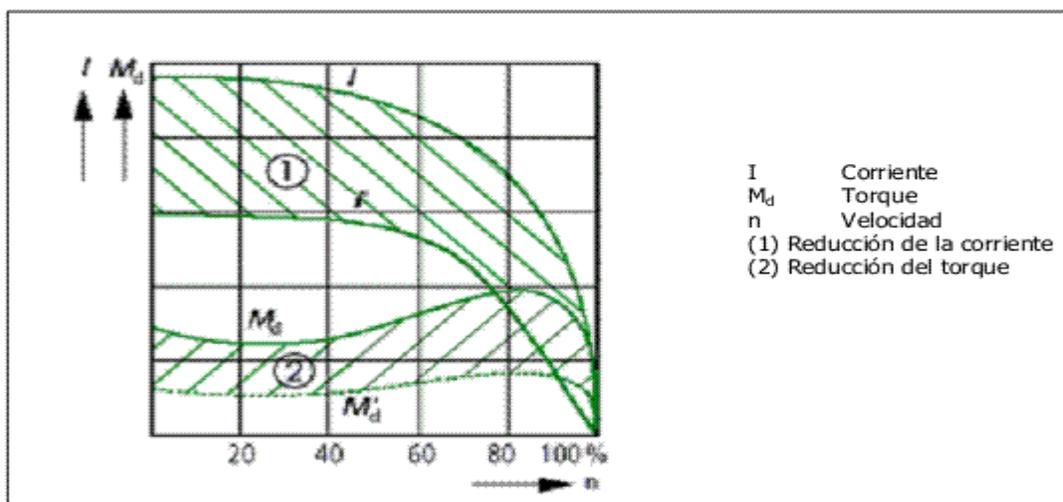
Máquinas arrancando en vacío.

Ventiladores y bombas centrífugas de pequeña potencia.

Arranque estatístico con resistencias

El objetivo de intercalar resistencias de uno o varios escalones es reducir la corriente transitoria y el torque durante el arranque.

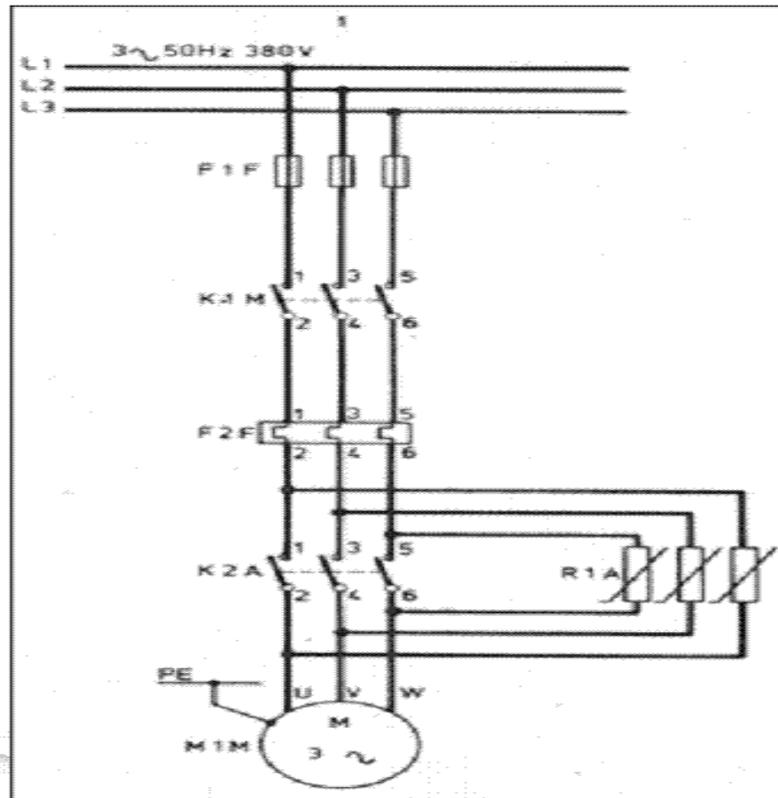
En el caso de arrancadores con un escalón, la corriente transitoria puede ser hasta tres veces la intensidad asignada del motor. En los arrancadores de varios escalones, las resistencias pueden diseñarse para obtener corrientes transitorias que sean solo de 1,5 a 2 veces la corriente asignada; sin embargo, el torque será bastante reducido.



Curvas torque/corriente vs velocidad para arranque estatístico con resistencias

Ilustración 6- Descripción de curvas del equipo

Esquema del circuito principal



Circuito principal: Arranque estático con resistencias

Ilustración 7- circuito de arranque y conexión

Funcionamiento

El pulsador S1Q acciona al contactor K1M y al temporizador K3T.

El motor se encuentra conectado a la red con resistencia: R1A.

De acuerdo con el ajuste de tiempo, el contacto NA K3T/17-18 excita la bobina del contactor K2A.

K2A puenta el escalón de arranque R1A y el motor gira con la velocidad asignada.

La parada se efectúa mediante el pulsador S0Q, y en caso de sobrecarga con el contacto NC/95-96 del relé térmico F2F.

Aplicaciones

Máquinas de fuerte inercia:

Compresores de refrigeración.

Maquinaria para la madera.

Máquinas tensoras.

Ascensores.

Escaleras automáticas, etc.

2.2.2 Arrancadores suaves (arrancadores de estado sólido)

Los arrancadores suaves optimizan las secuencias de arranque y de parada (aceleran y desaceleran), aumentan la productividad, permiten ahorro de energía / mantenimiento y protegen los motores de inducción trifásicos.

El control de la tensión aplicada al motor por medio de los ajustes del ángulo de disparo de los tiristores permite a los arrancadores suaves arrancar y parar un motor eléctrico de modo suave y controlado.

Con los ajustes adecuados de las variables, el par producido es ajustado a las necesidades de la carga para que la corriente necesaria sea la más baja posible en los arranques. Los arrancadores suaves son microprocesados, totalmente digitales y proyectados para asegurar el mejor rendimiento en el arranque y parada de los motores de inducción, además de ser una solución completa y de bajo coste. La Interfaz hombre máquina permite un fácil ajuste de los parámetros que proporciona una programación y operación simple.

Proyectados exclusivamente para utilización industrial o profesional, la línea de arrancadores suaves está diseñada para una perfecta adaptación a las necesidades de los accionamientos, lo que significa una mejor respuesta del sistema en su totalidad y una excelente relación coste-beneficio.

La línea de arrancadores suave es controlada vía microprocesador, totalmente digital y diseñada con tecnología de última generación.

Además de proporcionar arranques y paradas controladas, protección completa del motor y funciones dedicadas, ofrece una excelente relación beneficio/coste a los accionamientos.

La interactividad con la HMI LCD permite fácil programación durante la puesta en marcha y durante el funcionamiento del equipo. Además, el SSW06 incorpora la función SoftPLC que permite la programación/edición de lógicas de automatismo y la función pump control que permite un preajuste de los parámetros en aplicaciones de bombeo (evitar el Golpe de Ariete).

Beneficios

32-bit RISC microcontrolador de alto rendimiento

Protección electrónica del motor

HMI extraíble con display doble (LED/LCD)

Métodos de control totalmente programables

Control de par (torque) totalmente flexible

Función kick start para cargas con alta inercia

Función pump control para el control inteligente de los sistemas de bombeo

Evita el golpe de ariete en bombas

Limita los picos de corriente en la red

Limita la caída de tensión durante los arranques

Tensión universal (220 a 575 V ca)

Fuente de alimentación conmutada con filtro EMC (94 V ca a 253 V ca)

Baipás incorporado en los modelos de 10 A hasta 820 A, permite tamaño reducido, ahorro de energía y aumento de la vida útil del arrancador suave

Memoria backup de la protección del motor I²t imagen térmica

Protección contra desequilibrio de tensión y de corriente

Protección contra sobre/sub-tensión y corriente

Entrada para PTC del motor

Reducción del estrés sobre acoplamientos y equipos de transmisión (reductores, roldanas, correas, etc.

Aumento de la vida útil del motor y del sistema mecánico de la máquina accionada

Fácil operación, programación y mantenimiento vía HMI

Instalación eléctrica y mecánica sencilla

Puesta en marcha orientada

Posibilidad de conexión estándar o conexión dentro del triángulo del motor (conexión 6 cables)

Todas las protecciones y funciones están disponibles en los dos tipos de conexiones

Protección contra errores de comunicación serie o fieldbus

Operación en ambiente hasta 55 °C (sin reducción de corriente) para modelos 10 A 820 A, y hasta 40 °C (sin reducción de corriente) para modelos 950 A 1.400 A

Certificaciones internacionales: IRAM, C-Tick, UL, cUL, y CE

Aplicaciones

Química & Petroquímica: Ventiladores extractores de aire, Bombas centrífugas, Bombas de proceso dosificadoras, Agitadores mezcladores, Compresores y Extrusoras

Cerámicas: Ventiladores extractores de aire, Secadoras hornos, Molino bolas martillos, Mesas de rodillos y Cintas transportadoras

Zumos & Bebidas: Bombas centrífugas, Agitadores mezcladores, Mesas de rodillos, Cintas transportadoras y Líneas de embotellado

Azúcar & Etanol: Ventiladores extractores de aire, Bombas de proceso, Cintas transportadoras

Alimentos: Bombas de proceso dosificadoras, Ventiladores extractores de aire, Agitadores mezcladores, Secadoras hornos, Molinos de granulos y Grúas mono carriles

Madera: Picadoras, Máquinas para pulir, Cortadoras, Máquina de viruta de madera y Sierras

Plástico & Caucho: Extrusoras, Inyección y molde soplado, Mezcladores, Calandras y Trituradoras

Textil: Agitadores mezcladores y Secadoras lavadoras

Vidrio: Ventiladores extractores de aire, Máquina de fabricar botellas, Mesas de rodillos y Cintas transportadoras

Saneamiento: Bombas de flujo axiales y Sistema de impulsión

Cemento & Minería: Bombas de proceso dosificadoras, Máquinas de cernido mesas giratorias, Niveladoras dinámicas y Cintas transportadoras

Refrigeración: Bombas de proceso, Ventiladores extractores de aire, Sistemas de aire acondicionado y Compresor

Transporte de Cargas: Cintas transportadoras cadenas, Mesas de rodillos, Mono carriles, Escaleras mecánicas y Cintas de equipaje (aeropuertos)

Sub y Sobretensión

Permite ajuste de los límites para protección contra subtensión y sobretensión. Disponible para los dos tipos de conexión al motor.

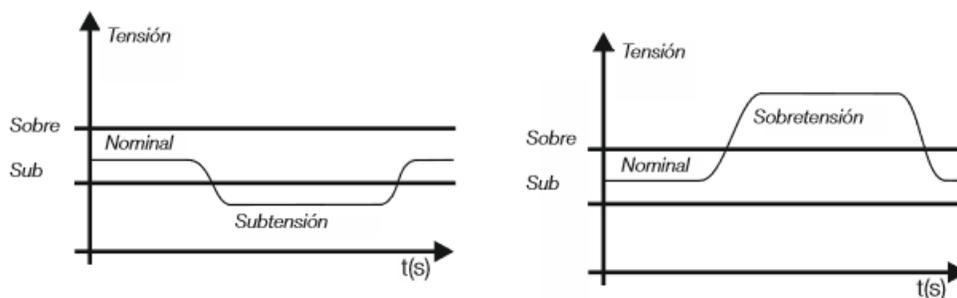


Ilustración 8- Descripción de curvas de operación

Sub y Sobrecorriente

Permite ajuste de los límites para protección contra subcorriente y sobrecorriente.

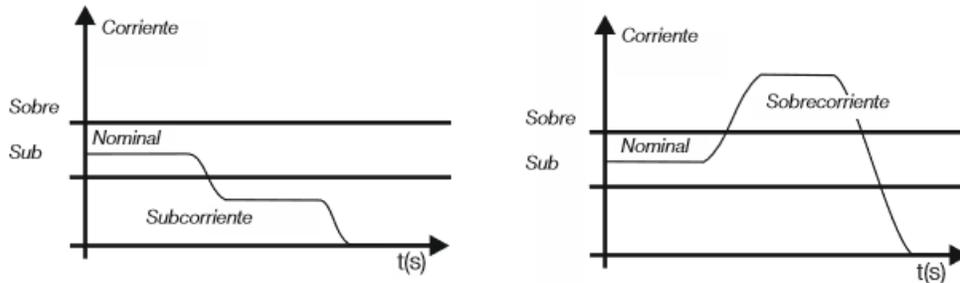


Ilustración 9- Descripción de curvas de operación

Métodos de arranque

Rampa de Tensión

Permite la aceleración y/o la desaceleración suave a través de rampas de tensión.

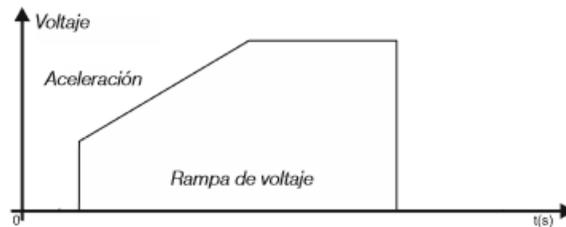


Ilustración 10- Descripción de curvas de operación

Pump Control

La función pump control proporciona una desaceleración suave que evita el Golpe de Ariete.

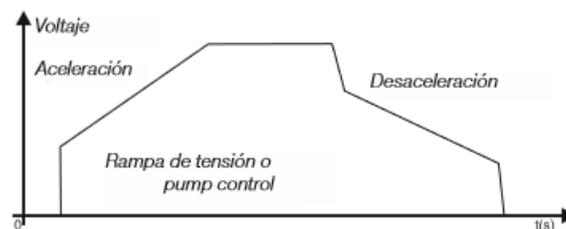


Ilustración 11- Descripción de curvas de operación

Limitación de Corriente

Permite ajustar el límite de corriente durante el arranque de acuerdo con la necesidad de la aplicación.

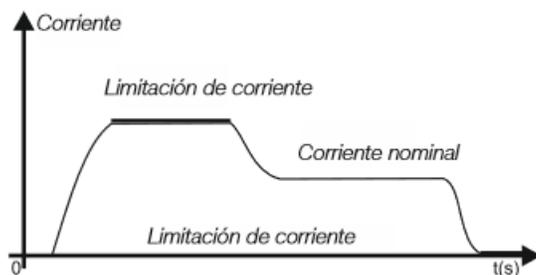


Ilustración 12 Descripción de curvas de operación

Rampa de Corriente

Permite ajustar límites de corriente menores o mayores en el inicio de los arranques. Este control permite aplicar a la carga, un par inicial menor o mayor.

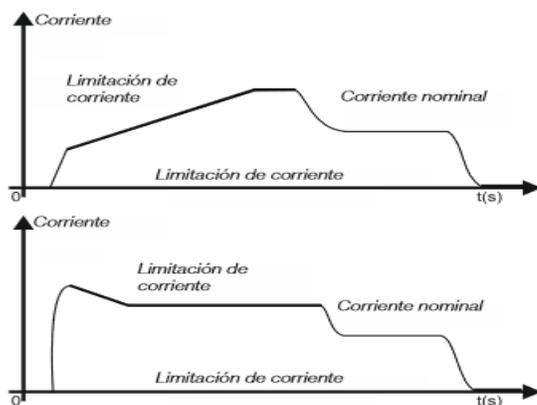


Ilustración 13- Descripción de curvas de operación

Kick Start en Tensión o Corriente

Permite un pulso inicial de tensión o de corriente que aplicado al motor proporciona un aumento de par (torque) en el inicio del arranque; necesario para el arranque de cargas con alta inercia.

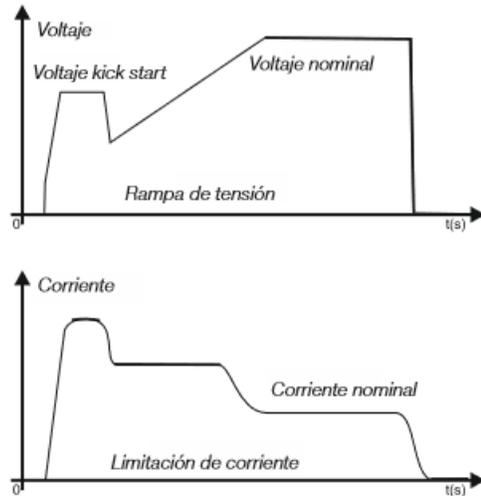


Ilustración 14- Descripción de curvas de operación

2.3 Motores verticales

Desde 1922, los motores Verticales Flecha Hueca han figurado como los motores estándares en la industria del bombeo. Es así como los motores verticales flecha hueca, son reconocidos en el mercado ya que cuenta con una larga trayectoria, siempre brindando al cliente confiabilidad y un fácil manejo. Además, los motores verticales flecha hueca, cuentan con una configuración única que permite la adaptabilidad a requerimientos específicos del cliente.

Los motores verticales Flecha Hueca están contruidos de materiales de alta calidad y fabricados bajo la norma ISO 9000-2000 y es así como gracias a su constante innovación, buen funcionamiento y su diseño, el motor vertical flecha hueca se ha convertido en el motor más confiable de la industria.

- 0 a 5000 HP.
- 3600 a 400 RPM.
- 208 a 6900 Volts.
- 3 fases.
- Frecuencia 60 Hz.
- Enclaustramiento:
 - Protección para ambiente tipo I (WPI) 40 a 4000 HP.
 - Protección Para ambiente tipo II (WPPI) 300 a 5000 HP.
- Eficiencia Nema Premium.
- Aislamiento clase F, aumento a clase B a plena carga.
- Factor de servicio 1.15- para WPI y WPPI.

- Armazones 184 TP a 5811 P.
- Alto empuje axial.
- Ambiente máximo 40 ° C a 3,300 pies de altitud.
- Disponible variedad de configuración de baleros según especificaciones.
- Con/sin trinquete de no retroceso.

Los motores verticales flecha hueca están diseñados para ser utilizados en aplicaciones en equipos de bombeo tipo turbina, mezcladores y bombas de propela. Los motores Verticales Flecha hueca son usados para riego, pozos, agricultura, en organismos del agua y municipales, en el proceso del tratamiento del agua, así como en diversas aplicaciones industriales. Los motores verticales flecha hueca están diseñados para ser utilizados en aplicaciones en equipos de bombeo tipo turbina, mezcladores y bombas de propela. Los motores Verticales Flecha hueca son usados para riego, pozos, agricultura, en organismos del agua y municipales, en el proceso del tratamiento del agua, así como en diversas aplicaciones industriales.



Ilustración 1- Motores verticales de flecha ueca

2.4 Sistemas de compensación

Una medida cuantificable que indique la disponibilidad, calidad y eficiencia de la potencia que se utiliza y suministra

Los beneficios de la buena calidad de energía incluyen: - Fiabilidad y disponibilidad de la red de suministro - Eficiencia energética - Productividad industrial - Ecoeficiencia / menor impacto medioambiental

2.4.1 Factor de potencia

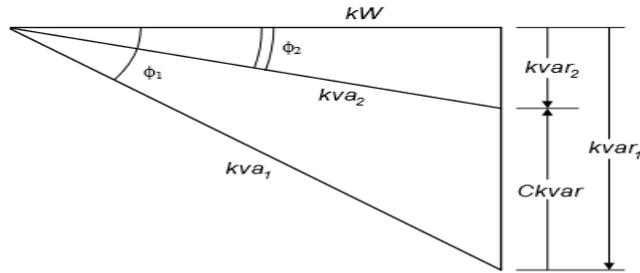
Factor de potencia es la relación entre la energía que se convierte en trabajo y la energía eléctrica que un circuito o dispositivo se consume. En otras palabras: es el cociente entre el voltaje total aplicado a un circuito y el voltaje en la parte resistiva del mismo

kVA: Potencia total (aparente)

kW: Potencia para ejecutar trabajo

kvar: Potencia reactiva necesaria para generarlos campos magnéticos en motores y transformadores

Factor de potencia: Cociente entre la potencia real (kW) y la potencia aparente (kVA)



$KVA_1 = \text{sin capacitores}$
 $KVA_2 = \text{con capacitores}$
 $KVA_2 < KVA_1$

Ilustración 1- Ejemplo de triangulo de potencias

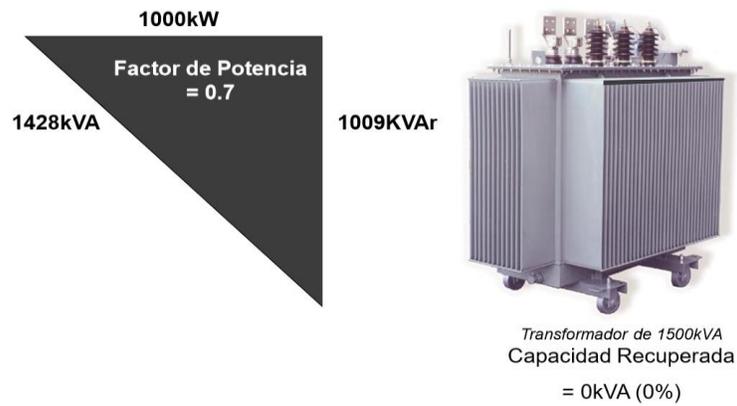


Ilustración 2- Operación de un transformador sin una corrección de reactivo

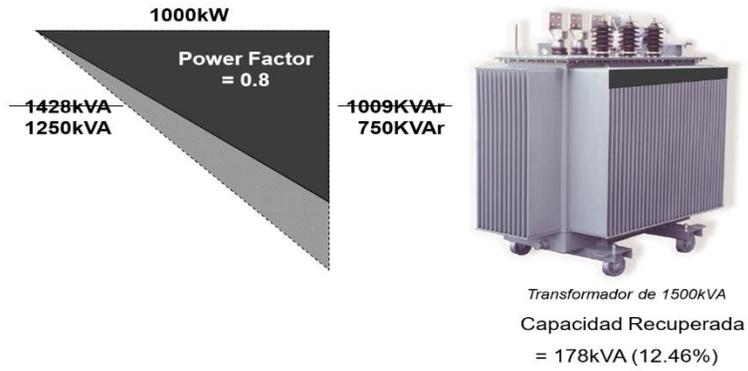


Ilustración 3- Corrigiendo reactivo con un factor de potencia de .80

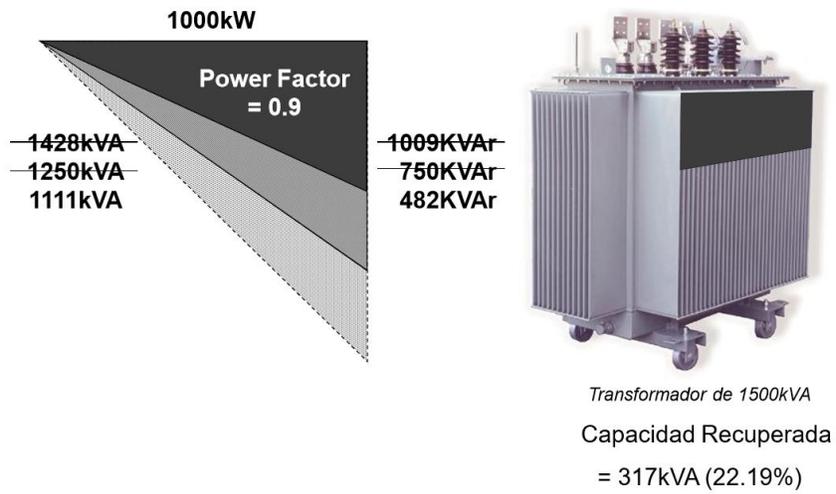


Ilustración 4- Corrigiendo reactivo con un factor de potencia de .90

Calculo de la Correcion Requerida

Capacitor Requerido $Q_{comp} = P \times (tg\phi_1 - tg\phi_2)$

where

P: potencia activa en kW: 165kW

ϕ_1 : angulo existente $\leftarrow \cos \phi_1 = 0.744$

ϕ_2 : angulo objetivo $\leftarrow \cos \phi_2 = 0.93$

$$tg\phi = tg(a \cos(\cos \phi))$$

$$\rightarrow tg \phi_1 = 0.898$$

$$\rightarrow tg \phi_2 = 0.395$$

$$Q_{comp} = 165 \times (0.898 - 0.395) = 83\text{kvar}$$

Ilustración 15- Procedimiento de cálculo para la corrección de potencia reactiva

Efectos de un bajo factor de potencia

Aumento de perdidas en Transformadores y Cables

Aumento en la temperatura

Reducción de vida útil

Trip indebido en equipos de protección

Queda de tensión en el secundario del transformador

Algunas cargas pueden no funcionar

Variaciones de tensión no-permisibles pueden ocurrir

Requerimientos para $\cos \phi$ pueden no ser atendidos:

Penalizaciones (\$).

2.4.2 Compensador de potencia reactiva continua

Compensador dinámico instantáneo basado en electrónica de potencia para potencia reactiva y cargas desequilibradas Beneficios

- Compensación de la potencia reactiva libre de transitorios y sin escalones
- Compensación continua de cargas inductivas y capacitivas de variación rápida
- Funcionalidad de equilibrio de carga
- Mejora la fiabilidad de los bancos de condensadores existentes en condiciones dinámicas
- Reduce las pérdidas del sistema y la huella de carbono
- Reduce la necesidad de mantenimiento y mejora la vida útil de las instalaciones eléctricas
- Aplicaciones:
 - Aplicación ferroviaria, aplicaciones de líneas de fabricación de automóviles, laminadoras de papel y acero
 - Conexión a redes de MT a través de transformador elevador

2.4.3 Filtros armónicos activos

Respuesta definitiva a los problemas de calidad de alimentación causados por armónicos, desequilibrio de carga y demanda de potencia reactiva Beneficios:

- Eficiencia de filtrado sin precedentes gracias al sistema de control de bucle cerrado
- Selección armónica individual
- Compensación de potencia reactiva continua
- Balanceo de carga en sistemas de 3 y 4 hilos
- Redundancia total Aplicaciones
- Aplicaciones pequeñas, medianas o grandes
- Protección de la calidad energética en instalaciones industriales y comerciales

2.4.4 Inversores de almacenamiento de energía

Inversor de almacenamiento de energía que incluye funciones de compensación de armónicos, compensación de carga y compensación de potencia reactiva Beneficios:

- Adecuado para una amplia gama de baterías
- Funcionalidades de calidad de energía
- Plataforma de comunicación flexible
- Diseño compacto Aplicaciones
- Para todos los sistemas de almacenamiento de energía

- Estabilización de voltaje y frecuencia
- Para minimizar el impacto de las renovables en la red
- Para peak shaving de la demanda (*): Sistemas BESS también disponibles

2.5 Conductores

La función básica de un cable consiste en transportar energía eléctrica en forma segura y confiable desde la fuente de potencia a las diferentes cargas. Existe una gran cantidad de terminología referente a este tema.

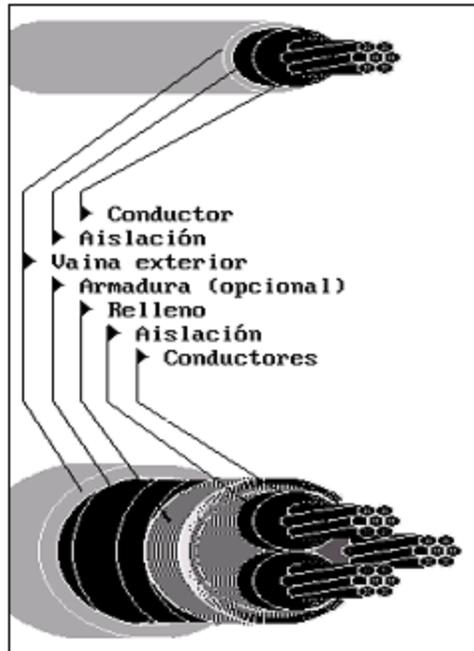


Ilustración 1- Conductor y partes

-Conductor, los cables pueden estar constituidos por un conductor (cables monofásicos), tres (cables trifásicos), cuatro, etc.

-Aislamiento, capa de material dieléctrico, que aísla los conductores de distintas fases, o entre fases y tierra. Puede ser de distintos tipos, tanto de material orgánico, como inorgánico.

-Capa semiconductor o barniz, se emplea para homogenizar la superficie en la distribución de los conductores.

-Blindaje o pantalla, cubierta metálica, que recubre el cable en toda su extensión y que sirve para confinar el campo eléctrico y distribuirlo uniformemente en su interior.

-Chaqueta o cubierta, de material aislante muy resistente, separa los componentes de un cable del medio exterior.

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente un 60% de la del cobre y su resistencia a la tracción es de un 40%), las características de bajo peso y menor costo del aluminio, han dado lugar a un amplio uso tanto para conductores desnudos como aislados.

Metal	Cu. elec. Blando	Al. duro	Almelec 3/4 dureza	Plomo (alea. al)	Acero	
Peso Espec. [kg/dm ³]	8.89	8.89	2.7	2.7	11.35	7.8
ρ a 20 °C [cm/mm ²]	17.5	17.8	28.5	32.5	206	190
Temp. Fusión [°C]	1083	1083	657	657	327	1400
Resis. Ruptura [N/mm ²]	20-25	35-50	12-15	35-40	1.75	40-150
Calor Especif. [Cal/°Cg]	0.093	0.093	0.214	0.214	0.030	0.114
Mod. Elasticidad [N/mm ²]	10500	12000	5600	6000	1700	18500
α a 20° C [10 ⁻⁶ /°C]	17	17	23	23	29	11.5
Coef. $\Delta\rho$ con t [10 ⁻³ /°C]	4	4	4	3.6	4.2	4
Cond.Térmica [W/°Ccm]	3.85	3.85	2.17	1.84	0.35	0.46

Ilustración 2- Materiales de conductores y características

En el cobre usado en conductores eléctricos, se distinguen tres temple; blando, semiduro y duro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre blando de mayor conductibilidad y el cobre duro el de mayor resistencia mecánica.

Características	Cobre	Aluminio
Resistencia eléctrica	1	1.56
Resistencia mecánica	1	0.45
Para igual volumen : Relación de pesos.	1	0.30
Para igual conductancia : Relación de áreas.	1	1.64
: Relación de diámetros.	1	1.27
: Relación de pesos.	1	0.49
Para igual diámetro : Relación de resistencias.	1	1.61
: Capacidad de corriente.	1	0.78

Ilustración 3- Características de los conductores mas utilizados

Para la selección de un conductor se debe tener en cuenta las consideraciones eléctricas, térmicas, mecánicas y químicas. Las principales características de cada una de ellas se pueden resumirse de la siguiente forma:

Consideraciones eléctricas: tamaño (capacidad de corriente), tipo y espesor de la aislación, nivel de tensión (baja, media o alta), capacidad dieléctrica, resistencia de aislación, factor de potencia.

Consideraciones térmicas: compatibilidad con el ambiente, dilatación de la aislación, resistencia térmica.

Consideraciones mecánicas: flexibilidad, tipo de chaqueta exterior, armado, resistencia impacto, abrasión, contaminación.

Consideraciones químicas: aceites, llamas, ozono, luz solar, ácidos.

La selección del calibre o tamaño del conductor requerido para una aplicación, se determina mediante:

Corriente requerida por la carga

Caída de tensión admisible

Corrientes de cortocircuito

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente es un problema de transferencia de calor. Ya sea en condiciones normales de operación, como en sobrecargas y en cortocircuito. Por tal razón algunos autores definen estas características en conceptos de temperaturas (incremento de temperatura por efecto Joule I^2R).

La verificación del tamaño o sección transversal del conductor se puede efectuar mediante los siguientes criterios:

En base a la capacidad de corriente: se deben considerar las características de la carga, requerimientos del NEC, efectos térmicos de la corriente de carga, calentamiento, pérdidas por inducción magnética y en el dieléctrico. Cuando la selección del tamaño del cable se hace en base a este criterio, se recurre a tablas normalizadas donde para distintos valores de corriente se especifica la sección mínima del conductor a emplear. Debe tenerse presente cuando los cables van canalizados, o cuando pasan por fuentes de calor. La temperatura permanente no debe exceder del valor especificado por el fabricante, que generalmente está en el rango de 55 a 90 °C.

En base a sobrecargas de emergencias: las condiciones de operación nominales de un cable aseguran una vida útil que fluctúa entre 20 y 30 años. Sin embargo, en algunos casos por condiciones de operación especiales se debe sobrepasar el límite de temperaturas de servicio, por tal motivo, en períodos prolongados, disminuye así su vida útil. Para este fin, IPCEA ha establecido temperaturas máximas de sobrecarga para distintos tipos de aislación. La operación a estas temperaturas no deben exceder las 100 horas por año, y con un máximo de 500 horas durante toda la su vida útil. Existen tablas donde, para distintos tipos de aislación, se especifica el factor de sobrecarga para casos de emergencias. Al operar bajo estas condiciones no se disminuye la vida útil del cable porque la temperatura en él se va incrementando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico, es por esto que los cables admiten la posibilidad de sobrecarga. Este criterio es válido para la selección de cables en media y alta tensión.

En base a la regulación de tensión: se considera la sección que permita una caída de tensión inferior al 3% en el alimentador respecto a la tensión nominal, y que no supere al 5% en la carga más alejada. Este criterio es aplicable en baja tensión.

En base a la corriente de cortocircuito: bajo condiciones de cortocircuito, la temperatura del cable aumenta rápidamente, y si la falla no es despejada se producirá la rotura permanente del aislante. IPCEA recomienda para cada tipo de aislación un límite de temperatura transitoria de cortocircuito, que no debe durar más de 10 segundos

Para seleccionar y hacer los cálculos de conductores también nos podemos apoyar de los siguientes datos:

Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*



Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPE, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18 ⁺⁺	—	—	14	—	—	—
1.31	16 ⁺⁺	—	—	18	—	—	—
2.08	14 ⁺⁺	15	20	25	—	—	—
3.31	12 ⁺⁺	20	25	30	—	—	—
5.26	10 ⁺⁺	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	760	470	560	630

Ilustración 4- Tabla para seleccionar conductor por medio de la corriente

Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Ilustración 5- Valores para obtener el factor de correccion

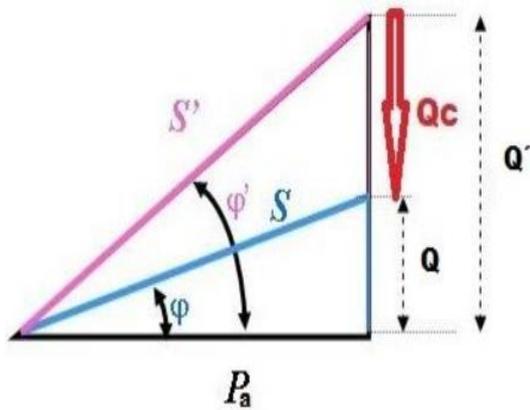
3 Desarrollo

3.1 Descripción de los equipos de cada planta

Se realizó un cálculo para conocer las potencias de cada equipo de bombeo y así realizar diversos cálculos mucho más rápido. De acuerdo con el triángulo de potencias donde se indican las potencias: potencia aparente representada con la letra S, potencia real representada con la letra P y potencia reactiva representada con la letra Q

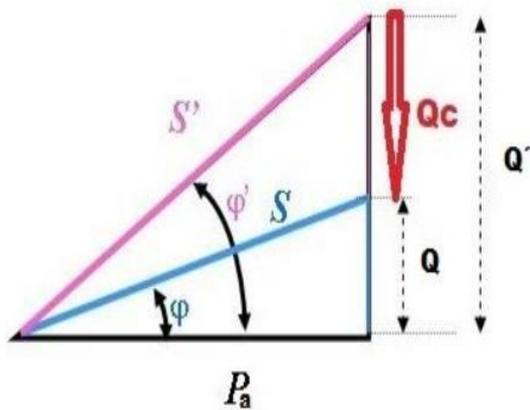
3.1.1 En planta 1 captación Santo Domingo

En los equipos de 100 HP:



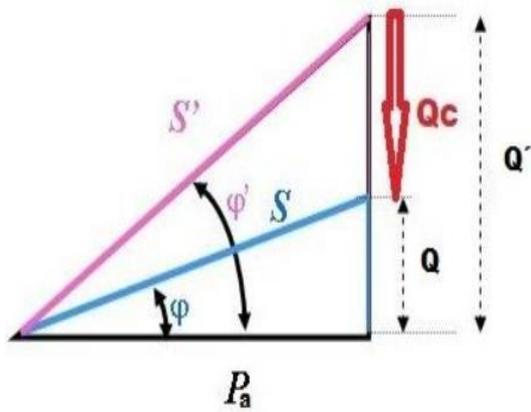
$$P=74.6 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.3 = \varphi$$
$$Q=74.6 \text{ KW} \tan (30.68) =44.26 \text{ KVAR}$$
$$S=86.75 \text{ KVA}$$

En los equipos de 75HP:



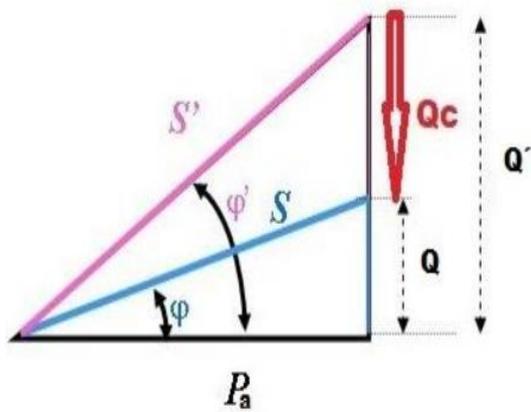
$$P=55.95 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.3 = \varphi$$
$$Q=55.95 \text{ KW} \tan (30.68) =33.19 \text{ KVAR}$$
$$S=65.05 \text{ KVA}$$

3.1.2 En planta 1 sedimentadores
En los equipos de 250 HP:



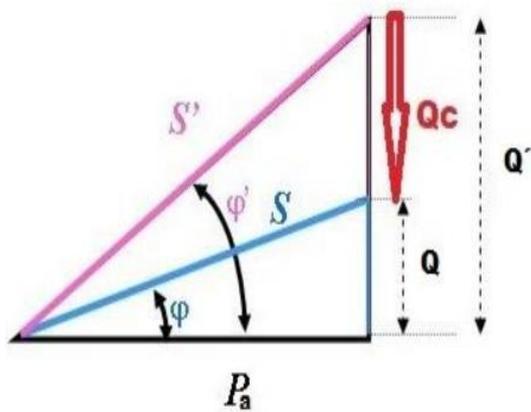
$P=186.5 \text{ KW}$ $f_p=86.7 = \varphi$ $Q=186.5 \text{ KW} \tan (30.68) =110.65 \text{ KVAR}$ $S=216.85 \text{ KVA}$

En los equipos de 200 HP:



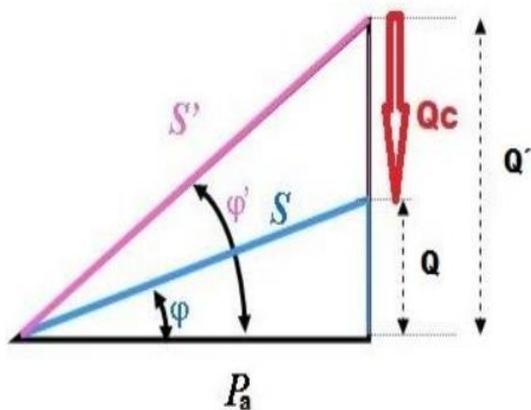
$P=149.2 \text{ KW}$ $f_p=86.7 = \varphi$ $Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$ $S=173.48 \text{ KVA}$
--

3.1.3 En la planta 2 antigua
En los equipos de 250 HP:



$P=186.5 \text{ KW}$ $f_p=83.9 = \varphi$ $Q=186.5 \text{ KW} \tan (32.86) =120.47 \text{ KVAR}$ $S=222.03 \text{ KVA}$

En los equipos de 200 HP:

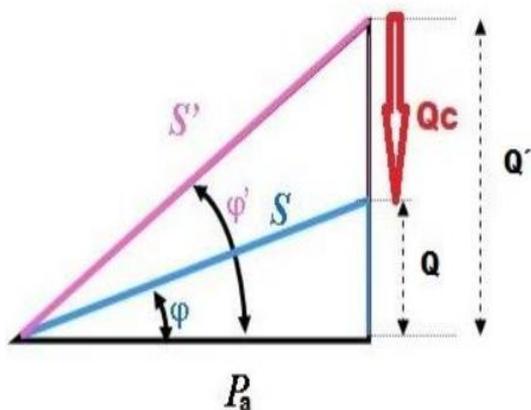


$$P=149.2 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$$

$$S=173.48 \text{ KVA}$$

3.1.4 En la planta 2 nueva
En los equipos de 300 HP:

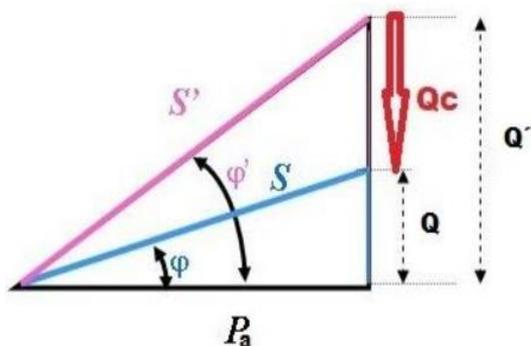


$$P=223.8 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.6 = \varphi$$

$$Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$$

$$S=258.42 \text{ KVA}$$

3.1.5 En la planta 3 antigua
En los equipos de 200 HP:

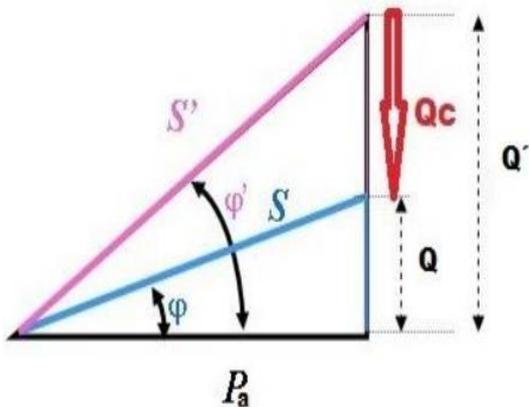


$$P=149.2 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$$

$$S=173.48 \text{ KVA}$$

En los equipos de 250 HP:



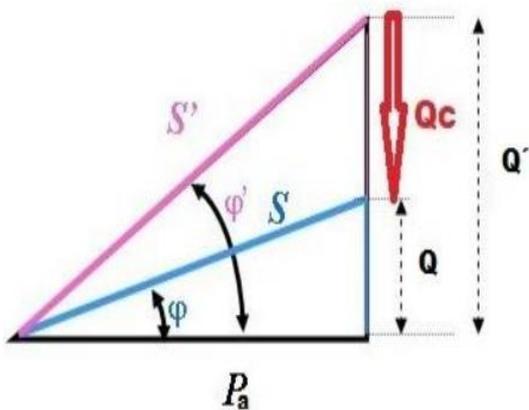
$$P=186.5 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=186.5 \text{ KW} \tan (30.68) =110.65 \text{ KVAR}$$

$$S=216.85 \text{ KVA}$$

3.1.6 En la planta 3 nueva

En los equipos de 300 HP:



$$P=223.8 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.6 = \varphi$$

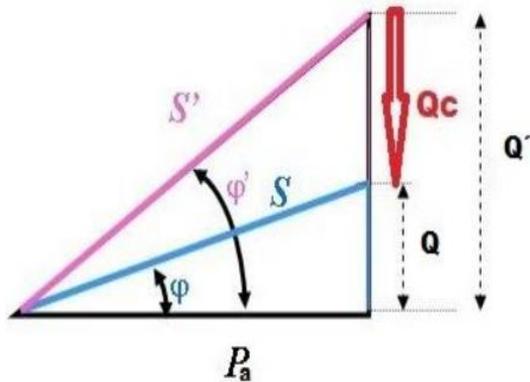
$$Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$$

$$S=258.42 \text{ KVA}$$

3.2 Descripción de cálculo de potencia total por cada estación de bombeo

Sabiendo cuantos equipos operan al día actualmente podemos obtener los siguientes datos De acuerdo con el triángulo de potencias donde se indican las potencias: potencia aparente representada con la letra S, potencia real representada con la letra P y potencia reactiva representada con la letra Q (cálculos por día):

3.2.1 En planta 1 captación Santo Domingo
En los equipos de 100 HP línea 36:



$$P=74.6 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.3 = \varphi$$

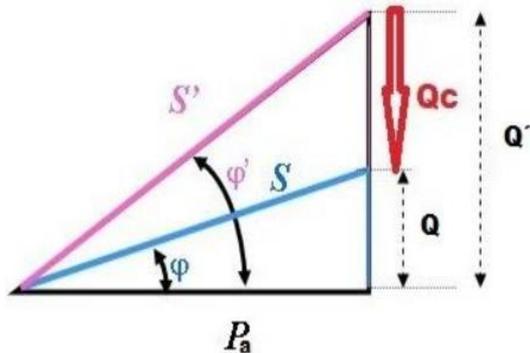
$$Q=74.6 \text{ KW} \tan (30.68) =44.26 \text{ KVAR}$$

$$S=86.75 \text{ KVA}$$

$$P= 3 \times 74.6 \text{ KW}= 223.8 \text{ KW} \quad Q= 3 \times 44.26 \text{ KVAR}=132.78 \text{ KVAR}$$

$$S= 3 \times 86.75 \text{ KVA}= 260.25 \text{ KVA}$$

En los equipos de 75HP línea 24 y línea 20:



$$P=55.95 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.3 = \varphi$$

$$Q=55.95 \text{ KW} \tan (30.68) =33.19 \text{ KVAR}$$

$$S=65.05 \text{ KVA}$$

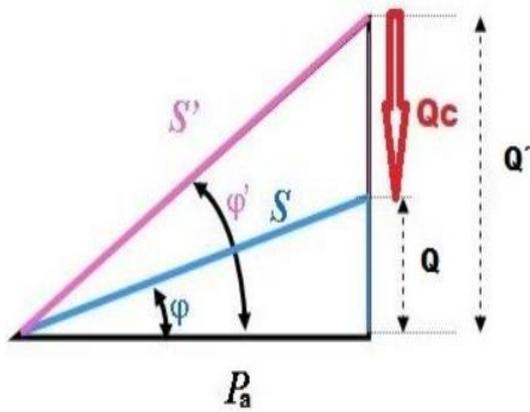
En la línea de 24 y 20 no se calculó la potencia debido a que los equipos de estas líneas se encuentran en mantenimiento.

Pero realizando el cálculo respecto a los 5 equipos que deben funcionar tendríamos (3 de la línea 24 y 2 de la línea 20):

$$P= 5 \times 59.95 \text{ KW}= 299.95 \text{ KW} \quad Q= 5 \times 33.19 \text{ KVAR}=165.95 \text{ KVAR}$$

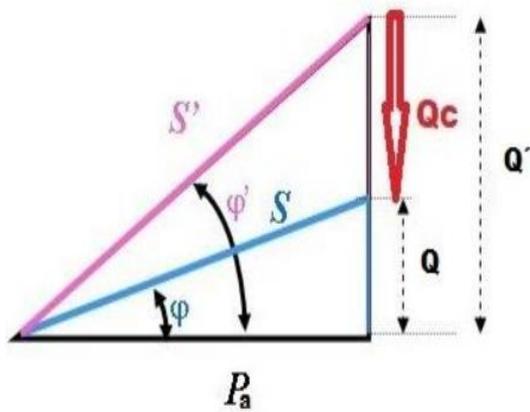
$$S= 5 \times 65.05=325.25 \text{ KVA}$$

3.2.2 En la planta 1 sedimentadores
 En los equipos de 250 HP (equipos nuevos):



$P=186.5 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=186.5 \text{ KW} \tan (30.68) =110.65 \text{ KVAR}$ $S=216.85 \text{ KVA}$

En los equipos de 200 HP:



$P=149.2 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$ $S=173.48 \text{ KVA}$
--

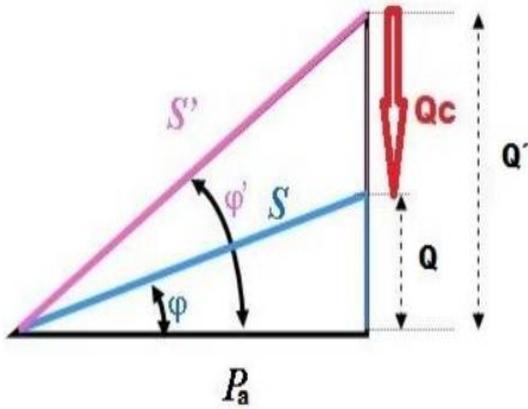
Equipos en operación 2 antiguos y 1 nuevo:

$$P=2 \times 149.2 \text{ KW} = 298.4 \text{ KW} + 186.5 \text{ KW} = 484.9 \text{ KW}$$

$$Q= 2 \times 88.52 \text{ KVAR} = 177.04 \text{ KVAR} + 110.65 \text{ KVAR} = 287.69 \text{ KVAR}$$

$$S= 2 \times 173.48 \text{ KVA} = 346.96 \text{ KVA} + 216.85 \text{ KVA} = 563.81 \text{ KVA}$$

3.2.3 En la planta 2 antigua
 En los 4 equipos de 250 HP de la línea 24:

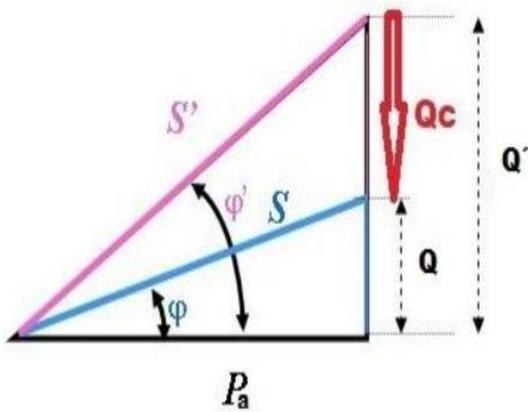


$$P=186.5 \text{ KW} \quad \text{fp}=83.9 = \varphi$$

$$Q=186.5 \text{ KW} \tan (32.86) =120.47 \text{ KVAR}$$

$$S=222.03 \text{ KVA}$$

En los 3 equipos de 200 HP de la línea 20:



$$P=149.2 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$$

$$S=173.48 \text{ KVA}$$

Solo operando un equipo de la línea de 24

Pero realizando los cálculos respecto a los equipos que deben operar obtenemos:

3 de la línea 24:

$$P= 3 \times 186.5 \text{ KW}=559.5 \text{ KW} \quad Q= 3 \times 120.47 \text{ KVAR}= 361.41 \text{ KVAR}$$

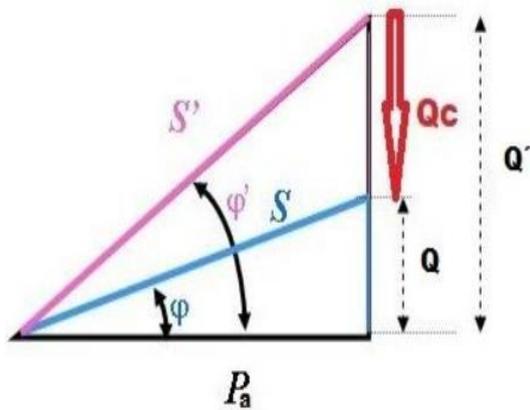
$$S= 3 \times 222.03 \text{ KVA}= 666.09 \text{ KVA}$$

2 de la línea 20:

$$P= 2 \times 149.2 \text{ KW}= 298.4 \text{ KW} \quad Q= 2 \times 88.52 \text{ KVAR}= 177.04 \text{ KVAR}$$

$$S= 2 \times 173.48 \text{ KVA}= 346.96 \text{ KVA}$$

3.2.4 En la planta 2 nueva
En los equipos de 300 HP:



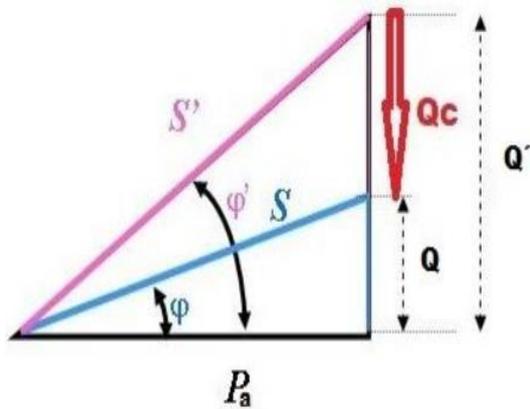
$P=223.8 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.6 = \varphi$ $Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$ $S=258.42 \text{ KVA}$
--

Equipos que operan al día:

$P= 2 \times 223.8 \text{ KW}= 447.6 \text{ KW}$ $Q= 2 \times 129.21 \text{ KVAR}=258.42 \text{ KVAR}$

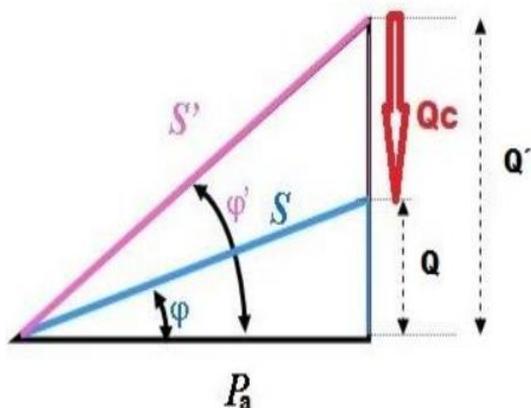
$S= 2 \times 258.42 \text{ KVA}= 516.84 \text{ KVA}$

3.2.5 En la planta 3 antigua
En los equipos de 200:



$P=149.2 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$ $S=173.48 \text{ KVA}$
--

En los equipos de 250 HP:



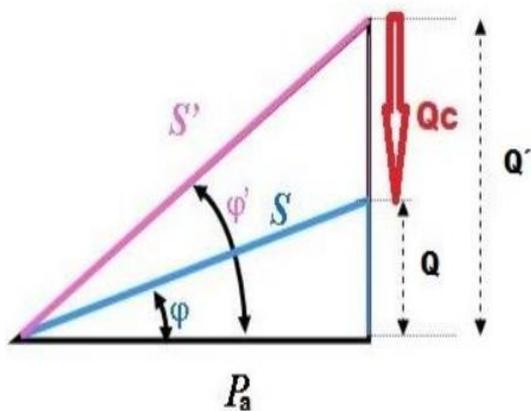
$$P=186.5 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=186.5 \text{ KW} \tan (30.68) =110.65 \text{ KVAR}$$

$$S=216.85 \text{ KVA}$$

Solo un equipo de la línea 24 opera

3.2.6 En la planta 3 nueva
En los equipos de 300 HP:



$$P=223.8 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.6 = \varphi$$

$$Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$$

$$S=258.42 \text{ KVA}$$

Operando dos equipos uno de cada potencia, así que obtenemos:

$$P= 223.8 \text{ KW} + 261.1 \text{ KW}= 484.9 \text{ KW} \quad Q= 129.21 \text{ KVAR} + 154.91 \text{ KVAR}=284.12 \text{ KVAR}$$

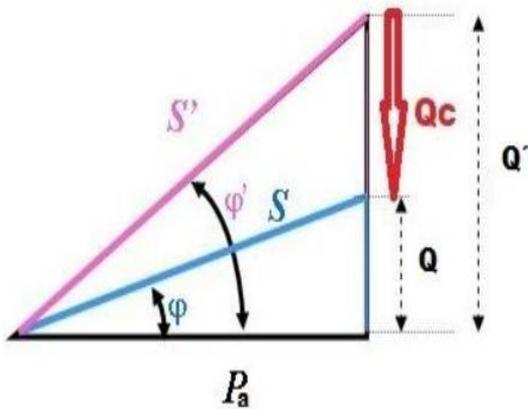
$$S= 258.42 \text{ KVA} + 303.59 \text{ KVA}=562.01 \text{ KVA}$$

3.3 Descripción del cálculo de potencia con los equipos que deben operar en cada planta

Sabiendo la cantidad de equipos que deben operar en cada planta de bombeo podemos obtener los siguientes datos. De acuerdo con el triángulo de potencias donde se indican las potencias: potencia aparente representada con la letra S, potencia real representada con la letra P y potencia reactiva representada con la letra Q (cálculos por día):

3.3.1 En planta 1 captación Santo Domingo

En los equipos de 100 HP línea 36:



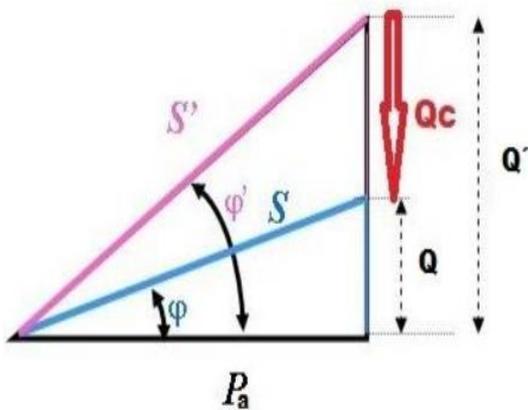
$P=74.6 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.3 = \varphi$ $Q=74.6 \text{ KW} \tan (30.68) =44.26 \text{ KVAR}$ $S=86.75 \text{ KVA}$

$P= 5 \times 74.6 \text{ KW}= 373 \text{ KW}$ $Q= 5 \times 44.26 \text{ KVAR}=221.3 \text{ KVAR}$

$S= 5 \times 86.75 \text{ KVA}= 433.75 \text{ KVA}$

Dejando un equipo en reserva.

En los equipos de 75HP línea 24 y línea 20:



$P=55.95 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.3 = \varphi$ $Q=55.95 \text{ KW} \tan (30.68) =33.19 \text{ KVAR}$ $S=65.05 \text{ KVA}$

$P= 5 \times 59.95 \text{ KW}= 299.95 \text{ KW}$ $Q= 5 \times 33.19 \text{ KVAR}=165.95 \text{ KVAR}$

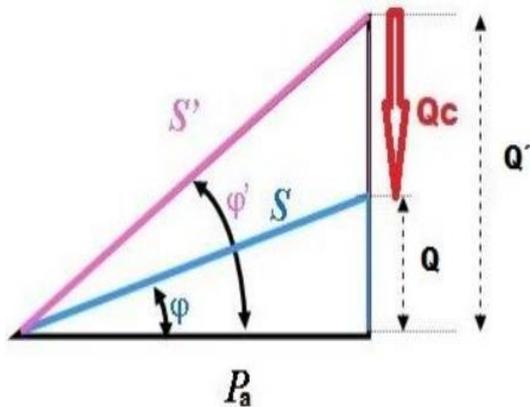
$S= 5 \times 65.05=325.25 \text{ KVA}$

Siendo 3 de la línea 24 y 2 de la línea de 20 se realizó un mismo calculo pues los motores son de la misma potencia.

Dejando 1 equipo de reserva por cada línea.

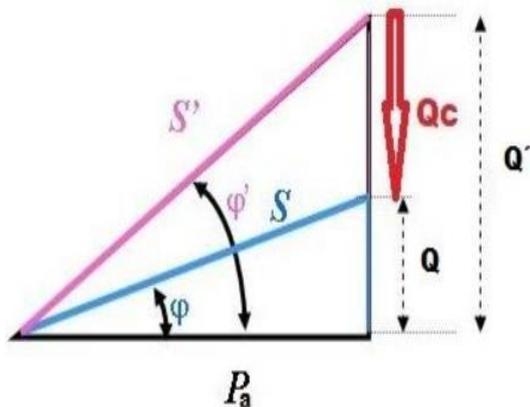
3.3.2 En la planta 1 sedimentadores

En los equipos de 250 HP (equipos nuevos):



$P=186.5 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=186.5 \text{ KW} \tan (30.68) =110.65 \text{ KVAR}$ $S=216.85 \text{ KVA}$

En los equipos de 200 HP:



$P=149.2 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$ $S=173.48 \text{ KVA}$
--

Equipos en operación en la línea de 36:

$P=6 \times 186.5 \text{ KW}= 1119 \text{ KW}$

$Q= 6 \times 110.65 \text{ KVAR}= 663.9 \text{ KVAR}$

$S= 6 \times 216.85 \text{ KVA}= 1301.1 \text{ KVA}$

Dejando un equipo de reserva.

Equipos en operación de la línea 24

$$P=3 \times 149.2 \text{ KW}= 447.6 \text{ KW}$$

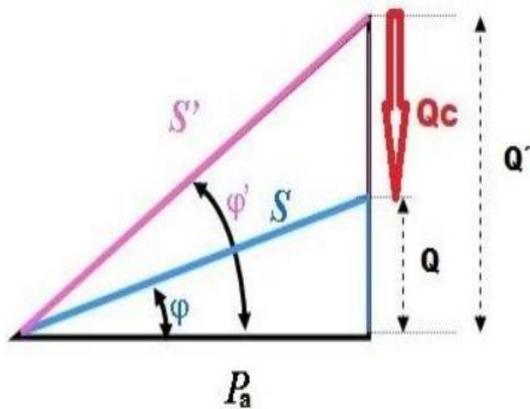
$$Q= 3 \times 88.52 \text{ KVAR}= 265.56 \text{ KVAR}$$

$$S= 3 \times 173.48 \text{ KVA}= 520.44 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo de reserva por cada línea.

3.3.3 En la planta 2 antigua

En los 4 equipos de 250 HP de la línea 24:

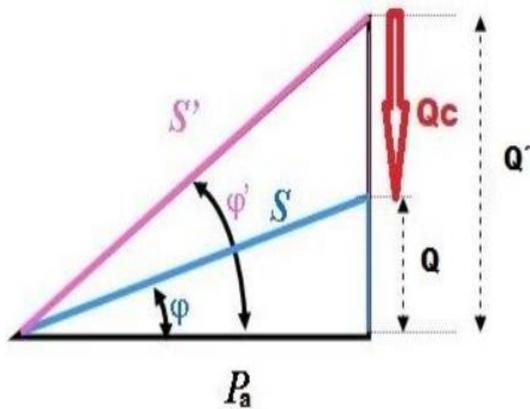


$$P=186.5 \text{ KW} \quad \text{fp}=83.9 = \varphi$$

$$Q=186.5 \text{ KW} \tan (32.86) =120.47 \text{ KVAR}$$

$$S=222.03 \text{ KVA}$$

En los 3 equipos de 200 HP de la línea 20:



$$P=149.2 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$$

$$S=173.48 \text{ KVA}$$

Operando 3 de la línea 24:

$$P = 2 \times 186.5 \text{ KW} = 373 \text{ KW} \quad Q = 2 \times 120.47 \text{ KVAR} = 240.94 \text{ KVAR}$$

$$S = 2 \times 222.03 \text{ KVA} = 444.06 \text{ KVA}$$

Dejando dos equipos de reserva.

Operando 2 de la línea 20:

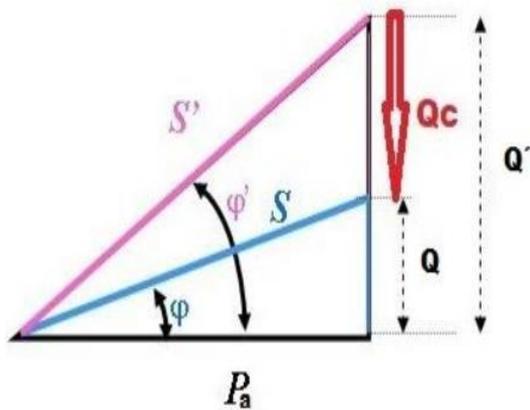
$$P = 2 \times 149.2 \text{ KW} = 298.4 \text{ KW} \quad Q = 2 \times 88.52 \text{ KVAR} = 177.04 \text{ KVAR}$$

$$S = 2 \times 173.48 \text{ KVA} = 346.96 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo de reserva.

3.3.4 En la planta 2 nueva

En los equipos de 300 HP:



$$P = 223.8 \text{ KW} \quad \text{fp} = 86.6 = \varphi$$

$$Q = 223.8 \text{ KW} \tan(30) = 129.21 \text{ KVAR}$$

$$S = 258.42 \text{ KVA}$$

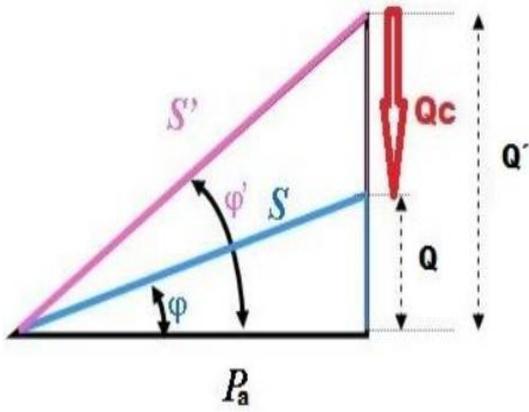
Equipos que operan al día:

$$P = 6 \times 223.8 \text{ KW} = 1342.8 \text{ KW} \quad Q = 6 \times 126.83 \text{ KVAR} = 775.26 \text{ KVAR}$$

$$S = 6 \times 258.42 \text{ KVA} = 1550.52 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo en reserva.

3.3.5 En la planta 3 antigua
En los 3 equipos de la línea 20 200 HP:



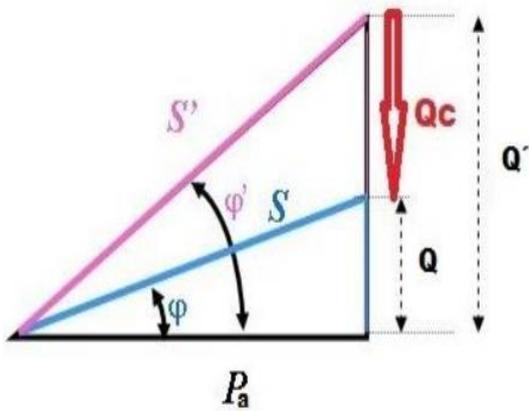
$P=149.2 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$ $S=173.48 \text{ KVA}$
--

$P= 2 \times 149.2 \text{ KW}= 298.4 \text{ KW}$ $Q= 2 \times 88.52 \text{ KVAR}= 177.04 \text{ KVAR}$

$S= 2 \times 173.48 \text{ KVA}= 346.96 \text{ KVA}$

Dejando un equipo en reserva.

En los equipos de la línea 24 250 HP:



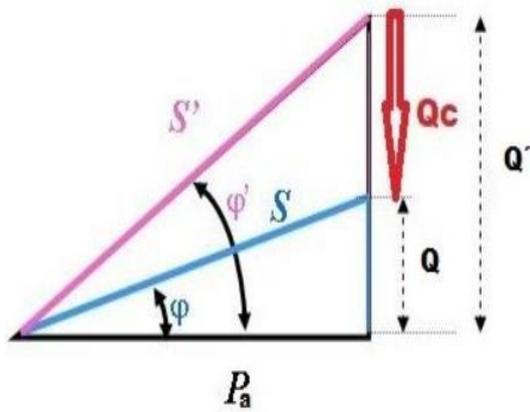
$P=186.5 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.7 = \varphi$ $Q=186.5 \text{ KW} \tan (30.68) =110.65 \text{ KVAR}$ $S=216.85 \text{ KVA}$

$P= 2 \times 186.5 \text{ KW}= 373 \text{ KW}$ $Q= 2 \times 110.65 \text{ KVAR}= 221.3 \text{ KVAR}$

$S= 2 \times 216.85 \text{ KVA}= 433.7 \text{ KVA}$

Dejando dos equipos en reserva.

3.3.6 En la planta 3 nueva
 En los equipos de 300 HP:



$P=223.8 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.6 = \phi$ $Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$ $S=258.42 \text{ KVA}$

Operando equipos nuevos de 350 HP:

$P= 6 \times 223.8\text{KW}= 1342.8 \text{ KW}$ $Q= 6 \times 129.21 \text{ KVAR}= 775.26 \text{ KVAR}$

$S= 6 \times 258.42 \text{ KVA}= 1550.52 \text{ KVA}$

Dejando un equipo en reserva.

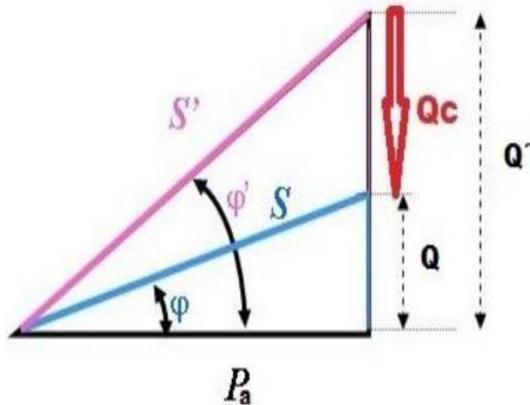
3.4 Descripción del cálculo corrigiendo el FP a un 95%

Sabiendo la cantidad de equipos que deben operar en cada planta de bombeo podemos obtener los siguientes datos (cálculos por día):

Conociendo la potencia y el factor de potencia disponemos a realizar los siguientes cálculos.

3.4.1 En planta 1 captación Santo Domingo

En los equipos de 100 HP línea 36:



$P=74.6 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.3 = \varphi$ $Q=74.6 \text{ KW} \tan (30.68) =44.26 \text{ KVAR}$ $S=86.75 \text{ KVA}$

$$P= 5 \times 74.6 \text{ KW}= 373 \text{ KW} \quad Q= 5 \times 44.26 \text{ KVAR}=221.3 \text{ KVAR}$$

$$S= 5 \times 86.75 \text{ KVA}= 433.75 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo en reserva.

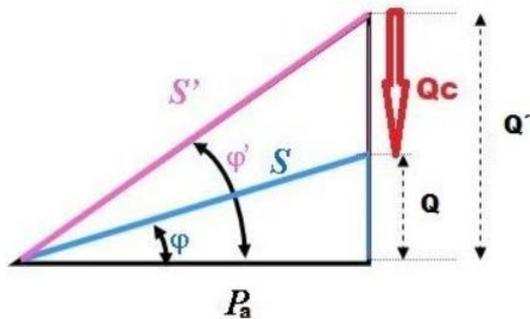
Corrigiendo el FP

$$Q_c= 74.6 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 19.75 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación:

$$5 \times 19.75 \text{ KVAR}= 98.75 \text{ KVAR}$$

En los equipos de 75 HP línea 24 y línea 20:



$P=55.95 \text{ KW}$ $\text{fp}=86.3 = \varphi$ $Q=55.95 \text{ KW} \tan (30.68) =33.19 \text{ KVAR}$ $S=65.05 \text{ KVA}$

$$P= 5 \times 59.95 \text{ KW}= 299.95 \text{ KW} \quad Q= 5 \times 33.19 \text{ KVAR}=165.95 \text{ KVAR}$$

$$S= 5 \times 65.05=325.25 \text{ KVA}$$

Siendo 3 de la línea 24 y 2 de la línea de 20 se realizó un mismo calculo pues los motores son de la misma potencia.

Dejando 1 equipo de reserva por cada línea.

Corrigiendo el FP.

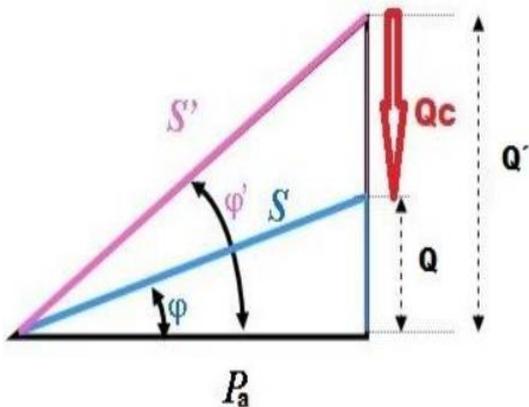
$$Q_c = 55.95 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 14.81 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación:

$$5 \times 14.81 \text{ KVAR} = 74.05 \text{ KVAR}$$

3.4.2 En la planta 1 sedimentadores

En los equipos de 250 HP (equipos nuevos):

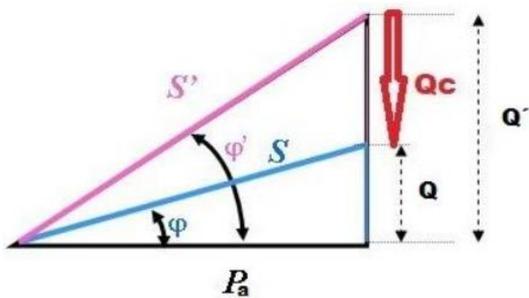


$$P = 186.5 \text{ KW} \quad \text{fp} = 86.7 = \varphi$$

$$Q = 186.5 \text{ KW} \tan (30.68) = 110.65 \text{ KVAR}$$

$$S = 216.85 \text{ KVA}$$

En los equipos de 200 HP:



$$P = 149.2 \text{ KW} \quad \text{fp} = 86.7 = \varphi$$

$$Q = 149.2 \text{ KW} \tan (30.68) = 88.52 \text{ KVAR}$$

$$S = 173.48 \text{ KVA}$$

Equipos en operación en la línea de 36:

$$P=6 \times 186.5 \text{ KW} = 1119 \text{ KW}$$

$$Q=6 \times 110.65 \text{ KVAR} = 663.9 \text{ KVAR}$$

$$S=6 \times 216.85 \text{ KVA} = 1301.1 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo de reserva.

Corrigiendo el FP

$$Q_c = 186.5 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 49.36 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación.

$$6 \times 49.36 \text{ KVAR} = 296.16 \text{ KVAR}$$

Pero como se divide en 2 transformadores podemos decir que sería un banco automático de capacitores por cada 3 equipos de bombeo, por lo tanto:

$$3 \times 49.36 = 148.08 \text{ KVAR}$$

$$3 \times 49.36 = 148.08 \text{ KVAR}$$

Equipos en operación de la línea 24

$$P=3 \times 149.2 \text{ KW} = 447.6 \text{ KW}$$

$$Q=3 \times 88.52 \text{ KVAR} = 265.56 \text{ KVAR}$$

$$S=3 \times 173.48 \text{ KVA} = 520.44 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo de reserva por cada línea.

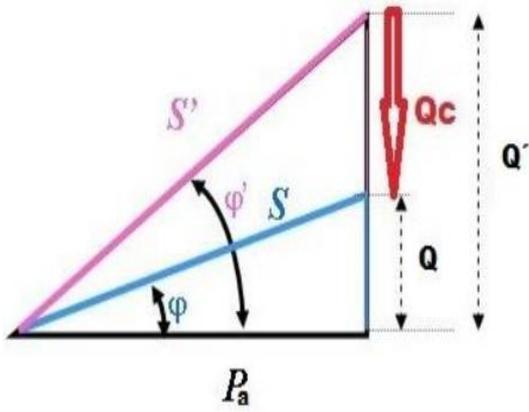
Corrigiendo el FP

$$Q_c = 149.2 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 39.49 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación.

$$3 \times 39.49 \text{ KVAR} = 118.47 \text{ KVAR}$$

3.4.3 En la planta 2 antigua
 En los 4 equipos de 250 HP de la línea 24:



$P=186.5 \text{ KW}$ $f_p=83.9 = \varphi$ $Q=186.5 \text{ KW} \tan (32.86) =120.47 \text{ KVAR}$ $S=222.03 \text{ KVA}$

Operando 2 de la línea 24:

$$P= 2 \times 186.5 \text{ KW}= 373 \text{ KW} \quad Q= 2 \times 120.47 \text{ KVAR}= 240.94 \text{ KVAR}$$

$$S= 2 \times 222.03 \text{ KVA}= 444.06 \text{ KVA}$$

Dejando dos equipos de reserva.

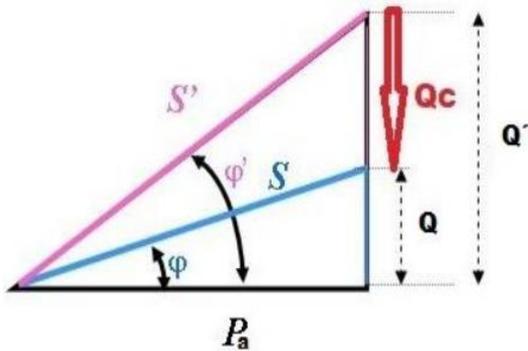
Corrigiendo el FP

$$Q_c= 186.5 \text{ KW} (\tan 32.86 - \tan 18.19) = 59.19 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación:

$$2 \times 59.19 \text{ KVAR}= 118.38 \text{ KVAR}$$

En los 3 equipos de 200 HP de la línea 20:



$$P=149.2 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.7 = \varphi$$

$$Q=149.2 \text{ KW} \tan (30.68) =88.52 \text{ KVAR}$$

$$S=173.48 \text{ KVA}$$

Operando 2 de la línea 20:

$$P= 2 \times 149.2 \text{ KW}= 298.4 \text{ KW} \quad Q= 2 \times 88.52 \text{ KVAR}= 177.04 \text{ KVAR}$$

$$S= 2 \times 173.48 \text{ KVA}= 346.96 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo de reserva.

Corrigiendo el FP

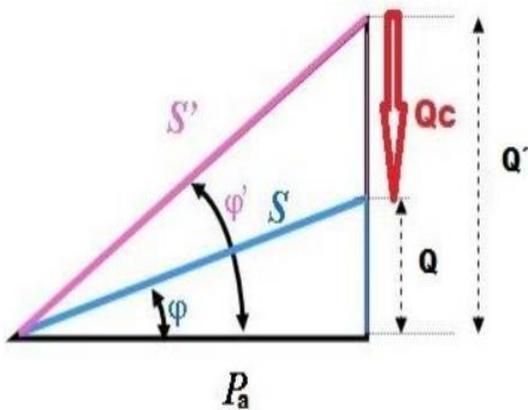
$$Q_c= 149.2 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 39.49 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación.

$$2 \times 39.49 \text{ KVAR}= 78.98 \text{ KVAR}$$

3.4.4 En la planta 2 nueva

En los equipos de 300 HP:



$$P=223.8 \text{ KW} \quad \text{fp}=86.6 = \varphi$$

$$Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$$

$$S=258.42 \text{ KVA}$$

Equipos que operan al día:

$$P = 6 \times 223.8 \text{ KW} = 1342.8 \text{ KW} \quad Q = 6 \times 126.83 \text{ KVAR} = 775.26 \text{ KVAR}$$

$$S = 6 \times 258.42 \text{ KVA} = 1550.52 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo en reserva.

Corrigiendo el FP.

$$Q_c = 223.8 \text{ KW} (\tan 30 - \tan 18.19) = 55.67 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación

$$6 \times 55.67 \text{ KVAR} = 334.02 \text{ KVAR}$$

Tomando en cuenta que deben operar 3 equipos por cada transformador se puede obtener:

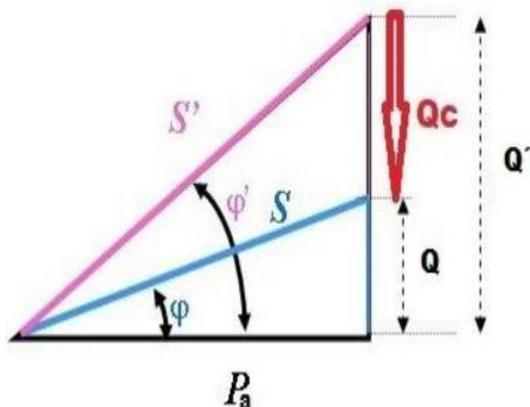
$$3 \times 55.67 = 167.01 \text{ KVAR}$$

$$3 \times 55.67 = 167.01 \text{ KVAR}$$

Esto nos daría a tener dos bancos automáticos de capacitores.

3.4.5 En la planta 3 antigua

En los 3 equipos de la línea 20 200 HP:



$$P = 149.2 \text{ KW} \quad f_p = 86.7 = \phi$$

$$Q = 149.2 \text{ KW} \tan (30.68) = 88.52 \text{ KVAR}$$

$$S = 173.48 \text{ KVA}$$

$$P = 2 \times 149.2 \text{ KW} = 298.4 \text{ KW}$$

$$Q = 2 \times 88.52 \text{ KVAR} = 177.04 \text{ KVAR}$$

$$S = 2 \times 173.48 \text{ KVA} = 346.96 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo en reserva.

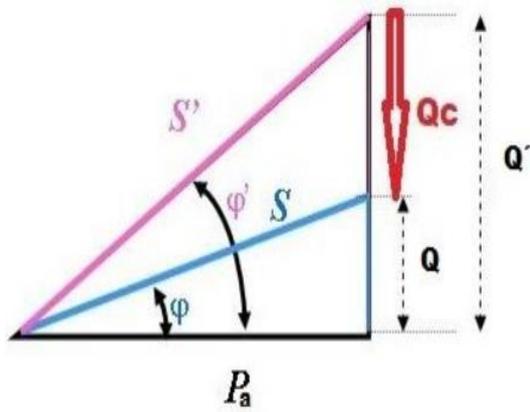
Corrigiendo el FP

$$Q_c = 149.2 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 39.49 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación.

$$2 \times 39.49 \text{ KVAR} = 78.98 \text{ KVAR}$$

En los equipos de la línea 24 250 HP:



$$P = 186.5 \text{ KW} \quad \text{fp} = 86.7 = \varphi$$

$$Q = 186.5 \text{ KW} \tan (30.68) = 110.65 \text{ KVAR}$$

$$S = 216.85 \text{ KVA}$$

$$P = 2 \times 186.5 \text{ KW} = 373 \text{ KW}$$

$$Q = 2 \times 110.65 \text{ KVAR} = 221.3 \text{ KVAR}$$

$$S = 2 \times 216.85 \text{ KVA} = 433.7 \text{ KVA}$$

Dejando dos equipos en reserva.

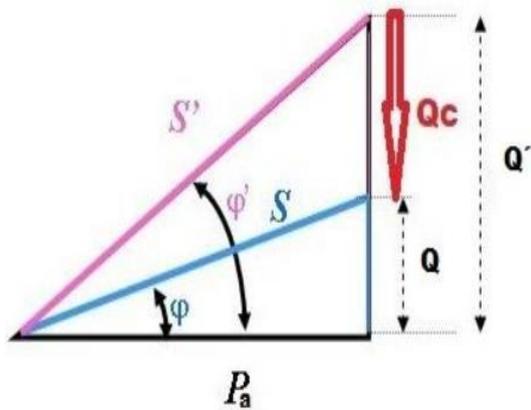
Corrigiendo el FP

$$Q_c = 186.5 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 49.36 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación:

$$2 \times 49.36 \text{ KVAR} = 98.72 \text{ KVAR}$$

3.4.6 En la planta 3 nueva
En los equipos de 300 HP:



$P=223.8 \text{ KW}$ $f_p=86.6 = \varphi$ $Q=223.8 \text{ KW} \tan (30) =129.21 \text{ KVAR}$ $S=258.42 \text{ KVA}$
--

Operando equipos nuevos de 300 HP:

$$P= 6 \times 223.8 \text{ KW}= 1342.8 \text{ KW} \quad Q= 6 \times 154.91 \text{ KVAR}= 775.26 \text{ KVAR}$$

$$S= 6 \times 303.59 \text{ KVA}= 1550.52 \text{ KVA}$$

Dejando un equipo en reserva.

Corrigiendo el FP.

$$Q_c= 223.8 \text{ KW} (\tan 30.68 - \tan 18.19) = 59.24 \text{ KVAR}$$

Para todos los equipos en operación

$$6 \times 59.24 \text{ KVAR}= 355.44 \text{ KVAR}$$

Tomando en cuenta que deben operar 3 equipos por cada transformador se puede obtener:

$$3 \times 69.11= 177.72 \text{ KVAR}$$

$$3 \times 69.11= 177.72 \text{ KVAR}$$

Esto nos daría a tener dos bancos automáticos de capacitores.

3.5 Descripción del cálculo de transformador

3.5.1 Planta 1 captación Santo Domingo

PLANTA 1 CAPTACION								
EQUIPO	HP	TENSION	EFIC. NOM.	FP	POTENCIA KVA	NO. DE EQUIPOS	CARGA EN DEMANDA (KVA)	CARGA A INSTALAR (KVA)
Motor flecha hueca L 36	100	460	0.95	0.86	86.75	5	433.75	500
Motor flecha hueca L 24	75	460	0.95	0.86	65.05	3	195.15	200
Motor flecha hueca L 20	75	460	0.95	0.86	65.05	2	130.1	200
Dejando 1 equipo en reserva en cada línea						TOTAL:	759	900
							Se sugiere:	1000

3.5.2 Planta 1 Sedimentadores

PLANTA 1 SEDIMENTAORES								
EQUIPO	HP	TENSION	EFIC. NOM.	FP	POTENCIA KVA	NO. DE EQUIPOS	CARGA EN DEMANDA (KVA)	CARGA A INSTALAR (KVA)
Motor flecha hueca L 36	250	460	0.95	0.86	216.85	6	1301.1	1500
Motor flecha hueca L 24	200	460	0.95	0.86	173.48	3	520.44	750
Dejando 1 equipo en reserva en cada línea						TOTAL:	1821.54	2250
							Se sugiere:	2250

3.5.3 Planta 2 antigua

PLANTA 2 ANTIGUA								
EQUIPO	HP	TENSION	EFIC. NOM.	FP	POTENCIA KVA	NO. DE EQUIPOS	CARGA EN DEMANDA (KVA)	CARGA A INSTALAR (KVA)
Motor flecha hueca L 24	250	460	0.95	0.86	222.03	2	444.06	500
Motor flecha hueca L 20	200	460	0.95	0.86	173.48	2	346.96	500
Dejando 1 equipo en reserva en la línea de 20 y 2 equipos en la línea de 24						TOTAL:	791.02	1000
							Se sugiere:	1000

3.5.4 Planta 2 nueva

PLANTA 2 NUEVA								
EQUIPO	HP	TENSION	EFIC. NOM.	FP	POTENCIA KVA	NO. DE EQUIPOS	CARGA EN DEMANDA (KVA)	CARGA A INSTALAR (KVA)
Motor flecha hueca L 36	300	460	0.95	0.86	258.42	6	1550.52	2000
Dejando 1 equipo en reserva en la línea						TOTAL:	1550.52	2000
							Se sugiere:	2000

3.5.5 Planta 3 antigua

PLANTA 3 ANTIGUA								
EQUIPO	HP	TENSION	EFIC. NOM.	FP	POTENCIA KVA	NO. DE EQUIPOS	CARGA EN DEMANDA (KVA)	CARGA A INSTALAR (KVA)
Motor flecha hueca L 24	250	460	0.95	0.86	222.03	2	444.06	500
Motor flecha hueca L 20	200	460	0.95	0.86	173.48	2	346.96	500
Dejando 1 equipo en reserva en la línea de 20 y 2 equipos en la línea de 24						TOTAL:	791.02	1000
							Se sugiere:	1000

3.5.6 Planta 3 nueva

PLANTA 3 NUEVA								
EQUIPO	HP	TENSION	EFIC. NOM.	FP	POTENCIA KVA	NO. DE EQUIPOS	CARGA EN DEMANDA (KVA)	CARGA A INSTALAR (KVA)
Motor flecha hueca L 36	300	460	0.95	0.86	258.42	6	1550.52	2000
Dejando 1 equipo en reserva en la línea						TOTAL:	1550.52	2000
							Se sugiere:	2000

3.6 Descripción del cálculo de interruptores

3.6.1 Planta 1 captación Santo Domingo

PLANTA 1 CAPTACION								
EQUIPO	HP	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA VA	NO. DE EQUIPOS	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE CORREGIDA	CORRIENTE INTERRUPTOR
Motor flecha hueca L 36	100	460	188	86750	5	940	1175	1351.25
Motor flecha hueca L 24	75	460	188	86750	3	564	705	810.75
Motor flecha hueca L 20	75	460	188	86750	2	376	470	540.5
TOTAL:							2350	2702.5

3.6.2 Planta 1 sedimentadores

PLANTA 1 SEDIMENTADORES								
EQUIPO	HP	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA VA	NO. DE EQUIPOS	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE CORREGIDA	CORRIENTE INTERRUPTOR
Motor flecha hueca L 36	250	460	471	216850	6	2826	3532.5	4062.375
Motor flecha hueca L 24	200	460	377	173480	3	1131	1413.75	1625.8125
TOTAL:							4946.25	5688.1875

3.6.3 Planta 2 antigua

PLANTA 2 ANTIGUA								
EQUIPO	HP	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA VA	NO. DE EQUIPOS	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE CORREGIDA	CORRIENTE INTERRUPTOR
Motor flecha hueca L 24	250	460	482	222030	2	964	1205	1385.75
Motor flecha hueca L 20	200	460	377	173480	2	754	942.5	1083.875
TOTAL:							2147.5	2469.625

3.6.4 Planta 2 nueva

PLANTA 2 NUEVA								
EQUIPO	HP	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA VA	NO. DE EQUIPOS	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE CORREGIDA	CORRIENTE INTERRUPTOR
Motor flecha hueca L 36	300	460	561	258420	6	3366	4207.5	4838.625
TOTAL:							4207.5	4838.625

3.6.5 Planta 3 antigua

PLANTA 3 ANTIGUA								
EQUIPO	HP	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA VA	NO. DE EQUIPOS	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE CORREGIDA	CORRIENTE INTERRUPTOR
Motor flecha hueca L 24	250	460	482	222030	2	964	1205	1385.75
Motor flecha hueca L 20	200	460	377	173480	2	754	942.5	1083.875
TOTAL:							2147.5	2469.625

3.6.6 Planta 3 nueva

PLANTA 3 NUEVA								
EQUIPO	HP	TENSION	CORRIENTE	POTENCIA VA	NO. DE EQUIPOS	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE CORREGIDA	CORRIENTE INTERRUPTOR
Motor flecha hueca L 36	300	460	561	258420	6	3366	4207.5	4838.625
TOTAL:							4207.5	4838.625

3.7 Descripción del cálculo de conductores de transformador – centro de control de motores y centro de control de motores - motores

Para los siguientes cálculos utilizaremos algunos datos obtenidos con anterioridad para así hacer más sencillos los siguientes cálculos. Tomando en cuenta la caída de tensión del alimentador es de un 3% por norma.

3.7.1 Transformador – Centro de control de motores:

3.7.1.1 Planta captación Santo Domingo

Para el cálculo de la corriente			
Potencia (KVA)	Tensión	F.P.	Corriente
1000	460	0.95	1256.60

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
30	1256.60	0.95	44	13.8
			Resultado:	102.036665

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 102.03 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 4/0 por fase

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
1256.6	1.25	0.94
		Resultado:
		1476.505

Al obtener una corriente de 1476.505 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 700 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 3 conductores por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.1.2 Planta 1 sedimentadores

Para el cálculo de la corriente			
Potencia (KVA)	Tensión	F.P.	Corriente
750	460	0.95	942.45

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión
45	942.45	0.95	44	13.8
Resultado:				114.7912481

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 114.79 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 250 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
942.45	1.25	0.94
Resultado:		1107.37875

Al obtener una corriente de 1107.38 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 900 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 2 conductores por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.1.3 Planta 2 antigua

Para el cálculo de la corriente			
Potencia (KVA)	Tensión	F.P.	Corriente
500	460	0.95	628.30

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión
30	628.30	0.95	44	13.8
Resultado:				51.01833251

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 51.02 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 1/0 por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
628.3	1.25	0.94
Resultado:		738.2525

Al obtener una corriente de 738.25 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 400 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 2 conductores por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.1.4 Planta 2 nueva

Para el cálculo de la corriente			
Potencia (KVA)	Tensión	F.P.	Corriente
1000	460	0.95	1256.60

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión
20	1256.6	0.95	44	13.8
Resultado:				68.02444335

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 68.02 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 3/0 por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
1256.6	1.25	0.94
Resultado:		1476.505

Al obtener una corriente de 1476.505 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 700 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 3 conductores por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.1.5 Planta 3 antigua

Para el cálculo de la corriente			
Potencia (KVA)	Tensión	F.P.	Corriente
500	460	0.95	628.30

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión
30	628.30	0.95	44	13.8
Resultado:				51.01833251

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 51.01 mm²; en este caso sería apropiado un conductor calibre 1/0 por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
628.3	1.25	0.94
Resultado:		738.2525

Al obtener una corriente de 738.25 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 400 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 2 conductores por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.1.6 Planta 3 nueva

Para el cálculo de la corriente			
Potencia (KVA)	Tensión	F.P.	Corriente
1000	460	0.95	1256.60

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión
45	1256.6	0.95	44	13.8
Resultado:				153.0549975

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 153.05 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 350 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
1256.6	1.25	0.94
Resultado:		1476.505

Al obtener una corriente de 1476.505 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 700 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 3 conductores por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.2 Centro de control de motores – Motores

3.7.2.1 Planta captación Santo Domingo

Equipos de 100 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
100	460	0.95	0.87
Resultado:			113.42

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
60	113.42	0.95	44	13.8
Resultado:				18.42

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 18.42 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 4 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
113.42	1.25	0.88
Resultado:		124.762

Al obtener una corriente de 124.76 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 2 AWG cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

Equipos de 75 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
75	460	0.95	0.87
Resultado:			85.07

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
60	85.07	0.95	44	13.8
Resultado:				13.82

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 13.82 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 4 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
85.07	1.25	0.88
Resultado:		93.577

Al obtener una corriente de 93.577 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 3 AWG cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.2.2 Planta 1 sedimentadores

En los equipos de 250 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
250	460	0.95	0.87
Resultado:			283.55

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
50	283.55	0.95	44	13.8
Resultado:				38.37

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 38.37 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 1 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
283.55	1.25	0.88
Resultado:		311.905

Al obtener una corriente de 311.905 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 300 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

En los equipos de 200 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
200	460	0.95	0.87
Resultado:			226.84

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
50	226.84	0.95	44	13.8
Resultado:				30.70

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 30.70 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 2 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
226.84	1.25	0.88
Resultado:		249.524

Al obtener una corriente de 249.524 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 4/0 AWG cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.2.3 Planta 2 antigua

En los equipos de 250 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
250	460	0.95	0.87
Resultado:			283.55

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
25	283.55	0.95	44	13.8
Resultado:				19.19

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 30.70 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 2 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
283.55	1.25	0.88
Resultado:		311.905

Al obtener una corriente de 249.524 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 4/0 AWG cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

En los equipos de 200 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
200	460	0.95	0.87
Resultado:			226.84

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
25	226.84	0.95	44	13.8
Resultado:				15.35

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 15.35 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 4 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
226.84	1.25	0.88
Resultado:		249.524

Al obtener una corriente de 249.524 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 4/0 AWG cabe mencionar que en este caso serian 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.2.4 Planta 2 nueva

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
300	460	0.95	0.87
Resultado:			340.26

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
30	340.26	0.95	44	13.8
Resultado:				27.63

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 27.63 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 2 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
340.26	1.25	0.88
Resultado:		374.286

Al obtener una corriente de 374.29 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 400 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.2.5 Planta 3 antigua

En los equipos de 250 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
250	460	0.95	0.87
Resultado:			283.55

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
55	283.55	0.95	44	13.8
Resultado:				42.21

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 42.21 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 1 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
283.55	1.25	0.88
Resultado:		311.905

Al obtener una corriente de 311.90 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 300 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

En los equipos de 200 HP

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
200	460	0.95	0.87
Resultado:			226.84

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
55	226.84	0.95	44	13.8
Resultado:				33.77

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 33.77 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 1 kcmil por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
226.84	1.25	0.88
Resultado:		249.524

Al obtener una corriente de 249.52 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 4/0 AWG cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

3.7.2.6 Planta 3 nueva

Para el cálculo de la corriente			
HP	Tensión	E.N.	F.P.
300	460	0.95	0.87
Resultado:			340.26

Conductor por caída de tensión sección transversal				
Longitud (mts)	Corriente	F.P.	Conductividad	Caída de tensión (3%)
50	340.26	0.95	44	13.8
Resultado:				46.05

Respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor deseado, al haber obtenido un área de 46.05 mm; en este caso sería apropiado un conductor calibre 1/0 AWG por fase.

Conductor por corriente		
Corriente	Factor De Corrección	Factor De Temperatura (°C)
340.26	1.25	0.88
Resultado:		374.286

Al obtener una corriente de 374.29 A al operar el equipo y respecto a la tabla de conductores podemos obtener el conductor apropiado el cual sería 400 kcmil cabe mencionar que en este caso serían 1 conductor por fase para obtener un servicio óptimo.

3.8 Diagramas unifilares de cada planta de bombeo

3.8.1 Planta 1 captación Santo Domingo

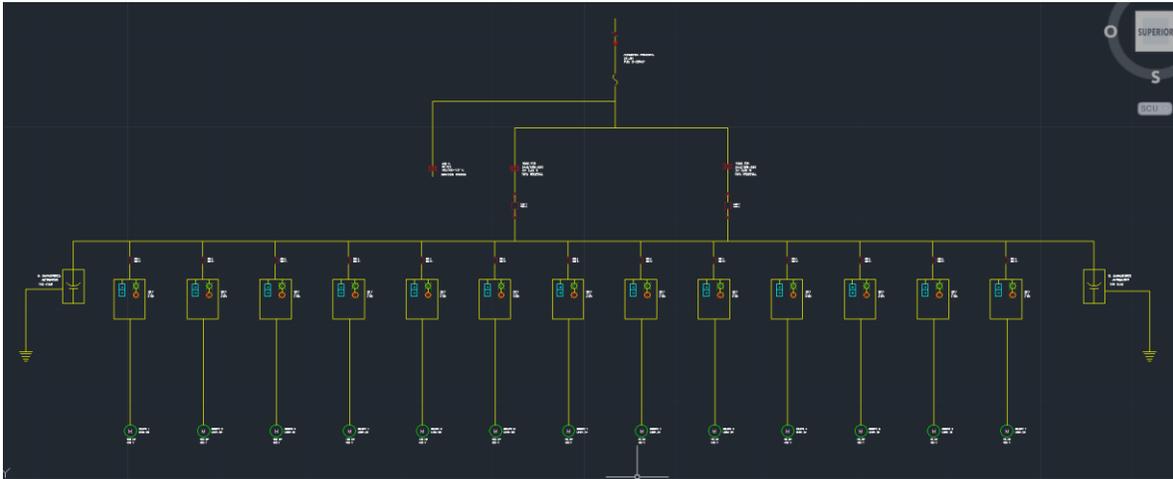


Diagrama unifilar planta 1 captación

3.8.2 Planta 1 sedimentadores

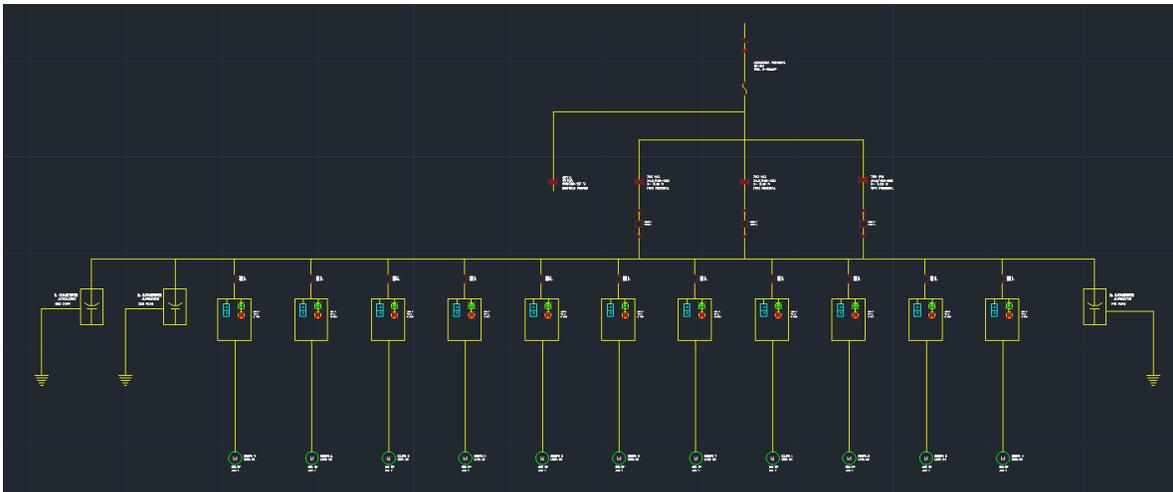


Diagrama unifilar planta 1 sedimentadores

3.8.3 Planta 2 antigua

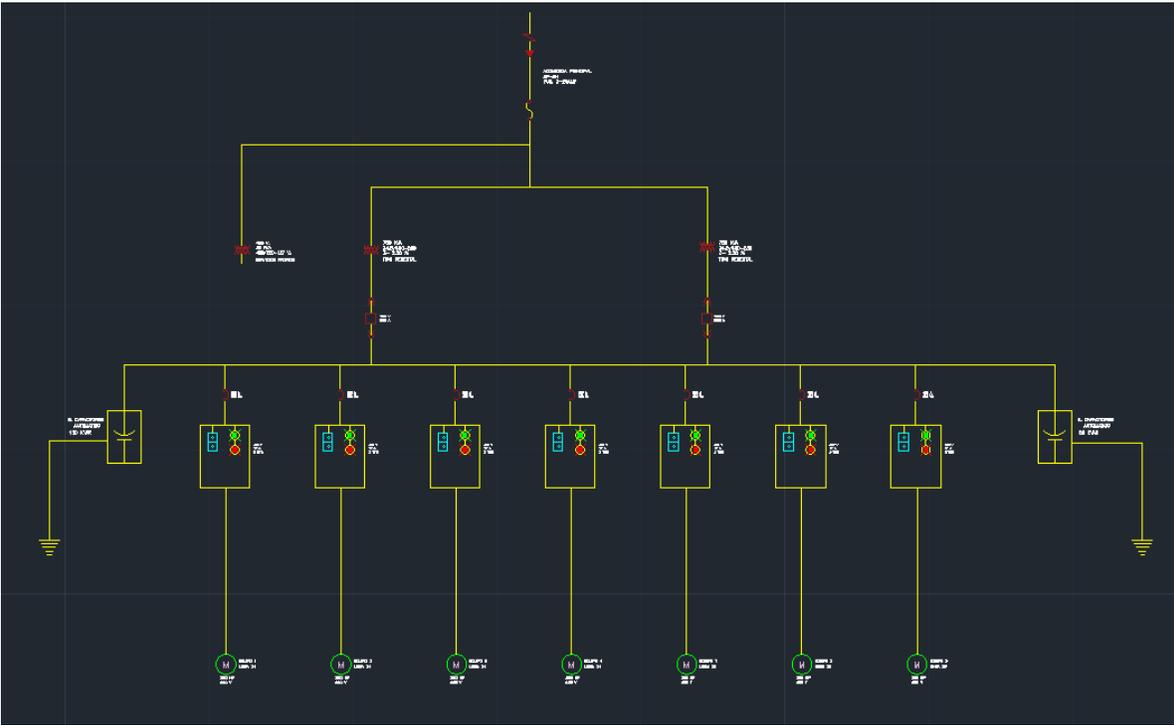


Diagrama unifilar planta 2 antigua

3.8.4 Planta 2 nueva

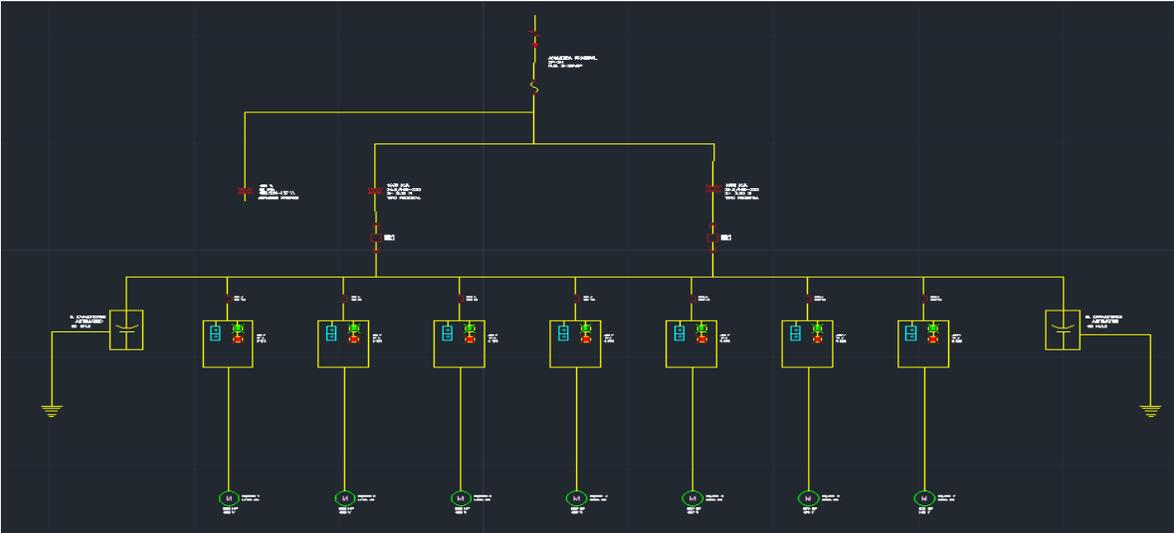


Diagrama unifilar planta 2 nueva

3.9.2 Planta 1 sedimentadores

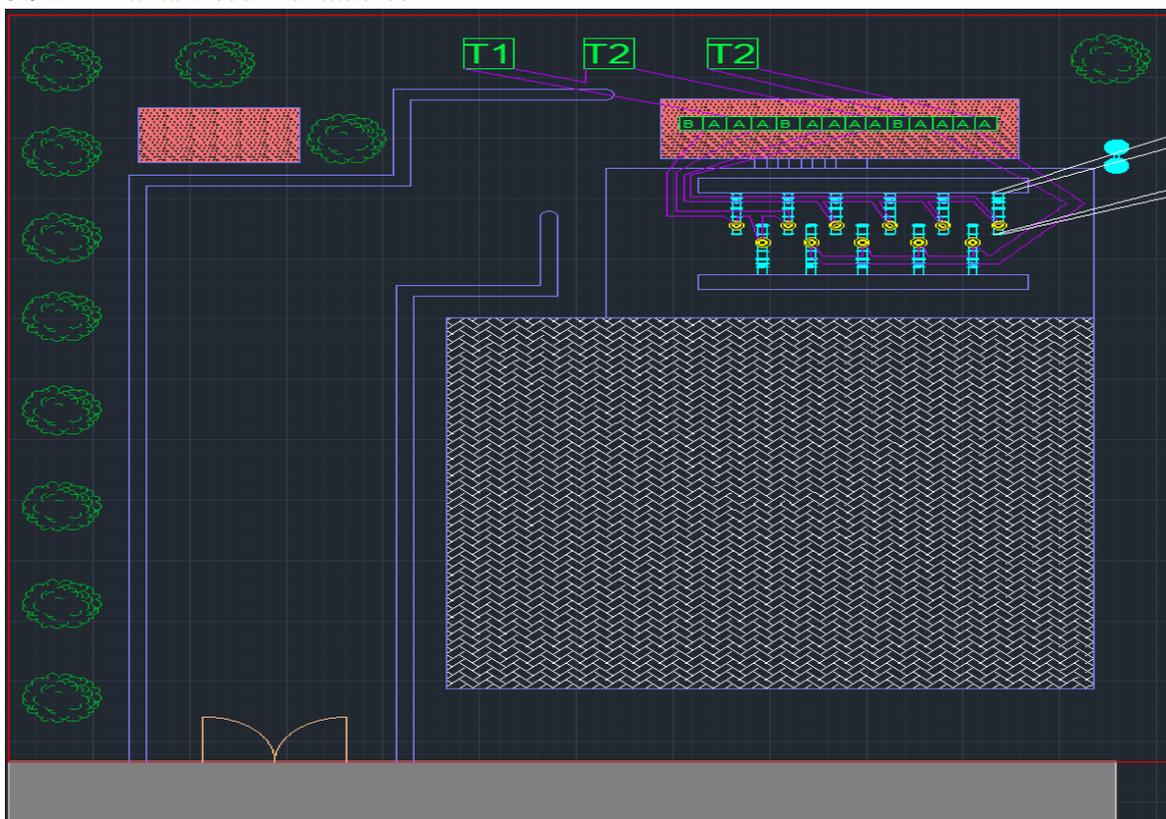


Ilustración 3- Plano planta 1 sedimentadores

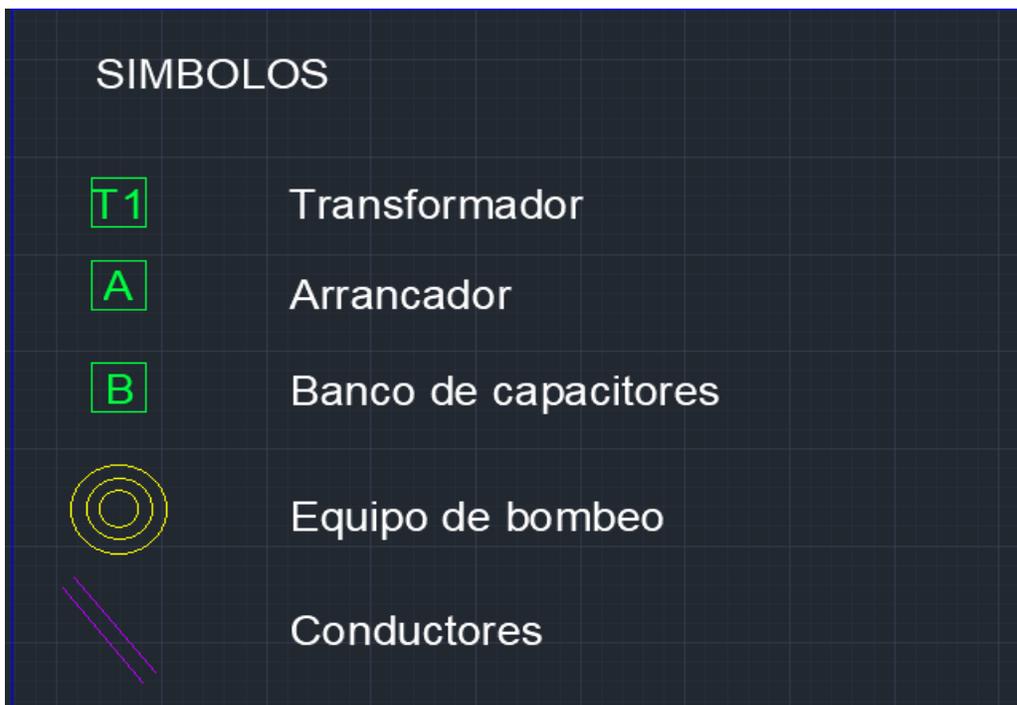


Ilustración 4- Cotas de plano 1 sedimentadores

3.9.3 Planta 2 antigua

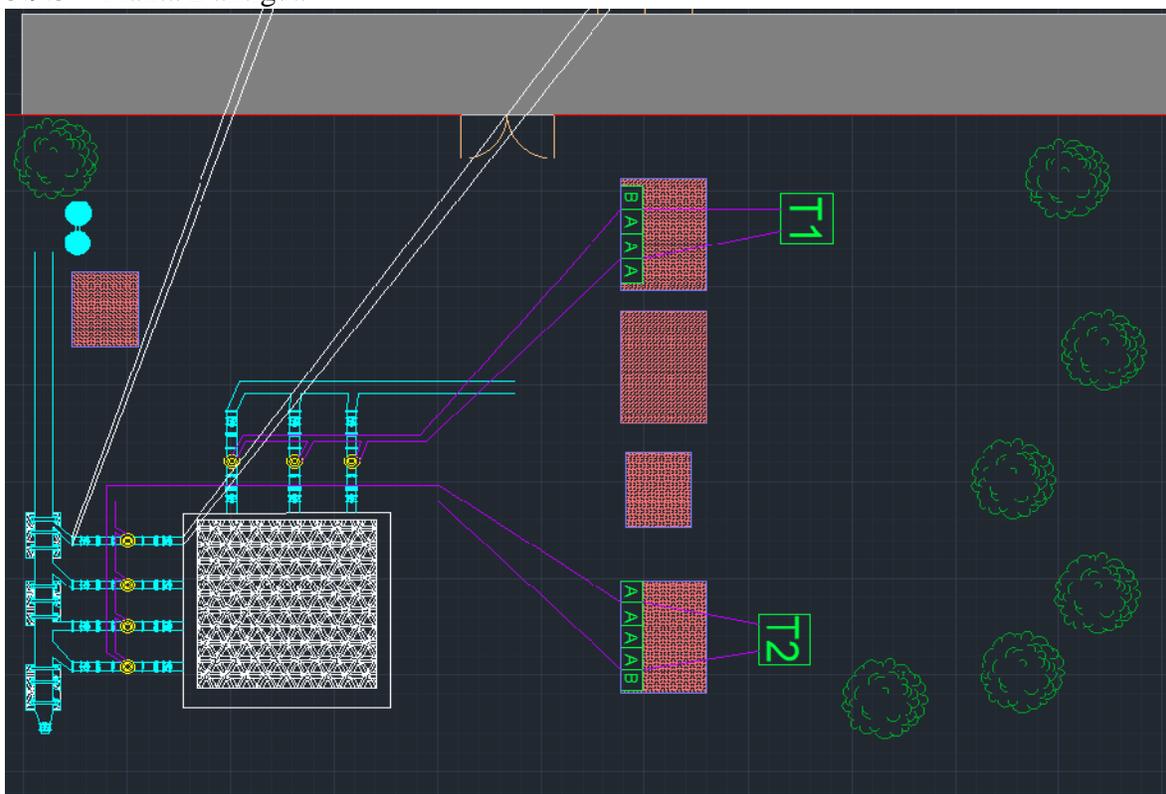


Ilustración 5- Plano planta 2 antigua



Ilustración 6- Cotas de plano planta 2 antigua

3.9.4 Planta 2 nueva

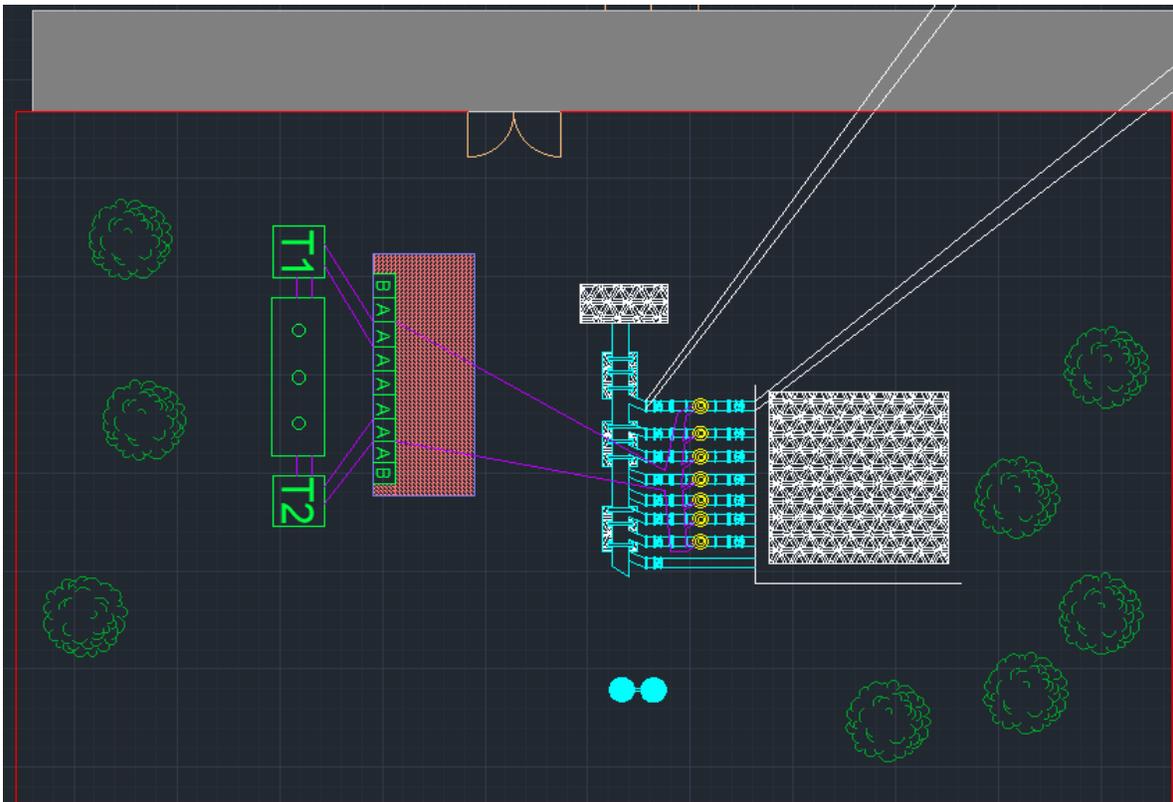


Ilustración 7- Plano planta 2 nueva

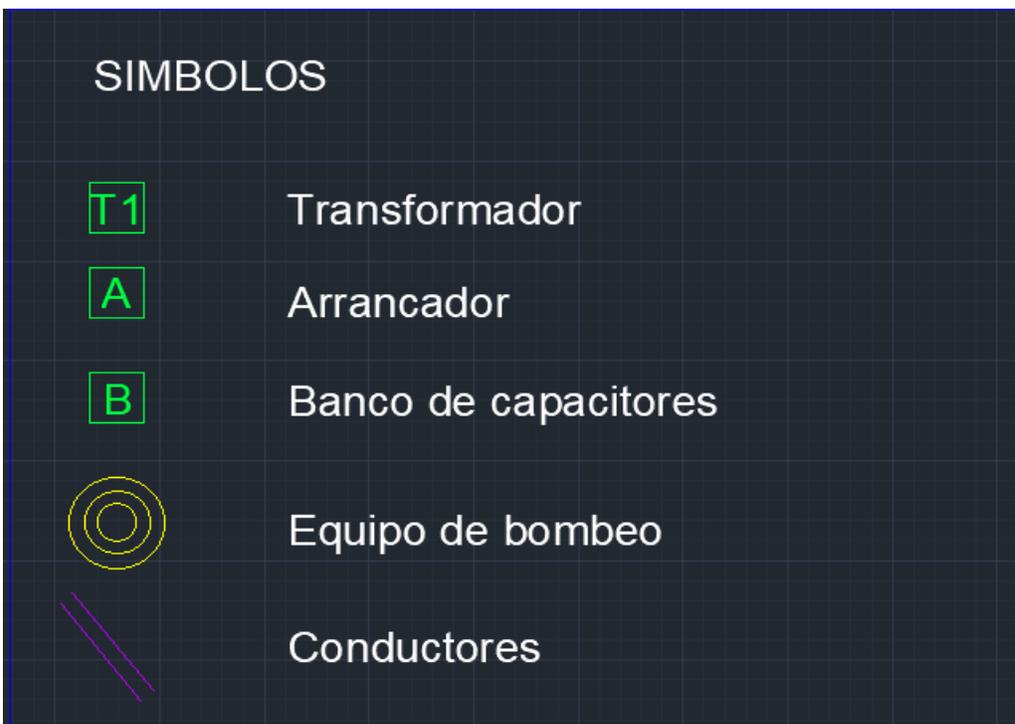


Ilustración 8- Cotas de plano planta 3 nueva

3.9.5 Planta 3 antigua

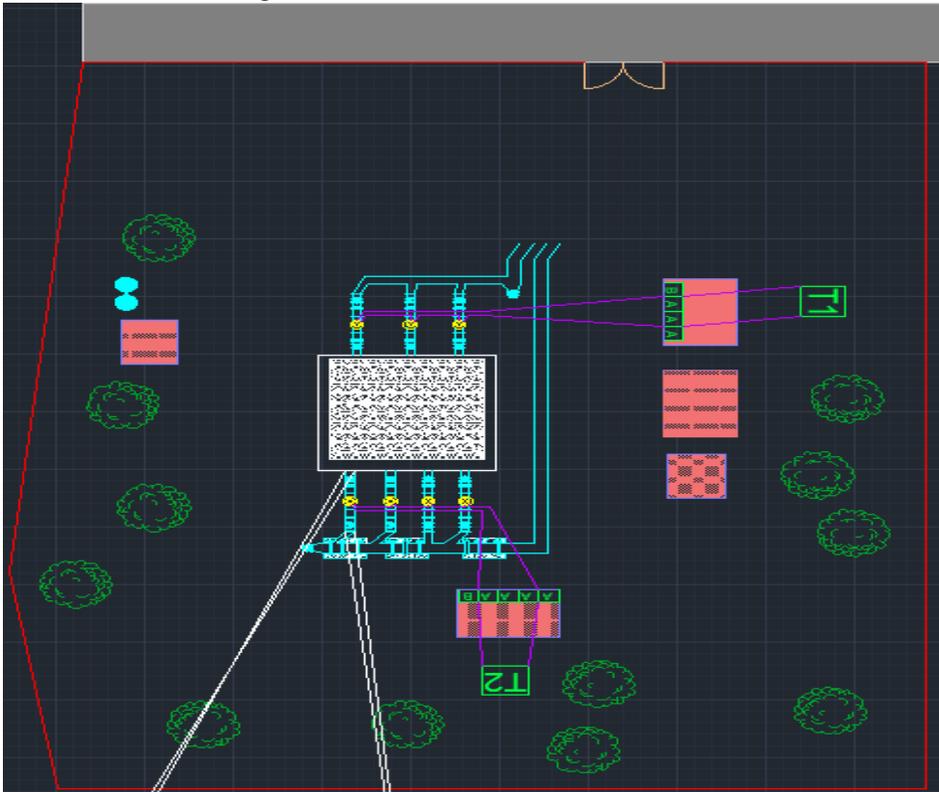


Ilustración 9- Plano de planta 3 antigua

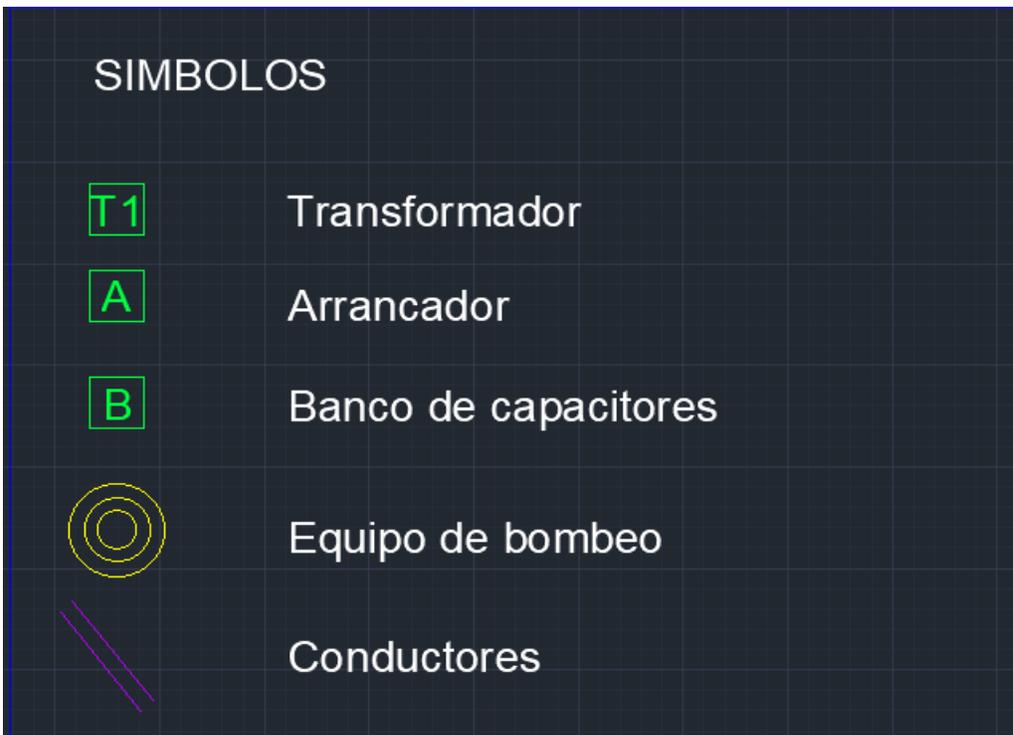


Ilustración 10- Cotas de plano planta 3 antigua

3.9.6 Planta 3 nueva

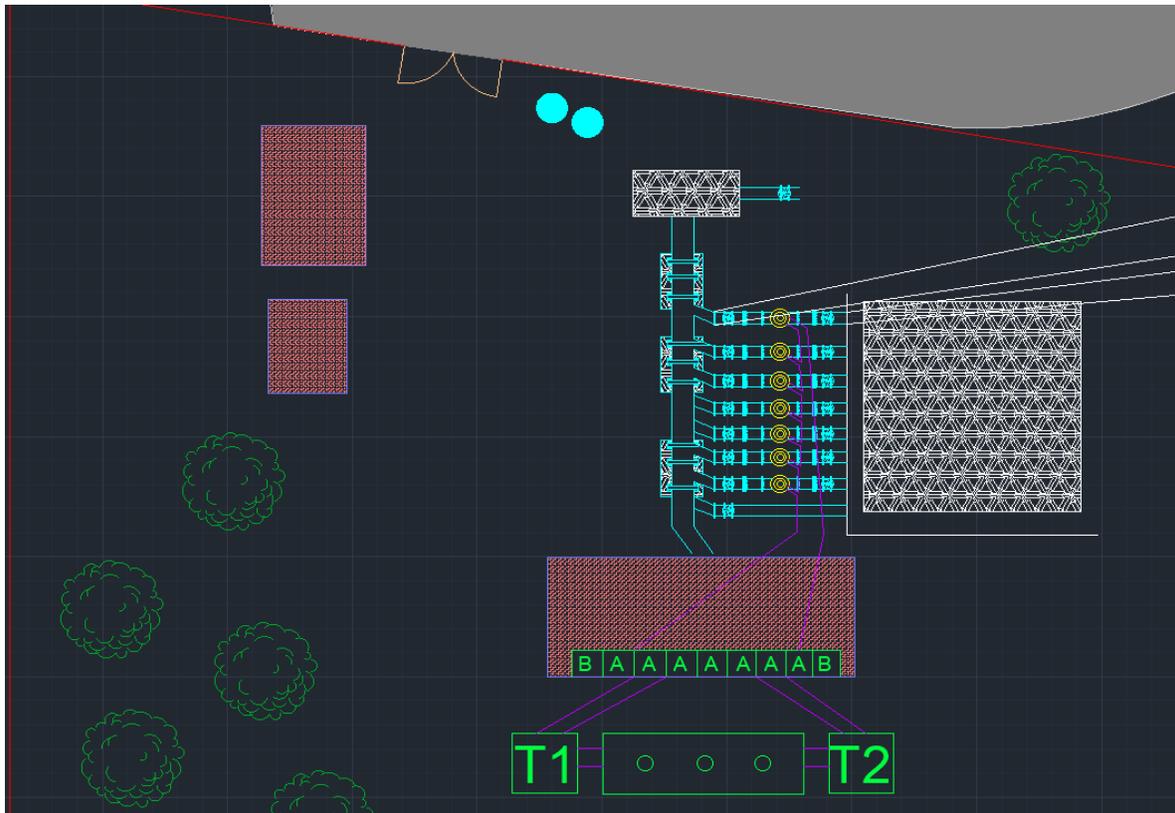


Ilustración 11- Plano de planta 3 nueva

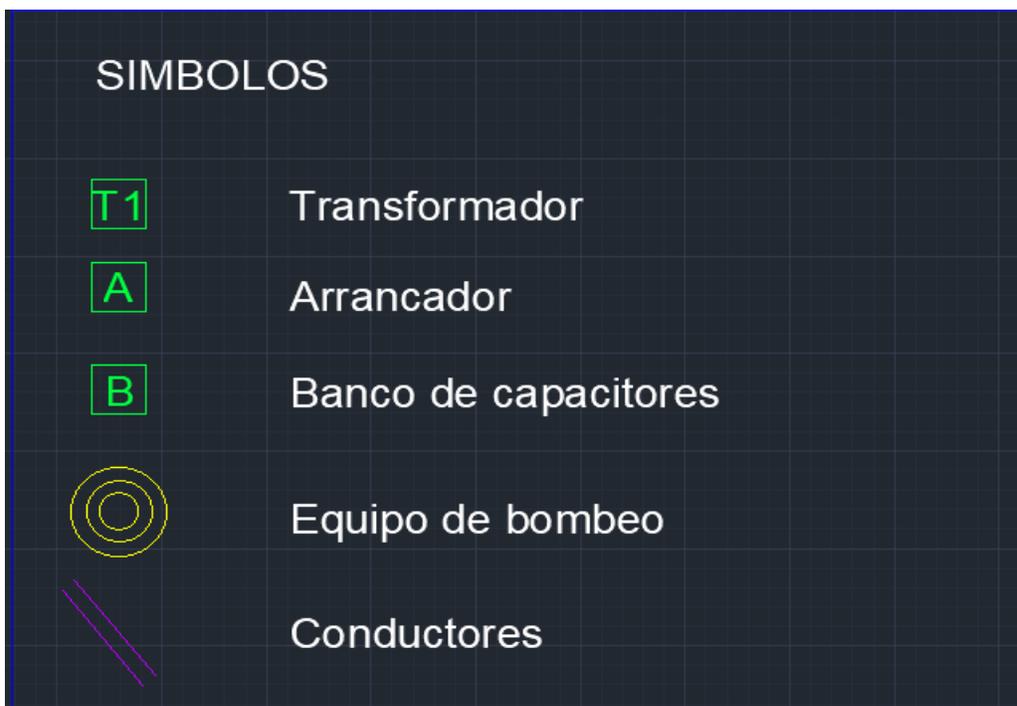


Ilustración 12- Cotas de plano planta 3 nueva

4 Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

Habiendo hecho los diversos cálculos y estudios de equipos se dispuso a realizar los cambios para mejorar el trabajo de cada planta en el cual se obtuvo un resultado esperado.

Cabe resaltar que no se tienen los cambios a un 100% debido al presupuesto actual de SMAPA el cual se está trabajando para así lograr por completo la rehabilitación del sistema Santo Domingo-Pájaros. Sin embargo, se logró realizar algunos cambios en las plantas que se requiere mayor rendimiento

4.1.1 Planta 1 captación Santo Domingo

Se realizó la instalación de los nuevos transformadores



Ilustración 1- Transformador de 500 KVA

Se dispuso a utilizar los bancos que ya se tenían y con la capacidad de los equipos que trabajan actualmente



Ilustración 2- Banco de capacitores para utilización de equipos actuales en operación

Se mantuvieron los arrancadores a excepción de dos equipos que se sustituyeron por nuevos para estos se utilizo la misma cabina solo sustituyendo el arrancador por los que se encontraron más adecuados.



Ilustración 3- Arrancador acoplado en cabina anterior



ilustración 4- Arrancador nuevo de estado solido

Motores verticales

Se cambiaron solo dos motores ajustándose al presupuesto



Ilustración 5- Motores verticales antiguos



Ilustración 6- Motores verticales nuevos

Comienzo de la rehabilitación:



Ilustración 7- Línea en la que se fue cambiando motores verticales

4.1.2 Planta 1 sedimentadores

Al tener los transformadores con la capacidad necesaria y aun estando en buenas condiciones para operar se dispone a utilizar los existentes



Ilustración 8 – Transformadores existentes y óptimos para seguir operando

Arrancadores

Se mantuvieron los arrancadores a excepción de dos equipos que se sustituyeron por nuevos para estos se utilizó la misma cabina solo sustituyendo el arrancador por los que se encontraron más adecuados.



Ilustración 9- Arrancadores para planta 1 sedimentadores



Ilustración 10- Arrancador acoplado en cabina anterior



ilustración 11- Arrancador nuevo de estado solido

Se dispuso a utilizar los bancos que ya se tenían y con la capacidad de los equipos que trabajan actualmente



Ilustración 12- Banco de capacitores con la capacidad de los equipos actuales

Motores verticales

Se cambiaron solo dos motores ajustándose al presupuesto:



Ilustración 13- Motores verticales antiguos



Ilustración 14- Motores verticales nuevos

Comienzo de la rehabilitación:



Ilustración 15- Principio de cambio de motores

4.1.3 Planta 2 nueva



Ilustración 16- Subestación compacta de dos transformadores de 1000 KVA

Arrancadores

Se mantuvieron los arrancadores a excepción de dos equipos que se sustituyeron por nuevos para estos se utilizó nuevos arrancadores de estado sólido.



Ilustración 17- Arrancadores planta 2 nueva

Arrancadores nuevos de estado solido



Ilustración 18- Arrancadores de estado solido



Ilustración 19- Lector de arrancador para obtener diversos datos de operación

Se dispuso a utilizar los bancos que ya se tenían y con la capacidad de los equipos que trabajan actualmente



Ilustración 20- Bancos de capacitores de capacidad para los equipos que operan actualmente

Motores verticales

Se cambiaron solo dos motores ajustándose al presupuesto:



Ilustración 21- Motores verticales antiguos



Ilustración 22- Motores verticales nuevos

Comienzo de la rehabilitación:



Ilustración 23- Principio de cambio de motores

4.1.4 Planta 3 nueva

También se mantuvieron los arrancadores a excepción de dos equipos que se sustituyeron por nuevos para estos se utilizó la misma cabina solo sustituyendo el arrancador por los que se encontraron más adecuados.



Ilustración 24- Subestación compacta de dos transformadores de 1000 KVA

Arrancadores

Se mantuvieron los arrancadores a excepción de dos equipos que se sustituyeron por nuevos para estos se utilizó nuevos arrancadores de estado sólido.



Ilustración 25- Arrancadores de la planta 3 nueva

Arrancadores nuevos de estado sólido



Ilustración 26- Arrancadores de estado solido

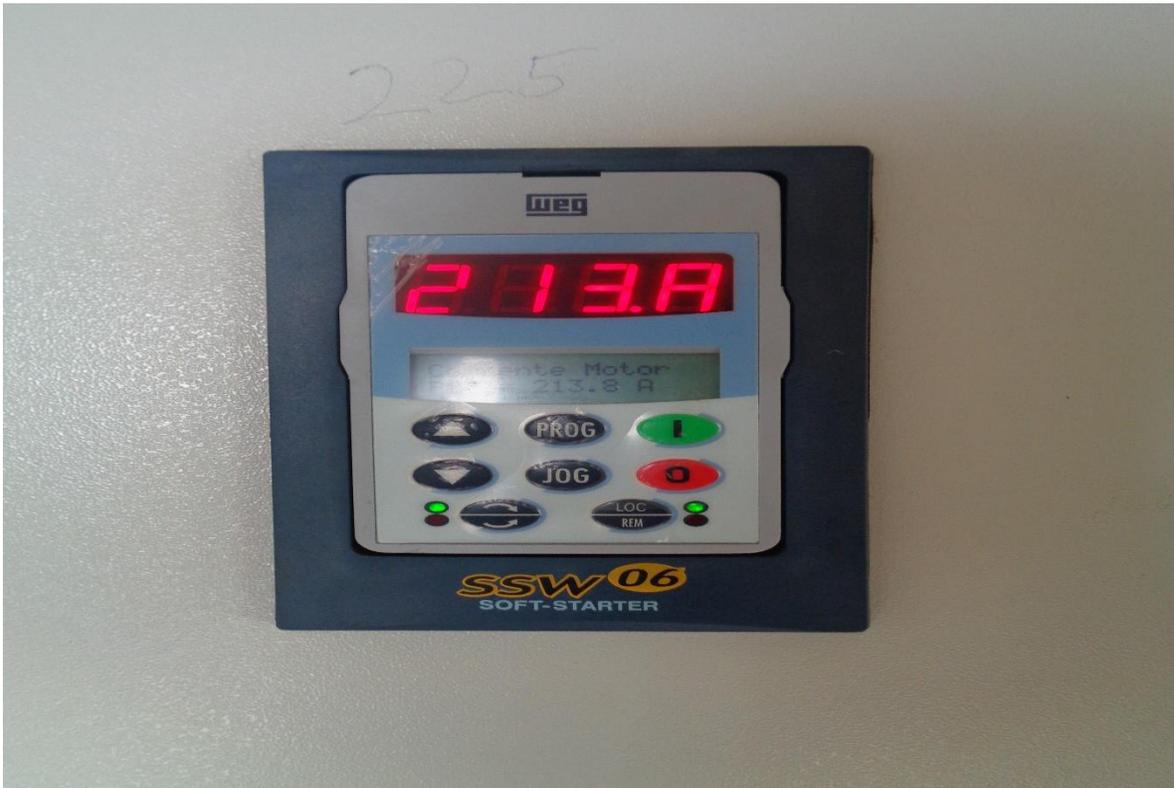


Ilustración 27- Lector de arrancador para obtener diversos datos de operación

Se dispuso a utilizar los bancos que ya se tenían y con la capacidad de los equipos que trabajan actualmente



Ilustración 28- Bancos de capacitores con la capacidad para os equipos que operan actualmente

Motores verticales

Se cambiaron solo dos motores ajustándose al presupuesto:



Ilustración 29- Motores verticales antiguos



Ilustración 30- Motores verticales nuevos

Comienzo de la rehabilitación:



Ilustración 31- Principio de cambio de motores

Como se observó no se integró información sobre el resultado de la planta 2 antigua y 3 antigua esto es debido a que en estas se puede seguir trabajando como hasta ahora ya que con lo que trabaja en este momento es suficiente, aunque se espera en un tiempo darle la rehabilitación deseada para así dar mejor operación en las plantas 2 antigua y 3 antigua.

4.2 Conclusión

Gracias a este proyecto se pudo dar mejor funcionamiento a ciertas plantas esto gracias a que se puso a servicio equipos nuevos, al ser así obtenemos una mejor operación en el bombeo teniendo menos tiempo de reposo entre los equipos y tener una mejor bombeo de agua potable así el destino deseado también al sustituir los arrancadores podemos darnos cuenta que tenemos un mejor arranque de motores así prolongando la vida de ellos y teniendo un mantenimiento menos complicado al estar en mejores condiciones, también esto le facilita el monitoreo a los bomberos ya que en los arrancadores nuevos instalados dan respuesta a algún problema protegiendo el equipo y así dando un señal la cual el bombero puede reportar las fallas y atender el problema.

Esta rehabilitación de los equipos fue de gran ayuda ya que al tener pocos equipos en operación al instalar los nuevos se mantienen los niveles deseados para la planta de los Pájaros la cual es de gran ayuda para abastecer una buena parte de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez Chiapas.

También el cambio de equipos beneficio a que los demás equipos trabajen óptimamente y no se estén forzando ya que esto era una de las principales causas de los problemas en cada equipo.

Por ello este proyecto resulta esencial para la empresa ya que gracias a esto se obtiene una mayor cantidad de fluido para el abasto de la ciudad, dando un servicio de calidad para la población y seguir trabajando para llevar el servicio de agua potable en la población lo cual es algo muy importante.

Referencias Bibliográficas

- <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-transformador-tipo-subestacion-catalogo-espanol.pdf>
- http://www.prolecge.com/wp-content/uploads/2017/10/ProlecGE_TipoSubestacion284.pdf
- <http://rte.mx/transformadores-subestacion-con-gargantas-2>
- <https://w5.siemens.com/cms/mam/industry/Automatizacion/CE/AG/Documents/K915.pdf>
- <https://www.acomee.com.mx/ARRANCADORES%20A%20TENSION%20PLENA.pdf>
- <https://www.electrotecnicareal.com/productos/abb-1/banco-automatico-de-capacitores-abb/>
- <http://acim.nidec.com/motors/usmotors/>
- <https://www.cfe.mx/tarifas/Pages/Tarifas.aspx>