



# FACULTAD DE INGENIERÍA

Colegio de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

“EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO EN UN POZO DE AGUA  
POTABLE”

**T E S I S**

**PRESENTA(N):**  
Eduardo Brito Juárez

**Para obtener el título de licenciatura en ingeniería  
mecánica y eléctrica**

Director:

M.C. Carlos Rangel Romero

Asesores:

M.C. Fernando Osvaldo González Manzanilla

M.C. Ambrosio Edén León Bonilla

**Puebla, Puebla a 18 junio de 2024**



**BUAP**

Oficio No. SAC/1050/2024

**C. Eduardo Brito Juárez -201802467-  
Pasante de la Licenciatura en Ingeniería  
Mecánica y Eléctrica  
Presente.**

En atención al Tema de Tesis que puso Usted a consideración de la Coordinación de Área y de esta Secretaría Académica en coordinación con la Dirección de esta Facultad de Ingeniería, dentro del marco de Titulación por Examen Profesional, como medio de Titulación se dio revisión y se ha autorizado el tema denominado:

**“EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO EN UN POZO DE AGUA POTABLE”**

Por lo anterior hago de su conocimiento que se asigna como Director de tema al Mtro. Carlos Rangel Romero.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

**Atentamente**

**“Pensar bien, para vivir mejor”**

H. Puebla de Z., a 13 de junio de 2024

M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora  
Director



M'ACGZ/M'VGL/barv  
C.c.p. Archivo

Facultad  
de Ingeniería

Bld. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

**M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora**  
**Director de la Facultad de Ingeniería**  
**Benemérita Universidad Autónoma de Puebla**  
**P r e s e n t e.**

El que suscribe: Mtro. Carlos Rangel Romero, director del tema de tesis

**“EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO EN UN POZO DE AGUA POTABLE”**

Presentada por el C. Eduardo Brito Juárez -201802467-, pasante del Colegio de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, y en atención al oficio No. SAC/1050/2024 con fecha de emisión 13 de junio de 2024, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

**A t e n t a m e n t e**  
**“Pensar bien, para vivir mejor”**  
H. Puebla, a 14 de junio de 2024

  
Mtro. Carlos Rangel Romero  
Director de Tema

M<sup>o</sup>CRR/barv  
C.c.p. Archivo

## **AGRADECIMIENTO**

Esta tesis es el resultado de un largo proceso de formación, en el cual intervinieron muchas personas, mismas que me dieron su apoyo en todo momento y que si este no habría sido posible este logro.

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres, los cuales en todo momento me brindaron su apoyo, sin el cual yo no podría haberme desarrollado en la manera en que los hice, por lo que a mi madre Patricia y a mi padre Gerardo les agradezco y admiro la fortaleza que tienen día a día para que a mi hermana y a mí nunca nos falte nada, siempre buscando lo mejor para nosotros.

Por otra parte, la vida me dio otros padres, unos que sin ninguna responsabilidad estuvieron para mí en momentos difíciles, apoyándome, dándome su consejo y al igual que mis padres biológicos, su amor incondicional, estas dos personas son mi abuela Lourdes y mi abuelo Alfredo, que durante todo mi vida han sido un pilar para mí, tomando responsabilidades que no eran de ellos, solo buscando mi bienestar, a mi abuela Lourdes o como desde pequeño le digo “Mi pedacito de corazón” no me alcanzan las palabras para expresar el amor y agradecimiento por todos los momentos que hemos pasado buenos y malos, que en todo momento ha estado para mí, a mi abuelo Alfredo que ya no está con nosotros, que fue un padre para mí, siempre dándome su apoyo e impulsándome para lograr mis metas, sin mis dos pares de extraordinarios padres que la vida me dio no podría ser la persona que soy o en día.

Por último, quiero agradecer a mis docentes que fungieron como asesores M.C. Carlos Rangel Romero, M.C. Fernando Osvaldo González Manzanilla y al M.C. Ambrosio Edén León Bonilla , por la disposición, interés, apoyo, conocimientos y tiempo que me brindaron para poder elaborar y presentar la presente tesis.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1    PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2    JUSTIFICACIÓN .....	3
1.3    OBJETIVO GENERAL .....	4
1.4    OBJETIVO PARTICULAR .....	4
1.5    ALCANCES Y LIMITACIONES .....	5
1.5.1    ALCANCES.....	5
1.5.2    LIMITACIONES .....	5
CAPITULO 2. MARCO TEORICO .....	7
CAPITULO 3. PROPUESTA DEL EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO .....	35
3.1    Generalidades.....	39
3.2    Determinación de la carga .....	40
3.3    Subestación, Transformador y protecciones. ....	41
3.4    Selección de la protección del primario del transformador .....	42
3.5    Selección de conductor por capacidad de corriente .....	42
3.6    Selección de la protección del secundario del transformador .....	43
3.7    Selección de conductores por corriente .....	43
3.8    Selección de conductores por caída de tensión .....	48
3.9    Selección de protecciones de sobrecorriente .....	50
3.10    Cálculo de corto circuito de transformador .....	50
3.11    Selección de alimentador principal por corto circuito .....	51
3.12    Corrección del factor de potencia.....	52
3.13    Listado de materiales .....	55
CAPITULO 4. CONCLUSIONES .....	57
4.1    Reporte Fotográfico.....	61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	68
ANEXOS .....	69

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Tabla 2. Valores de referencia para el cálculo de la eficiencia mínima del motor sumergible de la NOM-010-ENER-2004.....	10
Figura 2.2. Simbología para planos de la CFE, pág. 71 CFE-DCCSSUBT.....	17
Figura 2.3. Simbología para planos de la CFE, pág. 72 CFE-DCCSSUBT. ....	18
Figura 2.4. Simbología para planos de la CFE, pág. 72 y 73 CFE-DCCSSUBT. ....	19
Figura 2.5. Simbología para planos de la CFE, pág. 73 y 74 CFE-DCCSSUBT. ....	20
Figura 2.6. Simbología para planos de la CFE, pág. 75 CFE-DCCSSUBT. ....	21
Figura 2.7. Simbología para planos de la CFE, pág. 76 CFE-DCCSSUBT. ....	22
Figura 2.8. Tabla 450-3(a). Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobre corriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje de la corriente nominal del transformador). ....	23
Figura 2.9. Tabla 310-15(b)(2)(a) Factores de corrección basados en una temperatura ambiente a 30°C. ....	24
Figura 2.10. Tabla 310-15(b)(16) 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. ....	25
Figura 2.11. Tabla. 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable.....	26
Figura 2.12. Tabla 250-122. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.....	27
Figura 2.13. Tabla 5. Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos. ...	28
Figura 2.14. Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit, Artículo 342.- Tubo Conduit metálico semipesado (IMC).....	28
Figura 2.15. Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit, Artículo 358.- Tubo Conduit metálico ligero (EMT).....	29
Figura 2.16. Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit, Artículo 350.- Tubo Conduit flexible hermético a los líquidos (LFMC)..	29
Figura 2.17. Tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75°C. Tres conductores individuales en un tubo Conduit.....	30
Figura 3.1. Figura 18. Tabla de valores K para el cálculo de capacitores. ....	53

Los sistemas de bombeo de agua potable son de suma importancia para garantizar que cada uno de los miembros de nuestra sociedad puedan tener acceso a ella, ya que, en muchas ocasiones damos como un hecho el tener acceso a este vital recurso, pero en muchas comunidades no lo es, por lo que es necesario contar con sistemas de bombeo que nos permitan extraer y conducir este recurso desde la fuente de abastecimiento, que en este caso es un pozo profundo hasta su destino, que son los usuarios.

El tener un suministro de agua eficiente es crucial para que la sociedad pueda desarrollar sus actividades con normalidad, ya que, brinda múltiples beneficios, de los cuales uno de los más importantes es la salud, esto debido a que al contar con el abasto de agua potable se disminuye el uso de agua contaminada con la cual muchas personas tienen que realizar sus actividades cotidianas por no tener acceso a este vital recurso.

Otro de los principales beneficios es el desarrollo económico, ya que el agua potable es de suma importancia para el desarrollo económico de la sociedad, debido a que es necesaria para actividades agrícolas, industriales, comerciales y de uso doméstico, por lo que, si se cuenta con sistemas que garantizan un suministro adecuado, esto se ve reflejado en un crecimiento económico, ya que, se cuenta con el suficiente recurso hídrico.

Dentro de los sistemas de bombeo existen diversos elementos, los cuales contribuyen para el funcionamiento de este, pero uno de los más importantes es el equipamiento eléctrico, esto debido a que, si no se cuenta con los equipos eléctricos adecuados, no se podrá suministrar energía al equipo de bombeo, que requiere de un motor eléctrico para su funcionamiento, por lo que se deben realizar un análisis de los elementos que son necesarios para que se tenga un sistema eléctrico eficiente y permita mantener la continuidad en el suministro eléctrico hacia el equipo de bombeo, que es el elemento central de sistema, ya que, sin él no sería posible la extracción y distribución del agua potable de la fuente de abastecimiento.

Hoy en día es necesario contar con sistemas de bombeo con índices de eficiencia altos, esto debido a que, derivado del crecimiento de la población es vital mantener la continuidad en la operación, ya que, los tiempos que los sistemas se encuentren fuera de operación por fallas, mantenimientos o alguna causa ajena al mismo bombeo, representa una afectación en el suministro de agua hacia los usuarios, al tener un sistema con alta

eficiencia y con los equipos adecuado para las condiciones de operación de este, reducimos los tiempos muertos y como consecuencia los usuarios no sufrirán afectaciones ni desabasto de este vital recurso.

# **CAPITULO 1.**

# **INTRODUCCIÓN**

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los sistemas de bombeo de agua potable requieren de una infraestructura eléctrica para poder funcionar, de la cual se requiere la mayor eficiencia posible, por lo que se necesita contar con los equipos en el mejor estado posible y tener el menor tiempo muerto por fallas, desafortunadamente debido a que la mayoría de los sistemas de bombeo cuentan con una antigüedad considerable, ya no se tienen las condiciones adecuadas para los parámetros de operación actuales. Es por lo que se necesita una propuesta de equipamiento eléctrico que cumpla con las necesidades de estos sistemas

Otro de los problemas que se tienen en los sistemas de bombeo son los riesgos que corre el personal operativo, debido a que, al tener un sistema eléctrico en mal estado, no se pueden garantizar las condiciones de seguridad que el personal requiere para poder llevar a cabo los mantenimiento preventivos, predictivos y correctivos necesarios para mantener la continuidad de la operación, derivado de las condiciones actuales de los sistemas de bombeo el personal operativo se puede enfrentar a los siguientes riesgos:

- Choque eléctrico por contacto con elementos energizados (Contacto directo) o con elementos que son energizados por accidente (Contacto indirecto)
- Quemaduras por arco eléctrico
- Caídas y golpes causada por arco eléctrico
- Incendios y explosiones causados por electricidad

Los riesgos anteriores pueden causar desde daños menores al personal como quemaduras o en un caso extremo hasta la muerte, ya que, si no se cuentan con las protecciones eléctricas adecuadas como los son interruptores en buen estado para poder cortar el suministro de energía en el área en la cual se van a llevar a cabo los mantenimiento y un sistema de tierras en condiciones óptimas de funcionamiento que pueda disipar las corrientes de falla adecuadamente, no se podrá garantizar el bienestar del personal.

Por lo anterior es necesario contar con una propuesta para el equipamiento eléctrico de los sistemas de bombeo, en este caso pozos profundos, que pueda adaptarse a las necesidades de cada uno de ellos, manteniendo los índices de falla en el menor porcentaje

posible y limitando los riesgos que corre el personal al realizar la operación y mantenimiento de estas instalaciones.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

Como se ha mencionado previamente, los sistemas de bombeo son de gran importancia para el desarrollo de una sociedad, ya que, sin ellos no sería posible el abastecimiento de agua potable, por lo que es necesario tener sistemas que cuenten con altos niveles de eficiencia, equipos adecuados para las necesidades de operación que se tengan y sobre todo con las condiciones que nos permitan disminuir los riesgos hacia el personal que se encarga de la operación.

En un sistema de bombeo es indispensable mantener una operación constante, esto debido a que dependiendo del caudal que se extraiga de la fuente de abastecimiento, será el volumen disponible de agua para distribución entre los usuarios, por lo que, en caso de fallar algún elemento que no permita el correcto funcionamiento del equipo de bombeo, se presentarían tiempos muertos, los cuales tienen repercusiones directas en los usuarios, ya que, al no contar con el volumen completo de agua potable, no se les podrá suministrar de manera adecuada este recurso.

El equipamiento eléctrico de un sistema de bombeo es de suma importancia, ya que este será el encargado de suministrar energía a todos los equipos, por lo que, es necesario realizar un diseño en el cual el principal objetivo sea mantener la continuidad en el suministro de energía hacia los equipos que se tengan instalados y que en caso de presentarse una falla, se le facilite al personal de operación realizar los mantenimientos necesarios en un tiempo menor, reduciendo el tiempo que se encuentre fuera de operación el sistema de bombeo.

Este equipamiento debe estar calculado y diseñado en función de las necesidades del sistema, ya que, debe contar con la capacidad suficiente de suministrar energía de manera simultánea a toda la infraestructura del sistema, además de contar con el cableado de fuerza y las protecciones eléctricas con los rangos adecuados, para que, en caso de presentarse una

falla en algún elemento, estas protecciones puedan operar y librar la falla sin causar daño a algún otro elemento.

Por lo mencionado anteriormente, el presentar una propuesta de equipamiento eléctrico con las características adecuadas según las necesidades que se tengan en la fuente de abastecimiento tiene muchas ventajas, como lo son:

- Mantener la continuidad en la operación del sistema de bombeo.
- Reducir el índice de fallas.
- Reducir los tiempos muertos por falla.
- Protección adecuada para el equipo de bombeo e infraestructura eléctrica.
- Reducir los riesgos eléctricos para el personal a cargo de la operación.

### 1.3 OBJETIVO GENERAL

Analizar las condiciones de operación de la infraestructura eléctrica actual de los pozos profundos de agua potable, para identificar los puntos de mejora que se tienen y realizar una propuesta de equipamiento eléctrico mediante el cálculo y selección de los equipos necesarios para mantener un nivel de eficiencia y seguridad óptimo.

### 1.4 OBJETIVO PARTICULAR

- Identificar la capacidad del transformador de distribución requerido, según la carga instalada, para el suministro de energía al equipo de bombeo, equipos de control y automatización de manera continua.
- Seleccionar las protecciones en media tensión requeridas para que en caso de una falla el transformador se encuentre protegido.
- Calcular las protecciones en baja tensión para transformador, equipo de bombeo, equipos de control y automatización que se instalaran en sitio.
- Seleccionar los conductores requeridos para la alimentación de los equipos instalados.

- Identificar el punto de conexión para la acometida en media tensión que alimentara al transformador de distribución.
- Establecer las condiciones de seguridad con las que se debe contar para garantizar el bienestar del personal.

## 1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES

### 1.5.1 ALCANCES

Los alcances de este proyecto serán los siguientes:

- identificar el posible punto de conexión desde las líneas de distribución de la Comisión Federal de Electricidad hasta la subestación del pozo.
- Una vez aprobado el punto de conexión realizar los planos para contratación del suministro de energía para el nuevo servicio.
- Memoria de cálculo descriptiva del proceso de selección de los materiales que se intervendrán en la infraestructura eléctrica del pozo, como lo son: transformador de distribución, protecciones eléctricas en media tensión, protecciones eléctricas en baja tensión, alimentadores principales y circuitos derivados.

### 1.5.2 LIMITACIONES

Las limitaciones que se pueden presentar durante la elaboración de este proyecto pueden ser los siguientes:

- Aceptación del punto de conexión propuesto a la Comisión Federal de Electricidad.
- Tiempos de atención para revisión de proyecto por parte de la Comisión Federal de Electricidad.
- Aprobación de la infraestructura eléctrica por parte de la Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas.

- Corrección del factor de potencia en caso de ser necesario para evitar penalizaciones por bajo factor de potencia.
- Adecuaciones al terreno en el cual se desarrollará el proyecto.
- Falta de personal capacitado para los trabajos eléctricos en media tensión.
- Suministro en tiempo y forma de los materiales para el equipamiento eléctrico.
- Riesgos para el personal a cargo de la ejecución de los trabajos de excavación, maniobra de colocación de transformador y registros y canalización de alimentadores.

# **CAPITULO 2. MARCO TEORICO**

El presente proyecto se basa en el análisis de las fallas que se presentan recurrentemente en los sistemas de bombeo y las causas de estas, dicho proceso se realiza con la finalidad de identificar las áreas de mejora en las instalaciones eléctricas que suministran energía a los equipos que se tengan instalados en sitio, para de esta manera poder diseñar un sistema eléctrico que cumpla con las especificaciones en media tensión de la Comisión Federal de Electricidad y la NOM-001-SEDE-2012.

Las fallas más comunes que se tienen hoy en día en los sistemas de bombeo en su mayoría están relacionadas con el mal estado en el que se encuentran las instalaciones eléctricas, ya que se han deteriorado por el paso del tiempo y no cuentan con los equipos de protección adecuados para las necesidades que se tienen en cada una de las estaciones de bombeo, es por ello que se busca establecer una propuesta de equipamiento eléctrico que cuente con las características necesarias para mantener la continuidad en el suministro de energía y mantener el grado de protección adecuado para los equipos que se encargan de la extracción y distribución de un recurso tan importante como lo es el agua potable.

Para poder realizar esta tarea se requieren equipos eléctricos que en conjunto con los equipos mecánicos trabajen de manera eficiente, los equipos eléctricos que se requieren para la extracción y distribución de agua potable son los siguientes:

**Acometida eléctrica:** Es el punto de conexión desde la red de distribución de la compañía suministradora, ya sea aérea o subterránea, que canaliza la energía eléctrica desde la red de distribución hasta al protección principal o medidor de energía de la instalación donde se utilizara la energía eléctrica.

**Transformador de distribución:** Es el elemento que se encarga de la transformación del voltaje que se entrega por parte de la compañía suministradora a la tensión nominal que requieren los equipos de la instalación eléctrica manteniendo su potencia y frecuencia. Existen diversos tipos de transformadores, sin embargo, para este caso nos concentraremos en los transformadores de potencia los cuales pueden ser:

- **Transformadores eléctricos elevadores:** Tienen la capacidad de elevar el potencial de salida en relación con el potencial de entrada, en este tipo de transformadores el número de espiras del devanado secundario es mayor al devanado primario.

- Transformadores eléctricos reductores: Tienen la capacidad de disminuir el potencial de salida en relación con el potencial de entrada, en este tipo de transformadores el número de espiras de devanado primario es mayor al secundario.
- Autotransformadores: Este tipo de transformadores se utilizan cuando se requiere variar el potencial en pequeñas cantidades, las bobinas primaria y secundaria no están separadas, sino que forman parte del mismo devanado, es decir que el autotransformador solo tiene un devanado con dos conexiones y la relación del potencial de entrada al de salida está determinada por la relación entre el número de vueltas en la parte del devanado utilizada como bobina primaria y el número de vueltas en la parte del devanado utilizada como bobina secundaria.

Cables alimentadores: Son los conductores encargados de llevar la energía eléctrica hasta su punto final de aprovechamiento, para este caso de estudio se considerarán conductores de aluminio y cobre, los cuales deberán estar correctamente dimensionados en base a las cargas que alimentarán y con el aislamiento correspondiente para su uso.

Protecciones eléctricas: Son los dispositivos encargados de evitar fallas y daños en los elementos de una instalación eléctrica, su objetivo es interrumpir el paso de la energía cuando se presenten condiciones anormales de operación, de esta manera se evitan daños a equipos y personal que se encuentren en el área.

Motor eléctrico sumergible: Este elemento es fundamental para el funcionamiento de las bombas de agua sumergibles, ya que es el encargado de mover los impulsores, para que pueda succionar el agua que tiene a su alrededor e impulsarla verticalmente. Este tipo de motores van relacionados con las capacidades hidráulicas de la bomba, su funcionamiento es a grandes rasgos como el de un motor eléctrico convencional, excepto por algunos cambios que le permiten trabajar totalmente inmerso dentro de un líquido.

- Cuentan con un estator y un rotor que, acoplados a un eje, gira cuando se le suministra energía eléctrica hoy en día es más frecuente el uso de motores de imanes permanentes que no tienen escobillas, lo que reduce al mínimo el mantenimiento.

- Una de las características más importantes con las que cuenta este tipo de motores es que cuentan con encapsulamiento totalmente hermético que le permite aislarse del líquido que le rodea.
- El diseño de este tipo de motores aprovecha el líquido en el cual se encuentra inmerso para la disipación del calor que se genera por su funcionamiento.

El motor eléctrico que se seleccione para el equipo de bombeo sumergible deberá cumplir con la NOM-001-ENER-2004, la cual establece los estándares de eficiencia energética del conjunto motor-bomba sumergible tipo pozo profundo, los motores deberán cumplir con los siguientes valores de eficiencia de acuerdo a la potencia nominal que tengan.[2]

<b>Motor (KW)</b>	<b>Motor (Hp)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
Hasta 1,492	Hasta 2,0	68
Mayor que 1,492 hasta 3,73	Mayor que 2,0 hasta 5,0	73
Mayor que 3,73 hasta 5,595	Mayor que 5,0 hasta 7,5	75
Mayor que 5,595 hasta 7,46	Mayor que 7,5 hasta 10,0	77
Mayor que 7,46 hasta 11,19	Mayor que 10,0 hasta 15,0	79
Mayor que 11,19 hasta 14,92	Mayor que 15,0 hasta 20,0	80
Mayor que 14,92 hasta 22,38	Mayor que 20,0 hasta 30,0	81
Mayor que 22,38 hasta 29,84	Mayor que 30,0 hasta 40,0	83
Mayor que 29,84 hasta 44,76	Mayor que 40,0 hasta 60,0	86
Mayores que 44,76	Mayores que 60,0	87

*Figura 2.1. Tabla 2. Valores de referencia para el cálculo de la eficiencia mínima del motor sumergible de la NOM-010-ENER-2004.*

Arrancadores de motores: Estos equipos nos ayudan a realizar el arranque y paro de los equipos de bombeo, dependiendo del tipo de arranque que se seleccione nos brindan diferentes ventajas y protecciones para los motores de los equipos de bombeo, los tipos de arranque más comunes en los sistemas de bombeo de agua potable en Puebla son los siguientes:

- Arrancadores a tensión plena: Se denominan arranque a tensión plena cuando a un motor se le suministra la tensión nominal a la que trabaja desde un inicio, esto genera que el motor desarrolle su torque máximo cuando así lo requiera,

por otro lado, el punto negativo de este tipo de arranque es que se genera una corriente de hasta 10 veces la corriente nominal del motor, lo cual puede causar daños o desgaste prematuro.

- Arrancadores a tensión reducida: Este tipo de arrancadores utilizan autotransformadores para limitar la corriente del motor en la etapa de arranque, evitando alcanzar corrientes que puedan causar daños, se reduce la tensión en los bornes del motor según la relación de transformación del autotransformador, por lo general se utilizan con derivaciones del 50, 65 y 80% de la tensión nominal del motor.
- Arrancadores suaves: Los arrancadores suaves son dispositivos de estado sólido que protegen a los motores eléctricos de CA de los picos de corriente que se presentan en la etapa de arranque, ya que, ofrecen una pendiente de corriente lineal suave y constante, dando como resultado una rampa suave de aceleración hasta la velocidad máxima del motor y reduciendo el desgaste que se genera en los devanados de este.
- Variadores de frecuencia: Es un dispositivo diseñado y usado para controlar la velocidad de motores trifásicos de CA, regula la velocidad de los motores para que el consumo energético se ajuste a la demanda real de la aplicación en la cual serán usados, reduciéndolo entre un 20 y 70%. La energía que se suministra pasa por el variador de frecuencia y este ajusta la frecuencia y tensión de acuerdo con la demanda del proceso que se lleve a cabo para después hacerla llegar al motor.

El tipo de arrancador que se seleccione deberá de estar en función de las características del proyecto y sobre todos del presupuesto que se tenga, ya que, si bien el variador de frecuencia ha sido el método de arranque con mejores resultados en los equipos de bombeo de pozo profundo, es el más costoso de todos ellos, por lo que se debe buscar la mejor opción tanto técnicamente como económicamente para el proyecto.

Para la obra eléctrica en media tensión nos basaremos en la norma de la Comisión Federal de Electricidad de construcción de sistemas subterráneos CFE-DCCSSUBT, la cual nos dará los criterios, métodos, equipos y materiales que se deben utilizar en la planeación, proyecto y construcción de redes de distribución subterráneas, los cuales permiten lograr la máxima economía e instalaciones eficientes que requieran un mínimo de mantenimiento.

De acuerdo con el artículo 2.2.2 Media Tensión de la norma CFE-DCCSSUBT nuestro proyecto en media tensión se considera un sistema de distribución de 200 A, ya que, estos sistemas se utilizan en circuitos que derivan en troncales de media tensión (tensiones de 13.2 kV y 34.5 kV) aéreos o subterráneos y en condiciones normales o de emergencia no rebasa los 200 A.[1] Como se menciona en dicho artículo se deberán cumplir con ciertas características que son las siguientes:

- Se diseñarán de acuerdo con la tensión suministrada en el área y un sistema de neutro corrido con conexiones múltiples de puesta a tierra.
- Los circuitos aéreos que alimenten al proyecto subterráneos deberán ser 3F-4H.
- Al ser un circuito alimentador para una carga industrial se debe tener una configuración 3F-4H.
- La caída de tensión máxima en los circuitos de media tensión no debe exceder del 1% del punto de suministro indicado por parte de la CFE a la carga más lejana en condiciones normales de operación, tomando en cuenta demandas máximas.
- El cable de neutro debe ser de cobre desnudo semiduro o de acero recocido con bajo contenido de carbono, recubierto de cobre o aquel que haya sido aprobado por la LAPEM.
- El calibre del neutro debe determinarse de acuerdo con el cálculo de las corrientes de falla, en ningún caso la corriente de corto circuito en el bus de las subestaciones que alimenten circuitos subterráneos debe ser mayor a 10 kA.
- El conductor de neutro corrido debe tener múltiples conexiones de puesta a tierra para garantizar en los sitios en donde se instalen accesorios y equipos, una resistencia a tierra inferior a 10 ohm en época de estiaje y menos a 5 ohm en época de lluvia, debiendo ser todas las conexiones de tipo exotérmica o comprimible.
- El neutro corrido debe quedar alojado en el mismo ducto de una de las fases o podrá quedar directamente enterrado, exceptos en terrenos corrosivos con alto contenido de sales y sulfatos.

- El nivel de aislamiento de los cables debe ser del 100%. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (alto gradiente)

En transiciones aéreo – subterráneo – aéreo el nivel de aislamiento de los cables debe ser de 133%, debiéndose utilizar cables con cubierta negra, para la protección contra los rayos ultravioleta. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (alto gradiente).

- El nivel de aislamiento de los cables debe ser del 100%. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (alto gradiente)

En transiciones aéreo – subterráneo – aéreo el nivel de aislamiento de los cables debe ser de 133%, debiéndose utilizar cables con cubierta negra, para la protección contra los rayos ultravioleta. En todos los casos el aislamiento de los cables a emplearse será de sección reducida (alto gradiente).

- La sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo con el diseño del proyecto, el calibre mínimo debe ser 53.5 mm<sup>2</sup> (1/0 AWG) y cumplir con la norma NRF-024-CFE.
- Deben emplearse conductores de aluminio y en casos especiales en que la CFE lo requiera se podrán utilizar conductores de cobre.
- Se deben indicar en las bases de diseño si el cable es para uso en ambientes secos o uso en ambientes húmedos, según lo indica la especificación NRF-024-CFE y de acuerdo con las características del lugar de instalación.
- La pantalla metálica del cable, deben conectarse sólidamente a tierra en todos los puntos donde existan equipos o accesorios, de acuerdo con las recomendaciones generales del artículo 250 de la NOM-001SEDE-2012. En equipos (transformadores y seccionadores) se permite la puesta a tierra de los accesorios mediante sistemas mecánicos.
- Los cables deben instalarse en ductos de PADC o PAD. Se pueden emplear ductos de sección reducida, considerando siempre que se deben de respetar los factores de relleno recomendados en la NOM-001-SEDE.
- Donde se instalen equipos y/o accesorios deben dejarse un excedente de cable de 1.0 m después de haberse instalado en los soportes y presentado para la

elaboración del accesorio. Cuando los transformadores no lleven registros, la reserva de cable debe dejarse en uno de los registros adyacentes.

- En seccionadores y conectadores múltiples de media tensión, se deben utilizar indicadores de falla de acuerdo con la corriente continua del sistema. Se deben emplear indicadores monofásicos o trifásico con abanderamiento monofásico. Excepto en los siguientes casos:
  1. Cuando el seccionador cuente con protección electrónica
  2. Cuando un codo portafusible derive del conector múltiple
- Los indicadores de falla a instalar deben cumplir con la especificación CFE-GCUIO-68
- Se deben instalar apartarrayos de frente muerto en los puntos normalmente abiertos de los anillos y en el último transformador de cada ramal radial.
- No se debe utilizar la red subterránea como troncal para alimentar redes áreas.

Por otra parte, el artículo 2.5 de esta misma norma nos habla de la obra electromecánica por realizar, donde en el apartado 2.5.1 menciona los accesorios requeridos en sistemas de 200 A [1], que son los siguientes:

- Sistemas de 200 A.
- Adaptador para la puesta a tierra de pantallas den 200 A.
- Apartarrayo tipo boquilla estacionaria 200 OCC.
- Apartarrayo tipo codo 200 OCC.
- Apartarrayo tipo inserto 200 OCC.
- Boquilla doble tipo inserto 200 OCC.
- Boquilla estacionaria doble 200 OCC.
- Boquilla estacionaria sencilla 200 OCC.
- Boquilla extensión tipo inserto 200 OCC.
- Boquilla tipo inserto 200 OCC.
- Conector tipo codo con cable de puesta a tierra.
- Conector tipo codo 200 OCC.
- Conector tipo múltiple MT 200 de 2, 3 y n vías con boquillas tipo pozo de operación sin tensión.

- Conector tipo múltiple MT 200 OCC de 2, 3 y n vías.
- Conector tipo codo portafusible 200 OCC.
- Empalme recto MT.
- Empalme termocontráctil MT.
- Tapón aislado 200 OCC con punto de prueba.
- Tapón aislado MT 200 OCC.
- Varilla de prueba.

Para nuestro caso al ser un transformador particular, el mismo artículo 2.5 en el apartado 2.5.2 nos menciona las siguientes características que puede y debe tener nuestro transformador.[1]

1. Especificaciones

- NMX-J-285
- NMX-J-287
- Garganta

2. Tipos

- Tipo pedestal.
- Tipo convencional (Garganta).
- Tipo bóveda sumergible.

3. Características

- monofásico o trifásico.
- Media tensión: La disponible en el área.
- Baja tensión: La requerida por el usuario.
- Aislamiento: Biodegradable.
- Capacidad: La requerida por el usuario y de acuerdo con el diseño del proyecto avalado por la unidad verificadora.

4. Conexión

Los devanados de los transformadores trifásicos, deben ser Estrella-Estrella.

5. Perdidas

Los valores de perdidas no deben ser superiores a las indicadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-002-SEDE/ENER-2014, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.

Basados en la tabla 1. Eficiencias mínimas permitidas referidas a un factor de carga del 80% para los transformadores de distribución de la NOM-002-ENER-2014 nos dice que el valor de eficiencia mínima para un transformador trifásico de 45 kVA clase 15 kV es del 98.72% y en la tabla 2. Pérdidas totales máximas permitidas referidas a un factor de carga del 80% que las pérdidas máximas deberán ser de 467 W.[4]

En el artículo 3.4.7 de la norma CFE-DCCSSUBT nos habla sobre la instalación y conexión de transformadores en obra[1], en el cual se señala lo siguiente:

- Previo a conectar accesorios premoldeados se debe verificar que el transformador se encuentre en óptimas condiciones y que no tenga ningún tipo de fuga, en boquillas tipo pozo o pernos, ya que el aceite puede dañar los accesorios.
- Se debe limpiar y lubricar con grase silicón las boquillas tipo pozo y boquillas tipo inserto, de la misma manera se podrá instalar con un torquímetro adecuado, y de no contar con uno, se podrá instalar con las manos teniendo cuidado de que entre de forma correcta, de no ser así se deberá retirar y volverlo a introducir hasta que embone perfectamente, evitando que se dañen las cuerdas de la rosca.
- Para verificar que las boquillas están correctamente instaladas, los faldones semiconductores deben quedar tocando el borde del inserto tipo pozo a 1.588 mm de este.
- Para la conexión del codo de 200 A por primera vez, estando transformador y cable desenergizados, limpiar y lubricar tanto la boquilla inserto como el interior del codo, posteriormente conectarlos verificando que el codo avance totalmente en el inserto.
- En caso de que los conectores separables tipo codo sean de operación con carga, es de suma importancia que en el momento de su instalación queden en una posición cómoda para su operación, es decir, la conexión a tierra, así como los demás elementos queden con una separación suficiente para que no obstruyan su operación, de la misma manera se requiere que se deje una cantidad de cable, la cual es indispensable para que en caso de efectuarse maniobras, no se tenga problemas con la ejecución.

Para la elaboración de planos para solicitar la contratación de un nuevo servicio con la Comisión Federal de Electricidad, se deberá seguir la simbología especificada en el artículo 2.7 Lineamientos para la elaboración de proyectos en el apartado 2.7.2 simbología, que se muestra a continuación.

SÍMBOLOS PARA PLANOS			
ELEMENTO A REPRESENTAR		SIMBOLOGÍA	VER NOTAS A1
LÍNEAS	SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN PARA SISTEMAS DE 200 A.		1
	SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN PARA SISTEMAS DE 600 A.		1
	DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA		2
ACOMETIDAS	ACOMETIDA DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA		1
	ACOMETIDA DE BAJA TENSIÓN SUBTERRÁNEA		-
TRANSICIONES	DE LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN ÁREA SUBTERRÁNEA		3
	CON CORTA CIRCUITO FUSIBLE (CCF)		3
	CON CUCHILLA OPERACIÓN CON PÉRTIGA (COP)		3
	CON CUCHILLA OPERACIÓN EN GRUPO (COG)		3
	CON SECCIONADOR		3
	CON RESTAURADOR		3
	CON CUCHILLA OPERACIÓN EN GRUPO VERTICAL (COGV)		3
	DE LÍNEA DE BAJA TENSIÓN ÁREA A SUBTERRÁNEA		3
SECCIONADORES	PARA REDES SUBTERRÁNEAS		5
	DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA		5
	DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA CON TELECONTROL		5
	CON TELECONTROL		5

Figura 2.2. Simbología para planos de la CFE, pág. 71 CFE-DCCSSUBT.
















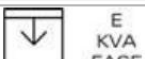
	CON DERIVACIONES PROTEGIDO CON FUSIBLES		5
	DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA PROTEGIDO CON FUSIBLES		5
	DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA CON TELECONTROL PROTEGIDO CON FUSIBLES		5
	CON TELECONTROL PROTEGIDO CON FUSIBLES		5
	CON DERIVACIONES CON PROTECCIÓN ELECTRONICA		5
	DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA CON PROTECCIÓN ELECTRÓNICA		5
	DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA CON TELECONTROL Y PROTECCIÓN ELECTRÓNICA		5
	CON TELECONTROL Y PROTECCIÓN ELECTRÓNICA		5
CIRCUITOS	SUBTERRÁNEO DE ALUMBRADO		2
EMPALMES	RECTO PERMANENTE DE MEDIA TENSIÓN DE 600 A; TIPO PREMOLDEADO, TERMOCONTRÁCTIL O ENCINTADO		6
	DE MEDIA TENSIÓN DE 600 A; EN X, PARA DERIVACIONES DE 600, 200 A O 600 A		6
	DE MEDIA TENSIÓN DE 600 A; CUERPO EN T, SEPARABLE, PARA DERIVACIONES DE 600, 200 A O 600 A		6
	RECTO PERMANENTE DE MEDIA TENSIÓN DE 200 A; TIPO PREMOLDEADO, TERMOCONTRÁCTIL O ENCINTADO		7 Y 8
	RECTO SEPARABLE DE MEDIA TENSIÓN DE 200 A TIPO PREMOLDEADO		9 Y 10
TRANSFORMADORES	TIPO PEDESTAL		4
	TIPO BÓVEDA		4

Figura 2.3. Simbología para planos de la CFE, pág. 72 CFE-DCCSSUBT.
















SÍMBOLOS PARA OBRA CIVIL		
ELEMENTO A REPRESENTAR	SIMBOLOGÍA	VER NOTAS A1
REGISTRO DE BAJA TENSIÓN	 10	17
REGISTRO DE MEDIA TENSIÓN	 12	12 Y 16
REGISTRO DE MEDIA TENSIÓN CON MURETE	 12	12 Y 16
REGISTRO DE MEDIA TENSIÓN CON ACOMETIDA CON TAPA CUADRADA	 12	12 Y 16
POZO DE VISITA TIPO X		12 Y 14
POZO DE VISITA TIPO X CON TAPA CUADRADA		12 Y 14
POZO DE VISITA TIPO L		12 Y 14
POZO DE VISITA TIPO P		12 Y 14
POZO DE VISITA TIPO T		12 Y 14
POZO DE VISITA MEDIA TENSIÓN CON MURETE	 12	12 Y 14
BANCO DE DUCTOS	S3B / P6B	18
BÓVEDA PARA TRANSFORMADOR	 E	12 Y 13
BÓVEDA PARA SECCIONADOR	 S	12 Y 13
BASE PARA TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL	 E	15
BASE PARA SECCIONADOR TIPO PEDESTAL UN FRENTE	 S	15
BASE PARA SECCIONADOR TIPO PEDESTAL DOS FRENTE	 S	15
BASE MURETE	MUR	-
BASE MEDICIÓN	MED	-
BASE PARA TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	M	15
BÓVEDA PARA TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	M	12 Y 13

Figura 2.4. Simbología para planos de la CFE, pág. 72 y 73 CFE-DCCSSUBT.

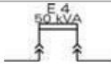
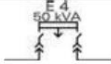
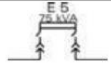
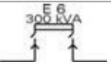
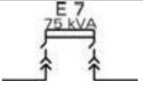
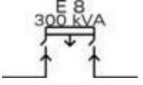
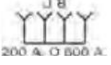













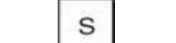
SÍMBOLOS PARA DIAGRAMAS UNIFILARES		
ELEMENTO A REPRESENTAR	SIMBOLOGÍA	VER NOTAS A1
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO TIPO PEDESTAL PARA REDES SUBTERRÁNEAS		19 Y 20
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO TIPO SUMERGIBLE PARA REDES SUBTERRÁNEAS		19 Y 20
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO PEDESTAL PARA REDES SUBTERRÁNEAS		19 Y 20
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO PEDESTAL PARA REDES SUBTERRÁNEAS		19 Y 20
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO SUMERGIBLE PARA REDES SUBTERRÁNEAS		19 Y 20
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO SUMERGIBLE PARA REDES SUBTERRÁNEAS		19 Y 20
CONECTOR MULTIPLE DE MEDIA TENSIÓN DE 200 A. O DE 600 A.		11, 19 Y 21
CONECTOR TIPO CODO 200 A OPERACIÓN CON CARGA		19
CONECTOR TIPO CODO DE 600 A OPERACIÓN SIN TENSIÓN		19
APARTARRAYO TIPO CODO DE FRENTE MUERTO		19
APARTARRAYO TIPO INSERTO DE FRENTE MUERTO		19
APARTARRAYO TIPO BOQUILLA ESTACIONARIA DE FRENTE MUERTO		19
PORTAFUSIBLE PARA SISTEMAS DE 200 A.		19
CODO DE PUESTA A TIERRA		19
DESCANSO DE PUESTA A TIERRA		19
INSERTO DOBLE BOQUILLA		19
TAPÓN AISLADO DE 200 A.		19
TAPÓN AISLADO DE 600 A.		19
SECCIONADOR		19
INDICADOR DE FALLA		19
LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN		22, 24 Y 25

Figura 2.5. Simbología para planos de la CFE, pág. 73 y 74 CFE-DCCSSUBT.


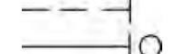


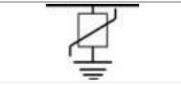
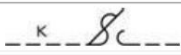

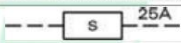
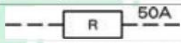

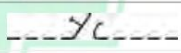
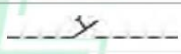
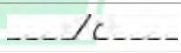
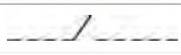







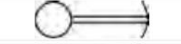

LÍNEA AÉREA DE BAJA TENSIÓN		23, 24 Y 25
REMATE DE LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN		22 Y 23
LÍNEA AÉREA DE BAJA TENSIÓN CON CABLE MÚLTIPLE		23, 24 Y 25
TRANSFORMADOR TIPO POSTE		28
APARTARRAYOS		-
CORTACIRCUITO FUSIBLE PARA OPERACIÓN UNIPOLAR CON DISPOSITIVO PARA ABRIR CON CARGA		34 Y 35
SECCIONALIZADOR TIPO SECO		33
SECCIONALIZADOR EN ACEITE		33
RESTAURADOR		32
DESCONECTADOR		37
CUCHILLA DESCONECTADORA DE OPERACIÓN EN GRUPO, CON CARGA		34
CUCHILLA DESCONECTADORA DE OPERACIÓN EN GRUPO, SIN CARGA		34
CUCHILLA SECCIONADORA PARA OPERACIÓN UNIPOLAR CON DISPOSITIVO PARA ABRIR CON CARGA		34
CUCHILLA SECCIONADORA, OPERACIÓN MONOFÁSICA CON PÉRTIGA SIN CARGA		34
FOTOCELDA		-
RELEVADOR PARA EL CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO		-
POSTE DE CONCRETO REFORZADO DE SECCIÓN OCTAGONAL		-
POSTE DE MADERA TRATADA		-
POSTE TROCOPIRAMIDAL DE ACERO DE SECCIÓN CIRCULAR		-
POSTE EXISTENTE		-
RETENIDA DE ANCLA		26
DOS RETENIDAS CON UNA ANCLA		26
DOS RETENIDAS CON DOS ANCLAS		26

Figura 2.6. Simbología para planos de la CFE, pág. 75 CFE-DCCSSUBT.



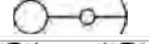
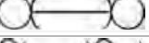
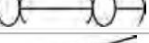

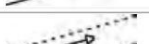

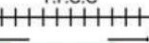


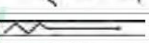

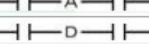
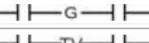
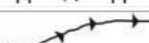









RETENIDA DE BANQUETA		26
RETENIDA DE PUNTAL		26
RETENIDA DE ESTACA Y ANCLA		26
RETENIDA DE POSTE A POSTE		26
RETENIDA DE POSTE A POSTE Y ANCLA		26
CARRETERA PAVIMENTADA		36
CARRETERA DE TERRACERÍA		36
VÍA DE FERROCARRIL		36
PUENTE		-
ARROYO		-
CANAL DE RIEGO PRINCIPAL		-
RÍO		-
TUBERÍA HIDRÁULICA		-
DRENAJE		-
TUBERÍA DE GAS		-
CABLE DE TELEVISIÓN		-
CANAL DE RIEGO SECUNDARIO		-
CAESTANQUE O REPRESA		-
ÁREA ARBOLADA O DE HUERTAS		--
CERCA DE ALAMBRE DE PUAS		-
CASA HABITACIÓN		-
IGLESIA		-
ESCUELA		-
CEMENTERIO		-
BOMBA DE AGUA POTABLE O RIEGO		-

Figura 2.7. Simbología para planos de la CFE, pág. 76 CFE-DCCSSUBT.

Una vez realizado el proyecto en media tensión, se debe presentar antes la comisión federal de electricidad, ya que será el departamento de planeación el que determinara si el punto de conexión, ya se aéreo o subterráneo es viable y de no ser así, se emitirá un oficio en el cual se le indicará al usuario el punto de conexión aprobado para su servicio, de presentarse esta situación, el proyecto en media tensión debe cambiar conforme a lo indicado por el departamento de planeación.

Por otra parte, para el cálculo y selección de los equipos y protecciones en baja tensión nos apegaremos a los artículos dispuesto en la NOM-001-SEDE-2012, cuyo objetivo es precisar las disposiciones de carácter técnico que deben cumplir las instalaciones eléctricas, por lo que a continuación se enunciarán los artículos tablas en las cuales se basarán nuestros cálculos.

Para el cálculo y selección de las protecciones contra sobrecorriente del primario y secundario del transformador nos basaremos en el artículo 450-3 y en la tabla 450-3(a). Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje de la corriente nominal del transformador) y a las notas adjuntas a dicha tabla.[3]

Limitaciones sobre el lugar	Impedancia nominal del transformador	Protección del primario, más de 600 volts		Protección del secundario (ver la Nota 2)		
		Interruptor automático (ver la Nota 4)	Valor nominal del fusible	Más de 600 volts		600 volts o menos
				Interruptor automático (ver la Nota 4)	Valor nominal del fusible	Valor nominal del interruptor automático o fusible
Cualquier lugar	No más del 6%	600% (ver Nota 1)	300% (ver Nota 1)	300% (ver Nota 1)	250% (ver Nota 1)	125% (ver Nota 1)
	Más del 6%, pero máximo el 10%	400% (ver Nota 1)	300% (ver Nota 1)	250% (ver Nota 1)	225% (ver Nota 1)	125% (ver Nota 1)
Lugares supervisados únicamente (ver Nota 3).	Cualquiera	300% (ver Nota 1)	250% (ver Nota 1)	No se exige	No se exige	No se exige
	No más del 6%	600% (ver Nota 5)	300% (ver Nota 5)	300% (ver Nota 5)	250% (ver Nota 5)	250% (ver Nota 5)
	Más del 6% pero máximo el 10%	400% (ver Nota 5)	300% (ver Nota 5)	250% (ver Nota 5)	250% (ver Nota 5)	250% (ver Nota 5)

**NOTAS:**

1. Cuando el valor nominal del fusible o el ajuste del interruptor automático exigido no correspondan a un valor nominal o ajuste estándares, se permitirá tomar el valor nominal o ajuste estándar inmediatamente superior.
2. Cuando se exija protección contra sobrecorriente del secundario, se permitirá que el dispositivo de protección contra sobrecorriente del secundario esté compuesto por un máximo de seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de los valores nominales de los dispositivos no debe exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente. Si como dispositivo de protección contra sobrecorriente se utilizan tanto interruptores como fusibles, el total de los valores nominales del dispositivo no debe exceder el permitido para los fusibles.
3. Un lugar supervisado es aquel en que las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que solamente personal calificado supervisará y prestará servicio a la instalación de transformadores.
4. Los fusibles accionados electrónicamente que se puedan ajustar para abrir a una corriente específica se deben ajustar de acuerdo con los ajustes para interruptores automáticos.
5. Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga no tenga protección independiente del secundario.

Figura 2.8. Tabla 450-3(a). Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobre corriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje de la corriente nominal del transformador).

Los alimentadores hacia nuestras cargas son una parte esencial de las instalaciones eléctricas, ya que son los encargados de llevar la energía hasta el punto de su

aprovechamiento, por lo que para su selección nos basaremos en el artículo 310-15 Ampacidad para conductores con tensión 0-2000 volts, para las capacidades de ampacidad por calibre en lo indicado en la tabla 310-15(b)(16) 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 y para los factores de ajuste por temperatura y agrupamiento en las tablas 310-15(b)(2)(a) Factores de corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C y 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable.[3]

**Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.**

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:			
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

*Figura 2.9. Tabla 310-15(b)(2)(a) Factores de corrección basados en una temperatura ambiente a 30°C.*

**Tabla 310-15(b)(16) 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
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil			TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2			
		TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW		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 <sup>**</sup>	—	—	14	—	—	—
1.31	16 <sup>**</sup>	—	—	18	—	—	—
2.08	14 <sup>**</sup>	15	20	25	—	—	—
3.31	12 <sup>**</sup>	20	25	30	—	—	—
5.26	10 <sup>**</sup>	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	750	470	560	630

\* Véase 310-15(b)(2) para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 30 °C.

\*\* Véase 240-4(d) para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor.

*Figura 2.10. Tabla 310-15(b)(16) 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.*

Número de conductores <sup>1</sup>	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

<sup>1</sup>Es el número total de conductores en la canalización o cable ajustado de acuerdo con 310-15(b)(5) y (6).

*Figura 2.11. Tabla. 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable.*

Para la selección de los conductores de puesta a tierra de los equipos, nos basaremos en lo estipulado en el artículo 250-122. Tamaño de los conductores de puesta a tierra de equipos, el cual nos indica que no deben tener un tamaño menor al indicado en la Tabla 250-122. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos, pero en ningún caso se exige que sean mayores que los conductores de los circuitos que alimentan a los equipos, cuando se usa una charola para cables, canalización, blindaje o cable armado como un conductor de puesta a tierra de equipos se debe cumplir con el artículo 250-4(a)(5). Trayectoria efectiva de la corriente de falla a tierra o 250-4(b)(4). Trayectoria para la corriente de falla.[3]

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	—
20	3.31	12	—	—
60	5.26	10	—	—
100	8.37	8	—	—
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.

\*Véase 250-120 para restricciones de instalación.

Figura 2.12. Tabla 250-122. Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Para la selección de canalización para nuestros conductores alimentadores y puesta a tierra usaremos tubería nos basaremos en la Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit y en la Tabla 5. Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos. Para nuestro caso usaremos tubería Conduit pared gruesa, tubo Conduit pared delgada y tubo licuatite y para el cableado se usará conductores de cobre con aislamiento THW-LS.[3]

TW,THHW, THW,THW-2	3.31	12	3.861	11.68
	5.26	10	4.470	55.68
	6.63	8	5.994	28.19
TW,THW,THHW,THW-2,RHH*,RHW*,RHW-2*	8.37	6	7.722	46.84
	21.2	4	8.941	62.77
	26.7	3	9.652	73.16
	33.6	2	10.46	86.00
	42.4	1	12.50	122.60
	53.5	1/0	13.51	143.40
	67.4	2/0	14.68	169.30
	85.0	3/0	16.00	201.10
	107	4/0	17.48	239.90
	127	250	19.43	296.50
	152	300	20.83	340.70
	177	350	22.12	384.40
	203	400	23.32	427.00
	253	500	25.48	509.70
	304	600	28.27	627.7
	355	700	30.07	710.3
	380	750	30.94	751.7
	405	800	31.75	791.7
	456	900	33.38	874.9
	507	1000	34.85	953.8
633	1250	39.09	1200	
760	1500	42.21	1400	
887	1750	45.1	1598	
1013	2000	47.80	1795	

Figura 2.13. Tabla 5. Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos.

Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
12	¾	—	—	—	—	—	—
16	½	16.80	222	133	117	69	89
21	¾	21.90	377	226	200	117	151
27	1	28.10	620	372	329	192	248
35	1 ¼	36.80	1064	638	564	330	425
41	1 ½	42.70	1432	859	759	444	573
53	2	54.60	2341	1405	1241	726	937
63	2 ½	64.90	3308	1985	1753	1026	1323
78	3	80.70	5115	3069	2711	1586	2046
91	3 ½	93.20	6822	4093	3616	2115	2729
103	4	105.40	8725	5235	4624	2705	3490

Figura 2. 14. Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit, Artículo 342.- Tubo Conduit metálico semipesado (IMC)

Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
16	½	15.8	196	118	104	61	78
21	¾	20.9	343	206	182	106	137
27	1	26.6	556	333	295	172	222
35	1 ¼	35.1	968	581	513	300	387
41	1 ½	40.9	1314	788	696	407	526
53	2	52.5	2165	1299	1147	671	866
63	2 ½	69.4	3783	2270	2005	1173	1513
78	3	85.2	5701	3421	3022	1767	2280
91	3 ½	97.4	7451	4471	3949	2310	2980
103	4	110.1	9521	5712	5046	2951	3808

Figura 2.15. Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit, Artículo 358.- Tubo Conduit metálico ligero (EMT).

Artículo 350 – Tubo conduit metálico flexible hermético a los líquidos (LFMC)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>
12	¾	12.5	123	74	65	38	49
16	½	16.1	204	122	108	63	81
21	¾	21.1	350	210	185	108	140
27	1	26.8	564	338	299	175	226
35	1 ¼	35.4	984	591	522	305	394
41	1 ½	40.3	1276	765	676	395	510
53	2	51.6	2091	1255	1108	648	836
63	2 ½	63.3	3147	1888	1668	976	1259
78	3	78.4	4827	2896	2559	1497	1931
91	3 ½	89.4	6277	3766	3327	1946	2511
103	4	102.1	8187	4912	4339	2538	3275
129	5	—	—	—	—	—	—
155	6	—	—	—	—	—	—

Figura 2.16. Tabla 4. Dimensiones y porcentajes disponibles para los conductores del área del tubo Conduit, Artículo 350.- Tubo Conduit flexible hermético a los líquidos (LFMC).

Area mm <sup>2</sup>	Tamaño (AMG o Kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro																							
		X <sub>L</sub> (Reactancia) para todos los conductores						Resistencia en corriente alterna para conductores de cobre sin recubrimiento						Resistencia en corriente alterna para conductores de aluminio						Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de cobre sin recubrimiento			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de aluminio		
		Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de acero	de PVC	Conduit de Aluminio	de Acero	de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero				
2.08	14	0.190	0.240	10.2	10.2	10.2	—	—	—	—	—	8.9	8.9	8.9	—	—	—	—	—	—					
3.31	12	0.177	0.223	6.6	6.6	6.6	—	—	—	—	—	5.6	5.6	5.6	—	—	—	—	—	—					
5.26	10	0.164	0.207	3.9	3.9	3.9	—	—	—	—	—	3.6	3.6	3.6	—	—	—	—	—	—					
8.36	8	0.171	0.213	2.56	2.56	2.56	—	—	—	—	—	2.26	2.26	2.30	—	—	—	—	—	—					
13.30	6	0.167	0.210	1.61	1.61	1.61	—	—	—	—	—	1.44	1.48	1.48	2.33	2.36	2.36	—	—	—					
21.15	4	0.157	0.197	1.02	1.02	1.02	—	—	—	—	—	0.95	0.95	0.98	1.51	1.51	1.51	—	—	—					
26.67	3	0.154	0.194	0.82	0.82	0.82	—	—	—	—	—	0.75	0.79	0.79	1.21	1.21	1.21	—	—	—					
33.62	2	0.148	0.187	0.62	0.62	0.62	—	—	—	—	—	0.62	0.62	0.66	0.98	0.98	0.98	—	—	—					
42.41	1	0.151	0.187	0.49	0.52	0.52	—	—	—	—	—	0.52	0.52	0.52	0.79	0.79	0.82	—	—	—					
53.49	1/0	0.144	0.180	0.39	0.43	0.39	—	—	—	—	—	0.43	0.43	0.43	0.62	0.66	0.66	—	—	—					
67.43	2/0	0.141	0.177	0.33	0.33	0.33	—	—	—	—	—	0.36	0.36	0.36	0.52	0.52	0.52	—	—	—					
85.01	3/0	0.138	0.171	0.253	0.269	0.259	—	—	—	—	—	0.43	0.43	0.302	0.308	0.43	0.43	—	—	—					
107.2	4/0	0.135	0.167	0.203	0.220	0.207	—	—	—	—	—	0.36	0.33	0.243	0.256	0.262	0.36	—	—	—					
127	250	0.135	0.171	0.171	0.187	0.177	0.279	0.295	0.282	0.217	0.230	0.240	0.240	0.308	0.322	0.33	0.33	—	—	—					
152	300	0.135	0.167	0.144	0.161	0.148	0.233	0.249	0.236	0.194	0.207	0.213	0.269	0.282	0.289	0.289	0.289	—	—	—					
177	350	0.131	0.164	0.125	0.141	0.128	0.200	0.217	0.207	0.174	0.190	0.197	0.240	0.253	0.262	0.262	0.262	—	—	—					
203	400	0.131	0.161	0.108	0.125	0.115	0.177	0.194	0.180	0.161	0.174	0.184	0.217	0.233	0.240	0.240	0.240	—	—	—					
253	500	0.128	0.157	0.089	0.105	0.095	0.141	0.157	0.148	0.141	0.157	0.164	0.187	0.200	0.210	0.210	0.210	—	—	—					
304	600	0.128	0.157	0.075	0.092	0.082	0.118	0.135	0.125	0.131	0.144	0.154	0.167	0.180	0.190	0.190	0.190	—	—	—					
380	750	0.125	0.157	0.062	0.079	0.069	0.095	0.112	0.102	0.118	0.131	0.141	0.148	0.161	0.171	0.171	0.171	—	—	—					
507	1000	0.121	0.151	0.049	0.062	0.059	0.075	0.089	0.082	0.105	0.118	0.131	0.128	0.138	0.151	0.151	0.151	—	—	—					

Notas:

1. Estos valores se basan en las siguientes constantes: conductores del tipo RHH con tenzado de Clase B, en configuración acunada. La conductividad de los alambres es del 100 por ciento IACS para cobre y del 61 por ciento IACS para aluminio; la del conduit de aluminio es del 45 por ciento IACS. No se tiene en cuenta la reactancia capacitiva, que es insignificante a estas tensiones. Estos valores de resistencia solo son válidos a 75 °C. Y para los parámetros dados, pero son representativos para los tipos de alambres para 600 volts que operen a 60 Hz.

2. La impedancia (Z) eficaz se define como  $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$ , en donde  $\theta$  es el ángulo del factor de potencia del circuito. Al multiplicar la corriente por la impedancia eficaz se obtiene una buena aproximación de la caída de tensión de línea a neutro. Los valores de impedancia eficaz de esta tabla solo son válidos con un factor de potencia de 0.85. Para cualquier otro factor de potencia (FP) del circuito, la impedancia eficaz (Z<sub>ef</sub>) se puede calcular a partir de los valores de R y X<sub>L</sub> dados en esta tabla, como sigue:  $Z_{ef} = R \times FP + X_L \sin[\arccos(FP)]$ .

Figura 2.17. Tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75°C. Tres conductores individuales en un tubo Conduit.

Para el cálculo de la caída de tensión en conductores de circuitos derivados el artículo 210-19 Nota 4 de la NOM-001-SEDE-2012 establece que deben ser dimensionados para evitar una caída de tensión mayor al 3% en la salida más lejana que alimente cargas de calefacción, fuerza, alumbrado o cualquier combinación de ellas y la caída máxima de tensión combinada de los circuitos alimentadores y de los circuitos derivados hasta el contacto más lejano no deberá de superar el 5%, proporcionando una razonable eficiencia de funcionamiento.

Una vez realizada la obra eléctrica en media y baja tensión, se deberán realizar las inspecciones correspondientes por parte de la Comisión Federal de Electricidad y la unidad verificadora, para avalar que se haya realizado la construcción de la instalación conforme al proyecto presentado y validar la carga que se pretende contratar para el nuevo servicio.

El objetivo de la visita por parte de la Comisión Federal de Electricidad es verificar que los materiales utilizados en media tensión sean los adecuados para el correcto funcionamiento de la instalación, por ejemplo, en el caso particular de un transformador tipo pedestal, que las terminales elaboradas para la alimentación de este, cumplan con las especificaciones mínimas requeridas para su correcto funcionamiento y por último, verificar que la preparación para los equipos de medición de consumo energético vaya conforme a las especificaciones publicadas por el departamento de medición de la CFE, dependiendo de la carga demandada por el servicio.

Para el proceso de revisión por parte de la unidad se debe llevar a cabo el siguiente procedimiento:

- La persona a cargo del proyecto (solicitante) deberá de requerir a la UVIE la evaluación de la instalación conforme a la NOM.
- Una vez que se reciba la solicitud, la UVIE y el solicitante establecerán los términos y condiciones de la verificación mediante un contrato, de la misma se debe inscribir en el SEDIVER los datos de la instalación por verificar. Se debe enviar la información técnica en función del alcance de la verificación.
- Se debe realizar una visita para la revisión de la información que se le presente a la UVIE, y que esta determine si dicha información es suficiente.

- Después de realizarse la visita, si se encontraron no conformidades con la NOM, la UVIE deberá de asentarlas en la lista de verificación de la instalación y notificar al solicitante, para que las atienda a la brevedad.
- Una vez solventadas las no conformidades, la UVIE deberá de anexar a la lista de la verificación las acciones efectuadas por el solicitante y documentar si con las acciones realizadas el proyecto cumple con lo establecido en la NOM.
- En cada visita, la UVIE deberá de verificar cada elemento, dispositivo y sección de la instalación eléctrica, con base en el proyecto previamente presentado, y a su vez, elaborar un acta de evaluación de conformidad en presencia del solicitante.
- Es el deber de la UVIE de asentar un acta de evaluación de la conformidad y las no conformidades que se detecten, al firmar el acta, el solicitante se da por enterado de las no conformidades detectadas y realizará las modificaciones correspondientes para corregirlas de acuerdo con la NOM.
- Se deberán asentar en el acta de evaluación de la conformidad todas las acciones correctivas realizadas por el solicitante, e indicar si con ellas la instalación cumple con la NOM,
- El dictamen de verificación será expedido por la UVIE, solo si se ha validado que la instalación cumple con la NOM, mismo que deberá ser soportado por las actas de la evaluación de la conformidad, así como el expediente técnico.
- Para el caso de las instalaciones que entraron en operación previo a la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización) y por cualquier motivo requiera un Dictamen de Verificación, este dictamen deberá emitirse con base en los conceptos y alcance de lo siguiente:

Conceptos en los que debe basarse la verificación periódica de las instalaciones eléctricas localizadas en áreas peligrosas (clasificadas) conforme a la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización), así como para instalaciones eléctricas que hayan estado en servicio antes de la entrada en vigor de la NOM-001-SEDE-2012.

- a) Resistencia de aislamiento de los conductores de alimentación principales, incluyendo, en su caso, los conductores de alta tensión.

- b) Continuidad eléctrica de envolventes y canalizaciones metálicas.
  - c) Resistencia de electrodos artificiales y de la red de tierra.
  - d) Polaridad de las conexiones en los contactos.
  - e) Protecciones, desconectores y envolventes:
    - 1. Corriente nominal o ajuste de disparo.
    - 2. Corriente de interrupción o capacidad interruptiva.
  - f) Locales de subestaciones:
    - 1. Espacios de seguridad.
    - 2. Accesos.
    - 3. Equipo de seguridad.
    - 4. Puesta a tierra.
    - 5. Red de tierra.
    - 6. Medios para captar los aceites.
  - g) Sistemas de emergencia y de reserva, en su caso.
- Los aspectos técnicos del proyecto a verificar son:

Para instalaciones eléctricas con carga instalada menor a 100 kW:

Se deberá entregar el proyecto eléctrico a la UVIE, correspondiente a la instalación eléctrica, el cual deberá de contener un diagrama unifilar, relación de cargas, lista de materiales y equipo utilizado de manera general.

El objetivo de realizar el proceso de verificación de la instalación eléctrica es que, mediante el dictamen emitido por la unidad verificadora, se pueden realizar la contratación de un nuevo servicio o la ampliación de carga de un servicio ya existente con la Comisión Federal de Electricidad.

# **CAPITULO 3. PROPUESTA DEL EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO**

Para poder realizar el equipamiento eléctrico de un pozo profundo, es necesario realizar una serie de cálculos para determinar las capacidades necesarias de los equipos, por lo que, a continuación, se dará una breve introducción a las formulas que se ocuparan para los cálculos requeridos:

Para el calculo de la corriente que se tendrá en el transformador, en el lado primario (media tensión) se ocupará la siguiente formula:

$$I = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times V_{ff}}$$

Donde:

kVA: La capacidad del transformador seleccionado

$V_{ff}$ : El voltaje entre líneas que se tiene en la red de distribución de la cual se realizará la acometida

Con este cálculo podemos determinar la capacidad que se requiere en los fusibles de potencia como dispositivo de seguridad.

De la misma manera se debe realizar el cálculo de la corriente en baja tensión del transformador, ya que se requiere un dispositivo de seguridad en el secundario del transformador, que será un interruptor termomagnético, para este cálculo la fórmula es muy similar a la presentada anteriormente, con una modificación, ya que, en lugar de ocupar el voltaje que se tiene en la redes de distribución de media tensión, se usara el voltaje en baja tensión, el cual dependerá de la relación de transformación del mismo transformador, en nuestro caso será a 440 V.

$$I = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times V_{ff}}$$

Donde:

kVA: La capacidad del transformador seleccionado

$V_{ff}$ : El voltaje entre fases que se tiene en baja tensión

Estas mismas formulas, no permitirán calcular los calibres de los cables alimentadores, ya que, teniendo las corrientes en el primario y secundario del transformador, se les aplican los valores de ajuste de acuerdo con las normativas y se obtiene el valor de corriente que deben soportar los alimentadores, tanto en media como en baja tensión.

Para el caso del motor eléctrico del equipo de bombeo, se requiere el cálculo de la corriente del motor para seleccionar las protecciones adecuadas y el cableado de fuerza que se requiere, para esto usaremos la siguiente formula:

$$I = \frac{kW}{\sqrt{3} \times V_{ff} \times F.p}$$

Donde:

kW: Potencia del motor

$V_{ff}$ : Voltaje entre fases

$F.p$ : Factor de potencia

Una vez obtenida la corriente del motor eléctrico, se le aplican los factores de ajuste de acuerdo con las normativas y podemos seleccionar la protección contra sobrecarga y cortocircuito, al igual que el calibre del cableado necesario para el correcto funcionamiento del motor.

Para los alimentadores también es necesario considerar la caída de tensión que se tienen, ya que en caso sobrepasar los limites permitidos, es necesario cambiar el calibre de cable seleccionado, por lo que se usará el siguiente método para el cálculo de la caída de tensión:

Para sistemas trifásicos 3F-4H

Caída de tensión en Volts

$$e = I \times Z \times L$$

Donde:

$I$ : Corriente nominal en Amperes

$Z$ : Impedancia conforme a la tabla 9 de la NOM-001-SEDE-2012.

$L$ : Longitud del alimentador en km

Caída de tensión en %

$$e\% = \frac{e}{V_{fn}} \times 100$$

Donde:

$e$ : Caída de tensión en volts

$V_{fn}$ : Voltaje entre fase y neutro

Para sistemas 3F-3H

Caída de voltaje en volts

$$e = \sqrt{3} \times I \times Z \times L$$

Donde:

$I$ : Corriente nominal en Amperes

$Z$ : Impedancia conforme a la tabla 9 de la NOM-001-SEDE-2012.

$L$ : Longitud del alimentador en km

Caída de voltaje en %

$$e\% = \frac{e}{V_{ff}} \times 100$$

Donde:

$e$ : Caída de tensión en volts

$V_{ff}$ : Voltaje entre fases

Cuando el valor de caída de tensión es superior al permitido, es necesario seleccionar un calibre de cableado mayor, ya que, si se cuenta con valores de caída de tensión grandes, los equipos pueden fallar, ya que al disminuir el voltaje que llega a los equipos, estos aumentan su corriente, obligándolos a operar fuera de sus parámetros nominales.

Con lo expuesto anteriormente, se procederá a realizar el cálculo de la infraestructura eléctrica del pozo Tlanesse.

### 3.1 Generalidades

Esta memoria cubre la descripción general del proceso de cálculo y diseño de las instalaciones en media y baja tensión, mostrando paso a paso el procedimiento de cálculo y selección de conductores, alimentadores, dispositivos de protección, canalizaciones, soportería, equipos de control, etc., que intervienen en la infraestructura eléctrica de Pozo Tlanesse.

Los procedimientos de cálculo y selección de materiales tienen como base los lineamientos de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, expedida por la secretaria de Energía, en el Diario Oficial de la Federación con fecha, jueves 29 de noviembre de 2012 y normativas vigentes de la Comisión Federal de Electricidad para uso de energía en media tensión que sean aplicables a este proyecto.

La presente memoria hace referencia a la descripción de los criterios y cálculos del proyecto en media y baja tensión de la infraestructura eléctrica para “Pozo Tlanesse” tomando en cuenta lo siguiente:

- Instalación de transformador trifásico tipo pedestal con protecciones primarias y secundarias de acuerdo con especificaciones de preparación, ejecución y materiales requeridos de acuerdo con las normativas vigentes de la Comisión Federal de Electricidad.
- Instalación de centros de carga derivados a contactos, luminarias y equipos de fuerza y control con las especificaciones de ejecución, materiales y de los requisitos mínimos de instalación indicados en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE 2012.

- Los conductores utilizados para este proyecto son THW-LS de acuerdo con el artículo 310-15(B)(16) de la NOM-001-SEDE-2012 y a una temperatura de 75° C según el artículo 110-14 c.
- La capacidad de conducción de corriente de los conductores será considerada de acuerdo con el artículo 110-14 c, conductores con temperatura de operación del aislamiento a 60° C o 75° C, de la NOM-001-SEDE-2012.
- La caída de tensión de un circuito derivado será del 3% máximo, en la salida más lejana que alimente a cargas de fuerza, alumbrado y contactos como lo establece el artículo 210-19(a).
- Se considera una caída de tensión en circuitos alimentadores del 3% máximo.
- El desbalance general entre fases deber ser el menor posible.

### 3.2 Determinación de la carga

De acuerdo con los datos técnicos proporcionados del equipo de bombeo y la capacidad seleccionada del transformador seco para uso de servicios generales se realizó el análisis de la capacidad requerida por el transformador tipo pedestal para poder suministrar energía de manera eficiente y continua a la infraestructura eléctrica, teniendo como resultado la selección de un transformador eléctrico tipo pedestal de 45 kVA.

DETERMINACIÓN DE CARGA - TRIFÁSICO 440 V, 3F-4H, 60HZ						
ESPECIFICACIONES DE CARGAS						
CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	Carga kW	Voltaje <u>V</u>	Corriente nominal <u>In</u>	<u>KVA</u>	Fases
1	EQUIPO DE BOMBEO	29.84	440	43.51	33.16	3
2	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS GENERALES	2.70	440	3.94	3.00	3
kW Totales Requeridos					32.54 kW	
kVA Totales Requeridos					36.16 kVA	
Transformador Seleccionado					45 kVA	

### 3.3 Subestación, Transformador y protecciones.

Tipos de sistemas	
1.-	Monofásico a 2 hilos
2.-	Bifásico a 2 hilos
3.-	Bifásico a 3 hilos
4.-	Trifásico a 3 hilos
5.-	Trifásico a 4 hilos

Sistema: 5

Carga Instalada: 32.54 kW – 36.16 kVA

Transformador seleccionado:

Tipo: Pedestal

Fases: 3

Capacidad: 45 kVA

Voltaje primario: 13,200 V

Voltaje secundario: 440/254 V

Frecuencia: 60 Hz

Conexión: Estrella aterrizada – Estrella Aterrizada

Material: Cobre – Cobre

Normas: CFE-K0000-02, NMX-J-169-2015, NMX-J-285-2016

Temperatura de operación: 30° C – 40° C

Elevación de temperatura: 65° C

Tipo de enfriamiento: ONAN (Aceite Natural Aire Natural)

Altitud: 2300 M.S.N.M

Marca: TEC KSA

Derivaciones: 2 arriba y 2 abajo del voltaje con variación del 2.5%.

### 3.4 Selección de la protección del primario del transformador

Para la selección de la protección del primario del transformador trifásico tipo pedestal consideramos la capacidad total del transformador como se muestra a continuación:

Capacidad al 100% del transformador: 45 kVA

Voltaje entre fases: 13.2 kV

$$I = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{45 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13.2 \text{ kV}} = 1.96 \text{ A}$$

Aplicando la tabla 450-3(a) de la NOM-001-SEDE-2012 valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje nominal del transformador), el valor nominal del fusible no deberá de ser mayor al 250% de la corriente nominal del transformador.

$$I_p = 1.96 \text{ A} \times 250\% = 4.9 \text{ A}$$

Por lo anterior se selecciona un fusible de potencia de 3 A, para la protección del lado primario del transformador.

### 3.5 Selección de conductor por capacidad de corriente

De acuerdo con la tabla 310-106(a) de la NOM-001-SEDE-2012, el tamaño o designación mínimo de los conductores para una tensión nominal de 13.2 kV, será de 2 AWG, por lo que se realizaran los cálculos considerando dichos parámetros.

Corriente nominal del transformador: 1.96 A

$$I_p = 1.96 \text{ A} \times 1.25 = 2.45 \text{ A}$$

Se selecciona el conductor el considerando que está fabricado de aluminio y trabajará con una tensión nominal de 13.2 kV, se toma en cuenta la tabla 310-60(c)(82) columna 90° C.

Número de conductores por fase: 1.0

Tipo de aislamiento: XLP de 15 kV

Calibre del conductor: 1/0 AWG de aluminio

Ampacidad del conductor por fase: 215 A (De acuerdo con la tabla 310-60(c)(82)

Para la canalización de estos conductores se instalará: 3 Tubos PAD corrugado de 3".  
1 x fase.

### 3.6 Selección de la protección del secundario del transformador

Para la selección de la protección del lado secundario del transformador trifásico tipo pedestal consideramos la capacidad total del transformador como se muestra a continuación:

Capacidad del transformador: 45 kVA

Voltaje entre fases: 440 V

$$I = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{45 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times .44 \text{ kV}} = 59.05 \text{ A}$$

Aplicando la tabla 450-3(a) de la NOM-001-SEDE-2012 valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje nominal del transformador), el valor nominal del interruptor automático o fusible no deberá de ser mayor al 125% de la corriente nominal del transformador.

$$I_p = 59.05 \text{ A} \times 1.25 = 73.80 \text{ A}$$

Por lo tanto, se selecciona un interruptor termomagnético de 70 A, para la protección del lado secundario del transformador.

### 3.7 Selección de conductores por corriente

Alimentador principal

Para la selección del alimentador principal desde interruptor del lado secundario del transformador hacia el interruptor general de equipo de bombeo y transformador seco de

servicios generales consideramos la capacidad total del transformador como se muestra a continuación:

Capacidad del transformador: 45 kVA

Voltaje entre fases: 440 V

Sistema: 3F-4H

Factor de temperatura: 1.0

Factor de agrupamiento: 1.0

$$I = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{45 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times .44 \text{ kV}} = 59.05 \text{ A}$$

$$I_c = 59.05 \text{ A} \times 1.25 = 73.80 \text{ A}$$

Tomando en cuenta la tabla 310-15(b)(16) y considerando conductores de cobre se selecciona lo siguiente para el circuito alimentador desde el secundario de transformador hasta el interruptor general:

Número de conductores por fase: 1.0

Temperatura de operación: 30° C

Tipo de aislamiento: THW-LS a 75° C

Calibre del conductor: 2 AWG de cobre

Ampacidad del conductor por fase: 115 A

Conductor Neutro: 4 AWG con una sección transversal de  $21.2 \text{ mm}^2$

Conductor de puesta tierra: 4 AWG con una sección transversal de  $21.2 \text{ mm}^2$

Para la canalización de estos conductores se instalará: 1 Tubos PAD corrugado de 3".  
1 x 3 fases, 1 neutro y 1 tierra.

Aplicando los factores de ajuste por temperatura y agrupamiento en el conductor seleccionado, tenemos la siguiente ampacidad en el conductor:

Ac= Ampacidad del conductor

Ft= Factor de temperatura

Fa= Factor de agrupamiento

$IC_F$ = Corriente corregida en conductor por factores de agrupamiento y temperatura

$$IC_F = Ac \times Fa \times Ft$$

$$IC_F = 115 A \times 1 \times 1$$

Ampacidad de conductor: 115 A de tabla 310-15(b)16)

Ampacidad de conductor corregida: 115 A

Ampacidad total: 115 A > 73.80 A, por lo tanto, es adecuado el conductor seleccionado.

Alimentador de Equipo de bombeo 30 Hp

Para la selección del alimentador desde la salida del arrancador hacia el equipo de bombeo, consideramos la carga total del equipo de bombeo como se muestra a continuación:

Carga total del equipo de bombeo: 30 Hp – 22.38 kW

Voltaje entre fases: 440 V

Sistema: 3F - 3H

Factor de temperatura: 1.0

Factor de agrupamiento: 1.0

Factor de potencia: 0.9

$$I = \frac{kW}{\sqrt{3} \times V_{ff} \times F.p} = \frac{22.38 kW \times 1000}{\sqrt{3} \times 440 V \times 0.9} = 32.62 A$$

De acuerdo con la tabla 430-250 Corriente a plena carga de motores trifásicos de corriente alterna de la NOM-001-SEDE-2012, la corriente a plena carga para un motor de 30 Hp es de 40 A, por lo que al ser mayor trabajaremos con ella para los siguientes cálculos.

Como lo indica el artículo 430-22 de la NOM-001-SEDE-2012, los circuitos que alimenten a un solo motor usado en aplicación de servicio continuo deben tener una ampacidad no menor al 125% de valor nominal de corriente a plena carga del motor.

$$I_c = 40 A \times 1.25 = 50 A$$

Tomando en cuenta la tabla 310-15(b)(16) y considerando conductores de cobre se selecciona lo siguiente para el circuito alimentador desde la salida del arrancador hasta el equipo de bombeo de 30 Hp.

Número de conductores por fase: 1.0

Temperatura de operación: 30° C

Tipo de aislamiento: THW-LS a 75° C

Calibre del conductor: 1/0 AWG de cobre

Ampacidad del conductor por fase: 150 A

Para la canalización de estos conductores se instalará: 1Tubo Conduit de pared gruesa de 2", 1 x 3 fases.

Aplicando los factores de ajuste por temperatura y agrupamiento en el conductor seleccionado, tenemos la siguiente ampacidad en el conductor:

$A_c$  = Ampacidad del conductor

$F_t$  = Factor de temperatura

$F_a$  = Factor de agrupamiento

$I_{C_F}$  = Corriente corregida en conductor por factores de agrupamiento y temperatura

$$I_{C_F} = A_c \times F_a \times F_t$$

$$I_{C_F} = 150 A \times 1 \times 1$$

Ampacidad de conductor: 150 A de tabla 310-15(b)16)

Ampacidad de conductor corregida: 150 A

Ampacidad total: 150 A > 50 A, por lo tanto, es adecuado el conductor seleccionado.

Alimentador de transformador de 3 kVA tipo seco de servicios generales

Para la selección del alimentador del lado primario del transformador tipo seco de 3 kVA consideramos la carga total del transformador.

Carga total: 3 kVA

Voltaje entre fases: 440 V

Sistema: 3F – 4H

Factor de temperatura: 1.0

Factor de agrupamiento: 1.0

$$I = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{3 kVA}{\sqrt{3} \times .44 kV} = 3.93 A$$

$$I_c = 3.93 A \times 1.25 = 4.92 A$$

Tomando en cuenta la tabla 310-15(b)(16) y considerando conductores de cobre se selecciona lo siguiente para el circuito alimentador desde Interruptor general hasta transformador tipo seco de 3 kVA.

Número de conductores por fase: 1.0

Temperatura de operación: 30° C

Tipo de aislamiento: THW-LS a 75° C

Calibre del conductor: 12 AWG de cobre

Ampacidad del conductor por fase: 25 A

Conductor Neutro: 12 AWG con una sección transversal de  $3.31 \text{ mm}^2$

Conductor de puesta tierra: 12 AWG con una sección transversal de  $3.31 \text{ mm}^2$

Para la canalización de estos conductores se instalará: 1 Tubo Conduit de pared gruesa de 1/2", 1 x 3 fases.

Aplicando los factores de ajuste por temperatura y agrupamiento en el conductor seleccionado, tenemos la siguiente ampacidad en el conductor:

$A_c$  = Ampacidad del conductor

$F_t$  = Factor de temperatura

$F_a$  = Factor de agrupamiento

$IC_F$  = Corriente corregida en conductor por factores de agrupamiento y temperatura

$$IC_F = A_c \times F_a \times F_t$$

$$IC_F = 25 \text{ A} \times 1 \times 1$$

Ampacidad de conductor: 25 A de tabla 310-15(b)16)

Ampacidad de conductor corregida: 25 A

Ampacidad total: 25 A > 3.27 A, por lo tanto, es adecuado el conductor seleccionado.

### 3.8 Selección de conductores por caída de tensión

#### Alimentador principal

Para el cálculo de los conductores del alimentador principal por caída de tensión, se consideran los siguientes datos:

Tipo de sistema: 3F – 4H

Impedancia del conductor:  $0.62 \Omega$  (2 AWG) según la tabla 9 del capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-2012.

Número de conductores por fase: 1.0

Impedancia total:  $0.62 \Omega$

Distancia aproximada: 85 m

Corriente nominal de la carga: 59.05 A

La caída de tensión será calculada con la siguiente formula:

$$e = I \times Z \times L = 59.05 \times 0.62 \times 0.085 = 3.11193 \text{ volts}$$

$$e\% = \frac{e}{V_{fn}} \times 100 = \frac{3.11193}{254} \times 100 = 1.2251\%$$

La caída de tensión es menor al 3% por lo tanto la selección del conductor es correcta.

Alimentador de Equipo de bombeo de 30 Hp.

Para el cálculo de los conductores del alimentador del equipo de bombeo de 30 Hp por caída de tensión, se consideran los siguientes datos:

Tipo de sistema: 3F – 3H

Impedancia del conductor:  $0.43 \Omega$  (1/0 AWG) según la tabla 9 del capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-2012.

Número de conductores por fase: 1.0

Impedancia total:  $0.43 \Omega$

Distancia aproximada: 270 m

Corriente nominal de la carga: 40 A

La caída de tensión será calculada con la siguiente formula:

$$e = \sqrt{3} \times I \times Z \times L = \sqrt{3} \times 40 \times 0.43 \times 0.270 = 8.04364 \text{ volts}$$

$$e\% = \frac{e}{V_{ff}} \times 100 = \frac{8.04364}{440} \times 100 = 1.8281\%$$

La caída de tensión es menor al 3% por lo tanto la selección del conductor es correcta.

### 3.9 Selección de protecciones de sobrecorriente

Para el cálculo de la protección por sobrecorriente del equipo de bombeo de 30 Hp se considera la corriente a plena de 40 A y de acuerdo con el artículo 430-32 de la NOM-001-SEDE-2012, el ajuste del dispositivo deber tener un valor no mayor al 12% de la corriente nominal del motor.

$$I_p = 40 A \times 1.25 = 50 A$$

Por lo tanto, se selecciona un interruptor termomagnético de 70 A, para la protección de sobrecorriente del equipo de bombeo de 30 Hp.

### 3.10 Cálculo de corto circuito de transformador

El objetivo de este cálculo es proporcionar información sobre corrientes y voltajes en un sistema durante condiciones de falla.

Esta información se requiere para determinar las características de capacidad interruptiva momentánea de los interruptores y otros dispositivos de protección localizados en el sistema, así como para diseñar un adecuado sistema de relevadores de protección, los cuales deberán reconocer la existencia de la falla e iniciar la operación de los dispositivos de protección asegurando así la interrupción en el servicio y evitando daños en los equipos.

Para este proyecto se utilizará el método de BUS INFINITO para determinar la corriente máxima en baja tensión 440 V y con ello comprobar que la capacidad interruptiva de las protecciones seleccionadas es la adecuada.

Potencia del transformador: 45 kVA

Voltaje primario: 13,200 V

Voltaje secundario: 440 V

Impedancia: 2.5

$$I_{CCSIM} = \frac{I_{sec} \times 100}{Z \%}$$

$$I_{CCSIM} = \frac{59.05 \times 100}{2.5 \%}$$

$$I_{CCSIM} = 2362 A$$

Dada la dificultad que se presente un corto circuito trifásico, generalmente es entre dos fases, o fase a tierra, por lo tanto, se requiere conocer la corriente de corto circuito asimétrica cuyo valor máximo es de aproximadamente el 125% de la corriente de corto circuito simétrica.

$$I_{CCASIM} = I_{CCSIM} \times 125\%$$

$$I_{CCASIM} = 2952.5 A$$

### 3.11 Selección de alimentador principal por corto circuito

Para calcular la sección transversal del conductor alimentador por medio de la corriente de corto circuito se usará la siguiente fórmula:

$$A = \sqrt{\frac{I^2 \times t}{k \times \log\left(\frac{T_2 + T}{T_1 + T}\right)}}$$

Donde:

I: Corriente de corto circuito en Amperes

K: Constante que depende del material del conductor

A: Área de la sección transversal del conductor en Circular Mills

t: Duración de la falla en segundos

T: Temperatura en °C (bajo cero) en la cual el material tiene resistencia eléctrica teóricamente nula

$T_1$ : Temperatura máxima de operación del conductor en °C

$T_2$ : Temperatura máxima de corto circuito del aislamiento en °C

$$A = \sqrt{\frac{2362^2 \times 0.5}{0.0297 \times \log\left(\frac{150 + 234.5}{30 + 234.5}\right)}}$$

$$A = 23983 \text{ CM}$$

$$A = 23.983 \text{ KCM}$$

El calibre comercial más próximo a este valor es el calibre 6 AWG con una sección transversal de 13.3 mm<sup>2</sup> y 26.240 KCM, por lo tanto, la selección de nuestro conductor 2 AWG es correcta.

### 3.12 Corrección del factor de potencia

Actualmente la Comisión Federal de Electricidad, dependencia suministradora de energía eléctrica, entre sus cargos de consumo cuenta con penalizaciones por contar con un bajo factor de potencia y bonificaciones por un alto factor de potencia siendo este un motivo por el cual se debe instalar un capacitor que nos mantenga dentro del rango permitido, el mínimo valor del factor de potencia para evitar penalizaciones de 0.9, con un valor menor a este nos haríamos acreedores a penalizaciones y con uno mayor a bonificaciones.

Potencia del equipo: 40 Hp

Potencia en kW: 29.84 kW

F.P. del motor: 0.85 (F.P. de acuerdo con catalogo)

F.P. deseado: 0.95

Para determinar los KVAR necesarios para alcanzar el factor de potencia deseado usaremos la siguiente formula:

$$kVAR = K \times P$$

Donde:

K: Constante de tabla que varía dependiendo del F.P. y el deseado

P: Potencia del equipo en kW

Valores Iniciales	CosΦ <sub>2</sub>												
	0.8	0.86	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.45	1.23	1.384	1.501	1.532	1.561	1.592	1.626	1.659	1.695	1.737	1.784	1.846	1.988
0.46	1.179	1.33	1.446	1.473	1.502	1.533	1.657	1.6	1.636	1.677	1.725	1.786	1.929
0.47	1.13	1.278	1.397	1.425	1.454	1.485	1.519	1.532	1.588	1.629	1.677	1.758	1.881
0.48	1.076	1.228	1.343	1.37	1.4	1.43	1.464	1.497	1.534	1.575	1.623	1.684	1.826
0.49	1.03	1.179	1.297	1.326	1.355	1.386	1.42	1.453	1.489	1.53	1.578	1.639	1.782
0.5	0.982	1.132	1.248	1.276	1.303	1.337	1.369	1.403	1.441	1.481	1.529	1.59	1.732
0.51	0.936	1.087	1.202	1.23	1.257	1.291	1.323	1.357	1.395	1.435	1.483	1.544	1.686
0.52	0.894	1.043	1.16	1.188	1.215	1.249	1.281	1.315	1.353	1.393	1.441	1.502	1.644
0.53	0.85	1	1.116	1.144	1.171	1.205	1.237	1.271	1.309	1.349	1.397	1.458	1.6
0.54	0.809	0.959	1.075	1.103	1.13	1.164	1.196	1.23	1.268	1.308	1.356	1.417	1.559
0.55	0.769	0.918	1.035	1.063	1.09	1.124	1.156	1.19	1.228	1.268	1.316	1.377	1.519
0.56	0.73	0.879	0.996	1.024	1.051	1.085	1.117	1.151	1.189	1.229	1.277	1.338	1.48
0.57	0.692	0.841	0.958	0.986	1.013	1.047	1.079	1.113	1.151	1.191	1.239	1.3	1.442
0.58	0.665	0.805	0.921	0.949	0.976	1.01	1.042	1.076	1.114	1.154	1.202	1.263	1.405
0.59	0.618	0.768	0.884	0.912	0.939	0.973	1.005	1.039	1.077	1.117	1.165	1.226	1.368
0.6	0.584	0.733	0.849	0.878	0.905	0.939	0.971	1.005	1.043	1.083	1.131	1.192	1.334
0.61	0.549	0.699	0.815	0.843	0.87	0.904	0.936	0.97	1.008	1.048	1.096	1.157	1.299
0.62	0.515	0.665	0.781	0.809	0.836	0.87	0.902	0.936	0.974	1.014	1.062	1.123	1.265
0.63	0.483	0.633	0.749	0.777	0.804	0.838	0.87	0.904	0.942	0.982	1.03	1.091	1.233
0.64	0.45	0.601	0.716	0.744	0.771	0.805	0.837	0.871	0.909	0.949	0.997	1.058	1.2
0.65	0.419	0.569	0.685	0.713	0.74	0.774	0.806	0.84	0.878	0.918	0.966	1.007	1.169
0.66	0.388	0.538	0.654	0.682	0.709	0.743	0.775	0.809	0.847	0.887	0.935	0.996	1.138
0.67	0.358	0.508	0.624	0.652	0.679	0.713	0.745	0.779	0.817	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.329	0.478	0.595	0.623	0.65	0.684	0.716	0.75	0.788	0.828	0.876	0.937	1.079
0.69	0.299	0.449	0.565	0.593	0.62	0.654	0.686	0.72	0.758	0.798	0.84	0.907	1.049
0.7	0.27	0.42	0.536	0.564	0.591	0.625	0.657	0.691	0.729	0.769	0.811	0.878	1.02
0.71	0.242	0.392	0.508	0.536	0.563	0.597	0.629	0.663	0.701	0.741	0.783	0.85	0.992
0.72	0.213	0.364	0.479	0.507	0.534	0.568	0.6	0.634	0.672	0.712	0.754	0.821	0.963
0.73	0.186	0.336	0.452	0.48	0.507	0.541	0.573	0.607	0.645	0.685	0.727	0.794	0.936
0.74	0.159	0.309	0.425	0.453	0.48	0.514	0.546	0.58	0.618	0.658	0.7	0.767	0.909
0.75	0.132	0.282	0.398	0.426	0.453	0.487	0.519	0.553	0.591	0.631	0.673	0.74	0.882
0.76	0.105	0.255	0.371	0.399	0.426	0.46	0.492	0.526	0.564	0.604	0.652	0.713	0.855
0.77	0.079	0.229	0.345	0.373	0.4	0.434	0.466	0.5	0.538	0.578	0.62	0.687	0.829
0.78	0.053	0.202	0.319	0.347	0.374	0.408	0.44	0.474	0.512	0.552	0.594	0.661	0.803
0.79	0.026	0.176	0.292	0.32	0.347	0.381	0.413	0.447	0.485	0.525	0.567	0.634	0.776
0.8	-	0.15	0.266	0.294	0.321	0.355	0.387	0.421	0.459	0.499	0.541	0.608	0.75
0.81	-	0.124	0.24	0.268	0.295	0.329	0.361	0.395	0.433	0.473	0.515	0.582	0.724
0.82	-	0.098	0.214	0.242	0.269	0.303	0.335	0.395	0.407	0.447	0.489	0.556	0.698
0.83	-	0.072	0.188	0.216	0.243	0.277	0.309	0.369	0.381	0.421	0.463	0.53	0.672
0.84	-	0.046	0.162	0.19	0.217	0.251	0.283	0.343	0.355	0.395	0.437	0.504	0.645
0.85	-	0.02	0.136	0.164	0.191	0.225	0.257	0.317	0.329	0.369	0.417	0.478	0.62
0.86	-	-	0.109	0.14	0.167	0.198	0.23	0.291	0.301	0.343	0.39	0.45	0.593
0.87	-	-	0.083	0.114	0.141	0.172	0.204	0.264	0.275	0.317	0.364	0.424	0.567
0.88	-	-	0.054	0.085	0.112	0.143	0.175	0.238	0.246	0.288	0.335	0.395	0.538
0.89	-	-	0.028	0.059	0.086	0.117	0.149	0.209	0.23	0.262	0.309	0.369	0.512
0.9	-	-	-	0.03	0.058	0.089	0.121	0.183	0.192	0.234	0.281	0.341	0.484
0.91	-	-	-	-	0.03	0.06	0.093	0.155	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92	-	-	-	-	-	0.031	0.063	0.127	0.134	0.175	0.223	0.284	0.426
0.93	-	-	-	-	-	-	0.032	0.097	0.104	0.145	0.192	0.253	0.395
0.94	-	-	-	-	-	-	-	0.067	0.071	0.112	0.16	0.22	0.363
0.95	-	-	-	-	-	-	-	0.034	0.037	0.078	0.126	0.186	0.329
0.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.048	0.108	0.251
0.98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.061	0.203
0.99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.142

Figura 3.1. Figura 18. Tabla de valores K para el cálculo de capacitores.

Por lo tanto:

$$kVAR = 0.317 \times 29.84 \text{ kW}$$

$$kVAR = 9.46 \text{ kVAR}$$

Los kVAR necesarios son 9.46 kVAR, por lo que se selecciona un capacitor de 10 kVAR, al ser el inmediato superior comercial.

Para la protección del capacitor se considera lo siguiente:

kVAR: 10 kVAR

Voltaje entre fases: 440 V

$$I = \frac{kVAR}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{10 \text{ kVAR}}{\sqrt{3} \times .44 \text{ kV}} = 13.12 \text{ A}$$

De acuerdo con el artículo 460-8 (c) de la NOM-001-SEDE-2012, el medio de desconexión no deberá ser menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor

$$I_{itm} = I_{capacitor} \times 135\%$$

$$I_{itm} = 17.71 \text{ Amp}$$

Por lo tanto, se selecciona un interruptor termomagnético de 20 A, para la protección de sobrecorriente del capacitor de 10 kVAR.

Para la selección del alimentador del capacitor se considera lo siguiente:

In: 13.12 Amp

Ft: 1 (3 conductores en tubería)

Fa: 1 (26 – 30 °C)

$$I_{CF} = \frac{13.12}{1 \times 1} = 13.12 \text{ A}$$

Tomando en cuenta la tabla 310-15(b)(16) y considerando conductores de cobre se selecciona lo siguiente:

Número de conductores por fase: 1.0

Temperatura de operación: 30° C

Tipo de aislamiento: THW-LS a 75° C

Calibre del conductor: 10 AWG de cobre

Ampacidad del conductor por fase: 35 A

Para la canalización de estos conductores se instalará: 1 Tubo licuatite 1/2", 1 x 3 fases.

Selección del alimentador por caída de tensión:

Tipo de sistema: 3F – 3H

Impedancia del conductor:  $5.6 \Omega$  (12 AWG) según la tabla 9 del capítulo 10 de la NOM-001-SEDE-2012.

Número de conductores por fase: 1.0

Impedancia total:  $5.6 \Omega$

Distancia aproximada: 1 m

Corriente nominal de la carga: 13.12 A

La caída de tensión será calculada con la siguiente formula:

$$e = \sqrt{3} \times I \times Z \times L = \sqrt{3} \times 13.12 \times 5.6 \times 0.001 = 0.1272 \text{ volts}$$

$$e\% = \frac{e}{V_{ff}} \times 100 = \frac{0.1272}{440} \times 100 = 0.028\%$$

La caída de tensión es menor al 3% por lo tanto la selección del conductor es correcta.

### 3.13 Listado de materiales

- Transformador trifásico tipo pedestal de 45 kVA, 13200 V – 440/254 V, conexión estrella – estrella aterrizada.
- Registro de media tensión en banquete tipo 3 (RMTB3).
- Base para transformador trifásico con registro de media tensión en banquete tipo 4 (BTTRMTB4).
- Murete de medición prefabricado
- Apartarrayos polimérico Riser Pole.
- Cortacircuitos fusible de potencia SMD-20.
- Fusible de potencia 3 Amp.
- Terminal contráctil en frio, QTIII, para uso exterior.
- Terminal tipo codo OCC 200 Amp.
- Adaptador a tierra para terminal tipo codo OCC 200 Amp.
- Tubo PAD 4" color negro.
- Cable de potencia XLP, CAL. 1/0 AWG, AL.

- Tubo PADC 3" color naranja.
- Cable de cobre, calibre 2 AWG con aislamiento THHW-LS.
- Cable de cobre desnudo, calibre 4 AWG.
- Interruptor termomagnético 3 x 70 Amp. Mca Siemens.
- Gabinete metálico para interruptor termomagnético.
- Arrancador a tensión reducida, mod. K981, Mca. Siemens.
- Cable de cobre, calibre 8 AWG con aislamiento THHW-LS .
- Capacitor 10 kVAR con interruptor termomagnético de 3 x 20 Amp, Mca. Siemens.
- Cable de cobre, calibre 2 AWG con aislamiento sumergibles, 3 fases.
- Tubo Conduit pared gruesa 2".
- Tubo licuatite 1".
- Tubo licuatite 1/2".
- Interruptor termomagnético 3 x 6 Amp. Mca. Siemens.
- Transformador seco de 3 kVA.
- Centro de carga QO4, Mca. Square D.
- Interruptor termomagnético 3 x 15 Amp.
- Contacto dúplex, Mca. Leviton.
- Reflector 100 kW, Mca. Tecnolite.
- Cable de cobre, calibre 12 AWG con aislamiento THHW-LS.

# **CAPITULO 4.**

# **CONCLUSIONES**

Uno de los principales retos que se presentaron en la elaboración de este proyecto, fue la identificación de las necesidades que se presentan dentro de los sistema de bombeo, ya que, cada uno de ellos presenta distintas necesidades, en nuestro caso de estudio, al ser un sistema de bombeo nuevo, se tuvo una ventaja, y es que se pudo diseñar desde cero el sistema eléctrico que suministrará energía a los equipos, cosa que sería más complicada en una estación ya existente, esto debido a que estas estaciones cuenta con un servicio en su mayoría de 24 horas 7 días a la semana, por lo que se requeriría un diseño en el cual se puedan ir sustituyendo los equipos paulatinamente, sin dejar fuera de operación el sistema.

En el proceso de equipamiento del pozo Tlanesse uno de nuestros principales retos fue la aceptación del proyecto por parte de la Comisión Federal de Electricidad, ya que, en un inicio se realizó el proyecto contemplando un punto de conexión propuesto por el personal de la supervisión de obra y al presentarlo, dicho punto de conexión fue rechazado, la misma Comisión Federal de Electricidad fue quien nos indicó el punto del cual se no haría la conexión en media tensión, por lo que en ese punto se debería de hacer todas las modificaciones a la infraestructura para la acometida de nuestro servicio, dentro de estas modificaciones se encontraba la elaboración de una transición aéreo – subterránea para alimentar al transformador tipo pedestal, para esto se requiero realizar trabajos en altura, los cuales fueron un riesgo para el personal a cargo de ellos, sin embargo con las medidas de seguridad requeridas, el equipo de protección necesario y las herramientas y vehículos adecuados, los trabajos fueron realizados sin ninguna eventualidad.

Para la instalación del transformador tipo pedestal, fue necesario la instalación de un base para transformador con registro de media tensión tipo 4, ya que sobre esta fue colocado el transformador, dicha base cuenta con una “garganta” mediante la cual pasan los cables de media tensión hacia los insertos que energizan los devanados del transformador, para llevar el cableado de potencia desde la transición aérea - subterránea hasta el transformador, se instalaron 2 registros de media tensión tipo 3 en banqueta, con la soportería adecuada a base de mensual, corredera y neopreno para la canalización de las cocas del cable de potencia que se requiere dejar en cada uno de ellos, para la instalación de estos elementos como lo son la base de transformador y registros, se requirió la excavación de zanjas de las medidas necesarias para la colocación de estos y las maniobras para colocación fueron realizadas con una grúa HIAB de 5 toneladas junto con personal que fue

guiando estos elementos dentro de las zanjas y asegurándose que se colocaron en el lugar correcto.

Los trabajos para la instalación eléctrica de media tensión sin duda alguna fueron los que más dificultad presentaron al tener que realizar trabajos en alturas y el manejo de los materiales prefabricados de concreto, fueron un riesgo para el personal, pero gracias a los procedimientos de seguridad que se aplicaron, se pudieron realizar todas las actividades de manera segura y eficiente.

Para la instalación en baja tensión se realizó la conexión del cableado de fuerza en las paletas de baja tensión del transformador, mismo que fue canalizado mediante un tubo PAD corrugado, esto debido a que al pasar por un terreno al aire libre y enterrado bajo tierra, el tubo Conduit metálica no era óptimo, ya que podría presentar corrosión y daños a mediano y largo plazo, el cableado de fuerza pasa por 2 registros de media tensión tipo 1, en los cuales de la misma manera que en los registros de media tensión se dejaron cocas, en caso de requerirse en un futuro.

Dentro del cuarto de control, se instaló un arrancador a tensión reducida de la marca SIMENS, para el control del arranque y paro del equipo de bombeo de la estación, este arrancador cuenta con un interruptor principal, contactores de arranque y un relevador de sobrecarga, el cual puede ser ajustado dentro de un rango preestablecido de entre 40 – 50 Amperes, este relevador será nuestra primera defensa en caso de que el equipo de bombeo comience a fallar, ya que, en caso de falla, la corriente del motor del equipo de bombeo se comenzara a incrementar, por lo que el relevador se accionará y librará la falla.

El arrancador a tensión reducida no solo nos ayudará con el control del equipo de bombeo, sino que su función será ayudarnos a reducir los picos de voltaje que se presentan en el arranque de un motor, esto debido a que cuenta con un autotransformador con derivaciones que nos permiten reducir el voltaje que se le suministra al motor en su etapa de arranque hasta en un 50 %, lo cual ayudará a prolongar la vida útil del motor. Del mismo arrancado sale el cableado de fuerza hacia el equipo de bombeo, dicho cableado tuvo que ser instalado mediante una maniobra con grúa semipetrolera, ya que se tiene que alimentar el motor del equipo y este se encuentra a 250 bajo en nivel de la estación, ya que se trata de un pozo profundo, el cableado de fuerza es de tipo sumergible y durante la maniobra se amarra a la columna de bombeo para evitar rasgaduras en el aislamiento.

Para los servicios generales de la estación de bombeo, al ser de dimensiones reducidas, no se requiere una instalación grande, por lo que se instaló un transformador seco de 3 kVA para los servicios de alumbrado y contactos dentro y fuera del cuarto de control, dicho transformador cuenta con una protección de 6 Amp para la protección del primario con un voltaje de alimentación 440 V, mismo que alimenta un centro de carga QO4 del cual se derivan circuitos hacia luminarias y contactos. El sistema de baja tensión no presento mayores dificultades, ya que se contaba con los materiales y herramientas necesarias para la instalación de los equipos

Una vez finalizada la obra eléctrica se realizó la visita por parte del personal de CFE Distribución y Medición, para inspeccionar los que los trabajos y materiales cumplieran con las especificaciones requeridas, dicha inspección se aprobó y posteriormente se solicitó la visita por parte de la Unidad Verificadora, para verificar que los equipos y trabajos se hayan realizados conforme a lo indicado en la NOM-001-SEDE-2012, en dicha se revisó que la instalación eléctrica y el proyecto que previamente se envió a la UVIE coincidieran y cumplieran con la NOM, Afortunadamente al igual que con la visita del personal de CFE, se nos aprobó la instalación, por lo que se procedió a la emisión del dictamen de la UVIE de acuerdo con la carga instalada y demanda de nuestra instalación-

Posterior a la emisión del dictamen de la UVIE, se realizó el proceso de contratación de nuevo servicio con CFE, en el cual se nos contrató la carga que se indicaba en el dictamen y se energizo la estación de bombeo.

Sin duda fue un reto poder presentar una propuesta de equipamiento eléctrica que cumpliera con la necesidades que se tienen hoy en día en los sistemas de bombeo, ya que, la continuidad en la operación es vital para poder brindar un servicio eficiente, por lo que se deben reducir los tiempos muerto al mínimo posible, pero al mismo tiempo no se debe descuidar la parte técnica que se nos solicita por parte de las instituciones que rigen las instalaciones eléctricas, ya que de no contar con los equipos adecuados, sería contraproducente operar las estaciones en esas condiciones, ya que, se presentarían fallas continuamente, como sucede hoy en día en las estaciones que cuentan con años de operación considerables y no han recibido los mantenimiento adecuado ni una modernización en sus equipos.

#### 4.1 Reporte Fotográfico

A continuación, se presentan el reporte fotográfico del equipamiento eléctrico del pozo Tlanesse, en el apartado de media tensión se presenta la evidencia de los trabajos que se realizaron para la construcción y adecuación de la transición aérea – subterránea, mediante la cual se realizó la conexión a la red de distribución de la Comisión Federal de Electricidad, esta transición se encuentra la protección primaria del transformador que son los cortacircuitos con fusible de potencia calculados en base a la corriente primaria del transformador tipo pedestal que se instaló, de la misma manera se instalaron tres terminales QTIII para uso exterior y cable de potencia XLP cal. 1/0 para llevar la energía en media tensión hacia el transformador tipo pedestal.

Para la canalización del cable de potencia desde las terminales QTIII hasta el transformador de distribución se usó tubo PADC de 3”, un tubo para fase y registro de media tensión tipo 3 para banquetas, en los cuales se dejaron cocas, mismas que fueron posicionadas en los soportes a base de ménsula, corredera y neopreno para poder direccionar el cableado de manera correcta y en caso de mantenimiento se puedan usar dichas cocas, el cableado de potencia se etiquetó debidamente con el número de circuito al que pertenece y la fase correspondiente.

De la misma manera la llegada al transformador se usaron terminales tipo código OCC las cuales llevan adaptadores a tierra y cable de cobre desnudo para posteriormente conectarse a la barra de tierra del transformador, estas terminales nos permiten energizar el transformador en su devanado primario para poder realizar la transformación del voltaje a un nivel aprovechable por la instalación.

Todos los trabajos que se llevaron a cabo en media tensión fueron realizados conforme a la norma CFE-DCCSSUBT, la cual nos da las especificaciones que deben cumplir los materiales y obras usados para el aprovechamiento de la energía en media tensión.

## Media Tensión







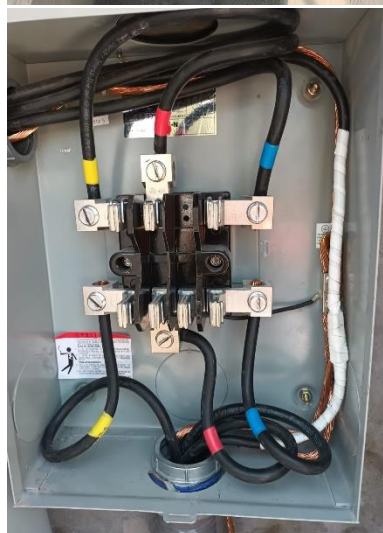
Por otra parte, para los trabajos en baja tensión, se requirió de cableado de fuerza, en este caso se uso cable de cobre con aislamiento THHW-LS, cal. 2 AWG, este cableado fue seleccionado con base en la corriente del secundario del transformador, como parte de las especificaciones de la Comisión Federal de Electricidad se requiere un sistema de medición, que en nuestro caso al ser una carga menor a 50 kW se nos indico que se nos mediría con un equipo de medición autocontenido, para el cual se requiere realizar la preparación correspondiente, iniciando con la instalación de un murete de medición trifásico, el cual es prefabricado y solo se requiere la colocación del mismo, posteriormente se debe seguir la especificación CFE-DCMMT400, en la cual se indican los materiales que se deben usar para el sistema de medición y como se deben instalar.

En la parte posterior del murete de medición se colocó el interruptor general de la infraestructura eléctrica, dentro de un gabinete para protección contra agua y polvo, a su vez, trabajara como protección del secundario del transformado y en caso de presentarse una falla desde la estación de bombeo este interruptor librrara la falla, dejando sin energía el equipo eléctrico de la estación y protegiendo el mismo transformador.

Dentro del cuarto de control se instaló un arrancador a tensión reducida, para el arranque y paro del equipo de bombeo junto con capacitor de 10 kVAR para la corrección del factor de potencia del equipo de bombeo, de la misma manera y para servicios generales como alumbrado y contactos se instalado un transformador seco de 3 kVA y un centro de

carga QO4, el cual cuenta con 3 circuitos derivados para el alumbrado interior y exterior, así como para los contacto dúplex dentro del cuarto del control.

## Baja Tensión







# REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comisión Federal de Electricidad. (2015). Construcción de sistemas subterráneos (CFE-DCCSSUBT). Recuperado 5 de junio de 2024, de <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/construccion/pdfs/T/DCCSSUBT.pdf>
- [2] Diario Oficial de la Federación. (2005). NOM-010-ENER-2004, Eficiencia energética del conjunto Motor - Bomba sumergible pozo profundo. Recuperado 5 de junio de 2024, de [https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=2033456&fecha=18/04/2005#gsc.ta  
b=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=2033456&fecha=18/04/2005#gsc.tab=0)
- [3] Secretaria de Energía. (2012). NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización) (NOM-001-SEDE-2012). Recuperado 5 de junio de 2024, de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-  
2012.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-2012.pdf)
- [4] Secretaria de Energía. (2014). Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución. (NOM-002-ENER-2014). Recuperado 5 de junio de 2024, de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/181641/NOM\\_002\\_ENER\\_20  
14.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/181641/NOM_002_ENER_2014.pdf)

# **ANEXOS**

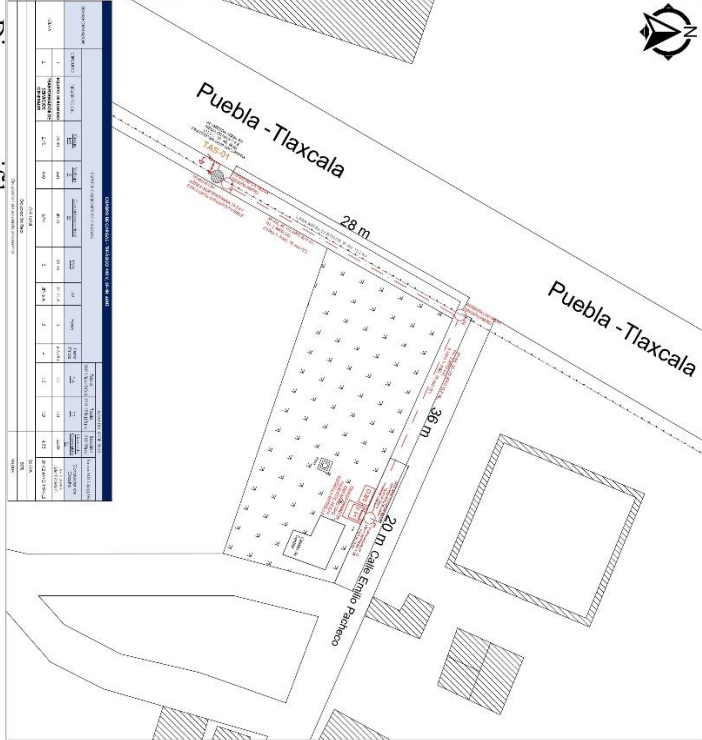
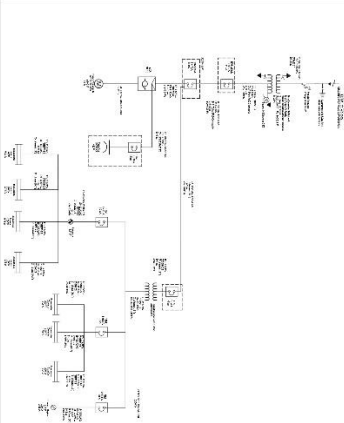
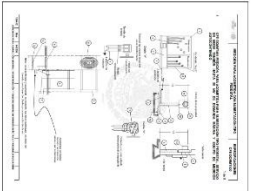
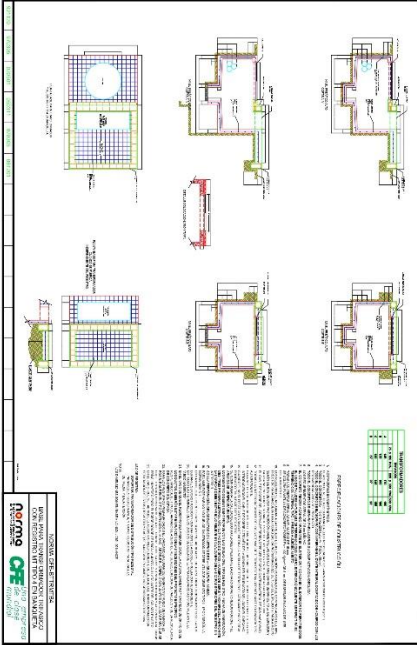


Diagrama unifilar

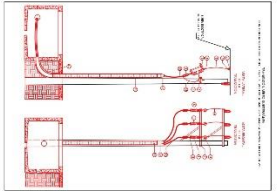


NO.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	...	...	...
2	...	...	...
3	...	...	...
4	...	...	...
5	...	...	...
6	...	...	...
7	...	...	...
8	...	...	...
9	...	...	...
10	...	...	...

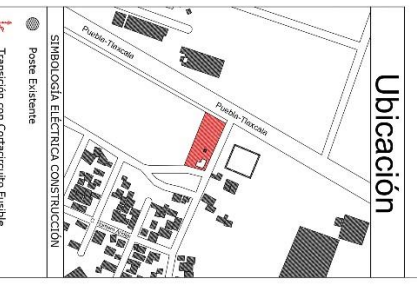
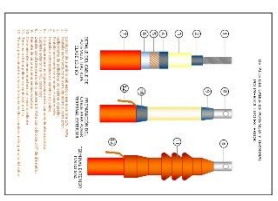


...  
 ...  
 ...

...  
 ...  
 ...



...  
 ...  
 ...



- Poste Existente
- Transición con Condensador Fusible
- Registro de Media Tensión
- Linea subterránea de media tensión para sistemas de 200 A
- Base para Transformador Tipo Pedestal
- Transformador Tipo Pedestal
- Base de Medición
- Linea aérea de media tensión existente

LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DIVISION CENTRO SUR  
 GERENTE CENTRAL MADERE ENVIADO Y AUTORIZADO TL  
 ALBA MARTIN BIL  
 DE 2024

REVISÓ  
 AUTORIZÓ

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
**CFE**  
 Comisión Federal de Electricidad

UNICIÓN, Centro a Servicio de los Usuarios, en las Ciudades  
 MEDIAN TENSION A 132 KV  
 "POZO TLANESCA"