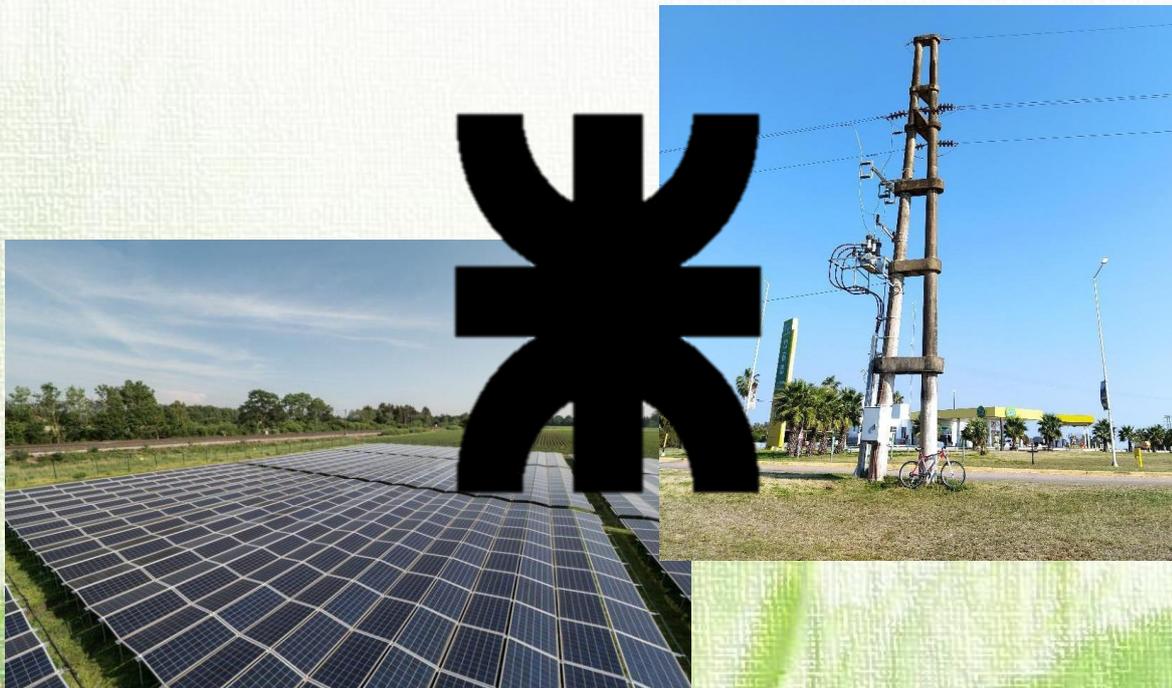


***UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL***

***Facultad Regional Concordia***

**Ingeniería Eléctrica**

***Generación Distribuida en Villa Zorraquín  
para Futura Implementación de Smart Grid***



**Autores:**

**Schenberger, Leonardo Ariel**

**Toller, Roque Matías**

**Director:**

**Mg. Ing. Federico Schattenhofer**

**Año 2022**



## **Resumen**

Este proyecto se desarrollada sobre la red eléctrica de la Cooperativa Eléctrica de Concordia y OSC Ltda., en la ciudad de Concordia. Es un proyecto basado en la modernización y optimización de algunos de los componentes de la red de distribución eléctrica actual, dentro de los cuales se realizarán un recambio de conductores de un tramo de una línea de sub-tranmision en 33 kV. Además, se agregará generación propia proveniente de fuentes renovables, como lo es la generación solar fotovoltaica, para posteriormente inyectarla a la red.

Estas mejoras se realizan con el fin de optimizar el funcionamiento de la red, agregarle estabilidad, confiabilidad y minimizar las perdidas producidas por transporte, al mismo tiempo que se intenta agregar componentes a la misma, para que se asemeje cada vez más a los modelos de redes eléctrica inteligentes que se están construyendo en la actualidad.

## **Palabras claves:**

Generación Solar, Smart Grid, Línea 33 kV, Generación Distribuida, Redes Inteligentes, Ahorro Energetico, Energia Sustentable, Redes de Distribución, Nuevos Paradigmas en Redes, Redes Autonomas, Prosumidores.



## Tabla de Contenidos

1. Memoria Descriptiva	9
<b>1.1. Introducción</b>	9
1.1.1. Descripción de redes eléctricas	9
1.1.2. Concepto de Red Inteligente	10
1.1.3. Descripción general de la red eléctrica inteligente	12
<b>1.2. Smart Grid en Villa Zorraquin</b>	12
<b>1.3. Antecedentes</b>	13
<b>1.4. Objetivos</b>	14
1.4.1. Objetivos generales	14
1.4.2. Objetivos específicos	14
<b>1.5. Alcance</b>	15
1.5.1. Límites geográficos:	16
<b>1.6. Estudios previos</b>	17
2. Implementación	18
<b>2.1. Telegestión</b>	18
<b>2.2. Red de Baja Tensión</b>	19
<b>2.3. Generación distribuida</b>	20
<b>2.4. Distribución geométrica de los parques de 500 kVA</b>	22
2.4.1. Termas Vertientes de la Concordia	22
2.4.1.1. Subestación	22
2.4.2. Estación de Servicio YPF	23
2.4.2.1. Subestación	23
2.4.3. Hotel Termal H20	24
2.4.3.1. Subestación	24
2.4.4. Orientación Este-Oeste	25
<b>2.5. Mejoras en la salida N° 5</b>	26
2.5.1. Características de los medidores bidireccionales:	27
<b>2.6. Proyección de Demanda</b>	28
3. Diseño y cálculo de centrales solares	30
<b>3.1. Elección de inversores solares</b>	30
3.1.1. Hoja de datos	32
<b>3.2. SMEC</b>	33



3.2.1.	Obligaciones del sistema smec	33
3.2.1.1.	Generadores y Grandes Usuarios:	33
3.2.1.2.	CAMMESA:	34
3.2.1.3.	Secretaría de Energía:	34
3.2.2.	Componentes del sistema de medición	34
3.2.3.	Clase de equipos de medición	35
3.2.4.	Requerimientos generales	35
<b>3.3.</b>	<b><i>Financiamiento</i></b>	<b>36</b>
<b>3.4.</b>	<b><i>Array de paneles solares</i></b>	<b>40</b>
<b>3.5.</b>	<b><i>Estructuras</i></b>	<b>40</b>
3.5.1.	Ventajas de la instalación de placas solares Este-Oeste	40
3.5.2.	Soportes para paneles solares ESTE-OESTE	42
<b>3.6.</b>	<b><i>Equipos solares en viviendas residenciales</i></b>	<b>44</b>
3.6.1.	Equipos de 3 kW	44
3.6.2.	Equipos de 5 kW	45
3.6.3.	Equipos de 10 kW	45
3.6.4.	Tableros y protecciones	45
3.6.4.1.	Dimensionamiento de protecciones	45
3.6.4.1.1.	Equipo de 3 kW:	45
3.6.4.1.2.	Equipo de 5 kW:	47
3.6.4.1.3.	Equipo de 10 kW:	48
<b>3.7.</b>	<b><i>Legislación vigente de generación distribuida</i></b>	<b>51</b>
<b>3.8.</b>	<b><i>Esquema orientativo de componentes</i></b>	<b>52</b>
<b>3.9.</b>	<b><i>Derechos</i></b>	<b>54</b>
3.9.1.	Derechos del Futuro Usuario Pequeño Generador	54
3.9.2.	Derechos del Usuario Pequeño Generador	54
3.9.3.	Derechos de la Distribuidora	55
<b>3.10.</b>	<b><i>Obligaciones</i></b>	<b>56</b>
3.10.1.	Obligaciones del Futuro Usuario Pequeño Generador	56
3.10.2.	Obligaciones del Usuario Pequeño Generador	57
3.10.3.	Obligaciones de la Distribuidora	58
<b>3.11.</b>	<b><i>Memoria Técnica</i></b>	<b>59</b>
3.11.1.	Parámetros eléctricos nominales	59
3.11.2.	Protecciones	60
3.11.2.1.	Tablero Principal del usuario	60



3.11.2.2.	Tablero de la Microgeneración	61
3.11.3.	Medición de Energía	63
3.11.3.1.	Medición comercial	63
3.11.3.2.	Medición de la Microgeneración	63
<b>3.12.</b>	<b><i>Ejemplo de gabinete único con medidores bidireccionales</i></b>	<b>64</b>
3.12.1.	Características Principales	65
3.12.2.	Comunicación	67
4.	Equipamiento Eléctrico	69
<b>4.1.</b>	<b><i>Reconectores</i></b>	<b>69</b>
<b>4.2.</b>	<b><i>Transformadores</i></b>	<b>70</b>
<b>4.3.</b>	<b><i>Medidores</i></b>	<b>73</b>
<b>4.4.</b>	<b><i>Conexión con Antena y Router LTE</i></b>	<b>75</b>
4.4.1.	Router 4G LTE SCALANCE M876-4	75
4.4.2.	Conexión inalámbrica a redes remotas	76
4.4.3.	Antena GNSS ANT896 series	77
5.	Tramo Línea de 33 kV	79
<b>5.1.</b>	<b><i>Cálculo de conductores</i></b>	<b>79</b>
<b>5.2.</b>	<b><i>Listado de postes</i></b>	<b>81</b>
<b>5.3.</b>	<b><i>Cálculo de aisladores</i></b>	<b>82</b>
5.3.1.	Aisladores de suspensión	82
5.3.2.	Aisladores de retención	83
<b>5.4.</b>	<b><i>Cálculo de distancias eléctricas</i></b>	<b>85</b>
5.4.1.	Consideración sobre el cálculo de las distancias	85
<b>5.5.</b>	<b><i>Cálculo de estructuras</i></b>	<b>86</b>
5.5.1.	Memoria de Cálculo	86
5.5.2.	Definición de las cargas de cálculo	89
<b>5.5.2.1.</b>	<b><i>Cargas según su origen</i></b>	<b>89</b>
<b>5.5.2.2.</b>	<b><i>Cargas según condiciones de funcionamiento</i></b>	<b>89</b>
<b>5.5.2.3.</b>	<b><i>Acciones a considerar</i></b>	<b>90</b>
5.5.3.	Hipótesis de cálculo	91
<b>5.5.3.1.</b>	<b><i>Estructuras de suspensión</i></b>	<b>91</b>
5.5.3.1.1.	Cargas de servicio	91
5.5.3.1.2.	Cargas de construcción y mantenimiento	92
5.5.3.1.3.	Cargas de contención de fallas	92
<b>5.5.3.2.</b>	<b><i>Estructuras de suspensión angular y angulares</i></b>	<b>93</b>



5.5.3.2.1.	Cargas de servicio	93
5.5.3.2.2.	Cargas de construcción y mantenimiento	94
<b>5.5.3.3.</b>	<b>Estructuras de retención y retención angular</b>	96
5.5.3.3.1.	Cargas de servicio	96
5.5.3.3.2.	Cargas de construcción y mantenimiento	97
5.5.3.3.3.	Cargas de contención de falla	97
<b>5.5.3.4.</b>	<b>Estructuras terminales</b>	98
5.5.3.4.1.	Cargas de servicio	98
5.5.3.4.2.	Cargas de construcción y mantenimiento	99
5.5.3.4.3.	Cargas de contención de falla	99
5.5.3.4.4.	Aclaraciones Generales	99
5.5.4.	Cálculo de un poste de suspensión	100
5.5.5.	Cálculo de un poste Retención Simple	100
5.5.6.	Cálculo de un poste Terminal	101
<b>5.6.</b>	<b>Cálculo de Fundaciones</b>	102
5.6.1.	Método de Sulzberger	102
6.	Interconexión de Centrales de 500 kW con Línea aérea de 33 kV	104
<b>6.1.</b>	<b>Dimensionamiento cable subterráneo de MT Salida 5</b>	104
6.1.1.	Cruce de Avenida Salida 5	104
6.1.2.	Característica conductor subterráneo	105
<b>6.2.</b>	<b>Tendido Subterráneo</b>	105
<b>6.3.</b>	<b>Verificación del Conductor</b>	107
<b>6.4.</b>	<b>Acometida Shelter</b>	109
6.4.1.	Acometida a subestación y cruce de línea	109
6.4.2.	Característica conductor subterráneo:	109
<b>6.5.</b>	<b>Verificación del Conductor</b>	110
<b>6.6.</b>	<b>Descargadores</b>	113
6.6.1.	Descargadores en media tensión	113
6.6.2.	Descargadores para Transformadores y Reconectores	113
<b>6.6.2.1.</b>	<b>Corriente nominal de descarga</b>	114
<b>6.6.2.2.</b>	<b>Tensión asignada</b>	114
<b>6.6.2.3.</b>	<b>Tensión de funcionamiento continuo</b>	115
<b>6.6.2.4.</b>	<b>Protección contra las sobretensiones de frente lento</b>	116
<b>6.6.2.5.</b>	<b>Protección contra las sobretensiones de tipo rayo</b>	116



6.6.2.6.	<b>Duración y Magnitud de la Sobretensión Temporal de Frecuencia de Red que Soporta el Descargador</b>	117
6.6.2.7.	<b>Margen de Protección</b>	118
6.6.2.8.	<b>Coordinación de aislamiento</b>	119
6.6.2.9.	<b>Localización del Descargador de Sobretensión al Final de una Línea</b>	120
6.6.3.	Elección de los descargadores de sobretensión	121
6.6.3.1.	<b>Sistema con Neutro puesto a tierra</b>	121
6.6.3.2.	<b>Verificaciones</b>	123
6.7.	<i>Puesta a tierra</i>	126
6.7.1.	Conductor neutro Puesto a Tierra	126
6.7.2.	Seccionales mínimas de los conductores de neutro en el CT	126
6.7.3.	Valores de resistencia de puesta a tierra de servicio de BT	127
7.	Anexos	129
7.1.	<i>Anexo 1</i>	129
7.2.	<i>Anexo 2</i>	129
7.3.	<i>Anexo 3</i>	129
7.4.	<i>Anexo 4</i>	129
7.5.	<i>Anexo 5</i>	129
7.6.	<i>Anexo 6</i>	129
7.7.	<i>Anexo 7</i>	129
7.8.	<i>Anexo 8</i>	129
7.9.	<i>Anexo 9</i>	129
7.10.	<i>Anexo 10</i>	130
7.11.	<i>Anexo 11</i>	130
7.12.	<i>Anexo 12</i>	130
7.13.	<i>Anexo 13</i>	130
7.14.	<i>Anexo 14</i>	130
7.15.	<i>Anexo 15</i>	130
7.16.	<i>Anexo 16</i>	130
2.	Conclusión	131



## Lista de Tablas

Tabla 1. Potencia Mínima y Máxima .....	28
Tabla 2. Clase de equipos de medición .....	35
Tabla 3. Beneficios fiscales .....	39
Tabla 4. Valor de Inversiones .....	39
Tabla 5. Parámetros Eléctricos Nominales, Potencia<10kW .....	60
Tabla 6. Parámetros Eléctricos Nominales, Potencia>=10kW .....	60
Tabla 7. Ajuste de Protección, Tensión .....	62
Tabla 8. Ajuste de Protección, Frecuencia .....	62
Tabla 9. Datos Técnicos Medidor Bidireccional .....	67
Tabla 10. Datos tecnicos Router 4G .....	77
Tabla 11. Característica Antena GNSS ANT896 series .....	78
Tabla 12. Listado de postes y Tipo .....	81
Tabla 13. Características Aislador Line Post .....	82
Tabla 14. Niveles normalizados de aislación .....	83
Tabla 15. Características Aislador de Retención .....	84
Tabla 16. Niveles Normalizados de Aislación .....	84
Tabla 17. Valores de los factores globales de Resistencia de Postes .....	88
Tabla 18. Características Conductor Subterráneo, Cruce de Avenida .....	105
Tabla 19. Característica Conductor Subterráneo, Acometida Shelter .....	110
Tabla 20. Niveles Normalizados de Aislación .....	120
Tabla 21. Catálogo 1 de Descargadores de Sobretensión .....	122



## Lista de figuras

Ilustración 1. Sistemas que componen Smart Grid .....	11
Ilustración 2. Límites Geográficos y puntos de generación .....	16
Ilustración 3. Termas Vertientes de la Concordia .....	22
Ilustración 4. Estación de Servicio YPF .....	23
Ilustración 5. Hotel Termal H2O .....	24
Ilustración 6. Orientación Este-Oeste .....	25
Ilustración 7. Curva de aprovechamiento de sol .....	26
Ilustración 8. Piquetes cambio de postes .....	26
Ilustración 9. proyección de demanda Pesimista .....	29
Ilustración 10. proyección de demanda Optimista .....	29
Ilustración 11. proyección de demanda Real .....	29
Ilustración 12. Potencia Máx anual E.T. Concordia .....	30
Ilustración 13. Disposición de inversores .....	31
Ilustración 14. Orientación Este-Oeste. Sombras .....	41
Ilustración 15. Orientación Este-Oeste. Aprovechamiento de espacio .....	41
Ilustración 16. Producción energética .....	42
Ilustración 17. Soportes para paneles solares ESTE-OESTE .....	43
Ilustración 18. Soportes para paneles solares ESTE-OESTE .....	43
Ilustración 19. Inversor con tableros de protecciones .....	49
Ilustración 20. Esquema orientativo de componentes .....	53
Ilustración 21. Gabinete con medidores bidireccionales .....	64
Ilustración 22. Medidor Bidireccional .....	66
Ilustración 23. Tipos de comunicación .....	69
Ilustración 24. Modem 4G .....	69
Ilustración 25. Reconectores OVR 15 - 38 kV .....	70
Ilustración 26. Shelter .....	71
Ilustración 27. Acometida subterránea Shelter .....	72
Ilustración 28. Bajada para acometida .....	72
Ilustración 29. Protecciones para bajada subterránea .....	73
Ilustración 30. En la imagen anterior se puede observar un típico diagrama de conexión de un equipo generador solar conectado en paralelo con la alimentación de red externa (sistema on-grid) .....	74
Ilustración 31. Router 4G LTE SCALANCE M876-4 .....	76
Ilustración 32. Catalogo conductor .....	80
Ilustración 33. Catalogo conductor .....	80
Ilustración 34. Tuneladora de perforación horizontal dirigida .....	106
Ilustración 35. Descargador de sobretensión .....	122
Ilustración 36. Gráfica de Sobretensiones vs Tiempo .....	123



# 1. Memoria Descriptiva

## 1.1. Introducción

El presente texto tiene como objetivo fundamental expresar las distintas actividades a realizar en el proyecto.

El mismo trata sobre la implementación de una micro red eléctrica inteligente en la zona de Villa Zorraquín. Instalando micro centrales de generación eléctrica fotovoltaica, mejorando el sistema de distribución del servicio eléctrico en 33 kV e instalando el equipamiento necesario en el sistema de distribución en baja tensión.

Para esto se relevará el estado actual de las líneas eléctricas que abastecen a la zona de estudio.

### 1.1.1. Descripción de redes eléctricas

Se entiende por redes eléctricas, el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta todos los consumidores.

Estas redes son las encargadas de transportar y distribuir la electricidad generada en las centrales, sean éstas las tradicionales nucleares, hidráulicas, de carbón o las más recientes de ciclo combinado o renovable, hasta los puntos de consumo final. Sin embargo, las redes actuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado, donde los principales centros de producción estaban lejanos de las poblaciones, y deben de ser rediseñadas para convertirse en redes más efectivas y robustas, de forma que puedan soportar las necesidades futuras tanto desde el punto de vista de los consumidores como de las características de las centrales basadas en energías alternativas.



En todas las redes se pierde parte de la energía en el transporte y la distribución. La actividad de transporte consiste en la conducción de la energía eléctrica a muy alta tensión y se considera cuando la tensión es igual o superior a 220 kV, además de las interconexiones con otros países. Por otra parte, la actividad de distribución consiste en la transmisión o transporte de energía eléctrica con un rango comprendido entre los 132 kV e inferiores desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo, lo cual depende de la región. Por ejemplo, en grandes centros de consumo 132 kV se considera una tensión de subtransmisión, y en otros lugares, por el contrario, 132 kV se considera tensión de Transmisión y 33 kV subtransmisión. A medida que nos acercamos a los puntos finales de consumo es preciso conseguir valores de baja tensión, con valores que no superan los 1000V de operación y que se realiza en los centros de transformación. Entre la instalación final del usuario y los centros de transformación existe una infraestructura, denominada red de enlace, y que permite la interconexión y protección de las instalaciones.

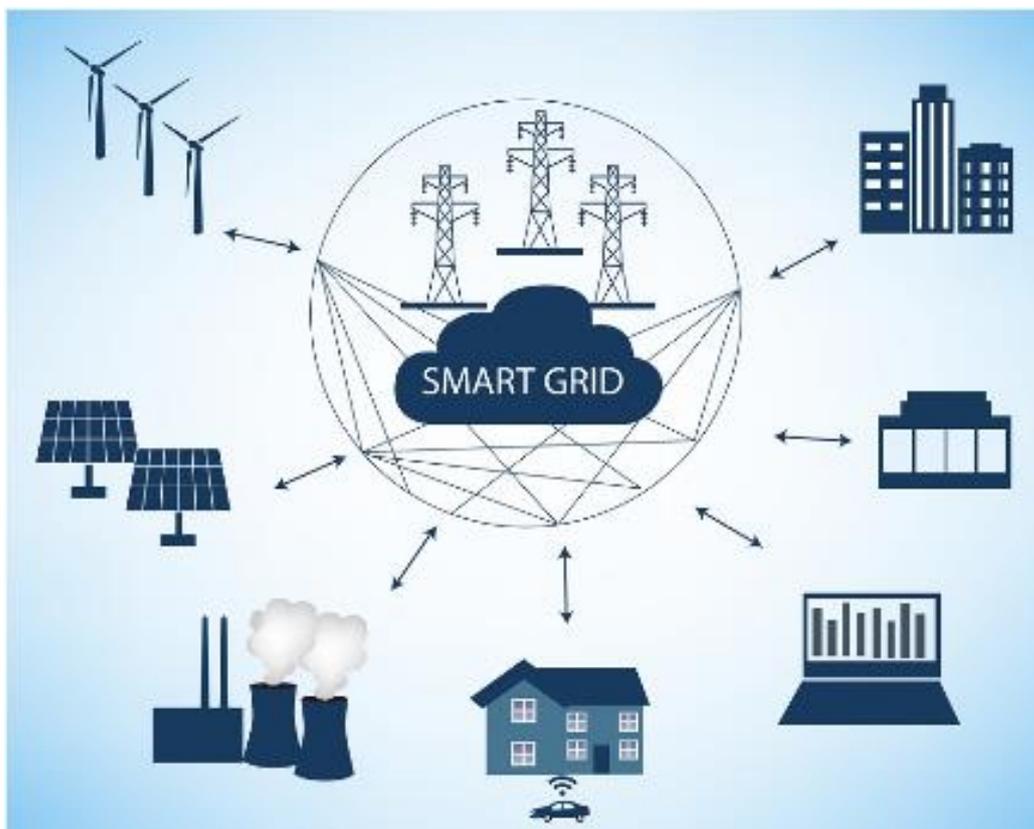
### 1.1.2. Concepto de Red Inteligente

Una red inteligente conocida a nivel mundial como Smart Grid, es la unión de varios sistemas inteligentes donde se trabaja en tiempo real para medir, monitorear, controlar y automatizar el Sistema Eléctrico de Potencia (generación, transmisión, distribución y comercialización), verificando el flujo de energía desde la generación hasta los clientes finales. Esta nueva tecnología fundamentalmente integra toda la parte eléctrica tradicional del SEP con sistemas de información mediante una completa infraestructura de telecomunicaciones.



La red inteligente no es un objeto o un equipo, por el contrario, es una visión estratégica tecnológica que necesita de varias perspectivas y planteamientos para su realización.

Resumiendo, estos conceptos, podemos decir de otra forma que; Una red inteligente o Smart Grid, es una red eléctrica que agrupa, distribuye y actúa sobre la base de información del comportamiento de todos sus componentes, para mejorar la eficiencia, confiabilidad, economía y sustentabilidad de los servicios eléctricos.



*Ilustración 1. Sistemas que componen Smart Grid*

La red inteligente se orienta como una solución para las empresas de servicios eléctricos, ya que estos sistemas plantean soluciones a diversos inconvenientes del sector. Como se observa en la Figura 1, la visión de la red inteligente contiene varios sistemas y equipos que están distribuidos en todo el SEP, lo cual indica una verdadera transformación



en la forma de operar la red. Uno de los sistemas principales es la infraestructura de medición avanzada, la misma que tiene como misión primordial, establecer un sistema de comunicación bidireccional entre la empresa suministradora de energía y los medidores de energía instalados en cada uno de los domicilios de los consumidores, permitiendo de esta manera el intercambio de valiosa información.

### 1.1.3. Descripción general de la red eléctrica inteligente

Una red inteligente Smart Grid se fundamenta en la implementación de tecnologías avanzadas para realizar el control y gestión del suministro de energía mediante sistemas de información digital: sensores, red auto monitorizada, medidores inteligentes, entre otros, los cuales están comunicados en línea con todas las empresas relacionadas con el servicio eléctrico.

Esta situación origina la transformación de las redes eléctricas convencionales hacia redes más inteligentes que permitan optimizar todo el Sistema Eléctrico de Potencia, aprovechando los diversos tipos de energías renovables con un futuro sostenible, en el cual se brinden nuevas aplicaciones y servicios a la sociedad, de esta manera la modernización de la red demanda una mayor participación del cliente o consumidor final, al mismo tiempo que le permite aportar energía, posibilitando la creación de micro generadores, de forma que no existe una dependencia tan directa como con la generación energética actual.

## 1.2. *Smart Grid en Villa Zorraquin*

Smartcity Villa Zorraquin es un proyecto desarrollado sobre la red eléctrica de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, en la ciudad de Concordia. Se trata de un proyecto basado en la modernización y la optimización de la red de distribución eléctrica actual.



Esta es una experiencia en la que no se construyen nuevas redes, sino que se añaden e integran elementos y sistemas para mejorar la gestión de la infraestructura eléctrica y optimizar su uso, acercándonos al concepto de Smart Grid, con los beneficios que ello implica.

Cabe destacar, que el concepto de red eléctrica inteligente es muy amplio y abarca a todos los agentes actuantes dentro de la misma, generador, consumidor, distribuidor, transportista y prosumidor. Hoy día con los avances tecnológicos que tenemos es posible modelar una red de estas características, contemplando algunos de estos agentes, pero aun no es aplicable en toda su definición. Es por eso que este proyecto pretende explotar algunas de las características de las smart grid, para una aplicación futura.

### *1.3. Antecedentes*

Actualmente la zona de Villa Zorraquín se encuentra en constante crecimiento de la población, así como también un crecimiento en su demanda energética. La vinculación con la red de distribución eléctrica hoy en día se logra mediante una red de media tensión en 33 kV, con una configuración tradicional en anillado.

Hoy en día la mayor parte de la energía generada en la argentina proviene de la utilización de combustibles fósiles, aproximadamente un 65%

Teniendo en cuenta el crecimiento que tiene en los últimos años el barrio de Villa Zorraquín, se debe contemplar que todo crecimiento en el hábitat poblacional viene acompañado de un crecimiento energético.

Nuestro proyecto propone un modelo de generación distribuida como alternativa sustentable a la generación tradicional de energía eléctrica, en el cual, en vez de generar en grandes centrales eléctricas, se genere la energía lo más próximo a la carga posible



(generación in situ), esto hace que las pérdidas disminuyan considerablemente. Además, se propone la implementación de nuevas tecnologías de control y monitoreo para la red de distribución en baja y media tensión, lo que implica transformar el modelo de las redes tradicionales en un modelo de micro red eléctrica inteligente (micro Smart Grid).

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivos generales**

Diseñar e implementar una microrred cuyo flujo de potencia sea bidireccional, logrando de esta manera un cambio en los paradigmas de las redes eléctricas de distribución actuales, incentivando a la instalación de fuentes de generación renovables en inmediaciones de Villa Zorraquín y reduciendo de esta manera los gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera por la generación de energía eléctrica mediante fuentes fósiles.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Adecuación del proyecto a la tercera ronda del programa Renovar para la financiación de sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaica.
- Instalación de equipos generadores fotovoltaicos en viviendas ubicadas en inmediaciones de Villa Zorraquín.
- Instalación de equipos generadores fotovoltaicos de 500 kW en Hotel Termal, Termas Vertientes de la Concordia y Estación de Servicio YPF.
- Instalación de medidores bidireccionales inteligentes.
- Instalación de equipos de protección adecuados a las solicitudes de la línea.
- Colocar SMEC en los puntos de gran aporte de energía a la red (500 kW).



- Mantenimiento y gestión de los equipos.
- Realizar cambio de conductores en la línea de 33kV (salida 5; subestación Concordia, ENERSA) existente a la vera de la avenida Monseñor Rosch, desde Mario R. Bordagaray hasta la ruta nacional 015.
- Realizar cambio de postaciones y aisladores de la línea anteriormente mencionada

### *1.5. Alcance*

El proyecto se va a llevar a cabo en inmediaciones de Villa Zorraquín, con micro generación en las viviendas y luego puntos de generación aislados en: Termas de concordia, H2O Termal y Estación de servicio YPF.



Ilustración 2. Límites Geográficos y puntos de generación

En la Figura 2, se pueden observar los límites geográficos delimitados por la zona sombreada color rojo. La zona que se encuentra en el recuadro rojo es donde se realizará la generación distribuida y los círculos rojos van a ser los puntos de generación aislados.

### 1.5.1. Límites geográficos:

- Límite norte: Ruta Nacional A015.
- Límite Oeste: Bv. Yuquerí.
- Límite Sur: Hermana Clara.



- Limite Este: Vía ferroviaria.

Nuestro proyecto se limita a la ampliación de la línea de media tensión (Salida 5), la instalación de las centrales de generación fotovoltaica con sus respectivos sistemas de medición. Instalación de un centro de monitoreo y control de generación, así como también de medidores bidireccionales tele comandados instalados en los puntos de generación.

### **1.6. Estudios previos**

La proyección de la demanda tiene como base el estudio realizado por los ingenieros Máximo Muller, Hernán Waldbilling y Carla Arostegui sobre la demanda de energía eléctrica en el sistema de distribución de la Cooperativa Eléctrica y O.S. de Concordia.

Existe un vínculo estrecho entre la demanda eléctrica y el crecimiento económico. Como primera aproximación se pueden identificar dos grandes sectores de demanda eléctrica: el consumo residencial y el consumo industrial – comercial.

Pero también se debe contemplar el contexto de innovación y desarrollo de las energías renovables que se viene acrecentando en los últimos años. Esto debido a los problemas ambientales que han causado la explotación y uso indiscriminado de las fuentes de combustible fósiles, en nuestro caso particular para la generación de energía eléctrica.



## 2. Implementación

### 2.1. Telegestión

La Telegestión es un sistema integrado de gestión remota y automática de medidores de electricidad, basado en nuevas tecnologías de información, electrónica y comunicaciones.

Se basa en un nuevo medidor inteligente (smart meter) que sustituye al antiguo equipo de medida.

El «smart meter» es parte de un sistema integrado, que requiere para su funcionalidad remota también de una infraestructura de comunicaciones y sistemas informáticos. Concretamente, el sistema de Telegestión de Smartcity Villa Zorraquin, que forma la base para que el proyecto sea viable, supone una nueva generación proveniente de la solución tecnológica desarrollada anteriormente por compañías dedicadas al rubro energético y de la comunicación.

La implantación del Sistema de Telegestión proporciona importantes mejoras en la relación del usuario con la distribuidora eléctrica. Entre las principales destaca la posibilidad de realización remota de las operaciones de alta, baja, cortes, reconexiones y control de potencia sin intervención ni del usuario ni del operario de la empresa. Además, existe la posibilidad de que modificando la estructura de los cuadros tarifarios y asimilándolos más al modo de facturación de varios países de Europa se puedan realizar cambios de tarifa de forma prácticamente inmediata. Además, la Telegestión facilita una lectura exacta y en plazo, y posibilita la programación a distancia de esquemas avanzados de tarifas que permitan una facturación más flexible. En cuanto a la red eléctrica, la Telegestión proporciona información fiable sobre el comportamiento de la red, mejorando



de esta forma la toma de decisiones de explotación y la información para avanzar en la eficiencia global del sistema eléctrico.

Se puede afirmar que la implantación de la Telegestión supone un gran cambio en la relación con el cliente que podrá adquirir un papel más activo en la gestión de su consumo energético al poseer más información sobre dicho consumo.

El centro de Telegestión se ubicará en las instalaciones de la Subestación Central 2 de la Cooperativa Eléctrica de Concordia, desde donde administra la generación de energía desde las centrales generadoras y la posterior inyección a la red de media tensión.

El encargado de realizar dicha tarea será un equipo de operadores pertenecientes a la Cooperativa Eléctrica de Concordia con previa capacitación.

## ***2.2. Red de Baja Tensión***

Se instalarán sensores que permiten obtener la medida de corriente de cada uno de los circuitos de BT. Los datos registrados por los sensores son enviados a un equipo receptor integrado en el armario de comunicaciones del Centro de control, de modo que los dispositivos de control de la red disponen de toda la información recogida por los sensores del cuadro de BT.

Disponer de esta información en tiempo real significa poder monitorizar en todo momento la red eléctrica de baja tensión, por lo que es posible disponer de datos para la operación a este nivel de tensión, gestionar incidencias con mayor eficiencia y, aún más importante, implementar algoritmos y procedimientos que permitan la previsión y prevención de incidencias u otras situaciones críticas.



### *2.3. Generación distribuida*

La integración de recursos energéticos en la red de distribución es, sin duda, una de las piezas clave de las Smart Grids, y sólo tiene sentido si se enmarca en un concepto de red de distribución automatizada. La conexión de múltiples generadores pequeños distribuidos geográficamente permite equilibrar el consumo allí donde se produce, entre otras ventajas.

La conexión de generación distribuida en la red de distribución, concebida en su origen para ser explotada de forma anillada y con flujos bidireccionales de energía, supone un importante desafío para la operación de la red. Los principales retos a los que se enfrenta el sistema de distribución en este nuevo escenario son:

- La regulación de tensión en la red de distribución actual se basa en una red anillada, llevándose a cabo principalmente en el punto de suministro mediante, por ejemplo, regulación de tomas de transformadores de distribución o compensación de reactiva. La conexión de fuentes de generación distribuidas en el sistema de distribución, además de reducir la demanda de potencia desde el punto de suministro, puede provocar un aumento en la tensión bajo ciertas circunstancias. Asimismo, el comportamiento de los generadores distribuidos respecto a la potencia reactiva, según el generador suministre o absorba, puede causar elevación o caída en la tensión de la red.
- Contenido de armónicos. Los equipos electrónicos utilizados en los sistemas de generación, especialmente los de origen renovable, pueden introducir armónicos indeseados en la red. Los sistemas fotovoltaicos, debido a su inversor DC/AC, presentan principalmente contribuciones de armónicos de tercer, quinto y séptimo orden. Se observa experimentalmente que la presencia de armónicos es mayor para



potencias menores a la potencia nominal del convertidor y relativamente baja si la potencia generada está cercana a la nominal.

- Variabilidad. Las unidades de generación distribuida utilizan fuentes de energía renovable, siendo esta una de las ventajas de este escenario. Este planteamiento implica inevitablemente el problema de la intermitencia en la disponibilidad del recurso primario (sol).
- Impacto de la generación distribuida en el sistema de protección de la red. La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución implica variaciones en la magnitud y dirección de las corrientes de falta, dependiendo de la ubicación de la falta y los generadores conectados a dicha red en el momento de la misma. Ante una falta en una línea de MT, además de la aportación desde la red de AT, también puede existir aportación desde los generadores distribuidos en la línea de MT, según la tecnología empleada, con lo que, desde este punto de vista, la red de distribución pierde el comportamiento radial con el que fue diseñada. Por lo tanto, la aportación de los generadores conectados en la línea de MT en falta puede causar errores en los detectores de paso de falta.



## 2.4. Distribución geométrica de los parques de 500 kVA

### 2.4.1. Termas Vertientes de la Concordia



Ilustración 3. Termas Vertientes de la Concordia

Los paneles solares se colocarán sobre el estacionamiento que las termas poseen en su parte delantera. Tendrá una disposición tal, que permitirá que los vehículos de pequeño y mediano porte puedan seguir usando el estacionamiento con normalidad, así como también permitirá la circulación de vehículos de gran porte.

En cuanto a la disposición de los paneles, los mismos tendrán una orientación Este-Oeste, lo cual permite hacer un mejor

aprovechamiento del espacio que el establecimiento posee, llegando hasta un 30 % de aprovechamiento.

Su distribución se realizará en un espacio de 12 x 280 m, en donde se colocarán 1680 paneles monocristalinos de 300 W marca SMA, consiguiendo una potencia de 504kW.

#### 2.4.1.1. Subestación

A la salida del shelter, donde se ubicarán los inversores, se colocará una fusilera tripolar para finalmente conectarse a un transformador de 500 kVA 33/0.4 kV grupo Dy11 con una PAT de servicio y otra de protecciones.



A la salida del lado de alta del transformador, corresponde colocar descargadores de sobretensión. Los elegidos son descargadores Leyden de Óxido de Zinc ZHP De 10 kA para Servicio Pesado de 22 kV.

Cabe destacar que el transformador ya se encuentra ubicado a la vera de la avenida Mons. Rosch, por lo cual solo habrá que realizar modificaciones en las conexiones del lado de baja tensión del transformador.

### 2.4.2. Estación de Servicio YPF



En este caso, la ubicación de los paneles será en el predio que poseen en la parte trasera de la Estación, el cual es un espacio que no utilizan en la actualidad, y proyectar una pequeña central de 500 kW en este sitio resultará muy provechoso para los propietarios del lugar.

*Ilustración 4. Estación de Servicio YPF* El espacio para utilizar tiene unas dimensiones 25 x 150 m, en donde se colocarán 1680 paneles monocristalinos de 300 W, consiguiendo una potencia de 504kW. Se dispondrá con una orientación Este-Oeste.

#### 2.4.2.1. Subestación

A la salida del shelter, donde se ubicarán los inversores, se colocará una fusilera tripolar para finalmente conectarse a un transformador de 500 kVA 33/0.4 kV grupo Dy11 con una PAT de servicio y otra de protecciones.



A la salida del lado de alta del transformador, corresponde colocar descargadores de sobretensión. Los elegidos son descargadores Leyden ZHP (De 10 kA para Servicio Pesado) de 22 kV. La conexión con la red de media tensión será un cruce de avenida subterráneo en 33 kV.

### 2.4.3. Hotel Termal H20



*Ilustración 5. Hotel Termal H20*

Se decidió colocar los paneles en el frente del hotel, a la vera de la Avenida Monseñor Rosh. Lo cual permitirá una reducción de costos en cuanto al tendido de cables subterráneos de media tensión.

El espacio para utilizar tiene unas dimensiones de 40 x 80 m de superficie, en donde se dispondrá una distribución de módulos solares

en orientación Este-Oeste para obtener un mayor aprovechamiento de espacio.

Se colocarán 1680 módulos solares de 300 W, obteniendo una potencia total de 504kW.

#### 2.4.3.1. Subestación

A la salida del shelter, donde se ubicarán los inversores, se colocará una fusilera tripolar para finalmente conectarse a un transformador de 500 kVA 33/0.4 kV grupo Dy11 con una PAT de servicio y otra de protecciones.

A la salida del lado de alta del transformador, corresponde colocar descargadores de sobretensión. Los elegidos son descargadores Layden ZHP (De 10 kA para Servicio



Pesado) de 22 kV. La conexión con la red de media tensión será un cruce de avenida subterráneo en 33 kV.

#### 2.4.4. Orientación Este-Oeste

La lógica de esto es que los módulos orientados hacia el Este empiezan a producir con la salida del sol, y los módulos orientados al Oeste se mantienen produciendo hasta el ocaso. Podemos observar una típica disposición de paneles en la Figura 6



*Ilustración 6. Orientación Este-Oeste*

Esto, en términos del funcionamiento del sistema, se traduce en una salida más estable y consistente a lo largo del día, consiguiendo reducir el pico de potencia central al mediodía.

Como comentábamos al principio del artículo, conseguimos aprovechar más las horas en las que disponemos de sol.

En la Figura 7 podemos observar cual sería el comportamiento orientativo de las opciones que estamos tratando, en un día de sol cualquiera; en rojo la opción este-oeste, y en azul la opción sur.

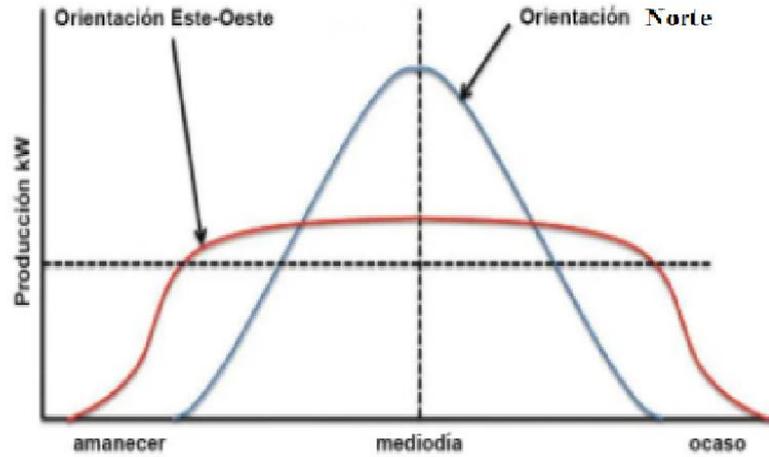


Ilustración 7. Curva de aprovechamiento de sol

### 2.5. Mejoras en la salida N° 5

Se realizará cambio de los postes desde calle Mario R. Bordagaray, hasta la rotonda en la Ruta Nacional 015. Ya que en este tramo se realizará un cambio de conductores de la línea de 33 kV, por conductores de 70 mm<sup>2</sup>. Siendo 50 mm<sup>2</sup> la sección de los conductores existentes. Para esto se emplearán postaciones de hormigón.

En la Figura 8 se pueden observar los 25 piquetes a los cuales se le realizará el cambio de postes.

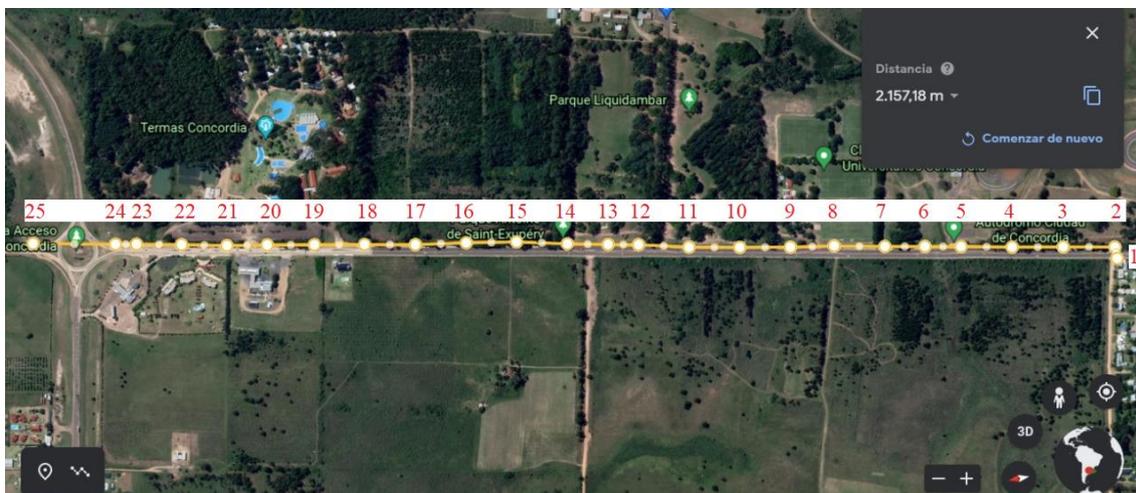


Ilustración 8. Piquetes cambio de postes



Para el óptimo funcionamiento de la red, se colocarán reconectores telecomandados en los extremos de la línea, dentro de la zona de incumbencia. Esto es:

- El primer reconector se colocará en la intersección de la línea con el Bv, Ayui.
- El segundo reconector se colocará en la intersección de la línea con la ruta nacional 015.

Las características del mismo son: reconectores OVR-38 ABB, que brinda la posibilidad de comunicación y telecomando por wifi. Los mismos serán operados desde las instalaciones de la subestación central 2 de la Cooperativa eléctrica de Concordia.

La inyección de la energía proveniente de los prosumidores de la micro red se realizará por medio de la red de distribución en baja tensión de la salida N° 5.

Por este motivo es que se decide colocar medidores bidireccionales telecomandados a los usuarios de la red que tengan el rol de prosumidores de energía eléctrica.

### 2.5.1. Características de los medidores bidireccionales:

Los medidores bidireccionales se conformarán con 2 medidores unidireccionales que contarán con conexión wifi para lecturas, y posibilidad de telecomando.

- Monofásicos: Hiking TOMZN 110-230 V 65 A 50/60Hz "smart wifi energy meter switch"
- Trifásicos: Hiking TOMZN 3\*230V/400 60 A 50/60Hz

Ambos medidores cumplen con las normas IEC 62053-21 y IEC 62052-11



## 2.6. Proyección de Demanda

Se recolectó información de la potencia pico máxima y mínima mensual por año expresada en [MW], consumida en Concordia los últimos 18 años. A continuación, se mostrarán dichos valores:

<i>Mín</i>	<i>Máx</i>	<i>Años</i>
31,65	38,92	2002
32,43	39	2003
35,69	41,22	2004
36,84	42,98	2005
40,92	46,21	2006
41,33	54,12	2007
41,69	51,03	2008
44,67	56,56	2009
44,74	60,44	2010
46,63	62,87	2011
45,12	68,27	2012
47,43	75,77	2013
50,62	79,12	2014
52,88	75,09	2015
55,51	79,9	2016
53,48	79,04	2017
52,22	82,19	2018
48,8	79,36	2019
47,24	81,78	2020

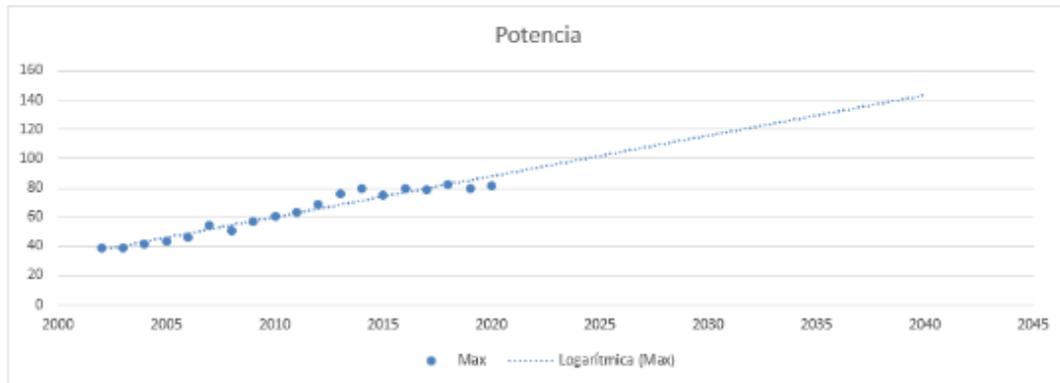
Tabla 1. Potencia Mínima y Máxima

Los meses en donde se registró menor potencia pico fueron los meses de abril y mayo, mientras que los meses en donde se registró la mayor potencia pico, fueron los meses de junio, julio y agosto hasta el 2011. Mientras que a partir del 2012 a 2020, las potencias máximas fueron registradas en los meses de diciembre, enero y febrero.

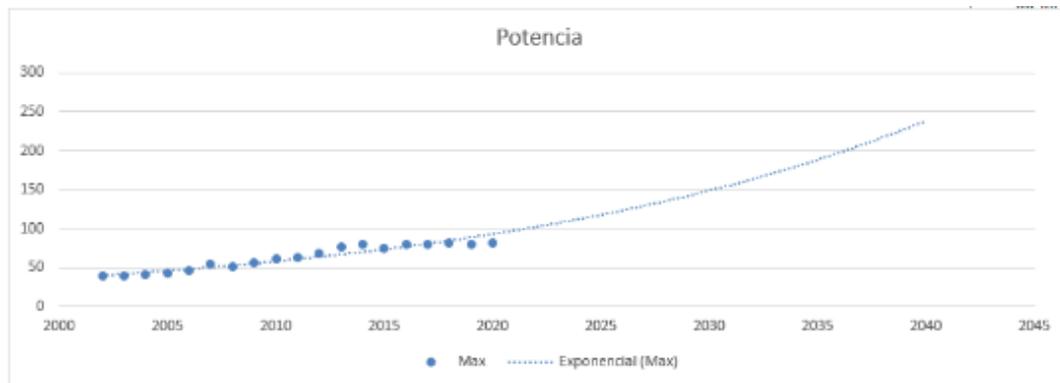
Con los valores de potencia mostrados anteriormente podemos realizar una proyección de demanda de los próximos años. En donde se plantean 3 escenarios, uno optimista (Figura 9), uno pesimista (Figura 10), y uno real (Figura 11).



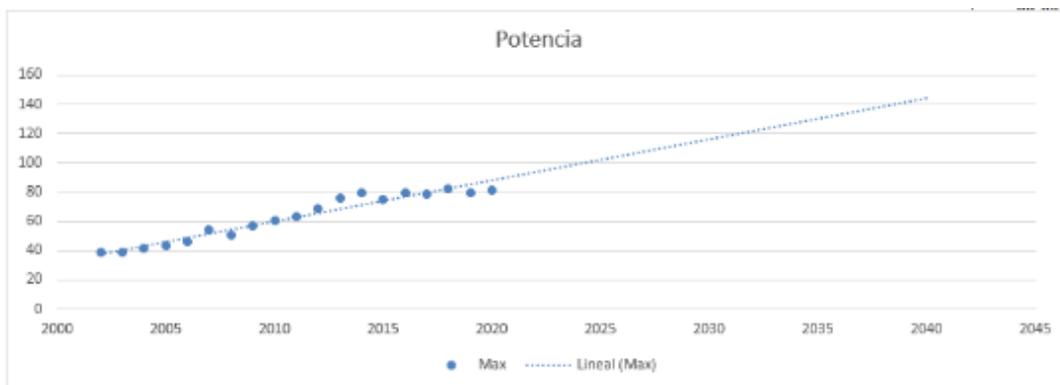
Para esto, se utilizaron diferentes modelos matemáticos de proyección temporal, realizando una estimación durante un periodo de 20 años a futuro, en donde:



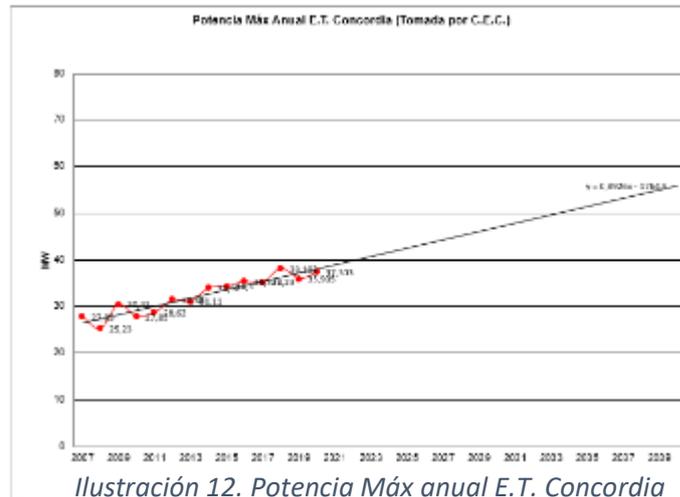
*Ilustración 9. proyección de demanda Pesimista*



*Ilustración 10. proyección de demanda Optimista*



*Ilustración 11. proyección de demanda Real*



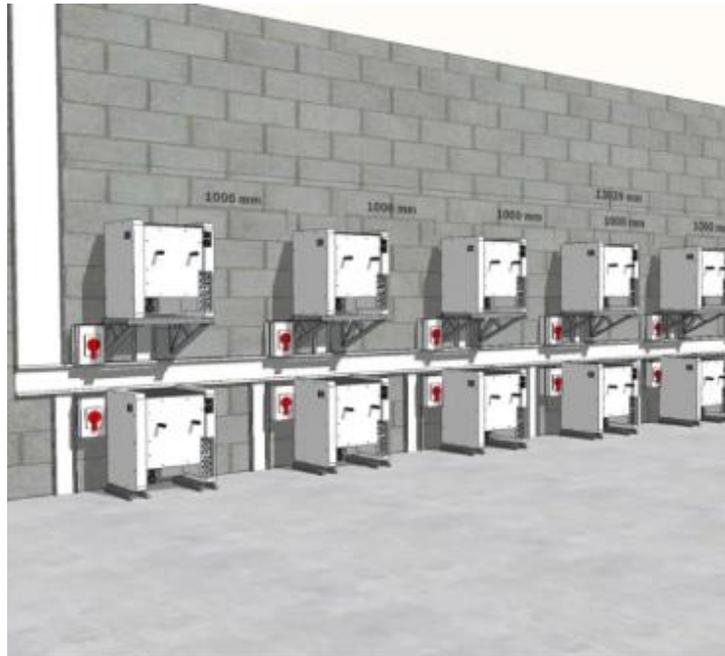
## 3. Diseño y cálculo de centrales solares

### 3.1. Elección de inversores solares

Para los inversores se escogen inversores SMA Sunny Tripower Core 1 cuya potencia es de 50 kW.

Los mismos poseen la posibilidad de comunicación de equipos en serie mediante cable Ethernet con protocolo RS-232, lo cual permite conectar varios equipos en paralelo.

Cada inversor se encuentra integrado con 6 MPPT, y a su vez cada uno tiene la posibilidad de conectar 2 cadenas. Por lo cual a cada inversor se le puede conectar 12 cadenas de paneles solares.



*Ilustración 13. Disposición de inversores*

El inversor viene equipado con las protecciones de DC y AC correspondientes, así también como con fusibles y la opción de agregar protectores contra sobretensiones en el caso que se crea conveniente.

Se le anexará una llave selectora de corte, para posibilitar la operación manual del equipo en caso de emergencia.



### 3.1.1. Hoja de datos

Datos técnicos*	Sunny Tripower CORE1 50-US
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máxima del arreglo	75000 Wp STC
Voltaje máximo del sistema	1000 V
Rango de Voltaje del MPP calculado	500 V ... 800 V
Rango de Voltaje de funcionamiento del MPPT	150 V ... 1000 V
Voltaje de CC mín./Voltaje de entrada inicial	150 V / 188 V
Número de entradas de seguidores del MPP / Cadenas por seguidor	6 / 2
Corriente de entrada máxima/por entrada del seguidor del MPP	120 A / 20 A
Corriente máxima de cortocircuito por MPPT / por entrada de cadena	30 A / 30 A
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia nominal de CA	50000 W
Potencia máx. aparente de CA	53000 VA
Fases de salida/conexiones de cables	3 / 3-(N)-PE
Voltaje nominal de CA	480 V / 277 V WYE
Rango de Voltaje de CA	244 V ... 305 V
Corriente máx. de salida	64 A
Frecuencia nominal de red en CA	60 Hz
Frecuencia/rango de red	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +6Hz
Factor de Potencia en la potencia nominal/desfase ajustable	1 / 0.0 adelantado ... 0.0 atrasado
Armónicos THD	<3 %
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx. / CEC	98%
<b>Dispositivos de protección</b>	
Interruptor de conexiones CC	●
Interruptor de conexiones CA	●
Monitoreo de fallas a tierra: Riso / Corriente diferencial	● / ●
Protección contra arcos eléctricos CC AFCI	●
Señal SunSpec PLC para apagado rápido	●
Protección contra polarización inversa de CC	●
Resistencia de cortocircuito de CA	●
Protección contra sobretensiones CC: Tipo 2 / Tipo 1+2	○ / ○
Protección contra sobretensiones de CA: Tipo 2 / Tipo 1+2	○ / ○
Clase de protección / categoría de sobre voltaje (de acuerdo a UL 840)	I / IV
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho x alto x fondo) / Peso	621 x 733 x 569 mm (24.4 x 28.8 x 22.4 pulg.) / 84 kg (185 lbs)
Rango de temperatura de funcionamiento / de almacenamiento	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) / -40 °C ... +70 °C (-40 °F ... +158 °F)
Emisión de ruido (típica) (potencia completa @ 1m and 25 °C)	65 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	5 W
Topología	Sin transformador
Principio de refrigeración	OptiCool (convección forzada, ventiladores de velocidad variable)
Clasificación de protección de la carcasa	Tipo 4X, 3SX (según UL 50E)
Humedad relativa máxima permitida (sin condensación)	100%
<b>Información adicional</b>	
Montaje	Independiente con soportes de montaje incluidos
Conexión CC	Conectores Amphenol UTX PVAC
Conexión CA	Terminales de enrosque - 4 AWG a 4/0 AWG CU/AL
Indicador led(estado/error/comunicación)	●
Interfaz: Ethernet/WLAN/RS485	● (2 entradas) / ● / ○
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Webconnect	● / ● / ●
Relé multifunción/franuras para módulos de ampliación	●
OptiTrac Global Peak (rastreador MPP tolerante a la sombra)	●
Integrated Plant Control / Q bajo demanda 24/7	● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
SMA Smart Connected (servicio de monitoreo proactivo)**	●
<b>Certificados</b> (a partir de Junio 2018)	
Certificados y aprobaciones	UL 1741, UL 1699B, UL 1998, IEEE 1547, CAN/CSA-C22.2 No. 62109
Conforme a FCC	Parte FCC 15, Clase A
Estándares de interconexión de red	UL 1741 SA - CA Rule 21, HECO Rule 14H
Capacidades avanzadas de soporte de red	L/HVRT, L/HVRT, Volt-VA, Volt-Watt, Frequency-Watt, Ramp Rate Control, Fixed Power Factor



En cuanto a la ubicación espacial del mismo, se ubicará en un shelter en donde además de los 10 inversores por central, habrá un gabinete de interconexiones en donde llegará la salida de cada inversor en corriente alterna, y se vinculará a barras de interconexiones, luego protecciones generales en baja tensión para finalmente conectarse a los bushing del transformador de Dy11 33/0.4 kV 500 kVA. El mismo se encuentra ubicado a continuación del shelter.

En estos puntos se colocará un Sistema de Medición Comercial (SMEC) para realizar las mediciones de las transferencias de flujos de energía entre los Agentes del MEM y recolectar diariamente la información medida para determinar la facturación entre dichos Agentes.

### **3.2. SMEC**

El Sistema de Medición Comercial (SMEC) se encarga de medir los intercambios de Energía Eléctrica entre los distintos Agentes del MEM. Dicha información determina la Generación aportada al sistema o la Demanda tomada del mismo por cada Agente.

#### **3.2.1. Obligaciones del sistema smec**

##### **3.2.1.1. Generadores y Grandes Usuarios:**

- Instalarán el SMEC en sus fronteras con otros Agentes del MEM
- Los Grandes Usuarios tienen 60 a 120 días (según el nivel de tensión) desde su ingreso al MEM, para instalar el SMEC



### **3.2.1.2.CAMMESA:**

- Controla los proyectos de instalación del equipamiento de medición
- Recolecta la información de los CCRR
- Es responsable de la calidad de los datos a utilizar en las transacciones económicas
- Envía reclamos de información faltante
- Instaló el equipamiento de medición SMEC en s empresas que pertenecían al Estado Nacional

### **3.2.1.3.Secretaría de Energía:**

- Fija las regulaciones del sistema

## **3.2.2. Componentes del sistema de medición**

El sistema de medición, registro y adquisición de datos tendrá tres componentes:

- El sistema de medición de energía activa en los nodos: comprende los transformadores de corriente y de tensión y los medidores de energía.
- Un sistema integrado de registro y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que integran y almacenan los valores de energía de los nodos, procedente del instrumental de medición y un equipamiento de adquisición y procesamiento de datos provenientes de estos registradores.
- Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada o privada, para el acceso a los registradores desde los CR y CAMMESA.



### 3.2.3. Clase de equipos de medición

La clase requerida aparatos de los destinados a medición de energía activa para facturación, será la indicada en el siguiente cuadro:

INSTALACION	TI	TV	MED.	MED. de CONTROL
Interconexiones en tensiones de 132 kV o más Grupos de 20 MW o más (Gen. Bruta o neta)	0,2	0,2	0,2	0,2
Interconexiones entre transportistas	0,5	0,5	0,5	No obligatorio
Interconexiones en tensiones menores a 132 kV Grupos menores de 20 MW (Gen. Bruta o neta) Servicios auxiliares	0,5	0,5	0,5	No obligatorio

*Tabla 2. Clase de equipos de medición*

### 3.2.4. Requerimientos generales

Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, con emisores de impulsos a dos o tres hilos, libres de potencial, podrán incluir registro de acumulación de energía en períodos programables y dispondrán de indicador numérico de energía medida. Si dicho indicador es electrónico, estará dotado de memoria no volátil.

El medidor de control, será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a éste en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta manera la continuidad de la medición y registro.



La frecuencia de los emisores de impulsos será seleccionada para asegurar una óptima relación kWh por impulso, no debiendo superarse en régimen de máxima carga el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a TREINTA (30) milisegundos. En medidores bidireccionales se dispondrá de DOS (2) generadores de impulsos independientes, uno por cada sentido.

En nuestro caso el SMEC se encuentra conectado a un sistema de generación menor a 20 MW (0.5 MW), por lo cual según la Resolución 164/92 de la secretaría de energía, el TI, TV y el Medidor serán de clase 0,5 de precisión.

Los SMECs así como su explotación, cumplan con la Resolución 164/92 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

### **3.3. *Financiamiento***

Para la financiación del proyecto en estos puntos de generación de 500 KVA, se recurre al programa Renovar. Promovido con el fin de obtener la adjudicación de nueva capacidad de generación de energía eléctrica de fuente renovable, en el cumplimiento de las metas establecidas por las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.

Según lo detallado en la Adjudicación de Ofertas. Programa RenovAr - MiniRen/Ronda 3.

El Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionado por la ley 26.190 y modificado y ampliado por la ley 27.191, prevé el incremento progresivo de la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025.



Teniendo en cuenta las restricciones de capacidad y transporte existentes en las líneas de Alta y Extra Alta Tensión –CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y QUINIENTOS KILOVOLTIOS (500 kV)–, y las capacidades disponibles en las redes de Media Tensión –TRECE COMA DOS KILOVOLTIOS (13,2 kV), TREINTA Y TRES KILOVOLTIOS (33 kV) y SESENTA Y SEIS KILOVOLTIOS (66 kV)– todas ellas de titularidad de los Agentes Distribuidores y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), resulta conveniente convocar a la presentación de proyectos de menor escala, contribuyendo a una mayor estabilidad en las redes, a acercar la generación a la demanda disminuyendo así las pérdidas eléctricas y a fomentar el desarrollo regional, al mismo tiempo que fomentar la sustitución de generación forzada de combustibles alternativos existentes.

Considerando que los nuevos proyectos se conectarán en redes de titularidad de los Agentes Distribuidores y/o de los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), resulta necesario contar con la conformidad expresa de aquellos para permitir la conexión técnica de los proyectos.

Desde el punto de vista comercial, los Agentes Distribuidores deberán comprometerse a tomar para el abastecimiento de su propia demanda el total de la energía entregada en cumplimiento del contrato de abastecimiento de energía renovable por parte del proyecto y a afrontar, dentro de las compras mensuales de energía que el Agente Distribuidor realice en el MEM, los costos económicos del citado contrato, en ambos casos durante todo el periodo de vigencia del contrato, sin perjuicio de las competencias de los entes regulatorios jurisdiccionales.

Según el Art 4 de la Resolución 100/2018 de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA MINISTERIO DE HACIENDA:



Establécese que los oferentes deberán incluir en su oferta la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6° de la Ley N° 27.191 y su cuantificación detallada de acuerdo con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones aprobado por el artículo 2° de la presente.

La cuantificación de los beneficios deberá realizarse de acuerdo con lo establecido en el Anexo I de la Resolución N° 72 del 17 de mayo de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA y en la Resolución Conjunta N° 1 del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA del 28 de septiembre de 2017.

No se exigen garantías adicionales a la garantía de mantenimiento de oferta por la solicitud de los beneficios fiscales. En caso de adjudicación y ante el otorgamiento del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de Energías Renovables en los términos de la Resolución N° 72/2016, el adjudicatario deberá constituir las garantías previstas en el Anexo II de la mencionada resolución o en el artículo 5° de la Resolución Conjunta N° 2 del ex MINISTERIO DE PRODUCCIÓN y del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA del 16 de mayo de 2018, según corresponda, al solicitar la aplicación de los beneficios.

En ningún caso se aprobarán beneficios fiscales por encima de los montos que se incluyen en la siguiente tabla:



Tecnología	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales (en USD/MW)
Eólica	630.000
Solar Fotovoltaica	382.500
Biomasa	1.125.000
Biogás	2.025.000
Biogás Relleno Sanitario	585.000
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)	1.260.000

*Tabla 3. Beneficios fiscales*

También se establecen como valores de referencia para inversiones, para cada tecnología, a los efectos del cálculo de las erogaciones necesarias para alcanzar el principio efectivo de ejecución de cada proyecto, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6° de la Ley N° 27.191, y la normativa complementaria, los que se indican en la siguiente tabla:

Tecnología	Valor de Referencia para Inversiones (en USD/MW)
Eólica	1.400.000
Solar Fotovoltaica	850.000
Biomasa	2.500.000
Biogás	4.500.000
Biogás Relleno Sanitario	1.300.000
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)	2.800.000

*Tabla 4. Valor de Inversiones*

La operatoria de la Central en el MEM se registrará por el Marco Regulatorio Eléctrico conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, particularmente Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de precios en el MEM establecidos por la Resolución N° 61 del 19 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA y sus modificatorias y complementarias (Los Procedimientos).



### 3.4. Array de paneles solares

En las locaciones en donde habrá generación de 500 kW, se colocarán paneles solares de 300 W SMA demo poly. Habrá en cada sitio 1680 paneles con distintas distribuciones dependiendo de la locación.

Al disponer de 10 inversores por cada central, cada inversor estará alimentado con 168 paneles solares.

Según las características disponibles del inversor, cada inversor tiene la posibilidad de conectar 12 cadenas, con lo cual cada cadena poseerá 14 paneles solares de 300 W.

La corriente nominal de cada una de las cadenas será de:

$$I_n := 8.18 \text{ A}$$

Para evitar corrientes de cortocircuito elevadas, se colocarán fusibles en cada una de las cadenas del tipo ZTPV-25 de 10 A y 1000 V DC.

$$I_{m\acute{a}x} := I_n \cdot 1.25 = 10.225 \text{ A}$$

Según las características de los paneles solares. La tensión FV nominal es de 36.7 V, por lo cual la tensión del string será de 513.8 V, lo cual se encuentra dentro del rango de tensión admisible de operación por el inversor. Lo cual es menor que la tensión nominal máxima soportada de 800 V.

### 3.5. Estructuras

#### 3.5.1. Ventajas de la instalación de placas solares Este-Oeste

Sin sombras entre filas de placas solares. Las instalaciones solares con placas solares orientadas al SUR producen sombras de las filas delanteras sobre las filas



posteriores. En cambio, la configuración Este-Oeste Delta-Wing con un bajo perfil evita los sombreados.

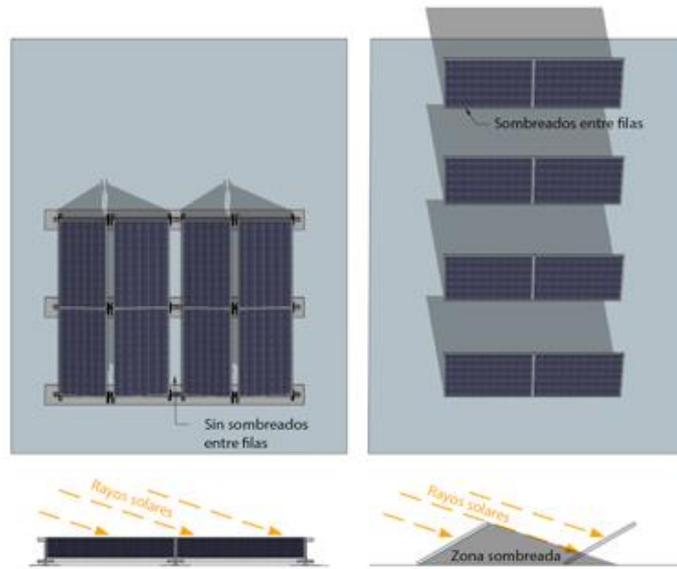


Ilustración 14. Orientación Este-Oeste. Sombras

Mayor densidad de producción energética. La instalación más compacta de placas solares aumenta la densidad de producción energética por metro cuadrado. Esto es especialmente atractivo en tejados pequeños donde este sistema permite hasta un 30% más de densidad por metro cuadrado.



Ilustración 15. Orientación Este-Oeste. Aprovechamiento de espacio



Potencia de salida más consistente. La configuración de placas solares Este-Oeste produce una salida más estable y consistente a lo largo del día comparada con una instalación convencional orientada al sur. La instalación Este-Oeste de placas solares reduce el pico de potencia central al mediodía y ensancha la duración de la producción solar a primeras horas y últimas del día. Las placas solares empiezan a producir con la salida del sol y siguen produciendo hasta la puesta del sol.



Ilustración 16. Producción energética

### 3.5.2. Soportes para paneles solares ESTE-OESTE

Una de las ventajas de este montaje es su ligereza debido a la escasa necesidad de lastre para su instalación, solo unos 7 u 8 kilos por módulo, lo que hace que para cubiertas que aguantan muy poco peso, sea la estructura idónea.



*Ilustración 17. Soportes para paneles solares ESTE-OESTE*

El sistema modular premontado y su liviano peso hacen de este sistema un montaje e instalación rápido y sencillo sin necesidad de realizar ningún tipo de obra, ahorrando así en tiempo.

Porta lastre regulable para facilitar la compatibilidad con todo tipo de bordillos, adoquines u otros lastres, incluso descatalogados. Incorpora un sistema Windbreaker (cortavientos) lateral (opcional) para poder reducir el peso de los lastres, y una base de EPDM de 10 mm. de espesor para garantizar la estabilidad del soporte.



*Ilustración 18. Soportes para paneles solares ESTE-OESTE*



Este tipo de anclaje será el utilizado para las plantas fotovoltaicas ubicadas en la Estación de Servicio YPF, el Hotel Termal H2O y las Termas Vertientes de la Concordia. Con la excepción de que en este último caso, la instalación se realizará a una altura superior a 3 m. Permitiendo así la utilización del estacionamiento del predio, y además brindando a los vehículos resguardo de la irradiación solar.

### *3.6. Equipos solares en viviendas residenciales*

En el caso de los equipos a instalar en las viviendas de Villa Zorraquin, a las mismas se las proveerá de equipos generadores fotovoltaicos de 3, 5 y 10 kW, dependiendo de las necesidades de cada usuario. Además de esto se instalarán medidores inteligentes en cada vivienda, y realizar una renovación en la instalación eléctrica existente.

Para los equipos residenciales se contempla un escenario en donde habrá:

- 40 viviendas con equipos de 3 kW, lo que nos da un resultado de 120 kW
- 30 viviendas con equipos de 5 kW, equivalente a 150 kW
- 10 viviendas con equipos de 10 kW, que serían 100 kW de potencia

Teniendo en cuenta este escenario, obtenemos una sumatoria de potencia equivalente a 370 kW.

#### *3.6.1. Equipos de 3 kW*

Este equipo está constituido por 10 paneles solares de 300 W monocristalinos, los cuales se montarán en la superficie del techo de las viviendas, y un inversor Solar On-grid Sma 3 kW Sunnyboy Sb 3.0



Para esto se necesitará una estructura de perfiles de aluminio la cual se adaptará según cada caso para que todos los paneles tengan la orientación e inclinación adecuada.

### 3.6.2. Equipos de 5 kW

Este equipo está constituido por 16 paneles solares de 300 W monocristalinos, los cuales se montarán en la superficie del techo de las viviendas, y un inversor Solar monofásico On-grid Sma 5kw Sunnyboy Sb 5.0

La estructura será también conformada con perfiles de aluminio.

### 3.6.3. Equipos de 10 kW

Este equipo está constituido por 33 paneles solares de 300 W monocristalinos y un inversor solar trifásico, SUNNY TRIPOWER STP 10kW 380V.

En cuanto a las estructuras, se montarán en la superficie del techo como en los casos anteriores, con la salvedad de que como se trata de una cantidad considerable de paneles, también habrá la posibilidad de optar por una distribución este-oeste en el caso de que se desee optimizar el espacio utilizado. En este caso se podrá ampliar la cantidad de paneles.

### 3.6.4. Tableros y protecciones

#### 3.6.4.1. Dimensionamiento de protecciones

##### 3.6.4.1.1. Equipo de 3 kW:

Inversor:

Tensión mínima: 125 V



Tensión máxima: 500 V

Corriente máxima de entrada DC: 15 A (por MPPT)

Corriente máxima de salida AC: 16 A

Paneles:

Potencia máxima: 300 W

Tensión máxima: 45.3 V

Corriente máxima: 8.18 A

Tensión nominal: 36.7 V

Se utilizarán las 2 entrada MPPT del inversor, conectando solamente un string por MPPT.

Cada string consta de 5 paneles

$$V_{MáxString} := 5 \cdot 45.3 \text{ V} = 226.5 \text{ V}$$

$$I_n := 8.18 \text{ A}$$

Para evitar corrientes de cortocircuito elevadas, se colocarán fusibles ZTPV-25 de 10 A y 1000 V DC.

$$I_{máx} := I_n \cdot 1.25 = 10.225 \text{ A}$$

Comercialmente, el valor más próximo de llaves termomagnéticas es de 16 A. Por lo cual se selecciona un interruptor termomagnético bipolar de 16 A de DC, tensión máxima 800V DC.

En la parte de alterna, se considerará la máxima potencia de salida del inversor.



$$I_{nAC} := 16 \text{ A}$$

$$I_{máxAC} := 1.2 \cdot I_{nAC} = 19.2 \text{ A}$$

Se selecciona un interruptor termomagnético de 20 A 415 V AC, y una protección diferencial de 25 A 30 mA 415V AC.

#### 3.6.4.1.2. Equipo de 5 kW:

Inversor:

Tensión mínima: 125 V

Tensión máxima: 500 V

Corriente máxima de entrada DC: 15 A (por MPPT)

Corriente máxima de salida AC: 22 A

Paneles:

Potencia máxima: 300 W

Tensión máxima: 45.3 V

Corriente máxima: 8.18 A

Tensión nominal: 36.7 V

Se utilizarán las 2 entradas MPPT del inversor, conectando solamente un string por MPPT. Cada string consta de 8 paneles

$$V_{MáxString} := 8 \cdot 45.3 \text{ V} = 362.4 \text{ V}$$



$$I_n := 8.18 \text{ A}$$

Para evitar corrientes de cortocircuito elevadas, se colocará fusibles ZTPV-25 de 10 A y 1000 V DC.

$$I_{m\acute{a}x} := I_n \cdot 1.25 = 10.225 \text{ A}$$

Comercialmente, el valor más próximo de llaves termomagnéticas es de 16 A. Por lo cual se selecciona un interruptor termomagnético bipolar de 16 A de DC, tensión máxima 800 V DC.

En la parte de alterna, se considerará la máxima potencia de salida del inversor.

$$I_{nAC} := 22 \text{ A}$$

$$I_{M\acute{a}xAC} := 1.2 \cdot I_{nAC} = 26.4 \text{ A}$$

Se selecciona un interruptor termomagnético de 32 A 415V AC, y una protección diferencial de 40 A 30 mA 415V AC.

### 3.6.4.1.3. Equipo de 10 kW:

Inversor:

Tensión mínima: 150 V

Tensión máxima: 800 V

Corriente máxima de entrada DC: 20 A (input A), 12 A (input B)

Corriente máxima de salida DC: 14.5 A (trifásico)



Paneles:

Potencia máxima: 300 W

Tensión máxima: 45.3 V

Corriente máxima: 8.18 A

Tensión nominal: 36.7 V

Se utilizarán las 2 entrada MPPT del inversor, una de ella permite conectar 2 string, y el restante solamente uno



Ilustración 19. Inversor con tableros de protecciones

StringA1: 12

StringA2: 12

StringB: 9

$$V_{MáxStringA1} := 12 \cdot 45.3 \text{ V} = 543.6 \text{ V}$$



$$V_{MáxStringA2} := 12 \cdot 45.3 \text{ V} = 543.6 \text{ V}$$

$$V_{MáxStringB} := 9 \cdot 45.3 \text{ V} = 407.7 \text{ V}$$

$$I_{nPanel} := 8.18 \text{ A}$$

$$I_{nA} := I_{nPanel} \cdot 2 = 16.36 \text{ A}$$

Para evitar corrientes de cortocircuito elevadas, se colocarán fusibles ZTPV-25 de 20 A y 1000 V DC.

$$I_{máx} := I_{nA} \cdot 1.25 = 20.45 \text{ A}$$

Comercialmente, el valor más próximo de llaves termomagnéticas es de 25 A. Por lo cual se selecciona un interruptor termomagnético bipolar de 25 A de DC, tensión máxima 800 V DC.

Para evitar corrientes de cortocircuito elevadas, se colocarán fusibles ZTPV-25 de 10 A y 1000 V DC.

$$I_{nB} := I_{nPanel} = 8.18 \text{ A}$$

$$I_{máx} := I_{nB} \cdot 1.25 = 10.225 \text{ A}$$

Comercialmente, el valor más próximo de llaves termomagnéticas de DC es de 16 A. Por lo cual se selecciona un interruptor termomagnético bipolar de 16 A de DC, tensión máxima 800V DC.

En la parte de alterna, se considerará la máxima potencia de salida del inversor.

$$I_{nAC} := 14.5 \text{ A}$$



$$I_{MáxAC} := 1.2 \cdot I_{nAC} = 17.4 \text{ A}$$

Se selecciona un interruptor termomagnético tetrapolar de 20 A 415 V AC, y una protección diferencial tetrapolar de 25 A 30 mA 415 V AC.

### *3.7. Legislación vigente de generación distribuida*

Para realizar la interconexión de las centrales de microgeneración, al sistema de distribución de la cooperativa eléctrica de concordia, se debe adecuar su vinculación, según lo especifica la normativa vigente expedida por el EPRE, resolución N° 168/2020.

En la misma las condiciones técnicas, administrativas y reglamentarias mínimas para la instalación, operación y desarrollo de sistemas de microgeneración en su conexión en paralelo a la red de distribución eléctrica de baja tensión de las Distribuidoras de electricidad. De acuerdo a la evolución de la aplicación de los sistemas de microgeneración distribuida, se considera aplicable la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles AEA 90364-7-712 Sistemas de Suministro de Energía mediante Paneles Solares Fotovoltaicos, en sus ediciones vigentes.

Por otro lado, las condiciones mínimas que deberán cumplir los equipamientos propuestos por los interesados en instalar microgeneración distribuida, en caso de no poseer transformador divisor, serán las estipuladas en la Norma IRAM 210013-21 cuya certificación de ensayos deberá ser aportada.



### *3.8. Esquema orientativo de componentes*

En la Figura N° 1 de la siguiente página se detallan a manera de orientación, los componentes mínimos con que debe contar la instalación de microgeneración, para su conexión en paralelo a la red de distribución y su intercambio de energía con la misma.

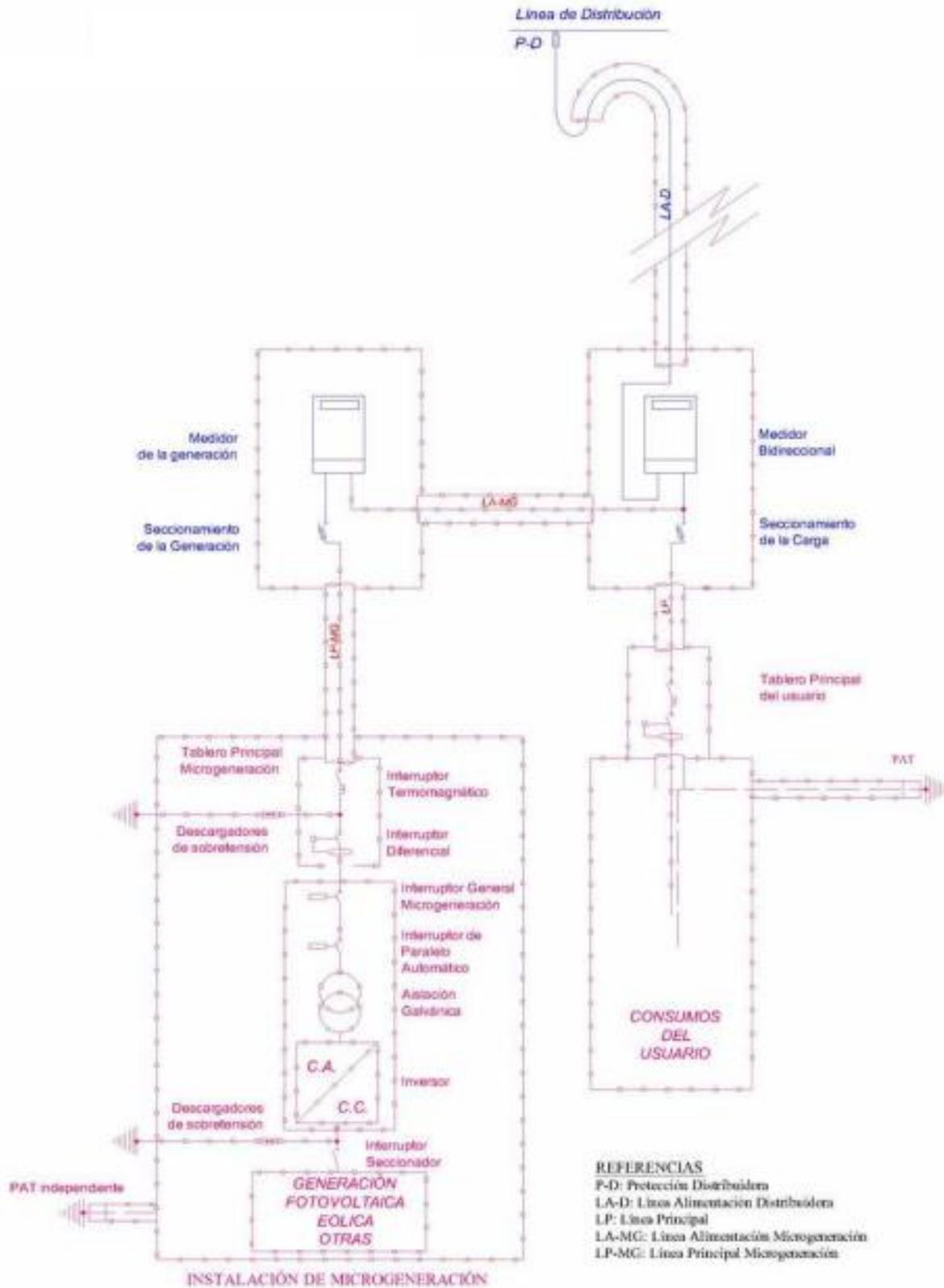


Ilustración 20. Esquema orientativo de componentes



### **3.9. Derechos**

#### **3.9.1. Derechos del Futuro Usuario Pequeño Generador**

Todo usuario del servicio de distribución de energía eléctrica que se encuentre dentro del Área de Concesión de una Distribuidora de electricidad, que tenga interés en constituirse como Usuario Pequeño Generador, tiene derecho a:

- Gestionar la solicitud de establecerse como Usuario Pequeño Generador, de acuerdo a lo estipulado en el presente Reglamento
- Instalar generación proveniente de fuentes renovables, de acuerdo con las condiciones establecidas en el presente Reglamento.

#### **3.9.2. Derechos del Usuario Pequeño Generador**

- Una vez constituido como Usuario Pequeño Generador, generar energía eléctrica para su consumo e intercambiar energía bidireccional con la red de distribución de la Distribuidora, quien recibirá toda la energía que éste entregue.
- Conservar en todo momento su condición de usuario consumidor de energía eléctrica en su relación con la Distribuidora, a la cual se encuentra conectado de acuerdo al Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, Ley N° 8916 y normas complementarias, Contrato de Concesión y Reglamento de Suministro.
- Como Usuario Pequeño Generador, recibir en debido tiempo y forma toda información vinculada a su condición, de acuerdo con este Reglamento, documentación suscripta en la habilitación y/o normas o reglamentaciones aplicables



### 3.9.3. Derechos de la Distribuidora

La empresa Distribuidora de energía eléctrica tendrá derecho a:

- Ante una solicitud de factibilidad, determinar la potencia máxima de los equipos de generación que el futuro Usuario Pequeño Generador podrá conectar, como también las características técnicas, de acuerdo al estudio de la capacidad de sus redes y de los clientes conectados a las mismas.
- Previo a la habilitación del servicio, cobrar al Usuario Pequeño Generador un derecho de conexión (trifásica o monofásica según corresponda), de acuerdo con el cuadro tarifario vigente o norma complementaria que lo determine.

Solicitar al futuro Usuario Pequeño Generador que designe un representante técnico a los efectos de que elabore la Memoria Técnica en la solicitud de habilitación de la microgeneración, quien también deberá constatar el estado, condiciones de seguridad y perfecto funcionamiento de las instalaciones, de acuerdo con este Reglamento, la documentación suscripta en la habilitación y normas complementarias.

- Realizar todas las mediciones y registros de parámetros eléctricos que demuestren el desenvolvimiento de la instalación de microgeneración en la red de distribución.
- Intimar al Usuario Pequeño Generador a corregir o normalizar sus instalaciones o realizar la desconexión del mismo cuando éste no cumpla con las condiciones y obligaciones establecidas en este Reglamento, la documentación suscripta en la habilitación y/o normas complementarias.
- Requerir fundadamente a los representantes técnicos de los Usuarios Pequeños Generadores un informe técnico del estado de sus instalaciones con el fin de verificar su estado de funcionamiento.



- Previo requerimiento o formal intimación, realizar las inspecciones que sean necesarias a las instalaciones de la microgeneración para verificar el cumplimiento de los requisitos del presente documento. Tales inspecciones se realizarán en presencia del representante técnico y personal de la distribuidora. Queda a criterio del usuario pequeño generador participar de dichas inspecciones.

### **3.10. Obligaciones**

#### **3.10.1. Obligaciones del Futuro Usuario Pequeño Generador**

Todo usuario del servicio eléctrico que quiera ser admitido como Usuario Pequeño Generador, deberá asumir las siguientes obligaciones:

- Solicitar formalmente ante la Distribuidora la factibilidad técnica para la instalación de una microgeneración, aportando la información de ubicación exacta y detalles técnicos.
- Aportar en carácter de declaración jurada los datos para su registro y posterior elaboración de la documentación para la conexión a la red de distribución de energía eléctrica como Usuario Pequeño Generador, de acuerdo con este Reglamento y normas complementarias.
- El futuro usuario pequeño generador deberá en todo momento mantener actualizada la información técnica de la instalación proyectada. El plazo para informar modificaciones no podrá superar en ningún caso los 30 días hábiles administrativos. La Distribuidora, en caso de necesitar tal información, podrá requerirla en todo momento al futuro usuario pequeño generador quien contará con el plazo anteriormente indicado para presentarla.



- Suministrar a la Distribuidora toda información que le sea requerida en su condición de Futuro Usuario Pequeño Generador.
- Firmar con la Distribuidora la documentación para la habilitación de la microgeneración.
- Colocar inversores conforme lo dispuesto en la Normativa Aplicable y en los Requisitos Técnicos de este Reglamento.

### 3.10.2. Obligaciones del Usuario Pequeño Generador

Todo usuario pequeño generador deberá asumir las siguientes obligaciones:

- Colocar y mantener en perfecto estado de conservación los dispositivos de protección y maniobra como el resto de las instalaciones, las que deberán cumplir con los Requisitos Técnicos de este Reglamento y la documentación suscripta para la habilitación.
- El Usuario Pequeño Generador es el responsable por el funcionamiento y la seguridad de las instalaciones de la microgeneración. La cual no debe ser puesta en funcionamiento hasta contar con la respectiva habilitación de la distribuidora.
- El funcionamiento de la microgeneración no deberá provocar averías en la red, disminución de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por normativa vigente.
- El Usuario Pequeño Generador ante la advertencia que las instalaciones de la empresa Distribuidora de energía eléctrica, comprendidas entre la conexión domiciliaria y los seccionamientos de carga del usuario o de la microgeneración, no presentan estado habitual y/o normal, deberá comunicarlo inmediatamente a la Distribuidora para que ésta proceda a verificar y revisar el estado de las mismas.



Está prohibido al Usuario Pequeño Generador, manipular, remover o modificar por sí o por medio de terceros las instalaciones enumeradas.

- Disponer de medio de comunicación que permita a la Distribuidora comunicarse con los responsables de funcionamiento de la instalación de forma inmediata y segura.
- Poner a disposición y permitir el ingreso del personal de la Distribuidora a efectos de que se realicen las inspecciones necesarias para verificar el cumplimiento de lo aquí detallado.

### 3.10.3. Obligaciones de la Distribuidora

La Distribuidora eléctrica prestataria del servicio deberá cumplir las siguientes obligaciones:

- Habilitar y aprobar el ingreso de sus usuarios a la red de distribución de energía eléctrica como Usuarios Pequeños Generadores, en las áreas que se encuentran bajo su concesión, en las condiciones técnicas operativas que las redes lo permitan.
- Confeccionar facturas que deberán contener, además de las condiciones exigidas por las normas legales aplicables, la energía suministrada en su calidad de usuario y la energía recibida del mismo en su condición de Usuario Pequeño Generador, como así también el estado de cuenta de acumulación de los balances energéticos del período. Anexando los datos registrados de la energía generada.
- Desconectar a toda instalación de microgeneración que no cuente con la habilitación correspondiente, o represente un peligro para la seguridad pública y/o pueda afectar el normal funcionamiento del sistema de distribución de energía eléctrica al cual se encuentra conectada.



- Mantener actualizado el Registro de Usuarios Pequeños Generadores e informarlo al EPRE

### *3.11. Memoria Técnica*

El Usuario Pequeño Generador deberá especificar las características de las instalaciones, datos técnicos del generador y del inversor, observando las condiciones y exigencias establecidas en los Requisitos Técnicos de este Reglamento, en la Normativa Aplicable y en las especificaciones establecidas por la empresa distribuidora de energía eléctrica.

Estará debidamente firmada por el profesional matriculado interviniente.

De surgir la necesidad de alguna corrección, la Distribuidora solicitará la misma al Usuario Pequeño Generador, quién por intermedio del profesional interviniente realizará las correcciones o aclaraciones pertinentes.

La obra y conexión de las instalaciones se harán a costo exclusivo del solicitante, respetando el diseño y especificaciones técnicas establecidas en Requisitos Técnicos de este Reglamento.

#### *3.11.1. Parámetros eléctricos nominales*

De acuerdo con el nivel de potencia, se establecen los siguientes parámetros nominales según sea:

- Usuario Pequeño Generador de pequeña potencia < 10kW



Tensión Nominal	220/380 Vca
Conexión	Monofásica o Trifásica
Frecuencia nominal	50hz
Factor de Potencia de inyección a la red	> 0,95
Distorsión Armónica Total de Tensión	< 5%

*Tabla 5. Parámetros Eléctricos Nominales, Potencia<10kW*

- Usuario Pequeño Generador de mediana potencia  $\geq 10$  kW

Tensión Nominal	380 Vca
Conexión	Trifásica
Frecuencia nominal	50hz
Factor de Potencia de inyección a la red	> 0,95
Distorsión Armónica Total de Tensión	< 3%

*Tabla 6. Parámetros Eléctricos Nominales, Potencia $\geq$ 10kW*

### 3.11.2. Protecciones

#### 3.11.2.1. Tablero Principal del usuario

El usuario, en adelante Usuario Pequeño Generador, deberá instalar y mantener en condiciones operativas, a la salida del interruptor luego de la medición y en el Tablero Principal, los dispositivos de protección y maniobra adecuados a la capacidad y/o características del suministro, conforme a los requisitos establecidos en la presente, la Resolución EPRE N° 158/08 o la Resolución EPRE N° 206/08 adecuada por la Resolución EPRE N° 37/17 según corresponda, la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la AEA en su edición vigente y toda reglamentación que se



ponga en vigencia, conforme a la evolución de los requisitos de seguridad eléctrica y a las nuevas prácticas tecnológicas.

### **3.11.2.2. Tablero de la Microgeneración**

El tablero de la microgeneración deberá ser colocado en proximidades del equipo inversor y alojará los diferentes interruptores de protección, los cuales serán operados y mantenidos por el Usuario Pequeño Generador. De acuerdo a la normativa aplicable, deberá contar como mínimo con los siguientes dispositivos:

- Interruptor termomagnético:

El cable de suministro del generador fotovoltaico del lado de corriente alterna debe estar protegido contra sobrecargas y cortocircuitos.

- Interruptor diferencial:

El cable de suministro de generación fotovoltaica del lado de corriente alterna debe tener un dispositivo de protección contra corrientes de fuga, para proporcionar las condiciones de seguridad eléctrica.

- Interruptor por sobretensiones transitorias:

El Responsable Técnico Instalador deberá evaluar el nivel cerámico de la zona y el nivel de protección Up de los equipos de la instalación.

- Interruptor General de la Microgeneración:

Podrá estar incorporado en el inversor o ser externo al mismo, debiendo realizar la desconexión automática de la Microgeneración de acuerdo a las siguientes funciones de protección, según Norma UNE 50438, VDE 0126-1-1:



- Protección de máxima y mínima tensión:

Sobre el interruptor general de la microgeneración actuarán las protecciones indicadas frente a valores de tensión entre fases, fase-neutro o fase tierra del Usuario Pequeño Generador, el que se desconectará de la red conforme a los siguientes valores, cumpliendo con un tiempo de desconexión de 0,2s:

<b>Protección</b>	<b>Ajuste</b>
Sobretensión	+10%
Subtensión	-8%

*Tabla 7. Ajuste de Protección, Tensión*

- La variación de tensión producida por la entrada o salida de servicio de la instalación de la microgeneración no debe superar el 5% en el lugar de conexión a la red, o punto de división de propiedad de la instalación.
- Protección de máxima y mínima frecuencia:
- Frente a valores anormales de la frecuencia, la microgeneración se desconectará de la red en un tiempo máximo de 0,2s de acuerdo a los siguientes valores:

<b>Protección</b>	<b>Ajuste</b>
Sobrefrecuencia	51 Hz
Subfrecuencia	49 Hz

*Tabla 8. Ajuste de Protección, Frecuencia*

- Protección por inyección de corriente continua en la red:



Cuando se detecten valores de inyección de corriente continua mayores al 0,5% de la corriente nominal, deberá desconectar el inversor.

- **Protección Anti-Isla:**

La instalación de microgeneración deberá contar con protección anti-isla. Ante la ausencia de tensión desde la red de suministro de la Distribuidora, el equipo generador dejará de energizar la red en un tiempo máximo de 0,2 segundos.

### **3.11.3. Medición de Energía**

#### **3.11.3.1. Medición comercial**

La medición comercial de energía se realizará a través de un único puesto de medición que registrará los valores entregados y recibidos de la red de la Distribuidora, mediante un medidor bidireccional provisto por la misma, cumpliendo con la reglamentación vigente en la materia.

Las instalaciones de acometida y vinculación de las instalaciones deben estar ejecutadas de acuerdo a las Resoluciones EPRE N° 158/08 o N° 206/08 adecuada por la Resolución EPRE N° 37/17 según corresponda el encuadre tarifario del usuario.

#### **3.11.3.2. Medición de la Microgeneración**

A los fines de control de la energía entregada por parte del Usuario Pequeño Generador, la Distribuidora proveerá e instalará un medidor de energía el que deberá cumplir con la reglamentación vigente en la materia.



### 3.12. Ejemplo de gabinete único con medidores bidireccionales

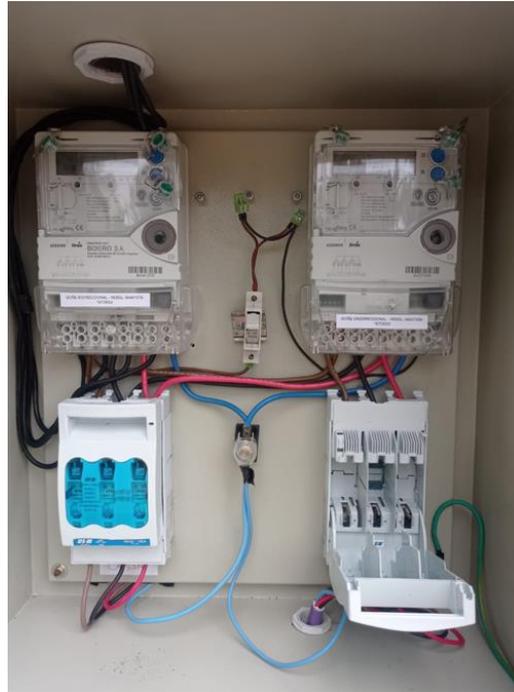


Ilustración 21. Gabinete con medidores bidireccionales

En dicho tablero se puede observar cómo se interconectan cada uno de los medidores. El medidor comercial, como indica la reglamentación vigente, es un medidor Bidireccional, mientras que el medidor de la microgeneración puede ser un medidor unidireccional. A fines prácticos y para facilitar la lectura de ambos medidores, se opta por la utilización de ambos medidores bidireccionales.

Los mismos son marca Itrón ACE6000 tipo 662

El ACE6000 integra en un solo equipo todas las funciones de medida, tarifación y registro requeridas para la medida en clientes comerciales e industriales. El mismo modelo de contador es adecuado para la medida en consumidores a tarifa y cualificados. El ACE6000 es un contador diseñado para hacer frente a las condiciones ambientales más adversas. Versatilidad Diseñado en versiones para medida en conexión directa y a transformadores.



### 3.12.1. Características Principales

Medida Energía activa (bidireccional) y reactiva (4 cuadrantes).

Tarifador Calendario con 3 contratos:

1er contrato: Tarifas de acceso de terceros a la red.

2º contrato: Acuerdo entre comercializadora y cliente o clientes de mercado regulado.

3er contrato: Facturación de generadores en régimen especial o un segundo contrato entre comercializadora y cliente.

- » Disponibilidad de 3 contratos de tarifación (3 en curso y 3 latentes).
- » Tarifación de energía, demanda máxima y excesos de potencia.
- » Hasta 12 temporadas anuales.
- » Hasta 10 perfiles diarios.
- » Hasta 49 días festivos y 10 días especiales.
- » Cambios de tarifa gestionados por reloj interno El reloj se sincroniza por la frecuencia de la red o bien mediante el reloj de cuarzo incorporado conforme a CEI 61038.

Registrador de curva de carga Opcionalmente se dispone de un registrador de dos curvas de carga conformes al Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Cada una de las curvas de carga almacena más de 4.000 registros. Asimismo, el registrador almacena a las 00:00 horas de cada día el valor de los totalizadores absolutos e incrementales de las magnitudes registradas, creando un resumen diario con una profundidad igual a la de la curva de carga horaria.



Comunicaciones Puerto óptico según CEI 62056-21. Puerto serie RS-232 accesible en la tapa cubrehilos del contador mediante un conector DB-9 hembra de 9 pines. Protocolo de comunicaciones CEI 60870-5-102 en ambos puertos.



*Ilustración 22. Medidor Bidireccional*



**DATOS TÉCNICOS**

Ámbito de medida	Energía activa bidireccional y reactiva en los 4 cuadrantes
Valores normales	Tensión: 3 x 230/400 V Intensidad CD: $I_{l_{max}} = 10(80)$ A Intensidad CT: $I_{l_{max}} = 2,5 (10)$ A
Tipo de conexión	4 hilos
Precisión	Energía activa: Clase 1 (CEI 62053-21) Energía reactiva: Clase 2 (CEI 62053-23)
Frecuencia	50 Hz
Salidas de control	2 LED de impulsos (activa y reactiva)
Constantes del contador	1.000 impulsos/kWh y 1.000 impulsos/kvarh (conexión directa) 10.000 impulsos/kWh y 10.000 impulsos/kvarh (conexión a transformadores)
Registro	Visualizador LCD de 24 x 84 mm
Comunicaciones	Interfaz óptico bidireccional según CEI 62056-21 (anterior CEI 61107) Puerto serie RS232C
Temperatura	Funcionamiento: Desde -25°C hasta +55°C Almacenamiento: Desde -25°C hasta +70°C
Envolvente	Montaje saliente de base con fijación DIN 43857
Peso	1,150 kg aproximadamente
Bornes	VDE 43856; Ø3,2 mm (bornes de tensión); 8,1 mm x 8,1 mm (bornes de intensidad)
Grado de protección	IP51 (CEI 60529)
Normas de referencia	Cumplimiento con las normas CEI 62052-11, CEI 62053-21, CEI 62053-23 y marcado CE (metrológicas, eléctricas, electromagnéticas, mecánicas, climáticas)
Normas de compañías distribuidoras	Especificación funcional de Contadores-Registadores Códigos de visualización. Protocolo de comunicaciones CEI 870-5-102 entre registradores y concentradores de medidas o terminales portátiles de lectura y sucesivas ampliaciones. Especificación técnica de contadores estáticos combinados multifunción.

*Tabla 9. Datos Técnicos Medidor Bidireccional*

### 3.12.2. Comunicación

Para la comunicación se utilizará un centro recolector MDA vinculado por medio del puerto RS-232 al medidor bidireccional.

Un Centro Recolector permite al cliente administrar sus datos en BD propias. Nuestro personal especializado implementará en un hardware específico del cliente todo el software necesario para la tele medición y gestión de datos, el cual incluye la creación de



una Base de Datos, así como también los vínculos de comunicación requeridos por el sistema.

El nuevo sistema MDA ofrecido permite leer todas las marcas de medidores presentes en el mercado eléctrico actual, y además es una plataforma 100% web lo que permite una interacción desde cualquier lugar de la empresa, e incluso desde afuera, y desde cualquier dispositivo conectado a la red.

Permite recolectar en forma remota y automatizada toda la información censada por el medidor, incluyendo:

- Perfil de carga
- Registros instantáneos
- Registros de facturación
- Eventos del medidor
- Eventos de calidad de energía

Todos estos datos serán almacenados por la aplicación directamente en la base de datos relacional, y se podrán explotar mediante consultas directas a la misma, incluyendo la posibilidad de vincularla a su sistema de facturación.

Para proteger la integridad de la información del cliente y a su vez mantener la segmentación presente en su organización, se generarán credenciales individuales con contraseña. Cada usuario tendrá especificado cuales son los módulos y acciones a los cuales se les permite interactuar, creando así distintos roles dentro de una misma empresa, y además cada uno tendrá asociado a los medidores correspondientes de su área de injerencia.



Esquema de la estructura de un Centro Recolector

Ilustración 23. Tipos de comunicación



Ilustración 24. Modem 4G

## 4. Equipamiento Eléctrico

### 4.1. Reconectores

La línea de media tensión que vincula la zona de estudio con la ciudad de Concordia, es una línea de media tensión de 33 kV. En la misma se colocarán reconectores en los límites de la zona de incumbencia para evitar que cualquier



desperfecto externo, pudiera afectar el óptimo funcionamiento del suministro de energía eléctrica.

Los equipos seleccionados son reconectores OVR 15 - 38 kV



*Ilustración 25. Reconectores OVR 15 - 38 kV*

## **4.2. Transformadores**

Para los puntos de gran generación, en donde se colocarán los transformadores de distribución, se tiene en cuenta el siguiente diseño.

Los mismos serán de 500kVA Dy11 33/0.4 kV

Los transformadores se ubicarán a nivel de suelo a continuación del shelter de los inversores. Luego habrá un tramo de conductor subterráneo hasta el poste de la línea, en donde primero se ubica un descargador a tierra, y luego el aislador de retencion.



*Ilustración 26. Shelter*

La salida en media tensión del transformador será subterránea, hasta la interconexión con la línea de media tensión.

En el caso de las Termas Vertientes de la Concordia solo serán algunos metros hasta conectar con el piquete que se encuentra en la misma vereda. Pero en los casos del Hotel Termal H20 y la estación de Servicio YPF, se realizará un cruce de Avenida subterráneo.

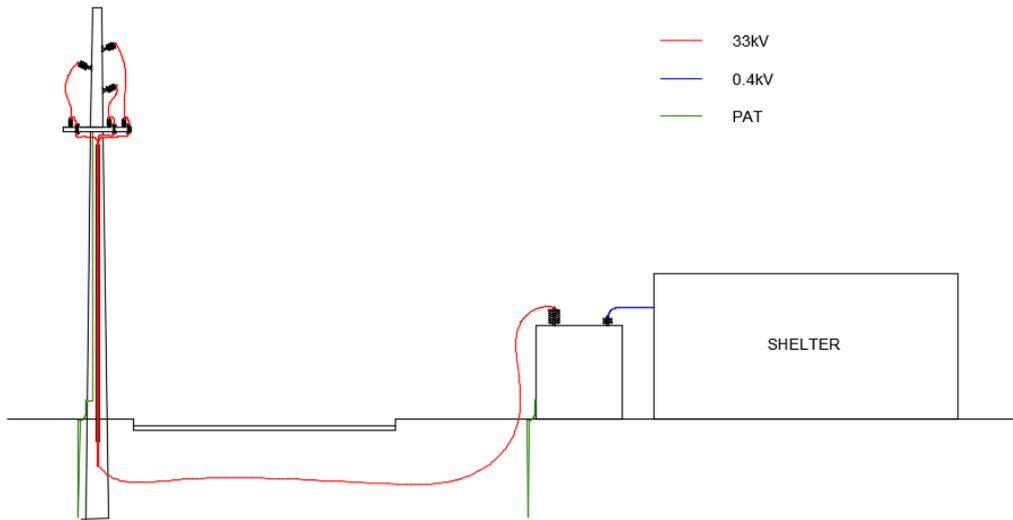


Ilustración 27. Acometida subterránea Shelter

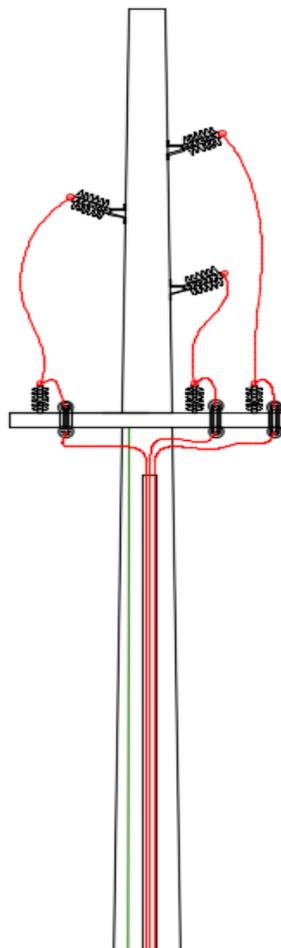


Ilustración 28. Bajada para acometida



*Ilustración 29. Protecciones para bajada subterránea*

### **4.3. Medidores**

Para el caso de los generadores residenciales o prosumidores, se conectarán medidores bidireccionales telecomandados.

Los mismos tendrán la posibilidad de ser leídos a distancia mediante una vinculación wifi.

Las lecturas serán recolectadas por un sistema autónomo en el centro de operaciones de la Red. Además, cuentan con la posibilidad de interrumpir el paso de la corriente desde el



mismo centro de control, lo cual da la posibilidad de realizar operaciones de apertura de circuito de alimentación de cada vivienda en el caso de ser necesario ante fallas, maniobras de mantenimiento, etc.

Los medidores bidireccionales se conformarán con 2 medidores unidireccionales que contarán con conexión wifi para lecturas, y posibilidad de telecomando. Se utilizarán 2 modelos debido a que habrá variantes en los equipos correspondientes a la potencia nominal de los mismos.

Monofásicos: Hiking TOMZN 110-230 V 65 A 50/60Hz "smart wifi energy meter switch"

Trifásicos: Hiking TOMZN 3\*230V/400 60 A 50/60Hz

Ambos medidores cumplen con las normas IEC 62053-21 y IEC 62052-11



Ilustración 30. En la imagen anterior se puede observar un típico diagrama de conexión de un equipo generador solar conectado en paralelo con la alimentación de red externa (sistema on-grid)



## **4.4. Conexión con Antena y Router LTE**

Para visualizar el estado de los reconfiguradores desde el centro de control y operaciones, se realizará la instalación de un enrutador LTE para proporcionar a los reconfiguradores de conexión mediante protocolo ETHERNET.

Se trata de una nueva tecnología de transmisión de datos de banda ancha inalámbrica que permite a los dispositivos móviles tener una conexión más buena y estable con tres características básicas: permite altas tasas de bits con baja latencia, evita la fragmentación por duplexación y es asequible para que los operadores.

Técnicamente, LTE o 4G LTE hace referencia a un estándar de comunicación móvil, llamado conectividad LTE, desarrollado por la organización 3GPP (3rd Generation Partnership Project) y que surgió de la necesidad de crear un sistema de conexión inalámbrico más potente y que además fuera compatible con el 3G existente.

Dicho de otra forma, gracias a las antenas duales LTE, se han cubierto las necesidades que demandaban los usuarios de tener una conexión de datos que les permitiera descargar y subir contenidos a más velocidad. Igualmente, los fabricantes y operadores de telefonía han dado con un estándar menos complejo y más económico que mantiene más satisfechos a todos sus clientes. Por lo que todos contentos.

### **4.4.1. Router 4G LTE SCALANCE M876-4**

Dispositivo inalámbrico de comunicación IP de equipos de basados en Ethernet de automatización a través de una red de telefonía móvil 2G VPN, firewall, NAT; 2-Port Switch; 1 entrada digital, 1 salida digital.



*Ilustración 31. Router 4G LTE SCALANCE M876-4*

#### 4.4.2. Conexión inalámbrica a redes remotas

La utilización de las redes móviles públicas disponibles mundialmente constituye una solución económica frente a la construcción de una red inalámbrica propia (p. ej. Industrial Wireless LAN). Es especialmente adecuada cuando no se dispone de otro medio de transmisión (p. ej. línea dedicada/ red telefónica). Disponer de una señal de recepción suficientemente intensa en el lugar de aplicación constituye una condición previa.

Los siguientes routers móviles SCALANCE M permiten tanto la conexión de estaciones fijas como participantes móviles, p. ej. ferrocarriles y vehículos de carretera, así como barcos en zonas interiores y costeras, a una instalación de supervisión y control central. Las elevadas velocidades de transferencia de datos permiten la transmisión de datos masivos o imágenes en tiempo real. Dependiendo de la aplicación y la disponibilidad, la comunicación puede tener lugar vía GSM, UMTS o LTE.



tasa de transferencia	
tasa de transferencia	10 Mbit/s, 100 Mbit/s
tasa de transferencia	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• con transferencia GPRS / con Downlink / máx.</li> </ul>	85,6 kbit/s
<ul style="list-style-type: none"> <li>• con transferencia GPRS / con Uplink / máx.</li> </ul>	85,6 kbit/s
<ul style="list-style-type: none"> <li>• con transferencia eGPRS / con Downlink / máx.</li> </ul>	236,8 kbit/s
<ul style="list-style-type: none"> <li>• con transferencia eGPRS / con Uplink / máx.</li> </ul>	236,8 kbit/s
interfaces	
número de conexiones eléctricas	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• para red interna</li> </ul>	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>• para red externa</li> </ul>	1
número de conexiones eléctricas	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• para alimentación</li> </ul>	2
tipo de conexión eléctrica	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• para red interna</li> </ul>	Puerto RJ45 (10/100 Mbits/s, TP, auto crossover)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• para antenas externas</li> </ul>	Entrada para antena SMA (50 Ohm)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• para alimentación</li> </ul>	Regleta de bornes
conexión WAN	
tipo de la red de radiotelefonía / soportado	GSM
tipo de servicio de radiotelefonía móvil / soportado	GPRS, sGPRS
frecuencia de empleo / con transferencia por GSM	850 MHz, 900 MHz, 1800 MHz, 1900 MHz
tensión de alimentación, consumo de corriente, pérdidas	
tensión de alimentación / valor nominal	24 V
tensión de alimentación / valor asignado	10,8 ... 28,8
tipo de corriente / de la tensión de alimentación	DC
corriente consumida	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• con valor nominal de la tensión de alimentación / máx.</li> </ul>	330 mA
pérdidas [W]	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• máx.</li> </ul>	8 W

Tabla 10. Datos técnicos Router 4G

#### 4.4.3. Antena GNSS ANT896 series

Antena ANT896-4ME

Antena omnidireccional para GSM (2G), UMTS (3G) y LTE (4G) en todo el mundo

Montaje en interiores y exteriores

Ganancia: 3 dBi

Conexión a los componentes de telefonía móvil SCALANCE M874, M875 y M876 así

como LOGO! CMR2020/2040



**CARACTERÍSTICAS**

<b>Tipo de red</b>	LTE, 4G LTE, GSM, GNSS, 2G, 3G UMTS, 5G, GPRS
<b>Tipo</b>	omnidireccional, de panel, de barra, bidireccional
<b>Otras características y opciones</b>	IP66, de exterior, de interior, IP67, compacta, móvil, de largo alcance, resistente a las inclemencias, IP65, de montaje directo, de montaje separado
<b>Aplicaciones</b>	para vehículo, para red inalámbrica, para transferencia de datos, para módem radio, para aplicaciones IoT, para vehículo ferroviario
<b>Ganancia</b>	Máx.: 7 dB Mín.: 0 dB

*Tabla 11. Característica Antena GNSS ANT896 series*



## 5. Tramo Línea de 33 kV

### 5.1. *Calculo de conductores*

Se realizará un recambio de conductores aéreos de la línea de 33 kV existente por Av. Monseñor Rosch. Desde calle Mario R. Bordagaray, hasta la ruta nacional 015.

La línea existente posee conductores de 70mm<sup>2</sup> desde Bv. Ayui Hasta el autódromo, donde hay un transformador. Luego de esto sigue su recorrido con conductores de 50mm<sup>2</sup> hasta la ruta Nacional 015.

Se cambiarán los conductores del último tramo, por conductores de 70mm<sup>2</sup>. Esto se hará para disminuir las pérdidas por transporte de energía en el tramo existente de la zona de incumbencia. Ya que en el punto de intersección con la ruta nacional 015, habrá 1 MW de generación solar inyectada a la red.

Se escogen conductores de Aluminio PRYSAL ALUMINIO de PRYSMIAN de 70mm<sup>2</sup>



### Media Tensión

Distribución y Subtransmisión

## Cuerda desnuda de Aleación de Aluminio



**NORMAS DE REFERENCIA** ▶

**DESCRIPCION** ▶

**CARACTERÍSTICAS** ▶





Norma de      Cables rígidos      Apto para intemperie

### Líneas Aéreas de Energía

## PRYSAL

**IRAM 2212**

**CONDUCTOR**  
Metal: Alambres de aleación de aluminio (otros temple bajo pedido).  
Forma: cuerdas redondas.  
Formación: según IRAM 2212 (u otras bajo pedido)



7    19    37    61

**Normativas**  
IRAM 2212 u otros bajo pedido.

**Certificaciones**  
Todos los cables de Prysmian están elaborados con Sistema de Garantía

**Características**  
Cuerda de aleación de aluminio para distribución de energía en líneas aéreas de media tensión.

Ilustración 32. Catalogo conductor

Características Técnicas							
Cables según norma IRAM 2212							
Sección nominal	Formación	Diámetro aproximado	Masa aprox.	Carga de rotura calculada	Resist. eléctrica máxima a 20°C y c. c.	Resist. eléctrica máxima a 80°C y c. a.	Intensidad de corriente admisible (1)
mm <sup>2</sup>	Nº x mm	mm	kg/km	kg	ohm/km	ohm/km	A
16	7 x 1,70	5,1	43	452,6	2,09	2,54	100
25	7 x 2,15	6,5	70	723,9	1,31	1,59	125
35	7 x 2,52	7,6	95	994,5	0,952	1,16	160
50	7 x 3,02	9,1	135	1428	0,663	0,806	195
50	19 x 1,85	9,3	140	1455	0,654	0,795	195
70	19 x 2,15	10,8	190	1965	0,484	0,588	235
95	19 x 2,52	12,6	260	2699	0,352	0,428	300

Ilustración 33. Catalogo conductor



## 5.2. Listado de postes

**Tabla de postes**

Numero Poste	Tipo	Vano	Cota
1	Terminal	0	41
2	suspensión	100	39,9
3	suspensión	100	38,2
4	suspensión	100	35,9
5	suspensión	70	33,5
6	suspensión	80	34,11
7	suspensión	100	36,04
8	suspensión	87	39
9	suspensión	100	39,5
10	suspensión	100	39,8
11	suspensión	100	41
12	suspensión	60	41
13	Retención	80	39,8
14	suspensión	100	35,5
15	suspensión	100	31,7
16	suspensión	100	32,8
17	suspensión	100	36
18	suspensión	100	34,31
19	suspensión	94	32,5
20	suspensión	80	30,65
21	suspensión	90	29,1
22	suspensión	90	29
23	Retención	41	29,2
24	Terminal	155	31,5

Tabla 12. Listado de postes y Tipo

Para la verificación mecánica de los conductores se seguirá la reglamentación de líneas aéreas exteriores de media tensión y alta tensión AEA 95301.

El cálculo mecánico de conductores es el primer eslabón de la parte mecánica del diseño de las líneas. Para esto deben determinarse la sección de conductores, las condiciones atmosféricas, sus consecuentes sobrecargas y las tensiones admisibles del material para cada estado atmosférico. Esto implica la aplicación del criterio determinístico el que no responde a la concepción mas moderna del cálculo pero es el que hasta la actualidad se ha venido empleando en el cálculo mecánico.

El calculo completo se presenta en el documento: Anexo-Calculo-Mecanico-Conductores.



### 5.3. Cálculo de aisladores

En este capítulo se realiza la selección de los aisladores a utilizar. Se elegirán aisladores line post de compuesto elastomérico para estructuras de suspensión y aisladores de retención poliméricos para estructuras de retención.

#### 5.3.1. Aisladores de suspensión

Los aisladores line post cumplen la función de aislador y ménsula permitiendo construir estructuras cuyo cabezal es muy compacto. Se ahorran los costos de las ménsulas y los debidos a la constitución de la servidumbre de electroducto.

La configuración de las faldas es abierta, permitiendo que el viento y la lluvia limpien el aislador.

Para una tensión eficaz nominal de 33 kV se elige el aislador de silicona line post de la marca AVATOR, de las siguientes características:

<b>Marca</b>	<b>AVATOR</b>
<b>Distancia de arco</b>	<b>273 mm</b>
<b>Distancia de fuga</b>	<b>555 mm</b>
<b>Resistencia mecánica de flexión</b>	<b>10000 N</b>
<b>Voltaje de línea</b>	<b>35 kV</b>
<b>Flameo de baja frecuencia en seco</b>	<b>115 kV</b>
<b>Flameo de baja frecuencia en húmedo</b>	<b>90 kV</b>
<b>Flameo crítico al impulso positivo</b>	<b>190 kV</b>

Tabla 13. Características Aislador Line Post

Niveles normalizados de aislación para  $1 \text{ kV} < U_m < 36 \text{ kV}$



Tensión nominal entre fases $U_n$ (Valor eficaz)	Tensión máxima para materiales y equipos $U_m$ (Valor eficaz)	Tensión nominal resistida de impulso atmosférico (cresta)		Tensión nominal resistida a frecuencia industrial de corta duración (Valor eficaz)
		Lista 1	Lista 2	
kV	kV	kV	kV	kV
3.3	3.6	20	40	10
6.6	7.2	40	60	20
13.2	14.5	75	95	38
33	36	145	170	70

Tabla 14. Niveles normalizados de aislación

El aislador elegido resiste una tensión de impulso atmosférico de 190 kV que es mayor al valor nominal indicado en lista 1 y lista 2. La elección entre lista 1 y lista 2 se describe en la norma IRAM 2211.

### 5.3.2. Aisladores de retención

Los aisladores poliméricos sustituyen, con un solo elemento, las cadenas de muchos elementos de aisladores. Se construyen con una barra central de fibra de vidrio embebida en resina epoxídica. Alrededor una cubierta de polímero elástica le da resistencia a los agentes externos como el vandalismo y los rayos UV.

Para una tensión eficaz nominal de 33 kV se elige el aislador de retención de la marca Balestro modelo IPB 34/GO/CMN/NP/8, de las siguientes características:



<b>Marca</b>	<b>Balestro</b>	
<b>Modelo</b>	IPB 34/GO/CMN/NP/8	
<b>N° de aletas</b>	8	
<b>Longitud (mm)</b>	480	
<b>Distancia de fuga (mm)</b>	810	
<b>Distancia de arco seco (mm)</b>	355	
<b>Carga Mecánica Nominal (kN)</b>	50, 70, 80	
<b>Peso Neto (kg)</b>	1,5	
<b>Tensión soportable de impulso atmosférico (kV pico)</b>	190	
<b>Tensión soportable con frecuencia industrial (kV RMS)</b>	Seco	115
	Lluvia	110
<b>Contorneo crítico de impulso (kV RMS)</b>	Positivo	235
	Negativo	295
<b>Tensión disruptiva con frecuencia industrial lluvia (kV RMS)</b>	130	
<b>RIV (Prueba de tensión de Radio Interferencia) (µV)</b>	<10	

Tabla 15. Características Aislador de Retención

Niveles normalizados de aislación para  $1 \text{ kV} < U_m < 36 \text{ kV}$

Tensión nominal entre fases $U_n$ (Valor eficaz)	Tensión máxima para materiales y equipos $U_m$ (Valor eficaz)	Tensión nominal resistida de impulso atmosférico (cresta)		Tensión nominal resistida a frecuencia industrial de corta duración (Valor eficaz)
		Lista 1	Lista 2	
kV	kV	kV	kV	kV
3.3	3.6	20	40	10
6.6	7.2	40	60	20
13.2	14.5	75	95	38
33	36	145	170	70

Tabla 16. Niveles Normalizados de Aislación

El aislador elegido resiste una tensión de impulso atmosférico de 190 kV que es mayor al valor nominal indicado en lista 1 y lista 2. La elección entre lista 1 y lista 2 se describe en la norma IRAM 2211.

El calculo completo se presenta en el documento: Anexo-Calculo-Aisladores.



## *5.4. Cálculo de distancias eléctricas*

Las alturas y distancias de seguridad que más adelante se especifican, se aplican a líneas que son capaces de despejar automáticamente sus propias fallas eléctricas a tierra y están basadas en la máxima tensión de servicio del sistema. Estas alturas y distancias son las mínimas de seguridad exigibles para instalaciones permanentes y temporarias.

### *5.4.1. Consideración sobre el cálculo de las distancias*

Las alturas y distancias de seguridad que más adelante se especifican, se aplican bajo las siguientes condiciones de carga y temperatura del conductor, rigiendo aquella que produzca la mayor altura o distancia final, luego de evaluar cuidadosamente e incluir los efectos de las deformaciones permanentes que puedan producirse sobre el conductor.

- a) 50°C sin viento, o si es la mayor temperatura ambiente máxima debida a la formación de microclimas. En líneas compactas se aplica siempre la temperatura máxima, sin viento, por zona climática.
- b) La temperatura máxima del conductor por potencia transmitida, sin viento, para la cual la línea se haya diseñado, siempre que resulte mayor a 50°C. No se aplica a líneas compactas.
- c) La temperatura mínima que corresponda a la zona climática, con sobrecarga vertical por manguito de hielo y con o sin viento asociado.
- d) Presión dinámica del viento básico, corregido por periodo de recurrencia, altura y exposición. El factor de ráfaga se considerará, cuando corresponda, para la determinación de las distancias a estructuras de otras líneas, otras obras o al terreno circundante y accesible.

El calculo completo se presenta en el documento: Anexo-Calculo-Distancias.



## 5.5. Cálculo de estructuras

En este capítulo se realizará la selección y verificación de los postes de hormigón armado para estructuras de suspensión, estructuras angulares, estructuras de retención y estructuras terminales, de acuerdo a los lineamientos de AEA 95301 “Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión”.

### 5.5.1. Memoria de Calculo

El proyecto de las estructuras se basará en la aplicación del “Método de factorización de cargas y de resistencias”; debiéndose cumplir con la siguiente condición:

$$K_E * K_c * S \leq \varphi * R_c$$

Donde:

$K_E$  = Factor de carga estructural que tiene en cuenta el apartamiento de la estructura real, respecto al modelo ideal de cálculo y los recaudos constructivos (excentricidades no previstas en nudos y empalmes, falta de alineación de los elementos componentes, excentricidades en la aplicación de las cargas, etc.)

$K_E=1$  Si el comportamiento de la estructura es verificado con ensayos de carga sobre un prototipo a escala natural, representativo de la resistencia de las estructuras a instalar en la obra.

$K_E= 1$  Para estructuras de estaciones transformadoras y soportes del equipamiento eléctrico.

$K_E= 1.1$  Si no se realizan ensayos sobre un prototipo a escala natural.



$K_c$  = Factor de carga por colapso que tiene en cuenta el tipo de estructura y el daño que produciría la falla de dicha estructura.

$K_c = 1$  Para estructuras de suspensión y retenciones de línea.

$K_c = 1.2$  Retenciones angulares y terminales de línea.

$K_c = 1.3$  Estructuras especiales para cruces de ríos navegables o de frontera. Centros de transformación aéreos tipo plataforma y soportes de su equipamiento eléctrico. No incluye a los transformadores de montaje tipo monoposte y su equipamiento; y a equipos de protección y maniobra de línea, instalados sobre postación simple o estructuras de línea (que solo deben ser considerados ante sus cargas estáticas y la presión de viento).

$S$  = Es una sollicitación última, que resulta ser la sollicitación máxima actuante (correspondiente a cargas aleatorias con un periodo de recurrencia  $T$ , a cargas de montaje, o a cargas especiales) calculada según se detalla en el presente capítulo, en función del destino, las condiciones de exposición de la obra y de acuerdo con las hipótesis del proyecto.

$K_E * K_c * S$  = Sollicitación última factorizada.

$R_c$  = Resistencia característica o nominal de los elementos componentes y el de sus uniones. Esta resistencia será determinada empíricamente por cálculo, a partir de los resultados de una serie de ensayos, o establecida como carga de rotura por las normas IRAM de aplicación.

$\varphi$  = Factor global de resistencia estructural, que depende del tipo de sollicitación a que está sometido el elemento estructural y del material con el que está construido el mismo.



Este coeficiente siempre menor que la unidad, tiene en cuenta la dispersión de la resistencia debido a la calidad de fabricación y montaje de la estructura

### Valores de los factores globales de Resistencia

Elemento	Solicitud	$\phi$	Observaciones
Postes	Flexión Flexo-Tracción	0.7 a 0.9	Postes simples – Patas traccionadas de pórticos (Notas 1, 2 y 3)
	Flexocompresión Compresión	0.7 a 0.75	Postes múltiples – Patas comprimidas de pórticos (Nota 2)
	Corte. Torsión. Torsión + Corte	0.85	En General
Ménsulas Crucetas	Flexión	0.9	(Nota 1)
	Corte Torsión Torsión + Corte	0.85	
	Riendas y herrajes	Tracción Corte	0.5

Tabla 17. Valores de los factores globales de Resistencia de Postes

Nota 1: Las secciones de hormigón armado y parcialmente pretensado se consideran “subarmadas”, cuando al llegar a un estado límite, la deformación unitaria neta a tracción ( $\epsilon$ ) de la armadura más extrema (sin contar con la deformación unitaria efectiva del pretensado) es igual o mayor a 0.005. Para esta situación  $\phi$  es igual a 0.9.

Nota 2: Las secciones de hormigón armado y parcialmente pretensado se consideran “sobreamadas”, cuando al llegar a un estado límite, la deformación unitaria neta a tracción ( $\epsilon$ ) de la armadura más extrema (sin contar con la deformación unitaria efectiva del pretensado) es igual o inferior a 0.002. Para esta situación  $\phi$  es igual a 0.7 (armadura transversal con estribos) o 0.75 (armadura transversal con espirales continuos).

Nota 3: Para la zona de transición, comprendidas entre las deformaciones netas de tracción ( $\epsilon$ ) del acero 0.002 y 0.005, el coeficiente  $\phi$  de reducción de resistencia a flexión se calcula de acuerdo a las expresiones:



$\varphi = 0.56 + 0.68 * (\text{estribos})$  y  $\varphi = 0.65 + 0.5 * (\text{espirales continuos})$ .

## 5.5.2. Definición de las cargas de cálculo

### 5.5.2.1. Cargas según su origen

Las cargas que actúan sobre una estructura para soporte de línea se agrupan, según su origen, en tres tipos:

- a) Aleatorias: Son las cargas originadas por el viento, los sismos o la formación de hielo, es decir aquellas cuya definición debe realizarse por medios estadísticos.
- b) Permanentes: Son aquellas cargas que pueden determinarse con más exactitud, tales como el peso de los distintos elementos, como ser conductores (cables de guardia, cables o tensores portantes), aisladores, etc. y que pueden considerarse invariables para la determinación del riesgo.
- c) Especiales: Agrupa las solicitaciones cuyo origen se encuentra en el montaje, el mantenimiento o en alguno de los elementos de la línea, como ser conductores, aisladores, etc.,. Estas cargas alcanzan valores máximos y no admiten tratamiento estadístico.

### 5.5.2.2. Cargas según condiciones de funcionamiento

Desde el punto de vista de la función, una estructura se dimensionará para responder a distintas clases de requerimientos definidos por las condiciones de servicio a que estará



sometida durante su vida útil. Las cargas de cálculo, en consecuencia responderán a condiciones de funcionamiento permanentes o transitorias, a saber:

- a) De servicio: Son las cargas originadas por la acción de elementos exteriores cuya magnitud y recurrencia se ajustará con la importancia de la línea y con la ubicación de la misma, y cargas permanentes cuya magnitud será invariable (tales como peso de los conductores, accesorios, etc.).
- b) De construcción y mantenimiento: En este grupo de cargas se considerarán esfuerzos que aparecen durante el montaje, el mantenimiento o reparación de la línea. Básicamente están dirigidas a evitar accidentes o pérdida de vidas de quienes efectúan las tareas de montaje o mantenimiento.
- c) De contención de fallas: Estas cargas tienen en cuenta fundamentalmente los esfuerzos que aparecen sobre las estructuras en caso de colapso de algún elemento de la línea y tienen como finalidad evitar la propagación de las fallas a los tramos adyacentes de la línea. Esta condición no es de aplicación en estructuras de madera.

### **5.5.2.3. Acciones a considerar**

- a) Presión del viento sobre los conductores o carga adicional (manguito de hielo).
- b) Presión del viento sobre los aisladores y accesorios.
- c) Presión del viento sobre la estructura.
- d) Acciones horizontales del tiro de los conductores por el ángulo de la línea, desequilibrio de los tiros, rotura de los conductores, etc.
- e) Acción vertical del tiro de los conductores.



- f) Peso de los aisladores y accesorios.
- g) Peso de la estructura.
- h) Peso de hielo sobre la estructura.
- i) Sobrecarga adicional de montaje en los puntos de fijación de las cadenas de aisladores o tensores portantes.
- j) Sismo, en las condiciones que establece el Reglamento INPRES-CIRSOC 103. Se deberán considerar las interacciones inerciales y las cinemáticas debidas a los corrimientos del terreno.

### 5.5.3. Hipótesis de cálculo

Las estructuras se proyectarán para las diferentes condiciones de funcionamiento, con las siguientes combinaciones de cargas:

#### 5.5.3.1. Estructuras de suspensión

##### 5.5.3.1.1. Cargas de servicio

- a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo normal a la línea sobre aisladores, accesorios, estructura y sobre la semilongitud de conductores de ambos vanos adyacentes.
- b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo sobre estructura, aisladores y accesorios en dirección de la línea.
- c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo en dirección oblicua sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de conductores de ambos vanos adyacentes.



d) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento normal a la línea sobre estructura, aisladores accesorios y semilongitud de conductores de ambos vanos adyacentes.

e) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional (por hielo). Tiro de todos los conductores reducidos unilateralmente un 20 % para longitudes de cadena de suspensión hasta 2.5 m o aisladores rígidos. La reducción unilateral será del 15 % del tiro, para cadenas de suspensión mayores de 2.5 m de longitud. Para cables de guardia la reducción unilateral será del 40 %.

#### **5.5.3.1.2. Cargas de construcción y mantenimiento**

a) Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2.5, aplicadas en cualquiera de los puntos de suspensión, en varios de ellos o en todos simultáneamente. Sobrecarga adicional de montaje. No se considera viento.

#### **5.5.3.1.3. Cargas de contención de fallas**

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga longitudinal en cualquiera de los puntos de suspensión, equivalente al 50 % del tiro máximo de una fase o el 70 % del tiro a temperatura media anual (EDS), el que provoque solicitaciones más desfavorables para conductores simples o haces de conductores. En el caso del cable de guardia se aplicará el tiro máximo longitudinal reducido al 65 % o al 100 % del tiro a temperatura media anual (EDS). No se considera la carga del viento.

Nota 1: Para líneas de clase B y BB y en el caso de emplear sujeciones de conductor de tipo deslizantes, se considera para cada conductor, el valor máximo de tensión mecánica



de deslizamiento. El diseño debe garantizar el deslizamiento durante toda su vida útil. No se considera viento.

Nota 2: En el caso de líneas de clase B y C compactas: donde se emplean brazos de suspensión no se aplica.

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyo producidos por el sismo de proyecto.

No se considera la carga del viento.

Nota: Para las cargas de contención de falla indicadas en a) y b) corresponden a líneas que soportan hasta dos ternas. Para estructuras que soportan más de 2 y hasta 4 ternas, se agregará una carga longitudinal, de igual sentido, equivalente al 50 % de la utilizada para las dos primeras ternas, de forma tal que produzcan la sollicitación más desfavorable. Para estructuras con mayor número de ternas se considerará la aplicación de una carga adicional longitudinal cada nuevo par de ternas, de igual intensidad que la aplicada para la 3ra y 4ta y de forma que provoque la sollicitación más desfavorable. En todos los casos se aplicará una única reducción de tiro por ménsula.

### **5.5.3.2. Estructuras de suspensión angular y angulares**

#### **5.5.3.2.1. Cargas de servicio**

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.



- b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes en dirección normal a la bisectriz del ángulo de la línea. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo en dirección oblicua sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- d) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional (por hielo). Carga del viento sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- e) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Tiro de todos los conductores reducidos unilateralmente un 20 % para longitud de cadena de suspensión hasta 2.5 m o aislador rígido. La reducción unilateral del tiro será del 15 % para longitud de cadena mayor a 2.5 m. Para el cable de guardia la reducción unilateral será del 40 %. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- f) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

#### **5.5.3.2.2. Cargas de construcción y mantenimiento**

- a) Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2.5 m, aplicadas en cualquiera de los puntos de sujeción, en varios de ellos o en todos



simultáneamente. Sobrecarga adicional de montaje. No se considera el viento. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores (o tensor portante, en líneas compactas de clase B y C), consideradas a temperatura mínima. Cargas de contención de falla

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga longitudinal en cualquiera de los puntos de sujeción, equivalente a:

i) Estructura de suspensión angular, al 50 % del tiro máximo de una fase o al 70 % del tiro a temperatura media anual (EDS), el que provoque solicitaciones más desfavorables, para conductores simples o haces de conductores;

ii) Estructura angular, 100 % del tiro máximo de una fase para conductores simples o haces de conductores. En el caso de cables de guardia se aplicará el tiro máximo longitudinal reducido al 65 % o al 100 % del tiro a temperatura media anual (EDS). No se considera la carga del viento. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores, considerados a temperatura mínima.

Nota: Para líneas de clase B y C compactas se debe considerar el esfuerzo a la rotura correspondiente a la tracción del tensor portante considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1.5.

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores e cables de guardia correspondientes a la tracción con temperatura mínima. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyos producidos por el sismo del proyecto. No se considera la carga de viento.

Nota: Para las cargas de contención de falla indicadas en a) y b) corresponden a líneas que soportan hasta dos ternas. Para estructuras que soportan más de 2 y hasta 4 ternas, se agregará una carga longitudinal, de igual sentido, equivalente al 50 % de la utilizada para



las dos primeras ternas, de forma tal que produzcan la sollicitación más desfavorable. Para estructuras con mayor número de ternas se considerará la aplicación de una carga adicional longitudinal cada nuevo par de ternas, de igual intensidad que la aplicada para la 3ra y 4ta y de forma que provoque la sollicitación más desfavorable. En todos los casos se aplicará una única reducción de tiro por ménsula.

### **5.5.3.3. Estructuras de retención y retención angular**

#### **5.5.3.3.1. Cargas de servicio**

- a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes en dirección normal a la bisectriz del ángulo de la línea. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo en dirección oblicua sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.
- d) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional (por hielo). Carga del viento sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.



e) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

#### **5.5.3.3.2. Cargas de construcción y mantenimiento**

a) Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2.5 en uno cualquiera, varios o todos los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Sobrecarga adicional de montaje. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores (o tensor portante, en líneas compactas de clase B y C), consideradas a temperatura mínima. No se considera viento.

b) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2.5. Carga unilateral de todos los conductores (o tensor portante, en líneas compactas de clase B y C), correspondiente a la tracción considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1.5. No se considera viento.

#### **5.5.3.3.3. Cargas de contención de falla**

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro máximo unilateral aplicado en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Fuerzas resultantes de las tracciones de los restantes conductores e cables de guardia. No se considera viento.

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores e cables de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor



solicitud. Fuerzas inerciales y desplazamientos relativos de apoyos producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

Nota: Para líneas de clase B y C compactas se debe considerar el esfuerzo a la rotura correspondiente a la máxima tracción del tensor portante.

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro unilateral máximo, en el estado que corresponda, igual a  $2/3$  para líneas horizontales o por corte del conductor superior (el que ocasione el mayor esfuerzo). No se considera la carga de viento. No es requisito obligatorio para líneas superiores a la clase C.

#### **5.5.3.4. Estructuras terminales**

##### **5.5.3.4.1. Cargas de servicio**

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tracciones unilaterales de todos los conductores en el estado de temperatura mínima.

c) Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga adicional. Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracciones unilaterales de todos los conductores.



#### **5.5.3.4.2. Cargas de construcción y mantenimiento**

a) Peso propio. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2.5 en cualquiera de los puntos de sujeción de fase o cable de guardia. Sobrecarga adicional de montaje. Tiro de todos los conductores correspondientes a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1.5. No se considera viento.

#### **5.5.3.4.3. Cargas de contención de falla**

a) Peso propio y cargas verticales permanentes. Eliminación de una cualquiera o varias tracciones en el estado de mayor sollicitación. No se considera la carga de viento.

b) Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro de todos los conductores e cable de guardia correspondientes a la tracción en el estado de mayor sollicitación. Cargas inerciales y desplazamientos relativos de apoyo producidos por el sismo de proyecto. No se considera la carga de viento.

#### **5.5.3.4.4. Aclaraciones Generales**

a) Viento oblicuo: La verificación con viento oblicuo debe efectuarse para la dirección más comprometida entre las siguientes: 30°, 45° y 60° respecto de la bisectriz del ángulo de la línea.

b) Viento con hielo: En la zona climática “D” el hielo solo se considera sobre conductores y cable de guardia con una densidad de 900 kg/m<sup>3</sup>. Estas condiciones podrán modificarse, si se dispone de la información específica. El manguito se considerará cilíndrico y con coeficiente aerodinámico igual a 1.



La velocidad del viento a adoptar, es la que corresponde a la hipótesis de cálculo considerada. Su valor no será inferior a lo especificado en el punto 10.2.2.7 de la norma AEA 95301.

El valor de tracción de conductores a adoptar, es el que corresponde a la hipótesis de cálculo considerada.

- c) Se designa “carga vertical permanente” al peso de los conductores, aisladores y accesorios.
- d) Se designa “carga adicional” al peso del hielo sobre los conductores.
- e) Se designa “ángulo de la línea” al ángulo menor de 180° determinado por la traza de la línea en correspondencia con los vanos adyacentes de un soporte angular.

#### 5.5.4. Cálculo de un poste de suspensión

##### **Designación del poste**

La resistencia del poste se elije de modo tal de cumplir con las verificaciones mecánicas de resistencia para todas las hipótesis estudiadas.

La altura total del poste surge del dimensionamiento del cabezal y del estudio de planialtimetría, donde se tuvo en cuenta la flecha máxima obtenida en el cálculo mecánico de los conductores y la altura libre establecida en 9 m para zona urbana.

El poste se designa 15 R750 según IRAM 1586.

#### 5.5.5. Cálculo de un poste Retención Simple

##### **Designación del poste**



La resistencia del poste se elije de modo tal de cumplir con las verificaciones mecánicas de resistencia para todas las hipótesis estudiadas.

La altura total del poste surge del dimensionamiento del cabezal y del estudio de planialtimetría, donde se tuvo en cuenta la flecha máxima obtenida en el cálculo mecánico de los conductores y la altura libre establecida en 9 m para zona urbana.

El poste se designa 15 R3000 según IRAM 1586.

### 5.5.6. Cálculo de un poste Terminal

#### **Designación del poste**

La resistencia del poste se elije de modo tal de cumplir con las verificaciones mecánicas de resistencia para todas las hipótesis estudiadas.

La altura total del poste surge del dimensionamiento del cabezal y del estudio de planialtimetría, donde se tuvo en cuenta la flecha máxima obtenida en el cálculo mecánico de los conductores y la altura libre establecida en 7 m para zona rural.

El poste se designa 11 R3750 según IRAM 1586.

El calculo completo se presenta en el documento: Anexo-Calculo-Estructuras.



## *5.6. Cálculo de Fundaciones*

Los soportes de hormigón armado se fijan al terreno mediante un macizo. Para su construcción se utiliza generalmente hormigón simple, cuando se trata de un macizo en el que no se prevean tensiones importantes, en caso contrario debe emplearse hormigón armado. Los métodos de cálculo más empleados son: el Método de Sulzberger y el Método de Pöhl.

### *5.6.1. Método de Sulzberger*

Se emplea para implantación en terrenos normales, tanto para el caso de fundaciones de hormigón como para empotramiento directo, cuando las fundaciones tienen como dimensión preponderante la profundidad. En caso contrario es más apropiado emplear el método de Pöhl, que tiene en cuenta exclusivamente la reacción del fondo de la fundación como elemento estabilizante y por lo tanto se aplica a bloques de importantes dimensiones laterales con respecto a su altura.

Los postulados básicos, originados en resultados experimentales, se resumen a continuación:

- a) Para inclinaciones limitadas del macizo de la fundación, el terreno reacciona en forma elástica.
- b) Para los momentos volcadores más reducidos, la estructura y su fundación giran con respecto a un eje ubicado en el fondo de la fundación. La totalidad de la superficie del fondo está en contacto con el terreno, contribuyendo a la estabilización. Con un aumento de los esfuerzos volcadores, el conjunto gira sobre un eje que ya no está en el fondo, sino más arriba, a  $1/3$  de la profundidad de empotramiento. En este caso el fondo de la fundación está parcialmente despegado del terreno y por lo tanto disminuye la contribución a la



estabilidad. También es menor el momento estabilizante de encastramiento o reacción de las paredes de la fundación, reduciéndose a 1/3 del valor que tendría, si el eje no se hubiese desplazado del fondo de la fundación.

c) Se considera un ángulo de inclinación máximo bajo la acción de los momentos volcadores, tal que  $tg(\alpha) < 0.01$ . Este valor se establece a fin de que no se alteren las condiciones de la línea (flecha del conductor, tiros). Tiene relación también con un comportamiento elástico del terreno.

El calculo completo se presenta en el documento: Anexo-Calculo-Fundaciones.



## 6. Interconexión de Centrales de 500 kW con Línea aérea de 33 kV

### 6.1. Dimensionamiento cable subterráneo de MT Salida 5

#### 6.1.1. Cruce de Avenida Salida 5

El cruce de la Avenida Ms. Rosch se realizará a la altura del Autodromo. Actualmente, dicho cruce se encuentra efectuado mediante un tramo de tendido aéreo. Se llevará a cabo mediante aproximadamente 40 metros de 3 conductor unipolares de cobre tipo subterráneo de 70mm<sup>2</sup> de sección, instalado directamente enterrado y acometiendo a la línea aérea de manera adecuada y con las protecciones mecánicas correspondientes. A la misma vez dicha acometida también forma parte de un cruce de línea con la línea aérea de 33kV paralela a la avenida.



### 6.1.2. Característica conductor subterráneo

<b>Conductor Subterráneo (IRAM)</b>	
<b>Payton XLPE 33 kV Tripolar IMSA</b>	
Tipo	Tripolar
Material	Cobre
Sección Nominal	70 mm <sup>2</sup>
Categoría	1
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	35 kV
Tipo de Aislación	XLPE y Vaina de PVC
Temp. de Servicio	90° C
Temp. de Sobrecarga	130° C
Temp. De Cortocircuito	250° C
N° Mínimo de Alambres	14
Peso	8639 kg/km
Resistencia	0,268 ohm/km
Reactancia	0,342ohm/km
Corriente Admisible	221 A
Caída de Tensión	0,59 V/A*km
Longitud Total	40 m

Tabla 18. Características Conductor Subterráneo, Cruce de Avenida

## 6.2. Tendido Subterráneo

El tendido se realizará directamente enterrado mediante 25 metros con una tuneladora de 5 pulgadas de diámetro, mediante una perforación horizontal dirigida.

Se realizan perforaciones piloto utilizando una sarta de perforación que gira constantemente desde el punto de inicio hasta el punto de destino. El siguiente paso, después de llegar al punto de destino, se amplía el diámetro con el escariador. Mientras se va tirando de la tubería, el escariador va ampliando la perforación. La perforación se mantiene con el uso de la suspensión de bentonita, lo que al mismo tiempo garantizará el transporte de los materiales excavados. Generalmente, el ensanchamiento se lleva a cabo en varias fases hasta conseguir el diámetro final requerido. Este deberá ser aproximadamente entre un 30% y un 50% mayor que el diámetro de la tubería que se vaya



a colocar. En la última fase del proceso se lleva a cabo la instalación de la tubería. Para ello, la tubería se conecta en el punto de destino en un escariador con una junta giratoria que la une a la sarta de perforación y tira de ella en el sentido del punto de inicio.

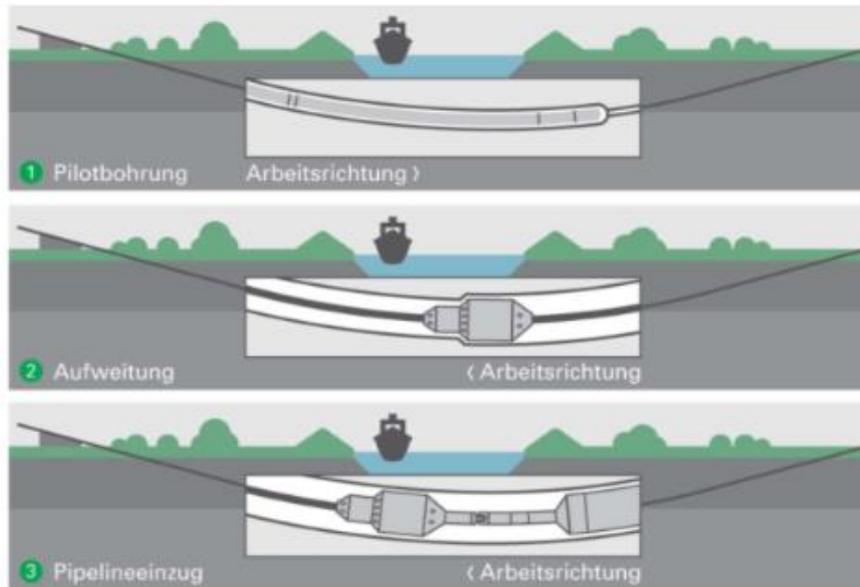


Ilustración 34. Tuneladora de perforación horizontal dirigida

La perforación horizontal dirigida (PHD) se utiliza principalmente para colocar tuberías con un diámetro de hasta 60". La condición para el uso del procedimiento de la PHD es contar con un terreno firme. El tiempo de instalación de la máquina y los gastos de preparación de la obra son relativamente bajos. El trazado es mayormente curvo y debido a la alta presión que se ejerce sobre la perforación requiere una cobertura mínima de aproximadamente entre 10 y 15 veces el diámetro exterior de la tubería.

En el siguiente enlace se muestra el procedimiento de perforación de una tuneladora:

[https://www.youtube.com/watch?v=mdLCD6t6C-w&ab\\_channel=DirectionalTechnologies](https://www.youtube.com/watch?v=mdLCD6t6C-w&ab_channel=DirectionalTechnologies)



### 6.3. Verificación del Conductor

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente (Intensidad nominal)

Ante todo, ha de calcularse la corriente máxima permanente que el cable debe transportar, teniendo en cuenta la potencia a transmitir y la tensión de trabajo nominal.

Según los registros de la subestacion Central N° 2 de Concordia, en los ultimos años se registraron intensidades de corriente de hasta 180 A. Aunque los valores promedios suelen ser de 60 A.

Luego, a partir de la sección elegida se demuestra que la capacidad de transporte del conductor es superior a la corriente máxima permanente prevista. Esto es:

$$I_{M\acute{a}x} := 180 \text{ A}$$

$$I_{Adm} := 221 \text{ A}$$

$$g := \begin{cases} \text{if } I_{M\acute{a}x} < I_{Adm} \\ \quad \parallel \text{ "Verifica" } \\ \text{else} \\ \quad \parallel \text{ "No verifica" } \end{cases}$$

$$g = \text{ "Verifica" }$$

$$I_{Adm} \text{ Es mayor que la } I_{M\acute{a}x}$$

Por lo tanto verifica la corriente del conductor seleccionado.



Según los cálculos de cortocircuito en la central 2 de la cooperativa eléctrica de Concordia, los valores de corriente de cortocircuito trifásico, para la salida 5 dentro del área de incumbencia, son menores al siguiente valor:

$$I_{cc} := 6 \text{ kA}$$

- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor de esta última (I, en ampere) y su duración (t, en segundos), debe cumplirse la condición:

$$I_{adm_{cc}} \cdot \sqrt{t} = K \cdot S$$

$$S := 70 \text{ mm}^2$$

$$t := 0.1 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 6 \text{ kA}$$

$$K := 0.176 \frac{\sqrt{s \cdot kA}}{mm^2} \quad \text{Coeficiente que tiene en cuenta el material del conductor ($$

Tabla 15.12.c - AEA)

$$I_{adm_{cc}} := \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} = 38.959 \text{ kA}$$

$$t := \begin{cases} \text{"Verifica"} & \text{if } I_{adm_{cc}} > I_{cc} \\ \text{"No verifica"} & \text{else} \end{cases}$$



$t = \text{“Verifica”}$

Esto quiere decir que la  $I_{adm_{cc}}$  es mayor que  $I_{cc}$  VERIFICA

## 6.4. Acometida Shelter

### 6.4.1. Acometida a subestación y cruce de línea

La acometida de las centrales fotovoltaicas ubicadas en la Estación de servicio YPF y el Hotel termal H20, se llevara a cabo mediante aproximadamente 60 metros de 3 conductores unipolares de cobre tipo subterráneo de 50 mm<sup>2</sup> de sección, instalado directamente enterrado y acometiendo a la línea aérea de manera adecuada y con las protecciones mecánicas correspondientes. A la misma vez dicha acometida también forma parte de un cruce de línea con la línea aérea de 33kV paralela a la avenida.

### 6.4.2. Característica conductor subterráneo:



Conductor Subterráneo (IRAM)	
Payton XLPE 33kV Tripolar IMSA	
Tipo	Tripolar
Material	Cobre
Sección Nominal	50 mm <sup>2</sup>
Categoría	1
Tensión Nominal	33kV
Tensión Maxima	35kV
Tipo de Aislación	XLPE y Vaina de PVC
Temp. De Servicio	90° C
Temp. De Sobrecarga	130° C
Temp. De Cortocircuito	250° C
N° Mínimo de Alambres	10
Peso	7461 kg/km
Resistencia	0,387 ohm/km
Reactancia	0,128 ohm/km
Corriente Admisible	181 A
Caída de Tensión	0,8 V/A*km
Langitud Total	60 m

Tabla 19. Característica Conductor Subterráneo, Acometida Shelter

## 6.5. Verificación del Conductor

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente (Intensidad nominal)

Ante todo, ha de calcularse la corriente máxima permanente que el cable debe transportar, teniendo en cuenta la potencia a transmitir y la tensión de trabajo nominal.

La potencia instalada tanto en YPF como en el Hotel H20, es de 500 kW. Pero el banco de inversores, puede entregar un 10 % más de esta potencia nominal.

$$I_n := \frac{1.1 \cdot 504 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 9.699 \text{ A}$$



$$I_n = 9.699 \text{ A}$$

$$I_{Adm} := 181 \text{ A}$$

$$g := \text{if } I_{Mdx} < I_{Adm}$$

|| "Verifica"

else

|| "No verifica"

$$g = \text{"Verifica"}$$

$I_{Adm}$  Es mayor que la

$I_{Mdx}$

Por lo tanto verifica la corriente del conductor seleccionado.

Según los cálculos de cortocircuito en la central 2 de la cooperativa eléctrica de Concordia, los valores de corriente de cortocircuito trifásico, para la salida 5 dentro del área de incumbencia, son menores al siguiente valor:

$$I_{cc} := 6 \text{ kA}$$

- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor de esta última (I, en ampere) y su duración (t, en segundos), debe cumplirse la condición:

$$I_{admcc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot S$$

$$S := 50 \text{ mm}^2$$

$$t := 0.1 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 6 \text{ kA}$$



$$K := 0.176 \frac{\sqrt{s \cdot kA}}{mm^2}$$

Coeficiente que tiene en cuenta el material del conductor (Tabla

15.12.c - AEA)

$$I_{adm_{cc}} := \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} = 27.828 \text{ kA}$$

$$t := \begin{cases} \text{"Verifica"} & \text{if } I_{adm_{cc}} > I_{cc} \\ \text{"No verifica"} & \text{else} \end{cases}$$

$$t = \text{"Verifica"}$$

Esto quiere decir que la  $I_{adm_{cc}}$  es mayor que  $I_{cc}$  VERIFICA



## 6.6. Descargadores

### 6.6.1. Descargadores en media tensión

Los descargadores se emplean para la protección de la aislación de transformadores, capacitores, y otros aparatos de MT, frente a sobretensiones (externas) de origen atmosférico e internas (de maniobra), que podrían afectarlos irreversiblemente, para lo cual deberán instalarse lo más cerca posible del dispositivo a proteger.

### 6.6.2. Descargadores para Transformadores y Reconectores

La función del descargador de sobretensión es derivar a tierra las tensiones que alcancen un nivel peligroso para la aislación del equipamiento protegido.

Los descargadores a instalar serán del tipo de óxido de zinc sin explosores.

Las características fundamentales de un descargador de óxido de zinc (IEC 60099-4) son:

- Corriente nominal  $I_n$ : valor de cresta del impulso de corriente de descarga de 8/20  $\mu$ s.
- Tensión asignada  $U_r$ : valor eficaz máximo de la tensión a frecuencia industrial admisible entre sus bornes para la cual está previsto un funcionamiento correcto en condiciones de sobretensiones temporales.
- Tensión de funcionamiento continuo  $U_c$ : valor especificado admisible de la tensión eficaz a frecuencia industrial que puede aplicarse de forma continua entre los bornes de un descargador.
- Tensión residual de un descargador  $U_{res}$ : valor de cresta de la tensión que aparece entre los bornes de un descargador durante el paso de la corriente de descarga.



Los descargadores de sobretensión o pararrayos se pueden elegir a partir de las recomendaciones de IEC 60099-5. A continuación se mencionan algunas cuestiones de dicha norma sobre la elección de pararrayos para redes de media tensión.

#### **6.6.2.1. Corriente nominal de descarga**

En las redes de tensión superior a 1 kV y hasta 245 kV (gama I según IEC 60071-1), los pararrayos cercanos a los transformadores de distribución se consideran suficientemente seguros con una corriente nominal de descarga de 5 kA, aun cuando los transformadores estén conectados a líneas con postes de madera con crucetas no conectadas a tierra. Lo pararrayos cuya corriente nominal de descarga es de 10 kA, puede preferirse en instalaciones importantes (necesidad de una mejor protección), particularmente en zonas que reciban una densidad alta de impactos de rayo o cuyo terreno presente una elevada resistencia eléctrica.

#### **6.6.2.2. Tensión asignada**

El requisito básico es que la curva característica de sobretensiones temporales del pararrayos sea mayor que la amplitud de la sobretensión temporal de la duración de la red.

El efecto de las sobretensiones es incrementar la corriente que circula por el pararrayos y en consecuencia aumenta la energía consumida por el mismo, produciéndose una elevación en su temperatura que puede, según los valores, afectar a la estabilidad térmica del descargador. Los tiempos que los descargadores pueden soportar diferentes valores de sobretensiones se indican en las curvas correspondientes a cada tipo de descargador.



En las líneas eléctricas pueden producirse sobretensiones temporales por diversos motivos entre los que cabe destacar: los defectos a tierra y las pérdidas repentinas de carga.

Un defecto a tierra en una fase de un circuito, produce una elevación de la tensión a tierra de las otras dos fases que, cuando el neutro está aislado o puesto a tierra por medio de una impedancia, pueden alcanzar valores iguales a la máxima entre fases. Con neutros rígidos a tierra, las sobretensiones no alcanzan valores superiores al 140% de la tensión máxima. La duración de estas sobretensiones es igual al tiempo que tarda en despejarse la falla. En las redes con eliminación automática de la falla a tierra, este tiempo no es superior a 1 s. En las redes con neutro aislado o puesto a tierra por medio de una bobina de compensación, la duración del defecto a tierra no suele ser superior a 10 s.

En las redes de hasta 72 kV, la pérdida repentina de la carga puede producir sobretensiones con un valor máximo de 1,2 veces la tensión nominal y una duración de unos pocos minutos. En las grandes redes, la repentina pérdida de carga puede producir elevaciones de tensión que pueden alcanzar 1,5 veces la tensión a tierra o incluso algo más, cuando simultáneamente ocurren efectos Ferranti o de resonancia.

### **6.6.2.3. Tensión de funcionamiento continuo**

La exigencia básica es que la cresta de la tensión de funcionamiento continuo  $U_c$  del pararrayos sea más elevada que la cresta de la tensión de servicio. En las redes habituales, el aumento del valor de cresta de la tensión debida a los armónicos, puede tenerse en cuenta mediante un factor de seguridad de 1.05 aplicado a la tensión a frecuencia industrial.

Se debe cumplir:



- En las redes con eliminación automática de los defectos a tierra, la tensión de funcionamiento continuo  $U_c$  debe ser

$$U_c \geq 1.1 \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

- En las redes con neutro aislado o puesto a tierra por medio de una bobina de compensación, sin eliminación automática de los defectos a tierra, el valor de la tensión de funcionamiento continuo  $U_c$  del pararrayos debe ser igual o mayor a la máxima tensión fase-tierra

$$U_c \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

#### 6.6.2.4. Protección contra las sobretensiones de frente lento

En la gama I (tensión superior a 1 kV y hasta 245 kV), el nivel de aislamiento normalizado del equipo es habitualmente tan alto que la protección contra las sobretensiones de frente lento generalmente no es necesaria.

#### 6.6.2.5. Protección contra las sobretensiones de tipo rayo

El nivel de protección  $Up1$  de un pararrayos de óxido metálico contra el impulso tipo rayo corresponde a el valor máximo de la tensión residual  $U_{res}$ . La tensión residual de un pararrayos  $U_{res}$  es el valor de cresta de la tensión que aparece entre los bornes de un descargador durante el paso de la corriente de descarga.

Sin embargo, la sobretensión máxima que puede llegar al equipamiento a proteger y que este debe poder soportar,  $U_{cw}$  (tensión soportada de coordinación), puede ser muy superior debido al efecto de ondas viajeras y reflexiones por cambio de impedancia



característica en el punto de conexión de la línea aérea con el equipo o material protegido (cable aislado, transformador, etc.).

De modo que la tensión soportada de coordinación  $U_{cw}$ , depende de la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger. Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que este se va alejando del pararrayos.

#### **6.6.2.6. Duración y Magnitud de la Sobretensión Temporal de Frecuencia de Red que Soporta el Descargador**

Como dijimos anteriormente la  $U_{temp}$ , es la sobretensión temporal máxima que se puede presentar en el punto de instalación del descargador y la misma tendrá una duración máxima  $t_{máx}$ , que estará dada por las protecciones por sobrecorriente, que despejaron la falla en ese lugar.

Entonces se tendrá que cumplir con:

$U_r > U_{temp}$  esperada en el lugar de colocación del descargador

En donde se debe verificar con las características tensión de frecuencia industrial - tiempo, del descargador elegido que el valor de  $U_r$  es soportada para el tiempo  $t_{máx}$  que dure la sobretensión.

El valor de  $U_{temp}$  se determina para cada caso y se utiliza la peor condición para estas sobretensiones temporarias a frecuencia industrial debidas a fallas a tierra en el sistema. Este valor  $U_r$  se debe sacar del catálogo de descargadores elegido, mediante un



gráfico de la capacidad de soportar sobretensiones temporarias. Cabe aclarar que en este gráfico tenemos en abscisas la relación  $U/U_c$  que normalmente se denomina como  $S$  y en ordenadas la duración máxima admisible en segundos.

Los catálogos de los descargadores definen el valor de  $U_r$ , el cual es el que se obtiene para un tiempo de 10 segundo.

La magnitud que alcanzan estas sobretensiones se expresa en términos relativos mediante el factor de falla a tierra  $F_{ft}$  que se calcula, durante una falla a tierra, como la relación de la mayor tensión fase - tierra de una fase sana a la tensión nominal fase - tierra de la red como se vio anteriormente.

De este modo, se puede calcular la sobretensión temporaria máxima a 50 Hz mediante la expresión siguiente:

El factor de falla a tierra depende esencialmente del tipo de puesta a tierra de servicio que tenga la red que se está considerando, pudiendo variar en condiciones normales de 1, para una situación ideal de resistencia de puesta a tierra, a 1,73 para una red aislada de tierra. La correcta ponderación del factor de falla a tierra es un elemento de vital importancia para la selección del descargador de sobretensión,

### 6.6.2.7. Margen de Protección

La diferencia entre la característica de descarga disruptiva del descargador y el nivel de tensión soportado por el equipamiento, nos da en todo instante de tiempo lo que se llama margen de protección, representado por la expresión siguiente:

$$MP := \frac{U_{\text{equip}}}{U_{\text{res}}} - 1$$

Uequip: Tensión soportada por el equipamiento



Ures: tensión residual del descargador

Teniendo que ser este margen, mayor que el 20% para asegurar una adecuada coordinación. La selección de este valor no es arbitraria, pues con el tiempo y en razón del uso normal de los equipos, los mismos pueden sufrir deterioro, de tal forma que su tensión de ruptura puede disminuir (caso típico de los transformadores cuando existe sobrecarga prolongada debilitando la aislación de los mismos, etc).

### 6.6.2.8. Coordinación de aislamiento

Para que la coordinación del aislamiento sea eficiente, todas las descargas deben producirse en los elementos correspondientes al nivel más bajo de aislamiento, es decir, en los pararrayos, y ninguna descarga debe producirse en los elementos cuyo nivel de aislamiento sea superior (equipamiento eléctrico).

Se debe verificar que:

$$\frac{U_w}{U_{cw}} \geq 1.15$$

Siendo  $U_w$  la tensión soportada normalizada a impulso tipo rayo (tensión nominal resistida de impulso atmosférico) del equipamiento eléctrico, el cual se obtiene de la siguiente tabla:

Niveles normalizados de aislación para  $1 \text{ kV} < U_m < 36 \text{ kV}$  (IRAM 2211)



Tensión nominal entre fases $U_n$ (Valor eficaz)	Tensión máxima para materiales y equipos $U_m$ (Valor eficaz)	Tensión nominal resistida de impulso atmosférico (cresta)		Tensión nominal resistida a frecuencia industrial de corta duración (Valor eficaz)
		Lista 1	Lista 2	
kV	kV	kV	kV	kV
3.3	3.6	20	40	10
6.6	7.2	40	60	20
13.2	14.5	75	95	38
33	36	145	170	70

Tabla 20. Niveles Normalizados de Aislación

### 6.6.2.9. Localización del Descargador de Sobretensión al Final de una Línea

Debido a que la propagación de una onda de sobretensión tiene una velocidad finita, la acción de un descargador a una distancia determinada del equipo a proteger no se manifiesta hasta transcurrido un cierto tiempo. Esta circunstancia vale tanto para los equipos protegidos que se encuentren antes o después del descargador.

Supongamos el caso en que el equipo a proteger se encuentre a una distancia  $x$  antes del descargador, la onda de sobretensión que se propaga en forma de cuña con una pendiente  $p$  (kV/ms) incide inicialmente sobre el equipo y comienza a elevar la tensión en este punto si es fin de línea. Cuando dicha onda actúa sobre el descargador y este la limita ejerciendo su acción protectora, vuelve hacia el equipo protegido, una onda reflejada de sentido opuesto (recordar que la actuación de un descargador es un cortocircuito para la onda). La acción protectora depende de la sobretensión que se producirá en el momento de en que la onda reflejada alcance al equipo a proteger y por lo tanto, dependerá de la distancia " $x$ " y la pendiente " $P$ ", de acuerdo a la siguiente expresión:

$$U_x = U_{res} + U_y + \frac{2 \cdot p \cdot x}{v} + U_{Rdt}$$

**Ures** : Es la tensión residual en el descargador debida a la corriente de descarga.



**U<sub>y</sub>**: Es la tensión resultante en el conexionado entre la línea y el descargador más la caída entre éste y la conexión de la tierra o el equipo a proteger (que depende de la inductancia de los conductores y de la corriente de descarga).

**UR<sub>dt</sub>** : Es la caída de tensión en la puesta a tierra (que depende de la resistencia de puesta a tierra y de la corriente de descarga que circule).

**p** : Es la pendiente del frente de onda incidente (en kV/mseg).

**x** : Es la distancia entre el descargador y el equipo a proteger (en metros).

**v** : Es la velocidad de propagación de la onda en el medio (en m/mseg).

El termino **U<sub>x</sub>**, tiene como valor límite teórico, el doble del valor que resultaría de la sumatoria de los términos **U<sub>res</sub>**, **U<sub>y</sub>**, y **UR<sub>dt</sub>**, lo cual significa que el descargador está demasiado lejos del equipo y el mismo, si es fin de línea o encuentra la onda incidente un circuito abierto se duplicaría.

### 6.6.3. Elección de los descargadores de sobretensión

#### 6.6.3.1. Sistema con Neutro puesto a tierra

Los descargadores de sobretensión Zforce de Joslyn, están constituidos por una serie de varistores de óxido de Zinc, encerrados herméticamente dentro de una robusta envoltura polimérica anti vandálica, de bajo peso y aleteada con una elevada línea de fuga proveyendo una excelente performance en atmósferas con alto nivel de contaminación. En condiciones normales, adoptan un alto valor de resistencia interna que da lugar a una circulación de corriente de unos pocos mA. Ante sobretensiones de origen externo o interno, su característica no lineal hace que su resistencia descienda a valores muy bajos, limitando el valor de la sobretensión a un valor conocido como tensión residual.



Datos del sistema:  $U_n = 33 \text{ kV}$ ;  $U_m = 1,1 \times U_n = 36,3 \text{ kV}$ ; F.f.t. = 1.4; tiempo de despeje de la falla 1 seg.

Primero: Elegimos el descargador por la tensión de fase permanente del sistema en condiciones normales.

$$U_n := 33 \text{ kV}$$

$$U_m := 1.1 U_n = 36.3 \text{ kV}$$

$$U_c > \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$U_{fmax} := \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 20.958 \text{ kV}$$

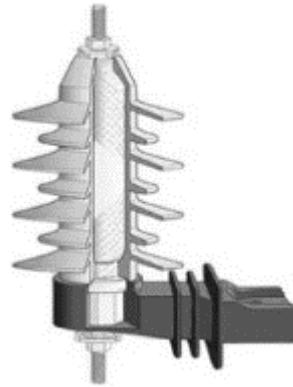


Ilustración 35. Descargador de sobretensión

Del catálogo 1 se selecciona el valor de  $U_c$  inmediatamente superior al calculado, que es:

Tensión Nominal ( $U_n$ ) (kVrms)	MCOV ( $U_c$ ) (kVrms)	Max. Equiv. FOW (kV Cresta)	Impulso de maniobra (kV Cresta)	Máxima Tensión de descarga (kV Cresta) con impulso de corriente de 8/20 $\mu$ s.						
				1.5 kA	2.5 kA	3.0 kA	5.0 kA	10 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	10.4	7.8	8.5	8.8	8.9	9.3	9.9	10.9	12.4
6	5.1	20.7	15.5	16.9	17.5	17.7	18.6	19.8	21.8	24.7
9	7.65	31.0	23.3	25.4	26.2	26.6	27.9	29.7	32.7	37.0
10	8.4	34.5	25.9	28.2	29.1	29.5	31.0	33.0	36.3	41.1
12	10.2	41.3	31.0	33.8	34.9	35.4	37.2	39.6	43.5	49.3
15	12.7	51.7	38.8	42.2	43.6	44.2	46.5	49.5	54.4	61.6
18	15.3	62.0	46.5	50.7	52.3	53.1	55.8	59.4	65.3	73.9
21	17.0	72.3	54.3	59.1	61.0	61.9	65.1	69.3	76.2	86.2
24	19.5	82.6	62.1	67.6	69.7	70.7	74.4	79.2	87.0	98.5
27	22.0	92.9	69.8	76.0	78.4	79.6	83.7	89.1	97.9	110.8
30	24.4	103.3	77.6	84.4	87.1	88.4	93.0	99.0	108.8	123.1

Tabla 21. Catálogo 1 de Descargadores de Sobretensión

Descargadores de 10kA de Joslyn

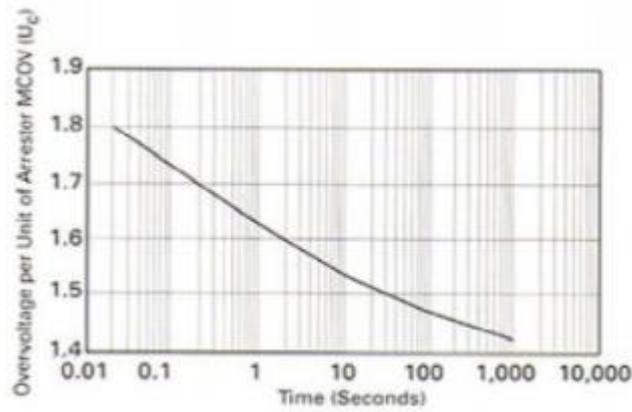


Ilustración 36. Gráfica de Sobretensiones vs Tiempo

Para proteger equipos de voltaje nominal  $Un = 33 \text{ kV}$  se eligen descargadores de las siguientes características:

- Corriente nominal  $In = 10 \text{ kA}$
- Tensión asignada  $Ur = 27 \text{ kV}$
- Tensión de funcionamiento continuo  $Uc = 22 \text{ kV}$
- Tensión residual  $Ures = 89.1 \text{ kV}$
- Sobretensión durante 1 segundo es  $1.625 * Uc = 35.75 \text{ kV}$
- Sobretensión durante 10 segundos es  $1.538 * Uc = 33.83 \text{ kV}$

### 6.6.3.2. Verificaciones

- Corriente nominal de descarga

Se eligen pararrayos de 10 kA porque se quiere mayor nivel de protección al no tener apantallamiento las líneas y ser una zona de alta densidad cerámica.

- Tensión de funcionamiento continuo

$$U_c := 22 \text{ kV} \quad \geq \quad 1.1 \cdot \frac{36 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 22.863 \text{ kV} \quad \text{Verifica}$$



- Tensión asignada

Verificamos que la sobretensión temporaria que soporta el descargador que elegimos, para el tiempo de actuación máximo de las protecciones, sea mayor que la sobretension temporal, que aparece donde se ubica el descargador. Esto lo determinamos de la curva de sobre carga frente a sobretensiones temporarias del catalogo de descargadores. Figura 1

Para

- $U_{w;} := S \cdot U_c = 35.75 \text{ kV} \quad \geq \quad U_{temp} := Fft \cdot U_{fmax} = 29.341 \text{ kV} \quad \text{Verifica}$

Para  $S := 1.538$   $Fft := 1.4$

- $U_{w;} := S \cdot U_c = 33.836 \text{ kV} \quad \geq \quad U_{temp} := Fft \cdot U_{fmax} = 29.341 \text{ kV} \quad \text{Verifica}$

- Tensión soportada de coordinamiento de impulso tipo rayo

Datos

$$U_{p1} := 89.1 \text{ kV} \quad L_{sp} := 100 \text{ m}$$

$$N := 2$$

$$A := 900 \text{ kV} \quad L_t := 4 \text{ m}$$

La tensión soportada de coordinación de impulso tipo rayo es:

$$U_{cw} := U_{p1} + \frac{A}{N} \cdot \frac{L_t}{L_{sp}} = 107.1 \text{ kV}$$

- Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo



Se define  $U_{rw} := 1.15 \cdot U_{csw} = 123.165 \text{ kV}$

- Zona de protección

Del Catálogo 1 Vemos que para esta corriente, tiene una tensión residual  $U_{res} = 32$  kV, para un descargador DynaVar DV, Clase 10 kA,  $U_r = 10 \text{ kV}$  y  $U_c = 8.4$ . Este valor de tensión residual es el que queda aplicado sobre el descargador cuando por el circula la corriente de descarga impulsiva con la forma de onda 8/20 mseg.

La tensión resultante que solicita al equipamiento para este caso es de:

$$U_x := U_{res} + (y_1 + y_2) \cdot L \left( \frac{di}{dt} \right) + 2 \cdot x \cdot \frac{p}{v}$$

$$y := y_1 + y_2 \quad y := 3 \text{ m}$$

$$L := 1.6 \frac{\mu\text{H}}{\text{m}}$$

$$di := 10 \text{ kA}$$

$$dt := 1.2 \mu\text{s}$$

$$x := 1 \text{ m}$$

$$p := 1000 \frac{\text{kV}}{\mu\text{s}}$$

$$v := 300 \frac{\text{m}}{\mu\text{s}}$$

$$U_x := U_{res} + (y) \cdot L \left( \frac{di}{dt} \right) + 2 \cdot x \cdot \frac{p}{v}$$

$$U_x = 135.767 \text{ kV}$$

Verificamos el margen de protección:



$$MP := \left( \left( \frac{170 \text{ kV}}{U_x} \right) - 1 \right) \cdot 100 = 25.215 \%$$

Donde Mp es margen de protección y LIWV el nivel básico de aislación del transformado

Los descargadores se instalarán sobre la tapa de los reconectores de 33 kV en ambos lados y sobre la tapa del transformador en el lado de 33 kV, por lo tanto dentro de la zona protegida. Con un margen de protección mayor al 20 %.

## 6.7. Puesta a tierra

### 6.7.1. Conductor neutro Puesto a Tierra

Según la reglamentación de la AEA 95401, los sistemas de MT y BT asociados a los centros de transformación tendrán en general un esquema de conexión de neutro rígido a tierra.

### 6.7.2. Seccionales mínimas de los conductores de neutro en el CT

El conductor neutro tendrá como mínimo la sección que a continuación se especifica:

En sistemas con cuatro conductores: hasta 16 mm<sup>2</sup> de cobre o aluminio, igual al del conductor de fase; para secciones superiores el neutro deberá tener una sección la mitad de la correspondiente al conductor de fase, con un mínimo igual a 10 mm<sup>2</sup> para el cobre y 16 mm<sup>2</sup> para el aluminio.



### 6.7.3. Valores de resistencia de puesta a tierra de servicio de BT

La resistencia de puesta a tierra del neutro de la red de BT alimentada por el centro debe ser tal que, ante contacto con un conductor de fase con la tierra o con una parte conductora extraña vinculada con la tierra, la sobretensión en fase sana no supere los valores admitidos por la aislación de las instalaciones y aparatos abastecidas en que se aplique el esquema de conexión a tierra TN. Para la red de BT con tensión 3x380/220 v, la tensión fase-tierra máxima admitida es de 250V, para lo cual la tensión entre neutro y tierra no debe superar los 50 V.

Debe además permitir la actuación de los interruptores por corriente diferencial de fuga de las instalaciones de BT abastecidas ante fallas a masa sin que aparezcan un deslizamiento de tensión de neutro que pueda originar los efectos mencionados en el párrafo anterior.

Para sistemas de 3x380/220 V, con una resistencia total de puesta a tierra de neutro de 2 Ohm, estas condiciones se consideran satisfechas.

El neutro del transformador, que puede ser del usuario o de la distribuidora, que alimenta al establecimiento está puesto a tierra (esa puesta a tierra (PAT)) es llamada puesta a tierra de servicio, primera T y se la designa Rb). La segunda T indica la puesta a tierra que el usuario debe realizar en su instalación, a la cual se deben conectar todas las masas eléctricas mediante conductores de protección (PE), en derivación. A esa misma puesta a tierra se deben conectar todas las masas no eléctricas llamadas masas extrañas mediante conductores equipotenciales. Esa puesta a tierra que se la designa Ra, se denomina puesta a tierra de protección o de seguridad y en el ECTTT no debe vincularse con la tierra de servicio Rb. Este ECTTT es un esquema de cinco conductores.



Longitud de jabalina en  $m$

$$\rho := 50 \Omega \cdot m$$

$$L := 6 m$$

Radio de la jabalina en  $m$

$$a := 0.008 m$$

$$R := \left( \frac{\rho}{2 \pi \cdot L} \right) \cdot \left( \ln \left( \frac{4 \cdot L}{a} \right) - 1 \right) = 9.292 \Omega$$

Se colocan 5 jabalinas de 5 m separadas una distancia de 5 m, por lo que la resistencia pasa a ser:

$$R := R \cdot 0.21 = 1.951 \Omega$$



## **7. Anexos**

### **7.1. Anexo 1**

Calculo mecánico de conductor tramo 1

### **7.2. Anexo 2**

Calculo mecánico de conductor tramo 2

### **7.3. Anexo 3**

Calculo mecánico de conductor tramo 3

### **7.4. Anexo 4**

Plano planta de centrales solares de 500 kVA

### **7.5. Anexo 5**

Plano conexión de array de paneles

### **7.6. Anexo 6**

Plano unifilar centrales 500 kVA

### **7.7. Anexo 7**

Catalogo Reconector de vacío trifásico OVR-15

### **7.8. Anexo 8**

Catalogo Medidor Bidireccional

### **7.9. Anexo 9**

Inversor SUNNY BOY, 3kVA y 5kVA



### ***7.10. Anexo 10***

Inversor SUNNY TRIPOWER, 10kVA

### ***7.11. Anexo 11***

Inversor SUNNY TRIPOWER CORE1, 50kVA

### ***7.12. Anexo 12***

Calculo Mecánico del Conductor

### ***7.13. Anexo 13***

Calculo Aisladores

### ***7.14. Anexo 14***

Calculo Distancias Electricas

### ***7.15. Anexo 15***

Calculo Estructuras

### ***7.16. Anexo 16***

Calculo Fundaciones



## 2. Conclusión

Con la realización de este proyecto se obtendrá una significativa mejora en la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico debido a la ampliación de la capacidad de transporte y a la instalación de los equipos de generación fotovoltaica, favoreciendo el constante desarrollo de las actividades industriales y turísticas en el área.

A través de la instalación de los equipos generadores fotovoltaicos se reducen los gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera por la generación de energía eléctrica mediante fuentes fósiles, logrando así un impacto ambiental positivo.

Por otro lado, la implementación de una micro red eléctrica inteligente es una innovación en el sistema de distribución actual posibilitando la realización remota de las operaciones de alta, baja, cortes, reconexiones y control de potencia sin intervención ni del usuario ni del operario de la empresa.

Se puede afirmar que la implantación de la Telegestión supone un gran cambio en la relación con el cliente que podrá adquirir un papel más activo en la gestión de su consumo energético.

Para finalizar, el proyecto no solo es viable técnicamente, sino que también es una obra de ingeniería que servirá de ejemplo para otras ciudades y esto traerá aparejado un posicionamiento de villa Zorraquín como un centro turístico-educativo que beneficiará a toda la región.