

UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA
FACULTAD DE INGENIERIA
DTO. DE INGENIERIA ELECTRICA

PROYECTO FINAL

ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO,
PARA LA INSTALACIÓN
DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA EN
LA ZONA DE GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998

Julio Branda, mat. 7151

Profesor asesor: **Ing. Máximo Menna**



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

LA ENERGIA EÓLICA

Tema que venimos estudiando y tratando de difundir hace ya varios años, casi podríamos decir que comenzó con la cursada de las materias de la especialidad, que luego al profundizar e investigar sobre los innumerables inconvenientes ambientales actuales, hizo que la preocupación por contribuir a minimizar el impacto ambiental se transformara en una forma de vida.

Así fue que nos relacionamos con instituciones como Green Peace, la Secretaría de Medio Ambiente de la Municipalidad del Partido de Gral. Pueyrredón, nos hicimos cargo de la Secretaría de Medio Ambiente del Centro de Estudiantes de nuestra Facultad y hace dos años, se nos presentó la oportunidad de integrar el grupo de investigación G.E.E.A.A dirigido por el Ing. Máximo Menna.

Y que mejor forma de terminar nuestra carrera, en vísperas de la denominada y necesaria "Revolución Sostenible" que realizar un proyecto del área en que nos especializamos: Energías Renovables.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.
2. RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO.
3. ESTUDIO ELÉCTRICO.
4. ESTUDIO DE COSTOS.
5. CONCLUSIONES.

1. INTRODUCCIÓN

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE Vs. FUENTES DE ENERGÍA NO RENOVABLE

Combustibles fósiles y Crisis Energética.

Necesidades energéticas del hombre, reseña histórica.

La disponibilidad de recursos energéticos es uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico de las naciones. A su vez, el desarrollo tecnológico determina la utilización de ciertos tipos de energía y, por tanto, la disponibilidad de ese recurso.

Los recursos energéticos son usados por el hombre para satisfacer algunas de sus necesidades básicas en forma de calor y trabajo.

Calor y trabajo, son dos necesidades básicas en cualquier grupo humano, del nivel social, económico o tecnológico que se quiera. Para producirlos, el hombre ha utilizado, a lo largo de su historia, una gran variedad de recursos energéticos. Al principio de nuestra era, por ejemplo, el calor para calefacción, cocina, etc. era producido en gran medida por medio de la combustión de leña, mientras que el trabajo en pequeña escala era producido por la fuerza humana, a mediana escala se obtenía de ciertos animales domesticables como caballos, burros, bueyes, etc. y a gran escala podía extraerse, por ejemplo, del viento que se utilizaba para mover los grandes veleros mercantes y de guerra.

Las primeras máquinas térmicas de uso práctico aparecieron hacia finales del siglo XVII. En la segunda mitad del siglo XVIII, el escocés James Watt perfeccionó la máquina de vapor y con ello se facilitó la producción industrial de cantidades relativamente grandes de trabajo a partir de la combustión, primero de leña y después de carbón mineral. A principios del siglo XIX ya existían en Inglaterra y en Estados Unidos algunos barcos de vapor que efectuaban viajes comercialmente. Antes del segundo tercio del mismo siglo, entró en servicio en Inglaterra un ferrocarril propulsado por una máquina de vapor.

Las máquinas de vapor eran de "combustión externa". Este concepto implica que la fuente de calor que se utilice no es muy importante, siempre que cumpla con ciertos requisitos.

Así, una máquina de vapor que puede funcionar con leña, también puede hacerlo con carbón, con petróleo o con ciertos residuos de basura. Hace más de cien años, se construyó en Francia una máquina de vapor cuya fuente de energía era el Sol.

INTRODUCCIÓN

Hacia mediados del siglo XIX se inventaron los primeros motores de combustión interna. Estos requieren un combustible muy específico para funcionar. Con el tiempo, debido a razones técnicas y económicas, los motores de combustión interna, principalmente los de gasolina y diesel, se hicieron cada vez más seguros, confiables, económicos y, por tanto, abundantes. Aparecieron también otras máquinas térmicas, como las turbinas y los motores a reacción, que también consumen combustibles muy específicos.

Fue así como nuestra sociedad se fue haciendo extraordinariamente dependiente de los combustibles fósiles.

Los combustibles fósiles comprenden principalmente el petróleo y sus derivados (gasolina, diesel, turbosina, etc.), el gas natural y el carbón mineral. Al principio de la explotación de estos recursos, se consideraban ilimitados y su impacto ambiental era despreciable. Sin embargo, debido al extraordinario crecimiento de la población mundial (y nacional), junto con el aumento en el consumo per capita de estos recursos, sólo queda petróleo disponible para su explotación económica durante la primera mitad del siglo XXI.

Por otro lado, el consumo masivo de hidrocarburos está produciendo ya alteraciones de la atmósfera a nivel mundial. Los niveles de dióxido de carbono que se detectan actualmente son significativamente mayores que los que existían en 1950. Esto produce el conocido efecto invernadero, que está produciendo ya un incremento en las temperaturas promedio mundiales. Es obvio que una alteración artificial no controlada y con consecuencias que no conocemos, no puede ser deseable.

Los combustibles fósiles también son causantes de la llamada lluvia ácida, que en los bosques cercanos a las áreas altamente industrializadas está causando grandes daños al suelo, y por tanto a la flora y la fauna.

En las grandes ciudades, la combinación de las emisiones de gases de combustión, con algunos otros fenómenos naturales, como las inversiones térmicas, la humedad y la radiación solar produce algunos efectos indeseables para la salud humana, como el humoiebla (smog), las altas concentraciones de ozono y, en general, la concentración de componentes indeseables en la atmósfera.

Tanto por razones económicas (próxima escasez de hidrocarburos) como ecológicas (alteración de la atmósfera y el suelo), es imperativo el desarrollo de nuevas alternativas energéticas, que sean menos agresivas contra el ambiente.

INTRODUCCIÓN

El actual esquema de consumo energético, a nivel global, simplemente no es sustentable, es decir, no puede mantenerse indefinidamente sin amenazar su propia existencia.

Algunos modelos que consideran los efectos que está teniendo actualmente el uso y abuso de los combustibles fósiles, considerando las posibles tendencias futuras, amenazan con producir una catástrofe en contra de la humanidad, antes de que termine el siglo XXI.

Existen muchas alternativas energéticas. Algunas de ellas no han sido desarrolladas por limitaciones técnicas y económicas, otras se ha utilizado sólo parcialmente. A continuación damos un listado de las principales:

FUENTES DE ENERGÍA NO RENOVABLE.

Se considera no renovable la energía que está almacenada en cantidades inicialmente fijas, comúnmente en el subsuelo. A medida que se consume un recurso no renovable, se va agotando. Las reservas disponibles están sujetas a la factibilidad técnica y económica de su explotación, al descubrimiento de nuevos yacimientos y al ritmo de extracción y consumo.

FUENTES DE ENERGÍA FÓSIL.

Se llama energía fósil la que se obtiene de la combustión (oxidación) de ciertas sustancias que, según la geología, se produjeron en el subsuelo a partir de la acumulación de grandes cantidades de residuos de seres vivos, hace millones de años.

Petróleo y sus Derivados.

El petróleo es una mezcla de una gran variedad de hidrocarburos (compuestos de carbono e hidrógeno) en fase líquida, mezclados con una variedad de impurezas. Por destilación y otros procesos, se obtienen las diversas gasolinas, el diesel, la turbosina, la tractolina, el chapopote, etc. A nivel mundial ya no es un recurso abundante.

Gas Natural.

El gas natural está compuesto principalmente por metano y corresponde a la fracción más ligera de los hidrocarburos, por lo que se encuentra en los yacimientos en forma gaseosa.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

INTRODUCCIÓN

Carbón Mineral.

El carbón mineral es principalmente carbono, también de origen fósil, que se encuentra en grandes yacimientos en el subsuelo. A nivel mundial, el carbón mineral es abundante. Los problemas ecológicos que causa son aún mayores que los inherentes al petróleo y sus derivados.

Energía Geotérmica.

La energía geotérmica consiste en extraer calor del magma incandescente de la Tierra, por medio de vapor. Mediante procesos térmicos, es posible generar electricidad, en las plantas llamadas "geotermoeléctricas". El magma se encuentra cerca de la superficie terrestre en las zonas con gran actividad volcánica, y es donde es más explotable. En algunos casos el vapor o el agua caliente brotan espontáneamente. En otros, es necesario inyectar agua en pozos y extraerla como vapor

Energía Nuclear.

La energía nuclear se obtiene de la modificación de los núcleos de algunos átomos, muy pesados o muy ligeros. En esta modificación, cierta fracción de su masa se transforma en energía. La liberación de energía nuclear, por tanto, tampoco involucra combustiones, pero sí produce otros subproductos agresivos al ambiente.

Fisión.

La fisión nuclear consiste en la desintegración de átomos pesados, como ciertos isótopos del uranio y el plutonio, para obtener átomos más pequeños. Dentro de la fisión existen diversas variantes. Esta es la forma con que operan los reactores nucleares comerciales.

Fusión.

La fusión nuclear consiste en obtener átomos de mayor tamaño, a partir de ciertos isótopos de átomos pequeños, como el tritio. Teóricamente ésta sería una fuente de energía abundante, debido a que existe una cierta fracción de tritio en el agua de los océanos. No se ha logrado desarrollar una técnica para aprovechar la fusión nuclear en la Tierra con fines pacíficos .

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

INTRODUCCIÓN

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE.

Se llama energía renovable la que, administrada en forma adecuada, puede explotarse ilimitadamente, es decir, su cantidad disponible (en la Tierra) no disminuye a medida que se aprovecha.

Para tener un esquema de desarrollo sustentable es indispensable que la mayoría de los recursos, y particularmente la energía, sean del tipo renovable.

La principal fuente de energía renovable es el Sol.

El Sol envía a la Tierra únicamente energía radiante, es decir, luz visible, radiación infrarroja y algo de ultravioleta. Sin embargo, en la atmósfera se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de:

Energía Solar.

La energía solar, como recurso energético terrestre, está constituida simplemente por la porción de la luz que emite el Sol y que es interceptada por la Tierra.

Directa.

Una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como luz solar, por ejemplo, para la iluminación de recintos. En este sentido, cualquier ventana es un colector solar. Otra aplicación directa, muy común, es el secado de ropa y algunos productos en procesos de producción con tecnología simple.

Térmica.

Se denomina "térmica" la energía solar cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio. La climatización de viviendas, calefacción, refrigeración, secado, etc., son aplicaciones térmicas.

INTRODUCCIÓN

Fotovoltaica.

Se llama "fotovoltaica" la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin pasar por un efecto térmico.

Energía de la Biomasa (fotosíntesis).

La forma más antigua de aprovechamiento de la energía solar, inventada por la Naturaleza misma, es la fotosíntesis. Mediante este mecanismo las plantas elaboran su propio alimento (su fuente de energía) y el de otros seres vivientes en las cadenas alimenticias. Pero también mediante fotosíntesis se obtienen otros productos, como la madera, que tienen muchas aplicaciones, además de su valor energético. A partir de la fotosíntesis puede utilizarse la energía solar para producir sustancias con alto contenido energético (liberable mediante una combustión) como el alcohol y el metano.

Diferencia de Temperatura Oceánica (OTEC).

Se ha propuesto utilizar la diferencia de temperatura que existe entre la superficie del océano (unos 20°C o más en zonas tropicales) y la correspondiente a unas decenas de metros abajo de la superficie (cercana a 4°C), para proporcionar los flujos de calor para impulsar un ciclo termodinámico y producir otras formas de energía.

Energía de las Olas.

También se ha propuesto aprovechar, en ciertos lugares privilegiados, el vaivén de las olas del mar para generar energía eléctrica. Las olas son, a su vez, producidas por el efecto del viento sobre el agua. Por tanto, también es una forma derivada de la solar.

Energía Hidráulica.

La energía hidráulica es la que se obtiene a partir de caídas de agua, artificiales o naturales. Típicamente se construyen presas en los lugares con una combinación de gasto anual de agua y condiciones orográficas adecuadas. Estrictamente, también esta es una forma derivada de la energía solar, porque el Sol provee la fuerza impulsora del ciclo hidrológico. Sin embargo, tradicionalmente se ha considerado como una forma de energía aparte.

Energía de las Mareas.

En algunas regiones costeras se dan unas mareas especialmente altas y bajas. En estos lugares se ha propuesto construir grandes represas costeras que permitirían generar energía eléctrica con grandes volúmenes de agua aunque con pequeñas diferencias de altura. Es como la energía hidráulica, pero su origen es la atracción gravitacional del Sol y principalmente de la Luna, en vez del ciclo hidrológico.

Energía Eólica.

La energía eólica es la energía que se extrae del viento.

Las aplicaciones más comunes son: transporte (veleros), generación eléctrica y bombeo de agua. La energía eólica es derivada de la energía solar, porque una parte de los movimientos del aire atmosférico se debe al calentamiento causado por el Sol (también existe un efecto de la rotación de la Tierra y otro de la atracción gravitacional de la Luna y el Sol).

Como puede verificarse, en realidad no existe un problema de falta de recursos energéticos. Una parte del problema energético actual consiste en que nuestra sociedad se ha hecho muy dependiente de un sólo recurso: los hidrocarburos.

En otras palabras, se ha rezagado el desarrollo tecnológico y, por tanto, la viabilidad económica de algunas otras alternativas energéticas.

ENERGÍA EÓLICA: LIMPIA, INAGOTABLE Y LISTA PARA PRODUCIR

Desde nuestro puesto de trabajo hemos considerado a la energía eólica como una prioridad central para promover las fuentes renovables de energía como parte de la solución al problema del cambio climático, disminuyendo las emisiones contaminantes que afectan el clima global, eliminar el riesgo nuclear, y cambiar hacia fuentes primarias renovables.

Actualmente se están creando una serie de medidas que contribuirán a acelerar el ingreso de la energía eólica dentro del mercado eléctrico. Tales medidas están básicamente centradas en las posibilidades que brindan los modernos aerogeneradores como proveedores de suministro eléctrico para redes públicas de distribución o integrados a procesos productivos.

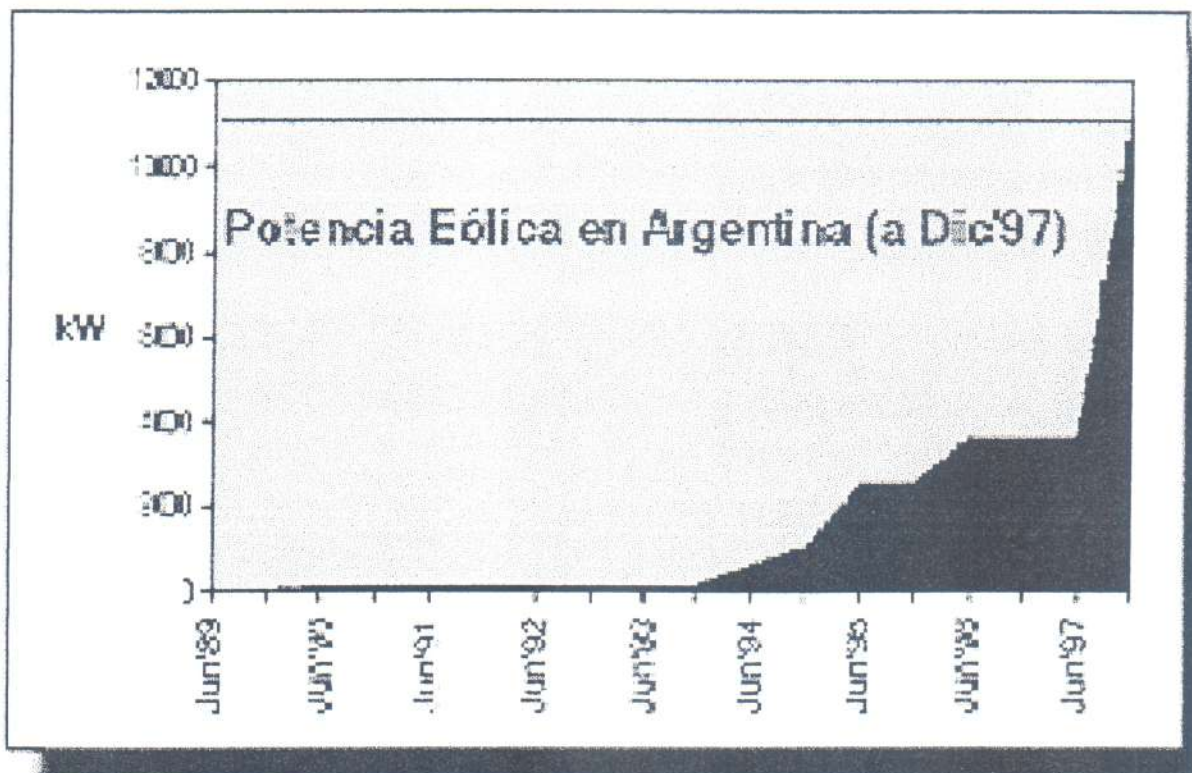
INTRODUCCIÓN

Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del mundo.

Generadores colocados en Comodoro Rivadavia tuvieron una producción que batió record internacionales. Esa es una muestra de nuestro potencial en la generación eólica.

No debería existir inconveniente alguno para establecer un régimen que promueva un decidido desarrollo de la energía eólica: ni de ocupación del suelo (mínimo y compatible con otros usos), ni económicos, ni ambientales, ni sociales.

Aún así nuestro desarrollo es muy pequeño, y esto se debe en gran parte al sistema burocrático de la Republica Argentina (sobredimensionado y subadministrado), que tarda años (vaya uno a saber por que intereses), en reglamentar un ley como la eólica, que existe gracias a ONGs como Green Peace y a un gran número de gente que lucha por un futuro mejor. Esperamos que con nuestro trabajo podamos aportar a este desarrollo, y no permanecer con los ojos vendados contribuyendo al deterioro del planeta.



Potencia eólica instalada en Argentina

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

INTRODUCCIÓN

Diversas poblaciones, fundamentalmente a través de sus cooperativas eléctricas, han incorporado generadores eólicos (Comodoro Rivadavia, Rada Tilly, Punta Alta, Tandil, Cutral Co, Pico Truncado, Rio Mayo, Darragueira, Claromecó, etc.) brindando un servicio publico y protegiendo el medio ambiente.

Este esfuerzo pionero puede multiplicarse en decenas o cientos de nuevos emprendimientos si se contase con condiciones mínimas que faciliten la generación eólica. Tal podría ser el caso de la Cooperativa Eléctrica de Gral. Madariaga (C.O.E.M.A.), de la que haremos una breve reseña histórica al final de este inciso de la introducción.

Como información adicional de los beneficios de la **Energía Eólica**, adjuntamos el sgte. cuadro comparativo del impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad. (Fuente: US Departament of Energy.)

Los valores del cuadro corresponden a **toneladas emitidas por Gwh de energía**

Fuente de Energía	CO ₂	NO ₂	SO ₂	Residuos nucleares
Carbón	1058	3	2.97	-
Gas Natural	824	0.25	0.336	-
Nuclear	8.6	0.034	0.029	3.64
Fotovoltaica	5.9	0.008	0.023	-
Biomasa	0	0.614	0.154	-
Geotérmica	56	tr	tr	-
Eólica	7.4	tr	tr	-
Solar Térmica	3.6	tr	tr	-
Hidráulica	6.6	tr	tr	-

Cuadro comparativo del impacto ambiental de las diferentes formas de producir electricidad.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

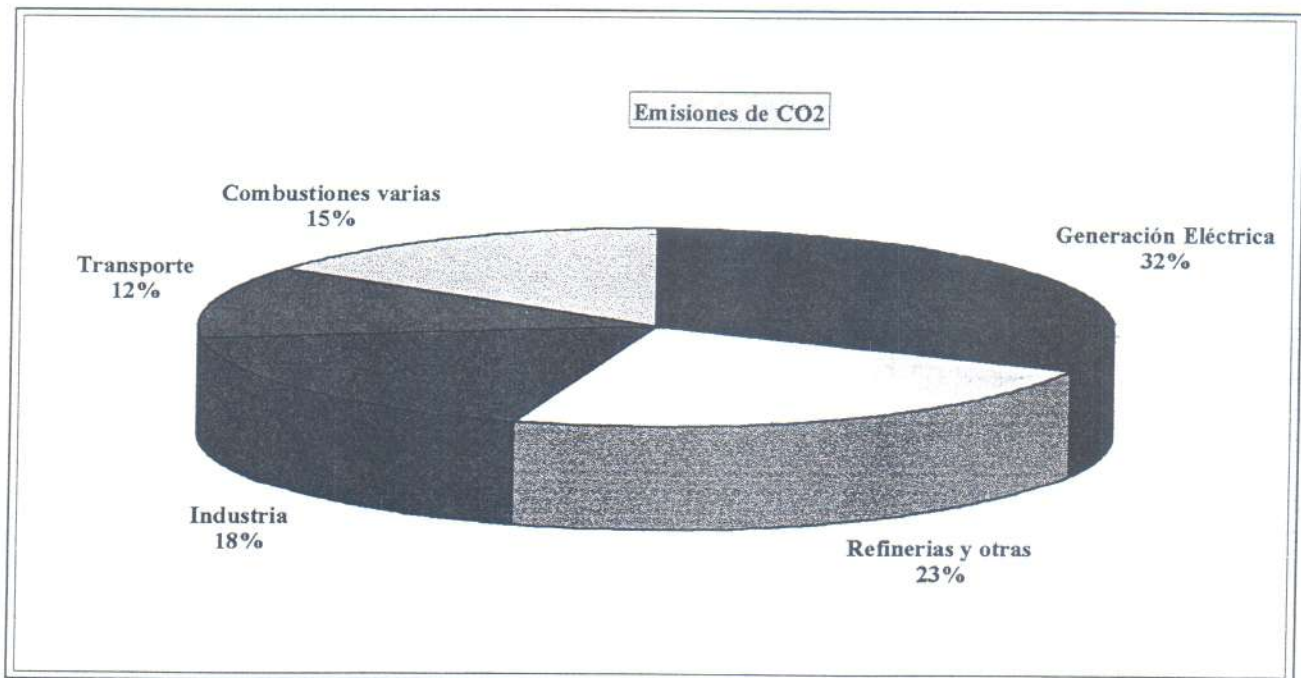
INTRODUCCIÓN

Si nos referimos específicamente al CO_2 el panorama de los últimos años, es el siguiente:

Año	Emisiones de CO_2 (miles de ton.)
1988	108
1989	103
1990	98
1994	110
1995	118

Es muy interesante ver como se reparten estas emisiones de CO_2

FUENTE	PORCENTAJE
Generación Eléctrica	32 %
Refinerías y otras	23 %
Industria	18 %
Transporte	12 %
Combustiones varias	15 %



La conclusión es alarmante, en la actualidad en la Argentina se emiten mas de 40.000 toneladas de CO_2 por año, debidas a la generación de energía eléctrica.

Sin producir residuos, sin liberar emisiones contaminantes, sin perjudicar el clima, sin agotar recursos naturales, la energía eólica brinda una fuente de energía limpia y renovable que debe ser alentada.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICA-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

La Cooperativa de Electricidad de General Madariaga.

(Fuente: 'Madariaga, su historia y el País', Dr. Abelardo Costa.)

Un estudio realizado en 1961 por la Municipalidad de General Madariaga preveía las etapas de desenvolvimiento de la ciudad y de todo el partido. El estudio incluía las poblaciones balnearias entonces en su jurisdicción.

Este estudio corresponde a las bases y fundamentos sobre los que se desarrollaba el Plan Regulador para este Municipio. En la página 128 de su tomo segundo, expresaba que el servicio público de electricidad se había librado en Madariaga en 1912, con la usina que instalara la firma Alfredo A. Martínez y Cía.

El 16 de Diciembre de 1945 se creaba la Cooperativa de Electricidad de General Madariaga Ltda, y luego de superar una serie de dificultades, la usina fue puesta en posesión de la nueva institución vecinal el 1ro. de Mayo de 1950.

En aquel momento, la usina de Madariaga tenía sólo 909 usuarios, si bien las necesidades eran superiores, pero la falta de capacidad económica para tender líneas y mejorar la capacidad instalada retrasaron la expansión de sus servicios hasta 1959, cuando ya el número de abonados era de 1138.

Pero todavía el suministro de energía se prestaba con severas restricciones lo que limitaba notoriamente la expansión económica de Madariaga.

Cuando se fundó la Cooperativa, el crecimiento del país estaba seriamente comprometido y postergado en razón de que el esfuerzo europeo de reconstrucción tras las gravísimas secuelas que había desatado la guerra mundial, mantenía virtualmente interrumpido el intercambio internacional, especialmente el de orden técnico.

En Madariaga, la empresa privada que atendía el suministro de energía eléctrica estaba trabada para nuevas reinversiones, si hubiera tenido la intención de hacerlas, debido a que se advertía que los nuevos lineamientos dentro de los que se movía el país tendían a dar al Estado el monopolio de la generación de energía, inspirados en el principio de que los servicios públicos no debían estar en manos de empresas privadas de lucro.

En aquella concepción política que databa, por lo menos, de la década anterior, sólo se aceptaba que el Estado cediera áreas de generación energética si se las ponía en la jurisdicción popular bajo la forma de cooperativas de producción y consumo, cuyas utilidades, de haberlas, sólo podían reinvertirse o retomar al accionista popular.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

INTRODUCCIÓN

La provincia de Buenos Aires venía dando muestras de aceptar ese temperamento y durante la década de 1930 muchos pueblos del interior, como Las Flores, Azul, Olavarría, Tandil, Tres Arroyos, Necochea y tantos otros, habían unido sus pequeños ahorros y constituido capitales suficientes, en algunos casos para adquirir las instalaciones eléctricas existentes (cuando eran muy pequeñas y tampoco había mayores expectativas de consumo) o construían nuevas plantas generadoras, con motores que, para entonces, comenzaron a generar corriente alterna de 200 voltios para consumo familiar y 330 para el consumo industrial.

En 1945, los vecinos más ilustrados en el tema iniciaron el movimiento que rápidamente logró adeptos y seguidores entusiastas. En todos ellos, resultaba claro que las aspiraciones de la iniciativa no se limitaban a iluminar las casas y las calles sino a tener energía disponible para cuando las empresas manufactureras aspiraran a nacer y crecer.

La primera comisión fue presidida por el Dr. Abelardo Costa, para la que fue elegido vice presidente Musso y secretario, Ricci.

Con la presidencia de Paredi, se adquirió el terreno para levantar la planta edilicia de la Usina, pero el compromiso más importante era incorporar un grupo generador, ya que el prestatario anterior no definía claramente sus pretensiones ni sus proyectos inmediatos. Ante la entonces Dirección de Electricidad y Mecánica de la provincia (luego DEBA) tramitaron gestiones que autorizaren la importación del grupo. Numerosas consultas se desarrollaron ante las empresas que se dedicaban en la Argentina a la introducción de grupos generadores.

A esa altura, los directivos cooperativistas de Madariaga tenían clara la idea de que debía pasarse a la generación de energía alterna, porque su visión no se limitaba a sustituir un servicio por otro, sino que se extendía a tomar en sus manos los elementos imprescindibles para instalar a su poder creador en el futuro. Por aquellos años se había generalizado la expresión "Madariaga no apaga la luz". Era la expresión de una voluntad inquebrantable por hacer de la libre disponibilidad de energía eléctrica uno de los factores de su desarrollo.

Un esperado espaldarazo fue el ingreso como accionista de la Municipalidad, porque de ese modo, en su investidura se hallaba representada la totalidad de la comunidad madariaguense.

En el ejercicio 1956-1957 se aprobó construir una nueva planta para la generación del servicio, mediante la modalidad de administración propia, La Dirección de Energía de la provincia alquiló dos motores Otto Deutz de 500 HP y el Banco Industrial de la Nación acordó un préstamo de dos millones de pesos. Con bonos que se colocaron entre los accionistas se integró el resto.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLIO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

Comisión pro-central eléctrica.

En 1959, frente a la comprobación de que los pequeños servicios encarecían el suministro, se creó una Comisión Especial que integraban miembros del Concejo Deliberante y delegados de las Cooperativas de Madariaga, Pinamar y Villa Gesell. Su dictamen fue terminante: debía construirse una central térmica con capacidad para abastecer a las tres poblaciones y que fuera capaz que atender la demanda creciente cualquiera fuere su volumen. La entonces Dirección de Energía de Buenos Aires (DEBA) aprobó el dictamen y lo incorporó a su plan de electrificación provincial.

La Cooperativa ofreció su propio local, allí donde actualmente se emplaza el Centro Provincial de Abastecimiento y Control de Interconexión, con reservas para emergencias de la zona.

La nueva sede .

El 31 de mayo de 1964 se desactivó al fin la sede primitiva de la Usina y se trasladaron las funciones a la nueva planta, dotada de modernos equipos y con el personal reestructurado, mientras continuaron los trabajos para ampliar el servicio y su ordenamiento de costos, emprendimientos que escapaban a la acción local y demandaba que fueran centralizados desde los organismos provinciales. Los locales y los antiguos equipos se fueron vendiendo paulatinamente.

Transferencia de la central a DEBA.

Pero la política definitiva sería la de reservar para la Cooperativa las funciones de distribución a los usuarios, adquiriendo a DEBA el fluido eléctrico. De ese modo, el 14 de Agosto de 1965 se firmó con la Municipalidad un Convenio previo que fue aprobado por la asamblea de accionistas el 22 de septiembre. El 28 de marzo del año siguiente se firmaba en La Plata el acta de transferencia de la planta generadora inicial a DEBA, operativo también aprobado por asamblea del 23 del mes siguiente.

El 24 de julio de 1967 se efectuó el traspaso total de instalaciones y personal a DEBA y la Cooperativa comenzó a ejercer sus nuevas funciones. Con ese significativo acto se cerraba una etapa de luchas populares por la generación eléctrica independiente y se iniciaba otra en la que las grandes centrales generadoras abrían el camino hacia el progreso de los nuevos tiempos.

En 1970, con explicable orgullo, la Cooperativa cumplía sus bodas de plata, y al mismo tiempo veinte años de servicio efectivo. La empresa había llegado a tener 2421 asociados y 2227 consumidores.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

INTRODUCCIÓN

El nuevo edificio social quedó habilitado el 13 de noviembre de 1981 en Benjamín Zubiurre 248. Era un justificado motivo de orgullo por sus espléndidas líneas y el grado de eficiencia administrativa que representaba, consolidado en la austeridad y el empuje combinados de los vecinos que habían sido sus conductores, en la cogestión democrática de su esencia cooperativista en pos de objetivos comunes al vecindario.

El punto de alimentación de energía, se encontraba en la antigua central de ESSEBA, ubicada en la manzana comprendida entre las calles M Guerrero , Almafuerte y 25 de mayo. A partir de diciembre de 1999 COEMA toma la energía en el barrio Belgrano, en donde se conecta a TRASBA, por medio de una subestación de ultima generación, permitiendo seguridad y calidad en sus servicios.

Actualmente C.O.E.M.A. funciona en esa dirección, es una cooperativa fuerte con creciente tecnología y gran capacidad técnica.

Hace algunos años el Gerente técnico, Ing. Luís Mainenti, fue visitado por personal de la firma Neg-Micon, quienes le propusieron la posibilidad de autogeneración parcial por medio de turbinas eólicas

En febrero de 1999, nos reunimos con Luís Mainenti y decidimos abordar este 'Estudio de prefactibilidad técnico-económico para el emplazamiento de una central eólica que nos sirve como Trabajo Final de nuestra carrera, en la Facultad de Ingeniería de Mar del Plata Es nuestro deseo que la pre-factibilidad sea positiva, y seguir adelante con el estudio de factibilidad completa para que a corto plazo COEMA pueda tener su central eólica.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

GENERADORES EÓLICOS

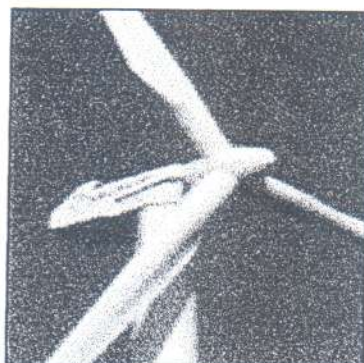
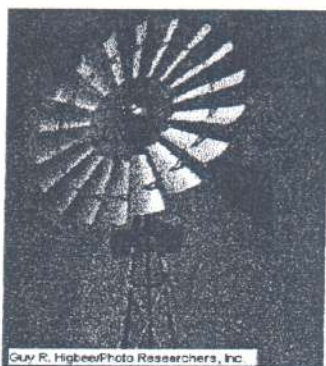
DEFINICIONES BÁSICAS Y CLASIFICACIÓN.

Aeromotor :captador eólico que produce un movimiento de rotación

Aerogenerador :aeromotor que acciona un generador eléctrico.

CLASIFICACIÓN (Segun la posicion del eje) : * **EJE HORIZONTAL**
* **EJE VERTICAL**

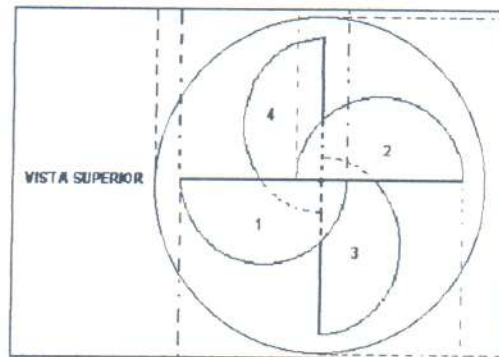
- **EJE HORIZONTAL** : PARALELO A LA DIRECCIÓN DEL VIENTO
Molinoamericano
Molino Holndés



- **EJE VERTICAL** :
DE ARRASTRE DIFERENCIAL : Rotor Savonius.
Turbina.
Molinillo.

DE ARRASTRE SIMPLE : Rotor darreious.
DE VARIACIÓN CÍCLICA DEL
ÁNGULO DE INCIDENCIA

- MÁQUINAS DE TRASLACIÓN.
- MÁQUINA ALTERNATIVA Y COMETA



Rotor Savonius.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN
DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151

SISTEMAS DE GENERACION EOLICOS:

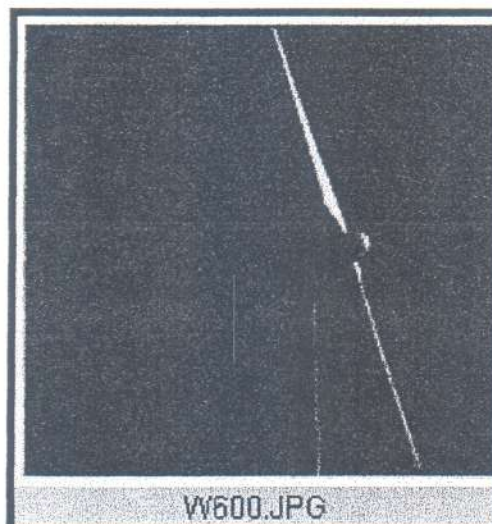
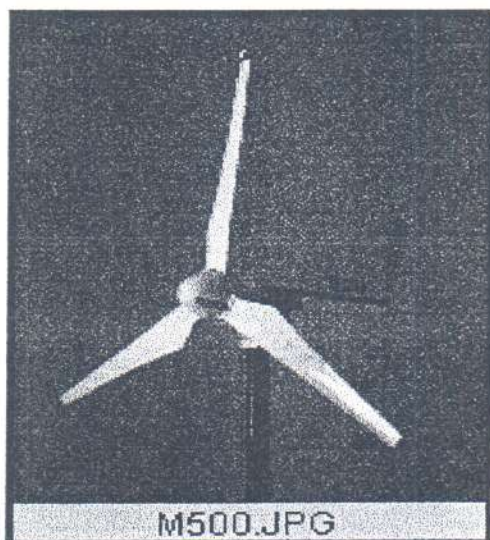
Las turbinas eólicas típicas consisten en un rotor horizontal de 2 ó 3 alabes montado en la parte superior de una torre, el cual está acoplado a un generador eléctrico por medio de una flecha y engranes.

Clasificación según AWEA (American Wind Energy Association)

- Small Wind Energy System (0.25 - 20 kW)
- Medium Wind Energy Systems (30 - 80 kW)
- Large Wind Energy Systems (100 - 1, 500 kW)

SELECCION E INSTALACION DE SISTEMAS EOLICOS

- Sistemas Eólicos Pequeños (0.25-20 KW)



Alrededor del mundo existen áreas rurales o aisladas en las que no se satisfacen sus necesidades de energía. Son varias las razones por las que existe esta situación, entre otras los altos costos de suministro de combustibles, los requerimientos de mantenimiento de equipo generador convencional y en ocasiones el costo prohibitivo para extender las líneas eléctricas. La tecnología de los Sistemas Eólicos puede proporcionar la energía que se requiere en muchas de las aplicaciones en las áreas rurales, como: Electrificación de Poblados, Bombeo de Agua para el Riego, Bombeo de Agua Potable, Suministro de

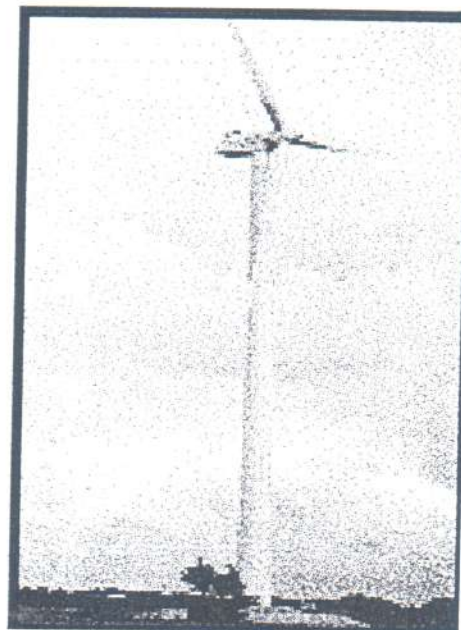
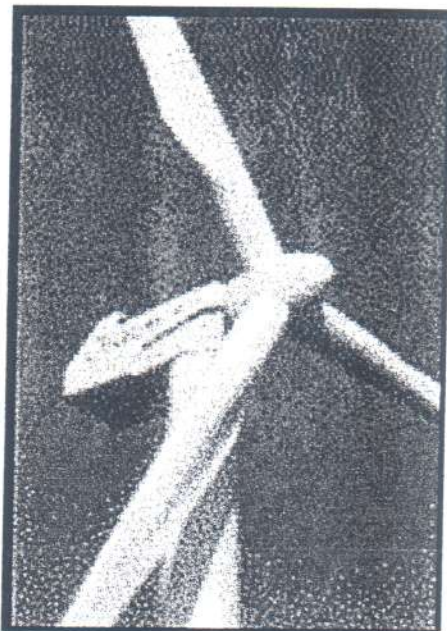
PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN
DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151

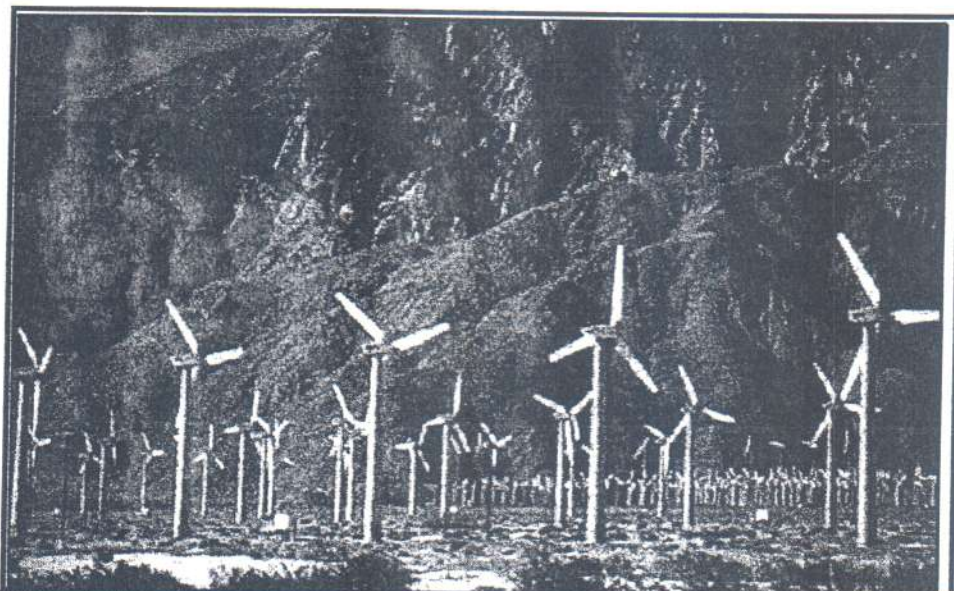
INTRODUCCIÓN

Energía Eléctrica Comercial y Residencial, Protección Catódica, Carga de baterías, Telecomunicaciones, etc. En muchos de los casos, la carencia de un suministro de energía eléctrica confiable, limita la capacidad de una comunidad o región para desarrollarse económicamente o inhibe las comunicaciones y la agricultura. Los sistemas eólicos pequeños son con frecuencia la opción más efectiva en cuanto a costo y sin dañar el medio ambiente para suministrar energía eléctrica en ese tipo de aplicaciones.

- Sistemas Eólicos Grandes (100-1500 KW)



Granjas Eólicas



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN
DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

Pueden suministrar energía eléctrica de bajo costo, segura y no-contaminante a la red eléctrica convencional, sin modificar el uso del suelo de las regiones dónde se cuenta con recurso eólico, sin ocasionar impacto ambiental.

Son lo suficientemente fuertes como para suministrar la electricidad necesaria incluso a las instalaciones industriales mas exigentes y por supuesto al precio mas bajo por KWH.

En consecuencia, en la actualidad los generadores eólicos son unos verdaderos competidores alternativos a las fuentes de energía convencionales, pero sin dañar el medio ambiente.

Las considerables inversiones en la investigación y desarrollo no han sido en vano actualmente la industria eólica es productiva, eficiente y rentable.

Una gran cantidad de empresas en todo el mundo se dedican a la fabricación e instalación de grandes maquinas:

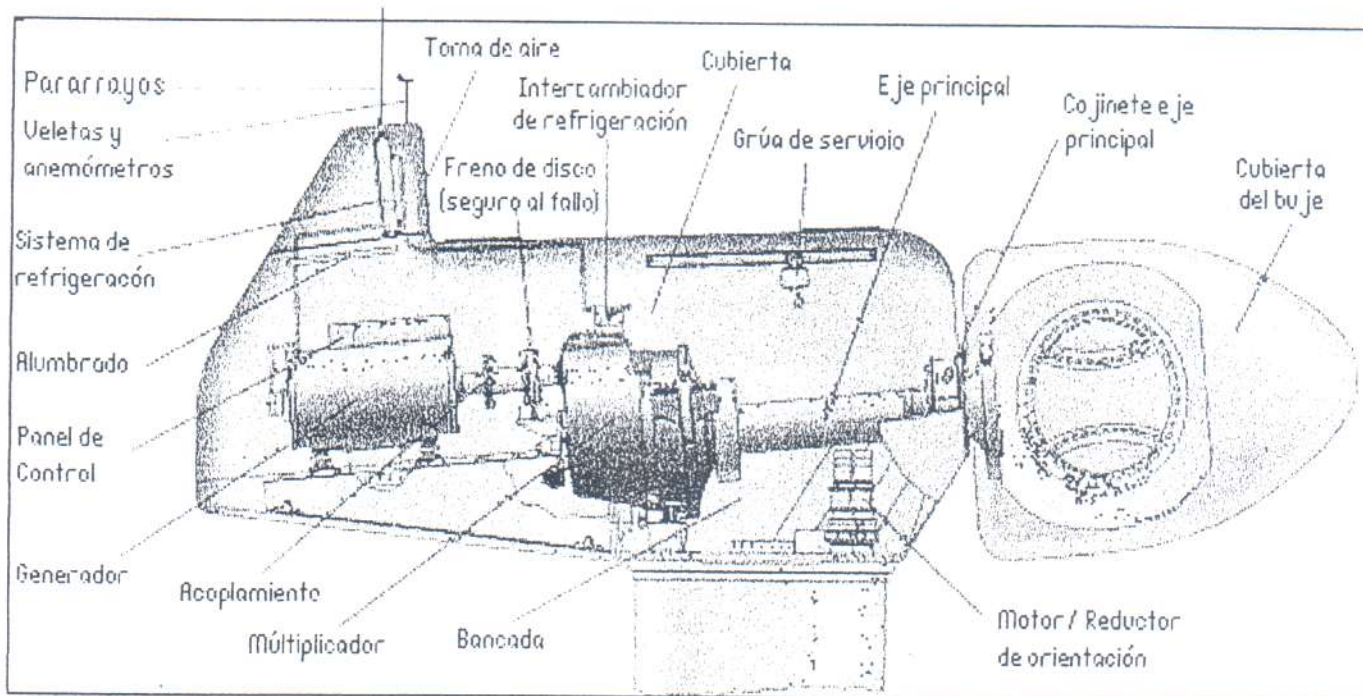
Empresa	Wind turbine
Bonus A/S	BONUS 1 MW
Deutches Windenergie-institut (DEWI)	Aeolus II
Enercon GmbH	E-66
lygtekniska Forsöksanstalten (FFA)	Näsudden II
NedWind Rhenen bv	NW50
NEG Micon A/S	NTK 1500
Vattenfall AB	Nordic 1000
Vestas Wind Systems A/S	V63-1.5MW
WEST Spa	Gamma 60
Wind Energy Group Ltd	MS4-600

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151

DATOS TECNICOS TÍPICOS DE UNA CENTRAL MICON.

Sin Lugar a dudas, al momento de decidir por un equipo dado, mas allá del valor económico es muy importante tener en cuenta los datos técnicos del mismo.



Esquema de un generador eólico

DATOS DE FUNCIONAMIENTO: Potencia Nominal (KW), Regulación de potencia, Velocidad nominal del viento (m/s), Limite inferior de funcionamiento (m/s), Limite superior de funcionamiento (m/s)

ROTOR: Diámetro del rotor (mts), Área barrida (m^2), Numero de palas, Velocidad de giro del rotor (RPM). Posición del rotor.

SISTEMA DE FRENADO.

MULTIPLICADOR: Relación de transmisión, Eje principal, Eje y brida forjados, Rodamientos

GENERADOR: Tipo, N* de devanados, Tensión nominal, Frecuencia nominal: Potencia nominal: KW, Refrigeración.

SISTEMA DE ORIENTACIÓN.

TORRE: Tipo, Altura del buje (mts).

SISTEMA DE CONTROL: Tipo, Puesta en marcha, Compensación de energía reactiva

SENSORES: Sensor de velocidad, de temperatura, de vibración, Transductores de

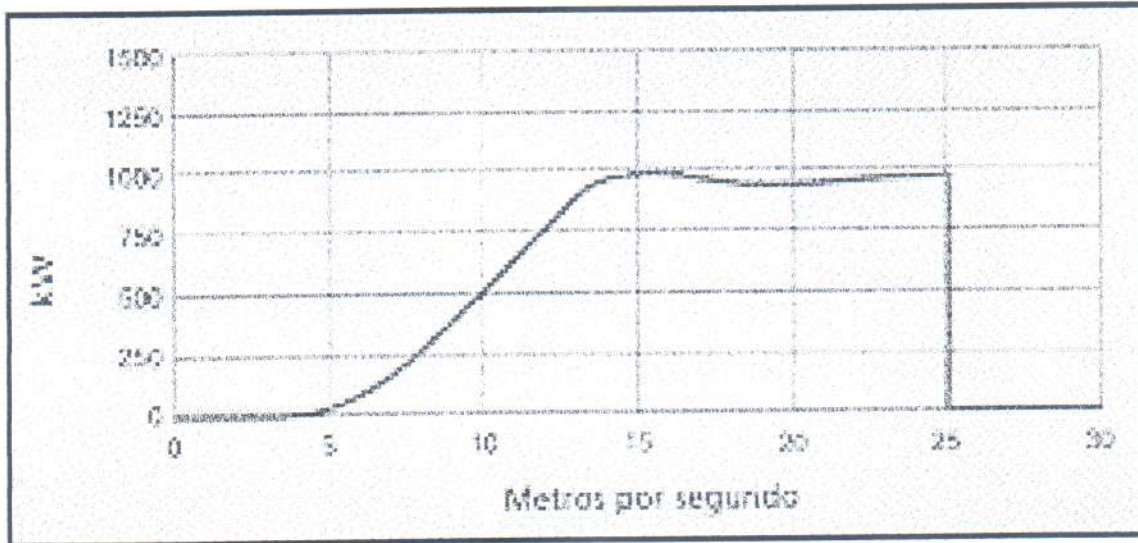
INTRODUCCION

presión de meteorología (anemómetro, veleta, termómetro)

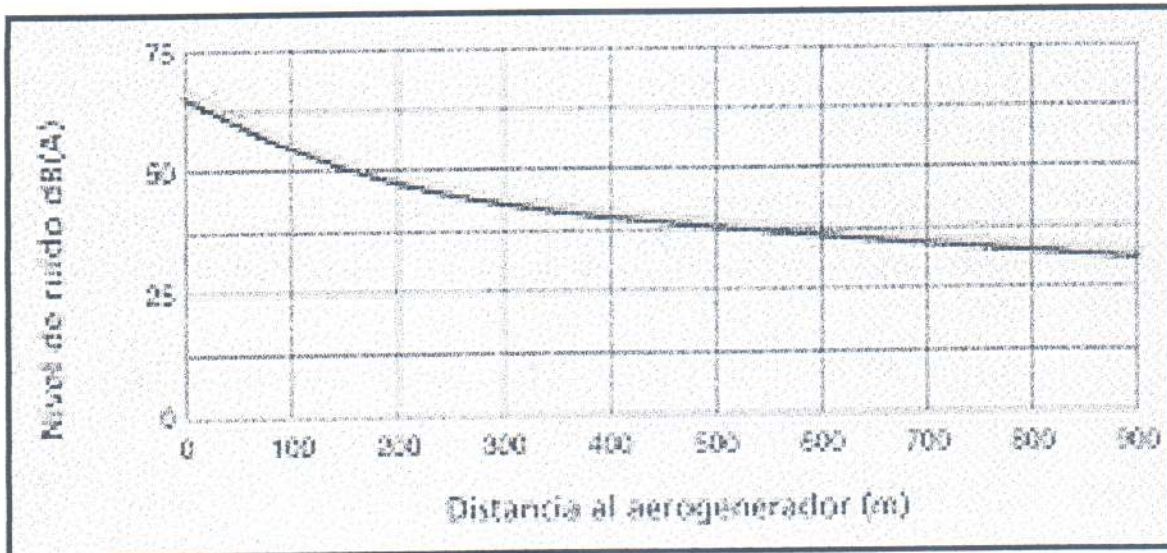
PROTECCION FRENTE A RAYOS: Según el estándar IEC 1024 , Góndola con Pararrayos

CURVAS CARACTERISTICAS

Entre las curvas mas importantes se encuentran la de potencia (KW) en función de la velocidad del viento y la de relación de nivel sonoro (dB) respecto a la distancia.



Potencia (kw) en función de la velocidad del viento (m/s)



Nivel de ruido (db) en función de la distancia (m)

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

2. RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO.

Este punto constará de los siguientes incisos:

- INTRODUCCIÓN TEÓRICA SOBRE VIENTOS.
- CAPACIDAD ENERGÉTICA DEL VIENTO.
- MÉTODOS DE MEDICIÓN.
- ANÁLISIS DE DATOS.
- BÚSQUEDA Y RECOPIACIÓN DE DATOS EXISTENTES.
- ANÁLISIS MACRO CON IMÁGENES SATELITALES.
- CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.

- INTRODUCCIÓN TEÓRICA SOBRE VIENTOS.

RECURSO EÓLICO:

Para el diseño de sistemas de energía eólica es muy importante conocer el recurso eólico. Pequeñas diferencias entre los datos estimados y los reales pueden tener un impacto importante en la producción de energía. El recurso eólico para un lugar determinado se puede estimar por medio de diferentes procedimientos. El alcance y tipo de estudio depende del tamaño del proyecto, la respuesta a las cargas del sistema y del tiempo disponible para evaluar el recurso.

METEOROLOGÍA.

Estudio científico de la atmósfera de la Tierra.

Incluye el estudio de las variaciones diarias de las condiciones atmosféricas (meteorología sinóptica), el estudio de las propiedades eléctricas, ópticas y otras de la atmósfera (meteorología física); el estudio del clima, las condiciones medias y extremas durante largos periodos de tiempo (climatología), la variación de los elementos meteorológicos cerca del suelo en un área pequeña y muchos otros fenómenos. El estudio de las capas más altas de la atm. (superiores a los 20 km o los 25 km) suele implicar el uso de técnicas y disciplinas especiales, y recibe el nombre de aeronomía. El término *aerología* se aplica al estudio de las condiciones atmosféricas a cualquier altura.

OBSERVACIÓN DEL CLIMA .

La mejora en las observaciones de los vientos a gran altitud durante y después de la II Guerra Mundial suministró la base para la elaboración de nuevas teorías sobre la predicción del tiempo y reveló la necesidad de cambiar viejos conceptos generales sobre la circulación atmosférica. Durante este periodo las principales contribuciones a la ciencia meteorológica son del meteorólogo de origen sueco Carl-Gustav Rossby y sus colaboradores de Estados Unidos. Descubrieron la llamada corriente en chorro, una corriente de aire de alta velocidad que rodea el planeta a gran altitud. En 1950, gracias a las primeras computadoras, fue posible aplicar las teorías fundamentales de la termodinámica y la hidrodinámica al problema de la predicción climatológica, y en nuestros días las grandes computadoras sirven para generar previsiones en beneficio de la agricultura, la industria y los ciudadanos en general.

ANEMÓMETRO: (del griego, *anemos*, viento; *metron*, medida), instrumento que mide la velocidad del viento.

El tipo más común de anemómetro consiste en tres o cuatro semiesferas unidas a unas varillas cortas conectadas a su vez a un eje vertical en ángulos rectos. El viento, al soplar, empuja las semiesferas y estas hacen girar el eje. El número de vueltas por minuto se traduce en la velocidad del viento con un sistema de engranajes similar al del indicador de velocidad de los vehículos de motor.

La velocidad del viento se mide también por la presión del aire sobre un tubo de Pitot (un tubo con forma de L, con un extremo abierto hacia la corriente de aire y el otro conectado a un dispositivo medidor de presión).

Un método más moderno mide eléctricamente por el efecto refrigerador del viento sobre un alambre donde se produce una variación de la resistencia eléctrica.

Se usan también anemómetros especiales para medir las componentes en tres direcciones ortogonales.

Estos anemómetros "u v w " pueden medir las componentes verticales del viento.

También debemos mencionar al anemómetro de cometa que permite medir en altura la velocidad y la turbulencia, siendo muy valioso a tal efecto.

PROCEDIMIENTO MÍNIMO PARA LA OBTENCIÓN DE MEDIAS HORARIAS.

La Organización Meteorológica Mundial ha definido el Procedimiento mínimo para la obtención de medias horarias de la siguiente manera:

"La velocidad media de diez minutos por hora representa a esa hora, cuatro lecturas (02.00 , 08.00 , 14.00 y 20.00 hs.), son representativas de la ocurrencia de vientos del día.

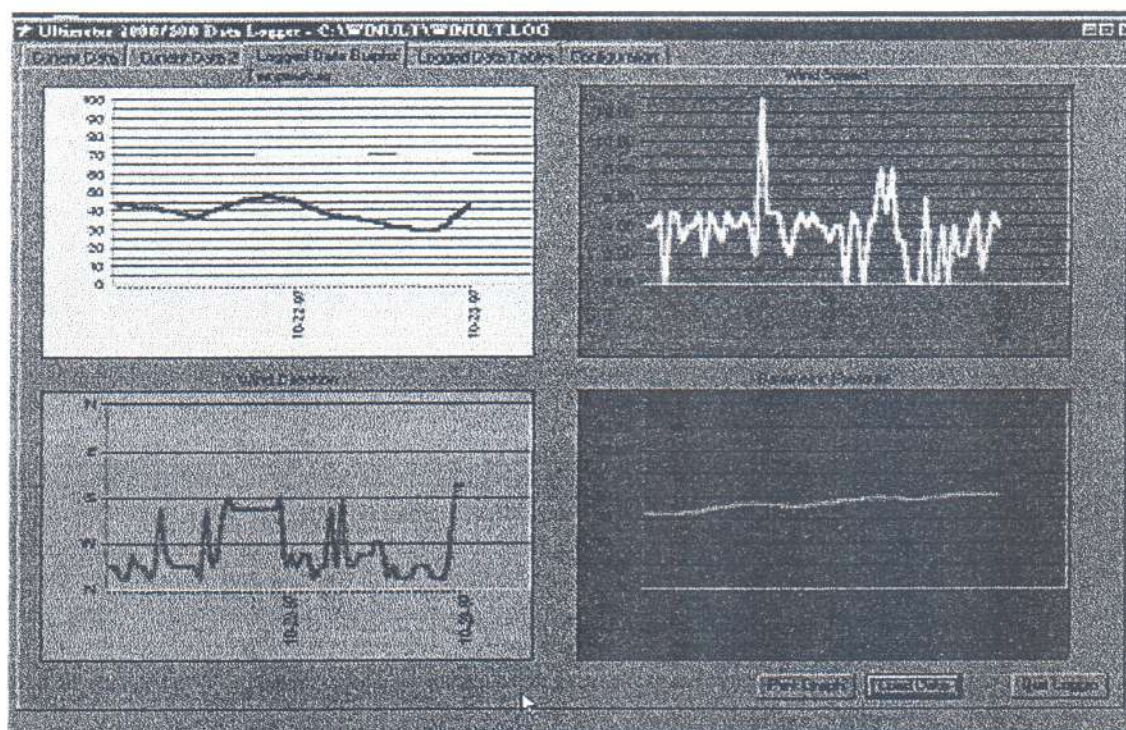
Por supuesto que cuantas mas lecturas horarias y si es posible todas las horas del día, ofrecerán un muestreo optimo, especialmente para estudios del recurso relacionados con aprovechamientos energéticos-eólicos.

CENTRALES METEOROLOGICAS

En la actualidad se cuenta con modernas centrales meteorológicas integradas que censan, procesan, evalúan y hasta transmiten los datos desde el lugar de emplazamiento hasta una terminal remota.

Estos sofisticados sistemas de medición poseen unidades recolectoras de información, la cuál es almacenada en memorias RAM, con una gran autonomía.

Además permiten programar el número de lecturas horarias.



Vista del Display de una Central meteorológica actual.

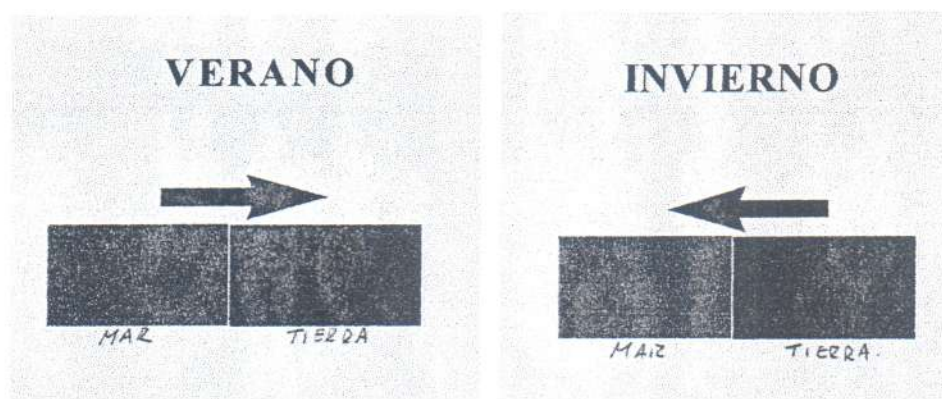
Las regiones más frías de los polos tienden a ser centros de alta presión, en particular en el hemisferio sur, y los vientos dominantes que parten de estas áreas se desvían para convertirse en los *vientos polares del este*.

El viento más fuerte que se ha medido con fiabilidad sobre la superficie de la Tierra tenía un velocidad de 362 km/h y se registró en el monte Washington, en New Hampshire (Estados Unidos), el 12 de abril de 1934. Sin embargo, se producen vientos mucho más fuertes cerca de los centros de los tornados.

Al aumentar la altura sobre la superficie de la Tierra, los vientos dominantes del oeste se aceleran y cubren una superficie mayor entre el ecuador y el polo. Así, los vientos alisios y los polares del este son bajos y, en general, son reemplazados por los del oeste sobre alturas de unos cientos de metros. Los vientos del oeste más fuertes se producen a alturas de entre 10 y 20 km y tienden a concentrarse en una banda bastante estrecha llamada corriente de chorro, donde se han medido hasta 550 km/h de velocidad.

- Los vientos estacionales.

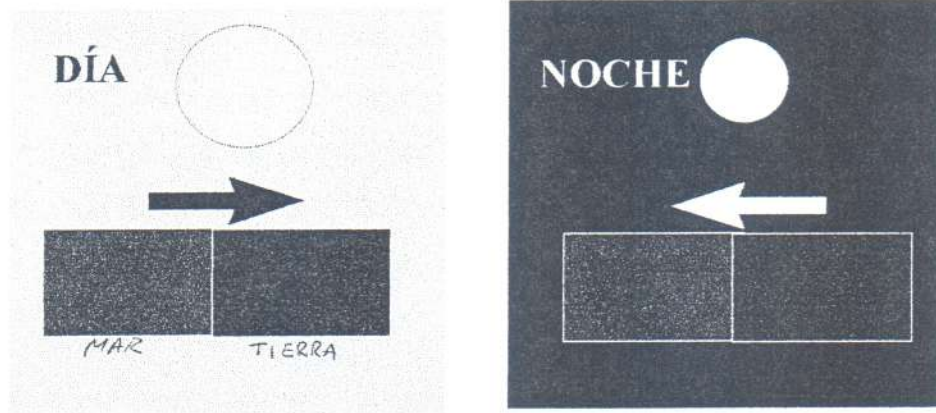
El aire sobre la tierra es más cálido en verano y más frío en invierno que el situado sobre el océano adyacente en una misma estación. Así, durante el verano, los continentes son lugares de presión baja con vientos que soplan desde los océanos, que están más fríos. En invierno, los continentes albergan altas presiones, y los vientos se dirigen hacia los océanos, ahora más cálidos.



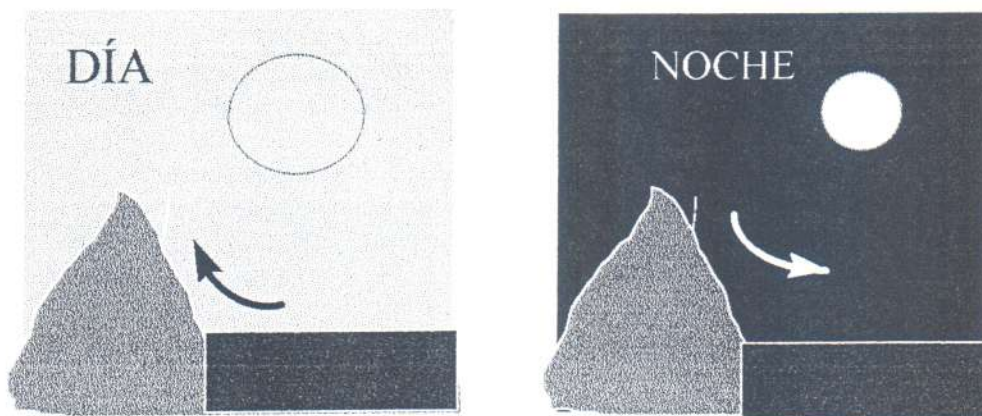
- Los vientos locales.

Inducidos térmicamente:

Parecidos a las variaciones estacionales de temperatura y presión entre la tierra y el agua hay cambios diarios que ejercen efectos similares pero más localizados. En verano sobre todo, la tierra está más caliente que el mar durante el día y más fría durante la noche: esto induce un sistema de brisas dirigidas hacia tierra de día y hacia el mar de noche. Estas brisas penetran hasta unos 50 km tierra y mar adentro.



Hay cambios diarios de temperatura similares sobre terrenos irregulares que provocan brisas en las montañas y en los valles



Inducidos por la orografía:

Se forman por la variación de las condiciones térmicas de los vientos macroclimáticos, al pasar por zonas de orografía muy variada como las zonas montañosas. Al ganar altura, condensan el agua que contienen, provocando espantosas lluvias y elevando la temperatura del aire al descender por la ladera opuesta.

Otros vientos inducidos por fenómenos locales son los torbellinos y los vientos asociados a las tormentas.

TURBULENCIAS

El estudio de las turbulencias, es de gran importancia en la determinación de las cargas mecánicas que la instalación deberá soportar.

La superficie de la tierra ejerce sobre el aire en movimiento, una fuerza de fricción que retarda el flujo y contribuye a la generación de turbulencias. Esta acción se conoce con el nombre de capa límite atmosférica y su altura varía según las condiciones meteorológicas, entre cientos de metros y varios kilómetros.

En nuestro estudio sobre el viento nos limitaremos a esta porción inferior de la atmósfera, donde funcionan las turbinas eólicas y que normalmente no sobrepasa los 100 metros de altura. En esta región, la fricción origina una variación significativa de la velocidad con la altura y esta variación depende fuertemente de la rugosidad del terreno circundante, por lo que resulta importante la adecuada elección del sitio donde se instala la turbina.

Generalmente el movimiento atmosférico presenta características de flujo turbulento, si bien en algunas circunstancias especiales el aire circula en forma de flujo laminar. En este último caso, las pequeñas fluctuaciones que naturalmente se producen en el movimiento del aire, son amortiguadas y por lo tanto, el flujo resultante es suave y ordenado.

Normalmente esto no ocurre y las perturbaciones se magnifican y el flujo se hace turbulento. En la atmósfera deben distinguirse dos tipos de turbulencias:

- ◆ la turbulencia de origen mecánico.

- ◆ la turbulencia de origen térmico.

- La turbulencia mecánica se genera por la presencia de obstáculos sobre la superficie, como edificios, árboles y vehículos que fuerzan al viento a pasar por encima de ellos produciendo remolinos de distintas características en la parte posterior y anterior de los obstáculos. El tamaño de estos vórtices está relacionado con la velocidad media de viento y el tamaño y forma de los obstáculos. Los vórtices son arrastrados por el viento convirtiéndose en fuente de excitación en toda la corriente fluida.
- La turbulencia térmica en cambio, es producida por el movimiento ascendente de masas de aire calentadas en la superficie de la tierra y el descenso de masas frías que se mueven para ocupar el lugar dejado por las primeras. Ambos tipos de turbulencia actúan simultáneamente y según los casos, será más importante uno que otro.

La turbulencia térmica puede ser inestable, neutral o estable.

En el caso inestable, la temperatura del aire disminuye con la altura y la turbulencia producida por los obstáculos actúa como excitación inicial para ser luego amplificada y transportada. Este fenómeno ocurre normalmente alrededor de las 15 hs. del día, ya que por efecto de la radiación solar, la tierra está más caliente que el aire y la inestabilidad térmica produce mucha turbulencia.

En el caso neutral, la temperatura es prácticamente constante con la altura y cualquier perturbación en la atmósfera no produce reacción. Ocurre normalmente a las 9 hs. o a las 18 hs. y la turbulencia depende únicamente de la acción mecánica.

Por último, la turbulencia térmica estable se manifiesta cuando la temperatura del aire aumenta con la altura y las perturbaciones son rápidamente amortiguadas. Si además, la velocidad del viento es baja, las perturbaciones mecánicas son reducidas y puede existir flujo laminar.

Este fenómeno puede ocurrir alrededor de las 5 hs. de la mañana en que la tierra está fría y la temperatura del aire tiene un gradiente positivo.

Cuando la velocidad del viento aumenta, la influencia de la temperatura de la tierra sobre el aire disminuye y el perfil de temperatura se aproxima a la condición de estabilidad neutral.

RÁFAGAS

El estudio de las ráfagas, es de gran importancia en la determinación de las cargas mecánicas que la instalación deberá soportar.

La velocidad media máxima, que se considera para cálculos estructurales es apx. De 60 m/s. Con ese dato se asegura que la instalación de la turbina puede resistir las condiciones más severas.

Cuando la ráfaga es breve, debe considerarse el efecto dinámico, entrando en juego la flexibilidad, especialmente la de las hélices.

En resumen:

Para la explotación energética de una zona, se debe tener en cuenta:

- el valor medio de la velocidad,
- su distribución anual,
- la duración de los períodos de calma,
- dirección predominante del viento,
- intensidad de las ráfagas ,
- sus variaciones diarias y estacionases.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

- **CAPACIDAD ENERGÉTICA DEL VIENTO:** Potencia media meteorológica.

POTENCIA : Capacidad de realizar un trabajo, (energía por unidad de tiempo que puede entregar o consumir un dispositivo determinado).

$$\text{POTENCIA (W)} = \text{ENERGÍA (J)} / \text{TIEMPO (S)}$$

$$1 \text{ J} = 1 \text{ N} \cdot 1 \text{ m} \quad , \quad 1 \text{ KWh} = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

Como sabemos, la Energía cinética instantánea de un cuerpo (o fluido) en movimiento, viene dada por :

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (\text{J})$$

donde m es la masa del cuerpo (Kg) y v su velocidad (m/s) .

En el caso de un fluido como el aire, el caudal Q que atraviesa un área S viene dado por :

$$Q = S \cdot v$$

En un período t de tiempo considerado, ocupará un volumen V ,

$$\text{Vol} = Q \cdot t = S \cdot v \cdot t$$

y su masa es ,

$$m = \rho \cdot \text{Vol}$$

Donde ρ es la densidad del aire (masa por unidad de volumen) (kg/m^3), S la superficie considerada (m^2) y v la velocidad del viento.

Ahora bien, haciendo los reemplazos correspondientes, llegamos a la expresión ,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \text{Vol} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v \cdot t \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot t \cdot v^3$$

La última igualdad, representa la $E_{\text{cinética}}$ de un fluido de densidad ρ , pasando a través de un área transversal S con velocidad v en un instante t .

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

Si ahora analizamos un período de tiempo T , al ser $v = f(t)$, aperiódica y muy variable, podemos calcular el valor medio de los cubos (siendo V la velocidad media del viento en el período de tiempo T considerado), de la siguiente manera:

$$V^3 = 1/T \int_0^T v^3 dt$$

quedando ahora,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \int_0^T v^3 \cdot dt$$

Si considero la velocidad media del viento V , podemos sacarla fuera de la integral,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \cdot T$$

y en términos de potencia

$$P_c = \frac{1}{2} \rho s V^3$$

Para un valor promedio de $\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$ obtenemos:

$$P_c = 0.625 s V^3$$

Si la consideramos por unidad de área normal, teniendo en cuenta la energía media del lapso, obtenemos la Potencia Media Meteorológica de ese lapso,

$$P_{mm} = 0.625 V^3$$

Ésta normalmente se expresa en (W/m^2) con aclaración del período abarcado.

POTENCIA APROVECHABLE : RENDIMIENTO VOLUMÉTRICO AERODINÁMICO

Ahora bien, podría pensarse que con una máquina ideal, sería posible transformar toda la potencia del viento en potencia aprovechable, pero desgraciadamente no es así. Según lo demostró A. Betz en su teorema, a lo sumo podremos obtener un 60 % .

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

Creemos que no es necesario dar aquí la demostración, pero si la conclusión de Betz, que determina un nuevo factor llamado η_v , Rendimiento Volumétrico Aerodinámico que tiene como valor máximo 16/27 y afecta a la P_c de modo que obtenemos la máxima potencia aprovechable del viento:

$$P_{\max} = 0.625 s v^3 \eta_v (W) \Rightarrow P_{\max} = 0.370 s v^3 (W)$$

COEFICIENTE DE IRREGULARIDAD (CI).

Las imprecisiones en los cálculos al usar V media de periodos demasiados grandes, respecto de la variación instantánea de la velocidad del viento son usuales.

A partir de la expresión anterior, obtenemos la energía máxima en un período como

$$E_{\max} = 0.370 s v^3 T$$

Si usamos la v media del período estaremos calculando un valor de E_{\max} muy distinto que el real (por lo gral. menor), pues, principalmente en lugares de vientos suaves pues se menosprecian los períodos de vientos fuertes, y estando v al cubo el área bajo la curva $(v_{\text{media}})^3$ será menor que $v_{\text{instantanea}}^3 = f(t)$.

Por tanto afectamos a la E_{\max} por un nuevo coeficiente, CI que varía según la velocidad media y la regularidad del viento entre los valores 0.6 y 3.5

(Este dato se obtiene de gráficos experimentales de bibliografía especializada)

$$E_{\max} = 0.370 \cdot s \cdot v^3 \cdot T \cdot CI \Rightarrow P_{\max} = 0.370 \cdot s \cdot v^3 \cdot CI \quad (\text{Siendo } v \text{ la media})$$

RESUMIENDO, VEMOS QUE LA POTENCIA DEL VIENTO DEPENDE DE:

- La densidad del aire ρ , la cuál varía aprox. Un 7 % según la altitud y la temperatura.
- La superficie de captación eólica considerada.
- La velocidad del viento, siendo éste el parámetro ppal. Por estar al cubo.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

EJEMPLOS

Para $\rho = 1.25 \text{ (kg/m}^3\text{)}$, $s = 1 \text{ (m}^2\text{)}$ y $CI = 1.8$, en la atmósfera standard a nivel del mar obtenemos los sgtes. valores:

Si tomamos $\rho = 1.25 \text{ (kg/m}^3\text{)}$, $s = 1 \text{ (m}^2\text{)}$ obtenemos la sgte. tabla de Potencias

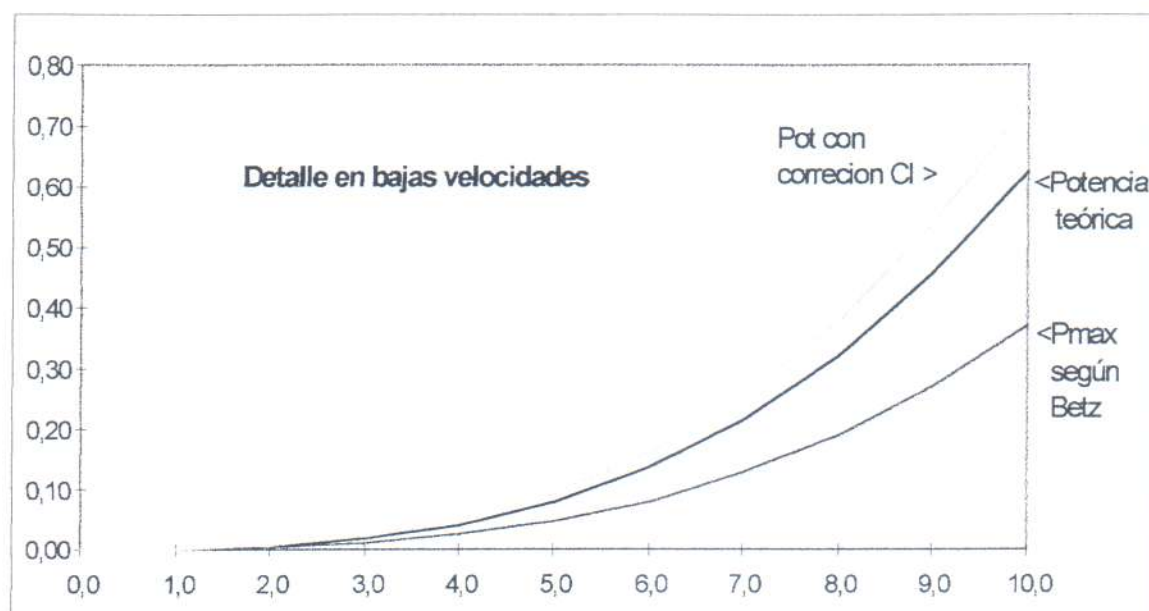
CI= 1.8			
Velocidad (m/s)	Potencia teórica del viento (w/m ²)	Pot. teórica según A Betz (w/m ²)	Corrección por usar v prom., CI (w/m ²)
0,0	0,0000	0,0000	0,0000
1,0	0,0006	0,0004	0,0007
2,0	0,0050	0,0030	0,0059
3,0	0,0169	0,0100	0,0200
4,0	0,0400	0,0237	0,0474
05,0	0,1	0,05	0,09
6,0	0,1	0,08	0,16
7,0	0,2	0,13	0,25
8,0	0,3	0,19	0,38
9,0	0,5	0,27	0,54
10,0	0,6	0,37	0,74
11,0	0,8	0,49	0,98
12,0	1,1	0,64	1,28
13,0	1,4	0,81	1,63
14,0	1,7	1,02	2,03
15,0	2,1	1,25	2,50
16,0	2,6	1,52	3,03
17,0	3,1	1,82	3,64
18,0	3,6	2,16	4,32
19,0	4,3	2,54	5,08
20,0	5,0	2,96	5,92
21,0	5,8	3,43	6,85
22,0	6,7	3,94	7,88
23,0	7,6	4,50	9,00
24,0	8,6	5,11	10,23
25,0	9,8	5,78	11,56
26,0	11,0	6,50	13,01
27,0	12,3	7,28	14,57
28,0	13,7	8,12	16,24
29,0	15,2	9,02	18,05
30,0	16,9	9,99	19,98

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

Graficando la tabla anterior:



Puede observarse que cuando la velocidad se duplica, la potencia aumenta 8 veces. Debido a que la velocidad está elevada al cubo, su efecto sobre la potencia es considerable y mucho cuidado debe observarse en su medición y análisis.

En particular, debe tenerse en cuenta que el viento es sumamente variable.

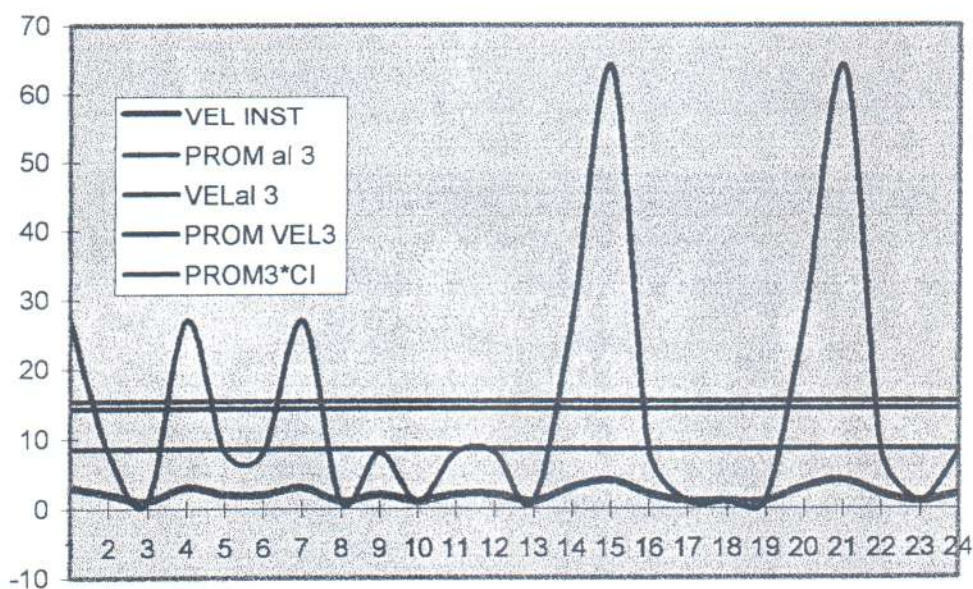
La intensidad fluctúa alrededor de un valor medio y el valor medio varía según las horas del día.

Por otro lado, tomando el valor medio diario de la velocidad del viento, este valor fluctúa durante el año con netas diferencias estacionales. Además, el viento no sólo cambia en intensidad sino que también lo hace en dirección.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

El error introducido al usar valores de V medios se manifiesta en el sgte ejemplo, así como su mejor aproximación al usar el factor de corrección CI.

TIEMPO	VEL INST	PROM	PROM al 3	VELal 3	PROM VEL3	PROM3*CI	CI
1	3	2,04	8,51	27	14,29	15,32	1,8
2	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
3	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
4	3	2,04	8,51	27	14,29	15,32	
5	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
6	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
7	3	2,04	8,51	27	14,29	15,32	
8	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
9	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
10	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
11	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
12	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
13	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
14	3	2,04	8,51	27	14,29	15,32	
15	4	2,04	8,51	64	14,29	15,32	
16	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
17	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
18	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
19	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
20	3	2,04	8,51	27	14,29	15,32	
21	4	2,04	8,51	64	14,29	15,32	
22	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	
23	1	2,04	8,51	1	14,29	15,32	
24	2	2,04	8,51	8	14,29	15,32	



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

• MÉTODOS DE MEDICIÓN

Escala de viento de Beaufort

Los marinos y los meteorólogos utilizan la escala de viento de Beaufort para indicar la velocidad del viento. Fue diseñada en 1805 por el hidrógrafo irlandés Francis Beaufort. Sus denominaciones originales fueron modificadas más tarde; la escala que se usa en la actualidad es la dada en la tabla adjunta.

ESCALA DE BEAUFORT	VELOCIDAD DEL VIENTO (km/h)	DENOMINACIÓN DEL VIENTO	SÍMBOLO EN EL MAPA METEOROLÓGICO
0	menos de 1	Calma	☉
1	1-5	Ventolina	—○
2	6-11	Muy flojo	—○
3	12-19	Flojo	—○
4	20-28	Bonancible	—○
5	29-38	Fresquito	—○
6	39-49	Fresco	—○
7	50-61	Frescachón	—○
8	62-74	Duro	—○
9	75-88	Muy duro	—○
10	89-102	Temporal	—○
11	103-117	Borrasca	—○
12	más de 117	Huracán	—○

Escala de viento de Beaufort

SENSORES EÓLICOS

Los sensores eólicos miden la velocidad y dirección del viento.

Los más comunes para medir la velocidad son los anemómetros de copela.

Los sensores eólicos para medir la dirección son las veletas.

- ANALISIS DE DATOS.

PARÁMETROS

Con el instrumental adecuado y emplazado en los sitios a tal efecto determinados, teniendo en cuenta la topografía local, se pueden censar: la velocidad del viento, velocidad mínima, vel. máxima, rafagosidad, turbulencias, dirección, media, cubo, etc.

Un correcto análisis de la información del viento determina la función de densidad de probabilidad, para cada una de las estaciones del año y a tres horas del día.

Es decir, se obtienen con los respectivos totales, 12 funciones por año.

Es posible así calcular por cada hora y estación del año los siguientes parámetros de importancia:

- ✓ Varianzas.
- ✓ Dirección y tiempo.
- ✓ Frecuencia relativa.
- ✓ Histogramas.
- ✓ Potencia media meteorológica.
- ✓ Potencia teórica efectiva.
- ✓ Potencial real del período.
- ✓ Tiempo útil.

En general un emplazamiento de medición con registro múltiple procesado y secuencial (clase 3) debe suministrar los sgtes. datos:

- ❖ Velocidad media del viento para períodos de a lo sumo una hora.
- ❖ Histograma de frecuencia de velocidad del viento en intervalos de 1 m/s
- ❖ Distribución conjunta de velocidad del viento en función de dirección, con intervalos de no más de 3 hs.
- ❖ Distribución conjunta de dirección del viento en función de hora del día con intervalos de 22.5° y tres hs.
- ❖ Información sobre intensidad de turbulencias y rafagosidad: Calculando para c/intervalo de vel. del viento, los desvíos estándar de muestras de 1 o 2 seg. para períodos de promediación de 10 o más min. Al normalizar estos valores contra la vel. media del viento se obtiene una Intensidad de Turbulencia.
- ❖ Velocidad del viento máxima de pico.

VARIACIÓN DEL VIENTO CON LA ALTURA:

Debido a que la mayoría de los datos históricos de viento se registran a 10 mts. sobre el nivel del suelo es necesario realizar una extrapolación vertical de datos.

La velocidad del viento aumenta con la altura.

La turbulencia de la atmósfera y la fricción contra el suelo de las capas inferiores determinan la forma de esta variación.

Para la conversión en altura se proponen las siguientes expresiones:

Extrapolación potencial de datos en altura.

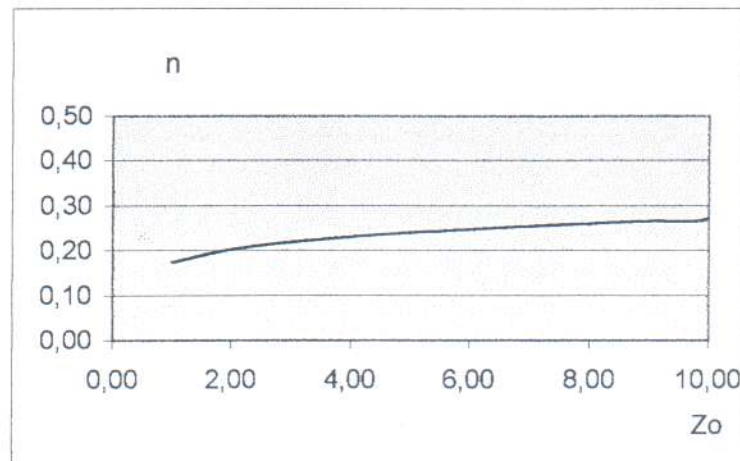
$$V = V_0 * (h / h_0)^n$$

Donde V_0 y h_0 son los datos de la velocidad (V_0) observada a esa altura de referencia h_0 (por lo gral. a 10 mts.).

Es importante para no introducir errores en los cálculos, la determinación del nivel de referencia, ya que h y h_0 deben ser consideradas, no como relativas al suelo, sino respecto de un nivel de viento nulo. Por ejemplo en una pradera corresponde a la altura de los tallos de los cereales, en una selva espesa, corresponderá a la altura de las copas de los árboles, etc. definiremos esta altura como h_{vo} .

Esta expresión comúnmente usada, es de carácter general y su aproximación mejora cuando calculamos el exponente n conocido como induce de rugosidad, que caracteriza al terreno según la sgte. expresión en donde Z_0 es la longitud de la rugosidad.

$$n = 0.04 * \ln (Z_0) + 0.003 * (\ln Z_0)^2 + 0.24$$



Extrapolación logarítmica de datos en altura.

Otra Ley de variación muy usada es la logarítmica. (Ref. R Bastianon)

Según este autor, ha sido verificada en condiciones atmosféricas de estabilidad neutral. Como estos casos se manifiestan con velocidades de viento de cierta significación, que son los que interesan para el aprovechamiento de la energía eólica, se recomienda el uso de esta expresión.

$$V = V_0 * ((\ln (h/ht)) / (\ln (h_0/ ht)))$$

Donde V_0 y h_0 son los datos de la velocidad a esa altura de referencia (por lo gral. a 10 mts.) y ht es una medida del tamaño de los remolinos (turbulencias), producidas por la rugosidad del terreno.

Extrapolación logarítmica en condiciones atmosféricas de turbulencias térmicas

Según bibliografía especializada (Ref. R Bastianon), esta ha sido verificada en condiciones atmosféricas de turbulencias térmicas estables e inestables la sgte ley de variación:

$$V = V_0 * ((h^e - ht^e) / (h_0^e - ht^e))$$

Donde V_0 y h_0 son los datos de la velocidad a esa altura de referencia (por lo gral. a 10 mts.) y ht es una medida del tamaño de los remolinos (turbulencias), producidas por la rugosidad del terreno (ver tabla), y el exponente e depende de las condiciones atmosféricas del lugar. En el caso de Condiciones atmosféricas neutrales ($e=0$), la ecuación anterior, nos vuelve a dar la distribución logarítmica.

Cond. Atmosféricas	e
Instable	- 0.5 a 0
Neutral	0
Estable	0 a 0.5

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

Extrapolación logarítmica de datos en altura en función de la longitud relativa de la rugosidad Z_0 (m).

Otra Ley de variación muy usada (Ref. Desire Le Gourieres)

$$V = V_0 * ((\log (h_0/Z_0)) / (\log (h/ Z_0)))$$

Donde V_0 y h_0 son los datos de la velocidad a esa altura de referencia, por lo general a 10 metros.

Se deduce que los terrenos mas aptos a fines eolo-energéticos, son los llanos por corresponderles un n bajo y v mas elevado cerca del suelo y menos variación con h , lo que disminuye el esfuerzo cíclico que sufren los extremos de las palas cuando están girando.

Como vemos, variaciones mayores de v se producen en terrenos muy accidentados donde v a baja altura se ve muy disminuida por los obstáculos.

La medición a niveles múltiples es beneficiosa cuando se desconoce la altura exacta de los ejes de la turbina, o se busca optimizar la altura de la turbina.

TABLA DE RESUMEN DE DATOS

TIPO DE TERRENO (RUGOSIDAD)	LONGITUD DE LA RUGOSIDAD Z_0 (m)	COEFICIENTE DE RUGOSI DAD n	h_{v0} (m)	MEDIDA DEL TAMAÑO DE LOS REMO LINOS ht (m)
muy liso o llano (mar, arena nieve)	0.001 a 0.02	0.1 a 0.13	0.001 a 0.02	0.0001 a 0.006
moderadamente rugoso o poco accidentado (hierba corta, campo, regiones rurales)	0.02 a 0.3	0.13 a 0.20	0.02 a 0.3	0.01 a 0.1
rugoso (zona suburbana, motes bajos, barrios)	0.3 a 2	0.20 a 0.27	0.3 a 2	0.2 a 0.4
muy rugoso ó accidentado (bosques, ciudades)	2 a 10	0.27 a 0.4	2 a 10	0.5 a 1
muy accidentado (altos edificios)	10 a 20	0.4 a 0.45		1 a 1.2

VARIACIÓN DEL VIENTO CON LAS DISTANCIAS:

Hay normas para la interpolación de datos de lugares cercanos a las condiciones del lugar de recolección de los datos.

VARIACIÓN DEL VIENTO CON RESPECTO AL TRANSCURSO DEL TIEMPO:

De acuerdo a las características de la zona geográfica, encontramos variaciones cíclicas estacionales bien definidas.

Hay normas para la extrapolación de datos de períodos cortos a climatología de largo plazo, debido a que las variaciones estacionales, dentro de una misma zona geográfica, son características de esta y en gral. se conocen con precisión.

Se basa en la comparación de la curva velocidad media del viento del período sensado (como mínimo 6 meses) con la curva de velocidad media de un año típico. Si estos patrones son coincidentes, la extrapolación de datos de períodos cortos a climatología de largo plazo registrados años atrás es posible.

De no ser así, se deberá censar durante un período mayor.

TURBULENCIAS HORIZONTALES

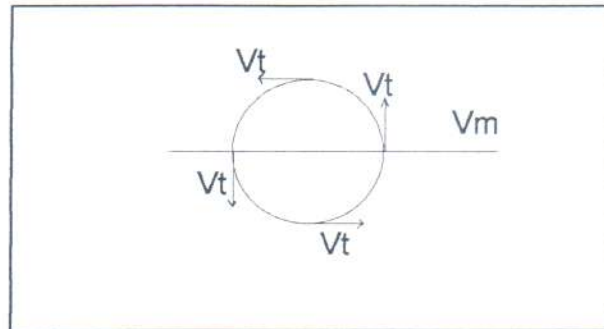
En períodos de tiempo tan cortos como un seg. el viento puede variar de dirección notablemente, por lo tanto las turbulencias se deben tener en cuenta en los aeromotores de eje horizontal a fines de calcular los esfuerzos adicionales que estas imponen, ya que las variaciones de velocidad en un espacio limitado, produce que distintas partes de una misma pala, soporten diferentes esfuerzos, provocando tensiones mecánicas. Además las variaciones de dirección, desorientan el captor, provocando aceleraciones variables, que producen tensiones mecánicas en todas las partes del aeromotor.

Cuantificación:

En general, podemos considerar al viento instantáneamente V como la suma vectorial de dos componentes, una de velocidad uniforme V_m , y una de turbulencia V_t , derivada de la velocidad tangencial de un remolino simple.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

$$V = V_m + V_t \quad (\text{vectorial})$$

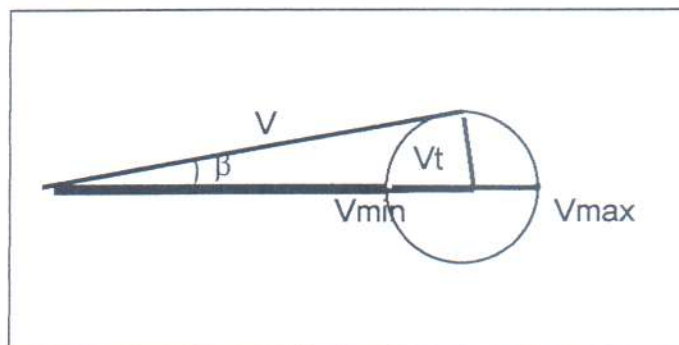


Cuando V_m y V_t son del mismo sentido tenemos $V_{\max} = V_m + V_t$

Cuando V_m y V_t son de sentido opuesto tenemos $V_{\min} = V_m - V_t$

Por otro lado, la relación V_t / V_m es apx. de 0.3 a 0.4

En la hipótesis de que V_t sea cte, podemos escribir,



$$V_m = (V_{\max} + V_{\min}) / 2$$

$$V_t = (V_{\max} - V_{\min}) / 2$$

$$\text{sen } \beta = V_t / V_m$$

por lo tanto $\beta = \text{arc sen } (V_t / V_m)$, siendo β el valor máximo que puede tomar V_m respecto la dirección instantánea de V .

TURBULENCIAS VERTICALES

Estas desviaciones son por lo gral. de 5 a 10 veces menores que las horizontales, y no serán tenidas en cuenta.

RÁFAGAS

En períodos de tiempo tan cortos como un seg. el viento puede variar su velocidad notablemente y hasta duplicarse, por tanto las ráfagas se deben tener en cuenta en los aeromotores de eje horizontal a fines de calcular los esfuerzos adicionales que estas imponen.

Cuantificación:

La velocidad alcanzada por las ráfagas más intensas V_r , puede ser estimada a partir de la velocidad media horaria máxima, del lugar. (a la altura correspondiente).

$$V_r = fr \cdot V_{max}$$

Siendo fr el factor de ráfagas que para una duración de 1 seg. de la ráfaga vale :

Terreno	Fr
Suave	1.3
alta rugosidad	2.5

VARIACIÓN DE LA DIRECCION DEL VIENTO:

Para la evaluación de los cambios direccionales y su efecto sobre la energía disponible, se elevan al cubo las velocidades medias horarias medidas en cada dirección y luego se multiplica por el tiempo que sopló en esa dirección. Este valor es proporcional a la energía por unidad de área en que el viento sopló en cada cuadrante.

El conocimiento de estos datos interesa en zonas donde existe eran predominio en una dirección, lo que puede justificar instalaciones fijas.

En general su importancia es secundaria, pues los aeroaeneradores de eje vertical funcionan independientemente de la dirección del viento y los de eje horizontal se orientan automáticamente cuando el viento cambia de dirección.

DISTRIBUCIÓN DE LOS VIENTOS:

- FRECUENCIA RELATIVA DE UNA VELOCIDAD
- CURVA ANUAL DE DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES O DE FRECUENCIAS DE OCURRENCIA.
- CURVA DE DURACIÓN DE LOS VIENTOS , PERSISTENCIA O DE PROBABILIDAD ACUMULADA.

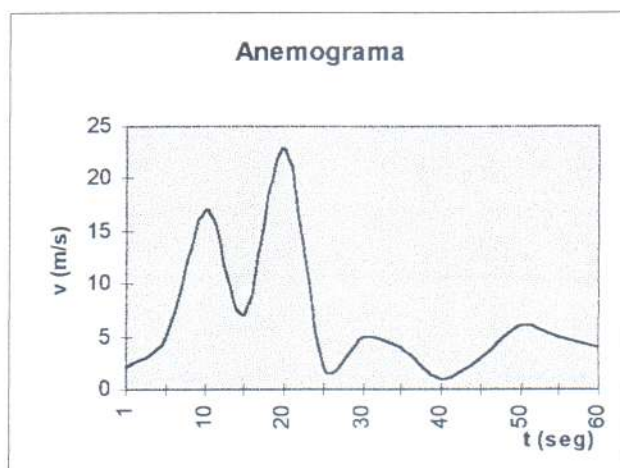
INTRODUCCIÓN

En el estudio del viento para su aprovechamiento energético, interesa conocer la velocidad media anual y fundamentalmente, su distribución o frecuencia de ocurrencia.

Esto se debe a que en un punto dado, el movimiento del aire, lejos de realizarse en modo uniforme se presenta como una serie de pulsaciones variables en dirección e intensidad, simultáneamente.

Si ahora analizamos un período de tiempo T, al ser $v = f(t)$, aperiódica y muy variable, podemos calcular su valor medio V en el período de tiempo T considerado, de la siguiente manera :

$$V = 1 / T \int_0^T v(t) . dt$$



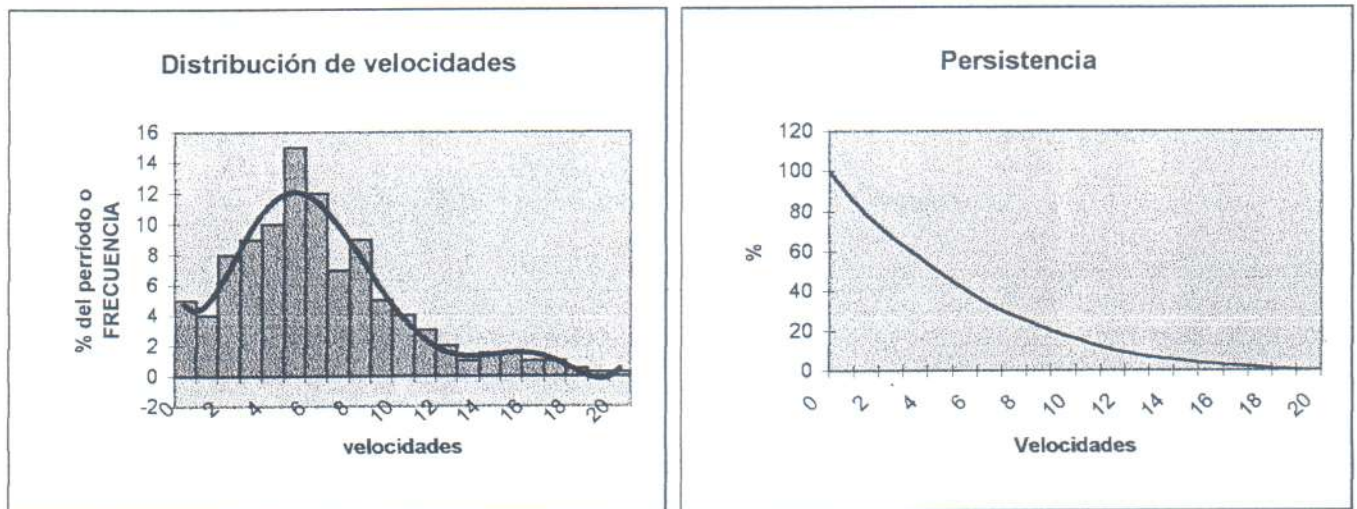
Tales valores se conocen como FRECUENCIA RELATIVA DE UNA VELOCIDAD.

$$f(V_i) = 1/T \sum \Delta t_i$$

Si agrupamos sobre un mismo eje que contemple todas las clases de velocidades a las frecuencias relativas estaremos representando la distribución de frecuencia de las velocidades a intervalos regulares, de un determinado lugar.

Esta curva es conocida como:

Curva anual de distribución de velocidades o de frecuencias de ocurrencia,



La curva permite visualizar como se distribuye la intensidad del viento y que rango de velocidades ocurren con mayor frecuencia.

Una integración de la curva de distribución de velocidades, da la CURVA DE DURACIÓN DE LOS VIENTOS, DE PERSISTENCIA, O DE PROBABILIDAD ACUMULADA.

Las ordenadas representan el tiempo (pueden ser N°de hs. Al año), durante las cuales el viento es igual o superior al indicado por la abcisa.

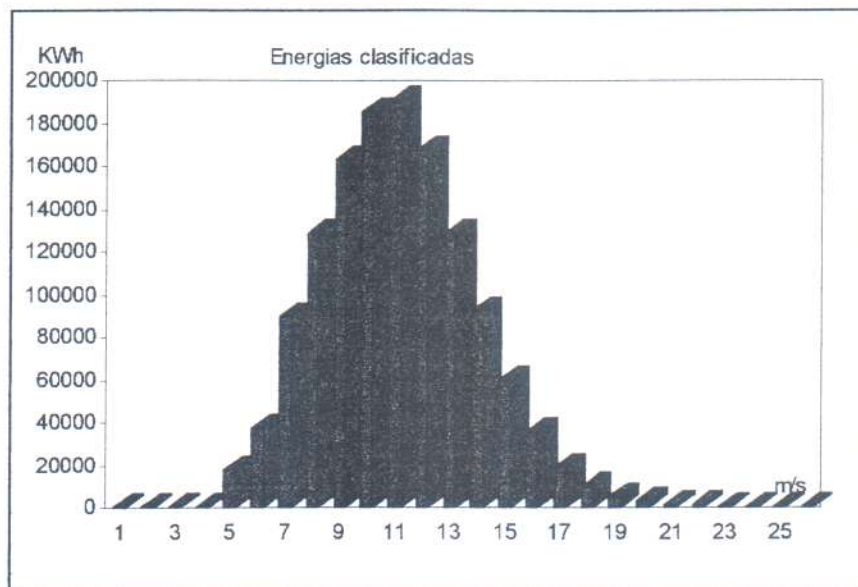
Obviamente, la sumatoria de las frecuencias relativas es el 100% del período.

También se graficó una línea de tendencia polinómica.

La curva anual de distribución de velocidades o de frecuencias de ocurrencia en base anual, es imprescindible para poder evaluar la energía eólica disponible de un lugar.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

Cruzando esta información con la curva de potencia generada en función de la velocidad del viento, suministrada por el fabricante del aerogenerador, podemos obtener una curva de ENERGÍAS CLASIFICADAS anuales, cuya integración nos dará como resultado la producción anual de energía.



LAS DISTRIBUCIONES TEÓRICAS.

Lamentablemente, no siempre se dispone de todos los datos necesarios y en algunos casos sólo se tiene el valor de la velocidad media V_m .

En base a observaciones realizadas en gran parte del planeta, muchos investigadores han propuesto ecuaciones relativamente simples que dan las frecuencias de velocidades para un determinado sitio, contando con uno o dos parámetros propios del lugar.

Estas poderosas herramientas son las Curvas de Distribución de Frecuencias de RAYLEIGH y las de WEIBULL.

LA DISTRIBUCION RAYLEIGH.

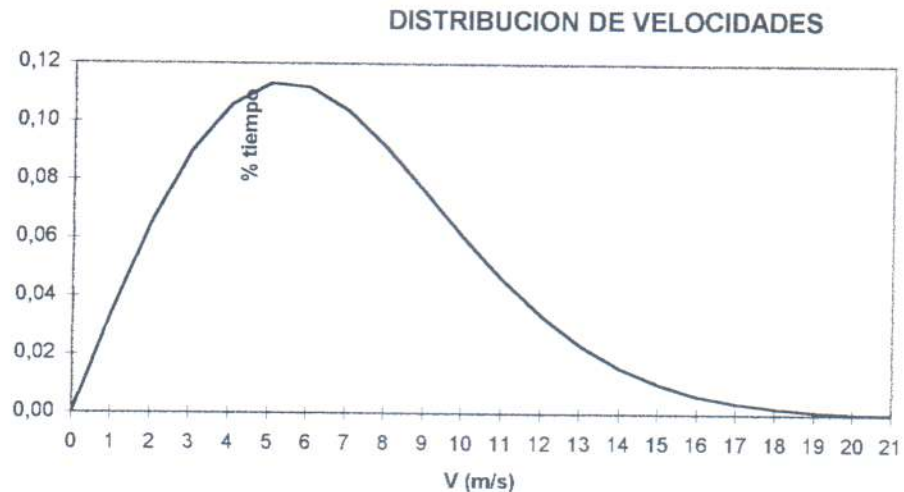
En los casos en que sólo se tiene el valor de la velocidad media V_m , se puede estimar aproximadamente la distribución de frecuencias de velocidades por medio de la curva de la distribución Rayleigh, cuya expresión es :

$$R(v) = (\pi / 2) * \{(v / (V_m)^2)\} e^{-k}$$

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

$$\text{siendo } k = (\pi / 4) * (v / V_m)^2$$

donde : v (velocidad instantánea del viento) es la variable independiente,
 V_m es la velocidad media del viento.



Se ha comprobado que ésta curva entrega frecuencias en defecto para bajas velocidades (<5 m/s) y en exceso para altas velocidades (>12 m/s).

(Es la preferida por los fabricantes de equipos a efectos de informar respecto de la energía anual que estos entregan).

LA DISTRIBUCION WEIBULL.

Es la preferida por los meteorólogos, ya que admite al menos tres alternativas y permite resultados más precisos.

Su expresión es :

$$W(v) = (k / c) * (v / c)^{k-1} * e^{-(v/c)^k}$$

siendo 'c' un factor de escala y 'k' el factor de forma adimensional.

Debido a que ambos factores deben calcularse para cada sitio, su utilización en zonas no estudiadas queda invalidadas.

Quede claro que si se trata de emprendimientos 'importantes' deberán realizarse mediciones en situ durante periodos apropiados.

- BÚSQUEDA Y RECOPIACIÓN DE DATOS EXISTENTES

Problemas con los datos de viento anteriores a 1960.

En la tarea de desarrollar el proyecto la primera etapa, fue de búsqueda y recopilación de datos existentes, de registros del recurso eólico, (vientos).

Se hallaron sin dificultad los registros del Sistema Meteorológico Nacional.

Al realizar su análisis nos damos cuenta que estos datos no son aptos para fines de generación eolo-eléctrica, debido a los siguientes motivos:

- a- Los datos fueron adquiridos a muy baja altura, esto se debe a que los fines de los registros no eran energéticos.
- b- Los anemómetros no estaban situados en sitios óptimos ni debidamente mantenidos.
- c- No son suficientes.

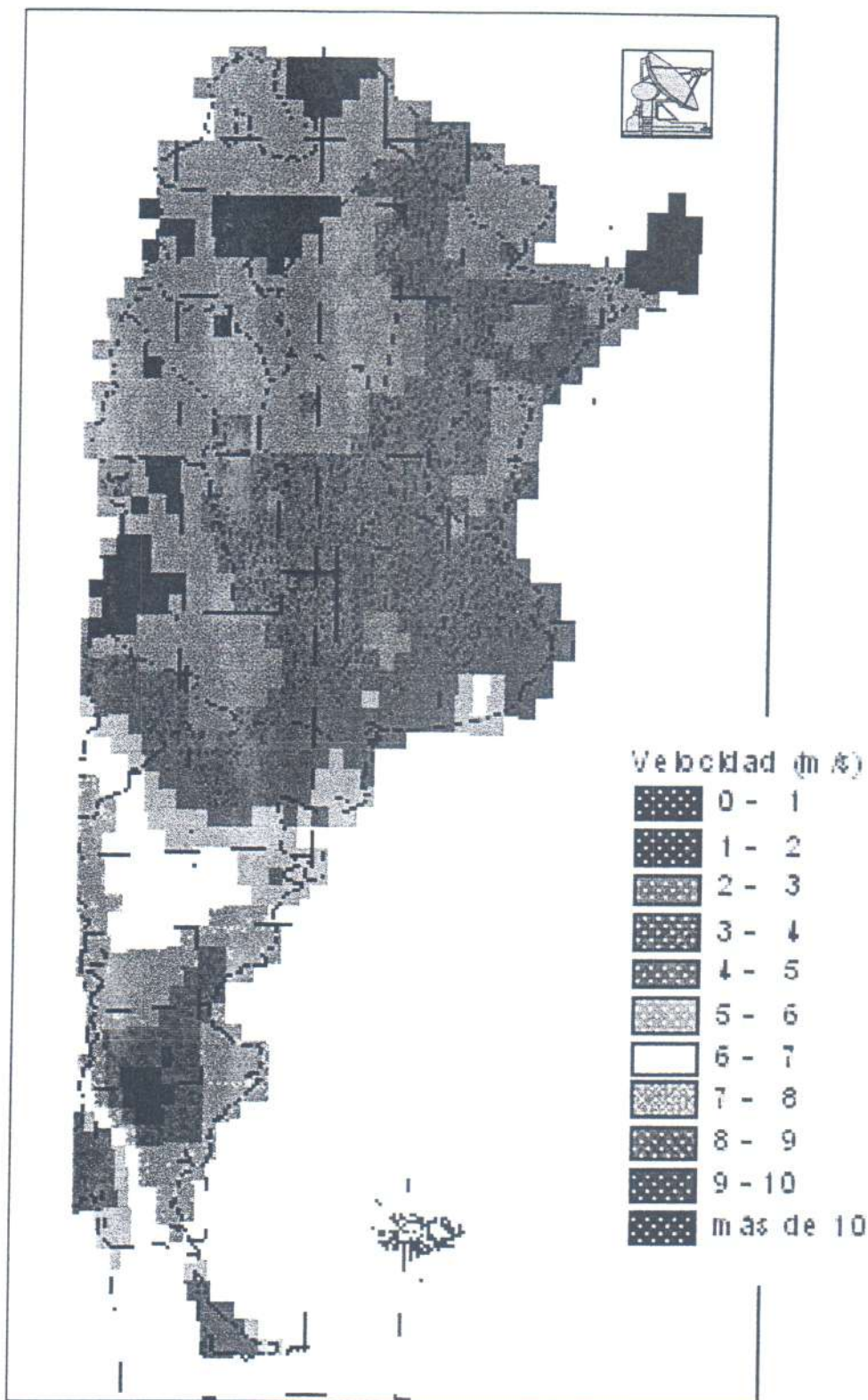
Entendemos que la información más moderna, posterior a 1960 es en gral. Superior y más confiable.

MAPAS SATELITALES

Se hallaron también datos globales como Mapas Satelitales, siendo éstos más actuales, pero con el inconveniente de no tener en cuenta las características de la topología y rugosidad del terreno de la región, y mucho menos de puntos específicos, lo cual es fundamental para determinar el sitting (lugar de emplazamiento) de aerogeneradores, con lo que solo podremos concluir de ellos un valor aproximado de velocidad media.

- ANÁLISIS MACRO CON IMÁGENES SATELITALES

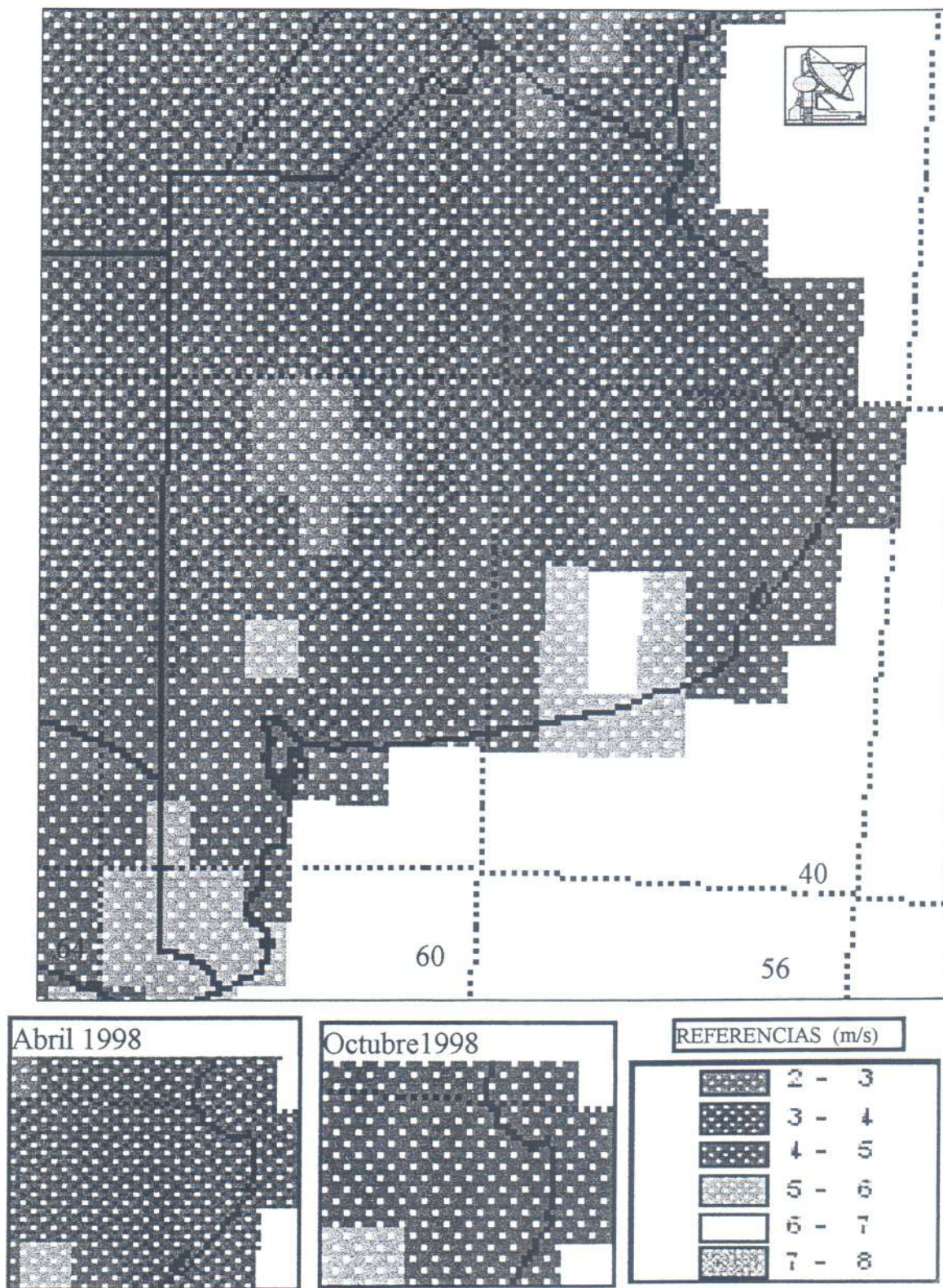
Velocidad media anual del viento, República Argentina (1998),
Datos suministrados por la Subsecretaría de Energía de la Nación.



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA,

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

Velocidad media anual del viento (1998), (Detalle Provincia de Buenos Aires)
 Datos suministrados por la Subsecretaría de Energía de la Nación.



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

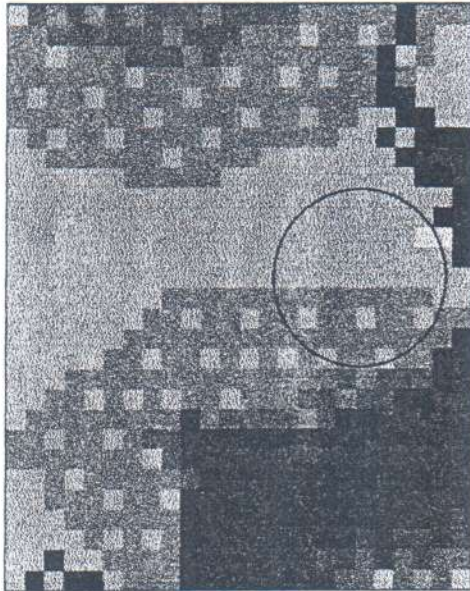
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
 Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

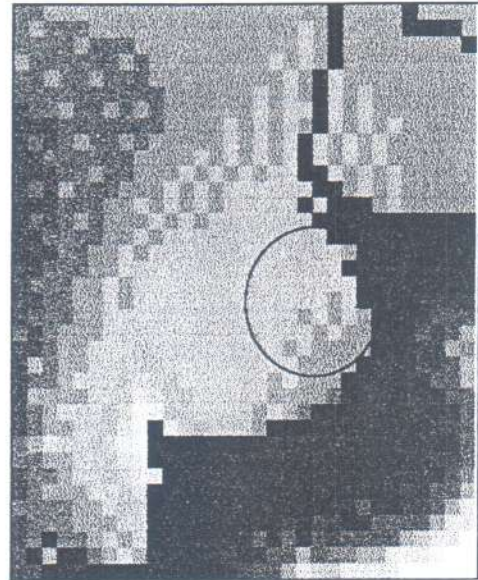
ANALISIS MACRO CON IMÁGENES SATELITALES RECIENTES

Datos suministrados por la Subsecretaría de Energía de la Nación.

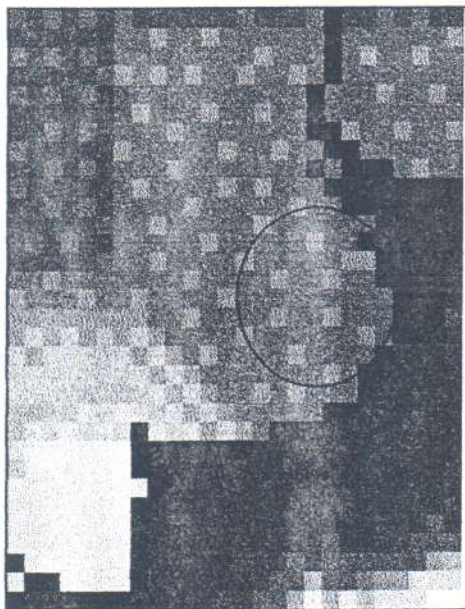
16/6/1999



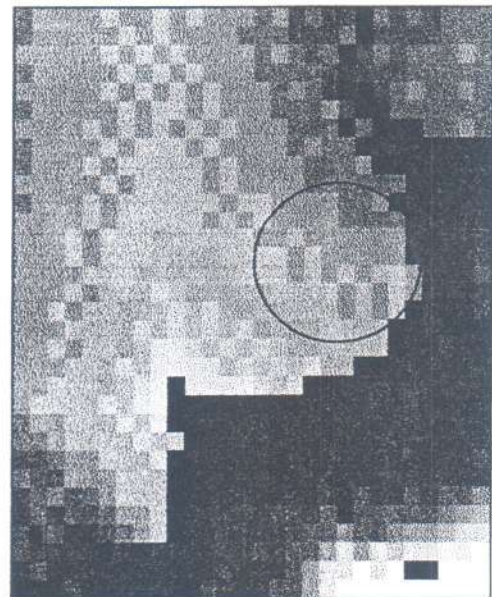
1/7/1999



24/6/1999



6/7/1999



Referencia de velocidad media del viento, (m/s)

0 2 4 6 8 10 12 14

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN
DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

- CALCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA Y ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA A PARTIR DE LOS DATOS GLOBALES, UTILIZANDO LOS DISTINTOS METODOS DE ANÁLISIS Y LA DISTRIBUCIÓN RAYLEIGH.

De los datos obtenidos en forma global, podemos concluir que la velocidad promedio del viento en la zona de interés, a una altura de 10 mts. sobre el nivel del suelo es de 4.3 mts./seg

Siendo la $V_{min} = 3.2 \text{ m/s}$ y la $V_{max} = 7.1 \text{ m/s}$

Por tal motivo debemos aplicar una extrapolación en altura para llevarlos a la altura de interés que corresponde.

De acuerdo a lo expuesto en el inciso ANALISIS DE DATOS, podemos extrapolar en altura de tres maneras diferentes.

DATOS:

Características del terreno:

TIPO DE TERRENO (RUGOSIDAD)	LONGITUD DE LA RUGOSIDAD $Z_0(m)$	COEFICIENTE DE RUGOSIDAD n	h_{vo} (m)	MEDIDA DEL TAMAÑO DE LOS REMOLINOS h_t (m)
moderadamente rugoso o poco accidentado (hierba corta, campo, regiones rurales)	0.02 a 0.3	0.13 a 0.20	0.02 a 0.3	0.01 a 0.1

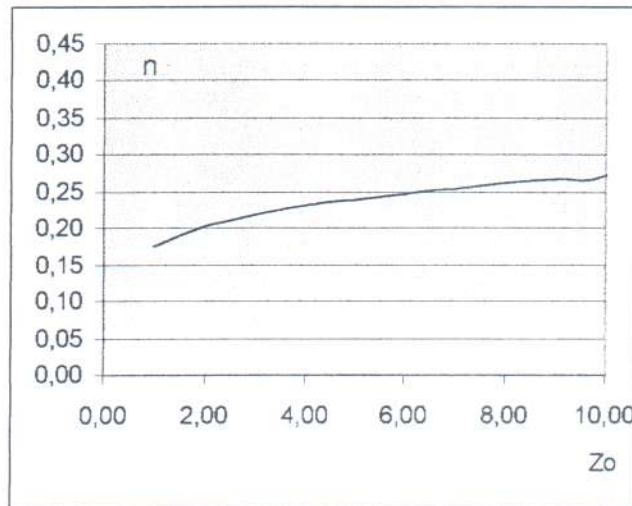
Determinación de h_o

h (altura del bujedel generador (m):	45m a 55m	50
h_o dado (m)	10,00	
h_{vo} (m)	0,25	
h_o real (m)	9,75	

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

Extrapolación potencial de datos en altura.

$$V = V_o * (h / h_o)^n \quad \text{siendo} \quad n = 0.04 * \ln (Z_o) + 0.003 * (\ln Z_o)^2 + 0.24$$



Zo	n
0,20	0,17
0,40	0,20
0,60	0,22
0,80	0,23
1,00	0,24
1,20	0,25
1,40	0,25
1,60	0,26
1,80	0,27
2,00	0,27
5,80	0,34
6,00	0,34
6,20	0,35

Datos:	
Vel media a 9.75 m	
Vo(m/s)	4,3
Vo min(m/s)	3,2
Vo max(m/s)	7,1

Resultado:	
Vel media a 50 m	
Vo(m/s)	6,69
Vo min(m/s)	4,98
Vo max(m/s)	11,04

Extrapolación logarítmica de datos en altura.

$$V = V_0 * ((\ln (h/ht)) / (\ln (h_0/ ht)))$$

Datos:	
Vel media a 9.75 m	
Vo(m/s)	4,3
Vo min(m/s)	3,2
Vo max(m/s)	7,1

Resultado:	
Vel media a 50 m	
Vo(m/s)	6,11
Vo min(m/s)	4,55
max(m/s)	10,09

Extrapolación logarítmica en condiciones atmosféricas de turbulencias térmicas.

$$V = V_o * ((h^{\wedge}e - ht^{\wedge}e) / (ho^{\wedge}e - ht^{\wedge}e)) .$$

Datos:	
Vel media a 9.75 m	
Vo(m/s)	4,3
Vo min(m/s)	3,2
Vo max(m/s)	7,1

Resultado:	
Vel media a 50 m	
Vo(m/s)	6,04
Vo min(m/s)	4,49
Vo max(m/s)	9,96

De los resultados, tomamos el promedio de **Vo: 6.28 m/s**

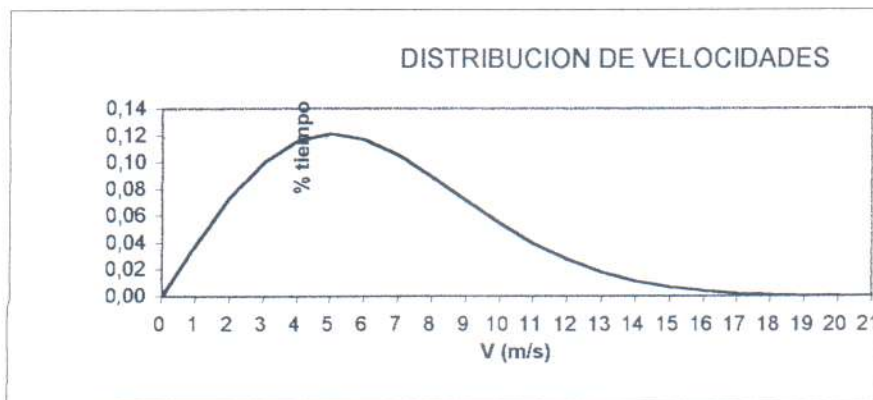
RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

DETERMINACIÓN DE LA CURVA TEORICA ANUAL DE DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE RAYLEIGH .

$$R(v) = (\pi / 2) * \{v / (v_0)^2\} e^{-k} \quad \text{siendo } k = (\pi / 4) * (v / v_0)^2$$

Datos	Hs anio : 8760
Vo(m/s) = 6,28	working %: 0,8
Varr(m/s)=4	Hs work : 7008

Vel (m/s)	k	e ^ (- k)	R(v) %	T tot(hs/año))
0	0,00	1,0000	0,000	0,000
1	0,02	0,9803	0,039	273,918
2	0,08	0,9233	0,074	516,030
3	0,18	0,8357	0,100	700,607
4	0,32	0,7269	0,116	812,464
5	0,50	0,6075	0,121	848,767
6	0,72	0,4879	0,117	817,950
7	0,98	0,3765	0,105	736,400
8	1,28	0,2792	0,089	624,064
9	1,61	0,1989	0,071	500,252
10	1,99	0,1362	0,054	380,571
11	2,41	0,0896	0,039	275,424
12	2,87	0,0566	0,027	189,953
13	3,37	0,0344	0,018	125,011
14	3,91	0,0201	0,011	78,588
15	4,49	0,0113	0,007	47,231
16	5,10	0,0061	0,004	27,154
17	5,76	0,0031	0,002	14,943
18	6,46	0,0016	0,001	7,874
19	7,20	0,0007	0,001	3,975
20	7,97	0,0003	0,000	1,923
21	8,79	0,0002	0,000	0,892
22	9,65	0,0001	0,000	0,396
23	10,55	0,0000	0,000	0,169
24	11,48	0,0000	0,000	0,069
25	12,46	0,0000	0,000	0,027
			0,997	6983,990



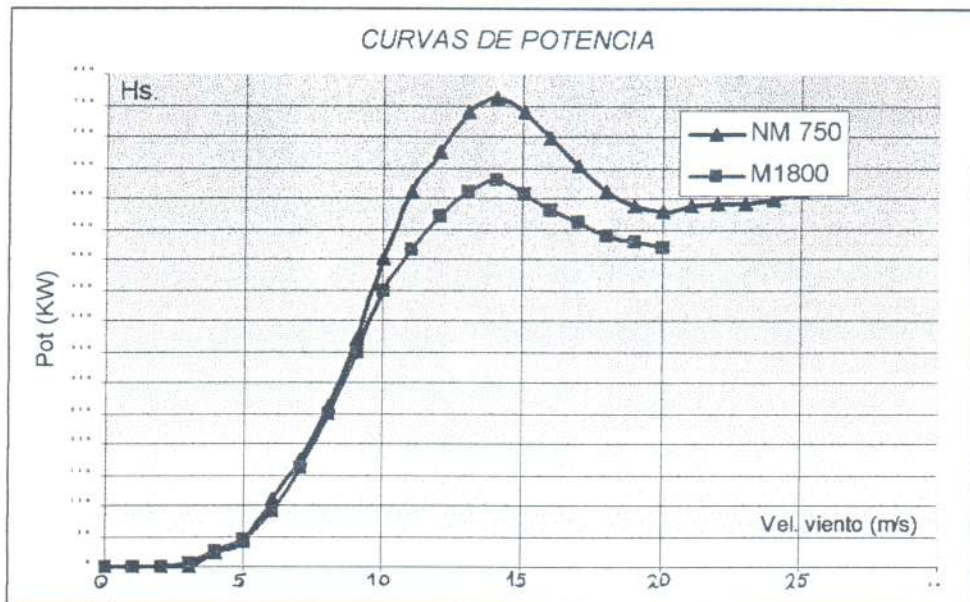
PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
 Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ELECCIÓN DE EL AEROGENERADOR A PARTIR DE UN ESTUDIO COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA, BASADO EN LA DISTRIBUCIÓN RAYLEIGH.

Se estudiarán los aerogeneradores Neg-Micon **M1800** de 600 KW de potencia nominal, el cual ha sido desarrollado especialmente para el aprovechamiento óptimo del recurso eólico en zonas de baja velocidad de viento, con un diámetro de rotor de 48 mts. (área interceptada 1810 m^2) y el más moderno **NM 750/48** de 750 KW de potencia nominal con un diámetro de rotor de 48.2 mts. Y un área interceptada de 1824 m^2 .

Como primer paso se procesaron las curvas de potencia generada en función de la velocidad del viento, suministradas por el fabricante.

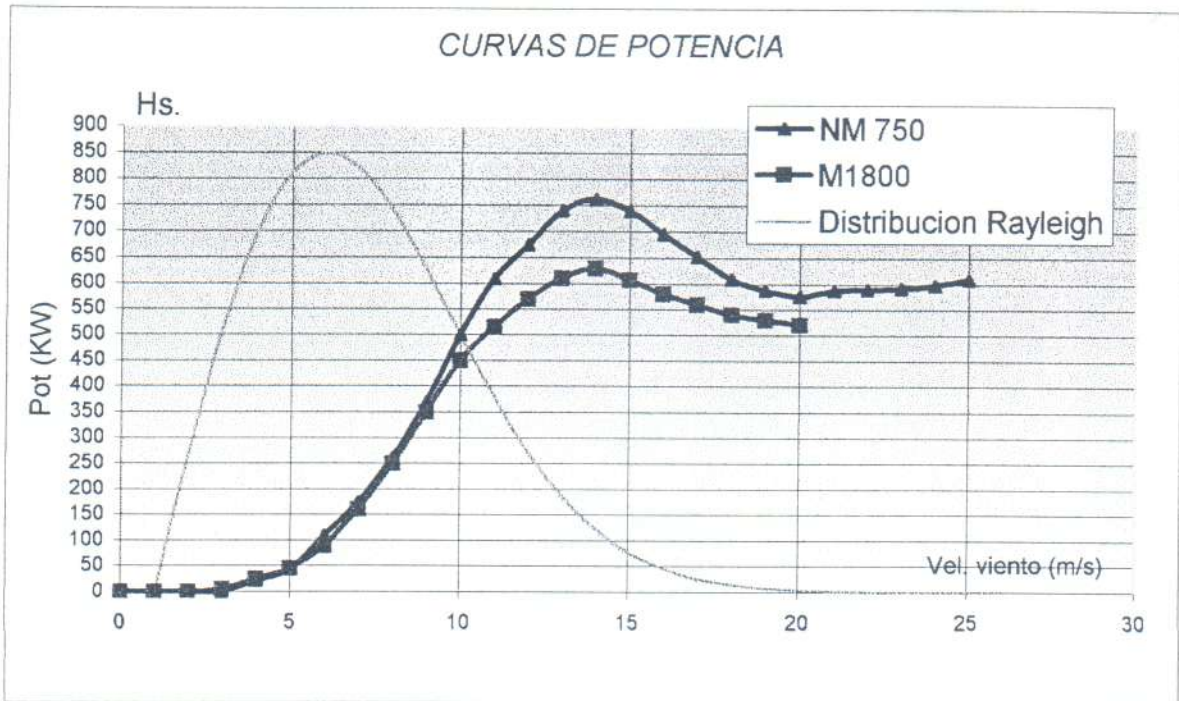


Luego tomamos la curva anual de distribución de velocidades o de frecuencias de ocurrencia en base anual, para poder evaluar la producción anual de energía eólica de cada máquina.

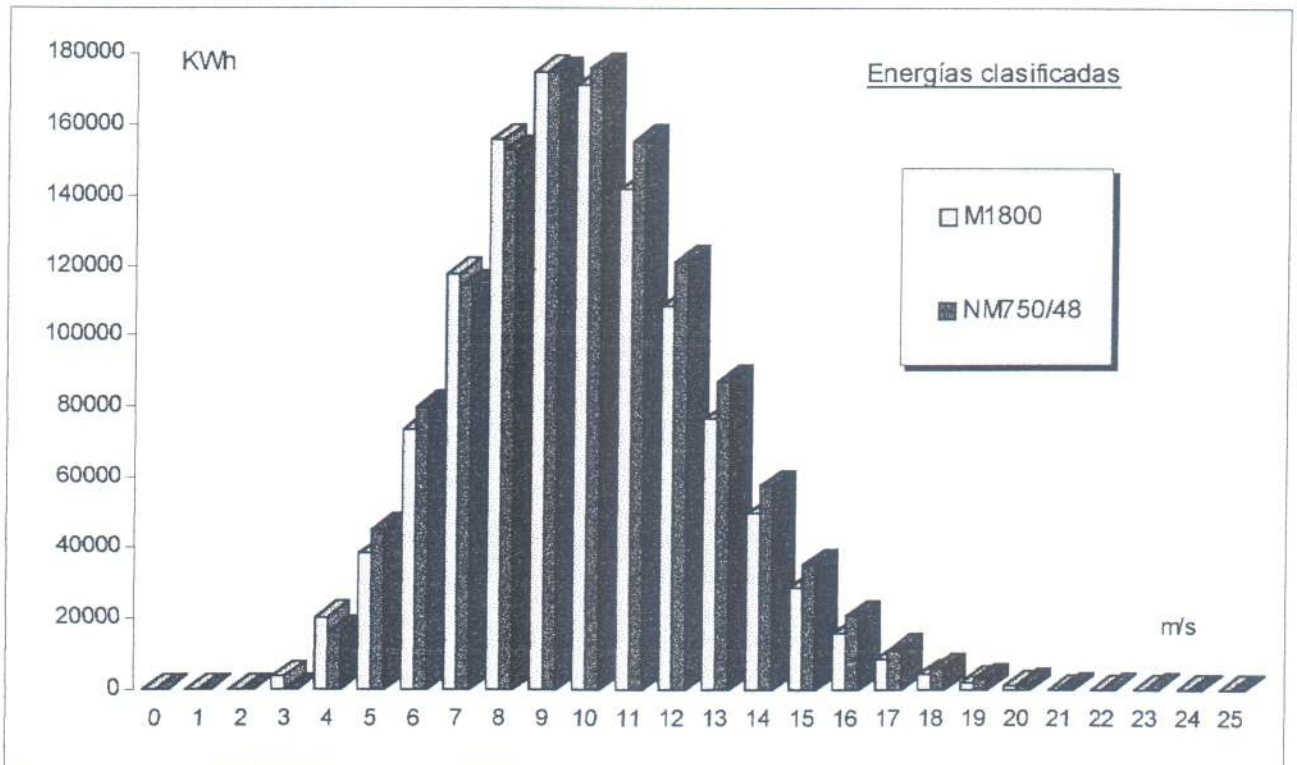
El producto de la duración de cada frecuencia relativa en hs. por el valor de potencia correspondiente a esa frecuencia (intervalo de velocidad del viento), nos da la curva de energías clasificadas.

RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

En el siguiente grafico podemos ver las tres curvas en función de v.



En el siguiente grafico podemos ver las energías clasificadas.



RELEVAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO

La integración de estas energías clasificadas, a lo largo del periodo considerado nos da la 'Producción Anual de Energía' de cada equipo.

Los resultados fueron los siguientes:

NM 750	E (kwh)	M1800	E (kwh)
E anual:	1329652,48	E anual:	1191838,45

Seleccionamos por tanto (desde el punto de vista de producción de energía) al **NM750/48**

Cálculos complementarios para determinar las cargas sobre el aerogenerador.

ANALISIS DE TURBULENCIAS

$$B = \text{arc sen } (V_t / V_m)$$

$$V_m = (V_{\text{max}} + V_{\text{min}}) / 2 = 7,23$$

$$V_t = (V_{\text{max}} - V_{\text{min}}) / 2 = 5,47$$

B (grados)=	49,23
-------------	-------

ANALISIS DE RAFAGOSIDAD

$$V_r = f_r \cdot V_{\text{max}}$$

Vr (m/s)	24,91
----------	-------

Terreno	fr
suave	1,3
alta	2,5

ESTUDIO ELÉCTRICO

3. ESTUDIO ELÉCTRICO

- ❖ REQUERIMIENTOS DE LA RED AL CONECTAR GRANDES MÁQUINAS
Definiciones y conceptos básicos.
- ❖ PROBLEMAS LOCALES AL CONECTAR GRANDES TURBINAS EÓLICAS A LA RED.
Control del voltaje.
Control del número de conmutaciones en transformadores de subestaciones de AT/MT.
Corrientes activantes.
Funcionamiento del sistema durante desórdenes del mismo.
Compensación de potencia reactiva.
Protecciones.
Conclusiones.
- ❖ RELEVAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL.
Análisis de las líneas de MT.
Análisis de una línea de MT en particular.
- ❖ CÁLCULO DE LA CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.
- ❖ DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA GENERADOR-CONEXIÓN A LA RED.
Generador.
Protección integral y tablero del generador.
Cable de baja tensión, entre el tablero del generador y el transformador.
Transformador.
Cable de alta tensión, entre el transformador y los fusibles HH.
Fusibles HH, para protección del transformador.
Descargadores de sobretensiones.

ESTUDIO ELÉTRICO

❖ REQUERIMIENTOS DE LA RED AL CONECTAR GRANDES MÁQUINAS DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

Introducción

Las siguientes consideraciones serán útiles tanto para el dimensionamiento de las protecciones de la central como para la factibilidad de la conexión de ésta en el alimentador elegido, debido a los problemas locales que pueden aparecer al conectar grandes máquinas a la red.

CORTOCIRCUITO, (Según VDE 0102 y 0103).

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO I_k .

Definición: Es la corriente que fluye por el punto en que se ha producido el cortocircuito, mientras dura éste.

Inicialmente transcurre en forma asimétrica y contiene una componente de alterna y otra de continua. La comp. de alterna se amortigua hasta alcanzar el valor permanente. La comp. de continua se atenúa hasta anularse.

CORRIENTE ALTERNA DE CORTOCIRCUITO I_{ka} .

Definición: Es la componente de la corriente de cortocircuito, a la frecuencia de servicio. El valor eficaz de su intensidad puede variar en función del tiempo.

CORRIENTES PARCIALES DE CORTOCIRCUITO.

Definición: Son las componentes de la corriente de cortocircuito, que fluyen al punto en que se ha producido el cortocircuito, a través de las distintas derivaciones de la red.

CORRIENTE IMPULSO DE CORTOCIRCUITO I_s .

Definición: Es el valor instantáneo de la intensidad de la corriente de cortocircuito, en el momento después de producirse éste.

Se indica como valor de cresta.

Varía según el momento en que se produzca éste.

ESTUDIO ELÉTRICO

Si no hubiera sido especificada, se pueden emplear los valores de la siguiente tabla:

<u>Tensión máxima de la red (KV)</u>	<u>Potencia aparente de cortocircuito(MVA)</u>
3.6	150
7.2	250
14.5	500
36	1000
72	3000
145	10000
245	20000
362 y 420	40000
550	50000

INDICACIONES RELATIVAS A LA CONFIGURACIÓN DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

(Fuente: Tomo 1 de Instalaciones eléctricas Spitta)

Especialmente en redes de gran envergadura hay que determinar mediante una planificación detallada la concepción básica y la ejecución de toda la red.

Esto puede lograrse teniendo en cuenta los siguientes puntos dentro del programa general de planificación:

- Configuración apropiada.
- Correcto dimensionamiento y selección de los medios de servicio eléctricos.
- Correcto dimensionamiento y selección de las instalaciones de maniobra.
- Correcto dimensionamiento y selección de los transformadores de distribución.
- Correcto dimensionamiento y selección de las secciones de los conductores.
- Correcto dimensionamiento y selección de los dispositivos de protección de la red.

De esta forma se cumplen las exigencias que a continuación se indican:

- Alta seguridad de abastecimiento.
- Constitución clara de la red.
- Suficiente estabilización de la tensión.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉTRICO

- Seguridad de servicio de la instalación aún en caso de producirse perturbaciones en los diversos medios de transmisión (reserva, selectividad).
- Perturbaciones en los diversos medios de transmisión.
- Posibilidad de adaptación a los futuros aumentos de carga.

ESTABILIZACIÓN DE LA TENSIÓN

Redes de baja tensión.

La caída máxima a plena carga no ha de superar el 5%.

Para lograr esto se recurre a diversos métodos, entre los que podemos mencionar:

Utilizar conductores de secciones suficientemente grandes.

Utilizar transformadores de distribución con tomas en el devanado del lado de tensión superior.

Tramos cortos de cables.

Disponiendo subestaciones en los puntos de gran densidad de carga.

Redes de alta tensión.

La caída máxima a plena carga no debería superar el 1%.

Una de las formas de compensar las caídas de tensión es mediante transformadores, cuya relación de transformación se puede ajustar en forma escalonada (taps), encontrándose éstos bajo carga.

Cuando los cambios en los niveles de tensión ocurren con mayor celeridad y los mecanismos del conmutador no tienen la rapidez necesaria para compensarlos tendremos fluctuaciones de tensión.

Es necesario entonces recurrir a otros métodos de compensación.

Hasta hace un tiempo atrás, era frecuente encontrar compensadores sincrónicos, es decir, una máquina sincrónica entregando potencia reactiva a la red. Actualmente se usan compensadores estáticos (básicamente bancos de capacitores), ya sea conectados al punto común de acometida ó mas convenientemente, lo más cerca posible de la carga perturbante.

ESTUDIO ELÉTRICO

INFLUENCIA DE LAS PUNTAS DE CARGA

Los receptores de gran potencia con servicio intermitente originan caídas de tensión que pueden provocar distintos tipos de problemas como :

- Influencias perturbadoras en las instalaciones de alumbrado (flicker),
- Influencias perturbadoras en los disp. de medida y regulación, sensibles a las Dv.
- Influencias perturbadoras en los receptores de televisión.
- Des excitación de bobinas de contactores y relés auxiliares.
- Des excitación de bobinas de cero tensión.
- Apagado de lámparas de arco.
- Pérdida de datos o bloqueo de sistemas informáticos.
- Imperfecciones en productos.

La influencia de las puntas de carga se reduce mediante:

- Redes separadas de baja tensión para las instalaciones de iluminación y de fuerza.
- Empleo de un transformador de distribución propio para alimentar receptores con servicio intermitente.
- Elección de transformadores de distribución con una Ucc más baja;
- Acometida por separado de receptores especialmente sensibles a las variaciones de tensión, a través de estabilizadores de tensión;

FACTOR DE SIMULTANEIDAD: El factor de simultaneidad "a" viene dado por la relación entre la potencia máxima que establece a un mismo tiempo y la suma de las potencias nominales de todos los receptores conectados. Como en una instalación los receptores o grupos de ellos no siempre prestan servicio al mismo tiempo o funcionan con cargas parciales, el factor de simultaneidad es $a < 1$.

El factor de simultaneidad "a" será tanto menor cuanto mayor sea el número de abonados y cuanto más diferentes sean éstos.

Por ello, el factor de simultaneidad "a" disminuye desde el receptor hasta la acometida a medida que aumenta el número de los receptores posconectados.

ABSORCIÓN DE CARGA DINÁMICA: La posibilidad de una red de absorber una carga dinámica, depende de la relación entre la potencia de la carga y la potencia de cortocircuito de la red.

❖ PROBLEMAS LOCALES AL CONECTAR GRANDES TURBINAS EÓLICAS A LA RED.

Introducción.

Las siguientes consideraciones se basan en la experiencia Danesa con más de 350 MW de generación eólica instalada en la red Danesa hasta agosto de 1993.

Por lo general las grandes turbinas eólicas (o parques eólicos), son conectadas a la red de Media Tensión. En nuestro caso a un distribuidor en la red de 13.2 Kv.

En esta sección del estudio deberemos distinguir entre parques eólicos con alimentador propio y parques eólicos conectados a un distribuidor.

Cuando grandes turbinas eólicas (o parques eólicos), son conectadas a la red hay ciertas consideraciones a tener en cuenta, principalmente relacionadas a:

- ❖ Control del voltaje.
- ❖ Control del número de conmutaciones en transformadores de subestaciones de AT/MT.
- ❖ Corrientes activantes (o de arranque).
- ❖ Funcionamiento del sistema durante desórdenes del mismo.
- ❖ Compensación de potencia reactiva.
- ❖ Protecciones.

Debido a que el generador es de tipo asíncrono, no se presentarán problemas de estabilidad sincrónica o estabilidad transitoria ya que dichos problemas se limitan a las máquinas sincrónicas.

Desarrollo.

❖ Control del voltaje.

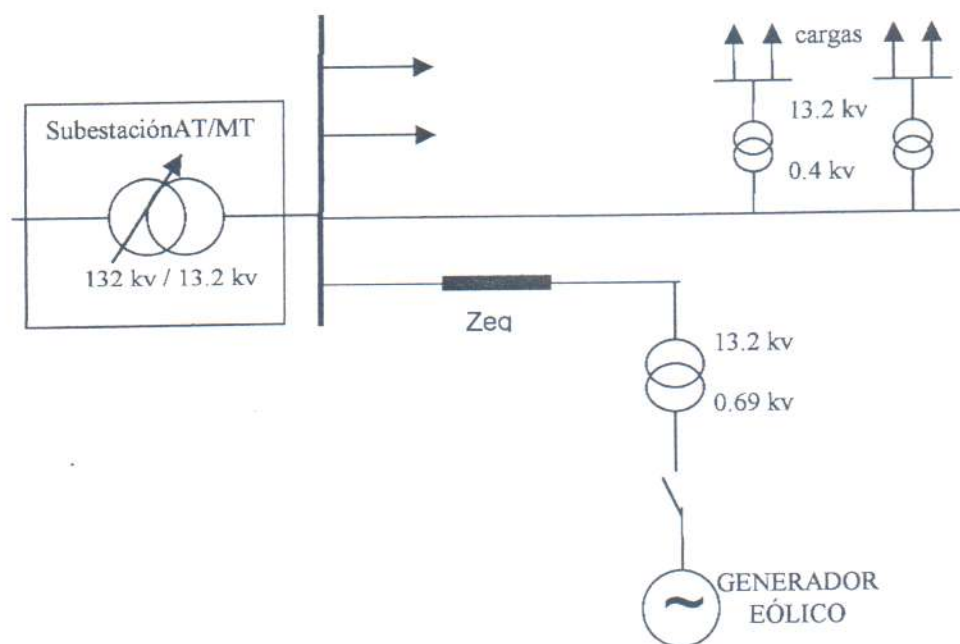
El generador asincrónico (como los motores), normalmente pero no necesariamente toman de la red el reactivo Q , (potencia reactiva o Vars), necesario para crear el campo rotante del estator.

Q depende en parte de la potencia activa P (W) generada, que a su vez depende de la velocidad del viento.

Estos cambios de Q con la velocidad del viento pueden producir fluctuaciones de voltaje, con lo cuál cambiaría la potencia P producida.

El reactivo tomado no varía demasiado, y para $P=0$ (operación ociosa) vale aproximadamente un 40% de P_n (en unidades de Q), luego aumenta muy poco en función de la P generada, (Para $P= P_n$, Q es apx. Un 60% de P_n).

Parques eólicos con alimentador propio.



Esquema típico de conexión a un alimentador propio.

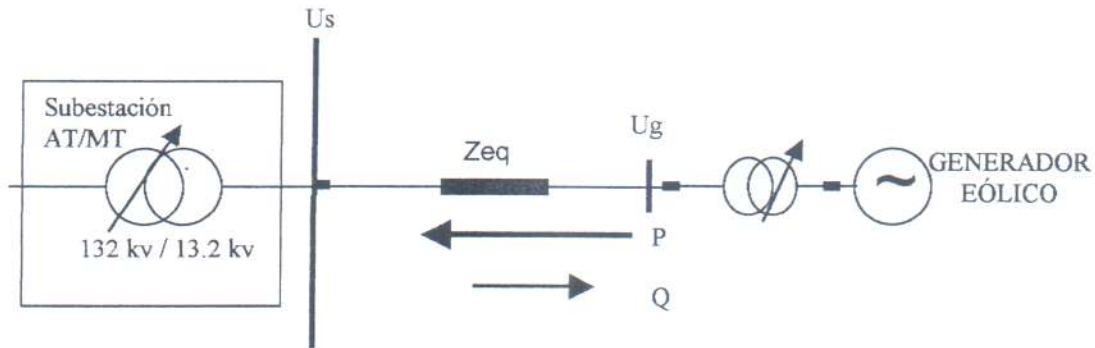
Que un parque eólico tenga su alimentador propio significa que el voltaje será mayor en el lugar de emplazamiento del generador (U_g) que en la subestación de AT/MT (U_s), si el flujo de energía es en dirección hacia la subestación de AT/MT y no (como ocurre normalmente en el caso de las cargas) en dirección apartándose de la subestación de AT/MT.

Como en este caso P y Q tendrán direcciones opuestas, en condiciones normales de operación, P fluirá desde el parque eólico hacia la subestación de AT/MT, y Q lo hará desde la subestación de AT/MT hacia el parque eólico, lo que significa que la caída de voltaje es en parte compensada.

El grado de compensación dependerá de la relación $Q = f(P)$, y de la relación $\tau = X / R$ de la impedancia $Z = R + j X$ del alimentador.

Una relación $\tau = X / R$ alta (líneas aéreas) compensará la caída de voltaje más que una relación $\tau = X / R$ baja (cables).

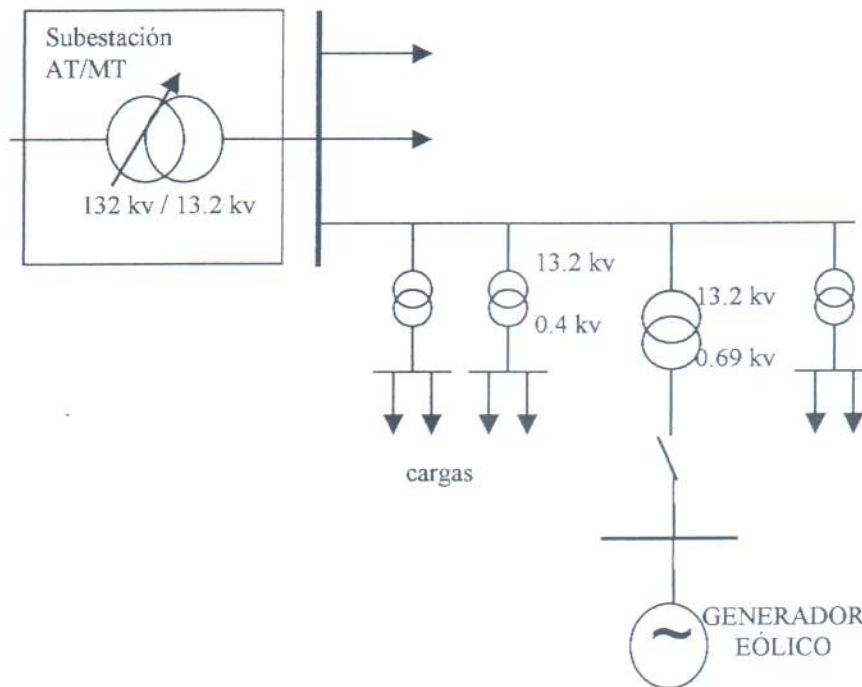
En gral : $\Delta U = (R \cdot P - X \cdot Q) / U_g$



El nivel de voltaje puede ser ajustado eligiendo una adecuada relación de transformación para el transformador entre la turbina eólica y el alimentador, y es posible mantener las variaciones dentro de los límites admisibles.

El alimentador deberá tener una capacidad de transporte tal, que pueda transportar sin dificultad, la energía producida por el generador.

Parques eólicos conectados a un distribuidor.



Esquema típico de conexión a un distribuidor de media tensión.

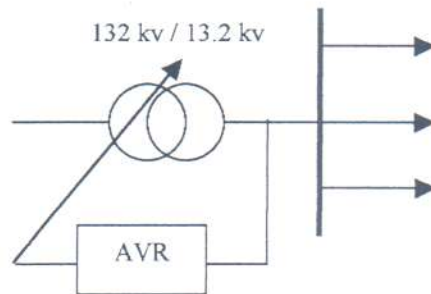
Si un generador eólico o parque eólico está conectado a un distribuidor de MT significa por las mismas razones que lo mencionado anteriormente, que el voltaje será mayor en el lugar de emplazamiento del generador y consecuentemente en las redes de BT abastecidas por el distribuidor de MT.

Este problema es inocuo cuando el alimentador esta con alta carga, sin embargo en condiciones de baja carga puede existir riesgo de sobrevoltaje dependiendo de las características de la red.

Esto limitará el número de turbinas a ser conectadas en ese punto. En caso de conectarse más turbinas, una solución es reforzar el alimentador. Dichos refuerzos, limitarán el voltaje a baja carga y reducirá las pérdidas en alta carga, causada por el consumo.

- ❖ Control del número de conmutaciones en transformadores de subestaciones de AT/MT.

Los transformadores AT/MT están equipados con un regulador de tensión. El regulador ajusta automáticamente la posición del conmutador de derivación, cuando el voltaje medido se desvía mucho del voltaje establecido. Esto también se usa cuando dicha desviación es causada por el aporte de energía al sistema por parte de las turbinas eólicas.



Si el régimen de vientos es turbulento, la potencia activa producida y la potencia reactiva consumida por la turbina eólica será fluctuante.

En ciertas áreas, se puede esperar que el número de cambios del conmutador de derivación se eleve a niveles inaceptables.

Estudios realizados usando los datos del viento en un modelo matemático computado por medio del cual se pueden simular las fluctuaciones de potencia de un parque eólico con valores minuto a minuto, indican que los cambios de derivación se elevan solo ligeramente, aún cuando el nivel de la energía eólica es el máximo posible, es decir igual a la capacidad del o los transformadores.

Esto ha sido corroborado por mediciones realizadas donde la potencia activa y reactiva medidas se conectaron a una computadora que simula el control de derivación.

En áreas rurales con baja densidad de carga, los reguladores de tensión pueden usarse como "compensadores de corriente". La corriente por la subestación es medida y utilizada para calcular una caída simulada de tensión. Por este camino, un regulador de tensión forzaría una elevación de voltaje en la barra colectora cuando la carga se incrementa y de ese modo minimiza parte de la pérdida de tensión en los alimentadores.

Si el nivel relativo de energía eólica en una red de MT es alto, las turbinas eólicas pueden influenciar de manera no deseada al regulador de voltaje.

La razón es que las turbinas eólicas pueden sustituir parte de la energía tomada normalmente de la red AT, por lo tanto la corriente que pasa por la subestación disminuirá. El regulador de tensión por ello bajará el voltaje y no porque la carga de la red se haya reducido.

Por lo tanto, este método básico de regulación no es recomendable cuando se utiliza generación eólica.

❖ Corrientes activantes.

Las corrientes activantes producidas por el arranque de las máquinas asíncronas, para formar el campo magnético en el generador es de 5 a 8 veces la corriente nominal.

Las primeras turbinas eólicas se conectaban directamente a la red cuando el generador inductivo alcanzaba la velocidad sincrónica.

Normalmente, la corriente activante, puede causar caídas de tensión, con los conocidos problemas que esto ocasiona.

Actualmente, para superar este problema, las grandes turbinas eólicas están equipadas con un "Arranque suave" electrónico (soft starter).

Este equipamiento eleva gradualmente el voltaje en los terminales del generador, y limita la amplitud de la corriente activante a valores aceptables.

El generador puede entonces ser conectado a la red antes de que la velocidad sincrónica sea alcanzada. Además, el equipo limita la corriente si el generador es usado como motor para el arranque de una turbina eólica que no está girando.

El arranque forzado es también utilizado por las turbinas eólicas, cuando el momento impulsor en el rotor es muy bajo.

ESTUDIO ELÉCTRICO

El arranque suave puede inclusive, no ser necesario para limitar las caídas de voltaje, cuando la potencia de corto-circuito en el punto de conexión es lo suficientemente alta para limitar el incremento de voltaje estacionario.

Esto significa que la corriente activante generalmente no es un problema.

- ❖ Funcionamiento del sistema durante desórdenes del mismo.

Cortocircuito trifásico:

En el caso de un cortocircuito trifásico en la red, los generadores asincrónicos solo alimentarán con corriente a la red en 2 o 3 periodos.

Normalmente esto no es un problema, pero podría ser suficiente para activar el contacto de arranque en el relé de sobrecorriente que protege al alimentador. Si el contacto de arranque, al mismo tiempo que los contactos de arranque en los relés de sobrecorriente que protegen otros alimentadores de MT a la salida de la subestación de AT / MT, es usado como protección de barra colectora, las turbinas eólicas, pueden normalmente significar una demora insignificante en la disipación de la falla en la barra colectora.

Si el parque eólico es conectado a un alimentador público MT con protección de corte automático, este no requerirá de corrientes demasiado grandes para activar el corte automático.

La corriente activante después del corte o luego de la disipación de una falla en otro alimentador, tiene una duración suficientemente larga como para hacer caer la protección del alimentador, si se utilizan relés momentáneos. Ello presupone que la corriente nominal del parque eólico es más del 15% de la fija del relé. Una típica fijación de relé es a 480 A. lo que significa que una caída no necesaria puede ocurrir si el parque tiene una potencia nominal de aproximadamente 1 -1,5 MVA a 10 Kv.

Para evitar esta situación las turbinas eólicas deberán separarse de la red, cuando el voltaje cae significativamente debido a cortocircuitos cercanos, antes de que la red sea reenergizada.

Cortocircuito bifásico

En caso de falla de 2 fases en la red MT, una corriente de aproximadamente el triple de la corriente nominal de parque eólico circulará en la fase que no ha fallado del parque eólico.

Como esta corriente va a fluir mientras persista la falla, ello podría conducir a una caída no necesaria del alimentador del parque eólico en caso de falla de algún otro alimentador

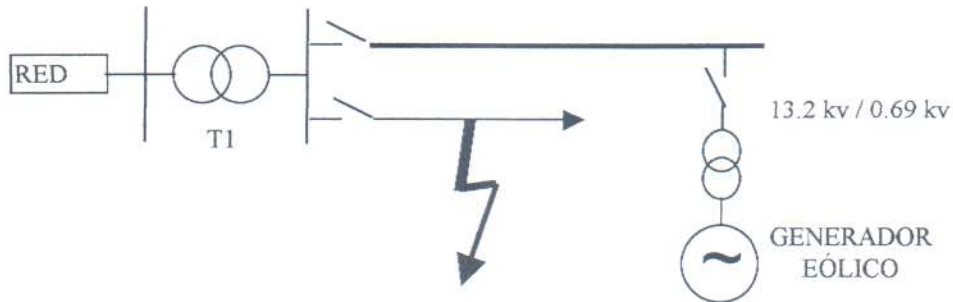
PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉCTRICO

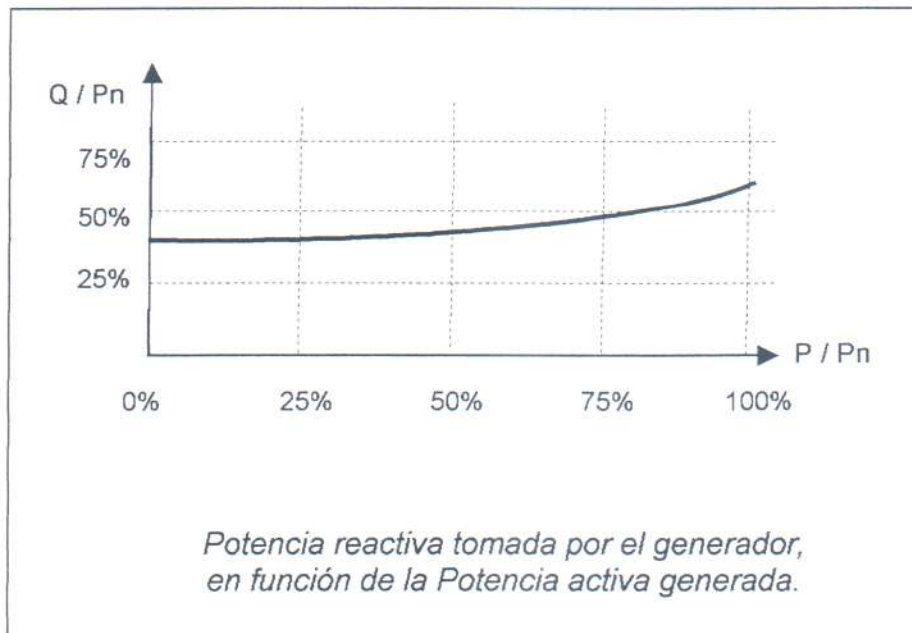
de salida de la subestación de AT/MT. Ello dependerá naturalmente, del tamaño del parque eólico y de la selectividad entre los relés de sobrecorriente.

El problema puede superarse usando un relé direccional de sobreintensidad de corriente en el alimentador hacia el parque eólico, o utilizando relés de bajo voltaje en las turbinas eólicas.



❖ Compensación de potencia reactiva.

Como ya se dijo, las turbinas eólicas que utilizan generadores de inducción necesitan para funcionar potencia reactiva



Por diversos motivos es preferible que la potencia reactiva sea producida en las turbinas eólicas individuales. Las turbinas eólicas están equipadas con un capacitor, que se conecta y desconecta simultáneamente con el generador.

Un problema serio es el riesgo de sobretensiones generadas por las turbinas eólicas conectadas a redes aisladas, antes de que las turbinas se desconecten.

Las sobretensiones pueden ocurrir si la carga es menor que la potencia producida por las turbinas eólicas. En estas situaciones las turbinas eólicas se acelerarán y la frecuencia se elevará. El efecto de ello será que los generadores necesitarán menos potencia reactiva para recibir la excitación y los capacitores incrementarán la producción de potencia reactiva. Si la frecuencia continúa elevándose, el generador se sobreexcitará y tendrán lugar sobretensiones.

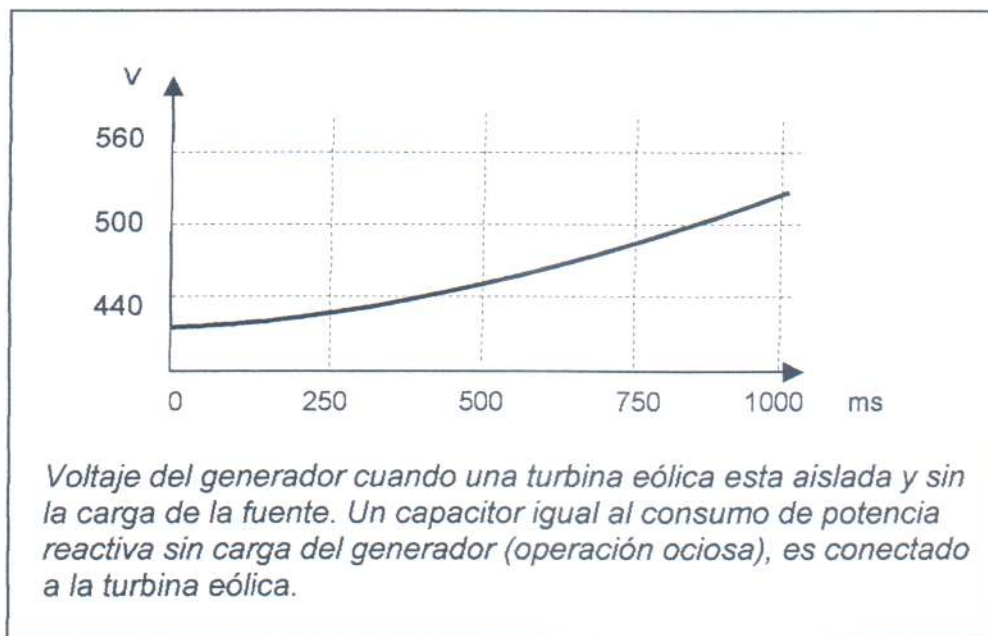
Estas sobretensiones pueden evitarse utilizando una compensación adecuada y un sistema de protección que produzca la desconexión de la red cuando el voltaje o la frecuencia estén fuera de límites normales.

Para encontrar valores de guía con períodos de demora aceptables, se han realizado ensayos de campo a una turbina de 90 kw, la cual estaba aislada, con un capacitor variable y una resistencia de carga variable.

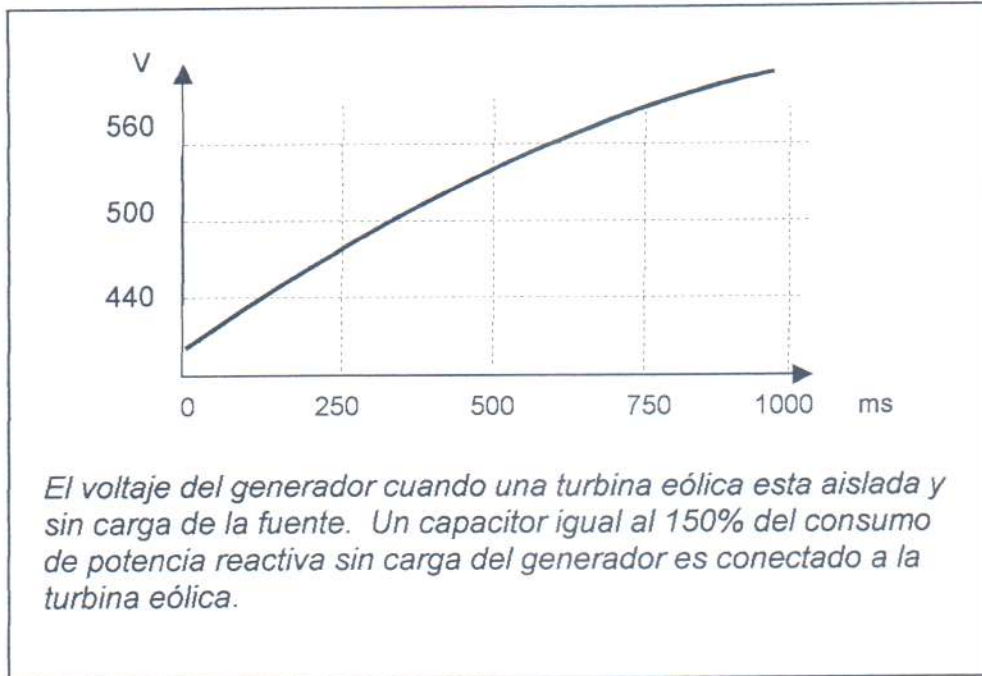
La misma turbina eólica ha sido modelada por un software adecuado.

Existió una razonable concordancia entre las simulaciones y las mediciones.

Las figuras siguientes muestran algunos de los resultados.



ESTUDIO ELÉCTRICO



La conclusión es que las turbinas eólicas individuales no deberán ser compensadas en potencia reactiva en más que la absorción de potencia reactiva en operación ociosa (sin carga) para reducir sobretensiones en caso de desconexión de la turbina eólica de la red.

❖ Protecciones.

Como vimos en el punto anterior el riesgo de sobretensiones generadas por las turbinas eólicas cuando estas quedan conectadas a redes aisladas, antes de que las turbinas se desconecten, es alto.

Esto podría suceder al producirse una falla en la red, y en el caso de falta de selectividad entre las protecciones del distribuidor (al cual está conectado el generador) y de la central.

Por ello, en caso de voltajes y frecuencias anormales, siempre deberán desconectarse las turbinas eólicas de la red.

A continuación se muestra un cuadro de las exigencias de sistemas de protección para la desconexión de turbinas eólicas en la red Danesa.

$U < U_n - 10\%$	$t \geq 10$ segundos
$U > U_n + 10\%$	$t \geq 500$ milisegundos
$U > U_n + 6\%$	$t \geq 60$ segundos
$F < 47$ Hz	$t \geq 0.3$ segundos
$F > 53$ Hz	$t \geq 0.3$ segundos

CONCLUSIONES

Cuando se planifica cuidadosamente, los problemas locales para conectar parques eólicos pueden ser resueltos fácilmente.

Estabilidad sincrónica.

Problemas de estabilidad sincrónica no existen, por cuanto los generadores asincrónicos son normalmente utilizados.

Control del voltaje.

En los casos de redes con baja potencia de cortocircuito, en los cuales podrían aparecer oscilaciones en los consumidores debido a las corrientes activantes, las turbinas eólicas pueden equiparse con un sistema electrónico de arrancador suave, reduciendo las corrientes activantes a valores por debajo de la corriente nominal.

Control del número de conmutaciones en transformadores de subestaciones de AT/MT.

Esto normalmente no es un problema, siempre que se utilice un regulador de tensión adecuado a la red.

Corrientes activantes.

Las grandes turbinas eólicas están equipadas con un "Arranque suave" electrónico (soft starter), por lo que no se registran grandes corrientes y permite conectar turbinas eólicas, aun en lugares de baja potencia de cortocircuito.

Compensación de potencia reactiva.

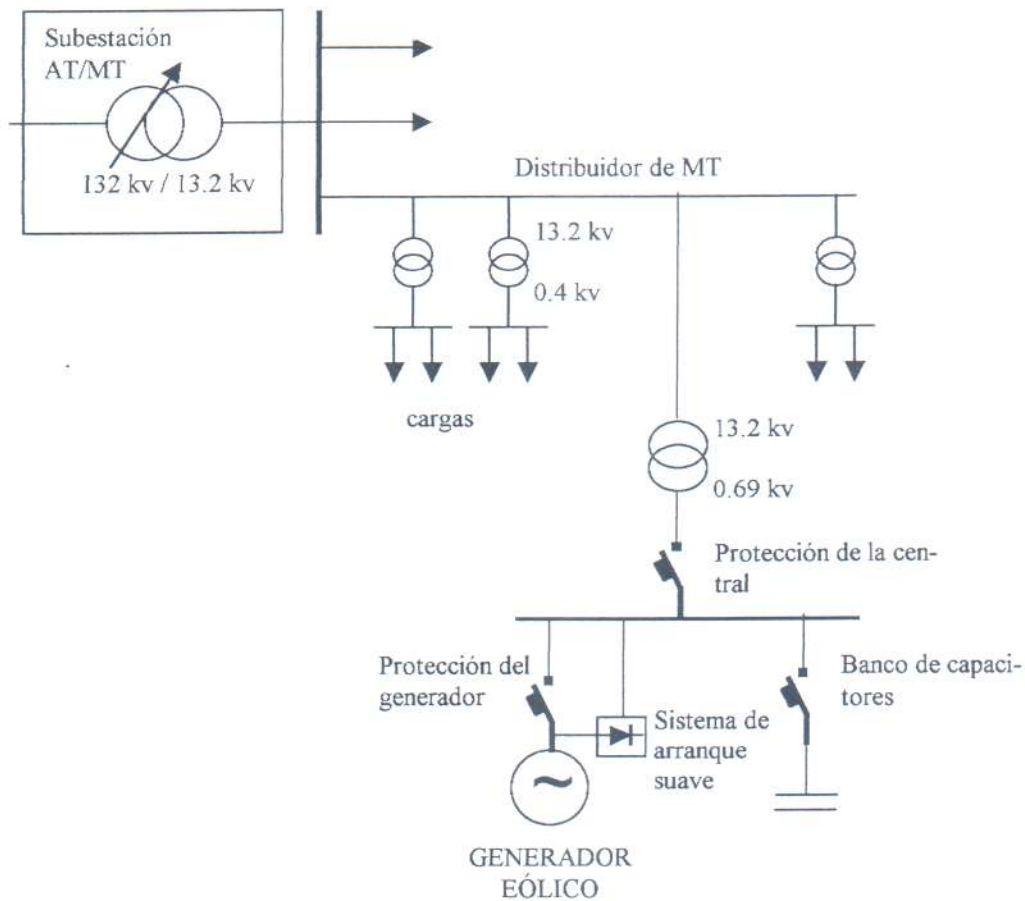
Las máquinas asincrónicas absorben potencia reactiva en operación ociosa (sin carga) y aun más cuando producen potencia activa. La compensación de potencia reactiva en los generadores individuales deberá limitarse a la absorción de potencia reactiva en carga ociosa, para evitar sobretensiones. La compensación restante puede realizarse localmente si los capacitores son gradualmente controlados por la producción del parque eólico (compensación automática).

ESTUDIO ELÉCTRICO

Funcionamiento del sistema durante desórdenes del mismo y protecciones.

Además de las protecciones normales, los parques eólicos deberán ser equipados con un sistema de protección que funciona con voltajes y frecuencias anormales para prevenir sobretensiones a consumidores y a equipamiento en relación con alteraciones fuera del parque eólico.

El siguiente esquema muestra un ejemplo de un parque eólico, conectado a un distribuidor de MT, y equipado con condensadores para compensación de potencia reactiva en las turbinas eólicas individuales, con arranque suave y con el correspondiente sistema de protección.



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La Cooperativa Eléctrica de Gral. Madariaga (COEMA), tiene en la actualidad una potencia total instalada de 9425 KVA distribuida de la siguiente manera:

Rural: 2928 KVA

Urbana 6497 KVA

Total 9425 KVA

Como vemos en la zona rural hay mas de un 30 % de la potencia instalada. Esto se debe en gran parte a la actividad desarrollada en el campo ya que la región de Gral. Madariaga tiene características agrícola-ganadera, con gran numero de tambos, plantas de silos de cereales, etc. Por lo que muchas veces se debe transportar energía, hasta cargas distantes de la subestación de AT/MT, a través de las líneas de MT, (13.2 KV).

El baricentro de potencia y el de energía se encuentran en el centro de la ciudad, no muy lejos del punto de conexión con la empresa de distribución en alta tensión TRASBA, de donde se abastece de energía en 132 KV. En ese lugar (barrio Belgrano), se encuentra la subestación de AT/MT de donde parten sus líneas de MT (La mayoría en 13.2 KV).

El transformador de AT/MT tiene las siguientes características:

Tensiones : 132 KV / 33 KV / 13.2 KV,

Potencias: 15 MVA / 15 MVA / 5 MVA , siendo S= 5 MVA en 13.2 KV

Ucc = 6 %

ESTUDIO ELÉCTRICO

La distribución de la potencia instalada en las distintas líneas se detalla en la siguiente tabla:

Urbanos	Salida 1	Salida 2	Salida 3	TOTAL
Cantidad	21	5	18	44
Potencia Kva	1922	1580	2995	6497
Kmt/13,2	14.25	2.2	7.95	24.4
Set / Kmt	1.47	2.27	2.26	1.80

Rurales	Norte	Noreste	Oeste	Sur	Sudoeste	Este	Macedo	TOTAL
	feria 1	Calmejane	haras	Juancho	Florida	Pinamar	Macedo	
Cantidad Set	14	9	6	8	14	24	15	90
Potencia Kva	564	100	51	124	292	297	331	1759
Kmt/13,2	15	13.45	4.55	15.2	20	27	50	145.2
Set / Kmt	0.93	0.67	1.32	0.53	0.70	0.89	0.30	0.62

Costa	Pinamar	Gesell	TOTAL
Cantidad Set	14	10	24
Potencia Kva	897	272	1169
Kmt/13,2	7.2	12	19.2
Set / Kmt	1.94	0.83	1.25

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉCTRICO

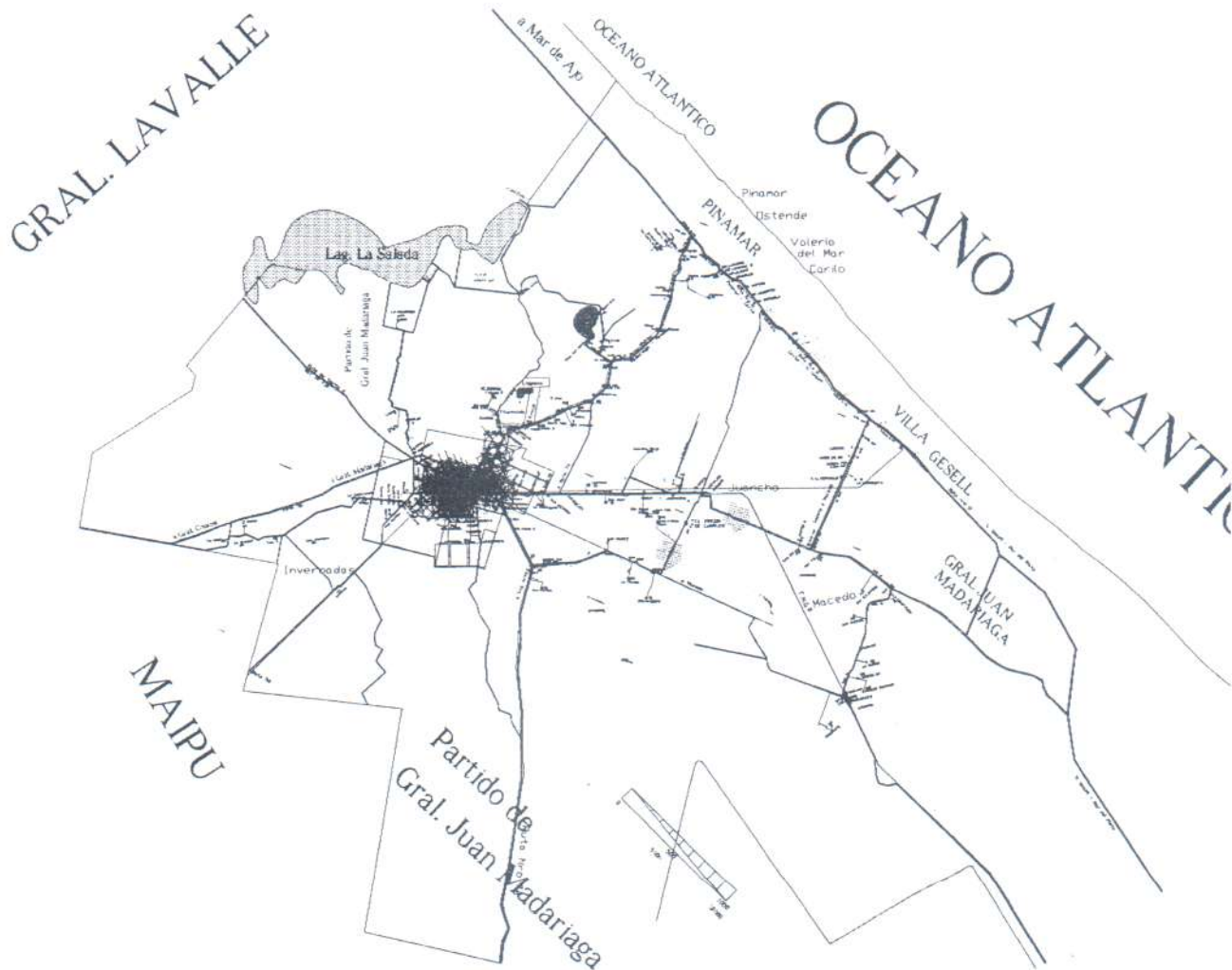
Análisis de las líneas de MT

Las líneas están codificadas según su orientación y destino de la siguiente manera:

RUNO	Rural	Norte	
RUNOE	Rural	Norte	Esperanza
RUNOI	Rural	Norte	Invernadas
RUNE	Rural	NorEste	
RUNEZO	Rural	NorEste	Zorzales
RUNEES	Rural	NorEste	Escuela
RUSU	Rural	Sur	
RUSUF	Rural	Sur	La Florida
RUSUJ	Rural	Sur	Juancho
RUOE	Rural	Oeste	
RUOEA	Rural	Oeste	Aras
RUES	Rural	Este	
RUESP	Rural	Este	Pinamar
RUESPR	Rural	Este	Providencia
RUSE	Rural	SudEste	
RUSEMA	Rural	SudEste	Macedo
RUSEJU	Rural	SudEste	Juancho
UR01	Urbana	salida1	
UR02	Urbana	salida2	
UR03	Urbana	salida3	
PI01	Pinamar		
GE01	Gesell	conv1	
GE02	Gesell	conv2	
GE03	Gesell	conv3	

SISTEMA ELECTRICO

Sistema eléctrico de COEMA, ubicación geográfica.

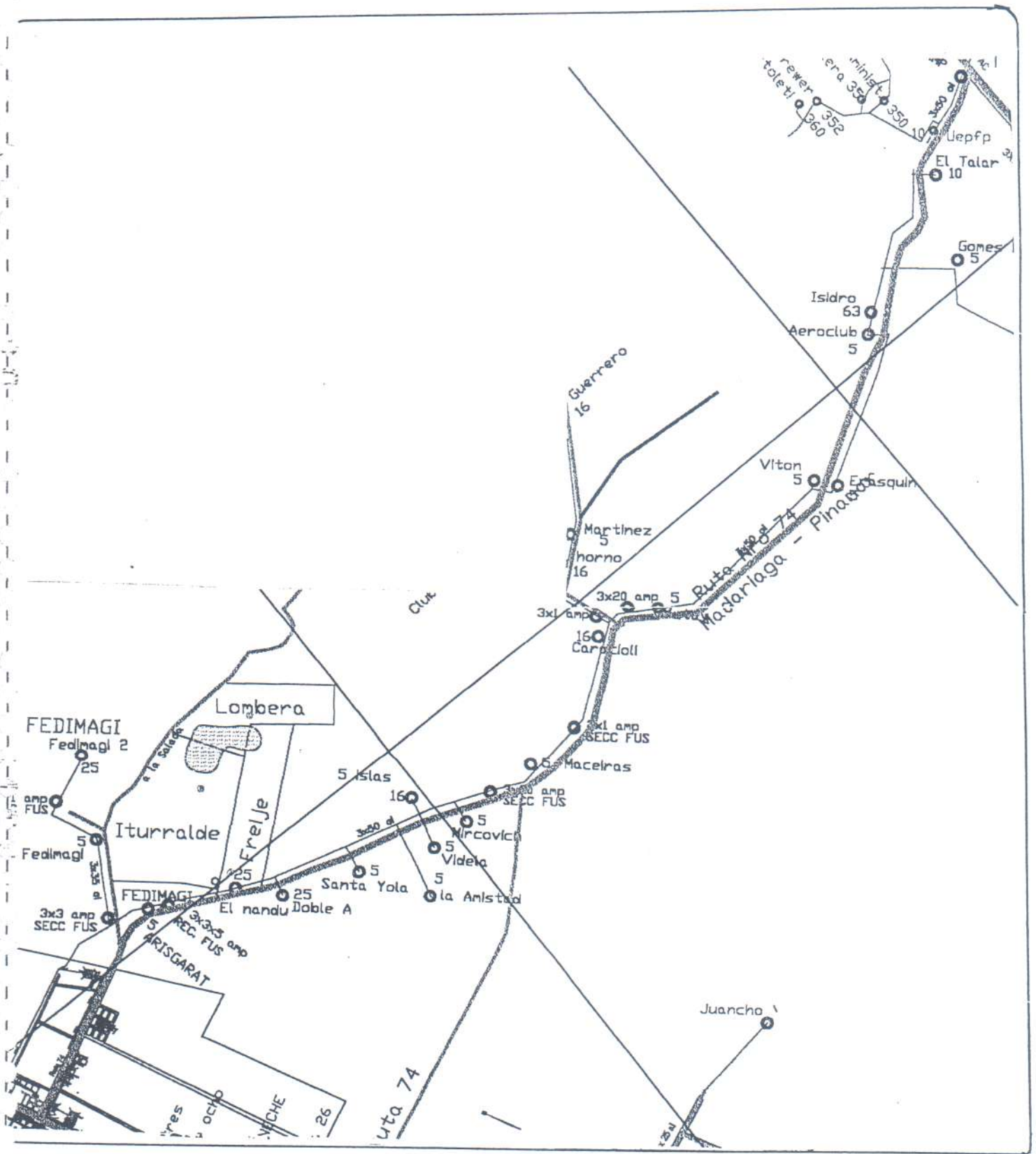


PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉCTRICO

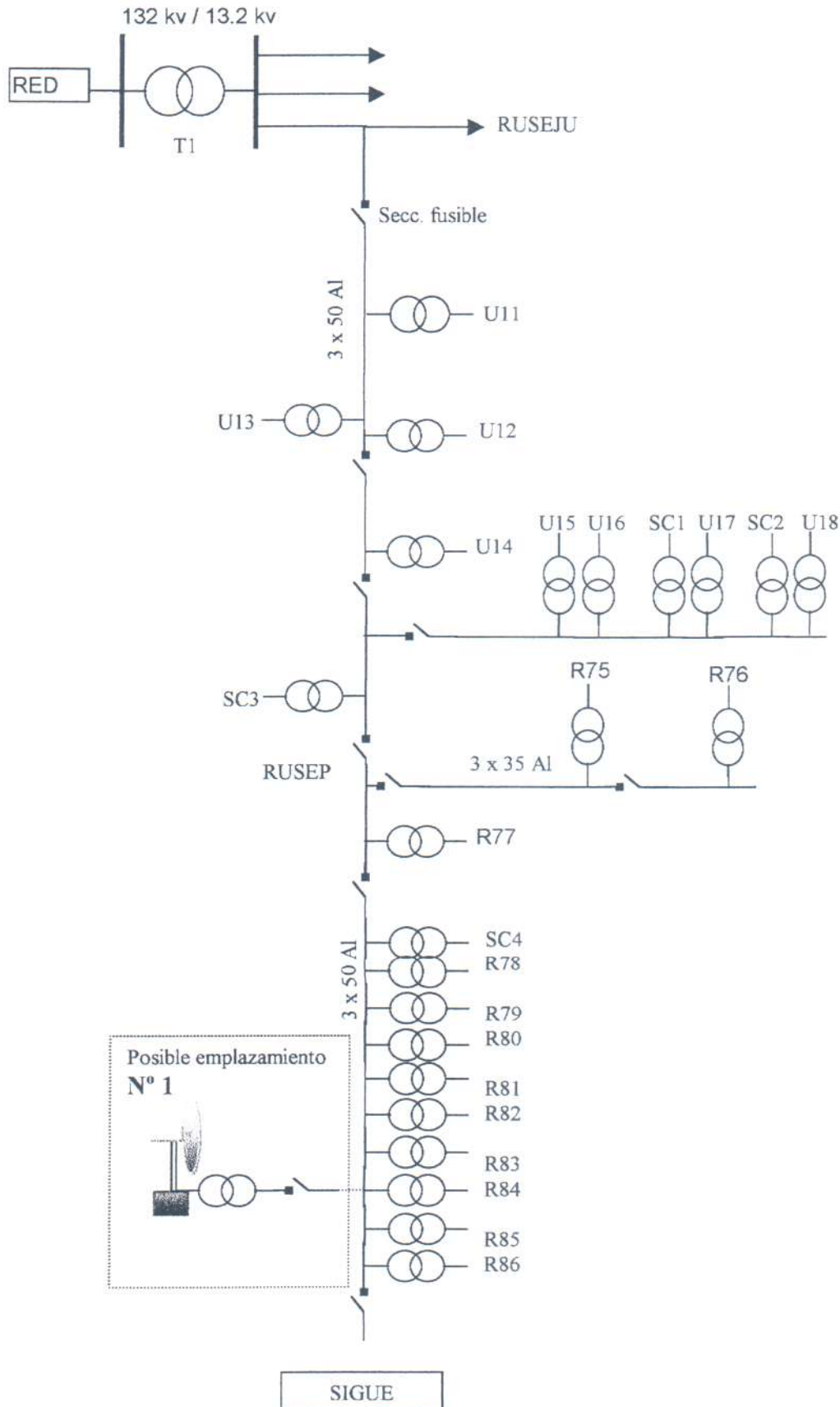
Sistema eléctrico de COEMA, línea RUESP.



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONOMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

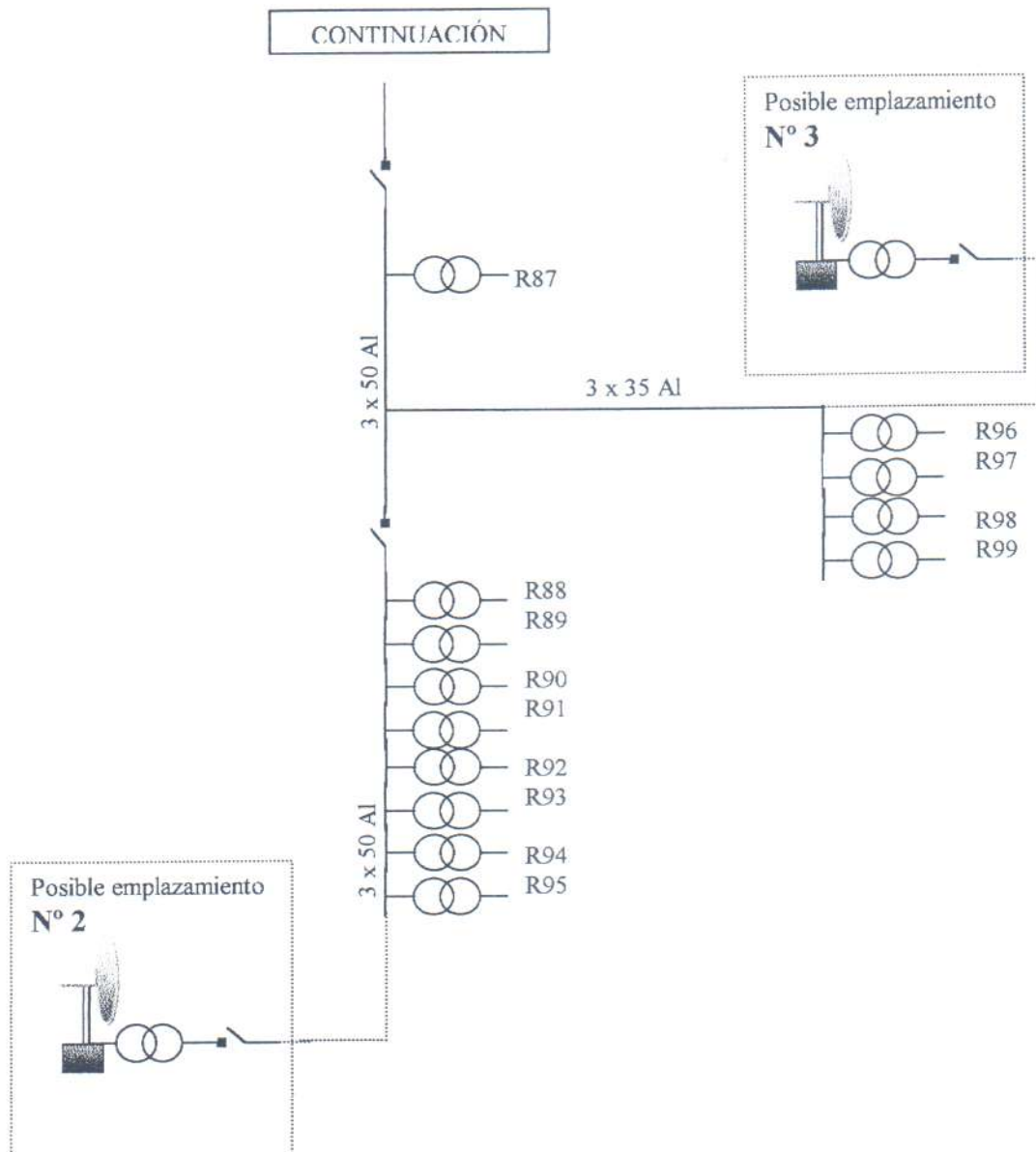
ESTUDIO ELÉCTRICO

ESQUEMA UNIFILAR LINEA RUESP



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉCTRICO



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

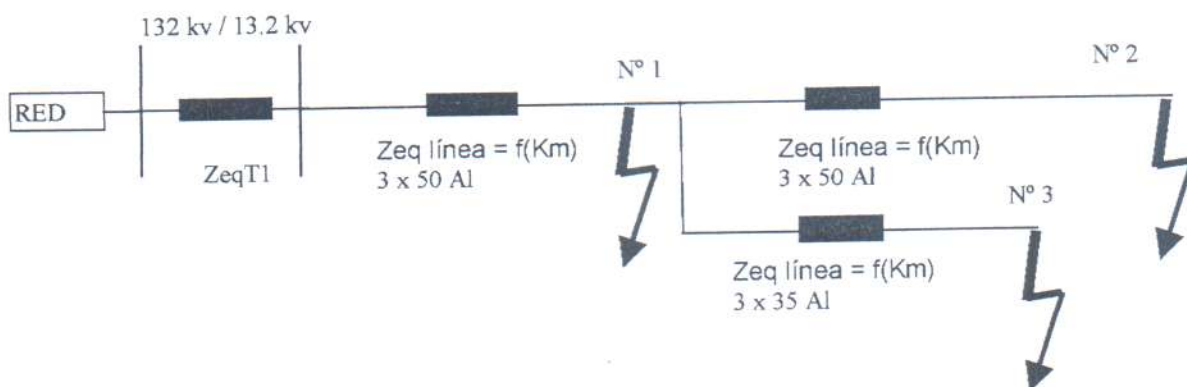
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉCTRICO.

CÁLCULO DE LA CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.

De acuerdo al esquema unifilar y al plano que describe la disposición geográfica de la línea RUESP se eligieron tres puntos tentativos del posible emplazamiento eólico. El N1 esta a 15 Km del inicio de la línea, el N2 a 25 Km. y el N3 a 15 Km. por la línea principal de 3 x 50 mm Al, derivándose en 7 Km. de línea de 3 x 35 mm Al.

Detalle de los tres puntos en donde se deben calcular las Sk3.(unifilar básico).



DATOS			
Red	Transformador	Línea 1 (3 x 50 Al)	Línea 2 (3 x 35 Al)
Un (KV)=132 Sc(MVA)=10000	U1(V)=132 U2(V)=13,2 Sn(MVA)=5 Ucc(%)=6	Un (KV)=132 x (ohm/km)=0,35 r (ohm/km)=0,6 L=15 L=25	Un (KV)=132 x (ohm/km)=0,35 r (ohm/km)=0,83 L=7
(U2/U1) ²	0,01		

IMPEDANCIAS DE LOS ELEMENTOS DE LA RED							
		Ux=5,99 Ur=0,30	Punto1				
Zr(AT)ohms	1,9166		Xt(MT)ohms	5,25			
Zr(MT)ohms	0,0192		Rt(MT)ohms	9			
			Punto2	Punto3			
Xr(MT)ohms	0,0191	Xt(MT)ohms	2,0883	Xt(MT)ohms	8,75	Xt(MT)ohms	7,3573
Rr(MT)ohms	0,0019	Rt(MT)ohms	0,1045	Rt(MT)ohms	15	Rt(MT)ohms	5,81

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ESTUDIO ELÉTRICO.

IMPEDANCIAS TOTALES EQUIVALENTES EN 1, 2 y 3		
Xtot1(MT) 7,3573	Rtot1(MT) 9,1065	Ztot1(MT) 11,7072
Xtot2(MT) 10,8573	Rtot2(MT) 15,1065	Ztot2(MT) 18,6034
Xtot3(MT) 14,7147	Rtot3(MT) 14,9165	Ztot3(MT) 20,9529

CORRIENTES y POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO EN 1, 2 Y 3		
Punto 1	Ik3,1(KA) 0,7161	Sk3,1(MVA) 16,3715
Punto 2	Ik3,2(KA) 0,4506	Sk3,2(MVA) 10,3026
Punto 3	Ik3,3(KA) 0,4001	Sk3,3(MVA) 9,1474

Cálculo de Ik3,1,2 ; Sk3,2 y Sk3,3 en función de los Km. de línea apartándonos de la subestación, a efectos de determinar (en caso requerirse), el punto limite que cumpla con el valor mínimo de Potencia de cortocircuito en la red.

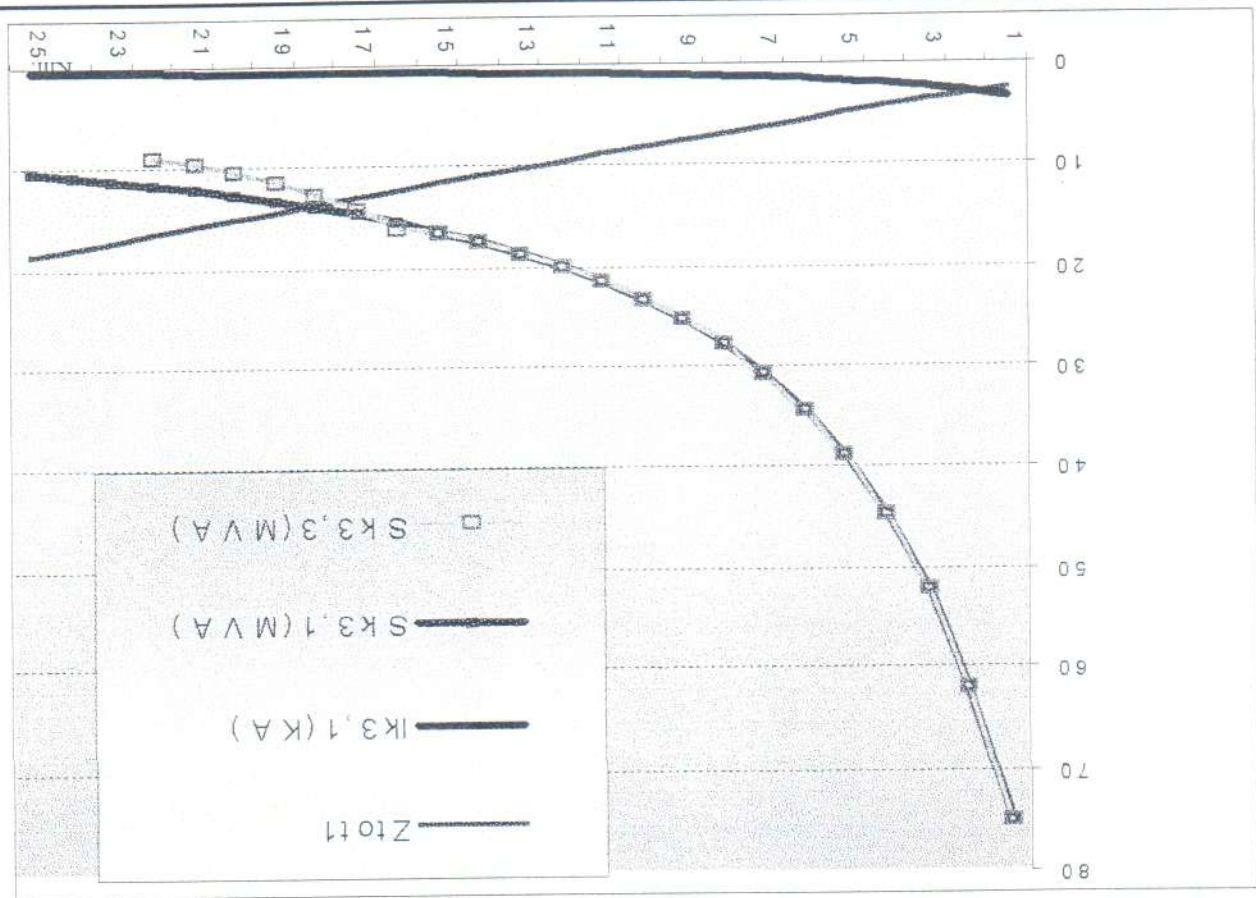
KM	Línea 1							Línea 1+2		
	R	X	Rr+Rt	Xr +Xt	Rtot	Xtot	Ztot1	Ik3,1,2(KA)	Sk3,1(MVA)	Sk3,3(MVA)
1,00	0,60	0,35	0,11	2,11	0,71	2,46	2,56	3,28	74,96	74,96
2,00	1,20	0,70	0,11	2,11	1,31	2,81	3,10	2,71	61,90	61,90
3,00	1,80	1,05	0,11	2,11	1,91	3,16	3,69	2,27	51,97	51,97
4,00	2,40	1,40	0,11	2,11	2,51	3,51	4,31	1,94	44,46	44,46
5,00	3,00	1,75	0,11	2,11	3,11	3,86	4,95	1,69	38,70	38,70
6,00	3,60	2,10	0,11	2,11	3,71	4,21	5,61	1,50	34,18	34,18
7,00	4,20	2,45	0,11	2,11	4,31	4,56	6,27	1,34	30,57	30,57
8,00	4,80	2,80	0,11	2,11	4,91	4,91	6,94	1,21	27,62	27,62
9,00	5,40	3,15	0,11	2,11	5,51	5,26	7,61	1,10	25,18	25,18
10,00	6,00	3,50	0,11	2,11	6,11	5,61	8,29	1,01	23,12	23,12
11,00	6,60	3,85	0,11	2,11	6,71	5,96	8,97	0,93	21,37	21,37
12,00	7,20	4,20	0,11	2,11	7,31	6,31	9,65	0,87	19,86	19,86
13,00	7,80	4,55	0,11	2,11	7,91	6,66	10,34	0,81	18,54	18,54
14,00	8,40	4,90	0,11	2,11	8,51	7,01	11,02	0,76	17,39	17,39
15,00	9,00	5,25	0,11	2,11	9,11	7,36	11,71	0,72	16,37	16,37
16,00	9,60	5,60	0,11	2,11	9,71	7,71	12,39	0,68	15,46	15,95
17,00	10,2	5,95	0,11	2,11	10,3	8,06	13,08	0,64	14,65	14,08
18,00	10,8	6,30	0,11	2,11	10,9	8,41	13,77	0,61	13,92	12,60
19,00	11,4	6,65	0,11	2,11	11,5	8,76	14,46	0,58	13,25	11,41
20,00	12,0	7,00	0,11	2,11	12,1	9,11	15,15	0,55	12,65	10,42
21,00	12,6	7,35	0,11	2,11	12,7	9,46	15,84	0,53	12,10	9,59
22,00	13,2	7,70	0,11	2,11	13,3	9,81	16,53	0,51	11,59	8,88
23,00	13,8	8,05	0,11	2,11	13,9	10,16	17,22	0,49	11,13	
24,00	14,4	8,40	0,11	2,11	14,5	10,51	17,91	0,47	10,70	
25,00	15,0	8,75	0,11	2,11	15,1	10,86	18,60	0,45	10,30	

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONOMICO, PARA LA INSTALACION DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

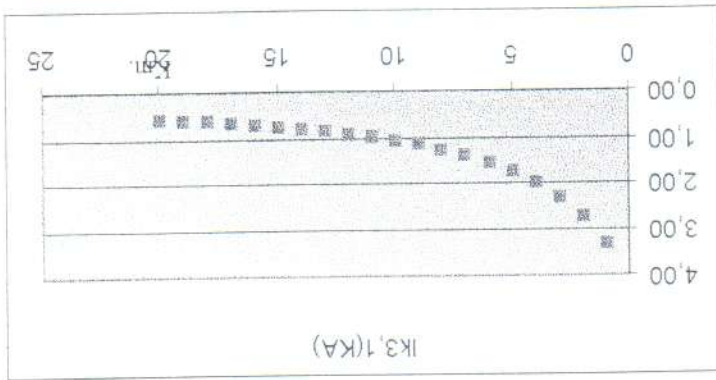
Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

A continuación se muestran los gráficos de Z_{t01} , $I_{K3,1,2}$ (KA), $S_{K3,1}$ (MVA), $S_{K3,3}$ (MVA), en función de los KM.
 Como es de esperar, a medida que nos alejamos de la subestación, Z_{t01} crece y $I_{K3,1}$ (KA), $S_{K3,1}$ (MVA), $S_{K3,3}$ (MVA) disminuyen, haciéndose (esta disminución), más notable para $S_{K3,3}$ (MVA), debido al cambio de sección de la línea.



Detalle de $I_{K3,1}$

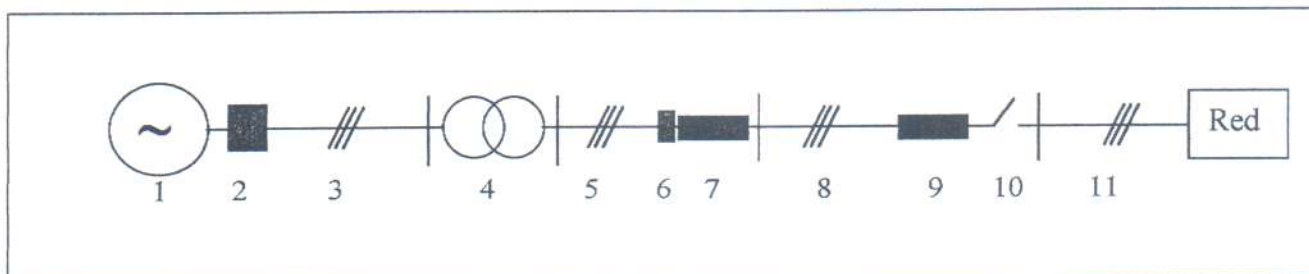


SISTEMA ELÉCTRICO

DESCRIPCION DEL SISTEMA GENERADOR-CONEXIÓN A LA RED.

El sistema eléctrico está compuesto por:

1. GENERADOR.
2. PROTECCIÓN INTEGRAL Y TABLERO DE LA CENTRAL.
3. CABLE DE BAJA TENSIÓN, ENTRE EL TABLERO DE LA CENTRAL Y EL TRANSFORMADOR.
4. TRANSFORMADOR DE 690 V / 13.2 KV.
5. CABLE DE ALTA TENSIÓN, ENTRE EL TRANSFORMADOR Y LOS FUSIBLES HH.
6. DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN.
7. FUSIBLES HH PARA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.
8. LÍNEA AÉREA HASTA LA LÍNEA PRINCIPAL.
9. FUSIBLES HH PARA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA.
10. SECCIONADOR BAJO CARGA.
11. LÍNEA PRINCIPAL.



Esquema unifilar básico.

GENERADOR.

Este inciso se tratará con detalle en el apartado RELEVAMIENTO DE UNA CENTRAL EÓLICA, aquí nos limitaremos a decir que el generador es una maquina asincrónica de dos velocidades y de alto rendimiento, refrigerada por agua, completamente cerrada y construída especialmente para aplicaciones del aerogenerador. Los dos generadores se encuentran en la misma carcaza.

Un juego de bobinados principal de 4 polos denominado 'G' con una velocidad sincrónica de 1500 rpm a 50 Hz. con una $P_n = 750 \text{ KW}$, y un juego de bobinados secundario de 6 polos denominado 'g' con una velocidad sincrónica de 1000 rpm a 50 Hz. y una $P_n = 200 \text{ KW}$.

PROTECCIÓN INTEGRAL Y TABLERO DEL GENERADOR.

Este inciso se tratará con detalle en el apartado RELEVAMIENTO DE UNA CENTRAL EÓLICA, aquí nos limitaremos a decir que el tablero general se encuentra en el interior de la base de la torre y en el se encuentran: los contactores de los generadores, el contactor de paso, el interruptor termomagnético, el banco de tiristores, el banco de capacitores con sus respectivos contactores, el sistema electrónico inteligente.

El panel de control, se encuentra separado del tablero a un costado de este.

CÁLCULO DEL CABLE

El siguiente cálculo fué usado para el dimensionamiento del cable que transportará la energía producida por el aerogenerador transformada (en 13,2 KV) desde la Subestación al distribuidor.

El cable se elegirá por corriente, se verificará por máxima corriente admisible, por corriente de corto circuito, por caída de tensión y por radio de curvatura.

Como la potencia nominal del aerogenerador es de 750 KW sería lógico utilizar esta para el dimensionamiento, pero debido a la experiencia de centrales ya instaladas se sabe que es factible que el viento en algunas ocasiones tenga una velocidad tal que aumente la potencia generada por el molino por encima de la nominal, es por ello que para el dimensionamiento tomamos un margen de seguridad.

Potencia de dimensionamiento: 810 KW

Tensión nominal: 13,2 KV

$S = P / \cos \phi$ ($\cos \phi = 0.9$) 900 KVA

Cálculo de la corriente nominal

$I_n = S / \sqrt{3} \times V = 40$ Amp

En base a esta corriente y utilizando el catálogo CIMET elegimos un cable tripolar con conductor de aluminio y aislación en polietileno reticulado "Termolait" con las siguientes características:

Tensión 13,2 KV

Sección 25 mm

Intensidad admisible del cable (I_d) 113 Amp

Verificación por corriente Admisible

$I_{admisible} = I_d \times (f_1 \times f_2)$

Donde

$f_1 =$ Coeficiente por resistividad Térmica del terreno considerándola como $100^\circ\text{C} \times \text{cm}$ ($f_1=1$)

W

$f_2 =$ Coeficiente por temperatura amb en $^\circ\text{C}$ para cables directamente enterrados a Temp = 25°C ($f_2=0.97$)

$$I_{adm} = (1 \times 0.97) \times I_d = 113 \times (0.97) = 109,61 \text{ Amp} > 40$$

como $I_{adm} > I_n$ **VERIFICA POR CORRIENTE ADMISIBLE**

Verificación por corriente de corto circuito

La ecuación para poder calcular la corriente de corto admisible (según catalogo) es:

$$I_k(adm) = (I/A)^2 \times t = 48687 \log (T_2+228)/(T_1+228)$$

A = sección del conductor en mm^2

$T_2 =$ máxima temperatura admisible por el aislante = 250°C

$T_1 =$ Temperatura de trabajo = 90°C

t = Tiempo de actuación de la protección = 0.1Seg

$$I_k(adm) = \frac{\sqrt{(48687 \log (478/318))}}{0.2s} \times 25 \text{ mm}^2 = 3670 \text{ Amp}$$

Luego comparamos la corriente admisible con la corriente de cortocircuito a la que puede estar sometido el cable. En el mismo tenemos aporte de ambos lados (del distribuidor y del aerogenerador), en ningún momento el cable estará sometido a la suma de ambas corrientes sino que el cable estará sometido a la corriente que transporte hacia el fallo. La intensidad que puede aportar la red es mayor que la que puede aportar el aerogenerador, por lo que usaremos esta para comparar.

Como las corrientes calculadas en cualquiera de los puntos posibles de emplazamiento de la central, la corriente de corto circuito no supera el kAmper vemos que el cable **verifica por demás**

Verificación por caída de tensión

Para este cálculo verificaremos que la caída de tensión no supere a la permitida por las normas.

Normalmente hacemos este cálculo para la corriente nominal. En este caso tenemos conectada una máquina asíncrona que tiene una corriente de arranque de 8 veces la nominal, como ya hemos mencionado el aero viene equipado con un arranque suave por lo que la probabilidad que halla una corriente mayor a la nominal incluso en el arranque es poco probable, pero igualmente haremos el cálculo para mayor seguridad con un valor de ocho veces la corriente nominal.

La ecuación para el cálculo de la caída de tensión viene dada por:

$$AV = \sqrt{3} \times l \times I \times (R \cos \phi + XL \sin \phi) \quad \text{cálculo con } \cos \phi = 0.9$$

Resistencia Máxima del cable a 20 °C	1.2 Ohm/Km
Resistencia Máxima del cable a 90 °C	1,542 Ohm/Km
R = tomada para el cálculo	1,542 Ohm/Km
XL= Reactancia del cable	0.12 Ohm/Km a 50 Hz
l = Longitud del cable	20 mts = 0.02 Km
I = corriente de cálculo (8 x In)	

$$AV = 16 V = 0.12\% < \text{ que el } 5\% \text{ VERIFICA}$$

Radio de Curvatura

El radio de curvatura es según el fabricante aproximadamente 15 veces diámetro exterior del cable.

Radio Exterior del cable elegido 48mm

Por lo tanto el radio de curvatura del cable no debe superar los 723 mm

CÁLCULO DEL CABLE DE BAJA

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

SISTEMA ELÉCTRICO

El siguiente cálculo fue usado para el dimensionamiento del cable que transportará la energía producida por el aerogenerador (en 690 V) desde la central a la Subestación. Se verificará y se harán las mismas consideraciones que las hechas para el cálculo del cable de Media Tensión.

Potencia de dimensionamiento: 810 KW

Tensión nominal: 690 V

$S = P / \cos \phi$ ($\cos \phi = 0.9$) 900 VA

Cálculo de la corriente nominal

$I_n = S / \sqrt{3} \times V = 753 \text{ Amp}$

En base a esta corriente y utilizando el catálogo CIMET elegimos un cable tripolar con conductor de aluminio y aislación en PVC "Durolite" con las siguientes características:

Tensión Hasta 1 KV

Sección 500 mm

Intensidad admisible del cable (I_d) 860 Amp

Verificación por corriente Admisible

$I_{\text{admisible}} = I_d \times (f_1 \times f_2)$

Donde

$f_1 =$ Coeficiente por resistividad Térmica del terreno considerándola como $100^\circ\text{C} \times \text{cm}$ ($f_1 = 1$)

W

$f_2 =$ Coeficiente por temperatura amb en $^\circ\text{C}$ para cables directamente enterrados a Temp = 30°C ($f_2 = 0.89$)

$f_3 =$ Cantidad de cables en la zanja f_3 para 1 cable ($f_3 = 1$)

$I_{\text{adm}} = (1 \times 0.95) \times I_d = 860 \times (0.89) = 765.4 \text{ Amp} < 753$

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

como $I_{adm} > I_n$ **VERIFICA POR CORRIENTE ADMISIBLE**

Verificación por corriente de corto circuito

La ecuación para poder calcular la corriente de corto admisible (según catálogo) es:

$$I_k(adm) = s / (8,6 \times \sqrt{t})$$

$$t = \text{Tiempo de actuación de la protección} = 0.15 \text{ Seg}$$

$s =$ Sección del conductor en mm

$$I_k(adm) = 150.15 \text{ KAmp}$$

Luego comparamos la corriente admisible con la corriente de cortocircuito a la que puede estar sometido el cable. En el mismo tenemos aporte de ambos lados (del distribuidor y del aerogenerador), en ningún momento el cable estará sometido a la suma de ambas corrientes sino que el cable estará sometido a la corriente que transporte hacia el fallo.

Como las corrientes calculadas en cualquiera de los puntos posibles de emplazamiento de la central, la corriente de corto circuito no supera el kAmp vemos que el cable **verifica por demás**

Verificación por caída de tensión

Haremos las mismas consideraciones que para el cable de media consideraremos una corriente de 8 In. para el cálculo

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times l \times (R \cos \phi + X_L \sin \phi) \quad \text{cálculo con } \cos \phi = 0.9$$

Resistencia Máxima del cable a 20 °C	0.0605 Ohm/Km
Resistencia Máxima del cable a 80 °C	0.0721 Ohm/Km
R = tomada para el cálculo	0.0721 Ohm/Km
$X_L =$ Reactancia del cable	0.164 Ohm/Km a 50Hz
$l =$ Longitud del cable	20 mts = 0.02 Km
$I =$ corriente de cálculo (8 x In)	

PROYECTO FINAL: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

SISTEMA ELÉCTRICO

$AV = 28,25 \text{ V} = 0.14\% <$ que el 4 % **VERIFICA**

Radio de Curvatura

El radio de curvatura es según el fabricante aproximadamente 15 veces diámetro exterior del cable.

Radio Exterior del cable elegido

38.8mm

Por lo tanto el radio de curvatura del cable no debe superar los 577.5 mm

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ELECCION DEL TRANSFORMADOR

El transformador de potencia es una muy noble máquina eléctrica que basa su funcionamiento en el principio de la interacción electromagnética entre dos o mas circuitos eléctricos inmóviles unos respecto de los otros. Es decir, en las ecuaciones de las f.e.m. de cada devanado y en las ecuaciones de la f.m.m. del circuito magnético. De esta manera la máquina se encarga de transformar un sistema primario de c.a. en otro de la misma frecuencia pero de distinta corriente y tensión, convirtiéndose en uno de los elementos más importantes del sistema electroenergético, adaptando tensiones a las necesidades de la demanda, distribución, transmisión, y generación.

- Tipo de transformador a utilizar.

Se analizaron las siguientes posibilidades:

En aceite, Seco convencional, Sellado con gas, Encapsulados.

Características de cada uno.

Líquidos:

Líquido inflamable, Peligro de explosión, Peligro de contaminar el medio ambiente, Hay que manejar líquidos, Recipientes de drenaje y colectores, Válvulas, juntas y filtros para verificar, mantener o cambiar.

Sistema de aislación de 105 °C (clase A), para el aceite y en líquido siliconado 120 °C. Muy difícil de reforzar debido al elevado contenido de aislaciones blandas como papel.

Seco convencional:

Pérdida de homogeneidad debido al aflojamiento en los arrollamientos y rotura térmica del barniz, Inconveniente de funcionamiento en ambientes con humedad elevada, difícil de limpiar, Reducida rigidez frente a los impulsos, Baja resistencia mecánica y a los cortocircuitos, Fácilmente dañables durante el transporte y en el lugar de trabajo.

Sistemas de aislación impregnadas al vacío de 155°C hasta 220°C nominales. El sistema de aislación no es homogéneo y esta hecho en capas de aislación de diferentes espesores y estructuras, que generalmente son prosas permitiendo la penetración de la humedad y la suciedad.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

Sellados con gas:

Peligro de explosión, Pérdida de gas que significa pérdida de aislante, manómetros, válvulas, juntas para verificar, mantener y cambiar.

Con arrollamientos encapsulados:

Sistemas de aislación encapsulados en resina epoxi de 155° C normales. La aislación es homogénea debido a que las fibras de vidrio absorben completamente la resina epoxi, conformando los arrollamientos cilindros compactos de excepcional resistencia mecánica.

Finalmente optamos por un transformador en baño de aceite para interior o intemperie, ya que estos no requieren protección adicional contra las influencias atmosféricas. (Los transformadores secos, por el contrario, requieren consideraciones adicionales respecto a la humedad y es probable que el nivel de humedad sea alto).

- Forma constructiva: Trifásico, frecuencia: 50 HZ.
- Servicio nominal permanente.
- Refrigeración: ONAN
- Potencia nominal: $S_n \text{ (KVA)} = \sqrt{3} \times U_n \text{ (KV)} \times I_n \text{ (A)}$.

En función de la potencia del generador ($P=750 \text{ KW}$), teniendo en cuenta que según el ajuste de la protección por máxima potencia, se pueden registrar picos de hasta 850 KW, con un $\cos \varphi = 0.95$, adoptamos una

$S_n = 800 \text{ MVA}$. (En la elección se tiene en cuenta la capacidad de sobrecarga desarrollada mas abajo).

- Tensiones nominales:

De acuerdo a la tensión de generación ($U_{baja} = 0.690 \text{ KV}$) y a la tensión de la red en el punto de acometida ($U_{alta} = 13.2 \text{ KV}$).

Debido a que este par de tensiones no están normalizadas, se trata de un transformador especial.

- Tensión nominal de cortocircuito.

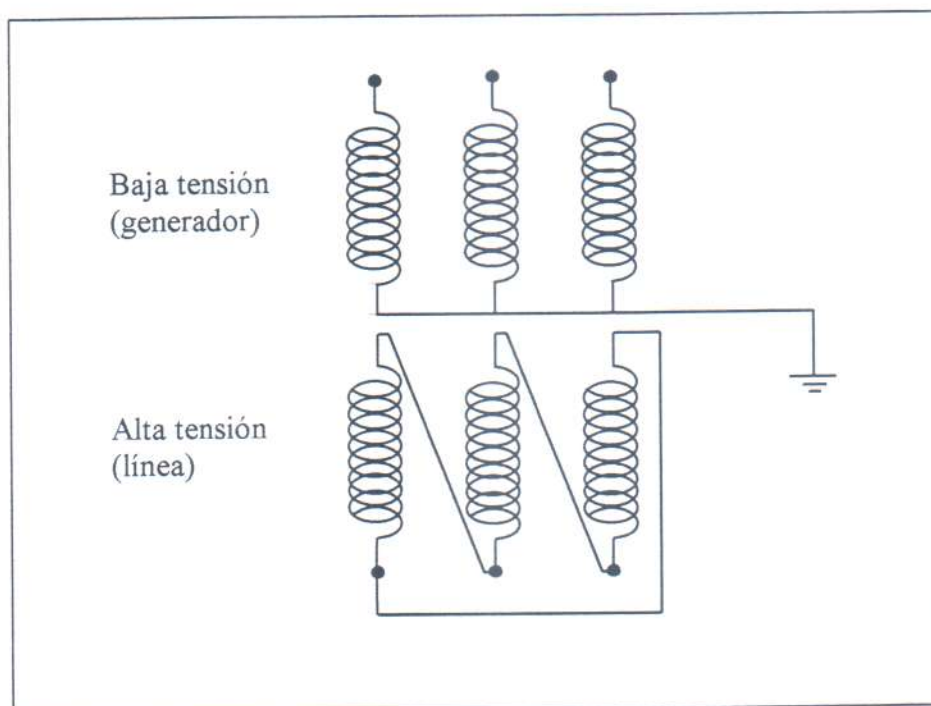
La tensión de cortocircuito se indica en porcentaje de la tensión nominal U_n del arrollamiento al que se conecta la tensión.

SISTEMA ELÉCTRICO

En redes industriales de potencia y en consideración a las solicitaciones a las solicitaciones en caso de cortocircuitos, elegimos una $U_{cc} = 6\%$.

- Grupo de conexión: D y 11.

Se conectará la estrella del lado de baja tensión, con el neutro rígido a tierra, y el triángulo del lado de alta tensión.



Esquema de conexionado

- Corrientes nominales:

Del lado de alta.

$$I_{na} \text{ (A)} = S_n \text{ (KVA)} / (\sqrt{3} \times U_n \text{ (KV)}) = 800 / (\sqrt{3} \times 13.2) = 35 \text{ A}$$

Del lado de baja.

$$I_{nb} \text{ (A)} = S_n \text{ (KVA)} / (\sqrt{3} \times U_n \text{ (KV)}) = 800 / (\sqrt{3} \times 0.69) = 670 \text{ A}$$

- Corriente de conexión.

La corriente de conexión del transformador en vacío depende principalmente de la magnetización del núcleo y de las características de la red.

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

Esto no implica que cada vez que se conecte el transformador en vacío esté circulando esta corriente sino que sería el caso más desfavorable que se puede dar.

I_{conexión} = 12 · I_n = 12 · 35 A = 420 A (durante 0.1 segundos)

- Corriente de cortocircuito.

$$I_{cc} = I_n / u_{cc} = 100 / U_{cc}\% \cdot I_n = 100/6 \cdot I_n = 16.6 \times I_n = 16.66 \times 35 = 584 \text{ A}$$

(durante 2 segundos)

- Perdidas totales:

$$P_v = P_o + a^2 P_k$$

Las pérdidas en vacío P_o , son independientes de la carga, y valen (BBC pag 142), aproximadamente un 0.18 % de S_n .

$$P_o \text{ (KW)} = 0.18 \times 800 / 100 = 1.44 \text{ KW}$$

Las pérdidas de cortocircuito P_k , varían con el cuadrado de la carga ($a = S/S_n$), y valen (BBC pag 142) aproximadamente entre un 1 % y un 1.8 % de S_n .

$$P_k \text{ (KW)} = 1.2 \times 800 / 100 = 9.6 \text{ KW}$$

Con lo que quedaría: $P_v = 1.44 \text{ KW} + (a^2) 9.6 \text{ KW}$

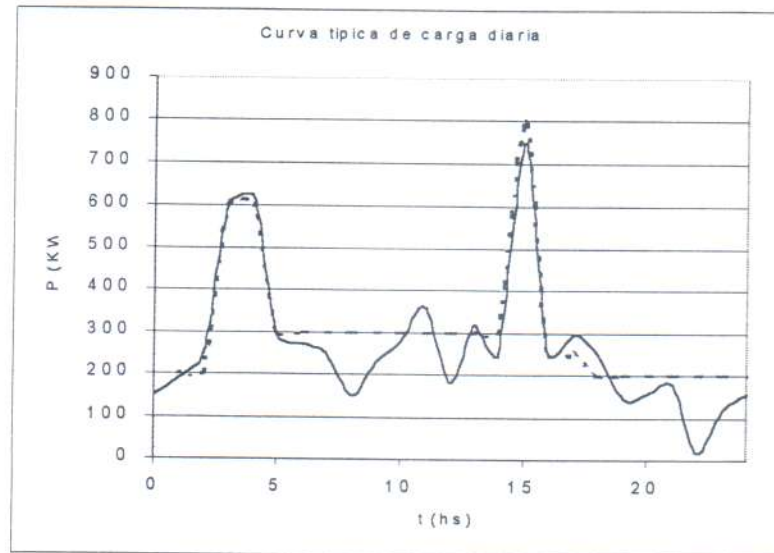
Para un régimen de carga del 50% ($a=0.5$), tendríamos: $P_v = 3.84 \text{ KW}$.

- Capacidad de sobrecarga.

Este apartado merece atención especial, a efectos de racionalizar la instalación.

Inicialmente podríamos pensar en elegir un transformador de 850 MVA, pero debido a que el régimen de carga es muy variable y generalmente bajo, el rendimiento será malo.

SISTEMA ELÉCTRICO



Curva de carga diaria del transformador.

Por lo tanto, para un dimensionamiento racional podemos recurrir al concepto de Capacidad de sobrecarga de transformadores, según VDE 0532, que dice: Los transformadores de distribución en baño de aceite se pueden sobrecargar, en dependencia de la potencia permanente, en la medida indicada en las tabla sig., si la temperatura media del aire es de +25 °C al comenzar la sobrecarga.

Llamamos:

Potencia permanente anterior a la sobrecarga ($P_a = C_a \cdot P_n$)

Potencia de la sobrecarga ($P_s = C_s \cdot P_n$)

C_a = coeficiente de carga anterior, (<1)

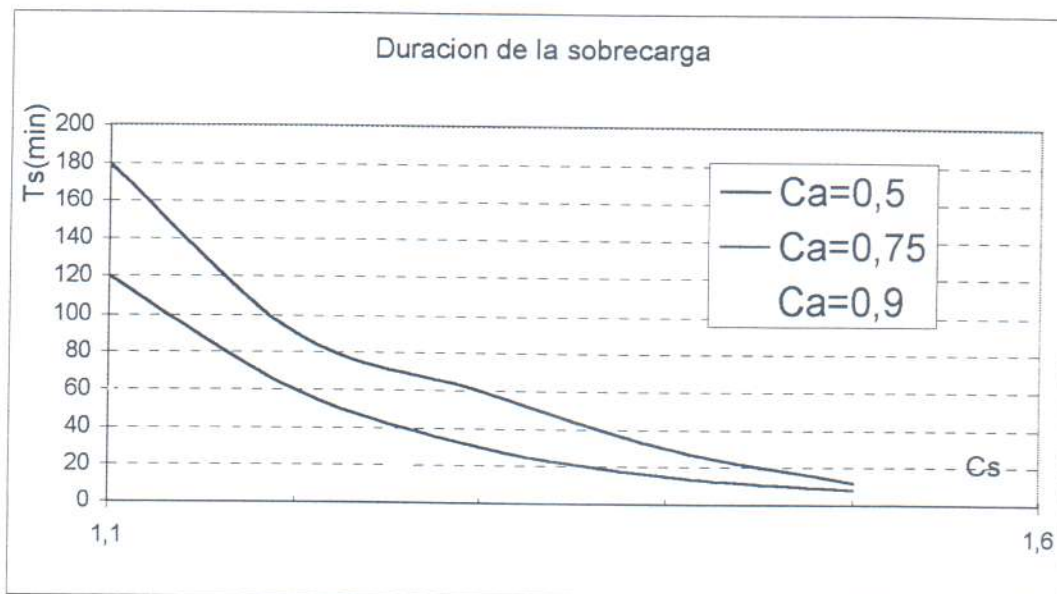
C_s = coeficiente de sobrecarga (>1)

T_s = Tiempo de sobrecarga

Cs	Ts (min)		
	Ca=0,5	Ca=0,75	Ca=0,9
1,1	180	120	60
1,2	90	60	30
1,3	60	30	15
1,4	30	15	8
1,5	12	8	4

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.



De donde concluimos que:

Para un estado previo de carga de 0.75 %,

($Ca = 0.75$, $Pa = 600$ KVA), tenemos, una capacidad de sobrecarga de 106%,
($Cs = 1.06$, $Ps = 850$ KVA), durante mas de 120 minutos.

Y para un estado previo de carga de 50 %,

($Ca = 0.5$, $Pa = 400$ KVA), tenemos, una capacidad de sobrecarga de 125%,
($Cs = 1.25$, $Ps = 1000$ KVA), durante mas de 60 minutos.

Un transformador de 630 KVA en regimen de $Pa = 400$ KVA ($Ca = 0.63$) soportaria una sobrecarga de $Ps = 850$ KVA ($Cs = 1.35$) durante aproximadamente 30 minutos, lo cual seria muy riesgoso., teniendo en cuenta que el viento es una variable aleatoria.

Por lo siguiente se decidió colocar un transformador de 800 Kva para asegurarnos que podrá trabajar sin dificultades en un régimen de vientos elevados y de larga duración.

Además se tratará con el fabricante la posibilidad de que el transformador tenga máximo rendimiento, o sea bajas pérdidas para bajas cargas, ya que normalmente hemos calculado por el régimen de vientos con que cuenta la zona, que el transformador trabajará normalmente entre un 30 a un 60 % de su capacidad nominal.

Por otro lado se decidió también colocar un transformador de servicios auxiliares de 13,2kv / 0.4 Kv para poder suministrar al predio energía en 380 V para iluminación y demás usos para el cual se necesite esta tensión. Cabe destacar que este será un transformador de tipo rural de 6 Kva que se colocará en un poste y será conectado aguas arriba con respecto al transformador principal. Contará con protecciones en media tensión similares a las mencionadas para el Transformador principal. Se conectará a un tablero secundario colocado en la Subestación por medio de un cable subterráneo, en dicho tablero se colocarán un seccionador fusible con fusibles NH para proteger las tres fases y aguas abajo una protección diferencial y un interruptor termomagnético por fase.

SISTEMA ELÉCTRICO

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES.

ELECCION DE LOS DESCARGADORRES .

De acuerdo a los parámetros de la red, se colocarán descargadores de sobretensiones en el primer poste del alimentador.

El descargador se instalará lo mas cerca posible del elemento a proteger, es decir del transformador, a efectos de evitar mayores sobretensiones debidas a la suma de la onda incidente con la reflejada en el transformador.

Recordemos que para una onda de alta frecuencia viajando por la línea, el transformador se comporta como una impedancia muy alta, y puede tratarse como una línea terminada en circuito abierto y la onda reflejada tendrá la misma magnitud y fase que la incidente.

El transformador en cuestión es un D-y 11, con la D del lado de alta (a la línea) y la estrella del lado de baja (generador) con su centro de estrella rígido a tierra.

Para ello recurrimos primeramente a la tabla de 'Coordinación de la aislación para los sistemas eléctricos según la norma IRAM 2211' en la posición 3 dice:

Pos	Un entre fases	Umax entre fases	Unom desc.	Nivel de prot.
3	13.2 KV	14.5 KV	12 a 15 KV	43 a 54 KV

De acuerdo a esto seleccionamos un descargador de $U_n = 15 \text{ KV}$. Con un nivel de protección $U_p = 54 \text{ KV}$.

Para seleccionar un descargador de los catalogos, sin embargo, es necesario calcular los siguientes parámetros.

SISTEMA ELÉCTRICO

COV: Continuos Operation Voltaje.

MCOV: Maximun Continuos Operation Voltaje.

TOV: Transitorios Operation Voltaje.

RV: Rated Voltaje (Tensión nominal del descargador).

Rv : Tensión nominal preliminar del descargador.

Tensión nominal RV

$$\text{COV} = 1.1 * \text{Línea} / \sqrt{3} = 1.1 * 13.2 \text{ KV} / \sqrt{3} = 8.38 \text{ KV}$$

RV = COV / ko (ko es un factor que depende del fabricante, para ASEA es 0.8)

$$\text{RV} = 8.38 \text{ KV} / 0.8 = 10.47 \text{ KV}$$

Del catalogo de ASEA elegimos el inmediato superior, o sea **12 KV**.

TOV = Ke * COV (Sobretensión en fallas monofásicas), Ke depende del sistema de tierra, en sistemas con su neutro rígido a tierra, ke = 1.4

$$\text{TOV} = \text{Ke} * \text{COV} = 1.4 * 8.38 \text{ KV} = 11.73 \text{ KV.}$$

Rv = TOV / kt (kt es un factor que depende del sistema electroenergetico y sale de curvas que da el fabricante, para sistemas de distribución t = 10 seg. en la curva A kt = 1.05)

$$\text{Rv} = 11.73 \text{KV} / 1.05 = 11.17 \text{ KV}$$

Con o cual mantenemos el descargador de 12 KV que para un frente de onda de 8/20 us. de 10 KA de U de cresta, tiene una tensión máxima de descarga de 30 KA.

Codigo del descargador: XAQ 13.2 A2.

SISTEMA ELÉCTRICO
ELECCION DE LOS FUSIBLES HH PARA PROTECCION DEL
TRANSFORMADOR.

Los transformadores de distribución con potencias nominales hasta 1000 KVA, se protegen contra los efectos dinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito, del lado de alta tensión, principalmente con cartuchos fusibles HH.

Parámetros de importancia.

- Curva de sobrecargabilidad del transformador.
(Esta debe ser suministrada por el fabricante).
- Corriente nominal del transformador.
El fusible deberá soportar la intensidad de servicio continuo I_n normalmente.
 $I_n = 35 \text{ A}$
- Corriente en régimen de sobrecargas del transformador.
El fusible deberá soportar la intensidad de sobrecargas eventuales, I_s normalmente. Consideramos un factor de sobrecarga de 125%.

$$I_s = I_n \times 1.25 = 43.75 \text{ A, por lo tanto: } \mathbf{Infuse \geq 43.75 \text{ A}}$$

- Corriente de impulso de conexionado.
En el dimensionamiento de los fusibles HH, se debe tener en cuenta, para una correcta selectividad, la corriente de impulso de conexión del transformador en vacío, la cual depende principalmente de la magnetización del núcleo y de las características de la red. Se toma normalmente el caso mas desfavorable es decir, 12 veces la I_n , no es considerada una falla, y los fusibles no deben actuar.

Por lo tanto, en nuestro caso:

SISTEMA ELÉCTRICO

Iconexión = $12 \times 35 \text{ A} = 410 \text{ A}$, durante un tiempo de 0.1 segundo, con lo cual el punto **$I_c = 410 \text{ A}$** , **$t = 0.1 \text{ seg}$** , deberá quedar por debajo de la curva del fusible.

- Corriente permanente de cortocircuito.

Podemos calcularla a partir de :

$$I_k = (I_n / U_{cc}\%) \times 100\% = (35 \text{ A} / 6\%) \times 100\% = 583 \text{ A} \text{ (del lado de alta)}$$

($I_k = 16.7 \times I_n$), con lo cual el punto **$I_k = 583 \text{ A}$** , **$t = 3 \text{ seg}$** , deberá quedar por encima de la curva del fusible.

El fusible deberá cortar la intensidad de cortocircuito prevista, es decir $I_1 > I_k$
(I_1 : intensidad máxima de ruptura)

El fusible deberá impedir (fundiéndose antes) que la intensidad de cortocircuito prevista para el transformador, pueda dañarlo, es decir $I_3 \leq I_k$
(I_3 : intensidad mínima de ruptura)

- Tiempo de cortocircuito máximo admisible.

Según lo indicado en el manual BBC(pag. 140) , para transformadores de 800 KVA, el tiempo de cortocircuito máximo admisible es de tres segundos, por lo tanto , $I_f(3 \text{ seg}) \leq I_k$ de donde deducimos que el punto **$I_k = 583 \text{ A}$** , **$t = 3 \text{ seg}$** . deberá quedar por encima de la curva del fusible.

- La tensión nominal del fusible, deberá ser igual o mayor a la de la red.

Todos estos parámetros están contemplados en el catálogo de MESA, Manufacturas Eléctricas S.A. "Fusibles de alto poder de ruptura con bajas pérdidas, para media tensión tipo CF", que se adjunta donde seleccionamos, para un transformador de 800 KVA un cartucho fusible HH de **63 A** de intensidad nominal mínima con referencia **CF – 17/ 63** .

ELECCION DE LOS FUSIBLES HH PARA PROTECCION DE LA LINEA .

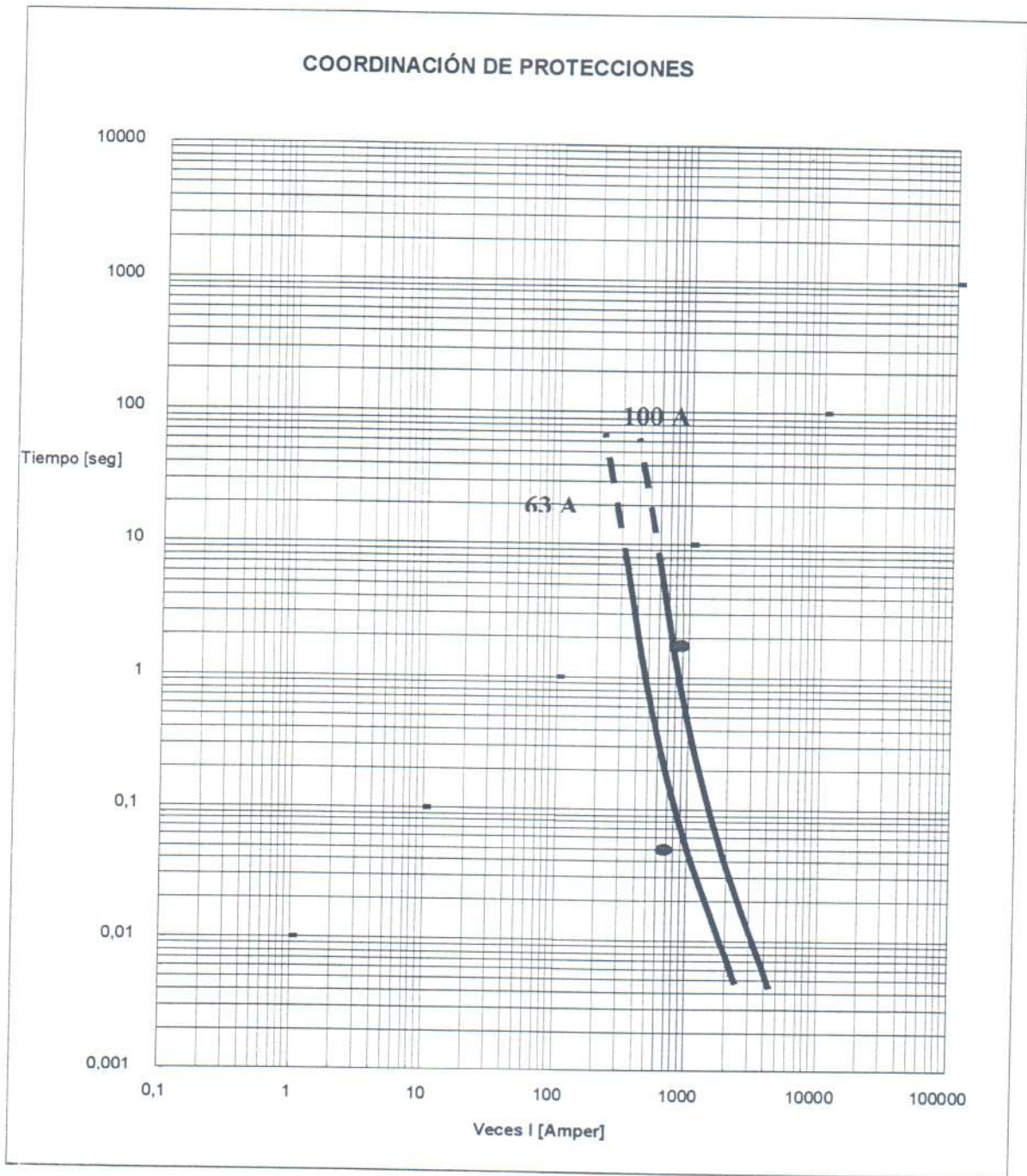
Para proteger la línea que conecta la central al distribuidor, se eligieron fusibles HH de un calibre tal que coordinen con los usados para proteger al transformador, por tanto usaremos HH de 100 A que es el inmediato superior a los de 63 A.

Estos además sirven de respaldo en caso de un corto en bornes del transformador actuando 0.5 segundos mas tarde.

Referencia **CF – 17/ 100 .**

A continuación se detallan las curvas de los fusibles y los puntos característicos de corriente de impulso de conexionado y corriente permanente de cortocircuito del transformador.

SISTEMA ELÉCTRICO



PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

SISTEMA ELÉCTRICO

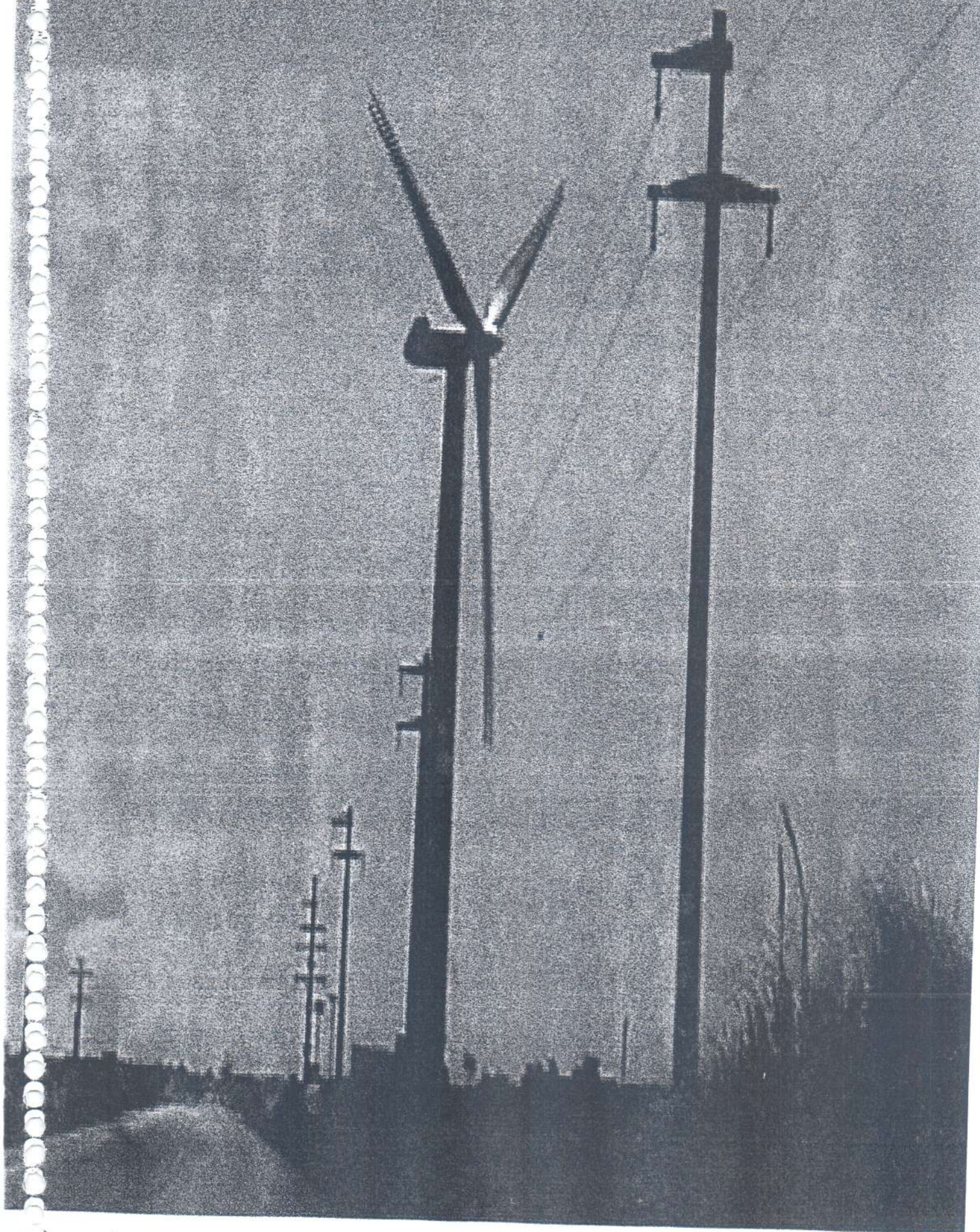
LÍNEA AÉREA HASTA LA LÍNEA PRINCIPAL.

Se utilizará una línea aérea de (3 x 35) mm Al, con disposición coplanar montada sobre postes de hormigón, esta será similar al alimentador donde será conectada

PROYECTO FINAL : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN
DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montanero, mat. 6998, Julio Branda mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

4 ESTUDIO ECONÓMICO



Introducción

El siguiente trabajo es un proyecto de prefactibilidad económica para la instalación de una central eolo-eléctrica en el partido de Gral. Madariaga, precisamente para la cooperativa que se dedica al comercio eléctrico de la región C.O.E.M.A.

El trabajo apunta a demostrar la siguiente hipótesis: ***Mediante la instalación de la central Eolo-eléctrica la cooperativa generaría un porcentaje del total de la energía que en este momento compra a EDEA a un costo mucho menor, pudiendo así recuperar la inversión relativamente rápido y obtener una mayor rentabilidad.***

El primer interrogante que se nos puede plantear es:

¿Por qué un estudio de prefactibilidad cuando la intención era hacer uno de factibilidad?

A términos puramente económicos se podría decir que por la característica y por los datos que se tienen en cuenta en el mismo es un estudio de factibilidad, pero como este es parte de un proyecto global, en el que:

- Se estudia y se hace un relevamiento de todo el sistema eléctrico de la zona de influencia de la cooperativa (dato necesario para encontrar el punto más conveniente de inyección de energía al sistema y para poder cumplir con los requerimientos eléctricos que demanda una central de este tipo).
- Se realiza un estudio del recurso eólico de la región (fuente de la materia prima de nuestro proceso productivo), este dato es importantísimo ya que junto con el rendimiento de la central nos dará el nivel de producción de nuestra planta, y es aquí donde tendremos la diferencia, ya que al no contar con el instrumental adecuado, no se podrá hacer el último paso del estudio del recurso eólico que consta de hacer una medición directa en el lugar de emplazamiento de la central durante un período de no menos de cuatro meses (dependiendo de la zona).

Al no contar con este dato fundamental para verificar las estimaciones realizadas en pasos anteriores (realizadas por extrapolación con datos de estaciones meteorológicas cercanas), tenemos que hacer los cálculos económicos con dicha información que si bien son muy aproximadas a la realidad no dejan de ser estimaciones las cuales si pueden servir para desechar o para seguir adelante con proyectos de esta envergadura pero no para asegurar la cantidad de energía a generar con exactitud.

Es por esto que no lo llamaremos de factibilidad sino de prefactibilidad.

DESARROLLO

El siguiente estudio lo dividimos en tres partes:

1. De Inversión
2. De Costos Operativos
3. Análisis de Rentabilidad

1 ESTUDIO DE INVERSIÓN

Definiciones

Llamamos inversión a la cantidad de dinero necesario para poner un proyecto en operación. El capital necesario para dicha inversión podrá ser propio, de organismos nacionales y/o internacionales o de proveedores.

Este capital se compone de dos partes:

- Capital fijo: Cantidad de dinero necesario para construir totalmente una planta de proceso, con sus servicios y facilidades y dejarla en un punto en el que pueda comenzar a producir. Podríamos decir que es la suma de todos los activos de la planta.

Los items que lo componen son:

a) Costos Directos

1. Gastos de estudio e investigación previas al proyecto
2. Equipos principales
3. Instalación de equipos
4. Cañerías instaladas
5. Instrumentación y control
6. Instalación eléctrica
7. Construcción (incluyendo servicios)
8. Mejora del terreno
9. Servicios

10. Terreno
11. Costos de puesta en marcha
12. Intereses durante la construcción

b) Costos Indirectos

1. Ingeniería y supervisión
2. Gastos de construcción
3. Honorarios del contratista
4. Contingencias

Cabe destacar que todos estos rubros se tienen que estimar por separado y su magnitud depende de la naturaleza del proyecto.

En nuestro caso algunos de estos rubros no los tendremos en cuenta, como en el caso de cañerías, y otros como en el caso de la instalación eléctrica tendremos que subdividirlo en distintos subrubros ya que todo el proyecto gira alrededor de esta área.

Además trataremos de hacer la menor cantidad de estimaciones posibles, estudiando y haciendo las averiguaciones pertinentes tratando de conseguir los costos reales y actualizados de cada uno de los items anteriormente mencionados.

Con esta información podemos encontrar la inversión fija:

Inversión fija = Costos directos + Costos Indirectos

- Capital de trabajo: Cantidad de dinero necesario para que una vez que la planta se encuentre instalada y puesta en régimen normal de operación, pueda operar a los niveles previstos en los estudios técnicos económicos.

Los principales rubros que la integran son:

- a) Inventarios (materias primas, productos semiterminados, stock de repuestos, materiales de operación)
- b) Caja
- c) Crédito de compradores, cuentas a cobrar
- d) Crédito de vendedores

Para estimar el capital de trabajo hay varios métodos tomándolo como:

- 10/20% de la inversión fija
- 10% de las ventas anuales
- Fórmula propuesta por Aries Newton:

$$Iw = rm \times (m + 4M + 0.5MQ)$$

donde:

rm: Producción mensual

M: Costo de la producción por unidad de producto

m: Costo de materia prima por unidad de producto

Q: Ciclos de producción (meses)

En estos métodos de estimación mencionados, como en otros existentes vemos que no se adecuan para nuestro proyecto de inversión ya que de los rubros que componen el capital de trabajo solo uno a nuestro parecer tendríamos que tener en cuenta, ese es el stok de repuestos. Asignable pues un 10% de la inversión fija por ejemplo lo creemos excesivo. Para poderlo calcular con certeza,

haremos las averiguaciones pertinentes a los fabricantes de los aerogeneradores acerca de la cantidad de repuestos necesarios a tener en cuenta y lo adicionaremos a lo calculado para el resto de la instalación. Luego con ese número veremos que porcentaje de la inversión fija resulta, y veremos si estábamos en lo cierto.

Luego la inversión total será:

$$\text{INVERSIÓN TOTAL} = \text{Inversión fija} + \text{Capital de trabajo}$$

Con este valor ya tendremos el volumen de la inversión a realizar, luego en el punto siguiente donde veamos los costos operativos parte de esta inversión la necesitaremos para calcular el recupero del capital invertido, que se transformará aplicando depreciación en un costo indirecto.

2 ESTUDIO DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Definiciones

Las ganancias de un proyecto se determinan por la diferencia entre lo que el consumidor paga por el producto o servicio y lo que éste cuesta al proyecto para producirlo, almacenarlo y venderlo, incluyendo la reserva que se realice para respaldar el capital (depreciación).

Por ello definimos costos de producción como los gastos involucrados en mantener un proyecto u operación produciendo.

La estimación de costos operativos se realiza por varias razones: Permite obtener una funcionalidad que minimice tiempo, esfuerzo y dinero en proyectos no rentables, eligiendo la ruta más ventajosa entre varias alternativas, además muestra cuales son los costos de mayor influencia sobre la rentabilidad para en próximos cálculos darles mayor importancia y obtener resultados más exactos.

Los costos de producción pueden dividirse en dos grandes categorías:

1. COSTOS DIRECTOS O VARIABLES:

Estos son proporcionales a la producción, y los ítem principales que la componen son:

Materia prima

Este es uno de los rubros más importantes dentro de los costos variables ya que sin materia prima no hay producto y el costo de la misma marcará de manera muy importante el costo total del producto. En nuestro caso la materia prima es renovable, limpia, y aunque no lo crean GRATIS por lo que no la tendremos en cuenta.

Mano de obra directa

Incluyen los sueldos de obreros cuyos esfuerzos están directamente asociados al producto elaborado. La cantidad de horas hombres requeridas será proporcional a la producción, por lo que estos empleados serán eventuales. En nuestro caso no se requerirá mano de obra directa, los empleados que más adelante calcularemos la

cantidad y el nivel de preparación requerida serán contratados bajo relación de dependencia, por lo que este costo pasará a ser fijo, por lo tanto no lo tendremos en cuenta aquí.

Supervisión

Ídem al anterior

Mantenimiento

Este rubro incluye los costos de materiales y mano de obra (directa y supervisión) empleados en rutinas o reparaciones incidentales y en algunos casos, la revisión de equipos y edificios.

Si bien de seguro será proporcional a la cantidad de horas de funcionamiento de la central y con ello a la producción, para este tipo de proyecto los materiales están previstos por año y la mano de obra y supervisión son normalmente los mismos mencionados anteriormente contratados bajo relación de dependencia. Cabe destacar que el mantenimiento mencionado hasta aquí corresponde a un cierto escalón, si el desperfecto o el mantenimiento (normalmente preventivo o predictivo) fuera de envergadura se contratará seguramente a la empresa que los construyó para que realice el trabajo correspondiente, ya que sería antieconómico contar con ese personal de forma continua en la empresa, por el poco mantenimiento y tasa de falla de este tipo que la central tiene durante toda su vida útil. Para estos trabajos normalmente se tiene un contrato por períodos que van de dos a cinco años pudiéndose prorrogar durante toda la vida útil de la Máquina.

Como vemos también este rubro lo tendremos que considerar costo fijo por lo que aquí no lo tendremos en cuenta.

Servicios

Estos dependerán de los consumos específicos y los picos.

Para este tipo de instalación y el lugar donde se emplaza no creemos necesario ningún tipo de suministro ya que el agua se puede extraer del lugar usando energía eléctrica que es precisamente lo que produciríamos.

Suministros

Incluye aceites, lubricantes, instrumentos etc, es decir los materiales usados por la planta industrial excluyendo los incluidos en materia prima, materiales de reparación o embalaje.

Royalties y patentes

Envases

En ninguno de los dos casos será necesario tenerlos en cuenta ya que no necesitaremos ninguna licencia para producir, y además nuestro producto no se puede envasar sino que se transporta. Ahora si dependiendo de donde se distribuya la energía habrá un costo por transporte, si es para abastecer solamente a los usuarios de la cooperativa utilizando sus propias líneas no tendrá otro costo mas que el del mantenimiento de estas, pero si se transformara en vendedor utilizando líneas ajenas tendrá que pagar peaje por energía (costo variable) y por potencia máxima transmitida (costo fijo)

2. COSTOS FIJOS

Estos son independientes de la producción y se dividen a su vez en:

2.1 Costos indirectos:

2.1.1 Costos de inversión

2.1.1.1 Depreciación: significa una disminución de valor. La mayoría de los bienes de producción tales son el caso de las maquinarias o equipos van perdiendo valor a medida que crecen en antigüedad, Gradualmente se transforma en menos valiosos con el uso durante toda la vida útil, llegando al final de esta con un valor residual que dependiendo del equipo puede ser de un valor considerable hasta nulo. Estas pérdidas se reconoce en prácticas de contabilidad como un gasto de operación. En lugar de cargar el precio de una sola vez, la forma de operar es distribuir sobre la vida del bien su costo de compra en los registros contables.

Existen varias formas de depreciación, las hay en forma acelerada como en el caso de dígitos anuales, porcentaje fijo y doble porcentaje fijo que proveen una mayor carga durante los primeros años que en los últimos, las hay desaceleradas como en el caso de fondo de amortización y también está la que el recupero se hace en forma constante durante toda la vida útil del bien llamada de línea recta. Cada compañía usará el método o combinación de los mismo más apropiado en forma interna, teniendo en cuenta que la ley restringe el uso de algunos de ellos para fines impositivos, (para esto el usado es línea recta).

Para nuestro caso el método que usaremos por su simplicidad y por ser el más usado es el de línea recta donde:

$$\text{Valor depreciado anual} = e(I-L)$$

$$\text{Depreciación acumulada} = (I-L) (k/n)$$

e: factor de depreciación anual ($e=I/n$).

I: Inversión depreciable

L: Valor residual al final de la vida útil del bien

n: Vida útil del bien

k: Un año cualquiera de la vida útil del bien

2.1.1.2 Impuestos: Este rubro puede variar mucho de acuerdo con las leyes vigentes.

Dependen fundamentalmente del sitio donde está ubicada la planta. En nuestro caso tenemos dos leyes una nacional y otra Provincial que solo falta que el ejecutivo las promulgue, donde no solo favorece impositivamente

a la energía eólica sino que le otorga subsidios como ya veremos mas adelante. Cabe destacar que en este rubro no están contemplados los impuestos sobre las ganancias.

2.1.1.3 Seguros

Dependen del tipo de proceso y de la posibilidad de contar con servicios de protección. Normalmente se incluyen seguros sobre la propiedad (incendio, robo parcial o total), para el personal y para mercaderías (pérdidas parciales, totales), jornales caídos, etc. Normalmente este rubro no supera el 0,5% de la inversión fija.

En nuestro caso lo estimaremos con este porcentaje.

2.1.1.4 Financiación

El interés es una compensación pagada por el uso de capital prestado. Al solicitar un crédito, se establece una tasa de interés, fija o ajustable, de acuerdo a las circunstancias económicas del país, este interés es un costo fijo que debe pagarse al solicitar un préstamo o crédito bancario para realizar una inversión o parte de ella. Este es un punto muy importante, porque según como se haga la inversión, si por medio de capitales propios, por medio de créditos (para el total o parte del monto) y que tipo de créditos se vayan a usar (dependiendo de que tasa anual de interés tengan), un proyecto será rentable o no.

Este interés puede ser considerado como un costo de producción, muchos autores se oponen a ello, ya que las ganancias de una compañía dependerían de la fuente de capital empleado. Y así, una planta operada más eficientemente que use capital prestado tendrá costos de producción mayores y menores ganancias que aquella que opera en condiciones menos eficientes, del mismo tamaño y tipo pero que usa capital propio.

Por otro lado las leyes consideran ganancia a la diferencia entre los pesos vendidos (entradas netas) y el costo total sin tener en cuenta el interés sobre el capital propio de la empresa.

En nuestro caso analizaremos los costos sin tener en cuenta el interés por el capital pedido a préstamo, ya que justamente lo que queremos demostrar es la factibilidad del proyecto debido a los bajos costos operativos que creemos tiene esta forma de generación, como dijimos antes ingresar el interés como parte de un costo sería dejar librada dicha demostración a encontrar o no una tasa de interés blanda y perdería objetividad el trabajo.

2.1.1.5 Otros gravámenes: Incluye rentas (cuando el terreno y/o edificio son alquilados o incluso equipos), contribuciones, etc.

2.1.2 Gastos generales:

2.1.2.1 Investigación desarrollo

2.1.2.2 Relaciones públicas

2.1.2.3 Contaduría y auditoría

2.1.2.4 Asesoramiento legal y patentes

2.2 Costos de dirección y administración:

2.3 Costos de venta y distribución

En nuestro caso 2.1.2, 2.2 y 2.3 no los tendremos en cuenta ya que todo el proceso productivo consta de generar electricidad e inyectarla al sistema eléctrico, estos rubros los tendrá en cuenta la cooperativa quien luego lo recargará al costo del kw generado tanto por energía eólica como convencional.

A fines comparativos estos ítems no son relevantes por lo que no los tendremos en cuenta.

3 RENTABILIDAD

Todo proyecto de inversión implica una acción a desarrollar durante un determinado número de años en el futuro. Si se trata de estudiar las características financieras del mismo, deberá tenerse en cuenta el valor temporal del dinero, el riesgo financiero, las futuras variaciones del precio de venta, los costos, el volumen de ventas y la tasa impositiva, el tiempo que tomará implementar el proyecto o instalar los equipos antes de comenzar la producción normal y la vida económica del mismo.

Definimos **rentabilidad** al término general que mide la ganancia que puede obtenerse en una situación particular.

En estudios económicos donde es necesario comparar entre distintas alternativas de un proyecto y la de las operaciones financieras de plaza se utilizan métodos de análisis que permiten realizar dicha estimación sobre una base uniforme de comparación

Para poder comenzar a desarrollar el tema vamos a ver algunas definiciones:

Beneficio Bruto: Es la diferencia entre el ingreso por las ventas totales y los costos totales de producción sin incluir la depreciación

$$BB = V - C$$

Beneficio neto antes de impuestos: Este considera los costos de depreciación

$$BNAI = V - C - e \cdot IF$$

e: factor de depreciación interno

Como sabemos todas las ganancias están gravadas impositivamente, estos impuestos constituyen un factor importante para evaluar la economía de cursos alternativos de acción.

La presión impositiva es diferente en cada país Cuando se desea realizar una estimación aproximada , puede tomarse como el 40% del beneficio neto antes de impuesto.

ESTUDIO ECONÓMICO

Se debe observar que los impuestos se calculan a partir de un BNAI que considera el método de depreciación legal y el coeficiente se simboliza con d .

Entonces el Beneficio neto de la compañía es:

$$BN = V - C - e \cdot IF - t \cdot (V - C - d \cdot IF)$$

siendo d factor de depreciación legal y t la tasa impositiva

Flujo de caja: Movimiento de dinero hacia o desde una empresa, es la diferencia entre los ingresos por ventas y los costos operativos (sin costos de depreciación), y descontando el pago de impuestos

$$FC = BN + e \cdot IF$$

Para hacer el siguiente estudio vamos a utilizar:

Los diagramas de flujo de caja que como veremos luego podemos representar mediante dos ejes todo la vida del proyecto y visualizar como se modifican las variables económicas.

Trataremos de armar un cuadro de fuentes y usos de fondos para facilitar el uso de los distintos datos ya que este muestra cuál es el origen de los fondos y cual su destino final, y los siguientes métodos de evaluación de rentabilidad:

Tasa de retorno sobre la inversión original:

En estudios de ingeniería económica, la tasa de retorno sobre la inversión es expresada normalmente como un porcentaje. El beneficio neto anual dividido por la inversión total inicial representa la fracción que, multiplicada por 100, es conocida como retorno porcentual sobre la inversión. El procedimiento usual es considerar el retorno sobre la inversión total original siendo el numerador el Valor del Beneficio Neto Promedio.

$$BN_p = 1/n \sum BN_j$$

y de esta manera la tasa de retorno sobre la inversión original, será:

$$(iROI) = \text{BN} / \text{IT}$$

La tasa de retorno sobre la inversión original (iROI) se conoce también como método del ingeniero.

- Tasa de retorno sobre la inversión promedio

Sin embargo, debido a la depreciación de los equipos durante su vida útil, a menudo es conveniente referir la tasa de retorno sobre la inversión promedio estimada durante la vida útil del proyecto. Con este método, la tasa de retorno puede ser determinada dividiendo el beneficio neto promedio por la mitad de la inversión fija depreciable más el capital de trabajo, aunque éste no es el procedimiento correcto.

La tasa de retorno sobre la inversión promedio (ic) es conocido como el método de los contadores.

$$\text{Inversión promedio} = I_p = 1/n \sum VL_k$$

Siendo VL_k el valor de libros en el año k.

Una fórmula aproximada viene, entonces, por:

$$I_p = I_f / 2$$

de donde:

$$(ic) = \frac{\text{BN}}{I_p + I_w}$$

- Valor Presente (VP)

Este método compara los valores presentes de todos los flujos de caja con la inversión original. Supone igualdad de oportunidades para la re-inversión de los flujos de caja a una tasa de interés pre-asignada. Esta tasa puede tomarse como el valor promedio de la tasa de retorno que obtiene la compañía con su capital o se lo puede designar como el retorno mínimo aceptable para el proyecto. El valor presente del proyecto es igual a la diferencia entre el valor presente de los flujos anuales de fondos y la inversión inicial total.

$$VP = \sum \frac{FC_j}{(1+i)^j} - IT$$

- Tasa interna de retorno (TIR)

Este método también tiene en cuenta la valorización del dinero invertido con el tiempo y está basado en la parte de la inversión que no ha sido recuperada al final de cada año durante la vida útil del proyecto. Se utiliza un procedimiento de prueba y error para establecer la tasa de interés que debería aplicarse anualmente al flujo de caja de tal manera que la inversión original sea reducida a cero (o al valor residual más terreno más capital de trabajo) durante la vida útil del proyecto. Por lo tanto, la tasa de retorno que se obtiene por este método es equivalente a la máxima tasa de interés que podría pagarse para obtener el dinero necesario para financiar la inversión y tenerla totalmente paga al final de la vida útil del proyecto.

Por lo tanto, en este método se especifica que la diferencia entre el valor presente de los flujos anuales de fondos y la inversión inicial total sea igual a cero y la tasa de interés, r , se calcula por prueba y error :

$$TIR = \sum \frac{FC_j}{(1+i)^j} - IT = 0$$

- Tiempo de repago

Se define como el mínimo período de tiempo teóricamente necesario para recuperar la inversión original en forma de flujo de caja del proyecto basado en las entradas totales menos los costos excepto la depreciación. Generalmente, la inversión original significa sólo la inversión fija inicial depreciable.

$$\text{Tiempo (años) de repago} = \frac{\text{inversión de capital fijo depreciable}}{(\text{ganancia media/año}) + (\text{depreciación media/año})}$$

DESARROLLO DEL ESTUDIO

Inversión:

El siguiente es un detalle de los costos necesarios para la instalación y la puesta en marcha de la central eoloeléctrica, en el que además se incluyó el costo del terreno y el acceso al mismo.

Cabe destacar que muchos de estos datos fueron suministrados por el gerente de la firma NEG MICON SUDAMERICA el Sr. Oscar Balestro cuya compañía es la proveedora de los aerogeneradores Neg Micon en nuestro país.

Como se expresó anteriormente el equipo a utilizar será una 1 turbina NM750/48/45. El presupuesto brindado por la compañía anteriormente mencionada incluye:

1. El molino completo: 1 turbina NM750/48/45, nacelle, aspas y torre. Como así también lo necesario para la construcción de la base.
2. Herramientas y repuestos: Las herramientas necesarias para el montaje y los posteriores services son de NEG Micon. Lo que significa que dichos items no representan un costo para la cooperativa.
3. Tanto el transporte desde Dinamarca a Buenos Aires, como de Buenos Aires hasta Gral. Madariaga están incluidos dentro del precio del aerogenerador.
4. Sistema de monitoreo: Forma parte del costo del molino, que se describió anteriormente.
5. Ensamble y montaje: Dichas tareas son llevadas a cabo por personal de NEG Micon, la duración del mismo no excederá los 4 días. Para realizar las mismas son necesarias 2 grúas una de 40 ton y otra de 200 ton, que también están incluidas en el precio.

El presupuesto llave en mano es de USD 730.000

PROYECTO FINAL: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TÉCNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, mat. 6998. Julio Branda mat. 7151

ESTUDIO ECONÓMICO

6. Derechos aduaneros: El molino no paga derechos aduaneros, su importación esta gravada en 0. Sin embargo, la Cooperativa debe abonar el IVA, los gastos de nacionalización e importación.

Todos los molinos NEG Micon instalados en Argentina, fueron despachados por el Estudio Adolfo N. Balladore. Esto no significa ningún tipo de compromiso para la Cooperativa, quien puede elegir a su conveniencia el despachante de Aduana.

El costo se debe calcular en \$ 5.500.

7. Terreno : Su costo se estimó en función de la superficie necesaria y de los posibles lugares de emplazamiento

Su costo es de \$ 5000

8. Mejoras del Terreno: Se han calculado que al terreno elegido habrá que hacerle mejoras,

Su costo se estimó en \$ 5000

9. Subestación: El costo total de la Subestación se estimó junto con el tendido eléctrico

10. Tendido eléctrico hasta el distribuidor: Como se dijo antes el tendido será subterráneo, para éste tuvimos en cuenta los costos necesarios para la instalación:

El costo total para la obra eléctrica se estimó en: \$40000

11. Eventuales: La compañía aconseja estimar este costo entre \$ 7.000 y \$ 10.000.

Costo tenido en cuenta \$ 8.000

12. Plazo de entrega: 120 días de la fecha de firma del contrato.

13. Capital de Trabajo: hemos visto en la introducción teórica que los costos que teníamos que tener en cuenta para este rubro, eran principalmente los repuestos y algún otro material necesario para la puesta en marcha de la central, esta reserva de dinero luego de hacer las averiguaciones pertinentes vimos que tendría que rondar los \$15.000. Como dijimos en la introducción supusimos que este ítem no podía ser estimado en el 10% de la Inversión fija, vemos que estábamos en lo cierto, por lo que tomaremos a este costo de Inversión en un 2% de la Inversión fija.

Capital de trabajo: \$16.210

La siguiente tabla resume los costos de Inversión, y muestra la inversión fija, la depreciable y la total:

INVERSION

ITEMS	COSTOS	
COSTOS DIRECTOS		
Gastos de estudio e investigacion		
Equipos principales		
Gastos de nacionalizacion y desaduanaje	\$5.500	
Intalacion de Equipos		
Construccion		
Instrumentacion y Control		
Costos de Puesta en Marcha		
Costo total del equipo "llave en Mano"	\$735.500	
Instalacion electrica	40000	
Terreno	\$5.000	
Mejoras del terreno	\$5.000	
Servicios	\$0	
Eventuales	\$8.000	
COSTOS DIRECTOS TOTALES	\$793.500	\$793.500
COSTOS INDIRECTOS		
Ingeniería y Supervisión	\$0	
Gastos de construccion	\$5.000	
Honorarios del contratista	\$10.000	
COSTOS INDIRECTOS TOTALES	\$15.000	\$15.000
INVERSION FIJA DEPRECIABLE	\$803.500	
VALOR RESIDUAL	\$281.225	
INVERSION FIJA	\$808.500	\$808.500
Capital de trabajo		\$16.210
INVERSION TOTAL		\$824.710

COSTOS DE PRODUCCIÓN:

Como mencionamos en la introducción teórica del siguiente estudio, la materia prima es el viento, este no tiene costo alguno.

Con respecto a los demás costos variables llegamos a la conclusión que tanto la mano de obra, supervisión y mantenimiento para este proyecto pasan a ser costos fijos, por lo que concluimos que no hay ningún costo que dependa directamente de la producción de energía eléctrica, entonces tomaremos a los costos variables como costo nulo.

Service y mantenimiento: Los services son semestrales programados. Se realizan por contrato separado, cuyo valor anual por molino es aproximadamente \$ 6.500, durante el periodo de garantía de los molinos los repuestos son provistos por NEG Micon sin cargo alguno, los defectuosos deben ser reenviados a Dinamarca, sin que esto represente costo para la Cooperativa.

El mantenimiento es llevado a cabo por personal especializado de dicha empresa. NEG Micon Argentina cuenta con un stock lo suficientemente grande como para afrontar cualquier rotura inesperada en alguno de los molinos instalados en el País.

Ya fuera del periodo de garantía, NEG Micon envía los repuestos CIF Buenos Aires; en este caso, la Cooperativa debe abonar el valor del mismo, los gastos de nacionalización e importación y los costos de grúas si estas fueran necesarias.

Tomaremos este costo como si durante toda la vida útil de la máquina se mantuviera este contrato con NEG Micon, y agregaremos \$ 500 por si es necesario la compra de algún repuesto.

Costo anual de mantenimiento \$7000

ESTUDIO ECONÓMICO

Mamo de obra para supervisión y mantenimiento: La operación diaria del molino no requiere de personal en el sitio. Mediante un sistema de comunicación el molino será monitoreado desde Dinamarca y las oficinas de la Cooperativa. En cuanto al mantenimiento, como dijimos anteriormente, al ser contratado, el personal es puesto por la empresa prestataria del servicio.

Por lo tanto no consideraremos costo alguno.

Depreciación: como mencionamos en la introducción teórica usamos el método de línea recta, estimamos el valor residual en un 35% de la inversión depreciable original. Le damos un valor relativamente alto, porque creemos que si bien el fabricante nos asegura una vida útil de 20 años, ajustando en cierta medida el mantenimiento, este sistema podrá seguir dando utilidades muchos años más.

Vida útil: 20 años (según fabricante)

Por lo tanto el costo de depreciación anual asciende a

Seguros: Este costo lo estimamos, como se mencionó en la introducción como 0.5 % de la inversión Fija

Por lo tanto lo consideramos como \$2200

Impuestos: Este rubro asciende a \$1000 anuales

La siguiente tabla muestra como llegamos al costo total anual, que como se mencionó anteriormente es fijo. Además contando con la producción anual (estimada anteriormente), se obtuvo el costo unitario por KW producido que también es mostrado debajo de la tabla.

COSTOS DE PRODUCCIÓN

ITEM	COSTOS	
COSTOS DIRECTOS		
Materia prima	no	
Mano de obra directa	no	
Supervicion	no	
Mantenimiento	no	
Servicios	no	
Suministros	no	
TOTAL DE COSTOS VARIABLES	\$0	\$0
COSTOS INDIRECTOS		
Depreciacion	\$26.114	
Impuestos	\$1.000	
Seguros	\$2.021	
Mantenimiento	\$7.000	
Mano de obra y supervición	\$0	
TOTAL DE COSTOS FIJOS	\$36.135	\$36.135
COSTOS DE PRODUCCIÓN		\$36.135
COSTOS DE PRODUCCIÓN SIN DEPRECIACION		\$10.021

PRODUCCION ANUAL (Kw)	1329625
PRECIO DE VENTA AL PUBLICO	0,16
COSTOS DE PRODUCCIÓN POR KW/h	\$0,0272

Precio de venta :

Este surgió de hacer un estudio del comportamiento en el consumo de los usuarios. Al determinar la cantidad de usuarios para cada categoría de consumo hicimos un promedio para obtener un precio de venta común para todas las categorías. El objetivo de esto es poder establecer un precio de venta único para luego poder encontrar el "Punto de Equilibrio" que está desarrollado en el punto siguiente.

Luego de procesar la información se llega a un precio único de venta de \$0.16 por Kwh

ANÁLISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

En el siguiente estudio vamos a analizar el punto de equilibrio, este punto nos muestra cuando los ingresos por ventas igualan a los costos para una cantidad determinada de producto, en este caso de energía eléctrica generada. Este es el primer punto crítico a analizar, ya que si los ingresos por ventas no superan a los costos de generación no sería factible el proyecto.

El punto de Equilibrio también lo podríamos definir como la cantidad vendida tal que hace que el Beneficio neto antes de impuestos se anule.

Entonces tomando esta definición llegamos a la siguiente ecuación:

$$\text{Npto de equilibrio} = \text{Costos fijos} / (\text{precio de venta} - \text{costo variable})$$

Donde

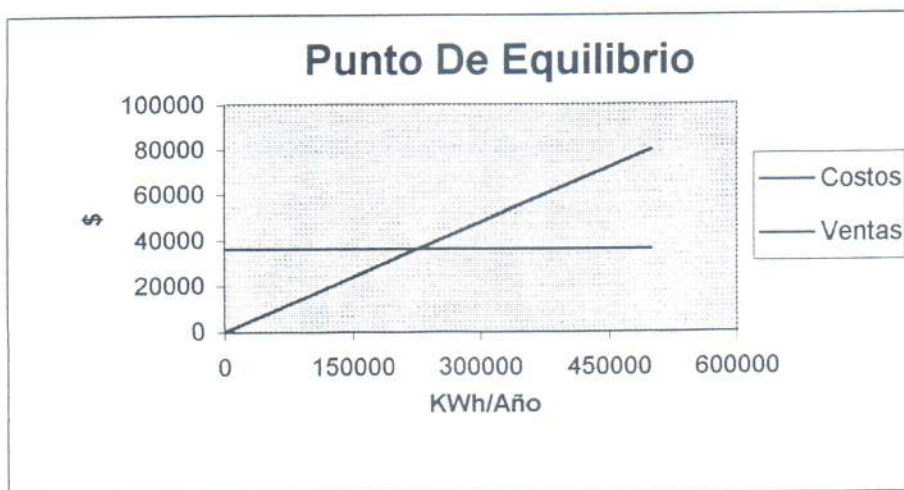
Npto de equilibrio: Cantidad de energía generada y vendida por la Cooperativa

Como vimos anteriormente los costos son solamente fijos por lo que la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\text{Npto de equilibrio} = \text{Costos fijos} / \text{precio de venta}$$

Punto de equilibrio

Punto de Equilibrio			
ENERGIA	costo/kw	precio de venta/kwh	\$ por venta
0	36135	0,16	0
50000	36135	0,16	8000
100000	36135	0,16	16000
150000	36135	0,16	24000
200000	36135	0,16	32000
250000	36135	0,16	40000
300000	36135	0,16	48000
350000	36135	0,16	56000
400000	36135	0,16	64000
450000	36135	0,16	72000
500000	36135	0,16	80000
650000	36135	0,16	104000
700000	36135	0,16	112000
800000	36135	0,16	128000
890000	36135	0,16	142400
980000	36135	0,16	156800
1070000	36135	0,16	171200
1160000	36135	0,16	185600
1250000	36135	0,16	200000
1340000	36135	0,16	214400
1430000	36135	0,16	228800
1520000	36135	0,16	243200
1610000	36135	0,16	257600
1700000	36135	0,16	272000
1790000	36135	0,16	286400
1880000	36135	0,16	300800
1970000	36135	0,16	315200
2060000	36135	0,16	329600



Npto de equilibrio = \$36135 / \$0.16

Npto de equilibrio = 225843,75 Kwh

Esto nos indica que si se genera energía por encima de la cantidad del punto de equilibrio estaremos teniendo ganancias, de lo contrario la operación resulta en pérdidas. En la siguiente tabla se observa los costos de generación y el ingreso por ventas en función de la energía generada. Y más abajo se puede observar gráficamente el punto de Equilibrio y como la producción de la central supera ampliamente este valor.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS CON RESPECTO A LA COMPRA DE ENERGIA A EDEA

Análisis del consumo y la facturación de la cooperativa

En este punto realizamos un análisis comparativo de los costos de generación de la central Eoloeléctrica, con respecto a los costos que tiene en estos momentos la cooperativa C.O.E.M.A al comprar la energía a su proveedor E.D.E.A.

Para ello tuvimos que hacer un análisis exhaustivo, sobre el consumo de la cooperativa, como se compone el mercado de su zona de influencia y sobre como E.D.E.A. le factura a la misma.

Luego de solicitarle al gerente técnico de C.O.E.M.A, el Ing. Luis Mainenti las facturas, para hacer los primeros análisis, vimos que era muy difícil su interpretación, por lo que decidimos consultar directamente al encargado de realizar dicha tarea en E.D.E.A. Para ello nos entrevistamos con el Ing. Dondero responsable de esta labor, quien muy gentilmente nos explicó todo lo referido al tema.

Luego de recibir toda la información, comprendimos que el sistema tarifario es muy complejo y que muy poca gente en realidad conoce todos los items que componen el costo final de la energía eléctrica.

Para poder hacer nuestro análisis, desarrollamos nuestro propio sistema de facturación en planilla de cálculo que realiza la misma tarea y obtiene los mismos resultados que la que se usa en realidad.

FACTURACIÓN C.O.E.M.A.

COMPRA DE ENERGÍA : Medianas y grandes demandas
TARIFA :T6MD, Suc:091, Rem:8720, Ruta:0001, Cuenta:9004274,

Tensión :	13,2 kv
Pot.pico contrat	4300 kw
Pot.fuera pico cont	4300 kw

Concepto	Tarifas	Medidor	Estado 1	Estado 2	Lectura	Factor	consumo	uni	Importe(\$)
Pot máxima:	0,8105	26485	99	94,5	94,5	36	3402	Kw	2757,457
Pot media:	3,7088	26485			94,5	23,4	2211,3	Kw	8201,358
Energ.Pico:	0,0326	295538	6833,7	7024,6	190,9	1800	343620	Kwh	11184,83
En.fuera pico		295538	13,1	550,4	537,3	1800	967140	Kwh	
Energ.Resto:	0,0307						661523,8	Kwh	20295,55
Energ.Valle:	0,028						305616,2	Kwh	8563,367
En.React:		326129	60670,8	60971,7	300,9	1800	541620	Kvarh	0
Ex Enr.Reac	0,025						110794		2769,851
\$ prom Energ	0,0304						Sub total costo energia		53772,41
\$promE+iva	0,0383								

IMPUESTOS	
Iva responsable inscripto (21%)	11292,21
Iva percepcion(5%)	2688,621
Sub total impuestos	13980,83
Total a pagar	67753,24

Energía activa total(EAT) (kwh):	1310760
Energía reactiva exedente(kvarh)	110794
coseno fi registrado	0,93
cos fi calculado	0,92421

Si el valor de potencia contratada es mayor que el cons/dem de Pot. Máxima,
 Si es menor se factura el exedente con un 50% de cargo adicional.

Mayor: 3402

El valor de cons/dem de Pot media se considera un 65% de la Pot. máxima
 Lo expresa su factor 36*0,65

El valor de cons/dem deExe ene.react se considera a la energ. react consumida
 a cos fi medido, menos la Q que se hubiese consumido a cos fi 0,95

Exenre 110794

La energ. resto corresp al 68.4 % de la fuera de pico: 661524
 La energ. valle corresp al 31,6 % de la fuera de pico: 305616

FACTURACION C.O.E.M.A.

PEAJE DE ENERGÍA : Medianas y grandes demandas
 TARIFA :T6MD, Suc:091, Rem:8720, Ruta:0001, Cuenta:9004274,

Tensión :	13,2	kv
Pot.pico contrat	4300 kw	kw
Pot.fuera pico cont	4300 kw	kw

Concepto	Tarifas	Medidior	Estado 1	Estado 2	Lectura	Factor	consumo	uni	Importe(\$)
Cargo fijo	12,42								12
Pot.total		485729	99	94,5	94,5	36	3402	kw	
Pot pico:	4,22						3402	Kw	14356,44
P.fuera pico:	1,81						0	Kw	0
Energ.Pico:	0,0014	295538	6833,7	7024,6	190,9	1800	343620	Kwh	481,068
En.fuera pico		295538	13,1	550,4	537,3	1800	967140	Kwh	
Energ.Resto:	0,0013						661523,8	Kwh	859,9809
Energ.Valle:	0,0012						305616,2	Kwh	366,7395
\$ prom Energ	0,0013						Sub total costo energia		16076,23
\$promE+iva	0,00164								

IMPUESTOS

	Iva responsable inscripto (21%)	3376,008
	Iva percepcion(5%)	803,8114
	Sub total impuestos	4179,819
	Total a pagar	20256,05

Energia activa total(EAT) (kwh):	1310760
Energia reactiva exedente(kvarh):	
coseno fi registrado	0,93

Si el valor de potencia contratada es mayor que el cons/dem de Pot.pico + fuera de pico se factura la potencia contratada como pico y fuera de pico
 Si es menor se factura el exedente con un 50% de cargo adicional.

Mayor: 3402

El valor de cons/dem de Pot media se considera un 65% de la Pot. máxima

Lo expresa su factor $36 \cdot 0,65$

Exenre 110382

La energ. resto corresp al 68.4 % de la fuera de pico: 661524

La energ. valle corresp al 31,6 % de la fuera de pico: 305616

COSTO TOTAL DEL KWH/MES

Total a pagar COMPRA	67753,2
Total a pagar PEAJE	20256
Energia activa total(EAT) (kwh):	1310760
COSTO TOTAL	88009,3

COSTO TOTAL KWh/mes	0,06714
COSTO TOTAL MWh/mes	67,1437

COSTO TOTAL DEL KWH/MES

Total a pagar COMPRA	71385,09
Total a pagar PEAJE	34837,47
Energia activa total(EAT) (kwh):	1310760
COSTO TOTAL	106222,6

COSTO TOTAL KWh/mes	0,081039
----------------------------	-----------------

compra	
\$ prom Energ	0,03041667
\$promE+iva	0,038325
peaje	
\$ prom Ener	0,0013
\$promE+iva	0,001638
costo var En	
	0,039963

Valor real de las tarifas de energía y potencia

Concepto	Tarifas	iva	con iva
Pot máxima:	0,81054	0,2107404	1,02128
Pot media:	3,70884	0,9642984	4,673138
Energ.Pico:	0,03255	0,008463	0,041013
Energ.Resto:	0,03068	0,0079768	0,038657
Energ.Valle:	0,02802	0,0072852	0,035305
Ex Enr.Reac	0,025	0,0065	0,0315

ANÁLISIS DE LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE AMBAS OPCIONES

Aquí separamos en costo fijo y variable tanto la compra a E.D.E.A como de la generación eólica. Vemos que en la compra además se tiene que tener en cuenta el peaje, que es la suma que se debe abonar por el uso de las líneas para transportar la energía desde la generación hasta el punto de inyección al sistema de la cooperativa, donde las líneas pasan a ser propias. Este peaje al igual que el valor de compra tiene un costo fijo y otro variable, se paga por energía consumida (variable) y por potencia contratada (fijo).

En el caso de la generación eólica, ésta se genera dentro del sistema y se consume en el mismo, donde las líneas son propias, por lo que no tenemos costo alguno de peaje.

En la siguientes tabla vemos discriminados los costo fijos y variables de la compra y los costos de generación eólica y más abajo una planilla de costos acumulados para distintos niveles de energía generada y comprada, donde vemos de que forma se van incrementando estos, además podemos comparar entre las dos opciones ya que podemos apreciar el valor de energía para el cual se igualan los costos.

Luego en el siguiente gráfico se muestra lo detallado anteriormente en la planilla. A partir del punto de equilibrio a medida que se incrementa la energía vemos que el costo de comprar se hace cada vez más grande, mientras que el costo de generar se mantiene constante y a partir de cierta cantidad de energía generada por debajo de la primera opción.

Esto nos demuestra que si el recurso eólico es tal que nuestro aerogenerador genera una cantidad de energía anual que esté por encima de la del punto de equilibrio, y a medida que esta crezca los costos de generación eólica se hacen cada vez más bajos con respecto a la otra opción. Esto quiere decir que el segundo punto crítico a analizar para ver si es factible un proyecto de este tipo es que la generación de energía anual del aerogenerador sea mayor que la correspondiente al punto de equilibrio de costos.

Como podemos apreciar en el Gráfico esto sucede ya que el punto de equilibrio corresponde a una energía de 900.000 Kwh/año y nuestro nivel de generación anual se encuentra por encima de 1.300.000 Kwh/año.

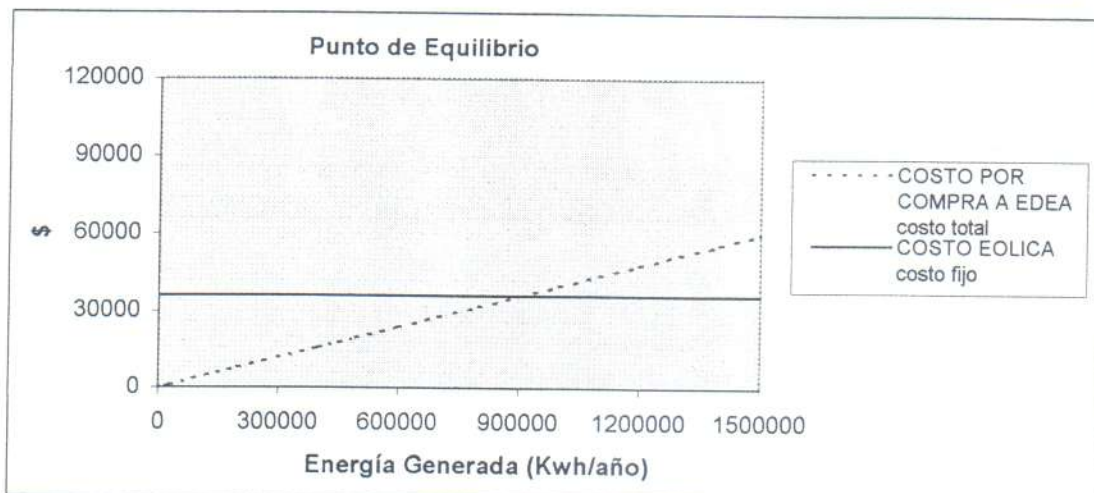
Comparacion entre costos de compra y generacion eolica

COSTO POR COMPRA A EDEA	
POR COMPRA	POR PEAJE
ENERG	ENERG
0,041013	0,001764
0,0386568	0,001638
0,0353052	0,001512
0,038325	0,001638

COSTO POR GEN EOLICA
ENERG
36135

	COSTO FIJO	COSTO VARIABLE
Compra a EDEA	0	0,039963
Generación Eólica	36135	0

ENERGIA	COSTO POR COMPRA A EDEA			COSTO EOLICA
	costo var	costo acum	costo total	costo fijo
0	0,03996	0	0	36135
30000	0,03996	1199	1199	36135
200000	0,03996	7993	7993	36135
400000	0,03996	15985	15985	36135
494000	0,03996	19742	19742	36135
600000	0,03996	23978	23978	36135
700000	0,03996	27974	27974	36135
800000	0,03996	31970	31970	36135
900000	0,03996	35967	35967	36135
1000000	0,03996	39963	39963	36135
1100000	0,03996	43959	43959	36135
1200000	0,03996	47956	47956	36135
1300000	0,03996	51952	51952	36135
1400000	0,03996	55948	55948	36135
1500000	0,03996	59945	59945	36135
1600000	0,03996	63941	63941	36135
1700000	0,03996	67937	67937	36135
1800000	0,03996	71933	71933	36135
1900000	0,03996	75930	75930	36135
2000000	0,03996	79926	79926	36135
2100000	0,03996	83922	83922	36135
2200000	0,03996	87919	87919	36135
2300000	0,03996	91915	91915	36135



Desarrollo del Estudio de rentabilidad

Hasta aquí vimos que los primeros puntos críticos el punto de equilibrio entre los costos y en ingreso por ventas y el punto de equilibrio entre las alternativas de generar o comprar fueron superados por el proyecto en estudio. Pero todavía falta pasar el último punto Crítico que es el análisis de rentabilidad, si bien el proyecto es conveniente por el lado de sus costos puede que no lo sea al momento de ver que rentabilidad puedo obtener con la inversión que hay que realizar. Para ello se mostrará debajo el cuadro de fuentes y usos calculado para toda la vida útil del proyecto.

Para este estudio no tuvimos en cuenta el préstamo por el capital necesario para realizar la inversión ya que queremos mostrar realmente la rentabilidad pura de incorporar este tipo de tecnología, de otra manera esta quedaría muy sujeta al tipo de crédito a considerar.

Se calculó por distintas formas la rentabilidad y se estimó analítica y gráficamente el tiempo de repago, notaremos una diferencia entre el cálculo analítico y el gráfico, esto se debe a que en el método analítico se considera el flujo de caja promedio mientras que en el gráfico se ve el recupero de capital realmente como sucede en toda la vida útil del proyecto.

Como podemos observar la TIR da un valor que a priori parece bajo, pero no debemos olvidar que este tipo de proyectos tiene poco riesgo ya que el mercado es cautivo por lo que normalmente la rentabilidad es muy baja, además el tiempo de recupero de capital o de repago no necesita ser tan rápido como en otros proyectos, por las mismas razones. En la siguiente tabla mostramos algunos valores de rentabilidad para distintos proyectos dependiendo del grado de riesgo. Estos nos sirven para comparar con los resultados obtenidos por nuestro proyecto y así poder sacar las siguientes conclusiones:

Proyecto	Tiempo de Repago	TIR
Riesgoso	<2	>20
Normal	<5	15
Poco Riesgoso		<20

Industria	Tasa anual (%)
Servicios Públicos (Gas , Electricidad)	6.3
Empresas Telefónicas	6.8
Aceros (U.S.A)	7.5
General Motors	77.8
Standard Oil	8.2
Celulosa, Papel, caucho	8-10
Fibras sintéticas, productos químicos y petróleo	11-13
Drogas y productos farmacéuticos, industria extractiva y minería	16-18

Como vemos la TIR está bastante por encima de los valores standart, el VALOR PRESENTE o VAN es positivo y tiene un valor bastante aceptable, el TIEMPO DE REPAGO nos da menor a la mitad de la vida útil del proyecto, además si seguimos considerando que la central puede seguir operando por encima de la vida útil bastante tiempo más con solo ajustar el mantenimiento creemos que esta alternativa es viable.

Cabe destacar que estos valores obtenidos pueden cambiar o hasta dar resultados negativos al incluir los costos por el préstamo del capital de inversión.

Esto se dejará para que cada posible inversor analice la forma de conseguir el capital, buscando tasas bajas o alguna otra forma de crédito blando que se pueden conseguir para este tipo de proyecto, Seguramente la viabilidad del proyecto dependerá de esto. Además se tiene que tener en cuenta que hay leyes que están aprobadas (falta solamente la reglamentación) que proporciona no solo beneficios impositivos sino que además subvenciona con 1 centavo por Kwh generado el cual sin duda ayudaría y mucho a hacer mucho más rentable este tipo de proyectos.

Por último mostramos la sensibilidad que tiene la rentabilidad TIR, el VAN y el TIEMPO DE REPAGO con respecto a la variación en la Energía generada anualmente por el aerogenerador y por la variación de la tasa de interés

Para terminar mostramos como sería un proyecto si la ley estuviera en vigencia

CUADRO DE FUENTES Y USOS PARA UNA CENTRAL EÓLICA

FUENTE	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Capital propio	824710,425									
Crédito proveedores										
Crédito banco										
Otras entradas										
Ventas netas		212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,077	212740,077	212740,077
TOTAL 1	824710,425	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,0768	212740,077	212740,077	212740,077

USOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Activo fijo	808500									
Activo de trabajo	16210,425									
Costos de financiación										
Costos de producción		10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25
TOTAL 2	824710,425	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25

RESULTADO	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
SALDO (TOT 1-TOT 2)		202718,8268	202718,8268	202718,8268	202718,8268	202718,8268	202718,8268	202718,827	202718,827	202718,827
BENEFICIO NETO		105924,0461	105924,0461	105924,0461	105924,0461	105924,0461	105924,0461	105924,046	105924,046	105924,046
Más depreciación		26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75
FLUJO DE CAJA	-824710,425	132102,7961	132102,7961	132102,7961	132102,7961	132102,7961	132102,7961	132102,796	132102,796	132102,796
ACUMULAD	-824710,425	-692607,629	-560504,833	-428402,0368	-296299,2407	-164196,4446	-32093,6485	100009,148	232111,944	364214,74

INVERSION TOTAL	826710
INVERSION FIJA DEP	805500
BENEFICIO NETO PROM	114997,1088
FLUJO DE CAJA PROM	142236,3588

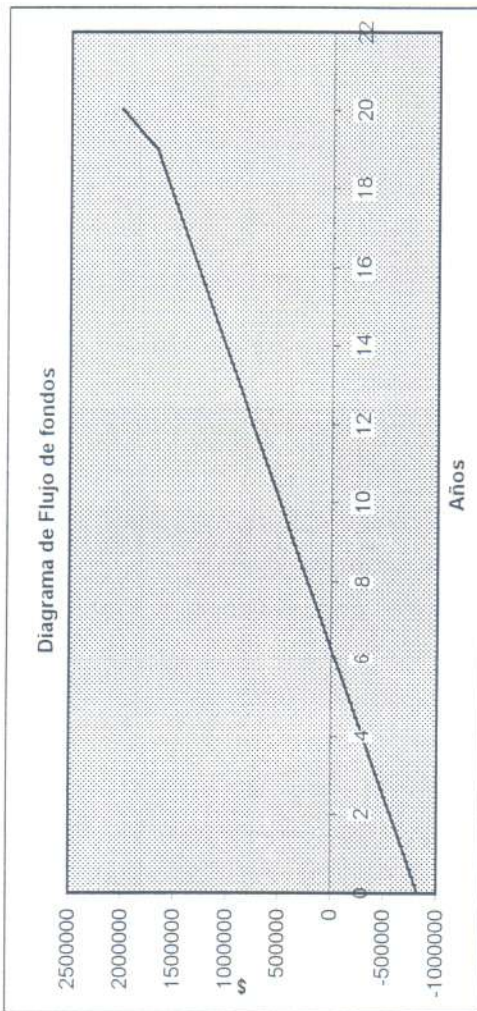
INDICES DE RENTABILIDAD

ROI	IC	VP	TIR	TIEMP REP
13,91021142	27,4292448	\$513.777	15,31%	5,663108973

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	281225
212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	233950,502
										515175,502

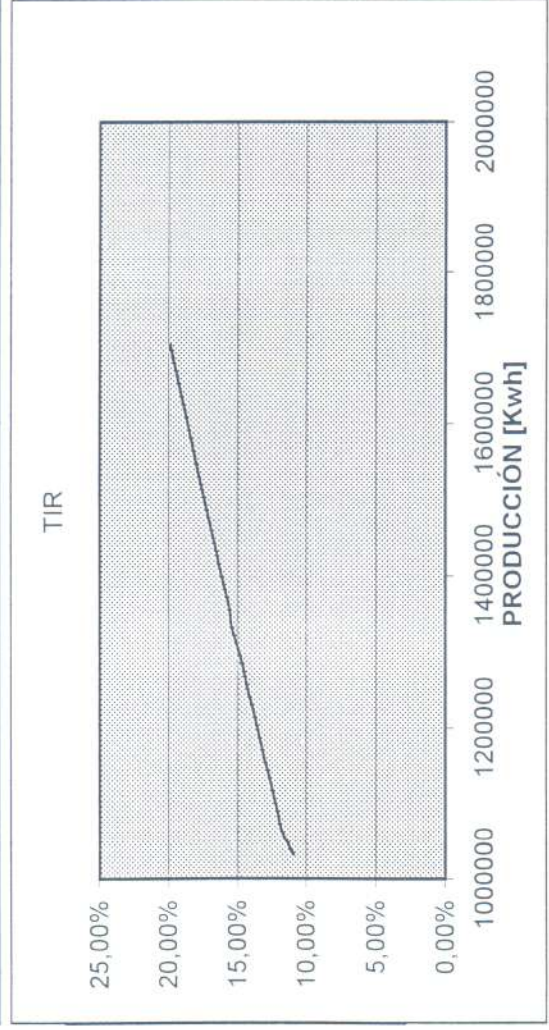
Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25
10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	202718,827	505154,252
105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	105924,046	287385,301
26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75
132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	132102,796	334774,051
496317,536	628420,332	760523,128	892625,924	1024728,72	1156831,52	1288934,31	1421037,11	1553139,9	1685242,7	2020016,75



sensibilidad

PRECO DE VENTA	PRODUCCION	VENTAS	COSTOS	B-B	B-N	F-C	TASA	VP
0,16	1032228	165156	10021	155135	77413	103527	8,00%	234023
0,16	1058695	169391	10021	159370	79954	106067	8,00%	258969
0,16	1085841	173735	10021	163713	82560	108673	8,00%	284556
0,16	1113683	178189	10021	168168	85233	111346	8,00%	310798
0,16	1142239	182758	10021	172737	87974	114088	8,00%	337713
0,16	1171527	187444	10021	177423	90786	116899	8,00%	365319
0,16	1201566	192251	10021	182229	93669	119783	8,00%	393632
0,16	1232376	197180	10021	187159	96627	122741	8,00%	422671
0,16	1263975	202236	10021	192215	99661	125774	8,00%	452455
0,16	1296385	207422	10021	197400	102772	128886	8,00%	483002
0,16	1329625	212740	10021	202719	105963	132077	8,00%	514333
0,16	1362866	218059	10021	208037	109154	135268	8,00%	545664
0,16	1396938	223510	10021	213489	112425	138539	8,00%	577777
0,16	1431861	229098	10021	219077	115778	141891	8,00%	610694
0,16	1467658	234825	10021	224804	119214	145328	8,00%	644434
0,16	1504349	240696	10021	230675	122737	148850	8,00%	679017
0,16	1541958	246713	10021	236692	126347	152461	8,00%	714465
0,16	1580507	252881	10021	242860	130048	156161	8,00%	750799
0,16	1620020	259203	10021	249182	133841	159955	8,00%	788041
0,16	1660520	265683	10021	255662	137729	163843	8,00%	826215
0,16	1702033	272325	10021	262304	141714	167828	8,00%	865343



Energia / Precio de venta var	
Tasa Variable	

FUENTE	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Capital propio	824710,425									
Crédito proveedores										
Ley Nac \$ 0,01/Kwh		13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548
Ley Prov \$ 0,01/Kwh		13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548
Ventas netas		212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077
TOTAL 1	824710,425	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586

USOS	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Activo fijo	808500									
Activo de trabajo	16210,425									
Costos de financiación										
Costos de producción		10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25
TOTAL 2	824710,425	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25

RESULTADO	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
SALDO (TOT 1-TOT 2)		229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336
BENEFICIO NETO		121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552
Más depreciación		26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75
FLUJO DE CAJA	-824710,425	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302
ACUMULAD	-824710,425	-676652,123	-528593,821	-380535,519	-232477,218	-84418,9158	63639,386	211697,688	359755,99	507814,292

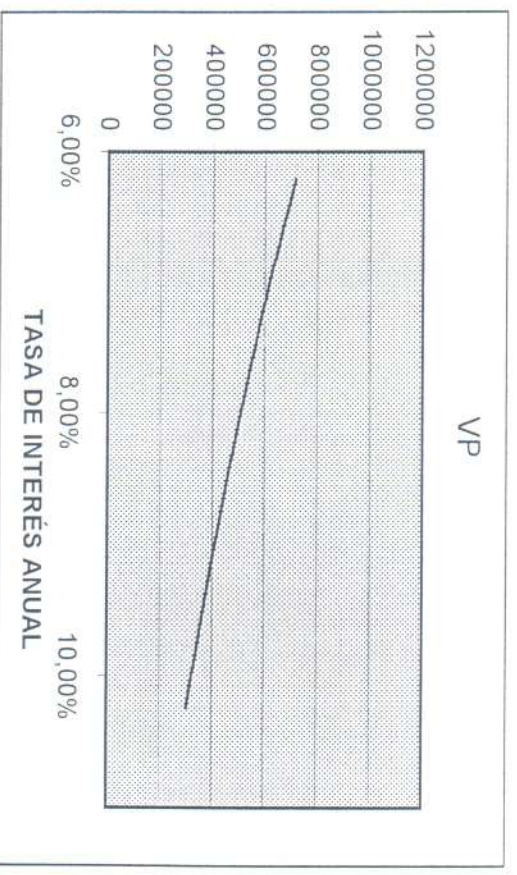
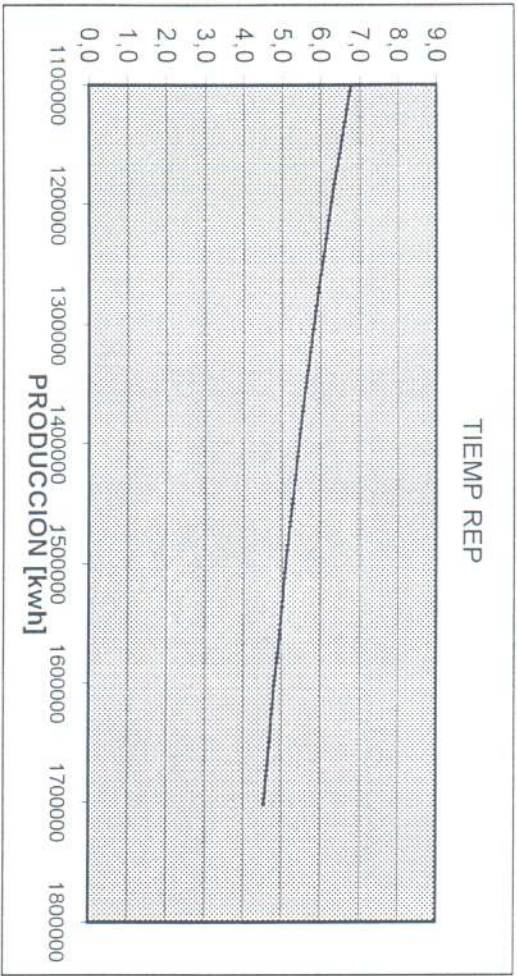
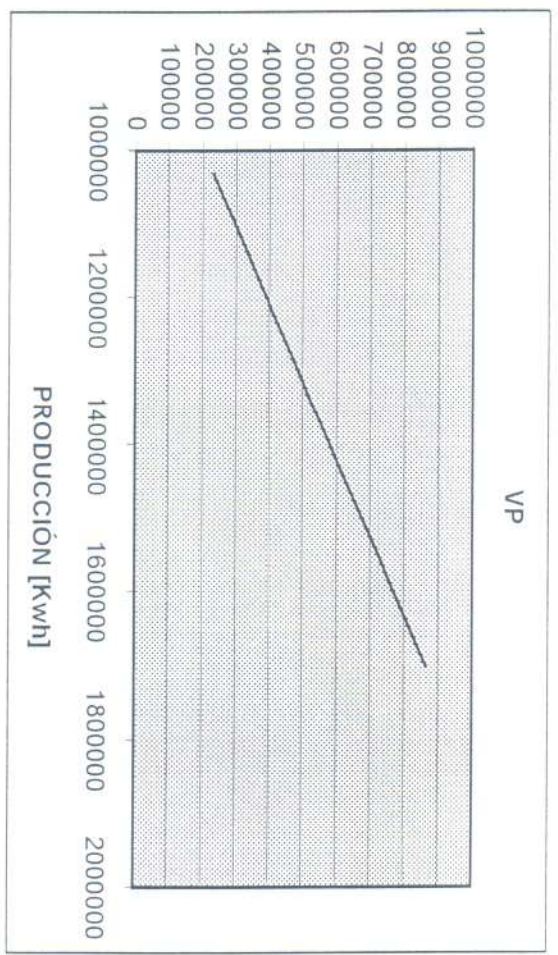
INVERSION TOTAL	826710
INVERSION FIJA DE	805500
BENEFICIO NETO PR	130952,6146
FLUJO DE CAJA PR	158191,8646

INDICES DE RENTABILIDAD

ROI	IC	VP	TIR	TIEMP REP
15,8402118	31,1450512	\$670,431	17,40%	5,09191798

sensibilidad

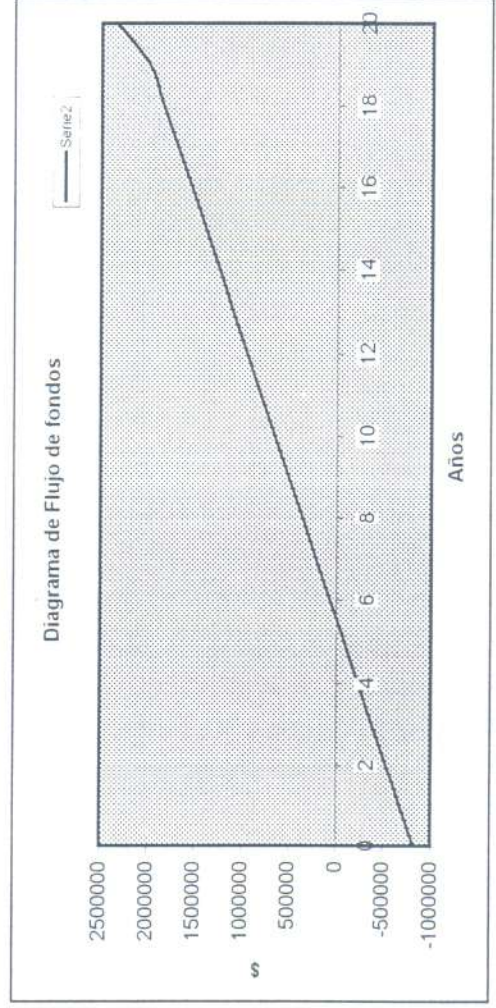
TIEMP REP	TIR	TASA	VP
7.8	10,99%	6,21%	715880
7.0	11,73%	6,37%	695476
6.9	12,09%	6,53%	674979
6.7	12,46%	6,70%	654398
6.6	12,84%	6,87%	633741
6.4	13,22%	7,05%	613018
6.3	13,61%	7,23%	592238
6.1	14,01%	7,41%	571409
6.0	14,42%	7,61%	550542
5.8	14,84%	7,80%	529645
5.7	15,42%	8,00%	508730
5.6	15,69%	8,20%	488323
5.5	16,12%	8,41%	467916
5.3	16,56%	8,62%	447520
5.2	17,01%	8,83%	427143
5.1	17,47%	9,05%	406796
5.0	17,94%	9,28%	386488
4.9	18,42%	9,51%	366228
4.8	18,91%	9,75%	346028
4.7	19,41%	9,99%	325895
4.6	19,92%	10,24%	305840



Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548
13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548	13296,2548
212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	212740,077	515175,502
239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	239332,586	541768,011

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25
10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25	10021,25

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	229311,336	531746,761
121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	121879,552	303340,807
26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75	26178,75
148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	148058,302	350729,557
655872,593	803930,895	951989,197	1100047,5	1248105,8	1396164,1	1544222,4	1692280,71	1840339,01	1988397,31	2339126,87



5 RELEVAMIENTO DE UNA CENTRAL EÓLICA

Fecha de la visita 16 y 17 de noviembre de 1999

Lugar: Claromecó, Partido de Tres Arroyos

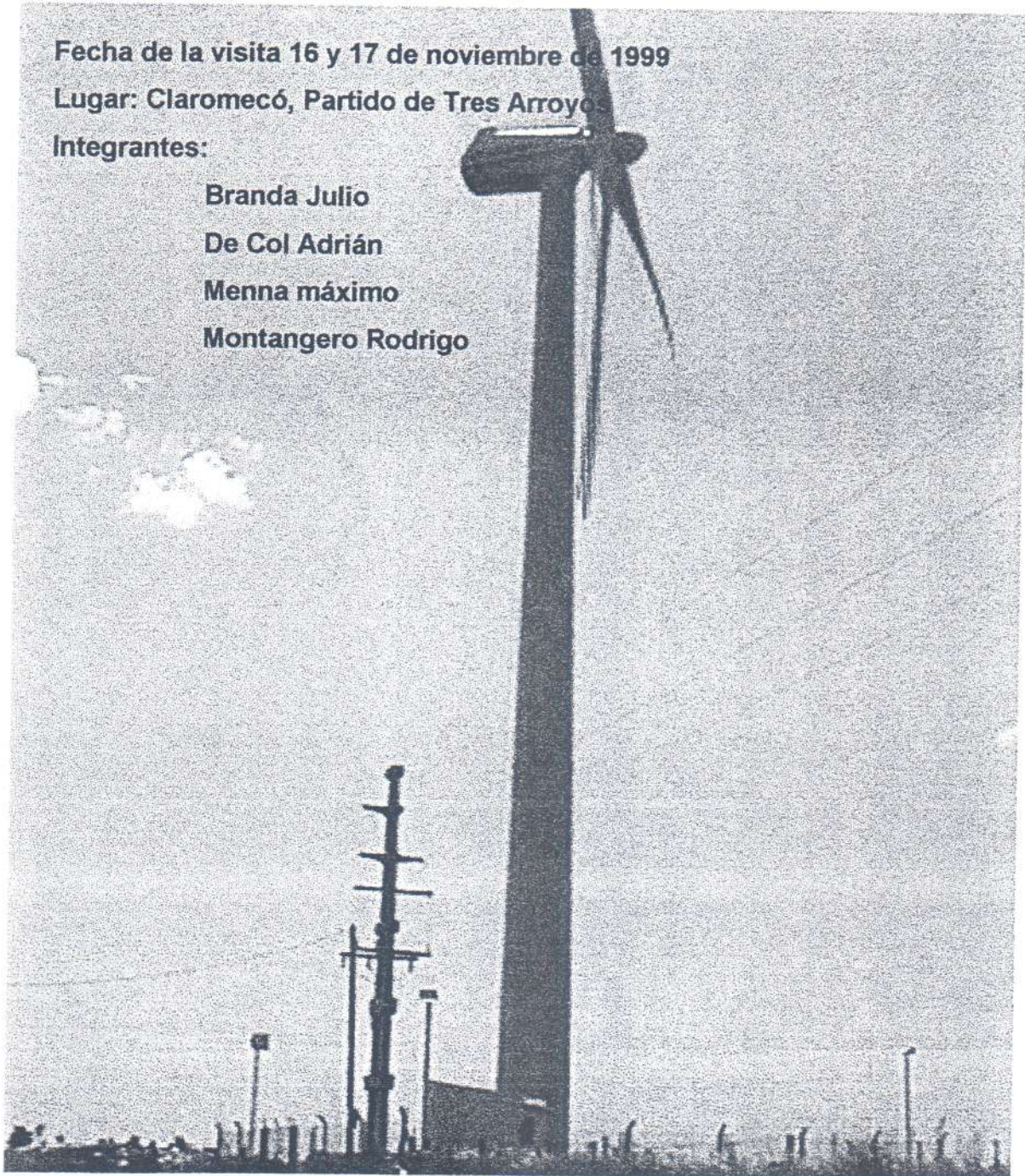
Integrantes:

Branda Julio

De Col Adrián

Menna máximo

Montangero Rodrigo



INTRODUCCION

A un kilómetro de la ruta nacional N 73, se encuentra emplazado un aerogenerador NEG MICON 750/43 que fue adquirido por la cooperativa eléctrica de Claromecó en JUNIO de 1998. La visita fue dirigida por el Sr. Ricardo Leguis Amón, encargado técnico del mantenimiento y operación del aerogenerador.

PROYECTO FINAL: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.

Rodrigo Montangero, Mat. 6998, Julio Branda Mat. 7151

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

ALGUNOS DATOS DE RELEVANCIA

Previamente al emplazamiento se efectuó una medición del recurso eólico, durante un año y medio, fecha de comienzo de la medición aproximadamente principios de julio de 1997. Tal medición arrojó como resultado una velocidad media del viento de 7 mts/seg a 30 metros de altura. La medición se realizó a 30 metros del lugar final de emplazamiento del aere.

La totalidad de la instalación duró menos de un día, aproximadamente desde las 5 AM hasta las 14 PM.

PRODUCCION DE ENERGIA

Un dato importante a tener en cuenta es que la producción aumenta a medida que aumenta la densidad del aire es decir aumenta su contenido de humedad. En este caso cuando el viento sopla desde el sur aumenta la producción en un 10 %, con respecto a la del viento norte con la misma velocidad.

Cabe destacar que en los estudios realizados se habia estimado una producción anual de 2000000 de Kwh/año. En lo que va desde su instalación se lleva generado 1552425 KWh, las proyecciones indican que al finalizar el año se llegara a la generación prevista.

TERRENO

La superficie del terreno es de aproximadamente 450 m², la cual esta conformada por un triangulo de lados iguales de 30 m, el aerogenerador esta ubicado en el centro del terreno y conjuntamente a su lado se encuentra la subestación transformadora de 690/13,2Kv.

El piso del terreno se encuentra engransado y rodeado por una cerca de alambre de aproximadamente 2 m de altura.

El costo del terreno fue de 5000 dólares.

INTERCONEXION ENTRE EL TABLERO DEL AEROGENERADOR Y LA SUBESTACION.

Desde al tablero general de aere hasta el transformador van tres cables unipolares de 150 mm² de sección cobre IRAM 2178 CEOAM, color celeste. Por fase tendríamos 450 mm² de sección total. Calculado para transmitir 1 MW de potencia máxima, entubados en caños de PVC, uno para cada fase, En las terminaciones se colocó espuma para dejar estanco el caño. La longitud del cable en baja tensión desde el aere hasta el trafo es de aproximadamente 20 m

SUBESTACIÓN

Datos del transformador:

Marca: Tadeo CERWENIZ
Trifásico, frecuencia 50 HZ
Ucc% = 5.2 %
Potencia nominal = 1000 KVA
Servicio nominal permanente
Refrigeración ONAN (Aceite 690)
IRAM 2250
Grupo de conexión Dy11
Un1 = 13200 V
Un2 = 690 V
In1 = 43.7 A
In2 = 8.3 A

El centro estrella del secundario esta conectado rígidamente a tierra con un cable unipolar de 150 mm² de sección.

Conmutador: El conmutador consta de 5 escalones cuyas tensiones son:

1. 13860 V
2. 13530 V
3. 13200 V
4. 12870 V
5. 12540 V

Actualmente el transformador está trabajando en el 5to escalón.

INTERCONEXION ENTRE SALIDA DEL TRANSFORMADOR Y ACOMETIDA A LA RED DE MEDIA

Del lado de alta tensión 13,2 Kv, se sale con un cable tripolar, RETENAX de Pirelli, de 13.2 KV, 3 × 35 mm², el cable sale subterráneo desde el transformador y sube en el primer doble poste de la línea, la longitud de este tramo de cable es de aproximadamente de 25 mts. La conexión a la línea se realiza a través de un seccionador fusible. Calibre del fusible 25 A.

Existen descargadores en el comienzo del alimentador propio.

LA LINEA

PROYECTO FINAL: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.
Rodrigo Montangero, Mat. 6998, Julio Branda Mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

Se trata de una línea aérea de $3 \times 35 \text{ mm}^2$ aluminio, es una línea preparada para ser tensionada en 33 KV, actualmente esta trabajando en 13.2 KV. La longitud de la línea desde el punto de generación hasta el punto de conexión con la línea del sistema es de aproximadamente de 1 Km, La cantidad de postes es 12. La disposición de los conductores es en tresbolillo. Los postes son redondos de 14 mts, R 900 PRCT UPC.

LINEA AUXILIAR

Paralela a la línea principal corre una línea auxiliar de 13.2 KV, sección de los conductores de $3 \times 25 \text{ mm}^2$, los postes son de eucaliptos, posición de los conductores coplanar. Al final de la misma se encuentra conectado un transformador del tipo rural 13,2Kv/380V , el cual se utiliza para los servicios auxiliares de la instalación.

Observación: Cabe destacar que esta línea fue utilizada como línea principal en los primeros dos meses de operación del aero.

GENERADOR.

Tipo: El generador es una maquina asincrónica de dos velocidades y de alto rendimiento, refrigerada por agua, completamente cerrada y construida especialmente para aplicaciones del aerogenerador.

Los dos generadores se encuentran en la misma carcaza.

Un juego de bobinados principal de 4 polos denominado 'G' con una velocidad sincrónica de 1500 rpm a 50 Hz. con una $P_n = 750 \text{ KW}$, y un juego de bobinados secundario de 6 polos denominado 'g' con una velocidad sincrónica de 1000 rpm a 50 Hz. y una $P_n = 200 \text{ KW}$.

RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

Especificaciones del Generador	
Fabricación	Elin, Weier, ABB, Siemens, or alike
Descripción	Generador de 2 velocidades refrigerados a agua
Potencia Nominal	Para G: 750 Kw. Para g: 200 Kw
Potencia Aparente	Para G: 843 Kva. Para g: 241 Kva
Max Potencia Aislación (Clase F)	Para G: 825 Kw Para g : 210 Kw
Máx. Corriente Aislación (Clase F)	Para G: 776 A Para g: 210 A
Corriente de vacío	Para G: 188 A Para g: 70 A
Consumo de Energía Reactiva (potencia nominal)	Para G: 385 Kvar Para g: 134 Kvar
Consumo de Energía Reactiva (en vacío)	Para G: 225 Kvar Para g: 84 Kvar
Números de Polos	Para G: 4 Para g: 6 Kvar
Velocidad Sincrónica	Para G: 1500 Rpm Para g: 1000 Rpm
Velocidad Nominal	Para G: 1510 Rpm Para g: 1007 Rpm
Deslizamiento	Para G: 0.67% Para g: 0.7%
Tensión Nominal	3 x 690 V
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Para G: Δ Para g: Δ
Grado de Protección	IP54
Peso	3.7 Toneladas

Montaje y Acoplamiento

El generador está ubicado en la parte posterior de la góndola, montado sobre un apoyo transversal y cuatro bloques diseñados especialmente para reducir el ruido transmitido a la estructura, (nacelle) y se conecta al eje de alta velocidad de la caja de engranajes mediante una conexión flexible, esto hará que solo el par de rotación cargue al generador descartando las cargas transversales no deseadas..

Clase de aislación y Potencia máxima útil

La clasificación de la placa de datos del generador se refiere a la clase B de aislamiento. Sin embargo, el generador también está construido para una elevación de temperatura De (clase B + 20°C) con lo que se convierte en una clase F, con lo cual agrega un margen extra de seguridad y previene de fallas en la turbina causadas por altas temperaturas del generador como resultado de extremas condiciones de funcionamiento.

El líquido refrigerante quita el calor producido por el generador para ser enfriado por un radiador situado en la parte superior de la nariz, donde la corriente de aire libre detrás de las palas del rotor pueden enfriar el líquido con eficiencia. Aparte del radiador el sistema de refrigeración consiste en una bomba eléctrica, mangueras y un intercambiador de calor. El líquido que baja del radiador enfría tanto el generador e indirectamente el aceite de la caja de engranajes del multiplicador, que pasa por el intercambiador de calor. El sistema es muy simple , pero a demostrado su eficacia y seguridad. Además se han obtenido otras ventajas. Primero, se ha aumentado considerablemente el rendimiento del generador en comparación con otro refrigerado por aire, que utiliza un ventilador grande de montaje axial. Segundo, el compartimiento de la nariz está bien cerrado y protegido contra los impactos del medio ambiente prohibiendo la entrada de humedad y aire, muchas veces contaminado con sal, suciedad o polvo. El sistema también resulta ventajoso en cuanto a reducción del ruido, porque no entra ni sale aire del recinto que podría transmitirlo.

Conexión y Desconexión del Generador.

Con velocidades del viento de aprox. 3 m/s, el rotor comenzará una rotación lenta, desde cero. Entre 4 y 5 m/s, el rotor alcanzará una velocidad a la que el generador se conectará automáticamente a la red. Normalmente, la conexión se hará primero con el generador chico (g: la parte de 6 polos) y después, cuando la velocidad del viento aumenta a aprox. 8-9 m/s, se hará un cambio al generador principal (G: parte de 4 polos).

Si la velocidad del viento es superior a 8 m/s en el momento de conexión la rotación acelerará directamente para conectarse a la red en el generador principal (G).

Mediante los tiristores Habrá una conexión suave. Cuando la carga generada exceda 50 Kw, el contactor de paso se conectará. De esta manera, éste no experimentará ninguna chispa de punto de contacto. En la desconexión, el contactor de paso quedará desconectado antes de la desconexión de los tiristores.

A continuación se describirá los procedimientos de conexión suave tanto para g como para G:

1. Se alcanza el punto de comienzo preseleccionado de la aceleración. El punto es inferior a la velocidad sincrónica.
2. El ordenador pone en funcionamiento los tiristores con un pequeño ángulo de saturación este aumentará a medida que la velocidad del generador se

RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

acerque a la velocidad sincrónica. Cuando más aumenta el ángulo de saturación, más se reduce la aceleración de rotación.

3. Una vez alcanzada la velocidad sincrónica, los tiristores tomarán pleno control. Como el funcionamiento del generador es hipersincrónico, este producirá corriente hacia la red.
4. El contactor de paso quedará conectado después del período de tiempo definido por parámetro.
5. Los tiristores estarán continuamente abiertos por completo y conducirán corriente del generador a la red. Sin embargo, el contactor de paso es el que llevará la carga ya que presentará una resistencia mucho menor.

Conmutación del generador g al G

Cuando la producción del generador g exceda 112 Kw en un tiempo de 600 segundos, o 135 Kw en un tiempo de 240 segundos, será desconectada. Luego el generador funcionará en vacío hasta que se alcance la velocidad sincrónica de G y este sea conectado.

Conmutación del generador G al g

Si la producción del generador G es inferior a 56 Kw en un tiempo de 1200 segundos, o 45 Kw en un tiempo de 600 segundos, los frenos aerodinámicos quedarán activados para reducir la velocidad de rotación. Cuando la velocidad del eje del generador haya disminuido a 600 rpm la unidad hidráulica actuará y retirará los frenos en las puntas de las palas. Al poco tiempo, el rotor retomará la velocidad y conectará el generador g.

Desconexión del generador g

Si la producción del generador g es inferior a 4 KW en un tiempo de 30 segundos o de 20 en 1 segundo, quedará desactivada y la velocidad de rotación disminuirá para reducir la marcha en vacío por debajo de la velocidad sincrónica de g

La estrategia descrita anteriormente, se elige para limitar el número de conexiones del generador a la red. Los límites de potencia y el número de segundos indicados están sujetos a modificación en la lista de parámetros.

PROTECCIÓN INTEGRAL Y TABLERO DEL GENERADOR.

Controlador

La tarea principal del controlador es conectar y desconectar el generador a/de la red y supervisar toda la información de los diferentes sensores dentro del aerogenerador. En base a los datos recogidos, el programa del ordenador realiza automáticamente todas las operaciones de control de la mejor manera posible. Todos los parámetros para garantizar un funcionamiento seguro y mantener el aerogenerador dentro de los límites preseleccionados, están sujetos a un control continuo.

Control de las operaciones

Un programa de ordenador en base a un número de sensores de distribución específica y ejecuta el control del aerogenerador.

Uno de los parámetros más importantes es la supervisión permanente de las rpm del eje del generador para asegurar la correcta conexión a la red. Un sensor inductivo, montado en el eje del generador, sensa las rpm. Además Hay situado un sensor inductivo en la brida del eje del rotor utilizando las cabezas de los pernos como indicadores. Este sensor, a través del ordenador, probará constantemente si el sensor del eje de generador da la señal correcta.

Otros parámetros importantes son el control e la tensión de la red, la secuencia de las fases, la frecuencia, la producción de energía actual y la supervisión de todos los límites seleccionados para garantizar un funcionamiento seguro.

Además se controlan las válvulas de presión hidráulica. Al efectuarse una orden de parada o arranque, el ordenador activa las válvulas magnéticas en el sistema hidráulico para controlar los frenos aerodinámicos en la pala y el freno mecánico.

Si uno de los sensores mide valores por debajo de los parámetros operacionales seleccionados, el ordenador enseguida activará una parada de emergencia, según el tipo de error.

Algunos tipos de errores aceptarán un procedimiento de arranque automático cuando los parámetros operacionales se hayan normalizado. Otros tipos de errores requieren una orden de arranque manual, bien en el panel de control o remotamente.

Si el error persiste el ordenador rechazará la puesta en funcionamiento.

Sin embargo, la potencia útil máxima actual del aerogenerador depende de varios factores, además de las velocidades del viento. La presión, la temperatura y la turbulencia del aire influyen sobre la energía contenida en el recurso eólico. Por ello, se han dado casos de aerogeneradores instalados en diferentes regímenes climáticos y medioambientales, donde no producen la misma potencia, aún expuestos a las mismas velocidades del viento.

Es normal observar que la potencia generada puede variar entre 30 a 40 Kw superior o inferior a la curva de potencia mostrada en los datos técnicos. Esto se debe al hecho de que todas las características de calado están determinadas exclusivamente por la velocidad del viento y como vimos anteriormente el contenido de energía en el mismo varía mucho de acuerdo con la densidad del aire. Cuando la temperatura cambia en $\pm 10\%$ la energía eólica cambia relativamente un $\pm 3,8\%$.

Control de temperatura.

Para poder llevar a cabo un control y una medición directa de la temperatura del generador, los sensores informan al controlador sobre la temperatura. En caso de temperaturas superiores a $155\text{ }^{\circ}\text{C}$, el aerogenerador se interrumpirá. Cuando la temperatura baje a valores inferiores a $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, el aerogenerador se conectará automáticamente a condición de que la velocidad del viento sea inferior a 20 m/s.

En condiciones estándar, la temperatura normalmente se estabilizará a $135\text{-}140\text{ }^{\circ}\text{C}$ después de 5 a 6 horas de funcionamiento a potencia nominal.

Los límites de temperatura y las condiciones de funcionamiento pueden cambiarse en la lista de parámetros.

Para los lugares con bajas temperaturas, el generador puede equiparse con cintas de calentamiento eléctricas interiores situadas en las cabezas de cobre del estator, como una opción.

Refrigeración.

La carcasa del generador está construida con una camisa cilíndrica y canales que hacen circular el líquido refrigerante en la cápsula interior del estator.

No hay ninguna circulación de aire que permita enfriar ni el generador ni la caja de engranajes dentro del recinto en la nariz.

RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

Además, el controlador recoge y memoriza todos los datos del funcionamiento automático. Se pueden consultar diferentes eventos informativos e históricos de la memoria en forma tabular o gráficamente.

Los datos se visualizan en la pantalla y están vigilados por una PC a control remoto por medio de modem.

Protección contra sobretensiones

El controlador de la turbina está protegido contra sobretensiones pasajeras que entran en el panel de alimentación a través de los cables principales. El sistema de protección contra sobretensiones está montado en el interior del panel de alimentación y tiene una capacidad de descarga de 15 KA y una corriente de descarga de máxima de 40 KA. El nivel de Protección voltimétrico es de 2 Kv. La tensión remanente se descarga mediante un sistema de protección adicional (barreras de aislamiento) incorporado al controlador del aerogenerador.

Pararrayos

La idea del sistema de protección es establecer un equilibrio potencial de todos los componentes y preparar una trayectoria fácil hasta la tierra para la energía del rayo. De esta manera, se evita que el nivel energético acumulado sea muy alto, lo cual, en el caso dado, causaría un daño devastador.

La práctica ha demostrado que el sistema puede cargar tensiones y corrientes muy altas sin interferencia del funcionamiento del aerogenerador.

Protección de la góndola.

La bancada de acero del recinto de la nariz proporciona la protección básica de los componentes del recinto. Todos los componentes están conectados a tierra a través de conductores conectados a dicha bancada. Además, se ha montado un pararrayos en la parte mas alta de la cabeza. La bancada de la góndola está conectada por cable separado con la pared de la torre. En la base la torre y el panel de alimentación y control están conectados por cable con el sistema de puesta a tierra

Protección de las Palas del Rotor.

La protección de las palas del rotor es llevada por el cableado del rotor a la bancada del recinto de la nariz está hecho de una escobilla metálica y una abertura de chispas

RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

situados en la caja del cojinete principal en el eje. Cuando cae el rayo, se produce un puente eléctrico en la abertura. La sobretensión es absorbida por una escobilla de cobre que conecta el eje con la caja. Como consecuencia de ello, la energía del rayo es transportada a la bancada del recinto de la nariz, sin riesgo de daños en el cojinete esférico del rotor.

Sistema de puesta a Tierra

La instalación de aerogenerador estándar se hace con un sistema de puesta a tierra que tiene una resistencia de transición inferior a 10 ohm.

El sistema de puesta a tierra se conecta con la construcción de la fundación y comprende un conductor de anillo de cobre macizo de 50 mm², montado en posición horizontal a una distancia de la columna de la fundación y una profundidad de 1 m

En la tierra se introducen verticalmente dos conductores de cobre macizo de 50 mm², cada uno de 6 m de largo (mínimo). Colocados en posición diagonal y conectados al conductor en anillo.

La torre se conecta al conductor anillo mediante dos conductores de cobre macizo de 50 mm² en las puntas de los conductores verticales.

El sistema de puesta a tierra para proteger contra rayos, se ha fabricado de acuerdo con la norma IEC 1024-1.

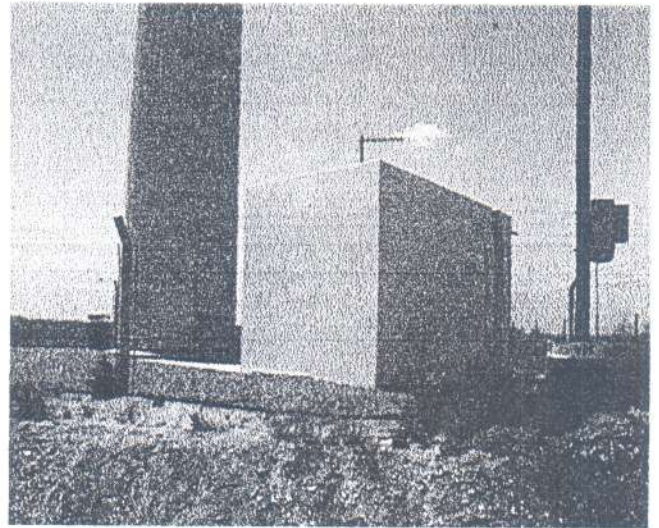
RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

RELEVAMIENTO FOTOGRAFICO.

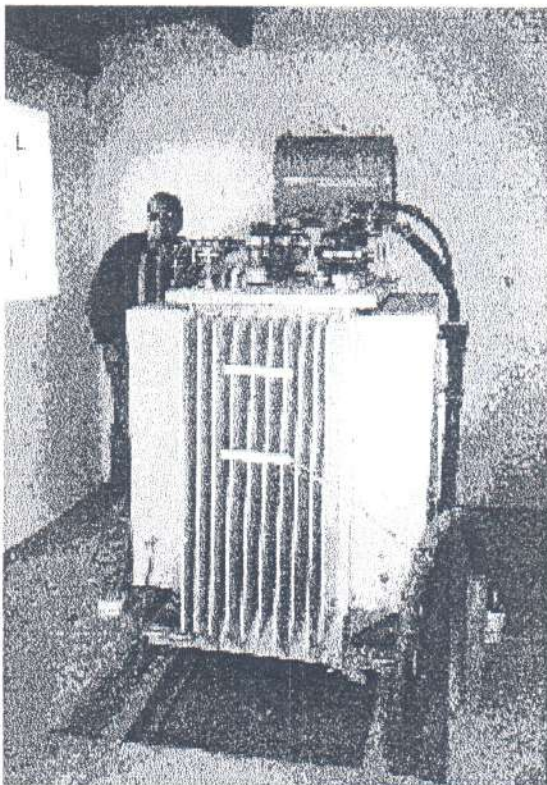
Vista de la central.



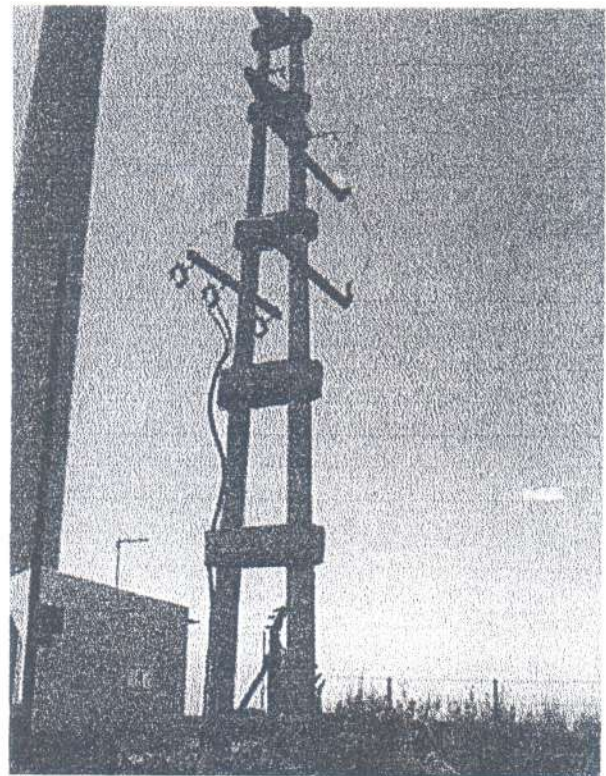
La subestación.



El transformador.



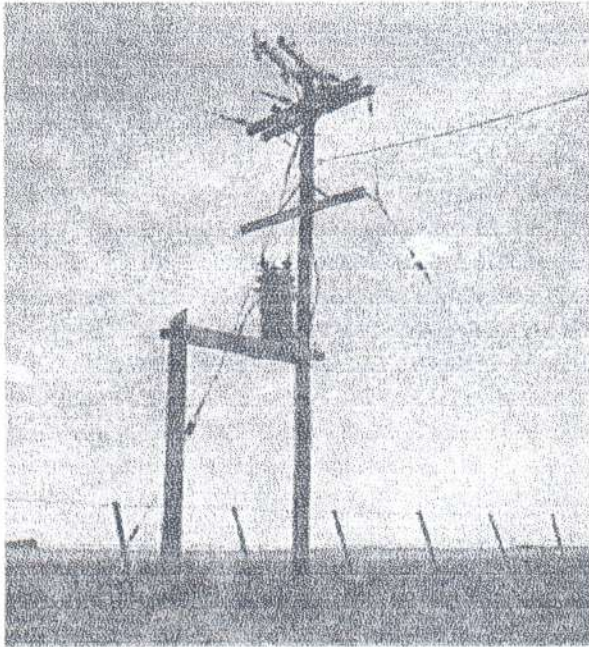
Salida de 13,2 KV. Primer poste.



PROYECTO FINAL: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD, TECNICO ECONÓMICO, PARA LA INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EOLO-ELÉCTRICA DE 750 KW, EN GRAL. MADARIAGA.
Rodrigo Montangero, Mat. 6998, Julio Branda Mat. 7151
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

RELEVAMIENTO DE LA CENTRAL EOLICA

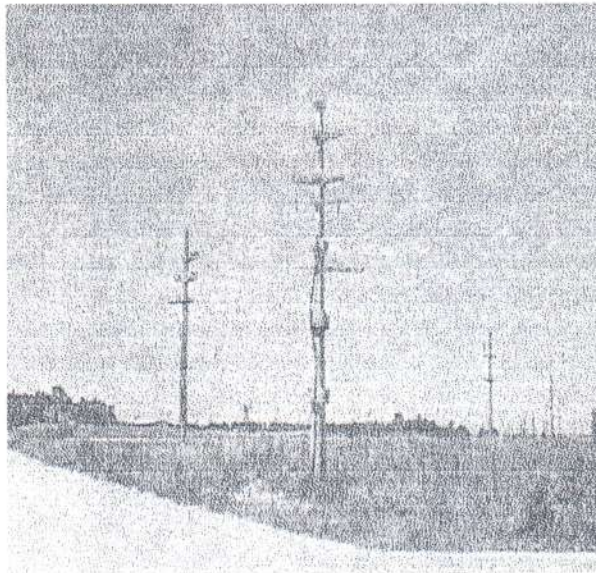
Transformador de servicios auxiliares, con su linea independiente.



Lineas de la central y de servicios auxiliares, hacia el distribuidor.



Conexión con el distribuidor de MT.



El equipo relevadores del GEEAA.



Conclusiones

Respecto a la tarea desarrollada para llevar a buen término nuestro Proyecto Final, podemos decir que fue más complicado de lo que suponíamos al comienzo, ya que cuando empezamos a avanzar en el desarrollo del mismo, nos dimos cuenta que la información que íbamos necesitando no era fácil obtenerla y cuando lo logramos resultaba muy escasa o en algunas ocasiones nula, por lo que también fue necesario destinar un buen período de tiempo a la investigación del estado del arte.

Creemos que el proyecto tiene la mezcla justa de, recopilación de datos, cálculo e investigación. Sin duda que de todos los temas aquí tocados solamente hemos abierto las puertas a un mundo que hay detrás de cada uno de ellos que esperemos que en un futuro, nosotros u otros compañeros puedan seguir desarrollando.

Sobre la generación éolo-eléctrica en una zona la Provincia de Bs. As., creemos que existe un potencial energético a gran escala escasamente aprovechado por unas pocas experiencias pioneras, por lo que consideramos que hoy el recurso eólico está desaprovechado, ya que el recurso existe y es bueno, la factibilidad económica es buena en algunas circunstancias y podría ser mejor, y la tecnología ya está desarrollada y probada.

Hemos seguido muy de cerca cada etapa de la generación de las Leyes de Promoción para el aprovechamiento de la energía eólica, en el ámbito Nacional, Provincial y Municipal (Partido de Gral. Pueyrredon). Comprendimos que hay muchos intereses en juego, capaces de retrasar un año la reglamentación de la Ley Nacional y mantener estancada en la Cámara Alta la Ley Provincial, que ponen trabas para que este tipo de tecnología empiece a ser utilizada en forma masiva.

Creemos que con la puesta en vigencia de las Leyes mencionadas en el párrafo anterior y otras leyes que promocionen este tipo de tecnologías haría crecer el uso de estas, se reduciría el costo del KWh generado aumentando su competitividad frente a los métodos convencionales de generación eléctrica, y al incrementarse la venta de equipos (como ya lo han sugerido los fabricantes) algunas partes se fabricarían en nuestro país, esto haría bajar los costos y aumentaría la demanda laboral.

Nos encontramos en las puertas de un nuevo Milenio, durante el cual tal vez comiencen a escasear recursos energéticos como el petróleo que a la naturaleza le costo miles y miles de años crear y que el hombre en solamente un poco más que un siglo puso en duda su capacidad de suministro y su agotamiento, haciendo un uso irracional del recurso petrolero, no priorizando a las actividades que realmente requerían de éste, no fomentando el uso de otras fuentes alternativas de energía (especialmente las renovables) para las otras actividades. Sin embargo no solo el agotamiento del recurso petrolero debe preocuparnos, sino también que su uso masivo, por ejemplo para generación de energía eléctrica por medio de la quema de combustible produce un impacto ambiental en lo local y en lo global relacionado con la emisión de gases

de efecto invernadero a la atmósfera, y por lo tanto el ya comprobado cambio climático global.

Creemos que está en nosotros, los nuevos profesionales, luchar para que se den las condiciones necesarias y suficientes para poder aplicar, desarrollar, y mejorar tecnologías que utilicen los recursos renovables y que no contaminen el medio ambiente

El desafío está planteado...esperamos poder llevarlo a cabo y lograr **“Que nuestros hijos y nietos hereden un mundo mejor que el que heredamos nosotros.....”**



Julio Cesar Branda



Rodrigo Montangero

Referencias Bibliográficas

Apuntes de la Cátedra "Economía de la Empresa"
Apuntes de la Cátedra "Máquinas Eléctricas"
Apuntes de la Cátedra "Transmisión de la Energía"
Manual de Instalaciones Eléctricas "Spitta"
Manual de Instalaciones Eléctricas "BBC"
Enciclopedia" Microsoft Encarta"
Curso de Energía Solar (ITESO, México)
Publicaciones de "Green Peace"
Madariaga su Historia y el País "Dr. Abelardo Costa"
Informe "Problemas locales al conectar Grandes Parques Eólicos a la Red "
(Jorgen Falk Christensen (Msc), de Sk Power Company, Dinamarca)
Apunte "Curso de Energía Eólica", Grupo GENCo (U.B.A)
Atlas del Potencial Eólico del Sur Argentino (Vicente Ricardo Barros)
La Energía Eólica (Desire Le Gourieres)
Energía Eólica (R. Bastianón)
Manual de Operación y Mantenimiento NM 750 (Micon)

Agredecemos a todos los docentes que colaboraron de una u otra manera en la realización de este Proyecto en especial al Ingeniero Máximo Menna.

Apéndice A

Notas Enviadas y Recibidas



COOPERATIVA DE PROVISION DE ENERGIA ELECTRICA
Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS DE GENERAL MADARIAGA LTDA.

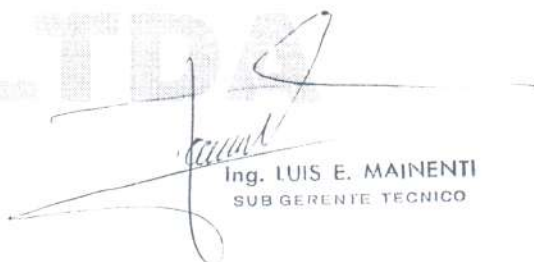
ZUBIAURRE 248 - TEL.: 4347/4509/4508 - FAX: 4509 - 7163 GRAL. MADARIAGA

Gral. Madariaga 23 de febrero de 1999

Ing. Claudio Dimenna
Director departamento
Ingenieria Electrica
Mar del Plata
S. D.

Por la presente informo que los alumnos Rodrigo Montangero y Julio Branda se encuentran realizando tareas de investigación sobre la factibilidad técnico económica de instalación de un parque eólico en nuestro partido de Gral. Madariaga.

Sin mas lo saluda muy atentamente



Ing. LUIS E. MAINENTI
SUB GERENTE TECNICO

FUERZA AEREA ARGENTINA
COMANDO DE REGIONES AEREAS
SERVICIO METEOROLOGICO NACIONAL
25 DE MAYO 658 - (1002) - BUENOS AIRES
TE: (541) 514-4221 - TELEX: 21246 METEO AR - TELEFAX: (541) 514-4225
E-mail: cim@meteofa.mil.ar

Buenos Aires, 08 de marzo de 1999
OBJETO: Remitir constancia de pago
Docs. Agregados: 70853

SR. RODRIGO MONTANGERO

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., a fin de remitirle la información solicitada y la constancia de pago (Recibo original N° 4746).

Saludo a Ud. atentamente



SUP III de la Puente, Alicia
Auxiliar Departamento CIM



FUERZA AEREA ARGENTINA
COMANDO DE REGIONES AEREAS
SERVICIO METEOROLOGICO NACIONAL

RECIBO

Nº 0000 - 00004748

C.U.I.T. N° 33-62830272-9

Buenos Aires, 26 De FEBRERO de 1999

Recibí de Sr. RODRIGO MONTENEGRO la suma De
Pesos DIEZ

en concepto de ESTADISTICA CAS 7/00 DE PINAMAR DE
VIENTO

Expediente N°

Efectivo	
Cheque	X

Banco GIRO Nº 5953950-6

Son \$

Firma y Sello

IMP. DE AEROS DE LA FUERZA AEREA ARGENTINA

ORIGINAL: VO - DUPLICADO: CEELESTE - TRIPULACION: V. R. D. E.

Vertical stamp or text on the right edge of the page.

ESTACION PINAMAR LAT 37 05 S LONG 54 51 W DE G ALT 13 METROS PERIODO 1971/76 31a

NUMERO MEDIO DE DIAS CON

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANO
CIELO CLARO	8	6	10	9	5	6	7	10	8	8			77
CIELO CUBIERTO	9	5	7	6	10	10	11	5	6	8			
PRECIPITACION	10	6	9	9	10	9	9	9	8	10			
GRANIZO	0.5	0.2	0	0.3	0.3	0.1	0.5	0.2	0.2	0.2			2
NEVADA													
NIEBLA	0.5	2	2	4	6	5	9	4	7	4			
HELADA	0	0	0	0	0.8	2	4	3	0.8	1			
TORRENTA ELECTRICA	2	3	2	1	2	3	2	1	2	2			4
TEMPESTAD DE POLVO	0.5	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0.2			0

VELOCIDAD Y FRECUENCIA DE DIRECCIONES EN ESCALA DE 1000 Y VELOCIDAD MEDIA POR DIRECCION EN KM/H

DIRECCION	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SET		OCT		NOV		DIC		ANO	
	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM
N	192	15	192	15	205	13	135	13	183	13	183	13	173	13	181	13	194	15	209	15	245	17	245	17	189	15
NE	97	15	95	15	47	13	51	15	32	11	32	15	32	15	108	17	97	17	57	15	27	15	27	15	65	15
E	164	17	163	15	82	13	82	13	83	13	87	13	56	13	113	13	138	13	172	13	165	15	165	15	176	13
SE	173	15	174	15	74	13	83	13	74	13	74	13	74	13	87	13	76	15	92	13	92	13	92	13	82	13
S	152	20	113	15	192	15	184	15	152	17	145	15	145	15	165	15	160	19	189	19	173	17	173	17	139	17
SW	40	15	37	15	44	14	55	11	72	12	65	11	65	11	64	11	57	17	54	17	54	17	54	17	63	15
W	87	19	76	15	100	13	121	13	158	13	158	13	149	13	93	15	97	15	77	17	69	15	69	15	71	15
WSW	58	17	78	13	46	11	47	11	68	12	92	11	104	13	50	11	45	13	54	13	63	13	63	13	67	11
WV	112	15	108	15	213	13	186	13	174	13	165	13	137	13	156	13	120	13	120	13	87	13	87	13	162	13



ESTACION PINAMAR LAT 37 05 S LONG 56 51 W DE G ALT 13 METROS PERIODO 1971/76 31

VALORES MEDIOS Y ABSOLUTOS

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANO
PRES ATM MIV EST MB	1099,2	1011,0	1022,9	1013,8	1015,4	1013,6	1015,8	1015,7	1016,5	1014,6	1011,4	1009,0	1013,3
TEMP MAX ABSOLUTA C	37,4	36,3	34,9	32,9	27,1	22,4	24,1	24,4	24,4	30,9	34,1	33,4	38,4
OCURENCIA DIA-ANO C	10 72	4 72	2 75	6 74	15 72	21 76	20 76	31 73	24 73	29 71	23 71	21 75	210 75
TEMP MAXIMA C	25,8	25,0	23,6	20,4	17,0	13,6	13,3	14,3	16,1	18,8	21,7	21,0	19,6
TEMP TERM SECO C	20,4	20,1	18,9	15,3	12,4	9,1	8,6	9,3	11,4	13,8	16,1	19,4	14,6

DESV D L NORMAL C

TEMP TERM HUMEDO C	17,0	17,0	16,1	12,8	10,5	7,4	7,1	7,3	9,3	11,3	12,8	15,9	12,1
TEMP MINIMA C	15,8	13,5	14,6	10,6	8,5	5,3	4,8	4,9	6,9	9,3	11,1	14,4	10,1
TEMP MIN ABSOLUTA C	5,2	6,7	5,9	1,8	-0,5	-4,1	-5,3	-2,0	-2,5	0,7	2,9	4,9	-5,3
OCURENCIA DIA-ANO	18 75	25 75	14 76	19 71	26 71	26 76	18 76	17 71	1 74	5 72	5 74	5 71	JUL 76

TEMP PUNTO ROCIO C

TEMP PUNTO ROCIO C	14,3	14,5	13,8	10,6	8,6	5,2	5,3	4,8	6,9	8,7	9,8	13,1	9,6
HUMEDAD VAPOR MB	16,8	17,1	16,3	13,2	11,6	9,3	9,2	8,8	10,2	11,6	12,5	15,6	12,7

HUMEDAD RELATIVA %

HUMEDAD RELATIVA %	70	72	74	76	79	79	81	76	77	73	69	70	75
VELOC VIENTO KMH	15	15	22	20	9	10	10	11	12	13	14	16	12

PRECIPITACION MM

PRECIPITACION MM	136	54	85	69	90	46	57	50	54	62	72	119	895
------------------	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----

DESV D L NORMAL MM

DESV D L NORMAL MM	4,0	3,6	3,6	3,5	4,6	4,5	4,5	3,9	4,0	4,0	3,5	4,0	4,0
--------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

HELIOF EFFECT M HS

HELIOF EFFECT M HS	0-8	4,0	3,6	3,5	4,6	4,5	4,5	3,9	4,0	4,0	3,5	4,0	4,0
--------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



ESTACION PINAMAR

NUMERO MEDIO DE DIAS CON

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ANO
CIELO CLARO	8	8	10	9	5	6	7	10	8	8	9	9	97
CIELO CUBIERTO	9	5	7	6	10	10	11	9	6	8	6	9	96
PRECIPITACION	10	8	9	9	10	9	9	9	8	10	10	10	111
GRANIZO	0,3	0,1	0	0,1	0,1	0,1	0,5	0,2	0,2	0,2	0,6	0,8	3,2
NEVADA													
NIEBLA	0,5	2	2	4	6	5	9	4	7	4	1	3	47,5
HELADA	0	0	0	0	0,8	2	4	3	0,8	0	0	0	10,6
TORMENTA ELECTRICA	7	3	2	1	2	1	2	1	2	2	4	6	33
TEMPESTAD DE POLVO	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0	0,8	1,6

VIENTO - FRECUENCIA DE DIRECCIONES EN ESCALA DE 1000 Y VELOCIDAD MEDIA POR DIRECCION EN KM/H

	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SET		OCT		NOV		DIC		ANO	
	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM	N	VM
N	196	17	192	15	191	13	168	13	205	13	136	13	187	13	173	13	180	13	194	15	204	15	245	17	189	15
NE	93	15	95	15	74	15	57	13	43	13	31	15	32	11	37	15	108	17	97	15	57	15	71	15	65	15
E	154	17	163	15	175	13	74	13	80	11	83	13	77	11	56	11	118	13	138	13	122	13	165	15	116	13
SE	123	15	74	13	69	11	83	13	75	13	63	13	77	13	74	15	87	13	76	15	97	13	92	17	82	13
S	132	20	113	19	147	17	142	17	108	13	78	11	132	13	145	15	165	15	160	19	199	19	171	22	139	17
SW	42	15	57	19	69	17	74	15	55	11	99	13	77	11	65	15	62	15	57	17	64	17	31	20	63	15
W	87	19	74	15	60	13	108	11	121	11	233	13	155	11	189	13	93	15	97	15	77	17	69	19	115	13
NW	58	17	58	13	46	11	82	11	67	11	92	13	92	13	106	13	50	11	45	15	59	20	69	19	69	13
CALMA	115	175	168	213	245	186	172	155	137	136	122	87	162													



ESTACION PINAMAR

LAT 37 05 S LONG 56 51 W DE G ALT 13 METROS PERIODO 1971/76

VALORES MEDIOS
Y ABSOLUTOS

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	AÑO
PRES ATM NIV EST MB	1009,2	1011,0	1012,9	1013,8	1015,4	1013,6	1015,8	1015,7	1016,5	1014,6	1011,4	1009,0	1013,3
TEMP MAX ABSOLUTA C	37,4	36,3	34,9	30,9	27,1	22,4	24,1	24,4	24,4	30,9	34,1	38,4	38,4
OCURENCIA DIA-AÑO	10 72	4 72	2 75	6 74	15 72	21 76	20 76	31 73	24 73	29 71	23 71	31 75	DIC 75
TEMP MAXIMA C	25,8	25,0	23,6	20,4	17,0	13,6	13,3	14,3	16,1	18,8	21,7	25,0	19,6
TEMP TERM SECO C	20,4	20,1	18,9	15,3	12,4	9,1	8,6	9,3	11,4	13,8	16,1	19,4	14,6
DESV D L NORMAL C													
TEMP TERM HUMEDO C	17,0	17,0	16,1	12,8	10,6	7,4	7,1	7,3	9,3	11,3	12,8	15,9	12,1
TEMP MINIMA C	15,8	15,5	14,6	10,6	8,5	5,3	4,8	4,9	6,9	9,3	11,1	14,4	10,1
TEMP MIN ABSOLUTA C	6,2	6,7	5,9	1,8	- 0,5	- 4,1	- 5,3	- 2,0	- 1,5	0,7	2,9	4,0	- 5,3
OCURENCIA DIA-AÑO	18 75	25 75	14 76	19 71	26 71	26 76	10 76	17 71	1 74	5 72	5 74	5 71	JUL 76
TEMP PUNTO ROCIO C	14,3	14,5	13,8	10,6	8,6	5,2	5,3	4,8	6,9	8,7	9,8	13,1	9,6
TENSION VAPOR MB	16,8	17,1	16,3	13,2	11,6	9,3	9,2	8,8	10,2	11,6	12,5	15,6	12,7
HUMEDAD RELATIVA X	70	72	74	76	79	79	81	76	77	73	69	70	75
VELOC VIENTO KMH	15	13	12	10	9	10	10	11	12	13	14	16	12
PRECIPITACION MM	136	54	86	69	90	46	57	50	54	62	72	119	895
DESV D L NORMAL MM													
HELIOF EFECT N HS													
HELIOF RELAT X													
NUBOSIDAD TOTAL 0-8	4,0	3,6	3,6	3,5	4,6	4,5	4,5	3,9	4,0	4,0	3,5	4,0	4,0



Date: Tue, 10 Mar 1999
-MSMail-Priority: Normal
X-Mailer: Microsoft Internet Mail 4.70.1155

Estimado Sr. Rodrigo Montangero

Por medio del presente email le confirmo la recepcion del vuestro.

A su vez aprovecho la oportunidad para informarle que durante el día viernes 12 del presente mes, el Sr Julio Cesar Branda se comunico con nosotros, por problemas en la línea la comunicación se cortó y no recibimos ninguna llamada posterior y no pudimos devolver la debido a que no poseiamos el número.

Estamos a su entera disposicion para acordar una reunion; de acuerdo a nuestros tiempos la misma debería desarrollarse durante la presente semana o la semana que comienza el día 29 de Marzo.

A la espera de su confirmación, lo saludo muy atentamente.

Carolina Rodriguez
NEG Micon Argentina S.A.



PROVINCIA de BUENOS AIRES

Municipalidad de Villa Gesell

Villa Gesell, 16 de marzo de 1999.-

Señor:
Rodrigo M. Montangero Costa
Fac. de Ingeniería Mar del Plata
Su Despacho

Me dirijo a Ud. con motivo de responder a su nota de fecha 22 de febrero en la cual agradece la colaboración del personal de la Municipalidad (Meteorología), con relación a su estudio sobre Energía Eólica. Con relación a este tema deseo informarle que la Municipalidad de Villa Gesell ha declarado de Interés Municipal el Desarrollo de la Energía Eólica en el Partido, promoviendo su utilización por parte de la Cooperativa Eléctrica.

Sin otro particular y a su disposición ante cualquier consulta, lo saluda muy atentamente.-

HECTOR LUIS BALDO
INTENDENTE MUNICIPAL

Estimado Julio

Espero sepas disculpar las demoras en responder a tu email.

En cuanto a la elección de la turbina creo que ha sido muy acertada, igualmente considero oportuno instalar un anemómetro por un periodo no mayor a los cuatro meses para cerciorarnos acerca de la veracidad de los datos que has logrado recopilar, para de esta manera lograr la mejor ubicación de la turbina lo que nos permitiría, alcanzar el máximo rendimiento de la misma.

Seria muy importante conocer las fuentes de donde obtuviste los datos, posición exacta del lugar de medición y periodo al que hacen referencia.

En cuanto a los costos que me solicitaras son los siguientes:

1 turbina NM750/48/45 llave en mano aproximadamente ronda USD 730.000, por favor tene en cuenta que este monto incluye el molino completo, o sea nacelle, aspas y torre. Como así también lo necesario para la construcción de la base.

Herramientas y repuestos: Las herramientas necesarias para el montaje y los posteriores services son de NEG Micon. Lo que significa que dichos items no representan un costo para la cooperativa.

Tanto el transporte desde Dk a Buenos Aires, como de Buenos Aires hasta Gral. Madariaga están incluidos dentro del precio de la turbina.

Sistema de monitoreo: Forma parte del costo del molino, que te describiera anteriormente.

Derechos aduaneros: El molino no paga derechos aduaneros, su importación esta gravada en 0. Sin embargo, la Cooperativa debe abonar el IVA, los gastos de nacionalización y desaduanaje.

Todos los molinos NEG Micon instalados en Argentina, fueron despachados por el Estudio Adolfo N Balladore. Esto no significa ningún tipo de compromiso para la Cooperativa, quien puede elegir a su conveniencia el despachante, el costo se debe calcular en \$ 5.500.

Ensamble y montaje: Dichas tareas son llevadas a cabo por personal de NEG Micon, la duración del mismo no excederá los 4 días. Para realizar las mismas son necesarias 2 grúas una de 40 ton y otra de 200 ton, que también están incluidas en el precio.

Dirección del proyecto: ¿?

Eventuales, aproximadamente entre \$ 7.000 y \$ 10.000.

Service y mantenimiento: Los services son semestrales programados. Se realizan por contrato separado, cuyo valor anual por molino ronda los USD 6.500, durante el periodo de garantía de los molinos los repuestos son provistos por NEG Micon sin cargo alguno, los

Apéndice B

Leyes Relacionadas con La Energía Eólica

Generación, transporte y distribución de electricidad. Objeto. Política general y agentes. Transportes y distribución. Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores. Provisión de servicios. Limitaciones. Exportación e importación. Despacho de cargas. Tarifas. Adjudicaciones. Ente Nacional Regulador. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Procedimientos y control jurisdiccional. Contravenciones y sanciones. Disposiciones varias. Ambito de aplicación. Disposiciones transitorias. Modificaciones a la ley 15.336. Privatización. Adhesión.

Sancionada: Diciembre 19 de 1991

Promulgada Parcialmente: Enero 3 de 1992

Publicada B.O.: 16 de enero de 1992

Generación, transporte y distribución de electricidad.

CAPITULO I

Objeto

ARTICULO 1º.- Caracterizase como servicio público al transporte y distribución de electricidad.

La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

CAPITULO II

Política general y agentes.

ARTICULO 2º.- Fíjense los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;

- b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;
- d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;
- f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

CAPITULO III

Transporte y distribución.

ARTICULO 3º.- El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696 y de la presente ley.

El Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplidos los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieron oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

CAPITULO IV

Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

ARTICULO 4º.- Serán actores reconocidos del mercado eléctrico:

- a) Generadores o productores;
- b) Transportistas;

c) Distribuidores;

d) Grandes usuarios.

ARTICULO 5º.- Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

ARTICULO 6º.- Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

ARTICULO 7º.- Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

ARTICULO 8º.- Quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios podrán comercializarla de igual manera que los generadores.

ARTICULO 9º.- Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

ARTICULO 10.- Se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

CAPITULO V

Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores.

ARTICULO 11.- Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener de aquél un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

ARTICULO 12.- El inicio o la inminencia de inicio de una construcción y/u operación que carezca del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública, facultará a cualquier persona a acudir al ente para denunciar u oponerse a aquéllas. El ente ordenará la suspensión de dicha construcción y/u operación hasta tanto resuelva sobre el otorgamiento del referido certificado, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder por la infracción.

ARTICULO 13.- La construcción o ampliación de las instalaciones de un transportista o distribuidor que interfiriere o amenazare interferir irrazonablemente el servicio o sistema correspondiente a otro transportista o distribuidor, facultará a estos últimos para acudir ante el ente, el que oyendo a los interesados autorizará o no la nueva obra, pudiendo convocar, previo a ello, a una audiencia pública.

ARTICULO 14.- Ningún transportista ni distribuidor podrá abandonar total ni parcialmente las instalaciones destinadas al transporte y distribución de electricidad, ni dejar de prestar los servicios a su cargo, sin contar con la aprobación del ente, quien sólo la otorgará después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser abandonados no resultan necesarios para el servicio público en el presente ni en un futuro previsible.

ARTICULO 15.- El ente resolverá, en los procedimientos indicados en los artículos 11, 12, 13 y 14, dentro del plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de iniciación de los mismos.

ARTICULO 16.- Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el ente emita a tal efecto. Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que periódicamente realizará el ente, el que tendrá, asimismo, facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos, o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

ARTICULO 17.- La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 18.- Los transportistas y los distribuidores gozarán de los derechos de servidumbre previstos en la ley 19.552.

ARTICULO 19.- Los generadores, transportistas y distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de las situaciones descritas precedentemente, habilitará la instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas por la ley 22.262, no siendo aplicable para ello lo dispuesto en el artículo 32 de dicha ley.

ARTICULO 20.- Los generadores, transportistas y distribuidores abonarán una tasa de inspección y control que será fijada por el ente de conformidad con lo dispuesto por los artículos 67 y 68 de la presente ley.

CAPITULO VI

Provisión de servicios.

ARTICULO 21.- Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión.

ARTICULO 22.- Los transportistas y los distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de esta ley.

A los fines de esta ley la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que el ente determine.

ARTICULO 23.- Ningún transportista ni distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el ente.

ARTICULO 24.- Los transportistas y los distribuidores responderán a toda solicitud de servicio dentro de los treinta (30) días corridos, contados a partir de su recepción.

ARTICULO 25.- Quien requiera un servicio de suministro eléctrico de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ente el que, escuchando también a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener, a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

ARTICULO 26.- Los transportistas y los distribuidores deberán fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas. Dichas especificaciones serán publicadas en los respectivos cuadros tarifarios.

ARTICULO 27.- Los transportistas y los distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios.

ARTICULO 28.- Los contratos de concesión podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios podrán recuperar el monto de sus inversiones conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley.

ARTICULO 29.- La concesión de transporte sujeta a jurisdicción nacional se otorgará por plazo fijo, en los términos del artículo 18 de la ley 15.336, no siéndole aplicables los incisos 3, 11, 12, 16, 17 y 18. A su vez, deberá también especificarse la capacidad, características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse así como el régimen de precios del peaje.

Anexo 1

Régimen de Promoción para el Desarrollo Eólico en Argentina.

Este régimen debería contemplar las siguientes medidas:

1) Declarar de Interés Nacional la Generación Eólica

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), Mercado Eléctrico Regional Patagónico y Distribuidores, comprarán toda producción eólica que se genere. Sea esta la excedente de lo producido por Cooperativas Eléctricas, de generadores privados o de empresas públicas.

Otorgar al Centro Regional de Energía Eólica (CREE) un rol nacional con el adecuado presupuesto y capacidad operativa. El CREE actuara coordinadamente en las actividades de Investigación y Desarrollo con otros organismos técnicos y Universidades del país.

Invitar a las provincias a desarrollar programas, como ya lo hace Chubut, de revalorización del viento como recurso turístico y productivo.

2) Establecer un Precio Justo para la Generación Eólica

Aplicar un reembolso por eliminación de contaminantes y producción de energía limpia de 1 centavo de dólar por kWh eólico suministrado a una red pública o aplicado en procesos productivos. Este reembolso debería ser conformado con fondos aportados por la generación eléctrica a partir de hidrocarburos.

3) Otorgar Alivios Impositivos a la Generación Eólica

Pago del IVA por la compra de equipamientos en la medida que se paga el financiamiento (independientemente del origen del crédito).

Se invita a las provincias a sancionar leyes coincidentes que impliquen la eliminación del Impuesto a los Ingresos Brutos y otros impuestos provinciales por el lapso de 10 años.

4) Disponer de Créditos Blandos para la Generación Eólica

El Estado Nacional establecerá una línea de financiación a largo plazo y baja tasa de interés para la adquisición de generadores eólicos. Los tiempos del financiamiento deben alcanzar los 10 años.

La Secretaría de Energía debe priorizar la generación eólica en el otorgamiento de subsidios y en el financiamiento de obras por medio de sus fondos para

electrificación rural y nuevas obras de generación, como ser el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

Este apoyo es insignificante en comparación a lo que el Estado ha invertido en el desarrollo de otras fuentes energéticas como el petróleo o nuclear. A diferencia de la energía nuclear, la eólica no necesita que se la sostenga, solo se le debe brindar mínimas condiciones para su fortalecimiento. El rol que tendrá esta fuente de energía en el próximo siglo será vital, es necesario promoverla ahora, antes de que sea demasiado tarde.

Apéndice C

La Máquina Asincrónica

La maquina asincrónica y su aplicación en los aerogeneradores

Dentro de todos los motores que existen en la actualidad al servicio del hombre, el motor asincrónico es el más sencillo, robusto y seguro. Por ello abarca una gran gama de aplicaciones con un amplísimo rango de potencias y se lo encuentra en el comercio sin ningún tipo de inconvenientes.

Sin ninguna duda como dicen los apuntes del Ing. Tentori, al motor eléctrico asincrónico se lo podría llamar el motor eléctrico por excelencia, ya que es usado en la mayoría de las aplicaciones.

Con igual criterio al generador sincrónico, tanto de polos salientes como de rotor liso es el generador por excelencia.

En efecto, la máquina asincrónica como generador no tenía hasta hace poco tiempo prácticamente ninguna aplicación. Principalmente debido a su incapacidad de generar potencia reactiva y a que necesita una cierta potencia magnetizante que por si sola no es capaz de generar.

En el caso más general, esto es alimentando cargas inductivas, tanto el reactivo necesario para su funcionamiento como el de la carga deberá ser provisto por la red, en el caso de estar conectado a ella, o por un banco de capacitores, si se trabaja en forma independiente.

Recordemos que un capacitor, desde el punto de vista de los sistemas electroenergéticos, puede ser considerado como una fuente de energía reactiva inductiva cuando en realidad es un sumidero de energía reactiva capacitiva.

Ultimamente con la necesidad de contar con generadores de poco mantenimiento, sencillos y robustos, sobre todo para la contracción de aerogeneradores en los cuales la maquina se encuentra en la parte superior de los molinos sumado al avance en los sistemas de control electrónicos, los generadores asincrónicos comenzaron a ser tenidos en cuenta hasta que en la actualidad no solo son usados para esta actividad sino que están siendo utilizados para diferentes aplicaciones.

Sobre la estructura de la máquina asincrónica, aunque muy conocida ya, se dirá que se compone de dos partes: un estator igual al de un generador sincrónico trifásico tanto en el aspecto eléctrico (bobinados) como en el magnético y mecánico (paquete magnético con sus ranuras y carcasa); y un rotor constituido por un cilindro laminado en cuyas ranuras se aloja un arrollamiento que puede ser del tipo polifásico al igual que el estator, o bien del tipo a barras en corto circuito (rotor tipo jaula).

Si se aplica una terna simétrica de tensiones al bobinado estatórico de un motor asincrónico, la consiguiente circulación de una terna equilibrada de corrientes a través de las fases del arrollamiento dará lugar a la presencia de fuerzas magnetomotrices con distribución escalonada similar a la sinusoidal, que se desplazarán sobre la superficie interna del entrehierro respetando los mismos vínculos existentes en la máquinas sincrónicas entre frecuencia, número de polos, y número de vueltas del campo giratorio

$$f = (p \times ns)/60$$

Siendo:

f: Frecuencia de la red

p: Número de polos

ns: Velocidad del campo giratorio

APENDICE C

Evidentemente, las Fmm antedichas dan lugar al establecimiento de los flujos respectivos, cuyas líneas atraviesan al entrehierro y se cierran, completando su circuito magnético a través del estator y del rotor .

Las ranuras estatóricas son del tipo semicerrado para unidades chicas, en cambio son siempre abiertas para unidades medianas y grandes. En estas el tamaño de las bobinas y el valor generalmente mas alto de la tensión de alimentación (que puede llegar a los 15 Kv y también mas), impone la construcción de los elementos del bobinado preconfeccionados por lo cual las ranuras deben ser del tipo abiertas. Las ranuras rotóricas son siempre del tipo semicerrado, tanto en el caso de rotores bobinados con conductores o barras aisladas entre si y contra masa, como también en el caso del rotor del tipo a jaula de ardilla, en el cual los conductores no son aislados y se hallan constituidos por barras redondas o planchuelas de dimensiones a veces relevantes, que están puestas todas en corto circuito mediante dos anillos dispuestos uno a cada lado del rotor.

En el primer caso se trata de motores sincrónicos de rotor bobinado y en el segundo de motores de rotor en cortocircuito. ~~Sincrónica~~

Actualmente , la construcción de motores sincrónicos con rotor en cortocircuito se extiende a un campo muy grande de potencias: desde las fraccionarias hasta las medianas y grandes potencias para todos los números de polos, con características de funcionamiento muy variadas y de las mas severas.

El mecanismo de la transferencia de potencias desde el estator al rotor y consiguientemente al eje de la máquina, si bien es conocido, se lo puede sintetizar de la siguiente manera:

Las líneas de flujo de campo giratorio ~~que son producidas por el arrollamiento estatórico siempre~~, independientemente si trabaja en régimen motor o generador, se desplazan en el entrehierro girando a la velocidad dada por la ecuación anterior.

De esta forma el campo giratorio corta tanto los conductores del estator como a los del rotor ya que gira a la velocidad sincrónica respecto del estator y a velocidad relativa respecto del rotor que resulta de la diferencia entre la sincrónica y la asincrónica para régimen motor, y entre la hipersincrónica y la sincrónica para régimen generador. A menos que el rotor sea llevado a la velocidad sincrónica, entonces siempre se cortarán líneas de campo con los conductores del mismo.

De esta forma se da lugar a la aparición de la Fem. E1 en cada fase del arrollamiento estatórico y a la aparición de la fem. E2 en cada fase del arrollamiento rotórico.

El equilibrio eléctrico de cada fase estatórica esta dado por :

$$U_1 = -E_1 + I_1 \times (R_1 + jX_L) \quad \text{Motor}$$

$$U_1 = E_1 - I_1 \times (R_1 + jX_L) \quad \text{Generador}$$

Siendo:

U1: Tensión de fase aplicada a cada fase del arrollamiento estatórico

I1: Corriente de fase estatórica

R1: Resistencia ohmica de la fase estatórica

X1: Reactancia de dispersión de cada fase estatórica

APENDICE C

La Fem. E_2 es función de la velocidad relativa del campo giratorio respecto de la velocidad del rotor. A rotor bloqueado, los conductores estatóricos y rotóricos se hallan en la mismas condiciones, pues la velocidad del campo giratorio es la misma para dichos conductores. Como los conductores del rotor se hallan en corto circuito, a través de ellos se establecerá corriente que según la ley de Lenz, tratará de oponerse a la causa que lo produjo. De esta manera se genera una cupla motora que obligará al motor a poner en rotación siguiendo en sentido de giro del campo magnético, que rota con velocidad sincrónica como ya se dijo. En régimen generador, esta corriente se establece en sentido opuesto al recién indicado generando una cupla resistente que tenderá a hacer girar al rotor en sentido contrario al del campo giratorio.

La velocidad del rotor como motor naturalmente es menor que la del campo, pues si fuera igual, desaparecería la fem. inducida y también la corriente en el rotor y por lo tanto la cupla motora. Como generador ocurre lo mismo sólo que la velocidad del rotor es mayor en este caso.

En consecuencia el rotor tendrá siempre un resbalamiento 's' con respecto al campo, que dará la velocidad relativa del campo respecto al rotor dividido la velocidad del campo:

$$S=(n_s-n)/n$$

Donde:

n_s : Velocidad sincrónica o del campo giratorio

n : Velocidad del rotor en RPM

Cabe destacar que las formas constructivas, el tipo de protección, la naturaleza del servicio, la clase de aislación, etc., al igual que para los otros tipos de máquinas rotativas, son fijados por normas de cada país (IRAM) o por normas internacionales (IEC).

Infinidades de dispositivos se pueden fabricar con el principio de esta noble máquina en nuestros días, dependiendo de la estructura magnética que se le de en su fabricación podemos encontrar:

- Motores
- Reguladores de tensión
- Variadores de fase
- Variadores de frecuencia
- Ejes eléctricos
- Generadores

Esta pequeña introducción sobre la máquina asincrónica es para poder explicar el funcionamiento de la misma como generador, es por eso que solo explicaremos el funcionamiento de esta aplicación.

Generadores Asincrónicos

Son sencillamente motores asincrónicos cuyo rotor es obligado a girar a velocidades superiores a la de sincronismo.

En el caso de aerogeneradores debido a la rotación que le produce el viento a la hélice y que a su vez transmite al eje de la máquina normalmente pasando primero por un sistema multiplicador.

Generalmente el rotor es del tipo de jaula de ardilla.

Así se tienen dos formas fundamentales de utilizar este tipo de máquina como generador:

a) Generador asincrónico conectado a la red

b) Generador asincrónico autoexcitado

Ya que en este proyecto se utilizará la central conectada en paralelo con la red, solamente nos referiremos entonces al punto a)

a) El hecho de que la máquina funcione como motor o como generador depende únicamente del deslizamiento

Para:

$0 < S < 1$	Motor
$0 > S$	Generador
$1 < S < \infty$	Freno

Físicamente hablando, cuando pasa del régimen motor al generador, lo que sucede es que debido al hecho de que la velocidad del rotor va aumentando (mediante un motor de impulso) la misma se aproxima a la velocidad del campo rotante disminuyendo la Fem. y la corriente inducida en el rotor.

Cuando la velocidad del rotor iguala a la del campo rotante la fem. y las corrientes rotóricas son nulas por lo que no existirá potencia mecánica desarrollada ni cupla.

Cuando la velocidad del rotor supera la velocidad del campo rotante, la Fem. y la corriente retórica se invierten, invirtiéndose la cupla, que si antes era motora ahora es frenante, es decir la máquina pasa a trabajar como generador.

Este tipo de generador tiene algunas particularidades notables.

- Proporciona mas potencia cuanto mayor es la velocidad sobre la sincrónica a la que es llevado. por esto podría pensarse en regular la potencia entregada en función de la velocidad. Sin embargo esto es difícil de lograr ya que pequeñas variaciones de velocidad determinan grandes variaciones de la potencia entregada.

APENDICE C

Por ejemplo un motor asincrónico de 4 Polos ($n = 1500$ v/min) que tenga una velocidad nominal

$n = 1450$ Vmin con solo aumentar la velocidad mediante un motor de impulso en 50 v/min habra pasado de plena carga como motor al punto de vacío ideal, y si aumentamos 50 v/min mas se habrá aproximado al punto de plena carga como generador. Por ello el uso general del generador asincrónico es funcionando en paralelo con la red a velocidad constante regulada para que entregue la potencia nominal, variaciones de potencia en la carga son tomadas por el generador sincrónico (red), quien además como veremos alimenta las componentes en cuadratura de la corriente del generador y de la carga.

- Cualquiera que sea la velocidad de hipersincronismo, la frecuencia a la que suministra la potencia eléctrica es igual a la de la red (máquina sincrónica), pues es esta la que suministra la corriente magnetizante creadora del campo rotante y que impone la velocidad de sincronismo.
- El factor de potencia con que funcione el generador asincrónico esta determinado por el resbalamiento y sus parámetros, y no por la carga.

Ver fig 1

Refiriéndonos a la figura que representa el diagrama de circulo de la maquina de inducción:

La máquina funciona como motor impulsando también, la máquina que luego lo llevara hasta el estado generador. El motor ASINCRONICO toma de la red la corriente I_1 necesaria para cubrir la componente en fase con la tensión $I_1 \cos \phi_1$ la cual cubre las pérdidas en el núcleo, cobre estatórico, retórico y pérdidas mecánicas, mas la resistencia mecánica que ejerce el primomotor debido a sus perdidas mecánicas, el cual todavía no se encuentra energizado.

por otro lado la componente en cuadratura, es la necesaria para generar el campo magnético rotante ($I_1 \mu$) mas la componente estatórica que neutraliza la reacción magnética del rotor ($I_2' \text{ en } \phi_2$)

2) Al conectar el primotor (previa verificación de que los sentidos de giro sean iguales), si lo hacemos acelerar, el rotor del motor asincrónico aumenta la velocidad, acercándose mas a la velocidad del campo rotante, el deslizamiento disminuye, la fem. inducida en el rotor disminuyen y por consiguiente la cupla y potencia desarrollada por el motor disminuyen habiéndose transferido al primomotor. En este punto considerado, el primomotor vence la resistencia de sus propias pérdidas mecánicas, por lo que desde el punto de vista del motor, es como si el primomotor estuviera desacoplado, y el motor asincrónico funcionando en vacío (punto de vacío verdadero).

3) En este punto el primotor aceleró un poco más, de tal manera que ahora está venciendo también las pérdidas mecánicas del motor. En este momento, $s=0$, el rotor de la máquina de inducción gira exactamente a la misma velocidad del campo rotante, por consiguiente no habrá fem. inducida en el rotor. La corriente es cero y por ello no habrá cupla desarrollada. Este es el punto de marcha en vacío ideal, donde la máquina toma de la red la corriente I_0 necesaria para generar el campo rotante mediante la componente en cuadratura $I_0 \sin\phi = I_\mu$ y la componente en fase $I_0 \cos\phi$ que alimenta las pérdidas

en el hierro más las pequeñas pérdidas en el cobre estáticas que I_0 produce y que no se reflejan en el diagrama de círculo por basarse el mismo en el circuito equivalente aproximado con el brazo de excitación en los bornes de entrada de el mismo. Este es el punto de transición al estado generador.

4) Al haber aumentado la velocidad mediante el primotor, el rotor de la máquina asincrónica irá más rápido que el campo rotante, por lo que la fem. E_2 y la corriente I_2 de invierten invirtiéndose la cupla y la potencia. La cupla se hace frenante y la potencia es energía eléctrica que es entregada por el estator; la máquina á funcionando como generador asincrónico. Pero en este punto todavía no hay energía eléctrica entregada la red, sino que aquí la energía eléctrica es la necesaria para cubrir las propias pérdidas en el hierro, mientras que la corriente que toma de la red es justamente la corriente magnetizante necesaria para generar el campo rotante de excitación.

Como vemos esta corriente I_μ la sigue suministrando la red, es decir los generadores sincrónicos que la alimentan.

5) En este punto la velocidad del primomotor siguió aumentando, y por consiguiente la velocidad del rotor de la máquina de inducción. La Fem E_2 y la corriente I_2 aumentaron, y ahora la energía generada no solo cubre las pérdidas en el hierro, sino que además va a la red.

La corriente entregada a la red es como vemos totalmente activa, es decir, la componente en fase de la corriente con la tensión, con respecto a la componente en cuadratura vemos que la misma se incrementó debido a la reacción magnética del rotor, sin embargo, debemos destacar que la misma sigue siendo alimentada por la red.

La corriente resultante I_1 , por ser la suma de ambas componentes, vemos que resulta adelantada a la tensión, es decir capacitiva.

El generador de inducción solo puede entregar potencia con un factor de potencia en adelanto. Si la carga de la red es inductiva los generadores sincrónicos deben proporcionar la corriente atrasada requerida por la carga, y también la componente en cuadratura atrasada requerida por el generador de inducción.

Si el generador asincrónico funcionase separadamente de la red, es decir, sin el auxilio de los generadores sincrónicos (red), solo podrá alimentar una carga capacitiva.

Ver fig. 2

APENDICE C

En la figura podemos ver el diagrama fasorial y de círculo de la máquina asincrónica, y como se pasa de la acción motriz a la generatriz en el diagrama fasorial en base al diagrama de círculo.

También vemos la forma de las curvas que dan la variación de la corriente estatórica en el entorno normal de trabajo, con sus respectivas componentes en fase y en cuadratura de las cuales obtenemos la misma como suma.

En la zona motora la potencia mecánica es potencia de salida en el eje, para sincronismo exacto la potencia mecánica es nula pues no existe Fem. inducida en el rotor y por consiguiente la corriente y la cupla son nulas. Con velocidades sobre las de sincronismo, la Fem. se invierte y por consiguiente la cupla pasa a ser frenante para el primomotor, la potencia mecánica será entonces absorbida en el eje.

Vemos que la componente en fase de la corriente recién se anula en la zona de acción generatriz, ya que para $s=0$ (100% ns) todavía tiene el valor necesario para alimentar las pérdidas en el hierro.

La componente en cuadratura en cambio no se anula, pasando por un valor mínimo en la zona de acción generatriz.

Las siguientes curvas muestran la variación de la corriente estatórica, rotórica y característica mecánica de la máquina asincrónica en los distintos regímenes de trabajo.

Ver fig 3

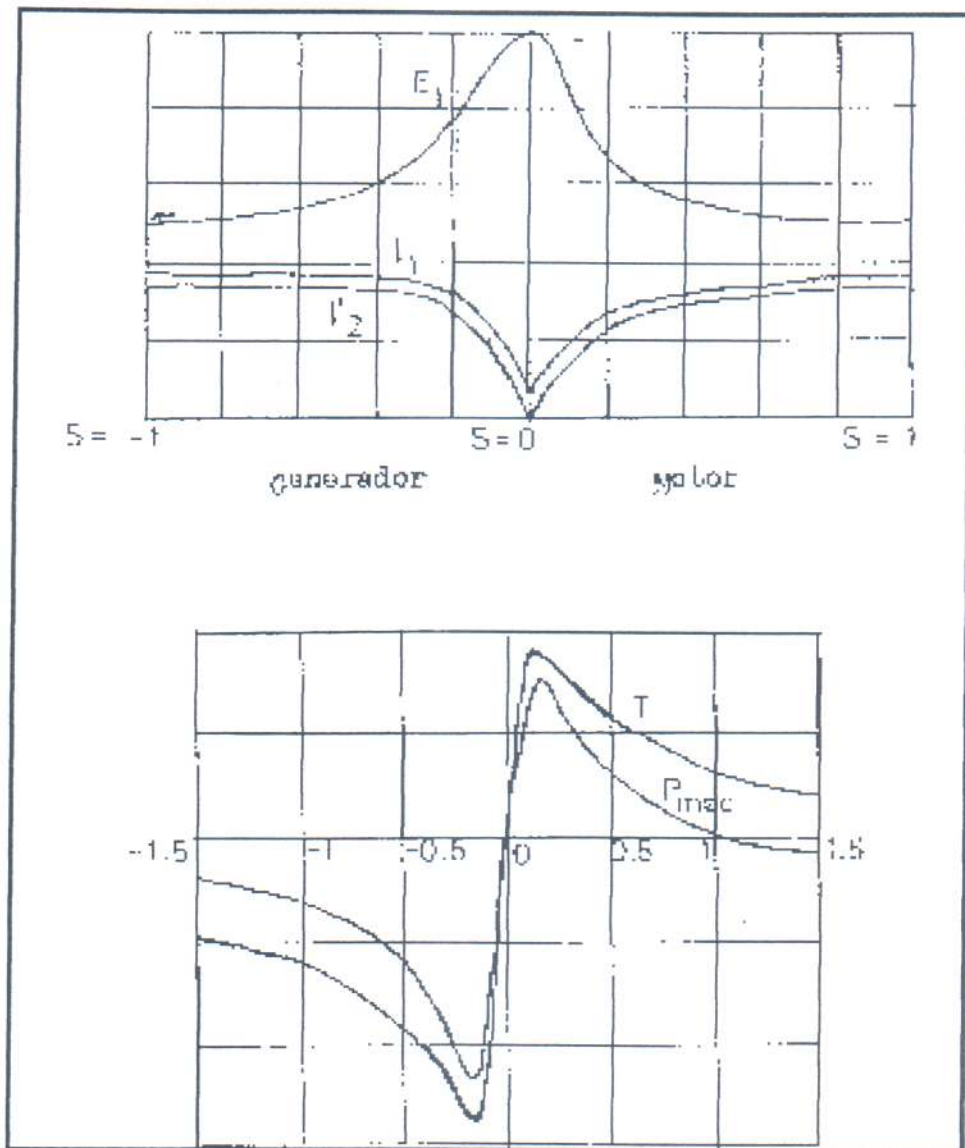


fig 3

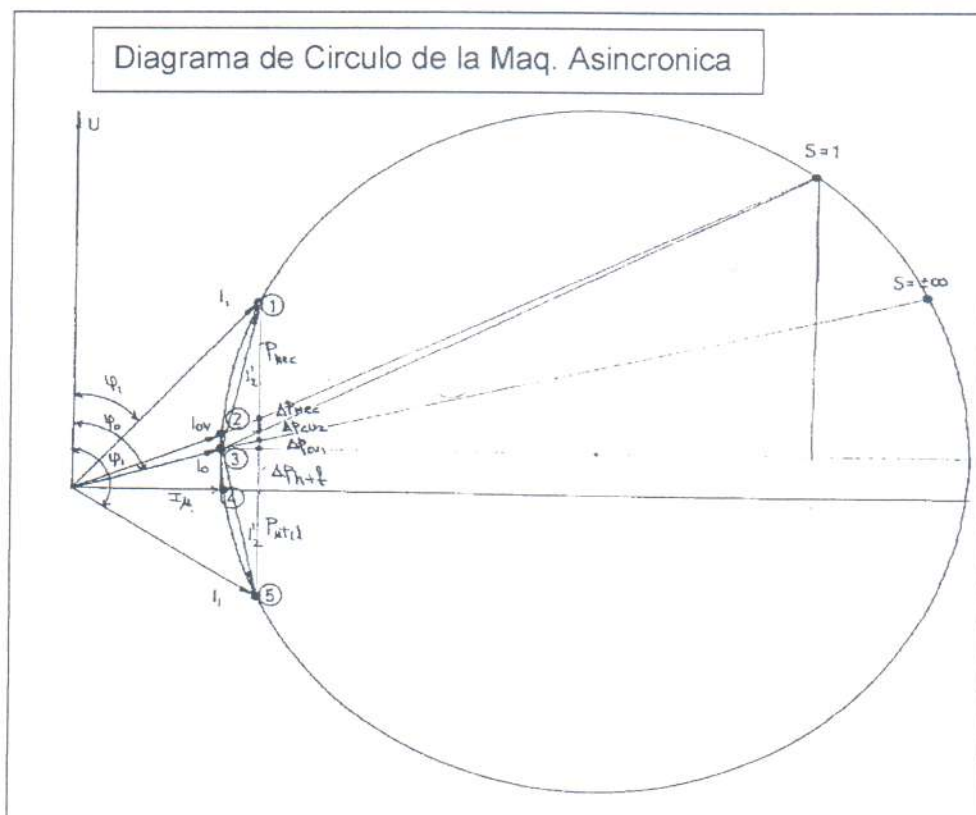


fig 1

$$U_1 = -E_1 + I_1 \cdot Z_1$$

MOTOR

$$U_1 = E_1 - I_1 \cdot Z_1$$

GENERADOR

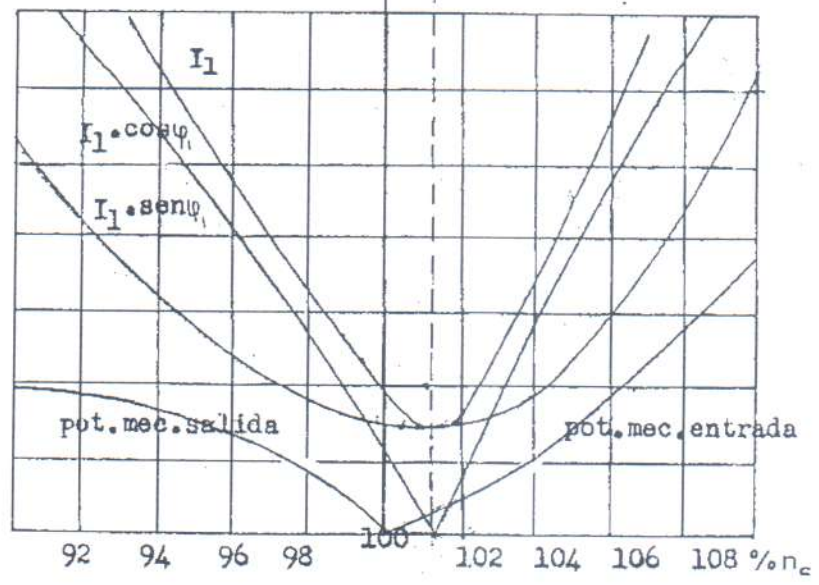
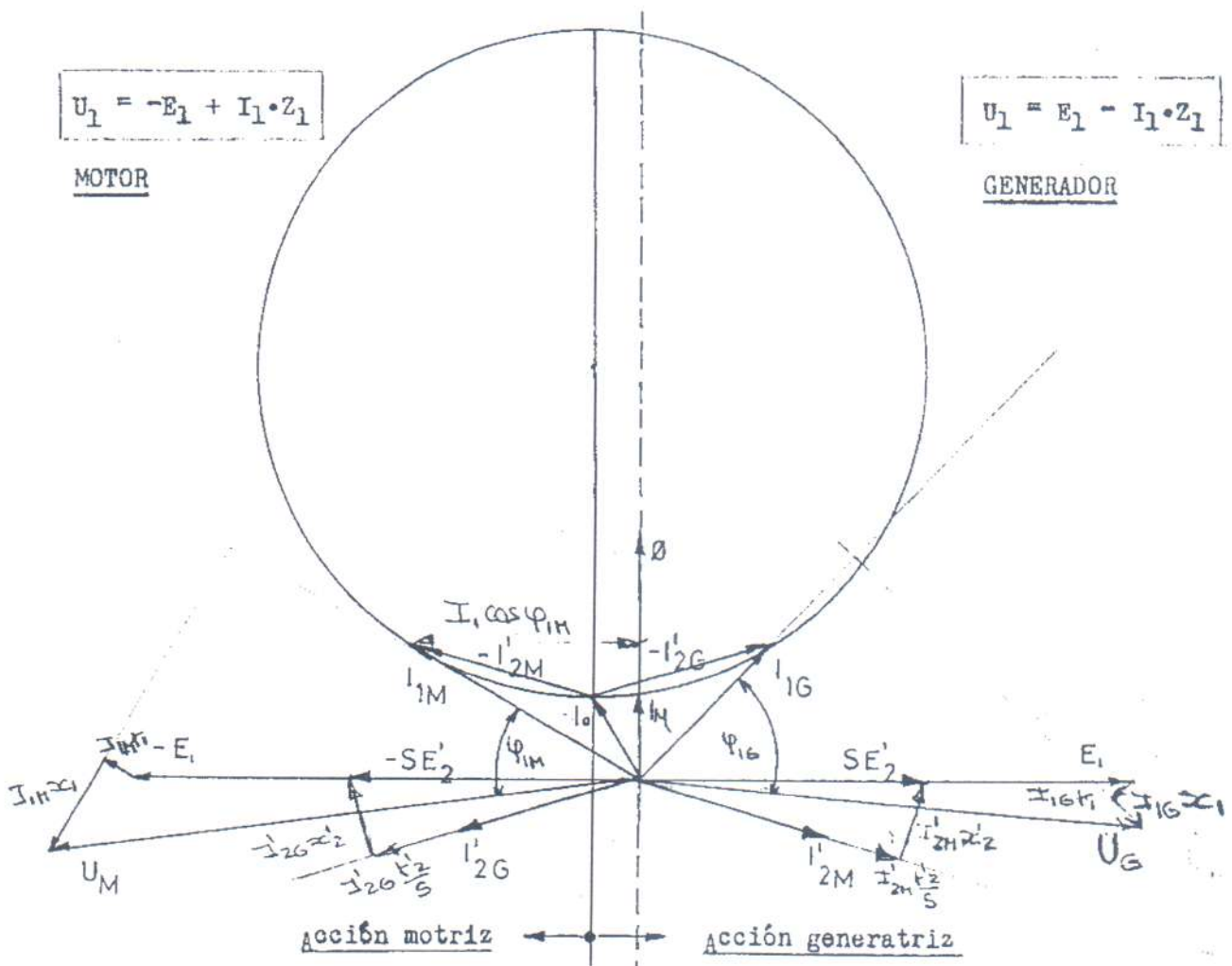


fig 2

Apéndice D

Catálogos Utilizados

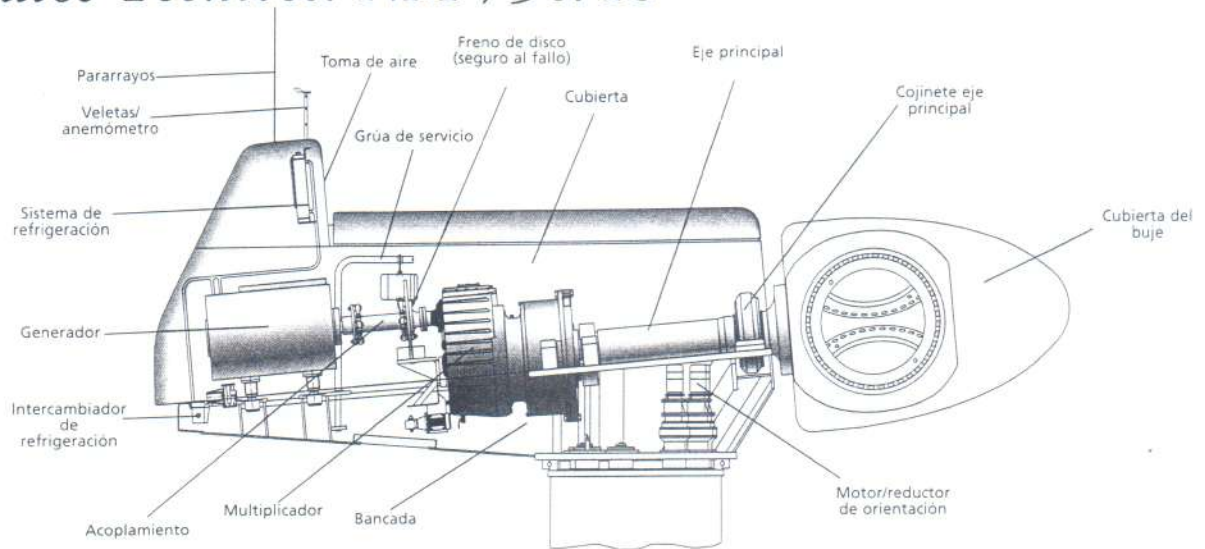
Datos Técnicos:
NM 750/48

Multi-power



NE·G MICON®
Powerful Simplicity

Datos Técnicos: NM 750/48



Datos de funcionamiento

Potencia nominal	750 kW
Regulación de potencia	Paso fijo
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Límite inferior de funcionamiento	4 m/s
Límite superior de funcionamiento	25 m/s

Rotor

Diámetro del rotor	48,2 m
Area barrida	1824 m ²
Número de palas	3
Velocidad de giro del rotor	22 / 15 r.p.m.
Posición del rotor	A barlovento

Sistema de frenado

Freno aerodinámico	Hidráulico, seguro al fallo
Freno de disco	Hidráulico, seguro al fallo

Multiplicador

Tipo	Planetario y de ejes paralelos
Relación de transmisión	1:68,2
Eje principal	Eje y brida forjados
Cojinete eje principal	Rodamientos esféricos
Refrigeración	Intercambiador de calor con bomba

Generador

Tipo	Asíncrono, 4/6 devanados
Tensión nominal	690 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Potencia nominal	750 / 200 kW
Refrigeración	Por bomba

Sistema de orientación

Tipo	Reductores engranados en corona dentada
Frenado	Freno por fricción
Reductores	3 engranajes planetarios

Torre

Tipo	Torre cónica de acero, pintada
Altura del buje	45 / 55 m

Sistema de control

Tipo	Control por ordenador
Puesta en marcha	Suave, mediante tiristores
Compensación de reactiva	Banco de condensadores
Control remoto	Por módem

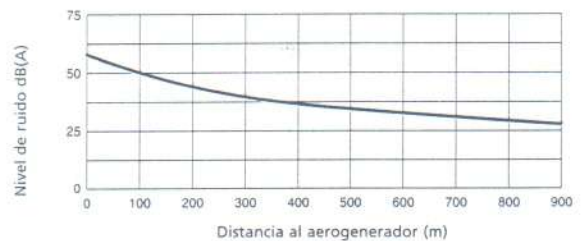
Sensores

Sensor de velocidad	Rotor, generador, sistema de orientación
Sensores de temperatura	Multiplicador, generador, sistema de control
Sensores térmicos	Interruptor principal/de seguridad
Sensores de vibración	Góndola, rotor
Presostatos y transductores presión	Circuitos hidráulicos de control
Sensores de meteorología	Góndola (anemómetro, veleta, termómetro)

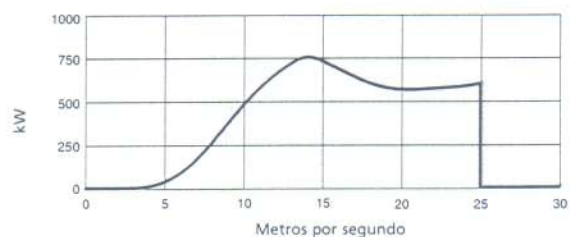
Protección frente a rayos

Según el estándar	IEC 1024
Palas	En el extremo de las palas
Góndola	Pararrayos

Nivel de ruido



Curva de potencia



Datos de la curva de potencia para atmósfera estándar según DIN ISO 2533. Las características del rotor y las alturas del buje indicadas son las más adecuadas para unas determinadas condiciones y tipos de viento. Les rogamos que se pongan en contacto con nosotros para información más detallada.

NEG Micon Argentina S.A. Av. R. S. Peña 917, Piso 5° B - 1035 Buenos Aires - Argentina
Tel.: +54 1 394-7686 Fax: +54 1 327-2844 E-mail: negmicon@cpsarg.com

NEG Micon A/S - Alsvej 21 - DK-8900 Randers - Denmark - Phone: +45 8710 5000
Fax: +45 8710 5001 - E-mail: mail@neg-micon.dk

NEG MICON
Powerful Simplicity

Azul, 23 de Agosto de 1999

SR. PRESIDENTE
COOPERATIVA DE ELECTRICIDAD Y/O
SERVICIOS PUBLICOS LIMITADA
S/.....D/

CIRCULAR N° 72/99

**TARIFAS DE REFERENCIA
NUEVO SOFT PARA EL CALCULO DEL
CUADRO TARIFARIO PROPIO**

ooo

Período 1/8/99 al 31/10/99


ESTIMADO COOPERADOR :

Tenemos sumo agrado en dirigirnos a Ud., y por su intermedio a los demás integrantes de la Cooperativa que preside, con el objeto de informarle que vía postal (para aquellas Cooperativas que aún no cuentan con correo electrónico) le estamos remitiendo **diskette con un nuevo soft** de liquidación del Cuadro Tarifario Propio. Este soft reemplaza y sustituye al que se ha utilizado hasta la fecha (ver "Guía").

Asimismo, adjuntamos copia de la **Tarifa de Referencia para el período 1/8/99 al 31/10/99**, la cual todavía no ha sido publicada en el Boletín Oficial, de manera que sólo sirve para ir cumplimentando la carga de datos en el soft que se les envía. No obstante, a las Cooperativas que deben facturar en forma urgente, les sugerimos emplear este Cuadro, pero con la advertencia de que si llegan a existir diferencias con el que se publique oficialmente, a posteriori deberán debitar y/o acreditar a sus usuarios las diferencias que resultaren.

Recordamos que, conforme a la RAG EPRE N° 623/98, Art. 2°, Aprobación de Cuadro Tarifario Trimestral, la fecha máxima de presentación al OCEBA del Cálculo para la Tarifa Propia de Aplicación es el séptimo día hábil después de la publicación del Cuadro de Referencia en el Boletín Oficial. Por otra parte, también recordamos que, conforme al Art. 4°, último párrafo, de esa misma RAG, las Cooperativas podrán tarifar como cargos máximos los correspondientes a la Tarifa de Referencia de su Area aprobada por la Autoridad de Aplicación.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para saludarles muy cordialmente


DEPARTAMENTO DE
RELACIONES INSTITUCIONALES
Y COOPERATIVAS

**CUADROS TARIFARIOS DE REFERENCIA
VIGENTES PARA CONSUMOS A PARTIR DEL 1 AGOSTO DE 1999**

		ANEXO I ZONA ATLÁNTICA Edeez.	ANEXO II ZONA SUR Edeez	ANEXO III ZONA NORTE Edeez
T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de demanda)				
T1R - RESIDENCIAL				
CARGO FIJO	\$/mes	1.69	1.69	1.69
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes < 100)	\$/kWh	0.134	0.130	0.136
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes < 200)	\$/kWh	0.138	0.134	0.141
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes < 400)	\$/kWh	0.155	0.152	0.160
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	\$/kWh	0.168	0.165	0.173
T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL				
CARGO FIJO	\$/mes	11.54	13.09	14.07
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0.070	0.068	0.069
T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS (10 kW)				
CARGO FIJO	\$/mes	6.26	6.50	6.67
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes < 1000)	\$/kWh	0.142	0.137	0.145
T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS				
CARGO FIJO	\$/mes	16.97	18.93	19.67
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	\$/kWh	0.131	0.123	0.132
T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL				
CARGO FIJO	\$/mes	10.10	11.41	12.23
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0.076	0.074	0.075
T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO				
CARGO FIJO	\$/factura	3.77	3.77	3.77
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0.128	0.128	0.132
T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)				
T2BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN				
CARGO FIJO	\$/mes	40.60	40.60	40.60
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW-mes	7.60	7.74	7.83
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW-mes	3.26	3.32	3.36
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.039	0.036	0.038
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PIC	\$/kWh	0.040	0.037	0.039
T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN				
CARGO FIJO	\$/mes	61.51	61.51	61.51
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW mes	5.91	5.62	5.95
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW mes	2.53	2.41	2.55
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.038	0.035	0.037
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PIC	\$/kWh	0.039	0.036	0.038
T3 - GRANDES DEMANDAS (50 KW ó más de demanda)				
T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN				
CARGO FIJO	\$/mes	40.60	40.60	40.60
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW mes	8.97	9.07	9.24
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW mes	3.85	3.89	3.96
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.036	0.030	0.033
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	\$/kWh	0.020	0.018	0.019
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	\$/kWh	0.020	0.017	0.018
T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN				
CARGO FIJO	\$/mes	61.51	61.51	61.51
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW mes	6.95	6.53	6.99
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW mes	2.98	2.80	2.99
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.035	0.029	0.032
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	\$/kWh	0.020	0.017	0.018
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	\$/kWh	0.019	0.017	0.018
T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN				
CARGO FIJO	\$/mes	451.09	451.09	451.09
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW mes	4.20	3.79	3.60
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW mes	2.80	2.52	2.40
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.035	0.029	0.032
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	\$/kWh	0.020	0.017	0.018
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	\$/kWh	0.019	0.017	0.018

} - 5%

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	\$/mes	12.39	10.86	12.55
CARGO VARIABLE	\$/kWh	0.119	0.109	0.119

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

5 KVA monofásico	kWh/mes	27	27	27
10 KVA monofásico	kWh/mes	43	43	43
15 KVA monofásico	kWh/mes	52	52	52
16 KVA monofásico	KWh/mes	57	57	57
10 KVA trifásico	kWh/mes	70	70	70
15 KVA trifásico	kWh/mes	86	86	86
16 KVA trifásico	kWh/mes	91	91	91
20 KVA trifásico	kWh/mes	108	108	108
25 KVA trifásico	kWh/mes	124	124	124
30 KVA trifásico	kWh/mes	136	136	136
40 KVA trifásico	kWh/mes	166	166	166
50 KVA trifásico	kWh/mes	186	186	186
63 KVA trifásico	kWh/mes	216	216	216
100 KVA trifásico	kWh/mes	251	251	251

T5 - SERVICIO DE PEAJE

T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

CARGO FIJO	\$/mes	8.12	8.12	8.12
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW-mes	6.27	6.42	6.53
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW-mes	2.69	2.75	2.80
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.0026	0.0010	0.0014
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	\$/kWh	0.0019	0.0005	0.0009
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	\$/kWh	0.0019	0.0005	0.0009

T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

CARGO FIJO	\$/mes	12.30	12.30	12.30
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW-mes	4.25	3.89	4.29
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW mes	1.82	1.67	1.84
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.0018	0.0004	0.0008
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	\$/kWh	0.0015	0.0001	0.0005
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	\$/kWh	0.0015	0.0001	0.0005

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

CARGO FIJO	\$/mes	45.11	45.11	45.11
CARGO POR POTENCIA EN PICO	\$/kW-mes	1.88	1.52	1.28
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	\$/kW-mes	1.25	1.01	0.86
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	\$/kWh	0.0016	0.0000	0.0001
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	\$/kWh	0.0014	0.0000	0.0001
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	\$/kWh	0.0014	0.0000	0.0001

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN	\$/kVArh	0.025	0.025	0.025
SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN	\$/kVArh	0.025	0.025	0.025
SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN	\$/kvVAh	0.025	0.025	0.025

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	\$	5.87	5.87	5.87
TARIFA T1RE	\$	8.80	8.80	8.80
TARIFA T1G BC y AC	\$	34.66	34.66	34.66
TARIFA T1GE	\$	34.66	34.66	34.66
TARIFA 1AP	\$	34.66	34.66	34.66
TARIFAS 2	\$	85.20	85.20	85.20
TARIFAS 3	\$	106.49	106.49	106.49
TARIFA 4	\$	34.66	34.66	34.66

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	\$	40.90	40.90	40.90
TARIFA T1RE	\$	58.00	58.00	58.00
TARIFA T1G BC	\$	65.60	65.60	65.60
TARIFA T1G AC	\$	65.60	65.60	65.60

TARIFA T1GE	\$	93.00	93.00	93.00
TARIFA 1AP	\$	65.60	65.60	65.60
TARIFAS 2	\$	0.00	0.00	0.00
TARIFAS 3	\$	0.00	0.00	0.00
TARIFA 4	\$	72.50	72.50	72.50

TRIFASICAS

TARIFA T1R	\$	124.50	124.50	124.50
TARIFA T1RE	\$	157.00	157.00	157.00
TARIFA T1G BC	\$	199.70	199.70	199.70
TARIFA T1G AC	\$	199.70	199.70	199.70
TARIFA T1GE	\$	251.80	251.80	251.80
TARIFA 1AP	\$	199.70	199.70	199.70
TARIFAS 2	\$	300.00	300.00	300.00
TARIFAS 3	\$	450.00	450.00	450.00
TARIFA 4	\$	196.20	196.20	196.20

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS

TARIFA T1R	\$	124.50	124.50	124.50
TARIFA T1RE	\$	157.00	157.00	157.00
TARIFA T1G BC	\$	199.70	199.70	199.70
TARIFA T1G AC	\$	199.70	199.70	199.70
TARIFA T1GE	\$	251.80	251.80	251.80
TARIFA 1AP	\$	199.70	199.70	199.70
TARIFAS 2	\$	0.00	0.00	0.00
TARIFAS 3	\$	0.00	0.00	0.00
TARIFA 4	\$	196.20	196.20	196.20

TRIFASICAS

TARIFA T1R	\$	165.00	165.00	165.00
TARIFA T1RE	\$	190.00	190.00	190.00
TARIFA T1G BC	\$	264.60	264.60	264.60
TARIFA T1G AC	\$	264.60	264.60	264.60
TARIFA T1GE	\$	304.70	304.70	304.70
TARIFA 1AP	\$	264.60	264.60	264.60
TARIFAS 2	\$	425.00	425.00	425.00
TARIFAS 3	\$	640.00	640.00	640.00
TARIFA 4	\$	237.50	237.50	237.50

(29)

	Unidades	1991	1992
Energia Pico	\$/MWh	43,4	32,55
Energia Resto	\$/MWh	36,93	30,68
Energia Valle	\$/MWh	31,56	28,02

PRECIOS DE LA POTENCIA

	unidades	Feb-Abr	Nov-Ene
Pot. base	\$/MW-mes	1884,33	1854,42
Pot. confiabilidad	\$/MW-mes	1884,33	1854,42
Reserva de potencia	\$/MW-mes	471,58	530,40
Servicios asociados	\$/MW-mes	202,15	280,14

TGD

0,0325 \$/kWh
 0,03068 \$/kWh
 0,02802 \$/kWh

9000
 COEVA

De acuerdo a la Resolución N° 025/99 del Ente Provincial Regulador Energético (EPRE) y a lo establecido en el capítulo VI del Régimen Tarifario del Contrato de Concesión, la Empresa Distribuidora EDEA S.A. informa a sus clientes los nuevos precios, por suministro eléctrico, que regirán a partir del 1° de Febrero de 1999. Los consumos que corresponden totalmente a períodos anteriores, serán facturados con los precios vigentes en cada oportunidad. Los correspondientes a períodos anteriores y posteriores a esa fecha, serán prorrateados en función de los días comprendidos en cada caso, aplicándose los precios vigentes en cada momento. Los precios indicados no incluyen el Impuesto al Valor Agregado ni demás tributos establecidos en la legislación vigente.

CUADRO TARIFARIO

Trimestre Febrero99- Abril99

T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS

(menos de 10 KW de demanda)

.T1R - RESIDENCIAL	
CARGO FIJO	1,89 \$/mes
CARGO VARIABLE 1 (consumo en KWH-Mes ≤ 100)	0,134 \$/KWh
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en KWH-Mes ≤ 200)	0,138 \$/KWh
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en KWH-Mes ≤ 400)	0,158 \$/KWh
CARGO VARIABLE 4 (consumo en KWH-Mes > 400)	0,168 \$/KWh
.T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	11,54 \$/mes
CARGO VARIABLE	0,070 \$/KWh
.T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	6,26 \$/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes ≤ 1000)	0,142 \$/KWh
.T1H - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS	
CARGO FIJO	17,02 \$/mes
CARGO VARIABLE (consumo en KWH-Mes > 1000)	0,130 \$/KWh
.T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL	
CARGO FIJO	10,10 \$/mes
CARGO VARIABLE	0,076 \$/KWh
.T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO	
CARGO FIJO	3,77 \$/factura
CARGO VARIABLE	0,128 \$/KWh

T2 - MEDIANAS DEMANDAS

(de 10 KW a menos de 60 KW de demanda)

.T2BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION	
CARGO FIJO	40,60 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,66 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,28 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,039 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,038 \$/KWh
.T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION	
CARGO FIJO	61,51 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	5,97 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,56 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO	0,038 \$/KWh

T3 - GRANDES DEMANDAS

(60 KW o más de demanda)

.T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION	
CARGO FIJO	40,60 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	8,04 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,87 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,039 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,029 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 \$/KWh
.T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION	
CARGO FIJO	61,51 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	7,01 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	3,01 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,029 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 \$/KWh

T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSION

CARGO FIJO	451 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,25 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,83 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,038 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,028 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,020 \$/KWh

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES

(medios de 10 KW de potencia)

CARGO FIJO	8,85 \$/mes
CARGO VARIABLE	0,090 \$/KWh

TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES

10 KVA monofásico	27 KWh/mes
15 KVA monofásico	43 KWh/mes
16 KVA monofásico	52 KWh/mes
10 KVA trifásico	57 KWh/mes
15 KVA trifásico	70 KWh/mes
16 KVA trifásico	86 KWh/mes
20 KVA trifásico	91 KWh/mes
25 KVA trifásico	108 KWh/mes
30 KVA trifásico	124 KWh/mes
40 KVA trifásico	136 KWh/mes
50 KVA trifásico	166 KWh/mes
63 KVA trifásico	186 KWh/mes
100 KVA trifásico	216 KWh/mes
	251 KWh/mes

T5 - SERVICIO DE PEAJE

.T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSION	
CARGO FIJO	8,12 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	6,22 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	2,66 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0023 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0019 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0015 \$/KWh
.T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSION	
CARGO FIJO	12,30 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	4,19 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,80 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0015 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0013 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0011 \$/KWh

T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSION

CARGO FIJO	45,11 \$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	1,83 \$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	1,22 \$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	0,0012 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	0,0011 \$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	0,0010 \$/KWh

RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI

SUMINISTROS EN BAJA TENSION	0,025 \$/kvarh
SUMINISTROS EN MEDIA TENSION	0,025 \$/kvarh
SUMINISTROS EN ALTA TENSION	0,025 \$/kvarh

SERVICIO DE REHABILITACION

PARA SERVICIO INTERRUMPIDO POR FALTA DE PAGO

TARIFA T1R	5,87 \$
TARIFA T1RE	8,80 \$
TARIFA T1G BC y AC	34,66 \$
TARIFA T1GE	34,66 \$
TARIFA 1AP	34,66 \$
TARIFAS 2	85,20 \$
TARIFAS 3	106,49 \$
TARIFA 4	34,66 \$

CARGO POR SERVICIO DE CONEXION

CONEXIONES AEREAS

MONOFASICAS	
TARIFA T1R	40,90 \$
TARIFA T1RE	58,00 \$
TARIFA T1G BC	65,60 \$
TARIFA T1G AC	65,60 \$
TARIFA T1GE	93,00 \$
TARIFA 1AP	65,60 \$
TARIFAS 2	-
TARIFAS 3	-
TARIFA 4	72,50 \$

TRIFASICAS	
TARIFA T1R	124,50 \$
TARIFA T1RE	157,00 \$
TARIFA T1G BC	199,70 \$
TARIFA T1G AC	199,70 \$
TARIFA T1GE	251,80 \$
TARIFA 1AP	199,70 \$
TARIFAS 2	300,00 \$
TARIFAS 3	450,00 \$
TARIFA 4	198,20 \$

CONEXIONES SUBTERRANEAS

MONOFASICAS	
TARIFA T1R	124,50 \$
TARIFA T1RE	157,00 \$
TARIFA T1G BC	199,70 \$
TARIFA T1G AC	199,70 \$
TARIFA T1GE	251,80 \$
TARIFA 1AP	199,70 \$
TARIFAS 2	300,00 \$
TARIFAS 3	450,00 \$
TARIFA 4	198,20 \$

TRIFASICAS	
TARIFA T1R	124,50 \$
TARIFA T1RE	157,00 \$
TARIFA T1G BC	199,70 \$
TARIFA T1G AC	199,70 \$
TARIFA T1GE	251,80 \$
TARIFA 1AP	199,70 \$
TARIFAS 2	-
TARIFAS 3	-
TARIFA 4	198,20 \$

TRIFASICAS	
TARIFA T1R	165,00 \$
TARIFA T1RE	190,00 \$
TARIFA T1G BC	264,80 \$
TARIFA T1G AC	264,80 \$
TARIFA T1GE	304,70 \$
TARIFA 1AP	264,80 \$
TARIFAS 2	425,00 \$
TARIFAS 3	640,00 \$
TARIFA 4	237,50 \$

15:50 66-50-28
 201 05-99 09:51
 profe (ve a baja 50%)

COMPTON 104 678

EMPRESA GRAL. MADARIAGA LTDA
 DOMICILIO ZUDIAURRE 248
 LOCALIDAD GRAL. MADARIAGA PROVINCIA: BUENOS AIRES

R.N.P.S.P. N° 10
 BUENOS AIRES

AV. ELERO 2977 - 7000 - MAR DEL PLATA

COOP. ZONA DOLORES
 MTR. 485

FECHA DE EMISION: 04/02/1999

FACTURA NUMERO: 04351408/0
 POR SUMINISTRO DE PHAJE
 HOJA: 01 DE 01

NUM	REM.	ROTA	CUENTA	PERIODO	DOMICILIO DEL SUMINISTRO	TENSION	TARIFA	IVA	C.I.T.P.
091	8720	0001	9004274	01/99	25 DE MAYO Y GILFERRERO	13200	TSM17	RIR	30-51568013-7

POTENCIA CONTRATADA			TARIFAS APLICADAS							
Uso	Cantidad-Kw	Vigencia	Fecha desde	Cargo fijo	Potencia Pico	Pat. fuera Pico	Energia Pico	Energia Resto	Energia Valle	Exc. kwh
EP	4300	30/11/98	31/12/98	12.420000	4.220000	1.010000	0.001400	0.001300	0.001230	
ER	4300	30/11/98								

DETALLE DE CONSUMOS: 030 dias, donde 30/12/1998 hasta 29/01/1999

Categ	Medidor	Estado Anterior	Estado Actual	Leido	Factor	CONS./DCM.	Un.
EP	295578	6033,700	7024,600	190,900	1800,00	343620	Kwh
ER	295578	13,100	550,400	537,300	1800,00	967140	Kwh
ERT	326120	60070,800	60971,700	300,900	1800,00	541620	Kvarh
PIA	4485724	99,000	94,500	94,500	36,00	3402	Kw

CONCEPTOS FACTURADOS

CONCEPTOS	IMPORTE
CLIENTES CARGO FIJO	
ENERGIA EN PICO	343620,00
ENERGIA EN VALLE	505610,00
ENERGIA EN RESIU	601524,00
POTENCIA EN PICO	4300,00
POTENCIA FUERA DE PICO	4300,00
* SUBTOTAL COSTO ENERGIA	27.00
IVA RESP. INSCRIPTO REV. %	21,00
IVA PERCEPCION 5% R.G. 3332	5,00
* SUBTOTAL IMPUESTOS	7,18

TOTAL A PAGAR: \$*****34.838
 VENCIMIENTO: 22/02/1999

EXCESO DEM. EN PICO C/S RECARGO 50%
 EXCESO DEM. F. PICO C/S RECARGO 50%
 ENERGIA REACTIVA EXCEDENTE:
 COS FI REGISTRADO: 0,93
 ENERGIA ACTIVA TOTAL (EAT): 1310/60 K

EMPRESA RESPONSABLE ASISTENCIA AL CLIENTE

FALON PARA EL CLIENTE

* LA PROXIMA FACTURA VENCE EL 22/03/1999 EN CASO DE NO RECIBIRLA CON 4 DIAS DE ANTICIPACION, DEBE RECLAMARLA EN NTRAS. OF. COMERCIALES POR INCONVENIENTES EN EL SERVICIO LAS 24 HORAS DEL DIA TODO EL AÑO MAR DEL PLATA 499-EDEA (3332) DESDE OTRAS LOCALIDADES O 810 999 EDEA (3332)

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

UNICOS LUGARES DE PAGO: Suc. EDEA (en MDP: Acha 150, Independencia 4273, Java 832 y 20 de Septiembre 1929), UCTP (solo con cheques), Bca. C'ruilcoop y Bca. Velox.

NUM	REM.	ROTA	CUENTA	FACTURA	PERIODO
091	8720	0001	9004274	04351408/0	01/99
TARIFA		VENCIMIENTO		IMPORTE	
TSM17		22/02/1999		\$*****34.838,00	

NUM	REM.	ROTA	CUENTA	FACTURA	PERIODO
091	8720	0001	9004274	04351408/0	01/99
TARIFA		VENCIMIENTO		IMPORTE	
TSM17		22/02/1999		\$*****34.838,00	

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

910435140891220290000034838000



910435140891220290000034838000



Super

DOMICILIO ZUHIAURKE 348
 LOCALIDAD GRAJ. MADARIAGA PROVINCIA BUENOS AIRES

FRANQUISA 7163
 H.N.P.S.T. N°180
 ES COPIA

AV. LIBRO 997-7600 - MAR DEL PLATA

FECHA DE EMISION: 04/02/1999

FACTURA NUMERO: 04351407/5
 POR SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA
 HOJA: 01 DE 01

COOP. ZONA DOLOROS
 MIERE-485

SUC	MEM.	UTA	CUENTA	PERIODO	DOMICILIO DEL SUMINISTRO	TENSION	TARIFA	IVA	C.H.T.P.	I.D.
091	8720	0001	9004274	01/99	25 DE MAYO Y GIBRALTAR	13200	T6MD	RIR	30-54568013-7	11%

POLENCIA CONTRATADA			TARIFAS APLICADAS							
Hora	Cantidad-Kw	Vigencia	Fecha desde	Cargo fijo	Potencia Máx.	Potencia Méd.	Energía Pico	Energía Resto	Energía Valle	Exc. E. React
PP	4300	30/11/98	31/12/98		0,810540	3,708840	0,032550	0,030680	0,028020	0,025000
RF	4300	30/11/98								

DETALLE DE CONSUMOS: 030 días desde 30/12/1998 hasta 29/01/1999								CONCEPTOS FACTURADOS		IMPORTE
Lcto.	Medidor	Estado Anterior	Estado Actual	Lefdo	Factor	CONS./DEM.	Un.	ENERGIA EN PICO	343670,00	11.184,83
FP	295838	6033,700	7024,600	100,900	1800,00	343620	Kwh	ENERGIA EN VALLE	305616,00	9.563,36
FI	295838	13,100	550,400	537,300	1800,00	95/140	Kwh	ENERGIA EN RESIDUO	661524,00	20.295,56
EAT	326129	60670,800	60971,700	300,900	1000,00	541620	Kvarh	EXCESO ENERGIA REACTIVA	110380,00	2.759,50
PIP	26485/29	99,000	94,600	94,500	36,00	3402	KW	POTENCIA MAXIMA	4300,00	3.485,32
								POTENCIA MEDIA	2795,00	10.360,21
								* SUBTOTAL COSTO ENERGIA		56.654,78
								IVA RESP. INSCRIPTO REV. A	21,00	11.897,50
								IVA PERCEPCION 5% G. 3337	5,00	2.832,74
								* SUBTOTAL IMPUESTOS		14.730,24
TOTAL A PAGAR:									\$*****71.385,02	Σ
VENCIMIENTO:									22/02/1999	
EXCESO DEM. EN PICO C/S RECARGO 50%:									Kw	
EXCESO DEM. F. PICO C/S RECARGO 50%:									Kw	
ENERGIA REACTIVA EXCEDENTE:									110380	Kvarh
COS FI REGISTRADO:									0,93	
ENERGIA ACTIVA TOTAL (EAT):									3310760	Kwh

* LA PRÓXIMA FACTURA VENCE EL 22/03/1999 EN CASO DE NO RECIBIRLA CON 4 DÍAS DE ANTICIPACIÓN DEBE RECLAMARLA EN NTRAS. OF. COMERCIALES POR INCONVENIENTES EN EL SERVICIO LAS 24 HORAS DEL DÍA TODO EL AÑO MAR DEL PLATA 499-EDEA (3332) DESDE OTRAS LOCALIDADES O 810 999 EDEA (3332)

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

UNICOS LUGARES DE PAGO: Suc. EDEA (ca MDP: Acha 350, Independencia 477), Jara 852 y 20 de Septiembre 1929), TICIP (solo con cheques), Hco. Creditoop y Den. Veloz.

SUC	MEM.	UTA	CUENTA	FACTURA	PERIODO
091	8720	0001	9004274	04351407/5	01/99
TARIFA		VENCIMIENTO		IMPORTE	
T6MD		22/02/1999		\$*****71.385,02	

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

TALON PARA DE BANCO

SUC	MEM.	UTA	CUENTA	FACTURA	PERIODO
091	8720	0001	9004274	04351407/5	01/99
TARIFA		VENCIMIENTO		IMPORTE	
T6MD		22/02/1999		\$*****71.385,02	

MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS

TALON PARA MEDIANAS

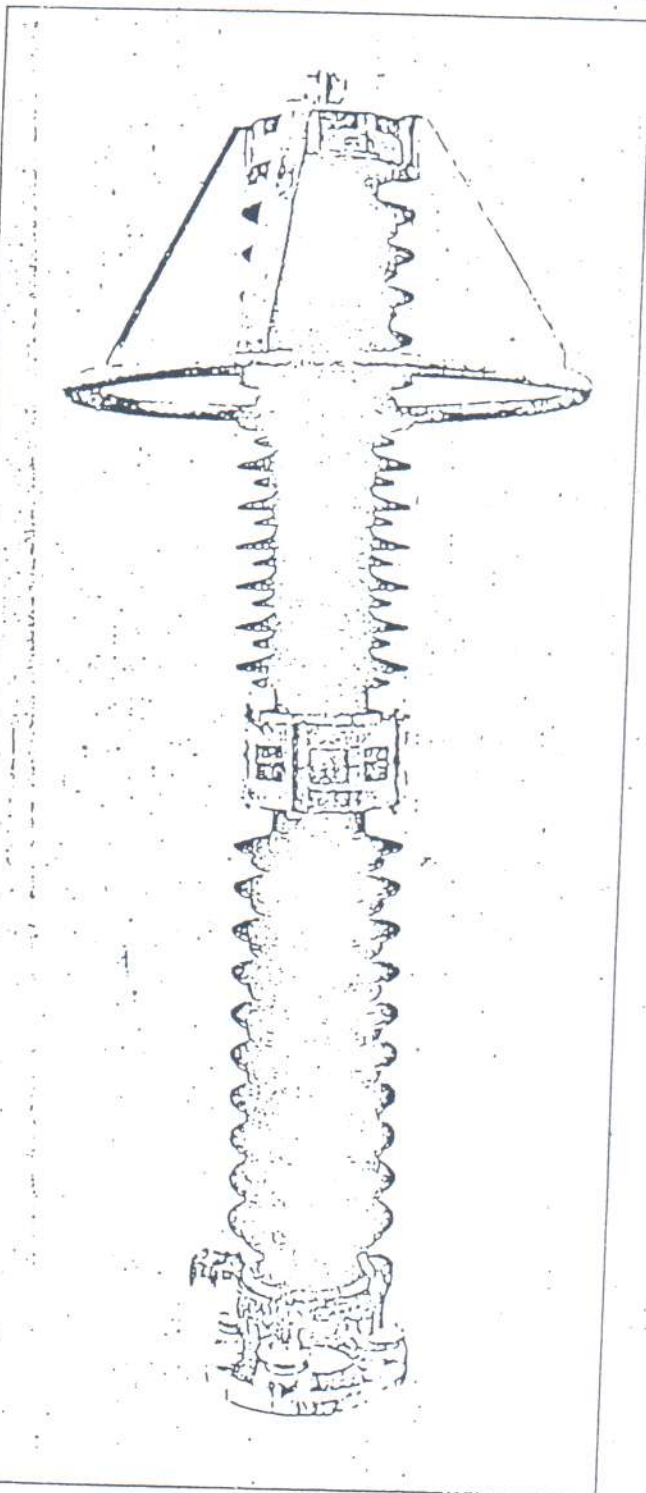
710435140791220290000071385025



910435140791220290000071385025



ZnO surge arresters type XAQ



Class 10 kA
Heavy duty, station type
For max. system voltage 362 kV

The arresters type XAQ are gapless arresters with basically the same design as XAP (See Cat. LB 22-1E). However, the area of the active elements is reduced and consequently also the discharge capabilities.

Mechanical design

XAQ is built up from one or more hermetically sealed units, each containing valve resistor blocks.

The sealing arrangement at the ends of each arrester unit consists of a prestressed stainless steel sealing plate and an O-shaped rubber gasket (see Fig. 2, page 2). The sealing plate, which is supported in the centre, exerts in its normal position a continuous pressure on the rubber gasket against the end surface of the porcelain and makes therefore an effective seal even if the gasket settles down due to ageing. The sealing arrangement also functions as an overpressure relief system. In the event of an arrester failure causing overpressure inside the arrester, the sealing plate flaps over and the gas is expelled through the openings between the flange and the porcelain. The exhaust openings are directed towards each other to ensure a rapid external flashover and thereby avoid any further increase of the pressure inside the arrester.

The metal flanges are fixed to the porcelain by spring clamps. This enables the mechanical strength of the porcelain to be utilized without stress concentrations on the porcelain due to variations in the ambient temperature.

The arrester is intended for vertical mounting on a horizontal surface. No bracing is required for installation. Suspension mounted arresters will be quoted for on request.

The line terminal is made of light alloy, clamps and the earth terminal of galvanised steel.

Type XAQ 170 A3 (L-28036)

Characteristic data

Discharge current withstand strength

- a) Low current, long duration, rectangular wave 2000 μ s: 800 A
- b) High current, short duration, waveform 1/10 μ s: 100 kA, 2 shots

Transmission line discharge performance

The capability of the XAQ type surge arresters to discharge stored energy on transmission lines has been tested in accordance with IEC 99-1, 1970 and ANSI C 62.1, 1975. This arrester type fulfils the requirements of long duration discharge class 3 according to IEC. It also easily fulfils applicable line discharge requirements according to ANSI.

Temporary overvoltage capability

The temporary overvoltage capability for durations greater than 0.1 sec is presented in Fig. 1. For shorter durations the overvoltage capability depends on the degree of current limitation from the network and previous duty to the arrester. Total energy dissipation without cooling should not exceed 4.5 kJ/kV.

Pressure relief capability

- a) Each arrester unit is provided with an overpressure relief device. For type XAQ arresters this device is tested to cope with a short circuit current of 40 kA for 0.2 s.
- b) The arrester units also fulfil the low current pressure relief requirements according to IEC 99-1.

Cantilever strength

The maximum horizontal force can be calculated by dividing the rated cantilever strength with the distance between the arrester base and the centre of force. Insulation bases ordered for above arresters have a cantilever strength consistent with the arrester strength.

Type designation of gapless arresters

Conventional surge arresters are characterised by their rated voltage which is proportional to the characteristics of series connected active elements. Similarly the ASEA gapless ZnO arresters are given a rated voltage proportional to the current-voltage characteristic of the ZnO varistors.

However, in order to design a phase-ground arrester properly the system voltage must also be known. The maximum system voltage together with the requirement on creepage distance and the number of parallel columns determine the physical size of the arrester and are used to characterise the arrester type XAQ. An example of standard type designation is given adjacent hereto:

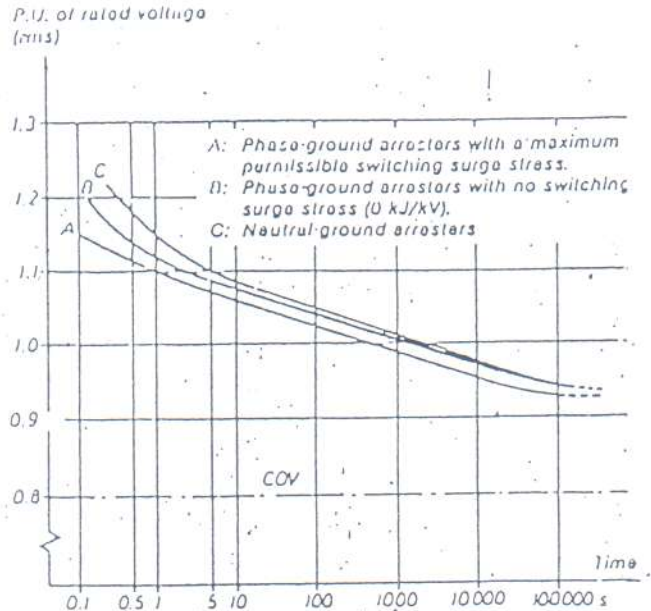


Fig. 1. Temporary overvoltage capability
For times shorter than 0.1 and longer than 100 000 s please contact your ASEA representative.

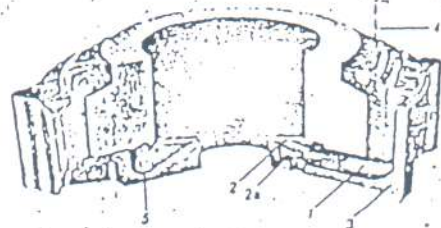
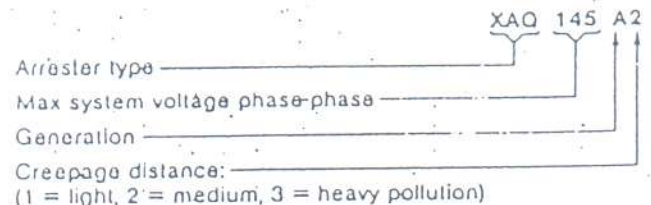


Fig. 2. Principal overpressure relief arrangement of each arrester unit.

1. Venting duct
2. Relief membrane
- 2a. Relief membrane in open position
3. Flange
4. Path of ionised exhaust gas resulting in external arcing
5. Rubber gasket



The rated voltage is also given on the nameplate. For any given system voltage there are a number of possible ratings for phase-ground arresters. The rated voltage has to be chosen with regard to the overvoltage requirement, see Fig. 1. For neutral arresters, see the table on page 4.

Guaranteed protective characteristics

Recommended for system voltage 1)			Max discharge voltage with current wave				
			Switching surges 2)		8/20 μ s		
kV	kV	kV	1 kA kV _{crest}	2 kA kV _{crest}	6 kA kV _{crest}	10 kA kV _{crest}	20 kA kV _{crest}
Type XAQ-A							
4		3	6	6.5	7	7.5	8.0
7		6	12.5	13	14	15	16
12		9	18.5	19	21	23	24
12		12	25	26	28	30	32
12	18	15	30	32	35	37	41
24	18	18	37	38	42	45	49
24	18	21	43	44	49	52	57
24		24	49	51	55	59	65
24		27	55	57	62	67	73
36		30	61	63	69	74	81
36		33	67	70	76	81	89
36		36	73	76	83	89	97
36		39	79	82	90	96	105
52		42	85	89	97	103	113
52		48	97	102	111	118	130
52	72	54	110	114	125	133	146
52	72	60	122	127	139	147	162
	72	66	134	140	152	162	178
	72	72	146	152	166	177	194
	72	75	152	159	173	184	203
100	72	84	171	178	194	206	227
100	123	90	183	190	208	221	243
100	123	96	195	203	222	236	259
145	123	108	219	228	249	265	292
145	123	120	244	254	277	294	324
145	123	170	132	268	279	305	324
145		170	144	292	305	333	356
		170	162	329	343	374	389
		170	168	341	355	374	397
						388	412
							454
245		180	365	381	418	441	486
245		192	390	406	444	471	518
245		198	402	419	457	486	535
245		210	426	444	485	515	567
245	300	216	438	457	499	530	583
245	300	228	463	482	527	559	616
	300	240	487	508	557	588	648
362	300	258	524	545	596	631	697
362	300	264	536	558	610	647	713
362	300	276	560	584	638	677	745
362	300	288	585	609	665	708	778
362	300	294	597	622	679	721	794
362		300	609	635	693	735	810
362		312	633	660	721	765	842
362		330	670	698	762	809	891
362		336	682	711	776	824	907

1) The arresters are designed for a continuous operating voltage (COV) 10% above the recommended system voltage divided by $\sqrt{3}$ or 0.8 x rated voltage, whichever is the lower.

2) Any impulse with a front time greater than 30 μ s.

Recommended neutral-ground arresters

The recommended neutral-ground arresters are calculated for unearthed systems with relatively long fault durations. With lower earth-fault factors the arrester rated voltage can be chosen with respect to curve C in Fig. 1, page 2. The electrical characteristics are identical to standard catalogue arresters with the corresponding rated voltage.

System voltage kV	Rated voltage kV	Arrester type	Dimensions identical to
12	9	XAQ 12 N	XAQ 12 A3
18	12	18 N	12 A3
24	15	24 N	12 A3
36	21	36 N	24 A3
52	30	52 N	36 A3
72	42	72 N	52 A3
100	60	100 N	52 A3
123	72	123 N	72 A3
145	84	145 N	72 A3
170	96	170 N	100 A2
245	1)	245 N	
300		300 N	
362		362 N	

1) Normally effectively earthed systems and graded neutral insulation. Quotations on request.

Ordering

Cat. No.

Cat. No. for sizes up to and including type XAQ 24:

LB 231 001-A

Cat. No. for sizes above type XAQ 24:

LB 231 002-A

Accessories are not included in these Cat. Nos. They must be ordered separately as described below.

When ordering, state:

- Quantity, type, rated voltage and Cat. No. of the required arrester.
- Quantity and type of line terminals.
- Quantity and type of earth terminals
- Quantity and type of insulating bases (if such are to be included)
- Quantity and type of surge counter (if such are to be included).

Example:

6 surge arresters type XAQ-170 A2, LB 231 002-A

Rated voltage 162 kV

6 line terminals, type A

6 earth terminals, type A

6 insulating bases, type A

6 surge counters, type TXB

When ordering accessories only, state:

- Quantity and Cat. No. for each required accessory.

Example:

2 line terminals LB 910 301-A

2 earth terminals LB 910 403-A

Dimensions, weights and accessories

Dimensions in mm. The design, data and dimensions are subject to modifications without notice.

Types XAQ 4 A3 - 24 A3

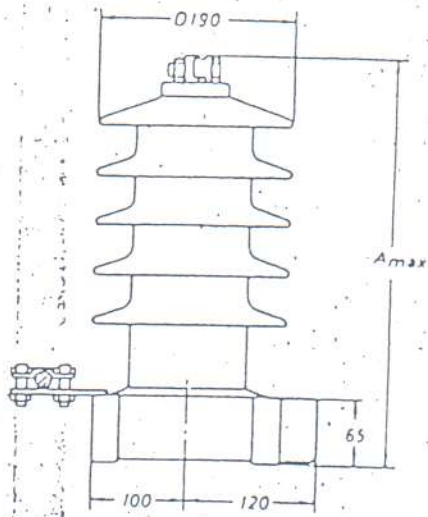


Fig. 3

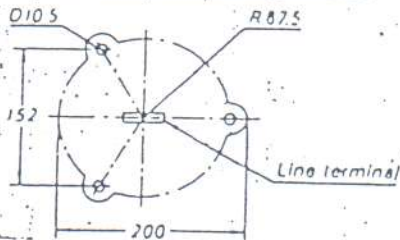
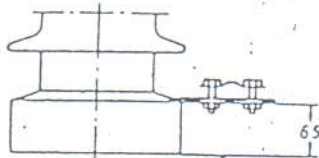


Fig. 4. Drilling plan (for arrester without insulating base)

Type XAQ	Dimension A _{max} mm	Creepage distance mm	Mass kg
4 A3	290	300	7
7 A3	290	300	7.5
12 A3	290	300	10
18 A1	290	300	10
18 A3	450	640	17
24 A3	450	640	17

Rated cantilever strength: 1000 Nm

Accessories

Line terminal

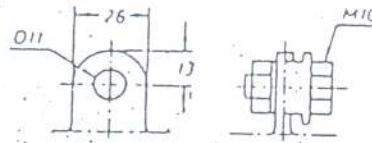


Fig. 6

Earth Terminals

Type A
Cat. No. LB 910 401-A

Type B
Cat. No. LB 910 402-A

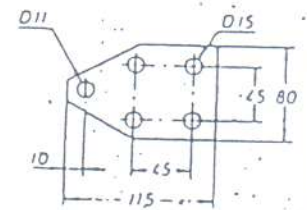
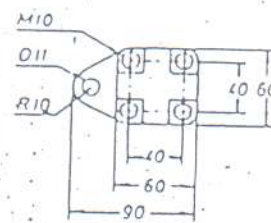
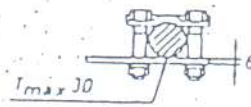


Fig. 6

Fig. 7

Insulating bases

Type A
Cat. No. LB 910 120-A

Type B
Cat. No. LB 910 141-A (NEMA-standard)

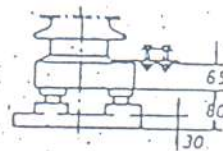


Fig. 8

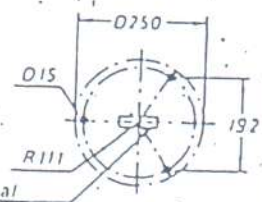
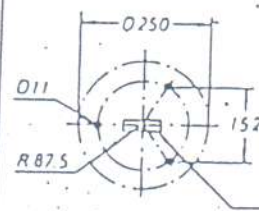


Fig. 9. Drilling plan for insulating base LB 910 120-A

Fig. 10. Drilling plan for insulating base LB 910 141-A

Types XAQ 36 A3-362 A2

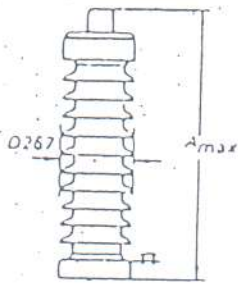


Fig. 11

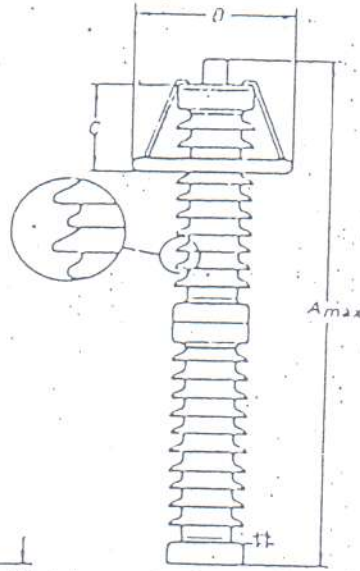


Fig. 12

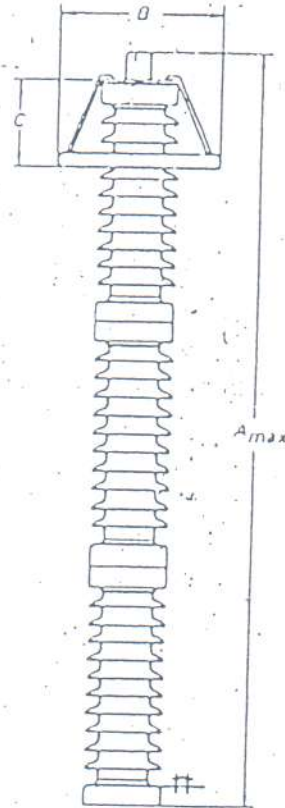


Fig. 13

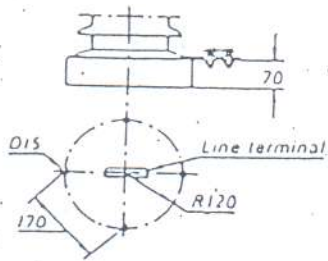


Fig. 14 Drilling plan for arrester without insulating base

Type XAQ	Dimensions				Creepage distance mm	Mass kg
	See Fig.	A _{max} mm	D mm	C mm		
36A3	11	740			1385	45
52A3		740			1385	50
72A1 ≤ 60		740			1385	50
72A3		1030			2290	70
100A2		1030			2290	70
100A3		1150			2715	75
123A1 ≤ 96		1030			2290	70
123A2 ≤ 108		1150			2715	80
123A3		1355			3390	90
145A1 ≤ 108		1150			2715	80
145A2 ≤ 132		1355			3390	95
145A3	12	1785	400	300	4100	115
170A1 ≤ 162		1665	400	300	3675	110
170A2		1785	400	300	4100	120
170A3		2075	600	325	5005	130
245A1 ≤ 210		2075	800	450	5005	140
245A2		2195	800	450	5430	145
245A3		2605	900	600	6780	165
300A1 ≤ 228		2195	900	600	5430	148
300A1 240-276		2605	900	600	6780	175
300A2 ≤ 276		2605	900	600	6780	170
300A3	13	3245	1200	900	8145	215
362A1 ≤ 294		2890	1200	600	6870	200
362A2		3245	1200	600	8145	220

Rated cantilever strength: 4000 Nm
Accessories: See page 7

Accessories

Line terminal

Type A Cat. No. LB 910 301-A

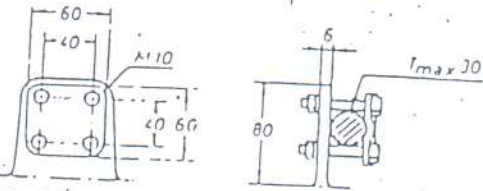


Fig. 15

Type B Cat. No. LB 910 310-A

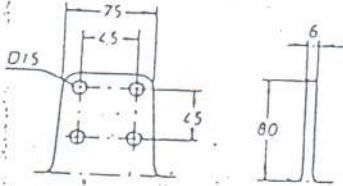


Fig. 16

Surge counter type TXB
Cat. No. LB 910 002-A

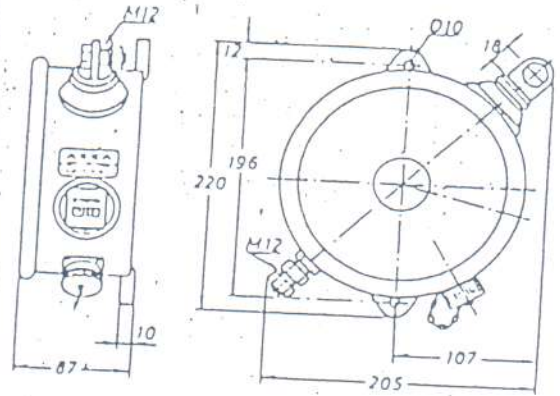


Fig. 22

Earth terminals

Type A
Cat. No. LB 910 403-A

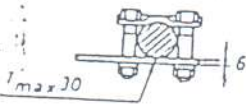
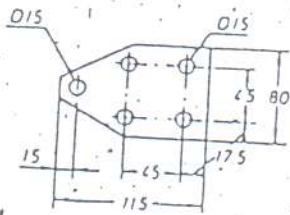
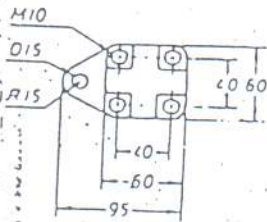


Fig. 17

Type B
Cat. No. LB 910 404-A



Fig. 18



Insulating bases

Type A, Cat. No. LB 910 120-A

Type B, Cat. No. LB 910 139-A (NEMA-standard)

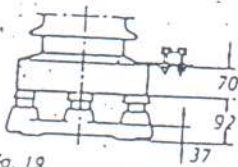


Fig. 19

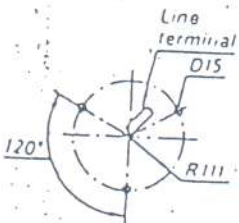


Fig. 20 Drilling plan for insulating base
Cat. No. LB 910 139-A

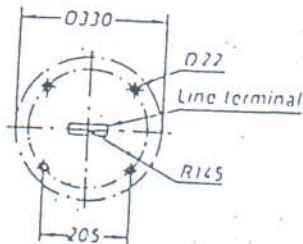


Fig. 21 Drilling plan for insulating base
Cat. No. LB 910 120-A

SEA

Index of Cat. Nos

Cat. No.	Page
0 231 001-A	4
002-A	4
0 910 002-A	7
120-A	7
128-A	5
139-A	7
141-A	5
301-A, 310-A	7
401-A, 402-A	5
403-A, 404-A	7

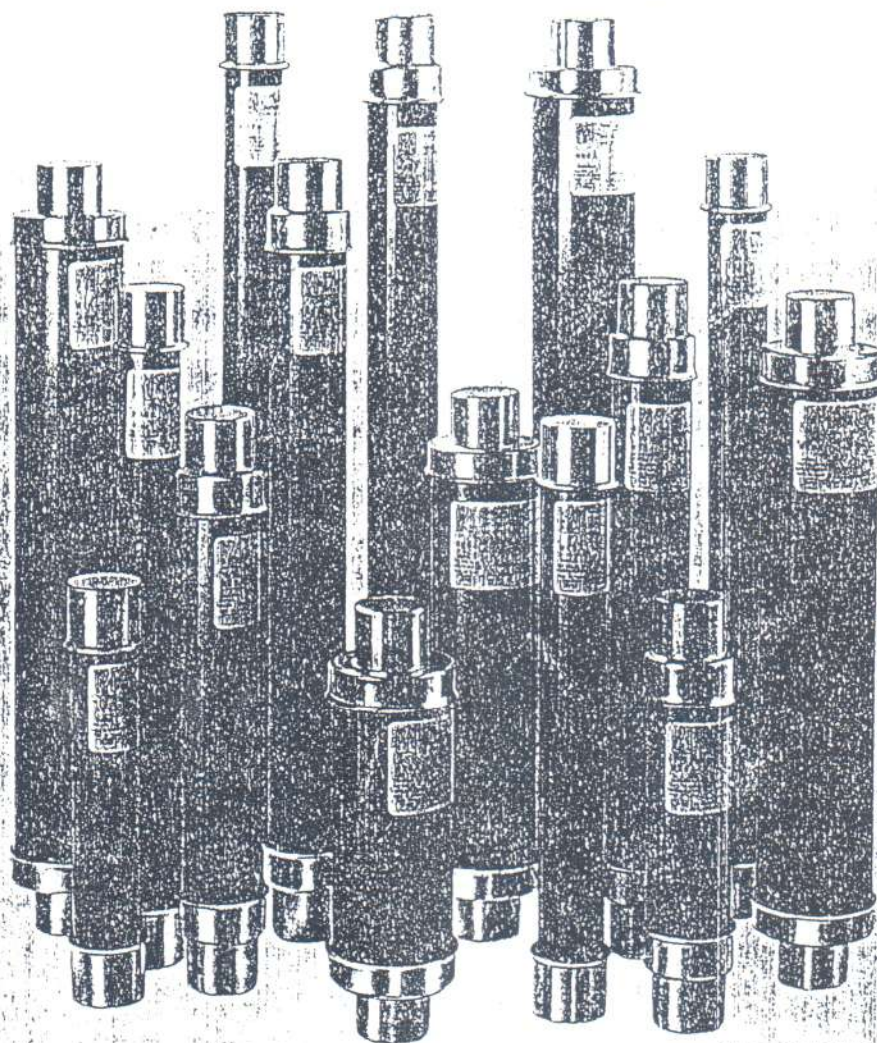
ASEA HV APPARATUS, S-771 01 LUDVIKA, SWEDEN
Tel. +46 240 820 00

FUSIBLES DE ALTO PODER DE RUPTURA CON BAJAS PERDIDAS, PARA MEDIA TENSION tipo CF

CEI - 282 - 1 / UNE 21120 - 1 / RU - 6405



- Utilización Interior - Exterior.
- Con percutor para señalización y disparo.



PROGRAMA
INVESTIGACION
ELECTROTECNICO
IBERDROLA

MESA

CAT. 5205

5 - 1995

INTRODUCCION

Los cortocircuitos ponen en juego corrientes considerables relacionadas con el valor de la potencia instalada. En el lugar en que se producen, se vierte toda la energía disponible, solamente limitada por la impedancia de la red. Los efectos dinámicos y térmicos que se originan, son capaces de producir grandes accidentes por calentamiento o explosión.

Lo anteriormente expuesto nos da una idea de la importancia que tienen los fusibles de A.P.R., por su característica de limitación de las corrientes de cortocircuito.

Las características básicas que definen la nueva gama de fusibles tipo CF, son:

- Alta capacidad de ruptura.
- Alto efecto limitador.
- Baja sobretensión de corte.
- Bajos valores de I^2t .

- Bajas pérdidas por disipación de calor.
- Sin mantenimiento ni envejecimiento.
- Válidos para instalación interior y exterior.
- Provistos de percutor para señalización y disparo.
- Bajos valores de intensidad de corte mínima.

Los bajos valores de sobretensión obtenidos durante la interrupción de las corrientes permite la utilización de fusibles a tensiones de servicio muy inferiores a su tensión nominal, según se refleja en la tabla 1.

Son del tipo acompañamiento y conforme a las siguientes normas:

- UNE-21.120-1.
- R.U.-6.405.
- CEI-282-1.
- DIN-43.625.

CAMPO DE APLICACION

Protección de:

- Receptores de media tensión (transformadores, motores, condensadores, etc.).
- Redes de distribución de Compañías Eléctricas e Industrias.

Protegen contra cortocircuitos que puedan provenir tanto de los circuitos de media tensión como de baja tensión, en caso de fallos de las protecciones de éstos, o de incidencias antes de las mismas.

Se pueden aplicar asociados o combinados con aparatos de maniobra.

DEFINICIONES BASICAS

Un: TENSION NOMINAL

Es la tensión de servicio entre fases (expresada en kV.), más elevada de la red sobre la que podrá ser instalado el fusible.

En la gama de Media Tensión, las tensiones que han sido fijadas son: 3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV.

In: INTENSIDAD NOMINAL

Es el valor de la intensidad que el fusible puede soportar en permanencia sin calentamientos anormales (generalmente 65° C. para los contactos).

I₁: INTENSIDAD DE CORTE NOMINAL

Es la corriente presunta de defecto que el fusible puede interrumpir.

Es el valor máximo de ensayo del fusible. Este valor es muy elevado: de 20 kA. a 63 kA. (Ver tabla características).

OBSERVACIONES:

Es necesario asegurarse de que la intensidad de cortocircuito en el punto de utilización de la red sea igual o inferior a la corriente I_1 del fusible utilizado.

TENSION DE CORTE

Es el valor máximo instantáneo de la tensión que aparece entre los bornes de un cortocircuito durante su funcionamiento.

TIEMPO VIRTUAL

Es el cociente entre el valor de la integral de Joule y el cuadrado del valor de la intensidad presunta de defecto.

I₂: INTENSIDAD QUE PRODUCE LA MAXIMA ENERGIA DE ARCO EN EL FUSIBLE

El valor I_2 dependiendo de la concepción de los elementos fusibles se sitúa entre 20 y 100 In.

Ello permite garantizar el corte por toda la zona de corriente comprendida entre I_3 e I_1 .

I₃: INTENSIDAD DE CORTE MINIMA

Es el valor mínimo de corriente que provoca la fusión y el corte del fusible.

OBSERVACIONES:

No es suficiente para un fusible de media tensión fundirse para interrumpir el paso de corriente. Para valores de corriente inferiores a I_3 , el fusible se funde, pero puede no cortar. El arco queda mantenido hasta que una intervención desde el exterior interrumpa la corriente.

Es totalmente imprescindible el evitar la sollicitación de un fusible en la zona comprendida entre In e I_3 .

CARACTERISTICAS TIEMPO/CORRIENTE

Es la curva que indica el tiempo virtual en función del valor de la componente simétrica de la intensidad prevista (figura 3, página 5).

INTENSIDAD LIMITADA CORTADA

Es el máximo valor instantáneo de la intensidad que se alcanza durante la operación de corte de un fusible.

FABRICACION

Los fusibles tipo CF son del tipo acompañamiento y desde 7,2 kV. a 36 kV., con dimensiones según DIN-43625 y CEI-282-1. Bajo demanda pueden suministrarse con dimensiones no normalizadas y para aplicaciones especiales.

La construcción de los fusibles CF es tal que permite su empleo tanto en instalaciones de interior como de intemperie.

La forma especial de los elementos fusibles, determinada tras laboriosos ensayos, hace que la interrupción se efectúe gradualmente, manteniendo la sobretensión muy por debajo del límite permitido por las normas de $2,2 \sqrt{2} U_n$.

Por efecto de la arena de cuarzo, la extinción del arco se efectúa rápidamente, limitando la amplitud del cortocircuito y por tanto, los efectos térmicos y dinámicos a que estaría sometida la instalación sin la protección ejercida por estos elementos.

Se fabrican con percutor para señalización y disparo. El percutor sale al exterior, perforando una membrana al actuar el fusible.

El diagrama fuerza-recorrido del percutor de disparo se representa en la figura 1. Se fabrica con una energía de 0,84 julios, tipo medio, según CEI-282-1.

Los fusibles MESA tienen su empleo principal como protección contra intensidades de cortocircuito en instalaciones eléctricas de media tensión. Pueden ser aptos también para protección contra sobrecargas de valor igual o superior a las intensidades mínimas de interrupción.

Las capacidades de corte, dimensiones generales y referencias se dan en la hoja número 6. Para obtener una protección adecuada, el calibre de los fusibles deberá ser elegido de acuerdo con las tablas números 1 y 2 que facilitamos con este fin.

CONDICIONES DE INSTALACION

- Al aire libre.
- En celda.
- En cabina compacta (SF6).

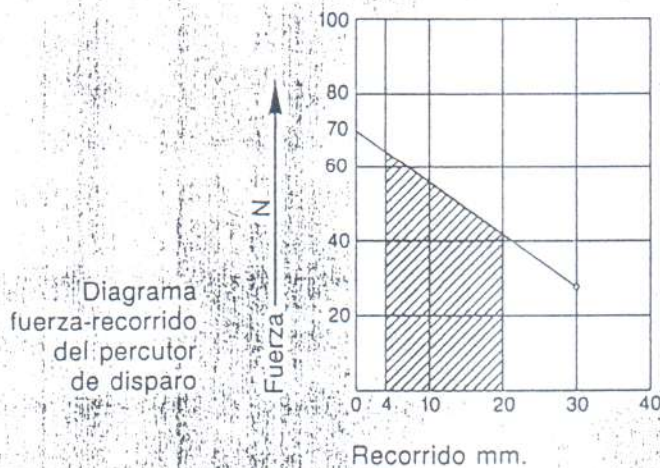


FIGURA 1:

LIMITACION DE CORRIENTE

Los fusibles de A.P.R. limitan la intensidad de cortocircuito a un valor que depende de su intensidad nominal, de la intensidad presunta de cortocircuito y del ángulo de la onda de tensión en el momento del fallo.

En el diagrama de la figura 2 se ven las líneas correspondientes a cada calibre de fusibles que determinan la intensidad máxima, valor cresta, que puede alcanzarse en un circuito protegido con fusibles de A.P.R. El encuentro de dichas líneas con la recta I. máx. Simétrica o I. máx. Asimétrica, señala la intensidad presunta de cortocircuito, por debajo de la cual, los fusibles no tienen efecto de limitación.

Así, en dicho diagrama, vemos que si se produce un corto en una instalación no protegida, cuya intensidad presunta de cortocircuito es de 5 kA eficaces, la intensidad máxima, valor cresta, que se producirá será aproximadamente $7 \text{ kA} \approx 5\sqrt{2} \text{ kA}$ en un régimen simétrico y $13 \text{ kA} \approx 5\sqrt{2} \times 1,8 \text{ kA}$ en el caso asimétrico. Estos valores se han determinado trazando una horizontal por el punto de la intersección de la línea correspondiente a la intensidad presunta de cortocircuito, en este caso 5 kA, con las rectas I. máx. Simétrica y Asimétrica.

Si en el mismo circuito hubiera un fusible de 6 A., la intensidad sería limitada a 0,85 kA valor cresta. Un fusible de 16 A., la limitaría a 1,5 kA.

CURVAS DE LIMITACION

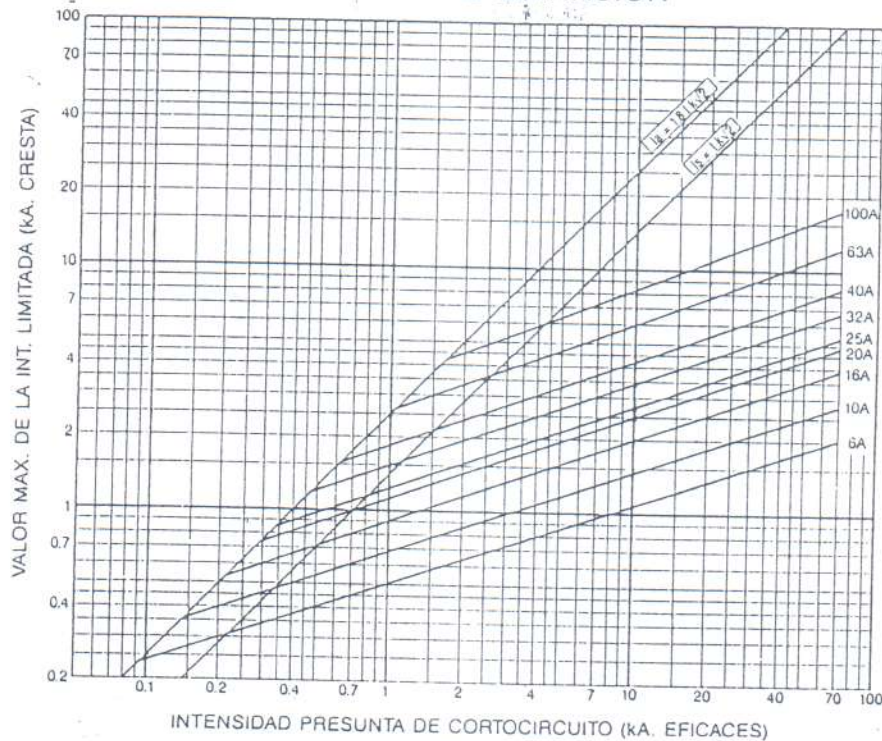


FIGURA 2.

CRITERIO EN LA ELECCION DEL CALIBRE PARA TRANSFORMADORES

En la elección del calibre de fusible necesario para la protección de un transformador es preciso tener en cuenta:

— LAS CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

- Potencia nominal P_n (kVA).
- Tensión de cortocircuito U_{cc} (%).
- Intensidad nominal I_{nt} .
- Intensidad de conexión $12 \times I_{nt}$
(valor máximo standard)
- Intensidad de cortocircuito $I_{cc} = \frac{100 \times I_{nt}}{U_{cc}}$
- Intensidad en régimen de sobrecargas Valores usuales
 $1,2 \div 1,4 I_{nt}$.
- Tiempo máximo soportado bajo I_{cc} . en los transformadores Valores standard:
2 seg. trafos hasta 630 kVA.
3 seg. trafos entre 631 y 3.150 kVA.

— LAS CARACTERISTICAS DEL FUSIBLE

- Tensión nominal U_n .
- Intensidad nominal I_n .
- Características tiempo/corriente s/curvas.
- Intensidad de fusión a 0,1 segundos $I_f(0,1 \text{ seg})$
- Intensidad de fusión a 2 ó 3 segundos $I_f(2 \text{ seg.}) \text{ ó } I_f(3 \text{ seg.})$
- intensidad mínima de ruptura I_3
- Intensidad máxima de ruptura I_1

- Deberá soportar sin fundir la intensidad de conexión del transformador, es decir:

INTENSIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR

$$I_{nt} < \frac{I_f (0,1 \text{ seg.})}{12}$$

- Deberá soportar la intensidad de servicio continuo I_{nt} y las sobrecargas eventuales, normalmente 1,3 - 1,4 I_{nt} del transformador.
- Si las condiciones de instalación y explotación no son bien conocidas, se elegirá el calibre inmediato superior a 1,5 I_{nt} .
- Cortar la corriente de cortocircuito I_{cc} prevista de la instalación, es decir: $I_f > I_{cc}$.
- Cortar la corriente de cortocircuito del transformador I_{cc} (falta en bornas del secundario), es decir:

$$I_{cc} \geq I_3$$

- Un fusible de protección de transformadores, debe impedir (fundiéndose antes) que, la intensidad de cortocircuito prevista para ese transformador, pueda dañar al mismo.

Transformador hasta 630 kVA $I_f (2 \text{ seg.}) \leq I_{cc}$.

Transformador de 631 a 3150 kVA $I_f (3 \text{ seg.}) \leq I_{cc}$.

- La tensión nominal del fusible U_n , deberá ser igual o superior a la tensión de la red.

La tensión de red estará dentro de los límites marcados en la tabla 1.

La tabla número 1 ha sido confeccionada para la mejor protección posible de transformadores y en base a los criterios expuestos anteriormente.

CURVAS DE FUSION

Una cuidadosa selección de los materiales que integran el elemento fusible y demás componentes del fusible, así como un control muy severo de fabricación,

nos garantizan la exactitud de las curvas tiempo-corriente, figura 3, con la tolerancia según la norma CEI-282-1 de $\pm 20\%$ de la intensidad.

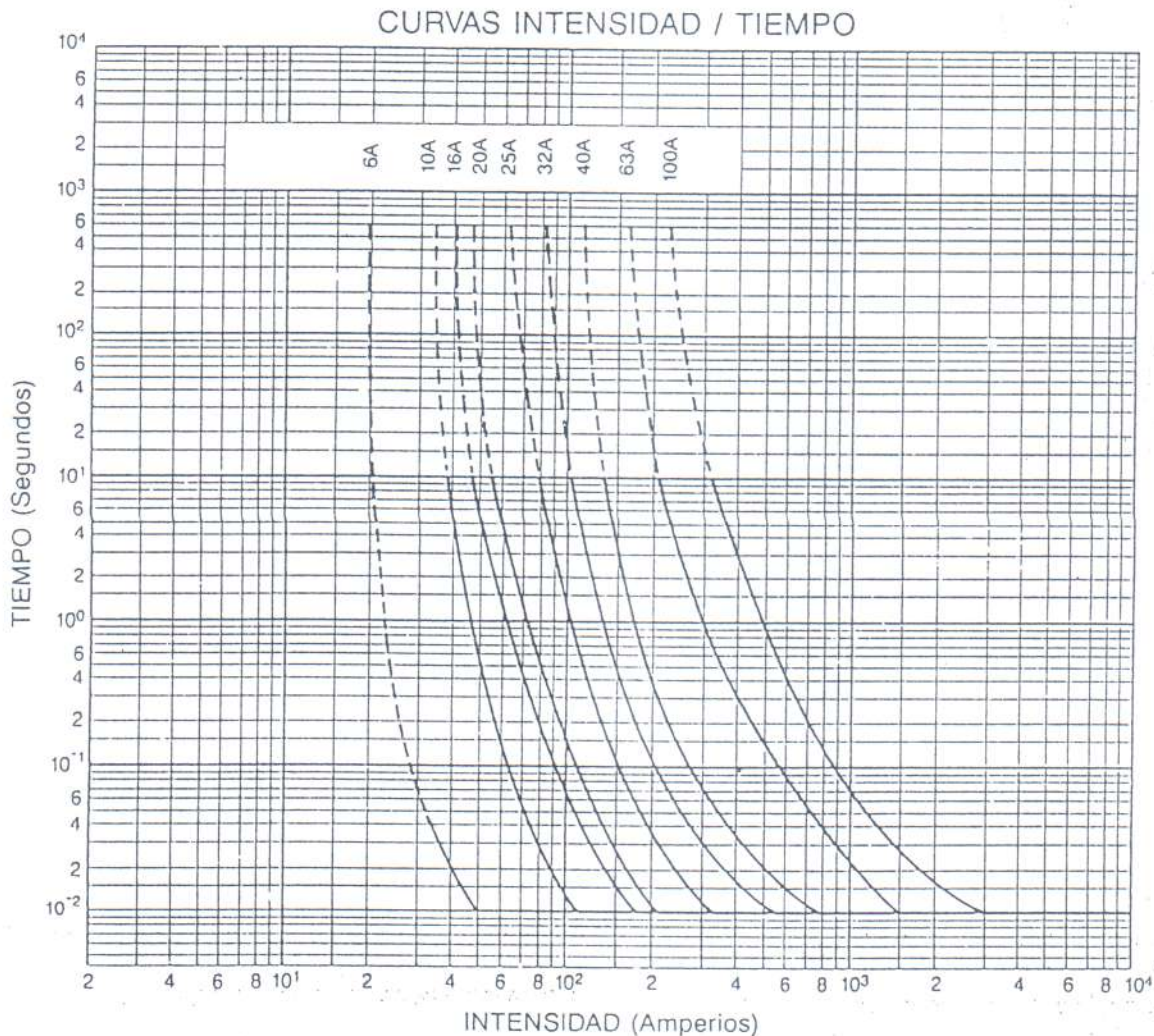


FIGURA 3.

REFERENCIAS - CARACTERISTICAS

REFERENCIA	TENSION NOMINAL Un kV.	TENSION DE UTILIZACION kV.	INTENSIDAD NOMINAL In A.	INTENSIDAD MAXIMA DE CORTE I ₁ kA.	INTENSIDAD MINIMA DE CORTE I ₃ A.	RESISTENCIA EN FRIO R ₀ m Ω	POTENCIA DISIPADA A In. W.	τ ² DE FUNCIONAMIENTO kA ² . seg.	DIMENSIONES EN mm		PESO kg	
									d	e		
CF - 7/ 6 CF - 7/ 10 CF - 7/ 16 CF - 7/ 20	7,2	3,6 / 7,2	6,3	63	35	205	12	0,40	50,5	192	0,9	
10			34		102	14	0,82					
16			46		68	26	1,96					
20			55	53	32	2,45						
CF - 7/ 25 CF - 7/ 32 CF - 7/ 40			25	63	79	36	35	4,63	57	192		1,1
32			101		26	42	9,48					
40	135	18	46		14,7							
CF - 7/ 63 CF - 7/100	63	63	215	8	52	45,4	78,5	192	2			
100	355		5	128	112							
CF - 12/ 6 CF - 12/ 10 CF - 12/ 16 CF - 12/ 20	12	7,2 / 12	6,3	63	35	319	16	0,45	50,5	292	1,2	
10			34		158	18	0,85					
16			46		106	37	1,82					
20			55	82	42	2,60						
CF - 12/ 25 CF - 12/ 32 CF - 12/ 40			25	63	79	56	52	4,80	57	292		1,5
32			101		40	59	9,72					
40	135	28	74		15,5							
CF - 12/ 63 CF - 12/100	63	63	215	13	82	48,1	78,5	292	2,8			
100	355		8	210	116,4							
CF - 17/ 6 CF - 17/ 10 CF - 17/ 16 CF - 17/ 20	17,5	12 / 17,5	6,3	40	35	402	21	0,40	50,5	367	1,4	
10			34		203	25	0,92					
16			46		132	46	1,48					
20			55	103	52	2,85						
CF - 17/ 25 CF - 17/ 32 CF - 17/ 40			25	40	79	71	66	5,81	57	367		1,9
32			101		51	74	11,2					
40	135	35	94		20,2							
CF - 17/ 63 CF - 17/100	63	32	218	18	121	51,3	78,5	367	3,5			
100	455		15	330	120,1							
CF - 24/ 6 CF - 24/ 10 CF - 24/ 16 CF - 24/ 20	24	12 / 24	6,3	40	35	485	25	0,40	50,5	442	1,6	
10			34		248	31	0,85					
16			46		158	58	2,30					
20			55	123	67	3,24						
CF - 24/ 25 CF - 24/ 32 CF - 24/ 40			25	40	79	85	79	7,0	57	442		2,2
32			101		61	96	10,5					
40	135	42	119		25							
CF - 24/ 63 CF - 24/100	63	32	218	22	144	52	78,5	442	4,1			
100	455		19	393	124,8							
CF - 36/ 6 CF - 36/ 10 CF - 36/ 16 CF - 36/ 20	36	24 / 36	6,3	20	35	750	39	0,41	50,5	537	1,8	
10			34		380	50	0,88					
16			46		252	98	2,70					
20			58	197	120	4,55						
CF - 36/ 25			25	20	79	133	133	6,07	57	537		2,6
CF - 36/ 32			32		20	101	103	171				
CF - 36/ 40	40	135	70			207	22,8					
CF - 36/ 63	63	218	38	274		53,6						

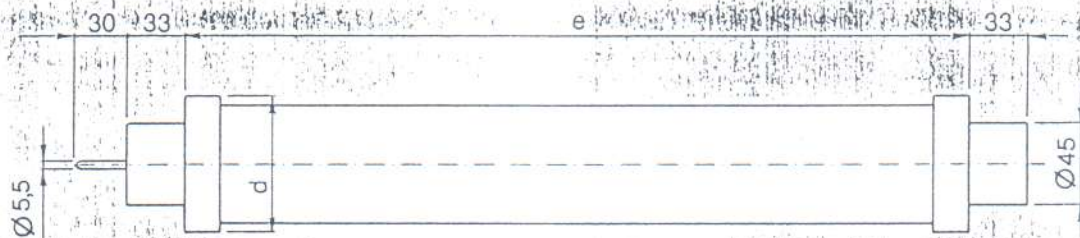


FIGURA 4.

TENSION DEL TRANSF. kv.	TENSION DEL FUSIBLE kv.	POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (kVA)															
		50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
		INTENSIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE															
3	Int.	9,62	14,43	19,25	24,06	30,79	38,49	48,11	60,62	76,98	96,23	121,24	153,96	192,45	240,56	307,92	384,90
	7,2	20	32														
		25	40	40	63	63	63	100	100	100*							
5	Int.	5,77	8,66	11,55	14,43	18,48	23,09	28,87	36,37	46,19	57,74	72,75	92,38	115,47	144,34	184,75	230,94
	7,2	16			32	40											
		20	25	32	40	63	63	63	63	100	100	100*					
6	Int.	4,81	7,22	9,62	12,03	15,40	19,25	24,06	30,31	38,49	48,11	60,62	76,98	96,23	120,28	153,96	192,45
	7,2	16	20	20			40				63						
		20	25	25	32	40	63	63	63	63	100	100	100	100*			
10	Int.	2,89	4,33	5,77	7,22	9,24	11,55	14,43	18,19	23,09	28,87	36,37	46,19	57,74	72,17	92,38	115,47
	12	17,5		16	20			32									
		24	10	16	20	25	25	32	40	40	63	63	63	100	100	100*	
13,2	Int.	2,19	3,28	4,37	5,47	7,00	8,75	10,93	13,78	17,50	21,87	27,56	34,99	43,74	54,67	69,98	87,48
	24	17,5	6	10	16	16	20	25	25	32	40		63				
		36	10	16	20	20	25	32	32	40	63	63	63	100	100	100	100*
15	Int.	1,92	2,89	3,85	4,81	6,16	7,70	9,62	12,12	15,40	19,25	24,25	30,79	38,49	48,11	61,58	76,98
	24	17,5		10	16	10					40		63				
		36	6	10	16	20	20	25	25	32	40	63	63	63	100	100	100
20	Int.	1,44	2,17	2,89	3,61	4,62	5,77	7,22	9,09	11,55	14,43	18,19	23,09	28,87	36,08	46,19	57,74
	24				10	16	16				32				63		
		36	6	6	10	16	20	20	25	25	32	40	40	63	63	100	100
25	Int.	1,15	1,73	2,31	2,89	3,70	4,62	5,77	7,27	9,24	11,55	14,55	18,48	23,09	28,87	36,95	46,19
	36			6				16	16				40				
		36	6	6	10	10	16	20	20	25	25	32	40	63	63	63	63
30	Int.	0,96	1,44	1,92	2,41	3,08	3,85	4,81	6,06	7,70	9,62	12,12	15,40	19,25	24,06	30,79	38,49
	36			6			10	16	16					40			
		36	6	6	10	10	16	20	20	25	25	32	40	63	63	63	63

• La tensión e intensidad de los fusibles recomendados, se indican en negrita.
 • Los fusibles señalados con *, son recomendados solamente en instalaciones bien ventiladas y libres de sobretensiones.

FUSIBLES PARA PROTECCION DE MOTORES**TABLA 2**

En esta tabla número 2 se dan los calibres de los fusibles recomendados para la protección contra cortocircuitos en los motores de arranque

directo, esporádicos y a plena carga, para dos arranques consecutivos de 20 segundos.

TENSION NOMINAL DEL MOTOR KV.	POTENCIA DEL MOTOR KW.							
	75	90	125	140	160	180	200	250
	INTENSIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE							
3	40	63	63	100	100	100	100	—
5	32	32	40	40	63	63	100	100
6	25	32	40	40	63	63	63	100

FUSIBLES PARA PROTECCION DE BATERIAS DE CONDENSADORES

Los fusibles empleados en la protección de condensadores están sometidos a esfuerzos especiales, debido a:

- A los altos picos de corriente que surgen en la puesta en servicio de la batería que pueda ocasionar un envejecimiento o fusión del elemento fusible.
- La presencia de armónicos que pueden conducir a calentamientos excesivos.

ELECCION DEL CALIBRE

Una regla general a aplicar al aparellaje en presencia de condensadores es el sobredimensionamiento de la corriente asignada en, aproximadamente, el 35%, debido a los armónicos que introduce y el calentamiento suplementario que ello implica.

NOTA: Las ilustraciones expuestas en este catálogo son correctas en el momento de su edición pero, dado que constantemente estamos mejorando nuestra fabricación, nos reservamos el derecho de introducir en nuestros aparatos toda modificación justificada por la

Las configuraciones de batería de condensadores que se presentan son:

- BATERIA UNICA.
- BATERIA FORMADA POR ESCALONES EN PARALELO.

Para reducir los altos picos de corriente que surgen en la puesta bajo tensión de los condensadores, es conveniente instalar reactancias de choque, especialmente cuando se disponen elementos en paralelo.

Se recomienda aplicar un coeficiente comprendido entre 1,7 y 1,9 a la corriente capacitiva para obtener el calibre del fusible apropiado.

evolución de la técnica. No adquirimos responsabilidad por las diferencias que pueda haber entre el material servido y el reseñado. El cliente que tenga interés en ello puede pedir confirmación de las dimensiones y demás datos que figuren en él.

MANUFACTURAS ELECTRICAS, S. A.

GRUPE SCHNEIDER

Apartado 8
48100 MUNGUÍA (VIZCAYA) ESPAÑA
Teléfono (94) 615 91 00
Télex 34672 MEMG E
Telefax (94) 615 91 10

P. O. Box 8
48100 MUNGUÍA (VIZCAYA) SPAIN
Telephone 34-4-615 91 00
Telex 34672 MEMG E
Telefax 34-4-615 91 10



/

CATALOGO DE ESPECIFICACIONES

cable de potencia DUROLITE® 1KV

Contrafueg®

CIMET

Combet 2501 - (1655) José León Suárez - Argentina
Teléfono 766-9009 - Télex: 22822 AR CIMET

LINEA DE PRODUCCION

A. CONDUCTORES DE COBRE

I. CONDUCTORES DESNUDOS

ACD/CCD	Alambres y cables de cobre recocido.
ACDLA/CCDLA	Alambres y cables de cobre duro para líneas aéreas.
CDA	Cable desnudo para antena y toma de tierra.

II. INSTALACIONES

IFAC/IFCC	Alambres y cables para instalaciones fijas interiores.
BPAC/BPCC	Alambres y cables tipo bajo plomo.

III. FLEXIBLES

CC	Cuerdas flexibles para instalaciones fijas interiores.
BVCC	Cables flexibles bajo vaina chata.
TTCC	Cables flexibles bajo vaina redonda.
CPB	Cables flexibles para batería y arranque.
PECC	Cables extra flexibles para portaelectrodos.

IV. LINEAS AEREAS

LAIAC/LAICC	Alambres y cables para líneas aéreas a la intemperie.
-------------	---

V. CABLES DE POTENCIA

DVAC/DVCC	Cables DUROLITE para 1/3/6/13,2 kv.
DVFAC/DVFCC	Cables DUROLITE armados para 1/3/6/13,2 kv.
DVXCC/DVXFCC	Cables TERMOLITE sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de polietileno reticulado - (XLP).
DVRCC/DVRFCC	Cables TERMOPER sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de goma etilén-propilénica (EPR).

VI. CABLES DE CONTROL

DVAC	Cables DUROLITE para señalización y comando.
ASCC	Cables flexibles tipo ascensor.

VII. CABLES TELEFONICOS

PAL	Cables telefónicos con aislación y vaina de polietileno según ENTel 782.
PAL/A	Cables telefónicos con autoportante lig. 8 según ENTel 191.
INE	Cables telefónicos interiores para conmutadores y edificios según ENTel 755.
Conmutador	Cables telefónicos con conductores de cobre, aislación de PVC.
Telefónico relleno	Cables telefónicos cubiertos con material sintético (Foam skin).
Telefónico relleno	Cables telefónicos con aislación de polietileno sólido según ENTel.

VIII. ESPECIALES

- Cables coaxiales de 50 y 75 ohms para electrónica.
- Cables para alimentación de bombas sumergidas.
- Cables DUROLITE para buques.
- Alambres para bobinados de bombas sumergidas.

B. CONDUCTORES DE ALUMINIO

I. CONDUCTORES DESNUDOS

AAD/CAD	Alambres y cables de aluminio puro grado eléctrico.
CADLA	Conductores de aleación de aluminio para líneas aéreas de energía.
ACSR/AACSR	Conductores de aluminio puro grado eléctrico o de aleación de aluminio con alma de acero.
ACAR	Conductores de aluminio puro, grado eléctrico con alma de aleación de aluminio.

II. LINEAS AEREAS

LAICA	Conductores aislados para líneas aéreas a la intemperie.
LAIPCA	Conductores protegidos para líneas aéreas a la intemperie.
CMXA	Conductores preensamblados para líneas aéreas.

III. CABLES DE POTENCIA

DVCA	Cables DUROLITE para 1/3/6/13,2 kv.
DVFCA	Cables DUROLITE armados para 1/3/6/13,2 kv.
DVXCA/DVXFCA	Cables TERMOLITE sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de polietileno reticulado (XLP).
DVRCA/DVRFCA	Cables TERMOPER sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de goma etilén-propilénica (EPR).

Esta lista no es exhaustiva. Si Ud. necesita un conductor eléctrico especial, indique sus especificaciones y nuestro servicio de Ingeniería de ventas le brindará su deferente atención.

CIMET

CABLES DUROLITE 1KV Contrafuego

DUROLITE



CABLES DE COBRE Y ALUMINIO PARA TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

- A — TIPO DUROLITE® 1 KV DVAC/DVCC/DVCA (SIN ARMADURA)
B — TIPO DUROLITE® 1 KV DVTAC/DVTCC/DVTCA (ARMADO CON TRENZA)
TIPO DUROLITE® 1 KV DVFAC/DVFCC/DVFCA (ARMADO CON FLEJE)

1. USO O APLICACION

Estos cables son aptos para instalaciones fijas en ambientes interiores (en bandejas, canaletas, engrampados, etc.), a la intemperie, subterráneo y dentro del agua. Aptos para ser utilizados en instalaciones en edificios civiles e industriales, centrales, subestaciones eléctricas y redes de distribución.

Pueden ser instalados en lugares secos, húmedos o corrosivos.

Los cables DUROLITE® están diseñados para trabajar con temperaturas en el conductor de hasta 80° C en régimen permanente.

Su construcción permite utilizarlos en sistemas con tensión nominal de servicio entre fases de hasta 1.100 volts y una tensión máxima de 1.200 volts.

2. CARACTERISTICAS

Estos cables reúnen magníficas propiedades eléctricas y mecánicas. Poseen elevada resistencia a la abrasión, ácidos, grasas y aceites, así como también elevada resistencia al agua y a la humedad.

La simplicidad de su construcción, juntamente con el tipo de aislantes utilizados (aislación seca) facilita la tarea de empalmes, derivaciones y terminales que pueden ser ejecutados por los métodos convencionales de moldes con resinas o bien simplemente encintados.

Debido al aislante utilizado, estos cables NO PROPAGAN LA LLAMA, pueden ser utilizados tanto en posición horizontal como vertical y aún en ambientes donde existan elevadas concentraciones de ozono. Presentan elevada resistencia a la perforación eléctrica y de aislamiento, aún estando instalados en el agua, así como también elevada resistencia al envejecimiento.

Bajo pedido especial se pueden formular compuestos que otorgan características especiales de resistencia a los hidrocarburos.

3. CONSTRUCCION

Estos cables responden estrictamente en diseño y construcción a las especificaciones de la norma IRAM 2220 y sus normas análogas CEI 20-14 y VDE 271.

Se fabrican con conductores de cobre electrolítico de alta pureza y elevada conductividad o con conductores de aluminio grado eléctrico. La aislación y vaina exterior son de policloruro de vinilo (PVC).

a) Conductores:

Formados por alambres sólidos, hasta 4 mm² de sección.

En los conductores, bi, tri y tetrapolares hasta 35 mm² de sección, la cuerda es de sección circular o circular compacta, mientras que para secciones mayores, la cuerda es sectorial o circular compacta.

En los cables unipolares la cuerda es siempre circular o circular compacta.

b) Aislación:

Al ser uno de los elementos fundamentales para el correcto funcionamiento del producto, los cables DUROLITE[®] llevan un compuesto de PVC especial de elevada calidad, producido en nuestra planta industrial, con lo cual se asegura el uso de un compuesto virgen de excelentes características eléctricas y mecánicas.

El código de colores responde a lo establecido en la norma IRAM 2220, es decir: blanco, negro, rojo (en esa secuencia) para las fases; azul para el neutro o cuarto conductor.

c) Relleno y Revestimiento:

Conforme se establece en la norma IRAM 2220 para los cables multipolares, los mismos llevarán rellenos de PVC para conformar un núcleo sustancialmente cilíndrico, juntamente con un revestimiento del mismo material.

d) Armadura:

En los cables DUROLITE[®] del tipo armado, se dispone debajo de la vaina exterior de una armadura de protección que podrá estar constituida por una trenza de múltiples alambres de acero (tipo DVTAC, DVTCC) o bien mediante flejes de acero aplicados helicoidalmente con superposición adecuada (tipo DVFAC, DVFCC y DVFCA).

Es aconsejable el empleo de cables DUROLITE[®] armados en todos los casos de instalación subterránea exenta de otras protecciones y en las cuales se quiera tener una resistencia adicional contra daños mecánicos, ataque de roedores y adecuada protección eléctrica, para lo cual deberá conectársela a tierra a intervalos regulares.

Los cables unipolares para corriente alterna monofásica y trifásica, en general, no llevan armadura a fin de evitar pérdidas adicionales. En el caso que por razones de seguridad se requiera, la armadura está constituida por un material no magnético.

e) Neutro Concéntrico:

En el caso de requerirse un cable para un sistema con neutro rígido a tierra, el neutro podrá no ser aislado, en cuyo caso podrá utilizarse el cable DUROLITE[®] con conductor neutro formado por un conjunto de alambres de cobre cableados concéntricamente bajo la vaina exterior. En este caso, la armadura de acero no resulta exigida, pues el neutro provee una adecuada protección contra daños eléctricos y mecánicos.

f) Vaina:

Los cables DUROLITE[®] llevan una vaina exterior de protección constituida por un compuesto de PVC negro de excelentes características mecánicas y estabilidad química. Especialmente formulado para ser empleado directamente enterrado o a la intemperie.

4. ENSAYOS:

En nuestro Laboratorio de Control de Calidad, equipado con los medios y el personal técnico más adecuado, se realizan sobre estos conductores, todos los ensayos prescritos en la norma IRAM 2220, además de nuestros rigurosos procedimientos de control interno para asegurar un producto final de la más alta calidad.

TABLA N° 1
Unipolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVAC	1 × 1	0,80	1,80	6,3	51
DVAC	1 × 1,50	0,80	1,80	6,6	57
DVAC	1 × 2,50	0,80	1,80	7,0	71
DVAC	1 × 4	1,00	1,80	7,9	97
DVCC	1 × 4	1,00	1,80	8,2	100
DVCC	1 × 6	1,00	1,80	8,8	130
DVCC	1 × 10	1,00	1,80	9,7	170
DVCC	1 × 16	1,00	1,80	10,7	245
DVCC	1 × 25	1,20	1,80	12,5	360
DVCC	1 × 35	1,20	1,80	13,6	465
DVCC	1 × 50	1,40	1,80	15,7	645
DVCC	1 × 70	1,40	1,80	17,2	830
DVCC	1 × 95	1,60	2,00	19,8	1.130
DVCC	1 × 120	1,60	2,00	21,4	1.380
DVCC	1 × 150	1,80	2,00	23,4	1.670
DVCC	1 × 185	2,00	2,00	25,6	2.070
DVCC	1 × 240	2,20	2,00	28,7	2.565
DVCC	1 × 300	2,40	2,20	31,9	3.330
DVCC	1 × 400	2,60	2,20	35,3	4.200
DVCC	1 × 500	2,80	2,20	38,8	5.230

TABLA N° 2
Bipolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVAC	2 × 1	0,80	1,80	10,6	138
DVAC	2 × 1,5	0,80	1,80	11,0	155
DVAC	2 × 2,5	0,80	1,80	11,9	192
DVAC	2 × 4	1,00	1,80	13,7	263
DVCC	2 × 4	1,00	1,80	14,3	282
DVCC	2 × 6	1,00	1,80	15,5	352
DVCC	2 × 10	1,00	1,80	17,3	479
DVCC	2 × 16	1,00	2,00	19,8	671
DVCC	2 × 25	1,20	2,00	24,1	1.024
DVCC	2 × 35	1,20	2,00	26,3	1.291
DVCC	2 × 50	1,40	2,20	30,9	1.808
DVCC	2 × 70	1,40	2,20	34,5	2.331
DVCC	2 × 95	1,60	2,20	39,0	3.080
DVCC	2 × 120	1,60	2,40	42,6	3.755

TABLA Nº 3
Tripolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVAC	3 × 1	0,80	1,80	11,0	156
DVAC	3 × 1,5	0,80	1,80	11,5	177
DVAC	3 × 2,5	0,80	1,80	12,4	225
DVAC	3 × 4	1,00	1,80	14,3	314
DVCC	3 × 4	1,00	1,80	15,0	335
DVCC	3 × 6	1,00	1,80	16,3	427
DVCC	3 × 10	1,00	1,80	18,3	591
DVCC	3 × 16	1,00	2,00	21,7	877
DVCC	3 × 25	1,20	2,00	25,5	1.290
DVCC	3 × 35	1,20	2,00	27,9	1.646
DVCC	3 × 50	1,40	2,00	28,6	1.921
DVCC	3 × 70	1,40	2,20	32,6	2.655
DVCC	3 × 95	1,60	2,20	36,9	3.544
DVCC	3 × 120	1,60	2,20	40,2	4.336
DVCC	3 × 150	1,80	2,40	44,3	5.293
DVCC	3 × 185	2,00	2,60	49,2	6.605
DVCC	3 × 240	2,20	2,80	54,9	8.510
DVCC	3 × 300	2,40	3,00	60,8	10.598

TABLA Nº 4
Tetrapolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVAC	4 × 1	0,80	1,80	11,7	181
DVAC	4 × 1,50	0,80	1,80	12,2	208
DVAC	4 × 2,50	0,80	1,80	13,3	269
DVAC	4 × 4	1,00	1,80	15,4	379
DVCC	4 × 4	1,00	1,80	16,20	405
DVCC	4 × 6	1,00	1,80	17,6	522
DVCC	4 × 10	1,00	2,00	20,2	749
DVCC	4 × 16	1,00	2,00	23,5	1.088
DVCC	3 × 25/16	1,2/1	2,00	27,0	1.491
DVCC	3 × 35/16	1,2/1	2,20	29,6	1.865
DVCC	3 × 50/25	1,4/1,2	2,20	31,7	2.296
DVCC	3 × 70/35	1,4/1,2	2,20	35,2	3.124
DVCC	3 × 95/50	1,6/1,4	2,20	39,9	4.151
DVCC	3 × 120/70	1,6/1,4	2,40	45,7	5.243
DVCC	3 × 150/70	1,8/1,4	2,60	48,4	6.176
DVCC	3 × 185/95	2,0/1,6	2,80	53,6	7.806
DVCC	3 × 240/120	2,2/1,6	3,00	59,8	9.967
DVCC	3 × 300/150	2,4/1,8	3,20	66,9	12.404

TABLA Nº 5
Unipolares
CABLES ARMADOS

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVFCC	1 × 16	1,00	1,80	12,0	286
DVFCC	1 × 25	1,20	1,80	13,8	409
DVFCC	1 × 35	1,20	1,80	14,9	517
DVFCC	1 × 50	1,40	1,80	17,0	706
DVFCC	1 × 70	1,40	1,80	18,5	898
DVFCC	1 × 95	1,60	2,00	21,1	1.205
DVFCC	1 × 120	1,60	2,00	22,7	1.463
DVFCC	1 × 150	1,80	2,00	24,7	1.763
DVFCC	1 × 185	2,00	2,00	26,9	2.171
DVFCC	1 × 240	2,20	2,20	30,4	2.804
DVFCC	1 × 300	2,40	2,20	33,2	3.454
DVFCC	1 × 400	2,60	2,20	37,4	4.427
DVFCC	1 × 500	2,80	2,40	41,3	5.515

NOTA: Para los cables unipolares indicados en la tabla precedente, la armadura se construye con doble fleje de aluminio para evitar las pérdidas y calentamiento indebido, por corrientes magnetizantes. Por esta razón es posible utilizar estos cables en corriente alterna o continua indistintamente.

TABLA Nº 6
Bipolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVTAC	2 × 1	0,80	1,80	12,9	233
DVTAC	2 × 1,5	0,80	1,80	13,3	251
DVTAC	2 × 2,5	0,80	1,80	14,2	303
DVTAC	2 × 4	1,00	1,80	15,9	385
DVTCC	2 × 4	1,00	1,80	16,5	411
DVTCC	2 × 6	1,00	1,80	17,3	485
DVTCC	2 × 10	1,00	2,00	19,5	651
DVFCC	2 × 16	1,00	2,00	22,0	916
DVFCC	2 × 25	1,20	2,00	26,3	1.325
DVFCC	2 × 35	1,20	2,00	28,5	1.620
DVFCC	2 × 50	1,40	2,20	33,1	2.168
DVFCC	2 × 70	1,40	2,20	37,5	3.133
DVFCC	2 × 95	1,60	2,40	43,0	3.920
DVFCC	2 × 120	1,60	2,60	46,0	4.818

TABLA Nº 7
Tripolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVTAC	3 × 1	0,80	1,80	13,3	256
DVTAC	3 × 1,5	0,80	1,80	13,8	284
DVTAC	3 × 2,5	0,80	1,80	14,7	337
DVTAC	3 × 4	1,00	1,80	16,60	444
DVFCC	3 × 4	1,00	1,80	16,80	469
DVFCC	3 × 6	1,00	1,80	18,10	573
DVFCC	3 × 10	1,00	2,00	20,4	773
DVFCC	3 × 16	1,00	2,00	23,9	1.147
DVFCC	3 × 25	1,20	2,00	27,7	1.609
DVFCC	3 × 35	1,20	2,20	30,5	2.017
DVFCC	3 × 50	1,40	2,20	30,8	2.305
DVFCC	3 × 70	1,40	2,20	34,4	3.062
DVFCC	3 × 95	1,60	2,20	39,6	4.272
DVFCC	3 × 120	1,60	2,40	43,2	5.177
DVFCC	3 × 150	1,80	2,40	46,9	6.173
DVFCC	3 × 185	2,00	2,60	51,8	7.575
DVFCC	3 × 240	2,20	2,80	57,5	9.593
DVFCC	3 × 300	2,40	3,00	63,5	11.806

TABLA Nº 8
Tetrapolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVTAC	4 × 1	0,80	1,80	14,0	288
DVTAC	4 × 1,5	0,80	1,80	14,5	323
DVTAC	4 × 2,5	0,80	1,80	16,1	393
DVTAC	4 × 4	1,00	1,80	17,7	513
DVFCC	4 × 4	1,00	1,80	18,0	549
DVFCC	4 × 6	1,00	2,00	19,8	697
DVFCC	4 × 10	1,00	2,00	22,4	998
DVFCC	4 × 16	1,00	2,00	25,7	1.382
DVFCC	3 × 25/16	1,2/1	2,00	29,2	1.831
DVFCC	3 × 35/16	1,2/1	2,00	31,8	2.236
DVFCC	3 × 50/25	1,4/1,2	2,20	33,6	2.695
DVFCC	3 × 70/35	1,4/1,2	2,20	37,0	3.567
DVFCC	3 × 95/50	1,6/1,4	2,40	43,0	4.983
DVFCC	3 × 120/70	1,6/1,4	2,60	48,7	6.195
DVFCC	3 × 150/70	1,8/1,4	2,60	51,0	7.135
DVFCC	3 × 185/95	2,0/1,6	2,80	56,2	8.862
DVFCC	3 × 240/120	2,2/1,6	3,00	62,5	11.154
DVFCC	3 × 300/150	2,4/1,8	3,20	69,5	13.728

TABLA Nº 9
Unipolares

CONDUCTORES DE ALUMINIO
CABLES SIN ARMAR

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVCA	1 × 10	1,00	1,80	9,7	114
DVCA	1 × 16	1,00	1,80	10,7	145
DVCA	1 × 25	1,20	1,80	12,5	201
DVCA	1 × 35	1,20	1,80	13,6	245
DVCA	1 × 50	1,40	1,80	15,7	323
DVCA	1 × 70	1,40	1,80	17,2	396
DVCA	1 × 95	1,60	2,00	19,8	531
DVCA	1 × 120	1,60	2,00	21,4	626
DVCA	1 × 150	1,80	2,00	23,4	746
DVCA	1 × 185	2,00	2,00	25,7	907
DVCA	1 × 240	2,20	2,00	28,7	1.138
DVCA	1 × 300	2,40	2,20	31,9	1.413
DVCA	1 × 400	2,60	2,20	35,3	1.746
DVCA	1 × 500	2,80	2,20	38,8	2.136

TABLA Nº 10
Bipolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVCA	2 × 10	1,00	1,80	17,3	352
DVCA	2 × 16	1,00	2,00	19,8	468
DVCA	2 × 25	1,20	2,00	24,1	698
DVCA	2 × 35	1,20	2,00	26,3	845
DVCA	2 × 50	1,40	2,20	30,9	1.160
DVCA	2 × 70	1,40	2,20	34,5	1.450
DVCA	2 × 95	1,60	2,20	39,0	1.880
DVCA	2 × 120	1,60	2,40	42,6	2.250

TABLA N° 11
Tripolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVCA	3 × 10	1,00	1,80	18,3	400
DVCA	3 × 16	1,00	2,00	21,7	572
DVCA	3 × 25	1,20	2,00	25,5	802
DVCA	3 × 35	1,20	2,00	27,9	978
DVCA	3 × 50	1,40	2,00	28,6	1.013
DVCA	3 × 70	1,40	2,20	32,6	1.340
DVCA	3 × 95	1,60	2,20	36,9	1.723
DVCA	3 × 120	1,60	2,20	40,2	2.043
DVCA	3 × 150	1,80	2,40	44,3	2.472
DVCA	3 × 185	2,00	2,60	49,2	3.064
DVCA	3 × 240	2,20	2,80	54,9	3.868
DVCA	3 × 300	2,40	3,00	60,8	4.767

TABLA N° 12
Tetrapolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (kg/km)
DVCA	4 × 10	1,00	2,00	20,2	494
DVCA	4 × 16	1,00	2,00	23,5	681
DVCA	3 × 25/16	1,2/1	2,00	27,0	902
DVCA	3 × 35/16	1,2/1	2,20	29,6	1.095
DVCA	3 × 50/25	1,4/1,2	2,20	31,7	1.227
DVCA	3 × 70/35	1,4/1,2	2,20	35,2	1.586
DVCA	3 × 95/50	1,6/1,4	2,20	39,9	2.027
DVCA	3 × 120/70	1,6/1,4	2,40	45,7	2.512
DVCA	3 × 150/70	1,8/1,4	2,60	48,4	2.917
DVCA	3 × 185/95	2,0/1,6	2,80	53,6	3.658
DVCA	3 × 240/120	2,2/1,6	3,00	59,8	4.561
DVCA	3 × 300/150	2,4/1,8	3,20	66,9	5.633

TABLA Nº 13
Unipolares

CABLES ARMADOS

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (Kg/Km)
DVFCA	1 × 16	1,00	1,80	12,0	186
DVFCA	1 × 25	1,20	1,80	13,8	249
DVFCA	1 × 35	1,20	1,80	14,9	357
DVFCA	1 × 50	1,40	1,80	17,0	384
DVFCA	1 × 70	1,40	1,80	18,5	462
DVFCA	1 × 95	1,60	2,00	21,1	608
DVFCA	1 × 120	1,60	2,00	22,7	707
DVFCA	1 × 150	1,80	2,00	24,7	837
DVFCA	1 × 185	2,00	2,00	26,9	1.008
DVFCA	1 × 240	2,20	2,20	30,4	1.277
DVFCA	1 × 300	2,40	2,20	33,2	1.539
DVFCA	1 × 400	2,60	2,20	37,4	1.974
DVFCA	1 × 500	2,80	2,40	41,3	2.424

NOTA: Para los cables unipolares indicados en la tabla precedente, la armadura se construye con doble fleje de aluminio para evitar pérdida y calentamiento indebido, por corrientes magnetizantes. Por esta razón es posible utilizar estos cables en corriente alterna o continua indistintamente.

TABLA Nº 14
Bipolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (Kg/Km)
DVFCA	2 × 10	1,00	2,00	19,5	523
DVFCA	2 × 16	1,00	2,00	22,0	713
DVFCA	2 × 25	1,20	2,00	26,3	999
DVFCA	2 × 35	1,20	2,00	28,5	1.175
DVFCA	2 × 50	1,40	2,20	33,1	1.550
DVFCA	2 × 70	1,40	2,20	37,5	2.150
DVFCA	2 × 95	1,60	2,40	43,0	2.720
DVFCA	2 × 120	1,60	2,60	46,0	3.120

TABLA Nº 15
Tripolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (Kg/Km)
DVFCA	3 × 10	1,00	2,00	20,4	582
DVFCA	3 × 16	1,00	2,00	23,9	842
DVFCA	3 × 25	1,20	2,00	27,7	1.121
DVFCA	3 × 35	1,20	2,20	30,5	1.349
DVFCA	3 × 50	1,40	2,20	30,8	1.397
DVFCA	3 × 70	1,40	2,20	34,4	1.747
DVFCA	3 × 95	1,60	2,20	39,6	2.451
DVFCA	3 × 120	1,60	2,40	43,2	2.884
DVFCA	3 × 150	1,80	2,40	46,9	3.352
DVFCA	3 × 185	2,00	2,60	51,8	4.034
DVFCA	3 × 240	2,20	2,80	57,5	4.951
DVFCA	3 × 300	2,40	3,00	63,5	5.980

TABLA Nº 16
Tetrapolares

Código	Sección nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Cubierta externa espesor nominal (mm)	Diámetro exterior aproximado (mm)	Peso total aproximado (Kg/Km)
DVFCA	4 × 10	1,00	2,00	22,4	743
DVFCA	4 × 16	1,00	2,00	25,7	975
DVFCA	3 × 25/16	1,2/1	2,00	29,2	1.242
DVFCA	3 × 35/16	1,2/1	2,20	31,8	1.466
DVFCA	3 × 50/25	1,4/1,2	2,20	33,6	1.626
DVFCA	3 × 70/35	1,4/1,2	2,20	37,0	2.029
DVFCA	3 × 95/50	1,6/1,4	2,40	43,0	2.859
DVFCA	3 × 120/70	1,6/1,4	2,60	48,7	3.464
DVFCA	3 × 150/70	1,8/1,4	2,60	51,0	3.876
DVFCA	3 × 185/95	2,0/1,6	2,80	56,2	4.714
DVFCA	3 × 240/120	2,2/1,6	3,00	62,5	5.748
DVFCA	3 × 300/150	2,4/1,8	3,20	69,5	6.957

CARACTERISTICAS TECNICAS

- A. CAPACIDAD DE CARGA.
 - A.1) Consideraciones generales
 - A.2) Tablas de valores cobre
 - A.3) Tablas de valores aluminio
- B. COEFICIENTES DE CONVERSION.
 - B.1) Cables en tierra
 - B.2) Cables en aire
- C. RADIO DE CURVATURA
- D. CORRIENTE ADMISIBLE DE CORTOCIRCUITO
- E. RESISTENCIA Y REACTANCIA A 50 Hz

A. CAPACIDAD DE CARGA.

A.1) CONSIDERACIONES GENERALES:

La carga sobre el cable se limitará de tal manera que el calor generado en el cable a lo largo de la instalación del mismo pueda ser eliminado en forma segura en las condiciones existentes. La eliminación del calor depende de la resistencia térmica interna entre el conductor y la superficie del cable como asimismo de la transmisión de calor al ambiente.

La resistencia térmica interna está determinada por el diseño del cable y por las propiedades del material, siendo prácticamente constante. Sin embargo, para poder determinar la resistencia térmica externa a lo largo de una línea trazada deberán tenerse en cuenta muchas circunstancias, entre las cuales se destacan las siguientes:

- la relación de la resistencia térmica específica entre el suelo (para cada tipo de suelos) y su contenido de humedad.
- el aumento posible de la resistencia térmica específica por desecamiento del suelo (p. e.: durante servicio permanente del cable a plena carga; por una aglomeración excesiva de cables, etcétera).
- las acumulaciones de calor en colchones de aire debajo de tapas de protección, en canaleras, tubos, bloques de hormigón, etc.
- la temperatura ambiente (tierra o aire).
- el calentamiento adicional por cables instalados cerca (acumulación), proximidad de instalaciones de calefacción, etc., como asimismo por radiación solar.
- el impedimento posible de la eliminación de calor en cables instalados en el aire.

Como puede apreciarse, muchos son los factores que influyen de una u otra manera en la determinación de la carga admisible para un cable o grupos de cables, más aun si se tiene en cuenta que muchos de los factores anteriormente enumerados generalmente se desconocen o bien resultan de difícil determinación. No obstante, en instalaciones que requieran mayor exactitud en el cálculo de capacidades de carga, es aconsejable efectuar numerosas mediciones de la resistividad térmica del suelo y de la temperatura ambiente sobre todo el recorrido del cable y por lo menos para un ciclo completo de las estaciones del año.

Los valores recomendados en las Tablas Nos. 17 a 22 de cargas admisibles, conforme a la norma VDE 0271, son válidos para cables o sistemas de cables colocados individualmente y suponen condiciones ambientes uniformes y constantes para un servicio normal.

Por este último se entiende que para una instalación en tierra la misma estará sometida a un período diario máximo de 10 horas a plena carga, al cual sigue un período de una duración igual o superior con una carga máxima del 60 % de la carga completa (sistema de carga EVU).

Para el caso de cables o sistemas de cables colocados en tierra y cargados permanentemente y en forma uniforme a plena carga se deberán multiplicar las intensidades de corriente dadas en las Tablas Nos. 17 a 22 por el factor 0,75.

No será necesario aplicar este coeficiente si se consideró el posible desecamiento del terreno haciendo la conversión de los valores dados en las Tablas Nos. 17 a 22 por los coeficientes dados en la Tabla N° 14 para un valor de resistividad térmica del terreno suficientemente alto.

En el caso de cubrir los cables con cubiertas protectoras de cables, se afectarán los valores dados en las Tablas Nos. 17 a 22 por un coeficiente de 0,90 siempre y cuando exista un relleno suficiente con arena entre cable y protección; sin embargo, de no existir tal relleno o de ser el mismo incompleto, el coeficiente mencionado deberá reducirse a 0,80.

Para la instalación en aire el problema del desecado del terreno ya no existe, por lo tanto podrán utilizarse para el dimensionamiento de los cables las capacidades de carga indicadas en las Tablas Nos. 17 a 22 aun bajo condiciones de plena carga permanente, siempre y cuando se mantenga la temperatura ambiente constante y además el cable se encuentre libremente en el aire, o sea que pueda eliminar por convección y radiación, sin impedimentos, el calor generado por la carga del mismo. Para la colocación de más de un cable en el aire, además de las condiciones anteriores deberán tenerse en cuenta las siguientes:

- Distancias mínimas de los cables a la pared, al piso o al techo: 2 cm.
- Para cables colocados en forma paralela: Distancia mínima 2 veces el diámetro del cable.
- Para cables colocados uno encima del otro: Distancia vertical mínima entre los cables y de las capas de cables: 30 cm.

Operando los cables a temperaturas ambiente diferentes a 30°C o variando las disposiciones de colocación mencionadas (sobre bandejas, rejillas, sistemas de cables agrupados, etc.) deberán aplicarlos a los valores dados en Tablas Nos. 17 a 22 los factores de conversión indicados en las Tablas Nos. 29, 30 y 31.

Para los cables en aire que, contrariamente a las suposiciones anteriores se apoyan sobre superficies, las capacidades de carga admisibles de las Tablas 17 a 22 se deberán reducir por el coeficiente de conversión de 0,95 (en las Tablas Nos. 30 y 31 esta reducción ya se ha tenido en cuenta, por lo tanto si se emplean los coeficientes dados en las mismas no deberá utilizarse el coeficiente de reducción mencionado).

A.2) CONDUCTORES DE COBRE

TABLA N° 17

Intensidad admisible en cables unipolares para corriente continua con tensiones de trabajo hasta 1,8 KV, y en cables bipolares, tripolares y tetrapolares (sin armar o armados) en sistemas monofásicos o trifásicos con tensiones de trabajo hasta 1 KV

Sección nominal mm ²	Unipolares		Bipolares		Tripolares y tetrapolares		NOTA
	Tierra	Aire	Tierra	Aire	Tierra	Aire	
1,5	37	26	30	21	27	18	Estos valores rigen para cables individuales colocados directamente en tierra o instalados libremente e individualmente en el aire. Son válidos también para un cable individual sin pantalla o armadura en sistemas monofásicos de corriente alterna.
2,5	50	35	41	29	36	25	
4	65	46	53	38	46	34	
6	83	58	66	48	58	44	
10	110	80	88	66	77	60	
16	145	105	115	90	100	80	
25	190	140	150	120	130	105	
35	235	175	180	150	155	130	
50	280	215	210	180	185	160	
70	350	270	260	230	230	200	
95	420	335	315	275	275	245	
120	480	390	360	320	315	285	
150	540	445	400	375	355	325	
185	620	510	460	430	400	370	
240	720	620	530	510	465	435	
300	820	710	590	590	520	500	
400	960	850	680	710	600	600	
500	1.110	1.000	—	—	—	—	
Temperatura ambiente	20°C	30°C	20°C	30°C	20°C	30°C	

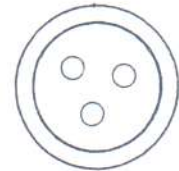


TABLA N° 18

Intensidad admisible de 3 cables unipolares no armados colocados en paralelo horizontalmente en sistemas trifásicos de 1 KV

Sección nominal mm ²	Unipolares		NOTA	
	Tierra	Aire		
16	120	100	Estos valores rigen para cables no armados colocados en tierra a una distancia libre uno del otro de aprox. 7 cm (espesor de un ladrillo) o bien instalados libremente en el aire a una distancia libre igual al diámetro del cable.	
25	155	135		
35	185	170		
50	220	205		
70	270	260		
95	325	320		
120	370	375		
150	420	430		
185	470	490		
240	540	590		
300	620	680		
400	710	820		
500	820	960		
Temperatura ambiente	20°C	30°C		

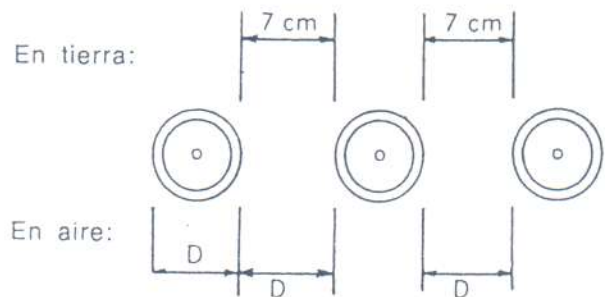
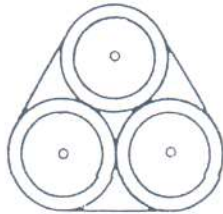


TABLA N° 19

Intensidad admisible de 3 cables unipolares no armados, atados y colocados en triángulo en sistemas trifásicos de 1 KV

Sección nominal mm ²	Unipolares		NOTA
	Tierra	Aire	
16	110	86	Estos valores rigen para cables no armados colocados en tierra y respectivamente para cables instalados libremente en el aire. 
25	140	120	
35	170	145	
50	200	180	
70	245	225	
95	295	280	
120	335	330	
150	380	380	
185	430	440	
240	490	530	
300	550	610	
400	650	740	
500	740	860	
Temperatura ambiente	20°C	30°C	

NOTA Los valores de Tablas Nos. 17, 18 y 19 valen para:

- Resistividad térmica del terreno = 100 °C cm/Watt
- Profundidad de colocación = 70 cm.
- Tipo de carga = carga normal (EVU).

A.3) CONDUCTORES DE ALUMINIO

TABLA N° 20

Intensidad admisible en cables unipolares para corriente continua con tensiones de trabajo hasta 1,8 KV, y en cables bipolares, tripolares y tetrapolares (sin armar o armados) en sistemas monofásicos o trifásicos con tensiones de trabajo hasta 1 KV

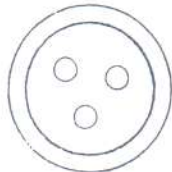
Sección nominal mm ²	Unipolares		Bipolares		Tripolares y tetrapolares		NOTA
	Tierra	Aire	Tierra	Aire	Tierra	Aire	
10	85	62	68	51	60	46	Estos valores rigen para cables individuales colocados directamente en tierra o instalados libremente e individualmente en el aire. Son válidos también para un cable individual sin pantalla o armadura en sistemas monofásicos de corriente alterna. 
16	115	82	89	70	78	62	
25	150	110	115	94	100	82	
35	180	135	140	115	120	100	
50	215	165	165	140	145	125	
70	270	210	200	180	175	155	
95	325	260	245	215	215	190	
120	375	300	275	250	245	220	
150	420	350	315	290	275	250	
185	480	400	355	335	310	285	
240	560	480	415	395	360	340	
300	640	550	465	460	410	390	
400	740	660	540	550	470	460	
500	860	780	—	—	—	—	
Temperatura ambiente	20°C	30°C	20°C	30°C	20°C	30°C	

TABLA N° 21

Intensidad admisible de 3 cables unipolares no armados colocados en paralelo horizontalmente en sistemas trifásicos de 1 KV

Sección nominal mm ²	Unipolares		NOTA
	Tierra	Aire	
16	93	78	Estos valores rigen para cables no armados colocados en tierra a una distancia libre uno del otro de aprox. 7 cm (espesor de un ladrillo) o bien instalados libremente en el aire a una distancia libre igual al diámetro del cable.
25	120	105	
35	145	130	
50	170	160	
70	210	200	
95	250	245	
120	290	290	
150	325	335	
185	365	380	
240	420	460	
300	475	530	
400	550	640	
500	630	740	
Temperatura ambiente	20°C	30°C	

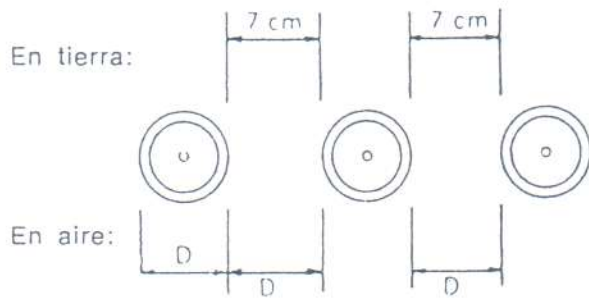
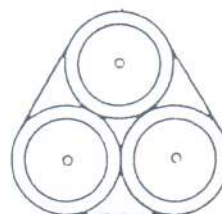


TABLA N° 22

Intensidad admisible de 3 cables unipolares no armados, atados y colocados en triángulo en sistemas trifásicos de 1 KV

Sección nominal mm ²	Unipolares		NOTA
	Tierra	Aire	
16	84	67	Estos valores rigen para cables no armados colocados en tierra y respectivamente para cables instalados libremente en el aire.
25	110	91	
35	130	115	
50	155	140	
70	190	175	
95	230	220	
120	260	255	
150	295	295	
185	330	340	
240	380	410	
300	430	470	
400	500	570	
500	570	670	
Temperatura ambiente	20°C	30°C	



NOTA Los valores de Tablas Nos. 20, 21 y 22 valen para:

Resistividad térmica del terreno = 100 °C cm/Watt

Profundidad de colocación = 70 cm.

Tipo de carga = carga normal (EVU).

B. COEFICIENTES DE CONVERSION.

B.1) CABLES EN TIERRA:

Para condiciones de servicio, diferentes a las indicadas en las Tablas anteriores y en las Consideraciones Generales hechas para las capacidades de carga, se deberán aplicar los factores de conversión que figuran en las Tablas Nos. 25 a 28 a efectos de tener en cuenta la incidencia de los diversos factores como la resistencia específica del terreno, temperatura ambiente o acumulaciones de cables, para distintos valores que los tenidos en cuenta en la determinación de las intensidades de corriente que figuran en las Tablas Nos. 17 a 22.

TABLA N° 25

Resistividad térmica del terreno

Para resistividad térmica del terreno diferente de 100°C cm/W se obtienen las cargas admisibles multiplicando los valores de las Tablas Nos. 17 a 22 (columnas para colocación en tierra) por los coeficientes A (según sección del conductor) y B (según tipo de conductor y tensión).

Resistividad térmica en °C cm/W	70	100	120	150	200	250	300
Sección nominal del conductor en mm²	FACTOR A						
Hasta 25	1,11	1	0,94	0,87	0,78	0,72	0,67
De 35 a 95	1,13	1	0,93	0,86	0,76	0,70	0,64
De 120 a 240	1,14	1	0,93	0,85	0,76	0,69	0,63
De 300 a 500	1,15	1	0,92	0,85	0,75	0,68	0,63
Tensión y tipo	FACTOR B						
Cables tripolares y tetrapolares U ₀ = 0,6 KV	1	1	1	1	1	1	1
Cables bipolares U ₀ = 0,6 KV	0,98	1	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03
Cables unipolares para c.a. y c.c. U ₀ = 0,6 KV	0,98	1	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03

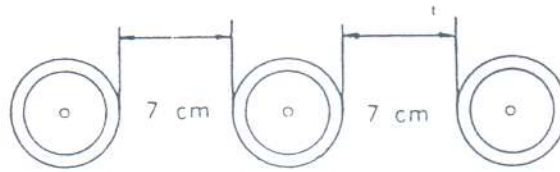
TABLA N° 26

Temperatura ambiente

Coefficiente de conversión aplicable a los valores dados en Tablas Nos. 17 a 22 para obtener las capacidades de carga admisible a temperaturas ambiente diferentes a 20°C en cables instalados en tierra

Temperatura ambiente	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
Cables con U ₀ = 0,6 KV	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77

TABLA N° 27
Acumulación de cables

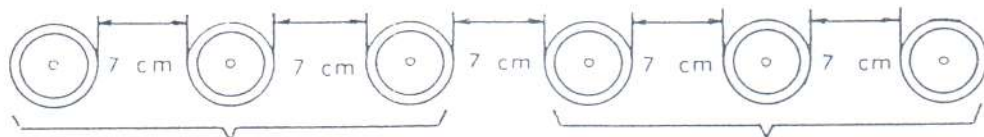


Cantidad de cables en la zanja	2	3	4	5	6	8	10
Coeficiente de conversión de los valores de Tabla N° 17 y 20	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53

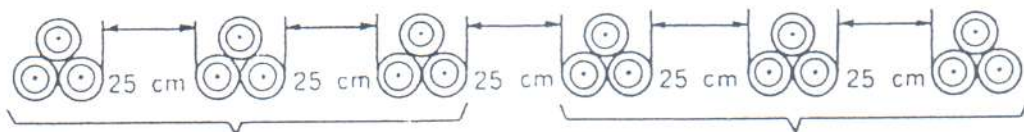
TABLA N° 28

Acumulación de sistemas trifásicos de cables

Coeficientes de corrección para las intensidades de carga admisible de cables unipolares en sistemas trifásicos (dispuestos en paralelo o atados en triángulo) puestos en tierra con distancia libre entre cables de 7 cm para la disposición en paralelo (espesor de un ladrillo) y de 25 cm para la disposición atados en triángulo



N° de sistemas.



N° de sistemas.

Cantidad de sistemas en la zanja	2	3	4
Cables paralelos. Coeficientes de conversión de los valores de Tabla N° 18 y 21	0,82	0,74	0,68
Cables atados en triángulo. Coeficientes de conversión de los valores de Tabla N° 19 y 22	0,85	0,77	0,72

B.2) CABLES EN AIRE:

Para condiciones de servicio diferentes a las establecidas en las Tablas Nos. 17 a 22 y en las Consideraciones Generales hechas para las capacidades de carga, se deberán aplicar los factores de conversión que figuran en las Tablas Nos. 29 a 31 a efectos de tener en cuenta la incidencia de diversos factores, como ser temperatura ambiente distinta de 30°C, agrupaciones de cables unipolares, tripolares y tetrapolares sobre bandejas o rejillas y agrupaciones de cables unipolares colocados en triángulo sobre bandejas o rejillas.

TABLA N° 29

Temperatura ambiente

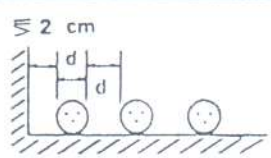
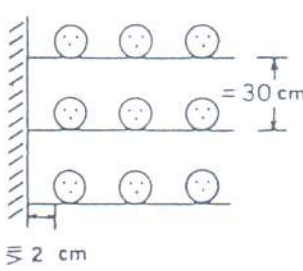
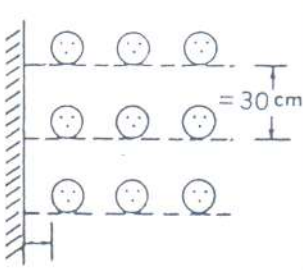
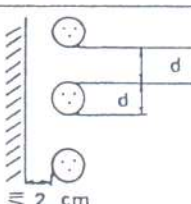
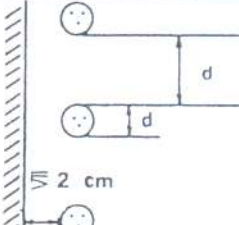
Coeficientes de conversión aplicables a los valores dados en Tablas Nos. 17 a 22 para obtener las capacidades de carga admisible a temperatura ambiente diferente a 30°C en cables unipolares, multipolares y sistemas trifásicos de cables instalados en el aire.

Temperatura ambiente	25°C	30°C	35°C	40°C
Cables con $U_0 = 0,6 \text{ KV}$	1,06	1,00	0,94	0,87

TABLA N° 30

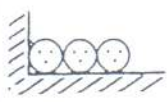
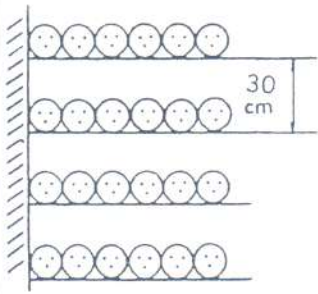
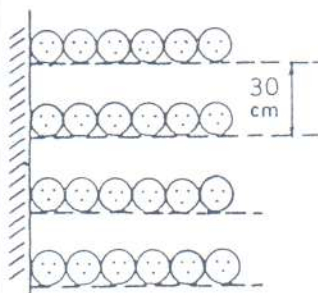

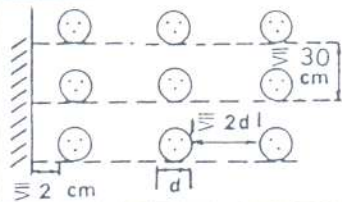
Acumulación de cables

Coefficiente de corrección para las intensidades de carga admisible de cables unipolares para corriente continua y cables múltiples en sistemas monofásicos o trifásicos, aplicables a los valores dados en las Tablas Nos. 17 y 20 para conductores acumulados instalados en el aire (*)

Disposiciones de los cables	Distancia Diámetro del cable (d)					Distancia de la pared (2 cm)
	Cantidad de cables en paralelo					
Apoyados sobre el suelo	Cantidad de cables en paralelo					
	1	2	3	6	9	
0,95	0,90	0,88	0,85	0,84		
Apoyados sobre bandejas (circulación del aire entorpecida)	Cantidad de bandejas					
	1	2	3	6	9	
	0,95	0,90	0,88	0,85	0,84	
	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	
	0,88	0,83	0,81	0,79	0,78	
0,86	0,81	0,79	0,77	0,76		
Apoyados sobre rejillas para cables	Cantidad de rejillas					
	1	2	3	6	9	
	1,00	0,98	0,96	0,93	0,92	
	1,00	0,95	0,93	0,90	0,89	
	1,00	0,94	0,92	0,89	0,88	
1,00	0,93	0,90	0,87	0,86		
Colocados sobre armazones o sobre la pared	Cantidad de cables superpuestos					
	1	2	3	6	9	
	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	
Disposiciones que no requieren una reducción (*)	La cantidad de cables superpuestos es arbitraria					

(*) Estas indicaciones rigen únicamente bajo la condición de que la temperatura ambiente no aumente notablemente por el calor perdido por los cables.

TABLA N° 30
(Continuación)

Disposición de los cables	Contacto entre sí Contacto con la pared						
	Cantidad de cables en paralelo						
Apoyados sobre el suelo	1	2	3	6	9		
	0,90	0,80	0,80	0,75	0,73		
Apoyados sobre bandejas (circulación del aire entorpecida)	Cantidad de bandejas						
	1	0,95	0,84	0,80	0,75		0,73
	2	0,95	0,80	0,76	0,71		0,69
	3	0,95	0,78	0,74	0,70		0,68
	6	0,95	0,76	0,72	0,68		0,66
Apoyados sobre rejillas para cables	Cantidad de rejillas						
	1	0,95	0,84	0,80	0,75		0,73
	2	0,95	0,80	0,76	0,71		0,69
	3	0,95	0,78	0,74	0,70		0,68
	6	0,95	0,76	0,72	0,68		0,66
Colocados sobre armazones o sobre la pared	Cantidad de cables superpuestos						
	1	2	3	6	9		
	0,95	0,78	0,73	0,68	0,66		
Disposiciones que no requieren una reducción (*)	La Cantidad de cables paralelos horizontalmente es arbitraria						

(*) Estas indicaciones rigen únicamente bajo la condición de que la temperatura ambiente no aumente notablemente por el calor perdido por los cables.

TABLA N° 31

Acumulación de sistemas trifásicos de cables

Coefficientes de corrección para las intensidades de carga admisible de cables unipolares en sistemas trifásicos, aplicables a los valores dados en las Tablas Nos. 18, 19, 21 y 22 para sistemas de cables dispuestos en paralelo horizontalmente o atados en triángulo y colocados en el aire (*)

Disposición de los cables		Colocación plana — Distancia = diámetro del cable (d) Distancia de la pared > 2 cm			
Apoyados sobre el suelo	Cantidad de los sistemas paralelos horizontales				
	1	2	3		
Apoyados sobre bandejas (circulación del aire entorpecida)	Cantidad de bandejas				
	1	0,92	0,89		0,88
	2	0,87	0,84		0,83
	3	0,84	0,82		0,81
Apoyados sobre rejillas para cables	Cantidad de rejillas				
	1	1,00	0,97		0,96
	2	0,97	0,94		0,93
	3	0,96	0,93		0,92
Colocados sobre armazones o sobre la pared	Cantidad de los sistemas superpuestos				
	1	0,94	0,91		0,89
	2				
Disposiciones que no requieren una reducción (*)		No es aconsejable para estos sistemas ninguna disposición libre de reducciones.			

(*) Estas indicaciones rigen únicamente bajo la condición de que la temperatura ambiente no aumente notablemente por el calor perdido por los cables.

TABLA N° 31

(Continuación)

Disposición de los cables		Colocación atada — Distancia = 2 d Distancia de la pared > 2 cm		
Apoyados sobre el suelo	Cantidad de los sistemas paralelos horizontales			
	1	2	3	
	0,95	0,90	0,88	
Apoyados sobre bandejas (circulación del aire entorpecida)	Cantidad de bandejas			
	1	2	3	
	2	3	6	
	3	6	6	
	0,95	0,90	0,88	
	0,90	0,85	0,83	
	0,88	0,83	0,81	
	0,86	0,81	0,79	
Apoyados sobre rejillas para cables	Cantidad de rejillas			
	1	2	3	
	2	3	6	
	3	6	6	
	1,00	0,98	0,96	
	1,00	0,95	0,93	
	1,00	0,94	0,92	
	1,00	0,93	0,90	
Colocados sobre armazones o sobre la pared	Cantidad de los sistemas superpuestos			
	1	2	3	
	0,89	0,86	0,84	
Disposiciones que no requieren una reducción (*)	La cantidad de cables paralelos horizontalmente es arbitraria			

(*) Estas indicaciones rigen únicamente bajo la condición de que la temperatura ambiente no aumente notablemente por el calor perdido por los cables.

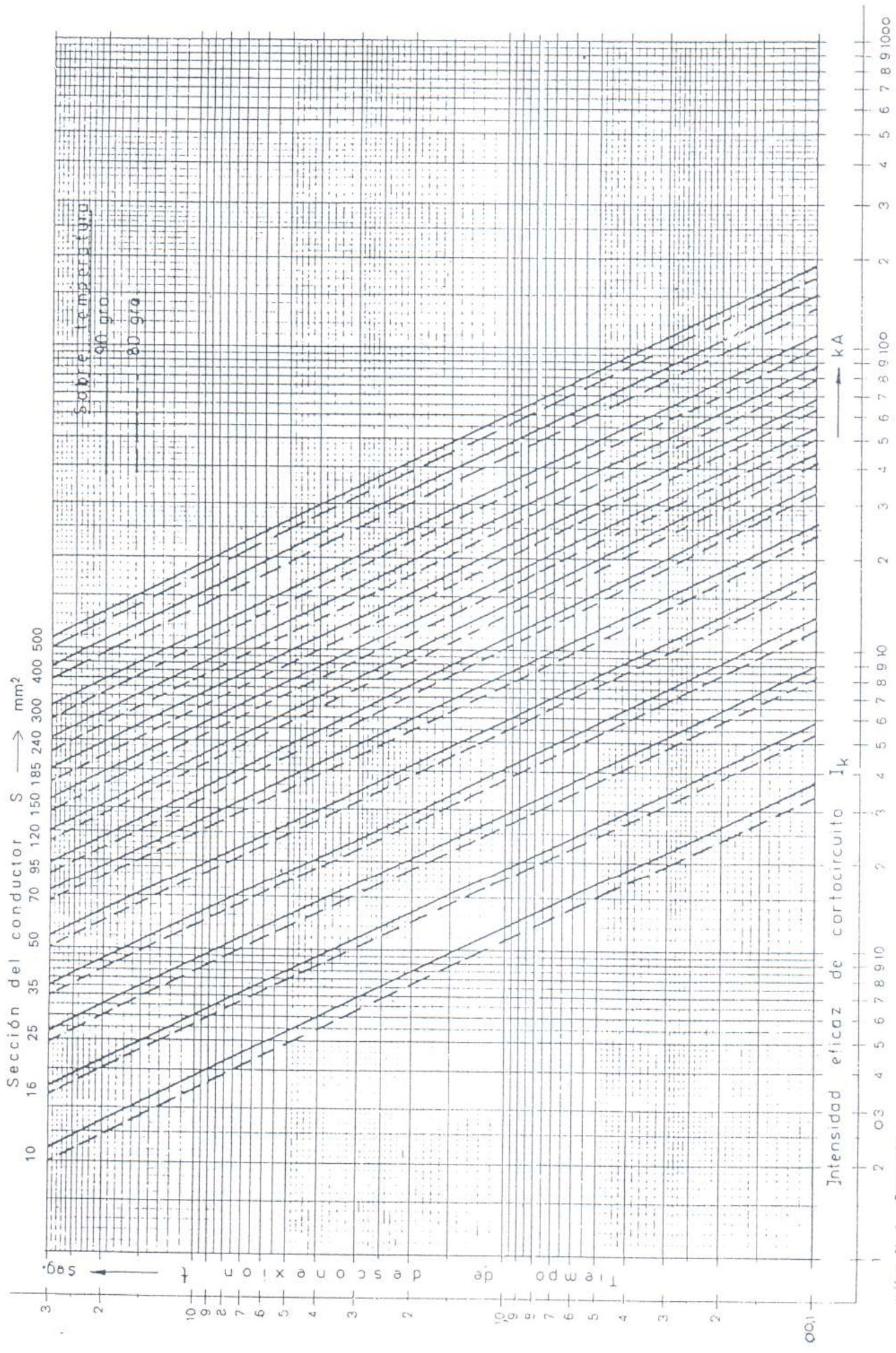


Gráfico N° 1 - Para cobre

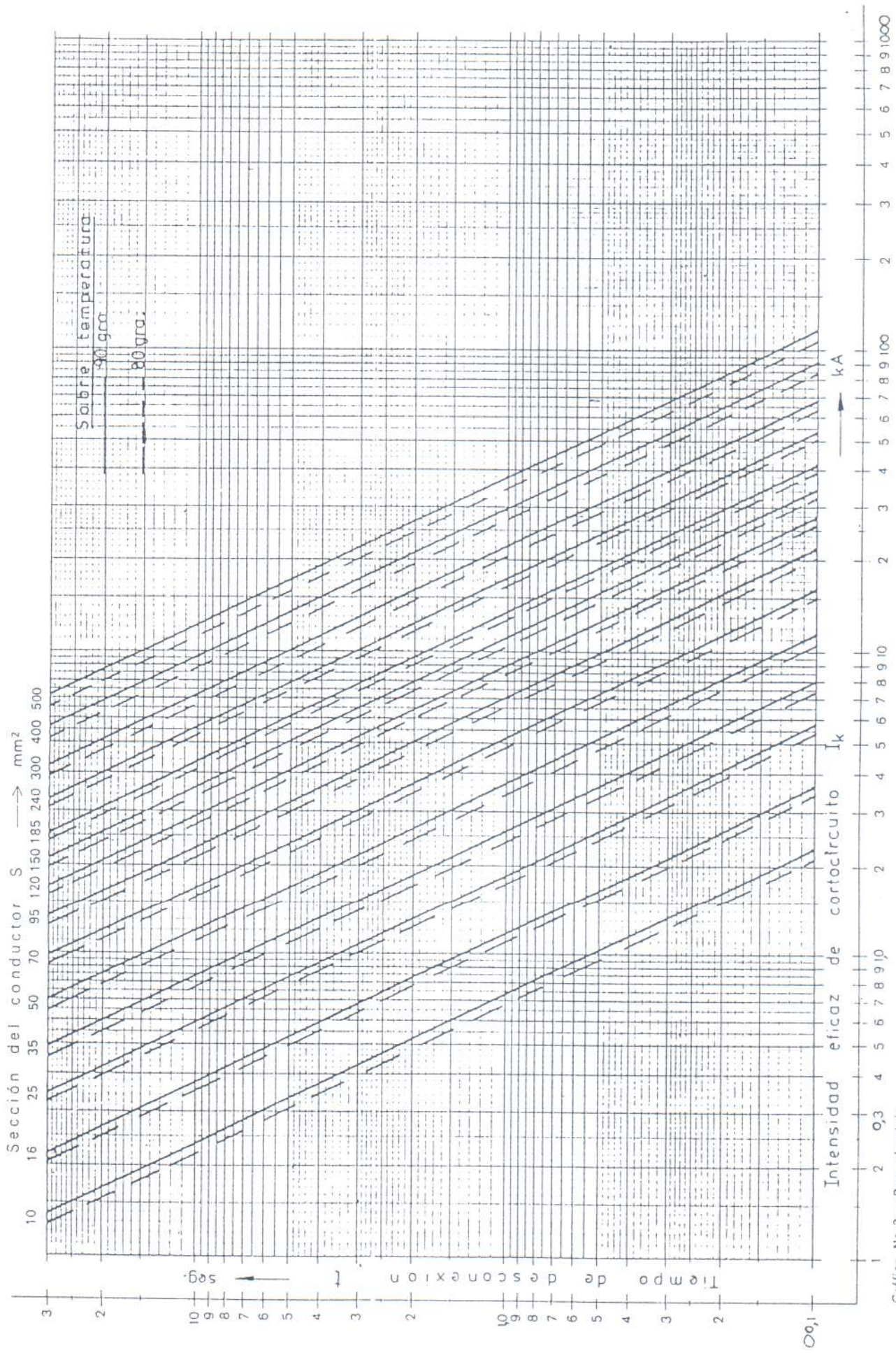


Gráfico N° 2 - Para aluminio

E. RESISTENCIA Y REACTANCIA A 50 HZ:

A efectos de la determinación de la caída de tensión a lo largo de la línea se indican los valores de resistencia óhmica R del conductor a 20°C y a la temperatura máxima de operación del cable (80°C), así como también los valores correspondientes a la reactancia X a la frecuencia industrial de 50 HZ. La reactancia, en el caso de 3 cables unipolares, dispuestos en paralelo horizontalmente ha sido determinada para una separación entre centros de los conductores de 70 mm.

$$X = (0,144459 \log \frac{1,26 a}{r} + 0,0157) \text{ Ohm/Km}$$

siendo:

a = separación entre centros de los conductores (mm).

r = radio del conductor (mm).

COBRE

TABLA N° 32

Sección nominal (mm²)	R (Ohm/Km)				X (Ohm/Km)	
	a 20°C		a 80°C		3 cables unipolares	1 cable bipolar, tripolar y tetrapolar
	Unipolares	Bipolares, tripolares y tetrapolares	Unipolares	Bipolares, tripolares y tetrapolares		
1	17,7	18,1	21,8	22,3	0,295	0,145
1,5	12,4	12,7	15,3	15,6	0,292	0,137
2,5	7,14	7,28	8,83	9,00	0,288	0,120
4	4,47	4,56	5,53	5,64	0,284	0,107
6	2,99	3,05	3,70	3,77	0,278	0,103
10	1,77	1,81	2,19	2,24	0,262	0,0975
16	1,13	1,15	1,40	1,43	0,254	0,0915
25	0,712	0,727	0,880	0,899	0,240	0,0850
35	0,514	0,524	0,636	0,648	0,232	0,0805
50	0,379	0,387	0,469	0,479	0,223	0,0770
70	0,262	0,268	0,324	0,332	0,213	0,0753
95	0,189	0,193	0,234	0,239	0,204	0,0738
120	0,150	0,153	0,186	0,189	0,198	0,0715
150	0,122	0,124	0,150	0,154	0,192	0,0710
185	0,0972	0,0991	0,120	0,123	0,187	0,0700
240	0,0740	0,0754	0,0915	0,0932	0,180	0,0690
300	0,0590	0,0601	0,0730	0,0743	0,174	0,0680
400	0,0461	0,0470	0,0570	0,0580	0,168	0,0665
500	0,0366	—	0,0453	—	0,164	—

ALUMINIO
TABLA N° 33

Sección nominal (mm ²)	R (Ohm/Km)				X (Ohm/Km)	
	a 20°C		a 80°C			
	Unipolares	Bipolares, tripolares y tetra- polares	Unipolares	Bipolares, tripolares y tetra- polares	3 cables unipolares	1 cable bipolar tripolar y tetrapolar
10	2,94	3,00	3,51	3,58	0,262	0,0975
16	1,85	1,89	2,21	2,26	0,254	0,0915
25	1,17	1,20	1,40	1,43	0,240	0,0850
35	0,851	0,868	1,016	1,037	0,232	0,0805
50	0,628	0,641	0,75	0,766	0,223	0,0770
70	0,435	0,443	0,52	0,529	0,213	0,0753
95	0,313	0,320	0,374	0,382	0,204	0,0738
120	0,248	0,253	0,296	0,302	0,198	0,0715
150	0,202	0,206	0,241	0,246	0,192	0,0710
185	0,161	0,164	0,192	0,196	0,187	0,0700
240	0,122	0,125	0,146	0,149	0,180	0,0690
300	0,0976	0,100	0,117	0,119	0,174	0,0680
400	0,0763	0,0778	0,0912	0,093	0,168	0,0665
500	0,0605	—	0,0721	—	0,164	—

CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

En cables de sistemas de corriente continua solamente se tiene en cuenta la resistencia óhmica en corriente continua.

a) $\Delta U = 2.I.R.l$

En cables de sistemas con corriente alterna monofásica y trifásica deben tenerse en cuenta además la resistencia efectiva y la reactancia inductiva.

b) Corriente alterna monofásica:

$$\Delta U = 2.I.l (R \cos \varphi + X_L \sin \varphi)$$

c) Corriente trifásica

$$\Delta U = \sqrt{3} I l (R \cos \varphi + X_L \sin \varphi)$$

Siendo:

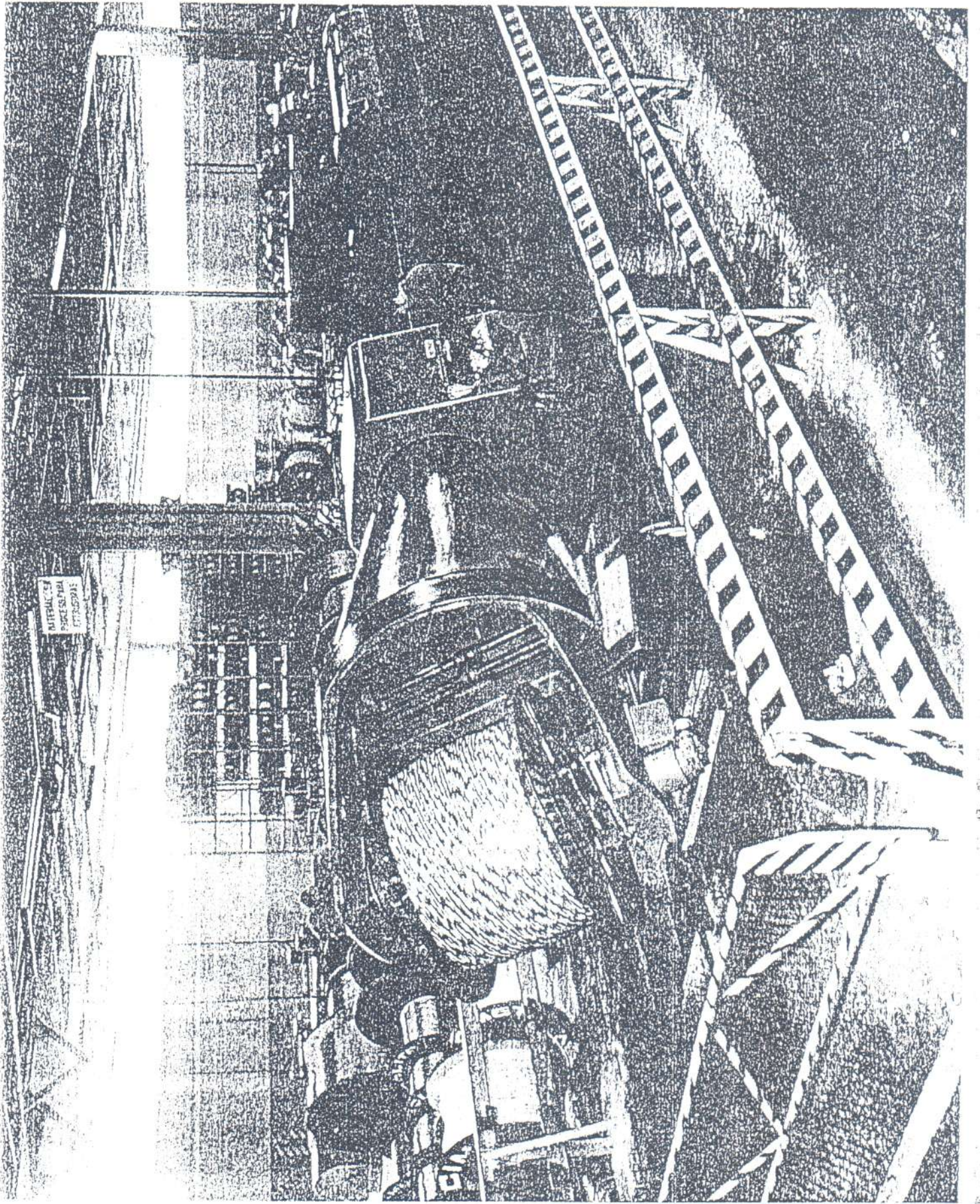
I: Intensidad de corriente con amperes

L: Longitud del cable en Km

R: Resistencia efectiva por Km de conductor, a la frecuencia de la red y a la temperatura de trabajo en Ohms

XL: Reactancia inductiva por Km del cable a la frecuencia de la red en Ohms

ΔU : Caída de tensión en volt

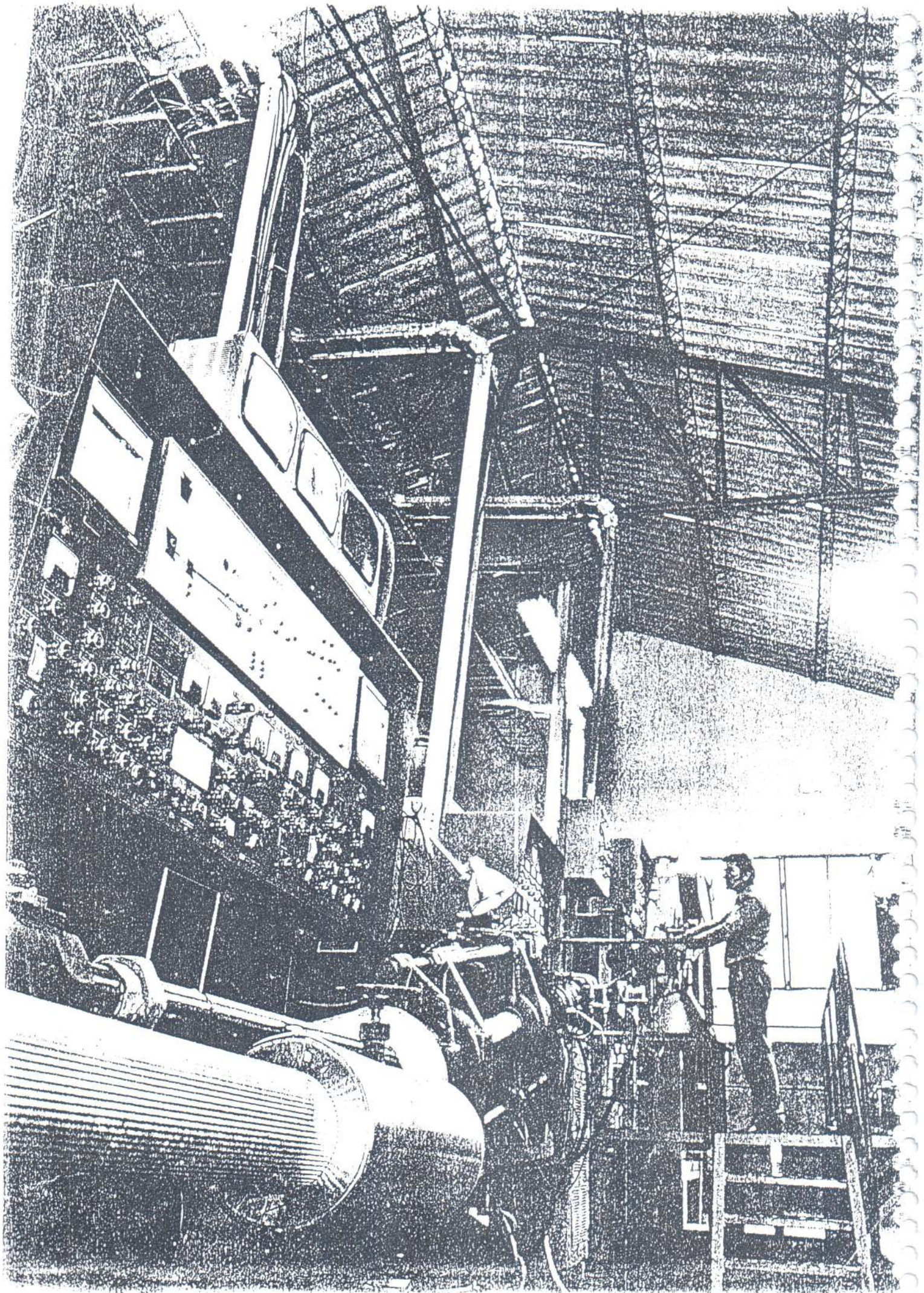


MATERIAŁY
DOSTĘPNE
W BUDYNKU
PRACOWNI
PROMIENIOWEJ

INDICE
página

- Línea de producción.
- 1. Uso o aplicaciones.
- 2. Características.
- 3. Construcción.
- 4. Ensayos
 - 4.1. sobre materias primas.
 - 4.2. durante el proceso.
 - 4.3. sobre lotes de producción
 - 4.3.1. de rutina.
 - 4.3.2. por muestreo
- 5. Elección de los cables de acuerdo con su aislamiento.
- 6. Designación del cable de acuerdo con su aislamiento.
- 7. Capacidad de carga.
 - 7.1. Consideraciones generales.
 - 7.1.1. Intrínseca de los cables.
 - 7.1.2. de instalación.
 - 7.2. tabla de valores conductores de cobre.
 - 7.3. tabla de valores conductores de aluminio
- 8. Coeficiente de corrección de las capacidades de carga
- 9. Corriente admisible de cortocircuito.
- 10. Datos a especificar en los pedidos.
- 11. Radio mínimo de curvatura.
- 12. Recomendaciones para el tendido y montaje.
- 13. Cálculo de la caída de tensión.

**Catálogo de
especificaciones.
Cable de potencia
TERMOLITE.**



LINEA DE PRODUCCION

A. CONDUCTORES DE COBRE

I. CONDUCTORES DESNUDOS

ACD/CCD
ACDLA/CCDLA
CDA

Alambres y cables de cobre recocido.
Alambres y cables de cobre duro para líneas aéreas.
Cable desnudo para antena y toma de tierra.

II. INSTALACIONES

IFAC/IFCC
BPAC/BPCC

Alambres y cables para instalaciones fijas interiores.
Alambres y cables tipo bajo plomo.

VIII. FLEXIBLES

CC
BVCC
TTCC
CPB
PECC

Cuerdas flexibles para instalaciones fijas interiores.
Cables flexibles bajo vaina chata.
Cables flexibles bajo vaina redonda.
Cables flexibles para batería y arranque.
Cables extra flexibles para portaelectrodos.

IV. LINEAS AEREAS

LAIAC/LAICC

Alambres y cables para líneas aéreas a la intemperie.

V. CABLES DE POTENCIA

DVAC/DVCC
DVFAC/DVFCC
DVXCC/DVXFCC

Cables DUROLITE para 1/3/6/13,2 kv.
Cables DUROLITE armados para 1/3/6/13,2
Cables TERMOLITE sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de polietileno reticulado - (XLP).
Cables TERMOPER sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de goma etilén-propilénica (EPR).

DVRCC/DVRFCC

VI. CABLES DE CONTROL

DVAC
ASCC

Cables DUROLITE para señalización y comando.
Cables flexibles tipo ascensor.

VII. CABLES TELEFONICOS

PAL

Cables telefónicos con aislación y vaina de polietileno según ENTEL 782.

PAL/A
INE

Cables telefónicos con autoportante fig. 8 según ENTEL 191.
Cables telefónicos interiores para conmutadores y edificios según ENTEL 755.

VIII. ESPECIALES

- Cables DUROLITE para buques.
- Cables coaxiales de 50 y 75 ohms para electrónica.
- Cables para alimentación de bombas sumergidas.
- Alambres para bobinados de bombas sumergidas.

B. CONDUCTORES DE ALUMINIO

I. CONDUCTORES DESNUDOS

AAD/CAD
CADLA

Alambres y cables de aluminio puro grado eléctrico.
Conductores de aleación de aluminio para líneas aéreas de energía.

ACSR/AACSR

Conductores de aluminio puro grado eléctrico o de aleación de aluminio con alma de acero.

ACAR

Conductores de aluminio puro, grado eléctrico con alma de aleación de aluminio.

II. LINEAS AEREAS

CMXA

Conjuntos preensamblados con aislación de polietileno reticulado para distribución de energía.

LAICA
LAIPCA

Conductores aislados para líneas aéreas a la intemperie.
Conductores protegidos para líneas aéreas a la intemperie.

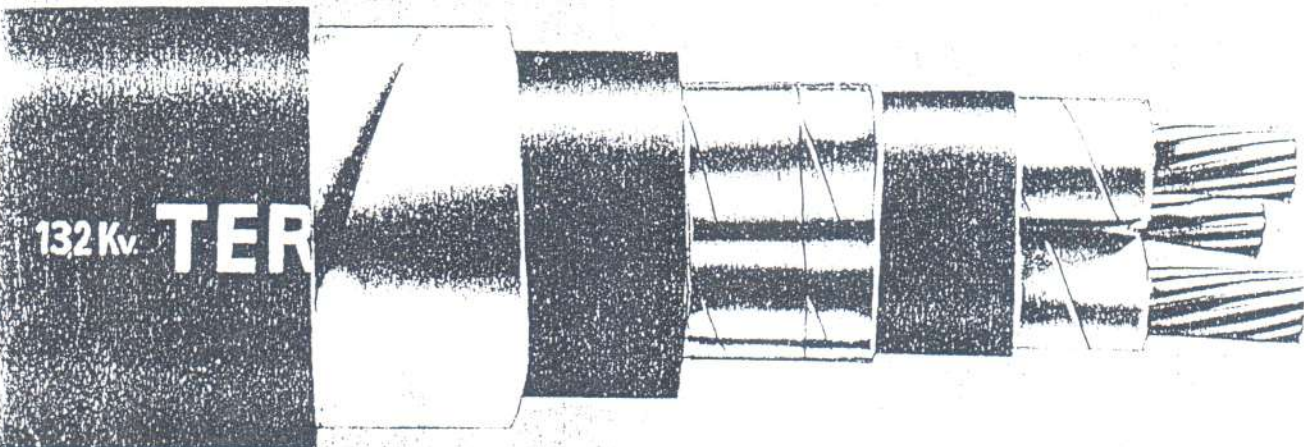
III. CABLES DE POTENCIA

DVCA
DVFCA
DVXCA/DVXFCA

Cables DUROLITE para 1/3/6/13,2 kv.
Cables DUROLITE armados para 1/3/6/13,2 kv.
Cables TERMOLITE sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de polietileno reticulado (XLP).
Cables TERMOPER sin armar y armados para 1/3/6/13,2/30 kv. con aislación de goma etilén-propilénica (EPR).

DVRCA/DVRFCA

Esta lista no es exhaustiva. Si Ud. necesita un conductor eléctrico especial, indique sus especificaciones y nuestro servicio de Ingeniería de Ventas le brindará su deferente atención.
Todos los cables producidos por CIMET S.A. cuentan con la asistencia Tecnológica de SIEMENS A.G. de la R.F. de A.



CABLES CON AISLACION DE POLIETILENO RETICULADO -XLP- PARA TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

1) USO O APLICACION

Los cables TERMOLITE tienen un amplio campo de aplicaciones.

Pueden ser empleados en instalaciones fijas en el interior de edificios civiles e industriales (ya sea sobre bandejas, en canaletas, conductos, etc.), a la intemperie, en forma subterránea, como así también sumergidos en el agua. Se emplean además en subestaciones y redes de distribución de energía eléctrica.

Los cables TERMOLITE, debido al material de aislación, además de su operación en servicio continuo de 90°C, pueden también funcionar con sobrecargas de emergencia a temperaturas de hasta 130°C y de 250°C en caso de cortocircuito.

Su diseño y construcción permiten emplearlos en sistemas con tensiones nominales de servicio de hasta 30 Kv y aún mayores.

2) CARACTERISTICAS

El polietileno reticulado, material universalmente empleado para baja y media tensión representa uno de los desarrollos tecnológicos más importantes de los últimos años en lo que a construcción de cables eléctricos se refiere.

Podemos decir que combina las excelentes propiedades eléctricas del polietileno termoplástico con las características mecánicas y físicas que están determinadas por su naturaleza termoestable.

La transformación del polietileno termoplástico a polietileno reticulado se logra a través de un proceso termoquímico, en el cual, con agregados de peróxidos orgánicos, se obtiene un reacondicionamiento molecular por medio del que se substituye parte de los enlaces lineales por enlaces transversales, confiriéndole así al material una excepcional estabilidad térmica y mecánica, conservando las características eléctricas del polietileno termoplástico. Es de destacar que los cables TERMOLITE, debido al aislante utilizado (aislación seca), presentan una substancial ventaja cuando se realiza un proyecto de distribución de energía, ya que los empalmes y terminales se llevan a cabo con gran facilidad, sin que se requiera para ello personal especializado. Esta ventaja se mantiene aunque deba trabajarse en situaciones críticas de espacio.

3) CONSTRUCCION

Los cables TERMOLITE responden estrictamente en diseño y construcción a las especificaciones de la norma IRAM 2261, que se basa en las recomendaciones de la IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION).

a) Conductores

Los cables TERMOLITE pueden estar constituidos por conductores de cobre electrolítico de elevada pureza y alta conductividad, o por conductores de aluminio puro, especial para uso eléctrico. Todas las secciones están constituidas por cuerdas de alambres cableados. En los cables multipolares de hasta 35 mm² de sección, la cuerda es circular compacta, mientras que para secciones mayores la cuerda es sectorial o circular compacta. En los cables unipolares la cuerda es siempre circular compacta. En media tensión la construcción sectorial se admite únicamente en cables con E₀ de hasta 2,3 Kv.

b) Aislación

El polietileno reticulado conjuga las propiedades eléctricas del polietileno termoplástico con la robustez física del PVC y con la indiscutible ventaja de un altísimo grado de estabilidad térmica.

Presenta elevadas propiedades mecánicas y una excepcional resistencia al envejecimiento que lo hacen indicado para baja tensión, donde los espesores de aislación están determinados exclusivamente por consideraciones de orden mecánico. El polietileno reticulado transmite mayor capacidad de carga si se lo compara con otros aislantes, debido a sus propiedades térmicas.

En el agua posee una alta estabilidad tanto eléctrica como mecánica y goza además de un buen comportamiento a bajas temperaturas.

Como aislante para media y alta tensión podemos decir que es un material que presenta un conjunto de valores eléctricos de características relevantes, tales como: excelentes propiedades dieléctricas, factor de potencia muy bajo, como así también una elevada rigidez dieléctrica y alta resistividad volumétrica.

Todo este conjunto de características, tanto físicas como eléctricas, determinan que en operación los cables TERMOLITE tengan las menores pérdidas dieléctricas y los mayores márgenes de seguridad.

Sus reducidos espesores de aislación, en comparación con otros aislantes extruídos, además de su reducido peso, determinan que los cables TERMOLITE tengan una mayor maniobrabilidad cuando se obtienen menores dimensiones finales y pesos totales.

c) Blindaje Eléctrico

Su inclusión se realiza en los cables de media y alta tensión. Está constituido por un compuesto semiconductor reticulado aplicado mediante el proceso de extrusión simultánea.

Este proceso proporciona un blindaje integral que tiene como objeto confinar el campo eléctrico al aislamiento en su superficie interior y lograr un gradiente de potencial radialmente uniforme.

Una segunda capa semiconductor a es colocada sobre la aislación y sobre ésta se dispone una pantalla electrostática constituida por cintas o alambres de cobre electrolítico.

Este blindaje constituye la protección eléctrica contra contactos involuntarios y en caso de averías mecánicas graves, debe prevenir las peligrosas tensiones de contacto, la descarga de la corriente capacitiva del cable en servicio normal y de la corriente de cortocircuito en caso de falla.

Este blindaje para cumplir con su fin debe estar conectado a tierra en ambos extremos.

La pantalla eléctrica requerida en la norma IRAM 2261 debe poseer una resistencia eléctrica no mayor de 3,3 ohm/km a 20°C, (que representa aproximadamente 6mm² de sección).

Conforme lo establece la norma IRAM 2261 se considera que la intensidad de la corriente admisible, sin excesivo calentamiento, provista de adecuadas tomas de tierra y con uniones realizadas correctamente, puede estimarse en el orden de 15 Amp., permanentemente, algunos centenares de amperes durante 3 S a 4 S y de 2000 A a 3000 A durante 0,2 S.

En caso de estimarse que por las características de la red la pantalla requerida para llevar sin deterioro la corriente de cortocircuito no es la establecida en la norma, estamos en condiciones -bajo pedido- de establecer otras características.

d) Rellenos y Revestimientos

Conforme se establece en la norma IRAM 2261 para los cables multipolares, los mismos llevan rellenos de material termoplástico para conformar un núcleo sustancialmente cilíndrico, conjuntamente con un revestimiento del mismo material.

e) Armadura

En los cables TERMOLITE del tipo armado se dispone debajo de la cubierta externa una armadura de protección mecánica que podrá estar constituida por una trenza de múltiples alambres de acero o bien mediante flejes de acero aplicados helicoidalmente con superposición adecuada. Es aconsejable el empleo de cables TERMOLITE armados en todos los casos de instalación subterránea exenta de otras protecciones y en las cuales se quiera tener una resistencia adicional contra daños mecánicos, ataque de roedores y adecuada protección eléctrica, para lo cual deberá conectársela a tierra a intervalos regulares.

Los cables unipolares para corriente alterna monofásica y trifásica en general no llevan armadura a fin de evitar pérdidas adicionales. En el caso que por razones de seguridad se requiera, la armadura estará constituida por un material no magnético.

f) Neutro Concéntrico

En el caso de requerirse un cable para un sistema con neutro rígido a tierra, el neutro podrá no ser aislado, en cuyo caso podrá utilizarse el cable TERMOLITE con conductor neutro formado por un conjunto de alambres de cobre electrolítico cableado concéntricamente bajo la vaina exterior. En este caso la armadura de acero no resulta exigida pues el neutro provee una adecuada protección contra daños eléctricos y mecánicos.

g) Cubierta Externa

Los cables TERMOLITE poseen una cubierta externa de protección constituida por un compuesto de PVC negro de excelentes características mecánicas y estabilidad química.

Especialmente formulado para ser empleado directamente enterrado o a la intemperie, aún en instalaciones con condiciones fuertemente agresivas y con peligro de incendio dada su excepcional resistencia a la llama.

Bajo pedido se pueden formular compuestos de PVC para las cubiertas externas de alta resistencia a los hidrocarburos.

Análogamente estamos en condiciones de suministrar cables con cubiertas de polietileno negro, de alto peso molecular resistente a la luz solar y a la intemperie para aquellas instalaciones que deben realizarse con bajas temperaturas ambientales.

4) ENSAYOS

Los cables TERMOLITE para distribución y transmisión de energía en baja, media y alta tensión son diseñados y ensayados bajo normas de confiabilidad comprobadas como son las normas internacionales IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION), IPCEA, AEIC, VDE y nacionales como la norma IRAM 2261.

En nuestro laboratorio de Control de Calidad, modernamente equipado, personal técnico capacitado, realiza sobre los cables TERMOLITE los ensayos establecidos en las respectivas normas. Además nuestros rigurosos procedimientos de control de calidad nos permiten fabricar un producto de reconocida confiabilidad.

Los ensayos se clasifican de la siguiente manera:

- 4.1. Ensayos sobre materias primas
- 4.2. Ensayos durante el proceso
- 4.3. Ensayos sobre lotes de producción
- 4.3.1 Ensayos de rutina
- 4.3.2 Ensayos por muestreo

4.1. ENSAYOS SOBRE MATERIAS PRIMAS

El objeto es controlar y garantizar la uniformidad y calidad de todos los elementos componentes del cable.

- Metales conductores (cobre o aluminio)
- Materiales semiconductores
- Material aislante (polietileno para reticular)
- Componentes de las pantallas y armaduras (cobre, aluminio, acero)
- Componentes de los compuestos de PVC de la cubierta externa.

4.2. ENSAYOS DURANTE EL PROCESO

A lo largo de los diversos procesos de fabricación se controlan en forma sistemática todos los parámetros para asegurar un procesamiento acorde con las exigencias establecidas.

En este aspecto son importantes los ensayos dimensionales, mecánicos y eléctricos. Por otra parte se verifican las características de los materiales que integran el cable y que podrían haber sufrido alteraciones durante las diversas etapas de fabricación.

Los ensayos importantes para asegurar un producto homogéneo y confiable son el control de contaminantes, cavidades o burbujas en el aislante.

4.3. ENSAYOS SOBRE LOTES DE PRODUCCION

Conforme se establece en la norma IRAM 2261 se realizan los siguientes ensayos sobre los cables TERMOLITE:

4.3.1.) Ensayos de Rutina

Los ensayos de rutina se realizan sobre los largos de expedición con el objeto de confirmar la integridad del cable.

Dentro de esta categoría se encuentra el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Tensión

La duración bajo tensión determina la confiabilidad del proceso de aislamiento de los conductores.

- Resistencia de Aislamiento

La medición de la resistencia de aislamiento determina la calidad del material aislante empleado.

- Resistencia Eléctrica de los Conductores

Su valor nos indica la sección real de los cables fabricados.

En los cables TERMOLITE de media tensión se realizan adicionalmente los siguientes ensayos:

- Determinación de la tangente del ángulo de pérdidas ($\tan \delta$)
- Descargas parciales (Ensayo nivel corona)
- Resistencia eléctrica de las pantallas.

4.3.2.) Ensayos por Muestreo

Estos ensayos son realizados con una periodicidad predeterminada con el objeto de verificar que el producto cumple con las especificaciones de diseño.

Estos ensayos comprenden las siguientes pruebas:

- Aptitud
- Duración bajo tensión
- Tangente del ángulo de pérdidas ($\tan \delta$) a 90°C.
- Resistencia de aislamiento a 90°C.
- Absorción de humedad
- Tracción y alargamiento de los materiales de la cubierta externa (polietileno o PVC) antes y después del envejecimiento.
- Doblado en frío
- Deformación por el calor
- Choque térmico
- Resistencia a la llama, aplicable a la cubierta externa de PVC
- Verificación del grado de reticulación del polietileno según IRAM 2261.

Adicionalmente se realiza el ensayo de extracción por solventes de acuerdo con la norma IPCEA, este ensayo determina fehacientemente el porcentaje o medida que se ha alcanzado en la reticulación del polietileno y fundamentalmente califica las condiciones de proceso y la materia prima utilizada.

5. ELECCION DE LOS CABLES DE ACUERDO A SU AISLAMIENTO

De acuerdo con la norma IRAM 2261, se establecen las tensiones de funcionamiento de los sistemas eléctricos y las tensiones correspondientes a los cables que operan en los mencionados sistemas eléctricos.

a) Tensiones de las Redes

La tensión nominal de la red (U) es un valor para definir una determinada red eléctrica.

La tensión máxima de la red (U_m) representa el valor más elevado de la tensión a la cual van a funcionar todos los elementos de una instalación.

b) Tensiones de los Cables

Las tensiones que corresponden a los cables son aquellas que individualizan un determinado nivel de aislamiento por cuyo motivo se denominan tensiones nominales de aislamiento (E) entre conductores y con (E_0) entre conductores y tierra.

La norma IRAM 2261 fija una correspondencia entre las tensiones de las redes y las tensiones de aislamiento de los cables (ver tabla correspondiente). Con lo cual queda establecido el nivel de aislamiento de los cables que serán utilizados en las diferentes redes.

6. DESIGNACION DEL CABLE
DE ACUERDO CON SU AISLAMIENTO
SEGUN NORMA IRAM 2261 - P 1 - 1/8/77

Tensión nominal de la red U (V)	Tensión máxima de la red Um (V)	Categoría	Designación del cable	Tensión entre conductor y tierra Eo (V)	Tensión nominal entre conductores E (V)
1100	1.200	II	1.000 II	600	1.000
3.300	3.600	II	3.000 II	2.300	3.000
6.600	7.200	I	6.000 I	3.600	6.000
		II	6.000 II	5.200	
13.200	14.500	I	12.000 I	7.200	12.000
		II	12.000 II	10.500	
33.000	36.000	I	30.000 I	18.000	30.000

siendo

Eo = tensión de aislamiento de frecuencia industrial (valor eficaz) en volt. entre un conductor aislado cualquiera y tierra.

E = tensión de aislamiento de frecuencia industrial (valor eficaz) en volt. entre dos conductores aislados del cable.

La elección de la tensión entre conductor y tierra (Eo) depende del tipo de red y de las disposiciones tomadas para su puesta a tierra.

Las normas internacionales, incluyendo a IRAM, toman en consideración para determinar el nivel de aislamiento de los cables, la duración de la sobretensión que se origina al producirse una falla a tierra.

A esto se debe que, por seguridad de los cables, tenga tanta importancia la duración del aumento de tensión como el valor mismo de la sobretensión.

En relación a este criterio la norma IRAM 2261 clasifica las redes o sistemas eléctricos de la siguiente forma:

Categoría I : Quedan comprendidas en esta categoría las redes que en caso de falla de una fase contra tierra permanecen únicamente en servicio durante un corto intervalo de tiempo. Este tiempo no debe exceder de una hora. Cuando se utilicen cables con conductores aislados, individualmente apantallados podrán ser toleradas duraciones más prolongadas, pero en ningún caso dichos periodos excederán las 8 horas.

Categoría II : Quedan comprendidas en esta categoría los sistemas o redes eléctricas que en caso de una falla de una fase contra tierra el funcionamiento del cable puede extenderse más allá de los límites establecidos en la categoría I.

Es importante destacar que los lapsos mencionados para categoría I son válidos siempre y cuando estos casos anormales sean poco frecuentes.

En una red con una fase puesta a tierra, si no es rápidamente eliminada la anomalía el incremento del gradiente de potencial al que queda sometido el aislamiento de los cables puede reducir su vida útil.

Con respecto a las redes de categoría II por las mismas razones enunciadas anteriormente no puede prolongarse por tiempo indefinido la operación de un cable con una falla de una fase contra tierra.

CABLES TERMOLITE

1000 v/II

Temperatura máxima de operación 90° C

UNIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. en CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. en CC Ohm/Km	Reactancia (°) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 6	0,7	1,4	7,5	110	2,97	3,787	0,272
	1 x 10	0,7	1,4	8,1	150	1,77	2,257	0,256
	1 x 16	0,7	1,4	9	210	1,13	1,441	0,241
	1 x 25	0,9	1,4	10,8	315	0,712	0,908	0,226
	1 x 35	0,9	1,4	12	410	0,514	0,635	0,217
	1 x 50	1,0	1,6	13,7	550	0,379	0,483	0,204
	1 x 70	1,1	1,6	15,7	770	0,262	0,334	0,195
	1 x 95	1,1	1,8	17,8	1040	0,189	0,241	0,185
	1 x 120	1,2	2,0	19,8	1310	0,150	0,191	0,179
	1 x 150	1,4	2,0	21,7	1590	0,122	0,156	0,173
	1 x 185	1,6	2,0	23,8	1970	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	1,7	2,0	26,50	2540	0,074	0,094	0,163
	1 x 300	1,8	2,0	29	3160	0,059	0,075	0,157
	1 x 400	2,0	2,2	32,7	4000	0,0461	0,059	0,148
	1 x 500	2,2	2,2	36,3	4990	0,0366	0,047	0,145
ALUMINIO	1 x 10	0,7	1,4	8,1	90	2,94	3,778	0,256
	1 x 16	0,7	1,4	9	110	1,85	2,377	0,241
	1 x 25	0,9	1,4	10,8	160	1,17	1,503	0,226
	1 x 35	0,9	1,4	12	190	0,851	1,094	0,217
	1 x 50	1,0	1,6	13,7	260	0,628	0,807	0,204
	1 x 70	1,1	1,6	15,7	340	0,435	0,559	0,195
	1 x 95	1,1	1,8	17,8	450	0,313	0,402	0,185
	1 x 120	1,2	2,0	19,8	550	0,248	0,319	0,179
	1 x 150	1,4	2,0	21,7	660	0,202	0,260	0,173
	1 x 185	1,6	2,0	23,8	810	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	1,7	2,0	26,5	1010	0,122	0,157	0,163
	1 x 300	1,8	2,0	29	1250	0,0976	0,125	0,157

UNIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Espesor (mm 2)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 6	0,7	1,4	8,7	130	2,97	3,787	0,272
	1 x 10	0,7	1,4	10	190	1,77	2,257	0,256
	1 x 16	0,7	1,4	11,5	250	1,13	1,441	0,241
	1 x 25	0,9	1,4	12,5	360	0,712	0,908	0,226
	1 x 35	0,9	1,6	14	470	0,514	0,655	0,217
	1 x 50	1,0	1,6	15,5	610	0,379	0,483	0,204
	1 x 70	1,1	1,8	18	840	0,262	0,334	0,195
	1 x 95	1,1	2,0	20	1130	0,189	0,241	0,185
	1 x 120	1,2	2,0	21,5	1380	0,150	0,191	0,179
	1 x 150	1,4	2,0	23,5	1670	0,122	0,156	0,173
	1 x 185	1,6	2,0	25,9	2060	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	1,7	2,0	28,5	2640	0,0740	0,094	0,163
	1 x 300	1,8	2,2	31	3270	0,0590	0,075	0,157
	1 x 400	2,0	2,2	34,5	4120	0,0461	0,059	0,148
	1 x 500	2,2	2,2	39	5220	0,0366	0,047	0,145
ALUMINIO	1 x 10	0,7	1,4	10	110	2,94	3,778	0,256
	1 x 16	0,7	1,4	11,5	150	1,85	2,377	0,241
	1 x 25	0,9	1,4	12,5	200	1,17	1,503	0,226
	1 x 35	0,9	1,6	14	250	0,851	1,094	0,217
	1 x 50	1,0	1,6	15,5	310	0,628	0,807	0,204
	1 x 70	1,1	1,8	18	410	0,435	0,559	0,195
	1 x 95	1,1	2,0	20	530	0,313	0,402	0,185
	1 x 120	1,2	2,0	21,5	630	0,248	0,319	0,179
	1 x 150	1,4	2,0	23,5	740	0,202	0,260	0,173
	1 x 185	1,6	2,0	25,9	890	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	1,7	2,0	28,5	1110	0,122	0,157	0,163
	1 x 300	1,8	2,2	31	1350	0,0976	0,125	0,157
	1 x 400	2,0	2,2	34,5	1670	0,0763	0,098	0,148
	1 x 500	2,2	2,2	39	2130	0,0605	0,078	0,145

Temperatura máxima de operación 90° C

TRIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm 2)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 6	0,7	1,6	14	370	3,03	3,863	0,0874
	3 x 10	0,7	1,6	15,2	510	1,81	2,308	0,0808
	3 x 16	0,7	1,8	17,7	720	1,15	1,466	0,0785
	3 x 25	0,9	2,0	21,8	1110	0,727	0,927	0,0785
	3 x 35	0,9	2,0	23,7	1440	0,524	0,668	0,0785
	2 x 50	1,0	2,0	27	1870	0,387	0,493	0,0754
	3 x 70	1,1	2,0	28,8	2310	0,268	0,342	0,0723
	3 x 95	1,1	2,2	32,8	3080	0,193	0,246	0,0691
	3 x 120	1,2	2,2	36	3870	0,153	0,195	0,0691
	3 x 150	1,4	2,4	41	4840	0,124	0,158	0,0690
	3 x 185	1,6	2,4	44,5	5950	0,0991	0,126	0,0688
	3 x 240	1,7	2,6	49,5	7690	0,0754	0,096	0,0688
	3 x 300	1,8	3,0	58	10050	0,0601	0,077	0,0686
ALUMINIO	3 x 10	0,7	1,6	15,2	310	3,00	3,855	0,0808
	3 x 16	0,7	1,8	17,7	420	1,89	2,429	0,0785
	3 x 25	0,9	2,0	21,8	650	1,20	1,542	0,0785
	3 x 35	0,9	2,0	23,7	780	0,868	1,115	0,0785
	3 x 50	1,0	2,0	27	940	0,691	0,824	0,0754
	3 x 70	1,1	2,0	28,8	1050	0,443	0,569	0,0723
	3 x 95	1,1	2,2	32,8	1310	0,320	0,411	0,0691
	3 x 120	1,2	2,2	36	1640	0,253	0,325	0,0691
	3 x 150	1,4	2,4	41	2050	0,206	0,265	0,0690
	3 x 185	1,6	2,4	44,5	2490	0,164	0,211	0,0688
	3 x 240	1,7	2,6	49,5	3210	0,125	0,161	0,0688
	3 x 300	1,8	3,0	58	4220	0,100	0,129	0,0686

TRIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm 2)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 6	0,7	1,6	16	490	3,03	3,863	0,0874
	3 x 10	0,7	1,8	17,8	680	1,81	2,308	0,0808
	3 x 16	0,7	2,0	20,3	970	1,15	1,466	0,0785
	3 x 25	0,9	2,0	24,7	1330	0,727	0,927	0,0785
	3 x 35	0,9	2,0	26,8	1790	0,524	0,668	0,0785
	3 x 50	1,0	2,2	30,2	2480	0,387	0,493	0,0754
	3 x 70	1,1	2,2	32,3	2980	0,268	0,342	0,0723
	3 x 95	1,1	2,2	36,9	3560	0,193	0,246	0,0691
	3 x 120	1,2	2,4	40,3	4440	0,153	0,195	0,0691
	3 x 150	1,4	2,4	44,1	5650	0,124	0,158	0,0690
	3 x 185	1,6	2,6	48,5	6750	0,0991	0,126	0,0688
	3 x 240	1,7	2,8	53,7	8710	0,0754	0,096	0,0688
	3 x 300	1,8	3,0	60	11300	0,0601	0,077	0,0686
ALUMINIO	3 x 10	0,7	1,8	17,8	500	3,00	3,855	0,0808
	3 x 16	0,7	2,0	20,3	670	1,89	2,429	0,0785
	3 x 25	0,9	2,0	24,7	880	1,20	1,542	0,0785
	3 x 35	0,9	2,0	26,8	1140	0,868	1,115	0,0785
	3 x 50	1,0	2,2	30,2	1540	0,641	0,824	0,0754
	3 x 70	1,1	2,2	32,3	1690	0,443	0,569	0,0723
	3 x 95	1,1	2,2	36,9	1780	0,320	0,411	0,0691
	3 x 120	1,2	2,4	40,3	2210	0,253	0,325	0,0691
	3 x 150	1,4	2,4	44,1	2850	0,206	0,265	0,0690
	3 x 185	1,6	2,6	48,5	3300	0,164	0,211	0,0688
	3 x 240	1,7	2,8	53,7	4250	0,125	0,161	0,0688
	3 x 300	1,8	3,0	60	5450	0,100	0,129	0,0686

(*) Calculada

CABLES TERMOLITE

1000 v/ll

Temperatura máxima de operación 90° C

TETRAPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	4 x 6	0,7	1,8	15,3	440	3,03	3,863	0,0874
	4 x 10	0,7	1,8	16,9	550	1,81	2,308	0,0808
	4 x 16	0,7	2,0	19,6	910	1,15	1,466	0,0785
	3 x 25/16	0,9/0,7	2,0	22,8	1250	0,727/1,15	0,927	0,0785
	3 x 35/16	0,9/0,7	2,0	24,4	1420	0,524/1,15	0,668	0,785
	3 x 50/25	1,0/0,9	2,0	28,1	2030	0,387/0,727	0,493	0,0754
	3 x 70/35	1,1/0,9	2,2	31,4	2710	0,268/0,524	0,342	0,0723
	3 x 95/50	1,1/1	2,2	35,2	3580	0,193/0,387	0,246	0,0691
	3 x 120/70	1,2/1,1	2,2	39,5	4480	0,153/0,268	0,195	0,0691
	3 x 150/70	1,4/1,1	2,4	43,5	5650	0,124/0,268	0,158	0,0690
	3 x 185/95	1,6/1,1	2,6	48,3	6850	0,0991/0,193	0,126	0,0688
	3 x 240/120	1,7/1,2	2,8	53,7	8990	0,754/0,153	0,096	0,0688
	3 x 300/150	1,8/1,4	3,2	64	11800	0,601/0,124	0,077	0,0686
	ALUMINIO	4 x 10	0,7	1,8	16,9	380	3,00	3,855
4 x 16		0,7	2,0	19,6	510	1,89	2,429	0,0785
3 x 25/16		0,9/0,7	2,0	22,8	690	1,20/1,89	1,542	0,0785
3 x 35/16		0,9/0,7	2,0	24,4	800	0,868/1,89	1,115	0,0785
3 x 50/25		1,0/0,9	2,0	28,1	980	0,641/1,20	0,824	0,0754
3 x 70/35		1,1/0,9	2,2	31,4	1190	0,443/0,868	0,569	0,0723
3 x 95/50		1,1/1	2,2	35,2	1520	0,320/0,641	0,411	0,0691
3 x 120/70		1,2/1	2,2	39,5	1810	0,253/0,443	0,325	0,0691
3 x 150/70		1,4/1	2,4	43,5	2410	0,206/0,443	0,265	0,0690
3 x 185/95		1,6/1,1	2,6	48,3	2890	0,164/0,320	0,211	0,0688
3 x 240/120		1,7/1,2	2,8	53,7	3790	0,125/0,253	0,161	0,0688
3 x 300/150		1,8/1,4	3,2	64	5050	0,100/0,206	0,129	0,0686

TETRAPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	4 x 6	0,7	1,8	17,5	645	3,03	3,863	0,0874
	4 x 10	0,7	2,0	19,5	830	1,81	2,308	0,0808
	4 x 16	0,7	2,0	21,8	1150	1,15	1,466	0,0785
	3 x 25/16	0,9/0,7	2,0	25,9	1520	0,727/1,15	0,927	0,0785
	3 x 35/16	0,9/0,7	2,0	27,4	1935	0,524/1,15	0,668	0,0785
	3 x 50/25	1,0/0,9	2,2	31,5	2560	0,387/0,727	0,493	0,0754
	3 x 70/35	1,1/0,9	2,2	35,4	3355	0,268/0,524	0,342	0,0723
	3 x 95/50	1,1/1	2,2	39,2	4315	0,193/0,387	0,246	0,0691
	3 x 120/70	1,2/1,1	2,4	43,4	5370	0,153/0,268	0,195	0,0691
	3 x 150/70	1,4/1,1	2,6	47,4	6545	0,124/0,268	0,158	0,0690
	3 x 185/95	1,6/1,1	2,8	52,1	8050	0,0991/0,193	0,126	0,0688
	3 x 240/120	1,7/1,2	3,0	57,6	10160	0,754/0,153	0,096	0,0688
	3 x 300/150	1,8/1,4	3,2	66	13000	0,601/0,124	0,077	0,0686
	ALUMINIO	4 x 10	0,7	2,0	19,5	610	3,00	3,855
4 x 16		0,7	2,0	21,8	180	1,89	2,429	0,0785
3 x 25/16		0,9/0,7	2,0	25,9	1070	1,20/1,89	1,542	0,0785
3 x 35/16		0,9/0,7	2,0	27,4	1200	0,868/1,89	1,115	0,0785
3 x 50/25		1,0/0,9	2,2	31,5	1540	0,641/1,20	0,824	0,0754
3 x 70/35		1,1/0,9	2,2	35,4	1910	0,443/0,868	0,569	0,0723
3 x 95/50		1,1/1,0	2,2	39,2	2350	0,320/0,641	0,411	0,0691
3 x 120/70		1,2/1,1	2,4	43,4	2830	0,253/0,443	0,325	0,0691
3 x 150/70		1,4/1,1	2,6	47,4	3400	0,206/0,443	0,265	0,0690
3 x 185/95		1,6/1,1	2,8	52,1	4160	0,164/0,320	0,211	0,0688
3 x 240/120		1,7/1,2	3,0	57,6	4990	0,124/0,253	0,161	0,0688
3 x 300/150		1,8/1,8	3,2	66	13000	0,100/0,206	0,129	0,0686

Temperatura máxima de operación 90°C

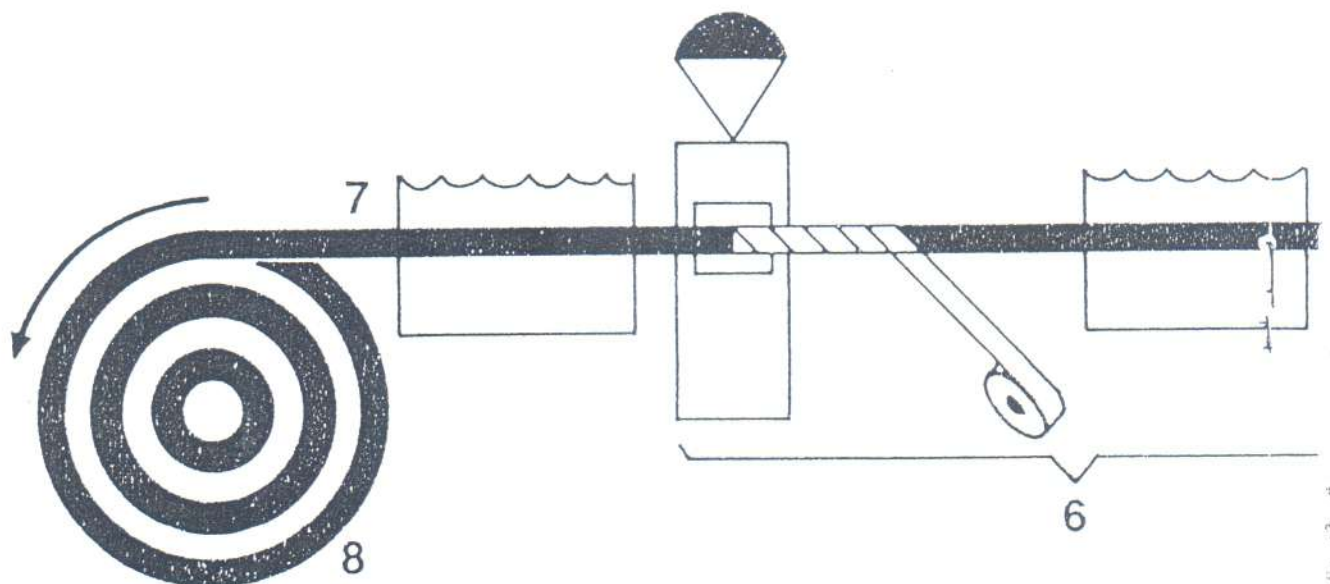
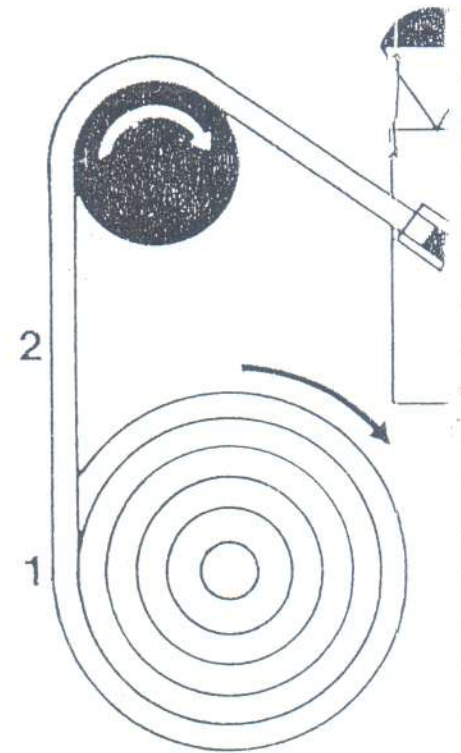
UNIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 10	2,5	1,6	18	408	1,77	2,257	0,256
	1 x 16	2,5	1,6	19	475	1,13	1,441	0,241
	1 x 25	2,5	1,8	20	611	0,712	0,908	0,226
	1 x 35	2,5	1,8	21	725	0,514	0,655	0,217
	1 x 50	2,5	2,0	23	894	0,379	0,483	0,204
	1 x 70	2,5	2,0	25	1139	0,262	0,334	0,195
	1 x 95	2,5	2,0	26	1426	0,189	0,241	0,185
	1 x 120	2,5	2,0	28	1693	0,150	0,191	0,179
	1 x 150	2,5	2,0	29	1991	0,122	0,156	0,173
	1 x 185	2,5	2,0	31	2386	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	2,6	2,2	34	3037	0,074	0,094	0,163
	1 x 300	2,8	2,2	38	3702	0,059	0,075	0,157
	1 x 400	3,0	2,2	41	4619	0,0461	0,059	0,148
1 x 500	3,2	2,4	45	5710	0,0366	0,047	0,145	
ALUMINIO	1 x 10	2,5	1,6	18	345	2,94	3,778	0,256
	1 x 16	2,5	1,6	19	375	1,85	2,377	0,241
	1 x 25	2,5	1,8	20	452	1,17	1,503	0,226
	1 x 35	2,5	1,8	21	504	0,851	1,094	0,217
	1 x 50	2,5	2,0	23	595	0,628	0,807	0,204
	1 x 70	2,5	2,0	25	706	0,435	0,559	0,195
	1 x 95	2,5	2,0	26	827	0,313	0,402	0,185
	1 x 120	2,5	2,0	28	937	0,248	0,319	0,179
	1 x 150	2,5	2,0	29	1063	0,202	0,260	0,173
	1 x 185	2,5	2,0	31	1220	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	2,6	2,2	34	1509	0,122	0,157	0,163
	1 x 300	2,8	2,2	38	1784	0,976	0,125	0,157
	1 x 400	3,0	2,2	41	2164	0,0763	0,098	0,148
1 x 500	3,2	2,4	45	2585	0,0605	0,078	0,145	

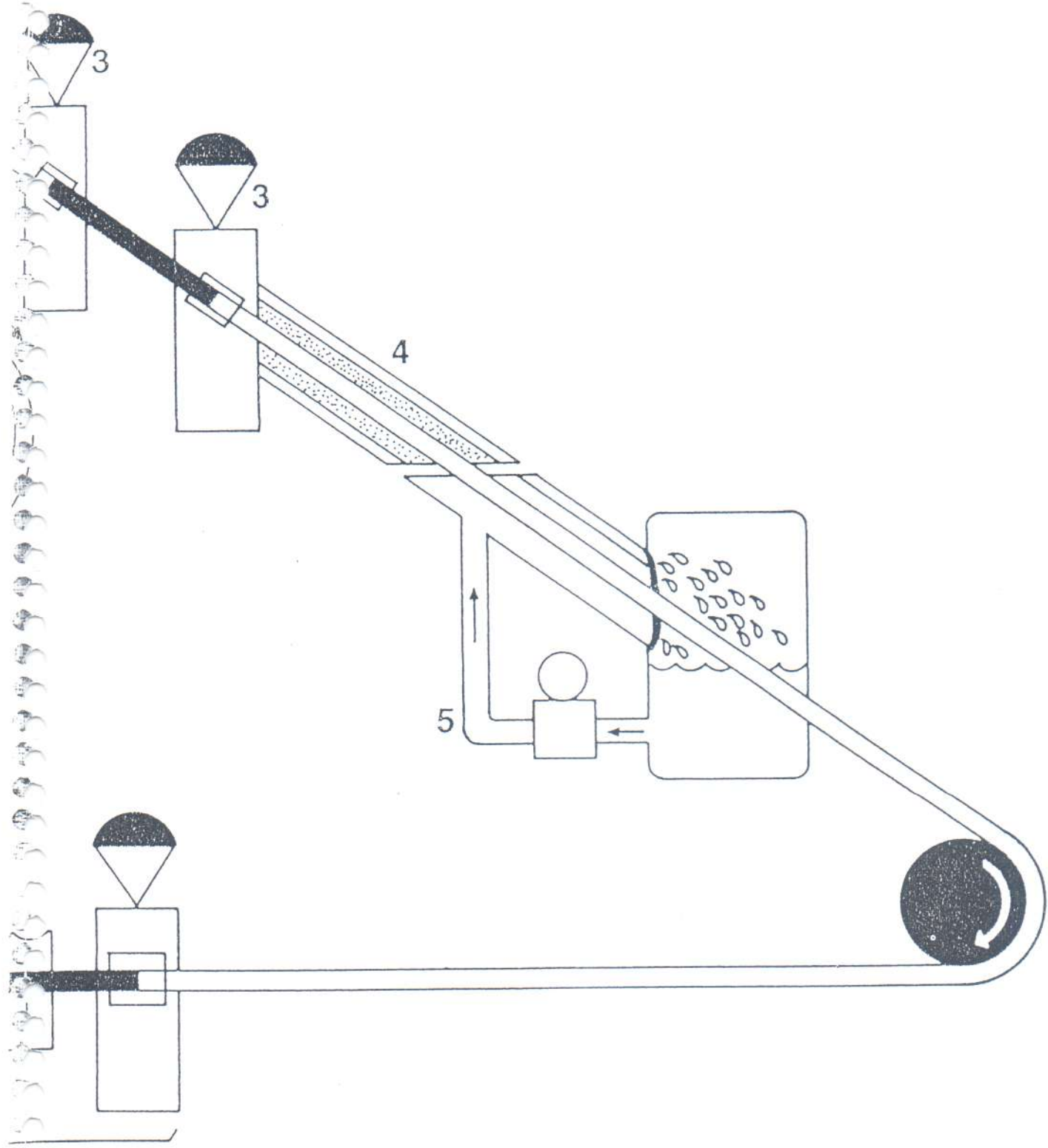
UNIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 10	2,5	2,0	22	613	1,77	2,257	0,256
	1 x 16	2,5	2,0	23	690	1,13	1,441	0,241
	1 x 25	2,5	2,0	24	820	0,712	0,908	0,226
	1 x 35	2,5	2,0	25	949	0,514	0,655	0,217
	1 x 50	2,5	2,0	27	1106	0,379	0,483	0,204
	1 x 70	2,5	2,0	28	1370	0,262	0,334	0,195
	1 x 95	2,5	2,0	30	1668	0,189	0,241	0,185
	1 x 120	2,5	2,0	31	1954	0,150	0,191	0,179
	1 x 150	2,5	2,2	33	2292	0,122	0,156	0,173
	1 x 185	2,5	2,2	35	2706	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	2,6	2,2	38	3358	0,0740	0,094	0,163
	1 x 300	2,8	2,2	42	4186	0,059	0,075	0,157
	1 x 400	3,0	2,4	46	5182	0,0461	0,059	0,148
1 x 500	3,2	2,6	50	6338	0,0366	0,047	0,145	
ALUMINIO	1 x 10	2,5	2,0	22	550	2,94	3,778	0,256
	1 x 16	2,5	2,0	23	590	1,85	2,377	0,241
	1 x 25	2,5	2,0	24	664	1,17	1,503	0,226
	1 x 35	2,5	2,0	25	733	0,851	1,094	0,217
	1 x 50	2,5	2,0	27	780	0,628	0,807	0,204
	1 x 70	2,5	2,0	28	937	0,435	0,559	0,195
	1 x 95	2,5	2,0	30	1074	0,313	0,402	0,185
	1 x 120	2,5	2,0	31	1197	0,248	0,319	0,179
	1 x 150	2,5	2,2	33	1365	0,202	0,260	0,173
	1 x 185	2,5	2,2	35	1539	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	2,6	2,2	38	1828	0,122	0,157	0,163
	1 x 300	2,8	2,2	42	2268	0,976	0,125	0,157
	1 x 400	3,0	2,4	46	2730	0,0763	0,098	0,148
1 x 500	3,2	2,6	50	3244	0,0605	0,078	0,145	

(*) Calculada

CESO DE AISLACION CON POLIETILENO RETICULADO

- 1 BOBINA DE ALIMENTACION
- 2 CABLE DESNUDO
- 3 INGRESO DEL POLIETILENO
- 4 TUBO DE VULCANIZADO
- 5 CIRCUITO DE AGUA
- 6 PROCESOS AUXILIARES
- 7 CABLE TERMINADO
- 8 BOBINA DE SALIDA







CABLES TERMOLITE

6.000 v/l

Temperatura máxima de operación 90° C

TRIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 10	2,5	2,2	37	1607	1,81	2,308	0,136
	3 x 16	2,5	2,2	39	1916	1,15	1,466	0,126
	3 x 25	2,5	2,2	42	2350	0,727	0,927	0,117
	3 x 35	2,5	2,2	44	2774	0,524	0,668	0,111
	3 x 50	2,5	2,4	47	3372	0,387	0,493	0,106
	3 x 70	2,5	2,6	52	4303	0,268	0,342	0,100
	3 x 95	2,5	2,6	56	5359	0,193	0,246	0,095
	3 x 120	2,5	2,8	59	6342	0,153	0,195	0,092
	3 x 150	2,5	3,0	63	7442	0,124	0,158	0,090
	3 x 185	2,5	3,2	67	8648	0,0991	0,126	0,087
	3 x 240	2,6	3,4	74	11289	0,0754	0,096	0,085
	3 x 300	2,8	3,6	82	13728	0,0601	0,077	0,084
ALUMINIO	3 x 10	2,5	2,2	37	1416	3,00	3,855	0,136
	3 x 16	2,5	2,2	39	1612	1,89	2,429	0,126
	3 x 25	2,5	2,2	42	1860	1,20	1,542	0,117
	3 x 35	2,5	2,2	44	2105	0,868	1,115	0,111
	3 x 50	2,5	2,4	47	2463	0,691	0,824	0,106
	3 x 70	2,5	2,6	52	2988	0,443	0,569	0,100
	3 x 95	2,5	2,6	56	3538	0,320	0,411	0,095
	3 x 120	2,5	2,8	59	4049	0,253	0,325	0,092
	3 x 150	2,5	3,0	63	4622	0,206	0,265	0,090
	3 x 185	2,5	3,2	67	5408	0,164	0,211	0,087
	3 x 240	2,6	3,4	74	6647	0,125	0,161	0,085
	3 x 300	2,8	3,6	82	7898	0,100	0,129	0,084

TRIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 10	2,5	2,2	39	2064	1,81	2,308	0,136
	3 x 16	2,5	2,2	42	2675	1,15	1,466	0,126
	3 x 25	2,5	2,4	45	3205	0,727	0,927	0,117
	3 x 35	2,5	2,4	47	3677	0,524	0,668	0,111
	3 x 50	2,5	2,6	51	4349	0,387	0,493	0,106
	3 x 70	2,5	2,6	55	5313	0,268	0,342	0,100
	3 x 95	2,5	2,8	59	6497	0,193	0,246	0,095
	3 x 120	2,5	3,0	63	7554	0,153	0,195	0,092
	3 x 150	2,5	3,0	66	8669	0,124	0,158	0,090
	3 x 185	2,5	3,2	70	10250	0,0991	0,126	0,087
	3 x 240	2,6	3,4	77	12743	0,0754	0,096	0,085
	3 x 300	2,8	3,8	86	15566	0,0601	0,077	0,084
ALUMINIO	3 x 10	2,5	2,2	39	1873	3,00	3,855	0,136
	3 x 16	2,5	2,2	42	2372	1,89	2,429	0,126
	3 x 25	2,5	2,4	45	2723	1,20	1,542	0,117
	3 x 35	2,5	2,4	47	3007	0,868	1,115	0,111
	3 x 50	2,5	2,6	51	3442	0,691	0,824	0,106
	3 x 70	2,5	2,6	55	3998	0,443	0,569	0,100
	3 x 95	2,5	2,8	59	4676	0,320	0,411	0,095
	3 x 120	2,5	3,0	63	5260	0,253	0,325	0,092
	3 x 150	2,5	3,0	66	5848	0,206	0,265	0,090
	3 x 185	2,5	3,2	70	6708	0,164	0,211	0,087
	3 x 240	2,6	3,4	77	8102	0,125	0,161	0,085
	3 x 300	2,8	3,8	86	9737	0,100	0,129	0,084

Temperatura máxima de operación 90° C

UNIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm 2)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 16	3,3	1,8	21	550	1,13	1,441	0,241
	1 x 25	3,3	2,0	22	692	0,712	0,908	0,226
	1 x 35	3,3	2,0	23	815	0,514	0,655	0,217
	1 x 50	3,3	2,0	25	964	0,379	0,483	0,204
	1 x 70	3,3	2,0	26	1213	0,262	0,334	0,195
	1 x 95	3,3	2,0	28	1505	0,189	0,241	0,185
	1 x 120	3,3	2,0	29	1774	0,150	0,191	0,179
	1 x 150	3,3	2,0	31	2077	0,122	0,156	0,173
	1 x 185	3,3	2,2	33	2503	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	3,3	2,2	36	3158	0,074	0,094	0,163
	1 x 300	3,3	2,2	39	3795	0,059	0,075	0,157
	1 x 400	3,3	2,2	42	4666	0,0461	0,059	0,148
	1 x 500	3,3	2,4	45	5727	0,0366	0,047	0,145
ALUMINIO	1 x 16	3,3	1,8	21	450	1,85	2,377	0,241
	1 x 25	3,3	2,0	22	534	1,17	1,503	0,226
	1 x 35	3,3	2,0	23	594	0,851	1,094	0,217
	1 x 50	3,3	2,0	25	665	0,628	0,807	0,204
	1 x 70	3,3	2,0	26	780	0,435	0,559	0,195
	1 x 95	3,3	2,0	28	906	0,313	0,402	0,185
	1 x 120	3,3	2,0	29	1020	0,248	0,319	0,179
	1 x 150	3,3	2,0	31	1148	0,202	0,260	0,173
	1 x 185	3,3	2,2	33	1338	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	3,3	2,2	36	1631	0,122	0,157	0,163
	1 x 300	3,3	2,2	39	1877	0,0976	0,125	0,157
	1 x 400	3,3	2,2	42	2212	0,0763	0,098	0,148
	1 x 500	3,3	2,4	45	2637	0,0605	0,078	0,145

UNIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm 2)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 16	3,3	2,0	24	764	1,13	1,441	0,241
	1 x 25	3,3	2,0	26	897	0,712	0,908	0,226
	1 x 35	3,3	2,0	27	1034	0,514	0,655	0,217
	1 x 50	3,3	2,0	28	1193	0,379	0,483	0,204
	1 x 70	3,3	2,0	30	1460	0,262	0,334	0,195
	1 x 95	3,3	2,0	32	1766	0,189	0,241	0,185
	1 x 120	3,3	2,2	33	2072	0,150	0,191	0,179
	1 x 150	3,3	2,2	35	2395	0,122	0,156	0,173
	1 x 185	3,3	2,2	37	2810	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	3,3	2,2	40	3584	0,0740	0,094	0,163
	1 x 300	3,3	2,2	42	4248	0,059	0,075	0,157
	1 x 400	3,3	2,4	46	5192	0,0461	0,059	0,148
	1 x 500	3,3	2,6	49	6306	0,0366	0,047	0,145
ALUMINIO	1 x 16	3,3	2,0	24	664	1,85	2,377	0,241
	1 x 25	3,3	2,0	26	737	1,17	1,503	0,226
	1 x 35	3,3	2,0	27	814	0,851	1,094	0,217
	1 x 50	3,3	2,0	28	895	0,628	0,807	0,204
	1 x 70	3,3	2,0	30	1027	0,435	0,559	0,195
	1 x 95	3,3	2,0	32	1167	0,313	0,402	0,185
	1 x 120	3,3	2,2	33	1317	0,248	0,319	0,179
	1 x 150	3,3	2,2	35	1466	0,202	0,260	0,173
	1 x 185	3,3	2,2	37	1645	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	3,3	2,2	40	2057	0,122	0,157	0,163
	1 x 300	3,3	2,2	42	2329	0,0976	0,125	0,157
	1 x 400	3,3	2,4	46	2739	0,0763	0,098	0,148
	1 x 500	3,3	2,6	49	3216	0,0605	0,078	0,145

(*) Calculada.

Temperatura máxima de operación 90° C

TRIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 16	3,3	2,2	43	2233	1,15	1,466	0,133
	3 x 25	3,3	2,4	46	2723	0,727	0,927	0,123
	3 x 35	3,3	2,4	48	3170	0,524	0,668	0,117
	3 x 50	3,3	2,6	51	3761	0,387	0,493	0,111
	3 x 70	3,3	2,8	56	4763	0,268	0,342	0,104
	3 x 95	3,3	2,8	60	5794	0,193	0,246	0,100
	3 x 120	3,3	3,0	63	6808	0,153	0,195	0,097
	3 x 150	3,3	3,2	67	7817	0,124	0,158	0,094
	3 x 185	3,3	3,2	71	9401	0,0991	0,126	0,091
	3 x 240	3,3	3,6	80	11999	0,0754	0,096	0,089
	3 x 300	3,3	3,8	85	14310	0,0601	0,077	0,087
ALUMINIO	3 x 16	3,3	2,2	43	1930	1,89	2,429	0,133
	3 x 25	3,3	2,4	46	2241	1,20	1,542	0,123
	3 x 35	3,3	2,4	48	2500	0,868	1,115	0,117
	3 x 50	3,3	2,6	51	2852	0,691	0,824	0,111
	3 x 70	3,3	2,8	56	3448	0,443	0,569	0,104
	3 x 95	3,3	2,8	60	3973	0,320	0,411	0,100
	3 x 120	3,3	3,0	63	4515	0,253	0,325	0,097
	3 x 150	3,3	3,2	67	5174	0,206	0,265	0,094
	3 x 185	3,3	3,2	71	5859	0,164	0,211	0,091
	3 x 240	3,3	3,6	80	7357	0,125	0,161	0,089
	3 x 300	3,3	3,8	85	8479	0,100	0,129	0,087

TRIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 16	3,3	2,4	46	3117	1,15	1,466	0,133
	3 x 25	3,3	2,4	49	3622	0,727	0,927	0,123
	3 x 35	3,3	2,6	52	4174	0,524	0,668	0,117
	3 x 50	3,3	2,6	55	4764	0,387	0,493	0,111
	3 x 70	3,3	2,8	59	5859	0,268	0,342	0,104
	3 x 95	3,3	3,0	63	7017	0,193	0,246	0,100
	3 x 120	3,3	3,0	66	8047	0,153	0,195	0,097
	3 x 150	3,3	3,2	70	9322	0,124	0,158	0,094
	3 x 185	3,3	3,4	75	10813	0,0991	0,126	0,091
	3 x 240	3,3	3,6	82	13550	0,0754	0,096	0,089
	3 x 300	3,3	3,8	88	15965	0,0601	0,077	0,087
ALUMINIO	3 x 16	3,3	2,4	46	2814	1,89	2,429	0,133
	3 x 25	3,3	2,4	49	3142	1,20	1,542	0,123
	3 x 35	3,3	2,6	52	3506	0,868	1,115	0,117
	3 x 50	3,3	2,6	55	3856	0,691	0,824	0,111
	3 x 70	3,3	2,8	59	4545	0,443	0,569	0,104
	3 x 95	3,3	3,0	63	5196	0,320	0,411	0,100
	3 x 120	3,3	3,0	66	5752	0,253	0,325	0,097
	3 x 150	3,3	3,2	70	6503	0,206	0,265	0,094
	3 x 185	3,3	3,4	75	7332	0,164	0,211	0,091
	3 x 240	3,3	3,6	75	7332	0,164	0,211	0,091
	3 x 300	3,3	3,8	82	8909	0,125	0,161	0,089
			88	10135	0,100	0,129	0,087	

(*) Calculada

Temperatura máxima de operación 90° C

UNIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (+) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 25	3,9	2,0	22	705	0,712	0,908	0,232
	1 x 35	3,9	2,0	24	830	0,514	0,635	0,223
	1 x 50	3,9	2,0	25	980	0,379	0,483	0,210
	1 x 70	3,9	2,0	27	1225	0,262	0,334	0,201
	1 x 95	3,9	2,0	28	1520	0,189	0,241	0,192
	1 x 120	3,9	2,0	30	1790	0,150	0,191	0,185
	1 x 150	3,9	2,2	32	2130	0,122	0,156	0,179
	1 x 185	3,9	2,2	34	2535	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	3,9	2,2	36	3165	0,0740	0,094	0,167
	1 x 300	3,9	2,2	39	3800	0,0590	0,075	0,160
	1 x 400	3,9	2,4	43	4780	0,0461	0,059	0,154
1 x 500	3,9	2,4	46	5810	0,0366	0,047	0,148	
ALUMINIO	1 x 25	3,9	2,0	22	545	1,17	1,503	0,232
	1 x 35	3,9	2,0	24	610	0,851	1,094	0,223
	1 x 50	3,9	2,0	25	680	0,628	0,807	0,210
	1 x 70	3,9	2,0	27	790	0,435	0,559	0,201
	1 x 95	3,9	2,0	28	920	0,313	0,402	0,192
	1 x 120	3,9	2,0	30	1085	0,248	0,319	0,185
	1 x 150	3,9	2,2	32	1200	0,202	0,260	0,179
	1 x 185	3,9	2,2	34	1370	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	3,9	2,2	36	1640	0,122	0,157	0,167
	1 x 300	3,9	2,2	39	1880	0,0976	0,125	0,160
	1 x 400	3,9	2,4	43	2325	0,0763	0,098	0,154
1 x 500	3,9	2,4	46	2720	0,0605	0,078	0,148	

UNIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor (mm)	Envoltura Espesor (mm)	Diámetro Exterior (mm)	Peso Apróx. (Kg/Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (+) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 25	3,9	2,0	26	930	0,2	0,908	0,232
	1 x 35	3,9	2,0	27	1065	0,514	0,635	0,223
	1 x 50	3,9	2,0	29	1230	0,379	0,483	0,210
	1 x 70	3,9	2,0	31	1520	0,262	0,334	0,201
	1 x 95	3,9	2,2	32	1825	0,189	0,241	0,192
	1 x 120	3,9	2,2	34	2110	0,150	0,191	0,185
	1 x 150	3,9	2,2	36	2450	0,122	0,156	0,179
	1 x 185	3,9	2,2	38	2960	0,0972	0,124	0,170
	1 x 240	3,9	2,4	42	3695	0,0740	0,094	0,167
	1 x 300	3,9	2,4	44	4360	0,0590	0,075	0,160
	1 x 400	3,9	2,6	48	5390	0,0461	0,059	0,154
1 x 500	3,9	2,8	52	6515	0,0366	0,047	0,148	
ALUMINIO	1 x 25	3,9	2,0	26	770	1,17	1,503	0,232
	1 x 35	3,9	2,0	27	845	0,851	1,094	0,223
	1 x 50	3,9	2,0	29	930	0,628	0,807	0,210
	1 x 70	3,9	2,2	31	1090	0,435	0,559	0,201
	1 x 95	3,9	2,2	32	1225	0,313	0,402	0,192
	1 x 120	3,9	2,2	34	1405	0,248	0,319	0,185
	1 x 150	3,9	2,2	36	1520	0,202	0,260	0,179
	1 x 185	3,9	2,2	38	1795	0,161	0,207	0,170
	1 x 240	3,9	2,4	42	2170	0,122	0,157	0,167
	1 x 300	3,9	2,4	44	2440	0,0976	0,125	0,160
	1 x 400	3,9	2,6	48	2935	0,0763	0,098	0,154
1 x 500	3,9	2,8	52	3425	0,0605	0,078	0,148	

(*) Calculada.

CABLES TERMOLITE

12.000 v/l

Temperatura máxima de operación 90° C

TRIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 25	3,9	2,4	44,8	2600	0,727	0,927	0,1288
	3 x 35	3,9	2,6	47,5	3080	0,524	0,668	0,1225
	3 x 50	3,9	2,8	51,1	3720	0,387	0,493	0,1131
	3 x 70	3,9	2,8	54,8	4590	0,268	0,342	0,1068
	3 x 95	3,9	3,0	58,8	5670	0,193	0,246	0,1037
	3 x 120	3,9	3,2	62,5	6690	0,153	0,195	0,1005
	3 x 150	3,9	3,2	65,9	7760	0,124	0,158	0,0942
	3 x 185	3,9	3,4	70	9200	0,0991	0,126	0,0940
	3 x 240	3,9	3,6	76	11430	0,0754	0,096	0,0911
	3 x 300	3,9	4,0	84,8	14570	0,0601	0,077	0,0880
ALUMINIO	3 x 25	3,9	2,4	44,8	2120	1,20	1,542	0,1288
	3 x 35	3,9	2,6	47,5	2400	0,868	1,115	0,1225
	3 x 50	3,9	2,8	51,1	2810	0,641	0,824	0,1131
	3 x 70	3,9	2,8	54,8	3270	0,443	0,569	0,1068
	3 x 95	3,9	3,0	58,8	3840	0,320	0,411	0,1037
	3 x 120	3,9	3,2	62,5	4400	0,253	0,325	0,1005
	3 x 150	3,9	3,2	65,9	4940	0,206	0,265	0,0942
	3 x 185	3,9	3,4	70	5660	0,164	0,211	0,0940
	3 x 240	3,9	3,6	76	6790	0,125	0,161	0,0911
	3 x 300	3,9	4,0	84,8	8740	0,100	0,129	0,0880

TRIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 25	3,9	2,6	48,2	3560	0,727	0,927	0,1288
	3 x 35	3,9	2,8	50,9	4090	0,524	0,668	0,1225
	3 x 50	3,9	2,8	54,1	4760	0,387	0,493	0,1131
	3 x 70	3,9	3,0	58,2	5760	0,268	0,342	0,1068
	3 x 95	3,9	2,3	62,2	6930	0,193	0,246	0,1037
	3 x 120	3,9	3,2	65,7	8000	0,153	0,195	0,1005
	3 x 150	3,9	3,4	69,3	9180	0,124	0,158	0,0942
	3 x 185	3,9	3,6	73,5	10710	0,0991	0,126	0,0940
	3 x 240	3,9	3,8	79,5	13070	0,0754	0,096	0,0911
	3 x 300	3,9	4,0	82,8	16050	0,0601	0,077	0,0880
ALUMINIO	3 x 25	3,9	2,6	48,2	3807	1,20	1,542	0,1288
	3 x 35	3,9	2,8	50,9	3420	0,868	1,115	0,1225
	3 x 50	3,9	2,8	54,1	3850	0,641	0,824	0,1131
	3 x 70	3,9	3,0	58,2	4440	0,443	0,569	0,1068
	3 x 95	3,9	3,2	62,2	5110	0,320	0,411	0,1037
	3 x 120	3,9	3,2	65,7	5710	0,253	0,325	0,1005
	3 x 150	3,9	3,4	69,3	6360	0,206	0,265	0,0942
	3 x 185	3,9	3,6	73,5	7170	0,164	0,211	0,0940
	3 x 240	3,9	3,8	79,5	8420	0,125	0,161	0,0911
	3 x 300	3,9	4,0	82,8	10222	0,100	0,129	0,0880

Temperatura máxima de operación 90° C

UNIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 35	5,0	2,0	26	930	0,514	0,635	0,223
	1 x 50	5,0	2,0	27	1085	0,379	0,483	0,214
	1 x 70	5,0	2,0	29	1335	0,262	0,334	0,204
	1 x 95	5,0	2,2	31	1660	0,189	0,241	0,195
	1 x 120	5,0	2,2	32	1935	0,150	0,191	0,188
	1 x 150	5,0	2,2	34	2260	0,122	0,156	0,179
	1 x 185	5,0	2,2	36	2670	0,0972	0,124	0,176
	1 x 240	5,0	2,2	39	3310	0,074	0,094	0,170
	1 x 300	5,0	2,4	42	3990	0,059	0,075	0,163
	1 x 400	5,0	2,4	45	4945	0,0461	0,059	0,154
	1 x 500	5,0	2,6	49	6030	0,0366	0,047	0,148
ALUMINIO	1 x 35	5,0	2,0	26	710	0,851	1,094	0,223
	1 x 50	5,0	2,0	27	790	0,628	0,807	0,214
	1 x 70	5,0	2,0	29	905	0,435	0,559	0,204
	1 x 95	5,0	2,2	31	1060	0,313	0,402	0,195
	1 x 120	5,0	2,2	32	1230	0,248	0,319	0,188
	1 x 150	5,0	2,2	34	1335	0,202	0,260	0,179
	1 x 185	5,0	2,2	36	1505	0,161	0,207	0,176
	1 x 240	5,0	2,2	39	1785	0,122	0,157	0,170
	1 x 300	5,0	2,4	42	2070	0,0976	0,125	0,163
	1 x 400	5,0	2,4	45	2490	0,0763	0,098	0,154
	1 x 500	5,0	2,6	49	2940	0,0605	0,078	0,148

UNIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	1 x 35	5,0	2,0	29	1185	0,514	0,635	0,223
	1 x 50	5,0	2,2	30	1380	0,379	0,483	0,214
	1 x 70	5,0	2,2	32	1650	0,262	0,334	0,204
	1 x 95	5,0	2,2	34	1965	0,189	0,241	0,195
	1 x 120	5,0	2,2	35	2255	0,150	0,191	0,188
	1 x 150	5,0	2,2	38	2690	0,122	0,156	0,179
	1 x 185	5,0	2,4	41	3190	0,0972	0,124	0,176
	1 x 240	5,0	2,4	43	3870	0,074	0,094	0,170
	1 x 300	5,0	2,6	46	4595	0,059	0,075	0,163
	1 x 400	5,0	2,6	50	5595	0,0461	0,059	0,154
	1 x 500	5,0	2,8	54	6775	0,0366	0,047	0,148
ALUMINIO	1 x 35	5,0	2,0	29	965	0,861	1,094	0,223
	1 x 50	5,0	2,2	30	1080	0,628	0,807	0,214
	1 x 70	5,0	2,2	32	1220	0,435	0,559	0,204
	1 x 95	5,0	2,2	34	1365	0,313	0,402	0,195
	1 x 120	5,0	2,2	35	1500	0,248	0,319	0,188
	1 x 150	5,0	2,2	38	1760	0,202	0,260	0,179
	1 x 185	5,0	2,4	41	2020	0,161	0,207	0,176
	1 x 240	5,0	2,4	43	2340	0,122	0,157	0,170
	1 x 300	5,0	2,6	46	2675	0,0976	0,125	0,163
	1 x 400	5,0	2,6	50	3140	0,0763	0,098	0,154
	1 x 500	5,0	2,8	54	3690	0,0605	0,078	0,148

(*) Calculada

CABLES TERMOLITE

12.000 v/II

Temperatura máxima de operación 90°C

TRIPOLAR SIN ARMAR	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 35	5,0	2,8	53,3	3630	0,524	0,668	0,1288
	3 x 50	5,0	3,0	56,5	4260	0,387	0,493	0,1225
	3 x 70	5,0	3,0	60,5	5210	0,268	0,342	0,1131
	3 x 95	5,0	3,2	64,5	6330	0,193	0,246	0,1100
	3 x 120	5,0	3,4	68	7360	0,153	0,195	0,1068
	3 x 150	5,0	3,4	71,6	8500	0,124	0,158	0,1005
	3 x 185	5,0	3,6	75,8	9990	0,0991	0,126	0,0974
	3 x 240	5,0	3,8	81,4	12210	0,0754	0,096	0,0942
	3 x 300	5,0	4,0	89,6	15250	0,0601	0,077	0,0911
ALUMINIO	3 x 35	5,0	2,8	53,3	2960	0,868	1,115	0,1288
	3 x 50	5,0	3,0	56,5	3350	0,641	0,824	0,1225
	3 x 70	5,0	3,0	60,5	3900	0,443	0,569	0,1131
	3 x 95	5,0	3,2	64,5	4510	0,320	0,411	0,1100
	3 x 120	5,0	3,4	68	5070	0,253	0,325	0,1068
	3 x 150	5,0	3,4	71,6	5680	0,206	0,265	0,1005
	3 x 185	5,0	3,6	75,8	6450	0,164	0,211	0,0974
	3 x 240	5,0	3,8	81,4	7570	0,125	0,161	0,0942
	3 x 300	5,0	4,0	89,6	9420	0,100	0,129	0,0911

TRIPOLAR ARMADO	CARACTERISTICAS FISICAS					CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
	Sección Nominal (mm ²)	Aislante Espesor nominal (mm)	Envoltura Espesor nominal (mm)	Diámetro Exterior Apróx. (mm)	Peso Apróx. (Kg / Km)	Resistencia Máxima a 20° C. CC Ohm/Km	Resistencia Máxima a 90° C. CC Ohm/Km	Reactancia (*) Inductiva a 50 Hz Ohm/Km
COBRE	3 x 35	5,0	3,0	57	4760	0,524	0,668	0,1288
	3 x 50	5,0	3,0	59,8	5400	0,387	0,493	0,1225
	3 x 70	5,0	3,2	64,2	6500	0,1268	0,342	0,1131
	3 x 95	5,0	3,4	68,3	7710	0,193	0,246	0,1100
	3 x 120	5,0	3,4	71,4	8760	0,153	0,195	0,1068
	3 x 150	5,0	3,6	75,4	10040	0,124	0,158	0,1005
	3 x 185	5,0	3,8	79,6	11610	0,0991	0,126	0,0974
	3 x 240	5,0	4,0	85,2	13950	0,0754	0,096	0,0942
	3 x 300	5,0	4,2	91,6	16940	0,0601	0,077	0,0911
ALUMINIO	3 x 35	5,0	3,0	57	4090	0,868	1,115	0,1288
	3 x 50	5,0	3,0	59,8	4500	0,641	0,824	0,1225
	3 x 70	5,0	3,2	64,2	5190	0,443	0,569	0,1131
	3 x 95	5,0	3,4	68,3	5900	0,320	0,411	0,1100
	3 x 120	5,0	3,4	71,4	6470	0,253	0,325	0,1068
	3 x 150	5,0	3,6	75,4	7220	0,206	0,265	0,1005
	3 x 185	5,0	3,8	79,6	8070	0,164	0,211	0,0974
	3 x 240	5,0	4,0	85,2	9310	0,125	0,161	0,0942
	3 x 300	5,0	4,2	91,6	11100	0,100	0,129	0,0911

(*) Calculada

7.2 TABLA DE VALORES CONDUCTORES DE COBRE

(Intensidad admisible en amperes)

Sección Nominal mm ²	C O B R E											
	T I E R R A			A I R E								
	1,1kv/II		6,6kvl/II		13,2kvl/II		1,1kv/II		6,6kvl/II		13,2kvl/II	
	I	III	I	III	I	III	I	III	I	III	I	III
6	84	69	—	—	—	—	72	54	—	—	—	—
10	111	87	106	91	—	—	96	70	103	80	—	—
16	142	116	134	119	—	—	134	94	132	106	—	—
25	180	150	170	153	172	144	172	124	171	136	169	138
35	214	179	203	182	195	172	204	151	207	164	205	165
50	259	214	245	221	230	209	252	183	256	202	251	201
70	315	264	294	268	279	255	316	230	314	251	311	253
95	366	315	343	315	325	302	383	278	379	302	372	303
120	415	357	384	357	369	343	441	321	430	347	428	349
150	471	406	430	407	407	387	508	374	492	396	481	396
185	527	456	476	454	450	437	582	427	540	456	544	458
240	605	525	539	531	510	506	695	502	641	539	638	542
300	676	586	586	—	553	—	777	561	709	—	704	—
400	784	—	652	—	616	—	923	—	820	—	818	—
500	885	—	705	—	—	—	1027	—	887	—	—	—

7.3 TABLA DE VALORES CONDUCTORES DE ALUMINIO

(Intensidad admisible en amperes)

Sección Nominal mm ²	A L U M I N I O											
	T I E R R A			A I R E								
	1,1kv/II		6,6kvl/II		13,2kvl/II		1,1kv/II		6,6kvl/II		13,2kvl/II	
	I	III	I	III	I	III	I	III	I	III	I	III
6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	84	69	82	71	—	—	78	56	80	63	—	—
16	110	89	108	93	—	—	104	73	103	83	—	—
25	140	114	135	117	126	113	131	94	134	106	133	107
35	167	139	160	140	150	139	161	114	163	128	160	129
50	200	165	192	171	186	162	198	139	204	154	196	158
70	247	202	230	206	227	199	248	175	245	194	244	199
95	291	243	276	244	269	236	299	214	298	236	294	237
120	328	278	305	277	305	268	344	251	339	270	341	274
150	370	317	345	315	341	303	398	288	386	310	388	311
185	418	356	385	356	381	342	452	328	435	357	443	361
240	482	412	440	416	443	397	533	389	518	424	513	426
300	540	461	457	—	494	—	610	445	554	—	576	—
400	633	—	508	—	563	—	726	—	633	—	675	—
500	714	—	549	—	623	—	827	—	692	—	766	—

REFERENCIAS: I) UNIPOLARES - III) TRIPOLARES

CONDICIONES DE INSTALACION:

Temperatura del conductor : 90°C
 Temperatura del terreno : 20°C
 Temperatura del aire : 30°C
 Resistividad térmica del terreno: 100°C cm

w

Profundidad 0.70 m (1,1 kv) y 1 m (6.6 y 13.2 kv)
 Separación terna 7 a 8 cm.

7. CAPACIDAD DE CARGA

7.1) Consideraciones Generales

La capacidad de carga de un cable depende de la temperatura máxima admisible del conductor y de las condiciones ambientales para la correcta disipación del calor.

El cable se calienta debido a las pérdidas ohmicas que se producen en los conductores y en las envolturas metálicas si por él circula corriente alterna.

Las pérdidas dieléctricas son prácticamente despreciables para el polietileno reticulado en baja y media tensión.

La carga se limitará de tal manera que el calor generado pueda ser eliminado en forma segura en las condiciones existentes, caso contrario las altas temperaturas alcanzadas en el conductor y los calentamientos excesivos aceleran el envejecimiento del cable.

La eliminación del calor depende de la resistencia térmica interna entre el conductor y la superficie del cable como asimismo de la transmisión de calor al ambiente.

La resistencia térmica interna está determinada por el diseño del cable y por las propiedades del material, siendo prácticamente constante.

El calor pasa del conductor a la superficie exterior del cable, si está instalado al aire libre, se transmite al ambiente por convección y radiación.

Si el cable está tendido bajo tierra, el calor pasa por conducción térmica, desde la superficie del cable a la atmósfera a través de la tierra.

Para determinar la resistencia térmica interna a lo largo de una instalación deberán tenerse en cuenta varios factores, entre los cuales se destacan los siguientes:

- La relación de la resistencia térmica específica entre el suelo (para cada tipo de suelo) y su contenido de humedad.
- El aumento posible de la resistencia térmica específica por desecamiento del suelo.
- Las acumulaciones de calor en colchones de aire debajo de tapas de protección, en canaletas, tubos, bloques de hormigón, etc.
- La temperatura ambiente (tierra o aire).
- El calentamiento adicional por cables instalados cerca (acumulación) proximidad de instalaciones de calefacción, etc. como asimismo por radiación solar.
- El impedimento posible de la eliminación de calor en cables instalados en el aire.

Como puede apreciarse, muchos son los factores que influyen de una manera u otra en la determinación de la carga admisible para un cable o grupos de cables, más aún si se tiene en cuenta que muchos de los factores anteriormente enumerados generalmente se desconocen o bien resultan de difícil determinación. No obstante, en instalaciones que requieran mayor exactitud en el cálculo de capacidades de carga, es aconsejable efectuar numerosas mediciones de la resistividad térmica del terreno y de la temperatura ambiente sobre todo el recorrido del cable y por lo menos para un ciclo completo de las estaciones del año.

Los valores recomendados en las tablas de cargas admisibles, en servicio continuo, calculadas de acuerdo a la recomendación IEC 287, son válidos para cables o sistemas de cables colocados individualmente y suponen condiciones ambientales uniformes y constantes.

El Cálculo fue realizado bajo las siguientes condiciones:

7.1.1) Intrínseca de los cables:

7.1.1.1) Temperatura máxima del conductor en funcionamiento continuo 90°C.

7.1.1.2) Resistividad térmica de los materiales.

Polietileno reticulado (aislante) 350 $\frac{^{\circ}\text{C cm}}{\text{w}}$

Compuesto de PVC (envoltura externa) 600 $\frac{^{\circ}\text{C cm}}{\text{w}}$

7.1.2.1) De instalación.

a) En aire libre

- Cables unipolares

Una terna de cables colocados en un plano sobre bandejas a 30°C de temperatura ambiente. En una disposición tal que se encuentre libremente en el aire, o sea que pueda eliminarse por convección y radiación, sin impedimentos el calor generado por el mismo.

- Cables multipolares

Un cable instalado individualmente colocado en aire a 30°C de temperatura ambiente y también en una disposición tal que asegure como en el caso de los unipolares una renovación natural del aire.

Para garantizar la disipación de calor, sin impedimentos, de un cable multipolar o de un sistema de 3 cables unipolares, debe mantenerse al mismo tiempo las siguientes condiciones:

- Distancias mínimas de los cables a la pared, al piso o al techo: 2 cm.
- Para cables colocados en forma paralela: distancia mínima 2 veces el diámetro del cable.
- Para cables colocados uno encima del otro: distancia vertical mínima entre los cables: 30 cm.

7.1.2.2) Directamente enterrados

- Cables Unipolares

Una terna de cables colocados en un plano horizontal a una distancia libre uno del otro de aproximadamente 7 a 9 cm (espesor de un ladrillo) a una profundidad de 0,7 m. para los cables de baja tensión en un terreno con 20°C de temperatura y resistividad térmica de $\frac{100^{\circ}\text{C cm}}{\text{w}}$.

- Cables multipolares

Un cable instalado individualmente en las mismas condiciones que los cables unipolares.

8. COEFICIENTES DE CORRECCION DE LAS CAPACIDADES DE CARGA

Por diferente resistividad térmica del terreno

Resistividad térmica en °C cm/w	70	100	120	150	200	250	300
Coeficiente	1.13	1	0.93	0.86	0.76	0.70	0.64

Por diferentes temperaturas ambientes

Temperatura ambiente (°C)	15	20	25	30	35	40
Cables directamente enterrados	1.04	1	0.97	0.94	0.90	0.85
Cables en aire	1.11	1.08	1.04	1	0.96	0.92

Por agrupamiento de cables múltiples en sistemas monofásicos o trifásicos directamente enterrados con distancia libre entre cables de aproximadamente 7 cm (espesor de un ladrillo).

Nº de Cables	2	3	4	5	6	8	10
Coeficiente	0.85	0.75	0.68	0.64	0.60	0.56	0.53

Por agrupamiento de cables unipolares en sistemas trifásicos directamente enterrados con distancia libre entre cables de aproximadamente 7 cm. (espesor de un ladrillo).

Cantidad de Sistemas	2	3	4
Coeficiente	0.82	0.74	0.68

Por agrupamiento de cables múltiples en sistemas monofásicos o trifásicos instalados en el aire (distanciados un diámetro).

Disposición	Cantidad de Cables			
	1	2	3	6
Sobre el suelo o en bandejas	0,95	0,90	0,88	0,85
Sobre rejilla	1	0,98	0,96	0,93

Por agrupamiento de cables unipolares en sistemas trifásicos instalados en el aire (distanciados un diámetro).

Disposición	Cantidad de sistemas paralelos horizontales		
	1	2	3
Sobre el suelo o en bandejas	0,92	0,89	0,88
Sobre rejilla	1,00	0,97	0,96

9. CORRIENTE ADMISIBLE DE CORTOCIRCUITO

Las condiciones más desfavorables de trabajo de un cable se presentan tanto desde el punto de vista mecánico como térmico en los casos de cortocircuito.

Al producirse en un punto de la red un cortocircuito, se establece una corriente de forma compleja que inicialmente alcanza valores sumamente elevados que se amortiguan rápidamente como resultado de su acción desmagnetizante y de la gran dispersión que producen en los devanados de los transformadores o generadores.

Entre los efectos que se producen en los cables por las corrientes de cortocircuito, que son diversos y de una cierta complejidad, los más importantes son los que se enumeran a continuación.

9.1) Efectos directos del calor sobre el conductor y los empalmes:

Se manifiestan por una elevación de la temperatura en el conductor, que de sobrepasar cierto valor en la zona de un empalme puede producir el reblandecimiento del empalme.

9.2) Efectos directos del calor sobre el dieléctrico:

En la superficie que está en contacto con el conductor, pueden manifestarse deformaciones del aislante.

9.3) Efectos indirectos del calor por dilatación longitudinal del conductor.

Originando dobladuras del conductor por flexo presión, principalmente en los empalmes.

9.4) Efectos directos de las fuerzas electromagnéticas:

Consistentes en la deformación del cable por repulsión mutua de los conductores en un cable multipolar.

9.5) Efectos de la acción combinada de las fuerzas de dilatación y electromagnéticas.

Manifestándose por el aplastamiento o deformación del dieléctrico, lo que viene facilitado por las elevadas temperaturas presentes en el momento del cortocircuito.

El calentamiento del conductor en caso de cortocircuito se puede mantener dentro de los límites admisibles eligiendo una sección adecuada. Dicha sección mínima se calcula partiendo de la duración del cortocircuito o sea del tiempo de desconexión del dispositivo protector y de la intensidad de la corriente de cortocircuito.

Si como resultado del cálculo se obtienen diversos valores debe aproximarse a la sección inmediata superior. Las aproximaciones por defecto al valor inmediato inferior de la sección conducen a altas temperaturas finales inadmisibles en el conductor.

La intensidad de cortocircuito admisible se puede determinar en forma aproximada con las siguientes fórmulas:

Para conductores de cobre:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2_{xt} = 115679 \log \frac{(T_2 + 234)}{(T_1 + 234)}$$

Para conductores de aluminio:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2_{xt} = 48687 \log \frac{(T_2 + 228)}{(T_1 + 228)}$$

siendo

- I = corriente admisible de cortocircuito en amperes.
- t = tiempo de duración del cortocircuito en segundos.
- A = sección del conductor en mm².
- T1 = máxima temperatura de operación del cable (90°C).
- T2 = máxima temperatura admisible de cortocircuito (250°C).

10. DATOS A ESPECIFICAR EN LOS PEDIDOS

Con el propósito de poder cumplir los pedidos en el menor tiempo posible, rogamos indicar la siguiente información en la forma más detallada posible:

- Si es armado o no.
- Conductor de cobre o aluminio.
- Número de conductores.
- Sección nominal de los conductores (mm²).
- Tensión nominal de servicio y categoría.
- Largos de expedición, en caso de requerirse un largo especial.
- Longitud total del pedido.

Tomamos por ejemplo:

Cable armado con conductores de cobre tripolar de 185 mm² para una tensión nominal de 13,2 Kv, categoría II, según norma IRAM 2261.

DVX F CC 3 x 185 mm² 13,2 Kv / II s/IRAM 2261.

F	indica la necesidad armadura.
CC	indica el metal del conductor (CC para cobre, CA para aluminio).
3	indica la cantidad de conductores.
185 mm ²	indica la sección de cada conductor.
13,2	indica la tensión nominal de la red.
II	indica la rapidez con que las protecciones actúan.
2261	indica que el cable responde a la normalización IRAM

11. RADIO MINIMO DE CURVATURA

Durante el tendido de los cables TERMOLITE, deberá tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos aconsejados para cada tipo, según se indica a continuación:

I. TENSION NOMINAL DE SERVICIO 1,1 Kv/II

- a) Cables unipolares 12 a 15 D
- b) Cables multipolares 9 a 12 D

II. TENSION NOMINAL DE SERVICIO 13,2 Kv/II

- Cables unipolares y multipolares 13 a 15 D
- Siendo D el diámetro exterior del cable.

12. RECOMENDACIONES PARA EL TENDIDO Y MONTAJE

Es conveniente que durante las operaciones de tendido, la temperatura de los cables no sea inferior a 0°C. Con lo cual se consigue un mayor margen de seguridad frente a los golpes y torceduras accidentales que puedan sufrir los cables durante su manipuleo.

Las fuerzas de tracción no deben ser aplicadas a los revestimiento de protección sino a los conductores de cobre o aluminio, siempre que no se supere durante el tendido a los 6 kg. por mm².

En caso de requerirse esfuerzos de tracción superiores, los cables deberán ser provistos de una armadura de alambres de acero.

13. CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

En cables de sistemas de corriente continua solamente se tiene en cuenta la resistencia óhmica en corriente continua.

$$a) \Delta U = 2.1.R.l$$

En cables de sistemas con corriente alterna monofásica y trifásica deben tenerse en cuenta además la resistencia y la reactancia inductiva.

$$b) \text{ Corriente alterna monofásica } \\ \Delta U = 2.1.l (R \cos \varphi + X_L \sin \varphi)$$

$$c) \text{ Corriente trifásica } \\ \Delta U = \sqrt{3} \cdot 1.l (R \cos \varphi + X_L \sin \varphi)$$

Siendo:

- I : Intensidad de corriente en Amperes.
- l : Longitud del cable en Km.
- R : resistencia efectiva por Km. de conductor, a la frecuencia de la red y a la temperatura de trabajo en Ohms.
- X_L : Reactancia inductiva por Km. del cable a la frecuencia de la red en ohms.
- ΔU : Caída de tensión en volts.