

Master en Energías renovables

Proyecto al fin de master

**REPERCUSIONES DE LA INSTALACIÓN
DE UN PARQUE EÓLICO
EN LA RED ELÉCTRICA**

(Estudio estacionario y aplicación
en las islas Jónicas)

Dirigido por:

Joaquín
Mur Amada

Elaborado por:

Stavros
Koutsioumpas

Zaragoza 2003-2004

ÍNDICE

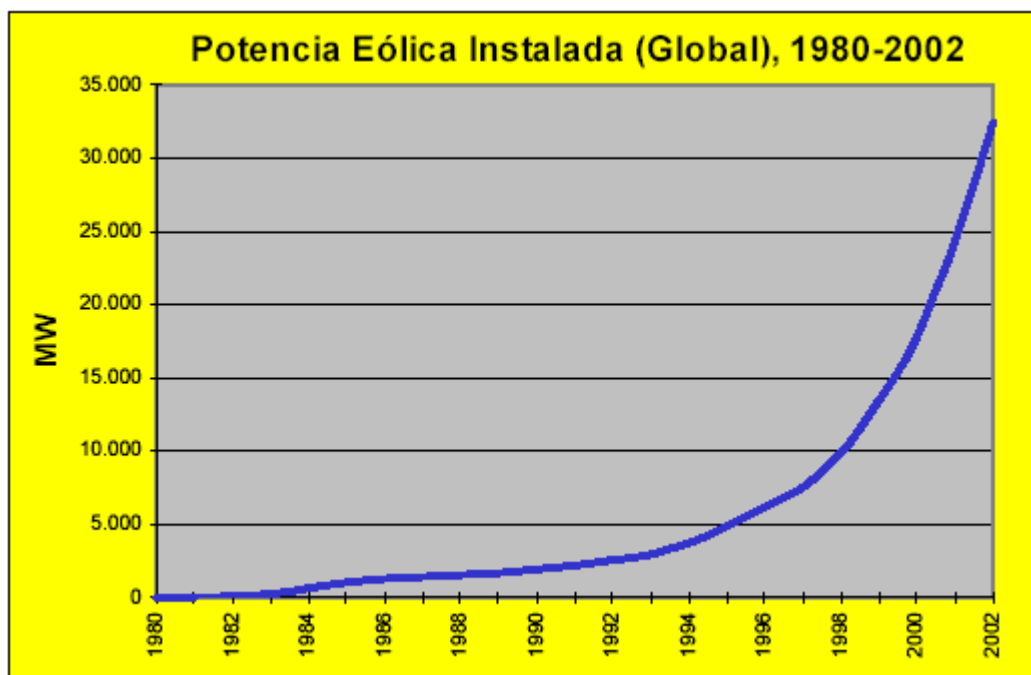
HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	1
SITUACIÓN ACTUAL.....	2
EL ORIGEN DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	5
TIPOS DE VIENTOS.....	7
POTENCIA DEL AEROGENERADOR.....	9
COMPONENTES DEL AEROGENERADOR.....	11
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	14
DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN.....	22
CASO BASE.....	26
CASO DE CARGA MÍNIMA.....	39
CASO DE CARGA MÁXIMA.....	42
CAIDA DE TENSIÓN EN UN CABLE.....	46
ALTERNATIVAS.....	48
SUSTITUCIÓN DEL CABLE SUBMARINO.....	49
APLICACIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES.....	51
COMPENSADORES DE POTENCIA.....	52
INCORPORACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO.....	58
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.....	68
MATRICES DE ADMITANCIA Y IMPEDANCIA.....	75
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN LOS BUSES.....	80
IMPEDANCIA EQUIVALENTE EN EL BUS 4.....	86
EL COCIENTE X/R	101
POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE EÓLICO.....	105
CONCLUSIONES.....	113
BIBLIOGRAFÍA.....	114

PROLOGO

El aprovechamiento del viento para generar energía es casi tan antiguo como la civilización. La primera y más sencilla aplicación fue la de las velas para la navegación. Hace dos mil quinientos años que podemos encontrar referencias escritas de la existencia de molinos en la antigua Persia. Durante veinticinco siglos, para moler el grano o para bombear agua, el viento ha movido las aspas de los molinos.

En el Siglo XX el hombre comienza a utilizar la energía eólica para producir electricidad, pero en principio sólo para autoabastecimiento de pequeñas instalaciones. Su interés para la energía eólica está estrechamente relacionado con la crisis de petróleo durante la década de los años ochenta. En este periodo surgió la idea de una turbina robusta y simple que se movía gracias al viento. Según este modelo, la turbina se componía de un rotor de tres palas, una caja de engranajes, un generador de inducción directamente conectado a la red y un sistema de control. El resultado era bastante resistente y barato. Pero la calidad de la energía que entregaba a la red era mala y en algunos casos influía el nivel del voltaje de la red. Durante la década de los ochenta la mayoría de las instalaciones eólicas no superaban unos centenares de kilowatios en la red. Por eso el tamaño de las instalaciones no ponía en riesgo la estabilidad del sistema de transporte y distribución de energía eléctrica.

Durante la década de los 90 sucedió un cambio relevante. A causa de la demanda de aerogeneradores más efectivos que además pudieran cumplir las exigencias de calidad de la energía que vertían a la red, surgieron nuevos conceptos. El simple modelo de los años anteriores se volvió más complicado. Por una parte encareció los presupuestos de la instalación de un parque eólico, pero por otra parte, contribuyó de manera drástica al aumento de las potencias nominales de los aerogeneradores de kilowatios a megavatios. Así podemos decir que en los últimos diez años del Siglo XX y, gracias a un desarrollo tecnológico y a un incremento de su competitividad en términos económicos, la energía eólica ha pasado de ser una utopía marginal a una realidad que se consolida como alternativa futura y, de momento complementaria, a las fuentes contaminantes. Para poner de manifiesto el brusco aumento en el interés mundial por la energía eólica, basta con que nos fijemos en la imagen siguiente que muestra la evolución de la potencia eólica instalada a nivel mundial.



Del diagrama anterior podemos ver que la cifra consolidada del año 2002 muestra que la capacidad instalada global alcanzó los 32.409 MW², es decir que la capacidad eólica global se triplicó desde el año 1998. En términos de usuarios, la energía eólica proporciona suficiente electricidad para satisfacer las necesidades de 7,5 millones de hogares promedio en los Estados Unidos (unos 16 millones de hogares promedio europeos).

La participación de la energía eólica en el suministro de electricidad a nivel mundial alcanzó el 0,4%. Esta industria emplea a nivel global a unas 100.000 personas, la mayoría de ellos, en Europa.

SITUACION ACTUAL

Desarrollo del sector eólico por región

- ***Estados Unidos***

En los Estados Unidos la tasa de crecimiento del sector eólico fue menor de lo esperado para el año 2002, en parte, debido a la caída de la actividad registrada en este mercado, esto se traduce en un retroceso del nivel máximo de 1.635 MW alcanzado en el 2001 a un modesto 429 MW en el año 2002.

- **Europa**

La mayor cantidad de las nuevas inversiones en el sector eólico se concretaron en Europa con un 85,4% del total. Sólo Alemania reúne el 53% del total de las inversiones de esa región. Europa cuenta con cerca del 73% de la generación eólica global, gracias a las fuertes y consistentes políticas dirigidas a impulsar la demanda de tecnologías de energías renovables, particularmente en Alemania, España y Dinamarca. Alemania cuenta con 12.560 MW de capacidad total, esto equivale a decir que el 4,7% de la energía eléctrica nacional proviene del viento. Dinamarca es una nación de 5 millones de habitantes con una capacidad de energía eólica a finales del año 2002 de alrededor de 2.921 MW y corresponde al 21% del consumo de electricidad danés. Gran parte de las nuevas instalaciones eólicas danesas son offshore debido a la conclusión del proyecto Horns Rev de 160 MW, un parque eólico de gran escala situado entre 14 y 20 kilómetros en la costa occidental del Mar del Norte. El proyecto consiste en 80 turbinas que proporcionará energía eléctrica a 150.000 familias danesas. En términos de la generación de empleo la industria eólica de Dinamarca tiene un papel protagonista, hoy, la fabricación, el mantenimiento, y la instalación de molinos y los servicios profesionales asociados dan cuenta de unos 16.000 puestos de trabajo en dicho país, mientras que el suministro y la instalación de turbinas danesas actualmente crean otros 6.000 empleos en el resto del mundo.

El Reino Unido posee los mejores recursos eólicos de Europa que tradicionalmente no han sido aprovechados, hoy esta tendencia ha comenzando a revertirse por lo cual la generación eólica está experimentando un lento crecimiento. El año 2002 finalizó con 586 MW eólicos instalados, un incremento de 31 MW respecto al año anterior. El futuro del sector es promisorio en el Reino Unido ya que se planea otorgar permisos para 450 turbinas en tierra y las primeras 90 para operar offshore.

Italia sumó 100 MW finalizando el año con 785 MW de modo que mantiene su sexta posición. El Reino de los Países Bajos sumó 217 MW que da un total de 812 MW. Otros tres nuevos mercados están emergiendo, Noruega (100 MW), Polonia (58 MW) y Latvia (23 MW).

- **Otros países**

Más allá de Europa o los Estados Unidos, el crecimiento más significativo se registró en Asia, aunque fue levemente inferior al alcanzado durante el 2001. India sumó 250 MW manteniendo el quinto lugar con 1.861 MW y luego le sigue Japón con 386 MW. También el mercado Chino apareció con un lento

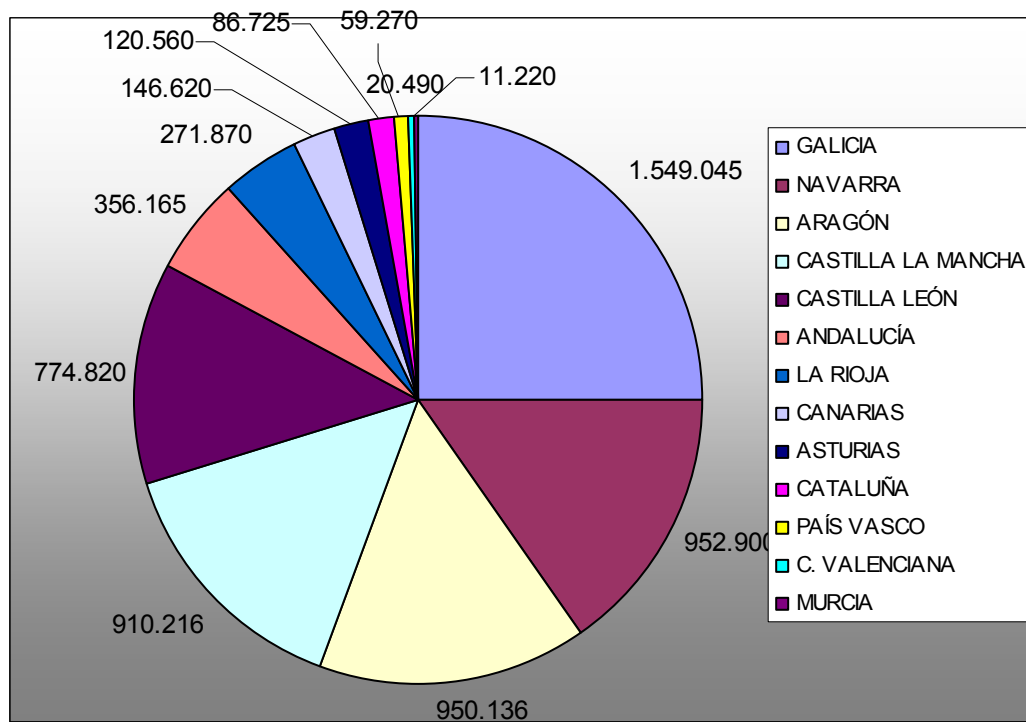
crecimiento durante el 2002 trepando al 16% con alrededor de 470 MW, hay que tener en cuenta que este país tiene en carpeta el desarrollo de más de 1.800 MW de capacidad en el sector eólico. Se espera que el crecimiento de Japón y China sea rápido, más aún, teniendo en cuenta el potencial de generación eólica offshore. Otro mercado emergente y con interesantes características es Australia, que hoy cuenta con 109 MW. La política energética definida en el Mandato de Objetivos para Energías Renovables (MRET, por sus siglas en inglés) impulsó el nacimiento de la industria eólica en aquel país. La batalla para ganar competitividad es seria, en un país donde el precio de la electricidad es extremadamente bajo debido a la abundancia de carbón barato, y donde seis estados y dos territorios mantienen un férreo control sobre su jurisdicción; en esas condiciones la industria eólica solo puede permanecer en el juego apoyada en un alto grado de sofisticación.

País	1998	1999	2000	2001	2002
Alemania	2.874	4.072	6.113	8.753	12.560
España	834	1.722	2.402	3.335	4.951
USA	1.952	2.502	2.555	4.245	4.658
Dinamarca	1.450	1.733	2.297	2.417	2.921
India	968	1.077	1.220	1.507	1.861
Italia	197	277	424	682	785
Holanda	363	428	448	483	812
UK	334	356	409	485	586
China	224	300	340	399	468
Resto del Mundo	643	755	1.498	2.165	2.807
TOTAL	9.839	13.222	17.706	24.471	32.409
Crecimiento	30%	37%	32%	38%	32%

Energía eólica instalada en el mundo

- *España*

En España el sector eólico experimentó un fuerte crecimiento de modo que la capacidad eólica instalada total al día de hoy es de 6211 MW, por las fuertes inversiones que se realizan, España ha logrado desplazar del segundo lugar a nivel mundial a los Estados Unidos. La potencia eólica instalada por comunidades es la siguiente:



Distribución de energía eólica por comunidades en España

- ***El origen de la energía eólica***

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. El sol irradia 174.423.000.000.000 Kwh. de energía por hora hacia la Tierra. En otras palabras, la Tierra recibe $1,74 \times 10^{17}$ W de potencia. Alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

El porque circula el viento es debido a las diferencias de temperatura entre los distintos estratos de la atmósfera y las distintas temperaturas de la atmósfera en un mismo estrato. Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 Km. y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador.

Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés

Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843). Puede no resultarle obvio que una partícula moviéndose en el hemisferio norte sea desviada hacia la derecha.

En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones.

Para poner de manifiesto como la fuerza de Coriolis influye a los vientos globales, hay que añadir lo siguiente: El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud, en ambos hemisferios, la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento sube desde el ecuador genera un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío. Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes:

Direcciones de viento dominantes

Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente querremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo número de obstáculos posibles para las direcciones dominantes del viento. Sin embargo, la geografía local puede influenciar en los resultados de la tabla anterior.

- **Tipos de vientos.**

Hasta ahora nos hemos referido solo a los vientos globales. Estos se llaman también vientos geostróficos y se trata del movimiento de las masas aéreas que se encuentran en el estrato atmosférico conocido como troposfera (en concreto se encuentran a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo). La troposfera, en donde tienen lugar los fenómenos meteorológicos y el efecto invernadero, se extiende hasta 11 Km.de altitud. Estos vientos son generados,

principalmente, por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y apenas son influenciados por la superficie de la tierra.

Aparte de los vientos globales, otros vientos muy importantes para el aprovechamiento del viento por el hombre, son los vientos superficiales. Con estos vientos, se comprende el movimiento de las masas aéreas que se encuentran a altitudes de hasta 100 m de la superficie. Estos vientos son frenados por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos. Las direcciones del viento cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los vientos geostróficos debido a la rotación de la tierra (ver fuerza de Coriolis).

De hecho partiendo de una velocidad conocida para una altura conocida, si queremos aproximar la velocidad del viento en otra altura, hay dos expresiones ampliamente usadas. La primera ecuación se trata de una ley potencial de la forma:

$$U(z)/U(z_{\text{ref}}) = (z/z_{\text{ref}})^{\alpha}$$

Esta ecuación proviene de la ecuación logarítmica y consiste en un caso especial de ella. Puede ser utilizada cuando la rugosidad de la superficie es muy pequeña y podemos suponer que la superficie es totalmente lisa.

La segunda ecuación se llama ecuación logarítmica y se expresa como siguiente:

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}$$

Donde U_2 y U_1 son las velocidades del viento a las alturas z_2 y z_1 correspondientes y z_0 es una variable que depende de la rugosidad del suelo. Su valor se aproxima habitualmente de la tabla siguiente:

Tipo de terreno	z_0 en m	α
Liso(mar, arena, nieve)	0,001-0,02	0,10-0,13
Moderadamente rugoso(hierba corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0,02-0,3	0,13-0,2
Rugoso (bosques, barrios)	0,3-2	0,2-0,27
Muy rugoso (ciudades,	2-10	0,27-0,4

altos edificios)		
------------------	--	--

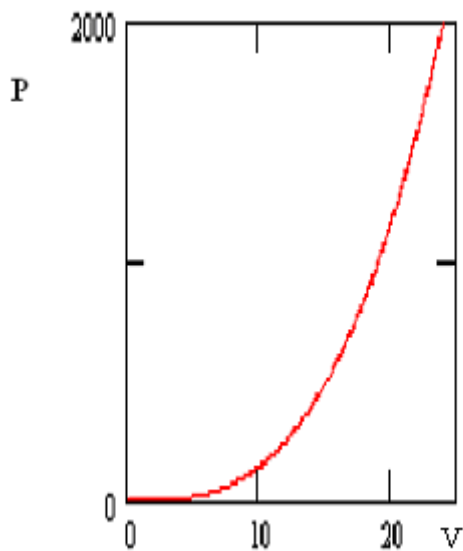
De esta manera se puede ver la elevada importancia que desempeña la rugosidad a la velocidad del viento superficial. El porqué es tan importante el factor de la velocidad del viento en la energía eólica, se verá en seguida.

- **Energía extraíble**

La potencia que nos puede entregar un aerogenerador de tres palas se puede calcular mediante la siguiente expresión.

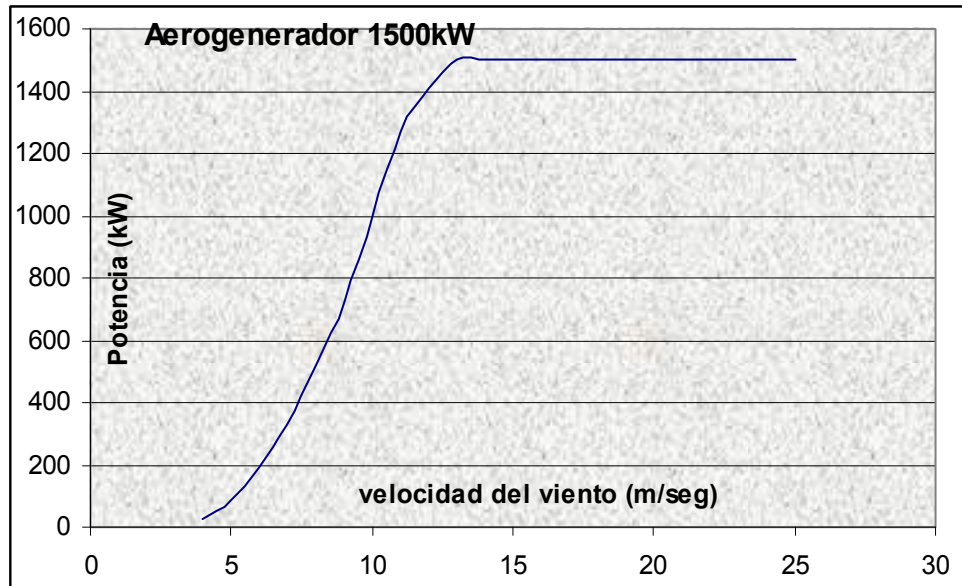
$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3$$

Donde A es la superficie barrida por las palas, C_p el factor conocido como límite de Betz y v es la velocidad del viento. Es obvio que a medida que la velocidad media del viento aumenta, aumenta también la potencia del aerogenerador. Por ejemplo, si tenemos un aerogenerador con una superficie de barrido igual a 20 m^2 , entonces su potencia en función de la velocidad de viento tendrá la siguiente forma:



Potencia teórica en función de la velocidad del viento

Pero la curva de potencia de un aerogenerador difiere bastante de la imagen anterior. Una curva típica para un aerogenerador de potencia 1500kW tendría la siguiente forma:



Curva de potencia de un aerogenerador típica

Esta curva se puede ver afectada por la densidad del viento. La mayoría de las curvas aportadas por el fabricante de la máquina se refieren a una densidad de viento igual a 1,225 kg/m³. Pero esta densidad, no es fija, sino que depende de la temperatura del viento. Una ecuación para extrapolar los datos cuando la densidad difiere de la que el fabricante ha supuesto es la siguiente:

$$\rho = \rho_0 \frac{T_0}{T} \left(1 - \frac{\Gamma z}{T_0} \right)^{\frac{g}{\Gamma R}}$$

donde:

ρ_0 : densidad estandar del aire igual a 1,225 kg/m³

T_0 : 285 K

T : temperatura media del emplazamiento

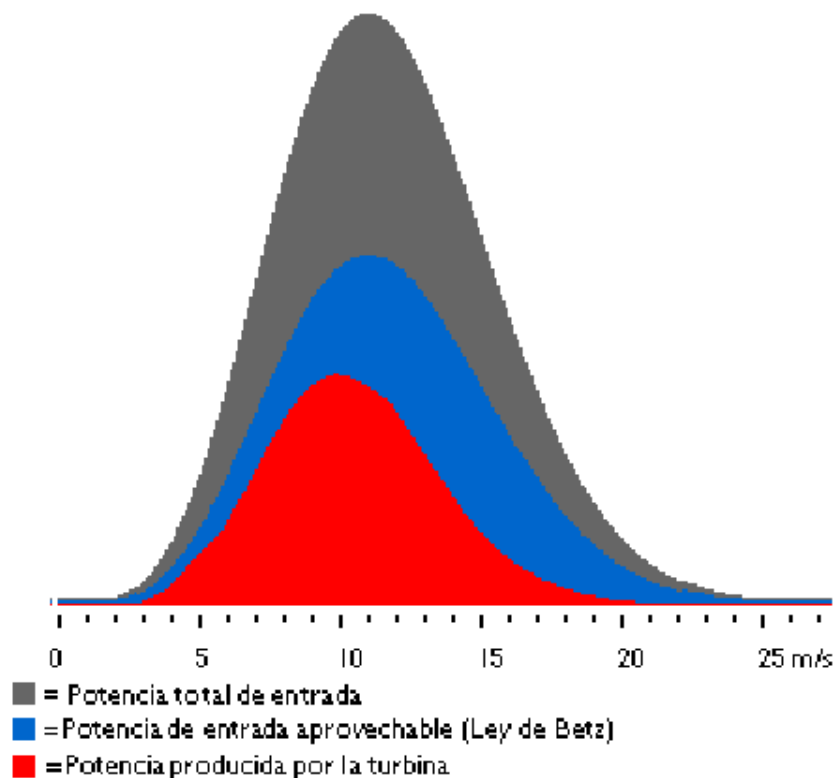
Γ : 6,5 K/1000m

z : altura del emplazamiento

g : 9.81 m/sec²

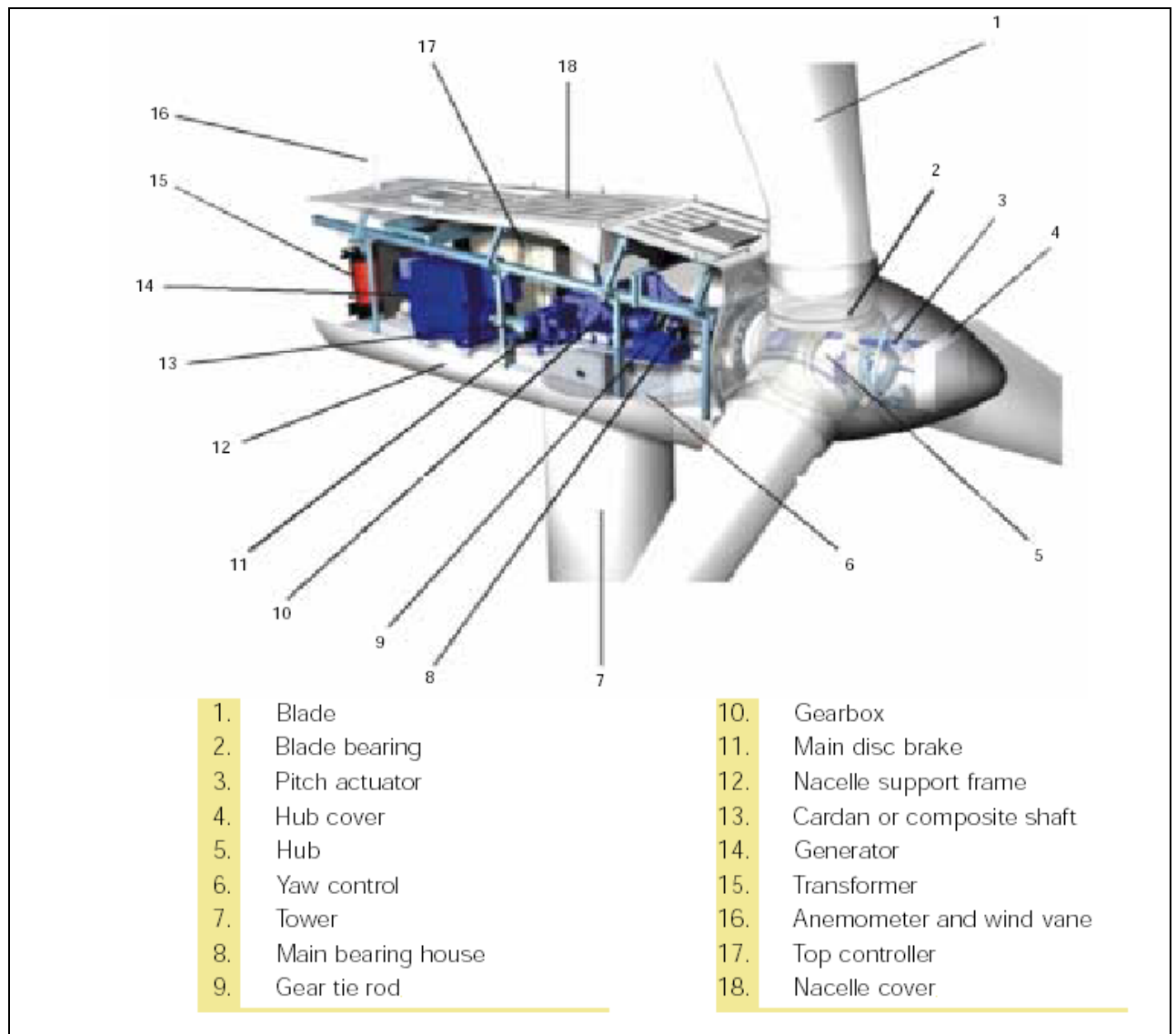
R : 287 J/grado*kg

El factor C_p fue calculado por primera vez por el físico Alemán Albert Betz y define que la energía máxima que puede producir un aerogenerador no supera el 16/27 de la energía cinética de la masa aérea que le atraviesa. Una explicación un poco intuitiva de este límite es la siguiente. Si intentamos extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. El límite de Betz hace que no podamos extraer toda la energía cinética que contiene una masa aérea. Esto se puede observar en el diagrama siguiente:



- **Componentes de un aerogenerador.**

Algunos de los componentes de un aerogenerador son los siguientes: la góndola, palas del rotor, buje, eje de baja velocidad, multiplicador, eje de alta velocidad con su freno mecánico, generador eléctrico, mecanismo de orientación, controlador electrónico, sistema hidráulico, la unidad de refrigeración, torre, anemómetro y la veleta. En la imagen que sigue se pueden ver estos componentes.



Componentes del aerogenerador

Hablando de las partes más importantes de un aerogenerador, debemos referirnos a las palas. Tienen como misión la captura de la energía cinética del viento. Esto lo consiguen gracias a su diseño especial. El perfil de una pala típica tiene la siguiente forma:



Perfil típico de una pala

Su geometría hace que cuando el viento atraviesa la pala haya una diferencia de presión entre la superficie superior y la superficie inferior. Esto causa una fuerza llamada sustentación que es perpendicular a la dirección del

viento y que a su vez provoca el movimiento giratorio de las palas. La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio ("GRP"), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio.

Las palas están acopladas al buje de manera fija (no cambia su ángulo de paso) o mediante un mecanismo que les permite girar alrededor de su eje longitudinal (pitch controlled). El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado.

Una vez captada la energía cinética del viento y transformada en energía cinética de las palas, se convierte en energía eléctrica por medio de un generador. Este puede ser o un generador síncrono o bien un asíncrono siendo el último el más ampliamente empleado. La mayoría de las veces, antes del generador, interviene una caja de engranajes que sirve para aumentar la pequeña velocidad giratoria del eje que esta conectado con las palas.

Un mecanismo muy importante para los aerogeneradores es el de la orientación. Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores. La imagen muestra el mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW vista desde abajo, mirando hacia la góndola. En la parte más exterior podemos distinguir la corona de orientación, y en el interior las ruedas de los motores de orientación y los frenos del sistema de orientación. Casi todos los fabricantes de máquinas con rotor a barlovento prefieren frenar el mecanismo de orientación cuando no está siendo utilizado. El mecanismo de orientación se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo, cuando la turbina está girando.



Mecanismo de orientación

El freno es una parte imprescindible de un aerogenerador. Se usa cuando las velocidades del viento son extremas y por tanto el generador corre riesgo, o cuando estas están muy bajas y el generador tampoco puede funcionar (típico rango de funcionamiento es de 4 m/seg. a 25 m/seg.). También su esencia es importante a la hora de la reparación de una avería para que el técnico no corra riesgos.

Finalmente la torre sustituye un componente insustituible del aerogenerador. Para máquinas de potencia grande se pueden usar dos tipos diferentes. Las torres tubulares y las de celosía.

Torres de celosía



Torres tubulares



Parámetros eléctricos

En el apartado siguiente abordamos las ideas básicas que se asocian con el transporte de la energía eléctrica. El transporte de la energía eléctrica tiene un peso muy importante a la hora del diseño y del dimensionamiento de una red. Dicha red no está solo obligada de ser capaz de suministrar la energía pedida a los consumidores, sino también transportarla cumpliendo a la vez unos requisitos que tienen que ver con la seguridad y la calidad. Resumiendo, podríamos decir que el objetivo principal de la línea de transmisión es transportar la energía activa de un punto a otro. Los requisitos más fundamentales son los siguientes.

Primero, hay que mantener el voltaje a lo largo de la línea, desde el punto de producción hasta el punto del consumo, lo más constante posible. Esto se tiene que cumplir para los diferentes valores de las cargas que normalmente oscilan entre cero y un valor máximo.

Segundo, las pérdidas en las líneas deben ser tan pequeñas como para aportar una eficiencia de la línea alta.

Y tercero, las pérdidas en la línea no deben provocar sobrecalentamientos superiores a los límites térmicos de los conductores.

Habitualmente cuando una línea no cumple los requisitos anteriormente citados (y esto puede pasar por ejemplo por la ampliación de la red a la que suministraba la energía o por aumento de las cargas) lo que se suele hacer es la incorporación de equipamiento suplementario con capacitancia o inductancia tal que mejore el comportamiento final de la línea. Desde luego, dichos equipamientos pueden contribuir a la mejora del comportamiento de la línea, pero solo hasta un punto. Por ejemplo, un aumento leve de la carga media que tiene que llevar la línea de transporte, si que puede enfrentarse mediante la ayuda de dichos suplementos, siempre que la energía total que hay que llevar no supere su límite. Pero un aumento significativo de la carga se puede enfrentar solo con la ampliación de la línea de transporte. Es decir, en este caso es imprescindible la instalación de más líneas. El porque se deducirá mediante los apartados que siguen.

- PARAMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISION

Hoy en día las líneas de transmisión de la energía eléctrica son de aluminio, el cual ha sustituido al cobre con el que anteriormente se hacían. La razón de este cambio se debe principalmente al peso inferior del aluminio frente al peso del cobre si comparamos dos conductores de la misma resistencia. Además, el hecho de que un conductor de aluminio tenga mayor diámetro que un conductor de cobre con la misma resistencia, hace que se atenúe el efecto de corona que aparece en cualquier conductor cuando hay corriente. Dicha atenuación sucede porque el mayor diámetro, conlleva una mayor distancia entre las líneas del flujo eléctrico que se encuentran en el conductor y la atmósfera. Por eso habrá un gradiente de tensión en la superficie del conductor menor y menor tendencia de ionización del aire que envuelve al conductor la cual a su vez es un factor de pérdida de energía nada despreciable.

Una línea de transmisión se caracteriza de 4 parámetros que influyen en su habilidad para conseguir su papel como parte de un sistema de potencia. Estos son la *resistencia*, la *inductancia*, la *capacitancia*, y la *conductancia*.

La conductancia que mayoritariamente se debe a las fugas de corriente que se realiza por medio del aislador raramente se tiene en cuenta. Y por eso se puede omitir sin que suponga una falta de exactitud muy grave y porque además, su caculo es difícil dado que su valor depende altamente de las condiciones atmosféricas y de la suciedad tiene los aisladores. De ahí que normalmente se desprecie.

La resistencia de una línea de transmisión es la causa más importante de las pérdidas eléctricas a lo largo de la línea. El término resistivo a no ser que se especifique se refiere normalmente a la resistencia efectiva. Dicha resistencia se define a través de la siguiente expresión.

$$R = \frac{\text{perdidas de potencia}}{I^2} \Omega$$

Las pérdidas de potencia en el numerador de la expresión anterior se miden en Watts y la corriente I se mide en Amperios y se refiere al valor rms (root mean square) de la intensidad de la corriente. La resistencia efectiva es igual a la resistencia de un conductor en el que hay corriente continua solo si la corriente alterna en el mismo conductor esta uniformemente distribuida a lo largo de la sección del cable. En este caso especial podemos hallar la resistencia de una línea a partir de la expresión siguiente.

$$R_0 = \frac{\rho l}{A} \Omega$$

Donde ρ = resistividad del conductor

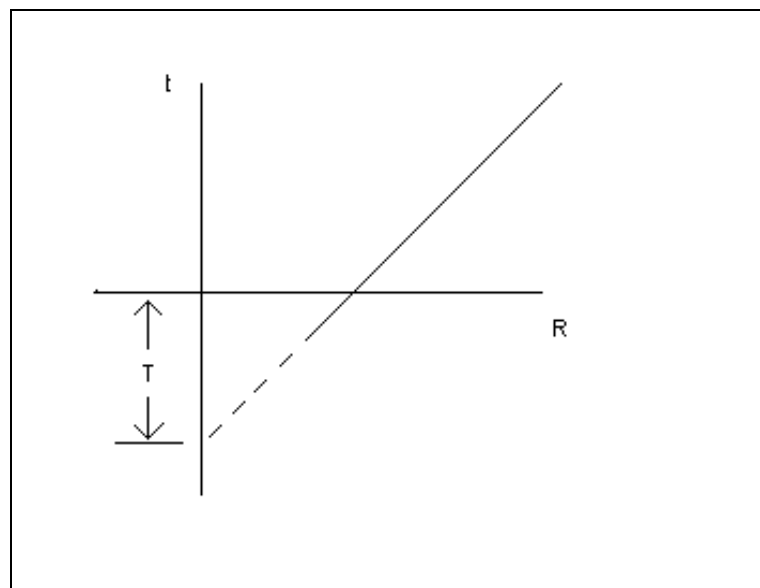
L = longitud (m)

A = sección (m^2)

Valores típicos de la conductividad para el cobre y para el aluminio a los veinte grados son los siguientes:

$\rho = 1,77 \times 10^{-8} \Omega m$ y $\rho = 2,83 \times 10^{-8} \Omega m$ respectivamente.

La variación de la resistencia de un conductor en función de la temperatura es prácticamente lineal. Así si trazáramos la gráfica de la resistencia frente a la temperatura obtendríamos el resultado siguiente.



Resistencia en función de la temperatura

El punto de intersección de la línea extendida con el eje de la temperatura es un punto característico para cada material del conductor. Por ejemplo, para el cobre con conductividad de 97,3% de conductividad esta temperatura a la que la resistencia es cero es igual a 241 grados centígrados mientras que para el aluminio con conductividad de 61 % la temperatura a que se anula su resistencia es igual a 228 grados centígrados.

Como hemos dicho antes, la resistencia de un conductor por el que circula corriente alterna se puede hallar mediante la expresión que nos da su resistencia cuando circula corriente continua solo si la corriente alterna esta uniformemente distribuida por su sección. Pero esto no pasa nunca. Siempre que tenemos una corriente alterna, la densidad de la corriente no va a ser igual en toda su sección. Además, a medida que incrementa su frecuencia, la distribución se hace todavía menos uniforme. Y concretamente si disponemos de un conductor circular que es lo más habitual, la densidad de la corriente alterna aumenta a medida que nos alejamos del interior. Este fenómeno se llama efecto skin. O bien si estamos hablando de conductores de radio relativamente grande, puede ser que la densidad de la corriente oscile respecto de la distancia al centro del conductor.

Esto sucede porque algunas líneas del flujo magnético existen en el interior del conductor. Dichas líneas en la superficie del conductor no están vinculadas con el flujo interno y el flujo cerca de la superficie es menor que el flujo magnético cerca del centro del conductor. Por lo tanto, el flujo alterno induce voltajes mayores en el interior del conductor que en el exterior del conductor. Según pues la ley de Lenz el voltaje inducido se opone a los cambios de la corriente que lo producen y por lo tanto los voltajes mayores inducidos en el interior causan mayor densidad de corriente en las zonas al lado de la superficie del conductor. Las consecuencias del efecto skin solo son importantes cuando se trata de conductores de sección grande.

Otro parámetro muy importante de la línea de transmisión es, como hemos mencionado, su inductancia. Como ya sabemos la corriente alterna al atravesar el cable produce alrededor de él un campo electromagnético. Pero para hallar su inductancia hay que tener en cuenta la inductancia en el interior del cable a lo que se debe el efecto skin anteriormente explicado. Una vez que hemos tenido en consideración los dos fenómenos podemos despejar la inductancia de la línea que constituye un factor muy importante a la hora del cálculo de la línea de transmisión.

Al contrario que con los factores anteriores, la resistencia y la inductancia, la capacitancia aunque constituye un factor también importante, no siempre se tiene en cuenta. Solo algunas veces se puede despreciar. Esto tiene que ver con la longitud de la línea de transporte. Cuando esta es muy larga, la capacitancia de la línea si que influye al comportamiento final de línea. En caso contrario normalmente no se tiene en cuenta. Pero sobre esto nos referiremos más detalladamente en los apartados posteriores.

Aquí cabe explicar brevemente el porque aparece la capacitancia en la línea de transmisión. Esto se debe a la diferencia potencial que se desarrolla entre los conductores. Estos se cargan de la misma manera que las placas de un

condensador. La capacidad de la línea esta uniformemente distribuida a lo largo de la línea y depende del tamaño y de la distancia entre los conductores.

Cuando se aplica una tensión alterna en una línea de transmisión, se provoca una carga de los conductores a cualquier punto que asciende y desciende al mismo tiempo con la tensión. Dado que la capacitancia se representa con condensadores paralelamente conectados entre los conductores, la corriente fluye en la línea de transmisión aunque esta este abierta. Por lo tanto influye en la caída de tensión a lo largo de la línea y en la eficiencia, en el factor de potencia de la línea y en la estabilidad del sistema cuya parte constituye la línea.

Finalmente, respecto de la capacitancia de la línea cabe añadir que esta se ve influida por la presencia de la tierra. Es decir, que si suponemos que la tierra es un conductor perfecto con la forma de una placa plana y extendida, podemos percibir que el campo eléctrico de los conductores cargados no va a ser igual que el campo eléctrico que existiría en el caso que de la tierra no existiera. El campo eléctrico de los conductores tiene que adaptarse a la presencia de la superficie de la tierra. Desde luego la llanura de la tierra es algo ficticio y de ahí que la capacitancia de la línea puede no estar uniformemente distribuida a lo largo de la línea. Sin embargo, la hipótesis anterior nos desvela la existencia de un factor mas a la hora de intentar aproximar la capacitancia de la línea que nos interesa.

Valores típicos de impedancia que se consideran durante los cálculos de una línea de transmisión se pueden ver a continuación:

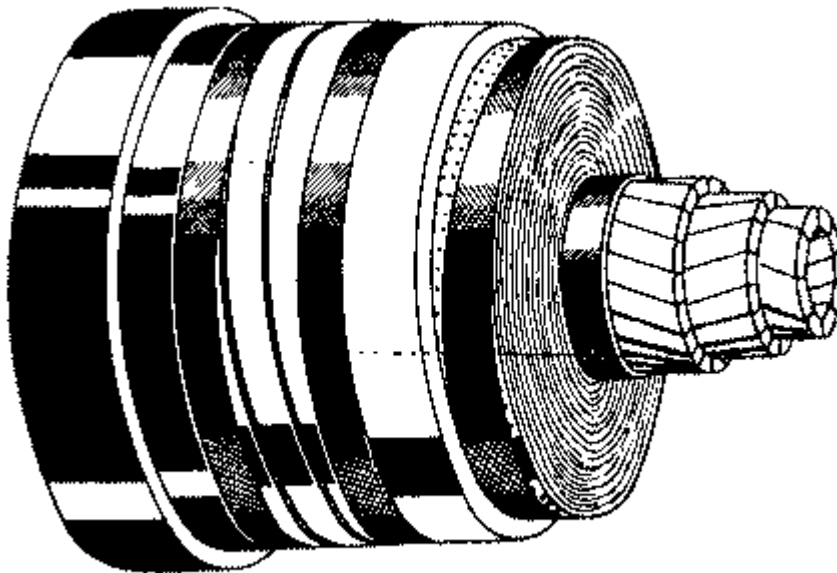
Valores de impedancias típicas por kilómetro de línea trifásica a 60 Hz

Tipo de línea	X_L	X_c
Línea aérea	0,5	300000
Línea subterránea	0,1	3000

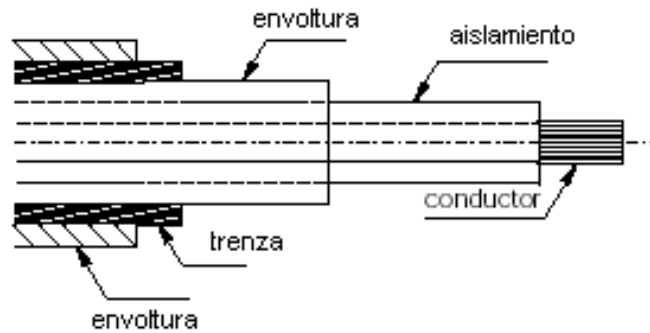
Resistencia por conductor a 75 °C

Tamaño del conductor		
Sección(mm ²)	Cobre(Ω / km)	ACSR(Ω / km)
5,3	3,9	6,7
10,6	2,0	3,3
21,1	0,91	1,7
42,4	0,50	0,90
85	0,25	0,47
152	0,14	0,22
304	0,072	0,11
507	0,045	0,065

Más abajo aparecen dos fotos de cables. El primero es un cable de alta tensión de aceite fluido y el segundo esquema se trata de la imagen de un cable submarino.

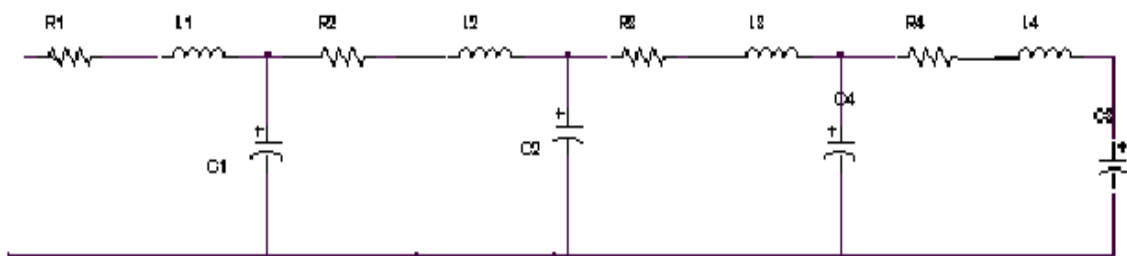


Cable de aceite fluido para alta tensión



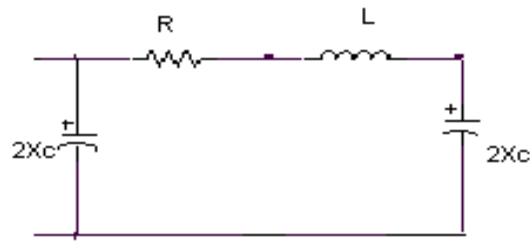
• CIRCUITO EQUIVALENTE

A pesar de la gran diferencia que puede haber en la potencia, la tensión, la longitud, y las fuerzas mecánicas, todas las líneas de transmisión tienen propiedades eléctricas parecidas. De tal manera que podamos describirlas con tal que sepamos las tres características anteriormente explicadas. Es decir, la inductancia, la capacitancia, y la resistencia de la línea. Dichas impedancias están uniformemente distribuidas a lo largo de la línea. Por eso podemos representar la línea con una serie de secciones idénticas como se demuestra en la imagen que sigue



Circuito equivalente de una línea de transmisión

Sin embargo, aunque de esta manera, es decir suponiendo que el circuito eléctrico que estudiamos es el resultante de circuitos pequeños que como conjunto tienen una impedancia igual a la de la línea, por razones de economía a la hora de cálculo, es conveniente simplificar el circuito. La aproximación más habitual se realiza sumando todas las resistencias, las inductancias y las capacitancias de cada pequeño circuito y suponiendo que el circuito es de la forma que se ve a continuación (equivalente en Π de la línea).

Equivalente en Π de la línea

En la aproximación anterior es más cómodo suponer que la capacitancia de la línea X_c se compone de dos partes, cada una con valor igual al doble de la suma total de las capacitancias de los pequeños circuitos. Aquí hay que observar que a medida que la longitud de la línea aumenta, la resistencia y la inductancia aumentan también. Pero esto no sucede con la capacitancia, la cual disminuye conforme se aumenta la longitud de la línea. También hay que hacer hincapié en que la consideración descrita es válida para cualquier línea de transmisión de 50 o 60 Hz pero con longitud máxima de 250 km. El circuito equivalente también se puede usar en los casos de líneas trifásicas bajo las mismas restricciones.

Descripción de la situación

Como ya está referido anteriormente nuestro principal objetivo será la asimilación y estudio de una red eléctrica pequeña que está desarrollada en unas islas en Grecia que se sitúan al Oeste del país. Dado que en dichas islas hay un potencial de viento bastante importante intentaremos indagar las repercusiones de la instalación y acoplamiento de un parque eólico a la red. El estudio se realizará por medio del programa “Power World simulator” el que como se va a ver a continuación se trata de un programa especializado en el estudio de redes.

Puesto que disponemos de la edición académica hay límites concretos a la hora de la simulación. El factor más importante que conlleva (por lo menos a nuestro estudio) el uso de esta edición es el límite que hay en el número de los nodos con los que puedes aproximar la red. Su número no puede superar los doce, algo que en un estudio de la red de distribución es escaso. En nuestro caso, dado el tamaño pequeño de la red, en las islas podemos asimilarla con número de nodos incluso inferior al límite que nos impone la edición del programa.

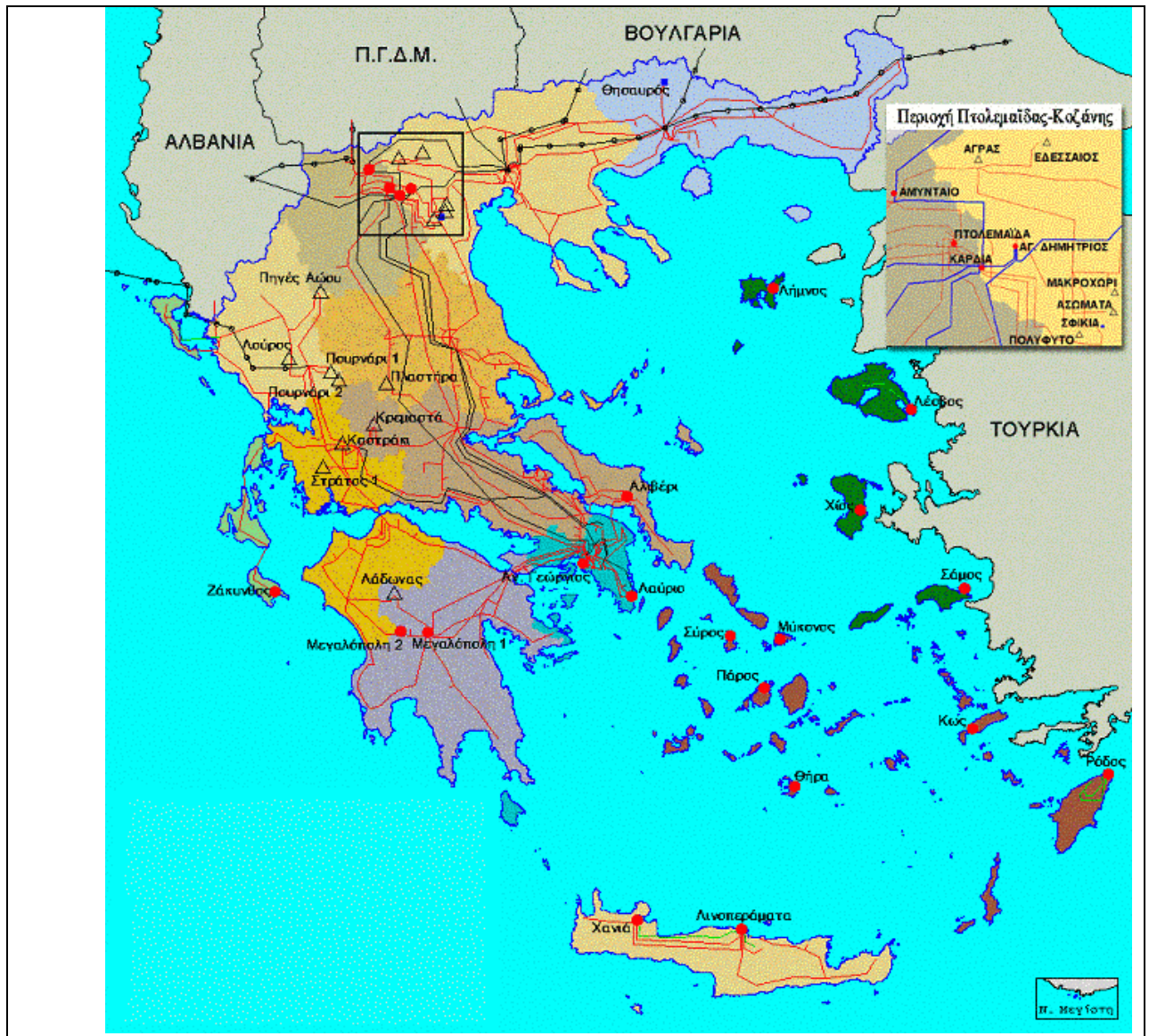
A continuación se anexa un mapa de las islas de las que estudiaremos su red eléctrica.



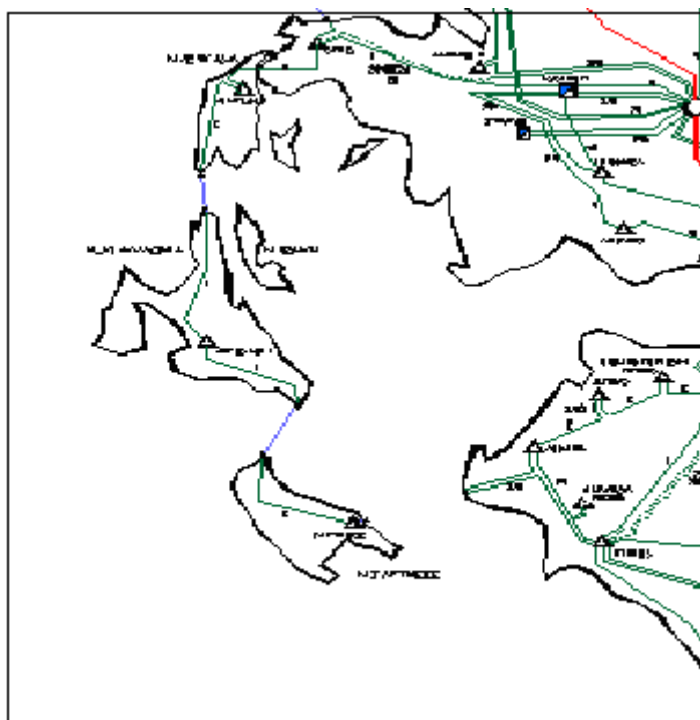
Mapa de las islas en las que se ubica la red

La red esta instalada en las islas llamadas Eptanisa y hay que suministrar la energía eléctrica a las cuatro islas que se ven en el mapa. Estas son Zakynthos, Kefalinia, Ithaka y Levkas. Las islas están conectadas entre ellas con cables submarinos y en las dos más grandes, o sea en Zakynthos y en Kefalinia hay centrales eléctricas de tamaño tal que durante las horas valle del invierno si que se abastecen solas. Pero en las horas pico la energía instalada no cubre las necesidades y por lo tanto se importa energía eléctrica desde el continente por medio de un cable submarino que conecta la isla de Levkas con la parte continental de Grecia. Aquí cabe añadir que la razón por la cual se ha preferido esta alternativa se debe a las características especiales que presenta el consumo en la mayoría de las islas Griegas. Es decir, el consumo eléctrico durante casi la mitad (especialmente en el invierno) del año es muy inferior al consumo eléctrico durante la otra mitad del año (especialmente en el verano). Esto se debe a la duplicación o incluso a la triplicación de la población que se encuentra en las islas por la llegada de un gran número de turistas que hace que sea más rentable la importación de la energía desde el continente en vez de la instalación de centrales grandes.

Un mapa de la red eléctrica de Grecia aparece seguidamente y más abajo aparece más detalladamente la red de las islas que son objeto de nuestro estudio.



Mapa de la red eléctrica de Grecia



Red eléctrica de las islas

Fijándonos en el diagrama de la red eléctrica de Grecia se pueden distinguir unas líneas negras las que representan las líneas de alta tensión de 400 kV y que tienen como misión transportar la energía desde el Norte, donde se encuentra una concentración de centrales eléctricas alta por el hecho de que en esta zona el suelo sea rico en lignito, hasta el Sur donde se realiza el mayor consumo. Las demás líneas tienen una tensión nominal igual a 150 kV y este es el caso de las islas que nosotros nos interesan. Finalmente con ciclos rojos se representan las mayores centrales eléctricas y con triángulos las centrales hidráulicas.

Después de búsqueda minuciosa en el Internet, disponemos de los datos siguientes de la red de las islas de nuestro interés.

Datos de las islas estudiadas

Isla	Población	Energía instalada(MW)	Potencia de cortocircuito(MVA)
Zakynthos	32557	27	915
Kefalonia	29374	12	422
Ithaka	3082		
Levkas	21111		927

Longitud aproximada (en km) de los enlaces submarinos.

	Kefalinia	Ithaka	Levkas
Zakynthos	17,2		
Kefalinia		9,05	
Ithaka	9,05		
Levkas	9,59		

La tabla anterior se refiere a la más corta distancia en Km. que hay entre las islas que están conectadas. Por lo tanto esta distancia coincide con la longitud del cable submarino que las conecta. Este parámetro es muy importante porque una vez que sabemos la longitud del cable y sus características, o sea que su impedancia por unidad de longitud, podemos calcular las posibles caídas de tensión al final de cada línea.

CASO BASE

Una vez pues que tenemos estos característicos podemos proceder a la asimilación de la red de las islas. Para esto es necesario saber la impedancia de la línea que a su vez depende de su longitud, las impedancias de los transformadores y en general de todos los elementos que se intercalan entre el punto de generación y el punto de consumo. También es necesario conocer las cargas que suelen aparecer para saber como responde el sistema durante la mayoría del tiempo. Pero aparte de las cargas habituales que prevalecen muchas horas durante un año, las situaciones más críticas pueden que sucedan durante intervalos muy cortos y son las que van a indicar si la línea de transmisión cumple su misión. Es decir, que por mucho que una línea de transmisión pueda cumplir su misión durante el 95 % del tiempo donde las cargas están moderadas, si el 5% del tiempo es incapaz, está claro que la línea es problemática y hay que intervenir para mejorarla.

Cuando hablamos de situaciones críticas, cada uno puede imaginar y explicar a si mismo que una carga crítica podría ser un aumento brusco del consumo. Este aumento de la carga puede llegar a ser tanto que la energía generada no pueda alcanzar la energía pedida. Es decir, en este momento la potencia disponible es menor que la potencia consumida. Para evitarlo hay que disponer de suficiente reserva rodante (centrales listas para incrementar rápidamente su producción) o de una conexión de la red continental de suficiente capacidad.

Pero aunque el sistema de generación sea capaz de suministrar la energía que los consumidores piden la situación sigue siendo crítica por la simple razón que un aumento de la carga significa mayores intensidades de corriente en las líneas de transporte. Por lo tanto habrá mas pérdidas en la línea ya que como se sabe las pérdidas en las líneas se calculan mediante la expresión: $P = R I^2$ las cuales transformándose en calor puede que provoquen sobrecalentamientos en los cables y transformadores que superen la temperatura límite que pueden aguantar. Además la caída de tensión en la línea debida a su impedancia aumenta a medida que aumenta la intensidad (ley de Ohm).

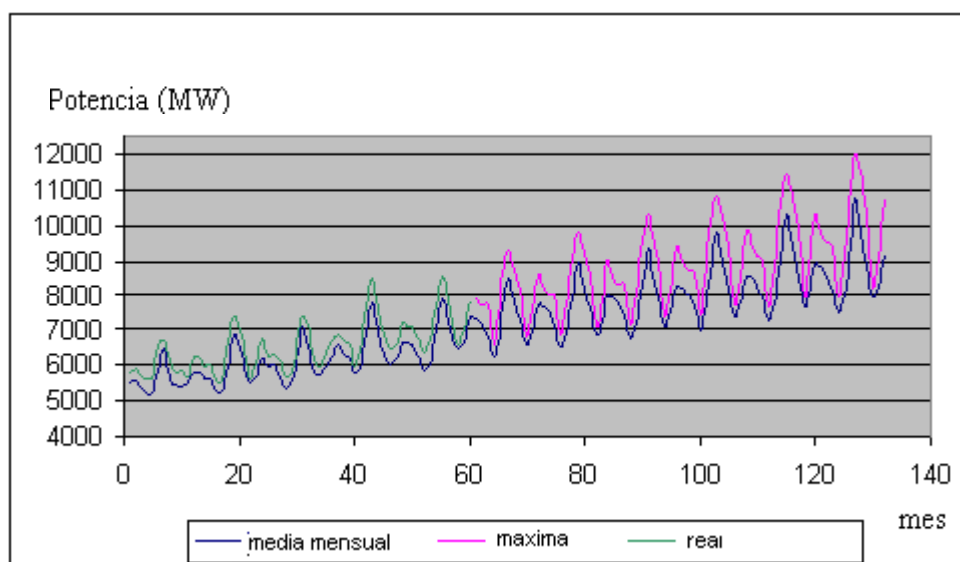
Por consiguiente a los bornes del enchufe del consumidor se observará una caída de tensión respecto a la tensión nominal, que si **es mayor de un diez por ciento**, entonces hablamos de fallo del sistema. Finalmente las altas intensidades de las corrientes en los cables pueden influir negativamente o incluso dañar a los elementos eléctricos como por ejemplo a los transformadores que están acoplados en la línea dado que cualquier aparato eléctrico tiene unos márgenes de funcionamiento que mayoritariamente están estrechamente relacionados con límites de calor que a su vez es proporcional a la intensidad de la corriente.

Por todas las razones anteriormente expuestas se puede desprender que el exceso aumento de la carga en un sistema eléctrico tiene que constituir objeto de investigación y estudio mas avanzado y mas detallado.

Aunque no resulta muy claro, una situación crítica para cualquier sistema eléctrico puede ser la brusca caída de la carga. No tanto porque pueda dañar los elementos eléctricos (cables o transformadores) como en el caso anterior, sino porque las pequeñas intensidades de la red provocarán menos caídas de tensión y por lo tanto puede que el consumidor sufra a los bornes de su enchufe un aumento de la tensión nominal. Si el aumento es superior del 10% hablamos otra vez de fallo del sistema. Si las variaciones de tensión se producen en el rango de minutos o de horas, el sistema tendrá tiempo para regular la tensión utilizando transformadores o auto transformadores de tomas regulables y el control de la energía reactiva.

Por eso, tanto casos de sobrecarga como casos de escasez de carga son considerados en el dimensionamiento de un sistema eléctrico.

En este apartado nos limitaremos a estudiar la red de las islas debajo de cargas normales. Para tener una idea de la orden de las cargas en la red eléctrica que nos interesa, podemos recurrir al diagrama que aparece a continuación.



Consumo eléctrico en Grecia a partir de 1997

El diagrama anterior se puede separar en dos partes. La primera parte (líneas azul y verde) nos da valores de consumo ya registrados en la red eléctrica griega y se basa en datos a partir del año 1997. La segunda parte se trata de una proyección del consumo a partir del año 2003 según varias hipótesis. Sabiendo que los datos se refieren a una población de 10 millones de habitantes y sabiendo que la población total de las islas se encuentra en torno a 85 mil habitantes, interpolando podemos fácilmente hallar el margen de potencias de consumo que se observará en la red.

Otra manera bastante orientativa para hallar el consumo debajo de condiciones no extremas, puede ser a partir de la energía total consumida durante un año. En la tabla que sigue se ve el consumo total de la energía eléctrica durante los últimos diez años y para cada año.

Necesidades energéticas registradas desde 1991

Año	Energía pedida (MWh)	Cambio anual porcentual
1991	30 351 500	
1992	31 445 328	2,90%
1993	32 344 885	2,33%
1994	33 976 754	5,47%
1995	35 159 317	3,30%
1996	36 587 704	4,33%
1997	38 066 842	4,28%

1998	39 861 786	5,36%
1999	41 060 463	2,90%
2000	44 108 220	8,02%
2002	47 800 000	

A partir de la evolución del consumo (factor muy importante para la proyección al futuro) interpolando los datos del año 2002 para la población de las islas podemos hallar una potencia media, que podemos imaginar (creemos sin mucho error), que es la que piden los consumidores. Aquí hay que hacer hincapié en que, en general, dicha consideración nos puede conducir a errores importantes y debe hacerse con mucha cautela. Esto se debe a que cada zona va a participar más o menos al consumo total del país según la industrialización que tiene. Pero en este caso creemos que el turismo que visita las islas equilibrará el bajo consumo que aparece en el invierno. Haciendo la interpolación obtenemos un consumo medio igual a $CM = \frac{47\,800\,000 * 85\,000}{24 * 365 * 10\,000\,000} = 47 \text{ MW}$

Mas allá hay que suponer un número de nudos en cada isla que en total no tienen que superar los 12 ya que este es el límite que impone el programa.

Debajo de esta limitación suponemos dos buses en la isla de Zakynthos, en Kefalinia, uno en Ithaka, uno en Lefkada y uno en el continente que además esta encargado de suministrar toda la energía que haga falta en el sistema. Este bus infinito hace que el sistema no se denomine aislado, como pasaría en el caso de un sistema que no estuviera acoplado al continente o que en general no dispusiera de un sistema ficticio que le pudiera aportar toda la energía que fuera necesaria. Cabe añadir brevemente en este punto que los sistemas aislados son mucho más susceptibles y que estudios especiales y más estrictos han de realizarse cuando nos interesa la instalación de un parque eólico.

La ubicación de cada uno de los buses se elige para que estén o bien al lado del punto de producción o bien al lado del punto del mayor consumo en cada una de las islas. Después de definir los puntos donde suponemos que se conectan todas las cargas se ha de calcular la distancia entre ellos para poder hallar la impedancia en cada parte de los cables que componen la red de las islas.



Líneas de transporte entre los distintos buses

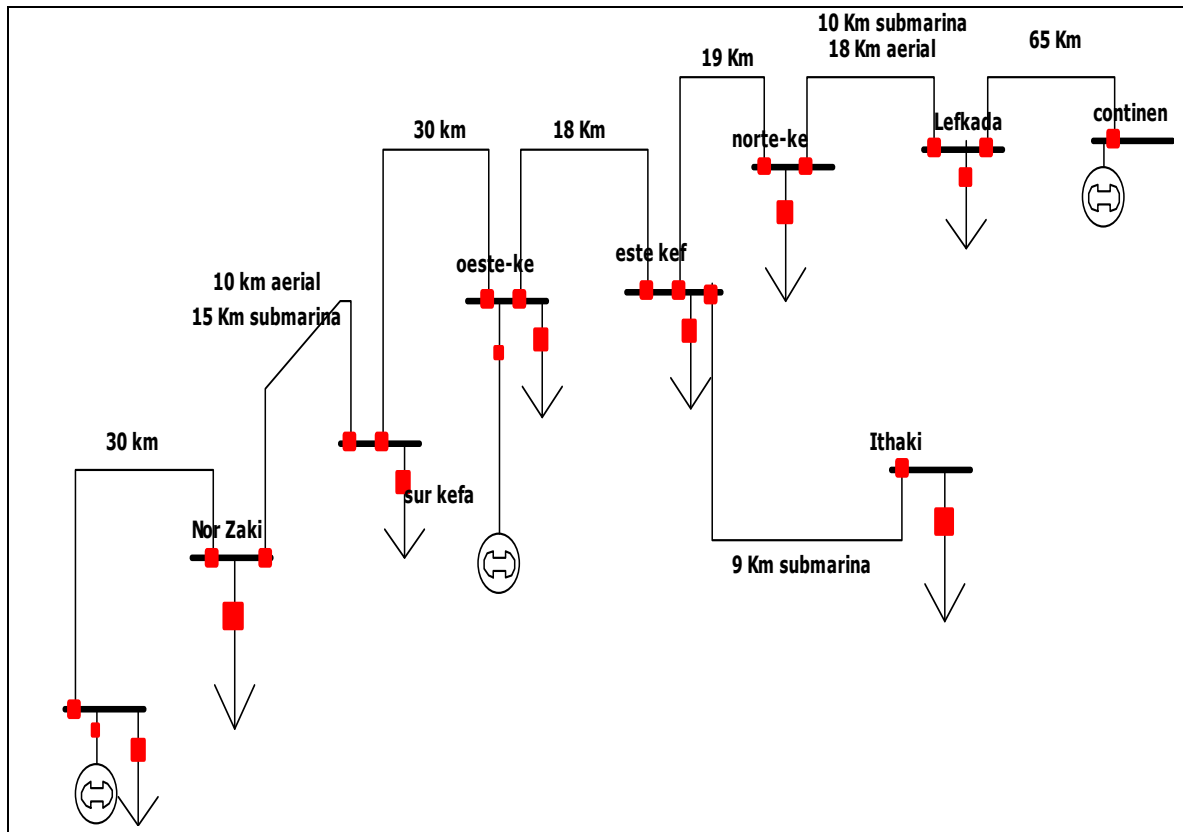
En la imagen anterior se pueden ver los puntos donde hemos considerado los buses. El punto A está elegido porque allí se encuentra la central eléctrica de 27MW y de ahora en adelante supondremos que llevará la mitad de la carga de la isla Zakynthos. El punto B está encargado de llevar la otra mitad de la carga de la isla.

En la isla de Kefalonia, dada su superficie extendida suponemos cuatro buses. En el bus C se concentra la carga de la parte sur de la isla, en el bus E la carga del centro de la isla, en el bus G la carga de la parte Norte de la isla y en el bus D aparte de la carga de la parte oeste de la isla se encuentra una central eléctrica de 12 MW.

En la isla Ithaca por su superficie pequeña suponemos un bus ubicado a la capital de la isla donde se concentra la mayoría de la gente y por lo tanto de la carga también.

En la isla de Levkas dada su menor superficie y su menor población suponemos un bus y finalmente en la parte continental suponemos otro bus más que juega el papel del bus infinito (system slack bus).

La distancia entre los diferentes buses es la que se ve a la imagen que sigue.



Distancia entre los buses

De la imagen anterior se ve que la red que nos interesa consta de 182 Km. de línea aérea y 28 Km. de línea submarina.

Como hemos dicho antes es imprescindible que sepamos la distancia entre los buses, para hallar la impedancia de la línea. Por supuesto, también hay que conocer las características de los cables que se usan en la red.

En general los cables normalizados que se usan en la red eléctrica Griega son los que se ven a la tabla que se anexa a continuación.

Conductores normalizados de la red eléctrica Griega

<i>Nivel de tensión (KV)</i>	<i>Circuito</i>	<i>NUMERO Y SECCIÓN DEL SECTOR POR FASE (TIPO ACSR)</i>	
		<i>(MCM)</i>	<i>(mm²)</i>
66	SIMPLE	1 x 336,4	1 x 170
150	SIMPLE	1 x 336,4	1 x 170
150	SIMPLE	1 x 636,0	1 x 322
150	DOBLE	1 x 636,0	1 x 322
400	SIMPLE	2 x 954,0	2 x 483
400	DOBLE	2 x 954,0	2 x 483
400	SIMPLE	3 x 954,0	3 x 483

Cada uno de los cables se caracteriza por su límite térmico que expresa la mayor cantidad de potencia (la “suma” de activa y reactiva) que puede llevar el cable sin que su temperatura que aumenta por el fenómeno Joule provoque un peligro sobre la tolerancia mecánica del cable. Es decir que a medida que aumentamos la cantidad de la potencia aparente, aumenta también la temperatura del cable por el fenómeno Joule. Cuando esta aumenta mucho puede que el sobrecalentamiento provoque daños (deformaciones) permanentes a los cables. Por eso hay una potencia límite que cada cable puede transportar. Esta potencia límite esta claro que puede variar conforme varían las condiciones climatológicas. Si estamos en el invierno, la baja temperatura del ambiente contribuye a la mejor disipación del calor que se desarrolla en los conductores y por lo tanto la misma línea durante el invierno puede transportar más potencia aparente que durante el verano.

Los conductores anteriormente expuestos en la tabla tienen los siguientes límites de potencia aparente que pueden transportar.

Límites térmicos de los conductores

<i>Nivel de tensión (KV)</i>	<i>Circuito</i>	<i>NÚMERO Y SECCIÓN DEL SECTOR POR FASE (TIPO ACSR)</i>	<i>LÍMITE TÉRMICO (MVA)</i>	<i>LÍMITE TÉRMICO DEBAJO DE CONDICIONES DESFAVORABLES (MVA)*</i>
66	SIMPLE	1 x 336,4	60,5	36
150	SIMPLE	1 x 336,4	138	117
150	SIMPLE	1 x 636,0	202	169
150	DOBLE	1 x 636,0	2 x 202	2 x 169
400	SIMPLE	2 x 954,0	1400	1100
400	DOBLE	2 x 954,0	2 x 1400	2 x 1100
400	SIMPLE	3 x 954,0	2000	1600

El límite térmico debajo de condiciones desfavorables se ha tomado cuando la temperatura del ambiente esta alrededor de los cuarenta grados y hay calma. Esta claro que las líneas tienen menos capacidad de transporte con temperaturas altas.

La red de las islas tiene una tensión nominal de 150 KV y consta de un circuito simple con sección igual a 170 mm². El material de los líneas aéreas es ASCR y por eso, basados en la tabla aportada al principio que no da la resistencia de cada uno de los tipos de los conductores ASCR en función de su sección, podemos considerar que la resistencia de los cables se encuentra en torno a 0,11 Ω /Km. Además, en las líneas aéreas consideraremos que la inductancia es igual a 0,5 Ω /Km. y en las líneas submarinas igual a 0,1 Ω /Km.

Pero una vez que consideramos los valores anteriores ha de transformarlas en valores por unidad porque solo así los acepta el programa. Además el programa toma por defecto como valor de potencia base los 100 MW y dado que la tensión nominal es 150 KV, podemos fácilmente hallar la resistencia base que se da mediante la expresión $Z_b = \frac{V^2}{P_b} = \frac{(150 * 10^3)^2}{100 * 10^6} = 225 \Omega$.

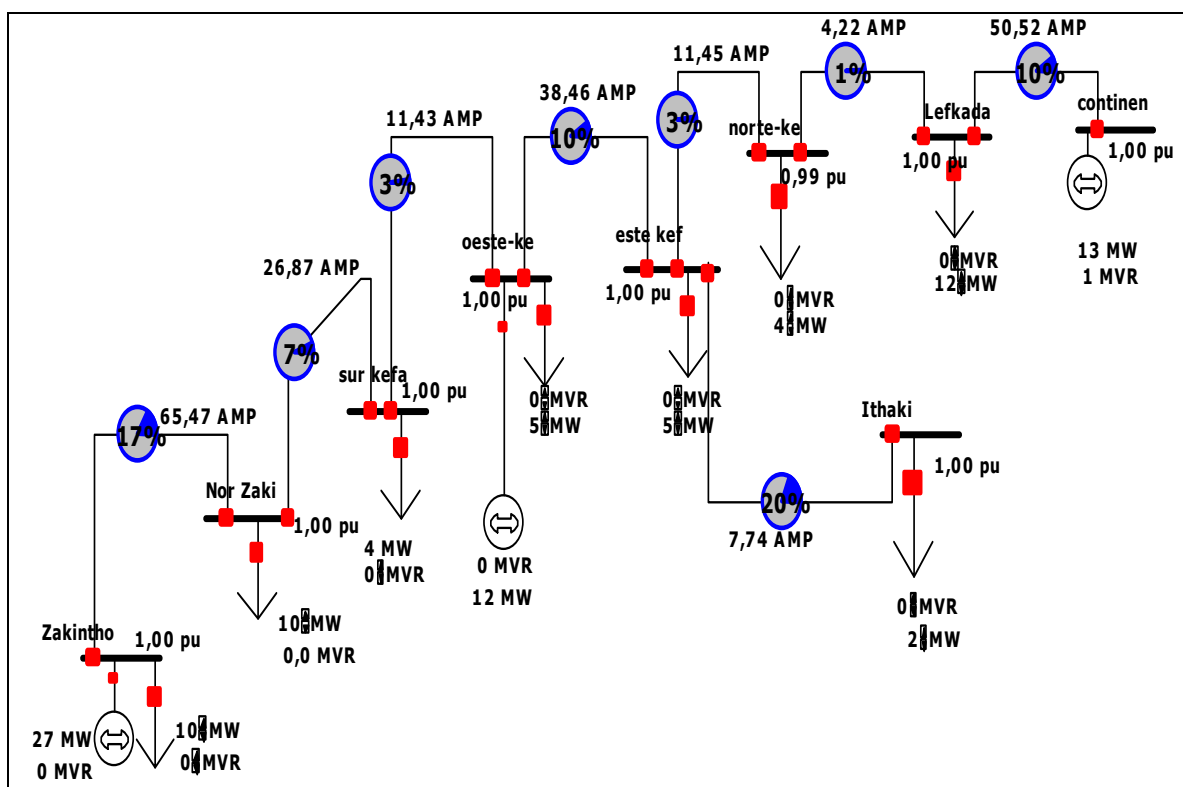
Por lo tanto implementando todas las consideraciones y datos que disponemos concluimos a la tabla siguiente.

Resistencia y inductancia de los cables y conductores

Línea	Longitud (Km.)	Resistencia (Ω)	Inductancia (Ω)	Resistencia Por unidad	Inductancia Por unidad
A-B	30	3,3	15	0,0147	0,0667
B-C	10+15*	2,75	6,5	0,012	0,0289
C-D	30	3,3	15	0,0147	0,067
D-E	18	1,98	9	0,0088	0,04
E-F	9*	0,99	0,9	0,0044	0,004

E-G	19	2,09	9,5	0,0093	0,0422
G-H	18+10*	3,08	10	0,0137	0,044
H-I	65	7,15	32,5	0,0318	0,144

Suponemos una carga media, de unos 50 MW, y distribuida homogéneamente en relación con la población de cada una de las islas. Es decir, suponemos una carga de 20MW en Zakynthos, 18 MW en Kefalonia, 2 MW en Ithaka y 12 MW en Levkas. Entonces obtenemos los siguientes resultados del programa Power World Simulator.



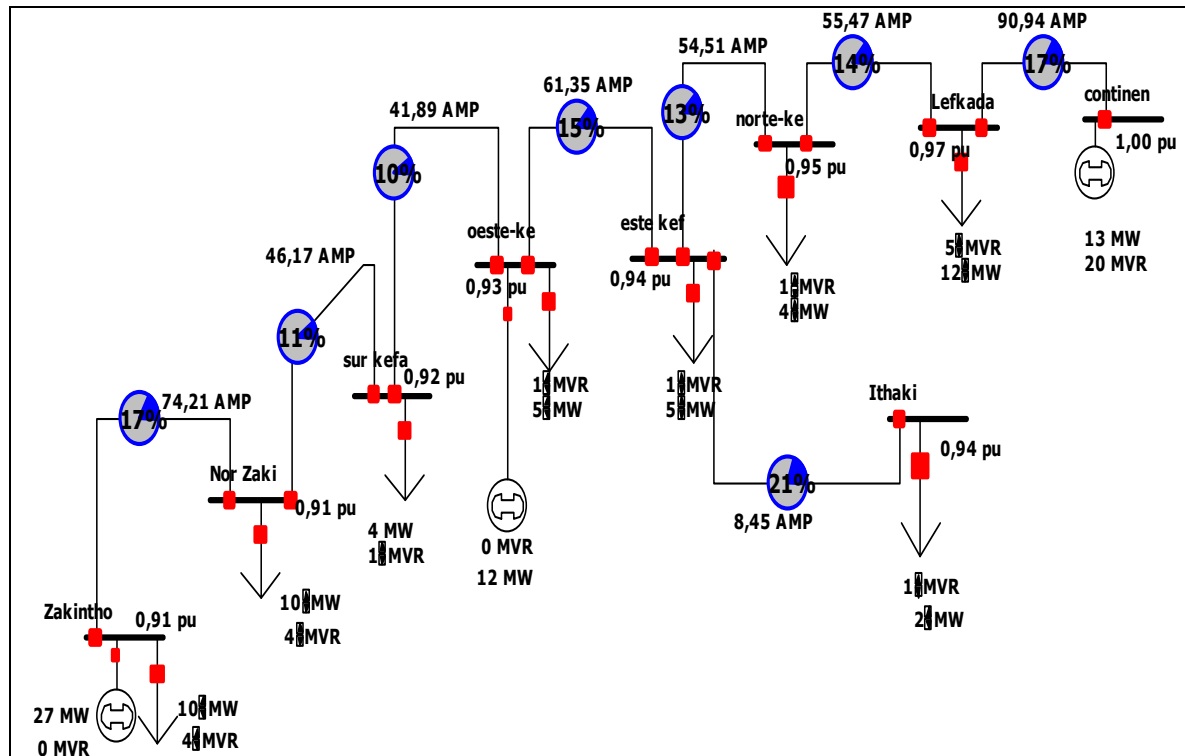
Nivel de tensiones despreciando las cargas reactivas (carga media)

Como se puede observar de la imagen anterior en el caso de que la carga de total en las islas sea igual a 52 MW, en todos los buses tenemos la tensión igual a 1 por unidad, es decir 150 kV. Además vemos que las islas tienen que importar energía desde el continente y que la energía reactiva no compensada que se consume en las líneas se produce del generador del continente. Así podríamos decir, que el sistema en este caso funciona perfectamente ya que a los bornes de los enchufes de los consumidores no hay desviaciones de la tensión nominal y porque la potencia que circula por los cables no alcanza para nada la potencia límite que ellos pueden transportar.

Pero la situación anterior podríamos decir que es ficticia porque no nos tenemos en cuenta la energía reactiva que esta consumiendo el sistema. Es decir que todas las cargas en un sistema eléctrico aparte de consumir energía activa están también consumiendo o produciendo energía reactiva. La apariencia de energía reactiva y su cantidad frente a la energía activa (que se expresa con el $\cos\phi$ conocido como factor de potencia) pueden influir muchísimo a una red. Por eso cuando se trata de cargas grandes, como por ejemplo de una industria, la mayoría de las veces esta obligada de controlar el factor de potencia de la energía que consume. Pero en el caso de aglomeración de cargas pequeñas (domesticas y pequeñas industrias) la energía reactiva ha de proporcionarse o absorberse por la red. En general en la mayoría de redes eléctricos de característicos parecidos a lo que estamos estudiando, las cargas tienen un comportamiento inductivo es decir que consumen energía reactiva. De datos que disponemos sobre la red eléctrica griega sabemos que los valores de factor de potencia oscilan entre 0,885 para la carga máxima y 0,953 para la carga mínima. La diferencia en los factores de potencia para diferentes cargas se debe a que durante el invierno las características de las cargas son menos inductivas que las cargas durante el verano.

Supongamos pues que a nuestra red se acoplan cargas con un factor de potencia medio igual a $\cos\phi = 0,92$. Entonces tendremos $\tan\phi = 0,43$. Es decir que la potencia reactiva absorbida por cada carga va a ser igual a 43 % de la energía activa que consume. Dado que el factor de potencia del sistema se influye también de la energía reactiva que consumen las líneas de transporte (que nosotros lo tenemos en cuenta) supondremos que las cargas están absorbiendo reactiva igual al 40% de la energía activa así que en total tengamos un factor de potencia del sistema que se encuentra en torno a 0,92

Aquí cabe añadir que en las cargas del sistema hemos incluido todas las pérdidas que se desarrollan en todos los elementos eléctricos que intervienen desde el punto PCC de conexión en AT hasta el punto de consumo. Es decir, tenemos que añadir al consumo todas las pérdidas de AT/MT y MT/BT que hay en los transformadores de potencia y las pérdidas que hay en las líneas de baja tensión. Después de hacer todas estas llegamos a la siguiente modelización de la red (sin considerar la capacitancia de los cables).



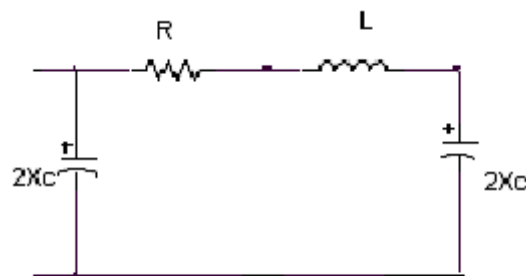
Nivel de tensiones considerando las cargas reactivas (carga media)

Se puede observar que la caída de tensión en la mayoría de los buses se encuentra en niveles bastante más bajos que los permitidos por la ley. Además si tenemos en consideración que, dichas caídas ni siquiera ocurren cuando tenemos la máxima carga, la situación puede llegar a ser más preocupante. Es decir, cuando la carga incrementa, el nivel de la tensión en los buses disminuirá más. Esto se verá en los apartados siguientes.

Aquí cabe añadir que la situación anterior no es irremediable sino que hay maneras concretas que pueden mejorar la situación y las cuales efectivamente se usan en la práctica. Más adelante veremos unas algunas y como cada una influye al nuestro sistema. La selección de la mejor alternativa depende tanto de las características de la respuesta del sistema como de criterios económicos, en los cuales no vamos a entrar.

Pero los resultados anteriores no son muy exactos. En el diagrama anterior no hemos incluido la capacitancia de las líneas (esto equivale a considerar que la capacitancia de las líneas está compensada con la reactancia a ambos lados de la línea). Como sabemos de la teoría cuando las líneas tienen longitud menor que 80 Km., entonces la importancia de su capacidad es muy pequeña. Pero cuando en un sistema de transporte de energía eléctrica intervienen tramos de cables submarinos entonces esta consideración para de ser valida. Esto sucede porque la capacitancia de los cables submarinos es mucho mayor de la capacitancia de los cables aéreos. Recurriendo a la tabla en el principio de este trabajo que nos da

algunos valores típicos tanto de cables aéreos como de cables subterráneos vemos que la capacitancia de los cables aéreos es cien veces menos de la capacitancia de los cables subterráneos. Esto significa que si por ejemplo tenemos un cable subterráneo con longitud igual a 15 km. entonces su capacidad va a ser igual con la capacidad de un cable aéreo con longitud 1500 Km. O sea, que en este caso la aproximación de la línea mediante un circuito que consta de una impedancia con parte resistiva y parte inductiva, no es suficiente y nos puede conducir a errores. Esto se verá a continuación comparando la respuesta del sistema cuando están incluidas las capacitancias de las líneas submarinas con la aproximación anterior. En este caso hay que recurrir al circuito equivalente que aparece a continuación y que ha sido objeto de comentario a los apartados iniciales (equivalente II).



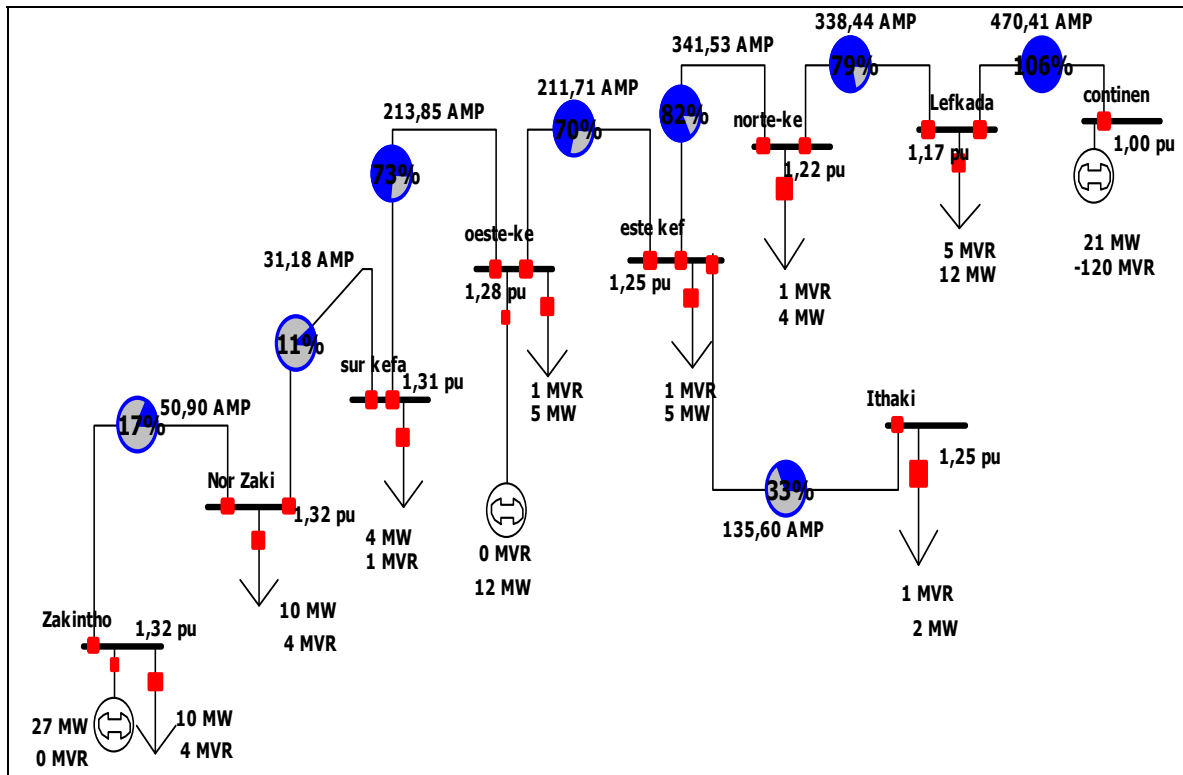
Equivalente II de un cable submarino

Está claro que para resolver el circuito hay que saber los valores de las capacitancias de las líneas que por unidad de la longitud. Nosotros supondremos en las líneas submarinas que la capacitancia es igual a $7125 \Omega \cdot \text{km}$ (valor que no difiere mucho de valores encontrados en Internet ;Según datos dl Web hemos podido comprobar que la capacitancia de hecho se encuentra en torno a $7000 \Omega/\text{Km}$). Sabiendo pues la capacitancia por Km. y la longitud del cable es fácil hallar el valor final de la capacitancia de cada línea. Estos aparecen a continuación.

Capacitancia de los cables submarinos

Línea	Longitud(Km.)	Impedancia Capacitiva (Ω)	Impedancia Capacitiva por unidad	Susceptancia
BC	15	475	2,11	0,474
EF	9	792	3,52	0,284
GH	10	712,5	3,167	0,316

La última columna muestra los valores que hay que meter en el programa Power World Simulator para tener en cuenta la capacitancia de las líneas. Una vez que tenemos en cuenta los valores anteriores resolvemos otra vez el circuito y obtenemos los resultados siguientes.



Nivel de tensiones incluidas las capacitancias de los cables (carga media)

En el diagrama anterior, se puede observar que hay una diferencia muy importante si se incluye la capacidad de las líneas sin que esta sea compensada. La tensión en los nudos en vez de sufrir decremento sufre un aumento encima del nivel nominal que en el peor de los casos llega a ser igual al 32%. Está claro que bajo de estas condiciones el sistema se encuentra muy fuera de los límites permitidos por la ley. Y la situación descrita resulta mas inadmisibles si tenemos en cuenta que esta representa una carga media y no se trata de un caso extremo como podía suponer una carga mínima o una carga máxima en el sistema.

Esta claro que el sistema por si solo no puede cumplir su misión y hay que intervenir para corregir su respuesta. Antes de empezar de estudiar las alternativas que se suelen usar en situaciones parecidas, veremos la respuesta del sistema bajo condiciones extremas como por ejemplo de mínima o máxima carga.

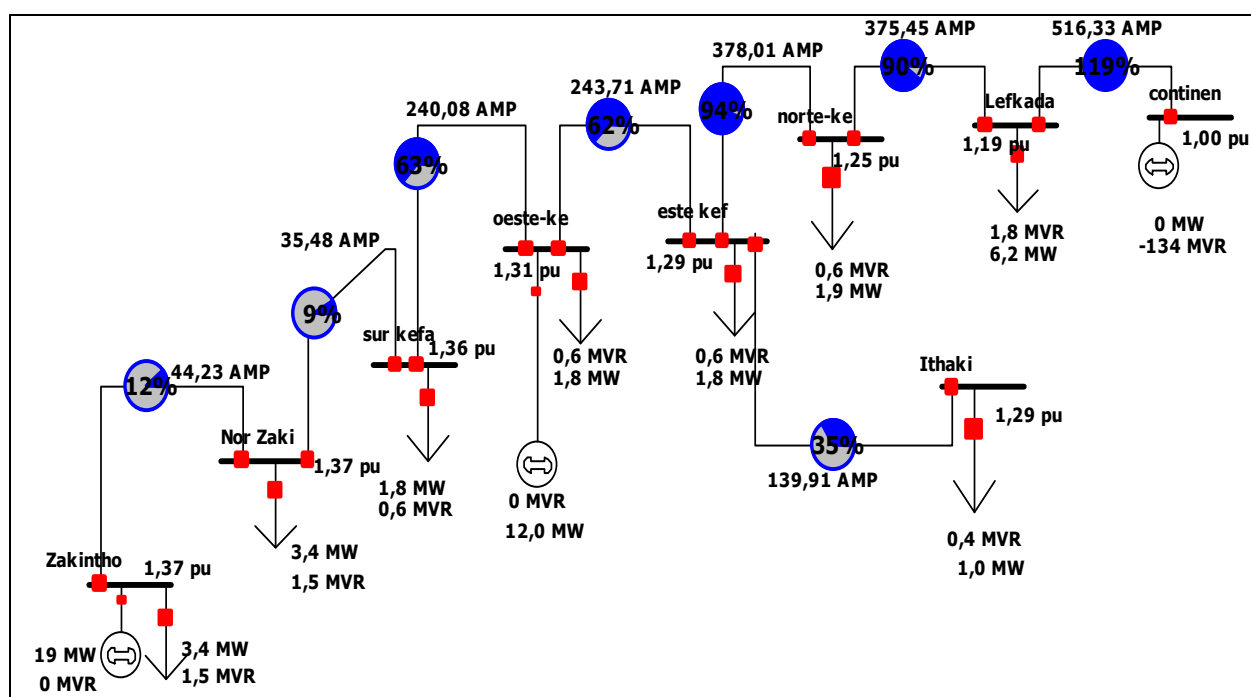
Caso de carga mínima

El caso de la carga mínima sucede durante la primavera y las horas nocturnas. Según datos que hemos obtenido del Internet (dirección: <http://www.rae.gr>) sabemos que en las horas valle nuestra red consume las siguientes potencias:

Cargas mínimas en las islas

	Potencia activa mínima(MW)	Potencia reactiva mínima (MVAR)
Levkas	6,2	1,8
Kefalinia	7,3	2,35
Ithaka	1	0,35
Zakynthos	6,7	3

Aplicando los datos anteriores al programa “Power World simulator” obtenemos los siguientes resultados para el nivel de las tensiones a los diferentes buses.



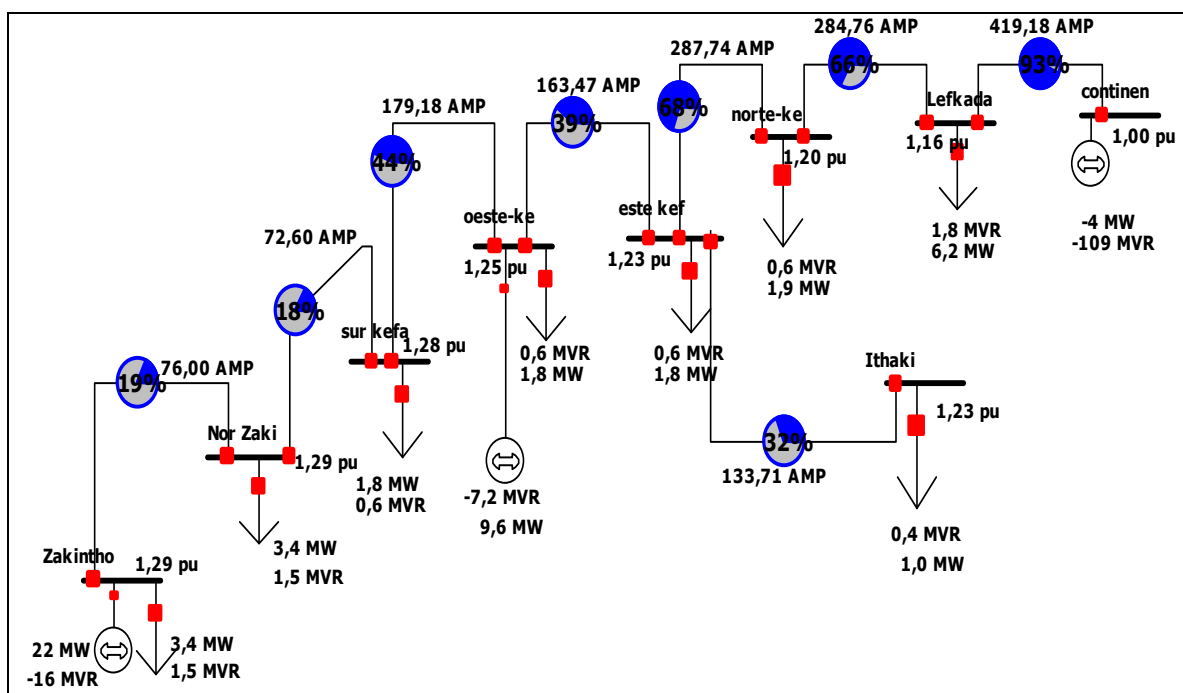
Nivel de tensiones para carga mínima

Como se puede observar, en el caso de que tengamos muy pocas exigencias energéticas, la tensión en todos los nudos se aumenta, llegando a tomar un valor 37% mayor de la tensión nominal lo cual es totalmente inadmisibles. Además, gran parte de la energía reactiva que se produce en los cables submarinos, debe evacuarse a la red continental dado que las necesidades

energéticas tanto de energía activa como de energía reactiva son pequeñas. Por consiguiente, toda la energía reactiva tiene que transportarse hasta el continente algo que conlleva el aumento de las intensidades de las corrientes en los cables, que a su vez aumenta las pérdidas en estos. Además, como se puede ver a los dos últimos tramos de los conductores, antes de llegar al generador del continente, las altas intensidades de las corrientes hacen que los cables aproximen o incluso superen su límite térmico.

Una manera bastante fácil, pero en este caso poco eficaz para hacer frente al comportamiento anterior, sería actuando sobre la excitación de las máquinas síncronas que se encuentran en las islas.

Como es sabido, en un generador síncrono, cuando cambiamos su corriente de excitación, conseguimos diferentes factores de potencia. Es decir, cuando el generador está sub-excitado entonces consume energía reactiva mientras que cuando está sobre-excitado entonces produce energía reactiva. De esta manera nosotros podemos fijar su factor de potencia, algo que constituye una de las ventajas más importantes de este tipo de generadores ya que podemos incluso fijar su factor de potencia a la unidad. Aquí si activamos el “automatic voltaje control” (AVC) en los dos generadores que están en las islas y les permitimos que funcionen con un factor de potencia igual a 0,8 obtendremos los siguientes resultados.

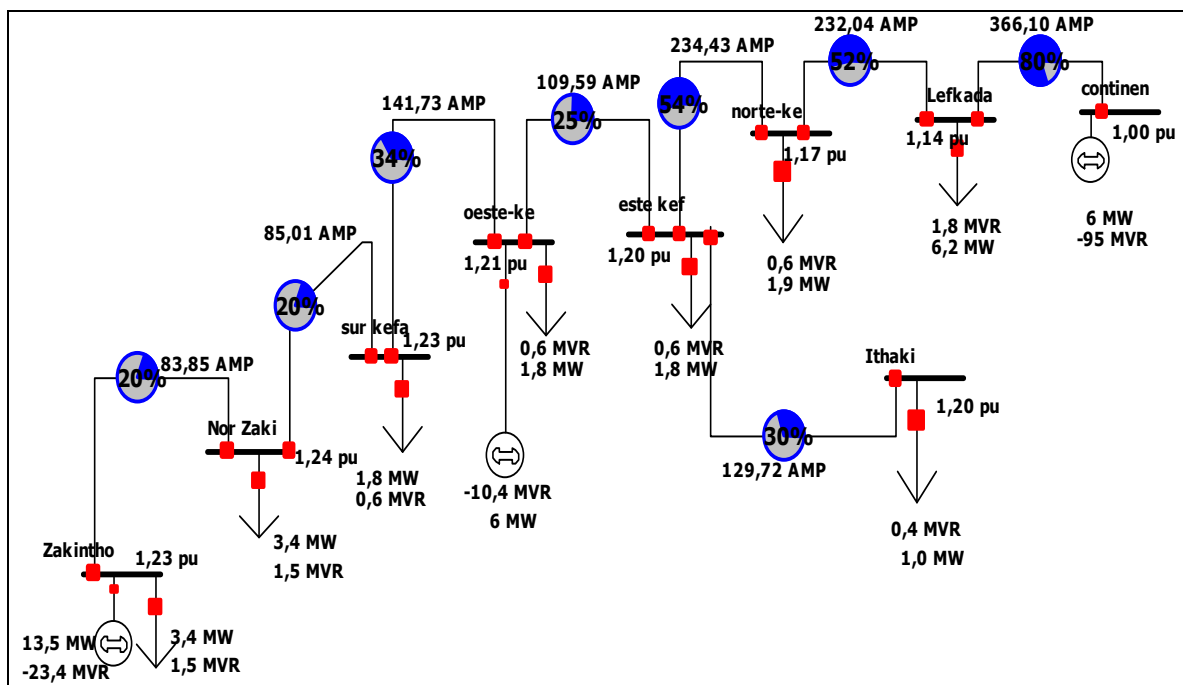


Nivel de tensiones para carga mínima y AVC activado

Como se ve si que hay una pequeña mejora tanto al nivel de la tensión en los buses como en las intensidades de las corrientes en los cables pero es muy

pequeña y parece que necesitan tomarse medidas más drásticas para resolver la situación. Esto se debe a que el valor de la energía reactiva que se produce en las líneas submarinas que es tal, que no se puede compensar solo mediante los generadores de las islas.

Incluso en el caso de que decidamos disminuir el factor de potencia de los generadores al nivel de 0,5, la mejora no es tal como para reestablecer el nivel de las tensiones a valores deseables. Además, si las máquinas funcionan con un factor de potencia bajo, tienen que limitar su potencia aparente por calentamiento, baja su rendimiento y en el caso de que haya un cortocircuito en la red, es mucho mas fácil que se desestabilicen y se tengan que desconectar. Esta alternativa no parece muy interesante. La respuesta del sistema aparece a continuación.



Nivel de tensiones para carga mínima y factor de potencia de los generadores a 0,5

Vemos pues que actuando sobre la excitación de los generadores síncronos podemos mejorar un poco la situación ya que conseguimos reducir ligeramente las tensiones y las corrientes disminuyendo también el peligro que corren los cables por sobrecalentamiento. Además, así logramos tener menos pérdidas durante el transporte de la energía. Indicativo del ahorro energético que conseguimos en las pérdidas, es la imagen que sigue.

Case Totals			Case Totals		
	MW	Mvar		MW	Mvar
Load	21,2	7,5	Load	21,2	7,5
Generation	29,6	-133,6	Generation	25,8	-128,8
Shunts	0,0	0,0	Shunts	0,0	0,0
Losses	8,39	-141,10	Losses	4,51	-136,35
Slack Bus Number(s)	9		Slack Bus Number(s)	9	
Case pathname			Case pathname		

Resumen del flujo de carga si las centrales de las islas generan con f.p 0,8 inductivo (izquierda) y con un f.p 0,5 (derecha)

Las tablas anteriores se refieren a los dos casos anteriormente comentados. La de la izquierda se refiere al caso que los generadores funcionan con factor de potencia 0,8 inductivo derecha con factor de potencia 0,5 también inductivo. Es patente que cuando los generadores funcionan a factores de potencias altos, entonces la energía reactiva producida en las líneas submarinas provoca mayores intensidades de corrientes y por lo tanto mayores pérdidas. En cambio, cuando los generadores funcionan a factores de potencias bajos, pueden absorber la energía reactiva y no tiene que transportarse hasta el continente. Por consiguiente las pérdidas son mas bajas.

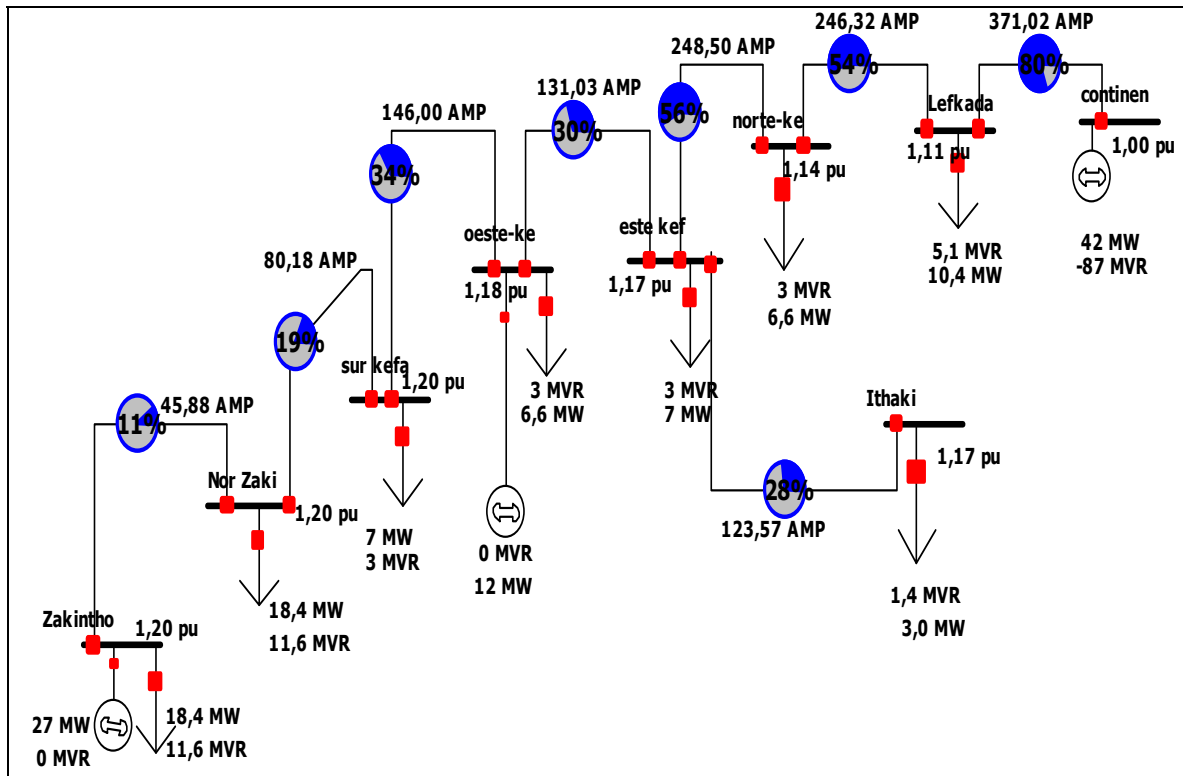
Caso de carga máxima.

La carga máxima según datos de la red eléctrica griega sucede durante el verano y por la tarde. Según los datos disponibles en la pagina <http://www.rae.gr> nuestro sistema durante las horas punta llega a consumir lo que aparece en la tabla siguiente.

Carga máxima en las islas

	Potencia activa máxima(MW)	Potencia reactiva máxima(MVAR)
Levkas	10,4	5,1
Kefalinia	26,5	12
Ithaka	3	1,35
Zakynthos	36,9	23,1

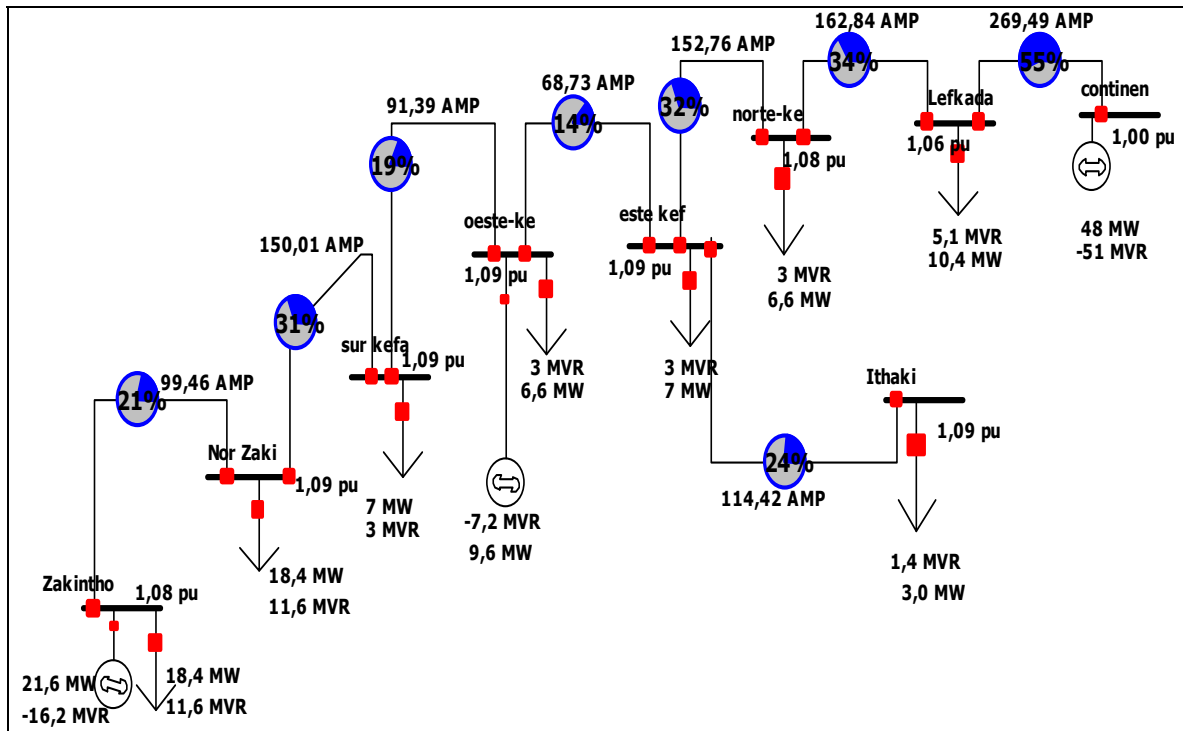
Metiendo los datos en el programa “Power World Simulator” obtenemos los siguientes resultados.



Nivel de tensiones para carga máxima y AVC no activado

En este caso aunque el AVC no está activado el nivel de la tensión es mejor frente al caso de la carga mínima. Esto sucede porque a medida que aumenta la exigencia en potencia activa también aumenta el consumo de potencia reactiva. Así una parte importante de la carga reactiva producida de las líneas submarinas se absorbe de las cargas de la red. Por eso el nivel de la tensión mejora y también se disminuyen las corrientes en los cables. Aún así los niveles de tensión son muy elevados para ser admisibles.

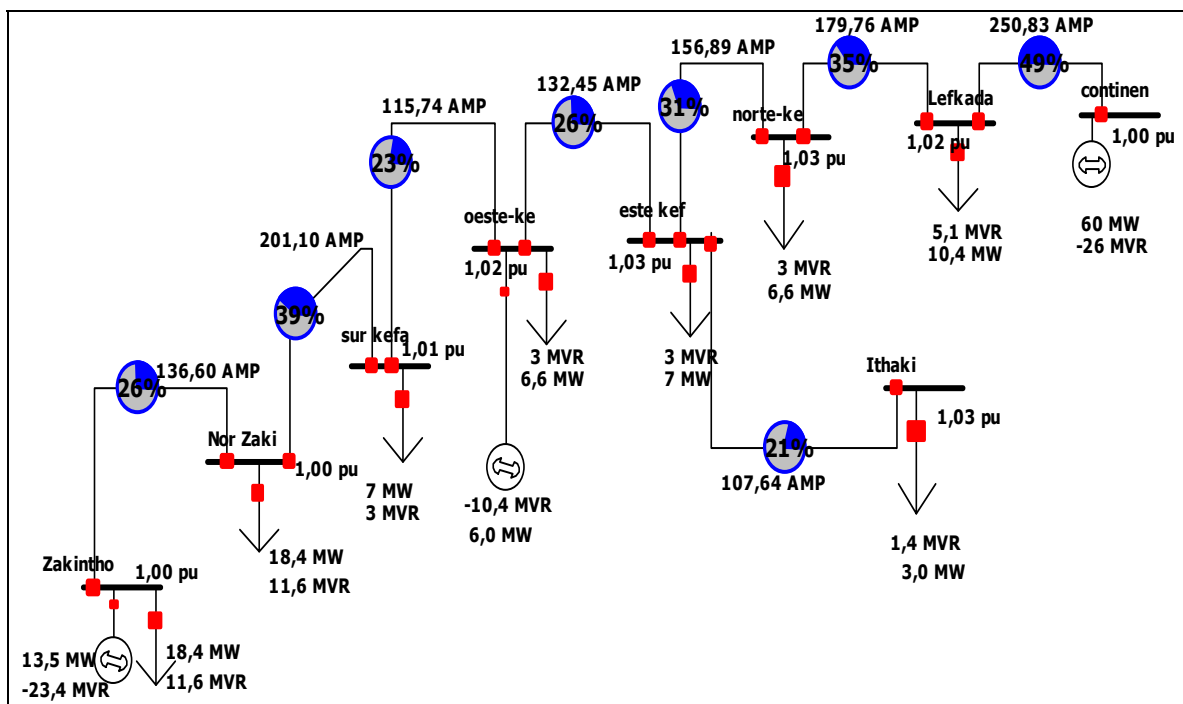
Si actuamos como antes sobre la excitación y elegimos un factor de potencia de los generadores distinto de la unidad y igual a 0,8 inductivo entonces los resultados son los siguientes.



Nivel de tensiones para carga máxima y factor de potencia de los generadores a 0,8

Vemos entonces que el sistema responde mucho mejor que en cualquier otro caso.

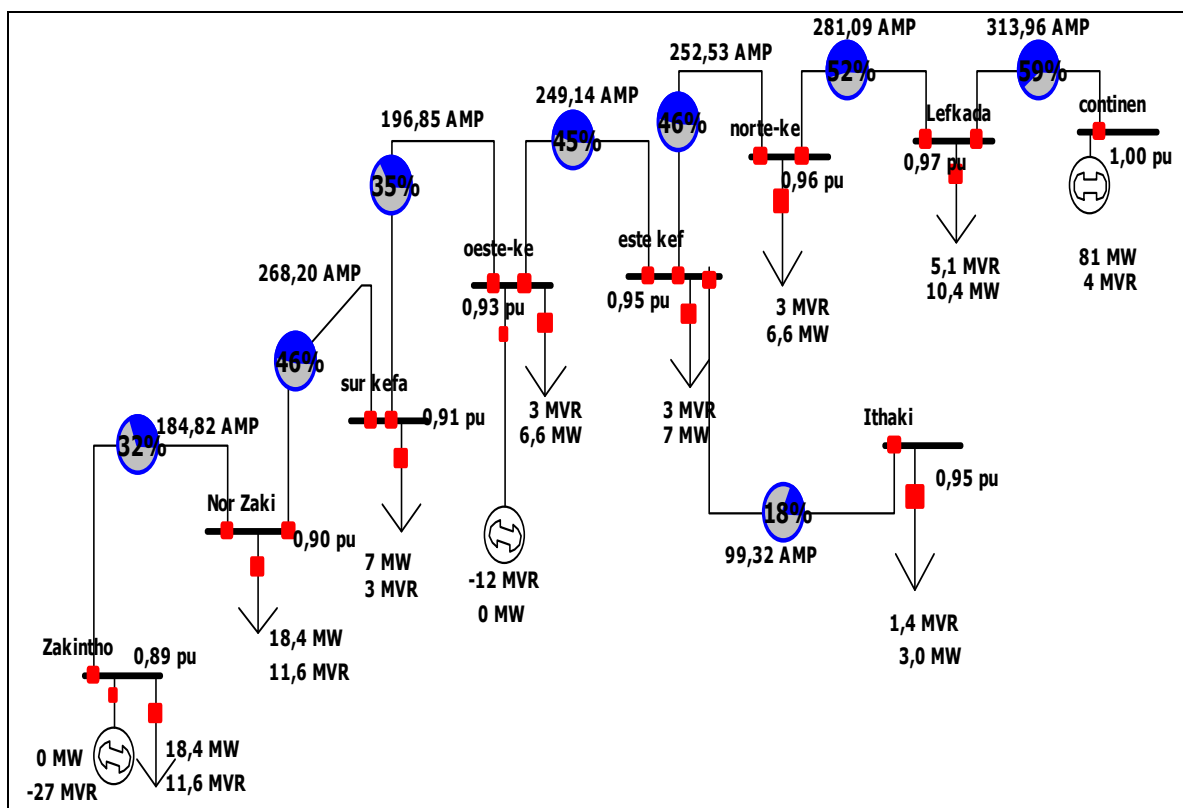
Y si elegimos un factor de potencia de los generadores igual a 0,5 inductivo entonces el nivel de las tensiones en los nudos es el que aparece a continuación.



Nivel de tensiones para carga máxima y factor de potencia de los generadores a 0,5

En este caso vemos que las tensiones se encuentran en los márgenes que la legislación exige (según la legislación griega en ocasiones extremas la tensión debe encontrarse como máximo a un 10% más o menos de la tensión nominal). Así llegamos a la conclusión que el sistema tal como esta considerado funciona mejor con carga máxima y que la situación más crítica se observa cuando la carga es mínima. El porqué se explica en apartados posteriores.

Por último, si decidiéramos mejorar aun mas la respuesta del sistema haciendo que los generadores síncronos absorbieran la máxima potencia reactiva, obtendríamos tensiones excesivamente bajas con carga máxima, especialmente al final de la línea.

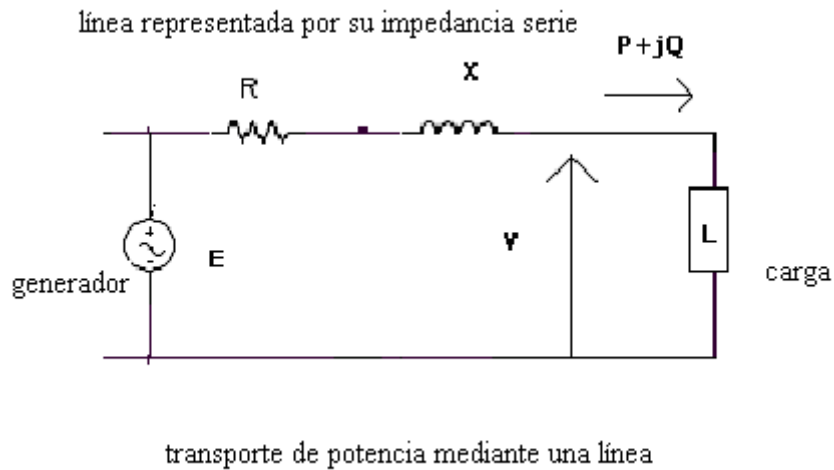


Nivel de tensiones para carga máxima y con centrales absorbiendo la máxima cantidad de energía reactiva.

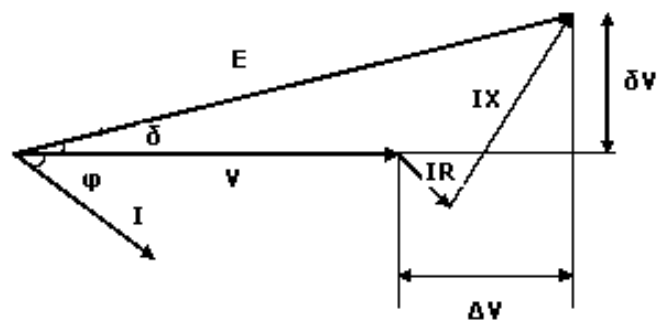
Entonces se observa un empeoramiento de la situación ya que en la mayoría de los buses el hundimiento de las tensiones se encuentra muy cerca al límite que exigen las normas.

Caída de tensión en un cable

Vamos a ver a continuación como depende la caída de la tensión en un bus que está conectado con una carga (P , Q predeterminada) por medio de un conductor con impedancia serie R y X conocidas.



Si tomamos como ángulo de referencia el ángulo de la tensión V que llega a la carga tendremos el siguiente diagrama de vectores.



Desde la imagen anterior aplicando el teorema de Pitágoras podemos concluir a la siguiente expresión.

$$E^2 = (V + \Delta V)^2 + \delta V^2 =$$

$$= (V + R I \cos \phi + X I \sin \phi)^2 + (X I \cos \phi - R I \sin \phi)^2$$

Teniendo en cuenta que $P = V I \cos \phi$ y $Q = V I \sin \phi$ sustituyendo llegamos a la siguiente expresión

$$E^2 = \left(V + \frac{RP}{V} + \frac{XQ}{V}\right)^2 + \left(\frac{XP}{V} - \frac{RQ}{V}\right)^2$$

Por lo tanto es valido que:

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \text{ y } \delta V = \frac{XP - RQ}{V}$$

Si suponemos que $\delta V \ll V + \Delta V$ entonces

$$E^2 = \left(V + \frac{RP}{V} + \frac{XQ}{V}\right)^2 \Rightarrow$$

$$\boxed{E - V = \frac{RP + XQ}{V} = \Delta V}$$

Basados en la expresión anterior podemos entender ahora a que se deben las caídas o subidas de tensión y si los cambios de la potencia activa o reactiva que suministra la red en el nudo que estudiamos van a repercutir mucho o poco a la desviación final de la tensión de su valor nominal. Es decir que sabiendo que el cambio de la tensión en un nudo depende tanto de la energía reactiva como de la energía activa que la red entrega al dicho nudo y teniendo en consideración que en la mayoría de las redes de transporte la resistencia del cable es mucho mas pequeña que la inductancia, se desprende que un cambio en la potencia activa que absorbe el nudo va a repercutir muchísimo menos en la tensión que un cambio de la reactiva (porcentualmente igual al cambio anterior).

Esto explica por qué cuando nosotros disminuíamos el factor de potencia en uno de los generadores de las islas se veía una mejora en el nivel de las tensiones en todos los nudos. Esto sucedía porque al disminuir su factor de potencia, el generador empezaba a consumir energía reactiva decreciendo al mismo tiempo la potencia activa que entregaba a la red. Por lo tanto, dicho nudo demandaba menos potencia reactiva de la red y más potencia activa de la red. La potencia reactiva es mucho más importante para el cambio de la tensión que la potencia activa (de hecho muchas veces el factor X/R de las líneas es suficientemente pequeño para desprestigiar el efecto de la potencia activa P sobre la

tensión). Es decir que por una parte el aumento de la potencia activa que el nudo absorbía provocaba un empeoramiento en el nivel de las tensiones (caída de tensión) mientras que la disminución de la potencia reactiva que producía provocaba un aumento en el nivel de las tensiones superior a la caída anteriormente citada.

Por otra parte si llegábamos a absorber mucha energía reactiva en las centrales de las islas teníamos como resultado un aumento brusco de la potencia activa que tenía que entregar la red en el nudo mientras que la potencia reactiva casi se anulaba. En este caso la desviación de la tensión ΔV dependía de manera fuerte de la potencia activa que tenía que entregar la red en el nudo y por eso se observaba esta desviación (caída) tan alta.

Alternativas

Como hemos visto hasta ahora el sistema de transporte de la energía eléctrica que hemos estudiado durante de la mayoría del tiempo de su funcionamiento se prevalece un nivel de tensiones que se encuentra fuera de los límites permitidos de la ley. Esto se debe a la producción alta de energía reactiva de los cables submarinos.

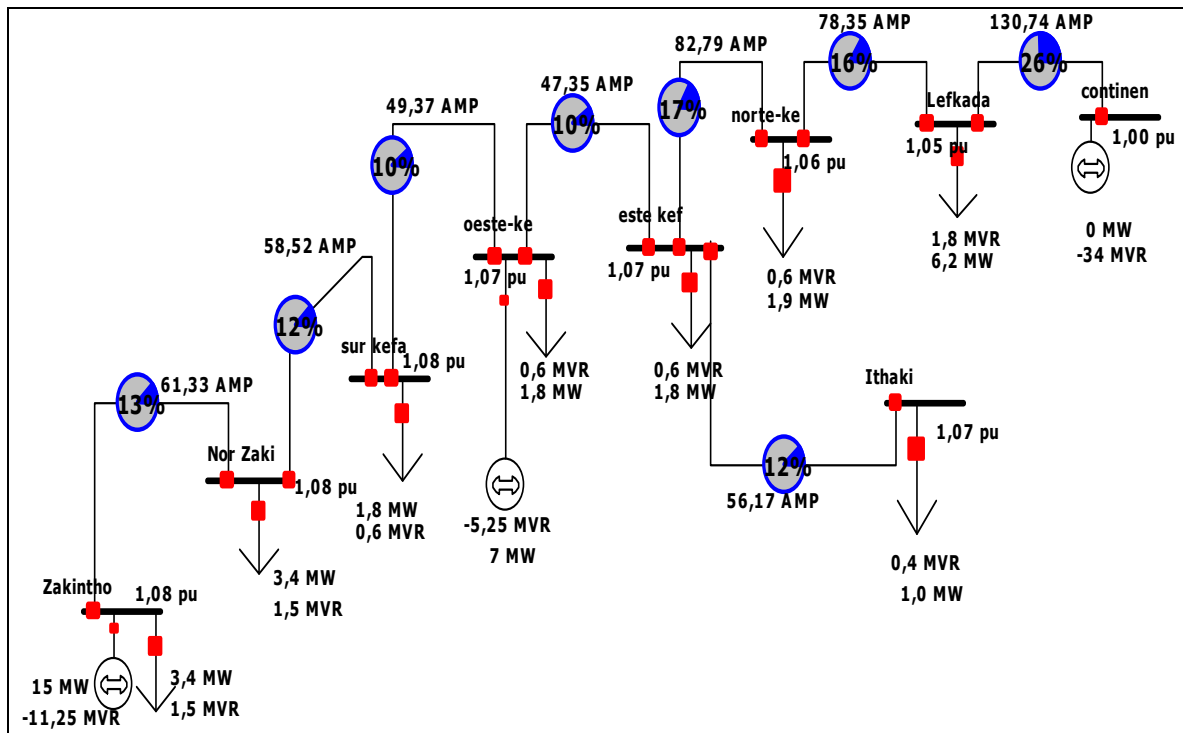
Una alternativa típica para mejorar las desviaciones de las tensiones es el cambio del factor de potencia de las máquinas síncronas. Pero en este caso, como está ya demostrado, la producción de la energía reactiva de los cables es tan alta que las máquinas síncronas solo pueden absorber una pequeña parte de la energía producida. Por eso esta solución sirve solo cuando el consumo de la energía reactiva en las islas es muy alto. Por lo tanto, hay que recurrir a otras soluciones que nos permitan obtener las tensiones que queremos.

Una solución sería la selección de otro tipo de cable submarino. En la actualidad gracias al avance rápido tecnológico, en el mercado se encuentran cada día productos con una mejora de su calidad relevante. Efectivamente, si hubiéramos instalado el sistema descrito hoy en día, entonces podríamos haber elegido un cable submarino con menos capacitancia, causa de las anomalías que sufre el sistema. Concretamente el cambio del cable existente con un cable unipolar de sección 800mm^2 con aislamiento XLPE nos ofrece una disminución de la capacidad de las líneas submarinas aproximadamente a la mitad hasta a $0,219\text{ }\mu\text{F/Km}$. Transformándose dicha capacidad a impedancia obtenemos:

$$X_c = \frac{1}{i\omega C} = \frac{1}{i2\pi f C} \Rightarrow X_c = 14542 \Omega * Km$$

en vez de 7125 $\Omega * Km$ que antes habíamos considerado.

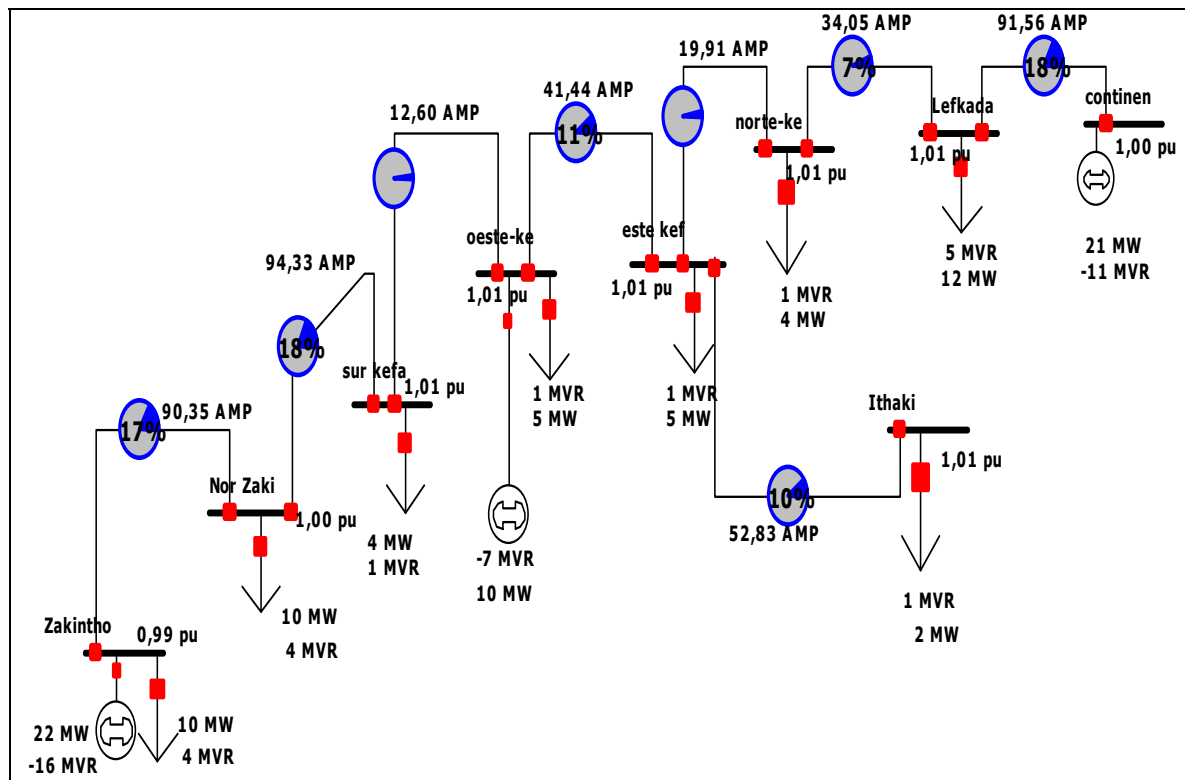
Sustituyendo pues la línea submarina con el cable anteriormente descrito, el sistema en el peor de los casos, es decir, cuando la carga es mínima, responde de la manera siguiente:



Nivel de tensiones para carga mínima después de sustituir los cables submarinos y con factor de potencia igual a 0,8

En el caso anterior tenemos el AVR activado y inductivo, y los generadores de las islas funcionan con un factor de potencia igual a 0,8. Entonces observamos que el sistema se encuentra entre los límites definidos por el reglamento nacional.

Por otra parte cuando las cargas en el sistema oscilan alrededor de la carga media, vemos que actuando solo sobre la excitación de las maquinas sincronas podemos mantener el nivel de las tensiones a valores muy cercanos a la tensión nominal. Esto se ve en el diagrama que sigue:



Nivel de tensiones para carga mínima después de sustituir los cables submarinos y con factor de potencia igual a 0,8

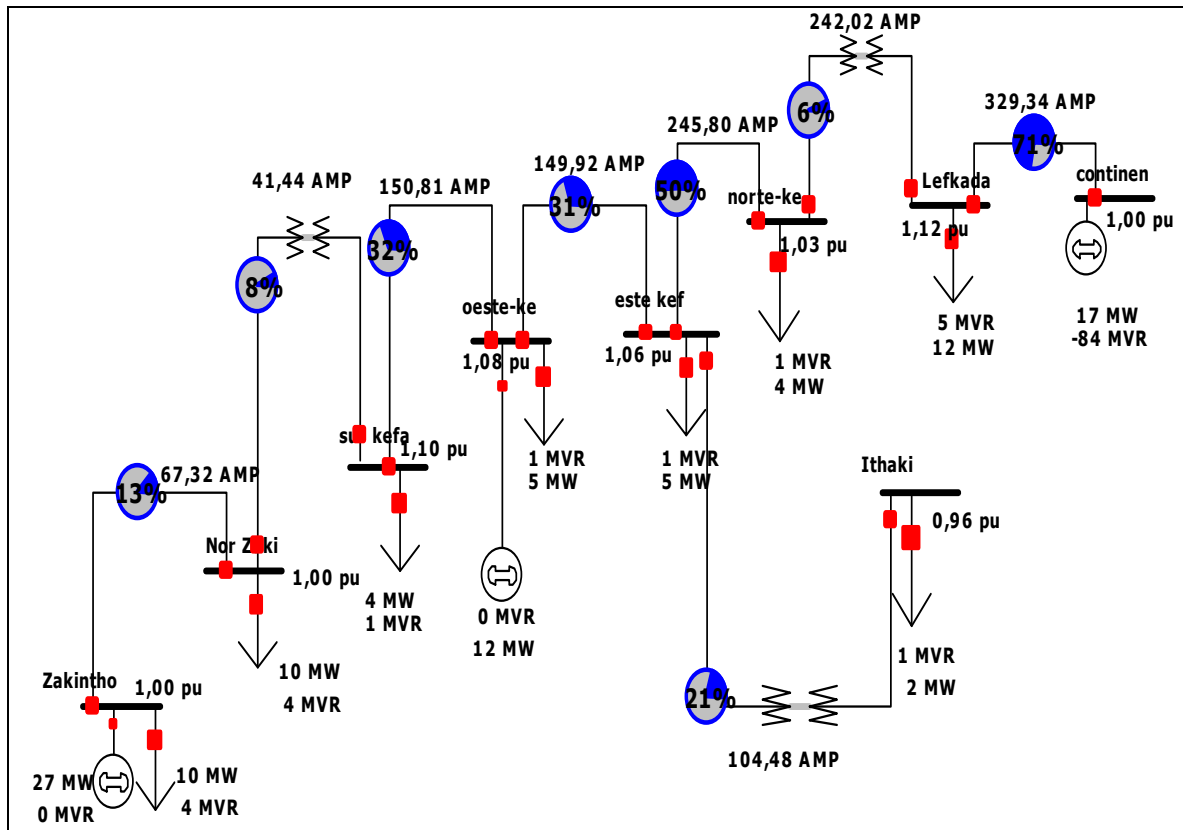
Por lo tanto podemos concluir que una solución sería sustituir la línea submarina con una línea que tenga una capacitancia alrededor de los 0,219 $\mu\text{F}/\text{Km}$. para hacer frente a las altas tensiones de los buses. La desventaja de esta solución es el alto coste de la instalación submarina del nuevo cable, que solo lo haría viable si hubiera que sustituir el cable.

Otra alternativa que se usa habitualmente cuando en un sistema se observan desviaciones de tensión mayores de las permitidas, es el uso de transformadores de potencia con relación de transformación variable.

Si disponemos de un transformador de potencia normal con un valor r_t de transformación fija ($r_t = \frac{N_{\text{secundario}}}{N_{\text{primario}}} = \frac{E_{\text{secundario}}}{E_{\text{primario}}}$) despreciando la impedancia

del transformador, la variación de la tensión primaria y secundaria es la misma. Para evitar estos problemas se pueden usar transformadores de potencia con más de una ratios de transformación o autotransformadores. Así, aunque la tensión primaria sea diferente de la nominal, conseguimos que la tensión secundaria sea más cercana a su valor nominal. Hoy en día existen transformadores de potencia que pueden cambiar su ratio de transformación automáticamente así que las desviaciones de la tensión en el secundario no superen el 2%. Pero como cualquier otro dispositivo eléctrico los transformadores de potencia también

tienen un margen de funcionamiento el cual, a no ser que se trate de transformadores especialmente diseñados para una instalación concreta, nos puede ofrecer una corrección al nivel de las tensiones no superior al 12% y tienen un tiempo de respuesta de minutos a fracciones de hora. Por lo tanto, si en nuestro caso instalamos transformadores de potencia en las líneas submarinas y activamos su AVC (automatic voltage control) entonces tendremos la siguiente respuesta para una carga media:



Nivel de tensiones tras la utilización de autotransformadores para carga media

Como vemos, el sistema aunque esta debajo de una carga media tiene un nivel de tensiones que solo en dos buses supera el 10% que esta permitido por la legislación. No obstante, las tensiones han mejorado notablemente y la generación de energía reactiva en los cables ha disminuido, ya que ésta es proporcional a la tensión al cuadrado (un aumento de un 10% en la tensión provoca un 20% de aumento en la generación de energía reactiva)

Aparte de las tensiones se observa también una mejora significativa en las intensidades de las corrientes en los cables y por lo tanto en el sistema se aparecerán pérdidas inferiores.

Partiendo pues de los resultados anteriores, podemos concluir que ninguna de las soluciones estudiadas anteriormente puede hacer frente a las tensiones

altas que sufren la mayoría de los buses durante la mayoría del tiempo (excepción constituye solo la carga máxima la cual aparece en el verano y para una temporada muy pequeña frente a la temporada que prevalecen cargas mas moderadas). Por otra parte, el hecho de que ninguna de las soluciones sea capaz de enfrentar el problema, si se aplica sola, no significa que una combinación de todas las propuestas anteriores no pueda ofrecer una solución al problema. Pero nosotros ahora estudiaremos la alternativa que según nuestro punto de vista parece la más interesante.

Dicha alternativa es la instalación de inductancias en los buses que tienen como objetivo la compensación de la energía reactiva producida de las líneas submarinas. El dimensionamiento se hace con la finalidad de compensar la capacidad de los cables. Aparentemente la energía reactiva debida a la capacitancia de las líneas es proporcional a la tensión al cuadrado. Fijándonos en el circuito equivalente de una línea submarina vemos que su capacitancia se aproxima mediante dos condensadores en los cuales la energía reactiva que se va a producir como sabemos se dará de la siguiente expresión.

$$Q_c = \frac{V_c^2}{X_c}$$

Si instalamos en paralelo dos inductancias (shunt) de la misma impedancia

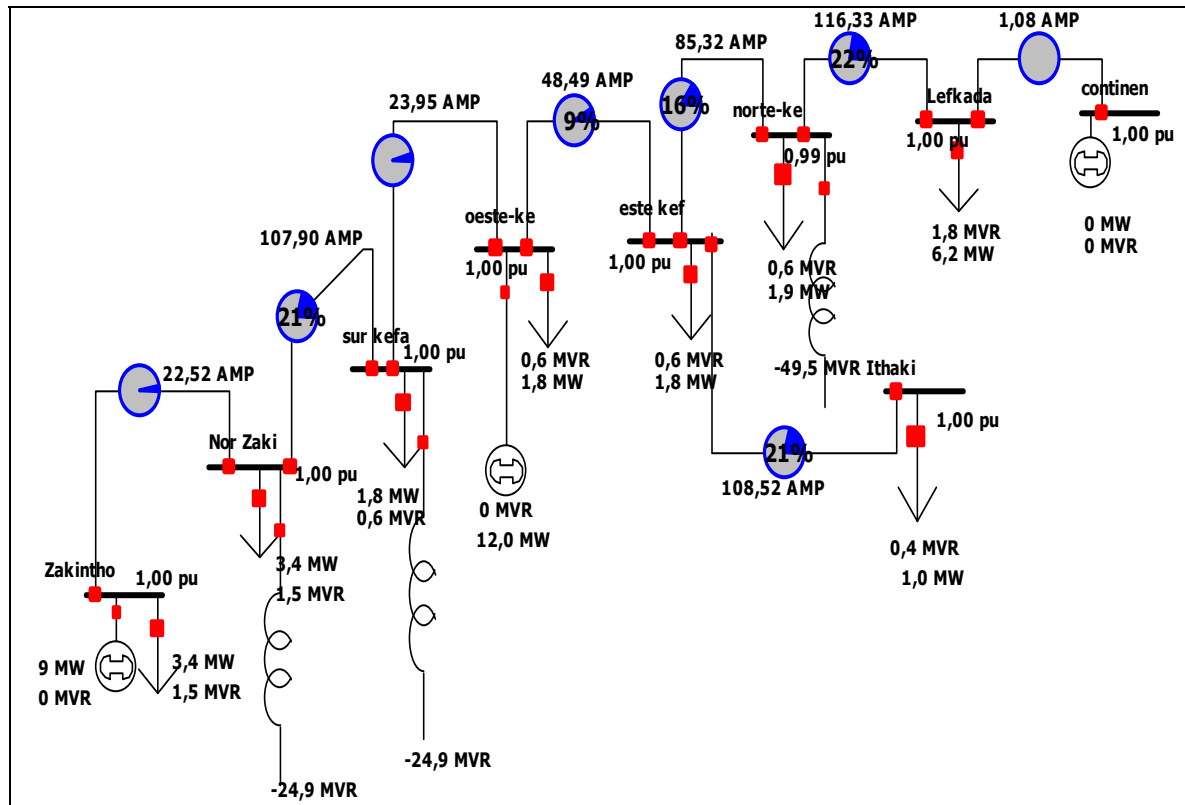
$$(X_L = -\frac{1}{2} X_c)$$

Y la energía reactiva total producida por una línea se dará aparentemente mediante la expresión.

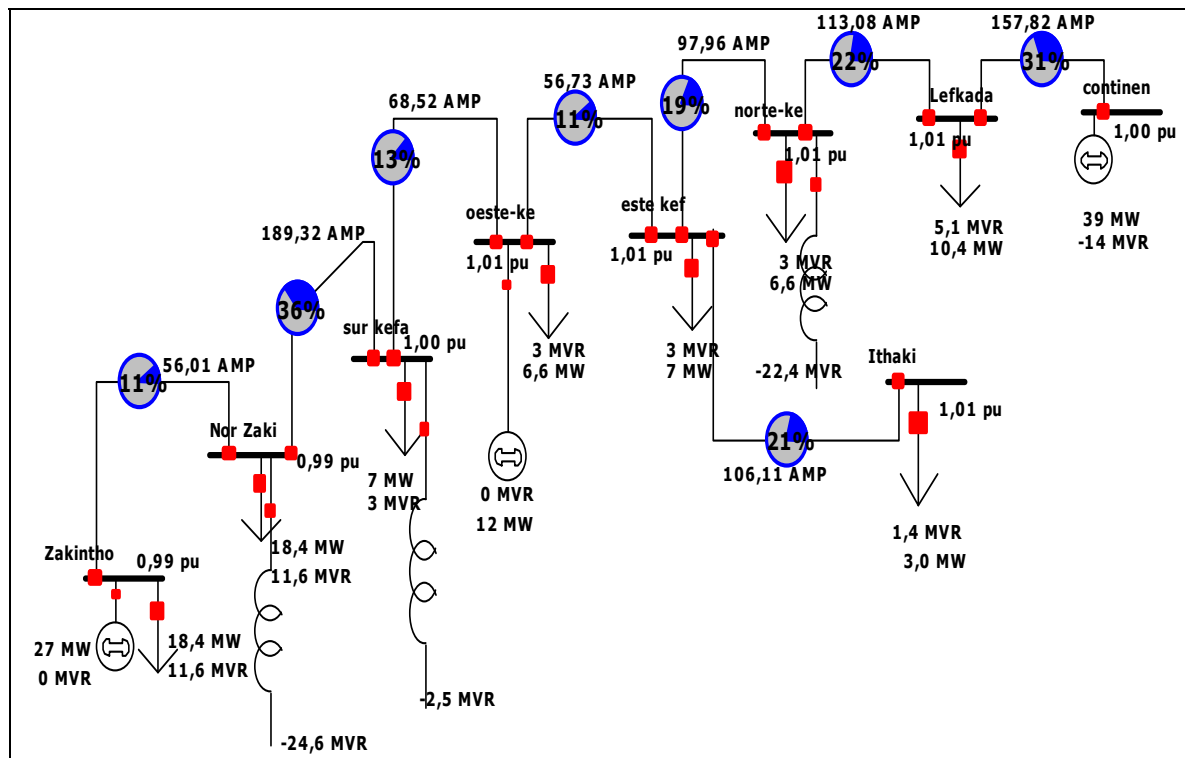
$$Q_{\text{línea}} = \frac{V_{1c}^2}{2X_c} + \frac{V_{2c}^2}{2X_c} - \frac{V_{2c}^2}{X_L}$$

A partir de esta relación y una vez que tenemos las respuestas del sistema debajo de diferentes cargas, es decir en nivel de la tensión en cada uno de los buses, podemos en cada caso estimar la energía reactiva que se produce y por lo tanto los inductores que hay que instalarse para compensar la energía reactiva.

Después de algunas pruebas y estudiando las líneas que producen mayor energía reactiva (la que une las islas Zakynthos con Kefalonia), instalamos unas inductancias al norte de Zakynthos, al sur de Kefalonia y al norte de Kefalonia para poder hacer frente al exceso de la energía reactiva generada. La respuesta del sistema cuando sufre la mínima y la máxima carga se presenta a continuación.

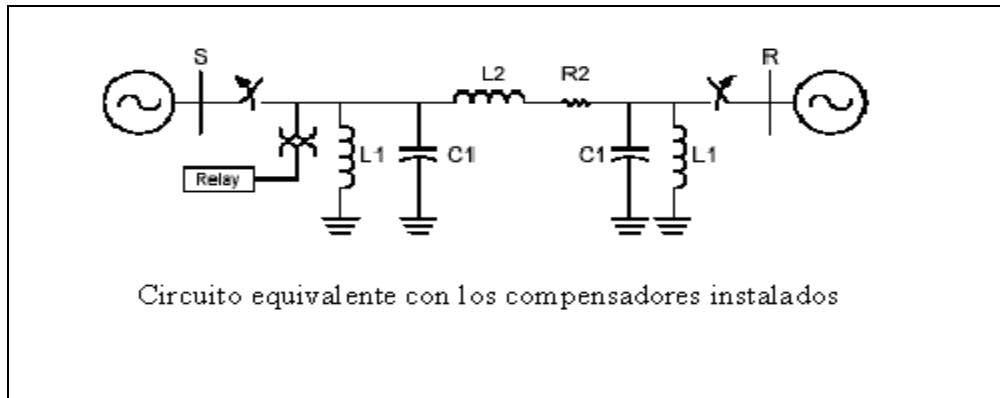


Nivel de tensiones con compensadores instalados y carga mínima.



Nivel de tensiones con compensadores instalados y carga máxima.

El circuito equivalente que se ha tenido en consideración las inductancias paralelamente acopladas podría representarse con la imagen que sigue.



Además hemos considerado que al norte de Zakynthos y al sur de Kefalonia hemos acoplado unas inductancias de 25 MVAR y al norte de Kefalonia 50MVAR. Estos valores son los máximos que las bobinas pueden producir y hemos utilizado compensadores dotados con un sistema de control que les permite variar la energía reactiva (hasta por supuesto su valor nominal) para acercar el valor de la tensión en la línea que se acoplan a su tensión nominal. Otra solución bastante común, cuando los sistemas de control electrónico no eran muy avanzados era la instalación de grupo de inductancias (por ejemplo de un grupo de 10 inductancias de 5 MVAR) de las cuales se acoplaban más o menos según las exigencias de energía reactiva.

Nosotros hemos elegido inductancias con sistema de control continuo (la inductancia puede tomar cualquier valor entre cero y su valor nominal). Vemos que en el caso de carga máxima basta con que tengamos acoplada una de las inductancias al Norte de Zakynthos y la inductancia al Norte de Kefalinia con valor alrededor de la mitad de su valor nominal. Entonces vemos que el nivel de las tensiones en todos los buses no se desvía más de 1% de su valor nominal. Es decir que el sistema responde muy bien. Cuando el sistema sufre la carga mínima es cuando todas las inductancias deben estar acopladas a la red y además con su valor nominal. Entonces se observa que el nivel de las tensiones no se desvía de su valor nominal más de 1%. Por lo tanto, se desprende que aun en el peor de los casos los compensadores estáticos ofrecen una alternativa muy interesante.

El uso de compensadores estáticos aparte de ofrecer mejor control sobre el nivel de las tensiones en los buses, contribuye mucho a la disminución de las pérdidas totales de las líneas. Efectivamente, si comparamos las pérdidas que aparecen en las líneas cuando usamos por ejemplo transformadores de potencia

para el control del nivel de la tensión y cuando usamos compensadores estáticos vemos que hay una mejora muy relevante. Esto se comprueba en el resumen de flujo de carga:

Case Totals			Case Totals		
	MW	Mvar		MW	Mvar
Load	21,2	7,5	Load	21,3	7,6
Generation	21,4	-0,1	Generation	26,3	-96,5
Shunts	0,0	99,2	Shunts	0,0	0,0
Losses	0,11	-106,85	Losses	4,96	-104,09
Slack Bus Number(s) 9			Slack Bus Number(s) 9		
Case pathname			Case pathname		

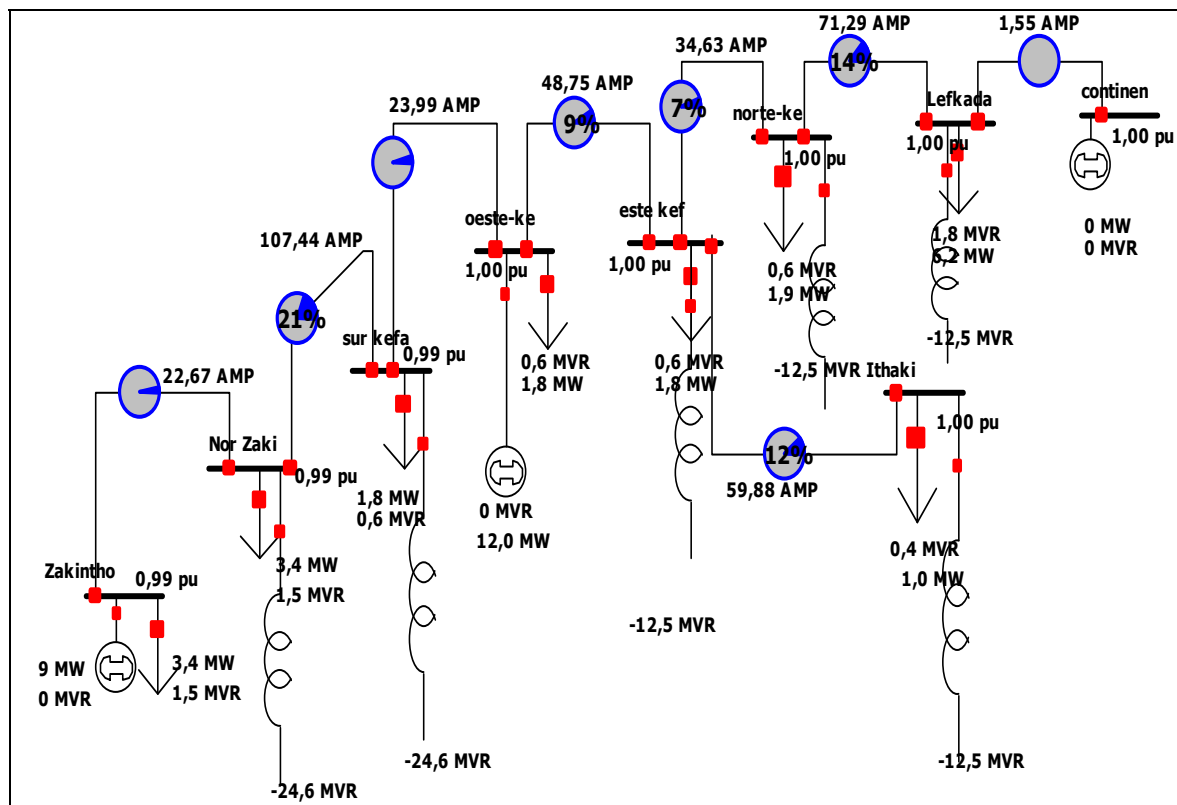
Resumen del flujo de carga cuando hay compensadores de potencia (izquierda) y cuando hay transformadores de potencia (derecha) para mínima carga.

Observamos que en el resumen izquierdo, que se refiere al caso de los compensadores estáticos, las pérdidas alcanzan el 0,5% mientras que en el resumen derecho, que se refiere a las pérdidas de carga mínima cuando hemos intercalado transformadores de potencia, las pérdidas alcanzan el 23%. Se percibe que la diferencia es abismal.

La diferencia tan significativa se debe a que los transformadores de potencia, no anulan la energía reactiva producida de las líneas como es el caso de los compensadores. Por lo tanto cuando tenemos los transformadores acoplados las líneas siguen produciendo energía reactiva la cual hay que absorberse por las cargas o por los generadores. Esto aumenta las intensidades de las corrientes y por consiguiente las pérdidas totales de las líneas que son proporcionales al cuadrado de la intensidad. Por otra parte los compensadores disminuyen la energía reactiva que se transporta en los cables ya que se compensa en el mismo punto donde se genera. Esta reduce las intensidades de las corrientes en los cables y las pérdidas en estos.

De lo anterior se desprende que cuanto más cerca estén colocados los compensadores al punto de producción de la energía reactiva, menos pérdidas tendremos en las líneas. Y esto es uno de los criterios más importantes para el punto de conexión de los compensadores estáticos en la red.

Por lo tanto, si nosotros influidos por este criterio, eligiéramos, en vez de instalar tres compensadores estáticos grandes, instalar más compensadores en el punto de conexión de las líneas submarinas con las líneas aéreas entonces la respuesta del sistema cuando sufriría la carga mínima sería la siguiente.



Nivel de tensiones con más compensadores y con carga mínima

Comparando vemos que en muchos tramos de las líneas, las corrientes son inferiores en el caso de que tengamos muchos compensadores pequeños distribuidos a la red. Efectivamente, recurriendo al resumen de cada caso que nos aporta el programa, verificamos que este segundo caso provoca menos pérdidas en las líneas.

Case Totals			Case Totals		
	MW	Mvar		MW	Mvar
Load	21,2	7,5	Load	21,2	7,5
Generation	21,3	0,3	Generation	21,3	-0,1
Shunts	0,0	99,1	Shunts	0,0	99,3
Losses	0,04	-106,38	Losses	0,11	-106,86
Slack Bus Number(s) 9			Slack Bus Number(s) 9		
Case pathname			Case pathname		

Resumen del flujo de carga cuando hay muchos de potencia (izquierda) y cuando hay menos compensadores de potencia (derecha) para mínima carga.

Ahora se ve claramente que las pérdidas se disminuyen de 0,51 % a 0,19%. Además vemos que el cambio no es tan drástico (como la comparación

entre compensadores y transformadores de potencia) porque el sistema está bastante optimizado con solo 3 grandes compensadores. Criterios económicos decidirán si es más rentable económicamente instalar muchos compensadores estáticos o pocos, teniendo en consideración que el coste de la instalación y la economía de escala.

Una foto de compensadores estáticos aparece a continuación

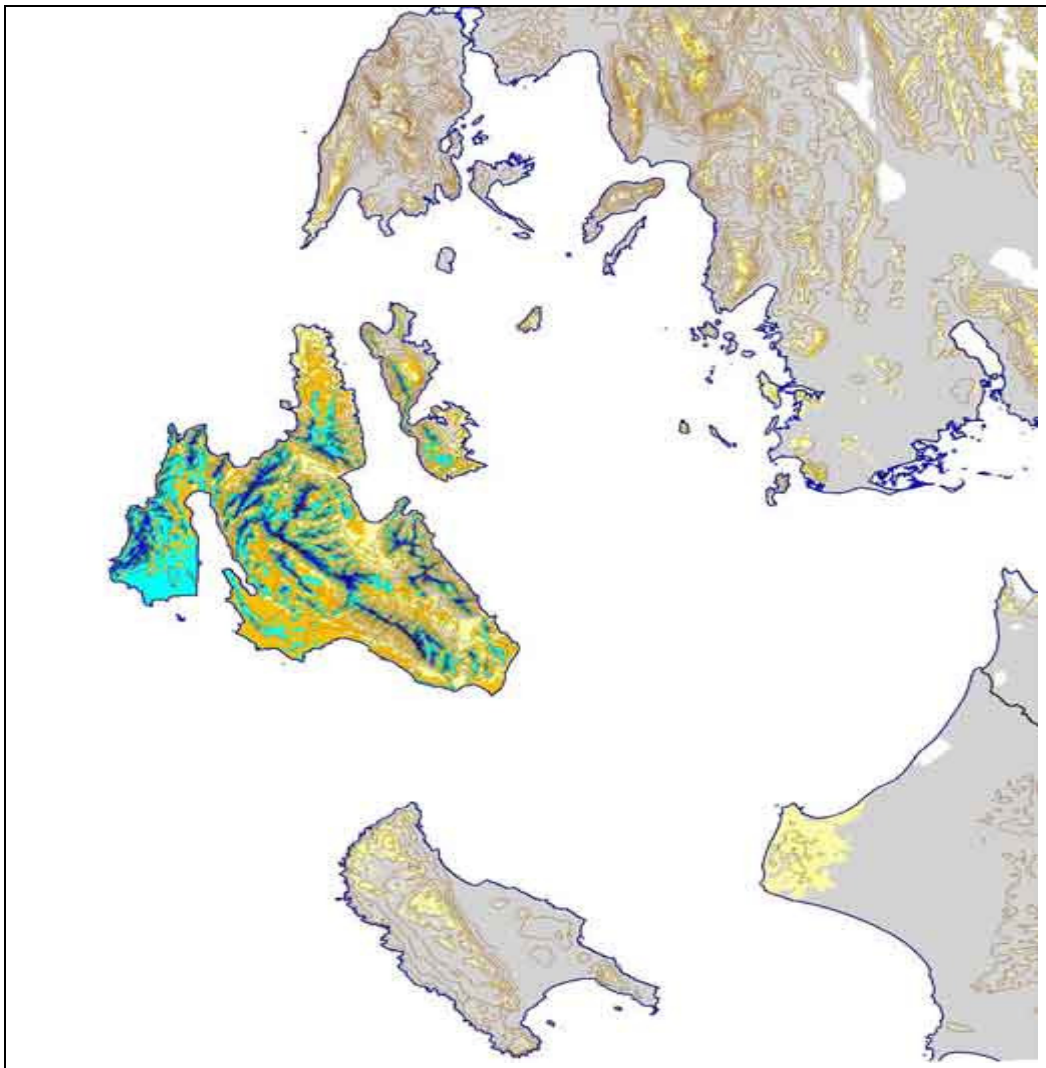


Compensador MCR de 25 MVA

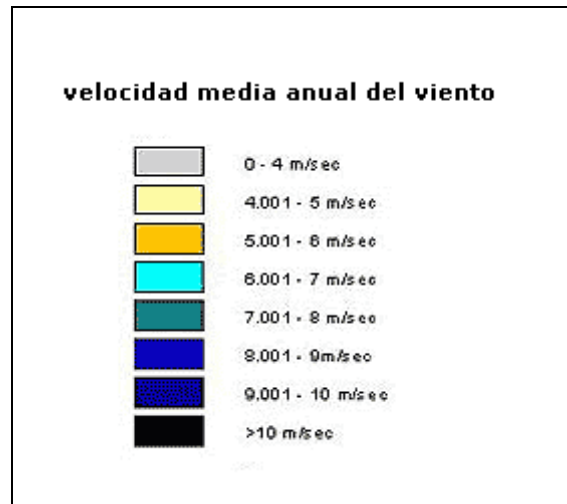
Se trata de un compensador MCR (Magnetically Controlled Reactor) de tres fases, con tensión 110kV y de potencia nominal 25MVA.

Incorporación de un parque eólico

De ahora en adelante estudiaremos las influencias de la instalación de un parque eólico en la red anteriormente descrita. Según los datos que disponemos de la página de Internet <http://www.cres.gr> sabemos que de hecho en dichas islas se estudian las perspectivas de la instalación de un parque eólico de aproximadamente una potencia de 10 MW. La instalación, parece bastante interesante en la isla de Kefalinia. Como se puede ver en los mapas encontrados en la página de Internet citada, en la isla, aparece un potencial de viento más alto que en las otras islas.



Mapa de potencial del viento



Se ve que el parque eólico solo podría instalarse en la isla de Kefalinia porque allí hay ubicaciones en las que la velocidad media del viento supera los 9 m/seg. En general, una manera muy poco exacta pero bastante útil para tener una primera impresión sobre las perspectivas de la instalación de un parque eólico en una ubicación es la velocidad media del viento. Esta, si se encuentra por debajo de los 5 m/seg., indica que, el sitio elegido tiene un potencial de viento menor. Según un número grande de estudios en diferentes ubicaciones con diferentes velocidades medias anuales, sabemos que sitios con una velocidad media menor de 5 m/seg., necesita un estudio muy detallado para decidir si compensa económicamente la instalación de un parque eólico. Mientras que la mayoría de las veces, en ubicaciones con velocidades mayores de 8m/seg., si que compensa económicamente la instalación de un parque (a no ser que las condiciones sean extremas).

Pero antes de la selección del punto óptimo en el que tenemos que acoplar el parque eólico, vale la pena referirnos a las consecuencias sobre la red que habitualmente se observan.

Las más importantes son las siguientes:

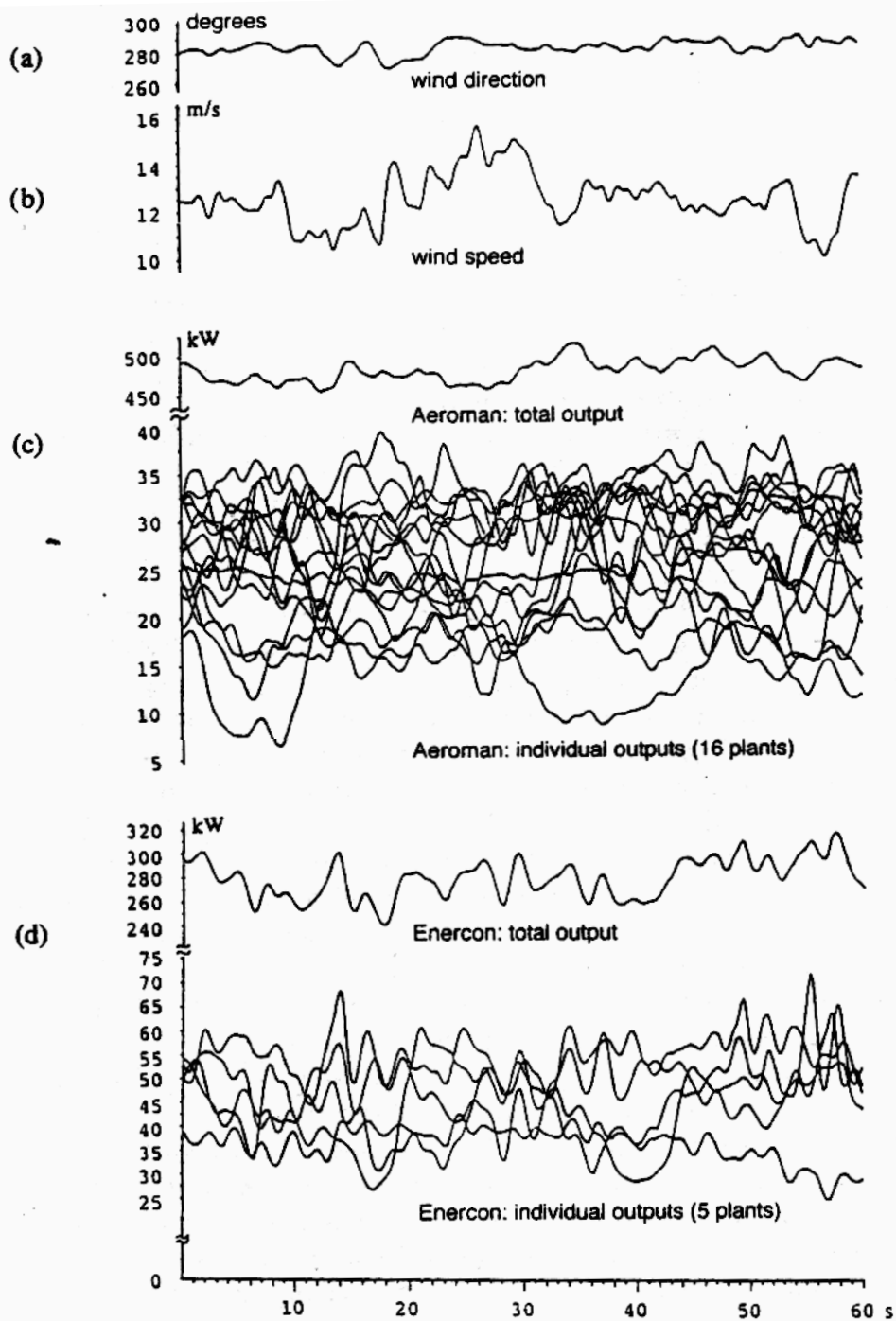
- Cambios en la potencia de corto-circuito
- Fluctuaciones del voltaje
- Posibles efectos de flicker
- Asimetría del voltaje
- Aparición de armónicos
- Aparición de inter-armónicos

La red pública debe ser protegida de los efectos secundarios provocados por el acoplamiento de un parque eólico. En el caso de desviaciones altas de voltaje o de frecuencia tenemos que asegurar una desconexión rápida. Además,

hay que asegurar que el tiempo en el que los aerogeneradores actúan como motores está limitado y que la energía reactiva que requieren para su funcionamiento se encuentra entre los límites predeterminados por la red.

Todos los efectos secundarios anteriormente citados están estrechamente relacionados con el hecho de que el origen de la energía eólica, es decir, el viento presenta un comportamiento que no es nada estable, ni siquiera previsible. A raíz de esto, al acoplar un parque eólico a la red, observaremos subidas en el nivel de la tensión en un rango comprendido entre 10 Hz-1 kHz y también fluctuaciones a largo término. Pero todos estos efectos se pueden acentuar o bien mitigar en función del tipo de aerogeneradores, de la orografía y de las características de la ubicación del parque eólico.

Por ejemplo, si el parque eólico consta de aerogeneradores asíncronos acoplados directamente a la red, entonces, observaremos mayores fluctuaciones que en el caso de que el parque constara de aerogeneradores síncronos de velocidad variable. Pero esto sucede solo cuando nos referimos a aerogeneradores de pequeña potencia. En caso contrario, si se trata de aerogeneradores de potencia de MW, los aerogeneradores asíncronos de velocidad no variable, a consecuencia de su menor rango de deslizamiento y por tanto de una conexión con la red más rígida, son fuentes de mayores fluctuaciones en la red. Si son de velocidad variable en este mismo rango de potencia, dada su mayor constante de tiempo y por tanto un mejor efecto suavizante, produce menores fluctuaciones en la red (frente a los aerogeneradores síncronos y a los asíncronos de menor potencia). Todo lo anteriormente expuesto se puede observar en los diagramas que siguen.

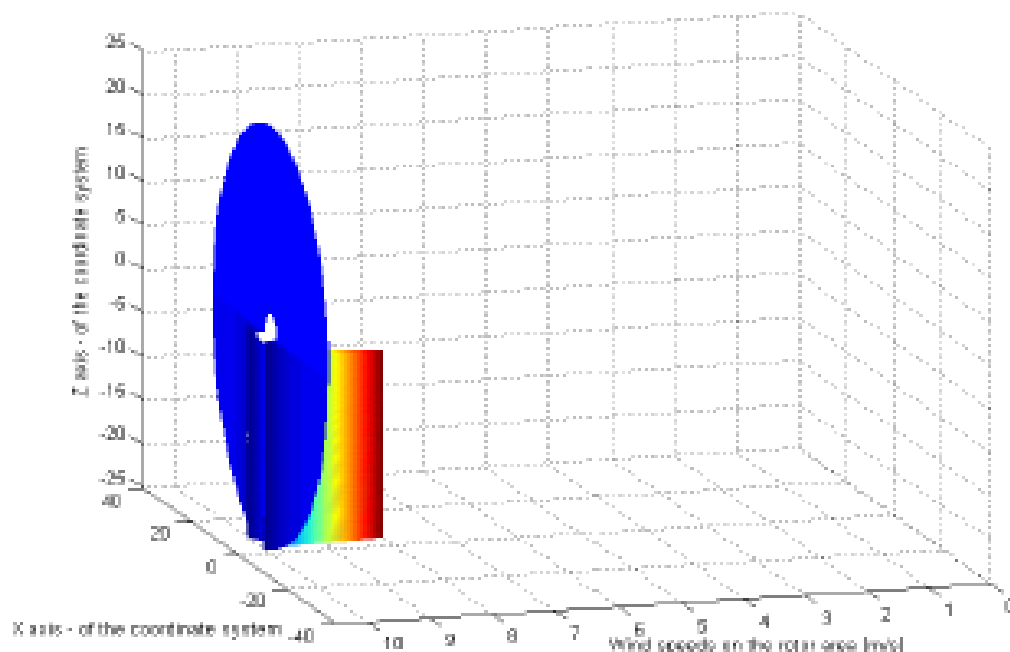


Wind direction (a) and wind speed (b), as well as individual and total output of plants connected at fixed speed (c) and variable speed (d) at the wind park

Aparte de los factores citados, otro parámetro que puede contribuir negativamente o positivamente a las perturbaciones que provoca un parque eólico sobre una red es la colocación de los aerogeneradores en el parque. Dependiendo de la distancia que hay entre ellos, cada aerogenerador aportará su energía máxima en un momento diferente del aerogenerador que se encuentra en otra fila. Este desfase puede paliar la irregularidad de la energía eólica que se ha visto en los diagramas anteriores. En general, podemos decir que los cambios bruscos de la potencia eólica entregada a la red, se mitigan a medida que aumentamos el número de los aerogeneradores que comprende un parque y la distancia que hay entre ellos.

Pero aparte de las irregularidades que presenta un perfil de viento en función del tiempo, a las que se debe hasta un cierto punto el perfil de la potencia que produce un parque eólico, hay otros tres factores que afectan al perfil de la energía producida. Aunque el viento fuera totalmente uniforme, el perfil de la energía no lo sería.

El factor más importante, es la sombra provocada por la torre del aerogenerador. Cuando las palas se encuentran delante de la torre, el perfil de viento es diferente que cuando no lo están. El paso de la pala delante de la torre produce una disminución de la energía extraída. Esta disminución puede alcanzar hasta el 20%. El resultado es, una variación de la potencia del aerogenerador.



Fenómeno de la sombra de la torre

Otro factor que añadido al anterior tiene como consecuencia la agudización de las irregularidades de la potencia entregada a la red por los

aerogeneradores, es la llamada cortadura. Esta se debe a la diferencia de la velocidad del viento entre la parte alta y la parte baja del área de la corriente de aire que atraviesa el rotor y causa efectos a la frecuencia de paso de las palas que a su vez se traduce en un esfuerzo del efecto de la sombra de la torre.

Finalmente, otro factor que puede resultar muy importante dependiendo principalmente de la configuración del parque eólico, es el fenómeno de estela. Dicho fenómeno es debido a las turbulencias del viento que aparecen detrás del aerogenerador. El viento, al atravesar el aerogenerador se ve afectado tanto por el choque con las palas como con el buje. Consecuencia inmediata, es el cambio del perfil del viento detrás del aerogenerador comparado con su perfil delantero. En el caso pues de que el parque conste de muchas líneas de aerogeneradores, todas las filas detrás de la primera se atravesarán de viento alterado, que puede agudizar las oscilaciones de la potencia del parque como conjunto.

Pero todas las repercusiones de un parque eólico anteriormente citadas, no constituyen el objetivo de este estudio. Porque aparte de las fluctuaciones de tensión que pueden ser estudiadas mediante modelos estacionarios, todos los demás necesitan modelos dinámicos para ser asimilados, aproximados y estudiados. Sabemos que los sistemas eléctricos de pequeña dimensión que sufren una inyección masiva de energía eólica, se ven afectados tanto a su frecuencia como a su nivel de tensión. Por el contrario, los sistemas de gran dimensión, sufren pocos cambios a su frecuencia y se ven afectados solo a su nivel de tensión (algo que se debe a la robustez del sistema) en los puntos de conexión y en puntos próximos a ellos. Nos limitaremos al estudio de la seguridad estacionaria y las repercusiones del parque a nivel también estacionario.

En este punto, vale la pena referirnos a las características básicas que rigen el régimen estacionario. Es patente que por los cambios continuos tanto de las cargas como de la producción (que en el caso de un sistema en que un parque eólico esté acoplado entonces las oscilaciones de la potencia producida en función del tiempo son mucho menos uniformes) no permanecen iguales a lo largo del tiempo. Sino sufren unos cambios continuos. Sin embargo, si suponemos que los reajustes se producen de manera estable y que las desviaciones aleatorias son despreciables, entonces podemos decir que el sistema se rige por un régimen estacionario según el cual asignamos unos valores constantes a las cargas y por lo tanto a la generación.

Una vez hechas estas suposiciones, para poder estudiar el sistema, tenemos que recurrir al flujo de potencia. El objetivo de un estudio de un sistema mediante los flujos de carga, es hallar el vector de estado del sistema, partiendo

de unos valores de potencias activas y reactivas, y de tensiones en algunos buses conocidos.

Hay tres modelos diferentes que se suelen emplear a la hora de la aplicación de flujo de cargas. Estos son los modelos PV, balance y PQ.

El modelo que hemos usado hasta ahora es el modelo PQ, pero merece la pena describir brevemente los demás modelos.

En el modelo PV, las variables de entrada son la potencia y el módulo de la tensión. Este modelo se emplea más cuando en los nudos están acoplados grupos síncronos. En el modelo de balance, el nudo es un nudo en el que la tensión está fijada y que presenta la característica de equilibrar el exceso o defecto de potencia debido a la diferencia entre generación y consumos más pérdidas. En el nudo balance, solo se conoce la tensión. Finalmente, según el modelo PQ, como se ha visto ya, se conocen los valores de potencia activa y reactiva, siendo la tensión desconocida. Este último se emplea normalmente para simular los consumos del sistema eléctrico. Tradicionalmente se modelan mediante la asignación de potencia activa P y potencia reactiva Q como se ha hecho en los apartados anteriores y como se hará a continuación a la hora de simular el parque eólico. Pero aparte de esta consideración, otros autores, proponen modificaciones en el modelo PQ para que se simulen mejor los consumos del sistema eléctrico. Por ejemplo, Taylor propone la variante según la que los consumos de potencia activa y reactiva son proporcionales a la tensión V y a la frecuencia f según las siguientes expresiones.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{P_v} \left(\frac{f}{f_0} \right)^{P_f}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{Q_v} \left(\frac{f}{f_0} \right)^{Q_f}$$

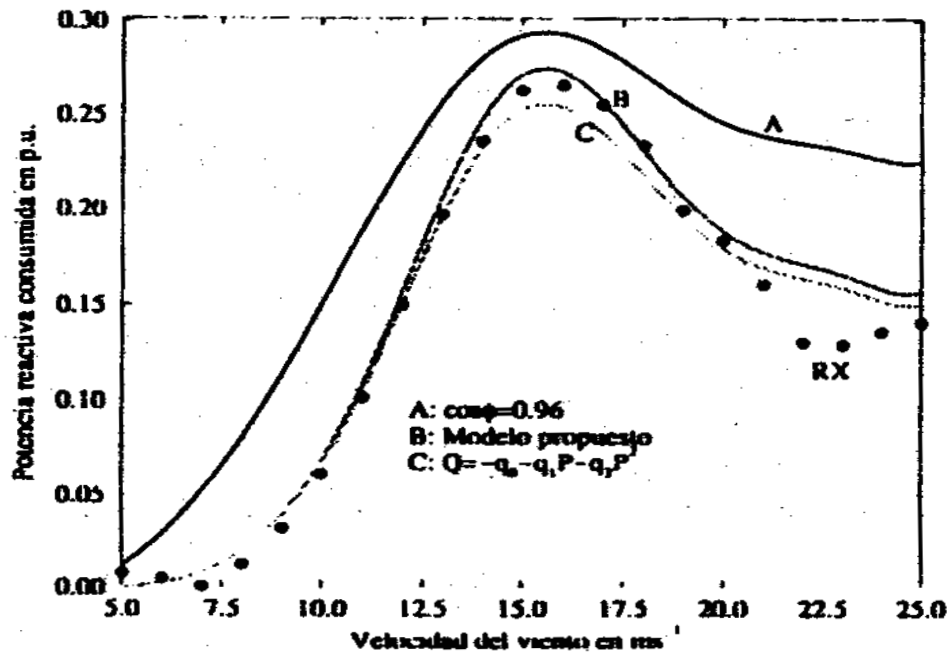
Donde P_0 , Q_0 , y f_0 son constantes y P_v , P_f , Q_v , y Q_f dependen de las cargas. La simulación anterior es válida solo para un cierto margen de tensiones. Otros autores, para modelar aerogeneradores asíncronos mediante el modelo PQ, consideran que la potencia reactiva es función de potencia activa y de la tensión y que la potencia activa es a su vez función de la velocidad del viento. Es decir, que se emplean las siguientes expresiones.

$$P = f(U)$$

$$Q = g(P, V)$$

La razón por la que se considera esta modelación, es porque así se consigue que la velocidad del viento sea un dato de entrada en el problema.

Aquí cabe señalar, que el tipo de modelación depende de muchos factores como por ejemplo, la exactitud de la aproximación requerida, la economía del modelo, el tipo de las máquinas que comprende el parque y su tamaño etc. En concreto, en cuanto al último factor en el caso de que dispusiéramos un parque eólico con máquinas asíncronas de pequeña potencia, dado que se requieren modelos de más exactitud que en los de gran potencia, tendríamos que recurrir a modelos RX. Según este modelo de la máquina asíncrona, se calcula el deslizamiento por cada potencia. Algo que representa la máquina con mayor exactitud durante los cálculos de flujo de potencia. Nosotros, por razones de simplificación y de economía del modelo, basándonos en el diagrama que sigue, supondremos que el parque eólico se compone de máquinas asíncronas, que no consuman una potencia reactiva fija (algo que simplificaría demasiado el modelo y por lo tanto conllevaría posibles desviaciones significativas entre el modelo y la realidad) sino con un factor de potencia fijo e independiente de la velocidad del viento. Desde luego, esta suposición no es de todo correcta, pero si nos fijamos en el diagrama comparativo entre el modelo de factor de potencia fijo, el modelo perplejo y el modelo RX vemos que la convergencia entre los distintos modelos es tal, que nos permite, entre los márgenes de la exactitud que nos interesa, suponer que el parque absorbe una potencia reactiva que depende solo de la potencia activa que vierte a la red.



Una vez hechas estas suposiciones, intentaremos hallar cual es la potencia máxima posible que se puede acoplar en cualquier de los nudos del sistema, sin que se violen los parámetros de seguridad que rige el régimen estacionario. Los parámetros mas relevantes que se toman en consideración durante el estudio estacionario son los siguientes:

- El nivel de carga de las líneas
- El nivel de la tensión en los nudos
- La potencia reactiva de los generadores síncronos establecida por sus límites de estabilidad
- La estabilidad de las maquinas asíncronas

Avisamos que no se van a tomar en consideración criterios económicos que mayoritariamente suponen el criterio más importante para proyectos parecidos, sino se estimará el mayor tamaño del parque a partir de datos estrictamente técnicos. Para realizar dicho estudio, lo que habitualmente se hace es la comparación entre el caso en el que el parque no esta instalado y en el que el parque esta acoplado y funciona con distintos grados de carga.

En nuestro caso que hemos supuesto un factor de potencia fijo, este contingente último no nos preocupará mucho. Porque solo con que estudiemos el caso de que el parque funciona a plena carga, podemos estar seguros que si se cumplen las restricciones estacionarias debajo de plena carga, entonces se cumplirán para potencias aportadas más pequeñas. Pero partiendo del diagrama

anterior, según el cual el factor de potencia de un aerogenerador asíncrono depende de su grado de carga, puede que el peor caso con respecto al nivel de tensión del nudo en que el parque está acoplado (o bien a sus colindantes) sufra su mayor desviación de su valor nominal a potencias del aerogenerador menores de su máxima.

Como hemos visto en la foto del potencial eólico de las islas Jónicas, la isla con más potencial es Kefalinia. Por lo tanto, el parque tendrá que ser acoplado en uno de los cuatro nudos C, D, E, o G. Pero en general, el parque hay que instalarlo, lo más cerca posible a un nudo. Porque si la distancia entre el punto de conexión y el parque es grande, entonces por una parte se precisa mayor longitud de cable y por lo tanto una inversión mayor y por otra parte, a medida que la distancia aumenta, aumentan también las pérdidas eléctricas en los cables. Que para no llevar la energía producida por los aerogeneradores debajo de alta tensión, los cables son recorridos por corrientes altas que a su vez aumentan las pérdidas por el fenómeno Joule. Por eso en nuestro caso, reparando en el mapa de potencial eólico de las islas, vemos que sería mejor que el parque se instalara cerca de cualquier de los nudos C, D o E pero no en el nudo G ya que dista mucho de una ubicación con potencial de viento alto.

Un criterio ampliamente empleado para la evaluación del punto óptimo para el acoplamiento del parque eólico constituye la potencia de cortocircuito.

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO (P_{cc})

El cálculo de las intensidades de cortocircuito es imprescindible para determinar la potencia máxima del parque eólico que se puede conectar en un punto y para el dimensionamiento de la aparamenta. Por ejemplo, la legislación española limita la máxima potencia de una central en régimen especial (parques eólicos, cogeneraciones, microhidráulica) a un veinteavo de la potencia de cortocircuito. En la siguiente sección veremos cómo la potencia de cortocircuito en un punto es una medida de la fortaleza de la red eléctrica en ese punto. Como contrapartida, cuanto mayor es la potencia de cortocircuito, mayor será el coste de la infraestructura de la conexión eléctrica. En el caso de que aparezca un cortocircuito en una red, dicha red sufrirá sobreintensidades, caídas de tensión, desequilibrios en las tensiones, calentamientos, esfuerzos electrodinámicos anormales, y en general, consecuencias perjudiciales para su instalación.

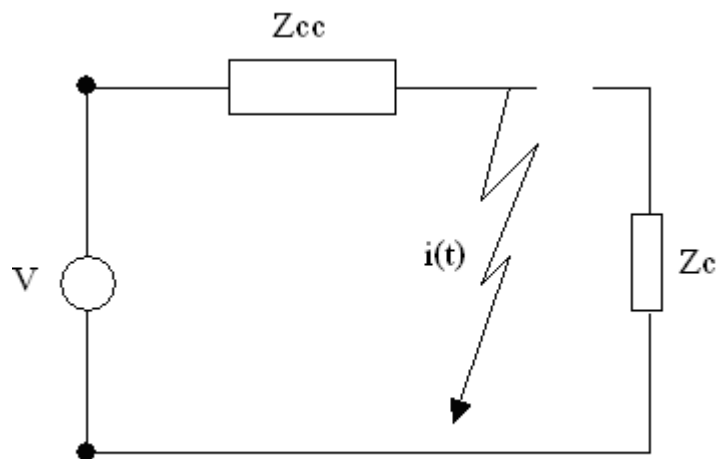
En un análisis de cortocircuitos, habitualmente se estiman las corrientes de cortocircuito que pudieran suceder en varios puntos de la red. Los resultados se obtienen a partir de una simulación. Su estimación es importante, porque partiendo de las corrientes que pueden aparecer en el caso de un fallo en el sistema de transporte, se dimensionan las medidas de protección que hay que instalarse en las líneas de transporte. En algunos casos también se exige una investigación del circuito abierto.

El caso de fallo más común es el cortocircuito de un solo conductor. Este ocurre por deriva a tierra. Pero aunque esto es lo que sucede la mayoría de las veces (80% de los casos), las medidas de protección se basan en el caso más desfavorable. Se trata del cortocircuito trifásico equilibrado. Este en concreto, es el que cuando sucede provoca unas intensidades de cortocircuito más altas que cualquier otro. En general, los cortocircuitos trifásicos son resultados de degeneración de un cortocircuito bifásico que sucede el 15% de los casos.

Brevemente, ya que las corrientes de cortocircuito pertenecerán a la parte de estudio de este trabajo (el porque se verá a continuación) se resumen los objetivos principales de un análisis de cortocircuitos:

- Determinar la corriente de cortocircuito máxima y mínima.
- Investigación de la operación de los relés de protección.
- Determinación del régimen de ruptura de los interruptores automáticos.
- Determinación de la distribución de la corriente de cortocircuito y del nivel del voltaje durante un fallo eléctrico.

Habitualmente, para poder hallar la corriente de cortocircuito, dado que su cálculo es bastante complejo, estamos obligados de recurrir a la consideración siguiente; Separamos la red que estudiamos en dos circuitos. Uno que corresponde a la red aguas arriba y otro, al de aguas abajo del punto donde ocurre el cortocircuito. La red aguas arriba comprende todas las partes que contribuyen a la generación de la corriente de cortocircuito como son los sistemas de suministro publico, los generadores síncronos y de inducción los cuales se representan mediante una fuente de tensión (con valor igual al nominal del sistema) en serie con una impedancia Z_{cc} equivalente a todas las impedancias situadas aguas arriba. Por otra parte el segundo circuito se simula mediante otra impedancia, cuyo valor, nos es totalmente indiferente, ya que no influye a los cálculos de la corriente de cortocircuito al quedar cortocircuitada. En la figura siguiente se ve claramente la hipótesis anteriormente descrita:



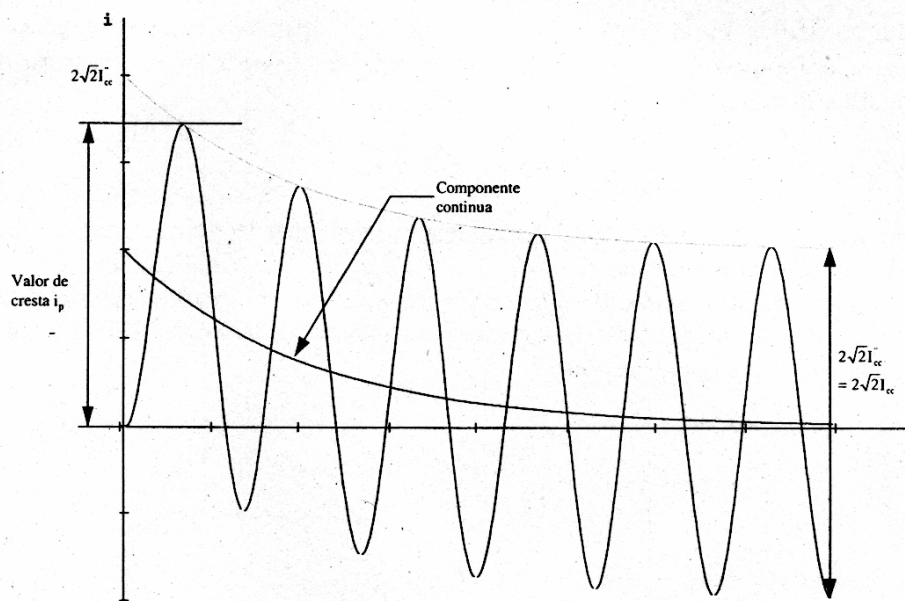
Representación de un cortocircuito simple

Está claro que a medida que aumentamos la impedancia Z_{cc} (llamada impedancia de cortocircuito), disminuye la corriente de cortocircuito. Así, por una parte, nos compensa que el sistema tenga una alta impedancia de cortocircuito. Porque en ese caso, las corrientes que pasarán por todos los dispositivos eléctricos serán de menor valor, sus repercusiones serán menos importantes ya que las medidas de seguridad tendrán que ser menos estrictas. Pero por otra parte cuanto mayor sea la corriente de cortocircuito, mayor tendrá que ser la impedancia Z_{cc} . Dado que esta depende hasta un cierto punto de la impedancia de las líneas que transporten la energía, es evidente que en condiciones no anómalas, la exigencia de una corriente de cortocircuito pequeña conlleva alta impedancia de las líneas y por lo tanto, pérdidas mayores.

El cálculo de la corriente cuando el cortocircuito sucede en un punto lejano de cualquier generador o motor se puede hallar fácilmente mediante la consideración anterior. La ecuación que lo describe es la siguiente:

$$i(t) = \frac{V}{\sqrt{(R^2 + (\omega L)^2)}} (\sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-\frac{Rt}{L}} \sin(\alpha - \theta))$$

Y su representación gráfica es la que sigue:



Corriente de cortocircuito cuya componente simétrica alterna (I_{cc}) permanece constante.

El comportamiento previo de la corriente de cortocircuito no es igual cuando el fallo sucede a un punto próximo a un motor o a un generador. Porque los generadores, dado que son impulsados por motores primarios, al ocurrir un cortocircuito, los motores siguen impulsando al generador, y como la excitación del campo se mantiene debido a la rotación del generador a velocidad normal, este sigue produciendo energía. Es obvio pues que los generadores actúan como fuentes de corriente de cortocircuito cuyo valor depende de la reactancia del propio generador y de la impedancia del sistema entre el generador y el punto donde ocurre el defecto.

Hay que señalar que la reactancia del generador es variable aumentando su magnitud con el tiempo. Así se definen tres reactancias para describir el comportamiento de la corriente de cortocircuito que se encuentra en un punto

próximo a un generador. La primera se llama *reactancia subtransitoria* (X''_d) y es el valor de la reactancia del generador durante los primeros ciclos desde el inicio del defecto. Dura aproximadamente 0.1 seg. La segunda se llama *reactancia transitoria* (X'_d) que dura aproximadamente dos segundos y finalmente la que corresponde al estado estacionario y se llama *reactancia síncrona* (X_d). Valores típicos para máquinas síncronas con frecuencia igual a 60 Hz se dan a la tabla siguiente en por unidad:

Valores de las reactancias para distintos elementos

Tipo de maquina	X_d	X'_d	X''_d
Turbo-alternador	1,2-2,0	0,2-0,35	0,17-0,25
Polos salientes	0,16-1,45	0,2-0,5	0,13-0,35
Compensadores síncronos	1,5-2,2	0,3-0,6	0,18-0,38

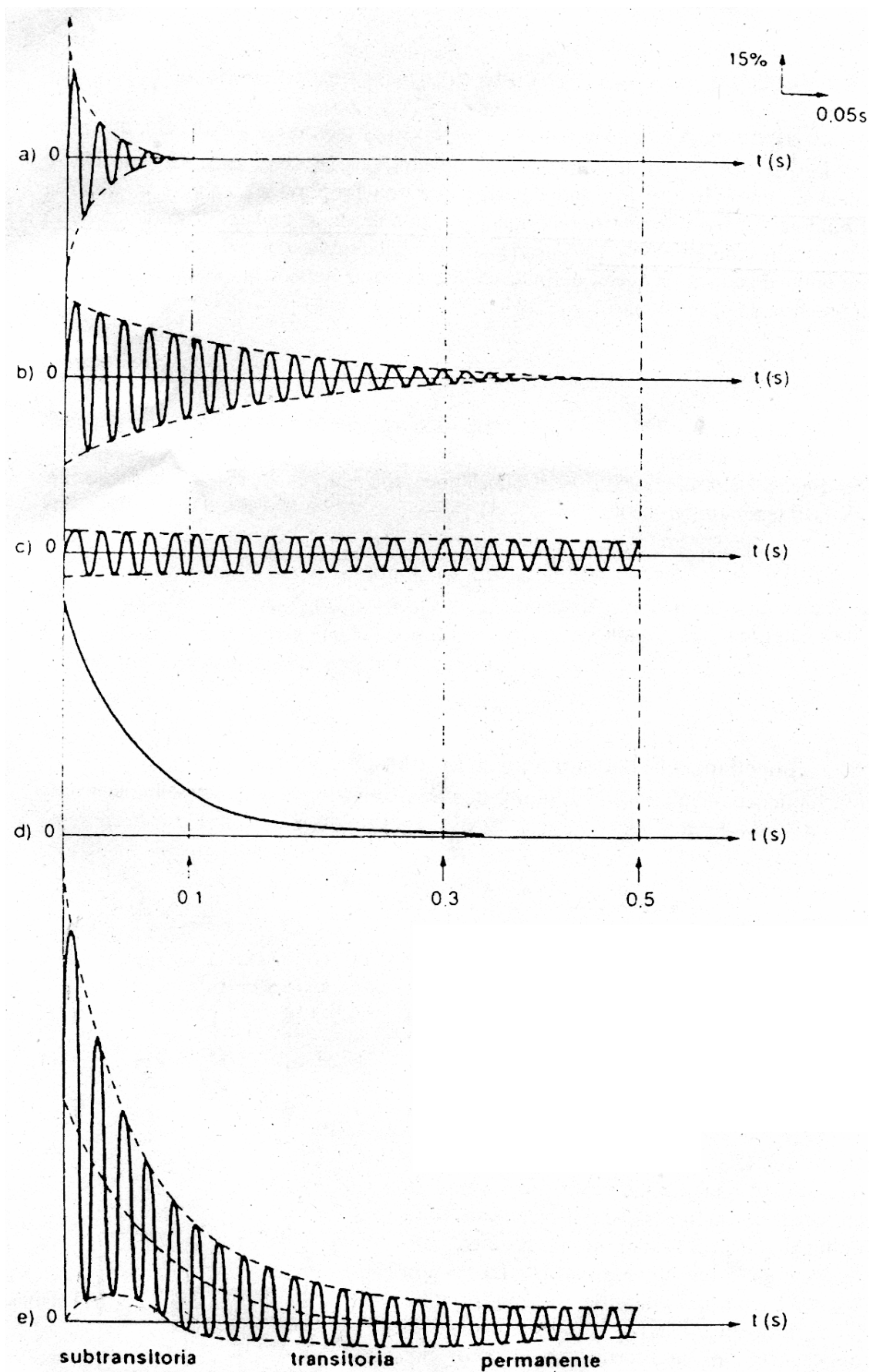
Pero también se pueden calcular mediante la expresión:

$$X = \frac{e}{100} \frac{U_N^2}{S_N}$$

Donde U_N es la tensión nominal del alternador en vacío, S_N su potencia nominal y “e” se da en la tabla siguiente:

Tipo de maquina	“e” permanente	“e” transitorio	“e” subtransitorio
Turbo-alternador	150-230	15-25	10-20
Alternadores de polos salientes	70-120	25-35	15-25

En el diagrama que sigue se puede ver claramente el resultado del cambio de la reactancia con el tiempo de un generador y su contribución a la corriente de cortocircuito total.



Contribución a la corriente de cortocircuito total

Hay que subrayar, que no solo los generadores contribuyen a la corriente de cortocircuito, sino también los motores asíncronos (como puede ser el caso de un parque eólico). Porque en el caso de un cortocircuito asimétrico, el motor queda alimentado por tensiones residuales. Por lo que si que existe contribución a la corriente permanente de cortocircuito. Su valor se calcula como en el caso de los generadores.

Pero aparte de las pérdidas grandes que puede que ocurran en el sistema a la hora de un fallo, otra desventaja importante que supone la alta impedancia de cortocircuito, es la debilidad de la red. Esta debilidad que habitualmente se mide mediante la potencia de cortocircuito, nos indica como de susceptible es nuestra red a los cambios de potencia (sea reactiva o no). Es decir, que una red se denomina débil cuando a causa de pequeños cambios de la potencia (bien vertida o bien absorbida de la red) el nivel de la tensión en los buses en los que aparecen los cambios de potencia, sufren cambios considerables. Por el contrario cuando las desviaciones de la tensión son pequeñas frente a los cambios de potencia podemos decir entonces que la red es robusta. Dichos cambios de potencias, pueden ocurrir (y de hecho ocurren) por acoplamientos o desacoplamientos de cargas, generadores, compensadores, bancos de condensadores etc. Es obvio pues que si el sistema es robusto, cualquier cambio de las potencias causará solo pequeñas subidas o bajadas del nivel de tensión. Así la red es más estable. El índice típico para medir la robustez de la red es la potencia de cortocircuito. Esta se calcula mediante las expresiones:

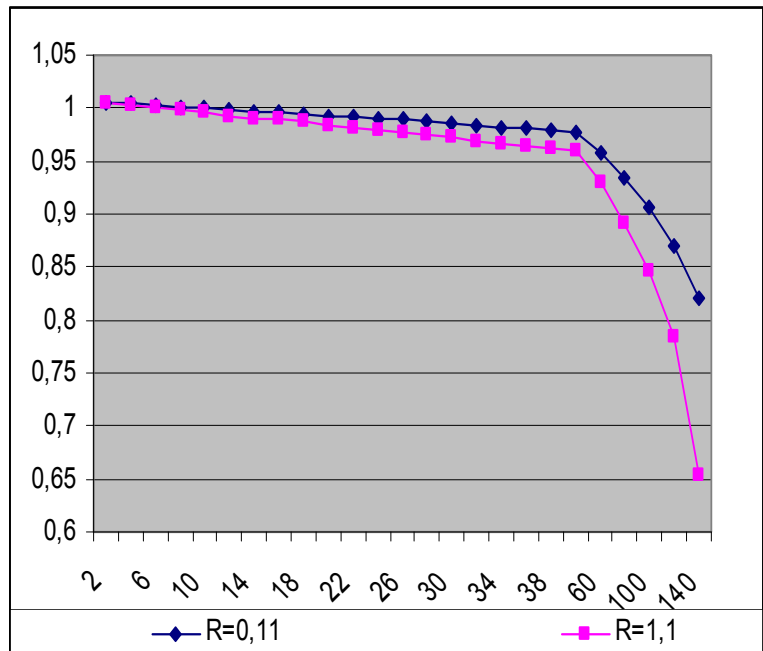
$$P_{cc} = i_{cc} v \quad \text{o bien} \quad P_{cc} = \frac{v^2}{Z_{cc}}$$

Cuanto menor sea la impedancia de cortocircuito (alta corriente de cortocircuito) mayor será la potencia de cortocircuito y la robustez de la red. Así como en la mayoría de los problemas de los mecánicos, tenemos que llegar a un compromiso entre un valor alto de la corriente de cortocircuito que nos ofrece una respuesta del sistema mucho más esperada para un amplio rango de potencias y un valor de corriente baja que conlleva la adopción de medidas de seguridad menos exigentes y por lo tanto menos costosos.

Un ejemplo que nos puede mostrar fácilmente todo lo anteriormente descrito se obtiene hallando los valores de las tensiones de los buses para diferentes valores de impedancias de las líneas. Es decir, si por ejemplo en el bus que representa las cargas de la isla Itaka tomamos los valores de la tensión para distintas cargas y después cambiamos la impedancia de la línea de transporte (por

ejemplo la aumentamos) entonces tiene que haber un cambio en el nivel de la tensión. De hecho esto es lo que se ve en el diagrama que sigue (los valores de resistencia de los cables se expresan en Ω/km).

Potencia de la carga	R=0,11 (Ω/km)	R=1,1 (Ω/km)
2	1,005	1,004
4	1,004	1,002
6	1,002	1
8	1,001	0,998
10	1	0,996
12	0,999	0,993
14	0,997	0,991
16	0,996	0,989
18	0,994	0,987
20	0,993	0,984
22	0,992	0,982
24	0,99	0,979
26	0,989	0,977
28	0,987	0,975
30	0,985	0,972
32	0,984	0,969
34	0,982	0,967
36	0,981	0,964
38	0,979	0,962
40	0,977	0,959
60	0,958	0,929
80	0,935	0,892
100	0,906	0,847
120	0,87	0,784
140	0,821	0,653



Desviaciones de tensión para dos diferentes líneas

Se puede ver fácilmente que cuanto mayor es la resistencia de la línea que une la isla de Iaka con el resto del sistema, mayor desviaciones de tensión de su valor nominal sufrirá el sistema para los mismos cambios de la carga. Además vemos que cuando la resistencia de la línea es $0,11 \Omega/\text{Km}$. entonces, dicho bus puede aguantar hasta 100 MW de potencia activa (hemos supuesto que la carga es totalmente activa) sin que su tensión desvíe de su valor nominal más de 10%. Mientras que si el valor de la resistencia de la línea es $1,1 \Omega/\text{Km}$., el umbral de potencia que provoca desviación en la tensión más de 10 % son los 80 MW.

La cosa no está tan clara cuando tenemos cambios de la potencia reactiva y activa a la vez y por eso nos hemos limitado a los cambios de la parte real de la impedancia.

Para estimar pues la susceptibilidad de nuestra red frente a los cambios de las potencias en los distintos buses, hay que recurrir al cálculo de la potencia de cortocircuito. Se trata de una potencia ficticia, que depende de la configuración de la red y es expresada en MVA. A partir de la potencia de cortocircuito se define también la impedancia de cortocircuito que depende de la tensión nominal y de la potencia de cortocircuito de la manera siguiente:

$$Z_{cc} = \frac{U^2}{S_{cc}}.$$

Para hallar pues la potencia de cortocircuito podemos primero calcular la impedancia de cortocircuito y después partiendo de las ecuaciones previamente

expuestas ($P_{cc} = \frac{v^2}{Z_{cc}}$) hallar la potencia de cortocircuito.

El cálculo de las impedancias del cortocircuito se puede hacer de dos maneras. La primera es mediante el cálculo de la matriz de admitancias.

MATRIZ DE IMPEDANCIAS-ADMITANCIAS

La admitancia de un elemento eléctrico, como es sabido, se define como la inversa de la impedancia del dicho elemento. Es decir: $Y = 1/Z$

A la hora de la resolución de un sistema que se encuentra en régimen estacionario dada la complejidad del sistema (en muchos casos reales el número de los buses puede alcanzar los 3000 y de los circuitos los 6000!) hay que recurrir al uso de matrices bien de admitancias $[Y]$ o bien de las impedancias $[Z]$. Una vez que las disponemos el problema se rige por las ecuaciones siguientes.

$$[Y][V] = [I]$$

$$[I] = \left[\frac{S^*}{V^*} \right]$$

Donde S^* , V^* son complejos. Hay que señalar que las ecuaciones anteriores no son lineales y la solución se puede obtener solo de manera iterativa usando varios métodos como el de Gauss-Seidel o el de Newton-Raphson.

La matriz de admitancia $[Y]$ se puede construir una vez que sabemos todas las admitancias de los elementos eléctricos que componen un sistema eléctrico. Su cálculo, se puede hacer relativamente fácil por medio de observación del sistema eléctrico. En el caso que esto sea muy complicado para el cálculo de los elementos diagonales de la matriz de admitancia, lo que tenemos que hacer (por ejemplo para el elemento Y_{11}), es suponer que entre el bus 1 y el bus de referencia (que normalmente es la tierra) hay una fuente de tensión de módulo 1. Además suponemos que todos los demás buses están cortocircuitados. Entonces el valor del elemento Y_{11} coincidirá con el valor de la corriente de este bus.

Para el cálculo de los elementos no diagonales (por ejemplo del Y_{12}) hay que cortocircuitar el bus 2 y suponer una fuente de tensión de valor 1 en el bus 1. Entonces la corriente, no en el bus 1 sino en el bus 2, coincidirá con el valor de la admitancia del elemento Y_{12} .

En realidad, el cálculo de la matriz de admitancia es más fácil de lo que puede creer uno si intenta hacerlo según la manera anteriormente descrita, ya que como esta referido su cálculo, se hace normalmente mediante observación del sistema eléctrico (hace falta también un poco de experiencia). Por eso normalmente se prefiere frente a la matriz de impedancia, en la que no hay correlación entre los elementos y su correspondiente sistema eléctrico.

Además de esto, otra ventaja del uso de la matriz de impedancia es que la mayoría de las veces, esta matriz es simétrica, es decir que $Y_{ij} = Y_{ji}$. También la matriz de admitancia normalmente tiene muchos elementos con su valor igual a cero y los que no son ceros se encuentran arriba o debajo de la diagonal. Esto tiene como consecuencia que para la formación de la matriz hace falta menos tiempo y que para su almacenamiento de los datos se precisa menos espacio (no olvidemos que para la resolución de estos sistemas tan complejos es imprescindible el uso de ordenadores y por eso nos referimos a las ventajas de cada método tomando por supuesto el uso de ordenadores).

Añadido a todo lo anterior, hay que considerar que la existencia de muchos ceros en la matriz de admitancia disminuye significativamente el tiempo que necesita el ordenador para la resolución de las ecuaciones anteriormente expuestas y por lo tanto, para el hallazgo de todos los parámetros que son necesarios para definir el estado del sistema. Así que la matriz de admitancia comparada con la matriz de impedancia, ofrece más rapidez tanto para su formación como para su resolución. Hay que añadir que para la resolución de matrices tan grandes se han desarrollado métodos que hacen que la resolución sea más rápida. Una de éstas es la partición de la matriz en matrices más pequeñas.

Todas estas ventajas, explican porqué el programa que hemos usado hasta ahora, también emplea la matriz de admitancia. En concreto yendo a “case information” y después a Y_{bus} vemos la matriz de impedancia de nuestro sistema. Esta es la siguiente:

$$\begin{pmatrix} 35.4-30.97i & -35.4+30.97i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -35.4+30.97i & 50.34-62.32i & -14.94+31.33i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -14.94+31.33i & 18.13-45.56i & -3.18+14.21i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -3.18+14.21i & 8.43-38.06i & -5.25+23.85i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -5.25+23.85i & 134.7+159.52i & -5.03+22.7i & -124.43+113.12i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -5.03+22.7i & 11.44-43.78i & 0 & -6.41+20.75i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -124.43+113.12i & 0 & 124.43+112.98i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -6.41+20.75i & 0 & 7.88-27.2i & -1.47+6.62i & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1.47+6.62i & 1.47-6.62i & 0 \end{pmatrix}$$

Matriz Y_{bus} del sistema eléctrico analizado

Como se puede comprobar, en la matriz hay muchos elementos igual a cero y los elementos no cero se encuentran al lado de los elementos diagonales.

Para la formación de la matriz de impedancia, de la que hemos dicho que no se puede hacer con una simple observación del sistema, hay que hacer lo siguiente:

Para los elementos diagonales (por ejemplo Z_{11}) suponemos una fuente de corriente de módulo 1 en el bus número 1 y hallamos la tensión a este mismo bus, siendo todos los demás buses abiertos. Entonces el valor de la tensión es igual al valor de la impedancia.

Para los elementos no diagonales (por ejemplo Z_{12}) hay que tener abierto el bus número 2 y suponer una fuente de corriente de módulo 1 en el bus número 1. Hallando la tensión en el bus número 2 tenemos el valor del elemento Z_{12} dado que son iguales.

La razón por la cual nos interesa hallar la matriz de impedancias es que, en el caso de que la conozcamos, entonces, mediante las ecuaciones que aparecen a continuación, podemos resolver el sistema.

$$[V] = [Z][I]$$

$$[I] = \left[\frac{S^*}{V^*} \right]$$

El sistema es otra vez no lineal y estamos obligados a recurrir a los métodos ya citados.

De las ecuaciones anteriores se puede deducir algo muy fundamental. Que la matriz de la admitancia es la inversa de la matriz de la impedancia. Es decir que:

$$[Y]^{-1} = [Z]$$

Así con que sepamos una de las dos, teóricamente podemos conocer la otra. Y de hecho, recurriendo al programa Mathcad, podemos hallar la matriz de impedancia de nuestro sistema la cual es la siguiente:

$$\begin{pmatrix} 1.27-10.404i & 1.254-10.418i & 1.24-10.45i & 1.229-10.547i & 1.223-10.604i & 1.23-10.532i & 1.217-10.611i & 1.215-10.614i & 1.215-10.614i \\ 1.254-10.418i & 1.254-10.418i & 1.24-10.45i & 1.229-10.547i & 1.223-10.604i & 1.23-10.532i & 1.217-10.611i & 1.215-10.614i & 1.215-10.614i \\ 1.24-10.45i & 1.24-10.45i & 1.238-10.456i & 1.227-10.552i & 1.221-10.61i & 1.228-10.538i & 1.215-10.617i & 1.213-10.62i & 1.213-10.62i \\ 1.229-10.547i & 1.229-10.547i & 1.227-10.552i & 1.231-10.582i & 1.225-10.64i & 1.232-10.568i & 1.219-10.647i & 1.217-10.65i & 1.217-10.65i \\ 1.223-10.604i & 1.223-10.604i & 1.221-10.61i & 1.225-10.64i & 1.228-10.658i & 1.235-10.585i & 1.222-10.664i & 1.219-10.668i & 1.219-10.668i \\ 1.23-10.532i & 1.23-10.532i & 1.228-10.538i & 1.232-10.568i & 1.235-10.585i & 1.251-10.472i & 1.229-10.592i & 1.236-10.553i & 1.236-10.553i \\ 1.217-10.611i & 1.217-10.611i & 1.215-10.617i & 1.219-10.647i & 1.222-10.664i & 1.229-10.592i & 1.22-10.667i & 1.213-10.675i & 1.213-10.675i \\ 1.215-10.614i & 1.215-10.614i & 1.213-10.62i & 1.217-10.65i & 1.219-10.668i & 1.236-10.553i & 1.213-10.675i & 1.234-10.592i & 1.234-10.592i \\ 1.215-10.614i & 1.215-10.614i & 1.213-10.62i & 1.217-10.65i & 1.219-10.668i & 1.236-10.553i & 1.213-10.675i & 1.234-10.592i & 1.266-10.448i \end{pmatrix}$$

Matriz Z_{bus} del sistema eléctrico analizado

Como se puede observar, en esta no hay elementos con valor igual a cero. Antes hemos dicho que si sabemos una de las dos, podemos saber también la otra. Lo único que falta es encontrar su inversa. Pero el caso no es tan fácil cuando el sistema simulado es muy complicado. O sea cuando se trata de un sistema con un número de buses alto.

Hay que hacer hincapié, en que aparte del bus de impedancias que hemos visto, hay también otra que se forma a partir de las impedancias del sistema. Esta matriz se puede formar partiendo de la observación del sistema. Y la ecuación que nos dará las incógnitas que queremos es la siguiente:

$$[V] = [Z]_2 [I]$$

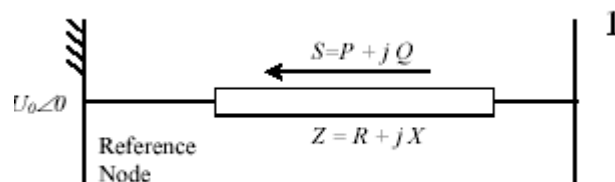
Es decir, si sabemos el vector de las corrientes y si calculamos la matriz de impedancias (que como hemos dicho se puede hacer mediante observación) entonces podemos hallar el vector de las tensiones.

Si nos preguntamos porqué no recurrimos al cálculo de esta matriz ya que su formación es más fácil, sino que intentamos hallar la matriz de impedancias anteriormente explicada, la respuesta es simple. Porque los elementos diagonales de la matriz de impedancias son las impedancias de cortocircuito, a partir de las cuales podemos hallar la potencia de cortocircuito y la corriente de cortocircuito parámetro fundamental durante un análisis de cortocircuitos). También hay que subrayar que la matriz $[Z]_2$ no tiene las mismas dimensiones que la matriz de admitancias. Por lo tanto no es válido que su inversa vaya a ser igual a la matriz de admitancias. Además, mientras que en la primera ecuación, la matriz de las corrientes representa las corrientes en cada bus, en la última ecuación la matriz de las corrientes son las corrientes que aparecen en cada malla de circuito. Por lo tanto las informaciones que nos aporta son menos importantes. Por eso este último método no se usa.

Resumiendo podemos decir que el cálculo de la matriz de impedancias, aunque nos es muy difícil realizarla, nos aporta mucha información sobre el sistema dado que sabiendo las impedancias de cortocircuito (son los valores diagonales de la matriz) podemos hallar la corriente de un cortocircuito trifásico equilibrado en cualquiera de los buses mediante la ecuación:

$$I_f = \frac{V}{Z_{cc}} \text{ (fault current)}$$

El significado de la impedancia de cortocircuito se puede ver en la figura siguiente



Lo que conseguimos con el cálculo de la impedancia de cortocircuito es simular toda la red como si fuera un bus (bus de referencia) y fuera conectado con el bus que nos interesa mediante solo la impedancia de cortocircuito. Así calculamos el equivalente Thevenin del circuito.

Finalmente, antes de acabar con la teoría de los cálculos de las distintas matrices que se usan para la resolución de un flujo de carga que está en un estado estacionario, hay que aclarar que la matriz de admitancias que el programa “Power World Simulator” nos ha dado, no tiene en cuenta las características añadidas a la red por el acoplamiento tanto de los generadores como de los compensadores. Es decir, calcula la matriz partiendo de los datos de las impedancias de las líneas. Pero a la hora de un fallo, la existencia de generadores (y de motores) influye significativamente en la respuesta del sistema. Por lo tanto, para estimar las corrientes de cortocircuito teniendo en consideración las repercusiones de todos los elementos acoplados a la red, hay que modificar la matriz de admitancia.

Pero a partir de ahora, en el caso de que queramos hacer un análisis de cortocircuito en vez de usar la matriz de admitancia, lo haremos mediante el programa Power World Simulator. La discrepancia entre los valores obtenidos a través de $[Z]$ y el resultado del “Power World Simulator” se debe a que la matriz $[Y]$ anteriormente expuesta no tiene incluidas las impedancias de los generadores ni de las cargas P,Q que se deberían sustituir por una carga RX equivalente (es decir que las cargas deberían tenerse en cuenta cambiando los valores de las impedancias de las líneas).

Además, durante el cálculo de corriente de cortocircuito supondremos que las impedancias de los generadores serán iguales a 0,2 p.u. y no igual a 1 como el programa considera por defecto. Para calcular la potencia de cortocircuito en cada uno de los buses, podemos hacerlo o bien usando los valores absolutos de la corriente de cortocircuito en amperios o bien usando los valores de la misma corriente por unidad. En el primer caso haríamos:

Por ejemplo para el bus número uno, el programa calcula que la corriente que va a pasar, en el caso de un fallo trifásico equilibrado, será igual a 3274.66 A cuando el sistema se encuentra bajo carga mínima. Entonces la potencia de cortocircuito se calcula según la expresión

$$P_{cc} = \sqrt{3} IV = \sqrt{3} * 3274,669 * 150000 = 850,8 \text{ MVA}$$

Según la segunda manera (más rápida) tendríamos:

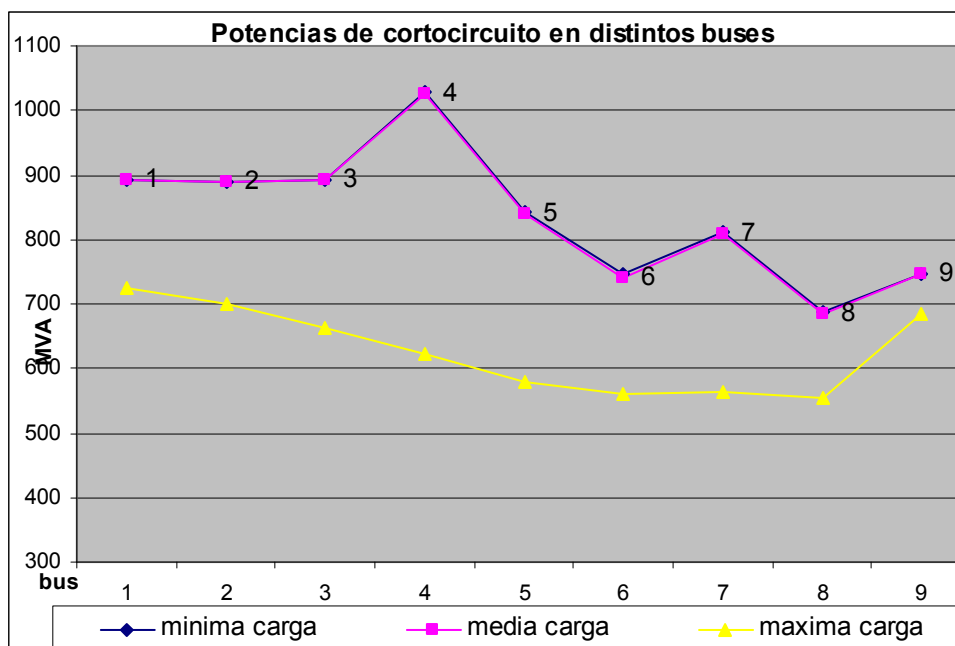
$$P_{cc} = I(p.u.) * V(p.u.) = 8,508 * 1 = 8,508 \text{ p.u.}$$

Sabiendo que la potencia base es 100MW es fácil entender que la potencia de cortocircuito en este caso es igual a 850,8 MVA .

Haciendo lo mismo para todos los buses y para los tres casos diferentes, es decir, cuando la carga es mínima, máxima, y media tenemos la siguiente respuesta.

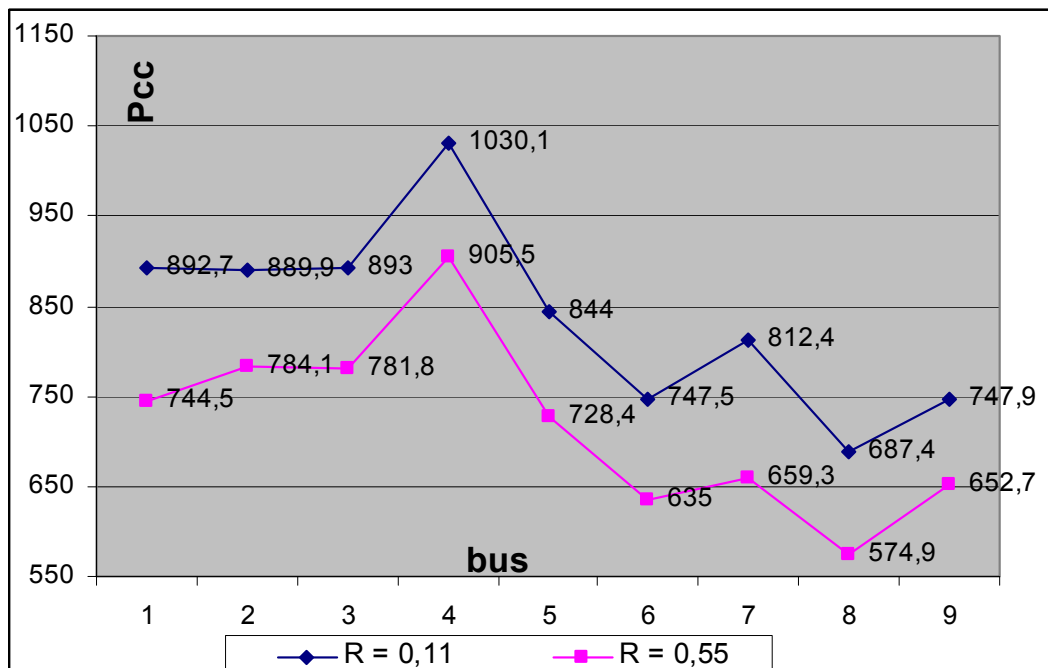
Potencias de cortocircuito en todos los buses para distintas cargas

Bus	Carga mínima (MVA)	Carga media (MVA)	Carga máxima (MVA)
1	892,7	893,3	723,6
2	889,9	889,4	700,4
3	893	891,1	661,6
4	1030,1	1025,8	623,7
5	844	839,1	579,8
6	747,5	741,5	559,5
7	812,4	807,6	563,9
8	687,4	684,3	553,4
9	747,9	745,2	683,9



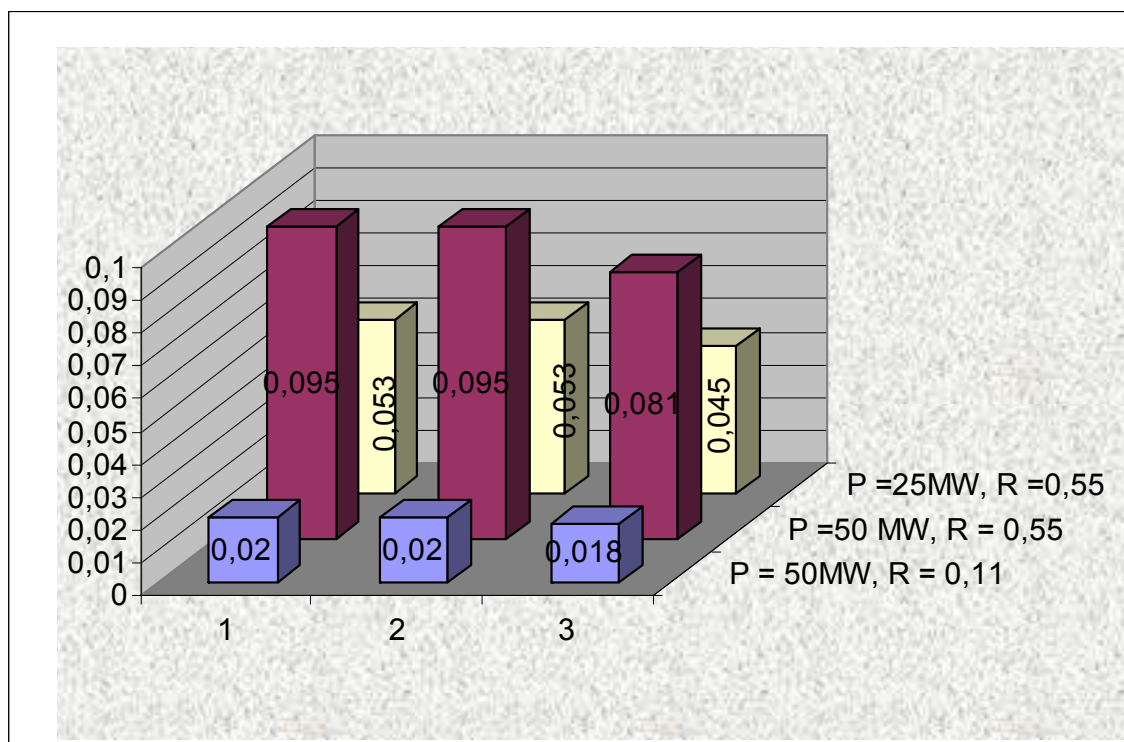
Como se puede observar del diagrama anterior, si tenemos que elegir entre los buses 3,4 y 5 que están ubicados en la isla de Kefalinia (porque aquí el potencial eólico es más alto) esta claro mas adecuado para conectar un parque eólico, es el bus 4 porque durante la mayoría del tiempo el sistema está bajo cargas moderadas y dicho bus presentará un comportamiento menos vulnerable a los cambios de las cargas o a los acoplamientos y desacoplamientos del parque eólico. Además, teniendo en consideración el criterio típico de la mayoría de las compañías eléctricas, con el fin de proteger al consumidor de bruscos cambios del nivel de tensión, restringen la potencia máxima del parque eólico en función de la potencia de cortocircuito, en el punto de conexión. En España esto se ha fijado en el 5%. Según la normativa española en el bus 4 se podría instalar un parque con potencia máxima de 51,29 MW mientras que en los 3 y 5 se podría instalar un parque de 44,5 y 42 MW respectivamente. Más abajo intentaremos estimar la máxima potencia que se puede instalar en cada bus según criterios eléctricos. Pero antes vale la pena ver como depende la respuesta del sistema frente a la penetración de la energía eólica.

Cambiando la configuración de la red, provocamos un cambio en la potencia de cortocircuito. Como hemos dicho, esta es una potencia ficticia que depende de su configuración. Si aumentamos pues la parte real de las impedancias de las líneas de transporte, entonces se espera un decrecimiento de la potencia de cortocircuito en todos los buses, porque así aumentan las impedancias de cortocircuito. De hecho, si por ejemplo supusiésemos que la resistencia de las líneas se hace 5 veces más grande, es decir, igual a 0,55 por unidad entonces tendríamos las siguientes potencias de cortocircuito en cada uno de los buses del sistema:



Potencia de cortocircuito en los buses para cables diferentes

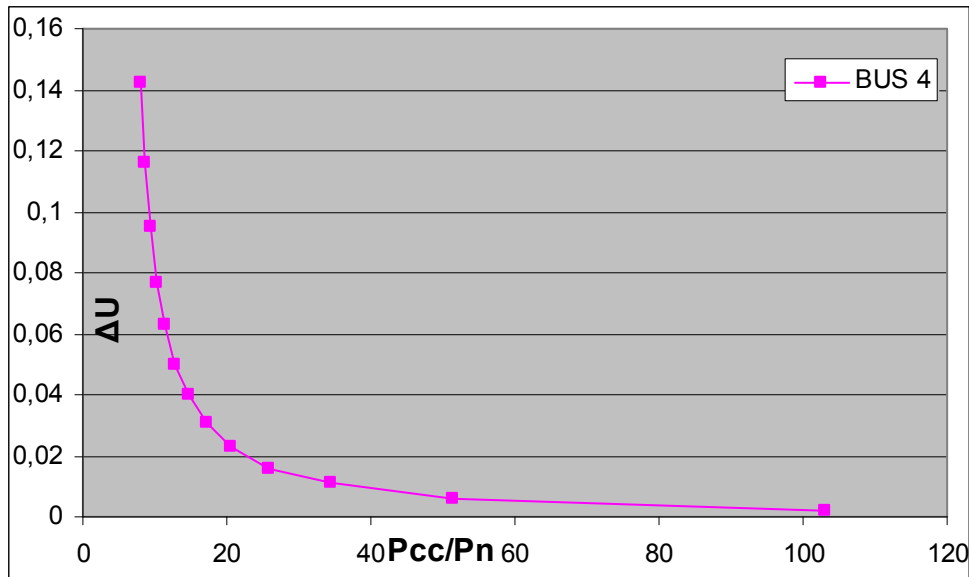
Como se puede observar, las corrientes de cortocircuito disminuyen entre el 10% y el 20 % cuando la resistencia de las líneas se quintuplica. El cambio no parece que pueda repercutir gravemente sobre la potencia máxima del parque eólico. Pero si nos fijamos en los cambios del voltaje que sufrirá el sistema mientras acoplamos y desacoplamos el parque, en los dos casos veremos que el cambio de la potencia del cortocircuito aunque se encuentra en la mayoría de los buses debajo del 20 % esto no es el caso para las desviaciones de la tensión. Efectivamente, si nos fijamos en las desviaciones de la tensión en los buses colindantes al bus 4 donde se acopla un parque eólico de potencia igual a 50 MW y con $\cos\phi = 0,96$ entonces tendremos la siguiente respuesta:



Comparación de la tensión en bus 4 para varios senarios

En el diagrama anterior, las barras de color azul se refieren al caso en que la potencia del parque eólico en el bus 4 sea igual a 50 MW y la resistencia de las líneas igual a 0,11 por unidad. Entonces se ve que el funcionamiento del parque influye muy poco al nivel de la tensión. En el peor de los casos, la tensión no se desvía más de 2% de su valor nominal. Pero cuando se quintuplica la resistencia de las líneas, las variaciones de tensión se multiplican aproximadamente por 4,7 hasta alcanzar unos cambios de tensión que se encuentran cerca de los límites permisibles, ya que la desviación alcanza el 9,5 % (barras rojas). Disminuyendo la potencia nominal del parque a la mitad, estamos dentro de los límites permitidos por las leyes en cuanto al nivel de tensión cuando el parque funcione a plena carga. Se ve claramente que cuando la potencia del parque eólico es 25MW, entonces el bus 4 sufre una caída de tensión igual a 5,3%. Se puede ver pues el importantísimo papel que juega la configuración de la red (aparte de la impedancia de cortocircuito, es necesario conocer el ángulo de cortocircuito; $\text{tg}\varphi_{cc} = X_{cc}/R_{cc}$)

Otro diagrama que nos puede ayudar a discernir las repercusiones del parque eólico sobre el bus en el que se conectará, se puede construir observando las tensiones en dicho nudo para distintas potencias del parque eólico. Haciendo esto para el bus 4 tenemos los siguientes resultados.

Desviaciones de tensión en el bus 4 para varios cocientes P_{cc}/P_n

P_n	P_{cc}/P_n	ΔU
10	103	0,002
20	51,5	0,006
30	34,33	0,011
40	25,75	0,016
50	20,6	0,023
60	17,16	0,031
70	14,71	0,04
80	12,87	0,05
90	11,44	0,063
100	10,3	0,077
110	9,36	0,095
120	8,58	0,116
130	7,92	0,142

La curva anterior nos puede servir como un criterio para la definición de la máxima potencia del parque eólico.

Una manera indirecta para estimar de qué manera dependen distintos factores de la configuración de la red puede hacerse mediante el uso de la ecuación que se ve a continuación.

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$$

Donde R y X sería la parte real e imaginaria de la impedancia equivalente Thevenin de la red (su valor es aproximado por el elemento Z_{ij} de la matriz $[Z]$ obtenida al sustituir las cargas PQ por sus impedancias correspondientes).

Esta relación está explicada en apartados anteriores, y sabemos que ofrece una buena aproximación en el caso de que, sabiendo las potencias activas y reactivas (P , Q) que entran en un bus de impedancia de conexión conocida, queramos hallar la variación de la tensión. Pero aquí, dado que el programa nos aporta las desviaciones de tensión para todas las cargas, podemos, haciendo lo contrario, hallar las características R , X de la conexión. El procedimiento para estimar R y X es el siguiente:

- Al principio consideramos la carga Q igual a cero. Entonces trazando la curva que obtenemos para todos los pares de (P , ΔV) podemos, usando la regresión, encontrar la línea que mejor aproxima nuestra curva. Es obvio que la inclinación de la línea debe ser igual al factor R/V .
- Después anulamos la parte $\frac{RP}{V}$ considerando que la potencia activa es cero y trazamos la curva que nos dan los pares de (Q , ΔV). Usando otra vez la regresión, hallamos el factor $\frac{X}{V}$ y despejamos fácilmente la parte imaginaria de la impedancia equivalente que interviene entre el bus que nos interesa y el sistema.

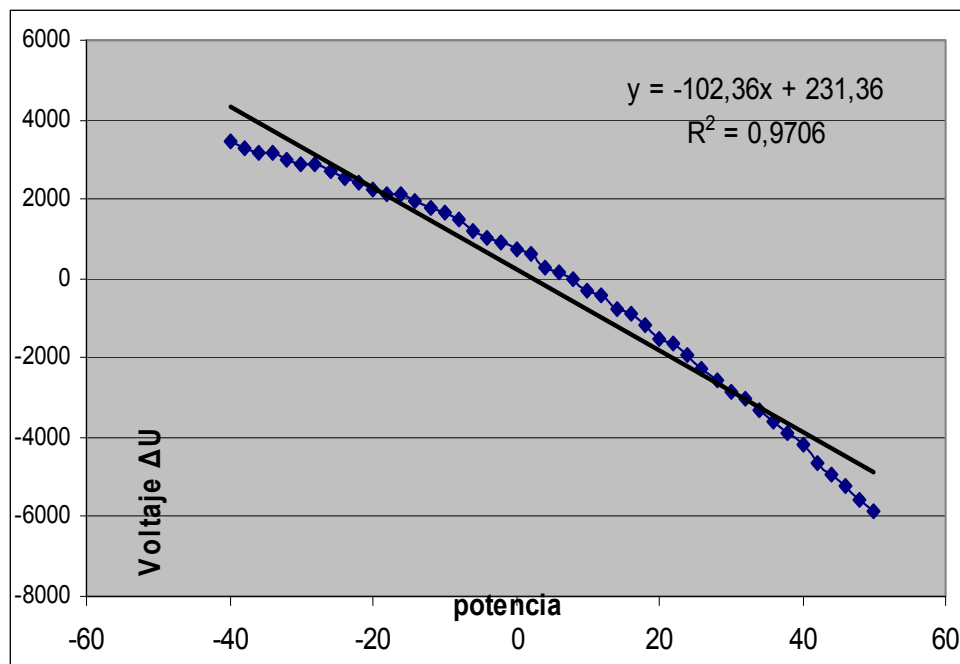
Por ejemplo, haciendo todo lo descrito para el bus 4 que nos interesa tenemos los siguientes resultados:

Cálculo de la impedancia equivalente del bus 4 para el caso base.

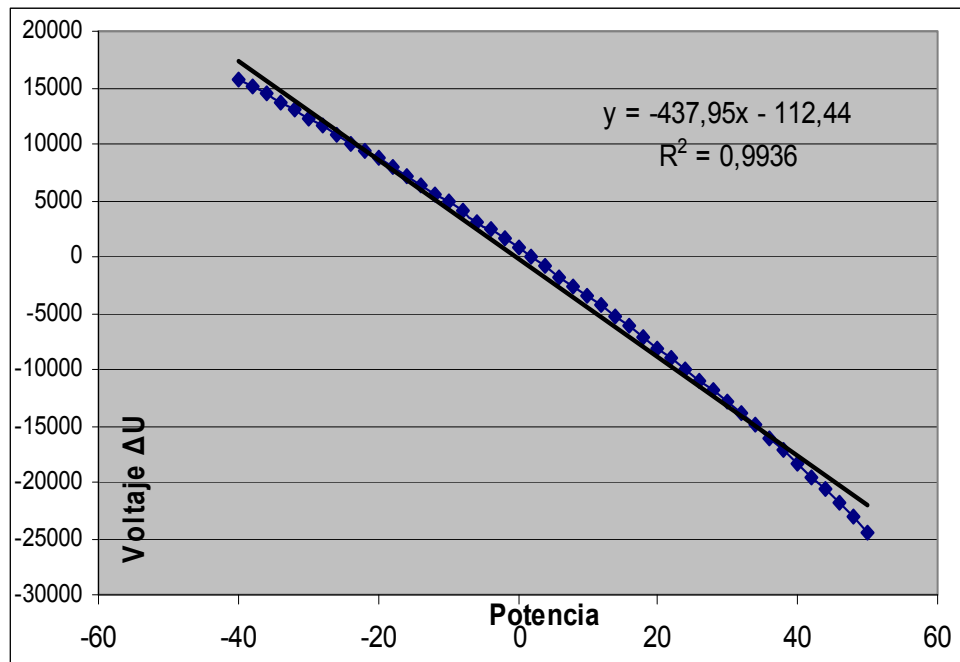
Potencia (activa o reactiva en MW)	Voltaje ΔU ($Q = 0$)	Voltaje ΔU ($P = 0$)	Potencia (activa o reactiva en MW)	Voltaje ΔU ($Q = 0$)	Voltaje ΔU ($P = 0$)
-40	3450	15750	6	150	-1800
-38	3300	15150	8	0	-2700
-36	3150	14400	10	-300	-3450
-34	3150	13650	12	-450	-4350
-32	3000	13050	14	-750	-5250
-30	2850	12300	16	-900	-6150
-28	2850	11550	18	-1200	-7050
-26	2700	10800	20	-1500	-8100
-24	2550	10050	22	-1650	-9000
-22	2400	9450	24	-1950	-9900
-20	2250	8700	26	-2250	-10950
-18	2100	7950	28	-2550	-11850
-16	2100	7050	30	-2850	-12900
-14	1950	6300	32	-3000	-13950

-12	1800	5550	34	-3300	-15000
-10	1650	4800	36	-3600	-16050
-8	1500	4050	38	-3900	-17100
-6	1200	3150	40	-4200	-18300
-4	1050	2400	42	-4650	-19500
-2	900	1650	44	-4950	-20700
0	750	750	46	-5250	-21900
2	600	0	48	-5550	-23100
4	300	-900	50	-5850	-24450

Los resultados se pueden ver mejor en los diagramas que siguen.



Cálculo de la parte real de la impedancia equivalente para el bus 4 y caso base.



Cálculo de la parte imaginaria de la impedancia equivalente para el bus 4 y caso base

De los diagramas anteriores podemos fácilmente hallar los valores de R, X que serán iguales a los valores de la impedancia del circuito equivalente de Thevenin. Por ejemplo, según el primer diagrama, tendremos que $R/V = 102,36$. Entonces, sabiendo que el valor nominal de la tensión es igual a 150 KV tendremos:

$$R = \frac{102,36 * 150.000}{10^6} = 15,354 \Omega$$

Debe tenerse en cuenta el factor en el denominador, porque los valores de las potencias están expresados en MW.

De la misma manera para la parte imaginaria de la impedancia tendremos:
 $X = 65,69 \Omega$.

Así la impedancia será igual a $Z = 15,354 + 65,69i$ o expresada por unidad tendrá el valor: $Z_{p.u.} = 0,068 + 0,292i$.

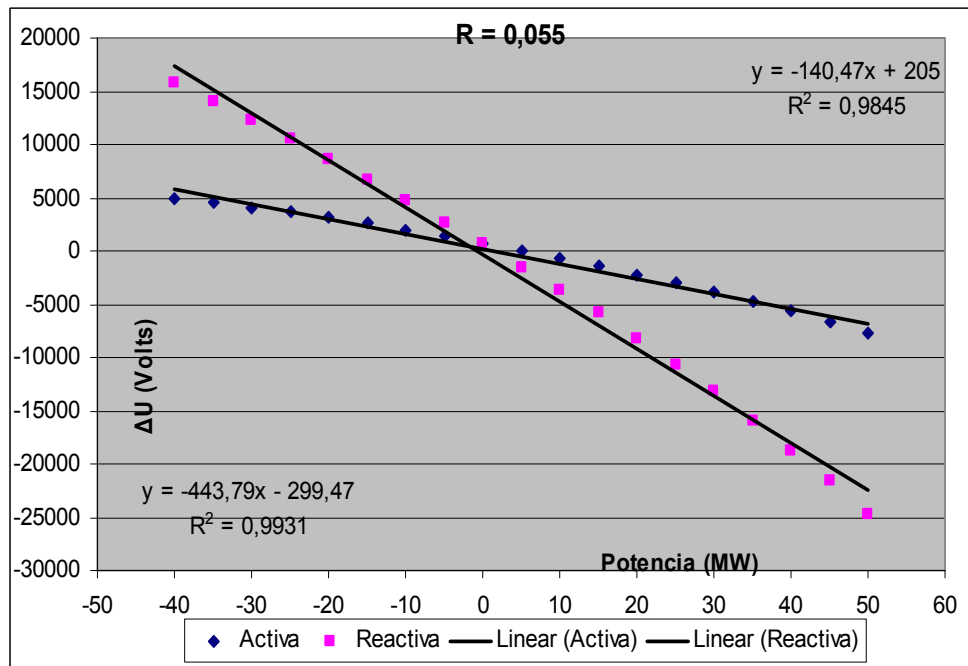
Una vez que hemos visto como se puede calcular la impedancia equivalente, intentamos cambiar los parámetros de nuestra red para ver como influye cada uno de estos al comportamiento del sistema y como influye a la potencia eólica máxima que se puede instalar. En concreto, al principio cambiamos la parte real de las impedancias de las líneas de transporte eléctrico. Elegimos los valores 0,055, 0,55, 1,1, 1,65 por unidad sucesivamente y obtenemos las siguientes respuestas. Hay que aclarar que las ecuaciones lineales que aparecen en la esquina derecha de cada diagrama, se refieren a la regresión

de la potencia activa y las de la esquina izquierda, a la aproximación lineal de la potencia reactiva.

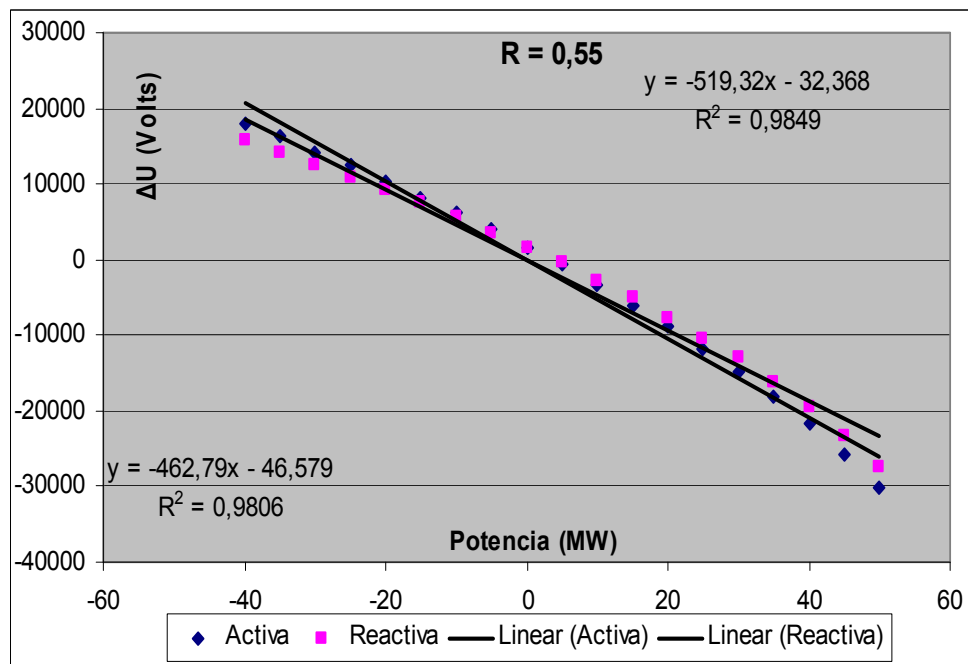
Cálculo de la impedancia equivalente del bus 4 para varios casos

	R = 0,055		R = 0,55		R = 1,1		R = 1,65	
P,Q	$\Delta U_{Q=0}$	$\Delta U_{P=0}$	$\Delta U_{Q=0}$	$\Delta U_{P=0}$	$\Delta U_{Q=0}$	$\Delta U_{P=0}$	$\Delta U_{Q=0}$	$\Delta U_{P=0}$
-40	4950	15750	18000	15750	33450	13650	46350	8850
-35	4500	14100	16200	14100	30150	12900	41850	9300
-30	4050	12300	14250	12600	26700	11850	37200	9600
-25	3600	10500	12450	10950	23100	10800	32400	9300
-20	3150	8550	10350	9150	19500	9450	27300	8850
-15	2550	6750	8250	7500	15600	8100	21900	8100
-10	1950	4800	6150	5550	11550	6450	16200	6900
-5	1350	2700	3900	3600	7350	4800	10050	5400
0	750	750	1650	1650	2850	2700	3600	3600
5	0	-1500	-750	-450	-1950	600	-3600	1200
10	-750	-3600	-3300	-2700	-7200	-1800	-11550	-1500
15	-1350	-5850	-6000	-5100	-12750	-4500	-20550	-4800
20	-2250	-8250	-8700	-7650	-18900	-7650	-31350	-9000
25	-3000	-10650	-11700	-10350	-25800	-11100	-46050	-14250
30	-3900	-13200	-14850	-13050	-34050	-15150	-76500	-21450
35	-4800	-15900	-18150	-16200	-44400	-19950		
40	-5700	-18750	-21750	-19500	-61050	-26100		
45	-6750	-21600	-25800	-23250				
50	-7800	-24750	-30150	-27450				

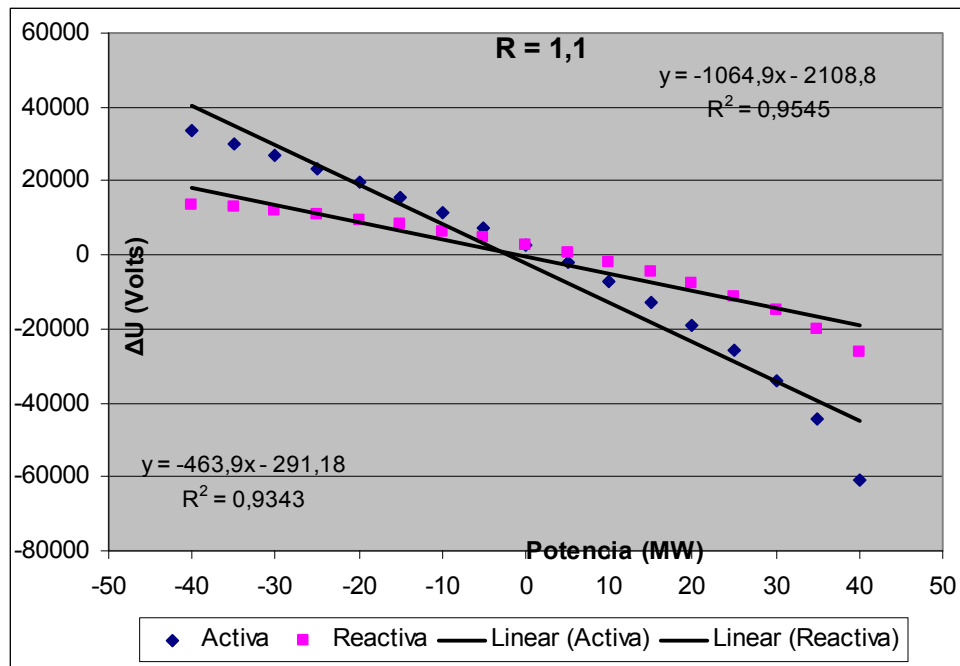
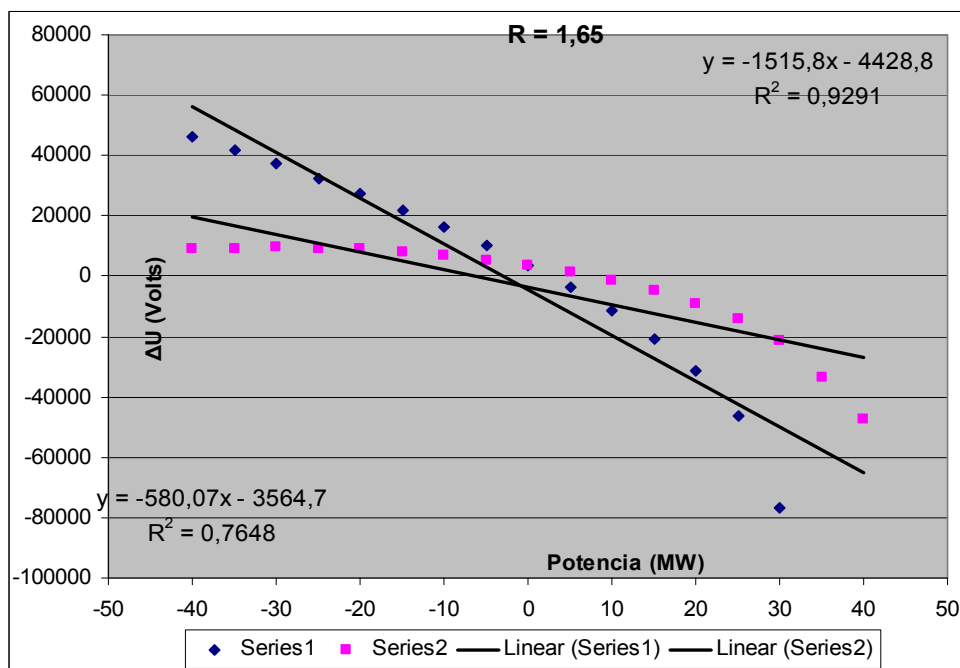
Los resultados se pueden ver mejor mediante los diagramas que se ven a continuación:



Cálculo la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $R = 0,055$



Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $R = 0,55$

Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $R = 1,1$ Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $R = 1,65$

Hacemos lo mismo cambiando los valores de las inductancias de las líneas, tomando los valores de $X_c = 3500 \Omega \cdot \text{Km}$, $5000 \Omega \cdot \text{Km}$, $14000 \Omega \cdot \text{Km}$, $28000 \Omega \cdot \text{Km}$ (el valor X_c se refiere a la capacitancia de las líneas submarinas; no olvidemos que en nuestro caso dicha capacitancia alcanza los $7125 \Omega \cdot \text{Km}$) y los

valores $X_{\text{lineas}} = 0,75, 1 \Omega/\text{Km}$ (se refiere a la inductancia de las líneas aéreas).
Entonces obtenemos los siguientes resultados:

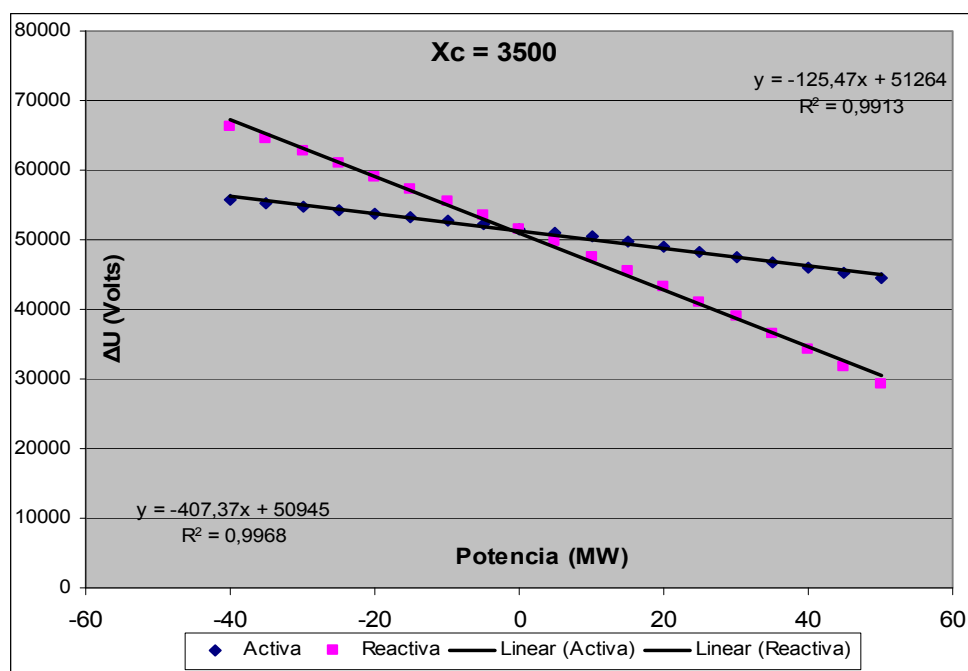
Cálculo de la impedancia equivalente del bus 4 para varios casos

	$X_c = 3500$		$X_c = 5000$		$X_c = 14000$	
P,Q	55650	66150	21600	33300	-14400	-1350
-40	55350	64500	21300	31500	-14550	-3150
-35	54750	62700	21000	29850	-14850	-4950
-30	54300	60900	20550	28050	-15000	-6750
-25	53850	59100	20250	26100	-15300	-8550
-20	53250	57300	19800	24300	-15600	-10500
-15	52800	55500	19350	22350	-15900	-12450
-10	52200	53550	18900	20400	-16200	-14550
-5	51600	51600	18450	18300	-16650	-16650
0	51000	49650	17850	16350	-17100	-18900
5	50400	47550	17250	14100	-17550	-21150
10	49650	45450	16800	12000	-18000	-23400
15	49050	43350	16200	9750	-18600	-25800
20	48300	41100	15450	7350	-19050	-28500
25	47550	39000	14850	4950	-19800	-31050
30	46800	36600	14100	2550	-20400	-33900
35	46050	34200	13350	-150	-21150	-37050
40	45150	31800	12600	-2850	-21900	-40200
45	44400	29250	11850	-5550	-22650	-43800
50	55650	66150	21600	33300	-14400	-1350

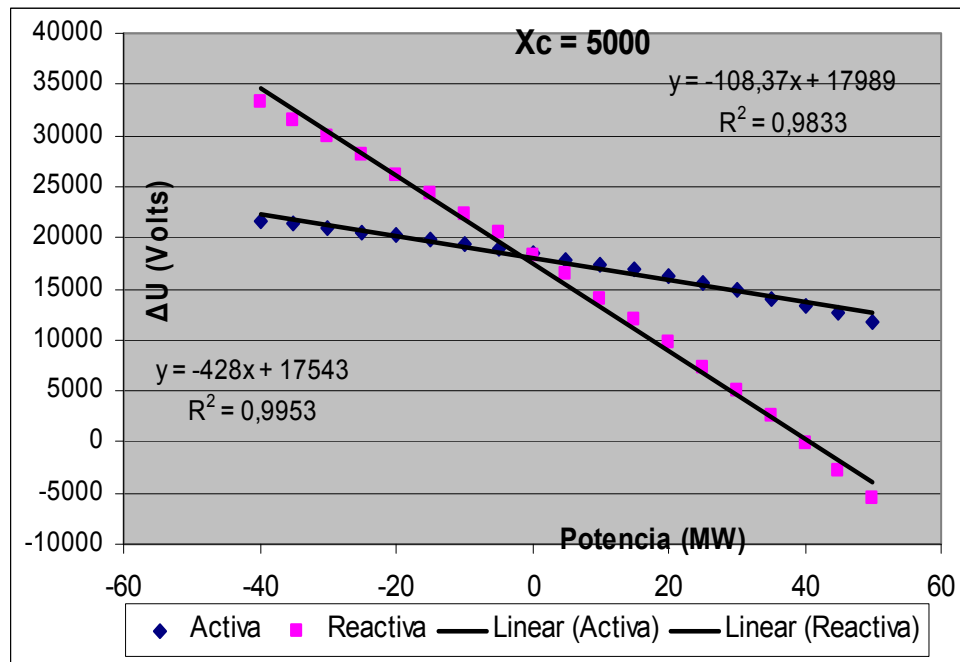
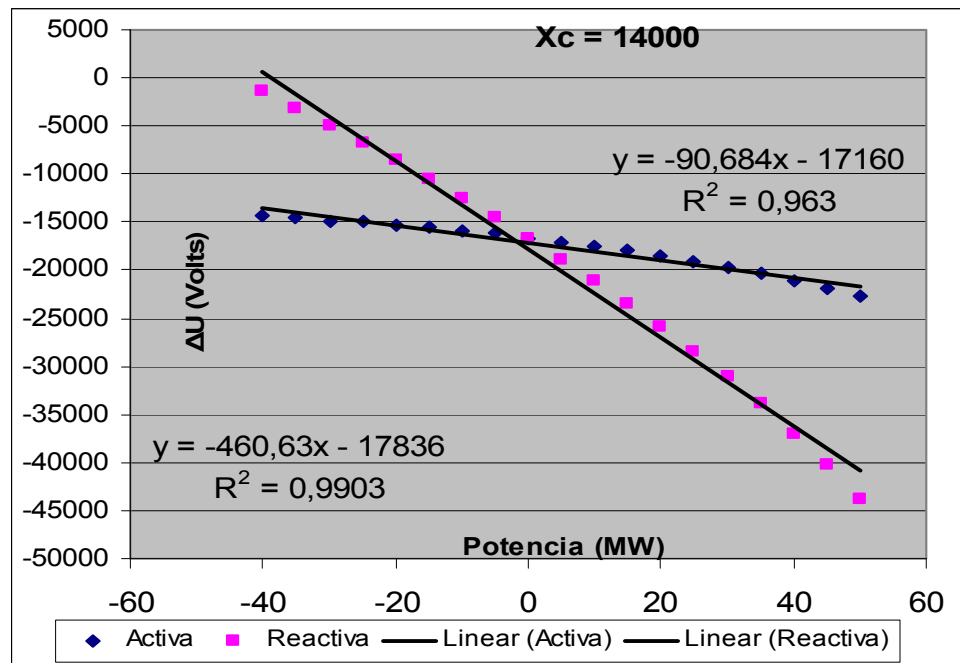
	$X_c = 28000$		$X_l = 0,75$		$X_l = 1$	
P,Q	-16200	-3150	1650	22500	-450	29250
-40	-16350	-4800	1800	19950	150	26100
-35	-16500	-6600	1800	17550	600	22950
-30	-16650	-8400	1650	14850	750	19500
-25	-16950	-10200	1650	12150	1050	16050
-20	-17250	-12150	1350	9450	1050	12450
-15	-17550	-14100	1200	6450	900	8700
-10	-17850	-16200	900	3450	750	4650
-5	-18300	-18300	450	450	450	450
0	-18600	-20400	0	-2850	0	-4050
5	-19050	-22650	-600	-6300	-600	-8850

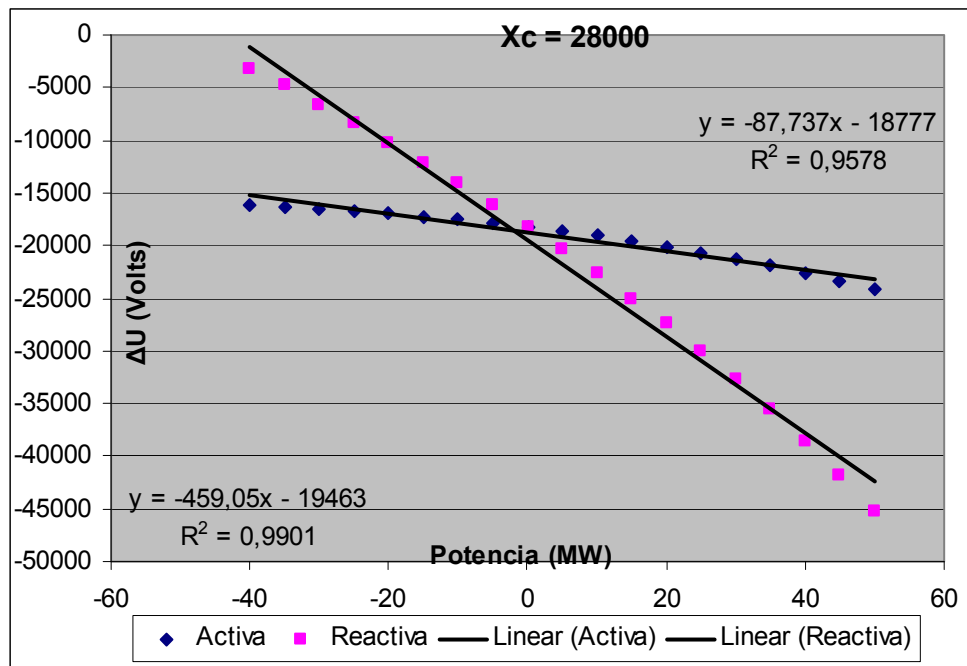
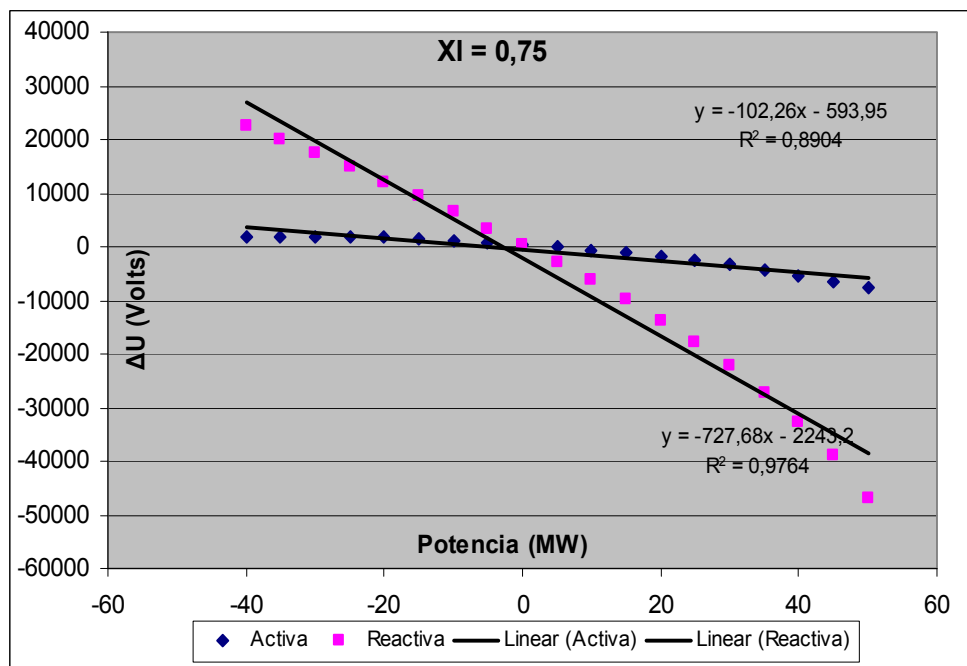
10	-19650	-25050	-1200	-9900	-1200	-13950
15	-20100	-27450	-1800	-13800	-1950	-19650
20	-20700	-30000	-2550	-17850	-3000	-26100
25	-21300	-32700	-3450	-22350	-4050	-33450
30	-21900	-35550	-4350	-27150	-5250	-42750
35	-22650	-38550	-5400	-32550	-6750	-56850
40	-23400	-41850	-6450	-39000	-8400	-71700
45	-24150	-45300	-7650	-46800	-450	29250
50	-16200	-3150	1650	22500	150	26100

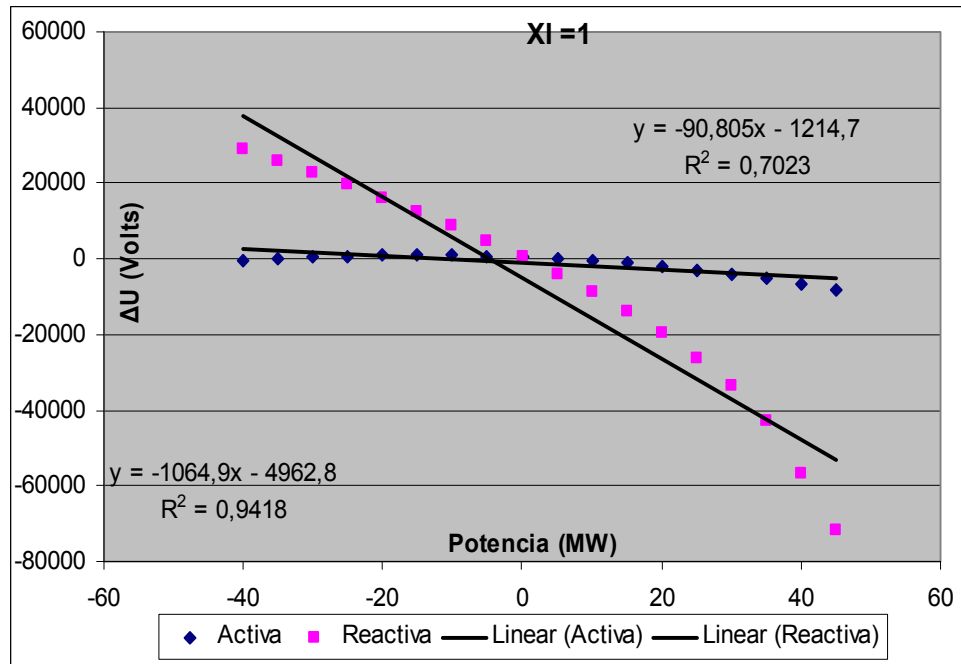
Los diagramas que siguen se basan en los datos anteriores:



Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $X_c = 3500$

Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $X_c = 5000$ Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $X_c = 14000$

Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $X_c = 28000$ Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $X_I = 0,75$

Cálculo de la impedancia equivalente para el bus 4 cuando $X_l = 1$

Hay que subrayar que todos los resultados anteriores se han obtenido considerando que los compensadores están siempre en los buses que hemos supuesto y que están trabajando a su valor nominal. Esto, por supuesto, no es algo que suceda siempre. Pero estamos obligados a hacerlo porque solo así podemos sacar conclusiones basadas en las comparaciones de los casos anteriores. Por el contrario, si hubiésemos supuesto que los compensadores cambian su valor, el sistema no podría aproximarse bien dado que, el funcionamiento de los compensadores a diferentes valores le aporta diferentes impedancias equivalentes vistas desde el bus en que se acopla el parque.

Los resultados anteriores se pueden resumir en la tabla siguiente:

Impedancia equivalente y tensión en el bus 4 para diferentes cables

Casos	Z_{eq}	$ Z_{eq} $	X/R	Pcc	U	ΔU
R = 0,055	21,19+66,41i	69,7	3,13	1037,6	0,998	0,007
R = 0,11	15,35+65,69i	67,46	4,28	1020,9	0,982	0,02
R = 0,55	77,9+69,42i	104,3	0,89	990,7	1,11	0,09
R = 1,1	159,74+65,68i	172,7	0,41	889,4	1,229	0,207
R = 1,65	227,37+ 887i	243,4	0,38	839,8	1,332	0,3
Xc = 3500	18,82+ 61i	63,8	3,24	1287	1,34	0,0029
Xc=5000	16,25+64,2i	66,22	3,95	1115,6	1,108	0,012

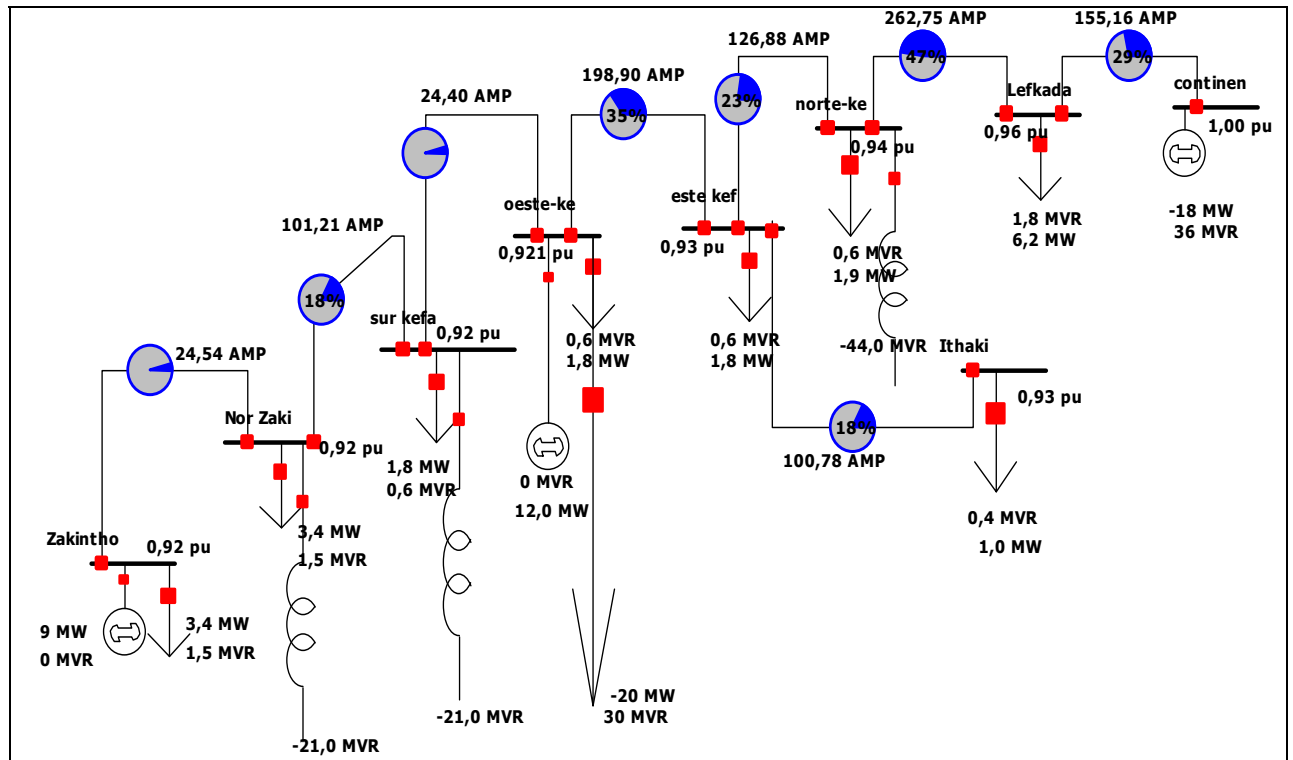
$X_c=14000$	$13,6+69i$	70,3	5,07	929,5	0,862	0,03
$X_c=28000$	$13,16+68,65i$	70,1	5,23	918,1	0,851	0,03
$X_i=0,75$	$15,34+109,15i$	110,22	7,11	892,8	0,941	0,061
$X_i=1$	$13,6+159,73i$	160,31	11,74	780,2	0,879	0,124

En la tabla anterior, la columna X/R se refiere al cociente de la parte imaginaria de la impedancia equivalente frente a la parte real (el cociente X/R es igual a $\tan(\phi)$ donde ϕ es el argumento de la impedancia equivalente del nudo). Además, la penúltima columna alberga los valores de la tensión en el bus 4 cuando en este tenemos acoplado un parque eólico de potencia 50 MW con factor de potencia $\cos\phi = 0,96$ (es decir el parque consume energía reactiva igual a 14,5 MVar). Mientras que en la última, se ven los valores de los cambios de la tensión que sufre el mismo bus al conectar o al desconectar dicho parque a la red.

Como se puede observar en la tabla anterior, los resultados salen bastante coherentes entre ellos ya que, cuando aumentamos la resistencia de los conductores, aumenta solo la parte real de la impedancia equivalente y cuando cambiamos la inductancia o la capacitancia de las líneas, entonces hay cambios solo en la parte imaginaria de la impedancia. Además, los cambios que se observan en la impedancia equivalente, son proporcionales a los cambios de las causas a que se deben. Es decir, que en el caso por ejemplo de que aumentemos la resistencia de 0,11 a 0,55, vemos que la parte real de la impedancia se hace cinco veces más grande.

Para ver si los resultados son correctos, podemos hacer una comprobación muy rápida en uno de los casos. Por ejemplo, en el caso de que la resistencia de las líneas sea igual a 0,11 sabemos que la impedancia equivalente es igual a:

$Z = 15,35+65,69i$. Si suponemos que el parque produce 20 MW y consume 30MVAR (algo totalmente ficticio) entonces tendríamos la siguiente respuesta:

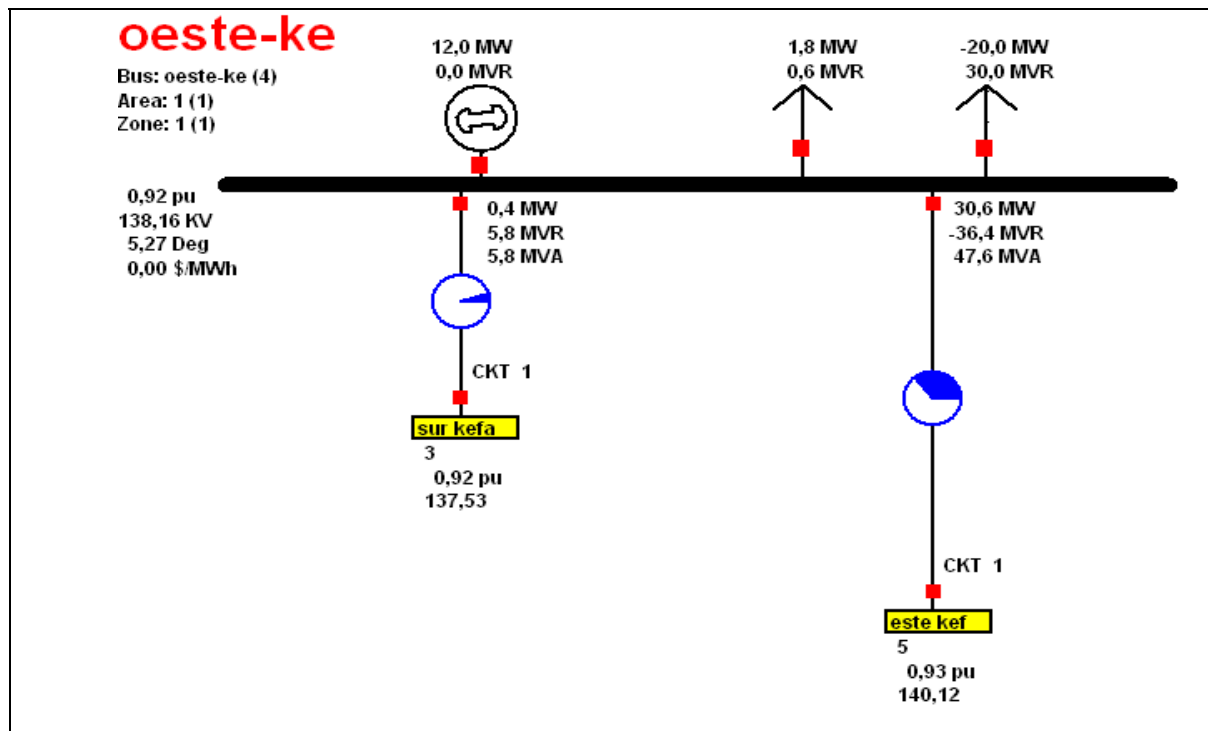


Nivel de tensiones con un parque eólico $P, Q = (-20, 30)$ y con $R = 0,11$

Según la expresión $\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$ dado que sabemos el par (P, Q) y sustituyendo los valores R, X tendremos:

$$\Delta V = \frac{15,35 * P + 65,69 * Q}{0,15}$$

El par P, Q se puede definir a partir de la imagen siguiente:



Resumen de cargas en el bus 4

Está claro que la potencia que entra en el bus es igual a

$P = 32,44$ MW y $Q = 36,42$ MVAR.

Aplicando los valores con los signos correctos tendremos:

$$\Delta V = \frac{-32,44 * 15,35 + 65,69 * 36,42}{0,15} = 12629,84 \Rightarrow E - V = 12629,84 \Rightarrow$$

$$150.000 - V = 12629,84 \Rightarrow V = 137370,16 \text{ Volts}$$

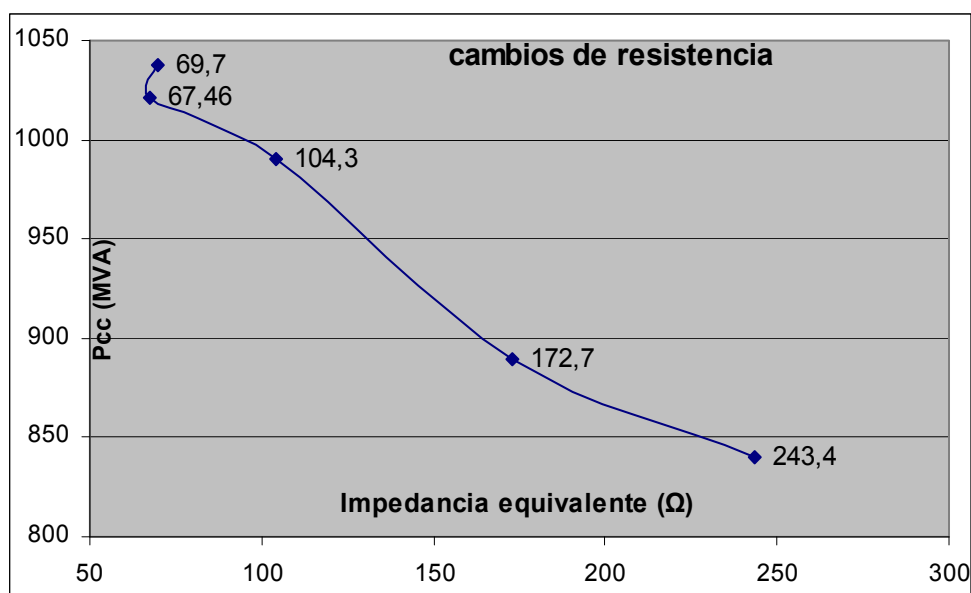
$$V = 0,9158 \text{ por unidad.}$$

Vemos que la diferencia entre el modelo aproximado y la respuesta exacta es igual a:

$$\Delta V = (0,921 - 0,9158) / 0,921 = 0,56\%$$

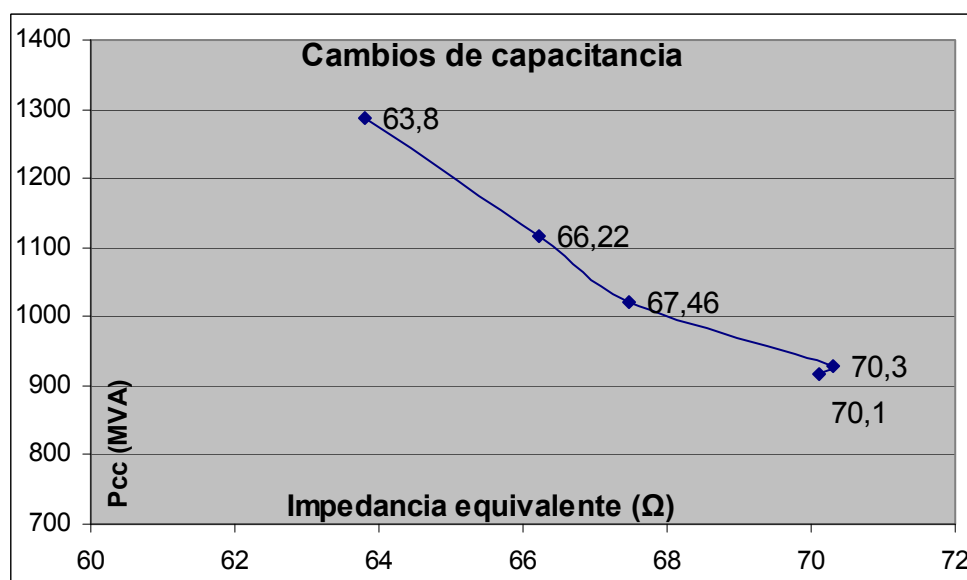
La diferencia entre las dos respuestas es pequeña y por tanto la aproximación es válida.

De la tabla anterior podemos sacar conclusiones muy interesantes. Por ejemplo, si trazamos la curva que nos dan los distintos pares de resistencias R , y de las potencias de cortocircuito P_{cc} , obtenemos la siguiente gráfica.



Cambios de potencia de cortocircuito en función de la impedancia equivalente (por cambios de la parte real)

Trazando la curva que nos dan los pares de las impedancias provocadas por los cambios de las partes imaginarias de las impedancias de los cables submarinos o imaginarios frente a las impedancias de cortocircuito obtenemos la siguiente gráfica:



Cambios de potencia de cortocircuito en función de la impedancia equivalente (al variar la inductancia de las líneas)

Está claro que a medida que aumenta la impedancia equivalente Thevenin, tenemos una bajada en la potencia de cortocircuito en el bus 4. Es decir, que conforme aumenta la impedancia se debilita el sistema.

Aquí hay que hacer hincapié en el hecho de que en nuestro sistema, aunque los cambios de los parámetros de las líneas son muy grandes (el rango de cambios de la resistencia se encuentra entre 0,055 y 1,65 por unidad), los cambios de la potencia de cortocircuito son mucho más moderados. Por lo tanto, pequeños cambios de este tipo de parámetros en una red pequeña no modificarán notablemente la potencia de cortocircuito. Por el contrario, cuando se realizan cambios que están relacionados con la reactancia subtransitoria de los motores, sí que hay cambios en el nivel de la potencia de cortocircuito que son proporcionales a las desviaciones del valor de la reactancia. Si por ejemplo hubiésemos elegido como valor de reactancia de cortocircuito de los motores $X''_d = 1$ (el valor que el programa toma por defecto), la potencia de cortocircuito en el bus 4 sería igual a: $P_{cc} = 274,5$ MVA. La potencia de cortocircuito es 4 veces menor. Así que en este caso, hay que ser muy cauteloso a los cambios de la reactancia X''_d a la hora de dimensionar las protecciones de la red.

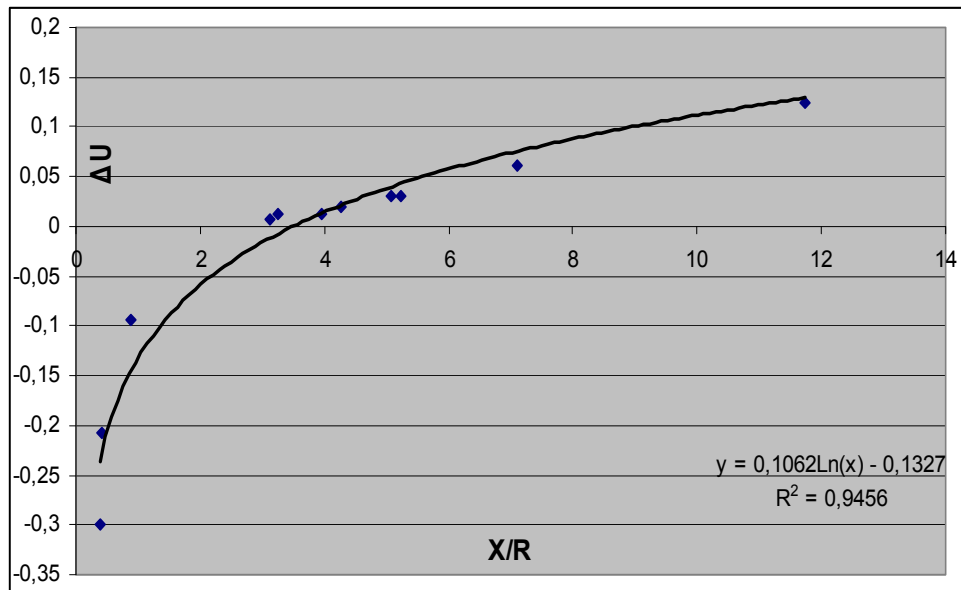
Aparte del importantísimo papel que juega la potencia de cortocircuito para la selección del punto de conexión, otro factor muy significativo que nos puede indicar si el punto elegido es el apto o incluso qué cambios hay que hacerse en la red con el fin de mejorar su comportamiento en el bus de conexión (y a sus colindantes) es el cociente X/R. En general, para relaciones X/R bajas, no puede tomarse un criterio basado en la solución en régimen estacionario como criterio de selección de potencia de cortocircuito. El porque se puede ver en el diagrama que sigue. En este diagrama, en el eje x aparecen los distintos valores del cociente X/R para los distintos casos de resistencias e inductancias que han sido objetos de estudio en los párrafos anteriores. En el eje y, aparecen las desviaciones de tensión que sufre el bus 4 al conectar un parque de potencia 50 MW y $\cos\phi = 0,96$. Estas desviaciones se definen como:

$$\Delta U = \frac{V_0 - V_1}{V_0} \text{ donde}$$

V_0 es la tensión en el bus 4 antes de acoplar el parque

V_1 es la tensión en el bus 4 después de acoplar el parque

Construyendo el diagrama obtenemos la siguiente gráfica:



Desviación de la tensión en el bus 4 en función del cociente X/R

Como se puede observar, tanto para cocientes pequeños como para cocientes grandes, el acoplamiento del parque puede provocar perturbaciones en los niveles de tensión mucho más altas que las permitidas. Además, se puede ver que cuando el cociente X/R es pequeño, las desviaciones de tensión son muy susceptibles a los cambios del cociente (gradiente alto), mientras que cuando el X/R es más grande, el sistema tiene menor capacidad de responder a los cambios del mismo cociente (gradiente menor). Es decir, cuanto más resistiva es la impedancia equivalente Thevenin, más sujeto a los cambios de la configuración de la red está el nivel de la tensión. Si usamos el método de regresión para aproximar los resultados, vemos que mediante una curva logarítmica podemos acercar bastante las respuestas. La ecuación de la curva es:

$$y = 0,1062 \ln(x) - 0,1327$$

Si deseamos que las desviaciones de la tensión sean 0 independientemente de la potencia del parque que acoplemos, debemos tener:

$$y = 0 \Rightarrow 0,1062 \ln(x) - 0,1327 = 0 \Rightarrow x = 3,49$$

Es decir que $X/R = 3,49$.

De esta manera, queda claro que en el caso que queramos proceder en modificaciones en la red con el fin de mitigar las repercusiones de la penetración de la energía eólica, tenemos que elegir cables y transformadores que su impedancia equivalente tenga un cociente X/R lo más cercano al valor mencionado.

El valor anterior se puede calcular también mediante la expresión:

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$$

Sabemos que el parque eólico entrega una potencia activa en el bus 4 y hemos considerado que consume una potencia reactiva que depende solo de la potencia activa. Por una parte, el consumo de potencia reactiva provocará una bajada de la tensión en el bus, mientras que la producción de potencia activa provocará a su vez un aumento de la tensión en el mismo bus. Está claro que los dos fenómenos se autocompensan hasta un punto. Si queremos que la influencia del parque se anule basta con que:

$$\Delta V = 0 \Rightarrow -RP + XQ = 0 \Rightarrow -RP + XP \tan(\varphi) = 0$$

$$\text{Sabiendo que } \cos(\varphi) = 0,96 \Rightarrow \tan(\varphi) = 0,29$$

$$\text{Por lo tanto } -RP + 0,29XP = 0 \Rightarrow X/R = 1/0,29 \Rightarrow X/R = 3,448$$

Fijando pues el cociente de la impedancia equivalente, podemos anular las perturbaciones en el nivel de la tensión. Por supuesto esto no es nada fácil dado que la mayoría de las veces los parques se acoplan en redes con características ya fijas y no es posible cambiar el parámetro X/R. Pero lo que sí que se puede cambiar es el factor de potencia del parque eólico para que tengamos $\Delta V = 0$.

Una manera indirecta para proceder al control de la tensión en el bus de conexión es mediante el uso de un banco de condensadores. Los bancos de condensadores se acoplan normalmente al punto de conexión del parque con el fin de producir la energía reactiva que consumen los aerogeneradores. En una red normal de alta tensión, en el que no hay cables submarinos, valores típicos entre los que se encuentra el cociente X/R son entre 1,73 y 5,67 (el ángulo φ está entre 60 y 80 grados). Entonces, dado que el parque eólico cuando no funciona a plena carga (es decir durante la mayoría del tiempo) se caracteriza por factores de potencia que se encuentran entre 0,7 y 0,9 podemos entender porque es necesario el uso de un banco de condensadores. Si por ejemplo, el parque funcionando a la mitad de su potencia nominal, tiene un factor de potencia igual a 0,8, entonces, para producir esta potencia en el parque, consumirá reactiva igual a:

$$Q = \tan(\cos^{-1}0,8) = 0,75 P$$

Empleando la relación: $\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$ tendremos para una relación X/R = 1,73 una disminución de tensión:

$$\Delta V = \frac{-RP + (1,73R)(0,75P)}{V} = \frac{-RP + 1,3RP}{V}$$

Es obvio que si acoplamos el parque a la red, por una parte, la entrega de la energía activa provocará un aumento de la tensión, mientras que el consumo de la potencia reactiva provocará una caída de la tensión. Para un factor de potencia del parque 0,8 y una relación X/R = 1,3 el punto de conexión sufrirá una bajada de tensión. Y si tomamos en consideración nuestro caso base en el

que el cociente X/R es igual a 4,28 y factor de potencia 0,8 entonces la relación anterior tomaría la siguiente forma:

$$\Delta V = \frac{-RP + (4,28R)(0,75P)}{V} = \frac{-RP + 3,21RP}{V}$$

Aquí la potencia reactiva provocaría una bajada de tensión tres veces mayor al crecimiento provocado por la energía activa entregada. Por esa razón, en la mayoría de los parques, es imprescindible el establecimiento de unos condensadores con la misión de abastecer a los aerogeneradores de energía reactiva necesaria para funcionar sin que sea necesario exigirla de la red. En general, para evitar que los parques eólicos consuman potencia reactiva de la red, suelen contar con sistemas de control de energía reactiva (condensadores, convertidores de potencia, etc) ajustados para que el factor de potencia sea próximo a 1 y $Q = 0$. De ese modo, la carga reactiva en este mismo punto, es menor y la tensión se ve menos perjudicada ya que para los valores X/R típicos, ΔU se debe mayoritariamente a la potencia reactiva Q .

El criterio de que el parque ni genere ni consuma energía reactiva no es siempre óptimo, sobre todo si queremos limitar las variaciones de tensión. Esto se puede ver claramente mediante el simple ejemplo que sigue.

Si por ejemplo disponemos de una red con comportamiento resistivo (X/R = 0,41 muy bajo; por ejemplo el caso estudiado en el que la resistencia de las líneas fuera 1,1 Ω/km) entonces la relación anterior tomaría la siguiente forma:

$$\Delta V = \frac{-RP + (0,41R)(0,75P)}{V} = \frac{-RP + 0,3RP}{V}$$

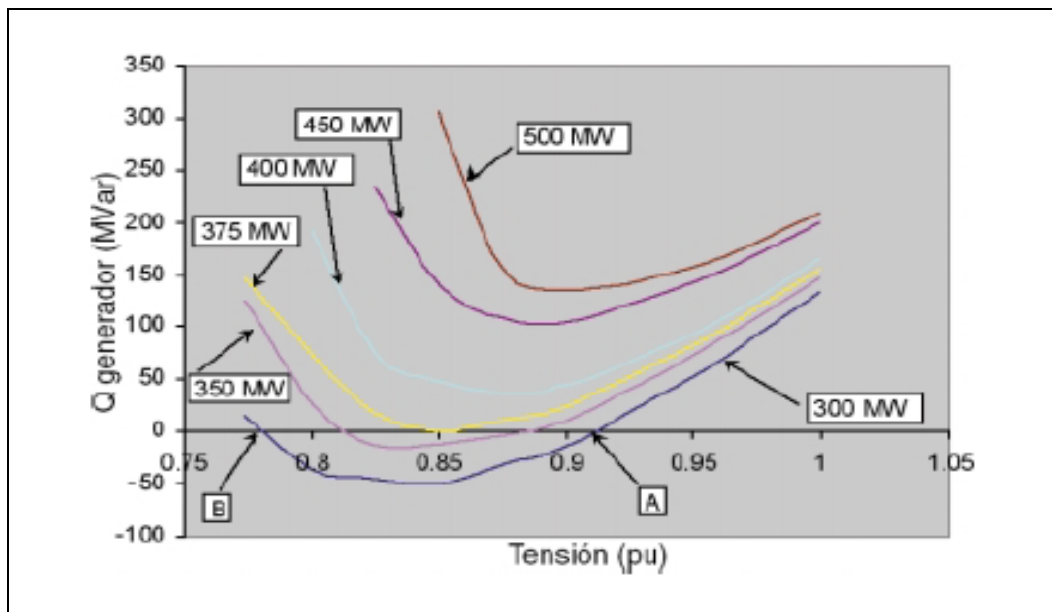
En este caso, conviene que las exigencias en energía reactiva sean las mayores posibles para compensar la subida de tensión provocada por la energía activa entregada. Es decir, que aquí, no solo no se precisa del uso de condensadores, sino que se exige el uso de compensadores que aumentarían la carga reactiva y equilibrarían la tensión.

De todo lo anteriormente explicado, es patente que el uso o no de bancos de condensadores depende únicamente del factor X/R de la impedancia equivalente Thevenin. Pero en la red que nosotros estudiamos, esta pregunta no nos va a preocupar porque cables submarinos, que por su capacitancia producen energía reactiva, pueden jugar el papel de los bancos de condensadores. En nuestro caso en el que X/R es igual a 4,28, cuando acoplamos el parque hace falta energía reactiva. Si al mismo tiempo que acoplamos el parque disminuimos la potencia reactiva consumida por las reactancias de compensación que están instaladas en

los extremos de los cables submarinos actuando sobre su control –en el caso que ellos no tengan un valor nominal fijo que se pueda ajustar hasta un valor máximo- o bien apagando alguno de los compensadores, habrá un exceso de energía reactiva producido por las líneas submarinas que compensará el consumo del parque eólico. Esto ofrece una gran ventaja en nuestro sistema, algo que se demostrará a continuación.

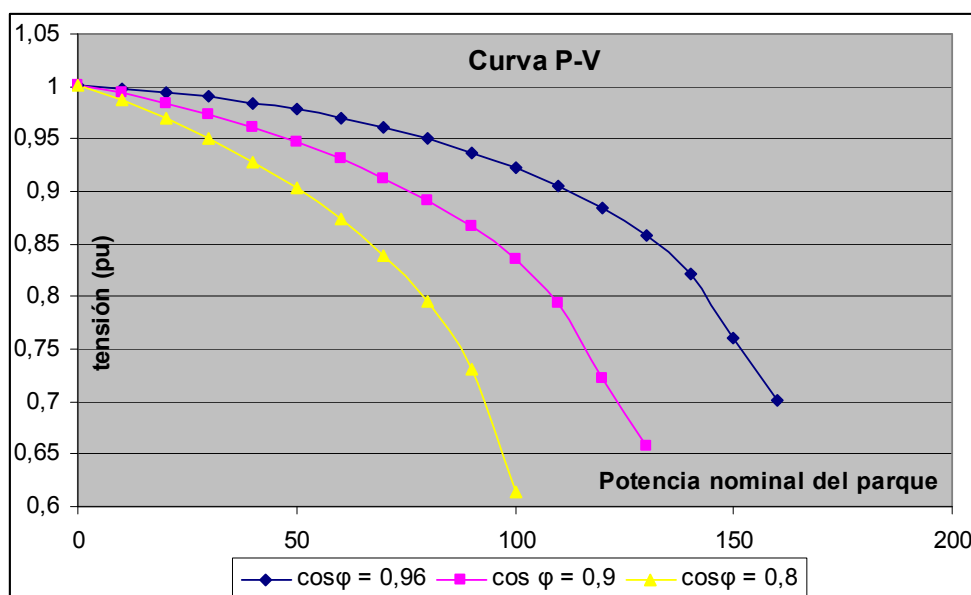
POTENCIA MAXIMA DEL PARQUE EÓLICO

Existen dos técnicas habitualmente empleadas para el análisis de los márgenes de penetración de generación eólica que un sistema admite en un punto determinado de la red. La primera permite analizar la posibilidad de colapso de tensión y las necesidades complementarias de reactiva para evitarlo. Se basa en el análisis de las curvas Q-V. La forma típica de las curvas de este método se ven a continuación:



Curvas Q-V típicas de una red

La segunda técnica, que es la que usaremos, se basa en la determinación del punto de colapso a través de las curvas P-V, es decir, la variación de la tensión en función de la potencia generada. Suponiendo que los compensadores tienen un valor fijo e igual a su valor nominal, empezamos a aumentar la potencia del parque y registramos los valores de la tensión en el punto de conexión. Lo hacemos sucesivamente para $\cos\phi = 0,96$, $0,9$ y $0,8$ y obtenemos la siguiente gráfica:



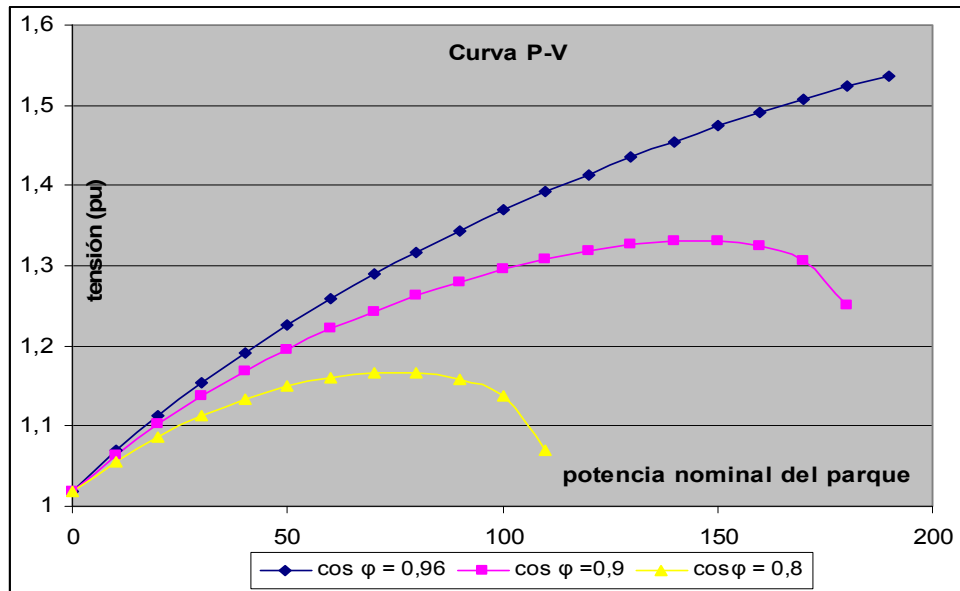
Curva P-V para el bus 4 para distintos factores de potencia del parque ($R = 0,11$)

Tensión en el bus 4 en función de la potencia activa y el factor de potencia ($R = 0,11$)

Potencia activa	$\text{Cos}\varphi = 0,96$	$\text{Cos}\varphi = 0,9$	$\text{Cos}\varphi = 0,8$
0	1,001	1,001	1,001
10	0,998	0,994	0,987
20	0,995	0,984	0,969
30	0,99	0,973	0,95
40	0,984	0,961	0,928
50	0,978	0,947	0,903
60	0,97	0,931	0,874
70	0,961	0,913	0,839
80	0,95	0,892	0,795
90	0,937	0,866	0,73
100	0,923	0,835	0,614
110	0,905	0,793	
120	0,884	0,722	
130	0,858	0,657	
140	0,821		

De la gráfica anterior se puede ver que cuanto más cerca se encuentra el factor de potencia del parque a la unidad, más potencial eólico se puede aprovechar. Suponiendo que las perturbaciones máximas de la tensión que pueden ser aceptadas por la ley alcanzan el 10 %, entonces, en el caso en el que

el factor de potencia sea igual a 0,96, podemos instalar en este mismo bus hasta 110 MW de energía eólica. En los otros dos casos en los que el factor de potencia es 0,9 y 0,8, la potencia máxima es igual a 70 MW y 50 MW respectivamente. En el caso de que la red tenga un comportamiento resistivo, como cuando la resistencia de los conductores es 1,1 por unidad, entonces, repitiendo el mismo proceso obtenemos la gráfica siguiente:



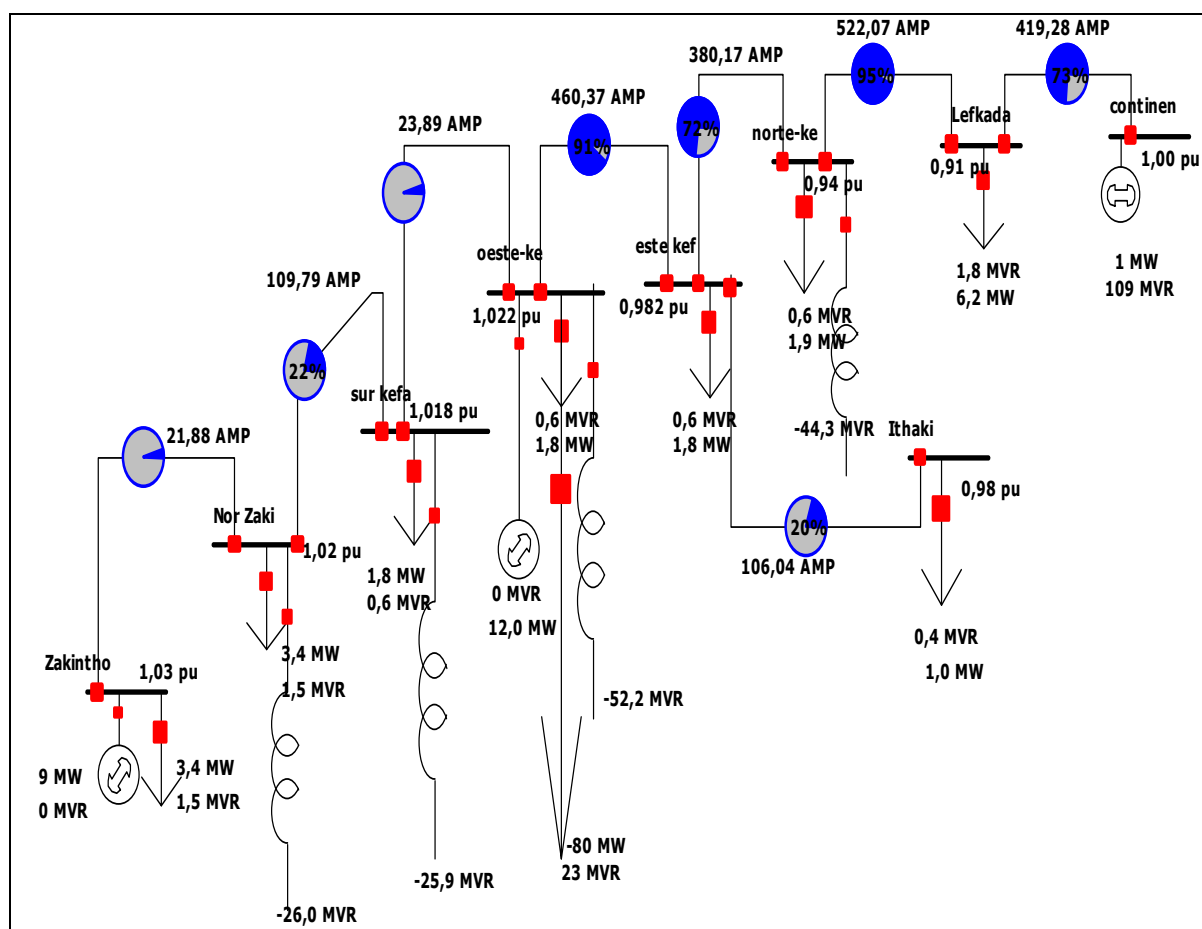
Curva P-V para el bus 4 para distintos factores de potencia del parque ($R = 1,1$)

Tensión en el bus 4 en función de la potencia activa y el factor de potencia ($R = 1,1$)

Potencia nominal	Cos ϕ = 0,96	Cos ϕ = 0,9	Cos ϕ = 0,8
0	1,018	1,018	1,018
10	1,069	1,063	1,056
20	1,114	1,102	1,087
30	1,155	1,137	1,112
40	1,192	1,168	1,133
50	1,227	1,196	1,149
60	1,259	1,221	1,16
70	1,289	1,243	1,166
80	1,317	1,263	1,167
90	1,344	1,28	1,159
100	1,369	1,296	1,137
110	1,392	1,309	1,069
120	1,414	1,319	
130	1,435	1,326	
140	1,455	1,33	

150	1,474	1,33	
160	1,491	1,324	
170	1,508	1,306	

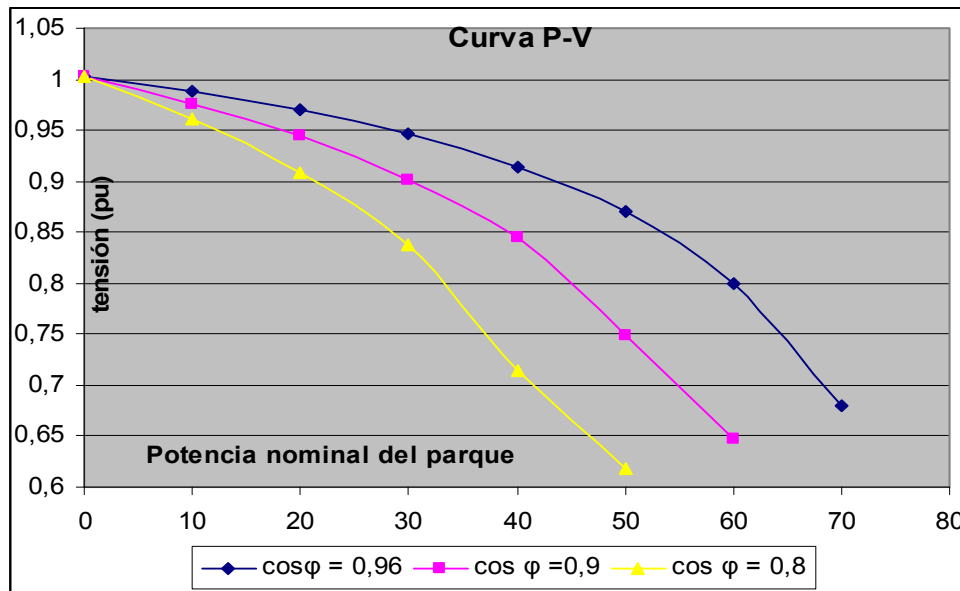
En este caso tan extremo, vemos que a medida que el factor de potencia disminuye, el nivel de las tensiones mejora. Además, observamos que por ser tan resistivo, aunque solo instalemos 10 MW de potencia eólica en los dos primeros casos ($\cos\phi = 0,96$ y $0,9$), la tensión se desvía más de 10% de su valor nominal y en el tercer caso ($\cos\phi = 0,8$), el mismo umbral se supera con la instalación de apenas 20MW. Si quisiéramos instalar más de 20 MW de potencia eólica, tendríamos que aumentar la carga reactiva en el punto de conexión. Es decir, que haría falta un compensador. Efectivamente, si al bus 4 acoplamos un compensador de valor nominal igual a 50 MVAR y un parque eólico de 80 MW con factor de potencia $\cos\phi = 0,96$ entonces el flujo de cargas nos da la siguiente respuesta:



Nivel de tensiones con un parque eólico $P, Q = (-80, 23)$ y con compensador en el mismo bus 4 ($R = 0,11$)

Esta claro, que con el acoplamiento de un compensador, la capacidad del bus como punto de conexión del parque eólico con la red se ha aumentado de 10 MW a más de 80 MW.

Finalmente, en el caso en que la red sea muy inductiva y tengamos por ejemplo que el cociente X/R es igual a 11,74 (cuando la inductancia de las líneas es igual a $XI = 1\Omega/\text{km}$) entonces, la curva P-V es la siguiente:



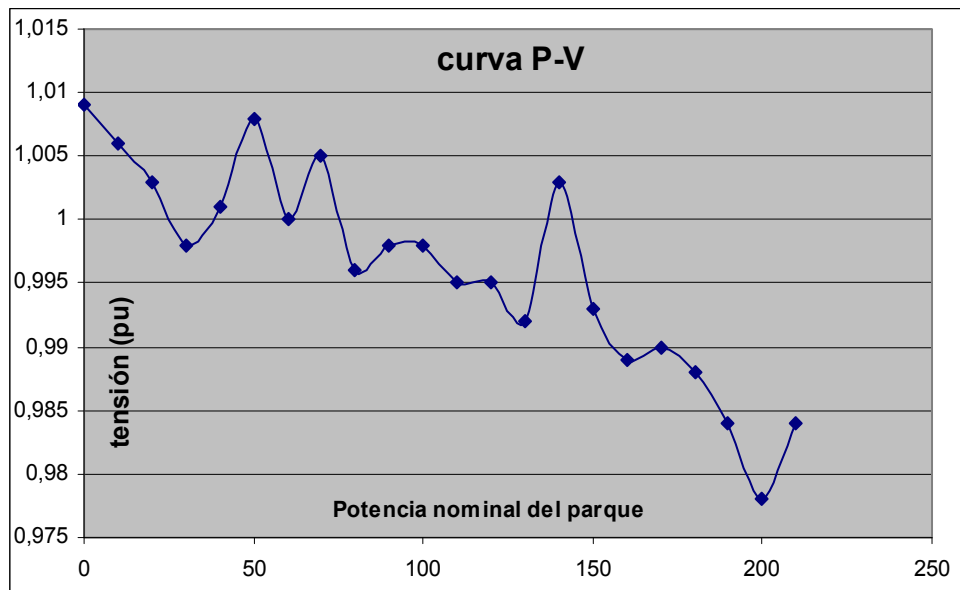
Curva P-V para el bus 4 para distintos factores de potencia del parque y red muy inductiva ($XI = 1$)

Potencia nominal	$\text{Cos}\phi = 0,96$	$\text{Cos}\phi = 0,9$	$\text{Cos}\phi = 0,8$
0	1,003	1,003	1,003
10	0,989	0,976	0,961
20	0,97	0,944	0,908
30	0,946	0,902	0,837
40	0,914	0,845	0,715
50	0,87	0,748	0,619
60	0,8	0,648	
70	0,679		

Cuando el factor de potencia es 0,96, 0,9 y 0,8, podemos instalar hasta 40, 30 y 20 MW respectivamente. Además, como en el caso base en el que el cociente X/R es 4,28, no son necesarios los bancos de condensadores si

desacoplamos algunas de las reactancias compensadoras para ceder al parque la energía reactiva que proviene del comportamiento capacitivo de los cables submarinos.

Si los compensadores de la red disponen de un sistema de control automático, es decir, toman valores desde 0 hasta su valor nominal, la capacidad de evacuación del punto de conexión incrementa significativamente. Esto se puede ver mediante la curva P-V que aparece a continuación y se refiere al caso base con el control automático de los compensadores, activado.

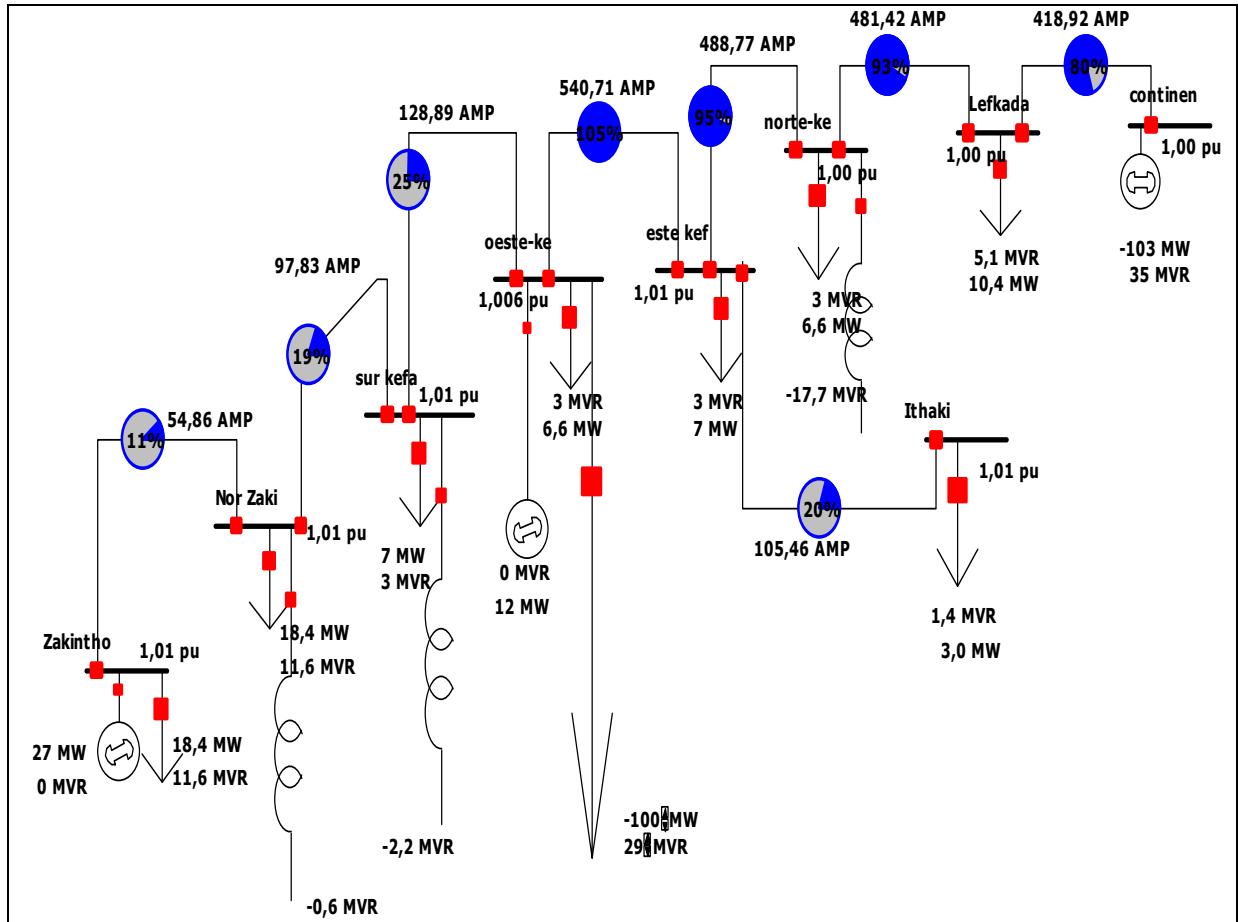


Curva P-V para el caso base con un sistema de control de los compensadores automático y factor de potencia 0,96

Potencia nominal	Tensión (pu)	Potencia nominal	Tensión (pu)
0	1,009	110	0,995
10	1,006	120	0,995
20	1,003	130	0,992
30	0,998	140	1,003
40	1,001	150	0,993
50	1,008	160	0,989
60	1	170	0,99
70	1,005	180	0,988
80	0,996	190	0,984
90	0,998	200	0,978
100	0,998	210	0,984

Nivel de tensiones con un parque eólico P,Q = (-130, 39) y con compensadores con sistema de control continuo

Como se puede ver, el cable entre oeste y este de Kefalonia sufre una sobrecarga del orden de 7%. Cuando el control de potencia de los compensadores es automático, el problema más importante no son las desviaciones de la tensión sino, la sobrecarga de las líneas. Es obvio que, el caso más desfavorable para las líneas es, cuando en el sistema la carga es máxima. Entonces, la producción de la energía eólica no debe superar los 100 MW dado que como se ve de la imagen siguiente, la sobrecarga de la misma línea está al 5 %.



Nivel de tensiones con un parque eólico $P, Q = (-100, 29)$ y con compensadores con sistema de control continuo

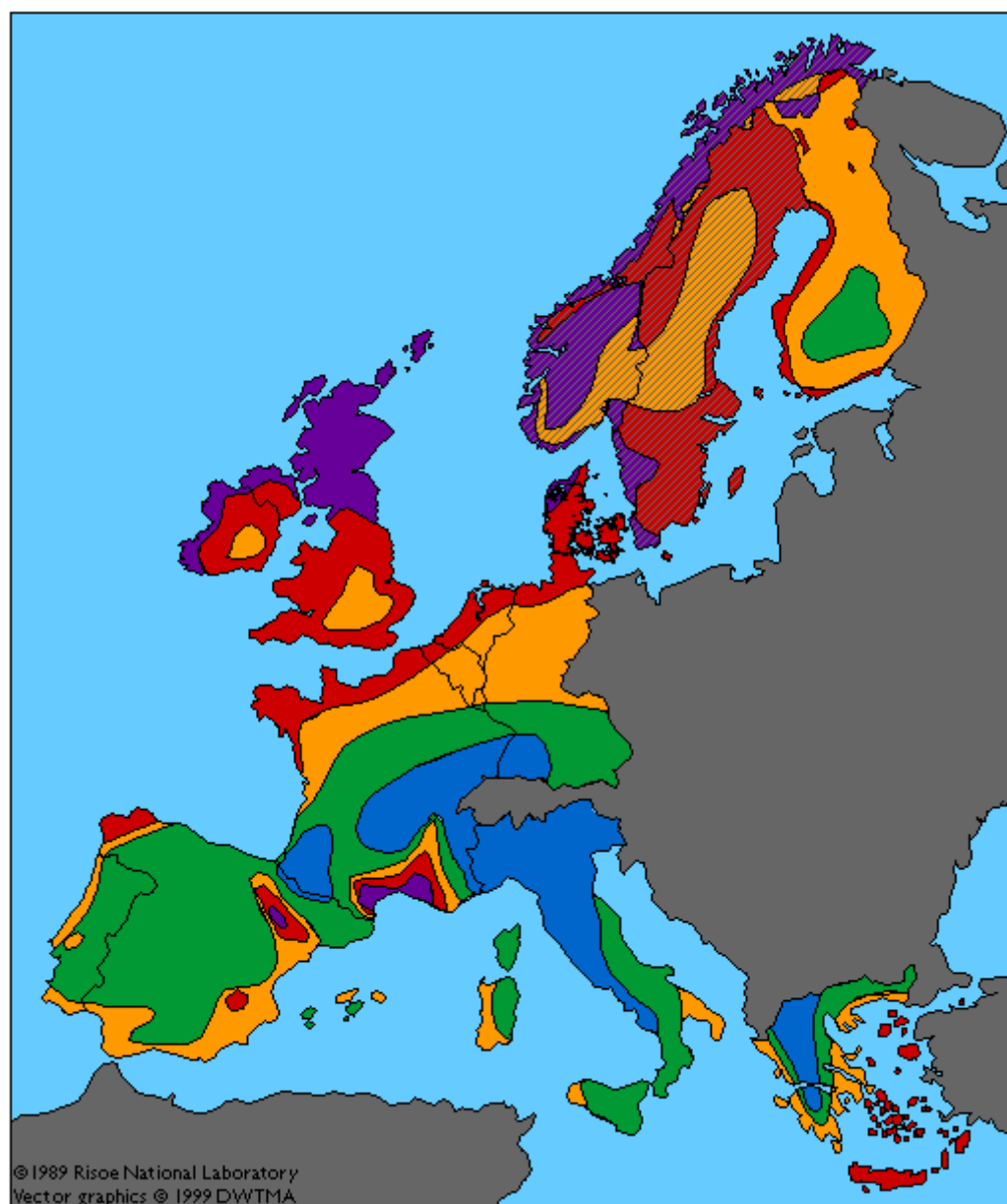
CONCLUSIONES

En conclusión, podemos decir que en el bus 4 de nuestro sistema, se puede instalar un parque eólico cuya potencia no supere los 100 MW. En este caso, si los compensadores disponen de un sistema de control automático, las repercusiones en el nivel de tensión no son las que restringen la potencia máxima del parque (la tensión será igual a 0,998pu), sino la carga de las líneas.

Además, vemos que el criterio de la potencia de cortocircuito, aunque nos da una primera aproximación de la potencia máxima que se puede instalar en un punto de la red, en muchos casos, este criterio ha sobreestimado o ha subestimado la capacidad de la red. Por ejemplo, en el caso de que la resistencia de los conductores fuera $1,1\Omega/\text{km}$, entonces, según el criterio de la potencia de cortocircuito, podríamos instalar hasta $889,4/20 = 45$ MW mientras que como se ha visto, esta apenas podía llegar a los 10 MW. También, en el caso base, según el criterio de Pcc, podríamos instalar hasta $1020,9/20 = 51$ MW sin embargo, se ha demostrado, que podemos instalar un parque de potencia hasta 100 MW. Más bien podríamos decir que el criterio de cortocircuito se puede emplear para una cierta gama de cocientes X/R y que se ha definido con el fin de proteger el sistema considerando también los fenómenos dinámicos y transitorios.

Por otra parte, debe mencionarse que un estudio de seguridad estacionaria completo, exigiría un análisis de cortocircuito. Porque al instalar generadores en una red, aumenta la potencia de cortocircuito y por eso tenemos que comprobar si las medidas de protección cubren este aumento. Pero en el caso de un parque eólico, a diferencia de otro tipo de tecnologías de generación, no es habitual que la generación eólica pueda provocar problemas en lo que al nivel de cortocircuito se refiere. Esto es debido, tanto al hecho de que la mayoría de las máquinas utilizadas son de tipo asíncrono, como fundamentalmente al hecho de que al generar básicamente en baja tensión (la potencia unitaria de las máquinas suele ser inferior a 1MW), y exigir una red de distribución intermedia MT más una estación transformadora MT/AT, la "impedancia" equivalente vista por la red sea muy elevada en la mayoría de las ocasiones. Los principales problemas relacionados con cortocircuitos en redes con generación eólica se deben a que las máquinas suelen desconectarse instantáneamente cuando detectan huecos de tensión y que los generadores asíncronos tienden a bajar más la tensión cuando se produce un cortocircuito en la red. Este fenómeno es muy complejo y no se ha considerado ya que se requiere disponer de modelos precisos de las máquinas instaladas en el parque.

Finalmente, hemos comprobado que el método de estimación de los parámetros R , X producida mediante la siguiente expresión $\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$ es buena y podemos utilizarla evitando así la complejidad matemática del uso de las ecuaciones del flujo de cargas.



Recursos eólicos a 50 (45) m sobre el nivel del mar

Color	Terreno accidentado		Plano abierto		En la costa		Mar abierto		Colinas y crestas	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
Púrpura	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
Rojo	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
Naranja	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
Verde	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
Azul	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
Púrpura diagonal			>7.5							
Rojo diagonal			5.5-7.5							
Naranja diagonal			<5.5							

BIBLIOGRAFÍA

- Heier, Siegfried. “Grid integration of wind energy conversion systems”. John Wiley & Sons Ltd
- B.M.Weedy y B.J.Cory. “Electric Power systems”. John Wiley & Sons Ltd
- Andrés Elías Feijóo Lorenzo. “Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de la onda de redes eléctricas de gran dimensión”. Universidad de Vigo, departamento de ingeniería eléctrica.
- Pedro Rosas. “Dynamic influences of wind power on the power system”. Thesis submitted to Ørsted Institute, Section of Electric Power Engineering Technical University of Denmark
- John J. Grainger, William D. Stevenson, Jr. “Power System Analysis”. New York [etc.] : McGraw-Hill, cop. 1994
- Apuntes del master “Energías Renovables”
- Theodore Wildi. “Electrical machines, drives and power systems” Upper Saddle River, New Jersey [etc.] : Prentice-Hall, cop.2000
- Joaquin Mur. “Apuntes en energía eólica”

Paginas de Internet

- <http://www.cres.gr>
- <http://www.rae.gr>
- <http://www.pirelli.com> (datos de cables)
- <http://www.windpower.org>