

**Trabajo Final de Carrera**

*Optimización de la distribución de LNG en  
una red paneuropea de transporte pesado  
de mercancías de larga distancia por  
carretera por medio de programación lineal*

José María García Otero

**Ingeniería de Organización Industrial**

Director: Carles Torres i Feixas

Vic, junio de 2013

*Dedicado a  
Sonia, Leví y Esáu  
por haber estado siempre a mi lado,  
por haberme apoyado,  
comprendido y soportado.*

## TABLA DE CONTENIDO

Tabla de contenido .....	3
Listado de ilustraciones .....	6
Listado de tablas .....	8
Listado de diagramas .....	10
Listado de gráficos .....	11
Resumen .....	12
Abstract .....	13
1 Objetivo .....	14
2 Conclusiones .....	14
3 Introducción .....	15
3.1 La contaminación ambiental (el problema).....	15
3.1.1 Contexto .....	15
3.1.2 Fuentes de la contaminación.....	18
3.1.3 La contaminación debida al Transporte.....	19
3.1.4 Los combustibles .....	25
3.1.5 Legislación actual .....	33
3.1.6 Proyectos europeos con gas natural .....	36
3.2 La Programación Lineal (la herramienta) .....	36
3.2.1 Contexto .....	36
3.2.2 Investigación Operativa .....	37
3.2.3 Modelos de Programación Lineal.....	43
4 Metodología .....	44
5 Planteamiento, análisis, definición, modelado, resolución, validación y aplicación del problema .....	46
5.1 Planteamiento, análisis y definición del problema.....	46
5.1.1 Combustible .....	46
5.1.2 Área de estudio: EU27 .....	47
5.1.3 Instalaciones de suministro LNG en territorio de la EU .....	47
5.1.4 Red de transporte de la EU27.....	54
5.2 Construcción del modelo .....	72

5.2.1	Alternativas de decisión.....	72
5.2.2	Condicionantes del problema.....	73
5.2.3	Objetivos perseguidos .....	75
5.3	Solución del modelo.....	76
5.3.1	Preparación .....	77
5.3.2	resultados .....	81
5.3.3	Interpretación de los resultados .....	88
5.4	Validación del modelo.....	90
5.5	Puesta en práctica del modelo .....	90
6	Listado de acrónimos utilizados.....	92
7	Programas utilizados .....	94
8	Bibliografía y Webgrafía .....	95
9	Agradecimientos .....	97
10	ANEXOS: Datos y otra información complementaria .....	99
10.1	ANEXO 1 Terminales en construcción .....	99
10.2	ANEXO 2 Terminales propuestas.....	100
10.3	ANEXO 3 Inventario agregado de almacenamiento de LNG .....	103
10.4	ANEXO 4 Distancias entre las terminales y las estaciones de servicio de LNG / L-CNG	104
10.5	ANEXO 5 Mapas con las interconexiones de la red.....	110
10.5.1	NL, Ámsterdam – DE, Berlín .....	111
10.5.2	ES, Barcelona – IT, Roma .....	112
10.5.3	DE, Berlín – DK, Copenhague.....	113
10.5.4	DE, Berlín – PL, Varsovia .....	114
10.5.5	DE, Berlín – CZ, Praga.....	115
10.5.6	SK, Bratislava – HU, Budapest .....	116
10.5.7	BE, Bruselas – NL, Ámsterdam .....	117
10.5.8	BE, Bruselas – LU, Luxemburgo .....	118
10.5.9	RO, Bucarest – BG, Sofía .....	119
10.5.10	HU, Budapest – RO, Bucarest.....	120
10.5.11	DK, Copenhague – SE, Estocolmo .....	121
10.5.12	SE, Estocolmo – FI, Helsinki .....	122
10.5.13	FI, Helsinki – EE, Tallin .....	123
10.5.14	PT, Lisboa – ES, Madrid.....	124



10.5.15 SI, Liubliana – IT, Roma .....	125
10.5.16 SI, Liubliana – BG, Sofía.....	126
10.5.17 SI, Liubliana – AT, Viena .....	127
10.5.18 UK, Londres – IE, Dublín .....	128
10.5.19 UK, Londres – BE, Bruselas .....	129
10.5.20 LU, Luxemburgo – CZ, Praga .....	130
10.5.21 ES, Madrid – FR, París.....	131
10.5.22 ES, Madrid – ES, Barcelona .....	132
10.5.23 FR, París – BE, Bruselas .....	133
10.5.24 FR, París – IT, Roma.....	134
10.5.25 FR, París – LU, Luxemburgo .....	135
10.5.26 CZ, Praga – AT, Viena.....	136
10.5.27 LV, Riga – LT, Vilna.....	137
10.5.28 IT, Roma – MT, La Valeta .....	138
10.5.29 BG, Sofía – EL, Atenas .....	139
10.5.30 EE, Tallin – LV, Riga.....	140
10.5.31 PL, Varsovia – SK, Bratislava .....	141
10.5.32 AT, Viena – SK, Bratislava.....	142
10.5.33 LT, Vilna – PL, Varsovia.....	143

## LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 3.1 Cadena del Gas Natural y del LNG .....	31
Ilustración 5.1 Territorio de la EU27 (tonalidades de verde).....	47
Ilustración 5.2 Terminales de de LNG en Europa.....	51
Ilustración 5.3 Localización geográfica de las ciudades elegidas como base de interconexión de la red paneuropea .....	57
Ilustración 5.4 Mapa con las interconexiones de la red paneuropea de transporte.....	58
Ilustración 5.5 Localización de las estaciones de servicio en las interconexiones .....	62
Ilustración 10.1 Interconexión Ámsterdam – Berlín.....	111
Ilustración 10.2 Interconexión Barcelona – Roma.....	112
Ilustración 10.3 Interconexión Berlín – Copenhague .....	113
Ilustración 10.4 Interconexión Berlín – Varsovia .....	114
Ilustración 10.5 Interconexión Berlín – Praga.....	115
Ilustración 10.6 Interconexión Bratislava – Budapest.....	116
Ilustración 10.7 Interconexión Bruselas – Ámsterdam.....	117
Ilustración 10.8 Interconexión Bruselas – Luxemburgo .....	118
Ilustración 10.9 Interconexión Bucarest – Sofía.....	119
Ilustración 10.10 Interconexión Budapest – Bucarest.....	120
Ilustración 10.11 Interconexión Copenhague – Estocolmo .....	121
Ilustración 10.12 Interconexión Estocolmo – Helsinki .....	122
Ilustración 10.13 Interconexión Helsinki – Tallín .....	123
Ilustración 10.14 Interconexión Lisboa – Madrid .....	124
Ilustración 10.15 Interconexión Liubliana – Roma .....	125
Ilustración 10.16 Interconexión Liubliana – Sofía .....	126
Ilustración 10.17 Interconexión Liubliana – Viena.....	127
Ilustración 10.18 Interconexión Londres – Dublín .....	128
Ilustración 10.19 Interconexión Londres – Bruselas.....	129
Ilustración 10.20 Interconexión Luxemburgo – Praga .....	130
Ilustración 10.21 Interconexión Madrid – París .....	131
Ilustración 10.22 Interconexión Madrid – Barcelona.....	132
Ilustración 10.23 Interconexión París – Bruselas .....	133
Ilustración 10.24 Interconexión París – Roma .....	134
Ilustración 10.25 Interconexión París – Luxemburgo.....	135
Ilustración 10.26 Interconexión Praga – Viena .....	136

Ilustración 10.27 Interconexión Riga – Vilna .....	137
Ilustración 10.28 Interconexión Roma – La Valeta .....	138
Ilustración 10.29 Interconexión Sofía – Atenas .....	139
Ilustración 10.30 Interconexión Tallín – Riga .....	140
Ilustración 10.31 Interconexión Varsovia – Bratislava .....	141
Ilustración 10.32 Interconexión Viena – Bratislava .....	142
Ilustración 10.33 Interconexión Vilna – Varsovia .....	143

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 3.1 Estructura de generación según origen (instantáneo).....	17
Tabla 3.2 Aplicaciones de la Investigación Operativa (período 1985-1998) .....	42
Tabla 5.1 Terminales de regasificación operativas actualmente .....	50
Tabla 5.2 Capacidad de carga de LNG de cada terminal para ser usado como combustible para el transporte .....	53
Tabla 5.3 Consumo final de energía según modo de transporte en EU27 (Mtoe) .....	53
Tabla 5.4 Población de las capitales de los estados miembros de la EU27, Barcelona y sus áreas metropolitanas.....	56
Tabla 5.5 Listado de las interconexiones propuestas de la red transeuropea de transporte de mercancías con LNG .....	60
Tabla 5.6 Lista de todos los tramos cubiertos por las estaciones de servicio .....	64
Tabla 5.7 Necesidades energéticas de las LUZ consideradas y capacidad de suministro.....	66
Tabla 5.8 Listado de las 52 EESS de LNG / L-CNG propuestas con la energía disponible ajustada a la oferta .....	68
Tabla 5.9 Precios medios del NG en los diferentes estados donde se ubican las terminales.....	69
Tabla 5.10 Coste del transporte del LNG por estado de origen.....	71
Tabla 5.11 Coste del LNG .....	78
Tabla 5.12 Coste del transporte de LNG .....	79
Tabla 5.13 Energía distribuida de las terminales a las EESS 1 a 7. Resultado óptimo con distribución total.....	82
Tabla 5.14 Energía distribuida de las terminales a las EESS 8 a 17. Resultado óptimo con distribución total.....	83
Tabla 5.15 Energía distribuida de las terminales a las EESS 18 a 27. Resultado óptimo con distribución total. ....	84
Tabla 5.16 Energía distribuida de las terminales a las EESS 28 a 37. Resultado óptimo con distribución total. ....	85
Tabla 5.17 Energía distribuida de las terminales a las EESS 38 a 47. Resultado óptimo con distribución total. ....	86
Tabla 5.18 Energía distribuida de las terminales a las EESS 48 a 52. Resultado óptimo con distribución total. ....	87
Tabla 6.1 Listado de acrónimos utilizados .....	94

Tabla 10.1 Terminales existentes en ampliación y nuevas en construcción .....	99
Tabla 10.2 Inventario de almacenamiento agregado de LNG por estados de la UE .....	103
Tabla 10.3 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 1 a 7 .....	104
Tabla 10.4 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 8 a 17 .....	105
Tabla 10.5 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 18 a 27 .....	106
Tabla 10.6 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 28 a 37 .....	107
Tabla 10.7 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 38 a 47 .....	108
Tabla 10.8 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 48 a 52 .....	109

## LISTADO DE DIAGRAMAS

Diagrama 3.1 Concepto de 'economía verde' .....	18
Diagrama 3.2 Proceso típico de licuefacción del NG a LNG .....	32
Diagrama 3.3 Diagrama de Modelado Matemático .....	39

## LISTADO DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 Demanda de electricidad por intervalos (España).....	15
Gráfico 3.2 Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2 .....	16
Gráfico 3.3 Energía consumida en el transporte por modo (1971-2006).....	19
Gráfico 3.4 Uso de energía en el transporte per cápita (2006) .....	20
Gráfico 3.5 Emisiones de GHG según los diferentes modos de transporte (mercancías y pasajeros, 2005).....	21
Gráfico 3.6 Dependencia de la UE27 del petróleo, NG y total .....	28
Gráfico 3.7 Densidades volumétricas y máxicas eficientes de diferentes fuentes de energía.....	30
Gráfico 5.1 Consumo final de energía del transporte por carretera en EU27 (Mtoe).....	54

## RESUMEN

### *Resumen del Trabajo Final de Carrera — Ingeniería de Organización Industrial*

<b>Título:</b>	Optimización de la distribución de LNG en una red paneuropea de transporte pesado de mercancías de larga distancia por carretera por medio de programación lineal
<b>Palabras clave:</b>	Optimización, investigación operativa, programación lineal, transporte pesado, mercancías, carretera, larga distancia, Europa, LNG.
<b>Autor:</b>	Jose Maria Garcia Otero
<b>Dirección:</b>	Carles Torres I Feixas
<b>Fecha:</b>	Junio 2013

#### **Contexto**

Actualmente, el transporte por carretera de mercancías de larga distancia está dominado por vehículos propulsados por diésel. Este combustible fósil derivado del petróleo puede ser parcialmente sustituido por otro combustible alternativo: el gas natural licuado (LNG).

Su uso proporcionará una disminución de la dependencia de los estados productores de petróleo, es comparable en energía específica y densidad energética al diésel, es seguro, disminuye las emisiones contaminantes (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y PM), en nivel de ruido y es actualmente más económico.

#### **Objetivo**

Recopilar datos reales sobre el transporte por carretera en la EU27 (energía utilizada por este tipo de transporte, localización de las terminales de LNG operativas, determinar las reservas disponibles, calcular la población que va a cubrir y calcular la energía necesaria disponible para dar cobertura a esa población según la cantidad de energía per cápita utilizada para este tipo de transporte).

Determinar las interconexiones a cubrir por la red paneuropea de transporte propuesta y decidir las localizaciones de las EESS a ser construidas para cubrir las recomendaciones de la EC de manera que ningún tramo supere los 400 km dentro de esos itinerarios.

Calcular todas las distancias que separan cada terminal de LNG operativa de cada EESS (1.300 distancias calculadas).

Construir el modelo de programación lineal.

Resolver, interpretar, validar y comprobar que es posible su utilización para la puesta en práctica del modelo propuesto, asumiendo la distribución total del LNG disponible y la minimización de los costes globales de distribución del mismo, desde el punto de vista económico.

#### **Procedimientos**

Se procederá buscando los datos en fuentes fiables que nos permitan realizar los cálculos necesarios para construir el modelo y resolviéndolo con el software adecuado a un modelo de estas dimensiones.

#### **Conclusiones**

Se ha conseguido una solución óptima, con la distribución total del LNG y minimizando los costes globales. Además, se ha obtenido movimiento de combustible en 76 de las 1.300 variables, que han mostrado un déficit de terminales de almacenamiento de LNG para su distribución en el norte y centro de Europa, que se ve compensado con un flujo de transporte de este combustible desde la península ibérica principalmente y, en menor medida, desde Italia.



## ABSTRACT

### *Thesis Abstract — Industrial Organisation Engineering*

<b>Title:</b>	Optimization of LNG distribution in a pan-European long distance road freight transport network by means of Linear Programming
<b>Keywords:</b>	Optimization, Operative Research, Linear Programming, heavy duty, road freight transport, long distance, Europe, LNG
<b>Author:</b>	Jose Maria Garcia Otero
<b>Director:</b>	Carles Torres I Feixas
<b>Date:</b>	June, 2013

#### **Context**

Nowadays, the long distance road freight transport is dominated by the use of diesel trucks. This fossil fuel distilled from oil can be partially replaced for an alternative fossil fuel: liquefied natural gas (LNG).

Its use will provide a decrement of oil dependency from the oil production countries, it is similar to diesel in terms of specific energy and energy density, it is safe, reduce the pollutant emissions (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y PM) and it is currently more affordable.

#### **Objective**

To collect real data on road freight transport in the EU27 (energy used for such kind of transport, location of LNG operative terminals, determine the available reserves, calculate the population to be covered and calculate the availability of energy to be distributed in order to cover the necessities for this population taking into account the energy per capita used for road freight transport).

To determine the routes to be covered by the proposed pan-European long distance road freight transport network and to decide the location of refuelling station to be built-up to meet the EC recommendations, so that all road section between them should be smaller than 400 km.

To calculate all the distances between each LNG operative terminal and each refuelling station (1,300 must be calculated).

To build-up the Linear Programming model.

To solve, interpret the results, validate and check if it is possible to use it for the implementation the proposed model, undertaking the total distribution of the available LNG and reaching the minimum global cost for its distribution, from the economic point of view.

#### **Procedures**

Real data search will be performed coming from reliable sources that will allow us to carry out the necessary calculus to build-up the model and solve it with the suitable software to solve large models.

#### **Conclusions**

It has been reached finally the optimum solution, with total LNG distribution and minimum global costs. Additionally, it has been obtained LNG movements in 76 of the 1,300 variables, which have revealed a serious deficit in LNG terminals, for its distribution in the Nord and Centre of Europe, that is compensated with an LNG transportation flow of this kind of fuel from the Iberian Peninsula and, secondary, from Italy.

## 1 OBJETIVO

El objetivo de este Trabajo Final de Carrera (TFC) es la obtención de datos reales, la definición, el planteamiento y la resolución de un modelo de Programación Lineal aplicado al transporte de mercancías de larga distancia por carretera en el marco de la EU27, obteniendo la combinación de distribución de gas natural licuado óptima desde todas las terminales de regasificación y almacenamiento de LNG, operativas y en territorio europeo, hasta cada una de las estaciones de servicio que se situarán a lo largo de una red que unirá todas las capitales europeas y Barcelona, asumiendo la distribución total de la energía disponible en forma de LNG y minimizando los costes globales de distribución del mismo, desde el punto de vista económico.

## 2 CONCLUSIONES

Se ha conseguido encontrar una solución óptima de distribución del LNG.

En la solución encontrada se ha distribuido todo el combustible disponible en las terminales, tomando como referencia las cantidades de combustible anuales, expresadas en unidades de energía [TJ], al mínimo coste posible [Eur].

El norte de Europa, Escandinavia y los países Bálticos, así como el centro de Europa tienen una fuerte déficit de terminales y/o instalaciones de almacenamiento de LNG para abastecer a las EESS de su territorio.

La gran mayoría del esfuerzo para compensar ese desequilibrio mencionado, recae sobre las terminales de la Península Ibérica, que exportan LNG hacia las EESS de los estados deficitarios.

En la tabla de resultados hemos obtenido transferencia de energía en forma de combustible en 76 de las 1.300 variables de decisión. Se esperaba una solución de este orden, pero no algunos movimientos de combustible desde el sur hasta el norte de Europa.

## 3 INTRODUCCIÓN

### 3.1 LA CONTAMINACIÓN AMBIENTAL (EL PROBLEMA)

#### 3.1.1 CONTEXTO

##### LA ACTIVIDAD HUMANA GENERA CONTAMINACIÓN

Nuestra sociedad está sustentada en un estándar de vida que lleva asociado el consumo energético. Podemos aproximarnos a esta realidad abriendo una ventana a lo que hay detrás de todo lo que nos rodea.

El primer paso es recorrer aguas arriba lo que hay tras cualquiera de las de las tomas de corriente de nuestra casa. Tenemos las instalaciones eléctricas domésticas, las acometidas de nuestra comunidad de vecinos, las líneas de distribución en baja tensión de nuestro barrio, los transformadores y líneas de distribución que suben la tensión hasta los niveles de distribución nacional que nos enlazan con los centros de transformación de las centrales de producción y los generadores de la energía que demandamos.



Gráfico 3.1 Demanda de electricidad por intervalos (España)

Ahí tenemos la primera visión, a nivel nacional de lo que pedimos al sistema energético nacional.

La Red Eléctrica de España, a través de una tecnología muy avanzada, capta los datos precisos de operación del sistema eléctrico y nos los presenta en tiempo real.

En el Gráfico 3.1 podemos ver el gráfico de demanda de electricidad por intervalos en España. En el sub-gráfico inferior podemos ver un histórico de los últimos 2 meses y en el superior algunos de los días que mayores consumos máximos registraron en ese período.

En el Gráfico 3.2 se presenta información de las distintas tecnologías de producción o componentes de generación necesarios para cubrir la demanda del día 27 de febrero — identificado anteriormente como el día de mayor consumo en los últimos dos meses—, incluyendo la energía destinada a la exportación y a los consumos en bombeo. **Así mismo se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al parque de generación peninsular español, que representa en torno al 28% de las emisiones totales.**

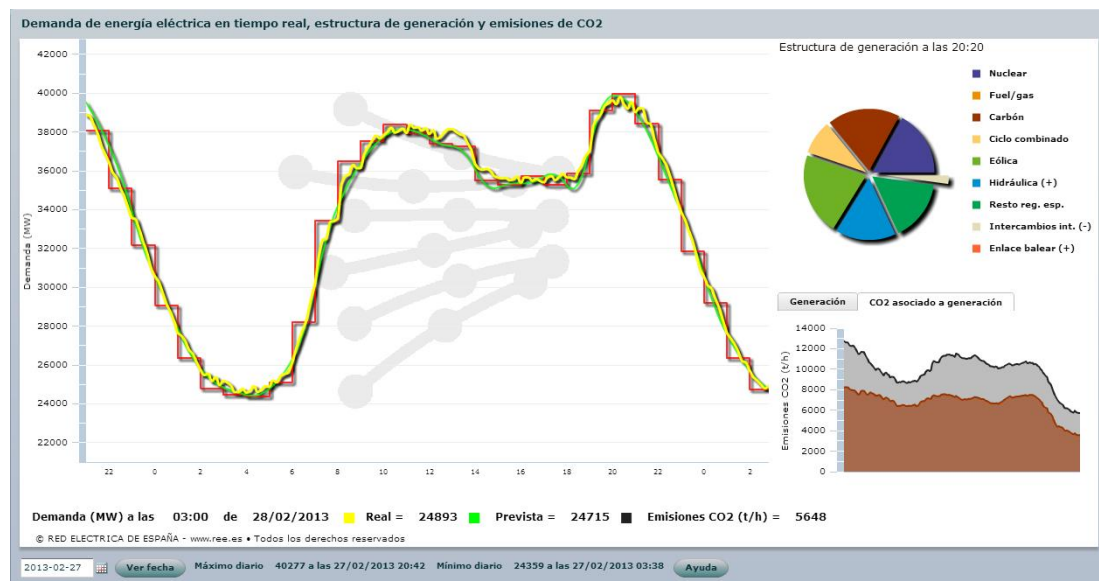


Gráfico 3.2 Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO<sub>2</sub>

Podemos diferenciar la siguiente información:

- La demanda real (curva amarilla) refleja el valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica.

- La previsión de la demanda (curva verde) es elaborada por Red Eléctrica con los valores de consumo en periodos precedentes similares, corrigiéndola con una serie de factores que influyen en el consumo como laboralidad, climatología y actividad económica.
- La programación horaria operativa (línea escalonada roja) es la producción programada para los grupos de generación a los que se haya adjudicado el suministro de energía en la casación de los mercados diario e intradiario, así como en los mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria. Estos dos últimos son gestionados por Red Eléctrica teniendo en cuenta la evolución de la demanda.
- En el gráfico de pastel podemos ver la estructura de generación, en un instante determinado, distribuida porcentualmente según el tipo de generación. En la Tabla 3.1 podemos ver los valores de generación y su porcentaje respecto al total, de un momento específico del día representado en el Gráfico 3.2.
- Junto a la estructura de generación se presenta el total de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el parque de generación peninsular español y el detalle por fuentes de energía. Por debajo de la línea total se puede observar la gráfica marrón que representa las emisiones de CO<sub>2</sub> (t/h) procedentes de las centrales térmicas de carbón, responsables del mayor porcentaje de ese contaminante. Son calculadas asociando a cada tecnología el factor de emisión recogido en el Plan Español de Energías Renovables 2005-2010, en línea con la Decisión de la Comisión Europea 2007/589/CE.

Origen	Generado (MW)	Reparto (%)
Nuclear	7.085	17,4
Fuel / gas	–	–
Carbón	7.870	19,3
Ciclo combinado	3.696	9,0
Eólica	8.933	21,9
Hidráulica	6.558	16,1
Resto reg. esp.	6.625	16,3
Intercambio int.	903	–
<b>Total</b>	<b>41.670</b>	<b>100,0</b>

*Tabla 3.1 Estructura de generación según origen (instantáneo)*

Estos datos nos abren el camino hacia el consumo energético total que necesitamos actualmente. A esto hay que añadir los consumos energéticos y las emisiones asociadas a otros sectores.

### 3.1.2 FUENTES DE LA CONTAMINACIÓN

Debemos trabajar para cambiar esta tendencia actual de la actividad humana a sobrepasar el límite del desarrollo sostenible. Fomentar el concepto de ‘economía verde’ —green economy— en el contexto de desarrollo sostenible.

En el Diagrama 3.1 podemos ver que el bienestar humano (capital humano y social) tiene como meta la mejora de la equidad social y el justo reparto de cargas, que en el contexto de la ‘economía verde’ supone que el ecosistema (capital natural) tenga asegurada su capacidad de recuperación y la economía (capital producido) mejore la eficiencia de los recursos.

Este trabajo se debe abordar globalmente actuando localmente. Sector por sector, proyecto por proyecto.

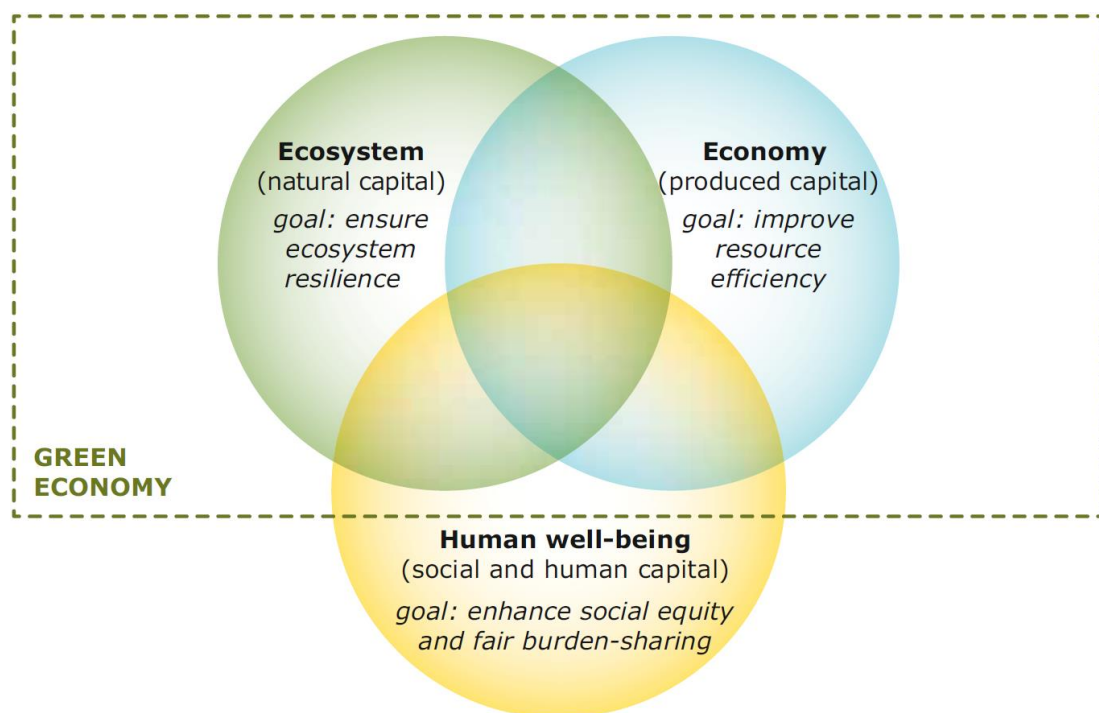


Diagrama 3.1 Concepto de 'economía verde'<sup>1</sup>

<sup>1</sup> fuente: Agencia Europea de Medio Ambiente

### 3.1.3 LA CONTAMINACIÓN DEBIDA AL TRANSPORTE

El sector del transporte es actualmente responsable del 23% de las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía. Aunque los coches y camiones representan cerca del 75% de estas emisiones, la aviación y los barcos están creciendo rápidamente. Esto demuestra que el transporte jugará un papel vital en los próximos años, en los que se harán esfuerzos muy grandes en recortar todas las emisiones de GHG.

Como se puede ver en el Gráfico 3.3, el uso de energía en el transporte se ha multiplicado por un factor mayor que 2 entre 1971 y 2005, con un claro dominio del transporte por carretera. El transporte de mercancías por camión representaron 540 Mtoe, ligeramente más del 24% de la energía global utilizada para el transporte.

Se estima que el número de vehículos se triplicará de aquí al año 2050 hasta alcanzar alrededor de 2.000 millones de unidades. Los trayectos aéreos se cuadruplicarán. En base a estas estimaciones se prevé la duplicación de la energía destinada al transporte en el 2050 y, por tanto, las emisiones asociadas. Es posible que el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> sea aún mayor ya que estamos comenzando a utilizar combustibles sintéticos con altos niveles de CO<sub>2</sub> asociados. Se estima que de los 7,5 Gt de CO<sub>2</sub> debidos a las emisiones del transporte, pasemos a una cifra que oscila entre las 14 y 18 Gt en 2050.

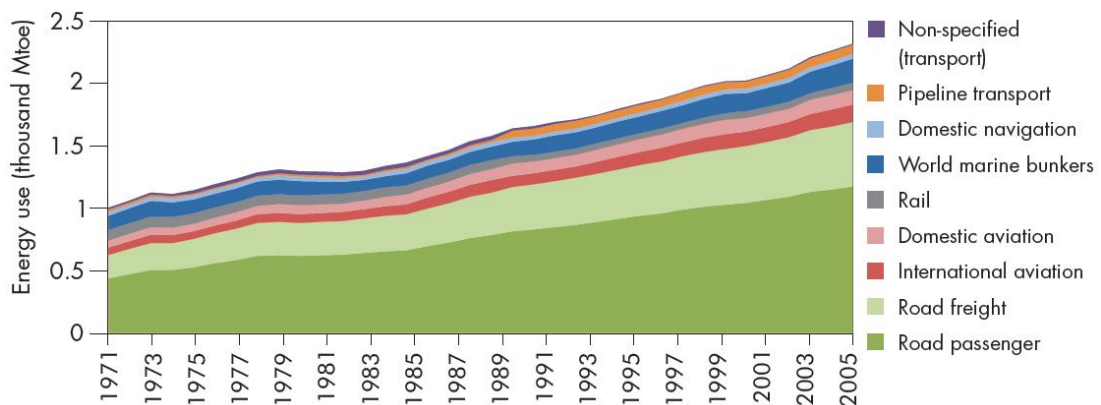


Gráfico 3.3 Energía consumida en el transporte por modo (1971-2006)

En el caso del transporte de mercancías con camiones, podría duplicarse el número de vehículos, llegando a consumir alrededor del 50% de la energía global utilizada para el transporte, aun considerando que se mejorará la eficiencia energética de los camiones en un 20% de media mundial.



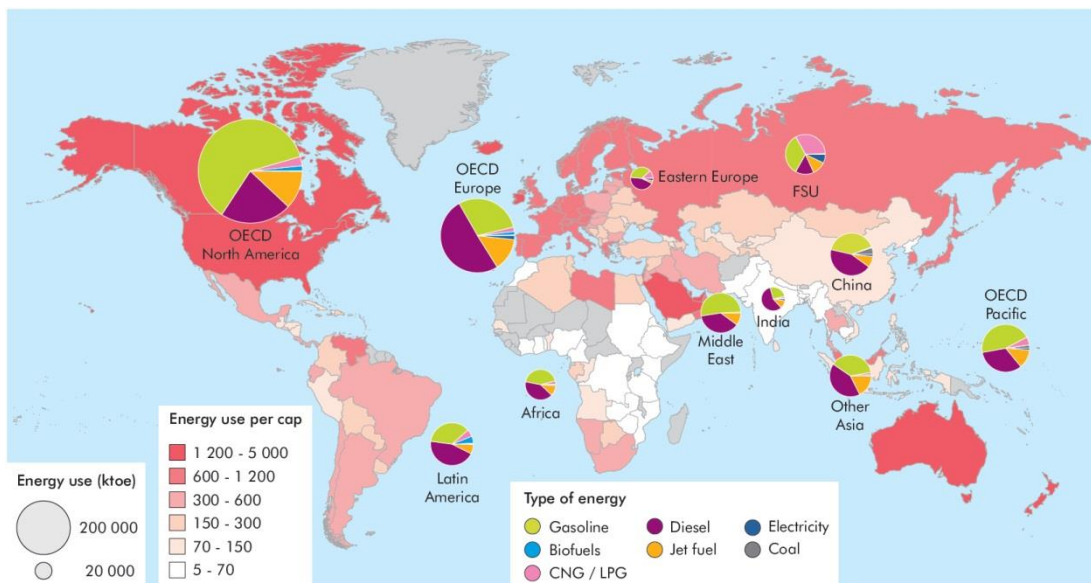


Gráfico 3.4 Uso de energía en el transporte per cápita (2006)

Según las estadísticas de la IEA, tal como se refleja en el Gráfico 3.4, la distribución del uso de energía por persona y tipo —excluyendo el transporte marítimo internacional— es bastante diferente según el estado.

Si nos centramos en Europa, el consumo de diésel, seguido por la gasolina representan más de las tres cuartas partes del total.

Entre los años 1990 y 2006, el crecimiento del uso de energía para el transporte ha sido del 1,8% —1,9% en el transporte por carretera— para los estados de la OECD<sup>2</sup> y de un 2,8% entre los estados no pertenecientes a esa organización —3,3% en el caso del transporte por carretera—.

Por otro lado la dependencia mutua entre el transporte y el petróleo es indiscutible. Estamos barajando las siguientes cifras<sup>3</sup> en el conjunto de los estados de la OECD:

- El 64% de la energía proveniente del petróleo se consume en el transporte.
- El 34% es gasolina y el 36% diésel.
- El 76% es transporte por carretera.

<sup>2</sup> Los 34 estados de la OECD son: Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Corea, Luxemburgo, México, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, República Eslovaca, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y EE.UU.

<sup>3</sup> Porcentajes aproximados del 2006



En el resto de estados las cifras oscilan entre los siguientes valores:

- El 51% de la energía proveniente del petróleo se consume en el transporte.
- El 46% es gasolina y el 30% diésel.
- El 66% es transporte por carretera.

En el doble Gráfico 3.5 indica las emisiones<sup>4</sup> de GHG para mercancías y pasajeros. En ambos casos se puede apreciar que los valores del transporte por carretera pueden alcanzar niveles realmente altos, en algunos casos igualando o superando al transporte aéreo, que usualmente suele considerarse el modo de transporte menos eficiente tanto para pasajeros como para mercancía. Por otro lado el transporte marítimo se sitúa en los niveles de mayor eficiencia para el transporte de mercancías.

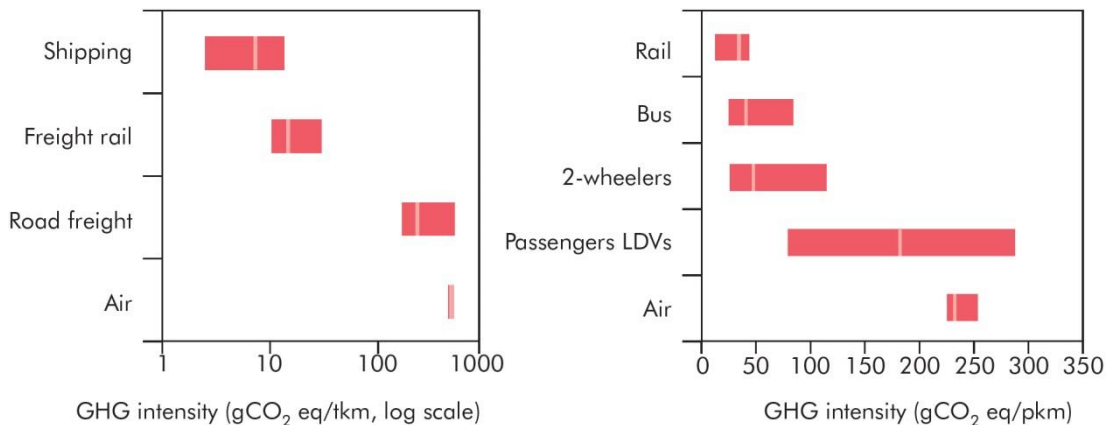


Gráfico 3.5 Emisiones de GHG según los diferentes modos de transporte (mercancías y pasajeros, 2005)

Otro dato interesante para evaluar la incidencia de un cambio de combustible en un tipo de vehículo es el de los km recorridos tanto para el transporte de mercancías por carretera —medido en km tonelada (tkm)— como para el transporte de pasajeros por carretera—medido en km persona (pkm)—. Puesto que aquí estudiaremos el primero, el dato para el año 2005 es de  $38 \cdot 10^{12}$  tkm, para el año 2030 se estima que se alcanzará una cifra de  $66 \cdot 10^{12}$  tkm y para el año 2050 se oscilará entre los  $88 \cdot 10^{12}$  tkm y los  $109 \cdot 10^{12}$  tkm según sean más optimistas o más pesimistas las previsiones. El crecimiento será mucho más rápido en los estados en vías de desarrollo, de manera que si en 2005 se recorrían alrededor de un 10% más de tkm en los estados no pertenecientes a la OECD, en las

<sup>4</sup> La línea clara indica el valor medio mundial.

peores previsiones se estima que los tkm recorridos en esos mismos estados será un 320% que en los estados de la OECD.

Es cierto que, por otro lado, la necesidad de energía por cada tkm recorrido en el transporte de mercancías por carretera se prevé que disminuirá en ese mismo periodo de tiempo debido a un incremento de la eficiencia de los motores que muevan esos vehículos pesados. Para los estados de la OECD los valores pasarán de los 8,3 MJ/tkm en 2005, a los 7,5 MJ/tkm en 2030 y, según previsiones, entre los 7,8–3,9 MJ/tkm en 2050. En el caso del resto de estados los valores pasarán de los 5,3 MJ/tkm en 2005, a los 6,9 MJ/tkm en 2030 y, según previsiones, entre los 9,8–4,3 MJ/tkm en 2050.

Esos datos parecen contradictorios por dos motivos:

- La cantidad de energía por unidad de masa·distancia es menor en los estados menos desarrollados según datos de 2005 y en el horizonte del 2050 se invertirá la situación.
- En el caso de los estados de la OECD la evolución será positiva<sup>5</sup>, aunque con un ligero repunte entre 2030 y 2050 en la previsión más pesimista. Mientras tanto, en el resto de estados, la evolución es opuesta a la comentada.

La respuesta es sencilla:

***Se gasta más energía en los estados desarrollados que en los estados en vías de desarrollo por el socio-estrés<sup>6</sup>. Y es ese mismo socio-estrés el que hará que la eficiencia empeore en los estados en vías de desarrollo de aquí a los próximos 37 años a pesar de la mejora de la tecnología a nivel global.***

---

El desarrollo de nuestra sociedad ha llegado a unas cotas tan desproporcionadas que todas las mejoras tecnológicas que introducimos en los motores para que estos sean

---

<sup>5</sup> Interpretamos como positiva una evolución en la que disminuye la energía necesaria por unidad de masa·distancia y negativa cuando aumenta esa cantidad.

<sup>6</sup> Nota del autor: el significado que aquí se le da a la palabra **socio-estrés** es similar al que se da a la palabra **estrés** en medicina, pero referido a la sociedad en general y a la tecnología de los motores aplicados al transporte, en este caso particular. Si definimos **estrés** como **la situación de un individuo vivo, o de alguno de sus órganos o aparatos, que por exigir de ellos un rendimiento muy superior al normal, los pone en riesgo e incluso los puede llegar a hacer enfermar**, la palabra **socio-estrés** la defino como **la situación de varios sistemas, equipos, procesos, organizaciones y/o cualquier otro tipo de elementos, con una eficiencia individual dada, que estando presentes en una sociedad e interactuando entre ellos en su seno, se les exige un rendimiento global muy superior al normal, que pone en riesgo la eficiencia del conjunto hasta anularla —de manera que anule las mejoras de las eficiencias individuales— e incluso invertirla —de manera que las mejoras de las eficiencias individuales den una eficiencia global peor que la original—.**

más eficientes y contaminen menos, ven invertido su efecto sobre la propia sociedad debido a que la misma tonelada nos cuesta más moverla, en términos de energía y contaminación, la misma distancia. Echando un vistazo a nuestro alrededor lo podemos ver: nuestros vehículos son varias veces más eficientes que los que circulan por los estados en vías de desarrollo pero aquí van casi vacíos —en muchas ocasiones solamente el conductor— y allí van sobrecargados —incluso con más ocupantes de los que les permite su homologación—. Y en transporte sucede algo similar. Aquí circulan muchos camiones con menos carga de la GVM, mientras que allí hay muchos de ellos que van por encima de ese límite. Y por otro lado los servicios de transporte urgente priorizan la minimización del tiempo de transporte a la maximización de la masa transportada por vehículo, en un porcentaje mayor que en los estados desarrollados.

### *¿Realmente podemos mantener el crecimiento de la movilidad sin acelerar el cambio climático?*

Tenemos que cambiar la manera de viajar, adoptar nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia de los vehículos y realizar un cambio hacia combustibles con bajos niveles de emisión de CO<sub>2</sub> asociados. Nuestra obligación es buscar la manera de llegar al 2050 con niveles de emisión de CO<sub>2</sub> más bajos que los actuales.

El objetivo es conseguir eficiencias en el combustible hasta del 50% adoptando mejoras incrementales en la tecnología a un *coste eficaz* menor.

Las energías que se impondrán para mover los medios de transporte serán la electricidad, el hidrógeno —EV, PHEV, FCV— y los biocombustibles avanzados. Y las políticas deben apoyar con firmeza cualquier cambio que cumpla las expectativas de ser más seguras y sostenibles para reducir las emisiones de aquí al 2050 y más allá.

Por lo que respecta al transporte pesado, este ha sido uno de los modos de transporte con más rápido crecimiento en la mayoría de los estados en los últimos 20 años y probablemente continuará en los próximos años, aunque se espera que se produzca un desacoplamiento entre este fenómeno de crecimiento del transporte por carretera y el crecimiento del GDP.

Los vehículos pesados y sus motores han aumentado su eficiencia a lo largo de los años, aunque aún quedan oportunidades para seguir mejorándola con mejoras técnicas,

mejoras operativas —como las campañas de formación para los conductores de dichos vehículos<sup>7</sup>— y mejoras logísticas.

Las mejoras tecnológicas —como motores avanzados, materiales más ligeros, mejoras aerodinámicas y mejores neumáticos— harán los camiones del 2030 sean entre un 30% y un 40% más eficientes.

Aunque se necesita más información sobre el coste de la tecnología, las mejoras tecnológicas han de ser ante todo **medioambientalmente eficaces**.

Aunque 2 tecnologías capaces de producir los mismos efectos en cuanto a la reducción de las emisiones contaminantes deben ser sometidas a un CEA<sup>8</sup> para decidir cuál de ellas debe implementarse, desde aquí me gustaría ir un paso más allá y ser expresamente claro en este punto:

***Si el beneficio medioambiental de introducir en el mercado cualquier mejora tecnológica<sup>9</sup> no supera apreciablemente el coste medioambiental consecuencia de haber producido ese avance, no será medioambientalmente eficaz.***

---

Los camiones pueden utilizar biodiesel fácilmente, especialmente el biodiesel de alta calidad que procede de la gasificación y licuefacción de la biomasa. El cambio a la electricidad o al hidrógeno es en principio extremadamente difícil, especialmente por la autonomía o el radio de acción que estos vehículos requieren —especialmente los vehículos pesados de medio y largo alcance—, así como por las limitaciones de almacenamiento de estas fuentes de energía. Por tanto, el desarrollo de biocombustibles podría ser una manera sostenible para descarbonizar el combustible de los camiones.

---

<sup>7</sup> El programa japonés Top-Runner incentiva mejoras de la eficiencia para los conductores. Es el primero de su clase en el mundo.

<sup>8</sup> El análisis de eficacia del coste —cost-effectiveness analysis (CEA)— es un tipo de análisis económico que compara el coste relativo y los resultados y/o efectos de 2 o más líneas de acción —productos, procesos, servicios...—. CEA es diferente del análisis coste beneficio —cost-benefit analysis (CBA)—, que asigna un valor monetario a la medida del efecto. CEA se puede expresar en términos de cociente o ratio, donde el denominador sería la ganancia de adoptar cierta medida —o parámetro a ser medido, como por ejemplo el medioambiental— y el numerador sería el coste asociado con la ganancia en dicha medida.

<sup>9</sup> En cualquier campo y no circunscrita únicamente al ámbito del transporte.

El cambio modal al ferrocarril continúa siendo una opción atractiva para ahorrar energía y recortar las emisiones de CO<sub>2</sub>, dada la inherente eficiencia natural de este medio de transporte. Aún hoy hay muchos estados que mueven una pequeña cantidad de sus bienes por medio del ferrocarril. Pero para conseguir estos cambios se necesitaría grandes inversiones en el ferrocarril y en los sistemas intermodales de esos estados.

### 3.1.3.1 Emisiones de GHG de los combustibles

Las emisiones de GHG asociadas con los diferentes combustibles dependen de la manera en que se producen dichos combustibles. Para comparar su impacto, es necesario tener en cuenta las emisiones generadas en su producción, transporte y almacenamiento, así como las emisiones asociadas con su uso en vehículos en base a un análisis de ciclo de vida (LCA) completo.

El LCA para los biocombustibles ha de tener en cuenta desde las emisiones asociadas a la producción de los fertilizantes y las actividades agrícolas, pasando por la construcción de las plantas para su producción, hasta las emisiones por su combustión final. Todas estas emisiones tienen que ser aminoradas por la cantidad de CO<sub>2</sub> tomada de la atmósfera por la biomasa en su fase de crecimiento. También se han de tener en cuenta otros productos derivados, incluyendo potenciales GHG diferentes del CO<sub>2</sub>, como el NO<sub>x</sub>.

Igualmente debe hacerse un LCA para otros combustibles, teniendo en cuenta las características específicas de los procesos industriales que se requieren para su manufactura, incluyendo la energía y los materiales requeridos y sus emisiones asociadas, así como las emisiones asociadas a la extracción de la materia prima necesitada para su síntesis.

## 3.1.4 LOS COMBUSTIBLES

### 3.1.4.1 Energía para el transporte

El abanico de combustibles disponibles hoy en día es bastante amplio. Aunque disponemos de convencionales y no convencionales, la inmensa mayoría de los combustibles usados hoy en día derivan del refinado del petróleo. Tanto la demanda combustibles cada vez más limpios, como el cambio de mix de combustibles suponen altas inversiones.

Podemos citar como convencionales:

- Diésel
- Gasolina
- LPG
- CNG / LNG
- Queroseno
- HFO

El uso de fuentes de hidrocarburos derivados del petróleo no convencionales pueden suponer costes más altos y, en ocasiones, emisiones de CO<sub>2</sub> más altas desde la extracción al procesado. Entre ellos podríamos citar los siguientes:

- Aceites pesados y extra-pesados
- Arenas alquitranadas
- Esquistos bituminosos

Entre los combustibles sintéticos encontramos:

- GTL
- CTL
- BTL

Aunque la calidad de estos combustibles es alta, hay pocas instalaciones operativas actualmente —GTL en Catar y Malasia; CTL en Sudáfrica— y pocas que estén siendo proyectadas o construidas —GTL en Nigeria; CTL en China e India—.

Otras alternativas energéticas son:

- Metanol y DME
- Etanol y etanol avanzado (segunda generación)
- Butanol
- Biodiésel
- Biocombustibles derivados de las algas
- Hidrógeno
- Electricidad (baterías de ácido-plomo, NiMH, Zebra —NaAlCl<sub>4</sub>—, Li-ion, Li-poly, Aluminium-air, Zinc-air, Ultracapacitors...)

### 3.1.4.2 Transporte por carretera

En el transporte por carretera las fuentes de energía dominantes son la gasolina y el diésel. Y si nos centramos en los vehículos pesados para el transporte de mercancías por carretera, el escenario actual está dominado por el diésel.

Aunque hay otros combustibles disponibles, no representan un porcentaje significativo en esta modalidad de transporte. Hay vehículos pesados que funcionan con CNG pero suelen reducir su aplicación a flotas de vehículos destinados a usos urbanos, como pueden ser la recogida de basuras o el transporte público: flotas cautivas con un radio de acción limitado, fijo y con puntos de abastecimiento reducidos con frecuencia a un único punto situado en las propias instalaciones que sirven de base de operación a las empresas que explotan el mencionado servicio.

Las dos problemáticas actuales relacionadas con la fuente de energía destinada a sustituir o complementar el actual monopolio del diésel para su uso en el transporte de mercancías por carretera con autonomías equiparables a las que proporciona el mismo son las siguientes:

- La dependencia de las importaciones de petróleo de los estados productores.

La EU necesita diversificar la dependencia que tiene actualmente de los estados productores y exportadores de petróleo. En 2011 se importaron 893,5 TWh (HHV) entre los estados miembros de Eurogas<sup>10</sup>. En los últimos 5 años, se ha aumentado más del doble la capacidad de regasificación en Europa, que en 2011 alcanzó<sup>11</sup> los 187 Gm<sup>3</sup> (2.020 TWh). El NG ha supuesto el 23% del total de la energía primaria consumida en la EU. El 75% llegó por gasoducto, mientras que el 25% restante lo hizo en forma de LNG entrando por las terminales de regasificación.

En total, 1.813,9 de los 5.130,3 TWh HHV consumidos en 2011 en la EU eran producción interna. Ese mismo año, el transporte solo supuso 16,0 TWh HHV (0,3%) de las ventas de NG, aunque supuso un incremento del 4% respecto a 2010.

---

<sup>10</sup> Grecia, Italia, Francia, España, Portugal, Reino Unido, Bélgica y Holanda.

<sup>11</sup> Según IEA Natural Gas Information 2012.

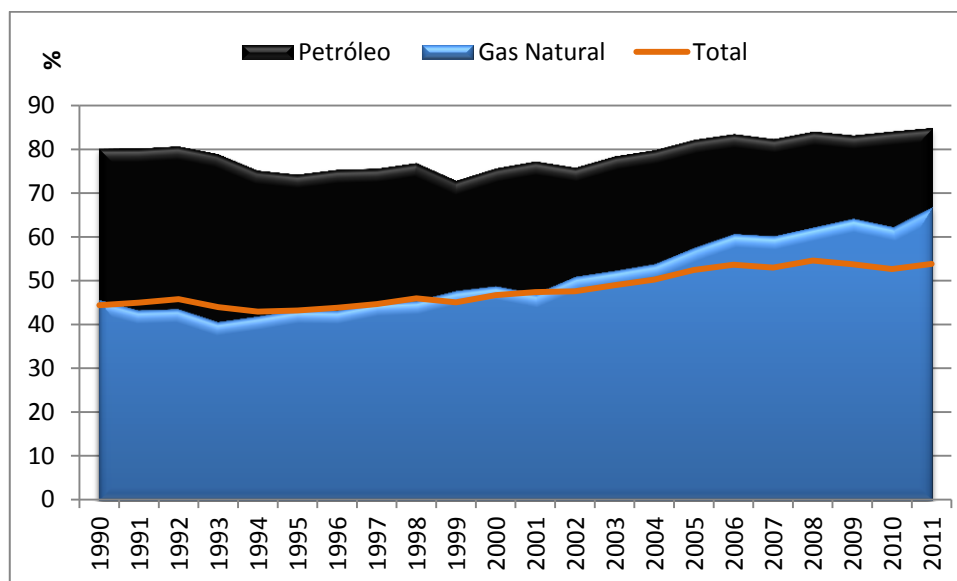


Gráfico 3.6 Dependencia de la UE27 del petróleo, NG y total

En el Gráfico 3.6 podemos ver que la dependencia energética es muy alta en el conjunto de la EU27. No obstante, esa dependencia era 18 puntos porcentuales menos en el NG que en el petróleo en el año 2011.

Además, la posibilidad de producir LBM dentro de la EU es otro factor que ayuda a aumentar las posibilidades del convertir al LNG en una alternativa real de futuro.

El LBM es un combustible producido en un reactor de biogás mejorado. El biogás<sup>12</sup> se produce en digestores anaeróbicos y vertederos, que producen un gas con un contenido de metano (CH<sub>4</sub>) del 65% y un 35% de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes en forma de agua, H<sub>2</sub>S y siloxanos. El biometano es un biogás sometido a un proceso en el que se eliminan los contaminantes y la mayoría del CO<sub>2</sub>, dándonos un gas compuesto generalmente de un 97% de CH<sub>4</sub>, un 2% de CO<sub>2</sub> y un 1% de O<sub>2</sub>. Este biometano, sometido a un proceso de licuefacción nos proporciona el LBM. A todos los efectos, en este TFC consideraremos el LBM incluido dentro de la denominación de LNG.

- La contaminación atmosférica producida por el uso de los combustibles

Aunque entre los GHG se tienen en cuenta gases como el N<sub>2</sub>O y el CH<sub>4</sub>, podemos decir que el CO<sub>2</sub> es el contribuyente principal de los GHG. En el ámbito del transporte

<sup>12</sup> Otros productos de estos digestores, aparte del combustible mencionado, son los fertilizantes.



de mercancías, objeto de este TFC, los camiones pesados representaban 1200 Mt CO<sub>2</sub>eq, del total de 2750 Mt CO<sub>2</sub>eq de emisiones de GHG, es decir, el 44%.

Con el crecimiento actual y sin políticas que varíen la tendencia existente hasta ahora, se llegarán a emitir 2550 Mt CO<sub>2</sub>eq (48%), de un total de 5300 Mt CO<sub>2</sub>eq en el año 2050. En la previsión más pesimista con aplicación de políticas que incentiven el cambio modal a medios más eficientes, mejores planificaciones, uso extendido de las IT y otras medidas, se podría llegar a reducir la emisión de GHG hasta llegar a los 2300 Mt CO<sub>2</sub>eq (63%) de un total de 3650 Mt CO<sub>2</sub>eq en ese mismo año. Paradójicamente podemos observar que la cantidad absoluta de emisiones de GHG debidas al transporte disminuye, pero en un escenario en el que el resto de sectores disminuye con más intensidad, nos da como resultado un porcentaje mucho mayor de emisiones debidas al transporte de mercancías, que pasa de representar el 48% para el peor escenario global a un 63% para el mejor, de cara al 2050.

La media mundial de intensidad de emisiones de GHG caerá de 550 g CO<sub>2</sub>/kWh en 2005 a cerca de 160 g CO<sub>2</sub>/kWh en 2030 y cerca de cero en 2050 si se aplican las políticas anteriores. Tanto China como India tendrán unos niveles de emisiones por unidad de energía producida mucho mayores que la media, pero se estima que todos los estados estén por debajo de los 100 g CO<sub>2</sub>/kWh.

En el caso que se produzca una alta decarbonización en la generación de electricidad, los EV podrían estar en unos niveles que van desde los cero hasta los 80 g CO<sub>2</sub>eq/km, mientras que los vehículos no eléctricos oscilarían dentro del rango de los 65 a los 130 g CO<sub>2</sub>eq/km en el 2030. En el 2050 los EV bajarían su rango de emisiones hasta una banda entre los cero y los 20 g CO<sub>2</sub>eq/km de media en todas las regiones, mientras que el resto de LDV se moverían entre los 40 y los 80 g CO<sub>2</sub>eq/km.

Un factor a tener en cuenta cuando se busca una fuente de energía alternativa para el transporte de mercancías por carretera para largas distancias es que garantice grandes autonomías —rangos— comparables a las que proporciona actualmente el diésel. Los dos parámetros que nos proporcionan una idea del potencial de dicho combustible para la aplicación indicada son:

- la energía específica (MJ/kg)
- la densidad energética (MJ/L)

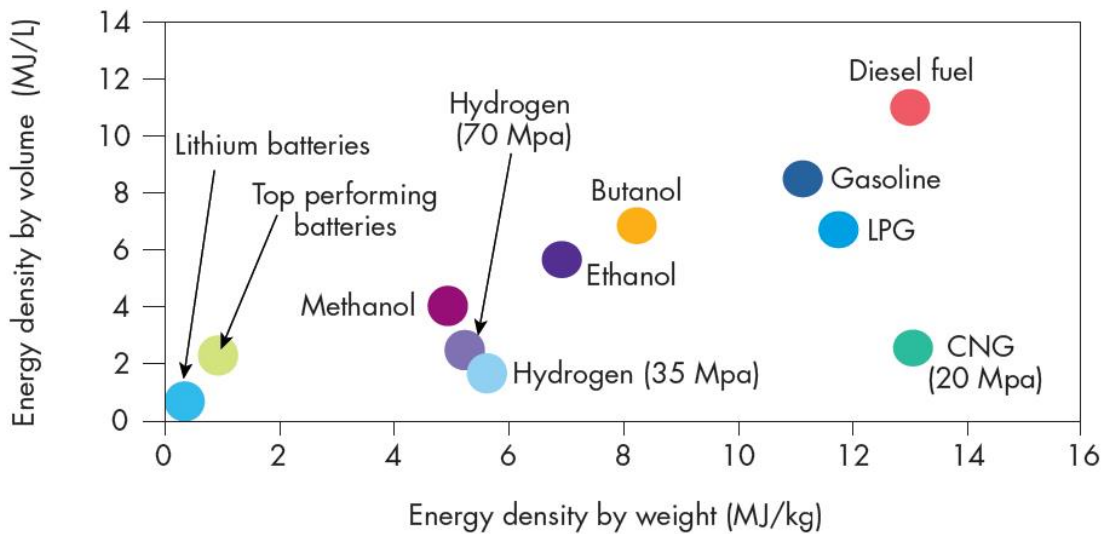


Gráfico 3.7 Densidades volumétricas y máscas eficientes de diferentes fuentes de energía<sup>13</sup>

En el Gráfico 3.7 podemos ver que los 4 combustibles con valor más alto de energía específica, a saber, la gasolina, el LPG, el diésel y el CNG. Es importante tener en cuenta que los valores indicados en el gráfico son los valores finales asumiendo unas eficiencias según el tipo de tecnología, tal como se indica en la nota a pie de página.

Las principales características del NG son:

- Energía específica (LHV): 48,5 MJ/kg
- Densidad energética (20°C y 0,1 MPa<sup>14</sup>): 0,0365 MJ/L

Comprimiéndolo obtenemos CNG con las siguientes características:

- Energía específica (LHV): 48,5 MJ/kg
- Densidad energética (20°C y 20 MPa<sup>15</sup>): 7,3 MJ/L

Por tanto, una solución factible para el escenario actual sería una fuente de energía con una energía específica como el CNG y con una densidad energética mayor.

Por tanto, la mejor solución actual es dar un paso más allá del CNG: convertirlo en LNG.

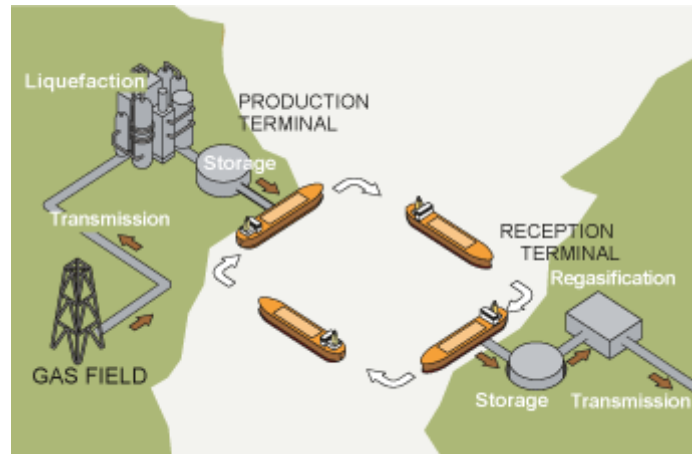
<sup>13</sup> Se asumen unas eficiencias de los ICE del 25% al 30%, de las FC del 75% y de los motores eléctricos entre el 90% y el 95%

<sup>14</sup> 1 bar

<sup>15</sup> 200 bar

## PROCESO DE LICUEFACCIÓN DEL NG

Un proceso típico de licuefacción del NG, como se puede ver de manera gráfica en la Ilustración 3.1 y de manera esquemática en el Diagrama 3.2, comienza con la extracción del gas de los yacimientos.



*Ilustración 3.1 Cadena del Gas Natural y del LNG*

En segundo lugar se transporta a la planta de procesado, donde es purificado, eliminando cualquier condensado (agua, aceite, lodos) y otros gases que pueda tener, tales como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ). El proceso de licuefacción de LNG también está diseñado habitualmente para eliminar toda traza de mercurio del flujo de gas para prevenir la amalgamación del mismo con el aluminio en los intercambiadores de calor criogénicos. El gas se enfría en diferentes fases hasta su licuefacción.

Tras la licuefacción, el LNG se almacena en grandes tanques criogénicos para ser distribuido posteriormente cargándolo principalmente en grandes barcos. La proporción del volumen del LNG respecto al NG es de 600 a 1.

Los barcos metaneros lo transportan largas distancias hasta llegar a la terminal de destino donde se descarga y se vuelve a almacenar en grandes depósitos criogénicos. Desde allí, o bien se regasifica y se distribuye por medio de gasoductos a las redes o puntos de consumo, o bien se carga como LNG en camiones con cisternas criogénicas para transportarlo donde no llegan los gasoductos o, como es el caso que nos ocupa, para descargarlo en estaciones de servicio LNG o L-CNG donde repostarán los vehículos que utilicen este/estos combustibles.

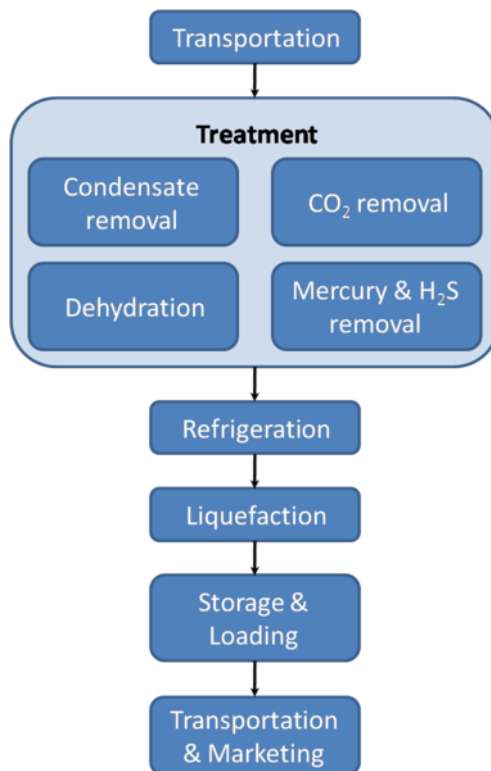


Diagrama 3.2 Proceso típico de licuefacción del NG a LNG

Las características del LNG a 25 kPa y  $-162^{\circ}\text{C}$  son las siguientes:

- Energía específica (LHV): 48,5 MJ/kg
- Densidad<sup>16</sup>:  $420\sim 480\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ . Para los cálculos se han considerado  $450\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ .
- Densidad energética ( $-162^{\circ}\text{C}$  y  $0,1\text{ MPa}$ <sup>17</sup>): 21,9 MJ/

### 3.1.4.3 Coste del combustible

El *coste de producción del combustible*<sup>18</sup> varía de manera considerable según diferentes aspectos.

- Temporalmente: debido a las fluctuaciones del mercado y la relación entre la oferta y la demanda que afecta a la cotización de la materia prima.

<sup>16</sup> Fuente: NICOTRA, Dr. Antonio. "Position Paper: LNG, a Sustainable Fuel for all Transport Modes", NGVA Europe (2013). Otras fuentes los cuantifican entre 410 y  $500\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ .

<sup>17</sup> 1 bar

<sup>18</sup> Debemos entender como *coste de producción del combustible*, el coste asociado al mismo desde la extracción de la materia prima del pozo o la mina hasta que ese combustible llega al depósito del vehículo. Lo expresaremos con la expresión inglesa **Well To Tank** y su acrónimo **WTT**.

- Localmente: debido a los diferentes costes asociados a su producción en diferentes regiones.
- Cuantitativamente: dependiendo de la escala de producción.
- Impositivamente: debido a las subvenciones e impuestos que pueda tener cada combustible en cada mercado.

En base a la información que la IEA ha calculado utilizando un enfoque ascendente basado en la información contenida en diferentes literaturas<sup>19</sup> disponibles, el coste de producción del combustible se puede desglosar en las partidas más importantes en cuanto a coste hasta el punto de repostaje de los vehículos:

- Eficiencia de la conversión
- Rendimiento de la materia prima/combustible
- Coste del capital
- Costes de Operación y mantenimiento (O&M)
- Precio de mercado del flujo de entrada
- Precio de mercado de la electricidad
- Precio de mercado de las entradas de energías primarias
- Coste del transporte de combustible
- Coste del almacenamiento del combustible y del repostaje
- Los ingresos derivados de los productos asociados a la producción del combustible

Los precios medios del NG en función del estado de la EU27 se pueden ver en la Tabla 5.11.

### 3.1.5 LEGISLACIÓN ACTUAL

Las organizaciones públicas, a todos los niveles, son cada vez más conscientes de este problema y están desarrollando nuevas regulaciones, directivas y normativas para rebajar progresivamente todas las emisiones.

En la Unión Europea hay una serie de procedimientos y ciclos definidos para medir las emisiones y los consumos, como son los siguientes:

---

<sup>19</sup> Bon, 2007; Booth et al., 2005; CHOREN Industries, 2007; Engineering News, 2007 and 2008; Geertsema, 2005; Green Car Congress, 2006; IEA, 2004, 2005 and 2008; IEA CIAB, 2006 and 2008; Igathinathane et al., (2004) IHS; Kiener, 2008; McAloon et al., 2000; McLaughlin et al., 1996; OECD, 2005; Reuters, 2008; Ritschel et al., 2007; Robertson, 1999; Singh et al. 2001; UDOP; UDSA; USDA, 2006; and Woods et al., 2003, entre otros.

- Vehículos ligeros:
  - ECE+EUDC / NEDC
  - Common Artemis Driving Cycles (CADC)
  - ADAC Highway Cycle (BAB 130)
  
- Motores y Vehículos pesados:
  - ECE R49
  - ESC (OICA)
  - ELR
  - ETC (FIGE)
  - Braunschweig Cycle

No obstante en un futuro próximo se espera que se apliquen nuevos procedimientos y ensayos para la certificación de emisiones y consumos a nivel mundial. Aparte de la unificación de procedimientos y ciclos entre los diferentes estados del mundo, se persigue que simulen las condiciones reales de uso de los vehículos.

Del 13 al 16 de noviembre de 2012 tuvo lugar en la ciudad Suiza de Ginebra la sesión 158 el Foro Mundial para la Armonización de Regulaciones de Vehículos —World Forum for Harmonization of Vehicle Regulations (WFHVR)— celebrado por el Comité de Transporte Interior —Inland Transport Committee (ITC)— de la Comisión Económica para Europa —Economic Commission for Europe (ECE)— del Consejo Económico y Social —Economic and Social Council (ESC)— de las Naciones Unidas. Este foro (WP.29), existente desde hace más de 50 años, reúne a los principales estados productores de vehículos con el objetivo de ofrecer un único marco de regulaciones globalmente armonizadas para vehículos. Esta armonización proporciona beneficios no solo desde el punto de vista de la protección medioambiental, sino también desde el punto de vista de la seguridad y el comercio.

El WP.29 —working party 29— es un grupo de trabajo permanente en el marco institucional de las Naciones Unidas en el que participan abiertamente cualquier estado miembro de la ONU y organización de integración económica regional. Organizaciones Gubernamentales y no Gubernamentales (ONG) también pueden participar con capacidad consultiva o en grupos de trabajo subsidiarios. Se reúnen 3 veces por año para resolver temas específicos, urgentes o que requieran expertos en la materia. Más de 120 representantes participan en las sesiones del Forum Mundial.

Conceptos como el de Environmentally Friendly Vehicle (EFV) —Vehículo Respetuoso con el Medio Ambiente— forman parte ya de las tareas que llevan a cabo los grupos de trabajo de estos foros. Actualmente se usa este término para denominar a aquellos vehículos que cumplen o sobrepasan los estándares más exigentes de emisiones europeos (Euro 6), los de vehículos de cero emisiones de California (ZEV, ULEV, SULEV, PZEV) u otros similares de diferentes estados.

Por lo que respecta a las regulaciones técnicas sobre emisiones de los vehículos están desarrollando algunas como:

- Worldwide harmonized Motorcycle emissions Test Cycle (WMTC) —ciclo de ensayo de emisiones para motocicletas armonizado a nivel mundial—
- Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (WLTP) —procedimiento de ensayo para vehículos ligeros [armonizado] a nivel mundial—. Determina las emisiones y consumos de ese tipo de vehículos. Este procedimiento de ensayo, cuando esté finalizada su definición, se espera que reemplace los procedimientos de ensayo europeos NEDC para homologación de los mismos. Será desarrollado en base a una combinación de datos de uso recogidos y ponderados con unos factores determinados. Los datos recolectados provienen de USA, UE, India, China, Corea del Sur y Japón.
- Worldwide Harmonized Stationary Cycle (WHSC) —ciclo estacionario armonizado a nivel mundial—. Es un ciclo en banco de motor con régimen estacionario para vehículos pesados que será usado para certificación y homologación a nivel mundial.
- Worldwide Harmonized Transient Cycle (WHTC) —ciclo transitorio armonizado a nivel mundial—. Es un ciclo en banco de motor con regímenes transitorios para vehículos pesados que será usado para certificación y homologación a nivel mundial.
- Nonroad Transient Cycle (NTRC) —ciclo transitorio para vehículos de fuera de la carretera—. Este ensayo, también realizado en banco de motor, se realiza para vehículos de fuera de carretera móviles, es usado para certificación de emisiones y homologación en USA, Unión Europea y otros estados.
- ISO 8178, es un ciclo de ensayo compuesto de varios modos de ensayo a régimen constante y es usado para vehículo para aplicaciones fuera de carretera en USA, Europa y Japón.

### 3.1.6 PROYECTOS EUROPEOS CON GAS NATURAL

En la unión europea se han hecho proyectos en los que se han desarrollado o probado vehículos que funcionan con gas natural. Algunos de estos proyectos son:

- IGIS (Integrated gas injection and ignition systems matched to advanced combustion processes for heavy-duty natural gas engines). De 1997 a 2000.
- EMING (Emission Control for NZEV HD CNG Engines). De 1997 a 2000.
- Blue Corridor Project (on the use of natural gas as a motor fuel in international freight and passenger traffic), Economic Commission for Europe, Working Party on Gas Inland Transport Committee. UN, 2003.
- FIDEUS (Freight Innovative Delivery in European Urban Space). De 2005 a 2008.
- GREEN (Green Heavy Duty Engine). De 2005 a 2008.
- INGAS (Integrated gas powertrain – low emission, CO<sub>2</sub> optimised and efficient CNG engines for passenger cars and light duty vehicles). Desde 2008 a 2011.
- AGRI (the first LNG Project to be developed in the black sea). Se preveía su conclusión a finales de 2012.
- CORE (CO<sub>2</sub> REduction for long distance transport), 2012 – 2015. Con 3 camiones diesel y 1 de gas natural.
- BiMe Trucks (Liquid methane and methane diesel technology in trucks). En marcha hasta final de 2013.
- GARneT (Gas as an Alternative for Road Transport). En curso.

## 3.2 LA PROGRAMACIÓN LINEAL (LA HERRAMIENTA)

### 3.2.1 CONTEXTO

En nuestra vida diaria tenemos infinidad de situaciones que se nos plantean y requieren de nosotros la toma de decisiones. En la gran mayoría de ellas, la experiencia y la intuición nos ayudan a conseguir resultados satisfactorios. No obstante, hay algunas que requerirían emplear algo más que la intuición y la experiencia para obtener el mejor resultado posible.



Cuando estas situaciones van más allá de nuestro entorno doméstico y familiar, y se introducen en nuestra vida profesional, en nuestros trabajos y en nuestras empresas, la complejidad de los problemas que se nos plantean va en aumento.

Por pequeña que sea la empresa, manejaremos unas variables mínimas asociadas a los recursos humanos y materiales que emplearemos en nuestra actividad: mano de obra, materiales, suministros, servicios, subcontrataciones... Estas variables, en sus diferentes medidas, representarán el coste de nuestra actividad, producto o servicio.

Por otro lado, la finalidad del ejercicio de nuestra actividad será satisfacer la demanda de nuestros clientes, en el mercado o mercados en los que desarrollemos la misma. Esta demanda marcará el precio de venta de nuestra actividad, producto o servicio.

No se puede concebir una empresa si la diferencia entre el precio de venta y el coste no es positiva. Este diferencial, que es nuestro beneficio, ha de ser el mayor posible.

Este objetivo lo conseguiremos minimizando los costes y/o maximizando nuestro beneficio.

Como consecuencia de esta optimización de la actividad de nuestro negocio, tendremos la posibilidad de reinvertir nuestros beneficios ampliando nuestra producción, ampliando mercados, creando empleo, mejorando la formación de nuestra riqueza humana, mejorando la maquinaria, los procesos, el diseño, la tecnología del producto, diferenciándonos, promocionando el producto, diversificando, comprando otras empresas que nos abran mercados, que nos complementen, que amplíen nuestro portafolio de productos, etc. Y de nuevo podemos aplicar la optimización a cada uno de los campos mencionados en la lista anterior reiniciando el ciclo.

Esta es la base de nuestra sociedad, es el origen de nuestro bienestar y el objetivo de una economía con un crecimiento que debe ser, ante todo, sostenido y sostenible. Cuestión esta que está en estrecha relación con aquello visto en el apartado 3.1 La contaminación ambiental (el problema).

### 3.2.2 *INVESTIGACIÓN OPERATIVA*

Aunque parece obvio que busquemos tomar decisiones acertadas y que para ello nos valgamos de las herramientas necesarias para que estas decisiones, además de

acertadas, sean óptimas, no fue hasta la Segunda Guerra Mundial que se tuvo constancia de la unión de un grupo de científicos, de manera formal, para realizar esta tarea.

Se piensa que a esta disciplina se le bautizó con el nombre de Investigación de Operaciones o Investigación Operativa (OR), debido a que ese grupo de científicos ingleses presumiblemente investigaban sobre la manera de optimizar materiales y operaciones militares.

La Investigación Operativa pasó a ser una rama de las matemáticas nacida y desarrollada para objetivar la toma de decisiones por medio de modelos matemáticos y algoritmos, que proporcionaban una metodología cuantitativa, para la óptima asignación de recursos.

Acabada la contienda, estas investigaciones se aplicaron al sector civil con objetivos similares de mejora de la productividad y la eficiencia.

Esta perspectiva cuantitativa, en un mundo cada vez más competitivo, ha permitido mejorar la eficiencia con la que se abordan los problemas crecientemente complejos, dejando atrás definitivamente la perspectiva cualitativa, que nos proveía de peores resultados.

Como hemos dicho anteriormente, los modelos matemáticos y algoritmos de la Investigación Operativa tienen aplicación real en campos muy diversos como son la economía, la ingeniería y las ciencias sociales, entre otros. Las dos categorías fundamentales de modelos matemáticos de optimización en la Investigación Operativa son:

- Los que se enmarcan en un contexto de incerteza relativa
  - Programación Lineal Continua
  - Programación Lineal Entera
  - Programación No Lineal
  - Programación Dinámica
  
- Los que se enmarcan en un contexto de teoría de probabilidades
  - Programación Estocástica

La Programación Lineal, se aplica a problemas de minimización y maximización de funciones objetivo de una o más variables habitualmente restringidas por ecuaciones y/o

inecuaciones, que organismos y empresas de toda índole utilizan para minimizar costes y maximizar beneficios.

Como se puede ver en el Diagrama 3.3, para construir un modelo de optimización tenemos que abstraernos de la realidad identificando aquellos factores que determinarán el comportamiento del sistema que queremos estudiar. Es por ello que el modelo se convertirá en una representación idealizada de aquella situación, sistema u objeto real y concreto.

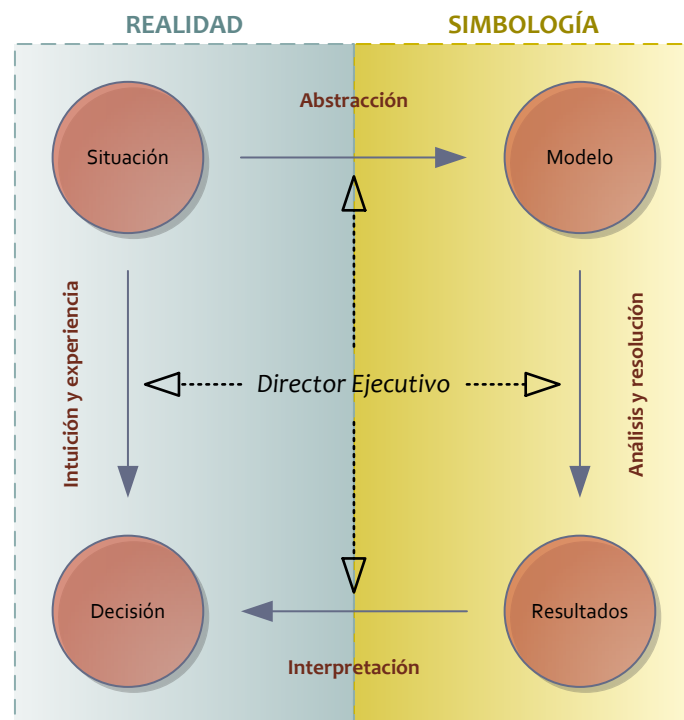


Diagrama 3.3 Diagrama de Modelado Matemático

Una vez establecido el modelo matemático de optimización con la simbología adecuada se procederá a su análisis y resolución, lo que nos conducirá a unos resultados.

El último paso es la interpretación de esos resultados para que la información generada sirva de apoyo a la toma de decisiones para el Director Ejecutivo de la empresa, o la persona sobre la que recaiga la responsabilidad de tomarlas. En este último punto se pasa de nuevo de la simbología a la realidad.

Cualquier otro intento de ir directamente de la situación inicial planteada a la decisión debería basarse en la intuición y la experiencia de la persona indicada; lo cual no siempre nos conduce a la decisión óptima por aparentemente evidente que parezca.

Otras técnicas utilizadas en la búsqueda de soluciones óptimas, aparte de los modelos matemáticos de Investigación Operativa, son los modelos heurísticos y los modelos de simulación.

### 3.2.2.1 Aplicaciones de la Investigación Operativa

Los modelos de optimización son cada vez más utilizados para la toma de decisiones por varias razones, entre las que cabe destacar:

- El mayor conocimiento de esta metodología en todos los campos.
- La mayor complejidad que están adquiriendo los problemas en todos los campos.
- El desarrollo de nuevos y mejores algoritmos para la solución de esos problemas.
- La creciente disponibilidad de software para aplicar estos modelos.

Hay infinidad de ejemplos que nos muestran los beneficios de la utilización de los modelos que nos proporciona la Investigación Operativa, entre los que podemos mencionar los siguientes:

Año	Organización	Aplicación	Ahorro <sup>20</sup>
1985	The Netherlands Rijkswaterstaat	Desarrollo de la política nacional para administrar el agua (incluye mezcla de nuevas instalaciones, procesos y costes)	11,5
1985	Monsanto Corporation	Optimización de los procesos productivos para minimizar los costes	1,5
1986	Weyerhaeuser Company	Optimización del corte de los troncos de madera para maximizar la fabricación de productos derivados	11,5
1986	Electrobras / CEPAL Brasil	Optimización en la producción combinada de energía eléctrica hidráulica y térmica en el sistema nacional de generación	33,1
1986	United Airlines	Minimización de los costes en la programación de turnos de trabajo en oficinas de reservas y aeropuertos de acuerdo con las necesidades de los clientes	4,6
1987	Citgo Petroleum Corporation	Optimización de los procesos de refinado, así como de la oferta, distribución y comercialización de productos derivados	53,8
1987	SANTOS, Ltd., Australia	Optimización de las inversiones financieras para la producción de gas natural durante 25 años	2,3

<sup>20</sup> Ahorro en millones de €/año si no se indica expresamente otras unidades. Para cálculo en dólares tener en cuenta un tipo de cambio de \$1,3 = 1€.

Año	Organización	Aplicación	Ahorro <sup>20</sup>
1989	Electric Power Research Institute	Optimización de los inventarios de petróleo y de carbón para la producción eléctrica, evitando tanto el exceso y la ruptura de los stocks	45,4
1989	San Francisco Police Department	Optimización de la programación y asignación de los oficiales de patrulla por medio de un nuevo sistema informático	8,5
1989	Texaco Incorporated	Optimización de la mezcla de aditivos de la gasolina para cumplir con los requisitos de calidad para su venta	23,1
1990	IBM	Gestión a nivel nacional del inventario de repuestos para mejorar el apoyo al servicio	207,7 <sup>21</sup>
1992	U.S. Military Airlift Command	Optimización de la evacuación de tropas, tripulaciones, cargas por medio de aviones en la operación militar "Tormenta del Desierto" de la Guerra del Golfo Pérsico	Victoria en la guerra
1992	American Airlines	Optimización del sistema de precios y en la gestión del <i>overbooking</i> , así como en la coordinación de vuelos	384,6 <sup>22</sup>
1992	Yellow Freight System, Incorporated	Optimización en el diseño de la red nacional de transporte y la programación de rutas de envío	13,3
1993	New Haven Health Department	Mejora de la efectividad en el cambio de agujas para luchar contra el contagio del SIDA	-33% <sup>23</sup>
1993	AT&T	Desarrollo de un sistema informático para asesorar a los clientes en el diseño de centros de llamadas	576,9
1994	Delta Airlines	Maximización del beneficio por la mejora en la asignación de los diferentes tipos de aviones en 2.500 vuelos nacionales	76,9
1995	Digital Equipment Corporation	Optimización de la logística (proveedores, plantas, centros de distribución, emplazamientos potenciales y mercados)	615,4
1995	China	Selección y optimización de los grandes proyectos para cumplir con las futuras necesidades de energía nacionales	326,9
1997	Cuerpo de defensa de Sudáfrica	Rediseño y optimización del tamaño y de la forma del cuerpo de defensa sudafricano, así como de su armamento	846,2
1997	Procter and Gamble	Rediseño y optimización de los procesos de producción y la logística para reducir los costes y mejorar el <i>time to market</i>	153,8
1998	Taco Bell	Programación óptima de los turnos del personal para mejorar el servicio al cliente, minimizando los costes	10
1998	Hewlett-Packard	Rediseño de tamaño y distribución de los inventarios de seguridad en la línea de producción de impresoras para cumplir con los objetivos de producción	215,4 <sup>24</sup>

<sup>21</sup> 15,4 millones de €/año y una disminución del inventario de 192 millones de €/año.

<sup>22</sup> Incremento en la facturación en millones de €/año.

<sup>23</sup> Disminución en el porcentaje de contagios.

Año	Organización	Aplicación	Ahorro <sup>20</sup>
2000	Federal Aviation Administration	Mejora en la toma de decisiones colaborativa del GDP	150 M\$
2000	Air New Zealand	Optimización de la programación de la tripulación	15,7 M\$
2001	Continental Airlines	Recuperación más rápida de la tripulación	40 M\$
2004	Juegos Olímpicos	Lograr y sistematizar la eficiencia operativa en los Juegos Olímpicos	15 M\$

Tabla 3.2 Aplicaciones de la Investigación Operativa (período 1985-1998)

### 3.2.2.2 La Investigación de Operaciones en la actualidad

Existen varias asociaciones a nivel internacional que se dedican a la I+D de aplicaciones en el campo de la Investigación Operativa, entre las que podemos nombrar a las siguientes:

- International Federation of Operational Research Societies (IFORS) fue creada oficialmente en 1959 por los 3 socios fundadores, Estados Unidos (ORSA, ahora INFORMS), Reino Unido (ORS) y Francia (SOFRO), a los que se han ido uniendo otras Sociedades Nacionales hasta llegar a los 48 miembros activos que la componen hoy en día.
- The Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS) es la sociedad profesional más grande del mundo para profesionales en el campo de la Investigación Operativa, ciencia para la dirección de empresas y análisis de negocio. Se estableció en 1995 con la unión de Operations Research Society of America (ORSA), fundada en 1952, y The Institute of Management Sciences (TIMS), fundado en 1953.
- The Association of European Operational Research Societies (EURO) es una agrupación regional dentro de IFORS con sede en Suiza, creada oficialmente en 1976 para promover la Investigación Operativa en toda Europa.
- The Operational Research Society (OR Society) es la sociedad profesional de OR con base en el Reino Unido creada en 1948.
- Sociedad de Estadística e Investigación Operativa (SEIO), inicialmente la Sociedad Española de IO<sup>25</sup> se creó en 1962 en el Instituto de Investigaciones Estadísticas del Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

<sup>24</sup> Incremento anual de los ingresos en millones de €.

<sup>25</sup> Se indica en español por razones obvias.

### 3.2.3 *MODELOS DE PROGRAMACIÓN LINEAL*

Estos modelos son muy utilizados para dar soporte a la toma de decisiones por su facilidad de resolución y su aplicabilidad a problemas del mundo real.

Este tipo de programación general de optimización tiene como características principales que tanto la función objetivo como todas las restricciones son lineales, es decir, polinomios de grado 1.

Algunas aplicaciones de Programación Lineal son optimizaciones de inversiones, procesos productivos, mezcla de productos, etc.

Los modelos de Programación Lineal pueden ser resueltos, en función de su grado de complejidad, con los siguientes métodos:

- Resolución gráfica

Un modelo de optimización alcanza el grado más alto de sencillez cuando se presenta como un modelo programación lineal de únicamente 2 variables.

Estos modelos son los más idóneos para introducir los conceptos básicos de la Investigación Operativa y, en concreto, de la Programación Lineal.

Las propiedades que presenta el modelo lineal de 2 variables son extrapolables a un número mayor de variables, con lo que su resolución gráfica ayuda a comprender los conceptos necesarios.

- Método SIMPLEX

El método SIMPLEX es un algoritmo para resolver modelos de Programación Lineal que fue desarrollado en 1947 por George Dantzig. Este algoritmo es un proceso iterativo que va aproximando la solución al valor óptimo, si existe, por medio de una serie de iteraciones.

La aplicación de este método a un modelo de Programación Lineal requiere que previamente lo adaptemos a su forma estándar.

- Método SIMPLEX de 2 FASES

Si después de transformar un modelo de programación lineal a su forma estándar no se dispone de una solución básica factible inicial, podemos utilizar la estrategia del algoritmo del método SIMPLEX de 2 FASES, en el que primero se resuelve un problema auxiliar minimizando la suma de las variables artificiales y, una vez resuelto y reorganizado, se pasa a resolver por el método SIMPLEX en la segunda fase.

- Método SIMPLEX DUAL

El algoritmo SIMPLEX es un método iterativo que comienza en una solución básica factible no óptima, para ir mejorando con soluciones básicas factibles sucesivamente hasta encontrar la óptima, si es que existe, de manera básicamente buscamos la optimalidad sin abandonar la factibilidad.

El algoritmo DUAL SIMPLEX —desarrollado en 1954 por C.E. Lemke—, por el contrario, comienza en una solución básica óptima no factible y progresa manteniendo la optimalidad mientras se busca la factibilidad.

- Dualidad en Programación Lineal

Hasta ahora se han considerado problemas primales con relación directa con el planteamiento, de manera que los resultados se corresponden con la formulación del problema original. De todos modos, tenemos otro problema intrínsecamente ligado un problema lineal que puede ser resuelto si nos conviene y que se denomina problema dual. Este problema tiene remarcables relaciones y propiedades respecto al original o primal que puede aportarnos muchos beneficios en la toma de decisiones.

## 4 METODOLOGÍA

Para llegar a determinar el plan de distribución óptimo desde las terminales de regasificación y distribución de LNG hasta las estaciones de servicio de LNG / L-CNG para situar las instalaciones de repostaje del combustible alternativo seguiremos los siguientes pasos:



1. Planteamiento, análisis y definición del problema

El planteamiento del problema nos permitirá enmarcar el mismo en un escenario real, lo que nos obligará a analizar las alternativas de las que disponemos hasta llegar a la definición precisa del problema.

2. Construcción del modelo

Este será un hito importante en el camino hacia la consecución del objetivo propuesto, puesto que tenemos que conseguir que nuestro problema se ajuste a un estándar que permita ser resuelto por el software utilizado, después de un análisis previo del modelo.

Este apartado se dividirá en tres fases:

a. Alternativas de decisión

En esta primera fase se determinarán las variables de decisión y cuál será su representación algebraica.

b. Condicionantes del problema

En la segunda fase se determinarán las restricciones del problema expresándolas como ecuaciones o inecuaciones lineales de las variables de decisión.

c. Objetivos perseguidos

En la tercera y última fase de este apartado se determinará la función objetivo, que será aquella que se intentará minimizar y que representará la cantidad de energía a transportar desde cada terminal de LNG a cada EESS propuesta para cubrir la totalidad de la red de transporte pesado paneuropeo de mercancías de larga distancia por carretera.

3. Solución del modelo

Esa resolución se llevará a cabo mediante alguno de los varios motores de resolución que proporciona el software utilizado como son el LP/QP, GRG, SQP, KNITRO, MOSEK, Gurobi, XPRESS, o bien OptQuest.

#### 4. Validación del modelo

Comprobación de que el resultado obtenido tiene sentido al aplicar a la realidad el modelo inicialmente propuesto.

Si no fuese así, sería necesario hacer un replanteamiento del problema original para construir un nuevo modelo que nos conduzca a un resultado adecuado.

#### 5. Puesta en práctica del modelo

La aplicación práctica del modelo provocará la hipotética aparición problemas derivados de parámetros no contemplados o intangibles, que en la práctica son difíciles de cuantificar —entre ellos podríamos citar el factor humano y su influencia sobre otros parámetros que se hayan fijado en el modelo como hipótesis de partida a pesar de no estar completamente bajo nuestro control—.

## 5 PLANTEAMIENTO, ANÁLISIS, DEFINICIÓN, MODELADO, RESOLUCIÓN, VALIDACIÓN Y APLICACIÓN DEL PROBLEMA

### 5.1 PLANTEAMIENTO, ANÁLISIS Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

#### 5.1.1 COMBUSTIBLE

Como punto de partida para el desarrollo de la metodología se ha estudiado la oferta de combustibles alternativos en el apartado *3.1 La contaminación ambiental (el problema)*. La única alternativa actual al diésel empleado en el transporte de mercancías por carretera en largas distancias es el **LNG**.

Conocido el combustible a utilizar, se ha hecho un estudio de las vías de acceso del LNG en el mercado europeo, lo que nos servirá de base para establecer el inicio de la logística de distribución del mismo.

### 5.1.2 ÀREA DE ESTUDIO: EU27

En la Ilustración 5.1 podemos ver en azul oscuro el territorio sobre el que se extenderá la red inicial de distribución de LNG que nos servirá de escenario base sobre el que aplicar la metodología de optimización del presente TFC: la **Unión Europea de los 27**.



Ilustración 5.1 Territorio de la EU27 (tonalidades de verde)<sup>26</sup>

### 5.1.3 INSTALACIONES DE SUMINISTRO LNG EN TERRITORIO DE LA EU

Hay dos tipos de instalaciones desde las cuales se puede distribuir este combustible para abastecer las Estaciones de Servicio LNG y L-CNG de todo el territorio de la EU:

<sup>26</sup> En diferentes tonalidades de verde

- las *plantas de licuefacción* de NG

La única planta de licuefacción de NG existente en Europa es la de Snøhvit en los campos de NG del Mar de Barents, situado a 140 km al noroeste de Hammerfest (Noruega) y operada por la compañía Statoil. El gas es extraído de 20 pozos en los campos de Snøhvit, Askeladd and Albatross y su capacidad máxima de exportación de la planta es de  $5,75 \cdot 10^9$  Mm<sup>3</sup> de LNG.

En este documento se considerará que este tipo de instalación abastecerá las terminales de regasificación de la EU más próximas, pero no se tendrá en cuenta con punto de partida de la distribución de LNG.

A nivel mundial existen 24 instalaciones de producción, que totalizan 96 líneas de licuefacción, localizadas en 18 estados de los 5 continentes. El líder mundial de producción de LNG es Catar, seguido de Malasia, Indonesia, Australia, Nigeria y Trinidad y Tobago. La capacidad de licuefacción mundial es de  $280 \cdot 10^6$  ton/año en 2011.

- las *terminales de regasificación*

Puesto que el LNG alcanza una reducción en volumen mayor que la del CNG, su densidad energética es 2.4 veces superior. Esto lo convierte en mucho más eficiente para ser transportado largas distancias no cubiertas por gasoductos. Los barcos, especialmente diseñados para transporte criogénico de LNG, son los encargados de transportarlo en grandes cantidades desde las plantas de licuefacción hasta las terminales de regasificación desde donde se introduce en el mercado de consumo, distribuido mayoritariamente por medio de gasoductos de NG. Parte del LNG de estas terminales es distribuido por medio de camiones cisternas criogénicos a puntos de consumo no cubiertos por los gasoductos. Estos puntos de consumo disponen de depósitos de LNG desde los que se gasifica para su consumo in situ o para repostar vehículos alimentados por CNG.

La razón por la que se denominan *terminales de regasificación* es que actualmente la gran mayoría del LNG que entra a estas instalaciones sale de las mismas después de un proceso de regasificación. Esta regasificación se suele hacer a la salida de los depósitos de la propia terminal o, en menor medida, a la salida de los depósitos de los propios consumidores.

Otra posibilidad que se abre con el uso del LNG como combustible para el transporte, que es el caso que nos ocupa, es su distribución criogénica a estaciones de servicio LNG o L-CNG. Las primeras estarían dedicadas únicamente a servir de punto de repostaje a los vehículos pesados de LNG para el transporte de mercancías por carretera en largas distancias —o cualquier otra aplicación que lo utilice—, y las segundas, las estaciones de servicio L-CNG, tendrían ese mismo uso combinado con el repostaje de CNG para su uso en transporte de personas y mercancías en LDV y HDV con necesidades de autonomía menores.

En todo el mundo existen 89 terminales de recepción de LNG situadas en 25 estados de 4 continentes. Japón, Corea del Sur, Reino Unido y España son actualmente los mayores importadores mundiales de LNG. Su capacidad de regasificación ascendía a  $650 \cdot 10^6$  ton/año en 2011.

Para realizar este trasiego de LNG hasta estas instalaciones, existen en el mundo 360 barcos de transporte de LNG. La capacidad total de esta flota mundial es de  $53 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>.

### 5.1.3.1 Terminales de LNG disponibles

A día de hoy tenemos las siguientes terminales portuarias de LNG desde donde se desarrollará el plan logístico de distribución óptimo de este combustible hacia todas las estaciones de servicio LNG / L-CNG. La identificación y localización de todas ellas se muestra en la Tabla 5.1.

En la tabla se han incluido los datos de aquellas terminales que están operativas actualmente. El aumento de terminales es continuo y, aparte de las que están en construcción y que se listan en el Anexo 10.1, hay un alto número de ellas propuestas como puede verse en el Anexo 10.2.

La localización de las terminales en Europa se puede ver en la Ilustración 5.2.

# <sup>27</sup>	F <sup>28</sup>	Localización	P <sup>29</sup>	Compañía	Capacidad evaporación		Tanques almacen. LNG		Muelle de atraque <sup>30</sup>	
					m <sup>3</sup> (N)/h	A <sup>31</sup>	m <sup>3</sup> LNG	#	m <sup>3</sup> LNG	#
1	1994	Marmara Ereglisi	TR	Botas	685.000	6,2	255.000	3	:	:
2	2006	Aliaga	TR	Egegaz	680.000	6	280.000	2	265.000	1
3	2000	Revithoussa	EL	Desfa	735.000	5,3	130.000	2	135.000	1
4	2009	Porto Levante	IT	Adriatic LNG	1.100.000	7,56	250.000	2	152.000	1
5	2013	Toscana Offshore	IT	Iren group	428.100	3,75	137.000	1	138.000	1
6	1971	Panigaglia	IT	GNL Italia	427.000	3,4	100.000	2	70.000	1
7	2010	Fos Cavaou	FR	Fosmax LNG	1.160.000	8,25	330.000	3	270.000	1
8	1972	Fos Tonkin	FR	Elengy	1.150.000	5,5	150.000	3	75.000	1
9	1968	Barcelona	ES	Enagas	1.950.000	17,1	840.000	8	250.000	2
10	2006	Sagunto	ES	Saggas	1.000.000	8,8	600.000	4	265.000	1
11	1989	Cartagena	ES	Enagas	1.350.000	11,8	587.000	5	263.000	2
12	1988	Huelva	ES	Enagas	1.350.000	11,8	619.000	5	137.500	1
13	2004	Sines	PT	REN Atlantico	1.350.000	7,9	390.000	3	215.000	1
14	2007	Mugardos (El Ferrol)	ES	Reganosa	412.800	3,6	300.000	2	140.000	1
15	2012	Musel (Gijón)	ES	Enagas	800.000	7	300.000	2	250.000	1
16	2003	Bilbao	ES	BBG	800.000	7	300.000	2	270.000	1
17	1980	Montoir de Bretagne	FR	Elengy	1.600.000	10	360.000	3	265.000	2
18	2009	Mildford Haven	UK	South Hook	2.440.000	21	775.000	5	265.000	1
19	2009	Mildford Haven	UK	DragonLNG	1.140.000	6	320.000	2	217.000	1
20	2005	Isle de Grain	UK	GrainLNG	2.650.000	19,5	1.000.000	8	265.000	2
21	1987	Zeebrugge	BE	Fluxys LNG	1.700.000	9	380.000	4	266.000	1
22	2011	Rotterdam	NL	Gasunie / Vopak	1.650.000	12	540.000	3	267.000	2
23	2007	Teesside	UK	Excelerate energy	670.000	4,6	138.000	1	:	:
24	2011	Øra LNG, Fredrikstad	NO	Skangass	17.123	0,15	6.250	1	:	:
25	2011	Brunnsviksholmen (Nynäshamn)	SE	AGA	57.078	0,5	30.000	1	:	:
<b>TOTAL</b>					<b>27.302.101</b>		<b>9.117.750</b>			

Tabla 5.1 Terminales de regasificación operativas actualmente

<sup>27</sup> Número de orden: Se ha comenzado la numeración por el SE (Turquía) y se ha continuado en sentido horario hacia el sur por el mediterráneo, luego el oeste, por la costa atlántica hasta llegar a las terminales más al norte, en Noruega y Suecia.

<sup>28</sup> Año de finalización de la terminal o su ampliación.

<sup>29</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>30</sup> Información no disponible (:)

<sup>31</sup> Capacidad de evaporación en  $\text{bm}^3(\text{N})/\text{año}$ .



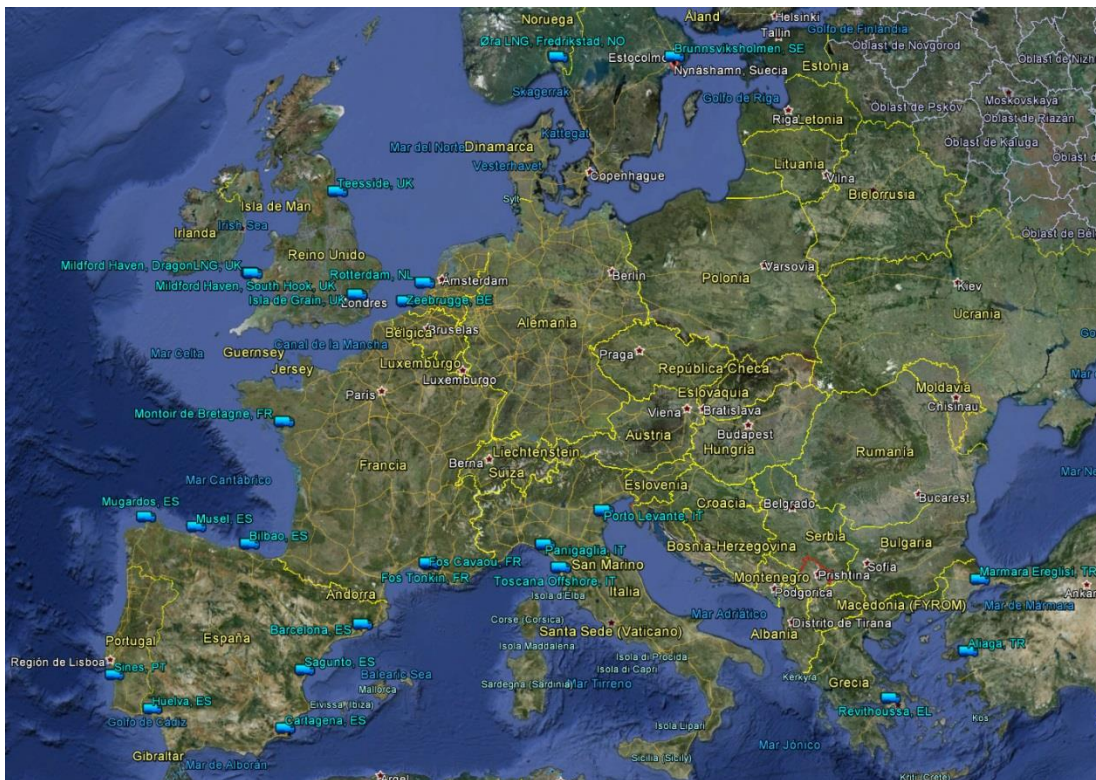


Ilustración 5.2 Terminales de de LNG en Europa

### 5.1.3.2 Capacidad de suministro de LNG de las terminales, como combustible para el transporte

Para manejar las cifras relativas al LNG tendremos en cuenta las siguientes consideraciones:

- En las fichas de especificaciones de calidad del LNG se muestran las capacidades bajo condiciones de referencia:
  - PCS a 0°C
  - Volumen a 0°C y 1,01325 bar (101,325 kPa)
  - De acuerdo con el anexo J de la ISO 6976, el factor a aplicar para convertir el HHV de 0°C a 25°C será 1/1,0026.
  - El equivalente a 1 m<sup>3</sup> de LNG oscila entre un mínimo y un máximo de:
    - ◆ 10,26 y 13,26 kWh HHV para Enagas (ES)
    - ◆ 10,70 y 12,75 kWh HHV para Elengy (FR)
    - ◆ 11,16 y 12,68 kWh HHV para Desfa (EL)

- La densidad puede oscilar entre los 430 y los 478 kg/m<sup>3</sup>
- Debido a esos márgenes de variación se ha decidido tomar como referencia los siguientes valores, tomados de los informes estadísticos de la EU del 2012:
  - 1 m<sup>3</sup> LNG = 593 m<sup>3</sup> NG
  - 1 m<sup>3</sup> LNG = 5.782 kWh LHV
  - 1 m<sup>3</sup> LNG = 20.816 GJ LHV

Las terminales de Barcelona, Cartagena, Huelva y Bilbao, que tienen capacidades de almacenamiento de LNG de 840.000, 587.000, 619.000 y 300.000 m<sup>3</sup> respectivamente. Las 3 primeras disponen de 3 plataformas de carga de LNG para camiones cisterna criogénicos cada una. Teniendo en cuenta estos datos, se ha estimado una capacidad, para el resto de terminales, de 5 camiones por cada 100.000 m<sup>3</sup> de LNG de capacidad de almacenamiento o fracción.

Según esto, la tabla de capacidades de carga de camiones de LNG de todas las terminales sería la siguiente:

# <sup>32</sup>	Localización	P <sup>33</sup>	Tanques almac. LNG		Carga de camiones LNG		
			m <sup>3</sup> LNG <sup>34</sup>	GWh <sup>35</sup>	#/día <sup>36</sup>	GWh/año <sup>37</sup>	TJ/año
1	Marmara Ereglisi	TR	255.000	1.638	15	1.653,2	5.951,5
2	Aliaga	TR	280.000	1.799	15	1.653,2	5.951,5
3	Revithoussa	EL	130.000	835	10	1.102,1	3.967,7
4	Porto Levante	IT	250.000	1.606	15	1.653,2	5.951,5
5	Toscana Offshore	IT	137.000	880	10	1.102,1	3.967,7
6	Panigaglia	IT	100.000	642	5	551,1	1.983,8
7	Fos Cavaou	FR	330.000	2.120	20	2.204,3	7.935,4
8	Fos Tonkin	FR	150.000	964	10	1.102,1	3.967,7
9	Barcelona	ES	840.000	5.397	50	5.510,7	19.838,4
10	Sagunto	ES	600.000	3.855	30	3.306,4	11.903,0

<sup>32</sup> Número de orden: Se ha comenzado la numeración por el SE (Turquía) y se ha continuado en sentido horario hacia el sur por el mediterráneo, luego el oeste, por la costa atlántica hasta llegar a las terminales más al norte, en Noruega y Suecia.

<sup>33</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>34</sup> Capacidad total agregada de almacenamiento de LNG de cada terminal.

<sup>35</sup> Energía equivalente de almacenamiento de cada terminal (HHV)

<sup>36</sup> Número de camiones diarios de LNG que es capaz de cargar cada terminal.

<sup>37</sup> Capacidad de suministro de LNG de cada terminal para ser utilizado como combustible en estaciones de servicio LNG / L-CNG, expresado en cantidad de energía (HHV) anual.



# <sup>32</sup>	Localización	P <sup>33</sup>	Tanques almac. LNG		Carga de camiones LNG		
			m <sup>3</sup> LNG <sup>34</sup>	GWh <sup>35</sup>	#/día <sup>36</sup>	GWh/año <sup>37</sup>	TJ/año
11	Cartagena	ES	587.000	3.771	50	5.510,7	19.838,4
12	Huelva	ES	619.000	3.980	50	5.510,7	19.838,4
13	Sines	PT	390.000	2.506	20	2.204,3	7.935,4
14	Mugardos (El Ferrol)	ES	300.000	1.927	15	1.653,2	5.951,5
15	Musel (Gijón)	ES	300.000	1.927	15	1.653,2	5.951,5
16	Bilbao	ES	300.000	1.927	15	1.653,2	5.951,5
17	Montoir de Bretagne	FR	360.000	2.313	20	2.204,3	7.935,4
18	Mildford Haven	UK	775.000	4.979	40	4.408,5	15.870,7
19	Mildford Haven	UK	320.000	2.056	20	2.204,3	7.935,4
20	Isle de Grain	UK	1.000.000	6.425	50	5.510,7	19.838,4
21	Zeebrugge	BE	380.000	2.441	20	2.204,3	7.935,4
22	Rotterdam	NL	540.000	3.469	30	3.306,4	11.903,0
23	Teesside	UK	138.000	887	10	1.102,1	3.967,7
24	Øra LNG, Fredrikstad	NO	6.250	40	5	551,1	1.983,8
25	Brunnsviksholmen (Nynäshamn)	SE	30.000	193	5	551,1	1.983,8
<b>TOTAL</b>			<b>9.108.250</b>	<b>58.578</b>	<b>545</b>	<b>60.066,3</b>	<b>216.238,6</b>

Tabla 5.2 Capacidad de carga de LNG de cada terminal para ser usado como combustible para el transporte

Dentro del sector del transporte de la EU27, el transporte por carretera representó en 2010 el 82% del consumo de energía respecto al total<sup>38</sup> del sector, como se puede ver en la Tabla 5.3.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Carretera</b>	280	284	288	291	298	299	305	309	306	300	300
<b>Aéreo</b>	46	44	44	45	48	51	52	54	55	50	50
<b>Ferrocarril</b>	10	9	9	9	9	9	9	9	9	8	9
<b>Navegación fluvial</b>	6	6	6	7	6	7	7	7	7	6	6
<b>Total</b>	<b>341</b>	<b>345</b>	<b>348</b>	<b>353</b>	<b>363</b>	<b>367</b>	<b>374</b>	<b>380</b>	<b>378</b>	<b>367</b>	<b>365</b>

Tabla 5.3 Consumo final de energía según modo de transporte en EU27 (Mtoe)

Teniendo en cuenta que en ese año, el consumo de energía del transporte por carretera supuso un consumo de 12.560 PJ (HHV), la capacidad de carga de la Tabla 5.2 estimada en 216,24 PJ (HHV) supondría un 1,7% de las necesidades del mismo. Además los datos históricos de la tabla, representados en el Gráfico 5.1, indican que el consumo energético fue creciendo desde el 2000 hasta marcar un máximo de 309 Mtoe para el transporte por carretera en 2007, tras el que ha ido descendiendo hasta retornar a los 300 Mtoe que es un nivel que ya se había alcanzado en 2005-2006.

<sup>38</sup> Road + Rail + IWW

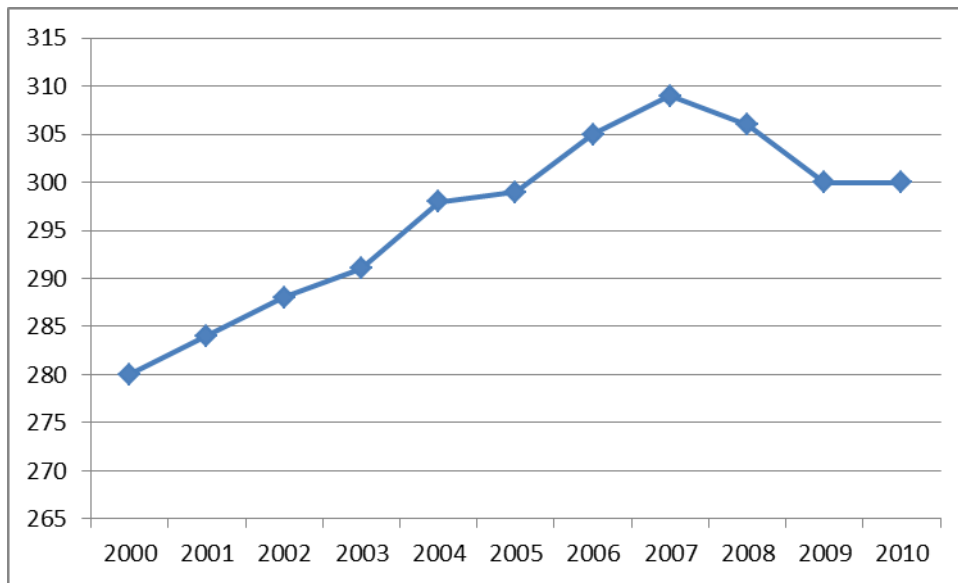


Gráfico 5.1 Consumo final de energía del transporte por carretera en EU27 (Mtoe)

Aunque la red que se propone en este trabajo incluye las capitales de todos los estados de la EU27, se han seleccionado las terminales existentes en el territorio europeo incluyendo estados que aún no están integrados en la EU27. Esto es debido a la limitada capacidad de suministro de este tipo de combustible.

#### 5.1.4 RED DE TRANSPORTE DE LA EU27

En julio de 1996 el Parlamento Europeo tomó la decisión de adoptar una Red Transeuropea de Transporte.

Las Redes Transeuropeas —denominado en inglés como Trans-European Networks, o abreviadamente como TEN— es un gran sistema en el que se incluyen las telecomunicaciones y la energía que se estableció en 1990.

La TEN-T coordina la realización de mejoras en carreteras primarias, líneas férreas, vías fluviales y canales interiores navegables, aeropuertos, puertos y la gestión del tráfico en todos ellos, con el objetivo puesto en el tráfico de larga distancia —personas y mercancía— en el seno de la EU.

Desde el último trimestre de 2006 todos los proyectos relacionados con esta red se gestionan tanto técnica como financieramente desde la TEN-T EA —Agencia Ejecutiva TEN-T—.

Ha habido 3 fases en el establecimiento de las redes que forman parte de la TEN-T:

- El 22 de mayo de 2001 el Parlamento Europeo recogió los puertos y estaciones intermodales por medio de la decisión 1346/2001/EC.
- El 29 de abril de 2004 fue el turno de la decisión 884/2004/EC, con la que completaba la decisión anterior con todos los medios de transporte.
- El 19 de octubre de 2011 se publicó una segunda corrección con las modificaciones que se consideraban necesarias.

La definición final de la red queda establecida mediante 2 subredes:

- La Red básica —Core Network—, núcleo primario de la TEN-T, es la estructura principal intermodal: enlaces a través de las fronteras, cuellos de botella y nodos intermodales. Esta red básica se subvencionará con los presupuestos del período 2014-2020 de la EU. Se espera su completa implementación con anterioridad al 2031.
- La Red Global —Comprehensive Network— comprende todas las infraestructuras que cumplen con los requerimientos de formar parte del transporte transeuropeo y se espera que esté implementado antes del 2051.

La red planteada en este trabajo es una red paneuropea de transporte por carretera de larga distancia con un combustible alternativo que podría formar una parte de la Red Transeuropea de Carreteras.

#### 5.1.4.1 Estructura de la red

Para formar la red primero estableceremos el listado de las ciudades que cubre esta red. En el planteamiento inicial se querían incluir todas las capitales de los 27 estados miembros de la EU. Finalmente no se ha excluido Nicosia, capital de Chipre, debido a la gran distancia que la separa del continente. Por lo que respecta a Malta, se ha incluido La Valeta debido a que de esta manera se abre una ruta que alcanza el extremo sur de Italia hasta Catania, en la isla de Sicilia. Por último, se ha añadido Barcelona por ser un puerto importante en el Mediterráneo y por ser un punto estratégico para la futura ampliación de la red hacia el sur, por la costa española del Mediterráneo. En la Tabla 5.4 se enumeran las ciudades consideradas.

Para calcular la cantidad de energía necesaria para la red de transporte transeuropeo que unirá las capitales de los estados miembros se utilizarán las cifras de población de sus áreas metropolitanas como se muestra en la Tabla 5.4.

Estado	Cod <sup>39</sup>	Población <sup>40</sup>	Capital	Ciudad	LUZ
Alemania	DE	81.843.743	Berlín	3.404.037	5.055.116
Austria	AT	8.443.018	Viena	1.670.347	2.285.988
Bélgica	BE	11.094.850	Bruselas	145.917	1.885.319
Bulgaria	BG	7.327.224	Sofía	1.270.450	1.334.782
Dinamarca	DK	5.580.516	Copenhague	509.861	1.822.569
Eslovaquia	SK	5.404.322	Bratislava	426.091	616.578
Eslovenia	SI	2.055.496	Liubliana	267.920	508.607
España	ES	46.196.276	Madrid	3.232.463	6.271.638
			Barcelona	1.620.943	4.440.629
Estonia	EE	1.339.662	Tallin	397.617	542.983
Finlandia	FI	5.401.267	Helsinki	560.994	1.279.685
Francia	FR	65.327.724	Paris	2.153.600	11.532.409
Grecia	EL	11.290.067	Atenas	745.514	4.136.849
Holanda	NL	16.730.348	Ámsterdam	743.068	1.482.287
Hungría	HU	9.957.731	Budapest	1.696.128	2.529.231
Irlanda	IE	4.582.769	Dublín	495.781	1.534.426
Italia	IT	60.820.696	Roma	2.718.768	3.695.148
Letonia	LV	2.041.763	Riga	875.000	1.005.536
Lituania	LT	3.007.758	Vilna	541.600	714.857
Luxemburgo	LU	524.853	Luxemburgo	86.009	483.799
Malta	MT	417.520	La Valeta	6.315	382.177
Polonia	PL	38.538.447	Varsovia	1.700.536	2.726.829
Portugal	PT	10.541.840	Lisboa	564.657	2.475.252
Reino Unido	UK	62.989.551	Londres	7.434.400	12.317.800
República Checa	CZ	10.505.445	Praga	1.188.126	2.156.097
Rumanía	RO	21.355.849	Bucarest	2.082.000	2.176.117
Suecia	SE	9.482.855	Estocolmo	788.269	1.981.263
<b>TOTAL EU26<sup>41</sup></b>		<b>502.801.590</b>		<b>37.326.411</b>	<b>77.373.971</b>

Tabla 5.4 Población de las capitales de los estados miembros de la EU27, Barcelona y sus áreas metropolitanas

Si considerásemos la población oficial de las ciudades mencionadas, estaríamos tomando una población de 37.326.411 sobre los 502.801.590 habitantes<sup>42</sup> de la EU27, lo que representaría un 7,4% del total. Sin embargo, la población afectada de las áreas metropolitanas de esas mismas ciudades europeas —también denominado en inglés, Larger Urban Zone, o abreviadamente LUZ— asciende a 77.373.971 habitantes, o lo que

<sup>39</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>40</sup> Últimos datos fiables de los años 2009 a 2011.

<sup>41</sup> No se ha incluido Chipre.

<sup>42</sup> Según datos de 2010 de Eurostat

es lo mismo, un 15,4% de la población de la EU27; más del doble de lo calculado anteriormente.



*Ilustración 5.3 Localización geográfica de las ciudades elegidas como base de interconexión de la red paneuropea*

En la Ilustración 5.3 se puede ver la localización geográfica de todas las ciudades listadas anteriormente en el mapa de Europa.

#### 5.1.4.2 Interconexiones

Como paso previo a la determinación de la localización de las estaciones de servicio de LNG y L-CNG se han determinado las interconexiones principales entre las ciudades anteriormente elegidas.



Las interconexiones que formarán parte de esta primera fase de la red paneuropea de transporte de mercancías se pueden ver en el mapa de la Ilustración 5.4.



*Ilustración 5.4 Mapa con las interconexiones de la red paneuropea de transporte*

En el Anexo 10.4 se pueden ver todas estas interconexiones con mucho más detalle.

Por otro lado, la enumeración de las interconexiones elegidas, con su origen y destino, la distancia que cubren, una estimación de la duración del trayecto —teniendo en cuenta que se realizan con un vehículo pesado— y las denominaciones de las principales vías que atraviesan se pueden ver con detalle en la Tabla 5.5, que está ordenada por la ciudad de origen.

I <sup>43</sup>	Cod <sup>44</sup>	Origen	Cod	Destino	Km	t <sup>45</sup>	Vías <sup>46</sup>
<b>I01</b>	NL	Amsterdam	DE	Berlín	657	8:13	A2
<b>I02</b>	ES	Barcelona	IT	Roma	1.360	16:08	A1
<b>I03</b>	DE	Berlín	DK	Copenhague	434 <sup>47</sup>	7:58	A19 / E55
<b>I04</b>	DE	Berlín	PL	Varsovia	569	6:48	E30
<b>I05</b>	DE	Berlín	CZ	Praga	349	4:45	A13
<b>I06</b>	SK	Bratislava	HU	Budapest	201	2:36	M1
<b>I07</b>	BE	Bruselas	NL	Amsterdam	203	2:58	A27
<b>I08</b>	BE	Bruselas	LU	Luxemburgo	219	2:48	E411
<b>I09</b>	RO	Bucarest	BG	Sofía	350	7:29	E83
<b>I10</b>	HU	Budapest	RO	Bucarest	866	13:32	DN6
<b>I11</b>	DK	Copenhague	SE	Estocolmo	658	8:25	E4
<b>I12</b>	SE	Estocolmo	FI	Helsinki	481 <sup>48</sup>	15:46	—
<b>I13</b>	FI	Helsinki	EE	Tallin	90 <sup>49</sup>	8:16	—
<b>I14</b>	PT	Lisboa	ES	Madrid	623	7:10	A6 / A5
<b>I15</b>	SI	Liubliana	IT	Roma	763	9:10	A1
<b>I16</b>	SI	Liubliana	BG	Sofía	924	12:46	E70
<b>I17</b>	SI	Liubliana	AT	Viena	384	4:42	A1 / E57 / A2
<b>I18</b>	UK	Londres	IE	Dublín	596 <sup>50</sup>	9:53	M6
<b>I19</b>	UK	Londres	BE	Bruselas	365	5:48	E40
<b>I20</b>	LU	Luxemburgo	CZ	Praga	736	8:49	A6
<b>I21</b>	ES	Madrid	FR	París	1.271	15:21	A10
<b>I22</b>	ES	Madrid	ES	Barcelona	621	7:28	AP-2 / A-2
<b>I23</b>	FR	París	BE	Bruselas	305	4:01	A1 / A2 / E19

<sup>43</sup> Número correlativo de la interconexión de las distintas ciudades.

<sup>44</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>45</sup> Tiempo estimado para cubrir la interconexión con un vehículo pesado.

<sup>46</sup> Vías de salida desde el punto de origen de la interconexión.

<sup>47</sup> La distancia efectiva a la interconexión I02 es de 386 km una vez deducidos los 48 km del ferry que une Rostock (DE) con Gedser (DK).

<sup>48</sup> La distancia efectiva a la interconexión I12 es de 290 km una vez deducidos los 66 km del ferry que une Svedjelandet (SE) con Maarianhamina (FI) y los 125 km del ferry que une Lumparland (FI) con Turku (FI).

<sup>49</sup> La distancia efectiva a la interconexión I13 es de 5 km una vez deducidos los 85 km del ferry que une Helsinki (FI) con Tallin (EE).

<sup>50</sup> La distancia efectiva a la interconexión I18 es de 489 km una vez deducidos los 107 km del ferry que une Holyhead (UK) con Dublin (IE).

I <sup>43</sup>	Cod <sup>44</sup>	Origen	Cod	Destino	Km	t <sup>45</sup>	Vías <sup>46</sup>
I24	FR	París	IT	Roma	1.414	16:50	A6
I25	FR	París	LU	Luxemburgo	373	4:38	A4
I26	CZ	Praga	AT	Viena	331	4:24	D1 / E50 / E65
I27	LV	Riga	LT	Vilna	293	3:16	E67 / E272
I28	IT	Roma	MT	La Valeta	1.060 <sup>51</sup>	16:37	A3
I29	BG	Sofía	EL	Atenas	799	11:25	E75
I30	EE	Tallin	LV	Riga	308	5:14	—
I31	PL	Varsovia	SK	Bratislava	678	9:09	E75
I32	AT	Viena	SK	Bratislava	79	2:28	A4 / A6
I33	LT	Vilna	PL	Varsovia	458	8:14	Ctra. 61
<b>Longitud TOTAL de la red paneuropea propuesta</b>					<b>18.818<sup>52</sup> km</b>		

Tabla 5.5 Listado de las interconexiones propuestas de la red transeuropea de transporte de mercancías con LNG

La Tabla 5.5 incluye un total de 33 interconexiones, que cubren una longitud total de 18.818 km en el territorio de la EU27.

### 5.1.4.3 Tramos entre estaciones de LNG en las interconexiones

Los verdaderos nodos de nuestra red son las estaciones de servicio de LNG y L-CNG.

La Comisión Europea emitió un comunicado<sup>53</sup> el pasado 24 de enero de 2013 el paquete de Energías Limpias para el Transporte —denominado en inglés Clean Power for Transport o por sus siglas CPT—, que incluye un documento con la política sobre la estrategia de combustibles alternativos y la propuesta para una Directiva<sup>54</sup> sobre el despliegue de una infraestructura de los mismos con el objetivo de desarrollar normas armonizadas y establecer objetivos claros para la creación de la infraestructura citada, incluyendo tanto el CNG como el LNG.

<sup>51</sup> La distancia efectiva a la interconexión I28 es de 828 km una vez deducidos los 232 km del ferry que une Catania (IT) con La Valeta (MT).

<sup>52</sup> Esta cifra quedaría en 18.155 km efectivos una vez deducidas las travesías de ferry indicadas.

<sup>53</sup> COM(2013) 17 /2, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Clean Power for Transport: A European alternative fuels strategy.

<sup>54</sup> COM(2013) 18 /2, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure.



El documento establece que la distancia máxima entre estaciones de servicio de CNG será de 150 km y de *400 km para el caso de las estaciones de servicio de LNG a nivel nacional en todo el territorio de la EU* estableciendo como fecha límite el 2020.

El CPT también incluye un plan de acción para el desarrollo del LNG en el transporte marítimo, proponiendo instalar estaciones de servicio en los 139 puertos marítimos e interiores.

Este anuncio ha sido muy significativo debido a que es la primera vez en la historia de la EU que la Comisión trata y ordena el despliegue de estaciones de servicio con “*el objetivo general de superar cualquier barrera artificial o técnica entre los diferentes estados con el claro objetivo de crear un clima de confianza para la industria y los consumidores que active definitivamente el mercado*”, tal como anunció la Dirección General para la Movilidad y el Transporte —conocida en inglés como Directorate-General for Mobility and Transport o, en su forma abreviada, como DG MOVE— en la conferencia de prensa celebrada en Bruselas.

Los documentos han entrado en el proceso habitual de discusión interinstitucional con el Parlamento Europeo y el Consejo, hasta que finalmente sea adoptado y se convierta en legalmente vinculante al final de todo este proceso político que podría prolongarse hasta 2 años —lo que supondría su entrada en vigor sobre 2015—.

Aunque el CPT hace propuestas para la electricidad, el hidrógeno, los biocombustibles, el LPG, el CNG y el LNG, es en este último combustible donde se centra el presente trabajo.

Aunque actualmente se contabilizan 38 estaciones de servicio en la EU, no están necesariamente abiertas a cualquier consumidor ni localizadas en las rutas propuestas, por lo que no se tendrán en cuenta para la propuesta de este trabajo.

Dado que la EC nos marca la primera imposición respecto a la localización de las estaciones de servicio de LNG / L-CNG estableciendo que *haya como mínimo una cada 400 km en todas las carreteras que forman el Núcleo de la Red de Trans-Europea de Transporte* —Core Network of the TEN-T—, será esa ley que regirá en la elección de los puntos de localización de las citadas estaciones de servicio dentro de la red de interconexión de las ciudades propuestas.

Las distancias entre las distintas ciudades interconectadas están calculadas desde un punto central a las mismas. Esto nos dará unas distancias mayores que si se hubiese

hecho desde la periferia con lo que, en todo caso, nos obligará a poner alguna estación más, lo cual cubriría en exceso las expectativas de la EC.

Tomando como referencia entonces, la Tabla 5.5, las distancias menores de 400 km quedan cubiertas con una estación de servicio de LNG / L-CNG en las proximidades de cada ciudad al extremo de las interconexiones.

Por otro lado, las interconexión con distancias mayores tendrán suficientes estaciones como para que ningún tramo sea mayor de 400 km. En los casos que esta imposición ha obligado a incluir nuevas estaciones y con distancias apreciablemente menores a los múltiplos de 400 (800, 1.200 y 1.600 km) se ha jugado con la localización de la mismas para hacerla coincidir con cruces de otras posibles interconexiones, con la proximidad a un aeropuerto o con la cercanía a una ronda urbana que potencia las posibilidades de ampliar esta red con futuras redes para cubrir la totalidad del territorio de la EU.



*Ilustración 5.5 Localización de las estaciones de servicio en las interconexiones*

En la Ilustración 5.5 se puede ver la localización de todas las estaciones de cubren la red de interconexiones que unen las ciudades propuestas.

A continuación, en la Tabla 5.6, se puede ver el listado completo de todos los tramos de carretera limitados por pares de EESS mostrados en la Ilustración 5.5. Como se puede ver, han sido necesarias 52 estaciones de servicio, que forman 58 tramos diferentes que cumplen con la imposición de que haya como máximo 400 km de separación entre cada par de EESS.

T <sup>55</sup>	Origen <sup>56</sup>	Final <sup>57</sup>	km <sup>58</sup>	Interconexión <sup>59</sup>
T01	ES#01	ES#02	300	l24
T02	ES#02	ES#03	240	l24
T03	ES#03	ES#04	350	l24
T04	ES#04	ES#05	249	l02 / l24
T05	ES#05	ES#06	295	l02 / l24 / l15
T06	ES#07	ES#08	235	l02
T07	ES#08	ES#09	212	l02
T08	ES#09	ES#04	380	l02
T09	ES#10	ES#11	319	l21
T10	ES#11	ES#12	356	l21
T11	ES#12	ES#13	340	l21
T12	ES#13	ES#01	239	l21
T13	ES#06	ES#14	393	l28
T14	ES#14	ES#15	395	l28
T15	ES#16	ES#17	259	l16
T16	ES#17	ES#18	280	l16
T17	ES#18	ES#19	372	l16
T18	ES#20	ES#21	162	l10
T19	ES#21	ES#22	348	l10
T20	ES#22	ES#23	353	l10
T21	ES#19	ES#24	389	l29
T22	ES#24	ES#25	388	l29
T23	ES#05	ES#26	231	l15
T24	ES#26	ES#16	240	l15
T25	ES#27	ES#28	367	l20

<sup>55</sup> Numeración identificativa que recibe cada tramo entre 2 estaciones de servicio.

<sup>56</sup> Estaciones de servicio de origen del tramo según el código de identificación que le corresponde a cada una.

<sup>57</sup> Estaciones de servicio de final del tramo según el código de identificación que le corresponde a cada una.

<sup>58</sup> Distancia que separa las estaciones de servicio de cada tramo (cumplen con la imposición de ser siempre <400 km).

<sup>59</sup> Interconexión o interconexiones sobre las que se sitúa cada tramo.

T <sup>55</sup>	Origen <sup>56</sup>	Final <sup>57</sup>	km <sup>58</sup>	Interconexión <sup>59</sup>
T26	ES#28	ES#29	354	l20
T27	ES#30	ES#31	314	l31
T28	ES#31	ES#32	353	l31
T29	ES#33	ES#34	335	l11
T30	ES#34	ES#35	328	l11
T31	ES#36	ES#37	373	l01
T32	ES#37	ES#38	300	l01
T33	ES#39	ES#40	279	l14
T34	ES#40	ES#10	358	l14
T35	ES#10	ES#41	305	l22
T36	ES#41	ES#07	311	l22
T37	ES#42	ES#43	233	l18
T38	ES#43	ES#44	254	l18
T39	ES#38	ES#45	284	l04
T40	ES#45	ES#30	298	l04
T41	ES#35	ES#46	264	l12
T42	ES#47	ES#48	215	l33
T43	ES#48	ES#30	251	l33
T44	ES#38	ES#33	370	l03
T45	ES#16	ES#49	376	l17
T46	ES#01	ES#27	397	l25
T47	ES#42	ES#50	399	l19
T48	ES#23	ES#19	346	l09
T49	ES#38	ES#29	370	l05
T50	ES#29	ES#49	339	l26
T51	ES#51	ES#52	308	l30
T52	ES#01	ES#50	340	l23
T53	ES#52	ES#47	293	l27
T54	ES#50	ES#27	248	l08
T55	ES#50	ES#36	207	l07
T56	ES#32	ES#20	195	l06
T57	ES#46	ES#51	43	l13
T58	ES#49	ES#32	83	l32

Tabla 5.6 Lista de todos los tramos cubiertos por las estaciones de servicio

El tramo más ajustado ha sido el T47 en la l19, que une Londres con Bruselas, cuyas gasolineras están a 399 km de distancia. La ES#42 se ha puesto estratégicamente al oeste de Londres para facilitar la futura ampliación de estaciones de servicio de LNG / L-CNG en el UK.

#### 5.1.4.4 Necesidades de suministro de la red

Para determinar las necesidades de suministro de la red propuesta se ha partido de datos reales recogidos de las estadísticas europeas, cuyos datos y los cálculos necesarios quedan recogidos en la Tabla 5.7. Estas estadísticas recogen que el consumo de energía en Europa durante el año 2010 fue de 15,2 EJ para todos los modos de transporte, es decir, para el transporte aéreo, por ferrocarril, la navegación interior y el transporte por carretera. Este último representa un 82% del total de consumo energético, es decir, que asciende a 12,5 EJ.

Se asume que las necesidades energéticas de cada estado de la EU nos da una idea muy realista de las necesidades energéticas que tendrían las poblaciones afectadas por esta red de transporte en cada uno de ellos, representados por las LUZ elegidas.

La población total de Europa es de 502,8 millones de personas y la de las LUZ consideradas de 77,4 millones de personas, es decir, un 15,4% de la población total. Aunque podría incorporarse la población de otras ciudades cerca de las cuales pasarían las interconexiones consideradas, no se ha considerado de esta manera ya que en todo proyecto europeo, demostrativo como sería este caso, se plantea desde el principio las ciudades que han de formar parte del consorcio final del proyecto. Es así que en este trabajo se ha planteado un consorcio cuyos partners son únicamente las ciudades consideradas.

Una vez hecho el cálculo para determinar las necesidades energéticas de las LUZ consideradas, tenemos una cifra de 2.044 PJ.

Estado	Cod <sup>60</sup>	FEC transporte <sup>61</sup>	FEC carretera <sup>62</sup>	LUZ	FEC LUZ <sup>63</sup>	Ajuste a la oferta <sup>64</sup>
Austria	AT	372.960	317.778	Viena	86.040	9.102
Bélgica	BE	452.551	352.403	Bruselas	59.883	6.335
Bulgaria	BG	120.580	104.754	Sofía	19.083	2.019
República Checa	CZ	263.559	234.419	Praga	48.111	5.090

<sup>60</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>61</sup> Final Energy Consumption para el sector del transporte (todos los modos).

<sup>62</sup> FEC para el sector del transporte, modo carretera.

<sup>63</sup> FEC calculado para las LUZ.

<sup>64</sup> FEC ajustado a la limitación de la oferta energética en forma de LNG.



Estado	Cod <sup>60</sup>	FEC transporte <sup>61</sup>	FEC carretera <sup>62</sup>	LUZ	FEC LUZ <sup>63</sup>	Ajuste a la oferta <sup>64</sup>
Alemania	DE	2.591.713	2.135.980	Berlín	131.930	13.957
Dinamarca	DK	216.123	168.016	Copenhague	54.873	5.805
Estonia	EE	32.908	28.638	Tallin	11.607	1.228
Grecia	EL	342.397	272.351	Atenas	99.794	10.557
España	ES	1.559.290	1.249.718	Madrid	169.663	17.949
	ES			Barcelona	120.129	12.709
Finlandia	FI	207.582	167.430	Helsinki	39.668	4.197
Francia	FR	2.097.210	1.760.298	Paris	310.748	32.875
Hungría	HU	184.261	168.267	Budapest	42.739	4.522
Irlanda	IE	195.398	161.276	Dublín	53.999	5.713
Italia	IT	1.756.656	1.505.783	Roma	91.483	9.678
Lituania	LT	64.812	58.741	Vilna	13.961	1.477
Luxemburgo	LU	109.778	91.147	Luxemburgo	84.017	8.888
Letonia	LV	50.702	42.329	Riga	20.846	2.205
Malta	MT	11.681	7.411	La Valeta	6.783	718
Holanda	NL	629.527	470.178	Ámsterdam	41.657	4.407
Polonia	PL	737.044	689.524	Varsovia	48.788	5.161
Portugal	PT	308.693	257.530	Lisboa	60.469	6.397
Rumanía	RO	209.884	184.010	Bucarest	18.750	1.984
Suecia	SE	362.577	310.284	Estocolmo	64.828	6.858
Eslovenia	SI	75.111	72.850	Liubliana	18.026	1.907
Eslovaquia	SK	111.160	90.812	Bratislava	10.361	1.096
Reino Unido	UK	2.179.020	1.614.639	Londres	315.748	33.404
<b>TOTAL EU26<sup>65</sup></b>		<b>15.243.176</b>	<b>12.516.564</b>		<b>2.043.985</b>	<b>216.239</b>

Tabla 5.7 Necesidades energéticas de las LUZ consideradas y capacidad de suministro

Este proyecto trata de ajustar de forma óptima el suministro de LNG a las EESS a construir. Por esta razón, tenemos una limitación en la cantidad de combustible a suministrar. Dicho de otro modo, las terminales de regasificación operativas en la actualidad tendrían una limitación en el suministro de LNG cifrada en 216 PJ. Como ya se ha dicho anteriormente, representa un 1,7% de las necesidades totales de toda la población de los estados considerados, pero representa un 10,6% de la población de las LUZ consideradas.

Teniendo en cuenta esta limitación, se ha redistribuido energía disponible en LNG a todas las LUZ anteriormente citadas, como se puede ver en la columna correspondiente de la Tabla 5.7.

<sup>65</sup> No se ha incluido Nicosia —Chipre— y se ha incluido Barcelona.

### 5.1.4.5 Necesidades de suministro de los nodos (EESS de LNG / L-CNG)

El último paso del planteamiento del programa de optimización es la determinación de la cantidad de energía que tiene que asegurar anualmente cada EESS. Partiendo de la limitación de 216 PJ anuales que pueden proporcionar las terminales de regasificación se ha elaborado la Tabla 5.8.

EESS	Estado	Cod <sup>66</sup>	Energía EESS [TJ] <sup>67</sup>
ES#01	Francia	FR	17.808
ES#02	Francia	FR	2.338
ES#03	Francia	FR	2.338
ES#04	Italia	IT	3.505
ES#05	Italia	IT	3.822
ES#06	Italia	IT	4.110
ES#07	España	ES	5.382
ES#08	Francia	FR	1.167
ES#09	Francia	FR	1.167
ES#10	España	ES	12.108
ES#11	España	ES	5.024
ES#12	Francia	FR	5.024
ES#13	Francia	FR	5.024
ES#14	Italia	IT	287
ES#15	Italia	IT	287
ES#16	Eslovenia	SI	1.920
ES#17	Croacia	HR	113
ES#18	Serbia	RS	113
ES#19	Bulgaria	BG	4.568
ES#20	Hungría	HU	2.007
ES#21	Hungría	HU	1.071
ES#22	Rumanía	RO	1.071
ES#23	Rumanía	RO	1.516
ES#24	Grecia	EL	4.011
ES#25	Grecia	EL	4.011
ES#26	Italia	IT	318
ES#27	Luxemburgo	LU	8.509

<sup>66</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>67</sup> Energía calculada que debe ofertar cada EESS para igualar la oferta de las terminales actuales de regasificación.

EESS	Estado	Cod <sup>66</sup>	Energía EESS [TJ] <sup>67</sup>
ES#28	Alemania	DE	812
ES#29	República Checa	CZ	7.247
ES#30	Polonia	PL	3.339
ES#31	Polonia	PL	214
ES#32	Eslovaquia	SK	2.033
ES#33	Dinamarca	DK	5.890
ES#34	Suecia	SE	1.964
ES#35	Suecia	SE	5.183
ES#36	Holanda	NL	2.876
ES#37	Alemania	DE	2.012
ES#38	Alemania	DE	11.412
ES#39	Portugal	PT	2.869
ES#40	España	ES	2.869
ES#41	España	ES	4.215
ES#42	Reino Unido	UK	17.296
ES#43	Reino Unido	UK	7.184
ES#44	Irlanda	IE	7.184
ES#45	Polonia	PL	2.626
ES#46	Finlandia	FI	3.940
ES#47	Lituania	LT	1.322
ES#48	Polonia	PL	499
ES#49	Austria	AT	5.959
ES#50	Bélgica	BE	15.704
ES#51	Estonia	EE	1.433
ES#52	Letonia	LV	1.535
<b>Energía suministrada por las EESS a la red propuesta</b>			<b>216.239</b>

Tabla 5.8 Listado de las 52 EESS de LNG / L-CNG propuestas con la energía disponible ajustada a la oferta

El resultado de esta asignación de energía a las distintas estaciones de servicio de la Tabla 5.8 iguala el total asignado a los estados y ciudades participantes en este proyecto según la Tabla 5.7 y que había sido calculada según la oferta total de las terminales de regasificación según la Tabla 5.2.

#### 5.1.4.6 Coste de la energía

Un factor a tener en cuenta en el planteamiento del modelo es el coste de la energía.

Se tomará como valores indicadores de los costes del NG el precio cargado a los consumidores finales, que en este proyecto son las estaciones de servicio de LNG y/o L-CNG.



Se definen los precios para consumidores industriales como el promedio del precio a nivel nacional —de la terminal que lo suministra— en Euros por TJ sin impuestos.

Estado <sup>68</sup>	Cod <sup>69</sup>	Coste NG MSI <sup>70</sup> 2011 [Eur/TJ]
Austria	AT	8.970,00
Bélgica	BE	8.720,00
Bulgaria	BG	7.976,30
República Checa	CZ	8.356,60
Alemania	DE	11.580,00
Dinamarca	DK	9.431,10
Estonia	EE	7.310,00
Grecia	EL	7.022,81
España	ES	8.090,00
Finlandia	FI	9.340,00
Francia	FR	9.860,00
Hungría	HU	8.259,50
Irlanda	IE	9.900,00
Italia	IT	8.240,00
Lituania	LT	9.739,90
Luxemburgo	LU	11.580,00
Letonia	LV	8.118,20
Malta	MT	7.556,19
Holanda	NL	7.550,00
Noruega	NO	11.389,45
Polonia	PL	9.110,00
Portugal	PT	9.380,00
Rumanía	RO	4.230,20
Suecia	SE	11.705,00
Eslovenia	SI	11.190,00
Eslovaquia	SK	9.220,00
Turquía	TR	5.782,20
Reino Unido	UK	6.472,40

Tabla 5.9 Precios medios del NG en los diferentes estados donde se ubican las terminales

En la Tabla 5.9 aparecen los precios medios para industrias de tamaño medio en todos los estados en los que se ubica una terminal de regasificación.

<sup>68</sup> Los costes de Grecia y Malta se han estimado teniendo en cuenta el GDP en PPA tomando como base el valor de la EU27.

<sup>69</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>70</sup> Medium Size Industries —industrias de tamaño medio—.

Los precios indicados son datos de la EU para el año 2011.

### 5.1.4.7 Coste del transporte del combustible

Un segundo factor que afecta al coste del combustible es el transporte del mismo desde cada terminal de regasificación y cada estación de servicio de LNG y/o L-CNG. En todos los productos el coste del transporte para su distribución es un factor determinante, hasta el punto que hay muchos productos de consumo local, con diferentes alcances del punto de producción.

En este proyecto, dado que se trata de crear una red de transporte en todo el territorio de la EU27 no se considerará, en primera instancia, una limitación en el coste del transporte.

La prioridad del proyecto es desplegar una infraestructura que permita a los vehículos pesados de transporte por carretera de mercancías desplazarse a lo largo de todo el territorio considerado. La limitación de puntos de repostaje y de vehículos que utilicen la tecnología necesaria para operar con este combustible fuerza a la EU a hacer unas políticas para fomentar esta nueva tipología de transporte con un combustible alternativo al diésel. Por esta razón, para incentivar la creación de esa red mínima, se ha considerado que no se pondrá limitación en el radio de distribución del LNG desde las terminales a las estaciones que lo distribuyan. El propio planteamiento del problema, que trata de conseguir la distribución óptima al menor coste, será la que fuerce a que los radios de distribución sean los menores posibles dentro de las limitaciones comentadas anteriormente.

Estado <sup>71</sup>	Cod <sup>72</sup>	Coste transporte [Eur/tkm]	Coste transporte [Eur/km] <sup>73</sup>
Austria	AT	0,2248	4,76
Bélgica	BE	0,1933	4,09
Bulgaria	BG	0,0724	1,53
República Checa	CZ	0,0860	1,82
Alemania	DE	0,1677	3,55
Dinamarca	DK	0,2286	4,83

<sup>71</sup> Los costes de Bulgaria, Estonia, Lituania, Letonia, Malta y Rumanía se han estimado teniendo en cuenta el GDP en PPP tomando como base el valor de la EU27.

<sup>72</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>73</sup> Este coste se ha calculado en base a un camión con cisterna criogénica con 21,15 toneladas de LNG.

Estado <sup>71</sup>	Cod <sup>72</sup>	Coste transporte [Eur/tkm]	Coste transporte [Eur/km] <sup>73</sup>
Estonia	EE	0,1048	2,22
Grecia	EL	0,1216	2,57
España	ES	0,1537	3,25
Finlandia	FI	0,2380	5,03
Francia	FR	0,2050	4,34
Hungría	HU	0,1007	2,13
Irlanda	IE	0,1775	3,75
Italia	IT	0,1522	3,22
Lituania	LT	0,1024	2,16
Luxemburgo	LU	0,2785	5,89
Letonia	LV	0,1000	2,12
Malta	MT	0,1188	2,51
Holanda	NL	0,2128	4,50
Polonia	PL	0,0901	1,91
Portugal	PT	0,1361	2,88
Rumanía	RO	0,0807	1,71
Suecia	SE	0,2499	5,28
Eslovenia	SI	0,1410	2,98
Eslovaquia	SK	0,0989	2,09
Reino Unido	UK	0,2275	4,81
EU (27 countries)*		0,1750	3,70
Noruega	NO	0,2729	5,77
Turquía	TR	0,0946	2,00
Chipre	CY	0,1408	2,98

Tabla 5.10 Coste del transporte del LNG por estado de origen

En la Tabla 5.10 se puede ver el coste del transporte que habrá que añadir al coste del LNG para obtener el coste total de la puesta del combustible en las estaciones de servicio a disposición de la nueva flota de vehículos movidos por LNG.

#### 5.1.4.8 Distancias de las terminales a las estaciones de servicio de LNG / L-CNG

Se han calculado todas las distancias que separan las terminales de regasificación, punto de origen del combustible, de las estaciones de servicio del LNG y/o L-CNG, punto final de la distribución del mismo. Representan la red de suministro mínima para sostener el libre movimiento de la futura flota europea de transporte de mercancías por carretera con LNG.

Tenemos 25 terminales operativas en el territorio de la EU, además de 2 en Turquía y 1 más en Noruega. Por otro lado, después de identificar las ciudades participantes en el despliegue de esta red básica, trazados los itinerarios y divididos los mismos en tramos con distancias <400 km, tenemos localizadas las ubicaciones de las 52 estaciones de servicio de LNG y/o L-CNG necesarias. Con este escenario tenemos 1.300 rutas diferentes que se han tenido que identificar y medir una por una.

La relación completa de distancias se puede ver en el ANEXO 4 Distancias entre las terminales y las estaciones de servicio de LNG / L-CNG.

## 5.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

### 5.2.1 ALTERNATIVAS DE DECISIÓN

Las alternativas o variables de decisión son cantidades de energía que se deberán transportar desde cada una de las terminales de LNG operativas identificadas en el continente Europeo, es decir 25 en total, hasta cada una de las EESS de LNG<sup>74</sup> / L-CNG localizadas en todas las interconexiones de la red de transporte de larga distancia de mercancías propuesta, con el objetivo de unir las ciudades europeas propuestas en este escenario, que son 52 en total.

$$x_{i-j} \tag{5.1}$$

Tal y como hemos mostrado los datos, las variables de decisión de este proyecto forman una gran matriz de 25 x 52 que representaremos algebraicamente mediante la expresión que se indica en (5.1), donde:

- “i” representa el número de terminal de LNG de origen.
  - Sus valores variarán entre 1 y 25.
  - La relación de cada una se encuentra en la Tabla 5.1.

---

<sup>74</sup> A partir de ahora designaremos las estaciones de servicio de LNG / L-CNG simplemente como EESS (o ES en singular) por simplicidad y facilidad de lectura.

- “j” representa el número de EESS de destino.
  - Sus valores variarán entre 1 y 52.
  - El listado de todas ellas se puede ver con detalle en la Tabla 5.8 donde se han codificado con las etiquetas ES#01 a ES#52 para localizarlas con más facilidad en el mapa mostrado en la Ilustración 5.5.
- Las unidades que tendrán las variables de decisión son [TJ].

Tenemos, por tanto, un total **1.300 variables**.

## 5.2.2 CONDICIONANTES DEL PROBLEMA

En este apartado vamos a definir el conjunto de restricciones expresadas matemáticamente por ecuaciones o inecuaciones lineales de las variables de decisión que representarán las imposiciones o limitaciones que haya de satisfacer el planteamiento del problema. Estos condicionantes del problema se pueden agrupar de la siguiente manera:

### LIMITACIÓN DE RECURSOS

La disponibilidad LNG en las terminales identificadas para su utilización en el transporte de larga distancia se ha calculado, según los datos disponibles, en la Tabla 5.2. Esta disponibilidad se representará por el conjunto de inecuaciones siguiente:

$$\sum_{j=1}^m x_{i-j} \leq T_i \quad (5.2)$$

donde:

- Son 25 restricciones (i) por limitación de recursos y  $m = 52$ .
- El periodo considerado en el planteamiento del problema es de 1 año.
- Las unidades a ambos lados de las inecuaciones son [TJ]
- A la izquierda de las inecuaciones tenemos la demanda representada por la suma de las cantidades de energía que reciben las 52 EESS de cada terminal de LNG.
- A la derecha de las inecuaciones tenemos la oferta de energía de las terminales representada por  $T_i$  según los valores calculados en la Tabla 5.2.

## IMPOSICIÓN DE MÁXIMA DISTRIBUCIÓN

Queremos que la totalidad de la oferta sea distribuida para potenciar el impacto de este proyecto demostrativo para la sustitución del diésel en este tipo de transporte, lo que redundará en una disminución de las emisiones de GHG y en una disminución de la dependencia energética europea. El cálculo de la cantidad de energía que debería haber disponible en cada ES en los itinerarios elegidos se ha relacionado en la Tabla 5.8 y la podríamos expresar por el conjunto de inecuaciones siguiente:

$$\sum_{i=1}^n x_{i-j} \geq E_j \quad (5.3)$$

donde:

- Son 52 imposiciones (j) de disponibilidad de combustible en las EESS de la red y  $n = 25$ .
- Las unidades a ambos lados de las inecuaciones son [TJ]
- A la izquierda de las inecuaciones tenemos el sumatorio de toda la energía que recibe cada una de las 52 EESS procedente de las 25 terminales de LNG.
- A la derecha de las inecuaciones tenemos la disponibilidad de energía de la que dispondrá cada EESS representada por  $E_j$  según los valores calculados en la Tabla 5.8.

El periodo considerado para todos los cálculos es de 1 año.

## RESTRICCIONES DE NO NEGATIVIDAD

Las variables han de cumplir las condiciones de no negatividad:

$$x_{i-j} \geq 0 \quad (5.4)$$

Evidentemente no tiene sentido expresar la cantidad de energía suministrada a cada ES por cada una de las terminales con una cantidad de energía negativa. No obstante este conjunto de 1.300 restricciones acotará el problema a una región factible convexa de valores posibles positivos.

Aunque se podría haber planteado este proyecto como un caso de igualdad entre la oferta y la demanda existente —en cuyo caso la expresión (5.5) mostraría signos de igualdad—, se ha querido expresar como desigualdades por dejar el planteamiento más abierto. De manera podríamos reducir la cantidad de LNG distribuido desde las terminales a las EESS, expresándolo como un porcentaje de la energía disponible en estas últimas. Con ello no habría más que cambiar las constantes a la derecha de las imposiciones por los valores correspondientes aminorados en el porcentaje no distribuido. La expresión conjunta de las limitaciones y las imposiciones se muestra en la expresión (5.5), donde  $m = 25$  y  $n = 52$ .

$$\sum_{i=1}^m T_i \geq \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n x_{i-j} \geq \sum_{j=1}^n E_j \quad (5.5)$$

### 5.2.3 OBJETIVOS PERSEGUIDOS

Como última fase del apartado 5.2 *Construcción del modelo*, se ha de definir la función que minimice los costes de distribución del LNG en la primera fase de la red paneuropea de transporte de mercancías de larga distancia por carretera, desde las terminales de regasificación y almacenamiento de LNG hasta las EESS construidas para tal fin en las rutas que unen las principales capitales de la EU27 y Barcelona.

$$\text{Min!} = \text{Min } f(x_{i-j}) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (C c_i + C t_i \cdot E e_{LNG} \cdot d_{i-j}) \cdot x_{i-j} \quad (5.6)$$

donde:

- Tendremos un polinomio de grado 1 de  $m \times n$  variables. En nuestro caso concreto tenemos 1.300 monomios que se corresponden con el mismo número de variables, dado que  $m = 25$  y  $n = 52$ .
- $C c_i$  representa el coste del combustible transportado, se expresa en  $[\text{Eur} \cdot \text{TJ}^{-1}]$  y depende del país de origen de la terminal de LNG.
- $C t_i$  es el coste del transporte del combustible, se expresa en  $[\text{Eur} \cdot \text{ton}^{-1} \cdot \text{km}^{-1}]$  y depende del estado en el que se contrate el transporte —que asumiremos que es el mismo donde se origina el transporte, es decir, donde está situada la terminal de LNG—.



- $E_{LNG}$  es la constante de la energía específica del combustible en [TJ·ton<sup>-1</sup>].
- $d_{i-j}$  representa la distancia que separa cada una de las terminales (i) de LNG de origen, de cada una de las EESS (j) de destino del combustible y se expresa en [km].
- $x_{i-j}$  representa la cantidad de energía transportada en el trayecto anterior y se expresa en [TJ].

Este programa de minimización se engloba en un proyecto global en el que se prioriza obtener la solución óptima total, que se representará por la expresión (5.7).

$$x^*(x_{1-1}^*, x_{1-2}^* \dots, x_{1-j}^* \dots, x_{1-n}^* \dots, x_{i-j}^* \dots, x_{m-1}^* \dots, x_{m-j}^* \dots, x_{m-n}^*) \quad (5.7)$$

Esta solución nos da el **Plan** o **Programa Óptimo**.

En todos los casos se ha revisado la homogeneidad de las restricciones y la función objetivo.

### 5.3 SOLUCIÓN DEL MODELO

La resolución del programa original se ha llevado a cabo utilizando el software Analytic Solver Platform v12.5.

El modelo ha sido diagnosticado como *LP Convex*, lo cual indica que normalmente se puede encontrar una solución óptima global.

El mejor motor disponible para encontrar la solución en problemas LP/MIP suele ser el *LP/Quadratic* o el *Gurobi*. En este caso concreto se ha utilizado el *Gurobi Engine Solver v5.1.0.0*.

Se identificaron 1.300 variables, 78 funciones y 3.900 dependencias, todas las cuales son uniformes y lineales.

En la solución encontrada **se han cumplido todas las restricciones y se ha llegado a la optimalidad**.

## 5.3.1 PREPARACIÓN

### 5.3.1.1 Función objetivo

La preparación del programa lineal incluye la recopilación de todos los datos recogidos, su análisis y agrupación para la posterior resolución del mismo.

En primera instancia, para calcular cada uno de los monomios de la expresión (5.6) necesitamos recopilar la siguiente información.

#### 5.3.1.1.1 Coste del combustible

Los coeficientes asociados al coste del combustible vienen representados por  $Cc_i$ . Esos coeficientes vienen determinados por el estado de origen, donde se encuentra ubicada la terminal de LNG. El conjunto de todos los valores los representamos de la siguiente manera:

$$\begin{matrix} Cc_1 \\ Cc_s \\ \vdots \\ Cc_i \\ \vdots \\ Cc_m \end{matrix} \quad (5.8)$$

Según la expresión (5.8) obtenemos la siguiente tabla:

Cod <sup>75</sup>	Terminal (i)	Coste LNG <sup>76</sup>
TR	1	5.782,20
TR	2	5.782,20
EL	3	7.022,81
IT	4	8.240,00
IT	5	8.240,00
IT	6	8.240,00
FR	7	9.860,00
FR	8	9.860,00
ES	9	8.090,00
ES	10	8.090,00

<sup>75</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>76</sup> Unidades: [Eur·TJ<sup>-1</sup>], dependiente únicamente de la terminal de origen.

Cod <sup>75</sup>	Terminal (i)	Coste LNG <sup>76</sup>
ES	11	8.090,00
ES	12	8.090,00
PT	13	9.380,00
ES	14	8.090,00
ES	15	8.090,00
ES	16	8.090,00
FR	17	9.860,00
UK	18	6.472,40
UK	19	6.472,40
UK	20	6.472,40
BE	21	8.720,00
NL	22	7.550,00
UK	23	6.472,40
NO	24	11.389,45
SE	25	11.705,00

Tabla 5.11 Coste del LNG

### 5.3.1.1.2 Coste del transporte del LNG

Los coeficientes asociados al coste del transporte del combustible vienen representados por  $Ct_i$ . Esos coeficientes vienen determinados por el estado en el que se contrate el transporte. Se asume, para la resolución de este programa de optimización, que es el mismo donde se origina el transporte, es decir, donde está situada la terminal de LNG. El conjunto de todos los valores los representamos de la siguiente manera:

$$\begin{matrix}
 Ct_1 \\
 Ct_s \\
 \vdots \\
 Ct_i \\
 \vdots \\
 Ct_m
 \end{matrix}
 \tag{5.9}$$

Según la expresión (5.9) obtenemos la siguiente tabla:

Cod <sup>77</sup>	Terminal (i)	Coste transporte <sup>78</sup>
TR	1	0,09459

<sup>77</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>78</sup> Unidades: [Eur·ton<sup>-1</sup>·km<sup>-1</sup>], dependiente únicamente de la terminal de origen, puesto que representan el precio medio del transporte en cada estado. Se asume que es el estado en el que se encuentra ubicada la terminal en cuestión.

Cod <sup>77</sup>	Terminal (i)	Coste transporte <sup>78</sup>
TR	2	0,09459
EL	3	0,1216035
IT	4	0,15216
IT	5	0,15216
IT	6	0,15216
FR	7	0,20502
FR	8	0,20502
ES	9	0,153684
ES	10	0,153684
ES	11	0,153684
ES	12	0,153684
PT	13	0,136059
ES	14	0,153684
ES	15	0,153684
ES	16	0,153684
FR	17	0,20502
UK	18	0,22746
UK	19	0,22746
UK	20	0,22746
BE	21	0,193264
NL	22	0,212796
UK	23	0,22746
NO	24	0,272895
SE	25	0,249879

Tabla 5.12 Coste del transporte de LNG

### 5.3.1.1.3 Energía específica

El coeficiente  $Ee_{LNG}$  se utiliza para adaptar el precio del transporte de  $[\text{Eur} \cdot \text{ton}^{-1} \cdot \text{km}^{-1}]$  a  $[\text{Eur} \cdot \text{TJ}^{-1} \cdot \text{km}^{-1}]$  y su valor es:

$$Ee_{LNG} = 0,0545 \text{ TJ} \cdot \text{ton}^{-1} \quad (5.10)$$

### 5.3.1.1.4 Distancias Terminal – EESS

Los coeficientes asociados a las distancias que separan todas las terminales de todas las estaciones se representan por  $d_{i-j}$ . El conjunto de todos los valores los representamos de la siguiente manera:

$$\begin{matrix}
 d_{1-1} & d_{1-2} & \cdots & d_{1-j} & \cdots & d_{1-n} \\
 d_{2-1} & d_{2-2} & \cdots & d_{2-j} & \cdots & d_{2-n} \\
 \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 d_{i-1} & d_{i-2} & \cdots & d_{i-j} & \cdots & d_{i-n} \\
 \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 d_{m-1} & d_{m-2} & \cdots & d_{m-j} & \cdots & d_{m-n}
 \end{matrix} \tag{5.11}$$

En la expresión (5.11) tenemos que  $m = 25$  y  $n = 52$ , con lo que tendremos una tabla de 1.300 valores. Esta tabla, debido a su tamaño extraordinario se ha incluido en el ANEXO 4 Distancias entre las terminales y las estaciones de servicio de LNG / L-CNG, dividida en 6 sub-tablas (desde la Tabla 10.3 a la Tabla 10.8).

### 5.3.1.2 Alternativas de decisión: combustible transportado

El combustible transportado, que son los valores buscados, los representaremos según la expresión (5.12).

$$\begin{matrix}
 x_{1-1} & x_{1-2} & \cdots & x_{1-j} & \cdots & x_{1-n} \\
 x_{2-1} & x_{2-2} & \cdots & x_{2-j} & \cdots & x_{2-n} \\
 \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 x_{i-1} & x_{i-2} & \cdots & x_{i-j} & \cdots & x_{i-n} \\
 \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 x_{m-1} & x_{m-2} & \cdots & x_{m-j} & \cdots & x_{m-n}
 \end{matrix} \tag{5.12}$$

Estos valores representan las variables de la función objetivo y de las restricciones que indicaremos a continuación.

### 5.3.1.3 Condicionantes del problema

#### 5.3.1.3.1 Limitación de recursos: combustible disponible en las terminales

Todas las salidas de combustible de cada terminal deben ser menores o iguales a las reservas de las terminales no destinadas a la regasificación.

Los condicionantes que muestran estas limitaciones se representan con la expresión (5.2).

Las constantes a la derecha de estas limitaciones se muestran en la *Tabla 5.2 Capacidad de carga de LNG de cada terminal para ser usado como combustible para el transporte.*

### **5.3.1.3.2 Imposición de máxima distribución: combustible disponible en las EESS**

Todas las entradas de combustible de cada EESS deben ser mayores o iguales a las las necesidades de combustible calculadas en el apartado 5.1.4.5 *Necesidades de suministro de los nodos (EESS de LNG / L-CNG).*

Los condicionantes que muestran estas imposiciones se representan con la expresión (5.3).

Las constantes a la derecha de estas limitaciones se muestran en la *Tabla 5.8 Listado de las 52 EESS de LNG / L-CNG propuestas con la energía disponible ajustada a la oferta.*

### **5.3.1.3.3 Restricciones de no negatividad**

El conjunto de todas las restricciones que imponen que las variables no sean negativas se muestra con la expresión (5.4).

## **5.3.2 RESULTADOS**

La solución óptima está asociada a los puntos extremos de la región factible que constituyen las soluciones básicas.

El resultado se muestra en 6 partes desde la Tabla 5.13 a la Tabla 5.18 según la expresión (5.12). Los resultados representan la cantidad de energía que se ha de transportar desde la terminal de LNG hasta la EESS correspondiente y se expresa en [TJ].

# <sup>79</sup>	Terminal	Cod <sup>80</sup>	ES#01	ES#02	ES#03	ES#04	ES#05	ES#06	ES#07
			FR	FR	FR	IT	IT	IT	ES
T#01	Marmara Ereglisi	TR	-	-	-	-	-	-	-
T#02	Aliaga	TR	-	-	-	-	-	-	-
T#03	Revithoussa	EL	-	-	-	-	-	-	-
T#04	Porto Levante	IT	-	-	-	-	-	-	-
T#05	Toscana Offshore	IT	-	-	-	-	-	3.968	-
T#06	Panigaglia	IT	-	-	-	-	1.268	142	-
T#07	Fos Cavaou	FR	-	2.338	2.338	2.093	-	-	-
T#08	Fos Tonkin	FR	-	-	-	1.412	2.555	-	-
T#09	Barcelona	ES	-	-	-	-	-	-	5.382
T#10	Sagunto	ES	-	-	-	-	-	-	-
T#11	Cartagena	ES	-	-	-	-	-	-	-
T#12	Huelva	ES	-	-	-	-	-	-	-
T#13	Sines	PT	-	-	-	-	-	-	-
T#14	Mugarodos (El Ferrol)	ES	3.921	-	-	-	-	-	-
T#15	Musel (Gijón)	ES	-	-	-	-	-	-	-
T#16	Bilbao	ES	5.952	-	-	-	-	-	-
T#17	Montoir de Bretagne	FR	7.935	-	-	-	-	-	-
T#18	Mildford Haven - South Hook	UK	-	-	-	-	-	-	-
T#19	Mildford Haven - DragonLNG	UK	-	-	-	-	-	-	-
T#20	Isla de Grain	UK	-	-	-	-	-	-	-
T#21	Zeebrugge	BE	-	-	-	-	-	-	-
T#22	Rotterdam	NL	-	-	-	-	-	-	-
T#23	Teesside	UK	-	-	-	-	-	-	-
T#24	Øra LNG, Fredrikstad	NO	-	-	-	-	-	-	-
T#25	Brunnsviksholmen (Nynäshamn)	SE	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5.13 Energía distribuida de las terminales a las EESS 1 a 7. Resultado óptimo con distribución total.

<sup>79</sup> Código que identifica cada terminal.

<sup>80</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.



# <sup>81</sup>	ES#08 FR	ES#09 FR	ES#10 ES	ES#11 ES	ES#12 FR	ES#13 FR	ES#14 IT	ES#15 IT	ES#16 SI	ES#17 HR
T#01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#06	-	-	-	-	-	-	287	287	-	-
T#07	-	1.167	-	-	-	-	-	-	-	-
T#08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#09	-	-	-	-	-	-	-	-	1.920	113
T#10	1.167	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#11	-	-	3.751	-	-	-	-	-	-	-
T#12	-	-	8.357	5.024	2.067	-	-	-	-	-
T#13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#14	-	-	-	-	2.030	-	-	-	-	-
T#15	-	-	-	-	927	5.024	-	-	-	-
T#16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5.14 Energía distribuida de las terminales a las EESS 8 a 17. Resultado óptimo con distribución total.

<sup>81</sup> Código que identifica cada terminal.

# <sup>82</sup>	ES#18 RS	ES#19 BG	ES#20 HU	ES#21 HU	ES#22 RO	ES#23 RO	ES#24 EL	ES#25 EL	ES#26 IT	ES#27 LU
T#01	-	4.568	-	-	-	1.340	43	-	-	-
T#02	-	-	-	-	443	176	-	4.011	-	-
T#03	-	-	-	-	-	-	3.968	-	-	-
T#04	113	-	2.007	-	628	-	-	-	-	-
T#05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#08	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
T#09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.092
T#10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#11	-	-	-	1.071	-	-	-	-	316	2.417
T#12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5.15 Energía distribuida de las terminales a las EESS 18 a 27. Resultado óptimo con distribución total.

<sup>82</sup> Código que identifica cada terminal.

# <sup>83</sup>	ES#28 DE	ES#29 CZ	ES#30 PL	ES#31 PL	ES#32 SK	ES#33 DK	ES#34 SE	ES#35 SE	ES#36 NL	ES#37 DE
T#01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#04	-	-	-	-	2.033	-	-	-	-	-
T#05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#09	812	-	3.339	214	-	-	1.964	-	-	-
T#10	-	2.878	-	-	-	-	-	-	-	-
T#11	-	4.369	-	-	-	-	-	-	-	-
T#12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#13	-	-	-	-	-	-	-	1.215	-	-
T#14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#22	-	-	-	-	-	5.890	-	-	2.876	2.012
T#23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#24	-	-	-	-	-	-	-	1.984	-	-
T#25	-	-	-	-	-	-	-	1.984	-	-

Tabla 5.16 Energía distribuida de las terminales a las EESS 28 a 37. Resultado óptimo con distribución total.

<sup>83</sup> Código que identifica cada terminal.

# <sup>84</sup>	ES#38 DE	ES#39 PT	ES#40 ES	ES#41 ES	ES#42 UK	ES#43 UK	ES#44 IE	ES#45 PL	ES#46 FI	ES#47 LT
T#01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.322
T#03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#10	3.643	-	-	4.215	-	-	-	-	-	-
T#11	-	-	-	-	-	-	-	2.626	-	-
T#12	-	1.521	2.869	-	-	-	-	-	-	-
T#13	-	1.347	-	-	-	-	-	-	3.940	-
T#14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#18	-	-	-	-	11.119	4.751	-	-	-	-
T#19	-	-	-	-	751	-	7.184	-	-	-
T#20	-	-	-	-	5.425	-	-	-	-	-
T#21	6.645	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#22	1.125	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#23	-	-	-	-	-	2.432	-	-	-	-
T#24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T#25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5.17 Energía distribuida de las terminales a las EESS 38 a 47. Resultado óptimo con distribución total.

<sup>84</sup> Código que identifica cada terminal.

# <sup>85</sup>	ES#48 PL	ES#49 AT	ES#50 BE	ES#51 EE	ES#52 LV
T#01	-	-	-	-	-
T#02	-	-	-	-	-
T#03	-	-	-	-	-
T#04	-	1.170	-	-	-
T#05	-	-	-	-	-
T#06	-	-	-	-	-
T#07	-	-	-	-	-
T#08	-	-	-	-	-
T#09	-	-	-	-	-
T#10	-	-	-	-	-
T#11	499	4.789	-	-	-
T#12	-	-	-	-	-
T#13	-	-	-	1.433	-
T#14	-	-	-	-	-
T#15	-	-	-	-	-
T#16	-	-	-	-	-
T#17	-	-	-	-	-
T#18	-	-	-	-	-
T#19	-	-	-	-	-
T#20	-	-	14.413	-	-
T#21	-	-	1.290	-	-
T#22	-	-	-	-	-
T#23	-	-	-	-	1.535
T#24	-	-	-	-	-
T#25	-	-	-	-	-

Tabla 5.18 Energía distribuida de las terminales a las EESS 48 a 52. Resultado óptimo con distribución total.

Todos los cálculos se han realizado ajustando las cantidades expresadas en las tablas anteriores con dos decimales. Aquí se ha expresado la energía en enteros y los valores cero (0) con un guion (-) para facilitar la lectura.

Con este resultado, se pueden calcular cada monomio de la expresión (5.6), que nos dará el coste de combustible para cada una de las EESS.

<sup>85</sup> Código que identifica cada terminal.

El resultado óptimo de esa expresión, suma de los monomios se muestra en la expresión (5.13).

$$\begin{aligned} \text{Min!} = \text{Min } f(x_{i-j}) &= \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (Cc_i + Ct_i \cdot Ee_{LNG} \cdot d_{i-j}) \cdot x_{i-j} \\ &= 2.283.132.566,50 \text{ Euros} \end{aligned} \quad (5.13)$$

Esta combinación de las variables de decisión satisface la totalidad de restricciones planteadas.

### 5.3.3 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

Para interpretar los resultados podemos hacerlo básicamente de 2 maneras. Para hacerlo nos referiremos al conjunto de datos que va desde la Tabla 5.13 a la Tabla 5.18 como si fuesen una única tabla.

- Entrando en horizontal en la Tabla 5.13 se obtiene el reparto energético para una terminal de LNG dada.

Tomando como ejemplo la terminal T#23, que corresponde con Teesside, UK, podemos ver que todo el combustible se reparte de la siguiente manera:

- A la **ES#43** —situada entre los tramos T37 y T38 (Tabla 5.6) en la interconexión I18 (Tabla 5.5) que une Londres (UK) con Dublín (IE) y separados 596 km entre sí— le corresponden, en el plan óptimo de distribución total de la energía disponible, **2.432,41 TJ**.
- La **ES#52** —situada entre los tramos T51 y el T53 (Tabla 5.6), que se corresponden con la interconexión I27 que une Riga (LV) con Vilna (LT) a 293 km de distancia y la interconexión I30 que une Tallin (EE) con Riba (LV) separados por 308 km (Tabla 5.5), respectivamente— le corresponden, en el plan óptimo de distribución total de la energía disponible, **1.535,27 TJ**.

La suma de la energía distribuida a ambas EESS es de **3.967,68 TJ**, que coincide exactamente con el valor establecido en la *Tabla 5.2 Capacidad de carga de LNG de cada terminal para ser usado como combustible para el transporte*.

Podría parecer que no tiene sentido transportar 1.535,27 TJ, es decir, 66.380 m<sup>3</sup> de LNG desde el Reino Unido hasta Estonia, pero este resultado respeta escrupulosamente las restricciones que le pusimos y evidencia un déficit de terminales de regasificación y almacenamiento de LNG en el norte de Europa, tanto en los estados del Mar Báltico, como en los de la Escandinavos donde únicamente existen 2 pequeñas terminales operativas.

Por tanto esto nos conduce a la primera conclusión:

- **Hay un déficit importante de terminales en el norte de Europa.**
- Entrando en vertical obtendremos el reparto de entradas energéticas a una estación de servicio dada.

Podemos ver 2 ejemplos:

- Barcelona, que tiene la **ES#07** asignada se encuentra en la misma ciudad que una de las mayores terminales de Europa, la T#09. Aquí el resultado es totalmente intuitivo, ya que el suministro de la misma se hace totalmente desde la terminal mencionada con un total de **5.382,28 TJ**.
- Lisboa tiene la **ES#39** y la terminal T#13 de Sines (PT) a unos 160 km, sin embargo le entran 1.347,31 TJ de la misma, y otros 1.521,39 TJ de la terminal T#12 situada en Huelva (ES).

Por su parte, el LNG de Sines (PT) va destinado a:

- ◆ La ES#35 en Estocolmo (SE) —1.215,25 TJ— que no queda cubierta con los suministros de las terminales noruega (T#24) y sueca (T#25), que ya mencionamos que eran muy pequeñas para las necesidades del norte europeo.
- ◆ La ES#39 situada en Lisboa (PT) con los 1.347,31 TJ ya mencionados.
- ◆ La ES#46 situada en Helsinki (FI) con 3.939,59 TJ.
- ◆ La ES#51 situada en Tallin (EE) con 1.433,21 TJ.

Este resultado, nada intuitivo a primera vista, es fácil de interpretar cuando se observan factores como el grave déficit que sufren las EESS del norte europeo —ya visto anteriormente— y el coste de transporte más bajo. Y esto es así a pesar de tener un coste de combustible —9.380 Eur/TJ— por encima de la media Europea —8.990 Eur/TJ—.



Por tanto podemos concluir que:

- *Un coste global de la energía bajo (combustible + transporte) compensa las largas distancias que separan algunas terminales Europeas de las EESS a las que suministra.*

## 5.4 VALIDACIÓN DEL MODELO

A nivel global, en la tabla, podemos comprobar que se satisfacen todas las restricciones, lo que cumple nuestro objetivo de distribuir toda la energía disponible de LNG para poner en marcha esta red paneuropea de transporte de mercancías por carretera de larga distancia.

Teniendo en cuenta el número de EESS desplegadas (52) y la cantidad de transporte a la que se desea dar servicio, nos conduce un máximo de 769.975.101 litros al año para el caso de la estación de servicio mayor, que es la localizada en Paris (ES#01). Una estación de este tamaño, localizada a ambos lados de la vía y con 10 puntos de llenado cada una (5 expendedores dobles), tendría que expender 105.476 litros diarios por cada poste. Esto nos exigiría postes con un caudal de 73,25 litros por minuto. En el mercado existen surtidores con capacidad de 130 litros por minuto, lo cual nos permitiría tener repostajes de 10 minutos (de los cuales solamente 5,6 minutos son para introducir el combustible en el depósito) y el resto para las operaciones asociadas.

## 5.5 PUESTA EN PRÁCTICA DEL MODELO

Se ha hecho una concienzuda labor de búsqueda, análisis, clasificación y contrastación de datos reales sobre para la elaboración de un modelo que pudiese ser puesto en práctica. Esto ha incluido:

- El uso de energía en la EU27 y su distribución según su origen.
- La parte de la energía que se ha consumido para el sector del transporte y el desglose de la misma en función de la tipología del transporte, según sea por aire, ferrocarril, navegación interior o carretera.
- El censo de población en los diferentes estados de la EU27.

- El censo de población localizado en las zonas metropolitanas<sup>86</sup> de las capitales de los estados de la EU27<sup>87</sup> además de Barcelona.
- La proporción de población que representan estas metrópolis respecto a la población total de los respectivos estados.
- El cálculo de 33 interconexiones entre las diferentes 27 metrópolis propuestas, con las distancias que separan cada par de ellas, tiempos estimados para cubrir el recorrido con vehículo pesado y las vías principales que atraviesa.
- El cálculo de los 58 tramos que separarían en cada interconexión 2 EESS consecutivas, para que en ningún caso fuese superior a 400 km.
- El inventario agregado de almacenamiento de LNG en distintos estados de la EU27.
- Las terminales de regasificación operativas, en ampliación, nuevas y en proyecto. Para las 3 primeras se han extraído datos sobre su año de puesta en servicio, el estado donde se encuentran localizadas, la compañía que las explota, las capacidades de evaporación, los tanques de almacenamiento de que dispone y su capacidad y los muelles de atraque que tiene y su capacidad máxima.
- El cálculo de la energía disponible en forma de LNG en cada terminal operativa y la capacidad de carga de camiones de que dispone cada una para destinar al uso que se ha planteado, cuantificado en forma de energía disponible al año [TJ/año].
- El consumo final de energía por estado, la parte que corresponde al transporte por carretera. Cálculo del consumo final de energía que correspondería a cada metrópolis propuesta en proporción a los ratios de consumo de su estado correspondiente.
- El ajuste del consumo final de energía por metrópolis a la oferta de combustible de las terminales calculada anteriormente.
- La distribución del consumo final de energía a las diferentes interconexiones y asignación de la energía disponible por estación de servicio en cada una de las interconexiones indicadas.
- El ajuste de la disponibilidad de energía de las EESS a la oferta de las terminales de servicio.
- Los precios del gas en los diferentes estados para las empresas de tamaño medio y la estimación de aquellos de los que no se tenía datos en función del GDP per cápita.
- Los precios del transporte de mercancías por carretera para el traslado del LNG de las terminales a las EESS, calculando los que no estaban disponibles en función del

---

<sup>86</sup> Larger Urban Zone —LUZ—

<sup>87</sup> No se ha contado con Nicosia (Chipre) y se ha añadido Barcelona.

GDP per cápita y actualización de los mismos en función de HICP del sector del transporte.

- El cálculo de las 1.300 distancias que separan cada una de las 25 terminales de LNG de las 52 EESS situadas anteriormente a lo largo de las interconexiones de la red de transporte de mercancías de larga distancia propuestas.

Una vez realizadas todas las tareas y cálculos anteriores en relación a los datos para la aplicación del modelo a la práctica, se construyó el programa para su resolución.

## 6 LISTADO DE ACRÓNIMOS UTILIZADOS

Como regla general, en todo el texto de este TFC, se han utilizado los acrónimos en inglés, a no ser que se haya indicado lo contrario. En la tabla siguiente se indican en español aquellos acrónimos que son susceptibles de ser encontrados en documentos técnicos traducidos. Para aquellos que nos es fácil encontrarlos en su versión española, ni siquiera se muestran.

Acr. <sup>88</sup>	Meaning	Acr. <sup>89</sup>	Significado
ADT	Average Daily Traffic	IMD	Intensidad Media Diaria (de vehículos)
BTL	Biomass-to-liquid	—	Biomasa a líquido
CBA	Cost-benefit analysis	ACB	Análisis coste-beneficio
CCS	Carbon Capture and Storage	—	Captura y Almacenamiento de Carbono
CEA	Cost-effectiveness analysis	AEC	Análisis de coste eficaz
CET	Central European Time (GMT +1:00)	—	Hora de Europa Central
CNG	Compressed Natural Gas	GNC	Gas Natural Comprimido
CPT	Clean Power for Transport	—	Energías Limpias para el Transporte
CTL	Coal-to-liquid	—	Carbón a líquido
DG	Directorate-General for Mobility and Transport	—	Dirección General para la Movilidad y el Transporte
DME	Dimethyl ether	—	Dimetiléter
EC	European Commission	CE	Comisión Europea
EEV	Enhanced environmentally friendly vehicle	—	Vehículo respetuoso con el medio ambiente mejorado
—	Filling stations	EESS	Estaciones de Servicio
EV	Electric Vehicle	VE	Vehículo Eléctrico

<sup>88</sup> Acronym

<sup>89</sup> Acrónimo

Acr. <sup>88</sup>	Meaning	Acr. <sup>89</sup>	Significado
EZEV	Equivalent Zero Emission Vehicle	—	Vehículo con emisiones equivalentes a cero
FC	Fuel Cell	—	Pila de Combustible
FCV	Fuel Cell Vehicle	—	Vehículo con Pila de Combustible
FEC	Final Energy Consumption	—	Consumo de energía final
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit (LNG production plant)	—	Unidad de almacenamiento y regasificación flotante (planta productora de GNL)
GCV	Gross Calorific Value	PCS	Poder Calorífico Superior
GDP	Gross Domestic Product	PIB	Producto Interior Bruto
GMT	Greenwich Mean Time	—	Hora media en Greenwich
GLE	Gas LNG Europe	—	—
GTL	Gas-to-liquid	—	Gas a líquido
GVM	Gross Vehicle Mass	MMA	Masa Máxima Autorizada
HCV	Higher Calorific Value	PCS	Poder Calorífico Superior
HDV	Heavy Duty Vehicles	—	Vehículos pesados
HFO	Heavy Fuel Oil	—	Fueloil Pesado
HHV	Higher Heating Value	PCS	Poder Calorífico Superior
HICP	Harmonised Index of Consumer Prices	IPCA	Índice de Precios al Consumidor Armonizado
ICE	Internal Combustion Engine	MCI	Motor de Combustión Interna
IEA	International Energy Agency	—	Agencia Internacional de la Energía
ISO <sup>90</sup>	International Organization for Standardization	—	Organización Internacional para la estandarización
IT	Information Technology	TI	Tecnologías de la Información
IWW	Inland Waterways	—	Vías fluviales
LBM	Liquified BioMethane	—	Bio-metano licuado
LCA	Life-Cycle Analysis	—	Análisis de ciclo de vida
LCV	Lower Calorific Value	PCI	Poder Calorífico Inferior
LDV	Light Duty Vehicles	—	Vehículos Ligeros
LHV	Lower Heating Value	PCI	Poder Calorífico Inferior
LNG	Liquefied Natural Gas	GNL	Gas Natural Licuado
LP	Linear Programming / Linear optimization	PL	Programación Lineal
LPG	Liquefied Petroleum Gas	GPL	Gas Licuado del Petróleo
LUZ	Larger Urban Zone	—	Zona urbana ampliada
MSI	Medium Size Industries	—	Industrias de tamaño medio
Mtoe <sup>91</sup>	Million tonnes of oil equivalent	Mtpe	Millones de toneladas de petróleo equivalente

<sup>90</sup> Cuando se habla de condiciones estándar de Presión y Temperatura según ISO es ambiguo, pues la ISO 10780 establece 0°C y 101,325 kPa, la ISO 13443 establece 15°C, 101,325 kPa y 0% RH, la ISO 5011 20°C 101,3 kPa y 50% RH, las ISO 2314 y 3977-2 59°F, 14,696 psi y 60% RH.

<sup>91</sup> Equivalencias: 1 toe = 41,868 GJ = 11,63 MWh

Acr. <sup>88</sup>	Meaning	Acr. <sup>89</sup>	Significado
NCV	Net Calorific Value	PCI	Poder Calorífico Inferior
NG	Natural Gas	GN	Gas Natural
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLT	Off-shore LNG Terminal	—	Terminal de GNL mar adentro
OR	Operations research / Operational research	IO	Investigación Operativa / Investigación de Operaciones
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle	VEHE	Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable
Pkm	person kilometre	—	kilómetro persona
PPP	Purchasing Power Parity	PPA	Paridad de poder adquisitivo
PPS	Purchasing Power Standards	—	Estándar de Poder Adquisitivo
RH	Relative Humidity	HR	Humedad Relativa
SATP <sup>92</sup>	Standard Ambient Temperature and Pressure	PTAS	Presión y Temperatura Ambiente Estándar
STP <sup>93</sup>	Standard Temperature and Pressure	PTS	Presión y Temperatura Estándar
TBD	To Be Decided (or Determined)	—	Por decidir (o por determinar)
TEN	Trans-European Network	—	Red Transeuropea
TEN-T	Trans-European Transport Network	—	Red Transeuropea de Transporte
TEN-T	Trans-European Transport Network	—	Agencia ejecutiva para la red transeuropea de transporte
EA	Executive Agency	—	
tkm	tonnes kilometre	—	toneladas kilómetro
TTW	Tank to Wheel	—	del depósito a la rueda
UN	United Nations	ONU	Organización de las Naciones Unidas
WTT	Well To Tank	—	del pozo al depósito
WTW	Well to Wheel	—	del pozo a la rueda

Tabla 6.1 Listado de acrónimos utilizados

## 7 PROGRAMAS UTILIZADOS

Para la realización de este TFC se han utilizado las siguientes aplicaciones informáticas:

- Programa de tratamiento de textos Microsoft Word, versión 2012
- Programa de libros de cálculo Microsoft Excel, versión 2012
- Programa de optimización Frontline Solver, versión 12.5
- Programa de documentos Adobe Acrobat, versión 9

<sup>92</sup> Establecido como temperatura de 298,15 K y presión absoluta de 100 kPa

<sup>93</sup> Establecido por la IUPAC como temperatura de 273,15 K y presión absoluta de 100 kPa

- Programa navegador de Internet Google Chrome, versió 26
- Programa de informació geogràfica Google Earth, versió 7.1 (beta)

## 8 BIBLIOGRAFIA Y WEBGRAFIA

- [1] TORRES i FEIXAS, Carles. *Métodos Cuantitativos de Organización Industrial*. Módulos 1 a 4. Vic: Universidad de Vic, 2010.
- [2] NICOTRA, Dr. Antonio. "Position Paper: LNG, a Sustainable Fuel for all Transport Modes", NGVA Europe (2013).
- [3] ISI (Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research. Karlsruhe, Germany); INFRAS (Zurich, Switzerland); TIS (Transport, Innovation and Systems. Lisbon, Portugal); EE (Europe Economics. London, United Kingdom). COMPETE project. *Analysis of the contribution of transport policies to the competitiveness of the EU economy and comparison with the United States*. Project funded by the EC – DG TREN
- [4] European Commission. Eurostat. *Energy balance sheets 2010-2011*. Theme: Environment and energy. Collection: Statistical books. Luxembourg: Publications Office of the European Union (2013).
- [5] European Commission. Eurostat. *Energy, transport and environment indicators, 2012*. Theme: Environment and energy. Collection: Pocketbooks. Luxembourg: Publications Office of the European Union (2012)
- [6] Investigación de Operaciones. Aplicaciones de la Investigación Operativa en la Gestión de Empresas, 2012. <http://www.investigaciondeoperaciones.net/> [consulta: 8 de agosto de 2012]
- [7] El Método PHP Simplex, 2012. <http://www.phpsimplex.com/> [consulta: 15 de agosto de 2012]
- [8] International Federation of Operational Research Societies (IFORS), 2013. <http://ifors.org/web/> [consulta: 7 de enero de 2013]

- [9] The Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS), 2013. <https://www.informs.org/> [consulta: 10 de enero de 2013]
- [10] Operations Research: The Science of Better, 2013. <http://www.scienceofbetter.org/> [consulta: 13 de enero de 2013]
- [11] The Association of European Operational Research Societies (EURO), 2013. <http://www.euro-online.org/web/pages/1/home> [consulta: 17 de enero de 2013]
- [12] The Operational Research Society (OR Society), 2013. <http://www.theorsociety.com/Homepage.aspx> [consulta: 22 de enero de 2013]
- [13] Sociedad de Estadística e Investigación Operativa (SEIO), 2013. <http://www.seio.es/index.php?lang=sp> [consulta: 25 de enero de 2013]
- [14] Frontline Systems Inc., 2013. <http://www.solver.com/> [consulta: 3 de marzo de 2013]
- [15] Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA), 2013. <http://www.ngvaeurope.eu/> [consulta el 1 de abril de 2013]
- [16] Red Eléctrica de España, 2013. <http://www.ree.es/home.asp> [consulta: 13 de abril de 2013]
- [17] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2013. <http://www.unece.org/unece/welcome.html> [consulta: 1 de abril de 2013]
- [18] Online information service on clean diesel engines and diesel emissions (DieselNet), 2013. <http://www.dieselnet.com/> [consulta: 3 de abril de 2013]
- [19] Agencia Europea de Medio Ambiente, 2013. <http://www.eea.europa.eu/es> [consulta: 7 de abril de 2013]
- [20] Freight Innovative Delivery in European Urban Space (FIDEUS), 2008. <http://cordis.europa.eu/projects/index.cfm?fuseaction=app.details&TXT=fideus&FRM=1&STP=10&SIC=&PGA=&CCY=&PCY=&SRC=&LNG=es&REF=74780> [consulta: 9 de abril de 2013]
- [21] International Energy Agency (IEA), 2013. <http://www.iea.org/> [consulta: 11 de abril de 2013]



- [22] The Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), 2013. <http://www.oecd.org/> [consulta: 15 de abril de 2013]
- [23] Gas Infrastructure Europe (GIE), 2013. <http://www.gie.eu/> [consulta: 17 de abril de 2013]
- [24] Your key to European statistics. European Commission (Eurostat), 2013. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home> [consulta: 3 de mayo de 2013]
- [25] Comisión Nacional de Energía (CNE), 2013. <http://www.cne.es/cne/Home> [consulta el 19 de abril de 2013]
- [26] Gestor Técnico del Sistema Gasista español y principal compañía de transporte de gas natural en España (Enagas), 2013. <http://www.enagas.es> [consulta el 23 de abril de 2013]

## 9 AGRADECIMIENTOS

Quiero mostrar mi agradecimiento a todos los profesores de la Universitat de Vic, por haber hecho de esta una experiencia placentera. Si un día dudé si hacer Ingeniería en Organización Industrial en la Universitat de Vic, ahora pienso que nunca he tomado una decisión como esta, por pura intuición, que además haya resultado ser la óptima.

Cada uno de mis profesores se ha mostrado cercano y amable, a pesar de los 135 km que me separan de la Universitat. Siempre se han mostrado dispuestos a resolver cualquier duda o dificultad que me hubiera surgido. Así podría hacer extensible este agradecimiento a todo el personal de la Universitat, ya que en todos los casos han mostrado su vocación por ayudar.

Y especialmente a mi Director del Trabajo Final de Carrera, Carles Torres i Feixas, por su apoyo y soporte para llegar hasta aquí.

Gracias a todos.

**Trabajo Final de Carrera**

*Optimización de la distribución de LNG en  
una red paneuropea de transporte pesado  
de mercancías de larga distancia por  
carretera por medio de programación lineal*

**ANEXOS**

José María García Otero

**Ingeniería de Organización Industrial**

Director: Carles Torres i Feixas

Vic, junio de 2013

## 10 ANEXOS:

### DATOS Y OTRA INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

#### 10.1 ANEXO 1

#### TERMINALES EN CONSTRUCCIÓN

En este anexo se muestra el listado de las terminales existentes que están sufriendo un proceso de ampliación, así como aquellas nuevas que están ya en construcción.

T <sup>94</sup>	F <sup>95</sup>	Localización	P <sup>96</sup>	Compañía	Capacidad evaporación m <sup>3</sup> (N)/h	A <sup>97</sup>	Tanques almacen. LNG m <sup>3</sup> LNG	#	Muelle de atraque m <sup>3</sup> LNG	#
A	2014	Bilbao	ES	BBG	1.200.000	10,5	450.000	3	270.000	1
A	2014	Sagunto	ES	Saggas	1.400.000	12,3	750.000	5	265.000	1
N	2014	Świnoujście	PL	Gaz-System	656.000	5,0	320.000	2	216.000	1
N	2015	Arico-Granadilla (Tenerife)	ES	Gascan	150.000	1,3	150.000	1	145.000	1
N	2015	Dunkerque	FR	Dunkerque LNG	1.900.000	13,0	570.000	3	267.000	1
A	2015	Huelva	ES	Enagas	1.650.000	13,1	760.000	6	250.000	1
A	2015	Rotterdam	NL	Gasunie / Vopak	2.200.000	16,0	720.000	4	267.000	2
N	2016	Arinaga (Gran Canaria)	ES	Gascan	150.000	1,3	150.000	1	145.000	1
A	2016	Isle de Grain	UK	GrainLNG	3.737.225	27,5	1.190.000	9	265.000	2
A	2016	Revithoussa	EL	Desfa	970.000	7,3	225.000	3	135.000	1
A	2016	Zeebrugge	BE	Fluxys LNG	2.266.667	12,0	560.000	5	266.000	2
A	2020	Panigaglia	IT	GNL Italia	915.000	8,0	240.000	4	70.000	1
<b>TOTAL</b>					<b>17.194.892</b>		<b>6.085.000</b>			

Tabla 10.1 Terminales existentes en ampliación y nuevas en construcción

<sup>94</sup> Tipo: (A) Ampliación de terminal existente; (N) Nueva terminal en construcción.

<sup>95</sup> Año de finalización de la terminal o su ampliación.

<sup>96</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.

<sup>97</sup> Capacidad de evaporación en  $\text{bm}^3(\text{N})/\text{año}$ .

## 10.2 ANEXO 2

### TERMINALES PROPUESTAS

A continuación se listan las terminales que actualmente están propuestas para su posible construcción a corto plazo. No obstante, es importante remarcar que estos datos son tan actuales que convierten esta lista en una lista viva, es decir que puede incorporar o desestimar varias de las propuestas aquí listadas en el plazo de meses.

- Albania
  - Fiere OLT (Grupo Falcione):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Alemania
  - Rostock (Vopak, Gasunie, VNG):  $2-5 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 150.000–360.000 m<sup>3</sup>
- Croacia
  - Adria LNG, Omisalj –Dina–, Krk island (Total / Geoplin / EON / OMV):  $10-15 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  - Krk island (Plinacro):  $6 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Estonia
  - Paldiski (Balti Gaas): hasta  $3 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 320.000 m<sup>3</sup>
  - Muuga (Port of Tallinn / Elering): sin datos
- Finlandia
  - Joddbole or Tolkkinen (Gasum): hasta  $2 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Francia
  - Fos-sur-Mer (Fos Faster LNG):  $8-16 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 360.000–720.000 m<sup>3</sup> en 2–4 depósitos
- Italia
  - Brindisi (BG Group):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 320.000 m<sup>3</sup> en 2 depósitos
  - Taranto (Gas Natural):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 280.000 m<sup>3</sup> en 2 depósitos

- Porto Empedocle (Enel / Nuove Energie):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Rada di Augusta – Priolo (ERG / Shell):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Porto Recanati OLT (GDFSuez):  $5 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Gioia Tauro (LNG MedgasTerminal):  $12 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Trinitapoli (Sorgenia):  $8-12 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Falconara Marittima OLT (Api Nova Energia):  $4 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Rosignano OLT (Edison/BP/Solvay):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
- Zaule (Gas Natural):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 280.000 m<sup>3</sup> en 2 depósitos
- Alpi Adriatico, Montefalcone / Trieste OLT (E.On):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  
- Irlanda
  - Shannon (Shannon LNG, subsidiary of HESS LNG):  $6,5-10,8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, hasta 800.000 m<sup>3</sup> en 4 depósitos
  
- Israel
  - Hadera OLT (Israel Natural Gas Lines):  $2,5 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  
- Letonia
  - Riga (Latevenergo): hasta  $5 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  
- Lituania
  - Klaipeda FSRU (Klaipedos nafta): hasta  $3 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 170.000 m<sup>3</sup>
  
- Reino Unido
  - Anglesey, Amlwch OLT (Canatxx):  $13 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  - PortMeridian FSRU (Hoegh LNG):  $8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  
- Rumania
  - Constanta (Agri LNG):  $2-8 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  
- Suecia
  - Lysekil (Skangass / Preem):  $0,3 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año
  - Göteborg (Göteborg Energi):  $0,4 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/año, 12.00 m<sup>3</sup> en 1 depósitos
  
- Turquía

- Ceyhan (TBD): sin datos
- Ucrania
  - Yuzhnyi (TBD):  $10 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{año}$

### 10.3 ANEXO 3

## INVENTARIO AGREGADO DE ALMACENAMIENTO DE LNG

Estado	Est <sup>98</sup>	Inventario <sup>99</sup>	Salidas <sup>100</sup>	IMTD <sup>101</sup>	SRTD <sup>102</sup>
Bélgica	C	54,36	1,93	374,00	40,80
Francia	C	304,18	33,25	840,00	65,07
Grecia	C	69,13	0,32	130,00	18,00
Italia	E	101,17	17,13	330,00	35,40
Holanda	E	314,32	3,39	540,00	32,88
Portugal	E	366,27	4,87	390,00	32,40
España	E	1.096,00	36,00	3.246,50	164,71
Reino Unido	E	1.298,81	3,50	2.031,03	134,01
<b>Total</b>		<b>3.604,24</b>	<b>100,39</b>	<b>7.881,53</b>	<b>523,27</b>

Tabla 10.2 Inventario<sup>103</sup> de almacenamiento agregado de LNG por estados de la UE

<sup>98</sup> Estado: C = datos confirmados; E = valores estimados

<sup>99</sup> Cantidad agregada de LNG en los tanques [ $\times 10^3$  m<sup>3</sup> LNG]

<sup>100</sup> Flujo agregado de salida de la instalación de LNG [ $\times 10^6$  m<sup>3</sup> NG, 0°C y 1.013 hPa]

<sup>101</sup> Inventario Máximo Total Declarado [ $\times 10^3$  m<sup>3</sup> LNG]

<sup>102</sup> Salidas de Referencia Total Declaradas [ $\times 10^6$  m<sup>3</sup> NG, 0°C y 1.013 hPa]

<sup>103</sup> Datos del LNG a Miércoles, 1 de mayo de 2013-05-01 / 18 a 6:00 am CET

## 10.4 ANEXO 4

### DISTANCIAS ENTRE LAS TERMINALES Y LAS ESTACIONES DE SERVICIO DE LNG / L-CNG

Desde la Tabla 10.3 a la Tabla 10.8 vemos las 1300 distancias en 6 tablas, donde se muestran las terminales en filas y las estaciones, identificadas por su código (ver Tabla 5.8), en columnas.

# <sup>104</sup>	Terminal	Cod <sup>105</sup>	ES#01	ES#02	ES#03	ES#04	ES#05	ES#06	ES#07
			FR	FR	FR	IT	IT	IT	ES
T#01	Marmara Ereglisi	TR	2.769	2.456	2.230	2.056	1.918	1.646	2.884
T#02	Aliaga	TR	3.374	3.060	2.834	2.660	2.522	2.292	3.489
T#03	Revithoussa	EL	2.955	2.641	1.415	2.241	1.502	1.240	3.070
T#04	Porto Levante	IT	1.138	836	610	434	249	444	1.263
T#05	Toscana Offshore	IT	1.112	811	585	246	111	313	1.060
T#06	Panigaglia	IT	1.010	709	483	145	159	432	958
T#07	Fos Cavaou	FR	759	457	458	410	659	933	451
T#08	Fos Tonkin	FR	776	474	475	399	648	922	461
T#09	Barcelona	ES	1.035	798	798	848	1.098	1.371	23
T#10	Sagunto	ES	1.351	1.113	1.114	1.163	1.413	1.686	341
T#11	Cartagena	ES	1.647	1.410	1.410	1.460	1.709	1.983	638
T#12	Huelva	ES	1.818	1.881	1.881	1.931	2.180	2.454	1.109
T#13	Sines	PT	1.815	1.864	1.938	2.101	2.350	2.624	1.287
T#14	Mugardos (El Ferrol)	ES	1.425	1.474	1.548	1.690	1.940	2.213	1.105
T#15	Musel (Gijón)	ES	1.177	1.226	1.300	1.443	1.692	1.966	881
T#16	Bilbao	ES	924	974	1.048	1.190	1.440	1.713	628
T#17	Montoir de Bretagne	FR	420	686	827	1.181	1.430	1.704	1.024
T#18	Mildford Haven - South Hook	UK	891	1.186	1.412	1.755	1.985	2.269	1.889
T#19	Mildford Haven - DragonLNG	UK	887	1.183	1.398	1.752	1.982	2.266	1.885
T#20	Isla de Grain	UK	455	750	965	1.319	1.549	1.833	1.453
T#21	Zeebrugge	BE	321	631	853	1.192	1.334	1.608	1.332
T#22	Rotterdam	NL	494	756	978	1.217	1.388	1.662	1.504
T#23	Teesside	UK	875	1.170	1.385	1.739	1.969	2.253	1.872
T#24	Øra LNG, Fredrikstad	NO	1.750	1.868	1.922	2.080	2.145	2.419	2.643
T#25	Brunnsviksholmen (Nynäshamn)	SE	1.902	2.020	2.074	2.232	2.297	2.571	2.795

Tabla 10.3 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 1 a 7

<sup>104</sup> Código que identifica cada terminal.

<sup>105</sup> Estado según el sistema de códigos de dos letras, ISO 3166-1 alfa-2.



Tabla 2 de distancias de terminales a estaciones de servicio.

# <sup>106</sup>	ES#08	ES#09	ES#10	ES#11	ES#12	ES#13	ES#14	ES#15	ES#16	ES#17
	FR	FR	ES	ES	FR	FR	IT	IT	SI	HR
T#01	2.675	2.440	3.489	3.263	2.940	2.810	1.308	1.630	1.432	1.126
T#02	3.279	3.045	4.094	3.867	3.544	3.415	1.957	2.278	2.036	1.775
T#03	2.861	2.626	3.675	3.449	3.125	2.996	905	1.227	1.618	1.356
T#04	1.054	819	1.868	1.642	1.320	1.190	817	1.231	299	574
T#05	851	616	1.665	1.438	1.201	1.192	686	1.082	582	857
T#06	749	514	1.563	1.337	1.099	1.090	805	1.200	594	870
T#07	242	43	1.056	830	592	788	1.305	1.701	1.031	1.306
T#08	252	58	1.066	840	602	809	1.294	1.690	1.020	1.279
T#09	257	469	619	537	640	974	1.744	2.139	1.469	745
T#10	572	823	393	524	779	1.119	2.059	2.454	1.784	2.043
T#11	869	1.119	465	766	1.078	1.418	2.355	2.751	2.081	2.340
T#12	1.339	1.590	647	883	1.239	1.579	2.826	3.222	2.552	2.811
T#13	1.510	1.760	687	880	1.236	1.576	2.996	3.392	2.722	2.981
T#14	1.130	1.350	615	584	846	1.186	2.586	2.981	2.311	2.570
T#15	882	1.102	477	346	598	938	2.338	2.773	2.064	2.322
T#16	630	850	403	94	346	686	2.086	2.481	1.811	2.070
T#17	814	1.034	1.077	773	410	267	2.076	2.472	1.621	1.880
T#18	1.654	1.602	2.119	1.802	1.446	1.106	2.650	3.043	1.968	2.204
T#19	1.650	1.638	2.116	1.799	1.443	1.103	2.646	3.040	1.965	2.200
T#20	1.218	1.205	1.683	1.366	1.010	670	2.214	2.607	1.532	1.768
T#21	1.122	1.043	1.562	1.258	895	564	1.980	2.376	1.289	1.501
T#22	1.295	1.167	1.735	1.431	1.068	737	2.034	2.430	1.285	1.497
T#23	1.638	1.625	2.103	1.786	1.430	1.090	2.633	3.027	1.952	2.188
T#24	2.434	2.280	2.991	2.687	2.324	1.993	2.791	3.187	1.907	2.106
T#25	2.586	2.431	3.142	2.838	2.475	2.145	2.943	3.338	2.059	2.257

Tabla 10.4 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 8 a 17

<sup>106</sup> Código que identifica cada terminal.

Tabla 3 de distancias de terminales a estaciones de servicio.

# <sup>107</sup>	ES#18	ES#19	ES#20	ES#21	ES#22	ES#23	ES#24	ES#25	ES#26	ES#27
	RS	BG	HU	HU	RO	RO	EL	EL	IT	LU
T#01	892	519	1.298	1.121	854	580	595	982	1.676	2.456
T#02	1.497	1.124	1.902	1.725	1.458	1.184	1.243	500	2.280	3.060
T#03	1.078	782	1.483	1.306	1.081	1.128	392	49	1.862	2.641
T#04	837	1.210	758	916	1.062	1.414	1.526	1.914	85	999
T#05	1.121	1.493	1.041	1.199	1.345	1.697	1.809	1.615	342	1.035
T#06	1.133	1.505	1.053	1.212	1.357	1.710	1.822	2.210	355	933
T#07	1.570	1.942	1.490	1.649	1.794	2.146	2.259	2.647	791	830
T#08	1.559	1.931	1.479	1.638	1.783	2.135	2.248	2.636	780	846
T#09	2.008	2.380	1.928	2.087	2.232	2.585	2.697	3.085	1.230	1.170
T#10	2.323	2.695	2.243	2.402	2.547	2.900	3.012	3.400	1.545	1.485
T#11	2.620	2.992	2.540	2.669	2.884	3.196	3.309	3.697	1.841	1.782
T#12	3.091	3.463	3.011	3.170	3.315	3.367	3.780	4.168	2.312	2.219
T#13	3.261	3.663	3.181	3.340	3.485	3.837	3.950	4.338	2.482	2.216
T#14	2.850	3.223	2.770	2.929	3.074	3.427	3.539	3.927	2.072	1.825
T#15	2.603	2.975	2.523	2.681	2.827	3.179	3.292	3.679	1.824	1.578
T#16	2.350	2.722	2.270	2.429	2.574	2.927	3.039	3.427	1.572	1.325
T#17	2.160	2.532	1.899	2.061	2.409	2.761	2.849	3.237	1.381	801
T#18	2.525	2.891	2.132	2.296	2.638	2.953	3.204	3.595	1.989	1.008
T#19	2.522	2.888	2.129	2.293	2.635	2.949	3.200	3.591	1.986	1.004
T#20	2.089	2.455	1.696	1.860	2.202	2.517	2.768	3.159	1.553	572
T#21	1.833	2.205	1.441	1.603	1.951	2.303	2.522	2.910	1.275	350
T#22	1.829	2.201	1.437	1.599	1.947	2.299	2.518	2.906	1.322	403
T#23	2.509	2.875	2.116	2.280	2.622	2.937	3.187	3.578	1.973	992
T#24	2.203	2.575	1.811	1.974	2.321	2.674	2.892	3.280	2.026	1.452
T#25	2.355	2.727	1.963	2.125	2.473	2.825	3.044	3.432	2.178	1.603

Tabla 10.5 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 18 a 27

<sup>107</sup> Código que identifica cada terminal.

Tabla 4 de distancias de terminales a estaciones de servicio.

# <sup>108</sup>	ES#28	ES#29	ES#30	ES#31	ES#32	ES#33	ES#34	ES#35	ES#36	ES#37
	DE	CZ	PL	PL	SK	DK	SE	SE	NL	DE
T#01	2.093	1.804	2.144	1.838	1.480	2.571	2.902	3.230	2.674	2.301
T#02	2.697	2.408	2.748	2.443	2.085	3.175	3.506	3.834	3.278	2.906
T#03	2.278	1.989	2.329	2.024	1.666	2.756	3.087	3.416	2.859	2.487
T#04	744	961	1.336	1.030	737	1.552	1.883	2.211	1.347	1.234
T#05	862	1.125	1.619	1.313	1.020	1.754	2.086	2.414	1.413	1.306
T#06	760	1.061	1.632	1.326	1.033	1.652	1.984	2.312	1.311	1.204
T#07	1.028	1.382	2.068	1.824	1.469	1.757	2.089	2.417	1.229	1.354
T#08	1.044	1.398	2.084	1.840	1.458	1.774	2.105	2.433	1.246	1.371
T#09	1.368	1.722	2.408	2.164	1.908	2.098	2.429	2.757	1.544	1.695
T#10	1.683	2.037	2.723	2.479	2.223	2.413	2.744	3.072	1.859	2.010
T#11	1.980	2.334	3.020	2.776	2.519	2.710	3.041	3.369	2.155	2.306
T#12	2.451	2.805	3.406	3.247	2.990	3.036	3.368	3.696	2.326	2.601
T#13	2.509	2.863	3.403	3.276	3.160	3.034	3.365	3.693	2.323	2.598
T#14	2.119	2.473	3.013	2.886	2.750	2.643	2.975	3.303	1.933	2.207
T#15	1.871	2.225	2.765	2.638	2.502	2.396	2.727	3.055	1.685	1.960
T#16	1.619	1.972	2.513	2.386	2.250	2.143	2.474	2.803	1.433	1.707
T#17	1.094	1.448	2.008	1.861	1.771	1.639	1.970	2.298	928	1.203
T#18	1.364	1.680	2.040	1.952	1.970	1.649	1.983	2.306	942	1.245
T#19	1.361	1.676	2.036	1.949	1.967	1.646	1.974	2.303	939	1.242
T#20	928	1.244	1.604	1.516	1.534	1.213	1.542	1.870	506	809
T#21	671	990	1.353	1.255	1.314	961	1.298	1.621	259	548
T#22	667	987	1.276	1.226	1.310	865	1.202	1.524	120	471
T#23	1.348	1.663	2.024	1.936	1.954	1.633	1.961	2.290	926	1.229
T#24	1.421	1.307	1.508	1.442	1.616	532	354	515	1.299	986
T#25	1.573	1.459	1.660	1.593	1.768	683	344	61	1.451	1.137

Tabla 10.6 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 28 a 37

<sup>108</sup> Código que identifica cada terminal.

Tabla 5 de distancias de terminales a estaciones de servicio.

# <sup>109</sup>	ES#38	ES#39	ES#40	ES#41	ES#42	ES#43	ES#44	ES#45	ES#46	ES#47
	DE	PT	ES	ES	UK	UK	IE	PL	FI	LT
T#01	2.156	4.055	3.830	3.184	3.048	3.260	3.620	2.053	3.252	2.622
T#02	2.760	4.659	4.435	3.788	3.653	3.865	4.225	2.657	3.856	2.416
T#03	2.341	4.240	4.016	3.370	3.234	3.446	3.806	2.238	3.438	2.808
T#04	1.174	2.433	2.209	1.563	1.643	1.855	2.215	1.402	2.444	1.814
T#05	1.337	2.230	2.006	1.359	1.618	1.830	2.190	1.566	2.868	2.097
T#06	1.274	2.128	1.904	1.258	1.516	1.728	2.088	1.502	2.766	2.251
T#07	1.541	1.621	1.397	751	1.282	1.493	1.853	1.769	2.871	2.517
T#08	1.557	1.631	1.407	761	1.298	1.510	1.870	1.786	2.886	2.534
T#09	1.881	1.251	961	314	1.549	1.760	2.121	2.110	3.211	2.858
T#10	2.196	913	622	298	1.864	2.075	2.436	2.425	3.527	3.173
T#11	2.493	952	661	597	2.160	2.372	2.732	2.721	3.823	3.470
T#12	2.901	401	290	936	2.323	2.535	2.895	3.107	4.150	3.856
T#13	2.898	168	329	976	2.320	2.532	2.892	3.105	4.147	3.853
T#14	2.508	635	746	794	1.930	2.142	2.502	2.714	3.757	3.462
T#15	2.260	811	608	570	1.682	1.894	2.254	2.467	3.509	3.215
T#16	2.008	891	689	317	1.430	1.642	2.002	2.214	3.257	2.962
T#17	1.503	1.564	1.362	893	857	1.069	1.429	1.709	2.752	2.458
T#18	1.534	2.619	2.409	1.933	385	402	309	1.744	2.768	2.490
T#19	1.531	2.165	2.405	1.930	381	399	303	1.741	2.764	2.487
T#20	1.098	2.183	1.973	1.497	132	323	670	1.308	2.332	2.054
T#21	848	2.050	1.847	1.379	347	559	919	1.054	2.075	1.803
T#22	771	2.222	2.020	1.551	561	772	1.133	977	1.979	1.726
T#23	1.518	2.603	2.392	1.917	401	269	512	1.728	2.751	2.474
T#24	942	3.478	3.276	2.807	1.808	2.020	2.380	1.210	952	1.958
T#25	1.094	3.630	3.428	2.959	1.959	2.171	2.531	1.361	517	740

Tabla 10.7 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 38 a 47

<sup>109</sup> Código que identifica cada terminal.

Tabla 6 de distancias de terminales a estaciones de servicio.

# <sup>110</sup>	ES#48	ES#49	ES#50	ES#51	ES#52
	PL	AT	BE	EE	LV
T#01	2.410	1.529	2.651	3.120	2.820
T#02	3.014	2.134	3.256	3.724	3.425
T#03	2.595	1.715	2.837	3.305	3.006
T#04	1.601	658	1.227	2.311	2.012
T#05	1.885	941	1.264	2.595	2.295
T#06	2.038	954	1.161	2.748	2.449
T#07	2.305	1.390	1.077	3.015	2.716
T#08	2.322	1.379	1.094	3.032	2.732
T#09	2.646	1.828	1.360	3.356	3.056
T#10	2.961	2.144	1.675	3.671	3.371
T#11	3.257	2.440	1.972	3.967	3.668
T#12	3.643	2.911	2.142	4.353	4.054
T#13	3.641	3.081	2.139	4.351	4.051
T#14	3.250	2.671	1.749	3.960	3.661
T#15	3.002	2.423	1.501	3.712	3.413
T#16	2.750	2.170	1.249	3.460	3.160
T#17	2.245	1.666	744	2.955	2.656
T#18	2.276	1.895	778	2.983	2.684
T#19	2.272	1.892	774	2.980	2.681
T#20	1.840	1.459	342	2.547	2.248
T#21	1.590	1.208	101	2.300	2.001
T#22	1.513	1.204	189	2.223	1.924
T#23	2.260	1.879	762	2.967	1.685
T#24	1.746	1.631	1.436	1.007	993
T#25	853	1.782	1.588	572	466

Tabla 10.8 Distancias que separan las 25 terminales de las EESS 48 a 52

<sup>110</sup> Código que identifica cada terminal.

**10.5 ANEXO 5**

**MAPAS CON LAS INTERCONEXIONES DE LA RED**

10.5.1 NL, ÁMSTERDAM – DE, BERLÍN

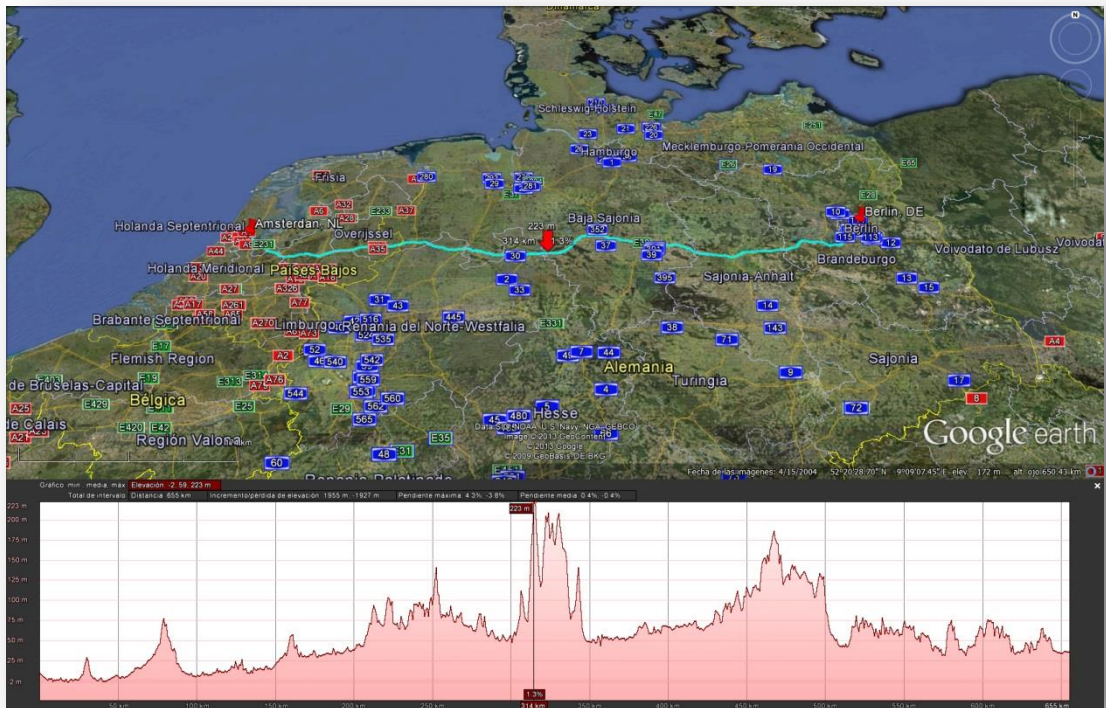


Ilustración 10.1 Interconexión Ámsterdam – Berlín



10.5.2 ES, BARCELONA – IT, ROMA

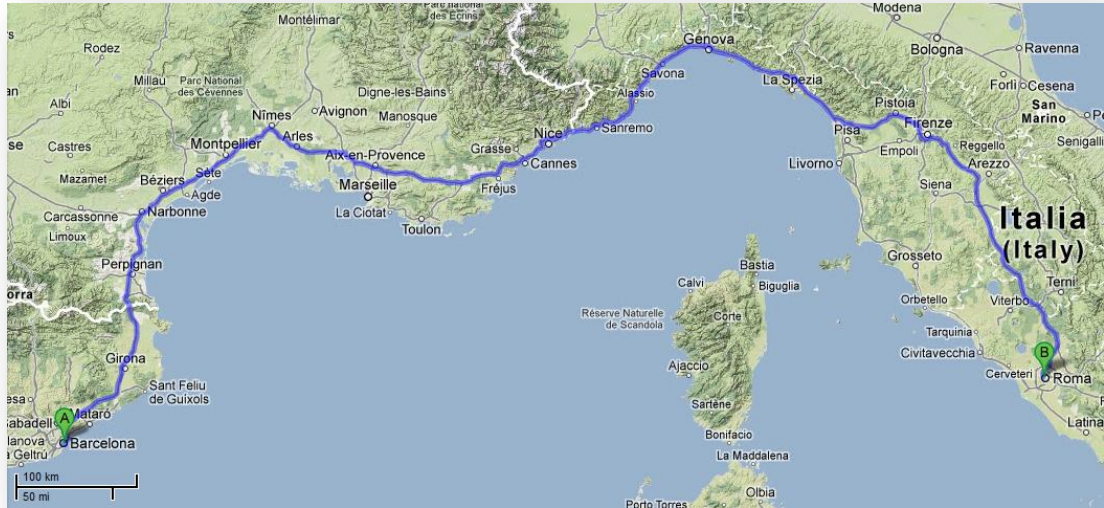


Ilustración 10.2 Interconexión Barcelona – Roma



### 10.5.3 DE, BERLÍN – DK, COPENHAGUE

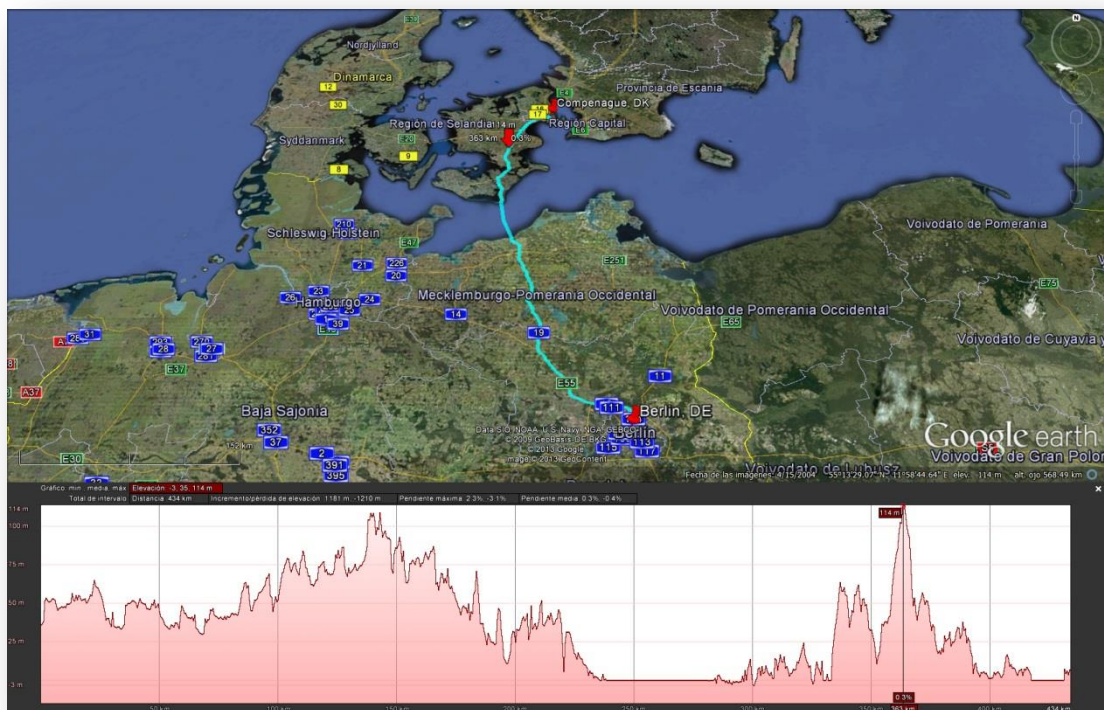


Ilustración 10.3 Interconexión Berlín – Copenhague

10.5.4 DE, BERLÍN – PL, VARSOVIA

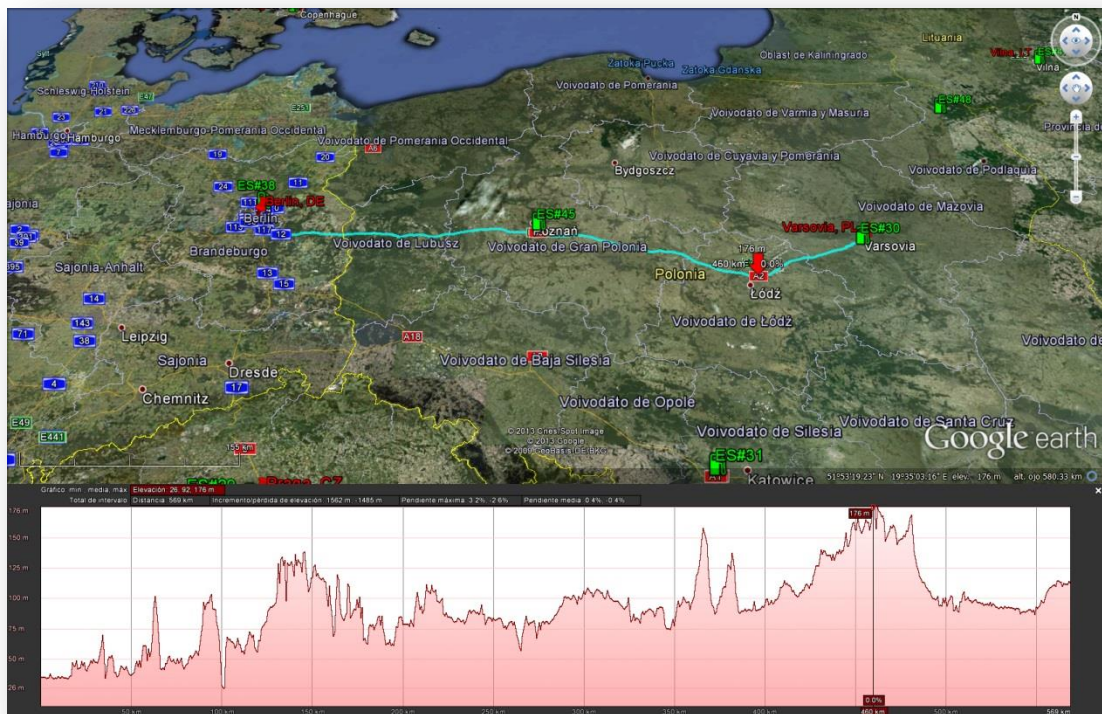


Ilustración 10.4 Interconexión Berlín – Varsovia



10.5.5 DE, BERLÍN – CZ, PRAGA

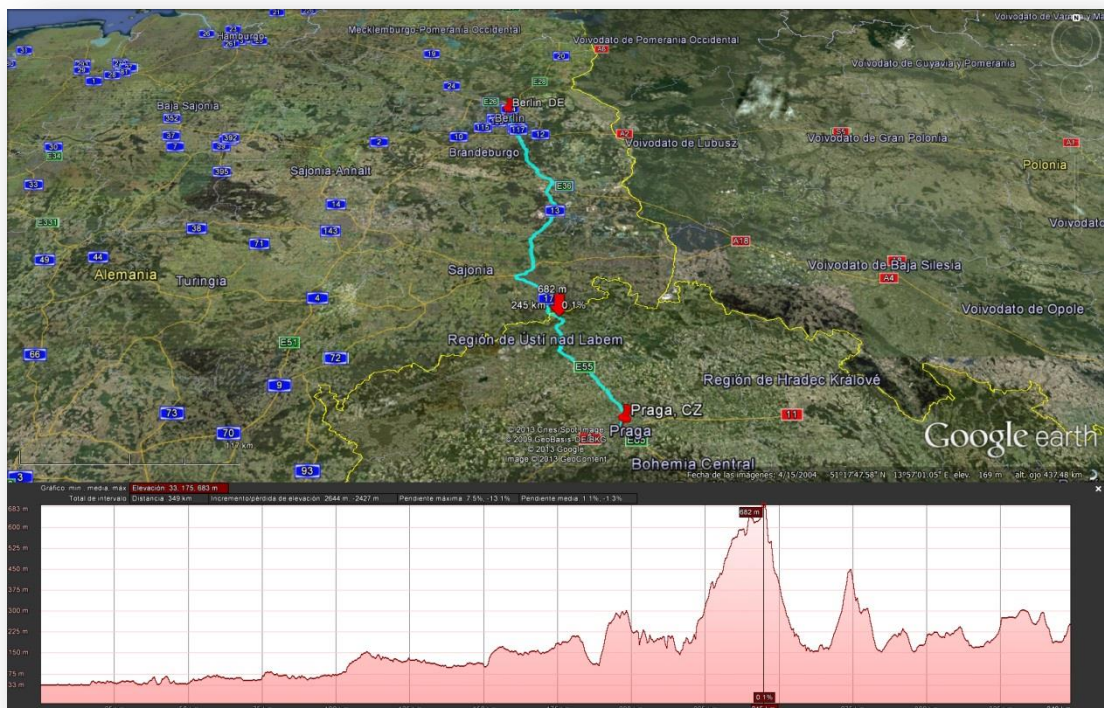


Ilustración 10.5 Interconexión Berlín – Praga

10.5.6 SK, BRATISLAVA – HU, BUDAPEST

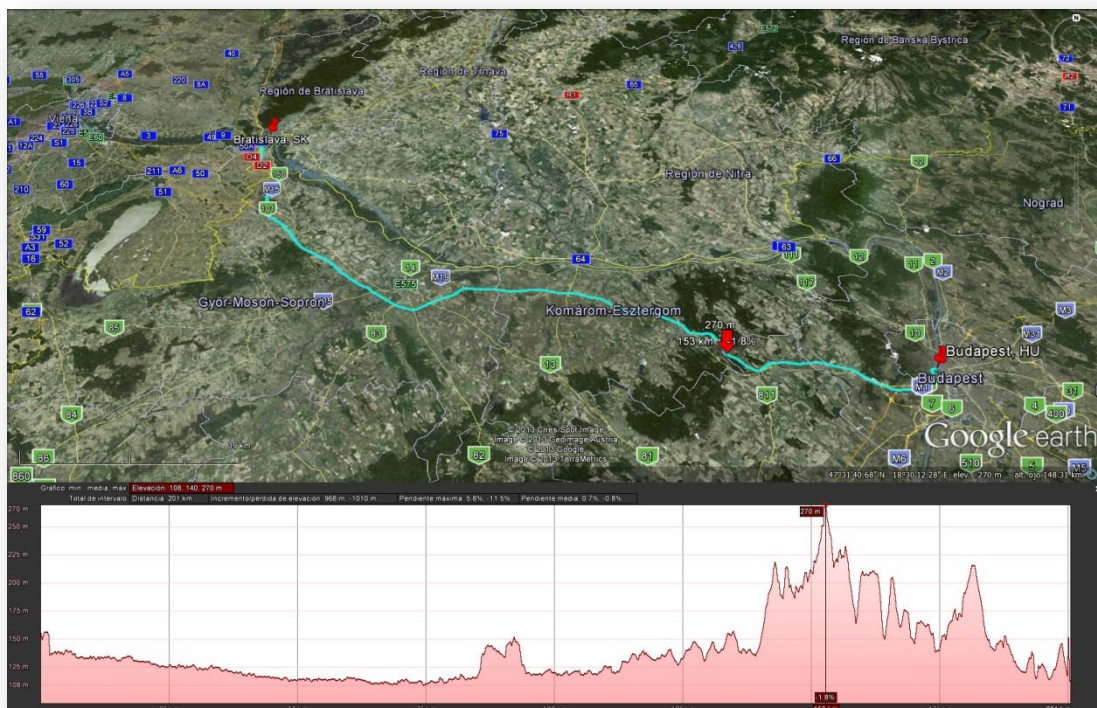
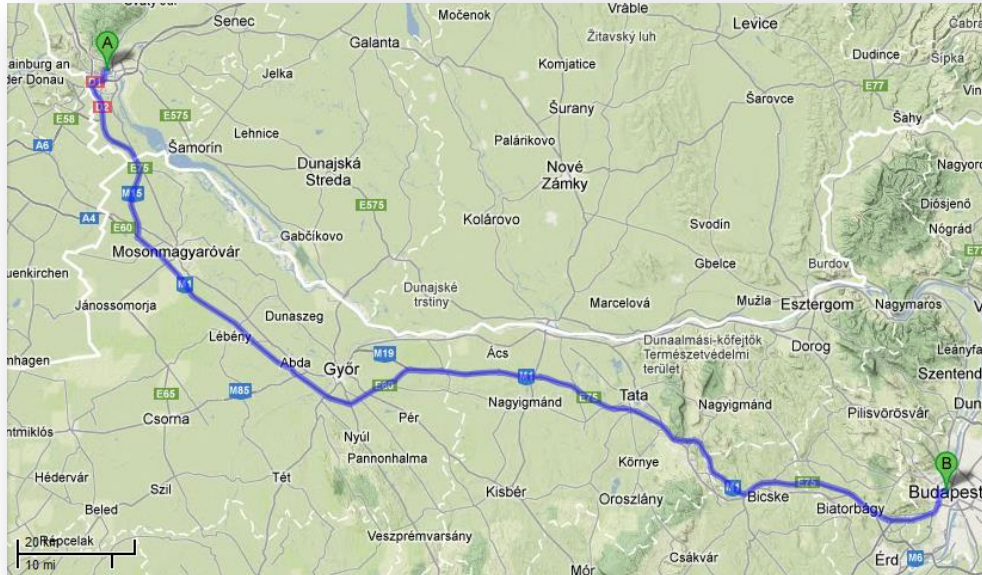


Ilustración 10.6 Interconexión Bratislava – Budapest



10.5.7 BE, BRUSELAS – NL, ÁMSTERDAM



Ilustración 10.7 Interconexión Bruselas – Ámsterdam

10.5.8 BE, BRUSELAS – LU, LUXEMBURGO

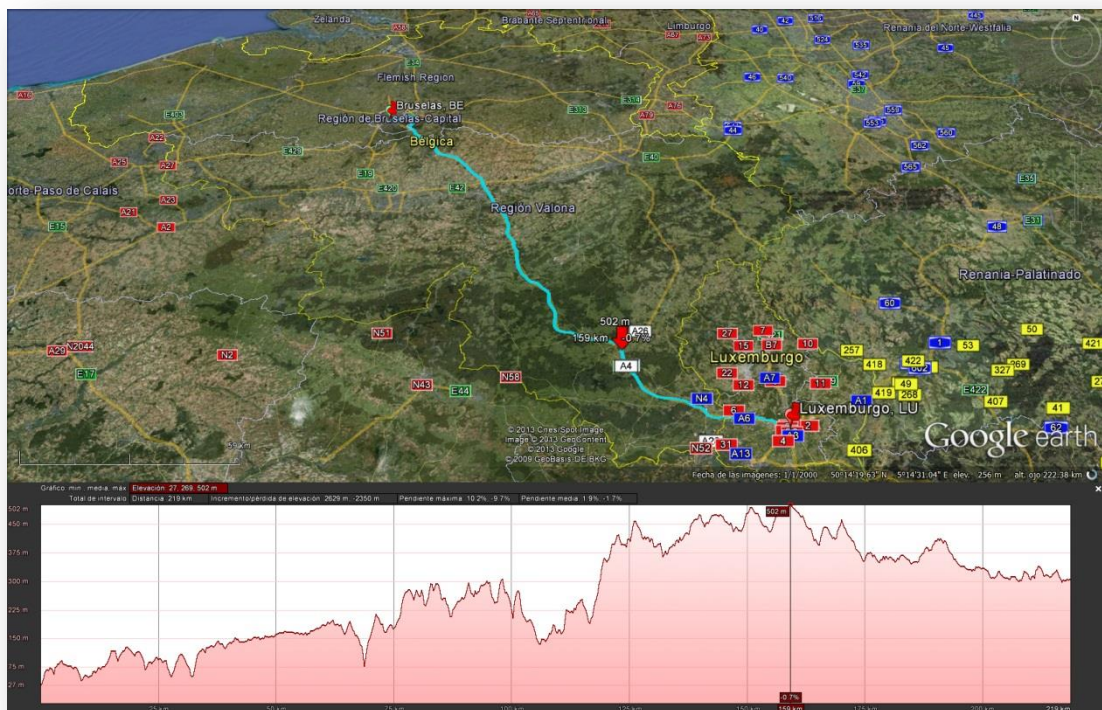


Ilustración 10.8 Interconexión Bruselas – Luxemburgo



10.5.9 RO, BUCAREST – BG, SOFÍA

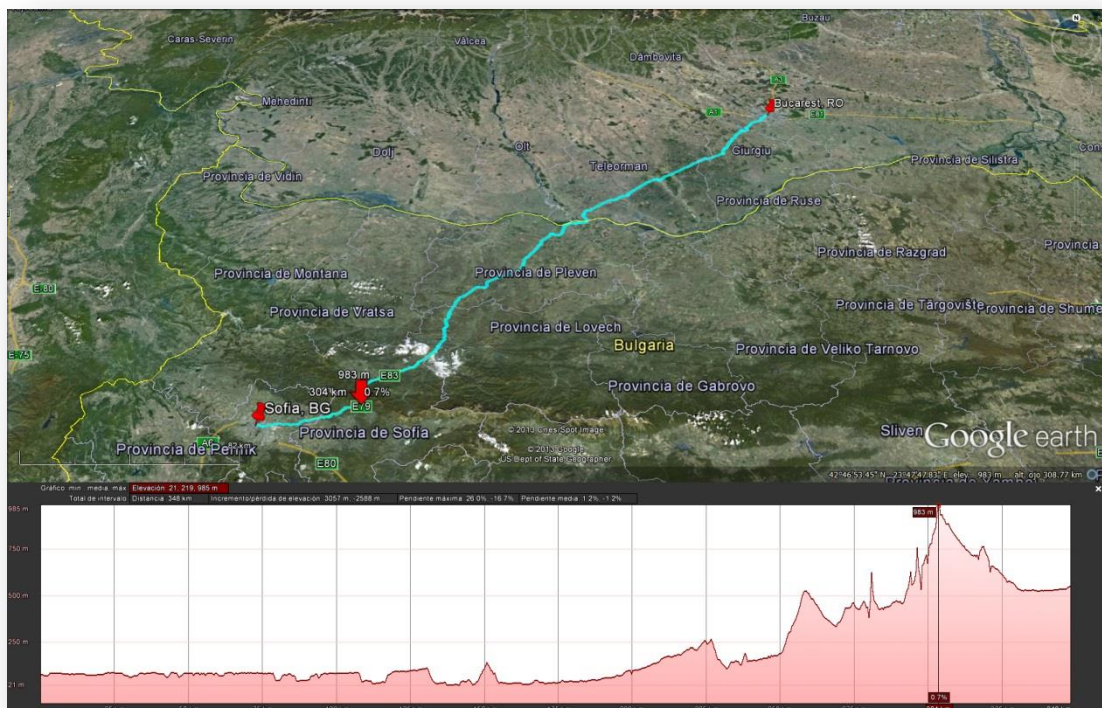
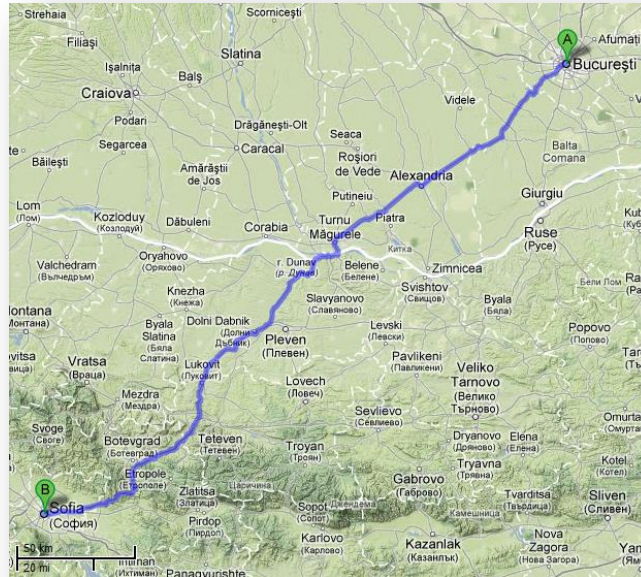


Ilustración 10.9 Interconexión Bucarest – Sofía



10.5.10 HU, BUDAPEST – RO, BUCAREST

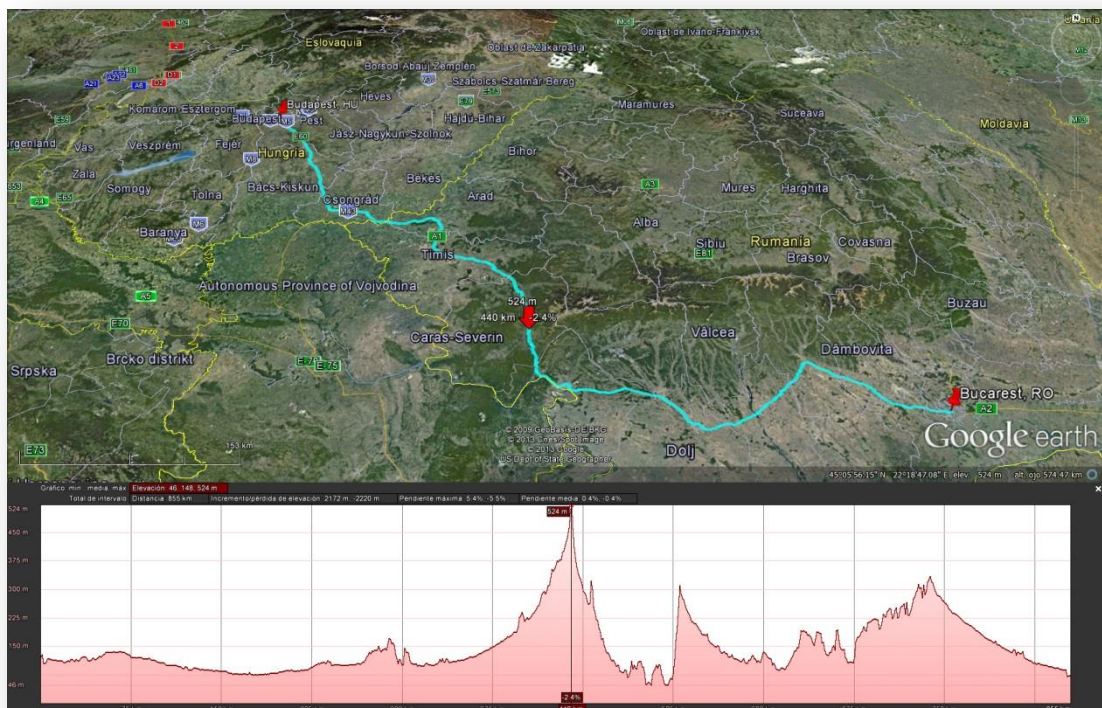
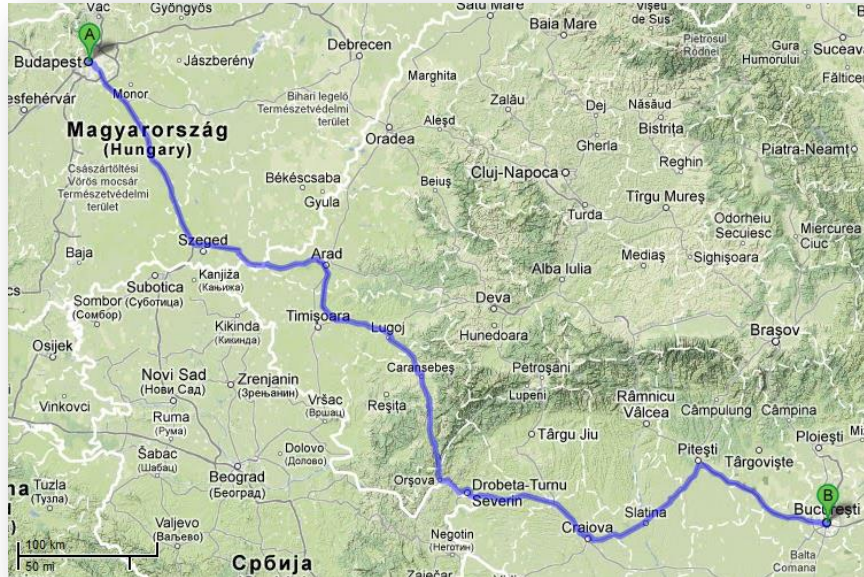


Ilustración 10.10 Interconexión Budapest – Bucarest



10.5.11 DK, COPENHAGUE – SE, ESTOCOLMO

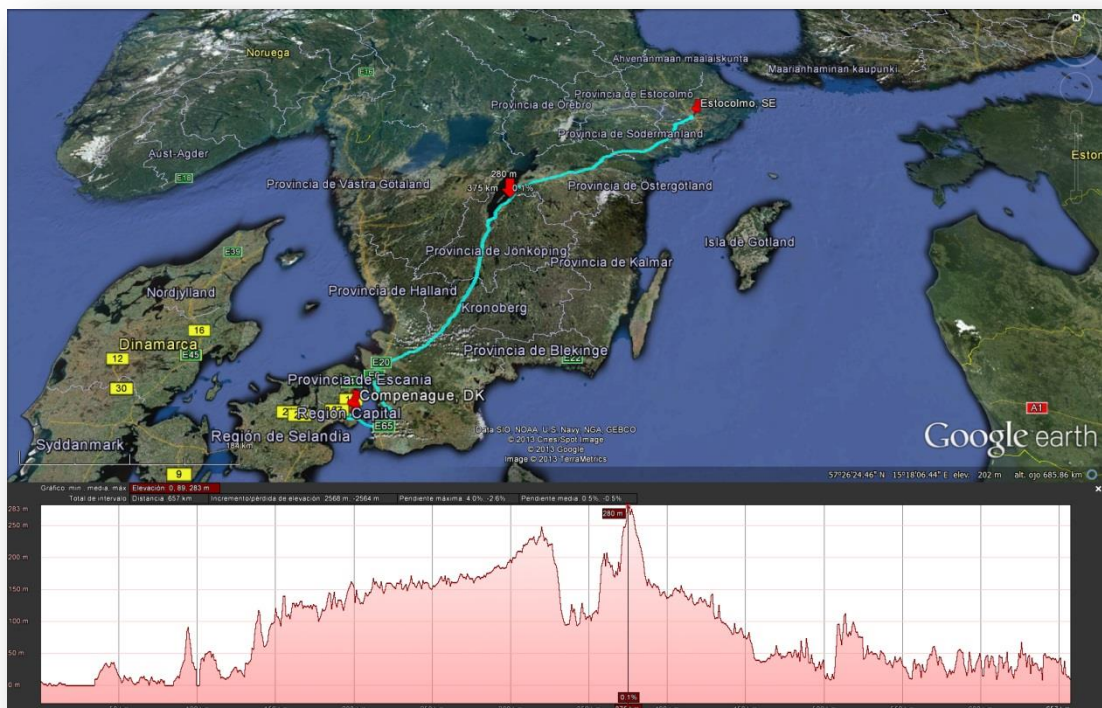
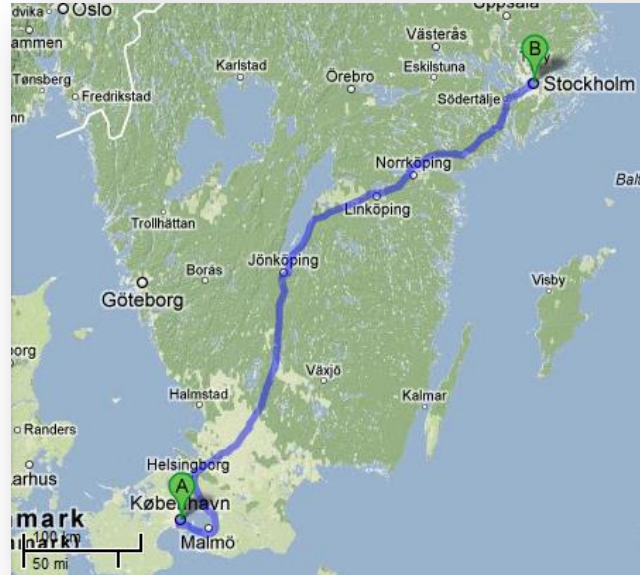


Ilustración 10.11 Interconexión Copenhague – Estocolmo

10.5.12 SE, ESTOCOLMO – FI, HELSINKI

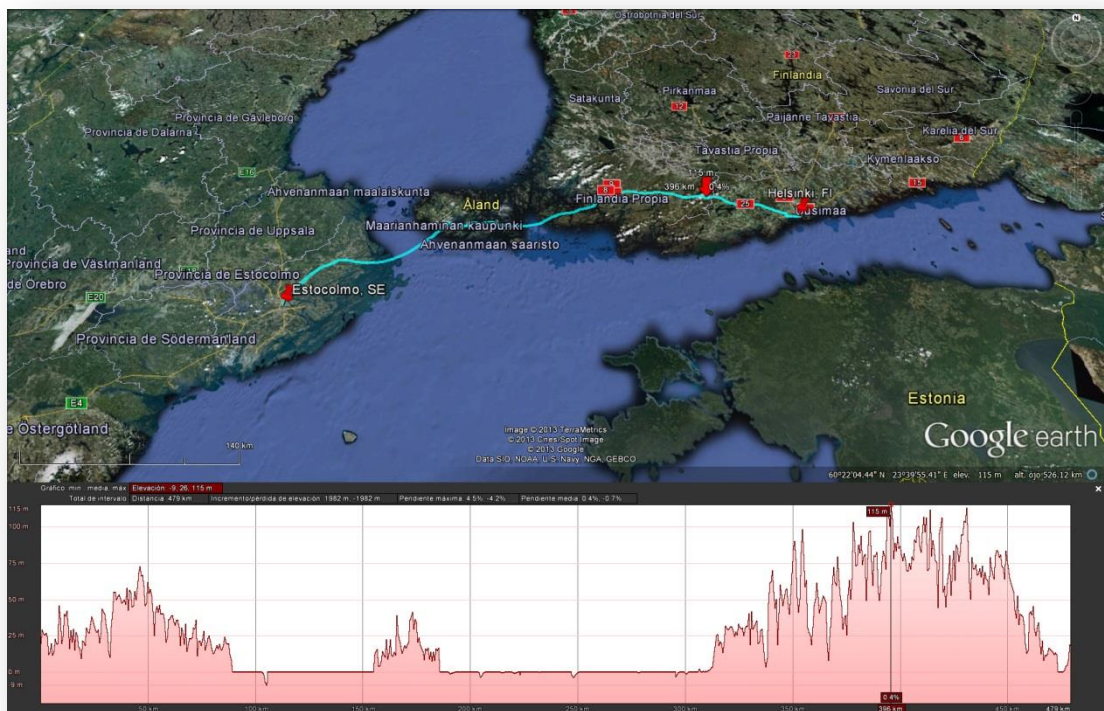
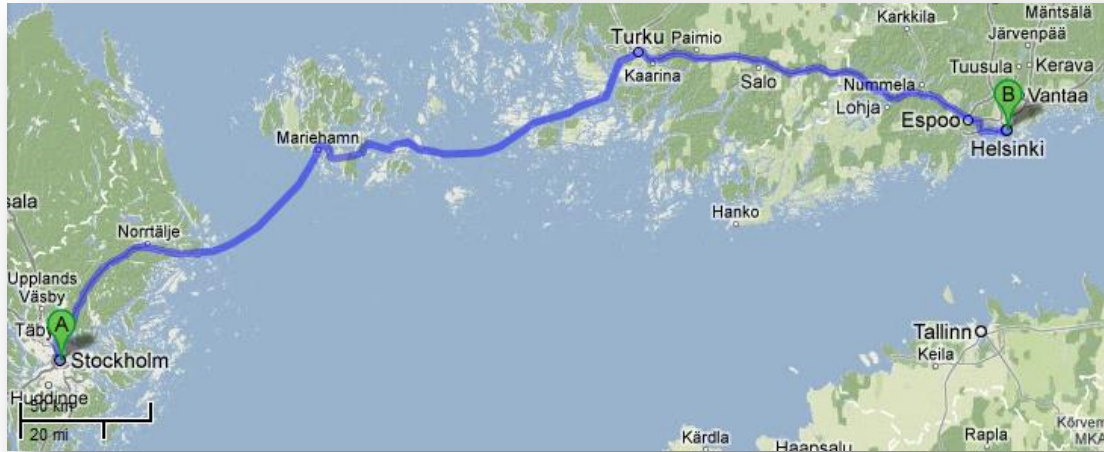


Ilustración 10.12 Interconexión Estocolmo – Helsinki

10.5.13 FI, HELSINKI – EE, TALLIN

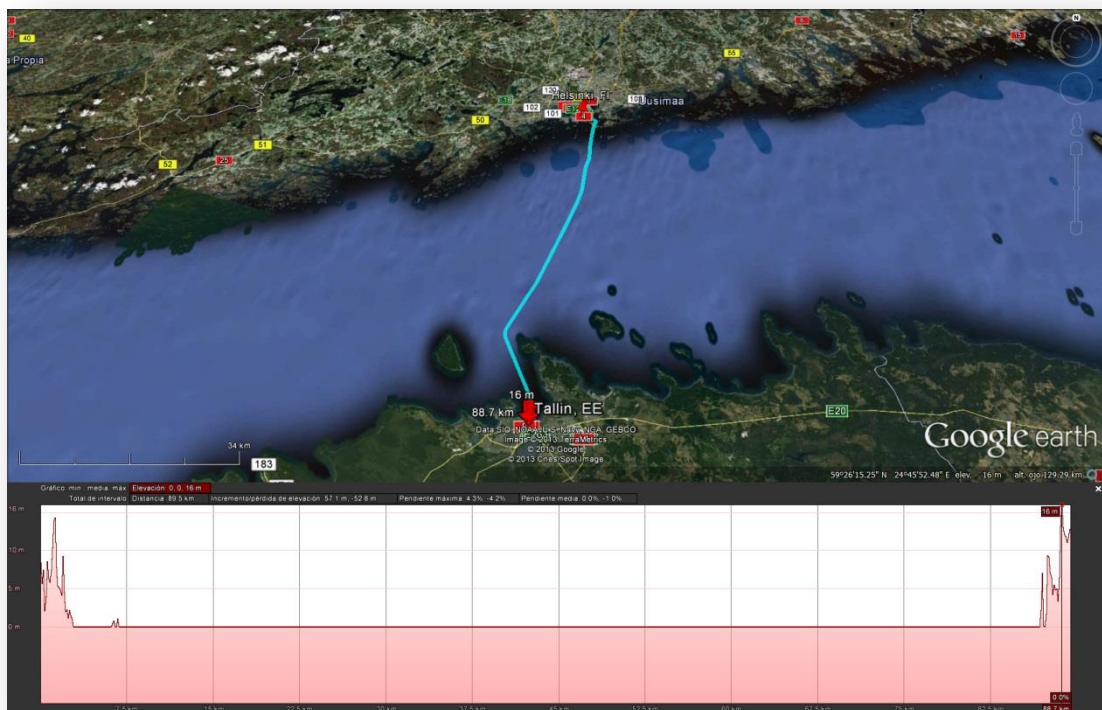
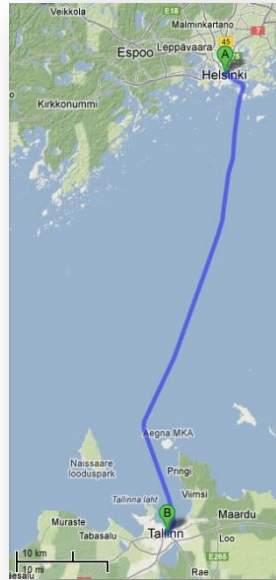


Ilustración 10.13 Interconexión Helsinki – Tallin



10.5.14 PT, LISBOA – ES, MADRID

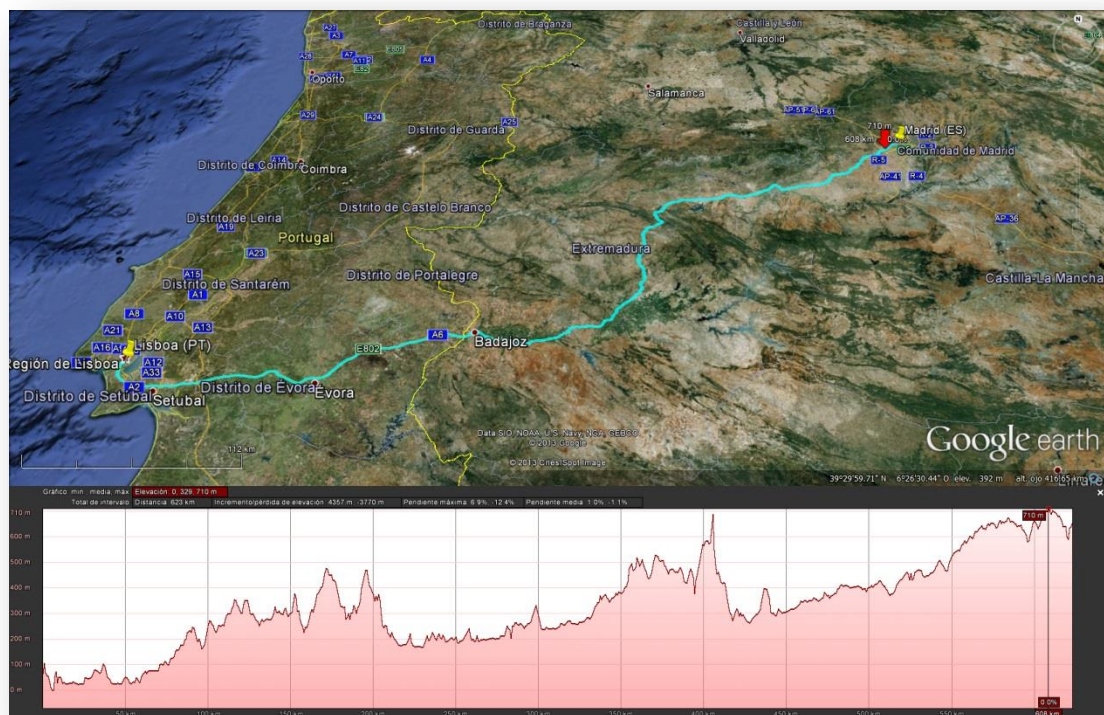


Ilustración 10.14 Interconexión Lisboa – Madrid

10.5.15 SI, LIUBLIANA – IT, ROMA

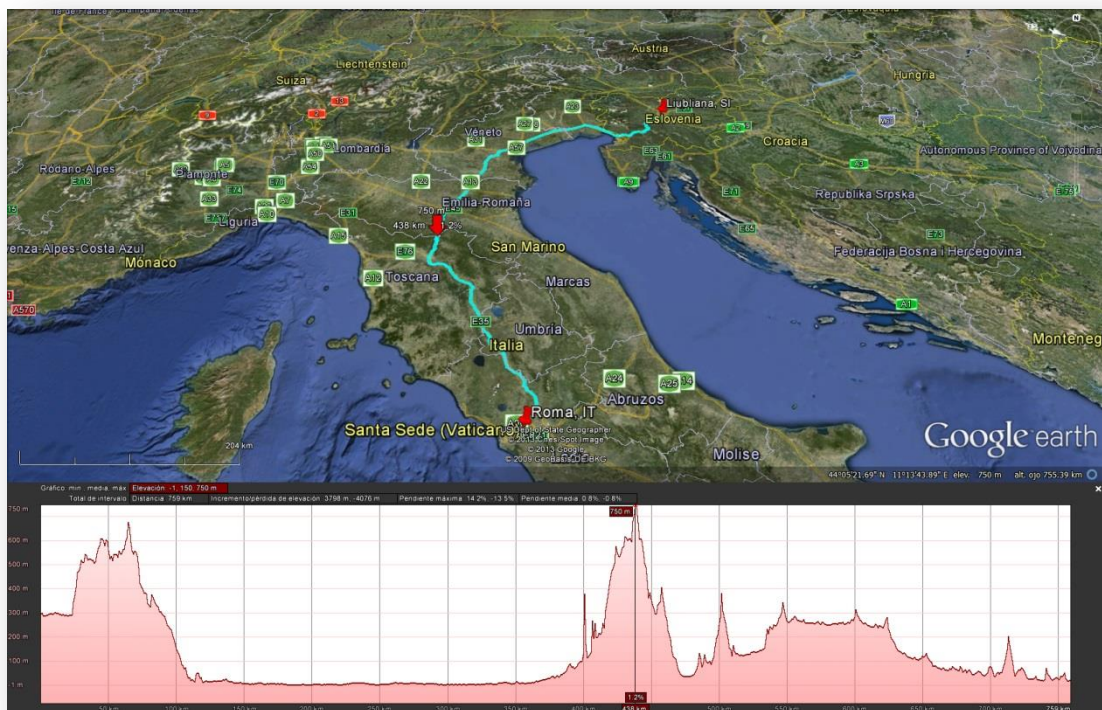


Ilustración 10.15 Interconexión Liubliana – Roma



10.5.16 SI, LIUBLIANA – BG, SOFÍA

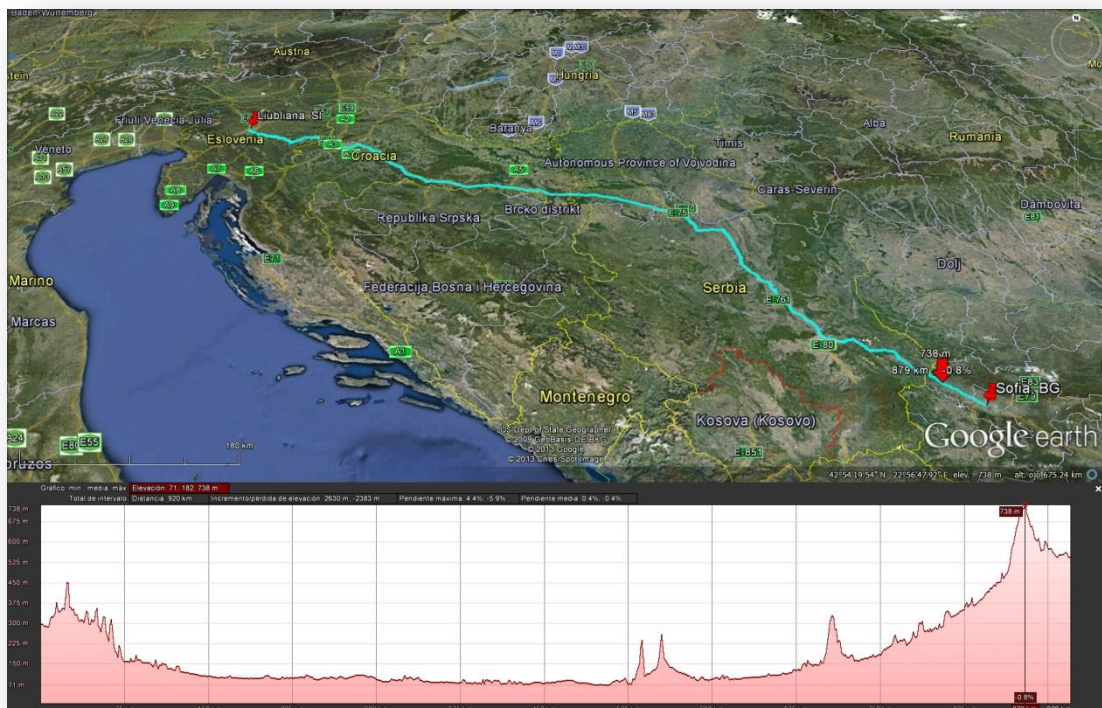
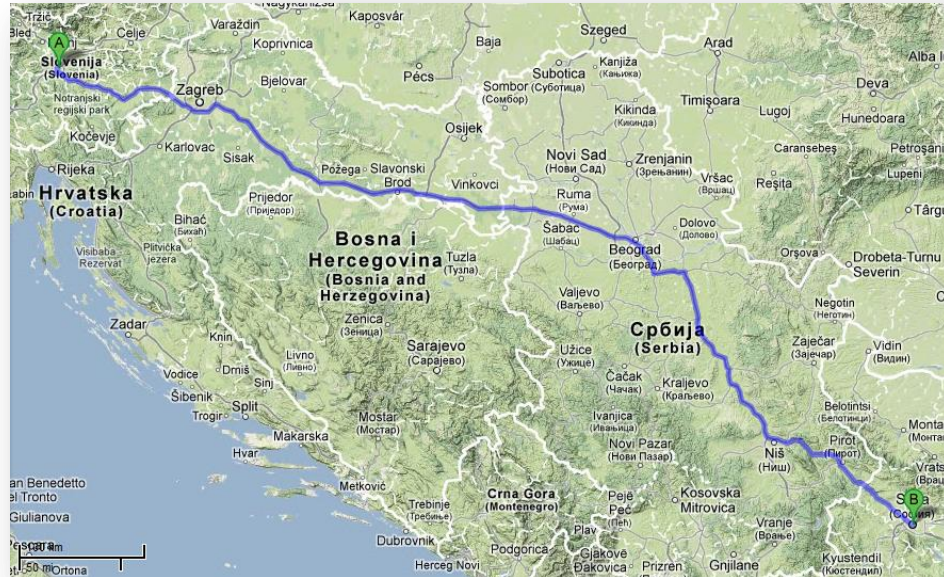


Ilustración 10.16 Interconexión Liubliana – Sofía



10.5.17 SI, LIUBLIANA – AT, VIENA

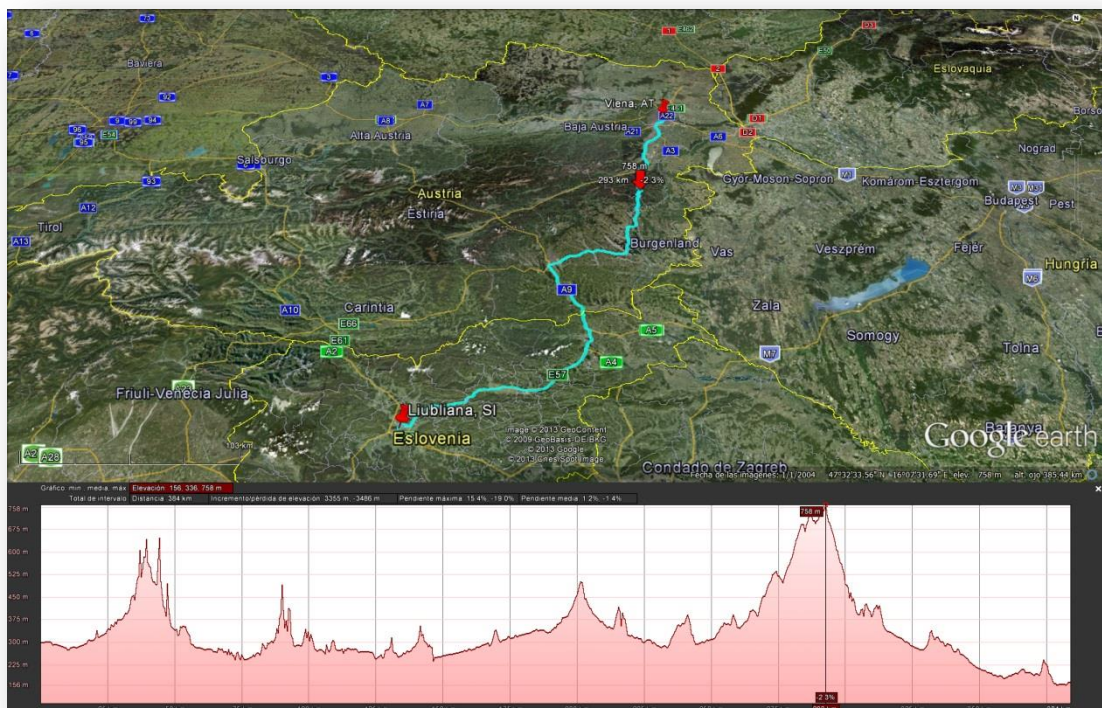
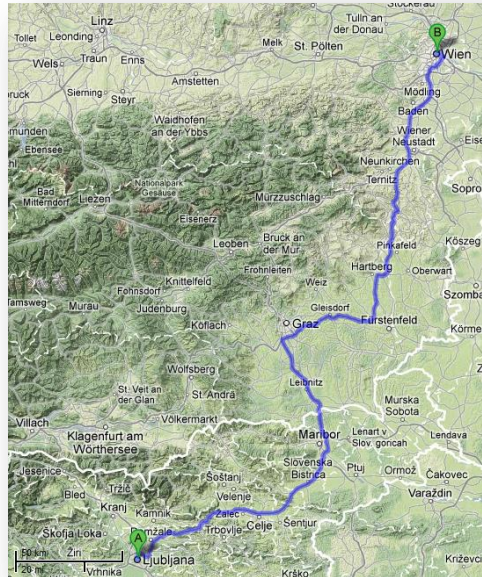


Ilustración 10.17 Interconexión Liubliana – Viena

10.5.18 UK, LONDRES – IE, DUBLÍN

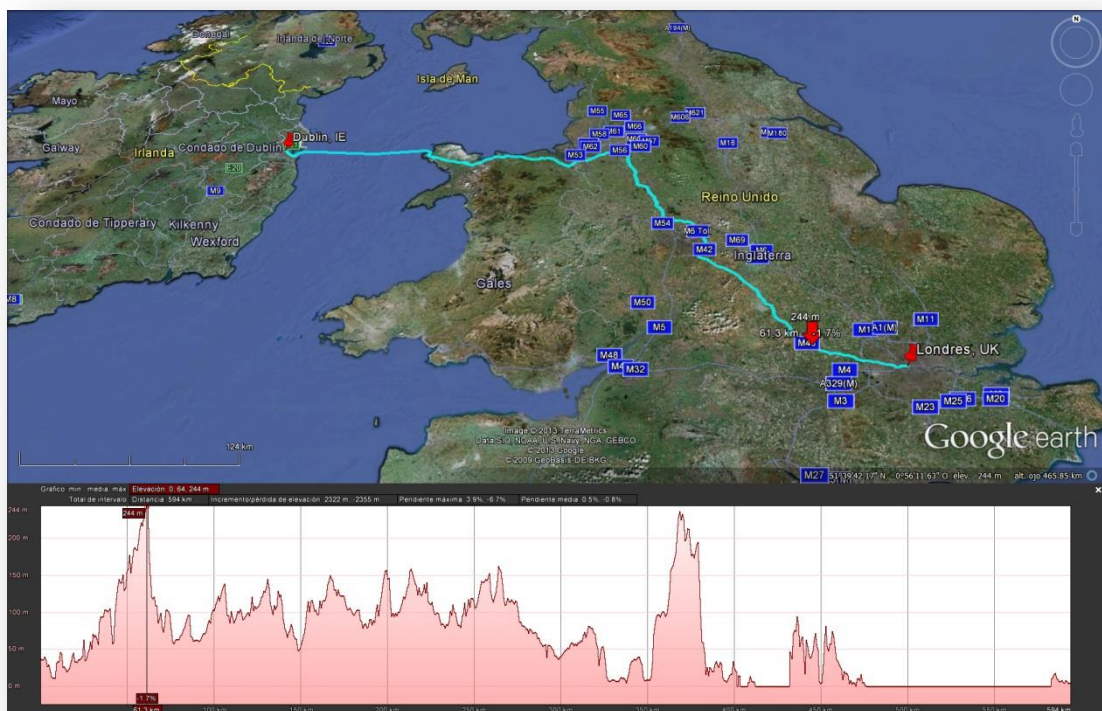


Ilustración 10.18 Interconexión Londres – Dublín



10.5.19 UK, LONDRES – BE, BRUSELAS

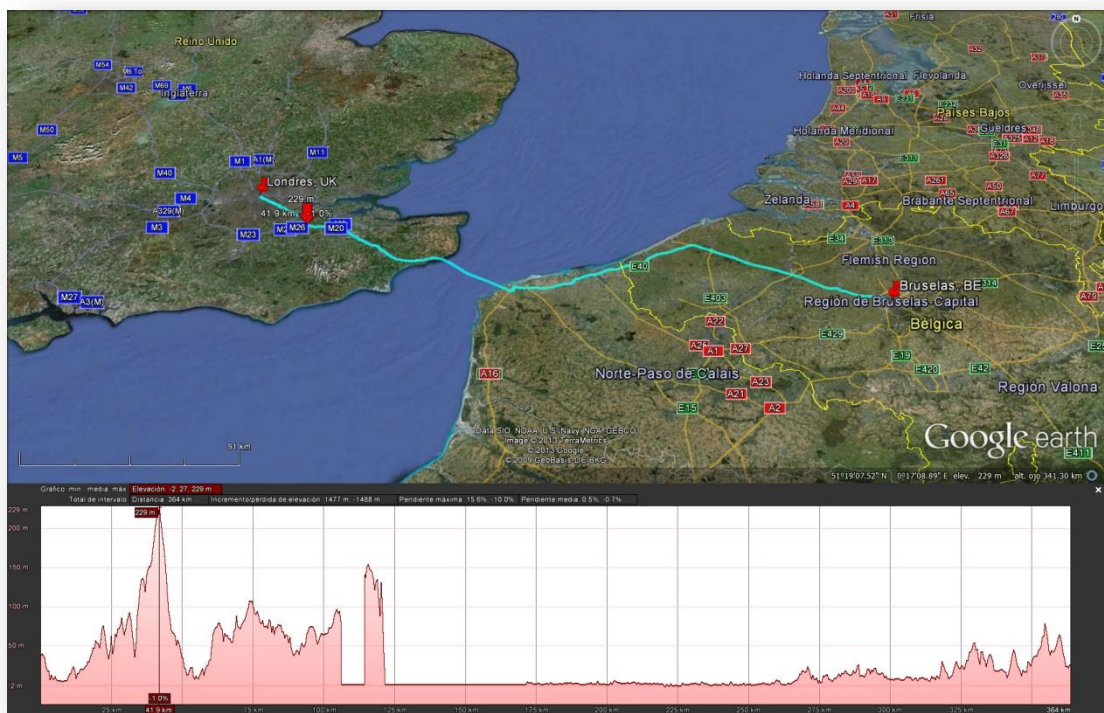


Ilustración 10.19 Interconexión Londres – Bruselas

10.5.20 LU, LUXEMBURGO – CZ, PRAGA

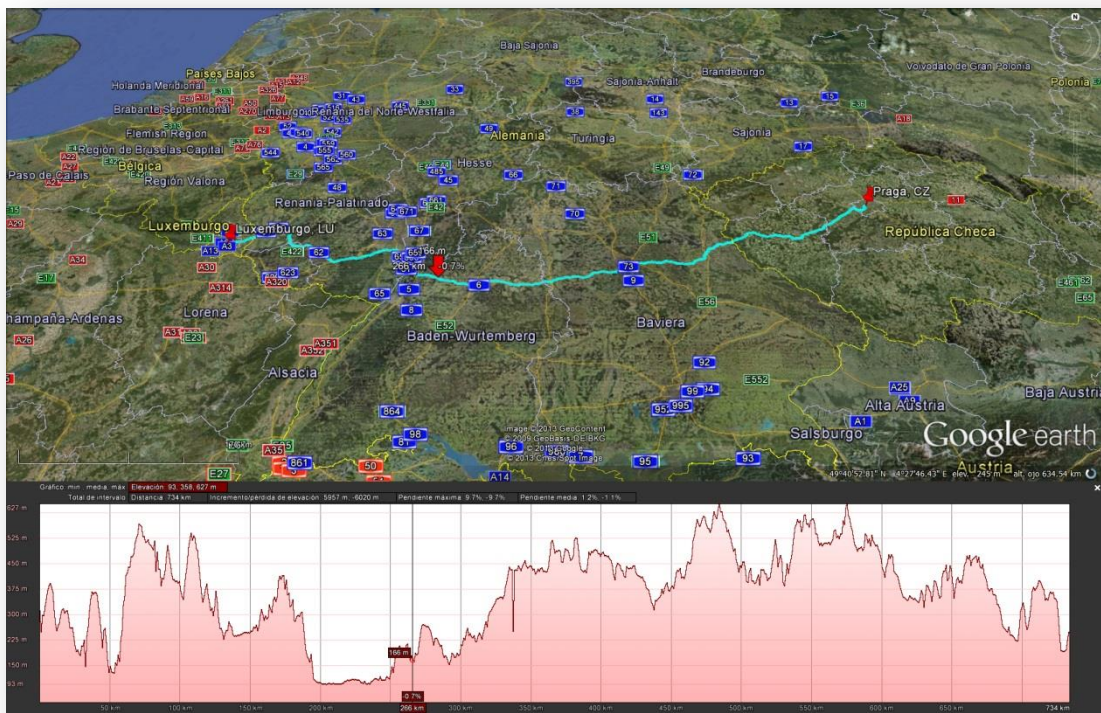


Ilustración 10.20 Interconexión Luxemburgo – Praga



10.5.21 ES, MADRID – FR, PARIS

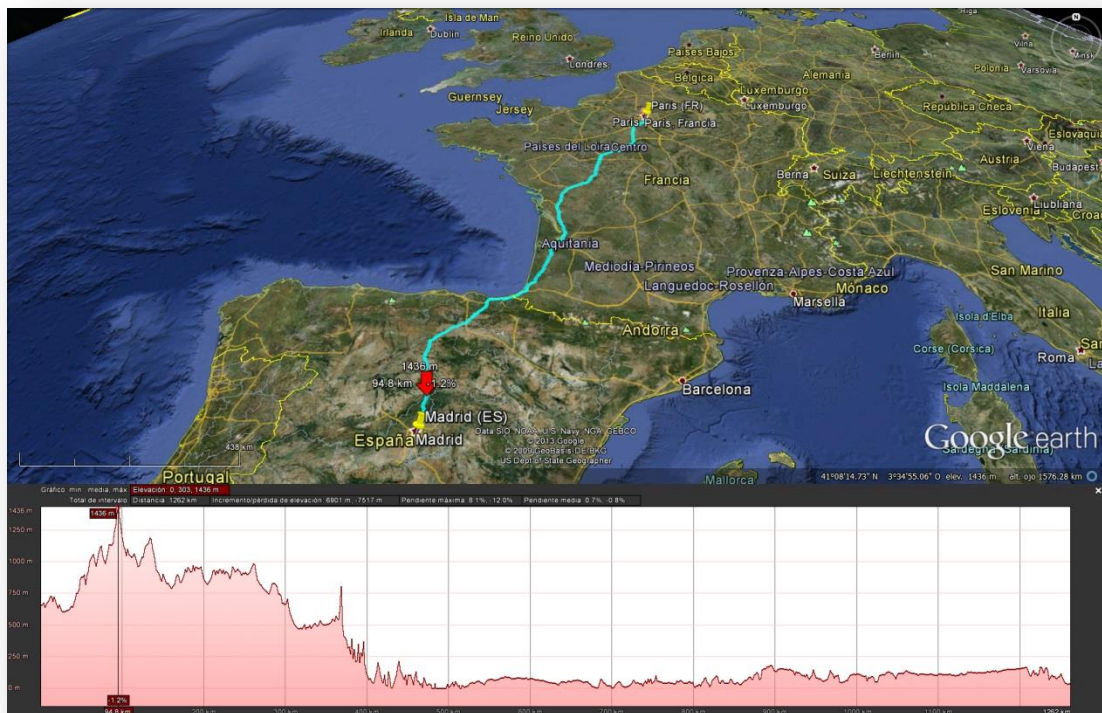


Ilustración 10.21 Interconexión Madrid – Paris

10.5.22 ES, MADRID – ES, BARCELONA



Il·lustració 10.22 Interconnexió Madrid – Barcelona



10.5.23 FR, PARIS – BE, BRUSELAS

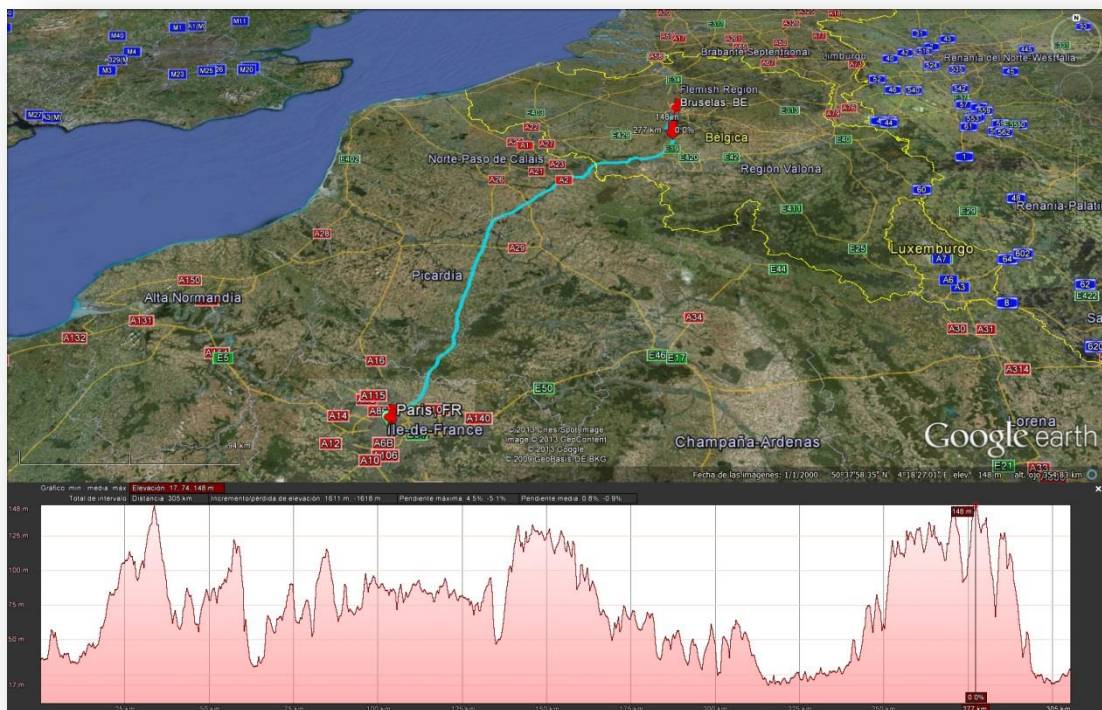
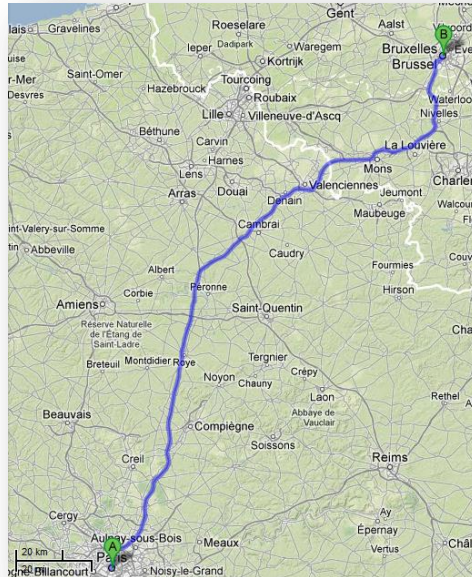


Ilustración 10.23 Interconexión París – Bruselas

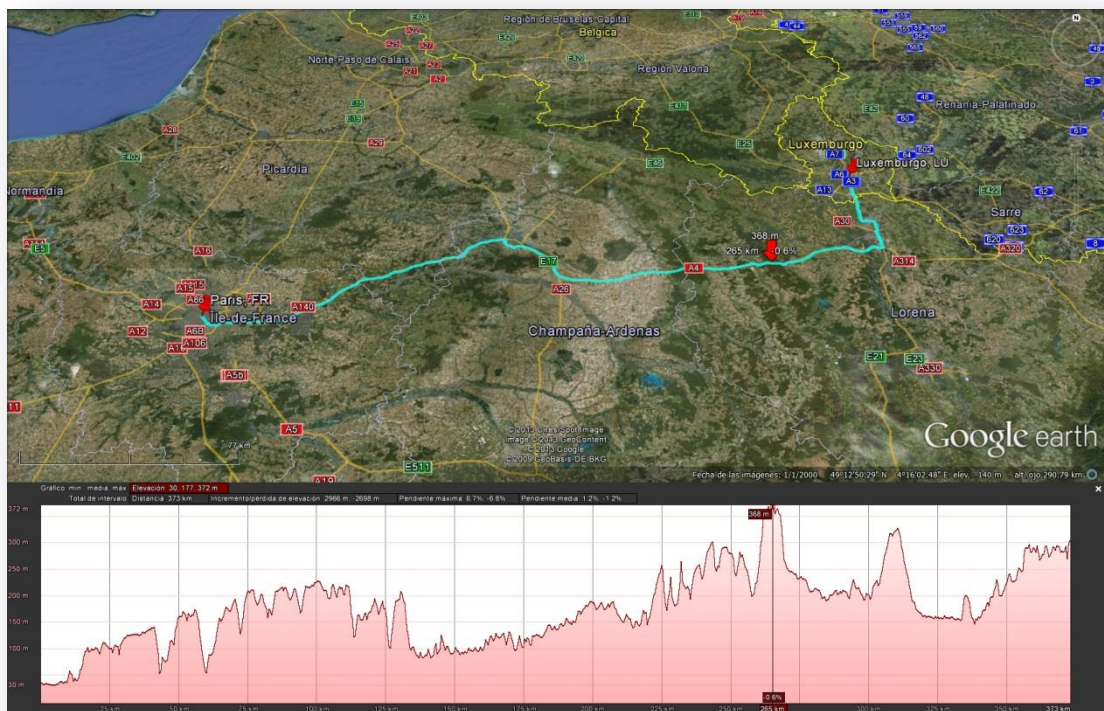
10.5.24 FR, PARIS – IT, ROMA



Ilustración 10.24 Interconexión París – Roma



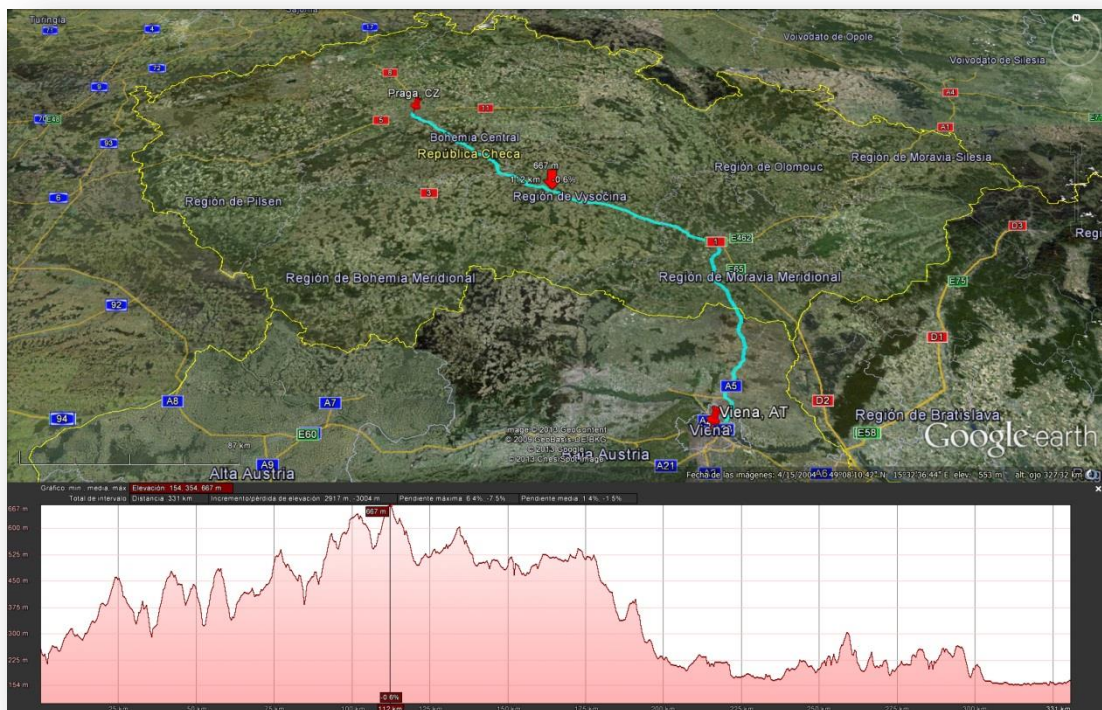
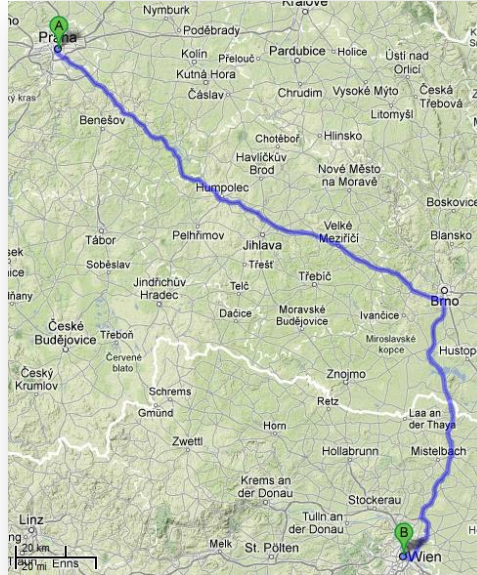
10.5.25 FR, PARIS – LU, LUXEMBURGO



Il·lustraci· 10.25 Interconexi· Paris – Luxemburgo



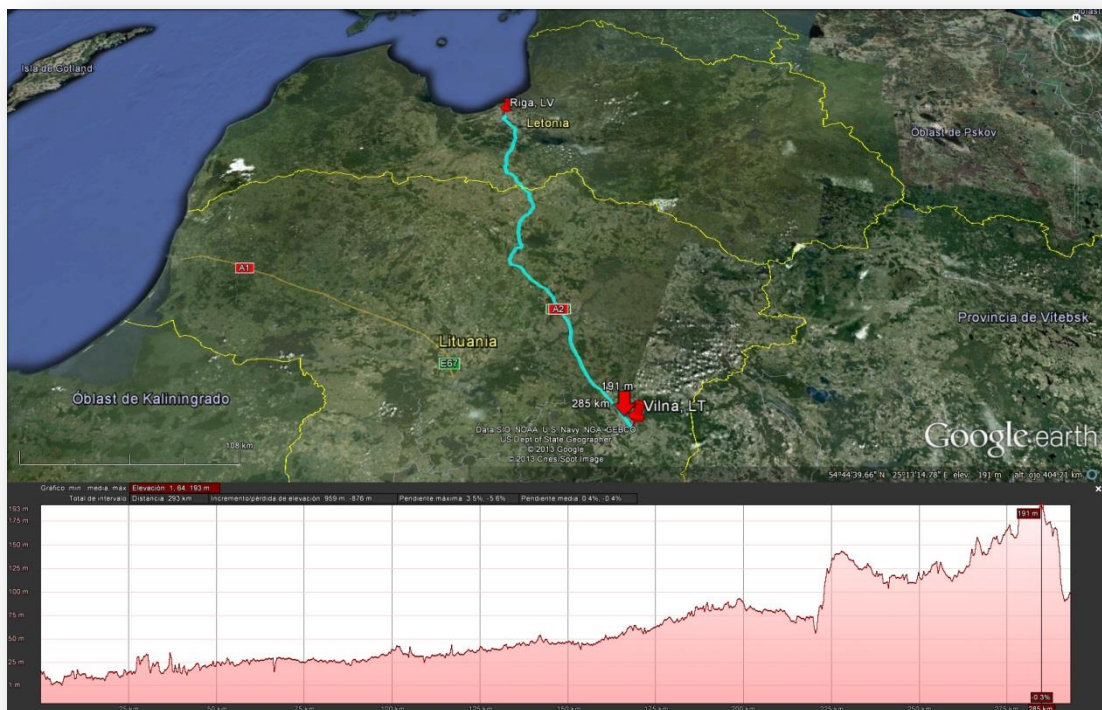
10.5.26 CZ, PRAGA – AT, VIENA



Il·lustració 10.26 Interconnexió Praga – Viena



10.5.27 LV, RIGA – LT, VILNA



Il·lustraci3 10.27 Interconexi3 Riga – Vilna

10.5.28 IT, ROMA – MT, LA VALETA



Ilustración 10.28 Interconexión Roma – La Valeta



10.5.29 BG, SOFÍA – EL, ATENAS



Ilustración 10.29 Interconexión Sofía – Atenas

10.5.30 EE, TALLIN – LV, RIGA

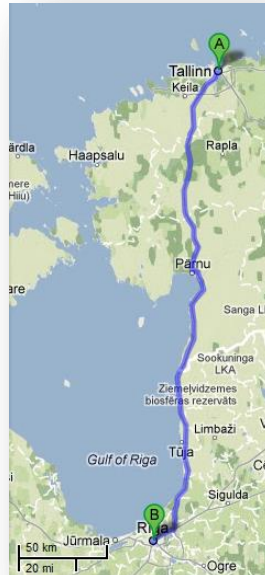
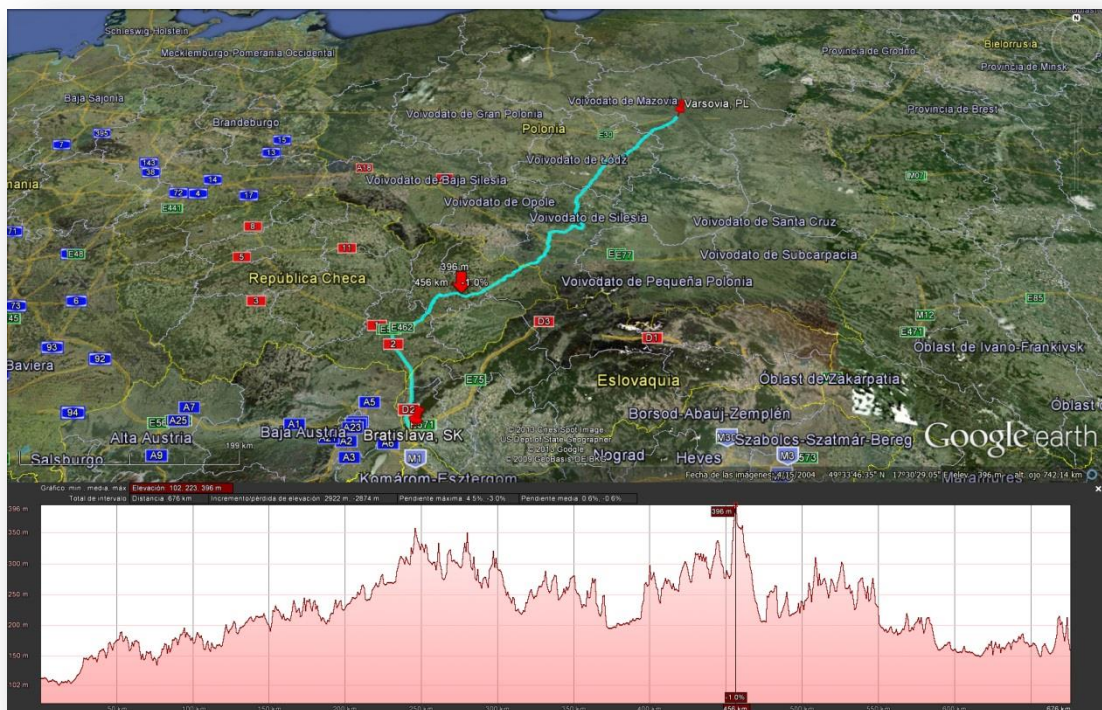
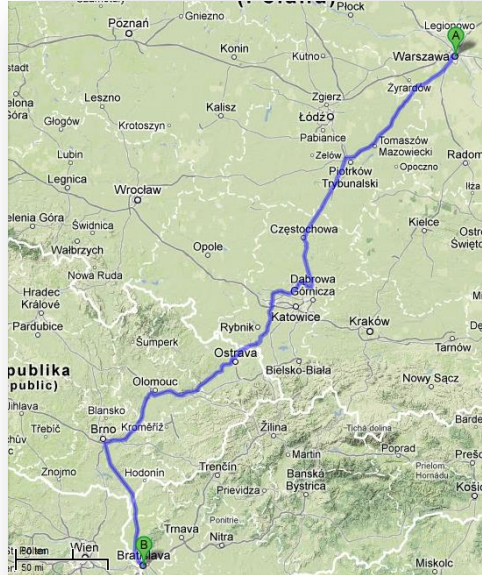


Ilustración 10.30 Interconexión Tallín – Riga



10.5.31 PL, VARSOVIA – SK, BRATISLAVA



Il·lustració 10.31 Interconnexió Varsovia – Bratislava



10.5.32 AT, VIENA – SK, BRATISLAVA

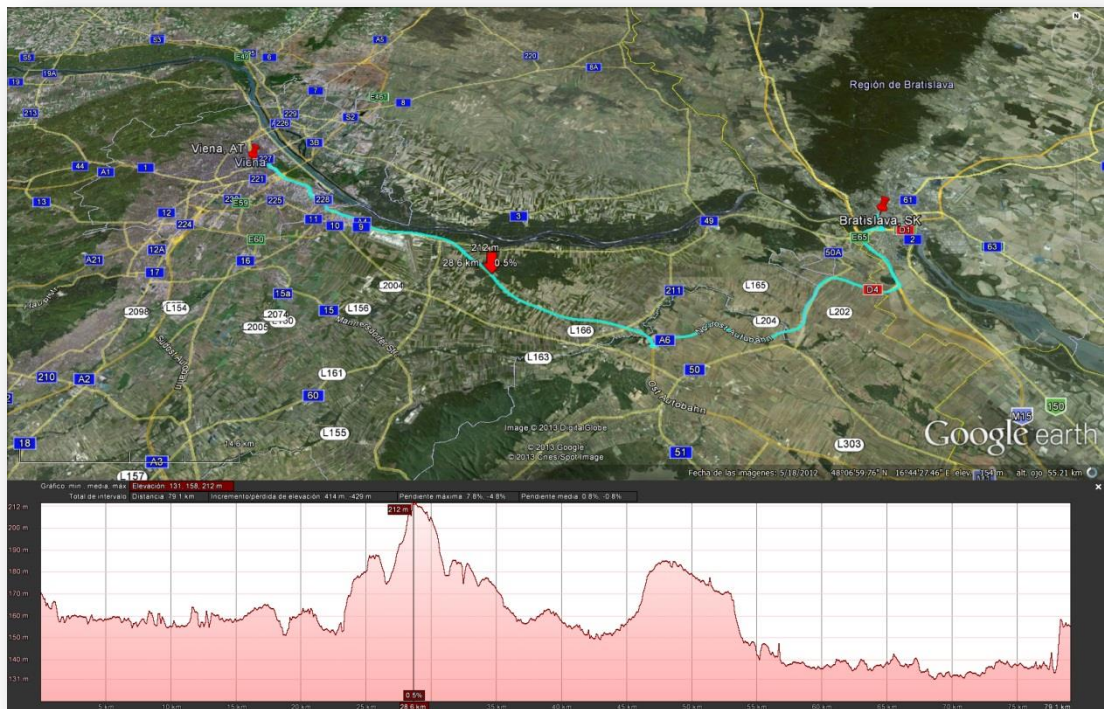


Ilustración 10.32 Interconexión Viena – Bratislava

10.5.33 LT, VILNA – PL, VARSOVIA

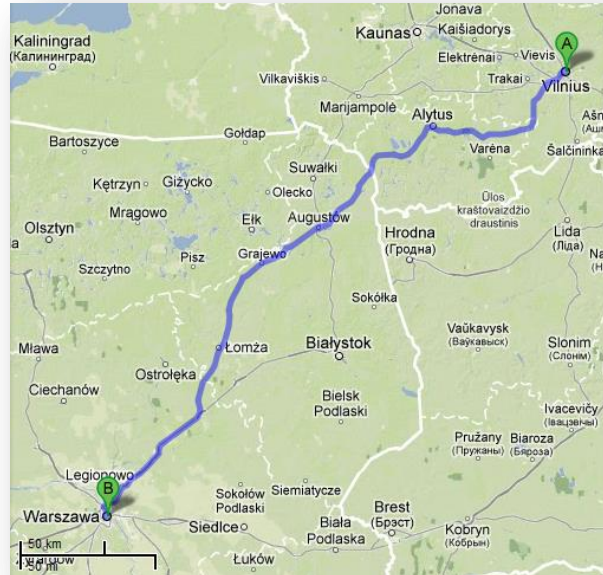


Ilustración 10.33 Interconexión Vilna – Varsovia