



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Facultade de Economía e Empresa

Traballo de
fin de grao

A planificación
enerxética baixo o
prisma da teoría de
Markowitz

Iago Iglesias Martínez

Titor/a: Fernando De Llano Paz

Grao en Ciencias Empresariais

Ano 2016

Resumo

A cuestión de investigación principal céntrase en descubrir como a teoría de carteiras de Markowitz, metodoloxía contrastada e de ampla aceptación no eido financeiro, pode axudar ós responsables da planificación e aplicación de políticas enerxéticas na tarefa da planificación enerxética da súa carteira de tecnoloxías de produción de electricidade.

Neste traballo propónse unha revisión do estado da arte sobre os distintos estudos que aplican a teoría de carteiras a activos reais de xeración de electricidade para deseñar carteiras eficientes dende o punto de vista do binomio custo-risco ou rendemento-risco do conxunto das tecnoloxías.

O estudo inclúe a aplicación desta metodoloxía á carteira española de tecnoloxías para o período 2004-2014. Por último, expóñense os resultados desta aplicación á carteira española así como as conclusións ás que se chegan.

Palabras clave: Teoría de selección de carteiras; modelo de Markowitz; planificación enerxética; rendibilidade; custo; risco.

Abstract

The main research question focuses on discovering how Markowitz's portfolio theory, proven methodology and widely accepted in the financial field, can help those energy responsible in the task of planning and implementation energy policies for their energy portfolio of technologies for electricity production.

In this paper it's proposed a review of the state of the art of various studies that apply the theory to real assets portfolios of electricity generation to design efficient portfolios from the standpoint of their cost-risk or performance-risk of the set of technologies.

The study includes the application of this methodology to the Spanish portfolio of technologies for the period 2004-2014. Finally, the results of the application of this methodology to the Spanish portfolio for the period 2004-2014 are shown, as well as the conclusions.

Keywords: Modern portfolio theory; Markowitz's model; energy planning; return; cost; risk.

Índice

Introdución	2
1. A teoría de carteiras de Markowitz	4
1.1 Introdución	4
1.2 Modelo de Markowitz	7
1.2.1 Especificación matemática do modelo	8
2. Teoría de carteiras aplicada a planificación enerxética	12
2.1 Introdución	12
2.2 Limitacións do modelo baseado en activos financeiros na súa aplicación á planificación enerxética	14
3. Casos internacionais	17
3.1 Caso xaponés (Bhattacharya e Kojima, 2010)	17
3.2 Caso canario (Marrero e Ramos-Real, 2010).....	18
3.3 Caso chinés (Zhu e Fan, 2009)	19
3.4 Caso turco (Gökgöz e Atmaca, 2011)	20
3.5 Caso europeo (Roques <i>et al.</i> , 2009).....	21
3.6 Caso italiano (Arnesano <i>et al.</i> , 2011)	23
3.7 Caso escocés (Allan <i>et al.</i> , 2010).....	24
3.8 Cadro resumo	25
4. Análise da carteira enerxética española	27
4.1 Situación da carteira española	27
4.2 Análise da carteira española	31
4.3 Resultados	35
Conclusións	38
Anexo	41
Bibliografía	43

Índice de figuras

<i>Fig. 1 - Fronteira eficiente</i>	10
<i>Fig. 2 - Curvas de indiferenza</i>	11
<i>Fig. 3 - Carteira óptima do investidor</i>	11
<i>Fig. 4 - Producción total de electricidade en España (2000-2014)</i>	27
<i>Fig. 5 - Composición da carteira de produción de electricidade en España por tipo de tecnoloxía (2000-2014)</i>	29
<i>Fig. 6 - Fronteira eficiente do modelo e as carteiras enerxéticas españolas entre o 2004-2014</i>	35

Índice de táboas

<i>Táboa 1.- Comparación da composición enerxética nos diversos países dos estudos analizados.....</i>	25
<i>Táboa 2.- Composición da carteira de produción de electricidade en España por tipo de tecnoloxías.....</i>	28
<i>Táboa 3.- Análise da evolución da carteira española de xeración de electricidade (2005-2014)</i>	30
<i>Táboa 4.- Participacións máximas das diversas tecnoloxías no modelo</i>	34
<i>Táboa 5.- Composición das carteiras analizadas por tecnoloxías de xeración</i>	36
<i>Táboa 6.- Custos por tecnoloxía</i>	41
<i>Táboa 7.- Riscos por tecnoloxía.....</i>	41
<i>Táboa 8.- Coeficientes de correlación entre custos de operación e mantemento</i>	41
<i>Táboa 9.- Coeficientes de correlación entre custos de combustible e CO₂</i>	42

Introdución

O benestar da sociedade actual depende en grande medida do acceso ás fontes de enerxía e da estabilidade do seu abastecemento enerxético. a maioría dos países, independentemente do seu nivel de desenvolvemento, enfróntanse cada vez máis a desafíos de estabilidade do subministro. Por exemplo, no ano 2014, o consumo mundial de enerxía incrementouse apenas un 0,9%, e situouse así por debaixo do 2,1% de media dos últimos 10 anos (BP Statistical Review of World Energy, 2015).

Os responsables da planificación e aplicación de políticas enerxéticas enfróntanse a unha ampla diversidade de opcións tecnolóxicas e a un futuro que é dinámico, complexo e incerto, o que condiciona o deseño da carteira de tecnoloxías de xeración de electricidade –plantas de produción eléctrica- que mellor responda aos obxectivos de cada territorio (seguridade enerxética, respecto medioambiental, etc.).

Á hora de establecer a composición da carteira de tecnoloxías de xeración de electricidade a metodoloxía máis empregada no século XX foi a de menor custo –*least cost alternative* en inglés- (Awerbuch, 1995). Así a planificación enerxética baseada nesta teoría proporcionou a base para seleccionar os investimentos a realizar en activos de xeración de electricidade en moitos países. Sen embargo a limitación desta metodoloxía é clara ó ter como único criterio de decisión o menor custo individual por tecnoloxía.

É por isto, que a aplicación da metodoloxía baseada na teoría de carteiras preséntase como unha ferramenta útil dentro da planificación enerxética. Permite facer unha análise sobre cal é o tipo de tecnoloxías máis axeitadas dende o punto de vista tanto do custo de produción como do risco económico. Preténdese así definir a participación de cada unha delas na carteira de tecnoloxías de xeración para un territorio. É por iso que a metodoloxía de optimización propia da teoría de carteiras de Markowitz (1952) destaca como a máis empregada (Bhattacharya e Kojima, 2010;

Marrero e Ramos-Real, 2010; Zhu e Fan, 2009) para deseñar carteiras eficientes rendemento-risco ou custo-risco.

Neste traballo, revisarase o estado da arte dos estudos que aplicaron a teoría financeira de carteiras a activos de xeración de electricidade e proporase a aplicación práctica da mesma á carteira española, para estudar a eficiencia da mesma no período 2004-2014.

O traballo desenvólvese ó longo de cinco apartados. No primeiro deles propónse un achegamento á teoría de selección de carteiras de Markowitz, de ampla aceptación no eido financeiro. Posteriormente, o seguinte apartado recolle as consideracións metodolóxicas chave á hora de aplicar esta metodoloxía ao campo da enerxía, e particularmente da xeración de electricidade. Xa no terceiro apartado expónse unha revisión dos principais traballos que aplicaron esta metodoloxía á planificación enerxética. O cuarto apartado recolle os resultados da análise de eficiencia derivada da aplicación práctica do modelo de Markowitz á carteira española 2004-2014. Finalmente expóñense as conclusións.

1. A teoría de carteiras de Markowitz

1.1 Introducción

Os activos financeiros son instrumentos mediante os que se transmite e intercambian fondos e riscos. Constitúen un medio de manter riqueza para aqueles que os posúen (prestamistas) e un pasivo para aqueles que os xeran (prestatarios).

Os activos reais incrementan a riqueza dun país de modo directo, mentres que os financeiros fano de modo indirecto ó facilitar a mobilización e posta en valor dos seus recursos reais (Pindado García, 2012). Clasifícanse en base a súa liquidez (facilidade, rapidez e certeza de conversión en cartos), a súa rendibilidade (capacidade de producir intereses ou outros rendementos), que é unha variable aleatoria que pode tomar diferentes valores en función das súas probabilidades, e por último, o seu risco (probabilidade de recuperar o investimento), que está determinado pola variabilidade dos valores esperados dos parámetros considerados para definir cada tecnoloxía.

Ó igual que no caso do investimento produtivo ou en activos reais, o investimento en activos financeiros orixina un desembolso inicial (custo do investimento) e logo produce unha corrente de cobros e pagos (fluxos de caixa), ben sexa en forma de dividendos ou xuros, dereitos de subscrición preferente vendidos, gastos derivados da xestión da carteira e ingresos percibidos como consecuencia da venda da mesma.

A rendibilidade e o risco dun activo veñen dados polas seguintes expresións:

Rendibilidade dun activo

$$r_{it} = \left[\frac{P_{it} + d_{it} + o_{it}}{P_{it-1}} \right]$$

r_{it} = rendibilidade do activo i en t

P_{it} = prezo do activo i en t

d_{it} = dividendos obtidos polo activo i en t

O_{it} = outros ingresos obtidos polo activo i en t

P_{it-1} = prezo do activo i en $(t-1)$

Risco estimado dun activo

$$\sigma^2_{(rit)} = \sum_{i=1}^t [r_{it} - E(r_{it})]^2$$

σ^2 = risco estimado do activo i

r_{it} = rendemento do activo i en t

$E(r_{it})$ = rendibilidade esperada do activo i en t

A acción de investir pode materializarse nun só título ou en varios. O investimento nun conxunto de títulos por parte dun suxeito económico que pasan a formar parte do seu patrimonio da lugar á “carteira de investimento ou valores (mobiarios ou de tipo financeiro)” (Doldán Tié, 2003). Toda carteira pode ser definida a partir das variables dos títulos que a compoñen: rendemento e risco esperados.

As expresións matemáticas destas variables son:

Rendibilidade esperada dunha carteira

$$E_p = \sum_{i=1}^n x_i \bar{r}_i$$

E_p = rendibilidade esperada da carteira

x_i = participación do activo i na carteira

\bar{r}_i = rendemento esperado do activo i

Risco esperado dunha carteira

$$\sigma_c^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^n x_i x_m \sigma_{im}$$

σ_c^2 = risco esperado da carteira expresado en termos de varianza

x_i = participación do activo i na carteira

x_m = participación do activo m na carteira

σ_{im} = covarianza do activo i co activo m

Coa creación dunha carteira o que se pretende é perseguir algún tipo de obxectivo (Suárez Suárez, 2014), entre os que poden estar:

- 1) reunir accións para alcanzar unha determinada participación nunha empresa con fins de control
- 2) colocar aforros ociosos cunha rendibilidade e liquidez aceptables
- 3) colocar os excedentes do aforro co obxectivo de desfrutar dunha renda complementaria á renda do traballo, en especial despois da xubilación
- 4) outros motivos, entre os que estaría a “economía do ocio”

Por norma xeral, coa formación dunha carteira de valores o que se pretende é xuntar unha serie de activos individuais coa finalidade de alcanzar un determinado nivel de rendibilidade, seguridade e liquidez. O problema está en aplicar este obxectivo na realidade económica, debido a que algúns desas metas son incompatibles entre si, xa que “valores con alta liquidez adoitan ser pouco rendibles, os máis rendibles pouco seguros, os máis seguros pouco líquidos, etc.” (Suárez Suárez, 2014, p.506).

O investimento financeiro presenta certas singularidades en contraposición co investimento produtivo ou en activos reais, como o caso que nos ocupa neste traballo ao estudar activos-plantas de xeración de electricidade. As particularidades máis relevantes serían (Suárez Suárez, 2014):

-Fraccionabilidade: Ó contrario que o investimento produtivo, que xeralmente non é fraccionable, o investimento financeiro adoita considerarse como perfectamente fraccionable pois os activos financeiros adoitan estar representados por títulos-valores de reducido valor nominal, co obxectivo de que poidan ser adquiridas polo maior número de investidores posible.

-Liquibilidade: O propietario dunha carteira de valores pode coñecer en todo momento e cun elevado grado de obxectividade ó valor de realización da

mesma. Trátase dun investimento que se pode liquidar ou vender con relativa facilidade, e polo tanto, de elevada liquidez.

-Diversificabilidade: Debido o seu carácter fraccionable, o investidor que dispón dun certo volume de recursos financeiros (tanto propios como alleos) pode materializalos ou investilos en diferentes activos financeiros e poder así chegar a reducir o risco asociado a unha rendibilidade concreta. O mesmo pode darse con activos reais, pero ao non ser fraccionables implican maiores esforzos.

-Flexibilidade temporal: A consecuencia do seu elevado grao de liquidez, o investimento financeiro é moito máis flexible que o investimento produtivo, xa que este último normalmente compromete á empresa durante un longo período de tempo, como sucede no caso do investimento en activos reais de xeración de electricidade (plantas de xeración), nos que se supoñen períodos de vida útil das mesmas entre os 20 e 30 anos.

Como trataremos no punto 2.2, a aplicación da teoría de Markowitz a activos reais enerxéticos obriga a ter en conta estas particularidades e relaxar o cumprimento das hipóteses propias do investimento en activos financeiros.

1.2 Modelo de Markowitz

A teoría da selección de carteiras (tamén coñecida como modelo de investimento de dúas dimensións ou modelo de decisión media-desviación típica) e a conseguinte teoría do equilibrio no mercado de capitais naceu nun traballo chamado “Portfolio Selection” (Markowitz, 1952) e desenvolvida máis a fondo noutro estudo posterior (Markowitz, 1959)

O modelo traballa con dous conceptos; rendemento e risco. Para a definición do primeiro toma como medida a media ou esperanza matemática dos rendementos (que o investidor espera obter no futuro). Para a definición do risco emprega como medida a desviación típica ou estándar (Doldán Tié, 2003), posto que a teoría de carteiras relaciona o concepto de risco coa probabilidade de que algo ocorra no futuro. Esta probabilidade adóitase incluír no modelo a partir de estatísticas que se teñen sobre

datos históricos do suceso. Deste xeito, estímase de acordo a experiencia que se teña a probabilidade de que ocorra un determinado suceso. Polo tanto, ó medir esa dispersión mediante a súa varianza ou desviación estándar, os investimentos que teñan unha desviación elevada respecto á media terán un risco alto, mentres que si a desviación é baixa, o risco será menor. Desta maneira, o risco mídese mediante a variación do rendemento.

Markowitz propón a súa teoría a partir da definición da conduta racional do investidor, consistente en buscar aquela composición de carteira que faga máximo o seu rendemento para un determinado nivel de risco ou que permita minimizar o risco da carteira suxeito a un rendemento establecido (Suárez Suárez, 2014).

Así no modelo de Markowitz existe unha relación entre o risco que asume o investidor e o rendemento que obtén. Desta forma, o investidor que desexe obter un maior rendemento terá que asumir máis risco. No caso de que se traballe con máis dun activo, pódese reducir este risco mediante a diversificación da carteira, que consiste en combinar adecuadamente o tipo de activos que a conforman. O modelo consegue así reducir o risco da carteira ata atopar a carteira eficiente, que será aquela que presente o mínimo risco para a rendibilidade establecida.

Deste xeito a diversificación consiste en ter nunha mesma carteira dous ou máis activos que se comportan de maneira diferente ante un suceso determinado. Conséguese así diminuír o risco da carteira sempre que a correlación dos activos que a compoñen sexa menor a un, ou o que é o mesmo, sempre que non se atopen perfectamente correlacionados, xa que si é igual a un indicará que os activos reaccionan na mesma dirección ante un suceso, si é igual a cero serán activos independentes e se é menos un, moveranse en direccións opostas.

1.2.1 Especificación matemática do modelo

Para a súa resolución matemática, Markowitz desenvolveu un modelo de programación cadrática a partir do que se obteñen o conxunto de carteiras eficientes. A continuación, presentanse as dúas formulacións do modelo: a de maximización do

rendemento e a de minimización do risco. Dependendo de cal sexa a función obxectivo do modelo, cada unha delas achegará a mellor solución:

Para maximizar o rendemento:

$$\text{Max } E_p = \sum_{i=1}^n x_i E_i$$

suxeito a:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^n x_i x_m \sigma_{im} = V^*$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

$$x_i \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

Para minimizar o risco:

$$\text{Min } \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^n x_i x_m \sigma_{im}$$

suxeito a:

$$E_p = \sum_{i=1}^n x_i E_i = E^*$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1$$

$$x_i \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

Sendo:

$$\sigma_p^2 = \text{varianza da carteira } p$$

$$E_p = \text{rendibilidade esperada da carteira } p$$

$$x_i = \text{participación do activo } i \text{ na carteira}$$

$$x_m = \text{participación do activo } m \text{ na carteira}$$

σ_{im} = covarianza entre os rendementos dos activos i e m

V^* = nivel de risco previamente establecido

E^* = rendibilidade da carteira previamente establecida

Por tanto, o conxunto de pares $[E_p, \sigma_p^2]$ ou distintas combinacións de rendibilidade-risco que representan aquelas carteiras eficientes que teñen forma de curva cóncava reciben o nome de fronteira eficiente. A súa representación gráfica en eixos de coordenadas cartesianas xera unha curva cóncava e recibe o nome de *fronteira eficiente*, que estaría delimitada pola curva entre os dous extremos (tal e como se exemplifica na Fig. 1), e nela estarán todas aquelas carteiras que proporcionan o máximo rendemento para un risco dado ou o mínimo risco para un rendemento dado da carteira.

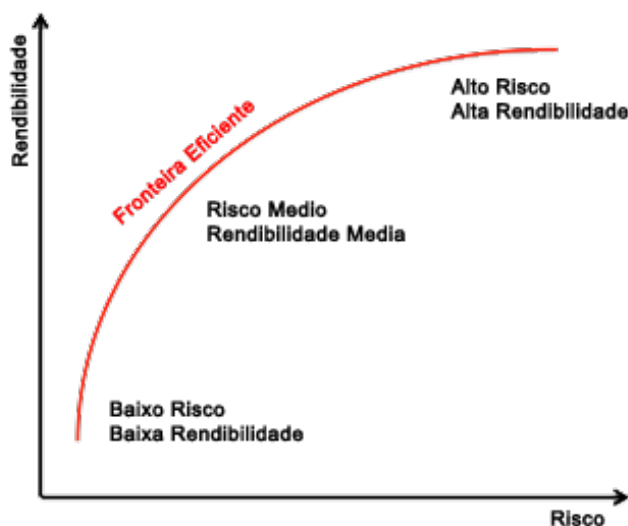


Fig. 1 - Fronteira eficiente. Elaboración propia

Para determinar a carteira óptima dun investidor empréganse as funcións de utilidade, que permiten saber a satisfacción que obteñen os investidores, e que será distinta para cada deles (Pindado García, 2012)

As curvas de indiferenza (tal e como se observa na Fig. 2), son funcións xeométricas que describen todas as combinacións posibles das cantidades de dous activos ou máis activos, que lle proporcionan o investidor o mesmo nivel de utilidade ou satisfacción.



Fig. 2 - Curvas de indiferenza. Elaboración propia

Polo tanto, se calculamos e incorporamos os parámetros V^* e E^* , obteremos os valores das proporcións nas que teremos que distribuír o presuposto de investimento para obter a carteira óptima do investidor:

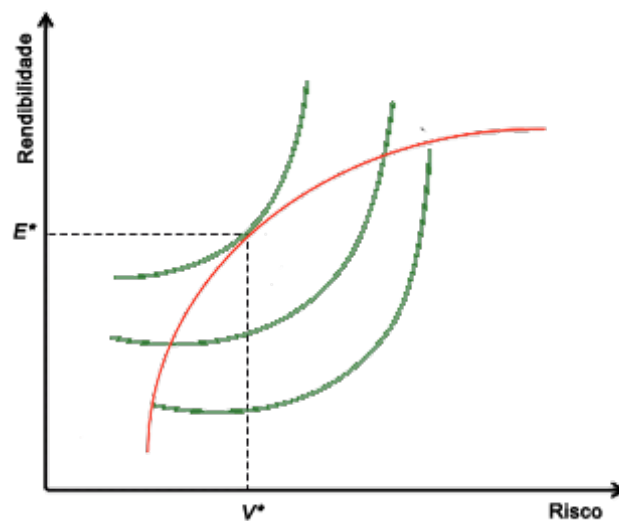


Fig. 3 – Carteira óptima do investidor. Elaboración propia

A fronteira eficiente será igual para todos os investidores mentres que a carteira óptima será distinta para cada un deles.

2. Teoría de carteiras aplicada á planificación enerxética

2.1 Introducción

Ao longo do século XX a planificación enerxética tradicional en Europa e Estados Unidos centrábase en atopar alternativas de xeración de menor custo. Esta visión funcionou bastante ben nunha era tecnolóxica, marcada por unha relativa certeza de custo, baixas taxas de progreso tecnolóxico, alternativas de xeración tecnoloxicamente homoxéneas e prezos de enerxía estables (Awerbuch, 1995).

Con todo, o planificador de enerxía de hoxe en día afronta un rango amplo e diverso de opcións e un futuro dinámico, complexo e incerto. O intento de identificar alternativas de menor custo neste ambiente incerto é practicamente imposible (Awerbuch 1995). É neste punto onde xorde a importancia da aplicación da teorías de carteiras de Markowitz.

Aplicar unha metodoloxía que teña en conta as dúas variables (custo-risco) achega unha maior información dispoñible para o suxeito decisorio (planificador enerxético), e permite unha análise das distintas alternativas dende unha perspectiva máis axeitada, e non baseada unicamente no menor custo.

Como se comentou anteriormente a análise de carteiras é empregada amplamente polos investidores financeiros para crear carteiras de baixo risco e alto retorno baixo unhas condicións económicas. En esencia, os investidores aprenderon que unha carteira eficiente non toma riscos innecesarios para acadar o retorno esperado. Polo tanto, estes investidores definen carteiras eficientes coas que maximizar o retorno esperado para un nivel de risco ou ben minimizar o risco para un nivel de retorno esperado (Awerbuch e Yang, 2007).

A característica esencial dunha carteira eficiente é que o seu retorno de carteira (proxectado) non pode ser mellorado sen, ao mesmo tempo, someter á carteira a unha maior exposición de risco (Jansen *et al*, 2006).

A teoría de carteira é altamente axeitada para o problema da planificación e avaliación de carteiras e estratexias de electricidade (tal e como se analizará posteriormente no caso de diversos países), xa que a planificación enerxética pode identificarse cun problema de selección de investimentos a longo prazo.

Da mesma maneira, é importante ter en conta o proceso de xeración de electricidade non en termos de custo dunha tecnoloxía en particular, pero si en termos do custo de carteira das distintas tecnoloxías. Algunhas das alternativas tecnolóxicas que forman a carteira poden ter custos ou riscos elevados. Aínda que unha valoración individual de cada unha animaría a excluír a estas últimas da carteira, o proceso de optimización custo-risco pode ofrecer combinacións eficientes nas que estas tecnoloxías participen. A combinación eficiente das alternativas ofrecerá a participación de cada tecnoloxía en función do obxectivo buscado: menor risco ou menor custo da carteira. pode servir para minimizar o custo xeral de xeración en relación ó risco (Awerbuch e Yang, 2007).

En resumo, cando a teoría de carteiras se aplica á planificación de produción de electricidade, as alternativas tecnolóxicas convencionais e renovables non son avaliadas a partir dos seus custos autónomos, senón en base ó seu custo de carteira e ó seu risco individual e por cada par de elementos (covarianzas) -que é a súa contribución ó risco global da carteira-.

Os estudos de planificación enerxética baseados na aplicación da teoría de carteiras (desenvoltas por Bar-Lev e Katz, 1976; Awerbuch, 1995; Humphreys and McLain, 1998; Awerbuch, 2000; Awerbuch e Berger, 2003) ofrecen carteiras de xeración diversificadas, con niveis de risco coñecidos que son compatibles cos custos xerais de produción de electricidade. Deste xeito a metodoloxía baseada no modelo de Markowitz axuda a identificar carteiras de xeración que poidan minimizar o custo da electricidade xerada para a sociedade e o risco do custo desta ao que se enfrenta.

2.2 Limitacións do modelo baseado en activos financeiros na súa aplicación á planificación enerxética

A teoría de carteiras de Markowitz ten ampla aceptación e recoñecemento no ámbito financeiro. Para a súa aplicación ao sector enerxético, ó tratarse de activos reais -tecnoloxías de xeración de electricidade-, hai que ter en conta os seguintes supostos e limitacións recollidas en Awerbuch e Berger (2003) e Allan *et al.* (2010):

1. A indivisibilidade dos activos: O investimento de capital frecuentemente adoita atoparse en grandes unidades indivisibles, a diferenza do modelo media-varianza, que supón que os valores son infinitamente divisibles (Seitz, 1990).
2. Amplitude dos tempos de recuperación do investimento nas plantas de xeración: A construción dunha planta de xeración obriga a contar cun período longo á hora de establecer o tempo medio de recuperación do investimento entre 20 e 30 anos, tempo que coincide coa vida útil da planta tecnolóxica. Polo tanto o investimento está vinculado con períodos de longo prazo.
3. A distribución normal dos rendementos por período: Ó ter en conta só a media e a varianza, estase supoñendo que non se precisa doutros estatísticos para describir a distribución de riqueza ó final do seu período, e polo tanto, é necesario asumir que os retornos seguen unha distribución normal (salvo os investidores, que dispoñen dunha función de utilidade especial) (Copeland e Weston, 1988). Apoia esta hipótese o comportamento dos prezos dos combustibles fósiles, que seguen o modelo comunmente coñecido como “paseos aleatorios” (Copeland e Weston, 1988), e que implica que os cambios nos prezos son independentes.
4. Activos perfectamente funxibles: Os activos da carteira deben ser perfectamente funxibles, o seu valor en calquera momento no tempo debe depender só da cantidade, oportunidade e certeza dos fluxos de caixa esperados.

Os autores comentan que isto non sempre se pode manter no caso de activos reais (plantas tecnolóxicas de xeración de electricidade), xa que cuestións como a localización ou a dispoñibilidade de combustible poden afectar á selección de carteiras por diversas razóns. Polo tanto, a localización da planta pode condicionar o valor do activo na medida en que a existencia doutras fontes de enerxía próximas, pode aumentar a cantidade, oportunidade e certeza dos fluxos de efectivo só se unha planta de gas (a diferenza dunha de carbón) se constrúe. A elección tecnolóxica pode afectar aínda máis ó valor do activo na medida en que a conexión á rede eléctrica, localización e custos similares poden ser diferentes para distintas tecnoloxías.

5. Impostos e subvencións: A aplicación desta metodoloxía á planificación enerxética está destinada principalmente para a elaboración de políticas públicas e por tanto ocupase dos riscos e custos para a sociedade en conxunto. Polo tanto, consideran que os impostos e os subsidios son pagos de transferencia, e que polo tanto deben ignorarse nesta aplicación.

6. O pasado como guía para o futuro: Normalmente os traballos baséanse nos datos anuais nominais para a estimación da variabilidade dos prezos do combustible coa fin de excluír as fluctuacións estacionais da súa avaliación de risco. Sen embargo, hai quen sostén que o risco, definido axeitadamente, é unha medida na que “unha función de densidade de probabilidade significativa pódese definir para un rango de posibles resultados” (Stirling, 1994). Dada esta definición, a atención centrase no risco total, que aínda non reflexa posibles incertezas do futuro, que poden pasar ou non. Os autores, Awerbuch e Berger, prefiren centrarse no que é probabilisticamente tratable.

7. Retornos esperados: A análise dos autores (Awerbuch e Berger, 2003) céntrase nos custos e contextualízana dentro dunha perspectiva social, na que custo e risco están correctamente minimizados. Polo tanto, a súa análise non se basea en ingresos procedentes da venda de enerxía eléctrica, tarifas “*feed-in*” (tarifa para favorecer as enerxías renovables) ou nos prezos da enerxía convencional. É por iso que as variacións dos prezos de mercado da electricidade non son relevantes, posto que os retornos esperados da carteira están baseados no custo. Estes custos están baseados nos denominados

LCOEs¹ (levelized costs of electricity), custos estimados e nivelados de xeración de electricidade

8. Custos de desmantelamento de planta e de transición cara unha carteira eficiente futura: Estes custos non adoitan ser incluídos na formulación do modelo. A porcentaxe de novas tecnoloxías na carteira eficiente pode incrementarse ou reducirse sen ningún tipo de condicionante.
9. Datos do custo de combustible: Os propietarios da xeración tenden a mercar combustible mediante compras puntuais e varios contratos, de xeito que o custo do combustible en calquera período do calendario é tomado como a mellor medida de gastos de combustible. Tales datos están dispoñibles a través de series temporais históricas, por país, que son agregados a partir de informes de plantas individuais.

¹ Os LCOEs fan referencia ós custos que un investidor ten que asumir en condicións de estabilidade de prezos da electricidade, ademais de asumir unha certeza nos custos de produción dados. Calculanse da seguinte forma: $LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{i_t + m_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{e_t}{(1+r)^t}}$; onde: *t*: vida esperada da instalación; *i*: investimento inicial; *m*: custos de operación e mantemento; *e*: enerxía xerada durante a vida útil da instalación; *r*: tipo de desconto (IEA, 2010)

3. Casos internacionais

A continuación, vanse a analizar unha serie de casos de diversos países sobre a aplicación desta metodoloxía a planificación enerxética.

3.1 Caso xaponés (Bhattacharya e Kojima, 2010)

Neste estudo os autores analizan o efecto que tería sobre o risco de investimento de proxectos de enerxía renovable unha maior presenza destas enerxías no mix de xeración de electricidade.

A planificación enerxética en Xapón, país enerxéticamente eficaz e tecnoloxicamente avanzado, está baseada no principio de abastecemento a menor custo. O feito de non incluír o risco das tecnoloxías no deseño da carteira de xeración xaponesa levou a que asumira niveis elevados de risco . Deste xeito tecnoloxías renovables de baixo risco como a solar fotovoltaica ou a eólica² apenas están presentes na carteira con participacións en torno ao 0,2%-0,5% do subministro total.

Os resultados amosan que un incremento nos factores de custo produce un aumento no risco da carteira. Deste xeito un maior custo de emisión de CO₂ afectaría negativamente á contribución das enerxías renovables na carteira.

Os autores achegan unha conclusión relevante en canto ao impacto do risco derivado da variabilidade dos prezos dos combustibles fósiles. Sinalan que o risco da carteira non é afectado nunha situación de prezo estable. Así, mesmo durante un período de prezos baixos de combustibles fósiles, se hai una elevada volatilidade dos prezos, o risco da carteira sería elevado, o que podería inclinar os investidores cara as enerxías renovables para reducir así o risco da carteira. Deste xeito as políticas,

² A enerxía eólica parece ser unha opción mais que favorable para Xapón, xa que ten un risco moi baixo e comparativamente un baixo custo de xeración.

segundo estes autores, deberían ir destinadas a estabilizar as fluctuacións dos custos, e nese aspecto as enerxías renovables poderían desempeñar un papel crucial, xa que se caracterizan por ser tecnoloxías cuns custos coñecidos e pouco variables, ademais de non dependentes dos prezos de combustibles fósiles.

Os autores conclúen que é posible reducir o risco da carteira de subministro de electricidade mediante unha participación renovable do 9% e cun moderado aumento no custo de abastecemento. A análise de sensibilidade mostra que, cun cambio nos factores de custo do 10%, a porcentaxe de abastecemento de enerxía renovable só se ve afectada marxinalmente, pero os riscos e custos da carteira varían un 18-20%.

3.2 Caso canario (Marrero e Ramos-Real, 2010)

Os autores estudan a aplicación empírica do modelo de Markowitz en sistemas illados nos que é vital a complementariedade entre combustibles fósiles e enerxías renovables en materia de política enerxética. Nas illas Canarias a xeración de electricidade a partir de gas natural amosa o custo máis baixo xunto coa xeración por tecnoloxía eólica, cuxos custos son semellantes aos das plantas de gas de ciclo combinado.

Segundo os autores a carteira canaria do 2006 de enerxía para o sector eléctrico é moi ineficiente en termos de custo e está pouco diversificada. É por iso que para reducir o risco global a carteira debe presentar unha maior diversificación. Alcanzar a eficiencia requiriría o máximo aproveitamento das fontes de enerxía endóxenas e a introdución do gas natural. Esta situación permitiría reducións significativas non só nos custos e riscos, senón tamén nas emisións de CO₂. Sería necesario un maior investimento que o recollido no plan enerxético canario así como a construción de centrais de regasificación para a introdución do gas natural.

Unha das conclusións relevantes ás que chegan é destacar o feito de que a complementariedade entre enerxías fósiles (gas natural en particular) e as renovables é un factor relevante para a política enerxética dun sistema illado onde existen poucas opcións de subministración, xa que é a única maneira de reducir a dependencia, incrementar a diversificación e reducir as emisións de gases.

Os resultados desta aplicación empírica serven para destacar o importante papel desempeñado polas enerxías renovables na redución do risco nunha carteira enerxética, a pesar de asumir un risco para as renovables similar o das enerxías fósiles. Estas fontes ocupan un papel fundamental na redución do risco global dunha carteira enerxética.

3.3 Caso chinés (Zhu e Fan, 2009)

Mediante a aplicación da teoría de carteira os autores avalían os plans a medio prazo (co ano 2020 como obxectivo) das tecnoloxías e carteira de xeración de China. O estudo discute o futuro desenvolvemento eficiente (en termos custo-risco) de China a partir do deseño de carteiras –baseada en custos- que melloran a seguridade enerxética en diferentes escenarios, incluíndo escenarios de redución de emisións de CO₂.

A investigación dos autores atopou que o futuro axuste planeado na carteira de xeración para China en 2020 pode reducir o risco de custo da carteira a través dunha apropiada diversificación das tecnoloxías de xeración. A contrapartida sería un aumento no custo de xeración da carteira. Os autores destacan que isto sería contrario ós resultados de Awerbuch e Berger (2003)³. No nivel dado de custo de xeración da carteira planeada para 2020, aumentando a proporción de enerxía nuclear -dun 4,19 % a un 9,28 %- e a eólica -dun 3,10 % a un 4,55 %- pódese reducir o risco de xeración da carteira dun 8,63 % da carteira de 2020 a un 8,20 % da carteira eficiente de mínimo risco.

Nos escenarios de redución de emisións de CO₂, o risco de custo de xeración da carteira planificada para 2020 de China é aínda maior que o da carteira do ano 2005. Sen embargo, o aumento da proporción da enerxía nuclear na carteira de xeración podería axudar a reducir o risco de custo de maneira eficaz, xa que presenta unha vantaxe de control do risco en comparación co carbón e unha vantaxe de custo en

³ A isto únese outro resultado oposto ao que chegan en comparación cos de Awerbuch e Berger (2003). En todos os escenarios analizados, por estes autores a xeración mediante gas natural é eliminada de todas as carteiras de mínimo risco ao nivel dado de custo planeado para 2020. A razón é o elevado custo de xeración desta tecnoloxía en China en comparación cos custos baixos en Europa

comparación coa enerxía eólica Neste contexto o desenvolvemento da enerxía renovable, con custos relativamente altos, será posible grazas a un forte apoio político.

Os autores sinalan que no futuro, unha vez que China impoña un imposto sobre o carbono no sistema enerxético para reducir as emisións de CO₂, vai producir un gran impacto na carteira⁴ de xeración do país. Así as grandes beneficiadas serían as tecnoloxías renovables, que verían reducidos os seus custos⁵ de xeración cun imposto sobre o carbono que permitiría promover o desenvolvemento destas enerxías renovable, O problema sería que o subsidio governamental para reducir o custo de xeración de enerxía eólica e equiparalo así ó do gas natural (0,36 yens/kWh) tería que ser moi elevado, o que implicaría un gran gasto por parte do goberno. É por iso que os autores advirten que o efecto da política de restrición nuclear⁶ sería maior e cun menor custo que unha política de subvencións da enerxía renovable.

Deste xeito, se China quere desenvolver unha carteira de xeración eficiente, con risco mínimo, a proporción de carbón empregada debe diminuír rapidamente e aumentar a proporción da nuclear. Tamén e de ter en conta o apoio político que vai promover o desenvolvemento de enerxía renovable (eólica) debido ó seu alto custo de xeración.

3.4 Caso turco (Gökgöz e Atmaca, 2011)

Este análise inclúe datos sobre os prezos dos activos de xeración de electricidade a partir dos prezos de contratos bilaterais, contratos a prazo e prezos do mercado continuo turco. O modelo consiste en estudar o investimento en activos con risco. Estes activos –alternativas- con risco (un total de 24 nun día a razón de un por hora) son definidos en forma de alternativas de produción a partir de diferentes tecnoloxías.

⁴ Actualmente, o dominio do carbón na composición da carteira causou elevadas emisións de CO₂. Neste sentido, se o prezo do CO₂ é alto (máis de 100 yens/tonelada) ou a volatilidade é grande (maior ó 22%), a xeración de electricidade a partir do carbón perdería a súa vantaxe de custo.

⁵ A enerxía eólica é excluída da carteira de xeración de mínimo risco polo seu custo alto de xeración (0,52 yens/kWh).

⁶ Canto mais importante sexa a restrición sobre a proporción de enerxía nuclear, maior será a proporción de enerxía eólica nas carteiras de xeración de mínimo risco.

Os axentes xeradores de enerxía dependen das restricións técnicas e de planificación (programa de produción, programa de mantemento, prezos dos combustibles, conxestións da rede, etc.) que os condicionan á hora de vender a súa enerxía (por hora) ó longo das 24 horas do día. O modelo proposto inclúe tamén restricións de unidades de xeración e os riscos de prezos.

A metodoloxía mostrada neste estudo inclúe unha optimización de media varianza para tres xeradores de enerxía diferentes (plantas hidráulicas, de lignito (carbón), de gas natural de ciclo combinado). Os prezos dos combustibles, conxestións de transmisión, programas de mantemento, viaxes, custos de transacción e mercados financeiros son empregados como un factor para a mellora deste achegamento.

3.5 Caso europeo (Roques *et al.*, 2009)

Neste caso, analízase a tecnoloxía eólica dende a creación dunha carteira formada totalmente por xeración eólica. Para iso emprega datos históricos de produción de enerxía eólica de cinco países europeos (Austria, Dinamarca, Francia, Alemaña e España).

Os autores tratan de identificar así carteiras eficientes compostas por xeración eólica entre estados que minimizan a variabilidade de produción de enerxía eólica para un determinado nivel dado de produción. Perseguen a análise dos beneficios da diversificación xeográfica dos parques eólicos para reducir a variabilidade dos outputs.

A intermitencia da enerxía eólica ten implicacións tanto para os custos de integración eólica no sistema de electricidade (custos de compensación) e para os custos asociados ó mantemento dun nivel equivalente de fiabilidade do sistema (copia de seguridade de custos).

Os autores baséanse na idea de que a diversificación xeográfica dos parques eólicos pode suavizar as fluctuacións na xeración de enerxía eólica e reducir así os custos de compensación e fiabilidade asociados o sistema. Deste xeito a contribución de países como España e Dinamarca con mellores recursos eólicos ou cuxo tamaño

contribúe a suavizar as variabilidades de saída están chamadas a participar de modo importante nas nas carteiras óptimas.

Parten da idea de que os modelos de planificación de investimento convencionais non teñen a capacidade de representar a natureza intermitente das enerxías renovables e do impacto das correlacións na produción de enerxía eólica na produción total da carteira eólica e a súa variabilidade.

O modelo proposto ten en conta os potenciais recursos eólicos así como restricións de transmisión de electricidade entre países. Estas restricións, aínda que limitan o potencial de ganancias eficientes da diversificación xeográfica, non impiden a mellora do rendemento das carteiras reais e proxectadas.

Os resultados –comparados co das carteiras previstas para o 2020- destacan a necesidade de máis capacidade de conexións transfronteirizas para unha mellor coordinación europea das políticas de apoio as renovables así como a necesidade de mecanismos de apoio as renovables e dun mercado eléctrico que asigne incentivos para optimizar a localización dos xeradores de vento.

Os autores sinalan que a existencia dun mecanismo para o intercambio de enerxías renovables podería axudar a reducir os efectos dunha dispersión xeográfica non eficiente. Suxiren que poderían existir grandes beneficios de se aplicar unha política europea de implantación de renovables máis coordinada a través de incentivos para a localización de novos parques eólicos e maximizar polo tanto a eficiencia global da carteira eólica europea. Comentan que os obxectivos europeos de implantación deberían ter en conta os beneficios derivados da diversificación xeográfica, así como as constricións de recursos locais.

Demostran así que as carteiras eólicas óptimas con posibilidade de transmisión transfronteriza entre estados varían dependendo se o foco está en minimizar a volatilidade global da enerxía eólica ou se está en maximizar a contribución da enerxía eólica á fiabilidade do sistema durante as horas pico de consumo. Estes dous obxectivos poden ser interpretados respectivamente como minimizar o custo de compensación do sistema ou maximizar a contribución da enerxía eólica á fiabilidade do sistema. É por iso que os políticos deben considerar, polo tanto, cal é o obxectivo

máis relevante para o desenvolvemento da enerxía eólica en Europa e orientar os apoios políticos co fin de conducir a investimento de cara a unha eficiente localización xeográfica dos parques eólicos.

3.6 Caso italiano (Arnesano *et al.*, 2011)

O estudo presentado neste caso amplía e consolida o feito con anterioridade por Simon Awerbuch (Awerbuch, 2003) coa teoría de carteira aplicada a planificación enerxética, co fin de establecer combinacións de tecnoloxías de xeración que optimicen unha ou máis funcións obxectivo definidas previamente. A metodoloxía aplicada propónse como unha eficiente ferramenta de toma de decisións para impulsar o investimento en política de activos enerxéticos. En xeral, a ferramenta permite analizar varios escenarios en apoio as fontes de enerxía renovables, a sustentabilidade ambiental, custos e redución de riscos. O modelo proposto por Arnesano *et al.* (2012) engade unha aplicación práctica do de Blacklitterman, que estende a teoría de Markowitz.

O estudo analiza a eficiencia da combinación enerxética actual, inclúe o uso da enerxía nuclear así como melloras que poden sufrir varias tecnoloxías no futuro. Este traballo varía o enfoque de Awerbuch (Awerbuch, 2003) a través da inclusión da cuantificación da contribución que fan os recursos renovables (particularmente a eólica e a solar fotovoltaica) pode dar a combinación total de enerxía.

Os autores reflexionan sobre o importante de achegar solucións que sexan máis respectuosas coa realidade e os intereses das comunidades locais, tratando de minimizar as limitacións derivadas do uso do territorio.

Os resultados obtidos na análise dos autores suxiren unha maior investimento en tecnoloxías baseadas en recursos renovables, e desta maneira, poder obter unha unha redución no custo total de xeración ó mesmo nivel de risco.

A composición desta carteira foi obtida fixando en 35 €/t o custo do CO₂, pero a análise tamén amosou que esa composición non cambia se o custo de CO₂ se reduce ata 0 €/t. Con todo, esta solución conduce a un aumento da produción de CO₂.

A enerxía nuclear cubriría o 36% da produción de enerxía, mentres as renovables serían incrementadas (por exemplo, a eólica debería cubrir o 15% do total da produción), e polo tanto, o 66% da participación de tecnoloxías con combustibles fósiles serían desmanteladas.

3.7 Caso escocés (Allan *et al.*, 2010)

Neste caso analízase a composición da carteira de xeración escocesa e examínanse os cambios a realizar de cara a 2020. Mediante a análise de escenarios compáranse a eficiencia da carteira proposta para 2020 con outras eficientes segundo o punto de vista da teoría de carteiras.

Cada un dos escenarios estudados implica un custo maior de electricidade na carteira (entre un 22% e un 38% maior que a carteira eléctrica de 2007). Estes escenarios confirman que sería posible reducir o risco da carteira sen aumentar o custo da mesma a través dunha maior participación renovable –sobre todo as hidráulicas–.

Os autores destacan que en Escocia é probable que nos próximos vinte anos se produzan cambios significativos nas tecnoloxías empregadas para xerar electricidade, xa que as empregadas ata o momento para atender a demanda eléctrica están por chegar ó final da súa vida útil ou converterse en non rendibles. É por iso que as intervencións en materia de política enerxética poden axudar a estimular o sector das enerxías renovables.

Presentan neste traballo unha análise de carteiras de catro escenarios alternativos para a composición de xeración de electricidade no 2020 en Escocia. Os autores conclúen que as carteiras de xeración asociadas a cada un destes escenarios non son eficientes de acordo coa media varianza.

Observan ademais que se as empresas de xeración de electricidade están implicadas en máis dun tipo de tecnoloxía, o efecto carteira pode beneficiarlas directamente a través da variación dun menor risco.

Os autores sinalan a importancia de que os responsables da formulación das políticas enerxéticas aprecien a relevancia da perspectiva de carteira para decisións sobre que constitúe unha carteira óptima e desexable de xeración.

Non hai seguridade que as carteiras consideradas neste estudo sexan viables en función da infraestrutura existente do sistema enerxético. Pode darse o caso de que algunha das carteiras identificadas neste estudo como eficientes, poden de feito non probar a súa viabilidade, a pesar de que as escalas de tempo indiquen que a non viabilidade é case improbable que supoña unha barreira. Pero, con todo, os custos de asegurar a viabilidade si que pode supoñer unha barreira real, sobre todo tendo en conta a escala de contribucións de enerxía renovables para as combinacións de xeración de baixo risco

3.8 Cadro resumo

Na seguinte Táboa 1 preséntase un cadro resumo dos casos analizados coas principais achegas en materia de composición de carteiras non eficientes e eficientes.

Autores	Territorio	Horizonte	Binomio	Composición inicial da carteira	Composición final da carteira
Bhattacharya, Kojima (2010)	Xapón	2020	Custo/Risco	8% Hidrodinámica 65% Termodinámica 26% Nuclear	Enerxías Renovables 8,5%
Marrero, Ramos-Real (2010)	Illas Canarias	2015	Custo/Risco	74% Combustible 22,4% Diesel 3% Eólica 0,6% Solar	35,5% Gas 15% Diesel 30% Eólica 10% PV 9,5% Combustible
Zhu, Fan (2009)	China	2020	Custo/Risco	73,71% Carbón 22,74% Hidrodinámica 1,34% Nuclear 2,03% Gas Natural 0,2% Eólica	66,03% Carbón 23,67% Hidrodinámica 3,20% Nuclear 4,73% Gas Natural 2,37% Eólica
Gökgöz, Atmaca (2011)	Turquía	2006-2011	Custo/Risco	n.d.	n.d.
Roques <i>et al.</i> (2009)	Europa	2020	Custo/Risco	n.d.	n.d.
Arnesano <i>et al.</i> (2011)	Italia	2020 2030	Rendibilidade/Risco	59,53% Gas 14,87% Carbón 19,71% Hidrodinámica 2,55% Eólica 0,31% PV	2%-20% Gas (100-160) 15%-48% Gas (660) 0%-7% Carbón (100-160) 6%-16% Carbón (320) 11%-18% Hidro (>10)

				3,04% Biomasa	5%-7% Hidro (<10) 2%-15% Eólica (>0.1-2) 0%-3% Solar (0.5-1) 3%-18% Biomasa (<15) 10%-40% Nuclear (1100)
Allan <i>et al.</i> (2010)	Escocia	2020	Custo/Risco	28,7% Carbón 26,2% Gas 25,6% Nuclear 12,2% Hidrodinámica 5,5% Eólica 1,8% Biomasa	35% Carbón 4,2% Gas 14,1% Nuclear 10,5% Hidrodinámica 36,3% Eólica 2,4% Biomasa 0,2% Maremotriz

Táboa 1 – Comparación da composición enerxética nos diversos países dos estudos analizados.
Elaboración propia

4. Análise da carteira enerxética española

4.1 Situación da carteira española

A continuación preséntase a evolución da carteira enerxética española como paso previo a estudar a súa eficiencia. A análise, aínda que parte do período comprendido entre o ano 2000 e o 2014, finalmente só puido realizarse para os anos 2004-2014. A razón desta elección débese a que os datos publicados polo Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo nos “Libro de la Energía en España” só se atopan o suficientemente desagregados por tipos de tecnoloxías entre as publicacións que van dende 2004 a 2014.

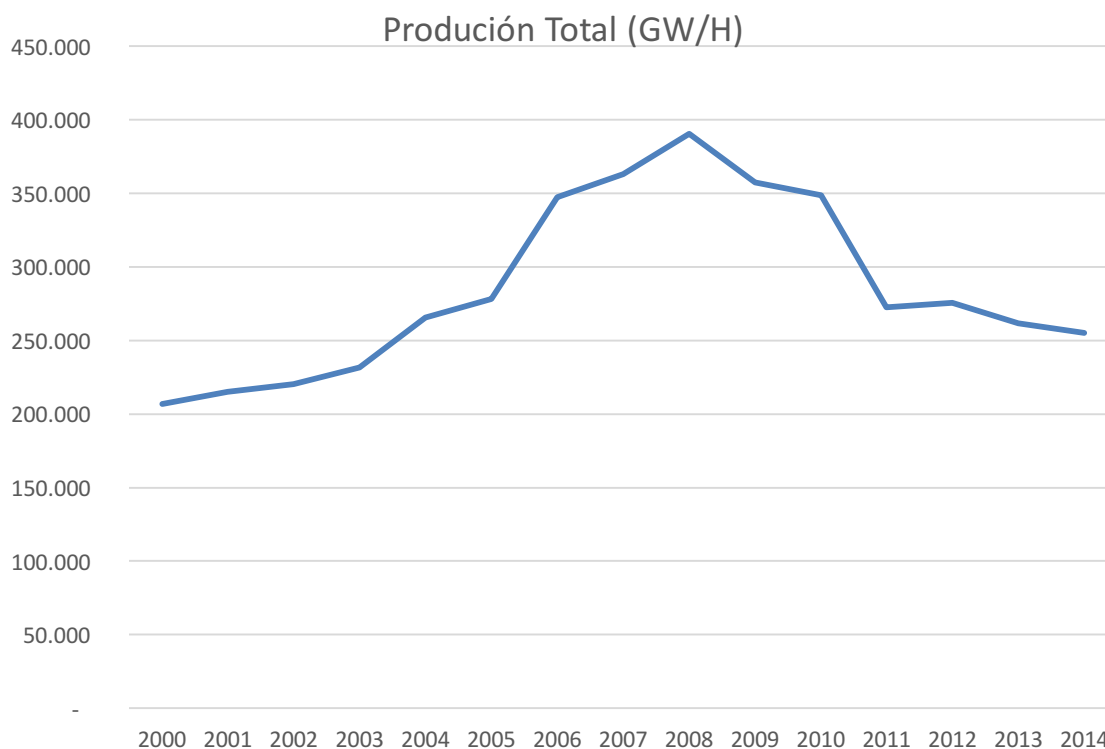


Fig. 4 - Producción total de electricidade en España (GW/h) (2000 a 2014). Elaboración propia a partir dos datos do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2000 a 2014)

Un dos primeiros elementos a comentar, e previamente a analizar as tecnoloxías de xeración individualmente, dáse nos niveles de produción total ó longo deses anos. Pódese observar que ata o ano 2008 segue unha liña ascendente, con especial énfase no incremento do ano 2006 (incremento dun 25% en relación ó ano 2005). Son niveis previos a crise económica do ano 2008. Despois desta, a produción total segue unha liña descendente ata sufrir no ano 2014 un decremento dun 35% (en comparación con ano 2008), niveis próximos ós do ano 2003. Como curiosidade, o mesmo incremento que se produce nos anos 2005-2006 é igual o descenso que se produce nos anos 2010-2011, para estar en 2014 en datos similares os do 2004.

Entre os anos 2004 e 2010, máis da metade da produción total estaba achegada por combustibles fósiles, sobre todo nos anos 2006-2008, anos de elevada produción, onde a súa achega chegou ata un 68,34% do total da electricidade producida.

Categoría	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<i>Energías Renovables</i>	10,40%	11,80%	9,04%	10,04%	11,08%	14,65%	17,55%	21,25%	24,23%	27,64%	27,61%
<i>Gran Hidráulica</i>	11,21%	6,90%	7,29%	7,26%	5,49%	6,68%	11,09%	10,15%	6,45%	12,98%	14,01%
<i>Nuclear</i>	23,95%	20,70%	17,31%	15,19%	15,10%	14,77%	17,79%	21,18%	22,32%	21,68%	22,46%
<i>Combustibles Fósiles</i>	54,44%	60,60%	66,37%	67,51%	68,34%	63,90%	53,57%	47,42%	46,99%	37,70%	35,92%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Táboa 2 - Composición da carteira de produción de electricidade en España por tipo de tecnoloxías.
 Fonte: Elaboración propia a partir dos datos do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2004 a 2014)

En relación á achega das tecnoloxías renovables podemos comentar (como se pode comprobar na Táboa 2), que entre os anos 2004-2008 o conxunto de enerxías renovables (sen incluír a hidráulica) non superan o 12% de participación da carteira enerxética, mentes que a partir do 2009 comeza un crecemento constante ata situarse no 27% nos anos 2013 e 2014.

En gran medida, isto ben explicado polo plan enerxético nacional que o goberno aprobou no ano 2005 (PER 2005-2010). Dito plan, pretendía xerar o 30% da súa enerxía total a través de enerxías renovables, acadando a cifra de 20,1 GW en 2010 e 36 GW en 2020. O obxectivo do ano 2010 foi conseguido, o que posibilitou que a achega derivada da participación de tecnoloxías renovables sexa tan importante.

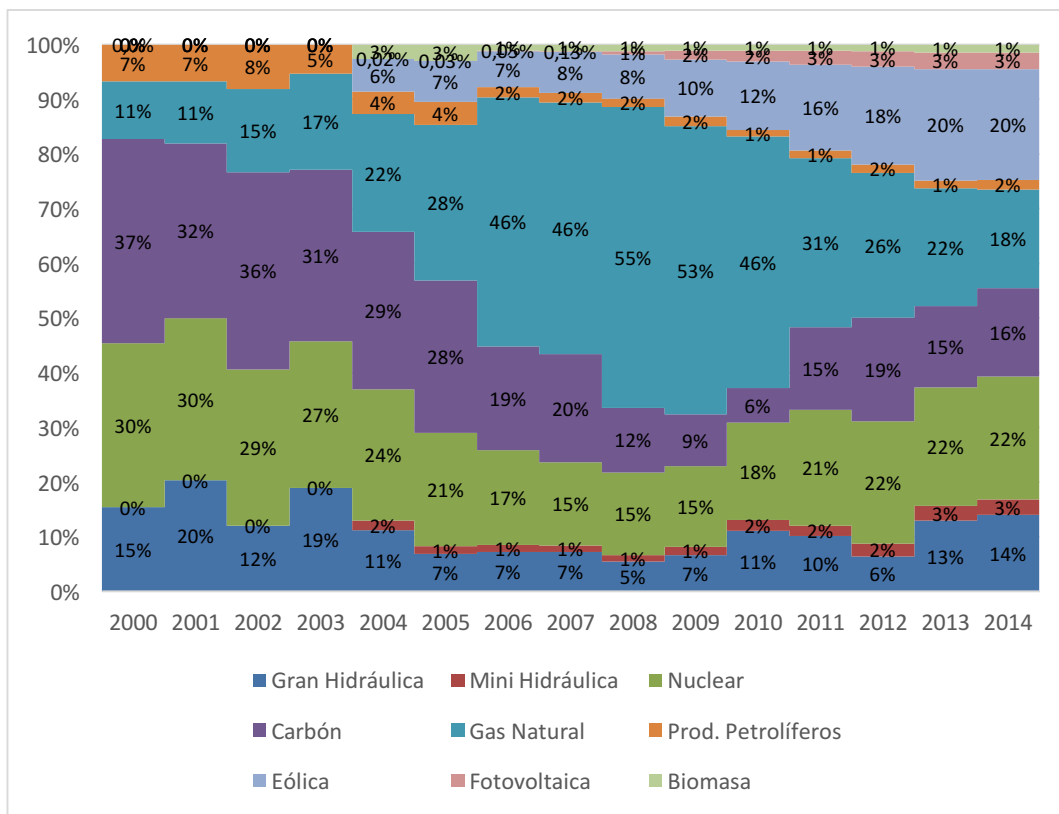


Fig. 5 - Composición da carteira de produción de electricidade en España por tipo de tecnoloxía. Elaboración propia a partir dos datos do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2000 a 2014)

A tecnoloxía nuclear, aínda que entre o 2006 e o 2010 experimentou certo decremento, mantense nos últimos anos con valores en torno ao 20-22% do total (tal e como se mostra na Táboa 2 e na Fig. 5). A capacidade instalada desta tecnoloxía en España permanece constante (salvo pequenos incrementos provocados por melloras nas centrais existentes) dende os anos 80 do século pasado, cando se aprobou unha moratoria nuclear que impedía continuar desenvolvendo esta tecnoloxía en territorio español.

O tipo de tecnoloxías que viu diminuír a súa achega neste período analizado é o conxunto das baseadas no emprego de combustibles fósiles (carbón, gas natural e petróleo) que pasou do 54% ao 35% entre 2004 e 2014. Dentro destas cabe destacar o comportamento variable que experimentou o gas natural⁷, tecnoloxía que acadou o seu máximo valor en 2008, cun 55% do total da carteira. A razón desta participación reside na aposta por este tipo de tecnoloxía mediante a construción de plantas de ciclo

⁷ É unha tecnoloxía de carga base que axuda a estabilizar o sistema ante as posibles intermitencias producidas polas enerxías renovables, e polo tanto, activase en momentos de gran demanda

combinado dende mediados dos anos 80. No ano 2009 comeza a diminuír a achega deste tipo de tecnoloxía debido á caída da demanda eléctrica nacional e á maior xeración hidráulica deste ano, unida á maior participación das renovables (ENAGAS, 2009).

Categoría	2005	2014	% ▲ 2005-2014	Crecemento anual acumulativo ⁸
<i>Gran Hidráulica</i>	19.170	35.755	87%	7,17%
<i>Mini Hidráulica</i>	3.828	7.161	87%	7,21%
<i>Nuclear</i>	57.539	57.299	0%	-0,05%
<i>Carbón</i>	77.395	41.352	-47%	-6,73%
<i>Gas Natural</i>	79.153	45.868	-42%	-5,88%
<i>Prod. Petrolíferos</i>	11.896	4.445	-63%	-10,36%
<i>Eólica</i>	20.702	51.856	150%	10,74%
<i>Fotovoltaica</i>	78	7.779	9873%	66,76%
<i>Biomasa</i>	8.203	3.651	-55%	-8,60%
TOTAL	277.964	255.166	-8%	-0,95%

Táboa 3 – Análise da evolución da carteira española de xeración de electricidade (2005-2014) (GW/h). Elaboración propia a partir dos datos do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2005 a 2014)

Se facemos unha análise da evolución da participación das diferentes tecnoloxías collendo como referencia os datos do ano inicial e final do período 2005-2014 (Táboa 3) podemos extraer unha serie de conclusións. As máis relevantes son:

- O incremento do 9873% da enerxía solar fotovoltaica:
Comeza o seu crecemento no ano 2005, aínda que a verdadeira expansión ten lugar no ano 2008 coa instalación de máis de 2.000MW (Mir, 2012), xa que a finais dese ano vencía o prazo para a inscrición das plantas enerxéticas desta tecnoloxía o que daba dereito a beneficiarse así das primas establecidas, e continuou co seu crecemento ata o ano 2012, onde o goberno suspendeu de forma indefinida os procedementos de pre-asignación de retribucións e dos incentivos económicos a novas plantas e instalacións, o que supuxo un freo ó desenvolvemento da enerxía fotovoltaica e agravou a crise deste sector no país (Calvo e De Llano, 2011).

⁸ Calculado como $[(x_n/x_0)^{1/(n-0)} - 1]$

- O incremento do 150% da enerxía eólica:
No PER 2005-2010 estaba previsto alcanzar o 30% da produción enerxética a través de enerxías renovables, onde a metade desta enerxía fose a chegada polo sector eólico. En 2010 a xeración eléctrica mediante enerxía eólica supuxo o 12%, fronte ao 7% do ano 2005 (Fig. 5). O ano 2007 foi naquel onde se produciu o maior incremento en potencia instalada nesta tecnoloxía con 3.500MW, seguido polo ano 2009 con 2.600MW instalados (AEEE⁹). Posteriormente, no ano 2011 aprobouse o seguinte plan, PANER 2011-2020, co obxectivo de 35.000 MW en enerxía eólica terrestre e 3000 MW en enerxía eólica mariña no ano 2020.

- O incremento do 87% da enerxía hidráulica:
Ainda que o crecemento anual acumulativo calculado a partir dos datos de 2005 e 2014 amosa un valor positivo (7,17%, Táboa 3), a participación desta enerxía no total de produción foi moi variable (Fig. 5), xa que se trata dunha tecnoloxía que depende principalmente das condicións climáticas do ano en cuestión, e en particular, das precipitacións. O período 2005-2009 foi moi similar en canto a condicións (500-600 mm de media de precipitacións), pero sen embargo, no ano 2010 prodúcese un incremento de case o dobre do ano 2005 (moi húmido e 855 mm de media), para volver a niveles previos nos dous seguintes, e recuperar datos nos dous posteriores. O último ano, o 2014, foi algo máis húmido do normal, situándose a precipitación media en 680mm.

- O descenso do emprego dos produtos petrolíferos nun 63%:
Principalmente, vinculado co apoio europeo ás enerxías renovables e ós cumprimentos dos obxectivos de redución deste tipo de produtos, altamente contaminantes en favor dun posicionamento de maior respecto medioambiental.

4.2 Análise da carteira española

Despois de analizar a evolución da carteira española de produción de electricidade española, propónse o estudo da eficiencia da mesma ó longo do período analizado (2004-2014). Para iso, empregárase o modelo recollido en De-Llano *et al.*,

⁹ <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/potencia-instalada/>

(2014) que se basea nun modelo de optimización de carteiras con función obxectivo de mínimo risco con restricións e caracterizado con variables custo-risco.

Vaise a aplicar o modelo de minimización de risco á fronteira de carteiras eficientes custo-risco para España no período analizado (2004-2014). Esta fronteira eficiente ten unha forma contraria -é cóncava hacia arriba- á fronteira de rendibilidade-risco tradicional de Markowitz que é cóncava hacia abaixo.

A análise centrarase na diferente composición das carteiras de produción de electricidade segundo a súa caracterización en eficientes/non eficientes. Desta análise extraeranse unha serie de implicacións en materia de política enerxética en relación coa achega á eficiencia da carteira.

O custo de produción de cada tecnoloxía ven calculado a partir da seguinte expresión (De-Llano *et al.*, 2014):

$$CTX_t = CP_t + CE_t =$$

$$Inv_t + O\&M_t + Comb_t + Compl_t + CO_{2t} + SO_{2t} + NOx_t + PM_t + Rad_t + Cult_t + Acc_t$$

CTX_t = custo total de xeración por tecnoloxía

CP_t = custo de produción por tecnoloxía

CE_t = custo de externalidade por tecnoloxía

Inv_t = custo de inversión por tecnoloxía

$O\&M_t$ = custo de operación e mantemento por tecnoloxía

$Comb_t$ = custo de combustible por tecnoloxía

$Compl_t$ = custo complementario por tecnoloxía

CO_{2t} = custo de emisión de CO_2 por tecnoloxía

SO_{2t} = custo de emisión de SO_2 por tecnoloxía

NOx_t = custo de emisión de NOx por tecnoloxía

PM_t = custo partículas en suspensión por tecnoloxía

Rad_t = custo de radioactividade por tecnoloxía

$Cult_t$ = custo de emprego da terra para biomasa por tecnoloxía

Acc_t = custo de accidente en planta enerxética por tecnoloxía

O conxunto de tecnoloxías, cada unha coa súa achega ao total, forman a carteira. O custo esperado da carteira ven calculado a partir da seguinte fórmula (De-Llano *et al.*, 2014):

$$E(C_p) = \sum_t x_t E(CTG_t)$$

$$C_p = \text{coste total da carteira}$$

$$x_t = \text{participación da tecnoloxía } t \text{ na carteira } p$$

O cálculo do risco estimado por tecnoloxía baséase na suma das varianzas dos distintos custos de cada tecnoloxía ademais do risco definido pola covarianza entre os custos dos prezos de combustible e de CO₂. A súa expresión matemática (De-Llano *et al.*, 2014) vén definida por:

$$\sigma_t = (\sigma_{inv_t}^2 + \sigma_{O\&M_t}^2 + \sigma_{Comb_t}^2 + \sigma_{Compl_t}^2 + \sigma_{CO_2_t}^2 + \sigma_{SO_2_t}^2 + \sigma_{NOx_t}^2 + \sigma_{PM_t}^2 + \sigma_{Rad_t}^2 + \sigma_{Cult_t}^2 + \sigma_{Acc_t}^2 + 2\sigma_{Comb_t}\sigma_{CO_2_t}\rho_{Comb_t,CO_2_t})^{\frac{1}{2}}$$

$$\sigma_t = \text{risco estimado por tecnoloxía (en termos de desviación típica do coste total da tecnoloxía)}$$

Do mesmo xeito que no cálculo do custo esperado da carteira o risco desta ven expresado a partir das varianzas do custo total de cada tecnoloxía e das covarianzas entre os custos de combustibles e entre os custos de operación e mantementos de cada dúas tecnoloxías ponderado pola participación de cada tecnoloxía no total (De-Llano *et al.*, 2014):

$$\sigma_p = \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \sigma_t^2 + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sum \forall C_1 \sum \forall C_2 \sigma_{C_1 t_1} \sigma_{C_2 t_2} \rho_{C_1 t_1 C_2 t_2} \right) x_{t_1} x_{t_2} \right\}^{1/2}$$

$$x_t = \text{participación en tanto por un da tecnoloxía } t \text{ na carteira } p$$

$$\sigma_t = \text{desviación típica do coste da tecnoloxía } t$$

$$C_k t_i = \text{compoñente do coste } k \text{ na tecnoloxía } i$$

Con todo a expresión matemática do modelo de optimización con función obxectivo de minimización do risco sería:

$$\text{Min } \{\sigma_p\} = \text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \sigma_t^2 + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sum_{\forall C_1} \sum_{\forall C_2} \sigma_{C_1 t_1} \sigma_{C_2 t_2} \rho_{C_1 t_1, C_2 t_2} \right) x_{t_1} x_{t_2} \right\}$$

suxeito a:

$$E(C_p) = \sum_T x_t E(CTG_t) = C_{\text{Carteira España}}$$

$$x_t \leq \text{Participación máxima da tecnoloxía } t; \forall t$$

$$\sum_T x_t = 1$$

$$\forall t \in T: x_t \geq 0$$

Os límites de participación para as diversas tecnoloxías no modelo foron obtidos a partir da busca da participación máxima de cada tecnoloxía nos documentos do Ministerio de Industria, Enerxía y Turismo para o período (2004-2014). Expóñense na seguinte táboa:

Gran Hidráulica	20,38%
Mini Hidráulica	2,81%
Nuclear	30,08%
Carbón	37,25%
Gas Natural	54,96%
Prod. Petrolíferos	8,12%
Eólica	20,46%
Fotovoltaica	3,05%
Biomasa	2,95%

Táboa 4 - Participacións máximas das diversas tecnoloxías no modelo. Elaboración propia a partir dos datos recollidos en do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2004 a 2014)

Como se comentou empregáronse os datos do modelo recollidos en De-Llano *et al.* 2014 (que poden ser consultados no Anexo deste traballo). Decidiuse aplicar estes datos dos custos e riscos das tecnoloxías ao ámbito español por estar baseados en fontes relevantes de carácter internacional. Aínda así unha das limitacións do estudo é que a análise da eficiencia da carteira española vaise propoñer de forma estática supoñendo o mantemento no tempo dos custos das tecnoloxías, o que condiciona en parte as implicacións que se poidan extraer do estudo proposto.

4.3 Resultados

Os resultados do modelo veñen dados a partir das variables custo-risco que definen cada unha das carteiras eficientes. De se representar estas variables nun eixo de coordenada cartesianas a fronteira eficiente toma a forma comentada de cóncava hacia arriba, porque se está a minimizar o risco condicionado á variable custo e non á variable rendibilidade propia do modelo de carteiras do ámbito financeiro (como se amosa na Fig. 6). Esta fronteira está delimitada por dúas carteiras nos extremos: no extremo esquerdo a carteira eficiente de mínimo risco (e que presenta o maior custo da fronteira) e no extremo dereito a carteira eficiente de mínimo custo (e que presenta o maior risco das carteiras que compoñen a fronteira). No mesmo gráfico represéntanse ademais as carteiras españolas analizadas para o período 2004-2014.

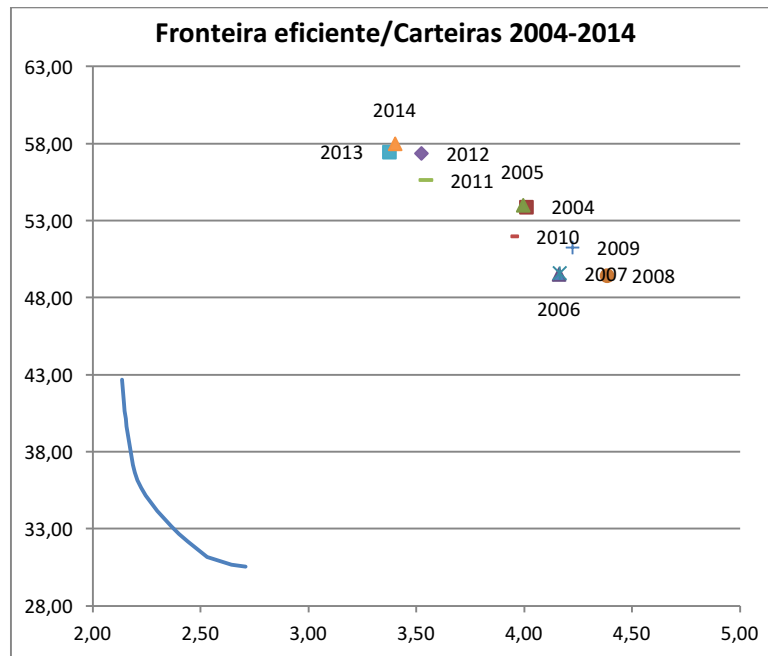


Fig. 6 – Fronteira eficiente do modelo e as carteiras enerxéticas entre 2004-2014. Elaboración propia a partir dos datos do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2004 a 2014)

Observando o gráfico, pódese confirmar a diferente localización da fronteira eficiente (en azul) e cóncava hacia arriba e as diversas carteiras de produción de electricidade en España tomando como referencia o binomio custo-risco. Segundo a distancia observada e a localización da carteiras analizadas pódese dicir que as carteiras enerxéticas españolas están alonxadas da eficiencia custo-risco. Todas elas presentan ben maior custo a igualdade de risco ou maior risco para un mesmo custo. Pódese dicir que as máis próximas á eficiencia son, tendo en conta o menor risco a do ano 2013, e tendo en conta o menor custo a do ano 2008.

No caso de comparar as participacións das diferentes tecnoloxías nas carteiras eficientes de mínimo risco ou de mínimo custo coas non eficientes podemos extraer as seguintes conclusións (Táboa 5): a carteira de 2013, a máis próxima no gráfico á carteira eficiente de mínimo risco, debería de incrementar a participación da enerxía nuclear e de gas natural, así como reducir a participación do carbón e do conxunto de renovables para aproximarse á composición desta carteira eficiente (reducindo o risco un 36%). De xeito contrario, a carteira do ano 2008, a máis próxima no gráfico á carteira eficiente de mínimo custo, debería de incrementar a participación da enerxía nuclear, como no caso anterior, eliminar por completo a participación de calquera enerxía de tipo renovable (con custos elevados) para poder reducir o seu custo un 38% e converterse así na carteira de mínimo custo.

Estas modificacións teñen que ver, en gran medida, cos límites de participación das diversas tecnoloxías no modelo. Como se observa na Táboa 4, a participación máxima da enerxía nuclear no modelo é dun 30,08%, que coincide coas participacións desta enerxía nas carteiras de mínimo risco e mínimo custo. Isto é así xa que esta tecnoloxía é moi necesaria, de carácter preferente (se se lle deixase participar en maior medida, faríao), debido en parte ó seu custo, ó risco reducido e ó efecto diversificación provocado polas distintas correlacións entre os custos de operación e mantemento e de combustible de cada dúas tecnoloxías.

	Nuclear	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Eólica	Gran hidráulica	Mini hidráulica	Biomasa	Solar PV	RES Total	Risco	Custo
Carteira Mín. Risco	30,08%	10,75%	32,44%	0,00%	12,89%	5,03%	2,81%	2,95%	3,05%	26,73%	2,14	42,66
Carteira Mín. Custo	30,08%	14,96%	54,96%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,71	30,53
Carteira 2004	23,95%	28,75%	21,60%	4,09%	5,96%	11,21%	1,81%	2,62%	0,02%	21,61%	4,01	53,89
Carteira 2005	20,70%	27,84%	28,48%	4,28%	7,45%	6,90%	1,38%	2,95%	0,03%	18,70%	3,99	53,98
Carteira 2006	17,31%	19,00%	45,54%	1,82%	6,64%	7,29%	1,21%	1,14%	0,05%	16,33%	4,16	49,53
Carteira 2007	15,19%	19,80%	46,04%	1,68%	7,55%	7,26%	1,15%	1,21%	0,13%	17,30%	4,16	49,59
Carteira 2008	15,10%	11,85%	54,96%	1,53%	8,03%	5,49%	1,19%	1,23%	0,62%	16,56%	4,38	49,42
Carteira 2009	14,77%	9,48%	52,71%	1,71%	10,46%	6,68%	1,49%	1,06%	1,63%	21,33%	4,22	51,24
Carteira 2010	17,79%	6,34%	46,08%	1,14%	12,47%	11,09%	1,95%	1,15%	1,98%	28,64%	3,94	51,97
Carteira 2011	21,18%	15,07%	30,87%	1,48%	15,61%	10,15%	1,93%	1,10%	2,61%	31,40%	3,54	55,60
Carteira 2012	22,32%	18,99%	26,48%	1,51%	17,85%	6,45%	2,32%	1,23%	2,83%	30,69%	3,52	57,36
Carteira 2013	21,68%	14,76%	21,57%	1,37%	20,46%	12,98%	2,71%	1,45%	3,02%	40,62%	3,37	57,46
Carteira 2014	22,46%	16,21%	17,98%	1,74%	20,32%	14,01%	2,81%	1,43%	3,05%	41,62%	3,40	57,98

Táboa 5 - Composición das carteiras españolas non eficientes e das careiras eficientes de mínimo custo e mínimos risco analizadas. Elaboración propia a partir dos datos recollidos en do Ministerio de Industria, Enerxía e Turismo (2004 a 2014)

O gas natural é a outra das tecnoloxías xeradoras de relevancia nestas carteiras. Presenta a maior variabilidade de participación (30,87% - 54,96%) (Táboa 5), e segue moi de cerca a nuclear en termos de participación, a excepción do período 2006-2010 no que dobra a participación desta e incluso chega o seu máximo. O gas natural e o carbón (a súa variabilidade na fronteira eficiente, tal e como se observa nas carteiras de mínimo risco e custo na Táboa 5, non é moi elevada) participan pouco cando se trata de reducir o risco, sen embargo, xunto coa nuclear, fano en gran medida para reducir o custo.

Excepto estas tres enerxías (nuclear, gas natural e carbón), o resto de tecnoloxías participan en menor medida con motivo do efecto diversificación, como por exemplo, as renovables. Son tecnoloxías que non achegan risco de combustible ó non depender de ningún, observase que especialmente nos últimos anos do período analizado, a enerxía eólica, mini hidráulica e solar fotovoltaica (Táboa 5), chegan ós seus niveis máximos de participación, xa que son enerxías de carácter preferente para reducir o risco, en contraposición co seu custo, xa que como se observa no custo destas carteiras, teñen o custos mais altos, e por ese motivo, a carteira de mínimo custo (Táboa 5) prescinde totalmente de calquera enerxía de tipo renovable na súa composición, optando principalmente por aquelas tecnoloxías convencionais baseadas en combustibles fósiles que presentan menores custos.

Conclusións

O presente traballo centrouse, nunha primeira parte, na exposición da teoría de carteiras de Markowitz para a súa aplicación na planificación enerxética. Posteriormente, analizáronse unha serie de estudos enerxéticos sobre diversos países para, finalmente, acabar realizando unha análise sobre a planificación enerxética en España no período 2004-2014.

En relación á aplicación da teoría de carteiras á planificación e xeración de electricidade pódense extraer varias conclusións:

A teoría de carteiras preséntase como unha metodoloxía axeitada para axudar a resolver o problema da planificación enerxética. Entendida como a avaliación de carteiras de activos de xeración de electricidade, pode ser identificada como un problema de selección de investimento a longo prazo. Así mesmo o feito de que esta metodoloxía inclúa dúas variables (custo/risco dos activos e da carteira), dentro do proceso de optimización achega unha maior información dispoñible para o suxeito decisor (planificador enerxético) e permite unha análise das diferentes alternativas dende unha perspectiva máis axeitada, e non baseada unicamente no menor custo (como acontecía no século pasado coa aplicación da metodoloxía do *least-cost*).

A metodoloxía da teoría de carteiras de Markowitz pon en valor o papel do conxunto de tecnoloxías que forman a carteira máis alá do que poida significar a avaliación individual e illada do custo e risco de cada tecnoloxía.

Debido ás diferenzas existentes entre os activos financeiros e os activos reais de xeración de enerxía, ó tratar con estes últimos na planificación enerxética, é mester establecer certa relaxación sobre os condicionantes propios do investimento en activos financeiros e que polo tanto sexa posible a correcta aplicación da teoría de carteiras

de Markowitz, como por exemplo a indivisibilidade dos activos e a elevada amplitude da recuperación do investimento.

Unha das limitacións do modelo estaría na análise da eficiencia, que se fai supoñendo o mantemento no tempo dos custos das tecnoloxías, feito que limita as implicacións do estudo proposto neste caso. Aínda así, os resultados obtidos amosan que todas as carteiras analizadas están situadas a dereita da fronteira eficiente, moi alonxadas da mesma. É por iso polo que podemos concluir que a forma en que España produciu electricidade entre 2004 e 2014 non foi eficiente dende o punto de vista da teoría de carteiras de Markowitz. Dentro deste período podemos destacar que as carteiras máis próximas á fronteira eficiente serían: a do ano 2013 –como máis próxima á eficiencia en termos de mínimo risco- e a do ano 2008 –como a máis próxima a producir electricidade de modo eficiente baixo o prisma do mínimo custo-.

Ó longo do período 2004-2014, a carteira española de xeración de electricidade estivo caracterizada polas seguintes participacions das tecnoloxías: Nuclear 14,77%-23,95%; Carbón 6,34%-28,75%; Gas Natural 17,98%-54,96%; Petróleo 1,14%-4,28%; Eólica 5,96%-20,32%; Gran Hidráulica 5,49%-14,01%; Mini Hidráulica 1,15%-2,81%; Biomasa 1,06%-2,95%; Solar 0,02%-3,05%. Ao respecto destes intervalos de participación, dase a circunstancia de que mentres a porcentaxe dos combustibles fósiles redúcese ano a ano, pola contra a porcentaxe do conxunto das renovables medra progresivamente.

Durante o citado período analizado, se España optase por unha planificación enerxética eficiente, tería dúas posibles vías: a da minimización do risco da carteira e a da minimización do custo da carteira.

No caso de que España optase por minimizar o risco, partindo da carteira do ano 2013, deberíase incrementar a súa participación das tecnoloxías de xeración nuclear (+38,7%) e gas natural (+50,4%), así como reducir a participación do carbón (-37,3%) e do conxunto das enerxías renovables (-51,9%), para obter unha redución do nivel de risco total da carteira dun 36%, e achegarse así á carteira de mínimo risco da fronteira eficiente.

Por outra banda, no caso de optar por reducir o custo, ademais de incrementar a participación tecnoloxía nuclear como no caso anterior (+99%), habería que eliminar por completo a participación de calquera enerxía de tipo renovable (-100%, polo seu elevado custo), obtendo unha redución do custo dun 38%, e situarse á par da carteira de mínimo custo da fronteira eficiente.

Dito doutra forma, as tecnoloxías que permitirían a España alcanzar a eficiencia, son a nuclear e o gas natural, debido ó seu carácter de tecnoloxías de xeración preferentes para alcanzar reducións de risco/custo. Sen embargo, en canto as tecnoloxías renovables, a decisión non está clara. Se optase por minimizar o risco da carteira debería favorecer a súa implantación, ademáis dunha mentalidade medioambiental e de favorecemento das enerxías de carácter renovable en lugar das fósiles e contaminantes. A contrapartida desta política implicaría asumir valores elevados para o custo da carteira (42,66 €/MWh). Se pola contra se optase por deseñar a carteira con menor custo(30,53 €/MWh), debería suprimirse por completo a participación de calquer tipo de enerxía renovable na composición da carteira e basear a produción na utilización de tecnoloxías contaminantes que empregan combustibles fósiles.

Anexo

Cost by technology (€/MWh)	Nuclear	Coal	Coal with CCS	Natural gas combined cycle	Natural gas with CCS	Oil	On-shore wind	Large hydro	Small hydro	Off-shore wind	Biomass	Solar PV
Production costs												
Investment	9.17	8.24	14.42	9.89	20.67	23.58	26.67	26.63	29.96	28.57	20.44	170.21
O&M	10.24	9.89	21.63	9.89	20.67	16.27	22.00	11.98	12.98	33.21	9.20	29.79
Fuel	7.48	15.75	20.79	10.11	11.78	39.66	0.00	0.00	0.00	0.00	66.93	0.00
Complementary	3.15	N/A	19.07	N/A	9.25	N/A	12.03	N/A	N/A	12.03	N/A	12.03
Total	30.04	33.88	75.91	29.89	62.38	79.50	60.69	38.62	42.95	73.81	96.58	212.03
Externality costs												
CO ₂	N/A	18.35	2.52	8.90	1.22	13.66	N/A	N/A	N/A	N/A	0.05	N/A
SO ₂	N/A	0.58	0.17	0.07	0.08	0.44	N/A	N/A	N/A	N/A	1.20	N/A
NO _x	N/A	1.51	1.44	2.11	2.35	1.13	N/A	N/A	N/A	N/A	3.30	N/A
PM	N/A	0.27	0.22	0.03	0.03	0.20	N/A	N/A	N/A	N/A	5.46	N/A
Radioactivity	4.16	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Land use	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3.43	N/A
Accident plant	23.00	0.06	0.06	0.09	0.09	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total	27.16	20.78	4.42	11.20	3.77	15.42	0.98	0.22	0.34	1.06	12.87	0.52
Total generation cost by technology												
Total generation cost	57.20	54.65	80.33	41.09	66.15	94.93	61.68	38.84	43.28	74.87	109.45	212.55

Táboa 6 - Custos por tecnoloxía (En España non hai CCS(tecnoloxía de xeración por captura e almacenamento de carbono). Fonte: De-Llano et al, (2014)

Risk by technology (€/MWh)	Nuclear	Coal	Coal with CCS	Natural gas combined Cycle	Natural gas with CCS	Oil	On-shore wind	Large hydro	Small hydro	Off-shore wind	Biomass	Solar PV
Production costs												
Investment	2.11	1.90	3.32	1.48	3.10	5.42	1.33	10.12	3.00	2.86	4.09	8.51
O&M	0.56	0.53	1.17	1.04	2.17	3.94	1.76	1.83	1.99	2.66	0.99	1.01
Fuel	1.80	2.20	2.91	1.92	2.24	9.92	N/A	N/A	N/A	N/A	12.05	0.00
Complementary	0.29	N/A	5.00	N/A	5.00	N/A	6.07	N/A	N/A	6.07	N/A	6.07
Externality costs												
CO ₂	N/A	4.77	0.66	2.31	0.32	3.55	N/A	N/A	N/A	N/A	0.01	N/A
SO ₂	N/A	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	N/A	N/A	N/A	N/A	3.13	N/A
NO _x	N/A	3.26	3.26	3.26	3.26	3.26	N/A	N/A	N/A	N/A	3.26	N/A
PM	N/A	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	N/A	N/A	N/A	N/A	2.65	N/A
Radioactivity	2.39	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0.00	N/A
Land use	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1.07	N/A
Accident plant	6.64	0.14	0.14	0.04	0.04	0.14	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total generation risk by technology												
Standard deviation	7.61	7.68	8.59	6.31	8.48	13.54	6.46	10.29	3.59	7.21	13.84	10.50

Táboa 7 - Riscos por tecnoloxía. Fonte: De-Llano et al, (2014)

O&M correlation coefficients	Nuclear	Coal	Coal with CCS	Natural gas combined Cycle	Natural gas with CCS	Oil	On-shore wind	Large hydro	Small hydro	Off-shore wind	Biomass	Solar PV
Nuclear	1.00	0.00	0.00	0.24	0.24	-0.17	-0.07	-0.41	-0.41	-0.07	0.65	0.35
Coal	0.00	1.00	1.00	0.25	0.25	-0.18	-0.22	0.03	0.03	-0.22	0.18	-0.39
Coal with CCS	0.00	1.00	1.00	0.25	0.25	-0.18	-0.22	0.03	0.03	-0.22	0.18	-0.39
Natural gas combined cycle	0.24	0.25	0.25	1.00	1.00	0.09	0	-0.04	-0.04	0.00	0.32	0.05
Natural gas with CCS	0.24	0.25	0.25	1.00	1.00	0.09	0	-0.04	-0.04	0.00	0.32	0.05
Oil	-0.17	-0.18	-0.18	0.09	0.09	1.00	-0.58	-0.27	-0.27	-0.58	0.01	-0.04
On-shore wind	-0.07	-0.22	-0.22	0.00	0.00	-0.58	1.00	0.29	0.29	1.00	-0.18	0.05
Large hydro	-0.41	0.03	0.03	-0.04	-0.04	-0.27	0.29	1.00	1.00	0.29	-0.18	0.30
Small hydro	-0.41	0.03	0.03	-0.04	-0.04	-0.27	0.29	1.00	1.00	0.29	-0.18	0.30
Off-shore wind	-0.07	-0.22	-0.22	0.00	0.00	-0.58	1.00	0.29	0.29	1.00	-0.18	0.05
Biomass	0.65	0.18	0.18	0.32	0.32	0.01	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	1.00	0.25
Solar PV	0.35	-0.39	-0.39	0.05	0.05	-0.04	0.05	0.3	0.3	0.05	0.25	1.00

Táboa 8 - Coeficientes de correlación entre custos de operación e mantemento de cada dúas tecnoloxías. Fonte: De-Llano et al. (2014)

Fuel and CO ₂ correlation coefficients	Nuclear	Coal	Natural gas	Oil	Biomass	CO ₂
Nuclear	1.00	0.97	0.99	0.88	-0.31	0.89
Coal	0.97	1.00	0.92	0.97	-0.53	0.99
Natural gas	0.99	0.92	1	0.79	-0.15	0.97
Oil	0.88	0.97	0.79	1	-0.72	0.92
Biomass	-0.31	-0.53	-0.15	-0.72	1	-0.40
CO ₂	0.89	0.99	0.97	0.92	-0.40	1

Táboa 9 - Coeficientes de correlación entre custos de combustible e CO₂ de cada dúas tecnoloxías. Fonte: De-Llano et al. (2014)

Bibliografía

Allan, G., Eromenko, I., McGregor, P., Swales, K. (2010). *The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies*. Energy Policy 39 (1), 6-22. doi: 10.1016/j.enpol.2010.08.028

Arnesano, M., Carlucci, A.P. y Laforgia, D. (2012). *Extension of Portfolio theory application to energy planning problem—The Italian case*. Energy 39 (1), 112-124. doi: 10.1016/j.energy.2011.06.053.

Awerbuch, S., Deehan, W. (1995). *Do consumers discount the future correctly? A market based valuation of residential fuel switching*. Energy Policy 23 (1), 57–69. doi: 10.1016/0301-4215(95)90766-Z

Awerbuch, S. (2000). *Getting It Right: The Real Cost Impacts of a Renewable Portfolio Standard*. Public Utilities Fortnightly 15, 44-55. Recuperado de <<http://www.fortnightly.com/fortnightly/2000/02-0/getting-it-right-real-cost-impacts-renewables-portfolio-standard>>

Awerbuch, S., Berger, M. (2003). *Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making*. IEA/EET Working Paper, EET/2003/03. Recuperado de <<http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/iea-portfolio.pdf>>

Awerbuch, S., Yang, S. (2007). *Efficient electricity generating portfolios for Europe: Maximising energy security and climate change mitigation*. European Investment Bank Papers 12 (2), 8-37. Recuperado de <http://www.eib.org/attachments/efs/eibpapers/eibpapers_2007_v12_n02_en.pdf>

Bar-Lev, D., Katz, S. (1976). *A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry*. The Journal of Finance 31 (3), 933-947. doi:10.1111/j.1540-6261.1976.tb01935.x

Bhattacharya, A., Satoshi, K. (2010). *Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method*. Energy Policy 40, 69-80. doi:10.1016/j.enpol.2010.09.031.

BP (2015). *BP Statistical Review of World Energy*. Recuperado de <<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>>

Calvo Silvosa, A., De Llano Paz, F. (2011). *O problema da determinación do mix enerxético: da teoría de carteiras á realidade da planificación enerxética no caso español e galego*. A Coruña (España): Servizo de publicacións da Universidade da Coruña

Copeland, T., Weston, F., (1988). *Financial Theory and Corporate Policy*. Third edition, Addison-Wesley

Doldán Tié, F. R. (2003). *Dirección financeira de la empresa*. Santiago de Compostela (España): Tórculo Ediciones

Enagas (2009). *Informe anual 2009*. Recuperado de <http://www.enagas.es/stfls/EnagasImport/Ficheros/849/528/30_MEMORIA%20ENAGAS%2009%2028%2004%202010,2.pdf>

Gökgöz, F., Emin Atmaca, M. (2011). *Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (1), 357-368. doi: 10.1016/j.rser.2011.06.018

Humphreys, H., McClain, K. (1998). *Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection*. The Energy Journal 19 (3), 107–31. doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No3-6

International Energy Agency (2010). *Projected cost of generating electricity*. París (Francia). Editorial: IEA

Jansen, J., Beurskens, L., Van Tilburg, X. (2006). *Application of Portfolio Analysis to the Dutch Generating Mix. Reference Case and two Renewables Cases: Year 2030 – SE and GE Scenario*. Amsterdam, The Netherlands: Energy Research Centre of the Netherlands. Recuperado de <<https://www.ecn.nl/publications/ECN-C--05-100>>

Markowitz, H. (1952). *Portfolio Selection*. Journal of Finance, vol. 7, no 1, pp. 77-91. Recuperado de <<http://www.jstor.org/stable/2975974>>

Markowitz, H. (1959). *Portfolio Selection: efficient diversification of investments*. New Jersey: Wiley

Marrero, G., Ramos-Real, F.J. (2010). *Electricity generation cost in isolated system: The complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands*. Energy Reviews 14 (9), 2808-2818. doi: 10.1016/j.rser.2010.06.007

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2004). *Libro de la energía 2004*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2004.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2005). *Libro de la energía 2005*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2005.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2005). *Plan de energías renovables en España (PER) 2005-2010*. Recuperado de <[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.\(modificacionpag_63\)_Copia_2_301254a0.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2006). *Libro de la energía 2006*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2006.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2007). *Libro de la energía 2007*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia1_2007.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2008). *Libro de la energía 2008*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/ENERGIA_2008.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2009). *Libro de la energía 2009*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2010). *Libro de la energía 2010*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_Espana_2010_2ed.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2011). *Libro de la energía 2011*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2011.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2011). *Plan de acción nacional de energías renovables (PANER) 2011-2020*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversión_final.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2012). *Libro de la energía 2012*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_en_Espana-2012.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2013). *Libro de la energía 2013*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_en_espana_2013.pdf>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2014). *Libro de la energía 2014*. Recuperado de <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La_Energ%C3%ADa_2014.pdf>

Pindado García, J. (2012). *Finanzas empresariales*. Madrid (España): Ediciones Paraninfo.

Roques, F., Hiroux, C., Saguan, M. (2009). *Optimal wind power deployment in Europe – A portfolio approach*. *Energy Policy* 38 (7), 3245-3256. doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.048

Seitz, N. (1990). *Capital Budgeting and Long-Term Financing Decisions*. Dryden Press

Stirling, A. (1994). *Diversity and ignorance in electricity supply investment: addressing the solution rather than the problem*. *Energy Policy* 22 (3), 195-216. doi:10.1016/0301-4215(94)90159-7

Suárez Suárez, A. S. (2014). *Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa*. Madrid (España): Pirámide

Zhu, L., Fan, Y. (2009). *Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on portfolio theory*. *Energy* 35 (3), 1391-1402. doi: 10.1016/j.energy.2009.11.024