IL PROGETTO HINKLEY POINT C

Marco Ciotti, Ettore Ruberti, Jorge Manzano

Riassunto

Nel settembre 2016 il Governo britannico ha dato l'autorizzazione alla costruzione della centrale nucleare Hinkley Point C, accettando di pagare al consorzio internazionale che costruirà e gestirà la centrale 92,5 £ per megawatt ora di elettricità prodotta. Sono stati avanzati molti rilievi critici sull'accordo i cui punti salienti sono da noi analizzati e discussi in questo articolo, basandoci sui documenti ufficiali del Governo e del Parlamento britannici e di agenzie internazionali. Infine viene fatto un confronto tra le strategie energetiche in UK e in Italia.

Abstract

In September 2016 the UK Government gave the authorization for building the Hinkley Point C nuclear power station. The Government has agreed to pay to the international consortium that will construct and operate the power station 92.5 £ per megawatt hour of the produced electricity.
Several critics have been made to the agreement. On this paper they are analysed and discussed on the basis of the official documents from the UK Government, Parliament and International agencies.
Finally a comparison between the energy strategies in UK and Italy is made.

Parole chiave: *Energia nucleare, Politica energetica, Rinnovabili, Adeguatezza rete elettrica, Decarbonizzazione.*

Keywords: *Nuclear energy, Energy policy, Renewables, Grid adequacy, Decarbonisation.*

Introduzione

Nel settembre 2016 è stato siglato un accordo tra il Governo inglese e un consorzio internazionale di società per la costruzione della centrale nucleare di Hinkley Point C (HPC): due reattori del tipo EPR, per complessivi 3.2 GWe destinati alla sostituzione degli impianti nucleari di Hinkley Point B, attualmente funzionanti.

Alcuni osservatori, specialmente in Italia, hanno evidenziato le molte criticità nel reperimento dei capitali, tempi di costruzione, costi finali, ma soprattutto hanno sottolineato polemicamente che l'acquisto di energia elettrica al prezzo prestabilito per trentacinque anni di 92,5 £/MWh, indicizzato all'andamento dell'inflazione (indipendentemente dal costo di costruzione), comporta l'erogazione di sussidi pubblici al nucleare. Gli economisti si sono soffermati soprattutto sulle cause all'origine di tante difficoltà, venutesi a creare per gli impianti nucleari in merito alla loro sostenibilità economica.

In questo articolo sono inizialmente analizzati i meccanismi che hanno guidato le autorità inglesi a valutare positivamente le scelte fatte su HPC, e confermate con una decisione presa a larga maggioranza dal parlamento di una nazione con una lunga e incontestabile tradizione democratica. Successivamente si affrontano le possibili analogie tra la scelta del mix energetico per il Regno Unito e per l'Italia.

Analisi effettuate dagli organi di Governo del UK

Le scelte riguardanti la programmazione di un qualunque mix energetico si basano su quelle che si ritengono essere le priorità irrinunciabili, o comunque principali, nell'interesse dei cittadini. Una volta fissate le linee guida, si valutano pro e contro per ciascuna possibile configurazione. Le motivazioni del Governo del UK sono state rese pubbliche nel documento (BEIS 2016a), dove si affermano come priorità irrinunciabili:

- la garanzia della sicurezza negli approvvigionamenti;
- il rispetto delle leggi nazionali, emanate a valle delle direttive europee in merito alla decarbonizzazione delle emissioni;
- la convenienza economica per il consumatore ed il sistema produttivo nazionale.

Presso un'apposita Commissione della Camera dei Lord, si è tenuta una serie di audizioni di esponenti del Governo, dell'industria e del mondo accademico, durante il 2016 e 2017, avente lo scopo di analizzare la situazione del mercato elettrico nazionale. È stato prodotto un documento riassuntivo di tali audizioni

(House of Lords 2017a), dove la Commissione adotta i sopraccitati criteri. Inoltre, si ribadisce che è assolutamente prioritario il primo fra i tre criteri; si asserisce che il processo di decarbonizzazione deve essere continuato, ma con una strategia più "cost-effective" rispetto a quanto fatto fino ad oggi, citando, come esempio negativo, il caso dei costi extra determinati dalle centrali di backup, necessari per coprire la non programmabilità delle fonti intermittenti, costo riversato interamente sui consumatori.

Nell'audizione del ministro Greg Clark (House of Lords 2017b) veniva ancora affermato: "*Clearly, UK energy policy rests on three pillars: security, affordability and decarbonisation*". Il Ministro sottolineava l'importanza rappresentata dal riflesso della politica energetica sul sistema produttivo del Paese.

In questa audizione venivano avanzate delle perplessità riguardo al progetto HPC, riportate anche nel documento conclusivo, con la richiesta al Governo di chiarire con quale misure affronterà la potenza mancante nella eventualità che HPC non sia pronta nella data prevista e di fornire documentazione più dettagliata per giustificare la convenienza del progetto per gli utilizzatori finali.

Da parte nostra concordiamo con l'osservazione della Commissione sulla necessità di fornire documentazione più dettagliata giacché, sebbene le conclusioni fornite dal Governo (BEIS 2016a) risultassero convincenti, mancavano nel documento le fonti delle analisi tecniche particolareggiate da cui scaturivano le conclusioni riportate.

Nel giugno 2017 è stato prodotto un nuovo documento da parte del Governo inglese, dove si forniscono elementi chiarificatori del documento precedente, in cui sono descritte le analisi economiche eseguite per determinare se l'accordo per HPC offre un ritorno economico ragionevole per gli investitori, se la centrale fornirà elettricità a costi competitivi con altre fonti, se produrrà benefici sociali ed una ricaduta positiva sulla bolletta elettrica per i consumatori finali (BEIS 2017).

Come già anticipato in (BEIS 2016a), anche in questo documento si osserva che l'entità del costo del MWh per HPC risultante è in linea con quelli prevedibili per impianti eolici e/o fotovoltaici e si sottolinea che, per effettuare un confronto accurato con le fonti intermittenti, vanno considerate altre componenti di costo, quali l'adeguamento della rete elettrica e la non programmabilità di queste fonti, valutate con l'impiego di un complesso sistema di simulazione della rete elettrica inglese, stimando i costi sociali delle diverse scelte alternative a HPC[1]. Il risultato finale è che solo la scelta di rimpiazzare HPC con un impianto turbogas di uguale potenza, ha costi minori, con ripercussioni positive sulla bolletta elettrica per i consumatori. Ma in tal modo non sarebbe possibile raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e si avrebbe una maggiore vulnerabilità della rete elettrica. Un altro aspetto che il documento evidenzia, ma non approfondisce, è la necessità di valutare l'accettazione sociale dell'utilizzo delle larghe estensioni territoriali di cui necessitano gli impianti eolici e/o fotovoltaici.

Analisi dei punti indicati nei documenti del governo inglese

Seguendo le direttrici per le scelte energetiche adottate del Governo inglese, tra l'altro riscontrabili anche nelle proposte "Clean energy for all Europeans" presentate all'UE (UE 2016b), ed in via di recepimento da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo, si analizza di seguito il progetto HPC.

1) *Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico*

In merito alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, questa si basa su due elementi: l'adeguatezza della rete[2] elettrica e la disponibilità del combustibile.

Adeguatezza della rete

Le fonti di elettricità programmabili sono in generale quelle che garantiscono l'adeguatezza di una rete. Le centrali nucleari in funzione hanno fattori di capacità[3] tra i più alti fra tutte le fonti programmabili (Fig. 1) e con arresti dovuti quasi esclusivamente alla sostituzione del combustibile. L'indice che consente di misurare la probabilità di un arresto forzoso durante la richiesta di elettricità dalla rete, Equivalent Forced Outage Rate - Demand (EFORd), nel caso del nucleare è il più basso fra tutte le fonti programmabili attestandosi al 3.94% contro il 10.52% delle turbine a gas (https://goo.gl/uhdtnW pagina 42).

Le fonti intermittenti, non avendo raggiunto i sistemi d'immagazzinamento di grandi dimensioni e la maturità industriale, possono dare un contributo all'adeguatezza del sistema elettrico soltanto in ragione del loro capacity credit[4] (CC) che, come mostrato in Fig. 2, è molto minore rispetto al loro fattore di capacità; si noti che il CC è stimato al 2035 ed in Europa arriverà al 5% dell'installato.

Disponibilità del combustibile

L'uranio è disponibile in molte regioni e l'ubicazione geopolitica dei giacimenti ne assicura il facile reperimento, anche in condizioni di tensioni internazionali. Inoltre, l'elevata densità di energia del com-

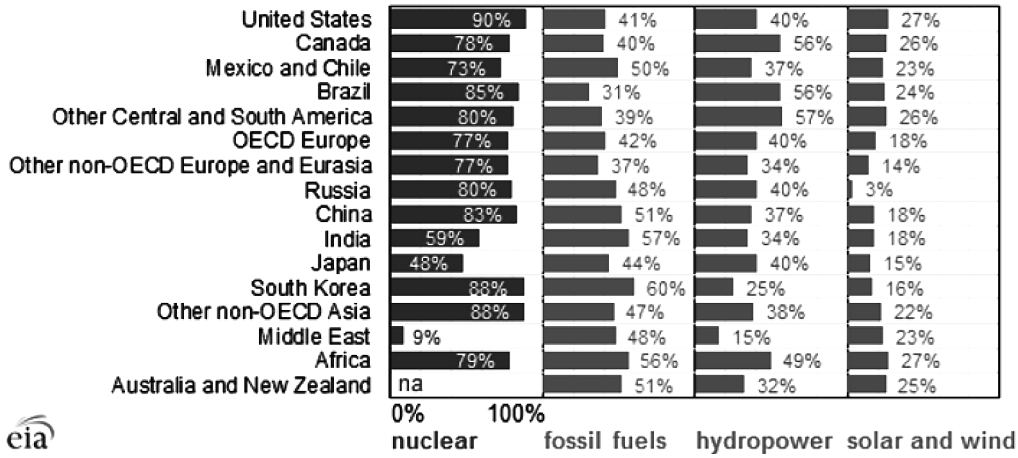

Fig. 1. Media del fattore di capacità per fonti e regioni nel periodo 2008-2012, secondo i dati elaborati dalla "Energy Information Administration" degli Stati Uniti, https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=22832.

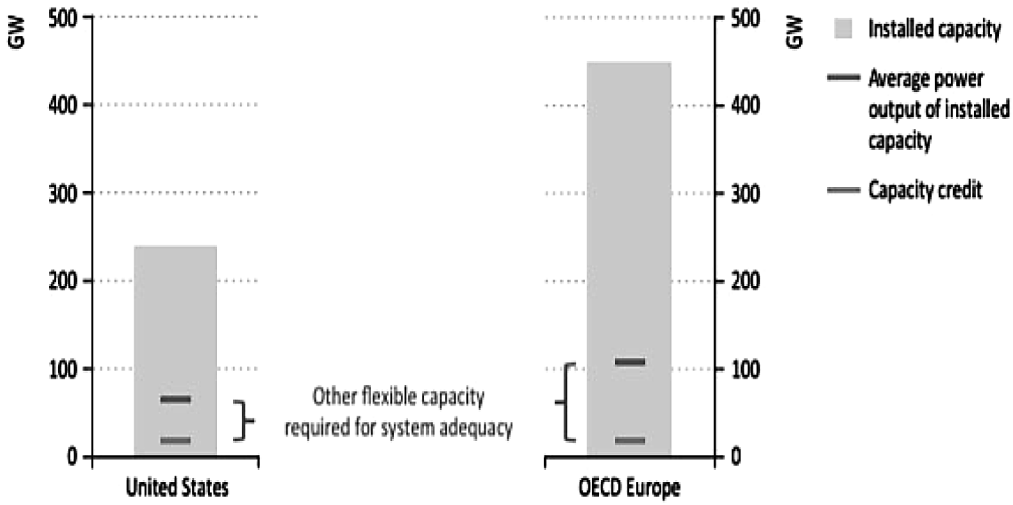

Fig. 2. Capacità, potenza media generata e capacity credit dell'Eolico e del Fotovoltaico negli USA e in Europa, scenario previsto al 2035. (IEA 2011, pag. 192).

bustibile, consente lo stoccaggio di quantità idonee atte a garantire il funzionamento a pieno regime delle centrali per tempi lunghissimi. Le altre fonti programmabili che hanno analoghe caratteristiche di certezza della fornitura sono i combustibili fossili, nella misura in cui si dispone di produzione nazionale[5], il geotermico e, in una certa misura, l'idroelettrico ed i biocarburanti.

Al momento la produzione di idrocarburi nel UK copre circa il 70% dei consumi interni, ma risulta in forte declino; le previsioni degli esperti governativi vedono il contributo nazionale degli idrocarburi al 24% nel 2035 (Earp 2016). L'UK non ha caratteristiche geomorfologiche idonee a far ipotizzare un rilevante contributo da idroelettrico o da geotermico, e presenta un rapporto fra estensione territoriale e consumi energetici tale da rendere non realistico un apporto consistente da biocarburanti. Considerando il valore del capacity credit per le fonti discontinue, si comprende che il contributo di queste ultime non potrà essere né esclusivo né preponderante. È pertanto difficilmente contestabile che il contributo nucleare debba essere presente in UK in un mix energetico incentrato sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla riduzione della produzione di gas serra.

2) *Decarbonizzazione*

Tutte le fonti summenzionate soddisfano il requisito della decarbonizzazione tranne i combustibili fossili, come riportato nella Tab. 1. Peraltro, anche ipotizzando il raggiungimento della fase industriale delle tecniche di sequestro delle emissioni (CCS) per le fonti fossili, la tabella indica che il contributo di CO_2 non sarebbe compatibile con gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine.

È altresì vero che analisi accurate rispetto a tecnologie in fase di ricerca preindustriale sono impossibili e dovrebbero in ogni caso prevedere l'evoluzione tecnologica di tutte le altre fonti concorrenti. Le analisi effettuate dalle autorità del UK si basano, forse giustamente, sull'esistente (Fig. 3). Per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione negli scenari ipotizzati dall'UE e dallo stesso IPCCC, si prevede un accentuato incremento del consumo di elettricità, in sostituzione dell'utilizzo del gas nelle utenze domestiche e commerciali (EU 2016a). Nei mix analizzati, si ipotizza che il carico di base sarà fornito da centrali alimentate con combustibili fossili e dotate di tecnologia CCS, e con un contributo della fonte nucleare stabile in termini assoluti (Fig. 4). Quindi la scelta del Governo inglese non si discosta dalle analisi sui mix energetici prospettate per il prossimo futuro da queste istituzioni.

Stante l'attuale mix energetico (Fig. 5), si comprende che, in una strategia di decarbonizzazione, le fonti rinnovabili dovranno gradualmente rimpiazzare i combustibili fossili, carbone in primis, e non di certo il nucleare caratterizzato dalla minima quantità di CO_2 prodotta per kW/h. Ovvero, rinnovabili e nucleare saranno complementari in un mix energetico altamente decarbonizzato.

3) *Convenienza economica per il consumatore e per il sistema produttivo nazionale*

Ad oggi, i combustibili fossili, in particolare il gas, consentono di garantire le tariffe elettriche più accessibili, oltre ad assicurare la programmabilità della fornitura. Ma collidono con i vincoli sulla decarbonizzazione dell'UE, accettati anche dall'UK, e non messi in discussione al momento nella BREXIT. Pertanto, l'analisi economica su HPC va fatta confrontando esclusivamente fonti che soddisfano i requisiti di decarbonizzazione e non trascurando l'altro pilastro imprescindibile, la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il primo punto su HPC riguarda la controversa determinazione del costo dell'energia elettrica ad un valo-

Tab. 1. Emissioni CO_2 equivalenti da diverse fonti di elettricità (includendo gli effetti sull'albedo), disposte secondo la mediana decrescente in gCO_2eq/kWh (IPCC 2014).

	Min	Median	Max
Currently Commercially Available Technologies			
Coal – PC	740	820	910
Biomass – cofiring	620	740	890
Gas – combined cycle	410	490	650
Biomass – dedicated	130	230	420
Solar PV – utility	18	48	180
Solar PV – rooftop	26	41	60
Geothermal	6	38	79
Concentrated solar power	8.8	27	63
Hydropower	1	24	2200
Wind offshore	8	12	35
Nuclear	3.7	12	110
Wind onshore	7	11	56
Pre-commercial Technologies			
CCS – Coal – PC	190	220	250
CCS – Coal – IGCC	170	200	230
CCS – Gas – combined cycle	94	170	340
CCS – Coal – oxyfuel	100	160	200
Ocean	5.6	17	28

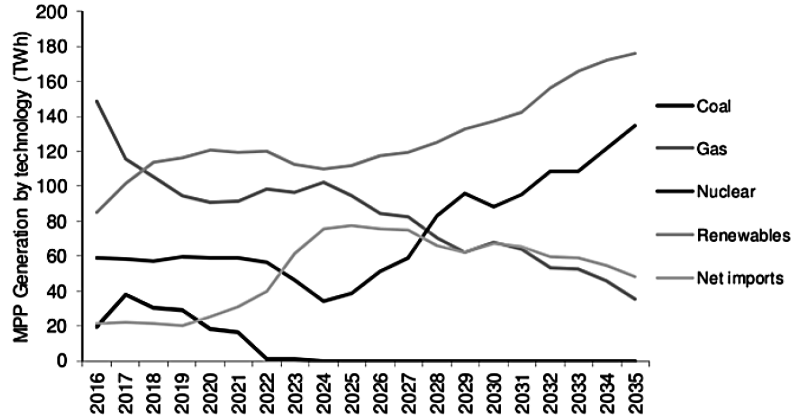

Fig. 3. Contributo delle diverse fonti di generazione di elettricità nel RU. Il leggero, transitorio decremento delle rinnovabili a partire dal 2022 è dovuto alle attese difficoltà di integrazione in rete delle fonti intermittenti in concomitanza della riduzione dell'apporto di carbone e nucleare (BEIS 2016b).

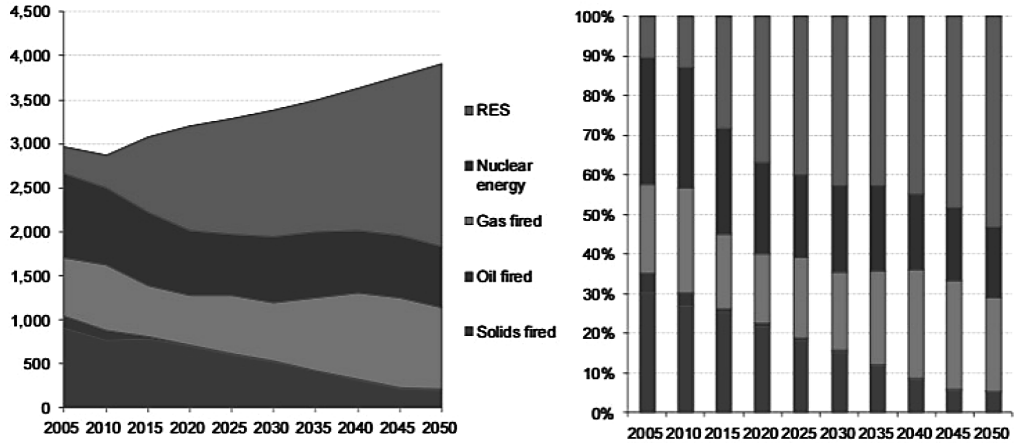

Fig. 4. Andamento previsto del consumo di elettricità nell'UE in Mtep (sinistra) e percentuali a destra. (EU 2016a).

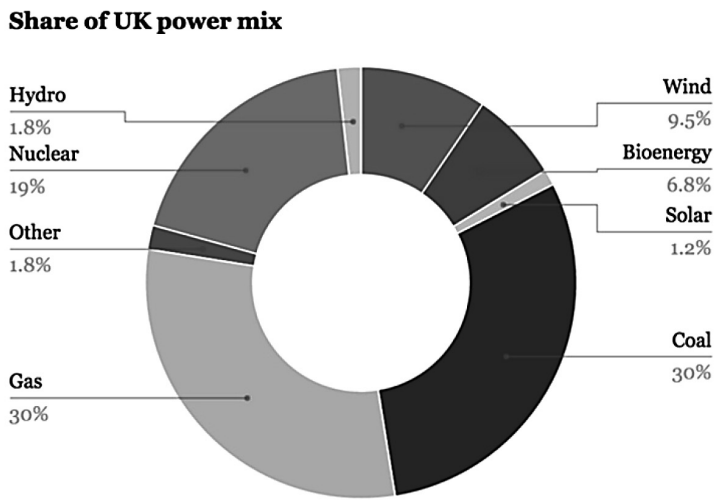

Fig. 5. Mix energetico nel 2014 della produzione di elettricità nel UK secondo i dati del "Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)" elaborati in https://goo.gl/JX2qfr.

re che, al momento, è circa il doppio del prezzo di mercato, anche a causa del basso costo del gas. Questo è un fatto innegabile, ma va rilevato che l'accordo è relativo non al prezzo odierno ma a quello previsto nel periodo 2025-2060. I contratti già siglati dal Governo inglese per la costruzione di centrali alimentate da energie rinnovabili, che dovranno fornire il 7% dell'energia elettrica dell'UK, costeranno al consumatore 120-130 £/MWh, un prezzo superiore a quello stabilito per HPC (House of Lords 2016). Per quanto concerne i sussidi attualmente concessi alle rinnovabili, i dati riportati dal Consiglio Europeo dei Regolatori dell'Energia (CEER 2017) per l'UK, riportano valori per le varie fonti che variano da 55 a 232 €/MWh (Tab. 2).

Secondo contestazioni del Governo Austriaco (Thomas 2013), Paese con grande abbondanza di impianti idroelettrici, il prezzo fissato per la vendita dell'energia elettrica per HPC violerebbe gli accodi EU in merito agli aiuti di Stato. A tal proposito la CE ha valutato che tale prezzo rappresenta un ritorno sull'investimento del 5%, da ritenersi pertanto congruo e non catalogabile come aiuto di Stato (House of Lords 2016, https://goo.gl/wzkoBL).

Si ricorda che gli aiuti di Stato forniti alle fonti intermittenti sono consentiti, secondo quanto chiarito dall'UE nella "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020" (https://goo.gl/qk6pZv, pag. 3) seppur con l'invito ad "*un controllo più attento dell'effetto di incentivazione, sulla limitazione degli aiuti al minimo necessario e sulla prevenzione dei potenziali effetti negativi dell'aiuto sulla concorrenza e sugli scambi*". I regolatori del mercato elettrico si sono recentemente pronunciati in merito alla necessità di rimuovere la priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili esistenti e future, al fine di rimuovere gli effetti distorsivi di tale pratica sul mercato (https://goo.gl/bXp6qi).

E per l'Italia?

Seguendo i tre criteri adoperati per il governo inglese nella definizione della sua politica energetica (criteri anche adottati dell'UE) si analizza la situazione in Italia.

Nel mese di maggio 2017, è stato presentato dai ministri competenti il documento che illustra la nuova Strategia Energetica Nazionale (MSE 2017) in cui sono indicati obiettivi simili a quelli che si è dato l'UK e indicati dall'UE (UE 2016b):

- Competitività, con la riduzione del gap di costo, allineandosi a quelli praticati nella UE;
- Ambiente, traguardando gli obiettivi di decarbonizzazione;
- Sicurezza, garantendo l'adeguatezza delle reti elettriche e della distribuzione del gas.

Nel documento compare anche ciò che caratterizza la politica energetica italiana degli ultimi anni: il gas è la principale fonte programmabile scelta per la produzione di elettricità collocando l'Italia tra i paesi più dipendenti di questa materia prima, come si evince dalla Fig. 6.

Va segnalato che il documento evidenzia la criticità attuale della rete elettrica italiana, causata dalla dismissione di impianti funzionanti a combustibili fossili che si è verificata negli ultimi anni, essenzialmente a causa della politica di gestione della rete che impone la priorità di dispacciamento alle fonti rinnovabili intermittenti. Per rimediare a questa situazione si intende creare un "capacity market" a partire del 2018, in modo da garantire l'approvvigionamento elettrico anche in situazioni climatiche estreme.

Nello stesso documento si rileva che, sulla base di elaborazioni statistiche fornite da Terna, il contributo all'adeguatezza del sistema da fonti intermittenti, è compresa fra l'1 ed il 5% dell'installato (Fig. 7) e che pertanto tali fonti non possono che essere considerate complementari alle fonti programmabili, se non in misura trascurabile.

Nelle 300 ore di picco degli ultimi 5 anni, la disponibilità (intesa come produzione effettiva equivalente) delle risorse rinnovabili risulta pari a:

1) in corrispondenza del 50° percentile di predette 300 ore, all'8% dell'installato del fotovoltaico, al 13% dell'eolico, al 48% dell'acqua fluente.
2) in corrispondenza del 25° percentile, allo 0%

Tab. 2. Sussidi in €/MWh per tipo di tecnologia nel 2014 in Italia e nel Regno Unito; nella colonna totale si riporta il valore medio pesato, l'ultima riga riporta il sussidio medio pesato su ventisei membri dell'UE (CEER 2017).

Stato	Bioenergia	Geotermica	Idraulica	Solare	Eolico on-shore	Eolico off-shore	Altre	Totale
Italia	165.86	82,23	103,44	307,43	93,05	–	–	178,07
UK	56,43	–	64,95	231,88	63,31	54,67	54,67	70,53
Media 26 membri UE								110,43

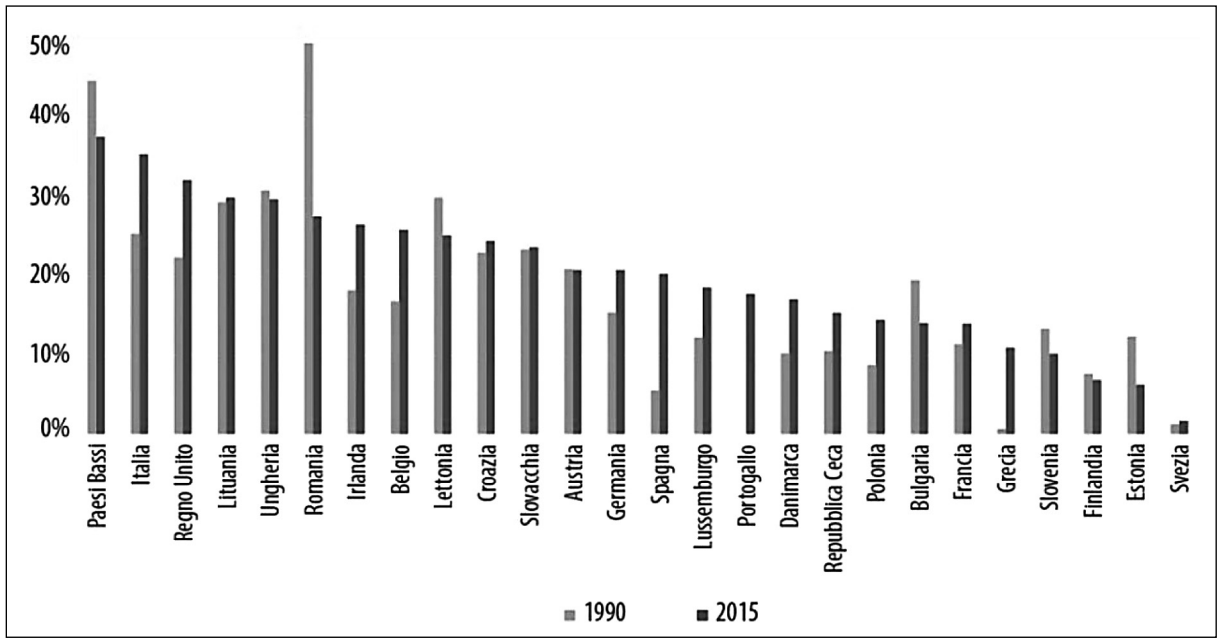

Fig. 6. Percentuale di gas naturale nel mix energetico dei paesi UE (fonte Europarlamento https://goo.gl/7Zr8ta).

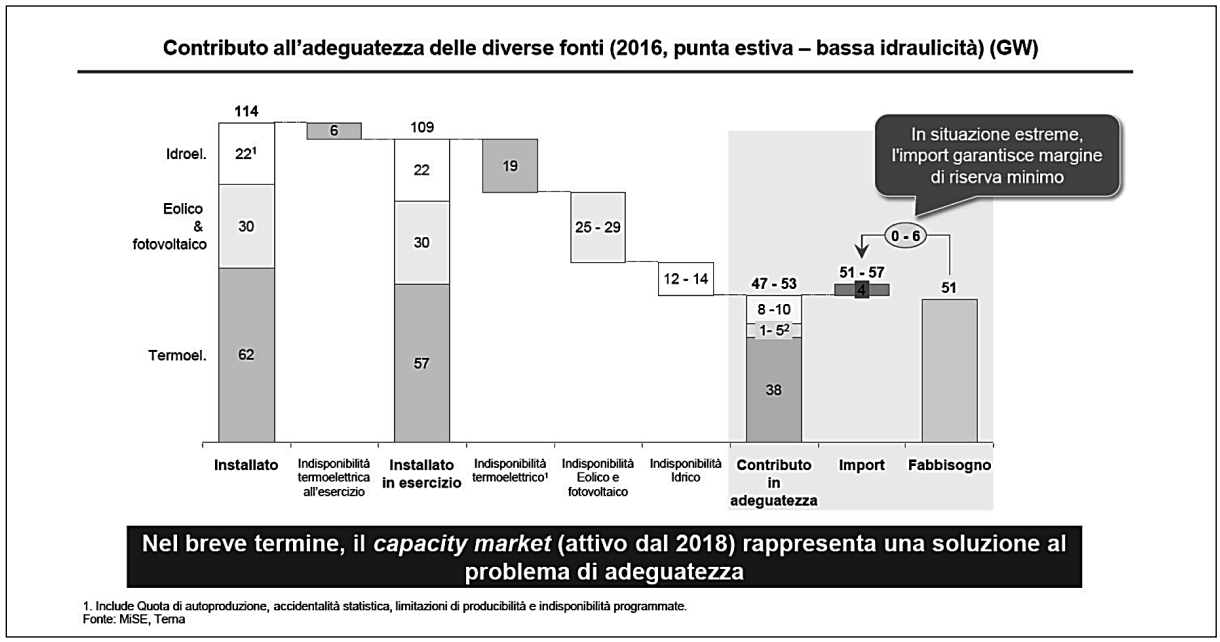

Fig. 7. Contributi all'adeguatezza della rete elettrica italiana (MSE 2017). Dei 114 GW di capacità installata solo 47-53 GW contribuiscono all'adeguatezza del sistema. Dei 30 GW installati di fonti intermittenti il contributo all'adeguatezza della rete è compreso tra 1 e 5 GW a seconda dei parametri riportati nella nota 2.

dell'installato del fotovoltaico, al 6% dell'eolico, al 37% dell'acqua fluente.

Nel citato documento sono descritti scenari che prendono in considerazione diverse opzioni di dismissioni delle centrali a carbone attualmente in esercizio in Italia e la continuazione di una politica energetica indirizzata verso il potenziamento della generazione da rinnovabili e gas.

Tale scelta ha assicurato una riduzione della CO_2 prodotta, ma non consentirà di raggiungere gli ambiziosi obiettivi proposti nel medio-lungo termine. I risultati raggiunti in termini di decarbonizzazione, in raffronto

con i principali paesi europei, secondo l'elaborazione dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, sono riportati nelle Fig. 8 e 9. Dalla prima figura si evince che il sistema energetico francese, durante tutto il periodo analizzato, ha emissioni molto inferiori a quelle degli altri principali paesi, grazie al rilevante contributo del nucleare nella produzione elettrica e ad una elettrificazione dei consumi. Al contrario la Germania, pur essendo fortemente impegnata nello sviluppo delle fonti rinnovabili, ha ottenuto risultati particolarmente modesti (-11,7% rispetto al 1990, Fig. 9).

La scelta di una forte dipendenza dal gas, importato per il 92%, e l'incremento delle rinnovabili non programmabili, rendono particolarmente vulnerabile il sistema energetico italiano a causa delle scarse risorse strategiche che si è in grado di accumulare e allo

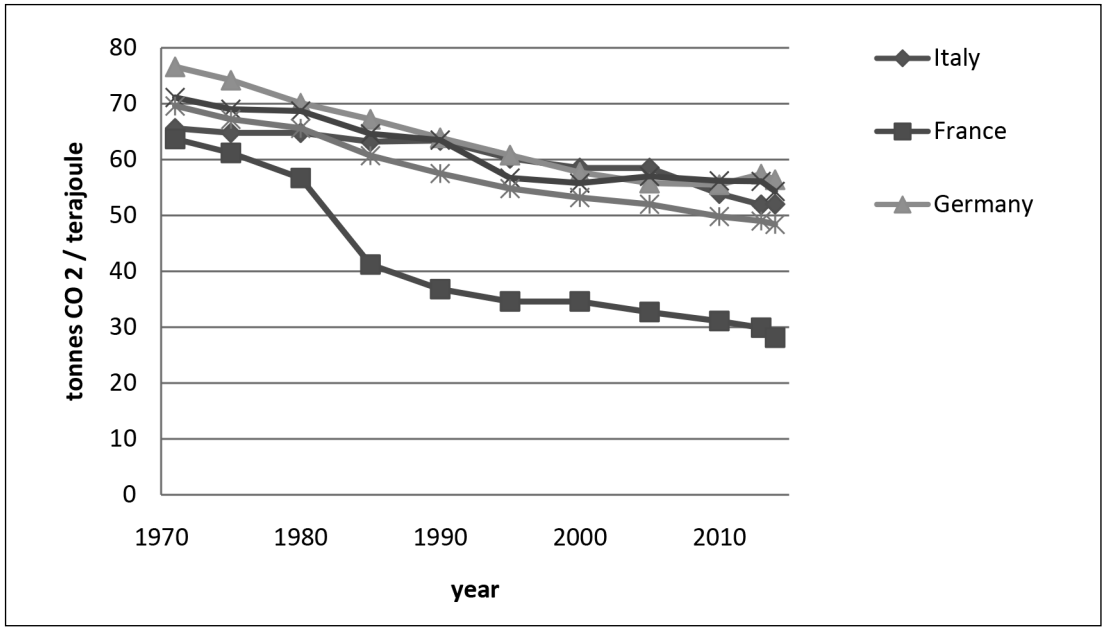

Fig. 8. Andamento delle emissioni per unità di energia primaria consumata, fonte IEA https://goo.gl/A4qXVA.

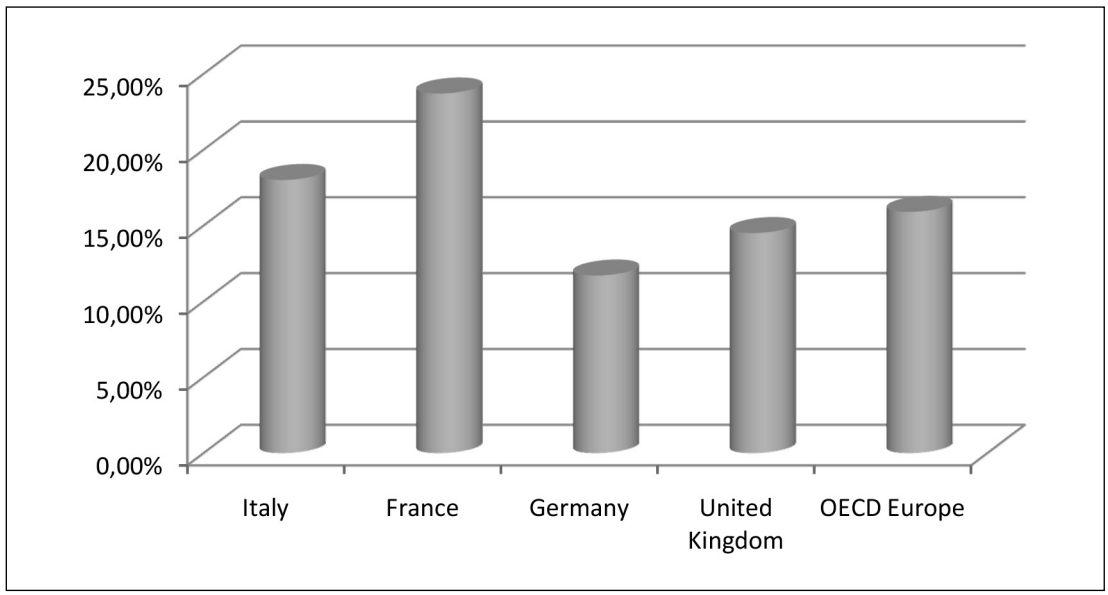

Fig. 9. Diminuzione percentuale del rapporto emissioni CO2/consumo di energia primaria nel periodo 1990-2014M, fonte IEA https://goo.gl/A4qXVA.

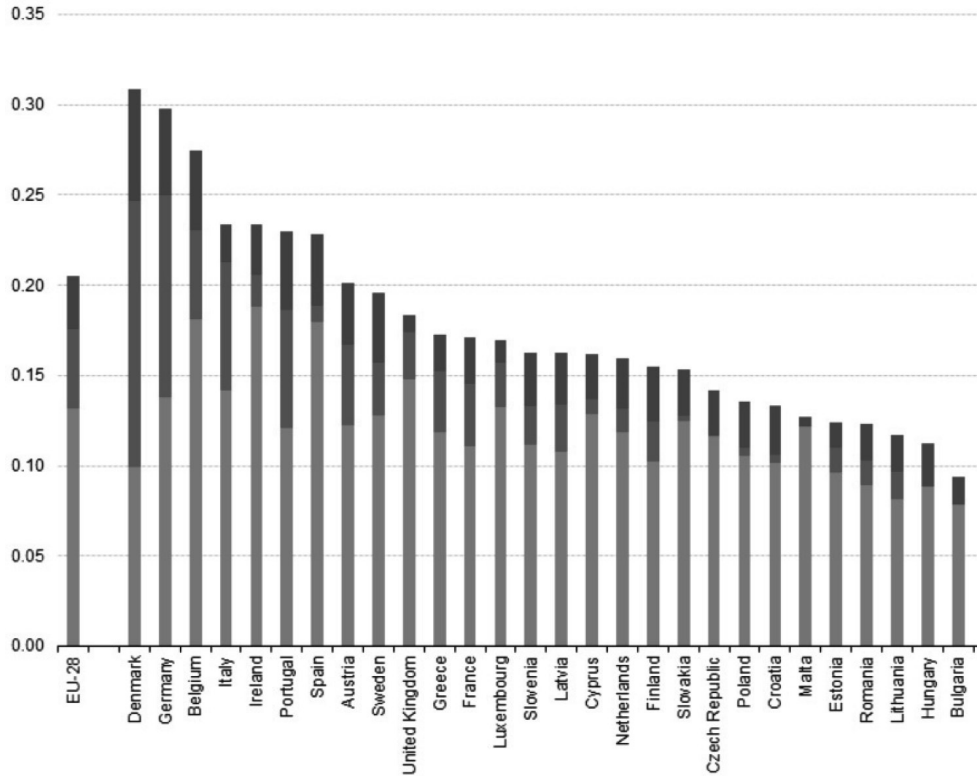

Fig. 10. Prezzo del kWh nel secondo semestre del 2016 per consumatori domestici dell'UE (consumi compresi tra 2,5 MWh e 5 MWh) fonte Eurostat, https://goo.gl/KaZFW3.

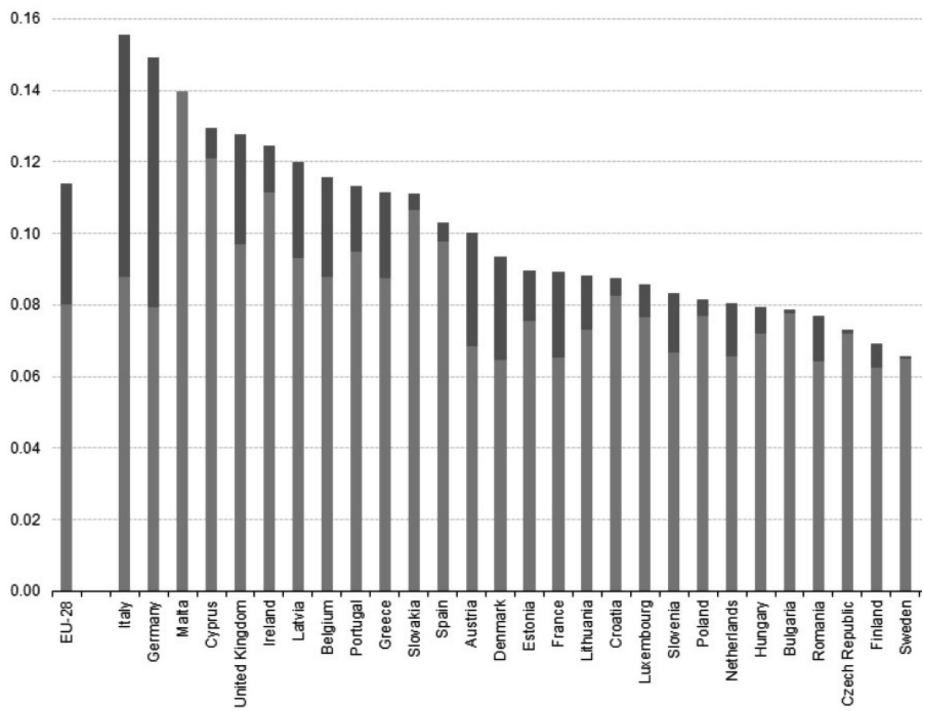

Fig. 11. Prezzo del kWh nel secondo semestre del 2016 per l'industria nell'UE (consumi compresi tra 500 MWh e 2000 MWh) fonte Eurostat https://goo.gl/KaZFW3.

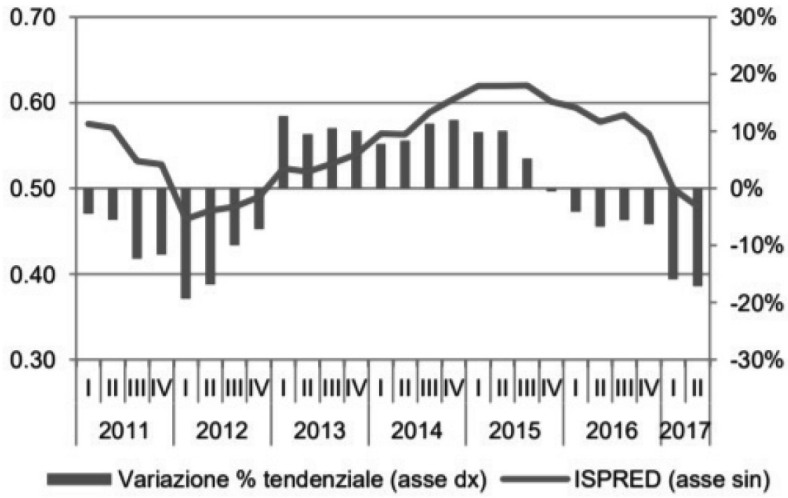

Fig. 12. Evoluzione dell'indice ISPREAD.

scarso contributo all'adeguatezza del sistema elettrico che forniscono le fonti rinnovabili.

Ma sono gli aspetti economici quelli maggiormente critici per il nostro sistema energetico, come peraltro evidenziato nel documento della SEN 2017 e riassunti nelle Fig. 10 e 11. L'Italia è al primo posto in Europa per il costo dell'energia elettrica per i consumatori industriali ed al quarto per quelli domestici, anche a causa dei generosi contributi indicati in Tab. 2. Ciò comporta una bassa competitività per il sistema produttivo; va notato che in Italia i consumatori domestici hanno redditi medi sensibilmente minori rispetto ai consumatori nei paesi con tariffe lievemente più alte.

Nel caso italiano, pertanto, le linee guida enunciate come basilari per lo sviluppo di un sistema energetico equilibrato hanno fornito risultati di scarsa efficacia ed in via di peggioramento, come evidenziato dal marcato calo dell'indice ISPRED 6 il cui andamento è riportato nella Fig. 12 (settimo trimestre consecutivo, negli ultimi 4 trimestri -17%).

Per l'Italia, si osserva una sostanziale contrazione, soprattutto a causa di:

- aumento del rischio approvvigionamento: a causa della maggiore incidenza sui consumi del gas;
- rischio per gli obiettivi di decarbonizzazione: a causa della diminuzione della penetrazione delle rinnovabili (da idroelettrico, per la diminuita piovosità), delle importazioni di nucleare francese e della ripresa del ciclo economico, con un ritorno per le emissioni ai valori prossimi a quelli del 2013;
- aumento dei costi per i consumatori, a causa delle ridotte importazioni da nucleare francese e dell'aumento del costo dei prodotti petroliferi (dati da https://goo.gl/z1aL5f).

Gli Autori, esprimendo una loro personale opinione, senza alcuna prerogativa di fornire indicazioni su possibili mix energetici, compito al di sopra degli obiettivi del presente lavoro, notano che, nelle linee strategiche sulla politica energetica enunciate nella SEN, e quantificate mediante l'indice ISPREAD, non si pone in rilievo la tutela della salute dei cittadini e l'integrità dell'ambiente (che non significa solo decarbonizzare). La produzione di sostanze inquinanti e di polveri sottili cagionano incontrovertibili danni alla salute che, indirettamente, incidono anche sulle valutazioni economiche.

In Italia, una ricerca promossa dal Ministero della Salute, ha stimato in trentamila l'anno i decessi legati all'inquinamento da particolato PM2.5 (VIIAS 2015). Va rilevato che questi numeri non si riferiscono a eventi incidentali, con probabilità più o meno bassa, ma alla "normalità", ovvero a ciò che avviene ogni anno. Gli studi più approfonditi, concernenti le valutazioni dei costi sostenuti dalla società, comprendono, oltre ai decessi, anche le ospedalizzazioni e le giornate lavorative perse a causa dell'impatto sanitario dei combustibili fossili, ossia quelle definite esternalità sociali.

Scenari energetici futuri, prevedono una consistente elettrificazione dei consumi di energia, finalizzata anche ad assicurare la mobilità. Ciò al fine di ridurre il livello di inquinanti e polveri sottili nelle aree urbane. Un'estesa diffusione del parco automobilistico ad alimentazione elettrica, faciliterà anche l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, rendendo disponibili validi sistemi di accumulo di energia elettrica o di idrogeno da utilizzare nelle celle a combustibile. Il conseguente aumento dei consumi elettrici

predispone ad un atteggiamento inclusivo verso tutte le tecnologie che soddisfano almeno i criteri fatti propri dalle autorità Europee, prospettiva non perseguibile in Italia, dato il rifiuto della popolazione e della classe dirigente verso la fonte nucleare.

Il nostro Paese punta su un mix che non ha la potenzialità di assicurare consistenti riduzioni di CO_2 prodotta per unità di energia generata, con costi che penalizzano fortemente il sistema produttivo ed i consumatori e con bassa certezza degli approvvigionamenti.

In questo contesto, il mantenimento delle competenze in campo nucleare, ovvero capacità progettuali, realizzative e sperimentale, attuato attraverso la collaborazione internazionale in corso[7] è, a opinione degli autori, doveroso, per il ruolo che avranno in un futuro prossimo i reattori a fissione di IV generazione (Ciotti et al 2016), con i quali le limitazioni dovute alla disponibilità di uranio e ai problemi relativi allo smaltimento delle scorie saranno superati, apprendo così la possibilità di un ripensamento da parte dell'opinione pubblica dell'atteggiamento verso il nucleare. È opinione diffusa, anche in molti Paesi europei, che, al momento, i reattori nucleari non vadano installati, nell'attesa della disponibilità di quelli di IV generazione, con la concreta conseguenza di un forte rallentamento nella pianificazione di nuovi reattori di III generazione avanzata. Ma, seguendo questa linea di ragionamento, che comporta l'esaurimento delle capacità di costruzione di impianti, si subirà la dipendenza tecnologica dell'Europa da altri Paesi come la Cina, che soltanto negli ultimi decenni hanno iniziato il processo di sviluppo della tecnologia nucleare per la generazione di elettricità.

Riteniamo che, a lungo termine, la scelta di abbandonare il nucleare, presenti similitudini con la scelta della dinastia Ming, fatta nel secolo XV, di limitare lo sviluppo della propria marina mercantile, a quei tempi molto più avanzata di quella europea; scelta che facilitò l'Occidente nel dominio dei mari nei secoli successivi, dandole in tal modo un vantaggio competitivo strategico nella scoperta di nuove terre e nella colonizzazione delle Americhe (Feltri 2010).

Bibliografia

BEIS - Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016a), *Hinkley Point C: Value for Money Assessment*, https://goo.gl/S5Bdg6.

BEIS - Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016b), *Updated Energy and Emissions Projections 2016*, https://goo.gl/C3TveK.

BEIS - Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2017), *Hinkley Point C: The Detailed Value for Money Assessment reportt*, https://goo.gl/SHH8k1.

CEER - The Council of European Energy Regulators (2017), *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe*, https://goo.gl/EGkrET.

Ciotti M., Ruberti E., Manzano J. (2016), *Nucleare di nuova generazione: i reattori a piombo*, «Energia», n. 4, pp. 68-75.

Earp M. (2016), *UKCS Oil and Gas Production Projections*, Oil and Gas Authority, https://goo.gl/9gDGSU.

EU-European Commission (2016a), *EU Reference Scenario 2016*, Energy, transport and GHG emissions, Trends to 2050, https://goo.gl/XwGNXv.

EU-European Commission (2016b), *Proposals on clean energy for all Europeans*, https://goo.gl/opnueW.

Feltri F.M. (2010), *Chiaroscuro, Perché la Cina non ha scoperto l'America?*, Editrice SEI, Torino, https://goo.gl/zdbZ3j.

House of Lords, Select Committee on Economic Affairs (2016), *Corrected oral evidence*, Tuesday 1 November 2016, https://goo.gl/8pifcH.

House of Lords, Select Committee on Economic Affairs (2017a), *The Price of Power: Reforming the Electricity Market*, https://goo.gl/DtZczk.

House of Lords, Select Committee on Economic Affairs (2017b), *Corrected oral evidence, Tuesday 10 January 2017*, https://goo.gl/GTrjp4.

IEA - The International Energy Agency (2011), *World Energy Outlook 2011*, ISBN: 978 92 64 12413 4, https://goo.gl/6HYKEd.

IPCC Working Group III, Climate Change (2014) - *Mitigation of Climate Change, Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters*, Cambridge University Press, 2014 (pag. 1335).

MSE Ministero dello Sviluppo Economico (2017), *Strategia Energetica Nazionale 2017*, https://goo.gl/L85HVC.

Thomas S. (2013), *Nucleare: l'accordo di Hinkley Point*, in «Energia», n. 4, pp. 26-30.

Thomas S. (2016), *Regno Unito: forti dubbi su Hinkley Point (e non solo)*, in «Energia», n. 2, pp. 36-41.

VIIAS (2015), *La Valutazione Integrata dell'Impatto dell'Inquinamento atmosferico sull'Ambiente e sulla Salute in Italia (VIIAS)*, http://goo.gl/pcV6h4.

WHO - World Health Organization (2014), *Ambient outdoor air quality and health*, https://goo.gl/qBbHFM.

Zorzoli G.B. (2013), *Nucleare: alla ricerca della competitività perduta*, in «Energia», n. 4, pp. 32-35.

Note

[1] Nei documenti della Commissione della Camera dei Lord (House of Lords 2017a) non sono riportati dati sui costi elaborati per lei, bensì una tabella con i risultati delle simulazioni compiute dagli esperti del Ministero del Commercio e dell'Industria del Regno Unito (BEIS 2016a, BEIS 2017), trascritta qui di seguito.

Electricity source	Estimated cost in megawatts per hour
Combined cycle gas turbine	£47 to £96
Onshore wind	£49 to £90
Solar (photovoltaics)	£65 to £92
Offshore wind	£81 to £132
Commercial carbon capture and storage	£77 to £249
Hinkley Point C strike price	*£92.50*

Costi stimati per diverse fonti di elettricità nella decade del 2020 (BEIS 2016a); per le intermittenti (Eolico e PV) non sono inclusi i costi di bilanciamento e adattamento della rete.
Inoltre, nella tabella sottostante (BEIS 2017), diversi scenari futuri, alternativi alla costruzione di HPC sono confrontati in termini di costi-benefici sociali. I costi di bilanciamento e adattamento della rete sono inclusi.

£m in real 2012 prices, discounted to 2012 Counterfactual – what delay to nuclear, and what alternative generation	Net social benefit of no delay to HPC, cumulative to 2030	Net social benefit of no delay to HPC, cumulative to 2040	Net social benefit of no delay to HPC, cumulative to 2050
Three-year delay – more offshore wind and CCS *offshore wind costs consistent with announced CfD auction price cap*	£7,300	£18,000	£19,400
Ten-year delay – more offshore wind and CCS *offshore wind costs consistent with announced CfD auction price cap*	£17,000	£43,700	£52,300
Three-year delay – more gas plant	-£3,200	-2,900	-£830
Three-year delay – more onshore wind and large-scale solar PV	£3,600	£10,900	£11,700

Costi-Benefici sociali per diversi scenari alternativi alla costruzione di HPC [BEIS 2017].
Si osserva che i costi/benefici variano di segno ed entità in funzione della data di inizio della produzione di energia elettrica da parte della centrale; l'unico caso che comporta costi minori rispetto a HPC, prevede la sola costruzione di impianti a gas, non consentendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

[2] Adeguatezza, la capacità del sistema elettrico di soddisfare in ogni momento la richiesta aggregata di energia elettrica dei consumatori finali tenendo conto, sia della prevista indisponibilità, sia dei ragionevolmente possibili ed inattesi impedimenti di elementi del Sistema produttivo.

[3] Fattore di Capacità: Il rapporto fra l'energia elettrica netta generata da un sistema e quella che si sarebbe potuta generare operando di continuo alla massima potenza, per un dato intervallo di tempo (in genere un anno).

[4] Capacity credit: è definito come il contributo percentuale di elettricità che una determinata fonte genera ed immette in rete con elevata affidabilità nei momenti di picco di domanda.

[5] La situazione degli approvvigionamenti è in forte evoluzione, data la continua scoperta di nuovi giacimenti in aree non critiche e l'evoluzione delle tecnologie di estrazione.

[6] ISPRED, Indice Sicurezza Prezzi dell'Energia e Decarbonizzazione, misura la transizione del sistema energetico nazionale sulla base di sicurezza, prezzi e andamento della CO_2. Costruito come media pesata dei tre indici. https://goo.gl/eDw69w.

[7] Al momento sono in corso attività progettuali relative ad un reattore dimostrativo refrigerato al piombo liquido (ALFRED, Advanced Lead Fission Reactor Demonstrator https://goo.gl/hXSB7Q, http://www.alfred-reactor.eu/ nell'ambito del consorzio Falcon (Fostering ALfred CONstruction, https://goo.gl/wjEaZJ) e attività sperimentali relative a sistemi di sicurezza e materiali innovativi da applicare al reattore refrigerato al sodio liquido ASTRID Advanced SodiumTechnological Reactor for Industrial Demonstration, https://goo.gl/h2DVA2, https://goo.gl/shBihK.

MARCO CIOTTI
È fisico sperimentale presso l'ENEA. Ha iniziato la sua attività principalmente occupandosi di diagnostiche al bordo dei plasmi termonucleari generati nelle macchine a fusione di Frascati (FT e FTU) e l'IPP di Julich (DE). Ha condotto esperimenti su magneti superconduttori di grandi dimensioni per applicazioni fusionistiche ed è stato responsabile dei test per il cavo superconduttore poloidale di Iter presso la facility Sultan dell'IPP Villigen (Ch). Ha collaborato con la Westinghouse alla progettazione del reattore a fissione di piccole dimensioni IRIS e al dimostratore di IV generazione Alfred, refrigerato al piombo liquido. È stato membro dell'executive board del gruppo di lavoro INPRO (INnovative PROjects) presso la IAEA e membro del gruppo di lavoro Nuclear Energy Economics presso la NEA. Si è occupato della redazione dei project requirements per la facility IFMIF (International Fusion Material Irradiation) e di progettazione di bersagli nucleari a metalli liquidi. Ha ricoperto il ruolo di Coordinatore per le Applicazioni Nucleari; dal 2015 è responsabile del Laboratorio Sistemi Nucleari Innovativi del Dipartimento Fusione e sicurezza nucleare dell'ENEA. È responsabile scientifico della caratterizzazione di un sistema di mitigazione incidentale per il reattore veloce di IV generazione francese Astrid, raffreddato al sodio liquido.

ETTORE RUBERTI
È Ricercatore dell'ENEA, Dipartimento FSN-FISS-SNI, I suoi campi di ricerca sono l'evoluzione biologica e l'entomologia applicata. Dal '91 si occupa anche di idrogeno come vettore energetico e di fenomeni nucleari collettivi nella materia condensata. Rappresenta l'ENEA al Forum Italiano dell'Idrogeno ed è coautore del libro bianco sull'idrogeno "Linee guida per la definizione di un piano strategico per lo sviluppo del vettore energetico idrogeno". Dal '97 Professore a contratto di Biologia generale e molecolare all'Università Ambrosiana. Dal 25 settembre 2012 con qualifica accademica di Licentia Docenti ad Honorem per merito di chiara fama nella disciplina. È Direttore del Dipartimento di Biologia ed Ecologia di UNISRITA.
Ha sviluppato una nuova ipotesi sul ruolo svolto da un debole campo elettromagnetico in argille di origine magmatiche (le montmorilloniti) nella formazione delle prime macromolecole biologiche, ipotesi che sta sottoponendo a verifica sperimentale. Ha sviluppato, in collaborazione con il Rettore dell'Università Ambrosiana, un progetto di ricerca, volto l'interruzione del ciclo del Plasmodium della Malaria nella Zanzara Anopheles, attualmente in fase di realizzazione attraverso una collaborazione ENEA/Università Ambrosiana.

JORGE MANZANO
È nato a Buenos Aires (Argentina) nel 1950, laureato in Fisica nel 1973. Ha lavorato alla "Comisión de Energía Atómica Argentina" fino il 1976. Dal 1977 in Enea, ha svolto attività di ricerca nella fisica dei reattori nucleari di fissione fino al 1992. In seguito si è occupato dell'interazione uomo-macchina in sistemi di teleoperazione e di realtà virtuale. Nel 2010, fino al pensionamento, è tornato a svolgere attività di ricerca nel campo nucleare occupandosi dei reattori di fissione di IV generazione e ibridi fusione-fissione.