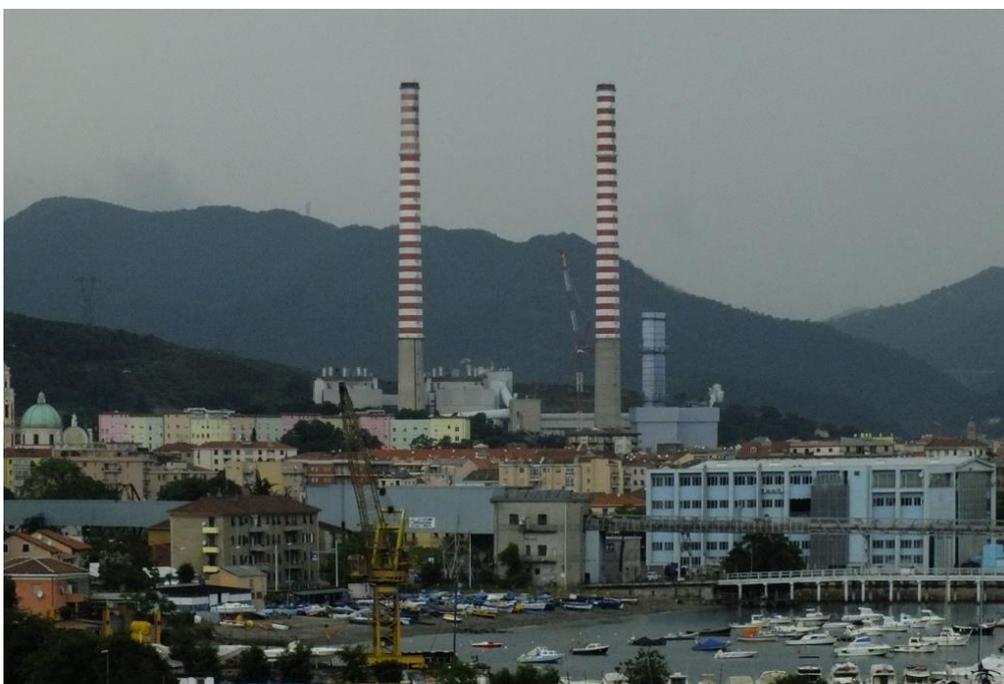


# DOSSIER

## Il carbone: voltare davvero pagina in Italia, in Europa e nel mondo



Aggiornamento Dicembre 2019



**A cura di Massimiliano Varriale**  
Coordinamento Mariagrazia Midulla.

## Sommario

L'attuale sistema energetico mondiale, che si regge ancora prevalentemente sull'uso dei combustibili fossili, sta però mostrando importanti trasformazioni grazie all'impetuoso sviluppo delle fonti rinnovabili.

Petrolio, carbone e gas naturale, che nel mix energetico mondiale pesano ancora per oltre l'81%, rappresentano risorse preziose ma limitate e assai inquinanti che la Terra ha custodito per decine o centinaia di milioni di anni e che l'uomo, nell'ultimo secolo, sta estraendo e utilizzando a ritmi assolutamente insostenibili.

**In poco più di un secolo i consumi energetici sono aumentati di circa 14 volte** e, secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), questa crescita dovrebbe proseguire nei prossimi decenni seppur con ritmi leggermente inferiori rispetto a quelli registrati fin qui, ma la disponibilità di fonti fossili è limitata. Petrolio, gas e carbone si sono venuti a creare in specifiche condizioni geologiche e queste non si ripetono con tanta facilità, soprattutto non in tempi compatibili con gli attuali ritmi di prelievo.

Dalla combustione delle fonti fossili si libera circa l'87% del carbonio che si sta accumulando nell'atmosfera terrestre e che è responsabile dell'alterazione del clima e del conseguente riscaldamento globale, come evidenzia un'imponente mole di studi e ricerche. **Tra tutte le fonti fossili, il carbone rappresenta proprio la principale causa di emissioni di gas serra:** nel 2017, oltre 44% della CO<sub>2</sub>, corrispondente a circa 14,5 miliardi di tonnellate, è stata originata proprio dalla combustione del carbone. Del resto, a parità di energia primaria disponibile, **le emissioni di CO<sub>2</sub> provenienti dalla combustione del carbone possono arrivare a essere anche del 30% superiori a quelle del petrolio e del 70% superiori a quelle del gas naturale.**

**Attualmente in Italia sono in funzione 9 centrali a carbone**, assai diverse per potenza installata, tecnologia impiegata e livello di operatività. Questi impianti nel 2017 avevano contribuendo a soddisfare circa il 9,8% del consumo interno lordo di energia elettrica con circa 32.627,4 GWh. A fronte di questi dati, tutto sommato abbastanza modesti, **nel 2017 gli impianti a carbone hanno prodotto quasi 28,7 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> corrispondenti a circa il 30,75% di tutte le emissioni del sistema elettrico nazionale (93 MtCO<sub>2</sub>).** Per il 2018 ancora non sono disponibili i dati ufficiali di emissione ma dai valori riportati nei registri ETS si stima siano quasi 25,3 MtCO<sub>2</sub>, un valore piuttosto considerevole se rapportato al fatto che il carbone nello stesso anno ha soddisfatto appena l'8,6% del fabbisogno elettrico nazionale.

Il carbone usato da questi impianti è tutto d'importazione, dal momento che il nostro Paese non dispone di risorse carbonifere adeguate allo sfruttamento, sia in termini quantitativi sia qualitativi.

Ad esempio, il poco carbone presente nel Sulcis (in Sardegna) aveva un tenore troppo alto di zolfo (circa il 6%, vale a dire dieci volte quello del carbone d'importazione).

L'uso del carbone non solo rappresenta la principale minaccia per il clima del pianeta ma è anche **una delle maggiori fonti d'inquinamento con impatti assai gravi sulla salute di persone, organismi viventi ed ecosistemi**. È noto, infatti, come dai processi di combustione si liberino numerose sostanze tossiche, alcune bioaccumulabili, altre cancerogene, ecc. E, tra tutti i combustibili fossili, sicuramente il carbone è quello che, bruciando, rilascia le maggiori quantità d'inquinanti. Un'ampia letteratura scientifica dimostra come dalla combustione del carbone si liberino sostanze che impattano in modo pesante sulla salute delle persone provocando al contempo pesanti danni economici che, se correttamente internalizzati (cioè compresi) nei costi energetici, metterebbero immediatamente fuori mercato questo combustibile.

Si tratta di elementi da tenere in grande considerazione quando si orientano le scelte energetiche internazionali o anche di un singolo paese. Soprattutto quando quel paese non dispone di adeguate riserve di combustibili fossili. **Nel dossier si dimostra, infatti, come la scelta carbone, in ogni caso sbagliata, lo sia stata ancora di più per un paese come l'Italia, sostanzialmente privo di giacimenti**. Una scelta che non solo danneggia l'ambiente e la salute delle persone ma non migliora neanche il livello di sicurezza energetica. Peraltro il carbone non permetterebbe, sul lungo periodo, neanche di ridurre il costo della bolletta energetica, dal momento che il suo prezzo, soprattutto quello commerciato a livello internazionale, è condizionato dal costo del petrolio, la fonte necessaria per trasportarlo. Le stesse riserve di carbone, seppur maggiori rispetto a quella di altri combustibili fossili, sono comunque limitate e localizzate, aspetto che riduce la sicurezza negli approvvigionamenti e che rende i prezzi destinati inevitabilmente ad aumentare mano a mano che si riduce la disponibilità del minerale. Ma soprattutto **i costi dell'energia da carbone saranno destinati inesorabilmente a crescere a seguito delle misure ambientali che penalizzeranno sempre più le emissioni di CO<sub>2</sub>**.

L'Italia nel 2017, anche sotto la forte spinta del WWF e di associazioni nazionali e locali, ha adottato una nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) in cui si assume per la prima volta l'impegno a uscire dal carbone (phase-out) entro il 2025. Si tratta di un documento di indirizzo cui ha fatto seguito nel 2019 la Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), peraltro richiesto dalla stessa Unione Europea. Questo documento strategico purtroppo non sembra però aver definito l'insieme di provvedimenti attuativi concreti e vincolanti capaci di permettere al nostro paese di puntare realmente su un diverso modello energetico che sia incentrato sul risparmio, l'efficienza e le fonti rinnovabili (FER), partendo dalla generazione distribuita in piccoli impianti alimentati sempre più da energie rinnovabili allacciate a reti intelligenti (Smartgrids) integrate con efficaci sistemi di accumulo. Il modello fondato su grandi centrali e sullo sfruttamento dei combustibili fossili è già entrato in crisi, il tentativo di perpetuarlo

ricorrendo a fonti di energia che causano enormi problemi ambientali è anti-storico e sottopone la collettività a rischi e costi inammissibili e duraturi.

La pigrizia imprenditoriale e le rendite di posizione non possono e non devono essere più premiate: la transizione verso il nuovo modello energetico e la nuova economia è iniziata. Speriamo che il paese sappia prendere la strada giusta procedendo nei tempi più rapidi alla chiusura di tutte centrali a carbone, iniziando da quelle più vecchie e dannose, promuovendo al contempo un serio percorso per una giusta transizione verso un modello energetico veramente green, capace di creare maggiore occupazione, fungendo così anche da importante volano per la stessa economia. Un modello energetico che, puntando alla completa decarbonizzazione prima del 2050, non dovrà cadere nella trappola di sostituire il carbone con il gas, spacciandolo come combustibile di transizione, dal momento che questo sarebbe totalmente incompatibile con un sistema energetico realmente ad emissioni zero.

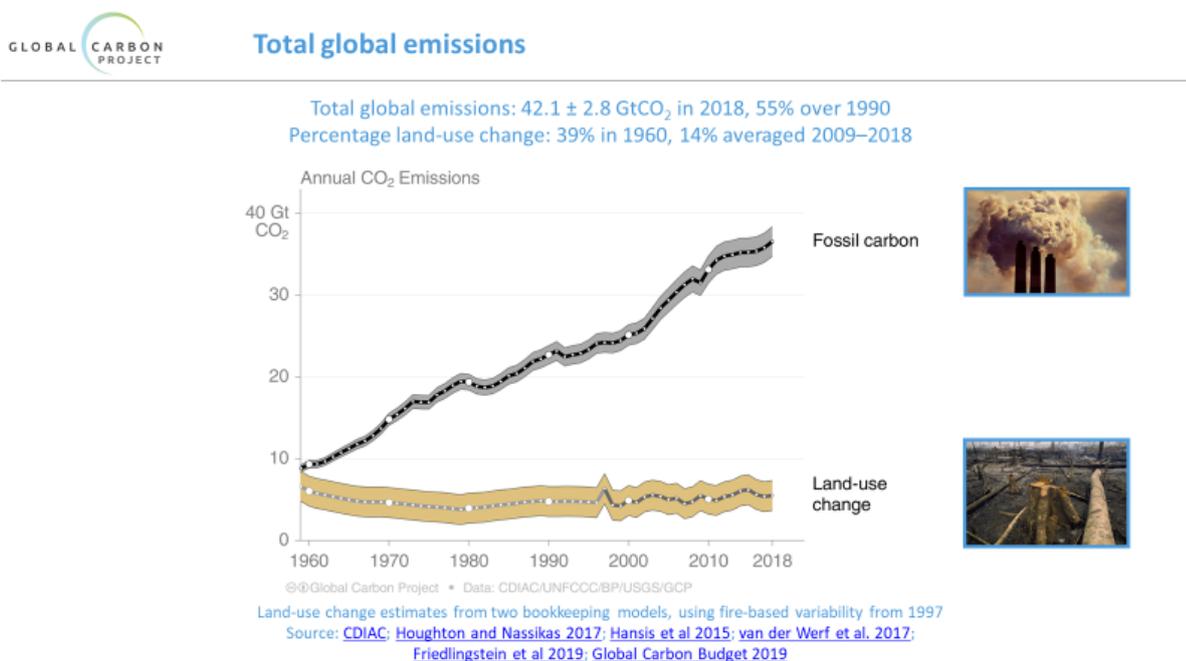
## INTRODUZIONE

### Allarme cambiamenti climatici: i combustibili fossili maggiori imputati

L'attuale sistema energetico mondiale è fortemente incentrato sull'uso dei combustibili fossili: **petrolio, carbone e gas naturale, nel mix energetico mondiale, pesano per circa l'81,3%**<sup>1</sup>. Si tratta di risorse preziose ma limitate e assai inquinanti che la Terra ha custodito per decine o centinaia di milioni di anni e che l'uomo, nell'ultimo secolo, sta estraendo e utilizzando a ritmi assolutamente insostenibili.

**Dalla combustione delle fonti fossili si libera oltre l'86-87% del carbonio** che si sta accumulando nell'atmosfera terrestre e che è il principale responsabile dell'alterazione del clima e del conseguente riscaldamento globale, come evidenzia un'imponente mole di studi e ricerche<sup>2 3 4</sup>.

La figura seguente fotografa perfettamente quale sia il peso del carbonio di provenienza fossile generato dalle attività antropiche e quale quello liberato dal cambiamento dell'uso dei suoli (sempre comunque prodotto dalle attività umane).



<sup>1</sup> IEA - Key World Energy Statistics 2019

<sup>2</sup> IPCC, 2014 – Fifth Assessment Report

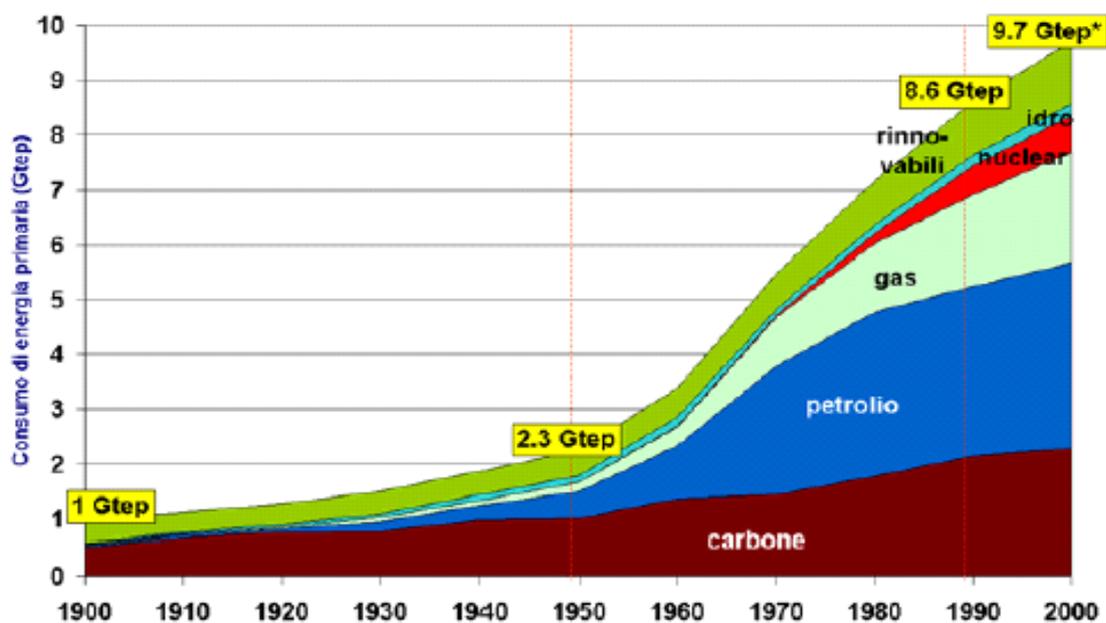
<sup>3</sup> IPCC WGI AR5 – *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*

<sup>4</sup> P. Friedlingstein et al.: Global Carbon Budget 2019

Nel secolo scorso l'improvvisa disponibilità di energia a buon mercato, rappresentata appunto dai combustibili fossili, ha fortemente spinto l'acceleratore del consumo di tutte le risorse naturali, della crescita demografica e della produzione di sostanze inquinanti che vanno a colpire, in pratica, tutti gli ecosistemi planetari.

All'inizio del '900 i consumi energetici erano di circa 1.000 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), nel 2000 arrivavano a circa 9.700 Mtep:

**Figura 1 – Il ricorso alle fonti di energia nel corso del 20° secolo**



Fonte: Elaborazione ENEA da fonti varie

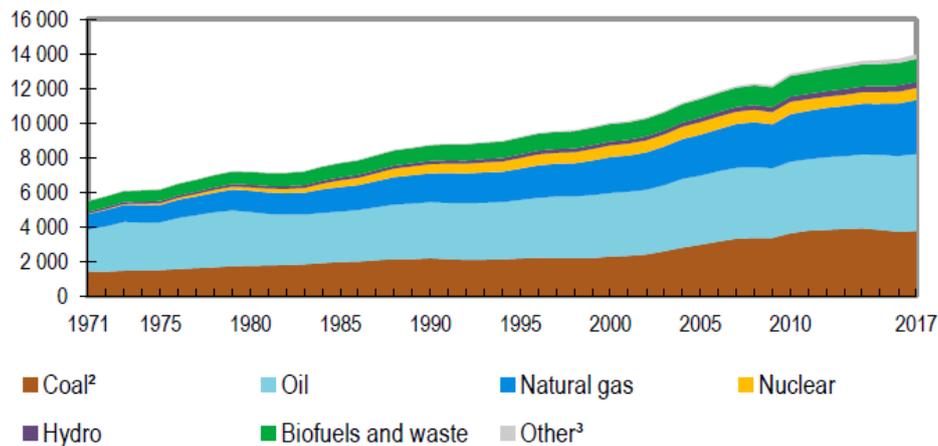
Nel 2017 si sono raggiunti 13.972 Mtep <sup>5</sup> e nel 2018 addirittura i 14.314 Mtep <sup>6</sup>: **in meno 120 anni i consumi sono quindi aumentati di oltre 14 volte** e la massima crescita è avvenuta a partire dagli anni '50 dello scorso secolo sostenuta sostanzialmente dai combustibili fossili.

<sup>5</sup> IEA - Key World Energy Statistics 2019

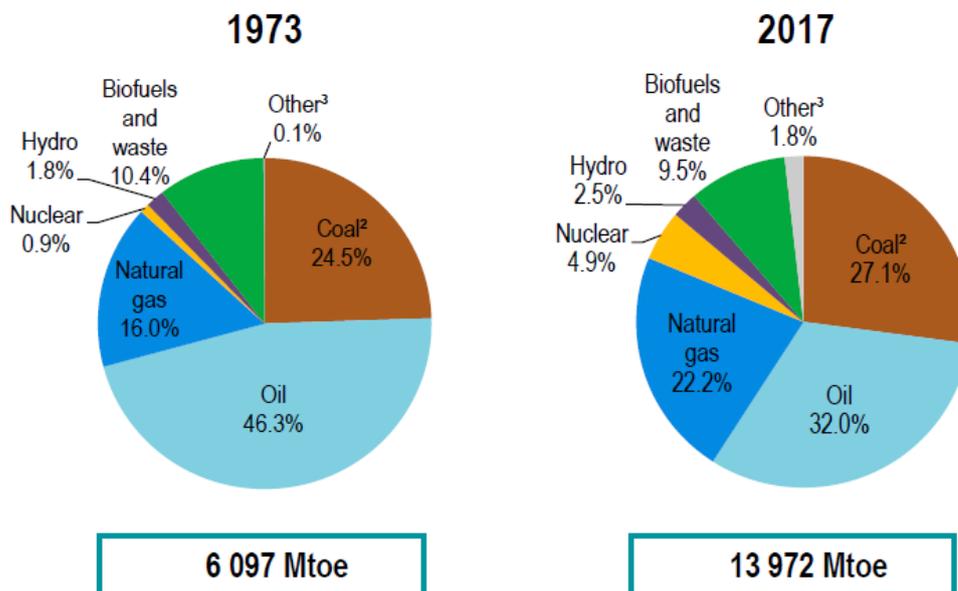
<sup>6</sup> IEA – World Energy Outlook 2019

# World total primary energy supply (TPES) by source

World<sup>1</sup> TPES from 1971 to 2017 by source (Mtoe)



1973 and 2017 source shares of TPES



1. World includes international aviation and international marine bunkers.
2. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.
3. Includes geothermal, solar, wind, tide/wave/ocean, heat and other sources.

Source: [IEA, World Energy Balances, 2019](#).

Fonte: IEA - Key World Energy Statistics 2019

Secondo gli scenari elaborati e ritenuti più probabili dall’Agenzia Internazionale per l’Energia (IEA), come si vede nella sottostante figura, tratta dall’ultimo World Energy Outlook <sup>7</sup>, tali consumi dovrebbero ancora sensibilmente aumentare nei prossimi decenni.

**Table 1.1** ▶ **World primary energy demand by fuel and scenario (Mtoe)**

			Stated Policies		Sustainable Development		Current Policies	
	2000	2018	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Coal	2 317	3 821	3 848	3 779	2 430	1 470	4 154	4 479
Oil	3 665	4 501	4 872	4 921	3 995	3 041	5 174	5 626
Natural gas	2 083	3 273	3 889	4 445	3 513	3 162	4 070	4 847
Nuclear	675	709	801	906	895	1 149	811	937
Renewables	659	1 391	2 287	3 127	2 776	4 381	2 138	2 741
Hydro	225	361	452	524	489	596	445	509
Modern bioenergy	374	737	1 058	1 282	1 179	1 554	1 013	1 190
Other	60	293	777	1 320	1 109	2 231	681	1 042
Solid biomass	638	620	613	546	140	75	613	546
<b>Total</b>	<b>10 037</b>	<b>14 314</b>	<b>16 311</b>	<b>17 723</b>	<b>13 750</b>	<b>13 279</b>	<b>16 960</b>	<b>19 177</b>
<i>Fossil fuel share</i>	<i>80%</i>	<i>81%</i>	<i>77%</i>	<i>74%</i>	<i>72%</i>	<i>58%</i>	<i>79%</i>	<i>78%</i>
<b>CO<sub>2</sub> emissions (Gt)</b>	<b>23.1</b>	<b>33.2</b>	<b>34.9</b>	<b>35.6</b>	<b>25.2</b>	<b>15.8</b>	<b>37.4</b>	<b>41.3</b>

Notes: Mtoe = million tonnes of oil equivalent; Gt = gigatonnes. Other includes wind, solar PV, geothermal, concentrating solar power and marine. Solid biomass includes its traditional use in three-stone fires and in improved cookstoves.

Anche nello “Scenario Politiche Annunciate”, che prende in considerazione le intenzioni politiche e gli obiettivi ad oggi dichiarati (quindi quello intermedio tra lo “Scenario Politiche Correnti”, con i più alti consumi, e lo “Scenario Sviluppo Sostenibile”, con i consumi più bassi, ma ancora ritenuto poco percorribile), il fabbisogno energetico mondiale continua ad aumentare, seppur più lentamente che in passato: in ogni modo al 2040 la domanda di energia, secondo la IEA, sarebbe di oltre 3400 Mtep superiore a quella attuale, un incremento ben superiore all’odierna domanda energetica di Cina.

Farebbe eccezione solo lo “Scenario Sviluppo Sostenibile” (“Sustainable Development Scenario”) che secondo la IEA (in modo probabilmente un poco ottimistico) dovrebbe consentire di raggiungere gli obiettivi climatici per stare sotto i 2°C.

<sup>7</sup> IEA – World Energy Outlook 2019

Per la IEA i principali driver su cui si basano le proiezioni di crescita della domanda di energia sono legati alla crescita: dell'economia mondiale, della popolazione (ndr, dovrebbe arrivare a superare i 9 miliardi nel 2040) e dei processi di urbanizzazione.

Si tratta sicuramente di trend che vanno assolutamente considerati ma resta comunque assai poco convincente la stima delle disponibilità future di fonti fossili che possano sostenere una simile crescita. È infatti scientificamente chiaro che petrolio, gas e carbone si sono venuti a creare in specifiche condizioni geologiche e che queste non si ripetono con tanta facilità, soprattutto non in tempi compatibili con gli attuali ritmi di prelievo. Per tutte le risorse non rinnovabili è, o dovrebbe essere, evidente come alla fine si raggiunga un picco, dopo di che la produzione inizia inesorabilmente a declinare: in sostanza potremmo in qualche modo dire che **il “picco” segna il momento in cui la produzione non è più in grado di tenere il passo con la domanda.** Tutto questo vale non solo per petrolio e gas naturale ma anche per il carbone, seppur con tempistiche differenti. Non è facile stabilire una data precisa per il raggiungimento del picco di produzione delle differenti fonti fossili, ma esistono buone approssimazioni. È comunque certo che, anche per effetto dell'aumento dei consumi e dei consumatori nelle economie emerse o emergenti, l'estrazione dei combustibili fossili sarà sempre più difficoltosa, meno vantaggiosa dal punto di vista energetico ed economico, e a maggiore impatto ambientale e climatico. Inoltre le attività estrattive comporteranno crescenti rischi di incidenti con conseguenti gravi disastri ambientali, come nel caso delle estrazioni petrolifere in mare a profondità sempre maggiori.

A questi gravi problemi andrebbero aggiunti poi quelli di natura geopolitica: ormai da molti anni è evidente (o dovrebbe esserlo) come il controllo di queste risorse sia causa di guerre e conflitti sempre più devastanti.

In termini di energia primaria (dati IEA <sup>8</sup> riferiti all'anno 2017) il petrolio aveva contribuito per circa il 32%, il carbone per il 27,1% e il gas naturale per il 22,2%.

Queste tre fonti energetiche non sono però del tutto intercambiabili anche per le loro diverse caratteristiche chimico-fisiche.

Il petrolio che è un liquido (quindi più facilmente trasportabile) e con una densità energetica assai maggiore rispetto a quella degli altri fossili, è ancora oggi la fonte più importante per i suoi molteplici impieghi sia in campo energetico sia per la produzione di manufatti e sostanze di sintesi. Ad esempio, l'industria chimica si regge ancora

---

<sup>8</sup> IEA - Key World Energy Statistics 2019

sostanzialmente sul petrolio (si va dalle materie plastiche ai concimi usati in agricoltura), il settore trasporti ancora oggi vi si affida in modo assolutamente predominante.

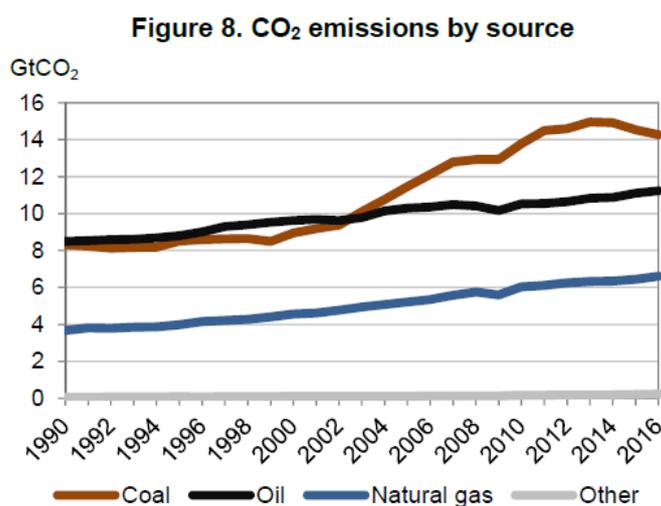
Anche il gas naturale (composto in prevalenza da metano, CH<sub>4</sub>) trova molteplici impieghi che vanno dalla generazione termoelettrica al riscaldamento degli edifici, dagli impieghi industriali (es. metallurgia, produzione di fertilizzanti, ecc.) ai trasporti. Occorre però ricordare che proprio la sua natura fisica ne rende meno facile il trasporto e l'assai più basso contenuto energetico (il gas ha una densità di energia di 29-39 MJ/m<sup>3</sup> mentre il petrolio ha 30.000-40.000 MJ/m<sup>3</sup>, una differenza di un fattore 1000) ne limita alcune tipologie di impiego.

Il carbone è assai importante nel settore della generazione elettrica (38,5% del mix) e nella produzione metallurgica. Proprio nel settore energetico il carbone può, però, essere sostituito da almeno un altro combustibile, ne consegue che il suo prezzo costituisce elemento decisivo della sua competitività e, quindi, del suo peso nel mix energetico complessivo.

### **Il carbone oggi rappresenta la principale fonte di emissioni di gas serra (GHG).**

A questo proposito, si ricorda che, a parità di energia primaria disponibile, le emissioni di CO<sub>2</sub> provenienti dalla combustione del carbone possono arrivare a essere anche del 30% superiori a quelle del petrolio e del 70% superiori a quelle del gas naturale.

Dal seguente grafico, in cui è riportato l'andamento delle emissioni per tipo di combustibile, si vede come il carbone negli ultimi anni sia arrivato a pesare costantemente oltre 14 GtCO<sub>2</sub>/anno<sup>9</sup>.



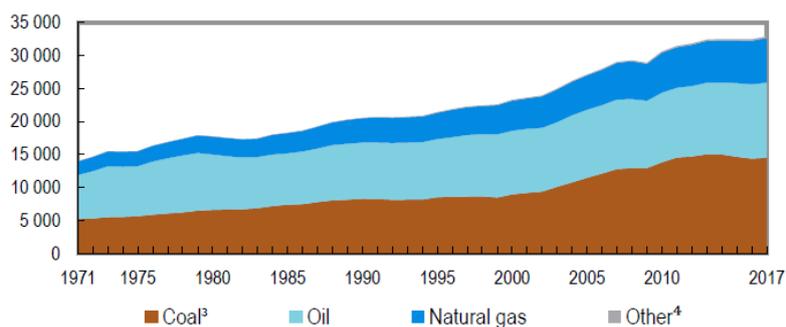
Fonte: IEA - CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights (2018 Edition)

<sup>9</sup> IEA - CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION *Highlights* (2018 Edition)

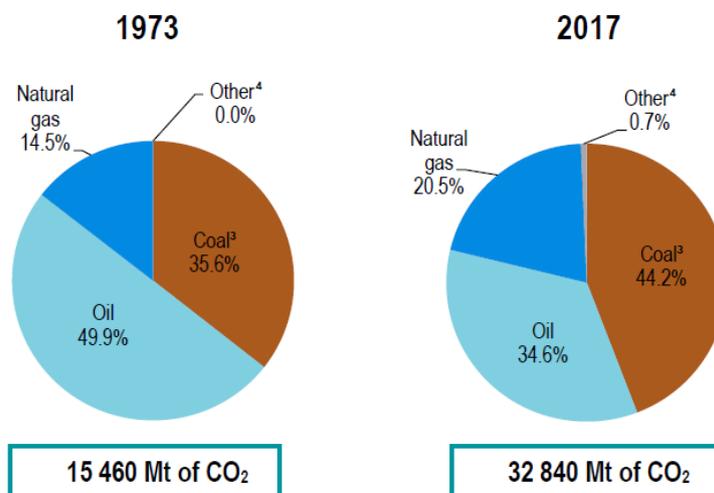
Sempre secondo dati IEA <sup>10</sup>, riportati nella sottostante tabella, vediamo come nel 2017 il contributo derivato dalle emissioni da carbone aveva raggiunto il 44,2% di tutte le emissioni da combustione, seguito dal petrolio con il 34,6% e dal gas naturale con il 20,5%.

## CO<sub>2</sub> emissions by fuel

World<sup>1</sup> CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion<sup>2</sup> from 1971 to 2017  
by fuel (Mt of CO<sub>2</sub>)



1973 and 2017 fuel shares of CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion<sup>2</sup>



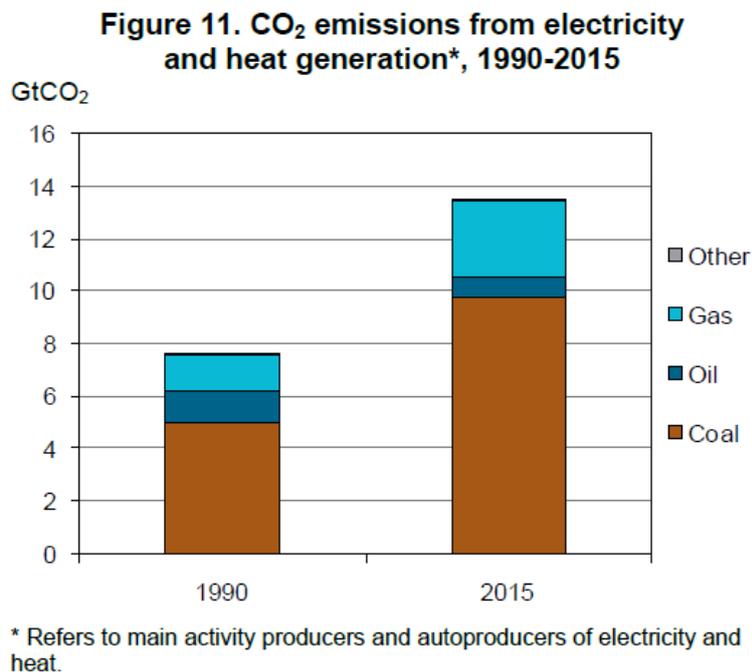
1. World includes international aviation and international marine bunkers.
  2. CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion are based on the IEA World Energy Balances and on the 2006 IPCC Guidelines, and exclude emissions from non-energy.
  3. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.
  4. Includes industrial waste and non-renewable municipal waste.
- Source: [IEA, CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion, 2019](#).

Fonte: IEA - Key World Energy Statistics 2019

<sup>10</sup> IEA - Key World Energy Statistics 2019

In pratica, secondo l'ultimo "CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION *Highlights*"<sup>11</sup>, nel 2017 ben 14,502 GtCO<sub>2</sub> sono state emesse bruciando carbone, su un totale di circa 32,84 GtCO<sub>2</sub>. Le emissioni da petrolio sono state circa 11,38 GtCO<sub>2</sub> e quelle da gas 6,74 GtCO<sub>2</sub>.

Venendo poi alle emissioni del solo settore elettrico e della generazione di calore, nella figura seguente vediamo bene quanto abbia pesato l'incremento della combustione del carbone che in appena ¼ di secolo (dal 1990 al 2015) ha più che raddoppiato le emissioni.



Fonte: IEA - CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION *Highlights* (2017 Edition)

<sup>11</sup> IEA - CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION *Highlights* (2019 Edition)

# 1. Il carbone oggi

## 1.1 Carbone: i cambiamenti in atto

In anni relativamente recenti, i primi segnali di scarsità dei combustibili considerati più “facili” e/o con maggiori ambiti d’impiego quali petrolio e gas naturale, e soprattutto le connesse tensioni sui prezzi, avevano spinto diversi paesi e compagnie energetiche a investire sul carbone, ma anche (particolarmente in Nord America) allo sfruttamento delle cosiddette fonti non convenzionali (gas di scisto, petrolio estratto in profondità da rocce e argille con la tecnica del fracking o dalle sabbie bituminose più superficiali). In tutti i casi si tratta di scelte energetiche insostenibili per gli elevati impatti ambientali che le caratterizzano.

Va però ricordato come il carbone, dalla rivoluzione industriale a oggi, non fosse mai stato realmente abbandonato, conservando generalmente un suo ruolo di primo piano nella generazione termoelettrica (soprattutto per i paesi che dispongono di tale risorsa) e, ovviamente, nella produzione siderurgica: nel primo caso si parla di *carbone da vapore* mentre nel secondo si parla di *carbone da coke* (o *coking coal*).

Per decenni proprio la relativa abbondanza, la facilità di accesso ai giacimenti di petrolio e gas naturale, la più agevole trasportabilità (sia via nave sia via “tubo”, seppur con le evidenti differenze logistiche tra le due risorse), aveva molto avvantaggiato queste due fonti, soprattutto nei paesi che non avevano giacimenti carboniferi. La disponibilità di tali giacimenti, infatti, ne incoraggia l’uso grazie ai prezzi relativamente bassi (non gravati dalla necessità di lunghi trasporti, aspetto fondamentale soprattutto nel caso della lignite<sup>12</sup>) e, magari, all’assenza di normative ambientali particolarmente severe.

In anni abbastanza recenti l’offerta estrattiva di petrolio e gas naturale convenzionali non sembrava, però, più tenere il passo con una domanda energetica in costante crescita (attenuata parzialmente e solo momentaneamente dalla crisi economica), soprattutto sotto la spinta di economie emergenti come quella cinese e indiana. Questo si era tradotto anche nelle tensioni sui prezzi cui abbiamo assistito negli scorsi anni e che è molto probabile possano riproporsi nei prossimi. Infatti, queste tensioni in futuro non saranno destinate ad

---

<sup>12</sup> Il basso potere calorifico della lignite ne rende il trasporto su lunghe distanze assolutamente antieconomico: per tale motivo è prassi costruire le centrali elettriche a lignite adiacenti alle stesse miniere di lignite, andando così a formare una sorta di sistema integrato centrale-miniera che costituisce una singola entità economica.

attenuarsi giacché non esiste la possibilità di scoprire nuovi grandi giacimenti di combustibili convenzionali a buon mercato. Gli stessi drastici cali di prezzo del petrolio registrati nella seconda metà del 2014, con valori che sono poi rimasti bassi (seppur con piccole fluttuazione) nel 2015, 2016 e per gran parte del 2017, nel 2018 i prezzi sono tornati un poco a salire ma rimangono nettamente inferiori ai dati del 2011-2012 e, ovviamente, ancora di più dal record storico del 2008 in cui il barile aveva sfiorato i 150 dollari. Nel 2019 i prezzi sono nuovamente tornati a scendere leggermente. I prezzi mediamente bassi registrati in questi anni non contraddicono quanto pocanzi detto dal momento che rispondono solo ad una situazione congiunturale provocata da una serie di fattori temporanei di natura geopolitica ed economica quali ad esempio la scelta dei sauditi di tenere forzatamente alta la produzione creando un eccesso di offerta con l'evidente scopo (per ora non molto riuscito) di mandare fuori mercato l'olio non convenzionale (tight oil) nord americano. **Dal punto di vista geologico, infatti, è ormai chiaro che i grandi giacimenti del passato sono nella loro fase discendente e che non ne esistono di nuovi in grado di sostituirli.** Un discorso che andrebbe fatto anche per il gas naturale le cui riserve non sono più abbondanti di quelle del petrolio: in entrambi i casi si stimano, infatti, riserve sufficienti per una cinquantina di anni <sup>13</sup>.

Come scrivevamo all'inizio del presente paragrafo, in questo contesto, molte aziende energetiche e diversi paesi, magari anche non disponendo di riserve di carbone, avevano pensato di utilizzare maggiormente tale combustibile, oltre che le cosiddette fonti non convenzionale derivate dagli scisti e dalle sabbie bituminose. Si tratta, però, di risorse energetiche che sarebbe meglio non toccare viste le negative implicazioni ecologiche connesse alla loro estrazione e utilizzo: è infatti provato che tali attività comportano preoccupanti fenomeni d'inquinamento (ad esempio delle acque) e massicce emissioni di gas a effetto serra <sup>14</sup>. Senza considerare come le reali riserve di shale gas e shale oil/tight oil siano state sovrastimate, anche perché i pozzi hanno tassi di declino piuttosto rapidi per cui, a fronte di investimenti molto ingenti (anche energetici), si hanno produttività decisamente più basse di quelle dei giacimenti convenzionali, aspetti che, in Nord America, complice il basso prezzo del petrolio, nel 2015 aveva portato alla bancarotta un consistente numero di operatori, finendo con scoraggiare diversi potenziali investitori. Nel secondo semestre del 2017 un leggero riapprezzamento del greggio affiancato a migliorate tecniche

---

<sup>13</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019

<sup>14</sup> R.W. Howarth. Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? Biogeosciences, 16, 3033–3046, 2019

estrattive è sembrato dare nuova linfa ai combustibili non convenzionali con la riattivazione di molti pozzi: va infatti ricordato come prezzi troppo bassi (orientativamente sotto i 55/60 dollari al barile) rendano diseconomiche le coltivazioni non convenzionali.

Nel 2016 alcuni giornali economici avevano esultato per la migliorata efficienza di estrazione e per la scoperta di alcuni giacimenti shale oil in Texas con riserve stimate per 8 miliardi di barili, peccato non ci si renda conto che queste costituiscano poca cosa se si pensa che gli Stati Uniti da soli consumano circa 20 milioni di barili al giorno: in pratica questi nuovi giacimenti sarebbero in grado di coprire i fabbisogni del paese per poco più di un anno.

Ma anche volendo considerare le più ottimistiche stime citate dalla U.S. Geological Survey <sup>15</sup>, secondo cui il Bacino Permiano del Texas avrebbe riserve per 20 miliardi di barili, i nuovi giacimenti potrebbero coprire meno di tre anni dei consumi di petrolio degli Stati Uniti.

Come avremo anche modo di vedere dettagliatamente nel prossimo paragrafo, la crescita apparentemente inarrestabile del consumo di carbone a livello mondiale, nel periodo 2015-2016 aveva subito una inversione di tendenza. In un suo report <sup>16</sup>, la IEA affermava che nel 2016, per il secondo anno consecutivo, il consumo di carbone a livello mondiale era calato per la temporanea riduzione dei prezzi del gas e per l'incremento di produzione di fonti rinnovabili (sempre più competitive) e del miglioramento dell'efficienza energetica. E che i trend nei prossimi anni avrebbero dovuto restare relativamente invariati fotografando un periodo di stagnazione del settore carbone.

Sempre nel prossimo paragrafo vedremo però come nel 2017 i consumi di carbone siano tornati a crescere.

## **1.2 Carbone: chi lo estrae? Chi lo usa?**

**A livello mondiale il carbone è il combustibile più usato dopo il petrolio.**

Secondo i dati IEA <sup>17</sup>, il carbone costituisce il 27,1% dell'energia primaria nel 2017, rispetto

---

<sup>15</sup> <https://www.usgs.gov/news/usgs-estimates-20-billion-barrels-oil-texas-wolfcamp-shale-formation>

<sup>16</sup> IEA – COAL 2017. Analysis and Forecasts 2022. December 2017

<sup>17</sup> IEA - Key World Energy Statistics 2019

al 23% nel 2000. Il carbone rappresenta la maggiore fonte per la produzione di energia elettrica: il 38,5% nel 2017; questo soprattutto per ragioni strettamente economiche che lo hanno reso negli ultimi decenni più vantaggioso rispetto al petrolio e al gas, in particolare in economie emergenti quali Cina e India.

Nei paesi non OCSE, dove le riserve di carbone sono spesso più abbondanti e a basso costo (ovviamente non quello ambientale e sociosanitario), costituisce il combustibile maggiormente usato: nel 2010 rappresentava ben il 35% del consumo totale di energia primaria, il 36% del consumo totale dell'industria e quasi il 50% della produzione elettrica. Comunque, anche nei paesi OCSE, nel 2010, il carbone aveva contribuito ancora a più di un terzo della produzione di energia elettrica <sup>18</sup>.

Tra il 1990 e il 2010 circa 1/3 della nuova capacità di generazione elettrica mondiale è stata coperta da impianti a carbone.

Nella prima decade di questo secolo, a livello globale, oltre l'80% dell'aumento della domanda di carbone è venuto dalla Cina, la cui quota sulla domanda mondiale è passata dal 27% del 2000 al 47% del 2010 <sup>19</sup>. La Cina, in pochissimi anni, ha quindi raddoppiato il consumo di tale fonte, arrivando a impiegare oltre tre volte la quantità di carbone consumata negli Stati Uniti, che nel 2010 era il secondo consumatore a livello mondiale con uno share di circa il 15%. E negli anni successivi il divario tra questi due paesi è ancora sensibilmente aumentato: secondo i più recenti dati tratti dall'ultimo Statistical Review della BP <sup>20</sup>, nel 2018 lo share USA è stato del 8,4% del consumo mondiale (corrispondente a 317 Mtep) mentre quello della Cina è stato del 50,5% (corrispondente a circa 1.906,7 Mtep), quindi oltre 6 volte quello statunitense.

La crescita della domanda cinese che non sembrava essere stata toccata neanche dalla crisi economica iniziata nel 2008, in realtà nel 2014, per la prima volta, ha subito un'inversione di tendenza che si è confermata nel 2015 (-1,5% rispetto all'anno precedente) e nel 2016 (-1,6% rispetto al 2015). Nel 2017 però la domanda è nuovamente tornata leggermente a crescere (+0,5% rispetto al 2016), tendenza proseguita nel 2018 (+0,9% rispetto al 2017).

Più in generale, a livello mondiale, nel 2015 si era assistito ad un calo dei consumi di carbone: - 1,8% rispetto all'anno precedente. Riduzione sostanzialmente confermata nel 2016 (-1,7%). Si trattava di dati importanti ma che andavano letti con la necessaria

---

<sup>18</sup> IEA - World Energy Outlook 2011

<sup>19</sup> IEA - World Energy Outlook 2011

<sup>20</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019

prudenza visto che già nel 2017, dopo tre anni di declino, c'è stata una ripresa dei consumi stimata tra +0,9% <sup>21</sup> e +1% <sup>22 23</sup> che è proseguita nel 2018 e stimata tra 0,9% <sup>24</sup> e 1,4% <sup>25</sup>. Questo nuovo incremento del consumo mondiale di carbone è stato spinto da paesi come l'India e Cina, ma anche la Turchia è stato uno dei paesi che ha incrementato l'uso di questo combustibile.

Occorre peraltro rilevare come l'India già dal 2015 fosse divenuto il secondo consumatore mondiale di carbone, scavalcando nella classifica di USA: lo share indiano nel 2016 ha poi raggiunto l'11% dei consumi mondiali di carbone, con un incremento del 3,6% rispetto al 2015, nel 2017 lo share ha superato l'11,4% (+4,8% rispetto al 2016) <sup>26</sup> e nel 2018 è cresciuto ancora raggiungendo il 12% (+8,7% rispetto al 2017). Questo paese, sotto la spinta della crescita economica e demografica, ha quasi raddoppiato i propri consumi di carbone in poco più di un decennio e, in assenza di un radicale cambio di politiche, continuerà a incrementarne l'uso. A tal riguardo converrà rammentare anche quanto aveva evidenziato la stessa IEA nel suo Outlook 2015 <sup>27</sup> in cui scriveva:

<<Con le politiche in atto volte ad accelerare la modernizzazione del paese e lo sviluppo della sua base manifatturiera (attraverso il programma "Make in India"), con la crescita demografica ed economica in corso e con 315 milioni di persone in più che vivranno nelle città al 2040, l'India sta entrando in una fase di lunga e rapida crescita dei consumi di energia. La domanda di carbone per la generazione elettrica e per l'industria aumenta, portando la sua quota al 50% circa del mix energetico totale e facendo sì che l'India diventi di gran lunga la maggior responsabile della crescita dei consumi mondiali di questa fonte.>>

Nei paesi OCSE la domanda è cresciuta molto più lentamente fino al 2007, dopo di che è scesa (anche a causa della crisi economica), e nel 2010 è stata del 6% al di sotto del picco del 2007, ritornando quasi ai livelli di consumo del 2000. Nel 2010 quasi la metà della domanda di carbone dei paesi OCSE è venuta dagli Stati Uniti. Nel 2011 negli Stati Uniti la

---

<sup>21</sup> Enerdata, World Coal and Lignite consumption. 2018

<sup>22</sup> IEA - COAL INFORMATION: OVERVIEW (2018 edition)

<sup>23</sup> BP Statistical Review of World Energy 2018

<sup>24</sup> Enerdata, World Coal and Lignite consumption. 2019

<sup>25</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019

<sup>26</sup> BP Statistical Review of World Energy 2018

<sup>27</sup> IEA - World Energy Outlook 2015

domanda di carbone era scesa del 4,5% rappresentando circa il 45% della domanda di carbone dell'area OCSE <sup>28</sup>. I dati relativi al 2012 avevano visto il dato USA ulteriormente in calo, questo a causa soprattutto del prezzo inizialmente abbastanza conveniente dello shale gas, si trattava però di un fattore congiunturale che, secondo autorevoli analisti energetici, non sembrava destinato a durare molto a causa del relativamente rapido esaurimento dei giacimenti di gas non convenzionale e dei crescenti costi necessari per proseguire l'attività estrattiva, aspetto che, come avevamo visto, in presenza di prezzi bassi del greggio, aveva allontanato diversi investitori, poco propensi a dedicarsi ad attività che in breve tendevano ad andare in perdita.

Così nel 2013 il consumo di carbone negli USA è tornato a crescere (+ 4,6% <sup>29</sup>) e anche nel 2014 si è sostanzialmente attestato sui livelli dell'anno precedente. Poi nel 2015 il consumo è nuovamente tornato a scendere, - 12,7% <sup>30</sup>. Trend in diminuzione anche nel 2016: - 8,8% rispetto all'anno precedente <sup>31</sup>. Anche 2017 e nel 2018 il dato è ancora calato, rispettivamente -2,2% <sup>32</sup> e -4,3% <sup>33</sup>. Tutto questo malgrado il sostegno fornito all'industria carbonifera dalla attuale presidenza degli Stati Uniti. Secondo gli esperti il calo dei consumi dovrebbe proseguire anche nei prossimi anni per il basso prezzo del gas (divenuto competitivo anche per la temporanea abbondante produzione interna) e per la forte crescita delle fonti rinnovabili divenute sempre più economicamente competitive.

Intanto in Europa, nel 2012, in contro tendenza rispetto agli USA, si è assistito a un aumento dell'uso del carbone: questo a causa dei più alti costi del gas (ovviamente si tratta di dati economici che non tengono conto delle esternalità ambientali). Un differenziale di costi accentuato anche dalla improvvisa disponibilità, sul mercato internazionale, del carbone nordamericano, in parte (momentaneamente) sostituito dallo shale gas nella generazione termoelettrica.

Sempre in Europa, nel 2013, le importazioni di carbone sono cresciute complessivamente del 4,2%, ma con un andamento differenziato da paese a paese: ad esempio in Italia le importazioni non sono aumentate ma, al contrario, si sono ridotte del 12% rispetto all'anno precedente.

---

<sup>28</sup> IEA - World Energy Outlook 2012

<sup>29</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015

<sup>30</sup> BP Statistical Review of World Energy 2016

<sup>31</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017

<sup>32</sup> BP Statistical Review of World Energy 2018

<sup>33</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019

Invece nel 2014 in Italia le importazioni di carbone da vapore (per uso energetico) sono leggermente cresciute (+1,7% rispetto al 2013)<sup>34</sup>. Poi nel 2015 le importazioni di carbone da vapore sono nuovamente tornate a scendere (-1,3%)<sup>35</sup>, trend rafforzatosi nel 2016 (-17%)<sup>36</sup> e comunque in calo anche nel 2017 (-9,8%)<sup>37</sup> e nel 2018 (-8,3%)<sup>38</sup>.

Secondo la IEA<sup>39</sup>, nel 2011 la crescita mondiale della domanda di carbone è rimasta forte (circa +5,6%), principalmente per la spinta dei paesi non OCSE: Cina e India insieme, nel 2011, avevano rappresentato l'80% della domanda di carbone nei paesi non OCSE, la Cina da sola pesava per più di 2/3. Analogo valore di crescita (+5,7%) del consumo di carbone a livello mondiale si è avuto nel 2012. Nel 2013 la crescita è stata del 3%<sup>40</sup> ma nel 2014 ha fortemente rallentato attestandosi a un +0,4%<sup>41</sup>, cioè ben al di sotto della crescita media annua degli ultimi dieci anni che si era attestata al 2,9%. Poi, come abbiamo visto, nel 2015 si è assistito ad un calo dell'1,8%<sup>42</sup>, trend sostanzialmente confermato nel 2016 (-1,7%)<sup>43</sup>, questo a causa del rallentamento del gigante cinese (il più grande utilizzatore mondiale di carbone) che, come detto precedentemente, dal 2014 aveva segnato uno stop alla crescita dei consumi di carbone (impiegato non solo per la generazione elettrica ma anche per la produzione di acciaio di cui il Paese è il più grande produttore mondiale) e alla riduzione dei consumi di carbone negli USA. Abbiamo però anche visto come nel 2017 ci sia stata una certa ripresa, soprattutto per il ruolo dell'India, ma poi anche della Cina.

L'andamento dei consumi di carbone nel corso degli anni è chiaramente visibile nel seguente grafico tratto dal "COAL INFORMATION: OVERVIEW" della IEA<sup>44</sup>.

---

<sup>34</sup> Mise - LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2014 - Luglio 2015

<sup>35</sup> Mise - LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2015 - Giugno 2016

<sup>36</sup> Mise - LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2016 - Aprile 2017

<sup>37</sup> Mise - LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2017 - Giugno 2018

<sup>38</sup> Mise - LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2018 - Giugno 2019

<sup>39</sup> IEA - World Energy Outlook 2012

<sup>40</sup> BP Statistical Review of World Energy 2014

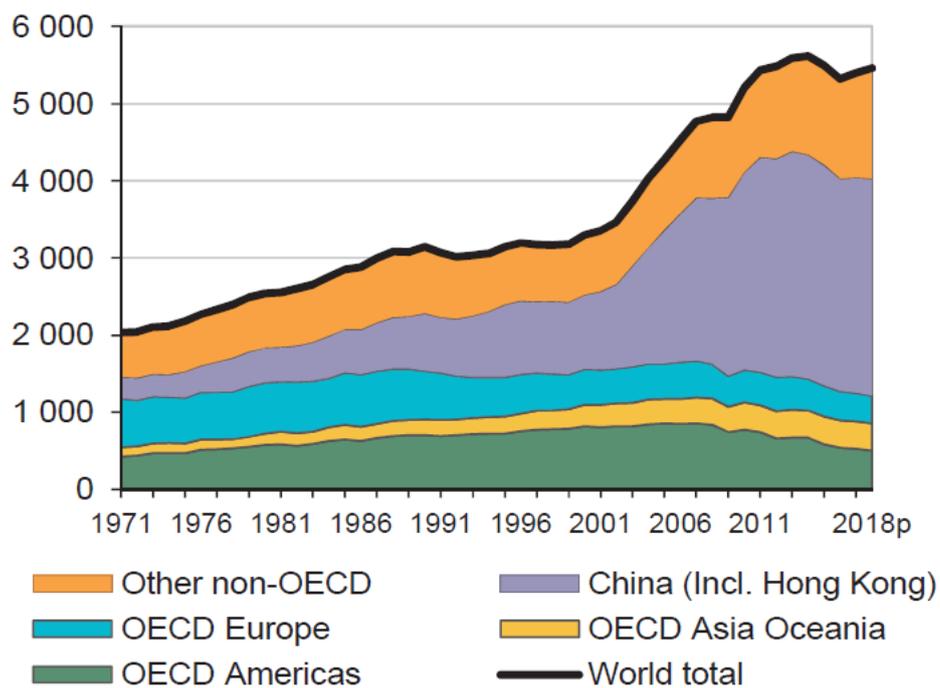
<sup>41</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015

<sup>42</sup> BP Statistical Review of World Energy 2016

<sup>43</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017

<sup>44</sup> IEA - COAL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition)

**Figure 9: World coal consumption (Mtce)**



Fonte: IEA

Sempre per restare sui dati riguardanti il carbone, nelle seguenti tabelle, tratte dall'ultimo Statistical Review della BP <sup>45</sup>, si evidenziano rispettivamente i principali paesi produttori e consumatori.

<sup>45</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019

**Coal: Production\***

Million tonnes oil equivalent	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Growth rate per annum		Share 2018
												2018	2007-17	
Canada	35.6	33.1	35.4	35.5	35.5	36.1	35.9	32.4	32.7	31.8	<b>28.6</b>	-10.3%	-1.1%	0.7%
Mexico	6.9	6.1	7.3	9.4	7.4	7.2	7.3	6.9	6.1	7.4	<b>7.7</b>	4.7%	0.1%	0.2%
US	566.9	513.7	523.7	528.3	491.9	475.8	482.3	426.9	348.3	371.3	<b>364.5</b>	-1.9%	-4.0%	9.3%
<b>Total North America</b>	<b>609.4</b>	<b>552.9</b>	<b>566.4</b>	<b>573.1</b>	<b>534.9</b>	<b>519.1</b>	<b>525.5</b>	<b>466.1</b>	<b>387.1</b>	<b>410.6</b>	<b>400.7</b>	<b>-2.4%</b>	<b>-3.7%</b>	<b>10.2%</b>
Brazil	2.9	2.6	2.3	2.4	2.6	3.3	3.3	2.6	2.4	1.9	<b>1.2</b>	-37.4%	-2.7%	♦
Colombia	50.5	50.0	51.1	58.9	61.2	58.7	60.8	58.8	62.2	62.2	<b>57.9</b>	-6.9%	2.6%	1.5%
Venezuela	3.7	2.4	1.9	1.9	1.4	0.9	0.6	0.6	0.3	0.3	<b>0.2</b>	-49.8%	-23.8%	♦
Other S. & Cent. America	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	1.7	3.0	2.3	2.0	1.2	<b>1.1</b>	-10.9%	16.8%	♦
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>57.4</b>	<b>55.4</b>	<b>55.7</b>	<b>63.7</b>	<b>65.6</b>	<b>64.7</b>	<b>67.6</b>	<b>64.2</b>	<b>66.8</b>	<b>65.6</b>	<b>60.4</b>	<b>-8.1%</b>	<b>1.6%</b>	<b>1.5%</b>
Bulgaria	4.9	4.6	4.9	6.2	5.6	4.8	5.1	5.9	5.1	5.7	<b>5.2</b>	-8.4%	1.7%	0.1%
Czech Republic	22.8	20.9	20.8	21.0	20.3	17.8	17.0	16.9	16.1	15.3	<b>14.6</b>	-4.2%	-4.3%	0.4%
Germany	50.1	46.4	45.9	46.7	47.8	45.1	44.1	42.8	39.6	39.4	<b>37.6</b>	-4.6%	-3.2%	1.0%
Greece	8.1	8.2	7.3	7.5	8.0	6.7	6.4	5.7	4.0	4.6	<b>4.4</b>	-3.3%	-5.9%	0.1%
Hungary	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.3	<b>1.3</b>	-0.8%	-3.2%	♦
Poland	60.9	56.4	55.4	55.7	57.8	57.2	54.0	53.0	52.1	49.8	<b>47.5</b>	-4.5%	-2.2%	1.2%
Romania	7.0	6.6	5.9	6.7	6.3	4.7	4.4	4.7	4.2	4.5	<b>4.1</b>	-7.9%	-4.2%	0.1%
Serbia	7.5	7.4	7.2	7.8	7.3	7.7	5.7	7.2	7.3	7.3	<b>6.9</b>	-5.5%	0.1%	0.2%
Spain	4.4	3.8	3.3	2.6	2.5	1.8	1.6	1.2	0.7	1.1	<b>1.1</b>	-6.8%	-15.2%	♦
Turkey	16.7	17.4	17.5	17.9	17.0	15.5	16.4	12.8	15.5	15.1	<b>17.0</b>	13.0%	0.2%	0.4%
Ukraine	34.4	31.8	31.8	36.3	38.0	36.6	25.9	16.4	17.1	14.4	<b>14.5</b>	0.8%	-8.2%	0.4%
United Kingdom	11.3	11.0	11.4	11.5	10.6	8.0	7.3	5.4	2.6	1.9	<b>1.6</b>	-15.1%	-15.7%	♦
Other Europe	15.3	15.5	15.8	15.7	14.0	16.4	15.1	13.7	12.8	12.9	<b>14.1</b>	9.0%	-1.6%	0.4%
<b>Total Europe</b>	<b>244.9</b>	<b>231.5</b>	<b>228.9</b>	<b>237.4</b>	<b>236.9</b>	<b>223.7</b>	<b>204.7</b>	<b>187.2</b>	<b>178.6</b>	<b>173.3</b>	<b>170.0</b>	<b>-1.9%</b>	<b>-3.6%</b>	<b>4.3%</b>
Kazakhstan	47.9	43.4	47.5	49.8	51.6	51.4	48.9	46.2	44.3	48.3	<b>50.6</b>	4.9%	1.4%	1.3%
Russian Federation	149.0	141.7	151.0	157.6	168.3	173.1	176.6	186.4	194.0	205.8	<b>220.2</b>	7.0%	3.7%	5.6%
Uzbekistan	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.1	1.2	1.1	2.8	3.4	<b>3.0</b>	-11.2%	13.3%	0.1%
Other CIS	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	1.4	1.4	1.7	2.0	<b>2.2</b>	10.6%	9.2%	0.1%
<b>Total CIS</b>	<b>198.7</b>	<b>187.0</b>	<b>200.3</b>	<b>209.4</b>	<b>222.3</b>	<b>226.9</b>	<b>228.1</b>	<b>235.1</b>	<b>242.7</b>	<b>259.5</b>	<b>276.0</b>	<b>6.4%</b>	<b>3.3%</b>	<b>7.0%</b>
<b>Total Middle East</b>	<b>1.0</b>	<b>0.7</b>	<b>-</b>	<b>-3.6%</b>	<b>♦</b>									
South Africa	141.0	139.7	144.1	143.2	146.6	145.3	148.2	142.9	142.4	143.0	<b>143.2</b>	0.2%	0.3%	3.7%
Zimbabwe	1.0	1.1	1.7	1.7	1.0	2.0	3.7	2.8	1.7	1.9	<b>2.0</b>	3.9%	3.5%	0.1%
Other Africa	0.8	0.7	0.9	1.1	4.3	5.1	5.8	6.0	5.4	10.4	<b>10.6</b>	2.5%	30.0%	0.3%
<b>Total Africa</b>	<b>142.7</b>	<b>141.5</b>	<b>146.8</b>	<b>146.0</b>	<b>151.9</b>	<b>152.4</b>	<b>157.7</b>	<b>151.6</b>	<b>149.6</b>	<b>155.2</b>	<b>155.8</b>	<b>0.4%</b>	<b>1.0%</b>	<b>4.0%</b>
Australia	233.9	242.7	250.6	245.1	265.9	285.8	305.9	305.6	306.7	299.0	<b>301.1</b>	0.7%	2.8%	7.7%
China	1491.8	1537.9	1665.3	1851.7	1873.5	1894.6	1864.2	1825.6	1691.4	1746.6	<b>1828.8</b>	4.7%	2.0%	46.7%
India	227.5	246.0	252.4	250.8	255.0	255.7	269.5	281.0	283.9	286.6	<b>308.0</b>	7.5%	3.1%	7.9%
Indonesia	141.6	151.0	162.1	208.2	227.4	279.7	269.9	272.0	268.8	271.8	<b>323.3</b>	18.9%	7.8%	8.3%
Japan	0.7	0.7	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.8	<b>0.6</b>	-25.0%	-0.2%	♦
Mongolia	5.2	8.2	15.2	19.9	17.9	18.0	15.2	14.3	21.6	30.3	<b>34.4</b>	13.3%	20.3%	0.9%
New Zealand	3.0	2.8	3.3	3.1	3.0	2.9	2.5	2.0	1.7	1.7	<b>1.9</b>	10.5%	-5.2%	♦
Pakistan	1.8	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.5	1.5	1.8	1.8	<b>1.7</b>	-5.2%	1.0%	♦
South Korea	1.3	1.2	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	<b>0.6</b>	-19.2%	-6.3%	♦
Thailand	4.8	4.7	4.9	6.0	4.8	4.7	4.6	3.9	4.3	4.1	<b>3.8</b>	-8.5%	-1.8%	0.1%
Vietnam	22.3	24.7	25.1	26.1	23.6	23.0	23.0	23.3	21.7	21.4	<b>23.3</b>	8.8%	-1.0%	0.6%
Other Asia Pacific	22.1	19.3	20.7	22.2	22.8	23.4	23.8	25.2	31.8	25.2	<b>25.6</b>	1.5%	2.0%	0.7%
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>2155.9</b>	<b>2240.7</b>	<b>2402.7</b>	<b>2636.2</b>	<b>2696.9</b>	<b>2790.5</b>	<b>2781.6</b>	<b>2755.9</b>	<b>2635.2</b>	<b>2690.1</b>	<b>2853.1</b>	<b>6.1%</b>	<b>2.7%</b>	<b>72.8%</b>
<b>Total World</b>	<b>3410.0</b>	<b>3409.8</b>	<b>3601.4</b>	<b>3866.5</b>	<b>3909.1</b>	<b>3978.0</b>	<b>3966.0</b>	<b>3860.9</b>	<b>3660.8</b>	<b>3755.0</b>	<b>3916.8</b>	<b>4.3%</b>	<b>1.3%</b>	<b>100.0%</b>
of which: OECD	1034.1	976.2	995.7	997.5	979.5	975.1	996.3	924.8	838.0	849.5	<b>839.5</b>	-1.2%	-1.9%	21.4%
Non-OECD	2375.9	2433.6	2605.7	2868.9	2929.7	3002.9	2969.7	2936.0	2822.8	2905.5	<b>3077.2</b>	5.9%	2.5%	78.6%
European Union	178.6	167.6	165.6	168.3	167.9	157.1	150.3	144.5	132.5	130.7	<b>125.8</b>	-3.7%	-3.5%	3.2%

\* Commercial solid fuels only, i.e. bituminous coal and anthracite (hard coal), lignite and brown (sub-bituminous) coal, and other commercial solid fuels. Includes coal produced for coal-to-liquids and coal-to-gas transformations.

♦ Less than 0.05%.

Coal production data expressed in million tonnes is available at [bp.com/statisticalreview](http://bp.com/statisticalreview).

Fonte: BP Statistical Review of World Energy. June 2019

Vediamo come nel 2018 la Cina continui ad essere il principale produttore mondiale con 1828,8 Mtep (46,7% dello share), seguito dagli Stati Uniti con 364,5 Mtep (9,3% dello share), dall'Indonesia con 323,3 Mtep (8,3%), dall'India con 308 Mtep (7,9%), dall'Australia con 301,1 Mtep (7,7%), dalla Federazione Russa con 220,2 Mtep (5,6%), dal Sud Africa con 143,2 Mtep (3,7%), dalla Colombia con 57,9 Mtep (1,5%), dal Kazakhstan con 50,6 Mtep (1,3%) e dalla Polonia con 47,5 Mtep (1,2%). Vediamo anche come il 78,6% della produzione sia in paesi non OCSE.

**Coal: Consumption\***

Million tonnes oil equivalent												Growth rate per annum		Share 2018
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018	2007-17	
Canada	29.4	23.5	24.8	22.2	21.1	20.8	19.6	19.9	18.7	18.6	<b>14.4</b>	-22.5%	-4.8%	0.4%
Mexico	10.1	10.3	12.7	14.7	12.8	12.7	12.7	12.7	12.4	15.2	<b>11.9</b>	-21.7%	3.0%	0.3%
US	535.9	471.4	498.8	470.6	416.0	431.8	430.9	372.2	340.6	331.3	<b>317.0</b>	-4.3%	-4.9%	8.4%
Total North America	575.5	505.2	536.3	507.5	449.9	465.4	463.2	404.8	371.7	365.1	<b>343.3</b>	-6.0%	-4.6%	9.1%
Argentina	1.5	0.8	1.2	1.3	1.2	1.3	1.4	1.4	1.0	1.1	<b>1.2</b>	13.0%	-1.4%	♦
Brazil	13.8	11.1	14.5	15.4	15.3	16.5	17.5	17.6	15.9	16.6	<b>15.9</b>	-4.0%	2.0%	0.4%
Chile	4.4	4.0	4.5	5.8	6.7	7.5	7.6	7.3	7.4	7.7	<b>7.7</b>	-0.4%	6.6%	0.2%
Colombia	4.4	4.1	4.8	3.9	4.7	5.0	5.3	5.0	6.3	5.2	<b>5.9</b>	13.4%	4.4%	0.2%
Ecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8	1.0	0.6	<b>0.9</b>	61.8%	-5.6%	♦
Trinidad & Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venezuela	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	<b>0.1</b>	-9.9%	-2.1%	-
Other S. & Cent. America	2.5	2.2	2.4	2.8	2.8	3.2	3.5	3.6	3.8	3.5	<b>4.3</b>	22.0%	3.1%	0.1%
Total S. & Cent. America	27.7	23.3	28.3	30.2	31.7	34.6	36.4	35.8	35.5	34.8	<b>36.0</b>	3.7%	2.9%	1.0%
Austria	3.8	2.9	3.4	3.5	3.2	3.3	3.0	3.2	3.0	3.1	<b>2.9</b>	-8.4%	-2.1%	0.1%
Belgium	4.6	3.0	3.7	3.5	3.3	3.4	3.3	3.4	3.2	3.1	<b>3.3</b>	4.9%	-3.9%	0.1%
Czech Republic	19.7	18.2	18.8	18.5	17.7	16.9	16.4	16.3	16.4	15.6	<b>15.7</b>	1.0%	-2.8%	0.4%
Finland	5.3	5.4	6.8	5.5	4.5	5.0	4.5	3.8	4.4	4.0	<b>4.3</b>	6.7%	-5.4%	0.1%
France	12.1	10.8	11.5	9.8	11.1	11.6	8.6	8.4	8.2	9.3	<b>8.4</b>	-9.6%	-3.2%	0.2%
Germany	80.1	71.7	77.1	78.3	80.5	82.8	79.6	78.7	76.5	71.5	<b>66.4</b>	-7.2%	-1.9%	1.8%
Greece	8.3	8.4	7.9	7.9	8.1	7.0	6.7	5.6	4.4	4.8	<b>4.7</b>	-2.8%	-6.0%	0.1%
Hungary	3.0	2.6	2.7	2.7	2.6	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	<b>2.2</b>	-2.4%	-3.3%	0.1%
Italy	15.8	12.4	13.7	15.3	15.7	13.5	13.2	12.3	11.0	9.6	<b>8.9</b>	-7.7%	-5.1%	0.2%
Netherlands	8.0	7.5	7.5	7.4	8.2	8.2	9.1	11.0	10.2	9.1	<b>8.2</b>	-10.5%	0.8%	0.2%
Norway	0.7	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	<b>0.8</b>	3.3%	1.8%	♦
Poland	55.2	51.8	55.1	55.0	51.2	53.4	49.4	48.7	49.5	49.8	<b>50.5</b>	1.5%	-1.2%	1.3%
Portugal	2.5	2.9	1.6	2.2	2.9	2.6	2.7	3.3	2.8	3.2	<b>2.7</b>	-16.1%	-1.2%	0.1%
Romania	9.4	7.5	7.0	8.2	7.6	5.9	5.8	6.0	5.4	5.4	<b>5.3</b>	-1.2%	-5.8%	0.1%
Spain	13.5	9.4	6.9	12.8	15.5	11.4	11.6	13.7	10.5	13.4	<b>11.1</b>	-17.3%	-3.9%	0.3%
Sweden	2.8	2.0	2.8	2.5	2.1	2.2	2.0	2.0	2.0	2.0	<b>2.0</b>	-0.3%	-3.5%	0.1%
Switzerland	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	<b>0.1</b>	-	-4.5%	♦
Turkey	29.6	30.9	31.4	33.9	36.5	31.6	36.1	34.7	38.5	39.5	<b>42.3</b>	7.2%	3.0%	1.1%
Ukraine	41.8	35.9	38.3	41.5	42.5	41.6	35.6	27.3	32.5	25.7	<b>26.2</b>	2.0%	-4.3%	0.7%
United Kingdom	35.6	29.8	30.9	31.4	39.0	37.0	29.8	23.1	11.1	9.1	<b>7.6</b>	-16.6%	-13.4%	0.2%
Other Europe	39.1	36.8	38.3	40.9	37.0	37.1	33.8	34.3	34.3	34.1	<b>33.6</b>	-1.5%	-1.4%	0.9%
Total Europe	391.2	350.4	366.3	381.8	390.2	377.6	354.5	339.2	326.8	315.5	<b>307.1</b>	-2.7%	-2.6%	8.1%
Azerbaijan	†	†	†	†	†	†	†	†	†	†	<b>†</b>	-	-13.0%	♦
Belarus	0.6	0.6	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	<b>1.0</b>	13.7%	1.9%	♦
Kazakhstan	33.8	30.9	33.4	36.3	37.9	37.5	37.0	34.2	33.9	36.4	<b>40.8</b>	12.2%	1.6%	1.1%
Russian Federation	100.7	92.2	90.5	94.0	98.4	90.5	87.6	92.1	89.3	83.9	<b>88.0</b>	4.9%	-1.1%	2.3%
Turkmenistan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uzbekistan	1.0	1.0	0.9	1.1	1.2	1.1	1.2	1.1	2.7	3.5	<b>3.1</b>	-11.1%	13.5%	0.1%
Other CIS	1.1	0.9	0.9	1.0	1.4	1.4	1.7	1.8	1.6	1.8	<b>2.0</b>	10.6%	8.4%	0.1%
Total CIS	137.2	125.6	126.4	133.2	139.6	131.4	128.3	130.0	128.3	126.4	<b>134.9</b>	6.7%	-0.1%	3.6%
Iran	1.2	1.4	1.3	1.4	1.1	1.4	1.6	1.6	1.5	1.4	<b>1.5</b>	4.3%	-0.9%	♦
Iraq	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Israel	7.9	7.7	7.7	7.9	8.8	7.1	6.6	6.5	5.5	5.0	<b>4.7</b>	-6.5%	-4.6%	0.1%
Kuwait	†	†	†	†	†	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	<b>0.2</b>	-	81.9%	♦
Oman	†	†	†	†	†	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	<b>0.1</b>	-	35.8%	♦
Qatar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saudi Arabia	0.1	†	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	<b>0.1</b>	-	6.5%	♦
United Arab Emirates	0.3	0.3	0.7	0.4	1.4	1.8	2.0	1.7	1.8	1.0	<b>1.1</b>	4.8%	22.2%	♦
Other Middle East	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.4	0.4	0.4	<b>0.4</b>	♦	11.2%	♦
Total Middle East	9.7	9.6	10.1	10.3	11.9	11.2	11.2	10.5	9.7	8.2	<b>7.9</b>	-2.7%	-1.9%	0.2%
Algeria	0.8	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	†	0.2	<b>0.2</b>	-	-13.3%	♦
Egypt	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	1.1	1.7	1.6	<b>2.8</b>	68.7%	7.9%	0.1%
Morocco	3.7	2.7	2.8	3.0	3.0	3.0	4.0	4.4	4.3	4.5	<b>5.4</b>	22.4%	3.3%	0.1%
South Africa	93.3	93.8	92.8	90.5	88.3	88.4	89.5	85.2	86.9	84.3	<b>86.0</b>	2.0%	0.1%	2.3%
Other Africa	3.0	3.3	3.7	4.2	3.9	5.3	7.8	6.8	6.2	7.0	<b>7.0</b>	0.2%	6.9%	0.2%
Total Africa	101.4	101.0	100.1	98.4	96.0	97.2	101.9	97.7	99.1	97.6	<b>101.4</b>	3.9%	0.6%	2.7%
Australia	58.2	56.3	52.2	50.9	47.8	45.4	45.0	46.5	46.5	45.1	<b>44.3</b>	-1.8%	-2.1%	1.2%
Bangladesh	0.6	0.8	0.8	0.7	0.9	1.0	0.9	2.3	1.7	1.9	<b>2.1</b>	12.1%	11.9%	0.1%
China	1609.3	1685.8	1748.9	1903.9	1927.8	1969.1	1954.5	1914.0	1889.1	1890.4	<b>1906.7</b>	0.9%	1.8%	50.5%
China Hong Kong SAR	6.9	7.2	6.2	7.4	7.3	7.8	8.1	6.7	6.7	6.3	<b>6.3</b>	-	-1.7%	0.2%
India	259.3	280.8	290.4	304.6	330.0	352.8	387.5	395.3	400.4	415.9	<b>452.2</b>	8.7%	5.7%	12.0%
Indonesia	31.5	33.2	39.5	46.9	53.0	57.0	45.1	51.2	53.4	57.2	<b>61.6</b>	7.7%	4.7%	1.6%
Japan	120.3	101.6	115.7	109.6	115.8	121.2	119.1	119.3	118.8	119.9	<b>117.5</b>	-2.1%	0.2%	3.1%
Malaysia	9.8	10.6	14.8	14.8	15.9	15.1	15.4	17.4	18.9	19.3	<b>21.1</b>	9.4%	8.1%	0.6%
New Zealand	2.1	1.6	1.4	1.4	1.7	1.6	1.4	1.4	1.2	1.2	<b>1.3</b>	1.3%	-3.0%	♦
Pakistan	6.0	4.9	4.6	4.0	4.0	3.2	4.7	4.7	5.3	7.1	<b>11.6</b>	63.3%	2.7%	0.3%
Philippines	6.4	6.1	7.0	7.7	8.1	10.0	10.6	11.6	13.1	15.5	<b>16.3</b>	5.2%	11.1%	0.4%
Singapore	†	†	†	†	†	0.3	0.4	0.4	0.4	0.9	<b>0.9</b>	1.6%	60.1%	♦
South Korea	66.1	68.6	77.1	83.7	80.6	81.5	84.4	85.4	81.5	86.2	<b>88.2</b>	2.4%	3.7%	2.3%
Sri Lanka	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	0.5	0.9	1.2	1.3	1.4	<b>1.2</b>	-14.3%	41.5%	♦
Taiwan	37.0	35.2	37.6	38.9	38.0	38.6	39.0	37.8	38.6	39.4	<b>39.3</b>	-0.3%	0.2%	1.0%
Thailand	15.0	15.0	15.4	15.7	16.5	16.2	17.9	17.5	17.7	18.3	<b>18.5</b>	1.0%	2.8%	0.5%
Vietnam	11.7	11.2	14.6	17.3	16.1	17.2	20.7	26.1	28.1	27.9	<b>34.3</b>	22.9%	16.3%	0.9%
Other Asia Pacific	20.5	16.6	16.2	13.2	13.9	11.4	12.9	12.2	16.1	16.9	<b>18.0</b>	7.0%	-1.0%	0.5%
Total Asia Pacific	2260.8	2335.5	2442.6	2621.1	2677.8	2749.7	2768.6	2751.0	2738.9	2770.8	<b>2841.3</b>	2.5%	2.3%	75.3%
<b>Total World</b>	<b>3503.4</b>	<b>3450.6</b>	<b>3610.1</b>	<b>3782.5</b>	<b>3797.2</b>	<b>3867.0</b>	<b>3864.2</b>	<b>3769.0</b>	<b>3710.0</b>	<b>3718.4</b>	<b>3772.1</b>	<b>1.4%</b>	<b>0.7%</b>	<b>100.0%</b>
of which: OECD	1150.8	1029.9	1092.9	1072.8	1028.2	1037.1	1020.1	954.9	900.0	892.9	<b>861.3</b>	-3.5%	-2.7%	22.8%
Non-OECD	2352.6	2420.8	2517											

Giappone con 117,5 Mtep (3,1%), la Corea del Sud con 88,2 Mtep (2,3%), la Federazione Russa con 88 Mtep (2,3%), il Sud Africa con 86 Mtep (2,3%), la Germania con 66,4 Mtep (1,8%), l'Indonesia con 61,6 Mtep (1,6%) e la Polonia con 50,5 Mtep (1,3%).

**Incrociando i dati dei produttori con quelli dei consumatori emerge chiaramente come non siano poi molti i paesi in grado di esportare carbone:** i due più grandi produttori, Cina e USA, sono anche il primo e il terzo consumatore mondiale. La Cina da alcuni anni non riesce più a coprire i propri fabbisogni interni ed è divenuto uno dei massimi importatore di carbone. Anche un altro grande paese emergente come l'India, da diversi anni fortissimo importatore, nel 2015 si era collocato al primo posto superando la Cina <sup>46</sup>, a dimostrazione di un forte deficit energetico. Nel 2016 la Cina è tornata al primo posto a livello mondiale avendo fortemente incrementato le sue importazioni e ha mantenuto questo primato anche negli anni successivi, come si può vedere anche dalla seguente tabella della IEA <sup>47</sup>. Allo stesso tempo l'India ha leggermente ridotto le sue importazioni, rimanendo comunque il secondo importatore a livello mondiale.

**Table 6: Major coal importers (Mt)**

	2016	2017	2018p
PR of China	282.0	284.3	295.4
India	192.1	209.4	240.2
Japan	185.9	187.0	185.1
Korea	134.5	138.9	142.0
Chinese Taipei	65.6	67.6	66.5
Germany	57.8	50.5	44.4
Turkey	36.2	38.3	38.3
Malaysia	27.2	30.4	33.0
Russian Federation	24.0	29.0	28.2
Thailand	22.6	23.5	24.9
Other	277.4	247.6	209.3
<i>OECD Americas</i>	35.1	36.5	32.7
<i>OECD Asia Oceania</i>	329.6	334.9	335.5
<i>OECD Europe</i>	205.8	211.7	203.4
<b>OECD Total</b>	<b>570.6</b>	<b>583.1</b>	<b>571.6</b>
<i>Africa + Mid. East</i>	15.5	16.3	16.8
<i>Other Asia Oceania</i>	655.2	692.8	749.3
<i>Oth. Europe + Eurasia</i>	47.3	56.5	59.2
<i>Other Americas</i>	25.1	26.1	27.0
<b>Non-OECD Total</b>	<b>743.1</b>	<b>791.7</b>	<b>852.4</b>
<b>World</b>	<b>1313.6</b>	<b>1374.8</b>	<b>1424.0</b>

Data for India and Japan are provided on a fiscal basis.

<sup>46</sup> IEA – Key Coal Trends – Excerpt from: Coal information – 2016 edition

<sup>47</sup> IEA - COAL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition)

Per gli USA andrebbe fatto un discorso a parte dal momento che qui la situazione è un poco più complessa e articolata: in questo paese, infatti, da alcuni anni vi sono importanti cambiamenti in atto che vanno però ancora attentamente monitorati e, soprattutto, correttamente interpretati. **Negli Stati Uniti ormai da diversi anni si sta, infatti, puntando molto su combustibili fossili non convenzionali**, come il gas di scisto, che ha sostituito una quota del carbone impiegato nella generazione elettrica. Purtroppo, una simile scelta non si traduce in un reale beneficio ambientale, sia per gli impatti diretti connessi all'estrazione e all'impiego di questi combustibili (non convenzionali) sia perché la quota di carbone non più impiegata negli Stati Uniti viene venduta sul mercato estero, quindi comunque consumata anche se in altri paesi. Occorre poi rammentare come le riserve di shale siano state in passato fortemente sovrastimate e che questi giacimenti subiscano un rapido declino con il rischio di divenire diseconomici in tempi relativamente brevi e il miglioramento delle tecniche estrattive, che aveva dato una poco di nuova spinta al settore, potrebbe già iniziare a segnare il passo a giudicare da quanto sta emergendo.

Sempre **negli USA occorre ricordare anche come negli ultimi anni l'industria del carbone sia entrata in profonda crisi**: la forte concorrenza del gas (anche non convenzionale) e delle sempre più competitive fonti rinnovabili (soprattutto eolico e fotovoltaico) insieme ad un forte aumento dei costi delle attività estrattive e ad una normativa ambientale che penalizzava (fino a tutta l'amministrazione Obama) le fonti più inquinanti come il carbone, sono tra le principali cause del declino dell'industria carbonifera. **Una crisi che non è stata scalfita neanche l'improvvido massiccio sostegno del neo presidente Trump** che aveva cercato da un lato di depotenziare l'ente ambientale di controllo (EPA) e, dall'altro, aveva predisposto un piano in cui si impegnava a concedere ingenti sussidi ai vecchi impianti a carbone. Un piano che fortunatamente (sia per l'ambiente che per i contribuenti) è stato bocciato dalla Federal Energy Regulatory Commission (l'Authority USA per l'energia).

Dai dati illustrati in questo paragrafo, e ben riassunti nella sottostante tabella IEA, emerge come, a livello mondiale, i grandi esportatori di carbone siano solo pochi paesi: Indonesia, Australia, Federazione Russa, e più distaccati troviamo Stati Uniti, Colombia e Sud Africa. Al contrario ci sono grandi consumatori come il Giappone o la Corea del Sud che sono costretti ad importare praticamente tutto il carbone consumato.

**Table 5: Major coal exporters (Mt)**

	2016	2017	2018p
Indonesia	372.9	393.8	439.0
Australia	389.3	378.9	381.9
Russian Federation	171.1	189.7	209.9
United States	54.7	88.0	104.9
Colombia	83.3	102.7	81.9
South Africa	69.9	71.1	69.3
Mongolia	24.1	29.0	34.0
Canada	30.3	31.1	29.9
Kazakhstan	26.0	29.2	25.8
Mozambique	9.2	11.8	11.6
<i>Other</i>	61.7	38.2	31.5
<i>OECD Americas</i>	85.9	119.9	135.2
<i>OECD Asia Oceania</i>	390.5	380.1	383.2
<i>OECD Europe</i>	16.1	12.0	9.3
<b><i>OECD Total</i></b>	<b>492.5</b>	<b>512.0</b>	<b>527.8</b>
<i>Africa + Mid. East</i>	79.6	83.2	81.8
<i>Other Asia Oceania</i>	438.1	443.8	489.7
<i>Oth. Europe + Eurasia</i>	198.4	220.7	237.8
<i>Other Americas</i>	84.1	103.6	83.0
<b><i>Non-OECD Total</i></b>	<b>800.1</b>	<b>851.4</b>	<b>892.3</b>
<b>World</b>	<b>1292.7</b>	<b>1363.4</b>	<b>1420.1</b>

Data for Australia, India and Japan are provided on a fiscal basis.

Fonte: IEA - COAL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition)

### 1.3 La dinamica del prezzo del carbone

Le dinamiche del **prezzo** del carbone sono più complesse rispetto a quelle degli altri combustibili.

Occorre innanzi tutto avere chiaro che i carboni fossili sono un qualcosa di estremamente eterogeneo dal punto di vista chimico (percentuale di carbonio, zolfo, ecc.) e del tenore di umidità e quindi in termini di potere calorifico, questo influisce fortemente sul loro costo: un **antracite** che ha un contenuto di carbonio sopra il 90-95% e un pci superiore a 9.000 kcal/kg è ben diversa da una **lignite** contenente un 60-70% di carbonio che non arriva a raggiungere le 6.000 kcal/kg.

Va poi detto che mentre il carbone prodotto e venduto sul mercato locale mostra una relativa maggiore stabilità dei prezzi, certamente non si può dire altrettanto per quello commerciato sul mercato internazionale che tende a variare anche nel breve periodo (approssimativamente in linea con il prezzo del petrolio e del gas naturale, anche non convenzionale) riflettendo: le dinamiche della concorrenza tra combustibili, l'importanza

del petrolio nelle operazioni di estrazione del carbone e il suo costo di trasporto su lunghe distanze. Peraltro, a differenza di quanto avviene per il petrolio, i mercati del carbone sono per così dire regionali e riflettono maggiormente il costo rilevante dei trasporti e dei relativi aspetti logistici, così i prezzi possono variare anche molto tra le diverse aree geografiche. In tutti i casi, seppur con differenze tra macroaree del globo, il trend generale dei prezzi del carbone è andato crescendo di molto tra i primi anni '90 e il 2011, anche se con un marcata flessione nel 2009 e 2010. Dopo il 2011 c'è stato poi un crollo dei prezzi imputabile soprattutto al massiccio impiego, sul mercato nordamericano, dello shale gas che ha generato un temporaneo eccesso di offerta energetica. La diminuzione dei prezzi è proseguita nel 2014 e anche nel 2015, soprattutto a causa del rallentamento della domanda cinese. I dati medi del 2016 hanno visto fermarsi la discesa dei prezzi con un'inversione del trend e un rialzo rispetto all'inizio dell'anno quando si era toccato il minimo. Su queste dinamiche sicuramente poteva aver influito il calo della produzione cinese. I prezzi internazionali di riferimento del carbone anche nel 2017 hanno registrato un aumento, più marcato per Europa e Asia, e un poco più contenuto negli USA dove però nel 2016 i dati erano stati in forte controtendenza rispetto agli altri mercati. Come si leggeva nella Relazione dell'Autorità per l'Energia <sup>48</sup>: “La ragione fondamentale della ripresa delle quotazioni internazionali è la razionalizzazione della produzione interna cinese, con la chiusura di diverse miniere antieconomiche e con la limitazione del numero di giornate annue di lavoro dei minatori. Ciò ha costretto Pechino a maggiori importazioni, con conseguente tensione di tutti i prezzi internazionali. La debolezza delle quotazioni interne americane è, invece, determinata dalla competitività del gas naturale.”

---

<sup>48</sup> Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico – Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta – 2017

## Coal: Prices

US dollars per tonne	Northwest Europe marker price†	US Central Appalachian coal spot price index‡	Japan steam spot CIF price†	China Qinhuangdao spot price*
1998	32.00	31.00	-	-
1999	28.79	31.29	-	-
2000	35.99	29.90	-	27.52
2001	39.03	50.15	37.69	31.78
2002	31.65	33.20	31.47	33.19
2003	43.60	38.52	39.61	31.74
2004	72.08	64.90	74.22	42.76
2005	60.54	70.12	64.62	51.34
2006	64.11	57.82	65.22	53.53
2007	88.79	49.73	95.59	61.23
2008	147.67	117.42	157.88	104.97
2009	70.66	60.73	83.59	87.86
2010	92.50	67.87	108.47	110.08
2011	121.52	84.75	126.13	127.27
2012	92.50	67.28	100.30	111.89
2013	81.69	69.72	90.07	95.42
2014	75.38	67.08	76.13	84.12
2015	56.64	51.57	60.10	67.53
2016	60.09	51.45	71.66	71.35
2017	84.51	63.83	96.02	94.72
2018	91.83	72.84	112.73	99.45

†Source: IHS Northwest Europe prices for 1998-2000 are the average of the monthly marker, 2001-2018 the average of weekly prices. IHS Japan prices basis = 6,000 kilocalories per kilogram NAR CIF. Chinese prices are the average monthly price for 2000-2005, weekly prices 2006-2018, 5,500 kilocalories per kilogram NAR, including cost and freight (CFR).

‡Source: S&P Global Platts ©2019, S&P Global Inc. Prices are for Central Appalachian 12,500 BTU, 1.2 SO<sub>2</sub> coal, FOB. Prices for 1998-2000 are by coal price publication date, 2001-2005 by coal price assessment date, 2006-2018 weekly CAPP 12,500 BTU, 1.6 SO<sub>2</sub> coal, FOB.

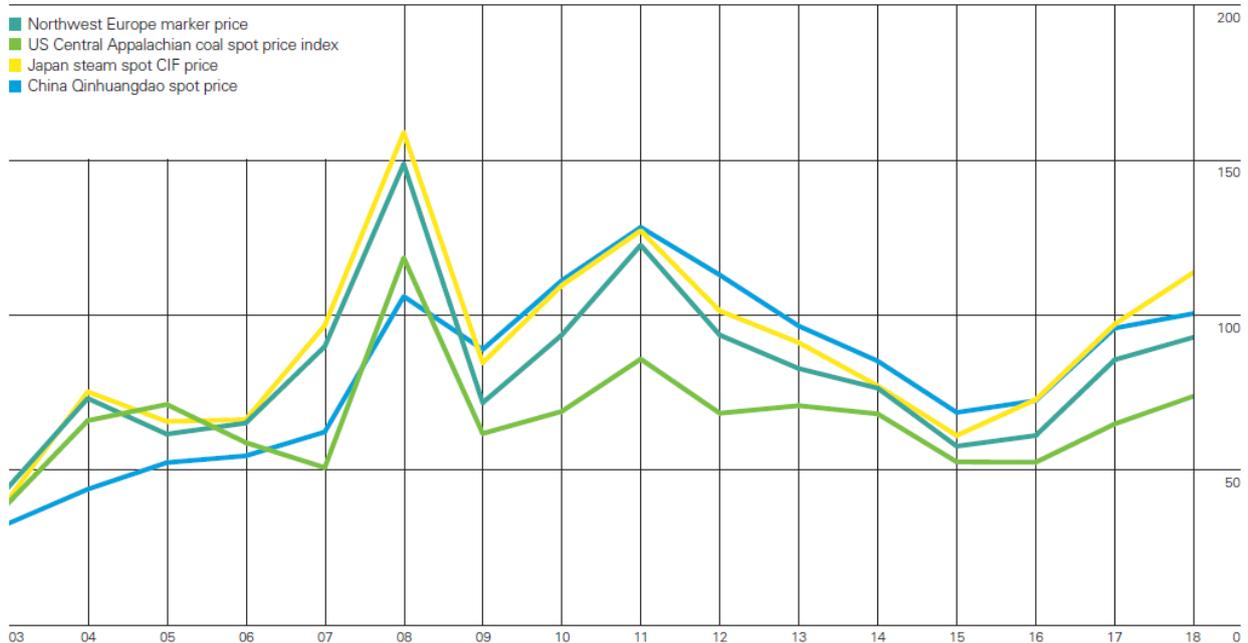
Note: CIF = cost+insurance+freight (average prices); FOB = free on board.

Fonte: BP Statistical Review of World Energy. June 2019

Le marcate fluttuazioni dei prezzi del carbone sono ancora più facilmente osservabili nel seguente grafico sempre predisposto dalla BP:

### Coal prices

US dollars per tonne



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. June 2019

Le prospettive per i prezzi del carbone commerciato a livello internazionale restano comunque assai incerte. Il fattore più critico è probabilmente rappresentato dall'andamento delle importazioni cinesi: infatti, visti gli elevati consumi di questo paese

(oltre la metà del carbone mondiale), anche se le importazioni costituiscono una frazione piuttosto ridotta della domanda interna, rappresentano comunque una fetta importante del commercio internazionale di carbone. Altro paese che gioca un ruolo sempre più importante sul mercato è rappresentato dall'India che abbiamo visto essere divenuto il secondo consumatore mondiale e il secondo importatore essendo costretto ad acquistare all'estero circa il 30% del carbone che consuma. A questi giganti asiatici si è aggiunta negli ultimi anni la variabile Stati Uniti, dove il mercato dello shale gas ha letteralmente rappresentato un elemento perturbatore che, seppur di carattere congiunturale (vista la non affidabile durata delle riserve dei fossili non convenzionali), ha avuto la capacità di incidere sui prezzi del carbone a livello internazionale. Non è facile prevedere con certezza quanto il fenomeno shale gas possa ancora esercitare i suoi influssi, ma già nel corso del 2013 c'erano stati alcuni primi segnali di declino a causa del rapido calo della produttività e dei crescenti costi di estrazione. Sulla scarsa disponibilità di tali risorse, converrà qui rammentare lo studio pubblicato nel 2013 dall'Energy Watch Group che evidenziava come il contributo dello shale gas fosse praticamente già molto prossimo al suo picco e la maggior parte della produzione sarebbe destinata ad esaurirsi in solo una decina d'anni <sup>49</sup>.

**È comunque plausibile attendersi in futuro un incremento dei prezzi del carbone sia se la domanda sul mercato internazionale dovesse aumentare sia per la progressiva, seppur lenta, riduzione delle riserve che si traduce in una minore produzione. Ma è soprattutto l'inasprimento delle normative ambientali, volto a contrastare l'inquinamento e le emissioni climalteranti, che farà sempre più lievitare i costi dell'energia elettrica prodotta da carbone.**

In una Relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas <sup>50</sup> si parlava proprio di "enormi costi per l'abbattimento delle emissioni" e si citava ad esempio una centrale termoelettrica a carbone recentemente realizzata negli Stati Uniti "che incorpora le più recenti tecnologie al costo di 6.800 \$/kW, assolutamente insostenibile se non ci fosse stata una sovvenzione pubblica di 5,2 miliardi di dollari." Come avremo modo di vedere nel capitolo sulla CCS (Carbon Capture and Storage), questi dati sono risultati addirittura troppo ottimistici con costi a consuntivo nettamente superiori.

---

<sup>49</sup> Energy Watch Group. Fossil and Nuclear Fuels – the Supply Outlook – March 2013

<sup>50</sup> Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico – Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta – 2014

#### 1.4 Ma dov'è il carbone? E quanto ve n'è ancora?

Quando si parla di riserve di carbone, si fa riferimento alla quota di risorse carbonifere di cui è accertata l'esistenza e che sono economicamente recuperabili utilizzando le attuali tecnologie. Tale aspetto risulta estremamente importante giacché **non tutte le risorse esistenti sono realmente sfruttabili a causa dei costi economici ed energetici.**

Secondo la IEA <sup>51</sup>, le riserve di carbone mondiali, alla fine del 2010, erano pari a circa 1.000 miliardi di tonnellate, equivalenti a circa 140 anni di produzione mondiale di carbone (su dati consumo 2010). La stessa IEA ha ripetutamente rivisto negli anni le sue stime: ad esempio nell'Outlook 2015 <sup>52</sup> parlava di riserve, a fine 2013, per circa 970 miliardi di tonnellate, sufficienti a coprire poco più di 120 anni. Più avanti avremo modo di vedere anche i dati della BP e scopriremo che riportano altre stime ancora.

In termini di contenuto energetico, stando ai dati IEA <sup>53</sup>, le riserve di carbone erano circa 3,2 volte superiori a quelle del gas naturale e 2,5 volte a quelle del petrolio, ma geograficamente più disperse. Va infatti rammentato come **circa 90 paesi dispongono di risorse carbonifere, ma il 95% si trova solo in alcune regioni del globo.**

Sempre secondo la IEA le risorse (quindi non riserve) totali di carbone nel 2009 erano stimate in circa 21.000 miliardi di tonnellate. Questi dati vanno letti con grande attenzione in quanto, come detto in precedenza, il fatto che ci sia del carbone da qualche parte nel sottosuolo non significa che sia realmente estraibile a costi economici ed energetici accettabili. Del resto, è la stessa IEA a evidenziare la pesante differenza che intercorre tra risorse e riserve.

Sempre secondo la IEA, poco meno di tre quarti (circa 725 miliardi di tonnellate) delle riserve mondiali di carbone erano costituite da **antracite**, più della metà della quale si trovava solo in due paesi: il 31% negli Stati Uniti e il 25% in Cina. La produzione di antracite risultava molto più elevata in Cina (rappresentando quasi la metà della produzione mondiale nel 2009, a fronte di una quota del 16% per gli Stati Uniti), così le riserve cinesi erano assai inferiori a 70 anni, rispetto ai circa 250 anni stimati per gli Stati

---

<sup>51</sup> IEA - World Energy Outlook 2012

<sup>52</sup> IEA - World Energy Outlook 2015

<sup>53</sup> IEA - World Energy Outlook 2011

Uniti. La maggior parte del resto delle riserve di antracite del mondo si trovano in India, Russia e Australia. Le riserve mondiali di **lignite** nel 2009 ammontavano a poco meno di 280 miliardi di tonnellate ed erano distribuite in modo un po' diverso rispetto a quelle di antracite, con quattro paesi che ne detengono la maggior parte: Russia, Germania (il più grande produttore di lignite del mondo), Australia e Stati Uniti.

**Table 11.3 • Coal resources and reserves by region and type, end-2009**  
(billion tonnes)

	Hard coal		Brown coal		Total	
	Reserves	Resources	Reserves	Resources	Reserves	Resources
North America	232	6 652	33	1 486	265	8 138
Asia-Pacific	309	6 861	76	1 075	385	7 936
E. Europe/Eurasia	124	2 891	108	1 324	232	4 215
Europe	17	467	55	282	72	748
Africa	30	78	0	0	30	79
Latin America	9	28	5	20	15	48
Middle East	1	40	-	-	1	40
<b>World</b>	<b>723</b>	<b>17 017</b>	<b>278</b>	<b>4 187</b>	<b>1 001</b>	<b>21 204</b>

Notes: World excludes Antarctica. Classifications and definitions of hard and brown coal can differ between BGR and IEA due to different methodologies.

Source: BGR (2010).

Fonte: IEA - World Energy Outlook 2011

Nella seguente tabella vediamo come secondo il già citato Outlook 2015<sup>54</sup> le risorse sarebbero salite a 22.908 miliardi di tonnellate, ma le riserve provate e realmente sfruttabili sarebbero scese a 968 miliardi di tonnellate, quindi sufficienti a sostenere il livello di produzione per 122 anni. È quindi anche assai evidente il diverso ordine di grandezza che intercorre tra le riserve e le risorse, a dimostrazione del fatto che solo una frazione del carbone esistente sul nostro pianeta è realmente sfruttabile a condizioni economiche ed energetiche accettabili.

<sup>54</sup> IEA - World Energy Outlook 2015

**Table 7.3** ▶ Remaining recoverable coal resources, end-2013 (billion tonnes)

	Coking coal	Steam coal	Lignite	Total				
				Resources*	Share of world	Proven reserves	Share of world	R/P ratio**
OECD	1 680	7 300	2 317	11 298	49%	453	47%	227
Americas	1 040	5 838	1 519	8 397	37%	263	27%	269
Europe	155	330	343	827	4%	76	8%	138
Asia Oceania	485	1 132	456	2 073	9%	115	12%	246
<b>Non-OECD</b>	<b>1 678</b>	<b>7 565</b>	<b>2 367</b>	<b>11 610</b>	<b>51%</b>	<b>515</b>	<b>53%</b>	<b>87</b>
E. Europe/Eurasia	748	2 229	1 424	4 401	19%	238	25%	374
Asia	875	5 023	917	6 815	30%	249	26%	51
Middle East	19	23	-	41	0%	1	0%	1 094
Africa	33	264	0	297	1%	13	1%	49
Latin America	3	27	25	55	0%	13	1%	135
<b>World***</b>	<b>3 358</b>	<b>14 865</b>	<b>4 684</b>	<b>22 908</b>	<b>100%</b>	<b>968</b>	<b>100%</b>	<b>122</b>

\* The breakdown of coal resources by type is an IEA estimate and proven reserves are a subset of resources. \*\* The reserves to production ratio (R/P) represents the length of time that proven reserves would last if production were to continue at current rates. \*\*\* Excludes Antarctica.

Sources: IEA analysis; BGR (2014).

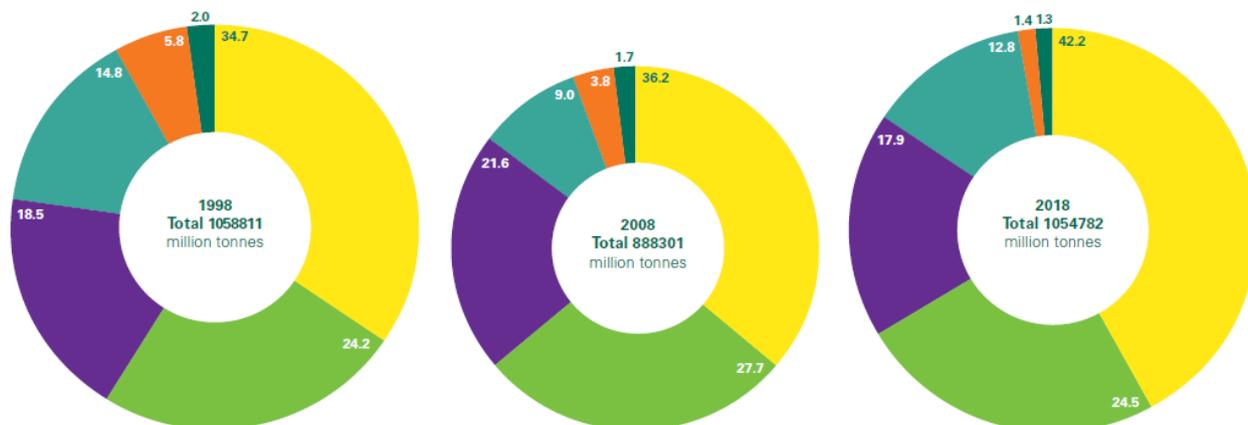
Fonte: IEA - World Energy Outlook 2015

La seguente figura, con gli ultimi dati forniti dalla BP<sup>55</sup>, mostra non solo l'evoluzione della distribuzione delle riserve per macroarea, ma anche come queste riserve, siano state ritoccate al rialzo: dal 2008 al 2018 sarebbero cresciute da 888.301 a 1.054.782 Mt, un fatto assolutamente inspiegabile considerato che non ci sono state nuove significative scoperte di giacimenti carboniferi e non risulta che nella decade considerata i consumi di carbone siano cessati, anzi i fatti ci dicono che a livello mondiale sono aumentati.

<sup>55</sup> BP Statistical Review of World Energy. June 2019

**Distribution of proved reserves in 1998, 2008 and 2018**  
Percentage

- Asia Pacific
- North America
- CIS
- Europe
- Middle East & Africa
- S. & Cent. America



Fonte: BP Statistical Review of World Energy. June 2019

Sempre per restare sui dati inerenti le riserve cosiddette "provate", relativamente all'anno 2014, secondo BP <sup>56</sup>, erano sufficienti a coprire 110 anni (ai consumi del 2014), mentre nella tabella seguente, con gli ultimi dati BP <sup>57</sup>, relativi all'anno 2018, vediamo che si parla di riserve misteriosamente salite a 132 anni e, come anche precedentemente detto, non risultano nello stesso tempo nuove scoperte di giacimenti tali da giustificare questi innalzamenti nelle stime.

<sup>56</sup> BP Statistical Review of World Energy 2015

<sup>57</sup> BP Statistical Review of World Energy 2019

## Total proved reserves at end 2018

Million tonnes	Anthracite and bituminous	Sub-bituminous and lignite	Total	Share of total	R/P ratio
Canada	4346	2236	6582	0.6%	121
Mexico	1160	51	1211	0.1%	89
US	220167	30052	250219	23.7%	365
<b>Total North America</b>	<b>225673</b>	<b>32339</b>	<b>258012</b>	<b>24.5%</b>	<b>342</b>
Brazil	1547	5049	6596	0.6%	*
Colombia	4881	–	4881	0.5%	58
Venezuela	731	–	731	0.1%	*
Other S. & Cent. America	1784	24	1808	0.2%	*
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>8943</b>	<b>5073</b>	<b>14016</b>	<b>1.3%</b>	<b>158</b>
Bulgaria	192	2174	2366	0.2%	78
Czech Republic	110	2547	2657	0.3%	61
Germany	3	36100	36103	3.4%	214
Greece	–	2876	2876	0.3%	79
Hungary	276	2633	2909	0.3%	368
Poland	20542	5937	26479	2.5%	216
Romania	11	280	291	*	12
Serbia	402	7112	7514	0.7%	199
Spain	868	319	1187	0.1%	433
Turkey	551	10975	11526	1.1%	139
Ukraine	32039	2336	34375	3.3%	*
United Kingdom	29	–	29	*	11
Other Europe	1109	5172	6281	0.6%	189
<b>Total Europe</b>	<b>56132</b>	<b>78461</b>	<b>134593</b>	<b>12.8%</b>	<b>215</b>
Kazakhstan	25605	–	25605	2.4%	217
Russian Federation	69634	90730	160364	15.2%	364
Uzbekistan	1375	–	1375	0.1%	125
Other CIS	1509	–	1509	0.1%	358
<b>Total CIS</b>	<b>98123</b>	<b>90730</b>	<b>188853</b>	<b>17.9%</b>	<b>329</b>
South Africa	9893	–	9893	0.9%	39
Zimbabwe	502	–	502	*	165
Other Africa	2756	66	2822	0.3%	164
Middle East	1203	–	1203	0.1%	*
<b>Total Middle East &amp; Africa</b>	<b>14354</b>	<b>66</b>	<b>14420</b>	<b>1.4%</b>	<b>53</b>
Australia	70927	76508	147435	14.0%	304
China	130851	7968	138819	13.2%	38
India	96468	4895	101363	9.6%	132
Indonesia	26122	10878	37000	3.5%	67
Japan	340	10	350	*	336
Mongolia	1170	1350	2520	0.2%	46
New Zealand	825	6750	7575	0.7%	*
Pakistan	207	2857	3064	0.3%	*
South Korea	326	–	326	*	271
Thailand	–	1063	1063	0.1%	72
Vietnam	3116	244	3360	0.3%	81
Other Asia Pacific	1326	687	2013	0.2%	38
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>331678</b>	<b>113210</b>	<b>444888</b>	<b>42.2%</b>	<b>79</b>
<b>Total World</b>	<b>734903</b>	<b>319879</b>	<b>1054782</b>	<b>100.0%</b>	<b>132</b>
of which: OECD	322234	177484	499718	47.4%	291
Non-OECD	412669	142395	555064	52.6%	89
European Union	22612	53356	75968	7.2%	171

\*More than 500 years.

Source: Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR) Energy Study 2019.

\*Less than 0.05%.

**Notes:** Total proved reserves of coal – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions. The data series for total proved coal reserves does not necessarily meet the definitions, guidelines and practices used for determining proved reserves at company level, for instance as published by the US Securities and Exchange Commission, nor does it necessarily represent BP's view of proved reserves by country.

**Reserves-to-production (R/P) ratio** – If the reserves remaining at the end of any year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that rate.

**Reserves-to-production (R/P) ratios** are calculated excluding other solid fuels in reserves and production.

Shares of total and R/P ratios are calculated using million tonnes figures.

Fonte: BP Statistical Review of World Energy. June 2019

Ma probabilmente ancora più sorprendente era quanto riportato nel report BP 2017<sup>58</sup> in cui si parlava addirittura di riserve per 153 anni: è del tutto evidente come dal punto di vista scientifico non fosse spiegabile in che modo, in appena 2 anni, con consumi globali solo di pochissimo ridotti e senza scoperte di nuovi importanti giacimenti, le riserve mondiali fossero riuscite ad aumentare di ben 43 anni.

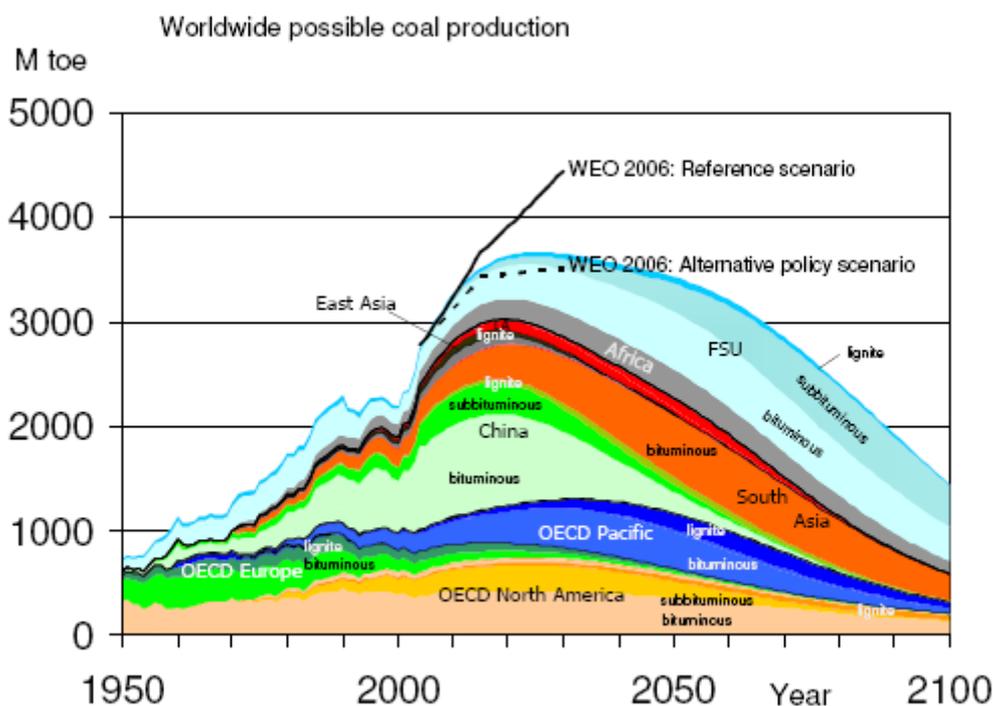
È pertanto evidente come i dati sulle riserve, e ancora di più quelli sulle risorse carbonifere (ma lo stesso discorso vale per gli altri combustibili fossili), vadano presi veramente con estrema cautela, anche a causa della appurata tendenza a sovrastimarle da parte dei produttori energetici, dei paesi detentori, ma anche di alcune agenzie.

<sup>58</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017

Peraltro, la stessa IEA aveva sostenuto che la produttività delle miniere di carbone negli ultimi anni andava declinando nei principali paesi produttori, come ad esempio in Australia e Stati Uniti. E questo è soprattutto dipeso dall'impoverimento dei giacimenti carboniferi. Del calo di produttività del settore minerario statunitense ne aveva parlato anche l'EIA nell' Annual Coal Report 2016 <sup>59</sup>.

In realtà ormai da anni esistono importanti studi indipendenti che dimostrano come il carbone non sia poi così abbondante. Ad esempio, per gli Stati Uniti le stime "ufficiali" parlavano di riserve per circa 250 anni e addirittura 365 anni secondo l'ultimo Statistical Review della BP (che però appena due anni prima dichiarava 292 anni...), ma già uno studio del 2007, realizzato dalla prestigiosa National Academy of Sciences <sup>60</sup>, le ridimensionava a circa 100 anni.

Converrà poi ricordare **come l'importante studio pubblicato nel 2007 dall'Energy Watch Group <sup>61</sup> stimava che il picco mondiale del carbone possa avvenire intorno al 2025.**



Fonte: Energy Watch Group. COAL: RESOURCES AND FUTURE PRODUCTION

<sup>59</sup> U.S. Energy Information Administration - Annual Coal Report 2016 - November 2017

<sup>60</sup> National Academy of Sciences, 2007. Coal Research and Development to support National Energy Policy.

<sup>61</sup> Energy Watch Group. COAL: RESOURCES AND FUTURE PRODUCTION. EWG-Paper No. 1/07

Addirittura, secondo uno studio americano (realizzato tra il 2009 e il 2010) e pubblicato sulla rivista scientifica *Energy* <sup>62</sup>, la produzione mondiale di carbone (tenendo conto delle riserve realmente sfruttabili) avrebbe già raggiunto il picco nel 2011 e si dimezzerebbe nei prossimi 40 anni.

In un lavoro scientifico <sup>63</sup> pubblicato sull'*International Journal of Coal Geology*, l'esperto David Rutledge stima che **il 90% della produzione totale di carbone sarà esaurita entro il 2070**: entro questa data, da un punto di vista meramente energetico (quindi anche senza considerare gli inconfutabili impatti ambientali/climatici), la specie umana dovrà avere trovato delle valide alternative, soprattutto nella generazione di elettricità.

In ogni caso anche con riserve di carbone ridimensionate, come indicato negli studi sopra citati, **resta il fatto che la quantità di carbonio in esse contenuto sarebbe comunque più che sufficiente a sconvolgere il clima del Pianeta**. E, come più volte ha detto James Hansen, uno dei più grandi climatologi mondiali, **l'abbondanza di carbone, lungi dall'essere un motivo di conforto, dovrebbe essere il nostro problema più grande**.

Su questo specifico aspetto occorre rammentare come all'inizio del 2015 sia stato pubblicato, sulla prestigiosa rivista *Nature*, un importante studio <sup>64</sup> che identifica e stima le riserve di combustibili fossili che dovrebbero rimanere nel sottosuolo per evitare cambiamenti climatici pericolosi. Secondo questo lavoro, **un terzo delle riserve di petrolio, la metà delle riserve di gas e oltre l'80 % delle riserve di carbone attuali a livello mondiale dovrebbe rimanere nel sottosuolo e non essere utilizzato prima del 2050 se si vuole mantenere il riscaldamento globale al di sotto dell'obiettivo dei 2°C**.

E queste stime, apparentemente assai ambiziose, rischiano in realtà di non essere neanche sufficienti a conseguire gli obiettivi climatici assunti nella COP 21 (tenutasi a Parigi nel 2015) che richiederebbe di mantenere il riscaldamento globale entro la soglia più prudentiale di 1,5°C rispetto al periodo preindustriale <sup>65</sup>.

---

<sup>62</sup> Patzek, T., Croft, G., 2010. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis. *Energy* 35, 3109–3122.

<sup>63</sup> Rutledge D., 2011. Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms. *International Journal of Coal Geology* 85 (2011) 23–33.

<sup>64</sup> Christophe McGlade & Paul Ekins - The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C. 8 JANUARY 2015 | VOL 517 | NATURE |

<sup>65</sup> UNFCCC. The Paris Agreement. December 2015

## 2. I molteplici impatti dell'uso del carbone

L'uso del carbone non solo rappresenta la principale minaccia per il clima terrestre ma è anche una delle maggiori fonti d'inquinamento con impatti assai gravi sulla salute di persone, organismi viventi ed ecosistemi.

È noto, infatti, come dai processi di combustione si liberino numerose sostanze (di natura sia organica sia inorganica) molte delle quali tossiche, alcune bioaccumulabili, altre cancerogene, ecc. E, **tra tutti i combustibili fossili, sicuramente il carbone è quello che, bruciando, rilascia le maggiori quantità d'inquinanti.** A tal riguardo, in questa sezione, saranno analizzati i principali impatti connessi all'uso del carbone nelle centrali elettriche, anche confrontando gli inquinanti emessi con quelli di una centrale a gas di equivalente potenza.

### 2.1 Impatti sul clima

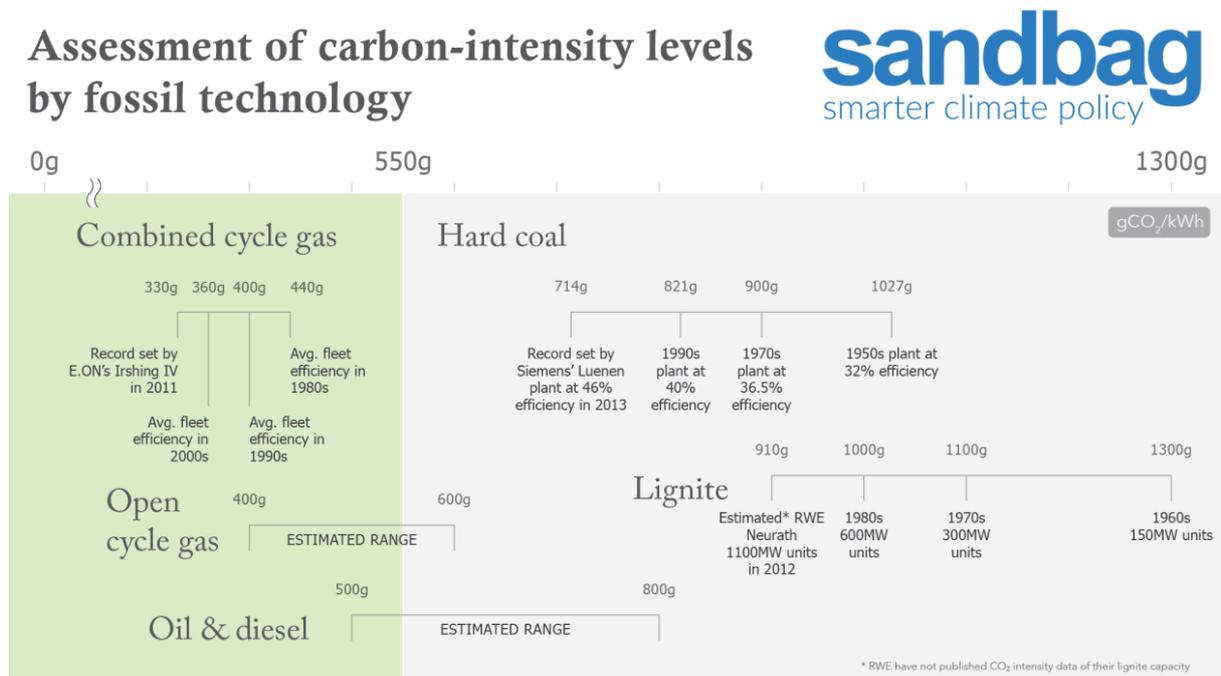
Iniziamo dall'analisi delle emissioni di gas a effetto serra ragionando in termini di CO<sub>2eq</sub> (anidride carbonica equivalente) e tenendo conto, anche, delle fasi di pre-combustione (ossia quelle di estrazione, trasporto, stoccaggio, ecc).

Le emissioni di CO<sub>2</sub>, oltre che al tipo di tecnologia impiantistica adottata, sono strettamente legate alla tipologia di combustibile fossile (petrolio, carbone, gas) impiegato, ovvero al suo contenuto di carbonio. In sostanza l'anidride carbonica liberata da un processo di combustione deve rispettare le leggi della chimica, **così risulta che il carbone, contenendo più carbonio rispetto agli altri combustibili, libera più CO<sub>2</sub>.** Non essendo disponibili meccanismi di cattura adeguati e sicuri del CO<sub>2</sub> che permettano di limitarne l'effetto climalterante e il conseguente impatto ambientale su vasta scala, le uniche possibilità in questo momento percorribili sono di aumentare l'efficienza dell'impianto usando così minori quantitativi di combustibile, oppure scegliere la fonte energetica che, a parità di kWh prodotto, presenta le più basse emissioni, e in tal senso vedremo come questo poi ci debba necessariamente spingere verso le fonti rinnovabili. Ma pur volendo per ora limitarci al solo confronto tra le fonti fossili, si vede come **anche ricorrendo alla migliore tecnologia a carbone, per ogni kWh prodotto emetteremo comunque oltre 750 grammi di CO<sub>2</sub> contro i 360 del gas naturale dei moderni impianti a ciclo combinato.** Anche tenendo conto delle fasi di

pre-combustione, il vantaggio del gas sul carbone rimane notevole: 1 kWh da gas pesa circa la metà di uno da carbone.

Considerando le tecnologie allo stato dell'arte risulta, infatti, che un ciclo combinato a gas ha efficienze del 56% (con punte che possono arrivare al 60%) mentre un impianto "ultra super critico" (USC) a carbone ha un'efficienza tra il 43 e il 46%. Questo significa che, nelle sole fasi di combustione, l'impianto a carbone emetterà mediamente tra 754 e 807 gCO<sub>2</sub>/kWh mentre un ciclo combinato a gas ne emetterà meno di 368. Converrà però ricordare come la maggior parte degli impianti a carbone oggi esistenti siano di tipo "sub-critico", quindi con rendimenti che al massimo arrivano al 38% e con conseguenti emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre 890 g/kWh.

Nella sottostante figura, tratta da un recente report <sup>66</sup> che fa riferimento a un set dati piuttosto aggiornato, si vede come il più avanzato impianto USC abbia comunque emissioni pari a 714 gCO<sub>2</sub>/kWh e si sottolinea come questo costituisca un record assoluto, anche per un impianto USC con efficienza (effettiva) del 46%. Vediamo anche come il parco impianti a carbone oggi esistente abbia in realtà efficienze medie decisamente più basse e quindi emissioni che difficilmente scendono sotto 821-900 gCO<sub>2</sub>/kWh (efficienze rispettivamente di 40% e 36,5%). Per contro, nella stessa figura, si vede come il più performante impianto a ciclo combinato a gas era arrivato a 330gCO<sub>2</sub>/kWh, e i valori medi dell'attuale moderno parco impianti a ciclo combinato a gas si attestano sui 360 gCO<sub>2</sub>/kWh.



Fonte: Sandbag

<sup>66</sup> Sandbag. Capacity payments and 550g. Why is a carbon-intensity threshold is needed for Capacity Payments? 1June 2017.

Secondo i sostenitori dell'uso del carbone tutti questi dati sarebbero però sensibilmente da rivedere se si considerassero le fasi di pre-combustione, ossia quelle di estrazione, trasporto, stoccaggio, ecc. Infatti, essendo il metano un gas serra più potente (circa 25 volte) della CO<sub>2</sub>, conteggiandone le fughe da attività estrattive o dai metanodotti, i risultati complessivi sarebbero diversi. Ma quanto? La realtà è che esistono molti dati di letteratura scientifica basati sulla metodologia life-cycle (LCA) che pesano le emissioni associate ai differenti combustibili fossili in tutte le fasi del ciclo di utilizzo.

Da questi dati emerge come effettivamente le fasi pre-combustione pesino più per il gas naturale che per il carbone, ma non al punto da annullare lo svantaggio complessivo di quest'ultimo.

Ad esempio in un interessante lavoro del 2007<sup>67</sup> relativo alla situazione USA, si legge come, considerando le perdite di gas nell'ordine dell'1,07% (in accordo con i dati EPA del periodo), le emissioni medie di gas serra durante tutto il ciclo di vita per l'energia generata da una centrale a gas dipendono molto (oltre che dall'efficienza dell'impianto) dalla tipologia di gas considerato (è assai diverso parlare di gas convenzionale trasportato via "tubo" o di LNG o di gas sintetico). Parlando di gas naturale convenzionale trasportato con metanodotto, il valore medio di emissione (metodologia LCA applicata alla situazione statunitense) si attestava sulle 1.250 lb CO<sub>2</sub> eq/MWh contro un valore medio per il carbone (sempre con metodologia LCA) che era di circa 2.250 lb CO<sub>2</sub> eq/MWh.

In un dettagliato lavoro prodotto da Deutsche Bank Group (DB Climate Change Advisors) con la collaborazione tecnica del Worldwatch Institute<sup>68</sup>, sempre avvalendosi della metodologia LCA, si sono comparate le emissioni di gas serra di carbone e gas naturale. Questo lavoro è particolarmente importante perché tiene conto della revisione EPA sui dati delle emissioni pre-combustione che risultano più severi per il gas naturale, anche se si riconosce come le stesse miniere di carbone non siano affatto esenti da rilevanti fughe di metano. Le formazioni di carbone, infatti, contengono metano, che viene rilasciato quando il carbone è estratto, aspetto peraltro ampiamente documentato nei decenni, anche dalla stessa EPA<sup>69</sup>. Il lavoro Deutsche Bank Group - Worldwatch Institute mostra come, adottando la metodologia LCA (utilizzando i valori medi nazionali di efficienza delle

---

<sup>67</sup> P. Jaramillo et. al. Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation ENVIRONMENTAL SCIENCE & TECHNOLOGY / VOL. 41, NO. 17, 2007

<sup>68</sup> Comparing Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas and Coal - Deutsche Bank AG and Worldwatch Institute, 2011

<sup>69</sup> EPA – Methane Emissions From Coal Mining – Issues And Opportunities For Reduction. September 1990

centrali elettriche) e tenendo conto delle più severe stime di emissione calcolate da EPA nel 2011, per il gas si stimavano 582 kg CO<sub>2</sub>/MWh (11% superiore rispetto ai dati della metodologia EPA 2010). Il valore per il carbone era 1.103 kg di CO<sub>2</sub>/MWh.

**Quindi anche usando la più severa metodologia EPA 2011 risulta che, per unità di elettricità generata, le emissioni da gas naturale sono comunque del 47% più basse rispetto a quelle da carbone.**

Questi dati sembrerebbero sostanzialmente confermare quanto riportato da precedenti lavori secondo cui tenendo conto delle migliori tecnologie esistenti (ciclo combinato a gas e carbone ultra super critico) e contabilizzando anche le emissioni pre-combustione si sarebbero avuti circa 450 gCO<sub>2eq</sub>/kWh per il gas naturale contro i circa 845 gCO<sub>2eq</sub> /kWh per il carbone.

Occorre precisare che i confronti fin qui fatti non si riferiscono allo shale gas che ha emissioni di metano molto ingenti connesse proprio alle attività estrattive come dimostra anche un recente studio <sup>70</sup>. Risulta infatti che proprio a causa delle estrazioni di shale si sia avuto un forte incremento del metano in atmosfera che ricordiamo essere un potente gas serra. Una ragione in più per scoraggiare l'uso di queste fonti fossili non convenzionali.

Ma tornando al carbone, in generale il fatto che una centrale che impiega questo combustibile emetta un quantitativo di CO<sub>2eq</sub> quasi doppio rispetto ad un impianto di pari potenza alimentato a gas, rende il carbone la scelta peggiore per il conseguimento degli obiettivi di mitigazione climatica. Il cosiddetto carbone “pulito” (ad esempio quello dell'impianto di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia), che come vedremo tanto pulito non è, comporta (nella sola combustione) l'emissione di circa 810 g di CO<sub>2</sub> per kWh. Questo significa che la centrale, che ha una potenza di 1.980 MW, può arrivare a immettere in atmosfera, in un anno, qualcosa come 10,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, stimando 6.500 ore di funzionamento (nella realtà proprio i dati ufficiali sulle emissioni di Torrevaldaliga Nord ci dicono che nel solo 2014 questo impianto aveva emesso quasi 10,9 Mt di CO<sub>2</sub>). E dal momento che la CCS (Carbon Capture and Storage) è ben lungi dall'essere una soluzione a portata di mano (al riguardo si veda il capitolo 4 del Dossier), appare chiaro come l'opzione carbone sia decisamente la peggiore nemica del clima.

---

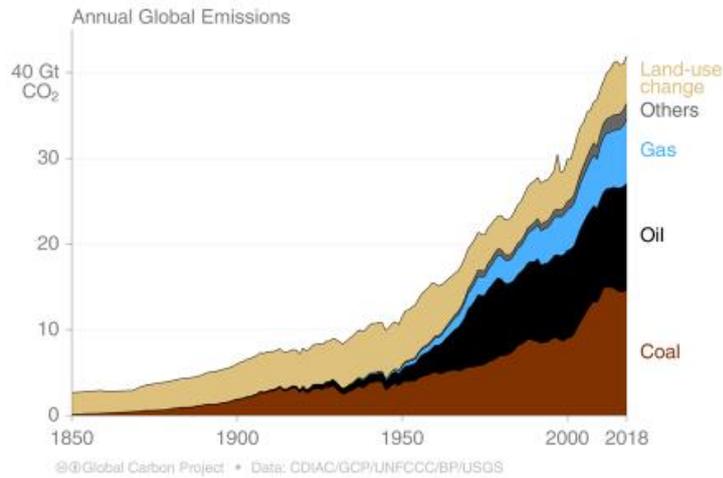
<sup>70</sup> R.W. Howarth. Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? Biogeosciences, 16, 3033–3046, 2019

Il peso delle emissioni globali da carbone (di cui si è anche parlato diffusamente nella sezione introduttiva) viene ben dimostrato nei seguenti grafici tratti dal Global Carbon Budget 2019 <sup>71</sup>.



### Total global emissions by source

Land-use change was the dominant source of annual CO<sub>2</sub> emissions until around 1950. Fossil CO<sub>2</sub> emissions now dominate global changes.



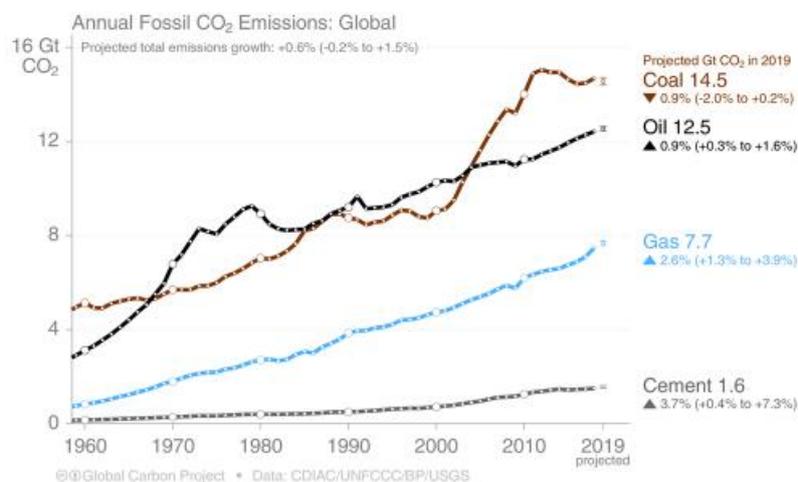
Others: Emissions from cement production and gas flaring

Source: [CDIAC](#); [Houghton and Nassikas 2017](#); [Hansis et al 2015](#); [Friedlingstein et al 2019](#); [Global Carbon Budget 2019](#)



### Fossil CO<sub>2</sub> Emissions by source

Share of global fossil CO<sub>2</sub> emissions in 2018:  
coal (40%), oil (34%), gas (20%), cement (4%), flaring (1%, not shown)

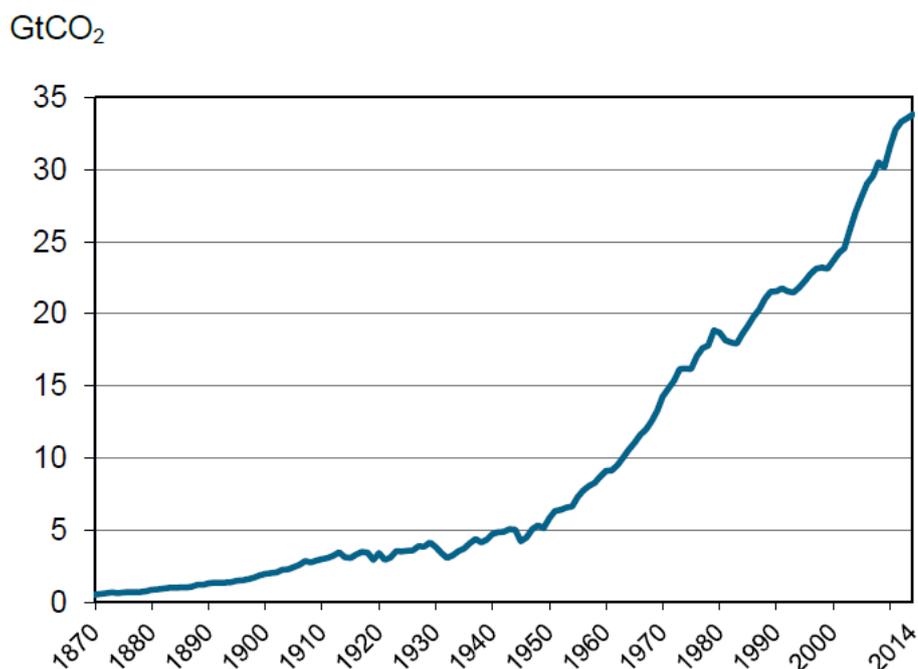


Source: [CDIAC](#); [Peters et al 2019](#); [Friedlingstein et al 2019](#); [Global Carbon Budget 2019](#)

<sup>71</sup> P. Friedlingstein et al.: Global Carbon Budget 2019

Nella seguente figura, tratta dall'edizione 2017 del "CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION *Highlights*"<sup>72</sup>, si vede come a partire dalla Rivoluzione Industriale, a causa dell'utilizzo di combustibili fossili, le emissioni annue di CO<sub>2</sub> abbiano subito un drammatico incremento passando da un valore quasi prossimo allo zero (nel 1870) a un valore di circa 33 Gt nel 2015.

**Figure 3. Trend in CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion, 1870-2014**



Source: Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, US Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., United States.

Fonte: IEA

E, come è possibile vedere nella figura seguente<sup>73</sup>, **le emissioni sono continuate a crescere arrivando a 36,8 Gt nel 2018. E per il 2019 non sembra proprio che ci sia alcuna inversione di tendenza.**

<sup>72</sup> IEA - CO<sub>2</sub> EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION *Highlights* (2017 Edition)

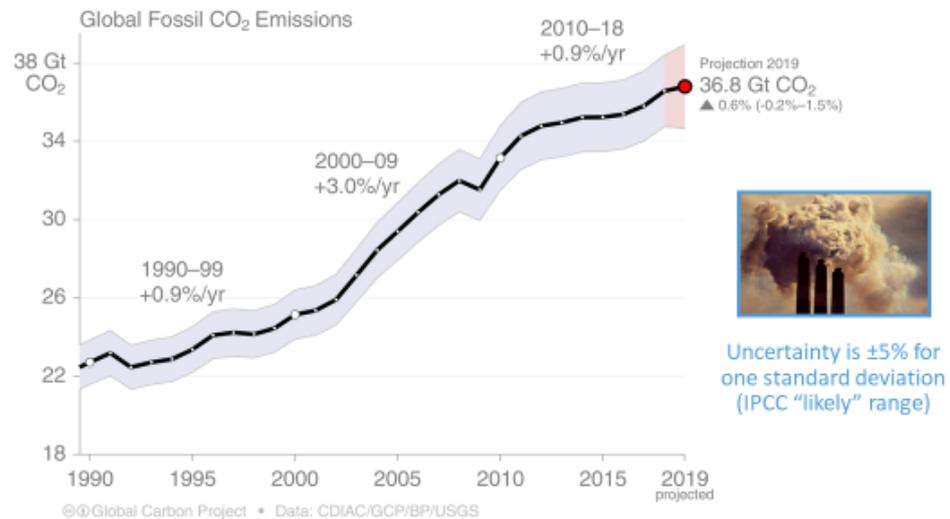
<sup>73</sup> P. Friedlingstein et al.: Global Carbon Budget 2019

## Global Fossil CO<sub>2</sub> Emissions

Global fossil CO<sub>2</sub> emissions: 36.6 ± 2 GtCO<sub>2</sub> in 2018, 61% over 1990

● Projection for 2019: 36.8 ± 2 GtCO<sub>2</sub>, 0.6% higher than 2018 (range -0.2% to 1.5%)

Fossil CO<sub>2</sub> emissions will likely be more than 4% higher in 2019 than the year of the Paris Agreement in 2015



The 2019 projection is based on preliminary data and modelling.  
Source: [CDIAC](#); [Friedlingstein et al 2019](#); [Global Carbon Budget 2019](#)

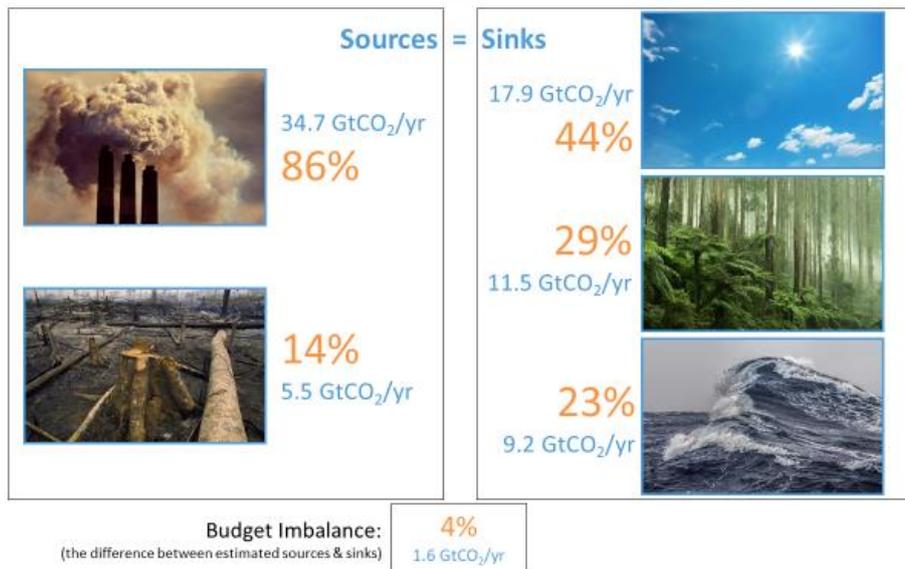
E, come avevamo già visto nella sezione introduttiva, oltre il 44% di tali emissioni è attualmente imputabile proprio alla combustione del carbone <sup>74</sup>.

Tutto questo sta portando ad un preoccupante incremento della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera poiché non riesce più ad essere interamente assorbita dai cosiddetti sink di carbonio rappresentati dagli oceani, dai suoli, e dalla vegetazione: nella seguente figura vediamo come infatti circa il 44% delle emissioni antropiche annue rimane in atmosfera <sup>75</sup> dove finisce con l’accumularsi.

<sup>74</sup> IEA - Key World Energy Statistics 2019

<sup>75</sup> Global Carbon Budget 2019

### Fate of anthropogenic CO<sub>2</sub> emissions (2009–2018)

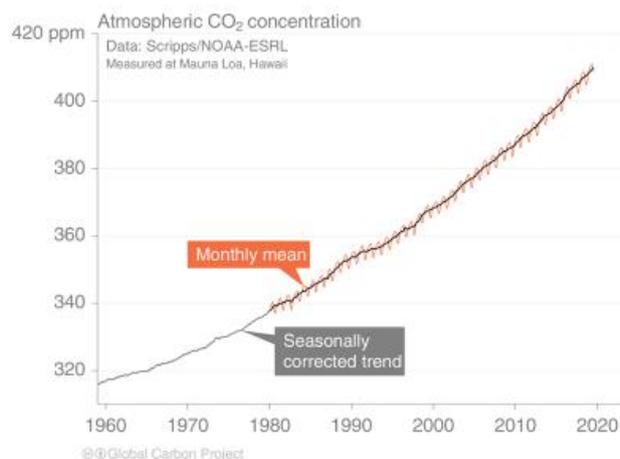


Source: [CDIAC](#); [NOAA-ESRL](#); [Houghton and Nassikas 2017](#); [Hansis et al 2015](#); [Friedlingstein et al 2019](#); [Global Carbon Budget 2019](#)

Così nel 2018 le concentrazioni di CO<sub>2</sub> sono arrivate a superare le 407 ppm, contro le circa 277 ppm del periodo preindustriale.

### Atmospheric concentration

The global CO<sub>2</sub> concentration increased from ~277ppm in 1750 to 407ppm in 2018 (up 46%)  
2016 was the first full year with concentration above 400ppm



Globally averaged surface atmospheric CO<sub>2</sub> concentration. Data from: NOAA-ESRL after 1980; the Scripps Institution of Oceanography before 1980 (harmonised to recent data by adding 0.542ppm)  
Source: [NOAA-ESRL](#); [Scripps Institution of Oceanography](#); [Friedlingstein et al 2019](#); [Global Carbon Budget 2019](#)

I dati geologici mostrano che gli attuali livelli di CO<sub>2</sub> corrispondono a quelli del Pliocene medio (3-5 milioni di anni fa), un clima che era 2-3°C più caldo, in cui i ghiacci della Groenlandia e dell'Antartide occidentale si erano fusi e anche alcuni di ghiacci

dell'Antartide orientale furono persi, così che il livello dei mari era 10-20 metri più alto di quanto lo sia oggi <sup>76</sup>.

Anche secondo l'ultimo bollettino dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale <sup>77</sup>, il CO<sub>2</sub> è il più importante gas ad effetto serra di origine antropica presente in atmosfera e contribuisce approssimativamente per il 66% al forcing radiativo prodotto da tutti i gas serra a lungo tempo di permanenza in atmosfera, ed è responsabile approssimativamente dell'82% dell'aumento del forcing radiativo dell'ultima decade. **La concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera nel 2018 ha raggiunto le 407,8 ppm, ossia 147% più alta rispetto al periodo preindustriale e la causa primaria è rappresentata dalla combustione dei combustibili fossili e dalla produzione di cemento.**

	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
2018 global mean abundance	407.8±0.1 ppm	1869±2 ppb	331.1±0.1 ppb
2018 abundance relative to year 1750*	147%	259%	123%
2017–2018 absolute increase	2.3 ppm	10 ppb	1.2 ppb
2017–2018 relative increase	0.57%	0.54%	0.36%
Mean annual absolute increase over the last 10 years	2.26 ppm yr <sup>-1</sup>	7.1 ppb yr <sup>-1</sup>	0.95 ppb yr <sup>-1</sup>

\* Assuming a pre-industrial mole fraction of 278 ppm for CO<sub>2</sub>, 722 ppb for CH<sub>4</sub> and 270 ppb for N<sub>2</sub>O.

Fonte: WMO

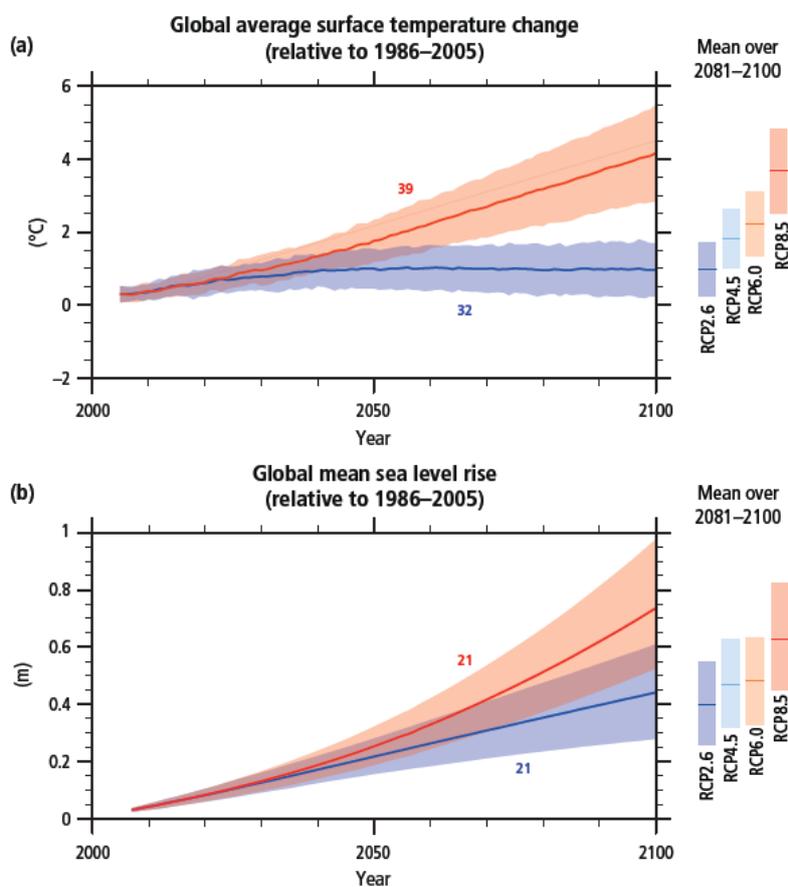
Ricordiamo che già nel 5° Assessment Report <sup>78</sup>, l'IPCC evidenziava come dal 1880 le temperature medie planetarie fossero aumentate di oltre 0,85°C e se le emissioni dovessero continuare a crescere al ritmo attuale, entro la fine del secolo le temperature potrebbero crescere (nello scenario considerato più probabile) tra i **2,6 e i 4,8°C** (rispetto

<sup>76</sup> WMO - GREENHOUSE GAS BULLETIN. No 13/30 October 2017

<sup>77</sup> WMO - GREENHOUSE GAS BULLETIN. No 15/25 November 2019

<sup>78</sup> IPCC, 2014 – Fifth Assessment Report (AR5)

alla condizione presente), con i livelli dei mari che potrebbero arrivare ad alzarsi da **0,45 a 0,82 metri** rispetto al presente.



Fonte: IPCC – Climate Change 2014. Synthesis Report

L'ultimo report dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale <sup>79</sup> ci dice addirittura che **la temperatura media globale da gennaio a ottobre 2019 era di circa 1,1° C sopra i livelli preindustriali** (figura seguente), e che il 2019 sarà probabilmente il 2° o 3° anno più caldo mai registrato.

L'incremento delle temperature registrato negli ultimi decenni è perfettamente visibile nel seguente grafico sempre estratto dall'appena menzionato report dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale.

<sup>79</sup> WMO Provisional Statement on the State of the Global Climate in 2019

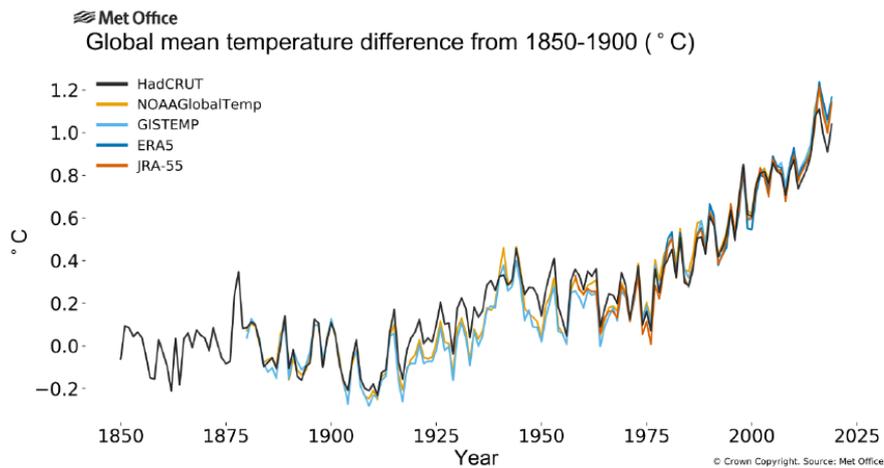
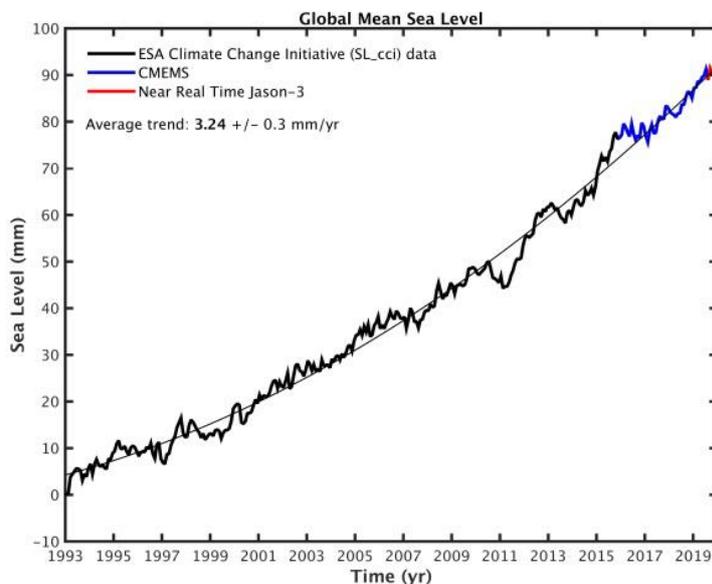


Figure 1: Global annual mean temperature difference from pre-industrial conditions (1850-1900, °C). The two reanalyses (ERA5 and JRA55) are aligned with the in-situ datasets (HadCRUT, NOAA GlobalTemp and GISTEMP) over the period 1981-2010. 2019 is the average for January to October.

Fonte: WMO

E ancora nello stesso report si legge che gli ultimi cinque anni sono ormai quasi sicuramente i cinque più caldi mai registrati e anche che il decennio 2010-2019 sarà il più caldo mai registrato. Dagli anni '80, ogni decennio successivo è stato più caldo di qualsiasi decennio precedente dal 1850.

Gli oceani si scaldano e il livello del mare aumenta, un'accelerazione del fenomeno causata dalla fusione dei ghiacci su terra ferma: le calotte glaciali in Groenlandia e Antartide stanno infatti fondendosi a ritmi più rapidi di quanto precedentemente ipotizzato. Nell'autunno 2019, il livello medio globale del mare ha raggiunto il suo valore più alto dall'inizio delle registrazioni ad alta precisione (gennaio 1993).



Fonte: WMO

Sempre il WMO afferma poi che nel decennio 2009-2018, gli oceani hanno assorbito circa il 22% delle emissioni annuali di CO<sub>2</sub>, riducendo le concentrazioni atmosferiche e alleviando gli impatti dei cambiamenti climatici, ma allo stesso tempo questo gas reagisce con l'acqua di mare trasformandosi in acido carbonico e provocando una diminuzione del pH. Così si stima che ci sia già stato un aumento dell'acidità medio delle acque marine del 26% dall'inizio della rivoluzione industriale. Tutto questo ha conseguenze sempre più gravi sugli ecosistemi marini andando ad attaccare tutte quelle strutture i cui gusci sono costituiti da carbonato di calcio.

Il Report WMO affronta poi tutti i principali aspetti che fotografano i cambiamenti climatici in atto: dall'estensione minima delle calotte Artica e Antartica agli effetti sempre più devastanti degli eventi meteorologici estremi (es. cicloni, ondate di calore, siccità, alluvioni, ecc.). E il quadro che emerge è piuttosto preoccupante evidenziando anche come questi fenomeni siano alla base di crescenti conflitti, crisi economiche, povertà, fenomeni migratori di massa, ecc.

Circa la gravità della situazione connessa alla fusione dei ghiacci, all'innalzamento del livello degli oceani, ai cambiamenti chimico-fisici dei mari e agli effetti conseguenti sull'uomo causati dal riscaldamento globale provocato dai gas serra di origine antropica, va sicuramente ricordato il recente e dettagliatissimo Report IPCC dal titolo **Ocean and Cryosphere in a Changing Climate**<sup>80</sup>. Nel lavoro si vede chiaramente come, si stia assistendo al ritiro dei ghiacciai, alla importante e accelerata perdita di massa dalle calotte glaciali in Groenlandia e in Antartide, alla diminuzione del ghiaccio marino e della copertura nevosa, alla riduzione del permafrost. Tutto questo sta accelerando l'innalzamento del livello marino con impatti devastanti sulle zone costiere e sulle molte decine di milioni di persone che vi abitano. Il report IPCC dichiara poi come gli oceani si stiano riscaldando ad un tasso più che raddoppiato dal 1993 e di come in assenza di provvedimenti di riduzione delle emissioni climalteranti, tutti questi cambiamenti procederanno nella seconda metà di questo secolo a ritmo e intensità ancora più elevati. Secondo la comunità scientifica questi cambiamenti potranno avere effetti negativi molteplici sulle attività umane con ricadute sociali ed economiche rilevanti.

---

<sup>80</sup> IPCC, 2019: *IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate*

Proprio a dicembre 2019 va poi anche segnalata l'importante anteprima della ricerca apparsa sulla prestigiosa rivista Nature <sup>81</sup> in cui si evidenzia la fortissima accelerazione della fusione dei ghiacci della Groenlandia, nel lavoro in questione si ricorda quindi come la calotta glaciale groenlandese contenga abbastanza acqua per aumentare il livello medio globale del mare di ben 7,4 m.

Serve a questo punto anche rammentare come efficaci interventi di riduzione delle emissioni di gas serra, oltre ai benefici a più lungo termine, legati al contenimento degli immensi danni prodotti dal riscaldamento globale, presentino anche immediati vantaggi legati alla riduzione degli inquinanti dannosi per la salute umana <sup>82</sup>. A dimostrazione che puntare su soluzioni energetiche più pulite è sempre un vantaggio per la collettività.

Ma occorre essere estremamente chiari sul fatto che qui si sta esprimendo una critica scientifica all'uso dei combustibili fossili, ad iniziare dal più dannoso carbone, ma non si sta facendo alcun endorsement a favore del gas naturale che seppure caratterizzato da performance ambientali nettamente migliori rispetto al carbone, è altrettanto evidente, come si evince anche solo dai grafici precedentemente visti (pag. 10, 11, 12, 40), che il puntare sul gas non consentirebbe di conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione necessari per raggiungere i target climatici atti a contenere l'innalzamento delle temperature planetarie entro 1,5°C rispetto al periodo preindustriale (coerentemente con l'Accordo di Parigi del 2015 <sup>83</sup>).

Diversi lavori scientifici evidenziano infatti come il gas naturale non possa essere considerato oggi più una soluzione in termini di reale mitigazione climatica (dal momento che, come abbiamo precedentemente visto, un impianto a ciclo combinato emette comunque circa 360 g CO<sub>2</sub>/kWh) e neanche come combustibile di transizione, soprattutto se questo equivale a investire massicciamente in una nuova infrastrutturazione che non solo non consente di decarbonizzare il settore energetico, ma finisce con dirottare risorse economiche che urgentemente dovrebbero essere concentrate su produzione da FER, efficienza energetica, moderni sistemi di accumulo e reti intelligenti.

---

<sup>81</sup> The IMBIE Team. *Mass balance of the Greenland Ice Sheet from 1992 to 2018*. Nature, December 2019

<sup>82</sup> X. Wang, K. Smith. Secondary Benefits of Greenhouse Gas Control: Health Impacts in China. VOL. 33, NO. 18, 1999 / ENVIRONMENTAL SCIENCE & TECHNOLOGY 9 3057

<sup>83</sup> UNFCCC. The Paris Agreement. December 2015

A tale proposito è sicuramente molto istruttivo il report <sup>84</sup> pubblicato nell'ambito della CAT Decarbonisation Series - climateactiontracker.org in cui si afferma ed argomenta perché "GAS IS NOT A LONG-TERM SOLUTION TOWARDS DEEP DECARBONISATION". Il report ricorda quindi come l'Accordo di Parigi preveda obiettivi climatici di lungo termine che richiedono una completa decarbonizzazione del settore energetico entro il 2050 e sottolinea proprio come nuovi massicci investimenti nel settore gas costituiscano "il maggiore ostacolo per la totale decarbonizzazione del settore elettrico".

E del resto se si decidesse oggi di puntare su nuove infrastrutture energetiche impiegate sul gas, tra i tempi tecnici legati alle fasi autorizzative e di costruzione e considerando il periodo di vita utile di tale impiantistica, significa ingessare il sistema elettrico per i prossimi 40 anni, impedendone di fatto la completa decarbonizzazione.

Negli ultimi anni si sono moltiplicati i lavori che dimostrano come a livello mondiale sia possibile arrivare entro il 2050 ad un sistema energetico basato esclusivamente su fonti rinnovabili. A tal proposito occorre sicuramente rammentare lo studio **GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY** <sup>85</sup> pubblicato a novembre 2017, in concomitanza con la COP 23 di Bonn, nel quale si dimostra come sia possibile arrivare ad una transizione accelerata del sistema energetico che nel 2050 potrebbe impiegare il 100% di fonti rinnovabili.

E ricordiamo anche la nuova corposa pubblicazione dal titolo **Achieving the Paris Climate Agreement Goals** <sup>86</sup>, che illustra in modo dettagliato come raggiungere il 100% di energia rinnovabile entro il 2050, sia a livello globale sia in dieci differenti regioni geografiche. Il lavoro, usando i più aggiornati modelli computerizzati, mappa gli scenari per raggiungere gli obiettivi di mitigazione stabiliti dall'accordo di Parigi e evidenzia come questo nuovo sistema energetico costerà meno dell'attuale, riducendo al contempo l'inquinamento e i correlati impatti sulla salute (9 milioni di morti premature all'anno) migliorando anche le condizioni economiche grazie anche alla creazione di 12 milioni di nuovi posti di lavoro.

---

<sup>84</sup> New Climate Institute, Ecofys e Climate Analytics. "Foot Off the Gas: increased Reliance on Natural Gas in the Power Sector Risks an Emissions Lock-In". June 2017.

<sup>85</sup> LUT Lappeenranta University of technology and Energy Watch Group. GLOBAL ENERGY SYSTEM BASED ON 100% RENEWABLE ENERGY – POWER SECTOR. November 2017

<sup>86</sup> Sven Teske, Achieving the Paris Climate Agreement Goals. Springer Open 2019

Non possiamo non ricordare come a ottobre 2018 sia stato pubblicato, dagli scienziati dell'IPCC, lo **Special Report on Global Warming of 1.5°C**<sup>87</sup> che ha voluto essere un riferimento autorevole per i decisori politici chiamati a riesaminare il Trattato di Parigi nella Conferenza delle parti sui Cambiamenti Climatici (COP 24) del dicembre 2018 a Katowice in Polonia.

Il report evidenziava una serie di impatti provocati dai cambiamenti climatici che potrebbero essere evitati, o diciamo contenuti, se si limitasse il riscaldamento globale entro 1,5°C e non più 2°C (rispetto all'epoca preindustriale). Si andrebbe da un più contenuto innalzamento del livello dei mari alla minore fusione dei ghiacci, compresi quelli del Mar Glaciale Artico, da una più contenuta diminuzione delle barriere coralline a minori danni diffusi a diversi ecosistemi, ecc. Gli scienziati avevano sottolineato anche come limitare il riscaldamento globale sotto gli 1,5°C consentirebbe alle persone (oltre che agli ecosistemi) di meglio adattarsi contenendo maggiormente tutta una serie di rischi a vantaggio di uno sviluppo sostenibile e degli stessi sforzi per combattere la povertà.

Il rapporto è però stato chiaro nel dire come **per riuscire a contenere il riscaldamento globale entro gli 1,5°C occorrono azioni immediate ed energiche in tutte le attività umane, dal momento che le emissioni antropiche di CO<sub>2</sub> dovrebbero diminuire di circa il 45% entro il 2030 (rispetto ai livelli del 2010), arrivando ad azzerarsi prima del 2050**. Gli scienziati con questo documento è come se avessero lanciato ai decisori politici di tutto il mondo un appello risoluto, una sorta di "ultima chiamata" ad agire subito.

E a novembre 2018 era stato anche pubblicato l'**Emissions Gap Report** dell'UNEP<sup>88</sup> che, in linea con quanto sostenuto dall'IPCC, invitava i decisori politici ad agire con rapidità e decisione per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>. Secondo gli scienziati del Programma ambientale delle Nazioni Unite, infatti, gli impegni di mitigazione finora presi dai vari paesi, anche se pienamente rispettati, non consentiranno di raggiungere un livello di emissioni compatibile con gli accordi di Parigi: nel 2030 ci sarebbero almeno 13 GtCO<sub>2eq</sub> di troppo per stare nel limite dei 2°C e addirittura 29 Gt per stare nel limite di 1,5°C. Con questi valori si arriverà nel 2100 ad aumentare le temperature di 3°C o oltre. Per impedire che questo accada occorrerebbe chiudere questo gap entro il 2030 tagliando fino al 55% le emissioni rispetto al 2017.

---

<sup>87</sup> <http://www.ipcc.ch/report/sr15/>

<sup>88</sup> UNEP. Emissions Gap Report 2018. November 2018.

Il nuovo **Emissions Gap Report**<sup>89</sup> di fine novembre 2019, pubblicato a ridosso della COP 25 di Madrid, è ancora più severo nel giudizio affermando che se anche tutti gli attuali impegni previsti dall'accordo di Parigi fossero attuati, le temperature planetarie aumenterebbero di 3,2° C, quindi occorrono impegni molto più ambiziosi per raggiungere l'obiettivo di 1,5°C. Per l'UNEP, al fine di contenere le temperature entro questa soglia, **occorrerà ridurre le emissioni ad un ritmo annuo del 7,6% dal 2020 al 2030**, pari a -32 GtCO<sub>2eq</sub> (le emissioni nel 2018, comprensive del cambiamento nell'uso dei suoli, hanno raggiunto un nuovo massimo di 55,3 GtCO<sub>2eq</sub>). Per fare questo, il report afferma che tutte le nazioni si devono impegnare molto di più: esistono soluzioni concrete ma non vengono implementate abbastanza velocemente o su una scala sufficientemente ampia.

## 2.2 Impatti sulla salute

Ormai da diversi anni si sta molto parlando del così detto “*carbone pulito*”, una definizione impropria e assolutamente fuorviante poiché i dati di emissione di questi impianti (e del combustibile carbone) mostrano performance ambientali sensibilmente peggiori rispetto a quelle di un ciclo combinato a gas.

La tecnologia del “*carbone pulito*”, che nulla a che fare con la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, è così definita perché gli impianti sono dotati di desolficatori e di denitrificatori, oltre che di filtri a manica; **si tratta in realtà di sistemi che permettono di abbattere solo una parte delle sostanze inquinanti**, quali una frazione degli ossidi di zolfo, di azoto e di particolato, **che comunque continuano a essere sempre nettamente superiori rispetto a quelle di una centrale di pari potenza a ciclo combinato a gas**. I valori relativi alle emissioni (delle sole fasi di combustione) riportati nella sottostante tabella fotografano chiaramente quanto appena detto:

EMISSIONI SPECIFICHE	SO <sub>2</sub> mg/kWh	NO <sub>x</sub> mg/kWh	PM mg/kWh	CO <sub>2</sub> g/kWh
Centrale a carbone USC	280	420	71	770
Centrale a ciclo combinato a gas (CC)	2	95	1	368

In sostanza **la migliore tecnologia a carbone (impropriamente detto “pulito”), nonostante la presenza dei desolficatori, presenta livelli di anidride solforosa**

<sup>89</sup> UNEP. Emissions Gap Report 2019. November 2019.

**(SO<sub>2</sub>) ben 140 volte superiori rispetto a quelli emessi da un ciclo combinato a gas.** Analogamente la presenza di denitrificatori ha permesso di ridurre le emissioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), ma queste restano comunque circa 4,5 volte superiori rispetto a quelle del gas.

Per quanto riguarda le emissioni di “polveri fini” (PM), anche con l’introduzione di filtri a manica, queste risultano ben **71 volte superiori** rispetto a quelle del gas. Occorre però anche dire che la capacità di trattenere il particolato da parte dei filtri si limita al PM<sub>10</sub>; i filtri sono assai meno efficaci sul PM 2.5 e **praticamente inutili per trattenere le polveri ultra fini** (PM 0.1,  $\phi < 0,1\mu\text{m}$ ) che, proprio per le loro ridotte dimensioni, sono in grado di penetrare negli alveoli polmonari veicolando pericolosi contaminanti all’interno del nostro organismo, fattore questo che costituisce oggi la causa più importante di incremento della mortalità e della morbilità (frequenza di una malattia in una popolazione).

Ma vediamo un poco più da vicino i problemi legati all’inquinamento atmosferico che sono soprattutto causati dai diversi processi di combustione e, tra questi, un ruolo di primo piano lo gioca proprio il carbone che soprattutto nel settore energetico è il combustibile maggiormente responsabile per l’inquinamento dell’aria come evidenzia anche il report “Energy and Air Pollution” pubblicato della IEA <sup>90</sup>. Secondo questo studio, **i ¾ delle emissioni di SO<sub>2</sub>, il 70% delle emissioni di NO<sub>x</sub> e il 90% delle emissioni di PM<sub>2.5</sub> del settore energetico sono prodotti proprio dalla combustione del carbone.**

**È ormai riconosciuto, a livello scientifico, come l’inquinamento atmosferico non sia più solo un problema puntuale (cioè locale) ma costituisca, piuttosto, un problema globale** <sup>91</sup>, questo anche a causa della circolazione atmosferica che opera una complessa redistribuzione dei contaminanti.

Peraltro diverse sostanze inquinanti hanno la caratteristica di essere persistenti: **alcuni contaminanti sono stati ritrovati a grandissime distanze rispetto al luogo di produzione e molto tempo dopo il loro rilascio nell’ambiente.**

---

<sup>90</sup> IEA – Energy and Air Pollution - World Energy Outlook Special Report - 2016

<sup>91</sup> H. Akimoto. Global Air Quality and Pollution. Science 2003, 302, 1716 –1719

Un'ampia letteratura scientifica documenta come l'inquinamento atmosferico, prodotto dall'uso dei combustibili fossili, sia causa di gravi patologie umane <sup>92</sup> oltre che di seri danni all'ambiente.

È il caso, ad esempio, delle emissioni di **anidride solforosa o biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>)**, un gas incolore con caratteristico odore pungente e irritante. Oggi questo gas proviene soprattutto dagli impianti termoelettrici a carbone. Anche esposizioni di breve durata possono avere effetti negativi sull'apparato respiratorio. Ovviamente la gravità degli impatti sanitari è correlata alla concentrazione e al periodo di esposizione. Nel caso di prolungata esposizione ad alte concentrazioni può causare enfisema.

Peraltro l'SO<sub>2</sub>, a elevate concentrazioni, determina una riduzione del pH dell'acqua contenuta nell'atmosfera: l'anidride solforosa, infatti, si ossida a SO<sub>3</sub> che, combinandosi con l'H<sub>2</sub>O, si trasforma in acido solforico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), provocando le precipitazioni acide che hanno effetti negativi sui sistemi forestali e sugli ecosistemi lacustri dove possono portare alla distruzione di tutte le forme di vita. Le così dette piogge acide sono peraltro responsabili del grave deterioramento di monumenti ed edifici. Occorre anche rammentare come queste precipitazioni siano dannose per i suoli giacché sottraggono elementi essenziali per la crescita delle piante e per la salute dei microrganismi che vi dimorano.

Analogamente all'SO<sub>2</sub> anche l'**NO<sub>2</sub> (biossido di azoto)**, in normali condizioni atmosferiche può trasformarsi formando un composto acido, in questo caso quello nitrico (HNO<sub>3</sub>) che, come l'acido solforico, contribuisce alle precipitazioni acide, seppur in misura minore. L'NO<sub>2</sub> è un irritante delle vie respiratorie e degli occhi, può raggiungere gli alveoli e provocare edema polmonare. Si combina anche con l'emoglobina impedendo il trasporto di ossigeno ai tessuti.

Per correttezza d'informazione occorrerà qui rammentare come gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) abbiano molteplici cause di formazione poiché diverse sono le fonti d'inquinamento che lo generano.

I processi fotochimici che si possono verificare nell'atmosfera fanno sì che gli ossidi di azoto, reagendo con i composti organici volatili, diano luogo alla formazione di **ozono (O<sub>3</sub>)** che, a livello troposferico, costituisce un inquinante nocivo per la salute delle persone e delle altre specie viventi, si tratta infatti di un gas tossico e irritante per le mucose la cui esposizione può provocare crisi asmatiche e malattie dell'apparato respiratorio.

---

<sup>92</sup> B. Brunekreef, S. T. Holgate. Air pollution and health. Lancet 2002, 360, 1233 – 1242.

SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub> sono anche importanti precursori del particolato secondario, quello che si origina da reazioni chimico-fisiche che avvengono nell'atmosfera.

Il **particolato** o **PM** (acronimo inglese di Particulate Matter), comunemente noto come “polveri sottili”, è costituito da una complessa miscela di minuscole particelle dalla composizione chimica (sia organica sia inorganica) estremamente eterogenea e ancora solo parzialmente identificata. Si stima, infatti, che nei PM possano essere presenti centinaia o migliaia di differenti composti organici, molti dei quali nocivi per la salute.

Il particolato atmosferico, a seconda delle dimensioni, è classificato in particelle grossolane, fini o ultrafini. Il particolato *grossolano*, deve essere indicato come PM<sub>10</sub> e ha diametro compreso tra 10 e 2,5 µm, quello *fine*, indicato come PM<sub>2.5</sub>, ha diametro compreso tra 2,5 e 0,1 µm, mentre l'*ultrafine*, indicato come PM<sub>0.1</sub>, ha diametro inferiore a 0,1 µm <sup>93</sup>.

Una consistente frazione del particolato ultrafine deriva proprio dai processi di combustione. Si tratta di particelle costituite da un nucleo di carbonio rivestito da altre sostanze chimiche, compresi metalli pesanti o composti organici.

Proprio le dimensioni delle particelle e la loro composizione chimica determinano l'entità del rischio per la salute umana. **È assodato come proprio le particelle più piccole siano quelle maggiormente pericolose per la capacità di superare la barriera polmonare ed entrare nel circolo sanguigno.** Per tale motivo un'ampia letteratura scientifica <sup>94</sup> <sup>95</sup> <sup>96</sup> è ormai concorde nel sostenere che ha poco senso ragionare in termini di massa complessiva del particolato emesso da un impianto termoelettrico (o da altra fonte di emissione) poiché si finirebbe con attribuire un peso eccessivo al PM<sub>10</sub> rispetto al PM<sub>2.5</sub> e, soprattutto, al PM<sub>0.1</sub>. Infatti, dal momento che il particolato ultrafine non contribuisce in modo significativo alla massa totale del particolato, le misure basate solo sulla massa non rappresentano in modo corretto la sua concentrazione e provocano una forte sottostima proprio della sua frazione più pericolosa. In sostanza, essendo ogni singola particella ultrafine potenzialmente dannosa per la salute, andrebbe effettuata una quantificazione numerica delle stesse, oltre naturalmente ad una loro caratterizzazione chimica.

---

<sup>93</sup> L.M. Brown et al., *Phil. Trans. R. Soc. Lond. A*, 2000, 358, 2563.

<sup>94</sup> L.M. Brown et al., *Phil. Trans. R. Soc. Lond. A*, 2000, 358, 2563.

<sup>95</sup> R.M. Harrison et al., Measurement of number, mass and size distribution of particles in the atmosphere. *Phil. Trans. R. Soc. Lond. A* (2000) 358, 2567-2580.

<sup>96</sup> S. Ebel et al., Air Quality in Postunification Erfurt, East Germany: Associating Changes in Pollutant Concentrations with Changes in Emissions *Environ. Health Persp.*, 2001, 109, p325-333.

**Una vasta letteratura scientifica** <sup>97</sup> **documenta come l'esposizione al particolato sia, nel brevissimo periodo, accompagnata da un consistente incremento di casi di morbilità e di mortalità** <sup>98</sup>. Ad essere colpiti sono, soprattutto, il sistema respiratorio e quello cardiocircolatorio. Ma molti studi documentano anche il potenziale effetto cancerogeno delle polveri fini e ultrafini: ad esempio è stata dimostrata una correlazione significativa tra aumento delle emissioni di particolato e l'incremento di incidenza dei tumori al polmone <sup>99</sup>.

Tutti i lavori appena citati si erano concentrati sugli effetti del particolato primario, per contro si era forse abbastanza trascurato il ruolo del **particolato secondario**, uno studio <sup>100</sup> pubblicato a luglio del 2015 ha rivolto l'attenzione proprio in quest'ambito. Tale ricerca, condotta in Italia e riguardante la centrale termoelettrica di Cerano a Brindisi (Puglia), ha mostrato come l'inclusione del PM<sub>2,5</sub> secondario possa variare in modo significativo la stima di impatto ambientale e sanitario di una centrale a carbone. In sostanza considerando anche il particolato secondario si estende sensibilmente l'area interessata dalle ricadute e, di conseguenza, aumenta anche la popolazione esposta all'inquinamento. Questo si traduce in un maggiore numero di decessi annui attribuibile alla centrale termoelettrica che è stimabile tra un minimo di 7 e un massimo di 44. Questi dati evidenziano come il non considerare il ruolo del particolato secondario induca a pesanti sottostime dell'impatto sulla popolazione, motivo per cui, secondo gli autori dello studio, tutte le volte che si è in presenza di emissioni da installazioni industriali che portano alla formazione di particolato secondario, questo debba essere assolutamente considerato nelle valutazioni di impatto ambientale e sanitario.

Altro elemento che desta preoccupazione è rappresentato dallo smaltimento della considerevole quantità di **cenere** derivante dal processo di combustione (si veda anche la sezione 2.4). Ad esempio alcuni studi <sup>101</sup> dimostrano che il percolato proveniente dalle

---

<sup>97</sup> L. T. Marufu et al, The 2003 North American electrical blackout: An accidental experiment in atmospheric chemistry. *GEOPHYSICAL RESEARCH LETTERS*, VOL. 31, L13106, doi:10.1029/2004GL019771, 2004

<sup>98</sup> B. Brunekreef, S. T. Holgate. Air pollution and health. *Lancet* 2002, 360, 1233 – 1242.

<sup>99</sup> C. Pope et al. *Lung cancer, cardiopulmonary mortality, and long term exposure to fine air pollution*. *Journal of American Medical Association*, 2002; 287:1132-1141

<sup>100</sup> C. Mangia et al., *Secondary particulate matter originating from an industrial source and its impact on population health*. *Int. J. Environ. Res. Public Health* **2015**, 12, 7667-7681; doi:10.3390/ijerph120707667

<sup>101</sup> R. Chakraborty, A. Mukherjee. Mutagenicity and genotoxicity of coal fly ash water leachate. *Ecotoxicol Environ Saf.* 2009 Mar; 72(3):838-42

discariche che contengono queste ceneri ha un potenziale genotossico e mutageno con evidenti effetti negativi sulla vegetazione e sulle popolazioni umane esposte.

Il problema si pone anche quando le ceneri sono impiegate nella preparazione del cemento, ambito in cui persiste una grossolana sottovalutazione dei rischi. Infatti i residui della combustione (costituiti da ceneri volanti, ceneri pesanti e scorie di carbone) contengono un'ampia gamma di metalli pesanti tossici.

Altro motivo di forte preoccupazione, derivante dalla combustione del carbone, riguarda l'**emissione di radionuclidi** che comporta una maggiore esposizione alle radiazioni ionizzanti sia per chi lavora nelle centrali a carbone sia per le popolazioni residenti. Al riguardo svariati studi <sup>102</sup> dimostrano correlazioni significative.

E del resto questo non deve stupire se si considera la naturale presenza <sup>103</sup>, seppur in concentrazioni relativamente limitate (comunque almeno nell'ordine di 4 ppm) di radionuclidi contenuti nel carbone, ma che divengono quantitativi estremamente rilevanti se si considerano le masse di minerale annualmente combusto: un impianto come la Federico II di Brindisi che ogni anno può bruciare 5 o 6 milioni di tonnellate di carbone, emetterà almeno 20-30 tonnellate di radioisotopi all'anno. E siamo su una stima molto prudenziale dal momento che spesso il carbone (normalmente impiegato in diversi paesi) può presentare concentrazioni assai superiori proprio per le rilevanti quantità di uranio (e non solo) naturalmente contenute (si può arrivare al circa 4,5 kg per tonnellata di carbone).

Le **radiazioni ionizzanti**, oltre ad essere causa di leucemie e tumori, esercitano effetti mutageni particolarmente gravi sull'embrione umano. Altre ricerche <sup>104</sup> testimoniano la necessità di maggiore attenzione per quanto riguarda l'utilizzo di ceneri volanti e pesanti nei materiali da costruzione per le abitazioni di cui andrebbe sempre valutato il livello di radiazioni emesse.

---

<sup>102</sup> L.Dai et al. Spatial distribution and risk assessment of radionuclides in soils around a coal-fired power plant: a case study from the city of Baoji, China. *Environ Res.* 2007 Jun;104(2):201-8. Epub 2007 Jan 22.

<sup>103</sup> Krylov D. A., Radiation hazard stemming from coal-fired thermal power stations for population and production personnel. *Therm. Eng.* (2009) 56: 566. <https://doi.org/10.1134/S0040601509070064>

<sup>104</sup> X.Lu, X.Zhang. Radionuclide content and associated radiation hazards of building materials and by-products in Baoji, West China. *Radiat Prot Dosimetry.* 2008;128(4):471-6. Epub 2007 Oct 6

**La combustione del carbone costituisce poi una delle principali cause d'inquinamento da mercurio che è naturalmente presente in questo combustibile. Il mercurio e i suoi composti sono persistenti nell'ambiente ed estremamente tossici per tutte le specie viventi.** L'EPA americano fin dal 1997 classifica il mercurio come sostanza chimica PBT (Persistent Bioaccumulated Toxic).

Sull'uomo, dosi elevate il mercurio possono avere effetto letale, ma anche dosi relativamente ridotte possono provocare impatti molto negativi sullo sviluppo neurologico.

**Il mercurio è, infatti, considerato un potente neurotossico per lo sviluppo del nascituro.** Questo pericoloso contaminante tende ad accumularsi nei pesci e, soprattutto, nei molluschi (frutti di mare) che, se mangiati dalle donne in gravidanza, arrivano a colpire direttamente l'embrione, causando: ritardo mentale, difficoltà di apprendimento, ritardo nello sviluppo neurologico, deficit del linguaggio, della funzione motoria e dell'attenzione<sup>105</sup>. Svitati studi condotti, soprattutto, in Nord America, correlano l'esposizione al mercurio con le prime fasi dello sviluppo embrionale. Il mercurio, infatti, convertendosi in metilmercurio (la sua forma più tossica), può superare senza difficoltà la barriera placentare ed emato-encefalica, inibendo così il potenziale sviluppo mentale ancor prima della nascita.

Negli Stati Uniti, dove secondo i dati EPA, circa il 41-42% delle emissioni di mercurio nel Paese proviene da impianti a carbone (parliamo di circa 48 tonnellate all'anno di mercurio rilasciate in atmosfera), esiste una vasta letteratura che, nel corso degli anni, ha indagato questo insidioso inquinante evidenziandone la provenienza oltre che gli effetti sulla salute. Ad esempio, un lavoro<sup>106</sup> abbastanza recente ha ben evidenziato la diretta correlazione tra il funzionamento di un impianto a carbone e la presenza in ambiente del mercurio.

Sempre negli Stati Uniti un'interessante ricerca<sup>107</sup> si era focalizzata sulle conseguenze economiche dell'inquinamento da mercurio prodotto proprio dagli impianti a carbone. Secondo questo lavoro, che ha limitato l'analisi al solo impatto sullo sviluppo neurologico (traducibile in una misurabile perdita d'intelligenza), si è scoperto che **ogni anno un numero di bambini compreso tra 316.588 e 637.233 presenta livelli di mercurio tali da provocare perdita d'intelligenza che, nel corso della vita, si**

---

<sup>105</sup> S. Booth and D. Zeller. Mercury, Food Webs, and Marine Mammals: Implications of Diet and Climate Change for Human Health Environmental Health Perspectives • VOLUME 113 | NUMBER 5 | May 2005 521

<sup>106</sup> Y. Wang et al. Effect of the shutdown of a large coal-fired power plant on ambient mercury species. Chemosphere (2013).

<sup>107</sup> L. Trasande et al. Public Health and Economic Consequences of Methyl Mercury Toxicity to the Developing Brain. Environ Health Perspect. 2005 May; 113(5): 590–596

**traduce in una perdita concreta di produttività con un danno economico annuo di 8,7 miliardi dollari. Di questi, 1,3 miliardi dollari/anno sono da attribuire alle emissioni di mercurio da impianti a carbone.** Gli autori della ricerca ritengono che questo rilevante tributo costituisca una minaccia alla salute e alla sicurezza economica degli Stati Uniti tale da dover essere preso in seria considerazione nel dibattito sui controlli dell'inquinamento da mercurio.

Un giudizio che sarebbe ancora più severo se si considerassero gli altri conclamati impatti del mercurio sulla salute: è infatti scientificamente dimostrato come questo provochi effetti nocivi anche sul sistema cardiovascolare, immunitario e riproduttivo.

Ricordiamo anche come a settembre 2018, l'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA) ha pubblicato l'importante report **“Mercury in Europe’s environment - A priority for European and global action”** <sup>108</sup> proprio per evidenziare tutte le problematiche ambientali e sanitarie causate dal mercurio a livello europeo (ma anche globale).

Viene quindi sottolineato come in Europa la principale fonte di emissione di mercurio è attualmente rappresentata dalla combustione del carbone, e anche come quasi una metà di quello che si deposita in Europa proviene da fuori continente.

L'EEA, in questo report, ha quindi evidenziato come il mercurio sia estremamente persistente potendo continuare a circolare liberamente nell'ambiente per migliaia di anni.

Va poi anche ricordato come gli attuali livelli di concentrazione di mercurio presenti in atmosfera possono superare del 500% quelli naturali, mentre negli oceani siamo su valori comunque del 200% superiori.

**Dal processo di combustione del carbone sono rilasciate anche svariate decine di altre sostanze tossiche, che sono causa di gravi patologie. Tra queste ad esempio figurano Arsenico, Cromo e Cadmio, tutti cancerogeni certi secondo lo IARC.**

Si tratta di dati assai preoccupanti, come ricorda anche un interessante rapporto <sup>109</sup> che si focalizza sulla salute dei bambini esposti alle emissioni inquinanti. Proprio negli Stati Uniti,

---

<sup>108</sup> EEA Report. Mercury in Europe’s environment - A priority for European and global action. No11/2018

<sup>109</sup> Children at Risk. How Air Pollution from Power Plants Threatens the Health of America’s Children. Clean Air Task Force, May 2002

l'EPA <sup>110</sup> aveva rilevato 67 differenti inquinanti emessi da tali impianti, di cui 55 noti per la capacità di influenzare lo sviluppo del cervello del bambino o il sistema nervoso. Di questi, l'EPA ne ha classificati ben 24 come cancerogeni.

Il problema dell'inquinamento da carbone è particolarmente grave in Cina, dove questo combustibile è diffusamente impiegato (costituendo la fonte primaria di energia). Uno studio pubblicato sul *Journal of the American Academy of Pediatrics* <sup>111</sup> riporta come il rapido sviluppo economico del paese sia stato pagato a costo di un gravissimo degrado ambientale che ha colpito la salute di moltissime persone, soprattutto bambini. In Cina ogni anno ci sono oltre 300.000 decessi che si stima dovranno raddoppiare entro il 2020. A questi si devono poi aggiungere ben 20 milioni di casi di malattie alle vie respiratorie. Il tutto con un costo esorbitante per la salute.

Negli Stati Uniti è stato stimato <sup>112</sup> che gli effetti dell'inquinamento provocato dalla filiera del carbone siano tra le prime 4 o 5 cause di mortalità: durante l'intero ciclo di vita del carbone (attività minerarie, trasporto, combustione, gestione delle scorie, ecc.) si hanno impatti rilevanti sulla salute delle persone.

Anche in Italia non mancano studi <sup>113</sup> che attestano un aumento significativo di mortalità per tumore al polmone connessa alle emissioni di metalli pesanti provenienti da una centrale a carbone. È il caso, ad esempio, di La Spezia e provincia (in Liguria) dove, proprio nelle aree con maggiore ricaduta degli inquinanti (soprattutto metalli pesanti) prodotti dell'impianto, si riscontrava il maggior numero di decessi, addirittura più che doppi rispetto alle aree non esposte.

Sempre in Liguria, ma nella provincia di Savona, i dati di mortalità nel periodo 1988-1998 <sup>114</sup> mostravano un'incidenza statisticamente significativa di patologie tumorali al polmone, patologie ischemiche cardiovascolari e cerebrovascolari (ictus) ben correlabili con la presenza della centrale a carbone di Vado. Del resto, la gravità della situazione ambientale e sanitaria in quest'area, ripetutamente denunciata dall'Ordine dei Medici della Provincia

---

<sup>110</sup> U.S. EPA. 1998. Study of hazardous air pollutant emissions from electric utility steam generating units – final report to Congress. February. 453/R-98-004a

<sup>111</sup> A. Millman et al. Air Pollution Threatens the Health of Children in China. *PEDIATRICS* Volume 122, Number 3, September 2008

<sup>112</sup> A.H. Lockwood et. Al. Coal's Assault on Human Health. A report from Physicians for Social Responsibility. November 2009

<sup>113</sup> S.Parodi et.al. LUNG CANCER MORTALITY IN A DISTRICT OF LA SPEZIA (ITALY) EXPOSED TO AIR POLLUTION FROM INDUSTRIAL PLANTS, *Tumori*, 90: 181-185, 2004

<sup>114</sup> C Casella et al. Atlante della Mortalità nella Provincia di Savona 1988 – 1998. IST Genova

di Savona, aveva trovato ulteriore conferma in base a quanto si legge nel Decreto di Sequestro Preventivo dei due gruppi a carbone della centrale termoelettrica di Vado Ligure, emesso da parte del Tribunale di Savona in data 11 marzo 2014 <sup>115</sup>. Nel testo del Decreto si parla infatti di disastro ambientale e sanitario “nelle aree di ricaduta delle emissioni della centrale, come provato dalle indagini ambientali ed epidemiologiche espletate, che hanno evidenziato un aumento della morbilità e della mortalità, esclusivamente attribuibile alle emissioni della centrale”, quantificabile in un numero di ricoveri e decessi riassunto nella seguente tabella:

POPOLAZIONE	MODELLO MATEMATICO (esposizione a SO2)	INDAGINE SUL CAMPO (elementi in traccia)
Bambini patologie respiratorie (periodo 1.1.2005 - 31.12.2010)	353	457
Bambini ricoveri per asma (periodo 1.1.2005 - 31.12.2010)	94	129
Adulti ricoveri per malattie respiratorie e cardiache (periodo 1.1.2005 - 31.12.2010)	1.675	2.097
Adulti morti per malattie cardiache (periodo 1.1.2000 - 31.12.2007)	251	335
Adulti morti per malattie respiratorie (periodo 1.1.2000 - 31.12.2007)	103	92

Fonte: TRIBUNALE DI SAVONA  
Ufficio del Giudice per le Indagini Preliminari - *Decreto di sequestro preventivo*

Ma la gravità della situazione locale è stata ancora maggiormente evidenziata dall'importante studio di corte curato <sup>116</sup> dall'Istituto di Fisiologia Clinica del CNR di Pisa e coordinato dal dottor Fabrizio Bianchi. Un lavoro formalmente concluso a luglio 2017 che però è stato reso noto solo ad aprile 2018.

In questo studio, basato sulla più robusta e consolidata metodologia scientifica, e con risultati che possono essere considerati assolutamente conservativi, si evidenzia come i dati, epurati dalle altre ben individuate sorgenti di emissione, ci dicano che per la solo CTE di Vado Ligure: “Eccessi di mortalità per entrambi i sessi tra il 30 e il 60% sono emersi per tutte le cause e tutti i tumori e tra il 40 e 60% per le malattie del circolatorio in particolare

<sup>115</sup> TRIBUNALE DI SAVONA - Ufficio del Giudice per le Indagini Preliminari - *Decreto di sequestro preventivo* (artt.321 C.P.P.)

<sup>116</sup> Sezione di Epidemiologia ambientale e Registri di Patologia, Istituto di Fisiologia Clinica, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Pisa. Studio epidemiologico di corte residenziale su mortalità e ricoveri ospedalieri per valutare gli effetti sulla salute dell'inquinamento da centrale a Carbone nei comuni di Savona, Vado Ligure, Quiliano e aree limitrofe e ricostruzione del quadro epidemiologico in relazione all'impatto di emissioni puntiformi e diffuse in atmosfera. Luglio 2017

ischemiche cardiache e cerebrali. Di entità anche superiore rischi emersi per le malattie respiratorie sia acute che croniche del polmone. Un accesso di malattia del sistema nervoso emerge tra le donne. Un rischio di oltre il doppio si osserva per i linfomi non Hodgkin tra gli uomini. Per tutte le cause in eccesso si osserva un trend statisticamente significativo.”

Correlato a questo studio, nel 2019 c'è poi anche stata l'importante pubblicazione scientifica <sup>117</sup>, a firma degli stessi autori del CNR, in cui sono confermate le criticità sanitarie evidenziando in modo netto incrementi di decessi e ricoveri ospedalieri per patologie oncologiche e non oncologiche associate alle emissioni della centrale di Vado Ligure.

Occorre dire che da diversi anni anche sull'area di Brindisi, a causa della grave situazione ambientale, si stanno concentrando diversi studi, indagini e rapporti di carattere epidemiologico e sanitario. Ad esempio, oltre al già citato studio sul particolato secondario, possiamo menzionare lo studio di coorte per la valutazione degli effetti delle esposizioni a lungo termine dell'inquinamento prodotto dagli impianti termoelettrici (a carbone) <sup>118</sup>. Ricordiamo anche l'innovativo studio sugli effetti acuti dell'inquinamento a Brindisi <sup>119</sup> che tra le altre cose ha rilevato come “incrementi della concentrazione di PM<sub>10</sub> risultano associati a incrementi percentuali del rischio di morte sia per tutte le cause naturali sia per le patologie cardiovascolari” e che “Risultati significativi si sono osservati anche per NO<sub>2</sub> per la mortalità e per i ricoveri in categorie specifiche di popolazione”. E ancora va sicuramente citato il “Rapporto di valutazione speditiva del danno sanitario nell'area di Brindisi” redatto ai sensi della l.r. 21/2012 da ARPA Puglia, AReS Puglia e ASL di Brindisi <sup>120</sup>.

---

<sup>117</sup> Minichilli F, Gorini F, Bustaffa E, Cori L, Bianchi F. Mortality and hospitalization associated to emissions of a coal power plant: A population-based cohort study. *Science of The Total Environment* 2019; 694: 133757.

<sup>118</sup> Bauleo L, Ancona C, Morabito A, Spagnolo S, Nocioni A, Pastore T, et al. Long-term Exposure to Air Pollution from Power Plants and Mortality in a Cohort of People Living in an Industrial Area of Southern Italy,. In: Atti della Conferenza internazionale dell'International Society of Environmental Epidemiology “Old and new risks: challenges for environmental epidemiology”, 1-4 Settembre 2016. Roma.

<sup>119</sup> Serinelli M, Gianicolo EA, Cervino M, Mangia C, Portaluri M, Vigotti MA. 2010. Effetti acuti dell'inquinamento a Brindisi: analisi case-crossover. *Epidemiol Prev* 34:100-107

<sup>120</sup> ARPA Puglia, AReS Puglia e ASL di Brindisi. Rapporto di valutazione speditiva del danno sanitario nell'area di Brindisi. Dicembre 2014

Sempre su Brindisi va poi ricordato il recente **studio epidemiologico “Forastiere”**<sup>121</sup>, condotto dal Dipartimento di Epidemiologia del Servizio Sanitario Regionale del Lazio, ASL di Brindisi, ARPA Puglia ed ARES Puglia nel quadro delle attività del Centro Salute ed Ambiente Puglia, che ha valutato l'effetto cronico delle esposizioni agli inquinanti emessi dalle centrali termoelettriche (Brindisi Sud e Brindisi Nord) e dal polo petrolchimico sulla popolazione residente nell'area di Brindisi. Ne è emerso in modo inequivocabile che le emissioni industriali risultano associate ad un aumento della morbosità e della mortalità nell'area di studio. Per gli impianti a carbone gli inquinanti considerati sono stati PM<sub>10</sub> e SO<sub>2</sub>, per il petrolchimico i COV (Composti Organici Volatili). Per ciascun residente è stata ricostruita l'esposizione analizzando le emissioni degli impianti industriali relative al periodo 1991 – 2014. Durante tale periodo il quadro emissivo dagli impianti si è modificato profondamente: “si registrano valori molto elevati negli anni '90 e una diminuzione costante nelle decadi successive anche a seguito del fermo delle attività della centrale Edipower nel 2012”. Ma l'associazione con le patologie cardiovascolari e dell'apparato respiratorio si manifesta non solo quando si considera il quadro emissivo del 1997 (anno che ha fatto registrare i valori emissivi più elevati nel periodo considerato) ma anche quando si è considerata l'esposizione durante il periodo più recente, seppur assai più contenuta rispetto agli anni '90, come abbiamo visto anche per la sospensione delle attività della CTE di Brindisi Nord.

Anche nel corso del 2019 sono state pubblicate altre ricerche<sup>122</sup> e rapporti<sup>123</sup> che associano in modo diretto effetti sanitari alle emissioni della centrale ENEL e analisi scientifiche<sup>124</sup> che evidenziano una gravità del quadro sanitario locale.

In un rapporto del 2013<sup>125</sup> si era stimato che nell'Unione Europea (a 27 paesi) l'impatto sanitario causato dagli impianti a carbone ammontava a 18.200 morti premature all'anno,

---

<sup>121</sup> Bauleo L, Ancona C, Morabito A, Nocioni A, Giua R, Spagnolo G, et al. Studio di coorte sugli effetti delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente a Brindisi e nei comuni limitrofi, 2017.

<sup>122</sup> Galise I, Serinelli M, Morabito A, Pastore T, Tanzarella A, Laghezza V, et al. L'impatto ambientale e sanitario delle emissioni dell'impianto siderurgico di Taranto e della centrale termoelettrica di Brindisi. *Epidemiologia e Prevenzione* 2019; 43: 329-337.

<sup>123</sup> Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente, Agenzia Strategica Regionale per la Salute e il Sociale, Azienda Sanitaria Locale Brindisi. Rapporto di Valutazione del Danno Sanitario nell'area di Brindisi ai sensi della L.R. 21/2012 Scenario emissivo AIA; Bari, 2019a.

<sup>124</sup> Russo A, Mangia C, Gianicolo EA, Portaluri M. Uso dei dati Istat per la sorveglianza epidemiologica. *Epidemiol Prev* 2019; 43: 312-313.

<sup>125</sup> HEAL. The Unpaid Health Bill: How coal power plants make us sick. March 2013

8.500 nuovi casi di bronchiti croniche, oltre 4 milioni di giorni di lavoro persi. I costi economici dell'impatto sanitario provocato dalla combustione del carbone in Europa si stimavano compresi tra 15,5 e 42,8 miliardi di euro annui. Tali costi erano principalmente associati a malattie respiratorie e cardiovascolari che costituiscono due dei più rilevanti gruppi di malattie croniche in Europa. Aggiungendo le emissioni da centrali a carbone in Croazia, Serbia e Turchia, le cifre per l'aumento della mortalità arrivavano a 23.300 morti premature, o 250.600 anni di vita persi, mentre i costi totali salivano fino a 54,7 miliardi di € all'anno. Un nuovo rapporto <sup>126</sup> che aggiorna questi dati, mostra numeri ancora più drammatici: nel 2013 nella sola Unione Europea (quindi senza la Turchia) **le morti premature causate dagli impianti a carbone ammontavano a 22.900, 11.800 erano i nuovi casi di bronchiti croniche, 21.000 i ricoveri ospedalieri. Tutto questo provoca costi economici compresi tra 32,4 e 62,3 miliardi di euro.**

**In un interessante lavoro, pubblicato sulla prestigiosa rivista The Lancet <sup>127</sup>, gli autori stimano che in Europa per ogni TWh di energia elettrica prodotta da carbone vi siano mediamente 24,5 morti, 225 affetti da malattie gravi (insufficienza cardiaca e bronchite cronica) e 13.288 colpiti da malattie minori.** Nello stesso articolo si afferma che l'impatto è assai più alto quando si impiega la lignite: per ogni TWh di energia elettrica, prodotto con questo combustibile, si hanno mediamente 32,6 morti, 298 malati gravi e 17.676 malati con affezioni di minore entità. Gli autori dello studio ricordano anche come questi dati possano essere assai più negativi se l'energia elettrica da carbone viene generata con tecnologie meno efficienti in paesi con standard ambientali più bassi e con maggiore densità di popolazione. A tal proposito si cita uno studio <sup>128</sup> condotto nella provincia dello Shandong in Cina secondo cui per ogni TWh da carbone si avrebbero 77 decessi, una mortalità praticamente tripla di quella media europea.

Esiste poi il grande capitolo degli impatti sulla salute provocati dai cambiamenti climatici, un tema forse ancora poco discusso dai media ma su cui inizia ad esserci una notevole

---

<sup>126</sup> HEAL, CAN Europe, Sandbag, WWF. EUROPE'S DARK CLOUD. 2016

<sup>127</sup> Markandya, A. and Wilkinson, P. (2007) Energy and health 2: Electricity generation and health. The Lancet 370(9591): 979–990.

<sup>128</sup> Eliason B, Lee Y, eds. Integrated assessment of sustainable energy systems in China. Dordrecht, Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2003.

letteratura con pubblicazioni su testate scientifiche prestigiose. Ad esempio proprio a settembre 2019 è stato pubblicato uno studio <sup>129</sup> sulla rivista *British Medical Journal* dal titolo **Climate change threatens the achievement of effective universal healthcare** che analizza una serie di recenti rapporti sulla correlazione tra salute e cambiamenti climatici. I risultati sono sicuramente allarmanti: i cambiamenti climatici stanno già minacciando molte conquiste sanitarie degli ultimi 50 anni e continueranno a farlo a un ritmo accelerato a meno che non prendiamo provvedimenti <sup>130</sup>. L'OMS stima che i cambiamenti climatici causeranno ulteriori 250.000 morti all'anno entro il 2030, tenendo conto solo di malnutrizione, malaria, diarrea, dengue e ondate di calore <sup>131</sup>. Si analizzano quindi gli effetti negativi sulle malattie croniche (ad es. un aumento della temperatura di 1°C è correlato a un aumento del 3,4% della mortalità cardiovascolare, a un aumento del 3,6% della mortalità respiratoria<sup>132</sup>), su quelle infettive, sulle migrazioni (si prevede <sup>133</sup> che il numero di sfollati sarà di 143 milioni entro il 2050 in sole tre regioni: America Latina, Africa sub-sahariana e Asia meridionale) e sulla povertà.

A novembre 2019 è stato anche pubblicato il nuovo **report The Lancet Countdown on health and climate change** <sup>134</sup> che rappresenta un vero riferimento per lo spessore scientifico e l'approccio assolutamente multidisciplinare valutando ben 41 indicatori in cinque settori chiave: impatti dei cambiamenti climatici, esposizioni e vulnerabilità; adattamento, pianificazione e resilienza per la salute; azioni di mitigazione e benefici per la salute; economia e finanza; e impegno pubblico e politico.

I risultati sono allarmanti perché le implicazioni sulla salute umana causati dall'aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> sono destinate a peggiorare ulteriormente se non si invertirà immediatamente la rotta.

---

<sup>129</sup> Salas Renee N, Jha Ashish K. Climate change threatens the achievement of effective universal healthcare *BMJ* 2019; 366 :15302

<sup>130</sup> Watts N, Amann M, Arnell N, et al. The 2018 report of the Lancet Countdown on health and climate change: shaping the health of nations for centuries to come. *Lancet* 2018;392:2479-514. 10.1016/S0140-6736(18)32594-7

<sup>131</sup> World Health Organization (WHO) Climate and health country profiles: a global overview. World Health Organization, 2015.

<sup>132</sup> Bunker A, Wildenhain J, Vandenberg A, et al. Effects of air temperature on climate-sensitive mortality and morbidity outcomes in the elderly: a systematic review and meta-analysis of epidemiological evidence. *EBioMedicine* 2016;6:258-68. 10.1016/j.ebiom.2016.02.034

<sup>133</sup> The World Bank. Climate change. <https://www.worldbank.org/en/topic/climatechange/overview>

<sup>134</sup> Watts N, Amann M, Arnell N, et al. The 2019 report of the Lancet Countdown on health and climate change: ensuring that the health of a child born today is not defined by a changing climate. *Lancet* 2019; 394: 1836–78

### 2.3 Impatti economici

In materia di costi (in primis sanitari) dell'inquinamento esistono diversi lavori scientifici condotti in differenti parti del mondo. Abbiamo già citato la ricerca condotta negli USA sul danno economico prodotto dal mercurio rilasciato dagli impianti <sup>135</sup> misurato in termini d'impatto sullo sviluppo neurologico (perdita d'intelligenza) e abbiamo anche visto come a livello europeo, l'Health and Environment Alliance (HEAL) in modo prudentiale aveva stimato costi compresi tra 15,5 e 42,8 miliardi di euro annui <sup>136</sup> a causa del solo impatto sanitario provocato dalla combustione del carbone (non si contavano, ad esempio, i danni prodotti dal cambiamento climatico legati alle emissioni di CO<sub>2</sub>) e come una successiva revisione di questi dati <sup>137</sup> ha portato ad innalzare i **costi stimati tra 32,4 e 62,3 miliardi di euro all'anno.**

Converrà qui ricordare il **progetto ExterneE <sup>138</sup> della Comunità europea, teso proprio a valutare i costi esterni dell'energia.** Per la prima volta in maniera scientifica e con un massiccio lavoro, che ha visto coinvolti decine di studiosi di una ventina di differenti paesi, fu definita una metodologia per pesare le esternalità ambientali e, soprattutto, sanitarie connesse ai vari usi dell'energia, a iniziare dalla produzione elettrica.

**Questo enorme lavoro, durato anni, ha finito con l'attribuire all'inquinamento prodotto dalle centrali termoelettriche un costo, in termini d'impatto sanitario, stimabile in decine di miliardi di euro l'anno,** la maggior parte dei quali dipendono proprio dall'uso del carbone, considerato il combustibile con le maggiori esternalità.

---

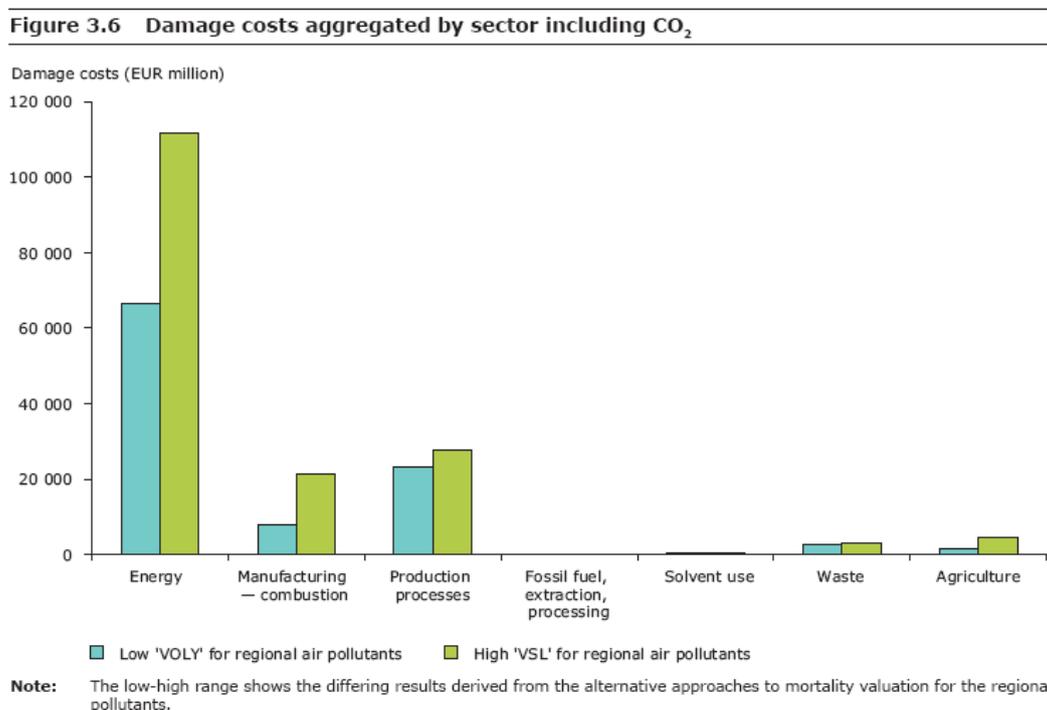
<sup>135</sup> L.Trasande et al. Public Health and Economic Consequences of Methyl Mercury Toxicity to the Developing Brain. Environ Health Perspect. 2005 May; 113(5): 590–596

<sup>136</sup> HEAL. The Unpaid Health Bill: How coal power plants make us sick. March 2013

<sup>137</sup> HEAL, CAN Europe, Sandbag, WWF. EUROPE'S DARK CLOUD. 2016

<sup>138</sup> EUROPEAN COMMISSION External Costs Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. <http://www.externe.info/>

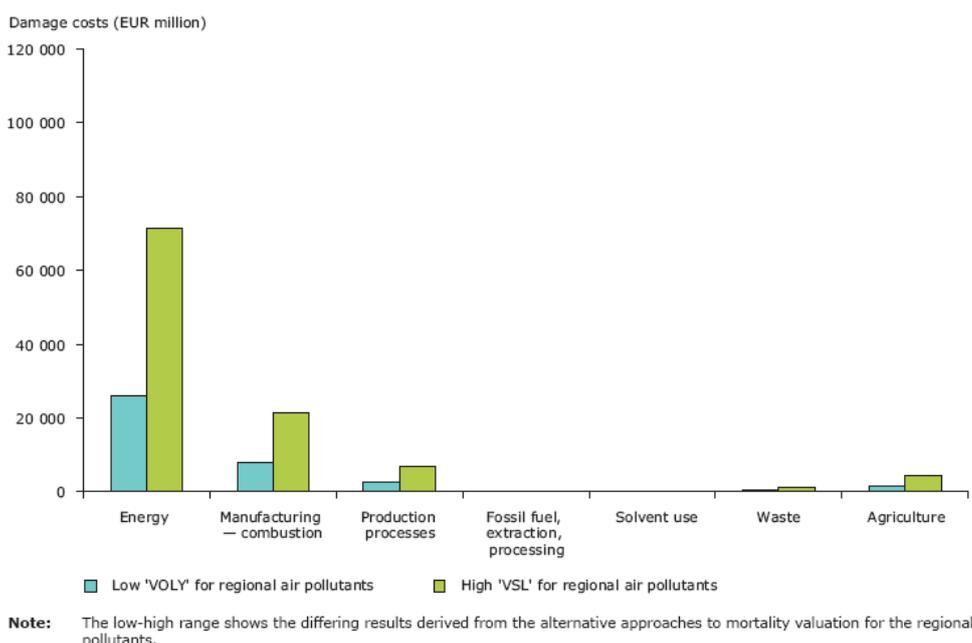
Esiste poi un rapporto <sup>139</sup> dell’Agenzia Europea per l’Ambiente (EEA) proprio volto a definire il costo complessivo delle emissioni inquinanti da impianti industriali su salute e ambiente. Gli impianti industriali considerati nel report EEA includono tra gli altri le centrali elettriche, le raffinerie, le attività industriali con processi di combustione, i rifiuti, alcune attività agricole. Il rapporto, avvalendosi dei dati contenuti nel Registro europeo delle emissioni (E-PRTR) fotografa il contributo dei diversi settori. Emergeva che nel 2009 in Europa il costo dei danni causati dalle emissioni degli impianti industriali era stimato essere almeno pari a 102-169 miliardi di euro e che un numero limitato di grandi impianti è responsabile della maggior parte dei costi dell’inquinamento. **Il settore della generazione elettrica forniva il maggiore contributo d’inquinamento, cui corrispondono costi dell’ordine di 66-112 miliardi di euro.** Se si escludono i costi dei danni provocati dalla CO<sub>2</sub>, i costi del settore oscillano tra 26 e 71 miliardi di euro.



Fonte: Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe - EEA Technical report No 15/2011

<sup>139</sup> Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe - EEA Technical report No 15/2011

Figure 3.7 Damage costs aggregated by sector excluding CO<sub>2</sub>



Fonte: Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe - EEA Technical report No 15/2011

In un altro lavoro <sup>140</sup>, si analizza quanto sta avvenendo in Cina, dove la forte crescita economica è accompagnata da un diffuso inquinamento che sta provocando ingenti danni all'ambiente e alla salute delle persone. Un fatto che, paradossalmente, finisce per contrastare proprio la crescita economica. Questo, come altri studi, puntano il dito, in primis, contro l'uso del carbone, diffusamente impiegato in Cina. L'inquinamento atmosferico provoca conseguenze gravi come riduzione dell'aspettativa di vita, bronchite cronica o effetti negativi sull'ambiente in termini di perdita di colture agricole o acidificazione degli ecosistemi con pesanti ripercussioni proprio sul piano economico. **Nell'articolo si stima che gli impatti ambientali e sanitari dell'inquinamento pesino fino all'8% del PIL del paese.**

Sempre per restare alla situazione cinese, uno studio <sup>141</sup> stimava in 3,5 miliardi di dollari (nel periodo 2002-2011) i benefici economici derivanti dalla riduzione dell'inquinamento atmosferico, solo relativi alle malattie respiratorie nei bambini.

Anche solo in funzione di quanto qui brevemente scritto, appare del tutto evidente come il reale costo del combustibile carbone (e quindi dell'energia elettrica con esso prodotta)

<sup>140</sup> T. Heck, S. Hirschberg. China: Economic Impacts of Air Pollution in the Country. Encyclopedia of Environmental Health, 2011, Pages 625-640

<sup>141</sup> R. Mead, V. Brajer. Protecting China's children: valuing the health impacts of reduced air pollution in Chinese cities. *Environ Dev Econ.* 2005;10(6):745-768

sarebbe molto più alto se si decidesse di internalizzare i costi ambientali e sanitari. A tale proposito, a titolo d'esempio, citiamo l'ottimo studio pubblicato su gli ANNALS OF THE NEW YORK ACADEMY OF SCIENCES <sup>142</sup> in cui si esamina il reale costo dell'energia da carbone negli USA considerando l'intero ciclo e conteggiando, quindi, anche le esternalità. Nel lavoro si evidenzia come ogni fase del ciclo di vita del carbone (estrazione, trasporto, trasformazione e combustione) genera inquinamento e impatti che hanno ripercussioni gravi sulla salute delle persone e sull'ambiente. Questi costi restano totalmente esterni al settore del carbone con un costo per il pubblico americano che va da un terzo a oltre la metà di trilione di dollari l'anno. E molte di queste cosiddette esternalità sono cumulative. **Contabilizzando i danni, secondo una stima conservativa, gli autori dello studio arrivano a dimostrare come il prezzo dell'energia prodotta da carbone raddoppierebbe o triplicherebbe**, rendendo le fonti rinnovabili molto più competitive.

Sempre per restare sull'argomento prezzi dell'energia, all'inizio del 2013 il Dipartimento dell'Energia USA aveva reso pubblico un importante lavoro <sup>143</sup> in cui, adottando una metodologia avanzata di analisi, si teneva conto dei costi effettivi connessi alla produzione di energia elettrica (ma senza tutte le esternalità). Così facendo sono arrivati comunque ad attribuire un valore maggiormente veritiero al costo del MWh prodotto dalle differenti fonti energetiche. Si era quindi scoperto che un nuovo impianto a carbone, che fosse entrato in esercizio negli USA nel 2018, avrebbe prodotto energia a un costo medio superiore ai 123 dollari a MWh (ovviamente il costo sarebbe di molto salito se l'impianto dovesse essere dotato di CCS). Nello stesso anno un impianto eolico, secondo il DoE, avrebbe prodotto a 86,6 dollari a MWh.

Va qui detto che **non solo fino ad oggi i costi ambientali e sanitari sono stati lasciati a carico della collettività e non del settore elettrico, ma che proprio questo settore ha beneficiato d'ingenti sussidi, più o meno nascosti**. Per limitarci al solo caso del carbone converrà citare i fiumi di denaro elargiti negli Stati Uniti al settore dell'elettricità e delle miniere. Secondo stime dell'EIA (US Energy Information Administration) nel solo 2007 alla filiera del carbone erano stati concessi 3,17 miliardi di dollari di sovvenzioni che, secondo l'Environmental Law Institute, salivano addirittura a 5,37 miliardi dollari.

---

<sup>142</sup> P. R. Epstein et al. 2011. *Full cost accounting for the life cycle of coal* in "Ecological Economics Reviews. Robert Costanza, Karin Limburg & Ida Kubiszewski, Eds. *Ann. N.Y. Acad. Sci.* 1219: 73–98

<sup>143</sup> EIA-DoE, 2013. Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013

A ottobre 2018 è stato poi pubblicato sulla prestigiosa rivista Nature Climate Change l'importante studio “**Country-level social cost of carbon**”<sup>144</sup> che analizza appunto i costi sociali del carbonio su scala nazionale. Un gruppo internazionale di scienziati, per portare avanti questa ricerca, si è avvalso dei più aggiornati modelli climatici e del ciclo del carbonio, delle stime empiriche di danni economici connessi al clima e delle più accurate previsioni socioeconomiche. Così facendo è stato per la prima volta sviluppato un set di dati che consente di quantificare il costo sociale del carbonio (e quindi della CO<sub>2</sub> emessa) per ogni paese del mondo. E si tratta di un costo assai più elevato rispetto a quello normalmente considerato ad esempio dal meccanismo ETS. I risultati della ricerca parlano infatti di **costi sociali compresi tra 177 e 805 dollari USA per tonnellata di CO<sub>2</sub>, con un valore medio che si aggira intorno 417 dollari/tonnellata**. E a livello ranking nazionale è emerso come India, Cina, Arabia Saudita e USA avranno i costi maggiori connessi ai cambiamenti climatici.

Uno degli aspetti importanti evidenziati e come **circa il 90% degli Stati registrerà perdite economiche a causa dei cambiamenti climatici e questo non farà che aumentare le diseguaglianze e le tensioni tra le diverse nazioni**.

## 2.4 E gli impatti non finiscono qui!

Nel valutare l'impatto ambientale complessivo delle centrali a carbone (anche quello cosiddetto “pulito”) non basta però considerare le varie emissioni inquinanti o climalteranti ma è **importante tenere conto di altri aspetti che pesano, e non poco, sul ciclo di vita di questo combustibile**.

Ad esempio andrebbe considerato il problema della dispersione delle polveri durante le operazioni di approvvigionamento delle materie prime e della movimentazione dei materiali da smaltire (carbone, calcare, gesso e ceneri). Aspetti che conducono anche il discorso sul tema dei flussi di materiali: dai residui delle attività estrattive (coltivazioni minerarie) ai rifiuti del processo di generazione elettrica. Stesso discorso andrebbe fatto per il consumo di acqua<sup>145</sup>. Si stima che **per ogni MWh prodotto da carbone (con**

---

<sup>144</sup> Katharine Ricke et al. Country-level social cost of carbon. Nature Climate Change | VOL 8 | OCTOBER 2018 | 895–900 | [www.nature.com/natureclimatechange](http://www.nature.com/natureclimatechange)

<sup>145</sup> Gleick, P.H. (1994). Water and Energy. *Annual Review of Energy and the Environment*, 19: 267-299.

**migliore tecnologia) si generi un flusso di materiali oltre 20 volte superiore quello prodotto da gas naturale** (di tipo convenzionale) impiegato in un ciclo combinato. Analogamente **il flusso di acqua usato in tutto il ciclo di vita del combustibile carbone può arrivare a essere anche 100 volte superiore rispetto a quelle del gas naturale convenzionale.**

Occorre anche sottolineare come proprio i miglioramenti conseguiti nel contenimento delle emissioni da parte delle centrali elettriche a carbone (è proprio il caso del cosiddetto carbone “pulito”) abbiano, come contropartita, un aumento della produzione di rifiuti, che in alcuni casi sono anche estremamente pericolosi: i residui della combustione costituiti da ceneri volanti, ceneri pesanti e scorie di carbone contengono un'ampia gamma di metalli pesanti tossici che, se non correttamente gestiti, possono comportare grave rischio per la salute umana e l'ambiente.

Più in generale **nell'Unione Europea, dalla produzione di energia elettrica da carbone, si genera quasi il 4% della produzione totale dei rifiuti provenienti dalle attività economiche. Negli Stati Uniti, ogni anno oltre 130 milioni di tonnellate di rifiuti sono generati dalle centrali a carbone.**

Occorre, infatti, avere presente come una centrale della potenza di circa 2.000 MW (ad es. come quella di Civitavecchia), può bruciare 5.000.000 di tonnellate all'anno di carbone che producono oltre 550.000 tonnellate di ceneri da smaltire. Inoltre, si consumano oltre 180.000 tonnellate anno di calcare per i filtri desolficatori e 13.000 tonnellate di urea per i denitrificatori. Una simile centrale consuma poi oltre 1 milione di metri cubi di acqua all'anno per gli impianti di raffreddamento e quasi 2,5 milioni per i desolficatori. L'impianto produce ogni anno quasi 1 milione di metri cubi di acque inquinate e 6.000 tonnellate di fanghi derivanti dal trattamento delle acque che dovrebbero essere smaltite in discariche per rifiuti speciali.

**Uno degli impatti più gravi ma, purtroppo, ancora non adeguatamente noti al grande pubblico europeo è quello connesso alle attività minerarie.** I danni ambientali e sanitari provocati dalle attività estrattive sono però ben documentati dalla letteratura scientifica e tristemente noti alle popolazioni che devono convivere. A puro titolo d'esempio citiamo qui articolo pubblicato sulla prestigiosa rivista *Science*<sup>146</sup> in cui i ricercatori, analizzando tutti i più autorevoli studi sugli impatti ambientali provocati da

---

<sup>146</sup> M. A. Palmer et al. Mountaintop Mining Consequences. *Science* **327**, 148 (2010)

specifiche attività di estrazione del carbone in alcune zone degli Stati Uniti, arrivano a sostenere con fermezza che la gravità dei danni agli ecosistemi e delle minacce alla salute umana non possono essere affrontate con successo con le consuete politiche di mitigazione, rivelatesi assolutamente inefficaci e fallimentari. Quindi, alla luce delle molte evidenze scientifiche, gli studiosi chiedono una nuova e assai più severa regolamentazione delle attività minerarie.

**Sempre per restare agli impatti dell'attività di estrazione del carbone negli Stati Uniti, si stima che dal 1900 a oggi gli incidenti abbiano ucciso oltre 100.000 minatori (circa 70 ogni settimana...) e oltre 200.000 siano quelli morti per malattie polmonari (pneumoconiosi) correlabili all'inalazione delle polveri di carbone** <sup>147</sup>. Nei soli anni '90 il National Institute for Occupational Safety and Health ha registrato oltre 10.000 decessi per pneumoconiosi nei lavoratori del carbone <sup>148</sup>.

---

<sup>147</sup> Goodell, J. 2006. *BigCoal: The Dirty Secret Behind America's Energy Future*. Houghton Mifflin. NY.

<sup>148</sup> National Institute for Occupational Safety and Health. 2008. What's New in the CWHSP. *NIOSH Coal Worker's Health Surveillance Program*. <http://www.cdc.gov/niosh/topics/surveillance/ords/pdfs/CWHSP-News-Fall2008.pdf> (accessed December 9, 2010)

### 3. Il carbone in Italia

Attualmente in Italia risulterebbero formalmente in funzione ancora 9 centrali a carbone, assai diverse per potenza installata, tecnologia impiegata, data di entrata in esercizio, ecc.

La produzione lorda di energia elettrica da carbone in Italia ammontava a circa 49.141GWh nel 2012, 45.104 GWh nel 2013, 43.455 GWh nel 2014, 43.201 GWh nel 2015, 35.607,7 nel 2016, 32.627,4 nel 2017 e 28.469,9 nel 2018, contribuendo rispettivamente al 14,4%, al 13,7%, al 13,5%, al 13,2%, al 11%, al 9,8% e all'8,6% <sup>149</sup> del fabbisogno elettrico complessivo (inteso come consumo interno lordo al netto dei pompaggi).

**A fronte di questi dati, tutto sommato abbastanza modesti, scopriamo che i valori di emissioni di anidride carbonica sono decisamente significativi: dal Report sui fattori di emissione di ISPRA <sup>150</sup>, vediamo come gli impianti a carbone nel 2012 avevano emesso circa 42,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, pari al 37% delle emissioni complessive del settore termoelettrico, nel 2013 circa 39,8 Mt (40,9% delle emissioni), nel 2014 circa 38,1 Mt (42,38%), nel 2015 circa 38,9 Mt (circa 41,65%), nel 2016 eravamo su 31,9 Mt (34,49%) e nel 2017 su 28,6 Mt (circa 30,75%).**

Per quanto attiene ai dati di emissione del 2018, ancora non sono disponibili quelli definitivi formalmente elaborati da ISPRA. Dai dati di registro ETS, una prima elaborazione ci dice che dovremmo essere circa sulle 25,3 MtCO<sub>2</sub>. Un valore che, seppur inferiore rispetto all'anno precedente, per la minore produzione da carbone (- 4.157,5 GWh), rimane comunque assolutamente considerevole per una fonte che ha contribuito a soddisfare appena l'8,6% del fabbisogno elettrico nazionale.

Questa sproporzione, tra i dati del ridotto contributo al fabbisogno elettrico nazionale e le elevate emissioni, si spiega tenendo conto dei fattori di emissione specifici che caratterizzano i differenti combustibili, come è anche possibile vedere nella seguente tabella (sempre tratta dal citato Report ISPRA <sup>151</sup>) dove per il carbone il valore medio delle

---

<sup>149</sup> Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. 2018

<sup>150</sup> Ispra. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Rapporti 303/2019

<sup>151</sup> Ispra. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Rapporti 303/2019

emissioni di CO<sub>2</sub> per il parco impianti italiano si mantiene generalmente sopra gli 870 g/kWh, contro i 368 di quello a gas naturale.

**Tabella 2.3 – Fattori di emissione di CO<sub>2</sub> da produzione termoelettrica lorda per combustibile (gCO<sub>2</sub>/kWh).**

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Solidi	876,9	863,2	852,0	919,9	889,7	873,7	862,5	882,1	876,7	899,9	895,7	870,0
Gas naturale	529,9	518,8	480,4	396,2	387,9	381,5	384,3	369,6	372,8	364,8	367,5	368,3
Gas derivati	1.816,4	1.855,8	1.498,3	1.906,3	1.664,9	1.630,0	1.495,9	1.606,0	1.793,9	1.624,8	1.639,5	1.498,4
Prodotti petroliferi	683,5	674,0	713,0	675,1	688,9	620,3	622,8	566,6	585,3	564,7	548,8	548,9
Altri combustibili <sup>[1]</sup>	1.231,6	540,0	265,0	296,8	255,8	238,9	209,5	154,9	146,4	136,2	137,6	133,3
Altri combustibili <sup>[2]</sup>	2.463,1	2.439,8	1.253,1	1.394,8	1.381,9	1.361,7	1.364,0	1.309,4	1.265,0	1.224,0	1.209,6	1.178,0
<b>Totale termoelettrico<sup>[1]</sup></b>	<b>708,0</b>	<b>680,6</b>	<b>633,6</b>	<b>571,4</b>	<b>522,2</b>	<b>520,5</b>	<b>527,0</b>	<b>505,8</b>	<b>512,3</b>	<b>487,9</b>	<b>465,7</b>	<b>445,5</b>
<b>Totale termoelettrico<sup>[2]</sup></b>	<b>708,2</b>	<b>681,6</b>	<b>638,0</b>	<b>582,6</b>	<b>544,5</b>	<b>546,5</b>	<b>559,2</b>	<b>555,2</b>	<b>573,5</b>	<b>542,8</b>	<b>516,4</b>	<b>491,0</b>

<sup>[1]</sup> E' compresa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

<sup>[2]</sup> E' esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

Fonte: ISPRA

Peraltro, proprio la stessa tabella ci fa anche vedere come le emissioni specifiche medie degli impianti a carbone italiani nel corso del periodo 1990-2017 non abbiano sostanzialmente beneficiato di alcuna reale riduzione, al contrario quelle degli impianti a gas (nello stesso periodo) sono sensibilmente calate grazie all'incremento dell'efficienza di conversione e alle tecnologie connesse.

Nella seguente tabella si vede appunto come il rendimento medio, nel periodo considerato, sia enormemente cresciuto nel caso del gas naturale, passando dal 41,7% al 56,3%, mentre per il carbone non si è avuto alcun miglioramento, anche a causa della vetustà media del parco impianti.

**Tabella 1.5 – Rendimento elettrico lordo per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile). E' riportato inoltre il consumo specifico medio di combustibili per la produzione elettrica lorda.**

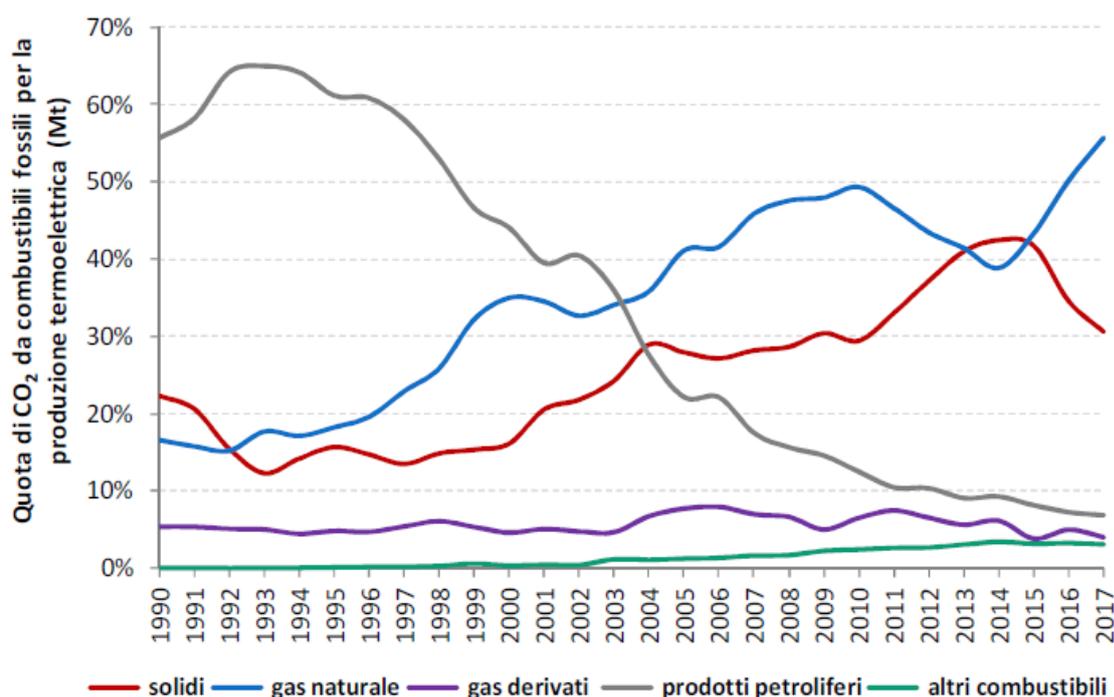
Combustibile	2000	2005	2010	2011	2015	2016	2017
Solidi	0,390	0,369	0,379	0,385	0,379	0,382	0,388
Gas naturale	0,417	0,508	0,533	0,538	0,565	0,565	0,563
Gas derivati	0,437	0,393	0,398	0,402	0,414	0,421	0,424
Prodotti petroliferi	0,390	0,420	0,417	0,461	0,498	0,516	0,515
Altri combustibili	0,375	0,268	0,309	0,292	0,367	0,365	0,371
<b>Totale</b>	<b>0,402</b>	<b>0,448</b>	<b>0,468</b>	<b>0,468</b>	<b>0,476</b>	<b>0,488</b>	<b>0,497</b>
<b>Consumo specifico medio (MJ/kWh)</b>	<b>8,72</b>	<b>8,03</b>	<b>7,69</b>	<b>7,69</b>	<b>7,56</b>	<b>7,37</b>	<b>7,25</b>

Fonte: ISPRA

E' però importante ricordare quanto già detto in precedenza circa la non opportunità di investire oggi sul gas come combustibile di transizione dal momento che non

consentirebbe comunque di conseguire i necessari obiettivi di completa decarbonizzazione del settore elettrico.

Quanto qui affermato è del resto anche evidente nella seguente figura, sempre tratta dal già citato Report ISPRA, e in cui si evince chiaramente come le stesse emissioni complessive da gas nel settore termoelettrico italiano non siano (sul lungo periodo) assolutamente compatibili con un sistema energetico decarbonizzato.



Fonte: Ispra

Il carbone usato dagli impianti italiani è sostanzialmente tutto d'importazione, dal momento che il nostro Paese non dispone di risorse carbonifere adeguate allo sfruttamento, sia in termini quantitativi sia qualitativi, ad esempio il poco carbone presente nel Sulcis (in Sardegna) è sempre stato considerato poco appetibile a causa del troppo alto tenore di zolfo (circa il 6%, vale a dire mediamente dieci volte quello del carbone d'importazione), fattore che ne comportava la necessità di miscelazione con altissime percentuali di altri tipi di carbone a più basso tenore di zolfo, tutto questo si traduceva anche in un bassissimo valore economico del carbone sardo, un insieme di fattori che ne hanno portato al progressivo, seppur tardivo, abbandono (al riguardo si veda anche la scheda sul Sulcis nelle pagine successive).

Analizziamo quindi più in dettaglio i numeri per l'Italia e le differenze che si registrano da anno ad anno. Osservando i dati prodotti dal Ministero dello Sviluppo Economico <sup>152</sup>, vediamo che il nostro Paese nel 2015 aveva importato 19,58 Mton equivalenti al 98% del proprio fabbisogno di carbone: il dato è complessivo e quindi accorpava sia il carbone da vapore (89% delle importazioni) sia quello da coke (11%). Sempre secondo i dati forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico vediamo come nel 2015 le principali importazioni (esprese in migliaia di tonnellate) provenivano dai seguenti paesi: Sudafrica (4.144), Russia (4.064), Indonesia (3.387), Colombia (2.930), USA (2.915). Rispetto al 2014 le importazioni erano aumentate soprattutto dal Sudafrica (+133%) e diminuite dagli USA (-46%).

Nel 2016, sempre secondo in Ministero dello Sviluppo Economico <sup>153</sup>, le importazioni totali carbone erano diminuite del 14% rispetto al 2015, passando da circa 19,6 a 16,8 Mt. Tale diminuzione era dovuta al decremento del 17% del carbone da vapore (14,38 Mt), che comunque rappresentava pur sempre l'85% delle importazioni totali. Per contro c'è stato un incremento del 6% del carbone da coke (2,43 Mt), che rappresentava il 14% delle importazioni totali.

Anche per quanto riguarda i principali paesi di approvvigionamento e le relative quantità importate (sempre esprese in migliaia di tonnellate), nel 2016 avevamo assistito ad alcune variazioni: Russia (4.501), Colombia (4.406), Sudafrica (3.196), USA (1.706). Quindi rispetto al 2015 i flussi di importazioni erano aumentati da Colombia (+50%) e Russia (+11%) ma erano diminuiti da Stati Uniti (-43%) e Sud Africa (-23%).

Sempre i dati del Ministero dello Sviluppo Economico <sup>154</sup> ci dicono che nel 2017 le importazioni totali sono diminuite del 9,8% rispetto all'anno precedente, passando da 16,82 a 15,28 Mt, e che a diminuire sono state sia le importazioni di carbone da vapore (-9,5%) sia di carbone da coke (-7,1%). Il carbone da vapore, come per l'anno precedente, pesa per circa l'85% delle importazioni totali.

Per quanto concerne i principali paesi di approvvigionamento e le relative quantità importate (esprese in migliaia di tonnellate) abbiamo al primo posto la Russia (5.555), seguita dalla Colombia (3.336), dagli USA (2.908) e dal Sud Africa (1.123). Si tratta quindi di cambiamenti rilevanti rispetto all'anno precedente: c'è stato un aumento del 70,4% nelle

---

<sup>152</sup> Ministero dello Sviluppo Economico. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2015. Giugno 2016

<sup>153</sup> Ministero dello Sviluppo Economico. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2016. Aprile 2017

<sup>154</sup> Ministero dello Sviluppo Economico. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2017. Giugno 2018

importazioni dagli USA e del 23,4% dalla Russia, per contro un forte calo dal Sud Africa (-64,8%) e abbastanza consistente anche dalla Colombia (-24,2%).

Gli ultimi dati <sup>155</sup> ci dicono che nel 2018, in Italia, le importazioni totali sono diminuite dell'8,3%, passando da 15,28 a 14 milioni di tonnellate, confermando il trend negativo degli ultimi anni. A diminuire sono state le importazioni di carbone da vapore (-9,8%) mentre sono leggermente aumentate (+0,7%) quelle da coke. Il carbone da vapore rappresenta l'83,7% delle importazioni.

Per quanto concerne i principali paesi di approvvigionamento e le relative quantità importate (esprese in migliaia di tonnellate) abbiamo al primo posto la Russia (4943) seguita dagli USA (3521), dalla Colombia (2847) e dall'Indonesia (859). Quindi rispetto all'anno precedente, le importazioni sono aumentate dagli Stati Uniti (+21%) mentre sono diminuite dal Sud Africa (-74%), dalla Colombia (-15%), dalla Russia (-11%) e dall'Indonesia (-2%).

Il nostro paese a novembre 2017 ha adottato la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) in cui per la prima volta è stata fissata la data di uscita dal carbone individuata nel 2025. **Il phase out entro il 2025 è stato fortemente richiesto proprio dal WWF** con le osservazioni formalmente presentate nella fase di consultazione della SEN. Per supportare questa posizione, il WWF Italia aveva anche predisposto per tempo uno specifico rapporto <sup>156</sup> in cui si dimostrava come l'introduzione di adeguate regole finanziarie e meccanismi fiscali non solo facilitasse l'uscita dal carbone, ma può tradursi in un vantaggio economico per il nostro Paese. Nello studio WWF, sono stati infatti sviluppati diversi scenari per l'introduzione di un meccanismo fiscale, sul modello del **carbon floor price** - CFP e per la proposta di una programmazione del phase out della capacità a carbone entro il 2025.

A novembre 2018, ad un anno di distanza dall'approvazione della SEN, il WWF Italia ha presentato il report **“IDEE E PROPOSTE DEL WWF PER UN PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA ADEGUATO AL PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE”** <sup>157</sup>. Si tratta di un robusto lavoro di valutazioni tecniche e raccomandazioni rivolte al

---

<sup>155</sup> Ministero dello Sviluppo Economico. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2018. Giugno 2019

<sup>156</sup> Leonardi M. per conto di WWF. Politiche e misure per accelerare la transizione energetica e l'uscita dall'uso del carbone nel settore elettrico. Novembre 2016

<sup>157</sup> Report WWF a cura di Matteo Leonardi. IDEE E PROPOSTE DEL WWF PER UN PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA ADEGUATO AL PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE. Novembre 2018-12-02

decisore politico al fine di stimolare l'attuazione del phase-out del carbone, aggiornare la SEN anche alla luce dei nuovi obiettivi europei e della necessità di accelerare la transizione energetica.

Il lavoro che consiste quindi nell'identificare per ciascuna delle tre principali dimensioni della decarbonizzazione (sviluppo delle fonti rinnovabili, incremento dell'efficienza energetica e *phase-out* del carbone) gli strumenti per attuare l'Accordo di Parigi e gli obiettivi europei, mira a dare uno strumento di rapida valutazione dell'avanzamento della strategia energetica italiana e, tra le altre cose, a fornire strumenti pratici (es. *emission performance standard* per gli impianti di generazione elettrica) da adottare nelle fasi di redazione del Piano Energia e Clima richiesti dall'Unione Europea.

Il lavoro poi, volendo essere improntato ad un alto livello di concretezza e realismo, non solo è corredato di un programma temporale per l'implementazione delle proposte avanzate, ma identifica un set di strumenti che sono riferibili a politiche già in corso, alle indicazioni strategiche già contenute nella SEN, alle raccomandazioni delle direttive europee, a ulteriori strumenti già sperimentati in altri paesi o altri settori della regolazione ambientale.

Ad inizio 2019 è stato poi presentata la **Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** che avrebbe dovuto rappresentare lo strumento operativo richiesto dalla stessa Unione Europea, atto quindi ad implementare la SEN. Purtroppo, anche come evidenziato nelle osservazioni che WWF ha presentato <sup>158</sup>, emergono diverse carenze tra cui spiccano ad esempio:

- l'assoluta assenza di una strategia a lungo periodo (al 2050) verso cui dovrebbero convergere le scelte strategiche per decarbonizzare il sistema energetico in linea con l'accordo di Parigi;
- un'inadeguata individuazione degli strumenti di implementazione delle politiche di decarbonizzazione;
- la mancata indicazione di puntuali strategie settoriali con relativi obiettivi misurati (e misurabili) e le modalità per conseguirli;
- l'assunzione di obiettivi non adeguati al 2030;
- un eccessivo ricorso al gas naturale anche con realizzazione di nuove infrastrutture strategiche che ostacolerebbero la piena transizione alle rinnovabili.

---

158

[https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload\\_file\\_doc\\_acquisiti/pdfs/000/002/482/WWF\\_-\\_Documento\\_WWF\\_IT\\_osservazioni\\_PNIEC\\_-\\_Finale.pdf](https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload_file_doc_acquisiti/pdfs/000/002/482/WWF_-_Documento_WWF_IT_osservazioni_PNIEC_-_Finale.pdf)

Si tratta quindi di una proposta di pianificazione energetico-climatica ancora lontana da quelli che dovrebbero essere i più ambiziosi obiettivi da assumere.

Nel quadro di questo non facile contesto, ricordiamo anche come vi siano fortissime resistenze da parte non solo delle aziende energetiche (Enel in primis) che spingono per realizzare nuovi impianti a gas in sostituzione di quelli a carbone (e non solo) ma anche da parte di SNAM che spinge per realizzare infrastrutture strategiche che sono poi parte integrante della sua ragione sociale. Allo stesso tempo assistiamo a situazioni locali che, a livello politico e industriale, esprimono una grande arretratezza di visione, è ad esempio il caso della Sardegna dove tanto la Regione quanto Confindustria (purtroppo anche con il forte sostegno delle principali sigle sindacali) frenano per uscire dal carbone e spingono per una massiccia metanizzazione dell'isola. Una scelta anacronistica che non solo non consentirà di procedere alla piena decarbonizzazione dell'isola, ma che non permetterà neanche di rilanciare (fortunatamente, aggiungiamo noi) alcune industrie pesanti e inquinanti che sono già fallite da anni. L'assenza di visione strategica della classe dirigente sarda, che peraltro si scontra fortemente con quella delle associazioni ambientaliste, dei sindacati di base e di molte altre realtà locali, non porta a cogliere la possibilità unica di convertire la splendida isola in un vero laboratorio per la decarbonizzazione, puntando su tutte quelle attività economiche (turismo, produzioni alimentari di eccellenza, industria leggera ad alto livello di tecnologia, ecc. ecc.) che sarebbero alla base una radicale conversione green fondata sullo sviluppo diffuso delle FER, sull'efficienza energetica, su moderni sistemi di accumulo, su reti intelligenti, su sistemi di trasporto a basso impatto, ecc.

A questo punto converrà anche rammentare come già nel 2012, con il rapporto “**Obiettivo 2050 per una roadmap energetica al 2050, rinnovabili, efficienza, decarbonizzazione**”<sup>159</sup>, commissionato al REF-E, il WWF Italia aveva fornito proposte tecniche concrete per tracciare uno scenario energetico 100% rinnovabile al 2050, compatibile con gli obiettivi di policy indicati dall'Unione Europea.

---

<sup>159</sup> [http://awsassets.wwfit.panda.org/downloads/obiettivo2050\\_reportwwf.pdf](http://awsassets.wwfit.panda.org/downloads/obiettivo2050_reportwwf.pdf)

Il lavoro presentato da REF-E illustrava come il settore elettrico potesse da solo annullare al 2050 le proprie emissioni climalteranti pur fornendo quasi la metà del fabbisogno energetico del nostro Paese.

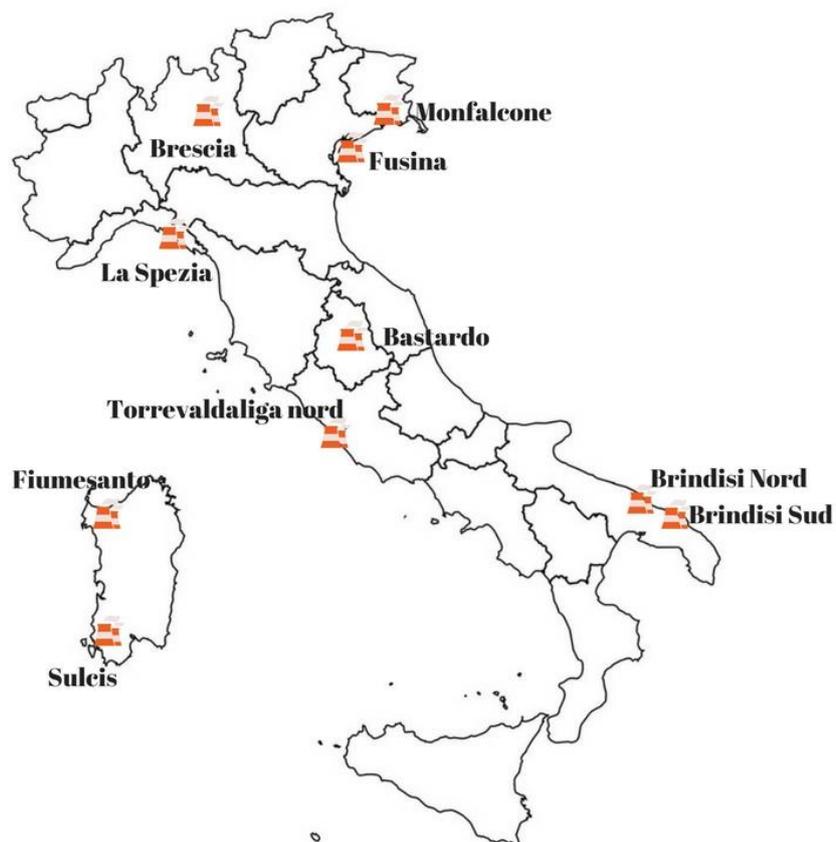
Questo grazie a tre pilastri: 1) l'efficienza energetica negli usi finali; 2) il trasferimento di parte della domanda energetica sui consumi elettrici; 3) il pieno soddisfacimento della domanda elettrica attraverso il ricorso alle fonti rinnovabili.

Lo studio sottolineava poi come non fosse né la variabile tecnologica né quella economica a rappresentare la maggiore difficoltà, bensì quella relativa alle politiche messe in atto, politiche che per il nostro paese erano risultate piuttosto deficitarie e contraddittorie.

Criticità che, come abbiamo visto parlando della SEN e del PNIEC, permangono sostanzialmente inalterate a dimostrazione che ancora molto lavoro occorre fare per aggiustare la rotta che, ricordiamo, dovrebbe portarci entro il 2050 ad avere un sistema energetico decarbonizzato.

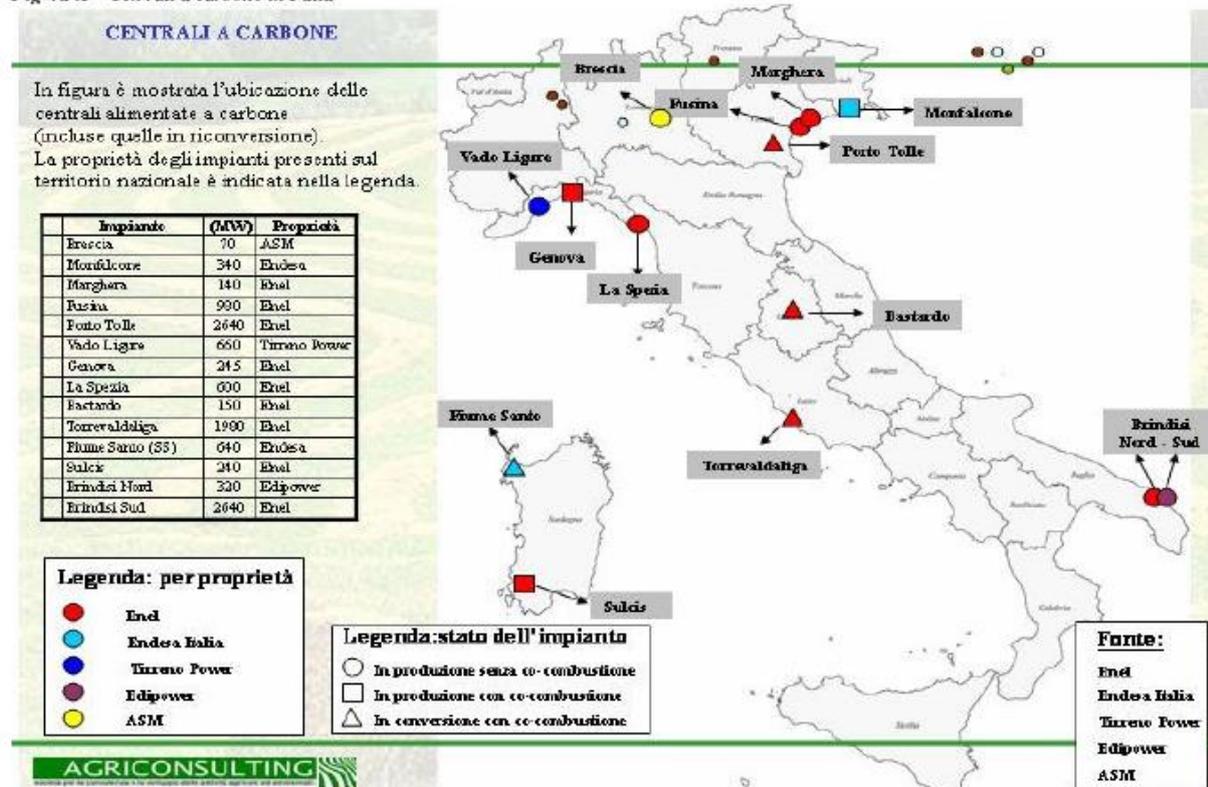
### **3.1 Le centrali a carbone in Italia**

Nella seguente figura è riportata la localizzazione degli impianti a carbone operativi e in stand-by (come nel caso di Brindisi Nord).



Invece nella seguente figura (più datata) sono anche indicati alcuni impianti per cui era prevista la riconversione a carbone, tra questi figurava ad esempio Porto Tolle, progetto che però ENEL aveva deciso di abbandonare definitivamente per ragioni economiche viste le mutate condizioni del mercato elettrico.

Figura X – Centrali a carbone in Italia



Più precisamente in Italia, fino a non molto tempo fa, erano previsti diversi progetti d'impianti a carbone: si andava dalla già autorizzata realizzazione di un nuovo gruppo da 460 MW a Vado Ligure (di proprietà Tirreno Power) alla riconversione della centrale di Porto Tolle (1.980 MW) di proprietà Enel. C'era poi in fase di VIA un impianto ex-novo che si voleva realizzare a Saline Joniche in Calabria (1.320 MW) da parte della società SEI e, nella stessa regione, in modo sempre meno realistico, ogni tanto qualcuno tornava a parlare della riconversione dell'impianto di Rossano Calabro (1.200 MW) di proprietà Enel che però aveva già ricevuto parere VIA negativo e che ormai è da ritenersi un progetto ritirato. In Sardegna oltre alla già autorizzata centrale di Fiume Santo (410 MW) di proprietà E.On/EPH, si ipotizzava anche un nuovo impianto nel Sulcis, e nel 2014 si era parlato anche di qualche altro progetto di minore dimensione. Tra gli ipotetici progetti, proprio nell'estate 2014, era stato proposto un nuovo impianto da realizzare a Piombino in Toscana. Un'idea poi abbandonata, ma che in ogni caso costituisce la testimonianza di come in Italia certi imprenditori fossero sempre pronti a cogliere eventuali distrazioni o, peggio, segnali di apertura da parte della classe politica. Fortunatamente con l'adozione della SEN 2017 (confermate nel PNIEC 2019) almeno le indicazioni politiche hanno fatto chiarezza sull'impossibilità di realizzare nuovi impianti a carbone nel nostro paese.

### **3.2 Schede delle centrali**

#### **→ BRINDISI SUD - FEDERICO II**

La centrale Federico II di proprietà Enel, localizzata a Cerano (circa 12 km da Brindisi), è composta da 4 gruppi da 660 MW (potenza complessiva 2.640 MW) entrati in esercizio tra il 1991 e il 1993. L'efficienza impiantistica si ferma al 36%. Si tratta del più grande impianto in Italia interamente alimentato a carbone. La centrale nel 2005 aveva consumato oltre 6 milioni di tonnellate di carbone emettendo oltre 15,34 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, valore che si è mantenuto ben sopra i 14 milioni di tonnellate nei due anni successivi, nel 2008 ha superato i 14,91 Mt, poi è sceso negli anni successivi a causa del minor funzionamento dell'impianto: nel 2009 le emissioni sono state di 12,98 Mt, nel 2010 di 10,99, nel 2011 di 11,41, nel 2012 di circa 12,17 Mt, nel 2013 di 11,81 Mt, nel 2014 di 11,97 Mt. Invece nel 2015 sono risalite a oltre 13,11 Mt, per poi scendere nel 2016 a circa 8,27 Mt, nel 2017 sui 6,48 Mt e nel 2018 sono scese ancora attestandosi su 5,48 Mt per una drastica e progressiva riduzione del numero di ore di funzionamento. La Federico II fino al 2015 risultava essere l'impianto termoelettrico con le maggiori emissioni di CO<sub>2</sub> a livello nazionale, dal 2016 è stato superato in questa classifica da parte dell'impianto Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia).

Sempre dai dati ETS risulta che l'impianto, dal 2005 al 2018, ha complessivamente emesso oltre 163 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

La centrale dispone di un enorme parco carbonifero (circa 11 ettari) costituito da carbonili che, fino a non molto tempo fa, erano a cielo aperto, con nastri trasportatori anch'essi coperti solo in epoca recente, e che hanno rilasciato, nel corso degli anni, polveri di carbone tossiche, responsabili della contaminazione di vasti appezzamenti di terra resi, di fatto, non più coltivabili con grave danno per l'economia locale oltre che per l'ambiente e la salute umana. A tale proposito è del 2007 l'ordinanza del sindaco di Brindisi con cui si fa divieto di praticare colture alimentari nei pressi della centrale. Un successivo accordo tra le parti, mai divenuto operativo, prevedeva misure per il passaggio a colture "no-food". Per i danni arrecati dalla dispersione delle polveri di carbone, a ottobre 2016 c'è stata la condanna da parte del Tribunale di Brindisi a carico di dirigenti Enel.

Bisogna ricordare come la Regione Puglia, oltre che sanare la disastrosa situazione dei carbonili, aveva chiesto a Enel di ridurre le emissioni inquinanti dell'impianto. Tali

richieste, peraltro considerate assolutamente inadeguate dalle principali associazioni ambientaliste, sarebbero state solo parzialmente ottemperate.

Abbiamo precedentemente visto (pag.55) che era stato pubblicato (a luglio 2015) un importante lavoro scientifico da parte di ricercatori del CNR sugli impatti del particolato secondario originato proprio dall'impianto di Cerano. Da questo lavoro si evidenziava come l'ignorare il ruolo del particolato secondario portava ad una pesante sottostima dell'impatto della centrale sulla salute delle popolazioni.

Va ricordato come la gravità della situazione ambientale nell'area di Brindisi sia ormai testimoniata da una serie di ricerche, studi e rapporti, come già visto in precedenza. A questo proposito va anche detto che la Commissione Europea aveva inserito questo caso in una **procedura di infrazione nei confronti dell'Italia** per violazione degli artt. 13 e 23 della direttiva 2008/50/CE (sulla qualità dell'aria ambiente) con particolare riferimento al superamento dei valori di PM<sub>10</sub> nell'area di Brindisi. Proprio tali superamenti avevano già reso necessaria l'approvazione, da parte della Regione Puglia, di un **"Piano di risanamento della qualità dell'aria"** del Comune di Torchiarolo che, sempre ai sensi della direttiva 2008/50/CE, prevedeva per l'impianto a carbone la riduzione della concentrazione di particolato rispetto a quanto autorizzato, precisando che tali misure aggiuntive dovranno esser valutate dall'autorità competente per l'AIA in sede di procedura di riesame che il Ministero dell'Ambiente aveva avviato in data 13/01/2014. Purtroppo, il 3 luglio 2017, il Ministro aveva emanato un decreto di riesame AIA che non sembra tenere conto degli aspetti appena citati e degli stessi risultati emersi nel già citato studio epidemiologico "Forastiere"<sup>160</sup>. Per tale motivo e per diverse altre importanti censure, il WWF Italia e ClientEarth avevano presentato ricorso contro il decreto di riesame che autorizza un impianto così impattante a funzionare fino al 2028, il tutto da sempre in assenza di una valutazione di impatto ambientale (di cui l'impianto è sempre stato sprovvisto) e di una valutazione di impatto sanitario (malgrado la conclamata gravità della situazione sanitaria locale).

Altro elemento di forte preoccupazione è connesso con la gestione delle enormi quantità di rifiuti che l'impianto produce. Un'accurata indagine giudiziaria aveva portato alla scoperta d'inquietanti traffici illeciti di rifiuti pericolosi (prodotti appunto dall'impianto di Cerano) che, invece di essere gestiti a norma, venivano illegalmente smaltiti in Calabria.

---

<sup>160</sup> Forastiere et, al. Studio di coorte sugli effetti delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente a Brindisi e nei comuni limitrofi. Maggio 2017

Le indicazioni della SEN 2017 e del PNIEC 2019 per cui tutti gli impianti a carbone dovrebbero chiudere entro il 2025 ha di fatto aperto un'altra partita: l'ENEL si sarebbe detta disponibile a chiudere entro quella data ma vuole realizzare un nuovo progetto di grande impianto a gas (2 unità OCGT da 560 MW per 1120 MWe, più una fase 3 con CCGT che porta l'impianto a complessivi 1680 MWe). Il progetto in questione, sottoposto a verifica di assoggettabilità a VIA, sarebbe sostenuto dal remunerativo meccanismo di Capacity Market che, per come disegnato, sembra a tutto vantaggio degli impianti a gas. Un aspetto che WWF, insieme a molti altri soggetti, sta contrastando perché non dannoso per il processo di decarbonizzazione.

### → BRINDISI NORD

L'impianto, di proprietà A2A (precedentemente di Edipower), era costituito da 4 gruppi a carbone da 320 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 1.280 MW. Si tratta di un vecchio impianto originariamente alimentato a olio combustibile, di cui la prima unità risale al 1965, altre 2 unità furono rese operative nel 1970 e la quarta entrò in esercizio nel 1975. L'impianto fu riconvertito a carbone nel 1979. Per ragioni economiche, negli ultimi anni in cui ha realmente funzionato, ha operato a metà potenza (nel 2009 le prime due unità erano state infatti messe fuori produzione) e, di fatto, dal 2013 l'impianto è sostanzialmente fuori servizio, questo è avvenuto per una serie di motivi, quali il cambio societario e la volontà della nuova proprietà (A2A) di riavviare una sola delle due unità ancora operative, puntando in partenza su una co-combustione carbone-CSS (combustibile solido secondario). L'azienda aveva infatti presentato e sottoposto a VIA ministeriale questo progetto, su cui però sia la Regione Puglia sia la Provincia di Brindisi avevano espresso parere negativo. E la stessa procedura di VIA si è conclusa con esito negativo (D.M. 122 del 18/05/2017). Occorre qui ricordare come l'azienda sia sempre stata uno dei principali sostenitori del CSS (non solo a Brindisi), anche perché è uno dei massimi soggetti operanti nel mondo dei rifiuti. Tutta la partita CSS finisce col creare gravi meccanismi di distorsione del sistema di gestione dei rifiuti sia a livello regionale sia a livello nazionale, il tutto anche in conflitto con le stesse direttive UE che dovrebbero favorire il recupero di materia a quello energetico.

In più lontano passato era anche stato ipotizzato di riconvertire alcuni gruppi a gas naturale ma questa ipotesi fu velocemente accantonata anche perché le condizioni di mercato la avevano resa poco appetibile, situazione che oggi potrebbe essere nuovamente cambiata come vedremo in fondo alla presente scheda.

Negli anni anche la presenza di vasti carbonili non coperti è stata causa di gravi fenomeni d'inquinamento.

Anche in materia di gravità dell'impatto delle emissioni inquinanti, l'impianto è stato uno dei maggiormente attenzionati dal più volte citato studio epidemiologico "Forastiere".

La comunità locale e, soprattutto le associazioni ambientaliste, sono contrarie alla presenza dell'impianto, sia che faccia uso di carbone sia che impieghi il CSS. Le richieste dei cittadini di Brindisi vanno nella direzione di una definitiva chiusura e riqualificazione dell'area che ricordiamo è praticamente a ridosso del centro abitato e che necessiterebbe anche di un adeguato processo di bonifica.

A marzo 2017, A2A aveva parlato di una nuova ipotesi progettuale non più basata sulla co-combustione carbone-CSS, ma su fonti rinnovabili e su trattamento della frazione organica dei rifiuti per produzione di biogas e compost, ma al momento siamo solo nell'ambito delle ipotesi. Si è anche parlato di sistemi di accumulo o dispositivi volti in qualche modo a stabilizzare la rete elettrica.

Di concreto però l'azienda nel 2019 ha presentato un progetto di conversione a gas volendo realizzare 8 motori da 18,43 MWe per totali 147,44 MWe. Il progetto in questione, sottoposto a VIA, si dovrebbe sostenere economicamente grazie al già citato meccanismo di Capacity Market.

### **→ TORREVALDALIGA NORD (CIVITAVECCHIA)**

La centrale di Torre Nord di proprietà Enel è composta da tre nuovi gruppi da 660 MW (potenza complessiva 1.980 MW) derivanti dalla riconversione (completata nel 2010) del precedente impianto a olio combustibile denso che contava 4 gruppi da 660 MW (potenza complessiva 2.640 MW). L'attività di riconversione è stata fortemente osteggiata da cittadini, agricoltori, allevatori, operatori turistici e, ovviamente, dalle associazioni ambientaliste: innumerevoli sono state le iniziative di protesta contro questo progetto. Tra le molte ragioni giustamente addotte dalle comunità locali vi è il fatto che tale impianto viene a collocarsi in quello che era considerato il maggiore polo termoelettrico italiano, andando infatti a insistere in un comprensorio che vedeva anche la presenza della centrale di Montalto di Castro (3.600 MW) sempre di proprietà Enel e di Torrevaldaliga Sud (1.200 MW) di Tirreno Power. Un'area quindi già fortemente impattata da simili infrastrutture.

Peraltro il nuovo impianto a carbone di Torre Nord, già nelle fasi di cantiere ha sortito una serie di gravi effetti sull'ambiente marino: le opere portuali realizzate per consentire l'attracco delle navi carboniere avevano comportato la distruzione di una delle più

importanti praterie di posidonia (*Posidonia oceanica*) del Mediterraneo a dimostrazione di come certe infrastrutture siano devastanti per molti ecosistemi fragili e pregiati.

Questi e altri problemi dovevano essere oggetto di analisi da parte di un Osservatorio Ambientale appositamente istituito, ma i risultati ottenuti da questo organismo sono stati ben al di sotto delle aspettative.

La battaglia della società civile prosegue col forte impegno da parte dei medici (in particolare di ISDE), delle stesse associazioni ambientaliste, ma anche da parte delle associazioni dei consumatori. A luglio 2014 il Tar del Lazio si era pronunciato sul ricorso presentato dal Codacons per annullare il decreto AIA rilasciato dal Ministero dell'Ambiente. L'annullamento non vi è stato ma i giudici avevano disposto accertamenti sui livelli di inquinamento prodotti dalla centrale. Oltre al monitoraggio di detti inquinati, il Tar avrebbe anche chiesto di verificare il livello di radiazioni ionizzanti che, ormai, da letteratura scientifica, si sanno essere connesse alla combustione di carbone. In più sono state fatte tutta una serie di altre richieste di accertamento circa il funzionamento dell'impianto e le misure di sicurezza per i cittadini.

L'impianto nel 2018 ha emesso poco più di 8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, un valore decisamente inferiore a quello del 2017 quando aveva emesso circa 9,75 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, dato che a sua volta era stato leggermente inferiore a quello degli anni precedenti: nel 2016 aveva emesso oltre 10,18 milioni di tonnellate, nel 2015 circa 10,74 Mt e nel 2014 circa 10,89 Mt. In ogni modo Torrevaldaliga, che fino al 2015 si collocava al secondo posto per ordine di emissioni dopo Brindisi Sud, dal 2016 è passato al primo posto a causa della ridotta attività dell'impianto brindisino.

Anche per Torrevaldaliga, così come per Brindisi Sud, Enel ha detto di accettare la chiusura entro il 2025 come prevista dalla SEN e dal PNIEC, ma volendo realizzare un nuovo impianto a gas di grandi dimensioni (2 unità OCGT da 560 MW per 1120 MWe, più una fase 3 con CCGT che porta l'impianto a complessivi 1680 MWe). Similmente a Brindisi, il progetto in questione, sottoposto a verifica di assoggettabilità a VIA, si sosterebbe economicamente solo grazie al vantaggioso meccanismo del Capacity Market. Ovviamente anche a questo progetto sia WWF sia le altre associazioni ambientaliste si stanno opponendo perché in contrasto con il processo di decarbonizzazione.

**→ VADO LIGURE**

L'impianto di proprietà di Tirreno Power (società controllata, tra gli altri, da Sorgenia e GDF Suez), che si colloca in pieno centro abitato dell'omonimo paese (a una distanza di pochissimi km da Savona), è composto da 2 gruppi da 330 MW (660 MW) alimentati a carbone mentre gli altri due (precedentemente alimentati a olio combustibile) erano stati riconvertiti in un ciclo combinato a gas (800 MW). In più era stata autorizzata la costruzione di un nuovo gruppo a carbone (VL6) da 460 MW che avrebbe comportato un aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> di circa 2,4 milioni di tonnellate l'anno.

Questo progetto, aveva avuto parere VIA ministeriale favorevole, malgrado la forte opposizione a livello locale sia da parte di alcuni enti pubblici sia, soprattutto, delle popolazioni coinvolte. Il progetto e più in generale l'impianto di Vado risultava essere gravato da pesanti vizi procedurali anche per quanto attiene alla autorizzazione integrata ambientale. Peraltro, proprio la stessa AIA, rilasciata a fine 2012, non sembra aver tenuto molto di conto della gravità della situazione ambientale e sanitaria della zona in cui insiste l'impianto, gravità che era stata, però, ben evidenziata da studi e da una recente Relazione dell'Ordine dei Medici e della Provincia di Savona. Sono diverse le azioni legali in atto che vedono l'impegno dei comitati locali e delle associazioni ambientaliste e c'è anche stata un'importante indagine della Procura della Repubblica, per l'appunto focalizzata sugli impatti connessi al funzionamento dell'impianto. Proprio le indagini condotte da parte della Procura di Savona avevano portato, in data 11 marzo 2014, al sequestro preventivo dei due gruppi a carbone della centrale. Il sequestro era motivato dal non rispetto delle prescrizioni AIA e della gravità dell'inquinamento arrecato dalla centrale stessa con seri danni per la salute dei cittadini: nel testo del Decreto di Sequestro Preventivo dei due gruppi a carbone, emesso da parte del Tribunale di Savona, si parlava di disastro ambientale e sanitario "nelle aree di ricaduta delle emissioni della centrale, come provato dalle indagini ambientali ed epidemiologiche espletate, che hanno evidenziato un aumento della morbilità e della mortalità, esclusivamente attribuibile alle emissioni della centrale", quantificabile in un ben determinato numero di ricoveri e decessi.

Occorre qui rammentare come questa indagine sia nata anche grazie alle denunce presentate dalle associazioni ambientaliste e alle ferme prese di posizione dell'Ordine dei Medici di Savona.

Ad impianto ancora sotto sequestro, su richiesta di Tirreno Power, in data 12/5/2014 era stato avviato il procedimento per il rinnovo anticipato dell'autorizzazione integrata ambientale (rilasciata il 14/12/2012). Il nuovo progetto di adeguamento dei vecchi gruppi carbone è viziato da molti difetti e le associazioni ambientaliste (WWF, Greenpeace e

Legambiente) insieme a Uniti per la Salute Onlus hanno presentato formali osservazioni con contestazioni di merito, soprattutto inerenti la non adeguatezza dei sistemi di misurazione delle emissioni prospettati e i limiti troppo alti relativi alle emissioni di monossido di carbonio.

Il 25 novembre 2014 le associazioni ambientaliste hanno anche preso formalmente parte alla conferenza dei servizi, tenutasi presso il Ministero dell'Ambiente, dove hanno puntualmente argomentato le criticità connesse alla prosecuzione dell'attività dell'impianto in un contesto ambientale e sanitario particolarmente sensibile, a maggior ragione ove non fossero prescritti adeguati sistemi di misurazione delle emissioni al camino (così come precedentemente richiesto dalla stessa ISPRA e dalla Procura della Repubblica di Savona).

Le associazioni ambientaliste non solo hanno fatto ricorso contro la nuova AIA rilasciata dal Ministero dell'Ambiente (un provvedimento autorizzativo che inspiegabilmente non ha tenuto conto del sequestro operato dalla magistratura nel marzo 2014) ma stanno seguendo attivamente il processo promosso dalla magistratura che a giugno 2015 aveva chiuso le indagini muovendo accuse gravissime a carico di 86 indagati: non solo i vertici di Tirreno Power ma anche tutti i decisori politici regionali (la vecchia Giunta regionale) e locali, i dirigenti regionali e ministeriali coinvolti a vario titolo nelle procedure autorizzative e di controllo. I reati contestati andavano dal disastro ambientale e sanitario, all'omicidio colposo plurimo, all'abuso d'ufficio. A luglio 2016, i nuovi magistrati che hanno ereditato l'indagine, con argomentazioni discutibili, avevano fatto richiesta di archiviazione per politici, amministratori e funzionari, lasciando i capi di accusa solo a carico dei vertici aziendali. Decisione a cui le associazioni ambientaliste hanno presentato formale atto di opposizione.

Va ricordato che parallelamente alle indagini della procura di Savona, la Direzione Distrettuale Antimafia di Genova aveva avviato un'indagine per Traffico illecito di rifiuti costituiti dalle ceneri prodotte dell'impianto di Vado Ligure che avrebbe portato a 9 indagati.

Nel 2015 il caso Vado Ligure aveva anche assunto una rilevanza internazionale portando, tra l'altro, alla partecipazione all'importante seminario "Clima e carbone: il ruolo dello Stato azionista" svoltosi il 3 giugno presso il Parlamento Francese, evento patrocinato da Jean-Paul Chanteguet Presidente della Commissione Sviluppo Sostenibile e della pianificazione territoriale della Assemblea Nazionale. Nel seminario dove si è dibattuto sul ruolo dello Stato azionista di società energetiche, come ad esempio "Engie" (ex GDF Suez)

proprietaria in Italia di metà delle azioni di Tirreno Power, è intervenuto l'avvocato Matteo Ceruti (legale delle associazioni ambientaliste italiane) proprio per parlare del caso Vado Ligure e dell'attività della magistratura che aveva portato al sequestro dell'impianto. Nel corso della dettagliata esposizione dell'avvocato Ceruti, le numerose personalità presenti si sono mostrate estremamente interessate all'iter giuridico e scientifico di questo caso italiano, soprattutto riguardo alla possibile applicabilità nel contesto francese del procedimento adottato a Vado Ligure.

A giugno 2016 il consiglio di amministrazione di Tirreno Power aveva annunciato la chiusura della centrale comunicando la decisione ai ministeri competenti con nota del 14 luglio dello stesso anno. Ma la rinuncia alla costruzione del nuovo gruppo a carbone (VL6) è stata formalizzata da Tirreno Power solo a febbraio del 2017.

Il WWF con altre associazioni (Uniti per la salute, Greenpeace, Legambiente, ecc.) si è costituito parte civile all'udienza preliminare nel processo iniziato a Savona (26 ottobre 2017) che vede i manager dell'azienda imputati per reati di disastro ambientale e sanitario e per cui erano state fatte 26 richieste di rinvio a giudizio, richieste accolte dal GUP di Savona in data 12 aprile anche per le rilevanti prove emerse. Il processo si è aperto a dicembre 2018.

Ricordiamo come le emissioni di CO<sub>2</sub> dell'impianto, quando erano operative le unità a carbone, oscillassero tra i 3,7 e i 4,5 milioni di tonnellate all'anno.

### **→ LA SPEZIA - EUGENIO MONTALE**

Impianto di proprietà Enel è costituito da due gruppi (ciclo combinato) da circa 340 MW alimentati a gas e uno da 600 MW alimentato a carbone (ma con l'opzione di usare anche CDR e rifiuti) per una potenza complessiva di circa 1280 MW. L'impianto, che originariamente (anni '60) aveva una potenza complessiva superiore a 1.800 MW, nasceva proprio all'interno dell'abitato cittadino, aspetto che fin dall'inizio provocò forti contrasti e opposizioni da parte degli abitanti che, nel 1990, con un referendum popolare, espressero la volontà di far chiudere l'impianto entro il 2005. Evidentemente le cose non sono andate come loro volevano, l'impianto ha infatti continuato a funzionare, anche se con una potenza inferiore a quella di partenza e con un processo di miglioramento tecnologico (conversione di due gruppi a cicli combinati a gas e applicazione di desolfuratori e denitrificatori al rimanente gruppo a carbone/policombustibile). Del resto, queste misure si erano rese indispensabili anche a seguito di studi e perizie che avevano evidenziato il

grave stato d'inquinamento prodotto dal vecchio impianto, fatto che aveva portato anche alla condanna di alcuni dirigenti con conseguenti richieste risarcitorie.

Occorre anche dire che negli ultimi anni proprio i più moderni cicli combinati a gas erano rimasti sostanzialmente fermi per chiare ragioni di mercato arrivando alla chiusura nel 2016, mentre ha continuato a operare il più vecchio e inquinante gruppo a carbone.

L'autorizzazione integrata ambientale rilasciata nel 2013 scadrebbe nel 2021, anno entro cui, stando alle dichiarazioni ufficiali di Enel, l'impianto dovrebbe chiudere definitivamente.

Nel frattempo, Enel aveva inserito questo impianto nella lista dei 23 che rientrano nel progetto Future-e <sup>161</sup> finalizzato a tracciare un percorso di riconversione sostenibile. Contemporaneamente la precedente amministrazione comunale di La Spezia aveva avviato un Tavolo di confronto con i portatori di interesse per ragionare sul futuro dell'area Enel chiedendo alla stessa azienda di promuovere uno studio sugli scenari futuri di possibile utilizzo dell'area, studio affidato ad Enea e di cui non si hanno più notizie malgrado dovrebbe essere stato ultimato da tempo. Tutto questo però avviene mentre l'impianto a carbone continua funzionare e, quindi, a emettere sostanze inquinanti dannose per l'ambiente e la salute delle persone senza che tale tematica sia adeguatamente affrontata, malgrado in passato fosse stata oggetto di studi, perizie e condanne. L'inerzia della amministrazione comunale aveva anche spinto WWF a inviare una lettera aperta perché si riattivi il percorso di confronto per accelerare la transizione.

Peraltro, dalle dichiarazioni aziendali, sembrerebbe persistere una forte sottovalutazione dell'importanza di un adeguato processo di bonifica dell'area. Un aspetto molto delicato che andrà seguito con attenzione.

L'impianto nel 2018 ha emesso circa 1,93 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, quindi non troppo diverso da quello del 2017 (2,02 Mt), si tratta pertanto di valori inferiori a quelli degli anni precedenti: nel 2016 erano oltre 2,83 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, nel 2015 oltre 2,53 MtCO<sub>2</sub>.

Enel nel 2019 ha presentato il progetto di nuova conversione a gas, sottoposto a verifica di assoggettabilità a VIA. Si tratterebbe di un nuovo impianto costituito da 1 unità OCGT da 560 MW cui si aggiungerebbe un CCGT che porterebbe la potenza complessiva a 840 MWe, il tutto sostenuto dal già citato meccanismo di Capacity market ottimizzato proprio per premiare questi impianti. WWF e le altre associazioni ovviamente si sono espresse contro.

---

<sup>161</sup> <https://corporate.enel.it/it/futur-e.html>

Il progetto, sostenuto dai sindacati locali, non sembra però riscontrare troppo consenso da parte dell'amministrazione comunale.

### → FUSINA - ANDREA PALLADIO

La centrale di proprietà Enel, che si colloca nella zona industriale di Porto Marghera, (Venezia), costruita tra gli anni '60 e '70, era costituita da 5 gruppi (potenza complessiva di oltre 1.100 MW), quattro dei quali alimentati a carbone con co-combustione di una piccola frazione di CDR, una quinta sezione, alimentata a olio combustibile, era stata fermata per ragioni economiche e definitivamente ritirata nel 2013: l'impianto da questa data funziona quindi con una potenza di circa 976 MW.

Nel solo 2014 la centrale i Fusina ha emesso oltre 4,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, valore che è notevolmente cresciuto nel 2015 quando si sono sfiorati i 5,78 Mt e che poi è tornato a scendere: nel 2016 attestandosi su 4,67 Mt, nel 2017 su 3,68 Mt e nel 2018 su 3,56 Mt.

L'impianto era stato autorizzato ad incrementare, fino 70.000 t/anno, l'uso di CDR (oggi dovrebbe essere sostituito dal CSS) in co-combustione nelle sezioni 3 e 4, un'opzione che non rappresenta certo un miglioramento ambientale sia sul piano delle emissioni sia, soprattutto, su quello della competizione con forme più virtuose di gestione dei rifiuti che dovrebbero privilegiare il recupero di materia.

Enel si sarebbe dichiarata pronta alla chiusura entro il 2025, come da pianificazione energetica nazionale, ma ha allo stesso tempo presentato un progetto di conversione a gas, sottoposto a verifica di assoggettabilità a VIA. Il nuovo progetto sarebbe composto da 1 unità OCGT da 560 MWe da completarsi con un CCGT che porterebbe l'impianto a complessivi 840 MWe. Il tutto anche in questo caso sorretto da Capacity market osteggiato dalle associazioni ambientaliste per i già menzionati effetti distorsivi e di allontanamento dagli stessi obiettivi di decarbonizzazione.

### → MONFALCONE (Gorizia)

L'impianto acquistato dal gruppo A2A (precedentemente era di E.On e prima ancora di Endesa), originariamente era costituito da due gruppi a carbone (165 e 171 MW) e due a olio combustibile (2x320 MW) per una potenza complessiva di circa 976 MW. I due gruppi a carbone furono realizzati nel corso degli anni '60 mentre quelli a olio combustibile negli anni '80. Solo nel 2008 sono stati installati i desolfuratori (DeSO<sub>x</sub>) per i gruppi a carbone e addirittura solo dall'inizio del 2016 sono entrati in servizio i denitrificatori (DeNO<sub>x</sub>), prima

di questa data il limite delle concentrazioni degli ossidi di azoto era fissato a 500 mg/Nm<sup>3</sup> assolutamente non compatibile con i nuovi limiti fissati dalla Direttiva Europea 2010/75.

I due gruppi a olio combustibile sono stati messi fuori esercizio nel 2012, per molto tempo si era discussa la riconversione ad altre forme di combustibile. Il vecchio progetto Endesa prevedeva da prima la riconversione a carbone dei due gruppi a olio combustibile, ma poi a causa della fortissima opposizione locale, l'azienda fu costretta a riformulare il progetto prendendo in considerazione la possibilità di passare al gas naturale. Ma questa ipotesi era anche condizionata dalla possibilità di realizzare un apposito gasdotto. Il progetto fu quindi accantonato.

Per quanto riguarda, invece, i due gruppi a carbone, l'A2A aveva valutato la possibilità di riconvertirli a carbone di ultima generazione (ultra super critico), ma il progetto è stato definitivamente abbandonato anche per andare incontro alle richieste della nuova pianificazione energetica regionale: il Friuli Venezia Giulia, in uno scenario low carbon, intende infatti superare l'utilizzo del carbone puntando sull'impiego del gas e/o delle FER. Quindi il gestore, nel ribadire il proprio no alla riconversione a gas per le note ragioni economiche, si sarebbe impegnato a presentare, nel corso del periodo di validità dell'AIA (fino a marzo 2025), un piano di riconversione che preveda una graduale diminuzione dell'utilizzo del carbone e la sua sostituzione con fonti alternative da individuare tra le rinnovabili purché compatibili con le tecnologie impiantistiche già installate. In sostanza si tratta di una disponibilità a ragionare sulle biomasse solide ma forse non è da escludere neanche si continui a pensare al CSS, visto l'interesse di A2A per questo combustibile.

In merito all'assetto attuale di funzionamento, occorre anche ricordare come dal 2009 la centrale sia autorizzata a bruciare biomasse in co-combustione con il carbone. Tra le biomasse autorizzate figura anche la Palm Kernel Shells, ossia il sottoprodotto solido derivato dalla produzione dell'olio di palma.

Nel 2018 l'impianto ha emesso quasi 1,88 MtCO<sub>2</sub>, valore solo di poco inferiore a quello del 2017 quando l'impianto aveva emesso oltre 1,92 MtCO<sub>2</sub>, e quindi anche quello del 2016 quando aveva emesso oltre 2,14 MtCO<sub>2</sub>, che però rappresentava anche il valore più alto da quando funziona con i soli due gruppi a carbone.

Nel corso del 2019, con la possibilità di accedere al vantaggioso meccanismo del Capacity market, anche A2A ha ragionato sull'ipotesi di conversione a gas. Un progetto non solo osteggiato dalle associazioni ambientaliste ma anche dalla stessa amministrazione comunale che riconosce come poco vantaggiosa una simile opzione anche dal punto di vista delle ricadute occupazionali.

## → SULCIS - GRAZIA DELEDDA

Impianto di proprietà Enel costituito da quattro gruppi. I due più vecchi (risalenti agli anni '60) a olio combustibile sono fuori servizio. Un gruppo a carbone da 240 MW del 1986 e uno più recente (del 2005) da 350 MW costituiscono le unità funzionanti. Si tratta di uno degli impianti, nel complesso, meno efficienti presenti in Italia (l'unità più vecchia è sotto il 31%, quella più nuova sotto il 40%) ed è quindi caratterizzato da emissioni medie specifiche di CO<sub>2</sub> (g/kWh) molto elevate. Per correttezza tecnica va evidenziato come le performance emissive siano sensibilmente differenti tra le due unità proprio a causa dei diversi rendimenti.

Nel 2018 l'impianto ha emesso poco più di 1 MtCO<sub>2</sub>, leggermente meno del 2017 quando aveva emesso oltre 1,07 MtCO<sub>2</sub>, un valore a sua volta superiore a quello del 2016 (0,68 Mt) in cui però aveva funzionato a regime ridotto. Si ricorda a tal proposito che negli anni precedenti l'impianto aveva avuto emissioni sempre sensibilmente superiori (ad esempio oltre 1,29 Mt nel 2015 e circa 1,65 Mt nel 2014) a causa del maggiore numero di ore di funzionamento, soprattutto dell'unità più vecchia e meno efficiente: il valore massimo delle emissioni era stato raggiunto nel 2007 con oltre 2,43 Mt CO<sub>2</sub>.

### **A proposito del Sulcis**

Il Sulcis è un vecchio distretto carbonifero ma la qualità del combustibile è sempre stata considerata pessima a causa dell'elevatissimo tenore di zolfo (10 volte superiore rispetto a quello d'importazione) che ne ha reso piuttosto problematico l'impiego, una delle ragioni per cui non è mai stato particolarmente richiesto. È forse anche questo uno dei motivi per cui l'ipotesi di costruire un nuovo impianto, integrato alla ripresa delle coltivazioni minerarie, in passato aveva trovato poco spazio. Un progetto che sarebbe stato reso possibile solo grazie a impropri finanziamenti in regime CIP6 (neanche si fosse trattato di fonti rinnovabili) o con provvedimenti governativi ad ok che, traducendosi in aiuti di stato, avevano scatenato la severa reazione da parte della Commissione Europea, che aveva avviato una procedura d'infrazione nei confronti dell'Italia. Purtroppo, nel corso degli ultimi anni si era tornato a parlare con insistenza di "progetto integrato" che, grazie alla scusa di dotarlo anche di tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), avrebbe trovato diversi consensi, forse anche a livello europeo. In sostanza il nuovo progetto, fortemente sostenuto dalla regione Sardegna che avrebbe voluto rilanciare il distretto minerario rendendolo un polo di ricerca e sperimentazione sul "carbone pulito", doveva prevedere la

costruzione di un nuovo impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), della potenza di 450 MW, integrato allo sfruttamento della miniera di Nuraxi Figus (che avrebbe dovuto coprire circa il 50% del fabbisogno della centrale, la restante parte sarebbe importata dall'estero), il tutto dotato di un impianto dimostrativo di cattura e confinamento della CO<sub>2</sub> (delle 2,6 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> prodotte ogni anno, circa 1,65 sarebbero catturate). Nell'ipotesi progettuale (che vedeva la partecipazione dell'ENEA, del Ministero dello Sviluppo Economico e di Sotacarbo) si era parlato del ricorso a finanziamenti pubblici previsti dalle norme vigenti e anche degli incentivi CIP6, di fatto assimilando il carbone alle rinnovabili. A questo si sommavano nuovi finanziamenti stanziati dalla Regione Sardegna, evidentemente non paga di una gestione economica fallimentare del progetto Carbosulcis.

Ricordiamo come purtroppo a febbraio 2014 era stato convertito in legge il decreto "Destinazione Italia" con cui si voleva assicurare un incentivo di 30 euro/MWh (per una durata di 20 anni) al vincitore della gara per la realizzazione del nuovo impianto a carbone...

Va però anche detto che a ottobre 2014 la Commissione Europea<sup>162</sup> aveva approvato il Piano di chiusura proprio della miniera di Nuraxi Figus che prevede la cessazione dell'attività di estrazione entro il 31 dicembre 2018. Poi dal 2019 al 2027, tra gli interventi di messa in sicurezza e ripristino ambientale, si prevedrebbe addirittura il riempimento delle gallerie con le ceneri provenienti dalla centrale termoelettrica di Portovesme: una soluzione potenzialmente molto rischiosa vista la tossicità di queste ceneri.

## → FIUME SANTO

L'impianto, recentemente venduto da E-On (precedentemente ancora la proprietà era di Endesa) alla società Ceca EPH, era originariamente costituito da 4 gruppi: due da 160 MW costruiti negli anni '80 e alimentati a olio combustibile e due, da 320 MW, realizzati nella prima metà degli anni '90 alimentati orimulsion. Questi ultimi due furono convertiti a carbone nel 2003, contro l'esplicita volontà della popolazione locale.

Anche i due vecchi gruppi a olio, fermi dalla fine del 2013 e attualmente in fase di dismissione, avrebbero dovuto essere sostituiti con uno nuovo (410 MW) a carbone super critico. Un progetto che avrebbe peggiorato la già difficile situazione ambientale: l'entrata

---

<sup>162</sup> DECISIONE (UE) 2016/286 DELLA COMMISSIONE dell'ottobre 2014 relativa all'aiuto di Stato n. SA.20867 (12/C) (ex 12/NN) cui l'Italia ha dato esecuzione a favore di Carbosulcis SpA. [notificata con il numero C(2014) 6836]

in funzione del nuovo gruppo, infatti, avrebbe comportato un quasi raddoppio del consumo di carbone e quindi un sensibile aumento delle emissioni.

Il Ministero dell'Ambiente aveva dato parere VIA positivo (con prescrizioni) alla realizzazione dell'impianto, ma E.On (prima della vendita a EPH) era fermamente intenzionata a voler fare marcia indietro ritenendo che l'investimento fosse divenuto poco conveniente per le mutate condizioni del mercato elettrico italiano. Purtroppo, però, sia il Governo regionale sia quello nazionale avevano fatto molte pressioni sull'azienda affinché onorasse gli impegni precedentemente presi. EP Produzione (società italiana del gruppo energetico ceco EPH) a maggio 2016 ha formalmente comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico la rinuncia al nuovo gruppo a carbone per evidenti ragioni di mercato e quindi economiche che non giustificano più un investimento stimato in oltre 700 milioni di euro. Nella stessa comunicazione la società si è impegnata a mantenere la continuità operativa della centrale nel suo assetto produttivo attuale con i necessari adeguamenti ambientali.

L'impianto nel 2018 ha emesso circa 3,16 MtCO<sub>2</sub>, valore leggermente inferiore a quello 2017 quando le emissioni avevano superato 3,51 MtCO<sub>2</sub>, che però aveva anche rappresentato un dato in forte rialzo rispetto al 2016 quando aveva emesso oltre 2,53 MtCO<sub>2</sub>, valore a sua volta leggermente superiore alle oltre 2,4 milioni di tonnellate del 2015. I valori del 2017 e 2018 sono comunque mediamente inferiori rispetto a quanto veniva emesso prima del 2013, questo non certo per migliorate performance ambientali ma per la chiusura delle due unità a olio combustibile che, ricordiamo, è avvenuta proprio nel 2013.

L'azienda dichiarando la sua disponibilità a chiudere con il carbone entro il 2025 conferma l'interesse a convertire sia a biomasse (ndr, di importazione) sia a gas. Insomma, progetti potenziali che non comporterebbero certo sensibili miglioramenti ambientali e che per tali motivi non sono troppo ben visti dal mondo ambientalista.

#### → **BASTARDO - PIETRO VANNUCCI**

Impianto di proprietà Enel è costituito da due gruppi da 75 MW alimentati a carbone. Originariamente nasceva negli anni '60 per essere alimentato lignite ma in seguito al processo di nazionalizzazione viene affidato ad ENEL che, quando era ancora in fase di costruzione, lo converte a olio combustibile poi, nel 1988-1991, fu nuovamente convertito a carbone.

Questo impianto ha sempre costituito una vera anomalia: a differenza di tutti gli altri che sono collocati sulla costa (o su un'importante via d'acqua), per renderne più facile l'approvvigionamento di combustibile, è situato in pieno entroterra (provincia di Perugia). Questo ha fatto sì che per i rifornimenti si sia dovuto fare ricorso al trasporto prima con treni (dal porto di Ancona alla stazione di Foligno) poi con camion. Il tutto con un ulteriore peggioramento delle performance ambientali complessive (comprese le emissioni di CO<sub>2</sub>). Va peraltro detto che l'impianto, caratterizzato da una bassa efficienza, ha sempre mostrato dati di emissione estremamente elevati per numerosi inquinanti (tra cui mercurio e arsenico) accompagnati a preoccupanti dati di tipo epidemiologico. L'opposizione dei cittadini in passato si è scontrata con gli interessi aziendali e con il sempre presente ricatto occupazionale. La nuova dirigenza Enel è però orientata alla chiusura dell'impianto, anche per ragioni connesse alla necessità di adeguamento del suo parco centrali alle mutate condizioni del mercato elettrico nazionale. Si era dapprima parlato di una chiusura entro il 2019, poi alla fine del 2016 si era parlato di immediata chiusura, ma **a gennaio 2017 il Mise (su indicazione di Terna) aveva disposto un rinvio della chiusura per fare fronte all'improvvisa carenza di energia elettronucleare proveniente dalla Francia.** È comunque evidente che nel corso degli ultimi anni la produzione dell'impianto è drasticamente calata e questo si è riflesso sulle emissioni di CO<sub>2</sub> che nel 2018 sono state di appena 46 tonnellate, contro le 20.137 tonnellate del 2017 o le 13.610 del 2016. Ricordiamo come invece fino al 2009, quando si viaggiava a pieno regime, le emissioni potevano superare facilmente il milione di tonnellate.

#### → BRESCIA – LAMARMORA

Impianto della A2A è costituito da tre gruppi di cui uno da 70 MW, risalente al 1988, è policombustibile, ossia può essere alimentato a carbone, gas e olio anche in combinazione mista.

### 3.3 Impianti chiusi solo recentemente

#### → GENOVA – LANTERNA

Impianto di proprietà Enel prende il suo nome dalla localizzazione proprio sotto il simbolo monumentale di Genova. Costituito da tre gruppi, per complessivi 295 MW, fu terminato

nei lontani anni '50 e avrebbe già dovuto essere chiuso da molto tempo, vista anche la sua infelice collocazione, praticamente a ridosso del centro della città. Solo nel recente passato era stato presentato un piano di dismissione dell'obsoleta centrale: le due unità più piccole e vecchie erano state messe fuori servizio nel 2012 e nel 2014, la terza unità (da 155MW) è stata chiusa nel 2017. Enel, in realtà, già alla fine del 2016 ne aveva chiesto la chiusura anticipata, ma **a gennaio 2017 il Mise (su indicazione di Terna) aveva imposto (come per l'impianto di Bastardo) di restare operativo per fare fronte alla provvisoria riduzione di energia importata dalla Francia dove diversi impianti elettronucleari erano stati fermati.** Cessata la fase emergenziale l'impianto è stato finalmente chiuso.

Interessante ricordare che il nuovo amministratore delegato Enel, nel corso di una audizione in Senato, illustrando le future politiche aziendali, tra le altre cose aveva esplicitamente ammesso come non siano più pensabili dei siti produttivi dentro gli agglomerati urbani.

Nel 2016 l'impianto che ha funzionato per numero ridotto di ore e con la sola unità da 155 MW ha emesso 233.610 tonnellate di CO<sub>2</sub>. Nel 2015 l'impianto, sempre con la sola unità da 155 MW, ma con un maggior numero di ore di lavoro aveva emesso ben 807.445 tonnellate. Ovviamente quando erano in funzione anche le altre due unità, le emissioni arrivavano ad essere più che doppie.

### **3.4 Progetti che incombevano: le minacce sventate**

#### **→ SALINE JONICHE**

Quello di Saline Joniche, in provincia di Reggio Calabria, è stato il più grande progetto di costruzione ex-novo di una centrale a carbone in Italia negli ultimi anni. Si tratta, infatti, di un impianto che doveva essere costituito da 2 gruppi da 660 MW (per complessivi 1.320 MW) con tecnologia ultra super critica. Il progetto era stato presentato da SEI spa, una società di progetto partecipata per il 57,5% dal gruppo svizzero Repower A.G., per il 20% dal Gruppo Hera, per il 15% da Foster Wheeler Italiana S.r.l. e per il 7,5% da Apri Sviluppo S.p.A.

Il progetto d'impianto, nel giugno del 2012, aveva avuto parere VIA favorevole grazie a un Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, controfirmato dal Ministro dell'Ambiente

(già precedentemente favorevole). Il ricorso al DPCM si era reso necessario per superare l'opposizione motivata da parte Ministero dei Beni Culturali. Opposizione che, peraltro, si andava a sommare a quella della Regione Calabria e degli enti locali.

L'impianto si sarebbe venuto a collocare in una vecchia area industriale già devastata da stabilimenti (Liquichimica) e infrastrutture mai realmente decollati, come molte altre opere realizzate nel mezzogiorno d'Italia, che testimoniano la quantomeno distorta visione di quale sviluppo dare a certe aree. Stiamo infatti parlando di luoghi di grande bellezza e con elevati valori naturalistici che avrebbero dovuto portare a investire in una valorizzazione turistica di qualità, rispettosa degli equilibri ambientali e paesaggistici, e non sulla costruzione di inutili, quanto dannose, cattedrali nel deserto, antitetiche ad uno sviluppo sostenibile e duraturo. Occorre anche ricordare come proprio quest'area industriale sia stata fortemente voluta dalla Ndrangheta che vi si è arricchita grazie alla distrazione (per non dire complicità) di una classe politica poco propensa alla tutela dei beni ambientali e sociali. E il rischio d'infiltrazione malavitose risultava quindi estremamente elevato anche nel nuovo progetto impiantistico.

La Regione Calabria e le pubbliche amministrazioni locali oltre ai comitati e alle Associazioni ambientaliste avevano provveduto a impugnare il decreto VIA governativo.

Oltre a un numero imprecisato di ricorsi presentati contro il progetto, la stessa popolazione del Cantone svizzero dei Grigioni si era pronunciata contro l'impianto a carbone attraverso un referendum popolare, un fatto di notevole rilevanza considerato che la società Repower è a partecipazione pubblica e il 58% era controllato proprio dalle autorità cantonali. Anche per tale motivo la Repower, a seguito del referendum, aveva proceduto alla cessione delle proprie quote azionarie detenute in SEI.

Sul fronte strettamente legale si ricorda che il 27 febbraio 2015 il TAR (Tribunale amministrativo) del Lazio aveva emesso la sentenza con cui veniva accolto il ricorso delle associazioni ambientaliste annullando sia il DPCM, con cui si autorizzava l'impianto, sia il decreto VIA. A maggio 2015 la Società SEI aveva fatto appello al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR. Il Consiglio di Stato a maggio 2016, con argomentazioni tecnicamente discutibile, aveva dato ragione alla SEI, ma anche a fronte di questo parere favorevole il progetto è sostanzialmente fallito: in data 17 novembre 2016 la società SEI ha formalizzato al Ministero dello Sviluppo Economico la rinuncia al progetto.

### **3.5 Progetti “storici” abbandonati**

## → PORTO TOLLE

Impianto di proprietà Enel con le stesse caratteristiche di quello (vecchio) di Torrevaldaliga Nord: contava 4 gruppi da 660 MW (potenza complessiva 2.640 MW) alimentati a olio combustibile. La centrale che oggi è ferma e in fase di dismissione, fino al 2014 era interessata da uno dei più grandi progetti di riconversione a carbone, analogo a quello avvenuto di Civitavecchia. Anche a Porto Tolle, infatti, il nuovo impianto sarebbe stato costituito da 3 gruppi da 660 MW (per complessivi 1.980 MW) con tecnologia super critica.

Ricordiamo che la centrale ha rappresentato per decenni un caso emblematico delle anomalie italiane nella gestione del territorio, e non solo. L'impianto, infatti, si colloca nel Parco Regionale del Delta del Po in Veneto, di fatto a ridosso del confine con l'Emilia Romagna. Si tratta di un'area dall'elevato pregio naturalistico che vede, tra l'altro, la presenza di siti d'interesse comunitario (SIC) e una zona umida protetta dalla convenzione Ramsar. Ragioni per cui massimo doveva essere il livello di tutela. Purtroppo, i fatti hanno dimostrato come il vecchio impianto a olio combustibile abbia arrecato non pochi danni, provocando gravi fenomeni d'inquinamento e danni alle persone, motivi per cui, nel 2006, furono condannati i massimi dirigenti Enel e i gestori dell'impianto, riconosciuti responsabili di mala gestione. In realtà l'attività della magistratura era proseguita e, anche grazie ai risultati di un importante studio epidemiologico effettuato dalle Asl di Rovigo e Adria, oltre che all'attività delle stesse associazioni ambientaliste e dei cittadini, nel 2012 si era arrivati al rinvio a giudizio dei responsabili dell'azienda, condannati in primo grado (2014), ma poi purtroppo assolti nei successivi gradi di giudizio.

In una situazione tanto delicata che avrebbe dovuto spingere verso la soluzione più sostenibile, ossia la chiusura e la dismissione dell'impianto, l'azienda per molti anni aveva portato avanti il progetto di riconversione a carbone, il tutto in esplicito contrasto con la stessa normativa regionale (L.R. 36/1997) che recitava: *"Nell'ambito dell'intero comprensorio dei comuni interessati al Parco del Delta del Po si applicano le seguenti norme: a) gli impianti di produzione di energia elettrica dovranno essere alimentati a gas metano o da altre fonti alternative di pari o minor impatto ambientale"*.

Una norma talmente chiara che, in qualsiasi paese civile e democratico, avrebbe impedito il proseguimento dell'iter di riconversione, ma in Italia le cose sono andate diversamente: il governo nazionale si espresse a favore della riconversione con pronunciamento positivo dell'ufficio VIA del Ministero dell'Ambiente. Successivamente il Consiglio di Stato aveva annullato il parere VIA, accogliendo il ricorso delle associazioni ambientaliste, ma al

contempo si suggeriva alla regione Veneto di superare il problema andando a modificare la legge regionale 36 con cui si istituiva il Parco del Delta del Po che rappresentava il principale elemento ostativo. E la regione aveva prontamente accolto il suggerimento. Come a dire: se una legge impedisce di realizzare progetti ambientalmente insostenibili, allora è meglio modificarla...

Il progetto ha dovuto quindi essere sottoposto a nuova procedura di valutazione d'impatto ambientale e, forse anche grazie alle pressioni del mondo ambientalista, la Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente aveva dato parere "interlocutorio – negativo".

Finalmente, nell'autunno 2014, Enel ha dichiarato di rinunciare alla riconversione a carbone dell'impianto sostanzialmente per ragioni economiche connesse alle mutate condizioni del mercato elettrico nazionale. In sostanza un investimento di oltre 2,5 miliardi di euro non sarebbe stato più giustificabile a fronte di una marcata over capacity e di consumi elettrici che non sembrano destinati ad aumentare.

A prescindere dalle motivazioni che sono alla base della rinuncia, è evidente come questa rappresenti una importante vittoria innanzitutto per l'ambiente e la salute dei cittadini: occorre infatti rammentare come la riconversione a carbone avrebbe comportato un incremento di tutte le emissioni, questo anche in considerazione del fatto che il vecchio impianto a olio combustibile negli ultimi anni di funzionamento stesse operando oramai a regime assai ridotto (e negli ultimi tempi fosse sostanzialmente fermo), mentre quello nuovo (a carbone) sarebbe stato attivo per circa 6.500 ore anno. Il quantitativo di inquinanti emessi da qualsiasi impianto è, infatti, funzione non solo della tecnologia e del combustibile adottati ma anche del numero di ore di funzionamento, così l'impianto riconvertito avrebbe provocato emissioni di CO<sub>2</sub> anche superiori a 10,5 milioni di tonnellate annue, a cui si sarebbero aggiunte quelle di tutti gli altri inquinanti puntali (dagli ossidi di zolfo a quelli di azoto, dalle polveri fini e ultrafini ai composti organici, ecc.), senza considerare il passaggio di imbarcazioni per il trasporto del carbone, del calcare, delle ceneri, ecc.

## 4. Cattura e sequestro del carbonio (CCS)

### 4.1 Cos'è la CCS

Il carbone è la fonte fossile più abbondante e la più impiegata nella generazione elettrica ma è anche quella con le più alte emissioni specifiche di gas serra (abbiamo visto come 1 kWh da carbone produce circa il doppio della CO<sub>2</sub> di uno da gas naturale).

**Per continuare a usare il carbone si è pensato, quindi, di sequestrare l'anidride carbonica prima che sia rilasciata in atmosfera.** A tale proposito sono allo studio una serie di tecnologie finalizzate a catturare e sequestrare questo gas, si parla appunto di Carbon Capture and Storage (CCS). In sostanza la CCS è considerata una delle possibili opzioni per stabilizzare la concentrazione atmosferica di CO<sub>2</sub> ma **in nessuno scenario viene ritenuta come sostitutiva delle misure di efficienza energetica o di un largo impiego di fonti rinnovabili.** Malgrado ciò, in molti rapporti tecnici le si assegna comunque ancora un ruolo importante al fine di arrivare ad avere un settore energetico de-carbonizzato, questo sia nei pesi occidentali sia nelle economie emergenti (Cina in primis).

La via che gli studiosi considerano più promettente è quella, per così dire, di tipo geologico, consistente nel catturare la CO<sub>2</sub> e stoccarla in appropriate formazioni geologiche. Solitamente si tratta di vecchi pozzi di petrolio e gas o anche in acquiferi salini. Fortunatamente sembra essere stata sostanzialmente abbandonata l'ipotesi di immettere l'anidride carbonica a grandi profondità oceaniche. Questa strada fu fortemente sconsigliata dagli scienziati poiché l'immissione di CO<sub>2</sub> in acqua ne provoca un aumento dell'acidità con danni incalcolabili agli ecosistemi marini e non solo.

### 4.2 Lo stato di sviluppo della CCS

La IEA <sup>163</sup> considerava la diffusione della CCS come la strada maestra per conciliare l'uso di carbone con la necessità di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, ma riteneva anche che i costi fossero ancora assai incerti: l'esperienza che ancora deve essere acquisita, tramite

---

<sup>163</sup> IEA - *Energy and Climate Change: World Energy Outlook Special Report 2015*

operazioni su larga scala con progetti dimostrativi, sarà fondamentale per le prospettive di diffusione, ma la fase dimostrativa è solo all'inizio e, anche secondo una visione assai ottimistica, "rischia di durare per oltre un decennio" <sup>164</sup>.

Stando sempre a quanto affermava la IEA, alla fine del 2010, su un totale di 234 progetti CCS, solo otto impianti dimostrativi erano in funzione, ma solo alcuni di questi erano stati considerati potenzialmente idonei allo stoccaggio permanente di CO<sub>2</sub>. Ovviamente si tratta di progetti sperimentali che nulla hanno a che vedere con la reale operatività su grande scala.

Nell'Outlook 2015 <sup>165</sup>, **la IEA parlava di 13 progetti operativi nel mondo che, alla fine del 2014, avrebbero catturato 26 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, ma di questi solo 5,6 milioni sono immagazzinati in modo pienamente monitorato e verificato** <sup>166</sup>.

E sempre secondo la visione veramente molto ottimistica della IEA <sup>167</sup>, con 35 progetti (tra quelli già realizzati, quelli in costruzione e quelli in avanzato stato di progetto) entro il 2025 si avrebbe la potenzialità di catturare 63 milioni di tonnellate annue di CO<sub>2</sub>. Se anche queste stime fossero vere, i risultati sarebbero assai modesti rispetto alle emissioni da carbone a livello mondiale (oltre 14 miliardi di tonnellate annue!) e rispetto agli esorbitanti investimenti di cui la CCS sta beneficiando.

### **4.3 Le criticità dietro allo sviluppo della CCS**

Come si leggeva nell'Outlook 2011 della IEA <sup>168</sup>, la CCS solleva molte questioni giuridiche, normative ed economiche che devono essere necessariamente risolte prima che questa possa essere diffusa. A tale riguardo sia la IEA sia organismi quali il Global CCS Institute e il Carbon Sequestration Leadership Forum, hanno avviato molteplici iniziative per facilitare la diffusione della CCS, ma la strada da fare è ancora molta prima di arrivare a una diffusione commerciale.

---

<sup>164</sup> IEA - World Energy Outlook 2011

<sup>165</sup> IEA - World Energy Outlook 2015

<sup>166</sup> IEA – Tracking Clean Energy Progress 2015

<sup>167</sup> IEA – Tracking Clean Energy Progress 2015

<sup>168</sup> IEA - World Energy Outlook 2011

Secondo l'Agencia Internazionale per l'Energia (IEA, 2009) le principali sfide, perché la CCS possa avere successo a livello commerciale, riguardano:

→ Gli **alti costi di costruzione**. Se s'ipotizza(va) un costo medio di 3.800 dollari per kW installato (e vedremo più avanti come questi costi siano stati pesantemente sottostimati), questo significa che per un impianto da 1.000 MW il costo sarebbe di quasi 4 miliardi di dollari, si tratta di cifre molto impegnative che trovano poca propensione ad essere finanziate soprattutto in assenza di forti penalità sul prezzo delle emissioni di carbonio.

→ Gli impianti dotati di CCS hanno **costi di esercizio e manutenzione sensibilmente più elevati** rispetto agli analoghi impianti a carbone che ne sono sprovvisti, peraltro la CCS comporta una riduzione dell'efficienza dell'impianto che si traduce in una minore capacità produttiva.

→ La necessità di realizzare **adeguate e costose infrastrutture di trasporto della CO<sub>2</sub>**.

→ La necessità di ottenere il **consenso delle comunità locali** (accettazione pubblica).

→ La necessità di disporre di **adeguate condizioni geologiche e un quadro normativo appropriato** al fine di garantire uno stoccaggio sicuro e permanente della CO<sub>2</sub>.

A proposito dello stoccaggio geologico, una delle criticità, è rappresentata dalla **scarsa facilità di prevedere un possibile ritorno in atmosfera della CO<sub>2</sub> attraverso camini di fuga** (faglie o fratture naturali), aspetto, che da un lato vanificherebbe tutti gli sforzi (anche quelli energetici) fatti per confinarla, dall'altro potrebbe anche mettere a rischio le eventuali popolazioni che vivono nelle vicinanze. La CO<sub>2</sub>, infatti, è un gas che quando supera certe concentrazioni (oltre il 10% in volume) risulta letale (asfissia e paralisi dei centri respiratori) come insegna, ad esempio, quanto accaduto nel '86 presso il lago Nyos in Camerun, dove l'improvvisa fuoriuscita di 80 Mm<sup>3</sup> di anidride carbonica provocò la morte di quasi 1.800 persone. Occorre anche rammentare come la CO<sub>2</sub>, nelle normali condizioni atmosferiche, risulti inodore e incolore ed essendo più pesante dell'aria (circa 1,5 volte), tende a stratificare verso il basso, aumentando così i rischi proprio per persone e animali.

**Gli ingenti costi dei sistemi di cattura e la contemporanea perdita di efficienza** (per produrre la stessa quantità di elettricità occorrerà usare più combustibile) **si rifletteranno sui prezzi in bolletta**. Si stimava, infatti, che l'applicazione delle

tecnologie CCS avrebbe provocato un incremento dei costi dell'energia elettrica compreso tra il 39% e il 64%, a seconda della tecnologia e della fonte di energia considerata (IEA, 2011). Altri autori stimano un aumento di costi anche superiore all'80%.

In generale la **IEA stimava che i costi di costruzione degli impianti con CCS fossero almeno del 60% superiori rispetto a quelli di equivalenti impianti privi di sistemi di cattura.**

Nel 2014 i costi esorbitanti della CCS sono stati confermati dalla prima centrale termoelettrica commerciale dotata di tali tecnologie che è stata realizzata in Canada. Si tratta in realtà del revamping di **un piccolo impianto a carbone di appena 110 MW di potenza che, con il dispositivo CCS, è costato la bellezza di 1,35 miliardi di dollari canadesi, equivalenti a circa 0,95 miliardi di euro. L'operazione è stata possibile solo grazie a gli ingenti finanziamenti erogati dal governo canadese e a situazioni ambientali considerate molto favorevoli.** I dati economici appena citati non dovrebbero indurre all'ottimismo neanche i sostenitori della CCS. In merito a questo progetto, incomprensibilmente la IEA lo considerava un successo (una "pietra miliare")<sup>169</sup> ma si è guardata bene dall'evidenziare i **costi assolutamente fuori mercato**: stiamo parlando di circa 8,6 miliardi di euro per un impianto da 1.000 MW.

**Si stima che la prima centrale elettrica di grande taglia (progetto "Kemper County" da 582 MW<sup>170</sup>) con tecnologia CCS (cattura del 65% della CO<sub>2</sub>) negli Stati Uniti abbia superato il costo di 11.400 dollari per kW, risultando cioè da oltre 6 a oltre 11 volte più costosa dei progetti recenti di impianti solari o eolici (rispettivamente).**

Stando sempre ai dati IEA, la perdita di efficienza degli impianti termoelettrici dotati di CCS è di circa 8-10% a seconda che si tratti di sistemi di cattura pre o post combustione. Altre fonti avevano stimato perdite di efficienza ancora superiori, ad esempio per l'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA) **l'applicazione della CCS alle centrali termoelettriche comporta un loro maggiore consumo di energia nell'ordine del 15-25%**, a seconda del tipo di tecnologia di cattura applicata. Il consumo aggiuntivo di combustibile compensa (in parte) gli effetti positivi del sequestro della CO<sub>2</sub> a causa delle ulteriori emissioni dirette e indirette. È quindi importante, secondo l'EEA<sup>171</sup>, che le

---

<sup>169</sup> IEA – Tracking Clean Energy Progress 2015

<sup>170</sup> <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/kemper.html>

<sup>171</sup> Air pollution impacts from carbon capture and storage (CCS) - EEA Technical report, No 14/2011

potenziali interazioni tra l'applicazione delle tecnologie CCS e la qualità dell'aria siano ben studiate al fine di poter arrivare a un'applicazione generalizzata di questa tecnologia. **L'Agenzia, al riguardo, rilevava come gran parte delle informazioni ancora disponibili in letteratura, inerenti le emissioni d'inquinanti atmosferici per le tecnologie di conversione energetica con CCS, siano basate su ipotesi e non su misurazioni effettive.** Una corretta analisi quantitativa sarà indispensabile per passare dalla fase di laboratorio o pilota all'attuazione su vasta scala.

#### 4.4 Una strada percorribile?

La IEA da anni sostiene che occorranza subito ingenti investimenti per arrivare a dimostrare la fattibilità economica della CCS. Oltre a questo, affinché la CCS possa trovare una certa diffusione occorrerà da un lato che i suoi costi si riducano, dall'altro che il prezzo delle emissioni di carbonio aumenti sensibilmente. **Senza una serie di fattori economici e politici sarà poco probabile che tale tecnologia riesca a diffondersi.**

Nella seguente tabella tratta dall'Outlook 2015 della IEA <sup>172</sup> vediamo come nel 2040, secondo stime assai ottimistiche, solo il 3% della potenza complessiva da carbone sarà dotata di tecnologia CCS.

**Table 8.6 > Coal capacity by technology, 2014 and 2040 (GW)**

	2014					2040				
	OECD	China	India	Rest of world	World	OECD	China	India	Rest of world	World
Total	647	864	174	238	1 922	412	1 175	438	443	2 468
Subcritical	415	529	149	158	1 251	161	476	196	210	1 044
Supercritical	147	205	25	28	405	120	318	222	103	764
Advanced	85	130	0	51	266	98	355	21	123	597
CCS	0.1	-	-	-	0.1	33	25	-	6	63
Subcritical	64%	61%	86%	67%	65%	39%	41%	45%	48%	42%
Supercritical	23%	24%	14%	12%	21%	29%	27%	51%	23%	31%
Advanced	13%	15%	0%	21%	14%	24%	30%	5%	28%	24%
CCS	0%	-	-	-	0%	8%	2%	0%	1%	3%

Fonte: IEA - World Energy Outlook 2015

<sup>172</sup> Fonte: IEA - World Energy Outlook 2015

Conviene qui riflettere su quanto affermava John Turner, ricercatore del National Renewable Energy Laboratory USA, che si chiedeva se gli ingenti investimenti sulla CCS costituivano il modo migliore per spendere le limitate risorse energetiche e finanziarie. Secondo lui (e secondo molti altri illustri scienziati) il solo fatto di possedere grandi riserve di carbone non significa che debbano necessariamente essere usate. Quelle stesse risorse economiche potrebbero meglio essere investite in altre direzioni quali l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili.

L'Unione Europea considera la CCS come tecnologia ponte per conseguire, entro il 2050, gli obiettivi di de-carbonizzare del settore elettrico e industriale. Ma la sua attuazione non dovrebbe introdurre ostacoli o ritardi all'obiettivo comunitario di muoversi verso un minore consumo di energia e un'economia più efficiente nell'uso delle risorse. Secondo l'Agenzia Europea per l'Ambiente, la tecnologia CCS non dovrebbe, ad esempio, servire da incentivo per aumentare il numero degli impianti a combustibili fossili.<sup>173</sup>

**Il WWF ritiene che i costi per gli impianti di cattura e stoccaggio del carbonio non possano essere sostenuti dalla collettività:** l'Unione Europea sta finanziando impianti sperimentali che in molti casi costituiscono solo una giustificazione per procedere alla costruzione di nuove centrali, applicando il molto discutibile principio "chi inquina viene pagato per non inquinare".

In merito alla reale possibilità che la CCS possa trovare diffusione su larga scala è peraltro interessante lo studio, piuttosto critico, pubblicato sulla rivista scientifica *International Journal of Greenhouse Gas Control*<sup>174</sup>. In questo lavoro si evidenziavano le molte incertezze dal punto di vista geologico connesse alla CCS, oltre che alla mastodontica opera infrastrutturale necessaria per catturare la CO<sub>2</sub> prodotta da centinaia d'impianti. Questi aspetti si traducono in pesanti incertezze sul piano economico. Tutte le considerazioni spingevano gli autori a ritenere che ancora molta strada debba essere fatta sul piano della ricerca prima che la CCS possa essere applicata su scala industriale.

E la realtà sulla CCS si sta dimostrando ancora più severa: gli elevatissimi costi intrinseci, le molte incertezze che la contraddistinguono (anche in termini di reale potenziale di mitigazione climatica) e la sempre maggiore concorrenza delle fonti rinnovabili i cui prezzi

---

<sup>173</sup> Air pollution impacts from carbon capture and storage (CCS) - EEA Technical report, No 14/2011

<sup>174</sup> R. S. Middleton et al - Effects of geologic reservoir uncertainty on CO<sub>2</sub> transport and storage infrastructure. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 8 (2012) 132-142

sono ormai enormemente più competitivi, stanno nei fatti decretando l'assoluto insuccesso di questa opzione.

## **CONCLUSIONI**

### **Rinunciare al carbone per puntare al futuro**

In questo dossier sono state argomentate, con evidenze scientifiche, tecniche ed economiche, le principali motivazioni sul perché occorra rinunciare a una fonte esauribile e inquinante come il carbone, che non risolve i problemi energetici, ma aggrava pesantemente quelli climatici e costituisce un evidente pericolo per la salute umana e per molte attività economiche.

Il WWF da molti anni sostiene che, per un paese come l'Italia, il carbone non solo non serve a migliorare né la bilancia dei pagamenti né la sicurezza energetica nazionale, poiché non si dispone di riserve carbonifere degne di questo nome, ma non permetta (sul lungo periodo) neanche di ridurre la bolletta energetica, dal momento che il suo prezzo, soprattutto quello commerciato a livello internazionale, è condizionato dal costo del petrolio, la fonte necessaria per trasportarlo via nave.

Il WWF, in pieno accordo con la comunità scientifica internazionale, considera il carbone come il primo nemico del clima planetario a causa delle elevate emissioni di gas serra derivate dalla sua combustione, e anche come la fonte energetica più inquinate con ricadute estremamente gravi per la salute delle persone.

A tutto questo si associano pesanti esternalità i cui danni economici, se correttamente conteggiati, finirebbero col mettere immediatamente fuori mercato il carbone. Se già solo si attribuisse un prezzo adeguato alla CO<sub>2</sub> emessa, il carbone sarebbe diseconomico. Per questo abbiamo più volte proposto correttivi, anche solo nazionali, all'Emission Trading Scheme europeo, a partire da un prezzo minimo per il carbonio (carbon floor price).

Un paese come l'Italia, per fronteggiare le sfide climatiche e la stessa cronica carenza di certe materie prime, non potrà che puntare su un diverso modello energetico centrato sul risparmio, l'efficienza e le fonti rinnovabili, a partire dalla generazione distribuita in piccoli impianti alimentati sempre più da fonti rinnovabili allacciate a reti intelligenti (Smartgrids) integrate da adeguati sistemi di accumulo. Il modello fondato su grandi centrali e lo sfruttamento dei combustibili fossili è già entrato in crisi, il tentativo di perpetuarlo attraverso impianti che usano fonti energetiche che causano enormi e crescenti problemi ambientali è anti-storico e sottopone la collettività a rischi e a costi inammissibili e duraturi. La pigrizia imprenditoriale e le rendite di posizione non possono essere premiate: la transizione verso il nuovo modello energetico e la nuova economia è iniziata. Non cogliere queste importanti opportunità rischia di condannare il nostro paese

in una posizione di retroguardia tecnologica, di insicurezza energetica, di crisi economica e occupazionale.

La Strategia Energetica Nazionale del 2017 ha segnato un primo passo nella giusta direzione assumendo l'obiettivo di chiudere con il carbone entro il 2025, ma si è trattato solo di un indirizzo politico che, per divenire operativo, dovrebbe necessariamente essere accompagnato da una serie di provvedimenti concreti definiti in un Piano Nazionale Energia e Clima capace di orientare da subito il sistema energetico verso un modello davvero green, non disperdendo tempo e risorse aumentando gli investimenti nel gas, tanto più che le infrastrutture sono già largamente superiori alle necessità. Auspici che purtroppo non sembrano essere stati ancora fatti propri dall'attuale Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, assolutamente non coerente con una ambiziosa strategia energetico-climatica di lungo termine. Solo un'accelerazione verso il totale soddisfacimento della domanda di energia con le fonti rinnovabili garantirà una adeguata sicurezza energetica e permetterà di arrivare alla necessaria decarbonizzazione del settore energetico entro il 2050.

