

Rassegna bibliografica di studi LCA per i sistemi di produzione di energia elettrica

Settembre
2022



REPORT

Prof. Bruno NOTARNICOLA

Consigliere scientifico del Ministro della Transizione Ecologica, Prof. Roberto CINGOLANI, sulle tematiche del Life Cycle Assessment nel campo dell'energia e dei trasporti

INDICE

Sintesi	7
Abstract	9
Glossario	10
1. Introduzione	12
1.1. Obiettivo e struttura del rapporto	12
1.2. Il contesto energetico attuale.....	13
1.2.1. Le politiche di transizione energetica in Europa e in Italia.....	13
1.2.2. Il mix elettrico italiano: scenario attuale e prospettive future.....	14
1.3. Metodologia di LCA	15
1.4. Griglia di analisi e lavori analizzati.....	17
2. Definizione dell’obiettivo e del campo di applicazione	21
2.1. Unità funzionale (UF)	21
2.2. Confini del sistema.....	23
2.3. Sistema di allocazione	24
2.4. Categorie d’impatto	25
3. Analisi di inventario	26
3.1. Composizione dei mix elettrici attuali e futuri	26
3.2. Caratteristiche delle tecnologie termoelettriche e rinnovabili.....	30
3.3. Produzione di energia elettrica ed efficienza degli impianti	33
3.4. Emissioni centrali termoelettriche.....	39
3.5. Dati di inventario nelle diverse fasi del ciclo di vita delle tecnologie	40
4. Fase di Valutazione di Impatto	42
4.1. Analisi impact assessment per tecnologia.....	42
4.1.1. Considerazioni complessive sui risultati di tutte le tecnologie.....	42
4.1.2. Analisi dettagliata per tecnologia.....	52
4.2. Analisi dell’impact assessment inerente al mix elettrico italiano	61
4.2.1. Le categorie più impattanti nel mix attuale.....	61
4.2.2. Confronto con i mix di scenari futuri: PNIEC e Green Deal	63
4.2.3. Analisi per singola categoria d’impatto	68
5. Analisi dell’interpretazione dei risultati e considerazioni finali	78
5.1. Analisi delle varie fonti di energia	78
5.1.1. Fonti fossili	78

5.1.2. Il nucleare.....	79
5.1.3. Fonti rinnovabili.....	80
5.2. Scenari futuri	83
5.2.1. Analisi comparativa del mix elettrico italiano del 2021 con alcuni scenari energetici ipotetici.....	84
6. Conclusioni	89
Bibliografia	90
Ringraziamenti	96
A: Appendice – schede riassuntive degli studi analizzati	97

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1: Mix elettrico in Unione Europea, Gennaio-Settembre 2020.....	14
Figura 1-2: Struttura della LCA secondo l'ISO 14040	16
Figura 1-3: Fasi della Valutazione di Impatto LCIA	17
Figura 3-1: Produzione mondiale di energia elettrica nel 2019 (TWh)	27
Figura 3-2: Evoluzione del mix elettrico italiano per fonte (2018-2030). L'import è al netto dell'esportazione	29
Figura 3-3: Produzione di elettricità, classificata per fonti energetiche, e sua evoluzione dal 2018 al 2030 per i diversi paesi europei (Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Portogallo, Spagna e Italia) (TWh).....	30
Figura 4-1: Risultati normalizzati, non pesati, in termini di contributo delle varie categorie di impatto, per ciascuna tecnologia (dati riferiti alla produzione di 1TWh di energia elettrica in Europa), anno 2020.....	44
Figura 4-2: Risultati normalizzati e pesati, in termini di contributo delle varie categorie di impatto, per ciascuna tecnologia (dati riferiti alla produzione di 1TWh di energia elettrica in Europa), anno 2020.....	45
Figura 4-3: Emissioni GHG per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in g CO ₂ eq./kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni di gas serra	46
Figura 4-4: Emissioni eutrofizzanti (acqua dolce) per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in mg P eq./kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni	48
Figura 4-5: Tossicità umana (non cancerogena) per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in CTUh/TWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni	49
Figura 4-6: Tossicità umana (cancerogena) per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in CTUh/TWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni	49
Figura 4-7: Uso del suolo, per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in punti, in termini di qualità del suolo). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate del potenziale impatto.....	50
Figura 4-8: Dissipazione dell'acqua per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (litri/kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate del potenziale impatto	51
Figura 4-9: Uso di risorse, per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (mg Sb eq./kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate del potenziale impatto	52
Figura 4-10: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1kWh (nel 2020 in Europa) con tecnologia a polvere di carbone (senza CCS).....	52
Figura 4-11: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1kWh (nel 2020 in Europa) con tecnologia a gassificazione a ciclo combinato (senza CCS)	53
Figura 4-12: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa) con tecnologia a polvere di carbone (con CCS).....	54
Figura 4-13: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con tecnologia basata sull'uso del gas naturale (senza CCS)	55

Figura 4-14: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso dell'idroelettrico	56
Figura 4-15: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso del nucleare	57
Figura 4-16: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso della tecnologia a concentrazione solare a specchio parabolico.....	58
Figura 4-17: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa) con uso del fotovoltaico (al silicio) montato a terra.....	59
Figura 4-18: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso dell'eolico onshore.....	60
Figura 4-19: Caratterizzazione del mix elettrico italiano 2019. Impatti per 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte	62
Figura 4-20: Mix 2019 normalizzato sugli impatti globali pro-capite, moltiplicato per consumo elettrico italiano pro-capite	63
Figura 4-21: Scenario PNIEC normalizzato sugli impatti globali pro-capite, moltiplicato per consumo elettrico italiano pro-capite	64
Figura 4-22: Scenario Green Deal normalizzato sugli impatti globali pro-capite, moltiplicato per consumo elettrico italiano pro-capite	64
Figura 4-23: Confronto tra LCA del mix elettrico attuale e futuri. Risultati in percentuale rispetto al 2016.....	65
Figura 4-24: Risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo (2016).....	66
Figura 4-25: Risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo (scenario base 2030).....	67
Figura 4-26: Risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo (scenario PNIEC 2030)	67
Figura 4-27: Risultati della caratterizzazione del Climate Change relativamente ad 1 kWh di CIL (consumo interno lordo) del mix 2019 divisi per fonte	68
Figura 4-28: Risultati della caratterizzazione del Climate Change relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte.....	69
Figura 4-29: Risultati della caratterizzazione del Climate Change relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte.....	69
Figura 4-30: Risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti relativamente ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte	70
Figura 4-31: Risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte	71
Figura 4-32: Risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte.....	71
Figura 4-33: Risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione Terrestre relativamente ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte	72

Figura 4-34: Risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione Terrestre relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte.....	73
Figura 4-35: Risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione Terrestre relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte	73
Figura 4-36: Risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione relativamente ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte.....	74
Figura 4-37: Risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte	75
Figura 4-38: Risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green deal 2030 divisi per fonte	75
Figura 4-39: Risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle Risorse Abiotiche riferiti ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte	76
Figura 4-40: Risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle Risorse Abiotiche riferiti ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte	77
Figura 4-41: Risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle Risorse Abiotiche riferiti ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte.....	77
Figura 5-1: Risultati della caratterizzazione dei dieci scenari energetici italiani analizzati per la categoria d’impatto del cambiamento climatico	86
Figura 5-2: Risultati pesati dei dieci scenari energetici italiani analizzati.....	88

Note: Figures n. 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17 and 4.18, are taken from the report of the UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE entitled “Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options”, prepared by Thomas Gibon, Álvaro Hahn Menacho, and Mélanie Guiton (of the Luxembourg Institute of Science and Technology) with the support of the UNECE Task Force on Carbon Neutrality. ©2021 United Nations. Reprinted with the permission of the United Nations.

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1-1: Il mix elettrico del 2021 stimato con dati provvisori.....	15
Tabella 1-2: Griglia di analisi considerata per la review	18
Tabella 1-3: Pubblicazioni selezionate per la rassegna.....	20
Tabella 2-1: Unità funzionali considerate negli studi analizzati.....	22
Tabella 3-1: Mix elettrico italiano 2019 ripartito per tecnologia e combustibile (in rosso i valori nulli)	28
Tabella 3-2: Caratteristiche di efficienza delle centrali termoelettriche a carbone.....	34
Tabella 3-3: Caratteristiche di efficienza delle centrali termoelettriche a gas a ciclo combinato	34
Tabella 3-4: Fattori di capacità assunti per l'energia eolica in ciascuna regione	35
Tabella 3-5: Rendimenti medi assunti per le tecnologie fotovoltaiche.....	35
Tabella 3-6: Fattori di carico assunti per le due centrali CSP.....	36
Tabella 3-7: Fattori di carico assunti per le centrali idroelettriche	36
Tabella 3-8: Principali parametri utilizzati per la modellizzazione della LCA del nucleare. I valori di front end sono calibrati sull'efficienza globale della catena di approvvigionamento dell'uranio come riportato dalla World Nuclear Association (WNA)	37
Tabella 3-9: Caratteristiche tecniche dei reattori SMR raffreddati ad acqua.....	38
Tabella 3-10: Rendimenti elettrici degli impianti presi in considerazione per i mix attuali e futuri .	39
Tabella 3-11: Fattori medi di emissione di CO ₂ per unità di combustibile in ingresso, in fase di esercizio delle centrali elettriche.....	40
Tabella 3-12: Emissioni medie calcolate per unità di combustibile in ingresso, in fase di esercizio delle centrali elettriche	40
Tabella 5-1: Confronto tra GWP degli scenari di mix elettrico elaborato da Carvalho et al. (2021) e in questo rapporto.....	85
Tabella A-1: Carvalho et al., 2022.....	97
Tabella A-2: UNECE, 2021.....	99
Tabella A-3: Carvalho et al. 2021 (RSE).....	102
Tabella A-4: Jordaan et al., 2021.....	104
Tabella A-5: Gargiulo et al., 2020.....	105
Tabella A-6: Serešová et al., 2020.....	107
Tabella A-7: Cellura et al., 2019.....	109
Tabella A-8: Stamford & Azapagic, 2014.....	111
Tabella A-9: Turconi et al., 2014.....	113
Tabella A-10: Turconi et al., 2013.....	115

Sintesi

Oggi la sfida della transizione energetica, ovvero il passaggio dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, risulta cruciale per la UE per raggiungere gli obiettivi preposti pertinenti al miglioramento del profilo ambientale dei sistemi di produzione di energia elettrica e alla conseguente riduzione dell'emissione di gas climalteranti e di altri inquinanti.

La Life Cycle Assessment (LCA), con il suo approccio olistico che permette di valutare il potenziale impatto lungo tutto il ciclo di vita di un sistema di prodotto, si presta perfettamente alla valutazione ambientale dei sistemi di produzione di energia elettrica.

Il presente rapporto presenta una rassegna comparativa della letteratura dei principali studi di LCA di sistemi di produzione di energia elettrica con la finalità di evidenziare i punti salienti di tali studi, rendendoli così disponibili ai decisori politici per meglio supportare i processi decisionali pertinenti alla scelta delle fonti energetiche.

La rassegna, infatti, ha permesso di comprendere meglio quali sono le criticità e i punti di forza delle varie tecnologie implementabili per la produzione e dispacciamento dell'energia elettrica. Le tecnologie basate sulle fonti fossili, che sono quelle maggiormente utilizzate per soddisfare il mix elettrico nazionale, presentano un profilo ambientale peggiore rispetto alle tecnologie basate sulle fonti rinnovabili e sul nucleare. Pertanto, nella transizione verso una produzione di energia elettrica più sostenibile, dal punto di vista ambientale, è necessario eliminare le fonti fossili o ridurre l'uso e minimizzare l'immissione di gas climalteranti in atmosfera anche con sistemi di cattura e stoccaggio. Il gas naturale si pone come combustibile fossile di transizione da utilizzare nel percorso verso la totale decarbonizzazione del mix elettrico italiano.

Gli studi di LCA mostrano che i sistemi di produzione di energia elettrica basati sulle fonti rinnovabili e sul nucleare risultano molti più performanti di quelli basati sulle fonti fossili con valori di indicatori di potenziale impatto che sono inferiori di un ordine di grandezza rispetto ai sistemi a carbone con l'eccezione del fotovoltaico basato sul silicio che presenta un indicatore di circa 5 volte inferiore del carbone.

I sistemi idroelettrici di piccola taglia presentano il miglior profilo tra tutti i sistemi oggetto della rassegna. Alcune tecnologie rinnovabili come, ad esempio, il fotovoltaico sono soggette a un funzionamento a intermittenza e sono dipendenti dalle condizioni meteo-climatiche e dal fattore di carico del sistema. Pertanto, è opportuno associare a questi sistemi altri che possono garantire una produzione continua indipendentemente dalle condizioni meteo climatiche.

L'analisi della letteratura riguardante gli scenari di mix elettrico da implementare ai fini del raggiungimento degli obiettivi preposti a livello UE, prospettati nel PNIEC e nel New Green Deal, mostra che essi presentano profili nettamente migliorati rispetto a quelli del mix elettrico attuale. In particolare, il mix elettrico prospettato nel PNIEC è migliore degli altri scenari, in tutte le categorie di impatto tranne che per la categoria che misura il depauperamento delle risorse fossili e rinnovabili.

Infine, alla luce delle considerazioni sopra elencate, al termine del presente rapporto si è redatto un semplice esercizio di analisi di LCA con dati di letteratura in cui si sono paragonati il mix elettrico del 2021 e alcuni mix ipotetici in cui si è ridotto il contributo delle fonti fossili e si è aumentato il contributo dei sistemi basati sulle fonti rinnovabili e sul nucleare. L'analisi ha mostrato che un mix

senza fonti fossili, fortemente basato sulle rinnovabili e in misura minore sul nucleare riduce il potenziale di effetto serra di circa il 94% e l'impatto totale di oltre il 60% rispetto al mix attuale.

Abstract

Today, the challenge of the energy transition, which is the transition from fossil fuels to renewable sources, is crucial for the EU to achieve the relevant objectives for improving the environmental profile of electricity production systems and the reduction of Greenhouse Gases and other pollutants.

Life Cycle Assessment (LCA), with its holistic approach that allows to evaluate the potential impact along the entire life cycle of a product system, is perfectly suited to the environmental assessment of electricity production systems.

This report presents a comparative literature review of the main LCA studies of electricity production systems with the aim of highlighting the salient points of these studies, thus making them available to policy makers to better support decision-making processes relevant to the choice of energy sources for the electricity production.

In fact, the review made it possible to better understand the criticalities and strengths of the various technologies that can be implemented for the production and dispatching of electricity. Technologies based on fossil fuels, which are the most used to satisfy the national electricity mix, have a worse environmental profile than technologies based on nuclear and renewable sources. Therefore, in the transition to a more sustainable electricity production, from an environmental point of view, it is necessary to eliminate fossil sources or to reduce their use and to minimise the greenhouse gases emissions with capture and storage systems. In this regard, natural gas is the transition fossil fuel to be used on the path towards the total decarbonisation of the Italian electricity mix.

Renewable and nuclear-based electricity production systems are much more performing than those based on fossil sources with values of potential impact indicators that are an order of magnitude lower compared to coal systems with the exception of silicon-based photovoltaics which has an indicator of about 5 times lower than coal.

Small-scale hydroelectric systems have the best profile among all the systems covered by the review. Some renewable technologies, such as photovoltaics, are subject to intermittent operation and are dependent on weather-climatic conditions and the load factor of the system. Therefore, it is advisable to combine these systems with others that can guarantee continuous production regardless of the climatic weather conditions.

The analysis of the literature regarding the electricity mix scenarios to be implemented in order to achieve the objectives set at EU level, envisaged in the PNIEC and in the New Green Deal, show significantly improved profiles compared to those of the current electricity mix. In particular, the electricity mix envisaged in the PNIEC is better than the other scenarios, in all impact categories except for the category that measures the depletion of fossil and renewable resources.

Finally, in the light of the considerations listed above, a simple analysis has been drawn up in which the electricity mix of 2021 is compared with hypothetical scenarios in which the contribution of fossil sources is reduced and the contribution of nuclear-based systems is increased. The analysis indicates that a mix without fossil sources, strongly based on renewables and to a lesser extent on nuclear power, reduces the Global Warming Potentials by about the 94% and the total impact by more than 60% compared to the current mix.

Glossario

Acronimo	Descrizione
AGR	Reattore nucleare avanzato raffreddato a gas
AP	Acidification Potential
BWR	Reattore nucleare ad acqua bollente
C	Centrale a vapore a condensazione
CANDU	Reattore nucleare ad acqua pesante
CAZ	Canada, Australia & New Zealand
CCC	Produzione combinata di energia elettrica e calore con ciclo combinato
CCS	Carbon Capture and Storage
CHA	China
CI	Centrale a combustione interna
CIL	Consumo interno lordo
CIC	Produzione combinata di energia elettrica e calore con combustione interna
CPC	Produzione combinata di energia elettrica e calore con vapore a contropressione
CSC	Produzione combinata di energia elettrica e calore con a vapore a condensazione con spillamento
ETS	Emission Trading Scheme
EUR	European Union
FEU	Freshwater Eutrophication
FEC	Freshwater Ecotoxicity
FNR	Reattore nucleare a neutroni veloci
GFR	Reattore nucleare veloce raffreddato a gas
GHG	Greenhouse Gases
GWP	Global Warming Potential
HTNC	Human Toxicity Non-Cancer Effects
HTC	Human Toxicity Cancer Effects
IGCC	Ciclo combinato di gassificazione integrato
IOR	Ionizing Radiation
JPN	Japan
LAM	Latin America
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
LFR	Reattore nucleare veloce raffreddato al piombo
LU	Land use
LWGR	Reattore nucleare a grafite ad acqua leggera
MEU	Marine Eutrophication
MSR	Reattore nucleare a sali fusi
NEU	Non-EU member states
OAS	Other Asia
OD	Ozone Depletion
PC	Centrali termoelettriche a carbone polverizzato
PEF	Product Environmental Footprint
PM	Particulate Matter
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
POF	Photochemical Ozone Formation
PWR	Reattore nucleare ad acqua pressurizzata
REF	Reforming countries
RUF	Resource use, fossils
RUMM	Resource use, minerals and metals

SCWR	Reattore nucleare supercritico raffreddato ad acqua
SFR	Reattore nucleare veloce raffreddato al sodio
SSA	Sub Saharan Africa
TEU	Terrestrial Eutrophication
TG	Centrale a turbine a gas
TGC	Produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a gas
VHTR	Reattore nucleare ad altissima temperatura
UF	Unità Funzionale
USA	United States
WU	Water Use

1. Introduzione

Il legame tra produzione e uso di energia e impatto ambientale è evidente sia a livello globale che locale (IPCC, 2022). L'energia elettrica, che in fase d'uso si può ritenere una forma di energia pulita e sicura, non fa eccezione in quanto attraverso i suoi sistemi di produzione e dispacciamento impatta sull'ambiente. Infatti, l'energia elettrica contribuisce all'emissione di gas climalteranti e di altre sostanze che hanno effetti in termini di diverse categorie di impatto come, ad esempio, quelle inerenti alla salute umana, all'eutrofizzazione delle acque e all'acidificazione dell'ambiente.

Pertanto, al giorno d'oggi, nella scelta di una tecnologia per la produzione di energia elettrica, i governi devono bilanciare una varietà di fattori tra cui, in primis, l'impatto ambientale coniugato con la necessità di un'adeguata generazione energetica che soddisfi il fabbisogno energetico del paese. In tale prospettiva la valutazione degli impatti ambientali delle tecnologie di generazione di energia elettrica è essenziale.

La Life Cycle Assessment (ISO 14040:2021) è uno strumento ben accettato per indagare il profilo ambientale delle tecnologie energetiche descrivendo, in dettaglio, i flussi di materiali ed energia e le emissioni nell'ambiente che possono verificarsi in ogni fase della vita (es. estrazione di materiali, lavorazione e loro purificazione, produzione, installazione, funzionamento, smantellamento e smaltimento o riciclaggio).

1.1. Obiettivo e struttura del rapporto

Il presente rapporto presenta una rassegna comparativa della letteratura dei principali studi di Life Cycle Assessment (LCA) dei sistemi di produzione di energia elettrica con la finalità di evidenziare i punti salienti di tali studi, rendendoli così disponibili ai decisori politici per meglio supportare i processi decisionali pertinenti alla scelta delle fonti energetiche per la produzione di energia elettrica.

Si precisa che tutti gli studi analizzati sono stati pubblicati prima dell'inizio del conflitto in Ucraina che ha alterato gli assetti geopolitici inerenti all'approvvigionamento di gas naturale nella UE. Tale situazione ha comportato l'implementazione di azioni mirate al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica italiano, come ad esempio la ripresa a pieno regime delle centrali a carbone prevista nel Piano di Contenimento dei Consumi di Gas pubblicato lo scorso 6 settembre dal MiTE (2022a). Conseguentemente gli scenari comparati non tengono conto di tutte le variazioni che si stanno verificando nel settore energetico e nelle catene di approvvigionamento delle materie prime.

Il presente rapporto di rassegna bibliografica di studi di LCA è stato strutturato seguendo le fasi della LCA. Dopo una breve introduzione sulle politiche di transizione energetica in Europa e in Italia, sugli scenari attuali e futuri del mix elettrico italiano e dopo aver definito la griglia di analisi dei lavori esaminati e le modalità con le quali gli stessi sono stati selezionati, il rapporto si articola attraverso le fasi della metodologia ISO 14040. Infine, nel capitolo finale sono riportati i principali insegnamenti tratti dagli studi e dalla letteratura consultata utili al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sistemi e mix di produzione di energia elettrica sostenibili.

1.2. Il contesto energetico attuale

1.2.1. Le politiche di transizione energetica in Europa e in Italia

Il tema dell'energia è sempre stato centrale per la Comunità Europea a partire dal Trattato di Parigi del 1951 di istituzione della Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio (CECA) che prevedeva infatti la messa in comune tra i Paesi firmatari della principale fonte di energia dell'epoca, il carbone.

Oggi, la sfida della transizione energetica, ovvero il passaggio dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, risulta cruciale per l'Unione per raggiungere l'obiettivo dell'azzeramento di emissioni di carbonio entro il 2050. La produzione e il consumo di energia sono infatti i principali responsabili del cambiamento climatico, contribuendo per circa l'80% alle emissioni totali di CO₂ in Europa (Eurostat, 2021).

Il piano settennale della Commissione europea annunciato nel 2019 e denominato Green Deal prevede l'impegno vincolante ad abbattere le emissioni di CO₂ del 55% entro il 2030 e del 100% entro il 2050. Per raggiungere tali obiettivi, nel 2022 la Commissione ha approvato il pacchetto "Fit for 55" contenente dodici iniziative per ridurre le emissioni e rinnovare la politica energetica europea. Una delle proposte principali è la modifica della Direttiva sull'efficienza energetica (EU, 2018a), che impegnerebbe gli Stati membri a ridurre del 39% il consumo di energia primaria rispetto al 1990 e stabilirebbe un tetto massimo di consumi a partire dal 2030 (Commissione Europea, 2021a). Anche la Direttiva Energie Rinnovabili RED II (EU, 2018b) è stata rivista portando dal 32 al 40% la soglia di energia prodotta da raggiungere entro il 2030 (Commissione Europea, 2021b).

Per la concreta realizzazione di questa politica energetica sarà necessario garantire un approvvigionamento energetico sicuro dell'UE, sviluppare un mercato integrato dell'energia e favorire l'efficienza energetica. A tal fine, i paesi dell'UE sono tenuti ad elaborare un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) per il periodo 2021-2030 all'interno del quale sono definite le linee guida per affrontare tali sfide. Il PNIEC italiano, predisposto dal MISE e adottato in via definitiva alla fine del 2019, tra i vari obiettivi riporta:

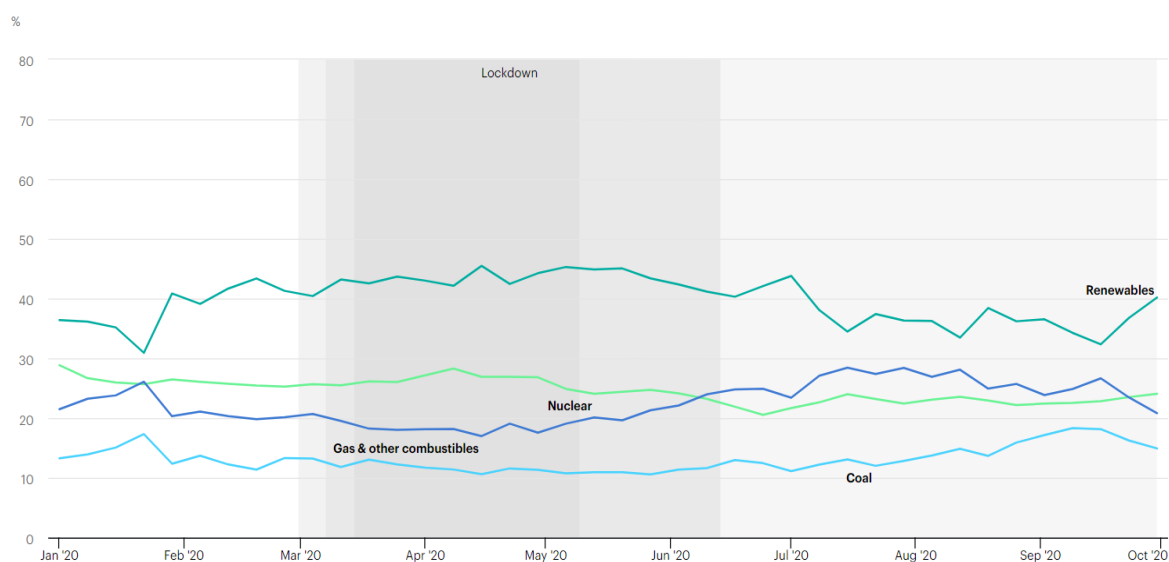
- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.
- il *phase-out* del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

In Italia, il gestore della rete elettrica italiana Terna Spa si sta occupando della promozione della transizione energetica attraverso importanti investimenti finalizzati ad abolire l'impiego di carbone entro il 2025 ed aumentare l'approvvigionamento da fonti rinnovabili.

1.2.2. Il mix elettrico italiano: scenario attuale e prospettive future

Nell'ultimo rapporto dell'IEA del 2021 (IEA, 2021), si osserva il superamento della quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili nel mix europeo (39%) rispetto alla quota di energia elettrica prodotta con combustibili fossili (36%) (Figura 1-1). La produzione di carbone e lignite è diminuita del 22%, così come la produzione nucleare (-11%), a favore del gas a causa del suo prezzo favorevole. La pandemia, il clima favorevole e l'elevata produzione di energia idroelettrica hanno contribuito alla riduzione del 14% dell'impronta di carbonio del settore energetico nell'UE. L'aumento della produzione rinnovabile nell'UE è legato alla nuova capacità eolica e solare (29 GW) installata. Per quanto riguarda il gas, dal rapporto si evince come in UE il consumo di gas sia diminuito del 3% nel 2020 rispetto all'anno precedente.

Figura 1-1: Mix elettrico in Unione Europea, Gennaio-Settembre 2020



IEA. All Rights Reserved

Fonte: IEA, 2021

Nel 2021, secondo quanto riportato nel Rapporto sulla Situazione Energetica Nazionale del 2021 (MiTE 2022b), la produzione nazionale lorda di energia elettrica è stata di 284,7 TWh, in aumento del 2,2% rispetto al 2020. Il termoelettrico non rinnovabile rappresenta il 59,7% del totale dell'energia prodotta (6,1% da impianti alimentati con combustibili solidi, 3,8% con prodotti petroliferi ed altri combustibili e il 49,9% da impianti alimentati con gas naturale). Per quanto riguarda le rinnovabili, l'idroelettrico ha contribuito alla produzione totale per il 15,7%, l'eolico e il fotovoltaico hanno raggiunto insieme il 16,1% della produzione lorda, mentre il restante 8,5% è stato ottenuto da geotermico e bioenergie. La quota di importazione di energia elettrica (principalmente nucleare) ammonta al 13% della disponibilità lorda 2021.

Di seguito si riporta il mix elettrico 2021 che è stato stimato con i dati provvisori, riferiti alla disponibilità lorda (che include le importazioni) di energia elettrica riportati nel suddetto Rapporto sulla Situazione Energetica Nazionale 2021.

Tabella 1-1: Il mix elettrico del 2021 stimato con dati provvisori

Fonti del mix elettrico 2021	Contributo percentuale del mix
Combustibili solidi	5,3
Derivati del petrolio	3,3
Gas naturale	43,4
Idroelettrico	13,6
Eolico	6,4
Fotovoltaico	9,7
Geotermico	1,8
Altre rinnovabili	3,5
Importazione	13
Totale	100

Fonte: MiTE 2022b

Per la realizzazione della politica energetica UE, illustrata nei precedenti paragrafi, sono stati definiti a livello italiano dei mix energetici da implementare entro il 2030. Questi mix sono illustrati e descritti nel dettaglio nel paragrafo 3.1.

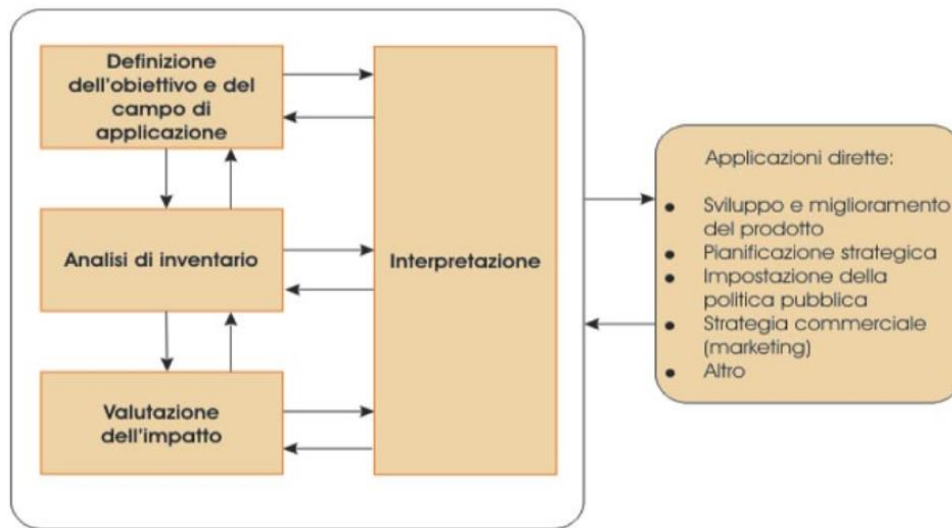
1.3. Metodologia di LCA

La *Life Cycle Assessment* (LCA) è uno strumento per valutare l'impatto ambientale associato a tutte le fasi della vita di un prodotto ed è riconosciuta come lo strumento analitico più idoneo a tale fine (Notarnicola, 2008). Una maggiore comprensione degli impatti ambientali dei prodotti a monte e a valle aiuta ad evitare di spostare il carico ambientale da una fase all'altra del ciclo di vita di un prodotto e riduce la possibilità che questo carico si sposti da un paese all'altro.

L'utilizzo della LCA per la valutazione del profilo ambientale di opzioni alternative gioca un ruolo fondamentale, poiché può mettere in risalto i vantaggi e gli svantaggi delle diverse opzioni tecnologiche e per ognuna permette di individuare i punti critici. La LCA è uno strumento che può essere utilizzato dai *policy makers* per individuare i pro e i contro nella scelta tra più alternative.

La LCA è standardizzata dalle norme ISO 14040 e 14044 (ISO, 2021); le fasi nelle quali si articola uno studio di LCA sono riportate in Figura 1-2.

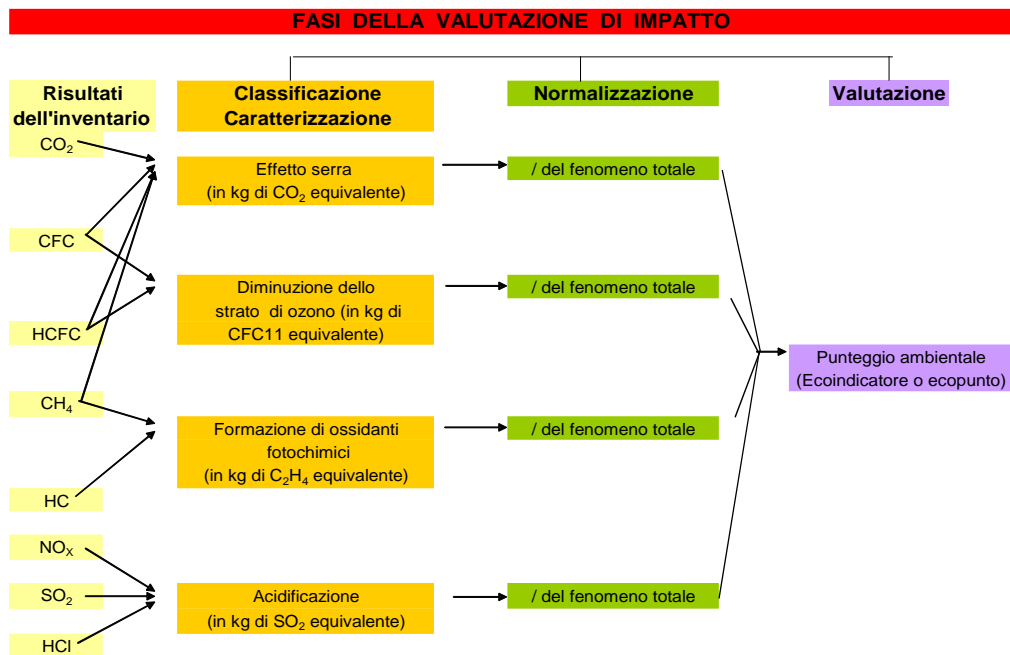
Figura 1-2: Struttura della LCA secondo l'ISO 14040



Fonte: ISO 14040

La fase di “Definizione dell’obiettivo e del campo di applicazione” serve a fornire i riferimenti per poter capire lo studio: quali sono gli obiettivi, l’unità funzionale, i confini del sistema, le procedure di allocazione utilizzate in caso di produzioni a merci congiunte, le tipologie e la qualità dei dati, le tipologie di modelli usati, la modellizzazione del fine vita, le categorie di impatto utilizzate. Nella fase di Inventario (*Life Cycle Inventory, LCI*) per ogni attività del ciclo di vita del sistema di prodotto analizzato vengono determinati i quantitativi di risorse e di energia in input e quelli di emissioni in aria, acqua e suolo in output. Il risultato di questa fase è un lungo elenco di risorse utilizzate ed emissioni prodotte. La fase di Valutazione degli Impatti (*Life Cycle Impact Assessment, LCIA*) consiste nell’aggregare i prelievi di materie prime e le emissioni rilasciate nell’ambiente alle categorie di impatto che esse possono procurare all’ambiente. Tali categorie sono, ad esempio, i cambiamenti climatici, l’esaurimento delle risorse, la formazione di ozono fotochimico, la formazione di particolato, la diminuzione dello strato di ozono, l’acidificazione dei suoli, la tossicità umana, l’eco tossicità, le radiazioni ionizzanti, l’eutrofizzazione delle acque dolci e salate, l’uso del suolo e l’uso di acqua. Come riportato in Figura 1-3, la fase di LCIA si articola nelle sottofasi di classificazione, caratterizzazione (obbligatorie), normalizzazione e pesatura (facoltative). La classificazione e la caratterizzazione consistono nell’assegnazione dei dati raccolti nell’inventario ad una o più categorie d’impatto ambientale selezionate, utilizzando dei fattori di equivalenza che riportano ad una stessa unità di misura i contributi dei singoli inquinanti a ciascuna categoria di impatto (es. kg di CO₂ equivalente). Nella “normalizzazione”, le categorie di impatto ottenute sono rapportate alla loro totalità al livello Europeo o mondiale. Infine, con la fase di pesatura, i risultati delle categorie d’impatto normalizzate sono moltiplicati per dei fattori di peso, e sono fra loro addizionati per ottenere un unico valore, l’eco-indicatore, che esprime le prestazioni ambientali del sistema (Notarnicola et al., 2017).

Figura 1-3: Fasi della Valutazione di Impatto LCIA



Fonte: Notarnicola, 2008

L'ultima fase della metodologia LCA è rappresentata dall'Interpretazione, che consiste nell'esaminare, anche attraverso analisi di sensibilità, di incertezza e di contributo, i risultati ottenuti, la loro portata, i loro limiti, al fine di individuare gli "hot-spots" del/i sistema/i analizzato/i ed eventuali miglioramenti da apportare.

La LCA, pertanto, rappresenta uno strumento fondamentale per la valutazione del profilo ambientale di scenari energetici lungo l'intero ciclo di vita. Per una corretta valutazione degli scenari energetici futuri delineati dalle attuali politiche di transizione energetica a livello europeo e nazionale, infatti, occorre tenere conto non solo delle emissioni che si generano durante la fase operativa degli impianti, ma anche delle emissioni legate alla costruzione e fine vita degli impianti e all'approvvigionamento della fonte energetica. L'analisi del ciclo di vita di tali scenari consente una valutazione più completa degli effetti sul clima, ma anche l'analisi di altri indicatori di impatto sulle diverse matrici ambientali.

1.4. Griglia di analisi e lavori analizzati

L'analisi bibliografica, oggetto della presente relazione, è stata condotta utilizzando la griglia di analisi sviluppata nello studio condotto dalla società di Ricerca sul Sistema Energetico – RSE (Carvalho et al., 2021). In questa griglia, Tabella 1-2, si riportano le informazioni principali relative alle fasi della metodologia LCA.

Tabella 1-2: Griglia di analisi considerata per la review

Riferimento bibliografico	
Goal & Scope	Obiettivo e campo di applicazione dello studio
	Unità funzionale
	Confini del sistema
	Procedura di allocazione
	Metodi e categorie di impatto
Inventario –LCI	Origine dei dati
LCIA	Sintesi dei risultati
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio
Osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica

Fonte: Brambilla et al., 2021

I risultati di tale analisi sono fondamentali per comprendere gli aspetti metodologici seguiti per la corretta valutazione degli impatti ambientali dei diversi scenari di produzione di energia elettrica. Per ciascun articolo analizzato, sono riportate in appendice le relative schede di sintesi con le informazioni richieste dalla griglia di analisi.

Per la ricerca sono stati utilizzati il motore di ricerca *Scopus* e le seguenti parole chiave: *Life Cycle Assessment, electricity production, comparative LCA, electricity scenarios, European energy production, Italian electricity, environmental impacts, emissions*.

A seguito della ricerca, si è passati alla selezione degli studi di LCA comparativa tra diversi scenari di produzione di energia elettrica al fine di valutare il profilo ambientale delle differenti fonti energetiche ed effettuare le giuste osservazioni sui possibili scenari energetici futuri. Nella selezione degli articoli, sono stati presi in considerazione:

- Studi che applicano la metodologia LCA ai diversi scenari di produzione di energia elettrica nel territorio europeo e/o italiano;
- Studi che descrivono nel dettaglio i risultati della valutazione degli impatti ambientali dei diversi scenari di produzione dell'energia analizzati;
- Studi che forniscono spunti di riflessione e proposte per migliorare lo scenario energetico italiano;
- Sono stati esclusi studi pubblicati più di dieci anni fa.

Si riportano di seguito gli studi più interessanti sulla tematica:

1. Carvalho et al., 2022, il lavoro valuta i potenziali impatti ambientali del ciclo di vita del mix elettrico attuale (anno 2018) e futuro (anno 2030) di alcuni Stati membri dell'Unione Europea (Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Portogallo e Spagna) confrontando i risultati ottenuti con il caso italiano. Nell'analisi sono incluse tutte le fasi del ciclo di vita, dalla culla alla tomba.
2. UNECE, 2021, lo studio confronta attraverso la metodologia LCA i potenziali impatti ambientali delle seguenti tecnologie per la produzione di elettricità: carbone e gas naturale, con e senza cattura e stoccaggio di anidride carbonica; energia eolica, onshore e offshore; pannelli fotovoltaici policristallini e a film sottile; energia solare a concentrazione; energia idroelettrica; energia nucleare, convenzionale. L'analisi LCA tiene conto del principio dalla culla alla tomba dei sistemi elettrici.
3. RSE, (Carvalho et al. 2021), lo studio riporta nella prima parte i risultati della valutazione degli impatti ambientali secondo la metodologia del ciclo di vita del mix elettrico italiano attuale (2019) e degli scenari del mix al 2030 e nella seconda i risultati della valutazione delle esternalità ambientali.
4. Jordaan et al., 2021, il lavoro riporta una revisione sistematica della letteratura con l'obiettivo di comprendere i progressi spazio-temporali nella metodologia LCA della generazione di elettricità negli ultimi dieci anni. Sono stati analizzati 251 articoli per identificare tali contributi e determinare le aree che necessitano di ricerca. Il focus geografico degli studi si estende verso Europa, Asia e Nord America.
5. Gargiulo et al., 2020, il lavoro presenta lo studio di LCA comparativa degli scenari elettrici italiani delineati nel PNIEC. Lo studio di LCA è pienamente rappresentativo del sistema elettrico nazionale e tiene conto di un gran numero di tipologie di impianti differenti per i mix elettrici attuali (2016 e 2017) e futuri (2030).
6. Šerešová et al., 2020, lo studio si concentra sulle fonti non rinnovabili (carbone nero, lignite, gas naturale e nucleare) e rinnovabili (eolico, idroelettrico e fotovoltaico) più comunemente utilizzate nella Repubblica Ceca. I potenziali impatti ambientali associati alla generazione di elettricità per ciascuna delle fonti di energia sono valutati mediante l'uso di categorie di impatto selezionate mediante la metodologia dell'impronta ambientale del prodotto PEF 2.0.
7. Cellura et al., 2019, il lavoro presenta un'analisi di scenario del mix elettrico siciliano al fine di stimare i benefici energetici e ambientali del ciclo di vita legati all'aumento dell'uso di fonti di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica. Nel dettaglio, gli autori hanno individuato due scenari di generazione elettrica per il 2030 a partire dal mix elettrico siciliano del 2014, effettuato ipotesi sulla domanda elettrica prevista e valutato il potenziale di sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile e i relativi vincoli tecnici, politici, sociali e ambientali. Infine, è stata applicata la metodologia LCA per valutare gli eco-profilo dei mix di generazione elettrica individuati, confrontandoli con l'eco-profilo dell'energia elettrica prodotta nel 2014.
8. Turconi et al., 2014, lo studio intende fornire un set di dati completo per le infrastrutture incluse nelle reti di distribuzione dell'elettricità, quantificare gli impatti ambientali relativi alla distribuzione dell'elettricità in Danimarca e identificare i contributi specifici delle infrastrutture e delle perdite di energia nella rete di distribuzione danese.
9. Stamford & Azapagic, 2014, il lavoro valuta la sostenibilità, dal punto di vista tecnico-economico, ambientale e sociale, del ciclo di vita di diversi scenari elettrici del Regno Unito,

che si estendono fino al 2070. Gli scenari includono le principali tecnologie rilevanti per il paese: nucleare, gas, carbone con e senza cattura e stoccaggio del carbonio (CCS), eolico, solare fotovoltaico e biomassa.

10. Turconi et al., 2013, lo studio riporta una revisione critica di 167 casi di studio che coinvolgono la valutazione del ciclo di vita (LCA) della generazione di elettricità basata su carbon fossile, lignite, gas naturale, petrolio, nucleare, biomasse, idroelettrico, solare fotovoltaico ed eolico per identificare le gamme di dati sulle emissioni di GHG, NO_x e SO₂ relativi alle singole tecnologie. I dati sulle emissioni sono stati valutati rispetto a tre fasi del ciclo di vita (fornitura di carburante, funzionamento dell'impianto e infrastruttura).

Di seguito si riporta in forma tabellare una sintesi dei lavori oggetto della presente rassegna bibliografica.

Tabella 1-3: Pubblicazioni selezionate per la rassegna

N.	Autori	Titolo	Anno	Tipo	Paese autori e studio
1	Carvalho, M. L., Marmioli, B., & Girardi, P.	Life cycle assessment of Italian electricity production and comparison with the European context	2022	Rivista	UE-Italia
2	UNECE	Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options	2021	Report	Mondo-UE
3	RSE	Elementi per l'integrazione della LCA di scenari energetici con la modellistica energetica e la valutazione monetaria delle esternalità	2021	Report	Italia
4	Jordaan, S. M., Combs, C., & Guenther, E.	Life cycle assessment of electricity generation: A systematic review of spatiotemporal methods	2021	Rivista	Europa, Asia, e Nord America
5	Gargiulo, A., Carvalho, M. L., & Girardi, P.	Life Cycle Assessment of Italian Electricity Scenarios to 2030	2020	Rivista	Italia
6	Šerešová, M., Štefanica, J., Vitvarová, M., Zakuciová, K., Wolf, P., & Kočí, V.	Life Cycle Performance of Various Energy Sources Used in the Czech Republic	2020	Rivista	Repubblica Ceca
7	Cellura, M., Cusenza, M. A., Guarino, F., Longo, S., & Mistretta, M.	Life Cycle Assessment of Electricity Generation Scenarios in Italy	2019	Capitolo di libro	Italia (Sicilia)
8	Turconi, R., Simonsen, C. G., Byriel, I. P., & Astrup, T.	Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network	2014	Rivista	Danimarca
9	Stamford, L., & Azapagic, A.	Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070	2014	Rivista	Regno Unito
10	Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T.	Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations	2013	Rivista	Mondo

L'appendice A riporta l'analisi dettagliata, in forma tabellare, delle suddette pubblicazioni selezionate per la presente rassegna.

2. Definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione

Nella fase della Definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione di uno studio LCA si definiscono gli obiettivi dello studio, l'unità funzionale, i confini del sistema oggetto dell'analisi, il sistema di allocazione utilizzato, la qualità dei dati e le categorie d'impatto da utilizzare nella fase di valutazione degli impatti.

Negli studi analizzati emerge come la LCA può essere un potente strumento per supportare la pianificazione energetica di un paese e valutare le migliori strategie. L'obiettivo dello studio, l'unità funzionale, le fasi del ciclo di vita e le categorie d'impatto selezionate sono sempre ben definiti nei paper selezionati.

2.1. Unità funzionale (UF)

In uno studio LCA, l'unità funzionale è il riferimento rispetto al quale normalizzare tutti i dati di inventario di un sistema e i relativi risultati. Negli studi analizzati, l'unità funzionale è sempre in linea con l'obiettivo e lo scopo del lavoro e permette di confrontare i diversi scenari energetici. La Tabella 2-1 riassume le unità funzionali utilizzate negli studi analizzati.

Tabella 2-1: Unità funzionali considerate negli studi analizzati

NR	Citazione Breve	UF	Vita utile
1	Carvalho et al., 2022	1 kWh di consumo nazionale lordo di energia elettrica	Non specificato
2	UNECE, 2021	fornitura di 1 kWh di energia elettrica a una rete, su una media globale (se non diversamente specificato), per l'anno 2020	40 anni per le centrali elettriche (carbone, gas naturale) 60 anni per le centrali elettriche nucleari; 20 anni per la turbina eolica onshore; 25 anni per la turbina eolica offshore; 80 anni per le dighe; 30 anni per le centrali solari a concentrazione;
3	Carvalho et al., 2021	1 kWh di CIL elettrico (consumo interno lordo elettrico) al netto dei pompaggi, aggregato statistico definito come: CIL = produzione lorda + import – export – elettricità da pompaggio idroelettrico.	Non specificato
4	Jordaan et al., 2021	produzione di elettricità (es. generazione di 1 MWh di elettricità o simili)	Non specificato
5	Gargiulo et al., 2020	1 kWh di consumo nazionale lordo di energia elettrica che include la produzione nazionale lorda di elettricità da tutte le fonti (eccetto la produzione idroelettrica di pompaggio), più le importazioni di elettricità, meno le esportazioni	Non specificato
6	Šerešová et al., 2020	produzione di 1 kWh di energia elettrica immessa in rete al netto della componente di consumo derivante dalla produzione della rispettiva fonte	40 anni per le centrali elettriche (carbone, gas naturale; 60 anni per le centrali elettriche nucleari); 60 anni per le centrali idroelettriche; 20 anni per le turbine eoliche; 30 anni per gli impianti fotovoltaici.
7	Cellura et al., 2019	produzione di 1 kWh di elettricità lorda	fino a 50 anni per le centrali termoelettriche (alimentate sia da combustibili fossili che da bioenergie)
8	Turconi et al., 2014	La fornitura di 1 kWh di energia elettrica in Danimarca.	40 anni per ciascun componente della rete elettrica
9	Stamford & Azapagic 2014	Unità di energia elettrica lorda prodotta	Si presume che tutti i combustibili fossili e l'uranio diminuiscano linearmente dal 2009 al 2070
10	Turconi et al., 2013	produzione di elettricità (es. generazione di 1 MWh di elettricità o simili)	Non specificato

Dall'analisi delle unità funzionali considerate si nota come gli studi che valutano il profilo ambientale di singole tecnologie di produzione di energia elettrica (UNECE, 2021; Šerešová et al., 2020) considerano come unità funzionale la produzione di 1 kWh di energia elettrica immessa in rete al netto della componente di consumo derivante dalla produzione della rispettiva fonte. Nei lavori in cui, invece, si effettua un confronto tra diversi scenari di mix elettrico di un determinato paese, l'unità funzionale considerata è 1 kWh di consumo nazionale lordo di energia elettrica, pari alla somma della

produzione lorda di energia a cui si sommano le importazioni, al netto delle esportazioni e dell'elettricità da pompaggio idroelettrico (Carvalho et al., 2022; Carvalho et al., 2021; Gargiulo et al., 2020; Cellura et al., 2019; Stamford & Azapagic 2014). Nelle review analizzate (Turconi et al., 2013; Jordaan et al., 2021) emerge come l'unità funzionale scelta dai vari autori sia la produzione di elettricità (es. generazione di 1 MWh di elettricità o simili).

Secondo quanto emerge dalla review bibliografica condotta da Turconi et al. (2013), quando si esegue la LCA dei sistemi energetici, le singole tecnologie devono fornire lo stesso identico servizio al sistema al fine di essere comparabili. Un esempio di incomparabilità è il confronto tra le centrali elettriche a carico di base e le tecnologie intermittenti, come l'energia eolica. In questo caso l'incomparabilità è dovuta alla diversa "affidabilità di fornitura" dei due sistemi. Per superare questa discrepanza alcuni autori (Gagnon et al., 2002; Fthenakis & Kim, 2007) hanno proposto come soluzione la modellizzazione della sorgente intermittente con un sistema di storage in modo che i servizi forniti dalle due alternative siano tecnicamente identici.

2.2. Confini del sistema

In quasi tutti gli studi analizzati, i confini del sistema includono tutte le fasi del ciclo di vita, dalla culla alla tomba: fornitura di combustibile, costruzione della centrale elettrica, funzionamento della centrale e fine vita della centrale. Nello studio di Cellura et al. (2019), non si prende in considerazione il fine vita delle centrali termoelettriche per mancanza di dati secondari affidabili, mentre nel lavoro di Šerešová et al., 2020 non viene presa in considerazione la fase di approvvigionamento del combustibile. Lo studio di Turconi et al. (2014) prende in considerazione la rete di distribuzione elettrica danese (produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica).

Lo studio condotto dall'UNECE (2021) specifica nel dettaglio le fasi del ciclo di vita incluse nei confini del sistema per ciascuna tecnologia:

- Centrale a carbone e a gas senza CCS: catena di approvvigionamento del vettore energetico, dall'estrazione alla combustione, comprese le perdite di metano, costruzione, gestione e smantellamento delle infrastrutture (apporti energetici e produzione di rifiuti), collegamento alla rete;
- Centrale a carbone e a gas con CCS: come sopra, più attrezzature di cattura e prodotti chimici, trasporto della CO₂ catturata e infrastrutture di stoccaggio;
- Centrale idroelettrica: costruzione, preparazione del sito, trasporto di materiali e collegamento alla rete;
- Centrale nucleare: catena di approvvigionamento degli elementi combustibili (dall'estrazione alla fabbricazione del combustibile), processi core (costruzione e smantellamento della centrale elettrica, così come il funzionamento), processi di back-end (gestione del combustibile esaurito, stoccaggio e deposito finale) e collegamento alla rete;
- Centrale solare a concentrazione: infrastruttura, preparazione e occupazione del sito, funzionamento e manutenzione (incluso 6 ore di accumulo), decommissioning (imputazioni di energia e produzione di rifiuti) e collegamento alla rete;
- Fotovoltaico: infrastruttura, preparazione e occupazione del sito, funzionamento e manutenzione, decommissioning (apporti energetici e produzione di rifiuti) e collegamento alla rete;
- Eolico: infrastruttura, preparazione e occupazione del sito, funzionamento e manutenzione, decommissioning (apporti energetici e produzione di rifiuti) e collegamento alla rete.

2.3. Sistema di allocazione

Il problema dell'allocazione si può presentare sia nelle produzioni a merci congiunte sia nella costruzione degli scenari di fine vita: nel primo caso l'allocazione consiste nella ripartizione dei flussi in input e in output di una filiera tra il prodotto principale del sistema analizzato e i co-prodotti generati dal sistema stesso. La ripartizione avviene di solito secondo procedure economiche, di massa o energetiche. La maggior parte degli studi analizzati non dichiara esplicitamente alcun sistema di allocazione.

Nella costruzione degli scenari di fine vita, invece il riutilizzo, il riciclaggio e il recupero di materia e/o di energia possono implicare che i flussi in ingresso e in uscita associati alle unità di processo per l'estrazione e il trattamento delle materie prime e lo smaltimento finale dei prodotti siano condivisi da più di un sistema di prodotti, ossia il sistema di prodotto che fornisce il materiale riciclato e il sistema successivo che utilizza il materiale riciclato. In ambito LCA si può considerare il "recupero" come un processo che ha comportato dei potenziali impatti ambientali (debito ambientale) dovuti al processo di riciclaggio ma che al contempo ha evitato altri potenziali impatti, ovvero che ha generato una sorta di "credito" ambientale. Per risolvere il problema dell'allocazione bisogna, innanzitutto, definire quanto e a quale sistema attribuire i crediti e i debiti del "recupero" dei materiali.

La letteratura riporta quattro modi per attribuire/ripartire i crediti del fine vita:

- 1) Approccio 100-0 (o "recycled content", o "cut-off"): in questo approccio il credito è interamente associato al sistema che utilizza in ingresso la materia secondaria (derivante da processi di riciclaggio). Questo approccio è quello adottato dall'International EPD System (EPD, 2013) ed è anche contemplato nella PAS 2050 (BSI, 2011).
- 2) Approccio 0-100 (o "recyclability substitution", o "End-of-life recycling approach", o "avoided burden" o "substitution approach"): In questo approccio il credito è interamente associato al sistema che genera la materia secondaria (tramite il riciclo). Questo approccio è adottato nella ISO/TS 14067 (ISO, 2013) che dettaglia le linee guida sulla Carbon Footprint di prodotto.
- 3) Approccio 50-50: In questo approccio il credito è associato al 50% al sistema che utilizza in ingresso la materia secondaria (derivante da processi di riciclaggio) e al 50% al sistema che genera la materia secondaria. Questo genere di approccio è quello descritto nella "Raccomandazione della Commissione 2013/179/UE".
- 4) Approccio ibrido: In questo approccio il credito è associato con percentuali variabili (determinati dalla qualità del materiale riutilizzato e dalla sua disponibilità rispetto alla richiesta di mercato) al sistema che utilizza in ingresso la materia secondaria (derivante da processi di riciclaggio) e al sistema che genera la materia secondaria. Questo approccio è quello definito nella Circular Footprint Formula descritta nei «Suggerimenti per l'aggiornamento del metodo di calcolo dell'impronta ambientale di prodotto (PEF)» del 2019 del Joint Research Centre della UE (Zampori et al., 2019).

La maggior parte degli studi analizzati non specifica alcun sistema di allocazione. Solo quattro studi (Carvalho et al., 2022; Carvalho et al., 2021; UNECE, 2021; Gargiulo et al., 2020) su dieci dichiarano il sistema di allocazione adottato, ossia un approccio di tipo Cut-off. In questo approccio, i materiali

riciclabili vengono tagliati all'inizio dei processi di trattamento, diventando disponibili senza oneri per gli usi successivi.

Nello studio di Turconi et al. (2013) emerge che per evitare il problema di allocazione, gli autori eseguono l'espansione del sistema e forniscono fattori di emissione basati sul mix di combustibili (ad es. carbone e biomassa) (Heller et al., 2004).

2.4. Categorie d'impatto

Nella definizione dell'obiettivo e del campo di applicazione, la selezione delle categorie di impatto deve essere consistente e completa rispetto all'obiettivo dello studio. Cinque degli studi esaminati (Carvalho et al., (2022); Carvalho et al. (2021); UNECE, (2021); Gargiulo et al. (2020); Cellura et al., (2019)) utilizzano il metodo di valutazione suggerito dall'ILCD Handbook (European Commission, 2011). Le principali categorie d'impatto scelte da questi autori sono il cambiamento climatico, la riduzione dello strato di ozono, il particolato, le radiazioni ionizzanti, la formazione di ozono fotochimico, l'acidificazione, l'eutrofizzazione terrestre, l'eutrofizzazione dell'acqua dolce, l'eutrofizzazione marina e l'esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili.

In particolare, lo studio condotto dall'RSE (Carvalho et al., 2021) si occupa anche della valutazione economica delle esternalità ambientali tenendo conto dei fattori di costo analizzati nell'ultima versione dell'Handbook sui costi esterni dei trasporti della Commissione Europea (European Commission, 2014).

Lo studio di Turconi et al. (2014) utilizza la metodologia ReCiPe (Goedkoop et al., 2009) per la scelta delle seguenti categorie d'impatto: cambiamento climatico, tossicità umana, eutrofizzazione delle acque dolci, formazione di ozono fotochimico, acidificazione terrestre, eco-tossicità terrestre, esaurimento delle risorse fossili e dei metalli. Nel lavoro di Serešová et al. (2020), invece, la selezione delle categorie di impatto avviene tra quelle indicate nella metodologia PEF 2.0: cambiamento climatico, uso delle risorse, fossili, uso delle risorse, minerali e metalli, scarsità d'acqua e particolato.

I rimanenti studi di LCA non specificano i metodi di valutazione degli impatti ambientali scelti dagli autori, né le relative categorie di impatto.

3. Analisi di inventario

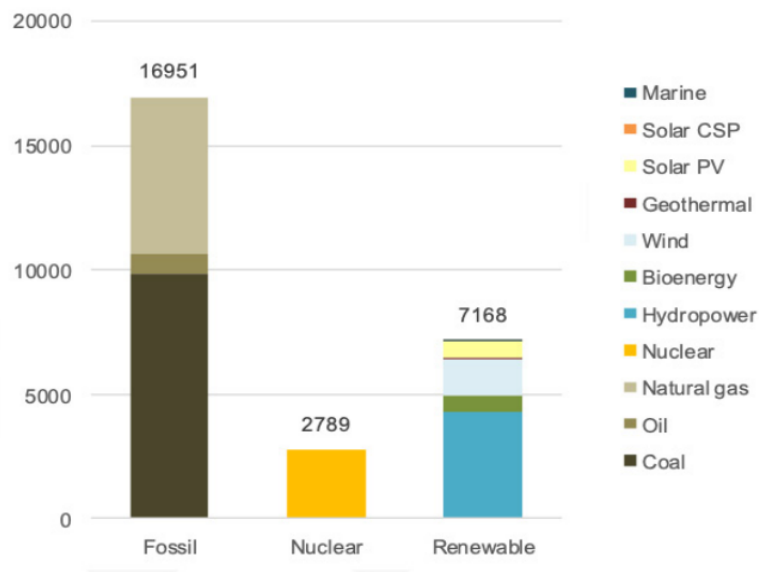
Nell'analisi di inventario di uno studio LCA si riportano i dati in ingresso (materie prime, risorse, energia) e in uscita (prodotti, co-prodotti, emissioni, rifiuti) di un determinato sistema oggetto di studio.

In questo capitolo, si riportano gli approcci seguiti dagli autori degli articoli analizzati per la costruzione dei dati di inventario dei sistemi di produzione di energia elettrica. Gli studi più completi che riportano queste informazioni sono rappresentati dal report UNECE (2021) per le singole tecnologie e dai lavori italiani di Carvalho et al. (2022), Carvalho et al. (2021) e Gargiulo et al. (2020) per i mix elettrici attuali e futuri confrontati. Per quanto riguarda la qualità dei dati, i dati primari utilizzati provengono dai dati statistici o dalle dichiarazioni ambientali degli impianti (nel caso delle centrali italiane) o direttamente dagli operatori degli impianti (Šerešová et al., 2020), mentre i dati secondari provengono dal database Ecoinvent (Wernet et al., 2016) o da altre fonti di letteratura.

3.1. Composizione dei mix elettrici attuali e futuri

Negli studi di LCA analizzati si utilizzano i dati dei mix elettrici attuali e futuri a livello globale, europeo e italiano. Negli studi condotti dall'UNECE (2021) e dall'UNEP (2016) si parte dall'analisi dei dati di produzione di energia elettrica a livello globale elaborati dall'IEA relativi all'anno 2019 (Figura 3-1). Da questi dati emerge che nel mondo sono stati prodotti 17 PWh (63%) di elettricità da combustibili fossili, 2,8 PWh (10%) da nucleare e 7,2 PWh (27%) da fonti rinnovabili. Lo studio dell'UNECE (2021) considera come fonti dei dati di base lo studio UNEP (2016), il lavoro di Gibon et al. (2017) e la banca dati Ecoinvent 3.7. Questi inventari sono stati poi regionalizzati attraverso l'adattamento dei mix elettrici di base, tenendo conto delle tecnologie di produzione, delle condizioni locali che determinano i fattori di carico, dell'irraggiamento per le tecnologie solari, dei regimi eolici per l'eolico, del carico regionale medio per gli impianti idroelettrici. Le fonti utilizzate per l'adattamento degli inventari del ciclo di vita includono dati più recenti raccolti attraverso la consultazione di esperti, la letteratura scientifica, i rapporti tecnici e le migliori stime di esperti. Solo il ciclo del combustibile nucleare è stato modellato con dati globali medi al 2020.

Figura 3-1: Produzione mondiale di energia elettrica nel 2019 (TWh)



Fonte: IEA, 2020

A partire dai mix elettrici attuali, diversi studi di LCA sull'energia elettrica hanno confrontato questi scenari con i mix elettrici futuri determinati sulla base delle politiche di riferimento del proprio paese (Carvalho et al., 2022; Carvalho et al., 2021; Gargiulo et al., 2020; Cellura et al., 2019; Stamford & Azapagic, 2014). Nel lavoro dell'RSE (Carvalho et al., 2021), il mix elettrico italiano, aggiornato al 2019 (Tabella 3-1), è stato ricostruito a livello di tipo di impianto come definito nel lavoro di Gargiulo et al. (2020), ossia elaborando i dati statistici di Eurostat e TERNA in modo da ottenere il mix elettrico dettagliato per tipologia di centrale e identificare il set di dati più rappresentativo disponibile in Ecoinvent 3.3. Si può notare come in Italia circa il 43% dell'energia elettrica prodotta proviene dalle centrali a gas naturale e il 35% da fonti rinnovabili e biocombustibili (principalmente idroelettrico (14%), solare (7%) ed eolico (6%)).

Tabella 3-1: Mix elettrico italiano 2019 ripartito per tecnologia e combustibile (in rosso i valori nulli)

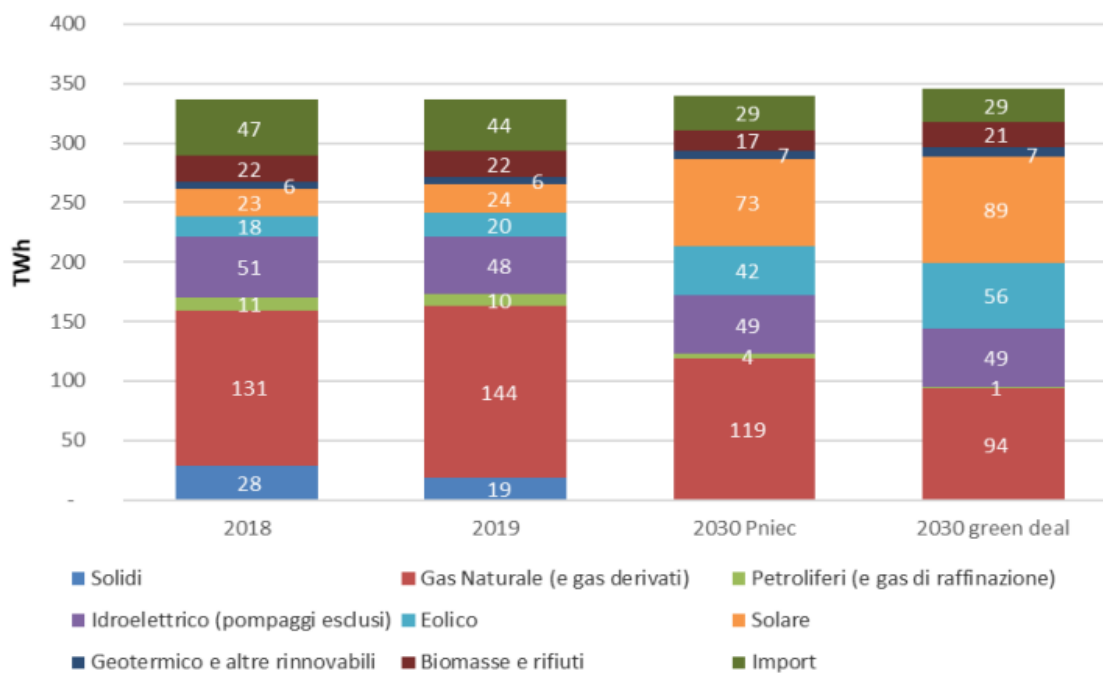
	Totale	Electricity only	(CI)	(TG)	(C)	(CC)	CHP	(CIC)	(TGC)	(CCC)	(CPC)	(CSC)
Coal	5,71%	5,66%	-	-	5,66%	-	0,04%	-	-	-	-	0,04%
Other bituminous coal	5,71%	5,66%	-	-	5,66%	-	0,04%	-	-	-	-	0,04%
Manufactured gases	0,73%	-	-	-	-	-	0,73%	0,05%	-	0,46%	-	0,23%
Coke oven gas	0,29%	-	-	-	-	-	0,29%	0,02%	-	0,18%	-	0,09%
Blast furnace gas	0,44%	-	-	-	-	-	0,44%	0,03%	-	0,28%	-	0,14%
Oil and petroleum products	3,08%	0,40%	0,06%	-	0,34%	-	2,67%	0,01%	0,13%	2,43%	0,05%	0,05%
Refinery gas	0,61%	-	-	-	-	-	0,61%	0,01%	0,11%	0,39%	0,05%	0,04%
Liquefied petroleum gases	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas oil and diesel oil (without biofuels)	0,13%	0,11%	0,02%	-	0,09%	-	0,02%	-	-	0,01%	-	-
Fuel oil	0,30%	0,26%	0,04%	-	0,21%	-	0,04%	-	0,01%	0,03%	-	-
Other oil products	2,03%	0,03%	-	-	0,03%	-	2,00%	-	-	2,00%	-	-
Natural gas	42,91%	17,46%	0,07%	0,37%	0,08%	16,95%	25,45%	3,16%	1,46%	20,39%	0,19%	0,24%
Renewables and biofuels	35,09%	32,57%	1,23%	0,02%	1,57%	0,59%	3,99%	2,37%	0,01%	0,01%	0,22%	1,38%
Hydro power	14,03%	14,03%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wind power	6,12%	6,12%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar photovoltaic	7,17%	7,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geothermal	1,84%	1,84%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Primary solid biofuels	1,28%	0,65%	0,08%	-	0,56%	-	0,64%	0,20%	-	-	0,06%	0,37%
Biogas	2,51%	0,87%	0,85%	0,01%	-	-	1,64%	1,63%	-	0,01%	-	-
Renewable municipal waste	0,72%	0,33%	-	-	0,33%	-	0,39%	0,12%	-	-	0,04%	0,23%
Other liquid biofuels	1,41%	0,89%	0,30%	-	-	0,59%	0,52%	0,17%	-	-	0,05%	0,31%
Non-renewable waste	0,74%	0,34%	-	-	0,34%	-	0,40%	0,13%	-	-	0,04%	0,23%
Industrial wastes	0,02%	0,01%	-	-	0,01%	-	0,01%	-	-	-	-	0,01%
Non-renewable municipal waste	0,72%	0,33%	-	-	0,33%	-	0,39%	0,12%	-	-	0,04%	0,23%
Import net	11,55%											
Other energy sources	0,20%											
CIL	100%											

Fonte: Carvalho et al., 2021

Per il caso italiano è stato considerato anche lo scenario delineato dal PNIEC e dal Green Deal al 2030. In Figura 3-2 è riportata la composizione del mix elettrico negli ultimi due anni analizzati e dei due scenari al 2030. Rispetto al consumo attuale, nel 2030 si prevede un lieve aumento del consumo di energia. Come da obiettivi definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e nel Green Deal, nel 2030 ci sarà l'abbandono del carbone e una riduzione del gas naturale, compensate principalmente da eolico e solare. È prevista anche una riduzione dell'importazione, per far fronte al principio di sicurezza energetica su cui si basa il piano. Rispetto al mix elettrico italiano al 2019, nello scenario PNIEC 2030 il mix elettrico sarà composto per il 35% da gas naturale, per il 55% da fonti rinnovabili (principalmente solare 22%, idroelettrico 14%, eolico 12%) e per circa il 9% da energia

d'importazione, oltre all'1% di prodotti petroliferi. Nello scenario Green Deal 2030 il mix elettrico italiano sarà composto per il 27% da gas naturale, per il 64% da fonti rinnovabili (principalmente solare 26%, eolico 16% e idroelettrico 14%) e per circa il 9% da energia d'importazione.

Figura 3-2: Evoluzione del mix elettrico italiano per fonte (2018-2030). L'import è al netto dell'esportazione

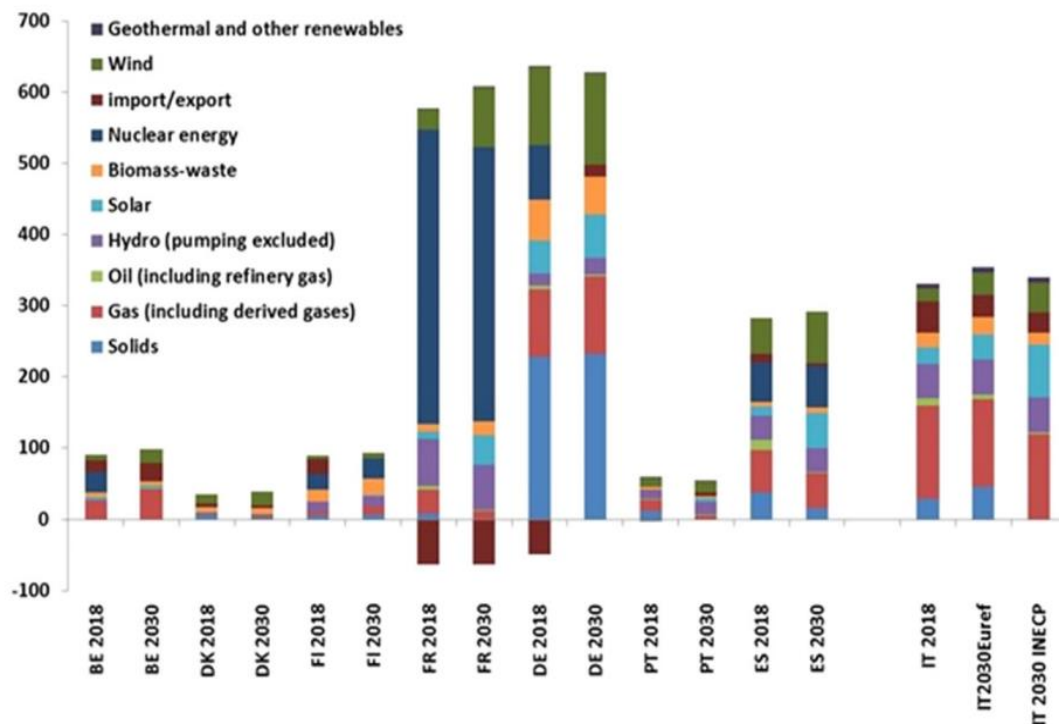


Fonte: Carvalho et al., 2021

Per gli altri paesi europei, nel lavoro di Girardi et al. (2022), l'attuale mix di elettricità è stato modellato considerando i dati Eurostat per il 2018. Per modellare gli scenari 2030 è stato preso in considerazione lo scenario di riferimento europeo Euref (European Commission, 2016) tenendo conto di un'ulteriore tecnologia che rappresenta i futuri impianti solari innovativi (inseguimento solare).

La Figura 3-3 riporta l'evoluzione dei mix elettrici dei diversi paesi europei dal 2018 al 2030. In particolare, dal 2018 al 2030 si osserva un leggero aumento della produzione di energia elettrica, un aumento generalizzato della quota di energia eolica e una riduzione del nucleare in quasi tutti i paesi UE. In Finlandia si registra un aumento della produzione nucleare, mentre si annulla in Belgio e Germania. Il gas naturale aumenta la sua quota in Belgio, Germania, Danimarca e Finlandia. I combustibili solidi diminuiscono in tutti i paesi UE, tranne in Germania, raggiungendo una quota trascurabile in Belgio, Francia e Portogallo nel 2030.

Figura 3-3: Produzione di elettricità, classificata per fonti energetiche, e sua evoluzione dal 2018 al 2030 per i diversi paesi europei (Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Portogallo, Spagna e Italia) (TWh)



Fonte: Girardi et al., 2022

3.2. Caratteristiche delle tecnologie termoelettriche e rinnovabili

La descrizione delle caratteristiche delle tecnologie termoelettriche e rinnovabili è riportata nello studio dell'UNECE (2021).

Per quanto riguarda le centrali a carbone, le tecnologie analizzate sono riportate di seguito:

- Le centrali termoelettriche a "carbone polverizzato" (PC), che utilizzano carbone macinato finemente per la combustione, dette subcritiche.
- Le centrali elettriche supercritiche che si basano sulle tecnologie PC, ma raggiungono pressioni e temperature interne molto più elevate.
- Il ciclo combinato di gassificazione integrato (IGCC) che si basa sulla trasformazione del carbone in un gas sintetico (anziché in polvere) prima della combustione.

In questo studio, queste tre tecnologie sono valutate con e senza tecnologia CCS. I dati per la modellazione delle centrali a carbone sono stati raccolti da Hertwich et al. (2016). Gli inventari sono stati costruiti utilizzando i rapporti tecnici del National Energy Technology Laboratory (NETL) degli Stati Uniti.

Per quanto riguarda le centrali elettriche a gas naturale, la principale tecnologia oggi utilizzata è il ciclo combinato (NGCC), che sfrutta l'accoppiamento di una turbina a gas e di una a vapore per massimizzare l'efficienza complessiva del sistema. Le centrali a gas possono poi essere dotate o meno di tecnologie CCS. I dati per la modellazione delle centrali a gas sono stati raccolti da Hertwich et al.

(2016). Gli inventari sono stati costruiti utilizzando i rapporti tecnici del National Energy Technology Laboratory (NETL) degli Stati Uniti.

Per quanto riguarda l'eolico, le due tecnologie rappresentative del mercato sono rappresentate dall'eolico on-shore che domina il mercato eolico con una capacità di 594 GW e l'energia eolica offshore con una capacità di 28 GW a livello globale. I dati sul ciclo di vita dell'energia eolica sono stati estratti da varie fonti, utilizzando lo stesso set di dati generale (Arvesen & Hertwich, 2011; Arvesen & Hertwich, 2012; Arvesen et al., 2013). Queste fonti si basano tutte su una descrizione dettagliata del sistema delle turbine eoliche, sia onshore che offshore. Quest'ultimo include un modello rappresentativo di manutenzione offshore, riconosciuto come un contributo significativo agli impatti del ciclo di vita. Si sono prese in considerazione ipotesi di base relative alla capacità e durata degli impianti, rispettivamente 2,5 MW e 20 anni per la turbina eolica onshore, e 5 MW e 25 anni per la turbina eolica offshore.

Per quanto riguarda il solare fotovoltaico, esistono diverse tecnologie:

- Fotovoltaico in silicio policristallino, che è stata la tecnologia preferita a livello globale fino al 2015. Questi pannelli sono costituiti da pezzi di silicio cristallizzato fusi insieme, il che li rende relativamente poco costosi da produrre, ma anche meno efficienti;
- Fotovoltaico in silicio monocristallino, costituito da un singolo cristallo di silicio, che ha avuto la tendenza a dominare il mercato di recente.
- Pannelli in film sottile che sono diventate disponibili in commercio in tempi più recenti. Questi pannelli hanno il vantaggio di essere più leggeri e flessibili dei pannelli in silicio cristallino e flessibili, ma hanno un'efficienza notevolmente inferiore. Le principali tecnologie di film sottile sono quelle a base di silicio amorfo, quelli a base di tellururo di cadmio (Cd-Te) e quelli a base di rame-indio-gallio-seleniuro (CIGS). Le tecnologie a film sottile richiedono più materiali speciali rispetto ai moduli a base di silicio, il che può ostacolarne lo sviluppo a seconda della fornitura di questi metalli (in particolare indio, tellurio, cadmio) (ADEME, 2019).

Nello studio condotto dall'UNECE (2021), si valutano le seguenti tecnologie: pannelli in silicio policristallino, pannelli in Cd-Te e pannelli CIGS; ciascuno in due varianti, montati a terra e sul tetto. I dati di inventario per i tre tipi di fotovoltaico sono stati adattati a partire dai dati del lavoro di Hertwich et al., 2016.

Rispetto al fotovoltaico, le tecnologie del solare termico o dell'energia solare concentrata (CSP) rappresentano un mercato piuttosto di nicchia, con una capacità installata di 6,5 GW nel 2020 (IRENA, 2021). Il principio comune a tutti gli impianti è lo sfruttamento dell'energia solare, trasferita a un fluido termovettore. Le centrali CSP possono avere un design a "specchi piani", a "specchi parabolici" e a "torre". I primi due sono costituiti da un sistema indipendente di specchi e circuiti del fluido termovettore centralizzato per far funzionare una turbina a vapore, mentre il secondo fa affidamento su una torre centrale che concentra la luce di una vasta schiera di specchi su un collettore. Nel lavoro condotto dall'UNECE, si prendono in considerazione le centrali CSP a specchi parabolici e torre, principali impianti in funzione oggi. I dati di inventario di queste centrali sono stati adattati a partire dai dati di Hertwich et al., 2016 e aggiornati con i dati dell'ultimo database Ecoinvent, considerando la regionalizzazione degli input di elettricità e i fattori di carico.

Per quanto riguarda l'idroelettrico, le tecnologie sono convenzionalmente di due tipi:

- L'idroelettrico "run-of-the-river" più piccolo per dimensioni e capacità
- L'idroelettrico "reservoir" che fornisce più energia e può anche immagazzinare energia potenziale pompando acqua da un serbatoio inferiore a uno superiore.

Nello studio dell'UNECE (2021), i dati di inventario del ciclo di vita dell'energia idroelettrica sono stati raccolti da due progetti principali in Cile (Hertwich et al., 2016). In particolare, vengono modellate due centrali elettriche, rispettivamente di 360 MW e 660 MW di capacità. Si presume che la durata prevista di queste dighe sia di 80 anni, che corrisponde alla vita media di progetto di 50-100 anni della maggior parte delle grandi dighe globali (Perera et al., 2021).

In merito al nucleare, i reattori nucleari sono comunemente classificati in quattro categorie, in base alla maturità, al livello di preparazione tecnologica e, più in generale, alla storia dello sviluppo dell'energia nucleare:

- I reattori di prima generazione includono i primi prototipi operativi negli anni '50 e '60, che oggi non sono più in uso;
- I reattori di seconda generazione, principalmente reattori ad acqua leggera, con le loro due varianti principali, reattori ad acqua pressurizzata (PWR) e reattori ad acqua bollente (BWR), che dominano il mercato. La seconda generazione include anche alcuni reattori ad acqua pesante (come il CANDU canadese), reattori a neutroni veloci (FNR) o reattori a grafite ad acqua leggera (LWGR) e reattori avanzati raffreddati a gas (design AGR).
- I reattori di terza generazione sono stati sviluppati tra la seconda metà degli anni '80 e i primi anni 2000. La terza generazione è molto simile alla seconda per quanto riguarda le tipologie di reattori e le componenti di base, ma presenta sistemi di sicurezza all'avanguardia.
- I reattori di quarta generazione comprendono normalmente sei tecnologie principali in fase di sviluppo, che offrono vari miglioramenti operativi e ambientali rispetto alle tecnologie esistenti: il reattore ad altissima temperatura (VHTR), il reattore a sali fusi (MSR), il reattore veloce raffreddato al piombo (LFR), il reattore supercritico raffreddato ad acqua (SCWR), il reattore veloce raffreddato al sodio (SFR) e il reattore veloce raffreddato a gas (GFR). Gli ultimi due di questi progetti sono reattori a neutroni veloci (FNR) che hanno l'obiettivo comune di "chiudere" il ciclo del combustibile, consentendo così il riutilizzo del combustibile nucleare per la generazione di energia, ritrattando il combustibile esaurito. Diversi FNR hanno operato storicamente e due sono attualmente operativi.

Lo studio dell'UNECE mira a modellare il reattore convenzionale medio in uso a partire dal 2020, nelle sue due varianti principali, BWR e PWR. Nella costruzione dei data set, sono utilizzati principalmente dati non regionalizzati medi, ad eccezione di alcune attività quali la costruzione e lo smantellamento di impianti che sono *site specific*. I dati di inventario relativi agli input energetici, al fabbisogno idrico, ai prodotti chimici in uso e al back-end del ciclo del carburante (inclusa la gestione delle scorie) sono stati presi dal database Ecoinvent versione 3.7 e modellati con ulteriori dati presi da fonti di letteratura, report tecnici e suggerimenti degli esperti.

Lo studio UNECE considera anche la tecnologia dei piccoli reattori modulari (SMR), ossia reattori di dimensioni inferiori a 300 MW, dotati di un elevato grado di modularità. Lo sviluppo degli SMR fornisce l'accesso all'energia nucleare a paesi che non possono ospitare grandi centrali nucleari per

vari motivi, che si tratti di costi o di pianificazione della politica energetica. Esistono quattro categorie principali di SMR: i reattori raffreddati ad acqua, i reattori raffreddati a gas ad alta temperatura (HTGR), i reattori rapidi raffreddati al sodio (SFR) e i reattori a sali fusi (MSR). Gli SMR raffreddati ad acqua sono tra i progetti più avanzati e in letteratura sono disponibili alcuni articoli scientifici che consentono di costruire in modo efficiente un LCI rappresentativo di questa tecnologia. Per questa ragione, lo studio UNECE (2021) ha considerato i lavori di Carless et al. (2016) e Godsey et al. (2019) al fine di ottenere un LCI medio per un reattore SMR raffreddato ad acqua, considerando la produzione di 1 MWh di energia elettrica come flusso di riferimento.

Le tecnologie prese in considerazione nei lavori di LCA comparativa tra i mix elettrici attuali e futuri dell'RSE (Carvalho et al., 2022; Carvalho et al., 2021; Gargiulo et al., (2020)) sono quelle riportate nei rapporti statistici pubblicati annualmente da TERNA:

- impianti con sola produzione di energia elettrica: a combustione interna (CI), a turbine a gas (TG), a vapore a condensazione (C), a ciclo combinato (CC), ripotenziati (RP);
- impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore: a combustione interna (CIC), a turbine a gas (TGC), a ciclo combinato (CCC), a vapore a contropressione (CPC), a vapore a condensazione con spillamento (CSC).

In questi lavori, i combustibili sono tutti quelli riportati nel bilancio energetico pubblicato da Eurostat. Oltre agli impianti termoelettrici, il mix elettrico include l'idroelettrico (fluente e a bacino), l'eolico, il geotermico e il fotovoltaico. Dal momento che i rapporti di TERNA e i Bilanci Eurostat presentano livelli di dettaglio differenti, è stato necessario associare i combustibili di Eurostat alle classi di TERNA e poi ripartire la produzione dei combustibili di Eurostat nelle tecnologie secondo la proporzione di TERNA.

3.3. Produzione di energia elettrica ed efficienza degli impianti

Dei vari studi di LCA analizzati, solo il rapporto tecnico dell'UNECE 2021 e i lavori che confrontano il mix elettrico italiano attuale e futuri (Carvalho et al. 2021; Gargiulo et al. 2020) riportano i dati sull'efficienza delle tecnologie termoelettriche e rinnovabili prese in considerazione. Il report di UNECE (2021) riporta le caratteristiche tecniche e di efficienza delle diverse tecnologie considerate. Per quanto riguarda il carbone, l'efficienza media complessiva delle centrali subcritiche è del 35%, mentre le centrali supercritiche possono raggiungere un'efficienza fino al 40%, in quanto l'alta pressione costringe l'acqua a rimanere liquida invece di trasformarsi in vapore. Le centrali IGCC raggiungono, invece, efficienze complessive tipicamente comprese tra il 40 e il 45%. La Tabella 3-2 riporta le caratteristiche di efficienza delle centrali termoelettriche a carbone.

Tabella 3-2: Caratteristiche di efficienza delle centrali termoelettriche a carbone

Parametro	Centrali a carbone polverizzato	Centrali supercritiche	Centrali IGCC
Potenza (MW) (con CCS)		550	629
Fattore di capacità		85%	
Efficienza netta (con CCS)	36,8% (26,2%)	39,3% (28,4%)	42,1% (31,2%)
Efficienza di cattura della CO ₂		90%	
Efficienza di desolforazione fumi		98%	Zolfo catturato nel processo Selexol
Efficienza di riduzione catalitica selettiva		86%	-
Efficacia di rimozione del particolato		99,8%	Filtro a ciclone e a barriera
Efficienza di riduzione del mercurio		90%	95%

Fonte: UNECE, 2021

Le centrali termoelettriche a gas a ciclo combinato possono raggiungere un'efficienza che può variare dal 50% al 60%. La Tabella 3-3 riporta le caratteristiche di efficienza delle centrali termoelettriche a gas.

Tabella 3-3: Caratteristiche di efficienza delle centrali termoelettriche a gas a ciclo combinato

Parametro	NGCC senza CCS	NGCC con CCS
Potenza (MW)	497	474
Fattore di capacità		85%
Efficienza netta	50,2%	42,8%
Efficienza di cattura della CO ₂		90%
Efficienza di desolforazione fumi		Combustibile a basso contenuto di zolfo
Efficienza di riduzione catalitica selettiva		90%

Fonte: UNECE, 2021

Nello studio condotto da UNECE (2021), i fattori di carico delle tecnologie rinnovabili e i mix elettrici sono stati adattati alle varie regioni del modello REMIND-MAGPIE (Hilaire & Bertram, 2020). Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica degli impianti eolici, nel 2018 i coefficienti di carico hanno raggiunto rispettivamente il 25% e il 33% per le turbine eoliche installate onshore e offshore. A livello di dispositivo, nel corso degli anni le turbine eoliche sono diventate sempre più efficienti grazie alle loro dimensioni maggiori, che a sua volta ha anche portato ad un ridotto impatto ambientale per kWh di produzione (Caduff et al., 2012). Poiché i fattori di carico dell'energia eolica installata variano in modo significativo in tutto il mondo, lo studio dell'UNECE (2021) ha considerato le variazioni regionali di questi fattori riportati in Tabella 3-4.

Tabella 3-4: Fattori di capacità assunti per l'energia eolica in ciascuna regione

Regione	Fattori di carico, onshore	Fattori di carico, offshore
CAZ	29,2%	30,5%*
CHA	22,7%	22,7%
EUR	22,8%	36,2%
IND	17,8%	30,5%*
JPN	25%	30%
LAM	36,1%	30,5%*
MEA	29,6%	30,5%*
NEU	26,2%	31,4%
OAS	22,7%	22,7%**
REF	26,2%	30,5%*
SSA	29,2%	30,5%*
USA	33,4%	40%

*Dati non disponibili, media globale utilizzata

**Dati non disponibili, media cinese utilizzata

Fonte: UNECE, 2021

Per le tecnologie fotovoltaiche, i fattori medi di carico sono stati assunti per ciascuna regione sulla base dell'irraggiamento medio normale nel luogo di riferimento, come si evince nella Tabella 3-5.

Tabella 3-5: Rendimenti medi assunti per le tecnologie fotovoltaiche

Regione	Fattori di carico	kWh/m ² /anno	Luogo di riferimento
CAZ	13,4%	2.648	Australia
CHA	11,6%	2.300	Cina
EUR	12,4%	2.320	Spagna
IND	12,9%	1.637	India
JPN	12,9%	1.298	Giappone
LAM	16,9%	3.438	Cile
MEA	15,1%	2.471	Marocco
NEU	10,6%	936	Danimarca
OAS	15,7%	1.412	Thailandia
REF	9,58%	1.459	Russia
SSA	11,2%	2.461	Sud Africa
USA	18%	2.817	USA

Fonte: UNECE, 2021

Il fattore di carico di una tecnologia CSP dipende fortemente dalla sua posizione, dal design e dalla capacità di accumulo di energia (se presente). Tecnicamente, anche le dimensioni dell'impianto e l'anno di costruzione influiscono sull'efficienza. I fattori di carico delle tecnologie CSP sono stati calcolati in modo indipendente. La centrale "a torre" ha un fattore di carico maggiore grazie alla sua struttura di accumulo di energia di 6 ore. I fattori di carico considerati nello studio UNECE (2021) sono riportati nella Tabella 3-6.

Tabella 3-6: Fattori di carico assunti per le due centrali CSP

Regione	Fattore di carico, centrale a torre	Fattore di carico, centrale a specchi parabolici	Luogo di riferimento
CAZ	55%	38,9%	Australia
CHA	49,3%	33,9%	Cina
EUR	49,2%	36,9%	Spagna
IND	36,2%	29,3%	India
JPN	14,4%	20,6%	Giappone
LAM	70,9%	55,8%	Cile
MEA	55,8%	42,8%	Marocco
NEU	14,4%	12,3%	Danimarca
OAS	29,3%	28,2%	Thailandia
REF	29,1%	23,7%	Russia
SSA	55,2%	42%	Sud Africa
USA	60,4%	37,5%	USA

Fonte: UNECE, 2021

La Tabella 3-7 riporta i fattori di carico assunti per le centrali idroelettriche.

Tabella 3-7: Fattori di carico assunti per le centrali idroelettriche

Regione	Fattori di carico, idroelettrico
CAZ	51%
CHA	50%
EUR	35%
IND	42%
JPN	35%
LAM	61%
MEA	35%
NEU	35%
OAS	47%
REF	55%
SSA	25%
USA	52%

Fonte: UNECE, 2021

Per quanto riguarda il nucleare, sono state regionalizzate solo le attività specifiche del sito (costruzione, fase operativa e smantellamento di impianti). I parametri assunti per la modellizzazione delle attività a monte della produzione di energia elettrica (*front end*) e della fase di esercizio del reattore sono dettagliati nella Tabella 3-8.

Tabella 3-8: Principali parametri utilizzati per la modellizzazione della LCA del nucleare. I valori di front end sono calibrati sull'efficienza globale della catena di approvvigionamento dell'uranio come riportato dalla World Nuclear Association (WNA)

Costanti	Parametro	Unità	Valore
Estrazione	Rapporto rifiuti/minerali		5
	Grado di minerale	t U/t minerale	0,21%
		t U308/t minerale	0,25%
Macinatura	Perdite di estrazione	-	4,05%
Conversione	Perdite	-	0%
Arricchimento	Tasso di arricchimento	-	4,21%
	Tails assay (concentrazione U-235)		0,22%
	Taglio	kg U/kg U	0,12
	Unità di lavoro separativa (SWU) per kg di input	SWU/kg	0,82
	Unità di lavoro separativa (SWU) per kg di prodotto	SWU/kg	6,67
Produzione del combustibile	Perdite	-	0%
	SWU per kWh	SWU/kg	6,74
Centrale termoelettrica	Tasso di combustione	GW-giorno/t	42
	Efficienza	-	34%
	Potenza	MW	1.000
	Tempo di vita	anni	60

Fonte: UNECE, 2021

La Tabella 3-9 presenta le principali caratteristiche tecniche dei reattori SMR raffreddati ad acqua considerate dallo studio UNECE (2021). I flussi medi di inventario per i reattori SMR raffreddati ad acqua sono stati derivati da Carless et al. (2016) e completato con i contributi di Godsey et al. (2019).

Tabella 3-9: Caratteristiche tecniche dei reattori SMR raffreddati ad acqua

Tecnologia	Godsey et al. 2019 LWR (Nuscale)	Carless et al. 2016 Reattore ad acqua pressurizzata WESTINGHOUSE- SMR (integrato)	Unità
Output elettrico	720	225	MWe
Elettricità prodotta nell'intera vita	360	114	TWh
Output termico	2.400	800	MWt
Fattore di capacità	95%	97%	
Efficienza termica		28%	
Tempo di vita	60	60	anni
Ciclo di rifornimento	24	24	mesi
Gruppi/moduli di combustibile sostituiti per rifornimento	4	30	unità
Durata delle interruzioni di rifornimento		9	giorni
Carico totale del nocciolo (U)	55	26,3	tonnellate
Gruppi/moduli di combustibile totali	12	89	unità
Output elettrico del modulo	60	3	MWe/modulo
Durata di costruzione	28,5	24	mesi

Fonte: UNECE, 2021

I lavori di Gargiulo et al. (2020) e dell'RSE (Carvalho et al., 2021) riportano i dati di produzione ed efficienza elettrica per ciascuna tipologia di impianto (Tabella 3-10): per il mix italiano attuale sono stati utilizzati i dati statistici Eurostat (2019) e TERNA (2017) mentre per i mix 2030 sono stati utilizzati i dati degli scenari delineati nel PNIEC 2030.

Tabella 3-10: Rendimenti elettrici degli impianti presi in considerazione per i mix attuali e futuri

Fuel	Scenario	CI	TG	C	CC	CIC	TGC	CCC	CPC	CSC
Other bituminous coal	2016			0.39				0.25		
	2017			0.39				0.25	0.11	
	2030 BASE			0.47						
Sub bituminous coal	2016			0.39						
	2017			0.38						
Coke oven gas	2016					0.35		0.32		0.34
	2017					0.38		0.33		0.36
Blast furnace gas	2016					0.32		0.29		0.32
	2017					0.34		0.30		0.32
	2030 BASE							0.30		
	2030 INECP							0.30		
Other recovered gas	2016					0.33		0.30		0.33
	2017					0.36		0.31		0.33
Refinery gas	2016					0.39	0.30	0.26	0.12	0.12
	2017					0.35	0.28	0.26	0.10	0.14
Liquefied petroleum gases	2016							0.31		
	2017						0.35	0.32		
Gas oil and diesel oil (without biofuels)	2016	0.39		0.36				0.47		
	2017	0.39		0.36	0.42			0.47		
Fuel oil	2016	0.38		0.35			0.18	0.16		
	2017	0.38		0.35			0.18	0.16		0.10
Other oil products	2016			0.24				0.23		
	2017			0.23				0.23		
	2030 BASE							0.48		
	2030 INECP							0.49		
Natural gas	2016	0.37	0.32	0.38	0.54	0.41	0.32	0.48	0.20	0.27
	2017	0.37	0.31	0.39	0.54	0.41	0.32	0.49	0.20	0.28
	2030 BASE				0.58	0.45	0.36	0.50		
	2030 INECP				0.54	0.45	0.36	0.50		
Primary solid biofuels	2016	0.41		0.26		0.21			0.20	0.13
	2017	0.42		0.28		0.21			0.20	0.14
	2030 BASE			0.33		0.39				
	2030 INECP			0.33		0.39				
Biogas	2016	0.37	0.32			0.40		0.36		
	2017	0.37	0.32			0.40		0.36		0.16
	2030 BASE	0.40	0.40			0.40				
	2034 INECP	0.40	0.40			0.40				
Renewable municipal waste	2016			0.25		0.31			0.30	0.20
	2017			0.25		0.30			0.29	0.20
	2030 BASE					0.23			0.23	0.23
	2030 INECP					0.23			0.23	0.23
Other liquid biofuels	2016	0.41			0.49	0.40			0.40	0.36
	2017	0.42			0.48	0.40			0.40	0.37
Industrial wastes	2016			0.26						0.14
	2017			0.26		0.22	0.10			0.14
Non-renewable municipal waste	2016			0.25		0.31			0.30	0.20
	2017			0.25		0.30			0.29	0.20
	2030 BASE					0.23			0.23	0.23
	2030 INECP					0.23			0.23	0.23

Fonte: Gargiulo et al., 2020

3.4. Emissioni centrali termoelettriche

Le emissioni delle centrali elettriche considerate nello studio UNECE (2021) provengono dalle fonti di letteratura e modelli già descritti nel paragrafo 3.2. Negli studi di LCA comparativa dei mix elettrici italiani attuali e futuri (Carvalho et al., 2022; Carvalho et al. 2021; Gargiulo et al., 2020), le emissioni di CO₂ delle centrali termoelettriche sono state calcolate a partire dai dati ISPRA (2017) basati sulla

metodologia IPCC (2006) ad eccezione degli “Altri impianti a petrolio”, per i quali sono stati utilizzati i valori delle dichiarazioni ambientali degli impianti termoelettrici italiani registrati al sistema comunitario di ecogestione e audit — EMAS (regolamento 1221/2009). I fattori medi di emissione per unità di carburante in ingresso sono riportati nella Tabella 3-11.

Tabella 3-11: Fattori medi di emissione di CO₂ per unità di combustibile in ingresso, in fase di esercizio delle centrali elettriche

Power Plant Type	CO ₂ (kg/MJ _{in})
Natural Gas	0.0564
Coal	0.0939
Fuel Oil	0.0767
Gas Diesel Oil	0.0741
LPG	0.0642
Pet. TAR	0.1211

Fonte: Gargiulo et al., 2020

Le emissioni di NO_x, SO_x e PM₁₀ sono state elaborate a partire dai dati delle Dichiarazioni Ambientali degli impianti termoelettrici italiani. L'elaborazione ha incluso 102 impianti, che costituiscono un campione delle centrali termoelettriche italiane. Il campione di centrali utilizzato per il calcolo delle emissioni medie copre dal 30% (centrali a petrolio) a circa il 90% (centrali a carbone) della produzione totale di energia elettrica in Italia (anno 2017). I valori medi delle emissioni sono riportati nella Tabella 3-12.

Tabella 3-12: Emissioni medie calcolate per unità di combustibile in ingresso, in fase di esercizio delle centrali elettriche

Power Plant Type	SO _x (g/MJ _{in})	NO _x (g/MJ _{in})	PM 10 (g/MJ _{in})
Natural Gas	0.00	1.73×10^{-2}	1.88×10^{-5}
Coal	2.99×10^{-2}	3.99×10^{-2}	1.25×10^{-3}
Fuel Oil	3.22×10^{-2}	2.47×10^{-2}	3.33×10^{-3}
Pet TAR	1.51×10^{-2}	2.06×10^{-2}	2.03×10^{-4}

Fonte: Gargiulo et al., 2020

3.5. Dati di inventario nelle diverse fasi del ciclo di vita delle tecnologie

Per quanto riguarda la **fase di approvvigionamento del combustibile**, le fonti utilizzate dallo studio UNECE per la costruzione degli inventari è riportato nel paragrafo 3.2. In particolare, i dati sulle emissioni della fase di estrazione del carbone, del gas naturale e dell'uranio sono stati presi da Ecoinvent versione 3.7. Nel caso del carbone, si sono anche considerate le emissioni radioattive nella fase di estrazione calcolate sulla base dei dati riportati in (UNSCEAR, 2016). L'emissione di ²²²Rn in fase di mining varia da 0,012 a 0,93 kBq/kg carbone. Le emissioni fuggitive della fase di estrazione

del carbone sono state prese dal database Ecoinvent aggiornato al 2018 dall'UNFCCC. Per quanto riguarda il gas naturale, il lavoro condotto dall'UNECE (2021) considera le perdite di metano durante e dopo l'estrazione del gas, in particolare nei gasdotti, utilizzando i dati dell'ultima versione di Ecoinvent per la fornitura europea di gas naturale e aggiornando gli inventari del modello THEMIS per le regioni UNECE.

Per quanto riguarda la **fase di costruzione degli impianti**, lo studio UNECE (2021) riporta le fonti utilizzate per la costruzione dei dati di inventario per la centrale nucleare, idroelettrica e a concentrazione solare. In particolare, i materiali necessari per la costruzione di una centrale nucleare di 1000 MWe sono stati calcolati sulla base della documentazione ufficiale dell'EDF e di varie stime fatte nella letteratura. Per la fase di costruzione dei reattori SMR raffreddati ad acqua si considerano i dati di Carless et al. (2016) e Godsey et al. (2019). I dati di inventario della fase di costruzione della centrale idroelettrica sono presi dal lavoro di Perera et al. (2021). I dati di inventario della fase di costruzione della centrale solare a concentrazione sono presi dal lavoro di Whitaker et al. (2013). Per i dati di inventario delle altre tecnologie si rimanda al lavoro di Hertwich et al. (2016). I lavori di Carvalho et al. (2022), RSE (Carvalho et al., 2021) e Gargiulo et al. (2020) hanno utilizzato dati secondari del database Ecoinvent (Wernet et al., 2016) per la fase di costruzione delle centrali elettriche. Nel lavoro di Serešová et al. (2020), i dati primari della fase di costruzione della centrale sono stati ottenuti solo per la centrale idroelettrica. In tutti gli altri casi, si è fatto riferimento a stime degli esperti, riferimenti letterari e informazioni fornite dai produttori e fornitori.

In merito ai dati di inventario della **fase di funzionamento degli impianti**, si rimanda al paragrafo 3.4 sulle emissioni delle centrali termoelettriche. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili e il nucleare, le emissioni in fase operativa dell'impianto sono pressoché nulle.

Per quanto riguarda la **fase di decommissioning**, lo studio UNECE (2021) specifica le fonti utilizzate per la costruzione degli inventari della fase di smantellamento delle centrali nucleari e dei reattori SMR raffreddati ad acqua. Per i primi, i dati utilizzati per la fase di disattivazione sono stati modellati seguendo lo studio di Zhang & Bauer (2018) e aggiornati con i dati raccolti durante la consultazione con esperti della WNA. Per i secondi, si considerano i dati di Carless et al. (2016) e Godsey et al. (2019). Lo studio di Serešová et al. (2020) utilizza gli studi di Spath et al. (1999) e Wambach (2017) per la costruzione dei dati di inventario della fase di smantellamento delle centrali a carbone e del fotovoltaico e stime di esperti e altri studi non specificati per le restanti tecnologie.

4. Fase di Valutazione di Impatto

Di seguito si analizzano i principali risultati della fase di valutazione dei potenziali impatti dei vari studi oggetto della presente rassegna. Prima si considera lo studio UNECE (2021) improntato alla valutazione delle varie tecnologie utilizzate per la produzione di energia elettrica. Di seguito si discutono i risultati degli studi il cui focus sono i profili ambientali dei mix elettrici attuali e futuri.

4.1. Analisi impact assessment per tecnologia

4.1.1. Considerazioni complessive sui risultati di tutte le tecnologie

La Figura 4-1 dello studio UNECE riporta i risultati normalizzati (secondo le linee guida della PEF – Manfredi et al., 2012), in termini di contributo delle varie categorie di impatto, per ciascuna tecnologia di produzione di energia elettrica. Tali risultati sono riferiti alla produzione di 1 TWh di energia elettrica. La Figura 4-2 riporta gli stessi risultati con l'applicazione anche della pesatura (secondo quanto indicato da Sala et al. 2013).

Le suddette figure evidenziano come il contributo di alcune categorie di impatto sia particolarmente rilevante mentre quello di altre risulta trascurabile. In particolare, circa l'80% dell'impatto causato dai diversi sistemi di produzione di energia elettrica, dipende principalmente dalle categorie di riscaldamento globale, eutrofizzazione delle acque dolci, tossicità umana, radiazioni ionizzanti, uso del suolo, dissipazione dell'acqua e consumo di minerali e metalli (uso delle risorse). Un'analisi dettagliata di queste categorie, riferita alle varie tecnologie utilizzate, è riportata nei seguenti paragrafi e in particolare nel paragrafo 4.1.2.

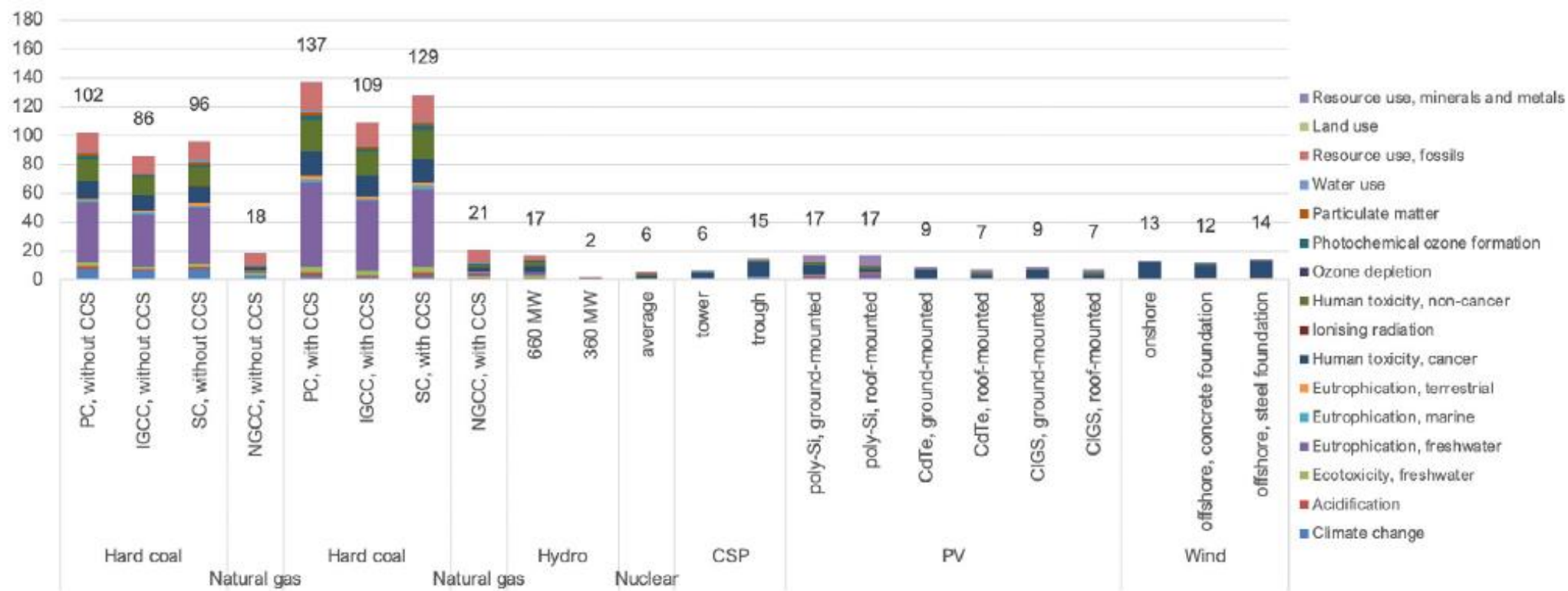
In termini di profilo ambientale complessivo le suddette figure indicano che i sistemi alimentati con fonti fossili sono i meno performanti. L'utilizzo del carbone risulta il peggiore seguito dal gas naturale. Tra le tecnologie a carbone il sistema a gassificazione a ciclo combinato risulta più performante dei sistemi a carbone polverizzato. Con l'utilizzo del CCS (sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂) gli indicatori (ponderati) complessivi peggiorano per i sistemi a carbone (dal -3% per il sistema a gassificazione a ciclo combinato al -8% per i sistemi a carbone polverizzato - subcritico e supercritico). Questo è dovuto alla diminuzione del rendimento delle centrali (che quindi comporta un aumento del consumo di carbon fossile), all'uso di sostanze chimiche per il processo di cattura, nonché alle emissioni dovute ai processi a valle di trasporto e stoccaggio di CO₂. Per i sistemi a gas naturale l'eco-indicatore complessivo migliora del 16% (grazie al maggiore rendimento termodinamico di questi sistemi rispetto a quelli basati sul carbone).

I sistemi basati sul nucleare risultano particolarmente sostenibili quando paragonati a quelli fossili. Infatti, il valore dell'indicatore del sistema nucleare è oltre 5 volte inferiore rispetto a quello del gas naturale e circa 17 volte inferiore a quello del carbone. In particolare, l'indicatore del nucleare risulta simile a tutte le tecnologie rinnovabili con esclusione dei sistemi idroelettrici da 360MW che risultano i meno impattanti tra tutte le tecnologie esaminate.

Tutti i sistemi basati sulle rinnovabili, indicati in Figura 4-1 e in Figura 4-2, risultano nettamente più performanti rispetto alle a quelli basati su fonti fossili. Il valore dell'eco-indicatore delle rinnovabili risulta di circa 12 volte inferiore rispetto a quello del carbone e 4 volte inferiore rispetto al gas naturale (con esclusione del fotovoltaico al silicio policristallino e dell'idroelettrico di 660MW di potenza). Il fotovoltaico policristallino e l'idroelettrico da 660MW hanno un valore di indicatore che è dello

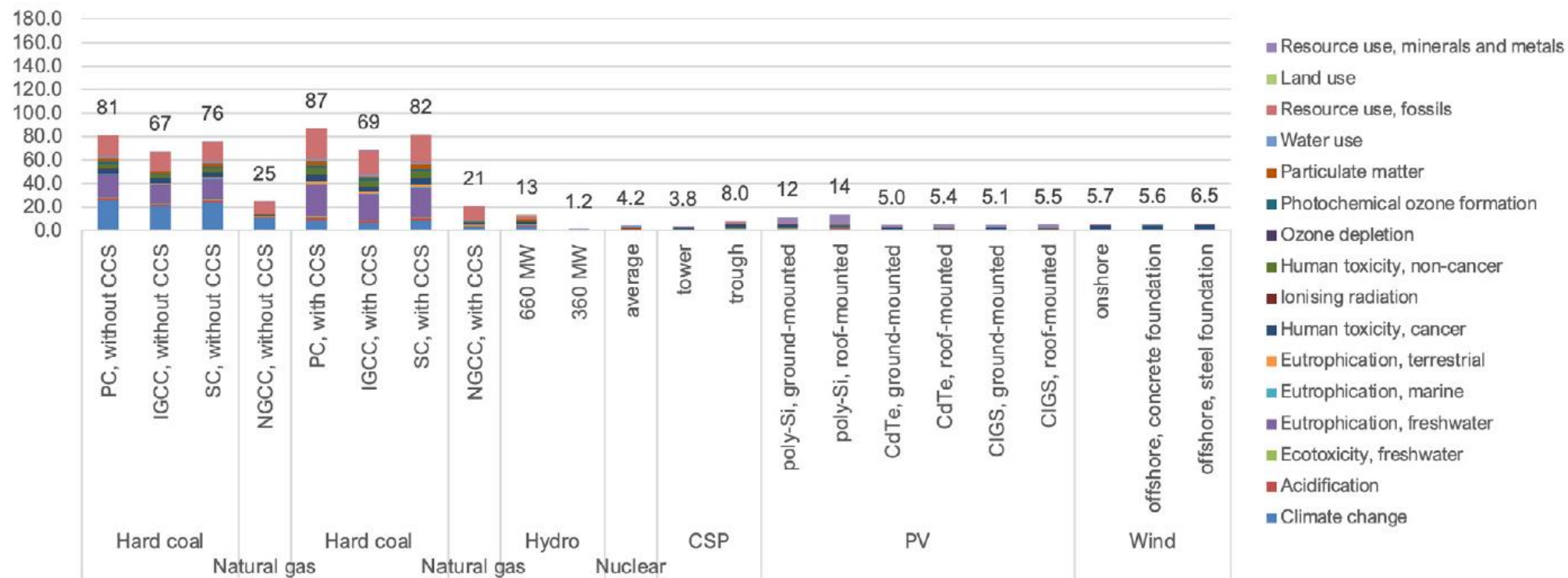
stesso ordine di grandezza dei sistemi alimentati con gas naturale. In generale, considerando i risultati ponderati (Figura 4-2), i sistemi rinnovabili più performanti sono (in ordine decrescente): l'idroelettrico da 360MW, il sistema a concentrazione solare a torre, il fotovoltaico (con moduli al cadmio-tellurio), il fotovoltaico (con moduli a base di seleniuro di rame indio e gallio), i sistemi eolici, il sistema a concentrazione solare parabolico, il fotovoltaico al silicio policristallino e l'idroelettrico da 660MW.

Figura 4-1: Risultati normalizzati, non pesati, in termini di contributo delle varie categorie di impatto, per ciascuna tecnologia (dati riferiti alla produzione di 1TWh di energia elettrica in Europa), anno 2020



Fonte: UNECE, 2021

Figura 4-2: Risultati normalizzati e pesati, in termini di contributo delle varie categorie di impatto, per ciascuna tecnologia (dati riferiti alla produzione di 1TWh di energia elettrica in Europa), anno 2020



Fonte: UNECE, 2021

4.1.1.1. Confronto tra le principali categorie di impatto

Potenziale effetto serra

In termini di impatti ambientali, confrontando il cambiamento climatico per tutte le tecnologie esaminate (Figura 4-3) si desume un andamento simile (ma non del tutto) a quello descritto nel paragrafo precedente.

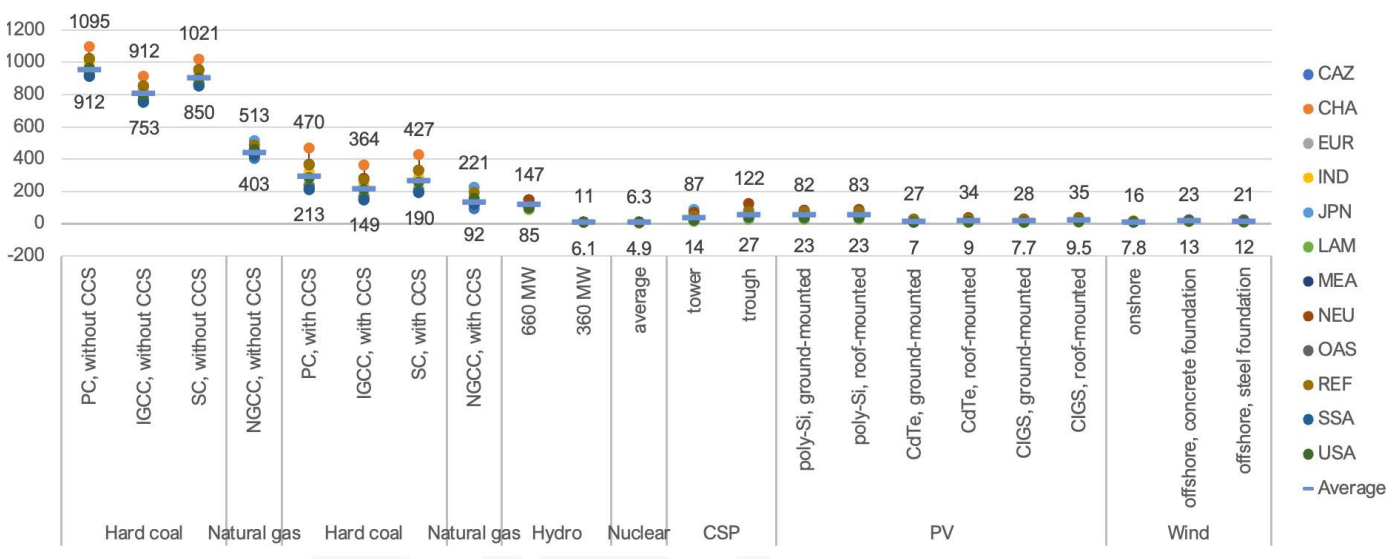
Nello specifico, anche in questo caso le fonti fossili risultano le meno performanti, con il carbone che presenta valori medi di emissione di circa 1 kg di CO₂ eq./kWh di energia elettrica prodotta. I valori per il gas sono poco meno della metà di quelli del carbone. Tuttavia, a differenza della Figura 4-1 e della Figura 4-2 (dove l'indicatore globale considera tutte le categorie di impatto), dalla Figura 4-3 si deduce che l'introduzione di sistemi CCS di cattura e stoccaggio della CO₂ (nelle centrali a carbone e a gas) riducono le emissioni (di gas climalteranti) di circa 5 volte.

Per tutti i singoli range di valori dell'indicatore GWP, attribuibili alle tecnologie fossili, si nota come i valori più alti del range siano quelli associati alla Cina, mentre i valori più bassi del range sono attribuibili alla produzione di energia elettrica in Europa, Canada, Stati Uniti, Australia e Nuova Zelanda. Tale differenza è da attribuire al mix elettrico, al tasso di perdita di metano (combustibili fossili) e al fattore di carico della rete elettrica di ciascuna area geografica.

Il nucleare presenta il valore medio e il range più basso in assoluto in termini di GWP, inferiori di oltre 150 rispetto al carbone e di oltre 75 rispetto al gas naturale.

Le tecnologie basate sulle fonti rinnovabili (con esclusione dei concentratori solari parabolici) in media presentano valori di indicatore GWP inferiori di circa 18 volte rispetto al carbone e di oltre 8 rispetto al gas naturale.

Figura 4-3: Emissioni GHG per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in g CO₂ eq./kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni di gas serra



Fonte: UNECE, 2021

Lo studio UNECE (Figura 4-1, Figura 4-2 e Figura 4-3) non riporta informazioni sui sistemi basati sulla biomassa. Tuttavia, la rassegna di Turconi et al. (2013) riporta dei valori di GWP per i sistemi a biomassa che variano da 25–130 g CO₂-eq./kWh (per i sistemi a co-combustione), 8,5–118 g CO₂-eq./kWh (per i sistemi a combustione diretta) e 17–117 g CO₂-eq./kWh (per i sistemi a gassificazione); la media di questi range è di circa 70 g CO₂-eq./kWh. Tali valori sono comparabili ai range riportati in Figura 4-3 per il sistema idroelettrico da 660W e per i sistemi a concentrazione solare (parabolici).

Lo studio UNECE non riporta informazioni sui sistemi basati sui derivati del petrolio. Tuttavia, questo tipo di fonte di energia è considerato negli studi pertinenti al mix elettrico italiano (Carlvaho et al., 2021; Gargiulo et al. 2020). Analizzando i dati di inventario e i fattori di emissione riportati in questi paper si evince che l'uso dei derivati del petrolio porta ad emissioni di CO₂ equivalente di circa il 75-80% di quello dei sistemi a carbone.

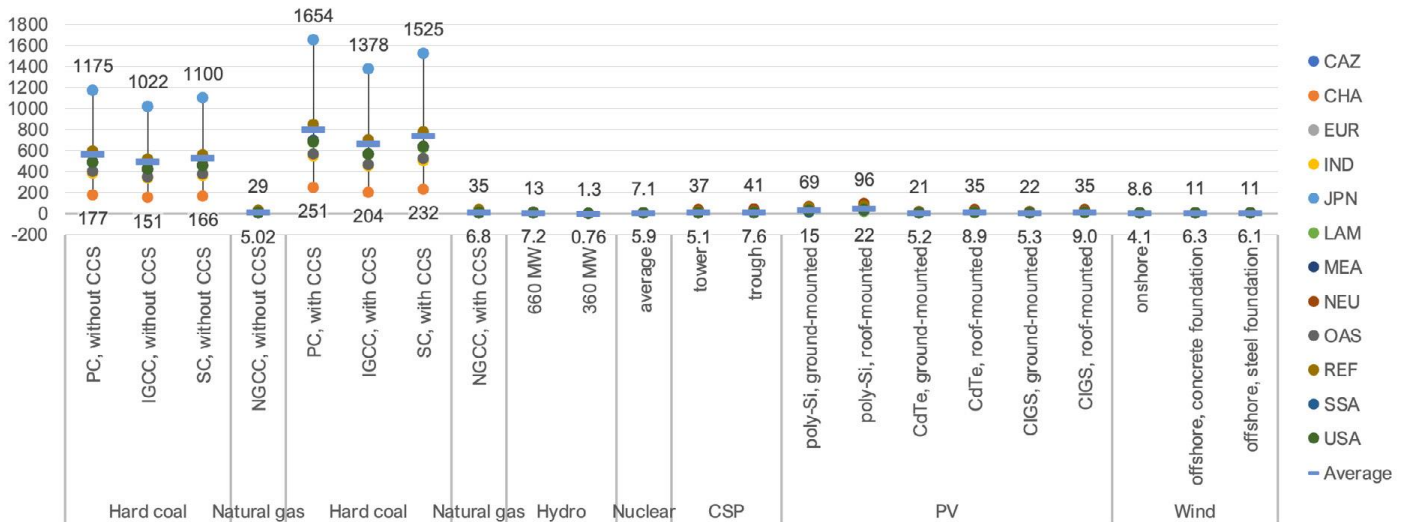
Eutrofizzazione delle acque dolci

In termini di questa categoria ambientale (Figura 4-4) la tecnologia nettamente più impattante risulta quella basata sul carbone (con dei valori che oscillano da 151-1.175 mg di P eq./kWh per i sistemi senza CCS e con dei valori che oscillano da 204-1.654 mg di P eq./kWh per sistemi con CCS). Il gas naturale ha un valore medio di indicatore di oltre 60 volte inferiore al carbone così come la concentrazione solare e il fotovoltaico. Il nucleare presenta un valore di oltre 90 volte inferiore rispetto a quello del carbone, mentre le altre fonti rinnovabili presentano un valore medio di almeno 60 volte inferiore. Il valore più basso di indicatore (media di circa 1 mg di P eq./kWh) per questa categoria è attribuibile ai sistemi idroelettrici da 360MW.

La netta superiorità numerica dell'indicatore associato al carbone è dovuta alla fase di estrazione (vedi paragrafo 4.1.2 per dettagli). Inoltre, il netto aumento dell'indicatore per l'implementazione di sistemi di cattura e stoccaggio di CO₂ è dovuto ad una riduzione della resa complessiva degli impianti a carbone dotati di tale tecnologia oltre che ai processi associati al trasporto e stoccaggio della CO₂ sequestrata.

Per tutti i singoli range di valori dell'indicatore, attribuibile alle tecnologie basate sul carbone, si nota come i valori più bassi del range siano quelli associati alla Cina, mentre i valori più alti del range sono attribuibili al Canada, all'Australia e alla Nuova Zelanda. Tale differenza è imputabile all'estrazione di carbone in Cina che comporta un'emissione inferiore di fosfati e al maggiore quantitativo di acqua usata in Australia per rimuovere la maggiore quantità di detriti presenti nelle miniere di carbone australiane.

Figura 4-4: Emissioni eutrofizzanti (acqua dolce) per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in mg P eq./kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni



Fonte: UNECE, 2021

Radiazioni ionizzanti

Le uniche due tecnologie che presentano potenziali emissioni di questo tipo sono quella nucleare (con valori che oscillano tra 14-475 g U²³⁵ eq./kWh) e quella basata sul carbone (con valori che oscillano tra 9-15 g U²³⁵ eq./kWh). Tale emissione è dovuta a tutto il ciclo di vita del sistema nucleare e alla fase di estrazione del carbone.

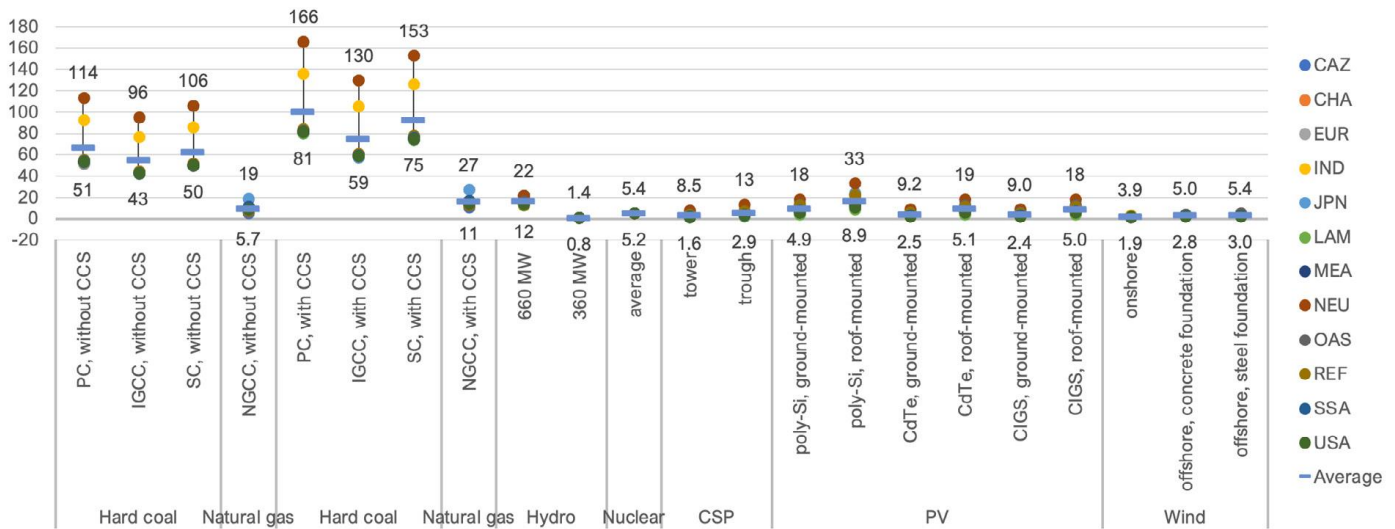
La notevole oscillazione del valore dell'indicatore per i sistemi nucleari è dovuta alla non definizione di un approccio univoco per la modellazione (vedi UNECE (2021)) di tali emissioni che quindi genera molta variabilità nei possibili risultati di tale modellazione.

Tossicità umana (non-cancerogena e cancerogena)

In termini di tossicità umana (effetti non cancerogeni) (Figura 4-5), i sistemi basati sul carbone mostrano i punteggi più alti, con valori che oscillano tra 54 e 67 CTUh/TWh per sistemi senza CCS e 74-100 CTUh/TWh per i sistemi con tecnologia CCS. Anche in questo caso l'utilizzo di sistemi CCS porta ad un aumento dell'indicatore di tale categoria di impatto. Le altre tecnologie presentano valori inferiori di almeno cinque volte rispetto ai suddetti punteggi. Tra le rinnovabili, la tecnologia meno performante è quella dei pannelli fotovoltaici al silicio policristallino. Per maggiori dettagli, si rimanda il lettore al paragrafo sui sistemi basati sul carbone e quelli fotovoltaici (paragrafi 4.1.2.1 e 4.1.2.7).

L'alto range di valori dell'indicatore per i sistemi basati sul carbone, in particolare i valori massimi associati alla Cina, è dovuto al ciclo di vita del carbone cinese che risulta più impattante rispetto a quello delle altre aree del mondo.

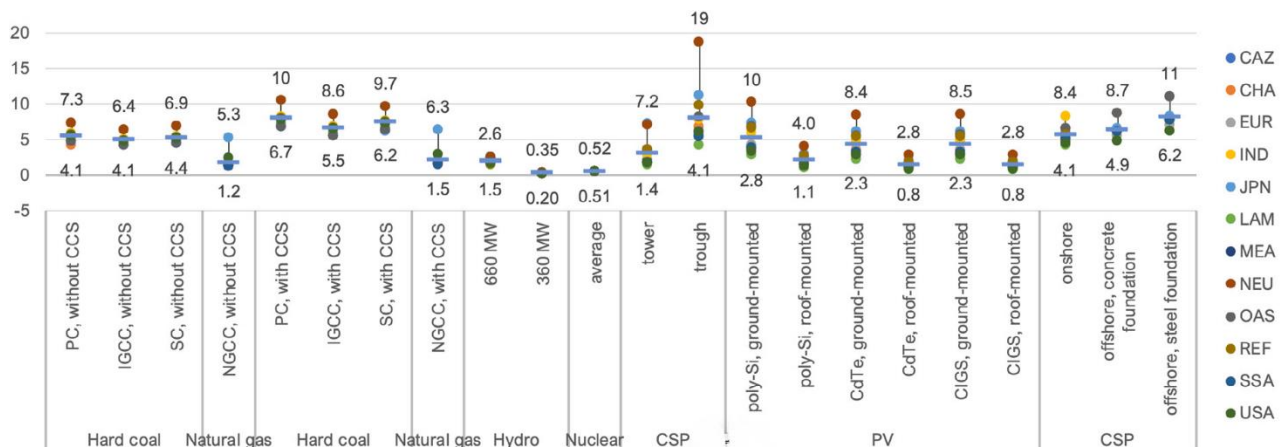
Figura 4-5: Tossicità umana (non cancerogena) per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in CTUh/TWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni



Fonte: UNECE, 2021

Per quanto concerne la categoria della tossicità umana cancerogena (Figura 4-6), i valori sono molto più bassi rispetto a quella non-cancerogena. Infatti, in questo caso il massimo del valore medio dell'indicatore si attesta intorno agli 8 CTUh/TWh. L'impatto della tossicità umana (cancerogena) di tutte le tecnologie è correlato alla quantità di cromo esavalente emesso in acqua durante il loro ciclo di vita, che è legato all'uso di acciai speciali e al trattamento delle scorie dei forni elettrici ad arco. Anche per questa categoria di impatto i migliori risultati sono attribuibili ai sistemi idroelettrici di piccola taglia e a quelli basati sul nucleare.

Figura 4-6: Tossicità umana (cancerogena) per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in CTUh/TWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate delle emissioni



Fonte: UNECE, 2021

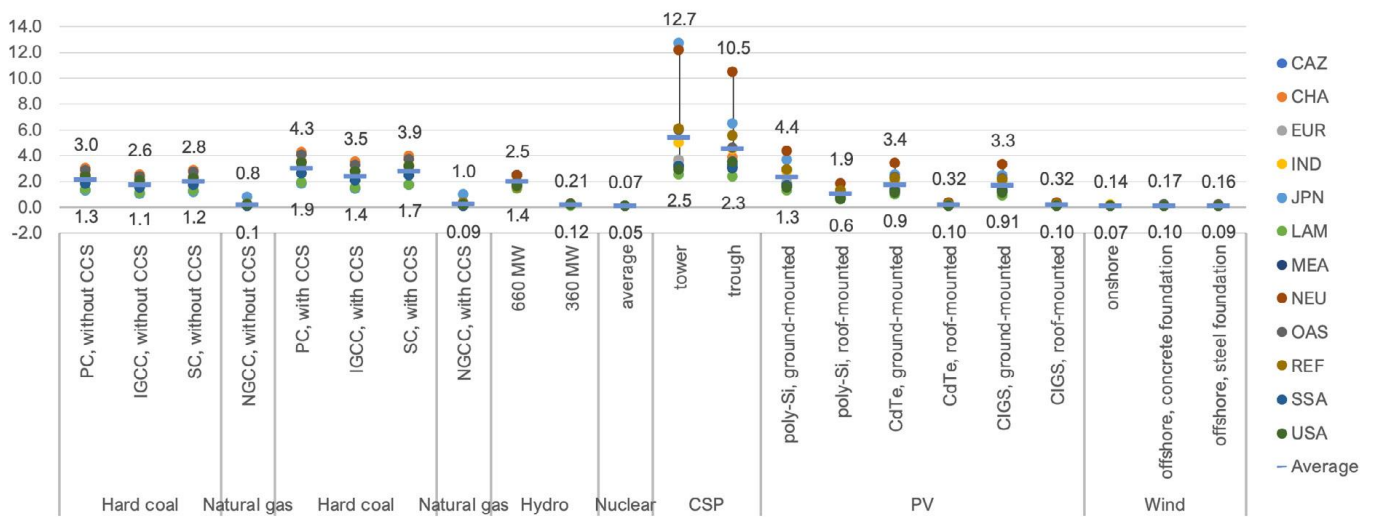
Uso del suolo

Questa categoria di impatto considera l'uso del suolo (Figura 4-7), sia diretto che indiretto, di tipo agricolo e urbano. Risultano più rilevanti i sistemi a carbone, quelli a concentrazione solare, l'idroelettrico e il fotovoltaico. L'uso del suolo del carbone è rappresentato direttamente dalla miniera e indirettamente dalle piantagioni di alberi dai quali si producono le strutture portanti delle miniere sotterranee. L'impatto nel caso dell'idroelettrico e del fotovoltaico dipende fortemente dalla tipologia di impianto.

Il valore più alto per questa categoria è rappresentato dalla tecnologia del solare a concentrazione. Questo è dovuto all'uso diretto del suolo, nella fase di produzione dell'energia elettrica, per l'alloggiamento degli specchi. Il valore più basso è quello associato ai sistemi basati sul nucleare.

La variabilità di questo indicatore è elevata per le tecnologie dipendenti dal clima (in particolare quelle solari) che possono presentare valori variabili di fattore di carico (Murphy et al., 2015).

Figura 4-7: Uso del suolo, per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (in punti, in termini di qualità del suolo). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate del potenziale impatto



Fonte: UNECE, 2021

È bene precisare che nello studio UNECE è specificato che non vi sono fattori di caratterizzazione per l'occupazione del dominio acquatico. Pertanto, l'eolico off-shore e i sistemi idroelettrici potrebbero essere sottostimati in termini della categoria di potenziale utilizzo del suolo.

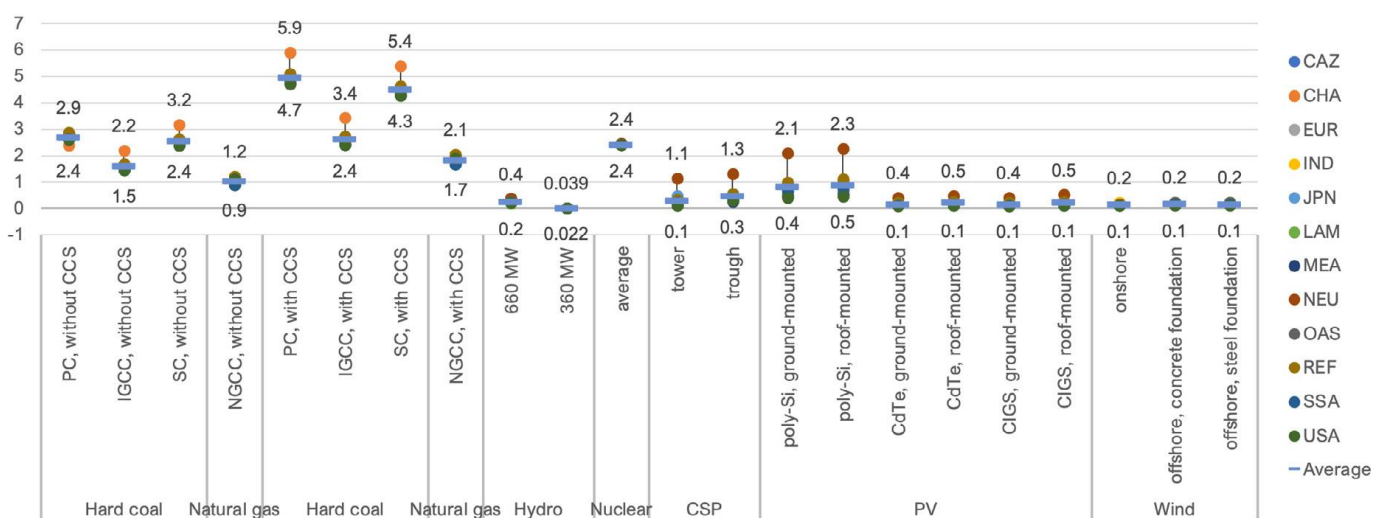
Dissipazione dell'acqua

Con questa categoria di potenziale impatto si misura il quantitativo di acqua che non è immediatamente restituita all'ambiente (falda, fiume o oceano) dopo l'uso. Per chiarezza, l'acqua che passa attraverso una turbina idro-elettrica non genera dissipazione, mentre l'acqua in un circuito di raffreddamento o l'acqua utilizzata per la produzione di un composto generano dissipazione. Pertanto, le acque di raffreddamento delle centrali a carbone, a gas e quelle nucleari fanno sì che, per questa categoria di impatto, tali sistemi siano più impattanti rispetto ai sistemi basati sulle fonti rinnovabili.

(Figura 4-8). Infatti, i valori medi dei sistemi rinnovabili sono di un ordine di grandezza inferiori a quelli dei sistemi fossili e nucleari. Fanno eccezione i sistemi fotovoltaici a base di silicio che richiedono un discreto uso di acqua per la produzione dei pannelli FV.

Il valore maggiore dei sistemi fossili con tecnologia CCS, rispetto ai sistemi senza CCS, dipende dalla resa inferiore di tali sistemi e dalla fase di raccolta, distribuzione e stoccaggio della CO₂ sequestrata. Il valore più basso è quello associato ai sistemi basati sull'idroelettrico di piccola taglia.

Figura 4-8: Dissipazione dell'acqua per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (litri/kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate del potenziale impatto



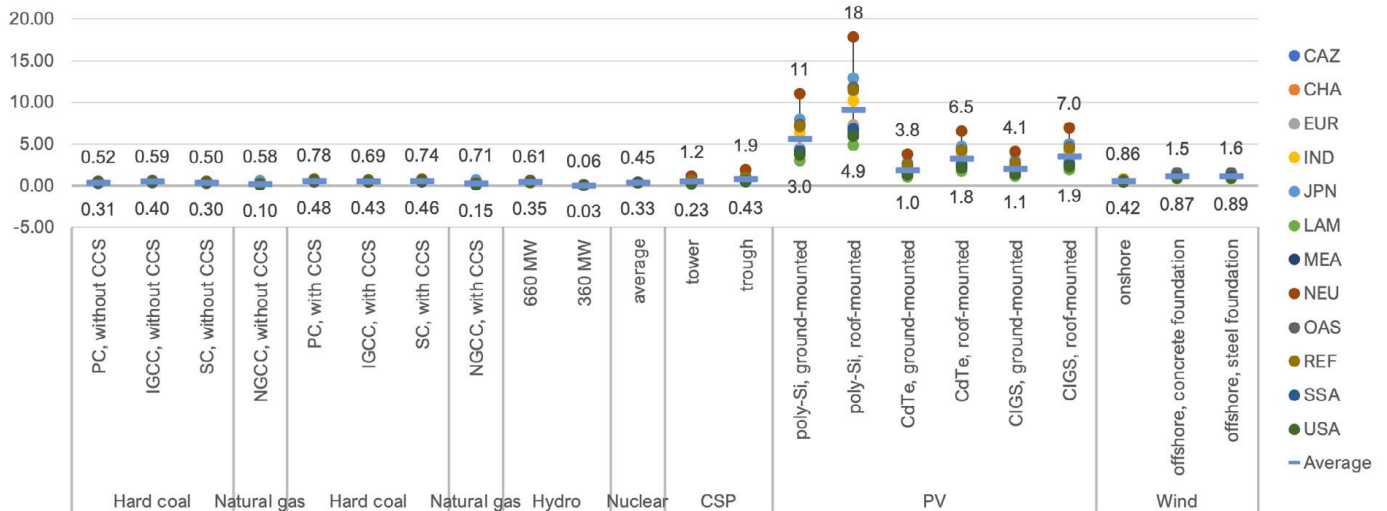
Fonte: UNECE, 2021

Uso di risorse

Questa categoria che rileva l'uso di risorse e le commisura alla scarsità della risorsa (in termini di riserve presenti in natura di tale risorsa rapportata alle riserve di antimonio) è particolarmente rilevante per i sistemi fotovoltaici (Figura 4-9). Infatti, questi sistemi, soprattutto quelli basati sul silicio, hanno un valore di indicatore di almeno il doppio rispetto a tutti gli altri sistemi. Questo è dovuto al fatto che in tali sistemi si fa uso di metalli preziosi come oro e argento. Il valore più basso è quello associato ai sistemi basati sull'idroelettrico di piccola taglia.

È bene segnalare che nello studio UNECE, si evidenzia che la mancanza di fattori di caratterizzazione per quanto concerne l'uso delle terre rare potrebbe portare a una sottostima in termini di categoria di impatto dell'utilizzo delle risorse.

Figura 4-9: Uso di risorse, per ciascuna tecnologia per l'anno 2020 (mg Sb eq./kWh). Sono anche indicate le variazioni regionalizzate del potenziale impatto



Fonte: UNECE, 2021

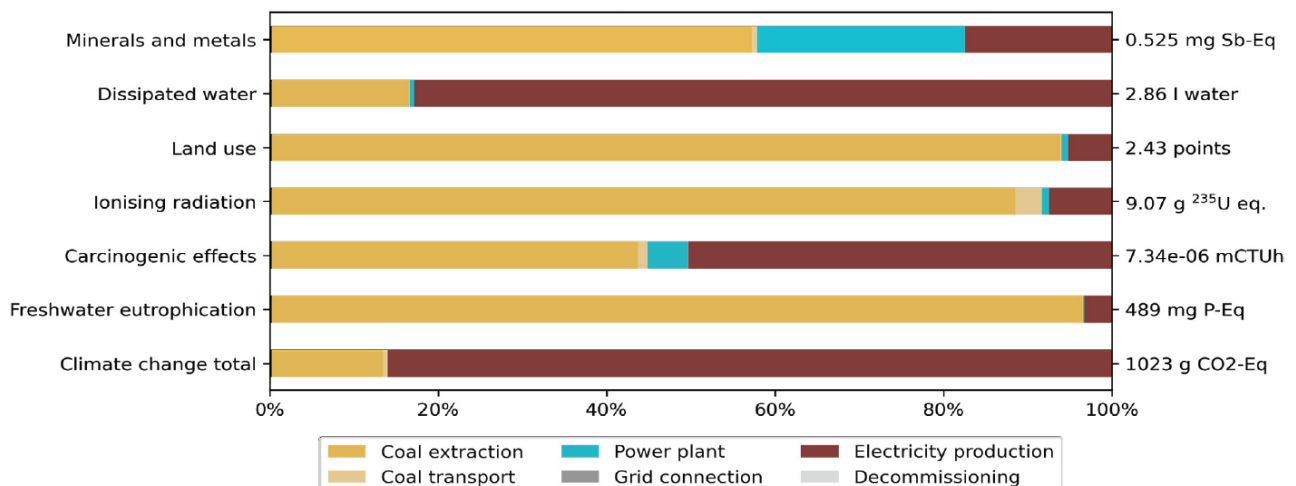
4.1.2. Analisi dettagliata per tecnologia

Di seguito si analizzano, per ciascuna tecnologia oggetto della presente rassegna, i dettagli dei potenziali impatti associati alla produzione di 1 kWh di energia elettrica. La fonte principale per questa sezione è il rapporto UNECE (2021).

4.1.2.1. Tecnologia a carbone

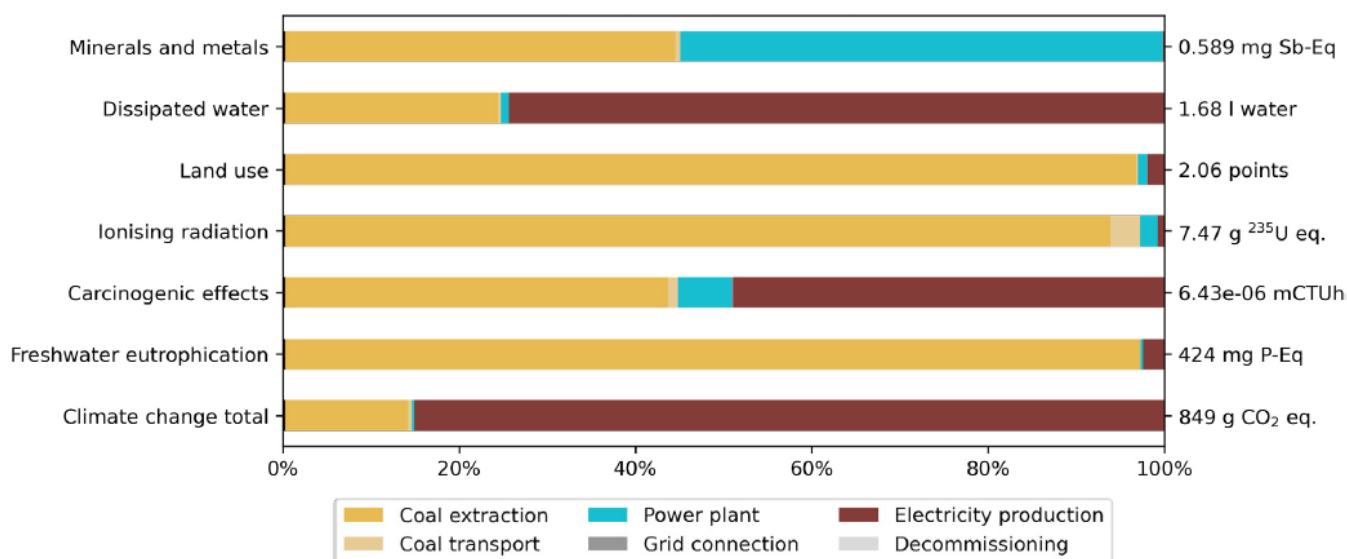
I sistemi a carbone, come messo in evidenza nel paragrafo 4.1.1, risultano essere i sistemi più impattanti tra tutti quelli analizzati. Tra le tre tecnologie a carbone analizzate nello studio UNECE, quella a gassificazione a ciclo combinato risulta più performante (cfr. Figura 4-10 e Figura 4-11).

Figura 4-10: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1kWh (nel 2020 in Europa) con tecnologia a polvere di carbone (senza CCS)



Fonte: UNECE, 2021

Figura 4-11: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1kWh (nel 2020 in Europa) con tecnologia a gassificazione a ciclo combinato (senza CCS)



Fonte: UNECE, 2021

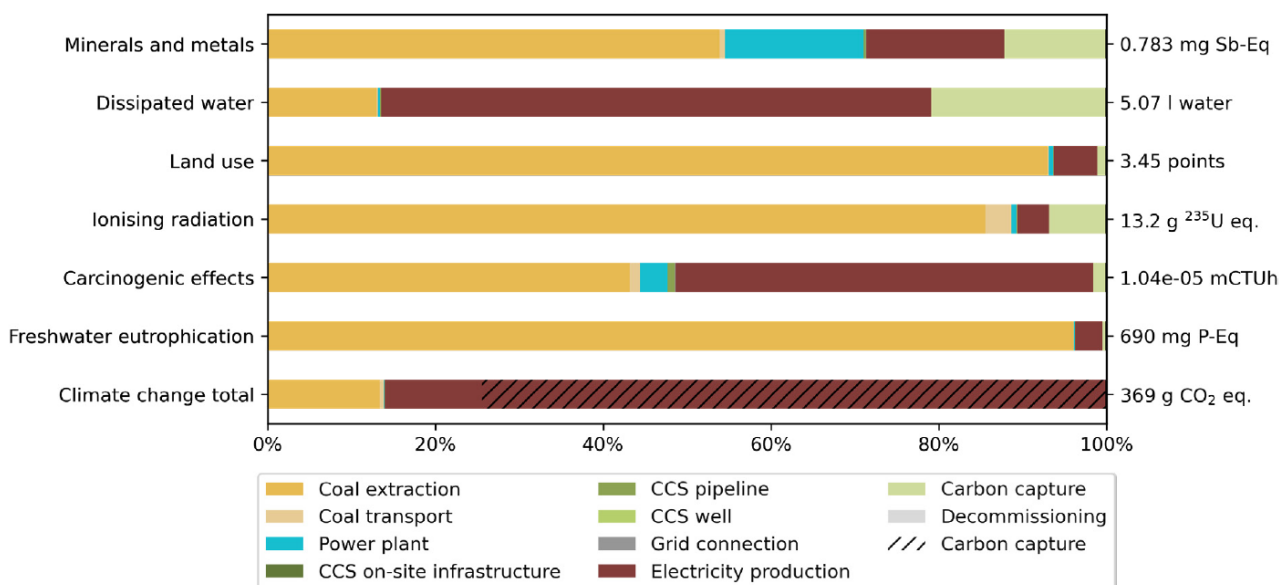
Dalla Figura 4-2 risulta che le categorie maggiormente interessate da questo genere di sistema sono il cambiamento climatico e l'eutrofizzazione delle acque dolci (oltre che naturalmente la categoria che misura l'utilizzo di fonti fossili). Il potenziale di eutrofizzazione dei sistemi a carbone ha i valori di indicatore più alti rispetto a tutte le tecnologie oggetto della presente rassegna e dipende prevalentemente (oltre il 95% del totale, vedi Figura 4-10 e Figura 4-11) dalla fase di estrazione durante la quale si hanno emissioni di fosfati. Da notare che l'estrazione di carbone in Australia causa i rilasci in acqua di quantitativi maggiori di fosfati rispetto ad altre aree del mondo; mentre l'estrazione in Cina ne causa molto meno (secondo i dati riportati nel database Ecoinvent (Wernet et al., 2016)). La fase di estrazione è anche responsabile di emissioni di sostanze radioattive (anche se in quantità molto minori rispetto ai sistemi nucleari) che contribuiscono al potenziale effetto cancerogeno (tossicità umana).

La produzione di gas climalterante dipende prevalentemente (per oltre l'85% del totale) dalla fase vera e propria di produzione dell'energia elettrica. Le emissioni di GHG in fase di estrazione dipendono dall'uso di energia necessaria per l'estrazione e dalle emissioni di gas naturale delle miniere di carbone. I valori di emissioni di GHG per questo genere di sistemi sono i più alti tra tutti quelli considerati nella presente rassegna (valore medio di circa 1 kg/kWh di energia elettrica prodotta, vedi Figura 4-3).

Al fine di ridurre l'impronta di carbonio delle centrali a carbone, si stanno sviluppando e implementando sistemi per la cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS). La Figura 4-12 illustra il profilo, per fase, della produzione con carbone polverizzato con l'uso della tecnologia CCS. Come si può notare l'implementazione del CCS riduce le emissioni GHG di oltre il 56%. Tuttavia, come accennato nel paragrafo 4.1.1, l'implementazione del CCS riduce l'efficienza della centrale a carbone e inoltre prevede l'uso di sostanze chimiche e di energia per il funzionamento del CCS. Questo comporta un

aumento dei valori di caratterizzazione dell'eutrofizzazione (+62%), della tossicità umana (+61%), delle radiazioni ionizzanti (+76%), dell'uso del suolo (+67%), della dissipazione dell'acqua (+201%) e dell'uso di risorse (+32%). Nel complesso, quindi, l'uso del CCS diminuisce le emissioni di GHG ma fa aumentare le emissioni pertinenti alle altre categorie a tal punto che l'indicatore complessivo riportato in Figura 4-2 aumenta di oltre il 7%. Si tenga presente che, nel calcolo dei valori illustrati nella Figura 4-12, non si è tenuto conto delle perdite di CO₂ del sistema CCS che potrebbero ammontare nel lungo periodo al 10% di tutta la CO₂ stoccata (Vinca et al., 2018).

Figura 4-12: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa) con tecnologia a polvere di carbone (con CCS)



Fonte: UNECE, 2021

4.1.2.2. Tecnologia basata sui derivati del petrolio

Questo tipo di tecnologia, che nel mix elettrico italiano conta poco più del 3% del totale, (vedi paragrafo 1.2.2), così come evidenziato nel paragrafo 4.1.1.1, ha delle emissioni GWP superiori a quelle basate sul gas naturale ma di poco inferiori a quelle basate sul carbone. I fattori di emissione dell'SO₂ e degli NO_x sono simili a quelli del carbone. Oltre al GWP (che si sviluppa principalmente nella fase di produzione dell'energia elettrica e in piccola parte nella fase di estrazione e raffinazione del petrolio), sono rilevanti le categorie della tossicità (che si sviluppa principalmente nella fase di produzione dell'energia elettrica) e delle radiazioni ionizzanti che si sviluppano nella fase di estrazione del petrolio.

4.1.2.3. Tecnologia a gas naturale

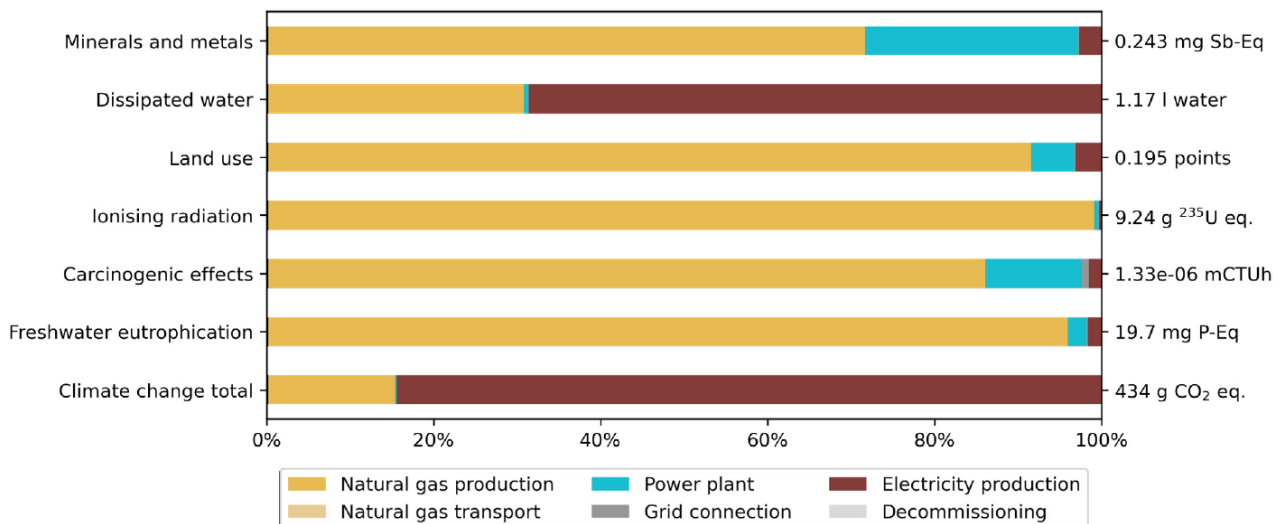
Le centrali a gas naturale, come messo in evidenza nel paragrafo 4.1.1, si collocano al terzo posto (dopo le centrali a carbone e quelle alimentate con i derivati del petrolio), in termini di impatti ambientali, tra tutti i sistemi analizzati.

La Figura 4-2 indica che la principale categoria di impatto associata a tale profilo è il cambiamento climatico (oltre che naturalmente la categoria che misura l'uso di fonti fossili). Le altre categorie risultano molto meno rilevanti. Dalla Figura 4-13 si evince che il cambiamento climatico associato a questa tecnologia dipende prevalentemente (per circa l'85% del totale) dalla fase vera e propria di produzione dell'energia elettrica.

Le emissioni di GHG in fase di estrazione dipendono dall'uso di energia necessaria per l'estrazione e dalle perdite di gas naturale dal giacimento. Il gas naturale liquefatto ha emissioni ancora più elevate a causa del processo di liquefazione stesso.

Lo studio UNECE valuta anche l'impatto dell'uso del CCS in una centrale a gas naturale. In questo caso il CCS riduce le emissioni di GHG (-65%) e porta a un miglioramento del 15% dell'indicatore totale della Figura 4-2.

Figura 4-13: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con tecnologia basata sull'uso del gas naturale (senza CCS)



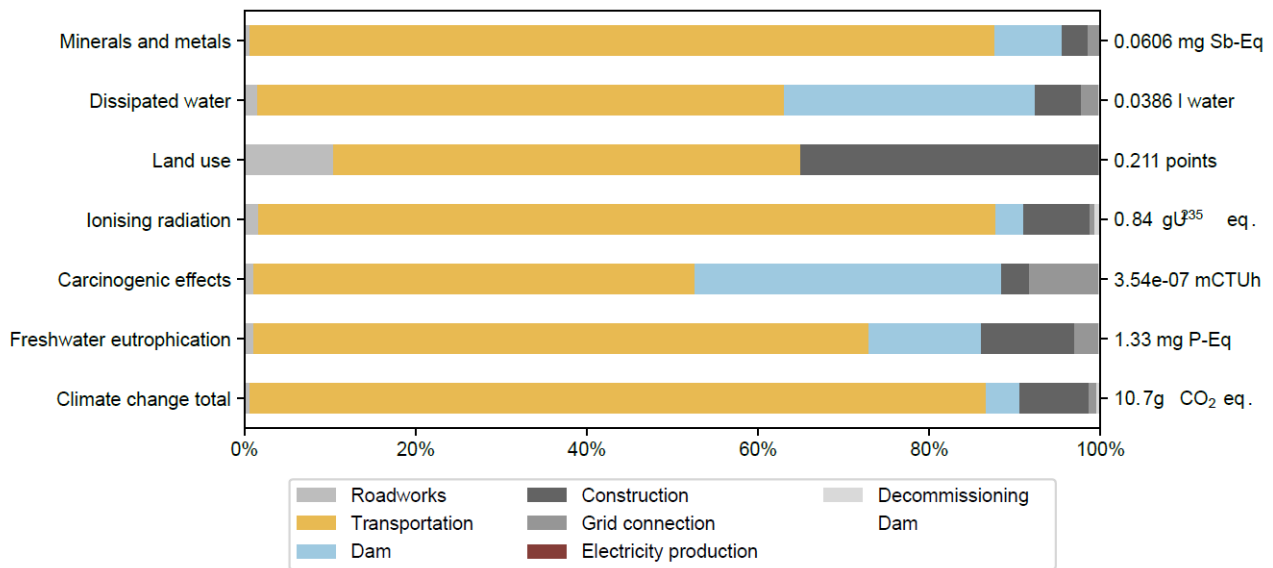
Fonte: UNECE, 2021

4.1.2.4. Tecnologia idroelettrica

Le centrali idroelettriche analizzate nello studio UNECE sono di due tipi: una con potenza da 660MW e l'altra con potenza da 360MW e si riferiscono a un contesto cileno. I valori dell'indicatore per questa tecnologia, riportati in Figura 4-2, sono di gran lunga inferiori rispetto ai sistemi basati sulle fonti fossili. La centrale con potenza di 360MW presenta il profilo ambientale complessivo più basso in assoluto.

Le categorie di impatto più rilevanti sono il GWP, la dissipazione delle acque, la tossicità umana (effetti cancerogeni) e l'uso del suolo. Il GWP dipende dai trasporti in fase di costruzione delle dighe. La dissipazione delle acque e la tossicità dipendono dai materiali utilizzati per la costruzione della diga. L'uso del suolo dipende dagli spazi occupati da tutte le infrastrutture del sistema idroelettrico (vedi anche paragrafo 4.1.1 per ulteriori considerazioni sulla categoria dell'uso del suolo applicata ai sistemi idroelettrici).

Figura 4-14: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso dell'idroelettrico



Fonte: UNECE, 2021

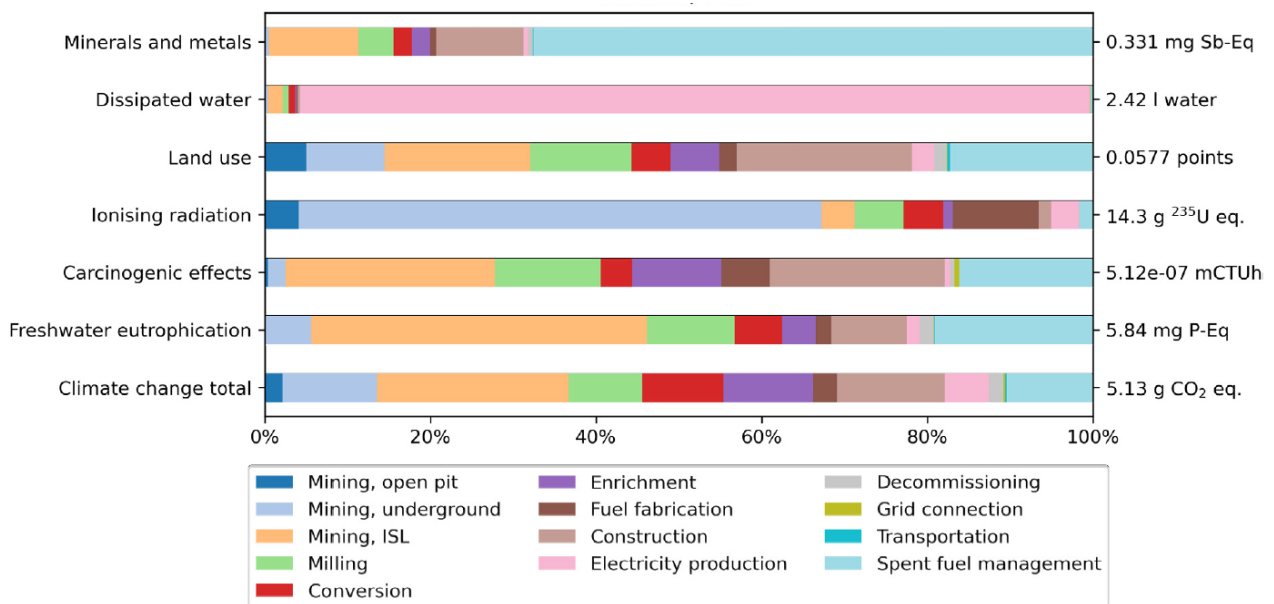
4.1.2.5. Tecnologia nucleare

Le centrali nucleari nel rapporto UNECE sono state modellate come un sistema generico senza regionalizzazione (Jordaan et al., 2021) dei dati di inventario; questo al fine di modellare una produzione di energia elettrica media globale. A tal proposito, è opportuno menzionare che le fasi di estrazione del minerale di uranio e quella di conversione/arricchimento sono particolarmente energivore (in termini di energia elettrica). Poiché la conversione e l'arricchimento può avvenire a livello globale (Russia, Cina Francia, Stati Uniti Canada e EU), così come l'estrazione del minerale di Uranio (Africa, Kazakistan, Australia, Canada, Australia, Russia, Cina e Stati Uniti), per lo studio UNECE è stato utilizzato un mix elettrico medio (fortemente dipendente da fonti fossili e dal nucleare) che potrebbe non essere rappresentativo dello scenario italiano dove il mix elettrico ha un profilo ambientale migliore.

In ogni caso, nel complesso l'indicatore complessivo della Figura 4-2 colloca il nucleare al secondo posto come miglior profilo ambientale, dopo l'idroelettrico. Le categorie di impatto che contribuiscono maggiormente a questo indicatore complessivo molto ridotto sono: la dissipazione dell'acqua e le radiazioni ionizzanti. La Figura 4-15 indica che la dissipazione dell'acqua avviene nella fase di produzione di energia elettrica; l'acqua viene usata per il raffreddamento dell'impianto. Le radiazioni ionizzanti sono maggiormente rilevanti nella fase di estrazione del minerale di uranio.

Dall'analisi della letteratura emerge una carenza di dati per quanto concerne la fase di gestione del combustibile esausto.

Figura 4-15: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso del nucleare



Fonte: UNECE, 2021

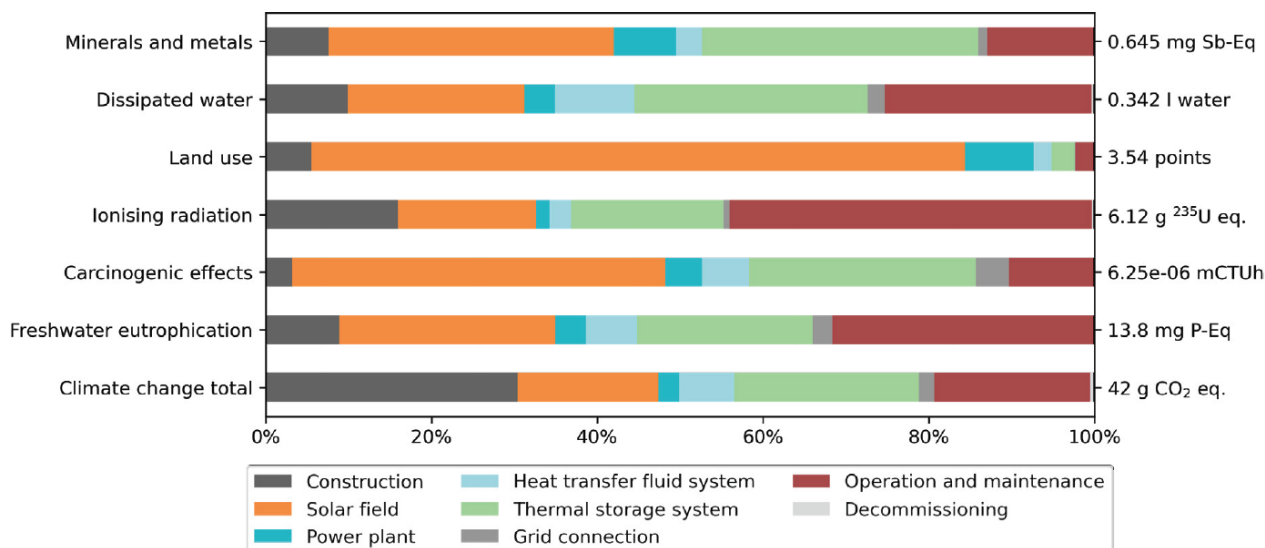
Infine, è bene segnalare che nell'utilizzare questo dataset aggiornato per il calcolo degli impatti, riportati nella relazione UNECE, per la categoria di impatto *Cumulative Energy Demand* (CED), gli autori dichiarano di aver rimosso i flussi elementari pertinenti all'uso dell'uranio. Pertanto, i valori del CED (non riportati nella Figura 4-15) del suddetto rapporto UNECE, riferiti all'energia elettrica prodotta con il nucleare, potrebbero essere sottostimati.

4.1.2.6. Tecnologia a concentrazione solare

I sistemi a concentrazione solare hanno un profilo ambientale complessivo (vedi Figura 4-2) tra i più bassi tra le varie fonti rinnovabili oggetto della presente rassegna. Il sistema a concentrazione a specchi parabolici presenta un profilo peggiore (8 punti) rispetto a quello "a torre" (3,8 punti).

Il profilo ambientale è caratterizzato soprattutto dalle seguenti categorie di impatto: il GWP e l'uso del suolo. Quest'ultimo (vedi Figura 4-16) è dovuto all'uso diretto del suolo, nella fase di produzione dell'energia elettrica, per l'alloggiamento degli specchi. Mentre il GWP è associato alla fase di realizzazione dell'impianto e della messa in opera, oltre che alla fase di stoccaggio del calore e al funzionamento tramite allaccio alla rete elettrica del sistema nei momenti in cui la turbina non produce energia.

Figura 4-16: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso della tecnologia a concentrazione solare a specchio parabolico



Fonte: UNECE, 2021

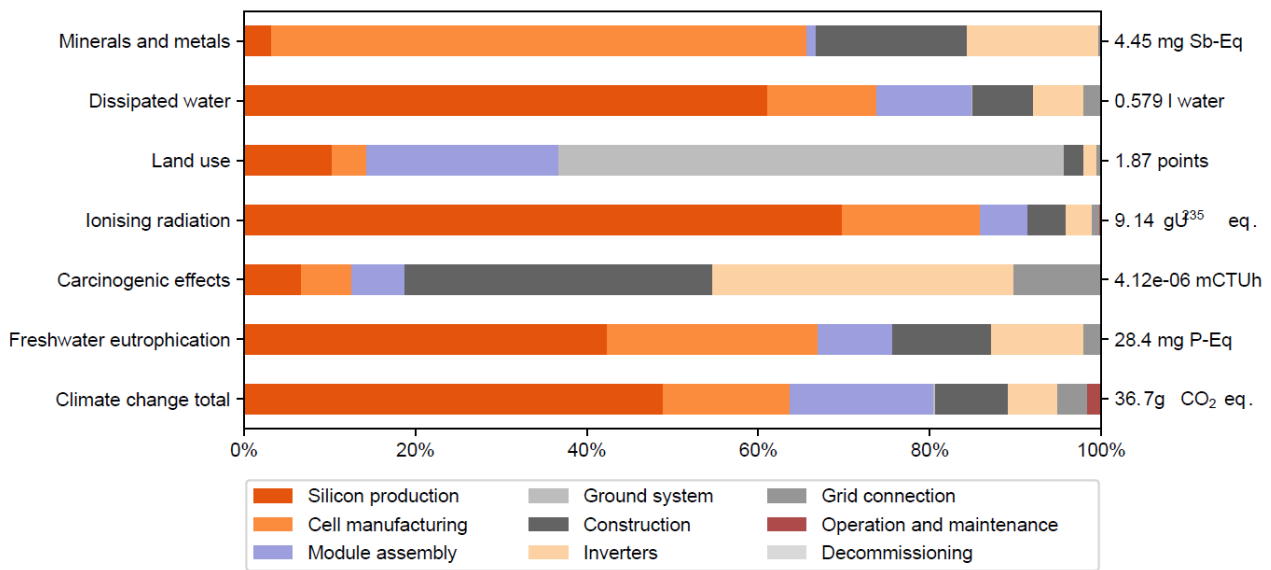
4.1.2.7. Tecnologia fotovoltaica

Nello studio UNECE sono analizzati i sistemi fotovoltaici (FV) con moduli al silicio policristallino, al cadmio-tellurio e al seleniuro di rame-indio-gallio. La produzione dei pannelli è riferita a una produzione cinese.

Dalla Figura 4-2 si evince che i pannelli non contenenti silicio sono particolarmente performanti in termini ambientali in quanto l'indicatore di impatto complessivo per queste tipologie di sistemi è molto basso (5 punti). I sistemi con i pannelli in silicio policristallino invece hanno dei valori di indicatore non indifferenti (14 punti; si consideri che nello stesso grafico il sistema a gas naturale ha un punteggio di 21).

Nello specifico, per i sistemi con pannelli in silicio policristallino, le emissioni di gas climalteranti sono basse se paragonate alle fonti fossili ma sono anche tra le più alte tra le fonti rinnovabili. Queste emissioni sono dovute all'estrazione e lavorazione del silicio e alla produzione dei moduli e delle infrastrutture (Figura 4-17). Tali produzioni comportano un consumo di energia che genera anche potenziali impatti in termini di eutrofizzazione e radiazioni ionizzanti, e un consumo di acqua che contribuisce alla categoria della dissipazione dell'acqua. L'utilizzo di metalli non ferrosi (tra cui argento e oro) nella fase di produzione contribuisce a dare un valore particolarmente alto all'indicatore dell'uso delle risorse e alla tossicità (a causa soprattutto del rame la cui produzione è causa dell'emissione di ioni di arsenico). L'uso del suolo è anche particolarmente rilevante quando i pannelli sono montati a terra e non sulle coperture degli edifici.

Figura 4-17: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa) con uso del fotovoltaico (al silicio) montato a terra



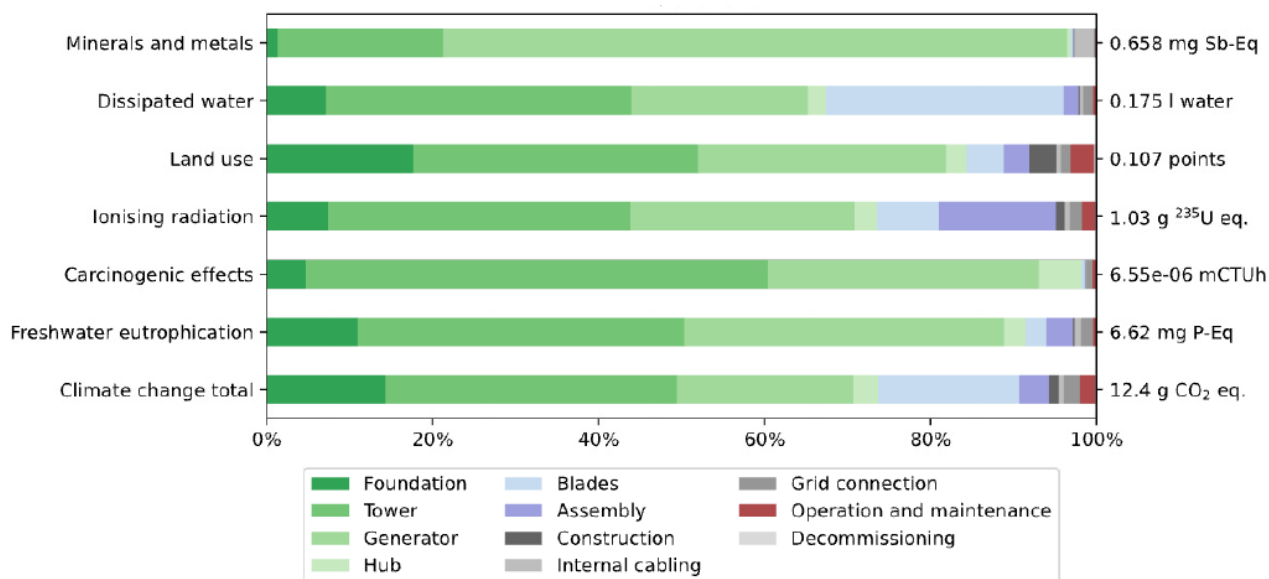
Fonte: UNECE, 2021

4.1.2.8. Tecnologia eolica

Questa tecnologia mostra un indicatore complessivo (Figura 4-2) molto basso (valore medio di 6 punti) se paragonato alle fonti fossili e in ogni caso risulta tra i più bassi tra le tecnologie rinnovabili. I tre tipi di sistemi analizzati (onshore, offshore con basamento in cemento e offshore con basamento in acciaio) presentano valori di indicatore molto simili. Infatti, il maggiore carico ambientale derivante dalla costruzione dei più massicci sistemi off-shore è compensato da una maggiore produttività di tali sistemi (Turconi et al. 2013).

Buona parte degli impatti associati al ciclo di vita di questa tecnologia (Figura 4-18) avviene nella fase di produzione dei componenti (basamento, torre, generatore e navicella e pale). La categoria più rilevante è quella dell'uso delle risorse soprattutto a causa dell'uso di rame per la produzione del generatore e dell'uso di acciaio (vedi anche paragrafi precedenti per ulteriori considerazioni sulla categoria dell'uso delle risorse). L'uso del suolo (sia onshore che offshore) non risulta particolarmente alto quando paragonato ad altri sistemi rinnovabili come, ad esempio, il FV e i sistemi a concentrazione solare. Infatti, il contributo maggiore all'uso del suolo non rinviene dalla vera e propria occupazione di spazio della pala eolica ma indirettamente da altre attività svolte nelle fasi del ciclo di vita a monte della produzione di energia elettrica (vedi anche paragrafi precedenti per ulteriori considerazioni sulla categoria dell'uso del suolo).

Figura 4-18: Principali impatti ambientali derivanti dalla produzione di 1 kWh (nel 2020 in Europa), con uso dell'eolico onshore



Fonte: UNECE, 2021

4.1.2.9. Tecnologia basata sulla biomassa

La biomassa (o il gas da essa derivata) è usata tipicamente, tramite combustione, per alimentare turbine per la produzione di energia elettrica, co-generando anche energia termica. Per certi versi questi sistemi sono simili a quelli basati sull'uso del carbone o gas. Tuttavia, le emissioni di CO₂ sono notevolmente inferiori in quanto con la combustione delle biomasse (o anche dal biocombustibile ottenuto dalle biomasse) si produce CO₂ biogenica (non fossile) che non contribuisce all'effetto serra. Oggi, in Italia circa l'1,6% del fabbisogno elettrico è prodotto tramite l'uso delle biomasse legnose (RSE, 2019).

Come accennato sopra nel paragrafo 4.1.1.1, la biomassa, in termini di emissioni di gas climalteranti, risulta comparabile ai sistemi a idroelettrici da 660W e ai sistemi a concentrazione solare (parabolici). Inoltre, nello studio di Turconi et al. (2013) si riporta un'emissione di 0,08–1,7 g NO_x/ kWh e 0,03–0,94 g SO₂/kWh. Questi range di emissione di NO_x sono paragonabili ai valori riportati nello stesso studio per i sistemi a petrolio e gas a ciclo combinato, mentre il range di emissione di SO₂ è paragonabile ai valori riportati nello stesso studio per i sistemi a gas a ciclo combinato. Tutto ciò fa della tecnologia a biomassa, in termini di performance ambientale, una buona alternativa alle fonti fossili. Tuttavia, la biomassa non risulta essere tra le fonti rinnovabili più performanti a causa delle emissioni in fase di combustione e del consumo energetico in fase di approvvigionamento e lavorazione della biomassa prima della combustione.

Per quanto riguarda gli aspetti inerenti alla categoria di potenziale impatto dell'uso del suolo, questa tecnologia è fortemente dipendente dall'origine della biomassa. Per esempio, se la biomassa è ricavata dalla manutenzione di un sistema vegetale esistente (bosco), in termini di uso del suolo si avrà un indicatore molto basso in confronto a quello riferito alla biomassa riveniente da una coltura energetica appositamente coltivata su un suolo che originariamente era un bosco o un pascolo.

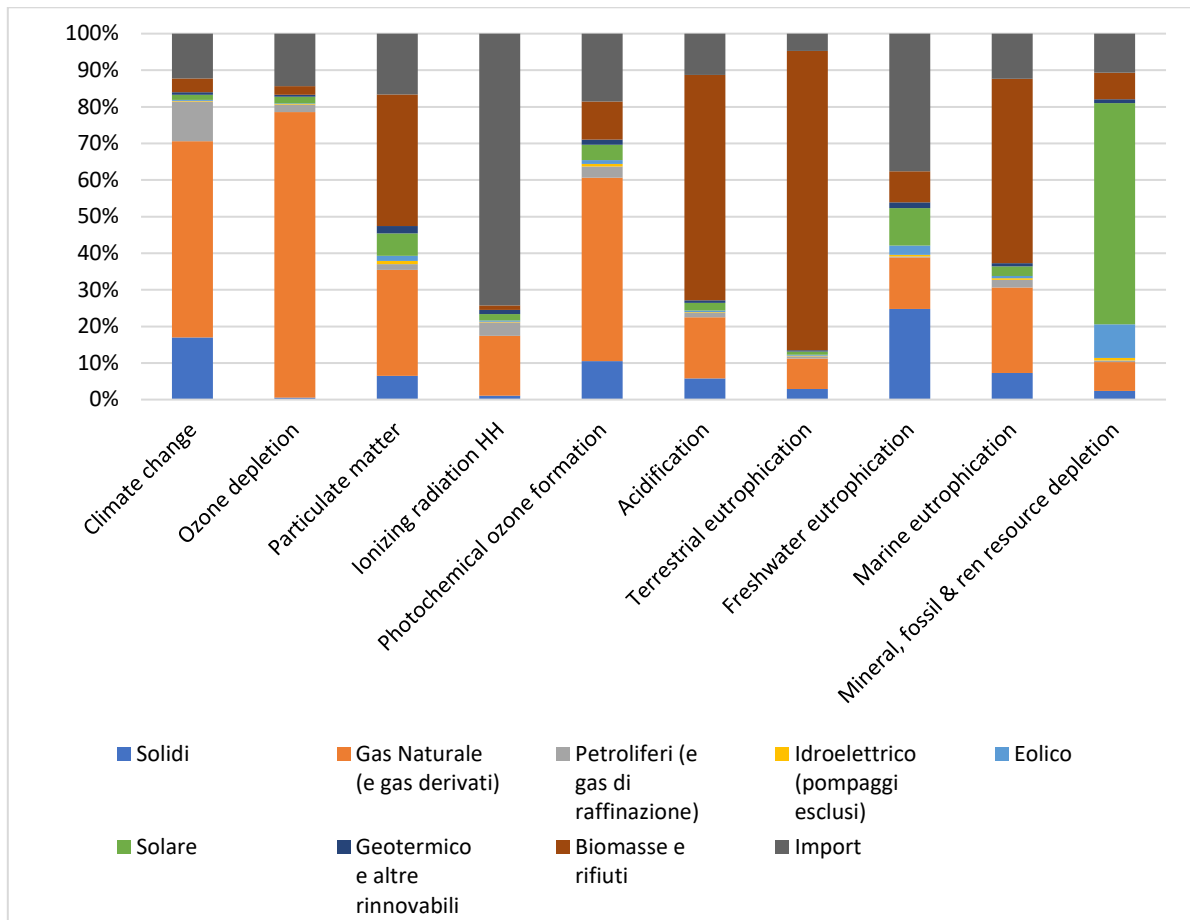
4.2. Analisi dell'impact assessment inerente al mix elettrico italiano

Tre studi (Carvalho et al., 2022; Carvalho et al., 2021; Gargiulo et al., 2020), oggetto della presente rassegna bibliografica, si sono occupati della LCA dei mix elettrici con un focus sulla sostenibilità di scenari futuri di produzione. Nei prossimi paragrafi si riassumono i principali risultati della fase di valutazione dell'impatto di tali studi.

4.2.1. Le categorie più impattanti nel mix attuale

Il mix elettrico italiano attuale è riportato nel lavoro di Carvalho et al. (2021). Dai risultati della caratterizzazione del mix elettrico italiano al 2019 (Figura 4-19) emerge come il gas naturale, principale combustibile fossile impiegato nella produzione di energia elettrica in Italia, sia il principale responsabile del cambiamento climatico (54%), diminuzione dello strato di ozono (78%) e formazione di smog fotochimico (50%). Le biomasse e i rifiuti incidono maggiormente sulle categorie dell'acidificazione (62%) ed eutrofizzazione terrestre (82%). Le importazioni di energia elettrica (prevalentemente nucleare) contribuiscono per il 74% alla categoria d'impatto radiazioni ionizzanti. Il fotovoltaico contribuisce in misura maggiore alla categoria d'impatto diminuzione delle risorse abiotiche (60%) a causa dell'utilizzo di metalli non ferrosi nella fase di produzione (vedi paragrafo 4.1.2.7).

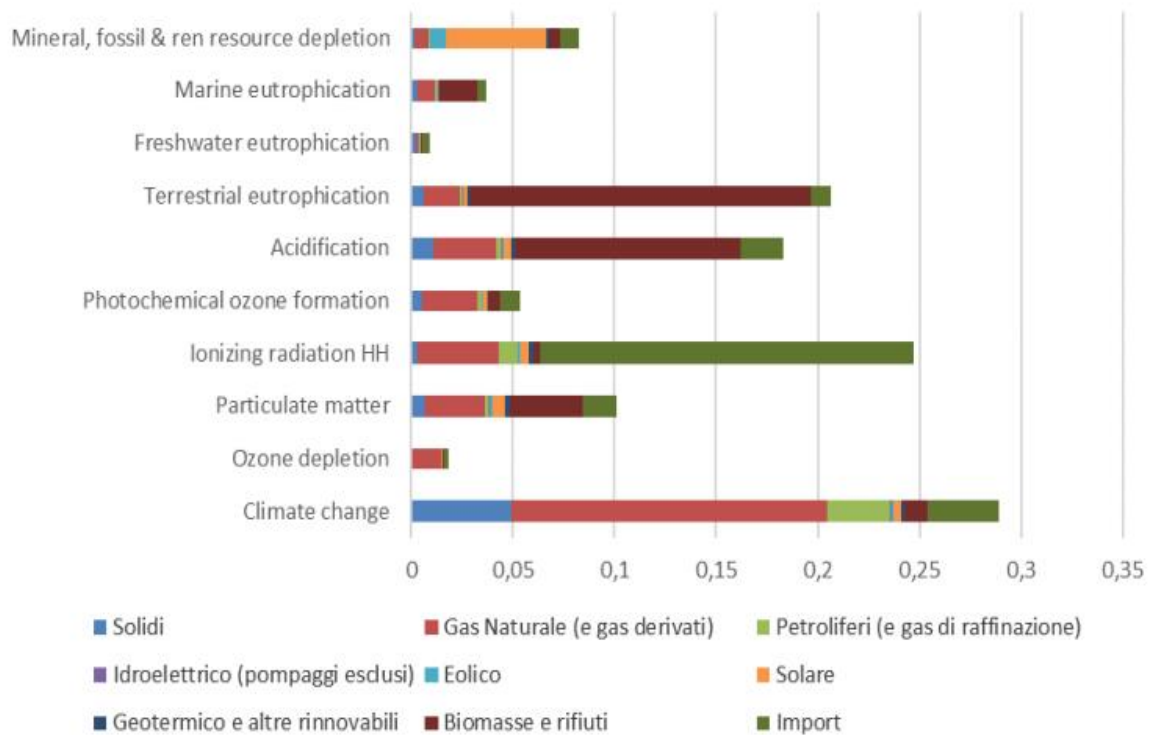
Figura 4-19: Caratterizzazione del mix elettrico italiano 2019. Impatti per 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte



Fonte: Carvalho et al, 2021

Dai risultati normalizzati del mix elettrico italiano 2019 riportati in Figura 4-20, si evince che le categorie più rilevanti nel mix elettrico attuale, con valori superiori a 0,1 sono rappresentate dal cambiamento climatico, radiazioni ionizzanti, eutrofizzazione terrestre e acidificazione. Le categorie con valori compresi tra 0,05 e 0,1 sono il particolato, la diminuzione delle risorse abiotiche e la formazione di smog fotochimico. Questi valori sono confermati nello studio di Gargiulo et al. (2020) dai risultati della normalizzazione del mix elettrico italiano 2016, da cui emerge che le categorie cambiamento climatico e radiazioni ionizzanti presentano valori decisamente più elevati (valori superiori a 0,3) rispetto alle altre categorie d’impatto (valori inferiori a 0,1).

Figura 4-20: Mix 2019 normalizzato sugli impatti globali pro-capite, moltiplicato per consumo elettrico italiano pro-capite



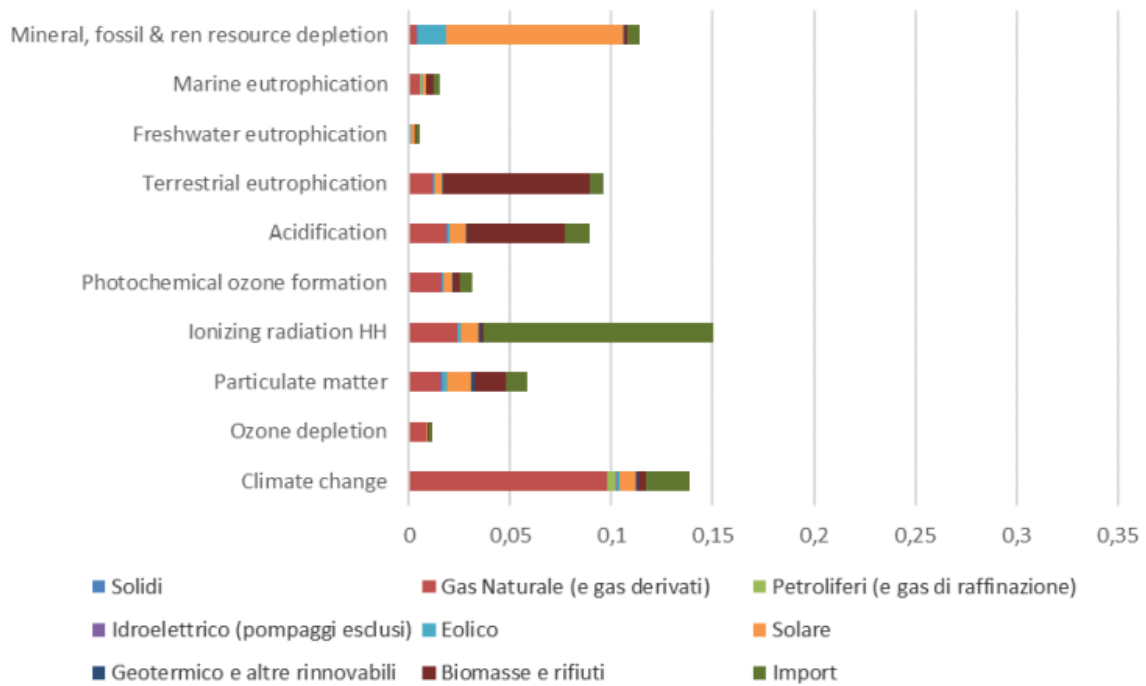
Fonte: Carvalho et al., 2021

4.2.2. Confronto con i mix di scenari futuri: PNIEC e Green Deal

Nello studio di Carvalho et al. (2021), gli autori confrontano il profilo ambientale del mix elettrico attuale italiano con quello degli scenari di mix elettrico al 2030 delineati nelle politiche del PNIEC e Green Deal. In questi scenari futuri di mix elettrico, si prevede un lieve aumento del consumo energetico legato all'aumento della domanda di energia, all'abbandono del carbone, ad una riduzione del gas naturale e dell'importazione e ad un incremento dell'eolico e del solare.

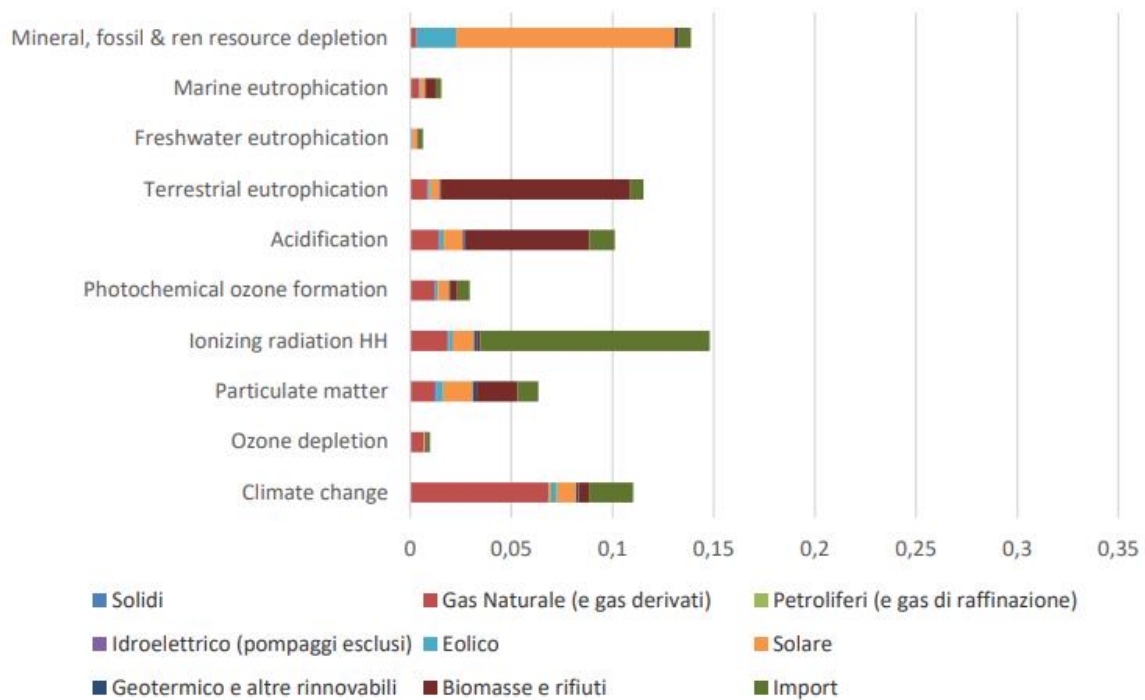
I risultati della normalizzazione negli scenari di mix elettrico al 2030 (Figura 4-21 e Figura 4-22) vedono una riduzione dei valori di tutte le categorie d'impatto rispetto al mix elettrico attuale, ad eccezione del consumo di risorse. Nel caso delle radiazioni ionizzanti, la riduzione è legata ad una riduzione della dipendenza dall'importazione, ancora strettamente legata al nucleare. Per quanto riguarda la categoria consumo di risorse, si passa da un contributo dell'8% nel 2019 ad un massimo del 14% nello scenario Green Deal, a causa dell'aumento nel mix dell'eolico e del solare. Queste tecnologie, quando paragonate alle altre (vedi paragrafo 4.1.1.1), sono quelle che contribuiscono maggiormente alla categoria dell'utilizzo delle risorse.

Figura 4-21: Scenario PNIEC normalizzato sugli impatti globali pro-capite, moltiplicato per consumo elettrico italiano pro-capite



Fonte: Carvalho et al., 2021

Figura 4-22: Scenario Green Deal normalizzato sugli impatti globali pro-capite, moltiplicato per consumo elettrico italiano pro-capite

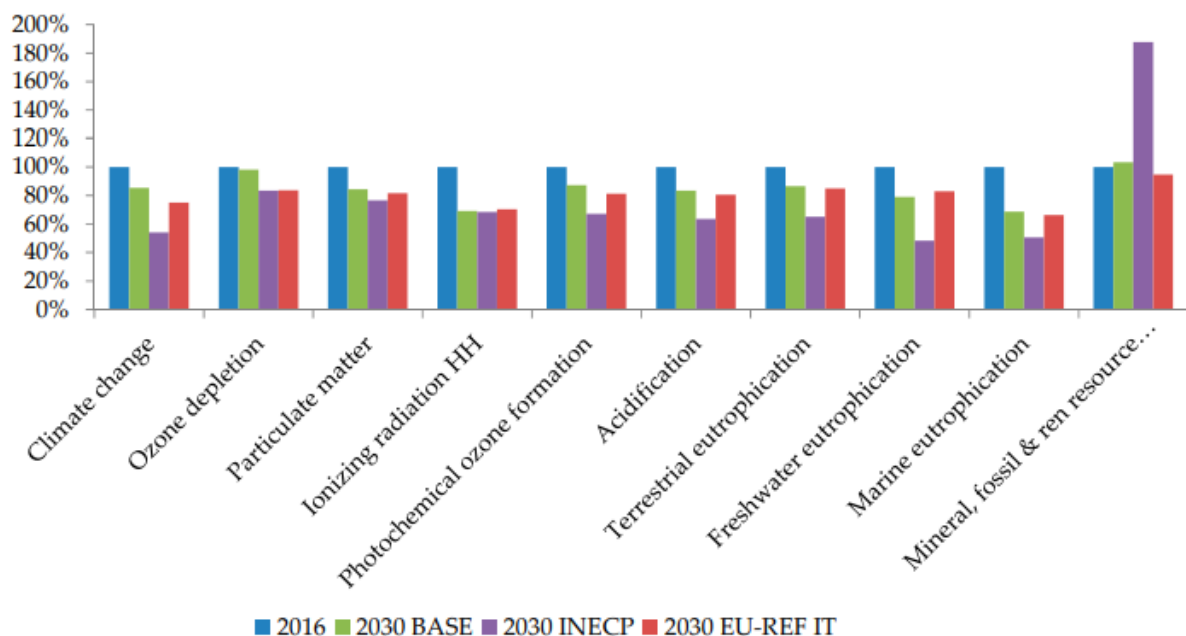


Fonte: Carvalho et al., 2021

La stessa LCA comparativa è stata applicata nel lavoro di Gargiulo et al. (2020), che ha considerato anche lo scenario Base 2030 e lo scenario 2030 elaborato dalla Commissione Europea per l'Italia (2030 EU-REF IT). Rispetto ai mix elettrici attuali, lo scenario BASE al 2030 è caratterizzato da un maggior contributo delle rinnovabili soprattutto idroelettrico (dal 10% a oltre il 15%), eolico (dal 5% al 7,5%) e solare (dal 7% a quasi il 10%). Lo scenario EU-REF-IT al 2030 considera un contributo delle rinnovabili del 46%, del gas naturale del 38% e delle altre fonti fossili (carbone e petrolio) del 16%. Da questo confronto (tra il mix elettrico del 2016 e quello dei tre scenari futuri, Figura 4-23) emerge una generale diminuzione dal 2016 al 2030 degli impatti del mix elettrico italiano, in particolare del cambiamento climatico (-46% rispetto al 2016 nello scenario PNIEC) e dell'eutrofizzazione dell'acqua (-51% rispetto al 2016 nello scenario PNIEC).

Lo scenario PNIEC è quello con le migliori prestazioni ambientali in quasi tutte le categorie d'impatto, ad eccezione della categoria di impatto diminuzione delle risorse abiotiche. Questo è dovuto al forte aumento del fotovoltaico (più del doppio in percentuale rispetto allo scenario base), il cui impatto è essenzialmente dovuto ai metalli presenti nell'inverter, al telaio in alluminio e alle strutture di supporto dei moduli. Questo impatto potrebbe essere notevolmente ridotto in futuro grazie alla diffusione di soluzioni fotovoltaiche innovative, come ad esempio i moduli bifacciali a doppio vetro.

Figura 4-23: Confronto tra LCA del mix elettrico attuale e futuri. Risultati in percentuale rispetto al 2016

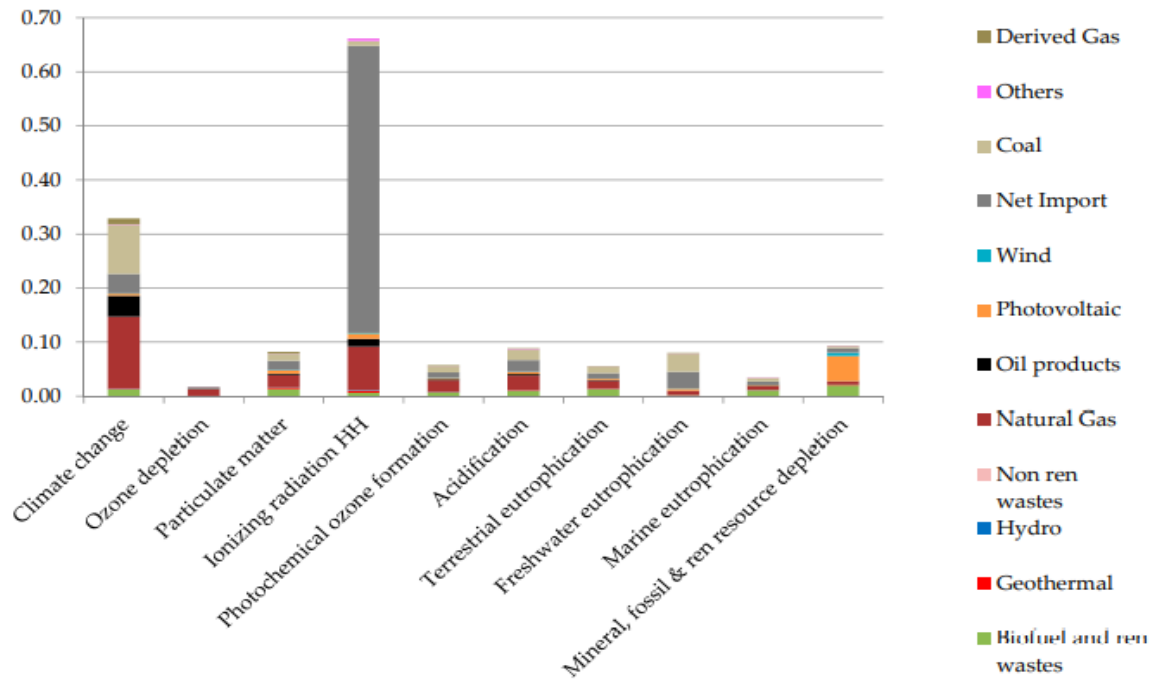


Fonte: Gargiulo et al., 2020

La Figura 4-24, la Figura 4-25 e la Figura 4-26 riportano i risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo negli scenari 2016, base 2030 e PNIEC 2030. La maggior parte delle categorie di impatto presenta valori simili (inferiori a 0,10). Le categorie cambiamenti climatici e radiazioni ionizzanti presentano invece valori decisamente più elevati

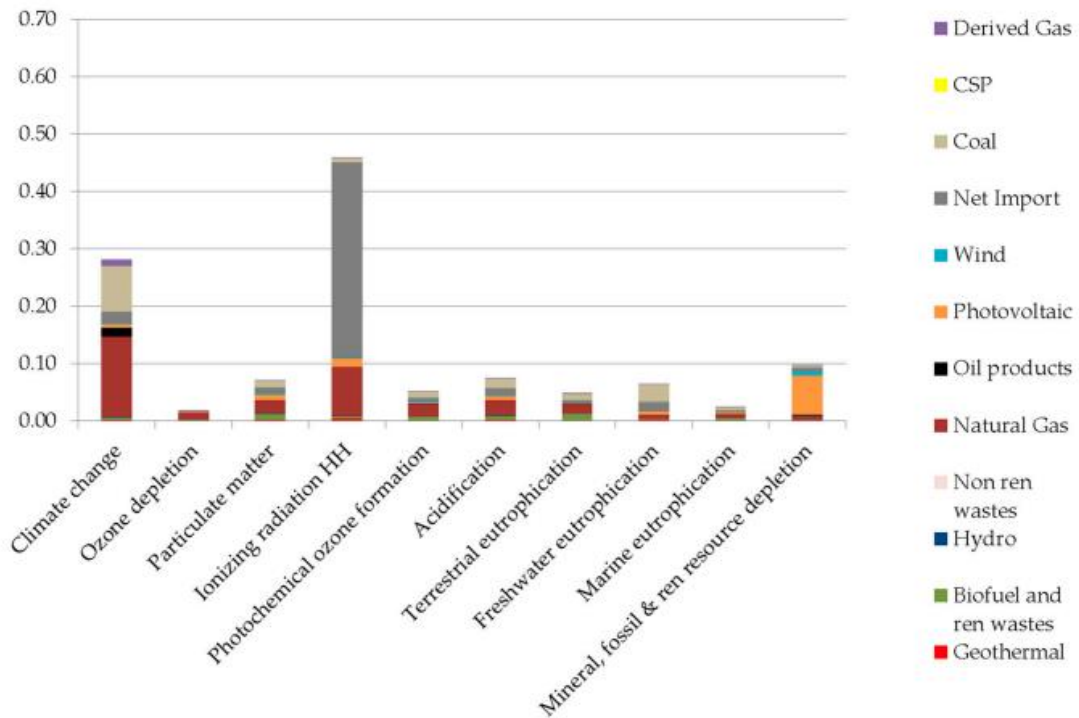
(rispettivamente 0,18–0,33 e 0,45–0,66 nei tre scenari). L'impatto sull'esaurimento delle risorse, l'unica categoria che aumenta lungo l'orizzonte temporale della valutazione, rimane, come valore normalizzato, inferiore a 0,20, anche nel caso dello scenario PNIEC 2030.

Figura 4-24: Risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo (2016)



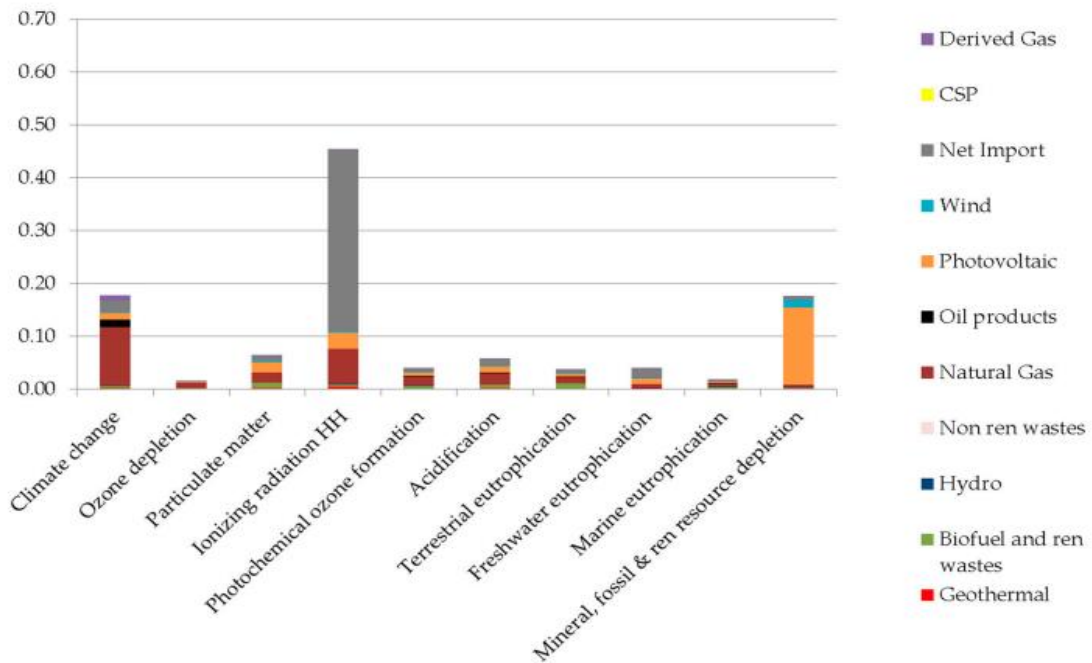
Fonte: Gargiulo et al., 2020

Figura 4-25: Risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo (scenario base 2030)



Fonte: Gargiulo et al., 2020

Figura 4-26: Risultati normalizzati del Consumo nazionale lordo di energia elettrica pro capite annuo (scenario PNIEC 2030)



Fonte: Gargiulo et al., 2020

4.2.3. Analisi per singola categoria d'impatto

Nei paragrafi seguenti si riporta l'elaborazione dei risultati della caratterizzazione delle principali categorie d'impatto dei mix elettrici italiani di Carvalho et al. (2021), analizzati in un'ottica di comparazione di scenari energetici.

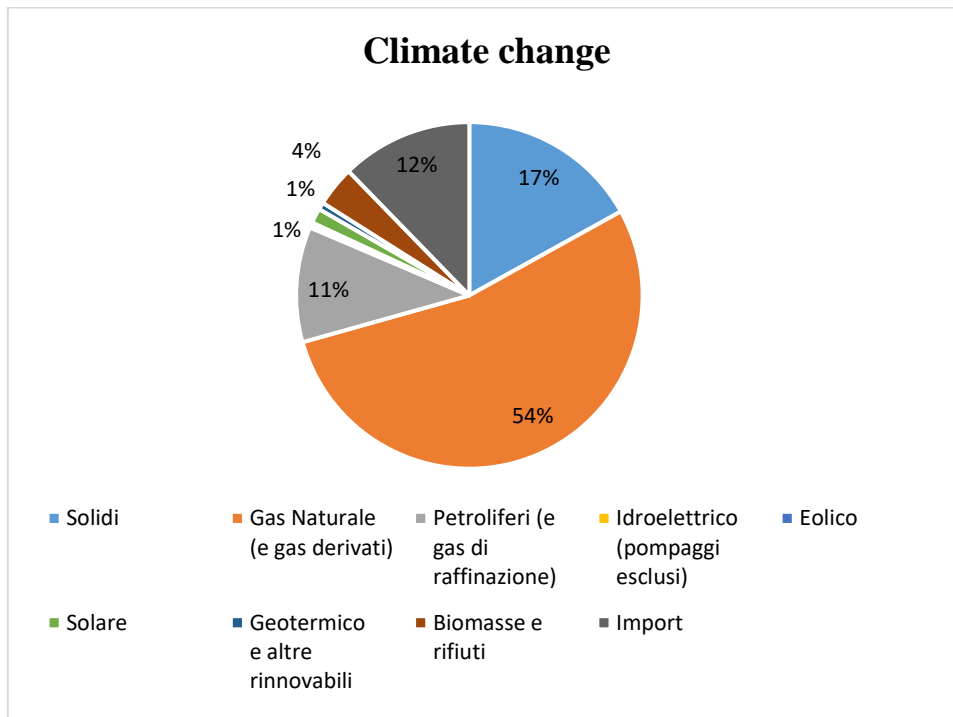
4.2.3.1. GWP

La Figura 4-27 riporta i risultati della caratterizzazione della categoria cambiamento climatico del mix elettrico italiano 2019. Le emissioni complessive di gas serra nel 2019 ammontano a $3,71E-01$ kg di CO₂ eq./kWh. Le fonti energetiche che contribuiscono maggiormente a tale categoria sono le fonti non rinnovabili, in particolare il gas naturale (54%), il carbone (17%) e i prodotti petroliferi (11%). La fase del ciclo di vita responsabile delle emissioni di CO₂ in atmosfera è la fase di funzionamento degli impianti, e in particolare la combustione diretta.

Dalla Figura 4-20, descritta nel paragrafo 4.2.1, si evince che questa categoria d'impatto sia la più rilevante in quanto in valori della normalizzazione sono prossimi allo 0,3.

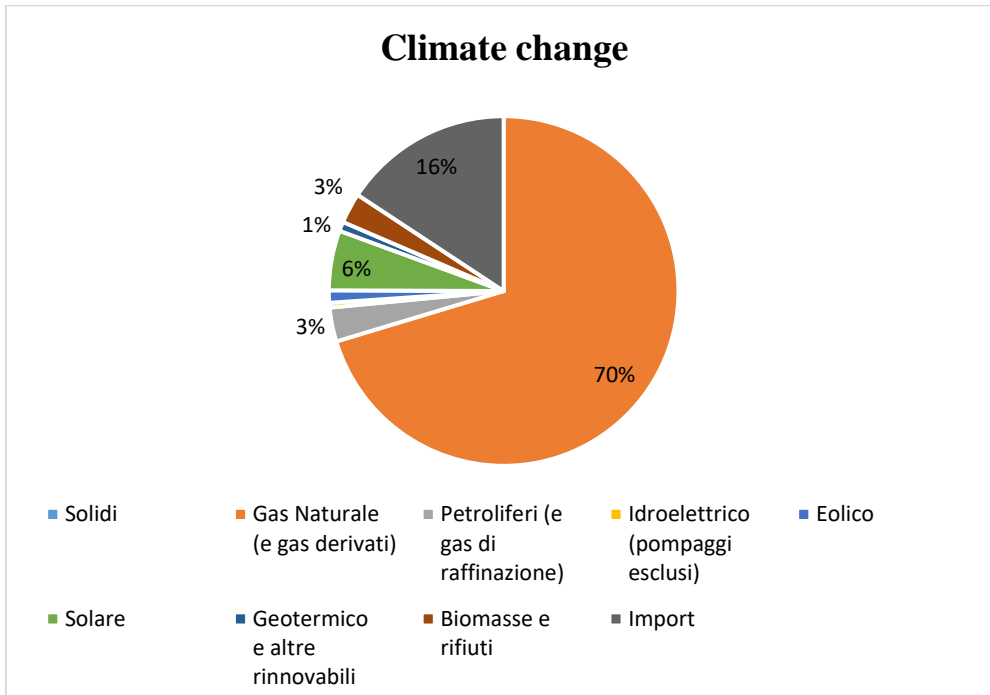
La Figura 4-28 e la Figura 4-29 descrivono la ripartizione del GWP in termini delle varie tecnologie dei mix elettrici degli scenari PNIEC e Green Deal 2030. I valori GWP per tali mix sono rispettivamente $1,86E-01$ e a $1,45E-01$ kg di CO₂ eq./kWh. Questa riduzione complessiva del GWP è legata alla diminuzione della quota di energia elettrica prodotta dal carbone e, in misura minore, da petrolio ed elettricità importata e all'aumento dell'efficienza media del mix di generazione.

Figura 4-27: Risultati della caratterizzazione del Climate Change relativamente ad 1 kWh di CIL (consumo interno lordo) del mix 2019 divisi per fonte



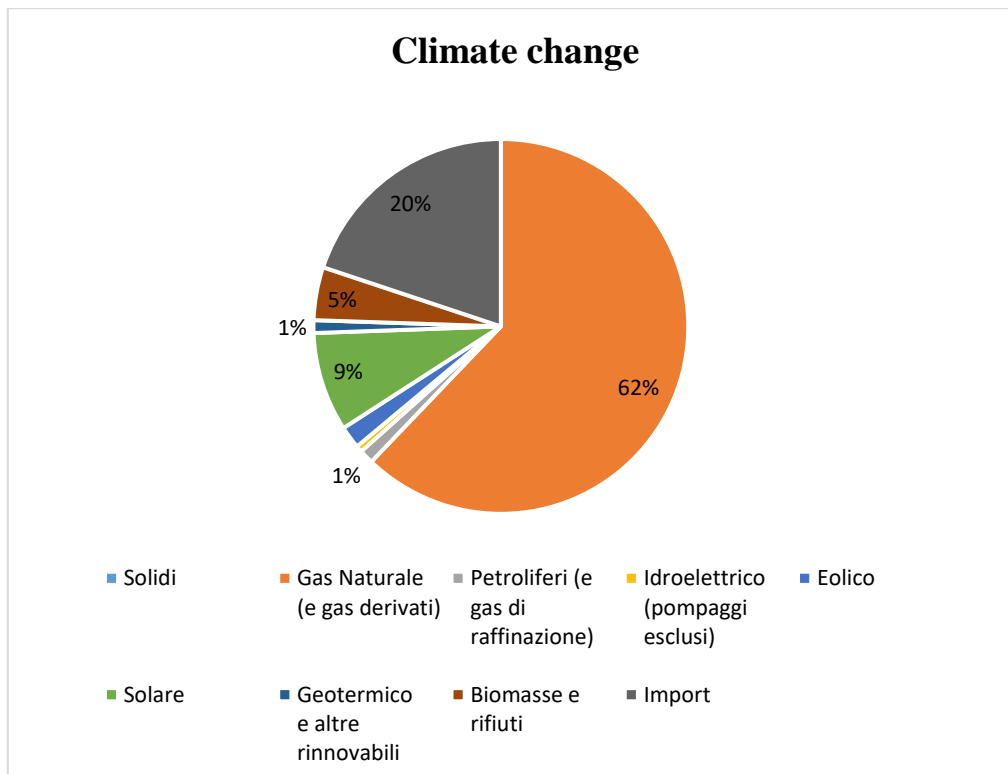
Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-28: Risultati della caratterizzazione del Climate Change relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-29: Risultati della caratterizzazione del Climate Change relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

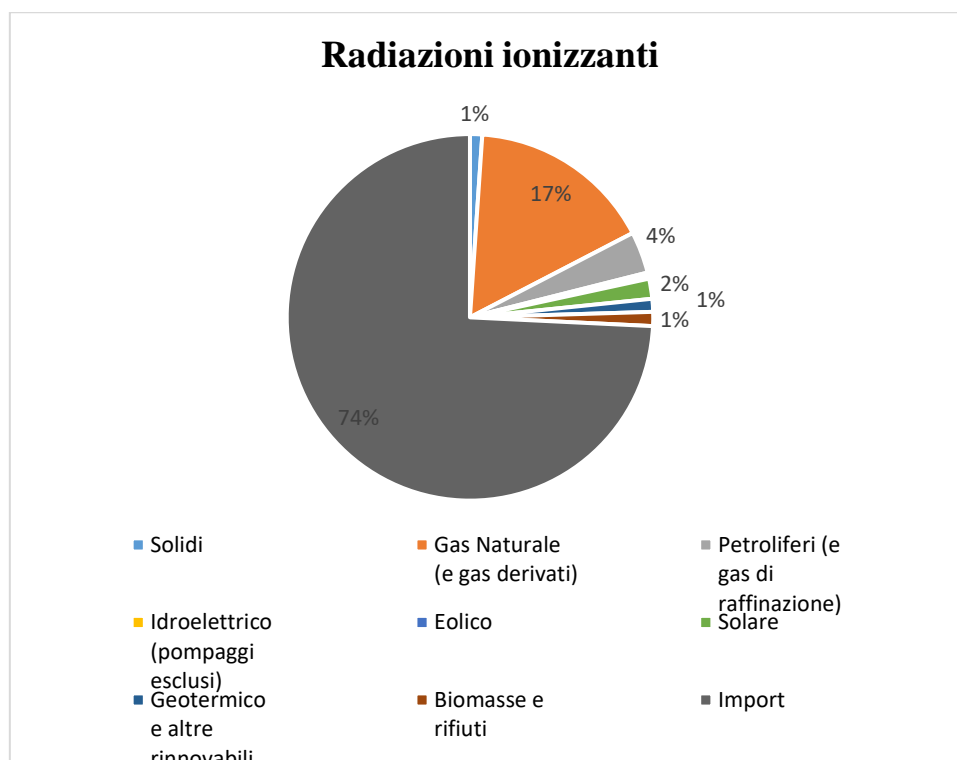
4.2.3.2. Radiazioni Ionizzanti

La Figura 4-30 riporta i risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti del mix elettrico italiano 2019. Il contributo complessivo delle radiazioni ionizzanti è pari a $1,08E-02$ kBq U^{235} eq./kWh. Le fonti energetiche che contribuiscono maggiormente a tale categoria sono l'energia elettrica importata (74%) e le centrali a gas naturale (17%). L'impatto dell'energia elettrica importata è legato alla provenienza delle produzioni e quindi al mix energetico di cui si avvalgono, che nel caso italiano è composto dalla produzione nucleare dei paesi esportatori (Francia in primis).

Dalla Figura 4-20, descritta nel paragrafo 4.2.1, si evince che questa categoria d'impatto sia la seconda più rilevante, dopo il cambiamento climatico, con valori della normalizzazione prossimi allo 0,25.

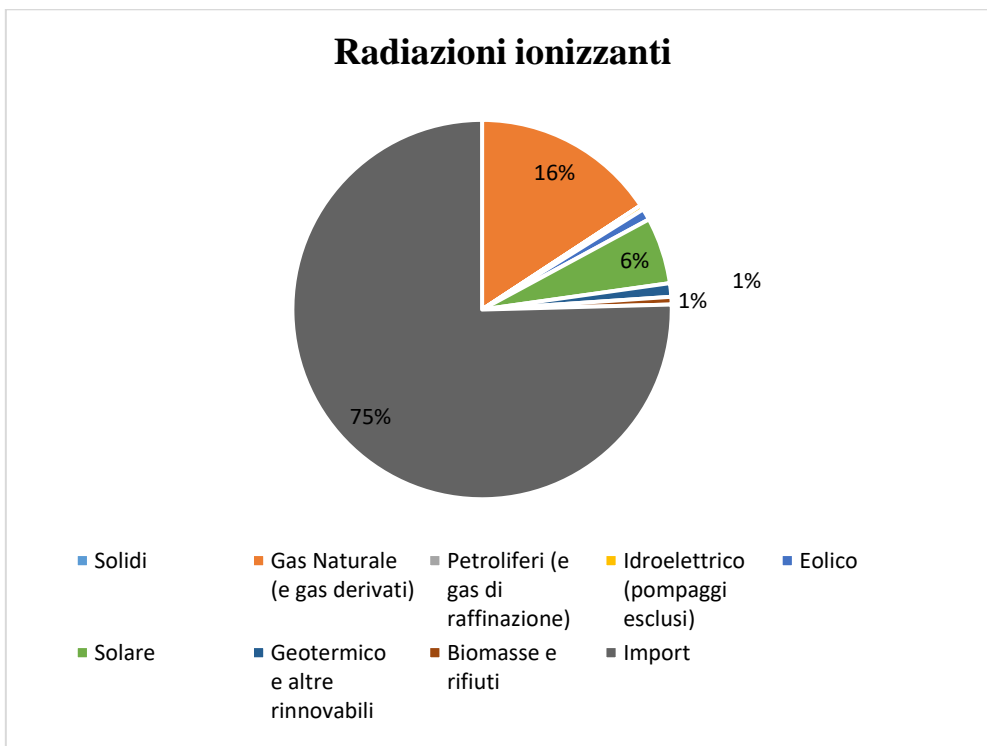
Nello scenario PNIEC e Green Deal 2030, il contributo complessivo delle radiazioni ionizzanti si riduce rispettivamente a $6,85E-03$ e $6,62E-03$ kBq U^{235} eq./kWh. La Figura 4-31 e la Figura 4-32 descrivono la ripartizione di questo potenziale impatto in termini delle varie tecnologie dei mix elettrici degli scenari PNIEC e Green Deal 2030. La riduzione dell'impatto di questi scenari futuri, rispetto al 2019 è dovuta principalmente all'eliminazione del carbone dai mix elettrici.

Figura 4-30: Risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti relativamente ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte



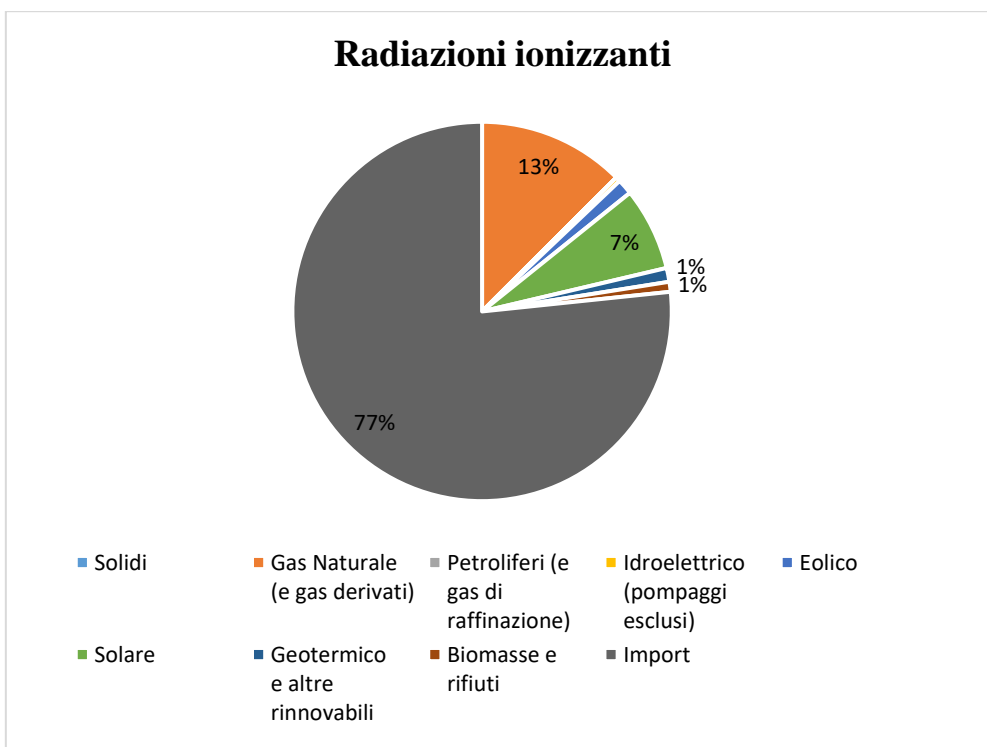
Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-31: Risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-32: Risultati della caratterizzazione della categoria Radiazioni Ionizzanti relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

4.2.3.3. Eutrofizzazione terrestre

La Figura 4-33 riporta i risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione terrestre del mix elettrico italiano 2019. Il contributo complessivo dell'eutrofizzazione terrestre è pari a $6,31E-03$ molc N eq./kWh. Le fonti energetiche che contribuiscono maggiormente a tale categoria sono biomasse e rifiuti (82%) e le centrali a gas naturale (8%). Il contributo maggiore che ne deriva dalle centrali a biomasse è dovuto soprattutto alla fase di coltivazione degli ortaggi dedicata alla produzione di bioliquidi.

Dalla Figura 4-20, descritta nel 4.2.1, si evince che questa categoria d'impatto sia la terza più rilevante, dopo le radiazioni ionizzanti, con valori della normalizzazione prossimi allo 0,2.

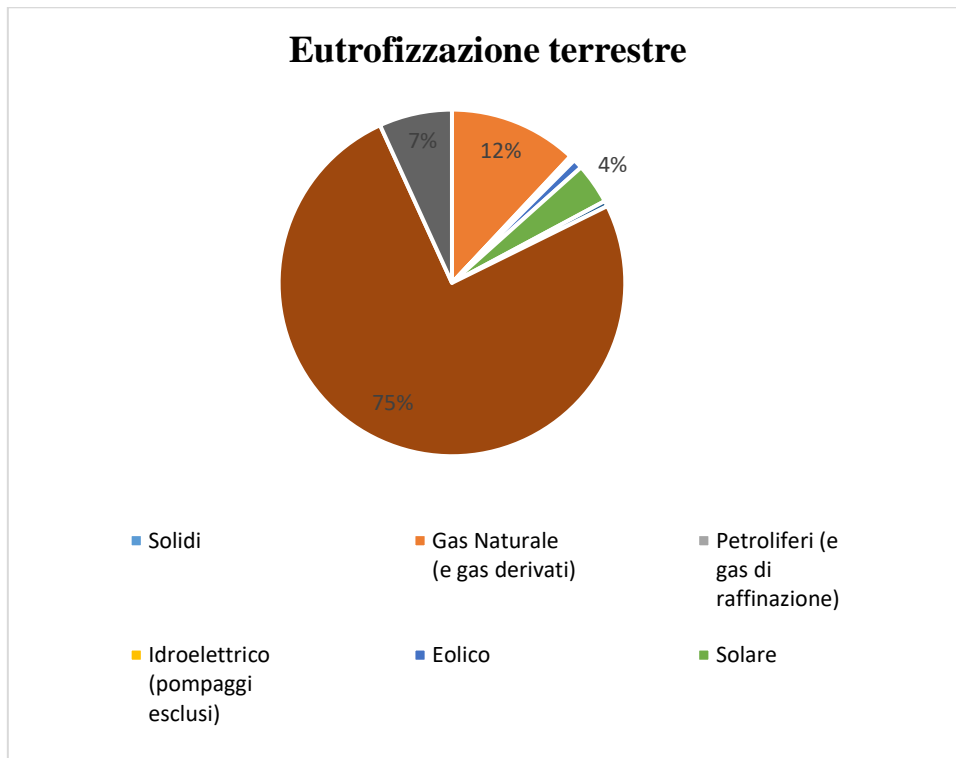
Nello scenario PNIEC e Green Deal 2030, il contributo complessivo dell'eutrofizzazione terrestre si riduce rispettivamente a $2,98E-03$ e $3,51E-03$ molc N eq./kWh. La Figura 4-34 e la Figura 4-35 descrivono la ripartizione di questo potenziale impatto in termini delle varie tecnologie dei mix elettrici degli scenari PNIEC e Green Deal 2030. La riduzione dell'impatto di questi scenari futuri, rispetto al 2019 è dovuta principalmente all'eliminazione del carbone dai mix elettrici.

Figura 4-33: Risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione Terrestre relativamente ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte



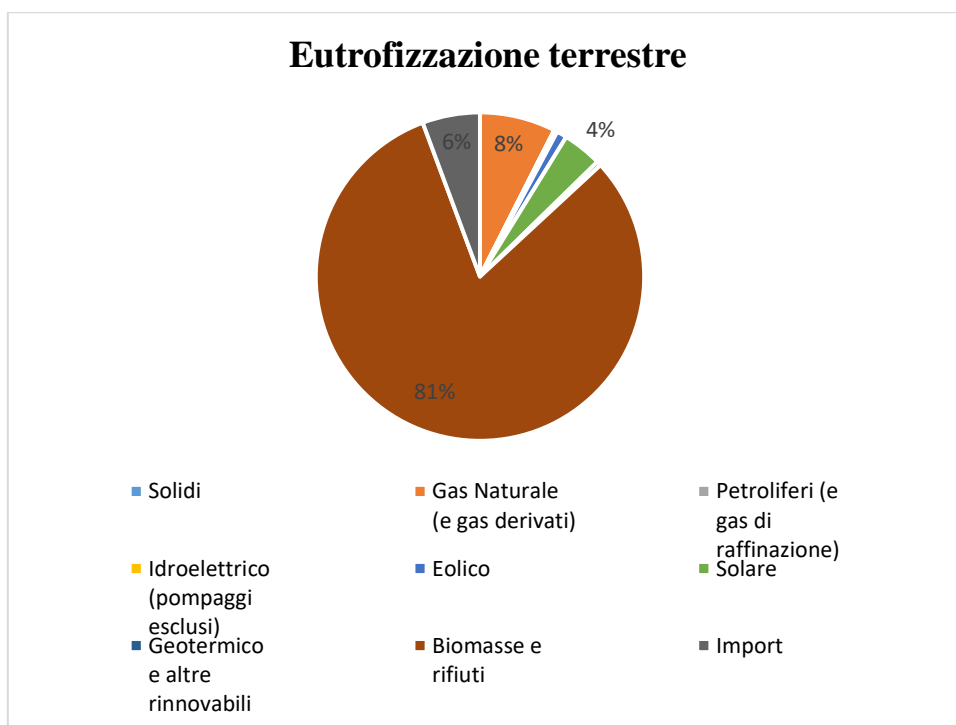
Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-34: Risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione Terrestre relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-35: Risultati della caratterizzazione della categoria Eutrofizzazione Terrestre relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

4.2.3.4. Acidificazione

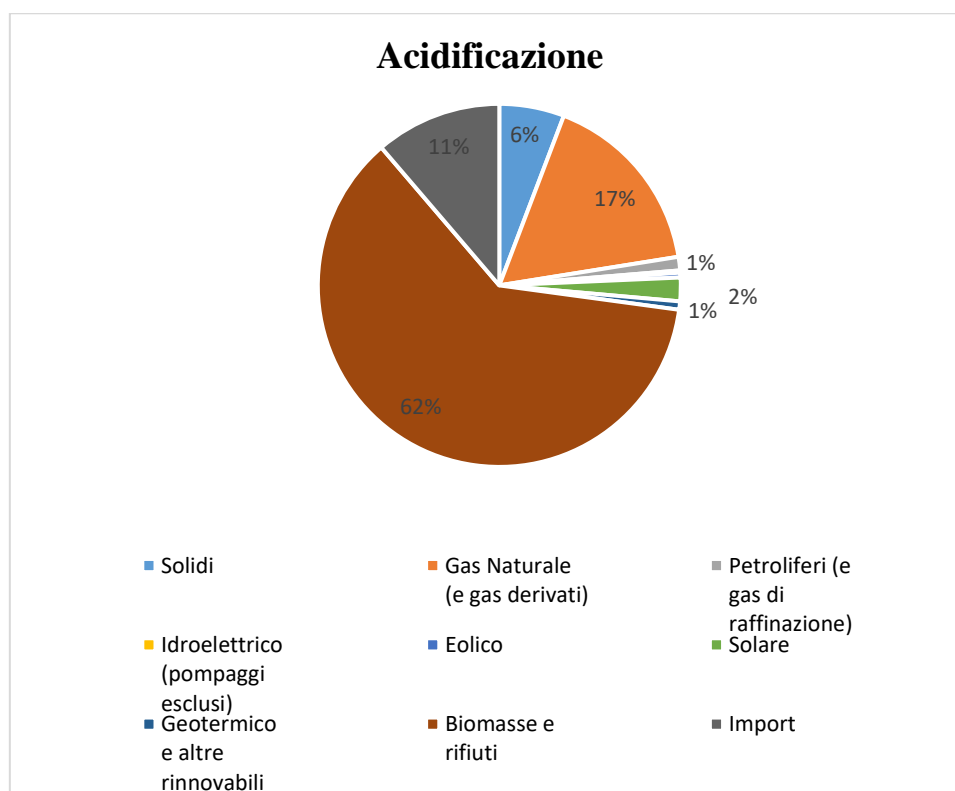
La Figura 4-36 riporta i risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione del mix elettrico italiano 2019. Il contributo complessivo dell'acidificazione nel 2019 è pari a $1,90E-03$ mol H^+ eq./kWh. Le fonti energetiche che contribuiscono maggiormente a tale categoria sono biomasse e rifiuti (62%), le centrali a gas naturale (17%) e l'energia elettrica importata (11%). Il contributo maggiore che ne deriva dalle biomasse è legato alla produzione di biocombustibili, mentre nel caso del gas naturale il contributo è dato dalla fase operativa degli impianti.

Dalla Figura 4-20, descritta nel paragrafo 4.2.1, si evince che questa categoria d'impatto sia la quarta più rilevante, dopo l'eutrofizzazione terrestre, con valori della normalizzazione prossimi allo 0,2.

Nello scenario PNIEC e Green Deal 2030, il contributo complessivo dell'acidificazione si riduce rispettivamente a $9,47E-04$ e $1,05E-03$ mol H^+ eq./kWh.

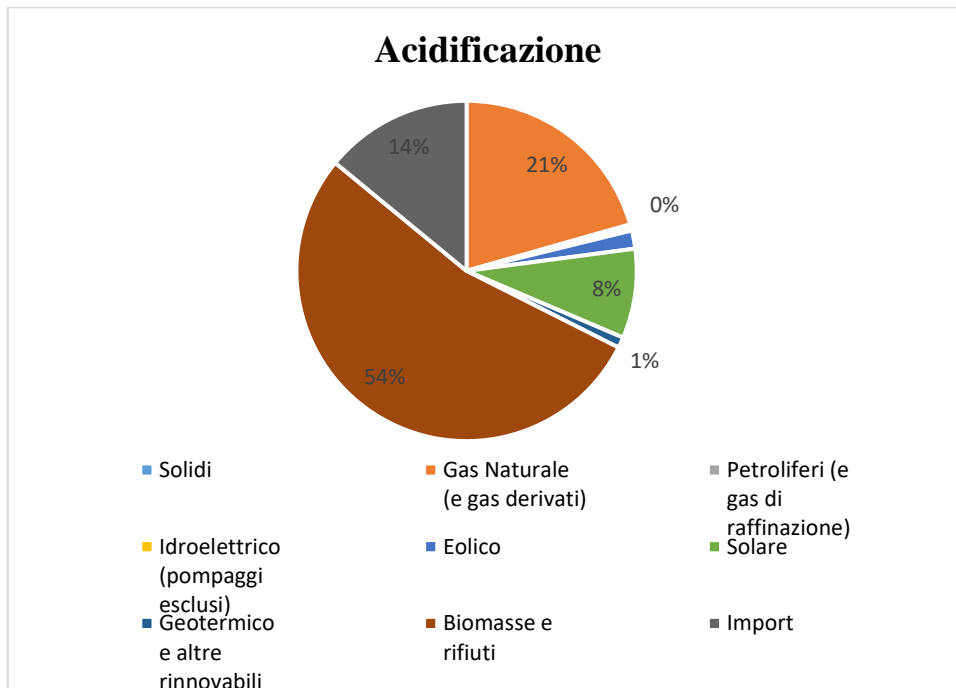
La Figura 4-37 e la Figura 4-38 descrivono la ripartizione di questo potenziale impatto in termini delle varie tecnologie dei mix elettrici degli scenari PNIEC e Green Deal 2030. La riduzione dell'impatto di questi scenari futuri, rispetto al 2019 è dovuta principalmente all'eliminazione del carbone dai mix elettrici.

Figura 4-36: Risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione relativamente ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte



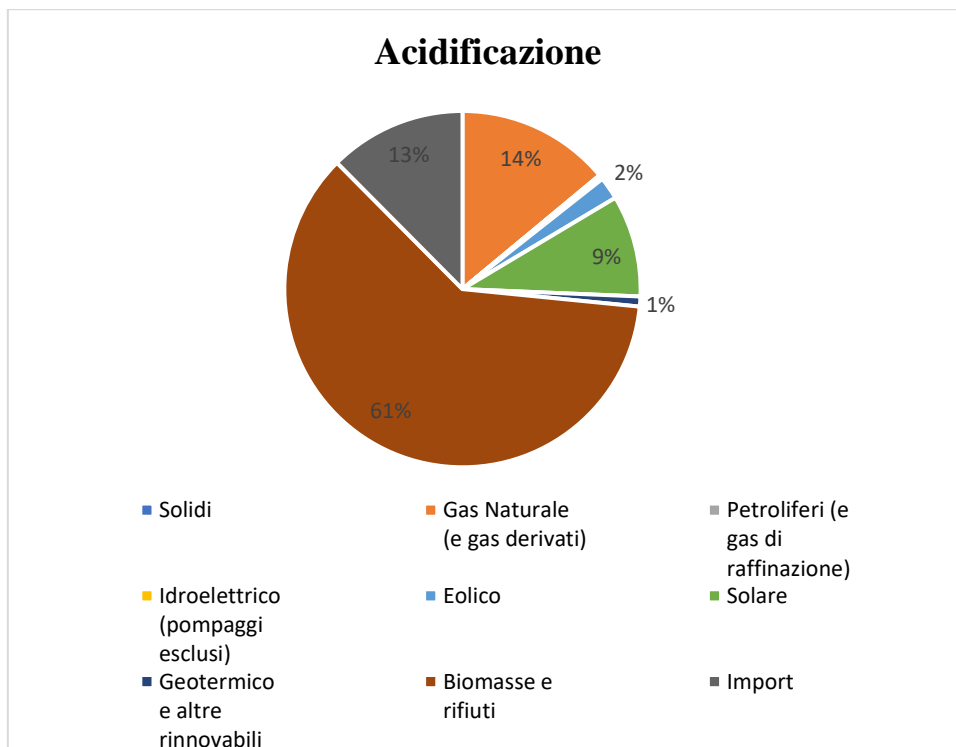
Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-37: Risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione relativamente ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-38: Risultati della caratterizzazione della categoria Acidificazione relativamente ad 1 kWh di CIL del mix Green deal 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

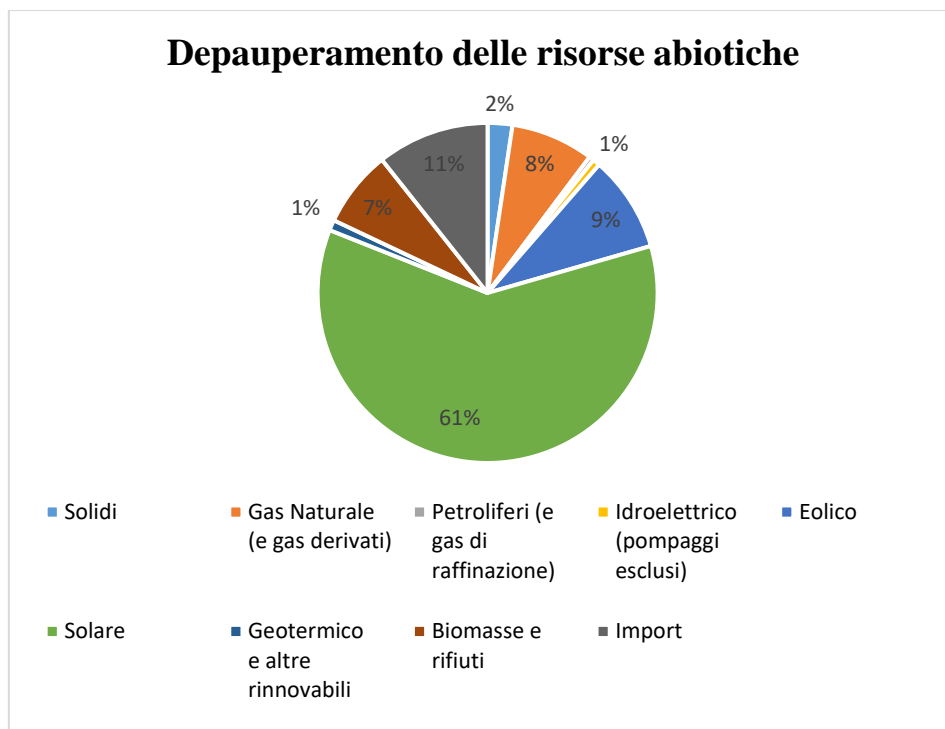
4.2.3.5. Depauperamento delle risorse abiotiche

La Figura 4-39 riporta i risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle risorse abiotiche del mix elettrico italiano 2019. Il contributo complessivo di questa categoria nel 2019 è pari a $2,88E-06$ kg Sb eq./kWh. Le fonti energetiche che contribuiscono maggiormente a tale categoria sono il fotovoltaico (61%), l'energia elettrica importata (11%), carbone (9%) e biomasse e rifiuti (7%). Il contributo principale proviene dalla fase di costruzione degli impianti fotovoltaici, per l'alluminio utilizzato per il telaio e per la struttura portante dei moduli, oltre che per i metalli presenti nell'inverter.

Dalla Figura 4-20, descritta nel 4.2.1, si evince che questa categoria d'impatto sia la sesta più rilevante, dopo il particolato, con valori della normalizzazione prossimi allo 0,1.

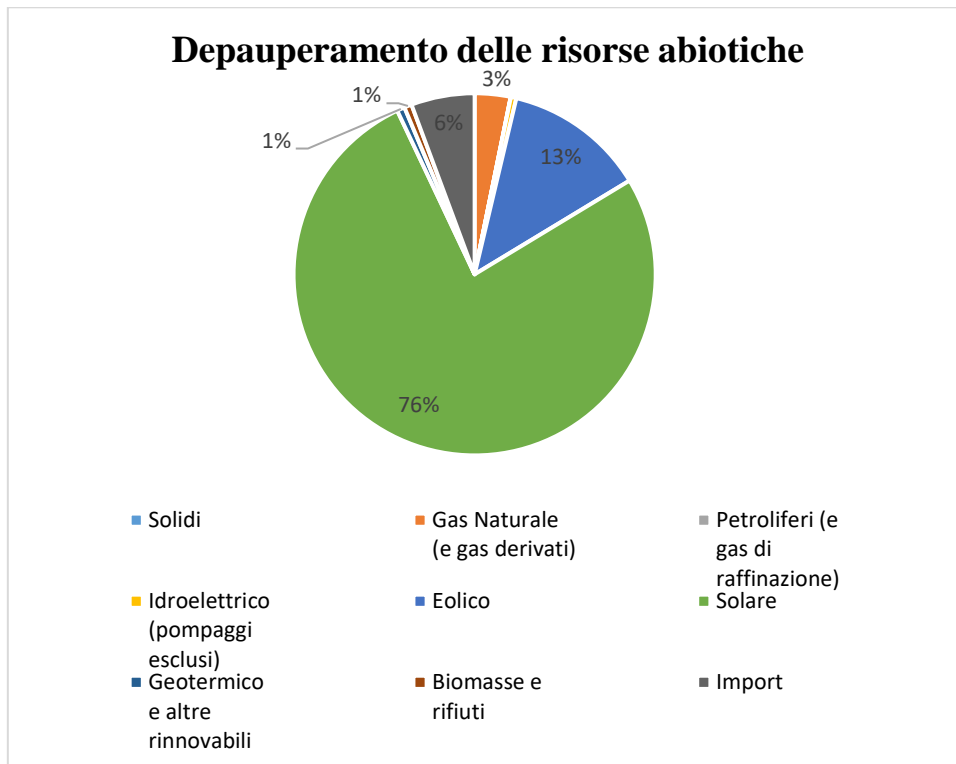
Nello scenario PNIEC e Green Deal 2030, il contributo complessivo del depauperamento delle risorse abiotiche aumenta rispettivamente a $4,17E-06$ e $4,97E-06$ kg Sb eq./kWh (Figura 4-40 e Figura 4-41) a causa dell'aumento del contributo nel mix elettrico del fotovoltaico ed eolico in entrambi gli scenari.

Figura 4-39: Risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle Risorse Abiotiche riferiti ad 1 kWh di CIL del mix 2019 divisi per fonte



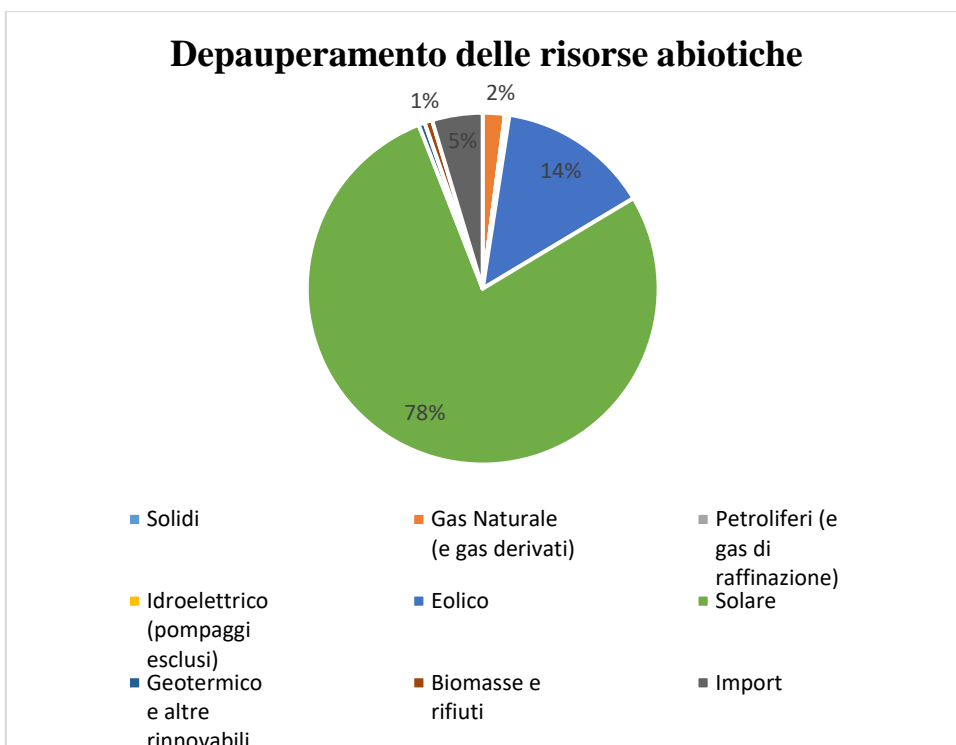
Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-40: Risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle Risorse Abiotiche riferiti ad 1 kWh di CIL del mix PNIEC 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

Figura 4-41: Risultati della caratterizzazione della categoria Depauperamento delle Risorse Abiotiche riferiti ad 1 kWh di CIL del mix Green Deal 2030 divisi per fonte



Elaborazione dati Carvalho et al., 2021

5. Analisi dell'interpretazione dei risultati e considerazioni finali

Il lavoro di rassegna bibliografica svolto permette di individuare una serie di argomenti sui quali si ritiene necessario focalizzare l'attenzione al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di generazione dell'energia elettrica.

5.1. Analisi delle varie fonti di energia

L'analisi degli studi oggetto della presente rassegna ha permesso di valutare i risultati sia in termini di differenti categorie d'impatto sia in termini di fasi del ciclo di vita del sistema oggetto di analisi. Questa strutturazione dei risultati, che tipica è dell'approccio olistico della LCA, ha permesso di comprendere meglio le criticità e i punti di forza delle varie tecnologie implementabili per la produzione e il dispacciamento dell'energia elettrica.

Infatti, nonostante tutti gli studi abbiano un particolare focus sulla categoria di impatto del riscaldamento globale (in linea con le sempre più numerose azioni per la decarbonizzazione dei sistemi energetici sia a livello europeo che mondiale), è emerso che i risultati degli studi, rappresentati in termini di valori di indicatore per più categorie di impatto, portano a delle considerazioni diverse rispetto a quelle che si possono fare valutando una sola categoria d'impatto come ad esempio il riscaldamento globale. Inoltre, l'inclusione nei suddetti studi di tutte le fasi del ciclo di vita dei sistemi considerati, ha messo in evidenza l'importanza, in termini ambientali, oltre che della fase di produzione vera e propria dell'elettricità, anche delle fasi di approvvigionamento delle materie prime e dispacciamento dell'energia.

Di seguito si riportano delle considerazioni inerenti alle fonti fossili, ai sistemi basati sul nucleare e alle fonti rinnovabili.

5.1.1. Fonti fossili

I risultati degli studi di LCA analizzati e discussi nella presente rassegna indicano che, tra le varie tecnologie di produzione di energia elettrica, quelle basate sulle fonti fossili risultano le più impattanti. Infatti, le tecnologie basate sul carbone risultano le peggiori con dei valori di indicatore, per tutte le categorie di impatto, tra i più alti rispetto alle altre fonti di energia. I sistemi basati sui derivati del petrolio migliorano di poco rispetto al carbone in termini di performance ambientale, mentre le centrali a gas naturale a ciclo combinato presentano il terzo peggior profilo ambientale.

Il profilo ambientale dei sistemi a carbone, che contribuiscono ad oltre il 5% della produzione nazionale 2021 di energia elettrica, è dovuto principalmente al suo alto contenuto di carbonio che genera un alto contributo in termini di potenziale riscaldamento globale durante la fase d'uso, con valori che si attestano su 1 kg CO₂ eq./kWh di energia elettrica prodotta; inoltre è dovuto al basso rendimento delle centrali a carbone e alla fase di estrazione che è responsabile di buona parte del potenziale impatto in termini di eutrofizzazione, tossicità umana e radiazioni ionizzanti con valori di indicatore che sono di un almeno tre volte superiore a tutte le altre tecnologie. Tra le tecnologie a carbone il sistema a gassificazione a ciclo combinato risulta più performante dei sistemi a carbone polverizzato.

Il profilo ambientale dei sistemi basati sui derivati del petrolio (che contribuiscono a poco più del 3% della produzione nazionale 2021 di energia elettrica) è simile a quello del carbone. Tuttavia, rendimenti migliori, rispetto alle centrali a carbone, si possono ottenere con le centrali a ciclo combinato, come ad esempio quelle alimentate con i gas di raffineria.

Il profilo del gas naturale, che è la fonte fossile maggiormente utilizzata attualmente in Italia (contribuisce a poco meno del 50% della produzione nazionale 2021 di energia elettrica), è determinato dal potenziale riscaldamento globale che è circa il 40% di quello del carbone/petrolio ed è di un ordine di grandezza superiore ai sistemi alimentati con altre fonti di energia. Tale impatto è generato principalmente nella fase di generazione dell'energia elettrica e in piccola parte durante la fase di estrazione del gas. Tuttavia, è da segnalare che i processi di liquefazione, trasporto e rigassificazione del GNL portano ad un ulteriore aumento di circa il 30% (Gargiulo et al., 2020) del potenziale effetto serra.

Emerge, quindi, la necessità di decarbonizzare il mix elettrico italiano al fine di migliorarne il profilo ambientale. Ciò può avvenire riducendo e/o evitando l'uso di fonti fossili o attraverso interventi tecnologici di *carbon sequestration*. A tal proposito, gli studi riportano anche il profilo ambientale dei sistemi alimentati con fonti fossili associati a sistemi di cattura e stoccaggio (CCS) della CO₂ riveniente dalla fase di produzione dell'energia elettrica. L'utilizzo del CCS nelle centrali a carbone, pur riducendo il valore dell'indicatore del GWP di tutte le tecnologie alimentate a carbone, nel complesso causa un peggioramento del profilo ambientale (che oscilla dal +3% al +8% del valore dell'eco-indicatore complessivo ponderato a causa dell'aumento degli indicatori di tutte le altre categorie di impatto dovuto all'abbassamento della resa della centrale causata dalla presenza del sistema di CCS. Il CCS applicato alle centrali a gas naturale ha un effetto complessivo migliorativo (del -15% sul valore dell'eco-indicatore ponderato). È bene ribadire che la modellazione LCA dei sistemi CCS (incluse quelle applicate alle centrali a carbone) non tiene conto delle perdite dai siti di stoccaggio della CO₂ che si potrebbero avere nel lungo termine (che secondo alcuni studiosi potrebbero ammontare al 10% di tutta la CO₂ stoccata).

Infine, poiché gli impatti dei sistemi fossili non avvengono solo nella fase di produzione dell'energia elettrica, per decarbonizzare il mix elettrico italiano, essendo esso definito dall'utilizzo di più fonti e anche da energia elettrica importata dall'estero, è anche importante che si verifichi una decarbonizzazione dei mix elettrici associati alle aree geografiche estere dove avvengono l'estrazione e la lavorazione delle fonti o la produzione dell'energia importata e poi utilizzata in Italia. Questo aspetto è anche valido per le fonti non fossili (vedi paragrafi successivi) che nel loro ciclo di vita utilizzano energia elettrica non associata al mix elettrico italiano.

5.1.2. Il nucleare

Il nucleare in termini di prestazione ambientale si colloca al secondo posto (Figura 4-2) come miglior profilo ambientale, dopo l'idroelettrico con valori di eco-indicatore circa 20 volte inferiore a quelli associati ai sistemi basati sul carbone.

Infatti, questa fonte è caratterizzata da indicatori molto bassi per le categorie di impatto di GWP, eutrofizzazione, tossicità umana, uso del suolo e uso di risorse. Il nucleare presenta il

valore medio e il range più basso in assoluto in termini di GWP, inferiori di oltre 150 rispetto al carbone e di oltre 75 rispetto al gas naturale.

Al contrario, le categorie di impatto che contribuiscono a tale profilo sono la dissipazione dell'acqua e le radiazioni ionizzanti.

È bene evidenziare che al suddetto profilo dei sistemi basati sul nucleare è associato un mix elettrico mondiale medio, ben diverso da quello italiano o UE, che potrebbe portare ad una sovrastima delle emissioni associate all'uso di energia elettrica nel caso in cui la fase di arricchimento del combustibile avvenga in Italia o nell'UE.

Da segnalare, anche, che la modellazione LCA di questa tecnologia attualmente non presenta, ad eccezione di qualche caso (Rapporto UNECE), dati di inventario molto aggiornati; inoltre, i dati relativi alle pratiche di gestione del combustibile esausto necessitano di ulteriore completezza.

Infine, nonostante l'indiscussa utilità della LCA come strumento per valutare il profilo ambientale dei sistemi di produzione di energia elettrica, essa, come è noto, non si occupa della valutazione del rischio. Infatti, poiché la LCA valuta solo le operazioni di routine di un sistema, i potenziali impatti derivanti dal malfunzionamento di una centrale nucleare non sono quantificabili. A tal fine, si dovrebbe far uso dello strumento di Risk Assessment anche in modo integrato con la LCA (Spada et al. 2018; Muazu et al., 2021; Sonnemann et al., 2004). Inoltre, la LCA non valuta gli aspetti temporali della messa in opera di un sistema di produzione dell'energia che nel caso del nucleare risultano più rilevanti rispetto agli altri sistemi.

5.1.3. Fonti rinnovabili

Dalla Figura 4-2, si evince come le fonti rinnovabili presentino dei valori di eco-indicatore variabili da $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{64}$ dei valori delle fonti fossili.

Tutte le fonti rinnovabili presentano un potenziale impatto complessivo attribuibile maggiormente alle fasi di approvvigionamento del materiale, produzione di infrastrutture e rispettiva installazione. Pertanto, come già accennato sopra, il mix elettrico utilizzato in queste fasi gioca un ruolo importante nella determinazione della performance generale dei sistemi rinnovabili.

Inoltre, il profilo ambientale dei sistemi a concentrazione solare, fotovoltaici ed eolici, e in misura minore anche l'idroelettrico, è di natura intermittente ed è dipendente dalle condizioni meteo-climatiche e dal fattore di carico in fase di utilizzo. Pertanto, è opportuno che l'utilizzo di queste tecnologie sia abbinato ad altre tecnologie che possono garantire (indipendentemente dalle condizioni meteo-climatiche) una costante produzione di energia elettrica (es. quelle basate sul nucleare, sul gas naturale o sulla biomassa).

I sistemi idroelettrici di piccola taglia risultano i migliori in assoluto in termini di performance ambientale. Infatti, i valori di eco-indicatore riportati in letteratura sono di oltre 50 volte inferiori a quelli associati ai sistemi basati sul carbone e oltre 20 volte inferiori a quelli basati sul gas naturale. I sistemi idroelettrici di piccola taglia presentano dei valori di GWP di circa

60 volte inferiori rispetto al carbone e circa 30 volte in meno rispetto al gas. Come tutti i sistemi rinnovabili, buona parte dell'impatto è associato alle fasi del ciclo di vita che precedono la produzione di energia elettrica (approvvigionamento del materiale e costruzione delle infrastrutture). Da segnalare che, gli attuali metodi di calcolo del potenziale impatto dell'uso del suolo non tengono conto dell'occupazione di superfici ricoperte dall'acqua e quindi per tale categoria di impatto, per i sistemi idroelettrici, vi è una sicura sottostima. Tale considerazione è anche valida per i sistemi eolici off-shore. Inoltre, anche per l'idroelettrico, così come per il nucleare, i potenziali impatti derivanti da incidenti come, ad esempio, la rottura di una diga utilizzata per l'idroelettrico non sono contemplati e necessitano di studi di *Risk Assessment*.

I sistemi a concentrazione solare presentano un profilo ambientale nettamente migliore rispetto alle fonti fossili, in particolare di un ordine di grandezza inferiore rispetto ai sistemi a carbone. Le criticità principali sono l'uso del suolo per l'alloggiamento degli specchi e la realizzazione delle infrastrutture che comporta un discreto impatto in termini di GWP. Questi sistemi, fortemente dipendenti dalle condizioni meteo-climatiche e dal fattore di carico, non sono economicamente sostenibili in aree con climi miti. Questo aspetto, unitamente all'alto potenziale di utilizzo del suolo, fa di questi sistemi una tecnologia di nicchia che difficilmente si presta all'implementazione sul territorio italiano.

Il fotovoltaico, in forte crescita a livello mondiale, che contribuisce a circa il 10% del mix elettrico italiano del 2021 (vedi paragrafo 1.2.2), risulta molto performante quando paragonato alle tecnologie basate sulle fonti fossili, con valori di eco-indicatore complessivo che risultano dalle 6 alle 15 volte inferiori a quelli del carbone. Come buona parte delle fonti rinnovabili, il FV presenta dei valori di GWP circa 30 volte inferiori a quelli dei sistemi a carbone. Fanno eccezione i sistemi con pannelli a base di silicio la cui produzione estrazione e lavorazione contribuisce a un maggiore contributo di GHG (oltre che della tossicità). Infatti, il GWP dei pannelli al silicio è di circa 5 volte superiore a quello dei pannelli al cadmio-tellurio e al seleniuro di rame-indio-gallio. L'uso di alcuni metalli non ferrosi contribuisce a un potenziale impatto in termini di uso delle risorse che è maggiore rispetto ad altre tecnologie rinnovabili (come, ad esempio, l'idroelettrico che ha un valore di indicatore di uso delle risorse di almeno un ordine di grandezza inferiore). I potenziali impatti della categoria dell'uso del suolo per il fotovoltaico, rispetto alle altre rinnovabili, risultano secondi solo ai sistemi a concentrazione solare (con valori di un ordine di grandezza maggiore rispetto all'eolico). L'installazione dei sistemi FV sulle coperture degli edifici riduce notevolmente (dal -50% al -90%) il potenziale impatto in termini di uso del suolo rispetto a quelli montati sul suolo.

I sistemi eolici, presentano valori di eco-indicatore complessivo e di GWP paragonabili ai sistemi fotovoltaici non contenenti silicio. I valori degli indicatori sono simili sia per i sistemi *on-shore* che *off-shore*. Il maggiore impatto dovuto al maggiore uso di materiali per i sistemi *off-shore* è compensato da una maggiore produttività di questi sistemi. I potenziali impatti si concentrano principalmente nella fase a monte della produzione di energia elettrica con un contributo maggiore della categoria pertinente all'uso delle risorse a causa dell'utilizzo di metalli ferrosi e non ferrosi per la realizzazione dell'impianto. Da segnalare che la mancanza

di fattori di caratterizzazione per quanto concerne l'uso delle terre rare (nei generatori) potrebbe portare a una sottostima in termini di categoria di impatto dell'Utilizzo delle Risorse.

La biomassa come fonte per la produzione di energia elettrica presenta un valore di GWP inferiore alle fonti fossili (in quanto la sua combustione diretta o indiretta nel caso di bio-combustibili produce CO₂ biogenica). Il range di tale potenziale di emissione è variabile in quanto dipende dai processi di produzione e trattamento della biomassa prima della sua combustione. Ad esempio, colture energetiche tipicamente presentano una fase agricola con uso di fertilizzanti e pesticidi (che è, tra l'altro, ben superiore a quello associato alla produzione di biomassa per scopi alimentari) che possono contribuire in maniera significativa al GWP oltre che alle categorie pertinenti alla tossicità. Diversamente da altre fonti rinnovabili, la produzione e il trattamento della biomassa e la sua combustione (o di bio-combustibili) producono emissioni di NO_x e SO₂ paragonabili a quelle del gas naturale che, se non captate, possono contribuire al potenziale di acidificazione e della tossicità umana attraverso la produzione di smog fotochimico. La produzione di biomassa da colture create per essere specificamente energetiche presenta un maggior contributo in termini di uso del suolo rispetto alla biomassa prodotta dalla coltivazione di sistemi naturali (es. manutenzione dei boschi). In conclusione, le biomasse possono essere una valida alternativa ai combustibili fossili ma rispetto alle altre fonti rinnovabili presentano più criticità ambientali.

Riassumendo, le tecnologie per la produzione di energia elettrica basate sulle fonti fossili presentano i peggiori risultati in termini di profilo ambientale. Tali fonti sono attualmente, nel caso italiano, quelle che contribuiscono maggiormente al mix elettrico. Emerge, pertanto, la necessità di decarbonizzare la produzione di energia elettrica riducendo o azzerando l'uso di tali fonti e/o associando ad esse anche processi di cattura e stoccaggio della CO₂, come ad esempio la piantumazione di alberi o l'utilizzo di sistemi di CCS. Quest'ultimi, tuttavia, non risultano efficaci per i sistemi basati sul carbone, il che indica che tale fonte di energia dovrebbe essere la prima ad essere eliminata dai mix energetici a livello mondiale.

Alternative alle fonti fossili sono le fonti rinnovabili e il nucleare. Quest'ultimo, in seguito alla valutazione con la LCA, risulta particolarmente performante in termini ambientali, con indicatori di impatto inferiori di almeno un ordine di grandezza rispetto al carbone (con le emissioni di gas climalteranti inferiori di due ordini di grandezza rispetto ai sistemi a carbone).

Le fonti rinnovabili sono numerose e di diversa natura e presentano anch'esse profili ambientali nettamente migliori (inferiori di almeno un ordine di grandezza) rispetto ai sistemi a carbone con l'eccezione del fotovoltaico basato sul silicio che presenta un indicatore di circa 5 volte inferiore a quello del carbone. Il miglior profilo ambientale risulta essere associato ai sistemi basati sull'idroelettrico di piccola scala. I sistemi a concentrazione solare non risultano implementabili nel contesto italiano mentre l'eolico, che già contribuisce ad oltre il 6% del mix elettrico italiano, rappresenta un'ottima fonte di energia elettrica il cui uso potrebbe essere ulteriormente espanso attraverso l'*off-shore* (considerata la conformazione geografica dell'Italia), che attualmente è molto meno sviluppato dell'*on-shore*.

Il fotovoltaico, che contribuisce quasi al 10% del mix elettrico nazionale e che è principalmente basato su moduli al silicio, presenta un profilo ambientale discreto che potrebbe essere migliorato con un maggiore utilizzo (in fase di produzione) di materiale recuperato e non vergine e, più in generale,

incoraggiando processi virtuosi di economia circolare e pratiche sostenibili che comporterebbe notevoli vantaggi per l'ambiente. L'utilizzo dei sistemi FV installati sulle coperture degli edifici è preferibile rispetto a quelli installati a terra.

La biomassa rappresenta una valida alternativa ai combustibili fossili, ma è da preferire la biomassa rinveniente da sistemi naturali che non richiedono processi di lavorazione della biomassa prima della sua combustione.

Alcuni sistemi rinnovabili, come quelli basati sul fotovoltaico, sull'eolico, sulla concentrazione solare e in parte anche i sistemi idroelettrici, possono avere una natura intermittente e sono fortemente dipendenti dalle condizioni meteo-climatiche e pertanto anche dal fattore di carico ad essi associato; ciò può influire notevolmente sulla sostenibilità del mix elettrico prodotto con questi sistemi. Risulta pertanto opportuno associare all'uso di questi sistemi anche quelli che garantiscono una costante produzione di energia elettrica.

5.2.Scenari futuri

Come accennato nel paragrafo 4.2 alcuni degli studi oggetto della presente rassegna paragonano il profilo ambientale del mix elettrico attuale con quello di scenari futuri. Tali studi possono essere utili ai *decision makers* per poter impostare politiche energetiche mirate allo sviluppo di sistemi energetici con un profilo ambientale più sostenibile.

Da questi studi emerge che il mix elettrico italiano attuale (ancora notevolmente dipendente dalle fonti fossili) ha una performance ambientale che è fortemente influenzata dal cambiamento climatico, in misura minore dalle radiazioni ionizzanti, dall'eutrofizzazione, dall'acidificazione e naturalmente dall'uso delle risorse fossili (Carvalho et al. 2021).

L'analisi LCA degli scenari futuri del PNIEC, del New Green Deal e dello scenario 2030 elaborato dalla Commissione Europea per l'Italia, evidenzia come, in tutti i casi, il profilo ambientale migliori complessivamente rispetto a quello attuale. Lo scenario PNIEC migliora, più degli altri scenari, in tutte le categorie di impatto tranne che per la categoria che misura il depauperamento delle risorse fossili e rinnovabili. Per questo scenario è prevista la maggiore riduzione dell'uso delle fonti fossili, (con un totale azzeramento del carbone) l'aumento del 20% del fotovoltaico e la riduzione delle importazioni. L'aumento del potenziale depauperamento delle risorse è dovuto al maggior uso del fotovoltaico (a base di silicio) che come messo in evidenza nel paragrafo 4.1.2.7 comporta un rilevante consumo di metalli non ferrosi. Naturalmente un utilizzo futuro di materiale riciclato per la produzione dei sistemi fotovoltaici potrebbe ridurre tale impatto.

In tutti e tre i suddetti scenari non è previsto un uso diretto del nucleare. È interessante notare che nello studio di "Stamford et al, 2014" sugli scenari futuri del Regno Unito, al fine di addivenire entro il 2070 a una emissione di GHG pari a zero, lo scenario migliore risulta essere quello che porta a un uso esclusivo di rinnovabili (50%) e nucleare (50%).

A tal proposito, a mero titolo esemplificativo, nei prossimi paragrafi si riporta una breve analisi comparativa dei risultati di Life Cycle Impact Assessment, effettuata con i dati del database Ecoinvent, del mix elettrico italiano del 2021 con quelli di alcuni scenari fittizi in cui sono considerati crescenti usi di rinnovabili e nucleare con riduzione progressiva del gas naturale.

5.2.1. Analisi comparativa del mix elettrico italiano del 2021 con alcuni scenari energetici ipotetici.

Di seguito si riporta un esercizio di LCA condotto dall'autore del presente documento nel quale si confronta il profilo ambientale del mix elettrico italiano 2021 con quello di scenari futuri ipotetici in cui si incrementa fino al 70% il ruolo delle rinnovabili nel mix elettrico e si introduce una quota di energia elettrica generata da centrali nucleari operanti sul territorio nazionale. Questa quota pari al 10% in più rispetto all'attuale 10% di importazione si introduce dallo scenario 4 (la stessa percentuale la si trova nello scenario 7) e si attesta al massimo del 30% (20% di nuova installazione e 10% di importazione) negli scenari 5, 6, 8. In particolare, gli scenari di mix elettrico analizzati seguono l'obiettivo delle politiche nazionali di decarbonizzazione che prevedono il progressivo abbandono delle fonti di energia non rinnovabili a favore di quelle rinnovabili e sono elencati di seguito:

- Scenario 1: Mix elettrico italiano 2021 così come riportato nel paragrafo 1.2.2
- Scenario 2: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 40% da gas naturale, per il 50% da rinnovabili e per il 10% da nucleare di importazione (quest'ultimo come per lo scenario 1)
- Scenario 3: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 30% da gas naturale, per il 60% da rinnovabili e per il 10% da nucleare di importazione (quest'ultimo come per lo scenario 1)
- Scenario 4: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 30% da gas, per il 50% da rinnovabili e per il 20% da nucleare
- Scenario 5: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 30% da gas, per il 40% da rinnovabili e per il 30% da nucleare
- Scenario 6: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 20% da gas, per il 50% da rinnovabili e per il 30% da nucleare
- Scenario 7: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 10% da gas, per il 70% da rinnovabili e per il 20% da nucleare
- Scenario 8: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 70% da rinnovabili e per il 30% da nucleare
- Scenario 9 PNIEC 2030: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 35% da gas naturale, per il 55% da fonti rinnovabili e circa il 10% di importazione
- Scenario 10 Green Deal 2030: Scenario di mix elettrico italiano composto per il 27% da gas naturale, per il 64% da fonti rinnovabili e circa il 9% di importazione

Nello sviluppare queste analisi, al fine di semplificare i calcoli, è stato stimato il mix elettrico 2021 con i dati provvisori del 2021 riportati nella relazione annuale sulla situazione energetica nazionale nel 2021 (vedi paragrafo 1.2.2). Per la costruzione dello scenario energetico attuale e degli scenari energetici futuri si sono prese in considerazione le seguenti assunzioni:

- La composizione delle tecnologie fossili è quella riportata nel database Ecoinvent
- La composizione della quota di energia associata alla voce "Altre rinnovabili" è suddivisa secondo il mix tecnologico riportato nel database Ecoinvent
- La quota di energia elettrica importata è basata sulla tecnologia nucleare con dati di inventario francesi
- La ripartizione della produzione rinnovabile, tra le varie tecnologie, rimane la stessa di quella del 2021 per tutti gli scenari.

Il metodo di valutazione degli impatti è l'European Footprint 3.0 method (EC-JRC, 2018). Si valutano tutte le categorie di impatto presenti nel metodo. La normalizzazione e la ponderazione sono condotte su base europea.

È da segnalare che in questo esercizio sono stati utilizzati metodi di calcolo diversi da quelli di Carvalho et al. (2021), pertanto i valori di GWP dello scenario PNIEC e Green Deal 2030 sono differenti, in particolare in media di circa il 13%, come si può notare dalla seguente tabella.

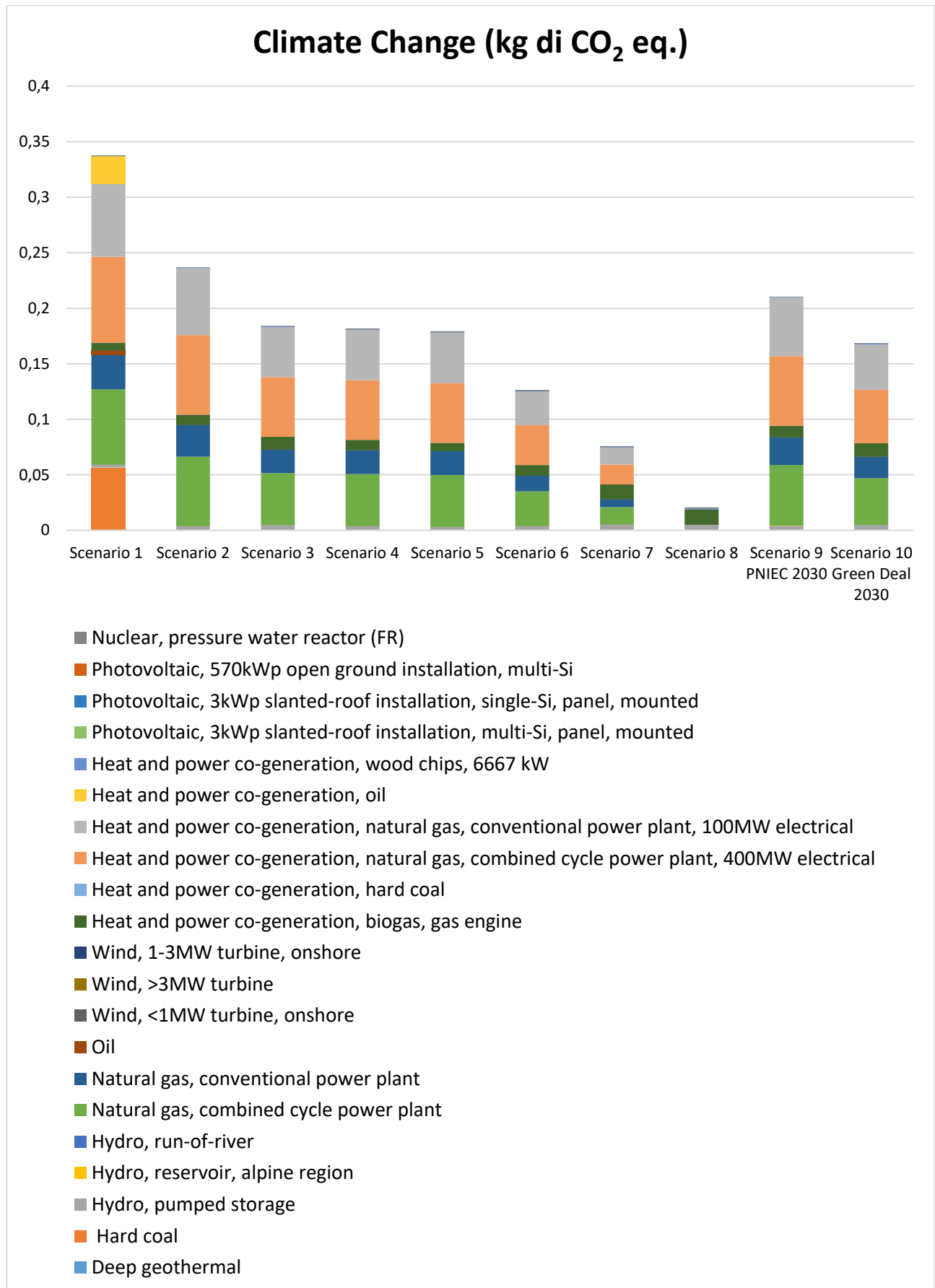
Tabella 5-1: Confronto tra GWP degli scenari di mix elettrico elaborato da Carvalho et al. (2021) e in questo rapporto

	PNIEC 2030 (kg CO₂ eq./kWh)	Green Deal 2030 (kg CO₂ eq./kWh)
Carvalho et al. 2021	1,86E-1	1,45E-1
Elaborazione dell'autore	2,1E-1	1,68E-1

La Figura 5-1 riporta i risultati della caratterizzazione dei dieci scenari energetici italiani analizzati per la categoria d'impatto del cambiamento climatico. Come si può notare dalla figura, lo scenario più impattante nell'ambito della categoria GWP è lo scenario di mix elettrico italiano 2021 caratterizzato da un elevato contributo delle fonti fossili (in misura maggiore gas naturale). L'andamento delle emissioni climalteranti è in costante riduzione dallo scenario 2 allo scenario 8 grazie alla progressiva riduzione del contributo del gas naturale al mix elettrico italiano e al contestuale aumento del contributo delle rinnovabili e del nucleare. Da una riduzione di circa il 30% delle emissioni climalteranti nello scenario 2 si passa ad una riduzione di oltre il 90% nello scenario 8. In tutti gli scenari analizzati, si può notare come le centrali a gas siano le maggiori responsabili delle emissioni di gas serra, contributo che arriva a quasi il 100% negli scenari energetici futuri. Lo scenario 8 risulta quello con il miglior profilo emissivo (0,021 kg di CO₂ eq.) per l'azzeramento del contributo del gas naturale al mix elettrico nazionale.

Per quanto riguarda gli scenari 9 e 10 (PNIEC 2030 e Green Deal 2030), si può osservare che il primo si pone fra lo scenario 2 e 3 in termini di valori di indicatore GWP mentre, il Green Deal 2030 è simile agli scenari 3, 4 e 5 e allo stesso tempo risulta più impattante rispetto agli scenari 6, 7 e 8.

Figura 5-1: Risultati della caratterizzazione dei dieci scenari energetici italiani analizzati per la categoria d'impatto del cambiamento climatico

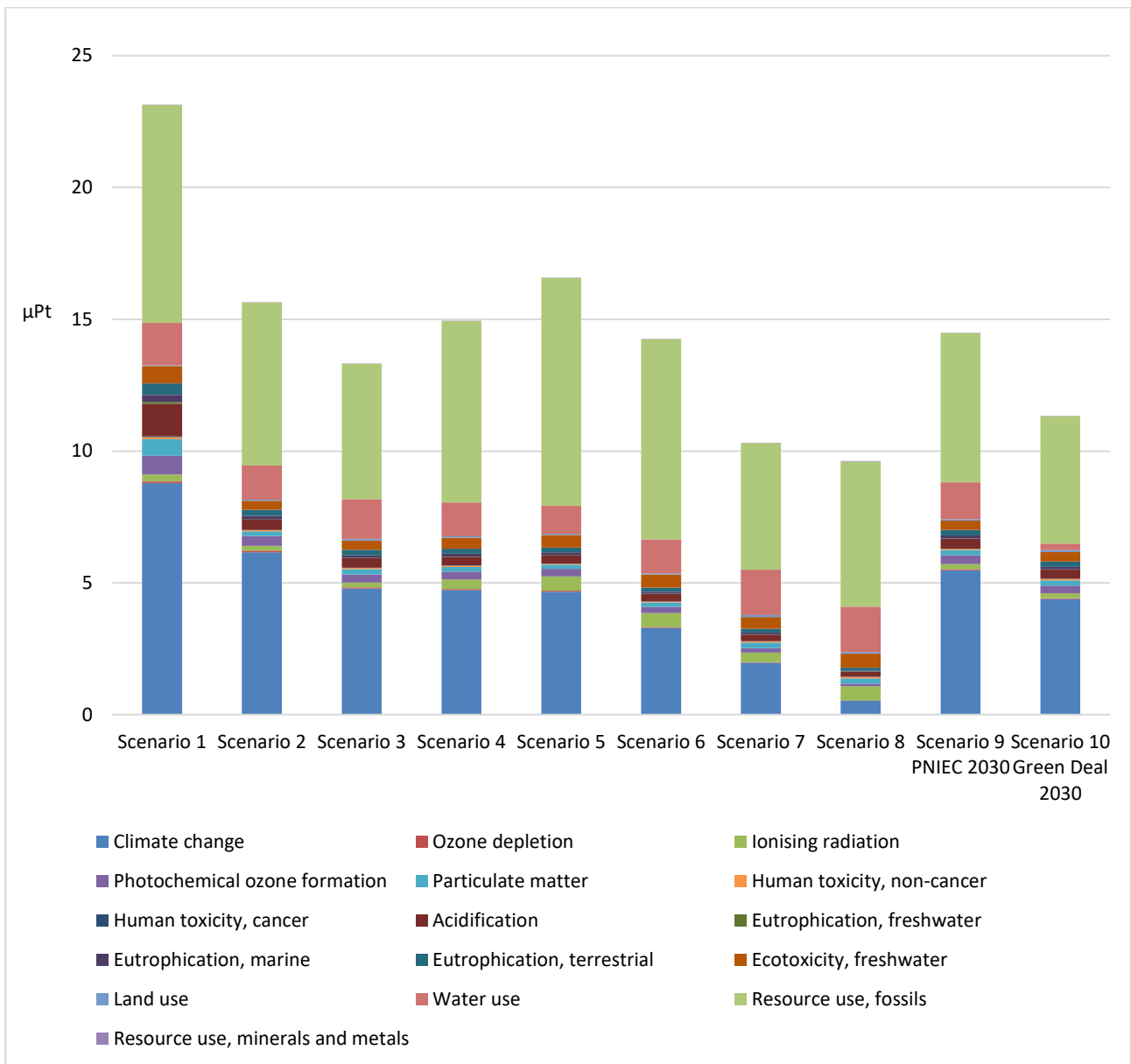


La Figura 5-2 riporta i risultati normalizzati e pesati, in termini di più categorie di impatto, del confronto degli otto scenari di mix elettrico italiano analizzati. Come si può notare dalla figura, il mix elettrico italiano 2021 è lo scenario con il peggior profilo ambientale (23,13 μ Pt). La riduzione percentuale della quota di energia elettrica prodotta dal gas naturale e l'incremento della quota di energia dalle rinnovabili negli scenari futuri italiani porta ad una riduzione importante degli impatti ambientali complessivi. Questa riduzione è già evidente nello scenario 3, in cui la riduzione del contributo del gas dal 43% al 30% e l'incremento delle rinnovabili dal 35% al 60% porta ad una riduzione del 43% dell'eco-indicatore totale. Tra gli scenari futuri di mix elettrico, lo scenario 5 rappresenta il peggiore a causa della riduzione del contributo delle rinnovabili (40%) e il contestuale aumento della quota di energia nucleare (30%). Gli scenari migliori sotto il profilo ambientale risultano gli scenari 7 e 8 a seguito dell'incremento al 70% del contributo delle rinnovabili al mix elettrico italiano e della graduale scomparsa del gas (10% nello scenario 7 e 0% nello scenario 8) a favore del leggero incremento del nucleare (10% e 20% rispettivamente negli scenari 7 e 8). In particolare, lo scenario 8 è quello con il più basso valore dell'eco-indicatore (9,6 μ Pt) poiché è caratterizzato dall'azzeramento totale delle fonti fossili.

Anche in questo caso, si può notare che il valore dell'eco-indicatore associato allo scenario 9 PNIEC 2030 si colloca tra lo scenario 2 e lo scenario 3 mentre, lo scenario 10 Green Deal 2030 si colloca tra lo scenario 6 e 7 e risulta più impattante rispetto agli scenari 7 e 8.

Il presente esercizio, che non ha alcuna pretesa di essere una LCA completa, bensì solo la costruzione di modelli utilizzando dati presenti sui database, oltre ad evidenziare l'idoneità della LCA come strumento per progettare futuri scenari energetici sostenibili, mette in evidenza che un mix elettrico senza fonti fossili, fortemente basato sulle rinnovabili e in misura minore sul nucleare ridurrebbe, rispetto al mix attuale, il potenziale di effetto serra di circa il 94% e l'impatto totale di oltre il 60%.

Figura 5-2: Risultati pesati dei dieci scenari energetici italiani analizzati



6. Conclusioni

La rassegna bibliografica oggetto della presente relazione ha permesso di comprendere meglio quali sono le criticità e i punti di forza delle varie tecnologie implementabili per la produzione e il dispacciamento dell'energia elettrica. Le tecnologie basate sulle fonti fossili, che sono quelle maggiormente utilizzate per soddisfare il mix elettrico nazionale, presentano un profilo ambientale peggiore rispetto alle tecnologie basate sul nucleare e sulle fonti rinnovabili. Pertanto, nella transizione verso una produzione di energia elettrica più sostenibile dal punto di vista ambientale è necessario eliminare le fonti fossili o ridurne l'uso con sistemi di cattura dei gas serra come il CCS. Questi ultimi, applicati alle centrali a carbone, non sono efficaci dal punto di vista ambientale ma lo sono per le centrali a gas naturale che presentano un profilo ambientale migliore di quelle basate sul carbone e sui derivati del petrolio. Il gas naturale, pertanto, si pone come combustibile fossile di transizione da utilizzare nel percorso verso la totale decarbonizzazione del mix elettrico italiano.

I sistemi di produzione di energia elettrica basati sul nucleare risultano molti più performanti di quelli basati sulle fonti fossili con valori di indicatore che sono inferiori di almeno 20 volte rispetto al carbone e circa 6 volte rispetto al gas naturale. Tali valori di indicatore, riportati negli studi esaminati, tengono conto solo del funzionamento ordinario delle centrali nucleari e non tengono conto di aspetti che riguardano eventuali malfunzionamenti.

Anche le rinnovabili presentano caratteristiche di sostenibilità rappresentate da valori di indicatore che sono inferiori di almeno un ordine di grandezza rispetto alle fonti fossili con esclusione del fotovoltaico basato sul silicio. I sistemi idroelettrici di piccola taglia presentano il miglior profilo tra tutti i sistemi oggetto della rassegna.

Alcune tecnologie rinnovabili, come ad esempio il fotovoltaico, sono soggette a un funzionamento a intermittenza e sono dipendenti dalle condizioni meteo-climatiche e dal fattore di carico del sistema. Pertanto, è opportuno associare a questi sistemi altri che possono garantire una produzione continua indipendentemente dalle condizioni meteo-climatiche.

L'analisi degli scenari di mix elettrico da implementare ai fini del raggiungimento degli obiettivi preposti a livello UE, come quelli prospettati nel PNIEC, nel New Green Deal o nello scenario 2030 elaborato dalla Commissione Europea, presentano profili nettamente migliori rispetto a quelli del mix elettrico attuale in tutte le categorie di impatto tranne che per la categoria del depauperamento delle risorse fossili e rinnovabili.

Infine, alla luce delle considerazioni sopra elencate nel presente studio si è redatta una semplice analisi in cui si è paragonato il mix elettrico del 2021 con scenari ipotetici in cui si riduce il contributo delle fonti fossili e si aumenta il contributo delle rinnovabili e in misura minore del nucleare. L'analisi indica che un mix elettrico senza fonti fossili, fortemente basato sulle rinnovabili e in maniera minore sul nucleare ridurrebbe, rispetto al mix attuale, il potenziale di effetto serra di circa il 94% e l'impatto totale di oltre il 60%.

Bibliografia

- ADEME, (2019): Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie (Rare earth elements, renewable energy, and energy storage). Available from: <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-terres-rares-energie-renouvelable-stockage-energie-2019.pdf>
- Arvesen A., Birkeland C., Hertwich E.G., (2013): The Importance of Ships and Spare Parts in LCAs of Offshore Wind Power. *Environmental Science & Technology*, 47(6): p. 2948-2956, Available from: <https://doi.org/10.1021/es304509r>. 56
- Arvesen A., Hertwich E.G., (2012): Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8): p. 5994-6006, 57
- Arvesen A., Hertwich E.G., (2011): Environmental implications of large-scale adoption of wind power: a scenario-based life cycle assessment. *Environmental Research Letters*, 6(4): p. 045102
- BP, (2020): Statistical Review of World Energy 2020. Available from: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Brambilla P.C., Temporelli A., Brivio E., (2021): Analisi di letteratura di studi LCA per la logistica urbana. Rapporto RSE n° 21012484, Milano
- BSI, (2011): PAS 2050:2011 - Specification for the assessment of the life cycle greenhouse gas emissions of goods and services. British Standards Institution, London
- Burgherr P., Hirschberg S., (2014): Comparative risk assessment of severe accidents in the energy sector. *Energy policy*, 74: p. S45-S56
- Caduff M., Huijbregts M.A., Althaus H.J., Koehler A., Hellweg S., (2012): Wind power electricity: the bigger the turbine, the greener the electricity? *Environmental science & technology*, 46(9), 4725-4733
- Carless T.S., Griffin W.M., Fischbeck P.S., (2016): The environmental competitiveness of small modular reactors: A life cycle study. *Energy*, 114: p. 84-99, Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216310350>
- Carvalho M.L., Marmiroli B., Mela G., Molocchi A., (2021): Elementi per l'integrazione della LCA di scenari energetici con la modellistica energetica e la valutazione monetaria delle esternalità. Rapporto RSE n° 21010395, Milano
- Carvalho M.L., Marmiroli B., Girardi P., (2022): Life cycle assessment of Italian electricity production and comparison with the European context. *Energy Reports*, 8 (2022) 561–568
- Cellura M., Cusenza M.A., Guarino F., Longo S., Mistretta, M. (2019): Life Cycle Assessment of Electricity Generation Scenarios in Italy. In *Life Cycle Assessment of Energy Systems and Sustainable Energy Technologies* (pp. 3-15), Springer

Commissione Europea (2019): Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni – Il Green Deal Europeo, Bruxelles, 11.12.2019, COM (2019) 640 final

Commissione Europea (2021a): Proposta di DIRETTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sull'efficienza energetica (rifusione), COM/2021/558 final

Commissione Europea (2021b): DIRETTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO che modifica la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio e la direttiva n. 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio

EC, (2010): European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance, Luxembourg. Publications Office of the European Union

EC-JRC, (2018): Environmental Footprint reference package 3.0 (EF 3.0). Available at: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/LCDN/developerEF.xhtml> (Accessed July 2019)

EU, (2013): Raccomandazione 2013/179/UE del 9/4/2013 “Raccomandazione della Commissione Europea relativa all'uso di metodologie comuni per misurare e comunicare le prestazioni ambientali nel corso del ciclo di vita dei prodotti e delle organizzazioni”

EU (2018a): Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

EU (2018b): Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

European Commission, (2011): Joint Research Centre, «International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance» Publications Office of the European Union, Luxembourg

European Commission, (2014): Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020, Brussels, Belgium: European Commission, 2014

European Commission, (2016): EU Reference scenario 2016 energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Luxembourg: Publications Office of the European Union

Eurostat, (2019): Energy Balances April 2019 Edition, Available online: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (accessed on 1 March 2020)

Eurostat (2021): Greenhouse gas emission statistics – emission inventories, Available online: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Greenhouse_gas_emission_statistics_-_emission_inventories

Frischknecht R., Wyss F., Büsser Knöpfel S., Lützkendorf T., Balouktsi M., (2015): Cumulative energy demand in LCA: the energy harvested approach. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 20(7), 957-969

- Fthenakis V., Kim H.C., (2007): Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: a life-cycle study. *Energy Policy*, 2007;35:2549–57
- Gagnon L., Bélanger C., Uchiyama Y., (2001): Life-cycle assessment of electricity generation options: the status of research in year 2001. *Energy Policy*, 30:1267–78
- Gargiulo A., Carvalho M.L., Girardi P., (2020): Life Cycle Assessment of Italian Electricity Scenarios to 2030. *Energies*, 13, 3852; doi:10.3390/en13153852
- Gibon T., Hertwich E.G., Arvesen A., Singh B., Verones F., (2017): Health benefits, ecological threats of low-carbon electricity. *Environmental Research Letters*, 12(3), 034023
- Godsey K., (2019): Life Cycle Assessment of Small Modular Reactors Using US Nuclear Fuel Cycle. Clemson University
- Goedkoop M., Heijungs R., Huijbregts M., De Schryver A., Struijs J., Van Zelm R., (2009): ReCiPe 2008
- Heller M.C., Keoleian G.A., Mann M.K., Volk T.A., (2004): Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass. *Renewable energy*, 29(7), 1023-1042
- Hertwich E., de Larderel J.A., Arvesen A., Bayer P., Bergesen J., Bouman E., Suh S., (2016): Green Energy Choices: The benefits, risks, and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production
- Hilaire J., Bertram C., (2020): The REMIND-MAGPIE model and scenarios for transition risk analysis
- IEA (2019): International Energy Agency. World Energy Outlook 2021. www.iea.org/weo
- IEA, (2021): International Energy Agency. *World Energy Outlook 2021*. www.iea.org/weo
- IPCC, (2022): Intergovernmental panel on Climate Change, IPCC Sixth Assessment Report, Mitigation of Climate change
- IPCC, (2013): Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
- IPCC, (2006): Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories—Chapter 2—Stationary Combustion, Available online: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html> (accessed on 2 June 2018)
- IRENA, (2021): Solar Energy Data - Installed Capacity Trends, Available from: <https://www.irena.org/solar>
- ISO, (2013): ISO/TS 14067:2013 Greenhouse gases – Carbon footprint of products - Requirements and guidelines for quantification and communication
- ISO, (2021a): UNI EN ISO 14040:2021 “Gestione ambientale. Valutazione del ciclo di vita. Principi e quadro di riferimento”. Sostituisce la norma UNI EN ISO 14040:2006

ISO, (2021b): UNI EN ISO 14044:2021 “Gestione ambientale. Valutazione del ciclo di vita. Requisiti e linee guida”. Sostituisce la norma UNI EN ISO 14044:2018

ISPRA, (2017): Fattori di Emissione per la Produzione e il Consumo di Energia. Available online: <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/view> (accessed on 15 June 2019)

Jordaan S.M., Combs C., Guenther E., (2021): Life cycle assessment of electricity generation: a systematic review of spatiotemporal methods. *Advances in Applied Energy*, 3, 100058

Manfredi S., Allacker K., Pelletier N., Chomkham Sri K., de Souza D.M. (2012). Product environmental footprint (PEF) guide

Ministry of Economic Development, Ministry of the Environment and Protection of Natural Resources and the Sea, Ministry of Infrastructure and Transport (2020): Integrated National Energy and Climate Plan, Available online: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/energia-e-clima-2030> (accessed on 20 April 2020)

MiTE, (2022a): Piano Nazionale di Contenimento dei Consumi di Gas Naturale, Ministero della Transizione Economica

MiTE, (2022b): La situazione energetica nazionale nel 2021, Ministero della Transizione Economica. Dipartimento Energia - Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza

Muazu R.I., Rothman R., Maltby L., (2021): Integrating life cycle assessment and environmental risk assessment: a critical review. *J. Clean. Prod.*, 293, p. 126120

Murphy D.J., Horner R.M., Clark C.E. (2015): The impact of off-site land use energy intensity on the overall life cycle land use energy intensity for utility-scale solar electricity generation technologies. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 7(3), 033116.

Notarnicola B., Tassielli G., Renzulli P.A., (2017): Life cycle impact assessment. In: *Life cycle assessment applicata all'edificio* (a cura di): M. Cellura. pp. 103-114, Editoriale Delfino Srl, ISBN: 978-88-97323-65-5

Notarnicola B., (2008): Strumenti tecnici a supporto delle certificazioni ambientali: l'Analisi del Ciclo di Vita (LCA). In Buonfrate A.: *Codice dell'Ambiente*, UTET pg. 787-811

Perera D., (2021): Ageing Water Storage Infrastructure: An Emerging Global Risk. UNU-INWEH Report Series, 11

REGOLAMENTO (CE) n. 1221/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 25 novembre 2009 sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS), che abroga il regolamento (CE) n. 761/2001 e le decisioni della Commissione 2001/681/CE e 2006/193/CE

RSE, (2019): Energia dalle biomasse legnose. Dossier RSE. www.dossierse.it

Sala S., Cerutti A.K., Pant R., (2018): Development of a weighting approach for the Environmental Footprint. Publications Office of the European Union: Luxembourg

Sonnemann G., Tsang M., Castells F., Schuhmacher M., (2003). Integrated life-cycle and risk assessment for industrial processes. CRC press

- Spada M., Paraschiv F., Burgherr P., (2018): A comparison of risk measures for accidents in the energy sector and their implications on decision-making strategies. *Energy*, 154: p. 277-288
- Spath P.L., Mann M.K., Kerr D.R., (1999): Life Cycle Assessment of Coal-Fired Power Production; National Renewable Energy Lab.: Golden, CO, USA
- Stamford L, Azapagic A., (2012): Life cycle sustainability assessment of electricity options for the UK. *Int J Energy Res*, 36(14):1263–90
- Stamford L., Azapagic A., (2014): Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070. *Energy for Sustainable Development*, 23, 194-211
- TERNA, (2017): Dati Statistici Sull'energia Elettrica in Italia. Available online: <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheepreviszioni/datistatistici.aspx> (accessed on 1 March 2019)
- Turconi R., Simonsen C.G., Byriell I.P., Astrup T., (2014): Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 19(1), 100-108
- Turconi R., Boldrin A., Astrup T., (2013): Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28, pp. 555–565
- UNECE, (2021): Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. Report. United Nations Economic Commission For Europe, Geneva, Switzerland
- UNEP, (2016): Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production. Report of the International Resource Panel
- UNSCEAR, (2016): United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation, United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation Report: Report to the General Assembly, with Scientific Annexes, United Nations
- Van Oers L., de Koning A., Guinée J.B., Huppes G., (2002): Abiotic resource depletion in LCA, Road and Hydraulic Engineering Institute, Ministry of Transport and Water, Amsterdam
- Vinca, A., Emmerling J., Tavoni M., (2018): Bearing the Cost of Stored Carbon Leakage. *Frontiers in Energy Research*, 6(40)
- Wambach, K., (2017): Life Cycle Inventory of Current Photovoltaic Module Recycling Life Cycle Inventory of Current Photovoltaic Module Recycling Processes in Europe, The United States Department of Energy and Electric Power Research Institute: Washington, DC, USA, 2017; ISBN 978-3-906042-67-1
- Wernet G., Bauer C., Steubing B., Reinhard J., Moreno-Ruiz E., Weidema B., (2016): The Ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, [online] 21(9), pp.1218–1230, Available at: <http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1087-8>

Whitaker M.B., Heath G.A., Burkhardt III J.J., Turchi C.S., (2013): Life cycle assessment of a power tower concentrating solar plant and the impacts of key design alternatives. *Environmental science & technology*, 47(11), 5896-5903

Zamperi L., Pant R., (2019): Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN 978-92-76-00654-1, doi:10.2760/424613, JRC115959

Zhang X., Bauer C., (2018): Life Cycle Assessment (LCA) of Nuclear Power in Switzerland

Ringraziamenti

Si ringraziano per la collaborazione, in particolare, la Dottoressa Rosa Di Capua e l'Ingegnere Francesco Astuto e, inoltre, i Professori Pietro Renzulli e Giuseppe Tassielli.

A: Appendice – schede riassuntive degli studi analizzati

Tabella A-1: Carvalho et al., 2022

LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		
Carvalho, M. L., Marmioli, B., & Girardi, P. (2022). Life cycle assessment of Italian electricity production and comparison with the European context. <i>Energy Reports</i> , 8, 561-568		
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Analizzare il ciclo di vita del mix elettrico attuale (2018), considerando i dati Eurostat, e futuro (2030), considerando lo scenario di riferimento europeo di alcuni Stati membri dell'Unione Europea (Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Portogallo e Spagna), confrontando i risultati ottenuti rispetto al caso italiano.
	Unità funzionale	L'unità funzionale è 1 kWh di elettricità da Consumo Nazionale Lordo. Ciò include la produzione nazionale lorda totale di elettricità da tutte le fonti (ad eccezione della produzione idroelettrica di pompaggio), a cui si aggiungono le importazioni di elettricità e si sottraggono le esportazioni.
	Confini del sistema	Per quanto riguarda i confini del sistema, nell'analisi sono incluse tutte le fasi del ciclo di vita, dalla culla alla tomba: fornitura di combustibile, costruzione della centrale elettrica, funzionamento della centrale e fine vita della centrale.
	Sistema di allocazione	Allocazione di tipo Cut-off (da Ecoinvent)
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Le categorie di impatto considerate in questo studio e le relative modalità di valutazione sono quelle suggerite dall'ILCD Handbook: Cambiamento climatico; Riduzione dello strato di ozono; Particolato; Radiazioni ionizzanti; Formazione di ozono fotochimico; acidificazione; Eutrofizzazione terrestre; Eutrofizzazione dell'acqua dolce; Eutrofizzazione marina; Esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili.
Inventario – LCI	Origine dei dati	Sono stati utilizzati dati primari (dati statistici e dichiarazioni ambientali delle centrali termoelettriche italiane) e dati secondari (database LCI Ecoinvent).
LCIA	Sintesi dei risultati	In tutti i paesi, ad eccezione del Belgio, si registra una riduzione generale degli impatti dal 2018 al 2030 con riferimento alle seguenti categorie: cambiamento climatico, formazione di ozono fotochimico, acidificazione ed eutrofizzazione terrestre. Le radiazioni ionizzanti e l'esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili mostrano un aumento. Questo andamento riflette gli impegni assunti dai diversi Stati membri nella decarbonizzazione dei rispettivi sistemi elettrici. Il Belgio è l'unico Paese in cui la categoria cambiamento climatico aumenta dal 2018 al 2030. Questo Paese, nel 2030, prevede lo smantellamento degli impianti nucleari, la cui produzione è compensata dal gas naturale e da una maggiore importazione di elettricità. Il consumo di risorse è l'unica categoria di impatto per la quale si registra un aumento significativo degli impatti per l'Italia (scenario PNIEC) e per altri due Stati, Spagna e Portogallo, e in misura minore, per Francia e Italia (scenario Euref): è interessante notare che questi sono i paesi in cui la riduzione di CO ₂ è più marcata considerato il maggior ricorso al solare ed eolico. Per tutti i paesi analizzati, le principali fonti di impatto legate al consumo di risorse sono il nucleare, l'eolico, il solare e l'energia importata (gli impatti delle importazioni sono a loro volta principalmente dovuti al nucleare e all'eolico). Per quanto riguarda la categoria di impatto "esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili", la Francia rimane il Paese con il maggiore impatto per kWh consumato sia nel 2018 che nel 2030, per via del mix fortemente incentrato sul nucleare.

Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	<p>Il presente studio di LCA ha analizzato il profilo ambientale degli scenari di evoluzione del sistema elettrico di sette paesi europei.</p> <p>I maggiori sforzi promossi dalla Commissione Europea sono stati il contenimento delle emissioni di gas serra: lo si vede nelle politiche che i vari Paesi analizzati hanno adottato. Secondo le stime del mix energetico di questi Paesi al 2030, si registra una riduzione media del 42% degli impatti sui cambiamenti climatici. In questo contesto, l'Italia, attraverso l'adozione del PNIEC, prevede riduzioni del 50% delle emissioni di gas serra, quindi ben al di sopra della media dei paesi analizzati, dietro solo a Francia e Portogallo. Solo il Belgio non mostra una riduzione delle emissioni di gas serra. In questo Paese, lo smantellamento delle centrali nucleari a beneficio delle importazioni e del gas provoca un aumento delle emissioni entro il 2030.</p>
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Lo studio di LCA dei sette mix elettrici europei negli scenari 2018 e 2030 ha messo in evidenza come le politiche della Commissione Europea a favore della decarbonizzazione energetica stiano riducendo le emissioni dei gas serra in quasi tutti i paesi europei. L'Italia, in particolare, si mostra virtuosa in questo percorso dopo Francia e Portogallo grazie al maggior ricorso al solare e all'eolico. L'adozione di queste fonti rinnovabili sta portando ad una riduzione importante delle emissioni climalteranti ma ad un aumento del consumo di risorse, problematica da affrontare attraverso un'attenta politica di recupero e riutilizzo dei materiali.

Tabella A-2: UNECE, 2021

I – LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico	UNECE (2021). Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options, United Nations publication issued by the United Nations Economic Commission for Europe	
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Lo studio mira a confrontare i profili ambientali delle seguenti tecnologie per la produzione di elettricità: <ul style="list-style-type: none"> • Carbone e gas naturale, con e senza cattura e stoccaggio di anidride carbonica (CCS) • Energia eolica, onshore e offshore • Energia solare, fotovoltaica, policristallina e a film sottile • Energia solare concentrata • Energia idroelettrica • Energia nucleare, convenzionale
	Unità funzionale	Fornitura di 1 kWh di energia elettrica alla rete, su una media globale (se non diversamente specificato), per l'anno 2020
	Confini del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Centrale a carbone e a gas senza CCS: catena di approvvigionamento del vettore energetico, dall'estrazione alla combustione, comprese le perdite di metano, costruzione, gestione e smantellamento delle infrastrutture (apporti energetici e produzione di rifiuti), collegamento alla rete; • Centrale a carbone e a gas con CCS: come sopra, più attrezzature di cattura e prodotti chimici, trasporto della CO₂ catturata e infrastrutture di stoccaggio; • Centrale idroelettrica: costruzione, preparazione del sito, trasporto di materiali, collegamento alla rete; • Centrale nucleare: catena di approvvigionamento degli elementi combustibili (dall'estrazione alla fabbricazione del combustibile), processi core (costruzione e smantellamento di centrale elettrica, così come il funzionamento), processi di back-end (gestione del combustibile esaurito, stoccaggio e deposito finale), collegamento alla rete; • Centrale solare a concentrazione: infrastruttura, preparazione e occupazione del sito, funzionamento e manutenzione (incluso 6 ore di accumulo), decommissioning (imputazioni di energia e produzione di rifiuti), collegamento alla rete; • Fotovoltaico: infrastruttura, preparazione e occupazione del sito, funzionamento e manutenzione, decommissioning (apporti energetici e produzione di rifiuti), collegamento alla rete; • Eolico: infrastruttura, preparazione e occupazione del sito, funzionamento e manutenzione, decommissioning (apporti energetici e produzione di rifiuti), collegamento alla rete.
	Sistema di allocazione	Allocazione di tipo Cut-off (da Ecoinvent)
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Categorie d'impatto suggerite dall'ILCD Handbook: Cambiamento climatico, Eutrofizzazione dell'acqua dolce; Radiazioni ionizzanti; Tossicità umana; Uso del suolo; Esaurimento delle risorse acquatiche; Esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili. La metodologia LCIA utilizzata per la caratterizzazione endpoint è ReCiPe versione 1.13.
	Inventario – LCI	Le fonti dei dati di base includono lo studio UNEP Green Energy Choices di Herwith, de Lardereel (2016), il lavoro di Gibon et al. (2017) e la banca dati ecoinvent 3.7. Questi inventari sono stati poi adattati con dati più recenti, raccolti attraverso la consultazione di esperti, con il supporto dell'UNECE e della World Nuclear Association (WNA). Le fonti per l'adattamento degli inventari del ciclo di vita (LCI) includono la letteratura scientifica, i rapporti tecnici e le migliori stime di esperti.

LCIA	Sintesi dei risultati	<ul style="list-style-type: none"> • Centrale a carbone: le fasi del ciclo di vita che dominano l'impatto ambientale di questa tecnologia sono l'estrazione e la generazione di elettricità (combustione). L'uso delle risorse, l'uso del suolo, le radiazioni ionizzanti e l'eutrofizzazione dell'acqua dolce sono causati dall'estrazione di carbon fossile, mentre l'uso dell'acqua e le emissioni di gas serra sono principalmente dovuti al funzionamento dell'impianto. Se dotata di tecnologie CCS, una centrale a carbone può ridurre significativamente le proprie emissioni di gas serra del 64% con un aumento degli altri impatti ambientali (+41% di eutrofizzazione e +78% di uso dell'acqua), a causa dell'aumento del consumo di carbon fossile e dell'uso di sostanze chimiche per il processo di cattura, nonché dei processi a valle di trasporto e stoccaggio di CO₂. • Centrale a gas: la combustione diretta è il principale responsabile del consumo di acqua e delle emissioni di gas serra, mentre la produzione di gas naturale è principalmente responsabile dell'uso delle risorse, dell'uso del suolo, delle radiazioni ionizzanti e dell'eutrofizzazione. I valori complessivi sono tuttavia significativamente inferiori a quelli del carbone. Se dotata di tecnologie CCS, una centrale a carbone può ridurre significativamente le proprie emissioni di gas serra del 70% con un aumento degli altri impatti ambientali (eutrofizzazione e uso dell'acqua). • Eolico: la torre e le fondazioni contribuiscono alla maggior parte delle categorie di impatto (50%–70%). Il generatore è in particolare responsabile della metà della categoria di impatto "minerali e metalli" a causa del fabbisogno di rame. Le pale, realizzate in plastica rinforzata con fibra di vetro, contribuiscono solo al cambiamento climatico (16%), alle radiazioni ionizzanti (7%) e all'uso dell'acqua (27%), a causa dell'utilizzo dell'elettricità per la loro produzione. Altre attività, come la manutenzione, contribuiscono al 12%–20% di tutti gli impatti. Il contributo delle operazioni navali per la costruzione di turbine eoliche offshore è una chiara differenza con i progetti onshore, poiché le navi (in "costruzione") costituiscono circa il 20% delle emissioni di gas serra del ciclo di vita. • Fotovoltaico: circa il 40% delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita è dovuto al consumo di elettricità per la raffinazione del silicio. Per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici policristallini, circa la metà delle emissioni di gas serra può essere attribuita alla produzione di silicio, mentre il resto delle emissioni è suddiviso tra il modulo, la preparazione del sito e le apparecchiature elettriche (inverter). L'eutrofizzazione, l'uso dell'acqua e le radiazioni ionizzanti mostrano lo stesso schema del cambiamento climatico in quanto sono anche legate all'uso di energia per la produzione. L'uso del suolo è dovuto principalmente all'occupazione diretta dell'impianto fotovoltaico stesso (60% per i pannelli montati a terra). Per i pannelli fotovoltaici montati sul tetto, l'uso del suolo è drasticamente ridotto. Le tecnologie fotovoltaiche a film sottile, nonostante la minore efficienza, possono offrire minori emissioni di gas serra nel ciclo di vita in quanto sono completamente prive di silicio ed evitano le fasi ad alta intensità energetica della raffinazione del silicio. • Centrale solare a concentrazione: la preparazione del campo solare, l'accumulo di energia termica, il funzionamento e la manutenzione contribuiscono per circa il 75%–80% degli impatti non climatici. In particolare, il campo solare stesso contribuisce alla maggior parte (80%) dell'uso del suolo durante il ciclo di vita. La costruzione e l'assemblaggio dell'infrastruttura contribuisce in misura minore agli impatti non climatici (5–15%) ma è il primo processo responsabile delle emissioni di gas serra (30%), a causa dell'utilizzo di input energetici (elettricità e diesel) per le fasi di fabbricazione e assemblaggio. L'impianto CSP è supportato dalla rete elettrica per il funzionamento, il che spiega il contributo della fase "esercizio e manutenzione" ai cambiamenti climatici, all'eutrofizzazione, alle radiazioni ionizzanti e all'uso dell'acqua (impatti legati all'uso della produzione di energia elettrica convenzionale). • Centrale idroelettrica: il contributo principale alle emissioni di GHG del ciclo di vita proviene dal trasporto durante la costruzione. Oltre al
------	-----------------------	--

		<p>trasporto, a seguire i materiali della diga e delle turbine stesse sono gli elementi che contribuiscono alla dissipazione dell'acqua e agli effetti cancerogeni (25%–30%) - quest'ultimo è dovuto all'uso dell'acciaio inossidabile nella centrale elettrica. Nel complesso, gli impatti sono generalmente bassi in termini assoluti, per la lunga vita ipotizzata per la diga, di 80 anni.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Centrale nucleare: l'energia nucleare ha dimostrato di essere a basse emissioni di carbonio ma richiede quantità significative di acqua principalmente per scopi di raffreddamento. Potenziali impatti di tossicità moderati derivano dall'attività mineraria e molitoria. Infine, l'energia nucleare è una delle due tecnologie a mostrare quantità significative di radiazioni ionizzanti lungo la sua catena di approvvigionamento. <p>I risultati della ponderazione della LCA delle tecnologie di produzione di energia elettrica considerate mettono in evidenza come il carbon fossile mostra i punteggi più alti. L'energia nucleare mostra un punteggio basso (quando non si tiene conto dell'uranio come "fossile"). Per le rinnovabili, la tossicità umana è il principale contributore a causa dell'uso dei minerali (fotovoltaico).</p>
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	<p>Dall'analisi di LCA condotta emerge come il nucleare e le fonti rinnovabili siano le tecnologie a basse emissioni di carbonio.</p> <p>Lo studio ha evidenziato che le risorse e i minerali critici sono essenziali per tutte le tecnologie energetiche. Pertanto, la gestione integrata delle risorse naturali è la chiave per superare le sfide della transizione verso un sistema a basse emissioni di carbonio.</p> <p>Sono necessari ulteriori studi per considerare il fabbisogno totale di risorse e gli impatti ambientali di particolari percorsi energetici.</p>
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Lo studio fa emergere come le fonti fossili siano quelle a maggior impatto ambientale, soprattutto se si guarda al cambiamento climatico. L'analisi LCA mostra come il nucleare e le fonti rinnovabili rappresentano la scelta tecnologica con il più basso impatto ambientale, anche se un'analisi di rischio (RA) andrebbe integrata alla LCA per avere un quadro più completo.

Tabella A-3: Carvalho et al. 2021 (RSE)

LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico	Carvalho et al. (2021). RSE Elementi per l'integrazione della LCA di scenari energetici con la modellistica energetica e la valutazione monetaria delle esternalità, <i>Ricerca Sistema Elettrico, RSE</i> , n. 21010395, Milano	
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Obiettivo del presente studio è l'analisi del ciclo di vita della produzione di energia elettrica in Italia, nel contesto attuale (2019) e negli scenari futuri definiti dal PNIEC e dal recepimento italiano del Green Deal. Quest'analisi è stata poi integrata con la valutazione delle esternalità ambientali.
	Unità funzionale	L'unità funzionale della LCA qui presentata è 1 kWh di CIL elettrico (consumo interno lordo elettrico) al netto dei pompaggi, definito come: CIL = produzione lorda + import – export – elettricità da pompaggio idroelettrico.
	Confini del sistema	Dall'approvvigionamento della fonte energetica fino al fine vita degli impianti.
	Sistema di allocazione	Allocazione di tipo Cut-off (da Ecoinvent)
	Cut-off	I materiali riciclabili sono esclusi dal sistema (cut-off) e non vengono a loro assegnati impatti o benefici. I materiali secondari (riciclati) hanno invece in carico solo l'onere del processo di riciclaggio e nessun onere derivante dalla produzione primaria del materiale. Nel caso dell'elettricità prodotta da rifiuti, gli impatti dell'incenerimento vengono tutti allocati al rifiuto trattato. Allo stesso modo i gas di raffinazione sono considerati rifiuti del processo di raffinazione, e l'energia prodotta dalla loro combustione è burden free.
	Metodi e categorie di impatto	Le categorie di impatto e i relativi metodi di valutazione sono quelli suggeriti dall'ILCD Handbook, con il livello di raccomandazione I e II: Cambiamento climatico; Riduzione dello strato di ozono; Particolato; Radiazioni ionizzanti; Formazione di ozono fotochimico; Acidificazione; Eutrofizzazione terrestre; Eutrofizzazione dell'acqua dolce; Eutrofizzazione marina; Esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili. La valutazione economica delle esternalità ambientali tiene conto dei fattori di costo analizzati nell'ultima versione dell'Handbook sui costi esterni dei trasporti della Commissione Europea nel tempo e nello spazio, tenendo conto delle differenze di reddito tra il sito di studio e i vari paesi di policy, nonché dell'inflazione.
Inventario – LCI	Origine dei dati	I dataset dei mix italiani attuali e al 2030 si basano sui dati primari presi da diverse fonti (Eurostat, Terna, Emas, GSE). Per i dati secondari si è usato il database Ecoinvent v.3.3.
LCIA	Sintesi dei risultati	<p>Gli scenari individuati nel PNIEC e dal Green Deal italiano comportano un'effettiva riduzione di emissioni climalteranti, anche in ottica del ciclo di vita. La riduzione è legata alla riduzione delle fonti fossili in favore delle rinnovabili, e porterà secondo lo scenario più recente (Green Deal) a una riduzione del 60% delle emissioni climalteranti rispetto al 2019. Questa riduzione si accompagna ad una contestuale riduzione di tutti gli altri impatti (tra -35% e -57% per lo scenario PNIEC e -30% e -61% per il Green Deal); l'unico impatto che aumenta è la categoria "Consumo di risorse minerali fossili e rinnovabili". Nello scenario Green Deal, la riduzione del 60% degli impatti climatici, comporta un aumento del 73% del consumo di risorse. Questo aumento è guidato dal fotovoltaico in primis (76% degli impatti) e dall'eolico in secondo luogo (14%).</p> <p>Il calcolo delle esternalità ha portato a definire il prezzo del mix attuale (2018 e 2019) e degli scenari al 2030. Dal 60% al 70% del prezzo è determinato dal contributo della CO₂. Questo contributo decresce negli anni con il procedere della decarbonizzazione del mix. Essendo la maggior parte della CO₂ imputabile alle emissioni dirette in fase di esercizio delle centrali termoelettriche, l'Italia figura come il primo paese per contributo al costo delle esternalità.</p>

Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	<ul style="list-style-type: none"> • Le politiche di decarbonizzazione promosse dalla Commissione europea e recepite dai paesi membri hanno contribuito all'effettiva riduzione delle emissioni climalteranti legati alla produzione elettrica (andamento dal 2016 al 2019 e fino al 2030); • Nel caso italiano questa riduzione ha comportato una simultanea riduzione di tutte le categorie d'impatto analizzate, con l'unica eccezione per il consumo di risorse legato alla spinta introduzione di rinnovabili nel mix energetico; • Questa correlazione di tipo inverso si evidenzia per tutti i paesi europei ma è più evidente nel caso italiano, vista la vasta introduzione del fotovoltaico negli scenari futuri. Il fotovoltaico è la fonte con il maggior consumo di risorse; • Le emissioni climalteranti contribuiscono in misura maggiore ai costi delle esternalità (70% del totale nel 2018 e 2019, 60% nel 2030 secondo entrambi gli scenari); • La transizione energetica consente la riduzione dei costi delle esternalità da qui al 2030 (0,057 €2019/kWh nel 2019 e 0,019 €2019/kWh nel 2030); • La maggior parte delle esternalità sono dovute a emissioni che avvengono in territorio italiano; • Le emissioni di ammoniaca legate alla produzione di biogas rappresentano il 14% e il 22% delle esternalità rispettivamente nel 2019 e nel 2030 Green Deal; • Se si volessero internalizzare i costi dell'inquinamento associato alla produzione di energia, si dovrebbe sommare al prezzo attuale dell'energia (0,52 €/kWh PUN (Prezzo Unico Nazionale) medio nel 2019) il valore qui ottenuto, ovvero 0,057 €2019/kWh: un aumento del prezzo di mercato dell'11%.
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Il percorso della Commissione Europea e dei suoi paesi membri verso la neutralità climatica ha ridotto nel tempo le emissioni climalteranti grazie al ricorso alle fonti rinnovabili di energia. Questo trend è confermato nello scenario fino al 2030. Questo andamento consente una riduzione dei costi delle esternalità fino al 2030. Questi vantaggi sono però controbilanciati da un incremento del consumo di risorse necessarie per la produzione delle tecnologie delle energie rinnovabili. Sarà necessario proseguire su questa strada cercando di ridurre l'impatto sul consumo di risorse migliorando l'attività di recupero dei materiali a fine vita.

Tabella A-4: Jordaan et al., 2021

I – LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Jordaan, S. M., Combs, C., & Guenther, E. (2021). Life cycle assessment of electricity generation: A systematic review of spatiotemporal methods. <i>Advances in Applied Energy</i> , 3, 100058
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Il lavoro intende analizzare gli studi di LCA che hanno migliorato la risoluzione spaziale, temporale o spazio-temporale dal 2009 al 2018.
	Unità funzionale	Produzione di elettricità (es. generazione di 1 MWh di elettricità o simili)
	Confini del sistema	-
	Sistema di allocazione	Non specificato
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	-
Inventario – LCI	Origine dei dati	La review ha considerato 251 articoli selezionati da una revisione iniziale di 6.519 articoli.
LCIA	Sintesi dei risultati	L'inclusione dei dati di inventario nella LCA dei sistemi di generazione di energia elettrica, che considerano aspetti spaziali e temporali possono portare a risultati più efficaci che migliorano i risultati sia ambientali che economici. I due strumenti di analisi più comuni utilizzati negli articoli selezionati erano l'ottimizzazione e i sistemi di informazione geografica.
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	-
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	Mentre la maggior parte degli studi di LCA sui sistemi energetici tende a focalizzarsi solo sulle informazioni spaziali, gli studi che includono anche gli aspetti temporali possono portare a dei risultati più rappresentativi della realtà (migliore caratterizzazione degli impatti ambientali e una migliore valutazione dell'uso delle risorse).
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Le analisi condotte con risoluzioni spazio-temporali più raffinate possono fornire rappresentazioni più realistiche dei sistemi energetici.

Tabella A-5: Gargiulo et al., 2020

LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Gargiulo, A., Carvalho, M. L., & Girardi, P. (2020). Life cycle assessment of Italian Electricity Scenarios to 2030. <i>Energies</i> , 13(15), 3852.
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Il presente studio intende valutare attraverso la metodologia LCA gli scenari di produzione elettrica italiana al 2030 elaborati nel PNIEC e a confrontarli con l'attuale mix di generazione elettrica (anno 2016).
	Unità funzionale	1 kWh di consumo nazionale lordo di energia elettrica che include la produzione nazionale lorda di elettricità da tutte le fonti (eccetto la produzione idroelettrica di pompaggio), più le importazioni di elettricità, meno le esportazioni.
	Confini del sistema	Per quanto riguarda i confini del sistema, nell'analisi sono incluse tutte le fasi del ciclo di vita, dalla culla alla tomba: fornitura di combustibile, costruzione della centrale elettrica, funzionamento della centrale e fine vita della centrale.
	Sistema di allocazione	Allocazione di tipo Cut-off (da Ecoinvent)
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Le categorie di impatto e i relativi metodi di valutazione sono quelli suggeriti nelle linee guida sulla valutazione d'impatto del Joint Research Center—European Commission—JRC: Cambiamento climatico; Riduzione dello strato di ozono; Particolato; Radiazioni ionizzanti; Formazione di ozono fotochimico; Acidificazione; Eutrofizzazione terrestre; Eutrofizzazione dell'acqua dolce; Eutrofizzazione marina; Esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili.
Inventario – LCI	Origine dei dati	Sono stati utilizzati dati primari (dati statistici e dichiarazioni ambientali delle centrali termoelettriche italiane) e dati secondari (database LCI Ecoinvent).
LCIA	Sintesi dei risultati	<p>In Italia, la produzione di energia elettrica da centrali termoelettriche a gas naturale è la principale responsabile del cambiamento climatico, diminuzione dello strato di ozono, particolato e formazione di ozono fotochimico. Per quanto riguarda il depauperamento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili, il contributo principale deriva dagli impianti fotovoltaici, per l'alluminio utilizzato per il telaio e per la struttura portante dei moduli, oltre che per i metalli presenti nell'inverter.</p> <p>I risultati mostrano una generale diminuzione dal 2016 al 2030 degli impatti del mix elettrico italiano. La diminuzione più marcata si osserva per le categorie di impatto cambiamento climatico ed eutrofizzazione dell'acqua (-46% e-51%).</p> <p>Il decremento è trainato dal passaggio alle rinnovabili (principalmente eolico e fotovoltaico). La diminuzione dell'impatto delle radiazioni ionizzanti è dovuta alla quota più bassa di elettricità importata.</p>
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	<p>Il presente studio conferma che la LCA può essere un potente strumento per supportare la pianificazione energetica e la valutazione delle strategie.</p> <p>Secondo i risultati di LCA, gli impatti del mix elettrico italiano diminuiscono dal 2016 al 2030 a causa del passaggio alle rinnovabili, principalmente eolico e fotovoltaico. L'impatto del cambiamento climatico diminuisce di circa il 46% rispetto al 2016. Lo scenario che include gli obiettivi strategici del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima al 2030 è quello con il miglior profilo ambientale (le emissioni di CO₂ eq./kWh nello scenario PNIEC sono inferiori del 37% rispetto allo scenario BASE 2030).</p> <p>La riduzione delle emissioni climalteranti è associata ad un aumento</p>

		<p>del consumo delle risorse associato ai metalli presenti nell'inverter e soprattutto al telaio e alla struttura in alluminio dei moduli fotovoltaici. Questa scoperta può indirizzare studi e approfondimenti successivi. In primo luogo, sarà necessario migliorare e aggiornare i dati di inventario relativi ai moduli fotovoltaici (nel presente studio sono stati utilizzati solo dati secondari per la fase di costruzione e fine vita), in secondo luogo, si dovrà dedicare particolare attenzione agli aspetti relativi ai processi di riciclo (soprattutto per l'alluminio). Dall'attività di riciclo, infatti, può dipendere una significativa riduzione dell'impatto dell'esaurimento delle risorse. A tal proposito, potrebbe essere utile l'analisi di sensibilità su varie ipotesi di riciclaggio.</p> <p>Infine, nell'ambito del miglioramento dei dati di inventario, dovrebbe essere presa in considerazione anche l'evoluzione tecnologica verso nuove soluzioni fotovoltaiche (ad esempio moduli di eterogiunzione), soprattutto nel caso di scenari a più lungo termine, come quelli del 2050.</p>
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Lo studio di LCA mette in evidenza come le politiche italiane per il clima e l'energia per il 2030 siano in grado di ridurre significativamente le emissioni climalteranti con conseguente aumento del consumo delle risorse. Il fotovoltaico rappresenta la fonte rinnovabile a cui si associa il maggior consumo di risorse a causa dei metalli presenti nell'inverter e dell'alluminio utilizzato nei moduli fotovoltaici. Da questo studio emerge la necessità di migliorare l'attività di riciclaggio dei materiali che costituiscono gli impianti fotovoltaici a fine vita, aggiornando di conseguenza i relativi dati di inventario. Il fotovoltaico, infatti, solo in anni relativamente recenti ha incrementato la sua presenza nei mix energetici e per questo i dati sul riciclo e sul mercato dei prodotti secondari non sono ampiamente disponibili.

Tabella A-6: Serešová et al., 2020

LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Serešová, M., Štefanica, J., Vitvarová, M., Zakuciová, K., Wolf, P., & Kočí, V. (2020). Life cycle performance of various energy sources used in the Czech Republic. <i>Energies</i> , 13(21), 5833
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Questo studio utilizza la LCA per valutare i potenziali impatti ambientali delle fonti di energia elettrica nella Repubblica Ceca utilizzando la metodologia PEF 2.0.
	Unità funzionale	Produzione di 1 kWh di energia elettrica immessa in rete al netto della componente di consumo derivante dalla produzione della rispettiva fonte.
	Confini del sistema	Il ciclo di vita delle fonti energetiche considerate è stato suddiviso in tre fasi, ovvero il periodo di costruzione e riparazione e manutenzione, il funzionamento e il fine vita.
	Sistema di allocazione	Non specificato
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Categorie di impatto selezionate tra quelle indicate nella metodologia PEF 2.0: <ul style="list-style-type: none"> • Cambiamento climatico • Uso delle risorse, fossili • Uso delle risorse, minerali e metalli • Scarsità d'acqua • Particolato
Inventario – LCI	Origine dei dati	I dati primari sono stati forniti per il periodo 2015–2018 dalla maggior parte dei gestori di centrali elettriche ai fini del presente studio. Nei casi in cui i dati di input non erano disponibili, sono stati utilizzati dati secondari dal database Sphera o Ecoinvent, oppure i dati sono stati calcolati sulla base di stime di esperti o fonti bibliografiche.
LCIA	Sintesi dei risultati	Sulla base dei risultati dell'ampio studio LCA, si può affermare che mentre le fonti non rinnovabili esercitano impatti ambientali, soprattutto nella fase operativa, gli impatti delle fonti rinnovabili riguardano principalmente la loro costruzione. La fase di decommissioning esercita impatti ambientali marginali rispetto alle altre fasi. Si è scoperto che le centrali elettriche a carbone nero e lignite contribuiscono maggiormente al riscaldamento globale, all'uso delle risorse, al consumo di energia primaria e al particolato. D'altra parte, l'impatto sull'esaurimento delle risorse idriche e sull'uso delle risorse è risultato maggiormente influenzato dalla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	Dallo studio di LCA è emerso che le fonti non rinnovabili, ovvero le centrali elettriche black-coal e a lignite, costituiscono i contributori più significativi alle categorie del riscaldamento globale, dell'uso delle risorse, del consumo di energia primaria e del particolato. Poiché queste fonti rappresentano circa il 47% del mix energetico ceco, si può affermare che queste quattro categorie sono maggiormente interessate dalla produzione di elettricità nella Repubblica ceca. La produzione di elettricità da impianti fotovoltaici contribuisce maggiormente alla scarsità d'acqua e alle categorie di utilizzo delle risorse, minerali e metalli. Gli impianti nucleari, idroelettrici ed eolici contribuiscono in misura minore alle suddette categorie di impatto. Tuttavia, non è possibile raccomandare inequivocabilmente queste tre tecnologie come le più adatte al futuro mix energetico ceco dal punto di vista degli impatti ambientali e della sicurezza energetica poiché lo studio non considera, ad esempio nel caso del nucleare, la futura

		<p>gestione del combustibile nucleare e la costruzione e il funzionamento di un deposito profondo di scorie nucleari. La questione della costruzione di un deposito di scorie nucleari a lungo termine nella Repubblica ceca è attualmente oggetto di un'intensa discussione e studi di follow-up dovrebbero affrontare questo aspetto. Per quanto riguarda la valutazione delle fonti energetiche rinnovabili, il presente studio non valuta un aspetto che dovrebbe essere integrato negli studi di LCA comparativa sulle fonti energetiche, ossia il grado di disponibilità delle risorse e l'affidabilità della fornitura di energia elettrica alla rete nazionale.</p>
Nostre osservazioni	<p>Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.</p>	<p>Lo studio di LCA evidenzia come l'uso preponderante del carbone come combustibile impiegato per la produzione di energia elettrica nella Repubblica Ceca sia il principale responsabile dei potenziali impatti ambientali dei cambiamenti climatici, dell'uso delle risorse, del consumo di energia primaria e del particolato. La produzione di elettricità da impianti fotovoltaici è il maggior responsabile, invece, dei potenziali impatti della scarsità d'acqua e delle risorse.</p> <p>Il nucleare, l'idroelettrico e l'eolico sono le fonti più sostenibili, anche se si renderebbe necessaria un'analisi di rischio per il nucleare e una valutazione dell'affidabilità della fornitura di elettricità per le fonti rinnovabili.</p>

Tabella A-7: Cellura et al., 2019

I – LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Cellura, M., Cusenza, M. A., Guarino, F., Longo, S., & Mistretta, M. (2019). Life Cycle Assessment of Electricity Generation Scenarios in Italy. In Life Cycle Assessment of Energy Systems and Sustainable Energy Technologies (pp. 3-15). Springer
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Analisi di scenario sul mix elettrico siciliano al fine di stimare i benefici energetici e ambientali del ciclo di vita dell'aumento dell'uso delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, e il potenziale contributo della Sicilia nel raggiungimento degli obiettivi energetici e ambientali europei. Successivamente è stata applicata la metodologia LCA per valutare gli eco-profilo dei mix di generazione elettrica nel 2030 (scenario base e scenario di sviluppo) confrontandoli con l'eco-profilo dell'energia elettrica prodotta nel 2014.
	Unità funzionale	Produzione di 1 kWh di elettricità lorda
	Confini del sistema	Il confine del sistema includono l'estrazione e il trasporto di materie prime e combustibili, la costruzione e il funzionamento degli impianti. Per i sistemi di energia rinnovabile è stata presa in considerazione anche la fase di fine vita. Per le centrali termoelettriche, il fine vita non è stato considerato per mancanza di dati secondari affidabili.
	Sistema di allocazione	Non specificato
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Il metodo Cumulative Energy Demand (CED) è stato utilizzato per valutare il consumo di energia primaria (Frischknecht et al. 2007), mentre la valutazione d'impatto è stata eseguita mediante il metodo ILCD 2011 Midpoint.
Inventario – LCI	Origine dei dati	Gli eco-profilo della produzione di elettricità da parte di ciascuna centrale elettrica e fonte di energia sono stati presi da Ecoinvent (Frischknecht et al., 2007) sia per il 2014 che per il 2030.
LCIA	Sintesi dei risultati	In entrambi gli scenari al 2030 si registra una riduzione degli impatti in quasi tutte le categorie ambientali esaminate, ad eccezione della tossicità umana - effetti non cancerogeni, radiazioni ionizzanti - salute umana, radiazioni ionizzanti - ecosistema, particolato ed esaurimento delle risorse minerali, fossili e rinnovabili. Per queste ultime categorie d'impatto, l'aumento è dovuto principalmente alla maggiore penetrazione di impianti di cogenerazione a biomassa e fotovoltaici nei sistemi energetici previsti per il 2030. La quota ridotta di centrali termoelettriche a combustibili fossili nei mix elettrici del 2030 comporta una riduzione del potenziale di riscaldamento globale, tossicità umana - effetti cancerogeni e potenziale di formazione di ozono fotochimico. Il settore elettrico siciliano potrebbe contribuire alla politica climatica europea per il 2030, riducendo le emissioni di GHG di 2,2E-06 t CO ₂ eq. (-17%) nello scenario base 2030.
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	Lo studio ha presentato un'integrazione dell'approccio LCA e dell'analisi di scenario idonea alla valutazione delle strategie ambientali a livello di policy. Nel dettaglio, gli autori hanno confrontato l'eco profilo dell'attuale mix elettrico siciliano con quello di due scenari elettrici previsti in Sicilia dalla politica climatica ed energetica dell'Europa 2030. Entrambi gli scenari al 2030 sono caratterizzati da una riduzione complessiva di quasi tutte le categorie di impatto ambientale rispetto allo scenario 2014, a conferma che l'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili potrebbe migliorare significativamente l'eco-profilo elettrico. Con riferimento al target climatico, solo lo scenario base al

		2030, caratterizzato dalla riduzione della domanda di energia elettrica e dall'aumento dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, potrebbe comportare una riduzione del cambiamento climatico. Nello scenario di sviluppo al 2030 i benefici dovuti all'aumento delle fonti rinnovabili sono compensati dagli impatti causati dall'aumento della domanda di energia elettrica.
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Lo studio di LCA dimostra come il maggior ricorso alle fonti rinnovabili consente di ridurre gli impatti ambientali del mix elettrico siciliano nel 2030, consentendo alla regione di essere in linea con le strategie degli obiettivi climatici europei. Nello scenario di sviluppo al 2030, l'incremento nell'uso delle fonti rinnovabili è controbilanciato da un contestuale aumento della domanda di energia elettrica. Per questa ragione si rende necessario promuovere l'uso delle fonti rinnovabili con una maggiore focalizzazione sull'efficienza energetica e sui comportamenti del consumatore finale.

Tabella A-8: Stamford & Azapagic, 2014

LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Stamford, L., & Azapagic, A. (2014). Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070. <i>Energy for Sustainable Development</i> , 23, 194-211
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Valutare la sostenibilità, dal punto di vista tecnico-economico, ambientale e sociale, del ciclo di vita di diversi scenari elettrici del Regno Unito, che si estendono fino al 2070. Gli scenari includono le principali tecnologie rilevanti per il paese: nucleare, gas, carbone con e senza cattura e stoccaggio del carbonio (CCS), eolico, solare fotovoltaico e biomassa.
	Unità funzionale	Unità di energia elettrica prodotta
	Confini del sistema	Il ciclo di vita comprende la costruzione e lo smantellamento di centrali elettriche, l'estrazione e il trattamento dei combustibili (se pertinente), la generazione di elettricità e la gestione dei rifiuti.
	Sistema di allocazione	Non specificato
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Gli indicatori tecnico-economici, ambientali e sociali utilizzati per valutare la sostenibilità degli scenari elettrici del Regno Unito sono quelli riportati nello studio di Stamford and Azapagic, 2011.
Inventario – LCI	Origine dei dati	Modellizzazione del mix elettrico 2009 rispetto agli scenari presenti e futuri (UKERC, 2009; DECC, 2011).
LCIA	Sintesi dei risultati	<p>Il mix 2009 e i risultati al 2070 per ciascun sotto-scenario sono stati classificati per ciascun indicatore di sostenibilità e i rispettivi punteggi sono stati riassunti per ottenere un unico punteggio; più basso è il punteggio, migliore è l'opzione. Il mix 2009 è preferibile dal punto di vista tecnico-economico, seguito dal sotto-scenario con mix elettrico composto dal 50% nucleare e 50% rinnovabili. Lo scenario 100% rinnovabili e lo scenario CCS intensivo hanno il punteggio peggiore per le prestazioni tecnico-economiche. In termini di impatti ambientali, il sotto-scenario con mix elettrico composto dal 50% nucleare e 50% rinnovabili delle rinnovabili ha il miglior punteggio. Il mix 2009 e lo scenario 100% rinnovabili sono le opzioni peggio classificate. Tuttavia, lo scenario 100% rinnovabili sembra essere l'opzione migliore dal punto di vista sociale.</p> <p>La classifica generale suggerisce che tutti i mix elettrici del 2070 hanno un punteggio più alto del mix del 2009 ad eccezione dello scenario costituito da un mix elettrico composto per il 68% da fonti fossili e per il 32% da rinnovabili che ottiene lo stesso punteggio. L'opzione migliore, entro i limiti di questo approccio di classificazione semplificato, è il sotto-scenario con mix elettrico composto dal 50% nucleare e 50% rinnovabili.</p> <p>I risultati mostrano che è probabile che la decarbonizzazione porti ad un aumento dei costi dell'elettricità nonostante le future previsioni di riduzione dei costi per le tecnologie immature. Al contrario, la sensibilità alla volatilità dei prezzi dei combustibili diminuisce di due terzi in tutti gli scenari con tecnologie a basse emissioni di carbonio. Per raggiungere gli obiettivi di emissione di GHG, i CCS a carbone possono svolgere solo un ruolo limitato, contribuendo al massimo per il 10% al mix elettrico; l'uso di CCS aumenta anche altri impatti sulla sostenibilità rispetto a oggi, inclusi infortuni sui lavoratori, grandi incidenti mortali, esaurimento dei combustibili fossili e stoccaggio di rifiuti a lungo termine.</p>
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte

Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	Questo studio mette in discussione la possibilità di investire nel carbone con tecnologie di cattura e stoccaggio della CO ₂ . Un mix a bassissime emissioni di carbonio con nucleare e rinnovabili fornisce le migliori prestazioni ambientali complessive, anche se alcuni impatti aumentano, come l'eco-tossicità terrestre. Un tale mix peggiora anche alcuni problemi sociali e gli impatti sulla salute a causa delle radiazioni e il problema dello stoccaggio dei rifiuti radioattivi. L'occupazione nel Regno Unito potrebbe più che raddoppiare entro il 2070 se si sceglie un mix intensivo di energie rinnovabili. Tuttavia, lo stesso mix aumenta anche l'esaurimento delle risorse abiotiche di quasi sette volte rispetto al mix attuale, sottolineando la necessità del riciclaggio a fine vita. I mix di fonti rinnovabili introducono anche una notevole incertezza a causa del dispacciamento dell'energia derivante da questi mix. A parità di ponderazione assunta per ogni impatto di sostenibilità, lo scenario con una quota uguale di nucleare e rinnovabili è classificato come migliore.
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Lo studio di LCA mostra i mix elettrici a basse emissioni di carbonio presentano migliori prestazioni ambientali, soprattutto quello costituito dal 50% nucleare e 50% rinnovabili. Nonostante ci siano importanti vantaggi ambientali complessivi con questo mix, dall'altro lato si osserva un peggioramento delle problematiche sociali come l'impatto sulla salute umana e il depauperamento delle risorse abiotiche. I risultati della ponderazione degli impatti ambientali, economici e sociali mostrano una preferenza verso lo scenario con mix elettrico composto da nucleare e rinnovabili.

Tabella A-9: Turconi et al., 2014

LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Turconi, R., Simonsen, C. G., Byriel, I. P., & Astrup, T. (2014). Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network. The International Journal of Life Cycle Assessment, 19(1), 100-108
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Il lavoro intende fornire un set di dati completo per le infrastrutture incluse nelle reti di distribuzione dell'elettricità, quantificare gli impatti ambientali relativi alla distribuzione dell'elettricità in Danimarca e identificare i contributi specifici delle infrastrutture e delle perdite di energia nella rete di distribuzione danese.
	Unità funzionale	La fornitura di 1 kWh di energia elettrica in Danimarca.
	Confini del sistema	Rete di distribuzione elettrica danese (produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica)
	Sistema di allocazione	Non specificato
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Selezione di categorie di impatto dalla metodologia ReCiPe (Goedkoop et al., 2009): cambiamento climatico, tossicità umana, eutrofizzazione delle acque dolci, formazione di ozono fotochimico, acidificazione terrestre, eco-tossicità terrestre, esaurimento delle risorse fossili e dei metalli.
Inventario – LCI	Origine dei dati	La modellizzazione della generazione e trasmissione di elettricità ha considerato i dati esistenti, in particolare Ecoinvent (Ecoinvent 2010; Jorge et al. 2011; Jorge e Hertwich 2013). Il mix elettrico danese (Ecoinvent 2010) è stato utilizzato come fonte di elettricità per la rete, nonché per tutti gli altri processi, ad esempio la produzione.
LCIA	Sintesi dei risultati	<p>Gli impatti ambientali della fase di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sono piuttosto significativi, principalmente a causa delle perdite di potenza. Ad esempio, la Danimarca ha prodotto 34 TWh di elettricità nel 2009, con un'emissione di 22 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti, di cui circa 1 milione dalla distribuzione (ovvero 65.000 tonnellate di CO₂ equivalenti dalle infrastrutture e 910.000 tonnellate di CO₂ equivalenti dalle perdite di potenza). In questo studio di LCA la distribuzione di elettricità rappresenta circa il 4-6% degli impatti complessivi, a seconda della categoria di impatto.</p> <p>Sebbene la maggior parte degli impatti relativi alla distribuzione dell'elettricità siano stati associati a perdite di energia, le stesse infrastrutture hanno contribuito in modo significativo ad alcune categorie di impatto (vale a dire, l'esaurimento dei metalli e, in misura minore, l'eutrofizzazione delle acque dolci).</p> <p>Le linee sotterranee da 50 kV hanno un impatto maggiore rispetto alle linee aeree e le linee in alluminio da 0,4 kV hanno un impatto inferiore rispetto alle linee in rame.</p>
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	Nessuna analisi di sensibilità e incertezza condotte
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	In questo lavoro è stato fornito un nuovo set di dati di inventario delle infrastrutture della rete di distribuzione di energia elettrica danese. Dai risultati della LCA è emerso come sia la trasmissione che la distribuzione di energia elettrica hanno impatti ambientali non trascurabili. È probabile che gli impatti della distribuzione di elettricità aumenteranno in futuro, a causa di un maggior ricorso alle fonti rinnovabili e ad una maggiore decentralizzazione della generazione di elettricità, e che gli impatti delle infrastrutture potrebbero diventare significativi rispetto alla produzione di elettricità stessa. È stato raccomandato che gli impatti della distribuzione dell'elettricità e delle relative infrastrutture siano inclusi nei relativi studi LCA.

Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Lo studio di LCA mostra come i potenziali impatti ambientali della fase di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica siano piuttosto significativi e sottolinea l'importanza di considerare tali fasi negli studi di LCA applicati a sistemi di produzione e consumo di energia elettrica.
---------------------	--	--

Tabella A-10: Turconi et al., 2013

I – LCA dei sistemi di produzione dell'energia elettrica		
Riferimento bibliografico		Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. <i>Renewable and sustainable energy reviews</i> , 28, 555-565
Goal & Scope	Obiettivo, target dello studio	Il lavoro intende fornire una panoramica sistematica di importanti emissioni dalle tecnologie di generazione di elettricità sulla base di una revisione critica degli studi LCA. I fattori di emissione per GHG, NOx e SO ₂ sono stati selezionati come indicatori chiave per le prestazioni ambientali durante la generazione di elettricità.
	Unità funzionale	Produzione di elettricità (es. generazione di 1 MWh di elettricità o simili)
	Confini del sistema	Variabili nei vari studi selezionati (alcuni studi non considerano le fasi di approvvigionamento del combustibile o di costruzione degli impianti)
	Sistema di allocazione	Non specificato
	Cut-off	-
	Metodi e categorie di impatto	Focus sulle categorie d'impatto legate alle emissioni di GHG, NOx e SO ₂ .
Inventario – LCI	Origine dei dati	La review ha considerato 33 pubblicazioni di LCA, inclusi 167 casi studi di tutte le principali tecnologie di generazione di elettricità, rappresentando il 98% della produzione mondiale di elettricità nel 2008.
LCIA	Sintesi dei risultati	Le emissioni dirette del funzionamento degli impianti rappresentano la maggior parte delle emissioni del ciclo di vita delle tecnologie fossili, mentre l'approvvigionamento della fonte energetica rappresenta la fase più impattante per le tecnologie a biomasse (71% per GHG, 54% per NOx e 61% per SO ₂) e nucleare (60% per GHG, 82% per NOx e 92% per SO ₂); le infrastrutture contribuiscono in misura maggiore agli impatti per le rinnovabili.
Analisi di sensibilità e incertezza	Parametri e tecniche considerate	-
Conclusioni dello studio	Principali conclusioni dello studio	I risultati degli studi hanno indicato che tutte e tre le fasi del ciclo di vita delle tecnologie (estrazione e lavorazione della materia prima, produzione dell'energia elettrica e dispacciamento) dovrebbero essere incluse per completezza e per evitare lo spostamento dei problemi da una fase all'altra. Gli aspetti metodologici più critici in relazione agli studi di LCA sono stati identificati come segue: definizione dell'unità funzionale, il metodo LCA utilizzato (es. IOA, PCA – Process Chain Analysis e ibrido), il principio di allocazione delle emissioni e/o l'espansione dei confini del sistema. Gli aspetti tecnologici più rilevanti sono stati individuati come segue: l'efficienza del recupero energetico e il sistema di depurazione dei fumi per le tecnologie a combustibili fossili; il mix elettrico utilizzato sia in fase di fabbricazione che di costruzione delle tecnologie nucleari e rinnovabili; il tipo, la qualità e l'origine delle materie prime, nonché la quantità e il tipo di co-prodotti, per i sistemi basati sulla biomassa.
Nostre osservazioni	Cosa si può dedurre dallo studio al fine di fornire ai decisori strumenti di supporto per le scelte in tema di sostenibilità dei sistemi di produzione di energia elettrica.	Questa revisione dimostra che la variabilità dei risultati LCA esistenti per la generazione di elettricità può dar luogo a decisioni contrastanti in merito alle conseguenze ambientali dell'implementazione di nuove tecnologie.