ENERGIA

Studio LCA della filiera di produzione del mix elettrico nazionale

UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

Agenzia per la Coesione Territoriale

AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

PON GOVERNANCE E CAPACITÀ ISTITUZIONALE 2014-2020

ENERGIA

Studio LCA della filiera di produzione del mix elettrico nazionale

Autori:
Gabriella Fiorentino, Simona Scalbi, Antonietta Cerbone, Giuliana Ansanelli, Marco Giammartini, Amalia Zucaro

Revisione critica:
Ecoinnovazione S.r.l

ENEA - Dipartimento Sostenibilità, circolarità e adattamento al cambiamento climatico dei Sistemi Produttivi e Territoriali

Data di redazione: Settembre 2023
Data di pubblicazione: Settembre 2025

SOMMARIO

1 Sintesi 11

2 Scopo del documento 13

3 Descrizione della filiera 13

3.1 Prodotti rappresentativi della filiera nazionale 13

3.1.1 Produzione 14

3.1.2 Consumo 25

3.1.3 Trasmissione 26

3.1.4 Distribuzione 26

3.1.5 Utenze 28

3.2 Impatto socio-economico della filiera 28

3.3 Impatti ambientali e strumenti di sostenibilità 28

4 Gruppo di lavoro 30

5 Ambito di applicazione dello studio 30

5.1 Funzione del sistema, unità funzionale e flusso di riferimento 30

5.2 Confini del sistema 31

5.3 Assunzioni e giudizi di valore 31

5.4 Gestione della multifunzionalità 32

5.5 Revisione critica 32

5.6 Modellizzazione e metodologia di analisi degli impatti 32

5.7 Informazioni ambientali aggiuntive 32

6 Modellazione dei dataset della filiera 33

7 Analisi di inventario 34

7.1 Assunzioni utilizzate nello studio 36

7.2 Descrizione e documentazione processi unitari 37

7.2.1 Produzione in AT - Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage 37

7.2.2 Consumo in AT - Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage 43

7.2.3 Produzione BT (fotovoltaico) - Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage 44

7.2.4 Consumo BT - Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage 51

7.3 Sviluppo dei datasets 52

8 Valutazione degli impatti ambientali 52

8.1 Caratterizzazione 53

8.1.1 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* 53

8.1.2 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage* 56

8.1.3 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage* 57

8.1.4 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage* 60

8.2 Normalizzazione 62

8.2.1 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* 62

8.2.2 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage* 63

8.2.3 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage* 64

8.2.4 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage* 66

8.3 Pesatura 68

8.3.1 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* 68

8.3.2 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage* 69

8.3.3 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage* 70

8.3.4 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage* 73

8.4 Analisi di sensibilità 74

8.5 Confronto dei processi della banca dati di Arcadia con i corrispondenti processi della banca dati EcoInvent 3.7.1 76

9 Interpretazione dei risultati 79

9.1 Categorie di impatto rilevanti 79

9.2 Fasi del ciclo di vita e processi rilevanti 79

9.3 Flussi elementari rilevanti 80

10 Conclusioni 80

11 Bibliografia 83
Ringraziamenti 83
Allegato I: Documentazione a supporto 84
Allegato II: Templates di raccolta dati (dati primari) 86
Allegato III: Dati secondari utilizzati per lo sviluppo dei dataset 92

Lista delle Figure

Figura 1 Sistema Elettrico Nazionale. Fonte: Elaborazione personale adattata da Terna. 14
Figura 2 Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia nelle regioni italiane a fine 2019 (Fonte: Elaborazione personale adattata da GSE, 2020b). 24
Figura 3 Interconnessioni con l'estero (Elaborazione personale adattata da fonte Terna: https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve) 25
Figura 4 Confini del sistema investigato: approccio dalla culla al consumatore. 31
Figura 5 Schema a blocchi dei processi realizzati su SimaPro. 46
Figura 6 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia. 54
Figura 7 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo di 1 kWh da mix elettrico in Italia in AT. 56
Figura 8 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in BT di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia. 58
Figura 9 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione di 1 kWh di energia elettrica in bassa tensione (da fotovoltaico), in impianti da 570 kW_p, in Italia 60
Figura 10 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione di 1 kWh di energia elettrica in bassa tensione (da fotovoltaico), in impianti da 3 kW_p, in Italia 60
Figura 11 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia 61
Figura 12 Impatti normalizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche. 62
Figura 13 Impatti normalizzati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi considerati. 64
Figura 14 Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh di elettricità da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione), considerando i contributi relativi dei processi di produzione a 570 kW_p e a 3kW_p 65
Figura 15 Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 570 kW_p, con i contributi dei processi considerati. 66
Figura 16 Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 3 kW_p, con i contributi dei processi considerati. 66
Figura 17 Impatti normalizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in BT in Italia, con i contributi relativi dei processi considerati. 67
Figura 18 Impatti pesati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche. 68
Figura 19 Impatti pesati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità del mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche. 69
Figura 20 Impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (da mix elettrico in Italia a bassa tensione), con i contributi dei processi di produzione in impianti da 570kW_p e da 3 kW_p. 71
Figura 21 Impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 570 kW_p, con i contributi dei flussi in ingresso. 72

Figura 22 Impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 3 kW_p, con i contributi dei flussi in ingresso. 72
Figura 23 Impatti pesati per il consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico italiano, con i contributi dei processi considerati. 73

Lista delle Tabelle

Tabella 1 - Produzione energia elettrica lorda per fonte in TWh (fonte Terna, 2021) 14
Tabella 2 - Produzione energia elettrica netta per fonte in TWh (fonte Terna, 2021) 15
Tabella 3 - Produzione elettrica da fonti rinnovabili (Fonte: dati Terna, 2021) 15
Tabella 4 - Classificazione dei combustibili secondo Eurostat e Terna (Fonte dati Terna - Eurostat: Rapporto 317 ISPRA) 17
Tabella 5 - Produzione elettrica lorda per combustibile (TWh) (Fonte: Ispra, 2022). 18
Tabella 6 - Distribuzione energia elettrica per tipologia di impianto (anno di riferimento 2020) (Fonte: TERNA, 2021) 19
Tabella 7 - Produzione idroelettrica per tipologia di impianto (anno di riferimento 2019) (Fonte: Terna, 2020) 20
Tabella 8 - Distribuzione di produzione elettrica da fonte eolica, per numero di impianti, potenza elettrica ed elettricità prodotta (anno di riferimento 2019) (Fonte: GSE,2021) 20
Tabella 9 - Distribuzione di produzione elettrica da fonte geotermica, per numero impianti, potenza ed elettricità prodotta (anno di riferimento 2019) (Fonte: GSE,2021) 21
Tabella 10 - Numero impianti, potenza elettrica, produzione elettrica, variazione percentuale anni 2020/2019 comparto bioenergie (Fonte: Elaborazione personale adattata da GSE, 2022) 21
Tabella 11 - Distribuzione di produzione elettrica da bioenergie, per numero impianti, potenza ed elettricità prodotta (anno di riferimento 2020) (Fonte: GSE, 2022; Terna 2021) 22
Tabella 12 - Distribuzione di produzione elettrica da fotovoltaico, per numero impiantii, potenza energia prodotta anno di riferimento 2020) (Fonte: GSE, 2021) 23
Tabella 13 - Distribuzione di produzione elettrica da fotovoltaico per settore di attività (GSE, 2020b) 24
Tabella 14 - Quota di energia elettrica importata in Italia in TWh (Fonte: Terna, 2022) 25
Tabella 15 - Quota di energia elettrica esportata dall'Italia in TWh (Fonte: Terna, 2022) 26
Tabella 16 - Dati di perdite di rete, produzione e consumo di energia elettrica (TWh) (fonte: Tab.1.2 del Report 317/2020 ISPRA, Terna, 2022) 26
Tabella 17 - Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi (ARERA, 2020). 27
Tabella 18 - Green House Gases (GHG) serra del settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (elaborazioni dati Ispra, 2020). 29
Tabella 19 - Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (elaborazioni dati Ispra, 2020). 29
Tabella 20 - Contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel settore elettrico (Fonte: Ispra, 2021). 29
Tabella 21 - Emissioni di contaminanti atmosferici dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Fonte: Ispra, 2021). 30
Tabella 22 - Unità funzionale e flusso di riferimento dello studio. 31
Tabella 23 - Produzione elettrica nazionale lorda con riferimento all'anno 2019 (dati Terna, 2021). 34
Tabella 24 - Calcolo percentuale produzione energia elettrica in alta tensione, anno 2019 (dati Terna, 2021) 37
Tabella 25 - Inventario del processo unitario sulla produzione di energia elettrica in alta tensione (FU 1 kWh) 38
Tabella 26 - Produzione energia elettrica delle centrali a gas naturale, consumi di gas naturale e acqua (dati presi dalle dichiarazioni EMAS - Allegato 2) 39
Tabella 27 - Emissioni dovute alla produzione di Gas naturale in Italia (dati Ispra, 2019) 41

Tabella 28 - Dataset Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage (UF=1kWh) 41
Tabella 29 - Produzione di energia elettrica da carbone (UF=1kWh) 43
Tabella 30 - Dati di consumo di energia elettrica in AT, in Italia, e percentuali relative (Terna, 2021) 43
Tabella 31 - Dataset Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage (UF=1kWh) 43
Tabella 32 - Distribuzione della produzione per taglia di impianto (GSE, 2019) 45
Tabella 33 - Distribuzione percentuale delle celle e delle tipologie di installazione utilizzate nello studio 45
Tabella 34 - Contributi di ciascuna classe alla taglia d'impianto 3 kWp 47
Tabella 35 - Dataset del processo "Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage" 48
Tabella 36 - Valori della produzione annuale da fotovoltaico in kWh in Italia 49
Tabella 37 - Dataset del processo "Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage" 50
Tabella 38 - Dataset "Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage", relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica da fotovoltaico in Italia 51
Tabella 39 - Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage (UF=1kWh) 51
Tabella 40 - Categorie d'impatto esaminate nel presente studio con le relative unità di misura e abbreviazioni 53
Tabella 41 - Impatti caratterizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo 55
Tabella 42 - Impatti caratterizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia in AT (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo 57
Tabella 43 - Impatti caratterizzati per la produzione di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo 59
Tabella 44 - Impatti caratterizzati calcolati per il consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo 61
Tabella 45 - Impatti normalizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 63
Tabella 46 - Impatti normalizzati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 64
Tabella 47 - Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh di elettricità da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione). Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 65
Tabella 48 - Impatti normalizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in BT in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 67
Tabella 49 - Impatti pesati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 69
Tabella 50 - Impatti pesati per il consumo di 1 kWh elettrico da mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato 70
Tabella 51 - Impatti pesati per il consumo di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (da mix elettrico in Italia a bassa tensione). Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 71
Tabella 52 - Impatti pesati per il consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico italiano. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato. 73
Tabella 53 - Analisi di sensibilità (impatti caratterizzati) basata sul confronto della produzione di elettricità in AT attuale (BaU) con la produzione in AT in cui si considera una diminuzione del

20% (Sensitivity 20%) e del 50% (Sensitivity 50%) di elettricità da gas naturale, sostituita da biometano. 75
Tabella 54 - Analisi di sensibilità (impatti caratterizzati) basata sul confronto della produzione di elettricità in AT attuale (BaU) con la produzione in AT in cui si considera la produzione di elettricità da biogas ottenuto da sole biomasse di scarto. 76
Tabella 55 - Confronto degli impatti caratterizzati generati dal processo di consumo di 1 kWh di elettricità in alta tensione e dal corrispondente processo in EcoInvent 3.7. 77
Tabella 56 - Confronto degli impatti caratterizzati generati dal processo di consumo di 1 kWh di elettricità in bassa tensione e dal corrispondente processo in EcoInvent 3.7.1. 77

Lista degli Acronimi

Impact category	Unit	Abbreviation
Climate change	kg CO_2 eq	CC
Ozone depletion	kg CFC11 eq	OD
Ionising radiation	kBq U-235 eq	IR
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	POD
Particulate matter	disease inc.	PM
Human toxicity, non-cancer	CTUh	HTnon-c
Human toxicity, cancer	CTUh	HTc
Acidification	mol H+ eq	AC
Eutrophication, freshwater	kg P eq	EUf
Eutrophication, marine	kg N eq	EUm
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	EUt
Ecotoxicity, freshwater	CTUe	ECT
Land use	Pt	LU
Water use	m^3 depriv.	WU
Resource use, fossils	MJ	RDf
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	RDm
Climate change - Fossil	kg CO_2 eq	CCf
Climate change - Biogenic	kg CO_2 eq	CCb
Climate change - Land use and LU chan	kg CO_2 eq	CClu
Human toxicity, non-cancer - organics	CTUh	HTnon-c-o
Human toxicity, non-cancer - inorganic	CTUh	HTnon-c-i
Human toxicity, non-cancer - metals	CTUh	HTnon-c-m
Human toxicity, cancer - organics	CTUh	HTc-o
Human toxicity, cancer - inorganics	CTUh	HTc-i
Human toxicity, cancer - metals	CTUh	HTc-m
Ecotoxicity, freshwater - organics	CTUe	ECT-o
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	CTUe	ECT-i
Ecotoxicity, freshwater - metals	CTUe	ECT-m

1 Sintesi

Questo rapporto è stato realizzato nell'ambito del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, e descrive la costruzione dei dataset relativi alla filiera di produzione di energia elettrica da mix elettrico, in Italia, da inserire all'interno della banca dati italiana LCA.

Lo studio parte da un'accurata descrizione della filiera, con particolare riguardo alle fasi di produzione e consumo di 1 kWh di energia elettrica, sia in alta che in bassa tensione, in Italia. Si presenta un'analisi di dettaglio di ciascuna fonte elettrica (rinnovabile e non rinnovabile), in termini di stime di produzione (con serie storiche dal 1990 al 2020 elaborate da Terna e da GSE) e di stime statistiche delle emissioni in atmosfera (con dati di ISPRA), corredata da un'analisi su ciascun combustibile utilizzato (sulla base di dati Terna ed EUROSTAT), nonché sui principali processi di conversione e sulle tipologie impiantistiche utilizzate (secondo ISPRA e Terna per le fonti non rinnovabili e GSE e Terna per le fonti rinnovabili).
Un approfondimento particolare si è reso necessario per il contributo da Gas naturale e per quello del Fotovoltaico, per i quali sono stati costruiti specifici dataset (processi unitari) da inserire nel dataset del mix elettrico nazionale.
Nella parte dedicata al consumo è stata indicata la quota di energia elettrica importata in Italia dall'estero, denotando che la produzione interna di energia elettrica non soddisfa l'intero fabbisogno energetico italiano. Sono state, inoltre, riportate le perdite nazionali complessive dovute alla rete di distribuzione (attraverso dati ARERA).
In seguito, sono stati illustrati gli impatti socio-economici ed ambientali più significativi della filiera; dall'analisi economica risulta che la filiera energetica ha registrato, nel 2019, un aumento dell'1,6% del contributo al PIL nazionale, portando un gettito fiscale di 47,3 miliardi di euro; per quanto riguarda le fonti rinnovabili, gli investimenti, sempre nel 2019, si sono concentrati soprattutto nel settore fotovoltaico ed eolico (dati MISE).
Nel presente studio è stato applicato un approccio "cradle-to-consumer", ovvero un approccio che considera tutti i flussi ed i processi fino alla produzione e al consumo di energia elettrica da mix elettrico italiano. Nei confini del sistema investigato sono state incluse la produzione di energia elettrica lorda in alta tensione e in bassa tensione: la prima comprende tutte le fonti di elettricità da idroelettrico, eolico, geotermico e termoelettrico, la seconda comprende la sola produzione di elettricità (in bassa tensione) da fotovoltaico. Inoltre, nei confini del sistema sono state considerate la produzione netta in alta tensione (con la quota di energia elettrica in alta tensione importata dall'estero), e il consumo di energia in alta tensione, con trasformazione in media e bassa tensione, tenendo conto, in ogni trasformazione, delle perdite di rete. Analogamente, è stato considerato il consumo in bassa tensione che comprende sia il consumo in alta tensione sia la produzione in bassa tensione (elettricità da fotovoltaico), considerando, anche in questo caso, le perdite di rete tra produzione e consumo.
Definita l'unità funzionale come la produzione di 1 kWh elettrico messo in rete per il consumo finale in Italia, sono stati modellati 4 dataset, relativi alla Produzione di energia elettrica in alta tensione (*Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*), al Consumo di energia elettrica in alta tensione (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*), alla Produzione di energia elettrica in bassa tensione (*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*) e al Consumo di energia elettrica in bassa tensione (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*).
Per questi dataset sono stati utilizzati dati primari e secondari di buona qualità dalla letteratura di settore, da statistiche nazionali (GSE e Terna) e da banche dati LCA.

All'interno di ciascun dataset, è stato attribuito a ciascun processo unitario un peso relativo corrispondente al contributo percentuale alla produzione o al consumo di elettricità del mix elettrico nazionale (GSE e Terna).
L'analisi del ciclo di vita è stata effettuata mediante l'impiego del software SimaPro v.9.3.0.3 (Pré-Consultants), con il supporto del database EcoInvent 3.7.1 (dataset cut-off) per i dati di background, e del metodo EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019) per la valutazione degli impatti caratterizzati, normalizzati e pesati.
Il dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*, che richiama al suo interno tutti gli altri dataset sviluppati nel presente studio, è il dataset di riferimento per valutare gli impatti generati dalla produzione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico nazionale. I risultati ottenuti indicano che il principale hotspot è il processo unitario di consumo in alta tensione di 1 kWh di elettricità (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*), che, da solo, genera impatti medi superiori al 90% nelle categorie di impatto esaminate. In dettaglio, dall'analisi del processo unitario di consumo in alta tensione di 1 kWh di elettricità in Italia emerge che il processo di produzione in alta tensione di elettricità genera un impatto medio dell'80% per tutte le categorie di impatto investigate. Tale impatto è relativo principalmente alla produzione di elettricità da gas naturale di origine fossile (con un impatto medio del 19% su tutte le categorie di impatto investigate) e alla produzione di elettricità da biogas (con un impatto medio del 26% su tutte le categorie di impatto investigate), evidenziando la necessità di sostituire, nel primo caso, fonti energetiche di natura fossile con possibili sostituti di origine rinnovabile, e nel secondo caso, di utilizzare solo biomasse di scarto per la valorizzazione energetica.
Dall'analisi dei risultati ottenuti dopo la normalizzazione si evince che per il processo unitario di consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità in Italia la categoria che presenta gli impatti più rilevanti è la ECT, seguita da RDf e EUf. In tutte e tre le categorie il principale contributo deriva dal processo di consumo in alta tensione. Andando quindi ad esaminare gli impatti generati dal dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*, si evince che il contributo principale deriva dal processo di produzione in alta tensione e, in particolare, per le categorie ECT, RDf e EUf rispettivamente il biogas, il gas naturale ed i bioliquidi risultano essere le fonti energetiche a maggiore impatto. Dopo la pesatura, invece, la categoria di impatto più rilevante è la CC, seguita da RDf e WU. Anche in questo caso, il principale contributo agli impatti delle tre categorie deriva dal processo di consumo in alta tensione che, a sua volta, è influenzato dal processo di produzione in alta tensione. Esaminando nello specifico gli impatti pesati del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*, gli impatti sulle tre categorie in esame si riconducono essenzialmente alla produzione di elettricità da Gas naturale e da Solidi (carbone) per CC e RDf e da Gas naturale e da biogas per WU.
L'analisi di sensibilità è stata svolta focalizzando l'attenzione sui principali hotspot individuati (elettricità da gas naturale di origine fossile e da biogas) e suggerisce che, riducendo la produzione di elettricità da gas naturale di origine fossile (scenario *Sensitivity* 20% e scenario *Sensitivity* 50%) o contabilizzando la sola conversione delle biomasse di scarto (*Sensitivity* biogas), si registra una riduzione degli impatti. Nel caso dell'utilizzo del biometano al posto del gas naturale di origine fossile si registra una riduzione in media del 2% degli impatti della produzione in alta tensione di 1 kWh di elettricità, se si considera lo scenario *Sensitivity* 20%. La riduzione degli impatti è leggermente più marcata nel caso dello scenario *Sensitivity* 50%, raggiungendo il 5% di riduzione media per le categorie investigate. Nel caso dello scenario *Sensitivity* biogas, in cui si considera la conversione delle sole biomasse di scarto, in tutte le categorie di impatto si ha una riduzione media degli impatti del 22%, in un range che varia dall'1,4% nella categoria OD fino all'80,8% nella categoria ECT-O raggiungendo il 100% (azzerando dunque gli impatti) in HTc-i.

2 Scopo del documento

Il seguente rapporto è stato realizzato all'interno del progetto Arcadia - approccio ciclo di vita nei contratti pubblici e banca dati italiana LCA, finanziato dal PON Governance e Capacità Istituzionali 2014-2020, come output dell'Azione 5 "Analisi e raccolta dati per la costituzione della banca dati". Questo rapporto rientra nella sotto-azione A5.3 "raccolta dati prodotto/servizio lungo il ciclo di vita ed elaborazione dei documenti" e rappresenta lo studio della filiera di produzione del mix elettrico italiano.

3 Descrizione della filiera

Il settore energetico, e in particolare quello elettrico, assume particolare importanza per i potenziali impatti ambientali che ne derivano, in quanto responsabile di una quota rilevante delle emissioni di gas serra nazionali.
Nel 2012, con l'Energy Roadmap 2050, l'Europa si proponeva di ridurre del 95% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2050, attraverso una decarbonizzazione praticamente completa.
La Commissione Europea ha poi emanato il pacchetto "Clean Energy Package", che ha fissato l'impegno di ridurre, rispetto al 1990, le emissioni di CO_2 di almeno il 40% entro il 2030, focalizzando l'attenzione su tre obiettivi principali: (i) privilegiare l'efficienza energetica, (ii) conquistare la leadership a livello mondiale nelle energie rinnovabili, (iii) garantire condizioni eque ai consumatori. Inoltre, si propone, entro il 2030, di aumentare l'efficienza energetica del 32,5% e di raggiungere il 32% di rinnovabili sui consumi complessivi. Successivamente l'Europa, per raggiungere gli obiettivi proposti nella COP21 di Parigi (cioè limitare il riscaldamento globale a 2°, possibilmente 1.5°), ha definito con il Green Deal nuovi obiettivi più ambiziosi, quali la riduzione dei gas climalteranti al 55%, entro il 2030, e la neutralità climatica, entro il 2050.
In accordo con le politiche del Green Deal, nel 2019 l'Italia ha adottato il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, che sviluppa 5 linee di intervento strategiche:

- decarbonizzazione;
- efficienza;
- sicurezza energetica;
- sviluppo del mercato interno dell'energia;
- ricerca, innovazione e competitività.

Ci si è posti come target di ridurre del 56% le emissioni nel settore della grande industria, del 35% nel terziario, trasporti terrestri e settore civile, e portare il consumo di energia da fonti rinnovabili al 30%, entro il 2030. Per raggiungere tali obiettivi, con il PNRR (Piano Nazionale di Resistenza e Resilienza) sono stati messi a disposizione 23,78 Mld di euro nel settore dell'Energia rinnovabile, dell'idrogeno, della rete e mobilità sostenibile.

3.1 Prodotti rappresentativi della filiera nazionale

Nello studio della filiera di produzione del mix elettrico italiano, ci si è soffermati sulle fasi di produzione e di consumo di energia elettrica.

All'interno dello studio sono state considerate la produzione in alta tensione, il consumo in alta tensione (che include le perdite di rete e gli import dai paesi esteri), la produzione in bassa tensione e il consumo in bassa tensione (che include tutta la produzione, le perdite di rete da alta a media e da media a bassa tensione) e la rete di distribuzione.

Il Sistema Elettrico Nazionale risulta essere strutturato in quattro fasi (dettaglio in Figura 1):

- Produzione
- Trasmissione
- Distribuzione
- Utenze

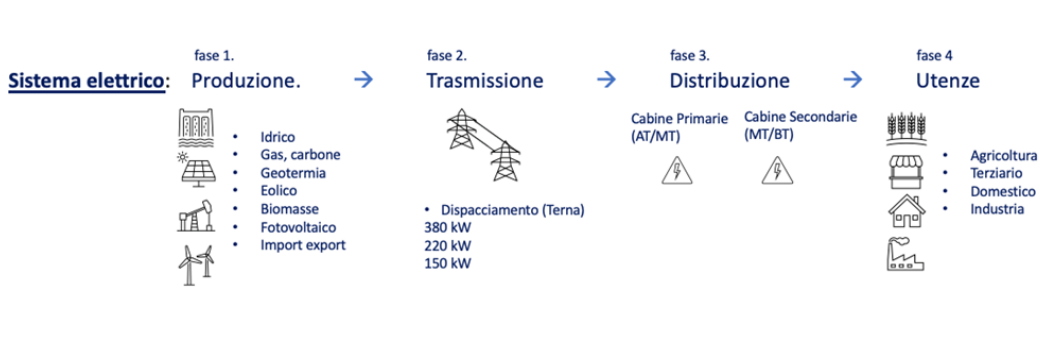


Figura 1 Sistema Elettrico Nazionale. Fonte: Elaborazione personale adattata da Terna.

3.1.1 Produzione

In Italia, l'energia elettrica viene prodotta ancora in larga misura sfruttando fonti non rinnovabili come gas naturale, carbone e petrolio, anche se lo sviluppo delle fonti rinnovabili, quali l'energia idroelettrica, solare, eolica, bioenergie e geotermica, è in continuo aumento. Nel 2019, il 38% del fabbisogno energetico italiano è stato coperto da fonti rinnovabili (Terna[1]). Le stime di produzione del settore di energia elettrica nazionale sono periodicamente pubblicate da Terna; inoltre, il GSE (Gestore del Sistema Elettrico) pubblica annualmente lo stato della produzione di energia da fonti rinnovabili, mentre ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) si occupa delle stime statistiche di emissioni di inquinanti in atmosfera, per il settore energetico. La produzione interna lorda di energia elettrica nel periodo 1990 - 2019 (Tabella 1) è cresciuta del 36,6%, passando da 216,6 TWh (1990) a 293,8 TWh (2019), mentre nel passaggio dal 2019 al 2020 si è registrato un leggero calo della produzione totale, attestandosi a 280,5 TWh, dovuto ad una riduzione della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica.

Tabella 1 - Produzione energia elettrica lorda per fonte in TWh (fonte Terna, 2021)

Fonte	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idroelettrica	35,1	50,9	42,9	54,4	47,0	44,3	38,0	50,5	48,1	49,5
Eolica	0	0,6	2,3	9,1	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,8
Fotovoltaica	0	0	0	1,9	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9
Geotermica	3,2	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0
Termoelettrica*	178,3	220,5	253,1	231,2	192,1	199,4	209,5	192,7	195,7	181,3
Totale	**216,6**	**276,7**	**303,6**	**302,0**	**283,0**	**289,8**	**295,8**	**289,7**	**293,8**	**280,5**

*I valori lordi di energia elettrica da fonte termoelettrica includono anche una quota relativa ad "Altre fonti di energia" (per il 2019, anno di riferimento del presente studio il valore da Altre fonti di energia corrisponde a 0.65 TWh). Fonte: TERNA, 2021.

[1] https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve

In Tabella 2**Error! Not a valid bookmark self-reference.**, si riportano i valori di produzione elettrica netta nel periodo dal 2000 al 2020.

Tabella 2 - Produzione energia elettrica netta per fonte in TWh (fonte Terna, 2021)

Fonte	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idroelettrica	50,2	42,4	53,8	46,4	43,8	37,6	49,9	47,6	49,0
Eolica	0,6	2,3	9,0	14,7	17,5	17,6	17,6	20,0	18,6
Fotovoltaica	0,0	0,0	1,9	22,6	21,7	24,0	22,3	23,3	24,5
Geotermica	4,4	5,0	5,0	5,8	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6
Termoelettrica *	208,1	240,9	221,0	182,9	190,8	200,3	184,3	187,3	173,9
Totale*	**263,3**	**290,6**	**290,7**	**272,4**	**279,7**	**285,3**	**279,8**	**283,9**	**271,6**

*I valori netti di energia elettrica da fonte termoelettrica includono anche una quota relativa ad "Altre fonti di energia" (per il 2019, anno di riferimento del presente studio il valore da Altre fonti di energia corrisponde a 0.57 TWh). Fonte: TERNA, 2021.

La potenza efficiente lorda di generazione elettrica nel 2020 ha avuto un incremento rispetto al 2019, a causa dell'entrata in esercizio di nuovi impianti termoelettrici di piccola taglia, che hanno compensato le grandi dismissioni ed i depotenziamenti nel parco di generazione tradizionale. Il parco di generazione termoelettrico, quindi, si è mantenuto sostanzialmente stabile: 64,76 GW nel 2019 e 64,78 GW nel 2020 (Terna, 2021). La potenza di generazione lorda istallata in Italia al 2020 è pari a 120,4 GW, di cui il 53,1% è coperto dalle centrali termoelettriche (63,9 GW), il 19,2% da centrali idroelettriche (23,1 GW) ed infine, il 27,7% da impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici (circa 33,4 GW). Il parco di generazione elettrica da fonti rinnovabili è cresciuto di circa il 2% anche nel 2020 (MiTE, 2020).

In Tabella 3 è mostrata la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel periodo dal 2012 al 2020 (Terna, 2021). Analizzando i dati, si vede che la produzione elettrica da fonti rinnovabili, dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014, registra una significativa riduzione negli anni successivi fino al 2018, dovuta alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie e, soprattutto, alla contrazione di energia idroelettrica. A partire dal 2018, si registra un trend in crescita: nel 2019, la produzione elettrica da rinnovabile è in totale 115,8 TWh, con un aumento rispetto al 2018 di 1,6 TWh, per raggiungere nel 2020 un valore di circa 116 TWh. La fonte idrica nel 2018 costituisce il 42,6% della produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione da pompaggi. In questo periodo si registra un sensibile incremento della produzione idroelettrica che, tradizionalmente, è prevalente nel settore delle fonti rinnovabili, determinando così un aumento complessivo della produzione di elettrica lorda da fonti rinnovabili di circa 11 TWh. Bel biennio 2019 – 2020, la produzione idroelettrica invece presenta una leggera flessione, controbilanciata da un aumento della produzione elettrica da fotovoltaico e da bioenergie.

Tabella 3 - Produzione elettrica da fonti rinnovabili (Fonte: dati Terna, 2021)

Fonte energetica (TWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idrica	**41,87**	**52,77**	**58,55**	**45,54**	**42,43**	**36,20**	**48,79**	**46,32**	**47,55**
0-1 MW	2,09	2,64	3,15	2,56	2,65	2,33	3,04	3,04	3,16
1-10 MW	7,32	9,35	10,99	8,31	8,17	6,98	9,08	8,72	9,03
> 10 MW	32,47	40,79	44,40	34,67	31,61	26,89	36,67	34,56	35,36
Eolica	**13,41**	**14,90**	**15,18**	**14,84**	**17,69**	**17,74**	**17,72**	**20,20**	**18,76**
Fotovoltaica	**18,86**	**21,59**	**22,31**	**22,94**	**22,10**	**24,38**	**22,65**	**23,69**	**24,94**
Geotermica	**5,59**	**5,66**	**5,92**	**6,19**	**6,29**	**6,20**	**6,11**	**6,08**	**6,03**

Fonte energetica (TWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bioenergie	**12,49**	**17,09**	**18,73**	**19,39**	**19,51**	**19,38**	**19,15**	**19,56**	**19,63**
Sola produzione di energia elettrica	7,29	9,62	9,91	9,83	9,82	9,40	9,024	9,02	8,90
Solidi	2,76	3,37	3,29	3,30	3,44	3,36	3,31	3,22	3,25
rifiuti solidi urbani biodegradabili	1,21	1,24	1,28	1,22	1,22	1,16	1,14	1,09	1,07
biomasse solide	1,55	2,13	2,01	2,08	2,22	2,20	2,17	2,13	2,18
Biogas	2,16	3,44	3,54	3,14	3,07	2,96	2,90	2,87	2,73
da rifiuti	1,21	1,27	1,23	1,06	0,99	0,89	0,84	0,80	0,67
da fanghi	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
da deiezioni animali	0,15	0,33	0,40	0,40	0,41	0,41	0,42	0,42	0,43
da attività agricole e forestali	0,79	1,81	1,89	1,67	1,65	1,65	1,62	1,63	1,62
Bioliquidi	2,37	2,81	3,08	3,39	3,30	3,08	2,82	2,94	2,93
oli vegetali grezzi	2,05	2,37	2,58	2,84	2,76	2,56	2,29	2,42	2,44
altri bioliquidi	0,32	0,44	0,51	0,55	0,54	0,53	0,53	0,53	0,49
Produzione combinata di elettricità e calore	5,19	7,48	8,8	9,57	9,69	9,98	10,13	10,54	10,74
Solidi	1,99	2,51	2,91	2,99	3,10	3,26	3,26	3,39	3,56
rifiuti solidi urbani biodegradabili	0,96	0,98	1,12	1,21	1,23	1,26	1,26	1,32	1,31
biomasse solide	1,02	1,53	1,74	1,79	1,87	1,99	1,99	2,07	2,24
Biogas	2,46	4,01	4,66	5,07	5,19	5,34	5,40	5,41	5,44
da rifiuti	0,28	0,35	0,41	0,47	0,48	0,54	0,54	0,53	0,48
da fanghi	0,07	0,11	0,10	0,11	0,11	0,12	0,11	0,12	0,12
da deiezioni animali	0,37	0,49	0,59	0,68	0,75	0,79	0,82	0,83	0,86
da attività agricole e forestali	1,74	3,09	3,57	3,82	3,84	3,89	3,93	3,94	3,98
Bioliquidi	0,75	0,95	1,26	1,50	1,41	1,38	1,47	1,74	1,74
oli vegetali grezzi	0,71	0,87	1,14	1,35	1,17	1,15	1,21	1,50	1,49
altri bioliquidi	0,04	0,07	0,11	0,15	0,24	0,24	0,26	0,23	0,25
Totale	**92,22**	**112,01**	**120,68**	**108,9**	**108,02**	**103,90**	**114,42**	**115,85**	**116,92**

Dopo un periodo di rapida crescita, la produzione elettrica da fonti eolica e fotovoltaica è piuttosto stabile negli ultimi anni. Lo stesso andamento si osserva per la produzione da bioenergie.

Nel 2019, possiamo osservare che tra le fonti rinnovabili, l'eolica è quella che ha avuto un aumento netto, di circa 2,5 TWh rispetto all'anno precedente, passando da 17,7 TWh a 20,2 TWh, con una leggera flessione nel 2020, attestandosi a 18,8 TWh.

3.1.1.1 Produzione da Termoelettrico

In Tabella 4 è riportata la suddivisione in macrocategorie dei combustibili usati per la produzione termoelettrica, secondo Eurostat e Terna. Eurostat raggruppa i combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica in cinque macrocategorie, in relazione alle caratteristiche fisiche e chimiche:

1. combustibili solidi,
2. gas naturale,
3. gas derivati,
4. prodotti petroliferi,
5. altri combustibili.

Tali macrocategorie sono considerate anche da Terna, che però a sua volta distingue la macrocategoria Altri combustibili in solidi e gassosi. Un'altra importante differenza tra la classificazione di Terna e quella di Eurostat è che le macrocategorie Gas derivati, Petroliferi e Altri combustibili raggruppano di fatto combustibili diversi. La classificazione dei combustibili EUROSTAT è quella che viene utilizzata per l'elaborazione delle statistiche delle emissioni atmosferiche utilizzate per Italian Greenhouse Gas Inventory - National Inventory Report, per l'intera serie storica a partire dal 1990. Per questa ragione, nel presente documento, ai fini della stima delle emissioni e dei relativi fattori di emissione dai diversi gruppi di combustibili, sono utilizzate le macrocategorie EUROSTAT (ISPRA 317/2020).

Tabella 4 - Classificazione dei combustibili secondo Eurostat e Terna (Fonte dati Terna - Eurostat: Rapporto 317 ISPRA)

TERNA		**EUROSTAT**	
Solidi	Carbone Carbone sub-bituminoso Lignite	**Solidi**	Carbone Carbone sub-bituminoso Lignite
Gas naturale	Gas naturale	**Gas naturale**	Gas naturale
Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno Gas da estrazione Gas d'altoforno Gas di cokeria	**Gas derivati**	Gas da acciaieria a ossigeno Gas d'altoforno Gas di cokeria
Petroliferi	Cherosene Coke di petrolio Distillati leggeri Gas di petrolio liquefatto Gas di raffineria Gasolio Liquidi da gas naturale Nafta Olio combustibile Orimulsion Petrolio grezzo	**Petroliferi**	Altri combustibili gassosi Altri combustibili solidi Cherosene Coke di petrolio Distillati leggeri Gas da estrazione Gas di petrolio liquefatto Gas di raffineria Gas di sintesi da processi di gassificazione Gas residui di processi chimici Gasolio Idrogeno Liquidi da gas naturale Nafta Olio combustibile Orimulsion Petrolio grezzo
Altri combustibili (solidi)	Altri bioliquidi Altri combustibili solidi Biodiesel Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili CDR Colture e rifiuti agro industriali Gas di sintesi da processi di gassificazione Gas residui di processi chimici Oli vegetali grezzi Rifiuti generici CER non altrove classificati Rifiuti industriali non biodegradabili Rifiuti liquidi biodegradabili RSU/RSAU	**Altri combustibili**	Altri bioliquidi Biodiesel Biogas da attività agricole e forestali Biogas da deiezioni animali Biogas da fanghi di depurazione Biogas da FORSU Biogas da rifiuti non RSU Biogas da RSU smaltiti in discarica Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili CDR Colture e rifiuti agro industriali Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti Oli vegetali grezzi Rifiuti generici CER non altrove classificati Rifiuti industriali non biodegradabili Rifiuti liquidi biodegradabili RSU/RSAU Biometano
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi Biogas da attività agricole e forestali Biogas da deiezioni animali Biogas da fanghi di depurazione Biogas da FORSU Biogas da rifiuti non RSU Biogas da RSU smaltiti in discarica Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti Idrogeno Biometano		

In Tabella 5 viene riportata la produzione elettrica lorda per tipologia di combustibile, dal 2017 al 2020 (Ispra, 2022). Dalla tabella si evince che l'utilizzo di fonti fossili solide è diminuito, passando dal 16% nel 2017 al 7% nel 2020, mentre c'è stato un aumento dell'uso di gas naturale, che è passato

dal 67% al 74%. Dal 2017, nel gas naturale è compresa anche la produzione di energia elettrica da biometano (16 GWh nel 2017 e 50 GWh nel 2018). L'energia elettrica da biometano è stata calcolata da GSE in base all'incidenza del biometano rispetto ai consumi di gas naturale per la generazione elettrica ed è conteggiata ai soli fini del monitoraggio della Direttiva 2009/28/CE (Ispra, 2022).

Tabella 5 - Produzione elettrica lorda per combustibile (TWh) (Fonte: Ispra, 2022).

	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Fonte	TWh	TWh	TWh	TWh	%	%	%	%
Solidi	3,26E+01	2,85E+01	1,88E+01	1,34E+01	16	15	10	7
Gas naturale (incluso il biometano)	1,40E+02	1,29E+02	1,42E+02	1,34E+02	67	67	73	74
Gas derivati	2,50E+00	2,50E+00	2,40E+00	1,7E+00	1	1	1	1
Prodotti petroliferi	1,15E+01	1,10E+01	1,02E+01	1,00E+01	6	6	5	6
Altri combustibili	2,19E+01	2,16E+01	2,20E+01	2,20E+01	10	11	11	12
Totale termoelettrico*	2,09E+02	1,92E+02	1,95E+02	1,81E+02	100	100	100	100

*I valori riportati in questa Tabella differiscono da quelli riportati in Tabella 1 per la quota relativa ad "Altre fonti di energia".

A livello nazionale, nella categoria Gas derivati quelli più usati per la produzione di energia elettrica sono il gas d'altoforno, che copre il 60% della sua categoria, e i gas da cocheria, che lo seguono con circa il 40%, mentre il contributo dei gas da acciaieria a ossigeno è trascurabile. Per la produzione di energia elettrica da prodotti Petroliferi, la percentuale di ripartizione tra le varie fonti indica che i gas di sintesi da processi di gassificazione coprono circa il 60%, i gas di raffineria circa il 20%, l'olio combustibile circa il 10%, i gas residui di processi chimici così come il gasolio circa il 4%, mentre l'insieme degli altri prodotti di questa macrocategoria contribuiscono soltanto per il 2% (fonte Ispra, comunicazione personale).
Un'altra distinzione importante per la produzione da termoelettrico sono le tipologie di impianto usate. Terna propone le seguenti tipologie di impianti:

- Impianti con sola produzione elettrica (non cogenerativi):
  - a combustione interna (CI)
  - a turbine a gas (TG)
  - a vapore a condensazione (C)
  - a ciclo combinato (CC)
  - celle combustibili (CE)
- Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerativi):
  - 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)
  - celle combustibili con cogenerazione (CEC)

In Tabella 6 sono riportati i valori di produzione di energia elettrica per tipologia di combustibile e di impianto, riferiti all'anno 2020 (Terna 2021). Se analizziamo la produzione termoelettrica, che riveste circa il 65% della produzione totale di energia elettrica nazionale (includendo anche la produzione termoelettrica da bioenergie), possiamo osservare che, anche nel 2020, in continuità con gli ultimi 5 anni, la produzione ottenuta da impianti cogenerativi (co-produzione di calore ed elettricità) risultata superiore a quella da impianti non cogenerativi (produzione soltanto di energia

elettrica), con un valore pari al 52% (Tabella 6). In particolare, per gli impianti a gas naturale, abbiamo prevalentemente impianti a ciclo combinato che per il 37% producono solo elettricità (impianti non cogenerativi) e per 42% sia calore che elettricità (impianto cogenerativi). Andamento simile si evidenzia anche per i prodotti petroliferi, con il 30% di produzione da impianti non cogenerativi, rispetto al 70 % di produzione da impianti cogenerativi.

Tabella 6 - Distribuzione energia elettrica per tipologia di impianto (anno di riferimento 2020) (Fonte: TERNA, 2021)

	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Petroliferi	Altri combustibili (solidi)	Altri combustibili (gassosi)	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Petroliferi	Altri combustibili (solidi)	Altri combustibili (gassosi)
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	% su A+B	% su A+B	% su A+B	% su A+B	% su A+B	% su A+B
A) impianti non cogenerativi: solo produzione di energia elettrica (9,42E+04, 48% di A+B)												
a combustione interna (CI)		1,08E+04	1,34E+02	2,47E+01	2,11E+03	5,43E+03	0.0%	7.5%	7.4%	0.8%	9.9%	49.7%
a turbine a gas (TG)		1,25E+03		6,80E+00	1,06E+01	5,00E-01	0.0%	0.9%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%
a vapore a condensazione (C)	1,33E+04	4,35E+02		8,56E+02	4,20E+03	8,50E+00	99.4%	0.3%	0.0%	28.4%	19.7%	0.1%
a ciclo combinato (CC)		5,40E+04		6,40E+00	1,66E+03	1,09E+01	0.0%	37.4%	0.0%	0.2%	7.8%	0.1%
celle combustibili (CE)		1,00E-01			0,00E+00	1,00E-01	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Totale A	**1,33E+04**	**6,64E+04**	**1,34E+02**	**8,94E+02**	**7,98E+03**	**5,45E+03**	**99%**	**46%**	**7%**	**30%**	**37%**	**50%**
B) impianti cogenerativi: produzione di energia elettrica e calore (1,00E+05, 52% di A+B)												
a combustione interna (CIC)		1,08E+04	1,34E+02	2,47E+01	2,02E+03	5,43E+03	0.0%	7.5%	7.4%	0.8%	10.0%	49.7%
a turbine a gas (TGC)		4,45E+03		4,47E+02	2,20E+01	7,30E+00	0.0%	3.1%	0.0%	14.8%	0.1%	0.1%
a ciclo combinato (CCC)		6,11E+04	9,16E+02	1,32E+03	6,51E+03	2,65E+01	0.0%	42.3%	50.8%	43.8%	30.6%	0.2%
a vapore a contropressione (CPC)	0,00E+00	5,49E+02		1,62E+02	6,42E+02	0	0.0%	0.4%	0.0%	5.4%	3.0%	0.0%
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	7,49E+01	9,60E+02	6,19E+02	1,68E+02	4,05E+03	3,60E+00	0.6%	0.7%	34.3%	5.6%	19.0%	0.0%
Celle combustibili con cogenerazione (CEC)		3,00E-01		0		1,00E-01	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Totale B	**7,49E+01**	**7,78E+04**	**1,67E+03**	**2,12E+03**	**1,33E+04**	**5,46E+03**	**1%**	**54%**	**93%**	**70%**	**63%**	**50%**
Totale A+B	**1,34E+04**	**1,44E+05**	**1,80E+03**	**3,02E+03**	**2,13E+04**	**1,09E+04**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

3.1.1.2 Produzione idroelettrica

La fonte idroelettrica è, tra le rinnovabili, quella che garantisce il maggiore contributo di energia elettrica (40% della produzione complessiva nel 2019), in lieve calo rispetto al 2018, che era al 43%, con un valore di produzione di 46318,5 GWh. In termini di potenza installata sul parco impianti rinnovabile, il 34,2% proviene dalla fonte idroelettrica. A livello regionale, la produzione idroelettrica si concentra per il 78,5% nel Nord Italia (GSE,2021).

I dati di produzione idroelettrica totale e suddivisi per fasce di potenza degli impianti sono riportati in Tabella 3 (Terna, 2022). In Tabella 7 vengono riportati, per l'anno 2019, i dati di produzione per tipologia di impianto (da fonti naturali, da pompaggi ed in totale) e le relative percentuali. In particolare, la produzione idroelettrica deriva per il 45% da impianti ad acqua fluente, per il 28% da

impianti a bacino e, per la restante parte, da impianti a serbatoio (27%). Per quanto riguarda la produzione da fonti naturali, la maggior parte degli impianti è ad acqua fluente (47%), invece l'energia da pompaggi deriva quasi esclusivamente da impianti a serbatoio (99%).

Tabella 7 - Produzione idroelettrica per tipologia di impianto (anno di riferimento 2019) (Fonte: Terna, 2020)

Idroelettrica	**Fonti naturali**	**Pompaggi**	**Fonti naturali più pompaggio**	**Fonti naturali**	**Pompaggi**	**Fonti naturali più pompaggi**
	GWh	GWh	GWh	%	%	%
Impianti a serbatoio	1,13E+04	1,82E+03	1,31E+04	24%	99%	27%
Impianti a bacino	1,33E+04	1,75E+01	1,33E+04	29%	1%	28%
Impianti ad acqua fluente	2,17E+04	1,00E+00	2,17E+04	47%	0%	45%
ITALIA	4,63E+04	1,84E+03	4,82E+04	100%	100%	100%

Inoltre, è importante ricordare che, prima di essere immessa nella rete di distribuzione, l'energia idroelettrica prodotta in media tensione, con valori compresi tra i 10 e i 25 kV, viene trasformata in alta tensione (Fonte: "Distribuzione dell'energia: la rete di trasmissione. Sorgenia, sito: https://www.sorgenia.it/guida-energia/media-tensione-mt).

3.1.1.3 Produzione da eolico

I dati di produzione di energia elettrica da fonte eolica sono riportati in Tabella 8 (GSE,2021). Se analizziamo la produzione eolica, possiamo osservare che il 92% degli impianti ha una taglia inferiore a 1MW, con una potenza complessiva di circa il 5%, mentre i 321 impianti > 10 MW coprono il 90% della produzione di energia eolica.

Tabella 8 - Distribuzione di produzione elettrica da fonte eolica, per numero di impianti, potenza elettrica ed elettricità prodotta (anno di riferimento 2019) (Fonte: GSE,2021)

Classi di potenza	n° impianti	Potenza elettrica (MW)	Produzione elettrica (GWh)	n° impianti	Potenza	Energia
P ≤ 1 MW	5198	510	821	92%	5%	4%
1 MW < P ≤ 10 MW	125	671	1289	2%	6%	6%
P > 10 MW	321	9533	18092	6%	89%	90%
Totale	**5644**	**10715**	**20202**	100%	100%	100%

Nel corso del 2019, la produzione di energia eolica si è attestata al 17% della produzione da fonti rinnovabili con 2020 GWh. Tra il 2018 e il 2019 c'è stato un incremento della potenza di energia elettrica da impianti eolici (+450 MW, pari a +4,4%), dovuto principalmente alla crescita degli impianti con potenza maggiore di 10 MW (GSE, 2021).

La ventosità, l'orografia, l'accessibilità sono caratteristiche fondamentali per l'istallazione e il funzionamento degli impianti eolici. Pertanto, gli impianti eolici non sono distribuiti in maniera uniforme sul territorio, ma risultano concentrati principalmente al sud Italia (96,5% della potenza eolica complessiva), in particolare in Puglia, con 2571,2 MW installati; seguono Sicilia e Campania, rispettivamente con 1893,5 MW e 1734,7 MW (GSE, 2021).

3.1.1.4 Produzione da geotermico

Nel 2019 il comparto geotermico ha subìto un lieve calo e fornisce il 5,2% di contributo alla produzione di energia elettrica (GSE, 2021), con una potenza di 813 MW (Tabella 9). Il numero degli impianti geotermici è rimasto invariato negli ultimi sette anni. Circa il 53% di questi ha una potenza minore o uguale a 20 MW. Esistono, poi, tre impianti nella classe tra 20 e 40 MW che coprono il 14,1% della potenza totale e 4 impianti nella classe di potenza superiore a 40 MW che coprono il 33% della potenza totale. Tutti questi impianti sono situati in Tostana, nelle province di Pisa (il 52,6% della produzione totale), Siena (24,0%) e Grosseto (23,7%). Il contributo della fonte geotermica alla produzione totale è stato molto variabile negli anni: ha sfiorato il 12% nel 2012, per poi scendere al minimo del 5% nel 2014 (GSE, 2021).

Tabella 9 - Distribuzione di produzione elettrica da fonte geotermica, per numero impianti, potenza ed elettricità prodotta (anno di riferimento 2019) (Fonte: GSE,2021)

Classi di potenza	n° impianti	Potenza (MW)	Energia (GWh)	n° impianti	Potenza	Energia
P ≤ 20 MW	27	429	3164	79%	53%	52%
20MW<P≤ 40MW	3	115	772	9%	14%	13%
P > 40 MW	4	269	2139	12%	33%	36%
Totale	34	813	6075	100%	100%	100%

3.1.1.5 Produzione da bioenergie

L'utilizzo di biomasse a fini energetici riguarda tutti quei materiali organici che possono essere impiegati direttamente come combustibili ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. In Italia, negli anni scorsi sono stati registrati contributi crescenti delle bioenergie nei settori elettrico, termico e dei trasporti, grazie alla disponibilità di un gran numero di materie prime e di tecnologie mature e affidabili. Nel 2020, la potenza complessiva degli impianti italiani a bioenergie è pari a 4106 MW e rappresenta il 7,3% della potenza elettrica complessiva da fonti rinnovabili in Italia. La maggior parte degli impianti (88%) a bioenergie è di piccole dimensioni, con una potenza inferiore a 1 MW (GSE, 2022). Secondo il rapporto statistico sulle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) del GSE (GSE, 2022), nel 2020 l'energia elettrica prodotta da biomasse ammonta a 19634 GWh (+0,4% rispetto al 2019) (Tabella 10); tale valore rappresenta il 16,8% della produzione elettrica totale da fonti rinnovabili e il 7% della produzione elettrica totale (Terna, 2021).

Tabella 10 - Numero impianti, potenza elettrica, produzione elettrica, variazione percentuale anni 2020/2019 comparto bioenergie (Fonte: Elaborazione personale adattata da GSE, 2022)

	2019			**2020**			
Tipologia di biomasse	**N° impianti**	**Potenza (MW)**	**Produzione (GWh)**	**N° impianti**	**Potenza (MW)**	**Produzione (GWh)**	**Var. % Produzione 2020/2019**
BIOMASSE SOLIDE							
TOTALE	470	1682	6608,8	464	1688,2	6800	2,9
da Rifiuti solidi urbani (RSU)	60	899,0	2412,2	61	907,0	2379,5	-1,4
da altre biomasse solide (forestali, agricole, agroindustriali)	410	782,9	4196,7	403	780,1	4420,5	5,3

BIOGAS							
TOTALE	2177	1455,4	8272,8	2201	1452,2	8166,4	-1,3
da rifiuti (FORSU)	398	402,0	1325,2	386	392,7	1143,5	-13,7
da fanghi	80	44,1	132	81	44,6	130,7	-1
da deiezioni animali	636	241,9	1254,7	656	245,1	1293,6	3,1
da attività agricole e forestali	1063	767,3	5564,9	1078	769,8	5598,6	0,6
BIOLIQUIDI							
TOTALE	472	982,3	4676,9	465	965,5	4667,3	-0,2
da oli vegetali grezzi	380	834,9	3914,9	371	826,4	3931,7	0,4
da altri bioliquidi	92	147,5	762,1	94	139,2	735,7	-3,5
TOTALE BIOENERGIE	**2946**	**4119,7**	**19562,6**	**2944**	**4105,9**	**19633,8**	**0,4**

Il 44,9% dell'energia elettrica è prodotta in impianti di potenza superiore a 10 MW, il 41,6% in quelli di potenza inferiore a 1 MW e il restante 14,5% in impianti appartenenti alla classe intermedia (1–10 MW) (Tabella 11).

Tabella 11 - Distribuzione di produzione elettrica da bioenergie, per numero impianti, potenza ed elettricità prodotta (anno di riferimento 2020) (Fonte: GSE, 2022; Terna 2021)

Classi di Potenza	Numero impianti	Potenza elettrica (MW)	Produzione elettrica (GWh)	Numero impianti (%)	Potenza elettrica (%)	Produzione elettrica (%)
P ≤ 1 MW	2582	1333	8172	88%	32%	42%
1 MW < P ≤ 10 MW	296	828	2642	10%	20%	13%
P > 10 MW	66	1945	8820	2%	47%	45%
Totale	2944	4106	19634	100%	100%	100%

In generale, gli impianti a bioenergie installati in Italia nel 2020 sono 2944, in diminuzione di 2 unità rispetto all'anno precedente (GSE, 2022).
In dettaglio, la produzione del 2020 proviene per il 41,6% da biogas, per il 34,6% da biomasse solide (12,1% dalla frazione biodegradabile dei rifiuti, 22,5% dalle altre biomasse solide) e per 23,8% da bioliquidi. Tra le diverse bioenergie, gli impianti a biogas sono in numero maggiore (Tabella 10). In termini di potenza elettrica, dei 4106 MW complessivi, il 41,1% degli impianti è alimentato da biomasse solide, il 35,3% da biogas (12,1% dalla frazione biodegradabile dei rifiuti e 22,5% da biomasse solide di origine agro-forestale), ed il restante 23,6% da bioliquidi.
Dal 2019 al 2020 la produzione da biomasse solide è aumentata del 2,9%, mentre per il biogas si è verificato un calo dell'1,3%, mentre la produzione elettrica da bioliquidi è rimasta quasi invariata rispetto all'anno precedente. Nel 2020, il contributo principale alla produzione elettrica per le biomasse solide proviene dall'utilizzo delle biomasse di origine agro-forestale, così come per il biogas. Per i bioliquidi, il maggior contributo alla produzione elettrica proviene dagli oli vegetali grezzi: tra questi, l'olio di palma si conferma la tipologia di bioliquido maggiormente utilizzata, seguita da oli e grassi animali.
Per quanto riguarda la situazione regionale, il 73% degli impianti italiani di produzione elettrica che utilizzano bioenergie si trova nel Nord Italia, con il 62,6% di potenza installata. Inoltre, è importante

sottolineare che il 64,9% della produzione complessiva nazionale si concentra in 5 regioni: 22,3% in Lombardia, 15,1% in Emilia Romagna, 10,5% in Veneto, 9,7% in Piemonte e 7,4% in Puglia. Le regioni del Nord Italia detengono il primato per il comparto biogas e per quello delle biomasse solide; discorso diverso vale per i bioliquidi, per i quali il maggior contributo alla produzione di energia elettrica nazionale viene dalla Puglia (con il 18,7%) e dalla Campania (con il 15,5%), anche se il contributo dell'Emilia Romagna è considerevole (14,1%).

3.1.1.6 Produzione da fotovoltaico

Dalla Tabella 3 si evince che la produzione elettrica da fotovoltaico è aumentata negli ultimi anni con una produzione di 23689 GWh nel 2019 (GSE, 2021).

In Tabella 12 sono mostrati i dati di produzione elettrica da fotovoltaico, suddivisi per fasce di potenza degli impianti. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 200 kW) costituiscono il 99% circa del totale in termini di numero, e il 39% in termini di produzione di energia elettrica. Invece, gli impianti con potenza maggiore di 200 MW producono più del 60% dell'energia totale da fotovoltaico.

Tabella 12 - Distribuzione di produzione elettrica da fotovoltaico, per numero impiantii, potenza energia prodotta anno di riferimento 2020) (Fonte: GSE, 2021)

Classi di potenza (kW)	n° impianti	Potenza (MW)	Energia prodotta (GWh)	Numero impianti (%)	Potenza elettrica (%)	Produzione elettrica (%)
P ≤ 3	297410	804	866	34%	4%	4%
3<P≤20	514162	3675	3895	58%	18%	16%
20 < P ≤ 200	56302	4403	4534	6%	21%	19%
200 < P ≤ 1000	11066	7504	8879	1%	36%	37%
P > 1000	1150	4479	5515	0%	21%	23%
Totale	**880090**	**20865**	**23689**	100%	100%	100%

Il numero di impianti e la relativa potenza installata variano a seconda delle diverse regioni italiane. Alla fine del 2019, in due sole regioni si è concentrato il 29,5% degli impianti installati sul territorio nazionale (Lombardia e Veneto, rispettivamente con 135479 e 124085 impianti). Il primato nazionale, in termini di potenza installata, è invece è stato registrato in Puglia, con 2826 MW (13,5% del totale nazionale); nella stessa regione si è osservata anche la dimensione media degli impianti più elevata (55,2 kW). Le regioni con minore presenza di impianti fotovoltaici sono Valle D'Aosta, Molise e Basilicata (rispettivamente 9,3%, 0,5% e 1%) (GSE, 2020b).

In Italia il 73% della potenza fotovoltaica installata è caratterizzata da panelli in silicio policristallino, il 21% in silicio monocristallino e il 6% in film sottile o in materiali diversi. In generale, in tutte le regioni i pannelli in silicio policristallino sono largamente prevalenti, seguiti dai pannelli monocristallini, mentre la diffusione dei pannelli in film sottile e altre tipologie è ancora limitata (Figura 2). Inoltre, il 42% dei 208865 MW installati è situato a terra, mentre il restante 58% è distribuito su superfici non a terra come edifici, capannoni, tettoie, ecc. (GSE, 2020b). In Italia, nel 2019, la quantità di energia autoconsumata da impianti fotovoltaici risulta pari a 4932 GWh, cioè circa il 20% della produzione complessiva. È importante sottolineare che per autoconsumo si intende l'energia elettrica prodotta che non viene immessa nella rete di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica, ma direttamente utilizzata nel luogo di produzione (GSE, 2020b). Analizzando la filiera per settore di produzione (Tabella 13), il settore industriale copre il 52% della produzione nazionale, con circa il 49% della potenza istallata. In termini di numerosità, l'82% degli impianti installati nel 2019 si concentrava nel settore domestico, in termini di potenza, invece, il 49% si concentrava nel settore industriale (GSE, 2020b).

Tabella 13 - Distribuzione di produzione elettrica da fotovoltaico per settore di attività (GSE, 2020b)

Settore	N. Impianti	Potenza (MW)	Autoconsumo (GWh)	Produzione Energia (GWh)	Numero impianti (%)	Potenza elettrica (%)	Energia prodotta (%)
Domestico	721112	3434	1220	3670	82%	16%	15%
Terziario	93719	4609	1434	4848	11%	22%	20%
Agricoltura	29421	2548	674	2942	3%	12%	12%
Industria	35838	10274	1604	12230	4%	49%	52%
Totale	**880090**	**20865**	**4932**	**23690**	**100%**	**100%**	**100%**

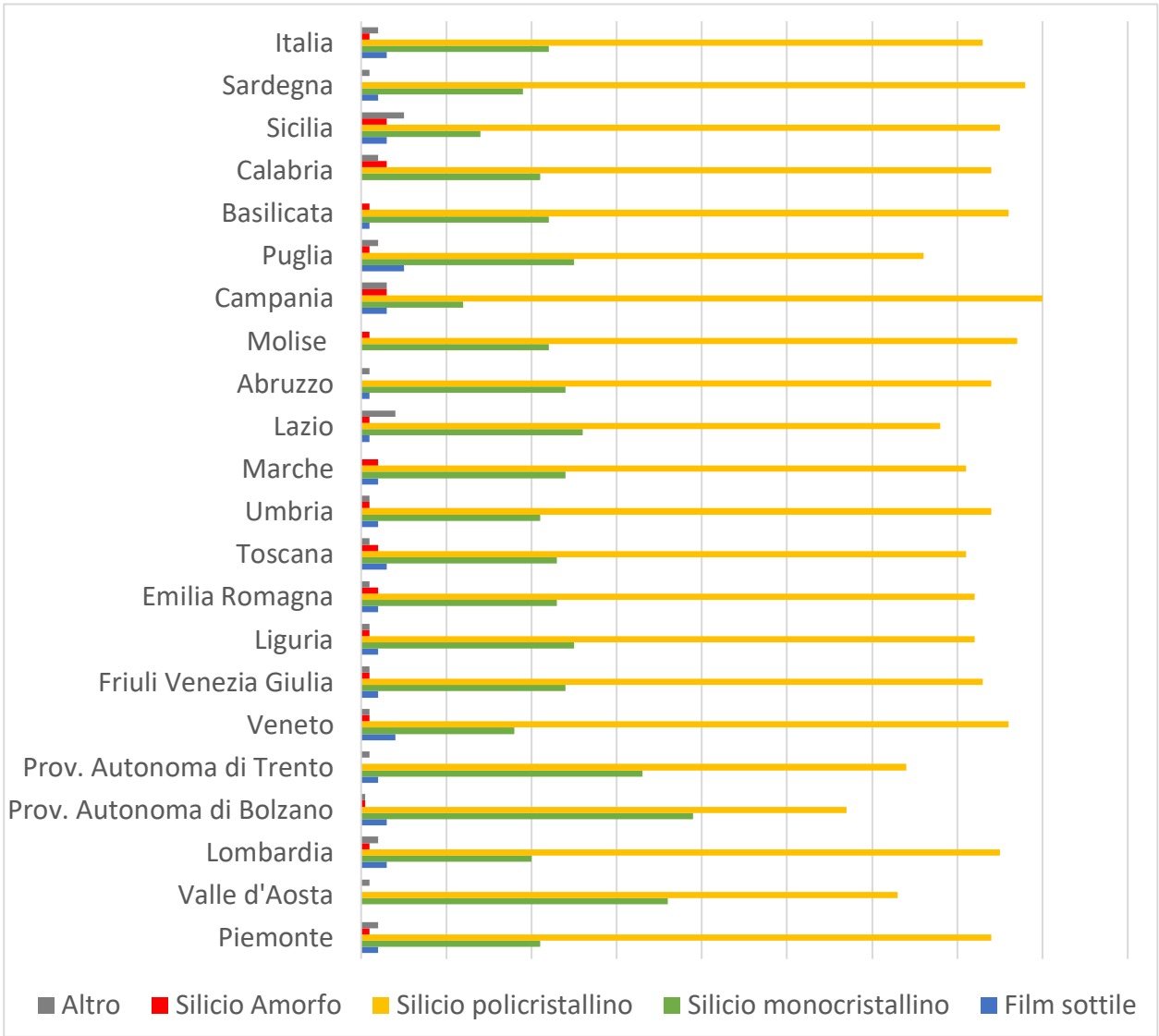


Figura 2 Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia nelle regioni italiane a fine 2019 (Fonte: Elaborazione personale adattata da GSE, 2020b).

In Italia, nel 2019, erano istallati poco meno di 26000 sistemi di accumulo (SDA), per una potenza nominale di 118 MW, ai quali corrispondeva una potenza installata degli impianti di 161 MW. Dal 2015 le installazioni dei SDA sono cresciute in maniera costante; in particolare, nel 2019, il numero e la potenza installata sono aumentati del 50% rispetto all'anno precedente. Questo aumento è importante perché il sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di

gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica. Usati in maniera integrata con gli impianti fotovoltaici, consentono di accumulare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico per utilizzarla in momenti di maggiore fabbisogno: questo è un importante passo in avanti nella direzione dell'autonomia energetica e dell'uso efficiente dell'energia prodotta degli edifici, sia pubblici che privati (GSE, 2020b).

3.1.2 Consumo

L'intero fabbisogno energetico italiano non è soddisfatto con la sola produzione interna di energia elettrica, per questo risulta necessario importare energia acquistandola da altri Paesi confinanti. La gran parte dell'elettricità che importiamo attraverso ventisei interconnessioni viene principalmente dalla Francia e dalla Svizzera (Figura 3). In Tabella 14 e Tabella 15 sono riportate, rispettivamente, la quota di energia elettrica importata in Italia dall'estero e quella esportata

Figura 3 Interconnessioni con l'estero (Elaborazione personale adattata da fonte Terna: https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve)

Tabella 14 - Quota di energia elettrica importata in Italia in TWh (Fonte: Terna, 2022)

Anno	U.M.	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	Malta	Montenegro	Totale
2019	**TWh**	15,24	22,19	1,23	5,19	0,0568	0,02	0,04	43,97
2018	**TWh**	15,38	22,54	1,42	6,74	1,07	0,01		47,17
2017	**TWh**	13,7	21,64	1,3	5,9	0,33	0,04		42,9
2016	**TWh**	13,99	20,98	1,44	6,47	0,31			43,18
2015	**TWh**	16,32	26,18	1,54	6,22	0,59			50,85

Tabella 15 - Quota di energia elettrica esportata dall'Italia in TWh (Fonte: Terna, 2022)

Anno	U.M.	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	Malta	Montenegro	Totale
2019	**TWh**	0,95	0,98	0,002	0,25	2,97	0,66	0,04	5,83
2018	**TWh**	0,81	1,14	0,02	0,06	0,61	0,61		3,27
2017	**TWh**	1,06	1,27	0,12	0,15	1,64	0,90		5,13
2016	**TWh**	1,04	1,32	0,07	0,17	2,03	1,52		6,15
2015	**TWh**	0,81	0,82	0,04	0,08	1,67	1,04		4,47

Come si vede dalla Tabella 15, il paese da cui importiamo più energia è la Svizzera, con circa il 50% del totale, seguita da Francia (35%), Slovenia (12%) e Austria (3%). Si possono considerare trascurabili le importazioni da Grecia, Malta e Montenegro.

3.1.3 Trasmissione

I servizi di dispacciamento comprendono:

- il monitoraggio dei flussi elettrici;
- le disposizioni per gestire l'esercizio coordinato di tutti gli elementi del sistema;
- la programmazione delle indisponibilità della rete;
- la previsione del fabbisogno elettrico nazionale e il suo confronto di coerenza con il programma delle produzioni risultato del mercato libero dell'energia.

Il sistema di trasmissione si compone di:

- trasformatori di altissima tensione (AAT) che ricevono l'energia dalle centrali elettriche nazionali o dai punti di confine e la trasformano;
- linee elettriche ad altissima ed alta tensione che trasportano l'energia;
- stazioni di trasformazione che trasformano l'energia elettrica ad alta tensione in elettricità a media e bassa tensione e cedono l'energia trasformata alle società di distribuzione.

3.1.4 Distribuzione

Una complessa infrastruttura di rete permette di trasportare l'energia elettrica fino all'utente finale, attraverso le cabine primarie (che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a media tensione), le cabine secondarie (dalla media tensione alla bassa tensione) e i trasformatori.

La rete nazionale per la trasmissione della corrente elettrica conta 74723 km di linee per l'alta tensione e annesse stazioni di trasformazione (> di 100), dislocate su tutto il territorio italiano[2].
In Tabella 16 sono riportate le perdite nazionali complessive dovute alla rete di distribuzione secondo Terna (2022).

Tabella 16 - Dati di perdite di rete, produzione e consumo di energia elettrica (TWh) (fonte: Tab.1.2 del Report 317/2020 ISPRA, Terna, 2022)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Perdite di rete	16,2	17,6	19,19	20,62	20,57	19,71	18,75	18,66	17,98	17,81
Produzione lorda	216,6	241,5	276,7	303,6	302	283	289,8	295,8	289,708	293,853
Produzione netta	205,1	229,2	263,29	290,6	290,74	272,42	279,7	285,26	279,84	283,95

[2] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete; https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), nel 2020, ha rivisto i fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi. In Tabella 17 sono riportati i Fattori Percentuali Convenzionali di Perdita e del Meccanismo di Perequazione delle Perdite Sulle Reti di Distribuzione, riferiti alla percentuale di perdita relativa alla quantità totale di elettricità immessa in rete.

Tabella 17 - Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi (ARERA, 2020).

Livello di tensione	**Per punti di Prelievo % (A)**	**Per punti di interconnessione tra reti % (B)**	**Per punti di immissione % (C)**
380 kV	0,7%		
220 kV	1,1%		
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220		0,8%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT		1,1%	
Altro		0,9%	
$\leq 150kV$	1,8%		
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,1%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		1,8 %	
Altro		1,5%	
MT	3,8%		2,3%
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,3%	
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		3,5%	
Altro		2,9%	
BT	10,2%		5,2%
Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		5,2%	
Altro		6,5%	

3.1.5 Utenze

Le utenze rappresentano l'ultima fase del sistema elettrico nazionale. Le società di vendita, segmento finale del mercato, commercializzano l'elettricità verso le imprese agricole, industriali e terziarie e verso le famiglie.

3.2 Impatto socio-economico della filiera

Nel 2019, le imprese appartenenti al settore energetico hanno contribuito per l'1,7% al PIL, per un ammontare a prezzi correnti di 30,2 miliardi di euro. In volume, la filiera energetica ha registrato un incremento dell'1,6%, segnando una nuova ripresa, dopo il rallentamento registrato nel 2018 (-2,7%). Inoltre, le imposte sull'energia in Italia hanno portato ad un gettito fiscale di 47,3 miliardi di euro (il 6,2% del totale di imposte e contributi sociali statali e il 2,6% del PIL), in crescita dello 0,4% rispetto al 2018 (MiSE, 2020).
Nel 2019 è aumentato il divario tra i costi dell'energia elettrica in Italia e quelli medi europei, interrompendo il trend di riduzione che si era registrato negli anni dal 2012 al 2017 (MiSE, 2020).
Sempre nel 2019, gli investimenti nelle rinnovabili sono lievemente diminuiti rispetto al 2018, attestandosi a valori intorno a 1,6 miliardi. Tali investimenti si sono concentrati principalmente nel settore fotovoltaico (circa 835 mln) ed eolico (circa 571 mln). Le valutazioni preliminari riportano che, per la costruzione e installazione dei nuovi impianti, sono state coinvolte 11000 unità di lavoro per le fonti energetiche rinnovabili. La gestione "permanente", invece, ha coinvolto circa 33600 unità di lavoro dirette e indirette, delle quali circa il 35% per la filiera idroelettrica, il 18% per quella del biogas ed il 17% per il fotovoltaico, con una spesa complessiva di 3,4 miliardi. Il valore aggiunto per l'intera economia, nel 2019, è stato complessivamente di oltre 2,9 miliardi di euro, derivante dagli investimenti e dalle altre spese nel settore elettrico da fonti rinnovabili.
Gli investimenti per il termoelettrico sono rimasti stabili intono ai 3 milioni di euro, in linea con gli anni precedenti così come anche l'occupazione legata alla gestione e alla manutenzione degli impianti esistenti (MiSE, 2020).

3.3 Impatti ambientali e strumenti di sostenibilità

Emissioni di gas ad effetto serra diversi da CO_2 e altri inquinanti:

L'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica ha determinato una considerevole riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. Per quantificare i benefici derivanti dall'utilizzo di energie rinnovabili possono essere calcolate le emissioni di CO_2 equivalente evitate ogni anno. A tal riguardo, il GSE stima il risparmio in termini di emissioni di gas serra, con cadenza biennale sulla base della metodologia realizzata da EEA (2015), ipotizzando che l'energia elettrica da fonti rinnovabili sostituisca una quantità equivalente di energia prodotta con il mix fossile. Dal 1990 al 2007 è stata osservata una riduzione delle emissioni (dovuta all'utilizzo di fonti rinnovabili) poco rilevante. Tuttavia, dal 2007 sono stati registrati dei picchi di riduzione degli impatti dovuti all'impennata nell'utilizzo di fonti rinnovabili. Nel 2014, sono state evitate 69,4 Mt di CO_2 equivalente, mentre negli anni successivi si è osservata una diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili; nel 2019 le emissioni evitate si sono attestate intorno a 54 Mt di CO_2 equivalente (Ispra, 2021).

La produzione di energia elettrica e calore provoca l'emissione in atmosfera di gas serra, anche diversi dalla CO_2, come metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O) e altri inquinanti atmosferici. Anche

se le quantità emesse di questi gas sono nettamente inferiori rispetto alle quantità di anidride carbonica rilasciata in atmosfera, il metano e il protossido di azoto sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (fattori di emissione pari a 30 per il metano e a 273 per protossido di azoto, IPCC 2013).

Di seguito, in Tabella 18 e in Tabella 19, sono riportate le emissioni dei gas climalteranti in termini di CO_2 equivalente per intervalli quinquennali a partire dal 2005, con i relativi fattori di emissione, a valle della considerazione dei rispettivi potenziali di riscaldamento globale dei due gas stimati nel contesto dell'Inventario delle emissioni nazionali elaborato da ISPRA (2020).

Tabella 18 - Green House Gases (GHG) serra del settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (elaborazioni dati Ispra, 2020).

Gas serra*	**2005**	**2010**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
	Mt CO_2eq							
Anidride carbonica - CO_2	157,85	134,79	106,64	106,31	106,48	98,09	93,82	86,26
Metano - CH_4	0,16	0,17	0,22	0,23	0,23	0,22	0,23	0,20
Protossido di azoto - N_2O	0,49	0,51	0,56	0,56	0,53	0,51	0,47	0,43
GHG	**158,50**	**135,47**	**107,43**	**107,10**	**107,23**	**98,82**	**94,51**	**86,89**

*fattori di emissione IPCC 2006: per il metano 25 e per protossido di azoto 298

Tabella 19 - Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (elaborazioni dati Ispra, 2020).

Gas serra	**2005**	**2010**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
	*g CO_2eq/kWh**							
Anidride carbonica - CO_2	450,39	379,66	312,89	304,62	299,86	282,19	266,33	256,53
Metano - CH_4	0,45	0,49	0,66	0,66	0,65	0,64	0,64	0,58
Protossido di azoto - N_2O	1,40	1,45	1,65	1,60	1,48	1,45	1,34	1,29
GHG	**452,24**	**381,59**	**315,20**	**306,88**	**301,99**	**284,29**	**268,30**	**258,41**

*energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Le emissioni di metano e protossido di azoto incidono da 0,4% a 0,7% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore. La quota emissiva dovuta alla sola produzione elettrica può essere stimata considerando la ripartizione di energia utilizzata negli impianti del settore. In Tabella 20 è riportato il contenuto energetico dei combustibili utilizzati nell'intero settore elettrico dal 2005 per la produzione di energia elettrica e calore.

Tabella 20 - Contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel settore elettrico (Fonte: Ispra, 2021).

Energia dei combustibili	**2005**	**2010**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
	Ktep						
Settore elettrico	53462	47763	40343	40886	42044	39108	39096
per produzione di energia elettrica	48339	42342	34577	34978	36138	33341	33270
per produzione di calore	5123	5421	5766	5909	5906	5768	5826

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di inquinanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali inquinanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COV_{NM}), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH_3) e materiale particolato (PM_{10}).

Tabella 21 - Emissioni di contaminanti atmosferici dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Fonte: Ispra, 2021).

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
	Kt						
Ossidi di azoto - NO_x	129,13	102,27	86,27	82,94	80,57	75,92	74,23
Ossidi di zolfo - SO_x	183,91	78,98	32,52	25,03	22,48	20,31	16,94
Composti organici volatili non metanici - COV_{NM}	18,57	26,01	27,84	30,29	30,40	30,08	31,93
Monossido di carbonio - CO	36,97	35,90	32,15	33,60	34,66	32,46	33,37
Ammoniaca - NH_3	0,22	0,22	0,23	0,20	0,18	0,16	0,12
Materiale particolato - PM_{10}	5,93	2,85	1,41	1,24	1,17	1,01	0,94

Le emissioni dei inquinanti considerati sono diminuite dal 2005 eccetto per i composti organici volatili, i soli a mostrare un incremento delle emissioni e dei relativi fattori di emissione per unità di energia prodotta (+60,5% nel 2018 rispetto al 2005).

4 Gruppo di lavoro

Nome	Ente/impresa	Tipologia1	Sito web	Contatti
Gabriella Fiorentino	ENEA	Centro di ricerca	www.enea.it	gabriella.fiorentino@enea.it Tel. 081-7723626
Amalia Zucaro	ENEA	Centro di ricerca	www.enea.it	amalia.zucaro@enea.it tel: 081-7723613
Giuliana Ansanelli	ENEA	Centro di ricerca	www.enea.it	giuliana.ansanelli@enea.it Tel.: 081-7723367
Antonietta Cerbone	ENEA	Centro di ricerca	www.enea.it	antonietta.cerbone@enea.it Tel.: 081-7723428
Marco Giammartini	ENEA	Centro di ricerca	www.enea.it	marco.giammartini@gmail.com
Simona Scalbi	ENEA	Centro di ricerca	www.enea.it	simona.scalbi@enea.it Tel.: 0516098466
Alessandra Zamagni	Ecoinnovazione	Impresa	www.ecoinnovazione.it	a.zamagni@ecoinnovazione.it
Nicola Ferrara	Ecoinnovazione	Impresa	www.ecoinnovazione.it	n.ferrara@ecoinnovazione.it

Si ringraziano Riccardo De Laurentis, per l'aiuto dato alla lettura dei dati energetici e Pierpaolo Gerardi del RSE (Ricerca Sistema Elettrico) per gli scambi metodologici fatti per lo sviluppo dello studio.

5 Ambito di applicazione dello studio

5.1 Funzione del sistema, unità funzionale e flusso di riferimento

L'obiettivo dello studio è analizzare il sistema elettrico nazionale sia dal punto di vista della produzione di elettricità che da quello del consumo da parte dell'utente finale, al fine di creare il dataset del mix elettrico nazionale da inserire all'interno della banca dati italiana LCA. Tale studio è stato effettuato secondo i requisiti della norma ISO 14040-14044 del 2006 e le indicazioni riportate

nel report “Metodologia per gli studi di filiera della Banca Dati italiana LCA” sviluppato nel progetto ARCADIA.

La funzione del sistema è l’individuazione della composizione del mix elettrico nazionale, utilizzato dal consumatore finale in alta, media e bassa tensione.
L’unità funzionale scelta, al fine di avere un’unica unità di riferimento per i calcoli dei flussi (in uscita e in entrata) di materiali e di energia nel sistema, è 1 kWh di elettricità messa in rete per il consumo finale (Tabella 22).

Tabella 22 - Unità funzionale e flusso di riferimento dello studio.

Funzione fornita	Produzione di 1 kWh elettrico messo in rete per il consumo finale in Italia
Quantità della funzione fornita	1 kWh di mix elettrico in Italia
La durata del prodotto	Anno di riferimento dello studio: 2019

5.2 Confini del sistema

Si è scelto di analizzare il sistema *dalla culla al consumatore*, come riportato dalla Figura 4.

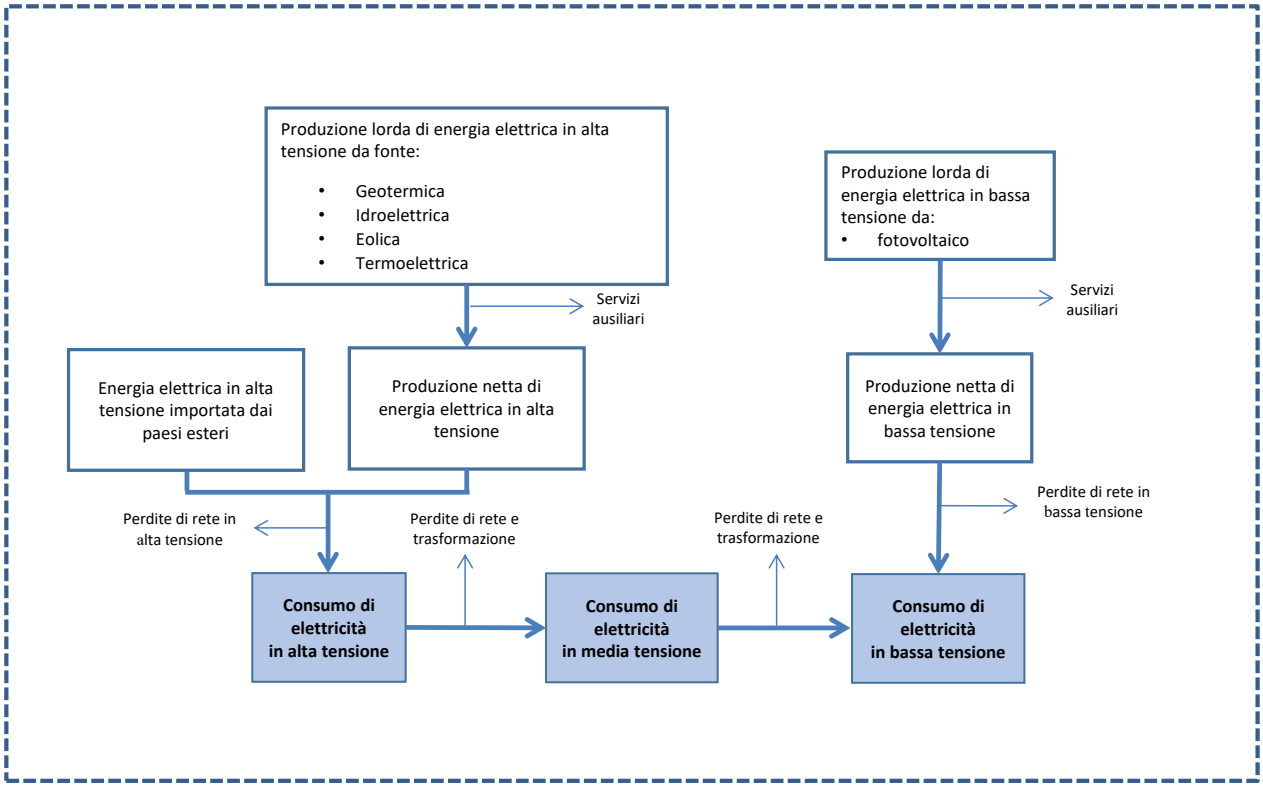


Figura 4 Confini del sistema investigato: approccio dalla culla al consumatore.

5.3 Assunzioni e giudizi di valore

Le principali assunzioni dello studio sono:

- Per la produzione di energia elettrica si assume che tutte le centrali elettriche producano energia elettrica in media tensione (dai 10 ai 25 kV) e che, prima di essere immessa nella rete di trasmissione, essa venga trasformata in alta e altissima tensione, per garantire una

maggiore efficienza e minore dissipazione lungo le grandi distanze (Sorgenia[3]). Solo la produzione da fotovoltaico avviene a basso voltaggio (RSE, 2020a).

- Si assume comunque che per gli impianti a gas naturale cogenerativi il vapore prodotto venga utilizzato per la produzione di energia elettrica e quindi non viene fatta nessuna allocazione.
- L'energia elettrica prodotta da vapore cogenerato viene trattata analogamente a quella primaria.
- Per il fotovoltaico si assume che gli impianti inferiori a 200kWp sono equiparabili a impianti di 3kWhp, perché per costruirli in genere si usano un insieme di moduli di piccola taglia, mentre gli impianti maggiori di 200kWp sono stati inglobati negli impianti da 570kWp per le loro caratteristiche costruttive.
- Si assume che le istallazioni degli impianti fotovoltaici di grande taglia sono tutte in silicio policristallino, data la significativa predominanza di tali impianti sul territorio italiano.

Per le assunzioni relative alle filiere di produzione di energia elettrica da biogas, biomasse solide, bioliquidi si rimanda agli specifici studi di filiera realizzati nell'ambito del progetto ARCADIA.

5.4 Gestione della multifunzionalità

Nel presente studio non è stato necessario affrontare il problema della gestione della multifunzionalità.

5.5 Revisione critica

La metodologia per gli studi di filiera del progetto Arcadia prevede una revisione critica degli studi LCA di filiera e dei rispettivi dataset, effettuata da revisori interni afferenti ad ENEA oppure da revisori esterni. La verifica dello studio LCA (dati raccolti, calcolati e stimati, modello LCA) assicura la conformità alle norme ISO 14040-44, mentre la validazione delle informazioni contenute nello studio valuta se i dati e le informazioni utilizzate nello studio sono consistenti, affidabili e tracciabili, e se i calcoli sono stati eseguiti correttamente. Nella verifica dello studio LCA e dei dataset viene valutato che essi siano completi, consistenti e conformi alle norme ISO; che le informazioni e i dati siano consistenti, affidabili e tracciabili.
Lo studio LCA è stato sottoposto a revisione critica esterna (Ecoinnovazione S.r.l), secondo la metodologia di revisione prevista dal progetto Arcadia. Il revisore ha stabilito che lo studio LCA risulta conforme alla metodologia ISO 14040-44 e alla "Metodologia per gli studi di filiera della Banca Dati italiana LCA (versione 2 - novembre 2021)". Inoltre, i dataset sviluppati e i relativi metadati sono da ritenere corretti e coerenti con lo studio LCA.

5.6 Modellizzazione e metodologia di analisi degli impatti

È stato scelto di utilizzare come metodo di valutazione degli impatti il metodo EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019) che è il metodo di valutazione dell'iniziativa della Commissione Europea sull'Environmental Footprint, che comprende caratterizzazione, normalizzazione e pesatura.
Per la modellazione è stato usato il software SimaPro v.9.3.0.3 (Pré-Consultants).

5.7 Informazioni ambientali aggiuntive

Nessuna.

[3] https://www.sorgenia.it/

6 Modellazione dei dataset della filiera

Prima di procedere con la modellazione dei dataset di riferimento, è stata fatta un'analisi bibliografica sui diversi approcci di modellazione del mix elettrico presenti in letteratura.

In particolare, Itten et al. (2014) riportano diversi tipi di approccio: un primo approccio considera la sola produzione di energia elettrica dalle varie fonti, quindi il consumo coincide con la produzione; il secondo considera il consumo di energia elettrica come la somma della produzione di energia e l'import da paesi esteri (questo approccio è preferibile per i paesi con un export di energia elettrica ridotto); il terzo valuta il consumo di energia considerando la produzione interna e l'import al netto dell'export di energia (questo approccio è importante per i paesi che hanno un grande export).
Gargiulo e Girardi (2021) hanno modellato il mix elettrico italiano considerando le diverse tipologie di impianto per ciascuna fonte di combustibile (carbone, gas naturale, gas di raffineria, gasolio etc.). Le tecnologie prese in considerazione sono: (i) 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), ripotenziato (RP); (ii) 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). Il mix elettrico proposto dallo studio di Gargiulo e Girardi (2021) è stato confrontato con il mix elettrico nazionale a basso voltaggio (*Electricity, low voltage {IT}| market for*) proposto dal database EcoInvent (v3), ed è emerso che per i gas ad effetto serra il mix dello studio ha un'incidenza inferiore a quella del database di circa il 10%.
Treyer et al. (2016) riporta, invece, che nel database EcoInvent v3 sono disponibili dataset per la produzione di elettricità di 71 regioni geografiche che coprono 50 paesi; inoltre, sono disponibili i dataset per il consumo di energia elettrica in alta tensione (dove vengono considerati anche gli import da altri paesi), media tensione e bassa tensione, tenendo conto delle perdite di trasmissione su ciascun livello di tensione. Nel modello la quantità di energia prodotta localmente ma destinata ad essere esportata in altri paesi viene trascurata.
Il database di Thinkstep (software GaBi) si focalizza su due diversi livelli di informazione:

- Production mix: il mix prodotto da diverse tecnologie in un determinato paese/regione;
- Consumption mix: il consumo domestico di un paese a cui si aggiungono gli import di energia elettrica proveniente da altri paesi.

Per calcolare il mix di consumo del paese vanno sottratte le perdite di distribuzione e trasmissione (Baitz et al, 2019).
In Arcadia per modellare il mix elettrico nazionale si è deciso di basarsi sulla struttura della rete elettrica italiana, sviluppando quattro dataset: un dataset di produzione in alta tensione (in cui è stata inserita la percentuale di energia lorda prodotta per ogni fonte energetica), un dataset di consumo in alta tensione (dove si considerano la produzione in alta tensione, l'import di energia elettrica, l'estensione della linea elettrica e le perdite di rete in alta tensione), un dataset per la produzione di energia elettrica in bassa tensione (da fotovoltaico) e un dataset per il consumo in bassa tensione (che include il consumo in alta tensione, la produzione in bassa tensione e le perdite di rete da alta a media e da media a bassa tensione).
Per la costruzione del primo dataset (produzione in alta tensione) è stato costruito il dataset relativo alla produzione di energia elettrica da Gas naturale, e sono stati inseriti i dataset, già creati in precedenza nell'ambito del progetto ARCADIA, relativi alla produzione di energia elettrica da Bioenergie (biogas, bioliquidi e biomasse solide). Per le rimanenti fonti di elettricità sono stati utilizzati processi presenti nel database LCA, EcoInvent.

Il dataset di consumo in alta tensione è stato realizzato includendo il dataset della Produzione in alta tensione, l'immissione di elettricità nella rete di distribuzione (considerando il passaggio da alta a media e a bassa tensione) e le importazioni di elettricità dall'estero.
Per il dataset di Produzione di energia elettrica in bassa tensione è stato costruito il processo unitario specifico della produzione di elettricità da fotovoltaico (*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*) sulla base di dati primari.
Infine, il dataset di consumo in bassa sensione include il dataset di consumo in alta tensione, la produzione in bassa tensione e le relative perdite.

7 Analisi di inventario

Per l'analisi di inventario, la maggior parte dei dati sono stati raccolti da fonti statistiche nazionali, in particolare da TERNA, ISPRA, GSE. Quando possibile, i dati sono stati raccolti ed elaborati da aziende del settore e da dichiarazioni ambientali di impianti italiani (fonti dettagliate nei paragrafi successivi).

Per la realizzazione del mix elettrico nazionale le percentuali di ciascuna fonte elettrica sono state ricavate prendendo come anno di riferimento il 2019 (TERNA, ISPRA, GSE), considerato che è l'anno maggiormente rappresentato nelle sotto-filiere investigate. Infatti, la raccolta dei dati per la costruzione dei processi fa riferimento all'anno 2019 per l'energia termoelettrica così come per l'energia da eolico, da idroelettrico e da geotermico, all'anno 2018 per l'energia da fotovoltaico, mentre per le bioenergie, si distinguono la filiera del biogas, i cui dati fanno riferimento agli anni fino al 2019, la filiera delle biomasse solide e quella dei bioliquidi, per le quali i dati fanno riferimento al 2020.

Elettricità prodotta
In Tabella 23 si riportano, per l'anno 2019 (anno di riferimento del presente studio), i valori annuali della produzione di energia elettrica netta e lorda per ciascuna fonte del mix elettrico nazionale, considerando la distinzione in alta (AT) e bassa (BT) tensione.

Tabella 23 - Produzione elettrica nazionale lorda con riferimento all'anno 2019 (dati Terna, 2021).

Fonte	Produzione lorda (TWh)	Produzione netta (TWh)	Produzione lorda esclusi i pompaggi (TWh)	Produzione in alta (AT) e bassa (BT) tensione	Note e fonti del dato
Idroelettrica	**48,2**	**47,6**	**46,3**	**AT**	Vedi Tabella 7 e paragrafo 3.1.1.2.
Impianti a serbatoio	13,1		11,3		Dataset EcoInvent selezionato: *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, hydro, pumped storage.*
Impianti a bacino	13,3		13,3		Dataset EcoInvent selezionato: *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, hydro, reservoir, alpine region*.
Impianti ad acqua fluente	21,8		21,8		Dataset EcoInvent selezionato: *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, hydro, run-of-river.*

Eolica	**20,2**	**20,0**		**AT**	Vedi Tabella 3 paragrafo 3.1.1.
Eolico impianti P ≤ 1 MW	0,8				Vedi Tabella 8 paragrafo 3.1.1.3. 4% del valore totale di produzione da eolico associato al dataset di EcoInvent *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, wind, <1MW turbine.*
Eolico impianti 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW	19,4				Vedi Tabella 8 paragrafo 3.1.1.3. Il 96% del valore totale di produzione da eolico associato al dataset di EcoInvent *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, wind, >3MW turbine* (1,29 TWh da 1 MW < P ≤ 10 MW e 18,09 TWh da P > 10 MW).
Fotovoltaico	**23,7**	**23,3**		**BT**	Vedi Tabella 3 paragrafo 3.1.1. Le specifiche sui flussi e sui dataset sono riportate nel paragrafo 7.2.3.
Geotermico	**6,1**	**5,7**		**AT**	Vedi Tabella 9 paragrafo 3.1.1.4 dove è riportata la suddivisione per classi di impianto, ma nel mix è stato selezionato l'unico dataset disponibile in EcoInvent *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, deep geothermal.*
Termoelettrico	**195,0**	**187,3**		**AT**	Vedi Tabella 1 paragrafo 3.1.1. e Tabella 5 paragrafo 3.1.1.1
Solidi	18,8				Vedi Tabella 5 e paragrafo 3.1.1.1. Il 99% percento della produzione di elettricità termoelettrica da solidi (carbone) è da impianti non cogenerativi e il dataset di EcoInvent selezionato è *Electricity, high voltage {IT}| electricity production, hard coal* mentre la restante parte (1%) è da impianti cogenerativi e, in questo caso, ol dataset di EcoInvent selezionato è: *Electricity, high voltage {IT}| heat and power co-generation, hard coal*
Gas Naturale	141,6				Vedi Tabella 5 e paragrafo 3.1.1.1. Per la fonte di elettricità termoelettrica da Gas Naturale è stato sviluppato un nuovo dataset a partire dalle dichiarazioni ambientali EMAS, nel paragrafo Dataset sulla produzione di energia elettrica da Gas naturale sono riportate le specifiche sui flussi e sul dataset selezionato.

Gas Derivati	2,4				Vedi Tabella 5 e paragrafo 3.1.1.1
Gas derivati- gas d'alto forno	1,4				Per questo flusso è stato considerato il dataset di EcoInvent: *Electricity, high voltage {IT}| treatment of blast furnace gas, in power plant | Cut-off, U*
Gas derivati - gas di cokeria	1,0				Per questo flusso è stato considerato il dataset di EcoInvent: *Electricity, high voltage {IT}| treatment of coal gas, in power plant | Cut-off, U*
Prodotti petroliferi	10,2				Vedi Tabella 5 e paragrafo 3.1.1.1 Per questo flusso è stato considerato il dataset di EcoInvent: Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Cut-off, U
Altri combustibili	22,0				Vedi Tabella 5 e paragrafo 3.1.1.1 Secondo TERNA la voce "Altri combustibili" somma i flussi "Altri rifiuti" (2,45 TWh) e le "Bioenergie" (19,56 TWh). Pertanto, nel presente studio sono stati considerati i singoli flussi di seguito riportati.
Altri rifiuti	2,4				Non essendo disponibili altre informazioni si usa l'impianto di incenerimento di EcoInvent: *Electricity, for reuse in municipal waste incineration only {IT}| treatment of municipal solid waste, incineration | Cut-off, U*
Bioenergie	19,6				Vedi Tabella 3 paragrafo 3.1.1.
Biogas	6,6				Dataset sviluppato nel rapporto di filiera Biogas- progetto ARCADIA
Biomasse solide	8,3				Dataset sviluppato nel rapporto di filiera Biomasse solide- progetto ARCADIA
Bioliquidi	4,7				Dataset sviluppato nel rapporto di filiera Bioliquidi- progetto ARCADIA

7.1 Assunzioni utilizzate nello studio

Le principali assunzioni dello studio sono:

- Per la produzione di energia elettrica si assume che tutte le centrali elettriche producano energia elettrica in media tensione (dai 10 ai 25 kV) e che, prima di essere immessa nella rete di trasmissione, essa venga trasformata in alta e altissima tensione, per garantire una maggiore efficienza e minore dissipazione lungo le grandi distanze (Sorgenia[4]). Solo la produzione da fotovoltaico avviene a basso voltaggio (RSE, 2020a).

[4] https://www.sorgenia.it/

- Si assume comunque che per gli impianti a gas naturale cogenerativi il vapore prodotto venga utilizzato per la produzione di energia elettrica e quindi non viene fatta nessuna allocazione.
- Per il fotovoltaico si assume che gli impianti inferiori a 200kWp sono equiparabili a impianti di 3kWhp, perché per costruirli in genere si usano un insieme di moduli di piccola taglia, mentre gli impianti maggiori di 200kWp sono stati inglobati negli impianti da 570kWp per le loro caratteristiche costruttive.
- Si assume che le istallazioni degli impianti fotovoltaici di grande taglia sono tutte in silicio policristallino, data la significativa predominanza di tali impianti sul territorio italiano.

Per le assunzioni relative alle filiere di produzione di energia elettrica da biogas, biomasse solide, bioliquidi si rimanda agli specifici studi di filiera realizzati nell'ambito del progetto ARCADIA.

7.2 Descrizione e documentazione processi unitari

In questo studio sono stati definiti quattro processi unitari, relativi alla produzione e al consumo di elettricità del mix elettrico:

- Produzione in alta tensione: *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*.
- Consumo in alta tensione: *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage.*
- Produzione in bassa tensione: *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage.*
- Consumo in bassa tensione: *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage.*

Per maggiori informazioni sugli altri dataset creati ed inseriti all'interno del processo di produzione in alta tensione, si rimanda all'Allegato III del presente report.

7.2.1 Produzione in AT - Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage

Per costruire il dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* sono stati considerati i dati sulla produzione nazionale da tutte le fonti (Tabella 23) e sono state calcolate le percentuali relative di ciascuna fonte relativamente alla produzione di elettricità in alta tensione (Tabella 24). In Tabella 25 sono riportati i flussi considerati per la realizzazione del suddetto dataset.

Tabella 24 - Calcolo percentuale produzione energia elettrica in alta tensione, anno 2019 (dati Terna, 2021)

Tipo produzione	**Produzione lorda (TWh)**	**% della fonte in AT**
IDROELETTRICA - Impianti a serbatoio	13,08	4,86%
IDROELETTRICA - Impianti a bacino	13,32	4,95%
IDROELETTRICA - Impianti ad acqua fluente	21,75	8,07%
EOLICO impianti P ≤ 1 MW	0,82	0,30%
EOLICO impianti 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW (	19,38	7,19%
GEOTERMICO	6,07	2,25%
TERMOELETTRICO		
Solidi (carbone)- impianti non cogenerativi	18,61	6,91%

Solidi (carbone)- impianti cogenerativi	0,19	0,07%
Gas Naturale	141,55	52,54%
Gas derivati- gas d'alto forno	1,44	0,53%
Gas derivati - gas di cokeria	0,96	0,36%
Prodotti petroliferi	10,20	3,79%
Altri rifiuti	2,44	0,91%
Biogas	6,61	2,45%
Biomassa	8,28	3,07%
Bioliquidi	4,68	1,74%
TOTALE	**269,38**	**100%**

Tabella 25 - Inventario del processo unitario sulla produzione di energia elettrica in alta tensione (FU 1 kWh)

Flussi/processi in input	**Valore**	**Unità di misura**	**Dataset di riferimento**
IDROELETTRICO - Impianti a serbatoio	0,049	kWh	*IT: electricity production, hydro, pumped storage | Cut-off, U*
IDROELETTRICO - Impianti a bacino	0,049	kWh	*IT: electricity production, hydro, reservoir, alpine region | Cut-off, U*
IDROELETTRICO - Impianti ad acqua fluente	0,081	kWh	*IT: electricity production, hydro, run-of-river | Cut-off, U*
EOLICO - Impianti P ≤ 1 MW	0,003	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| electricity production, wind, <1MW turbine, onshore | Cut-off, U*
EOLICO - Impianti 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW (18,092)	0,072	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| electricity production, wind, >3MW turbine, onshore | Cut-off, U*
GEOTERMICO	0,023	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| electricity production, deep geothermal | Cut-off, U*
TERMOELETTRICO			
Solidi (carbone) - impianti non cogenerativi	0,069	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| electricity production, hard coal | Cut-off, U*
Solidi (carbone) - impianti cogenerativi	0,0007	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| heat and power co-generation, hard coal | Cut-off, U*
Gas Naturale	0,525	kWh	*Electricity production, high voltage, natural gas, IT*
Gas derivati- gas d'alto forno	0,005	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| treatment of blast furnace gas, in power plant | Cut-off, U*
Gas derivati - gas di cokeria	0,004	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| treatment of coal gas, in power plant | Cut-off, U*
Prodotti petroliferi	0,038	kWh	*Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Cut-off, U*
Altro rifiuto	0,009	kWh	*Electricity, for reuse in municipal waste incineration only {IT}| treatment of*

			municipal solid waste, incineration | Cut-off, U
BIOENERGIE - Biogas	0,025	kWh	*Electricity from biogas IT mix*
BIOENERGIE – Biomasse solide	0,031	kWh	*1kWh Electricity from solid biomass IT mix*
BIOENERGIE - Bioliquidi	0,017	kWh	*Electricity bioliquids, combustion, at plant*
Flussi/processi in output			
Mix produzione energia elettrica in AT in Italia	1	kWh	*Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*

In Allegato 2 sono riportati i dati primari raccolti ed elaborati per il Gas Naturale. In Allegato 3 è riportata in dettaglio la lista dei dati secondari utilizzati nello studio.

7.2.1.1 Dataset sulla produzione di energia elettrica da Gas naturale

Per sviluppare il dataset sull'energia elettrica da Gas naturale (*Electricity production, high voltage, natural gas, IT*) sono state utilizzate le informazioni derivanti dalle dichiarazioni EMAS di impianti esclusivamente a metano: Erg Power (impianto a ciclo combinato cogenerativo), Sorgenia Aprilia (impianto a ciclo combinato cogenerativo), Sorgenia Modugno (impianto a ciclo combinato cogenerativo) e Edison 2020 (che include diversi impianti che per la quasi totalità sono centrali termoelettriche a ciclo combinato cogenerativo). Per le emissioni relative alla produzione di elettricità da gas naturale sono stati utilizzati i dati di emissioni riportati da ISPRA (ISPRA, 2021).

Le centrali considerate per la produzione di elettricità da gas naturale sono rappresentative dal punto di vista tecnologico, poiché rappresentano le principali categorie di impianti usati in Italia, cioè turbine a turbo gas cogenerativo e non (per maggiori informazioni sulle diverse tipologie d'impianto si rimanda alla Tabella 6).

Per quanto riguarda la produzione di vapore negli impianti a cogenerazione, nella centrale ERG Power il vapore è utilizzato esclusivamente per la produzione di energia elettrica, mentre negli impianti di Edison in parte è venduto ad aziende limitrofe, ma nelle dichiarazioni EMAS non c'è nessuna evidenza dei quantitativi venduti. Pertanto, si assume che per gli impianti a gas naturale cogenerativi il vapore prodotto venga utilizzato esclusivamente per la produzione di energia elettrica e, quindi, non è necessario applicare procedure di allocazione.

Per quanto riguarda le diverse centrali elettriche oggetto dello studio, la produzione di energia lorda e i consumi di metano e acqua (quando disponibili) sono riportati in Tabella 26, mentre i dati di sintesi sono riportati nell'Allegato 2.

Tabella 26 - Produzione energia elettrica delle centrali a gas naturale, consumi di gas naturale e acqua (dati presi dalle dichiarazioni EMAS - Allegato 2)

Erg Power	Unità di misura	2017	2018	2019
Energia lorda	KWh	2,53E+09	2,22E+09	2,58E+09
Metano consumato	Sm^3	5,51E+08	4,94E+08	5,73E+08

Rapporto	***Sm^3/kWh***	***2,18E-01***	***2,23E-01***	***2,22E-01***
Acqua mare	m^3	2,00E+08	1,98E+08	2,24E+08
Acqua potabile	m^3	1,69E+04	1,25E+04	1,37E+04
Acqua pozzi	m^3	5,25E+06	5,50E+06	5,89E+06
Totale acqua	m^3	2,05E+08	2,03E+08	2,30E+08
Rapporto	***m^3/kWh***	***8,11E-02***	***9,17E-02***	***8,91E-02***
Sorgenia Aprilia	Unità di misura	2013	2014	2015
Energia lorda	KWh	1.14E+09	6.60E+08	7.96E+08
Metano consumato	Sm^3	2.19E+08	1.32E+08	1.55E+08
Rapporto	***Sm^3/kWh***	***1,92E-01***	***2,00E-01***	***1,95E-01***
Acqua	Non riportata			
Sorgenia Modugno	Unità di misura	2013	2014	2015
Energia lorda	KWh	1,28E+09	7,96E+08	1,36E+09
Metano consumato	Sm^3	2,47E+08	1,53E+08	2,63E+08
Rapporto	***Sm^3/kWh***	***1,93E-01***	***1,92E-01***	***1,93E-01***
Acqua da depuratore	m^3	3.72E+04	2.50E+04	3.34E+04
Rapporto	***m^3/kWh***	***2,92E-05***	***3,14E-05***	***2,45E-05***
Edison	Unità di misura	2016	2017	2018
Energia lorda	KWh	1,50E+08	1,20E+08	7,12E+07
Metano consumato	Sm^3	3,38E+07	2,72E+07	1,68E+07
Rapporto	***Sm^3/kWh***	***2,25E-01***	***2,27E-01***	***2,35E-01***
Prelievo acqua da pozzi	m^3	8,01E+05	7,60E+05	5,35E+05
Acqua potabile da acquedotto	m^3	1,40E+03	1,32E+03	6,10E+02
Totale acqua	m^3	8,02E+05	7,61E+05	5,36E+05
Rapporto	***m^3/kWh***	***5,34E-03***	***6,35E-03***	***7,52E-03***

Il valore medio di metano consumato per produrre 1 kWh di energia elettrica (FU) è 2,10E-01 Sm^3. Per quanto riguarda l'acqua, quella utilizzata nelle centrali di Erg Power viene principalmente dal mare, Sorgenia Modugno prende acqua dal depuratore e Edison Terni usa acqua di pozzo. Nel presente studio è stato applicato un approccio conservativo considerando come fonte l'acqua di pozzo ed è stato considerato il valore medio di acqua consumata per kWh, ossia 3,12E-02 m^3. Per la parte impiantistica, invece, è stato considerato il valore utilizzato da EcoInvent per la produzione di energia elettrica da metano in impianti a ciclo combinatio (*Electricity, high voltage {IT}| heat and*

power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical | Cut-off, U). Anche in questo caso, i valori di emissioni sono quelli riportati da ISPRA[5] (Tabella 27).

Tabella 27 - Emissioni dovute alla produzione di Gas naturale in Italia (dati Ispra, 2019)

	SO_x	NO_x	NMVOC	CH_4	CO	CO_2 (kg/GJ)	N_2O	NH_3	
g/GJ	0,1	17,7	2,5	1,5	20,0	57,63	0,1	-	
	As	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Se	Zn
mg/GJ	0,2	0,0	4,9	2,3	0,3	2,7	0,6	1,0	-
	PM10	PM2.5	BC						
g/GJ	0,01	0,01	0,00						

In Tabella 28 sono riportati i flussi in input e output relativi al dataset *Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage*.

Tabella 28 - Dataset Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage (UF=1kWh)

Flussi/processi in input	**Unità di misura**	**Valore**	**Dataset di riferimento**
Gas naturale	Sm^3/kWh	2,10E-01	*Natural gas, high pressure {IT}| market for | Cut-off, U*
Acqua da pozzo	kg/kWh	3,12E02	*Water, groundwater consumption*
Impianto	P	1,27E-11	*Gas power plant, combined cycle, 400MW electrical {RER}| construction | Cut-off, U*
Output			
Produzione di energia da gas naturale	**kWh**	**1**	***Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage***
Sulfur oxides, IT	G	3,60E-04	Sulfur oxides, IT
Nitrogen oxides, IT	G	6,37E-02	Nitrogen oxides, IT
NMVOC	G	9,00E-03	NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin

[5] http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view (ultimo accesso: ottobre 2021).

Methane, fossil	G	5,40E-03	Methane, fossil
Carbon monoxide, fossil	G	7,20E-02	Carbon monoxide, fossil
Carbon dioxide, fossil	kg	2,07E-01	Carbon dioxide, fossil
Dinitrogen monoxide	G	3,60E-04	Dinitrogen monoxide
Arsenic	G	7,20E-07	Arsenic
Chromium	G	1,76E-05	Chromium
Copper	G	8,28E-06	Copper
Mercury	G	1,08E-06	Mercury
Nickel	G	9,72E-06	Nickel
Lead	G	2,16E-06	Lead
Selenium	G	3,63E-06	Selenium
Particulates, < 10 um	G	3,60E-05	Particulates, < 10 um
Particulates, < 2.5 um	G	3,60E-05	Particulates, < 2.5 um
Selenium	G	3,63E-06	Selenium

Per quanto riguarda l'utilizzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica in Italia, è stato rilevato che i consumi di gas naturale per la produzione di energia elettrica, nell'anno 2019, sono stati pari a 24,2[6] miliardi di m^3, che rapportato alla produzione totale di energia elettrica da gas naturale (141,55 TWh) dà un valore di 0,17 m^3/kWh. I valori di consumo del gas naturale per la produzione di energia elettrica, secondo un approccio conservativo, sono stati stimati pari a 0,21 m^3/kWh, come valore medio calcolato dalle dichiarazioni EMAS (Allegato 2).

7.2.1.2 Dataset sulla produzione di energia elettrica da Bioenergie

I dataset sulla produzione di energia elettrica da bioenergie, ossia da biogas (*Electricity from biogas, Anaerobic digestion and cogeneration, at plant*), da biomasse solide (*Electricity from solid biomass, Combustion, cogeneration and waste-to-energy, at plant*) e da bioliquidi (*Electricity bioliquids, combustion, at plant*), sono stati sviluppati nell'ambito del progetto ARCADIA. Si rimanda agli specifici report di filiera (https://www.arcadia.enea.it/settori-di-intervento/energia.html).

7.2.1.3 Produzione di energia elettrica da Carbone

Dalla Tabella 23 emerge che la produzione di energia elettrica da carbone è pari a 18,8 TWh corrispondente al 6,91% del totale. Il 99% dell'energia elettrica prodotta da carbone proviene da impianti non cogenerativi (quindi con sola produzione di energia elettrica), mentre circa l'1%

[6] https://www.qualenergia.it/articoli/consumi-gas-italia-nel-2020-siamo-5-4-percento-in-meno/

proviene da impianti cogenerativi. Pertanto, sono stati considerati i due processi di EcoInvent, per includere entrambe le tipologie impiantistiche (Tabella 29).

Tabella 29 - Produzione di energia elettrica da carbone (UF=1kWh)

Processi considerati	Unità di misura	Valore	Dataset di riferimento
Elettricità da carbone da impianti non cogenerativi	kWh	0,99	*Electricity. High voltage {IT}| electricity production, hard coal |Cut-off,U*
Elettricità da carbone da impianto cogenerativi	kWh	0,01	*Electricity. High voltage {IT}| heat and power co-generation, hard coal, |Cut-off,U*

7.2.2 Consumo in AT - Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage

Per costruire il mix al consumo sono state considerate, oltre alla produzione nazionale, la lunghezza della rete, le perdite e la quota parte di elettricità importata dai paesi esteri (vedi paragrafo 3.1.2). I dati Terna (2021) riportano che, per il 2019, la produzione nazionale destinata al consumo è stata pari a 2,81E+05 GWh, mentre le importazioni dall'estero per lo stesso anno sono ammontate a 4,39E+04 GWh (Tabella 30**Error! Reference source not found.**). Inoltre, nello studio sono state prese in considerazione le perdite di rete e di trasmissione che caratterizzano le linee ad Alta tensione, il cui valore in percentuale è pari a 1,8%. Pertanto, il consumo di elettricità in AT nel 2019 è risultato pari a 3,20E+05 GWh.

Tabella 30 - Dati di consumo di energia elettrica in AT, in Italia, e percentuali relative (Terna, 2021)

	Valori totali (GWh)	Valori percentuali
Produzione Energia Elettrica AT	2,81E+05	86,5%
Import Francia	1,52E+04	4,7%
Import Svizzera	2,22E+04	6,8%
Import Austria	1,23E+03	0,4%
Import Slovenia	5,19E+03	1,6%

In Italia la rete di Alta tensione ha un'estensione pari a 74.723 km; se suddivisa per la produzione nazionale destinata al consumo, si ottiene un valore di 2,65E-07 km/kWh. In Tabella 31 si riporta il dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*, in cui le percentuali dei flussi in input, riportate in Tabella 30, sono state moltiplicate per 1.018 (per tener conto delle perdite di rete).

Tabella 31 - Dataset Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage (UF=1kWh)

Flussi/processi in input	Unità di misura	Valori	Dataset di riferimento
Produzione Energia Elettrica AT	kWh	8,80E-01	*Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*
Import Francia	kWh	4,77E-02	*Electricity, high voltage {IT}| import from FR | Cut-off, U*

Import Svizzera	kWh	6,94E-02	*Electricity, high voltage {IT}| import from CH | Cut-off, U*
Import Austria	kWh	3,85E-03	*Electricity, high voltage {IT}| import from AT | Cut-off, U*
Import Slovenia	kWh	1,62E-02	*Electricity, high voltage {IT}| import from SI | Cut-off, U*
Rete AT	km	2,65E-07	*Transmission network, electricity, high voltage {GLO}| market for | Cut-off, U*
Flussi/processi in output			
Consumo di elettricità, alta tensione, in Italia	**kWh**	**1**	**Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage**

Si evidenzia che i processi di import selezionati da EcoInvent per questo dataset (escluso il processo di import dalla Svizzera) includono, al loro interno, una quota di elettricità importata a sua volta dall'Italia (Tabella 31). È stato verificato che il contributo di tale quota è marginale e non presenta effetti sulla produzione degli impatti calcolati per il processo di consumo di elettricità in alta tensione, sviluppato per il presente studio. Pertanto, si è deciso di non sostituire il mix italiano del database EcoInvent con il nuovo processo del mix elettrico creato nella banca dati di Arcadia.

7.2.3 Produzione BT (fotovoltaico) - Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage

La produzione in bassa tensione riguarda la sola produzione di energia elettrica da fotovoltaico. Infatti, nel 2018 (anno di riferimento per lo studio della produzione di energia elettrica da fotovoltaico) risultano installati in Italia 822.301 impianti, il 97,5% dei quali collegati alla rete in bassa tensione (GSE, 2019).
Sebbene i valori percentuali delle diverse fonti energetiche utilizzate per costruire il dataset relativo alla produzione di 1 kWh del mix elettrico in Italia si riferiscano ai dati del 2019 (Terna, 2021 e GSE, 2020), per la raccolta dati necessaria per la costruzione del dataset relativo alla produzione di elettricità da fotovoltaico è stato utilizzato un lavoro di tesi (Cozza, 2020), che utilizza dati del 2018.
In accordo con lo studio del mix elettrico nazionale, anche per la produzione di elettricità da fotovoltaico è stata scelta come unità funzionale la produzione di 1 kWh di energia elettrica media da impianti fotovoltaici, in Italia. Si è scelto di analizzare il sistema "from cradle-to-consumer" (dalla culla al consumatore) considerando tutti i processi, dall'estrazione delle materie prime alla produzione di 1 kWh di energia elettrica e tenendo conto del tempo di vita dell'impiantistica (20 anni) e dell'insolazione annua ricevuta.
Nello studio sono state fatte le seguenti assunzioni:

- -le perdite di sistema sono state considerate trascurabili;
- -l'energia prodotta da fotovoltaico è stata calcolata considerando il numero, la tipologia e la potenza degli impianti installati sul territorio nazionale;
- -gli impianti di grande taglia sono considerati tutti in silicio policristallino (vista la significativa maggioranza di tali impianti installati in campo).

Per valutare la produzione di energia elettrica italiana da fotovoltaico, bisogna tenere conto dell'irraggiamento medio italiano nell'anno considerato, della tipologia di celle utilizzate per la costruzione dei pannelli, della tipologia media di installazione dei pannelli (su facciata, su tetto inclinato e su tetto piano) e del tempo di vita media del pannello solare (20 anni).

Come si evince dalla Tabella 3, nel 2019 la produzione elettrica da fotovoltaico in Italia è stata pari a 23,69 TWh; partendo dal dato di produzione, sono state considerate 2 classi, con valori di potenza di picco rispettivamente di 570 kW_p e 3 kW_p (che corrispondono alle due potenze presenti nel database EcoInvent 3.7.1). Negli impianti da 3 kW_p sono stati inglobati tutti gli impianti fotovoltaici con taglia inferiore ai 200 kW_p, mentre negli impianti da 570 kW_p sono stati inglobati tutti gli impianti fotovoltaici con taglia superiore ai 200 kW_p. Tali valori sono stati scelti poiché rappresentativi dello scenario reale: infatti, in genere, gli impianti fino a 200 kW_p utilizzano moduli di piccola taglia, mentre gli impianti con potenza maggiore di 200 kW_p usano moduli di grandi dimensioni.
In Tabella 32 è riportata la distribuzione percentuale delle due classi di impianto, basata sulla potenza elettrica installata.

Tabella 32 - Distribuzione della produzione per taglia di impianto (GSE, 2019)

Tipologia	**Valore %**	**TWh**	**Calcoli**
570 kW_p	61%	14,40	Tabella 12: sommati impianti con potenza 200 < P ≤ 1000 (8,88 TWh), P > 1000 (5,52 TWh)
3 kW_p	39%	9,30	Tabella 12: sommati impianti con potenza P ≤ 3 (0,87 TWh), 3 < P ≤ 20 (3,89 TWh) e 20 < P ≤ 200 (4,53 TWh)
TOTALE	**100%**	**23,70**	

Per quanto riguarda la tipologia di cella e di installazione, dagli studi effettuati (Cozza, 2020), si è risaliti alle percentuali delle tipologie di celle (Rapporto Statistico Solare fotovoltaico in Italia dati 2018 - GSE, 2019), mentre per la tipologia di installazione sono stati utilizzati dati riferiti alla realtà europea (EcoInvent - Life Cycle Inventories of Photovoltaics, 2012). Anche il 2% di celle realizzate in altri materiali è stato inglobato nella tipologia grandi impianti (570 kW_p) a silicio policristallino. La tipologia di cella a "film sottile" si riferisce alle celle realizzate in tellururo di cadmio (CdTe). Per le celle fotovoltaiche in silicio amorfo e in film sottile è stata considerata soltanto l'installazione su tetto inclinato, in quanto non sono ad oggi disponibili dati italiani sulla distribuzione di installazione di celle nei suddetti materiali, e nemmeno in EcoInvent sono presenti dati sui flussi riguardanti i pannelli in silicio amorfo e in film sottile.
In Tabella 33 vengono riportate le tipologie di celle e le tipologie di installazione sul territorio italiano.

Tabella 33 - Distribuzione percentuale delle celle e delle tipologie di installazione utilizzate nello studio

Tipologia di cella	**Valore %**
silicio policristallino	75%
silicio monocristallino	21%
silicio amorfo	1%
film sottile	3%

Tipologia di installazione	Valore %
facciata	12,5%
tetto piano	67,5%
tetto inclinato	20%

Per arrivare al valore di energia elettrica media da fotovoltaico in Italia bisogna andare a ritroso, ricavando prima l'energia elettrica media da fotovoltaico in Italia da impianti da 3 kW_p e l'energia elettrica media da fotovoltaico in Italia da impianti da 570 kW_p (Figura 5). Avendo assunto che le istallazioni di impianti fotovoltaici di grande taglia sono in silicio policristallino tutte con installazione in campo, è stato creato un singolo processo per la classe 570 kW_p, mentre nel caso della classe 3 kW_p sono stati creati 8 processi come riportato in Figura 5. Infatti, per la classe 3 kW_p, i valori percentuali di ciascuna tipologia di celle sono stati abbinati a ciascuna tipologia di installazione, al fine di calcolare le percentuali relative di ciascuna classe per la costruzione del processo "generale" (Tabella 34).

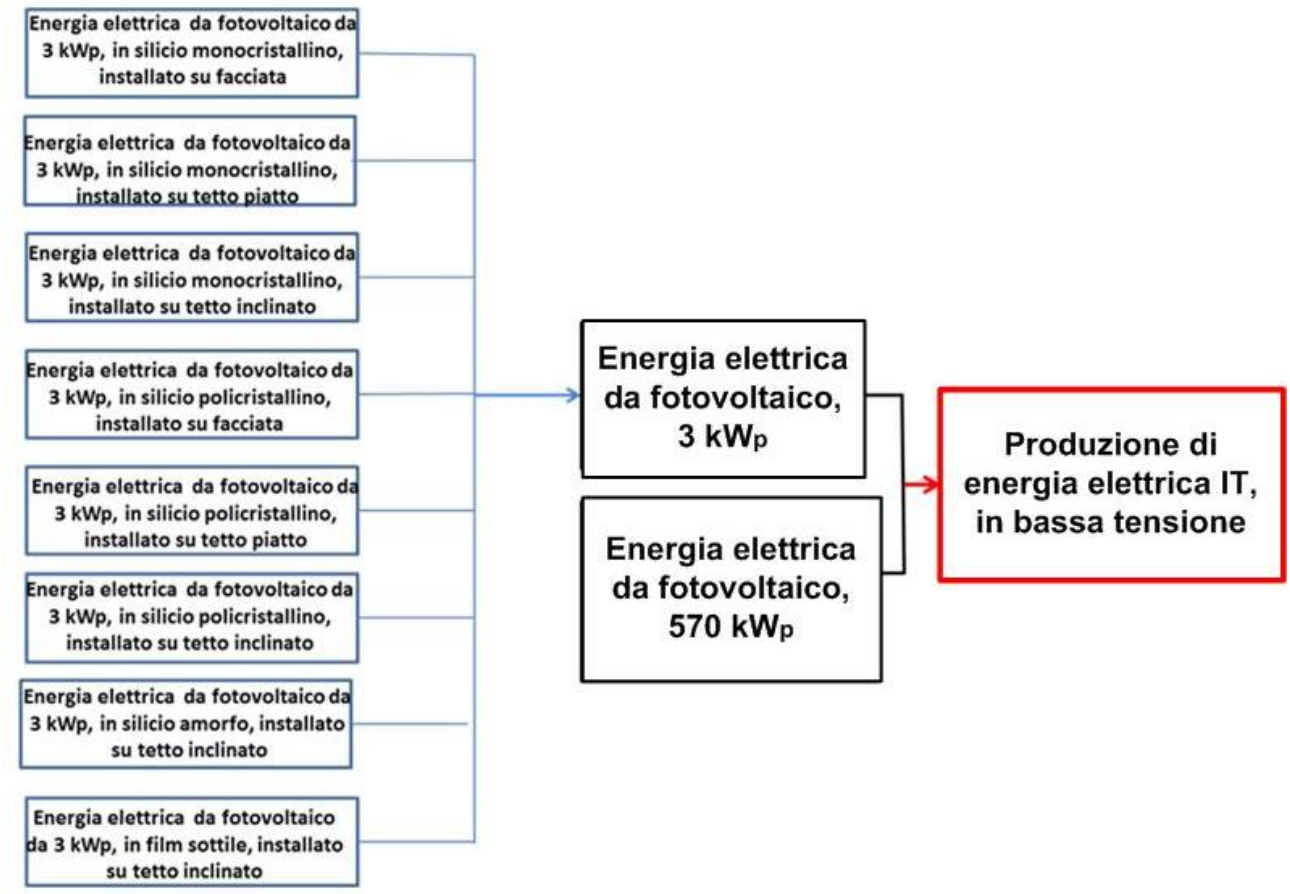


Figura 5 Schema a blocchi dei processi realizzati su SimaPro.

Tabella 34 - Contributi di ciascuna classe alla taglia d'impianto 3 kWp

Processi riferiti alla classe 3 kW_p	**Valore %**	**Valore calcolato**
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio monocristallino installato su facciata	3%	21%*12,5%
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio monocristallino installato tetto piano	14%	21%*67,5%
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio monocristallino installato tetto inclinato	4%	21%*20%
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio policristallino installato su facciata	9%	75%*12,5%
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio policristallino installato tetto piano	51%	75%*67,5%
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio policristallino installato tetto inclinato	15%	75%*20%
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio amorfo installato su tetto inclinato	1%	1%*100%
Energia elettrica media da fotovoltaico da 3 kW_p, in film sottile installato su tetto inclinato	3%	3%*100%

Dataset "Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage"

Il processo relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica media da fotovoltaico in Italia da impianti da 570 kW_p (impianti di grande taglia) è stato ottenuto considerando i seguenti input:

- Numero di pannelli in silicio policristallino, in modo da ottenere una potenza pari a 570 kW_p, installato su campo: tale numero tiene conto della costruzione, installazione, utilizzo, rendimento del pannello, costante di insolazione italiana e tempo di vita del pannello fotovoltaico (20 anni);
- Consumo di acqua per la pulizia del pannello, relativamente al tempo di utilizzo (20 anni);
- Acque reflue, relativamente al tempo di utilizzo (20 anni).

In Tabella 35 si riporta il dettaglio del dataset "*Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage*".

Tabella 35 - Dataset del processo "Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage"

Flussi/processi in input	**Valore**	**Unità di misura**	**Dataset di riferimento**
Numero di pannelli	6,82E-08	P	*Photovoltaic plant, 570 kWp, multi-Si, on open ground {GLO}|construction | Cut-off, U*
Consumo d'acqua	1,50E-06	Kg	*Tap water (Europe without Switzerland) tap water production, underground water without treatment*
Flussi/processi in output			
Acque reflue	1,50E-09	m^3	*CH: treatment of wastewater, from residence, capacity 1.1E10l/year*
Energia elettrica da fotovoltaico da impianti da 570 kW_p	1	kWh	*Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage*

Il numero dei pannelli necessari per produrre 1 kWh è stato calcolato considerando i parametri riguardanti l'installazione dell'impianto e quelli dell'insolazione presente in Italia secondo la seguente formula:

*N. PANNELLI = 1 / (570 kW_p * T20 * Ins_inclina_Si) = 6,82E-8*

dove 570 kW_p rappresenta la potenza del pannello considerato, *T20* è il tempo di utilizzo del pannello (20 anni) e *Ins_inclina_Si* è un parametro globale che è stato creato per indicare il valore di produzione annuale da fotovoltaico durante l'anno solare considerato (2018) e tiene conto dell'installazione dell'impianto (in questo caso su tetto inclinato) e del tipo di cella utilizzato (silicio cristallino) (Cozza, 2020). Per il calcolo di tale variabile si è provveduto a valutare il valore di insolazione ricevuto dal pannello fotovoltaico, utilizzando un programma di calcolo della radiazione solare, ovvero il PVGIS fotovoltaico (Photovoltaic Geographical Information System), ossia un simulatore realizzato dal Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport e dalla Commissione Europea, in particolare dall'ESTI (European Solar Test).
Il PVGIS fotovoltaico, basandosi su mappe, fornisce un inventario della risorsa energetica solare e la sua valutazione geografica. Il PVGIS fotovoltaico è utilizzabile esclusivamente *online* all'indirizzo http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php.
Il software PVGIS fotovoltaico può produrre 3 differenti output in relazione alle esigenze richieste:

- Calcolatrice fotovoltaica (stima il livello di produzione di energia elettrica di un pannello fotovoltaico in relazione alla tipologia scelta);
- Irraggiamento mensile (calcola l'irraggiamento medio incidente su una superficie situata nel luogo selezionato per ogni mese dell'anno);
- Irradianza giornaliera (calcola l'irradiazione solare giornaliera incidente su una superficie situata nel luogo selezionato).

Per lo scopo dello studio sono stati inseriti in input i seguenti dati fissi per tutte le tipologie di impianto fotovoltaico considerate, considerando una zona del centro Italia:

- Latitudine: 42.666°
- Longitudine: 12.867°
- Angolo di orientamento: 0°
- Database solare: PVGIS-SARAH
- FV installato: 1 kW_p
- Perdite di sistema: 10,4%

I valori di produzione annuale da fotovoltaico in kWh, per le diverse tipologie di impianto fotovoltaico, sono riportati in Tabella 36.

Il simulatore riporta soltanto le tipologie di celle in CdTe e in silicio cristallino, pertanto le celle in silicio monocristallino, silicio policristallino e silicio amorfo saranno considerate nella categoria del silicio cristallino. Come mostrato in Tabella 36 le diverse tipologie di installazione sono state considerate variando l'angolo di inclinazione: 0° equivale al tetto piano, 30° equivale al tetto inclinato o su campo, 90° equivale all'installazione dell'impianto su facciata. È stato calcolato il valore di produzione da fotovoltaico per il CdTe solo su tetto inclinato perchè, come affermato in precedenza, non ci sono attualmente informazioni sufficienti da poter utilizzare per le altre installazioni.

Tabella 36 - Valori della produzione annuale da fotovoltaico in kWh in Italia

Tipologia di cella	**Tipologia d'installazione (angolo di inclinazione)**	**Produzione annuale da FV (kWh)**	**Parametro globale**
Silicio cristallino	su tetto (0°)	1134,09	Ins_piatto_Si
Silicio cristallino	su tetto inclinato/su campo (30°)	1285,46	Ins_inclina_Si
Silicio cristallino	su facciata (90°)	840,47	Ins_facade_Si
CdTe	su tetto inclinato (30°)	1329,76	Ins_inclina_Film

Per il consumo di acque e per il trattamento dei reflui sono stati considerati i dati riportati nel dataset di EcoInvent, allocati su 20 anni di utilizzo. In EcoInvent si assume di utilizzare 20 litri di acqua l'anno per m² di pannello installato e la relativa acqua viene smaltita nell'impianto fognario cittadino (Jungbluth, 2012). Per il calcolo dei m² di pannelli installati appartenenti a questa classe, si è utilizzato un valore medio della superfice di un pannello fotovoltaico pari a 1,65 m² (https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici).

Dataset "*Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*"

Per costruire il dataset di produzione di energia elettrica da fotovoltaico da impianti da 3 kW_p in Italia, sono stati creati gli 8 processi che tengono conto delle diverse tipologie di celle e di installazioni di questa classe (

Tabella *34*), fino alla creazione del processo unitario "generale" (Tabella 37).

Ciascuno degli 8 processi è stato ottenuto considerando i seguenti input:
- Numero di pannelli per ottenere una taglia di impianto pari a 3kW_p nella rispettiva tipologia di installazione e materiale. Tale numero tiene conto della costruzione, installazione, utilizzo,

rendimento del pannello, costante di insolazione italiana e tempo di vita del pannello fotovoltaico (20 anni);
- Consumo di acqua per la pulizia del pannello, relativamente al tempo di utilizzo (20 anni);
- Acque reflue, relativamente al tempo di utilizzo (20 anni).

I calcoli sono i medesimi fatti per gli impianti di grande taglia (570 kW_p), variando solo il calcolo del numero dei pannelli secondo la formula:

*N. PANNELLI = 1 / (3 kW_p * T20 * Parametro globale Tabella 36)*

dove il Parametro globale varia a seconda della tipologia di cella e di installazione. Di conseguenza, variano i consumi di acqua e la produzione di acque reflue, che dipendono dal numero di pannelli.

Tabella 37 - Dataset del processo "Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage"

Flussi/processi in input	**Valore**	**Unità di misura**	**Dataset di riferimento**
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio monocristallino installato su facciata	0,03	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p façade installation, single-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio monocristallino installato su tetto piano	0,14	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p flat roof installation, single-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio monocristallino installato su tetto inclinato	0,04	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, single-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio policristallino installato su facciata	0,09	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p façade installation, multi-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio policristallino installato su tetto piano	0,51	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p flat roof installation, multi-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio policristallino installato su tetto inclinato	0,15	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, multi-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in silicio amorfo installato su tetto inclinato	0,01	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, a-Si*
Energia elettrica da fotovoltaico da 3 kW_p, in film sottile installato su tetto inclinato	0,03	kWh	*Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, CdTe*
Flussi/processi in output			
Energia elettrica da fotovoltaico da impianti da 3 kW_p	1	kWh	*Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*

Dataset "*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*"

Sulla base dei dataset *Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage* e *Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*, è stato creato il processo unitario che rappresenta la produzione di 1 kWh di energia elettrica in bassa tensione che corrisponde alla produzione di elettricità da fotovoltaico in Italia (Tabella 38).

Tabella 38 - Dataset "Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage", relativo alla produzione di 1 kWh di energia elettrica da fotovoltaico in Italia

Flussi/processi in input	**Valore**	**Unità di misura**	**Dataset di riferimento**
Energia elettrica da fotovoltaico da impianti da 570 kW_p	0,61	kWh	*Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage*
Energia elettrica da fotovoltaico da impianti da 3 kW_p	0,39	kWh	*Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*
Flussi/processi in output			
Produzione di elettricità in BT in Italia	1	kWh	*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*

7.2.4 Consumo BT - Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage

Il consumo in bassa tensione include il consumo in alta tensione considerate le perdite di rete da alta a media tensione (3,8%) e da media a bassa tensione (10,2%). In totale, quindi, si considera il 14% di perdite e si moltiplica il consumo in alta tensione per 1,14, mentre la produzione in bassa tensione (fotovoltaico) viene moltiplicata per le sole perdite di bassa tensione e cioè per 1,102.
In totale, il consumo in alta tensione copre il 92% della produzione di energia elettrica nazionale mentre la produzione in bassa tensione (fotovoltaico) copre l'8% (Tabella 39).

Tabella 39 - Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage (UF=1kWh)

	Unità di misura	Valori percentuali moltiplicati per le perdite di rete	Dataset usati in Ecoinvent
Consumo in alta tensione	kWh	0,92 * 1,14 = 1,05	*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*
Produzione in bassa tensione	kWh	0,08 * 1,102 = 0,09	*Electricity production, low voltage, photovoltaic, IT*
Output			
Electricity grid mix, technology mix,	**kWh**	**1**	

consumption mix at consumer, Low Voltage			

7.3 Sviluppo dei datasets

Per la filiera del mix elettrico sono stati sviluppati i seguenti dataset:

- *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* (in cui è incluso anche il dataset *Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage*)
- *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*
- *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage* (in cui sono inclusi i dataset *Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage e Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage)*
- *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*

In Allegato 4 sono dettagliati i metadati di ciascuno dei 7 dataset sviluppati. Per i dataset relativi al gas naturale (*Electricity from natural gas, mix of cogeneration and non-cogeneration, production mix at plant, High Voltage*) e quelli relativi alla produzione di elettricità da fotovoltaico (*Electricity from photovoltaic, 570 kWp, open ground installation, multi-Si, production mix at plant, Low Voltage e Electricity from photovoltaic, 3 kWp, all types of cells and installations, production mix at plant, Low Voltage*) si rimanda rispettivamente ai paragrafi 7.2.1.1 e 7.2.3 di questo report, mentre per i dataset relativi alle bioenergie si rimanda agli specifici report di filiera sviluppati nell'ambito del progetto ARCADIA.

8 Valutazione degli impatti ambientali

Il presente studio intende fornire una valutazione, in accordo con le norme ISO 14040-44/2006, degli impatti ambientali potenziali della filiera di produzione di energia elettrica da mix elettrico in Italia. L'analisi si è basata sull'identificazione e la quantificazione di tutti i flussi in input e output associati a tutte le fasi del ciclo di vita, dall'approvvigionamento del combustibile, all'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica.
Per le emissioni locali relative ad ogni singola fonte energetica sono stati utilizzati, laddove disponibili, i dati di ISPRA (http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-in-italia/view). In alternativa, si è fatto riferimento alle emissioni riportate nei processi di EcoInvent. L'analisi degli impatti è stata effettuata attraverso il software SimaPro 9.3.0.3 con il metodo di valutazione EF 3.0 (Zampori e Pant, 2019).
Si specifica, inoltre, che tra i flussi presenti nel dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*, è stato inserito anche quello relativo agli "Altri rifiuti", trattati in impianti di incenerimento dei rifiuti solidi municipali (e non ascrivibili alle biomasse solide), ma non è mostrato nelle tabelle e nei grafici degli impatti, poiché ha fornito un contributo essenzialmente nullo alla produzione di 1 kWh del mix elettrico italiano.

In Tabella 40 sono riportate le abbreviazioni usate per ciascuna categoria d'impatto con le relative unità di misura.

Tabella 40 - Categorie d'impatto esaminate nel presente studio con le relative unità di misura e abbreviazioni

Impact category	Unit	Abbreviation
Climate change	kg CO_2 eq	CC
Ozone depletion	kg CFC11 eq	OD
Ionising radiation	kBq U-235 eq	IR
Photochemical ozone formation	kg NMVOC eq	POD
Particulate matter	disease inc.	PM
Human toxicity, non-cancer	CTUh	HTnon-c
Human toxicity, cancer	CTUh	HTc
Acidification	mol H+ eq	AC
Eutrophication, freshwater	kg P eq	EUf
Eutrophication, marine	kg N eq	EUm
Eutrophication, terrestrial	mol N eq	EUt
Ecotoxicity, freshwater	CTUe	ECT
Land use	Pt	LU
Water use	m^3 depriv.	WU
Resource use, fossils	MJ	RDf
Resource use, minerals and metals	kg Sb eq	RDm
Climate change - Fossil	kg CO_2 eq	CCf
Climate change - Biogenic	kg CO_2 eq	CCb
Climate change - Land use and LU change	kg CO_2 eq	CClu
Human toxicity, non-cancer - organics	CTUh	HTnon-c-o
Human toxicity, non-cancer - inorganics	CTUh	HTnon-c-i
Human toxicity, non-cancer - metals	CTUh	HTnon-c-m
Human toxicity, cancer - organics	CTUh	HTc-o
Human toxicity, cancer - inorganics	CTUh	HTc-i
Human toxicity, cancer - metals	CTUh	HTc-m
Ecotoxicity, freshwater - organics	CTUe	ECT-o
Ecotoxicity, freshwater - inorganics	CTUe	ECT-i
Ecotoxicity, freshwater - metals	CTUe	ECT-m

8.1 Caratterizzazione

I risultati della caratterizzazione relativi ai 4 dataset sono riportati di seguito.

8.1.1 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*

Gli impatti caratterizzati relativi alla produzione in alta tensione (AT) di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico italiano sono riportati in Tabella 41 e in Figura 6.
Per quanto riguarda il contributo al mix elettrico da parte delle fonti non rinnovabili, i risultati mostrano che il Gas naturale, che contribuisce per circa il 53% alla produzione in alta tensione di 1 kWh di energia elettrica nel mix italiano (Tabella 24), mostra un impatto medio del 19% su tutte le categorie di impatto; in particolare, supera il 65% degli impatti nelle categorie OD, RDf e WU ed il 45% nelle categorie CC e CCf. Risultati significativi si possono osservare per il processo di produzione di elettricità da Carbone che, pur contribuendo alla produzione in alta tensione di 1 kWh di energia elettrica nel mix soltanto per il 7% (Tabella 24), mostra un impatto medio del 12% su tutte le categorie di impatto.

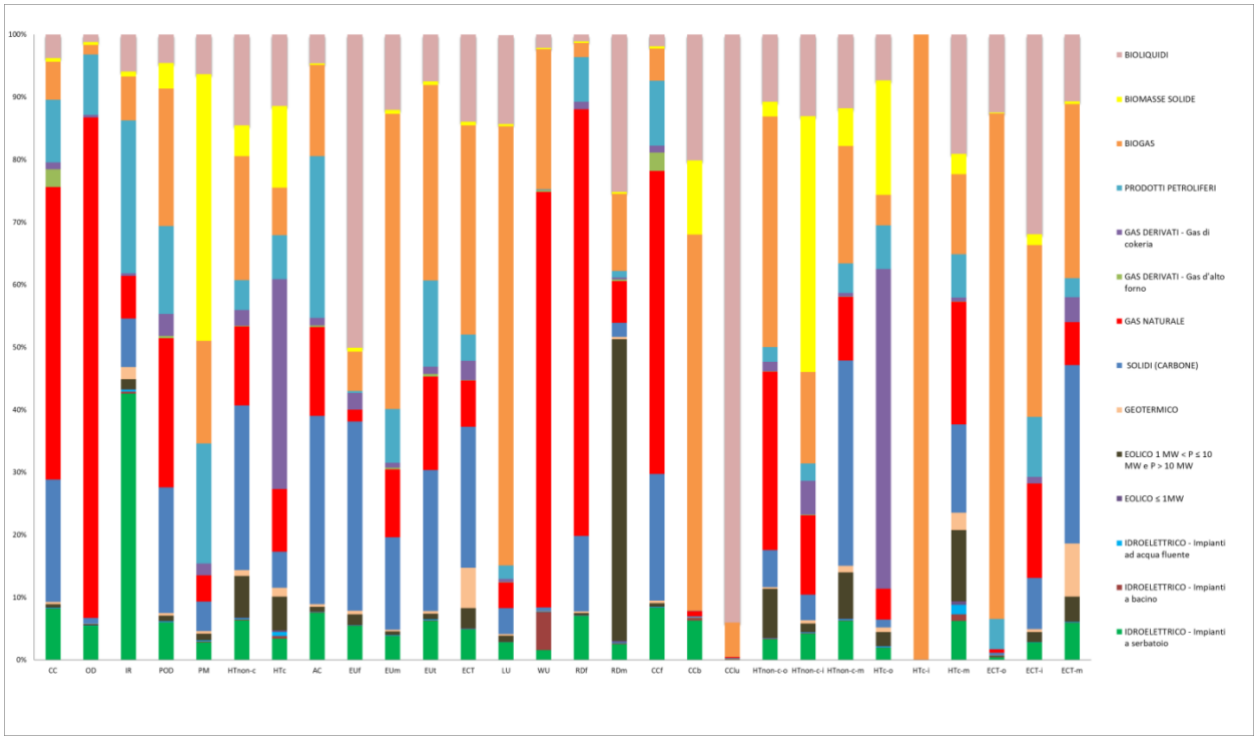


Figura 6 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia.

Tra le bioenergie, il processo di produzione di elettricità da Biogas, che contribuisce per il 2,45% alla produzione di 1 kWh di energia elettrica nel mix italiano (Tabella 24), ha un impatto medio del 26% su tutte le categorie di impatto, con valori inferiori al 15% per la maggior parte delle categorie d'impatto e picchi rilevanti nelle categorie d'impatto HTC-i (100%), ECT-o (81%), CCb (60%) e LU (70%). Il processo di produzione di elettricità da Bioliquidi, che contribuisce per l'1,74% alla produzione di 1 kWh di energia elettrica nel mix italiano (Tabella 24), ha un impatto medio del 15% su tutte le categorie di impatto, con un picco del 94% per la categoria d'impatto CClu.
Sia la produzione di elettricità da fonte idroelettrica, in particolare da impianti a serbatoio, sia quella da Biomasse solide, che contribuiscono alla produzione di 1 kWh di energia elettrica nel mix italiano rispettivamente per il 4,86% e 3,07% (Tabella 24), producono in media il 6% degli impatti sulle diverse categorie investigate. Una media del 7% è invece attribuibile alla produzione di elettricità da Prodotti petroliferi. Impatti medi inferiori al 4% sono generati dalle altre fonti energetiche. Soltanto per la categoria d'impatto HTC-o si registra un impatto superiore al 50% generato dalla produzione in AT di elettricità da Gas derivati (di cokeria). Invece, per la categoria RDm, la produzione di elettricità da fonte Eolica (1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW) genera un impatto superiore al 40%, così come la produzione di elettricità da Biomasse solide per le categorie HTnon-c-i e PM.

Tabella 41 - Impatti caratterizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo

Categorie d'impatto	Unità	Totale	IDROELETTRICO - Impianti a serbatoio	IDROELETTRICO - Impianti a bacino	IDROELETTRICO - Impianti ad acqua fluente	EOLICO ≤ 1MW	EOLICO 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW	GEOTERMICO	SOLIDI (CARBONE)	GAS NATURALE	GAS DERIVATI - Gas d'alto forno	GAS DERIVATI - Gas di cokeria	PRODOTTI PETROLIFERI	BIOGAS	BIOMASSE SOLIDE	BIOLIQUIDI
CC	kg CO2 eq	3,88E-01	3,17E-02	3,11E-04	3,02E-04	4,83E-05	2,15E-03	1,54E-03	7,60E-02	1,82E-01	1,10E-02	4,14E-03	3,90E-02	2,36E-02	2,18E-03	1,47E-02
OD	kg CFC11 eq	7,93E-08	4,32E-09	2,57E-11	1,91E-11	2,57E-12	1,49E-10	5,81E-11	7,57E-10	6,35E-08	1,27E-12	3,15E-10	7,68E-09	1,22E-09	3,56E-10	9,61E-10
IR	kBq U-235 eq	8,84E-03	3,76E-03	2,65E-05	2,79E-05	3,13E-06	1,46E-04	1,73E-04	6,82E-04	6,03E-04	1,04E-06	3,92E-05	2,16E-03	6,23E-04	6,67E-05	5,25E-04
POD	kg NMVOC eq	1,15E-03	6,82E-05	1,48E-06	1,02E-06	1,91E-07	1,05E-05	4,76E-06	2,30E-04	2,73E-04	4,21E-06	4,04E-05	1,61E-04	2,52E-04	4,71E-05	5,20E-05
PM	disease inc.	1,78E-08	5,05E-10	3,03E-11	2,21E-11	3,92E-12	1,85E-10	6,72E-11	8,43E-10	7,45E-10	3,69E-12	3,33E-10	3,41E-09	2,92E-09	7,57E-09	1,12E-09
HTnon-c	CTUh	2,32E-09	1,47E-10	4,03E-12	3,06E-12	1,65E-12	1,54E-10	2,26E-11	6,10E-10	2,94E-10	1,84E-12	5,86E-11	1,11E-10	4,60E-10	1,14E-10	3,37E-10
HTc	CTUh	2,09E-10	7,12E-12	1,34E-12	8,70E-13	4,62E-13	1,13E-11	2,99E-12	1,20E-11	2,09E-11	4,98E-14	7,01E-11	1,46E-11	1,59E-11	2,73E-11	2,38E-11
AC	mol H+ eq	1,83E-03	1,38E-04	1,47E-06	1,13E-06	2,52E-07	1,42E-05	7,78E-06	5,50E-04	2,60E-04	4,42E-06	2,25E-05	4,72E-04	2,67E-04	5,17E-06	8,43E-05
EUf	kg P eq	1,26E-04	6,85E-06	7,89E-08	6,64E-08	2,35E-08	2,16E-06	6,84E-07	3,81E-05	2,33E-06	1,50E-08	3,38E-06	4,28E-07	7,92E-06	7,57E-07	6,31E-05
EUm	kg N eq	5,72E-04	2,20E-05	4,72E-07	3,33E-07	6,25E-08	3,23E-06	1,57E-06	8,45E-05	6,20E-05	1,53E-06	4,59E-06	4,88E-05	2,70E-04	3,46E-06	6,89E-05
EUt	mol N eq	3,89E-03	2,43E-04	4,95E-06	3,57E-06	5,61E-07	3,49E-05	1,59E-05	8,77E-04	5,80E-04	1,67E-05	4,48E-05	5,35E-04	1,22E-03	2,20E-05	2,92E-04
ECT	CTUe	5,88E+00	2,86E-01	4,35E-03	3,34E-03	1,80E-03	1,92E-01	3,80E-01	1,33E+00	4,34E-01	1,18E-03	1,83E-01	2,45E-01	1,97E+00	3,28E-02	8,21E-01
LU	Pt	2,74E+00	7,77E-02	-1,92E-04	-2,20E-03	1,85E-03	2,66E-02	6,78E-03	1,14E-01	1,12E-01	5,27E-04	1,53E-02	5,83E-02	1,93E+00	1,05E-02	3,89E-01
WU	m3 depriv.	1,06E+00	1,66E-02	1,35E-04	6,50E-02	2,67E-05	9,96E-04	2,86E-04	6,23E-03	7,07E-01	2,60E-03	6,24E-04	1,48E-03	2,38E-01	2,63E-03	2,27E-02
RDf	MJ	6,69E+00	4,71E-01	2,97E-03	2,41E-03	5,81E-04	2,46E-02	1,86E-02	8,06E-01	4,56E+00	1,88E-04	8,27E-02	4,75E-01	1,54E-01	1,47E-02	7,49E-02
RDm	kg Sb eq	1,06E-06	2,68E-08	1,33E-09	1,33E-09	2,92E-09	5,10E-07	3,64E-09	2,44E-08	7,00E-08	2,91E-09	3,54E-09	1,09E-08	1,31E-07	3,47E-09	2,66E-07
CCf	kg CO2 eq	3,75E-01	3,13E-02	3,10E-04	2,77E-04	4,81E-05	2,14E-03	1,53E-03	7,60E-02	1,81E-01	1,10E-02	4,14E-03	3,90E-02	1,92E-02	1,39E-03	7,15E-03
CCb	kg CO2 eq	6,66E-03	4,18E-04	3,30E-07	2,39E-05	9,34E-08	4,31E-06	3,14E-06	1,31E-05	5,57E-05	2,01E-08	5,43E-07	5,83E-06	4,00E-03	7,90E-04	1,34E-03
CClu	kg CO2 eq	6,62E-03	4,36E-06	1,47E-07	1,31E-07	3,98E-08	6,17E-06	2,13E-06	7,65E-06	9,01E-06	1,37E-08	5,11E-07	1,46E-06	3,66E-04	3,16E-07	6,23E-03
HTnon-c-o	CTUh	1,63E-10	5,42E-12	8,70E-14	1,03E-13	8,30E-14	1,29E-11	4,04E-13	9,71E-12	4,65E-11	8,51E-14	2,52E-12	3,80E-12	6,03E-11	3,86E-12	1,75E-11
HTnon-c-i	CTUh	8,90E-10	3,75E-11	1,21E-12	6,68E-13	2,49E-13	1,23E-11	4,52E-12	3,65E-11	1,13E-10	9,66E-13	4,80E-11	2,48E-11	1,31E-10	3,64E-10	1,16E-10
HTnon-c-m	CTUh	1,74E-09	1,08E-10	2,76E-12	2,30E-12	1,33E-12	1,29E-10	1,78E-11	5,72E-10	1,77E-10	7,90E-13	9,67E-12	8,27E-11	3,26E-10	1,06E-10	2,05E-10
HTc-o	CTUh	1,36E-10	2,62E-12	2,25E-13	1,04E-13	6,32E-14	3,05E-12	9,75E-13	1,77E-12	6,71E-12	1,61E-14	6,96E-11	9,55E-12	6,67E-12	2,49E-11	9,97E-12
HTc-i	CTUh	3,29E-25	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,29E-25	0,00E+00	0,00E+00
HTc-m	CTUh	7,24E-11	4,50E-12	1,12E-12	7,66E-13	3,99E-13	8,23E-12	2,01E-12	1,02E-11	1,42E-11	3,37E-14	4,45E-13	5,03E-12	9,25E-12	2,34E-12	1,38E-11
ECT-o	CTUe	6,30E-01	2,72E-03	9,94E-05	7,08E-05	1,41E-05	1,48E-03	1,69E-04	2,79E-03	3,05E-03	5,77E-06	5,04E-04	3,01E-02	5,09E-01	1,07E-03	7,85E-02
ECT-i	CTUe	8,48E-01	2,33E-02	4,19E-04	3,05E-04	1,21E-04	1,35E-02	3,99E-03	6,95E-02	1,28E-01	8,37E-05	9,08E-03	8,14E-02	2,33E-01	1,44E-02	2,71E-01
ECT-m	CTUe	4,40E+00	2,60E-01	3,83E-03	2,96E-03	1,67E-03	1,77E-01	3,75E-01	1,25E+00	3,03E-01	1,09E-03	1,74E-01	1,34E-01	1,23E+00	1,73E-02	4,72E-01

8.1.2 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*

Gli impatti relativi al consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano in Alta tensione sono riportati in Figura 7 e in Tabella 42.
I risultati mostrano che il processo di produzione di energia elettrica in AT genera un impatto medio dell'80%; in particolare, rappresenta il maggior contributo (> 65%) agli impatti in tutte le categorie, tranne che nelle categorie IR e RDm. Nella categoria IR, il processo di produzione di energia elettrica in AT destinata al consumo contribuisce agli impatti solo per il 15%, mentre l'import di elettricità dalla Francia impatta per il 47%, seguito dall'import dalla Svizzera (29%) e dalla Slovenia (7%), con un minimo contributo derivante dalla Rete di trasmissione in Alta tensione (2%). Nella categoria RDm, il processo di produzione elettrica in AT destinata al consumo contribuisce solo per il 39%, mentre il 60% degli impatti deriva dalla Rete di trasmissione in AT.
La rete di Trasmissione in AT mostra un impatto medio del 13%, con contributi di rilievo per le categorie RDM (60%), HTc-m (28%), HTnon-c-m e HTnon-c (27%) ed infine HTnon-c-o (23%). Tutti i processi di importazione di elettricità mostrano impatti medi compresi tra 0% (Austria) e 3% (Francia).

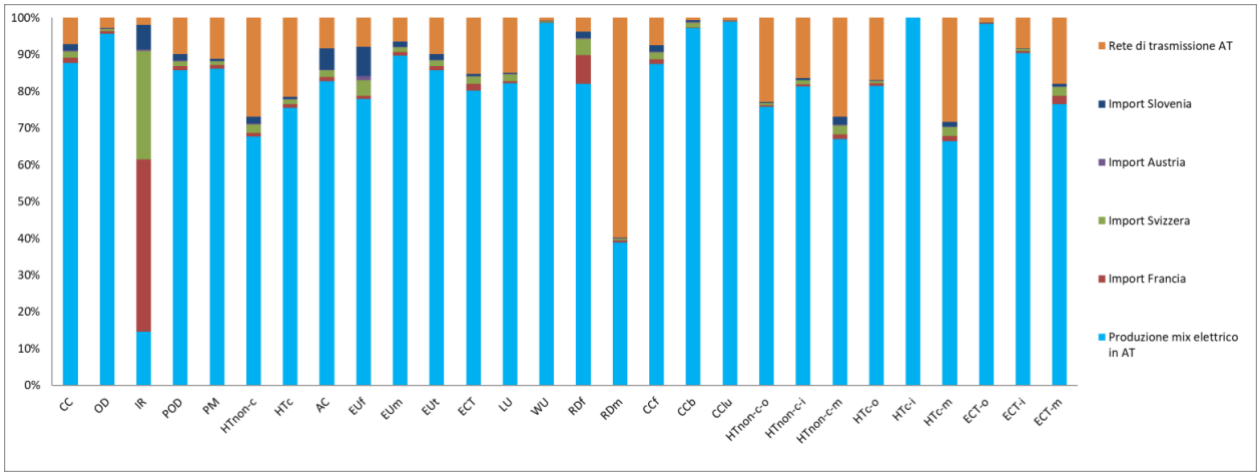


Figura 7 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo di 1 kWh da mix elettrico in Italia in AT.

Tabella 42 - Impatti caratterizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia in AT (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione mix elettrico in AT	Import Francia	Import Svizzera	Import Austria	Import Slovenia	Rete di trasmissione AT
CC	kg CO2 eq	3,89E-01	3,42E-01	5,00E-03	6,63E-03	1,32E-03	6,56E-03	2,81E-02
OD	kg CFC11 eq	7,30E-08	6,98E-08	5,32E-10	3,85E-10	8,43E-11	1,79E-10	1,99E-09
IR	kBq U-235 eq	5,32E-02	7,78E-03	2,49E-02	1,57E-02	2,29E-04	3,56E-03	1,02E-03
POD	kg NMVOC eq	1,18E-03	1,01E-03	1,27E-05	1,64E-05	2,18E-06	2,09E-05	1,16E-04
PM	disease inc.	1,81E-08	1,56E-08	1,87E-10	1,79E-10	1,18E-11	1,25E-10	2,02E-09
HTnon-c	CTUh	3,02E-09	2,04E-09	3,28E-11	6,76E-11	7,87E-12	5,40E-11	8,14E-10
HTc	CTUh	2,43E-10	1,84E-10	2,44E-12	3,10E-12	3,18E-13	1,45E-12	5,22E-11
AC	mol H+ eq	1,94E-03	1,61E-03	2,29E-05	3,46E-05	3,86E-06	1,12E-04	1,62E-04
EUf	kg P eq	1,42E-04	1,11E-04	1,18E-06	6,16E-06	1,51E-06	1,14E-05	1,11E-05
EUm	kg N eq	5,61E-04	5,03E-04	5,78E-06	7,16E-06	1,01E-06	7,93E-06	3,60E-05
EUt	mol N eq	3,99E-03	3,42E-03	4,56E-05	6,46E-05	8,22E-06	6,08E-05	3,94E-04
ECT	CTUe	6,45E+00	5,17E+00	1,20E-01	1,26E-01	1,02E-02	3,52E-02	9,86E-01
LU	Pt	2,93E+00	2,40E+00	1,75E-02	5,43E-02	4,55E-03	1,03E-02	4,38E-01
WU	m3 depriv.	9,48E-01	9,36E-01	1,31E-03	2,35E-03	1,53E-04	1,43E-03	7,17E-03
RDf	MJ	7,17E+00	5,88E+00	5,59E-01	3,13E-01	1,82E-02	1,26E-01	2,72E-01
RDm	kg Sb eq	2,39E-06	9,31E-07	1,21E-08	1,24E-08	1,42E-09	4,73E-09	1,43E-06
CCf	kg CO2 eq	3,77E-01	3,30E-01	4,99E-03	6,54E-03	1,31E-03	6,53E-03	2,80E-02
CCb	kg CO2 eq	6,03E-03	5,86E-03	1,23E-05	7,77E-05	1,10E-05	2,75E-05	4,10E-05
CClu	kg CO2 eq	5,89E-03	5,83E-03	2,05E-06	1,45E-05	1,18E-06	1,82E-06	4,08E-05
HTnon-c-o	CTUh	1,90E-10	1,44E-10	8,18E-13	1,03E-12	1,62E-13	4,28E-13	4,35E-11
HTnon-c-i	CTUh	9,63E-10	7,83E-10	4,79E-12	1,06E-11	1,31E-12	4,17E-12	1,59E-10
HTnon-c-m	CTUh	2,29E-09	1,53E-09	2,76E-11	5,64E-11	6,49E-12	4,96E-11	6,15E-10
HTc-o	CTUh	1,47E-10	1,20E-10	9,55E-13	8,94E-13	9,96E-14	2,39E-13	2,50E-11
HTc-i	CTUh	1,58E-24	1,58E-24	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
HTc-m	CTUh	9,60E-11	6,37E-11	1,49E-12	2,21E-12	2,18E-13	1,21E-12	2,72E-11
ECT-o	CTUe	5,63E-01	5,53E-01	6,80E-04	4,91E-04	4,31E-05	1,23E-04	8,12E-03
ECT-i	CTUe	8,25E-01	7,46E-01	4,25E-03	4,28E-03	6,52E-04	1,54E-03	6,82E-02
ECT-m	CTUe	5,06E+00	3,87E+00	1,15E-01	1,22E-01	9,51E-03	3,35E-02	9,09E-01

8.1.3 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*

Il processo di produzione di elettricità a basso voltaggio per il mix elettrico italiano corrisponde al contributo del solo processo di produzione di elettricità da Fotovoltaico. Pertanto, si riporta l'analisi dettagliata degli impatti generati dal processo "*Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*", costituito dai due sottoprocessi di produzione elettrica da impianti da 570 kW_p e da impianti da 3 kW_p (Figura 8 e Tabella 43).
I risultati mostrano che il processo di produzione di energia elettrica da Fotovoltaico con impianti da 570 kW_p dà il maggior contributo a tutte le categorie d'impatto, con impatti medi del 55%, in un range che va dal 40% nella categoria HTnon-c-o al 98% nella categoria LU.
Il processo di produzione di energia elettrica da Fotovoltaico con impianti da 3 kW_p contribuisce a tutte le categorie con impatti medi del 42%, con picchi più alti nelle categorie HTnon-c-o (60%), RDm (58%) e ECT-i (52%) ed un impatto che si limita al 2% in LU.
Si evidenzia che la categoria HTc-i è stata presa in considerazione nell'analisi, ma è stata eliminata dall'elaborazione visto che fornisce contributi nulli per l'assenza dei fattori di caratterizzazione.

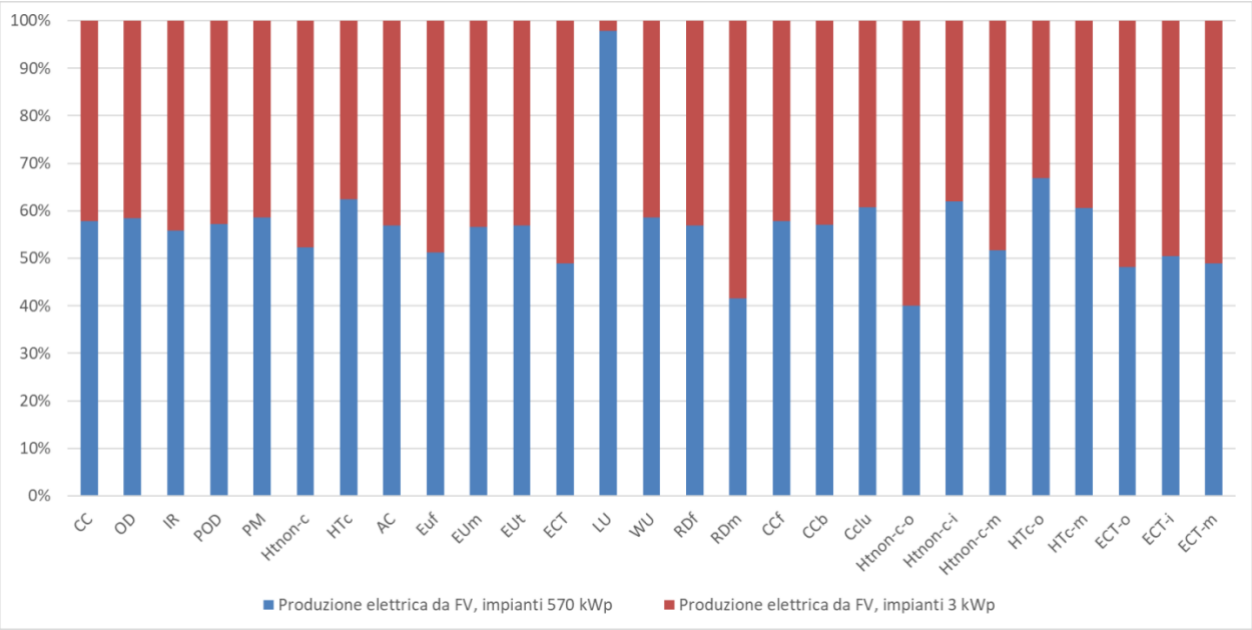


Figura 8 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione in BT di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia.

Tabella 43 - Impatti caratterizzati per la produzione di 1 kWh di energia elettrica (da fotovoltaico), in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione elettrica da FV, impianti 570 kWp	Produzione elettrica da FV, impianti 3 kWp
CC	kg CO2 eq	9,38E-02	5,42E-02	3,96E-02
OD	kg CFC11 eq	1,03E-08	6,03E-09	4,30E-09
IR	kBq U-235 eq	8,06E-03	4,50E-03	3,56E-03
POD	kg NMVOC eq	3,67E-04	2,10E-04	1,57E-04
PM	disease inc.	6,02E-09	3,52E-09	2,50E-09
Htnon-c	CTUh	3,57E-09	1,87E-09	1,70E-09
HTc	CTUh	1,37E-10	8,53E-11	5,14E-11
AC	mol H+ eq	5,47E-04	3,11E-04	2,36E-04
Euf	kg P eq	5,39E-05	2,76E-05	2,63E-05
EUm	kg N eq	1,12E-04	6,32E-05	4,83E-05
EUt	mol N eq	1,12E-03	6,40E-04	4,85E-04
ECT	CTUe	3,88E+00	1,90E+00	1,98E+00
LU	Pt	8,36E+00	8,18E+00	1,76E-01
WU	m3 depriv.	8,53E-02	5,00E-02	3,53E-02
RDf	MJ	1,15E+00	6,56E-01	4,96E-01
RDm	kg Sb eq	7,47E-06	3,11E-06	4,36E-06
CCf	kg CO2 eq	9,32E-02	5,38E-02	3,93E-02
CCb	kg CO2 eq	4,05E-04	2,31E-04	1,74E-04
Cclu	kg CO2 eq	1,67E-04	1,01E-04	6,55E-05
Htnon-c-o	CTUh	1,48E-10	5,92E-11	8,86E-11
Htnon-c-i	CTUh	4,06E-10	2,52E-10	1,54E-10
Htnon-c-m	CTUh	3,03E-09	1,57E-09	1,47E-09
HTc-o	CTUh	4,13E-11	2,76E-11	1,37E-11
HTc-m	CTUh	9,54E-11	5,77E-11	3,77E-11
ECT-o	CTUe	2,13E-02	1,03E-02	1,10E-02
ECT-i	CTUe	3,77E-01	1,90E-01	1,87E-01
ECT-m	CTUe	3,49E+00	1,70E+00	1,78E+00

Per comprendere ulteriormente i contributi di ciascuna classe (570 kW_p e 3 kW_p), vengono mostrati gli impatti caratterizzati di ciascuno dei due processi (Figura 9 e Figura 10).
Per quanto riguarda il processo di produzione elettrica di 1 kWh da fotovoltaico in impianti da 570 kW_p (Figura 9), la totalità degli impatti deriva dalla produzione ed installazione dell'impianto di grande taglia; i processi inerenti i consumi d'acqua e le acque reflue mostrano impatti trascurabili.
Per quanto riguarda il processo di produzione elettrica di 1 kWh da fotovoltaico in impianti da 3 kW_p, vengono considerati i diversi processi riguardanti le varie tipologie di pannello e di installazione (dettaglio nel paragrafo 7.2.3). Dall'analisi LCA dei singoli processi emerge che, anche in questo caso, la produzione e l'installazione dei pannelli genera la totalità degli impatti, mentre i processi inerenti i consumi d'acqua e le acque reflue risultano trascurabili. In Figura 10 viene mostrato il contributo, in termini percentuali, dei singoli processi agli impatti totali generati dalla produzione elettrica di 1 kWh in bassa tensione (da fotovoltaico) in impianti da 3 kW_p. La tipologia di pannelli e la relativa installazione più impattante (circa il 50% per ciascuna categoria di impatto) è quella in silicio policristallino installato su tetto piano (o piatto). Solo nel caso della categoria ECT-o, i pannelli in silicio policristallino installati su tetto piano forniscono un contributo che si limita al 40%. Contributi rilevanti provengono anche dai pannelli in silicio monocristallino installati su tetto piano (15%), in silicio policristallino installati su tetto inclinato (13%) e in silicio policristallino installati su facciata (12%).

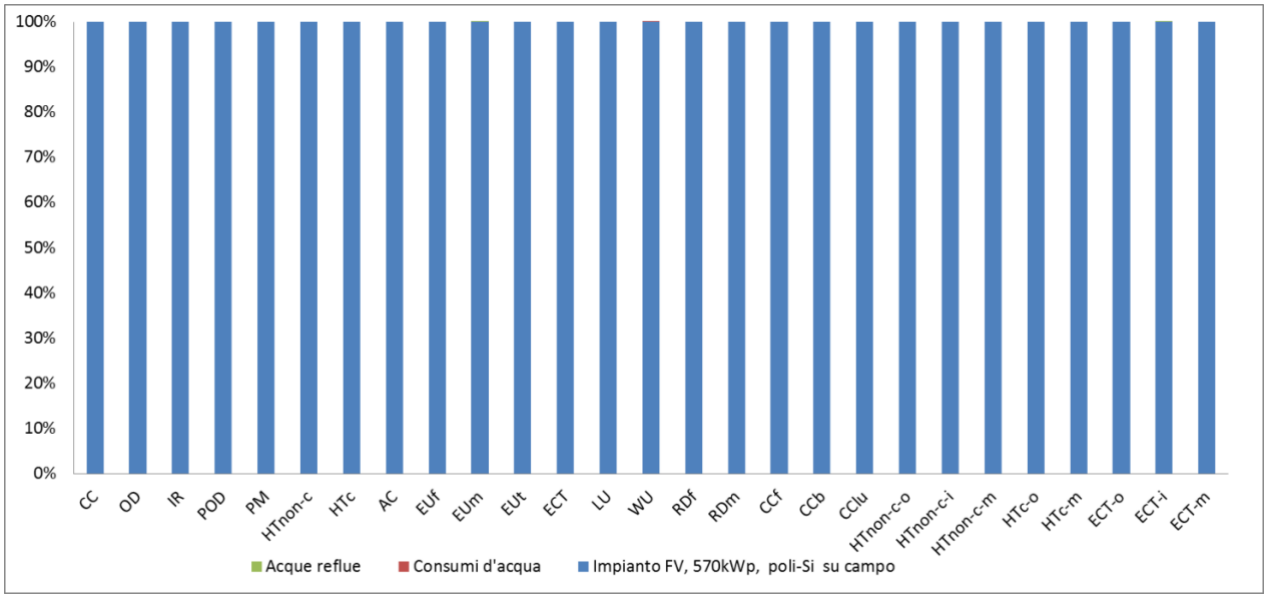


Figura 9 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione di 1 kWh di energia elettrica in bassa tensione (da fotovoltaico), in impianti da 570 kW_p, in Italia

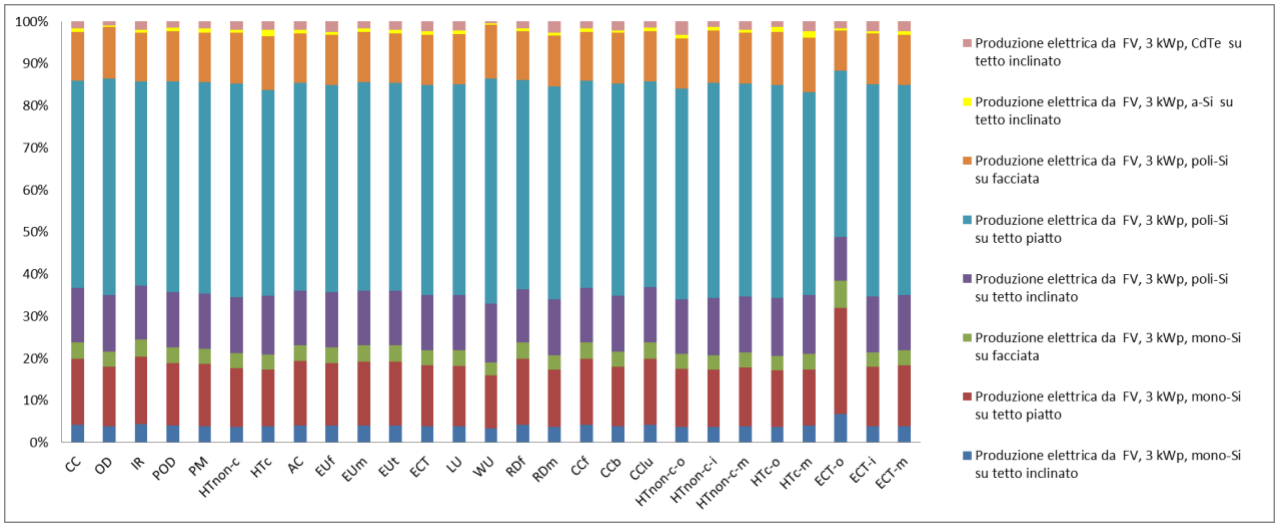


Figura 10 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati alla produzione di 1 kWh di energia elettrica in bassa tensione (da fotovoltaico), in impianti da 3 kW_p, in Italia

8.1.4 Caratterizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*

Gli impatti relativi al consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano in bassa tensione (BT) sono riportati in Figura 11 e in Tabella 44.
I risultati mostrano che il processo relativo al consumo in AT produce il maggior contributo in tutte le categorie d'impatto, sempre superiore al 90%, tranne che per le categorie LU e RDm, in cui il contributo si riduce all'81% e al 79%, rispettivamente. L'impatto della produzione di energia

elettrica in bassa tensione, in effetti, si risente maggiormente sulle categorie LU e RDm, per l'uso del suolo (per le grandi superfici che occupano) e l'elevato consumo di risorse minerarie (per la costruzione del pannello).

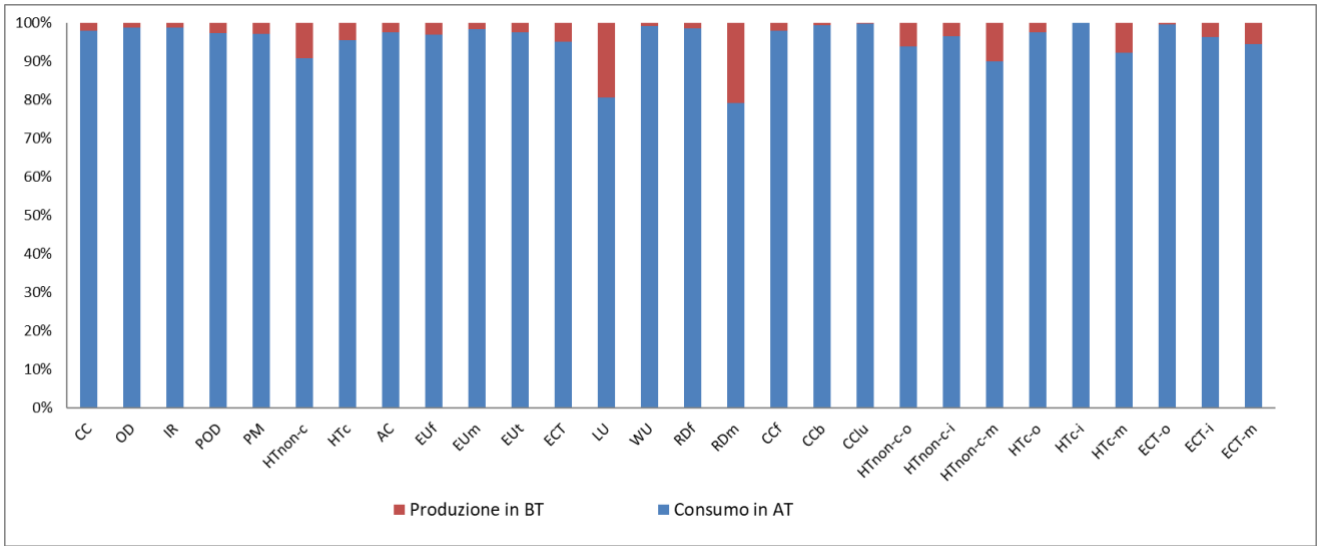


Figura 11 Contributo percentuale di ciascun processo agli impatti caratterizzati, associati al consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia

Tabella 44 - Impatti caratterizzati calcolati per il consumo in BT di 1 kWh da mix elettrico in Italia (unità funzionale): impatti totali e impatti suddivisi per ciascun processo

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Consumo in AT	Produzione in BT
CC	kg CO2 eq	4,17E-01	4,08E-01	8,27E-03
OD	kg CFC11 eq	7,75E-08	7,66E-08	9,10E-10
IR	kBq U-235 eq	5,65E-02	5,58E-02	7,11E-04
POD	kg NMVOC e	1,27E-03	1,23E-03	3,23E-05
PM	disease inc.	1,96E-08	1,90E-08	5,30E-10
HTnon-c	CTUh	3,48E-09	3,16E-09	3,15E-10
HTc	CTUh	2,67E-10	2,55E-10	1,21E-11
AC	mol H+ eq	2,09E-03	2,04E-03	4,82E-05
EUf	kg P eq	1,54E-04	1,49E-04	4,75E-06
EUm	kg N eq	5,98E-04	5,88E-04	9,83E-06
EUt	mol N eq	4,29E-03	4,19E-03	9,92E-05
ECT	CTUe	7,11E+00	6,77E+00	3,42E-01
LU	Pt	3,81E+00	3,07E+00	7,37E-01
WU	m3 depriv.	1,00E+00	9,95E-01	7,52E-03
RDf	MJ	7,62E+00	7,52E+00	1,02E-01
RDm	kg Sb eq	3,17E-06	2,51E-06	6,59E-07
CCf	kg CO2 eq	4,04E-01	3,96E-01	8,21E-03
CCb	kg CO2 eq	6,36E-03	6,32E-03	3,57E-05
CClu	kg CO2 eq	6,19E-03	6,18E-03	1,47E-05
HTnon-c-o	CTUh	2,12E-10	1,99E-10	1,30E-11
HTnon-c-i	CTUh	1,05E-09	1,01E-09	3,58E-11
HTnon-c-m	CTUh	2,67E-09	2,40E-09	2,67E-10
HTc-o	CTUh	1,58E-10	1,54E-10	3,64E-12
HTc-i	CTUh	1,65E-24	1,65E-24	0,00E+00
HTc-m	CTUh	1,09E-10	1,01E-10	8,41E-12
ECT-o	CTUe	5,92E-01	5,90E-01	1,88E-03
ECT-i	CTUe	8,98E-01	8,65E-01	3,32E-02
ECT-m	CTUe	5,62E+00	5,31E+00	3,07E-01

8.2 Normalizzazione

I risultati della normalizzazione relativi ai 4 dataset sono riportati di seguito.

Si specifica che, nonostante siano state prese in considerazione tutte le categorie di impatto presenti nel metodo EF 3.0, nelle tabelle della sezione 8.2 sono state eliminate le categorie con fattori di normalizzazione nulli: *Climate change – Fossil; Climate change – Biogenic; Climate change - Land use and LU change; Human toxicity, non-cancer – organics; Human toxicity, non-cancer – inorganics; Human toxicity, non-cancer – metals; Human toxicity, cancer – organics; Human toxicity, cancer – inorganics; Human toxicity, cancer – metals; Ecotoxicity, freshwater – organics; Ecotoxicity, freshwater – inorganics; Ecotoxicity, freshwater – metals.*

8.2.1 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*

In Figura 12 ed in Tabella 45, sono riportati i risultati della normalizzazione per la produzione di un 1 kWh di elettricità nel mix elettrico italiano in Alta tensione.

La categoria più impattata è la *Ecotoxicity Freshwater* (ECT), con un valore di impatto normalizzato di 1,38E-04, al quale contribuiscono in maniera preponderante il processo di produzione di elettricità da Biogas e da Solidi (Carbone), seguiti dalle altre fonti energetiche. Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per (i) la categoria *Resource use Fossil* (RDf), con un valore di impatto normalizzato di 1,03E-04, a cui contribuiscono principalmente i processi di produzione di elettricità da Gas Naturale, da Carbone e da Prodotti Petroliferi, (ii) la categoria Water Use (WU), con un valore di impatto normalizzato di 9,27E-05, al quale contribuisce soprattutto il processo di produzione elettrica da Gas naturale e (iii) la *Eutrophication, freshwater* (Euf), con un valore di impatto normalizzato di 7,83E-05, a cui contribuiscono il processo di produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Bioliquidi. Altri impatti rilevanti sono stati riscontrati per la categoria *Climate Change* (CC), derivanti soprattutto dal processo di produzione elettrica da Gas naturale, e per la categoria *Acidification* (AC), che dipende principalmente dal processo di produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Prodotti Petroliferi.

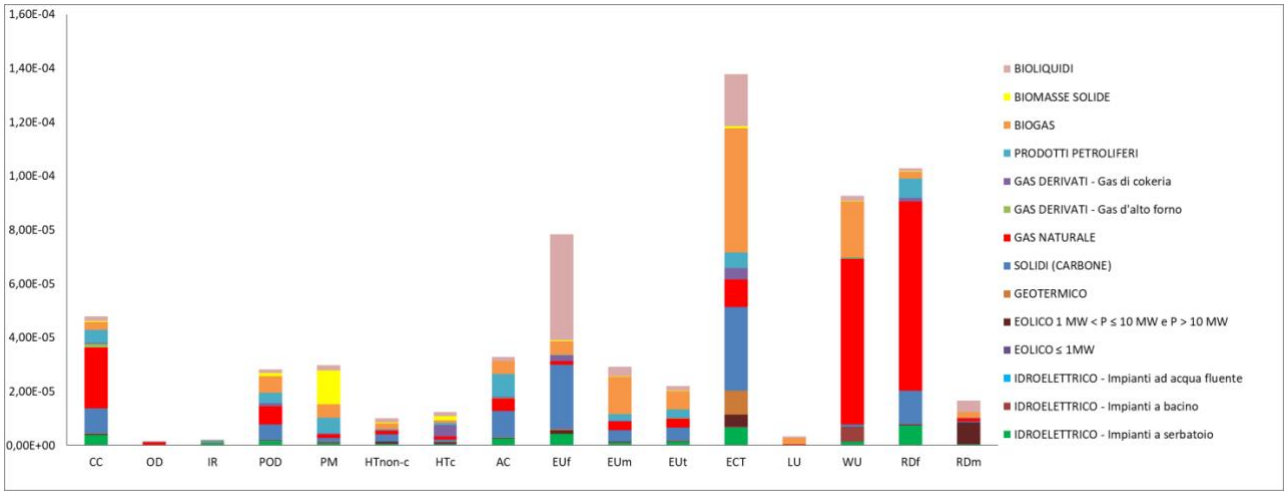


Figura 12 Impatti normalizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche.

Tabella 45 - Impatti normalizzati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Totale	IDROELETTRICO - Impianti a serbatoio	IDROELETTRICO - Impianti a bacino	IDROELETTRICO - Impianti ad acqua fluente	EOLICO ≤ 1MW	EOLICO 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW	GEOTERMICO	SOLIDI (CARBONE) Impianti cogenerativi e non cogenerativi	GAS NATURALE	GAS DERIVATI - Gas d'alto forno	GAS DERIVATI - Gas di cokeria	PRODOTTI PETROLIFERI	BIOGAS	BIOMASSE SOLIDE	BIOLIQUIDI
CC	4,79E-05	3,91E-06	3,72E-08	3,84E-08	5,96E-09	2,66E-07	1,90E-07	9,39E-05	2,24E-05	1,36E-06	5,12E-07	4,82E-06	2,91E-06	2,69E-07	1,82E-06
OD	1,48E-06	8,06E-08	3,56E-10	4,79E-10	4,79E-11	2,78E-09	1,08E-09	1,41E-07	1,18E-06	2,36E-11	5,87E-09	1,43E-07	2,26E-08	6,63E-09	1,79E-08
IR	2,09E-06	8,92E-07	6,61E-09	6,28E-09	7,41E-10	3,46E-08	4,09E-08	1,62E-06	1,43E-07	2,46E-10	9,29E-09	5,11E-07	1,47E-07	1,58E-08	1,24E-07
POD	2,82E-05	1,68E-06	2,51E-08	3,65E-08	4,70E-09	2,58E-07	1,17E-07	5,67E-05	6,73E-06	1,04E-07	9,95E-07	3,96E-06	6,20E-06	1,16E-06	1,28E-06
PM	2,98E-05	8,49E-07	3,71E-08	5,09E-08	6,59E-09	3,11E-07	1,13E-07	1,42E-05	1,25E-06	6,20E-09	5,59E-07	5,72E-06	4,90E-06	1,27E-05	1,88E-06
HTnon-c	1,01E-05	6,42E-07	1,33E-08	1,76E-08	7,19E-09	6,72E-07	9,83E-08	2,65E-05	1,28E-06	8,00E-09	2,55E-07	4,81E-07	2,00E-06	4,97E-07	1,47E-06
HTc	1,23E-05	4,22E-07	5,15E-08	7,95E-08	2,73E-08	6,68E-07	1,77E-07	7,09E-06	1,24E-06	2,95E-09	4,15E-06	8,63E-07	9,41E-07	1,61E-06	1,41E-06
AC	3,29E-05	2,49E-06	2,04E-08	2,64E-08	4,54E-09	2,55E-07	1,40E-07	9,89E-05	4,69E-06	7,95E-08	4,06E-07	8,50E-06	4,79E-06	9,30E-08	1,52E-06
EUf	7,83E-05	4,26E-06	4,13E-08	4,91E-08	1,46E-08	1,35E-06	4,26E-07	2,37E-04	1,45E-06	9,31E-09	2,11E-06	2,66E-07	4,92E-06	4,71E-07	3,92E-05
EUm	2,92E-05	1,12E-06	1,71E-08	2,41E-08	3,20E-09	1,65E-07	8,05E-08	4,32E-05	3,17E-06	7,85E-08	2,35E-07	2,50E-06	1,38E-05	1,77E-07	3,53E-06
EUt	2,20E-05	1,38E-06	2,02E-08	2,80E-08	3,17E-09	1,97E-07	9,01E-08	4,96E-05	3,28E-06	9,48E-08	2,53E-07	3,03E-06	6,87E-06	1,24E-07	1,65E-06
ECT	1,38E-04	6,70E-06	7,82E-08	1,02E-07	4,22E-08	4,49E-06	8,89E-06	3,11E-04	1,02E-05	2,76E-08	4,30E-06	5,75E-06	4,61E-05	7,69E-07	1,92E-05
LU	3,33E-06	9,48E-08	-2,68E-09	-2,35E-10	2,26E-09	3,25E-08	8,28E-09	1,39E-06	1,37E-07	6,42E-10	1,87E-08	7,11E-08	2,35E-06	1,28E-08	4,74E-07
WU	9,27E-05	1,44E-06	5,67E-06	1,18E-08	2,33E-09	8,69E-08	2,50E-08	5,43E-06	6,16E-05	2,27E-07	5,44E-08	1,29E-07	2,07E-05	2,29E-07	1,98E-06
RDf	1,03E-04	7,24E-06	3,71E-08	4,56E-08	8,94E-09	3,78E-07	2,85E-07	1,24E-04	7,01E-05	2,89E-09	1,27E-06	7,30E-06	2,36E-06	2,25E-07	1,15E-06
RDm	1,66E-05	4,21E-07	2,10E-08	2,08E-08	4,59E-08	8,02E-06	5,72E-08	3,83E-06	1,10E-06	4,57E-08	5,56E-08	1,71E-07	2,05E-06	5,45E-08	4,18E-06

8.2.2 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*

In Figura 13 ed in Tabella 46, sono riportati i risultati della normalizzazione per il consumo in Alta tensione di un 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano.

Nella maggior parte delle categorie di impatto, il contributo predominante è quello della produzione del mix elettrico in AT, sempre maggiore del 68%, con punte del 99% in WU e del 96% in OD. Le uniche eccezioni sono la categoria IR, dove il contributo maggiore (47%) deriva dall'importazione di elettricità dalla Francia, e la categoria RDm, in cui il contributo della produzione del mix elettrico in AT si limita al 39%. La categoria più impattata è la ECT, con un valore di impatto normalizzato di 1,51E-04, al quale contribuisce in maniera preponderante il processo di produzione del mix elettrico in AT (80%) e, in misura minore (15%), il processo della Rete di trasmissione in AT. Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per la categoria RDf (1,10E-04), a cui contribuisce principalmente il processo di produzione del mix elettrico in AT, seguito da Import Francia e Import Slovenia, e per la categoria EUf (8,85E-05), a cui contribuisce in maniera predominante il processo di produzione del mix elettrico in AT e, in misura minore, i processi di Rete di trasmissione in AT e di Import Slovenia.

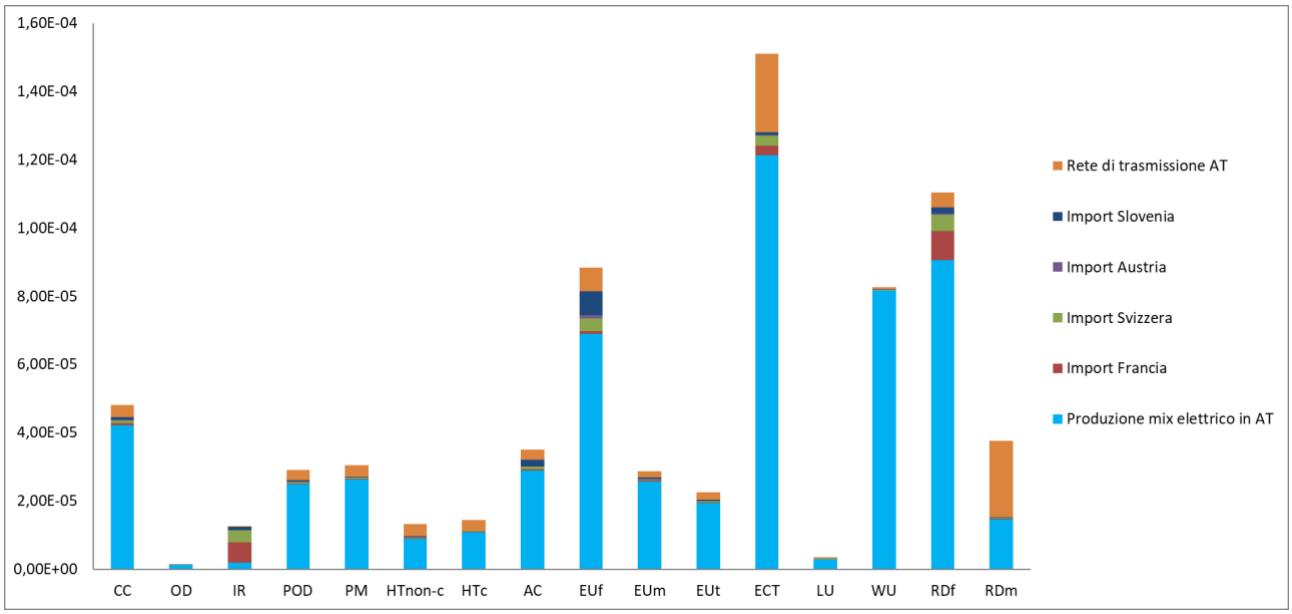


Figura 13 Impatti normalizzati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi considerati.

Tabella 46 - Impatti normalizzati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Totale	Produzione mix elettrico in AT	Import Francia	Import Svizzera	Import Austria	Import Slovenia	Rete di trasmissione AT
CC	4,81E-05	4,22E-05	6,18E-07	8,19E-07	1,63E-07	8,10E-07	3,47E-06
OD	1,36E-06	1,30E-06	9,91E-09	7,17E-09	1,57E-09	3,33E-09	3,71E-08
IR	1,26E-05	1,84E-06	5,91E-06	3,71E-06	5,42E-08	8,43E-07	2,42E-07
POD	2,90E-05	2,48E-05	3,12E-07	4,05E-07	5,36E-08	5,14E-07	2,86E-06
PM	3,05E-05	2,62E-05	3,14E-07	3,01E-07	1,97E-08	2,11E-07	3,39E-06
HTnon-c	1,31E-05	8,88E-06	1,43E-07	2,94E-07	3,43E-08	2,35E-07	3,54E-06
HTc	1,44E-05	1,09E-05	1,44E-07	1,84E-07	1,88E-08	8,56E-08	3,09E-06
AC	3,50E-05	2,90E-05	4,12E-07	6,24E-07	6,94E-08	2,02E-06	2,91E-06
EUf	8,85E-05	6,89E-05	7,37E-07	3,83E-06	9,43E-07	7,10E-06	6,94E-06
EUm	2,87E-05	2,57E-05	2,96E-07	3,66E-07	5,15E-08	4,06E-07	1,84E-06
EUt	2,26E-05	1,93E-05	2,58E-07	3,66E-07	4,65E-08	3,44E-07	2,23E-06
ECT	1,51E-04	1,21E-04	2,82E-06	2,96E-06	2,39E-07	8,25E-07	2,31E-05
LU	3,57E-06	2,93E-06	2,14E-08	6,62E-08	5,55E-09	1,26E-08	5,34E-07
WU	8,27E-05	8,16E-05	1,14E-07	2,05E-07	1,33E-08	1,24E-07	6,25E-07
RDf	1,10E-04	9,05E-05	8,60E-06	4,81E-06	2,80E-07	1,94E-06	4,19E-06
RDm	3,76E-05	1,46E-05	1,90E-07	1,94E-07	2,23E-08	7,44E-08	2,25E-05

8.2.3 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*

In Figura 14 ed in Tabella 47, sono riportati i risultati della normalizzazione per la produzione di 1 kWh di elettricità da Fotovoltaico che, come spiegato in precedenza, corrisponde al processo di produzione di elettricità a basso voltaggio nel mix elettrico italiano. La categoria più impattata è la RDm, con un valore di impatto normalizzato di 1,17E-04, al quale contribuisce per circa il 60% il processo di produzione elettrica da impianti da 3 kW_p e per circa il 40% il processo di produzione

elettrica da impianti da 570 kW_p. Segue la categoria ECT, con un valore di impatto normalizzato di 9,10E-05, al quale contribuiscono equamente i due processi (3 kW_p e 570 kW_p). Impatti normalizzati rilevanti sono stati riscontrati anche per la categoria EUf (3,36E-05). In generale, per tutte le altre categorie di impatto è stato registrato lo stesso andamento: la classe da 570 kW_p contribuisce in misura lievemente superiore agli impatti rispetto a quella da 3 kW_p.

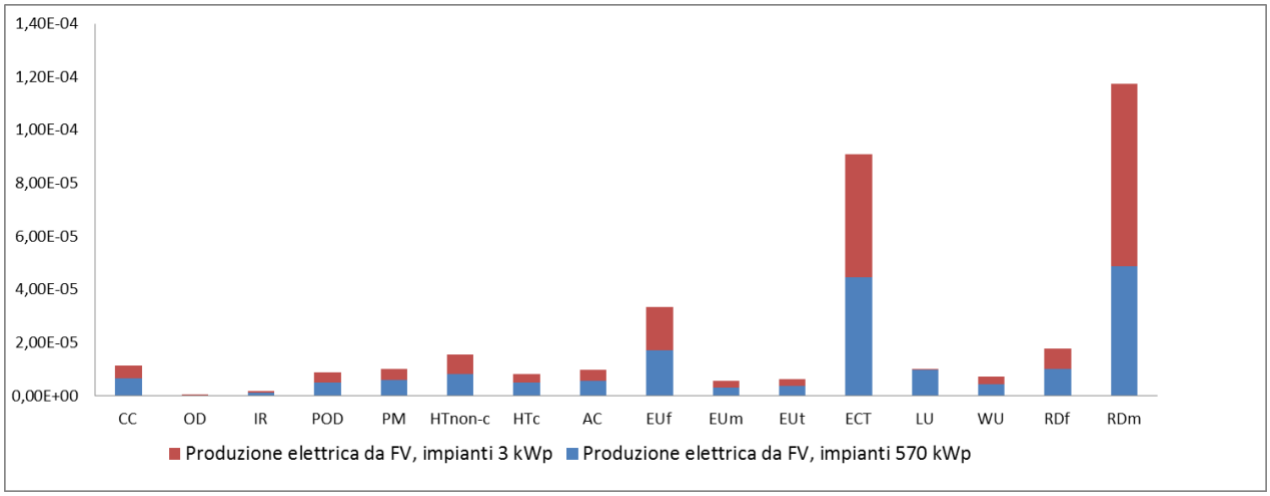


Figura 14 Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh di elettricità da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione), considerando i contributi relativi dei processi di produzione a 570 kW_p e a 3kW_p.

Tabella 47 - Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh di elettricità da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione). Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Totale	Produzione elettrica da FV, impianti 570 kWp	Produzione elettrica da FV, impianti 3 kWp
CC	1,16E-05	6,69E-06	4,89E-06
OD	1,92E-07	1,12E-07	8,01E-08
IR	1,91E-06	1,07E-06	8,45E-07
POD	9,03E-06	5,16E-06	3,87E-06
PM	1,01E-05	5,91E-06	4,19E-06
HTnon-c	1,56E-05	8,15E-06	7,42E-06
HTc	8,09E-06	5,05E-06	3,04E-06
AC	9,84E-06	5,59E-06	4,25E-06
EUf	3,36E-05	1,72E-05	1,63E-05
EUm	5,71E-06	3,23E-06	2,47E-06
EUt	6,36E-06	3,62E-06	2,74E-06
ECT	9,10E-05	4,46E-05	4,64E-05
LU	1,02E-05	9,98E-06	2,14E-07
WU	7,44E-06	4,36E-06	3,08E-06
RDf	1,77E-05	1,01E-05	7,63E-06
RDm	1,17E-04	4,88E-05	6,85E-05

Vengono di seguito mostrati i risultati della normalizzazione dei singoli processi che costituiscono il processo di produzione di 1 kWh di elettricità da Fotovoltaico in Italia, ossia il processo di produzione in impianti da 570 kW_p (Figura 15) e processo di produzione in impianti da 3 kW_p (Figura 16).

I risultati evidenziano che, anche per il processo di produzione in impianti da 570kW$_p$ (Figura 15), la categoria più impattata è la RDm, seguita da ECT e Euf, per le quali il principale hotspot è rappresentato dalla parte impiantistica. Andamento similare, in termini di categorie di impatto più impattate, è stato riscontrato anche per il processo di produzione in impianti da 3 kW$_p$ (Figura 16), con contributi dei singoli processi che hanno mostrato gli stessi andamenti osservati nella fase di caratterizzazione.

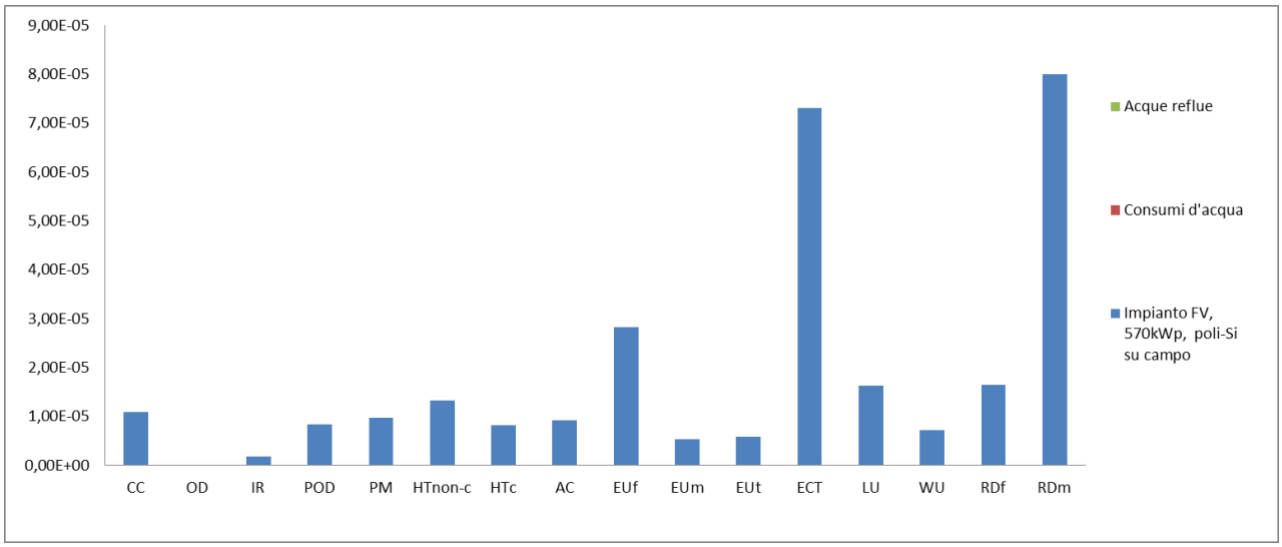


Figura 15 Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 570 kW$_p$, con i contributi dei processi considerati.

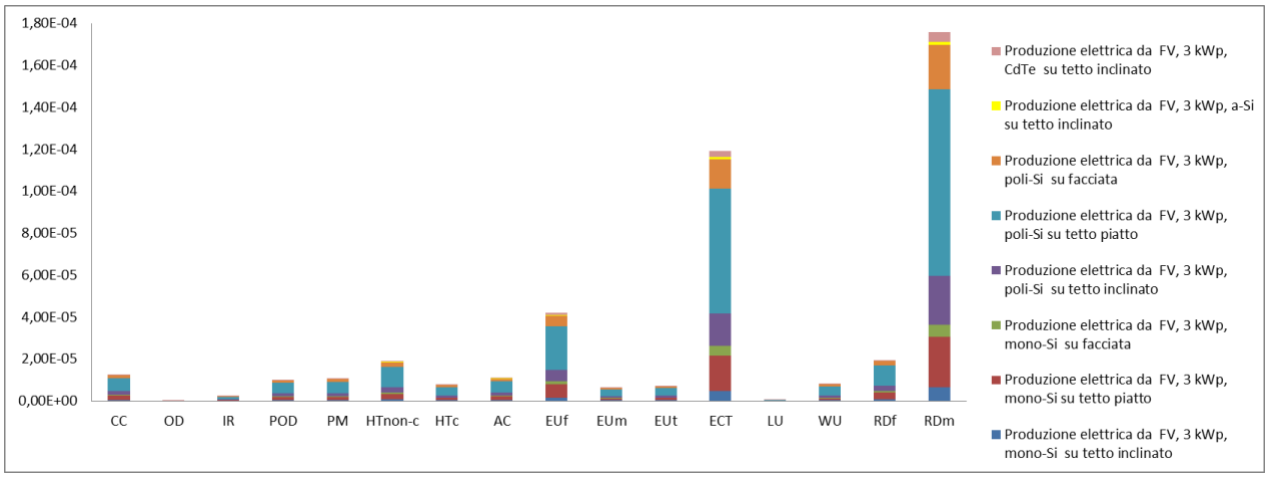


Figura 16 Impatti normalizzati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 3 kW$_p$, con i contributi dei processi considerati.

8.2.4 Normalizzazione del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*

In Figura 17 ed in Tabella 48, sono riportati i risultati della normalizzazione per il consumo di un 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano in Bassa tensione.

I risultati della normalizzazione evidenziano che in tutte le categorie di impatto il processo che genera la quasi totalità degli impatti è il Consumo in Alta tensione che contribuisce tra il 79% in RDm ed il 99% nelle categorie OD, IR, WU e RDf.
La categoria più impattata è la ECT, con un valore di impatto normalizzato di 1,67E-04, seguita da EUf (9,58E-05), RDf (1,17E-04), CC (5,14E-05) e AC (3,76E-05).

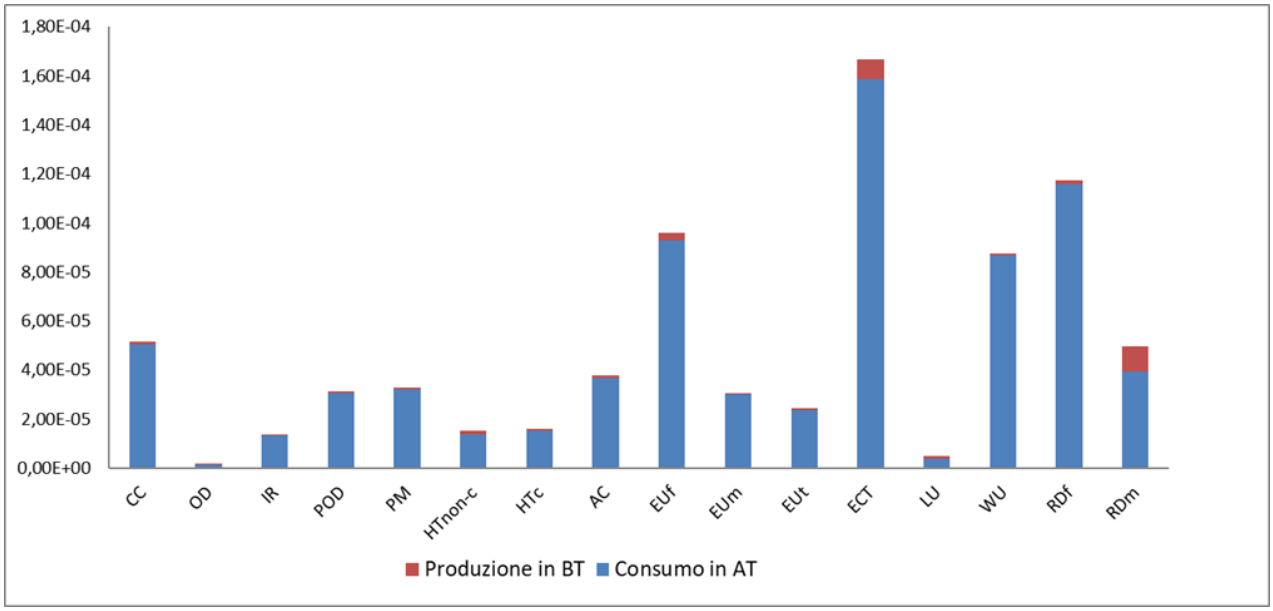


Figura 17 Impatti normalizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in BT in Italia, con i contributi relativi dei processi considerati.

Tabella 48 - Impatti normalizzati per il consumo di 1 kWh di elettricità da mix elettrico in BT in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Totale	Consumo in AT	Produzione in BT
CC	5,14E-05	5,04E-05	1,02E-06
OD	1,44E-06	1,43E-06	1,70E-08
IR	1,34E-05	1,32E-05	1,68E-07
POD	3,12E-05	3,04E-05	7,96E-07
PM	3,29E-05	3,20E-05	8,91E-07
HTnon-c	1,51E-05	1,38E-05	1,37E-06
HTc	1,58E-05	1,51E-05	7,13E-07
AC	3,76E-05	3,67E-05	8,68E-07
EUf	9,58E-05	9,28E-05	2,96E-06
EUm	3,06E-05	3,01E-05	5,03E-07
EUt	2,43E-05	2,37E-05	5,61E-07
ECT	1,67E-04	1,59E-04	8,02E-06
LU	4,65E-06	3,75E-06	8,99E-07
WU	8,74E-05	8,67E-05	6,56E-07
RDf	1,17E-04	1,16E-04	1,56E-06
RDm	4,98E-05	3,94E-05	1,03E-05

8.3 Pesatura

I risultati della fase di pesatura per i 4 dataset sono riportati di seguito.

Così come per i risultati normalizzati, anche nelle tabelle della sezione 8.3 relative alla fase di pesatura si specifica che, nonostante siano state prese in considerazione tutte le categorie di impatto presenti nel metodo EF 3.0, sono state eliminate le categorie con fattori di pesatura nulli: *Climate change – Fossil; Climate change – Biogenic; Climate change - Land use and LU change; Human toxicity, non-cancer – organics; Human toxicity, non-cancer – inorganics; Human toxicity, non-cancer – metals; Human toxicity, cancer – organics; Human toxicity, cancer – inorganics; Human toxicity, cancer – metals; Ecotoxicity, freshwater – organics; Ecotoxicity, freshwater – inorganics; Ecotoxicity, freshwater – metals*.

8.3.1 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*

In Figura 18 e in Tabella 49 sono mostrati i risultati della fase di pesatura per la produzione in Alta tensione di un 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria con il peso maggiore è la *Climate Change* (CC), il cui carico ambientale (10,1 µPt) è determinato per gran parte dal processo di produzione elettrica da Gas naturale (47%), seguito dai Solidi (Carbone) e dai Prodotti petroliferi, rispettivamente con il 20% e il 10%. Il contributo al CC delle altre fonti energetiche varia tra lo 0% e l'8% (Figura 18). A seguire la categoria RDf, il cui carico ambientale (8,6 µPt) è determinato in massima parte dal processo di produzione di elettricità da Gas Naturale (68%), seguito dalla produzione di elettricità da Solidi - Carbone (12%) e da Idroelettrico - Impianti a serbatoio e Prodotti petroliferi (entrambi 7%). Un impatto rilevante in fase di pesatura è stato registrato anche per la categoria WU, con contributi principali del Gas Naturale (66%) e del Biogas (22%). Contributi con pesi minori provengono dalle categorie PM, che dipende dal processo di produzione elettrica da Biomasse solide e da Prodotti Petroliferi, e ECT, che dipende principalmente dalla produzione elettrica da Solidi (Carbone) e da Biogas. Le altre categorie mostrano pesi notevolmente inferiori.

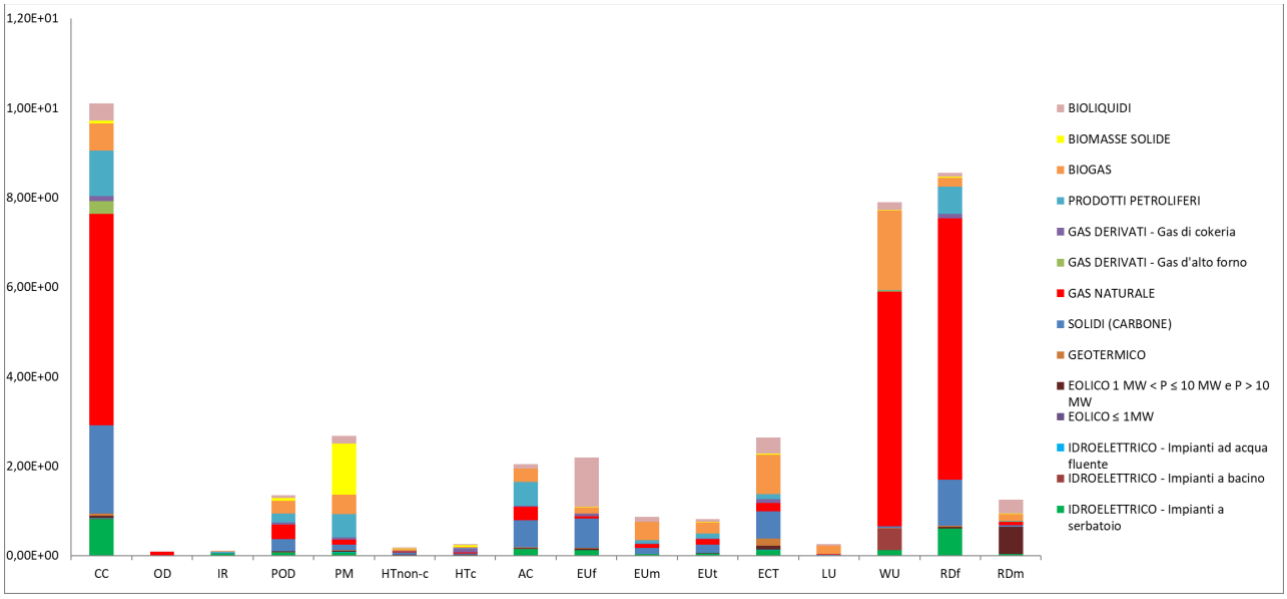


Figura 18 Impatti pesati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche.

Tabella 49 - Impatti pesati per la produzione in AT di 1 kWh di elettricità nel mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	IDROELETTRICO - Impianti a serbatoio	IDROELETTRICO - Impianti a bacino	IDROELETTRICO - Impianti ad acqua fluente	EOLICO ≤ 1MW	EOLICO 1 MW < P ≤ 10 MW e P > 10 MW	GEOTERMICO	SOLIDI (CARBONE) Impianti cogenerativi e non cogenerativi	GAS NATURALE	GAS DERIVATI - Gas d'alto forno	GAS DERIVATI - Gas di cokeria	PRODOTTI PETROLIFERI	BIOGAS	BIOMASSE SOLIDE	BIOLIQUIDI
Totale	µPt	4,13E+01	2,30E+00	5,06E-01	2,98E-02	9,13E-03	9,24E-01	2,91E-01	5,75E+00	1,72E+01	3,27E-01	5,98E-01	3,25E+00	5,70E+00	1,38E+00	3,02E+00
CC	µPt	1,01E+01	8,24E-01	7,84E-03	8,08E-03	1,26E-03	5,60E-02	3,99E-02	1,98E+00	4,72E+00	2,87E-01	1,08E-01	1,01E+00	6,12E-01	5,67E-02	3,83E-01
OD	µPt	9,33E-02	5,08E-03	2,25E-05	3,02E-05	3,02E-06	1,75E-04	6,84E-05	8,90E-04	7,47E-02	1,49E-06	3,70E-04	9,03E-03	1,43E-03	4,19E-04	1,13E-03
IR	µPt	1,05E-01	4,47E-02	3,31E-04	3,15E-04	3,71E-05	1,73E-03	2,05E-03	8,10E-03	7,16E-03	1,23E-05	4,65E-04	2,56E-02	7,39E-03	7,92E-04	6,24E-03
POD	µPt	1,35E+00	8,03E-02	1,20E-03	1,74E-03	2,25E-04	1,23E-02	5,61E-03	2,71E-01	3,22E-01	4,96E-03	4,76E-02	1,89E-01	2,96E-01	5,54E-02	6,12E-02
PM	µPt	2,67E+00	7,61E-02	3,33E-03	4,56E-03	5,91E-04	2,79E-02	1,01E-02	1,27E-01	1,12E-01	5,55E-04	5,01E-02	5,13E-01	4,39E-01	1,14E+00	1,69E-01
HTnon-c	µPt	1,86E-01	1,18E-02	2,45E-04	3,23E-04	1,32E-04	1,24E-02	1,81E-03	4,88E-02	2,35E-02	1,47E-04	4,69E-03	8,86E-03	3,69E-02	9,14E-03	2,70E-02
HTc	µPt	2,63E-01	8,98E-03	1,10E-03	1,69E-03	5,82E-04	1,42E-02	3,76E-03	1,51E-02	2,63E-02	6,28E-05	8,83E-02	1,84E-02	2,00E-02	3,44E-02	3,00E-02
AC	µPt	2,04E+00	1,54E-01	1,26E-03	1,64E-03	2,81E-04	1,58E-02	8,68E-03	6,13E-01	2,91E-01	4,93E-03	2,52E-02	5,27E-01	2,97E-01	5,77E-03	9,41E-02
EUf	µPt	2,19E+00	1,19E-01	1,16E-03	1,38E-03	4,09E-04	3,77E-02	1,19E-02	6,65E-01	4,06E-02	2,61E-04	5,89E-02	7,46E-03	1,38E-01	1,32E-02	1,10E+00
EUm	µPt	8,65E-01	3,33E-02	5,05E-04	7,15E-04	9,46E-05	4,90E-03	2,38E-03	1,28E-01	9,38E-02	2,32E-03	6,96E-03	7,40E-02	4,09E-01	5,23E-03	1,04E-01
EUt	µPt	8,16E-01	5,11E-02	7,49E-04	1,04E-03	1,18E-04	7,33E-03	3,34E-03	1,84E-01	1,22E-01	3,52E-03	9,40E-03	1,12E-01	2,55E-01	4,62E-03	6,13E-02
ECT	µPt	2,64E+00	1,29E-01	1,50E-03	1,96E-03	8,10E-04	8,63E-02	1,71E-01	5,97E-01	1,95E-01	5,29E-04	8,25E-02	1,10E-01	8,85E-01	1,48E-02	3,69E-01
LU	µPt	2,65E-01	7,53E-03	-2,13E-04	-1,86E-05	1,79E-04	2,58E-03	6,57E-04	1,10E-02	1,09E-02	5,10E-05	1,49E-03	5,64E-03	1,86E-01	1,02E-03	3,77E-02
WU	µPt	7,89E+00	1,23E-01	4,82E-01	1,00E-03	1,98E-04	7,39E-03	2,12E-03	4,62E-02	5,24E+00	1,93E-02	4,63E-03	1,10E-02	1,76E+00	1,95E-02	1,68E-01
RDf	µPt	8,56E+00	6,03E-01	3,09E-03	3,79E-03	7,43E-04	3,15E-02	2,37E-02	1,03E+00	5,83E+00	2,41E-04	1,06E-01	6,07E-01	1,96E-01	1,88E-02	9,58E-02
RDm	µPt	1,26E+00	3,18E-02	1,58E-03	1,57E-03	3,47E-03	6,05E-01	4,32E-03	2,89E-02	8,31E-02	3,45E-03	4,20E-03	1,29E-02	1,55E-01	4,12E-03	3,16E-01

8.3.2 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*

In Figura 19 e in Tabella 50 sono mostrati i risultati della fase di pesatura per il consumo in Alta tensione di un 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria con il peso maggiore è la CC, il cui carico ambientale (10,1 µPt) è determinato per gran parte dal processo di produzione del mix elettrico in AT (88%), che resta il principale responsabile degli impatti generati in quasi tutte le categorie di impatto (ad eccezione di IR e RDm, i cui principali impatti sono generati rispettivamente dall'importazione di elettricità da Francia e Svizzera e dalla rete di trasmissione in AT). Seguono le categorie RDf (9,2 µPt) e WU (7,0 µPt), con contributo principale proveniente dal processo di produzione in AT.

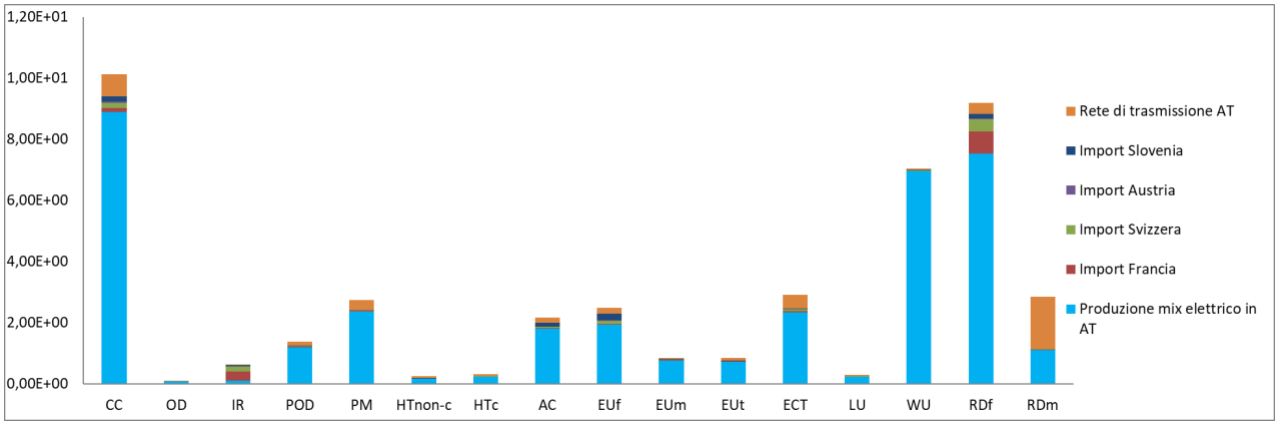


Figura 19 Impatti pesati per il consumo in AT di 1 kWh di elettricità del mix elettrico in Italia, con i contributi dei processi di produzione dalle diverse fonti energetiche.

Tabella 50 - Impatti pesati per il consumo di 1 kWh elettrico da mix elettrico in Italia. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione mix elettrico in AT	Import Francia	Import Svizzera	Import Austria	Import Slovenia	Rete di trasmissione AT
Totale	µPt	4,41E+01	3,63E+01	1,34E+00	1,08E+00	1,08E-01	8,06E-01	4,41E+00
CC	µPt	1,01E+01	8,89E+00	1,30E-01	1,72E-01	3,44E-02	1,71E-01	7,31E-01
OD	µPt	8,59E-02	8,21E-02	6,26E-04	4,53E-04	9,91E-05	2,10E-04	2,34E-03
IR	µPt	6,31E-01	9,23E-02	2,96E-01	1,86E-01	2,72E-03	4,22E-02	1,21E-02
POD	µPt	1,39E+00	1,19E+00	1,49E-02	1,94E-02	2,56E-03	2,46E-02	1,37E-01
PM	µPt	2,73E+00	2,35E+00	2,81E-02	2,69E-02	1,77E-03	1,89E-02	3,03E-01
HTnon-c	µPt	2,42E-01	1,63E-01	2,63E-03	5,41E-03	6,30E-04	4,32E-03	6,52E-02
HTc	µPt	3,06E-01	2,31E-01	3,08E-03	3,91E-03	4,01E-04	1,82E-03	6,58E-02
AC	µPt	2,17E+00	1,80E+00	2,55E-02	3,87E-02	4,30E-03	1,25E-01	1,80E-01
EUf	µPt	2,48E+00	1,93E+00	2,06E-02	1,07E-01	2,64E-02	1,99E-01	1,94E-01
EUm	µPt	8,49E-01	7,61E-01	8,76E-03	1,08E-02	1,52E-03	1,20E-02	5,45E-02
EUt	µPt	8,38E-01	7,18E-01	9,57E-03	1,36E-02	1,73E-03	1,28E-02	8,27E-02
ECT	µPt	2,90E+00	2,33E+00	5,41E-02	5,68E-02	4,59E-03	1,58E-02	4,43E-01
LU	µPt	2,84E-01	2,33E-01	1,70E-03	5,26E-03	4,41E-04	1,00E-03	4,24E-02
WU	µPt	7,04E+00	6,94E+00	9,69E-03	1,74E-02	1,13E-03	1,06E-02	5,32E-02
RDf	µPt	9,18E+00	7,53E+00	7,15E-01	4,01E-01	2,33E-02	1,62E-01	3,48E-01
RDm	µPt	2,84E+00	1,10E+00	1,43E-02	1,47E-02	1,68E-03	5,61E-03	1,70E+00

8.3.3 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage*

In Figura 20 e in Tabella 51 sono mostrati i risultati della fase di pesatura per il processo di produzione di 1 kWh di energia elettrica da Fotovoltaico (corrispondente alla produzione di elettricità in basso voltaggio), costituito, come già spiegato, dai 2 processi di produzione di elettricità in impianti da 570 kW_p e da 3 kW_p. La categoria con il peso maggiore è la RDm, il cui carico ambientale (8,9 µPt) è determinato per il 58% dal processo di produzione elettrica in impianti da 3 kW_p e per il restante 42% da quello in impianti da 570 kW_p. A seguire, le categorie con un peso maggiore sono (i) CC (2,4 µPt), il cui carico ambientale è determinato per il 58% dal processo di produzione elettrica in impianti da 570 kW_p, e (ii) ECT (1,75 µPt), che dipende in ugual misura dalla produzione elettrica nelle due classi di impianti.

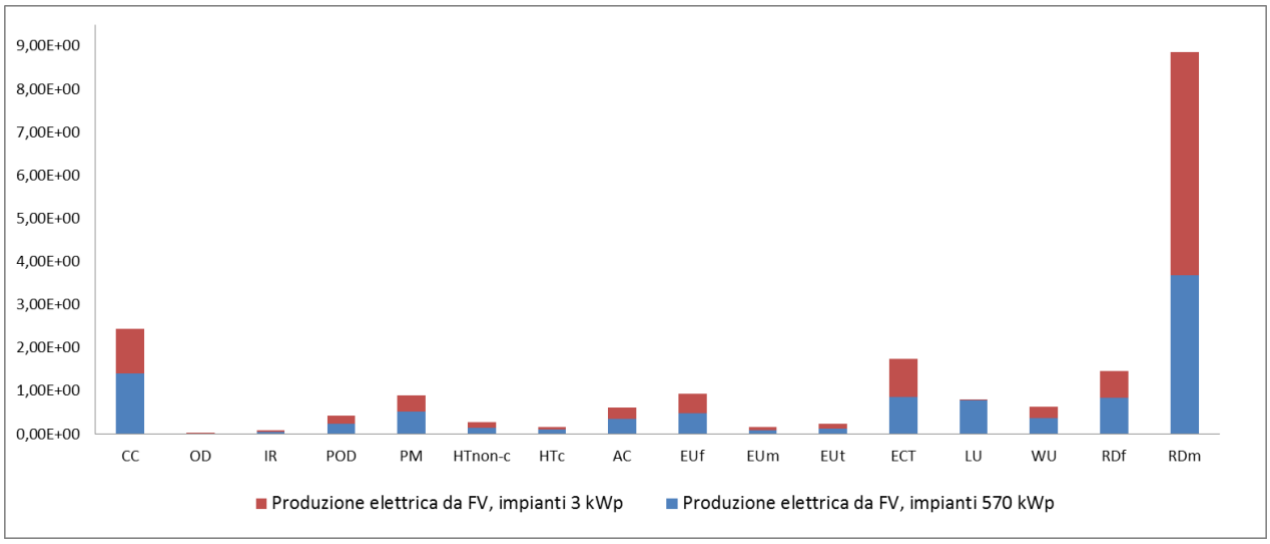


Figura 20 Impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (da mix elettrico in Italia a bassa tensione), con i contributi dei processi di produzione in impianti da 570kW$_p$ e da 3 kW$_p$.

Tabella 51 - Impatti pesati per il consumo di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (da mix elettrico in Italia a bassa tensione). Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Produzione elettrica da FV, impianti 570 kWp	Produzione elettrica da FV, impianti 3 kWp
Totale	µPt	1,98E+01	1,01E+01	9,71E+00
CC	µPt	2,44E+00	1,41E+00	1,03E+00
OD	µPt	1,21E-02	7,09E-03	5,06E-03
IR	µPt	9,57E-02	5,34E-02	4,23E-02
POD	µPt	4,32E-01	2,47E-01	1,85E-01
PM	µPt	9,06E-01	5,30E-01	3,76E-01
HTnon-c	µPt	2,86E-01	1,50E-01	1,36E-01
HTc	µPt	1,72E-01	1,08E-01	6,48E-02
AC	µPt	6,10E-01	3,47E-01	2,63E-01
EUf	µPt	9,39E-01	4,82E-01	4,58E-01
EUm	µPt	1,69E-01	9,57E-02	7,32E-02
EUt	µPt	2,36E-01	1,34E-01	1,02E-01
ECT	µPt	1,75E+00	8,56E-01	8,91E-01
LU	µPt	8,09E-01	7,92E-01	1,70E-02
WU	µPt	6,33E-01	3,71E-01	2,62E-01
RDf	µPt	1,47E+00	8,39E-01	6,35E-01
RDm	µPt	8,86E+00	3,69E+00	5,17E+00

Vengono di seguito mostrati i risultati della fase di pesatura dei singoli processi che costituiscono il processo di produzione di elettricità da fotovoltaico nel mix italiano, ossia il processo di produzione in impianti da 570 kW$_p$ (Figura 21) ed il processo di produzione in impianti da 3 kW$_p$ (Figura 22).
Si denota lo stesso andamento già osservato in fase di caratterizzazione (paragrafo 8.1.3, Figura 9) e di normalizzazione (paragrafo 8.2.3, Figura 15), in termini di peso delle singole categorie d'impatto: anche per la pesatura, nel processo di produzione elettrica in impianti da 570 kW$_p$, il

carico ambientale è determinato quasi totalmente dalla componente impiantistica; per il processo di produzione in impianti da 3 kW_p, gli andamenti in termini di contributi dei singoli processi richiamano le stesse osservazioni fatte per la caratterizzazione (paragrafo 8.1.3, Figura 10) e per la normalizzazione (paragrafo 8.2.3, Figura 16), evidenziando l'impatto maggiore per le installazioni in silicio policristallino su tetto piano.

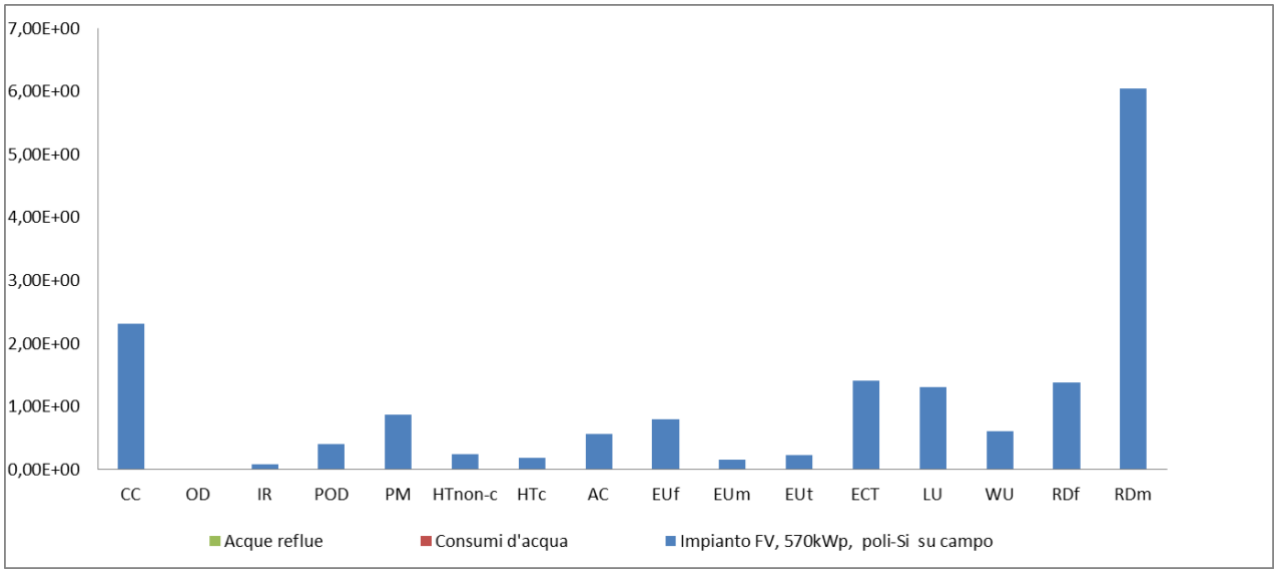


Figura 21 Impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 570 kW_p, con i contributi dei flussi in ingresso.

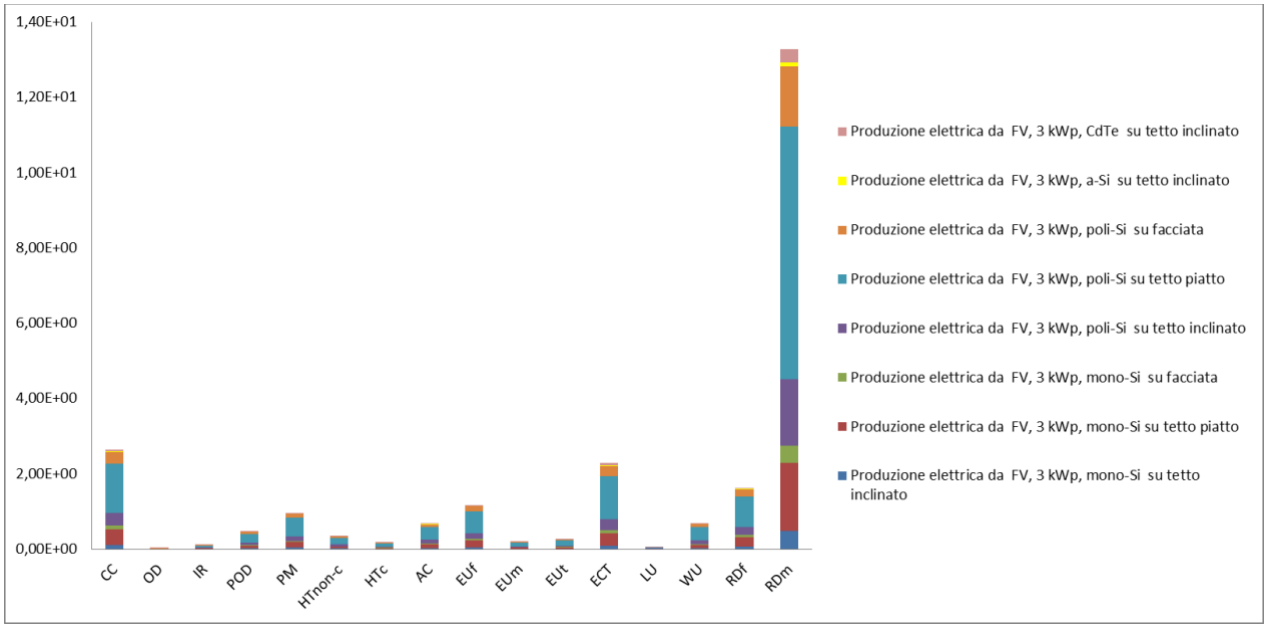


Figura 22 Impatti pesati per la produzione di 1 kWh elettrico da fotovoltaico in Italia (mix elettrico in bassa tensione) da impianti da 3 kW_p, con i contributi dei flussi in ingresso.

8.3.4 Pesatura del dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*

In Figura 23 e in Tabella 52 sono mostrati i risultati della fase di pesatura per il consumo in Bassa tensione di 1 kWh di elettricità da mix elettrico italiano. La categoria con il peso maggiore è CC, il cui carico ambientale (10,8 µPt) è determinato per gran parte dal processo di consumo in Alta tensione (98%). Altre categorie con pesi significativi sono RDf (9,8 µPt) e WU (7,4 µPt), con contributi trascurabili del processo di produzione di elettricità da Fotovoltaico in Bassa tensione (1%); solo per la categoria di impatto RDm (3,8 µPt) si rileva un contributo non trascurabile (26%) del processo di produzione di elettricità da Fotovoltaico (bassa tensione).

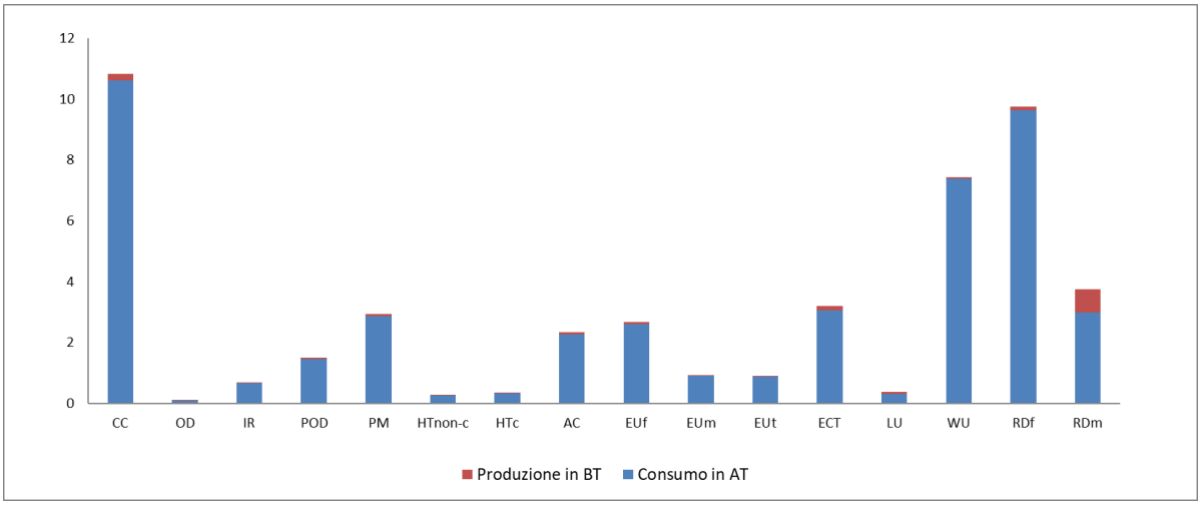


Figura 23 Impatti pesati per il consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico italiano, con i contributi dei processi considerati.

Tabella 52 - Impatti pesati per il consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico italiano. Valori totali e valori per ciascun processo esaminato.

Categorie d'impatto	Unità	Totale	Consumo in AT	Produzione in BT
Total	µPt	4,80E+01	4,62E+01	1,75E+00
CC	µPt	1,08E+01	1,06E+01	2,15E-01
OD	µPt	9,11E-02	9,00E-02	1,07E-03
IR	µPt	6,71E-01	6,62E-01	8,44E-03
POD	µPt	1,49E+00	1,45E+00	3,81E-02
PM	µPt	2,94E+00	2,86E+00	7,98E-02
HTnon-c	µPt	2,79E-01	2,53E-01	2,52E-02
HTc	µPt	3,37E-01	3,21E-01	1,52E-02
AC	µPt	2,33E+00	2,28E+00	5,38E-02
EUf	µPt	2,68E+00	2,60E+00	8,28E-02
EUm	µPt	9,05E-01	8,90E-01	1,49E-02
EUt	µPt	9,00E-01	8,79E-01	2,08E-02
ECT	µPt	3,20E+00	3,04E+00	1,54E-01
LU	µPt	3,69E-01	2,98E-01	7,14E-02
WU	µPt	7,44E+00	7,38E+00	5,58E-02
RDf	µPt	9,76E+00	9,63E+00	1,30E-01
RDm	µPt	3,76E+00	2,98E+00	7,81E-01

8.4 Analisi di sensibilità

Nel presente studio, l'analisi di sensibilità si è focalizzata sui principali hotspot individuati, a partire dal consumo in alta tensione che è risultato il processo più impattante nello studio della composizione del mix elettrico nazionale. In dettaglio, nel consumo in AT la fase di produzione dalle diverse fonti energetiche è quella che genera la maggior parte degli impatti (80% in media). La produzione in AT ha mostrato come principali hotspot la produzione di energia elettrica da gas naturale e da biogas, che hanno prodotto impatti caratterizzati medi del 19% e del 26%, rispettivamente. Pertanto, si è deciso di effettuare un'analisi di sensibilità su questi due flussi.
In dettaglio, nel dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* (di seguito indicato come scenario *Business as Usual* - BaU), la produzione di elettricità da gas naturale è stata ridotta del 20% e del 50%, sostituendo il gas naturale di origine fossile, attualmente impiegato nel mix nazionale, con biometano. Dai risultati della caratterizzazione relativi a questa analisi, mostrati in Tabella 53, si evince che, riducendo del 20% o del 50% l'impiego di gas naturale fossile a favore del biometano, la riduzione degli impatti si limita, rispettivamente, al 2% e al 5% in media su tutte le categorie d'impatto. Da notare che nella categoria CC la riduzione degli impatti caratterizzati è dell'8% (*Sensitivity* 20%) e del 21% (*Sensitivity* 50%) e la riduzione diventa ancora più marcata nelle categorie CCf (-9% per *Sensitivity* 20% e -23% per *Sensitivity* 50%), WU e RDf (-13% per *Sensitivity* 20% e -33% per *Sensitivity* 50%) e OD (-16% per *Sensitivity* 20% e -39% per *Sensitivity* 50%). Al contrario, nelle categorie IR, RDm e CCb, gli impatti risultano leggermente più elevati negli scenari di sensibilità (7%, 2% e 18% per *Sensitivity* 20%; 16%, 4% e 46% per *Sensitivity* 50%). In tutte le altre categorie, gli impatti dei tre scenari sono uguali o leggermente inferiori per i due scenari in cui si riduce l'elettricità da gas naturale di origine fossile.

Tabella 53 - Analisi di sensibilità (impatti caratterizzati) basata sul confronto della produzione di elettricità in AT attuale (BaU) con la produzione in AT in cui si considera una diminuzione del 20% (Sensitivity 20%) e del 50% (Sensitivity 50%) di elettricità da gas naturale, sostituita da biometano.

Categorie d'impatto	Unità di misura	BaU	Sensitivity 20%	Sensitivity 50%
CC	kg CO_2 eq	3,88E-01	3,55E-01	3,06E-01
OD	kg CFC11 eq	7,93E-08	6,69E-08	4,83E-08
IR	kBq U-235 eq	8,84E-03	9,42E-03	1,03E-02
POD	kg NMVOC eq	1,15E-03	1,10E-03	1,02E-03
PM	disease inc.	1,77E-08	1,77E-08	1,76E-08
Htnon-C	CTUh	2,32E-09	2,28E-09	2,23E-09
HTC	CTUh	2,09E-10	2,06E-10	2,01E-10
AC	mol H^+ eq	1,83E-03	1,79E-03	1,72E-03
EUf	kg P eq	1,26E-04	1,26E-04	1,26E-04
EUm	kg N eq	5,71E-04	5,60E-04	5,44E-04
Eut	mol N eq	3,89E-03	3,79E-03	3,64E-03
ECT	CTUe	5,88E+00	5,84E+00	5,78E+00
LU	Pt	2,73E+00	2,75E+00	2,76E+00
WU	m^3 depriv.	1,06E+00	9,23E-01	7,11E-01
RDf	MJ	6,69E+00	5,81E+00	4,50E+00
RDm	kg Sb eq	1,06E-06	1,08E-06	1,10E-06
CCf	kg CO_2 eq	3,75E-01	3,41E-01	2,89E-01
CCb	kg CO_2 eq	6,66E-03	7,88E-03	9,71E-03
Cclu	kg CO_2 eq	6,62E-03	6,62E-03	6,62E-03
Htnon-c-o	CTUh	1,63E-10	1,57E-10	1,47E-10
Htnon-c-i	CTUh	8,90E-10	8,73E-10	8,48E-10
Htnon-c-m	CTUh	1,74E-09	1,72E-09	1,69E-09
HTc-o	CTUh	1,36E-10	1,35E-10	1,34E-10
HTc-i	CTUh	1,79E-24	1,79E-24	1,79E-24
HTc-m	CTUh	7,24E-11	7,04E-11	6,75E-11
ECT-O	CTUe	6,28E-01	6,28E-01	6,27E-01
ECT-i	CTUe	8,48E-01	8,26E-01	7,93E-01
ECT-m	CTUe	4,40E+00	4,39E+00	4,36E+00

Per quanto riguarda il secondo hotspot individuato, ossia la produzione di energia elettrica da biogas, il processo di produzione di elettricità da biogas che include l'utilizzo di biomasse dedicate (*Electricity from biogas, IT mix, Anaerobic digestion and cogenaration, at plant*), usato nel dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*, è stato sostituito con il flusso di EcoInvent *Electricity, high voltage {IT}| heat and power co-generation, biogas, gas engine| Cut-off, U*, che include l'utilizzo di sole biomasse di scarto per la produzione di biogas, escludendo le biomasse dedicate. I risultati caratterizzati dei 2 scenari a confronto (BaU e *Sensitivity* biogas) sono mostrati in Tabella 54.

Tabella 54 - Analisi di sensibilità (impatti caratterizzati) basata sul confronto della produzione di elettricità in AT attuale (BaU) con la produzione in AT in cui si considera la produzione di elettricità da biogas ottenuto da sole biomasse di scarto.

Categorie d'impatto	Unità di misura	BaU	Sensitivity biogas	Variazione
CC	kg CO_2 eq	3,88E-01	3,71E-01	-4,4%
OD	kg CFC11 eq	7,93E-08	7,82E-08	-1,4%
IR	kBq U-235 eq	8,84E-03	8,33E-03	-5,7%
POD	kg NMVOC eq	1,15E-03	9,11E-04	-20,5%
PM	disease inc.	1,77E-08	1,52E-08	-14,3%
Htnon-C	CTUh	2,32E-09	2,04E-09	-12,0%
HTC	CTUh	2,09E-10	1,95E-10	-6,7%
AC	mol H^+ eq	1,83E-03	1,61E-03	-12,0%
EUf	kg P eq	1,26E-04	1,19E-04	-5,5%
EUm	kg N eq	5,71E-04	3,05E-04	-46,6%
Eut	mol N eq	3,89E-03	2,80E-03	-27,9%
ECT	CTUe	5,88E+00	4,02E+00	-31,6%
LU	Pt	2,73E+00	8,42E-01	-69,2%
WU	m^3 depriv.	1,06E+00	8,26E-01	-22,3%
RDf	MJ	6,69E+00	6,56E+00	-1,9%
RDm	kg Sb eq	1,06E-06	9,42E-07	-11,0%
CCf	kg CO_2 eq	3,75E-01	3,59E-01	-4,2%
CCb	kg CO_2 eq	6,66E-03	5,69E-03	-14,6%
Cclu	kg CO_2 eq	6,62E-03	6,26E-03	-5,5%
Htnon-c-o	CTUh	1,63E-10	1,08E-10	-33,6%
Htnon-c-i	CTUh	8,90E-10	9,15E-10	2,8%
Htnon-c-m	CTUh	1,74E-09	1,44E-09	-17,5%
HTc-o	CTUh	1,36E-10	1,31E-10	-4,2%
HTc-i	CTUh	1,79E-24	0,00E+00	-100,0%
HTc-m	CTUh	7,24E-11	6,41E-11	-11,5%
ECT-O	CTUe	6,28E-01	1,21E-01	-80,8%
ECT-i	CTUe	8,48E-01	6,22E-01	-26,7%
ECT-m	CTUe	4,40E+00	3,28E+00	-25,5%

Dai risultati ottenuti, si vede che nello scenario costruito per l'analisi di sensibilità in tutte le categorie di impatto si ha una riduzione media del 22%, in un range che varia dall'1,4% nella categoria OD fino all'80,8% nella categoria ECT-O e al 100% (azzerando dunque gli impatti) in HTc-i.

8.5 Confronto dei processi della banca dati di Arcadia con i corrispondenti processi della banca dati EcoInvent 3.7.1

In Tabella 55 e in Tabella 56 è riportato il confronto degli impatti caratterizzati generati dai processi di consumo di 1 kWh di elettricità, rispettivamente, in alta e bassa tensione, sviluppati nell'ambito della banca dati Arcadia (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage – banca dati Arcadia; (Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage – banca dati Arcadia*), e dai corrispondenti processi in EcoInvent 3.7.11 (*Electricity, high voltage {IT}| market for | Cut-off, U; Electricity, low voltage {IT}| market for | Cut-off, U*).

Tabella 55 - Confronto degli impatti caratterizzati generati dal processo di consumo di 1 kWh di elettricità in alta tensione e dal corrispondente processo in EcoInvent 3.7.

Categorie d'impatto	Unità di misura	Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage (Arcadia)	Electricity, high voltage {IT}| market for (EcoInvent 3.7.1)
CC	kg CO_2 eq	3,89E-01	4,52E-01
OD	kg CFC_{11} eq	7,30E-08	6,19E-08
IR	kBq U-235 eq	5,32E-02	5,38E-02
POD	kg NMVOC eq	1,18E-03	9,67E-04
PM	disease inc.	1,81E-08	6,96E-09
Htnon-C	CTUh	3,02E-09	2,08E-09
HTC	CTUh	2,43E-10	9,02E-11
AC	mol H^+ eq	1,94E-03	1,97E-03
EUf	kg P eq	1,42E-04	9,76E-05
EUm	kg N eq	5,61E-04	3,11E-04
Eut	mol N eq	3,99E-03	3,45E-03
ECT	CTUe	6,45E+00	4,07E+00
LU	Pt	2,93E+00	1,15E+00
WU	m^3 depriv.	9,48E-01	2,30E-01
RDf	MJ	7,17E+00	6,74E+00
RDm	kg Sb eq	2,39E-06	3,66E-07
CCf	kg CO_2 eq	3,77E-01	4,46E-01
CCb	kg CO_2 eq	6,03E-03	5,67E-03
Cclu	kg CO_2 eq	5,89E-03	6,09E-05
Htnon-c-o	CTUh	1,90E-10	7,65E-11
Htnon-c-i	CTUh	9,63E-10	5,30E-10
Htnon-c-m	CTUh	2,29E-09	1,52E-09
HTc-o	CTUh	1,47E-10	3,62E-11
HTc-i	CTUh	1,58E-24	0,00E+00
HTc-m	CTUh	9,60E-11	5,40E-11
ECT-O	CTUe	5,63E-01	3,81E-02
ECT-i	CTUe	8,25E-01	3,32E-01
ECT-m	CTUe	5,06E+00	3,70E+00

Tabella 56 - Confronto degli impatti caratterizzati generati dal processo di consumo di 1 kWh di elettricità in bassa tensione e dal corrispondente processo in EcoInvent 3.7.1.

Categorie d'impatto	Unità di misura	Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage (Arcadia)	Electricity, low voltage {IT}| market for (EcoInvent 3.7.1)

CC	kg CO_2 eq	4,17E-01	4,26E-01
OD	kg CFC_{11} eq	7,75E-08	5,76E-08
IR	kBq U-235 eq	5,65E-02	4,99E-02
POD	kg NMVOC eq	1,27E-03	9,37E-04
PM	disease inc.	1,96E-08	7,46E-09
Htnon-C	CTUh	3,48E-09	2,97E-09
HTC	CTUh	2,67E-10	1,44E-10
AC	mol H^+ eq	2,09E-03	1,89E-03
EUf	kg P eq	1,54E-04	1,04E-04
EUm	kg N eq	5,98E-04	3,01E-04
Eut	mol N eq	4,29E-03	3,34E-03
ECT	CTUe	7,11E+00	5,04E+00
LU	Pt	3,81E+00	2,01E+00
WU	m^3 depriv.	1,00E+00	2,20E-01
RDf	MJ	7,62E+00	6,28E+00
RDm	kg Sb eq	3,17E-06	3,95E-06
CCf	kg CO_2 eq	4,04E-01	4,20E-01
CCb	kg CO_2 eq	6,36E-03	5,21E-03
CClu	kg CO_2 eq	6,19E-03	7,60E-05
Htnon-c-o	CTUh	2,12E-10	1,60E-10
Htnon-c-i	CTUh	1,05E-09	5,40E-10
Htnon-c-m	CTUh	2,67E-09	2,32E-09
HTc-o	CTUh	1,58E-10	4,68E-11
HTc-i	CTUh	1,65E-24	0,00E+00
HTc-m	CTUh	1,09E-10	9,70E-11
ECT-O	CTUe	5,92E-01	3,76E-02
ECT-i	CTUe	8,98E-01	3,99E-01
ECT-m	CTUe	5,62E+00	4,60E+00

Tale confronto risulta necessario per validare il dataset del mix elettrico nazionale, contenente dati aggiornati e specifici del contesto italiano, costruito nell'ambito del progetto Arcadia, considerando che tale dataset genera impatti significativi nella maggior parte dei processi e filiere investigati e che EcoInvent è la banca dati di riferimento, utilizzata per i dati di background nel presente progetto e nei principali studi di settore.

Dal confronto fatto per i processi di consumo di elettricità, sia in alta che in bassa tensione, non si registrano differenze sostanziali. Nel caso del consumo in alta tensione emerge una riduzione degli impatti per il dataset di Arcadia nelle categorie d'impatto CC, IR, AC e CCf. Al contrario nelle altre categorie d'impatto si registra un aumento degli impatti contenuto in tutte le categorie tranne che per CClue ECT-O (Tabella 55).

Per quanto riguarda il confronto tra il processo di consumo in bassa tensione del database Arcadia e quello del database EcoInvent emerge anche in questo caso una leggera riduzione degli impatti per la categoria CC (-2%) mentre la riduzione risulta essere più marcata per la categoria RDm (-25%) (Tabella 56). Invece nelle altre categorie si registra un aumento degli impatti contenuto in tutte le categorie tranne che per CClue ECT-O come già evidenziato nel confronto tra i processi in alta tensione (Tabella 56).

9 Interpretazione dei risultati

L'interpretazione dello studio di ciclo di vita del processo di produzione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico in Italia si basa su un'analisi critica dei risultati delle diverse fasi di produzione e consumo, in alta e in bassa tensione, secondo un approccio dalla culla al consumatore finale (cradle-to-consumer). Lo studio è finalizzato, in accordo con le norme UNI EN ISO 14040-44, a identificare le cause dei principali impatti ambientali potenziali rilevati, fornire delle conclusioni, spiegare le limitazioni dello studio e dare delle raccomandazioni per minimizzare gli impatti, sulla base dei risultati ottenuti.

In questo studio, i dati utilizzati possono ritenersi di buona qualità, in quanto per i quattro dataset (*Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*, *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage, Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage, Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*) sono stati utilizzati, laddove possibile, dati primari (come ad esempio per le filiere di bioenergia e per la filiera del fotovoltaico) o, in alternativa, dati elaborati a partire da statistiche nazionali (Terna, GSE). Dati primari, forniti da ISPRA, sono stati utilizzati anche per tutte le emissioni relative ai processi di produzione e di consumo del mix elettrico nazionale.

Nei seguenti sotto-paragrafi sono evidenziate le categorie d'impatto più rilevanti ed i principali hotspot del sistema analizzato.

9.1 Categorie di impatto rilevanti

Il dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage* è costruito in maniera tale da richiamare al suo interno tutti gli altri dataset sviluppati nel presente studio e, pertanto, è il dataset di riferimento per valutare gli impatti generati dalla produzione di 1 kWh di elettricità del mix elettrico nazionale. Dall'analisi dei risultati ottenuti dopo la normalizzazione (Figura 17) si evince che, per la produzione ed il consumo di 1 kWh di elettricità del mix elettrico nazionale, la categoria che presenta gli impatti più rilevanti è la ECT, seguita da RDf e EUf. In tutte e tre le categorie il principale contributo deriva dal processo di consumo in alta tensione. Andando quindi ad esaminare gli impatti generati dal dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage* (Figura 13), si evince che il contributo principale deriva dal processo di produzione in alta tensione e, in particolare, per le categorie ECT, RDf e EUf rispettivamente il biogas, il gas naturale ed i bioliquidi risultano essere le fonti energetiche a maggiore impatto (Figura 12).

Dopo la pesatura, invece, la categoria di impatto più rilevante è la CC, seguita da RDf e WU (Figura 23). Anche in questo caso, il principale contributo agli impatti delle tre categorie deriva dal processo di consumo in alta tensione che, a sua volta, è influenzato dal processo di produzione in alta tensione (Figura 19). Esaminando nello specifico gli impatti pesati del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage* (Figura 18), gli impatti sulle tre categorie in esame si riconducono essenzialmente alla produzione di elettricità da Gas naturale e da Solidi (carbone) per CC e RDf e da Gas naturale e da biogas per WU.

9.2 Fasi del ciclo di vita e processi rilevanti

In questo studio, sono state considerate 4 fasi che caratterizzano 1 kWh di elettricità del mix elettrico nazionale:

1) la produzione in alta tensione (a partire dalle diverse fonti energetiche, secondo percentuali ricavate da statistiche nazionali dettagliate nel paragrafo 7.2.1);

2) il consumo in alta tensione (che include la produzione in alta tensione, la quota di elettricità importata dall'estero e la rete di trasmissione con relative perdite, con un contributo predominante della produzione nazionale in alta tensione corrispondente all'86,5%);
3) la produzione in bassa tensione (che corrisponde alla filiera del fotovoltaico) e
4) il consumo in bassa tensione (coperto per il 92% dal consumo in alta tensione e solo per l'8% dalla produzione in bassa tensione).

Nella valutazione degli impatti la fase più impattante è risultata essere quella della produzione in alta tensione, che a cascata determina impatti in media dell'80% nella fase di consumo in alta tensione. Per quanto riguarda la produzione in bassa tensione, il processo di produzione di energia elettrica da Fotovoltaico con impianti da 570 kW_p dà il maggior contributo a tutte le categorie d'impatto, con impatti medi del 55%, mentre il processo di produzione in impianti da 3 kW_p contribuisce a tutte le categorie con impatti medi del 42%. Nella fase di consumo in bassa tensione il processo relativo al consumo in alta tensione (che, come detto in precedenza, include anche la produzione in alta tensione) produce il maggior contributo in tutte le categorie d'impatto, per lo più superiore al 90%.

9.3 Flussi elementari rilevanti

Come emerso dall'analisi dei processi più rilevanti, la produzione in alta tensione di 1 kWh di elettricità risulta essere il processo più impattante, generando un impatto medio dell'80% per tutte le categorie di impatto. Tale impatto è relativo principalmente al flusso di produzione di elettricità da gas naturale di origine fossile (con un impatto medio del 19% su tutte le categorie di impatto investigate) e al flusso di produzione di elettricità da biogas (con un impatto medio del 26% su tutte le categorie di impatto investigate), evidenziando la necessità di sostituire, nel primo caso, fonti energetiche di natura fossile con possibili sostituti di origine rinnovabile, e nel secondo caso, di utilizzare solo biomasse di scarto per la valorizzazione energetica.

10 Conclusioni

Nel presente report, vengono presentati i risultati dello studio LCA applicato alla filiera di produzione di energia elettrica da mix elettrico in Italia. A tale scopo sono stati costruiti ed analizzati quattro diversi processi unitari, considerando tutte le fonti energetiche che contribuiscono alla produzione di elettricità in alta e bassa tensione e, tenendo conto delle perdite di rete, sono stati costruiti ed analizzati anche i due processi unitari relativi alle fasi di consumo di elettricità dal mix elettrico sia in bassa che in alta tensione. Lo studio ha quindi previsto lo sviluppo di quattro distinti dataset: (1) produzione in alta tensione di elettricità del mix elettrico italiano: *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*; (2) consumo in alta tensione di elettricità del mix elettrico italiano: *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*; (3) produzione in bassa tensione di elettricità del mix elettrico italiano: *Electricity grid mix, photovoltaic technology mix, production mix at plant, Low Voltage* e (4) consumo in bassa tensione di elettricità del mix elettrico italiano: *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*.

I dati utilizzati si possono ritenere rappresentativi del contesto italiano, sia in termini geografici che tecnologici. In particolare, i dati relativi ai quattro dataset sono o dati primari (come ad esempio per le bioenergie e per il fotovoltaico, così come per le emissioni relative a tutti processi di produzione/consumo) o ricavati da statistiche nazionali (GSE o TERNA) e da banche dati LCA. La principale limitazione dello studio è legata alla carenza di dati primari per i flussi di background, per la produzione di elettricità da alcune fonti energetiche (per esempio, elettricità da idroelettrico o

elettricità da carbone), per l'impiantistica e le importazioni di elettricità dall'estero, che comunque sono stati opportunamente modellati considerando dati secondari di buona qualità dalla letteratura di settore o da banche dati LCA.
Nel presente studio di filiera si è adottato un approccio "cradle-to-consumer", ovvero un approccio che considera tutti i flussi ed i processi relativi alla produzione e al consumo di 1 kWh di energia elettrica dal mix elettrico in Italia, senza considerare le successive uso e fine vita.
I risultati dello studio LCA dei dataset relativi alla filiera di produzione di 1 kWh di elettricità dal mix elettrico in Italia sono stati ottenuti tramite il metodo di valutazione degli impatti EF 3.0. Tale metodo è stato indicato dalla Commissione Europea come strumento di valutazione nell'ambito dell'iniziativa sull'impronta ambientale, in quanto consente di ottenere un profilo di impatto completo a livello di prodotto. I risultati ottenuti nel presente studio indicano che il principale hotspot del processo di consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità dal mix elettrico in Italia (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, Low Voltage*) è il processo unitario di consumo in alta tensione di 1 kWh di elettricità (*Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*), che, da solo, genera impatti medi superiori al 90% nelle categorie di impatto esaminate. In dettaglio, dall'analisi del processo unitario di consumo in alta tensione di 1 kWh di elettricità in Italia emerge che il processo di produzione in alta tensione di elettricità genera un impatto medio dell'80% per tutte le categorie di impatto investigate. Tale impatto è relativo principalmente alla produzione di elettricità da gas naturale di origine fossile (con un impatto medio del 19% su tutte le categorie di impatto investigate) e alla produzione di elettricità da biogas (con un impatto medio del 26% su tutte le categorie di impatto investigate), evidenziando la necessità di sostituire, nel primo caso, fonti energetiche di natura fossile con possibili sostituti di origine rinnovabile, e nel secondo caso, di utilizzare solo biomasse di scarto per la valorizzazione energetica.
Dall'analisi dei risultati ottenuti dopo la normalizzazione si evince che per il processo unitario di consumo in bassa tensione di 1 kWh di elettricità in Italia la categoria che presenta gli impatti più rilevanti è la ECT, seguita da RDf e EUf. In tutte e tre le categorie il principale contributo deriva dal processo di consumo in alta tensione. Andando quindi ad esaminare gli impatti generati dal dataset *Electricity grid mix, technology mix, consumption mix at consumer, High Voltage*, si evince che il contributo principale deriva dal processo di produzione in alta tensione e, in particolare, per le categorie ECT, RDf e EUf rispettivamente il biogas, il gas naturale ed i bioliquidi risultano essere le fonti energetiche a maggiore impatto. Dopo la pesatura, invece, la categoria di impatto più rilevante è la CC, seguita da RDf e WU. Anche in questo caso, il principale contributo agli impatti delle tre categorie deriva dal processo di consumo in alta tensione che, a sua volta, è influenzato dal processo di produzione in alta tensione. Esaminando nello specifico gli impatti pesati del dataset *Electricity grid mix, technology mix, production mix at plant, High Voltage*, gli impatti sulle tre categorie in esame si riconducono essenzialmente alla produzione di elettricità da Gas naturale e da Solidi (carbone) per CC e RDf e da Gas naturale e da biogas per WU.
L'analisi di sensibilità è stata svolta focalizzando l'attenzione sui principali hotspot individuati (elettricità da gas naturale di origine fossile e da biogas) e suggerisce che, riducendo la produzione di elettricità da gas naturale di origine fossile (scenario *Sensitivity* 20% e scenario *Sensitivity 5*0%) o contabilizzando la sola conversione delle biomasse di scarto (*Sensitivity* biogas), si registra una riduzione degli impatti. Nel caso dell'utilizzo del biometano al posto del gas naturale di origine fossile si registra una riduzione in media del 2% degli impatti della produzione in alta tensione di 1 kWh di elettricità, se si considera lo scenario *Sensitivity* 20%. La riduzione degli impatti è leggermente più marcata nel caso dello scenario *Sensitivity* 50%, raggiungendo il 5% di riduzione media per le categorie investigate. Nel caso dello scenario *Sensitivity* biogas, in cui si considera la conversione delle sole biomasse di scarto, in tutte le categorie di impatto si ha una riduzione media

degli impatti del 22%, in un range che varia dall'1,4% nella categoria OD fino all'80,8% nella categoria ECT-O raggiungendo il 100% (azzerando dunque gli impatti) in HTc-i.

11 Bibliografia

Baitz M., Makishi Colodel C., Kupfer T., Florin J., Schuller O., Hassel F., Kokborg M., Köhler A., Thylmann D., Stoffregen A., SchÖll S., Görke J., Rudolf M., (2013). Gabi database & modelling principles.

Baitz, M., Colodel, C. M., Kupfer, T., Pflieger, J., Schuller, O., Hassel, F., ... & Stoffregen, A. (2019). GaBi database & modelling principles 2019. Leinfelden-Echterdingen, Germany.

Gargiulo A., Girardi P. Analisi del ciclo di vita del kWh Italiano, Atti del del XIV Convegno della rete Italiana LCA - IX Convegno dell'Associazione Rete Italiana LCA Cortina d'Ampezzo 9-11 dicembre 2020, p 468-478, ISBN: ISBN: 978-88-8286-416-3

GSE, 2019, rapporto statistico solare fotovoltaico 2018

GSE, 2020b, rapporto statistico solare fotovoltaico, 2019 - https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf

GSE, 2021, rapporto statistico 2019 – fonti rinnovabili - https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf

Insola F., Bonoli A., Buttol P., Scalbi S. Banca dati Italiana LCA: creazione di dataset sul mix elettrico nazionale, Atti del del XIV Convegno della rete Italiana LCA - IX Convegno dell'Associazione Rete Italiana LCA Cortina d'Ampezzo 9-11 dicembre 2020, p 493-500, ISBN: ISBN: 978-88-8286-416-3

ISPRA 317/2020

ISPRA, 2021, Indicatori di efficenza di decarbonizzazione del sistema energeticonazionale e del settore elettrico, report 343/2021

Jungbluth N., Stuck M., Flury K., Frischknecht R. Life Cycle Inventories of Photovoltaics, ESU-services Ltd.: Uster, CH, 2012.

MiTE -Ministero della Transizione Ecologica, LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2020, Luglio 2021 (https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2020.pdf)

Terna, 2021. Rapporti statistico dati 2020.

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

Ringraziamenti

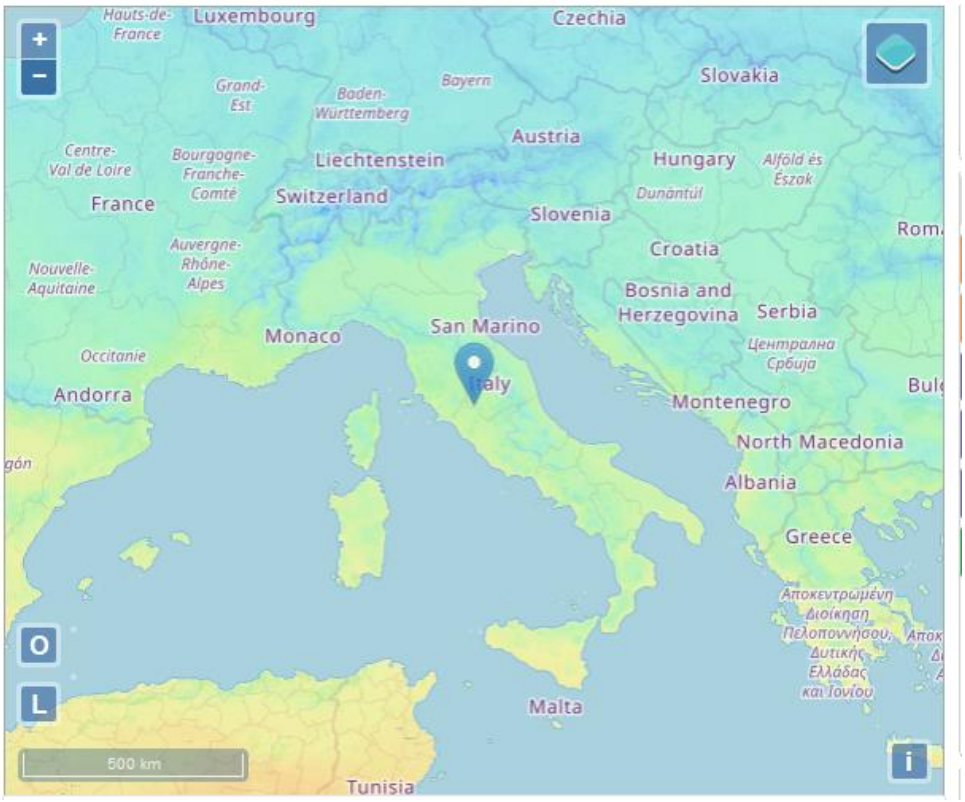
Si ringrazia, per i dati forniti, Riccardo De Laurentis (Ispra), esperto nel calcolo delle emissioni nazionali per la produzione di energia elettrica da diverse fonti di combustibile.

Allegato I: Documentazione a supporto

Approfondimento sulla produzione di energia elettrica da Fotovoltaico in Italia: calcolo del valore di insolazione ricevuto dal pannello fotovoltaico durante l'anno solare a seconda dell'installazione, dell'impianto e del tipo di cella utilizzato.

Il PVGIS fotovoltaico (*Photovoltaic Geographical Information System*) è un programma di calcolo della radiazione solare realizzato in collaborazione tra: Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Commissione Europea, in particolare dall'ESTI (European Solar Test). Il PVGIS fotovoltaico, basandosi su mappe, fornisce un inventario della risorsa energetica solare e la sua valutazione geografica.

Mappa d'insolazione fornita dal simulatore per l'Italia

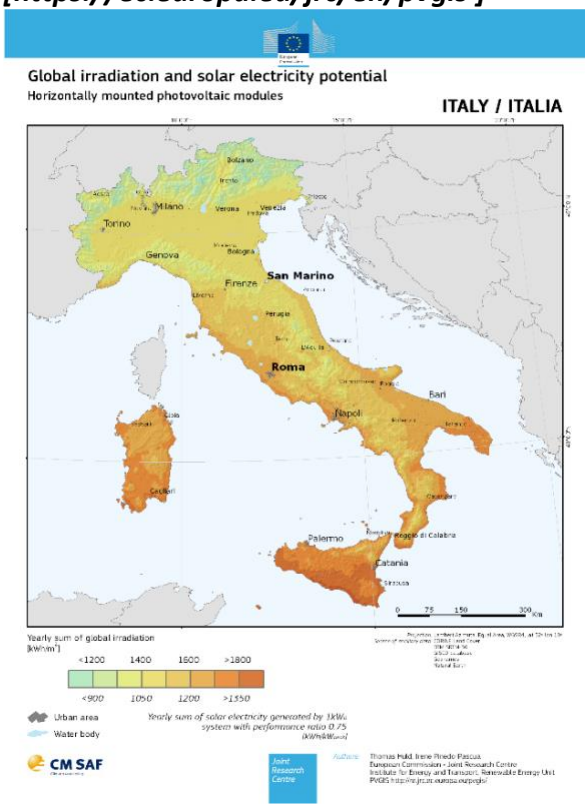


Il PVGIS fotovoltaico è utilizzabile esclusivamente on line all'indirizzo http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php., e, ad oggi, effettua il calcolo della radiazione solare in Europa, Africa e Sud Est asiatico.

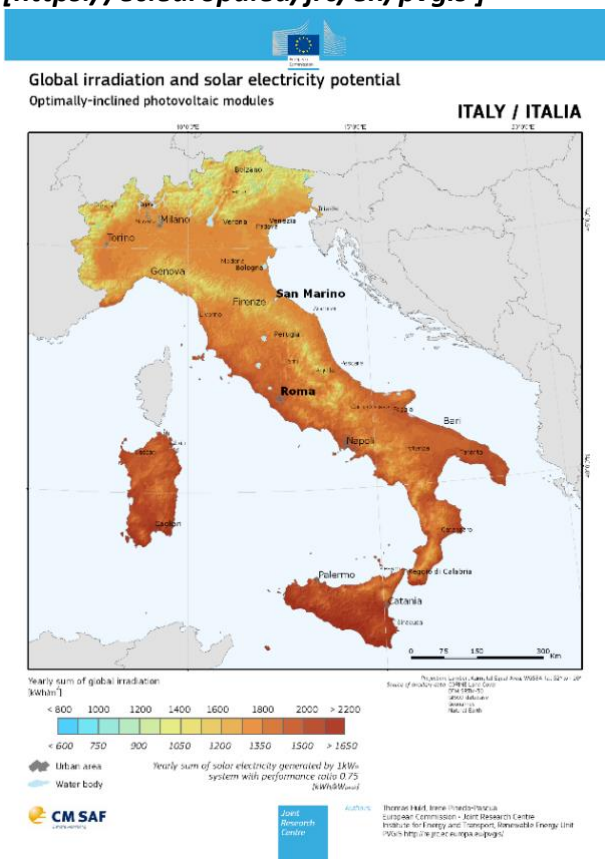
Tramite il software PVGIS è possibile fare simulazioni e modelli previsionali, come il confronto tra le varie tipologie di installazione dei pannelli in termini di produzione di energia elettrica. Infatti ottimizzare la captazione solare dei pannelli fotovoltaici significa tenere conto delle coordinate spaziali e temporali che il sole assume in un determinato periodo di tempo (ad esempio anno o giorno) e in una determinata zona geografica.

Le due mappe dell'Italia che seguono mostrano un confronto tra i quantitativi di energia estraibile dalla radiazione solare con moduli installati con inclinazione nulla rispetto al terreno e con moduli realizzati con inclinazione ottimizzata.

Mappa energia estraibile dalle radiazioni solari da moduli installati senza inclinazione [https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis]



Mappa energia estraibile dalle radiazioni solari da moduli installati con inclinazione [https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis]



Allegato II: Templates di raccolta dati (dati primari)

Dati primari (da dichiarazioni EMAS) sulla Produzione energia elettrica da Gas naturale - Electricity production, high voltage, natural gas, IT

Impianto 1: ERG Power

Dati di sintesi

Compendio dati	Unità di misura	2017	2018	2019
Energia elettrica prodotta (lorda)	GWh	2.531	2.215	2.578
% Consumi energetici indiretti green	%	15,3	14,3	19,6
Totale produzione vapore alle diverse condizioni	t/anno	1.158.303	1.204.185	1.297.784
Acqua demineralizzata	m^3	4.342.539	4.503.753	4.785.184
SO_2	t/anno	42,9	33,8	42,4
CO	t/anno	44	41,7	45,3
NO_x	t/anno	364,2	339,5	393
Polveri	t/anno	3,9	3,7	4
CO_2	t/anno	1.130.171	1.008.423	1.154.869
EE equivalente	MWheq	2.719.682	2.525.145	2.919.483
CO_2/EEeq	t/MWheq	0,42	0,4	0,4
Uso del suolo in relazione alla Biodiversità	evidenza superficie occupata m^2	250.000	250.000	250.000
Acqua mare	m^3	199.977.494	197.513.574	223.893.619
Acqua potabile	m^3	16.853	12.468	13.664
Acqua pozzi	m^3	5.246.207	5.500.779	5.891.528
Rifiuti pericolosi	t/anno	291	174	51
Rifiuti non pericolosi	t/anno	1.788	1.373	810

Nota 1: Impianto SA1N/1 è fermo. Si evidenzia perciò in tabella il consumo nullo dei combustibili di alimentazione di tale impianto.

Combustibile	Impianto	Unità di misura	2017	2018	2019
Fuel Gas	SA1N/1	t/anno	0	0	0
Metano	CCGT	Sm^3/anno	550.876.183	493.556.385	572.730.779
	SA1N/1	Sm^3/anno	0	0	0
Autoconsumi energia elettrica	Complessivo	kWh	65.693.471	64.200.406	68.708.866

Tipologia di scarico (quantità di acque reflue scaricate a mare)	Unità di misura	2017	2018	2019
Mare	m^3	199.977.494	197.513.574	223.893.619

Emissioni (tonnellate di CO_2 emesse per impianto)	Unità di misura	2017	2018	2019
CCGT	t	1.130.171	1.008.423	1.154.869
SA1/N1	t	-	-	-

Nota 2: SA1/N1 valori non presenti in quanto da settembre 2015 l'impianto è fermo.

Nota 3: Il vapore prodotto viene utilizzato per gli impianti stessi cosi come riportato nella dichiarazione EMAS.

Impianto 2: SORGENIA Aprilia

Dati di sintesi

Energia	**Unità di misura**	**2013**	**2014**	**2015**
Energia elettrica	kWh	1.141.000.000	660.000.000	796.000.000
Energia elettrica prelevata dalla rete	kWh	9.585.000	9.718.000	9.543.000
Rendimento energetico elettrico	%	51,92	49,84	51,11
Combustibili (gas naturale)	kSm^3	219.167	132.001	155.416
Prelievi idrici	m^3	14.088	17.048	17.981
Emissioni in atmosfera				
NO_x	t	131,4	82,3	96,6
CO	t	393,5	215,4	194,7
Tipologia di rifiuti				
non pericolosi	t	187,5	40,3	93,2
pericolosi	t	7,1	5,6	2,35
Valori emissioni ricalcolati in g/kWh di energia elettrica lorda				
NO_x	g/kWh	0,12	0,12	0,12
CO	g/kWh	0,34	0,33	0,24

Impianto 3: SORGENIA Modugno

Dati di sintesi

Energia	**Unità di misura**	**2013**	**2014**	**2015**
Energia elettrica ceduta alla rete di distribuzione nazionale	kWh	1.276.138.000	796.274.000	1.364.557.000
Combustibili				
Gas naturale	Sm^3	246.505.863	153.223.877	263.320.895
Acqua				
Prelievi idrici da depuratore Bari Ovest	m^3	37.215	25.010	33.405
Prodotti chimici	kg	204.704	201.064	246.113
Emissioni				
NO_x	kg	89.672	55.350	111.514
CO	kg	5.883	3.317	5.383
Scarichi idrici	m^3	0	0	0
Rifiuti	kg	583.424	205.883	341.499
Valori emissioni ricalcolati g/kWh energia elettrica lorda				
NO_x	g/kWh	70,27	69,51	81,72
CO	g/kWh	4,61	4,17	3,94

Impianto 4: EDISON Terni

Dati di sintesi

Energia Elettrica	**Unità di misura**	**2016**	**2017**	**2018**
Energia elettrica lorda prodotta	kWh	150.147.000	119.905.000	71.225.000
Energia elettrica autoconsumata	kWh	8.253.000	7.027.000	6.021.300
Energia totale (elettrica + termica) prodotta	kWh	150.147.000	119.905.000	71.225.000
CombustIbIle (Gas Naturale*)				

Gas naturale consumato in centrale	10^3Sm^3	33.764	27.232	16.764
* Potere calorifico inferiore del gas naturale (PCI CH_4) pari a 8250 kcal/Sm^3				
Acqua				
Prelievo acqua da pozzi	10^3*m^3	801	760	535
Acqua potabile da acquedotto	m^3	1400	1319	610
Utilizzo di prodotti chimici				
Acido cloridrico	t	46	38	30
Idrossido di sodio	t	17	15	14
Acido solfidrico	t	41	39	16
Ipoclorito di sodio	t	12,2	10,4	17,7
Totale prodotti chimici	t	122	107	84
Indicatori ambientali				
Rendimento globale	%	46,35	45,89	44,28
Emissioni NO_x riferite all'energia totale prodotta	g/kWh	0,191	0,194	0,116
Emissioni CO riferite all'energia totale prodotta	g/kWh	0,005	0,007	0,007
Emissioni CO_2 riferite all'energia totale prodotta	g/kWh	440	443	459
Tot. rifiuti riferiti all'energia totale prodotta	g/kWh	0,09	0,19	0,254
Tot. rifiuti pericolosi riferiti all'energia totale prodotta	g/kWh	0,014	0,005	0,041
Consumo specifico di gas naturale riferito	Sm^3/kWh	0,225	0,227	0,235
Consumo prodotti chimici riferito all'energia totale prodotta	g/kWh	0,81	0,89	1,18
Consumo idrico totale annuo riferito all'energia totale prodotta	m^3/kWh	0,0053	0,0063	0,0075
Superficie impermeabilizzata e coperta riferita alla superficie occupata totale	%	84	84	84
Produzione acqua demi				
Acqua demi prodotta	m^3	66.383	31.684	20.902
Acqua demi fornita agli stabilimenti	m^3	0	0	0
Acqua demi utilizzata dalla Centrale	m^3	66.383	31.684	20.902
Produzione vapore				
Vapore ceduto allo stabilimento	t	0	0	0
Vapore BP ceduto allo stabilimento	t	0	0	0
Vapore MP ceduto allo stabilimento	t	0	0	0
Produzione aria compressa				
Aria compressa prodotta dalla CTE	Nm^3	0	0	0
Aria compressa per CTE	Nm^3	0	0	0
Aria compressa ceduta allo stabilimento	Nm^3	0	0	0
Evaporato				
Tot. Evaporato torri	t	738.875	558.133	178.427
Emissioni				
Emissioni di NO_x Turbogas	t	28,5	23,2	8,27
Emissioni di CO Turbogas	t	0,8	0,86	0,48
Emissioni di NO_x caldaia ausiliaria GVA	t	0,23	0,08	0,07
Emissioni di CO caldaia ausiliaria GVA	t	0	0	0
Emissioni di NO_x di Centrale	t	28,73	23,28	8,27
Emissioni di CO di Centrale	t	0,8	0,86	0,48
Emissioni di CO_2 di Centrale	10^3*t	66	53	33

Scarichi idrici	u.m			
Acqua scaricata nel fiume Nera	m^3	331.382	470.840	325.630
Rifiuti				
Rifiuti non pericolosi	t	11,38	22,23	15,15
Rifiuti non pericolosi a recupero	t	6,98	16,38	10,03
Rifiuti non pericolosi a smaltimento	t	4,4	5,85	5,12
Rifiuti pericolosi	t	2,14	0,54	2,94
Rifiuti pericolosi a recupero	t	2,14	0,28	2,94
Rifiuti pericolosi a smaltimento	t	0	0,26	0
Totale rifiuti a recupero	t	9,12	16,66	12,97
Totale rifiuti a smaltimento	t	4,4	6,11	5,12
Totale rifiuti	t	13,52	22,77	18,09

Nota 4: Il vapore prodotto può essere destinato completamente alla produzione di energia elettrica o può essere ceduto anche in parte per usi di processo ad industrie confinanti.

Emissioni locali impianti di trattamento gas naturale (ISPRA, 2021)

Fattori di emissione aggregati	Unità di misura	
SO_x	g/GJ	0,1
NO_x	g/GJ	17,7
CH_4	g/GJ	1,5
CO	g/GJ	20,0
CO_2	kg/GJ	57,6
NMVOC	g/GJ	2,5
N_2O	g/GJ	0,1
NH_3	g/GJ	0,0
PM10	g/GJ	0,01
PM2.5	g/GJ	0,01
BC	g/GJ	0,0
As	mg/GJ	0,2
Cd	mg/GJ	0,0
Cr	mg/GJ	4,9
Cu	mg/GJ	2,3
Hg	mg/GJ	0,3
Ni	mg/GJ	2,7
Pb	mg/GJ	0,6
Se	mg/GJ	1,0
Zn	mg/GJ	0,0

Dataset sulla Produzione di energia elettrica da Bioenergie (dati primari)

Si rimanda ai rispettivi allegati dei report di Filiera di Biogas, Biomasse solide e Bioliquidi.

Dati primari dei processi di produzione di energia elettrica da Fotovoltaico, classe 570 kW_p e classe 3 kW_p

Classe 570 kWp	Nota 1	Potenza installata (MW)	Nota 2	NUMERO PANNELLI *(dato calcolato da Cozza, 2020, tabella 8)*	Nota 3	CONSUMO D'ACQUA (L E Kg)	Nota 4	ACQUE REFLUE (m3)	Nota 5
> 200 kWp	Negli impianti da 570kWp sono stati inglobati tutti gli impianti fotovoltaici con taglia superiore ai 200kWp. Tali valori sono stati scelti anche in base ai dati presenti in Ecoinvent e comunque rappresentativi dello scenario reale: infatti in genere gli impianti fino a 200Kwp utilizzano moduli di piccola taglia, mentre gli impianti con potenza maggiore di 200kWp usano moduli di grandi dimensioni.	**11461,56**	Il contributo percentuale di questa classe classe al totale della potenza installata in Italia nel 2018 (20.107 MW)in termini percentuali è del 57%	***6,82E-08***	Numero di pannelli in silicio policristallino in modo da ottenere una potenza pari a 570kWp, installato su campo: tale numero tiene conto della costruzione, installazione, utilizzo, rendimento del pannello, della costante di insolazione italiana e del tempo di vita del pannello di 20 anni. Il numero di pannelli necessari per produrre 1Kwh è stato calcolato secondo la seguente formula **N. PANNELLI = 1/(570 kwP x T20 X Ins_inclina_SI)= 6,82396171375337E-8** dove 570Kwp è la potenza del pannello considerato, T20 è il tempo di utilizzo del pannello=20 anni, Ins_inclina_SI = 1285.46 kWh è il valore riportato nella tabella "Valori di produzione annuale da fotovoltaico in kWh, per le diverse tipologie di impianto fotovoltaico". Si sceglie tale valore perchè nello studio si assume che gli impianti fotovoltaici di grande taglia sono in silicio policristallino giustificato dalla significativa maggioranza di tali impianti sul territorio, e che gli impianti di grande taglia sono installati su campo. Per il calcolo delle variabili si è provveduto a valutare il valore di insolazione ricevuto dal pannello fotovoltaico durante l'anno solare a seconda dell'installazione dell'impianto e del tipo di cella utilizzato. È stato utilizzato programma di calcolo della radiazione solare, ovvero Il PVGIS fotovoltaico (Photovoltaic Geographical Information System) un simulatore realizzato in collaborazione tra: Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Commissione Europea, in particolare dall'ESTI (European Solar Test). Il PVGIS fotovoltaico, basandosi su mappe, fornisce un inventario della risorsa energetica solare e la sua valutazione geografica.Per lo scopo dello studio sono stati inseriti in input i seguenti dati fissi per tutte le tipologie di impianto fotovoltaico considerate, considerando una zona del	**1,50E-06**	Per il consumo di acque sono stati considerati i dati riportati nel dataset di Ecoinvent, in particolare: *IT: Tap water from groundwater ts* sostituito con ***"Tap water (Europe without Switzerland) tap water production, underground waterwithout treatment.*** Per la pulizia del pannello Ecoinvent assume di utilizzare 20 litri di acqua l'anno per m^2 di pannello installato. Quindi sono stati calcolati i m^2 di tutti i pannelli installati di questa classe, moltiplicando il valore della superfice media di un pannello fotovoltaico (**1,65m^2**, come da https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici) per il numero dei pannelli di questa classe. Questo numero è stato moltiplicato per 20 litri, per avere il consumo di acqua annuo, poi è stato moltiplicato per 20 anni di utilizzo, riportandoli a 20 anni di utilizzo (moltiplicando il valore di Ecoinvent per T20 e dividendolo per 30 (numero di anni considerati da ecoinvent, in modo da utilizzare il consumo corretto).	***1,50E-09***	Per il trattamento dei reflui sono stati considerati i dati riportati nel dataset di Ecoinvent, in particolare: ***CH: treatment of wastewater, from residence, capacity 1.1E10l/year ecoinvent.*** Ecoinvent assume di utilizzare 20 litri di acqua l'anno per m^2 di pannello installato e la relativa acqua viene smaltita nell'impianto fognario cittadino. Quindi sono stati calcolati i m^2 di tutti i pannelli installati di questa classe, moltiplicando il valore della superfice media di un pannello fotovoltaico (**1,65m^2,** come da https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici) per il numero dei pannelli di questa classe. Questo numero è stato moltiplicato per 20 litri, per avere il consumo di acqua annuo, poi è stato moltiplicato per 20 anni di utilizzo, riportandoli a 20 anni di utilizzo (moltiplicando il valore di Ecoinvent per T20 e dividendolo per 30 (numero di anni considerati da ecoinvent, in modo da utilizzare il consumo corretto).

Classe 3 kWp	Nota 1	Potenza installata (MW)	Nota 2	NUMERO PANNELLI			Nota 3	CONSUMO D'ACQUA (L e Kg)	Nota 4	ACQUE REFLUE (m3)	Nota 5
				Tipologia di cella e di installazione	**Percentuale nella classe 3 kWp** *(dato calcolato da Cozza, 2020, tabella 9)*	**Valore calcolato** *(dato calcolato da Cozza, 2020, tabella 8)*					
< 200 kWp	Negli impianti da 3 kWp sono stati inglobati tutti gli impianti fotovoltaici con taglia inferiore ai 200kWp. Tali valori sono stati scelti anche in base ai dati presenti in Ecoinvent e comunque rappresentativi dello scenario reale: infatti in genere gli impianti fino a 200Kwp utilizzano moduli di piccola taglia, mentre gli impianti con potenza maggiore di 200kWp usano moduli di grandi dimensioni.	**8646,44**	Il contributo percentuale di questa classe classe al totale della potenza installata in Italia nel 2018 (20.107 MW)in termini percentuali è del 43%	silicio monocristallino installato su tetto inclinato	4%	**1,30E-05**	Numero di pannelli per ottenere una taglia di impianto pari a 3kWp nella rispettiva tipologia di installazione e materiale, tale numero tiene conto della costruzione, installazione, utilizzo, rendimento del pannello, della costante di insolazione italiana e del tempo di vita del pannello di 20 anni. Per calcolare la quantità di energia elettrica media da fotovoltaico italiano da 3kWp sono stati creati singoli processi per ogni tipologia di cella e installazione. Il numero di pannelli necessari per produrre 1Kwh è stato calcolato secondo la seguente formula **N. PANNELLI = 1/(3 kwP x T20 x "PARAMETRO GLOBALE")** dove 3Kwp è la potenza del pannello considerato, T20 è il tempo di utilizzo del pannello=20 anni, "parametro globale" è il valore riportato nella tabella "Valori insolazione per prodzione annuale da fotovoltaico in kWh in Italia", diverso a seconda della tipologia di cella e di installazione. Per il calcolo delle variabili si è provveduto a valutare il valore di insolazione ricevuto dal pannello fotovoltaico durante l'anno solare (considerato anno 2018) a seconda dell'installazione dell'impianto e del tipo di cella utilizzato. È stato utilizzato programma di calcolo della radiazione solare, ovvero Il PVGIS fotovoltaico (Photovoltaic Geographical Information System) un simulatore realizzato in collaborazione tra: Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Commissione Europea, in particolare dall'ESTI (European Solar Test). Il PVGIS fotovoltaico, basandosi su mappe, fornisce un inventario della risorsa energetica solare e la sua valutazione geografica.Per lo scopo dello studio sono stati inseriti in input i seguenti dati fissi per tutte le tipologie di impianto fotovoltaico considerate, considerando una zona del centro Italia: Latitudine: 42.666° - Longitudine: 12.867° - Angolo di orientamento: 0° - Database solare: PVGIS-SARAH - FV installato: 1 kWp - Perdite di sistema: 10.4 % Il simulatore riporta soltanto le tipologie di celle in CdTe e in silicio cristallino, pertanto le celle in silicio monocristallino, silicio policristallino e silicio amorfo sono nella categoria silicio cristallino.	***2,85E-04***	Per il consumo di acque sono stati considerati i dati riportati nel dataset di Ecoinvent, in particolare: IT: Tap water from groundwater ts sostituito con **"Tap water (Europe without Switzerland) tap water production, underground waterwithout treatment",** riportandoli a 20 anni di utilizzo e cioè moltiplicando il valore di Ecoinvent per T20 e dividendolo per 30 numero di anni considerati da ecoinvent, in modo da utilizzare il consumo corretto. Ecoinvent assume di utilizzare 20 litri di acqua l'anno per m^3 di pannello installato e la relativa acqua viene smaltita nell'impianto fognario cittadino. Quindi sono stati calcolati i m^3 di tutti i pannelli installati di questa classe, moltiplicando il valore della superfice media di un pannello fotovoltaico (**1,65m^2,** come da https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici) per 20 litri, per avere il consumo di acqua annuo, poi è stato moltiplicato per 20 anni di utilizzo (e poi deve essere diviso per 30 anni considerati da ecoinvent?)	***2,85E-07***	Per il trattamento dei reflui sono stati considerati i dati riportati nel dataset di Ecoinvent, in particolare: **CH: treatment of wastewater, from residence, capacity 1.1E10l/year ecoinvent**, riportandoli a 20 anni di utilizzo e cioè moltiplicando il valore di Ecoinvent per T20 e dividendolo per 30 numero di anni considerati da ecoinvent, in modo da utilizzare il consumo corretto. Ecoinvent assume di utilizzare 20 litri di acqua l'anno per m^3 di pannello installato e la relativa acqua viene smaltita nell'impianto fognario cittadino.Quindi sono stati calcolati i m^3 di tutti i pannelli installati di questa classe, moltiplicando il valore della superfice media di un pannello fotovoltaico (**1,65m^2**, come da https://www.sorgenia.it/guida-energia/dimensioni-pannelli-fotovoltaici) per 20 litri, per avere il quantitativo di reflui annui, poi è stato moltiplicato per 20 anni di utilizzo (e poi deve essere diviso per 30 anni considerati da ecoinvent?)
				silicio monocristallino installato su tetto piatto	14%	**1,47E-05**		***3,23E-04***		***3,23E-07***	
				silicio monocristallino installato su facciata	3%	**1,98E-05**		***4,36E-04***		***4,36E-07***	
				silicio policristallino installato su facciata	9%	**1,98E-05**		***4,36E-04***		***4,36E-07***	
				silicio policristallino installato su tetto inclinato	15%	**1,30E-05**		***2,85E-04***		***2,85E-07***	
				silicio policristallino installato su tetto piatto	51%	**1,47E-05**		***3,23E-04***		***3,23E-07***	
				silicio amorfo installato su tetto inclinato	3%	**1,30E-05**		***2,85E-04***		***2,85E-07***	
				film sottile (CdTe) installato su tetto inclinato	1%	**1,25E-05**		***2,76E-04***		***2,76E-07***	

Allegato III: Dati secondari utilizzati per lo sviluppo dei dataset

Flussi/processi secondari	Dataset di riferimento
IT: electricity production, hydro, reservoir, alpine region | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
IT: electricity production, hydro, run-of-river | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| electricity production, wind, <1MW turbine, onshore | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| electricity production, wind, >3MW turbine, onshore | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| electricity production, deep geothermal | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| treatment of blast furnace gas, in power plant | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| treatment of coal gas, in power plant | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| electricity production, oil | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, for reuse in municipal waste incineration only {IT}| treatment of municipal solid waste, incineration | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| electricity production, hard coal | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica. Valore percentuale ricavato da Terna, 2021
Electricity, high voltage {IT}| heat and power co-generation, hard coal | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica. Valore percentuale ricavato da Terna, 2021
Natural gas, high pressure {IT}| market for | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Gas power plant, combined cycle, 400MW electrical {RER}| construction | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica

Water, groundwater consumption	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| import from FR | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| import from CH | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| import from AT | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity, high voltage {IT}| import from SI | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Transmission network, electricity, high voltage {GLO}| market for | Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Photovoltaic plant, 570 kW_p, multi-Si, on open ground {GLO}|contruction|Cut-off, U	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Tap water (Europe without Switzerland) tap water production, underground water without treatment	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
CH: treatment of wastewater, from residence, capacity 1.1E10l/year	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p façade installation, single-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p flat roof installation, single-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, single-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p façade installation, multi-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p flat roof installation, multi-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica

Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, multi-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, a-Si	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica
Electricity production, photovoltaic, 3 kW_p slanted roof installation, CdTe	EcoInvent v. 3.7.1: nessuna modifica

AGROALIMENTARE

EDILIZIA COSTRUZIONI

ENERGIA

LEGNO ARREDO

ISBN 978-88-8286-514-6

enea.it