

# **POLITECNICO DI MILANO**

Facoltà di Ingegneria Industriale e dell'informazione

Corso di Laurea in  
Ingegneria gestionale



## **Impatto economico ambientale del raggiungimento degli obiettivi dell'Italia al 2020 mediante tecnologia fotovoltaica ed eolica**

Relatore: Prof. Giampaolo Manzolini

Correlatore: Ing. Matteo Gazzani

Tesi di Laurea di: Matteo Giacomo Prina

Matricola: 782411

Anno Accademico 2012 – 2013

# Indice Generale

<b>Capitolo 1</b>	<b>Introduzione e obiettivi</b> .....	1
<b>Capitolo 2</b>	<b>Impianti considerati</b> .....	2
2.1	Assunzioni e semplificazioni .....	2
2.2	A2A .....	5
	2.2.1 Cassano D'Adda.....	5
	2.2.2 Mincio .....	5
2.3	Edipower .....	6
	2.3.1 Chiavasso.....	6
	2.3.2 Piacenza.....	7
	2.3.3 Sermide.....	7
2.4	Enel .....	8
	2.4.1 Porto Corsini.....	8
	2.4.2 La Casella .....	8
2.5	Eon .....	9
	2.5.1 Ostiglia .....	9
2.6	Elaborazione dei risultati .....	10
	2.6.1 Emissioni di CO <sub>2</sub> .....	10
	2.6.2 Emissioni di NO <sub>x</sub> .....	15
2.7	Metodologia: Il campione .....	17
2.8	Confronto con la California .....	19
<b>Capitolo 3</b>	<b>Costo e prezzo attuale della CO<sub>2</sub> evitata</b> .....	25
	3.1 Il costo della CO <sub>2</sub> evitata .....	27
	3.2 Il prezzo della CO <sub>2</sub> evitata.....	32
<b>Capitolo 4</b>	<b>Scenari e risultati energetici</b> .....	37
4.1	LIVELLO 0 .....	39
	4.1.1 SOLO FOTOVOLTAICO.....	41
	4.1.2 SOLO EOLICO .....	44
	4.1.3 50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO.....	46
	4.1.4 Riflessioni sui risultati ottenuti.....	48
	4.1.5 SOLO CICLI COMBINATI .....	49
	4.1.6 Emissioni di CO <sub>2</sub> evitata .....	51
4.2	LIVELLO 1.....	52

	4.2.1 SOLO FOTOVOLTAICO.....	60
	4.2.2 SOLO EOLICO .....	62
	4.2.3 50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO.....	65
	4.2.4 Quota di produzione dei cicli combinati .....	67
	4.2.5 SOLO CICLI COMBINATI .....	75
	4.2.6 Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate .....	76
	4.2.7 LIVELLO 1 al 50% .....	82
4.3	LIVELLO 2.....	84
	4.3.1 LIVELLO 2 al 50% .....	85
<b>Capitolo 5</b>	<b>Emissioni e risultati economici .....</b>	<b>87</b>
5.1	Confronto sulle emissioni di CO <sub>2</sub> evitata .....	87
5.2	Confronto costo CO <sub>2</sub> evitata .....	90
<b>Capitolo 6</b>	<b>Conclusioni .....</b>	<b>102</b>
<b>Bibliografia</b>	<b>.....</b>	<b>107</b>

## ABSTRACT

Negli ultimi anni, a causa dello sviluppo di tecnologie rinnovabili e non programmabili di produzione di energia elettrica come fotovoltaico ed eolico, l'approvvigionamento elettrico, in Italia, è in una fase di forte evoluzione. La discontinuità e non programmabilità di queste fonti energetiche rinnovabili ha influito e tuttora influisce indirettamente sulla produzione da parte degli impianti a ciclo combinato. La produzione di questi ultimi viene modificata a causa della domanda di energia elettrica ai cicli combinati che è sempre più variabile e discontinua. Questi impianti sono costretti a lavorare con configurazioni sempre più flessibili che hanno come conseguenza un peggioramento dei parametri ambientali. Lo scopo di questo elaborato è studiare nello specifico questi effetti attraverso una analisi economico ambientale. L'intervallo temporale preso in considerazione va dal 2006 al 2020. Si è dapprima analizzata la situazione esistente negli anni dal 2006 al 2011 definendo un modello interpretativo e si sono poi elaborati degli scenari possibili per valutare questo effetto nel medio periodo, ossia dal 2011 al 2020. I metodi utilizzati sono stati: metodi statistici come la costruzione di un campione e l'elaborazione di un modello di regressione lineare, la valutazione di indicatori economici ed ambientali e la costruzione di scenari per indagare l'evoluzione del contesto futuro. I risultati ottenuti hanno permesso di verificare che l'effetto di fotovoltaico ed eolico sui cicli combinati non è trascurabile. Le emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate tramite queste fonti rinnovabili vengono ridimensionate se si considera l'aumento di emissioni indotto nei cicli combinati. Si è poi trovato che la tecnologia che meglio permette di soddisfare gli obiettivi italiani del 2020, per costi ed emissioni evitate, è l'eolico che ha una produzione giornaliera e mensile più costante del fotovoltaico. Si è infine dimostrato che se non si considerasse l'effetto di fotovoltaico ed eolico sui cicli combinati e, in particolare, non si considerasse il conseguente decadimento di rendimento degli stessi si commetterebbero errori nel calcolo degli indicatori e nelle possibili scelte di politica energetica.

## Elenco delle Figure

Figura 1 Emissioni specifiche di CO <sub>2</sub> in funzione delle ore equivalenti di funzionamento delle centrali.....	11
Figura 2 Relazione tra la nuvola dei punti del 2006 e quella del 2011.....	11
Figura 3 Andamento delle emissioni specifiche degli NO <sub>x</sub> in funzione delle ore equivalenti.....	16
Figura 4 Banda di confidenza.....	18
Figura 5 Esempio di intervallo di confidenza.....	18
Figura 6 Confronto tra la produzione annua da fotovoltaico di Italia e California per il periodo 2006-2011.....	19
Figura 7 Confronto tra la produzione annua da eolico di Italia e California per il periodo 2006-2011.....	20
Figura 8 Confronto tra la produzione annua da fonti energetiche rinnovabili (FER) di Italia e California per il periodo 2006-2011.....	20
Figura 9 Produzione annua di energia elettrica da fonti convenzionali, Italia.....	21
Figura 10 Produzione annua di energia elettrica da fonti rinnovabili, California.....	21
Figura 11 Andamento della richiesta di energia elettrica e il suo soddisfacimento suddiviso per fonte, Italia.....	22
Figura 12 Andamento della richiesta di energia elettrica e il suo soddisfacimento suddiviso per fonte, California.....	22
Figura 13 Andamento delle emissioni di CO <sub>2</sub> da fonti convenzionali, Italia.....	23
Figura 14 Andamento delle emissioni di CO <sub>2</sub> da fonti convenzionali, California.....	23
Figura 15 Confronto dei valori del costo della CO <sub>2</sub> evitata nei vari casi al 2011.....	32
Figura 16 Valori delle emissioni totali evitate di CO <sub>2</sub> per i sei scenari proposti.....	51
Figura 17 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 16 febbraio 2011.....	54
Figura 18 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 20 Aprile 2011.....	54
Figura 19 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 15 giugno 2011.....	55
Figura 20 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 17 agosto 2011.....	55
Figura 21 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 19 ottobre 2011.....	56
Figura 22 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 21 dicembre 2011.....	56
Figura 23 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 16 febbraio.....	57
Figura 24 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 20 aprile.....	58

Figura 25 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 15 giugno. ....	58
Figura 26 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 17 agosto.....	59
Figura 27 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 19 ottobre. ....	59
Figura 28 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 21 dicembre. ....	60
Figura 29 Andamento della produzione oraria del fotovoltaico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 16 febbraio.....	61
Figura 30 Andamento della produzione oraria del fotovoltaico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 17 agosto.....	61
Figura 31 Andamento della produzione oraria di eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 16 febbraio.....	63
Figura 32 Andamento della produzione oraria di eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 17 agosto.....	63
Figura 33 Andamento della produzione oraria della somma della produzione di fotovoltaico ed eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 16 febbraio.....	65
Figura 34 Andamento della produzione oraria della somma della produzione di fotovoltaico ed eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 17 agosto. ....	65
Figura 35 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 21 dicembre. ....	68
Figura 36 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 21 dicembre. ....	69
Figura 37 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 17 agosto.....	69
Figura 38 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 17 agosto.....	70
Figura 39 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50%	

FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO”per il giorno 20 aprile.....	70
Figura 40 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 20 aprile.....	71
Figura 41 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO”per il giorno 19 ottobre.....	71
Figura 42 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 19 ottobre.....	72
Figura 43 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO”per il giorno 16 febbraio.....	72
Figura 44 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 16 febbraio.....	73
Figura 45 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO”per il giorno 15 giugno.....	73
Figura 46 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno15 giugno.....	74
Figura 47 Andamento della produzione oraria da CC nel giorno 21 dicembre per lo scenario di riferimento.....	75
Figura 48 Emissioni totali evitate calcolate attraverso il livello 1 a confronto con le emissioni totali evitate calcolate col livello 0.....	81
Figura 49 Confronto tra “LIVELLO 1” e “LIVELLO 1 al 50%” delle emissioni di CO <sub>2</sub> evitata.....	83
Figura 50 Variazione rendimento istantaneo in funzione del carico di funzionamento dell'impianto.....	84

Figura 51 Confronto tra “LIVELLO 2” e “LIVELLO 2 al 50%” delle emissioni di CO <sub>2</sub> evitata. ....	86
Figura 52 confronto delle emissioni di CO <sub>2</sub> evitata nei cinque metodi di calcolo considerati. ....	87
Figura 53 Composizione dei costi di un impianto eolico.....	95
Figura 54 Confronto del valore del <i>COEfotov</i> per il 2011 e per i sei scenari al 2020 con il valore del PUN al 2020.....	97
Figura 55 Confronto del valore del <i>COEeolico</i> per il 2011 e per i sei scenari al 2020 con il valore del PUN al 2020.....	98
Figura 56 Confronto dei risultati del <i>Costo CO2 evitata</i> mediante fotovoltaico tra i vari scenari al 2020. ....	99
Figura 57 Confronto dei risultati del <i>Costo CO2 evitata</i> mediante eolico del 2011 e del 2020 nei vari scenari.....	99



## Elenco delle Tabelle

Tabella 1 Parametri di riferimento .....	2
Tabella 2 Parametri riportati nella dichiarazione ambientale EMAS. ....	3
Tabella 3 Analisi dei parametri della centrale di Ostiglia.....	4
Tabella 4 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Cassano D'adda	5
Tabella 5 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale del Mincio .....	6
Tabella 6 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Chiavasso .....	6
Tabella 7 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Piacenza .....	7
Tabella 8 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Sermide .....	7
Tabella 9 Potenza, energia elettrica e emissioni della centrale di Porto Corsini ....	8
Tabella 10 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di La Casella .....	8
Tabella 11 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Ostiglia.....	9
Tabella 12 Riassunto dei dati relativi agli impianti del campione. Energia elettrica prodotta (EE), ore equivalenti ed emissioni di CO <sub>2</sub> totali e specifiche.....	10
Tabella 13 Energia elettrica (EE) prodotta e potenza installata del campione e del parco italiano dei cicli combinati (CC) negli anni 2006- 2011.....	12
Tabella 14 Ore equivalenti, emissioni specifiche ed emissioni totali del parco italiano di cicli combinati (CC) negli anni 2006-2011.....	12
Tabella 15 Produzione di energia elettrica da fotovoltaico ed eolico e emissioni specifiche cicli combinati (CC) negli anni 2006 e 2011.....	14
Tabella 16 Percentuale di copertura del campione sulla produzione di energia elettrica da ciclo combinato .....	17
Tabella 17 Percentuale di copertura del campione sulla potenza installata del parco italiano di impianti a ciclo combinato .....	17
Tabella 18 Andamento mensile del PUN e delle' elettricità prodotta da fonti convenzionali nell'anno 2011.....	27
Tabella 19 Dati di potenza utili a ricavare il costo complessivo del fotovoltaico installato dal 2006 al 2011. ....	29
Tabella 20 Dati utili a ricavare il costo complessivo dell'eolico installato dal 2006 al 2011.....	30
Tabella 21 Incentivi annui dei diversi conti energia fino al 31 dicembre 2011 ....	35
Tabella 22 Riassunto dei valori del costo (considerando la riduzione del 10% del PUN) e del prezzo della CO <sub>2</sub> evitata.....	35
Tabella 23 Costo annuo incentivi per l'eolico.....	36
Tabella 24 Riassunto dei valori del costo (considerando la riduzione del 10% del PUN) e del prezzo della CO <sub>2</sub> evitata.....	36
Tabella 25 Previsione del consumo finale o richiesta di elettricità secondo due diversi scenari.....	37
Tabella 26 Richiesta di energia elettrica annua nei due scenari: di riferimento e di efficienza energetica supplementare, e conseguente aumento percentuale. ....	39

Tabella 27 Produzione di energia elettrica per fonte [MWh] nel 2011. Esempio di come viene ricavata la potenza annua prodotta dai cicli combinati.....	40
Tabella 28 Calcolo della percentuale di EE da FER sui consumi di EE nel 2011.	40
Tabella 29 Andamento della produzione annuale da FER negli anni 2011 e 2020 .....	41
Tabella 30 Calcolo della potenza installata di fotovoltaico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 .....	42
Tabella 31 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica. ....	43
Tabella 32 Calcolo delle emissioni di CO <sub>2</sub> relativa alla produzione di EE da ciclo combinato nei due scenari al 2020. ....	43
Tabella 33 Calcolo della potenza installata di eolico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 .....	44
Tabella 34 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica. ....	45
Tabella 35 Calcolo delle emissioni di CO <sub>2</sub> relativa alla produzione di EE da ciclo combinato nei due scenari al 2020. ....	45
Tabella 36 Calcolo della potenza installata di eolico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 .....	46
Tabella 37 Calcolo della potenza installata di eolico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20 .....	46
Tabella 38 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica. ....	47
Tabella 39 Calcolo delle emissioni di CO <sub>2</sub> relativa alla produzione di EE da ciclo combinato nei due scenari al 2020. ....	47
Tabella 40 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica. Caso SOLO CICLI COMBINATI. ....	49
Tabella 41 Verifica delle ore equivalenti del parco italiano di cicli combinati e calcolo delle emissioni di CO <sub>2</sub> . ....	50
Tabella 42 Confronto dei dati prima e dopo la normalizzazione e quantificazione dell'impatto medio percentuale della normalizzazione.....	53
Tabella 43 Confronto tra la produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 e nel 2020 nello "SCENARIO DI RIFERIMENTO" per il caso "SOLO FOTOVOLTAICO". ....	62
Tabella 44 Confronto tra la produzione di energia elettrica da eolico nel 2011 e nel 2020 nello "SCENARIO DI RIFERIMENTO" per il caso "SOLO EOLICO". ....	64
Tabella 45 Confronto tra la produzione di energia elettrica da eolico nel 2011 e nel 2020 nello "SCENARIO DI RIFERIMENTO" per il caso "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO". ....	66
Tabella 46 Produzioni annuali da termoelettrico e relative percentuali sul termoelettrico totale. ....	68

Tabella 47 Definizione delle macrocategorie di funzionamento del parco italiano di cicli combinati.....	77
Tabella 48 Riassunto dei dati di funzionamento dei cicli combinati nel giorno 17 agosto, scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO".	78
Tabella 49 Numero giorni per mese, 2011.....	79
Tabella 50 Produzione giornaliera media da termoelettrico in italia nel 2011. ....	80
Tabella 51 Confronto della stima delle emissioni evitate di CO <sub>2</sub> con i metodi "LIV 2" e "LIV 2 carico nominale".	89
Tabella 52 Risultati costo CO <sub>2</sub> evitata e COE del 2011.....	90
Tabella 53 Calcolo del COE del fotovoltaico per lo scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO" .....	92
Tabella 54 Emissioni specifiche di CO <sub>2</sub> evitata nei sei scenari considerati per il "LIV 1".....	93
Tabella 55 Risultati del costo della CO <sub>2</sub> evitata per lo scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO".	94
Tabella 56 Risultati del costo della CO <sub>2</sub> evitata per lo scenario "SOLO EOLICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO".	95
Tabella 57 Risultati del COE e Costo CO <sub>2</sub> evitata per i sei casi considerati. ....	96
Tabella 58 Emissioni specifiche di CO <sub>2</sub> evitata per i sei scenari nei tre livelli principali considerati.....	100
Tabella 59 Risultati del costo della CO <sub>2</sub> evitata [€tCO <sub>2</sub> ] nei tre livelli considerati. ....	100
Tabella 60 Confronto del costo della CO <sub>2</sub> evitata [€tCO <sub>2</sub> ] tra "LIV 2" e "LIV 2 carico nominale".	101

# Capitolo 1

## Introduzione e obiettivi

Sin dalla liberalizzazione del mercato elettrico nel 1999 il settore della produzione di energia elettrica ha operato in un contesto dinamico soggetto a profondi capovolgimenti. In questi ultimi anni la grande espansione della produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili ha ulteriormente modificato il contesto. La discontinuità, ciclicità e non programmabilità della produzione di elettricità da parte delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e la loro priorità di dispacciamento hanno influenzato profondamente la produzione di energia elettrica da fonti convenzionali.

Gli unici impianti dotati di una flessibilità di funzionamento tale da poter adattare la propria produzione per garantire stabilità di rete a fronte della discontinuità delle fonti energetiche rinnovabili sono gli impianti termoelettrici basati sulla tecnologia del ciclo combinato (CC).

Il parco italiano di cicli combinati ha dovuto, quindi, negli ultimi anni, adeguare il livello di produzione a una richiesta sempre più variabile e poco costante. La conseguenza di ciò è un funzionamento degli impianti ai carichi parziali e quindi con rendimenti inferiori ed emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> maggiori rispetto al nominale. Uno degli obiettivi primari del lavoro è sviluppare e fornire un'analisi quantitativa, economica ed ambientale che quantifichi le conseguenze del grande sviluppo di fotovoltaico ed eolico sul funzionamento dei cicli combinati presenti nel parco italiano.

La prima parte del lavoro presenta quindi un'analisi quantitativa sull'incremento delle emissioni per kWh prodotto da ciclo combinato come conseguenza del calo delle ore equivalenti durante il periodo che va dal 2006 al 2011, anni di forte diffusione del fotovoltaico. E' stato inoltre calcolato il costo della CO<sub>2</sub> evitata considerando l'introduzione di fotovoltaico ed eolico. Mediante il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata, si è indagato quello che è stato lo sforzo italiano, in termini di incentivazione, per la riduzione effettiva delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

La seconda parte del lavoro di tesi è volta all'analisi delle conseguenze prolungate di questo trend. Attraverso l'elaborazione di scenari al 2020, è stato studiato come l'Italia potrebbe comportarsi per rispettare la direttiva europea del pacchetto 20-20-20, recepita attraverso il piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN). Sono infine presentati i possibili effetti che un ulteriore aumento nella produzione di elettricità, mediante fonti rinnovabili, potrebbe comportare sui parametri ambientali del parco italiano dei cicli combinati.

## Capitolo 2

### Impianti considerati

Per sviluppare l'analisi ed il confronto tra la situazione italiana prima e dopo la grande diffusione del fotovoltaico, sono stati presi in considerazione gli anni 2006 e 2011. Per analizzare il comportamento dell'intero parco italiano di cicli combinati si è deciso di raccogliere un campione di impianti che potesse descriverne in modo adeguato le caratteristiche. È quindi stato necessario reperire i dati riguardanti i singoli impianti attraverso le dichiarazioni ambientali o certificazioni EMAS. L'EMAS o "Eco-Management and Audit Scheme" è una certificazione volontaria, rilasciata dal Comitato interministeriale per l'Ecolabel e l'Ecoaudit, che si avvale del supporto tecnico dell'ISPRA e delle ARPA/APPA competenti per territorio, che ha lo scopo principale di favorire una valutazione e il miglioramento delle prestazioni ambientali.

#### 2.1 Assunzioni e semplificazioni

A causa delle diverse informazioni disponibili nelle dichiarazioni ambientali usate come fonti e della diversa natura delle centrali, è stato necessario apportare alcune semplificazioni e assunzioni. Gli impianti composti unicamente da una o più sezioni di cicli combinati sono stati presi direttamente senza alcuna trasformazione. Al contrario per gli impianti formati da sezioni a ciclo combinato e da altre sezioni tradizionali sono state necessarie alcune semplificazioni per depurare i dati della dichiarazione ambientale, riferiti all'intero impianto, dei dati riguardanti le sezioni tradizionali. L'unico caso per cui sono stati presi tali accorgimenti è la centrale di Ostiglia dato che è formata da quattro sezioni: tre cicli combinati a gas naturale e un ciclo Rankine a olio combustibile e gas naturale. Essendo, infatti, i dati della dichiarazione ambientale complessivi d'impianto, devono essere depurati dai parametri di funzionamento della sezione 4, l'unica non basata sul ciclo combinato. Si sono presi dei valori medi di alcuni parametri per portare a termine l'analisi. Questi ultimi sono esposti in tabella 1.

**Tabella 1 Parametri di riferimento**

PCI oil	43	MJ/Kg
Rendimento di riferimento	0,38	
Emissioni specifiche CO <sub>2</sub> oil ciclo Rankine	650	g/KWh
Emissioni specifiche CO <sub>2</sub> gas naturale ciclo Rankine	430	g/KWh

Con questi valori è possibile ricavare le emissioni specifiche per il ciclo Rankine sapendo che il combustibile è una miscela con 80% di gas naturale e 20% di olio combustibile:

$$emissioni\ specifiche_{rankine} = 0.8 * e_{CO2_{gas_{nat}}} + 0.2 * e_{CO2_{oil}} \quad (2.1)$$

Poiché nella dichiarazione ambientale è presente il dato della produzione complessiva dell'impianto e non quella delle singole sezioni vengono calcolate le ore equivalenti della sezione del ciclo Rankine per trovare poi l'energia elettrica prodotta dalla singola sezione. Troviamo così la portata di combustibile:

$$m_{fuel} = \frac{Q_{in_{oil}}}{PCI_{oil} * \eta_{rif}} \quad (2.2)$$

Dove i valori di  $PCI_{oil}$  e  $\eta_{rif}$  sono dati in tabella 1 e per il valore di  $Q_{in_{oil}}$  si prende la potenza della sezione a vapore pari a 330 MW. Si possono ora ricavare le ore equivalenti utilizzando l'energia annuale con la formula (2.3). Dove  $Q_{in_{oil}}$  è questa volta espresso in [kJ/anno], riportato in tabella 2, per trovare le ore equivalenti espresse in [ora/anno].

$$h_{eq} = \frac{Q_{in_{oil}}}{m_{fuel} * PCI_{oil}} \quad (2.3)$$

**Tabella 2 Parametri riportati nella dichiarazione ambientale EMAS.**

	2011	2006
$m_{fuel}$ [Kg/s]	4,04	4,04
$Q_{in_{oil}}$ [GJ/anno]	855	3479231
$h_{eq}$	1,37	5564,43

Il risultato delle ore equivalenti nel 2011, evidenziato in tabella 2, è concorde con il mancato funzionamento del ciclo Rankine esposto nella dichiarazione ambientale di Eon [16]. Con le ore equivalenti e la potenza nominale si trova l'energia elettrica prodotta:

$$EE_{netta} = P * h_{eq} \quad (2.4)$$

Avendo ora l'energia elettrica prodotta per ogni sezione si possono ricavare le emissioni di CO<sub>2</sub> totali del ciclo rankine moltiplicando le emissioni specifiche per l'energia elettrica prodotta. Per sottrazione dai dati totali si trovano le emissioni totali di CO<sub>2</sub> prodotte dai cicli combinati e quindi anche le emissioni specifiche [g/kWh] con la formula:

$$emissioni\ specifiche = \frac{CO_{2\ tot}}{EE\ netta} \quad (2.5)$$

E le ore equivalenti:

$$h_{eq} = \frac{EE_{netta}}{P} \quad (2.6)$$

La tabella 3 mostra i risultati trovati per la centrale di Ostiglia. Si può osservare come l'energia elettrica prodotta annualmente diminuisca nel 2011 rispetto al 2006 con conseguente diminuzione delle ore equivalenti e aumento delle emissioni specifiche, a fronte di una potenza installata e di un impianto rimasti inalterati.

**Tabella 3 Analisi dei parametri della centrale di Ostiglia**

Ostiglia	anno	EE netta [MWh]	ore equivalenti	CO <sub>2</sub> tot [t]	CO <sub>2</sub> spec [g/kWh]	Potenza impianto [MW]
ciclo combinato	2006	5343739	4638,6	1983612	371,2	1152
	2011	4206549	3651,5	1637786	389,3	
ciclo Rankine	2006	1836261	5564,4	870388	474	330
	2011	451,3	1,37	213,9	474	
impianto complessivo	2006	7180000		2854000	397,4	1482
	2011	4207000		1638000	389,3	

I valori trovati riguardanti il ciclo Rankine non sono utili alla nostra analisi che intende in questa fase valutare i parametri di funzionamento e parametri ambientali di un campione rappresentativo dei soli cicli combinati. Pertanto i dati che verranno utilizzati nel corso del lavoro sono quelli rilevati e riferiti al ciclo combinato.

## 2.2 A2A

A2A è un'azienda Italiana che opera in vari settori: produzione energia elettrica, distribuzione energia elettrica e gas e produzione, vendita e distribuzione di calore. È il secondo operatore elettrico italiano con circa 11 GW di capacità installata grazie alla recente acquisizione della maggioranza di Edipower.

### 2.2.1 Cassano d'adda

L'impianto di Cassano è stato costruito e produce energia elettrica dal 1961. La centrale è stata convertita all'attuale assetto di ciclo combinato nel 2006, anno dell'entrata in servizio delle due unità a ciclo combinato per una potenza di 995 MW totali.

**Tabella 4 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Cassano D'adda**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	995	
EE netta [MWh]	4554000	2464000
ore equivalenti	4576,88	2476,38
CO <sub>2</sub> [t]	1771106	968981
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	388,91	393,26
NOx [t]	944	251
NOx [g/kWh]	0,21	0,10

### 2.2.2 Mincio

L'impianto produce energia elettrica sfruttando la tecnologia del ciclo combinato ed ha una potenza installata di 380 MW. È entrato in servizio nel 2004 a seguito della conversione di un'unità turbogas preesistente.



**Tabella 5 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale del Mincio**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	380	
EE netta [MWh]	2275000	884000
ore equivalenti	5986,84	2326,32
CO <sub>2</sub> [t]	844684	344159
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	371,29	389,32
NOx [t]	413	113
NOx [g/kWh]	0,18	0,13

## 2.3 Edipower

E' un' azienda tra le maggiori produttrici italiane di energia elettrica. Possiede nove unità produttive: sei centrali termoelettriche e tre nuclei idroelettrici. Ha una quota di produzione pari al 3,3% del fabbisogno energetico nazionale.

### 2.3.1 Chiavasso

La centrale è entrata in funzione per la prima volta nel 1953 e nel 2005 sono terminati i lavori per la trasformazione in ciclo combinato. Ad oggi sono presenti due gruppi di cicli combinati: il primo formato da un turbogas di 250 MW di potenza a cui è accoppiata una turbina a vapore da 130MW. La seconda unità si compone di due turbogas di eguale potenza del precedente, ma accoppiati ad un'unica turbina a vapore da 270 MW.

**Tabella 6 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Chiavasso**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	1150	
EE netta [MWh]	5563000	2388000
ore equivalenti	4837,39	2076,52
CO <sub>2</sub> [t]	2098170	924530
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	377,17	387,16
NOx [t]	848	300,9
NOx [g/kWh]	0,15	0,13

### 2.3.2 Piacenza

È un sito produttivo utilizzato per generare energia elettrica sino dal 1941. Dopo numerosi interventi la centrale è ora composta da un unico ciclo combinato, entrato in esercizio nel 2006, per una potenza di 840 MW. L'impianto è predisposto per il funzionamento con post-combustione, questo per avere una maggior flessibilità nella modulazione del carico e per consentire il servizio di teleriscaldamento.

**Tabella 7 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Piacenza**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	840	
EE netta [MWh]	3225000	1962000
ore equivalenti	3839,29	2335,71
CO <sub>2</sub> [t]	1212200	754880
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	375,88	384,75
NOx [t]	501	383
NOx [g/kWh]	0,16	0,20

### 2.3.3 Sermide

La Potenza nominale attuale della centrale è 1140 MW. E' entrata in esercizio nel 1982 con quattro sezioni alimentate a OCD e gas naturale. Nel 2001 è stata realizzata una conversione dell'impianto, trasformando due delle quattro sezioni esistenti in cicli combinati. Le due sezioni a vapore rimanenti non hanno avuto l'autorizzazione a restare in esercizio commerciale.

**Tabella 8 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Sermide**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	1140	
EE netta [MWh]	5761000	1989341
ore equivalenti	5053,51	1745,04
CO <sub>2</sub> [t]	2140295	792428
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	371,51	398,34
NOx [t]	616	256,8
NOx [g/kWh]	0,11	0,13

## 2.4 Enel

E' la più grande azienda elettrica italiana. Lavora nel settore della generazione di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili con circa 40 GW di capacità installata. Di questi, 3 GW sono capacità di impianti ad energia rinnovabile. Inoltre opera nel settore della distribuzione dell'energia elettrica.

### 2.4.1 Porto Corsini

La centrale nasce nel 1960 ed è costituita da quattro unità funzionanti ad olio combustibile. Nel 1990 l'impianto viene riconfigurato in 2 unità a ciclo combinato identiche da 380 MW ciascuna, per un totale di potenza installata pari a 760 MW.

**Tabella 9 Potenza, energia elettrica e emissioni della centrale di Porto Corsini**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	760	
EE netta [MWh]	3902566	2777926
ore equivalenti	5134,96	3655,17
CO <sub>2</sub> [t]	1437795	1068374
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	368,42	384,59
NOx [t]	529	244
NOx [g/kWh]	0,14	0,09

### 2.4.2 La Casella

La centrale è composta da tre unità a ciclo combinato da 1484 MW totali. I tre cicli sono stati avviati nel 2003, quando si è completata la sostituzione dei quattro gruppi ad olio combustibile preesistenti.

**Tabella 10 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di La Casella**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	1484	
EE netta [MWh]	5061100	5029500
ore equivalenti	3410,44	3389,15
CO <sub>2</sub> [t]	1890400	1920900
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	373,52	381,93
NOx [t]	746	596
Nox [g/kWh]	0,15	0,12

## 2.5 Eon

È una grande azienda tedesca che opera nel campo dell'energia elettrica e del gas. Opera in Europa, Russia e Nord America ed è presente anche in Brasile e Turchia. Il suo business è molto diversificato e riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e convenzionali, vendita di gas naturale e distribuzione.

### 2.5.1 Ostiglia

La centrale termoelettrica di Ostiglia è entrata in funzione nel 1974. Era inizialmente composta da quattro sezioni termoelettriche da 330 MW per una potenza complessiva di 1320MW. Nel 2005 terminano i lavori di riconversione delle prime tre unità in cicli combinati. Dal 2005 ad oggi sono quindi in funzione tre gruppi di cicli combinati con una potenza di 384 MW l'uno e la sezione 4 basata sulla tecnologia del ciclo a vapore con surriscaldamento, risurriscaldamento e ciclo rigenerativo a sette spillamenti in turbina. Il combustibile usato è gas naturale per le sezioni a ciclo combinato e 80% gas naturale e 20% olio combustibile per la sezione 4. In tabella 11 vengono riportate le prestazioni dei soli cicli combinati, obiettivo di questa indagine.

**Tabella 11 Potenza, energia prodotta e emissioni della centrale di Ostiglia**

parametri	anno	
	2006	2011
Potenza impianto [MW]	1152	
EE netta [MWh]	5343739,3	4206549
ore equivalenti	4638,66	3651,52
CO <sub>2</sub> [t]	1983612,4	1637786
CO <sub>2</sub> specifiche [g/kWh]	371,20	389,34

## 2.6 Elaborazione dei risultati

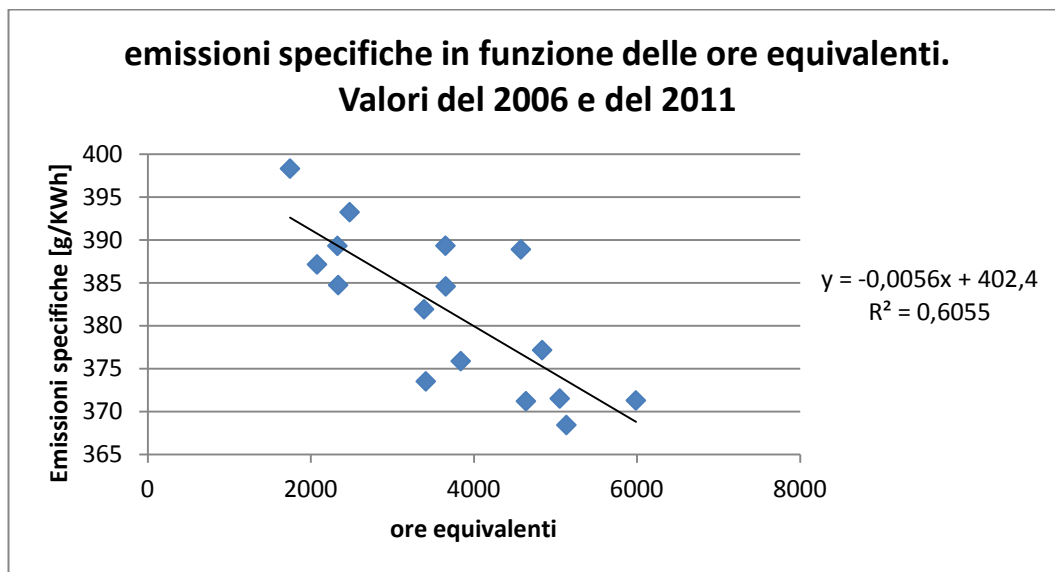
### 2.6.1 Emissioni di CO<sub>2</sub>

Nella seguente tabella sono raccolti i dati relativi agli otto impianti mostrati in precedenza che vanno a comporre il campione su cui si basa l'analisi.

**Tabella 12 Riassunto dei dati relativi agli impianti del campione. Energia elettrica prodotta (EE), ore equivalenti ed emissioni di CO<sub>2</sub> totali e specifiche.**

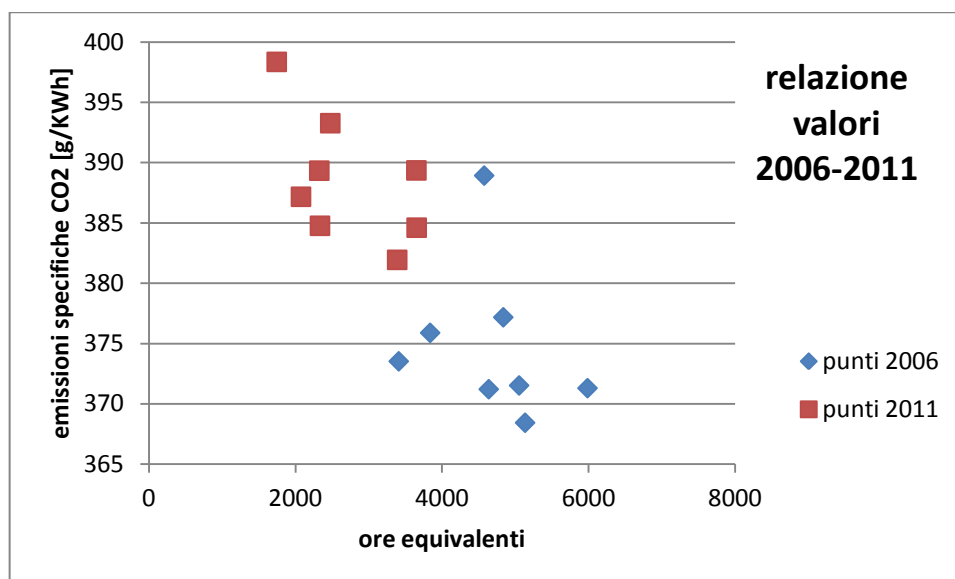
		anno	EE netta [MWh]	ore equivalenti	CO <sub>2</sub> tot [t]	CO <sub>2</sub> spec [g/kWh]	Potenza impianto [MW]
A2A	Cassano D'adda	2006	4.554.000	4.576,88	1.771.106	388,9	995
		2011	2.464.000	2.476,38	968.981	393,3	
	Mincio	2006	2.275.000	5.986,84	844.684	371,3	380
		2011	884.000	2.326,32	344.159	389,3	
Edipower	Chiavasso	2006	5.563.000	4.837,39	2.098.170	377,2	1150
		2011	2.388.000	2.076,52	924.530	387,2	
	Piacenza	2006	3.225.000	3.839,29	1.212.200	375,9	840
		2011	1.962.000	2.335,71	754.880	384,8	
	Sermide	2006	5.761.000	5.053,51	2.140.295	371,5	1140
		2011	1.989.341	1.745,04	792.428	398,3	
Enel	Porto corsini	2006	3.902.566	5.134,96	1.437.795	368,4	760
		2011	2.777.926	3.655,17	1.068.374	384,6	
	La Casella	2006	5.061.100	3.410,44	1.890.400	373,5	1484
		2011	5.029.500	3.389,15	1.920.900	381,9	
Eon	Ostiglia	2006	5.343.739	4.638,66	1.983.612	371,2	1152
		2011	4.206.549	3.651,52	1.637.786	389,3	

Si può osservare come dal 2006 al 2011, le ore equivalenti di funzionamento delle centrali siano scese molto e come le emissioni specifiche siano al contrario aumentate. Le emissioni totali non sono sempre aumentate anzi nella maggior parte dei casi queste sono diminuite a causa della minor produzione totale di energia elettrica (diminuita in tutti gli otto casi considerati). Il campione trovato ci permette di costruire un modello che metta in relazione le emissioni specifiche con le ore equivalenti, per mostrare il trend in atto dal 2006 al 2011. Si mappano, quindi, i valori degli otto impianti che compongono il campione, sia i valori del 2006 che quelli del 2011 per un totale di 16 punti sul grafico.



**Figura 1** Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> in funzione delle ore equivalenti di funzionamento delle centrali.

Attraverso la fig. 2 possiamo osservare meglio lo spostamento nei parametri di funzionamento delle centrali dal 2006 al 2011.



**Figura 2** Relazione tra la nuvola dei punti del 2006 e quella del 2011.

Si osservano due zone distinte di punti. Una, in blu, che appartiene alle coppie ore equivalenti, emissioni specifiche del 2006 e un'altra, in rosso, del 2011.

In figura 1 si costruisce il modello di regressione lineare che descrive l'evoluzione in atto. La retta di regressione lineare permette di calcolare le emissioni di CO<sub>2</sub> dell'intero parco italiano di cicli combinati a partire dalle ore equivalenti,

estendendo, così, il risultato del campione al numero complessivo degli impianti a ciclo combinato sul suolo italiano.

**Tabella 13 Energia elettrica (EE) prodotta e potenza installata del campione e del parco italiano dei cicli combinati (CC) negli anni 2006- 2011.**

	EE netta prodotta dal campione di CC [MWh]	EE netta prodotta in italia da CC [MWh]	Potenza totale installata in italia di CC [MW]	Potenza installata del campione [MW]
2006	35685405	127338300	28894,6	7901
2011	21701316	128241200	42454,1	7901

Il campione rappresenta quasi il 30% della potenza installata totale al 2006 e può per questo motivo essere ritenuto un campione soddisfacente. La tabella 13 evidenzia l'aumento di potenza installata tra 2006 e 2011 di impianti a ciclo combinato. A partire dai dati di energia elettrica prodotta e potenza installata in tabella 13 si trovano le ore equivalenti del parco italiano di cicli combinati:

$$h_{eq} = \frac{EE_{netta}}{P} \quad (2.7)$$

E tramite il modello trovato della retta di regressione lineare è possibile andare a calcolare le emissioni specifiche:

$$e_{spec} = -0.0056 * h_{eq} + 402.4 \quad (2.8)$$

E quindi le emissioni totali del parco italiano di cicli combinati moltiplicando l'energia elettrica prodotta con l'emissioni specifiche. I risultati sono riportati in tabella 14.

**Tabella 14 Ore equivalenti, emissioni specifiche ed emissioni totali del parco italiano di cicli combinati (CC) negli anni 2006-2011.**

	Ore equivalenti del parco italiano di CC	Emissioni specifiche CO <sub>2</sub> [g/KWh] parco italiano CC	Emissioni totali CO <sub>2</sub> del parco italiano CC [t]
2006	4407	377,7	48098330
2011	3020,7	385,5	49434939

È possibile ora quantificare la variazione di emissioni totali di CO<sub>2</sub> che i cicli combinati hanno prodotto in più nel 2011 rispetto alle emissioni che avrebbero prodotto lavorando con la stessa richiesta di energia elettrica del 2006 cioè in un regime caratterizzato da un carico più costante, allargando così i risultati del campione a tutto il parco italiano di cicli combinati.

Si ipotizza ora che la grande diffusione delle rinnovabili nella produzione di energia elettrica negli ultimi anni non ci sia stata. Si ipotizza che la variazione della richiesta di energia elettrica alle centrali a ciclo combinato sia dovuta interamente all'azione di fotovoltaico ed eolico. Il risultato che si avrebbe con queste ipotesi sarebbe un parco italiano di cicli combinati che produrrebbe elettricità a rendimenti più elevati, con delle emissioni specifiche pari a quelle del 2006. Si valutano quindi le emissioni totali di CO<sub>2</sub> che si otterrebbero con queste ipotesi:

$$\begin{aligned} Emissioni_{totCO_2ipotetiche} &= EE_{netta2011} * emissioni_{spec2006} = \quad (2.9) \\ &= 48439373,7 t \end{aligned}$$

Mentre quelle che si sono verificate effettivamente, e che sono state calcolate precedentemente, sono:

$$Emissioni_{totCO_2effettive} = 49434939,3 t \quad (2.10)$$

Si trovano, per sottrazione di questi termini, le emissioni emesse in più a causa dell'introduzione del fotovoltaico e dell'eolico e del loro effetto sulla richiesta di energia elettrica (EE) in ingresso alle centrali a ciclo combinato. Chiamiamo questo incremento nelle emissioni totali  $\Delta Emissioni_{tot\_CO_2}$ .

$$\begin{aligned} \Delta Emissioni_{tot\_CO_2} &= \\ &= Emissioni_{totCO_2effettive} - Emissioni_{totCO_2ipotetiche} \quad (2.11) \\ &= 995566 t \end{aligned}$$

Con questo nuovo dato è possibile calcolare la reale CO<sub>2</sub> evitata con l'introduzione di fotovoltaico ed eolico tra 2006 e 2011, che sarà data dalle emissioni risparmiate per aver prodotto elettricità con tecnologie che non emettono CO<sub>2</sub> meno l'incremento di emissioni indotto da queste tecnologie sui cicli combinati.



**Tabella 15 Produzione di energia elettrica da fotovoltaico ed eolico e emissioni specifiche cicli combinati (CC) negli anni 2006 e 2011.**

	produzione EE da Fotovoltaico in italia [MWh]	produzione EE da eolico in italia [MWh]	Emissioni specifiche CO <sub>2</sub> [g/KWh] parco italiano CC
2006	2300	2970700	377,7
2011	10795700	9856400	385,5

Tabella 15 riporta i dati del 2006 e del 2011 relativi alla produzione di energia elettrica da fotovoltaico ed eolico e le emissioni specifiche del parco italiano di cicli combinati nel 2006 e nel 2011. Per calcolare le emissioni evitate dovute alla produzione da rinnovabili nel 2011 rispetto al 2006 è lecito utilizzare le emissioni specifiche medie dei cicli combinati che avrebbero, in mancanza di rinnovabili, verosimilmente coperto tale quota. Quindi le emissioni evitate sono date dalla quantità annua del 2011 di energia elettrica prodotta, in più dalla fonte rinnovabile rispetto alla quantità del 2006, per le emissioni specifiche dei cicli combinati del 2006. Vengono usate le emissioni specifiche del 2006 poiché in assenza di ulteriori installazioni di fotovoltaico ed eolico dopo il 2006 la quota di energia elettrica annua sarebbe stata prodotta dai cicli combinati con un valore delle emissioni specifiche costante pari a quello del 2006.

$$\begin{aligned}
 &Emissioni_{CO_2\text{ evitata}_{fotov}} = \\
 &= (EE_{fotov_{2011}} - EE_{fotov_{2006}}) * emissioni_{specifiche_{CC_{2006}}} = \quad (2.12) \\
 &= 4077761 \text{ t}
 \end{aligned}$$

Lo stesso procedimento viene eseguito per l'eolico:

$$\begin{aligned}
 &Emissioni_{CO_2\text{ evitata}_{Eolico}} = \\
 &= (EE_{eolico_{2011}} - EE_{eolico_{2006}}) * emissioni_{specifiche_{CC_{2011}}} = \quad (2.13) \\
 &= 2600872 \text{ t}
 \end{aligned}$$

La somma dei due risultati dà le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate grazie alla diffusione di eolico e fotovoltaico.

$$Emissioni_{CO_2\text{ evitata}} = 6678633 \text{ t} \quad (2.14)$$

Come precedentemente accennato questo valore di emissioni di CO<sub>2</sub> evitate deve però essere depurato dal valore di  $\Delta Emissioni_{tot\_CO_2}$  che viene prodotto in più

dai cicli combinati come conseguenza indiretta dello sviluppo di fotovoltaico ed eolico. Si ottengono così le emissioni realmente evitate nell'anno 2011 grazie a queste due tecnologie rinnovabili.

$$\begin{aligned}
 & Emissioni_{CO_2\_evitata\_effettiva} = \\
 & = Emissioni_{CO_2\_evitata} - \Delta Emissioni_{tot\_CO_2} = 5683068 \text{ t} \quad (2.15)
 \end{aligned}$$

Il termine  $\Delta Emissioni_{tot\_CO_2}$  risulta così essere significativo e non trascurabile: rappresenta, infatti, il 14,9% delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate totali grazie all'introduzione delle energie rinnovabili di fotovoltaico ed eolico.

## 2.6.2 Emissioni di NO<sub>x</sub>

A differenza delle emissioni di CO<sub>2</sub>, le emissioni degli NO<sub>x</sub> devono sottostare a limiti severi di legge. Per questo motivo tutti gli impianti di produzione sono dotati di sistemi di conversione e abbattimento degli NO<sub>x</sub>. Quindi, nonostante il fatto che dal 2006 al 2011 il funzionamento degli impianti a ciclo combinato sia diventato più variabile, con conseguente aumento della produzione di inquinanti, soprattutto NO<sub>x</sub> e CO, questo fenomeno non è visibile nei dati riportati nelle rispettive dichiarazioni ambientali a causa dei notevoli interventi apportati per rimanere nella normativa sempre più stringente. Infatti si può osservare come i valori di emissioni specifiche diminuiscano dal 2006 al 2011: è lecito supporre che tale riduzione sia stata possibile grazie alla recente introduzione di combustori dry-low-NO<sub>x</sub> nelle nuove macchine. Quindi non è possibile determinare da questi dati quanto la riduzione globale sia conseguenza di interventi di miglioramento e quale sia stato il fattore di mitigazione dovuto al carico discontinuo e variabile. È inoltre verosimile supporre che il costo per la manutenzione e il funzionamento dei sistemi di abbattimento sia aumentato dal 2006 al 2011.

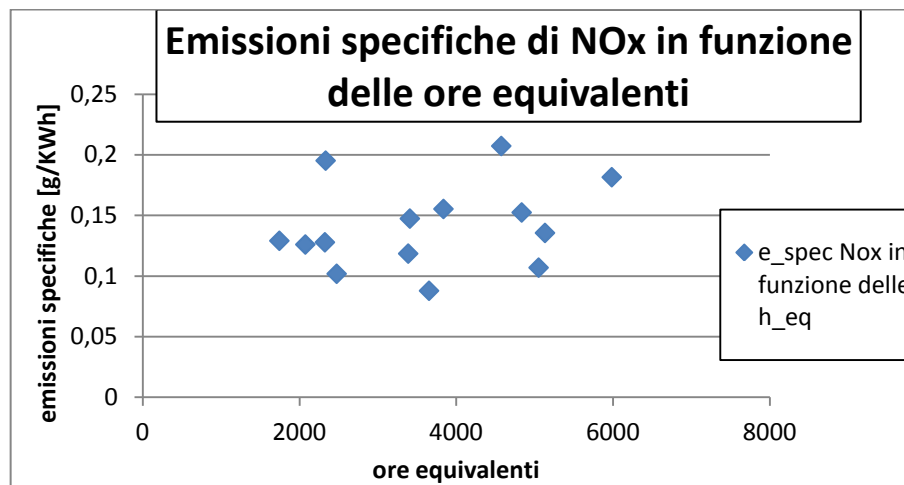


Figura 3 Andamento delle emissioni specifiche degli NOx in funzione delle ore equivalenti

Interventi di cattura potrebbero essere messi in atto anche per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub>. Il motivo principale per cui questi interventi non vengono attuati è la mancanza di una normativa stringente in fatto di emissioni di CO<sub>2</sub>. Gli NO<sub>x</sub> sono composti tossici e irritanti per le vie respiratorie. Inoltre possono provocare asfissia in quanto, sotto forma di nitriti e nitrati, ossidano il ferro dell'emoglobina presente nel sangue rendendola incapace di trasportare ossigeno. Per questi motivi gli NO<sub>x</sub> sono considerati inquinanti a tutti gli effetti. La CO<sub>2</sub>, al contrario, non è tossica per l'uomo e non rappresenta un pericolo per la sua salute. L'anidride carbonica produce solo effetti indiretti come il riscaldamento globale. D'altra parte bisogna considerare che ci sono degli obiettivi da rispettare in vista del 2020 sia in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> che in quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Bisogna infine considerare che ci sono delle quote di CO<sub>2</sub> relative all'*emission trading* che i medi e grandi produttori di energia elettrica italiani e europei devono già ad oggi rispettare. Per tutti questi motivi diventa di fondamentale importanza la creazione e applicazione di una normativa più stringente in materia di CO<sub>2</sub>.

## 2.7 Metodologia: il campione

Il campione è composto dai dati delle centrali a ciclo combinato di cui è stato possibile reperire la dichiarazione ambientale Emas. Tale dichiarazione non essendo obbligatoria e vincolante per legge, viene eseguita e pubblicata dai soli produttori volontari. Il campione, composto dalle otto centrali esposte, è caratterizzato dai seguenti parametri:

**Tabella 16 Percentuale di copertura del campione sulla produzione di energia elettrica da ciclo combinato**

	EE netta prodotta dal campione di CC[MWh]	EE netta prodotta in Italia da CC [MWh]	% copertura del campione
2011	21701316	128241200	16,9%

Se si considera l'energia elettrica prodotta il campione rappresenta il 16,9% dell'intero parco di cicli combinati italiani nel 2011.

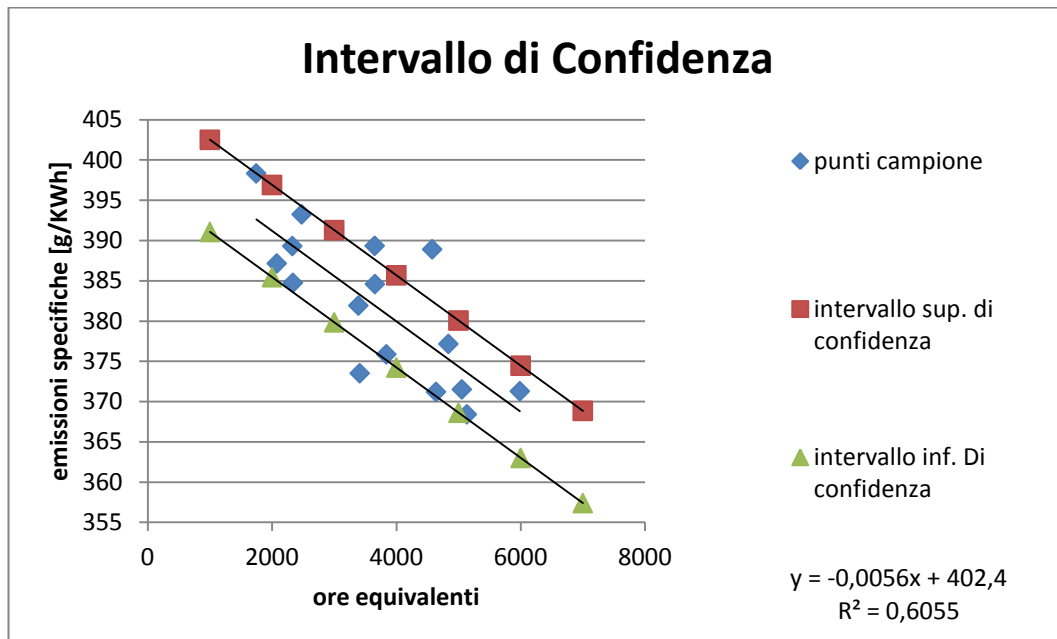
**Tabella 17 Percentuale di copertura del campione sulla potenza installata del parco italiano di impianti a ciclo combinato**

	Potenza installata del parco italiano di CC [MW]	Potenza installata del campione [MW]	% di copertura del campione
2011	42454,1	7901	18,6%

Se si considera, invece, la potenza installata, il campione rappresenta il 18,6% dell'intero parco di cicli combinati italiani nel 2011.

Il campione così composto e mappato permette tramite il modello di regressione lineare di mettere in relazione le ore equivalenti e le emissioni specifiche delle centrali a ciclo combinato. Nello specifico, il modello di regressione lineare è caratterizzato da un coefficiente di determinazione  $R^2 = 0,6055$ . Questo parametro è una proporzione tra la variabilità dei dati e la correttezza del modello statistico utilizzato. Varia tra zero e uno: zero quando la correlazione trovata non è rappresentativa del campione di dati, uno quando il modello è completamente rappresentativo.

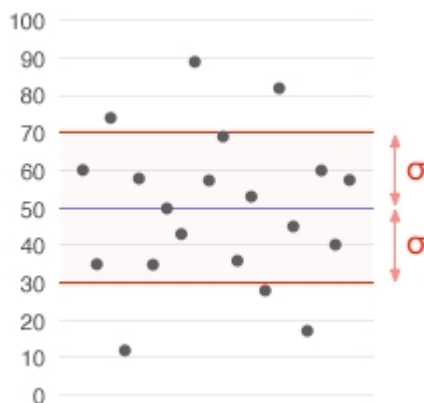
Inoltre il campione è caratterizzato da una banda di confidenza così descritta:



**Figura 4 Banda di confidenza**

La banda di confidenza viene costruita a partire dalla retta di regressione lineare e dalla deviazione standard della variabile y, ovvero le emissioni specifiche [g/kWh]. La deviazione standard fornisce una stima della variabilità della

popolazione di dati ed esprime la dispersione dei dati attorno al valore medio.



Per adattare la deviazione standard e per descrivere la dispersione dei dati attorno alla retta di regressione lineare si sono fatti ruotare i punti del campione di un angolo la cui tangente è pari al coefficiente angolare della retta di regressione. Si è trovata la media per quanto riguarda le ordinate che coincide nel diagramma cartesiano con la posizione della retta di regressione, si è calcolata la varianza dei punti per la

**Figura 5 Esempio di intervallo di confidenza**

variabile y, e quindi la deviazione standard = 5.72 g/kWh. Dopo di che si è costruita la banda di confidenza andando a realizzare due rette con lo stesso coefficiente angolare della retta di regressione e con l'intercetta dell'asse y sommata (limite superiore dell'intervallo di confidenza) e sottratta (limite inferiore dell'intervallo di confidenza) del valore della deviazione standard.

Si può quindi osservare in figura 4 una dispersione dei dati contenuta attorno alla retta di regressione lineare che conferisce solidità al modello utilizzato.

## 2.8 Confronto con la California

La California, per quanto riguarda la produzione di elettricità, presenta delle caratteristiche simili alla situazione italiana. E' stata, quindi, scelta per un confronto qualitativo degli andamenti per tecnologia della produzione di elettricità nel periodo dal 2006 al 2011. La California è prima nella classifica degli stati USA per investimenti in energia eolica, solare e geotermica e in generale guida il paese per numero di progetti realizzati nel settore delle energie rinnovabili. Per quanto riguarda il fotovoltaico nello specifico la California è uno dei paesi simili all'Italia per irradiazione solare annua. E' infatti caratterizzata da un ASI, *annual solar irradiation*, di 2000 kWh/anno tipico di aree con una buona radiazione solare come quelle mediterranee.

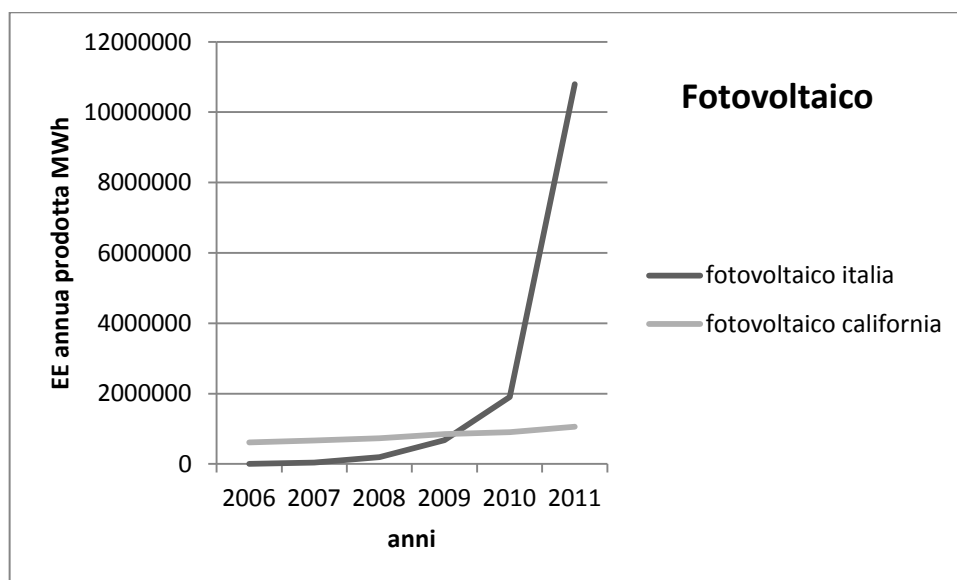
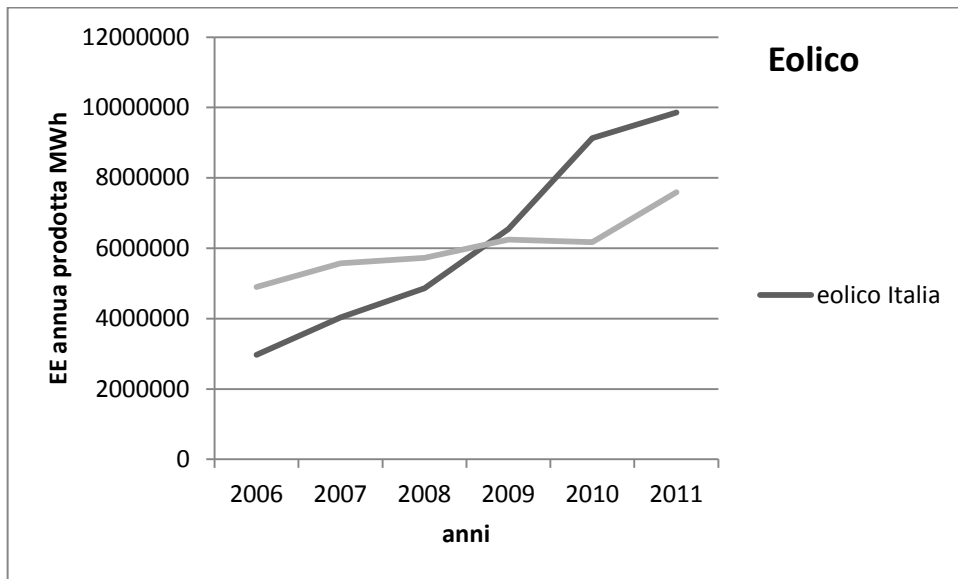
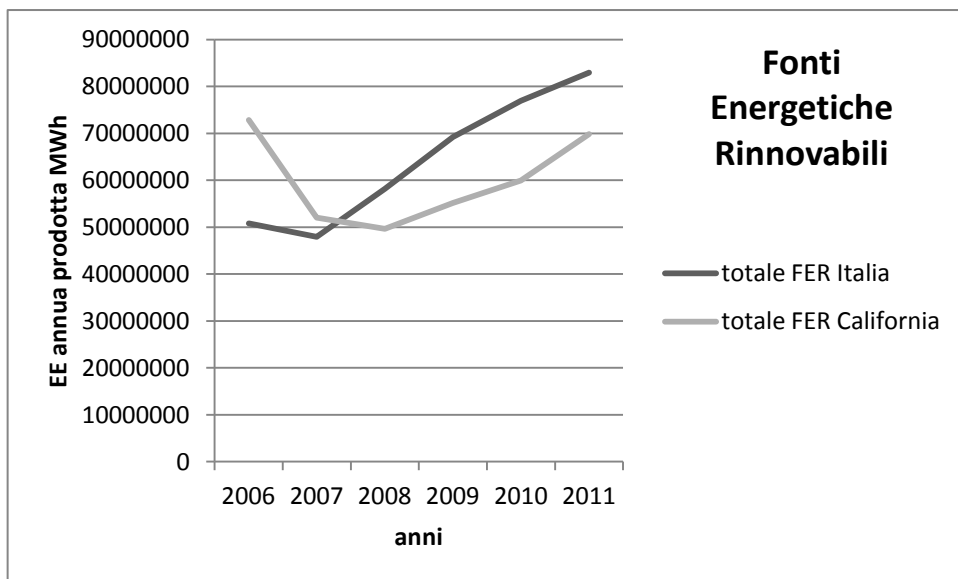


Figura 6 Confronto tra la produzione annua da fotovoltaico di Italia e California per il periodo 2006-2011



**Figura 7 Confronto tra la produzione annua da eolico di Italia e California per il periodo 2006-2011**

Si può osservare dalla figura 6 come l'Italia, rispetto alla California, sia cresciuta molto nella diffusione di fotovoltaico ed eolico negli ultimi anni diventando uno degli stati più attivi negli investimenti sulle fonti energetiche rinnovabili (FER).



**Figura 8 Confronto tra la produzione annua da fonti energetiche rinnovabili (FER) di Italia e California per il periodo 2006-2011**

Inserendo nell'analisi anche le altre fonti rinnovabili come geotermico, idroelettrico e biomasse si può osservare dalla figura 8 come l'energia elettrica da FER sia in continuo aumento negli ultimi anni e come l'incremento proceda parallelamente tra Italia e California.

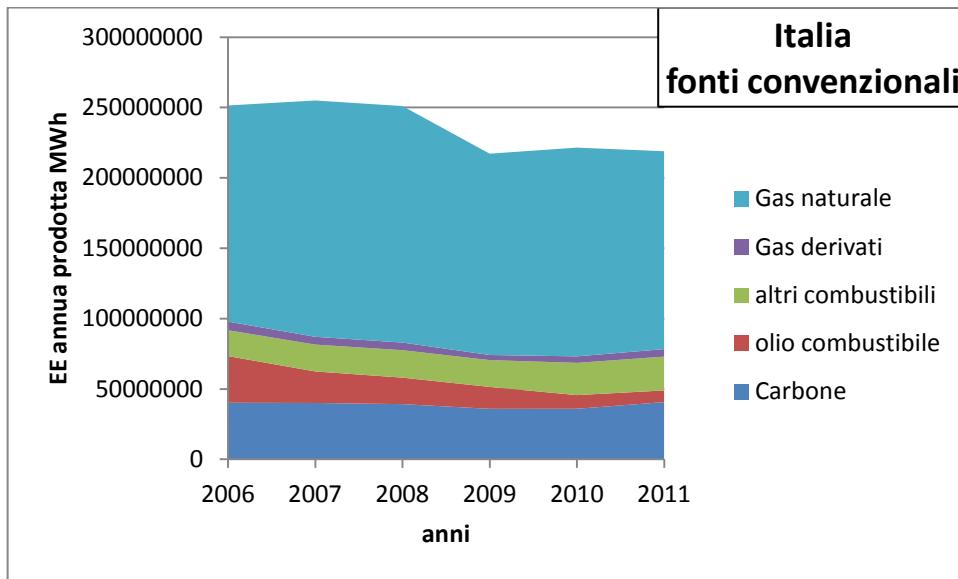


Figura 9 Produzione annua di energia elettrica da fonti convenzionali, Italia

In Italia, per quanto riguarda le fonti convenzionali, è possibile osservare in figura 10 come il carbone rimanga costante dal 2006 al 2011, come restino pressoché costanti gas derivati e altri combustibili, come si riduca l'apporto annuo di energia elettrica prodotta da parte delle centrali ad olio combustibile e come il gas naturale resti una risorsa di fondamentale importanza per l'Italia. La produzione di energia elettrica da gas naturale rappresenta il 65% dell'energia totale prodotta attraverso fonti convenzionali in Italia e di questo il 91% è gas naturale destinato a impianti basati sulla tecnologia del ciclo combinato.

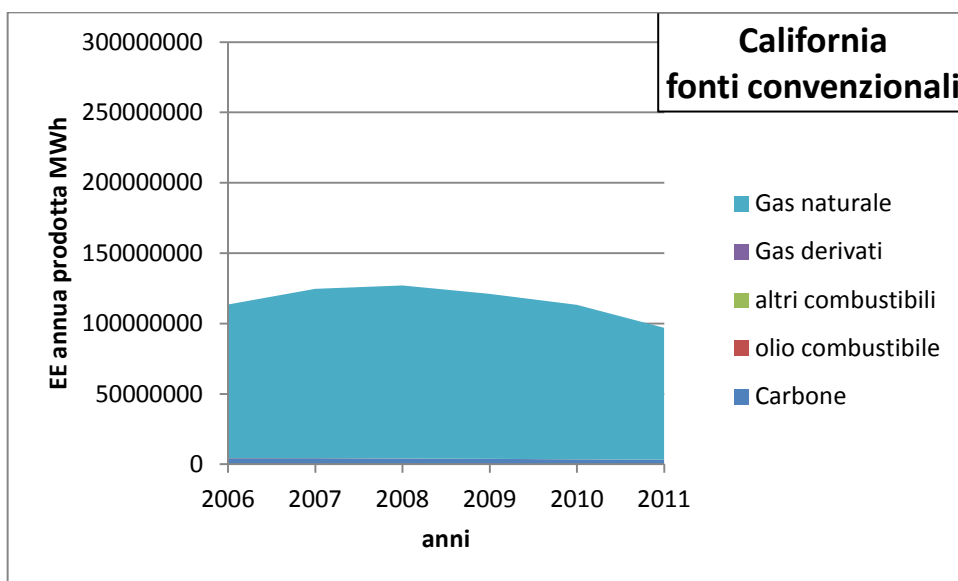


Figura 10 Produzione annua di energia elettrica da fonti rinnovabili, California



In California la percentuale di elettricità prodotta tramite impianti funzionanti a gas naturale è ancora più elevata del caso italiano e si avvicina al 100% dell'energia elettrica prodotta tramite fonti convenzionali.

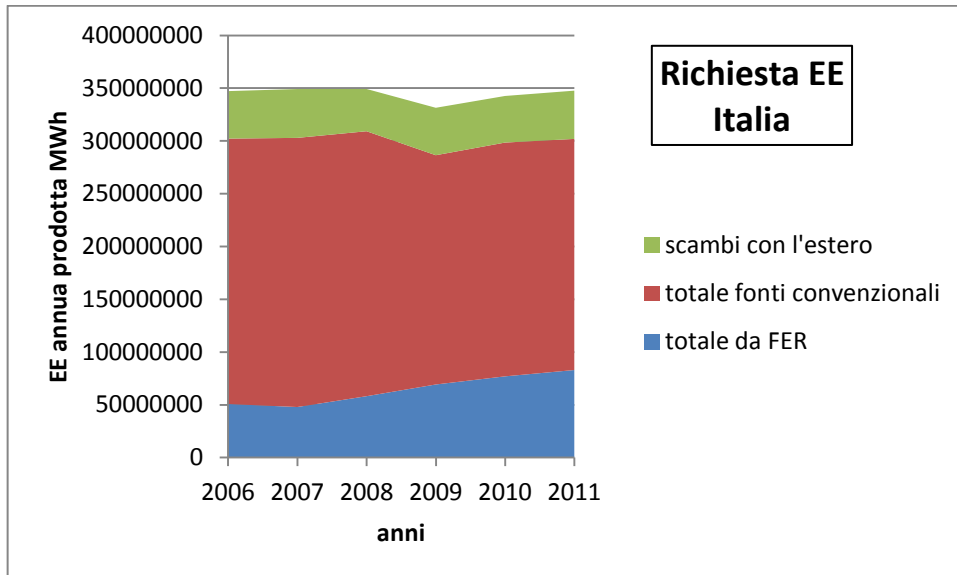


Figura 11 Andamento della richiesta di energia elettrica e il suo soddisfacimento suddiviso per fonte, Italia.

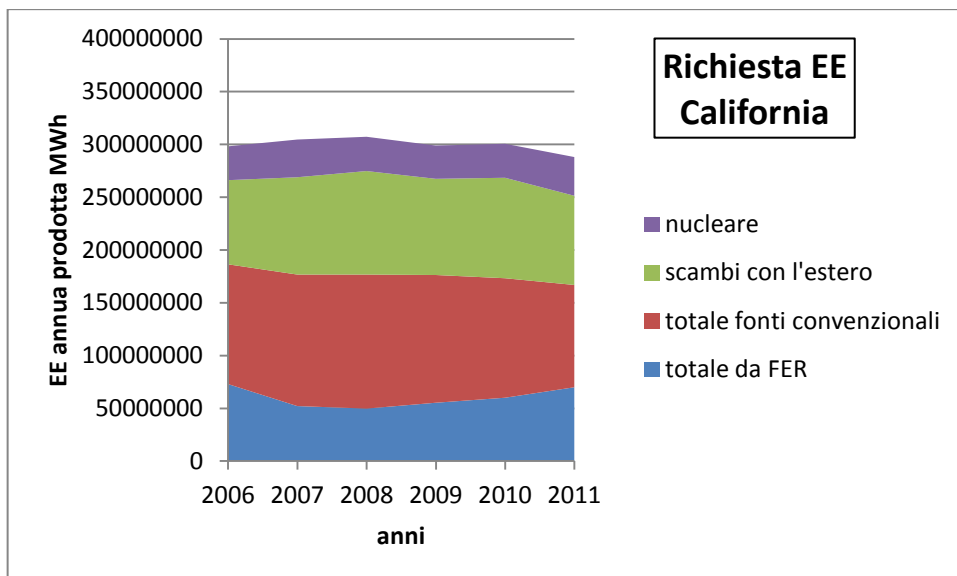


Figura 12 Andamento della richiesta di energia elettrica e il suo soddisfacimento suddiviso per fonte, California.

Si è visto come la produzione annua di energia elettrica da fonti rinnovabili in California fosse inferiore in valore assoluto rispetto alla produzione italiana, ma se si considera la percentuale sulla richiesta di elettricità si scopre che lo stato

americano ha prodotto nel 2011 il 24% della richiesta totale di energia elettrica tramite rinnovabili e che per l'Italia tale percentuale è il 21,5%. Un'altra differenza ben più sostanziale è data dalla produzione di elettricità tramite nucleare in California che copre nel 2011 il 12,7% della produzione totale di energia elettrica contro la situazione italiana che non beneficia di questo apporto.

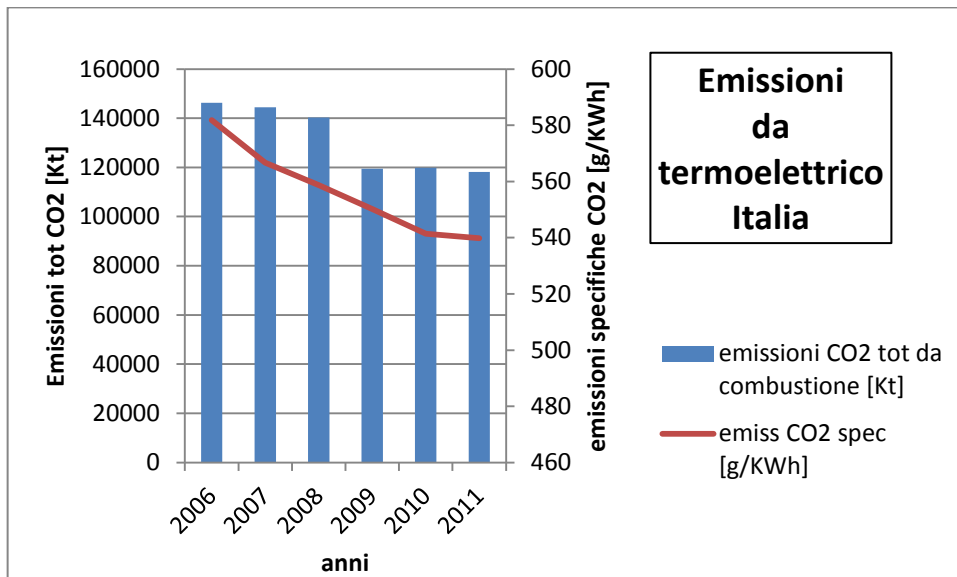


Figura 13 Andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> da fonti convenzionali, Italia

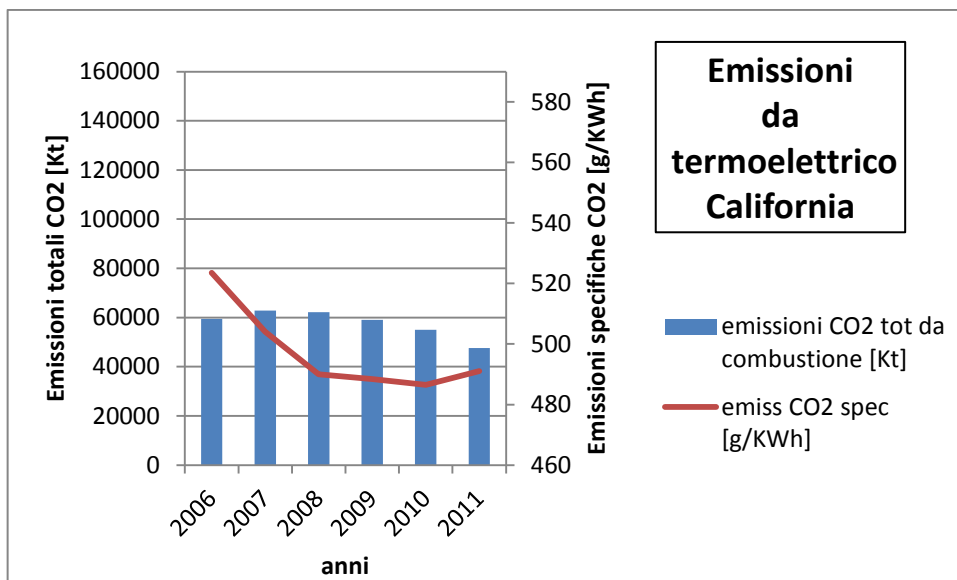


Figura 14 Andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> da fonti convenzionali, California.

Osservando Fig. 13 e Fig. 14 si può vedere come le emissioni di CO<sub>2</sub> decrescano dal 2006 al 2011 in entrambi i casi. Ciò è dovuto alla riduzione della produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, all'apertura di nuove centrali a ciclo

combinato, più efficienti e con emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> più contenute e alla conseguente chiusura o sostituzione di impianti obsoleti, come quelli ad olio combustibile la cui produzione, soprattutto nel caso italiano, è diminuita del 75% tra 2006 e 2011.

Infine le emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> decrescono similmente alle emissioni totali. Non è invece possibile trarre conclusioni circa l'effetto della ciclicità delle rinnovabili sui cicli combinati. I dati riguardano, infatti, le fonti convenzionali nella loro totalità e non si soffermano sulle caratteristiche dei cicli combinati, come riportato nei certificati EMAS per singola centrale.

## Capitolo 3

### Costo e prezzo attuale della CO<sub>2</sub> evitata

Un metodo per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> di una centrale a combustibile fossile è quello di costruire dei dispositivi di cattura della CO<sub>2</sub>. La costruzione di impianti a fonti rinnovabili come eolico e fotovoltaico da parte di un produttore di energia elettrica possono essere visti come interventi per la mitigazione dei gas serra poiché, a fronte di una maggiore energia elettrica prodotta, le emissioni di CO<sub>2</sub> restano costanti e pari a quelle prodotte dagli impianti convenzionali.

In questa sezione si vuole valutare il costo che l'Italia, come produttore e consumatore di energia elettrica, ha dovuto affrontare per evitare di emettere 1 Kg di CO<sub>2</sub>. Vengono presi in considerazione gli impianti fotovoltaici ed eolici, installati tra il 2006 e il 2011, come interventi di cattura della CO<sub>2</sub>. Per questa ragione si procederà al calcolo del costo della CO<sub>2</sub> evitata da fotovoltaico e da eolico considerando il risultato dei due casi separati e poi dall'unione dei due, dove il  $COE_{catt}$  viene dato dalla media pesata, sull'energia elettrica, di  $COE_{fotov}$  e di  $COE_{eolico}$ . Questo calcolo viene fatto considerando i costi complessivi per l'installazione degli impianti. Si procederà poi a valutare il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata, considerando, al posto dei costi complessivi, gli incentivi totali emessi dall'Italia per promuovere la diffusione di queste tecnologie rinnovabili.

La formula per il calcolo del costo della CO<sub>2</sub> evitata è la seguente:

$$\text{Costo } CO_2 \text{ evitata} = \frac{COE_{catt} - COE_{ref}}{\text{emissioni}_{ref} - \text{emissioni}_{catt}} \quad (3.1)$$

Il  $COE$  è il *cost of electricity*, ovvero il costo della generazione di elettricità. L'unità di misura è €/kWh, quindi euro per unità di energia elettrica prodotta. È un costo che comprende il costo del capitale iniziale valutato secondo un appropriato tasso di sconto e i costi di esercizio (vista la natura delle fonti eoliche e fotovoltaiche e per semplicità, quest'ultimi non vengono considerati in quest'analisi). È definito come:

$$COE = \frac{\text{valore presente dei costi totali [€]}}{\text{produzione di EE lungo tutta la vita utile [kWh]}} \quad (3.2)$$

Il  $COE_{ref}$  (*cost of electricity* di riferimento) viene preso uguale al PUN. Il prezzo unico nazionale (PUN) è la media dei prezzi zionali che si forma sul mercato del giorno prima, sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica per ciascuna ora del giorno.

Il  $COE_{catt}$  è il *cost of electricity* del fotovoltaico e dell'eolico nei due casi separati e nel caso unito dalla loro media pesata sull'energia elettrica prodotta da fotovoltaico ed eolico.

Le  $emissioni_{ref}$  sono le emissioni specifiche, espresse in  $kg_{CO_2}/kWh$ , caratteristiche del parco italiano di cicli combinati. Il loro valore era già stato trovato grazie al modello di regressione lineare, capitolo 2 formula (2.8):

$$emissioni_{ref} = 385,48 \text{ g/kWh} \quad (3.3)$$

Le  $emissioni_{catt}$  sono in questo caso le emissioni specifiche [ $kg_{CO_2}/kWh$ ] prodotte dal caso cattura cioè da fotovoltaico ed eolico. Questo valore è, quindi, pari alle emissioni di  $CO_2$  prodotte in più dai cicli combinati come causa della produzione discontinua di eolico e fotovoltaico diviso la somma dell'energia elettrica prodotta dall'una e dall'altra fonte rinnovabile.

$$emissioni_{catt} = 48,2 \text{ g/kWh} \quad (3.4)$$

Per ricavare il valore del PUN si prende il valore medio mensile per ogni mese del 2011 e la produzione mensile di energia elettrica da fonti convenzionali:

**Tabella 18 Andamento mensile del PUN e delle elettricità prodotta da fonti convenzionali nell'anno 2011.**

mesi	PUN = prezzo unico nazionale [€/MWh]	EE prodotta da fonti convenzionali
gen-11	65,00	1283906699
feb-11	66,29	1215735018
mar-11	68,09	1351911143
apr-11	65,18	1053009366
mag-11	71,28	1248996435
giu-11	68,41	1111993352
lug-11	69,74	1360835034
ago-11	74,51	1291109166
set-11	81,31	1622366625
ott-11	78,61	1378227938
nov-11	78,47	1373919139
dic-11	79,37	1428208199

Si calcola la media del PUN pesata sulla produzione di energia elettrica mensile:

$$COE_{ref} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (PUN_{mensile} * EE_{tradizionale})}{\sum_{j=1}^{12} EE_{tradizionale}} = 72,20 \text{ €/MWh} \quad (3.5)$$

Questo valore del  $COE_{ref}$  verrà utilizzato in entrambe le formule del costo della  $CO_2$  evitata e del prezzo della  $CO_2$  evitata.

### 3.1 Il costo della $CO_2$ evitata

Il solo termine a non essere ancora stato definito è il  $COE_{catt}$ . Si considera come primo caso il costo della  $CO_2$  evitata tramite fotovoltaico e quindi si calcola il *cost of electricity*  $COE_{catt}$  per il fotovoltaico. Si deve, perciò, valutare il costo complessivo relativo all'installazione in Italia del totale degli impianti di fotovoltaico nel periodo 2006-2011. Si considera una vita utile d'impianto pari a 25 anni e quindi un intervallo temporale dal 2006 al 2030. I calcoli sono riportati in tabella 19. Si prende la potenza cumulata anno per anno installata di fotovoltaico, si ipotizzano dei costi medi d'impianto che vanno dai 6500 €/kW del 2006 ai 2300 €/kW del 2011. Infine si ottengono i costi totali per gli impianti installati anno per anno dalla formula:

$$\text{Costi impianti installati}_t = P_t * \text{Costo}_t \quad (3.6)$$

Dove  $P_t$  è la potenza installata nell'anno t e  $\text{Costo}_t$  è il costo chiavi in mano dell'impianto nell'anno t. I  $\text{Costi impianti installati}_t$  devono poi essere attualizzati all'anno 2011.

$$\text{Costi attualizzati}_t = \text{Costi impianti installati}_t * (1 + t_A)^{-t} \quad (3.7)$$

Dove  $t_A$  è il tasso di attualizzazione ed è ricavato tramite:

$$t_A = t_r - t_i \quad (3.8)$$

Con  $t_r$  tasso di ritorno del capitale assunto pari a 0.04 e  $t_i$  tasso d'inflazione pari a 0.02. Si riporta poi l'elettricità prodotta dal fotovoltaico anno per anno che si ricava moltiplicando la potenza installata nell'anno e le ore equivalenti che si assumono costanti e pari al valore del 2011. Le ore equivalenti del 2011 si ricavano dalla formula:

$$\text{ore equivalenti}_{2011} = \frac{EE \text{ prod}_{2011}}{\text{Potenza installata}_{2011}} \quad (3.9)$$

Si ipotizza un decadimento delle prestazioni delle celle fotovoltaiche pari allo 0,5% annuo. Moltiplicando l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico per il  $COE_{fotov}$  si ottiene la valorizzazione dell'elettricità prodotta che è espressa in [€] e va attualizzata all'anno 2011.

**Tabella 19 Dati di potenza utili a ricavare il costo complessivo del fotovoltaico installato dal 2006 al 2011.**

calcolo COE fotovoltaico							
2011							
	Potenza installata [KW]	costo chiavi in mano [€/KW]	Costo impianti installati [€]	Costi attualizzati [€]	EE prodotta [KWh]	Valorizzazione EE [€]	COE [€/KWh]
2006	7174	6500	46631000	51484392	6063253	1112075	0,166
2007	86750	5660	450400160	487527618	73288219	13178389	
2008	431504	4820	1661714280	1763424488	364297665	64222082	
2009	1142211	3980	2828613860	2942889860	963144719	166463633	
2010	3469880	3140	7308880660	7455058273	2925606010	495728046	
2011	12773407	2300	21398112100	21398112100	10774043917	1789807072	
2012	12773407		0	0	10720173697	1745939252	
2013	12773407		0	0	10666572829	1703146623	
2014	12773407		0	0	10613239965	1661402833	
2015	12773407		0	0	10560173765	1620682176	
2016	12773407		0	0	10507372896	1580959573	
2017	12773407		0	0	10454836032	1542210564	
2018	12773407		0	0	10402561851	1504411286	
2019	12773407		0	0	10350549042	1467538460	
2020	12773407		0	0	10298796297	1431569380	
2021	12773407		0	0	10247302315	1396481895	
2022	12773407		0	0	10196065804	1362254398	
2023	12773407		0	0	10145085475	1328865810	
2024	12773407		0	0	10094360047	1296295569	
2025	12773407		0	0	10043888247	1264523619	
2026	12773407		0	0	9993668806	1233530393	
2027	12773407		0	0	9943700462	1203296805	
2028	12773407		0	0	9893981960	1173804236	
2029	12773407		0	0	9844512050	1145034525	
2030	12773407		0	0	9795289490	1116969953	
2031	12766233		0	0	9740963918	1088995231	
2032	12686657		0	0	9632925127	1055800968	
2033	12341903		0	0	9327702795	1002301544	
2034	11631196		0	0	8751142334	921909468	
2035	9303527		0	0	6971815016	720060871	
tot				34098496731		34098496731	

Il valore della variabile  $COE_{fotov}$  lasciata in un primo momento incognita viene calcolato mediante la funzione *ricerca obiettivo* di excel con la quale si cerca il valore del  $COE_{fotov}$  che porti il valore totale della valorizzazione dell'elettricità sui 25 anni di vita utile ad essere pari al totale dei costi attualizzati.

Con la formula (3.1) si ottiene il costo della CO<sub>2</sub> evitata, che nel caso del fotovoltaico è pari:

$$Costo\ CO2\ evitata_{fotov} = 0,278 \frac{\text{€}}{kg_{CO_2}} = 278\text{€}/t_{CO_2} \quad (3.10)$$



Lo stesso procedimento viene ripetuto per calcolare il costo della  $CO_2$  evitata grazie all'eolico. Nel caso dell'eolico si considera una vita utile dell'impianto pari a 20 anni. Dati esposti in tabella 20.

Si considerano dei costi d'impianto chiavi in mano che vanno dai 2200 €/KWh del 2006 ai 1600 €/KWh del 2011. Si calcolano i costi attualizzati sempre al 2011. E con il procedimento usato precedentemente per calcolare il  $COE_{catt\_fotov}$ , attraverso la funzione *ricerca obiettivo* di excel si ottiene il valore  $COE_{catt\_eolico}$ .

**Tabella 20** Dati utili a ricavare il costo complessivo dell'eolico installato dal 2006 al 2011.

calcolo COE eolico							
2011							
	Potenza installata [KW]	costo chiavi in mano [€/KW]	Costo impianti installati [€]	Costi attualizzati [€]	EE prodotta [KWh]	Valorizzazione EE [€]	COE [€/KWh]
2006	1908000	2550	4865400000	5371794740	2711305558	289622424	0,097
2007	2714000	2400	1934400000	2093856770	3856647424	403890357	
2008	3538000	2300	1895200000	2011201402	5027567643	516192034	
2009	4898000	2200	2992000000	3112876800	6960154414	700603139	
2010	5814281	2100	1924190100	1962673902	8262207752	815359514	
2011	6936146	2000	2243730000	2243730000	9856400000	953610843	
2012	6936146		0	0	9856400000	934912591	
2013	6936146		0	0	9856400000	916580972	
2014	6936146		0	0	9856400000	898608796	
2015	6936146		0	0	9856400000	880989015	
2016	6936146		0	0	9856400000	863714721	
2017	6936146		0	0	9856400000	846779138	
2018	6936146		0	0	9856400000	830175626	
2019	6936146		0	0	9856400000	813897672	
2020	6936146		0	0	9856400000	797938894	
2021	6936146		0	0	9856400000	782293034	
2022	6936146		0	0	9856400000	766953955	
2023	6936146		0	0	9856400000	751915642	
2024	6936146		0	0	9856400000	737172198	
2025	6936146		0	0	9856400000	722717841	
2026	5028146		0	0	7145094442	513639314	
2027	4222146		0	0	5999752576	422847194	
2028	3398146		0	0	4828832357	333650722	
2029	2038146		0	0	2896245586	196193743	
2030	1121865		0	0	1594192248	105874236	
tot				16796133614		16796133614	

Con la formula (3.1) si ottiene quindi il costo della  $CO_2$  evitata per l'eolico:

$$Costo\ CO2\ evitata_{eol} = 0,072 \frac{\text{€}}{Kg_{CO_2}} = 72\text{€}/t_{CO_2} \quad (3.11)$$

Poiché il PUN è il prezzo di vendita nazionale dell'energia elettrica, per avere il costo medio di produzione di energia elettrica da termoelettrico è necessario sopporre parte di questo valore (10%) sia da attribuire a tasse e oneri di trasporto. Con questa considerazione il valore del  $COE_{ref}$  risulta essere pari a:

$$COE_{ref} = 64,96 \text{ €/MWh} \quad (3.12)$$

I due valori del costo della  $CO_2$  evitata variano di conseguenza:

$$\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}_{fotov} = 0,299 \frac{\text{€}}{\text{Kg}_{CO_2}} = 299 \text{ €/t}_{CO_2} \quad (3.13)$$

$$\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}_{eol} = 0,094 \frac{\text{€}}{\text{Kg}_{CO_2}} = 94 \text{ €/t}_{CO_2} \quad (3.14)$$

È possibile considerare oltre al caso del  $\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}_{fotov}$  e del  $\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}_{eol}$  il caso che unisca le tonnellate di  $CO_2$  evitate grazie allo sviluppo di fotovoltaico ed eolico. I parametri usati per calcolare questo nuovo indicatore sono gli stessi utilizzati nei casi precedenti con l'unica variante del  $COE_{catt}$  che sarà dato dalla media pesata, sull'elettricità prodotta, di  $COE_{fotov}$  e di  $COE_{eolico}$ :

$$COE_{catt} = \frac{(COE_{fotov} * EE_{fotov} + COE_{eolico} * EE_{eolico})}{(EE_{fotov} + EE_{eolico})} \quad (3.15)$$

Il risultato del  $\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}$  così calcolato è:

$$\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}_{fotov + eolico} = 0,188 \frac{\text{€}}{\text{Kg}_{CO_2}} = 188 \text{ €/t}_{CO_2} \quad (3.16)$$

E nel caso in cui si consideri la riduzione del PUN del 10% per il calcolo del  $COE_{rif}$  il risultato è:

$$\text{Costo } CO_2 \text{ evitata}_{fotov + eolico} = 0,210 \frac{\text{€}}{\text{Kg}_{CO_2}} = 210 \text{ €/t}_{CO_2} \quad (3.17)$$

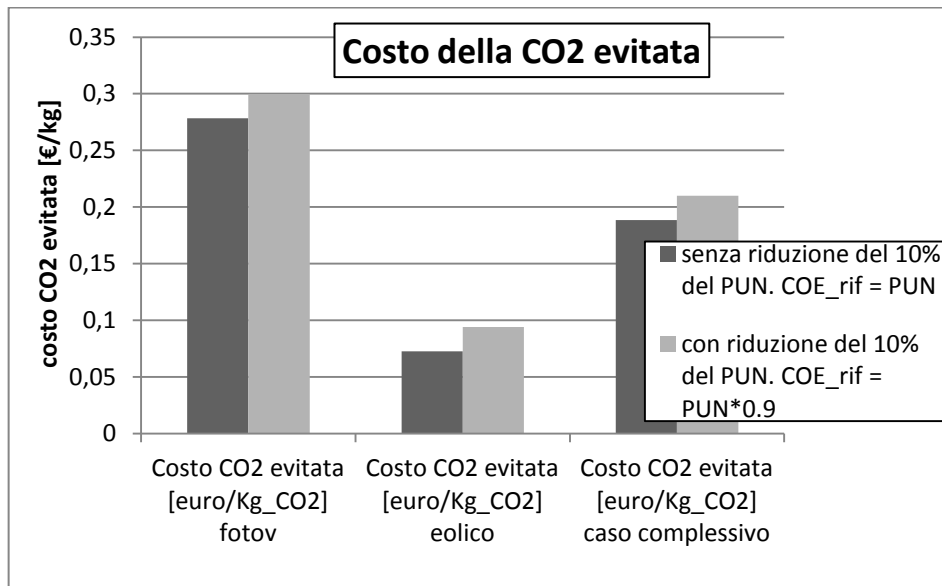


Figura 15 Confronto dei valori del costo della CO<sub>2</sub> evitata nei vari casi al 2011.

La figura 15 mostra i valori precedentemente calcolati a confronto. Il costo sostenuto per evitare di emettere un kg di CO<sub>2</sub> è molto più contenuto nel caso di impianto eolico piuttosto che in quello fotovoltaico. Questo risultato è conseguenza del fatto che il valore del *COE* da eolico è più contenuto rispetto a quello del fotovoltaico. La riduzione del PUN produce un lieve aumento del costo specifico considerato. I risultati del *Costo CO2 evitata*<sub>fotov + eolico</sub> sono una media dei valori trovati in precedenza dei casi singoli.

### 3.2 Il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata

Il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata viene ricavato attraverso la stessa formula (3.1). Il *COE<sub>ref</sub>* viene assunto pari al PUN vero e proprio senza la riduzione del 10% poiché in questo caso è proprio il prezzo dell'elettricità che interessa all'analisi. Il *COE<sub>catt</sub>* è dato dagli incentivi totali annui erogati dallo Stato italiano per diffondere le fonti rinnovabili e farle diventare un investimento per i privati fratto l'energia elettrica prodotta dalla tecnologia rinnovabile considerata. Le emissioni specifiche del caso cattura e del caso di riferimento hanno gli stessi valori utilizzati nel caso precedente.

Si considera per primo il caso del fotovoltaico. Lo Stato italiano ha incentivato e continua ad incentivare il fotovoltaico mediante i conti energia. In Italia si sono succeduti, negli anni dal 2005 al 2013, cinque conti energia, ciascuno modificando le caratteristiche del precedente. Il conto energia è il meccanismo di incentivazione dedicato ad impianti fotovoltaici, diverso rispetto alle forme di incentivazione per le altre fonti rinnovabili. L'incentivazione prevista dai Conti

Energia si caratterizza come un contributo economico che viene garantito a fronte di ogni kWh che viene prodotto per la durata di 20 anni. Per tale motivo, dal 1991 è in vigore un prelievo obbligatorio sulle bollette energetiche la cui motivazione è il finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili. L'Italia aderisce alla Direttiva 2001/77/CE per le Fonti Rinnovabili approvando il Decreto Legislativo n° 387/2003 e con successivi Decreti attuativi definisce il Primo Conto Energia che ha una durata temporale dal 2005 al 2007. Vi è un mutamento sostanziale nelle forme di sostegno alla produzione energetica: se prima venivano concesse somme di denaro a fondo perduto che consentivano al proprietario di rientrare in parte nelle spese d'investimento sostenute, col Primo Conto Energia viene incentivata la produzione elettrica: il proprietario dell'impianto riceve somme di denaro a fronte della produzione per 20 anni purché l'impianto sia collegato alla rete elettrica e abbia una dimensione nominale superiore a 1kWp. I punti critici di questo programma sono essenzialmente: l'appesantimento della burocrazia e le forme di incentivazione che vengono concesse ancor prima che l'impianto venga attivato. Tuttavia ha un grande successo e in pochi giorni le richieste di finanziamento coprono tutto il monte impianti finanziabile anche se in proposito val la pena rimarcare come non fossero previste penali nel caso l'impianto non venisse poi realizzato. Questo comportò probabilmente un numero eccessivo di richieste alle quali non fece seguito di fatto la realizzazione dell'impianto. Con il D.M. n° 45 del 19 febbraio 2007 il Ministero dello sviluppo economico fissa i nuovi criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici dando vita al II Conto Energia, dal 2007 al 2010. Viene fissato a 1200 MW il limite massimo di potenza finanziabile e a differenza del passato l'incentivazione viene estesa a tutta l'energia prodotta e non più solo a quella consumata in loco. Anche in questo caso gli incentivi sono riconosciuti per 20 anni mentre sono significative le modifiche su altri aspetti:

- i. la richiesta di incentivazione deve essere successiva all'avvio dell'impianto;
- ii. le tariffe di incentivazione non sono più correlate solo con la potenza dell'impianto ma anche sulla base dell'integrazione tecnologica;
- iii. vi è una maggiorazione della tariffa incentivante a fronte di un uso particolarmente efficiente dell'energia.

Con il Decreto Ministeriale numero 197 del 6 Agosto 2010 ha inizio il III° Conto Energia che copre gli anni 2010/2011 e che ha come obiettivo nazionale il raggiungimento di una potenza di 8000 MW entro il 2020. Si ha una diversa classificazione degli impianti e la potenza incentivabile viene definita in relazione alle caratteristiche dell'impianto medesimo. Il terzo Conto Energia prevede una progressiva diminuzione delle tariffe incentivanti in quanto si verifica un'analoga diminuzione dei costi dei pannelli fotovoltaici. Il terzo conto energia si applica per gli impianti di potenza superiore a 1 kW che entrano in esercizio dal 1 gennaio 2011. Sono anche previsti alcuni "premi" aggiuntivi sulle tariffe incentivanti collegati con le caratteristiche degli edifici, la loro localizzazione, le bonifiche dall'amianto e la responsabilità assunta da Comuni con meno di 5000 abitanti.

Anche il terzo conto energia non fu indenne da critiche da parte degli operatori del settore, infatti la legge 129 del 31/8/2010, limitando al 31/12/2010 i benefici delle incentivazioni comportò una corsa alle installazioni con un impatto dirompente sul mercato italiano del fotovoltaico ed un incremento anomalo delle domande irregolari. Il 3 Marzo 2011 viene approvato dal Consiglio dei Ministri il cosiddetto “Decreto Rinnovabili” che definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per raggiungere la quota di energia complessiva da fonti rinnovabili fino al 2020. Il Decreto fissa al 31 Maggio 2011 il termine per i benefici previsti dal terzo Conto Energia causando un periodo di mancanza di norme con ripercussioni sui lavori di installazione degli impianti, di una loro implementazione con riflessi gravi anche sull’occupazione. Con il Decreto Ministeriale del 5 Maggio 2011 si dà avvio al IV° Conto Energia la cui estensione copre il periodo 2011–2012. Il Decreto stabilisce le regole per l’accesso agli incentivi per l’installazione di impianti fotovoltaici nel periodo dal 1 giugno 2011 fino a fine 2016. L’obiettivo indicativo di potenza fotovoltaica installata a livello nazionale, entro il 2016, è di circa 23.000 MW. Le novità introdotte dal Decreto sono significative. Viene stabilita una distinzione tra piccoli e grandi impianti, i piccoli impianti sono quelli realizzati su edificio di potenza non superiore ad 1 MW, oppure altri impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 200 kW e in regime di scambio sul posto, nonché impianti fotovoltaici di qualsiasi potenza realizzati su edifici e aree delle amministrazioni pubbliche. Tutti gli altri impianti rientrano tra quelli "grandi". Vi sono limiti per l’accesso alle tariffe, viene aggiunto un premio del 10% se almeno il 60% dei componenti, esclusa la manodopera, è prodotto all’interno dell’Unione europea, il prezzo della tariffa incentivante, fissato dall’entrata in esercizio dell’impianto fotovoltaico, viene progressivamente ridotto, con cadenza mensile per il 2011 e semestrale per il 2012.

I primi tre conti energia sono caratterizzati da una tariffa feed-in premium composta dal valore dell’energia elettrica più un bonus che varia in base alla taglia dell’impianto o del tipo di integrazione con gli edifici. Col quarto conto energia invece si passa a una tariffa feed-in o omnicomprensiva caratterizzata dal solo bonus per la taglia non più sommato al valore dell’energia elettrica.

Per definire il  $COE_{catt}$  bisogna calcolare il totale degli incentivi annui rilasciati nell’anno 2011, che saranno dati dalla somma degli incentivi rilasciati per quegli impianti appartenenti a conti energia precedenti o uguali al quarto, ossia quello in vigore nel 2011. Infatti il periodo considerato rimane quello dal 2006 al 2011 e bisogna considerare tutti i conti energia che si sono succeduti in questi anni.

La tabella 21 riassume per ogni conto energia le potenze installate e i relativi incentivi annui con una durata di 25 anni.

**Tabella 21 Incentivi annui dei diversi conti energia fino al 31 dicembre 2011**

	I conto energia	II conto energia	III conto energia	IV conto energia
Potenza installata [KW]	163430	6791304	1556574	7473731
Costo annuo [Milioni di €]	95,15	3270,63	648,87	2440,60

Il 5 maggio 2011 diventa operativo il IV° conto energia e poiché questo conto energia è a cavallo dell'anno 2011 il costo annuo totale, cioè per tutti gli impianti installati e sulla loro conseguente produzione di energia elettrica non è quello in tabella 21. Bisogna considerare la potenza installata di impianti fotovoltaici nei soli mesi del 2011 successivi all'entrata in esercizio del quarto conto energia. La Potenza installata dal 12 maggio al 31 dicembre è pari a 4972 MW. Procedendo con una proporzione si trova il costo annuo per il quarto conto energia circoscritto ai mesi che interessano all'analisi, il risultato è 1623,64 milioni di €/anno. Il prezzo complessivo degli incentivi che lo Stato italiano deve erogare all'anno, considerando il periodo fino al 2011 è di 5638,32 milioni di €/anno.

$$COE_{catt} = \frac{\text{costo annuo incentivi}}{EE_{prodotta da fotovoltaico 2011}} = 0,522 \text{ €/kWh} \quad (3.18)$$

Si può così ricavare il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata attraverso la formula (3.1).

$$\text{Prezzo CO}_2 \text{ evitata}_{fotov} = 1,548 \frac{\text{€}}{\text{Kg}_{CO_2}} = 1548 \text{ €/t}_{CO_2} \quad (3.19)$$

**Tabella 22 Riassunto dei valori del costo (considerando la riduzione del 10% del PUN) e del prezzo della CO<sub>2</sub> evitata.**

Fotovoltaico	
costo CO <sub>2</sub> evitata [€/Kg_CO <sub>2</sub> ]	prezzo CO <sub>2</sub> evitata [€/Kg_CO <sub>2</sub> ]
0,299	1,548

Il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata è maggiore del costo della CO<sub>2</sub> evitata: l'incentivo deve remunerare e spingere il produttore ad installare l'impianto, quindi non solo ripagare la tecnologia ed i costi d'installazione e di manutenzione.

Si procede ora ad analizzare il caso del prezzo della CO<sub>2</sub> evitata dovuta all'eolico. Il sistema di incentivazione dell'eolico è differente rispetto al conto energia. Gli impianti eolici con potenza media annua non superiore a 200 KW hanno accesso alla tariffa omnicomprensiva o feed-in tariff. Il procedimento è analogo a quello del fotovoltaico precedentemente mostrato.

**Tabella 23 Costo annuo incentivi per l'eolico.**

interventi ammessi agli incentivi	Potenza [MWh]	Energia incentivabile annua [MWh]	Costo annuo incentivi [Milioni di €]
371	954	1497653,1	75,3

$$COE_{catt} = \frac{\text{costo annuo incentivi}}{EE_{prodotta da eolico 2011}} = 0,05 \text{ €/KWh} \quad (3.20)$$

$$\text{Prezzo } CO_2 \text{ evitata}_{eolico} = 0,149 \frac{\text{€}}{Kg_{CO_2}} = 149 \text{ €/t}_{CO_2} \quad (3.21)$$

**Tabella 24 Riassunto dei valori del costo (considerando la riduzione del 10% del PUN) e del prezzo della CO<sub>2</sub> evitata.**

Eolico	
costo CO <sub>2</sub> evitata [€/Kg_CO <sub>2</sub> ]	prezzo CO <sub>2</sub> evitata [€/Kg_CO <sub>2</sub> ]
0,094	0.149

Il prezzo della CO<sub>2</sub> evitata risulta, anche in questo caso, maggiore del costo della CO<sub>2</sub> evitata.

## Capitolo 4

### Scenari e risultati energetici

Finora si è analizzato il dinamico contesto italiano dell'energia elettrica, con lo sviluppo, negli ultimi anni, delle fonti energetiche rinnovabili che hanno prodotto effetti indiretti nel parco italiano di cicli combinati, si è analizzato l'impatto economico e ambientale dello sviluppo delle tecnologie fotovoltaico ed eolico dal 2006 al 2011. In questo capitolo si vuole approfondire l'evoluzione del contesto futuro, fino al 2020.

L'Unione Europea, con la direttiva 2009/28/CE, meglio conosciuta come "pacchetto clima-energia 20-20-20", promuove un'intensificazione degli sforzi per una politica energetica più attenta all'ambiente, mostrandosi pronta ad assumere un ruolo guida, su scala mondiale, nella lotta al cambiamento climatico. Il piano per il 2020 prevede diversi obiettivi:

- i. il raggiungimento del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali di energia;
- ii. il 20% in meno di consumi di energia primaria, grazie all'efficienza energetica, rispetto allo scenario tendenziale;
- iii. il 20% in meno di emissioni di gas serra in atmosfera.

L'Italia ha recepito la direttiva europea in fatto di energie rinnovabili attraverso il piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN) del 30 giugno 2010. Il PAN stabilisce il consumo finale di energia elettrica del 2020 secondo due differenti scenari: uno scenario di riferimento, che considera solo le misure di efficienza energetica e di risparmio energetico adottate prima del 2009, che verrà chiamato "SCENARIO DI RIFERIMENTO", e uno scenario di efficienza energetica supplementare che tiene conto di tutte le misure che saranno adottate a partire dal 2009, chiamato "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE". La tabella 25 riporta la previsione della richiesta di elettricità al 2020 secondo i due diversi scenari considerati.

**Tabella 25 Previsione del consumo finale o richiesta di elettricità secondo due diversi scenari**

	2020	
	SCENARIO DI RIFERIMENTO	SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE
Richiesta energia elettrica [MWh]	395222057	363556009



Il 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali di energia è l'obiettivo medio europeo, il PAN definisce la quota obiettivo per l'Italia corrispondente al 17% dei consumi finali di energia. La quota di energia da FER nel consumo finale di energia del 2005 era pari al 4,92% e dovrà essere quindi incrementata fino a raggiungere l'obiettivo per il 2020 pari al 17%. Questa quota di energia da fonti rinnovabili può essere raggiunta con interventi nei seguenti settori: riscaldamento e raffreddamento, elettricità e trasporti. Quindi ogni Stato fissa degli obiettivi di incremento della produzione di energia tramite rinnovabili, al 2020, riguardanti questi tre settori. Il settore che interessa alla presente analisi è certamente quello dell'elettricità. Il PAN per l'elettricità definisce che nel 2020 il consumo finale di energia elettrica da fonti rinnovabili debba essere pari al 26,39% del consumo finale di energia elettrica. A partire dai dati del 2011, per quanto riguarda la produzione di elettricità da fonti rinnovabili, vengono sviluppati tre scenari diversi dove la quota di energia annua da rinnovabili mancante per arrivare a soddisfare l'obiettivo del 26,39% viene attribuita al solo fotovoltaico in un primo caso, al solo eolico nel secondo caso e un terzo e ultimo caso in cui tale quota è suddivisa equamente tra fotovoltaico ed eolico. Si sono, quindi, individuati tre differenti scenari: "SOLO FOTOVOLTAICO", "SOLO EOLICO" e "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO".

L'idea complementare di fondo è quella di andare a studiare il comportamento del parco italiano dei cicli combinati al variare dei tre scenari. Infatti, si è considerato di far variare le fonti rinnovabili secondo i vari scenari lasciando costanti i contributi annuali degli scambi con l'estero e del termoelettrico ad esclusione dei cicli combinati. Questi ultimi andranno a completamento della quota mancante per arrivare a soddisfare la richiesta di energia elettrica prevista attraverso i due scenari presentati dal PAN. Gli scambi con l'estero sono dati dalle importazioni nette, cioè al netto delle esportazioni. Nonostante il parco termoelettrico italiano fosse in grado di coprire al 2011 la richiesta di elettricità senza ricorrere ad importazioni dall'estero queste sono state comunque una quantità non irrilevante. Questo fatto si è verificato e si verifica in quanto la variabile che governa la scelta di acquisire energia elettrica dall'estero è il prezzo dell'energia. Se l'elettricità prodotta all'estero viene venduta a prezzi inferiori ai costi che si avrebbero per produrla in Italia allora si sceglie l'importazione. Infatti l'importazione avviene soprattutto dalle centrali nucleari della Francia che avendo il vincolo di restare sempre accese vendono elettricità a prezzi inferiori nelle ore notturne. A dimostrazione di ciò c'è il fatto che le importazioni notturne sono molto più elevate di quelle diurne.

Si è considerato successivamente un quarto scenario pessimistico nel quale si suppone che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non aumenti e che quindi non si riesca a rispettare l'obiettivo europeo. In questo caso l'unica fonte a variare rispetto al 2011 sono i cicli combinati che andranno ad aumentare la produzione per ricoprire l'aumento della richiesta di elettricità. Gli scenari prodotti saranno quindi quattro per i due diversi scenari di previsione della richiesta elettrica, per un totale di otto scenari.

La tabella 26 mostra l'aumento dei consumi di energia elettrica [MWh] rispetto alla richiesta del 2011 nei due differenti scenari di previsione del consumo di elettricità.

**Tabella 26 Richiesta di energia elettrica annua nei due scenari: di riferimento e di efficienza energetica supplementare, e conseguente aumento percentuale.**

	Richiesta di EE annua	
	scenario di riferimento [MWh]	Scenario di efficienza energetica supplementare [MWh]
2011	335465800	335465800
2020	395222057	363556009
aumento percentuale %	17,8%	8,4%

L'analisi viene svolta su più livelli. Il primo livello, chiamato "LIV 0" è caratterizzato da un'analisi annuale. Si considerano, quindi, i valori al 2020 delle produzioni di energia elettrica delle varie tecnologie dal punto di vista dei valori annuali. Il secondo livello, chiamato "LIV 1", è caratterizzato da un'analisi puntuale, più di dettaglio. I valori annuali di produzione delle diverse tecnologie vengono, in questo caso, ricostruiti a partire dai valori orari di sei giorni scelti a ugual distanza tra loro. I valori di produzione delle diverse tecnologie al 2011 vengono incrementati, in base allo scenario preso in considerazione e in base alla richiesta elettrica del 2020 di quel giorno. I valori annuali sono ottenuti a partire dai valori di questi sei giorni, ipotizzando sei periodi con un ugual andamento delle curve di produzione giornaliera.

Per quest'ultimo caso si andranno ad elaborare metodologie di calcolo delle emissioni da ciclo combinato diverse che individueranno i livelli: "LIV 1", "LIV 1 al 50%", "LIV 2" e "LIV 2 al 50%" che saranno spiegati in dettaglio successivamente.

## 4.1 LIVELLO 0

Si inizia con l'analisi del 2011 per mostrare il procedimento attraverso il quale, a partire dalle produzioni di energia elettrica delle varie fonti, dal dato di energia importata dall'estero e dalla richiesta di elettricità, si ricava la produzione di energia elettrica da coprire attraverso cicli combinati. Questo primo caso è riportato in tabella 27. Anche se il valore della produzione dei cicli combinati è, in questo caso, noto grazie alle statistiche di Terna [21], si è voluto rappresentare il procedimento che poi verrà usato per i veri e propri scenari al 2020.

**Tabella 27 Produzione di energia elettrica per fonte [MWh] nel 2011. Esempio di come viene ricavata la potenza annua prodotta dai cicli combinati.**

2011	
Tecnologia	produzione EE annua [MWh]
scambi con l'estero	45626000
Carbone	40654900
altri combustibili termici esclusi i CC	48814600
Idrico	45822700
geotermico	5654300
eolico	9856400
fotovoltaico	10795700
tot	207224600
richiesta EE	335465800
restante parte viene prodotta dai CC	128241200

La quota di energia elettrica che il parco italiano di cicli combinati ha dovuto produrre nel 2011 per soddisfare la richiesta di energia elettrica, come riportato in tabella 27, è ricavato per sottrazione tra il valore della richiesta di energia elettrica e il valore complessivo della produzione (comprensivo degli apporti delle fonti rinnovabili, del termoelettrico da carbone, del termoelettrico restante e dei valori degli scambi con l'estero).

Per andare ad individuare gli scenari del 2020 è necessario ricavare la quota di energia elettrica che in tale anno le fonti energetiche rinnovabili dovranno produrre secondo le ipotesi fatte precedentemente. In tabella 28 si hanno le produzioni annuali da fonti rinnovabili più rilevanti. La loro somma fornisce la quota annuale di energia elettrica da FER prodotta nel 2011.

**Tabella 28 Calcolo della percentuale di EE da FER sui consumi di EE nel 2011.**

Richiesta EE 2011 [MWh]	contributo da FER 2011 [MWh]	percentuale di EE da FER sui consumi annui 2011
335465800	72129100	21,50%

Nel 2011 la quota di produzione di energia elettrica da FER ammontava al 21,5% della richiesta di energia elettrica o consumi totali di elettricità.

Per la realizzazione dei vari scenari le quote di produzione da FER andranno ad incrementarsi in funzione dello scenario di appartenenza per rispettare l'obiettivo definito dal PAN del 26,39% di energia elettrica da rinnovabili sul consumo totale di energia elettrica.

**Tabella 29 Andamento della produzione annuale da FER negli anni 2011 e 2020**

	SCEN. DI RIF	SCEN. EFF. ENER. SUPPL
richiesta EE [MWh]	395222057	363556009
percentuale da FER sulla richiesta EE nel 2020	26,39%	
quota di EE da FER obiettivo nel 2020 [MWh]	104299100	95942431
produzione di EE da FER 2011 [MWh]	72129100	
SALDO che dovrà essere colmato negli anni dal 2011 al 2020 [MWh]	32170000	23813331

In tabella 29 viene ricavata la quota mancante di produzione annuale di elettricità da FER affinché venga rispettato l'obiettivo del 26,39% del PAN. A partire dalla richiesta di energia elettrica prevista al 2020 nei due scenari "SCENARIO DI RIFERIMENTO" e "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE" si calcola il 26,39% di questo valore ottenendo il valore complessivo che le FER dovranno produrre nel 2020. Questo valore dovrà essere diminuito del valore di elettricità prodotta nel 2011 per trovare di quanto debba essere incrementata la produzione annua da FER. Il valore trovato, diverso per i due scenari di previsione della richiesta di elettricità, dovrà essere prodotto totalmente dal solo fotovoltaico nello scenario "SOLO FOTOVOLTAICO", dal solo eolico nello scenario "SOLO EOLICO" e sarà diviso equamente in due parti ed assegnata a fotovoltaico ed eolico nello scenario "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO". Di seguito, vengono analizzati e riportati i tre diversi scenari.

#### **4.1.1 SOLO FOTOVOLTAICO**

Nel caso in cui la quota precedentemente calcolata di produzione di energia elettrica fosse interamente soddisfatta dal fotovoltaico è necessario calcolare di quanto la potenza installata debba essere incrementata per poter soddisfare l'obiettivo.

**Tabella 30 Calcolo della potenza installata di fotovoltaico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20**

	2011	2020 SCEN DI RIF	2020 SCEN DI EFF. ENER. SUPPL.
Produzione di EE da fotovoltaico annua [MWh]	10795700	42965701	34609031
Potenza installata da fotovoltaico[MW]	12773	incognita	incognita
Ore equivalenti	845	845	845
Potenza installata ricavata da fotovoltaico [MW]		50836	40949

La tabella 30 mostra tale aumento di potenza installata. Attraverso la formula seguente si calcolano le ore equivalenti medie dell'anno 2011 per il fotovoltaico:

$$ore\ equivalenti = \frac{EE}{P_{installata}} \quad (4.1)$$

Ora ipotizzando che le ore equivalenti dell'anno 2011 per il fotovoltaico restino tali anche nel 2020 si ricava con l'inverso della formula (4.1) la potenza installata di fotovoltaico per soddisfare la produzione obiettivo. Nel caso dello "SCENARIO DI RIFERIMENTO" la potenza installata sul suolo italiano dovrà aumentare di quasi quattro volte rispetto a quella installata nel 2011, passando da 12773 MW a 50836 MW, e nel caso dello "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE" dovrà aumentare di circa tre volte, passando da 12773 MW a 40949 MW.

**Tabella 31 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica.**

Fonte	produzione EE [MWh]		
	2011	2020 SCEN. DI RIFERIMENTO	2020 SCEN. EFF. ENER. SUPPL.
scambi con l'estero (totale netto importato)	45626000	45626000	45626000
Carbone	40654900	40654900	40654900
altri combustibili termici esclusi i CC	48814600	48814600	48814600
idrico	45822700	45822700	45822700
geotermico	5654300	5654300	5654300
eolico	9856400	9856400	9856400
fotovoltaico	10795700	42965700	34609030
tot	207224600	239394600	231037931
richiesta EE	335465800	395222057	363556009
restante parte prodotta dai CC	128241200	155827456	132518078

Con riferimento ai due scenari descritti, il calcolo della produzione di energia elettrica da ciclo combinato, precedentemente svolto per il 2011, viene ripetuto anche per il 2020 e mostrato in tabella 31. Si può subito notare come la produzione di energia elettrica da ciclo combinato debba aumentare per il 2020 poiché la produzione da fotovoltaico non è sufficiente a coprire l'aumento della richiesta elettrica annua. Si possono ora valutare le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dai cicli combinati.

**Tabella 32 Calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> relativa alla produzione di EE da ciclo combinato nei due scenari al 2020.**

	2011	2020 SCEN. DI RIF.	2020 SCEN. Di EFF. ENER. SUPPL.
produzione di EE da CC [MWh]	128241200	155827456	132518078
P installata di CC [MW]	42454	42454	42454
ore equivalenti	3020	3670	3121
emissioni specifiche [g/KWh]	385	381	384
emissioni totali [t]	49434939	59501972	51008847

Per calcolare le emissioni di CO<sub>2</sub> da cicli combinati è assunto che la potenza installata non vari tra 2011 e 2020. A riprova della veridicità di quest'ipotesi c'è il risultato di ore equivalenti trovate nel 2020 nei due scenari. Le ore equivalenti risultanti, infatti, non superano il valore limite di circa 7200 ore equivalenti annue. La tabella 32 mostra come le emissioni specifiche calcolate mediante il modello di

regressione lineare, trovato nel capitolo 2, formula (2.8), a partire dalle ore equivalenti, diminuiscano e come al contrario le emissioni totali aumentino, a causa dell'incremento di produzione.

## 4.1.2 SOLO EOLICO

Il caso "SOLO EOLICO" è caratterizzato dall'ipotesi che tutto l'incremento di produzione annua delle fonti rinnovabili, per rispettare il vincolo del 26,39% di elettricità da fonti rinnovabili, sia affidato unicamente alla produzione da eolico. Diviene quindi necessario, come nel caso analogo del "SOLO FOTOVOLTAICO", calcolare a quanto ammonti la variazione della potenza installata.

**Tabella 33 Calcolo della potenza installata di eolico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20**

	2011	2020 SCEN. DI RIF.	2020 SCEN DI EFF. ENER. SUPPL.
produzione di EE da eolico annua [MWh]	9856400	42026401	33669731
Potenza installata [MW]	6936	incognita	incognita
ore equivalenti	1421	1421	1421
Potenza installata ricavata [MW]		29574	23694

Il calcolo si basa sulla medesima metodologia utilizzata nel caso precedente "SOLO FOTOVOLTAICO" con l'utilizzo della formula (4.1).

Come emerge dalla tabella 33, nel caso dello "SCENARIO DI RIFERIMENTO", la potenza installata sul suolo italiano dovrà aumentare, similmente al caso "SOLO FOTOVOLTAICO", di quasi quattro volte rispetto a quella installata nel 2011. Nel caso dello "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE", la potenza installata dovrà aumentare di circa tre volte. Si può quindi procedere con il calcolo della produzione di energia elettrica da ciclo combinato al 2020 nei due scenari di previsione della richiesta elettrica.

**Tabella 34 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica.**

tecnologia	produzione EE [MWh]		
	2011	SCEN DI RIF	SCEN EFF ENER SUPPL
scambi con l'estero	45626000	45626000	45626000
Carbone	40654900	40654900	40654900
altri combustibili termici esclusi i CC	48814600	48814600	48814600
idrico	45822700	45822700	45822700
geotermico	5654300	5654300	5654300
eolico	9856400	42026400	33669730
fotovoltaico	10795700	10795700	10795700
tot	207224600	239394600	231037931
richiesta EE	335465800	395222057	363556009
restante parte viene prodotta dai CC	128241200	155827456	132518078

Tabella 34 mostra i risultati per il caso “SOLO EOLICO” delle produzioni di elettricità dalle varie fonti. Si nota come il fotovoltaico al 2020 resti fisso alla produzione del 2011 e, al contrario, come l’eolico aumenti la quantità di energia elettrica necessaria a coprire l’obiettivo del PAN del 26,39%. Si può, inoltre, osservare che la produzione da ciclo combinato resta costante nei due casi “SOLO FOTOVOLTAICO” e “SOLO EOLICO”. Questo valore non cambia poiché, considerando il valore annuale, la produzione di energia elettrica da FER resta uguale nei due casi. Si nota ancora, quindi, che la produzione di energia elettrica da ciclo combinato aumenta al 2020 poiché l’aumento di produzione da parte dell’eolico non è sufficiente a coprire l’aumento della richiesta elettrica. Si possono ora valutare le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dai cicli combinati.

**Tabella 35 Calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> relativa alla produzione di EE da ciclo combinato nei due scenari al 2020.**

	2011	SCEN DI RIF	SCEN EFF ENER SUPPL
produzione di EE da CC [MWh]	128241200	155827456	132518078
P installata di CC [MW]	42454	42454	42454
ore equivalenti	3020	3670	3121
emissioni specifiche [g/kWh]	385	381	384
emissioni totali [t]	49434939	59501972	51008847

Nel caso “SOLO EOLICO” la produzione di elettricità da ciclo combinato rimane uguale al caso precedente, “SOLO FOTOVOLTAICO”. Quindi le emissioni di



CO<sub>2</sub> specifiche e complessive risultano uguali nei due casi esaminati come mostra la tabella 35.

### 4.1.3 50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO

Il caso “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” è caratterizzato dall’ipotesi che l’incremento di produzione annua delle fonti rinnovabili per rispettare il vincolo del 26,39% di elettricità da fonti rinnovabili sia affidato in ugual misura a fotovoltaico ed eolico. Come nei casi precedenti si calcola la variazione di potenza installata per coprire l’aumento di produzione di elettricità (tabella 36).

**Tabella 36 Calcolo della potenza installata di eolico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20**

	2011	2020 Scenario di riferimento	2020 scenario di efficienze energetica supplement are
Fotovoltaico			
produzione di EE da fotovoltaico annua [MWh]	10795700	26880700	22702365
Potenza installata [MW]	12773	incognita	incognita
ore equivalenti	845	845	845
Potenza installata ricavata [MW]		31805	26861

In questo caso la potenza installata aumenta di più di due volte in entrambi gli scenari, di riferimento e di efficienza energetica supplementare con ragionevolmente maggiore incremento nello “SCENARIO DI RIFERIMENTO” (tabella 36).

**Tabella 37 Calcolo della potenza installata di eolico nel 2020 per rispettare gli obiettivi del pacchetto 20-20-20**

	2011	2020 Scenario di riferimento	2020 scenario di efficienze energetica supplement are
Eolico			
produzione di EE da eolico annua [MWh]	9856400	25941400	21763065
Potenza installata [MW]	6936	incognita	incognita
ore equivalenti	1421	1421	1421
Potenza installata ricavata		18255	15315

Anche nel caso dell'eolico la potenza installata aumenta più del doppio in entrambi gli scenari. Il procedimento per ricavare questi valori è lo stesso esposto nel paragrafo 3.1.1 nella descrizione dello scenario "SOLO FOTOVOLTAICO". Si può quindi procedere con il calcolo della produzione di energia elettrica da ciclo combinato al 2020 nei due scenari di previsione della richiesta elettrica.

**Tabella 38 Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica.**

tecnologia	produzione EE [MWh]		
	2011	SCEN DI RIF	SCEN EFF ENER SUPPL
scambi con l'estero	45626000	45626000	45626000
Carbone	40654900	40654900	40654900
altri combustibili termici esclusi i CC	48814600	48814600	48814600
idrico	45822700	45822700	45822700
geotermico	5654300	5654300	5654300
eolico	9856400	25941400	21763065
fotovoltaico	10795700	26880700	22702365
tot	207224600	239394601	231037931
richiesta EE	335465800	395222057	363556010
restante parte viene prodotta dai CC	128241200	155827456	132518079

Questo caso è caratterizzato dall'aumento della produzione di energia elettrica di eolico e fotovoltaico con le altre FER costanti come nei casi precedenti. Si giunge così agli stessi risultati ottenuti nei due casi precedenti, cioè gli scenari "SOLO EOLICO" e "SOLO FOTOVOLTAICO", per quanto riguarda la produzione di elettricità da cicli combinati. Si è visto come questo valore non cambi a causa del fatto che nei tre scenari la produzione venga distribuita in modo diverso ma il suo valore assoluto annuale non vari. Le emissioni di CO<sub>2</sub>, a fronte di un uguale produzione di energia elettrica, restano costanti ai casi precedenti come si può osservare in tabella 39.

**Tabella 39 Calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> relativa alla produzione di EE da ciclo combinato nei due scenari al 2020.**

	2011	SCEN DI RIF	SCEN EFF ENER SUPPL
produzione di EE da CC [MWh]	128241200	155827456	132518078
P installata di CC [MW]	42454	42454	42454
ore equivalenti	3020	3670	3121
emissioni specifiche [g/kWh]	385	381	384
emissioni totali [t]	49434939	59501972	51008847

#### **4.1.4 Riflessione sui risultati ottenuti**

Considerando l'analisi a livello annuale descritta nello scenario "LIV 0" si ottengono tre casi che forniscono un uguale risultato delle emissioni. Per questo motivo i 6 casi totali possono essere ricondotti a due: "SCENARIO DI RIFERIMENTO" e "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE". Si vede quindi la necessità di differenziare maggiormente i risultati e gli scenari stabiliti. È stato quindi introdotto un ulteriore livello, chiamato "LIV 1", nel quale si ricostruisce la produzione annuale di elettricità per fonte attraverso sei curve di carico giornaliere prese in modo strategico in periodi differenti dell'anno 2011 e andando a vedere il loro comportamento nei vari scenari proposti per l'anno 2020.

Un'altra necessità risultante dell'analisi dei risultati del "LIV 0" è il confronto delle emissioni di CO<sub>2</sub> con un caso pessimistico nel quale la produzione di energia elettrica da FER resti ferma al valore annuo del 2011 e l'incremento nella richiesta elettrica sia interamente coperto da un aumento della produzione da ciclo combinato. Si procede, quindi, all'elaborazione di un quarto scenario chiamato "SOLO CICLI COMBINATI" caratterizzato dalle seguenti ipotesi:

- i. Gli scambi con l'estero, la produzione termoelettrica da carbone, la produzione termoelettrica da prodotti petroliferi, gas derivati ed altri combustibili, la produzione da FER restino costanti ai valori di produzione annuale del 2011.
- ii. I cicli combinati aumentano la produzione elettrica fino a ricoprire l'aumento complessivo della richiesta di energia elettrica.

## 4.1.5 SOLO CICLI COMBINATI

L'assunzione alla base di questo scenario è che i cicli combinati siano gli unici ad incrementare la propria produzione annuale, mentre tutte le altre fonti restino costanti ai valori del 2011. Risulta necessaria una verifica della potenza installata. È necessario dimostrare che la potenza installata al 2011 sia sufficiente a ricoprire la produzione di elettricità da cicli combinati nel 2020. Per far questo si calcola la produzione di energia elettrica da destinare al parco italiano di cicli combinati. Si sottrae alla richiesta elettrica prevista per il 2020 la produzione di energia elettrica costante da tutte le tecnologie ad esclusione del ciclo combinato. Si ricava così la quota che dovrà coprire il ciclo combinato al 2020.

**Tabella 40** Calcolo della produzione annua di EE da cicli combinati per i due scenari di previsione della domanda elettrica. Caso SOLO CICLI COMBINATI.

Tecnologia	produzione EE [MWh]		
	2011	SCEN DI RIF	SCEN EFF ENER SUPPL
scambi con l'estero	45626000	45626000	45626000
Carbone	40654900	40654900	40654900
altri combustibili termici esclusi i CC	48814600	48814600	48814600
Idrico	45822700	45822700	45822700
Geotermico	5654300	5654300	5654300
Eolico	9856400	9856400	9856400
Fotovoltaico	10795700	10795700	10795700
Tot	207224600	239394600	231037931
richiesta EE	335465800	395222057	363556009
restante parte viene prodotta dai CC	128241200	187997457	156331409

La tabella 40 mostra l'aumento della produzione di energia elettrica da parte dei cicli combinati rispetto al valore del 2011.

**Tabella 41 Verifica delle ore equivalenti del parco italiano di cicli combinati e calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>.**

	2011	SCEN DI RIF	SCEN EFF ENER SUPPL
produzione di EE da CC [MWh]	128241200	187997457	156331409
P installata di CC [MW]	42454	42454	42454
ore equivalenti	3020	4428	3682
emissioni specifiche [g/kWh]	385	377	381
emissioni totali [t]	49434939	70988176	59684012

La tabella 41 mostra l'aumento delle ore equivalenti del parco italiano di cicli combinati in seguito all'aumento della produzione di energia elettrica e alla potenza installata costante. I valori riportati per le ore equivalenti al 2020 non superano, anche in questo caso, il valore limite di circa 7200 ore annue; la potenza installata nel 2011 basta quindi a soddisfare la richiesta di elettricità affidata ai cicli combinati nel 2020. Si possono infine ricavare, le emissioni specifiche attraverso il modello di regressione lineare trovato al capitolo 2 e le emissioni totali di CO<sub>2</sub>.

## 4.1.5 Emissioni di CO<sub>2</sub> evitata

Le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata vengono ricavate dalla differenza tra le emissioni totali prodotte dai cicli combinati nel caso “SOLO CICLI COMBINATI” e le emissioni prodotte dai cicli combinati nei casi “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO”. Indicano quindi il valore delle emissioni annuali che l’incremento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili tra 2011 e 2020 ha permesso di risparmiare.

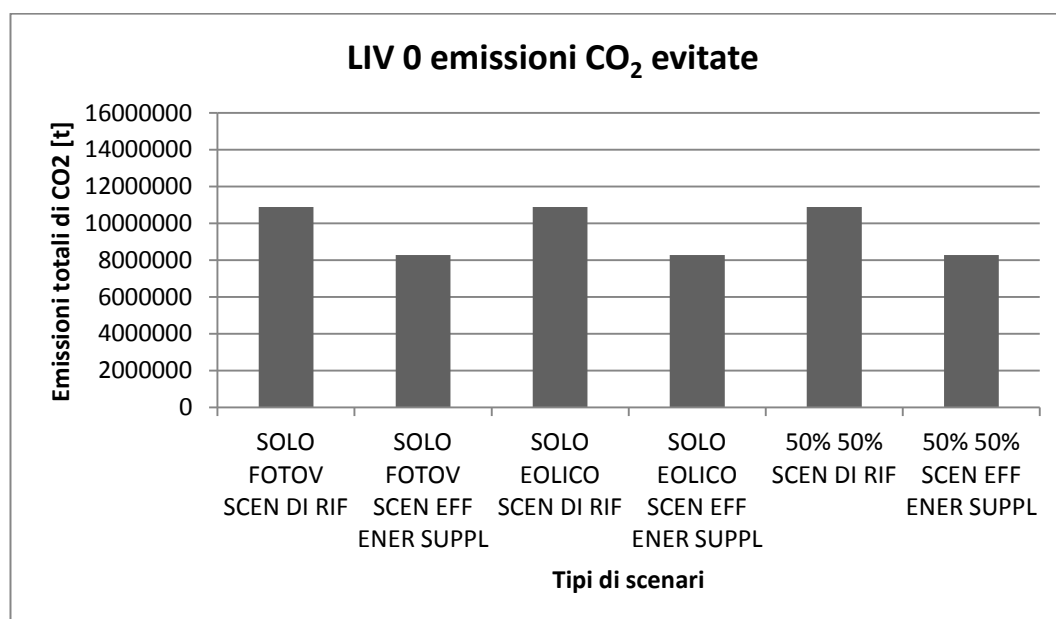


Figura 16 Valori delle emissioni totali evitate di CO<sub>2</sub> per i sei scenari proposti.

La Fig. 16 permette di osservare come il “LIV 0” non evidenzia differenze in fatto di emissioni evitate tra gli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO”. Le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate differiscono solo nei casi “SCENARIO DI RIFERIMENTO” e “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE”. Si è visto come la causa di ciò risieda nel fatto che l’analisi a livello annuale non riesce ad individuare a pieno le problematiche legate alla produzione discontinua da rinnovabili e ai loro effetti in fatto di emissioni sul parco italiano di cicli combinati.

## 4.2 LIVELLO 1

L'obiettivo di questo livello è la ricostruzione dei valori di energia elettrica ed emissioni di CO<sub>2</sub> annuali ricavati a partire dalle curve di richiesta/produzione di energia elettrica per i sei giorni tipo del 2011. Si passa, quindi, rispetto al "LIV 0", da un'analisi globale a una quasi oraria aumentando così il livello di dettaglio e caratterizzando meglio gli scenari. I giorni scelti per questa analisi sono il terzo mercoledì dei seguenti mesi: febbraio, aprile, giugno, agosto, ottobre e dicembre. Si è partiti dai dati giornalieri forniti da Terna [21]. Le curve di partenza sono state successivamente normalizzate sulla produzione media mensile delle diverse fonti, così da evitare che le condizioni specifiche delle giornate rendano i risultati non significativi.

La normalizzazione è stata fatta calcolando il rapporto tra il valore giornaliero medio e il valore giornaliero dei dati a disposizione, forniti da Terna, [21] che restituisce il termine che, moltiplicato per le produzioni orarie, modifica la curva dei valori da caso particolare a caso medio. Si è notato, inoltre, che la potenza installata di fotovoltaico aumenta molto durante il 2011. Si passa da un valore di circa 3,8 GW in gennaio ai 12,7 GW in dicembre. Per questo motivo si è normalizzata la produzione di elettricità da fotovoltaico ipotizzando una potenza installata costante e pari a 12,7 GW durante l'intero anno 2011.

La tabella 42 mostra come sono cambiate le curve complessive in termini di energia elettrica per i vari giorni e quantifica l'impatto medio della normalizzazione.

**Tabella 42 Confronto dei dati prima e dopo la normalizzazione e quantificazione dell'impatto medio percentuale della normalizzazione.**

	richiesta di EE [MWh]											
	16-feb		20-apr		15-giu		17-ago		19-ott		21-dic	
	dati Terna	dati normaliz zzati	dati Terna	dati normaliz zati	dati Terna	dati normaliz zati	dati Terna	dati normalizz ati	dati Terna	dati normali zzati	dati Terna	dati normaliz zati
1	29339	29247	28477	27925	29833	30047	29040	28887	32403	28678	33015	28748
2	26716	26310	26170	25588	27317	27606	27127	27173	31422	27853	31299	27236
3	26405	25862	25344	24802	26469	26812	26078	26245	30400	27002	30384	26419
4	27141	26743	25703	25413	26773	27046	26171	26203	30137	26777	29949	26056
5	27548	27096	26318	26198	27024	27246	26288	26387	30186	26809	30127	26221
6	28034	27392	27387	27156	27157	27389	26709	26911	32243	28753	31684	27567
7	33105	32529	32815	32112	30308	30436	28363	28252	38431	34582	37159	32346
8	40225	40333	41458	39762	37306	37640	33768	33055	45271	41327	44269	38539
9	44598	45685	46048	43457	42866	43273	39250	38291	47012	42983	48419	42169
10	47085	48958	48270	45100	45204	45648	41481	40411	48177	44077	49977	43292
11	47673	49884	47442	43914	46022	46404	42015	40926	49041	45116	49422	42531
12	47642	49243	46563	42816	46327	46587	42878	41793	48195	44445	49242	42122
13	44777	45431	44377	40617	44868	45293	41330	40752	45386	42046	46246	39471
14	43927	44486	44182	40732	44240	44569	41730	41236	44165	40626	45370	38912
15	45121	46268	46152	42940	45290	45727	42449	41966	46542	42420	46772	40397
16	46086	46778	46608	43840	45451	45898	42381	41803	47158	42520	47875	41613
17	46442	46900	44019	41799	45738	46157	41627	41152	46574	41586	49964	43641
18	47041	47012	41635	40091	44772	45267	40210	39884	46846	42117	52752	46290
19	48006	47958	39654	38618	42775	43174	39518	39400	48881	44418	51632	45236
20	46764	46735	41084	40118	41876	42287	39142	39115	47017	42332	50285	43937
21	44360	44482	41807	40730	41389	41670	40562	40390	43920	39250	47671	41632
22	41543	41585	38914	37707	41174	41457	37824	37415	42120	37348	44519	38847
23	37069	36972	35704	34494	37792	37815	32192	31630	38346	34031	40408	35236
24	32606	32405	31684	30984	34422	34353	32576	32234	33909	29919	36330	31701
%	+0,7		-4,5		+0,8		-1,1		-9,7		-13,1	

Di seguito vengono espone le curve di carico con gli andamenti delle produzioni orarie nette dalle diverse fonti considerate in questo studio. La cumulata delle produzioni orarie rappresenta la richiesta di energia elettrica oraria. Le figure dalla 17 alla 22 mostrano già le curve di produzione ricalcolate coi valori medi giornalieri.



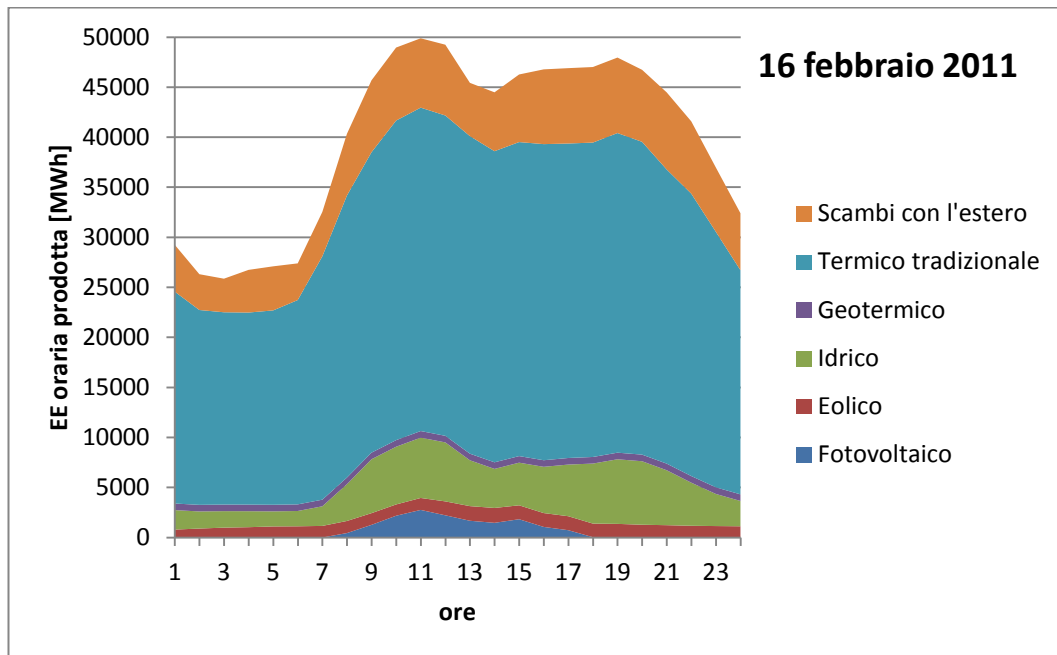


Figura 17 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 16 febbraio 2011

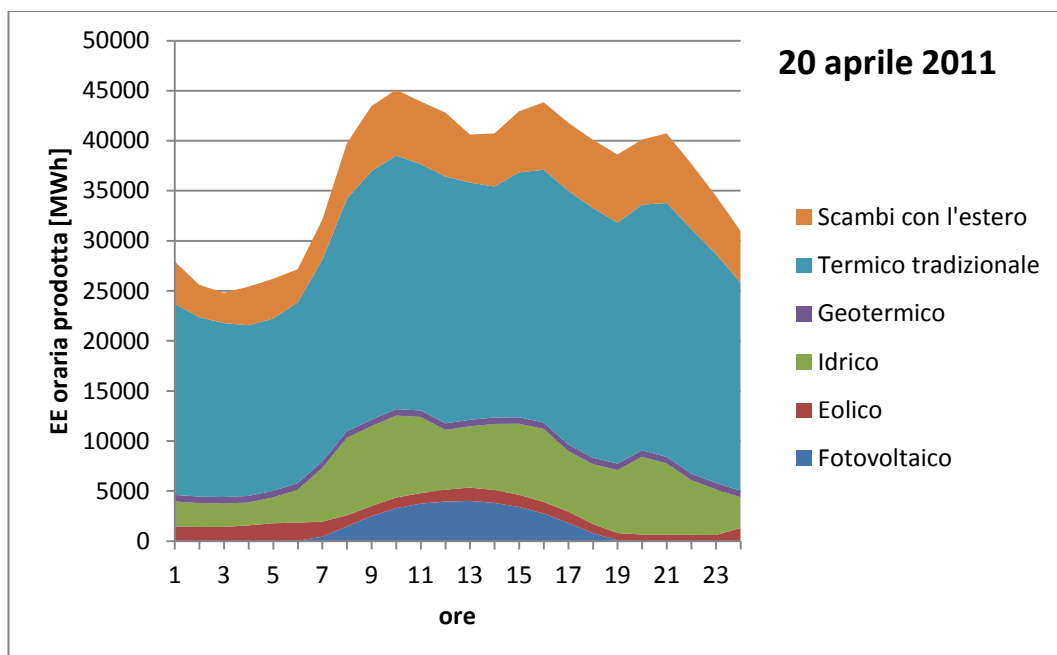


Figura 18 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 20 Aprile 2011

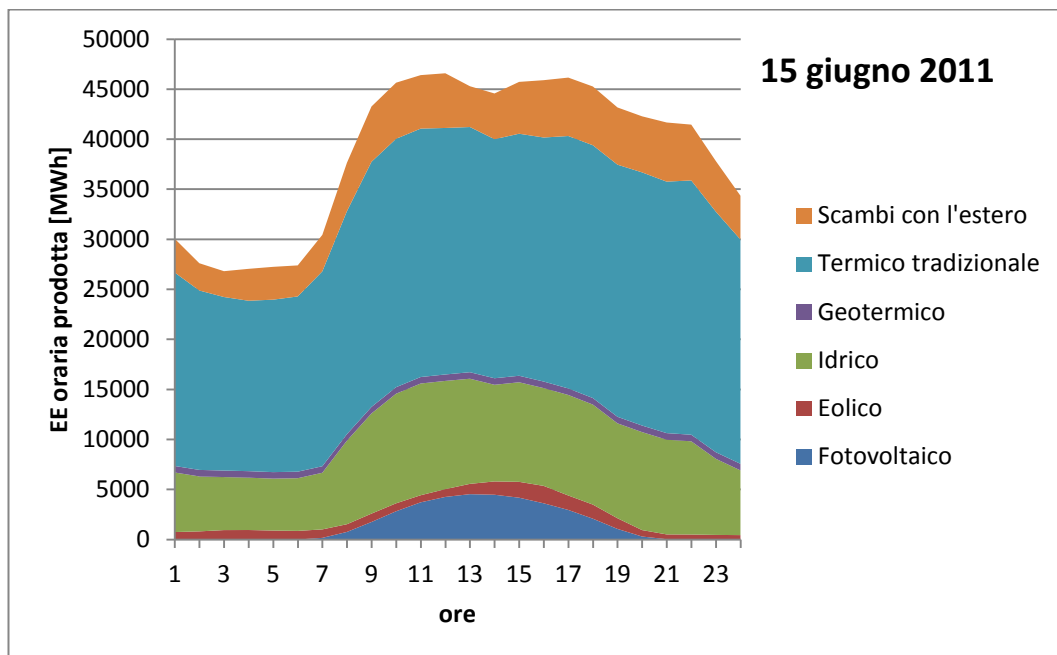


Figura 19 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 15 giugno 2011

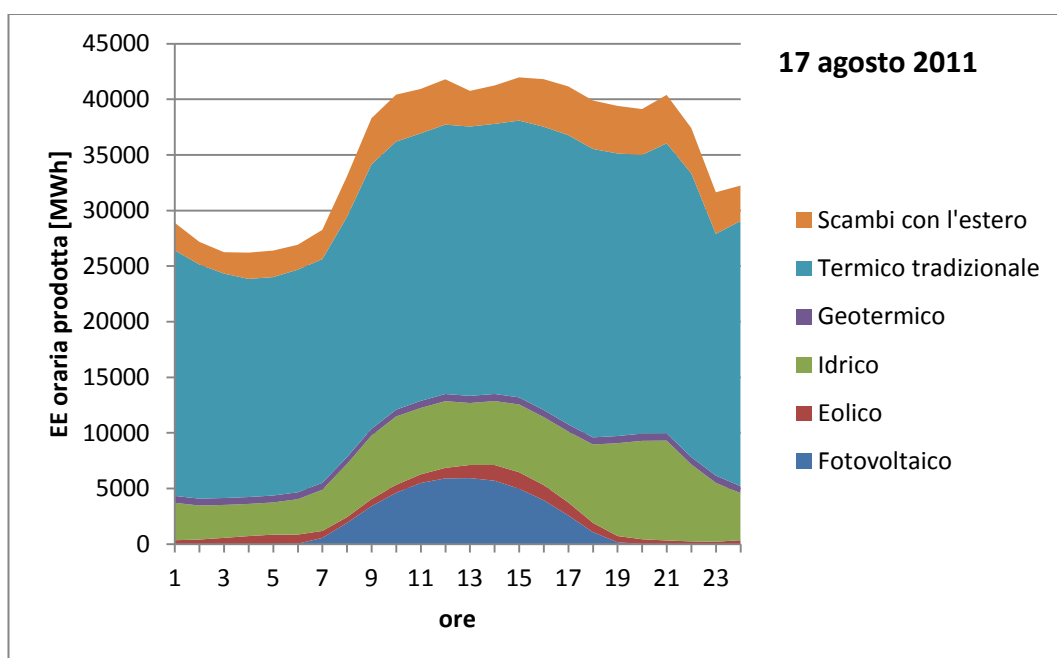


Figura 20 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 17 agosto 2011

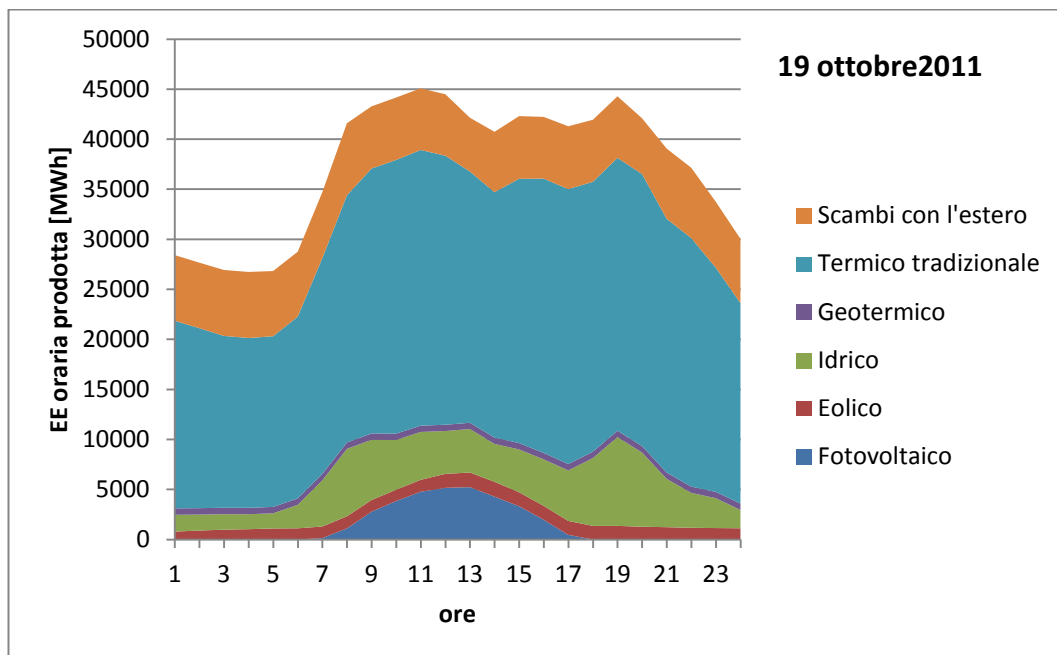


Figura 21 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 19 ottobre 2011

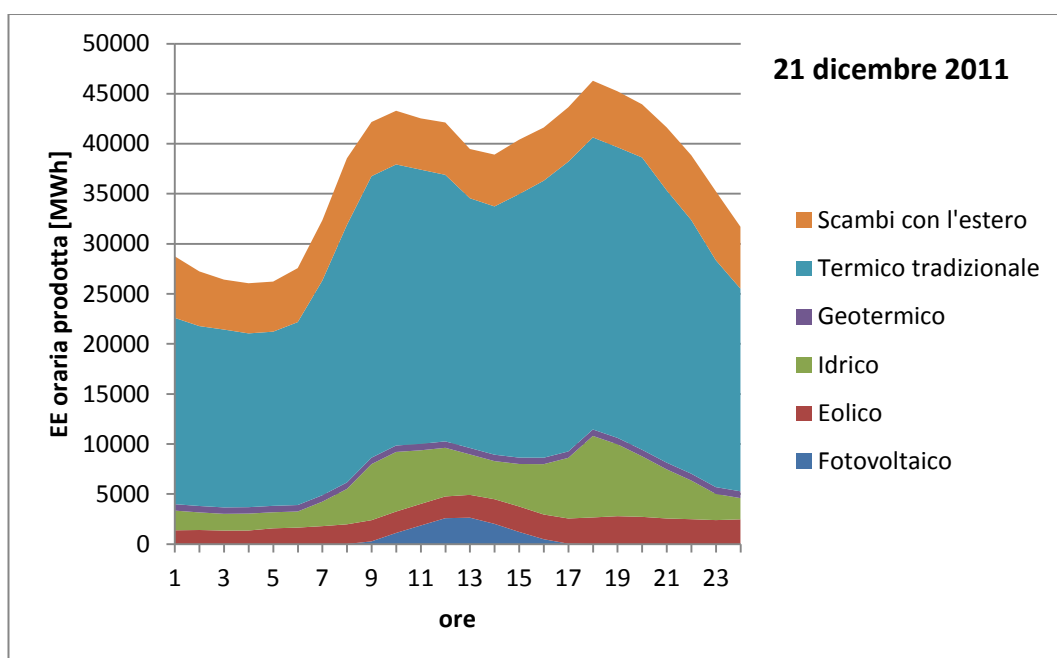


Figura 22 Andamento delle produzioni orarie normalizzate per fonte. 21 dicembre 2011

Si può osservare come i mesi, individuati attraverso i giorni, che richiedono una maggiore energia elettrica, siano quelli invernali e quelli estivi. Il termico

tradizionale rimane nel 2011 la componente fondamentale di produzione di energia elettrica e il contributo delle importazioni di elettricità, espresso in figura come scambio con l'estero poiché coincide con il netto tra importazioni ed esportazioni, risulta rilevante e non trascurabile. Il fotovoltaico si presenta come una campana con il picco nelle ore più assolate della giornata, si può osservare, dalle figure, come da febbraio in poi la curva cresce e si allarghi a causa di una maggiore radiazione solare su un arco sempre più lungo della giornata per poi tornare a rimpicciolirsi verso la fine dell'anno.

Bisogna per prima cosa valutare l'aumento della richiesta elettrica sui vari giorni considerati. In tabella 26 del capitolo 4 si è visto l'aumento totale annuo e la percentuale di incremento per i due scenari: di riferimento e di efficienza energetica supplementare. Il procedimento per ottenere le richieste al 2020 di elettricità nei sei giorni considerati consiste nel calcolare la percentuale di aumento annuo della richiesta tra 2011 e 2020 e andare ad incrementare ora per ora i valori della richiesta oraria di energia elettrica. Così facendo si ipotizza che l'aumento di richiesta di energia elettrica sia distribuito in maniera uniforme su tutti i mesi e a cascata sui giorni.

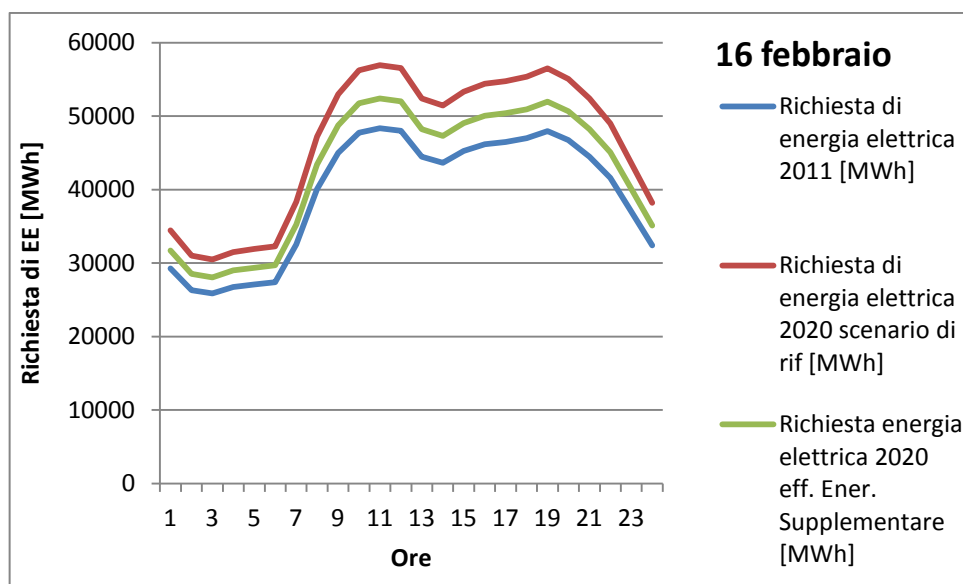


Figura 23 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 16 febbraio

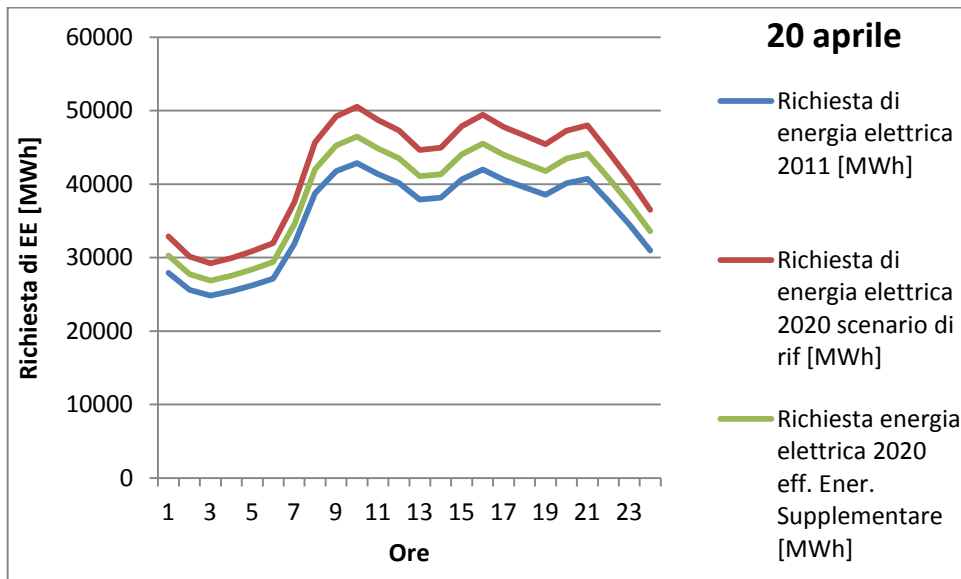


Figura 24 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 20 aprile

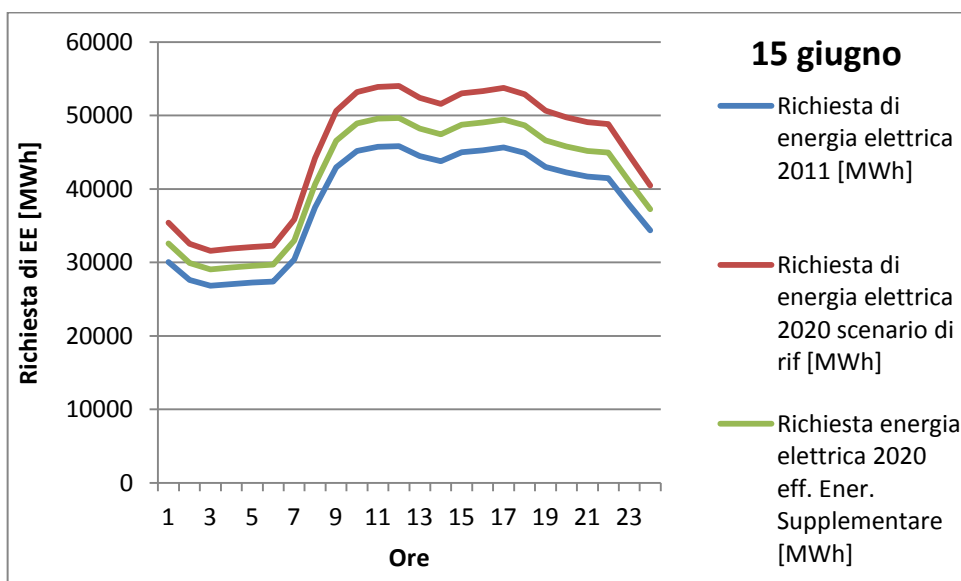


Figura 25 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 15 giugno.

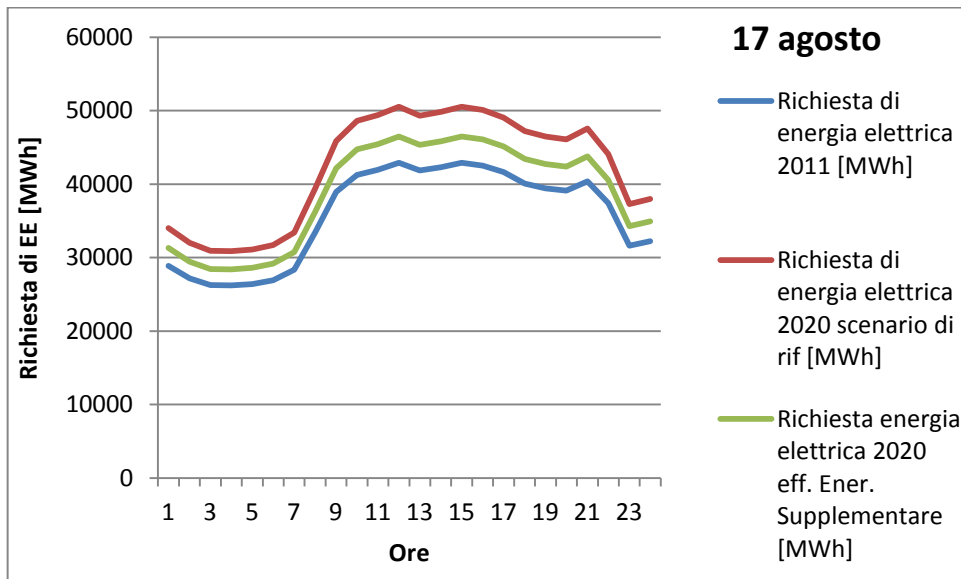


Figura 26 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 17 agosto.

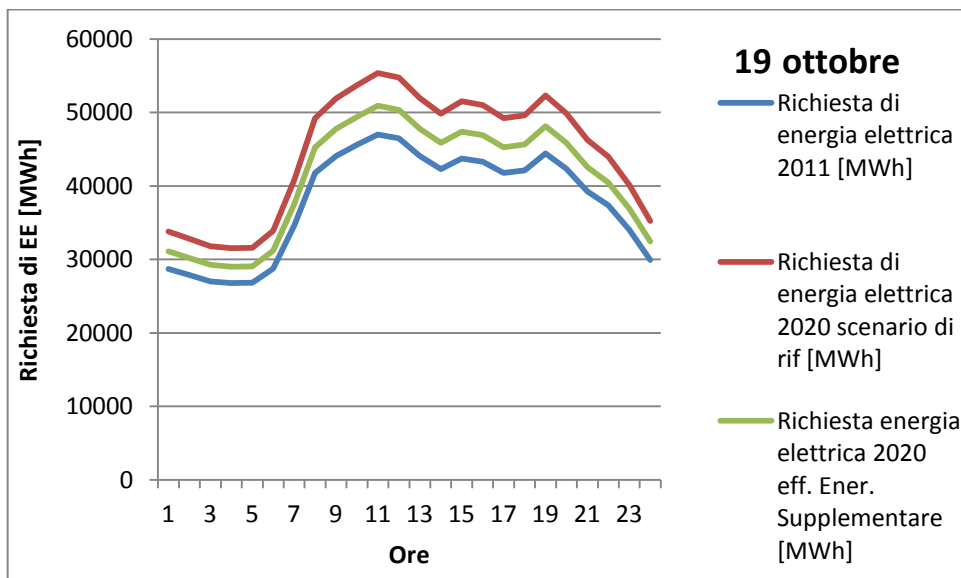


Figura 27 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 19 ottobre.

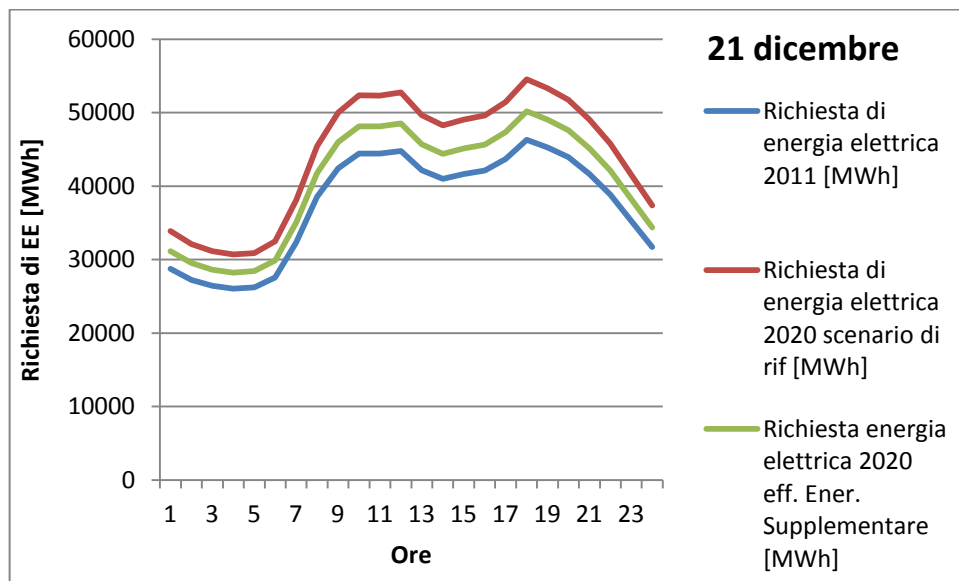


Figura 28 Andamento di previsione della domanda giornaliera di elettricità per il giorno 21 dicembre.

Una volta definite le curve di richiesta oraria e l'energia prodotta al 2011 per ciascuna delle tecnologie considerate, si può procedere al calcolo dell'incremento di produzione nei diversi giorni da parte di fotovoltaico ed eolico secondo gli scenari: "SOLO FOTOVOLTAICO", "SOLO EOLICO" e "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO".

## 4.2.1 SOLO FOTOVOLTAICO

In questo paragrafo, verranno calcolati i valori delle produzioni orarie da fotovoltaico al 2020. Analogamente a quanto fatto per il "LIV 0" è necessario calcolare la potenza installata per soddisfare l'incremento di produzione annua da fotovoltaico. I risultati per quanto riguarda la potenza installata sono analoghi quelli esposti al "LIV 0" poiché la potenza installata viene calcolata per soddisfare i valori annuali di produzione elettrica, che non si modificano.

Nel paragrafo 4.1.1 si è individuata la produzione annua da fotovoltaico per lo scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" al 2020. Questa produzione viene divisa mensilmente rispettando la proporzione tra un mese e l'altro dettata dai dati del 2011. Dividendo la produzione mensile, così trovata, per il numero di giorni si ottiene la produzione media giornaliera al 2020. Lo stesso procedimento si fa con le produzioni medie mensili del 2011 per trovare i dati giornalieri. È possibile, quindi trovare l'incremento percentuale di ogni giorno andando a fare il rapporto tra il valore del 2020 di produzione media giornaliera e quello del 2011. Con

questo incremento percentuale è possibile andare a ricalcolare le produzioni orarie dei giorni considerati per il 2020 andando a moltiplicare il valore orario con l'incremento percentuale trovato. È importante fare questo passaggio e non andare ad aumentare direttamente la produzione giornaliera dell'incremento percentuale della produzione annuale tra 2011 e 2020 poiché una produzione di energia elettrica come quella da fotovoltaico o eolico è vincolata alle condizioni ambientali ed alle stagioni. Quindi un aumento di potenza installata produrrà grandi aumenti di produzione di energia elettrica nel periodo estivo mentre incrementi percentuali più contenuti nel periodo invernale. Di seguito si mostra l'incremento della produzione oraria del fotovoltaico per i due casi estremi: 16 febbraio e 17 agosto. Per semplicità si mostra solo il caso dello "SCENARIO DI RIFERIMENTO".

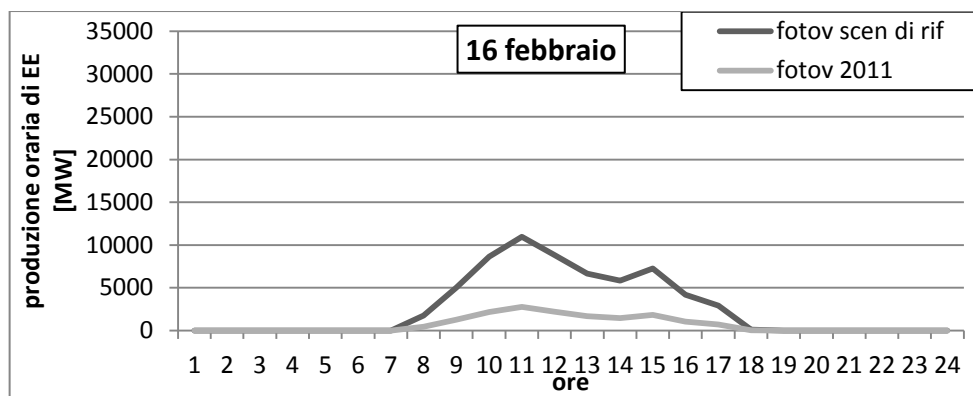


Figura 29 Andamento della produzione oraria del fotovoltaico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 16 febbraio.

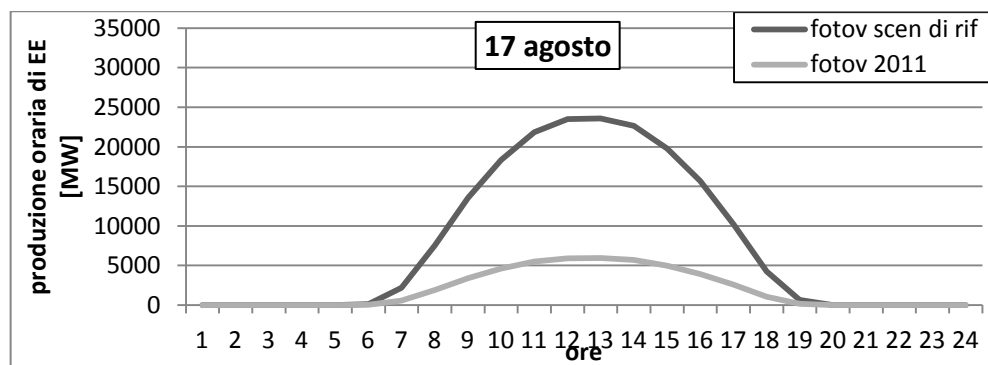


Figura 30 Andamento della produzione oraria del fotovoltaico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 17 agosto.

Si rimanda alla tabella 43 per i valori di produzione da fotovoltaico nei sei giorni considerati.



**Tabella 43 Confronto tra la produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 e nel 2020 nello “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il caso “SOLO FOTOVOLTAICO”.**

	produzione di EE da fotovoltaico [MWh]. "SCENARIO DI RIFERIMENTO"											
	16-feb		20-apr		15-giu		17-ago		19-ott		21-dic	
	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	27	108	3	11	28	110	0	0	0	0
7	0	0	425	1690	162	646	548	2182	139	552	0	0
8	441	1756	1461	5814	756	3009	1895	7541	1108	4408	2	8
9	1264	5030	2488	9900	1749	6963	3402	13540	2774	11039	263	1045
10	2174	8650	3279	13050	2823	11235	4607	18337	3843	15296	1104	4395
11	2756	10970	3734	14862	3715	14784	5487	21836	4770	18985	1847	7350
12	2217	8824	3941	15686	4254	16931	5900	23483	5163	20548	2579	10263
13	1672	6656	4007	15948	4531	18031	5925	23581	5230	20813	2631	10471
14	1465	5832	3804	15138	4473	17804	5695	22665	4281	17038	2010	8001
15	1825	7263	3395	13514	4177	16622	4971	19784	3326	13235	1207	4802
16	1057	4206	2746	10930	3617	14397	3940	15679	1976	7864	480	1910
17	730	2905	1809	7199	2954	11757	2568	10222	461	1834	32	129
18	33	130	776	3089	2079	8276	1068	4250	1	5	0	0
19	0	0	84	332	1058	4212	159	633	0	0	0	0
20	0	0	0	0	297	1182	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	30	121	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 4.2.2 SOLO EOLICO

Il procedimento di calcolo della produzione oraria da eolico nel 2020, nei due scenari di previsione della domanda di elettricità, è lo stesso usato per il caso “SOLO FOTOVOLTAICO” del “LIV 1” descritto nel precedente paragrafo 4.2.1. Di seguito si mostrano i risultati con l’incremento della produzione oraria da eolico per due giorni simbolici dell’anno, per semplicità si mostra solo il caso dello “SCENARIO DI RIFERIMENTO”.

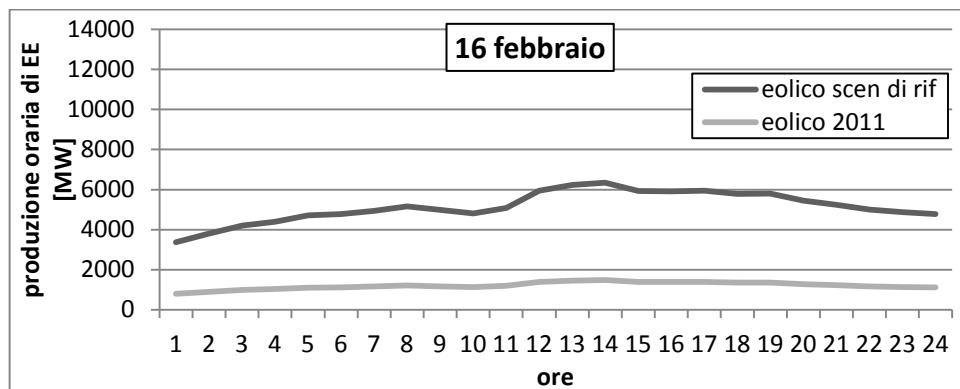


Figura 31 Andamento della produzione oraria di eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 16 febbraio.

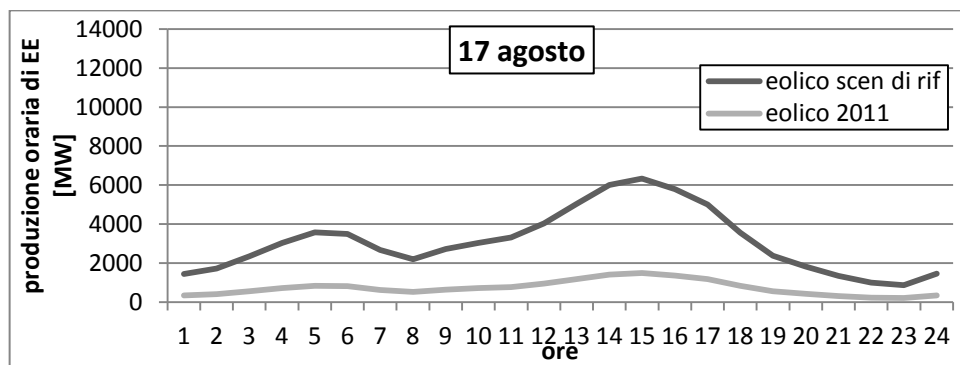


Figura 32 Andamento della produzione oraria di eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 17 agosto.

Si può osservare come, rispetto al fotovoltaico, l'andamento sia molto più regolare durante la giornata e durante i mesi dell'anno, senza grossi picchi e periodi di inattività. I valori complessivi sono riportati in tabella 44, anche qui per semplicità si presenta solo il caso "SCENARIO DI RIFERIMENTO".

**Tabella 44 Confronto tra la produzione di energia elettrica da eolico nel 2011 e nel 2020 nello "SCENARIO DI RIFERIMENTO" per il caso "SOLO EOLICO".**

	produzione di EE da eolico [MWh]. "SCENARIO DI RIFERIMENTO"											
	16-feb		20-apr		15-giu		17-ago		19-ott		21-dic	
	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020
1	792	3376	1453	6194	744	3174	339	1447	1053	4489	1369	5837
2	894	3811	1400	5970	811	3460	402	1714	1082	4613	1400	5967
3	985	4201	1403	5984	939	4005	551	2348	1056	4503	1343	5727
4	1032	4399	1565	6672	947	4039	712	3038	1072	4569	1347	5743
5	1106	4717	1769	7543	895	3814	840	3583	1088	4640	1566	6676
6	1120	4775	1812	7726	858	3658	819	3494	1119	4773	1637	6981
7	1160	4945	1505	6419	847	3610	626	2671	1038	4428	1786	7616
8	1211	5165	1107	4720	772	3290	517	2203	945	4029	1965	8377
9	1169	4983	1008	4298	837	3569	637	2715	869	3707	2117	9028
10	1129	4813	1064	4537	794	3385	712	3038	1045	4454	2138	9118
11	1194	5090	1051	4481	709	3024	775	3305	1228	5237	2159	9207
12	1393	5938	1183	5043	778	3317	945	4028	1338	5706	2173	9264
13	1463	6237	1334	5689	1029	4386	1182	5041	1361	5803	2278	9712
14	1488	6345	1285	5478	1329	5667	1409	6009	1378	5874	2464	10506
15	1391	5932	1222	5211	1586	6763	1485	6332	1503	6409	2544	10848
16	1385	5906	1156	4930	1740	7417	1360	5797	1676	7148	2468	10522
17	1396	5951	1133	4832	1444	6157	1172	4996	1690	7205	2518	10738
18	1359	5793	926	3947	1409	6007	835	3561	1532	6533	2653	11312
19	1362	5806	708	3020	1065	4543	558	2381	1493	6365	2779	11849
20	1277	5444	652	2781	644	2745	425	1814	1520	6480	2713	11568
21	1231	5248	652	2781	478	2037	316	1346	1418	6046	2551	10876
22	1173	5003	616	2627	497	2118	235	1001	1376	5865	2479	10571
23	1142	4870	596	2542	457	1948	204	868	1435	6117	2387	10176
24	1121	4781	1295	5520	438	1866	342	1458	996	4246	2466	10514

### 4.2.3 “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO”

Il procedimento di calcolo della produzione oraria di fotovoltaico ed eolico al 2020 è, in questo caso, come nel precedente, uguale a quanto fatto e descritto nel caso “SOLO FOTOVOLTAICO” del “LIV 1”, paragrafo 4.2.1. Di seguito si mostrano i risultati con l’incremento della produzione oraria di fotovoltaico ed eolico per due giorni estremi dell’anno, per semplicità si mostra solo il caso dello scenario di riferimento.

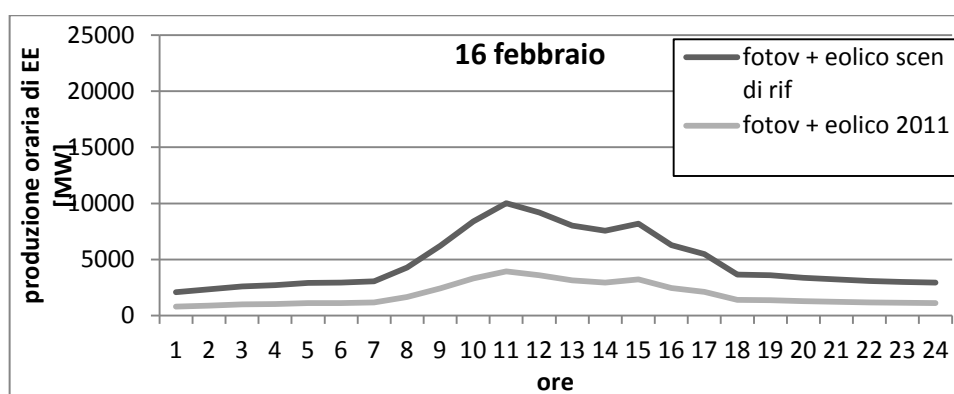


Figura 33 Andamento della produzione oraria della somma della produzione di fotovoltaico ed eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 16 febbraio.

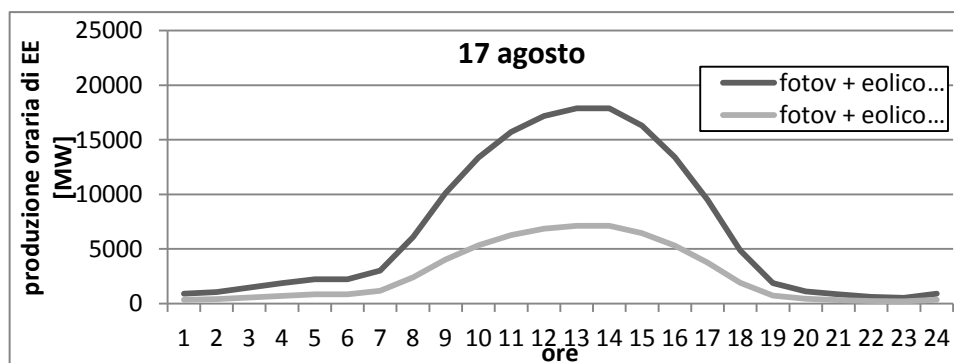


Figura 34 Andamento della produzione oraria della somma della produzione di fotovoltaico ed eolico nel 2011 e nel 2020 secondo lo scenario di riferimento per la giornata del 17 agosto.

I valori complessivi sono riportati in tabella 45, per semplicità si presenta solo il caso “SCENARIO DI RIFERIMENTO”.

**Tabella 45 Confronto tra la produzione di energia elettrica da eolico nel 2011 e nel 2020 nello “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il caso “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO”.**

	produzione di EE da fotovoltaico ed eolico [MWh]. "SCENARIO DI RIFERIMENTO"											
	16-feb		20-apr		15-giu		17-ago		19-ott		21-dic	
	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020	2011	2020
1	792	2084	1453	3824	744	1959	339	893	1053	2771	1369	3603
2	894	2352	1400	3685	811	2136	402	1058	1082	2848	1400	3683
3	985	2593	1403	3694	939	2472	551	1449	1056	2779	1343	3535
4	1032	2716	1565	4118	947	2493	712	1875	1072	2820	1347	3545
5	1106	2912	1769	4656	895	2354	840	2212	1088	2864	1566	4121
6	1120	2947	1839	4836	860	2264	847	2226	1119	2946	1637	4309
7	1160	3052	1930	5020	1009	2632	1175	3014	1177	3078	1786	4701
8	1652	4287	2568	6550	1528	3913	2411	6078	2053	5245	1967	5176
9	2433	6223	3496	8847	2586	6559	4039	10147	3643	9195	2380	6227
10	3302	8383	4343	10965	3617	9119	5320	13347	4888	12319	3243	8378
11	3950	10005	4785	12064	4424	11116	6262	15701	5998	15110	4006	10282
12	3610	9186	5124	12926	5032	12640	6845	17178	6501	16378	4752	12140
13	3135	8014	5341	13489	5559	13988	7107	17865	6591	16603	4909	12546
14	2954	7565	5088	12852	5803	14637	7104	17889	5659	14285	4474	11491
15	3216	8205	4618	11671	5763	14574	6456	16285	4829	12237	3751	9700
16	2442	6277	3903	9881	5357	13586	5299	13388	3652	9332	2948	7690
17	2126	5491	2942	7487	4398	11156	3740	9479	2151	5595	2551	6709
18	1391	3657	1702	4369	3488	8886	1903	4857	1534	4036	2653	6982
19	1362	3584	792	2072	2124	5440	718	1866	1493	3929	2779	7314
20	1277	3360	652	1717	941	2434	425	1120	1520	4000	2713	7141
21	1231	3239	652	1717	508	1333	316	831	1418	3732	2551	6714
22	1173	3088	616	1621	497	1308	235	618	1376	3620	2479	6525
23	1142	3006	596	1569	457	1202	204	536	1435	3776	2387	6281
24	1121	2951	1295	3407	438	1152	342	900	996	2621	2466	6490

#### 4.2.4 Quota di produzione dei cicli combinati

Si calcola ora la produzione oraria dei cicli combinati, nei 3 scenari considerati, per ognuno dei sei giorni presi come riferimento, per poi ricostruire la produzione annuale. Per fare questo si mantengono le medesime ipotesi poste per il caso annuale o “LIV 0”:

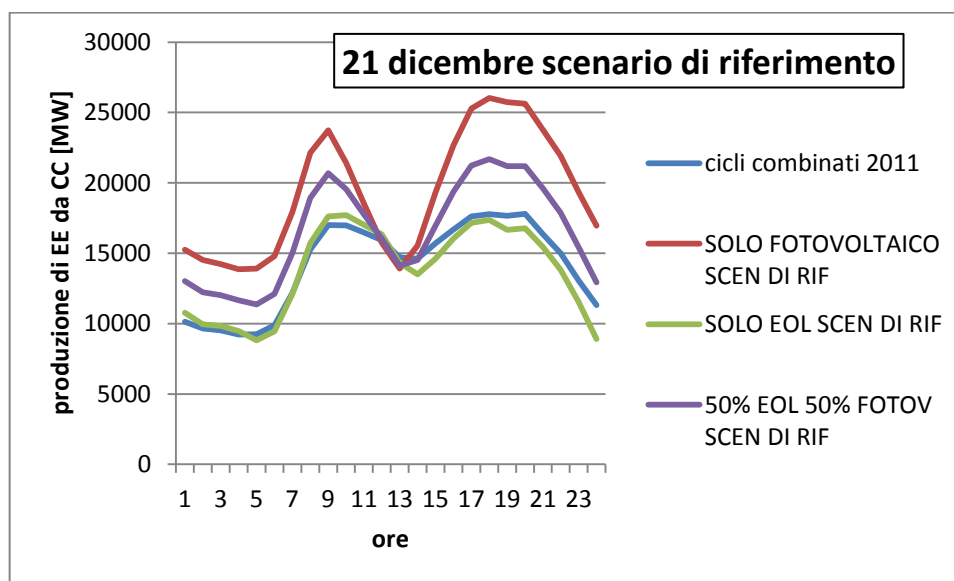
- i. La produzione oraria da idroelettrico e geotermico resta costante al 2011.
- ii. La produzione oraria da fotovoltaico ed eolico varia in base allo scenario considerato.
- iii. La quota di energia elettrica importata dall'estero resta costante al 2011.
- iv. La produzione oraria da termoelettrico tradizionale, escluso il ciclo combinato, resta costante ai valori del 2011. Si ipotizza, infatti, che siano i cicli combinati a adeguarsi alla produzione delle rinnovabili e quindi a seguire il carico orario poiché sono più rapidi rispetto alle centrali convenzionali e hanno un costo marginale più elevato. Le centrali a carbone, ad esempio, che hanno un costo marginale più basso di quello delle centrali a ciclo combinato, legato al costo del combustibile, vengono fatte funzionare a carico costante, vengono saturate. Gli impianti rimanenti a ciclo combinato coprono la quota mancante per soddisfare la domanda elettrica.

Si hanno a disposizione i dati orari della produzione da termoelettrico. È necessario perciò scindere tali valori per far variare il ciclo combinato e mantenere costanti gli altri contributi da termoelettrico. Si ipotizza infatti che gli impianti a carbone e la restante produzione da termoelettrico, esclusi i cicli combinati, funzionino a carico costante e non siano influenzati dalla variabilità della produzione rinnovabile. Per trovare la produzione di energia elettrica oraria prodotta mediamente dagli impianti alimentati a carbone, si prende la produzione annuale e la si divide per le ore dell'anno. Per i restanti impianti funzionanti con combustibili diversi come prodotti petroliferi, gas derivati e gas naturale non utilizzato in cicli combinati, la quota di produzione oraria del 2011, che si manterrà costante al 2020, viene ottenuta sulla base delle diverse percentuali di elettricità annua prodotta per fonte convenzionale. Si divide così la produzione oraria da termoelettrico in più contributi: carbone, cicli combinati e restante termoelettrico. Il contributo del carbone e del restante termoelettrico viene mantenuto costante mentre quello del ciclo combinato, come si è visto, varierà di conseguenza ai comportamenti delle altre produzioni orarie e della richiesta oraria di elettricità.

**Tabella 46 Produzioni annuali da termoelettrico e relative percentuali sul termoelettrico totale.**

	produzione EE annuale 2011 [MWh]	percentuale sul totale %
carbone	40654900	18,67
cicli combinati	128241200	58,90
prodotti petroliferi	7633600	3,51
gas derivati	5362900	2,46
altri combustibili	23442300	10,77
restante parte da gas naturale non CC	12375800	5,68
totale	217710700	100

Per sottrazione tra la richiesta elettrica e la somma dei contributi orari delle fonti rinnovabili e non, si ottiene la quota che dovranno accollarsi gli impianti a ciclo combinato italiano, per soddisfare la richiesta elettrica. Di seguito si riportano i risultati delle produzioni orarie dei cicli combinati al 2020 nei sei giorni considerati.



**Figura 35 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 21 dicembre.**

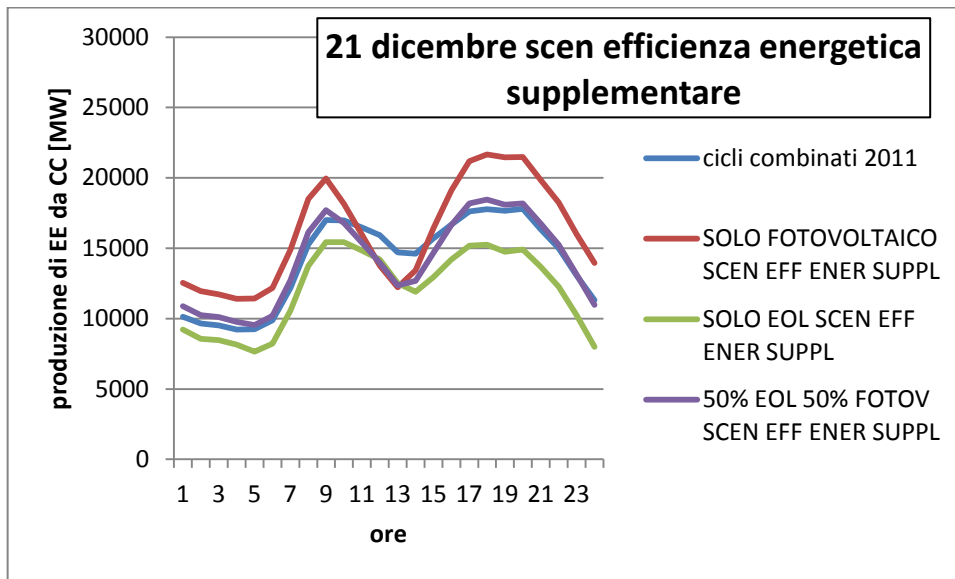


Figura 36 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 21 dicembre.

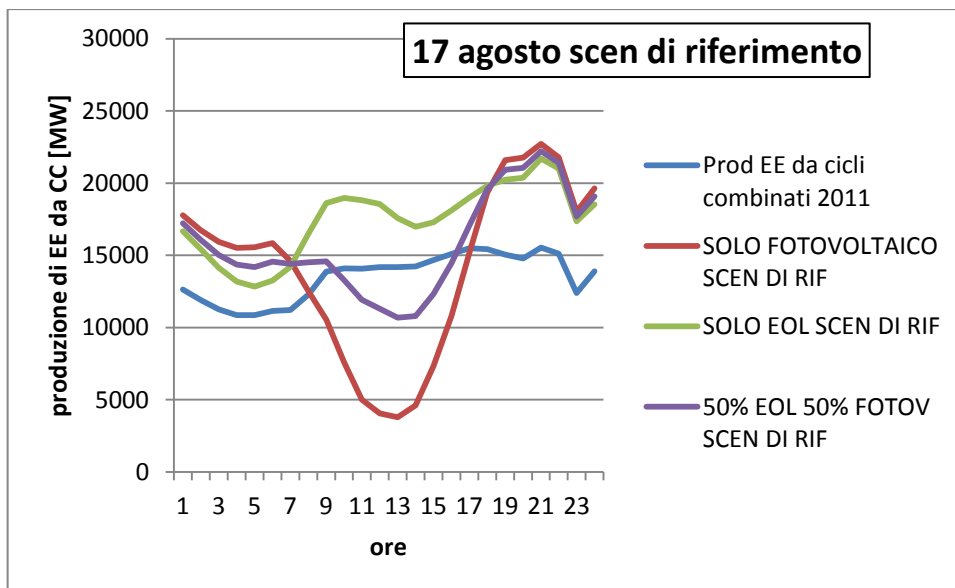
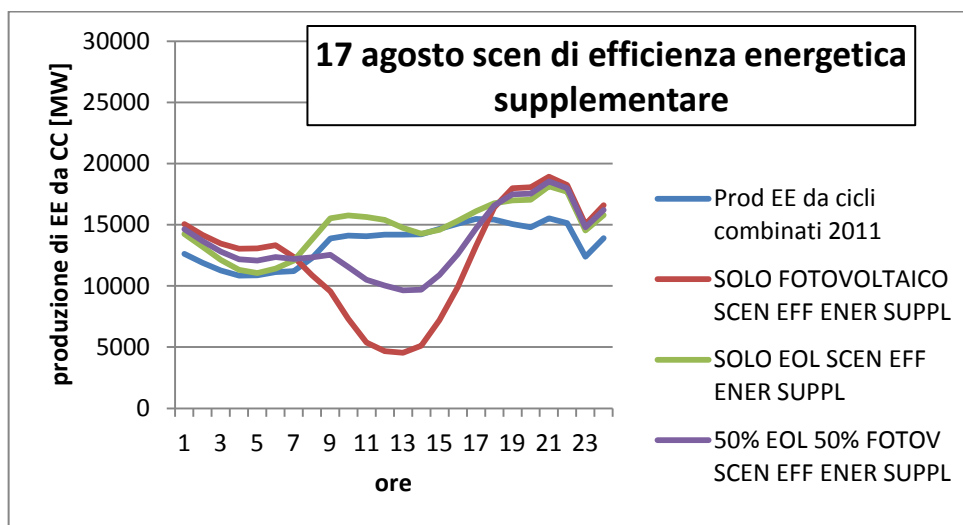


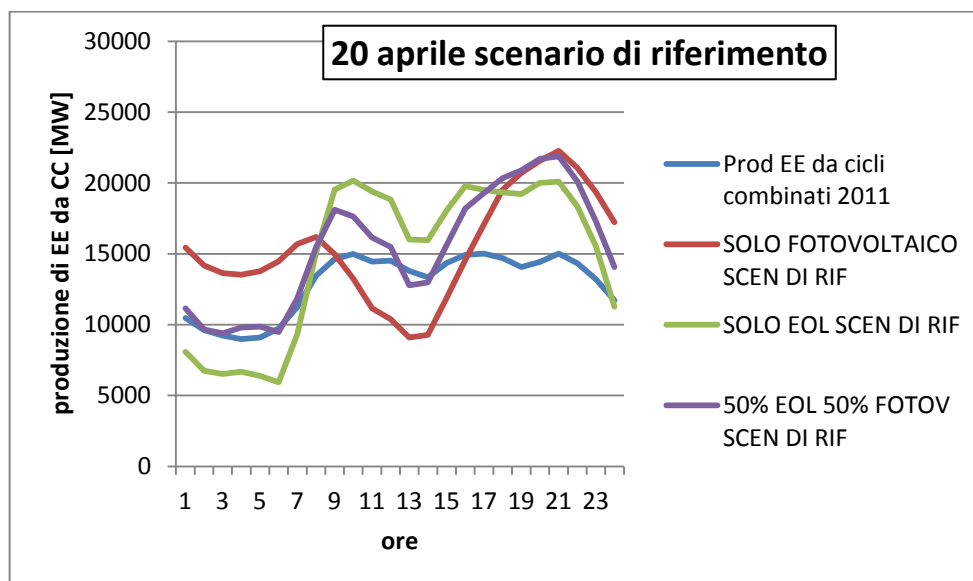
Figura 37 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 17 agosto.

Si vede dalla figura 37 come in agosto nel caso “SOLO FOTOVOLTAICO” la produzione da fotovoltaico si stima così elevata da far sì che nelle ore centrali della giornata i cicli combinati debbano abbassare molto la produzione.





**Figura 38** Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 17 agosto.



**Figura 39** Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 20 aprile.

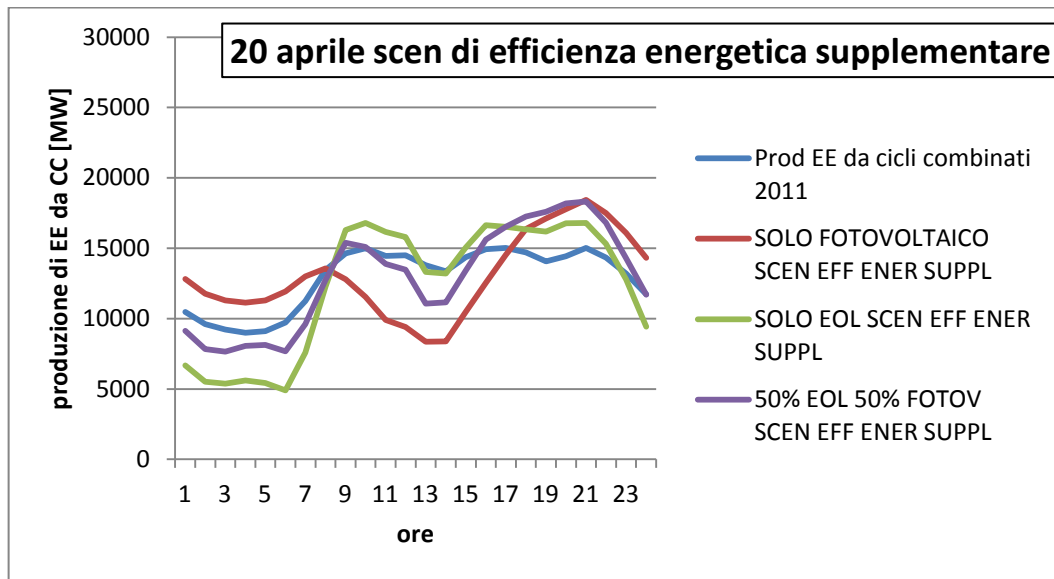


Figura 40 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 20 aprile.

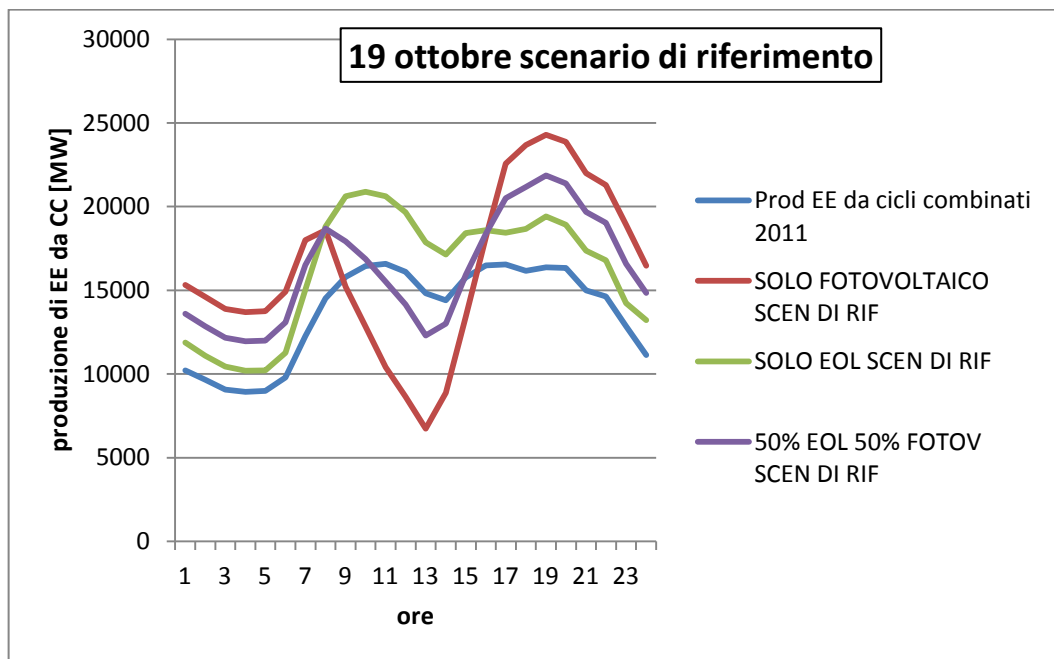


Figura 41 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 19 ottobre.

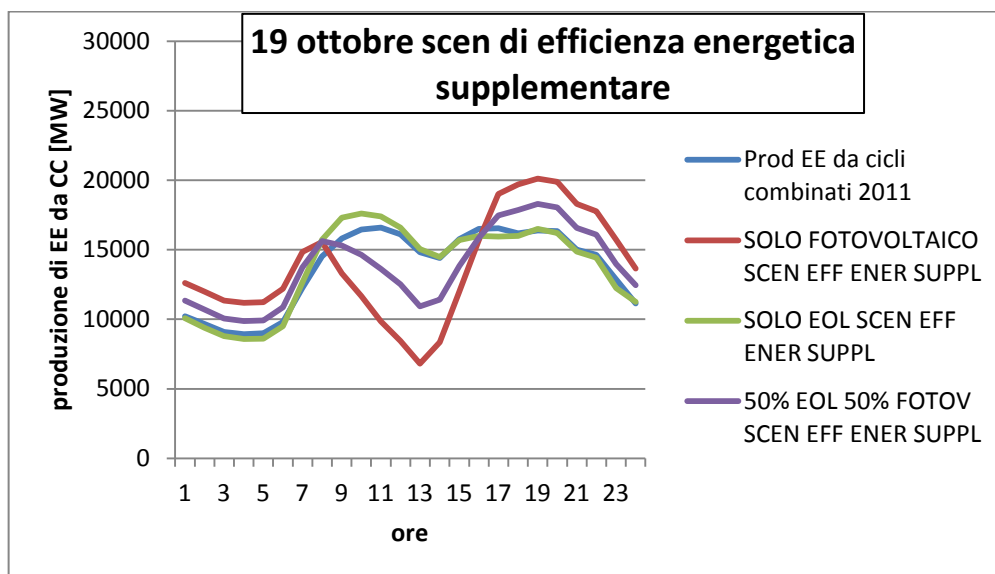


Figura 42 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 19 ottobre.

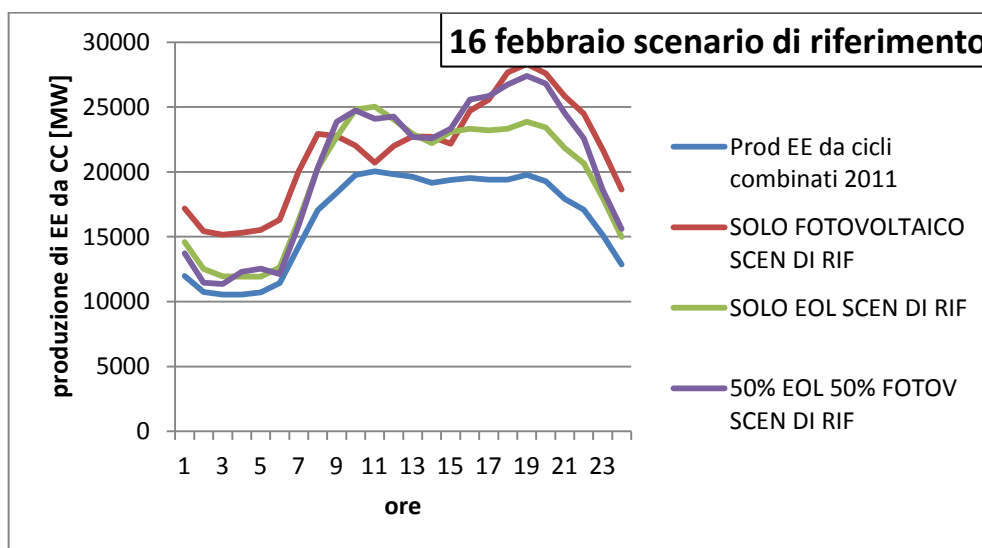


Figura 43 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 16 febbraio.

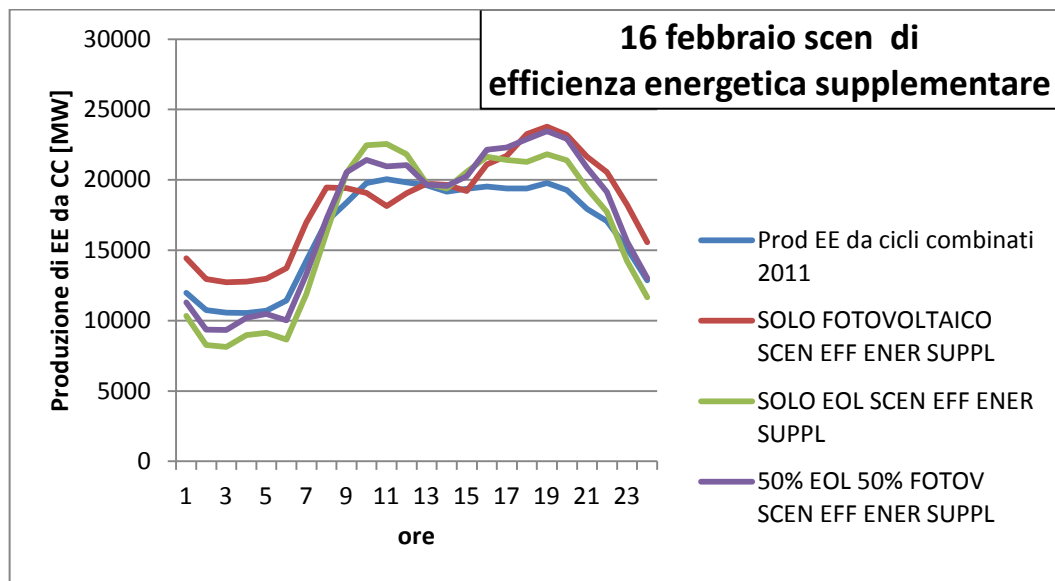


Figura 44 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 16 febbraio.

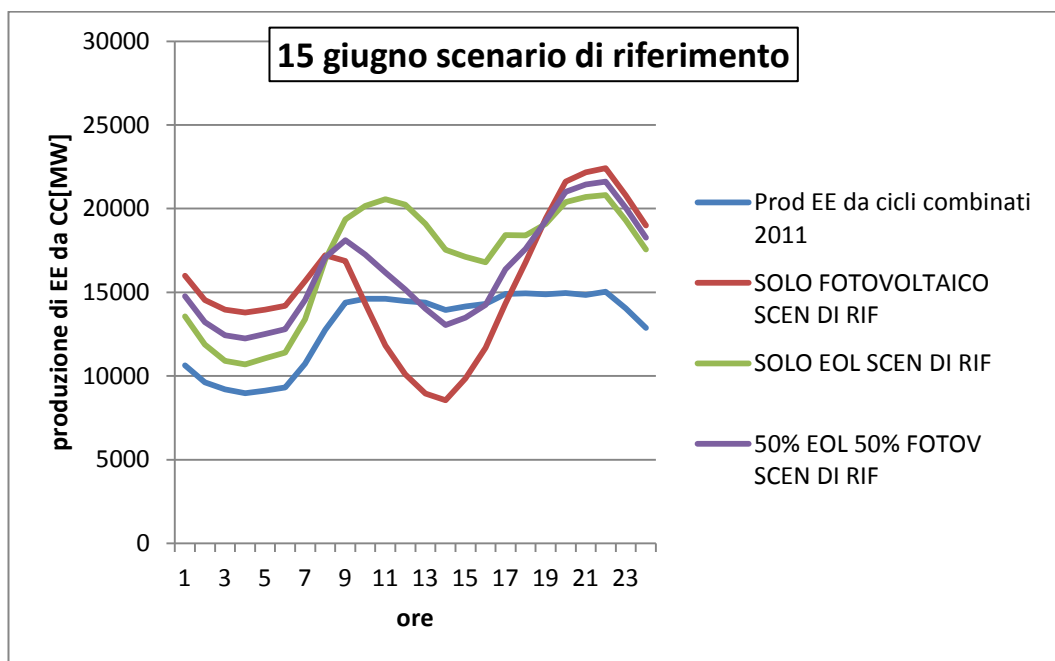


Figura 45 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” per il giorno 15 giugno.

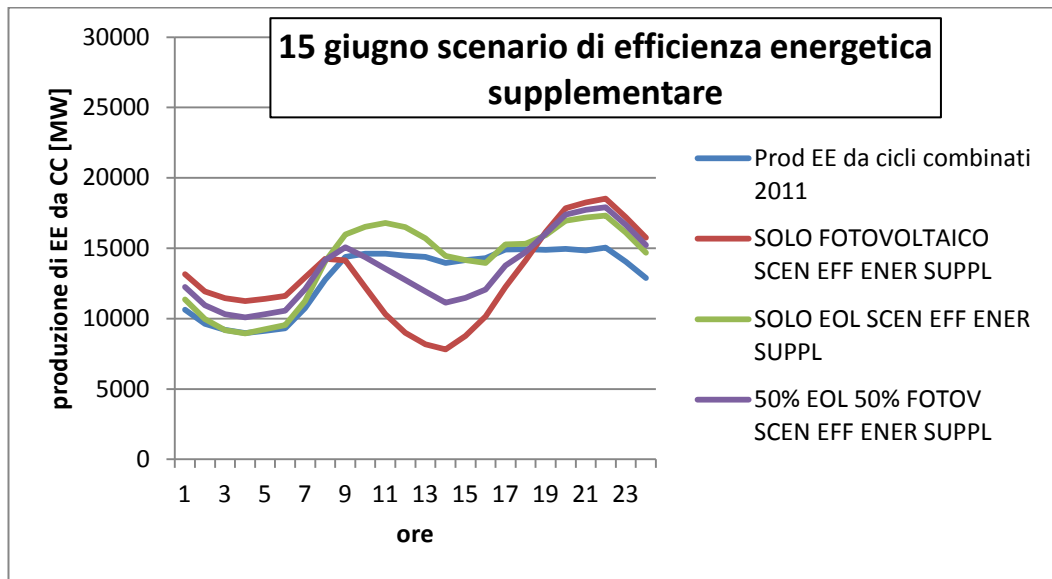


Figura 46 Andamento della produzione da ciclo combinato al 2011 e al 2020 negli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO”, “SOLO EOLICO” e “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” considerando la previsione della richiesta secondo lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE” per il giorno 15 giugno.

## 4.2.5 SOLO CICLI COMBINATI

Come si è visto nel “LIV 0” in questo scenario l’unica fonte ad incrementare la propria produzione è il parco italiano dei cicli combinati, tutte le altre fonti restano costanti ai valori del 2011. Nel sottocapitolo 4.1.4 si è verificato che la potenza installata del 2011 basta a coprire la produzione prevista nel 2020 anche nel caso peggiore, cioè quello di maggiore produzione. Poiché in questo scenario si suppongono tutte le produzioni delle varie fonti costanti ai valori del 2011 tranne appunto i cicli combinati, trovare la produzione oraria nei diversi giorni da parte dei cicli combinati è piuttosto semplice. La produzione oraria da cicli combinati sarà data dalla produzione oraria del 2011 più la differenza tra la richiesta oraria del 2020 e la richiesta oraria del 2011, ovvero l’incremento orario della richiesta di energia elettrica.

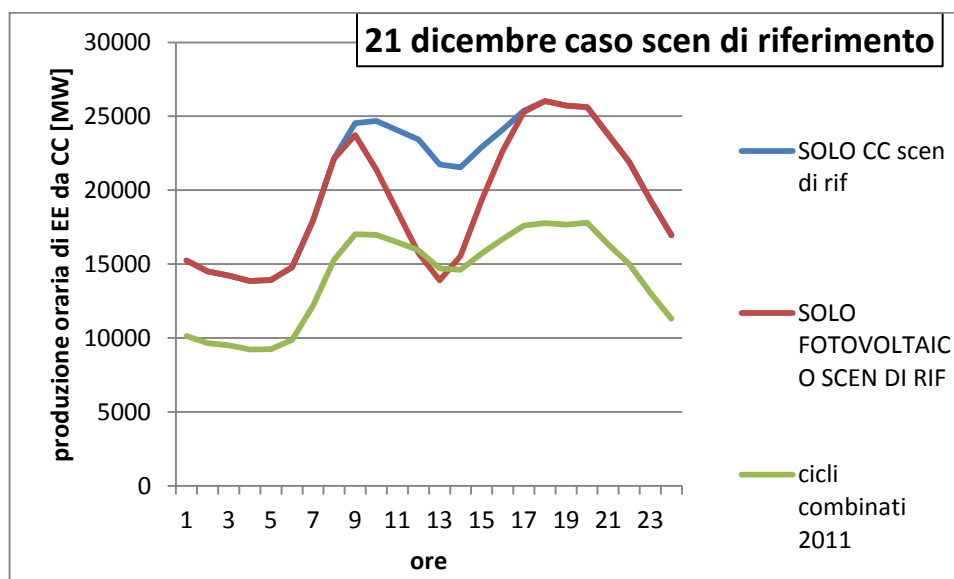


Figura 47 Andamento della produzione oraria da CC nel giorno 21 dicembre per lo scenario di riferimento.

Si mostra in fig. 47 il primo caso per il giorno 21 dicembre, ovvero la produzione oraria di elettricità nel 2011, nel 2020 “SCENARIO DI RIFERIMENTO” “SOLO FOTOVOLTAICO” e nel 2020 “SCENARIO DI RIFERIMENTO” “SOLO CICLI COMBINATI”. Si può osservare come il caso “SOLO CICLI COMBINATI” sia semplicemente traslato verso l’alto rispetto alla curva del 2011 di una quantità pari all’incremento di richiesta di energia elettrica tra 2011 e 2020 nello “SCENARIO DI RIFERIMENTO”. Il caso “SOLO CICLI COMBINATI” coincide con quello “SOLO FOTOVOLTAICO” nelle ore in cui, di notte e di mattina presto, il fotovoltaico non produce e, invece, precipita nelle ore della giornata in cui il fotovoltaico produce.

## 4.2.6 Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate

Ogni livello, che verrà considerato d'ora in poi, sarà caratterizzato da una metodologia diversa per il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nel "LIV 1" si utilizza la curva di regressione lineare trovata nel capitolo 2 espressa dalla formula (2.8). Tale curva permette di ricavare le emissioni specifiche in funzione delle ore equivalenti. Le ore equivalenti possono essere calcolate tramite il carico di funzionamento istantaneo, semplicemente moltiplicando il carico con le ore equivalenti totali pari a 7200. Si prendono delle ore equivalenti totali pari a 7200 poiché i cicli combinati non possono produrre neanche idealmente per 8760 ore a pieno carico. Un carico istantaneo del 50%, ad esempio, equivale a 7200\*0.5 ore equivalenti, attraverso cui è possibile calcolare le emissioni specifiche con la formula (2.8) e le emissioni totali orarie:

$$Emissioni_{tot\ orarie} = emissioni_{specifiche} * EE_{prodotta\ oraria} \quad (4.2)$$

Per ricavare il carico di funzionamento istantaneo si suddivide la potenza installata di cicli combinati, pari a 42454,1 MW, in sette classi di pari potenza ognuna da 6064,8 MW.

Si ipotizza che il carico minimo di funzionamento del ciclo combinato sia il 40%. Essendo, però, questo valore un'assunzione di seguito si verificherà se eventuali assunzioni diverse porteranno a una variazione significativa dei risultati.

Si producono così delle classi di produzione oraria di energia elettrica, come mostrato in tabella 47. Data la produzione oraria da ciclo combinato si individuerà la classe di appartenenza in grado di produrre quella quantità, cioè il numero di macrocategorie da spegnere e si calcolerà il carico effettivo attraverso la formula:

$$Carico\ orario = \frac{EE_{oraria\_CC}}{Potenza_{classe\ di\ appartenenza}} \quad (4.3)$$

**Tabella 47 Definizione delle macrocategorie di funzionamento del parco italiano di cicli combinati.**

	L'intero parco di cicli combinati funzionante	6 macro categorie funzionanti	5 macro categorie funzionanti	4 macro categorie funzionanti	3 macro categorie funzionanti	2 macro categorie funzionanti	1 macro categorie funzionanti
limite inferiore [MW] (vincolo del 40% del carico)	16981,6	14555,7	12129,7	9703,8	7277,8	4851,9	2425,9
Potenza installata di cicli combinati [MW]	42454,1	36389,2	30324,4	24259,5	18194,6	12129,7	6064,9

Ad esempio il caso in cui non si debba spegnere nessuna macrocategoria è caratterizzato da una produzione oraria da ciclo combinato maggiore o uguale al 40% della potenza massima producibile. La formula (4.4) mostra il calcolo di questo valore.

$$\begin{aligned}
 EE_{\text{prodotta da 7 macrocategorie funzionanti a carico minimo}} &= \\
 &= 0,4 * 6064,8 * 7 = \\
 &= 16981,6 \text{ MW}
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

Una quantità superiore di energia elettrica oraria da produrre vorrebbe dire un funzionamento di tutte e sette le macrocategorie ad un carico più elevato del 40%. Nel caso in cui l'energia elettrica da produrre fosse talmente bassa da far sì che neanche una macrocategoria riuscisse a funzionare, poiché il carico elettrico risultante fosse minore del 40%, sarebbe necessario suddividere l'ultima macrocategoria in sei sottocategorie, ognuna della potenza di 1010,8 MW. Situazioni che ricadano in questo ultimo caso sono le ore centrali della giornata dei mesi estivi, dove la produzione da fotovoltaico è talmente elevata da ridurre al minimo la produzione di elettricità da ciclo combinato.

Il vincolo di carico minimo pari al 40% prevede un costo dell'elettricità maggiore rispetto al caso in cui l'impianto funzionasse a pieno carico. Questa ipotesi si spiega concettualmente perché ci sono, in Italia, dei vincoli di trasporto dell'energia elettrica. Non si può produrre in Trentino a vendere in Sicilia, se non per piccole quote, perché c'è un vincolo sulla capacità di trasporto dell'energia elettrica. Per questo motivo si sceglie un carico limite basso, compatibile con i limiti impiantistici. La situazione italiana è caratterizzata dal fatto che, presumibilmente, non si presenterà mai il caso in cui un gruppo di centrali a ciclo combinato in una zona, ad esempio il nord Italia, produca a pieno carico e che in



un'altra zona, il sud Italia, le centrali siano ferme, ma è più plausibile una situazione in cui tutti gli impianti funzionino a minor carico.

La Tabella 48 mostra i risultati del calcolo del carico di funzionamento del parco italiano di cicli combinati nel giorno 17 agosto per lo scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO". Per ogni produzione oraria si individua quante macrocategorie devono essere spente per rispettare il vincolo del carico minimo al 40%.

**Tabella 48 Riassunto dei dati di funzionamento dei cicli combinati nel giorno 17 agosto, scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO".**

ora	EE prod da Cicli Combinati [MW]	N° macrocategorie funzionanti	Carico di funzionamento
1	17776,8	7	0,419
2	16730,0	6	0,460
3	15934,9	6	0,438
4	15515,0	6	0,426
5	15564,7	6	0,428
6	15850,1	6	0,436
7	14608,1	6	0,401
8	12525,3	5	0,413
9	10547,0	4	0,435
10	7569,6	3	0,416
11	5002,6	2	0,412
12	4045,5	1	0,667
13	3786,4	1	0,624
14	4604,0	1	0,759
15	7329,9	3	0,403
16	10797,0	4	0,417
17	15157,3	6	0,456
18	19349,3	7	0,509
19	21588,1	7	0,512
20	21756,7	7	0,535
21	22724,3	7	0,513
22	21787,8	7	0,424
23	18017,3	7	0,463

Si ricava, poi, dal carico elettrico il valore delle ore equivalenti corrispondenti e con la formula (2.8) si trovano le emissioni specifiche. Le emissioni totali così calcolate tengono conto di tutti gli spegnimenti e le accensioni delle macrocategorie di cicli combinati poiché insiti nel modello di regressione lineare. Infatti il modello di regressione lineare stimava le emissioni specifiche a partire dalle ore equivalenti, parametro che si ricava a partire dall'energia elettrica prodotta e che non è indicatore della varie modalità di funzionamento, a carico costante o ai carichi parziali, dell'impianto. Per questo motivo, utilizzare il modello di regressione lineare della formula (2.8) vuole dire stimare le emissioni totali, considerando mediamente tutte le accensioni e gli spegnimenti che hanno apportato un aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Si ottengono a questo punto le emissioni totali di CO<sub>2</sub> per ogni giorno e per ogni caso. Avendo trovato i valori giornalieri delle emissioni si presenta il problema di espandere questi valori al caso annuale per confrontarli con i risultati del “LIV 0”. Per far questo si parte dal caso del 2011, di cui si conoscono tutti i valori annuali e giornalieri, e si cerca una formula che trasformi il risultato giornaliero di ore equivalenti o di produzione di energia elettrica in quello annuale, così da usare questa formula per convertire tutti i valori di emissioni giornaliere stimate al 2020 nei valori annuali. Le ore equivalenti per il parco italiano di cicli combinati nel 2011 sono:

$$\text{ore equivalenti}_{CC} = 3020,7 \text{ h} \quad (4.5)$$

Considerando la potenza installata di cicli combinati pari a 42454,1 MW e la produzione giornaliera di elettricità ricavata dal calcolo precedente, paragrafo 4.2.4, si trovano le ore equivalenti al giorno che andranno moltiplicate per il numero di giorni in un anno. La soluzione che si è trovata è la seguente:

$$\begin{aligned} & \text{Valore}_{febb} * 90_{GG} + \text{Valore}_{apr} * 30_{gg} + \text{Valore}_{giu} * 61_{GG} + \\ & + \text{Valore}_{ago} * 62_{GG} + \text{Valore}_{ott} * 61_{GG} + \text{Valore}_{dic} * 61_{GG} \quad (4.6) \\ & = \text{Valore}_{annuale} \end{aligned}$$

Dove GG sta per giorno e Valore può essere ad esempio le ore equivalenti giornaliera, l’energia elettrica giornaliera o le emissioni totali giornaliera. Il numero di giorni per mese è pari a, tabella 49:

**Tabella 49 Numero giorni per mese, 2011.**

	giorni per mese
gennaio	31
febbraio	28
marzo	31
aprile	30
maggio	31
giugno	30
luglio	31
agosto	31
settembre	30
ottobre	31
novembre	30
dicembre	31

La produzione giornaliera media per l'anno 2011 è pari a:

**Tabella 50 Produzione giornaliera media da termoelettrico in italia nel 2011.**

	produzione netta giornaliera di EE da termoelettrico [MWh]
un giorno di gennaio	637148
un giorno di febbraio	655034
un giorno di marzo	640444
un giorno di aprile	538508
un giorno di maggio	565269
un giorno di giugno	541813
un giorno di luglio	629477
un giorno di agosto	558969
un giorno di settembre	665098
un giorno di ottobre	565563
un giorno di novembre	583639
un giorno di dicembre	580480

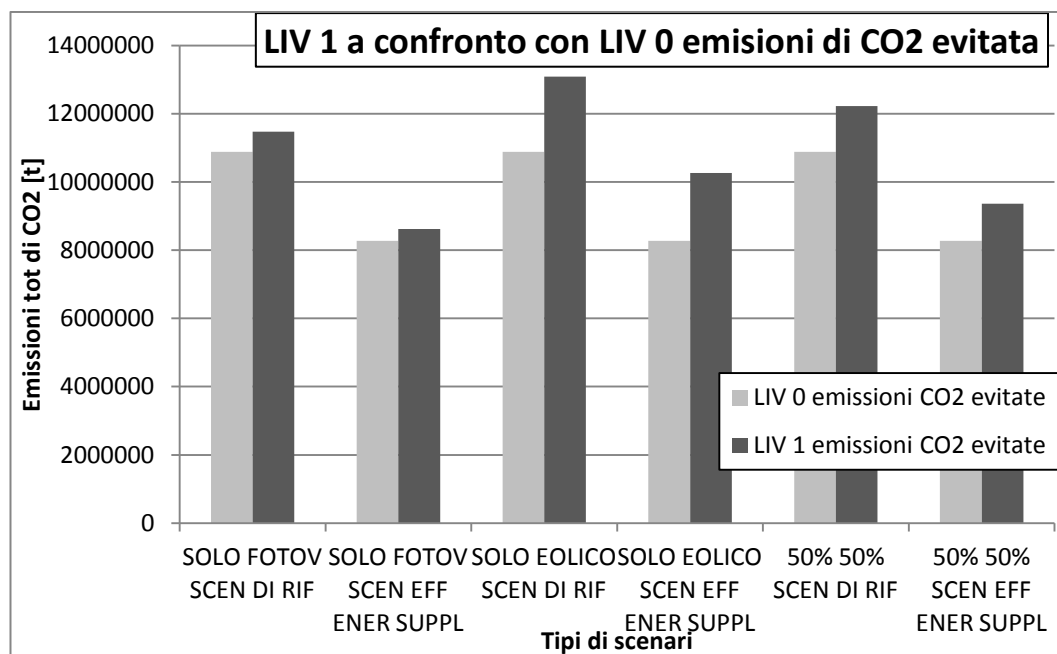
La Tabella 50 mostra come la produzione da termoelettrico, nei primi tre mesi dell'anno, sia quasi costante. Per questo motivo è plausibile assumere una produzione giornaliera costante da ciclo combinato per i primi tre mesi dell'anno, ovvero per i 31 giorni di gennaio più i 28 di febbraio più i 31 di marzo, per un totale di 90 giorni.

La formula (4.5) permette di calcolare le ore equivalenti del 2011 a partire dai valori giornalieri. Le ore equivalenti risultanti con la formula (4.5) sono 2935,62 contro le 3020,7 calcolate dai dati annuali. L'errore del 2,8% viene considerato accettabile. Naturalmente lo stesso discorso vale per il calcolo dell'energia elettrica annualmente prodotta dai cicli combinati. L'errore è sempre lo stesso in quanto le ore equivalenti sono date dalla formula:

$$\text{ore equivalenti} = \frac{EE}{P_{\text{installata}}} \quad (4.7)$$

Con potenza installata costante pari a 42454,1 MW. Con la formula (4.5) è quindi possibile andare a calcolare la produzione annuale a partire dai dati di produzione giornalieri trovati nel "LIV 1". Lo stesso procedimento può essere usato per calcolare le emissioni totali annuali a partire dai valori giornalieri dei sei giorni analizzati. I valori annuali di emissioni totali da cicli combinati nei casi "SOLO FOTOVOLTAICO", "SOLO EOLICO", "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO", diversificati nei due scenari di riferimento e di efficienza energetica supplementare, vengono sottratti alle emissioni nello scenario "SOLO CICLI

COMBINATI” e si trovano così le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata. I risultati sono riportati in figura 48.



**Figura 48 Emissioni totali evitate calcolate attraverso il livello 1 a confronto con le emissioni totali evitate calcolate col livello 0.**

Si può vedere dalla figura 48 come, rispetto ai dati ottenuti precedentemente con il “LIV 0”, in questo caso le emissioni di CO<sub>2</sub> siano diverse per ogni scenario considerato. Il caso che permette un maggior risparmio di CO<sub>2</sub> è il “SOLO EOLICO” sia che si stia considerando un aumento della richiesta di elettricità con lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO” sia con lo “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE”. Il secondo miglior caso è quello “50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO” e ultimo il “SOLO FOTOVOLTAICO”. Questo perché l’eolico ha un andamento più piatto e costante durante il giorno rispetto al fotovoltaico e ciò permette ai cicli combinati di subire una variabilità della domanda giornaliera più contenuta.

La differenza tra “LIV 0” e “LIV 1” più in generale è che con quest’ultima modalità di calcolo delle emissioni si emette un po’ di meno e si hanno quindi delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata maggiori. Ciò avviene perché nel “LIV 1” si spengono un po’ di macrocategorie di impianti a ciclo combinato permettendo a quelle che restano accese di lavorare a carichi e quindi rendimenti più elevati.

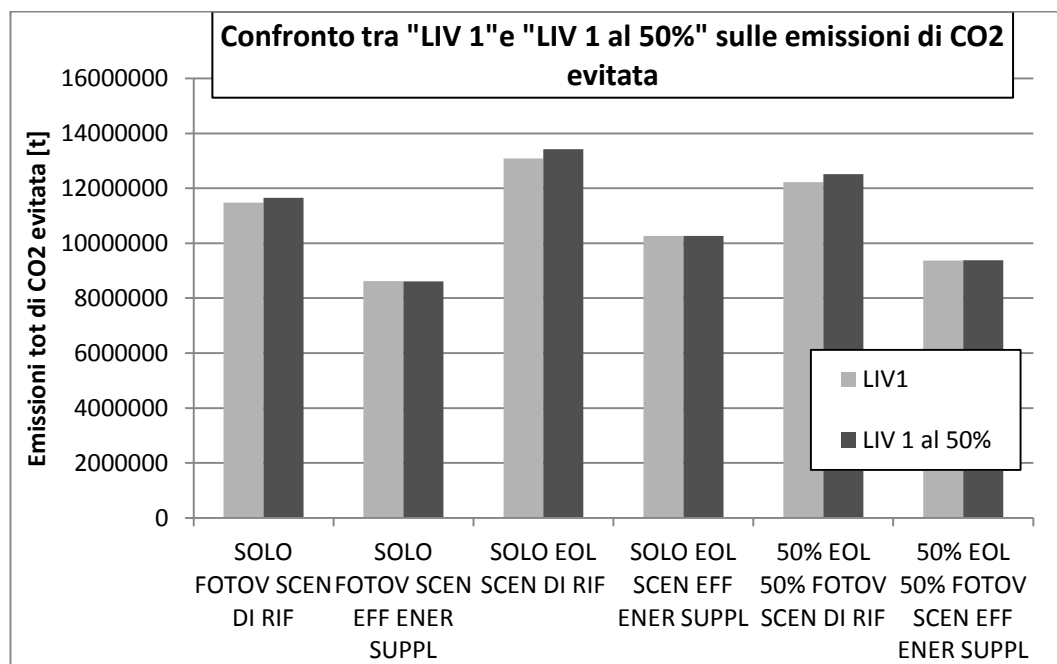
Nel “LIV 0”, invece, si fanno funzionare tutti gli impianti del parco italiano di cicli combinati per cui è come se si ipotizzasse che non ci fosse un limite al carico minimo di funzionamento. Per questa ragione potrebbero lavorare anche a carichi molto bassi con una produzione di CO<sub>2</sub> conseguente molto più elevata.

## 4.2.7 LIVELLO 1 al 50%

Nel “LIV 1” precedentemente esposto era stato assunto il 40% come carico minimo. Essendo questa situazione arbitraria, si è voluto analizzare come si modifichino i risultati in caso di carico minimo pari al 50%. La procedura seguita è quindi analoga a quanto esposto precedentemente per quanto riguarda l’identificazione della produzione di elettricità da fotovoltaico e da eolico nei vari scenari e quindi anche per quanto riguarda il calcolo della produzione oraria da ciclo combinato. Quello che varia è il limite adottato per calcolare il carico elettrico di funzionamento delle macrocategorie di potenza installata di ciclo combinato e quindi di conseguenza anche le emissioni specifiche ricavate.

Questo caso viene considerato perché i cicli combinati possono in teoria lavorare a carichi molto bassi, come dimostra lo studio di S. Can Gulen *et al* [25], ma non è detto che ciò realmente accada vista una minore convenienza economica.

Si ipotizza allora che il carico minimo di funzionamento non sia più il 40% come si era supposto nel “LIV 1” ma bensì il 50% come suggerisce il titolo di questa variante. Un ipotesi del genere fa sì che la stessa elettricità del “LIV 1” ora la producano meno macrocategorie di prima, ma quelle che funzionano lavorino a carichi più elevati. Lavorare a carico più elevato significa funzionare a rendimento più elevato con una conseguente diminuzione delle emissioni specifiche istantanee di CO<sub>2</sub>. Il metodo di calcolo del carico di funzionamento orario è identico a quello esposto per il “LIV 1” nel paragrafo 4.2.6 con come unica variante un vincolo di carico di funzionamento minimo pari al 50%. Come nel caso precedente, “LIV 1”, a partire dal carico di funzionamento si calcolano le emissioni specifiche attraverso la formula (2.8), il modello di regressione lineare trovato nel capitolo 2, e infine le emissioni totali. Le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata si trovano, per esempio per lo scenario “SOLO FOTOVOLTAICO” sottraendo le emissioni totali, così calcolate, nel caso “SOLO CICLI COMBINATI” e le emissioni totali trovate nel caso “SOLO FOTOVOLTAICO”.



**Figura 49** Confronto tra “LIVELLO 1” e “LIVELLO 1 al 50%” delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata

La differenza di emissioni calcolate con i due metodi, “LIV 1” e “LIV 1 al 50%” è molto contenuta e il suo valore medio percentuale è pari al 1,1%. Per questo motivo ulteriori analisi con assunzioni diverse sono ritenute superflue.

Il “LIV 1 al 50%” è caratterizzato da un rendimento medio maggiore del caso “LIV 1”, per questa ragione le emissioni evitate saranno in ogni scenario più elevate. La figura 49 però mostra diversi casi in cui la differenza è minima. Questo avviene poiché le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata sono calcolate, per ogni scenario, rispetto allo scenario “SOLO CICLI COMBINATI” le cui emissioni sono calcolate anch’esse con lo stesso metodo. È vero che con un rendimento maggiore le emissioni prodotte nei sei scenari saranno minori, ma saranno minori anche quelle calcolate nel caso “SOLO CICLI COMBINATI”. Per questo motivo la figura 49 non sembra mostrare una grossa differenza tra i due metodi di calcolo delle emissioni.

## 4.3 LIVELLO 2

Il “LIV 2” è basato su un diverso metodo per il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub>. I calcoli utilizzati per la determinazione dei carichi elettrici e la produzione oraria delle varie tecnologie rimane uguale al caso nel “LIV 1”. Quindi come si era svolto nel “LIV 1” a partire dalla produzione oraria di energia elettrica da ciclo combinato nei sei giorni e negli scenari considerati si ricava il carico di funzionamento della tecnologia a ciclo combinato ora per ora. Il metodo con cui si ricava a partire dalle produzioni giornaliere la produzione annuale è anch'esso analogo, cioè attraverso la formula (4.5). Quello che varia è il modo con cui si calcolano le emissioni per i vari giorni e nei vari scenari. Mentre prima si utilizzava la curva di regressione lineare calcolata nel capitolo 2 formula (2.8), nel “LIV 2” si utilizza un metodo che esamina il rendimento del ciclo combinato in funzione del carico.

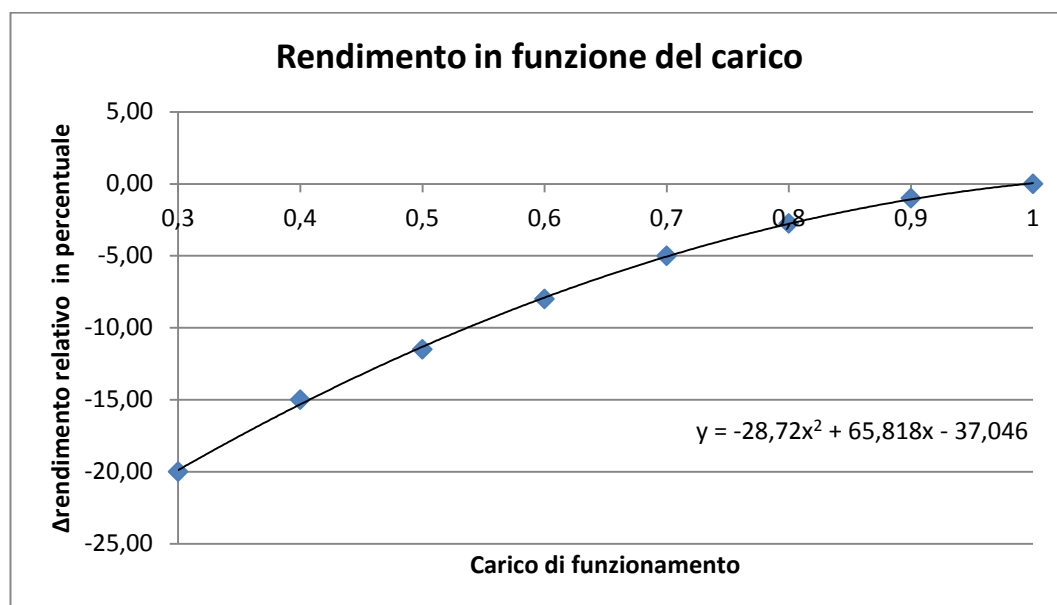


Figura 50 Variazione rendimento istantaneo in funzione del carico di funzionamento dell'impianto.

La fig. 50 ricavata dallo studio di S. Can Gulen, J. Joseph [25] permette di individuare la variazione del rendimento del ciclo combinato al variare del carico elettrico.

Come si può vedere la curva non è lineare per cui, al diminuire del carico di funzionamento dell'impianto, il rendimento istantaneo diminuirà più che linearmente. La curva polinomiale di secondo grado di interpolazione dei punti permette di quantificare questa relazione e di calcolare, a partire dal carico di funzionamento trovato in precedenza nel “LIV 1”, il rendimento istantaneo. Il

carico elettrico di funzionamento è dato nel “LIV 1” dalla produzione oraria da ciclo combinato sulla potenza installata delle macrocategorie accese, così facendo risulterà un carico superiore o uguale al 40%. Quindi il “LIV 2” è fondato sull’ipotesi, uguale per il “LIV 1”, che il minimo carico di funzionamento per un ciclo combinato sia il 40%.

A partire dal carico, differente ora per ora, si calcola il rendimento istantaneo con la formula di regressione polinomiale:

$$\begin{aligned} \text{rendimento relativo} &= \\ &= -28,72 * \text{carico}^2 + 65,818 * \text{carico} - 37,046 \end{aligned} \quad (4.8)$$

Si ipotizzano le emissioni specifiche della combustione di metano tipico nazionale pari a 200g/kWh. Con questo valore e con il rendimento istantaneo calcolato ora per ora è possibile calcolare le emissioni specifiche per ogni tipo di rendimento istantaneo.

$$\text{emissioni specifiche}_{\text{rend}<1} = \frac{200 \frac{\text{g}}{\text{KWh}_{th}}}{\text{rendimento elettrico istantaneo}} \quad (4.9)$$

E infine si ricavano le emissioni totali:

$$\text{Emissioni}_{\text{totali\_orarie}} = EE_{\text{oraria}} * \text{emissioni specifiche} \quad (4.10)$$

Le emissioni totali così calcolate permettono, attraverso la somma ora per ora, di trovare le emissioni totali giornaliere e tramite la formula (4.2) di trovare le emissioni totali annuali. La differenza tra le emissioni totali annuali del caso “SOLO CICLO COMBINATO” e le emissioni degli altri casi dà le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata per i sei scenari.

### 4.3.1 LIVELLO 2 al 50%

Questo livello è una variante del “LIV 2”. È uguale ad esso per quanto riguarda il procedimento con cui si ricavano le emissioni specifiche a partire dal carico elettrico di funzionamento istantaneo degli impianti. Differisce, invece, per quanto riguarda la determinazione del carico che viene calcolato con lo stesso procedimento usato nel “LIV 1 al 50%”, cioè si calcola il carico partendo dall’ipotesi che un impianto a ciclo combinato non lavori al di sotto di un carico del 50%. Come si è già spiegato, infatti, i cicli combinati possono in teoria lavorare a carichi molto bassi, come dimostra lo studio di S. Can Gulen et al [25], ma non è detto che ciò realmente accada nella realtà.



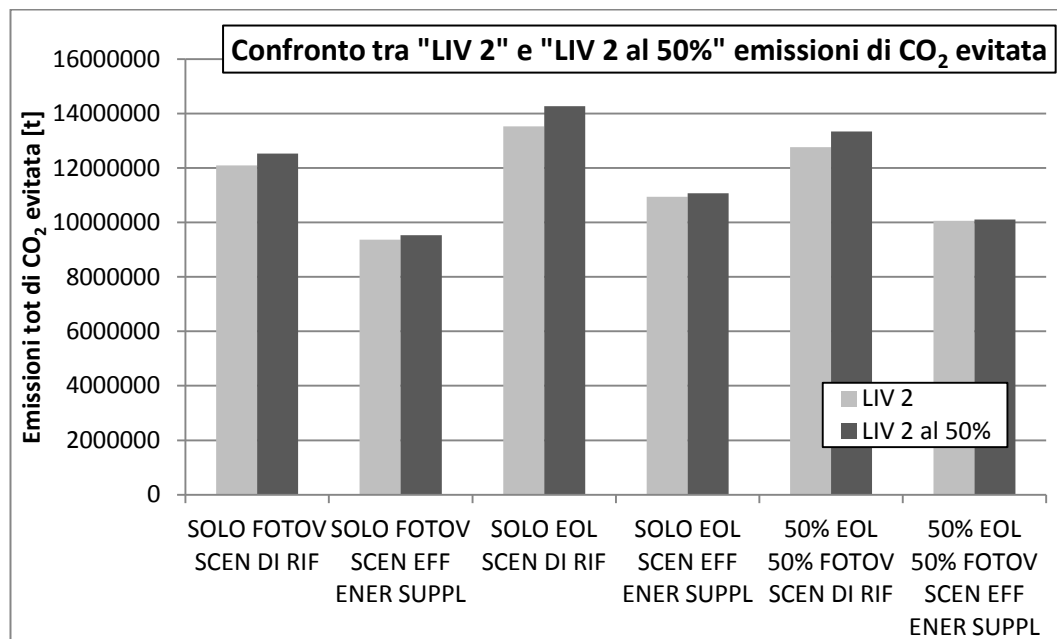


Figura 51 Confronto tra “LIVELLO 2” e “LIVELLO 2 al 50%” delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata.

La figura 51 mostra l’andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate, cioè la differenza tra quelle prodotte nel caso “SOLO CICLI COMBINATI” e quelle prodotte negli altri casi che presentano un aumento della produzione da rinnovabili, per i livelli “LIV 2” e “LIV 2 al 50%”. Si può notare come, soprattutto per quanto riguarda lo “SCENARIO DI RIFERIMENTO”, le emissioni evitate aumentino, se calcolate con questo metodo. Questo risultato può, forse, significare che questo metodo sia più preciso degli altri, ma bisogna ricordare che si stanno facendo dei calcoli su quelle che sono previsioni che sono legate, quindi, a forte incertezza. Bisogna considerare inoltre che la differenza di emissioni calcolate con i due metodi è contenuta e corrispondente al valore medio pari al 3,6%. Lo stesso discorso fatto per il confronto delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata tra “LIV 1” e “LIV 1 al 50%” vale anche in questo caso.

## Capitolo 5

### Emissioni e Risultati economici

#### 5.1 Confronto sulle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata

Sono stati presi in considerazione cinque metodi di calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> provocate dalla produzione di energia elettrica da cicli combinati nei sei scenari considerati. I risultati ottenuti con le varie metodologie esposte nel capitolo 4 vengono riassunti in figura 52.

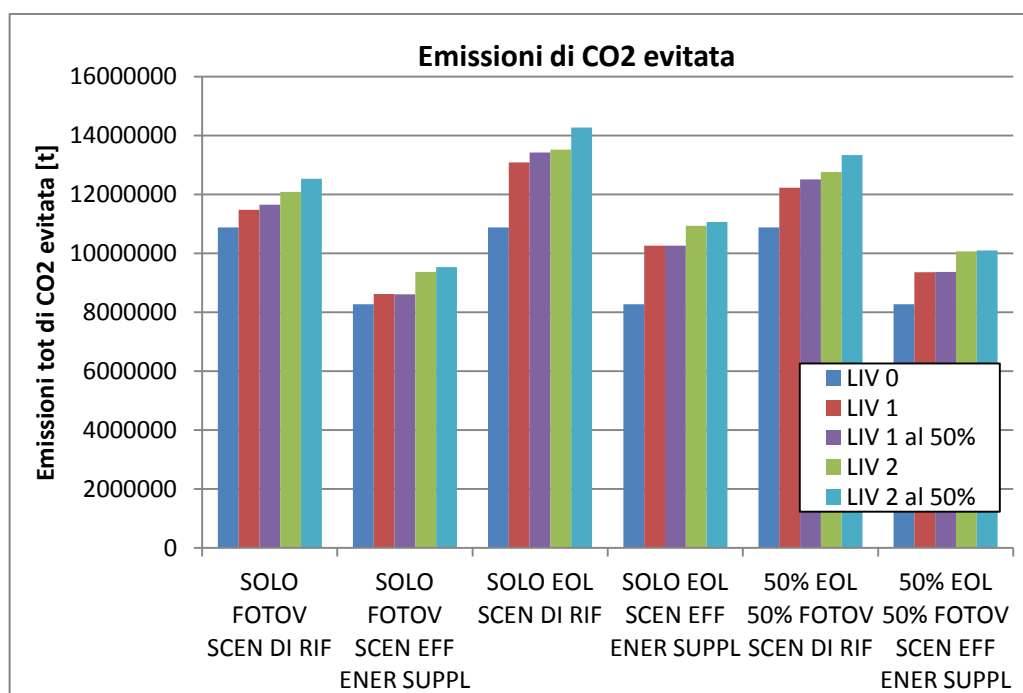


Figura 52 confronto delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata nei cinque metodi di calcolo considerati.

Con l'analisi dal punto di vista dei valori annui, "LIV 0", gli scenari "SOLO FOTOVOLTAICO", "SOLO EOLICO" e "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO" non rappresentano differenze per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate, le uniche differenze ci sono, in questo caso, tra "SCENARIO DI RIFERIMENTO" e "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE". La ragione di ciò sta nel fatto che, analizzando i valori annuali di produzione, non ci sono differenze per quanto riguarda la produzione che il parco italiano di cicli combinati dovrà fare al 2020. Questo poiché in ogni

scenario l'aumento di produzione sarà affidato al solo fotovoltaico, al solo eolico o sarà diviso equamente tra le due tecnologie, ma comunque l'aumento annuo sarà uguale per tutti e tre i casi e sarà dato dall'obiettivo del "pacchetto clima-energia 20-20-20".

Gli ultimi quattro metodi analizzati della stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> danno un ugual risultato. Tutti e quattro evidenziano che lo scenario che risulta migliore in quanto permette un maggiore risparmio di emissioni di anidride carbonica è il "SOLO EOLICO", dopo di che viene il "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO" e infine il "SOLO FOTOVOLTAICO". Questo a causa della miglior regolarità della produzione oraria dell'eolico durante la giornata che permette ai cicli combinati di subire una variabilità della domanda giornaliera più contenuta.

Si analizzano ora le differenze tra i tre livelli principali: "LIV 0", "LIV 1" e "LIV 2". Il "LIV 0" considera tutta la potenza installata di cicli combinati sempre operativa con emissioni specifiche ricavate dall'analisi del parco medio nazionale. Questo livello non considera la curva di carico equivalente in dettaglio e ciò va a penalizzare pesantemente le emissioni quando la richiesta è bassa. Gli altri due livelli invece considerano questo fattore. Nel "LIV 1" si calcolano le emissioni di anidride carbonica attraverso la retta di regressione lineare calcolata nel capitolo 2 formula (2.8). È un metodo che considera, oltre alle emissioni in fase di esercizio, anche la produzione di CO<sub>2</sub> all'accensione e allo spegnimento dell'impianto, poiché la curva di regressione lineare è stata ricavata a partire dai parametri annui comprensivi quindi di questi valori. Nel "LIV 2" si calcolano le emissioni di CO<sub>2</sub> attraverso la curva polinomiale, formula (4.8), ricavata dal grafico che mette in relazione il rendimento relativo dell'impianto e il carico di funzionamento. Considera, quindi, un decadimento del rendimento in funzione del carico che non è lineare come nel "LIV 1". Il rendimento decade maggiormente per carichi bassi di funzionamento degli impianti. Questo metodo non considera quindi i valori delle emissioni da accensione e spegnimento degli impianti.

Tutti e tre i metodi considerano il decadimento del rendimento in funzione del carico. I primi due in modo più approssimato di quanto faccia il terzo.

Ci si può chiedere a questo punto quale sia il valore delle emissioni nel caso non si consideri questo decadimento del rendimento dei cicli combinati in funzione del carico di funzionamento. Si valutano, a questo proposito, le emissioni in un nuovo caso che viene chiamato "LIV 2 carico nominale". La produzione oraria da ciclo combinato viene, in questo caso, prodotta a carico nominale. I cicli combinati lavorano al 100% del carico senza quindi un decadimento del rendimento che resta costante al valore di 55%. Le emissioni specifiche sono, quindi, costanti e pari in qualsiasi ora della giornata a 363.64 g/KWh, valore che viene calcolato con la formula (4.9). Per questa ragione le emissioni totali annue sono molto più basse di quelle calcolate con gli altri metodi e le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata più elevate. La tabella 51 mostra come questa sovrastima delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata sia rilevante e significativa. Le emissioni evitate calcolate con il metodo "LIV 2 carico nominale" sono più di una volta e mezza quelle calcolate col "LIV 2" in tutti e sei gli scenari considerati.

**Tabella 51 Confronto della stima delle emissioni evitate di CO<sub>2</sub> con i metodi “LIV 2” e “LIV 2 carico nominale”.**

	SOLO FOTOV SCEN DI RIF	SOLO FOTOV SCEN EFF ENER SUPPL	SOLO EOLICO SCEN DI RIF	SOLO EOLICO SCEN EFF ENER SUPPL	50% 50% SCEN DI RIF	50% 50% SCEN EFF ENER SUPPL
"LIV 2" emissioni di CO2 [t]	12091312	9366365,3	13524585	10939185	12765931	10065124
"LIV 2 carico nominale" emissioni di CO2 [t]	19252777	16679557	20854505	18001212	19941235	17170151
sovrastima rispetto al “LIV 2”	59%	78%	58%	61%	61%	70%

Questo risultato mostra, ancora una volta, come sia significativa tale analisi e come non possa essere trascurato l’effetto della produzione elettrica da fotovoltaico ed eolico sulla produzione del parco italiano di cicli combinati.

## 5.2 Confronto costo della CO<sub>2</sub> evitata

Questa sezione è dedicata al confronto dei valori del costo della CO<sub>2</sub> evitata, calcolata al 2011 nel capitolo 3 e il costo della CO<sub>2</sub> evitata al 2020 negli scenari proposti. Si ricapitolano velocemente i risultati ottenuti con i calcoli del parametro al 2011.

**Tabella 52 Risultati costo CO<sub>2</sub> evitata e COE del 2011**

COE fotovoltaico [€/MWh]	166
COE eolico [€/MWh]	96
Costo CO <sub>2</sub> evitata fotovoltaico [€/tCO <sub>2</sub> ]	278
Costo CO <sub>2</sub> evitata eolico [€/tCO <sub>2</sub> ]	72
Costo CO <sub>2</sub> evitata caso unito [€/tCO <sub>2</sub> ]	188

Poiché le emissioni sono state valutate con tre metodi principali diversi, ognuno di questi tre darà vita a costi della CO<sub>2</sub> evitata diversi. Bisogna anche considerare che si è trovata una potenza installata diversa al 2020, per ogni scenario proposto, e che quindi i costi di installazione varieranno di conseguenza, dando luogo a sei diversi costi della CO<sub>2</sub> evitata per ognuno dei tre livelli: “LIV 0”, “LIV 1” e “LIV 3”.

Si inizia col presentare il procedimento di calcolo per il caso “SOLO FOTOVOLTAICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO” con le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dai cicli combinati calcolate mediante il “LIV 1”. Si inizia da questo livello perché il calcolo delle emissioni in questo caso è avvenuto con la stessa metodologia usata per il calcolo al 2011. Il “LIV 0” ha anch’esso presentato la medesima metodologia, cioè attraverso il modello di regressione lineare definito nel capitolo 2, ma si è verificato meno preciso del “LIV 1”.

Si procede al calcolo del *costo CO<sub>2</sub> evitata* analizzando per prima cosa il valore del  $COE_{fotov}$  al 2020 nello scenario considerato. Per quanto riguarda la potenza installata di fotovoltaico si è calcolato il valore nel paragrafo 4.1.1 al 2020. Si suppone che la potenza installata tra 2011 e 2020 aumenti in modo costante fino ad arrivare al valore calcolato per il 2020 in questo scenario. I costi medi di un impianto chiavi in mano, dopo il 2011, decrescono molto negli anni 2012 e 2013, da 2300 fino a 1100€/KW per poi restare costanti fino al 2020. Questo perché, come appare dallo studio di Arnaud de La Tour, et.al. [28], il costo dei moduli al 2020 diminuisce del 67% rispetto al 2011 però il costo dei moduli rappresenta solo il 40% dei costi totali di un impianto chiavi in mano.

I costi restanti di trasporto, progettazione ed installazione non variano e anzi aumentano causa l’inflazione. Quindi il risultato finale è che l’abbassamento dei costi, causato dai moduli sempre più economici, viene ad annullarsi con l’aumento dei costi di installazione e progettazione dovuto all’inflazione. Si ipotizzano, quindi, i costi di un impianto chiavi in mano costanti tra 2014 e 2020.

Moltiplicando la potenza installata annualmente per il costo medio annuale di un impianto chiavi in mano si ottengono i costi totali degli impianti installati. Si attualizzano i costi all'anno 2020 attraverso la formula:

$$\text{costo attualizzato} = C_t * (1 + t_A)^{-t} \quad (5.1)$$

Si calcola l'energia elettrica prodotta all'anno, considerando un decadimento delle prestazioni dei moduli del 0,5% annuo, e si ricava la valorizzazione dell'energia elettrica, data dalla moltiplicazione del *COE* per la quantità di elettricità annua. Si attualizza la valorizzazione dell'energia elettrica sempre all'anno 2020. Attraverso la funzione *ricerca obiettivo* di excel si ricava il valore del *COE* uguagliando il valore attualizzato al 2020 dei costi con il valore attualizzato della valorizzazione dell'energia elettrica. I risultati sono mostrati dalla tabella 53. L'orizzonte temporale di analisi dipende direttamente dalla vita utile che è uguale a 25 anni su tutti gli impianti costruiti. Gli ultimi impianti ad essere installati, considerati dall'analisi, sono quelli costruiti nel 2020, ragione per la quale l'ultimo anno dell'orizzonte considerato dall'analisi economica sarà dato dalla somma di 25 anni a decorrere dal 2020. Si può notare come il  $COE_{fotov}$  del 2020 diminuisca molto rispetto a quello calcolato al 2011. Ciò accade perché viene installata quasi quattro volte la potenza del 2011 a costi medi d'impianto nettamente inferiori.

**Tabella 53 Calcolo del COE del fotovoltaico per lo scenario "SOLO FOTOVOLTAICO"  
"SCENARIO DI RIFERIMENTO"**

calcolo COE fotovoltaico							
2020 SOLO FOTOVOLTAICO SCENARIO DI RIFERIMENTO							
	Potenza installata [KW]	costo chiavi in mano [€/KW]	Costo impianti installati [€]	Costi attualizzati al 2020 [€]	EE prodotta [KWh]	Valorizzazione EE attualizzata al 2020 [€]	COE [€/KWh]
2006	7174	6500	46631000	61528614	6063253	744096	0,093
2007	86750	5660	450400160	582640633	73288219	8817734	
2008	431504	4820	1661714280	2107455501	364297665	42971356	
2009	1142211	3980	2828613860	3517025802	963144719	111381753	
2010	3469880	3140	7308880660	8909484741	2925606010	331694423	
2011	12773407	2300	21398112100	25572724753	10774043917	1197569977	
2012	17002665	1300	5498035523	6441824898	14294617590	1557738408	
2013	21231923	1100	4652183904	5343896974	17797588394	1901441522	
2014	25461181	1000	4229258095	4762831528	21283044345	2229232638	
2015	29690439	1000	4229258095	4669442674	24751073015	2541648579	
2016	33919697	1000	4229258095	4577884975	28201761543	2839210129	
2017	38148956	1000	4229258095	4488122524	31635196627	3122422487	
2018	42378214	1000	4229258095	4400120122	35051464537	3391775702	
2019	46607472	1000	4229258095	4313843257	38450651106	3647745099	
2020	50836730	1000	4229258095	4229258095	41832841743	3890791694	
2021	50836730			0	41623677534	3795429153	
2022	50836730			0	41415559147	3702403928	
2023	50836730			0	41208481351	3611658734	
2024	50836730			0	41002438944	3523137687	
2025	50836730			0	40797426750	3436786273	
2026	50836730			0	40593439616	3352551315	
2027	50836730			0	40390472418	3270380940	
2028	50836730			0	40188520056	3190224544	
2029	50836730			0	39987577455	3112032766	
2030	50836730			0	39787639568	3035757453	
2031	50829556			0	39583352246	2960951503	
2032	50749980			0	39326101513	2884027833	
2033	50405226			0	38872413300	2794858874	
2034	49694519			0	38148129286	2689004033	
2035	47366850			0	36221817033	2503158031	
2036	38063323			0	29103752007	1971818085	
2037	33834065			0	25804786488	1714028199	
2038	29604807			0	22522315796	1466663771	
2039	25375549			0	19256257458	1229388745	
2040	21146290			0	16006529412	1001876879	
2041	16917032			0	12773050006	783811476	
2042	12687774			0	9555737996	574885119	
2043	8458516			0	6354512547	374799414	
2044	4229258			0	3169293225	183264739	
tot				83978085092		83978085092	

Il procedimento di calcolo del  $COE_{eolico}$  per lo scenario considerato è analogo al precedente. Si considera una vita utile d'impianto di 20 anni al posto di 25. Lo scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO" è caratterizzato da un aumento di produzione di elettricità da rinnovabili interamente realizzato dal fotovoltaico, ragione per cui l'eolico non aumenta la potenza installata al 2011. Il  $COE_{eolico}$  risulta, quindi, pari al valore del 2011. La formula (3.1) permette di calcolare il *Costo CO<sub>2</sub> evitata*. Il  $COE_{ref}$  era stato definito al 2011 come la media pesata del PUN sull'energia elettrica prodotta mensilmente. Viene quindi ricalcolato al 2020 considerando il tasso d'inflazione. Il risultato è:

$$COE_{ref} = 86,27 \text{ €/MWh} \quad (5.2)$$

Il  $COE_{catt}$  è il *cost of electricity* del fotovoltaico, calcolato in tabella 53, e dell'eolico.

Il denominatore della formula (3.1) è dato dalla differenza tra le emissioni specifiche del caso di riferimento e le emissioni specifiche del caso cattura. Il valore risultate altro non è che le emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> evitata, date dalle emissioni evitate, precedentemente calcolate, fratto la somma dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico e da eolico. Il risultato di questo termine nei sei scenari considerati, nel livello considerato, è pari a:

**Tabella 54 Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> evitata nei sei scenari considerati per il "LIV 1".**

	SOLO FOTOV SCEN DI RIF	SOLO FOTOV SCEN EFF ENER SUPPL	SOLO EOL SCEN DI RIF	SOLO EOL SCEN EFF ENER SUPPL	50% EOL 50% FOTOV SCEN DI RIF	50% EOL 50% FOTOV SCEN EFF ENER SUPPL
emissioni specifiche di CO <sub>2</sub> evitata [g/KWh]	217,2	193,9	247,7	230,7	231,4	210,6

Si può ora procedere col calcolo del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* attraverso la formula (3.1) e si possono quindi calcolare i risultati.



**Tabella 55 Risultati del costo della CO<sub>2</sub> evitata per lo scenario “SOLO FOTOVOLTAICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO”.**

	considerando il PUN come COE <sub>rif</sub>	considerando la riduzione del 10% del PUN come COE <sub>rif</sub>
Costo CO <sub>2</sub> evitata [€/t <sub>CO2</sub> ] fotov	30,8	70,6
Costo CO <sub>2</sub> evitata [€/t <sub>CO2</sub> ] eolico	48,1	87,8
Costo CO <sub>2</sub> evitata [€/t <sub>CO2</sub> ] caso complessivo	33,7	73,4

La tabella 55 mostra come la diminuzione del valore del  $COE_{fotov}$ , nel 2020, per lo scenario “SOLO FOTOVOLTAICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO”, rispetto al 2011, provochi un forte abbassamento del valore del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* per il fotovoltaico. Quindi se si verificasse lo scenario “SOLO FOTOVOLTAICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO” si avrebbe una situazione nella quale la tecnologia più economica per il risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> sarebbe il fotovoltaico. Il  $COE_{fotov}$  arriva ad essere molto vicino al valore del PUN e quindi al valore di vendita dell’energia elettrica. Ci si avvicina dunque al concetto di *grid parity*. Per *grid parity* si intende il generare energia elettrica al prezzo di borsa, che può essere assunto pari al PUN. Il PUN o prezzo medio unico nazionale è determinato in borsa tramite un meccanismo per il quale i produttori di energia elettrica si impegnano a garantire la fornitura di una data produzione di elettricità. Il produttore deve, quindi, garantire la produzione e dare delle sicurezze. È evidente che un produttore da fonte convenzionale può garantire tutto ciò, mentre un proprietario di un impianto fotovoltaico non può dare le stesse sicurezze. Concettualmente il fotovoltaico si avvicina molto al concetto di *grid parity* al 2020 con questo scenario, ma realmente la raggiungerà solo quando saprà fornire le stesse sicurezze del convenzionale. Garantire la fornitura di elettricità, per una produzione da fonti energetiche rinnovabili come fotovoltaico o eolico, significa installare un sistema di batterie che possa così garantire una certa sicurezza. Una configurazione d’impianto così composta richiederebbe un’ulteriore analisi poiché i costi di installazione aumenterebbero e ci si allontanerebbe dal costo medio nazionale di vendita dell’energia elettrica. Solo una volta che anche il costo delle batterie sarà più contenuto allora si potrà sperare nel raggiungimento della *grid parity*.

Si analizza, ora, il caso “SOLO EOLICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO” nel quale si deve approfondire il modo con cui sono stati calcolati i costi futuri per la tecnologia eolica. Il procedimento per calcolare i risultati degli altri scenari è del tutto analogo a quello svolto finora. Per quanto riguarda la potenza installata si è calcolato il valore nella sezione 4.1.2 al 2020. Si suppone, come nel caso precedente, che la potenza installata tra 2011 e 2020 aumenti in modo costante fino ad arrivare al valore calcolato per il 2020 in questo scenario. I costi medi di un impianto chiavi in mano, dopo il 2011, decrescono negli anni 2012 e 2013 da

2000 fino a 1700 €/KW per poi restare costanti sul valore di 1500 €/KW fino al 2020. Questo perché, come spiegano gli studi di M. Blanco *et al.* [27] e di S. Tegen *et al.* [29] il costo della turbina eolica al 2020 diminuisce rispetto al 2011 però il costo della turbina eolica rappresenta solo il 64% dei costi totali di un impianto chiavi in mano e i costi di trasporto, progettazione, installazione, costruzione delle fondamenta e connessione alla rete non variano e anzi aumentano causa l'inflazione. Quindi il risultato finale è che l'abbassamento dei costi, causato dalla diminuzione di costo della turbina eolica, viene ad annullarsi con l'aumento dei costi di installazione e progettazione dovuto all'inflazione. Si ipotizzano, quindi, i costi di un impianto chiavi in mano costanti tra 2014 e 2020.

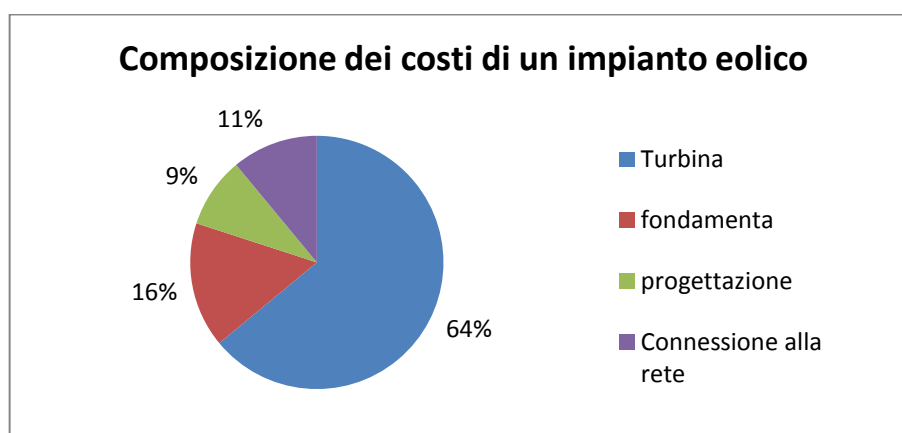


Figura 53 Composizione dei costi di un impianto eolico

Avendo i dati di potenza installata, i costi di un impianto chiavi in mano e la produzione di energia elettrica è possibile, attraverso il procedimento utilizzato precedentemente, calcolare il  $COE_{eolico}$ .

Il  $COE_{fotovoltaico}$  resta invece uguale al valore del 2011 perché non si ha, in questo scenario, un aumento della potenza installata tra 2011 e 2020 di fotovoltaico.

Tabella 56 Risultati del costo della CO<sub>2</sub> evitata per lo scenario "SOLO EOLICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO".

	considerando il PUN come COE <sub>rif</sub>	considerando la riduzione del 10% del PUN come COE <sub>rif</sub>
Costo CO <sub>2</sub> evitata [€/t <sub>CO2</sub> ] fotovoltaico	322,1	357,0
Costo CO <sub>2</sub> evitata [€/t <sub>CO2</sub> ] eolico	-48,3	-13,5
Costo CO <sub>2</sub> evitata [€/t <sub>CO2</sub> ] caso complessivo	37,7	72,5

La tabella 56, che riporta i risultati del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* per lo scenario “SOLO EOLICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO”, mostra che il risultato, per quanto riguarda *Costo CO<sub>2</sub> evitata<sub>eolico</sub>*, è negativo. Un risultato pari a zero evidenzerebbe che, per evitare di emettere un Kg di CO<sub>2</sub>, basterebbe scegliere la soluzione impiantistica “di cattura” che permetterebbe di contenere le emissioni, sostenendo costi uguali rispetto a una soluzione convenzionale. Un risultato minore di zero mostra che oltre a risparmiare sulle emissioni, la scelta dell’eolico è competitiva con la produzione di elettricità da fonti convenzionali. Il discorso sulla *grid parity* è anche in questo caso uguale a quello fatto sul caso precedente. Fin quando le fonti rinnovabili non riusciranno a garantire una sicurezza nella fornitura si può parlare di *grid parity* solo dal punto di vista teorico-concettuale e non di una effettiva competitività sul mercato con le fonti convenzionali.

Di seguito, nella tabella 57, vengono elencati i risultati di tutti gli altri casi e successivamente vengono rappresentati nelle figure 54, 55, 56 e 57 per permetterne un migliore confronto.

**Tabella 57 Risultati del COE e Costo CO<sub>2</sub> evitata per i sei casi considerati.**

	2011	CASO SOLO FOTOV 2020 SCEN DI RIF	CASO SOLO FOTOV 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL	CASO SOLO EOLICO 2020 SCEN DI RIF	CASO SOLO EOLICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL	CASO 50% FOTOV 50% EOLICO 2020 SCEN DI RIF	CASO 50% FOTOV 50% EOLICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL
COE fotovoltaico [€/MWh]	166,1	93,0	99,4	166,1	166,1	108,6	116,1
COE eolico [€/MWh]	96,8	96,8	96,8	74,3	75,9	78,7	81,0
Costo CO <sub>2</sub> evitata fotovoltaico [€/t <sub>CO2</sub> ]	278,4	30,9	67,4	322,2	345,9	96,5	141,6
Costo CO <sub>2</sub> evitata eolico [€/t <sub>CO2</sub> ]	72,8	48,1	53,9	-48,3	-45,2	-32,9	-25,2
Costo CO <sub>2</sub> evitata caso unito [€/t <sub>CO2</sub> ]	188,6	33,7	64,8	37,7	62,0	38,2	66,8

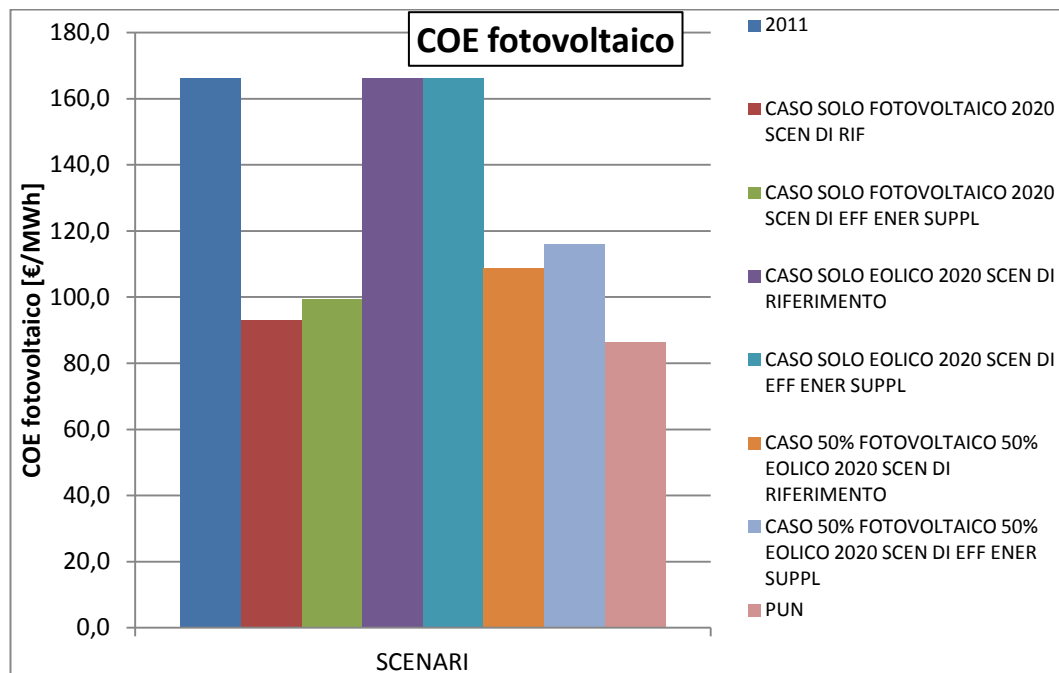


Figura 54 Confronto del valore del  $COE_{fotov}$  per il 2011 e per i sei scenari al 2020 con il valore del PUN al 2020.

Si nota dalla figura 54 come il  $COE_{fotovoltaiico}$  sia uguale per il 2011 e per i casi “SOLO EOLICO”, che sono caratterizzati da un incremento della sola potenza installata di eolico. Gli altri valori sono direttamente dipendenti dalla potenza installata per cui, ragionevolmente, il caso che presenta il valore migliore di  $COE_{fotovoltaiico}$  è il caso “SOLO FOTOVOLTAICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO” che a fronte di una richiesta di elettricità maggiore richiede di soddisfare l’obiettivo del 26,39% attraverso l’installazione del solo fotovoltaico come fonte energetica rinnovabile. Quest’ultimo caso è anche quello che più si avvicina, per quanto riguarda la tecnologia a pannelli fotovoltaici, al valore del PUN.

La successiva figura 55, invece, mostra i valori del  $COE_{eolico}$  calcolati per i casi analoghi. Gli scenari “SOLO FOTOVOLTAICO” non presentano nessuna nuova installazione di impianti eolici dopo il 2011 e per questo motivo il valore del  $COE_{eolico}$  risulta pari a quello del 2011. I restanti scenari hanno un  $COE_{eolico}$  che è di tanto migliore, quindi con un valore basso, quanto è maggiore la potenza installata al 2020. E tutti e quattro gli scenari dove si installa potenza dopo il 2011 hanno un valore del  $COE_{eolico}$  inferiore al valore del PUN, raggiungono quindi la *grid parity* dal punto di vista teorico. Questo accade perché l’eolico era già molto vicino alla *grid parity* teorica nel 2011.

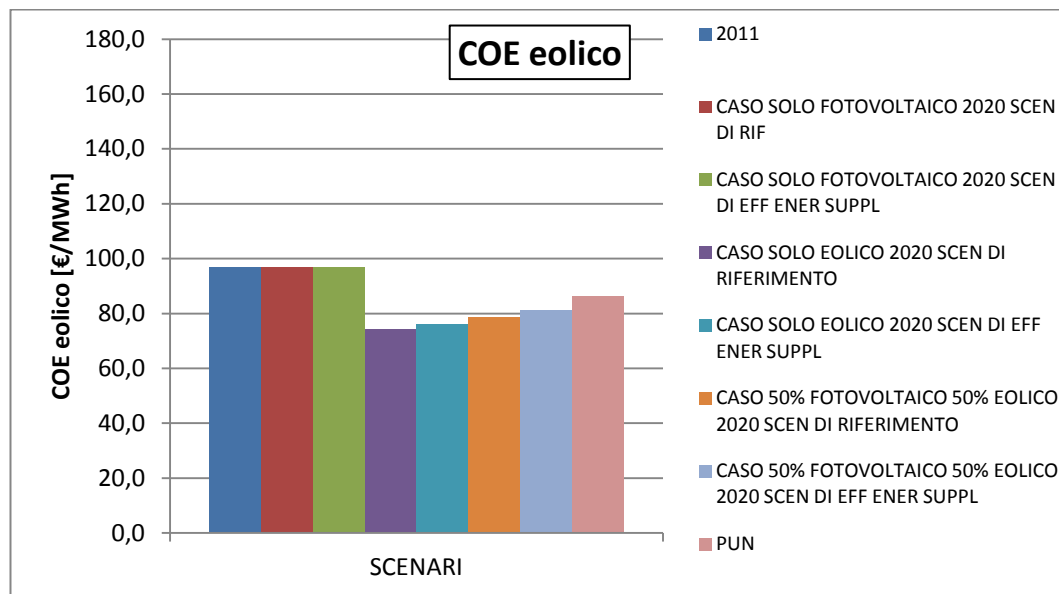


Figura 55 Confronto del valore del  $COE_{eolico}$  per il 2011 e per i sei scenari al 2020 con il valore del PUN al 2020.

Per quanto riguarda il *costo  $CO_2$  evitata* i risultati vengono descritti nelle figure 56 e 57. Si nota che il *costo  $CO_2$  evitata* negli scenari dove non c'è una installazione di potenza aggiuntiva rispetto ai valori del 2011, non è più uguale al 2011 come era per il  $COE$ . Questo avviene poiché, anche se il  $COE$  resta identico, variano le emissioni specifiche nella formula (3.1). Infatti le emissioni specifiche di  $CO_2$  evitata a denominatore variano per ogni scenario.

Si può notare come il costo per evitare di emettere un Kg di  $CO_2$  sia maggiore per la tecnologia fotovoltaica rispetto a quella eolica in tutti gli scenari considerati, fatta eccezione per lo scenario “SOLO FOTOVOLTAICO” “SCENARIO DI RIFERIMENTO” dove il *costo  $CO_2$  evitata* è più basso per il fotovoltaico che per l'eolico. Il *costo  $CO_2$  evitata* per l'eolico, come si è visto, viene negativo nei casi che prevedono installazione di eolico dopo il 2011 a causa del  $COE_{eolico}$  minore del  $COE_{rif}$ .

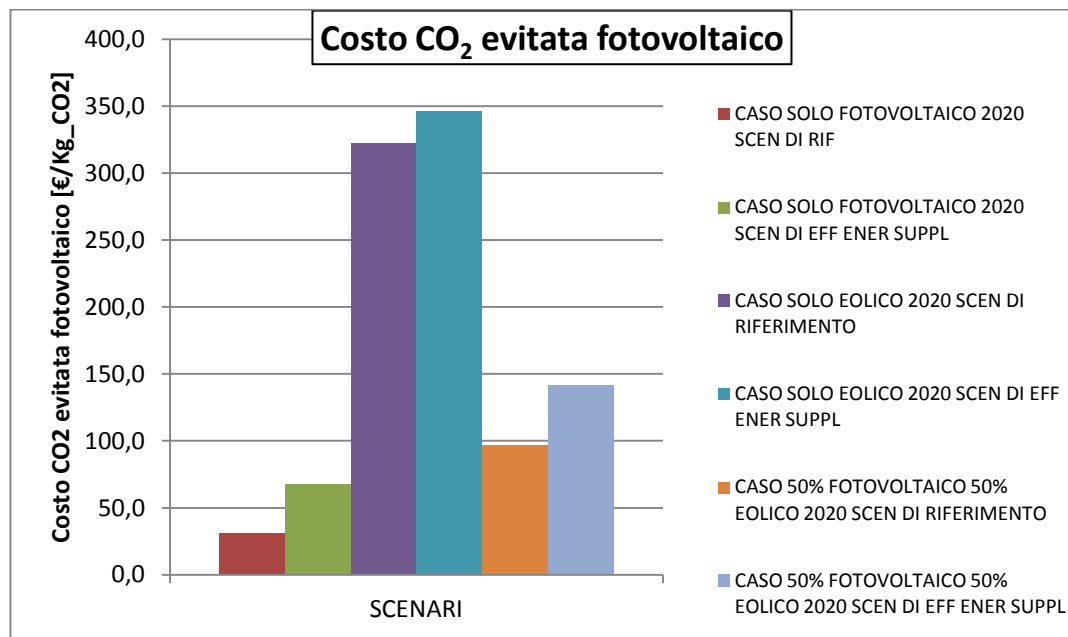


Figura 56 Confronto dei risultati del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* mediante fotovoltaico tra i vari scenari al 2020.

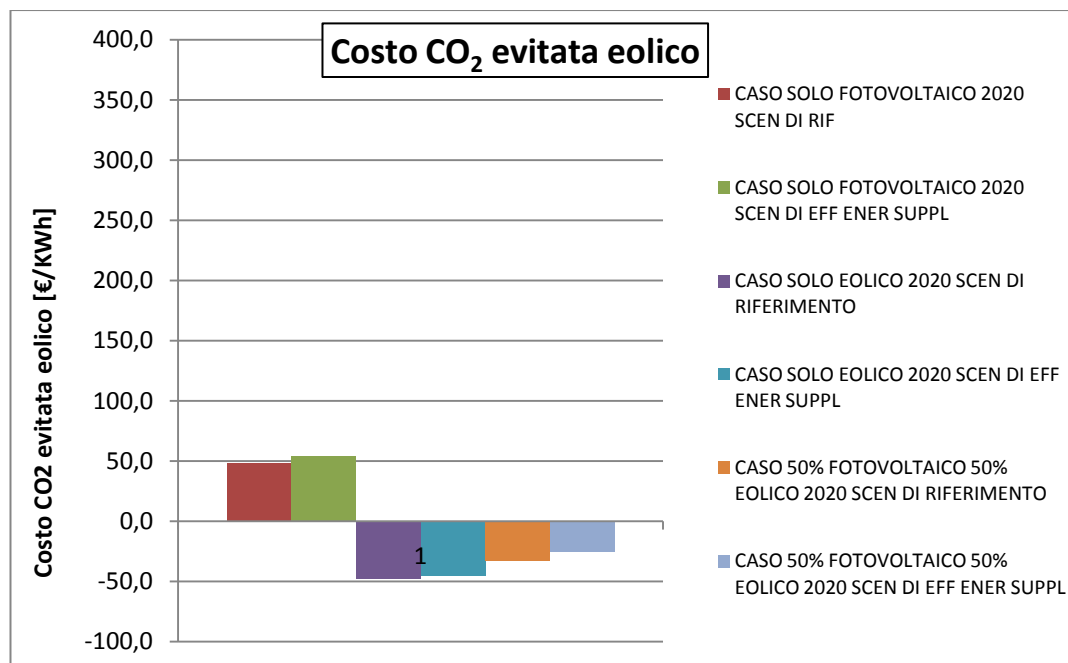


Figura 57 Confronto dei risultati del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* mediante eolico del 2011 e del 2020 nei vari scenari.

Si è fin ora osservato quali siano le differenze tra i vari casi all'interno di un unico livello di calcolo delle emissioni, il "LIV 1". Si procede ora col mostrare cosa cambia tra un livello e l'altro per quanto riguarda il costo della CO<sub>2</sub> evitata. Per

semplificare la trattazione si considera solo lo scenario di richiesta di energia elettrica “SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA”. Il termine che varia tra un livello e l’altro nella formula (3.1) per il calcolo del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* è quello a denominatore. Il *COE* a numeratore resta costante per ogni livello.

**Tabella 58 Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> evitata per i sei scenari nei tre livelli principali considerati.**

Emissioni specifiche di CO <sub>2</sub> evitata [g/KWh]	SOLO FOTOV SCEN EFF ENER SUPPL	SOLO EOL SCEN EFF ENER SUPPL	50% EOL 50% FOTOV SCEN EFF ENER SUPPL
LIV 0	186,1	186,1	186,1
LIV 1	194,0	230,8	210,6
LIV 2	210,6	246,0	226,4

La tabella 58 mostra le emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> evitata per i tre livelli principali. Si può notare come aumentino dal “LIV 0” al “LIV 2” così come aumentavano le emissioni assolute di CO<sub>2</sub> evitata in figura 52.

**Tabella 59 Risultati del costo della CO<sub>2</sub> evitata [ $\frac{\text{€}}{t_{CO_2}}$ ] nei tre livelli considerati.**

	CASO SOLO FOTOVOLTAICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL		CASO SOLO EOLICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL		CASO 50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL	
	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] fotov	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] eolico	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] fotov	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] eolico	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] fotov	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] eolico
LIV 0	70,3	56,2	429,0	-56,0	160,3	-28,5
LIV 1	67,4	53,9	345,9	-45,2	141,6	-25,2
LIV 2	62,1	49,7	324,5	-42,4	131,8	-23,4

La tabella 59 mostra i risultati del *Costo CO<sub>2</sub> evitata* per i tre livelli principali. Il costo risulta minore nel “LIV 2” dove si hanno le emissioni evitate maggiori. Si procede ora con il confronto del “LIV 2” con il “LIV 2 carico nominale” per determinare se anche per quanto riguarda i costi ci sia una differenza rilevante nel considerare o meno il decadimento del rendimento.

**Tabella 60** Confronto del costo della CO<sub>2</sub> evitata [ $\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ ] tra “LIV 2” e “LIV 2 carico nominale”.

	CASO SOLO FOTOVOLTAICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL		CASO SOLO EOLICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL		CASO 50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO 2020 SCEN DI EFF ENER SUPPL	
	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] fotov	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] eolico	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] fotov	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] eolico	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] fotov	Costo CO <sub>2</sub> evitata [euro/t] eolico
LIV 2	62,1	49,7	324,5	-42,4	131,8	-23,4
LIV 2 carico nominale	34,9	27,9	197,2	-25,8	77,3	-13,7
sottostima %	0,44	0,44	0,39	0,39	0,41	0,41

La tabella 60 mostra come i costi della CO<sub>2</sub> evitata, calcolati col metodo “LIV 2 carico nominale”, siano di molto inferiori a quelli trovati nel “LIV 2”. La sottostima di tali indicatori si attesta intorno al 40% circa per ogni scenario considerato. Un scostamento tale mostra ancora una volta l’importanza di considerare l’effetto che fotovoltaico ed eolico indirettamente provocano sul rendimento di funzionamento dei cicli combinati. Non considerare quest’effetto significherebbe avere dei risultati che si scostano dalla realtà. Significherebbe avere delle emissioni evitate del 50% superiori e dei costi quasi del 40% inferiori per evitare di emettere una tonnellata di CO<sub>2</sub>.



## Capitolo 6

### Conclusioni

L'obiettivo del lavoro è stato quello di indagare il comportamento del parco italiano di cicli combinati di fronte all'evoluzione di fonti rinnovabili come fotovoltaico ed eolico per il soddisfacimento degli obiettivi di generazione di energia elettrica rinnovabile al 2020. Questo è stato fatto attraverso lo studio di alcuni indicatori ambientali come le emissioni di CO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub> ed economici come il *COE* e il *costo CO<sub>2</sub> evitata*. Si è partiti da metodi statistici come la costruzione di un campione e l'elaborazione di un modello di regressione lineare per ricostruire le emissioni specifiche in funzione del carico dell'impianto. Sono stati ricavati scenari di richiesta di energia elettrica al 2020 con diversi livelli di dettaglio. Sono stati scelti gli scenari "SOLO FOTOVOLTAICO" "SOLO EOLICO" "50% FOTOVOLTAICO 50% EOLICO" per studiare il comportamento di diverse soluzioni agli obiettivi europei per il 2020. Sono stati utilizzati gli scenari "SCENARIO DI RIFERIMENTO" e "SCENARIO DI EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE" per descrivere l'andamento della domanda elettrica al 2020. Infine sono stati adottati indicatori economici ed ambientali per il confronto dei casi analizzati.

Il lavoro svolto si è basato sull'ipotesi che il parco italiano di cicli combinati abbia dovuto adattarsi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili. Questo è avvenuto perché ad oggi, la normativa garantisce la priorità di dispacciamento per la produzione da fonti energetiche rinnovabili. Questa analisi, però, riguarda anche gli anni futuri, fino al 2020. Ci si è chiesto quindi cosa potrebbe accadere nel caso venisse meno la priorità di dispacciamento per le rinnovabili. Le fonti rinnovabili come eolico e fotovoltaico hanno un costo marginale di produzione pressoché pari a zero. Ciò significa che una volta costruito l'impianto, generare un kWh in più non comporterebbe un costo aggiuntivo per il produttore. Nelle ore di disponibilità dell'energia primaria un produttore rinnovabile sarebbe disposto ad effettuare offerte bassissime pur di vendere l'energia elettrica prodotta. Altrettanto non sarebbe disposto a fare un produttore da fonte convenzionale che ha dei costi marginali maggiori di zero. Ad esempio il costo del combustibile. Il problema, però, risiede nel fatto che vendere in borsa l'energia elettrica significa garantire una certa quantità. Le rinnovabili non possono garantire con sicurezza un certo quantitativo di produzione senza un adeguato sistema di accumulo. L'analisi di scenari presentata in questo lavoro avrà validità fino a quando sarà garantita la priorità di dispacciamento per le rinnovabili. In caso contrario bisognerebbe analizzare altri aspetti come il costo dei sistemi di accumulo e la percentuale di energia elettrica da FER realmente venduta.

Il lavoro svolto ha permesso di giungere alle seguenti conclusioni (a fini esplicativi vengono di seguito elencate per singole tematiche):

#### 1) Gli scambi con l'estero

Analizzando la situazione degli approvvigionamenti elettrici italiani al 2011 si è notato il contributo rilevante delle importazioni dall'estero. Si è, inoltre, notato che il parco italiano dei cicli combinati non lavorava a pieno carico e che se avesse lavorato a carico di poco più elevato, senza andare ad aggiungere potenza installata, si sarebbe coperta facilmente la quota di energia elettrica che, al 2011, veniva importata dall'estero. Infatti, con 4095 ore equivalenti annue al posto delle 3021, nel 2011, sarebbe stato possibile:

- i. Annullare la quota importata dall'estero
- ii. Produrre meno emissioni lavorando con un rendimento più elevato. (modello di regressione lineare, formula (2.8)).

Il motivo per cui veniva e viene tuttora comprata elettricità dall'estero, per la maggior parte dalla Francia, è dato dalla legge del mercato. Infatti la scelta viene guidata dal prezzo inferiore dell'energia elettrica qualora non vi siano vincoli di priorità di dispacciamento come, ad esempio, nel caso delle rinnovabili.

#### 2) Il concetto di *grid parity*

L'analisi economica ha evidenziato in alcuni casi un costo dell'elettricità generata, per le tecnologie rinnovabili considerate, prossimo al valore medio annuo di vendita dell'energia elettrica (PUN), corretto per l'inflazione negli scenari al 2020. Il costo di produzione di un *kWh*, attraverso tecnologia eolica, era già, al 2011, abbastanza vicino al valore del PUN e lo raggiunge negli scenari che prevedono un aumento dell'installazione di potenza tra 2011 e 2020. Lo stesso costo per il fotovoltaico non raggiunge mai il PUN negli scenari analizzati, si avvicina molto, però, nel caso di massima installazione, ovvero nello scenario "SOLO FOTOVOLTAICO" "SCENARIO DI RIFERIMENTO". Questi casi, appena descritti, si avvicinano al concetto di *grid parity*. *Grid parity* significa generare elettricità con un costo pari al prezzo di borsa, che può essere assunto pari al PUN. Si può, quindi, dire che l'eolico al 2020, secondo le ipotesi fatte e gli scenari considerati, raggiungerà il concetto di *grid parity*, o almeno lo raggiungerà dal punto di vista teorico. Infatti il PUN è determinato, in borsa, tramite un meccanismo per il quale i produttori di energia elettrica si impegnano a garantire la fornitura di una

data produzione di elettricità. Il produttore deve, quindi, garantire la produzione e dare delle sicurezze. Per raggiungere la *grid parity*, sia dal punto di vista teorico che nella realtà operativa, le fonti energetiche rinnovabili hanno bisogno di un ultimo step. Devono poter garantire con sicurezza la fornitura di una certa quantità di energia elettrica così come possono fare le fonti energetiche convenzionali. Per poter garantire le stesse sicurezze sono necessari dei sistemi di accumulo dei picchi di produzione in modo che possano, così, fornire un livello costante di elettricità. Una configurazione d'impianto così composta richiederebbe, tuttavia, una ulteriore analisi poiché i costi di installazione salirebbero e così anche il costo per produrre un'unità di energia elettrica allontanandosi di conseguenza dal PUN. Solo quando anche il costo delle batterie sarà più contenuto allora si potrà sperare nel raggiungimento effettivo della *grid parity* da parte delle fonti energetiche rinnovabili.

### 3) Effetto di fotovoltaico ed eolico sul parco italiano di cicli combinati

L'introduzione e la diffusione delle tecnologie energetiche rinnovabili, come fotovoltaico ed eolico, crea delle complicazioni nella soddisfazione della domanda puntuale, cioè la richiesta istantanea di energia elettrica. Un esempio di ciò si può trovare facilmente osservando la produzione di elettricità da fotovoltaico, sia nel 2011 che nel 2020, in una giornata estiva. Questa quota, infatti, è significativa rispetto alla produzione complessiva richiesta ed è concentrata nelle ore centrali della giornata, provocando degli squilibri sulla produzione delle fonti convenzionali. Il 17 agosto 2020 nello "SCENARIO EFFICIENZA ENERGETICA SUPPLEMENTARE" il fotovoltaico copre il 25% della richiesta elettrica giornaliera e arriva a ricoprire il 66% della domanda oraria nella fascia centrale della giornata. Il parco italiano di cicli combinati, come fonte energetica fossile maggiormente flessibile, deve sopperire a questa produzione variabile e discontinua. Risultato di ciò è una produzione dei cicli combinati molto variabile tra un'ora e l'altra. Questo è possibile osservarlo sia nel 2011 che negli scenari al 2020. Gran parte degli impianti a ciclo combinato sul suolo italiano dovrebbero quindi spegnersi e riavviarsi più volte nell'arco della giornata. Il fatto che gli impianti a ciclo combinato lavorino a carichi variabili determina un peggioramento del rendimento degli stessi ed un aumento delle emissioni specifiche.

Per quanto riguarda il periodo dal 2006 al 2011 è stato calcolato il quantitativo indotto indirettamente da fotovoltaico ed eolico nei cicli combinati. Questo termine rappresenta il 14,9% delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> risparmiate per aver prodotto energia elettrica con fotovoltaico ed eolico al posto che con la tecnologia del ciclo combinato. Risulta, quindi, un contributo non trascurabile. L'elaborazione di una

politica energetica futura non può permettersi di trascurare questo aspetto soprattutto in vista di obiettivi di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

È, quindi importante considerare l'effetto di fotovoltaico ed eolico sui cicli combinati. Se non si tenesse conto dell'effetto delle rinnovabili sul parco italiano di cicli combinati si avrebbero dei risultati che si scostano dalla realtà. È stato calcolato come il valore delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata in questo caso sia più del 50% maggiore del valore calcolato al "LIV 2" e come il valore del costo della CO<sub>2</sub> evitata sottostimi di circa il 40% i costi valutati al "LIV 2". Per questa ragione non si può considerare questo effetto irrilevante e trascurabile, ma bisogna tenere conto sia qualora si intenda valutare l'effettiva quantità di CO<sub>2</sub> risparmiata con le rinnovabili, sia quando si voglia elaborare una politica energetica futura.

#### 4) L'eolico come migliore soluzione per gli obiettivi al 2020

Si è trovato che, secondo le ipotesi e i vincoli e di questo lavoro, la tecnologia che meglio permette di andare a rispettare l'obiettivo europeo del pacchetto 20-20-20 è l'eolico perché più costante nell'arco delle stagioni e durante la giornata. Inoltre l'eolico è la tecnologia rinnovabile che, tra quelle analizzate, permette ai cicli combinati un funzionamento meno variabile e delle emissioni più contenute. È inoltre conveniente per quanto riguarda i costi per unità di energia elettrica prodotta e per i costi per evitare di emettere una tonnellata di CO<sub>2</sub>.

#### 5) Passaggio da analisi annuale ad analisi puntuale

Passando dal "LIV 0", basato su un bilancio annuale, a tutti gli altri livelli, caratterizzati da bilanci di tipo puntuale, si ottengono delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitata che crescono al crescere della complessità del modello, legate a una miglior previsione e gestione delle caratteristiche degli impianti. Nel caso annuale o "LIV 0", infatti, si calcolano le emissioni specifiche a partire dalle ore equivalenti del parco italiano di cicli combinati e così facendo si assume un funzionamento degli impianti a un carico bassissimo. Si considerano tutti gli impianti con una potenza totale installata pari a 42454,1 MW e si ipotizza il loro funzionamento, senza spegnimenti, per tutto l'anno a un carico molto basso. Invece si è visto come, nei livelli successivi, si debba spegnere parte degli impianti per rispettare il vincolo del carico minimo ammissibile. Il carico di funzionamento degli impianti in questo caso è maggiore e quindi la penalizzazione del rendimento è minore. Le emissioni totali, calcolate nell'anno 2020, sono, quindi, in tutti gli scenari del "LIV 1" e del "LIV 2"

inferiori, rispetto a quelle valutate al “LIV 0” e di conseguenza le emissioni di CO<sub>2</sub> evitata sono superiori.

## Bibliografia

- [1] A2A, centrale termoelettrica di Cassano d'Adda. dichiarazione ambientale, 2006
- [2] A2A, centrale termoelettrica di Cassano d'Adda. dichiarazione ambientale, 2012
- [3] A2A, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica del Mincio, 2006
- [4] A2A, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica del Mincio, 2011
- [5] Edipower, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Chiavasso, 2006
- [6] Edipower, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Chiavasso, 2011
- [7] Edipower, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Piacenza, 2006
- [8] Edipower, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Piacenza, 2011
- [9] Edipower, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Sermide, 2006
- [10] Edipower, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Sermide, 2011
- [11] Enel, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Porto Corsini, 2006
- [12] Enel, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Porto Corsini, 2011
- [13] Enel, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di La Casella, 2006
- [14] Enel, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di La Casella, 2011
- [15] Eon, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Ostiglia, 2006
- [16] Eon, dichiarazione ambientale centrale termoelettrica di Ostiglia, 2011
- [17] ISPRA - [www.isprambiente.gov.it](http://www.isprambiente.gov.it)
- [18] GSE - [www.gse.it](http://www.gse.it)
- [19] GME - [www.mercatoelettrico.org/it](http://www.mercatoelettrico.org/it)
- [20] AEEG - [www.autorità.energia.it](http://www.autorità.energia.it)
- [21] Terna - [www.terna.it](http://www.terna.it) e [www.terna.it/statistiche](http://www.terna.it/statistiche)
- [22] ENERGY ALMANAC - [www.energymalmanac.ca.gov](http://www.energymalmanac.ca.gov)
- [23] Ministero dello sviluppo economico, 30 giugno 2010. Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia
- [24] Gregory F. Nemet, 2005. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. Energy Policy 34 (2006) 3218-3232
- [25] S. Can Gulen, J. Joseph, January 2012. Combined cycle off-design performance estimation: a second-law perspective
- [26] EPIA European photovoltaic industry association, 2011. Solar generation

- [27] Maria Isabel Blanco. 2008. The economics of wind energy. Renewable and sustainable energy reviews
- [28] Arnaud De La Tour, Matthieu Glachant, Yann Meniere, 2013. Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models
- [29] S. Tegen, E. Lantz, M. Hand, B. Maples, A. Smith, and P. Schwabe, 2011. Cost of wind energy review
- [30] IRENA 2012. Renewable energy technologies: cost analysis results. Volume 1: Wind power.
- [31] R. Wiser, E. Lantz, M. Bolinger, M. Hand, 2012. Recent development in the levelized cost of energy from U.S. wind power projects