

Università degli Studi di Padova

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali

Corso di Laurea in Ingegneria dell'Innovazione del Prodotto



L'IMPATTO DELL'UTENZA SULLA TRANSIZIONE VERSO L'ENERGIA RINNOVABILE

Relatori:

Macor Alarico

Correlatori:

Danieli Piero

Masi Massimo

Laureandi:

Del Papa Gianluca

Baggio Filippo

Sommario

1. Obiettivi	4
2. Scenario ipotizzato.....	5
Come leggere i grafici	5
Curve considerate.....	9
3. Procedura.....	12
4. Risultati	14
2025	14
2035	16
2040	20
2045	23
2050	29
2060	32
2070	36
2080	39
2090	42
2095	45
5. Conclusioni	50
Andamento delle curve a minor costo	50
Le curve di ricarica degli EV	52
Andamento delle spese associate alla configurazione a costo minore	53
Andamento degli scambi energetici tra nord e sud Italia.....	54
6. Bibliografia.....	56

1. Obiettivi

La presente analisi si focalizzerà sull'impatto che l'utenza può avere sui costi relativi alla transizione verso una produzione energetica completamente rinnovabile.

Il tema centrale saranno gli andamenti dei consumi durante la giornata, si andrà quindi ad analizzare se delle variazioni nell'andamento delle curve di consumo possano portare a delle differenze notevoli in termini di configurazione di produzione energetica, e di conseguenza di costi.

Ci si aspetta che questo avvenga, in quanto al contrario dei metodi di produzione non rinnovabili, l'energia green non è disponibile on-demand. Risulta quindi impossibile copiare la curva di consumo semplicemente aumentando o diminuendo la produzione delle centrali e bisognerà di conseguenza scegliere accuratamente le tecnologie produttive installate sul territorio.

Si è deciso di suddividere la richiesta energetica in due componenti, analizzate separatamente: la prima relativa ai consumi, la seconda relativa alla ricarica dei veicoli elettrici. Questa scelta è giustificata dal fatto che le due componenti sono di fatto indipendenti tra loro: per cambiare le modalità di ricarica degli EV sarà infatti necessaria una diversa collocazione delle stazioni di ricarica, cosa che non incide significativamente sul resto dei consumi.

Si andrà quindi alla ricerca della configurazione che genera costi minori per vari intervalli temporali, associati ad una certa penetrazione di energia rinnovabile e di EV, cercando di individuare le differenze che l'utilizzo di ciascuna curva provoca.

Per svolgere suddetta analisi ci si appoggerà ad un modello in grado di simulare il sistema energetico nazionale. Esso fornisce la configurazione ottimale, intesa come a minor costo, per una data penetrazione di fonti rinnovabili e di auto elettriche. È inoltre opportuno segnalare che il calcolo si basa sulla produzione media per ogni tipo di fonte rinnovabile, e non tiene quindi in considerazione la necessità di accumuli per far fronte a giornate piovose/non ventose.

2. Scenario ipotizzato

La transizione ipotizzata si svolge tra il 2025 e il 2095, arrivando ad una penetrazione finale di energia rinnovabile del 95%. Si è deciso di non arrivare a valori maggiori ipotizzando che grazie ad interventi di decarbonizzazione si arrivi ad impatto zero anche senza avere una produzione completamente rinnovabile. Per quanto riguarda i veicoli elettrici si è deciso di appoggiarsi alle direttive europee [1], che propongono la cessazione della vendita di veicoli alimentati con combustibili fossili a partire dal 2035. Viene quindi ipotizzato un periodo di transizione di 25 anni, in modo da arrivare ad avere solamente veicoli elettrici dal 2060. L'andamento delle penetrazioni è riportato nella seguente tabella (tabella 2.1):

ANNO	PENETRAZIONE ENERGIA RINNOVABILE	PENETRAZIONE EV
2025	25%	0.5%
2035	35%	5%
2040	40%	35%
2045	45%	70%
2050	50%	90%
2060	60%	100%
2070	70%	100%
2080	80%	100%
2090	90%	100%
2095	95%	100%

(2.1) tabella riassuntiva degli andamenti scelti

Si ipotizza inoltre una riduzione progressiva degli LCOE e dei costi di acquisto, simile in percentuale per tutte le tecnologie produttive rinnovabili; si vuole infatti ottenere uno scenario che non favorisca una tecnologia rispetto alle altre, in modo da poter distinguere più nitidamente i cambiamenti legati alle variazioni delle curve di consumo. Gli LCOE relativi alle fonti fossili avranno invece un andamento crescente, in linea con le previsioni di mercato trovate sul web [2].

Gli accumuli elettrici invece vengono tenuti a prezzo costante fino al 2045, per poi calare di costo. Si ipotizza infatti che la diminuzione dei costi legata allo sviluppo tecnologico venga contrastata dall'enorme richiesta necessaria alla produzione degli EV e la relativa difficoltà della catena produttiva a soddisfare l'intero mercato. Gli LCOE ed i costi di acquisto relativi al 2025 sono stati imposti ricercando sul web i valori attuali [3,4,5,6,7,8,9,10,11,12]

Come leggere i grafici

Il modello esegue i calcoli su degli intervalli temporali di 8h, che vanno a sintetizzare le informazioni relative ad un'intera giornata. Questo permette al modello di essere molto più leggero e fornire quindi i risultati delle simulazioni in tempi minori. Vengono analizzati separatamente il nord, il centro ed il sud Italia; ogni zona si differenzia per consumi e disponibilità di fonti rinnovabili, ed in questo modo il modello crea una

rappresentazione più veritiera del sistema energetico. Il modello considera inoltre una giornata tipo invernale, una estiva, ed una relativa alle mezze stagioni.

Di conseguenza i grafici forniti dal modello presentano sull'asse delle ascisse 72h: si trovano rappresentate in maniera sequenziale le tre giornate tipo per ogni zona dell'Italia, nell'ordine nord, centro e sud.

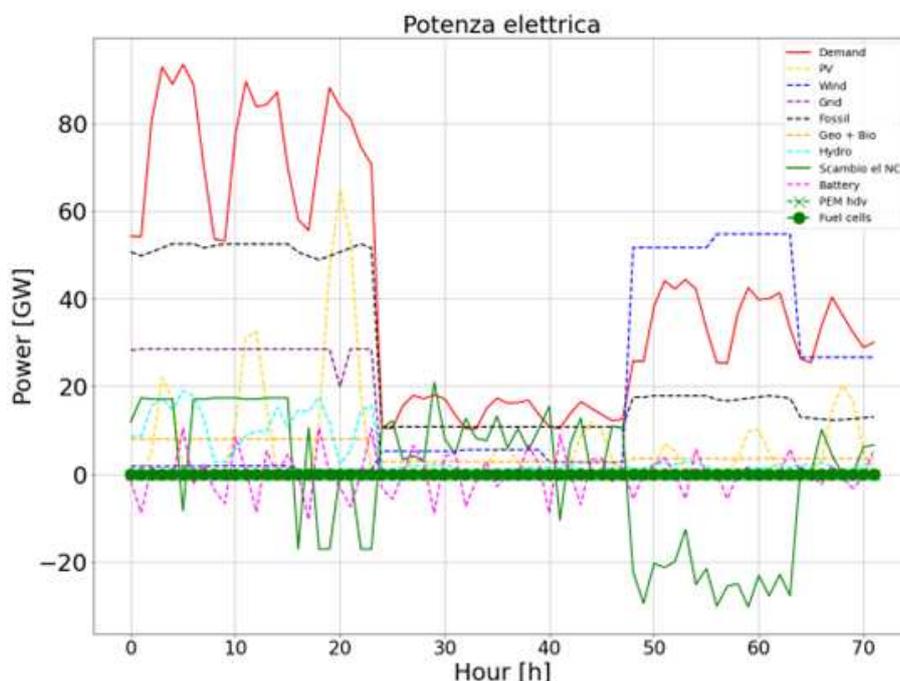
Sull'asse delle ordinate si trova invece la potenza, espressa in GW, associata all'andamento delle curve presenti nel grafico.

I grafici che verranno mostrati saranno quelli relativi a:

- Potenza elettrica (figura 2. 2):

fornisce gli andamenti dei valori relativi alla potenza elettrica. In dettaglio:

1. La curva "Demand" indica la potenza richiesta dall'utenza
2. La curva "Battery" rappresenta l'utilizzo degli accumuli elettrici. Indica un valore negativo quando essi sono in fase di carica, ed un valore positivo quando le batterie vengono utilizzate per fornire potenza alla rete
3. La curva "Scambio el NC" indica gli scambi energetici che avvengono tra le regioni. Se la curva fornisce un valore negativo significa che la regione sta esportando energia, viceversa se il valore è positivo la regione ne sta importando
4. La curva "Grid" indica invece l'energia importata dall'estero, ed è presente solo per il nord Italia in quanto unica zona collegata ad altre nazioni. Questa energia viene considerata non rinnovabile
5. Le curve restanti indicano la generazione di potenza elettrica associata ad una certa tecnologia

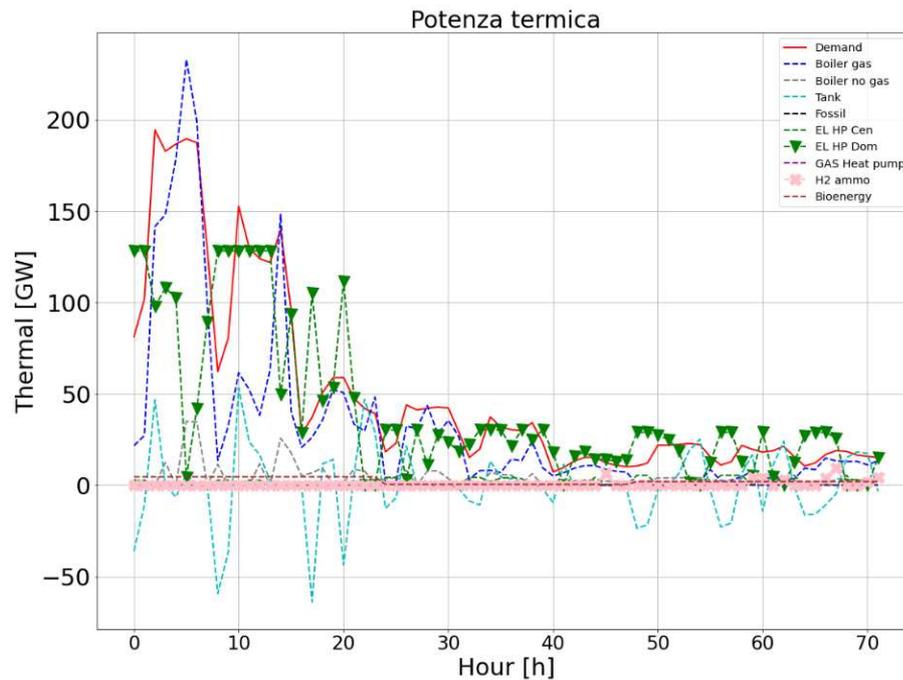


(2.2) Esempio di grafico relativo alla potenza elettrica

- Potenza termica (figura 2.3):

fornisce gli andamenti dei valori relativi alla potenza termica. In dettaglio:

1. La curva "Demand" indica la potenza termica richiesta dall'utenza
2. La curva "Tank" rappresenta l'utilizzo degli accumuli termici, come per gli accumuli elettrici un valore negativo indica una fase di accumulo.
3. Le curve restanti indicano la generazione di potenza termica per la tecnologia associata

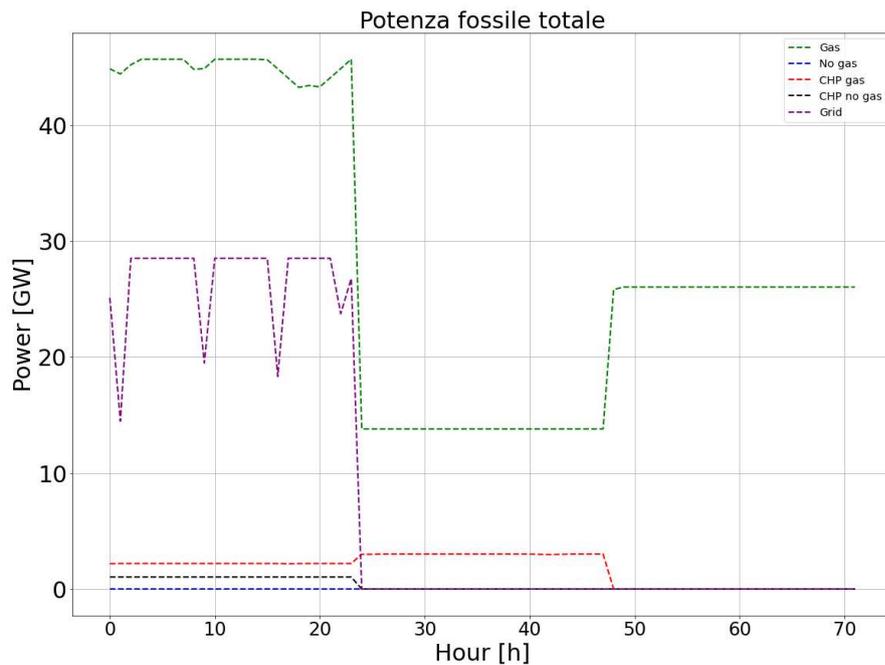


(2.3) Esempio di grafico relativo alla potenza termica

- Potenza fossile (figura 2.4):

fornisce una vista dettagliata relativa alla tipologia ed all'utilizzo delle centrali fossili. In dettaglio:

1. La curva "Gas" indica la potenza generata da centrali a gas metano
2. La curva "No gas" indica la potenza generata da centrali che utilizzano fonti fossili differenti dal gas metano
3. Le curve con prefisso "CHP" indicano invece la potenza generata da centrali cogenerative, le quali forniscono sia potenza elettrica che potenza termica

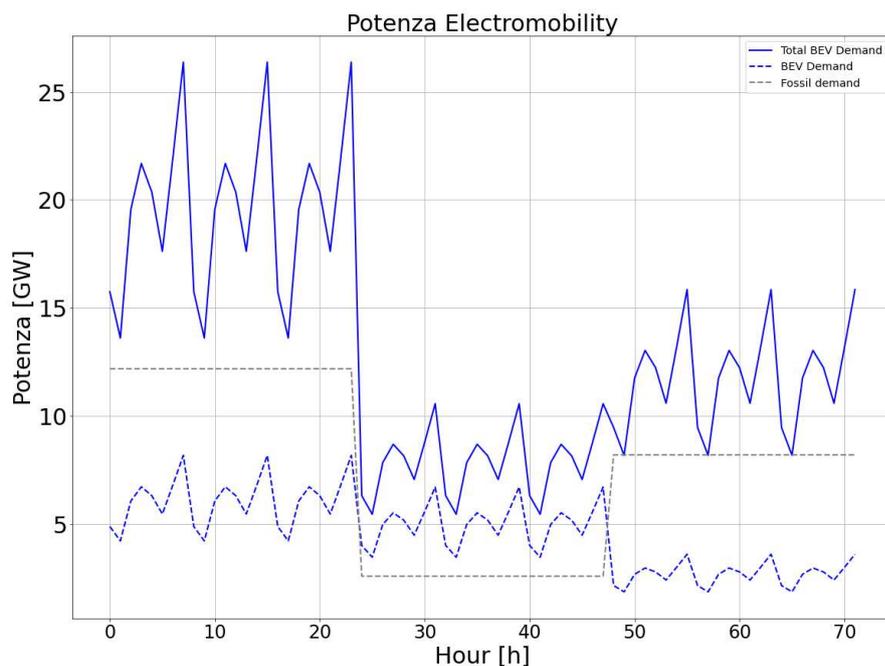


(2.4) Esempio di grafico relativo alla potenza fossile

- Potenza richiesta dai mezzi di locomozione (figura 2.5):

fornisce i valori relativi ai mezzi di locomozione. In dettaglio:

1. La curva "Total BEV Demand" indica la richiesta di potenza elettrica relativa ad uno scenario in cui il 100% delle vetture sono elettriche; rappresenta la potenza totale necessaria.
2. La curva "BEV Demand" indica l'utilizzo di potenza elettrica per la carica degli EV effettivo
3. La curva "Fossil demand" indica l'utilizzo di combustibili fossili per il rifornimento delle vetture con motore a combustione interna



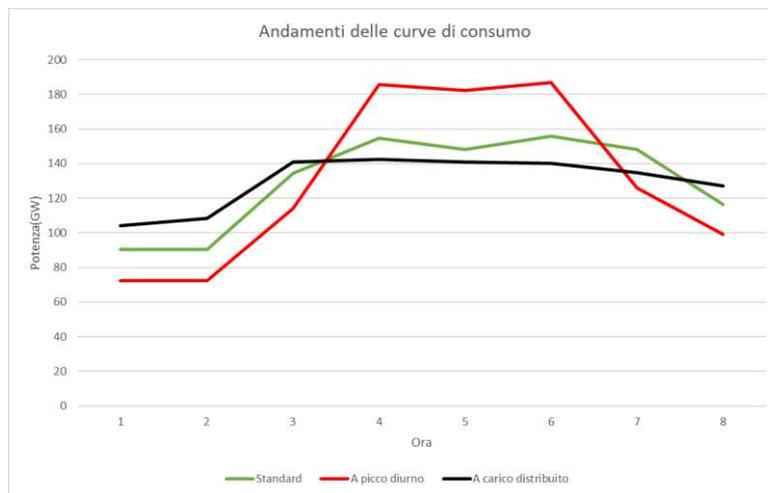
(2.5) Esempio di grafico relativo alla potenza utilizzata per i veicoli

Curve considerate

Vengono ipotizzati tre scenari relativi alle curve di consumo:

- 1) "Standard"; ottenuta dalla situazione attuale di consumo
- 2) "A picco diurno"; ottenuta spostando una parte dei consumi serali e notturni verso gli orari centrali della giornata, sotto l'ipotesi di un concentramento delle attività produttive negli orari compresi tra le 9 e le 17 ed ipotizzando un utilizzo degli elettrodomestici concentrato nelle ore diurne.
- 3) "A consumo distribuito": ottenuta ipotizzando uno scenario contrario al precedente, quindi "allargando" gli orari di lavoro anche negli orari precedenti e successivi agli orari tipici, ed ipotizzando un utilizzo degli elettrodomestici (dove possibile) più concentrato nella notte

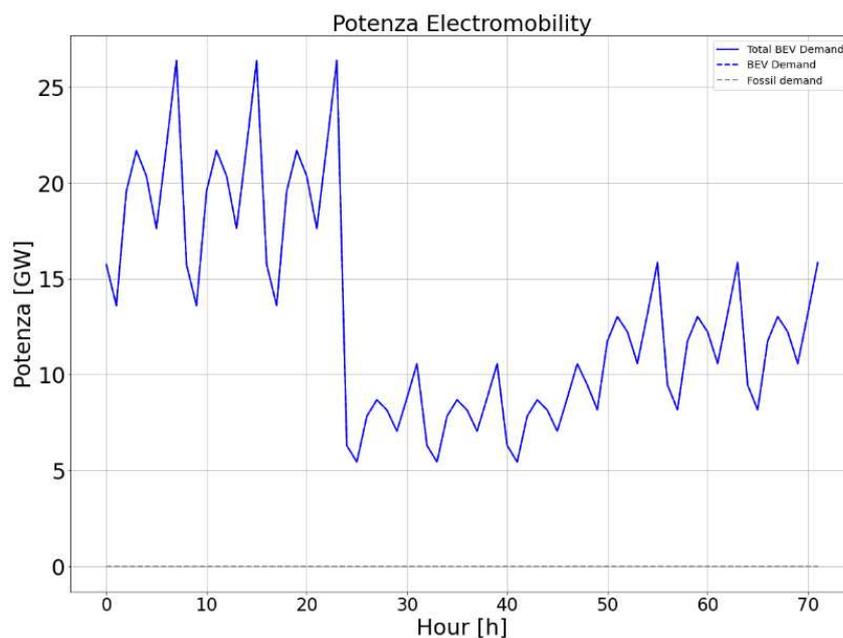
Gli andamenti delle curve appena descritte si trovano in seguito (figura 2.6)



(2.6) Andamenti delle curve di consumo orario in GW, con valori relativi all'intero paese

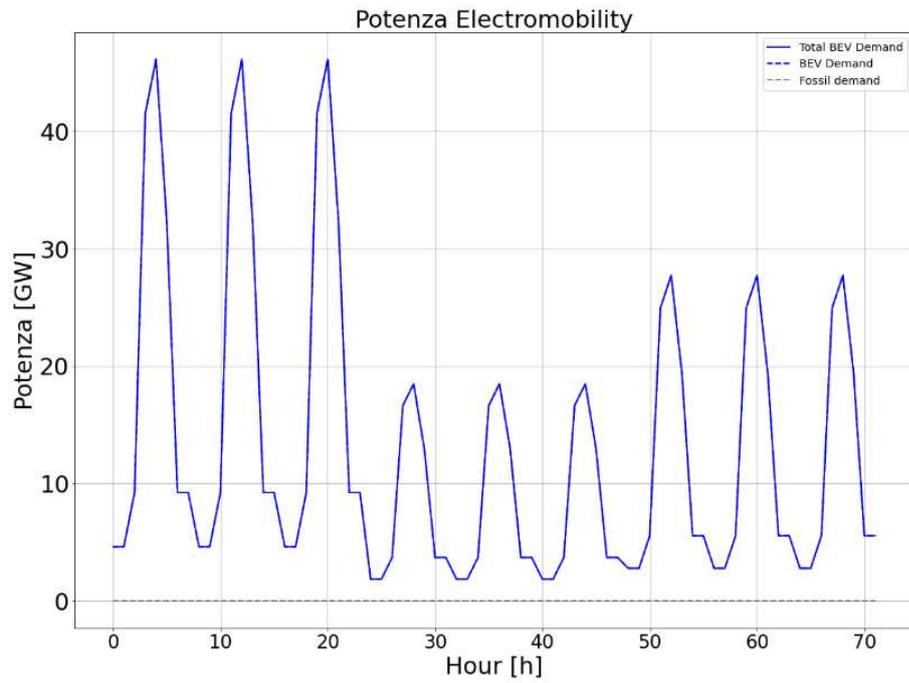
Per le curve relative alla carica degli EV si ipotizzano i seguenti scenari:

- 1) "Standard": rappresenta la situazione attuale



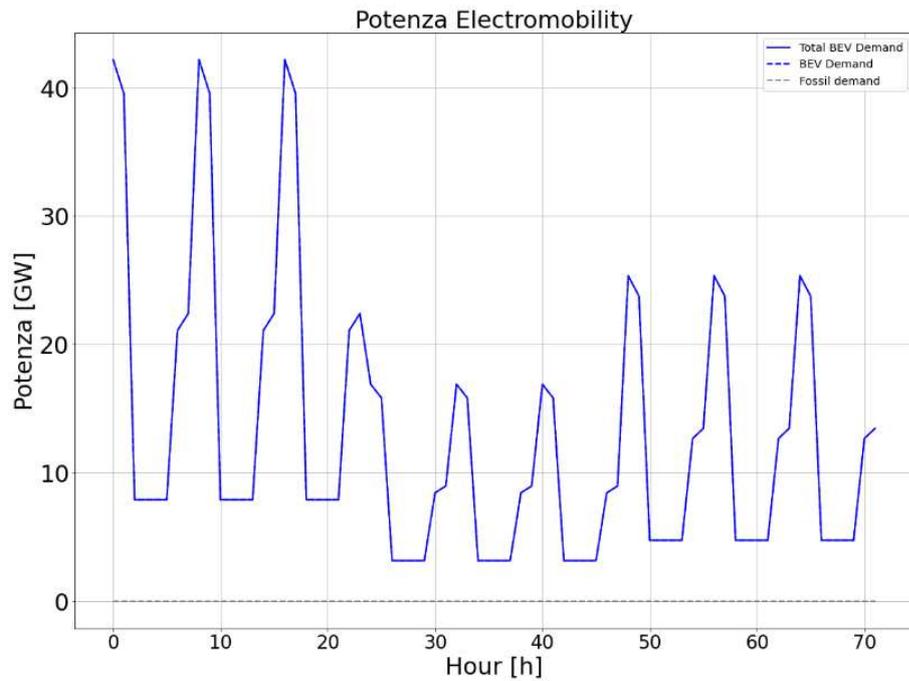
(2.7) Curva di carica standard

- 2) "A carica diurna": ottenuta ipotizzando di concentrare il periodo di ricarica nelle ore diurne, quindi basata sulla costruzione di colonnine principalmente nei luoghi di lavoro



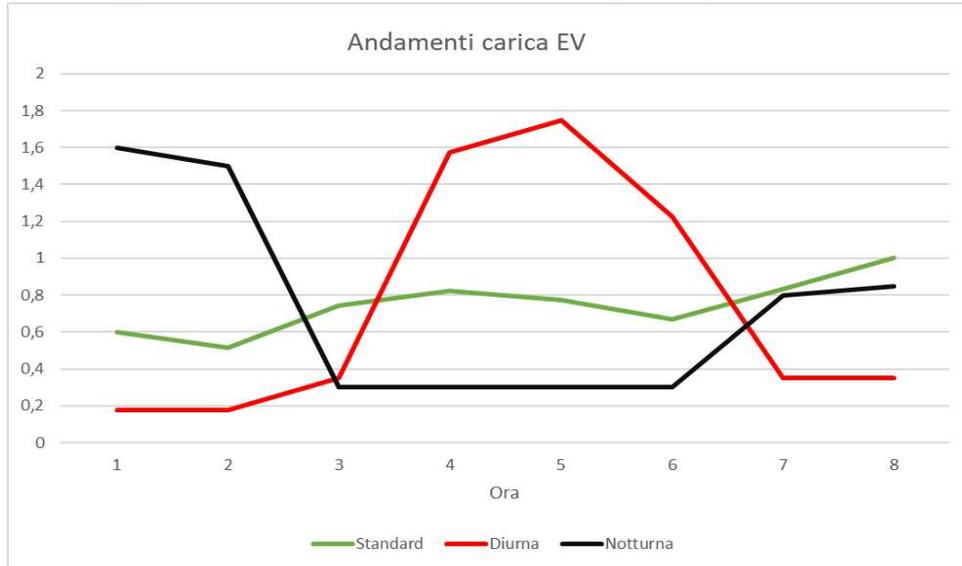
(2.8) Curva di carica diurna

- 3) "A carica notturna": ottenuta ipotizzando di concentrare la ricarica negli orari notturni, con la costruzione di colonnine nei quartieri domiciliari



(2.9) Curva di carica notturna

Gli andamenti delle curve appena descritte si trovano riassunte in seguito (figura 2.7)



(2.7) Andamenti delle curve di carica degli EV, adimensionalizzati

Per quanto riguarda la richiesta di potenza termica, si ipotizza che il consumo termico vada linearmente a ridursi fino al 70% del valore attuale, supponendo una miglior isolamento termica media nelle case.

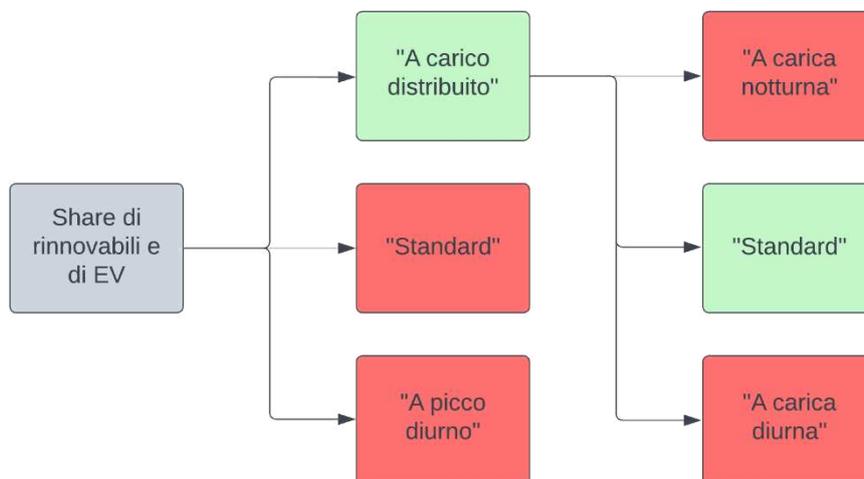
3. Procedura

Per la prima simulazione, relativa al 2025, si effettua una sola simulazione utilizzando gli scenari standard, in modo da avere un punto di partenza rappresentante la situazione attuale.

Per tutte le simulazioni successive la procedura utilizzata è la seguente:

1. si impongono al modello la penetrazione di energia rinnovabile e la percentuale di EV come da tabella (2.1);
2. si confrontano tra di loro le curve di consumo a parità di curva di ricarica degli EV. Quest'ultima per queste simulazioni sarà sempre la curva "standard";
3. una volta individuata la curva che presenta i costi minori, si effettua un confronto tra le curve di ricarica degli EV;
4. si individua la curva che porta ai costi minori, e si utilizza la configurazione da essa generata come base di partenza per la simulazione successiva;

Per facilitare la comprensione viene proposto un esempio con relativo flow chart (figura 3.1)

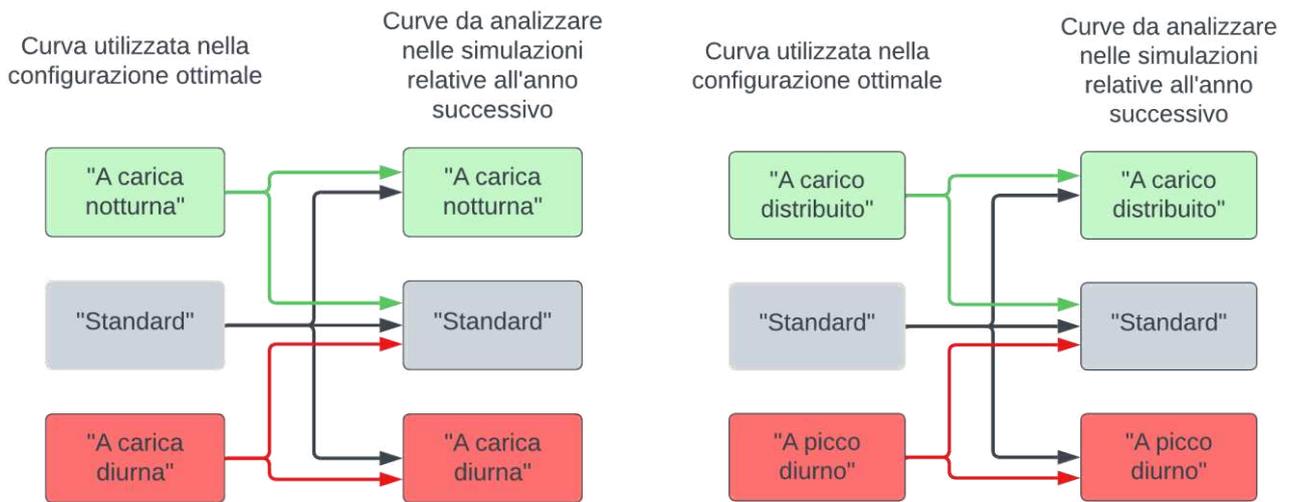


(3.1) Esempio di simulazioni relative ad un intervallo temporale.

In questo caso, dopo l'imposizione di share di rinnovabili e di EV noti, si eseguono le simulazioni relative alle tre curve di consumo. La curva "a carico distribuito" risulta quella che porta a costi minori, viene quindi utilizzata per svolgere le simulazioni relative alle curve di carica degli EV. La curva "standard" risulta essere quella che minimizza i costi, le simulazioni successive verranno quindi effettuate a partire dalla configurazione ottenuta utilizzando queste due curve.

Supponendo impossibili salti di configurazione troppo importanti nell'arco temporale racchiuso tra due simulazioni, si è scelto di analizzare solamente le curve "limitrofe" a quella della simulazione precedente. Se per esempio la configurazione di un dato anno è stata ottenuta utilizzando la curva "a carica notturna", la curva "a carica diurna" non verrà analizzata nelle simulazioni relative all'anno seguente; risulta difficile pensare una totale ricollocazione delle stazioni di ricarica in un intervallo di tempo così ridotto. Discorso analogo per le curve "a picco diurno" ed "a carico distribuito".

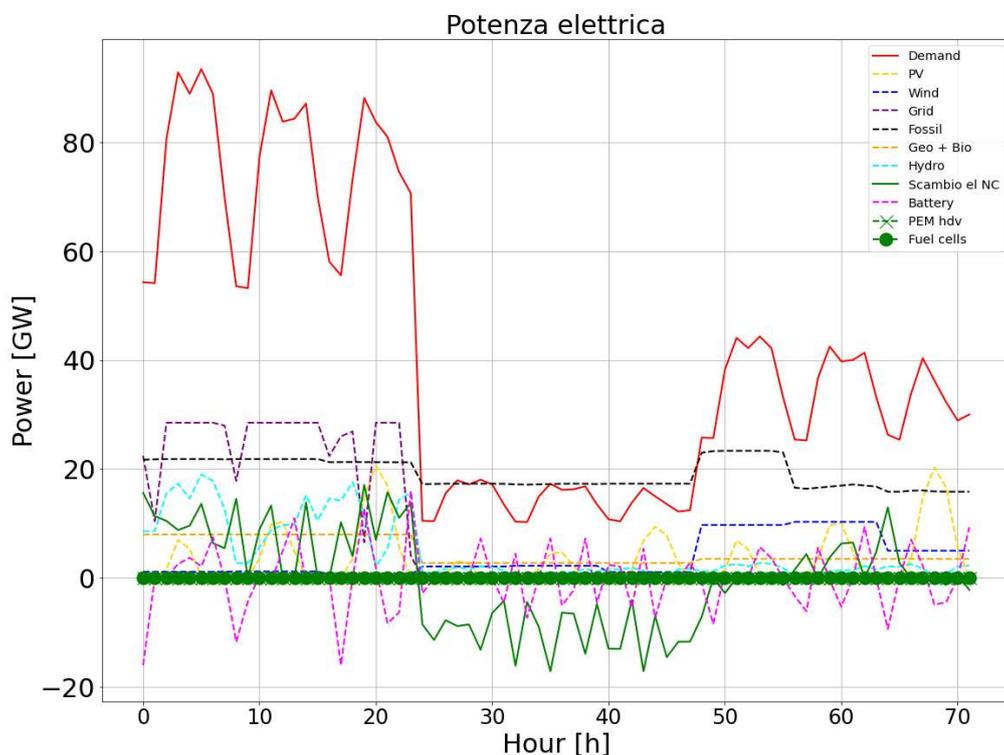
Si trovano in seguito due flow chart relative a questa scelta (figura 3.2):



(3.2) Metodo di scelta delle curve da analizzare. Sulla sinistra le curve di consumo, sulla destra le curve di carica degli EV.

4. Risultati

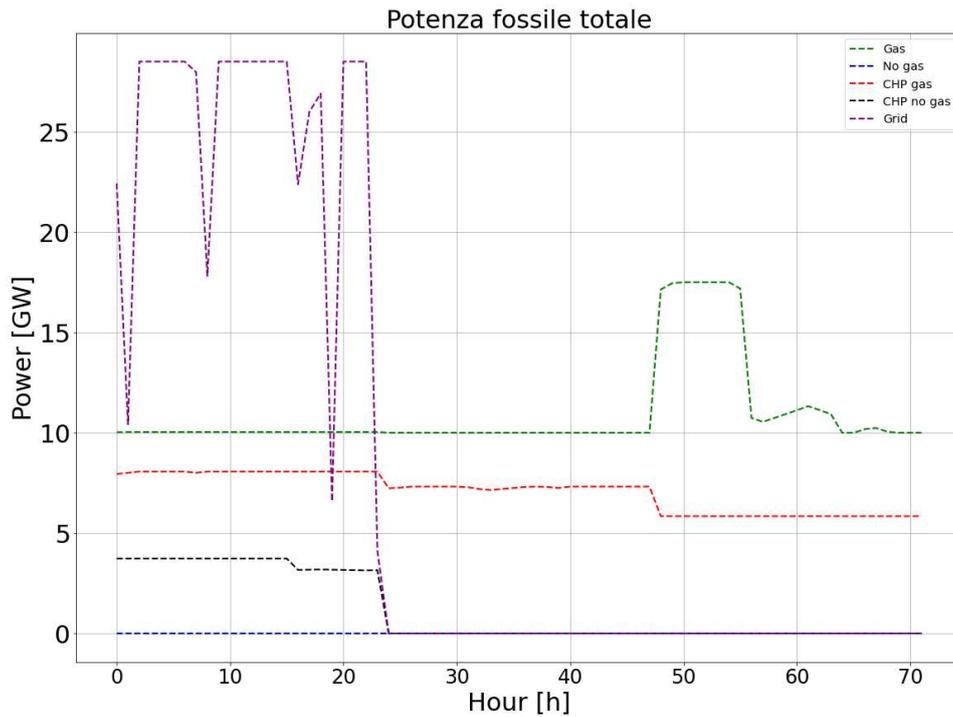
2025



(4.1) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2025

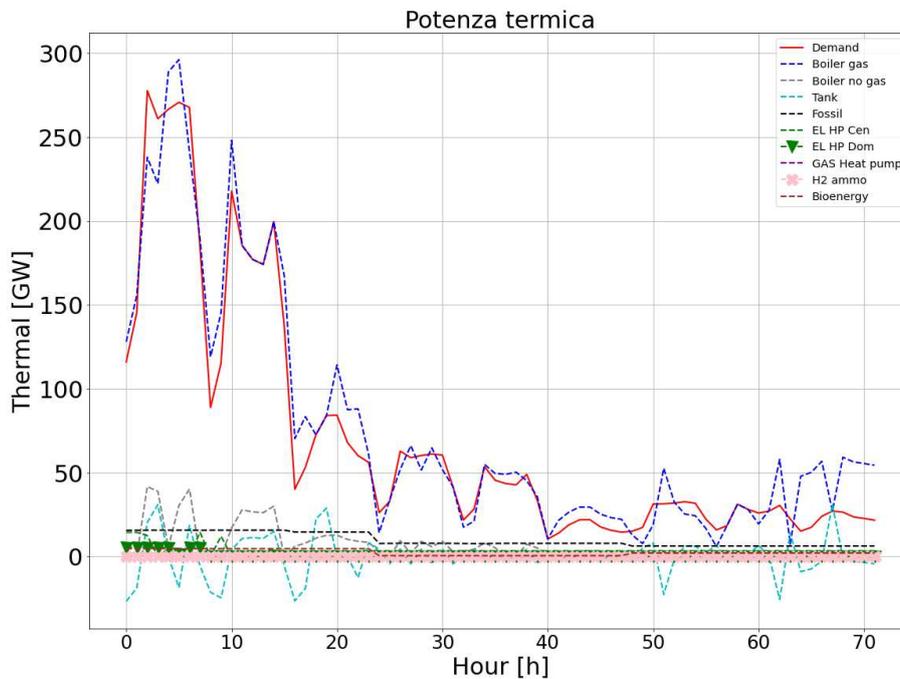
Il grafico sopra riportato (figura 4.1) rappresenta la situazione ottenuta imponendo al modello una produzione elettrica rinnovabile pari al 25% di quella totale. Sul territorio è già presente una significativa produzione di energia solare, idroelettrica (nord) ed eolica (sud). Nelle regioni meridionali si trova anche della potenza geotermica, che ha però contributi poco importanti. Le componenti idroelettrica e geotermica risultano essere non ampliabili nelle simulazioni future, in quanto le risorse delle due tipologie sono già quasi completamente utilizzate. Le regioni centrali presentano una produzione molto maggiore rispetto al consumo, e si trovano quindi in condizione di esportare energia al resto del paese. La loro curva di consumo ha infatti dei valori molto minori, e vista l'allocazione circa equivalente di potenza fossile, la zona si trova ad avere un surplus importante di energia. Il nord Italia importa inoltre energia dall'estero in quantità importante con dei cali durante le ore notturne, in cui la richiesta diminuisce.

Andiamo ora ad analizzare nel dettaglio le tipologie di centrali fossili utilizzate (figura 4.2):



(4.2) Grafico relativo alla potenza generata da centrali alimentate da combustibili fossili per il 2025

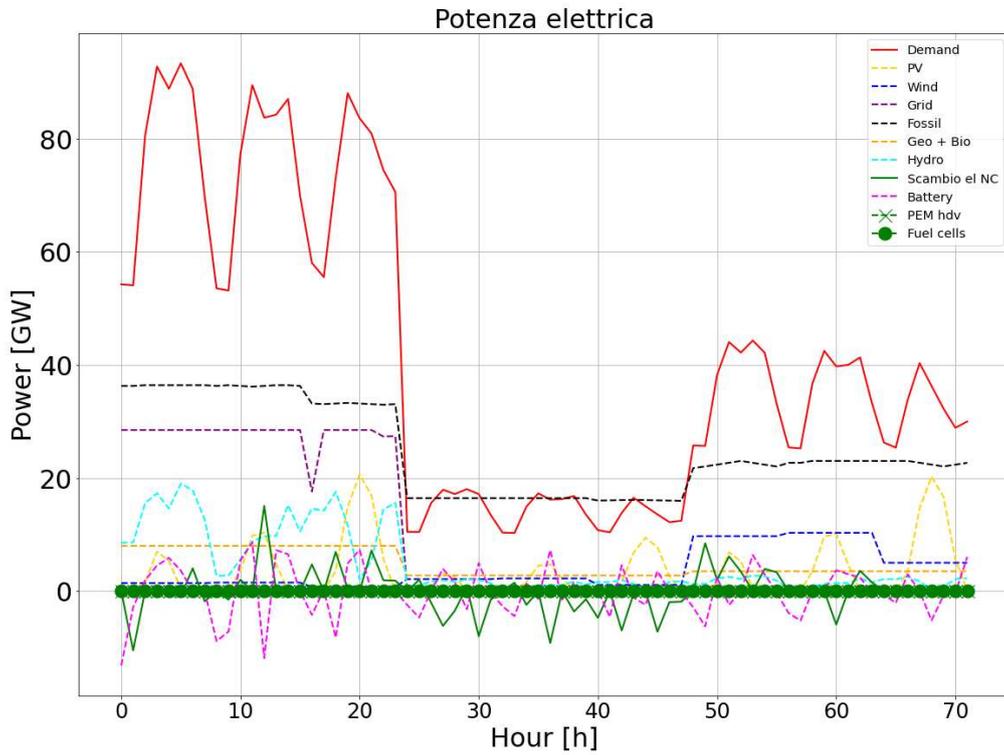
La tipologia più utilizzata è quella a gas, con sia valore medio che di picco che superano quelli delle fonti rinnovabili. Il picco presente al sud Italia, riferito alla giornata invernale, è verosimilmente causato dalla minor produzione solare durante la stagione. Le centrali cogenerative sono utilizzate, anche se l'impatto che esse hanno sulla produzione di potenza termica è modesto, come si vede nel grafico sotto (figura 4.3).



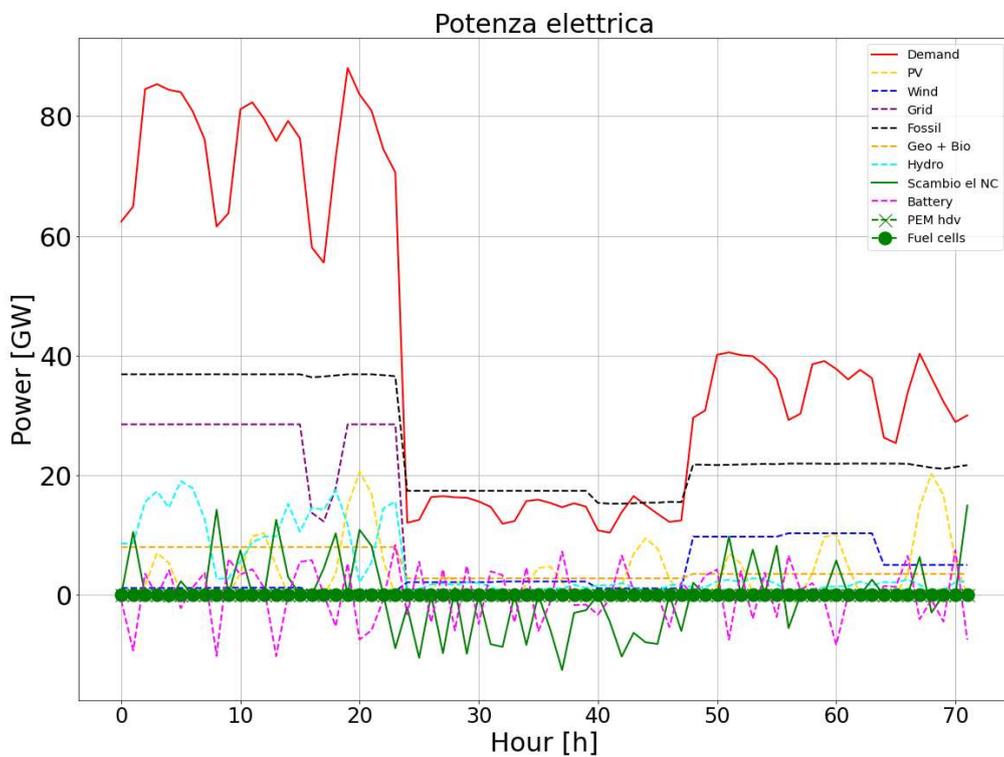
(4.3) Grafico relativo alla potenza termica per il 2025

Si osserva che la domanda viene quasi completamente soddisfatta dalla produzione dei boiler alimentati a gas metano.

Si confrontano la configurazione standard (figura 4.4) e quella a consumo distribuito (figura 4.5):

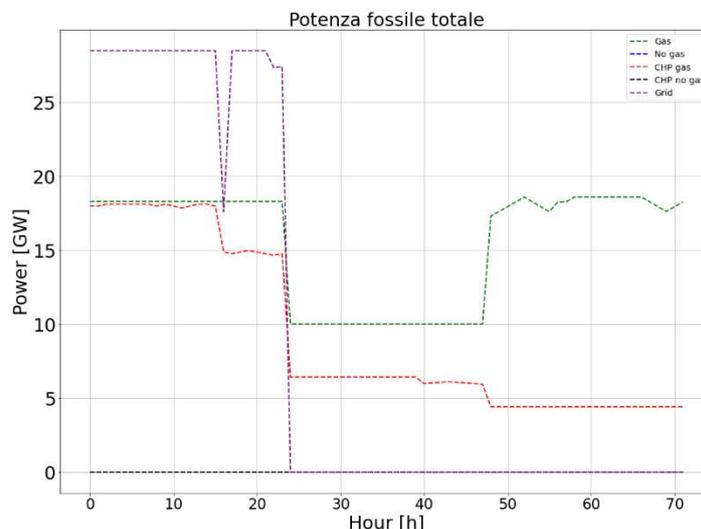


(4.4) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2035, con curva di consumo standard

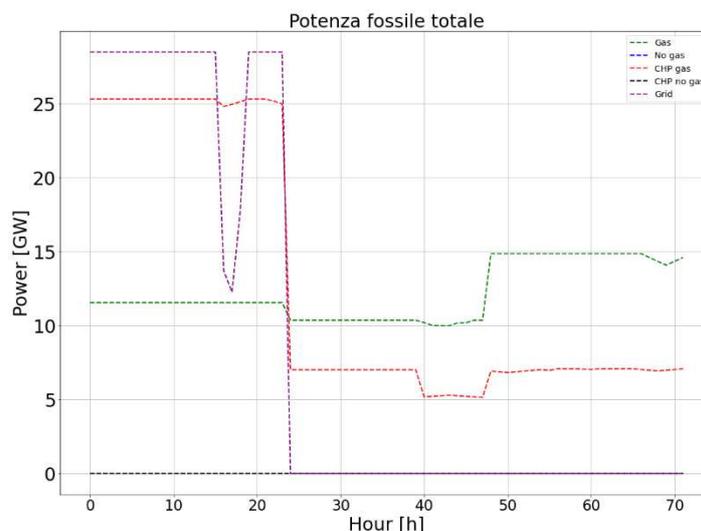


(4.5) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2035, con curva di consumo a carico distribuito

Le due situazioni si assomigliano molto dal punto di vista della produzione di potenza elettrica, con solo qualche differenza relativa allo scambio di energia tra regioni. Cambiano però notevolmente le modalità di produzione dell'energia a base fossile: nella configurazione a consumo distribuito viene infatti ampliato l'utilizzo delle centrali cogenerative, a discapito di quelle a sola potenza.



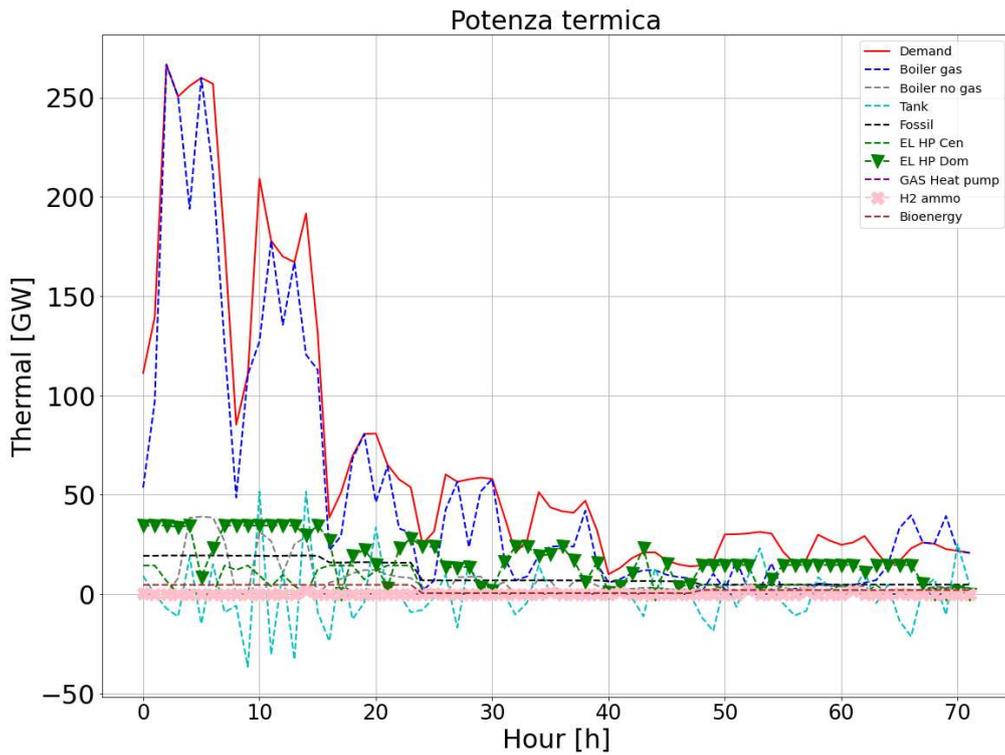
(4.6) Grafico relativo alla potenza generata da centrali alimentate da combustibili fossili per il 2035, con curva di consumo standard



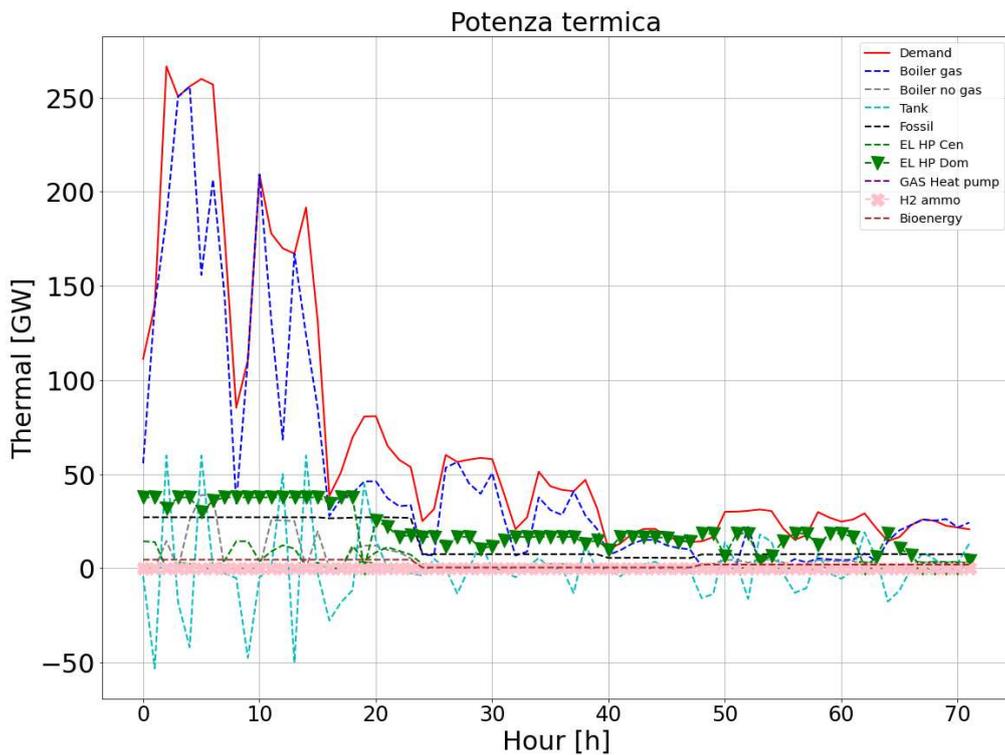
(4.7) Grafico relativo alla potenza generata da centrali alimentate da combustibili fossili per il 2035, con curva di consumo a carico distribuito

Ciò si ripercuote sulla produzione di energia termica, permettendo un utilizzo più costante delle pompe di calore. Infatti, la quantità installata a livello nazionale nei due casi è identica, ma la differenza nel loro utilizzo contribuisce alle differenze viste trattando i grafici relativi alla potenza elettrica.

In particolar modo nella configurazione a carico distribuito l'utilizzo delle pompe di calore risulta più costante. Il costo di acquisto resta quindi lo stesso, ma l'utilizzo più costante porta ad una generazione di potenza giornaliera maggiore.



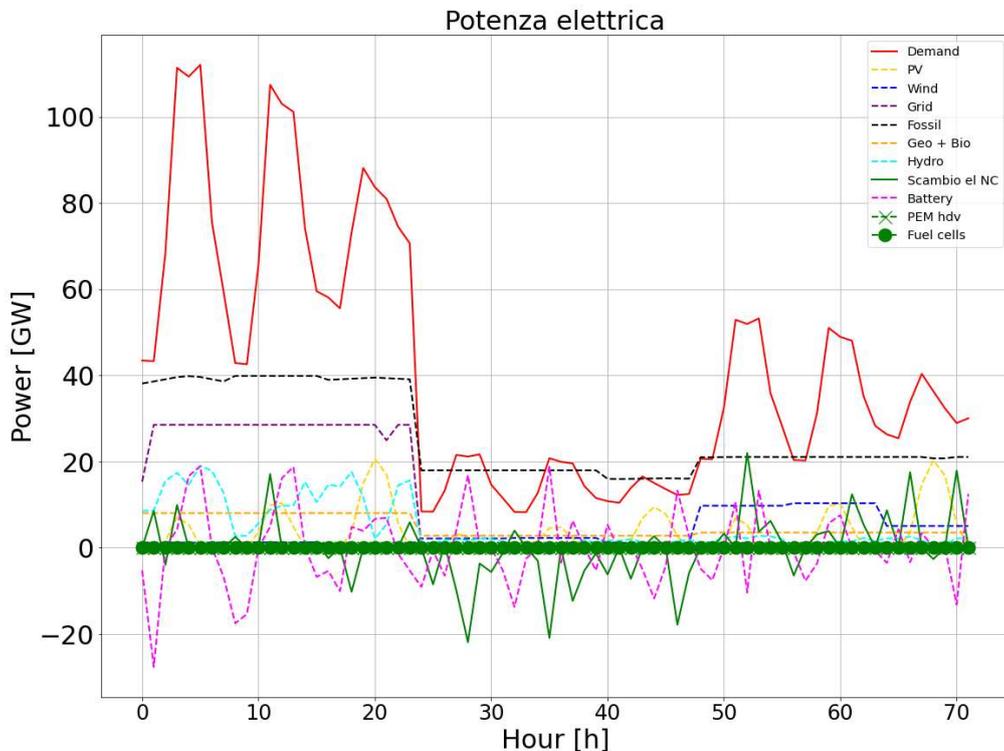
(4.8) Grafico relativo alla potenza termica per il 2035, con curva di consumo standard



(4.9) Grafico relativo alla potenza termica per il 2035, con curva di consumo a carico distribuito

La curva a carico distribuito porta quindi ad un risparmio pari all'1,5% circa.

La configurazione ottenuta con la curva di consumo a picco diurno presenta invece dei costi maggiori del 3,6% circa rispetto alla configurazione ottenuta utilizzando la curva a carico distribuito. Questo incremento è dovuto alla necessità di compensare un consumo di picco maggiore, con una configurazione produttiva che è ancora per la maggior parte costante nelle 24 ore. Bisogna quindi utilizzare una quantità di batterie importante, in modo da accumulare energia nelle ore notturne ed utilizzarla nelle ore diurne.



(4.10) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2035, con curva di consumo a picco diurno

La configurazione ottimale è quella a carico distribuito, con una differenza di costo tra le due simulazioni di circa il 2,1%. Le curve di carica degli EV non comportano differenze significative, in quanto solo il 5% dei veicoli è elettrico.

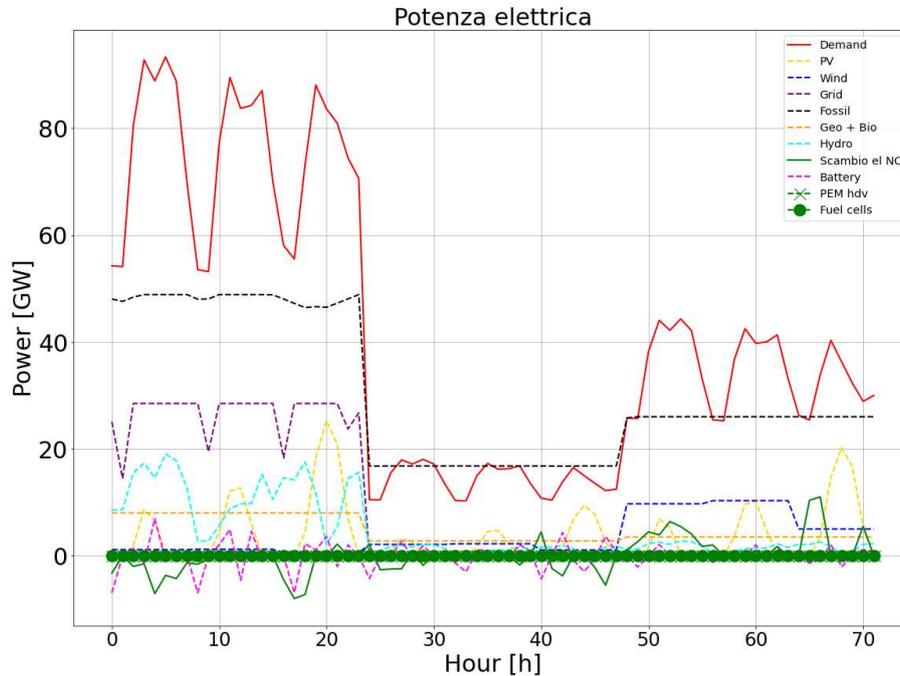
Rispetto alla simulazione riguardante il 2025, la configurazione che assume la produzione energetica è pressoché invariata. Si ha una prima introduzione delle pompe di calore; esse utilizzano energia elettrica per funzionare; se quindi la generazione di potenza elettrica è composta per il 35% da energia rinnovabile, la potenza generata dalle pompe di calore sarà considerata rinnovabile per il 35%.

Si ha una diminuzione del costo annuo, che cala di circa il 9%; questo calo di costo è imputabile a vari fattori:

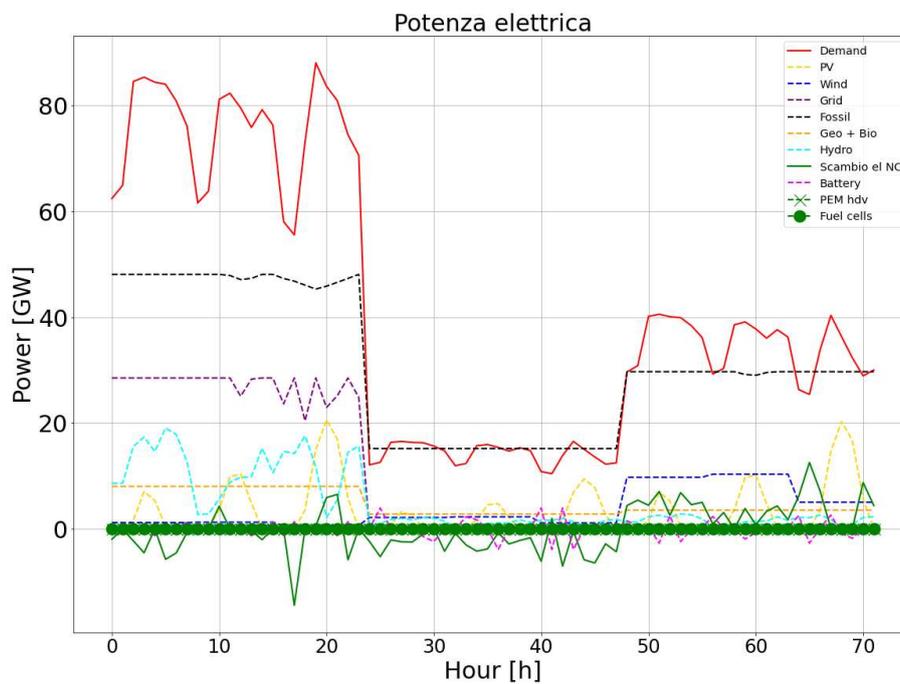
1. Il cambio della curva di consumo; se andassimo a considerare la configurazione ottenuta con la curva standard, il costo calerebbe solamente del 7%
2. La riduzione dei consumi relativi alla potenza termica, che calano del 4%
3. La diminuzione degli LCOE e il miglioramento dei rendimenti legati alle varie tecnologie produttive
4. L'introduzione delle pompe di calore; esse, infatti, hanno efficienza migliore dei boiler, e portano quindi a consumi minori

2040

Si vanno a confrontare le configurazioni generate utilizzando la curva standard (figura 4.11) e la curva a carico distribuito (figura 4.12). La curva a picco diurno non viene considerata in quanto la simulazione precedente ha portato ad avere come curva ottimale la curva a carico distribuito.



(4.11) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2040, con curva di consumo standard

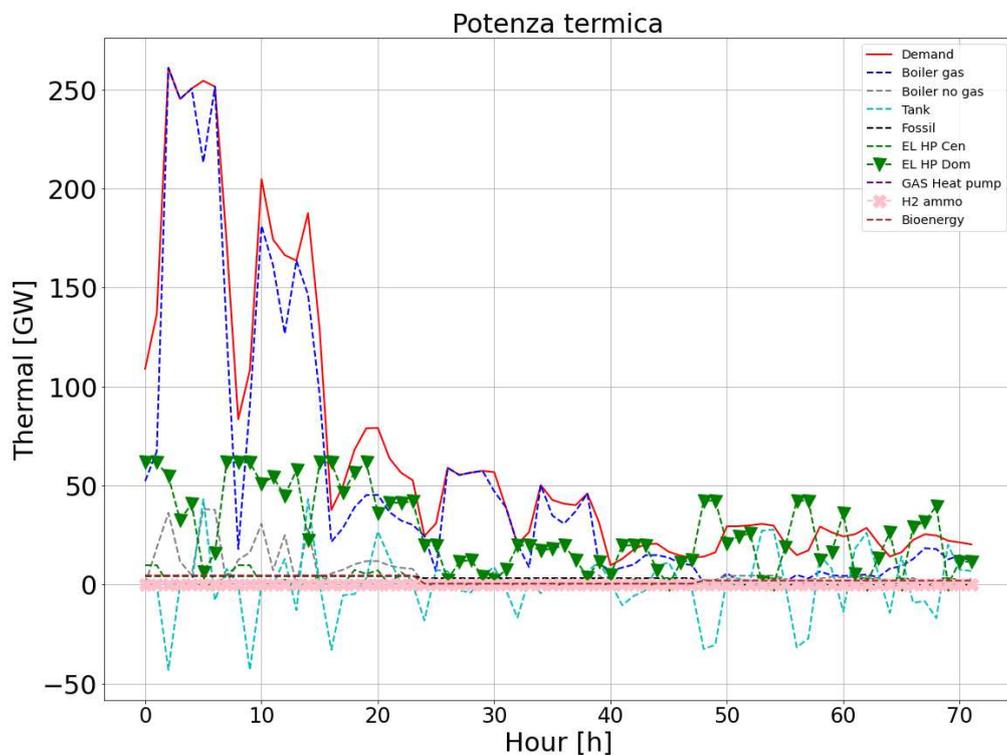


(4.12) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2040, con curva di consumo a carico distribuito

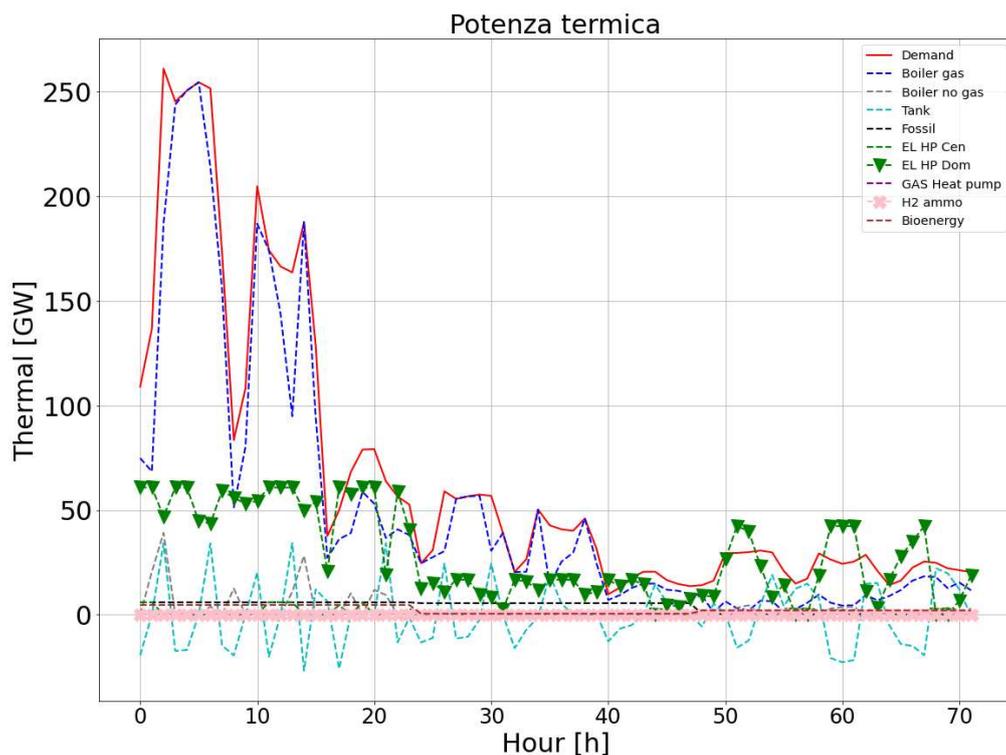
I due grafici si assomigliano molto, con però due differenze:

1. Nella configurazione standard nel nord Italia vengono installati più pannelli solari
2. Nella configurazione a carico distribuito vengono utilizzate in maniera maggiore le centrali a combustibile fossile:

Queste differenze nascono in primis dalla percentuale di auto elettriche assegnate dal modello in ogni regione. Ci si ritrova quindi ad avere una situazione con più auto elettriche al nord Italia nel primo caso, ed il viceversa nel secondo caso. Queste scelte nascono dalle diverse curve di consumo analizzate: nel primo caso la curva ha un picco diurno più elevato, il modello ritiene quindi opportuno assegnare un numero maggiore di EV al nord Italia, dove la disponibilità di solare e di energia importata dall'estero rende possibile seguire la curva di consumo; nel secondo caso invece la maggior costanza della curva a carico distribuito non giustifica l'installazione di pannelli solari, si preferisce quindi aumentare la generazione delle centrali a combustibile fossile.



(4.13) Grafico relativo alla potenza termica per il 2040, con curva di consumo standard



(4.14) Grafico relativo alla potenza termica per il 2040, con curva a consumo distribuito

La configurazione delle centrali a combustibile fossile è uguale per entrambe le simulazioni, con la maggior parte dell'elettricità generata da centrali a sola potenza, andando quindi a diminuire l'utilizzo di impianti cogenerativi, sostituiti dalle pompe di calore.

Anche per quanto riguarda la potenza termica le configurazioni si assomigliano, con differenza nella costanza di utilizzo delle pompe al nord Italia; nel caso a carico distribuito il costo di acquisto per GW di potenza generato è minore, come spiegato nel capitolo precedente.

La configurazione ottimale è di nuovo quella a carico distribuito, con un risparmio annuo dell'1% circa. La modifica delle curve di ricarica degli EV non porta a cambiamenti degni di nota, si decide quindi di continuare con la curva standard.

Rispetto al 2035 si ha un incremento notevole (circa 30%) nella produzione di energia fossile. Ciò deriva dalla necessità di generare l'energia elettrica destinata alla ricarica degli EV. La produzione di energia non rinnovabile aggiuntiva non va però a ridurre la penetrazione; la potenza necessaria alle vetture veniva fornita anche in precedenza da combustibili fossili, come ad esempio benzina e diesel. Non vengono installati GW di energia elettrica rinnovabile.

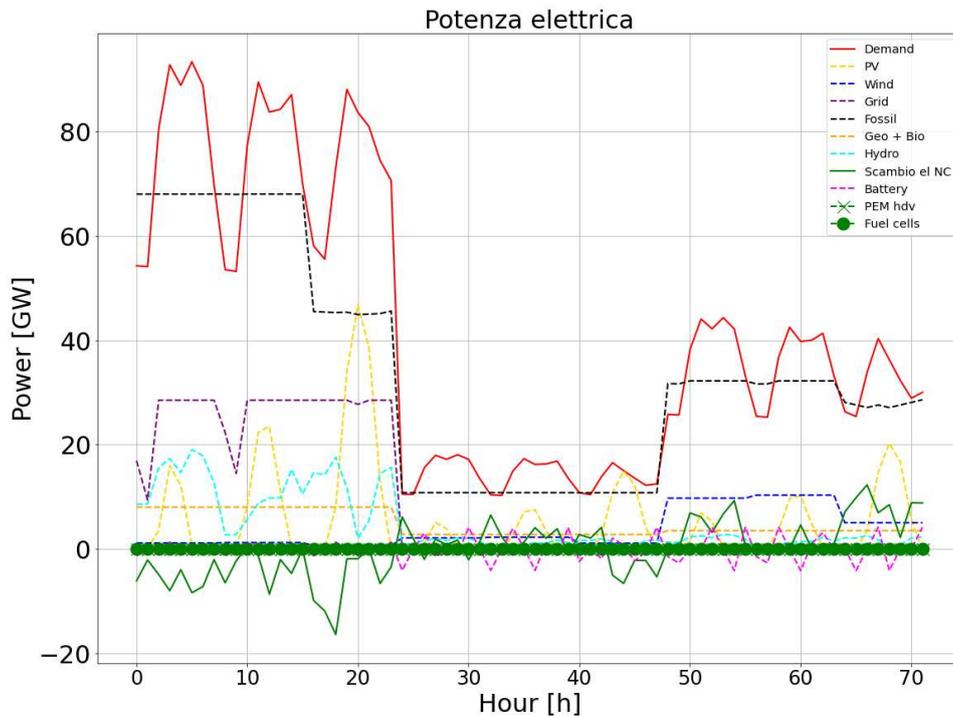
L'aumento della penetrazione è dunque collegato alla diminuzione dei consumi necessari per la generazione della potenza termica grazie alle pompe di calore, oltre che all'introduzione del biogas, alternativa rinnovabile del gas metano, all'interno dei gasdotti.

Considerando le differenze marginali nella produzione di energia non destinata agli EV, si intuisce il peso che essi hanno sul sistema energetico. Per consentire una penetrazione di vetture elettriche pari al 35%, il costo annuale aumenta del 22%.

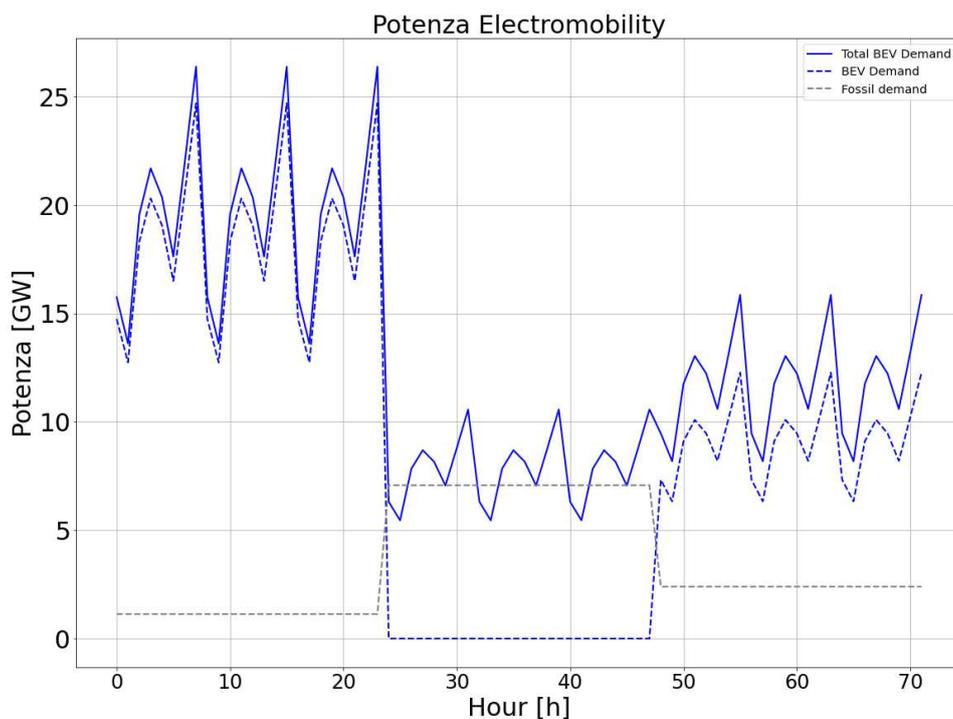
2045

Nuovamente, avendo la simulazione precedente portato all'utilizzo della curva a carico distribuito, per questa simulazione non verrà considerata la curva a picco diurno.

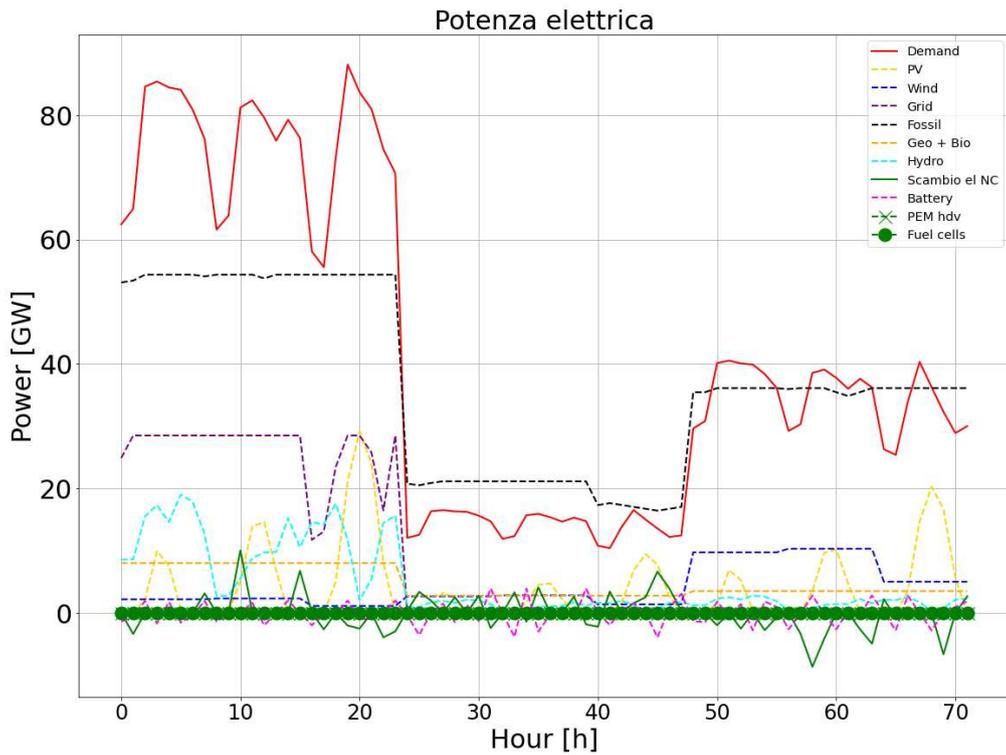
Si trovano in seguito i grafici relativi alla potenza elettrica ed all'utilizzo degli EV, sia per la curva standard (figure 4.15 e 4.16) che per la curva a carico distribuito (figure 4.17 e 4.18).



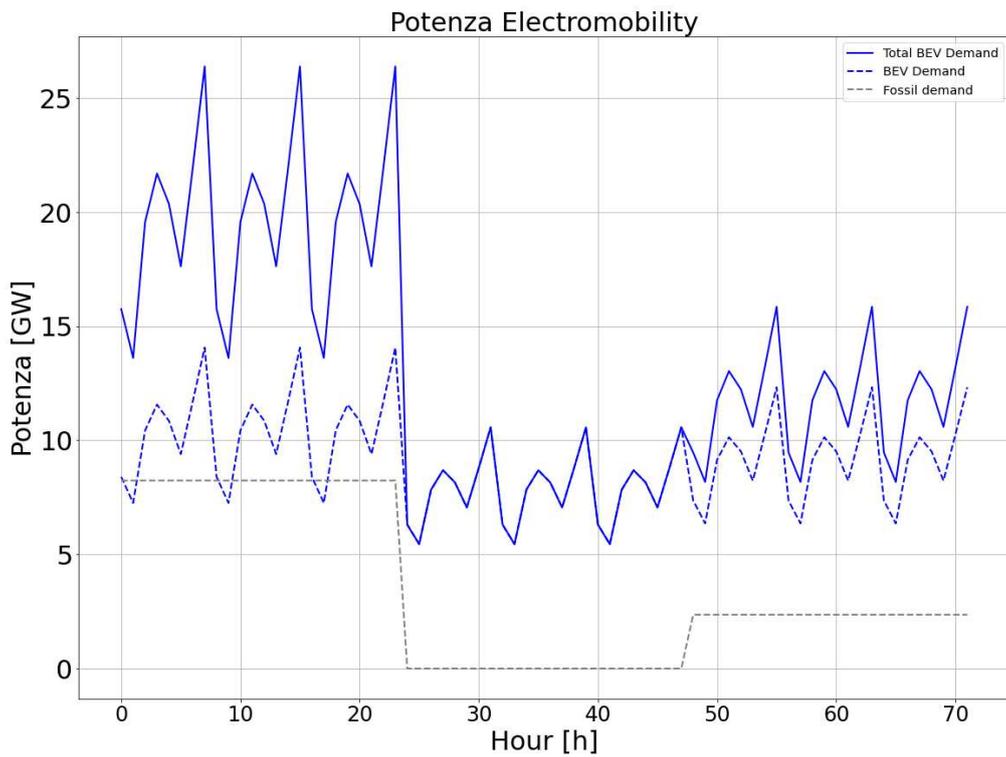
(4.15) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2045, curva standard



(4.16) Grafico relativo alla potenza destinata ai veicoli per il 2045, curva standard



(4.17) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2045, curva a carico distribuito



(4.18) Grafico relativo alla potenza destinata ai veicoli per il 2045, curva a carico distribuito

Nella configurazione a carico distribuito le vetture elettriche vengono assegnate circa equamente tra le tre regioni.

Nella configurazione standard le vetture vengono invece assegnate solamente al nord Italia ed al sud Italia, con la conseguente forte diminuzione di richiesta elettrica nel centro, che riduce quindi la produzione di energia elettrica considerevolmente: le centrali a combustibile fossile dimezzano, le restanti rimangono invariate. Come conseguenza al nord Italia la produzione aumenta di molto.

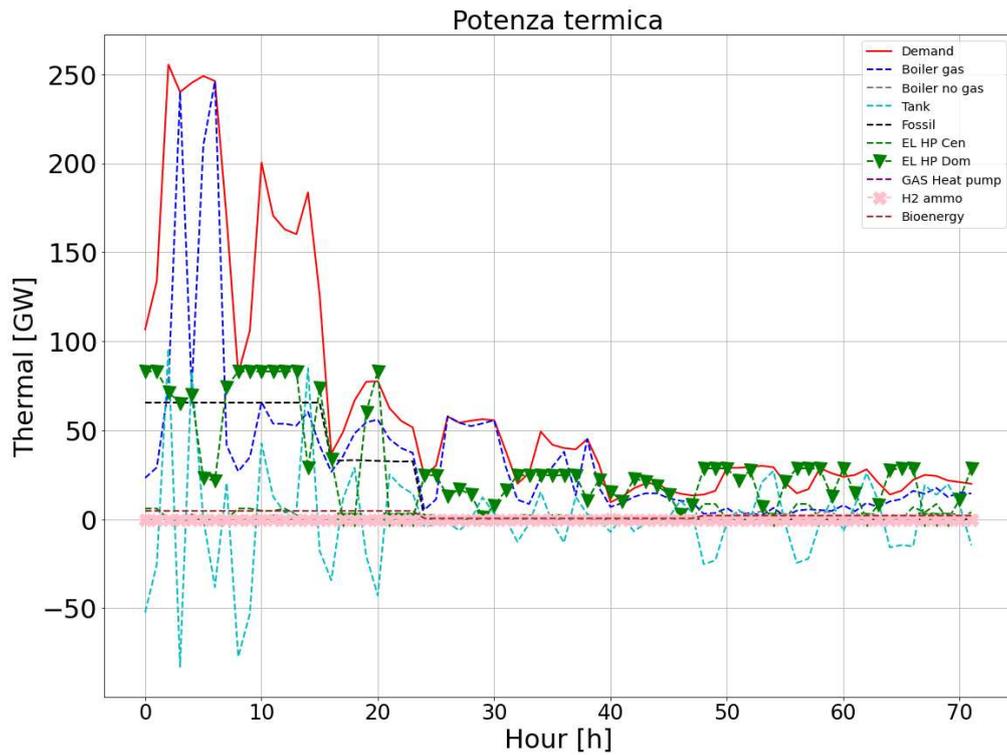
Nella configurazione ricavata utilizzando la curva a carico distribuito, infatti, il consumo di corrente è più costante nell'arco della giornata, e di conseguenza l'installazione di pannelli solari richiederebbe l'installazione parallela di accumuli elettrici; nel caso relativo alla curva standard, invece, la richiesta di energia superiore nelle ore centrali della giornata permette di assorbire la produzione dei pannelli solari senza avere la necessità di installare accumuli elettrici. Le vetture che nel caso precedente erano assegnate al centro Italia vengono quindi completamente assegnate al nord Italia, dove la disponibilità di energia solare è maggiore. Di conseguenza la produzione di energia nelle regioni settentrionali cresce considerevolmente.

Nella configurazione standard il modello utilizza al nord Italia per il 65% circa centrali cogenerative, che garantiscono di conseguenza intorno ai 60GW di produzione termica, come si nota nel grafico (4.19).

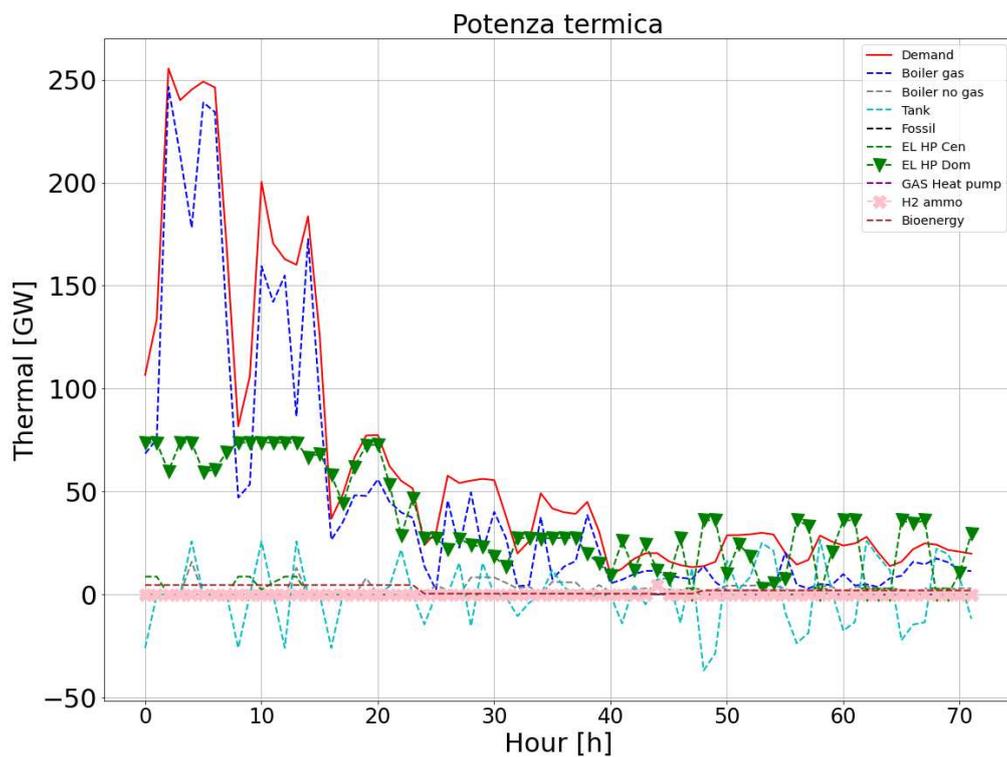
Di contro nella configurazione a carico distribuito le centrali sono al 100% di sola potenza.

Questa differenza nasce dall'elevato numero di pannelli solari nel caso standard: durante le stagioni invernali, autunnali e primaverili la potenza da essi prodotta è modesta, e le centrali cogenerative forniscono sia potenza elettrica che termica; nelle stagioni estive, invece, la potenza derivata dai pannelli solari aumenta significativamente e la domanda di potenza termica diminuisce. Il modello, quindi, diminuisce di molto l'utilizzo delle centrali cogenerative.

Nel caso a carico distribuito la potenza fotovoltaica è molto minore, di conseguenza il modello preferisce utilizzare centrali a sola potenza, collegate ad un utilizzo maggiorato dei boiler.



(4.19) Grafico relativo alla potenza termica per il 2045, curva standard

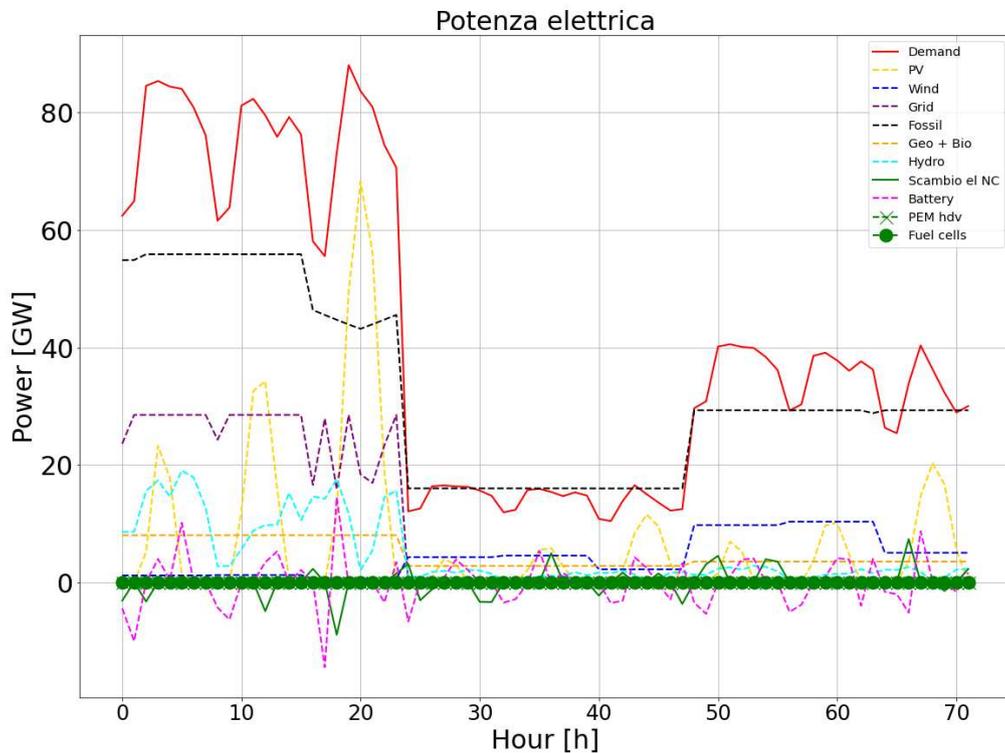


(4.20) Grafico relativo alla potenza termica per il 2045, curva a carico distribuito

Si passa quindi ad analizzare le variazioni causate dall'utilizzo di differenti curve di carica.

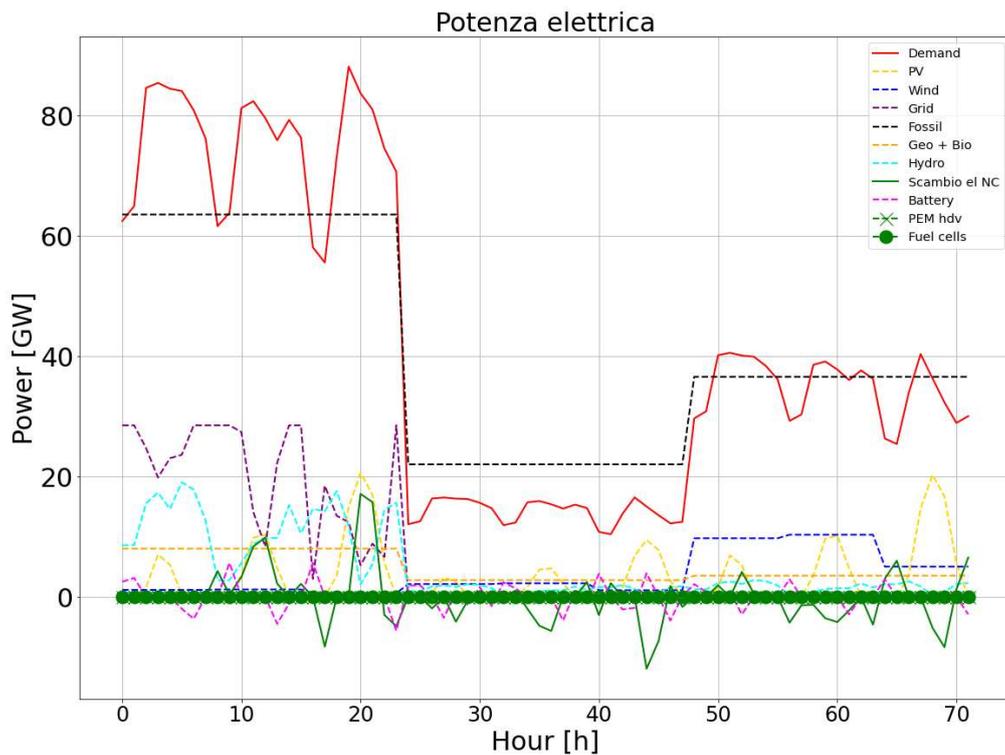
Nella configurazione a carica diurna (figura 4.21) per assorbire i picchi di carica il modello installa una

maggior quantità di pannelli solari. Di conseguenza, per gestire la produzione di picco maggiorata si crea la necessità di ampliare significativamente di più la rete elettrica, cosa che comporta costi elevati.



(4.21) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2045, curva di ricarica diurna

Nella configurazione a carica notturna (figura 4.22), invece, si ottiene la situazione opposta: viene diminuito l'utilizzo dei pannelli solari. Per gestire la domanda generata dagli EV, il modello si affida all'energia importata dall'estero, che viene quindi utilizzata per lo più negli orari notturni. Per consentire l'aumento della produzione fossile devono però essere costruite nuove centrali, con relativi costi. La rete elettrica deve comunque essere ampliata rispetto alla configurazione standard, anche se in maniera minore del caso precedente, per gestire la ricarica contemporanea di un numero elevato di EV. Entrambe le configurazioni arrivano ad avere quindi costi maggiorati di circa il 3%.



(4.22) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2045, curva di ricarica notturna

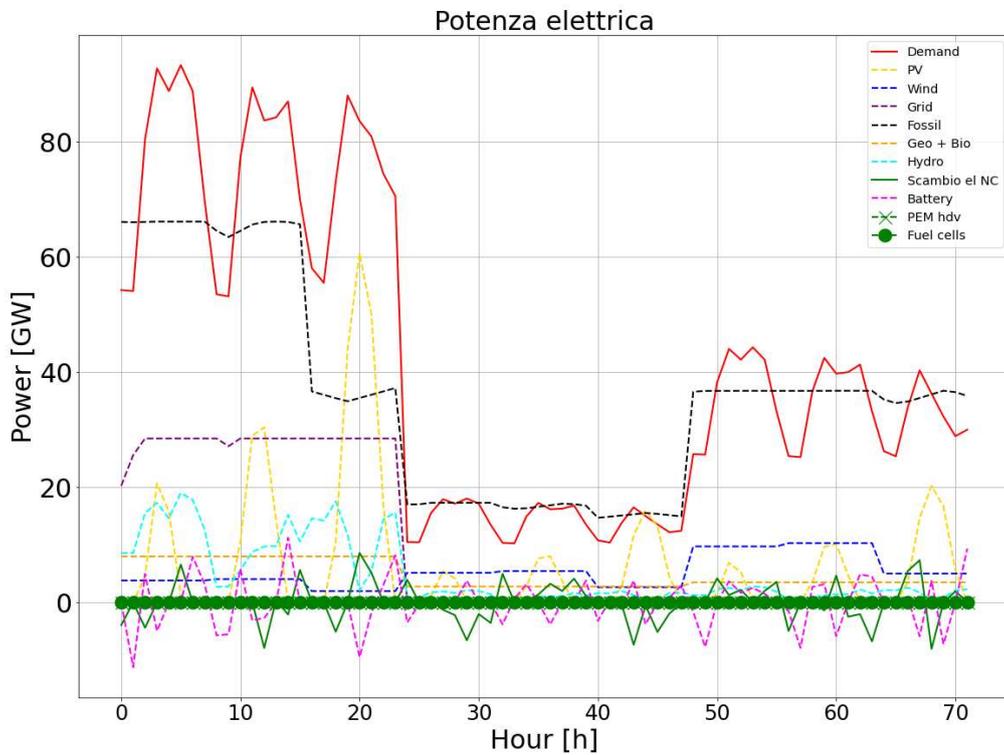
La configurazione ottimale risulta quindi essere quella con curva di consumo a carico distribuito e carica standard dei veicoli elettrici.

Confrontandosi con la simulazione precedente saltano all'occhio nuovamente le differenze causate dall'introduzione di nuovi EV: il costo annuo cresce infatti del 23% circa.

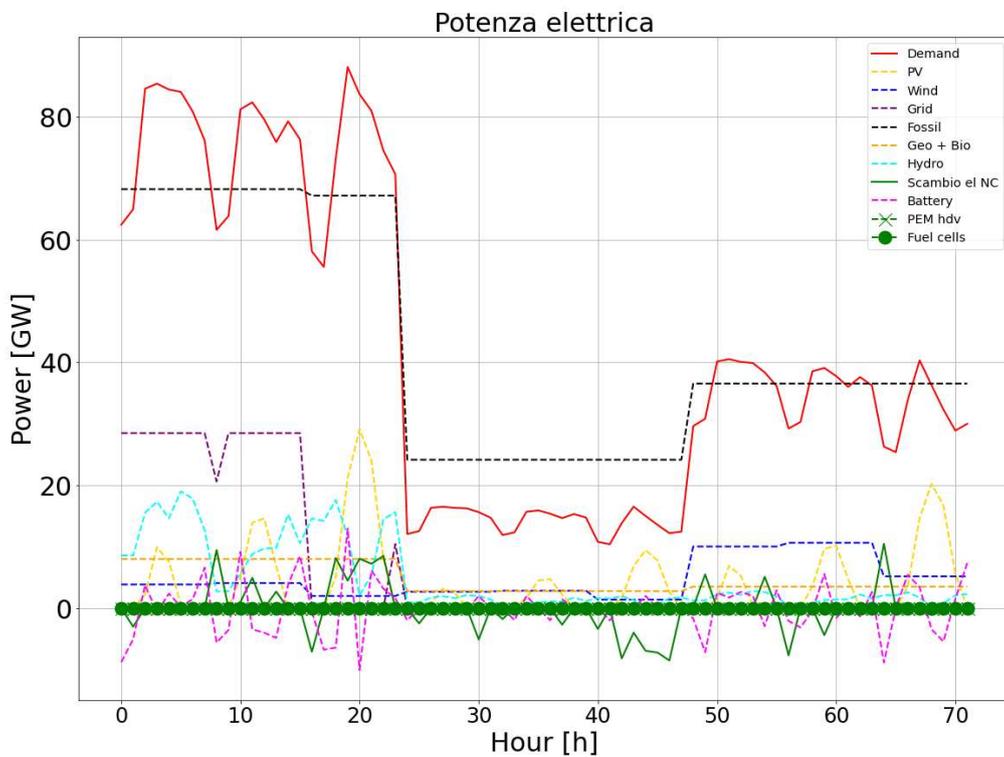
L'aumento della penetrazione deriva da un aumento della produzione rinnovabile al nord, in cui vengono installati sia pannelli fotovoltaici che pale eoliche. Si ha inoltre un numero maggiore di pompe di calore, che, come detto discutendo le simulazioni precedenti, hanno un'efficienza migliore rispetto ai boiler, e consentono quindi consumi minori.

2050

La curva risultata a costo minore per la simulazione precedente è quella a carico distribuito, non viene quindi analizzata la curva a picco diurno.



(4.23) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2050, curva standard



(4.24) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2050, curva a carico distribuito

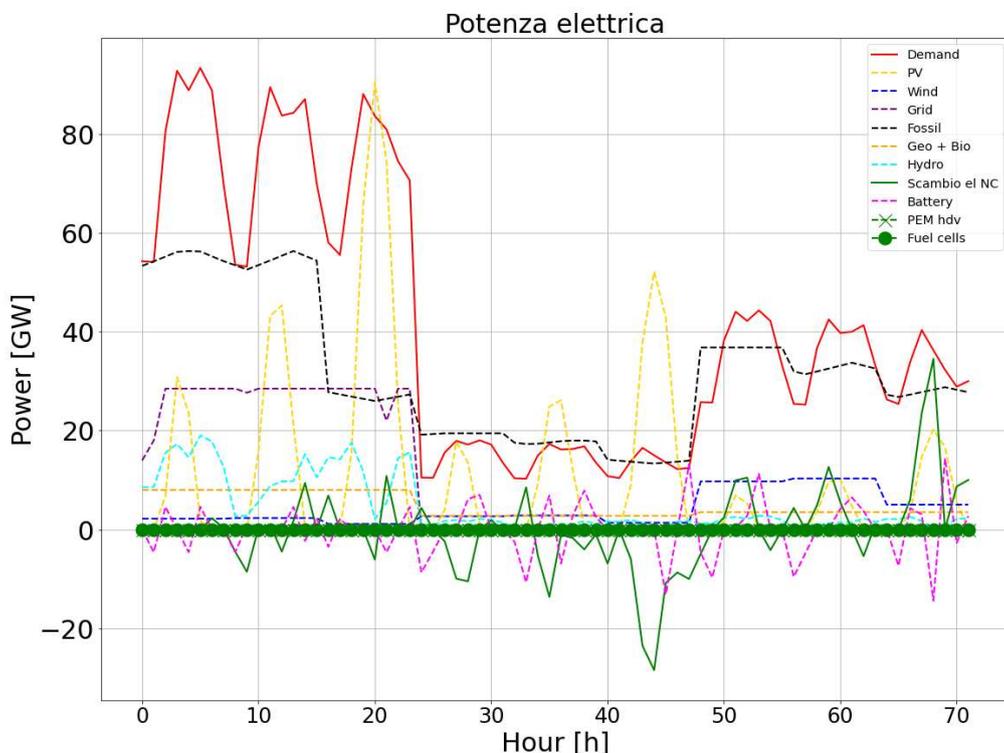
Nella configurazione a carico distribuito (figura 2.24) il modello decide di installare una quantità inferiore di pannelli solari, che generano potenza pari al 50% circa di quella che gli stessi generano nella configurazione standard. La maggior costanza dei consumi nell'arco della giornata comporta infatti la necessità di accoppiare accumuli elettrici ai pannelli fotovoltaici, nel caso in cui la loro produzione nelle ore con maggiore radiazione superi di molto i valori della domanda negli stessi orari.

In entrambe le configurazioni, il numero di pompe di calore installate è simile, ma come nelle simulazioni relative agli intervalli temporali precedenti, utilizzando la curva a carico distribuito lavorano in maniera più costante.

La configurazione a carico distribuito presenta dei costi maggiorati dell'1,5% circa.

Si vanno poi ad analizzare le configurazioni generate variando la curva di carica degli EV.

Per quanto riguarda l'utilizzo della curva di carica diurna si ottiene la seguente situazione (figura 4.25):

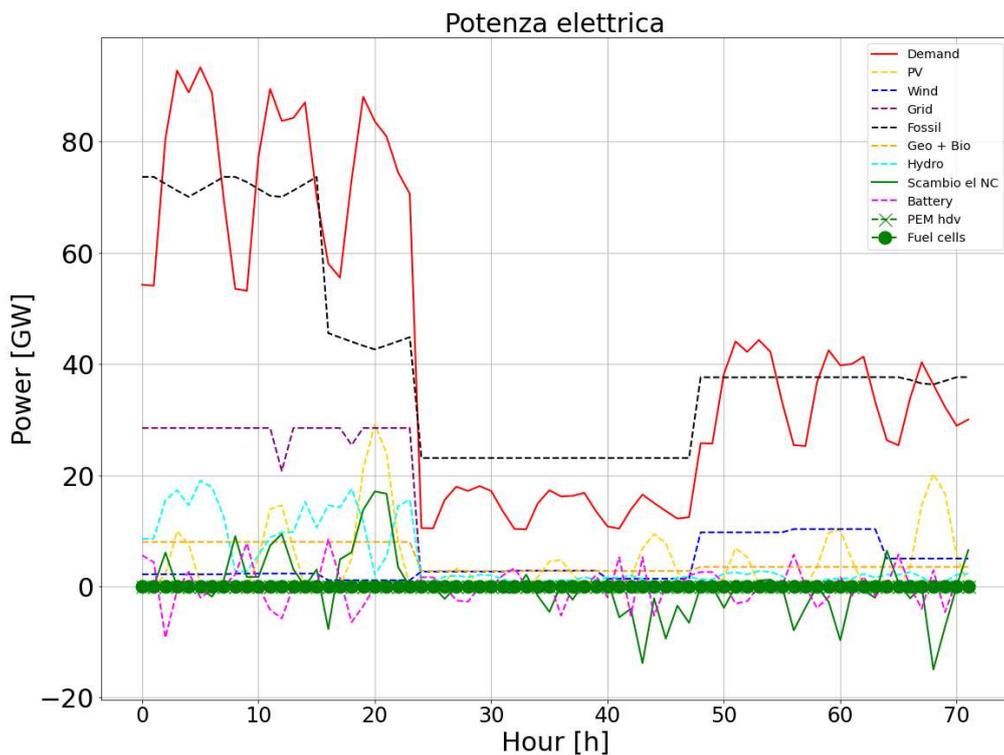


(4.25) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2050, curva di carica degli EV diurna

Per gestire il picco di elettricità necessario per la carica degli EV, il modello installa una quantità di pannelli solari significativamente maggiore, circa il 30% in più. L'aumento dei costi è determinato anche dalla necessità di espandere la rete elettrica per far fronte ai picchi di corrente. La generazione di potenza con alta variabilità causa l'installazione di un numero minore di pompe di calore, a cui vengono preferiti i boiler, che sono di fatto indipendenti dalla generazione di potenza elettrica.

Si generano quindi dei costi maggiorati del 2,5% circa.

La curva a carica notturna genera invece la seguente configurazione (figura 4.26)



(4.26) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2050, curva di carica degli EV notturna

All'opposto del caso precedente, il modello decide di non installare alcun pannello fotovoltaico, oltre a quelli già presenti. La domanda infatti presenta valori elevati anche negli orari notturni e per ovviare a questa richiesta utilizzando i pannelli solari servirebbe installare un'enorme quantità di accumuli, da caricare durante le ore diurne ed utilizzare per ricaricare gli EV durante le ore notturne.

Vengono inoltre installate pompe di calore in quantità maggiore, come conseguenza di una produzione elettrica ancora più costante, che si accoppia favorevolmente con l'utilizzo delle pompe di calore.

Avendo una corrente di picco circolante nella rete elettrica inferiore, i costi associati al suo ampliamento risultano ridotti di un valore che si aggira intorno al 30%.

Si ottiene quindi un risparmio annuo dell'1% circa.

La configurazione ottimale è quella standard, con curva di carica notturna.

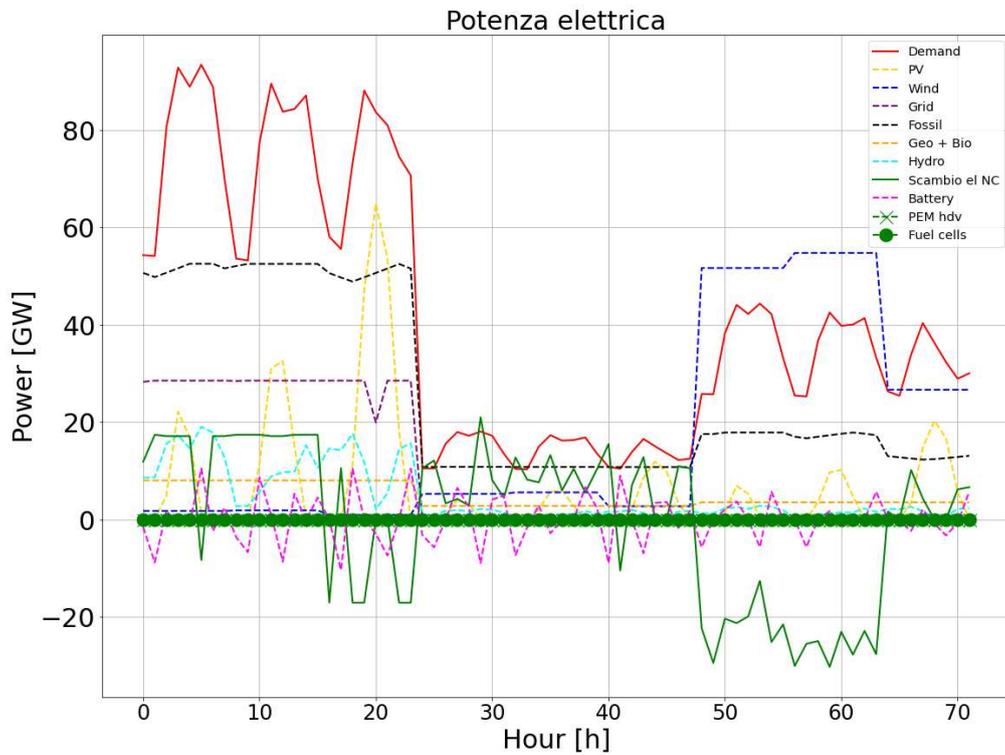
L'incremento della penetrazione è quindi legato ad un ulteriore aumento del biogas circolante, oltre che al solito calo dei consumi ed al miglioramento dei rendimenti.

Rispetto al periodo precedente cresce l'utilizzo delle pompe di calore, mentre la produzione di energia elettrica rinnovabile resta invariata. La produzione di energia da combustibili fossili deve invece aumentare, per far fronte all'aumento degli EV circolanti.

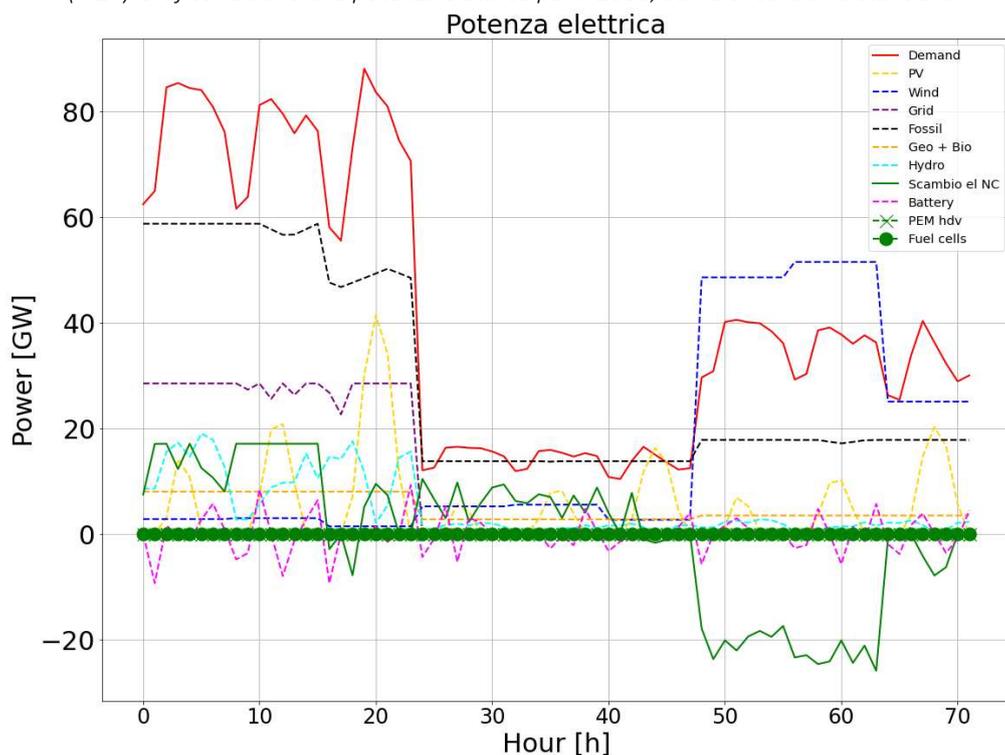
Il prezzo annuale cresce del 8,5%. Continua quindi il trend di aumento dei costi, derivante principalmente dall'aumento degli EV circolanti.

La simulazione precedente aveva fornito come configurazione ottimale quella ottenuta utilizzando la curva di consumo standard, si vanno quindi ad analizzare tutte e tre le curve.

Si effettua in primo luogo un confronto tra l'utilizzo della curva standard (figura 4.27) e quello della curva a carico distribuito (figura 4.28).



(4.27) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2060, curva di consumo standard



(4.28) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2060, curva di consumo a carico distribuito

La principale differenza tra le due configurazioni sta ancora nella potenza di pannelli fotovoltaici installati. Utilizzando la configurazione a carico distribuito, infatti, ne vengono installati circa il 30% in meno nel nord Italia; di conseguenza l'energia generata dalle centrali fossili sale del 15% circa e viene installata una quantità maggiore di energia eolica.

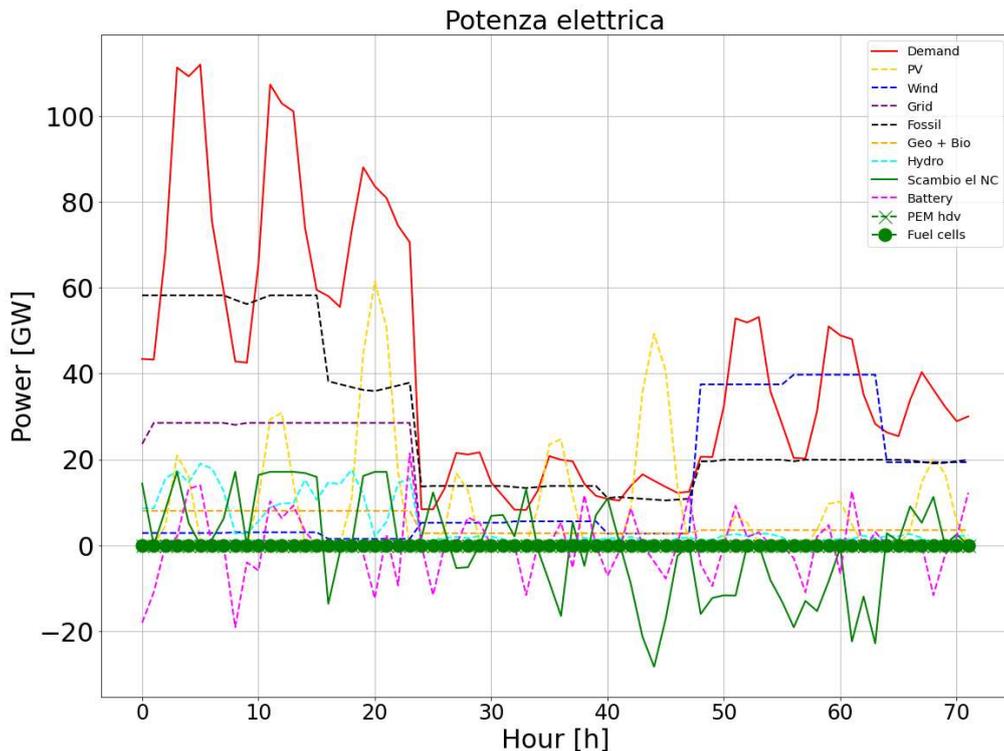
Al centro si ha invece un incremento di energia sia eolica che solare, portando così la zona ad avere maggiore autonomia energetica. Questa regione, infatti, utilizzava in precedenza una quantità modesta di solare. L'installazione di pannelli non comporta quindi la necessità di acquistare accumuli elettrici, ma causa semplicemente un'importazione minore.

La situazione al sud resta circa uguale, con l'eccezione della stagione estiva, in cui nella configurazione standard diminuisce un po' la produzione fossile, in relazione alla maggior potenza generata dall'elevato numero di PV al nord. In entrambe le configurazioni il sud viene visto come una centrale energetica, con un'esportazione che si tiene costantemente intorno ad una potenza di 20GW, escludendo la stagione estiva. Questa situazione nasce dalla diversità di fonti rinnovabili disponibili nelle due regioni: al nord vengono utilizzati i pannelli solari, che producono in quantità molto più elevata nella sola stagione estiva; al sud invece si ha l'utilizzo di pale eoliche come fonte principale di energia rinnovabile, che producono in quantità maggiore nelle stagioni invernale, primaverile ed autunnale. Ci si trova quindi ad avere una situazione in cui il nord è autosufficiente nella stagione estiva, ma necessita di importare energia nelle altre stagioni, per ovviare al deficit di produzione dei pannelli fotovoltaici.

Le differenze relative alla generazione della potenza termica sono invece poco significative, con una variazione nel numero di pompe di calore installate al di sotto del 5%.

Queste differenze portano ad un risparmio annuale, ottenuto utilizzando la curva a carico distribuito, dell'1,6% circa.

Andiamo ora ad analizzare la configurazione generata utilizzando la curva a picco diurno (figura 4.29)



(4.29) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2060, curva di consumo a picco diurno

In questa configurazione la potenza generata dai pannelli fotovoltaici viene aumentata del 35% a livello nazionale rispetto alla configurazione ottenuta dalla curva standard (figura 4.27). I pannelli vengono posizionati per la maggior parte nel centro Italia, che può gestire questo aumento di produzione senza grandi modifiche alla propria rete elettrica. Di conseguenza l'esportazione di energia dal sud verso le altre regioni cala di parecchio, causando una diminuzione dell'energia eolica prodotta nella zona. Nella stagione estiva il surplus di energia prodotto nelle regioni del centro viene distribuito circa equamente tra le regioni settentrionali e quelle meridionali. Non si ha quindi necessità di ampliare la rete quanto era stato fatto nelle altre due configurazioni, con relativo risparmio sul costo annuo.

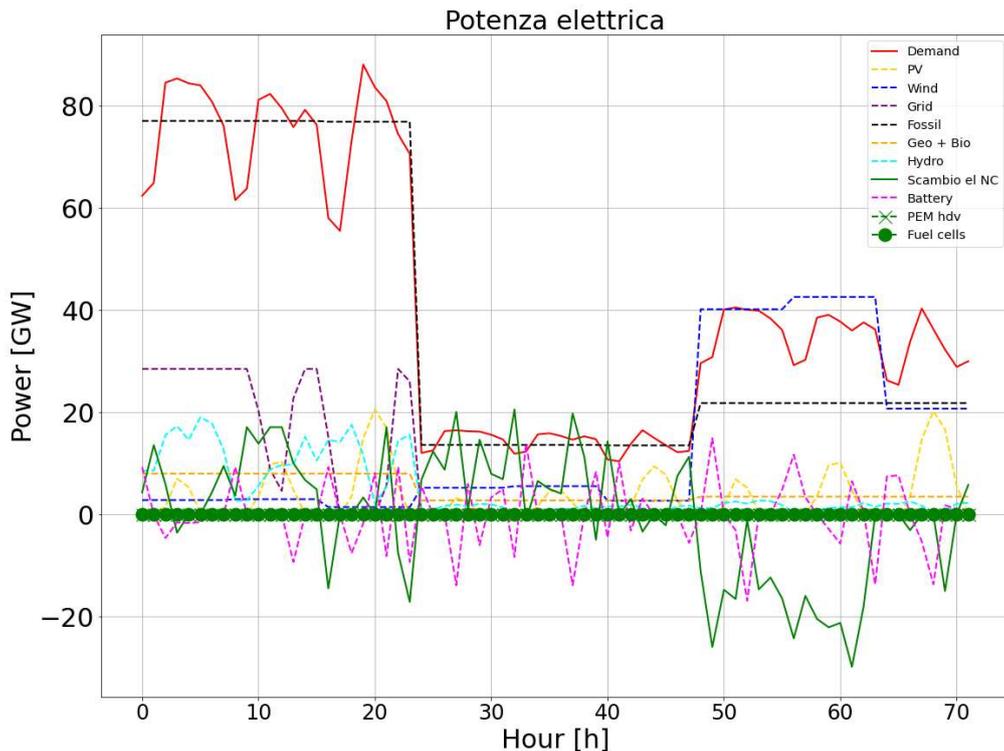
D'altro canto si ha però un aumento dei costi agli accumuli: per gestire la produzione altamente variabile collegata all'elevato utilizzo del solare, bisogna installare una quantità molto maggiore di batterie.

Si ottiene alla fine una configurazione che porta ad un risparmio annuo dell' 1,3% circa rispetto alla configurazione standard, ma ad un incremento dei costi dello 0,3% rispetto alla configurazione a carico distribuito.

Si prosegue quindi alle analisi delle differenze generate variando le tempistiche di ricarica degli EV.

Nella simulazione precedente la configurazione a costo minore era associata alla curva di ricarica notturna, la curva di ricarica diurna non verrà quindi analizzata.

Utilizzando la curva a carica notturna si ottiene la seguente configurazione (figura 4.30):



(4.30) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2060, curva di carica degli EV notturna

Come conseguenza dello spostamento della richiesta di potenza per la carica dei veicoli elettrici, il numero di pannelli fotovoltaici cala drasticamente. Si ha quindi nuovamente l'esportazione di energia dal sud Italia verso le regioni centrali e settentrionali. Avendo necessità di energia fossile più uniforme nell'arco dell'anno, senza cali importanti nella stagione estiva, il modello opta per la costruzione e l'utilizzo di centrali a discapito dell'importazione di energia dall'estero. Nella sola stagione invernale il nord importa energia estera in maniera continuativa, mentre nelle altre tre stagioni essa viene utilizzata nei soli orari notturni per gestire il fabbisogno degli EV. La grande quantità di energia che transita nelle ore notturne delle stagioni estive implica una modifica importante della rete elettrica nel nord Italia. Con dei costi associati decisamente importanti. Rispetto all'utilizzo della curva standard, inoltre, si ha la necessità di accumulare energia durante le ore diurne per poi utilizzarla per soddisfare la domanda notturna.

Questi due fattori portano il costo a salire del 4% circa.

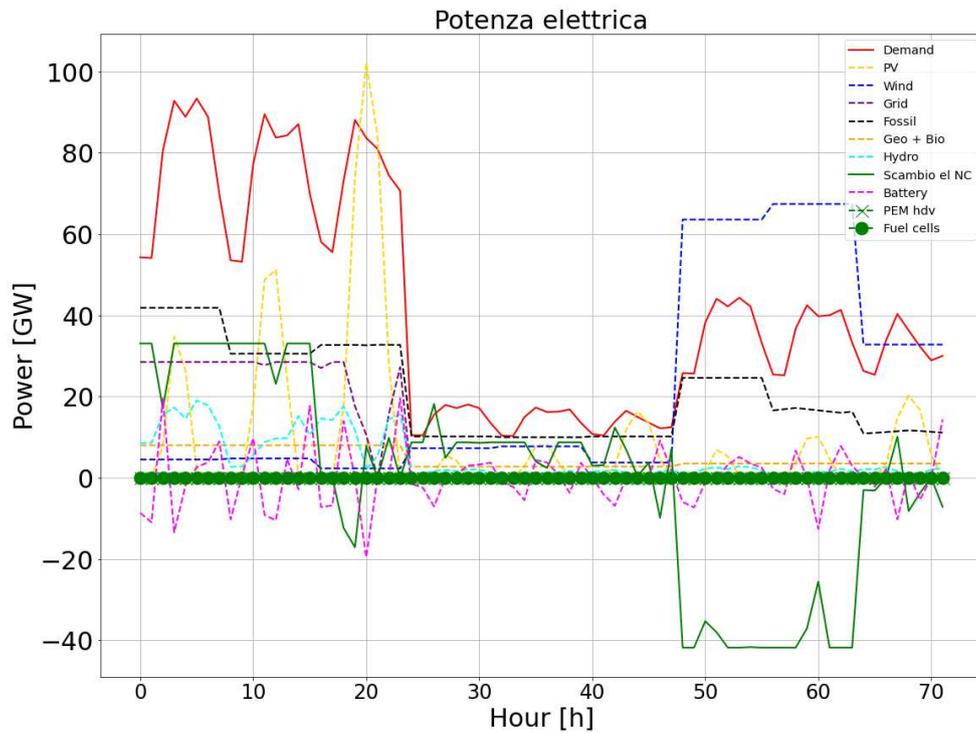
La configurazione ottimale è quindi quella ottenuta utilizzando la curva di consumo a carico distribuito e la curva di carica degli EV standard.

Il prezzo annuo cala del 4% circa rispetto alla simulazione precedente. La messa in circolazione di nuovi EV è calata di molto, e con essa la richiesta loro associata. Subentrano quindi i cali dei consumi termici, per un valore pari al 4%, degli LCOE ipotizzati per l'energia solare ed eolica ed il miglioramento del rendimento associato alle pompe di calore.

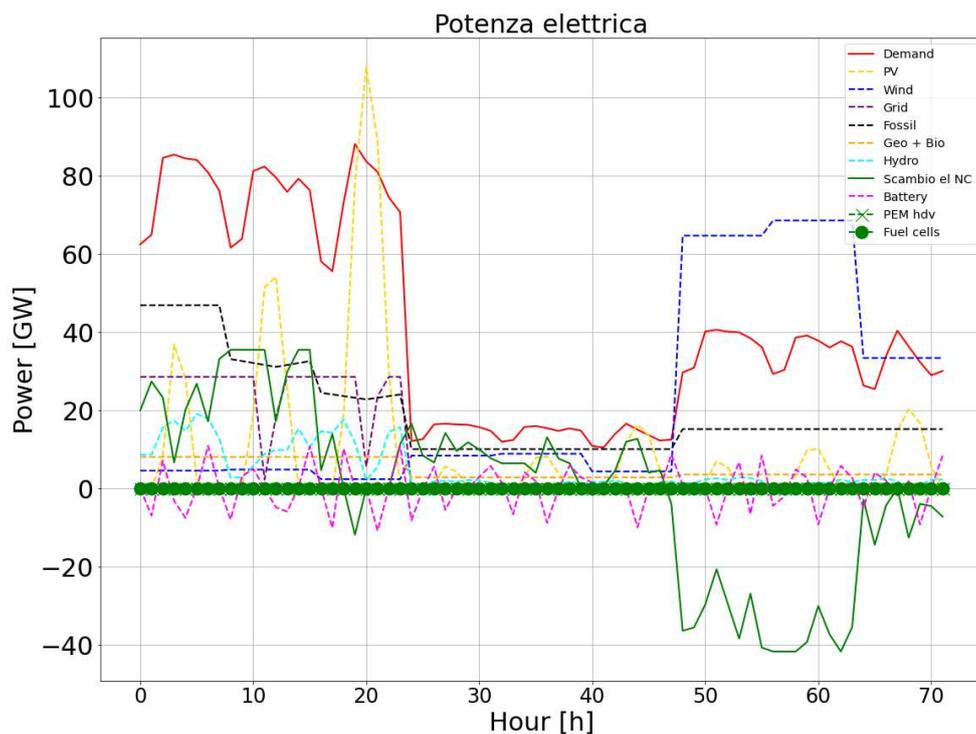
2070

La configurazione a costo minore per la simulazione precedente è stata ottenuta con la curva di consumo distribuito, la curva a picco diurno non verrà quindi analizzata.

Si confrontano quindi le configurazioni ottenute con curva standard (figura 4.31) e curva a carico distribuito (figura 4.32):



(4.31) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2070, curva di consumo standard



(4.32) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2070, curva di consumo a carico distribuito

Le configurazioni ottenute risultano essere simili. La potenza fotovoltaica installata varia di un valore inferiore al 10%, in maniera quindi non particolarmente significativa.

Nella situazione a carico distribuito vengono utilizzati nel nord Italia più combustibili fossili durante l'inverno e meno durante l'estate, situazione analoga si verifica nel sud Italia nella configurazione standard. Questa specularità comporta una differenza negli scambi di energia tra regioni: utilizzando la configurazione a carico distribuito, infatti, nella stagione estiva gli scambi tra nord e sud diminuiscono notevolmente.

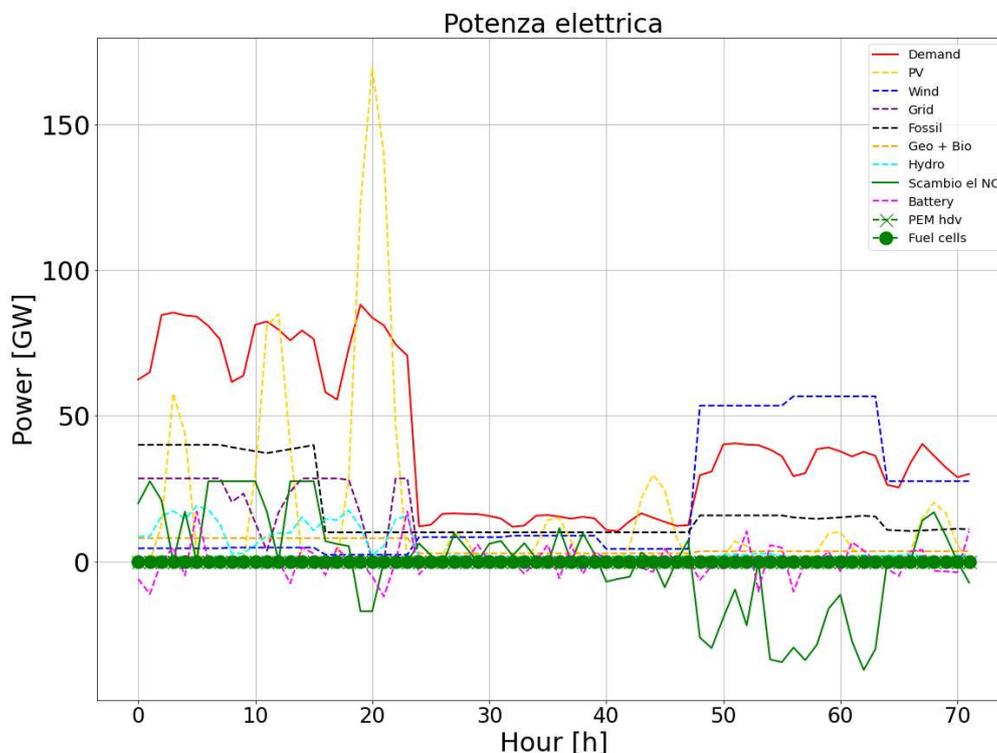
Il rapporto tra nord e sud Italia si ripresenterà anche in tutte le prossime simulazioni, e verrà discusso più nel dettaglio nel capitolo relativo alle conclusioni.

La configurazione standard richiede inoltre una quantità di accumuli superiore.

Risulta quindi più conveniente la configurazione a carico distribuito, con un risparmio annuo del 1,3% circa.

Si analizzano quindi le differenze che nascono al variare della curva di carica degli EV.

Si osserva in primo luogo la configurazione generata dalla curva a carica diurna (figura 4.32).



(4.32) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2070, curva di carica degli EV diurna

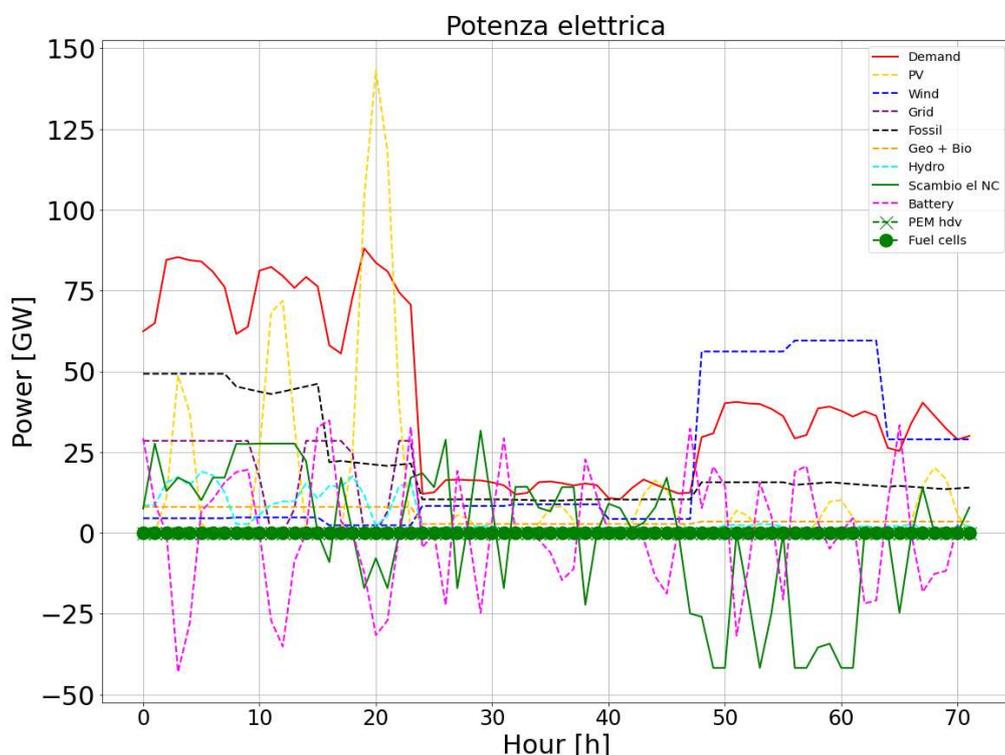
Spostando i periodi di ricarica verso le ore diurne, la quantità di potenza elettrica generata mediante i pannelli solari nel nord Italia aumenta di molto, circa il 60%, facendo calare di conseguenza l'uso delle centrali a combustibile fossile. Si riduce così il numero di batterie necessarie.

Anche nel centro Italia viene aumentata la produzione da fonte solare, ma la produzione fossile ed eolica non viene modificata.

Nel sud Italia si ha invece una diminuzione dell'energia eolica, ed una relativa diminuzione di energia esportata.

Questi cambiamenti dipendono dalla coincidenza delle ore con un'elevata radiazione solare con le ore di grande richiesta di potenza; si riduce di conseguenza la potenza necessaria nelle ore notturne, e cala quindi l'utilizzo delle tecnologie produttive con output costante nelle 24 ore. Questo va a modificare il rapporto tra nord e sud Italia, con le regioni settentrionali che hanno bisogno di importare meno energia eolica dal sud Italia. Le due regioni risultano quindi più autonome, e i lavori di modifica alla rete elettrica risultano più modesti. Questa configurazione risulta quindi più economica di circa l'1%.

Andando invece ad analizzare la configurazione ricavata utilizzando la curva a carica notturna (figura 4.33) si nota che c'è un grande disaccoppiamento tra produzione e domanda, che genera la necessità di installare una quantità enorme di accumuli elettrici. I costi collegati all'utilizzo delle batterie fanno innalzare il costo annuo del 3,3% circa.



(4.33) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2070, curva di carica degli EV notturna

La curva a costo minore risulta quindi essere quella con curva di consumo a carico distribuito e curva di ricarica degli EV diurna.

La potenza solare installata viene portata a quasi il triplo di quella presente nella simulazione precedente. Ciò comporta un utilizzo delle centrali fossili molto più variabile in base alla stagione, in modo da lavorare in sintonia con la differente produzione derivante dai pannelli.

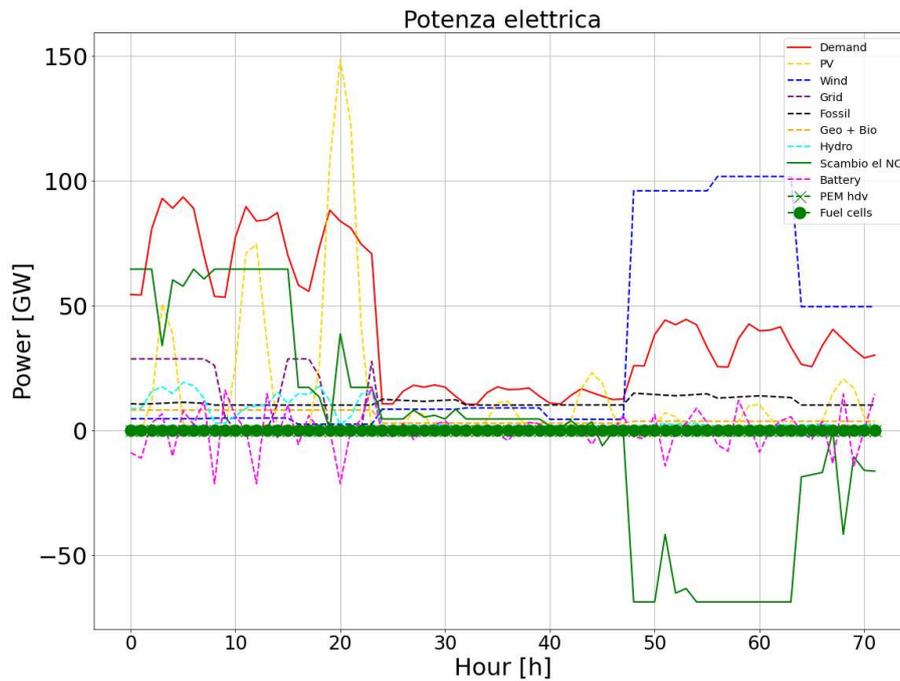
Al centro viene installato il 50% in più di pannelli solari, in modo da rendere più indipendente la regione. La produzione energetica al sud resta praticamente invariata, ma la maggior potenza generata nelle altre regioni comporta un'esportazione energetica che va in diminuzione, con dei valori di picco simili ma con un valore medio inferiore dettato dalla maggior presenza di valli.

Vengono installate ulteriori pompe di calore, e nelle stagioni estive e primaverili si inizia ad avere un utilizzo dei boiler limitato principalmente alla produzione di calore per le industrie.

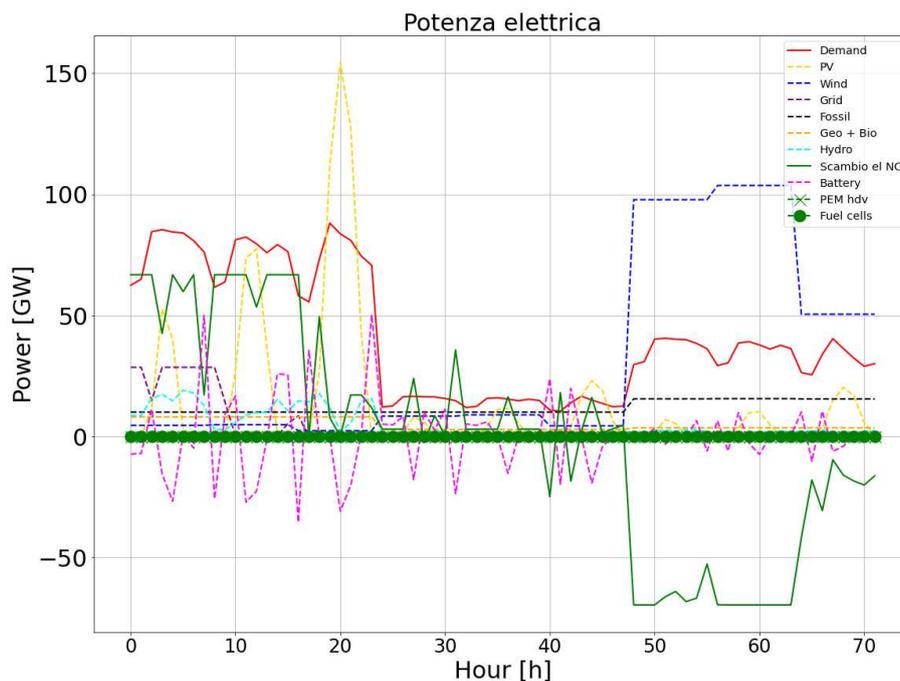
2080

La configurazione a costo minore della simulazione precedente è stata ricavata dalla curva di consumo a carico distribuito, la curva a picco diurno, pertanto, non verrà analizzata.

Si confrontano quindi le configurazioni ricavate con la curva standard (figura 4.34) e la curva a carico distribuito (figura 4.35).



(4.34) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2080, curva di consumo standard



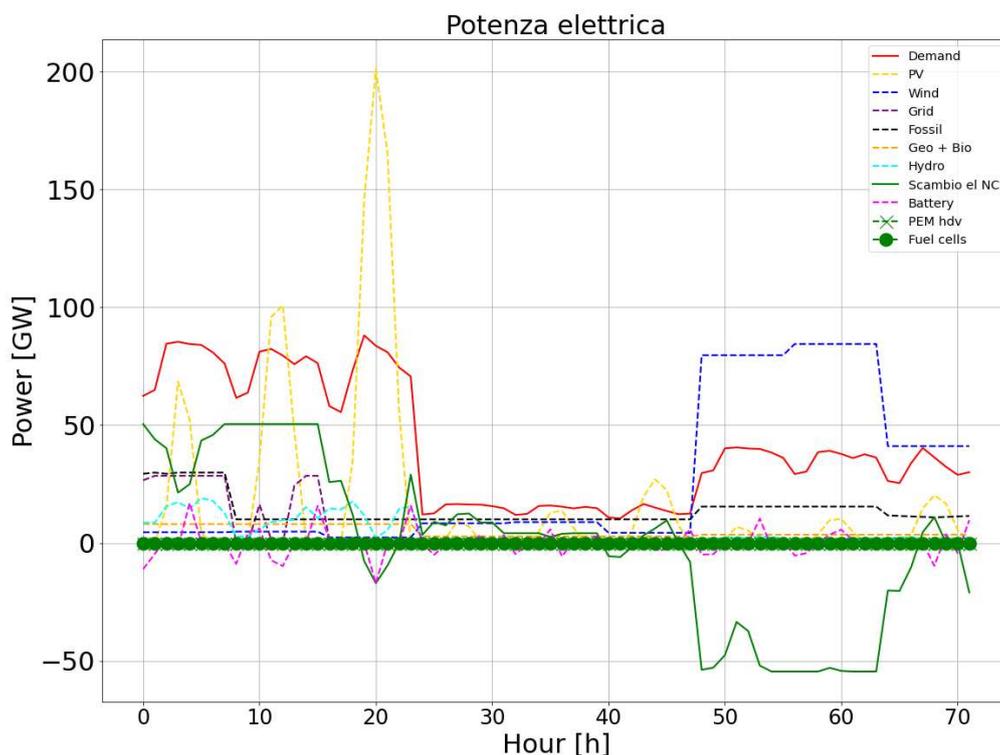
(4.35) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2080, curva di consumo a carico distribuito

La principale differenza è dovuta all'utilizzo degli accumuli elettrici nel nord Italia: nella configurazione standard il modello preferisce acquistare energia dall'estero, mentre nella configurazione a carico distribuito preferisce la costruzione e l'utilizzo di elevate quantità di batterie. Questa scelta è in realtà obbligata, la discrepanza tra consumo e produzione nelle ore di punta forza il modello ad installare degli accumuli elettrici; una volta installati il loro utilizzo non costa nulla, e viene quindi preferito all'importazione di energia.

Le configurazioni sono per il resto simili, con un'esportazione di energia del sud che aumenta notevolmente rispetto alle simulazioni precedenti. Questo cambiamento nasce dalla riduzione di centrali fossili, che fino ad ora riuscivano a mitigare la necessità di importare energia nelle ore notturne. Arrivati però ad uno share di potenza fossile del solo 20%, essa risulta poco significativa in confronto alla richiesta, e ci si affida quindi all'energia eolica, disponibile prevalentemente nel sud Italia.

Anche per quanto riguarda la generazione di potenza termica le due situazioni risultano simili, senza differenze degne di nota.

Si vanno ora ad analizzare le differenze che nascono se si pone la ricarica degli EV concentrata nelle ore diurne (figura 4.36)



(4.36) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2080, curva di carica degli EV diurna

Come visto per la simulazione precedente andando a imporre la ricarica nelle ore diurne, il modello decide di installare una maggior quantità di pannelli fotovoltaici al nord, circa il 25%, e di ridurre del 20% circa la potenza eolica installata al sud Italia. La grande richiesta concentrata nelle ore di maggior radiazione solare comporta una necessità molto inferiore di accumuli elettrici al nord Italia, ed un minore scambio di energia

tra regioni. Durante la stagione invernale vengono attivate le centrali a combustibile fossile del nord Italia per sopperire alla minore importazione di energia dal sud Italia.

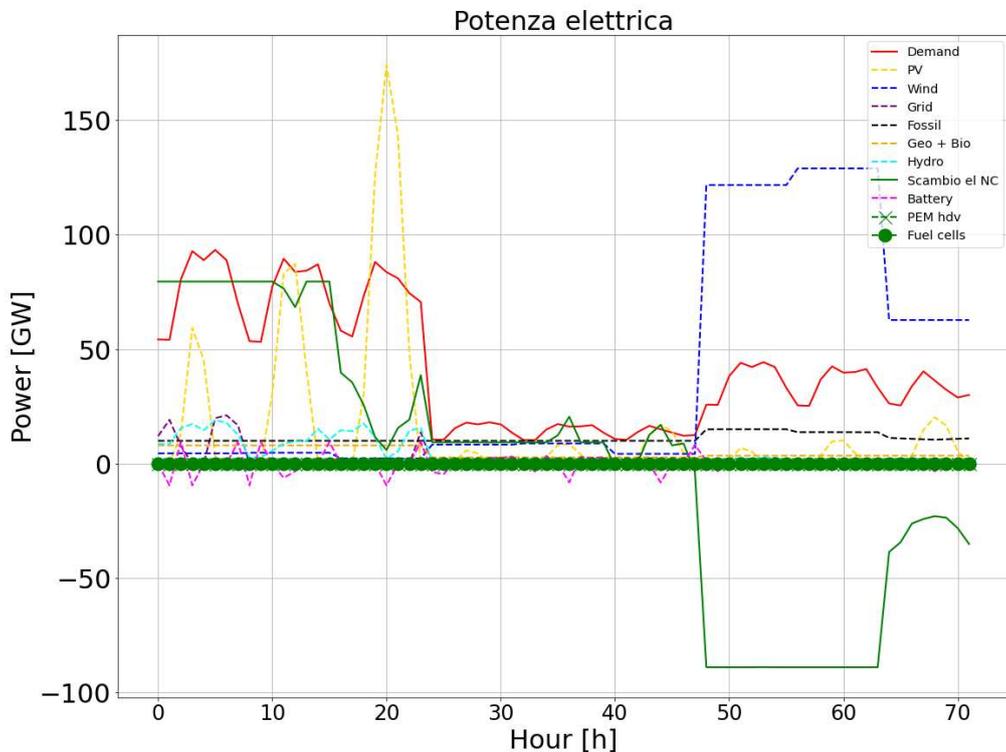
Adottando la configurazione con ricarica diurna si arriva ad un risparmio annuale del 2,4% circa. Questo risparmio dipende in primis dal ridotto utilizzo delle batterie e in secondo luogo dall'entità dei lavori da effettuare sulla rete elettrica, che deve sostenere un transito di corrente inferiore.

La configurazione a costo minore risulta quindi essere quella a carico distribuito, con curva di carica degli EV diurna.

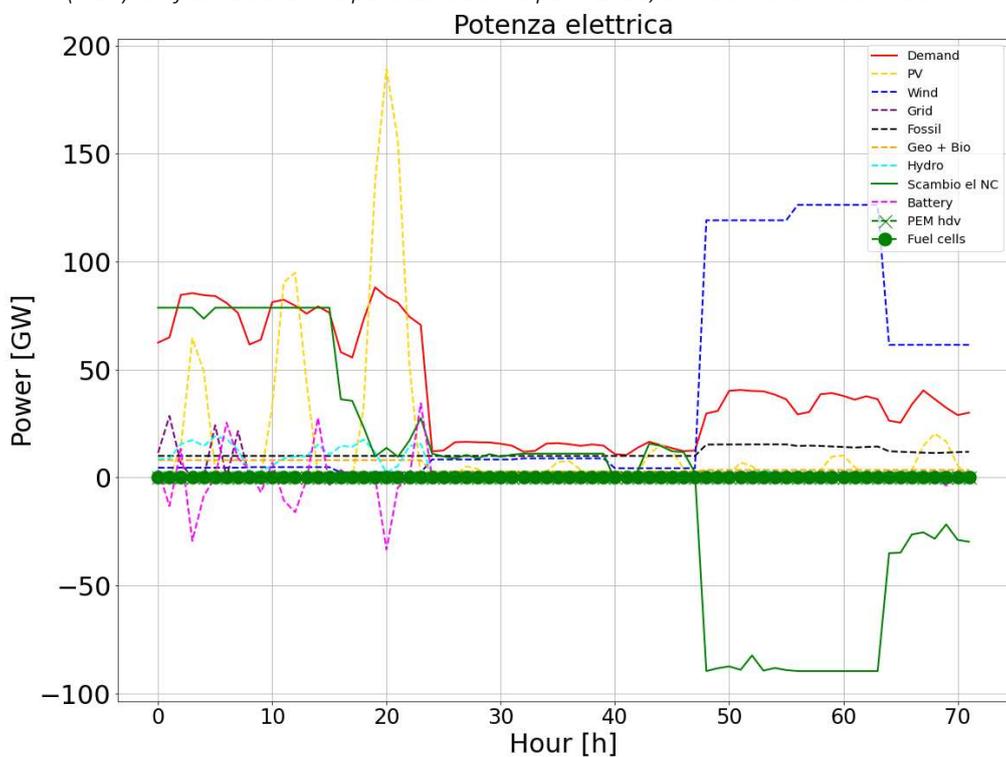
Per la prima volta, inoltre, il modello consiglia l'introduzione di produzione rinnovabile di plastica. Ciò è limitato alla sola stagione estiva, in modo da sfruttare nella sua interezza la produzione solare.

Il costo annuo si riduce del 10% circa rispetto alla simulazione precedente, grazie ad un calo del 4% del consumo termico ed al calo degli LCOE relativi a pannelli fotovoltaici e pale eoliche.

Si confrontano in primo luogo le configurazioni generate utilizzando la curva di consumo standard (figura 4.37) e quella a carico distribuito (figura 4.38)

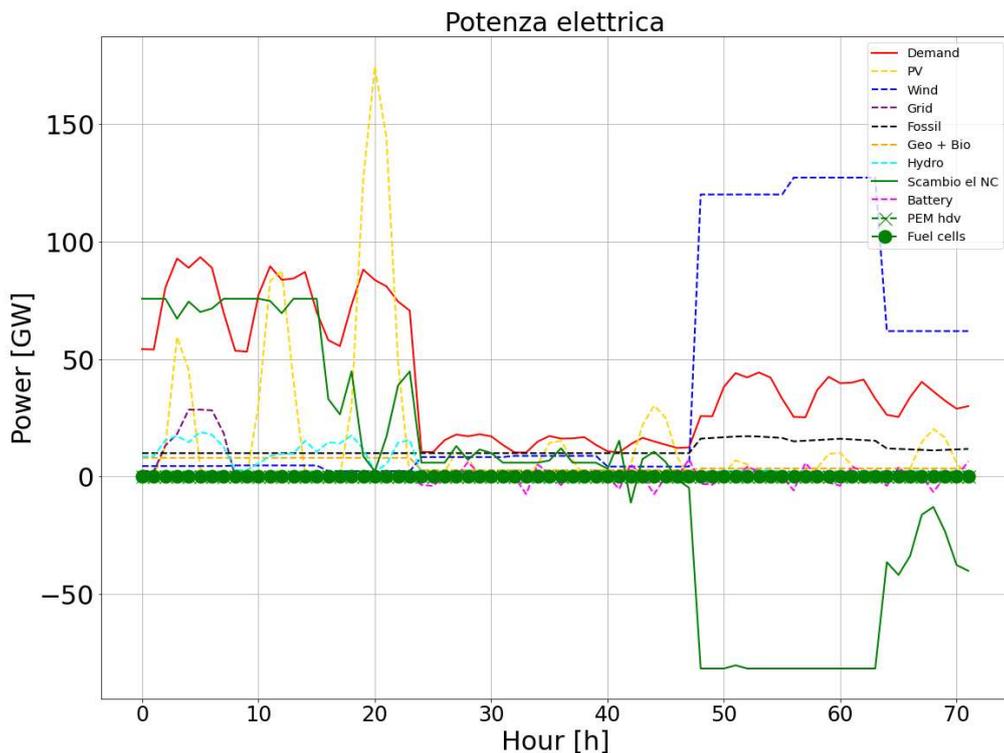


(4.37) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2090, curva di consumo standard



(4.38) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2090, curva di consumo a carico distribuito

Le differenze tra le due configurazioni risultano essere minime, sia a livello di modalità di produzione si a livello economico, con un costo annuo che varia di solo 0,5 mln di euro annui, a favore della configurazione standard. La curva a consumo distribuito, infatti, porta ad un’installazione circa doppia di accumuli elettrici nel nord Italia, necessari ad assorbire il maggior discostamento tra consumi e produzione nelle ore diurne. Per ridurre l’installazione delle batterie bisognerebbe aumentare la produzione eolica al sud Italia ed aumentare di conseguenza lo scambio energetico tra le due regioni. Questo porta con sé dei costi legati all’ampliamento della rete, che vanno quindi a contrastare il risparmio relativo alle batterie. Spostando la ricarica degli EV verso le ore diurne si ottiene la seguente configurazione (figura 3.39)



(4.39) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2090, curva di carica degli EV diurna

Nuovamente le configurazioni appaiono molto simili: le uniche modifiche che il modello effettua sono relative all’utilizzo delle batterie, che cala drasticamente. La produzione diurna che era prima assorbita dagli accumuli viene invece utilizzata per la ricarica degli EV.

La configurazione con ricarica diurna risulta però essere più costosa dello 0,5%, in quanto il costo necessario ad ampliare la rete, conseguentemente ad una corrente di picco circolante maggiore, supera il guadagno relativo al minor utilizzo delle batterie.

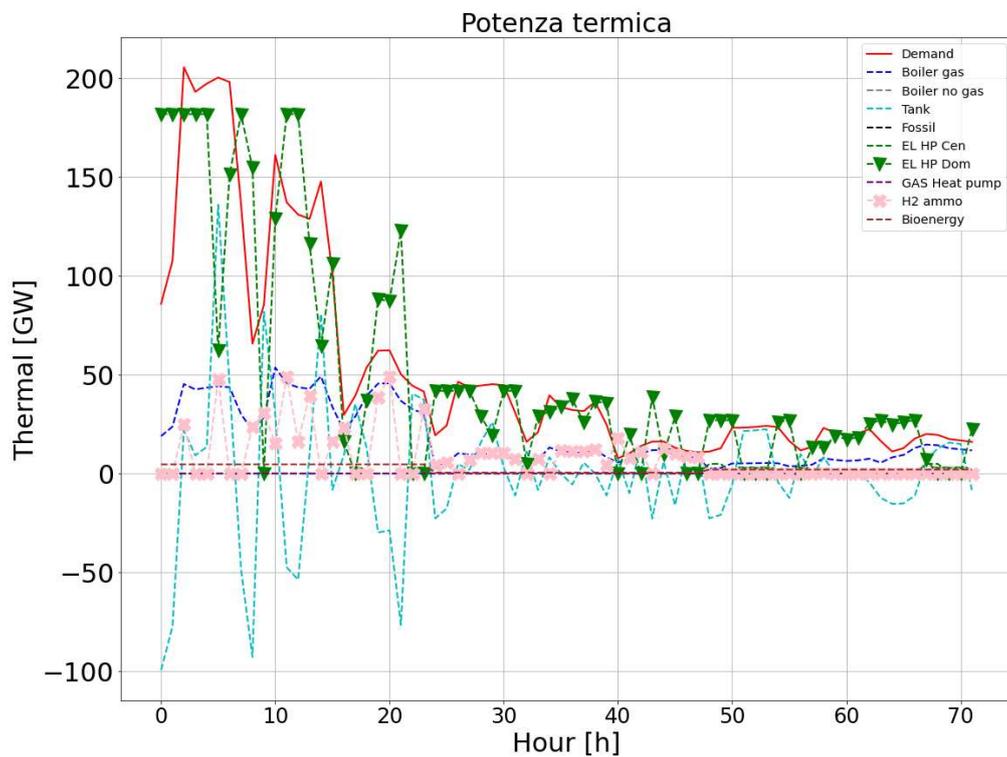
La configurazione a costo minore è quindi quella generata utilizzando entrambe le curve standard.

Rispetto alla simulazione precedente, il cambiamento più importante si ha nell’incremento drastico della produzione al sud Italia, che aumenta del 55% circa. Questo incremento è legato alla messa in disuso di gran parte delle centrali termiche presenti nel nord Italia, che fino alla simulazione precedente venivano utilizzate per aumentare la produzione delle regioni settentrionali in inverno. Si genera di conseguenza la

necessità di uno scambio di energia molto più importante.

Per la prima volta, in tutte le configurazioni, si ha l'introduzione dell'idrogeno generato dall'ammoniaca (figura 4.40). Esso viene utilizzato come combustibile per la generazione di potenza termica, specialmente per quanto riguarda il calore ad alte temperature necessario alle industrie, non generabile con le pompe di calore. Vengono inoltre potenziati la produzione di bioplastica e l'utilizzo del biokerosene come combustibile per l'aviazione, fino ad ora presenti in quantità molto limitata.

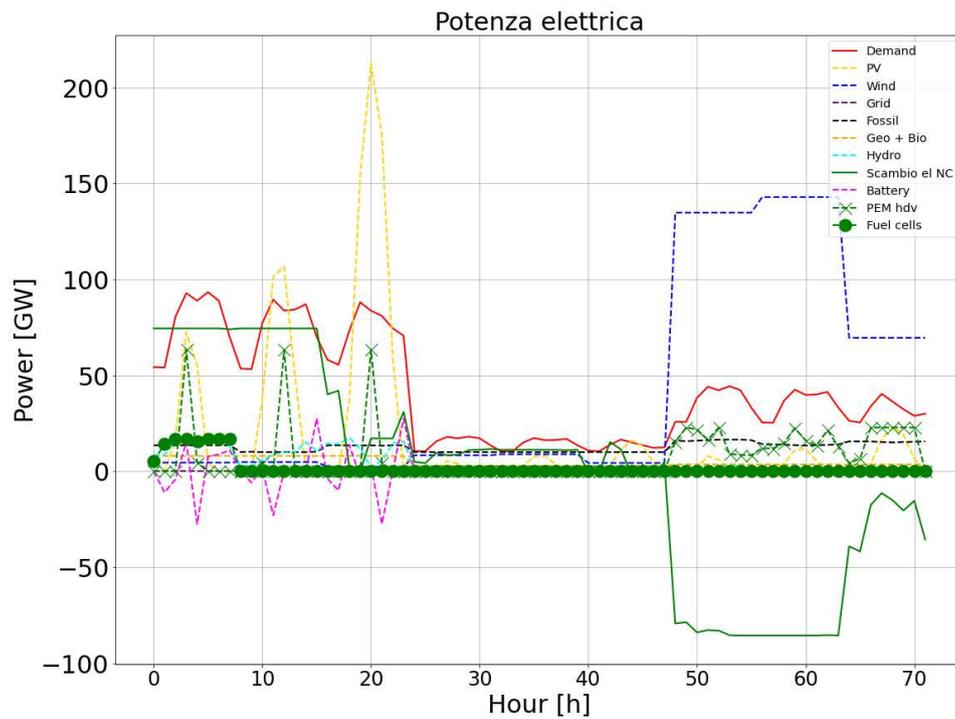
L'ampliamento significativo della rete, e la necessità di introdurre degli share rinnovabili in settori per i quali le alternative fossili risultano nettamente più economiche, generano un aumento del costo annuo del 5% circa, rispetto alla simulazione relativa al 2090.



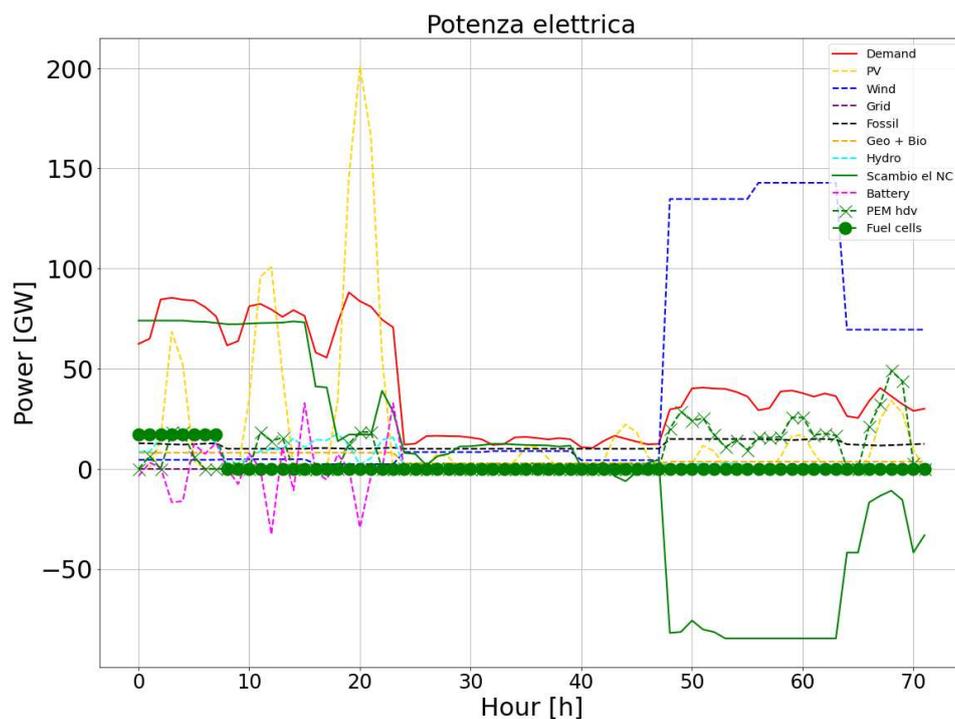
(4.40) Grafico relativo alla potenza termica per il 2090, curve standard

Per questo ultimo periodo temporale ci troviamo ad analizzare tutte le 3 configurazioni, e avendo una ridotta quantità di fonti non rinnovabili, questo ci permette di individuare in maniera molto più chiara le conseguenze che ogni tipologia di curva porta.

Partiamo quindi con il confronto tra le configurazioni generate con le curve di consumo standard (figura 4.41) e a carico distribuito (figura 4.42).



(4.41) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2095, curva di consumo standard



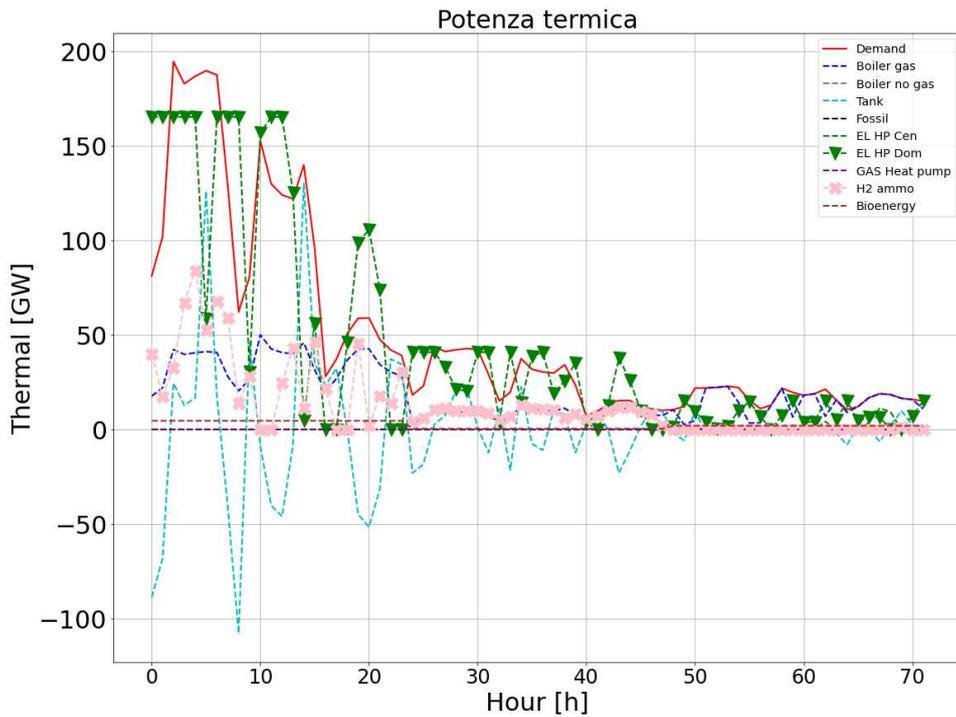
(4.42) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2095, curva di consumo a carico distribuito

In entrambe le configurazioni si ha l'introduzione di due nuove tecnologie: le fuel cells e l'utilizzo di sistemi PEM (Proton Exchange Membrane) per la produzione dell'idrogeno necessario al funzionamento degli HDV (Heavy Duty Vehicle). Le prime sono alimentate ad idrogeno, e permettono di avere una produzione di energia elettrica che consenta al nord Italia di non dipendere completamente dall'energia eolica proveniente dal sud nella stagione invernale, riducendo così la necessità di scambi energetici.

I sistemi PEM permettono invece di introdurre uno share di rinnovabile nel settore dei mezzi di trasporto pesanti, ed il loro utilizzo varia notevolmente al variare della curva di consumo. Nella configurazione standard vengono attivati negli orari in cui la produzione solare è maggiore, nella configurazione a carico distribuito nel nord Italia il loro utilizzo cala drasticamente. Questa differenza nasce dal fatto che nel secondo caso la domanda negli orari successivi al picco di produzione è maggiore, e di conseguenza la potenza generata dai pannelli fotovoltaici viene utilizzata per ricaricare gli accumuli necessari a soddisfare il fabbisogno delle ore seguenti. Al sud Italia invece l'utilizzo dei sistemi PEM aumenta, mantenendo una potenza destinata agli HDV a livello nazionale simile.

La generazione di energia solare varia del 5% circa, con un numero maggiore di pannelli installati utilizzando la curva standard, coerentemente con la richiesta leggermente maggiore nelle ore diurne. Di conseguenza la generazione di energia eolica subisce una leggera diminuzione.

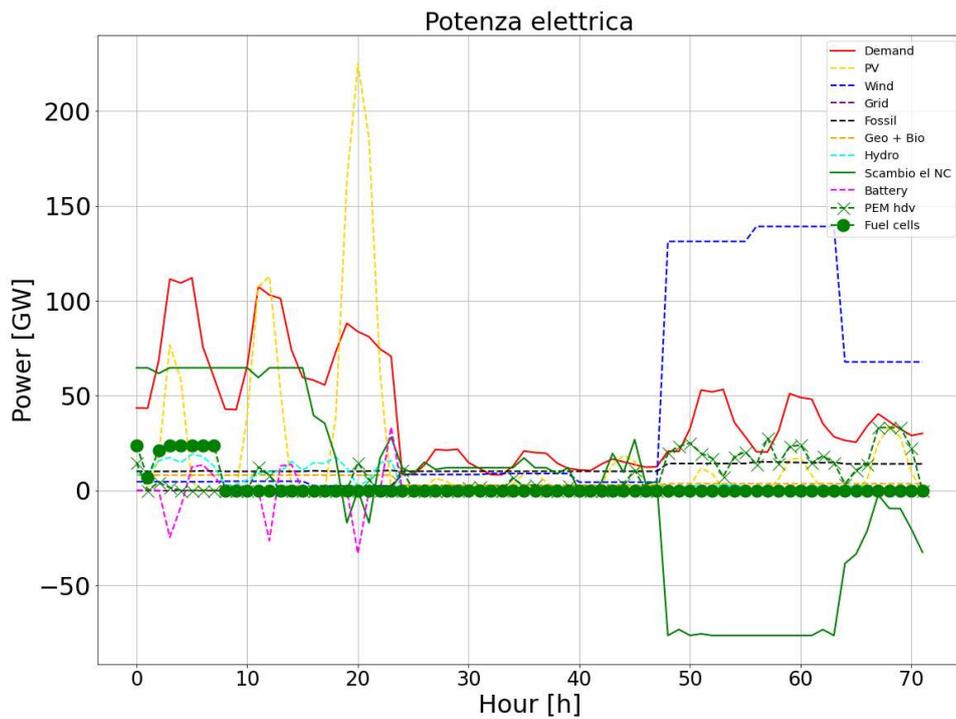
Per quanto riguarda la potenza termica (figura 4.43), la configurazione si presenta similmente per ogni curva utilizzata. Si ha una penetrazione di rinnovabile che tende alla totalità. Il riscaldamento è affidato alle pompe di calore, mentre i boiler (utilizzati per il calore ad alta temperatura necessario alle industrie) utilizzano come combustibile in parte biogas e in parte idrogeno ricavato dall'ammoniaca. La penetrazione non è comunque propriamente al 100% in quanto le pompe di calore sono alimentate per circa il 5% da centrali fossili.



(4.43) Grafico relativo alla potenza termica per il 2095, curva di consumo standard

Nonostante le evidenti diversità nel posizionamento dei sistemi PEM, la loro produzione resta quantitativamente molto simile. La differenza di costo è quindi dello 0,2% circa, a favore della configurazione ottenuta utilizzando la curva standard, che necessita di un numero minore di accumuli elettrici.

La curva di consumo a picco diurno genera invece la seguente configurazione (figura 4.44):



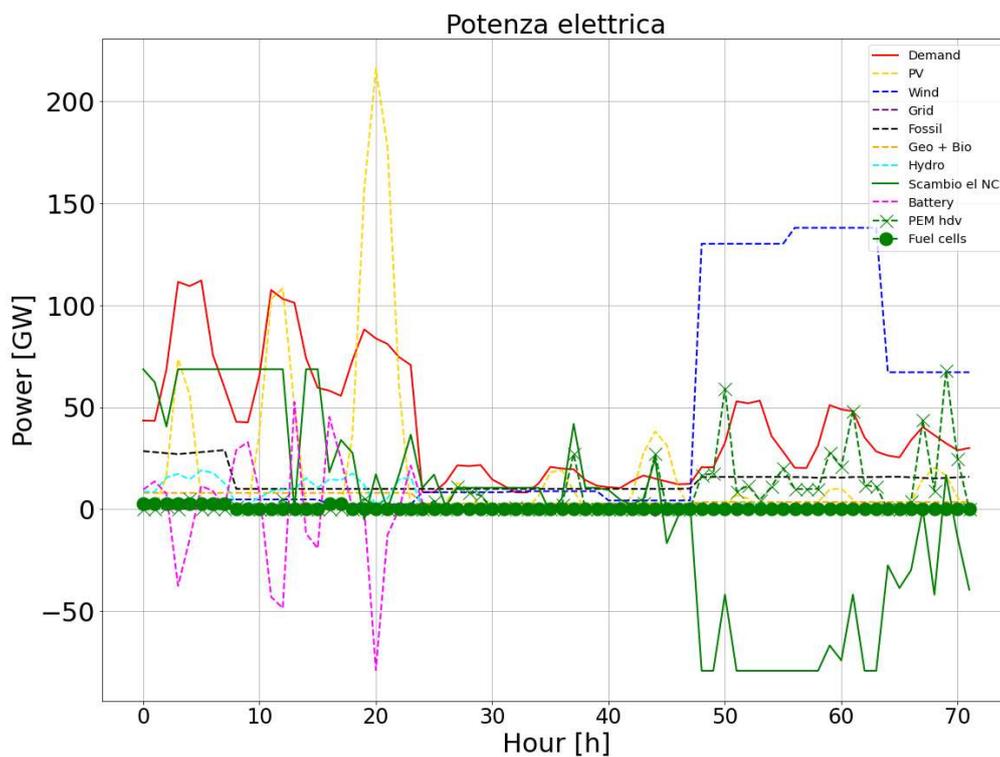
(4.44) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2095, curva di consumo a picco diurno

Coerentemente con l'aumento della domanda nelle ore diurne, la potenza generata dai pannelli fotovoltaici incrementa del 5% circa, con conseguente diminuzione della potenza eolica generata del sud Italia.

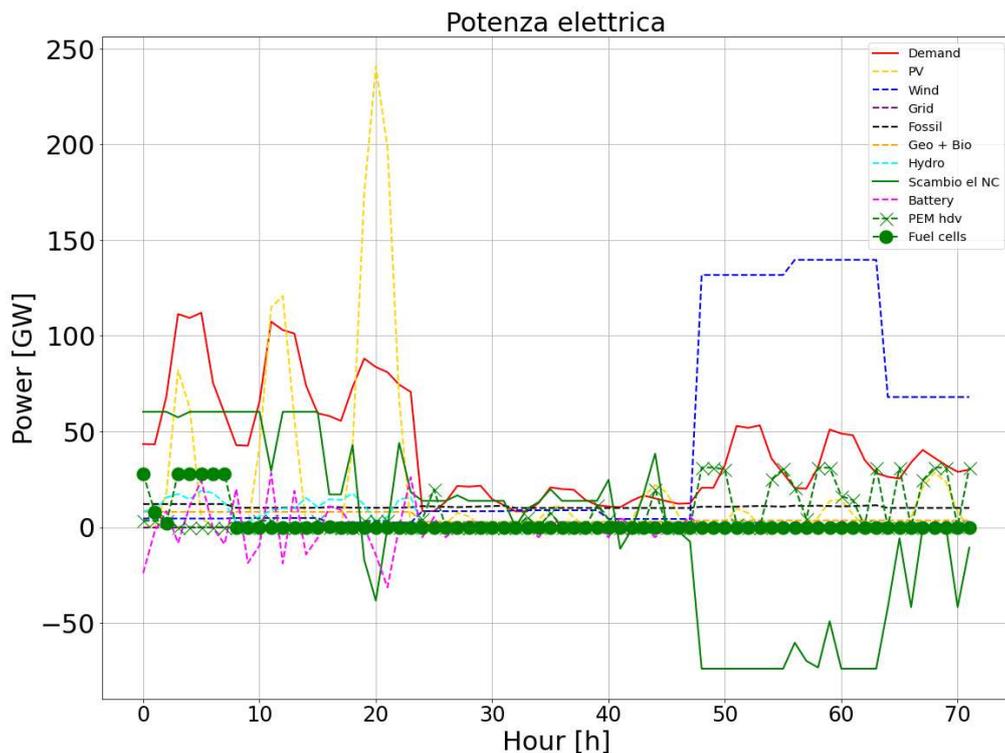
Diminuisce inoltre la potenza esportata dal sud Italia, per un valore che si aggira intorno al 10%, come conseguenza della minor richiesta di energia negli orari in cui la produzione solare è nulla. Nella stagione invernale il fabbisogno di energia non solare è però maggiore di quello che il sud riesce a soddisfare, e per questo motivo la quantità di fuel cells installate aumenta del 40% rispetto alle configurazioni discusse in precedenza. L'utilizzo dei sistemi PEM per la generazione di idrogeno per gli HDV è affidato per lo più al sud Italia, sfruttando il surplus di energia causato dalla minor esportazione.

Rispetto alla configurazione standard il prezzo diminuisce dell'1,5% circa. L'abbassamento del costo è collegato al minor scambio di energia tra le regioni, che porta quindi ad un risparmio sui lavori di ampliamento della rete elettrica.

Si analizzano ora le configurazioni ottenute spostando la carica degli EV verso le ore notturne (figura 4.45) e verso le ore diurne (figura 4.46).



(4.45) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2095, curva di carica degli EV notturna



(4.46) Grafico relativo alla potenza elettrica per il 2095, curva di carica degli EV diurna

Appare subito evidente come spostare la curva di ricarica verso le ore notturne porti ad una necessità di batterie situate nel nord Italia enorme, con dei costi associati elevatissimi. Il sistema deve infatti accumulare la potenza necessaria per le ore notturne durante le ore diurne. La configurazione presenta quindi un costo annuo che cresce del 2,8%, quasi completamente associato agli accumuli elettrici.

Spostando invece la carica verso le ore diurne il sistema installa un numero lievemente maggiore di pannelli fotovoltaici, circa il 10%, come conseguenza della grande richiesta proveniente dagli EV. Cala dunque leggermente la necessità di importazione del nord Italia, che per affrontare le stagioni invernali necessita però di un'installazione maggiorata di fuel cells, con un incremento produttivo del 18% rispetto alla configurazione ottenuta utilizzando la curva di carica standard. La presenza di picchi di potenza circolante così elevata porta però alla necessità di ampliare considerevolmente la rete elettrica del nord Italia, a cui conseguono dei costi maggiorati del 2,5% circa, rispetto all'utilizzo della curva standard.

La configurazione che presenta dei costi minori è quindi quella ottenuta dalla curva di consumo distribuito e dalla curva di carica degli EV standard.

5. Conclusioni

Andamento delle curve a minor costo

Si riportano tabellati (tabella 5.1) le differenze di costo percentuale per ogni simulazione, al variare delle curve:

Curva di consumo	Curva di carica EV	2035	2040	2045	2050	2060
A carico distribuito	Notturna	0,1	0,2	3	/	4
	Standard	0	0	0	2,2	0
	Diurna	0,2	0,5	2,2	/	/
Standard	Notturna	/	/	/	0	/
	Standard	1,6	0,5	0,5	0,7	1,6
	Diurna	/	/	/	3,2	/
A picco diurno	Notturna	/	/	/	/	/
	Standard	3,7	/	/	/	0,3
	Diurna	/	/	/	/	/

Curva di consumo	Curva di carica EV	2070	2080	2090	2095
A carico distribuito	Notturna	3,4	/	/	/
	Standard	0,8	2,4	0,2	1,8
	Diurna	0	0	0,3	/
Standard	Notturna	/	/	/	/
	Standard	2,1	2,7	0	1,6
	Diurna	/	/	0,6	/
A picco diurno	Notturna	/	/	/	2,8
	Standard	/	/	/	0
	Diurna	/	/	/	2,5

(5.1) Tabella riportante le differenze percentuali tra la configurazione ottimale e le altre configurazioni analizzate

Le caselle in verde indicano la combinazione di curve che ha generato la configurazione con costi minori, mentre le caselle in cui viene riportato il simbolo “/” indicano le combinazioni di curve non analizzate per il relativo intervallo temporale, come discusso nel capitolo “procedura”.

L’andamento della curva che genera costo minore si può differenziare in due sezioni:

1. Dal 2025 al 2060 le curve vanno sempre a ridurre la potenza massima oraria; le curve utilizzate sono quindi quella a carico distribuito con carica standard e quella a consumi standard e carica notturna. L’elevata presenza di fonti fossili rende infatti molto semplice la produzione di energia notturna, e un picco di potenza meno elevato implica la necessità di costruire meno centrali, o in alternativa di

accumulare energia nelle ore notturne per utilizzarla nelle ore diurne. Le curve ad andamento costante, inoltre, permettono alle pompe di calore di lavorare con più continuità, riducendo quindi i tempi di ammortamento sull'acquisto delle stesse.

2. Dal 2070 al 2095 si ha una transizione verso delle curve con potenza diurna richiesta maggiore; si ha quindi un passaggio dalla curva distribuita a quella a picco, passando per quella standard. Con la potenza fossile che contribuisce sempre meno significativamente, la generazione avviene nel nord Italia grazie ai pannelli solari e nel sud Italia grazie alle pale eoliche, con il centro che invece utilizza entrambe. Essendo la domanda del nord Italia molto maggiore di quella del sud, avere una domanda che si avvicina alla produzione dei pannelli solari costituisce quindi un evidente beneficio, con la minor necessità di batterie e/o fonti on demand, che risultano essere più costose.

La configurazione ideale è dunque strettamente legata alla penetrazione di energia rinnovabile: all'aumentare della potenza green prodotta la curva tende a spostarsi verso domande con picchi diurni più elevati.

Si possono quindi riassumere i vantaggi e gli svantaggi associati ad ognuna delle tre curve:

1. Curva a carico distribuito: meglio associata all'utilizzo di tecnologie a generazione di potenza costante nelle 24 ore. Causa una riduzione della corrente circolante nella rete. Permette di sfruttare al meglio le pompe di calore facendole funzionare più continuamente e diminuendo di conseguenza il costo di acquisto per ogni GW prodotto. Risulta però necessitare di un quantitativo importante di accumuli elettrici per essere in grado di lavorare con i pannelli fotovoltaici.
2. Curva a picco diurno: è la curva che permette di sfruttare al meglio la potenza ottenuta dall'energia solare, riducendo inoltre la necessità di potenza notturna. Causa però la necessità di ampliare la rete elettrica, che si trova a dover sostenere una potenza istantanea circolante maggiore.
3. Curva standard: è una via di mezzo tra le precedenti, è quindi adatta alle situazioni ibride.

La differenza di costo tra le configurazioni è comunque molto ridotta, per valori spesso inferiori all'1%. È pertanto ipotizzabile che variando l'andamento degli LCOE le configurazioni a costo minore vadano anch'esse a cambiare. Se per esempio ci ponessimo in uno scenario in cui i costi associati ai pannelli solari sono molto ridotti, il modello andrebbe verosimilmente ad utilizzare la curva a picco diurno più rapidamente rispetto al caso da noi analizzato.

Le curve di ricarica degli EV

Lo spostamento degli orari di carica degli EV induce delle differenze molto significative nell'andamento della domanda: nonostante i consumi totali nelle 24 ore siano molto maggiori di quelli relativi alle sole auto elettriche, essi non possono essere cambiati altrettanto drasticamente. Grazie alla semplice scelta del posizionamento delle stazioni di ricarica è infatti possibile ottenere due situazioni che risultano essere opposte. Lo stesso non si può dire per la curva di consumo, soggetta a delle limitazioni relative agli orari lavorativi ed alla maggior richiesta di potenza domestica richiesta negli orari in cui le persone sono sveglie. Il modello non segue un trend nella scelta delle curve di ricarica, in quanto queste ultime dipendono significativamente dalla curva di consumo a cui vengono associate. Analizzando per esempio la transizione tra il 2060 e il 2095, riportata nella tabella sottostante (tabella 5.2), si osserva che nelle simulazioni relative al 2070 e al 2080 portano all'utilizzo della curva di carica diurna, mentre in tutte le altre simulazioni la curva scelta è quella standard. Questo consente al modello di effettuare una transizione più graduale tra le configurazioni, limitando così i costi per intervallo temporale ad essa associati.

Curva di consumo	Curva di carica EV	2060	2070	2080	2090	2095
A carico distribuito	Notturna	4	3,4	4	/	/
	Standard	0	0,8	2,4	0,2	1,8
	Diurna	3,6	0	0	0,3	/
Standard	Notturna	/	3,6	4,9	/	/
	Standard	1,6	2,1	2,7	0	1,6
	Diurna	/	1,6	3,6	0,6	/
A picco diurno	Notturna	0,6	/	/	/	2,8
	Standard	0,3	/	/	/	0
	Diurna	/	/	/	/	2,5

(5.2) Tabella riportante le differenze percentuali tra la configurazione ottimale e le altre configurazioni analizzate

Seppur il concentrare gli orari di ricarica porti dei benefici relativi all'abbinamento con la produzione, soprattutto per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici, si presentano anche dei costi relativi alla necessità di installare stazioni di ricarica in quantitativo maggiore, circa il 60% in più.

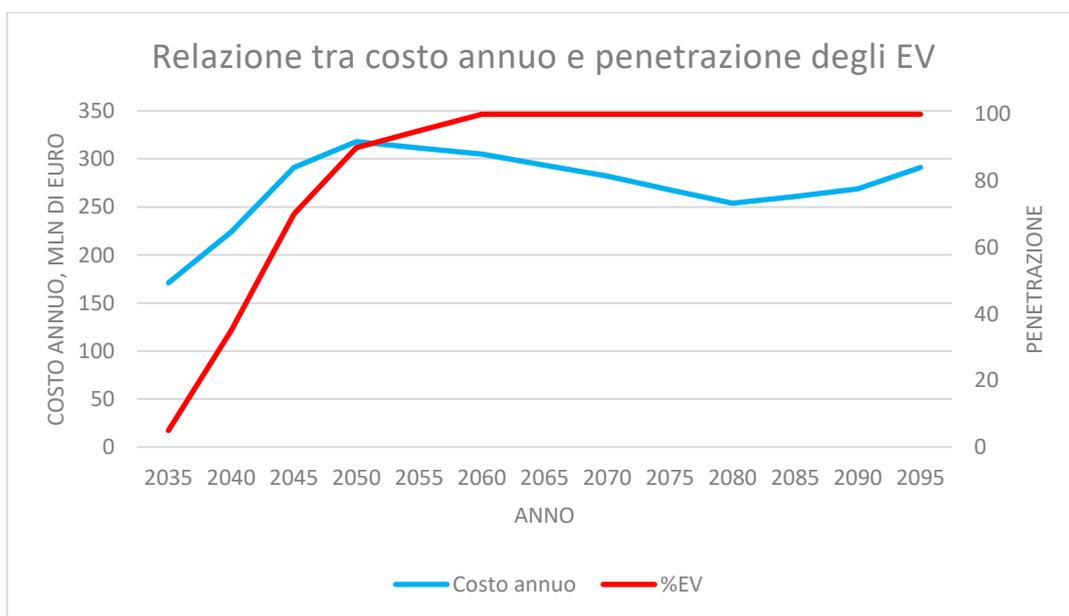
Essendo la loro presenza sul territorio ancora molto limitata, sarebbe opportuno analizzare la disponibilità di fonti regione per regione, ed effettuare preventivamente la scelta relativa al luogo di installazione.

Facendo un esempio pratico, avendo nel nord Italia una disponibilità di energia solare, idealmente l'installazione delle stazioni di ricarica dovrebbe essere effettuata nei parcheggi dei luoghi di lavoro, in modo da assorbire la produzione dei pannelli solari, e limitare la richiesta di energia negli orari notturni.

Andamento delle spese associate alla configurazione a costo minore

Osservando l'andamento dei costi, in relazione allo share di EV presenti nel paese (figura 5.3), è possibile suddividere la transizione in tre periodi principali.

1. Dal 2035 al 2050: l'introduzione dei veicoli elettrici avviene molto rapidamente. Si ha quindi l'installazione di una quantità considerevole di centrali fossili e pannelli fotovoltaici e dei lavori di ampliamento della rete importanti. Il costo annuo sale quindi molto rapidamente, aumentando dell'85% circa tra il 2035 e il 2050.
2. Dal 2050 al 2080: il costo annuo cala del 20% circa, in seguito alla diminuzione degli LCOE e al miglioramento dei rendimenti. L'aumento della penetrazione è principalmente affidato all'introduzione di pannelli solari e di pale eoliche, che presentano degli LCOE simili alle centrali fossili.
3. Dal 2080 al 2095: L'aumento della penetrazione coinvolge anche settori che presentano dei costi di transizione più elevati. Si ha dunque l'introduzione dell'idrogeno ricavato dall'ammoniaca per la generazione del calore ad alta temperatura, l'utilizzo dei sistemi PEM per la generazione di carburante per gli HDV, la sostituzione del kerosene con il biokerosene e la produzione di bioplastiche.

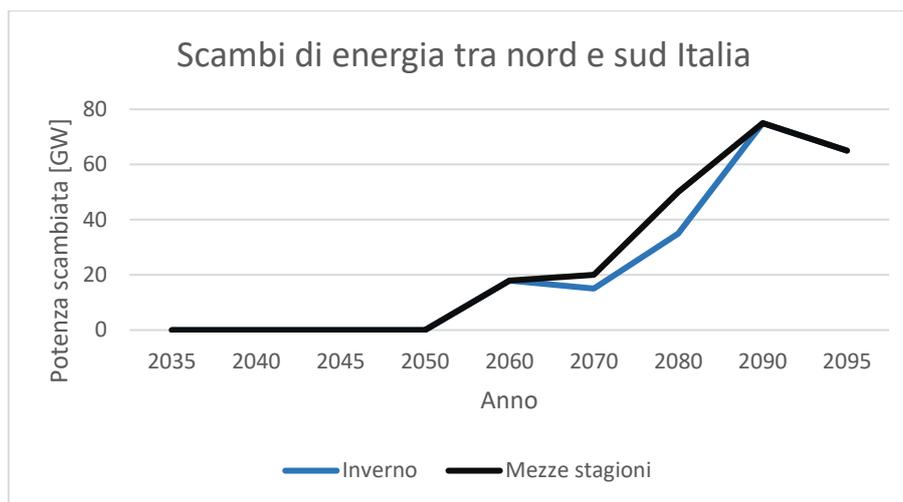


(5.3) Andamento del costo annuo del sistema energetico e della percentuale di EV presenti nel paese

Andamento degli scambi energetici tra nord e sud Italia.

Con l'aumentare della penetrazione si viene a creare un forte scambio energetico tra nord e sud Italia, causato dalla progressiva diminuzione di tecnologie produttive capaci di fornire la potenza necessaria al nord Italia nelle ore notturne.

Le regioni centrali non verranno considerate, in quanto presentano una domanda inferiore al 10% di quella nazionale e non vanno a modificare i rapporti tra regioni settentrionali e meridionali in maniera significativa. L'andamento di tali scambi è riportato nel grafico sottostante (figura 5.4).



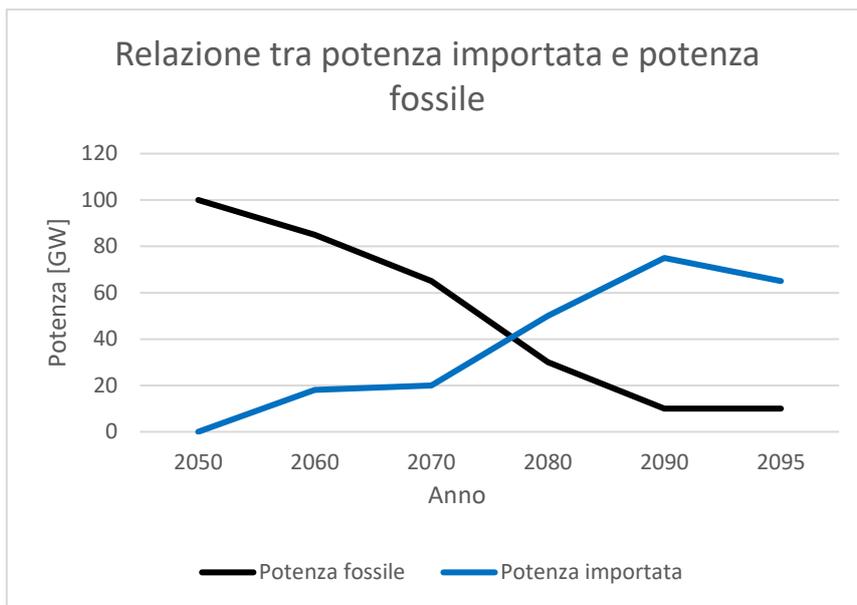
(5.4) Andamento degli scambi di energia tra nord e sud Italia, differenziato in base alla stagione

Fino al 2050 lo scambio tra le due regioni non è significativo, entrambe le regioni sfruttano per la maggior parte la potenza fossile, che quindi può semplicemente venire allocata in base alla richiesta di ogni zona. Nelle simulazioni successive invece la sola potenza fossile non risulta più in grado di soddisfare la richiesta di energia nelle stagioni invernali e di mezza, e dal grafico che correla la potenza fossile prodotta e l'energia importata nel nord Italia (figura 5.5) si osserva che la potenza importata dalle regioni meridionali serve proprio a sostituire quella precedentemente prodotta dalle centrali fossili.

La leggera discrepanza tra l'importazione invernale e quella relativa alle mezze stagioni è causata dalla scelta del modello di utilizzare la potenza fossile soprattutto nella stagione invernale. Questo comporta un passaggio minore di potenza tra le regioni e consente un ampliamento minore della rete elettrica.

Si nota infine come nella simulazione relativa al 2095 la potenza importata cali; questo dipende dall'introduzione delle fuel cells, le quali hanno una produzione costante.

Nelle stagioni estive invece la produzione interna del nord Italia risulta assumere valori importanti, e gli scambi risultano di entità minima: di giorno il nord esporta l'energia prodotta in eccesso verso le regioni più a sud, di notte importa energia eolica per compensare la non produzione dei pannelli fotovoltaici



(5.5) Relazione tra potenza importata e potenza fossile nel nord Italia, considerata nelle stagioni primaverili ed autunnali

Il variare delle curve di consumo non causa cambiamenti significativi nello scambio tra regioni, con dei valori inferiori quasi sempre al 5%. Il variare delle curve porta infatti generalmente ad una differenza nel numero di pannelli fotovoltaici installati nel nord Italia. Essi però nelle stagioni invernale, primaverile ed autunnale hanno una produzione molto limitata, che porta di conseguenza a delle differenze minime tra la produzione nei vari scenari. La richiesta proveniente dal nord resta quindi simile, in quanto l'energia eolica importata deve essere soddisfare una percentuale dei consumi che varia di pochissimo.

6. Bibliografia

- 1) European Commission. (28 ottobre 2022) *"Zero emission vehicles: first 'Fit for 55' deal will end the sale of new CO2 emitting cars in Europe by 2035"*.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_6462
- 2) Statista Research Department. (25 agosto 2023) *"Projection of coal and natural gas prices from 2016 to 2050"*.
<https://www.statista.com/statistics/189185/projected-natural-gas-vis-a-vis-coal-prices/>
- 3) Thierry Badouard, Débora Moreira de Oliveira, Jessica Yearwood, Perla Torres. (31 luglio 2020) *"Final Report, Cost of Energy (LCOE) - Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments"*.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf
- 4) National Renewable Energy Laboratory (NREL). (24 marzo 2021) *"Long Duration Energy Storage Using Hydrogen and Fuel Cells"*.
https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-04/h2iq-03242021_2.pdf
- 5) NERA & AEA Cost Source
http://2050-calculator-tool-wiki.decc.gov.uk/cost_sources/61
- 6) Statista research department. (2020) *"Average construction cost of natural gas generators installed in the United States in 2020"*.
<https://www.statista.com/statistics/557322/installed-natural-gas-generator-construction-cost-in-the-us-by-type/#:~:text=Natural%20gas%20combined%20cycle%20plants,dollars%20per%20kilowatt%20of%20capacity.>
- 7) NREL. (Giugno 2021) *"Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage"*.
<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>
- 8) Vehicle Technologies Office. (9 gennaio 2023) *"FOTW #1272"*.
<https://www.energy.gov/eere/vehicles/articles/fotw-1272-january-9-2023-electric-vehicle-battery-pack-costs-2022-are-nearly>
- 9) Yuegu Wang, Songsheng Zheng, Jing Chen, Zhaolin Wang, Song He. (2018) *"Ammonia (NH3) Storage for Massive PV Electricity"*.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218305411>
- 10) US Department of Energy. (Maggio 2017) *"Absorption Chillers for CHP Systems"*.
<https://www.energy.gov/eere/amo/articles/absorption-chillers-chp-systems-doe-chp-technology-fact-sheet-series-fact-sheet#:~:text=Installed%20costs%20range%20from%20%241%2C800,the%20four%20two%20stage%20chillers.>
- 11) Gregory Kleen, Elliot Padgett. (8 gennaio 2021) *"Durability-Adjusted Fuel Cell System Cost"*.
<https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/21001-durability-adjusted-fcs-cost.pdf>
- 12) Transport & Environment. (Febbraio 2021) *"FAQ: the what and how of e-kerosene"*.
<https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/02/FAQ-e-kerosene-1.pdf>