

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e  
Nucleare



**Progettazione impianti Utility scale alimentati da  
fonti rinnovabili in regime di market parity**

*Relatore:*

Prof. Marco Badami

*Tutor Aziendale:*

Fabio Domenico Amico

(GreenGo s.r.l.)

*Candidato:*

Giuseppe De Luca 263661

Anno accademico 2019/2020

Al nonno Peppe

## *Sommario*

L'obiettivo del seguente studio è analizzare la fattibilità tecnica ed economica di un sistema di accumulo elettrochimico all'interno di un impianto fotovoltaico Utility Scale di potenza pari a 30,89 MWp. Lo studio si divide in quattro macroaree:

- **Politiche energetiche e Piani:** Nella prima sezione viene eseguita una analisi di contesto delle politiche energetiche a livello europeo con un focus particolare al sistema paese Italia, andando ad analizzare la storia degli incentivi del fotovoltaico e cosa esso abbia comportato in termini di caduta dei prezzi del costo unitario di impianto. Successivamente è posta particolare attenzione al piano integrato energia e clima, nel quale viene sottolineato l'interesse dell'Italia ad aumentare di molto la penetrazione del fotovoltaico sul proprio portafoglio energetico di pari passo con l'installazione progressiva di sistemi di accumulo: idroelettrici ed elettrochimici. Inoltre è presente uno studio del piano di sviluppo Terna atto a comprendere quali siano le linee guida che il gestore della rete di Trasmissione intende intraprendere per poter gestire il grande aumento di energia prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili. Vengono quindi analizzati i possibili problemi e le soluzioni proposte dal piano.
- **Borsa elettrica e Possibilità economiche:** La seconda parte inizia con una veloce descrizione dei componenti presenti all'interno di un impianto fotovoltaico per passare successivamente alla descrizione della struttura del mercato elettrico e allo studio della normativa CEI aggiornata proprio per i sistemi di accumulo. Vengono studiate le linee guida per la riforma del mercato elettrico in ottica della futura unione dell'energia e soprattutto vengono vagliate tutte le possibilità che potrebbe avere un impianto fotovoltaico accoppiato con un sistema di accumulo oltre al semplice arbitraggio dell'energia.

- **Progetto dell'impianto:** La terza sezione è interamente dedicata alla progettazione dell'impianto in base a vari scenari di accumulo. Per poter fare una accurata analisi di sensibilità è necessario eseguire il disegno in CAD, accoppiare e dimensionare tutti i componenti all'interno dell'impianto.
- **Previsione prezzi e valutazione economica:** L'ultima parte inizia con lo sviluppo di un modello di previsione dei prezzi basato sull'utilizzo delle reti neurali. Successivamente viene redatta l'analisi economica dell'investimento per poter comprendere se sia meglio optare per una soluzione con capacità di scarica in 2 oppure 3 ore, considerando laddove possibile l'utilizzo del progetto pilota Fast Reserve e confrontando il tutto rispetto al caso di impianto standard.

## INDICE

<b>Sommario</b> .....	2
Indice delle Figure.....	7
Indice delle Tabelle .....	10
Lista delle sigle .....	11
<b>Introduzione</b> .....	13
<b>1 Scenari</b> .....	15
1.1 Strategie Energetiche in Europa.....	15
1.1.1 Pacchetto per il clima e l'energia 2020.....	15
1.1.2 Quadro 2030 per il clima e l'energia.....	19
1.2 Politiche Energetiche In Italia.....	21
1.2.1 Politiche Energetiche passate.....	21
1.2.1.1 Incentivazione fonti rinnovabili escluso il fotovoltaico.....	21
1.2.1.2 Incentivazione fotovoltaico.....	23
1.2.2 Politiche energetiche attuali e future.....	31
1.2.2.1 Contestualizzazione del PNIEC negli impianti Utility scale .....	33
<b>2 Problemi e soluzioni Piano di Sviluppo Terna 2020</b> .....	35
2.1 Problemi evidenziati dal Piano di Sviluppo Terna 2020.....	36
2.2 Analisi delle soluzioni.....	39
2.2.1 Aumento interconnessioni.....	39
2.2.2 Riassetto delle zone di mercato.....	41
2.2.3 Accumulo .....	42

<b>3</b>	<b><i>Componenti dell’Impianto</i></b> .....	45
3.1	Modulo Fotovoltaico .....	46
3.2	SKID .....	49
3.2.1	Inverter .....	49
3.2.2	Trasformatore .....	50
3.2.2	Inseguitori di Rollio .....	52
3.2.3	Accumulo elettrochimico .....	52
<b>4</b>	<b><i>Descrizione del mercato elettrico italiano</i></b> .....	55
4.1	Struttura IPEX (Italian Power Exchange) .....	55
<b>5</b>	<b><i>Analisi Normative e autorizzazioni</i></b> .....	59
5.1	Analisi normative vigenti .....	59
5.2	Autorizzazioni necessarie allo stato attuale .....	63
<b>6</b>	<b><i>Linee Guida Future</i></b> .....	64
6.1	Evoluzione della struttura del mercato elettrico Italiano .....	64
6.2	Introduzione dei prezzi negativi .....	68
<b>7</b>	<b><i>Studio possibilità di remunerazione vigenti allo stato attuale</i></b> .....	70
7.1	Capacity Market .....	70
7.2	Partecipazione MSD attraverso UVAM .....	72
7.3	Progetto Pilota fast reserve .....	74
<b>8</b>	<b><i>Progetto dell’impianto</i></b> .....	77
8.1	Configurazione A: impianto senza accumulo .....	81
8.1.1	Layout elettrico di impianto .....	84
8.1.2	Dimensionamento cavi Bassa Tensione .....	85
8.1.2	Dimensionamento cavi media Tensione .....	93

8.2 Configurazione elettrica impianto con accumulo elettrochimico.....	95
8.2.2 Configurazione elettrica scenario: 2 ore di scarica .....	103
8.2.3 Configurazione elettrica scenario: 3 ore di scarica .....	105
8.2.4 Simulazione PVsyst .....	106
<b>9 Previsione prezzi, Reti Neurali .....</b>	<b>109</b>
<b>10 Valutazione economica degli scenari .....</b>	<b>118</b>
10.1 Analisi dei costi.....	120
10.1.1 Analisi dei costi: scenario a 2 ore con installazione impianto al 2021 ....	120
10.1.2 Analisi dei costi: scenario a 3 ore con installazione impianto al 2021 ....	124
10.2 Confronto economico.....	128
10.3 Confronto caso 2 ore se installato al 2026 .....	130
<b>11 Conclusioni.....</b>	<b>133</b>
Bibliografia .....	137
Allegato 1 .....	141
Allegato 2 .....	142
Allegato 3 .....	143
Allegato 4.....	144
Allegato 5.....	145
Allegato 6.....	146
Allegato 7.....	147
Allegato 8.....	148
Allegato 9.....	149
<b>Ringraziamenti .....</b>	<b>156</b>

## Indice delle Figure

Figura 1-Costo unitario impianto [31] .....	18
Figura 2- LCOE globale [31] .....	19
Figura 3-Incentivo primo conto energia [6] .....	24
Figura 4-Percentuali impianti installati con il quarto conto energia [10] .....	28
Figura 5-Incentivi quinto conto energia .....	29
Figura 6-Trend potenza installata fotovoltaico [11].....	30
Figura 7-Potenza installata serie storica [11] .....	31
Figura 8-Trend penetrazione rinnovabili [12].....	31
Figura 9-Driver piano sviluppo Terna 2020 [14].....	36
Figura 10-Risposta in frequenza [14].....	37
Figura 11- Estensione aree interessate da buchi di tensione [14] .....	38
Figura 12-Trend domanda e offerta [15].....	39
Figura 13-Conessioni con l'estero al 2030 [14] .....	40
Figura 14- Interventi finalizzati alla maggior produzione da fonte rinnovabile [14] .....	40
Figura 15-Riassetto zone di mercato [14] .....	41
Figura 16-Evoluzione sistema elettrico [14] .....	43
Figura 17-Giunzione P-N [16] .....	46
Figura 18-Modello a 5 parametri [16].....	47
Figura 19-Curva (I,V) [17].....	47
Figura 20-Struttura modulo [18] .....	49
Figura 21-Schema funzionale inverter .....	50
Figura 22-Trasformatore ideale.....	51
Figura 23-Carica e scarica [20] .....	53
Figura 24-Struttura IPEX [21] .....	56
Figura 25-Articolazione MSD [5].....	57
Figura 26-Struttura MSD [22].....	58
Figura 27-Schema connessione accumulo [23].....	60

Figura 28-Curva (V,t) [23].....	61
Figura 29-Curva potenza attiva [23] .....	61
Figura 30- Regolazione potenza Reattiva [23].....	62
Figura 31-Evoluzione cronologica MSD [25] .....	68
Figura 32-Percentuali delle assegnazioni [26] .....	71
Figura 33-Attivazione fast Reserve [29].....	74
Figura 34-Risposta in potenza impianti termoelettrici [30].....	75
Figura 35-Tappe progetto elettrico .....	78
Figura 36-Layout Duanera .....	80
Figura 37-Layout impianto elettrico .....	85
Figura 38-Posa cavi BT.....	87
Figura 39-Schema logico di funzionamento .....	95
Figura 40- sintesi scenari analisi di sensibilità.....	96
Figura 41-Parte del catalogo LGchem .....	104
Figura 42-Producibilità caso di accumulo a 2 h.....	108
Figura 43-Schema funzionamento reti neurali.....	109
Figura 44-Diagramma di flusso funzionamento rete neurale.....	110
Figura 45-Medie bimestri e media annuale.....	111
Figura 46-Scarto tra prezzo medio annuo e bimestre Luglio Agosto .....	112
Figura 47-Esempio di fit dei dati storici .....	115
Figura 48-PUN medio annuale .....	116
Figura 49-Prezzi medi annuali (2021-2030) .....	116
Figura 50-Prezzi medi annuali (2021-2030) .....	116
Figura 51-Previsioni bimestrali reti neurali .....	117
Figura 52-Analisi economica .....	119
Figura 53-Analisi costi aggregata scenario 2 ore (accumulo al 2021).....	122
Figura 54-Costi accumulo scenario 2 ore.....	123
Figura 55-Costo unitario di impianto.....	124
Figura 56-Analisi aggregata costi di impianto scenario 3 ore.....	126
Figura 57-Costi accumulo scenario 3 ore.....	127

Figura 58-Costo unitario di impianto scenario a 3 ore.....	127
Figura 59-TIR caso a 2 ore .....	129
Figura 60-TIR caso a 3 ore .....	129
Figura 61-Analisi aggregata costi, scenario accumulo al 2026.....	131
Figura 62-Costi accumulo scenario 2 ore, accumulo installato al 2026 .....	131
Figura 63-Confronto soluzione finale .....	132
Figura 64-Evoluzione sistema elettrico.....	133

## Indice delle Tabelle

Tabella 1-Obbiettivi per ogni stato membro [3] .....	17
Tabella 2-Coefficienti correttivi certificati verdi [5] .....	22
Tabella 3-Tariffa onnicomprensiva [5] .....	23
Tabella 4-Secondo conto energia [7] .....	25
Tabella 5-Terzo conto energia [9].....	26
Tabella 6-Terzo conto energia [9].....	26
Tabella 7-Incentivazione del quarto conto energia [9] .....	27
Tabella 8-Configurazione impianto .....	82
Tabella 9- cavo di bassa tensione, caratteristiche generali .....	83
Tabella 10-Sezioni disponibili ARE4R.....	83
Tabella 11-Cavo di media tensione, caratteristiche generali .....	84
Tabella 12-Sezioni disponibili ARE4H5E .....	84
Tabella 13-CADUTA DI TENSIONE PER DIVERSE LUNGHEZZE TRATTO STRINGA-DCcombiner .....	90
Tabella 14-Caduta di tensione tratto: DCcombiner-SKID.....	93
Tabella 15-Cadute di tensione MT.....	95
Tabella 16-Componenti comuni impianto con accumulo .....	97
Tabella 17-Calcolo cavi di bassa tensione stringa-combiner.....	100
Tabella 18-Dimensionamento cavi combiner-inverter.....	103
Tabella 19- Caratteristiche accumuli con 2 ore di scarica .....	105
Tabella 20- Caratteristiche accumuli con 3 ore di scarica .....	106
Tabella 21-Input dati storici .....	113
Tabella 22-Input futuri con accumulo costante.....	113
Tabella 23-Input futuri con accumulo in crescita .....	114
Tabella 24-Computi metrici aggregati, scenario a 3 ore di scarica.....	121
Tabella 25-Computi metrici aggregati scenario a 3 ore di scarica.....	126

## Lista delle sigle

AC	Corrente Alternata
AT	Alta Tensione
ARERA	Autorità Regolazione Energia Reti e Ambiente
BMS	Battery Management System
BRP	Balance Responsible Party
BSP	Balance Service Provider
BT	Bassa Tensione
BOP	Balance of Plant
DC	Corrente continua
DOD	Depth of Discharge
DSO	Distributor System Operator
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
FRU	Fast Reserve Unit
GME	Gestore Mercato Energetico
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GO	Garanzie di Origine
IAFR	Impianto a Fonte Rinnovabile
IPEX	Italian Power Exchange
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare
MB	Mercato Bilanciamento

MI	Mercato Infragiornaliero
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato Servizi Dispacciamento
MT	Media Tensione
MTE	Mercato a Termine
NN	Rete Neurale (Neural Network)
PAN	Piano di Azione Nazionale
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'energia e il Clima
RTN	Rete elettrica di Trasmissione Nazionale
SOC	State of Charge
TIDE	Testo Integrato Dispacciamento Elettrico
TIR	Tasso interno di Rendimento
UA	Unità Abilitata
UVNA	Unità Virtuale non Abilitata
UVA	Unità Virtuale Abilitata
UVAC	Unità Virtuale Abilitata di Consumo
UVAP	Unità Virtuale Abilitata di Produzione
UVAM	Unità Virtuale Abilitata Mista
UVAN	Unità Virtuale Abilitata Nodale
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VAN	Valore Attuale Netto

## *Introduzione*

La transizione energetica ad oggi è uno dei temi principali affrontati a livello mondiale, grazie ad una particolare sensibilità dell'uomo sugli effetti negativi che ha prodotto e continua ancora a produrre l'emissione di CO<sub>2</sub> e degli inquinanti generati dai processi di combustione, in particolare di combustibili con un alto rapporto Carbonio-Idrogeno (C/H). L'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico di ogni paese porta però a problemi di gestione della rete elettrica che deve necessariamente assorbire l'energia quando le fonti definite come non programmabili producono e soddisfare comunque la domanda nei momenti in cui le suddette fonti non sono disponibili. Nasce quindi negli ultimi anni la volontà da parte degli operatori energetici di investire all'interno di tecnologie come i sistemi di accumulo in grado di aiutare la rete a bilanciare la domanda e l'offerta anche quando esse avvengono in momenti diversi della giornata e anche a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento che diminuisce progressivamente a causa dello spegnimento delle unità termoelettriche. Il seguente studio andrà dunque ad analizzare innanzitutto le politiche energetiche proposte in passato e per il futuro dall'Europa e adottate a livello di sistema paese Italia. Inoltre considerato che si tratta della progettazione di un impianto fotovoltaico con una precisa localizzazione geografica, sarà necessario prima di iniziare la progettazione un approfondito studio delle normative attualmente in vigore a livello italiano per la progettazione di impianti fotovoltaici che prevedano sistemi di accumulo e anche lo studio degli iter autorizzativi che devono essere sostenuti per poter arrivare alla fase di costruzione detta "Ready To Build".

Saranno quindi progettate differenti configurazioni di impianto in modo da valutare effettivamente se sia attualmente conveniente dal punto di vista economico investire in un parco di produzione fotovoltaico che comprenda un sistema di accumulo dell'energia. Il cuore dello studio è la progettazione dell'impianto

accoppiato con l'accumulo che porta con sé problematiche fino ad oggi non affrontate nella normale progettazione degli impianti fotovoltaici.

La conclusione dello studio avverrà con la valutazione economica di ogni scenario di impianto che sarà eseguita unicamente dopo la redazione di una approfondita analisi dei costi e dall'utilizzo di modelli predittivi basati sulle reti neurali per poter stabilire quale sia la remunerazione dell'energia elettrica lungo tutta la vita utile dell'impianto. Tutto lo studio è eseguito sotto la supervisione dell'azienda GreenGo s.r.l. che è impegnata nella progettazione di impianti a fonti rinnovabili Utility scale e ritiene fondamentale la ricerca nell'ambito della loro integrazione con sistemi di stoccaggio dell'energia.

# 1 Scenari

Lo sviluppo sostenibile e il cambiamento climatico sono oggi tra i temi più affrontati a livello globale sia dal punto di vista della salute umana che della tutela dell'ambiente. Si è iniziato a parlare di ciò dal 1979, anno in cui è avvenuta la prima conferenza mondiale sul clima (WCC). Il tema è stato affrontato in maniera quantitativa per la prima volta nel 1997, anno della pubblicazione del Protocollo di Kyoto in cui vengono decise politiche di riduzione dei gas serra e lotta al cambiamento climatico, entrato poi in vigore nel 2005. Successivamente il secondo grande passo verso uno sviluppo più sostenibile a livello globale è stato l'accordo di Parigi del 2015 con il fine di limitare il riscaldamento mondiale al di sotto dei 2 °C. [1] L'adozione degli accordi sopra descritti ha portato ogni paese firmatario a redigere dei piani per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni.

## 1.1 Strategie Energetiche in Europa

Le strategie energetiche europee sono differenziabili in due grandi pacchetti di riforme: “Pacchetto per il clima e l'energia 2020” e “Quadro 2030 per il clima e l'energia” .

### 1.1.1 Pacchetto per il clima e l'energia 2020

L'Europa ha attuato subito dopo l'entrata in vigore del protocollo di Kyoto il pacchetto clima energia 2020 che comprende una serie di norme vincolanti necessarie per raggiungere a livello di sistema paese Europa tre obiettivi [2]:

- taglio del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990
- Penetrazione del 20% delle fonti rinnovabili su consumi finali di energia
- Riduzione del 20% dei consumi di energia rispetto alla tendenza.

Questi obiettivi sono stati poi ridistribuiti su ogni singolo stato membro in base al proprio scenario energetico al 2005 e alle reali possibilità future al 2020, elaborando così degli obiettivi su misura. Dal punto di vista legislativo il pacchetto “20-20-20” si traduce in una serie di direttive europee che costituiscono il metodo pratico per arrivare agli obiettivi prefissati, in questo studio vengono analizzati unicamente le direttive riguardanti la promozione delle fonti rinnovabili.

La Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (**Direttiva2009/28/EC**) prevede che ogni stato membro, adottando un Piano di Azione Nazionale (PAN), assicuri che la propria quota di produzione da fonti rinnovabili al 2020 sia uguale o maggiore di quella assegnata, visibile in tabella 1.

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S <sub>2005</sub> )	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S <sub>2020</sub> )
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

*Tabella 1-Obiettivi per ogni stato membro [3]*

Per poter certificare che l'energia sia stata effettivamente prodotta da fonti rinnovabili ogni stato membro deve rilasciare la "Garanzia d'origine (GO)", che corrisponde ad 1 MWh immesso in rete da fonte rinnovabile. Vengono quindi stabiliti dall'art.2 della Direttiva quali siano gli impianti che possono essere categorizzati come impianti a Fonte Rinnovabile (IAFR). Gli impianti che sono definiti IAFR devono avere la priorità di dispacciamento rispetto alla produzione da centrali termoelettriche. Grazie al pacchetto denominato "20-20-20" vi è stata una forte incentivazione delle fonti rinnovabili che ha ridotto nel corso degli anni i

costi di installazione, dunque è stato recentemente possibile costruire impianti Utility scale a fonti rinnovabili senza l'aiuto di alcun incentivo, cioè in regime di Market Parity che saranno il fulcro di questo studio. Proprio per questo tipo di impianti è interessante il punto economico in quanto essi gravitano all'interno delle logiche del libero mercato e quindi è necessaria una progettazione che sia il compromesso di un'ottica costo/beneficio. Gli sviluppi del mercato come è chiaramente visibile in figura 1 hanno portato ad un forte abbassamento del costo unitario di impianto che in Italia dal 2010 al 2018 è diminuito del 83% a meno di 1000 \$/kWp ed ha continuato a diminuire nell'anno successivo.

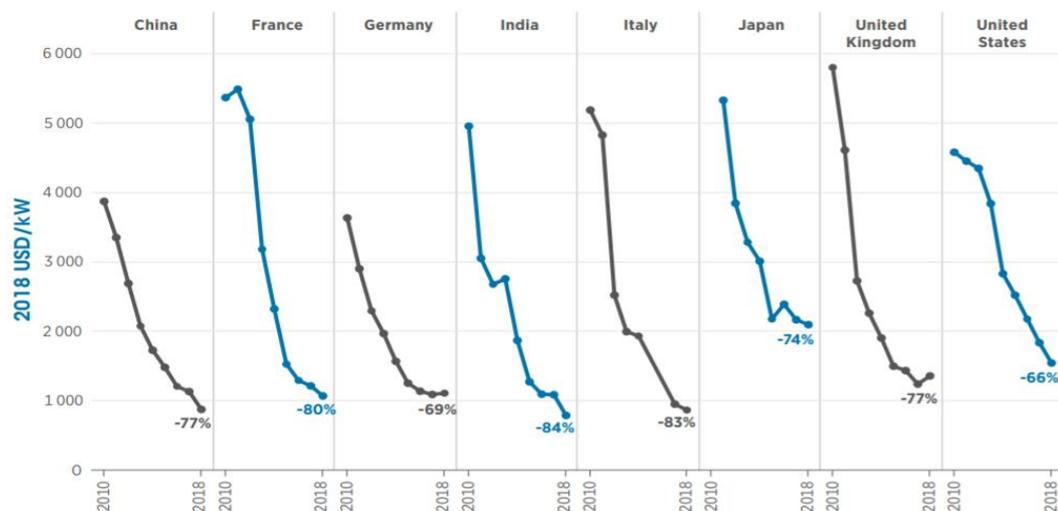


Figura 1-Costo unitario impianto [31]

Di conseguenza si ha avuto un abbassamento dell'LCOE (Levelized Cost Of Electricity), che è il prezzo minimo a cui l'impianto deve vendere l'energia per auto-remunerarsi. Anche il suo decremento è stato molto evidente dal 2008 in poi, anno in cui si è iniziato ad incentivare gli impianti fotovoltaici. Globalmente questo indice è diminuito in maniera evidente come visibile in figura 2. Addirittura nel contesto italiano c'è stata la maggiore riduzione a livello mondiale pari al 77% del LCOE al 2018 rispetto al 2010. Confermando quindi il fotovoltaico Utility scale in Regime di Market parity e tra pochi anni addirittura più conveniente di qualsiasi

tecnologia basata su fonte fossile che è rappresentata dalla banda rosa all'interno della figura 2.

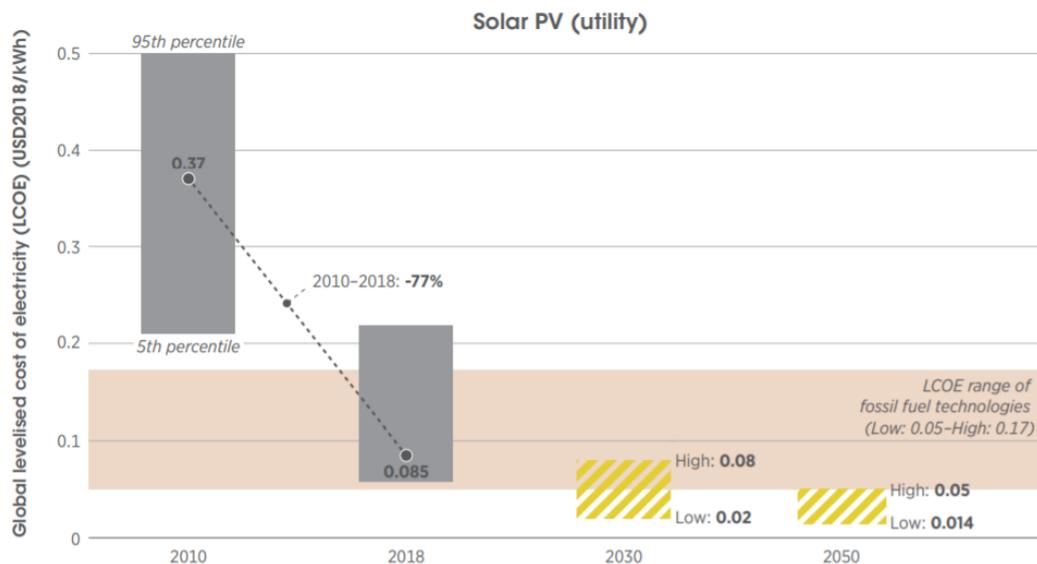


Figura 2- LCOE globale [31]

### 1.1.2 Quadro 2030 per il clima e l'energia

La comunità europea nell'ottica di rispettare gli impegni presi nell'accordo di Parigi [1], ha stabilito come obiettivo il raggiungimento al 2050 di un'economia climaticamente neutra. Per poter praticamente raggiungere questo obiettivo ha redatto il "Quadro 2030 per il clima e l'energia" che comprende un'altra serie di direttive europee atte a incrementare la cosiddetta "Green Economy". Gli obiettivi comunitari che devono essere raggiunti al 2030 a livello globale di sistema Europa sono:

- Una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- Una quota almeno del 32% di energia rinnovabile sul totale dei consumi;

- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica [4];

A questi obiettivi comunitari sono stati affiancati gli elementi fondamentali per raggiungere anche l'Unione dell'Energia. Essi sono 5 criteri su cui si deve fondare il cambio di paradigma dell'unione europea in modo da raggiungere lo scopo di un'economia basata su basse emissioni di CO<sub>2</sub>:

- Sicurezza energetica;
- Un mercato dell'energia completamente integrato;
- L'efficienza energetica come strumento di contenimento della domanda;
- La decarbonizzazione dell'economia;
- Ricerca, innovazione e competitività;

Come è stato fatto anche per la precedente politica energetica, sono state redatte una serie di direttive europee che vanno a definire in quali settori e come debbano essere spesi gli sforzi atti a raggiungere gli obiettivi sopracitati. Le direttive in questo caso sono il naturale aggiornamento delle precedenti, modificando quindi in termini quantitativi gli obiettivi comunitari ma non in termini qualitativi. Anche in questo caso si focalizza l'attenzione nella direttiva che promuove la penetrazione delle fonti rinnovabili:

La **Direttiva 2018/2001/UE** dice che ogni stato membro è tenuto a redarre entro il 2018 una bozza di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) in cui vengono definiti i contributi che ogni stato si impegna a soddisfare per poter raggiungere il target europeo entro il 2030. In questa nuova direttiva però non viene stabilita per ogni paese quale debba essere la percentuale di penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico di ogni paese ma viene invece lasciata libera la decisione su quale debba essere la percentuale che ognuno si impegna a rispettare. Ciò viene fatto con l'obiettivo dell'unione dell'energia che insieme raggiungerà il 32% di consumo di energia da fonti rinnovabili.

In ogni stato membro questa direttiva dovrà quindi essere recepita e trasformarsi in legge. A questo punto risulta necessario approfondire la situazione italiana passata e futura per poter contestualizzare il progetto in analisi.

## 1.2 Politiche Energetiche In Italia

### 1.2.1 Politiche Energetiche passate

Con il PAN la storia delle politiche energetiche e quindi dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia si è basata sulla distinzione delle tecnologie: fotovoltaico e altre fonti rinnovabili.

#### 1.2.1.1 Incentivazione fonti rinnovabili escluso il fotovoltaico

*I certificati Verdi* che sono stati introdotti con il **Dlgs 16/03/1999, n. 79** con l'equivalenza tra 100 MWh elettrico prodotto da fonte rinnovabile ed 1 certificato verde CV, non distinguendo però la fonte di origine. Questo meccanismo è stato varie volte modificato, inizialmente con il **DM 18/12/2008** con cui hanno quindi assunto l'equivalenza data da 1 MWh= 1 Certificato verde. Successivamente attraverso la **legge 99 del 23/07/2009** è stata differenziata con un coefficiente k

moltiplicativo l'equivalenza tra energia e certificati in base alla fonte di provenienza come riportato in tabella 2.

Numerazione L.244/07	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica on-shore	1,00
1-bis	Eolica off-shore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,80
8	Gas di scarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8

*Tabella 2-Coefficienti correttivi certificati verdi [5]*

Il prezzo dei Certificati Verdi è variato nel tempo partendo da una quota di 125 €/MWh, fino a prezzi dipendenti dal prezzo medio di vendita dell'energia dell'anno precedente. I certificati verdi dovevano essere comprati dai soggetti obbligati che inizialmente erano rappresentati dai produttori di energia a fonte fossile che dovevano acquistare certificati verdi tali da garantire che il 2% della loro energia fosse rinnovabile. Successivamente l'obbligo di acquisto è stato trasferito ai distributori.

Con Legge Finanziaria 2008 è stato inoltre definito l'obbligo al GSE di acquistare gli eventuali certificati verdi in esubero al prezzo medio registrato l'anno precedente. *La Tariffa onnicomprensiva* ha rappresentato un'alternativa ai certificati verdi. Essa è stata la tariffa a cui il GSE ha acquistato l'energia prodotta per impianti con potenza minore di 1MW (200 kW per l'eolico).

Numerazione L.244/07	Fonte	Tariffa (€/MWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	300
3	Geotermica	200
4	Moto ondoso e maremotrice	340
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	220
6	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	280
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	180

*Tabella 3-Tariffa onnicomprensiva [5]*

I generosi prezzi visibili in tabella 3 della tariffa onnicomprensiva hanno spinto molti investitori a creare impianti di gas residuati, biomasse ed eolico.

#### 1.2.1.2 Incentivazione fotovoltaico

Il conto Energia creato per l'incentivazione del fotovoltaico prende parte al regime di incentivazione entrato in vigore con i decreti interministeriali **del 28/07/2005** e **del 06/02/2006** con accesso all'incentivazione consentito unicamente agli impianti di potenza nominale non inferiore a 1 kWp e non superiore a 1 MWp, con un limite di potenza incentivabile pari a 500 MWp. L' incentivo associato è stato molto alto come visibile in figura 3. Il risultato del primo conto energia è stata una potenza installata di 163,4 MWp, minore quindi delle aspettative a causa delle difficoltà burocratiche. Analizzando la taglia degli impianti installati si nota che il 69 % di impianti installati è con potenza minore di 20 kWp, soltanto il 2% degli impianti installati aveva potenza maggiore di 50 kWp.

Impianto FV	Potenza in kW	Tariffe incentivanti € / kWh
Classe 1	$1 \leq P \leq 20$	0,445 (scambio sul posto dell'energia)
		0,460 (non scambio sul posto dell'energia)
Classe 2	$20 < P \leq 50$	0,46
Classe 3	$50 < P \leq 1000$	0,490 (valore massimo – soggetto a gara)

Figura 3-Incentivo primo conto energia [6]

Si sono susseguiti in totale cinque conti energia con cui è stato incentivato il fotovoltaico in Italia, ciò che è cambiato tra un conto energia e un altro è stata la modalità di incentivazione e la tariffazione.

La differenza sostanziale del secondo conto energia entrato in vigore con **D.M. 19/02/2007** è stata lo snellimento delle procedure di richiesta dell'incentivo che avevano bloccato l'erogazione dell'incentivo del primo conto energia. Sostanzialmente sono stati avvantaggiati impianti di piccola taglia e installati su edifici, inoltre l'incentivo è stato erogato unicamente ad impianto già in esercizio, così da velocizzare la verifica di conformità dell'impianto come visibile in tabella 4. Grazie al secondo conto Energia in Italia al 31 Dicembre 2012 sono stati installati 6791 MWp il che rende effettivamente chiaro come il secondo conto energia sia stato ampiamente più efficace del primo. Si può dunque affermare che è stato esso il centro della cosiddetta "epoca d'oro" del fotovoltaico, nome attribuitogli grazie all'incentivazione emessa e alla possibilità di riuscire effettivamente ad ottenerla. In percentuale gli impianti più installati sono rientrati tra 3 e 20 kWp pari al 53% del totale mentre gli impianti con potenza minore di 3 kWp hanno avuto un numero di installazioni pari al 36% del totale. Gli impianti di taglia maggiore a 20 kWp che rappresentano la restante parte hanno avuto una potenza media installata pari a 249,44 kWp dimostrando quindi che il mercato ancora non fosse pronto per la realizzazione di impianti Utility scale. Le percentuali della potenza installata sono però diverse in quanto gli impianti con potenza maggiore di 20 kWp pesando maggiormente arrivano ad avere come percentuale sulla potenza installata l'84 %.

Potenza impianto (kW)	Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
$1 \leq P \leq 3$	0,384	0,422	0,470
$3 < P \leq 20$	0,365	0,403	0,442
$P > 20$	0,346	0,384	0,422

Tabella 4-Secondo conto energia [7]

Nel 2010 è entrato in vigore il terzo conto energia a seguito del **DM 06/08/2010** creato per garantire soluzione di continuità con i precedenti conti energia dove ciò che è cambiato è stata una sempre progressiva e graduale incentivazione maggiore agli impianti piccoli e installati su edifici come visibile in tabella 5 dove l'incentivo è espresso in €/kWh.

È nel terzo conto energia il momento in cui gli impianti di grande taglia prendono piede per la prima volta. In quanto al 31 dicembre 2012 si contano 24 impianti con potenza maggiore di 5 MWp rappresentando il 12 % della potenza installata totale. È dunque dal terzo conto energia che l'installazione di impianti di taglia maggiore inizia ad essere particolarmente interessante per il mercato e quindi fonte attrattiva di investimenti più onerosi dal punto di vista finanziario. Si osserva che la potenza media installata negli impianti di grande taglia è pari a 8,15 MWp [8]. Il limite di potenza incentivabile è pari a 3000 MW per gli impianti solari fotovoltaici; 300 MW per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative; 200 MW per gli impianti a concentrazione.

	<b>A)</b>		<b>B)</b>		<b>C)</b>	
	<b>Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011</b>		<b>Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011</b>		<b>Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011</b>	
<b>Potenza (kW)</b>	Impianti su edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti su edifici	Altri impianti fotovoltaici	Impianti su edifici	Altri impianti fotovoltaici
<b>1≤P≤3</b>	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
<b>3&lt;P≤20</b>	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
<b>20&lt;P≤200</b>	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
<b>200&lt;P≤1000</b>	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
<b>1000&lt;P ≤5000</b>	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
<b>P&gt;5000</b>	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Tabella 5-Terzo conto energia [9]

In questo conto energia oltre all'incentivazione per gli impianti standard è stata prevista una incentivazione specifica per impianti fotovoltaici con tecnologie innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione come visibile in tabella 6. Come è precisato nella tabella 5 la tariffa è stata calcolata in base al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto.

Tariffe incentivanti (€/kWh) per l'anno 2011 per impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative. Tariffe incentivanti (€/kWh) per l'anno 2011 per impianti fotovoltaici a concentrazione.

<b>Potenza (kW)</b>	<b>Tariffe incentivanti (€/kWh)</b>	<b>Potenza (kW)</b>	<b>Tariffe incentivanti (€/kWh)</b>
<b>1≤P≤20</b>	0,44	<b>1≤P≤200</b>	0,37
<b>20&lt;P≤200</b>	0,40	<b>200&lt;P≤1000</b>	0,32
<b>200&lt;P≤5000</b>	0,37	<b>200&lt;P≤5000</b>	0,28

Tabella 6-Terzo conto energia [9]

Il Susseguirsi di altri due conti energia è stato necessario unicamente per poter allineare le tariffe incentivanti all'andamento di mercato. Con il **D.M. 05/05/2011** è stato dunque emanato il quarto conto energia che a fronte delle diverse taglie e modalità di installazione verificatesi durante la precedente forma di incentivazione ha previsto una più dettagliata differenziazione dell'incentivo tentando comunque di incentivare maggiormente impianti di piccola taglia installati su edifici e

incentivare meno impianti di grande taglia installati a terra, come visibile in tabella 7. [9]

	giu-11		lug-11		ago-11		set-11		ott-11	
Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici	Altri impianti								
	[€/kWh]	[€/kWh]								
$1 \leq P \leq 3$	0,387	0,334	0,379	0,337	0,368	0,327	0,361	0,316	0,345	0,302
$3 < P \leq 20$	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303	0,325	0,289	0,31	0,276
$20 < P \leq 200$	0,338	0,306	0,331	0,3	0,321	0,291	0,307	0,271	0,293	0,258
$200 < P \leq 1000$	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263	0,298	0,245	0,285	0,233
$1000 < P \leq 5000$	0,314	0,277	0,298	0,264	0,28	0,25	0,278	0,243	0,256	0,223
$P > 5000$	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238	0,264	0,231	0,243	0,212

	nov-11		dic-11		I semestre 2012		II semestre 2012	
Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici	Altri impianti						
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,32	0,281	0,298	0,261	0,274	0,24	0,252	0,221
$3 < P \leq 20$	0,288	0,256	0,268	0,238	0,247	0,219	0,227	0,202
$20 < P \leq 200$	0,272	0,24	0,253	0,224	0,233	0,206	0,214	0,189
$200 < P \leq 1000$	0,265	0,21	0,246	0,189	0,224	0,172	0,202	0,155
$1000 < P \leq 5000$	0,233	0,201	0,212	0,181	0,182	0,156	0,164	0,14
$P > 5000$	0,221	0,191	0,199	0,172	0,171	0,148	0,154	0,133

Tabella 7-Incentivazione del quarto conto energia [9]

Come è possibile notare in figura 4, che mostra gli impianti installati al 31 Dicembre 2013, anche nel quarto conto energia è possibile vedere come gli impianti di piccola

taglia inizino a pesare meno in percentuale sulla potenza installata mentre diventi sempre più preponderante l'installazione di grandi impianti con il 42% della potenza installata da impianti di potenza compresa tra 200 kWp e 1000 kWp, il 23% della potenza installata grazie ad impianti con taglia tra 1000 kWp e 5000 kWp e anche il 11% di impianti installati con taglia maggiore di 5000 kWp. Stando a significare che anche a fronte di un minore incentivo, avendo il vantaggio dell'economia di scala, gli impianti di grande taglia hanno iniziato a prevalere sul mercato. Questo periodo ha portato all'installazione di 7764 MWp al 31 Dicembre 2013 che è effettivamente un traguardo per quanto riguarda la potenza installata da fotovoltaico.

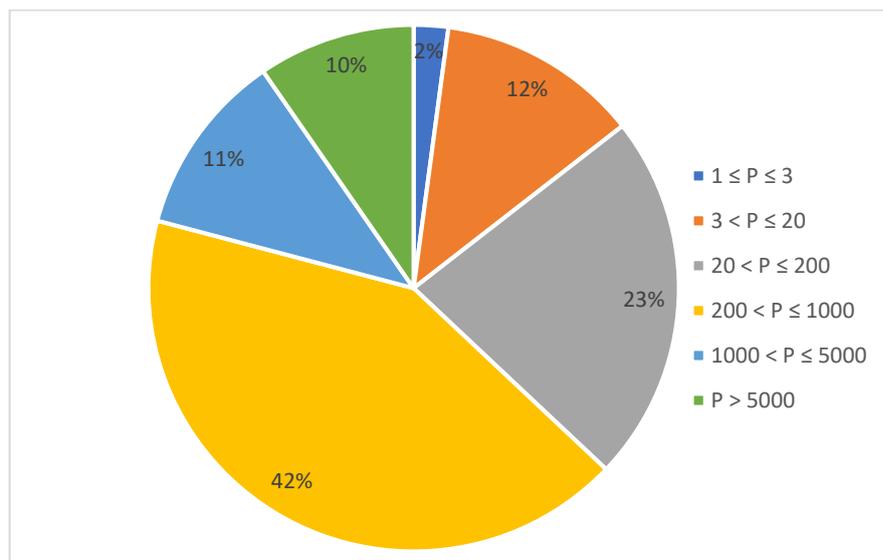


Figura 4-Percentuali impianti installati con il quinto conto energia [10]

Una così alta potenza da sostenere con incentivi ha portato il legislatore a porre un limite massimo di denaro usufruibile per tale scopo e per questo motivo è stato emanato attraverso il **D.M. 05/07/2012** il quinto conto energia che a differenza delle precedenti forme incentivanti pone la fine del periodo di incentivazione con il raggiungimento del costo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro.

Dove per gli impianti con potenza inferiore ad 1 MWp il GSE eroga una tariffa onnicomprensiva differenziata per tipo di impianto, mentre per gli impianti superiori ad 1 MWp viene erogata sull'energia immessa in rete, la differenza tra la tariffa onnicomprensiva di appartenenza e il prezzo zonale orario, unicamente se tale differenza risulta positiva. Inoltre sono stati erogati dei premi nel caso di tecnologie innovative o impianti realizzati su edifici in sostituzione di Ethernit. Vista l'effettiva riduzione dell'incentivo la crescita della potenza installata si è ridotta arrivando ad avere al 31 Dicembre 2013, 1331 MWp installati con il Quinto conto energia. Con una ripartizione percentuale maggiormente a favore degli impianti di media taglia come visibile in Figura 5.

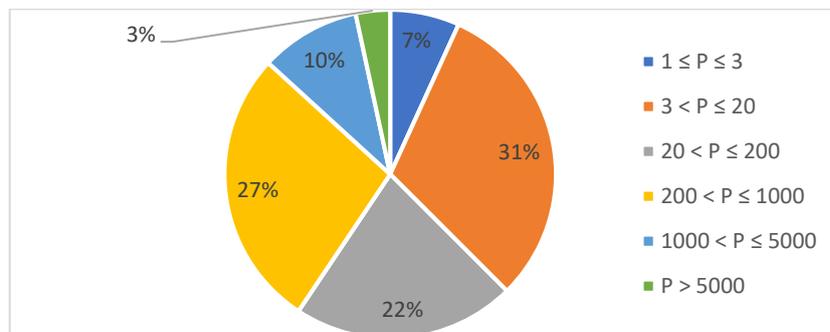


Figura 5-Incentivi quinto conto energia

Si osserva che per tutti i conti energia le tariffe aggiudicate hanno la durata di 20 anni. Grazie a questa serie di incentivi il fotovoltaico ha progressivamente preso piede all'interno degli investimenti del settore energetico italiano, avendo di fatto portato ad avere una installazione di nuova potenza anche in assenza di incentivo come visibile in figura 6.

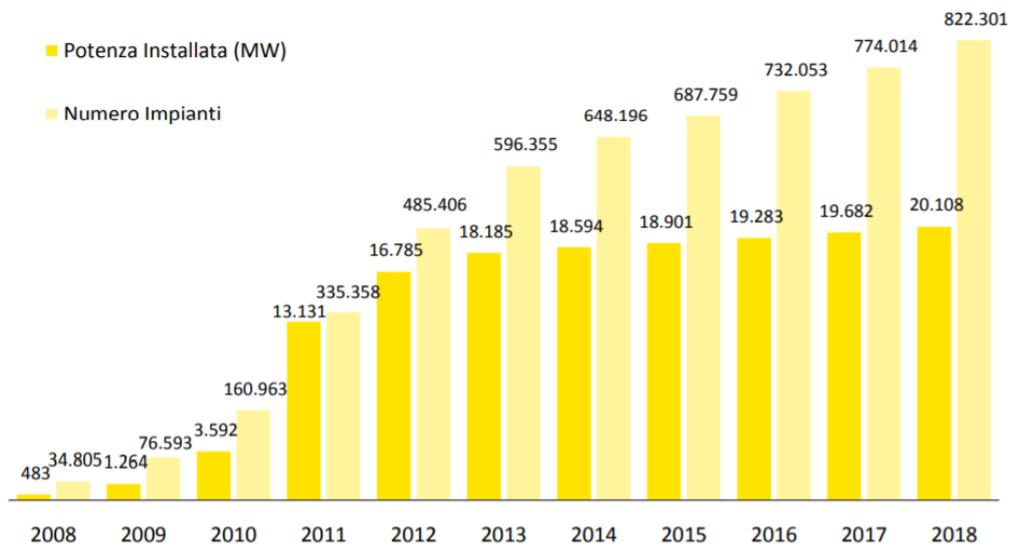


Figura 6-Trend potenza installata fotovoltaico [11]

Viene inoltre mostrato in figura 7 la potenza installata dal 2008 al 2018 in base alla taglia di impianto. Si osserva che la scala delle ascisse varia in base alla potenza e come è possibile notare, per gli impianti Utility scale, cioè di taglia maggiore di 5 MW vi è stata un picco di installazioni al 2011, corrispondente all'erogazione dell'incentivo anche per questi impianti, mentre vi è stata una assoluta assenza di installazioni nel 2014, 2015 e 2016 in quanto questi impianti non rientravano ancora in market parity. Dal 2017 in poi vi è stata una ripresa delle installazioni dovuta proprio alla convenienza dei suddetti impianti anche con logiche di libero mercato.

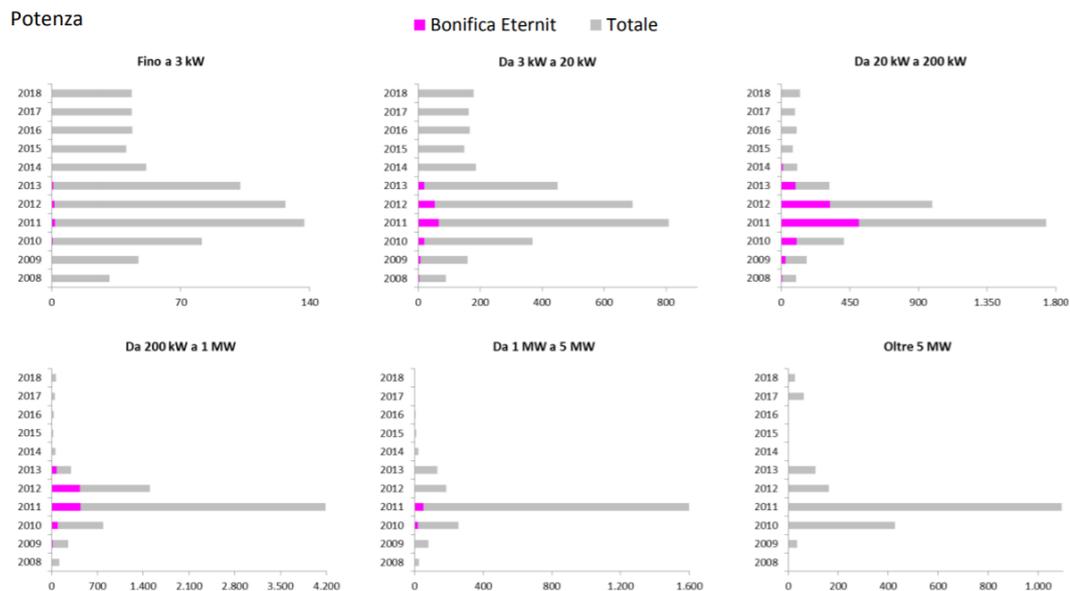


Figura 7-Potenza installata serie storica [11]

### 1.2.2 Politiche energetiche attuali e future

Complessivamente, grazie a tutte le tipologie di incentivo sulle diverse fonti rinnovabili l'Italia ha raggiunto gli obiettivi previsti dal PAN al 2020 già al 2018 come visibile in figura 8.

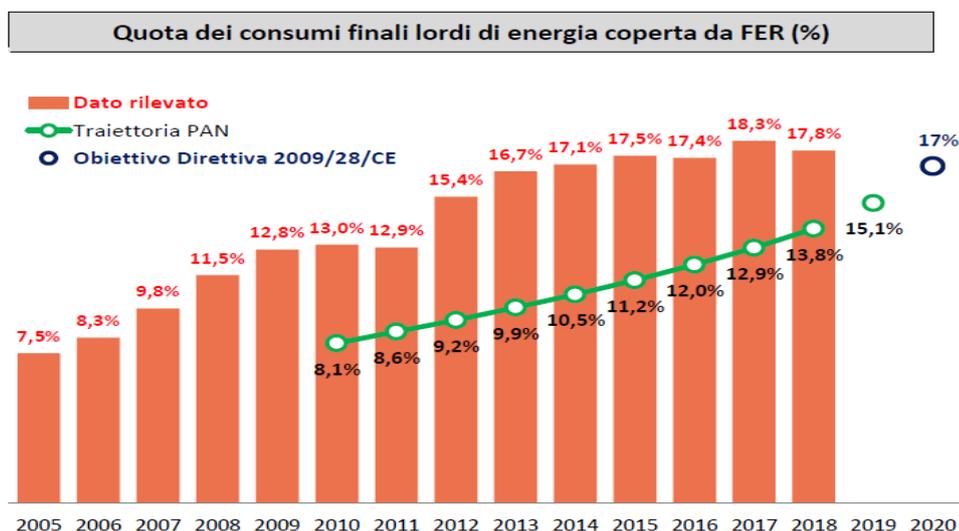


Figura 8-Trend penetrazione rinnovabili [12]

La proficua penetrazione delle fonti rinnovabili, in particolare delle fonti rinnovabili non programmabili, come l'eolico ed il fotovoltaico hanno però portato l'insorgere del problema dello sbilanciamento della rete che consiste nella differenza temporale durante l'arco della giornata tra domanda ed offerta di energia elettrica, sottoponendo così la rete elettrica nazionale a condizioni di funzionamento anomale. Per sopperire ai momenti in cui questi impianti producono molta energia come ad esempio giornate particolarmente ventilate oppure con un forte irraggiamento solare allora è necessario da parte del Transmission System Operator, (TSO), staccare la produzione dei suddetti impianti a causa del vincolo di transito dell'energia elettrica sul determinato cavidotto.

Ciò ha portato alla consapevolezza da parte del gestore della rete elettrica, TERNA S.p.a, a porre particolare attenzione sui progetti di accumulo dell'energia in modo da poter immagazzinare parte l'energia nei momenti di massima produzione e rilasciarla nei momenti di picco della domanda.

Proprio per questo motivo nel **D.M. 04/07/2019** che torna ad incentivare il fotovoltaico si pone particolare attenzione all'autoconsumo di energia cercando di limitare il più possibile l'immissione del fotovoltaico nelle ore di punta. Sono stati fissati 7 Bandi da settembre 2019 fino a Ottobre 2021 a cui si può partecipare. È stata stabilita la potenza incentivabile per ogni bando e divisi gli impianti in 4 categorie. Per ogni categoria gli impianti con potenza minore di 1 MW vengono iscritti in appositi registri mentre gli impianti con potenze superiori partecipano a base d'asta. Per quanto riguarda il fotovoltaico Utility Scale esso attualmente non può partecipare ai suddetti bandi in quanto l'incentivo non è erogato per impianti costruiti su terreni agricoli.

Dunque gli impianti Utility scale ad oggi proprio grazie al progressivo abbassamento dei costi possono essere considerati in regime di Market Parity e per ciò hanno motivo di esistere. Si deve però osservare che questo regime è stato raggiunto fino ad ora unicamente dagli impianti di grande taglia che grazie

all'economia di scala hanno la possibilità di abbattere i costi variabili come l'acquisto dei moduli, i relativi supporti e tutti i componenti elettrici che all'aumentare della taglia o della quantità acquistata riducono il loro prezzo unitario. Influisce inoltre la riduzione percentuale dei costi fissi rispetto al totale dell'impianto come le opere civili, l'iter autorizzativo e la progettazione. Di particolare importanza è quindi analizzare come il legislatore intende porsi nei confronti di tali impianti, si pone dunque particolare attenzione su cosa l'Italia abbia scritto nel PNIEC consegnato a fine Dicembre 2019.

#### 1.2.2.1 Contestualizzazione del PNIEC negli impianti Utility scale

Nel piano nazionale integrato per l'energia ed il clima l'Italia si impegna ad accelerare la decarbonizzazione del 2050 prefiggendosi il 2030 come una tappa intermedia. Di particolare importanza sarà il sistema elettrico che dovrà riformarsi in modo di dare possibilità alle fonti rinnovabili di essere il fulcro del sistema di produzione energetica italiano. I dati degli scenari sono riportati nel capitolo 9.

I pilastri fondamentali dello sviluppo del sistema energetico complementari alla forte crescita delle fonti rinnovabili sono:

- **Sviluppo di impianti a ciclo combinato**
- **Potenziamento rete elettrica**
- **Lo sviluppo di sistemi di accumulo**
- **Ammodernamento delle regole del mercato della borsa elettrica**

Gli impianti a ciclo combinato sono scelti innanzitutto per la loro reattività e velocità nella variazione di potenza immessa in rete e in secondo luogo perché tra tutti i combustibili, il gas è colui che ha la minore emissione di CO<sub>2</sub> a parità di energia liberata. Dunque si avrà lo sviluppo di fonti fossili centrate sul loro

accoppiamento allo sfruttamento delle fonti rinnovabili e con la consapevolezza che esse dovranno sempre man mano ridursi.

Il potenziamento della rete di trasmissione nazionale è importante e fondamentale per spostare più in alto, soprattutto nelle zone a maggiore densità di fonti rinnovabili, il limite di transito dell'energia elettrica. Ciò deve essere accoppiato allo sviluppo di sistemi di accumulo separati oppure direttamente integrati all'interno degli impianti di produzione a fonte rinnovabile, IAFR. Secondo le stime riportate sarà necessario da oggi al 2030 installare 6000 MW di accumulo a livello centralizzato e 4000 MW a livello distribuito, considerando per gli accumuli i pompaggi idroelettrici laddove fisicamente possibili e la costruzione di accumuli elettrochimici.

Il miglioramento delle regole del mercato della borsa elettrica passa attraverso la progressiva apertura ad un pubblico più ampio del mercato dei servizi di dispacciamento, MSD in modo da poter avere molti impianti distribuiti sul territorio nazionale, capaci di regolare a scendere o a salire la potenza immessa o assorbita dalla rete. Il punto cruciale del miglioramento di questo servizio è la costituzione di unità virtuali abilitate. Viene riconosciuta l'attuale poca flessibilità del MSD e la necessità di riformare interamente il sistema in modo da poter facilitare l'ingresso a questo mercato alle unità virtuali aggregate, UVA, che possano attraverso l'aggregazione di punti di consumo e immissione, controllare l'evoluzione dei carichi e l'evoluzione della potenza immessa in rete in maniera distribuita. L'Italia si impegna dunque a semplificare tutta la burocrazia e costruire normative adatte a facilitare lo sviluppo dei punti sopracitati.

Considerato quindi che il legislatore intende promuovere gli impianti a fonte rinnovabili ma che come analizzato in precedenza la loro incentivazione, in particolare del fotovoltaico risulta al quanto esigua, dovranno essere necessariamente gli impianti Utility Scale a guidare la transizione energetica nei prossimi anni. [13]

## *2 Problemi e soluzioni Piano di Sviluppo Terna 2020*

Declinando il PNIEC in maniera pratica Terna analizza attraverso il Piano di Sviluppo 2020 lo stato del sistema elettrico italiano, evidenzia i problemi e cerca le soluzioni adattate alle condizioni future. Terna articola la visione di un sistema elettrico sicuro ed efficace attraverso quattro criteri fondamentali che il sistema elettrico deve poter garantire:

- **Resilienza:** la Resilienza è la capacità del sistema elettrico di resistere a sollecitazioni che vanno oltre i limiti della rete e di tornare in modo rapido, anche a condizione di interventi provvisori, alle funzioni essenziali del sistema.
- **Decarbonizzazione:** La decarbonizzazione è il fine delle politiche energetiche già attuate e da attuare ma ciò richiede come già detto una forte integrazione della rete elettrica per sostenere la produzione da fonte rinnovabile.
- **Market efficiency:** La “Market efficiency” rappresenta la volontà di rendere il mercato dell’energia elettrica più propenso a sostenere la transizione energetica e quindi di facilitare la vita all’esistenza delle fonti rinnovabili all’interno delle logiche di Market Parity.
- **Sostenibilità Sistemica:** La sostenibilità sistemica è la attuazione pratica da parte di Terna della propria volontà di pianificare una rete elettrica nazionale attraverso una pianificazione che sia basata sulla crescita economica, l’inclusione sociale e la protezione ambientale.

I quattro Driver appena elencati sono analizzati in maniera più dettagliata in figura 9 dove è possibile notare la totale integrazione tra questi e i concetti precedentemente evidenziati nella analisi del PNIEC.



Figura 9-Driver piano sviluppo Terna 2020 [14]

## 2.1 Problemi evidenziati dal Piano di Sviluppo Terna 2020

Terna pone particolare attenzione sulla stabilità del sistema elettrico a fronte di una sempre maggiore potenza installata di fonti rinnovabili non programmabili, in particolare il fotovoltaico che è il fulcro su cui si basano le linee guida. Il problema sostanziale sta per prima cosa nella non programmabilità della fonte, della sua intermittenza e soprattutto della mancanza di massa rotante. Fisicamente la produzione fotovoltaica viene definita “inverter based”, che non avendo organi in movimento ha una reattività praticamente istantanea rispetto alla variazione della fonte primaria, cosa che non accade invece per le fonti convenzionali che hanno una massa rotante in grado di sostenere le variazioni che si creano a causa dello sbilanciamento istante per istante che si ha tra offerta e domanda di energia. Il fenomeno della risposta in frequenza della rete in base all'inerzia del sistema di cui essa è costituita è rappresentato in maniera qualitativa in figura 10:

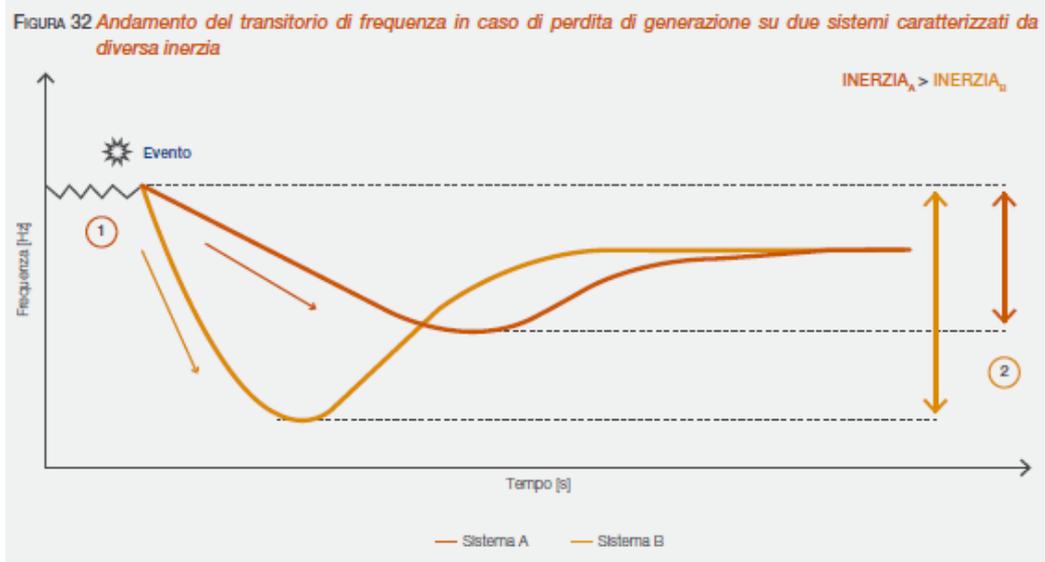


Figura 10-Risposta in frequenza [14]

È chiaro quindi che al ridursi dell'inerzia aumenta l'instabilità della rete. Oltre a ciò si ha la riduzione della potenza di cortocircuito che porta in primo luogo ad un ampliamento delle zone interessate da una riduzione della tensione a causa di un cortocircuito come visibile in figura 11. [14]



Figura 11- Estensione aree interessate da buchi di tensione [14]

In secondo luogo si ha una minore selettività dei guasti da parte dei sistemi di protezione e una maggiore distorsione armonica della tensione.

Inoltre si prospetta il problema della futura overgeneration a livello di sistema paese, fenomeno che già esiste a livello zonale e che crea ad oggi particolari congestioni nei flussi di energia elettrica da zone con maggiore produzione rinnovabile e minori consumi verso zone con maggiori consumi come ad esempio i flussi energetici da Puglia, Calabria, Basilicata verso la Campania. A Livello aggregato di tutto il sistema elettrico italiano si vede quindi che nelle ore centrali della giornata, in particolare nei mesi poco caldi ma soleggiati, ad esempio in Aprile, si avrà in futuro più energia prodotta che consumata come visibile in figura 12. Questo è un problema che nel caso si creasse, senza nessuna modifica al sistema elettrico attuale porterebbe al distacco di svariati GW di potenza installata fotovoltaica per diverse ore all'anno, disperdendo quindi tutti gli sforzi fatti fino ad ora e che si faranno in futuro per decarbonizzare il mix energetico.

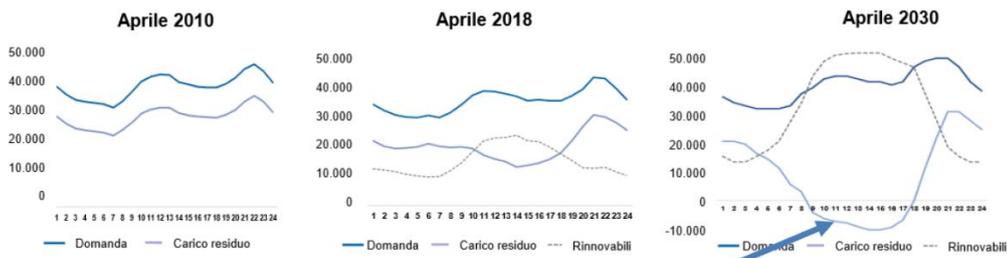


Figura 12-Trend domanda e offerta [15]

Vengono inoltre analizzate in maniera precisa e dettagliate le criticità attuali della rete suddividendo l'Italia per aree Geografiche.

## 2.2 Analisi delle soluzioni

Le soluzioni individuate dal punto di vista della rete elettrica appartengono a tre macrofamiglie;

- **Aumento interconnessioni isole ed estero;**
- **Riassetto delle zone di mercato;**
- **Aumento capacità di accumulo;**

### 2.2.1 Aumento interconnessioni

Gli interventi strutturali della rete prevedono un miglioramento delle connessioni esistenti con le isole e un aumento delle connessioni con l'estero.

Si Prevede un aumento della capacità di trasporto con le frontiere settentrionali fino a 12 GW. Si osserva che per altro non sono inserite in questa linea le “future Merchant Lines” che sono le linee elettriche costruite sostanzialmente da privati in ottiche di libero mercato che naturalmente possono incorrere in lungaggini burocratiche a causa dell'ottenimento delle autorizzazioni a costruire in entrambi i paesi in cui si intende costruire l'opera. Si nota addirittura che al 2030 l'Italia sarà collegata alla Tunisia. Ciò è molto importante perché così facendo si collega l'Europa con l'Africa in maniera quantitativa. Il tutto è visibile in figura 13.

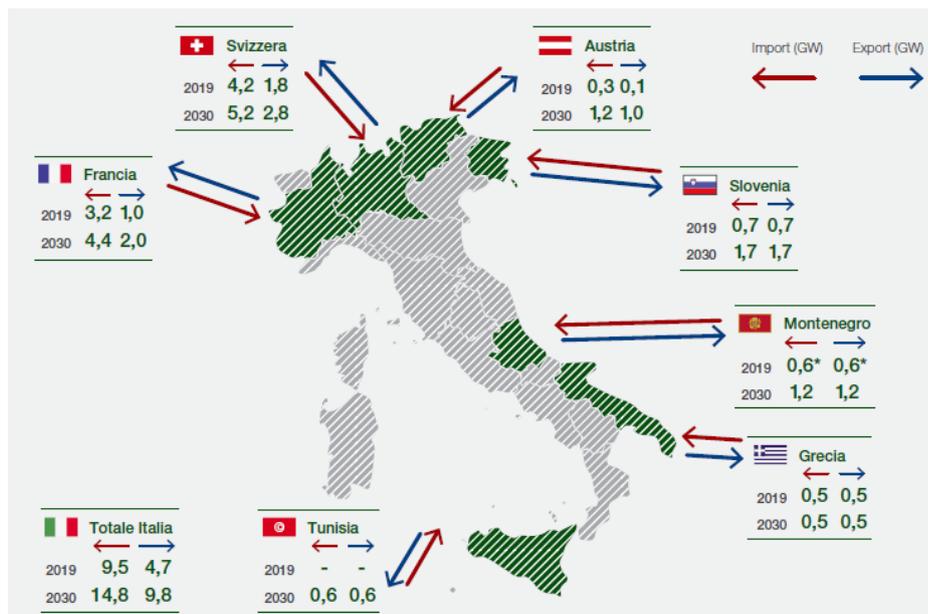


Figura 13-Conessioni con l'estero al 2030 [14]

Quanto detto deve tenere conto anche degli interventi finalizzati al favorire lo smistamento della produzione da fonte rinnovabile all'interno della nazione stessa. Si intende dunque potenziare porzioni di rete e realizzare nuove stazioni di raccolta e trasformazione 380-150 kV e nuove stazioni di smistamento a 150-132 kV, riportati in figura 14.

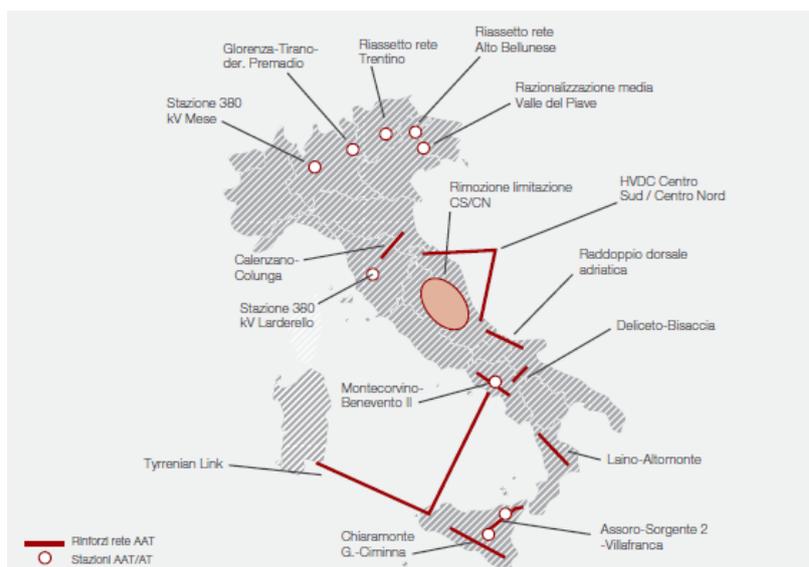


Figura 14- Interventi finalizzati alla maggior produzione da fonte rinnovabile [14]

### 2.2.2 Riassetto delle zone di mercato

Il mercato elettrico italiano descritto più in dettaglio nel capitolo 4 si articola in varie zone di Mercato e ha in alcune zone dei Poli di Produzione Limitata che sono centrali termoelettriche attivabili la cui potenza nominale supera la capacità di interconnessione. In ottica di un miglioramento del mercato elettrico e della riduzione delle congestioni intrazonali si prevede un riassetto delle zone di mercato, in particolare eliminando il polo di produzione limitata di Rossano, attraverso la Deliberazione **103/2019/R/EEL** e la creazione di una zona geografica Calabria che coincide con la regione stessa. Questo riassetto segue la logica dell'eliminazione dei poli di produzione limitata già instaurata con la Deliberazione **386/18/R/EEL** che ha già previsto l'eliminazione dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Priolo, [14] quanto detto risulta più chiaro osservando la figura 15.

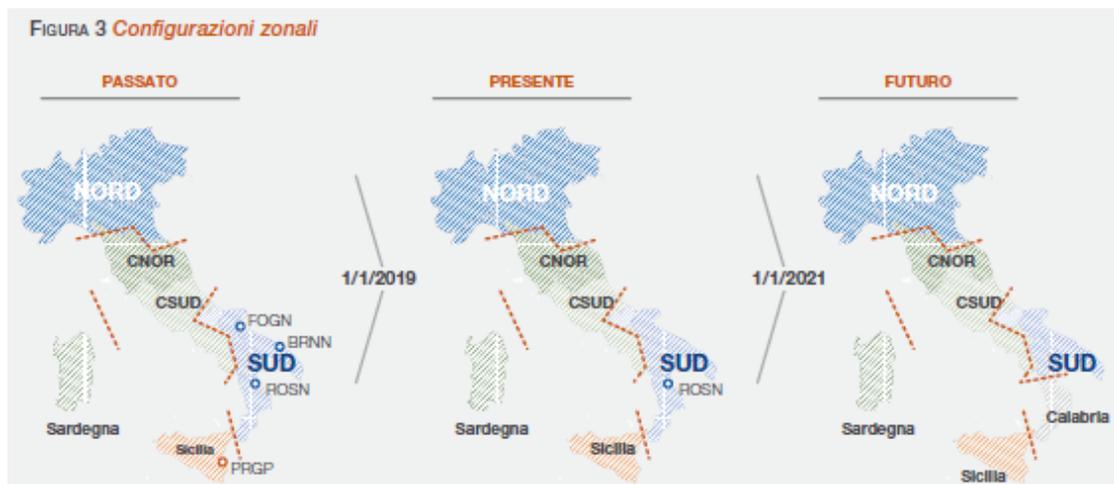


Figura 15-Riassetto zone di mercato [14]

### 2.2.3 Accumulo

I sistemi di accumulo sono indispensabili per favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili e rientrano nella creazione di un sistema complesso ed integrato profondamente diverso dal sistema tradizionale che prevedeva la produzione centralizzata in pochi punti di produzione e un sistema di trasmissione e distribuzione sostanzialmente monodirezionale. L'evoluzione del sistema elettrico è evidenziata in figura 16. Dove nel sistema integrato il consumatore diventa anche produttore creando la figura del "Prosumer" e tutti gli altri componenti si integrano per dare il maggiore spazio possibile all'utilizzo di elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

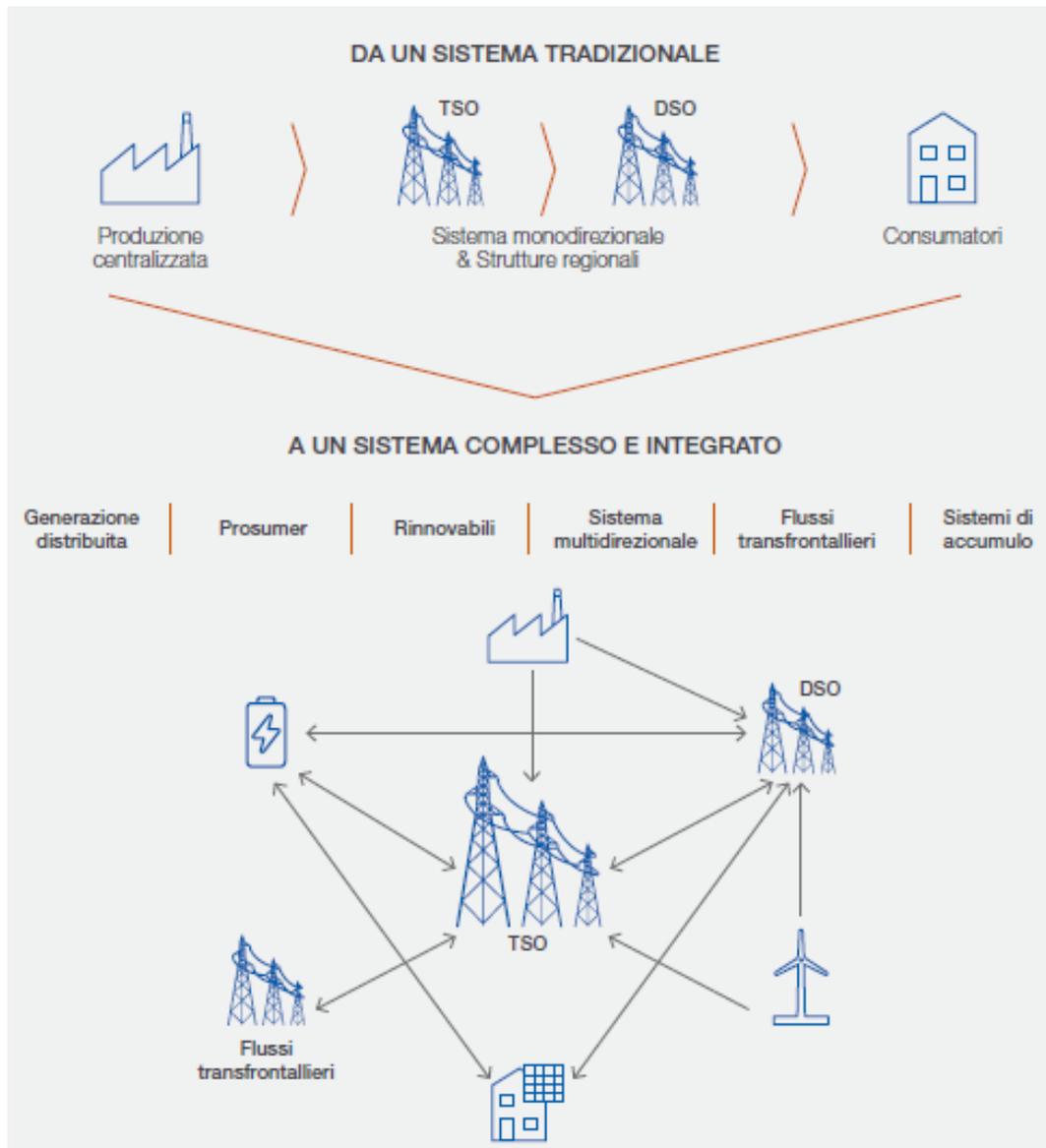


Figura 16-Evoluzione sistema elettrico [14]

In questo contesto le opportunità che un sistema di accumulo può offrire sono riassumibili in due grandi categorie: **Energy intensive** e **Power intensive**. I servizi Energy intensive sono semplici da comprendere e sono Peak Shifting, Peak Sheaving e la programmabilità di immissione.

- **Peak Shifting**: spostamento dei picchi in orari diversi in modo da poter bilanciare domanda ed offerta.

- **Peak Sheaving:** riduzione dei picchi grazie al caricamento dell'accumulo nei momenti di alta produzione e scarsa domanda.
- **Programmabilità immissione:** possibilità di definizione di programmi di immissione in modo da gestire il profitto economico in base alle esigenze del mercato.

I servizi power intensive si basano sul bilanciamento della variazione di frequenza e sulla variazione di tensione che si instaurano nella rete a causa della variazione del carico che deve essere bilanciato istantaneamente. Essi sono trattati esclusivamente dal Mercato Servizi Dispacciamento (MSD) analizzato nel dettaglio nel capitolo 4. Nel capitolo 7 sono invece analizzate singolarmente tutte le possibilità che ha un accumulo per quanto riguarda servizi Power intensive che possono costituire un extra-guadagno rispetto ai servizi Energy Intensive, relativamente alla compatibilità tecnica con l'impianto in questione.

### *3 Componenti dell’Impianto*

Prima di progettare un impianto fotovoltaico è bene avere una rapida introduzione ai componenti dell’impianto stesso.

Un impianto Fotovoltaico è costituito innanzitutto dai moduli fotovoltaici necessari per la conversione della radiazione luminosa in energia elettrica, dai supporti in questo caso ad inseguimento, dai cavi di stringa che servono per portare l’energia elettrica prodotta in corrente continua(DC), verso i DC-combiner che sommano le correnti di un definito numero di stringhe. Essi sono necessari per ridurre il numero di cavi di bassa tensione all’interno dell’impianto. I DC-combiner sono collegati agli inverter attraverso cavi di bassa tensione ma questa volta con sezione naturalmente maggiore in quanto essi devono trasportare più corrente.

Gli inverter sono componenti necessari per l’accoppiamento alla rete in quanto svolgono la trasformazione della corrente da continua ad alternata. Successivamente la corrente passa attraverso un trasformatore “elevatore” MT/BT che innalza il livello di tensione fino a 30 kV per poter trasportare la corrente per tratti più lunghi, in media alcuni chilometri, senza avere eccessive perdite per effetto Joule. Nel seguente progetto inverter e trasformatore sono uniti nello stesso container denominato SKID. L’ultimo componente è la sottostazione Elettrica in cui è presente il trasformatore “elevatore” AT/MT e che eleva la tensione fino a 150 kV per poter connettere l’impianto alla rete elettrica nazionale. I sistemi di accumulo non sono necessari per il funzionamento dell’impianto ma come è già stato descritto in precedenza saranno via via più importanti per evitare congestioni di rete. I sistemi di accumulo possono essere installati sia sul lato in corrente continua che sul lato di impianto in corrente alternata. In questo progetto verrà analizzata la configurazione di un accumulo in corrente continua in quanto risulta essere la configurazione più semplice ed economica da realizzare.

### 3.1 Modulo Fotovoltaico

Il componente principale del modulo è la cella solare, costituita da silicio, che può essere monocristallino, policristallino nei moduli convenzionali, oppure amorfo nella “Thin Film”. Lo spessore della cella convenzionale è di alcune centinaia di micrometri mentre per la tecnologia a film sottile è di alcuni micrometri. La cella fotovoltaica è costituita da due strati di silicio drogati in maniera differente. Uno strato N e con maggiore concentrazione di difetti come il Fosforo e uno strato P con maggiore concentrazione di difetti come il Boro. Collegando la cella agli elettrodi si ottiene la giunzione P-N visibile in figura 17:

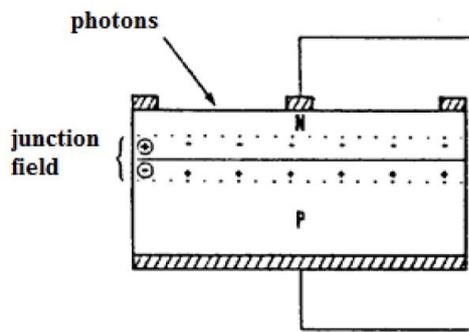


Figura 17-Giunzione P-N [16]

Nella zona P si crea una zona a maggiore concentrazione di cariche positive mentre nella zona N si crea una zona a maggiore concentrazione di cariche negative, per la legge della diffusione le cariche positive migrano nella zona N e le cariche negative migrano nella zona P creando così un campo elettrico “Junction Field”. In assenza di luce la cella solare si comporta alla pari di un diodo, mentre se sottoposto a radiazione luminosa il suo comportamento può essere descritto con un modello a 5 parametri: visualizzabile in figura 18. Dove i parametri per la spiegazione sono:

- **$I_{ph}$** : Corrente fotovoltaica
- **$I_0$** : corrente di drift che si crea a causa del campo elettrico presente sulla giunzione P-N.
- **$m$** : fattore di qualità della cella che dipende dal tipo di manifattura

- **Rs**: Resistenza che modella le perdite associate alla cella e ai contatti elettrici
- **Rsh**: è la Resistenza associata alle perdite di corrente che si hanno sulle facce laterali della cella.

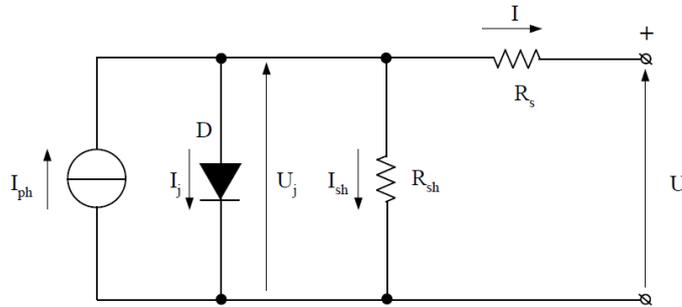


Figura 18-Modello a 5 parametri [16]

Ciò che però viene misurato all'esterno del modulo sono la corrente e la tensione che sono rappresentati nella caratteristica curva (I,V) del modulo fotovoltaico come visibile in figura 19. Dove si distinguono 4 punti fondamentali per descrivere il funzionamento di una cella fotovoltaica:

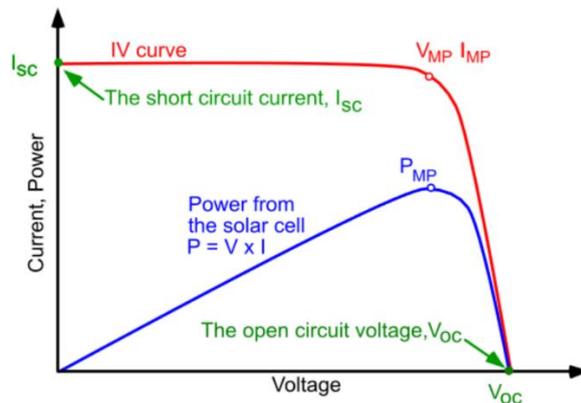
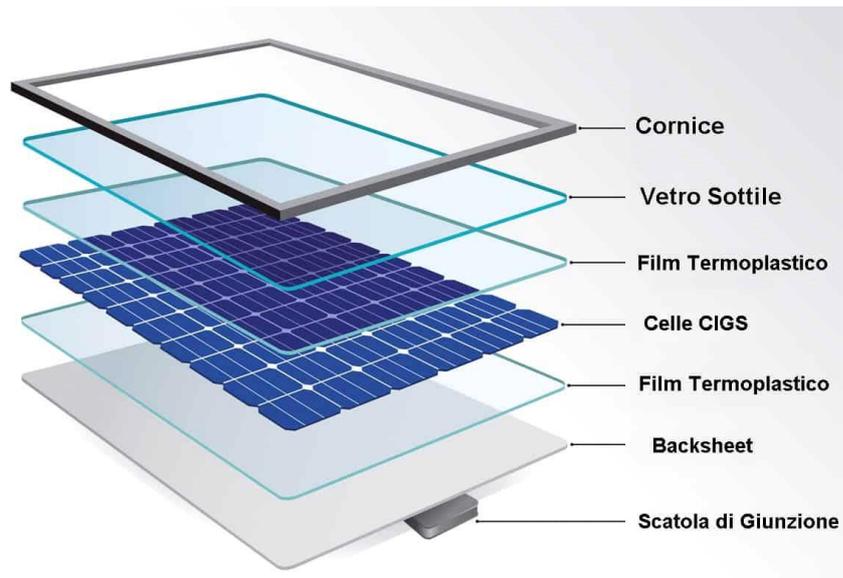


Figura 19-Curva (I,V) [17]

- **I<sub>sc</sub>** : corrente di corto circuito;
- **I<sub>mp</sub>** : corrente di massima potenza;

- $V_{oc}$  : Tensione di circuito aperto;
- $V_{mp}$  : Tensione di massima potenza;

Il modello a 5 parametri riesce a spiegare in maniera sufficientemente dettagliata l'evoluzione della curva. Si osserva naturalmente che la potenza è il prodotto, punto per punto del prodotto di tensione e corrente ed il punto  $P_{mp}$  rappresenta il massimo di potenza raggiungibile dal modulo. Il produttore fornisce questi valori in condizioni STC "standard Test condition" cioè con un irraggiamento pari a  $1000 \frac{W}{m^2}$  e una temperatura della cella costante pari a  $25\text{ C}^\circ$ . La suddetta curva varia sia in base alla temperatura che all'irraggiamento. In generale l'aumento di temperatura o la diminuzione dell'irraggiamento rispetto alle condizioni STC diminuiscono la potenza producibile. Come visibile nell'allegato 1 in cui è riportata la scheda tecnica del modulo fotovoltaico. Il modulo oltre che dalla cella è composto da tutta la struttura che lo sostiene e che evita il degradamento della cella stessa a causa dei fenomeni atmosferici. La struttura è composta da un telaio in alluminio che contiene la struttura, un vetro con elevata trasmissività, uno strato di Etilene vinil acetato (EVA) che ingloba la cella e fa sì che non penetri l'umidità, L'assemblamento è chiaramente spiegato in figura 20.



*Figura 20-Struttura modulo [18]*

## 3.2 SKID

### 3.2.1 Inverter

L'inverter è un dispositivo di elettronico di potenza capace di convertire la corrente continua in entrata in corrente alternata in uscita. Esso è costituito da due componenti fondamentali il Transistor e il diodo. Per semplicità di spiegazione viene trattato il funzionamento di un inverter monofase. L'inverter è composto da quattro Transistor denominati rispettivamente T1,T2,T3 e T4 uniti a 4 diodi

denominati D1,D2,D3,D4, collegati come è possibile visualizzare in figura 21.

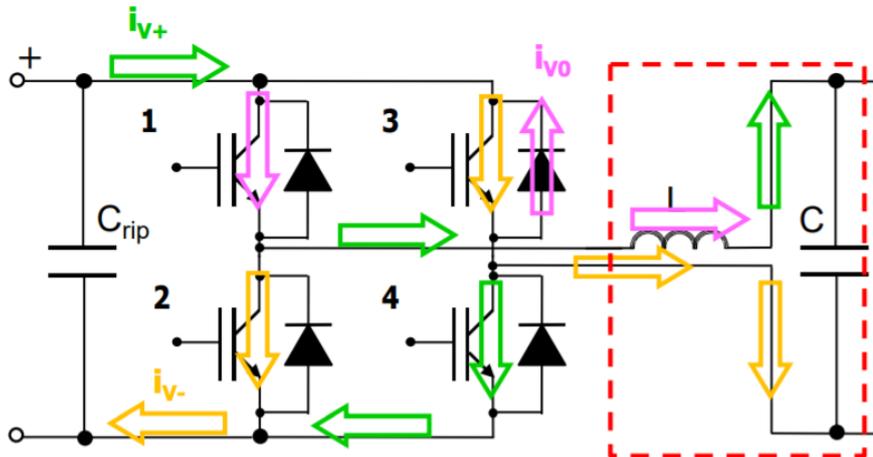


Figura 21-Schema funzionale inverter

Dove con T1 e T4 aperti si crea corrente positiva rappresentato in verde, con T3 e T2 aperti si crea corrente negativa rappresentato in giallo. Mentre con T1 e D3 si crea corrente nulla. Grazie a questo funzionamento si crea la cosiddetta apertura Pulsed With Modulation che accoppiata con il filtro LC riesce a creare la forma sinusoidale, nel caso Europeo a 50 Hz. Negli inverter fotovoltaici è accoppiato inoltre il Maximum Power Point Tracker che è necessario per far funzionare sempre l'impianto fotovoltaico al suo massimo punto di potenza erogabile.

### 3.2.2 Trasformatore

Il trasformatore elevatore è necessario per elevare il livello di tensione ed abbassare la corrente in circolo in modo da ridurre l'effetto Joule. Come già detto il trasformatore MT/BT è già presente nello stesso container dell'inverter mentre il trasformatore AT/MT è collocato all'interno della Sottostazione Utente. Per semplicità espositiva viene di seguito illustrato il principio del Trasformatore ideale costituito da un nucleo di materiale ferromagnetico su cui sono collocati due avvolgimenti dove sono valide le seguenti ipotesi:

l'avvolgimento primario costituito da un numero di spire pari ad  $n_1$  mentre l'avvolgimento secondario è costituito da un numero  $n_2$  di spire.

Il trasformatore ideale si basa su tre ipotesi:

- Perdite negli avvolgimenti nulle
- Perdite nulle nel nucleo ferromagnetico
- Assenza di flusso magnetico disperso

All'interno di tutto il nucleo si ha la conservazione del flusso magnetico  $\Phi$ .

$$\Phi_1 = \Phi * n_1 \quad (3.1)$$

$$\Phi_2 = \Phi * n_2 \quad (3.2)$$

Utilizzando la legge di Farady si determina la tensione presente sugli avvolgimenti:

$$v_1 = \frac{d\Phi_1}{dt} \quad (3.3)$$

$$v_2 = \frac{d\Phi_2}{dt} \quad (3.4)$$

Utilizzando la legge di circuitazione magnetica (legge di Ampere Maxwell)

$$n_1 * i_1 + n_2 * i_2 = 0 \quad (3.5)$$

È possibile dunque arrivare alle due equazioni costitutive del trasformatore:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad (3.6)$$

$$\frac{i_1}{i_2} = - \frac{n_2}{n_1} \quad (3.7)$$

Viene riportato in figura 22 uno schema del trasformatore ideale:

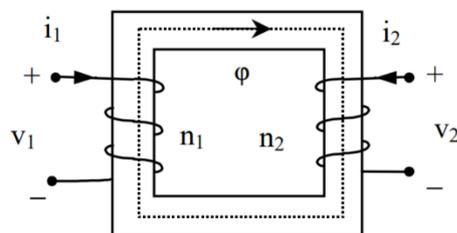


Figura 22-Trasformatore ideale

### 3.2.2 Inseguitori di Rollio

Negli impianti Utility scale i moduli fotovoltaici non sono fissi ma bensì ruotano attorno all'asse Nord-Sud in modo avere in ogni momento della giornata la radiazione luminosa perpendicolare alla superficie captante.

### 3.2.3 Accumulo elettrochimico

La tecnologia utilizzata nel progetto dell'impianto Utility scale è un accumulo a ioni di litio per questo motivo sarà l'unica tecnologia ad essere approfondita. Il funzionamento di un accumulo elettrochimico si basa sulle reazioni di ossidoriduzione (REDOX), in cui una specie chimica si ossida cioè perde elettroni e l'altra specie si riduce cioè acquista elettroni. La cella elettrochimica è costituita da un'elettrolita che separa due elettrodi di materiali diversi. Ogni reazione di ossido riduzione che avviene spontaneamente in natura è essenzialmente una potenziale fonte di energia.

Collegando i due elettrodi con un conduttore si ottiene un flusso di corrente con un determinato valore di tensione che dipende dagli elementi accoppiati. Questa è essenzialmente la fase di scarica dell'accumulo mentre la fase di carica cioè il momento in cui si applica una sorgente esterna di elettricità e si ottiene il flusso inverso degli elettroni all'interno dell'accumulo è detto elettrolisi. La tecnologia si basa sulla divisione della struttura in due semicelle separate da una membrana porosa che permette il passaggio degli ioni ma non permette al contrario il mescolamento dei materiali. [19] I collettori sono invece i componenti che collegano il conduttore agli elettrodi non devono reagire con l'elettrolita.

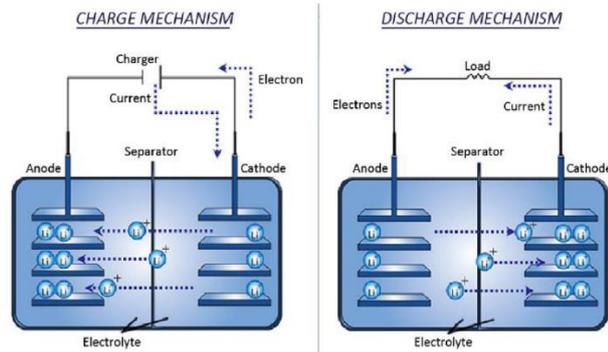
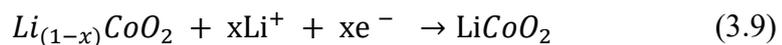
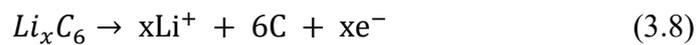


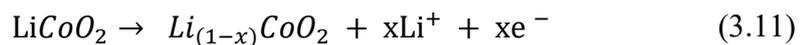
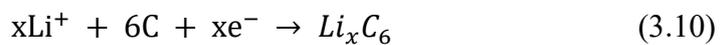
Figura 23-Carica e scarica [20]

Generalmente l'anodo è costituito da grafite allo stato litiato, il catodo invece è un ossido litiato di un metallo di transizione. L'elettrolita invece è costituito da un sale di litio che viene mescolato con un solvente organico in modo da formare un gel oppure su una matrice polimerica rigida ma porosa. Durante la fase di scarica gli elettroni passano dall'anodo al catodo e così anche gli ioni positivi del litio mantenendo dunque su ogni semicella l'elettroneutralità, come rappresentato in figura 23.

Durante la fase di scarica l'elettrodo negativo (anodo) si ossida secondo l'equazione (3.8) mentre l'elettrodo positivo si riduce secondo l'equazione (3.9). La scarica continua dunque fin quando è presente litio all'anodo.



Durante la fase di carica l'elettrodo negativo si riduce secondo l'equazione (3.10) mentre l'elettrodo positivo si ossida secondo l'equazione (3.11).



La carica termina dunque quando tutto il litio presente all'interno dell'ossido di cobalto è terminato. Il vantaggio dei sistemi di accumulo sta nella loro modularità e quindi la capacità di creare accumuli di elevata potenza avendo la stessa tecnologia di base di accumuli di piccola taglia come ad esempio gli accumuli casalinghi. Le batterie a Ioni di Litio hanno però bisogno di un sistema di bilanciamento delle tensioni e di controllo della temperatura. [19] In particolare le batterie progettate per sistemi Utility hanno delle precise gerarchie di controllo delle varie sotto unità in modo tale disattivare a livello locale il singolo sottosistema accumulatore e ripartire la carica sugli altri. Prima di evidenziare la sezione normativa dei sistemi di accumulo è bene riportare spiegare quali siano le grandezze fondamentali utilizzate nell'ambito degli storage elettrochimici:

- **BMS: *Battery Management System***, è il sistema che monitora e controlla la carica e la scarica delle batterie.

- **Ciclo**: è l'unione delle fasi di carica, fasi di scarica e fasi di stand-by della batteria. Per cui il valore iniziale ed il valore finale dell'energia immagazzinata coincidono.

- **SOC: state of charge**, è il valore percentuale della capacità presente nella batteria rispetto alla capacità nominale.

- **Profondità di scarica (o Depth of Discharge – DOD)**: è il valore percentuale che rappresenta di quanto è stata scaricata la batteria rispetto alla capacità nominale.

## *4 Descrizione del mercato elettrico italiano*

### 4.1 Struttura IPEX (Italian Power Exchange)

Il seguente studio oltre che eseguire due configurazioni progettuali di un impianto Utility Scale analizza in maniera specifica tutte le sue possibili integrazioni con il mercato elettrico, analizzando le possibilità presenti e le prospettive future in modo da poter considerare nella analisi economica finale ogni possibile e reale fonte di possibile remunerazione economica che può avere un impianto di questo tipo. Per questo motivo si ritiene necessaria una spiegazione della composizione attuale del mercato elettrico italiano, soprattutto in virtù di una sua possibile modifica a fronte della delibera **322/2019/R/EEL** .

La borsa Elettrica Italiana (**IPEX**) è un sistema nato per organizzare l'incontro tra domanda e offerta di energia a fronte del **Dlgs 16/03/1999, n. 79**. Esso si divide in due settori principali quali il mercato a termine e il mercato a pronti. Il mercato a termine è un puro mercato finanziario in cui si acquista la promessa che in un determinato momento futuro sarà prodotta l'energia, è un mercato che è appannaggio dei trader che speculano sul fatto che in un futuro il prezzo dell'energia possa essere maggiore rispetto al momento in cui si compra. Il mercato a pronti è il momento in cui l'energia viene scambiata sul mercato non solo in termini finanziari ma trattando i vincoli fisici di trasporto dell'energia, dati dalla compatibilità delle domande e delle offerte con la rete elettrica nazionale.

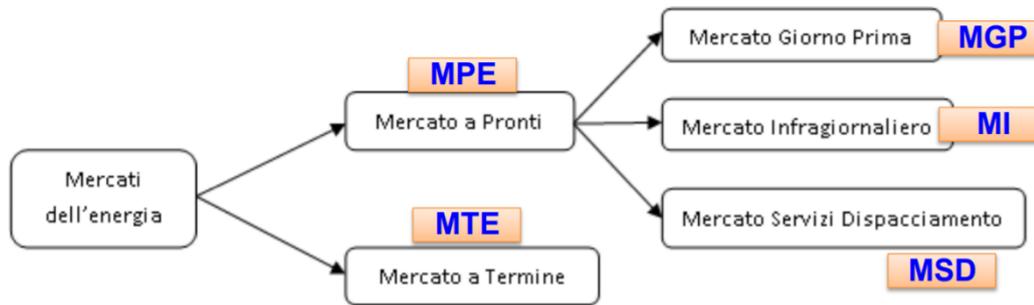


Figura 24-Struttura IPEX [21]

Come visibile in figura 24 il mercato a pronti si divide in mercato del giorno prima (MGP), mercato infragiornaliero (MI) e mercato servizi dispacciamento (MSD). [21]. Sul MGP gli operatori di vendita dell'energia presentano le offerte di energia indicando la quantità di energia e il prezzo minimo a cui si è disposti a venderla che deve essere positivo o al più uguale a zero. Gli operatori di vendita dell'energia presentano le offerte di acquisto indicando la quantità di energia e il prezzo massimo a cui si è disposti ad acquistarla. L'incontro tra domanda ed offerta, nel rispetto dei vincoli di rete, avviene con il criterio del prezzo marginale. Questo mercato apre alle 8:00 del nono giorno che precede alla consegna e chiude alle 12:00 del giorno prima della consegna. Alla chiusura il suo esito consiste nella risoluzione delle contrattazioni orarie in cui le offerte di acquisto sono remunerate al prezzo unico nazionale (PUN) che è la media pesata dei prezzi zionali rispetto alle quantità di energia acquistate. Successivamente si apre il mercato infragiornaliero (MI) che si divide in sette sessioni di vendita: MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7. In esso vengono modificate le offerte di acquisto e vendita dell'energia precedentemente stabilite nel MGP ma questa volta le offerte di acquisto vengono valorizzate sulla base del prezzo zonale. La controparte centrale del MGP e del MI è il Gestore dei Mercati Energetici (GME).

L'ultima fase di mercato che è necessaria per regolare oltre i vincoli di potenza attiva trasmessa anche i vincoli di potenza reattiva, quindi il controllo della tensione e della frequenza della rete, è il Mercato Servizi Dispacciamento (MSD) attraverso

cui Terna si assicura tutte le riserve necessarie per garantire la stabilità del sistema. La spiegazione dei servizi erogati ai fini della stabilità del sistema del suddetto mercato è definita nel capitolo (2.2). Esso è strutturalmente diviso in MSD ex-ante e Mercato Bilanciamento (MB). Il MSD ex-antesi divide in sei sezioni temporalmente distribuite: MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 e MSD6 anche se la presentazione delle offerte è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno prima e termina il giorno di consegna alle ore 17.30 del giorno stesso. In questo mercato la controparte centrale è Terna che accetta le offerte di acquisto e vendita di energia per risolvere le congestioni di rete e costituire i margini di riserva. Si osserva che il prezzo viene pagato in base al criterio “Pay as Bid”. Il mercato del bilanciamento (MB) ha un fine simile ma si occupa della regolazione secondaria e del bilanciamento in tempo reale della rete. [21] esso si divide in 6 sessioni che si vanno ad intersecarsi cronologicamente con le sessioni MSD ex-ante per garantire la sicurezza di rete come chiaramente visibile in figura 25.

Giorno di riferimento	D-1				D																
	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MI3	MSD2	MB2	MI4	MSD3	MB3	MI5	MSD4	MB4	MI6	MSD5	MB5	MI7	MSD6	MB6	
Informazioni preliminari	11.30	15.00	16.30	n.d.	n.d.	23.45*	n.d.	n.d.	3.45	n.d.	n.d.	7.45	n.d.	n.d.	11.15	n.d.	n.d.	15.45	n.d.	n.d.	
Apertura seduta	08.00**	12.55	12.55	12.55	°	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	
Chiusura seduta	12.00	15.00	16.30	17.30	°	23.45*	°	3.00	3.45	°	7.00	7.45	°	11.00	11.15	°	15.00	15.45	°	19.00	
Esiti provvisori	12.42	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Esiti definitivi	12.55	15.30	17.00	21.45	#	0.15	2.15	#	4.15	6.15	#	8.15	10.15	#	11.45	14.15	#	16.15	18.15	#	

\*\* l'ora si riferisce al giorno D-9  
 \* l'ora si riferisce al giorno D-1  
 ° Si utilizzano le offerte presentate sul MSD1  
 # Disciplina del dispacciamento

Figura 25-Articolazione MSD [5]

Come visibile in figura 26 i servizi messi a mercato sono le risoluzioni delle congestioni in fase di programmazione, il bilanciamento, la riserva secondaria e la riserva terziaria.



*Figura 26-Struttura MSD [22]*

## *5 Analisi Normative e autorizzazioni*

### 5.1 Analisi normative vigenti

Il legislatore attraverso l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**) ha iniziato nel 2012 l'inizio di una legislazione apposita per progetti pilota realizzati da Terna emanando le delibere **288/2012/R/eel**, **43/2013/R/eel**, **66/2013/R/eel** per Terna e **ARG/elt 39/10** per i distributori al fine di installare una capacità di accumulo pari a 240 MW. Successivamente al fine di regolamentare la libera installazione di sistemi di accumulo in impianti di produzione è stata emanata la delibera **74/2014/R/EEL** che al comma 4.3 e 4.4 definisce che le unità di produzione costituite da sistemi di accumulo uniti ad altre unità di produzione con cui condividono il punto di connessione e non vi siano presenti unità di consumo, allora l'unità di produzione in cui vi è presente il sistema di accumulo è definita come programmabile o non programmabile in funzione della tipologia dei gruppi di generazione. Risulta quindi nel caso di sistemi di accumulo integrati in impianti fotovoltaici che l'impianto sia comunque classificato come non programmabile. Attraverso la delibera **642/2014/R/EEL** aggiornata con la deliberazione **360/2015/R/EEL** si prevede che per quanto riguarda i requisiti tecnici e le modalità di prova sia necessario attenersi alle norme **CEI 0-16** nella versione consolidata e dalla Variante 1 alla seconda edizione della Norma **CEI 0-21** nella versione consolidata. Sono quindi rilevanti ai fini del seguente studio unicamente le parti riguardanti gli schemi di connessione.

Bisogna innanzitutto distinguere in quale punto dell'impianto viene installato l'accumulo, nel caso in esame l'accumulo viene installato in corrente continua condividendo quindi l'inverter con l'impianto fotovoltaico. Lo schema di connessione è riportato in figura 27.

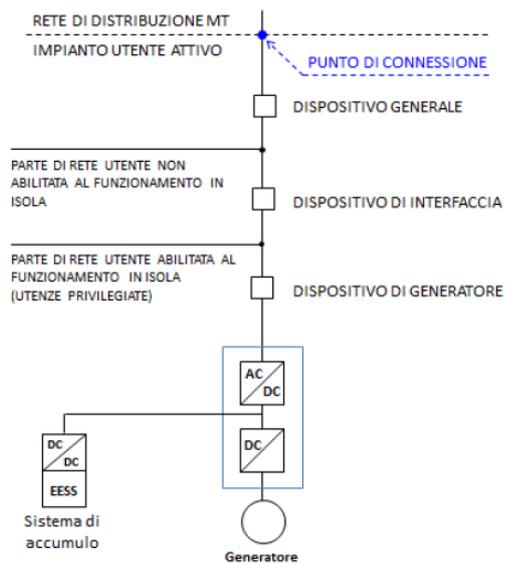


Figura 27-Schema connessione accumulo [23]

Dove nello specifico caso in cui l'accumulo elettrochimico condivide l'inverter con l'impianto di produzione allora la potenza complessiva del sistema impianto più accumulo è pari comunque alla potenza dell'inverter. Sono state anche stabilite le curve di prestazione necessarie che l'accumulo debba necessariamente soddisfare. La curva tensione-tempo nella zona bianca rappresenta la zona di funzionamento dell'accumulo nella quale esso non può disconnettersi dalla rete, nella zona grigia invece è consentita la disconnessione.

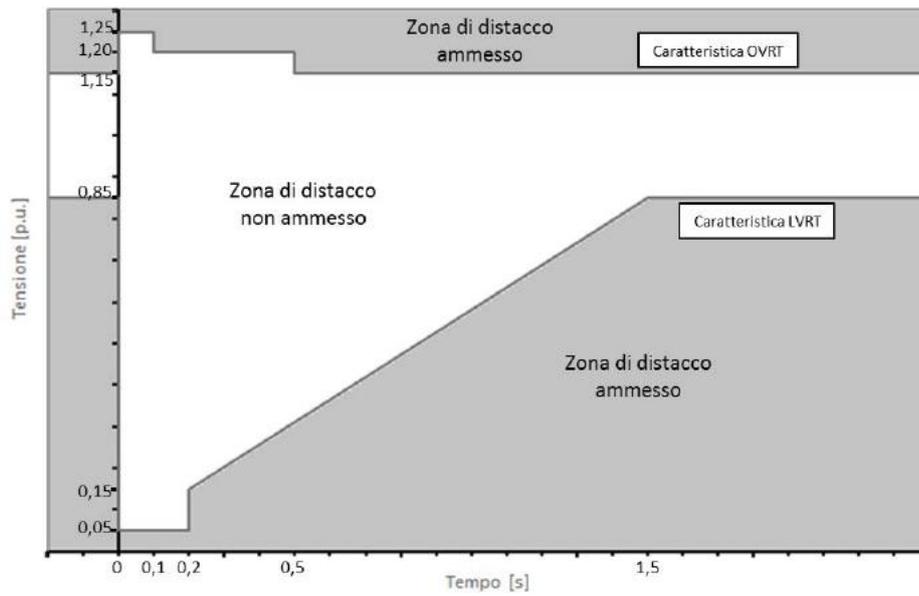


Figura 28-Curva (V,t) [23]

Viene richiesto inoltre che l'accumulo possa regolare in condizioni di funzionamento della rete in sovralfrequenza e sottofrequenza. Essendo stata aggiornata la normativa proprio per includere i sistemi di accumulo viene riportata in figura 29 la curva di regolazione della potenza attiva in funzione delle condizioni di sovralfrequenza e sottofrequenza.

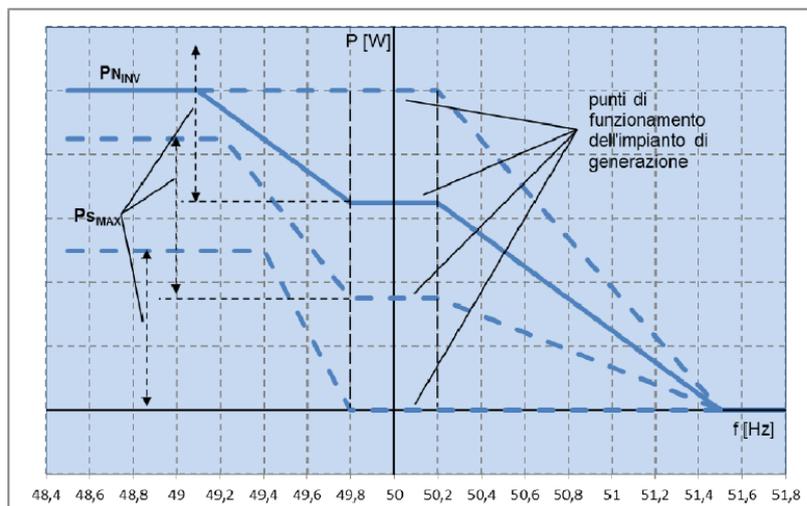


Figura 29-Curva potenza attiva [23]

Nel caso di transitorio di sovralfrequenza l'impianto di generazione non deve attuare alcuna regolazione a scendere mentre l'accumulo è obbligato a regolare la potenza attiva come illustrato in figura 29. Per quanto riguarda invece il transitorio di sottofrequenza l'impianto deve erogare tutta la potenza che in quel momento produce l'impianto fotovoltaico e in aggiunta l'accumulo deve seguire la curva di potenza attiva di figura 29 fino al raggiungimento della potenza massima dell'inverter.

Gli inverter con potenza pari o inferiore a 6 MW devono consentire erogazione e assorbimento della potenza reattiva attraverso delle logiche locali basate sulla tensione di rete letta ai morsetti di uscita dove è stato determinato un parametro  $k$  di offset per gli accumuli elettrochimici, dove tale parametro viene scelto pari a zero se non espressamente richiesto dall'operatore di rete. La curva è rappresentata in figura 30.

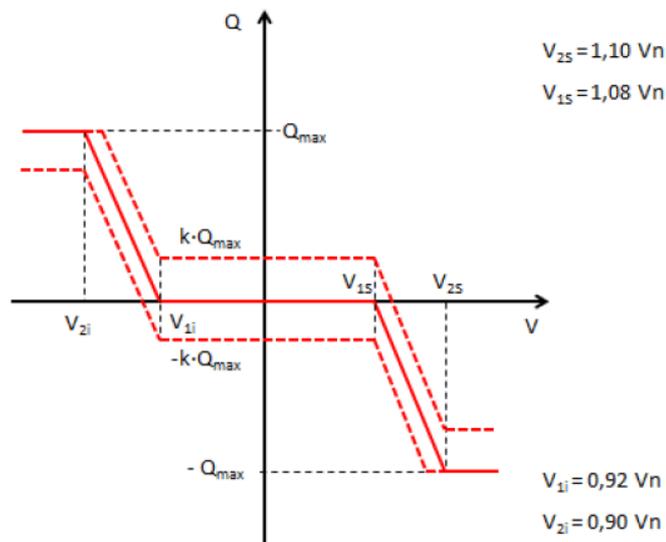


Figura 30- Regolazione potenza Reattiva [23]

## 5.2 Autorizzazioni necessarie allo stato attuale

Dal punto di vista autorizzativo sussiste invece una attuale incertezza in quanto il legislatore non ha ad oggi emanato alcun decreto che assoggetti necessariamente la costruzione di un accumulo elettrochimico ad un definito iter. Considerato il decreto N° **55/05/2019** in cui il ministero dello sviluppo economico, previa nota **MATTM** protocollo **n.28063** del 18/12/2018, in seguito a Valutazione Preliminare autorizza la costruzione di un accumulo di 6 MW nella centrale CCGT sita nel comune di Leini (TO), senza essere sottoposto a Valutazione di impatto ambientale (VIA). Si ritiene che non vi sia una particolare prescrizione da seguire nel caso dell'installazione di un accumulo elettrochimico di tale taglia e che, dovendo comunque presentare valutazione di impatto ambientale per l'impianto fotovoltaico anche qualora non fosse previsto il sistema di accumulo. Si ritiene dunque che sia l'autorità competente attraverso la valutazione del progetto nel suo complesso ad erogare l'esito positivo o meno.

## 6 Linee Guida Future

Cronologicamente il più recente documento emanato dal legislatore è la **322/2019/R/EEL** denominata Testo integrato del dispacciamento elettrico (**TIDE**) che facendo riferimento al regolamento europeo (**EU**) **2019/943** pone le linee guida per la trasformazione dell'attività di dispacciamento in modo tale da garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano anche a fronte dell'integrazione del mercato italiano con il mercato europeo e alla sempre maggiore rilevanza delle fonti rinnovabili non programmabili. Il mercato dei servizi di dispacciamento quindi in un futuro prossimo sarà rivoluzionato rispetto al suo stato attuale.

I punti del TIDE che maggiormente riguardano il progetto in esame e che verranno analizzate nei seguenti capitoli sono:

- **Evoluzione della struttura del mercato elettrico italiano;**
- **Introduzione dei prezzi negativi;**
- **Piattaforme europee di bilanciamento e coordinamento con MSD;**

### 6.1 Evoluzione della struttura del mercato elettrico Italiano

Il mercato elettrico italiano dovrà essere completamente integrato nel suo funzionamento con il mercato elettrico europeo, per questo motivo dovrà essere riformato rispetto alla sua struttura attuale descritta nel capitolo 4.

È Bene dunque innanzitutto descrivere quali saranno le nuove figure:

- **BRP**, Balance Responsible Party: “È il soggetto responsabile dell'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo di un'unità abilitata o non abilitata, nonché dei relativi sbilanciamenti effettivi e titolare del relativo contratto di dispacciamento con Terna. Esso è il cliente finale o il produttore ovvero, previo mandato senza rappresentanza, un soggetto

terzo (nel caso delle unità non abilitate costituite da unità di consumo in maggior tutela, il BRP è l'Acquirente Unico, mentre nel caso delle unità non abilitate costituite da unità di produzione in ritiro dedicato, scambio sul posto e feed in tariff il BRP è il GSE). Esso coincide con l'utente del trasporto;" [24]

- **BSP**, Balance Service Party: “È , nel caso delle unità abilitate, il soggetto responsabile dell'erogazione dei servizi ancillari, siano essi derivanti da obblighi ovvero selezionati tramite la partecipazione a MSD o tramite procedure concorsuali, e titolare del relativo contratto con Terna. Esso è il cliente finale o il produttore ovvero, previo mandato, un soggetto terzo eventualmente coincidente con il BRP (tale ruolo non può essere coperto dall'Acquirente Unico e dal GSE, tenendo conto del loro diverso ruolo sistemico); “ [24]
- **UA**, Unità Abilitata : “ Unità Abilitata a erogare uno o più servizi ancillari. L'unità abilitata può essere costituita da:
  1. Una sola unità di produzione o di consumo rilevante connessa alla rete, abilitata a erogare almeno un servizio per il quale il perimetro di riferimento sia nodale, il cui gestore (produttore o cliente finale) opera come BRP e BSP oppure ha dato mandato a un BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e a un BSP (anche diverso dal BRP) per la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari;
  2. Un insieme di una o più unità di consumo e/o unità di produzione i cui punti di connessione sono localizzati nello stesso “perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione” e i cui gestori (produttori o clienti finali) hanno dato mandato al medesimo BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e al medesimo BSP (anche diverso dal BRP) per la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari. In questo caso, l'unità abilitata è un'unità virtuale abilitata

(UVA). Il perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione delle UVA è il minimo tra la zona di mercato e il più piccolo perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per cui viene richiesta l'abilitazione. A titolo d'esempio, se l'UVA viene abilitata solo per la fornitura di riserva secondaria (nell'ipotesi che tale servizio abbia un perimetro di riferimento nazionale escludendo le isole maggiori), il perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione è la zona di mercato; se invece l'UVA viene abilitata anche per la risoluzione delle congestioni e/o per il bilanciamento (nell'ipotesi che tali servizi abbiano un perimetro di riferimento nodale), il perimetro di aggregazione ai fini dell'abilitazione è il nodo sulla rete rilevante." [24]

- **UVNA**, “Unità virtuali Non Abilitate o, più semplicemente, unità non abilitate, definite come l'insieme di unità di consumo o unità di produzione non abilitate a erogare servizi ancillari, i cui gestori (clienti finali o produttori) hanno dato mandato al medesimo BRP per la stipula del contratto di dispacciamento e i cui punti di connessione sono localizzati nella stessa zona di mercato. Le UVNA possono essere costituite, in alternativa, da:
  - i. Unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili (eventualmente ripartibili tra unità programmabili e unità non programmabili distinte per fonte ai fini dell'applicazione della deliberazione 522/2014/R/eel per la regolazione degli sbilanciamenti effettivi);
  - ii. Unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento;
  - iii. Unità di produzione alimentate esclusivamente da combustibili fossili di provenienza nazionale;
  - iv. Unità di produzione diverse da quelle di cui ai punti i., ii. e iii.;
  - v. Unità di consumo.” [24]

Per comprendere la futura struttura del mercato elettrico la trasformazione viene rappresentata sotto forma di equazioni:

$$MGP = \text{Mercato day ahead} \quad (6.1)$$

$$MI = \text{Mercato Intraday} \quad (6.2)$$

Per quanto riguarda la regolamentazione del Mercato day ahead e del mercato intraday essi si basano sul regolamento **CACM UE 2015/1222**. In questi due mercati viene tolta la rappresentazione fisica che attualmente ha il sistema italiano che controlla e risolve le congestioni di rete anche in fase di contrattazione. Si userà invece una struttura fisica a modello semplificato. Il mercato Day ahead è basato sul meccanismo di aste implicite e utilizzerà l'algoritmo denominato "**Euphemia**" per effettuare la risoluzione del mercato. Il Mercato Intraday sarà invece basato sul modello di contrattazione continua e si basa sul criterio del *First-come-first-served*. Esso apre alle 15:00 del giorno prima(D-1) e chiude un'ora prima dell'immissione (H-1). Una volta conclusi, ciò che viene trovato è unicamente la posizione commerciale (PC) del mercato. Il mercato servizi dispacciamento MSD quindi non prenderà come input gli esiti di MGP ed MI ma si rifarà unicamente a ciò che viene stabilito dai BRP. Si passa dunque al MSD che sarà ristrutturato in modo tale da seguire il regolamento **Balancing UE 2017/2194**. Dove non è più l'esito del MGP e MI ad essere ingresso del MSD ma è il programma di immissione P definito dai BRP. Nel MSD ex-ante dunque i BSP presentano le proprie offerte che vengono selezionate da Terna (non è ancora stato deciso se con meccanismo del prezzo marginale oppure Pay-as-bid). Ne risulta quindi il programma vincolante e inoltre l'intervallo in cui il BRP può modificare il programma vincolante dell'unità abilitata. Viene quindi stabilito all'ora H-1 dal BRP il programma vincolante modificato **PVM** associato ad ogni unità abilitata. Qui si chiude la fase di MSD ex-ante e si entra nell'ultima ora prima dell'effettiva erogazione del servizio che è il

Mercato Bilanciamento MB in cui Terna modifica il PVM dell'unità abilitata facendolo diventare **PVMC** e creando quindi lo sbilanciamento effettivo dato da

$$sbilanciamento\ reale_i = immissionereale_i - PVMC_i \quad (6.3)$$

Per lo sbilanciamento reale è responsabile il BRP. L'evoluzione delle fasi del dispacciamento sono riportate in figura 31.

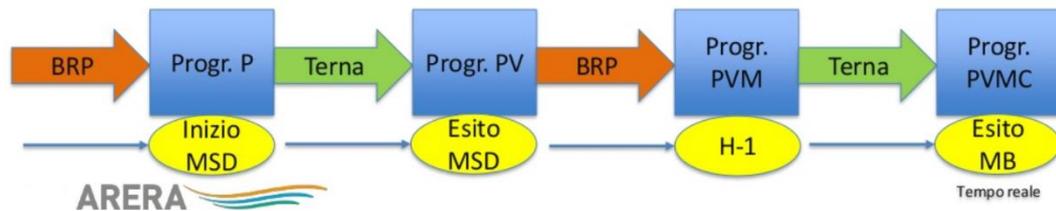


Figura 31-Evoluzione cronologica MSD [25]

È stata data particolare rilevanza alla futura struttura del mercato elettrico europeo perché come è chiaramente descritto nel TIDE non sono più presenti i precedenti vincoli per la partecipazione al MSD. Si prevede un mercato più liberalizzato in cui viene lasciata libertà al BRP, analizzando i requisiti tecnici di ogni unità di produzione o consumo, se definire detta unità come rilevante o meno. Questo aspetto verrà naturalmente preso in considerazione in un possibile scenario futuro in cui si prende atto che i servizi che maggiormente si prestano ad essere erogati da un accumulo elettrochimico sono la riserva ultrarapida e la riserva primaria.

## 6.2 Introduzione dei prezzi negativi

La possibilità di presentare offerte di energia a prezzo negativo, cosa che è attualmente non possibile nel mercato elettrico italiano ma che è già possibile in altri paesi come della comunità europea come la Germania è una pratica necessaria per fronteggiare i possibili fenomeni di “overgeneration” delle Fonti Rinnovabili non programmabili. Come visto al capitolo 2.1 al 2030 in Italia continuando ad installare potenza di fonti rinnovabili non programmabili si arriverà ad avere una sovrapproduzione eccessiva e costante nei giorni soleggiati. Con i prezzi negativi si

ritiene dunque di poter alleggerire il mercato dei servizi di dispacciamento che non si troverà quindi di fronte al problema di regolare a scendere molti impianti e di dover obbligare a salire servizi aggregati di consumo. Bensì il problema sarà risolto in fase di contrattazioni del Mercato del giorno prima (MGP) e del mercato infragiornaliero (MI). Questo punto però è molto importante, deve essere e sarà tenuto ampiamente in considerazione nella valutazione del migliore investimento perché andrebbe a favorire gli impianti con i sistemi di accumulo e sfavorire tutti gli altri impianti Utility scale che dovendo seguire le logiche di mercato andrebbero in forte perdita perché si troverebbero a produrre sempre energia quando o il prezzo è molto basso o addirittura negativo, risultando praticamente fuori mercato.

Con l'instaurazione dei prezzi negativi però il legislatore si prefigge comunque di tutelare le tecnologie incentivate erogando quindi comunque gli incentivi anche se l'energia non viene effettivamente messa in rete come avviene ad esempio per il corrispettivo erogato per la mancata produzione eolica.

## *7 Studio possibilità di remunerazione vigenti allo stato attuale*

Ad oggi oltre all'erogazione di servizi Energy intensive è possibile vedere anche a quali servizi Power intensive sia possibile abilitare i sistemi di accumulo in modo da avere più fonti di remunerazione così da poter coprire comunque gli alti costi di acquisto dell'accumulo elettrochimico. I servizi studiati per capire se un sistema di accumulo collegato sul lato in corrente continua dell'impianto potesse parteciparvi sono:

- **Capacity Market;**
- **Partecipazione MSD attraverso UVAM;**
- **Progetto Pilota Fast reserve;**

### 7.1 Capacity Market

Il mercato della capacità è uno strumento che è stato affidato a Terna per garantire l'approvvigionamento a lungo termine. Esso è necessario in questo periodo di transizione verso il Phase-out dal Carbone e olio combustibile perché bisogna a garantire che in ogni caso ci siano delle unità di produzione potenzialmente attive ed utilizzabili in caso di necessità. Risulta quindi una remunerazione basata su quota fissa in potenza giustificata essenzialmente dal fatto che un impianto si mantenga disponibile in un futuro a produrre energia elettrica. In teoria potrebbero partecipare a questo mercato sia unità termoelettriche che fonti rinnovabili sia programmabili che non. Di fatto le assegnazioni delle aste con periodo di consegna al 2022 e al 2023 sono risultate per la stragrande maggioranza appannaggio delle unità convenzionali come visibile in figura 32.

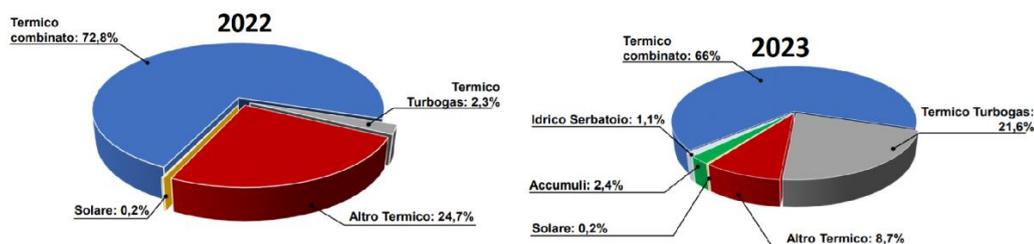


Figura 32-Percentuali delle assegnazioni [26]

Le Aste 2022 e anche quella del 2023 hanno creato dei premi pari a **4,4 k€/MW/anno** per la capacità estera, in tutte le Aree nazionali pari a **75 k€/MW/anno** per la capacità di nuova installazione e **33 k€/MW/anno** per la capacità già esistente. Questo premio annuale viene corrisposto in rate mensili se l'impianto contrattualizzato non si caratterizzi come inadempiente. Una volta iscritta una unità di produzione al mercato della capacità essa è soggetta a degli obblighi. Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici vi è l'obbligo di offrire, per il periodo di consegna stabilito, su MGP la capacità impegnata e su MSD la capacità impegnata rimanente non eventualmente accettata. Per gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile è necessario offrire durante le ore di picco settimanali di ciascun giorno del periodo di consegna una capacità pari alla capacità impegnata in esito a tutte le fasi di mercato moltiplicata per il numero di ore del giorno appartenenti al picco settimanale. Analizzando le ore di picco dell'asta madre 2022 si è notato che esse riguardano le fasce orarie dalle 10 alle 12 e dalle 18 alle 20, durante tutte le settimane dell'anno. **L'assegnatario della capacità** in base alla vendita o meno su MGP e/o MSD è **obbligato a corrispondere a Terna un corrispettivo in €/MWh**. Il vero problema riscontrato nella partecipazione da parte degli impianti FRNP, sono le penali che si è tenuti a pagare e la facilità di incorrervi data dalla definizione di inadempimento temporaneo e definitivo:

- **Inadempimento Temporaneo:** "L'inadempimento agli obblighi di offerta si verifica se per un numero di ore maggiore del 25% delle ore di picco settimanali si ha un inadempimento maggiore del 20% della capacità impegnata." [27] Se entro un anno accade che l'inadempimento temporaneo

avviene meno di tre volte anche non consecutive allora non si riceve il corrispettivo fisso mensile (articolo 67.3 della disciplina) e si è tenuti comunque a pagare il corrispettivo variabile stabilito in base al tipo di funzionamento dall'articolo 51.

- **Inadempimento Definitivo:** “Nel caso l'inadempimento (articolo 67.6 della disciplina) si verifichi più di tre volte in un anno anche non consecutive allora esso viene considerato come definitivo. Si è obbligati dunque a restituire il quantitativo oggetto di inadempimento ed eventualmente percepito dall'anno solare da cui è iniziato l'inadempimento temporaneo. Viene risolto il contratto ma l'assegnatario è costretto a pagare il corrispettivo variabile dell'articolo 51 fino a quando la capacità non sarà nuovamente impegnata”. [27]

Risulta probabile per le fonti rinnovabili non programmabili diventare inadempienti e quindi incappare nelle penali sopraindicate, **considerato inoltre che se l'impianto partecipa al mercato della capacità non può partecipare al progetto pilota FAST RESERVE, si ritiene di escludere categoricamente l'eventuale partecipazione dell'impianto in analisi ad una asta del Capacity Market** e quindi di non prevedere alcun scenario in cui sia presente la remunerazione data da questo tipo di mercato.

## 7.2 Partecipazione MSD attraverso UVAM

La delibera **300/2017/R/EEL** successivamente integrata dalle delibere **372/2017/R/EEL** e **422/2018/R/EEL** in vista della futura riforma totale delle forme di mercato dell'energia elettrica necessaria per integrare il mercato elettrico italiano con quello europeo ha predisposto l'apertura al MSD di sistemi di consumo, a fonti rinnovabili non ancora abilitate e anche ai sistemi di accumulo tramite l'istituzione di progetti pilota costituenti unità virtuali abilitate (UVA). Esse sono divise in:

- **Unità virtuali abilitate di produzione (UVAP) :**” In cui sono presenti in forma aggregata unicamente unità di produzione non rilevanti, siano essere programmabili o non programmabili, inclusi i sistemi di accumulo. “ [24]
- **Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC):** “Dove sono aggregate unicamente unità di consumo ad oggi tutte considerate come non rilevanti.” [24]
- **Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM):** “ Che sono caratterizzate da unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili) oppure da unità di produzione rilevanti che però condividono il punto di connessione con unità di consumo. Sono ammessi alle UVAM anche i sistemi di accumulo che come descritto nella delibera **574/2014/R/eel** sono ad oggi assimilati ad unità di cogenerazione ad alto rendimento (CAR).” [24]
- **Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN):** “Costituita da unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria ed anche unità di consumo purchè siano sullo stesso nodo di trasmissione nazionale.” [24]

Dal punto di vista pratico le Unità virtuali abilitate predispongono a Terna 4 ore durante le quali possono essere chiamate che vanno dalle 14 alle 18 predisponendo per quanto riguarda le unità di produzione la potenza sottoscritta in fase di contratto con il Balance Service Provider (BSP). Queste ultime nell’arco di 15 minuti devono essere in grado di erogare la potenza stabilita, qualora non lo fossero vi sono delle penali. La remunerazione del servizio avviene in due modalità: una remunerazione fissa con tetto massimo  $30\,000 \frac{\text{€}}{\text{MW*anno}}$  attribuita su base d’asta con assegnazione del tipo “Pay as Bid” che ha portato ad avere un prezzo medio di assegnazione della capacità pari a  $20\,000 \frac{\text{€}}{\text{MW*anno}}$  dalle aziende che si sono aggiudicate la potenza ascrivibile al progetto pilota che al 2019 è stata pari a 1000 MW. [28] La remunerazione su bade dell’energia erogata per il servizio del dispacciamento viene normalmente remunerata come già fatto per il servizio del dispacciamento, dove è

possibile stimare un prezzo medio di mercato pari a  $120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . Contestualizzando quanto detto sugli impianti Utility scale e dopo aver ricevuto il supporto di EGO Energy s.r.l., considerata la volontà di installare su lato in corrente continua e quindi di avere un solo POD tra impianto fotovoltaico e accumulo. Si ritiene non conveniente tenere in conto la possibilità di iscrizione di tale impianto presso una unità virtuale abilitata all'interno della futura analisi economica. Ciò è stato deciso in quanto per partecipare ad una unità virtuale abilitata l'accumulo dovrebbe essere posto in lato di corrente alternata in modo tale da essere distaccato dall'impianto di produzione e svolgere i servizi che il MSD richiede.

### 7.3 Progetto Pilota fast reserve

Sempre a fronte della delibera **300/2017/R/EEL** Terna ha avviato la fase di presentazione del progetto pilota "Fast Reserve", in cui si prevede unicamente per gli impianti ad accumulo elettrochimico come già precedentemente descritto una remunerazione fissa che vari in base all'assegnazione, tra  $80 \frac{\text{k€}}{\text{MWh}}$  con assegnazione di tipo : "Pay as Bid", con durata del contratto pari a 5 anni. La risposta viene definita ultrarapida perché come è visibile in figura 33 dove il tempo di attesa massimo per l'inizio della rampa in salita è pari a 300 ms e il tempo massimo per poter arrivare al contributo atteso in potenza è pari a 1 s.

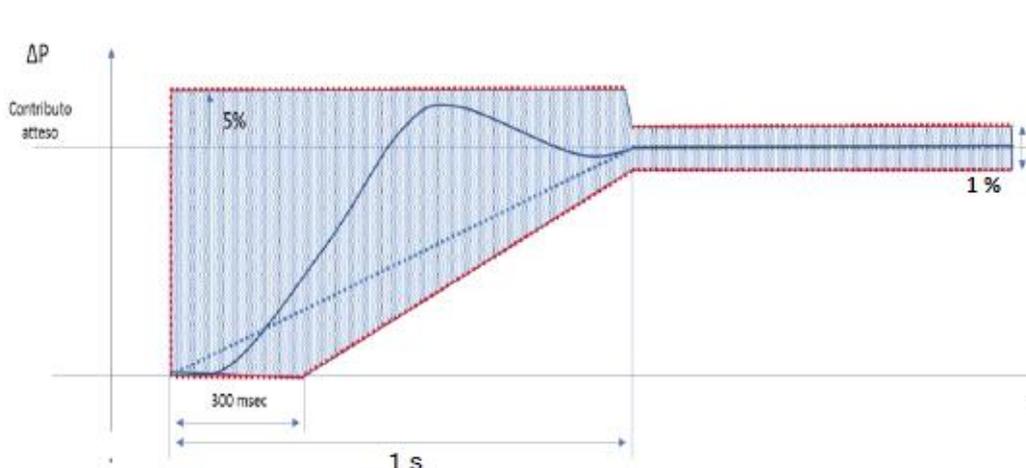


Figura 33-Attivazione fast Reserve [29]

Questo servizio è necessario perché a seguito del Phase-out da carbone verranno spenti gli impianti a vapore che grazie all'utilizzo delle valvole di alta pressione potevano avere una risposta molto rapida, entro 1 s, come contributo di potenza attiva. Questo servizio è chiaramente non fattibile con gli impianti a ciclo combinato che hanno una risposta a salire di almeno 2 secondi, come visibile in figura 34.

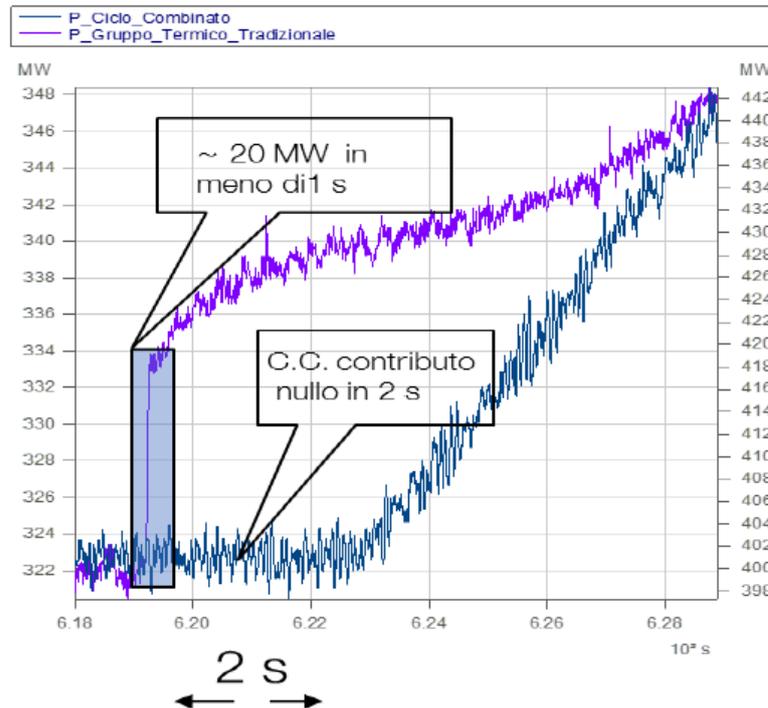


Figura 34-Risposta in potenza impianti termoelettrici [30]

Per questo motivo considerato che gli impianti termoelettrici di nuova generazione programmati in costruzione sono tutti a ciclo combinato, risulta necessario sopperire alla mancanza di questo servizio che non sarà più disponibile. Esso può essere fatto facilmente dai sistemi di accumulo elettrochimico che hanno una risposta praticamente istantanea proprio per il fatto che rientrano nella categoria di sistemi “inverter based”. Gli impianti che possono partecipare al progetto pilota Fast Reserve sono:

- Unità di produzione “stand alone”;

- Unità di produzione “behind the meter” che condividono il POD con UC e/o sistemi di accumulo, in cui rientra l’impianto che si intende progettare.
- Unità di consumo (ad esclusione delle unità interrompibili);
- Impianti di accumulo “stand alone” oppure abbinati a unità di produzione o unità di consumo.

Si può partecipare al bando con una potenza minima di 5 MW e una potenza massima di 25 MW.

Con la partecipazione a questo progetto pilota si mette a disposizione di terna l’accumulo per 1000 ore all’anno nelle quali non si può usare per fare altro ma al di fuori delle quali non si ha alcun vincolo. Ciò che si deve garantire è che all’interno delle mille ore si abbia la possibilità di attuare la risposta in potenza rappresentata in figura 34. Essa deve poter permanere per un massimo di 15 minuti consecutivi, con una successiva derampa pari a 300 s. Bisogna implementare necessariamente una logica di gestione della capacità energetica che permetta la disponibilità della Potenza Qualificata per 15 minuti ogni 2 ore.

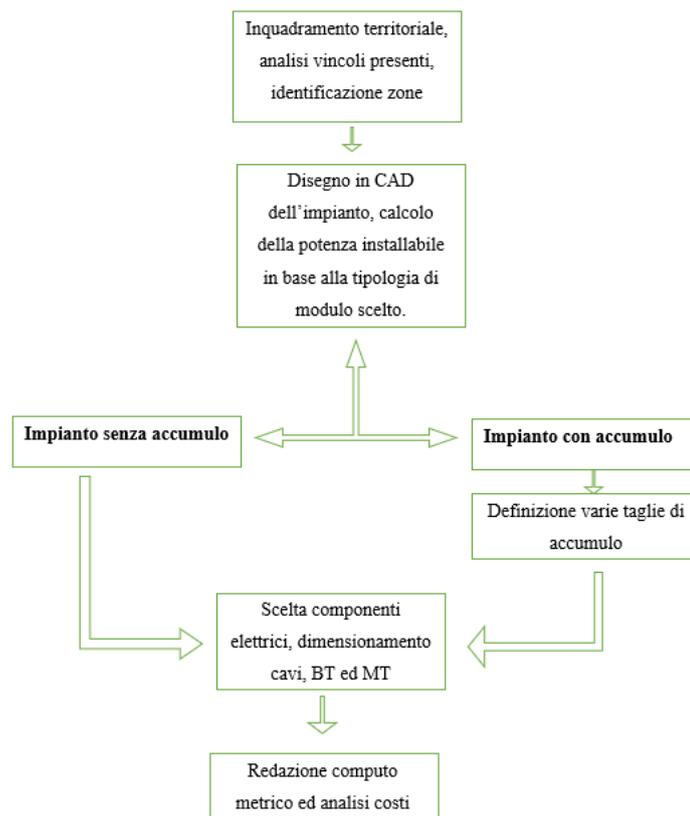
E’ importante osservare che le Fast Reserve Unit (FRU), nel caso fossero già qualificati ad operare nel MSD possono farlo al di fuori delle ore di disponibilità stabilite con Terna. L’accumulo elettrochimico quindi al di fuori del range prestabilito è libero di funzionare per erogare altri servizi come ad esempio l’arbitraggio dell’energia.

Per quanto riguarda le penali qualora nel blocco ore di disponibilità ci sia esito negativo il caso peggiore è il caso in cui l’assegnatario è tenuto a corrispondere una penale pari al prodotto tra la potenza impegnata FRU e il 150% del corrispettivo fisso orario e il numero di ore di disponibilità incluse all’interno di ciascun blocco ore. In ogni caso **le penali risultano meno stringenti rispetto al caso del Capacity Market**. Considerate le condizioni precedentemente descritte per l’accumulo è stato deciso di creare uno scenario in cui esso si impegni per il progetto FRU.

## *8 Progetto dell'impianto*

Il seguente progetto riguarda un impianto fotovoltaico di taglia 30,89 MWp di cui sarà realizzata una configurazione che non prevede il sistema di accumulo elettrochimico e in una seconda configurazione in cui è invece esso è previsto. Sarà dunque eseguito il layout di impianto in CAD uguale per entrambe le configurazioni, il progetto elettrico con il calcolo delle lunghezze dei cavi e il loro dimensionamento, la scelta degli skid, dell'accumulo, il calcolo della producibilità attraverso il software PVsyst e l'esecuzione dei computi metrici stimativi attraverso il software Primus. Per poter disegnare il layout di impianto è necessario il rispetto dei vincoli presenti che sono funzione della sua localizzazione. Esso è situato nel comune di Foggia ( 54.5219 m E ,46.01066 m N) secondo il sistema di coordinate UTM.

La logica seguita durante la progettazione è rappresentata nel diagramma di flusso presente in figura 35. Sono disponibili in allegato due schemi unifilari, uno per l'impianto senza accumulo nell'allegato 7 e uno generico per le configurazioni riguardanti l'accumulo nell'allegato 8. Viene proposto uno schema unifilare generico per gli impianti che presentano l'accumulo perché ciò che effettivamente cambia è come vengono raggruppate le stringhe e non come i componenti interni dell'accumulo siano collegati tra loro. **Ricordando che la progettazione delle varie configurazioni di impianto non è una configurazione di progetto definitivo ma una configurazione preliminare con la minima accuratezza necessaria per poter svolgere una analisi di sensibilità significativa.**



*Figura 35-Tappe progetto elettrico*

I vincoli presenti sul territorio sono:

- zona archeologica con buffer di 100 m-AREA NON IDONEA
- Area di tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici
- Area golenale
- Area soggetta a potenziale rischio idraulico – PTCP
- Distanza di 10 m da Cavi interrati in Alta tensione
- Aree di pertinenza fluviale
- Buffer di 250 m da case
- Distanza di 80 m da reticoli idrografici
- Distanza di 30 m da strade provinciali
- Distanza di 10 m da altre proprietà private

- Tratturi con fascia di Rispetto di 100 m
- Distanza della Gittata Massima dalle strade per l'installazione degli aerogeneratori

Tenendo conto dei suddetti vincoli è stato dunque creato il layout dell'impianto visibile in figura 36.

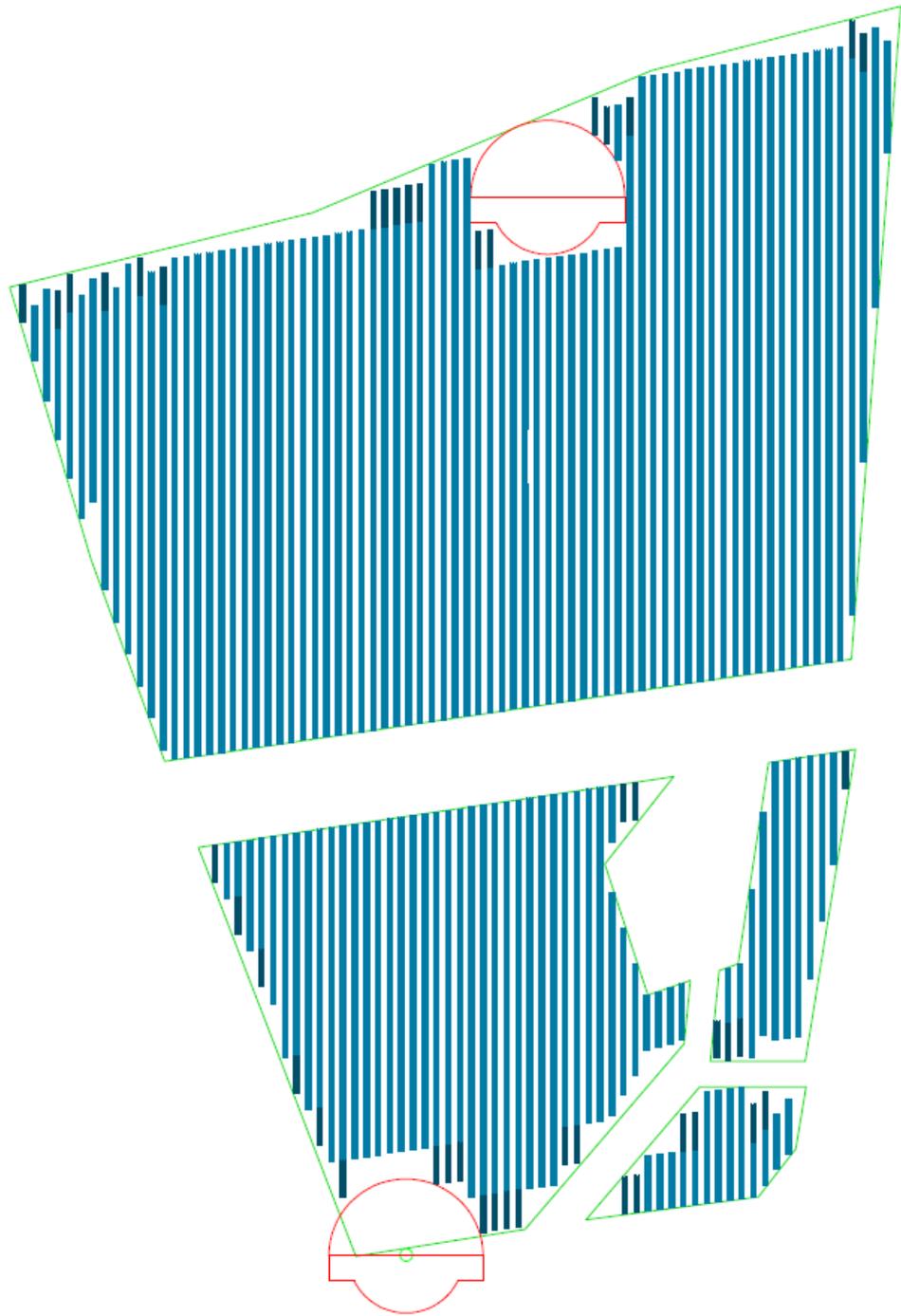


Figura 36-Layout Duanera

Si osserva che vi sono presenti due tipi di tracker visibili in due colori diversi. Il componente visibile in blu scuro contiene 28x2 moduli ed ha dimensioni (28,9 x 4,06) m<sup>2</sup> mentre il componente visibile in azzurro è contiene 28x3 moduli ed ha dimensioni (43,2x4,06) m<sup>2</sup>. Le linee verdi rappresentano le aree in cui è possibile installare gli inseguitori mentre le linee rosse sono le aree in cui non è possibile collocarli in quanto vi è la presenza di un aerogeneratore. Eseguito il Layout è possibile distinguere i due progetti, con e senza accumulo, in quanto hanno configurazioni elettriche completamente diverse.

### 8.1 Configurazione A: impianto senza accumulo

La configurazione in cui è presente soltanto l'impianto fotovoltaico è necessaria in quanto è la modalità attualmente commercializzata e più costruita per quanto riguarda gli impianti Utility scale. Risulta quindi indispensabile avere il suo progetto completo in modo tale da poter fare una valutazione comparativa. Insieme all'azienda GreenGo s.r.l. si è deciso di prevedere 6 inverter da 4,2 MW(4200-S2 SMA) in modo tale da rispettare la richiesta di connessione effettuata da Terna per 25 MW. La scheda tecnica dello skid è riportata nell'allegato 2. Da ciò risulta un rapporto DC/AC pari a 1,22. Il modulo fotovoltaico utilizzato è Astrosemi (CHSM72M-HC) series nella configurazione a 410 Wp la cui scheda tecnica è disponibile nell'allegato 1. Nell'impianto così disegnato risultano 75348 moduli. Una stringa è costituita da 28 moduli in serie che sono collegati al DC-combiner SMA (DC-CMB-U15-24), capace di raggruppare 24 stringhe, la cui scheda tecnica è disponibile nell'allegato 3. Il cavo uscente dal DC-combiner viene collegato all'inverter. È stato deciso di collegare sempre 24 stringhe per ogni DC-combiner e per ogni inverter si è cercato di mantenere lo stesso numero di ingressi come visibile in tabella 8. Per minimizzare la quantità di cavo in media tensione e limitare le lunghezze al fine di ridurre le cadute di tensione, gli skid sono stati raggruppati in due insiemi da tre elementi ciascuno e collegati in entra esce. Precisamente sono stati collegati gli in ordine:

- (1-2-6)
- (3-4-5)

Configurazione impianto			
inverter	potenza unitaria inverter	DC-combiner per inverter	stringhe per DC-combiner
1	4,2	19	24
2	4,2	18	24
3	4,2	19	24
4	4,2	19	24
5	4,2	19	24
6	4,2	19	24

Tabella 8-Configurazione impianto

Il passo successivo alla configurazione è la scelta dei cavi. Essi sono di due tipologie differenti: il cavo di bassa tensione e il cavo di media tensione.

**Cavo di bassa tensione:** ARE4R, utilizzato sia per i cavi stringa-DCcombiner che per i cavi DCcombiner-skid. Ciò che cambia è la sezione utilizzata. Le caratteristiche del cavo sono riportate in tabella 9 e 10.

Tensione nominale	0.6/1 kV AC (1.5 kV DC)
Tensione massima DC	2.0 kV
Anima	Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2
Isolante	Mescola di polietilene reticolato
Guaina	In PVC speciale di qualità ST2, colore nero

Temperatura di funzionamento in condizione ordinaria	90°C
Temperatura di funzionamento ammissibile in cortocircuito	250°C

Tabella 9- cavo di bassa tensione, caratteristiche generali

CAVO	ARE4R 0,6/1kV	
SEZIONE [mmq]	RESISTENZA a 40°C [ $\Omega/m$ ]	PORTATA [A]
16	0,00206	98
25	0,00129	126
35	0,00094	151
50	0,00069	178
70	0,00048	218
95	0,00035	261
120	0,00027	296
150	0,00022	332
185	0,00018	374
240	0,00013	432
300	0,00011	486
400	0,00008	549
500	0,00007	619

Tabella 10-Sezioni disponibili ARE4R

**Cavo di Media Tensione:** ARE4H5E, utilizzato per collegare gli skid alla sottostazione AT/MT. Le caratteristiche sono riportate in tabella 11 e 12

Tensione nominale	18/30kV
Tensione massima DC	2.0 kV
Anima	Conduttore a corda compatta a fili di alluminio
Semiconduttivo interno	Mescola estrusa
Isolante	Mescola di polietilene reticolato (DIX 8)
Semiconduttivo esterno	Messcola estrusa
Schermatura	Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale ( $R_{max}$ 3 $\Omega/km$ )

Guaina	In PVC speciale di qualità ST2, colore nero
Temperatura di funzionamento in condizione ordinaria	90°C
Temperatura di funzionamento ammissibile in cortocircuito	250°C

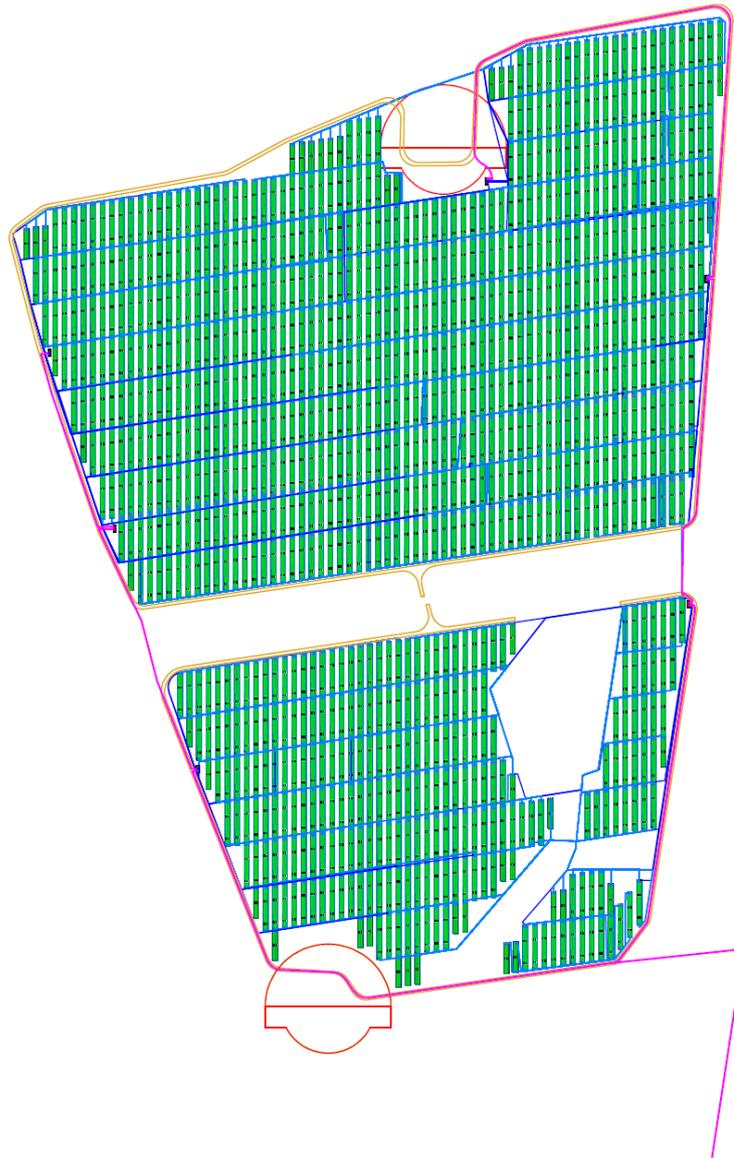
Tabella 11-Cavo di media tensione, caratteristiche generali

CAVO SEZIONE [mmq]	ARE4H5E COMPACT (alluminio)		
	RESISTENZA Al [Ω/m]	REATTANZA [Ω/m]	PORTATA a trifoglio [A]
50	0,00083	0,00015	175
70	0,00058	0,00014	213
95	0,000416	0,00013	255
120	0,000333	0,00013	291
150	0,00027	0,00012	324
185	0,000218	0,00012	368
240	0,000168	0,00011	426
300	0,000136	0,00011	480
400	0,000109	0,00011	549
500	0,000089	0,0001	624
630	0,0000739	0,000099	709

Tabella 12-Sezioni disponibili ARE4H5E

### 8.1.1 Layout elettrico di impianto

Una volta definita la configurazione di impianto è necessario eseguire il disegno in CAD per poter avere la disposizione spaziale di tutti i componenti ed avere le giuste misure della lunghezza dei cavi. Il layout è stato effettuato attraverso l'utilizzo di PVcase ed è riportato in figura 37.



*Figura 37-Layout impianto elettrico*

### 8.1.2 Dimensionamento cavi Bassa Tensione

La scelta della sezione dei cavi è avvenuta in base al rispetto del criterio elettrico e del criterio termico. Il criterio termico è rispettato se la corrente di impiego risulta minore della portata corrispondente.

Dove :

- Corrente di impiego tratto stringa-combiner:  $I_{mpp} * 1,2$ ;
- Corrente di impiego tratto combiner-skid:  $I_{mpp} * 2,4$ ;

Il criterio elettrico invece è rispettato se la caduta di tensione di tutto il tratto in bassa tensione sia minore del 2% calcolata attraverso l'equazione (7.1). La caduta di tensione percentuale è calcolata separatamente sui tratti stringhe-DCcombiner e sui tratti DCcombiner-skid, successivamente viene sommata e confrontata col criterio limite.

$$\Delta V\% = 2 l I_b r \frac{100}{V_n} \quad (7.1)$$

Dove :

- **I**: lunghezza del tratto considerato (m)
- **I<sub>b</sub>**: corrente di impiego (A) pari alla corrente di cortocircuito aumentata del 20% per mantenere un margine di sicurezza.
- **r**: resistenza unitaria del cavo ( $\Omega/m$ )
- **V<sub>n</sub>**: tensione nominale (V)

Il tratto utilizzato per il calcolo della caduta di tensione, fissato il DC-combiner, è il tratto più lungo tra le stringhe dirette al detto combiner. Mentre per quanto riguarda il tratto che dal combiner va verso lo skid il cavo è unico e quindi la lunghezza è univocamente determinata. Le cadute di tensione delle stringhe sono riportate in tabella 14. Il cavo è stato scelto tale da avere una portata nettamente superiore in quanto essi sono posati come visibile in figura 38.

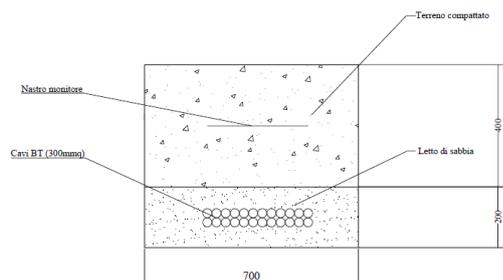


Figura 38-Posa cavi BT

Il calcolo della diminuzione effettiva della portata risulta alquanto complesso. È stato deciso quindi di mantenere un ampio margine di sicurezza.

CADUTA DI TENSIONE PER DIVERSE LUNGHEZZE (STRINGA-COMBINER)						
DC-combiner	Lstrutture-stringbox [m] (lunghezza massima)	Corrente IMPIEGO [A]	R [ $\Omega/m$ ]	Sezione [mmq]	Portata cavo [A]	$\Delta U\%$
DC Combiner 1-1	101	11,76	0,00206	16	98	0,33
DC Combiner 1-2	106	11,76	0,00206	16	98	0,35
DC Combiner 1-3	66	11,76	0,00206	16	98	0,21
DC Combiner 1-4	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-5	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-6	66	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 1-7	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-8	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-9	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-10	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-11	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-12	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 1-13	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-14	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-15	57	11,76	0,00206	16	98	0,19
DC Combiner 1-16	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-17	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 1-18	85	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC Combiner 1-19	84	11,76	0,00206	16	98	0,27
DC combiner 2-1	83	11,76	0,00206	16	98	0,27
DC Combiner 2-2	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-3	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-4	77	11,76	0,00206	16	98	0,25

DC Combiner 2-5	94	11,76	0,00206	16	98	0,30
DC Combiner 2-6	95	11,76	0,00206	16	98	0,31
DC Combiner 2-7	78	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-8	81	11,76	0,00206	16	98	0,26
DC Combiner 2-9	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-10	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-11	100	11,76	0,00206	16	98	0,32
DC Combiner 2-12	120	11,76	0,00206	16	98	0,39
DC Combiner 2-13	130	11,76	0,00206	16	98	0,42
DC Combiner 2-14	106	11,76	0,00206	16	98	0,34
DC Combiner 2-15	130	11,76	0,00206	16	98	0,42
DC Combiner 2-16	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-17	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 2-18	70	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC Combiner 3-1	78	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 3-2	71	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC Combiner 3-3	80	11,76	0,00206	16	98	0,26
DC Combiner 3-4	68	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 3-5	69	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC Combiner 3-6	70	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC Combiner 3-7	133	11,76	0,00206	16	98	0,43
DC Combiner 3-8	180	11,76	0,00206	16	98	0,58
DC Combiner 3-9	85	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC Combiner 3-10	68	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 3-11	68	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 3-12	69	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 3-13	88	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC Combiner 3-14	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 3-15	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 3-16	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 3-17	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 3-18	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 3-19	96	11,76	0,00206	16	98	0,31
DC Combiner 4-1	105	11,76	0,00206	16	98	0,34
DC Combiner 4-2	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-3	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-4	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 4-5	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 4-6	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-7	70	11,76	0,00206	16	98	0,23

DC Combiner 4-8	69	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 4-9	69	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 4-10	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 4-11	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-12	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-13	72	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC Combiner 4-14	72	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-15	73	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 4-16	80	11,76	0,00206	16	98	0,26
DC Combiner 4-17	69	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 4-18	60	11,76	0,00206	16	98	0,19
DC Combiner 4-19	48	11,76	0,00206	16	98	0,16
DC Combiner 5-1	70	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC Combiner 5-2	109	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC Combiner 5-3	86	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC Combiner 5-4	106	11,76	0,00206	16	98	0,35
DC Combiner 5-5	58	11,76	0,00206	16	98	0,19
DC Combiner 5-6	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner5-7	78	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-8	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-9	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC Combiner 5-10	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-13	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-12	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-15	78	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-17	85	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC Combiner 5-14	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-15	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-16	78	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-17	121	11,76	0,00206	16	98	0,39
DC Combiner 5-18	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 5-19	123	11,76	0,00206	16	98	0,40
DC Combiner 6-1	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 6-2	103	11,76	0,00206	16	98	0,33
DC Combiner 6-3	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 6-4	133	11,76	0,00206	16	98	0,43
DC Combiner 6-5	156	11,76	0,00206	16	98	0,51
DC Combiner 6-6	69	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 6-7	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 6-8	59	11,76	0,00206	16	98	0,19

DC Combiner 6-9	157	11,76	0,00206	16	98	0,51
DC Combiner 6-10	67	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC Combiner 6-11	128	11,76	0,00206	16	98	0,42
DC Combiner 6-12	120	11,76	0,00206	16	98	0,39
DC Combiner 6-13	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC Combiner 6-14	100	11,76	0,00206	16	98	0,33
DC Combiner 6-15	151	11,76	0,00206	16	98	0,49
DC Combiner 6-16	134	11,76	0,00206	16	98	0,44
DC Combiner 6-17	87	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC Combiner 6-18	150	11,76	0,00206	16	98	0,49
DC Combiner 6-19	100	11,76	0,00206	16	98	0,32

Tabella 13-CADUTA DI TENSIONE PER DIVERSE LUNGHEZZE TRATTO STRINGA-DCcombiner

Con la stessa logica è stata calcolata la caduta di tensione sul tratto DC-combiner skid ed è stato effettuato nell'ultima colonna il controllo del criterio elettrico sommando la caduta di tensione ottenuta in tabella 12. La somma viene fatta su ogni DC-combiner. La percentuale di caduta di tensione della penultima colonna di tabella 13 rappresenta la caduta di tensione relativa al tratto DCcombiner-skid.

La corrente di impiego in questo caso è il prodotto della corrente di cortocircuito moltiplicata per il numero di cavi collegati al DC-combiner  $I_b=24*9,8=235,2$ . Anche qui viene scelto un cavo che oltre a rispettare il criterio elettrico rispetti ampiamente il criterio termico tale da avere una portata di molto superiore alla corrente di impiego in modo da non dover approfondire lo studio molto complesso della diminuzione effettiva della portata del cavo. La caduta di tensione relativa al singolo tratto è calcolata attraverso l'equazione (7.1).

### Dimensionamento tratto combiner-inverter

Combiner box	Distanza [m]	Corrente IMPIEGO [A]	R [ $\Omega$ /m]	Sezione [mmq]	Portata cavo [A]	$\Delta U\%$	$\Delta U_{tot}\%$
DC Combiner 1-1	101	235,20	0,00011	300	486	0,34	0,67
DC Combiner 1-2	106	235,20	0,00011	300	486	0,36	0,71
DC Combiner 1-3	66	235,20	0,00011	300	486	0,22	0,44
DC Combiner 1-4	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,51
DC Combiner 1-5	304	235,20	0,00011	300	486	1,03	1,28

DC Combiner 1-6	66	235,20	0,00011	300	486	0,23	0,44
DC Combiner 1-7	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-8	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,51
DC Combiner 1-9	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-10	75	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-11	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-12	75	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-13	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-14	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-15	57	235,20	0,00011	300	486	0,19	0,38
DC Combiner 1-16	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,50
DC Combiner 1-17	76	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,51
DC Combiner 1-18	85	235,20	0,00011	300	486	0,29	0,57
DC Combiner 1-19	84	235,20	0,00011	300	486	0,29	0,56
DC combiner 2-1	366	235,20	0,00011	300	486	1,25	1,52
DC Combiner 2-2	376	235,20	0,00011	300	486	1,28	1,53
DC Combiner 2-3	329	235,20	0,00011	300	486	1,12	1,37
DC Combiner 2-4	218	235,20	0,00011	300	486	0,74	0,99
DC Combiner 2-5	31	235,20	0,00011	300	486	0,10	0,41
DC Combiner 2-6	103	235,20	0,00011	300	486	0,35	0,66
DC Combiner 2-7	177	235,20	0,00011	300	486	0,60	0,85
DC Combiner 2-8	50	235,20	0,00011	300	486	0,17	0,43
DC Combiner 2-9	123	235,20	0,00011	300	486	0,42	0,67
DC Combiner 2-10	197	235,20	0,00011	300	486	0,67	0,92
DC Combiner 2-11	111	235,20	0,00011	300	486	0,38	0,70
DC Combiner 2-12	332	235,20	0,00011	300	486	1,13	1,52
DC Combiner 2-13	270	235,20	0,00011	300	486	0,92	1,34
DC Combiner 2-14	250	235,20	0,00011	300	486	0,85	1,20
DC Combiner 2-15	291	235,20	0,00011	300	486	0,99	1,41
DC Combiner 2-16	363	235,20	0,00011	300	486	1,24	1,48
DC Combiner 2-17	370	235,20	0,00011	300	486	1,26	1,51
DC Combiner 2-18	407	235,20	0,00011	300	486	1,39	1,61
DC Combiner 3-1	146	235,20	0,00011	300	486	0,50	0,75
DC Combiner 3-2	175	235,20	0,00011	300	486	0,59	0,82
DC Combiner 3-3	278	235,20	0,00011	300	486	0,95	1,21
DC Combiner 3-4	210	235,20	0,00011	300	486	0,71	0,94
DC Combiner 3-5	78	235,20	0,00011	300	486	0,27	0,49
DC Combiner 3-6	124	235,20	0,00011	300	486	0,42	0,65
DC Combiner 3-7	198	235,20	0,00011	300	486	0,67	1,11

DC Combiner 3-8	272	235,20	0,00011	300	486	0,93	1,51
DC Combiner 3-9	191	235,20	0,00011	300	486	0,65	0,93
DC Combiner 3-10	55	235,20	0,00011	300	486	0,19	0,41
DC Combiner 3-11	70	235,20	0,00011	300	486	0,24	0,46
DC Combiner 3-12	64	235,20	0,00011	300	486	0,22	0,44
DC Combiner 3-13	138	235,20	0,00011	300	486	0,47	0,75
DC Combiner 3-14	212	235,20	0,00011	300	486	0,72	0,96
DC Combiner 3-15	144	235,20	0,00011	300	486	0,49	0,73
DC Combiner 3-16	136	235,20	0,00011	300	486	0,46	0,71
DC Combiner 3-17	325	235,20	0,00011	300	486	1,11	1,35
DC Combiner 3-18	210	235,20	0,00011	300	486	0,71	0,96
DC Combiner 3-19	232	235,20	0,00011	300	486	0,79	1,10
DC Combiner 4-1	107	235,20	0,00011	300	486	0,36	0,71
DC Combiner 4-2	352	235,20	0,00011	300	486	1,20	1,44
DC Combiner 4-3	279	235,20	0,00011	300	486	0,95	1,19
DC Combiner 4-4	205	235,20	0,00011	300	486	0,70	0,94
DC Combiner 4-5	114	235,20	0,00011	300	486	0,39	0,63
DC Combiner 4-6	176	235,20	0,00011	300	486	0,60	0,84
DC Combiner 4-7	312	235,20	0,00011	300	486	1,06	1,29
DC Combiner 4-8	238	235,20	0,00011	300	486	0,81	1,04
DC Combiner 4-9	165	235,20	0,00011	300	486	0,56	0,78
DC Combiner 4-10	92	235,20	0,00011	300	486	0,31	0,56
DC Combiner 4-11	48	235,20	0,00011	300	486	0,16	0,41
DC Combiner 4-12	22	235,20	0,00011	300	486	0,07	0,32
DC Combiner 4-13	269	235,20	0,00011	300	486	0,92	1,15
DC Combiner 4-14	196	235,20	0,00011	300	486	0,67	0,90
DC Combiner 4-15	123	235,20	0,00011	300	486	0,42	0,66
DC Combiner 4-16	49	235,20	0,00011	300	486	0,17	0,43
DC Combiner 4-17	257	235,20	0,00011	300	486	0,87	1,10
DC Combiner 4-18	256	235,20	0,00011	300	486	0,87	1,07
DC Combiner 4-19	106	235,20	0,00011	300	486	0,36	0,52
DC Combiner 5-1	341	235,20	0,00011	300	486	1,16	1,39
DC Combiner 5-2	342	235,20	0,00011	300	486	1,16	1,52
DC Combiner 5-3	286	235,20	0,00011	300	486	0,97	1,25
DC Combiner 5-4	256	235,20	0,00011	300	486	0,87	1,22
DC Combiner 5-5	107	235,20	0,00011	300	486	0,36	0,55
DC Combiner 5-6	176	235,20	0,00011	300	486	0,60	0,85
DC Combiner 5-7	257	235,20	0,00011	300	486	0,87	1,13
DC Combiner 5-8	413	235,20	0,00011	300	486	1,41	1,65

DC Combiner 5-9	230	235,20	0,00011	300	486	0,78	1,03
DC Combiner 5-10	158	235,20	0,00011	300	486	0,54	0,78
DC Combiner 5-13	212	235,20	0,00011	300	486	0,72	0,97
DC Combiner 5-12	254	235,20	0,00011	300	486	0,86	1,11
DC Combiner 5-15	285	235,20	0,00011	300	486	0,97	1,22
DC Combiner 5-17	266	235,20	0,00011	300	486	0,91	1,18
DC Combiner 5-14	291	235,20	0,00011	300	486	0,99	1,24
DC Combiner 5-15	285	235,20	0,00011	300	486	0,97	1,22
DC Combiner 5-16	157	235,20	0,00011	300	486	0,54	0,79
DC Combiner 5-17	266	235,20	0,00011	300	486	0,91	1,30
DC Combiner 5-18	420	235,20	0,00011	300	486	1,43	1,68
DC Combiner 5-19	148	235,20	0,00011	300	486	0,50	0,90
DC Combiner 6-1	138	235,20	0,00011	300	486	0,47	0,72
DC Combiner 6-2	231	225,40	0,00011	300	486	0,75	1,09
DC Combiner 6-3	75	225,40	0,00011	300	486	0,24	0,49
DC Combiner 6-4	130	225,40	0,00011	300	486	0,42	0,86
DC Combiner 6-5	204	225,40	0,00011	300	486	0,66	1,17
DC Combiner 6-6	32	225,40	0,00011	300	486	0,10	0,33
DC Combiner 6-7	144	215,60	0,00011	300	486	0,45	0,70
DC Combiner 6-8	218	225,40	0,00011	300	486	0,71	0,90
DC Combiner 6-9	48	225,40	0,00011	300	486	0,15	0,67
DC Combiner 6-10	121	225,40	0,00011	300	486	0,39	0,61
DC Combiner 6-11	194	225,40	0,00011	300	486	0,63	1,05
DC Combiner 6-12	85	225,40	0,00011	300	486	0,28	0,67
DC Combiner 6-13	168	225,40	0,00011	300	486	0,55	0,79
DC Combiner 6-14	131	215,60	0,00011	300	486	0,41	0,73
DC Combiner 6-15	204	215,60	0,00011	300	486	0,64	1,13
DC Combiner 6-16	179	225,40	0,00011	300	486	0,58	1,02
DC Combiner 6-17	272	225,40	0,00011	300	486	0,89	1,17
DC Combiner 6-18	346	205,80	0,00011	300	486	1,03	1,52
DC Combiner 6-19	292	205,80	0,00011	300	486	0,87	1,19

*Tabella 14-Caduta di tensione tratto: DCcombiner-SKID*

## 8.1.2 Dimensionamento cavi media Tensione

Il dimensionamento dei cavi di media tensione viene fatto rispettando sempre sia il criterio elettrico che il criterio termico

Per soddisfare il criterio termico deve essere verificato che ogni tratto di cavo abbia una sezione tale che la sua portata sia sempre superiore alla corrente di impiego ad esso associata, in modo da non avere una perdita di vita utile del cavo stesso.

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} V_n \cos \varphi} \quad (7.2)$$

Dove:

- P: potenza attiva transitante sulla linea (W)
- $V_n$ : tensione nominale (V)
- $\cos\varphi$ : fattore di potenza (ipotizzato a 0.95).

Per soddisfare il criterio elettrico deve essere verificato che ogni linea MT abbia una caduta di tensione inferiore al 2%. La caduta di tensione in un singolo tratto è data dall'equazione (7.3).

$$\Delta V\% = \sqrt{3} l \frac{I_b}{n} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \frac{100}{V_n} \quad (7.3)$$

Dove:

- l: lunghezza del tratto considerato (m)
- $I_b$ : corrente di impiego (A)
- n: conduttori per fase
- r: resistenza unitaria del cavo ( $\Omega/m$ )
- x: reattanza unitaria del cavo ( $\Omega/m$ )
- $\cos\varphi$ : fattore di potenza (ipotizzato a 0.95)
- $V_n$ : tensione nominale (V)

I risultati sono riportati in tabella 16, come si può vedere i tratti collegati in entrase rispettano entrambi il criterio del 2% di caduta di tensione percentuale.

TRATTO	Distanza [m]	Corrente IMPIEGO [A]	R [ $\Omega/m$ ]	X [ $\Omega/m$ ]	cos fi	sin fi	Sezione [mmq]	Portata cavo [A]	$\Delta U$ %

T 1-2	211	85,08	0,000416	0,00013	0,95	0,312	95	255	0,05
T 2-6	268	170,17	0,000416	0,00013	0,95	0,312	95	255	0,11
6-SS	7681	255,25	0,000089	0,0001	0,95	0,312	500	624	1,31
totale caduta di Tensione gruppo inverter :1-2-6									<b>1,47</b>
T 3-4	626	85,08	0,000416	0,00013	0,95	0,312	95	255	0,13
T4-5	315	170,17	0,000416	0,00013	0,95	0,312	95	255	0,13
T 5-SS	7448	255,25	0,000089	0,0001	0,95	0,312	500	624	1,27
totale caduta di tensione gruppo inverter 3-4-5									<b>1,54</b>

Tabella 15-Cadute di tensione MT

## 8.2 Configurazione elettrica impianto con accumulo elettrochimico

La seconda configurazione di impianto consiste dunque nel dimensionare l'inverter con lo stesso rapporto DC/AC dell'impianto che non prevede l'accumulo e andare a caricarlo superata una certa potenza di soglia in questo caso impostata a 15 MW. Il vantaggio di questo impianto sta nel fatto che nel caso di prezzi in riduzione nelle ore di picco del fotovoltaico questo ha innanzitutto la possibilità di smorzare la vendita di energia a prezzi troppo bassi per poi venderla la sera quando il prezzo è maggiore, ridurre comunque per molte ore anno il fenomeno dell'overgeneration e avere una immissione di potenza più programmabile rispetto al caso senza accumulo. Lo schema logico di utilizzo dell'energia prodotta è rappresentato in figura 39:

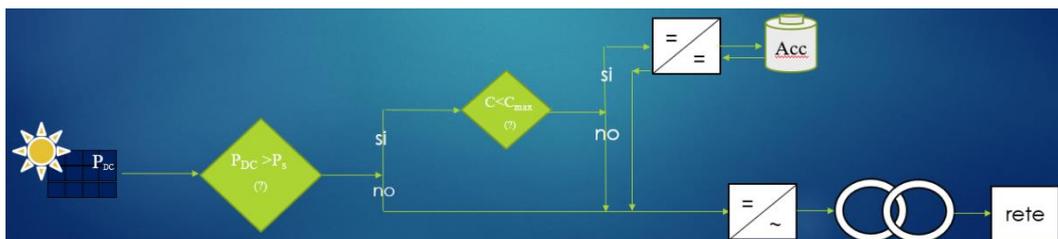


Figura 39-Schema logico di funzionamento

Sono analizzate quattro differenti taglie in potenza con due configurazioni di energia stoccata differenti come visibile nel diagramma di flusso mostrato in figura 40.

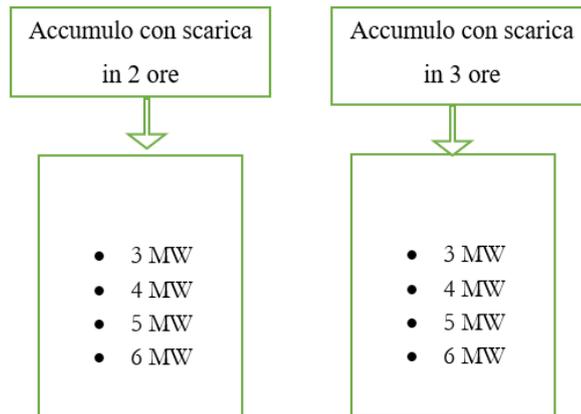


Figura 40- sintesi scenari analisi di sensibilità

Le caratteristiche comuni tra i due scenari sono :

- SOCmin: 20%;
- Scarica giornaliera;
- Durata accumulo: 6000 cicli  $\approx$  16 anni;
- Carica dell'accumulo se  $P_{DC}$ (potenza dell'impianto fotovoltaico in corrente continua) $>15$  MW;
- Energia in eccesso alla batteria venduta;
- Partecipazione Fast Reserve solo per taglie di 5 MW e 6 MW;

Il layout elettrico delle differenti configurazioni con accumulo consta di una parte in comune a tutti gli scenari che riguarda il dimensionamento dei cavi e di una parte differenziata per singolo scenario che riguarda la disposizione dei componenti riguardanti l'accumulo stesso. Per linearità di trattazione viene prima descritta la parte di progetto comune.

Per progettare la parte di impianto in comune si è stabilito di utilizzare gli stessi 6 inverter del caso senza accumulo precedentemente descritto. Ciò che cambia però è la predisposizione che deve essere fatta per l'accumulo, risulta quindi necessario garantire 6 ingressi per l'accumulo e considerato che ogni accumulo ha un numero di ingressi con doppio polo pari a 24 si è deciso di collegare 18 DC-combiner per

inverter. Per collegare tutte le stringhe è stato necessario collegare 25 stringhe per DC-combiner e quindi si è dovuto optare per un DC-combiner che avesse un numero di ingressi maggiore di 24 e una corrente maggiore di 10,38 A. È stato scelto il DC-combiner (FIMER 1500 V IA0.598.132) che ha una corrente in ingresso per stringa pari a 12,5 A.

La tipologia di cavi è rimasta uguale a quella descritta nel capitolo 8.1, ciò che cambia sono le distanze tra i componenti e per questo motivo è stato necessario calcolare nuovamente la caduta di tensione percentuale sia per quanto riguarda la parte stringa-combiner sia per quanto riguarda la parte combiner-inverter. I criteri utilizzati sono gli stessi a quelli descritti nel capitolo 8.1.

Viene riportata in tabella 16 il riepilogo dei componenti utilizzati nel progetto elettrico.

Device	DC-combiner Per inverter	DC power, kW <sub>p</sub>	Stringhe per DC-combiner
Central inverter 1	18/18	5166,0	25
Central inverter 2	18/18	5166,0	25
Central inverter 3	18/18	5166,0	25
Central inverter 4	18/18	5166,0	25
Central inverter 5	18/18	5166,0	25
Central inverter 6	18/18	4970,8	24

Tabella 16-Componenti comuni impianto con accumulo

Vengono riportate quindi le tabelle di calcolo delle sezioni minime dei cavi che saranno necessarie successivamente nella parte di Computo Metrico Estimativo.

CADUTA DI TENSIONE PER DIVERSE LUNGHEZZE (stringa-combiner)						
DC-combiner	Lstrutture -stringbox [m] (lunghezza massima)	Corrente IMPIEGO [A]	R [Ω/m]	Sezione [mmq]	Portata cavo [A]	ΔU%
DC-combiner 1-1	114	11,76	0,00206	16	98	0,37
DC-combiner 1-2	114	11,76	0,00206	16	98	0,37
DC-combiner 1-3	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-4	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 1-5	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 1-6	76	11,76	0,00206	16	98	0,25

DC-combiner 1-7	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 1-8	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 1-9	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-10	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-11	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-12	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 1-13	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-14	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-15	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-16	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-17	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 1-18	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 2-1	103	11,76	0,00206	16	98	0,34
DC-combiner 2-2	161	11,76	0,00206	16	98	0,52
DC-combiner 2-3	58	11,76	0,00206	16	98	0,19
DC-combiner 2-4	85	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC-combiner 2-5	125	11,76	0,00206	16	98	0,41
DC-combiner 2-6	113	11,76	0,00206	16	98	0,37
DC-combiner 2-7	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 2-8	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 2-9	109	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC-combiner 2-10	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 2-11	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 2-12	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 2-13	110	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC-combiner 2-14	48	11,76	0,00206	16	98	0,16
DC-combiner 2-15	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 2-16	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 2-17	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 2-18	124	11,76	0,00206	16	98	0,40
DC-combiner 3-1	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-2	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-3	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-4	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 3-5	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-6	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-7	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-8	139	11,76	0,00206	16	98	0,45
DC-combiner 3-9	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-10	75	11,76	0,00206	16	98	0,24

DC-combiner 3-11	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-12	120	11,76	0,00206	16	98	0,39
DC-combiner 3-13	119	11,76	0,00206	16	98	0,39
DC-combiner 3-14	183	11,76	0,00206	16	98	0,59
DC-combiner 3-15	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 3-16	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 3-17	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 3-18	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 4-1	40	11,76	0,00206	16	98	0,13
DC-combiner 4-2	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 4-3	125	11,76	0,00206	16	98	0,41
DC-combiner 4-4	57	11,76	0,00206	16	98	0,19
DC-combiner 4-5	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 4-6	110	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC-combiner 4-7	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 4-8	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 4-9	92	11,76	0,00206	16	98	0,30
DC-combiner 4-10	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 4-11	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 4-12	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 4-13	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 4-14	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 4-15	222	11,76	0,00206	16	98	0,72
DC-combiner 4-16	222	11,76	0,00206	16	98	0,72
DC-combiner 4-17	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 4-18	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 5-1	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 5-2	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 5-3	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 5-4	328	11,76	0,00206	16	98	1,07
DC-combiner 5-5	159	11,76	0,00206	16	98	0,52
DC-combiner 5-6	212	11,76	0,00206	16	98	0,69
DC-combiner 5-7	112	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC-combiner 5-8	85	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC-combiner 5-9	75	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 5-10	101	11,76	0,00206	16	98	0,33
DC-combiner 5-11	77	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 5-12	76	11,76	0,00206	16	98	0,25
DC-combiner 5-13	100	11,76	0,00206	16	98	0,32
DC-combiner 5-14	76	11,76	0,00206	16	98	0,25

DC-combiner 5-15	117	11,76	0,00206	16	98	0,38
DC-combiner 5-16	112	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC-combiner 5-17	176	11,76	0,00206	16	98	0,57
DC-combiner 5-18	109	11,76	0,00206	16	98	0,36
DC-combiner 6-1	84	11,76	0,00206	16	98	0,27
DC-combiner 6-2	67	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC-combiner 6-3	105	11,76	0,00206	16	98	0,34
DC-combiner 6-4	101	11,76	0,00206	16	98	0,33
DC-combiner 6-5	67	11,76	0,00206	16	98	0,22
DC-combiner 6-6	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 6-7	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 6-8	144	11,76	0,00206	16	98	0,47
DC-combiner 6-9	85	11,76	0,00206	16	98	0,27
DC-combiner 6-10	0	11,76	0,00206	16	98	0,00
DC-combiner 6-11	128	11,76	0,00206	16	98	0,42
DC-combiner 6-12	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 6-13	75	11,76	0,00206	16	98	0,24
DC-combiner 6-14	71	11,76	0,00206	16	98	0,23
DC-combiner 6-15	121	11,76	0,00206	16	98	0,39
DC-combiner 6-16	86	11,76	0,00206	16	98	0,28
DC-combiner 6-17	168	11,76	0,00206	16	98	0,55
DC-combiner 6-18	160	11,76	0,00206	16	98	0,52

Tabella 17-Calcolo cavi di bassa tensione stringa-combiner

Combiner box	Distanza [m]	Corrente IMPIEGO [A]	R [ $\Omega$ /m]	Sezione [mmq]	Portata cavo [A]	$\Delta U\%$	$\Delta U_{tot}\%$
DC-combiner 1-1	113	245,00	0,00011	300	486	0,40	0,77
DC-combiner 1-2	209	245,00	0,00011	300	486	0,74	1,11
DC-combiner 1-3	67	245,00	0,00011	300	486	0,24	0,48
DC-combiner 1-4	149	245,00	0,00011	300	486	0,53	0,77
DC-combiner 1-5	222	245,00	0,00011	300	486	0,79	1,03
DC-combiner 1-6	14	245,00	0,00011	300	486	0,05	0,30
DC-combiner 1-7	95	245,00	0,00011	300	486	0,34	0,58
DC-combiner 1-8	168	245,00	0,00011	300	486	0,60	0,84
DC-combiner 1-9	242	245,00	0,00011	300	486	0,86	1,10
DC-combiner 1-10	43	245,00	0,00011	300	486	0,15	0,40
DC-combiner 1-11	125	245,00	0,00011	300	486	0,44	0,69
DC-combiner 1-12	198	245,00	0,00011	300	486	0,70	0,95
DC-combiner 1-13	272	245,00	0,00011	300	486	0,96	1,21
DC-combiner 1-14	89	245,00	0,00011	300	486	0,31	0,56

DC-combiner 1-15	171	245,00	0,00011	300	486	0,61	0,86
DC-combiner 1-16	245	245,00	0,00011	300	486	0,87	1,12
DC-combiner 1-17	318	245,00	0,00011	300	486	1,13	1,37
DC-combiner 1-18	296	245,00	0,00011	300	486	1,05	1,30
DC-combiner 2-1	69	245,00	0,00011	300	486	0,24	0,58
DC-combiner 2-2	27	245,00	0,00011	300	486	0,10	0,62
DC-combiner 2-3	19	245,00	0,00011	300	486	0,07	0,26
DC-combiner 2-4	82	245,00	0,00011	300	486	0,29	0,57
DC-combiner 2-5	689	245,00	0,00007	500	619	1,48	1,88
DC-combiner 2-6	567	245,00	0,00008	400	549	1,56	1,93
DC-combiner 2-7	612	245,00	0,00008	400	549	1,69	1,94
DC-combiner 2-8	538	245,00	0,00008	400	549	1,48	1,73
DC-combiner 2-9	464	245,00	0,00008	400	549	1,28	1,64
DC-combiner 2-10	162	245,00	0,00011	300	486	0,57	0,82
DC-combiner 2-11	235	245,00	0,00011	300	486	0,83	1,08
DC-combiner 2-12	164	245,00	0,00011	300	486	0,58	0,83
DC-combiner 2-13	247	245,00	0,00011	300	486	0,88	1,23
DC-combiner 2-14	660	245,00	0,00008	400	549	1,82	1,98
DC-combiner 2-15	633	245,00	0,00008	400	549	1,75	1,99
DC-combiner 2-16	560	245,00	0,00008	400	549	1,55	1,79
DC-combiner 2-17	478	245,00	0,00011	300	486	1,69	1,94
DC-combiner 2-18	414	245,00	0,00011	300	486	1,47	1,87
DC-combiner 3-1	352	245,00	0,00011	300	486	1,25	1,49
DC-combiner 3-2	280	245,00	0,00011	300	486	0,99	1,24
DC-combiner 3-3	206	245,00	0,00011	300	486	0,73	0,98
DC-combiner 3-4	123	245,00	0,00011	300	486	0,44	0,68
DC-combiner 3-5	287	245,00	0,00011	300	486	1,02	1,26
DC-combiner 3-6	214	245,00	0,00011	300	486	0,76	1,01
DC-combiner 3-7	141	245,00	0,00011	300	486	0,50	0,75
DC-combiner 3-8	67	245,00	0,00011	300	486	0,24	0,69
DC-combiner 3-9	239	245,00	0,00011	300	486	0,85	1,09
DC-combiner 3-10	166	245,00	0,00011	300	486	0,59	0,83
DC-combiner 3-11	93	245,00	0,00011	300	486	0,33	0,58
DC-combiner 3-12	11	245,00	0,00011	300	486	0,04	0,43
DC-combiner 3-13	47	245,00	0,00011	300	486	0,17	0,55
DC-combiner 3-14	102	245,00	0,00011	300	486	0,36	0,96
DC-combiner 3-15	175	245,00	0,00011	300	486	0,62	0,87
DC-combiner 3-16	249	245,00	0,00011	300	486	0,88	1,13
DC-combiner 3-17	321	245,00	0,00011	300	486	1,14	1,38

DC-combiner 3-18	322	245,00	0,00011	300	486	1,14	1,38
DC-combiner 4-1	144	245,00	0,00011	300	486	0,51	0,64
DC-combiner 4-2	189	245,00	0,00011	300	486	0,67	0,92
DC-combiner 4-3	263	245,00	0,00011	300	486	0,93	1,34
DC-combiner 4-4	85	245,00	0,00011	300	486	0,30	0,49
DC-combiner 4-5	149	245,00	0,00011	300	486	0,53	0,77
DC-combiner 4-6	223	245,00	0,00011	300	486	0,79	1,15
DC-combiner 4-7	29	245,00	0,00011	300	486	0,10	0,35
DC-combiner 4-8	103	245,00	0,00011	300	486	0,36	0,61
DC-combiner 4-9	185	245,00	0,00011	300	486	0,66	0,96
DC-combiner 4-10	276	245,00	0,00011	300	486	0,98	1,23
DC-combiner 4-11	48	245,00	0,00011	300	486	0,17	0,42
DC-combiner 4-12	130	245,00	0,00011	300	486	0,46	0,71
DC-combiner 4-13	203	245,00	0,00011	300	486	0,72	0,96
DC-combiner 4-14	277	245,00	0,00011	300	486	0,98	1,23
DC-combiner 4-15	96	245,00	0,00011	300	486	0,34	1,06
DC-combiner 4-16	325	245,00	0,00011	300	486	1,15	1,88
DC-combiner 4-17	349	245,00	0,00011	300	486	1,24	1,48
DC-combiner 4-18	359	245,00	0,00011	300	486	1,27	1,51
DC-combiner 5-1	83	245,00	0,00011	300	486	0,29	0,54
DC-combiner 5-2	156	245,00	0,00011	300	486	0,55	0,80
DC-combiner 5-3	36	245,00	0,00011	300	486	0,13	0,37
DC-combiner 5-4	146	245,00	0,00011	300	486	0,52	1,58
DC-combiner 5-5	26	245,00	0,00011	300	486	0,09	0,61
DC-combiner 5-6	133	245,00	0,00011	300	486	0,47	1,16
DC-combiner 5-7	342	245,00	0,00011	300	486	1,21	1,58
DC-combiner 5-8	292	245,00	0,00011	300	486	1,04	1,31
DC-combiner 5-9	374	245,00	0,00011	300	486	1,33	1,57
DC-combiner 5-10	139	245,00	0,00011	300	486	0,49	0,82
DC-combiner 5-11	345	245,00	0,00011	300	486	1,22	1,47
DC-combiner 5-12	417	245,00	0,00011	300	486	1,48	1,73
DC-combiner 5-13	193	245,00	0,00011	300	486	0,68	1,01
DC-combiner 5-14	388	245,00	0,00011	300	486	1,38	1,62
DC-combiner 5-15	279	245,00	0,00011	300	486	0,99	1,37
DC-combiner 5-16	335	245,00	0,00011	300	486	1,19	1,55
DC-combiner 5-17	318	245,00	0,00011	300	486	1,13	1,70
DC-combiner 5-18	371	245,00	0,00011	300	486	1,31	1,67
DC-combiner 6-1	190	235,20	0,00011	300	486	0,65	0,92
DC-combiner 6-2	185	235,20	0,00011	300	486	0,63	0,85

DC-combiner 6-3	139	235,20	0,00011	300	486	0,47	0,82
DC-combiner 6-4	78	235,20	0,00011	300	486	0,26	0,59
DC-combiner 6-5	124	235,20	0,00011	300	486	0,42	0,64
DC-combiner 6-6	17	235,20	0,00011	300	486	0,06	0,30
DC-combiner 6-7	90	235,20	0,00011	300	486	0,31	0,55
DC-combiner 6-8	164	235,20	0,00011	300	486	0,56	1,03
DC-combiner 6-9	44	235,20	0,00011	300	486	0,15	0,43
DC-combiner 6-10	127	235,20	0,00011	300	486	0,43	0,43
DC-combiner 6-11	200	235,20	0,00011	300	486	0,68	1,10
DC-combiner 6-12	227	235,20	0,00011	300	486	0,77	1,02
DC-combiner 6-13	153	235,20	0,00011	300	486	0,52	0,77
DC-combiner 6-14	89	235,20	0,00011	300	486	0,30	0,54
DC-combiner 6-15	143	235,20	0,00011	300	486	0,49	0,88
DC-combiner 6-16	273	235,20	0,00011	300	486	0,93	1,21
DC-combiner 6-17	267	235,20	0,00011	300	486	0,91	1,45
DC-combiner 6-18	437	235,20	0,00008	400	549	1,16	1,68

*Tabella 18-Dimensionamento cavi combiner-inverter*

Considerato che la posizione geografica degli inverter risulta invariata all'interno dell'impianto le cadute di tensione in media tensione MT, rimangono invariate. Tutta la parte in media tensione risulta quindi invariata rispetto al caso A trattato nel capitolo 8.1.

### 8.2.2 Configurazione elettrica scenario: 2 ore di scarica

Una volta definito per quanto tempo deve durare la scarica e la taglia in potenza dell'impianto è necessario scegliere l'accumulo commerciale corrispondente alle proprie esigenze, in questo caso è stato scelto il rack **LGchem R1000 con capacità 126 Ah**, rappresentato nel riquadro blu in figura 41.



Models	R1000 (17 Modules)		
	M48126P3B	M48189P3B	M48252P3B
Energy [kWh]	110.9	166.4	221.8
Capacity [Ah]	126	189	252
Nominal Voltage [V]		881	
Voltage Range [V]		714-1,000	
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 2,200 x 655	520 x 2,200 x 950	520 x 2,200 x 1,200
Weight [kg]	912	1,314	1,687

Figura 41-Parte del catalogo LGchem

Per poter scegliere la tipologia di accumulo è necessario sapere quale sarà il suo funzionamento perché seppur la tecnologia di base sia la stessa, il produttore propone varie configurazioni in modo da adattare il prodotto al tipo di utilizzo. In particolare l'accumulo scelto della gamma R1000 è l'accumulo che ha le caratteristiche maggiormente spostate sul funzionamento in potenza. Una volta scelto il modello dell'accumulo viene fatto il dimensionamento in base alla potenza. Esso è riportato in tabella 19. Le sigle utilizzate per riportare gli impianti nei grafici sono espresse di seguito:

- **2h\_3MW:** Accumulo con potenza di scarica di 3 MW e tempo di scarica pari a 2 ore.
- **2h\_4MW:** Accumulo con potenza di scarica di 4 MW e tempo di scarica pari a 2 ore.
- **2h\_5MW:** Accumulo con potenza di scarica di 5 MW e tempo di scarica pari a 2 ore.
- **2h\_6MW:** Accumulo con potenza di scarica di 6 MW e tempo di scarica pari a 2 ore.

	2h_3MW	2h_4MW	2h_5MW	2h_6MW
numero inverter	6	6	6	6
energia da catalogo [kWh/rack]	110,9	110,9	110,9	110,9
raks in parallelo	68	91	113	135
numero DC-DC converter	5	7	9	10
potenza accumulo [MW]	3	4	5	6
capacità totale[kWh]	7541	10092	12532	14971

capacità DOD 80% [kWh]	6036	8078	10030	11983
---------------------------	------	------	-------	-------

Tabella 19-Caratteristiche accumuli con 2 ore di scarica

Si osserva che la capacità reale sfruttata è la capacità con DOD 80% perché l'accumulo non viene mai scaricato al di sotto del  $SOC_{min}$  che è pari al 20%. Viene però riportata la capacità totale dell'accumulo perché è necessaria per l'analisi dei costi in quanto essa è quella che è realmente contenuta all'interno dell'accumulo e quindi è quella che stabilisce ne il prezzo .

### 8.2.3 Configurazione elettrica scenario: 3 ore di scarica

Nel caso di accumulo con scarica a 3 ore è stato deciso di utilizzare un accumulo sempre del modello **LGchem R1000** **ma con capacità 252 Ah** (riportato nel riquadro rosso in figura 41) in modo da avere delle caratteristiche dell'accumulo più adatte ad un utilizzo maggiormente “energy intensive”. Le caratteristiche riassuntive delle varie tipologie di accumulo sono riportate in tabella 20, dove per la capacità utilizzata (DOD 80%) vale quanto detto pocanzi. Le sigle utilizzate per riportare gli impianti nei grafici sono espresse di seguito.

- **3h\_3MW**: Accumulo con potenza di scarica di 3 MW e tempo di scarica pari a 3 ore.
- **3h\_4MW**: Accumulo con potenza di scarica di 4 MW e tempo di scarica pari a 3 ore.
- **3h\_5MW**: Accumulo con potenza di scarica di 5 MW e tempo di scarica pari a 3 ore.
- **3h\_6MW**: Accumulo con potenza di scarica di 6 MW e tempo di scarica pari a 3 ore.

	3h_3MW	3h_4MW	3h_5MW	3h_6MW
numero inverter	6	6	6	6
energia da catalogo [kWh/rack]	221,8	221,8	221,8	221,8
raks in parallelo	51	67	84	101
numero DC-DC converter	5	7	9	10
potenza accumulo [MW]	3	4	5	6
capacità totale[kWh]	11312	14861	18631	22402
capacità DOD 80% [kWh]	<b>9054</b>	<b>11894</b>	<b>14912</b>	<b>17930</b>

Tabella 20-Caratteristiche accumuli con 3 ore di scarica

#### 8.2.4 Simulazione PVsyst

Tutta l'analisi è stata svolta attraverso l'utilizzo di PVsyst che è il software commerciale maggiormente utilizzato per la simulazione di impianti fotovoltaici. In questo software è possibile trovare i moduli fotovoltaici commerciali e qualora non fosse disponibile il modulo che si vuole utilizzare si può creare un nuovo componente con le caratteristiche desiderate partendo dal modello più simile. È possibile fare ciò anche per gli inverter e per gli accumuli. Nel caso in esame è stato necessario creare il modulo fotovoltaico e l'accumulo, mentre l'inverter nella versione PVsyst 7.0 era già presente all'interno dei componenti SMA. Gli step da eseguire per la modellazione dell'impianto sono nell'ordine:

- **Nuovo progetto:** Definizione longitudine e Latitudine impianto;
- **Orientamento:** Definizione tipo di inseguitore e angolazione massima;
- **Sistema:** Definizione potenza impianto, scelta modulo, scelta inverter, dimensionamento inverter, controllo rispetto della tensione nelle condizioni limite (0 °C;60 °C);
- **Orizzonte:** Definizione della linea dell'orizzonte da file PVGIS

- **Ombre vicine:** disegno dell'impianto e componenti vicini che possono creare ombre, in questo caso la presenza dell'aerogeneratore;
- **Perdite:** definizione dettagliata delle perdite per alta temperatura, sporco, qualità dei moduli, Perdite ohmiche, mismatching, correzione spettrale, indisponibilità;
- **Conservazione:** definizione della modalità di storage, (in questo caso assorbimento picchi di potenza), scelta accumulo, dimensionamento accumulo, definizione potenza di carica e scarica, orario di scarica dell'accumulo;

Bisogna evidenziare però che PVsyst permette di modellare accumuli collegati sul lato in corrente alternata, immettendo in rete al massimo il valore di potenza definito come limite di rete, per ovviare a questo inconveniente, una volta esportati i valori orari della simulazione (attraverso l'utilizzo del comando **simulazione avanzata**) si è provveduto ad aggiustare l'immissione in rete considerando un semplice bilancio di energia descritto dall'equazione :

$$E_{grid} = E_{OUT\_INV} - E_{Ch\_BAT} \quad (8.1)$$

Dove:

- ***E\_Grid*:** Energia oraria immessa in rete considerando il limite di potenza;
- ***EbatCH*:** Energia oraria di carica dell'accumulo;
- ***EbatDis*:** Energia oraria di scarica dell'accumulo;
- ***EoutINV*:** Energia oraria in uscita dall'inverter.

Questo approccio dal punto di vista della simulazione è conservativo in termini di energia dispersa in quanto la corrente prima passa per l'inverter e successivamente per poter entrare all'interno dell'accumulo deve essere raddrizzata, cioè essere portata nuovamente in corrente continua. il DC-DC converter è necessario su qualunque tipo di batteria per poterla accoppiare all'impianto che funziona ad una tensione diversa.

Viene dunque riportata la variazione della producibilità in base alle varie taglie di impianto in figura 42 distinguendo il caso di accumulo a 2 h e accumulo a 3 h.

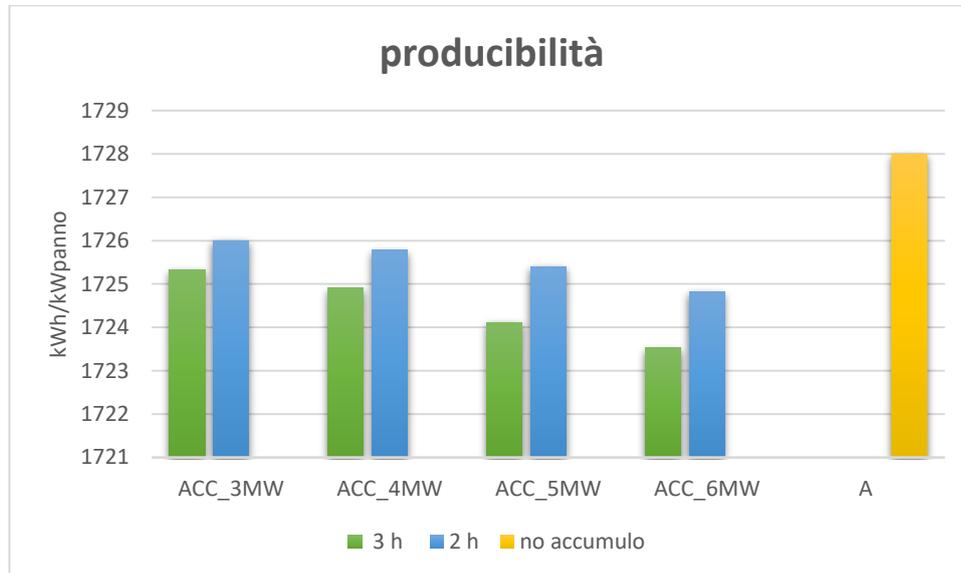


Figura 42-Produttività caso di accumulo a 2 h

Naturalmente più energia si accumula minore è la producibilità perché aumenta l'energia che transita attraverso più componenti e quindi maggiormente soggetta a perdite. Questo grafico da solo però non basta per poter concludere che l'accumulo di per se non è la condizione ottimale visto il contesto in cui esso sorge, cioè è noto che stoccando l'energia una parte di essa viene persa ma il processo è necessario per potere avere energia disponibile in fasce orarie differenti. Risulta quindi necessario eseguire la valorizzazione dell'energia in base all'ora in cui essa viene venduta per poter comprendere la remuneratività dell'impianto, perché solo grazie alla differenza di prezzo che c'è tra il primo pomeriggio e la sera è possibile ottenere un risultato valido e rappresentativo fisicamente del progetto in esame. Viene quindi eseguita una previsione dei prezzi basata sulle reti neurali per poter predire i prezzi orari durante la vita utile tecnica dell'impianto.

## 9 Previsione prezzi, Reti Neurali

Il ritorno dell'investimento dipende molto dai prezzi utilizzati, in questo caso dipende soprattutto dalla differenza di prezzo che vi è tra il pomeriggio e la sera. Considerato che l'impianto deve essere ancora costruito e che i prezzi futuri non sono effettivamente conoscibili a causa di tutte le variabili che possono entrare in gioco per definire i prezzi di mercato, è stato deciso di sviluppare una metodologia che sfruttasse le reti neurali, che non fosse eccessivamente onerosa dal punto di vista computazionale ma che fosse comunque fisicamente rappresentativa dei fenomeni che ci si aspetta accadranno in vista dell'attuazione delle politiche descritte dal PNIEC. È stato deciso di utilizzare le reti neurali (NN) proprio per la loro logica di funzionamento che risulta appropriata. Essa è spiegata nella figura 43. In particolare è stato utilizzato il pacchetto "deep learning" di MATLAB.

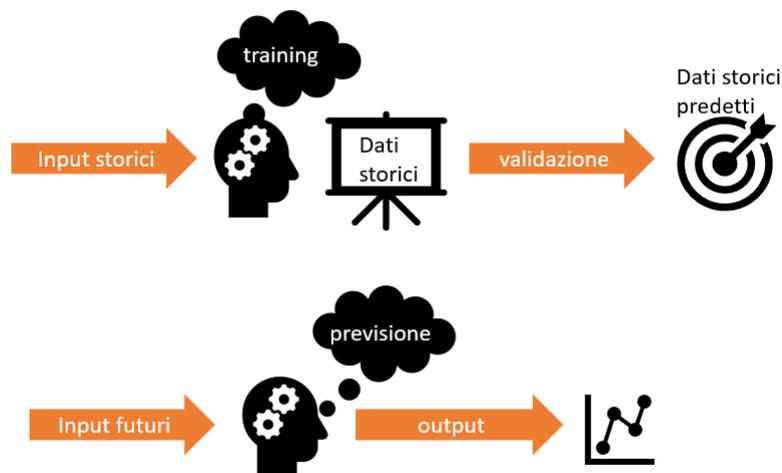


Figura 43-Schema funzionamento reti neurali

Le reti neurali sono capaci di apprendere le logiche di un fenomeno una volta ricevuti gli input e gli output del fenomeno. Praticamente si può utilizzare la rete

neurale come “black box” in cui conoscendo per i dati storici sia gli input che gli output, viene eseguito il training della rete, validato e successivamente utilizzato per calcolare la previsione dei dati futuri considerati gli input definiti che si ritiene affidabili perché presi da politiche energetiche che dovranno essere attuate. La logica utilizzata per l’esecuzione della previsione è spiegata nel seguente diagramma di flusso in figura 48.

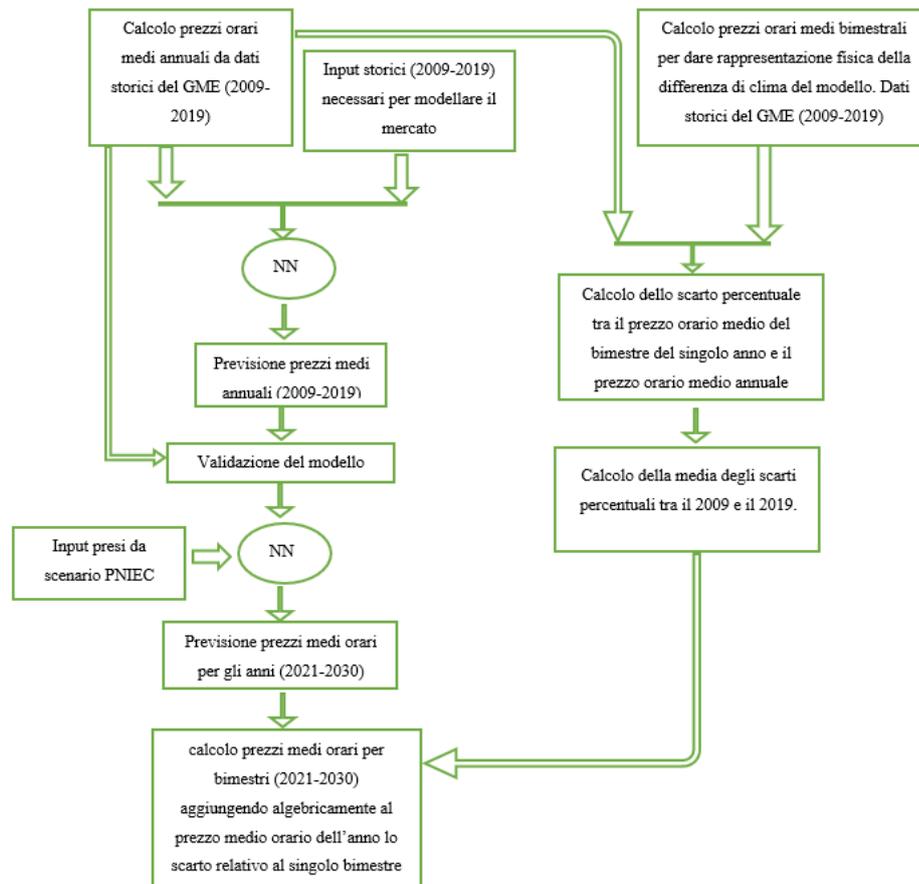


Figura 44-Diagramma di flusso funzionamento rete neurale

Vengono creati quindi 6 bimestri corrispondenti ai mesi di:

- Gennaio e Febbraio
- Marzo e Aprile
- Maggio e Giugno
- Luglio e Agosto

- Settembre e Ottobre
- Novembre e Dicembre

Viene calcolato lo scarto medio del bimestre in ogni ora del singolo anno rispetto alla media annuale, viene successivamente eseguita sulla stessa ora dei vari anni la media degli scarti e utilizzata in seguito per modificare la previsione in uscita dalla rete neurale per dare migliore rappresentatività fisica ai prezzi.

Per comprendere la variazione che si ha ogni due mesi rispetto all'anno vengono riportate in figura 45 le medie bimestrali dei dati storici.

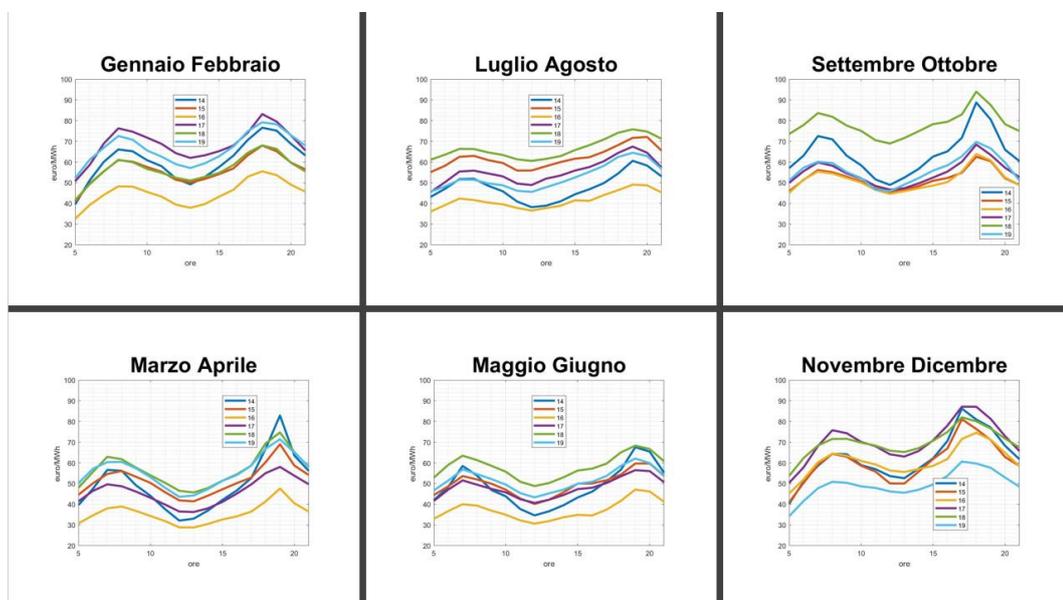


Figura 45-Medie bimestri e media annuale

Ogni bimestre rispetto al prezzo medio orario del proprio anno di riferimento naturalmente ha delle differenze. Per comprendere in maniera chiara questa differenza in figura 46 è stato riportato quale fosse lo scarto tra il prezzo medio annuo del 2014 e il bimestre Luglio-Agosto del 2014. In ogni ora è stato calcolato lo scarto percentuale e successivamente fatta la media degli scarti storici dei vari anni rispetto alla stessa ora, così da trovare una variazione media da applicare ad ogni ora del giorno del prezzo annuale creato dalla rete neurale per dare più rappresentatività fisica ai prezzi utilizzati per la valorizzazione dell'energia.

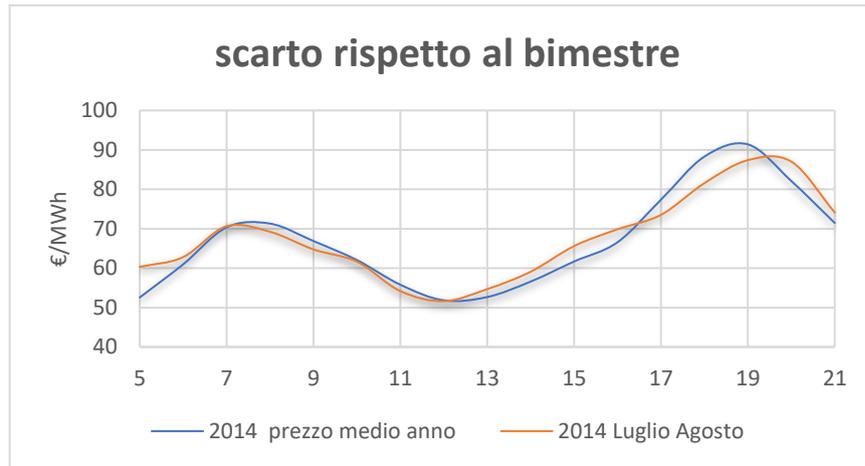


Figura 46-Scarto tra prezzo medio annuo e bimestre Luglio Agosto

- Produzione elettrica GAS [TWh]
- Produzione elettrica da Carbone [TWh]
- Produzione elettrica OIL [TWh]
- prezzo gas [€/MWh]
- Consumo interno lordo elettricità [TWh]
- Energia destinata ad accumulo [TWh]
- PIL [Milioni di euro ai prezzi di mercato]
- carico residuo lordo [TWh]
- prezzo brent [\$/barile]
- Saldo import-export [TWh]
- Energia prodotta da fotovoltaico [TWh]

Questi input vengono utilizzati presi dati storici fino al 2019 e presi dalle politiche dal 2019 al 2030. L'unico valore effettivamente ipotizzato è il PIL a cui è stato attribuito un ribasso del 12% nel 2020, un rialzo del 6% nel 2021 e un rialzo progressivo dell'1% negli anni a venire. I prezzi dei combustibili sono stati presi sempre considerando la previsione citata nel PNIEC. I dati storici sono visibili in

Tabella 21.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produzione elettrica GAS [Twh]	147	153	145	129	109	94	111	126	140	142,8	145,5
Produzione elettrica COAL [TWh]	40	40	45	49	45	43	43	36	33	28,9	24,8
Produzione elettrica OIL [TWh]	16	10	8	7	5	5	6	4	4	3,5	3
prezzo gas [€/Mwh]	20	25	30	30	30	25	24	20	24	27	27,3
Consumo interno lordo elettricità [TWh]	336	343	345	340	330	323	330	325	332	332	332
energia destinata a pompaggi [TWh]	7,6	4,5	2,5	2,7	2,5	2,3	1,9	2,5	2,5	2,3	2,3
PIL [Miliardi di euro ai prezzi di mercato]	1577	1611	1649	1624	1613	1627	1655	1696	1737	1765	1788
carico residuo lordo [TWh]	267	266	262	248	218	202	221	217	226	221,9	217,8
prezzo Brent [\$ /barile]	61,7	79,6	111,3	111,6	108,6	99	53	45,1	54,7	74,3	65
Saldo import-export [TWh]	45	44,2	45,7	43,1	42,1	43,7	46,3	37	37,8	43,9	39,7
FOTOVOLTAICO [TWh]	0,7	1,9	10,8	18,9	21,59	22,31	22,94	22,1	24,34	22,65	25,6

Tabella 21-Input dati storici

I quantitativi di energia sono riferiti all'anno perché nel modello di previsione entrano ed escono variabili riferite all'anno, gli input sono gli stessi sul singolo anno anche si ricreano prezzi diversi in base alla diversa ora, questo è dato dal fatto che la rete neurale viene fatta girare per ogni ora in modo da comprendere sulla singola ora, come negli anni si sia evoluto il fenomeno e attribuire dei pesi differenti alle variabili di ingresso. Si osserva che è stato creato un modello che partisse da un giorno tipo per ogni anno dei dati storici perché è più semplice innanzitutto reperire i dati che sono descritti nello stesso documento e quindi seguono la stessa coerenza di aggregazione e anche perché i valori delle politiche future sono stimati per valori a 5 anni quindi i valori annuali ne risultano già una interpolazione, tra i valori del 2019 e 2025 e del 2025 e 2030. I dati di input futuri con accumulo costante sono riportati in tabella 22, mentre i dati di input futuri con accumulo in crescita sono riportati in tabella 23:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Produzione elettrica GAS [Twh]	148,3	151	153,8	156,5	159,3	162	154,2	146,4	138,6	130,8	123
Produzione elettrica COAL [TWh]	20,6	16,5	12,4	8,3	4,1	0	0	0	0	0	0
Produzione elettrica OIL [TWh]	2,5	2	1,5	1	0,5	0	0	0	0	0	0
prezzo gas [€/Mwh]	27,6	27,9	28,3	28,6	28,9	29,2	29,7	30,2	30,7	31,2	31,7
Consumo interno lordo elettricità [TWh]	320	323	326	328	330	332	333,2	334,4	335,6	336,8	338
energia destinata ad accumulo [TWh]	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
PIL [Miliardi di euro]	1609	1705	1723	1740	1757	1775	1792	1810	1828	1847	1865
carico residuo lordo [TWh]	213,6	209,5	205,4	201,3	197,1	193	184,6	176,2	167,8	159,4	151
prezzo Brent [\$ /barile]	67,63	70,27	72,9	75,53	78,17	80,8	72	73	74	75	75
Saldo import-export [TWh]	42,6	40,3	37,9	35,6	33,3	31	30,4	29,8	29,2	28,6	28
FOTOVOLTAICO [TWh]	27,33	29,07	30,8	32,5	34,3	36	43,8	51,6	59,4	67,2	75

Tabella 22-Input futuri con accumulo costante

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Produzione elettrica GAS [TWh]	148,3	151	153,8	156,5	159,3	162	154,2	146,4	138,6	130,8	123
Produzione elettrica COAL [TWh]	20,6	16,5	12,4	8,3	4,1	0	0	0	0	0	0
Produzione elettrica OIL [TWh]	2,5	2	1,5	1	0,5	0	0	0	0	0	0
prezzo gas [€/Mwh]	27,6	27,9	28,3	28,6	28,9	29,2	29,7	30,2	30,7	31,2	31,7
Consumo interno lordo elettricità[TWh]	320	323	326	328	330	332	333,2	334,4	335,6	336,8	338
energia destinata ad accumulo [TWh]	2,3	3,07	3,84	4,61	5,38	6,15	6,92	7,69	8,46	9,23	10
PIL [Miliardi di € ]	1609	1705	1723	1740	1757	1775	1792	1810	1828	1847	1865
carico residuo lordo [TWh]	213,6	209,5	205,4	201,3	197,1	193	184,6	176,2	167,8	159,4	151
prezzo brent \$/barile	67,63	70,27	72,9	75,53	78,17	80,8	72	73	74	75	75
Saldo import-export [TWh]	42,6	40,3	37,9	35,6	33,3	31	30,4	29,8	29,2	28,6	28
FOTOVOLTAICO[TWh]	27,33	29,07	30,8	32,5	34,3	36	43,8	51,6	59,4	67,2	75

*Tabella 23-Input futuri con accumulo in crescita*

Con questi dati storici è ottenuto il fit della rete neurale, per ogni ora del giorno, dalle 5 alle 21, non sono state calcolate le altre ore perché ora in cui non viene né fatto l'arbitraggio dell'energia, né produce il fotovoltaico. Viene riportato a titolo esemplificativo il fit della rete neurale rispetto ai prezzi storici delle ore 14, in figura 47. Lungo i diversi anni, si vede come la rete neurale sia capace di trovare le correlazioni e di ricreare abbastanza fedelmente la serie dei dati storici. Il modello utilizzato per la rete neurale è un modello "Bayesian Regularization" che è utile per set di dati piccoli come in questo caso avendo sostanzialmente per una data ora un solo valore annuale, in cui sono presenti altri rumori che in questo caso sono creati da tutti gli altri fattori che vanno effettivamente a comporre il prezzo del mercato che sono moltissimi e anche di difficile caratterizzazione.

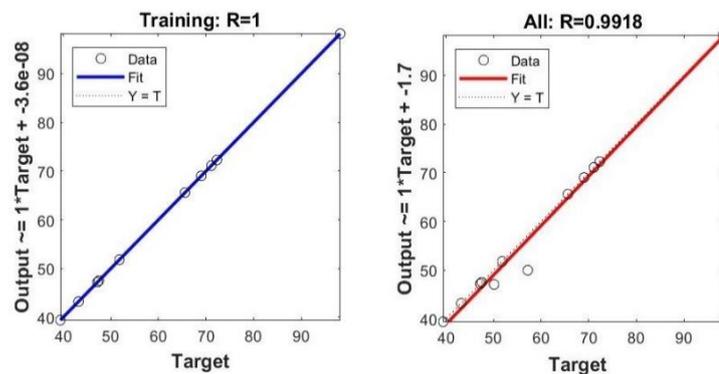


Figura 47-Esempio di fit dei dati storici

Il controllo sulla rappresentatività è stato eseguito per ogni fascia oraria in modo da assicurarsi che il modello fosse sufficientemente rappresentativo. Una volta validato il modello per ogni ora sono stati forniti i dati di input futuri creando due scenari differenti: uno scenario in cui l'energia stoccata crescesse notevolmente fino al 2030 e uno scenario in cui l'energia stoccata da pompaggi di tipo puro e misto più accumulo elettrochimico fosse pressochè costante. In questo caso l'unica variabile libera è stata l'energia destinata all'accumulo, mentre tutti gli altri dati di input dei dati futuri sono rimasti invariati nelle due versioni.

Il modello con energia accumulata costante che corrisponde ad una sostanziale stasi del mercato degli accumuli elettrochimici e anche del non rifacimento di impianti idroelettrici ad oggi non utilizzati, e la non costruzione di nuovi, non rispettando quindi il PNIEC è mostrato in figura 50, mentre è mostrato in figura 49 lo scenario dei prezzi medi annuali considerando crescita lineare da 2,3 TWh di pompaggi del 2019 a 10 TWh stoccati tra pompaggi e accumulo. Come si può evincere dalla figura 48 i risultati anche se simili, mostrano che nel caso di installazione di accumuli allora si avrebbe un prezzo maggiore dell'energia elettrica rispetto al caso in cui l'energia usata per l'arbitraggio rimanga costante e pari a quella del 2019.

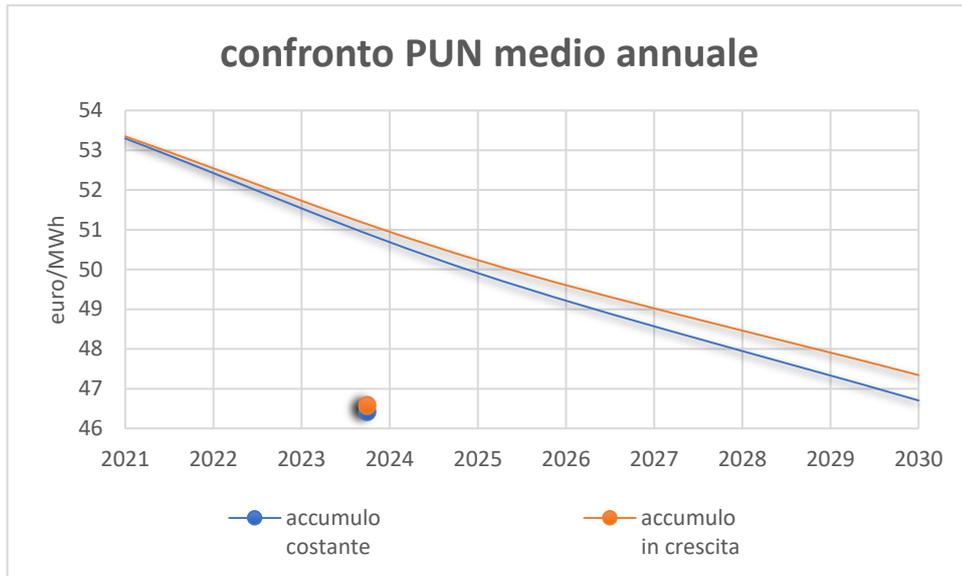


Figura 48-PUN medio annuale

Considerato però che lo studio si basa sull'utilizzo della differenza di prezzo all'interno della giornata è bene riportare (figura 49 e 50) i prezzi orari del giorno tipo costruito al lungo degli anni. Tra questi due scenari è stato deciso di utilizzare quello con accumulo in crescita perché più rappresenta le linee guida dettate dal PNIEC.

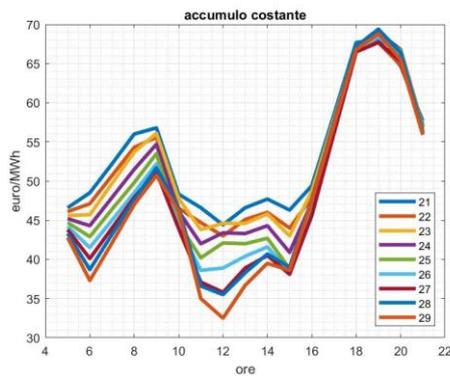


Figura 50-Prezzi medi annuali (2021-2030)

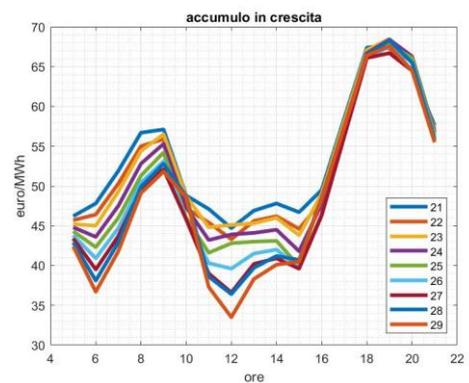


Figura 49-Prezzi medi annuali (2021-2030)

Utilizzando il criterio precedentemente descritto sono stati calcolati i 6 bimestri per ogni anno fino al 2030. Ogni bimestre ha quindi i prezzi orari medi che variano dalle 5 alle 21, sui rispettivi anni dal 2021 al 2030, riportati in figura 51.

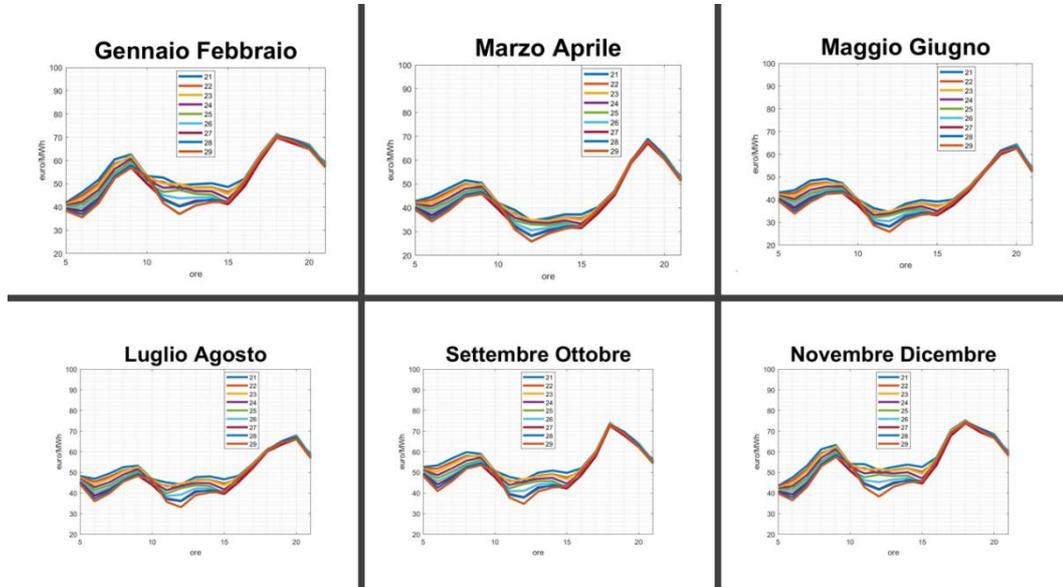


Figura 51-Previsioni bimestrali reti neurali

A questo punto ottenuti i prezzi per bimestre è possibile eseguire l'analisi dei costi dell'impianto nelle differenti configurazioni.

## *10 Valutazione economica degli scenari*

La valutazione economica degli scenari consta di due macroaree:

- **Analisi dei costi:** per ogni scenario di impianto viene eseguito il computo metrico estimativo, ciò che cambia di fatto tra i vari scenari di accumulo all'interno del CME sono unicamente i costi legati ai sistemi di accumulo. Essi vengono analizzati e confrontati in modo da poter capire come impattino sul totale all'interno del singolo caso.
- **Analisi economica degli investimenti:** Vengono confrontati i due casi di accumulo con soluzione a 2 h e 3 h per quanto riguarda il tempo di scarica. Considerato già il notevole numero di variabili in gioco è stato deciso di eseguire unicamente l'analisi del TIR in quanto esso è il parametro più indicativo in termini di scelta dell'investimento tra varie opzioni che hanno un costo di investimento differente. Una volta compreso quale sia lo scenario migliore viene analizzato cosa succede se l'accumulo di quell'impianto fosse installato al 2026 in modo tale da poter comprendere se aspettando la caduta dei prezzi degli accumuli l'investimento possa diventare più remunerativo. Il processo di analisi dell'investimento viene rappresentato in figura 52

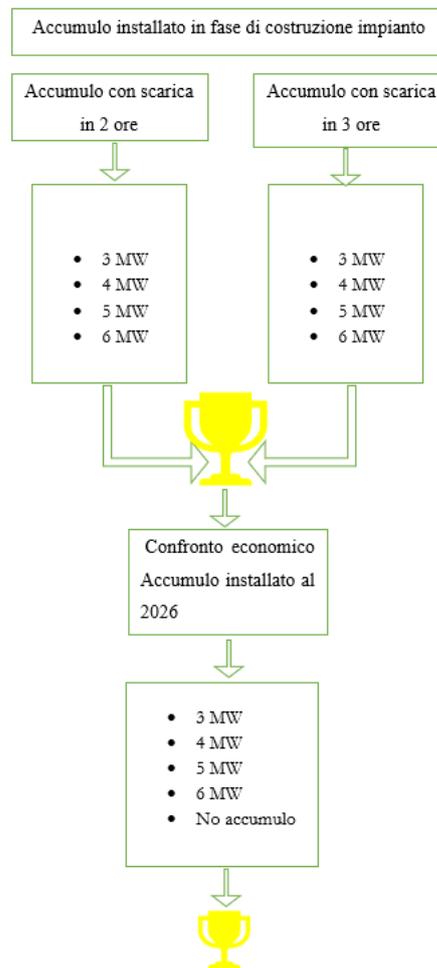


Figura 52-Analisi economica

È bene dunque fare un veloce excursus per poter spiegare cosa rappresenti il tasso interno di rendimento (TIR).

Il TIR è il valore del tasso di interesse che a fine della vita utile tecnica rende l'investimento nullo, l'equazione per il calcolo del TIR è la seguente:

$$0 = \sum_{k=0}^N \frac{C_k}{(1 + TIR)^k} \quad (11.2)$$

In questo caso maggiore è il TIR, maggiore è il tasso di interesse necessario per rendere nullo l'investimento, risulta quindi la migliore scelta quella che ha il TIR maggiore. Dove:

- $C_k$  è il flusso finanziario al tempo  $k$  sia esso positivo o negativo;
- $N$  è la vita utile tecnica dell'impianto in anni;

## 10.1 Analisi dei costi

L'analisi dei costi viene eseguita per lo scenario con accumulo a 2 ore e successivamente per l'accumulo a 3 ore. In modo da poter comprendere quali siano i costi più influenti all'interno dell'impianto e come essi vadano ad impattare sul costo totale dell'opera.

### 10.1.1 Analisi dei costi: scenario a 2 ore con installazione impianto al 2021

L'analisi dei costi è stata eseguita su Primus ed esportata in excel in modo da rendere utilizzabili i risultati forniti, considerato che la maggior parte dei prezzi presenti all'interno del computo metrico estimativo sono uguali è stato deciso di riportare nel seguente testo la tabella riepilogativa dei costi di tutte le tipologie di impianto, si osserva che i costi in tabella 24 sono in euro. A titolo di esempio viene riportato il CME dello scenario ACC\_3MW\_2h nell'allegato 9.

PREZZI	ACC_3MW_2h	ACC_4MW_2h	ACC_5MW_2h	ACC_6MW_2h	A
accantieramento	150 000 €	150 000 €	150 000 €	150 000 €	150 000 €
sbancamento	158 €	158 €	158 €	158 €	158 €
fondazioni skid	912 €	912 €	912 €	912 €	912 €
stradina	12 470 €	12 470 €	12 470 €	12 470 €	12 470 €
sottofondo stradale	4 365 €	4 365 €	4 365 €	4 365 €	4 365 €
reinterro piazzole skid	770 €	770 €	770 €	770 €	770 €
tubo fibra ottica	8 275 €	8 275 €	8 275 €	8 275 €	8 275 €
fibra ottica	33 098 €	33 098 €	33 098 €	33 098 €	33 098 €

recinzione	34 640 €	34 640 €	34 640 €	34 640 €	34 640 €
regimazione idraulica	40 600 €	40 600 €	40 600 €	40 600 €	40 600 €
scavo tratti interrati (Aggregato)	81 701 €	81 701 €	81 701 €	81 701 €	81 701 €
fornitura e posa in opera materiale anticapillare	180 621 €	180 621 €	180 621 €	180 621 €	180 621 €
riempimento scavi (Aggregato)	34 942 €	34 942 €	34 942 €	34 942 €	34 942 €
Formazione fondazione stradale(Aggregato)	18 298 €	18 298 €	18 298 €	18 298 €	18 298 €
binder	10 532 €	10 532 €	10 532 €	10 532 €	10 532 €
protezione cavi	24 824 €	24 824 €	24 824 €	24 824 €	24 824 €
Indagine sottoservizi	2 000 €	2 000 €	2 000 €	2 000 €	2 000 €
cavo 30 kV(AC) MT somma300 mmq + 95 mmq	674 198 €	674 198 €	674 198 €	674 198 €	674 198 €
cavo 1,5 kV(DC) 16 mmq	257 884 €	257 884 €	257 884 €	257 884 €	248 284 €
cavo 1,5 kV(DC) 300 +400+500 mmq	448259 €	448259 €	448259 €	448259 €	396 594 €
cavo 150 kV AT	35 700 €	35 700 €	35 700 €	35 700 €	35 700 €
opere edili sottostazione	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €
SSEU	880 000 €	880 000 €	880 000 €	880 000 €	880 000 €
trasformatore AT/MT	350 000 €	350 000 €	350 000 €	350 000 €	350 000 €
Illuminazione	24 360 €	24 360 €	24 360 €	24 360 €	24 360 €
videosorveglianza	20 000 €	20 000 €	20 000 €	20 000 €	20 000 €
TRACKER	3 261 492 €	3 261 492 €	3 261 492 €	3 261 492 €	3 261 492 €
Modulo	7 158 060 €	7 158 060 €	7 158 060 €	7 158 060 €	7 158 060 €
SKID(tutti)( senza considerare accumulo)	390 000 €	390 000 €	390 000 €	390 000 €	390 000 €
predisposizione accumulo	60 000 €	60 000 €	60 000 €	60 000 €	- €
DC-DC conveter	150 000 €	210 000 €	270 000 €	300 000 €	- €
Accumulo	1 432 828 €	1 917 461 €	2 381 023 €	2 844 585 €	- €

Tabella 24-Computi metrici aggregati, scenario a 3 ore di scarica

Per comprendere visivamente come siano divisi i costi all'interno dell'impianto essi vengono rappresentati in maniera aggregata in figura 53, dove per BOP si intende il Balance of Plant cioè tutti quei componenti necessari alla realizzazione

dell'impianto oltre agli inseguitori, i moduli e l'accumulo. Si nota come ciò che sostanzialmente cambia tra le varie tipologie di impianto sia il costo dell'accumulo, influisce molto anche il costo dei moduli e dei tracker ma considerato che in ogni scenario non varia esso in questa analisi di sensibilità sia considerabile come un costo fisso.

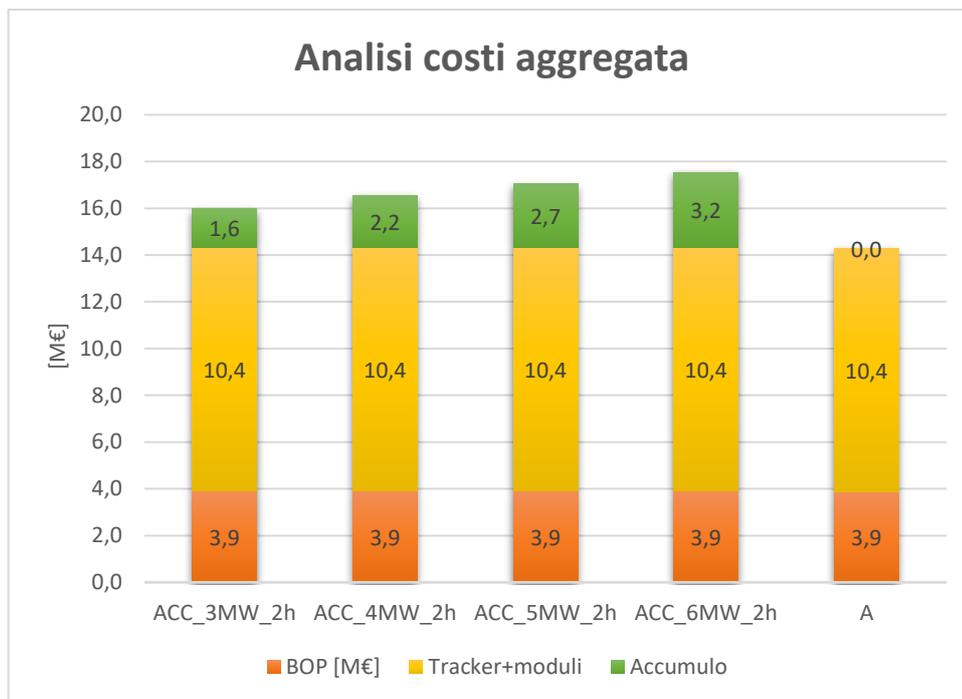


Figura 53-Analisi costi aggregata scenario 2 ore (accumulo al 2021)

Considerato che l'accumulo è composto anche dal DC-DC converter e che sia necessario predisporre il container dello skid per l'alloggiamento dell'accumulo vengono esplosi i costi relativi al solo accumulo in figura 54.

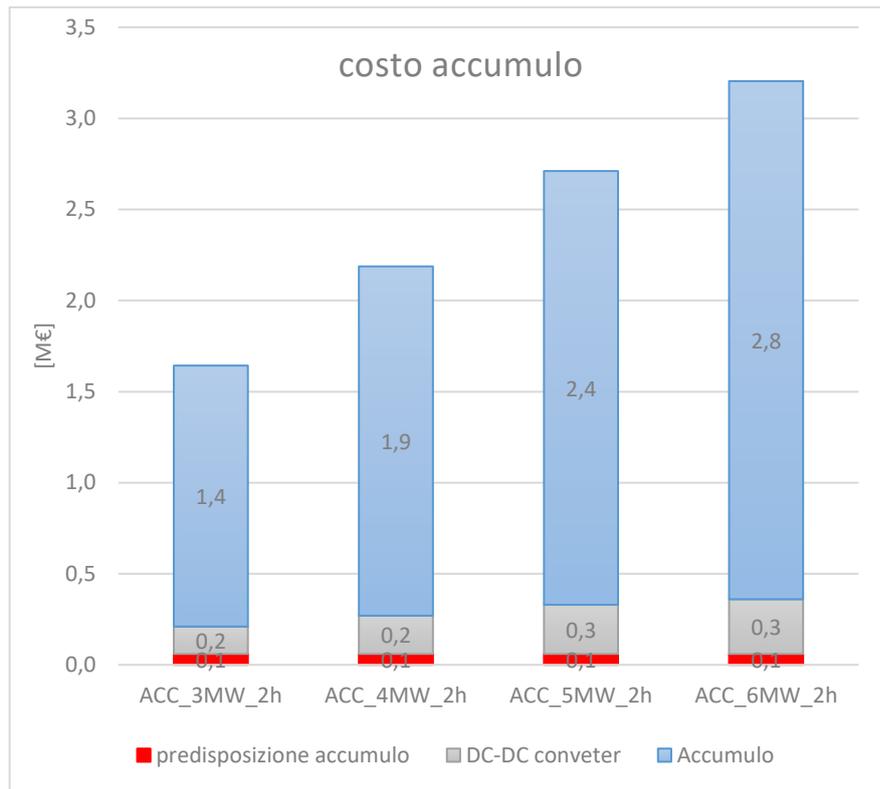


Figura 54-Costi accumulo scenario 2 ore

Durante l'analisi dei costi è bene riportare il costo unitario di impianto perché è un parametro che nel settore della progettazione degli impianti viene considerato come rappresentativo e fornisce agli operatori del settore un veloce modo per eseguire una valutazione dell'analisi compiuta, esso è rappresentato in figura 55.

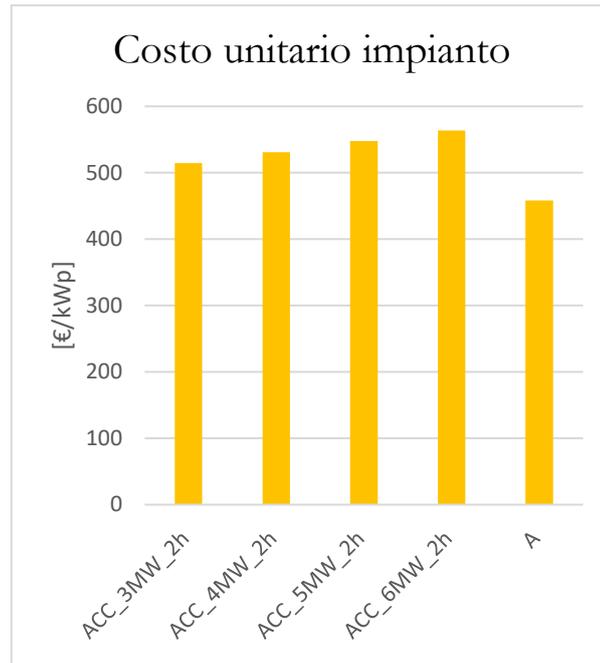


Figura 55-Costo unitario di impianto

### 10.1.2 Analisi dei costi: scenario a 3 ore con installazione impianto al 2021

Per lo scenario con accumulo che ha durata della scarica pari a 3 ore viene anche in questo caso viene riportata in tabella 25 l'aggregato di tutti i computi metrici delle 4 taglie di impianto.

PREZZI	ACC_3MW_2h	ACC_4MW_2h	ACC_5MW_2h	ACC_6MW_2h	A
accantieramento	150 000 €	150 000 €	150 000 €	150 000 €	150 000 €
sbancamento	158 €	158 €	158 €	158 €	158 €
fondazioni skid	912 €	912 €	912 €	912 €	912 €
stradina	12 470 €	12 470 €	12 470 €	12 470 €	12 470 €
sottofondo stradale	4 365 €	4 365 €	4 365 €	4 365 €	4 365 €
reinterro piazzole skid	770 €	770 €	770 €	770 €	770 €
tubo fibra ottica	8 275 €	8 275 €	8 275 €	8 275 €	8 275 €
fibra ottica	33 098 €	33 098 €	33 098 €	33 098 €	33 098 €
recinzione	34 640 €	34 640 €	34 640 €	34 640 €	34 640 €
regimazione idraulica	40 600 €	40 600 €	40 600 €	40 600 €	40 600 €
scavo tratti interrati (Aggregato)	81 701 €	81 701 €	81 701 €	81 701 €	81 701 €
fornitura e posa in opera materiale anticapillare	180 621 €	180 621 €	180 621 €	180 621 €	180 621 €
riempimento scavi (Aggregato)	34 942 €	34 942 €	34 942 €	34 942 €	34 942 €
Formazione fondazione stradale(Aggregato)	18 298 €	18 298 €	18 298 €	18 298 €	18 298 €
binder	10 532 €	10 532 €	10 532 €	10 532 €	10 532 €
protezione cavi	24 824 €	24 824 €	24 824 €	24 824 €	24 824 €
Indagine sottoservizi	2 000 €	2 000 €	2 000 €	2 000 €	2 000 €
cavo 30 kV(AC) MT somma300 mmq + 95 mmq	674 198 €	674 198 €	674 198 €	674 198 €	674 198 €
cavo 1,5 kV(DC) 16 mmq	257 884 €	257 884 €	257 884 €	257 884 €	248 284 €
cavo 1,5 kV(DC) 300+ tratti 400 e 500 mmq	448 259 €	448 259 €	448 259 €	448 259 €	396 594 €
cavo 150 kV AT	35 700 €	35 700 €	35 700 €	35 700 €	35 700 €
opere edili sottostazione	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €	200 000 €
SSEU	880 000 €	880 000 €	880 000 €	880 000 €	880 000 €
trasformatore AT/MT	350 000 €	350 000 €	350 000 €	350 000 €	350 000 €
Illuminazione	24 360 €	24 360 €	24 360 €	24 360 €	24 360 €
videosorveglianza	20 000 €	20 000 €	20 000 €	20 000 €	20 000 €
TRACKER	3 261 492 €	3 261 492 €	3 261 492 €	3 261 492 €	3 261 492 €
Modulo	7 158 060 €	7 158 060 €	7 158 060 €	7 158 060 €	7 158 060 €
SKID(tutti)( senza considerare accumulo)	390 000 €	390 000 €	390 000 €	390 000 €	390 000 €
predisposizione accumulo	60 000 €	60 000 €	60 000 €	60 000 €	0 €
DC-DC conveter	150 000 €	210 000 €	270 000 €	300 000 €	0 €

Accumulo	2 149 242 €	2 823 514 €	3 539 928 €	4 256 342 €	0 €
----------	-------------	-------------	-------------	-------------	-----

Tabella 25-Computi metrici aggregati scenario a 3 ore di scarica

Anche in questo caso per comprendere visivamente come siano ripartiti i costi di impianto vengono riportati in forma aggregata in figura 56.

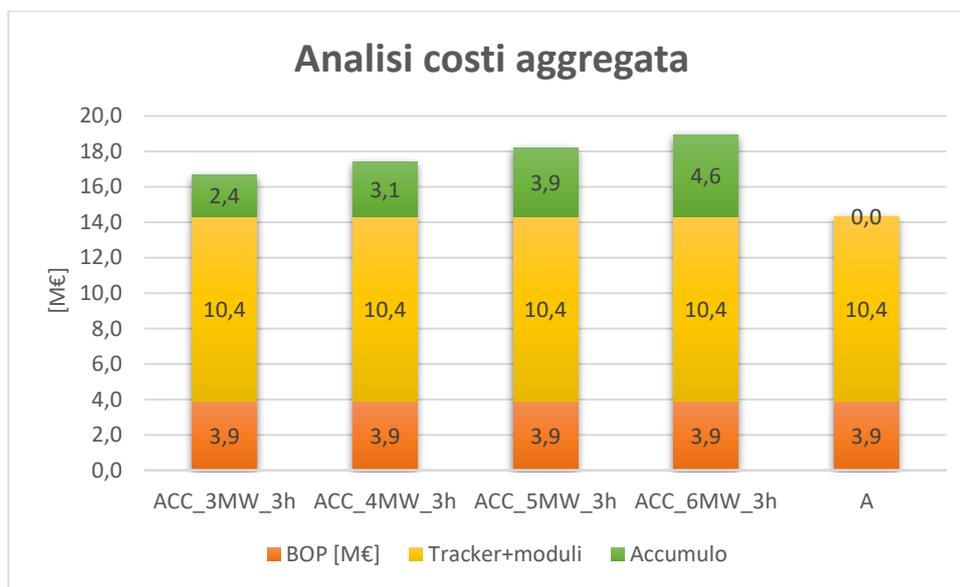


Figura 56-Analisi aggregata costi di impianto scenario 3 ore

È possibile notare la differenza di prezzo tra la figura 56 e la figura 53 dovuta unicamente al costo dell'accumulo. Ciò avviene perché una soluzione più spostata a servizi energy intensive costa linearmente di più a causa della modularità del sistema di accumulo. Non si ha quindi nessun fattore di scala che faccia scendere il costo unitario dell'accumulo rispetto alla propria capacità. Anche in questo caso la maggior parte del costo percentuale dell'accumulo è dato dalla batteria stessa e il costo di tutti gli ausiliari necessari risulta poco influente come visibile in figura 57.

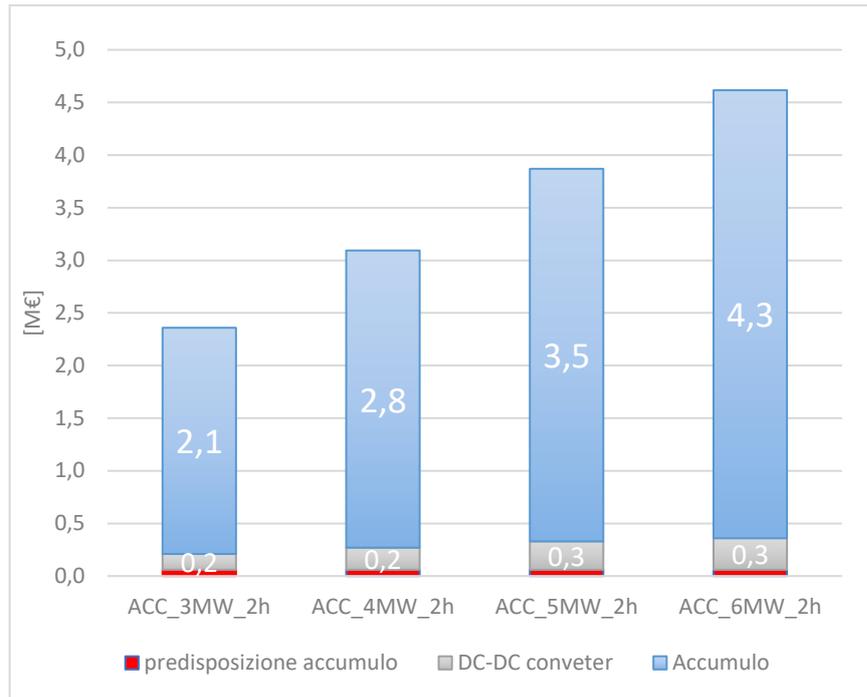


Figura 57-Costi accumulo scenario 3 ore

Anche in questo caso per poter avere idea di quanto costi l'impianto è bene osservare il costo unitario in figura 58.

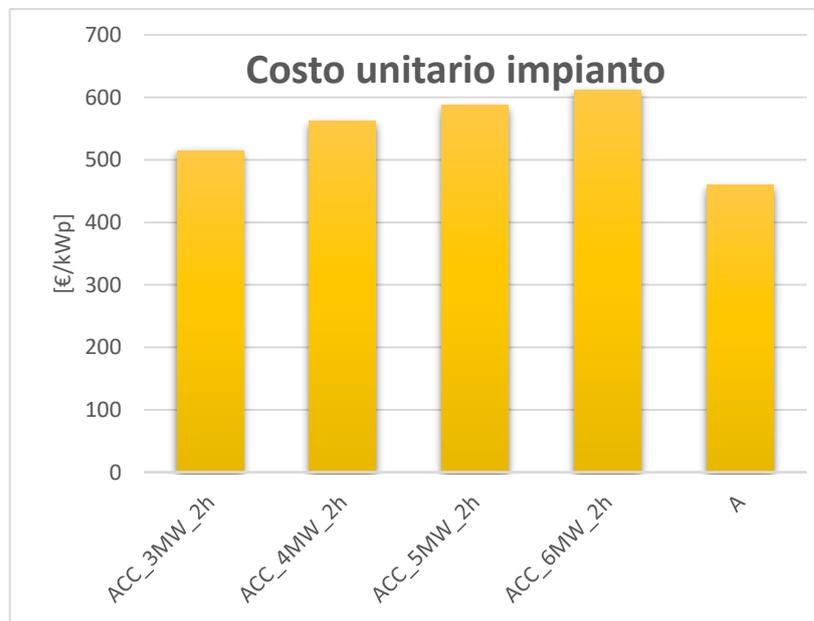


Figura 58-Costo unitario di impianto scenario a 3 ore

## 10.2 Confronto economico

Considerato che l'analisi eseguita dipende da molte variabili è possibile scegliere quale sia la migliore configurazione unicamente a fronte di un confronto economico. È stato deciso di confrontare la fattibilità degli investimenti utilizzando come indice il TIR in maniera tale da poter confrontare investimenti con costi iniziali differenti. Sostanzialmente la configurazione di impianto che ha il TIR maggiore può essere considerata come la più conveniente. Prima però è necessario specificare chiaramente quali siano le ipotesi sotto la quale viene redatto questo confronto:

- Prezzo dell'accumulo pari a 190 [€/kWh] al 2021
- Prezzo accumulo pari a 90 [€/kWh] al 2026
- Prezzo guadagno annuo Fast Reserve pari a 70 [k€/MW/anno];
- Prezzi dal 2021 al 2030 creati attraverso l'utilizzo della rete neurale;
- Prezzi costante e pari a quelli del 2030 negli anni successivi al 2030 fino alla fine della vita utile tecnica dell'impianto;
- Vita utile tecnica dell'impianto pari a 20 anni;
- Vita utile accumulo sotto le condizioni di utilizzo pari a 16 anni;
- Non viene valutato l'impatto del costo del capitale investito ma semplicemente si ipotizza che tutto il denaro provenga da fondo privato per non aumentare le variabili in gioco;
- Costi di manutenzione annui pari al 1% del costo di impianto;
- Impianto costruito nel 2020;
- Impianto inizia ad esercire nel 2021;
- Prezzi forniti da reti neurali nel periodo 2021-2030;

oltre a ciò si osserva che dopo 16 anni non viene comprato un nuovo accumulatore ma si ipotizza che con una manutenzione che costi il 20% del costo iniziale di impianto sia possibile arrivare a fine vita utile tecnica con lo stesso accumulatore. L'idea è che l'accumulatore dopo 16 anni possa ancora essere utilizzato a fronte di una grande manutenzione.

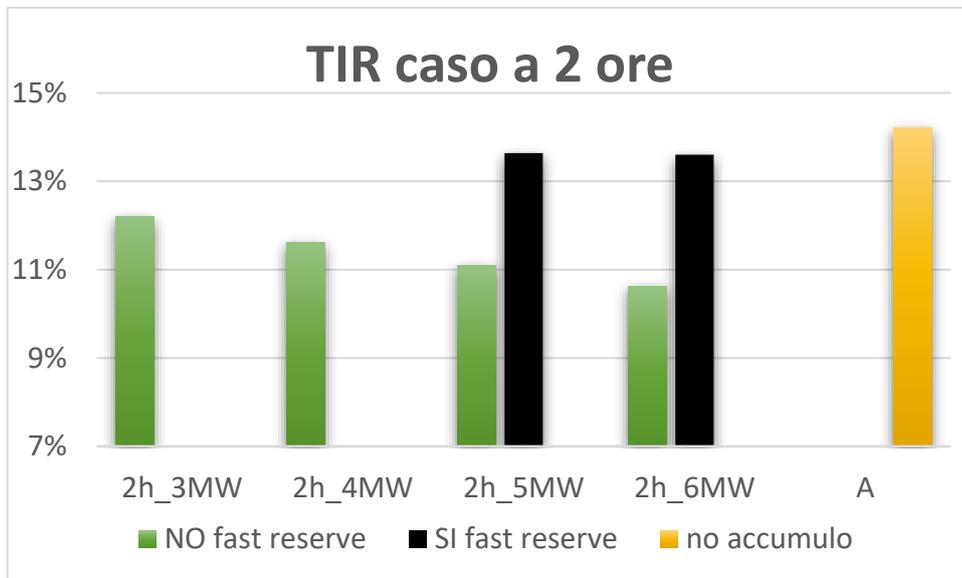


Figura 59-TIR caso a 2 ore

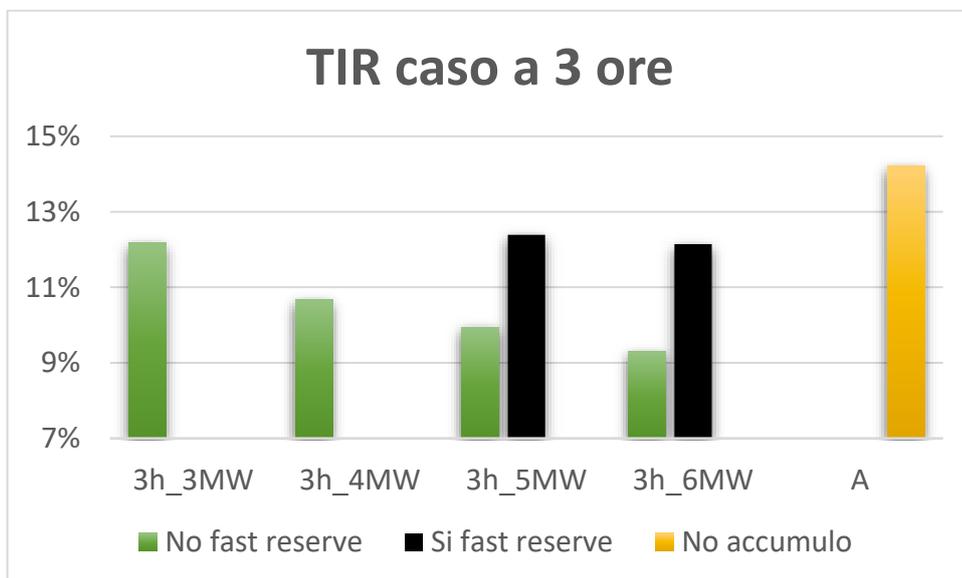


Figura 60-TIR caso a 3 ore

È possibile dedurre analizzando parallelamente le figure 59 e 60 che a parità di potenza sia più conveniente l'accumulo che abbia 2 ore di scarica rispetto al caso in cui ce ne siano 3. Inoltre è possibile vedere che nel caso in cui non vi sia accesso per nessun impianto alla possibilità di accedere all'extraguadagno fornito dal progetto Fast Reserve, all'aumentare della potenza, l'indice di rendimento dell'accumulo peggiora progressivamente. Inoltre sia nel caso a 2 ore che nel caso a 3 ore anche considerando la partecipazione alla Fast Reserve in nessun caso l'impianto che prevede l'accumulo riesce ad avere un TIR maggiore rispetto al caso standard. Ciò è imputabile unicamente all'alto costo dell'accumulo al 2021. Per questo motivo è stato deciso di prendere il caso migliore tra gli scenari di accumulo cioè la configurazione con durata della scarica pari a 2 ore ed eseguire l'analisi economica ipotizzando che l'accumulo venga installato nel 2026 a fronte di una configurazione iniziale che prevede l'alloggiamento per l'accumulo.

### 10.3 Confronto caso 2 ore se installato al 2026

Il confronto dello scenario risultato migliore in termini di TIR nella precedente analisi è degno di essere sviluppato andando ad analizzare cosa comporta, se a fronte di una configurazione iniziale venga installato l'accumulo al 2026, in modo da attendere una riduzione dei costi di acquisto dell'accumulo e inoltre evitare sostituzioni perché l'accumulo arriverebbe a fine vita utile tecnica contemporaneamente all'impianto fotovoltaico. Considerato che ciò che cambia rispetto all'analisi dei costi riportata in tabella 24 è unicamente il costo unitario di accumulo, per semplicità di trattazione non viene riportato l'aggregato di tutti i computi metrici. Viene riportato nel grafico l'analisi aggregata dei costi in figura 61.

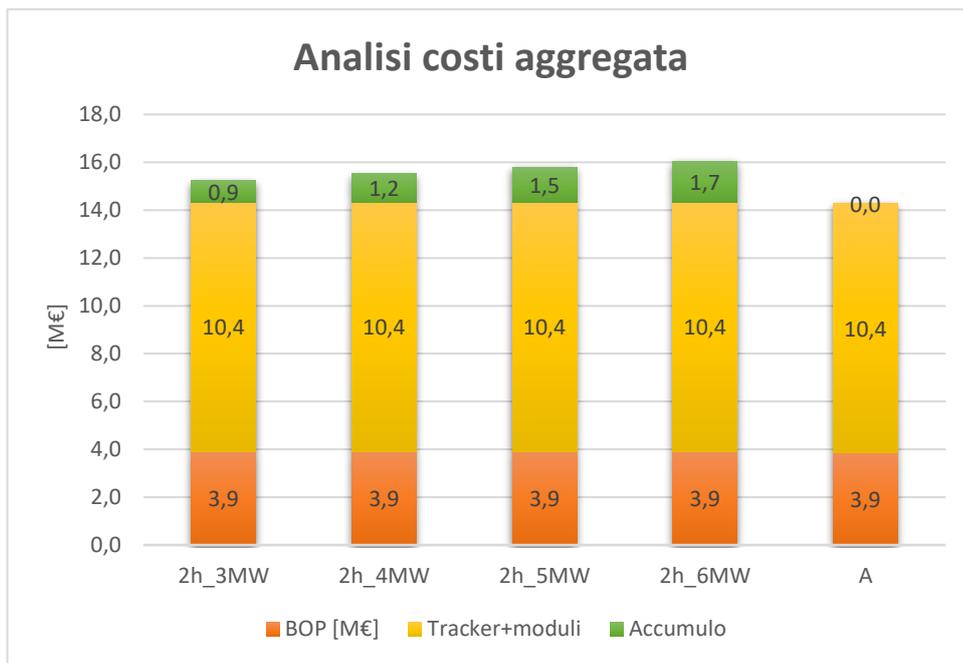


Figura 61-Analisi aggregata costi, scenario accumulato al 2026

Naturalmente considerando una riduzione del costo di acquisto dell'accumulo elettrochimico l'incidenza percentuale dei costi fissi quali i DC-DCconverter e la predisposizione dello skid naturalmente aumenta.

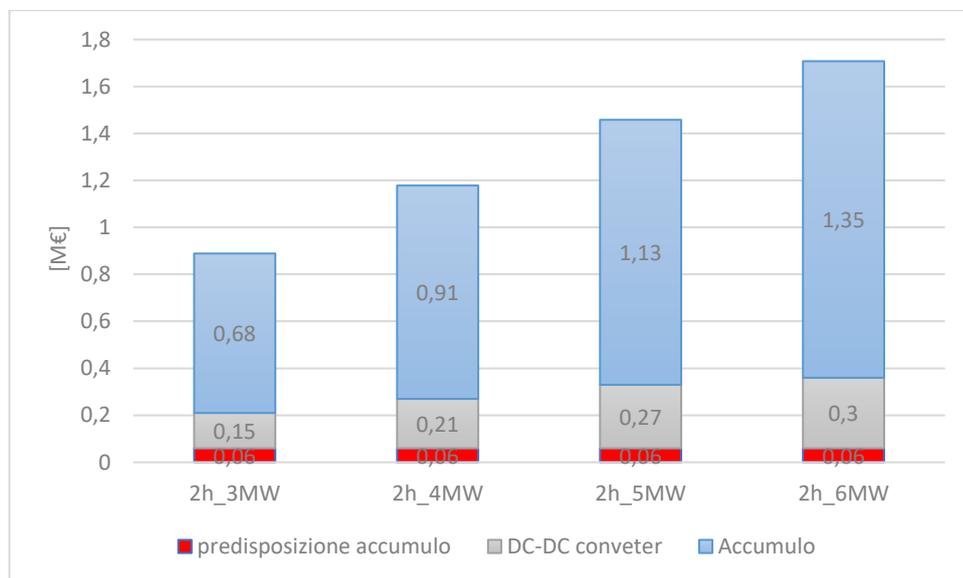


Figura 62-Costi accumulato scenario 2 ore, accumulato installato al 2026

A questo punto è possibile confrontare in termini di fattibilità economica quale sia il migliore investimento rispetto agli scenari evidenziati confrontando se ci sia una qualche configurazione con accumulo che risulti più conveniente dell'impianto standard. Si osserva che le ipotesi sotto cui viene fatta questa analisi economica sono le stesse di quelle poste precedentemente al capitolo 10.2.

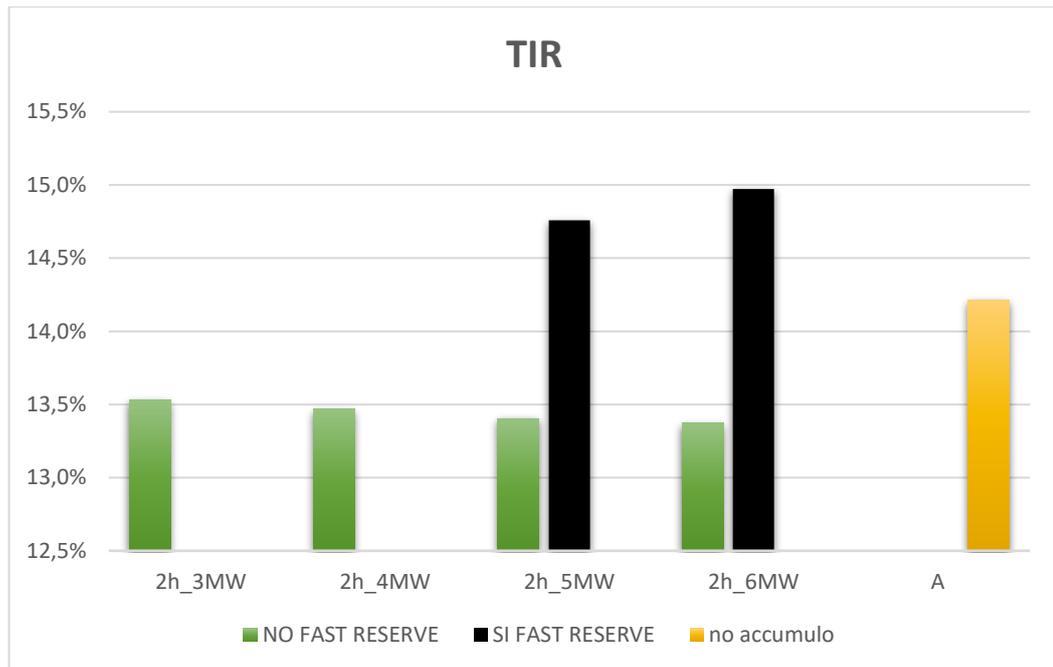


Figura 63-Confronto soluzione finale

Dalla figura 63 è possibile dedurre che nel caso non ci siano extra guadagni possibili, in nessun caso l'accumulo risulta conveniente rispetto al caso in cui esso non è previsto (caso A). La prospettiva cambia radicalmente se invece si considera un possibile extraguadagno per l'accumulo come il caso del progetto pilota Fast Reserve. Si può dedurre che nel caso di possibile partecipazione sembrerebbe più conveniente costruire l'impianto con un accumulo rispetto a costruirlo in maniera standard. Si osserva che i risultati potrebbero essere soggetti a variazione nel caso si considerasse che la Fast Reserve ad ogni rinnovo dell'asta eseguito ogni 5 anni, abbassasse la base d'asta.

## 11 Conclusioni

Lo studio compiuto è stato il frutto della volontà dell'azienda Greengo s.r.l. di comprendere a fondo quale sia il trend delle politiche energetiche europee e quindi in particolar modo quelle italiane e come esse siano state integrate all'interno del Piano di Sviluppo Terna 2020, contestualizzandole sugli impianti Utility scale. È risultato in maniera chiara che il prossimo futuro sarà caratterizzato da un forte aumento della potenza installata da fotovoltaico che ha portato il legislatore di concerto con Terna a porre particolare attenzione sulla sicurezza e affidabilità della rete, considerando anche l'imminente unione dei mercati dell'energia in uno scenario europeo ed unificato. È risultato dunque che sicuramente creare una rete elettrica europea e migliorare contestualmente le connessioni del sistema elettrico nazionale possa essere di aiuto ad attutire l'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sulla RTN.

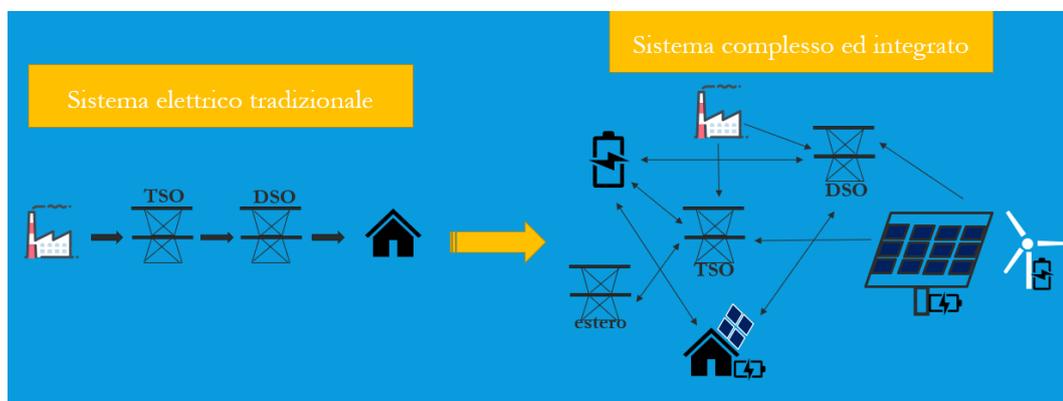


Figura 64-Evoluzione sistema elettrico

Inoltre è stato affrontato il tema del cambio di paradigma della rete elettrica come visibile in figura 64, in cui la natura intrinsecamente più distribuita delle fonti rinnovabili porta la rete ad essere necessariamente interattiva con gli utenti e soprattutto pone sfide per il mantenimento della sicurezza che fino ad ora non si erano mai presentate. Nell'integrazione delle fonti rinnovabili con la rete elettrica

e quindi con la domanda e l'offerta di energia, entra in gioco il ruolo fondamentale dello stoccaggio di energia elettrica che è effettivamente l'unico modo per integrare in maniera ottimale le FRNP nella rete elettrica evitando congestioni zonali ed il fenomeno di overgeneration. In prima battuta il PNIEC e di conseguenza anche il piano di sviluppo Terna 2020 pongono particolare attenzione oltre che all'accumulo idroelettrico all'accumulo elettrochimico su ogni taglia di impianto. In particolare ci si è posti il problema di contestualizzare l'utilizzo di un accumulo elettrochimico in un impianto Utility Scale che deve essere progettato per rimanere in regime di Market Parity anche nel caso di integrazione con tecnologie innovative. Dopo aver descritto la struttura vigente del mercato elettrico italiano IPEX e le normative vigenti in termini di accumulo sono state analizzate le linee guide future in particolare per quanto riguarda la riforma del mercato elettrico e l'introduzione di prezzi negativi. Una volta chiaro il contesto in cui vivono attualmente gli impianti Utility scale e lo scenario in cui probabilmente vivranno sono state vagliate tutte le possibilità che ha un sistema di accumulo come quello progettato nell'impianto sopradescritto di potersi remunerare. Sono state scartati i seguenti scenari:

- l'ammissione ad una UVAM che permetterebbe la partecipazione del BSP che prende in consegna la gestione dell'impianto, alla partecipazione a MSD. Ciò è stato fatto perché una UVAM è impossibilitata a gestire un impianto che comunque viene definito come unità rilevante (anche se non abilitata) e un sistema di accumulo che invece potrebbe essere aggregato più facilmente con unità non rilevanti.
- La partecipazione al Capacity Market: in quanto vi sono penalità alte in caso di inadempienza e in cui un impianto FRNP può incappare facilmente, oltre che perché la partecipazione al Capacity Market esclude l'impianto dall'eventuale partecipazione al progetto Fast Reserve.

È stato deciso dunque di predisporre uno scenario che contemplasse la partecipazione laddove possibile alla Fast Reserve. È stato eseguito il progetto dell'impianto nelle configurazioni con e senza accumulo, predisponendo quindi 4

taglie diverse di accumulo e due configurazioni in termini di energia stoccata rispettivamente a 2 ore e 3 ore.

È stata data particolare importanza alla previsione dei prezzi, perché questo studio ha valenza unicamente se viene valorizzata la differenza di prezzo tra primo pomeriggio e la sera. Per svolgere la previsione dei prezzi orari è stato creato un modello basato sulle reti neurali che permettesse di creare prezzi orari per 6 giorni tipo per ogni anno dal 2021 al 2030. I prezzi calcolati sono stati utilizzati per valorizzare la diversa energia producibile ora per ora dalle varie tipologie di impianto.

L'ultima parte è stata focalizzata sull'analisi economica che parte con un dettagliato studio dei costi di impianto attraverso la redazione dei computi metrici estimativi e si conclude con la valutazione del migliore investimento rispetto allo scenario ipotizzato. A questo proposito sono stati eseguiti tre differenti confronti:

- Il primo confronto va ad analizzare quale sia la profittabilità di un impianto di accumulo costruito al 2021 parallelamente alla costruzione dell'impianto fotovoltaico, utilizzando un accumulo con scarica in due ore e analizzando taglie da 3 MW a 6 MW.
- Il secondo confronto va ad analizzare quale sia la profittabilità di un impianto di accumulo costruito al 2021 parallelamente alla costruzione dell'impianto fotovoltaico, utilizzando un accumulo con scarica in tre ore e analizzando taglie da 3 MW a 6 MW.
- Il terzo confronto prende il migliore scenario tra i due precedentemente analizzati che è risultato essere lo scenario con accumulo con capacità di scarica in 2 ore e facendo l'ipotesi di installare l'accumulo al 2026 si confrontano le varie taglie di accumulo con l'impianto standard.

Dall'analisi dei tre differenti scenari è emerso che unicamente nell'ultimo scenario in cui vi è l'extraguadagno dovuto alla Fast Reserve e il costo delle batterie si è ridotto, allora i sistemi di accumulo a 5 MW e 6 MW risultano più convenienti

dell'impianto standard. Ciò è imputabile sostanzialmente all'elevato costo di acquisto delle batterie. Si ritiene dunque che senza progetti pilota o altri progetti particolari, di cui può usufruire l'accumulo integrato a unità di produzione risulterà difficile per l'Italia rispettare le linee guida scritte nel PNIEC, in quanto come evidenziato il semplice arbitraggio dell'energia non è sufficiente a ripagare i costi da sostenere per l'installazione dell'accumulo.

## Bibliografia

- [1] UNFCCC, «[www.unfccc.int](http://www.unfccc.int),» [Online]. [Consultato il giorno 17 Marzo 2020].
- [2] C. Europea, «[ec.europa.eu](http://ec.europa.eu),» [Online]. [Consultato il giorno 20 Marzo 2020].
- [3] M. d. s. economico, *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia*, Roma, 2010.
- [4] G. S. o. t. Council, «European Council (23 and 24 October 2014),» Brussels, 2014.
- [5] G. M. E. GME, «GME, Gestore Mercati Energetici,» [Online]. Available: [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org). [Consultato il giorno 2020 05 05].
- [6] GSE, «Le attività del Gestore dei Servizi energetici,» Roma, 2006.
- [7] GSE, «Le attività del Gestore dei Servizi energetici,» Roma, 2007.
- [8] GSE, «Relazione delle attività 2012 sull'Incentivazione degli Impianti Fotovoltaici,» Roma, 2012.
- [9] GSE, «Relazione delle attività,» Roma, 2011.
- [10] GSE, «Relazione attività 2013 incentivi al fotovoltaico,» Roma, 2013.
- [11] V. S. P. L. L. B. Alessio Agrillo, «Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2018,» GSE, Roma, 2019.
- [12] M. d. V. P. L. D. L. G. L. V. M. V. S. Alessio Agrillo, «Energia da fonti rinnovabili in italia, Rapporto statistico 2018,» GSE, Roma, 2019.

- [13] M. MISE, «Piano nazionale integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC),» Roma, 2019.
- [14] Terna, «Piano di sviluppo 2020,» Terna, Roma, 2020.
- [15] A. Zingales, «Investment in Energy Storage?,» Bologna, 2019.
- [16] F. Spertino, «PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS,» Politecnico Di Torino, Torino, 2016.
- [17] F. J. G. a. B. E. L. F. A. Lindholm, «“Application of the superposition principle to solar-cell analysis”,» *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 26, p. 165–171, 1979.
- [18] Trienergia, «[www.trienegria.com](http://www.trienegria.com),» 6 Marzo 2018. [Online]. [Consultato il giorno 2020 Aprile 2].
- [19] RSE, «L'accumulo di energia elettrica,» Il melograno editore, Milano, 2011.
- [20] D. Fontana, «OPTIMAL MANAGEMENT OF ELECTROCHEMICAL ACCUMULATORS AS A FUNCTION OF THE ENERGY BALANCE BETWEEN THE PREDICTED PRODUCTION FROM PHOTOVOLTAICS AND THE CONSUMPTION: A CASE STUDY,» Politecnico di Torino, Torino, 2018.
- [21] A. Portoraro, «Il mercato dell'energia,» Politecnico di Torino, Torino, 2019.
- [22] P. d. Milano, «Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in italia,» RSE, Milano, 2019.
- [23] C. Comitato elettrotecnico italiano, «Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica,» Norma Italiana CEI, Milano, 2019.

- [24] ARERA, «Testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE), orientamenti complessivi,» Milano, 2019.
- [25] ARERA, «Supporto per la documentazione 322/2019/R/eel, TIDE,» Milano, 2019.
- [26] Terna, «Rendiconto Asta madre 2022 e 2023,» Roma, 2019.
- [27] Terna, «Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica,» Roma, 2019.
- [28] F. G. F. R. Luca Marchisio, «L'apertura delle risorse distribuite al mercato dei servizi: quale bilancio?,» Terna , Roma, 2019.
- [29] Terna, «Seminario Illustrativo progetto pilota "Fast Reserve",» Roma, 2020.
- [30] Terna, «Progetto Pilota, Servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza "Fast reserve",» Roma, 2019.
- [31] P. R. T. Harold Anuta, «RENEWABLE POWER,» IRENA,International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [32] RSE, «Energia Elettrica, Anatomia dei costi,» Alkes, Milano, 2014.
- [33] Terna, «[www.Terna.it](http://www.Terna.it),» [Online]. [Consultato il giorno 2 Aprile 2020].
- [34] ARERA, «STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI E DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA NEL SISTEMA ELETTRICO RELAZIONE 291/2019/I/EFR,» Milano, 2019.
- [35] Terna, «Fast Reserve, progetto pilota,» Roma, 2020.
- [36] R. S. R. Z. A. Gubernali, «PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA,» TERNA , Roma, 2008.
- [37] Terna, «Documento di descrizione degli scenari 2019,» Terna, Roma, 2019.

[38] T. R. R. M. Ran Fu, «2018 U.S. Utility Scale Photovoltaics-Plus Energy Storage System Costs Benchmark,» National Renewable Energy Laboratory , U.S. , 2018.

# Allegato 1

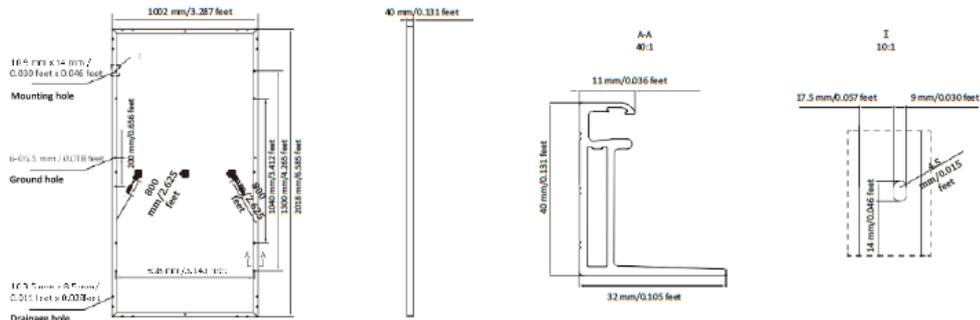
ELECTRICAL SPECIFICATIONS						
STC rated output ( $P_{mp}$ )*	385 Wp	390 Wp	395 Wp	400 Wp	405 Wp	410 Wp
Rated voltage ( $V_{mp}$ ) at STC	40.58 V	40.81 V	41.07 V	41.32 V	41.59 V	41.85 V
Rated current ( $I_{mp}$ ) at STC	9.49 A	9.56 A	9.62 A	9.68 A	9.74 A	9.80 A
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ ) at STC	48.47 V	48.70 V	48.98 V	49.25 V	49.53 V	49.80 V
Short circuit current ( $I_{sc}$ ) at STC	10.02 A	10.10 A	10.17 A	10.24 A	10.31 A	10.38 A
Module efficiency	19.0%	19.3%	19.5%	19.8%	20.0%	20.3%
Rated output ( $P_{mp}$ ) at NOCT	286.2 Wp	289.9 Wp	293.6 Wp	297.4 Wp	301.1 Wp	304.8 Wp
Rated voltage ( $V_{mp}$ ) at NOCT	37.67 V	37.88 V	38.12 V	38.37 V	38.61 V	38.84 V
Rated current ( $I_{mp}$ ) at NOCT	7.60 A	7.65 A	7.70 A	7.75 A	7.80 A	7.85 A
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ ) at NOCT	45.39 V	45.61 V	45.87 V	46.12 V	46.38 V	46.64 V
Short circuit current ( $I_{sc}$ ) at NOCT	8.07 A	8.14 A	8.19 A	8.25 A	8.31 A	8.36 A
Temperature coefficient ( $P_{mp}$ )					- 0.3528%/°C	
Temperature coefficient ( $I_{sc}$ )					+0.0400%/°C	
Temperature coefficient ( $V_{oc}$ )					- 0.2769%/°C	
Normal operating cell temperature (NOCT)					44±2°C	
Maximum system voltage (IEC/UL)					1500V <sub>DC</sub>	
Number of diodes					3	
Junction box IP rating					IP 67	
Maximum series fuse rating					20 A	

\* Measurement tolerance +/- 3%  
 STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	2018 x 1002 x 40 mm 79.45 x 39.45 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Front glass thickness	3.2 mm / 0.13 in
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 800 mm (31.50 in) Landscape: 1200 mm (47.24 in)
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm <sup>2</sup> / 12 AWG
Maximum mechanical test load	6000 Pa (front) / 3600 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 1 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

<sup>1)</sup> Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.  
 Maximum Mechanical Test Load=1.5\*Maximum Mechanical Design Load.

## MODULE DIMENSION DETAILS

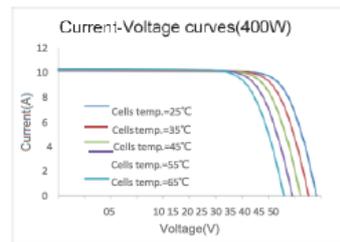
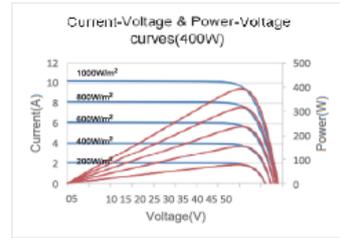


© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.

<http://energy.chint.com>

Astronergy 05-2019

## CURVE



## PACKING SPECIFICATIONS

Weight (module only)	22.8 kg / 50.27 lbs
Packing unit	27 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	663 kg / 1462 lbs
Number of modules per 40'HQ container	594 pcs

<sup>1)</sup> Tolerance +/- 1.0kg  
<sup>2)</sup> Subject to sales contract

## MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
<b>Input (DC)</b>		
Available inverters	1 x SC 4000 UP (US) or 1 x SCS 3450 UP (US)	1 x SC 4200 UP (US) or 1 x SCS 3600 UP (US)
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Max. input current	4750 A	4750 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>		
Rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Optional: rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 50°C / at 55°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN <sup>2)</sup>	KNAN <sup>2)</sup>
Max. output current at 33 kV	70 A	74 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	4.0 kW / 3.1 kW	4.2 kW / 3.1 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	40.0 kW / 29.5 kW	41.0 kW / 32.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Inverter efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>3)</sup> / European efficiency <sup>3)</sup> / CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective devices</b>		
Inputside disconnection point	DC load-break switch	
Outputside disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
<b>General Data</b>		
Dimensions equal to 20-foot HC shipping container (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Selfconsumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Selfconsumption (standby) <sup>1)</sup>	< 370 W	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium-voltage switchgear: without / 3 feeders	● / ○	
2 cable feeders with loadbreak switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1 IEEE C37.100.1, IEEE C57.12, UL 1741 listed, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2 (US)	MVPS4200-S2 (US)

## Allegato 3

# SMA STRING-COMBINER for 1500 V<sub>DC</sub> systems

Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
<b>Input (DC)</b>			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*	10.3 x 85 - 1500 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
<b>Output (DC)</b>			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>max</sub> = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
<b>Enclosure / Ambient Parameters</b>			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Standards</b>			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			

## Allegato 4

# PV COMBINER BOXES

## SERIES @1.000 - @1.500V



Models	SB 1610	SB 1615	SB 2010	SB 2015	SB 2410	SB 2415	SB 3210	SB 3215
Max voltage (V <sub>cc</sub> )	1.000 V	1.500 V	1.000 V	1.500 V	1.000 V	1.500 V	1.000 V	1.500 V
Combiner box	IA0.595.116	IA0.598.116	IA0.595.120	IA0.598.120	IA0.595.124	IA0.598.124	IA0.595.132	IA0.598.132
N° of DC+ input	16		20		24		32	
N° of DC- input	16		20		24		32	
Max. input short-circuit current	12.5 A							
Max. output short-circuit current	220 A		300 A		300 A		360 A	
SPD protection	SPD LASS II (Opt. I+II)							
Communication protocol	MODBUS RTU							

Housing	GRP (Glass fiber reinforced polyester)							
Door / Opening angle / Lock	Blind /> 120° / Standard							
Housing Dimensions (DxWxH mm)	550x260x650						590x285x790	
Weight	22 Kg	24 Kg	Kg 24.5	27 Kg	26 Kg	28 Kg	38 Kg	40 Kg
External protection degree	IP54							
Open door protection degree/aperta	IP20							
Safety class	II							
Colour	RAL 7035							

Operating temperature	-10 / +50 C°							
Storage	-40 / -70 C°							
Height above the sea (Note 1)	up to 4.000 m							
Humidity	0-95% (non condensing)							



### High Energy

Long-duration applications with continuous power supply (≥ 3 hours)

#### High Energy Module



Models	M48145P58 (2P)	M48218P58 (3P)	M48290P58 (4P)
Energy [kWh]	7.4	11.2	14.9
Capacity [Ah]	145	218	290
Nominal Voltage [V]	51.4		
Voltage Range [V]	42.0-59.8		
Dimension [W x H x D, mm]	445 x 110 x 620	445 x 110 x 915	445 x 110 x 1162
Weight [kg]	46	68	89

#### High Energy Rack



Models	R800 (14 Modules)		
	M48145P58	M48218P58	M48290P58
Energy [kWh]	104.3	156.4	208.5
Capacity [Ah]	145	218	290
Nominal Voltage [V]	71.9		
Voltage Range [V]	58.8-82.3		
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 1890 x 655	520 x 1890 x 950	520 x 1890 x 1200
Weight [kg]	760	1097	1386

Models	R1000 (17 Modules)		
	M48145P58	M48218P58	M48290P58
Energy [kWh]	126.6	189.9	253.2
Capacity [Ah]	145	218	290
Nominal Voltage [V]	87.3		
Voltage Range [V]	71.4-100		
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 2200 x 655	520 x 2200 x 950	520 x 2200 x 1200
Weight [kg]	905	1305	1690

#### High Energy Container



Models	40FT HC ISO Container	
	M48145P58	M48218P58
Energy [MWh]	5.4	
System Voltage [V dc]	71.4-100	
Dimension [W x H x D, m]	12.2 x 2.9 x 2.5	
Weight [ton] (incl. battery)	50	
Ambient Temperature [°C]	-20-50	
Communication	CAN/IOB Modbus TCP/IP	

(Container system design can be changed according to customer requirements)

## Allegato 5



### Energy

Long-duration applications with continuous power supply (1-3 hours)

#### Energy Module



Models	M48126P38 (2P)	M48189P38 (3P)	M48252P38 (4P)
Energy [kWh]	6.5	9.8	13.0
Capacity [Ah]	126	189	252
Nominal Voltage [V]	51.8		
Voltage Range [V]	42.0-59.8		
Dimension [W x H x D, mm]	445 x 110 x 620	445 x 110 x 915	445 x 110 x 1162
Weight [kg]	46	68	89

#### Energy Rack



Models	R800 (14 Modules)		
	M48126P38	M48189P38	M48252P38
Energy [kWh]	91.3	137.0	182.7
Capacity [Ah]	126	189	252
Nominal Voltage [V]	72.5		
Voltage Range [V]	58.8-82.3		
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 1890 x 655	520 x 1890 x 950	520 x 1890 x 1200
Weight [kg]	766	1104	1402

Models	R1000 (17 Modules)		
	M48126P38	M48189P38	M48252P38
Energy [kWh]	110.9	166.4	221.8
Capacity [Ah]	126	189	252
Nominal Voltage [V]	89.1		
Voltage Range [V]	71.4-100		
Dimension [W x H x D, mm]	520 x 2200 x 655	520 x 2200 x 950	520 x 2200 x 1200
Weight [kg]	912	1314	1697

#### Energy Container



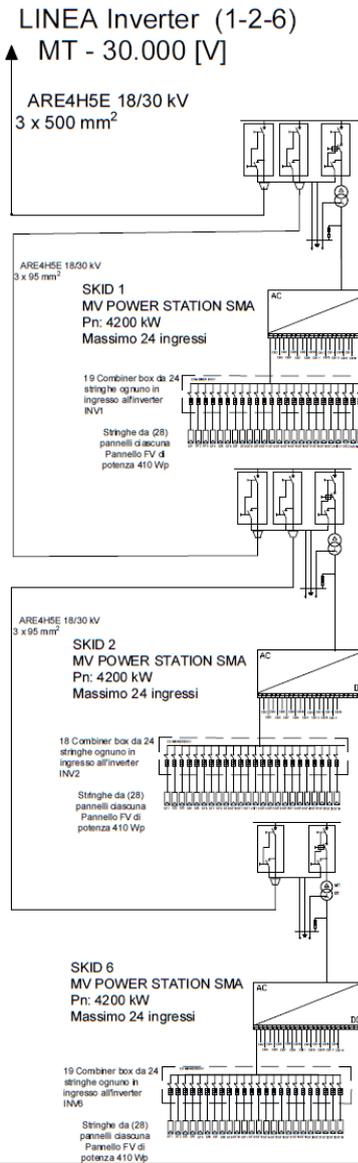
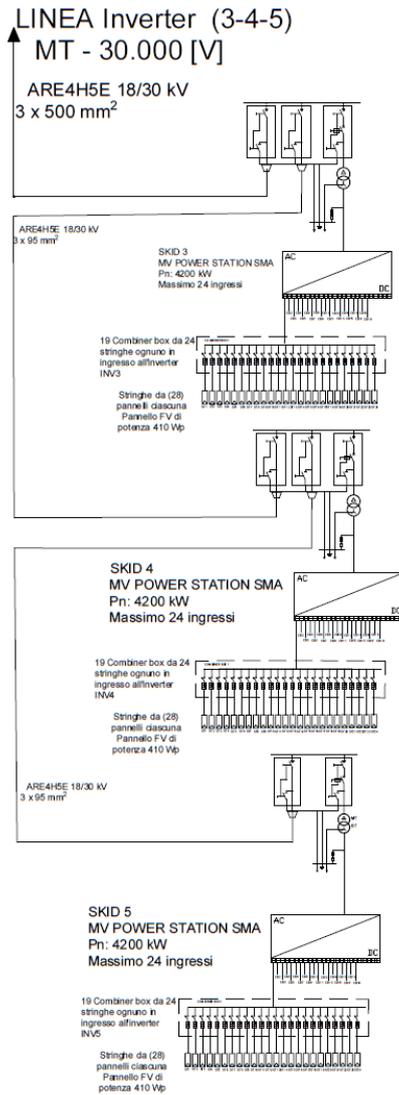
Models	40FT HC ISO Container	
	M48126P38	M48189P38
Energy [MWh]	4.8	
System Voltage [V dc]	71.4-100	
Dimension [W x H x D, m]	12.2 x 2.9 x 2.5	
Weight [ton] (incl. battery)	50	
Ambient Temperature [°C]	-20-50	
Communication	CAN/IOB Modbus TCP/IP	

(Container system design can be changed according to customer requirements)

# Allegato 6

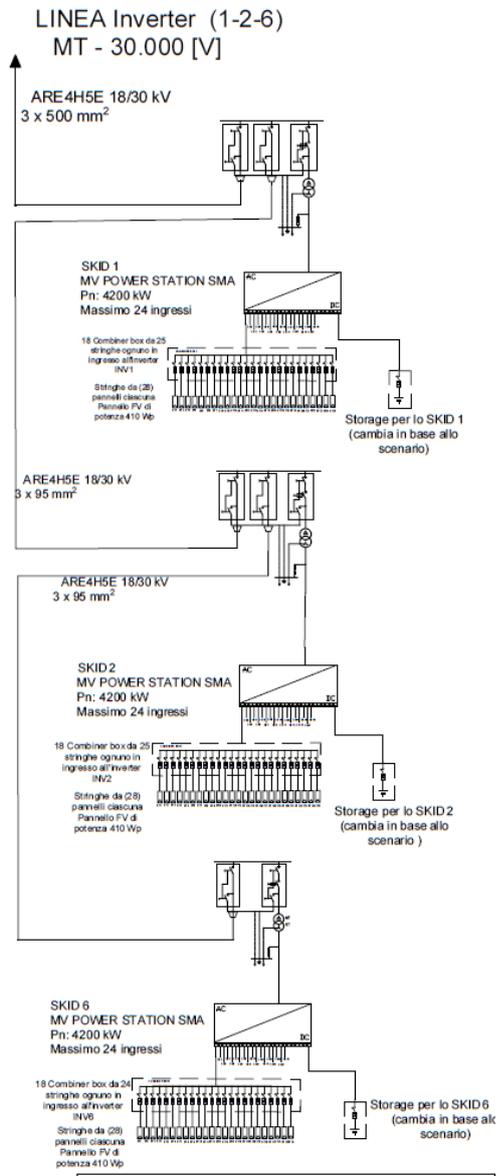
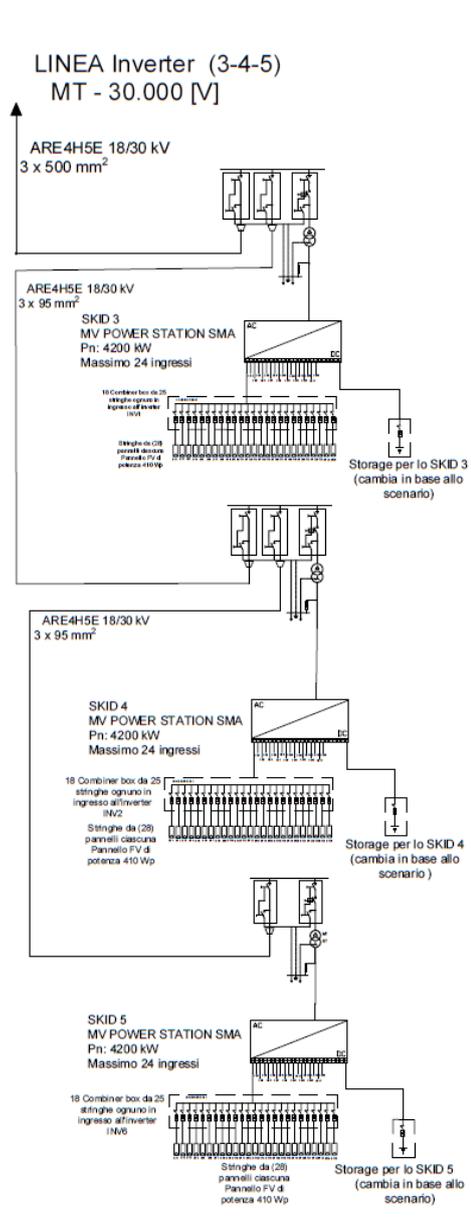
Technical Data	SMA DC-DC CONVERTER		
<b>Electrical Data</b>			
Max. continuous power (at 30 °C)	500 kW at 1000 VDC 600 kW at 1200 VDC to 1500 VDC		
Battery input voltage range	550 V to 1500 V		
PV input voltage range	550 V to 1500 V		
Max. continuous current (at 30 °C)	+/- 500 A		
Supply voltage	120 V , 1-ph, 60 Hz, 600 VA 230 V , 1-ph, 50 Hz, 600 VA 277 V , 1-ph, 60 Hz, 600 VA		
Battery technology	compatible with all common battery technologies		
<b>Efficiency</b>			
Average efficiency	98.2 %		
<b>Protective devices</b>			
Battery-side disconnection point	Circuit breaker in the battery system		
PV-side disconnection point	Fusing inside the Sunny Central		
Ground-fault monitoring and insulation monitoring	Use of monitoring in the Sunny Central		
Overvoltage protection for auxiliary supply	●		
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	850.9 / 2044.7 / 1000.8 mm (33.5 / 80.5 / 39.4 inches)		
Weight	590 kg/1300 lb		
<b>Flexible</b>	<b>4-quadrant operation</b>	<b>Integrated solution</b>	<b>Efficient</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scalable for PV and battery storage</li> <li>• Retrofittable (storage solution can be integrated anytime)</li> <li>• Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)</li> <li>• Cooling method</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Step-up/step-down converter with battery charge/discharge function</li> <li>• Limits high short-circuit battery currents</li> <li>• Compatible with 1,500 V batteries</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intelligent power flow control of the system via the Sunny Central</li> <li>• Coordinated protection concept with Sunny Central</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enables new business models and stacked revenue streams</li> <li>• High efficiency at different DC voltages as well as partial and full loads</li> <li>• Overnight charging/discharging</li> </ul>
Operating temperature	-55 °C to 55 °C / -13 °F to 131 °F		
Storage temperature	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F		
Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)	65 db(A)		
Cooling method	Forced air-cooling		
Degree of protection of enclosure	IP54 / UL Type 3R		
Application in unprotected outdoor environments	●		
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%		
Maximum operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)		
Fresh air consumption	2720 m³/h (96000 ft³/h)		
<b>Equipment</b>			
Cable Entry	Bottom		
Communication / protocols	Modbus TCP/IP		
System monitoring	Real-time monitoring with automated alerts and data storage		
Status lights	On the front for operating mode, alert and error state		
Warranty: 5 / 10 / 15 years	● / ○ / ○		
Certificates and approvals	CE Label, CISPR 11:2015+A1:2016, CSA 22.2 #107, EN 62109-1, FCC Part 15 Class A, IEC 61000-6-2, IEC 62109-1, UL 1741, UL 62109-1,		
● Standard features ○ Optional features — Not available			
Type designation	DPS-500		

# Allegato 7



Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare				
Studiante: Giuseppe De Luca				
Matericola: 263661				
Elaborato: Schema elettrico unifilare impianto fotovoltaico		Numero foglio 1/1		
IDENTIFICAZIONE ELABORATO				
Livello progettazione	Codice	Data	Scala	REV.
Preliminar		08/09/2020		
Politecnico di Torino				
GreenGo		Partnered by:		rea

# Allegato 8



Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nuclare			
Studente: Giuseppe De Luca			
Matricola: 263661			
Elaborato: Schema elettrico unibifilare impianto fotovoltaico		Numero foglio 1/1	
IDENTIFICAZIONE ELABORATO			
Livello progettazione	Codice	Data	Scala REV
Preliminare		09/06/2020	
Politecnico di Torino		Partnered by:	 

<b>Comune di San Severo</b> Provincia di Foggia	
pag. 1	
<b>COMPUTO METRICO</b>	
<b>OGGETTO:</b>	Impianto Fotovoltaico Duanera con accumulo di 3 MW impianto con 2 ore di scarica
<b>COMMITTENTE:</b>	
	Data, 17/06/2020
<b>IL TECNICO</b>	



Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/pcso		unitario	TOTALE
	<b>R I P O R T O</b>							150'000,00
	<b>LAVORI A MISURA</b>							
2 NP 2	Scavo di sbancamento, pulizia o scotico eseguito con l'uso di mezzi meccanici in terreni sciolti di qualsiasi natura e consistenza (argilla, sabbia, ghiaia, ecc.), esclusi conglome ... nferimento a discarica o ad impianto di trattamento, saranno pagate a parte. Scavo per fondazione locale Skid e piazzola	6,00	8,13	3,730	0,300	54,58		
	SOMMANO m3					54,58	2,90	158,28
3 NP 3	Fornitura e posa in opera di calcestruzzo per magrone, completo di Casseratura e rete elettrica in ferro Soletta in c.a. per fondazioni skid	24,00	0,50	0,500	0,760	4,56		
	SOMMANO m3					4,56	200,00	912,00
4 NP 4	Realizzazione dello strato di finitura: costituisce lo strato a diretto contatto con le ruote dei veicoli e poiché non è previsto il manto bituminoso, al di sopra dello strato di b ... ca 10 cm, che si distingue dallo strato di base in quanto caratterizzato da una pezzatura con diametro massimo di 30mm. pista da costruire		3464,00	3,000	0,100	1'039,20		
	SOMMANO m3					1'039,20	12,00	12'470,40
5 NP 7	Formazione sottofondo stradale con aggregati naturali, artificiali (rispondenti alle caratteristiche di cui al prospetto 3a della UNI 11531-1), con terre dei gruppi A1, A2-4 e A2-5 ... hine, ed ogni lavorazione ed onere per dare il lavoro compiuto a regola d'arte, misurata in opera dopo costipamento. pista da costruire		3464,00	0,300	0,300	311,76		
	SOMMANO m3					311,76	14,00	4'364,64
6 NP 8	Rinterro con materiali esistenti nell'ambito del cantiere, da prelevarsi entro 100 m dal sito d'impiego, compreso il dissodamento degli stessi, il trasporto con qualsiasi mezzo, la pistonatura a strati di altezza non superiore a cm 30 e la bagnatura. piazzole per skid	58,36	1,00	1,000	1,000	58,36		
	SOMMANO m3					58,36	13,20	770,35
7 NP 9	Fornitura e posa di tubo corrugato per fibra ottica					16'549,00		
	SOMMANO ml					16'549,00	0,50	8'274,50
8 NP 10	Fornitura e posa in opera di fibra ottica , comprensiva di giunzioni e prove					16'549,00		
	SOMMANO ml					16'549,00	2,00	33'098,00
9 NP 11	Fornitura e posa in opera di recinzione perimetrale di segnalazione, da realizzarsi con pali in legno e rete metallica di 1,5 m di altezza, direttamente infissa nel terreno.					3'464,00		
	<b>A R I P O R T A R E</b>					3'464,00		210'048,17

COMMITTENTE:

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/pcso		unitario	TOTALE
	R I P O R T O					3'464,00		210'048,17
	SOMMANO ml					3'464,00	10,00	34'640,00
10 NP 13	Scavo e posa in opera di attraversamento Idraulico con tubo di diametro 40 cm comprensivo di pozzetto esecuzione del rilevato stradale e protezione sponde					116,00		
	SOMMANO cadauno					116,00	350,00	40'600,00
11 NP 14	Scavo di fondazione a sezione obbligata eseguito con mezzo meccanico in terreni sciolti di qualsiasi natura, con resistenza alla compressione inferiore a 60 Kg/cmq, compreso ... se le eventuali ed occorrenti opere conferimento a discarica o ad impianto di trattamento: per profondità' fino a mt. 2;							
	Tratto di cavidotto su terreno (Stringhe-Combiner)	1,02	10668,00	0,500	0,600	3'264,41		
	Tratto di cavidotto su pista ( combiner- inverter )	1,02	6761,00	0,700	0,600	2'896,41		
	Tratto di cavidotto su pista 1 terna	1,02	2215,00	0,500	1,200	1'355,58		
	Tratto di cavidotto su terreno 2 terne	1,02	120,00	0,700	1,200	102,82		
	Tratto di cavidotto su strada 2 terne	1,02	7000,00	0,700	1,200	5'997,60		
	SOMMANO m3					13'616,82	6,00	81'700,92
12 NP 15	Fornitura e posa in opera di materiale anticapillare di idonea granulometria, provvisto di idonea marcatura CE, prescritta da Capitolato Speciale al di sotto di rilevati o della so ... uferfici piane e livellate, il compattamento meccanico secondo le norme per i rilevati ed ogni altro onere e magistero.							
	Tratto di cavidotto su terreno (stringhe-combiner)	1,02	10668,00	0,500	0,200	1'088,14		
	Tratto di cavidotto su pista (combiner-inverter)	1,02	6761,00	0,700	0,200	965,47		
	Tratto di cavidotto su pista ( 1 terna)	1,02	2215,00	0,500	0,400	451,86		
	Tratto di cavidotto su terreno 2 terne	1,02	120,00	0,700	1,200	102,82		
	Tratto di cavidotto su strada ( 2 terne)	1,02	7000,00	0,700	1,200	5'997,60		
	SOMMANO m3					8'605,89	21,06	181'240,04
13 NP 16	Sistemazione in rilevato od in riempimento di materiali appartenenti ai gruppi A 2 - 6, A 2 - 7, A4, provenienti da scavi o da cave di prestito, compreso tutto quanto già det ... l'ottimo di umidità del materiale stesso con successi rimescolamenti ad aerazione; misurato come alla voce precedente.							
	tratto di cavidotto su terreno (stringhe combiner)	1,02	10668,00	0,500	0,400	2'176,27		
	tratto di cavidotto su terreno (combiner-inverter)	1,02	6761,00	0,700	0,400	1'930,94		
	tratto di cavidotto su pista( 1 terna)	1,02	2215,00	0,700	0,800	1'265,21		
	Tratto di cavidotto su terreno 2 terne	1,02	120,00	0,700	0,800	68,54		
	tratto di cavidotto su strada ( 2 terne)	1,02	7000,00	0,700	0,700	3'498,60		
	SOMMANO m3					8'939,56	3,92	35'043,08
14 21.14	Formazione di fondazione stradale in misto granulare stabilizzato con legante naturale, compresa la eventuale fornitura dei materiali di apporto o la vagliatura per raggiungere la ... i ogni fornitura, lavorazione ed onere per dare il lavoro compiuto a regola d'arte. Misurata in opera dopo costipamento.							
	tratto cavidotto su strada 2 terne	1,02	7000,00	0,700	0,300	1'499,40		
	A R I P O R T A R E					1'499,40		583'272,21

COMMITTENTE:

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
	R I P O R T O					1'499,40		583'272,21
	piazzole skid	6,00	8,13	3,730	0,300	54,58		
	SOMMANO me					1'553,98	11,40	17'715,37
15 21.21.01	Conglomerato bituminoso per strato di collegamento (binder) costituito da graniglia e pietrischetti della IV Categoria prevista dalle Norme C.N.R., sabbia ed additivo, confezionat ... eriale, lavorazione ed onere per dare il lavoro compiuto a perfetta regola d'arte: di spessore medio finito pari a cm 4:							
	tratto cavidotto su strada (2 terna)	1,02	7000,00	0,500		3'570,00		
	SOMMANO mq					3'570,00	2,95	10'531,50
16 NP 21	Protezione Cavi					16'549,00		
	SOMMANO ml					16'549,00	1,50	24'823,50
17 NP 22	Indagine sottoservizi					1,00		
	SOMMANO a corpo					1,00	2'000,00	2'000,00
18 NP 23	Fornitura e posa in opera di cavo unipolare 30 kV- media tensione. (1x95 mmq) Anima Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio Semiconduttivo interno Mescola estrusa Isolant ... tura Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km) Guaina Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)	1,02	1420,00	3,000		4'345,20		
	SOMMANO ml					4'345,20	6,00	26'071,20
19 NP 24	Fornitura e posa in opera di cavo unipolare 30 kV- media tensione.(1x500 mmq) Anima Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio Semiconduttivo interno Mescola estrusa Isolante ... tura Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km) Guaina Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2) Terna MT	1,02	15129,00	3,000		46'294,74		
	SOMMANO ml					46'294,74	14,00	648'126,36
20 NP 26	Fornitura e posa in opera di cavo tipo ARE4R 0,6/1 kV- bassa tensione.(1x 16 mmq) Anima Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2 I ... di polietilene reticolato Guaina In PVC speciale di qualità ST2, colore nero, , comprensivo di giunzioni e terminazioni							
	cavi stringhe	1,02	126414,00	2,000		257'884,56		
	SOMMANO ml					257'884,56	1,00	257'884,56
21 NP 52	Fornitura e posa in opera di cavo - bassa tensione.(1x 500 mmq) Anima Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2 Isolante Mescola di polietilene reticolato Guaina In PVC speciale di qualità ST2, colore nero, , comprensivo di giunzioni e terminazioni	1,02	689,00	2,000		1'405,56		
	SOMMANO m					1'405,56	10,50	14'758,38
	A R I P O R T A R E							1'585'183,08

COMMITTENTE:

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
	R I P O R T O							1'585'183,08
22 NP 51	Fornitura e posa in opera di cavo - bassa tensione.(1x 400 mmq) Anima Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2 Isolante Mescola di polietilene reticolato Guaina In PVC speciale di qualità ST2, colore nero, , comprensivo di giunzioni e terminazioni	1,02	4471,00	2,000		9'120,84		
	SOMMANO m					9'120,84	10,00	91'208,40
23 NP 46	Fornitura e posa in opera di cavo tipo ARE4R 0,6/1 kV- bassa tensione.(1x 300 mmq) Anima Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2 I ... di polietilene reticolato Guaina In PVC speciale di qualità ST2, colore nero, , comprensivo di giunzioni e terminazioni cavi combiner-inverter	1,02	18644,00	2,000		38'033,76		
	SOMMANO ml					38'033,76	9,00	342'303,84
24 NP 27	Fornitura e posa in opera di cavo 150 kV - alta tensione (1 x 1600 mm) per il collegamento della sottostazione di trasformazione alla stazione RTN cavo AT	1,02	350,00			357,00		
	SOMMANO m					357,00	100,00	35'700,00
25 NP 28	Opere Edili Sottostazione, comprensive di preparazione area, fondazioni, Cavidotti, pozzetti, impianto acque meteoriche dilavamento					1,00		
	SOMMANO a corpo					1,00	200'000,00	200'000,00
26 NP 29	Fornitura e posa in opera di Montaggio OO Elettromeccaniche SSEU					1,00		
	SOMMANO a corpo					1,00	880'000,00	880'000,00
27 NP 30	Fornitura e posa in opera di Trasformatore AT/MT  trasformatore					1,00		
	SOMMANO a corpo					1,00	350'000,00	350'000,00
28 NP 31	Fornitura e posa in opera di impianto di Illuminazione esterna perimetrale, comprensivi di pali con le seguenti caratteristiche: Altezza: 2,5m Passo: 30m Tipologia: Proiettore con tecnologia LED Potenza: 300W					116,00		
	SOMMANO cadauno					116,00	210,00	24'360,00
29 NP 32	Fornitura e posa in opera di impianto di videosorveglianza con l'utilizzo di telecamere Day/Night ad alta risoluzione ed un apparato di videoregistrazione digitale completa di sist ... V - 300mA • Dimensioni 94x70 mm • Peso 300g • Temperatura di utilizzo -10 / + 45 °C • Passo: 30m • Altezza: 2.5m					1,00		
	SOMMANO cadauno					1,00	20'000,00	20'000,00
	A R I P O R T A R E							3'528'755,32

COMMITTENTE:

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPOR TI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
	<b>R I P O R T O</b>							3'528'755,32
30 NP 34	Fornitura e posa in opera di sistema di fissaggio per moduli fotovoltaici ad asse singolo con tecnologia elettromeccanica ad inseguitore solare orizzontale mono-assiale per seguire ... avente configurazione 2P,angolo di rotazione $\pm 60^\circ$ completo di elementi di fissaggio, viti e bulloneria. Moduli da 28.9 m ( 2 stringhe per modulo) Moduli da 43.2 (3 stringhe per modulo)	42,00 869,00	2,00 3,00			84,00 2'607,00		
	SOMMANO cadauno					2'691,00	1'212,00	3'261'492,00
31 NP 35	Fornitura e posa in opera di modulo fotovoltaico in silicio monocristallino PERC da 410 Wp, struttura in alluminio anodizzato resistente alla torsione, 72 celle per modulo, dimensi ... .. peratura di Pmax -0.35%/°C Coefficiente di temperatura di Voc -0.28%/°C Coefficiente di temperatura di Isc 0.040%/°C moduli FV					75'348,00		
	SOMMANO cadauno					75'348,00	95,00	7'158'060,00
32 NP 40	Forniture e posa in opera skid con potenza 4,2 MW composto da: Inverter con ingresso a 1500 V, Trasformatore, dispositivi di sicurezza, container, ausiliari.					6,00		
	SOMMANO cadauno					6,00	65'000,00	390'000,00
33 NP 43	accumulo elettrochimico,prezzo unitario al kWh					7'541,00		
	SOMMANO Kwh					7'541,00	190,00	1'432'790,00
34 NP 41	DC-DC converter					5,00		
	SOMMANO cadauno					5,00	30'000,00	150'000,00
35 NP42	predisposizione skid per accumulo					6,00		
	SOMMANO cadauno					6,00	10'000,00	60'000,00
	<b>Parziale LAVORI A MISURA euro</b>							15'831'097,32
	<b>T O T A L E euro</b>							15'981'097,32
	Data, 17/06/2020							
	<b>Il Tecnico</b>							
	----- ----- ----- ----- ----- ----- -----							
	<b>A R I P O R T A R E</b>							

COMMITTENTE: [accumulo3MW\_2ore.def (C:\Users\Francesca\Desktop\PEPPE) v.1/35]

## *Ringraziamenti*

Il primo ringraziamento va al Professore Marco Badami che è stato molto disponibile durante lo svolgimento della tesi, considerata soprattutto la situazione emergenziale che ha costretto tutti a lavorare e studiare a distanza negli ultimi mesi. In secondo luogo ci tengo particolarmente a ringraziare Fabio Domenico Amico, che mi ha fornito la possibilità di apprendere molto durante il percorso svolto in GreenGo che ritengo sia stata un'opportunità di crescita molto importante per il mio futuro. Ringrazio inoltre Pasquale Ferro e Stefano Castelli per il loro supporto durante tutto il mio percorso in azienda.

Ringrazio di cuore Mario e Francesco, con cui ho condiviso tutto in questi anni di università: felicità, paure, risate, mozzarelle, sardella piccantissima, limoncelli della nonna di Mario e qualsiasi cosa bella o brutta possa venire in mente.

Ringrazio Bobby con cui ho passato sei mesi pazzeschi in Brasile, dove abbiamo avuto la possibilità di conoscere una cultura profondamente diversa dalla nostra e di vedere posti sia spettacolari sia molto “bohémien”.

Ringrazio Attilio innanzitutto per avermi riportato a casa dopo il primo compito di analisi 1e poi per essere rimasto nel cuore negli altri anni a seguire.

Ringrazio Branca perché “Buona Forthhuuna” sarà lo slogan di una vita, Robbertino, Alessia e Cristiano, che da settembre sono stati praticamente la mia prima casa. Ringrazio tutti gli “Energy fighetti” che sono stati una fantastica compagnia durante questi anni di Poli.

Ringrazio la ***FIFTH*** tutta e con tutto me stesso, cosciente del fatto che di amici così non se ne trovano facilmente. Ringrazio Matteo, che riesce sempre a farsi volere bene.

Ringrazio Francesca “Cocca”, amore indiscusso, una ragazza splendida e piena di ideali, con cui ho passato momenti spettacolari (uno tra i tanti il tramonto al Pão de Açúcar) ma anche quotidianità altrettanto meravigliose.

Ringrazio Zia Lina e Zio Ivan sempre presenti per qualsiasi cosa di cui io potessi avere bisogno e sempre disponibili nell'aiutarmi durante la mia carriera universitaria.

Ringrazio Massimo e Sara che sono stati i primi a farmi sentire a casa al mio arrivo a Torino.

Ringrazio Francesco Peroglio, che mi ha dato la possibilità di sentirmi a casa mia in casa sua anche se tra queste due case c'erano 5 ore di Fuso orario.

Ringrazio nonna Pucci e nonna Rossella perché non si può non ringraziare le nonne.

Ringrazio Mamma, Papà e Carlo per tutto e per sempre.