



Studio di Impatto Ambientale

ENI PROGETTO ITALIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO 31 MW_p Comune di PORTO TORRES (SS)

Conferenza dei Servizi 30/01/2018


Nota Tecnica integrativa relativa al Progetto

*(Risposta alla Richiesta di Integrazioni del S.V.A. Servizio Valutazioni Ambientali –
Nota SVA Prot. N. 13356 del 14/06/2018)*




Questo documento rappresenta la Risposta alla Richiesta di Integrazioni ricevuta in data 14 giugno 2018 (Protocollo 13356) dal Servizio Valutazioni Ambientali a seguito della Conferenza dei Servizi (tenutasi in data 30 gennaio 2017) ed alla successiva integrazione documentale trasmessa da Eni New Energy in data 9 marzo 2018, con riferimento al Progetto per la realizzazione di un Impianto Fotovoltaico, di potenza pari a 31 MW_p nel sito Syndial di PORTO TORRES (SS).

18/06/2018	00	Emissione Finale	Coord. Amb. Permitting Claudia Monfredini <i>Claudia Monfredini</i> GdL DES/ENE	DPM <i>A. Bartolomei</i> Alessandro Bartolomei
Data	Revisione	Descrizione Revisione	Preparato	Verificato

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 2 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	----------------------------


INDICE

1	<i>INTRODUZIONE</i>	4
1.1	<i>PREMESSA GENERALE</i>	4
1.2	<i>STRUTTURA DEL DOCUMENTO</i>	5
2	<i>PUNTO 1 – CHIARIMENTI IN MERITO AL BILANCIO ENERGETICO</i>	6
3	<i>PUNTO 2– CHIARIMENTI RELATIVI AI DATI DI SURPLUS ENERGETICO</i>	8
4	<i>PUNTO 3 – CHIARIMENTI RELATIVI AI TRATTI DELLA NUOVA VIABILITÀ</i>	13
5	<i>PUNTO 4 – CHIARIMENTI RELATIVI ALLE DEMOLIZIONI PREVISTE</i>	14
6	<i>PUNTO 5 – CHIARIMENTI RELATIVI ALL’ANALISI FINANZIARIA</i>	19

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 3 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	----------------------------

ELENCO ALLEGATI

- All. 1 – Viabilità primaria (esistente) e secondaria di progetto asservita ll'impianto fotovoltaico
- All. 2 – Tipico strade
- All. 3 – Planimetria sterri e riporti
- All. 4 – Dettagli strutture da demolire

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 4 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	----------------------------

1 INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA GENERALE


Il presente documento è prodotto nell'ambito procedimento di Valutazione d'Impatto Ambientale, ai sensi del D.lgs. 152/2006 s.m.i. del Progetto denominato "ENI PROGETTO ITALIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO 31 MWp - Comune di Porto Torres (SS)", avviato in data 23 dicembre 2016 a seguito del deposito presso gli Enti Competenti dello Studio di Impatto Ambientale.

A seguito di quanto emerso dalla Conferenza dei Servizi Istruttoria svoltasi presso l'Assessorato Regionale della Difesa dell'Ambiente in data 30 gennaio 2018, sono stati richiesti chiarimenti ed integrazioni al fine di dare seguito all'iter relativo all'espressione del giudizio di compatibilità ambientale.

Le suddette integrazioni sono state trasmesse dalla scrivente Società in data 9 Marzo 2018 con nota ENE 55/2018.

Il presente documento risponde alla successiva richiesta di chiarimenti Prot. n. 13356 pervenuta in data 14/06/2018 da parte dell'Assessorato della Difesa dell'Ambiente, che comprende i seguenti punti:

- **Punto 1 – Chiarimenti in merito al bilancio energetico**
- **Punto 2– Chiarimenti relativi ai dati di surplus energetico**
- **Punto 3 – Chiarimenti relativi ai tratti della nuova viabilità**
- **Punto 4 – Chiarimenti relativi alle demolizioni previste**
- **Punto 5 – Chiarimenti relativi all'analisi finanziaria**

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 5 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	----------------------------

1.2 STRUTTURA DEL DOCUMENTO

La seguente tabella fornisce, per ciascun punto della richiesta di integrazioni, il riferimento al paragrafo in cui viene fornita risposta.

Punto della Richiesta Prot. 13356/2018	Oggetto della Richiesta	Paragrafo di Riferimento
1	<p><i>"Come richiesto al Punto 4 (della Nota SVA Prot. 2718 del 1/2/2018) il Proponente dovrà produrre il bilancio energetico relativo alla produzione/consumo dell'impianto in progetto, individuando le utenze (e i relativi fabbisogni) che potenzialmente potrebbero usufruire dell'energia prodotta dall'impianto PV in progetto, comprendendo anche quella resa disponibile dall'applicazione delle alternative tecnologiche considerate, quali i tracker o i sistemi di accumulo. <u>A questo proposito, in riferimento all'analisi effettuata ai paragrafi 2.3 e 2.3 dell'ACB, non è chiaro a cosa si riferisca il valore di 12MW (105GWh/anno) definito come richiesta dalle utenze fisse (ENI+terzi)</u>"</i></p>	Par. 2
2	<p><i>"Relativamente al calcolo del surplus di produzione alla base delle valutazioni fatte sui sistemi di accumulo, i dati indicano, per la configurazione a pannelli fissi proposta dalla Società, un surplus giornaliero pari a 16,4MWh mentre, per i tracker, risulta un surplus di 0,39 MWh, escluse le perdite del sistema di accumulo. <u>Il proponente dovrà spiegare la differenza del surplus tra fisso e tracker che potrebbe lasciare supporre che gli inseguitori garantirebbero una maggiore efficienza nell'utilizzo dell'energia prodotta.</u>"</i></p>	Par. 3
3	<p><i>"Dovranno essere descritti, in relazione ed in planimetria, gli interventi sulla viabilità in progetto, indicando la lunghezza dei tratti previsti e la sovrapposizione degli stessi su una planimetria a scala adeguata (nella documentazione integrativa l'intervento è ancora indefinito, la relativa tavola non ha il dettaglio minimo necessario e non è nemmeno riportata la scala)"</i></p>	Par. 4
4	<p><i>"Non sono state identificate le strutture presenti che interferiscono con il progetto, pertanto la stima dei volumi riportata nelle integrazioni è indicativa. La Tavola 2 di riferimento non ha il livello di dettaglio necessario, non riporta l'indicazione della scala ed è presente una voce in legenda non presente in carta"</i></p>	Par. 5
5	<p><i>Per il punto 9a (della Nota SVA Prot. 2718 del 1/2/2018), "è stato fornito l'indicatore sintetico di redditività (IRR) per le diverse alternative di intervento considerate. Occorre, pertanto, fornire il richiesto dettaglio finanziario lungo l'intero ciclo di vita dell'intervento (flussi di cassa anno per anno) che consenta di comprendere i calcoli alla base della determinazione dell'IRR e permetta, al tempo stesso, di quantificare il VAN finanziario associato a ciascuna delle opzioni prese in esame"</i></p>	Par. 6

2 PUNTO 1 – CHIARIMENTI IN MERITO AL BILANCIO ENERGETICO

Punto 1: *“Come richiesto al Punto 4 (della Nota SVA Prot. 2718 del 1/2/2018) il Proponente dovrà produrre il bilancio energetico relativo alla produzione/consumo dell'impianto in progetto, individuando le utenze (e i relativi fabbisogni) che potenzialmente potrebbero usufruire dell'energia prodotta dall'impianto PV in progetto, comprendendo anche quella resa disponibile dall'applicazione delle alternative tecnologiche considerate, quali i tracker o i sistemi di accumulo. A questo proposito, in riferimento all'analisi effettuata ai paragrafi 2.3 e 2.3 dell'ACB, non è chiaro a cosa si riferisca il valore di 12MW (105GWh/anno) definito come richiesta dalle utenze fisse (ENI+terzi)”*

Con riferimento a quanto richiesto, si conferma che i valori di produzione dell'impianto fotovoltaico e le percentuali di autoconsumo per le differenti opzioni progettuali sono quelli contenuti nella tabella riportata al §2.4 (sottoparagrafo Utenze RIU) dell'Analisi Costi Benefici già trasmessa (pag. 12).

Per quanto riguarda invece il dato di 12MW (105GWh/anno), utilizzato come baseload per il calcolo degli autoconsumi sopra citati, di seguito se ne esplicitano le modalità di calcolo.

In sostanza, poiché era necessario quantificare i fabbisogni energetici delle utenze che avrebbero potuto beneficiare dell'energia prodotta dal nuovo campo fotovoltaico, sono stati raccolti i dati di consumo, relativi all'anno 2016, delle aziende facenti pari della RIU (Rete Interna di Utenza) che appunto utilizzerà, in via prioritaria, l'energia dell'impianto da 31MWp, ipotizzando che tali consumi si mantengano a grandi linee costanti nel tempo.

Di seguito si riporta una tabella che mostra, per ogni Società afferente alla RIU, i consumi totali di energia del 2016: si evince che i consumi complessivi sono stati pari a circa 104GWh (103.858.086kWh), arrotondati a **105GWh** nell'ambito della redazione dell'Analisi Costi Benefici.

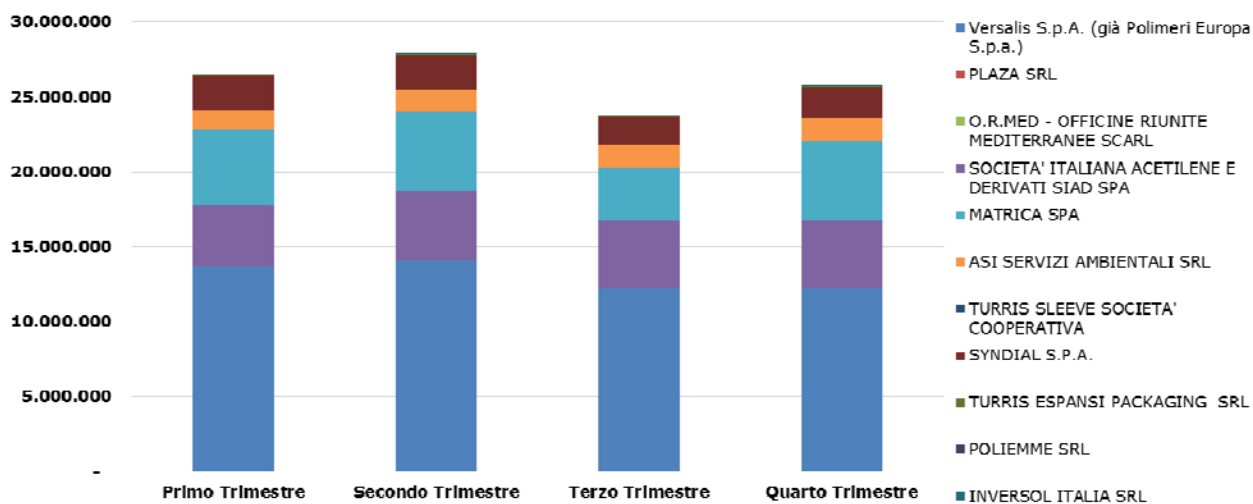
Ragione Sociale	Totale annuale [kWh]
Versalis S.p.A. (già Polimeri Europa S.p.a.)	52.254.407
PLAZA SRL	33.130
O.R.MED - OFFICINE RIUNITE MEDITERRANEE SCARL	648
SOCIETA' ITALIANA ACETILENE E DERIVATI SIAD SPA	17.732.400
MATRICA SPA	19.020.788
ASI SERVIZI AMBIENTALI SRL	5.789.000
TURRIS SLEEVE SOCIETA' COOPERATIVA	36.790
SYNDIAL S.P.A.	8.638.016
TURRIS ESPANSI PACKAGING SRL	283.798
POLIEMME SRL	10.283
INVERSOL ITALIA SRL	58.826
	103.858.086

A partire da questo dato, ipotizzando per le aziende allacciate alla RIU un consumo energetico continuo, è stata calcolata la potenza di baseload di autoconsumo dividendo tale quantitativo per il numero di ore annue (8760h/anno), ottenendo un valore appunto pari a **12MW (12.000kW)**.

Il consumo “di natura continua” delle suddette aziende è stato confermato da un andamento omogeneo dei consumi nei quattro trimestri del 2016, di cui si forniscono i dettagli nella tabella e nel grafico seguente.



Ragione Sociale	Primo Trimestre	Secondo Trimestre	Terzo Trimestre	Quarto Trimestre	Totale annuale [kWh]
Versalis S.p.A. (già Polimeri Europa S.p.a.)	13.698.608	14.113.902	12.218.788	12.223.109	52.254.407
PLAZA SRL	11.052	7.606	5.994	8.478	33.130
O.R.MED - OFFICINE RIUNITE MEDITERRANEE SCARL	648	-	-	-	648
SOCIETA' ITALIANA ACETILENE E DERIVATI SIAD SPA	4.093.180	4.578.840	4.516.680	4.543.700	17.732.400
MATRICA SPA	4.939.519	5.280.931	3.526.203	5.274.135	19.020.788
ASI SERVIZI AMBIENTALI SRL	1.330.000	1.457.000	1.468.000	1.534.000	5.789.000
TURRIS SLEEVE SOCIETA' COOPERATIVA	-	3.023	10.807	22.960	36.790
SYNDIAL S.P.A.	2.310.567	2.333.627	1.956.729	2.037.093	8.638.016
TURRIS ESPANSI PACKAGING SRL	68.918	82.540	63.094	69.246	283.798
POLIEMME SRL	6.306	3.977	-	-	10.283
INVERSOL ITALIA SRL	18.002	12.706	12.878	15.240	58.826
	26.476.800	27.874.152	23.779.173	25.727.961	103.858.086

Autoconsumi RIU Anno 2016 [kWh]

3 PUNTO 2– CHIARIMENTI RELATIVI AI DATI DI SURPLUS ENERGETICO

Punto 2: *“Relativamente al calcolo del surplus di produzione alla base delle valutazioni fatte sui sistemi di accumulo, i dati indicano, per la configurazione a pannelli fissi proposta dalla Società, un surplus giornaliero pari a **16,4MWh** mentre, per i tracker, risulta un surplus di **0,39 MWh**, escluse le perdite del sistema di accumulo. Il proponente dovrà spiegare la differenza del surplus tra fisso e tracker che potrebbe lasciare supporre che gli inseguitori garantirebbero una maggiore efficienza nell'utilizzo dell'energia prodotta.”*

Con riferimento alla documentazione precedentemente trasmessa ed in particolare a quanto riportato nell'Analisi costi benefici al paragrafo 2.3 (tabella in calce), si specifica che il Surplus riportato è un valore calcolato al fine del dimensionamento delle batterie.

	Fisso	Tracker
Capacità PV installata [MWp]	31,0	27,0
Carico UtENZE RIU [MW]	12,0	12,0
Surplus Energia/Giorno [MWh]	16,4	0,39

In particolare si tratta del valore atteso minimo di esportazione di energia elettrica in rete per ciascuna soluzione tecnologica (tracker o fisso) ovvero della differenza tra produzione e autoconsumo nel giorno tipo con minore fonte solare.

In sostanza, tali dati NON vogliono significare che utilizzando il tracker tutta l'energia prodotta viene autoconsumata tutti i giorni dell'anno, cosa che nel seguito del paragrafo verrà ulteriormente esplicitata.

Difatti, contestualizzando la tabella nel paragrafo di riferimento, emerge che le % di autoconsumo per le due tecnologie su scala annuale sono di differente entità e sono riportate nel medesimo paragrafo, nella tabella in calce. Emerge quindi che su base annuale, senza utilizzare sistemi di accumulo, con il sistema fisso sarebbero immessi in rete 14,2GWh, mentre con il sistema ad inseguimento sarebbero immessi in rete 12,1GWh

	Energia Elettrica GWh			
	generata	Autoconsumi (incremento % rispetto al "fisso")	% autoconsumi	in rete
fisso	50,1	35,9	71,6%	14,2
fisso con accumulo	50,1	40,2 (12%)	80,2%	9,9
tracker	50,1	38,0 (6%)	75,8%	12,1
tracker con accumulo	50,1	38,1 (6%)	76,0%	12,0

Di seguito, al fine di chiarire quanto sopra sinteticamente anticipato, si riporta un'analisi di dettaglio delle modalità con cui sono stati dimensionati i sistemi di accumulo.

In sostanza, nella documentazione tecnica precedentemente inviata sono stati messi a confronto due assetti impiantistici alternativi:

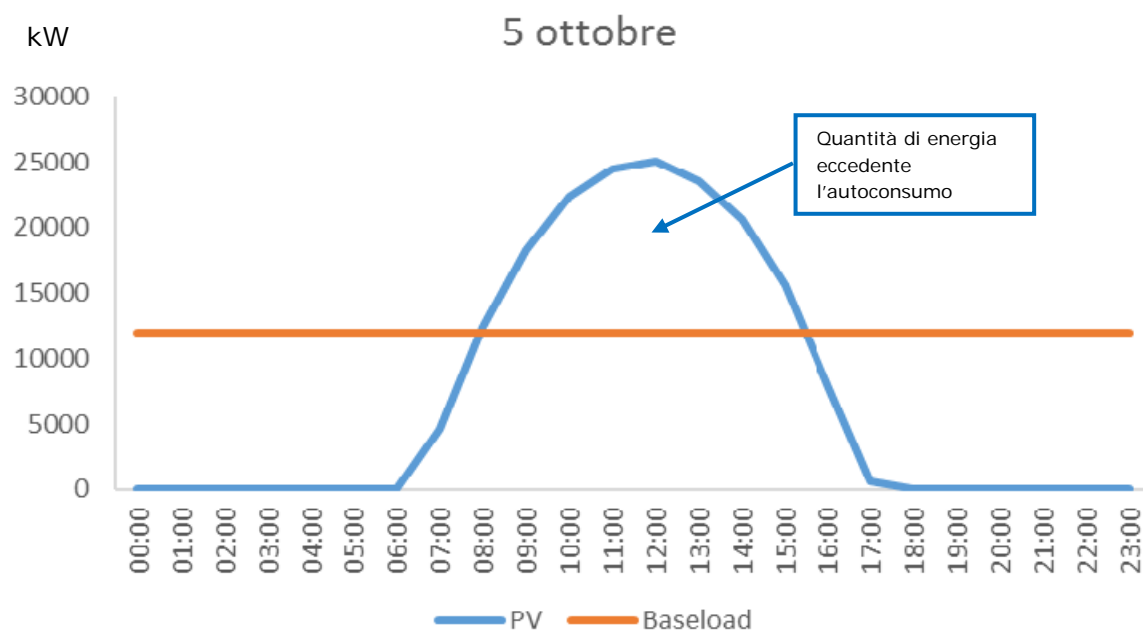
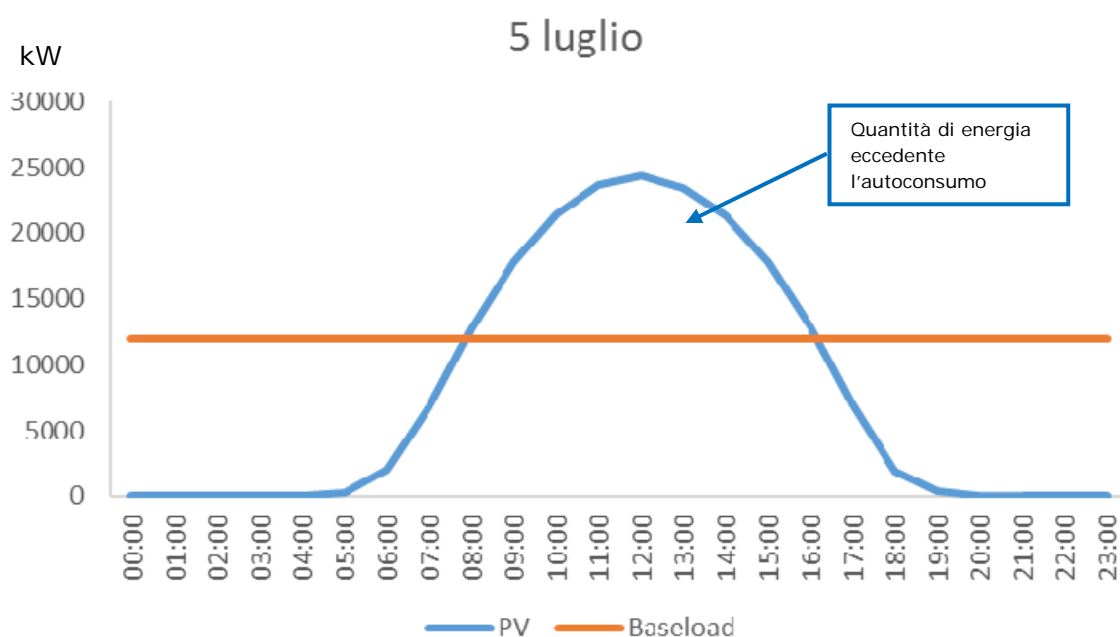
- o installazione dei pannelli fotovoltaici su strutture fisse per una capacità complessiva di circa 31 MWp;

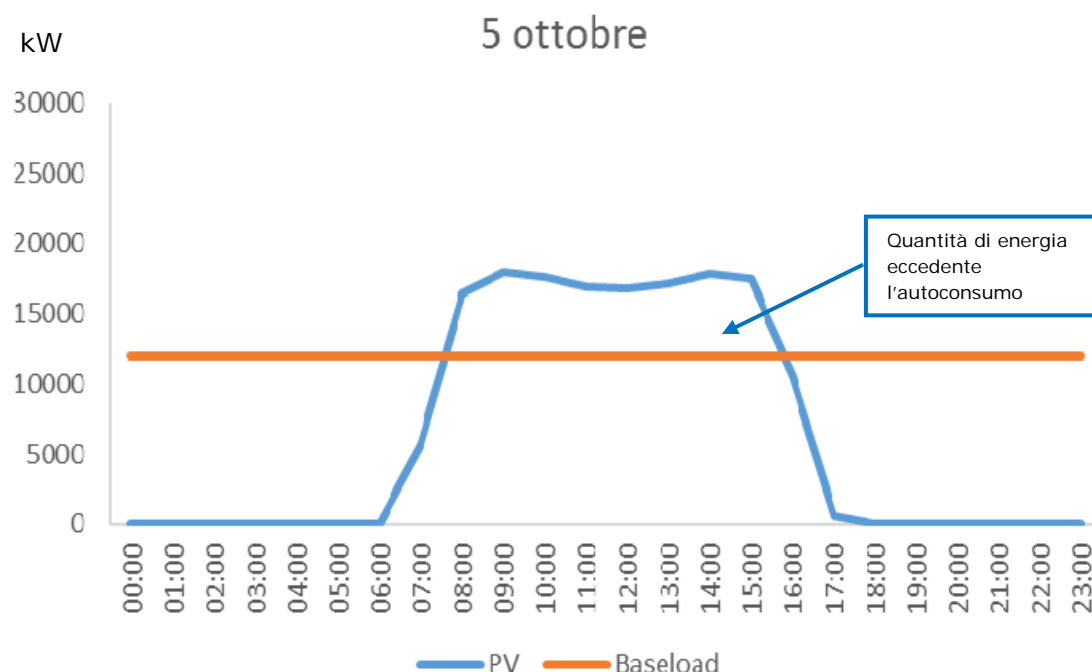
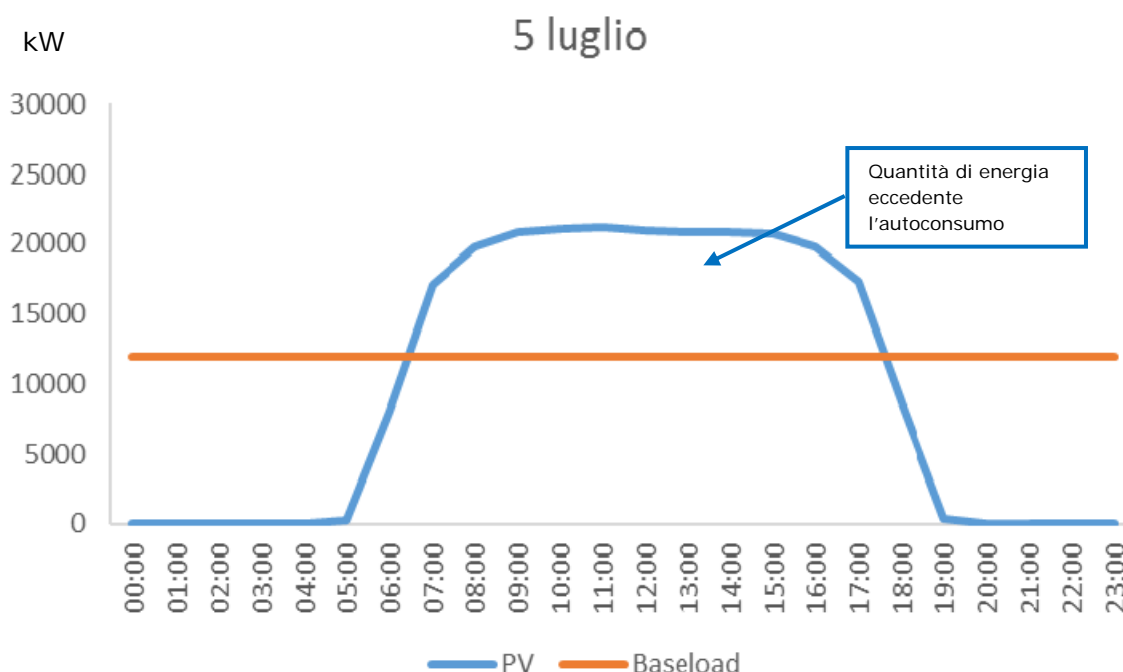
- o installazione dei pannelli fotovoltaici su strutture ad inseguimento solare per una capacità complessiva di circa 27 MWp.

Entrambe le soluzioni, così come preliminarmente progettate ed in base all'irraggiamento solare dell'area, assicurerebbero una produzione annua di circa 50 GWh.

Si specifica, tuttavia, che il profilo di produzione giornaliera associato alle due differenti configurazioni varia radicalmente a seconda del periodo dell'anno e della configurazione impiantistica.

A titolo di esempio vengono messi a confronto i profili di produzione (in azzurro) dello stesso giorno di due mesi distinti per entrambe le soluzioni impiantistiche: i primi due fanno riferimento al sistema fisso, il terzo e quarto fanno riferimento al sistema ad inseguimento.





Come si evince dalle figure la quantità di energia immessa in rete (area del profilo di produzione al di sopra del baseload) ed autoconsumata (area del profilo di produzione al di sotto del baseload) varia anch'essa significativamente a seconda del periodo e della configurazione. A titolo di esempio, con riferimento allo specifico andamento del profilo di produzione, per la configurazione con inseguimento solare ci sarà una notevole differenza tra i quantitativi di energia immessi in rete nei diversi periodi dell'anno (es. tra luglio ed ottobre).

Con riferimento alla possibilità di installare dei sistemi di accumulo, di seguito si esplicita in maniera più dettagliata rispetto a quanto già trasmesso, il criterio di dimensionamento delle batterie per la definizione della loro taglia ottimale.

A questo fine, si premette che uno dei benefici principali associato alle batterie è quello di poter autoconsumare energia elettrica da fonte solare anche nelle ore notturne; di contro

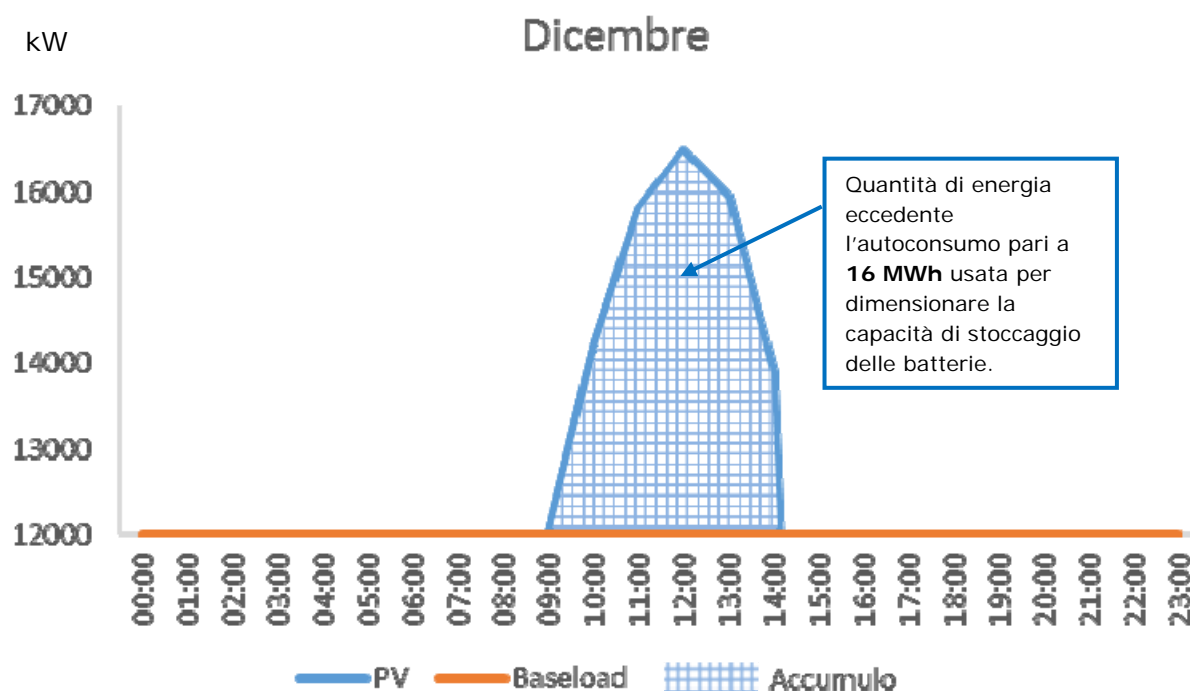
l'elemento che più ha limitato il ricorso a questa soluzione tecnologica è rappresentata dal suo elevato costo di investimento.

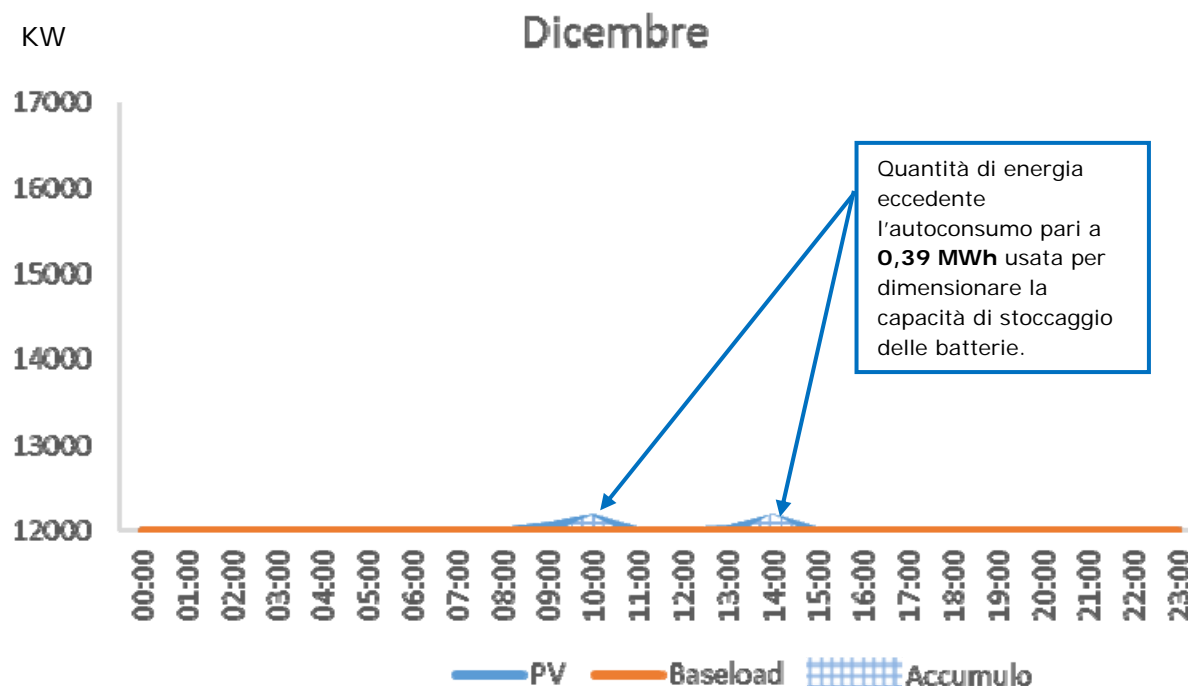
Pertanto un criterio di dimensionamento delle batterie da accoppiare a sistemi di generazione fotovoltaica è quello di identificare la minima taglia che massimizzi l'utilizzo delle batterie; per questo motivo si è cercata la taglia della batteria che permettesse l'utilizzo dello storage tutti i giorni dell'anno con un ciclo di carico ed uno di scarico che sfruttino l'intera capacità di accumulo.

A tal fine è stato simulato il funzionamento dei due impianti calcolando le produzioni orarie di tutti i mesi dell'anno. Per ciascun mese è stato calcolato il valore medio dell'export in rete. È stato dunque selezionato, per il dimensionamento dei sistemi di accumulo, il mese con il peggiore potenziale solare (dicembre) e dunque con il valore di export in rete minimo in assenza di batterie.

La capacità di stoccaggio della batteria è stata ipotizzata uguale a questa quantità minima di export nel mese con il peggiore potenziale solare.


Nelle figure seguenti sono riportati i due relativi grafici (il primo relativo alla tecnologia fissa ed il secondo relativo alla tecnologia tracker) con il profilo di produzione.





In conclusione si riscontra che l'utilizzo di una batteria di taglia ottimizzata sarebbe tecnicamente consigliabile nel caso di installazione fissa; tuttavia gli eventuali benefici associati non compenserebbero il notevole costo di investimento richiesto.

Nel caso del tracker, invece, l'utilizzo di sistemi di accumulo, dimensionati con il criterio sopra esposto, non sarebbe tecnicamente consigliabile per le quantità poco rilevanti di energia stoccabile ed utilizzabile nelle ore notturne o di fuoriservizio del fotovoltaico.

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 13 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	-----------------------------

4 PUNTO 3 – CHIARIMENTI RELATIVI AI TRATTI DELLA NUOVA VIABILITÀ

Punto 3: *“Dovranno essere descritti, in relazione ed in planimetria, gli interventi sulla viabilità in progetto, indicando la lunghezza dei tratti previsti e la sovrapposizione degli stessi su una planimetria a scala adeguata (nella documentazione integrativa l'intervento è ancora indefinito, la relativa tavola non ha il dettaglio minimo necessario e non è nemmeno riportata la scala)”*

Come richiesto, nella Tavola in **AII.1** al presente documento, è riportata in colore rosa la viabilità di progetto: si tratta di viabilità “secondaria” (strada bianca), che si sviluppa per circa 5880 m.


La viabilità esistente, evidenziata in azzurro, che si sviluppa per circa 7650m, non sarà modificata.

Nella suddetta Tavola sono state inoltre riportate le lunghezze dei principali tratti della viabilità esistente e di progetto.

Si specifica che quest'ultima sarà realizzata in rilevato mediante le seguenti operazioni (per dettagli grafici, si veda l' **AII. 2** al presente documento, elaborato realizzato per l'avvio della Gara d'Appalto):

- attività di livellamento;
- posa separatore granulometrico (eventuale);
- formazione sottofondo in misto stabilizzato con spessore di circa 10 cm.

Per la realizzazione del rilevato si impiegherà materiale certificato proveniente da cava (inerte stabilizzato). Nella formazione dei rilevati stradali sarà usata ogni diligenza perché la loro esecuzione proceda per strati orizzontali di eguale altezza, disponendo contemporaneamente le materie bene sminuzzate con la maggiore regolarità e precauzione, in modo da caricare uniformemente le murature su tutti i lati e da evitare le sfiancature che potrebbero derivare da un carico male distribuito.

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 14 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	-----------------------------

5 PUNTO 4 – CHIARIMENTI RELATIVI ALLE DEMOLIZIONI PREVISTE

Punto 4: *“Non sono state identificate le strutture presenti che interferiscono con il progetto, pertanto la stima dei volumi riportata nelle integrazioni è indicativa. La Tavola 2 di riferimento non ha il livello di dettaglio necessario, non riporta l’indicazione della scala ed è presente una voce in legenda non presente in carta”*

Di seguito, come richiesto, sarà fornito un dettaglio delle strutture che interferiscono con il progetto, specificando le modalità con cui tali interferenze saranno superate.

Nello specifico si individuano due sole casistiche:

- Strutture esistenti che necessitano di essere demolite;
- Strutture esistenti, che per le loro modeste dimensioni (in termini di altezza), non necessitano di essere demolite: in questo caso è necessario gestire l’eventuale dislivello tra estradosso e piano di campagna tramite la posa di materiale di riporto, ove necessario.

- **Aree oggetto di demolizioni:**

Le sole strutture che dovranno essere necessariamente demolite, in forza delle loro altezze, sono dei muri di contenimento localizzati in **Area 4** e in **Area 9** (ref. suddivisione in aree riportata in **All. 3**, elaborato già presentato in allegato alla Nota Tecnica precedentemente trasmessa).

La localizzazione di tali strutture è evidenziata in rosso nella Tavola in **All. 4** (sulla quale è specificata anche la scala dell’elaborato grafico) e di seguito si riportano le fotografie delle stesse.



Muro Contenimento **AREA 4** (DA DEMOLIRE)


Muri Contenimento **AREA 9** (DA DEMOLIRE)

I quantitativi materiali di risulta che si prevede di produrre con la demolizione dei suddetti muri di contenimento sono di seguito quantificati:

Muro AREA 4: 240 m³

Muro AREA 9: 198 m³

• **Aree oggetto di riporti:**

Come rappresentato nella Tavola "Planimetria Sterri e Riporti" in **AII. 3** sono presenti, riportate in colore grigio, alcune fondazioni residue presenti nell'area, che dovranno essere gestite con differenti modalità al fine di potere realizzare l'impianto fotovoltaico e nello specifico:

- nelle aree evidenziate in verde, in cui le fondazioni rimangono a livello del piano campagna, sono previste solo lavorazioni di pulizia superficiale, che non contemplano attività di scavo;
- nelle aree evidenziate in rosso, in cui sono presenti platee fuori terra di serbatoi precedentemente demoliti, sarà necessario effettuare dei riporti per innalzare il Piano di campagna a livello delle esistenti platee. Dunque i riporti verranno effettuati fino all'estradosso delle fondazioni esistenti, evitando in tal modo la demolizione dei manufatti.

Di seguito alcune foto esemplificative dei manufatti su cui verranno effettuati i riporti fino all'estradosso.



Platea fuori terra **AREA 3** – Riporto fino all'estradosso



Platea fuori terra **AREA 4** – riporto fino all'estradosso



Platea fuori terra **AREA 9** – riporto fino all'estradosso

6 PUNTO 5 – CHIARIMENTI RELATIVI ALL'ANALISI FINANZIARIA


Punto 5: Per il punto 9a (della Nota SVA Prot. 2718 del 1/2/2018), "è stato fornito l'indicatore sintetico di redditività (IRR) per le diverse alternative di intervento considerate. Occorre, pertanto, fornire il richiesto dettaglio finanziario lungo l'intero ciclo di vita dell'intervento (flussi di cassa anno per anno) che consenta di comprendere i calcoli alla base della determinazione dell'IRR e permetta, al tempo stesso, di quantificare il VAN finanziario associato a ciascuna delle opzioni prese in esame"

Come richiesto, di seguito si riportano, per le 8 opzioni progettuali valutate nell'ambito dell'Analisi Costi Benefici (ACB), i flussi di cassa anno per anno.

Anno	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4	Opzione 5	Opzione 6	Opzione 7	Opzione 8
	k€	k€	k€	k€	k€	k€	k€	k€
2018	(31.162)	(31.562)	(36.918)	(37.318)	(32.425)	(32.959)	(32.569)	(33.103)
2019	1.904	1.908	2.076	2.080	1.908	1.914	1.909	1.915
2020	1.868	1.872	2.040	2.044	1.872	1.878	1.873	1.879
2021	1.955	1.960	2.127	2.131	1.959	1.965	1.960	1.966
2022	2.027	2.031	2.198	2.202	2.031	2.037	2.032	2.038
2023	2.139	2.143	2.309	2.314	2.142	2.148	2.143	2.149
2024	2.269	2.273	2.439	2.444	2.273	2.278	2.273	2.279
2025	2.410	2.414	2.579	2.584	2.413	2.419	2.414	2.419
2026	2.523	2.528	699	704	2.527	2.532	2.477	2.483
2027	2.616	2.621	2.659	2.663	2.619	2.625	2.617	2.622
2028	2.711	2.716	2.753	2.757	2.714	2.720	2.711	2.717
2029	2.799	2.804	2.841	2.845	2.802	2.808	2.799	2.805
2030	2.896	2.900	1.874	1.879	2.898	2.904	2.869	2.874
2031	2.864	2.869	2.927	2.931	2.866	2.872	2.864	2.870
2032	2.899	2.903	2.961	2.965	2.901	2.907	2.898	2.904
2033	2.933	2.938	2.995	2.999	2.935	2.941	2.932	2.938
2034	2.974	2.979	1.042	1.046	2.976	2.982	2.924	2.929
2035	3.009	3.013	3.069	3.074	3.010	3.016	3.008	3.013
2036	3.059	3.063	3.119	3.123	3.060	3.066	3.057	3.063
2037	3.084	3.089	3.144	3.148	3.085	3.091	3.082	3.088
2038	3.115	3.120	3.174	3.178	3.116	3.122	3.113	3.119
2039	3.154	3.158	3.212	3.216	3.154	3.160	3.151	3.157
2040	3.193	3.197	3.251	3.255	3.193	3.199	3.190	3.196
2041	3.231	3.236	3.288	3.292	3.231	3.237	3.228	3.233
2042	3.270	3.274	3.326	3.330	3.269	3.275	3.266	3.272
2043	931	931	885	885	911	911	903	903
2044	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	34.672	34.375	26.067	25.770	33.443	33.047	33.126	32.729

Tali valori sono alla base del calcolo degli IRR riportati nell'ACB, utilizzando la seguente formula (CF: Flussi di cassa, i:IRR incognito, t: numero degli anni trascorsi dalla data dell'investimento iniziale):

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} = 0$$

	Eni New Energy S.p.A.	Doc. 8_ENE_2018 20 di 20
----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	-----------------------------

Per quanto riguarda invece il calcolo del VAN, si fa presente che è stata utilizzata la seguente

$$VAN = CF_0 + \frac{CF_1}{1+i} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} :$$

formula

nella quale, **CF** sono i flussi di cassa, **n** rappresenta il numero degli anni trascorsi dalla data dell'investimento iniziale e **i** un tasso di sconto, che per gli investimenti aziendali è rappresentato dal WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Al fine di ottemperare alle richieste di chiarimento sopra esposte, di seguito si riporta una tabella contenente il VAN per le differenti configurazioni progettuali calcolato utilizzando il Tasso di Sconto Sociale pari al 5% per l'Italia (ref Guida all'Analisi Costi Benefici dei progetti di investimento – 2003), che risulta essere sostanzialmente allineato, al WACC aziendale.

Opzione	1	2	3	4	5	6	7	8
IRR	6,2%	6,1%	4,3%	4,2%	5,9%	5,7%	5,8%	5,7%
VAN@5,0%	4,3 M€	4,0 M€	-2,7 M€	-3,0 M€	3,1 M€	2,6 M€	2,9 M€	2,4 M€