

COMUNE DI STATTE



COMUNE DI TARANTO



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE IN AREA SIN DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N. INTEGRATO CON UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
*Quadro di riferimento Progettuale*

ELABORATO

**AM01\_PRG**

**PROPONENTE:**



**METKA EGN Apulia S.r.l.**

Sede Legale P.zza Fontana n. 6  
20122 MILANO (MI)  
metkaegnapuliasrl@legalmail.it

**PROGETTO:**



Via Caduti di Nassirya, 55  
70124 Bari (Italy)  
pec: atechsrl@legalmail.it

Direttore Tecnico: Ing. Orazio Tricarico



0	FEB 2023	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **METKA EGN Apulia S.r.l.**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

Progetto per la realizzazione in area SIN di un impianto fotovoltaico con annesso impianto di produzione di idrogeno e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Statte e Taranto (TA)

Progetto	<i>Progetto per la realizzazione in area SIN di un impianto fotovoltaico con annesso impianto di produzione di idrogeno e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Statte e Taranto (TA)</i>				
Regione	<i>Puglia</i>				
Comune	<i>Statte e Taranto (TA)</i>				
Proponente	<i>METKA EGN Apulia S.r.l. Sede Legale via Fontana n.6 20122 Milano (MI)</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via Caduti di Nassirya, 55 70124 Bari (Italy)</i>				
Documento	<i>Studio di Impatto Ambientale – Quadro Riferimento Progettuale</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Febbraio 2023</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri</i>	Verificato	<i>A.A.</i>	Approvato	<i>O.T.</i>
Redatto: Gruppo di lavoro	<i>Ing. Alessandro Antezza Ing. Rosiana Aquilino Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Dott. Anna Castro Dott. Naturalista Maria Grazia Fracalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Dott. Niobe Ramunni Ing. Orazio Tricarico</i>				
Verificato:	<i>Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)</i>				
Approvato:	<i>Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)</i>				

*Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.*

*Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.*

*Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di METKA EGN Apulia S.r.l., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.*

*I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.*

*Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.*



Elaborato: **Studio Impatto Ambientale – Quadro di Riferimento Progettuale**

Rev. 0 – Febbraio 2023

Pagina 1 di 56

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>5</b>
<b>2. ITER AUTORIZZATIVO</b> .....	<b>5</b>
<b>3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE</b> .....	<b>6</b>
<b>4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE</b> .....	<b>10</b>
<b>4.1. OBIETTIVI PERSEGUITI</b>	<b>10</b>
4.1.1. <i>ADESIONE ALLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)</i> .....	10
4.1.2. <i>PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) 2021</i> .....	12
<b>5. CRITERI DI PROGETTAZIONE</b> .....	<b>16</b>
<b>6. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>17</b>
<b>6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO</b>	<b>17</b>
<b>6.2. CONVERTITORE CC/CA</b>	<b>18</b>
<b>6.3. QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA</b>	<b>19</b>
<b>6.4. STRUTTURE PORTA-PANNELLI</b>	<b>19</b>
<b>7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE</b> .....	<b>21</b>
7.1. <i>VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.</i>	<b>21</b>
<b>8. STAZIONI DI ENERGIA</b> .....	<b>22</b>
<b>8.1. SCOMPARTO DI MT</b>	<b>23</b>
<b>8.2. DISPOSITIVO GENERALE</b>	<b>24</b>
<b>8.3. PROTEZIONE GENERALE</b>	<b>24</b>
<b>8.4. PROTEZIONI DI INTERFACCIA</b>	<b>25</b>
<b>8.5. PROTEZIONI RETE AD ANELLO E TRASFORMATORI</b>	<b>25</b>



<b>9. ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA.....</b>	<b>26</b>
<b>9.1. ILLUMINAZIONE GENERALE</b>	<b>26</b>
<b>9.2. ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA</b>	<b>27</b>
<b>10. F.M. E TERRA DI PROTEZIONE.....</b>	<b>27</b>
<b>10.1. QUADRERIE</b>	<b>27</b>
<b>10.2. PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI</b>	<b>27</b>
<b>10.3. RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA</b>	<b>28</b>
<b>10.4. RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC</b>	<b>30</b>
<b>10.5. RETE DI PROTEZIONE DI TERRA</b>	<b>30</b>
<b>11. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO .....</b>	<b>32</b>
<b>11.1. MODALITÀ DI POSA</b>	<b>33</b>
<b>12. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE UTENTE .....</b>	<b>35</b>
<b>12.1. CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN ALTA TENSIONE A 150 kV</b>	<b>35</b>
<b>12.2. CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN MEDIA TENSIONE A 30 kV</b>	<b>35</b>
<b>12.3. SISTEMA DI PROTEZIONE, MONITORAGGIO, COMANDO E CONTROLLO</b>	<b>36</b>
<b>12.4. SERVIZI AUSILIARI IN C.A. E C.C.</b>	<b>36</b>
<b>12.5. COLLEGAMENTO ALLA STAZIONE RTN</b>	<b>37</b>
<b>12.6. RUMORE</b>	<b>37</b>
<b>12.7. FABBRICATI</b>	<b>37</b>
<b>12.8. STRADE E PIAZZOLE</b>	<b>38</b>



<b>12.9. SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE E FOGNARIE</b>	<b>38</b>
<b>12.10. ILLUMINAZIONE</b>	<b>38</b>
<b>12.11. CARATTERISTICHE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO</b>	<b>39</b>
<b>13. COLLEGAMENTO AT ALLA RTN.....</b>	<b>40</b>
<b>14. IMPIANTO DI IDROGENO VERDE.....</b>	<b>42</b>
<b>14.1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO</b>	<b>42</b>
<b>14.2. SEZIONE DI PROCESSO</b>	<b>43</b>
14.2.1. ACQUA DEMINERALIZZATA.....	43
14.2.2. ELETTROLISI E PURIFICAZIONE .....	44
14.2.3. COMPRESSIONE E CARICAMENTO IDROGENO VERDE.....	44
14.2.4. SEZIONE DI PRODUZIONE AUSILIARI.....	45
14.2.5. EMISSIONI PRINCIPALI .....	46
<b>14.3. SEZIONE DI PRODUZIONE AUSILIARI</b>	<b>46</b>
<b>15. FASE DI CANTIERE .....</b>	<b>47</b>
<b>16. FASE DI ESERCIZIO .....</b>	<b>47</b>
<b>17. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....</b>	<b>48</b>
<b>18. ANALISI DEI BENEFICI .....</b>	<b>50</b>
<b>19. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI .....</b>	<b>50</b>
<b>20. CONCLUSIONI .....</b>	<b>53</b>



## 1. PREMESSA

Il presente documento, che costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii. e dell'art. 8 della L.R. n. 11 del 12/06/2001 e ss.mm.ii., ha per oggetto il **progetto per la realizzazione in area SIN di un impianto fotovoltaico della potenza di 16.482,69 KWp con annesso impianto di produzione di idrogeno green e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Statte e Taranto (TA)**.

In particolare le opere in progetto sono costituite dal **nuovo impianto fotovoltaico e un impianto di produzione di Idrogeno Verde** ubicati nel comune di Statte (TA), e dalle **relative opere di connessione alla stazione MT/AT di utenza** nei pressi della stazione di trasformazione della RTN di "380/200/150kV Taranto N2", città metropolitana di Taranto (TA).

## 2. ITER AUTORIZZATIVO

In ragione della potenza nominale caratterizzante le opere di progetto, l'impianto è soggetto al rilascio di Autorizzazione Unica, da parte della Regione Puglia, mentre dal punto di vista delle norme vigenti in materia di tutela di ambiente, paesaggio e patrimonio storico-artistico, l'opera rientra nel campo di applicazione della normativa in materia di VIA e nello specifico l'intervento è soggetto:

- **ai sensi dell'Allegato II Parte II del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., come modificato dalla Legge n. 108 del 2021, punto 2)** essendo *un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW*, l'intervento proposto rientra tra quelli da sottoporre a una **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale**;
- **ai sensi della L.R. 11/01 e ss.mm.ii.**, e quindi con riferimento alla normativa regionale, l'intervento proposto ricade tra quelli dell'allegato B.2 (Verifiche di assoggettabilità di competenza della provincia) - punto B.2.h) (*impianti industriali non termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, con potenza complessiva superiore a 1 MW*).





Pertanto, sulla base della norma vigente, l'impianto è soggetto ad una procedura di **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale.**

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato, quindi, predisposto in conformità ai contenuti e criteri riportati nell'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

### 3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Le opere in progetto interessano i territori dei **Comune di Statte e Taranto (TA).**

Infatti mentre l'impianto fotovoltaico e l'impianto di produzione di idrogeno interessano il territorio comunale di Statte, il Preventivo di connessione rilasciato da TERNA SpA a favore del Proponente prevede che l'impianto sia collegato in antenna 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Taranto N2", previa razionalizzazione delle linee RTN in ingresso alla SE.

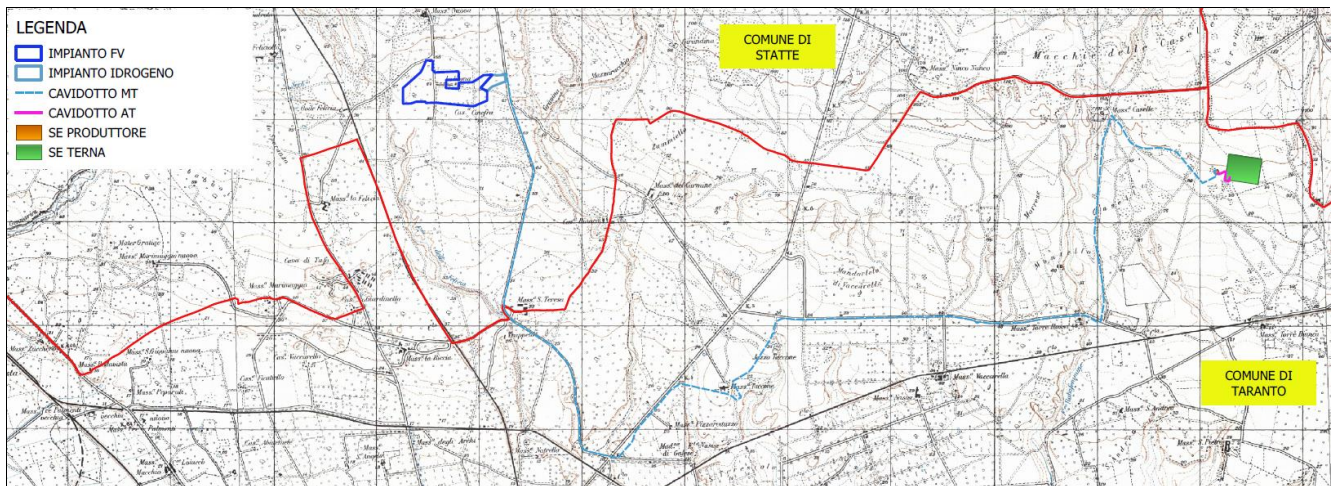
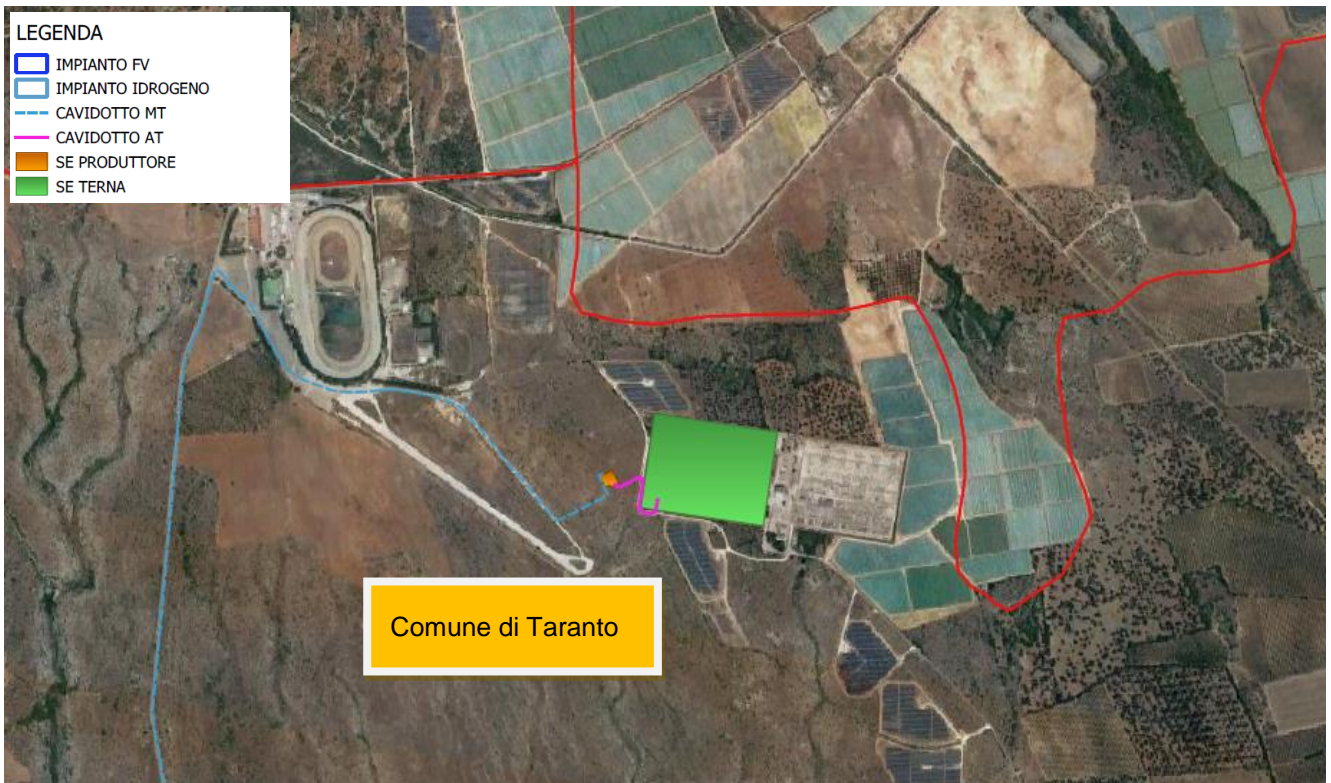


Figura 3-1: Inquadramento territoriale su IGM delle opere in progetto



**Figura 3-2: Inquadramento territoriale su Ortofoto dall'impianto fotovoltaico annesso all'impianto di produzione di idrogeno**





**Figura 3-3: Inquadramento territoriale su Ortofoto dell’area interessata dalla Stazione Elettrica TERNA “Taranto N2” (arancione) e dalla Sottostazione Utente (viola)**

Il sito interessato dall’impianto è raggiungibile direttamente dalla SP47 Taranto Statte. La superficie lorda dell’area dell’impianto è di circa 30 ha di cui solo 21 ha saranno effettivamente interessati dall’intervento. Le opere in progetto interesseranno le seguenti particelle catastali:

<b>COMUNE DI STATTE</b>			
<b>FOGLIO</b>	<b>PARTICELLA</b>	<b>SUP (ha are ca)</b>	<b>COLTURA</b>
31	12	0 39 83	Area annessa a fabbricato
31	45	91 80	Seminativo e uliveto
31	46	2 76 94	Seminativo, vigneto e uliveto
31	38	1 80 20	Vigneto
31	39	60 92	Vigneto e uliveto
31	16	2 05	Seminativo
31	42	7 96 94	Seminativo e vigneto

31	65	10 40 76	Seminativo, pascolo, uliveto
31	67	2 28 82	Seminativo, uliveto, pascolo arb.
31	40	3 69 67	Seminativo

L'area di impianto si trova ad un'altitudine media di m 67 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:

**40°32'25.07"N**

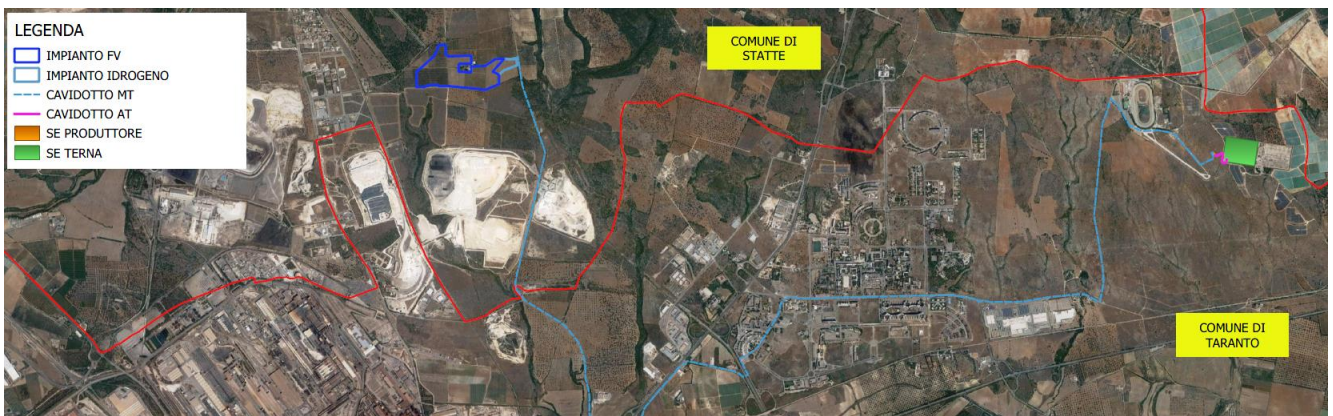
**17°13'31.17"E**

Il Punto di connessione presso il futuro ampliamento della Stazione Elettrica TERNA 380/150kV "Taranto N2" sarà invece ubicata alle seguenti coordinate:

**40°31'55.05"N**

**17°19'3.73"E**

Il cavidotto di connessione MT avrà una lunghezza complessiva di circa 13,5 km, sul territorio comunale di Statte e Taranto, della Città Metropolitana di Taranto. Sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 30 kV, che collegherà l'impianto fotovoltaico con la stazione di utenza in prossimità della stazione di rete Terna 380/220/150kV denominata "Taranto N2".



**Figura 3-4: Inquadramento territoriale su Ortofoto del complesso del percorso del cavidotto di connessione MT (in azzurro)**

## **4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

Il quadro di riferimento progettuale è stato redatto conformemente a quanto previsto dalla L.R. 11/2001 e s.m.i. e dal D.Lgs. 152/06 s.m.i.

Si descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessati.

Sono descritti altresì gli elementi di progetto e le motivazioni assunte dal proponente nella definizione dello stesso, le caratteristiche tecniche alla base delle scelte progettuali, le misure, i provvedimenti e gli interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Oltre alla presente parte descrittiva, sono stati redatti gli elaborati grafici di progetto che rappresentano nel dettaglio gli elementi che costituiscono le opere a farsi.

### **4.1. Obiettivi perseguiti**

#### **4.1.1. Adesione alla Strategia Energetica Nazionale (SEN)**

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10 novembre 2017, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

La Strategia Energetica Nazionale 2017 pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030 che, coerentemente con il Piano dell'Unione Europea, si incentra sui seguenti obiettivi:

1. migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
2. raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21:



- a. promuovendo l'ulteriore diffusione delle tecnologie rinnovabili;
- b. favorendo interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema;
- c. Accelerando la de-carbonizzazione del sistema energetico;
- d. incrementando le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico nell'ambito delle "energie pulite";

3. continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il raggiungimento di questi obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali, come:

- azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- stimolazione continua del miglioramento sul lato dell'efficienza e adozione di misure a sostegno della competizione fra tecnologie che rendano economicamente più sostenibile la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- perseguire la compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio dando priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti per lo sviluppo del comparto eolico e fotovoltaico;
- monitorare e governare le ripercussioni a livello occupazionale provocate dalla transizione energetica.

Il progetto oggetto di studio risulta coerente con gli obiettivi di strategia energetica nazionale in quanto promuove l'uso delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica in un'area a margine di un sito industriale, nella specifico SIN di Taranto.





#### **4.1.2. Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) 2021**

L'obiettivo dell'Italia è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione del cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione Europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione ecologica in atto nel mondo produttivo verso il Green Deal.

La transizione ecologica implica per il sistema elettrico l'avvio di una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate.

Il sistema sta già sperimentando:

- una progressiva riduzione della potenza regolante e di inerzia, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;
- un forte inasprimento delle problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile (FER).

Questo si traduce, in particolare, in una forte crescita attesa per il 2030: dagli attuali 115 GW a 145 GW di capacità installata totale fornita quasi esclusivamente da fonti non programmabili, come eolico e fotovoltaico. Il solo fotovoltaico, per esempio, dovrebbe crescere dagli attuali 21 GW a 52 GW nel 2030 (+31 GW) e l'eolico di altri circa 9 GW.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili - a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013 - ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento annui della capacità installata sono circa 800 MW/anno.





Si tratta di tassi di incremento estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), soprattutto alla luce della possibile revisione a rialzo degli obiettivi a valle del recepimento del Green Deal UE (+70 GW).

Per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030 è necessario traguardare un livello di incremento annuo di capacità rinnovabile installata di almeno 4 GW all'anno (o 6 GW alla luce degli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione molto significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma al tempo stesso un livello di offerta molto limitato.

Il perseguimento degli obiettivi della transizione ecologica richiede uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione di investimenti che non trova precedenti nei decenni più recenti della storia del Paese ed il ricorso agli strumenti che potranno essere messi a disposizione anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, accompagnato da una semplificazione - indispensabile - dei procedimenti autorizzativi e da una corretta pianificazione, è quanto mai opportuno e necessario.

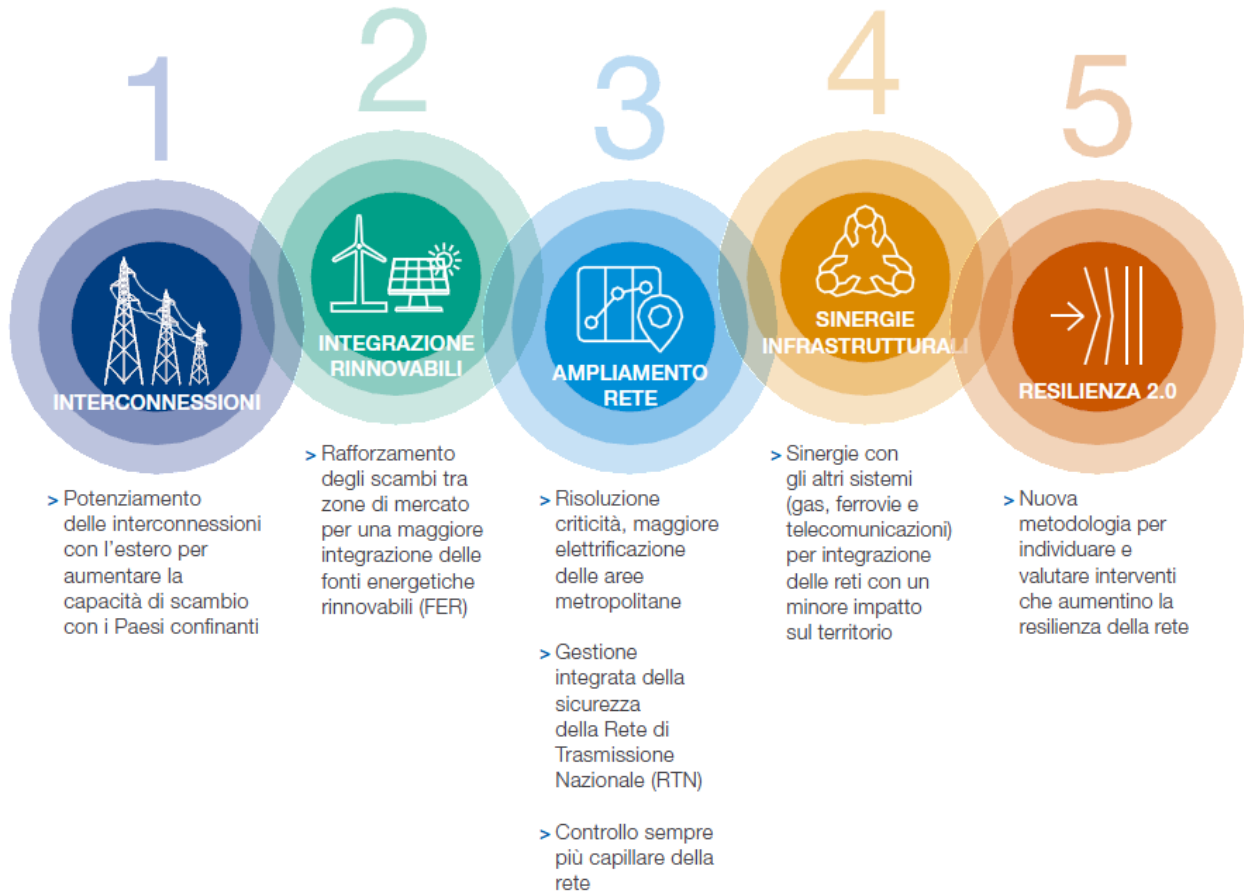
È necessario accelerare gli investimenti nelle reti, già indicati negli ultimi Piani di Sviluppo della RTN, nei Piani di Sicurezza e in linea con quanto previsto nel PNIEC al fine di incrementare la magliatura, rinforzare le dorsali tra Nord e Sud, potenziare i collegamenti nelle Isole e con le Isole, sviluppare la rete nelle aree più deboli, per migliorarne la resilienza, l'integrazione delle rinnovabili e risolvere le problematiche di regolazione di tensione.

Per l'identificazione e la prioritizzazione degli interventi, nell'ottica di un modello sostenibile, Terna ha sviluppato delle linee di azione allineate ai driver di Piano e alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, recependo in questo modo fin dalla fase di pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia decarbonizzata attraverso una transizione basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

Di seguito le principali linee d'azione del Piano di Sviluppo 2021.

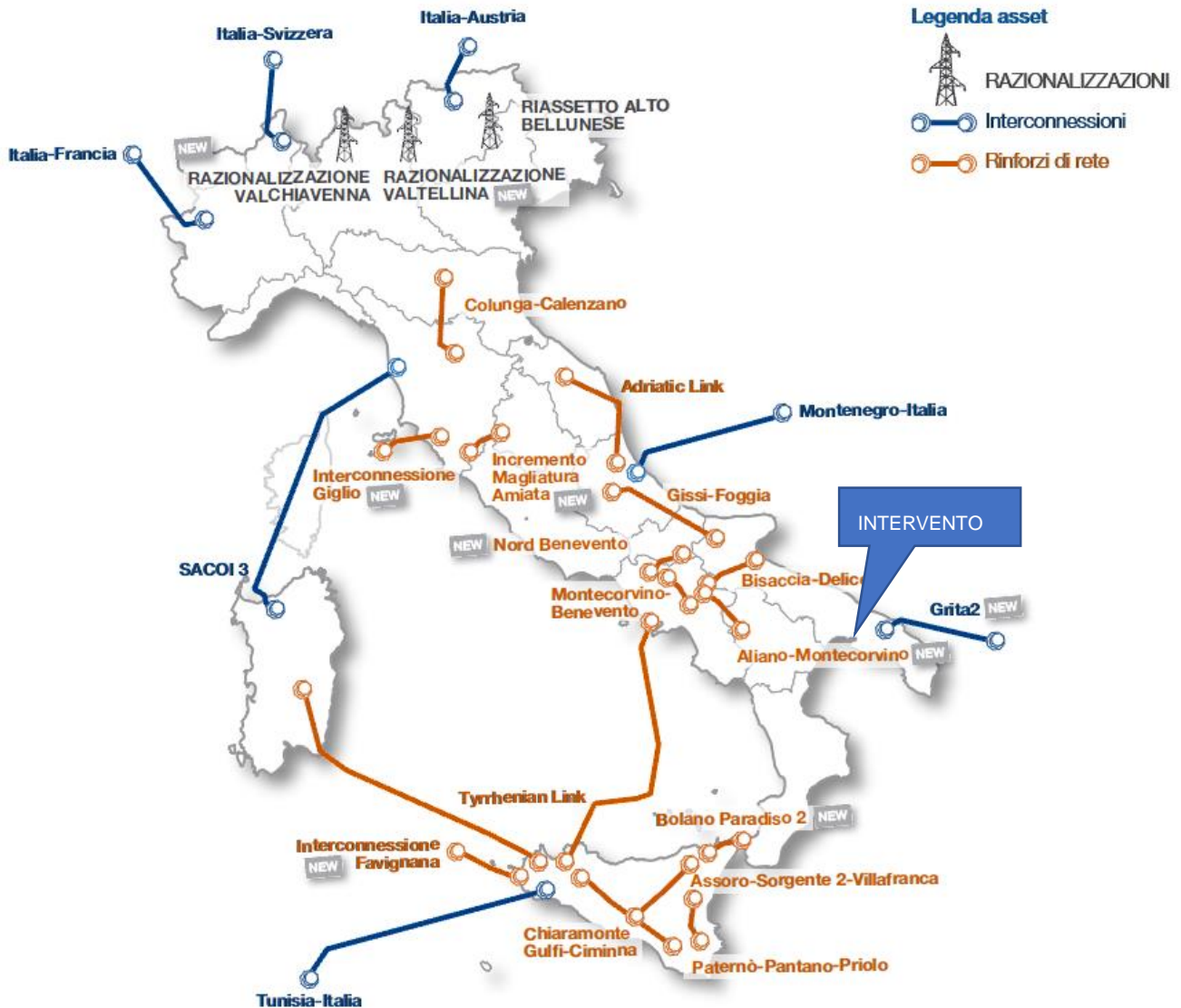


**PRINCIPALI LINEE DI AZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO 2021**



Con il Piano di Sviluppo 2021 Terna conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevedere, prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi. Inoltre consentirà all'Italia, vista la sua posizione strategica nel Mediterraneo e nel sistema elettrico europeo, di assumere sempre più il ruolo di hub energetico del Mediterraneo: un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani che si affacciano sul Mediterraneo, che sarà rafforzato con l'avanzamento dei nuovi progetti di interconnessione, ma anche grazie ai rinforzi di rete interna.

Progetto per la realizzazione in area SIN di un impianto fotovoltaico con annesso impianto di produzione di idrogeno e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Statte e Taranto (TA)



**Figura 4-1: Principali interventi previsti dal Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2021**

Come si evince dall'immagine sopra riportata l'area di intervento rientra tra quelle a maggiore criticità per la sicurezza della rete a 150 kV, per le quali sono previste azioni di rinforzo della rete e di interconnessioni. Pertanto la realizzazione del nuovo impianto costituirà un'opera funzionale al miglioramento delle attuali criticità della rete.



## 5. CRITERI DI PROGETTAZIONE

La progettazione dell'opera oggetto del presente documento è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

In particolare per quanto riguarda l'ubicazione dell'area di impianto, l'individuazione del sito ha tenuto conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale di intervenire nell'Area SIN di Taranto a ridosso di un polo industriale già fortemente caratterizzante l'area vasta.

L'area netta di impianto è stata definita escludendo le zone vincolate dal punto di vista paesaggistico-ambientale, ottimizzando gli spazi per le strutture e le opere accessorie, al fine di utilizzare meno spazio possibile con la maggior resa energetica ricavabile.

La progettazione delle opere di connessione è stata effettuata, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- i. contenere per quanto possibile la lunghezza dei tracciati e delle aree necessarie, per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- ii. minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- iii. recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- iv. evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- v. assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- vi. permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.



## 6. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter distribuiti;
- Quadro parallelo Inverter;

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da 24786 moduli e si prevede di utilizzare 150 inverter di campo da 100 kVA.

### 6.1. **Generatore fotovoltaico**

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 1458 stringhe di moduli FV.

Modello dei Moduli: HiKu7 Mono PERC 665W della CANADIAN SOLAR

Caratteristiche :

- Potenza unitario modulo : 665 Wp
- Silicio monocristallino;
- Tensione a circuito aperto : 45,60 V
- Corrente di corto circuito (Isc) : 18,51 A
- Tensione alla massima potenza (Vm) : 38,50 V
- Corrente alla massima potenza (Im) : 17,28 A
- Dimensioni del modulo : 2384 mm x 1303 mm x 35 mm





## 6.2. Convertitore CC/CA

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'impianto utilizza n°150 inverter da 100kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: SUNGROW
- Modello: SG110CX
- Tipo fase Trifase

### PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

- VMppt min [V]: 200.00
- VMppt max [V]: 1'000.00
- I<sub>max</sub> [A]: 260.00
- V<sub>max</sub> [V]: 1'100.00
- potenza MAX [W]: 100'000
- Numero MPPT: 9

### PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 100'000
- Tensione nominale [V]: 400
- Rendimento max [%]: 98.70
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50



- Rendimento europeo [%] 98.50

#### CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 1051x660x362,5
- Peso [kg]: 89.00

Il sistema sarà dotato inoltre di un sistema per il monitoraggio e controllo di tutto il sistema.

### **6.3. Quadro di stringhe in corrente continua**

Il quadro di parallelo stringhe consente di realizzare il parallelo delle stringhe per l'interfaccia con gli inverter. Saranno utilizzati quadri inverter che prevede la protezione di ogni stringa con fusibile e scaricatore di sovratensione.

### **6.4. Strutture porta-pannelli**

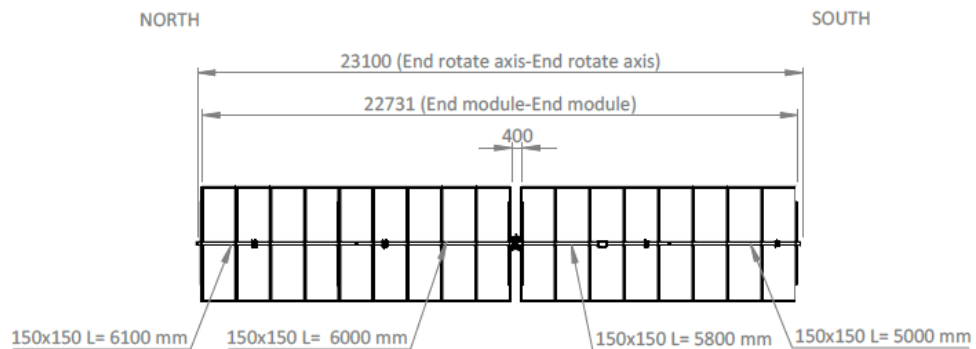
La principale caratteristica delle strutture di fissaggio individuate, è la facilità di installazione, tale sistema permette di ridurre al minimo gli scavi di fondazione.

Il generatore fotovoltaico è installato su una struttura mobile configurato con un sistema ad inseguire solare monoassiale est-ovest bifacciali.

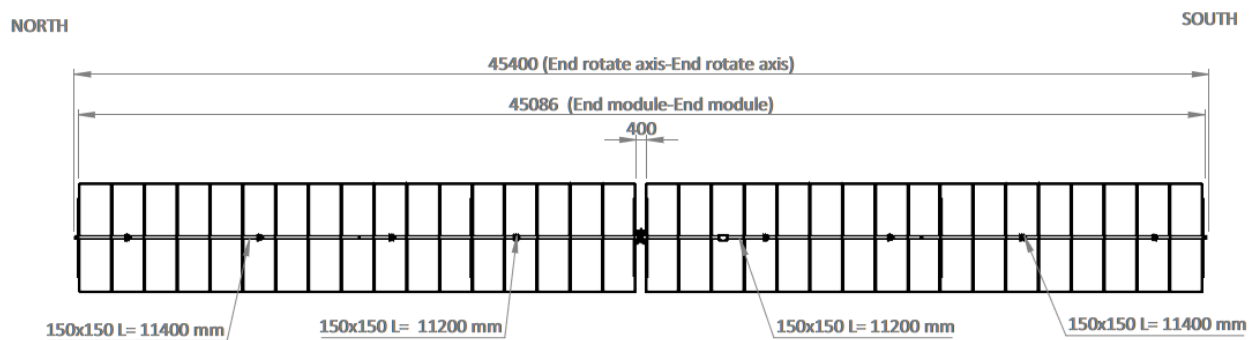
Mentre i pannelli bifacciali possono catturare fino al 10% in più di luce rispetto ai pannelli monofacciali, i tracker monoasse tipicamente aggiungono il 25% a quel guadagno bifacciale, risultando in un guadagno approssimativamente stimato del 35% dalle due tecnologie combinate, rispetto alle installazioni fisse che utilizzano pannelli monofacciali.

Per ottimizzare la formazione delle stringhe all'interno del campo fotovoltaico verranno utilizzati tracker atti ad ospitare 34 moduli fotovoltaici e tracker da 17 moduli fotovoltaici.

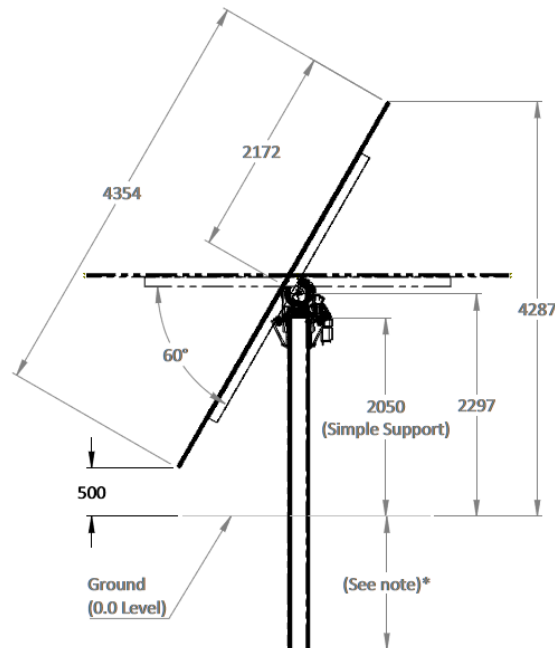




**Figura 6-1: Struttura porta pannelli tipo Soltec 2x17**



**Figura 6-2: Struttura porta pannelli tipo Soltec 2x34**



**Figura 6-3: Sezione tipo struttura porta pannelli**

L'assetto strutturale permette un perfetto equilibrio statico conferendole altissime resistenze alle sollecitazioni dei carichi neve e vento. La struttura è dotata di calcoli statici e di una garanzia di 10 anni per i componenti strutturali e 5 anni per quelli elettrici. La struttura è composta da profili in alluminio anodizzato argento e giunti in acciaio trattati con cataforesi e verniciatura a polvere di poliestere, trattamento utilizzato dalle case automobilistiche per proteggere i componenti presenti nella parte inferiore esterna delle auto. **Non necessita pertanto di interventi di manutenzione.**

## 7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE

### 7.1. *Variazione della tensione con la temperatura per la sezione in c.c.*

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è Taranto.



In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi Occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$ .
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali  $V_{inv \text{ MPPT } \min}$  e  $V_{inv \text{ MPPT } \max}$  rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la  $V_{inv \max}$  è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -130 mV /°C ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +70°C,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT (25° C).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaico e l'inverter prescelto.

## 8. STAZIONI DI ENERGIA

L'allaccio sarà direttamente in Media Tensione sul confine mentre all'interno sarà realizzata una rete di media tensione in anello con n°5 cabine di trasformazione utente.

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati norma CEI 0-16.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina sarà derivata da un allaccio BT dedicato e sarà inoltre garantita tramite un gruppo statico di continuità (UPS) con autonomia di almeno due ore della potenza di 1000VA.





L'arrivo ENEL sarà realizzato con cavo in alluminio 3x185mmq.

Lo scavo di media tensione sarà realizzato con una profondità non inferiore ad 1 metro in modo da avere sempre separazione negli incroci da cavi ad un livello di tensione inferiore.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte progettuali adottate.

## **8.1. Scomparto di MT**

Gli scomparti di MT, come indicato negli elaborati grafici, saranno i seguenti:

### *CABINA ALLACCIO*

- scomparto di arrivo cavi dal basso
- scomparto di protezione generale con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 51.S1 – 51.S2, 51, 51N, e 67 e di interfaccia 27-81-59;
- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

### *CABINE DISTRIBUZIONE*

- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51.

### *CARATTERISTICHE SCOMPARTI*

Le caratteristiche degli scomparti sono le seguenti:

- Tensione nominale fino a: 24 kV
- Tensione esercizio fino a: 24 kV
- Numero delle fasi: 3



- Livello nominale di isolamento
  - 1) Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50  $\mu$ s a secco verso terra e tra le fasi (valore di cresta): 125 kV
  - 2) Tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra e tra le fasi: 50 kV
- Frequenza nominale: 50/60 Hz
- Durata nominale del corto circuito: 1"

## 8.2. Dispositivo generale

Il dispositivo generale sarà costituito da interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato rete TERNA dell'interruttore di allaccio. La funzione del dispositivo d'interfaccia sarà svolta dal dispositivo generale stesso e quindi:

- il dispositivo sarà equipaggiato con doppi circuiti di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui devono agire rispettivamente le protezioni generali e d'interfaccia;
- i TV previsti per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia, devono essere posti a monte dell'interruttore generale (fra l'interruttore ed il sezionatore che in questo caso diventa indispensabile) ed inseriti, lato MT, tramite fusibili di calibro opportuno.

## 8.3. Protezione generale

Questa protezione ha il compito di aprire l'interruttore associato in modo tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del Cliente Produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea MT. A tal fine il Cliente Produttore deve installare una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.



#### **8.4. Protezioni di interfaccia**

Le protezioni di interfaccia saranno costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione e, eventualmente, di massima tensione omopolare. In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete TERNA o mancanza di alimentazione da parte TERNA stessa si ha, di regola l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di ricalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete TERNA interviene il relè di massima tensione omopolare (qualora presente). Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla MT).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate.

Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

#### **8.5. Protezioni rete ad anello e trasformatori**

Le protezioni di linea ad anello saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso, omopolare e omopolare di terra. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA mentre i relè omopolari prenderanno i segnali da TO e TV a triangolo aperto.

Le protezioni di linea protezione trafo saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA.

L'allaccio sarà direttamente in Media Tensione sul confine mentre all'interno sarà realizzata una rete di media tensione in anello con n°5 cabine di trasformazione utente.

Le cabine di trasformazione sono dotate ciascuna di n°2 trasformatori per l'elevazione della potenza prodotta dagli inverter dalle seguenti caratteristiche tecniche:



- Potenza nominale [kVA]: 2000
- Tensione nominale primario [V]: 20'000
- Tensione nominale secondario [V]: 400
- Tensione di cortocircuito [%]: 6
- Tipologia: isolato in resina

La cabina di allaccio è dotata di n°1 trasformatore per i servizi ausiliari di centrale dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Potenza nominale [kVA]: 100
- Tensione nominale primario [V]: 20'000
- Tensione nominale secondario [V]: 400
- Tensione di cortocircuito [%]: 6
- Tipologia: isolato in resina

## 9. ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA

### 9.1. Illuminazione generale

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda delle destinazioni d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal pavimento è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;

La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.
- 



## 9.2. Illuminazione di sicurezza

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.

La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte effettuate.

## 10. F.M. E TERRA DI PROTEZIONE

### 10.1. **Quadriere**

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale Utenze di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

### 10.2. **Protezione dal corto circuito dal sovraccarico e dai contatti indiretti**

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.

Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45I_z$$

dove

- $I_b$  = corrente di impiego del cavo



- $I_N$  = corrente nominale dell'interruttore
- $I_z$  = portata del conduttore
- $I_f$  = corrente di sicuro funzionamento del dispositivo

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_o$$

dove

- $Z_s$  = impedenza dell'anello di guasto
- $I_a$  = corrente di intervento della protezione
- $U_o$  = tensione nominale del sistema tra fase e terra

### 10.3. **Rete di distribuzione BT in CA**

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrata e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos\varphi + X I_b \sin\varphi) L$$

dove:

- $R$  = resistenza del cavo per km
- $X$  = reattanza del cavo per km
- $I_b$  = corrente di impiego del cavo





- L = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:

$$(\Delta V/V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.

Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:

- K<sub>1</sub> legato alle temperature del terreno diverse da 20°C;
- K<sub>2</sub> legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;
- K<sub>3</sub> legato al numero di strati;
- K<sub>4</sub> legato alla resistività termica del terreno;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è  $I_z = I_z' \times K_{tot}$  dove  $I_z'$  è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- K<sub>1</sub> legato al tipo di installazione;
- K<sub>2</sub> legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è  $I_z = I_z' \times K_{tot}$  dove  $I_z'$  è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG7OR 0,6/1kV a norma CEI 20-22 II e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.



#### **10.4. Rete di distribuzione BT in CC**

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_Z$  ed  $I_f \leq 1,45 I_Z$
- $I_{cn}(\text{interruttore}) \geq I_{cc}(\text{linea})$
- $(I^2t) \leq K^2 S^2$  dove  $I^2t$  è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in (A<sup>2</sup>s).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito,  $I_b$  risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre  $I_N$  e  $I_f$  possono entrambe essere uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

#### **10.5. Rete di protezione di terra**

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:

- valore della corrente di guasto a terra  $I_g = 70$  A (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.



Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite  $U_{TP}$  dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:

$$V = R_T \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a:

$$R_T \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato una resistività del terreno di  $\rho_e=100 \Omega\text{m}$ , così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$R_T = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$

dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$R_T = 2,7 < 3,3 \Omega$$

I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.



## 11. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

L'elettrodotto in oggetto avrà una lunghezza complessiva di circa 13,5 km, sul territorio comunale di Statte e Taranto, della Città Metropolitana di Taranto. Sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 30 kV, che collegherà l'impianto fotovoltaico con la stazione di utenza in prossimità della stazione di rete Terna 380/220/150kV denominata "Taranto N2".

Per il collegamento del campo fotovoltaico al quadro MT della futura stazione d'utenza, si prevede l'utilizzo di due terne di cavi unipolari di sezione pari a 500 mm<sup>2</sup>, posati a trifoglio con conduttore in alluminio.

La corrente massima che può interessare la linea di collegamento MT per l'impianto in oggetto è la seguente:

Tratto	In (A)	Tipo Cavo
FV-SSEU	386	2x(3x1x500) mm <sup>2</sup>

I cavi di media tensione avrà le seguenti caratteristiche:

- Codice cavo: ARE4H1 o ARE4H5 18/30kV, in alluminio
- Formazione e sezione: 2x3x(1x500) mm<sup>2</sup>

Nelle normali condizioni di posa il cavo ha una portata massima di 618A, che, considerando che le condizioni di posa effettiva saranno diverse da quelle teoriche, si riduce a poco meno di 490A; Considerando una doppia terna, abbiamo un valore di portata massima pari a 980A, adeguata al trasporto della corrente massima dell'impianto.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di circa 1,2 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross bonded.



Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

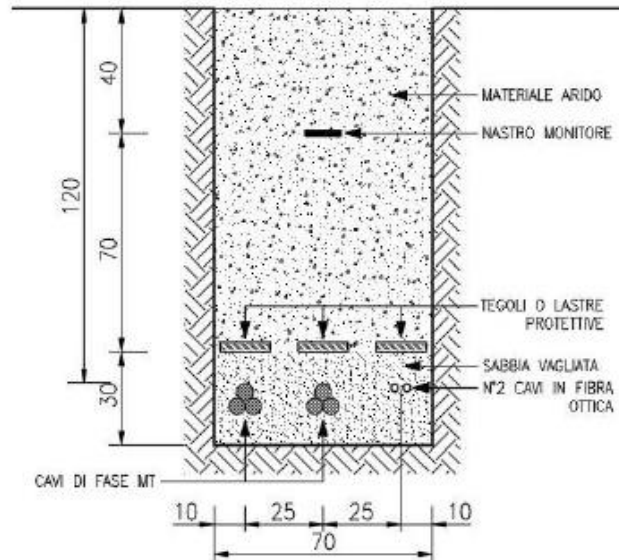
Per evitare danneggiamenti meccanici sul cavo, durante la posa, si dovrà tenere conto dello sforzo massimo del cavo e del raggio di curvatura minimo (0,9 m).

In caso di presenza di acqua occorrerà prestare particolare attenzione per evitare che possa entrare acqua o umidità alle estremità dei cavi: dovrà essere effettuata la spelatura del cavo per 30cm, la sigillatura mediante coni di fissaggio in corrispondenza dell'inizio dell'isolante e la sigillatura mediante calotte termo-restringenti in caso di interramento del cavo prima della realizzazione di giunzioni o terminazioni.

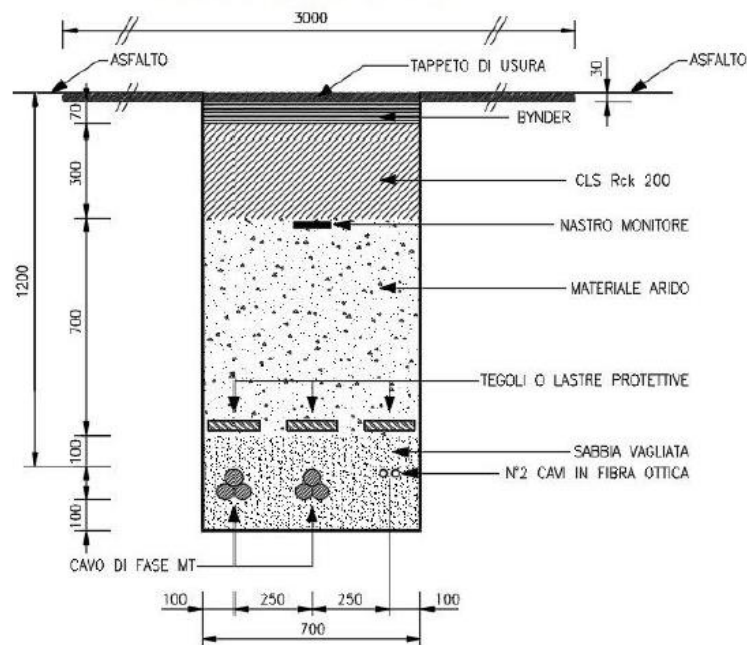
### **11.1. Modalità di posa**

L'elettrodotto in oggetto, come in precedenza specificato, è composto da una linea in cavo interrato. La linea sarà posata all'interno di uno scavo opportunamente dimensionato, come da figure sezioni tipiche di posa, riportate sotto:





**Figura 11-1: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate**



**Figura 11-2: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate**



## 12. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE UTENTE

La stazione elettrica di utenza sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico alla stazione di rete TERNA di "Taranto N2" (TA). Si fa presente che la stazione consentirà di connettere alla rete, oltre al presente impianto, altri impianti fotovoltaici nella disponibilità di altri proponenti, per cui la condivisione dello stallo avverrà sulla sbarra AT di stazione.

L'area individuata per la realizzazione dell'opera è situata a circa 90 metri ad est della stazione di rete esistente, in un'area attualmente classificata come A5 "zona di verde agricolo di tipo B".

### 12.1. **Consistenza della sezione in alta tensione a 150 kV**

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da uno stallo di trasformazione e due stalli di partenza linea in cavo, con apparati di misura e protezione (TV e TA).

Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

### 12.2. **Consistenza della sezione in media tensione a 30 kV**

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede:

- un sistema di sbarre
- n° 1 montante arrivo linea da impianto di accumulo elettrochimico
- n°1 montante partenza trasformatore
- montante alimentazione trasformatore ausiliari
- montante banco rifasamento (eventuale).



### **12.3. Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo**

La stazione può essere controllata da: un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscillo per turbografia e alla registrazione cronologica degli eventi. Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

### **12.4. Servizi ausiliari in c.a. e c.c.**

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da:

- quadro MT
- trasformatore MT/BT
- quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri).

I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore. Ciascuno dei due raddrizzatori è in grado di alimentare i carichi di tutto l'impianto e contemporaneamente di fornire la corrente di carica della batteria; in caso di anomalia su un raddrizzatore i carichi vengono commutati automaticamente sull'altro.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.c. è costituito da: batteria, raddrizzatori, quadro di distribuzione centralizzato e quadri di distribuzione nei chioschi (comuni per c.a. e c.c.).



## **12.5. Collegamento alla stazione RTN**

Il collegamento alla stazione RTN di “Taranto N2” permetterà lo scambio di energia fra l’impianto fotovoltaico e la rete ad alta tensione.

A tal fine sarà realizzato un collegamento a 30 kV fra l’impianto fotovoltaico e lo stallo di trasformazione della costruenda stazione di utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre della sezione 150 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d’utenza ed i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete. Nel caso specifico è prevista la presenza di una sezione di condivisione segregata della stazione di utenza, dove si attesterà il cavo proveniente dallo stallo AT RTN, in comune con altri produttori.

## **12.6. Rumore**

Nella Stazione d’utenza la sola apparecchiatura che rappresenta una sorgente di rumore permanente è il trasformatore AT/MT, per il quale si può considerare un livello di pressione sonora  $L_p(A)$  a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all’esterno del perimetro di recinzione. Inoltre, gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all’esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull’inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.

## **12.7. Fabbricati**

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.



## **12.8. Strade e piazzole**

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

## **12.9. Smaltimento acque meteoriche e fognarie**

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.).

Lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.

## **12.10. Illuminazione**

L'illuminazione della stazione sarà realizzata con pali tradizionali di tipo stradale, con proiettori orientabili. Essa sarà compatibile con la normativa contro l'inquinamento luminoso, in quanto sarà utilizzata per i corpi illuminanti la tecnologia led, e le lampade saranno orientate in modo che la parte attiva sia parallela alla superficie del terreno.

L'apparecchio illuminante scelto per l'illuminazione dell'area esterna della stazione di utenza è un proiettore IP66 in doppio isolamento (classe II) con lampade a LED ed ottica asimmetrica da 104W tipo Indio della Disano o modello equivalente posto sulla sommità del palo e con inclinazione parallela al terreno. Quindi, la morsettiera a cui saranno attestati i cavi dovrà essere anche essa in classe II e i pali utilizzati, se metallici, non dovranno essere collegati a terra.

L'impiego degli apparecchi a LED rispetto a quelli di tipo tradizionale, a parità di valori illuminotecnici da raggiungere nelle varie aree, comporta potenze di installazione minori per singolo corpo illuminante (favorendo quindi il risparmio energetico) e costi di manutenzione ridotti, grazie alla lunga aspettativa di vita e durata dei LED.

Di seguito una descrizione delle caratteristiche tecniche del corpo illuminante selezionato per l'illuminazione dell'area esterna della stazione di utenza.



### **12.11. Caratteristiche delle principali apparecchiature dell'impianto**

Tutto l'impianto e le apparecchiature installate saranno corrispondenti alle prescrizioni delle Norme CEI generali (99-2 e 99-3) e specifiche. Le caratteristiche principali sono le seguenti:

- tensione massima: 170 kV,
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale sul sezionamento: 325 kV,
- tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico sul sezionamento: 750 kV.

#### **Interruttori tripolari in SF6:**

- corrente nominale: 2000 A,
- potere di interruzione nominale in cto cto: 31,5 kA.

#### **Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:**

- corrente nominale: 2000 A (con lame di terra),
- corrente nominale di breve durata: 31,5 kA.

#### **Trasformatori di corrente:**

- rapporto di trasformazione nominale: 400-1600/5 A/A
- corrente massima permanente: 1,2 I primaria nominale,
- corrente nominale termica di cto cto: 31,5 kA.

#### **Trasformatori di tensione:**

- rapporto di trasformazione nominale:  $150000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ ,

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.

I trasformatori di tensione saranno di tipo capacitivo, eccetto quelli dedicati alle misure contrattuali che potranno essere di tipo induttivo.

#### **Sbarre:**

- corrente nominale: 2000 A.

#### **Trasformatore trifase in olio minerale**

- Tensione massima 170 kV



- Frequenza 50 Hz
- Rapporto di trasformazione 150/30 kV
- Livello d'isolamento nominale all'impulso atmosferico 750 kV
- Livello d'isolamento a frequenza industriale 325 kV
- Tensione di corto circuito 12,5 %
- Collegamento avvolgimento Primario Stella
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo
- Potenza in servizio continuo (ONAN/ONAF) 25/31,5 MVA
- Peso del trasformatore completo 48 t

#### Caratteristiche di massima dei componenti MT

- tensione di esercizio nominale  $V_n$  30 kV
- tensione di isolamento nominale 36 kV
- tensione di prova a 50 Hz 1 min 70 kV
- tensione di tenuta ad impulso 170 kV
- frequenza nominale 50 Hz
- corrente nominale in servizio continuo  $I_n$  1250 A
- corrente ammissibile di breve durata  $I_K$  20 kA
- corrente di cresta  $I_P$  2,5 ·  $I_K$
- temperatura di esercizio -5 ÷ +40 °C

### 13. COLLEGAMENTO AT ALLA RTN

Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato, quale risulta dalla corografia allegata, è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti.

Esso consiste in un tratto interrato della lunghezza di circa 250m che, dopo aver lasciato la stazione di utenza ed aver attraversato l'area occupata dall'impianto di accumulo, prosegue per circa 135 metri su una viabilità campestre adiacente l'area dell'ampliamento della sezione a 150 kV della stazione di rete "Taranto N2". prima raggiungere lo stallo dedicato.





Come detto il cavidotto interrato a 150 kV si estende per circa 250m interamente nel comune di Taranto, in provincia di Taranto, interessando terreni ad uso agricolo. Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato in oggetto non interferisce con aree soggette a vincolo.

L'elettrodotto sarà costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione indicativa di 1600 mmq.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1.6 m, con disposizione delle fasi a trifoglio. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'. Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da lastre di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Gli attraversamenti di eventuali opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.



## **14. IMPIANTO DI IDROGENO VERDE**

L'impianto fotovoltaico in progetto, oltre alla produzione per immissione in rete, **garantirà anche la fornitura dell'energia rinnovabile necessaria alla produzione dell'Idrogeno Verde**, consentendo in questo modo la trasformazione dell'energia elettrica rinnovabile generata in una forma che renda possibile un'efficace decarbonizzazione anche per i cosiddetti settori industriali "hard-to-abate" (e.g. raffinazione, produzione acciaio, chimica e petrolchimica, trasporto pesante, etc.).

### **14.1. Descrizione dell'impianto**

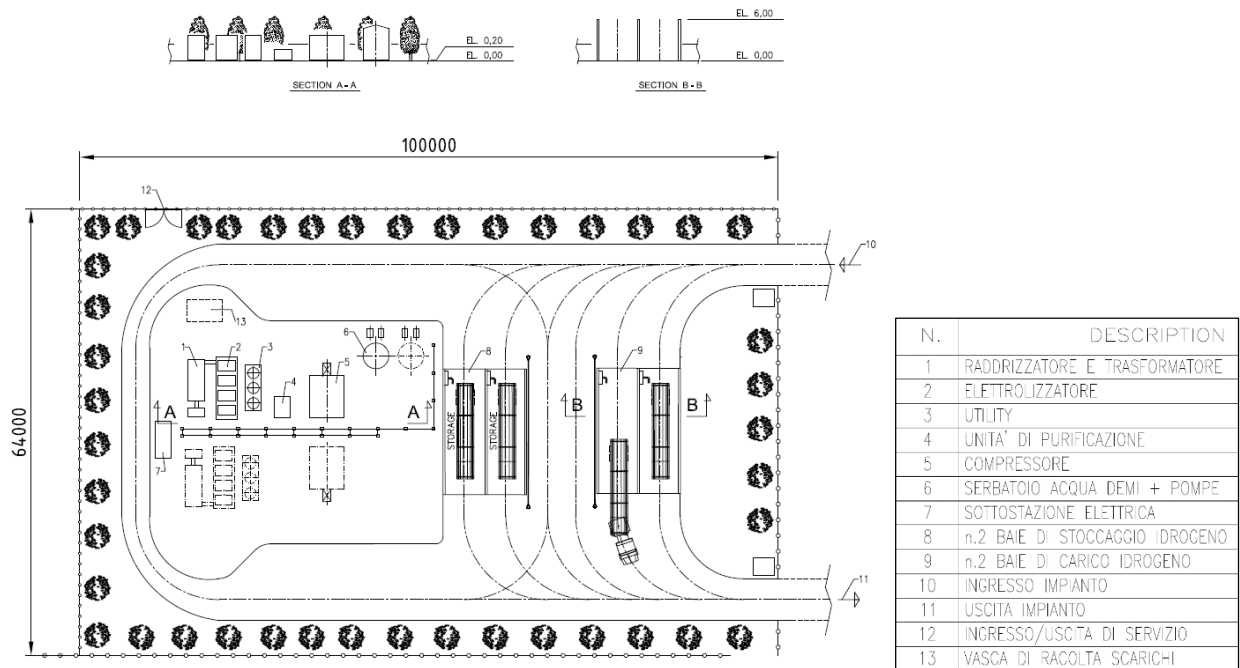
L'impianto per la produzione di Idrogeno Verde sarà progettato e realizzato in forma modulare e containerizzata.

I vantaggi di questo approccio sono i seguenti:

- minimizzare la necessità di realizzare opere civili presso il sito, minimizzando di conseguenza anche la movimentazione del terreno;
- minimizzare l'impatto ambientale evitando la realizzazione di edifici in muratura ed installando apparecchiature e moduli caratterizzati da un'altezza fuori terra limitata;
- consentire una modulazione della capacità produttiva nel tempo, garantendo la predisposizione del sito verso l'installazione di ulteriori moduli di elettrolisi (container) così da poter soddisfare efficacemente l'aumento futuro della domanda di idrogeno da parte degli utilizzatori finali. La Prima Fase prevederà l'installazione di un primo modulo da circa 4 MW, per una produzione nominale di circa 800 Nm<sup>3</sup>/h di Idrogeno verde.

Di seguito sono brevemente descritti i componenti principali dell'impianto, rappresentati nella planimetria preliminare riportata in figura seguente.





**Figura 14-1: Planimetria preliminare dell’Impianto di Idrogeno Verde**

## 14.2. Sezione di processo

Le informazioni quantitative in seguito riportate fanno riferimento ad una Prima Fase produttiva, in cui la capacità installata di elettrolisi sia nell’ordine di circa 4 MW.

Le quantità varieranno di conseguenza in caso di aumento della capacità installata.

### 14.2.1. Acqua demineralizzata

La materia prima per la produzione di Idrogeno Verde sarà acqua demineralizzata, acquistata presso produttori industriali locali e trasportata in sito su gomma, dove sarà stoccata in un idoneo serbatoio.

Il massimo consumo di acqua demineralizzata per l’impianto sarà di circa 10 m<sup>3</sup> al giorno, e la dimensione del serbatoio sarà tale da consentire un numero ragionevole di rifornimenti periodici (e.g. autonomia di funzionamento superiore ad una settimana), senza impattare significativamente sul traffico e la logistica della zona. Nello specifico, per garantire il fabbisogno di acqua demineralizzata per il funzionamento dell’impianto, il serbatoio di stoccaggio previsto (totale di circa 65 m<sup>3</sup>) verrà

rifornito nel periodo estivo di massima produzione di Energia Rinnovabile (e di conseguenza Idrogeno Verde) tramite un numero di autobotti che varierà, a seconda della taglia del mezzo disponibile, tra un minimo di due a settimana (autobotti da circa 30 m<sup>3</sup> l'una), ad un massimo di una al giorno (autobotte da circa 10 m<sup>3</sup>).

Tramite questa scelta di progetto, sarà possibile esercire l'impianto di produzione di Idrogeno Verde senza avere scarichi o emissioni significative continue di liquidi, e limitando lo scarico di effluenti gassosi all'Ossigeno verde purificato co-prodotto durante l'elettrolisi dell'acqua demineralizzata.

#### **14.2.2. Elettrolisi e purificazione**

L'acqua demineralizzata verrà prelevata dal serbatoio tramite pompe e alimentata all'elettrolizzatore vero e proprio, installato all'interno di un container dedicato. Questa unità, alimentata tramite l'impianto fotovoltaico collegato tramite sottostazione elettrica con componentistica elettrica dedicata, convertirà l'acqua demineralizzata in Idrogeno e Ossigeno verdi.

L'Ossigeno ad elevata purezza sarà scaricato all'atmosfera in quanto non utilizzato nel resto dell'impianto e in quanto sottoprodotto della produzione di Idrogeno Verde. Per lo scarico, a temperatura leggermente superiore a quella ambientale, verrà previsto un tubo dedicato di un'altezza di pochi metri, installato direttamente sopra il container di elettrolisi, che scaricherà all'atmosfera la portata prodotta (circa 600 kg/h, fino a un massimo di 8 tonnellate giorno in estate).

L'idrogeno, con una portata di produzione nell'intorno degli 800 Nm<sup>3</sup>/h (fino a un massimo di circa 1 tonnellata giorno in estate) sarà invece inviato all'unità di purificazione, realizzata in forma modulare, dove la poca acqua e l'ossigeno residuo contenuti nella corrente gassosa saranno rimossi tramite via catalitica e di assorbimento, rendendo l'Idrogeno Verde idoneo per la compressione e l'uso finale.

#### **14.2.3. Compressione e caricamento Idrogeno verde**

L'idrogeno disidratato e ad altissima purezza sarà a questo punto inviato all'unità di compressione, dove un compressore dedicato lo porterà sino ai livelli di pressione richiesti per lo stoccaggio in carri bombolai per il successivo trasporto (e.g. superiore a 200 bar).



A valle della compressione, l'Idrogeno verde sarà quindi inviato ad un opportuno sistema di caricamento che consentirà il riempimento dei carri bombolai che verranno poi, una volta raggiunto il quantitativo richiesto, trasportati tramite una motrice presso il sito dell'utilizzatore finale dell'idrogeno e, una volta scaricato e consumato l'idrogeno, saranno riportati presso l'impianto di Idrogeno Verde per il successivo ciclo di caricamento.

In aggiunta, sono previsti degli spazi dedicati in cui parcheggiare e mantenere in sicurezza i carri bombolai pieni di idrogeno stoccati in impianto in attesa di essere trasportati presso l'utilizzatore finale.

Nel periodo di massima produzione di Idrogeno verde (estate, circa 1 tonnellata giorno) la quantità di viaggi prevista per il trasporto del prodotto sarà variabile a seconda della tipologia di carro bombolaio utilizzata, e comunque compresa tra un minimo di 1 e un massimo di 4 al giorno.

#### **14.2.4. Sezione di Produzione Ausiliari**

L'intera produzione di fluidi ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto sarà realizzata tramite l'installazione di moduli containerizzati, capaci di soddisfare in autonomia il fabbisogno dell'impianto di Idrogeno Verde.

Nello specifico, saranno presenti:

- Circuito chiuso di acqua di raffreddamento, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Circuito di acqua refrigerata a servizio dell'unità di purificazione e di caricamento dell'idrogeno, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Produzione di azoto per flussaggio dell'elettrolizzatore a partire dall'aria ambiente;
- Sistema di produzione di aria compressa per l'operazione di valvole e strumentazione presenti all'interno dell'impianto di produzione di Idrogeno Verde.



#### **14.2.5. EMISSIONI PRINCIPALI**

- Ossigeno ad elevata purezza, scaricato all'atmosfera tramite tubazione di piccolo diametro dedicata, avente un'elevazione di qualche metro superiore alla quota del container. La massima portata prodotta sarà di circa 600 kg/h, fino a un massimo di 8 tonnellate giorno in estate).
- A seconda della tecnologia di elettrolisi scelta, una quantità limitata di residui liquidi (soluzione acquosa alcalina di idrossido di potassio e acqua di processo) da smaltire periodicamente (annualmente) tramite trasporto in autobotti dedicate.

#### **14.3. Sezione di Produzione Ausiliari**

L'intera produzione di fluidi ausiliari necessari per il funzionamento dell'impianto sarà realizzata tramite l'installazione di moduli containerizzati, capaci di soddisfare in autonomia il fabbisogno dell'impianto di Idrogeno Verde.

Nello specifico, saranno presenti:

- Circuito chiuso di acqua di raffreddamento, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Circuito di acqua refrigerata a servizio dell'unità di purificazione e di caricamento dell'idrogeno, con dispersione del calore tramite scambiatori aria/acqua;
- Produzione di azoto per flussaggio dell'elettrolizzatore a partire dall'aria ambiente;
- Sistema di produzione di aria compressa per l'operazione di valvole e strumentazione presenti all'interno dell'impianto di produzione di Idrogeno Verde.





## 15. FASE DI CANTIERE

L'area interessata ha attualmente destinazione agricola e rientra nell'elenco dei siti inquinati, pertanto è stato redatto apposito Piano di caratterizzazione. Stante la natura del sito sono previsti lievi movimenti terra oltre quelli dovuti allo scotico superficiale, fino al raggiungimento del piano di posa delle fondazioni, sino a pochi metri di profondità per quanto concerne le apparecchiature della stazione elettrica, mentre sono previsti scavi di poche decine di centimetri per l'alloggio delle cabine prefabbricate. Successivamente alla realizzazione delle opere di fondazione (edifici, portali, fondazioni macchinario, ecc.) sono previsti rinterri fino alla quota di - 30 cm dal p.c. e trasferimento a discarica autorizzata del materiale in eccesso. Le strutture portapannelli e la recinzione saranno invece installate per semplice infissione con l'ausilio di una battipalo.

Sulle terre e rocce provenienti dai movimenti di terra sarà eseguita una caratterizzazione dei cumuli finalizzata alla classificazione di pericolosità del rifiuto (All. H parte IV Dlgs 152 /2006) e alla determinazione della discarica per lo smaltimento integrale (DM 3/8/2005).

Il materiale proveniente dagli scavi sarà temporaneamente sistemato in aree di deposito che verranno individuate nel progetto esecutivo e predisposte a mezzo di manto impermeabile, in condizioni di massima stabilità in modo da evitare scoscendimenti (in presenza di pendii) o intasamento di canali o di fossati e non a ridosso delle essenze arboree.

## 16. FASE DI ESERCIZIO

Nella fase di esercizio dell'impianto, il personale di Terna (che diverrà il titolare delle opere di ampliamento della Stazione Elettrica Taranto N2) effettuerà regolari ispezioni presso l'impianto, mentre non è previsto personale all'interno dell'impianto fotovoltaico. Piccoli interventi di manutenzione all'interno delle stazioni elettriche (sostituzione e lavaggio isolatori, sostituzione di sfere e/o distanziatori ecc.) saranno effettuate con limitate attrezzature da piccole squadre di operai. Interventi di manutenzione ordinaria (lavaggio pannelli, sfalcio erba, ecc) sono previsti all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, unitamente alle attività di vigilanza e a quelle di monitoraggio e controllo in remoto.



## 17. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Il tempo di esecuzione dei lavori è stato stimato, in questa fase progettuale, in 365 giorni (pari a dodici mesi), tenuto anche conto del tempo necessario per l'approvvigionamento dei materiali (in particolare delle apparecchiature elettriche e cavidotti), dell'eventuale andamento stagionale sfavorevole, della chiusura dei cantieri per festività, nonché del tempo necessario per gli scavi lungo le vie di traffico (strade provinciali e statale, per la posa in opera del cavidotto interrato).

Sommariamente, le lavorazioni saranno suddivise in fasi di seguito riportate in ordine cronologico di realizzazione:

- ❖ Allestimento di cantiere
  - Realizzazione della recinzione e degli accessi al cantiere
  - Realizzazione dei tracciamenti
  - Realizzazione di impianto di messa a terra del cantiere
  - Realizzazione di impianto elettrico del cantiere
  - Allestimento di servizi igienico-assistenziali del cantiere
- ❖ Verifica preliminare ordigni bellici
  - Fase preliminare mirata alla verifica della eventuale presenza di ordigni bellici
- ❖ Sistemazione del terreno e viabilità interna
  - Movimenti di materie
  - Scavo a sezione obbligata
  - Rinterro di scavo eseguito a macchina
  - Formazione di fondazione stradale
- ❖ Sistemazione delle strutture di sostegno
  - Movimenti di materie
  - Infissione pali per battitura
  - Montaggio strutture
- ❖ Posa in opera di pannelli fotovoltaici



- Movimenti di materie
- Montaggio pannelli su strutture
- ❖ Cavidotti
  - Movimenti di materie
  - Taglio di asfalto di carreggiata stradale
  - Scavo a sezione obbligata
  - Posa di cavidotto
  - Pozzetti di ispezione e opere d'arte
  - Rinterro di scavo eseguito a macchina
  - Formazione di fondazione stradale
  - Formazione di manto di usura e collegamento
- ❖ Realizzazione di sottostazione
  - Movimenti di materie
  - Realizzazione di recinzione
  - Scavo a sezione obbligata
  - Realizzazione di sostegni e cavidotti
- ❖ Realizzazione impianto di produzione idrogeno verde
  - Movimenti di materie
  - Installazione container
- ❖ Collaudo, entrata in esercizio del nuovo impianto
  - Verifiche impianti ed apparecchiature
  - Collaudo
  - Entrata in esercizio del nuovo impianto FV
  - Smobilizzo del cantiere

Nel seguito si riporta il cronoprogramma con la stima dei tempi delle attività su indicate.



ATTIVITA'	MESI												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Apertura cantiere	■												
Verifica preliminare ordigni bellici		■											
Sistemazione del terreno e viabilità interna			■	■									
Sistemazione delle strutture di sostegno					■	■	■	■	■	■	■		
Posa in opera dei pannelli fotovoltaici					■	■	■	■	■	■	■		
Realizzazione impianto idrogeno						■	■	■	■	■	■		
Realizzazione sottostazione				■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Realizzazione finiture e mitigazioni											■	■	■
Verifiche e collaudi												■	■
Chiusura cantiere													■

## 18. ANALISI DEI BENEFICI

La realizzazione degli interventi in progetto consentirà di ottenere effetti positivi in termini di un'efficace ed efficiente integrazione delle fonti rinnovabili consentendo l'immissione in rete dell'energia prodotta e massimizzando la capacità di trasporto. La realizzazione del nuovo impianto consentirà una maggiore capacità produttiva dell'energia elettrica da fonte rinnovabile, garantendo una maggiore copertura del fabbisogno di energia da una produzione meno inquinante e conseguentemente una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

## 19. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- alternative strategiche;
- alternative di localizzazione;
- alternative di processo o strutturali;
- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;



dove:

- × per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la “motivazione del fare”, o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- × le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell’ambiente, alla individuazione di potenzialità d’uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- × le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l’esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;
- × le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche l’**alternativa “zero”** coincidente con la non realizzazione dell’opera.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione oppure nel corso della stessa; tale processo ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

In particolare, le **alternative di localizzazione** sono state affrontate nella fase iniziale di progettazione.

Nell’esame delle varie ipotesi di tracciato, che hanno comportato anche opportuni sopralluoghi in sito per verificarne la fattibilità e, si è tenuto conto delle aree soggette a vincolo ambientale e paesaggistico (aree soggette a tutela ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.) ed alla perimetrazione delle aree protette e delle aree urbanizzate.

Oltre ai fattori di vincolo descritti, nell’analisi delle alternative si è anche tenuto conto di alcune caratteristiche del territorio attraversato, che possono rappresentare fattori di condizionamento, quali l’assetto geo-morfologico dell’area interessata, nonché zone di interesse ambientale e storico culturale.



Le **alternative strutturali** sono state valutate durante la redazione del progetto, la cui individuazione della soluzione finale è scaturita da un processo iterativo finalizzato ad ottenere il massimo della integrazione dell'impianto con il patrimonio morfologico e paesaggistico esistente.

**L'opzione zero** consiste fondamentalmente nel rinunciare alla realizzazione del Progetto, come si è detto. Tale alternativa, che lascerebbe inalterate le condizioni attuali della rete, deve essere valutata in relazione alle criticità attuali di rete.

La mancata realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico comporterebbe un mancato beneficio valutabile in termini di:

- ✓ Mancanza di produzione dell'energia verde istantaneamente messa in rete;
- ✓ Svantaggi ambientali, aumento delle emissioni inquinanti con altre fonti di energia, conseguente ripercussione sulla salute per la collettività;
- ✓ Generazione non distribuita sul territorio: aumento delle dispersioni energetiche derivanti dal trasporto delle materie prime e dal trasporto della stessa energia elettrica;
- ✓ Dipendenza energetica dall'estero: il solare riduce le importazioni delle materie prime a fini energetici; dovendo approvvigionare in luogo dell'energia rinnovabile non ritirata una equivalente quantità di energia da fonte convenzionale.



## 20. CONCLUSIONI

Alla luce delle considerazioni sopra esposte si è previsto di mettere in atto alcuni accorgimenti durante la fase di cantiere e di intraprendere ulteriori azioni per ridurre o eliminare potenziali perturbazioni al sistema ambientale, precisando le metodologie operative. Tali accorgimenti/azioni vengono recepiti integralmente dal progetto. Segue un elenco sintetico di tutti gli accorgimenti/azioni proposti:

- +** **Modalità di stoccaggio delle sostanze inquinanti durante la fase di cantiere:** Al fine di salvaguardare il territorio interessato verrà prescritto alle imprese costruttrici di adottare misure adeguate per lo stoccaggio di sostanze inquinanti (es. gasolio per i mezzi d'opera) al fine di evitare qualsiasi rischio di sversamento nei corpi idrici superficiali e sotterranei. Pertanto tutti i materiali liquidi o solidi, scarti delle lavorazioni o pulizia di automezzi, verranno stoccati in appositi luoghi resi impermeabili o posti in contenitori per il successivo trasporto presso i centri di recupero/smaltimento.
- +** **Limitazione delle perturbazioni sulla componente suolo:** In fase di realizzazione lo scotico del piano di campagna e gli strati fertili del terreno saranno rimossi in condizioni di moderata umidità, così da non compromettere la struttura fisica del suolo; essi non saranno mescolati con rifiuti di qualsiasi natura o altro materiale che possono risultare dannosi per la crescita del cotico erbaceo; il terreno fertile sarà accatastato in luoghi idonei, non soggetti a traffico di cantiere e riutilizzato non appena possibile compatibilmente con le fasi di lavoro.
- +** **Contenimento specie infestanti:** Al fine di contrastare l'ingresso di piante invasive, se durante le attività di cantiere all'interno di comunità vegetali erbacee (praterie e incolti) si produrranno delle aree denudate, cioè prive di copertura erbacea, queste dovranno essere prontamente inerbite con un miscuglio di semi per i rinverdimenti che deve essere composto unicamente da specie autoctone. Occorre in ogni caso evitare la fertilizzazione sia chimica che organica. In alternativa, se le condizioni del cotico in situ sono sufficienti per l'asportazione in zolle e le condizioni meteo-climatiche si prestano favorevoli, si può accantonare e debitamente conservare il cotico erboso stesso e al termine degli interventi di cantierizzazione effettuare il trapianto di nuovo in loco.





- ✚ **Riduzione del rumore e delle emissioni:** In caso d'attivazione di cantieri, le macchine e gli impianti in uso dovranno essere conformi alle direttive CE recepite dalla normativa nazionale; per tutte le attrezzature, comprese quelle non considerate nella normativa nazionale vigente, dovranno comunque essere utilizzati tutti gli accorgimenti tecnicamente disponibili per rendere meno rumoroso il loro uso (ad esempio: carenature, oculati posizionamenti nel cantiere, macchine gommate piuttosto che cingolate, ecc.); Impiegare apparecchi di lavoro e mezzi di cantiere a basse emissioni, di recente omologazione.
- ✚ **Ottimizzazione trasporti:** Verrà ottimizzato il numero di trasporti previsti per i mezzi pesanti.
- ✚ **Abbattimento polveri dai depositi temporanei di materiali di scavo e di costruzione:** Riduzione dei tempi in cui il materiale stoccato rimane esposto al vento; Copertura dei depositi e dei mezzi di trasporto con stuoie o teli; Bagnatura del materiale sciolto stoccato.
- ✚ **Abbattimento polveri dovuto alla movimentazione di terra del cantiere:** Copertura dei carichi di inerti fini che possono essere dispersi in fase di trasporto; Bagnatura del materiale.
- ✚ **Abbattimento polveri dovuto alla circolazione di mezzi all'interno del cantiere:** Bagnatura del terreno, intensificata nelle stagioni più calde; Bassa velocità di circolazione dei mezzi; Copertura dei mezzi di trasporto;
- ✚ **Abbattimento polveri dovuto alla circolazione di mezzi su strade non pavimentate:** Bagnatura del terreno; Bassa velocità di intervento dei mezzi; Copertura dei mezzi di trasporto;
- ✚ **Corretta ubicazione:** Dislocazione e allontanamento dell'area di impianto da beni culturali, centri abitati, centri storici, strade, strade panoramiche, Aree Natura 2000.
- ✚ **Accessi alle aree e sopralluoghi:** L'accesso all'area di cantiere avviene attraverso la viabilità esistente. Si limiterà l'apertura di nuove piste di accesso. In sede di progetto esecutivo potrebbero comunque verificarsi degli aggiornamenti in seguito a valutazioni di natura tecnica.



- ✚ **Misure atte a ridurre gli impatti connessi all'apertura dei microcantieri:** nei microcantieri (siti di cantiere adibiti al montaggio delle strutture) l'area di ripulitura dalla vegetazione o dalle colture in atto sarà limitata a quella effettivamente necessaria alle esigenze costruttive. La durata delle attività sarà ridotta al minimo necessario, i movimenti delle macchine pesanti limitati a quelli effettivamente necessari per evitare eccessive costipazioni del terreno, mentre l'utilizzo seppur limitato di calcestruzzi preconfezionati eliminerà il pericolo di contaminazione del suolo. Le attività di scavo delle fondazioni saranno tali da contenere al minimo i movimenti di terra.
- ✚ **Trasporto delle strutture effettuato per parti:** Con tale accorgimento si eviterà così l'impiego di mezzi pesanti che avrebbero richiesto piste di accesso più ampie; per quanto riguarda l'apertura di nuove piste di cantiere, tale attività sarà limitata e riguarderà al massimo brevi raccordi non pavimentati, in modo da consentire, al termine dei lavori, il rapido ripristino della copertura vegetale. I pezzi dei sostegni, ad esempio, avranno dimensioni compatibili con piccoli mezzi di trasporto, in modo da ridurre la larghezza delle stesse piste necessarie.
- ✚ **Limitazione del danneggiamento della vegetazione durante la posa e dei conduttori:** La posa dei conduttori verrà effettuata evitando per quanto possibile il taglio e il danneggiamento della vegetazione esistente.
- ✚ **Ripristino vegetazione nelle aree dei microcantieri e lungo le nuove piste di accesso:** A fine attività, lungo le piste di cantiere provvisorie, nelle piazzole dei sostegni e nelle aree utilizzate per le operazioni di stendimento e tesatura dei conduttori, si procederà alla pulitura ed al completo ripristino delle superfici e restituzione agli usi originari. Sono quindi previsti interventi di ripristino dello stato ante-operam, da un punto di vista pedologico e di copertura del suolo.
- ✚ **Riutilizzo del materiale scavato:** Il materiale derivante dalle attività di scavo dichiarato idoneo, verrà per quanto possibile riutilizzato in sito. Tale mitigazione permetterà, indirettamente, di diminuire sensibilmente il numero dei trasporti in ingresso ed uscita dai cantieri con un evidente beneficio ambientale in termini di emissioni di gas di scarico dei mezzi e polveri in atmosfera, di perturbazione del clima acustico e di incidenza sul normale



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **METKA EGN Apulia S.r.l.**

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto per la realizzazione in area SIN di un impianto fotovoltaico con annesso impianto di produzione di idrogeno e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Statte e Taranto (TA)*

traffico veicolare in corrispondenza delle arterie viabilistiche principali nelle aree limitrofe ai cantieri.

