

“FAVAZZINA”

Impianto di accumulo idroelettrico ad alta flessibilità
Connessione alla RTN – Piano Tecnico delle Opere di utenza

COMMITTENTE



PROGETTAZIONE



GEOTECH S.r.l.

SOCIETA' DI INGEGNERIA
Via T.Nani, 7 Morbegno (SO)
Tel. +39 0342610774
E-mail: info@geotech-srl.it
Sito: www.geotech-srl.it

Progettista: Ing. Pietro Ricciardini

Relazione tecnica generale



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
0	PRIMA EMISSIONE	Maggio 2023	Geotech S.r.l	Geotech S.r.l	Edison S.p.A.
1	SECONDA EMISSIONE	Maggio 2024	Geotech S.r.l	Geotech S.r.l	Edison S.p.A.

Codice commessa: G988

Codifica documento: G988_DEF_R_002_Rel_tec_gen_1-1_REV01



Sommario

1	PREMESSA	3
2	PROPONENTE	5
3	MOTIVAZIONI DELL’OPERA	6
3.1	CONTESTO E SCOPO DELL’OPERA.....	6
3.2	ANALISI DELLA DOMANDA E DELL’OFFERTA	7
3.2.1	<i>IL RUOLO DEGLI IMPIANTI DI POMPAGGIO NEL SISTEMA ELETTRICO</i>	9
3.3	SPECIFICITÀ DELLA RTN NELL’AREA DI STUDIO	10
4	ANALISI DEI POSSIBILI SCENARI ALTERNATIVI	12
4.1	OPZIONE ZERO	12
4.2	SCENARI ALTERNATIVI.....	12
5	UBICAZIONE DELL’INTERVENTO	14
5.1	COMPATIBILITÀ URBANISTICA	14
5.2	VINCOLI	15
5.3	DISTANZE DI SICUREZZA RISPETTO ALLE ATTIVITÀ A CONTROLLO PREVENZIONE INCENDI	15
6	DESCRIZIONE DELLE OPERE	15
6.1	CAVO INTERRATO 380 KV “SU FAVAZZINA – SE SCILLA”	15
6.2	STAZIONE UTENTE “SU FAVAZZINA” 20/380 KV	15
7	CRONOPROGRAMMA	17
8	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO	18
9	CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE	19
9.1.1	<i>Stazione Utente “SU Favazzina”</i>	19
9.1.2	<i>Elettrodotto in cavo interrato 380 kV “SU Favazzina – SE Scilla”</i>	19
10	RUMORE	19
11	INQUADRAMENTO GEOLOGICO PRELIMINARE	20
12	TERRE E ROCCE DA SCAVO	20
13	CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI	21
13.1	SINTESI NORMATIVA.....	21
13.2	FASCE DI RISPETTO	23
13.3	CALCOLO DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI	23



GEOTECH S.r.l.

Sede: via T. Nani, 7 23017 Morbegno (SO) Tel 0342 6107 74 – mail:
info@geotech-srl.it – Sito web: www.geotech-srl.it

14	AREE IMPEGNATE.....	23
15	SICUREZZA NEI CANTIERI.....	24
16	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	24
16.1	LEGGI.....	24
16.2	NORMATIVE TECNICHE	25
16.2.1	<i>Norme CEI</i>	<i>25</i>
16.2.2	<i>Prescrizione tecniche diverse</i>	<i>26</i>



1 PREMESSA

Il presente Piano Tecnico delle Opere, redatto dalla società di ingegneria GEOTECH S.r.l. con sede in Via Nani 7 a Morbegno (SO), è relativo alle opere di connessione per il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di un impianto di accumulo idroelettrico mediante pompaggio da realizzarsi nel territorio comunale di Scilla in provincia di Reggio Calabria, più precisamente in località “Pian della Melia” e nella frazione di Favazzina, da parte della società Edison S.p.A. in qualità di proponente. L'intervento è ascrivibile alla categoria dei cosiddetti “*impianti di pompaggio puro*”, ossia “*impianti che utilizzano apporti naturali che alimentano il bacino superiore inferiori al 5% del volume d'acqua turbinato annualmente*”.

Per i dettagli in merito alle caratteristiche tecniche dell'impianto di pompaggio si rimanda al relativo progetto (ELABORATO 1422-A-FN-R-01-0-Relazione Tecnica Particolareggiata).

Oggetto del presente Piano Tecnico delle Opere sono le opere di utenza Edison:

- La Stazione Utente MT/AT “SU Favazzina” realizzata in blindato isolato con gas ecocompatibili (anche noto come GIS - Gas Insulated Switchgear);
- L'elettrodotto di utenza 380 kV di collegamento tra la “SU Favazzina” e la Stazione Elettrica Terna 380/150 kV di Scilla (RC). La connessione utente sarà costituita da un elettrodotto in cavo interrato lungo circa 400 m.

La legge 29 luglio 2021, n. 108 “Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e snellimento procedure amministrative” (cd. “Decreto Semplificazioni 2” o “Decreto Recovery”) - conversione in legge, con modificazioni, del DL n. 77/2021 “Misure in materia di rifiuti, bonifiche dei siti contaminati, valutazione di impatto ambientale, appalti pubblici, energie rinnovabili”, ha, tra le altre cose, apportato le seguenti modifiche al citato DL 77/2021 (Articolo 31-quater - Impianti di produzione e pompaggio idroelettrico):

1. Al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a) All'articolo 2, comma 1, lettera b), dopo le parole: “dalla fonte idraulica,” sono inserite le seguenti: “anche tramite impianti di accumulo idroelettrico attraverso pompaggio puro”;
 - b) All'articolo 12, comma 3, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: “Per gli impianti di accumulo idroelettrico attraverso pompaggio puro l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica, sentito il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e d'intesa con la Regione interessata, con le modalità di cui al comma 4”.

Alla luce di quanto riportato sopra, gli impianti di produzione e pompaggio idroelettrico sono stati assimilati a tutti gli effetti ad impianti FER, per cui, le opere di connessione (opere connesse ed infrastrutture indispensabili) seguono l'iter autorizzativo dell'impianto principale che, nel caso specifico, è rappresentato dall'impianto di accumulo idroelettrico mediante pompaggio da realizzare nel comune di Scilla oggetto di SIA dedicato in quanto esso rientra nell'Allegato II Parte Seconda del D.Lgs 152/2006, punto 13 denominato: “*impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque in modo durevole, di altezza superiore a 15 m o che determinano un volume d'invaso superiore ad 1.000.000 m³, nonché impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque a fini energetici in modo durevole, di altezza superiore a 10 m o che determinano un volume d'invaso superiore a 100.000 m³, con esclusione delle opere di confinamento fisico finalizzate alla messa in sicurezza dei siti inquinati*”.

Gli impianti idroelettrici a pompaggio puro costituiscono un elemento di stabilizzazione del sistema elettrico, consentono lo sfruttamento razionale delle fonti energetiche, in particolare di quelle rinnovabili non programmabili e, grazie alla loro flessibilità, rappresentano un elemento d'interesse nell'ambito del mercato elettrico, e sono in genere caratterizzati da impatti ambientali contenuti rispetto ai vantaggi associati.

La presente relazione, riguardante esclusivamente la connessione utente (cavo interrato e Stazione elettrica Utente) come precedentemente descritto, è stata redatta in conformità a quanto disposto dalla



normativa nazionale vigente (art. 22 e Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.) ed alle Linee Guida redatte dal Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA, 2020) per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale. Per i dettagli in merito si rimanda allo Studio d'Impatto Ambientale che accompagna il presente Piano Tecnico delle Opere.

La progettazione delle opere in oggetto è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione sovraordinata e di settore 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.

Gli interventi oggetto del presente lavoro sono di seguito sintetizzati:

TIPOLOGIA DI OPERA	DESCRIZIONE INTERVENTO	TIPO INTERVENTO
Elettrodotto interrato 380 kV	Costruzione dell'elettrodotto di utenza in cavo interrato 380 kV che parte dalla futura Stazione Utente Edison "SU Favazzina" e arriva alla Stazione Elettrica esistente 380/150 kV Terna di Scilla	Nuova costruzione
Stazione Utente MT/AT	Costruzione della Stazione Utente MT/AT "SU Favazzina" per la connessione alla RTN dell'impianto di pompaggio "Favazzina".	Nuova costruzione



2 PROPONENTE

Edison, con 140 anni di storia, è la società energetica più antica d'Europa ed è oggi uno dei principali operatori energetici in Italia, attivo nella produzione e vendita di energia elettrica, nell'approvvigionamento, vendita e stoccaggio di gas naturale, nella fornitura di servizi energetici, ambientali al cliente finale nonché nella progettazione, realizzazione, gestione e finanziamento di impianti e reti di teleriscaldamento a biomassa legnosa e/o gas o biogas.

Attualmente Edison è il terzo operatore italiano per capacità elettrica installata con 6,5 GW di potenza e copre circa il 7% della produzione nazionale di energia elettrica. Il parco di produzione di energia elettrica di Edison è costituito da 240 impianti, tra cui 117 centrali idroelettriche (83 mini-idro), 53 campi eolici e 56 fotovoltaici e 14 cicli combinati a gas (CCGT).

Oggi opera in Italia, Europa e Bacino del Mediterraneo impiegando oltre 5.000 persone.

Edison è impegnata in prima linea nella sfida della transizione energetica, attraverso lo sviluppo della generazione rinnovabile e low carbon, i servizi di efficienza energetica e la mobilità sostenibile, in piena sintonia con il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) e gli obiettivi definiti dal Green Deal europeo. Nell'ambito della propria strategia di transizione energetica, Edison punta a portare la generazione da fonti rinnovabili al 40% del proprio mix produttivo entro il 2030, attraverso investimenti mirati nel settore (con particolare riferimento all'idroelettrico, all'eolico ed al fotovoltaico).

Con riguardo al settore idroelettrico, Edison è attiva nella produzione di energia elettrica attraverso la forza dell'acqua da oltre 120 anni quando, sul finire dell'800, ha realizzato le prime centrali idroelettriche del Paese che sono tutt'ora in attività. L'energia rinnovabile dell'acqua rappresenta la storia ma anche un pilastro del futuro della Società, impegnata a consolidare e incrementare la propria posizione nell'ambito degli impianti idroelettrici e a cogliere ulteriori opportunità per contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.



3 MOTIVAZIONI DELL'OPERA

3.1 CONTESTO E SCOPO DELL'OPERA

Come anticipato in premessa, oggetto del presente Piano Tecnico delle Opere sono esclusivamente le opere di connessione per il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di un impianto di accumulo idroelettrico mediante pompaggio da realizzarsi nel territorio comunale di Scilla (RC). Tale iniziativa, proposta da Edison S.p.A., risulta pienamente coerente con il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che costituisce lo strumento con il quale ogni Stato, in coerenza con le regole europee vigenti e con i provvedimenti attuativi del pacchetto europeo Energia e Clima 2030, stabilisce i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili e quali sono i propri obiettivi in tema di sicurezza energetica, mercato unico dell'energia e competitività.

Infatti, è evidente che il modello energetico su cui si è costruita la crescita del pianeta degli ultimi anni non è più sostenibile. Ciò impone un impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida possibile decarbonizzazione ed efficientamento di tutti i settori energetici. Il settore elettrico riveste un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico complessivo, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle FER. Ad oggi l'elettricità, sebbene si collochi al terzo posto per copertura dei consumi energetici finali è caratterizzata infatti da una penetrazione di fonti rinnovabili pari al 35%. Una maggiore penetrazione del vettore elettrico negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione di energia sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli, in cui, già oggi ma sempre più in futuro, si concentrano importanti quote della popolazione mondiale.

Una delle principali caratteristiche di alcune tipologie di impianti FER è la non programmabilità dei profili di produzione. Impianti eolici e fotovoltaici, ad esempio, producono energia in funzione della disponibilità di vento e sole, indipendentemente dai livelli di domanda elettrica o dalle necessità del sistema. Per via di tale caratteristica non è possibile comandarne la produzione quando richiesto, se non per ridurne la potenza erogata rinunciando, quindi, all'energia che potrebbero produrre. Gli impianti rinnovabili di questo tipo (i.e., eolici, fotovoltaici, idroelettrici ad acqua fluente), vengono definiti a Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP). A partire dal concetto di FRNP, si definisce il carico residuo (*residual load*) la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione proveniente da fonte rinnovabile non programmabile. Tale grandezza assume un'importanza rilevante per la gestione del sistema elettrico, essendo di fatto l'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno.

Lo sviluppo degli impianti a fonte rinnovabile non è avvenuto in maniera uniforme sul territorio italiano. In generale, la realizzazione degli impianti FER avviene secondo logiche che prediligono il posizionamento nelle aree che offrono le migliori condizioni di producibilità, disponibilità di aree e semplicità del percorso autorizzativo, tenendo poco in considerazione le potenzialità della rete di dispacciare l'immissione di potenza verso i luoghi di consumo.

In particolare, gli obiettivi fissati all'interno del PNIEC prevedono, oltre al completo *phase-out* dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. Tale trasformazione non risulterà a impatto zero per il Sistema Elettrico e implicherà una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera concreta ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando al contempo un aumento eccessivo dei costi per la collettività. Le variazioni del contesto (incremento FER, decommissioning termoelettrico, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi impatti sulle attività di gestione del Sistema Elettrico.



Infatti, la transizione energetica provoca sulla rete una serie di fenomeni che dovranno essere presi in considerazione nei prossimi anni. Fra questi citiamo:

- Riduzione dell'inerzia del sistema elettrico.
- Riduzione di risorse che forniscono regolazione della tensione.
- Riduzione di risorse che forniscono regolazione della frequenza.
- Riduzione del margine di adeguatezza per coprire i picchi di carico.
- Crescenti periodi di over-generation nelle ore centrali della giornata, che possono portare a tagli dell'energia prodotta se il Sistema non è provvisto di capacità di accumulo o di riserva adeguate.
- Aumento del fabbisogno di riserva in assenza di un miglioramento nelle previsioni FRNP.
- Aumento congestioni di rete per distribuzione non coerente degli impianti FER rispetto al consumo.
- Crescenti problematiche di gestione del sistema, dovute all'aumento della Generazione Distribuita.

Le problematiche citate sono amplificate nei loro effetti dalla crescente elettrificazione dei consumi energetici finali. Infatti, già oggi e in misura sempre crescente nei prossimi anni, l'interruzione della fornitura elettrica comporta l'indisponibilità di servizi essenziali, come ad esempio la mobilità, il riscaldamento e la climatizzazione, la cottura e la conservazione dei cibi. Il vettore elettrico rappresenta quindi una delle componenti chiave della transizione energetica; ciò determina la necessità di una attenzione ancora maggiore nella gestione delle criticità e degli impatti derivanti dal nuovo paradigma energetico.

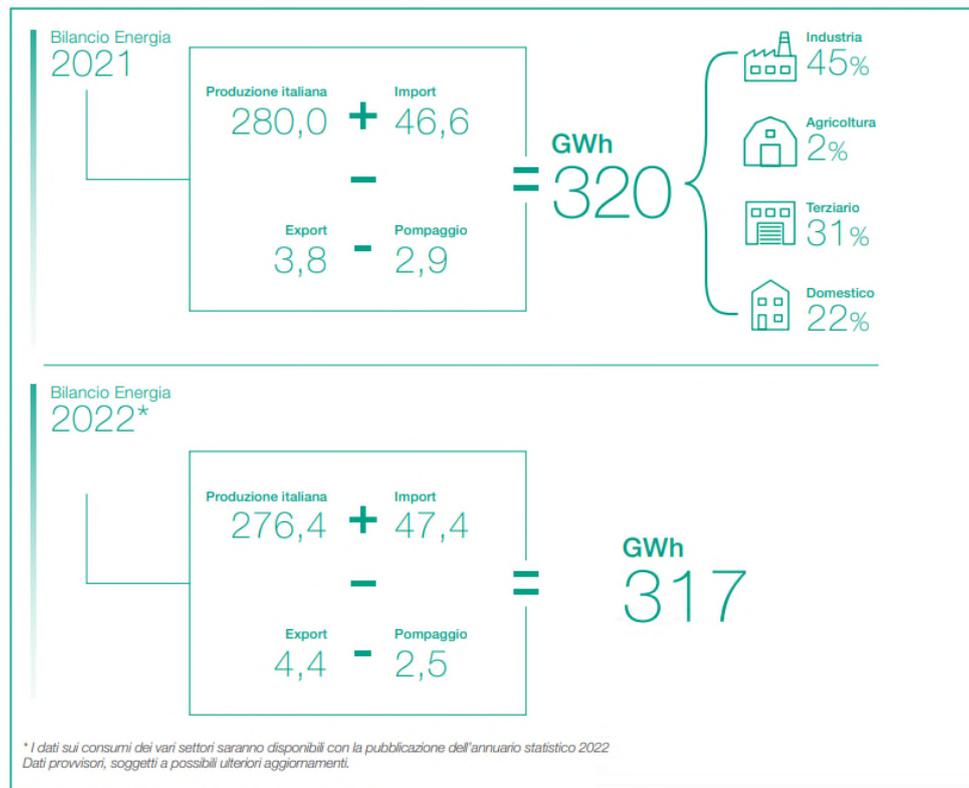
Al fine di raggiungere tali risultati, come descritto anche nel seguente paragrafo 3.2.1, il nuovo scenario energetico di medio-lungo termine definito congiuntamente da Terna e Snam prevede al 2030 un fabbisogno di 95 GWh di nuova capacità installata di sistemi di accumulo – di pompaggio e/o elettrochimici - al fine di integrare la generazione rinnovabile attesa, di cui 71 GWh di tipo “utility-scale” da localizzare prevalentemente nel sud e nelle isole.

All'interno di tale contesto si inserisce l'iniziativa di Edison S.p.A. per la realizzazione di un impianto di pompaggio mediante accumulo che richiede la realizzazione di adeguate infrastrutture di connessione alla rete allo scopo di sopperire alle citate criticità del sistema energetico italiano, soprattutto al Centro, al Sud Italia e nelle Isole dove è più intenso lo sviluppo delle FRNP ed è minore la capacità di accumulo. Lo sviluppo della rete rappresenta il primario fattore abilitante del processo, complesso e sfidante, di transizione verso un sistema energetico decarbonizzato. Quindi, l'iniziativa di Edison S.p.A. è coerente con le esigenze del Gestore della RTN (Terna S.p.A.), che ritiene indispensabile la realizzazione di ulteriore capacità di accumulo idroelettrico e/o elettrochimico in grado di contribuire alla sicurezza e all'inerzia del sistema attraverso la fornitura di servizi di rete (regolazione di tensione e frequenza) e di garantire la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili quando questa è in eccesso rispetto alla domanda o alle capacità fisiche di trasporto della rete stessa, minimizzando e/o eliminando le inevitabili situazioni di congestione; un maggior apporto di accumulo, nello specifico accumulo idroelettrico, è indispensabile per un funzionamento del sistema elettrico efficiente ed in sicurezza.

3.2 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA

(Fonte: Piano di Sviluppo delle Rete Elettrica Nazionale – Terna 2023)

Come noto, la copertura della domanda elettrica in Italia viene soddisfatta da un mix pressoché costante di produzione interna e import estero, confermato anche negli anni 2021 e 2022.



Bilancio Energia Italia 2021 – 2022 (PSR TERNA 2023)

In particolare, nel 2021 circa il 87% del fabbisogno è stato assicurato da produzione nazionale, pari alla produzione netta del parco di generazione decurtata dell'energia destinata ai pompaggi, il restante 13% è stata garantita dall'interscambio con l'estero. Il trend di copertura del fabbisogno tra produzione nazionale e saldo con l'estero si conferma anche nel corso del periodo 2022. Il contributo della produzione interna viene garantito dalla produzione tradizionale, prevalentemente termoelettrica, e dalle fonti rinnovabili.

Il contributo dell'import è principalmente guidato da due fattori fondamentali: il differenziale di prezzo tra l'Italia e i Paesi confinanti e la capacità delle interconnessioni transfrontaliere.

È da evidenziare come nel corso del biennio 2021-2022 la capacità di interconnessione ha avuto un incremento di circa 1,5 GW legato prevalentemente alla frontiera con la Francia (+1,3 GW). Per la frontiera francese si segnala, infatti, l'entrata in esercizio del I Polo dell'interconnessione Italia-Francia a novembre 2022, che ha messo a disposizione ulteriori 600 MW di potenza di scambio tra le frontiere.

Se con la crisi pandemica del 2020 si è raggiunto il minimo storico della domanda elettrica nazionale, gli anni 2021 e 2022 confermano una ripresa dei valori della domanda, in linea con quelli degli anni pre-COVID-19. In particolare, la domanda elettrica italiana nel 2021 è stata di circa 320 TWh e di circa 317 TWh nel 2022.

Il mix di risorse che contribuiscono alla produzione elettrica nazionale è fortemente variato negli ultimi anni, con un sempre maggiore contributo delle fonti rinnovabili.

In particolare, nel 2021, le fonti rinnovabili hanno coperto circa il 40% della produzione nazionale (113 TWh su un totale di 280 TWh), mentre nel 2022 si è raggiunta una percentuale pari a circa il 36% (98 TWh su un totale di 276 TWh). Ampliando l'analisi e considerando anche lo scambio con l'estero, la quota FER sul fabbisogno elettrico totale 2021, pari a 320 TWh, è stata pari al 35% mentre nell'anno 2022 la quota FER è



del 31%. È da evidenziare come il maggior contributo alla quota FER della produzione nazionale viene dall'idroelettrico; gli anni 2021 e 2022 evidenziano, tuttavia, due fattori legati proprio alla transizione ecologica ed al cambiamento climatico; da un lato, infatti, si registra un sempre maggiore incremento del contributo della produzione eolica e fotovoltaica con una variazione nel biennio 21-22 di circa +6% dall'altro lato la produzione idroelettrica registra una riduzione 22-21 di circa il 38% legata alle elevate temperature e alla forte riduzione di precipitazioni che hanno limitato fortemente la medesima produzione. La quota di produzione da impianti non rinnovabili sulla produzione nazionale resta costante con 167 TWh nel 2021, corrispondente al 52% del fabbisogno, e di circa 178 TWh nel 2022 pari al 56% del fabbisogno.



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

Evoluzione produzione netta nazionale per fonte (TWh)

3.2.1 IL RUOLO DEGLI IMPIANTI DI POMPAGGIO NEL SISTEMA ELETTRICO

Il progressivo incremento della capacità installata di generazione rinnovabile, in particolare non programmabile, registrato negli ultimi anni e atteso con trend ancora più sostenuti in prospettiva (circa GW di nuovi impianti eolici e fotovoltaici al 2030) implicherà impatti significativi sulle attività di gestione della rete del TSO, soprattutto in termini di bilanciamento istante per istante di produzione e domanda di energia elettrica, con l'insorgenza di problematiche strutturali di overgeneration e l'accentuarsi del fenomeno delle rampe di carico residuo. Dall'altro lato, il progressivo *decommissioning* degli impianti termoelettrici di generazione ha comportato e comporterà per il sistema elettrico la perdita di risorse programmabili in grado di fornire implicitamente una serie di servizi preziosi per il TSO e per la rete, quali regolazione di frequenza e tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema. In tale contesto, lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo potrebbe fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi, rappresentando di fatto uno degli strumenti chiave, insieme agli sviluppi di rete, per abilitare la transizione energetica proprio in virtù delle caratteristiche intrinseche di tali impianti. In particolare, nell'ambito degli accumuli, gli impianti di pompaggio rappresentano ad oggi una tecnologia più matura rispetto all'accumulo (*storage*) elettrochimico, soprattutto per stoccare significativi quantitativi di energia. Nello specifico, gli impianti di pompaggio idroelettrico:

- Possono offrire servizi di tipo Energy Intensive:
 - assistendo il TSO nella gestione dei periodi di overgeneration, consentendo di effettuare una traslazione temporale tra produzione e consumo (*load shifting*), ovvero assorbire l'energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda nelle ore a maggior generazione rinnovabile (le ore



centrali della giornata) e rilasciarla nei momenti caratterizzati da carico residuo più elevato, fornendo in questo modo un prezioso contributo anche nella gestione della rampa serale di carico residuo;

- contribuendo alla risoluzione delle congestioni di rete, derivanti dall'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e dalla relativa distribuzione non coerente rispetto ai centri di consumo.
- Rappresentano risorse ad elevata flessibilità e velocità di risposta, in grado di:
 - offrire potenza regolante alla rete, in termini di regolazione di frequenza e tensione, incrementando l'inerzia e la potenza di cortocircuito del sistema;
 - fornire un importante contributo all'adeguatezza del sistema, specialmente nelle ore a massimo fabbisogno e minore generazione rinnovabile.
- Sono elementi chiave anche in ottica dei sistemi di difesa, supportando la riaccensione del sistema nel processo di *black start*.

La dislocazione prevalentemente al Nord degli impianti di pompaggio idroelettrico attualmente presenti su territorio nazionale rappresenta una delle cause che ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità di sistema principalmente riconducibili alle fonti rinnovabili, quali l'*overgeneration*. Infatti, quest'ultimi impianti, al contrario, sono localizzati prevalentemente nel Sud Italia e nelle Isole, ovvero nei siti meteorologicamente più idonei alla produzione eolica o solare, dove contribuiscono a far insorgere le cosiddette congestioni "locali" essendo aree in cui la magliatura della rete è storicamente meno sviluppata.

Tali criticità saranno ulteriormente accentuate, in assenza di misure mitigative, dall'evoluzione attesa del sistema elettrico, soprattutto per i significativi *trend* di crescita previsti di generazione rinnovabile non programmabile, e sarà pertanto necessario realizzare nuovi sistemi di accumulo, e in particolare di pompaggio, soprattutto in specifiche aree del paese. Infatti, al fine di raggiungere i *target* di *policy* fissati in ambito europeo (Fit for 55), **il nuovo scenario energetico di medio-lungo termine definito congiuntamente da Terna e Snam prevede al 2030 un fabbisogno di 95 GWh di nuova capacità installata di sistemi di accumulo – di pompaggio e/o elettrochimici - al fine di integrare la generazione rinnovabile attesa, di cui 71 GWh di tipo "utility-scale" da localizzare prevalentemente nel sud e nelle isole.**

3.3 SPECIFICITÀ DELLA RTN NELL'AREA DI STUDIO

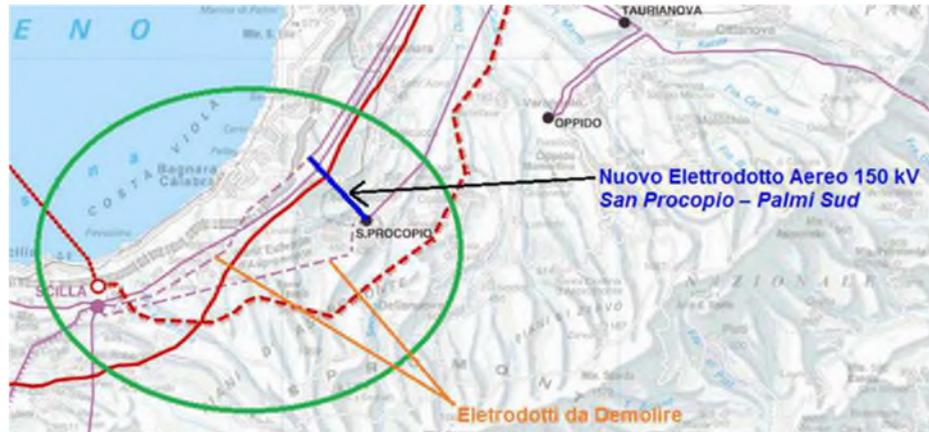
(Fonte: Piano di Sviluppo delle Rete Elettrica Nazionale – Terna 2023 e Piano di Sviluppo delle Rete Elettrica Nazionale – Terna 2013)

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro-Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale, creando congestioni sulle reti primarie e fenomeni di instabilità dinamica in certe condizioni di funzionamento.

Oltre alle criticità su rete AAT si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica. Infatti, in Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT. In tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti alla SE di Feroleto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroleto e la CP Soverato. Nell'area è previsto l'intervento 510- P che raccorderà alla rete locale AT la stazione 380 kV di Belcastro.



Si segnala che Terna S.p.A., nell’ambito dei suoi compiti istituzionali e del programma di sviluppo della Rete di Trasmissione (RTN) (PdS 2013), intende realizzare un nuovo Elettrodotto aereo 150 kV ST “S. Procopio - Palmi Sud” e le demolizioni di alcuni elettrodotti esistenti.



Estratto non in scala dell’elaborato REGR11002BIAM02460 del Progetto Razionalizzazione della rete 150 kV della Provincia di Reggio Calabria - NOTA TECNICA SULLE DEMOLIZIONI (Depositato sul sito del Ministero dell’ambiente)

Con particolare interesse per l’area di progetto, tra gli interventi di demolizione previsti rientrano anche le demolizioni delle seguenti linee:

- Demolizione completa dell’elettrodotto a 150 kV ST “SCILLA-S. PROCOPIO (T.23.857)”
- Demolizione parziale dell’elettrodotto 150 kV ST “PALMI SUD-SCILLA (T.23.920)”

Pertanto, saranno superate le attuali interferenze delle opere in progetto con la linea a 150 kV ST “SCILLA-S. PROCOPIO (T.23.857). Non si segnalano interferenze delle opere in progetto con l’elettrodotto 150 kV ST “PALMI SUD-SCILLA (T.23.920). (La linea a 150 kV ST “SCILLA-S. PROCOPIO (T.23.857) è rappresentata nell’estratto cartografico riportato a pag. 14 del presente documento).



4 ANALISI DEI POSSIBILI SCENARI ALTERNATIVI

4.1 OPZIONE ZERO

La mancata realizzazione dell'opera in progetto comporterà la non realizzazione dell'impianto di pompaggio mediante accumulo ad alta flessibilità "Favazzina" e delle opere propedeutiche alla sua realizzazione.

In particolare, tale eventualità comporterà:

- Mancata realizzazione di un'adeguata quota di capacità di accumulo quale fattore essenziale del processo di transizione verso un sistema energetico decarbonizzato, in quanto gli impianti di pompaggio mediante accumulo prelevano energia dalla rete quando la richiesta è bassa e immettono energia nella rete quando la richiesta è alta. Impianti ad alta flessibilità come quello in progetto consentono risposte rapide a queste esigenze di rete.
- Mancata realizzazione di risorse atte a garantire la regolazione del sistema elettrico e la sua adeguatezza ed inerzia per coprire picchi di carico.
- Limitazioni all'aumento di produzione di energia elettrica da FER, a favore del mantenimento della produzione da fonti programmabili non rinnovabili in contraddizione con i principi pronunciati dall'Unione Europea in merito alla transizione energetica a fonti rinnovabili, e conseguente mancata diminuzione di inquinamento atmosferico.

Si segnala inoltre che Terna, nel Piano di Sviluppo della Rete Nazionale (2023), ritiene lo sviluppo di nuova capacità di accumulo idroelettrico nel medio-lungo termine, risorsa strategica per il sistema elettrico nazionale.

4.2 SCENARI ALTERNATIVI

In fase di progettazione preliminare sono state valutate due alternative di connessione alla RTN:



La soluzione 1 prevede il posizionamento della Sottostazione di Utanza ad ovest del bacino di monte in prossimità di una strada esistente e nelle vicinanze della Stazione Elettrica di Scilla. La Connessione Utanza ha uno sviluppo lineare di circa 400 m ed è prevista in cavo interrato posto su sedime di strade esistenti.



GEOTECH S.r.l. Sede: via T. Nani, 7 23017 Morbegno (SO) Tel 0342 6107 74 – mail: info@geotech-srl.it – Sito web: www.geotech-srl.it

La soluzione 2 prevede il posizionamento della Sottostazione di Utenza ad est del bacino di monte nelle vicinanze di strade ad uso locale. La Connessione Utenza ha uno sviluppo lineare di circa 1200 m ed è prevista in cavo interrato posto su sedime di strade esistenti.

A seguito di sopralluoghi in sito è emerso che l'interramento dell'elettrodotto a 150 kV ST "PALMI SUD-SCILLA (T.23.920)" di proprietà TERNA, interessa la medesima strada in cui si è valutato di posare l'elettrodotto di utenza in progetto. Data la sezione limitata della strada interessata dalle opere, non idonea ad accogliere due linee AT/AAT, si è quindi preferito optare per la Soluzione 1 che risulta essere inoltre quella con lo sviluppo lineare minore.

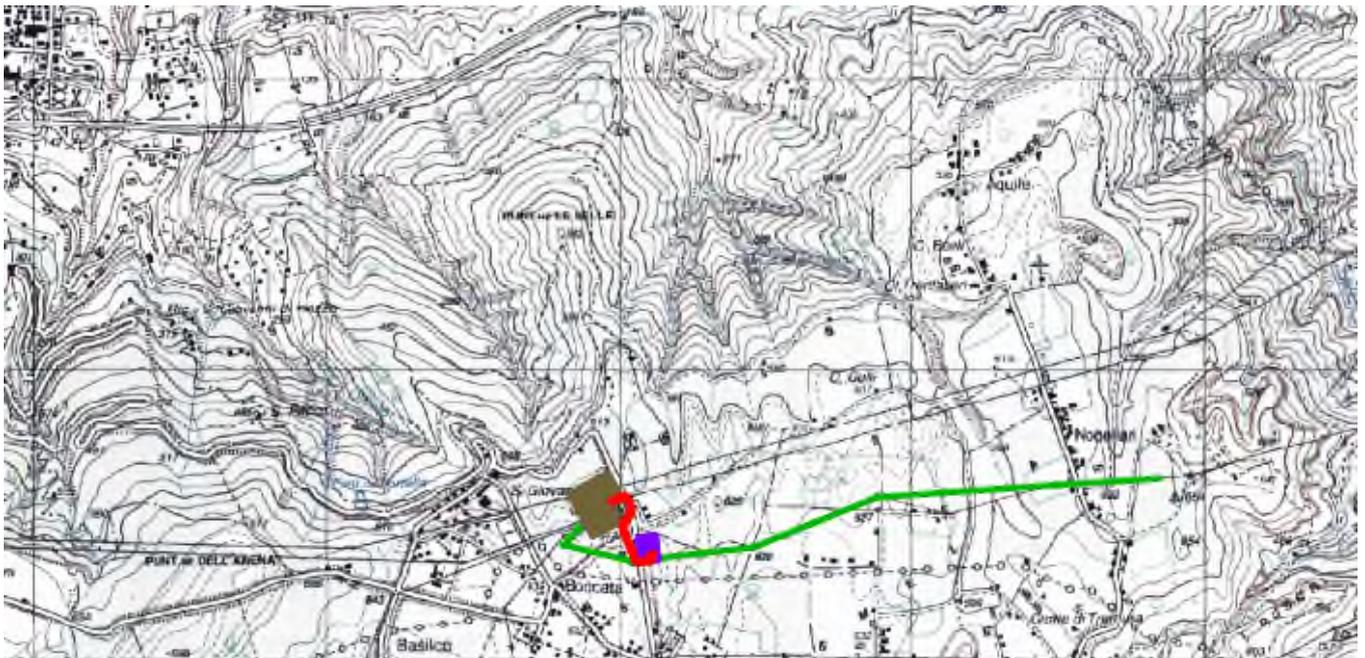


5 UBICAZIONE DELL'INTERVENTO

Come detto in precedenza, tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale, regionale e comunale vigente in materia.

La progettazione delle opere 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.

L'elaborato "Corografia di progetto - IGM" riporta, su cartografia IGM in scala 1:50.000, l'ubicazione degli interventi previsti. Di seguito se ne riporta un estratto dove in rosso è rappresentato il cavo di utenza, in viola la Stazione Utente "Favazzina" e in marrone la Stazione Elettrica Terna esistente di Scilla. In colore verde la linea a 150 kV ST "SCILLA-S. PROCOPIO (T.23.857), linea RTN esistente ed oggetto di demolizione, così come previsto dal Piano di Sviluppo Terna.



Inquadramento su IGM delle opere in progetto

Per avere una visione più dettagliata, è possibile fare riferimento alle seguenti tavole:

- "Corografia di progetto - CTR";
- "Corografia di progetto - ortofotocarta".

5.1 COMPATIBILITA' URBANISTICA

Nella tavola "Stralcio PRG con indicazione opere in progetto - Comune di Scilla" viene riportata la sovrapposizione tra le opere in progetto e le carte riportanti lo strumento di pianificazione territoriale e urbanistica vigente nel Comune di Scilla.



Per un maggior dettaglio in merito alla compatibilità urbanistico e all'inserimento urbanistico delle opere, si rimanda al quadro progettuale dello Studio di Impatto Ambientale che accompagna il presente Piano Tecnico delle Opere.

5.2 VINCOLI

Le opere in progetto sono soggette a procedura di "Valutazione di Impatto Ambientale" (VIA), ai sensi del D.lgs. 152/2006 art.6, commi 6 e 7. Per quanto riguarda i vincoli di carattere paesaggistico, ambientale e archeologico che interessano le aree oggetto dell'intervento si rimanda pertanto allo Studio di Impatto Ambientale (Elaborato P0035031-1-H1) che accompagna il presente Piano Tecnico delle Opere. In linea generale, non sono stati individuati vincoli ostativi alla realizzazione dell'opera in progetto.

5.3 DISTANZE DI SICUREZZA RISPETTO ALLE ATTIVITA' A CONTROLLO PREVENZIONE INCENDI

Recependo quanto richiesto dal Ministero dell'Interno, Dipartimento Vigili del Fuoco, Soccorso Pubblico e Difesa Civile, con Circolare Prot. DCPST/A4/RA/1200 del 4 maggio 2005 e con successiva nota inviata a Terna n. DCPST/A4/RA/EL/ sott.1/1893 del 09/07/08 si è prestata particolare attenzione a verificare il rispetto delle distanze di sicurezza tra gli elettrodotti in progetto e le attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco o a rischio di incidente rilevante di cui al D.lgs. 334/99.

Le risultanze delle valutazioni effettuate sono riportate nell'elaborato "Relazione di compatibilità Vigili del Fuoco".

6 DESCRIZIONE DELLE OPERE

Oggetto della presente relazione sono le opere di connessione alla RTN che consentono sia l'immissione che il prelievo di energia elettrica dalla stessa alla tensione di 380 kV. Tali opere, completamente ubicate nel comune di Scilla (RC) in località Pian della Melia, comprendono la Stazione elettrica di utenza "SU Favazzina" e il cavo interrato 380 kV di collegamento tra questa e la Stazione Elettrica esistente Terna 150/380 kV di Scilla.

6.1 CAVO INTERRATO 380 KV "SU FAVAZZINA – SE SCILLA"

Il cavo interrato avrà una lunghezza di circa 370 m e sarà posato su strade pubbliche. La partenza del cavo è prevista presso la Stazione Utente e subito si immetterà in attraversamento della strada "Via Provinciale" per innestarsi su una strada interpodereale, passante a Ovest della provinciale, fino a raggiungere il piazzale antistante la Stazione Elettrica di Scilla. Qui, con una deviazione verso Est sempre su strada esistente, la posa avverrà nuovamente sulla "Via Provinciale" fino a raggiungere, circa 60 m dopo in direzione Nord, il punto di ingresso nella SE dove il cavo andrà ad attestarsi all'interno dell'edificio GIS 380 kV esistente.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato "Relazione tecnica illustrativa – connessione utente".

6.2 STAZIONE UTENTE "SU FAVAZZINA" 20/380 KV

La Stazione Utente, che occuperà una superficie di circa 6.000 m², sarà posizionata in fregio alla strada "Via Provinciale", sul lato Est, a circa pari quota rispetto alla strada stessa. La stazione sarà costituita da:

- Due trasformatori 20/380 kV dove si assesteranno i collegamenti IPB in arrivo dalla centrale in caverna afferente all'impianto di pompaggio.
- Una sezione 380 kV in GIS dalla quale partirà il cavo 380 kV per la connessione alla Stazione Elettrica 380/150 di Scilla e connessa ai trasformatori di cui sopra tramite due cavi interrati 380 kV.



GEOTECH S.r.l. Sede: via T. Nani, 7 23017 Morbegno (SO) Tel 0342 6107 74 – mail:
info@geotech-srl.it – Sito web: www.geotech-srl.it

- Edificio di consegna MT.
- Apparecchiature accessorie propedeutiche al funzionamento della stazione.

Per i dettagli in merito alla Stazione Utente si rimanda all'elaborato "Relazione tecnica illustrativa – Stazione Utente".



7 CRONOPROGRAMMA

Il programma dei lavori è di seguito riportato; resta inteso che tale programma, essendo condizionato dalla pianificazione delle disalimentazioni degli impianti, è subordinato alla garanzia della continuità del servizio della Rete Elettrica Nazionale.



Cronogramma dei lavori in progetto



8 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO

Prima di descrivere le caratteristiche dell'elettrodotto in cavo previsto per il collegamento alla RTN dell'impianto di generazione/pompaggio Edison di Favazzina è opportuna una breve descrizione del suo funzionamento al fine di determinare le caratteristiche elettriche nominali delle opere di connessione.

Il funzionamento dell'impianto è previsto distinto in due fasi:

- Nelle ore di maggiore richiesta di energia, sarà prodotta energia elettrica, sfruttando il salto idraulico del bacino superiore e utilizzando il macchinario idraulico reversibile (pompa/turbina) in funzionamento di turbina. Le due turbine trasmetteranno all'asse degli alternatori (di potenza nominale 200 MVA ciascuno, con fattore di potenza nominale $\cos\varphi = 0,85$) una potenza meccanica che, convertita in energia elettrica, consentirà di iniettare nella rete di Terna una potenza complessiva netta di circa di 246 MW;
- Nelle ore in cui il prezzo dell'energia elettrica sul mercato sia basso oppure nelle ore in cui Terna richieda all'impianto di assorbire potenza per risolvere problemi sulla rete di trasmissione nazionale, oppure ancora nelle ore in cui si debba assorbire la potenza in eccesso prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, l'impianto passerà alla modalità di funzionamento in pompaggio dell'acqua dal bacino a quota inferiore a quello superiore. I due motori sincroni dovranno erogare alle pompe una potenza meccanica netta complessiva di 312 MW. Stimando, indicativamente, auto-consumi e perdite per un valore pari al 9%, saranno assorbiti dalla rete Terna 336 MW.

Durante il funzionamento in pompaggio, le macchine sincrone potranno comunque garantire produzione/assorbimento di potenza reattiva, nei limiti consentiti dalla propria curva di *capability*, ovvero la partecipazione al servizio di regolazione della tensione.

I collegamenti verranno pertanto dimensionati in prima battuta per permettere il trasporto di una potenza pari a 400 MVA.

La corrente d'impiego risulta pertanto pari a:

$$I = \frac{A}{\sqrt{3} \cdot V} = 608 \text{ A}$$

Con tale valore di corrente d'impiego si sceglie in prima battuta di prevedere che la sezione del cavo sia pari a 1000 mm² con una corrente massima pari a 640 A.



9 CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE

9.1.1 Stazione Utente “SU Favazzina”

La nuova Sottostazione d’utenza AT/MT 380/20 kV verrà realizzata in esecuzione “Blindata” (GIS - Gas Insulated Switchgear), con tutte le parti attive AT ad eccezione dei terminali cavo, degli scaricatori e dai trasformatori AT/MT, racchiuse in involucri metallici ed isolate con gas ecocompatibili. Tale modalità realizzativa porta ad avere i seguenti vantaggi:

Tale configurazione consente di minimizzare la superficie utilizzata con i seguenti vantaggi:

- Dimensioni ridotte a circa 1/3 rispetto ad analoga sezione AT tradizionale isolata in aria.
- Campi elettromagnetici ed elettrici indicativamente nulli per le parti in GIS (gli involucri metallici schermano l’ambiente circostante).

Come rappresentato nello schema unifilare la SSE prevede un sistema a semplice sbarra con uno stallo arrivo linea e due stalli trasformatore. La centrale è infatti composta da due gruppi di generazione sincroni da 200 MVA ciascuno aventi tensione nominale pari a 20 kV, ogni gruppo è collegato a un trasformatore elevatore ciascuno di potenza pari a 210 MVA che eleva la tensione al livello di consegna pari a 380 kV. I due trasformatori sono posti nel piazzale della SSE e collegati, lato MT, con un sistema tipo IPB (*Isolated Phase Bus*) ai generatori ovvero tramite un sistema di sbarre in MT che attraverserà un cunicolo sbarre fino all’interruttore di macchina (GCB), installato su ogni montante generatore e lato AT, con cavi interrati XLPE che collegano le macchine al quadro blindato e precisamente ai due stalli TR.

Per i dettagli tecnici e funzionali in merito alla Stazione Utente, si rimanda alla “Relazione tecnica illustrativa – Stazione Utente”.

9.1.2 Elettrodotto in cavo interrato 380 kV “SU Favazzina – SE Scilla”

L’elettrodotto sarà costituito da una terna di cavi unipolari con isolamento in XLPE costituiti da un conduttore in rame, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull’isolamento, nastri semiconduttivi rigonfianti, schermo metallico con nastro di alluminio e rivestimento in polietilene. Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- Tensione nominale: 380 kV;
- Frequenza nominale: 50 Hz;
- Prelievo max: 400 MVA.

Per il tratto di connessione utente in cavo interrato, il progetto dell’opera sarà conforme alla normativa di riferimento.

Per le caratteristiche tecniche degli elementi di impianto descritti nei paragrafi seguenti si rimanda all’elaborato “Relazione elementi tecnici di impianto - connessione utente”.

10 RUMORE

Gli elettrodotti in cavo interrato non costituiscono fonte di rumore. La situazione attuale rimarrà pertanto invariata.



La nuova stazione sarà realizzata in ottemperanza alla Legge 26/10/1995 n.447, al DPCM 01/03/1991 ed in modo da contenere il “rumore” prodotto al di sotto dei limiti previsti dal DPCM 14/11/1997.

Al fine di ridurre le radio interferenze dovute a campi elettromagnetici, l'impianto sarà inoltre progettato e costruito in accordo alle raccomandazioni riportate nei paragrafi. 4.2.6 e 9.6 della Norma CEI EN 61936-1.

11 INQUADRAMENTO GEOLOGICO PRELIMINARE

Per l'inquadramento geologico preliminare dell'area si rimanda all'elaborato “Relazione geologica preliminare”.

12 TERRE E ROCCE DA SCAVO

Il piano di gestione delle terre e rocce da scavo è riportato nell'elaborato “Relazione di Gestione delle Terre e Rocce da Scavo”.

Di seguito vengono descritte le principali attività che comportano movimenti di terra.

La realizzazione di un elettrodotto in cavo interrato è suddivisibile nelle seguenti fasi:

1. Esecuzione degli scavi o delle perforazioni.
2. Posa delle tubiere;
3. Getto, rinterro e chiusura degli scavi.
4. Scavo e installazione delle buche giunti.
5. Installazione dei cavi.
6. Chiusura delle buche giunti.
7. Attestazione dei cavi ai terminali in stazione o su palo di transizione.

Le fasi che prevedono un movimento di terra sono la 1, la 3, la 4 e la 6.



13 CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

13.1 SINTESI NORMATIVA

Le linee guida per la limitazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici variabili nel tempo ed ai campi elettromagnetici sono state indicate nel 1998 dalla ICNIRP (Commissione Internazionale per la Protezione dalle Radiazioni Non Ionizzanti).

Il 12/07/1999 il Consiglio dell'Unione Europea (UE) ha emesso una Raccomandazione agli Stati Membri volta alla creazione di un quadro di protezione della popolazione dai campi elettromagnetici, che si basa sui migliori dati scientifici esistenti; a tale proposito il Consiglio ha avallato proprio le linee guida dell'ICNIRP. Successivamente, nel 2001, a seguito di un'ultima analisi condotta sulla letteratura scientifica, un Comitato di esperti della Commissione Europea ha raccomandato alla UE di continuare ad adottare tali linee guida.

Lo Stato Italiano è successivamente intervenuto, con finalità di riordino e miglioramento della normativa in materia allora vigente in Italia, attraverso la Legge Quadro 36/2001 che ha individuato ben tre livelli di esposizione ed ha affidato allo Stato il compito di determinarli e aggiornarli periodicamente in relazione agli impianti che possono comportare esposizione della popolazione a campi elettrici e magnetici con frequenze comprese tra 0 Hz e 300 GHz.

L'art. 3 della Legge 36/2001 ha definito:

- Limite di esposizione il valore di campo elettromagnetico da osservare ai fini della tutela della salute da effetti acuti;
- Valore di attenzione come quel valore del campo elettromagnetico da osservare quale misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine;
- Obiettivo di qualità come criterio localizzativo e standard urbanistico, oltre che come valore di campo elettromagnetico ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione.

La Legge Quadro 36/2001, come ricordato dal citato Comitato di esperti della Commissione Europea, è stata emanata nonostante le raccomandazioni del Consiglio dell'Unione Europea del 12/07/1999 sollecitassero gli Stati membri ad utilizzare le linee guida internazionali stabilite dall'ICNIRP. Tutti i paesi dell'Unione Europea hanno accettato il parere del Consiglio della UE, mentre l'Italia ha adottato misure più restrittive di quelle indicate dagli Organismi internazionali.

In esecuzione della già menzionata Legge quadro è stato infatti emanato il DPCM 08/07/2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", che è stato utilizzato a riferimento per la presente analisi tecnica.

I parametri di riferimento adottati nella progettazione, qui di seguito riportati, non dovranno essere mai superati:

- Limite di esposizione: tale limite, inteso come valore efficace, e pari a:
 - 100 μ T per l'induzione magnetica;
 - 5 kV/m per il campo elettrico;
- Obiettivo di qualità: tale valore, inteso come valore efficace, e pari a:
 - 3 μ T per l'induzione magnetica.



Inoltre, è da considerare nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi adibiti a permanenza non inferiori a quattro ore, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz.

- **Fascia di rispetto:** si intende lo spazio circostante un elettrodotto che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da una induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. La Legge 22/02/2001, n°36 "*Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*", stabilisce che lo Stato esercita le funzioni relative: "... alla determinazione dei parametri per la previsione di fasce di rispetto per gli elettrodotti; all'interno di tali fasce di rispetto non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una permanenza non inferiore a quattro ore". Il decreto attuativo della Legge n°36, DPCM 08/07/2003, stabilisce all'Art. 6- Parametri per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti: "*Per la determinazione delle fasce di rispetto si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità di cui all'art. 4 ed alla portata in corrente in servizio normale dell'elettrodotto, come definita dalla norma CEI 11-60, che deve essere dichiarata dal gestore al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, per gli elettrodotti con tensione superiore a 150 kV e alle regioni, per gli elettrodotti con tensione non superiore a 150 kV. I gestori provvedono a comunicare i dati per il calcolo e l'ampiezza delle fasce di rispetto ai fini delle verifiche delle autorità competenti*". La norma CEI 106-11 "*Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo*" fornisce una metodologia generale per il calcolo dell'ampiezza delle fasce di rispetto degli elettrodotti, in riferimento all'obiettivo di qualità di 3 µT e alla portata in corrente in servizio normale dell'elettrodotto dichiarata dal gestore. Tale metodologia è stata definitivamente approvata dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29/05/2008, "*Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti*". Dopo alcuni mesi dalla pubblicazione di questi decreti si è reso necessario il chiarimento di alcuni aspetti. A tale scopo l'ISPRA (ex APAT) Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, ha istituito dei tavoli tecnici che hanno elaborato un documento ("*Disposizioni Integrative/Interpretative - Vers. 7.4*") con l'obiettivo di andare incontro a tale necessità, fornendo alcune delucidazioni e suggerimenti sugli aspetti normativi ed applicativi.

È infine opportuno osservare che, in relazione ai campi elettromagnetici, la tutela della salute viene attuata, sull'intero territorio nazionale, esclusivamente attraverso il rispetto dei limiti prescritti dal DPCM 08/07/2003 al quale soltanto può farsi utile riferimento. In tal senso, con sentenza n.307 del 07/10/2003 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità di alcune leggi regionali in materia di tutela dai campi elettromagnetici, per violazione dei criteri in tema di ripartizione di competenze fra Stato e Regione stabiliti dal nuovo Titolo V della Costituzione¹. Come emerge dal testo della sentenza, una volta fissati i valori-soglia

¹ Nella sentenza (pagg. 51 e segg.) si legge testualmente:

"L'esame di alcune delle censure proposte nei ricorsi presuppone che si risponda all'interrogativo se i valori-soglia (limiti di esposizione, valori di attenzione, obiettivi di qualità definiti come valori di campo), la cui fissazione è rimessa allo Stato, possano essere modificati dalla Regione, fissando valori-soglia più bassi, o regole più rigorose o tempi più ravvicinati per la loro adozione. La risposta richiede che si chiarisca la ratio di tale fissazione. Se essa consistesse esclusivamente nella tutela della salute dai rischi dell'inquinamento elettromagnetico, potrebbe invero essere lecito considerare ammissibile un intervento delle Regioni che stabilisse limiti più rigorosi rispetto a quelli fissati dallo Stato, in coerenza con il principio, proprio anche del diritto comunitario, che ammette deroghe alla disciplina comune, in specifici territori, con effetti di maggiore protezione dei valori tutelati (cfr. sentenze n. 382 del 1999 e n. 407 del 2002). Ma in realtà, nella specie, la fissazione di valori-soglia risponde ad una ratio più complessa e articolata. Da un lato, infatti, si tratta effettivamente di proteggere la salute della popolazione dagli effetti negativi delle emissioni elettromagnetiche (e da questo punto di vista la determinazione delle soglie deve risultare fondata sulle conoscenze scientifiche ed essere tale da non pregiudicare il valore protetto); dall'altro, si tratta di consentire, anche attraverso la fissazione di soglie diverse in relazione ai tipi di esposizione, ma uniformi sul territorio nazionale, e la graduazione nel tempo degli obiettivi di qualità espressi come valori di campo, la realizzazione degli impianti e delle reti rispondenti a rilevanti interessi nazionali, sottesi alle competenze concorrenti di cui all'art. 117, terzo comma, della



di cautela per la salute, a livello nazionale, non è consentito alla legislazione regionale derogarli neanche in melius.

13.2 FASCE DI RISPETTO

Per “fasce di rispetto” si intendono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, all’interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003.

Tale DPCM prevede (art. 6 comma 2) che l’APAT, sentite le ARPA, definisca la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto con l’approvazione del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Con Decreto 29 maggio 2008 (pubblicato in G.U. n. 156 del 05/07/2008 – Supplemento Ordinario n. 160) il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha approvato la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, tale metodologia prevede, che il gestore debba calcolare la Distanza di Prima Approssimazione, definita come “la distanza in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea, che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più della DPA si trovi all’esterno delle fasce di rispetto”.

13.3 CALCOLO DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

La linea elettrica durante il suo normale funzionamento genera un campo elettrico ed un campo magnetico. Il primo dipende dalla tensione di esercizio della linea stessa, mentre il secondo è funzione della corrente che vi circola, ed entrambi decrescono molto rapidamente con la distanza.

I calcoli relativi all’andamento del campo elettrico, la valutazione del campo di induzione magnetica ai fini della definizione della DPA sono contenuti all’interno degli elaborati “Relazione CEM”, “Corografia di progetto con Distanza di Prima Approssimazione”, “Corografia di progetto su ortofoto con Distanza di Prima Approssimazione” e “Planimetria catastale con Distanza di Prima Approssimazione”.

14 AREE IMPEGNATE

In merito all’attraversamento di aree da parte degli elettrodotti, verranno identificate in fase di progettazione esecutiva, con riferimento al Testo Unico 327/01, le aree impegnate, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell’esercizio e manutenzione dell’elettrodotto.

Costituzione, come quelli che fanno capo alla distribuzione dell’energia e allo sviluppo dei sistemi di telecomunicazione. Tali interessi, ancorché non resi espliciti nel dettato della legge quadro in esame, sono indubbiamente sottesi alla considerazione del “preminente interesse nazionale alla definizione di criteri unitari e di normative omogenee” che, secondo l’art. 4, comma 1, lettera a, della legge quadro, fonda l’attribuzione allo Stato della funzione di determinare detti valori-soglia. In sostanza, la fissazione a livello nazionale dei valori-soglia, non derogabili dalle Regioni nemmeno in senso più restrittivo, rappresenta il punto di equilibrio fra le esigenze contrapposte di evitare al massimo l’impatto delle emissioni elettromagnetiche, e di realizzare impianti necessari al paese, nella logica per cui la competenza delle Regioni in materia di trasporto dell’energia e di ordinamento della comunicazione è di tipo concorrente, vincolata ai principi fondamentali stabiliti dalle leggi dello Stato. Tutt’altro discorso è a farsi circa le discipline localizzative e territoriali. A questo proposito è logico che riprenda pieno vigore l’autonoma capacità delle Regioni e degli enti locali di regolare l’uso del proprio territorio, purché, ovviamente, criteri localizzativi e standard urbanistici rispettino le esigenze della pianificazione nazionale degli impianti e non siano, nel merito, tali da impedire od ostacolare ingiustificatamente l’insediamento degli stessi”.



Il vincolo preordinato all'asservimento coattivo (per gli elettrodotti) sarà invece apposto sulle "Aree Potenzialmente Impegnate" (previste dalla Legge 239/2004). L'estensione delle aree potenzialmente impegnate sarà mediamente di circa 5 m dall'asse linea per parte per elettrodotti in cavo interrato a 380 kV in semplice terna.

La planimetria catastale in scala 1:2000 riporta graficamente il posizionamento dell'asse indicativo dei tracciati con un'ipotesi di posizionamento preliminare del cavo. Riportano inoltre la fascia delle aree potenzialmente impegnate sulle quali sarà apposto il vincolo preordinato all'imposizione della servitù di elettrodotto.

In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree effettivamente impegnate, con conseguente riduzione delle porzioni di territorio soggette a vincolo preordinato all'esproprio e all'imposizione in via coattiva della servitù di elettrodotto.

I proprietari dei terreni interessati dalle Aree Potenzialmente Impegnate e relativi numeri di foglio e particella sono riportati, come desunti dal catasto, nell'elaborato "Elenco delle aree di esproprio, di servitù e di occupazione temporanea".

Per quanto riguarda l'area di ubicazione della futura Stazione Utente, essa è ricompresa nelle aree catastali di interesse del futuro impianto di pompaggio.

15 SICUREZZA NEI CANTIERI

I lavori si svolgeranno in ossequio alla normativa del dal D.lgs. 81 del 09/04/2008 e alle disposizioni integrative e correttive di cui al D.lgs. 106 del 03/08/09 nonché alle norme modificative ed integrative degli stessi. Pertanto, in fase di progettazione esecutiva il titolare dell'infrastruttura provvederà a nominare un Coordinatore per la Sicurezza in fase di Progettazione, abilitato ai sensi della già menzionata normativa, che redigerà il Piano di Sicurezza e Coordinamento. Successivamente, per la fase di realizzazione dell'opera, sarà nominato un Coordinatore per la esecuzione dei lavori, anch'esso abilitato, che vigilerà durante tutta la durata dei lavori sul rispetto da parte delle ditte appaltatrici delle norme di legge in materia di sicurezza e delle disposizioni previste nel Piano di Sicurezza e Coordinamento.

16 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

In questo capitolo si riportano i principali riferimenti normativi da prendere in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente documento.

16.1 LEGGI

- Regio Decreto 11 dicembre 1933 n° 1775 "Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici";
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" e ss.mm.ii.;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- DPCM 8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti";
- Decreto 29 maggio 2008, "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";



- DPR 8 giugno 2001 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità" e ss.mm.ii.;
- Legge 24 luglio 1990 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi" come modificato dalla Legge 11 febbraio 2005, n. 15, dal Decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 e dalla Legge 2 aprile 2007, n. 40;
- Decreto Legislativo 22 gennaio 2004 n° 42 "Codice dei Beni Ambientali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137 ";
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42";
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.;
- Legge 5 novembre 1971 n. 1086. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica. Applicazione delle norme sul cemento armato";
- Decreto Interministeriale 21 marzo 1988 n. 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne";
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991 n. 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- Decreto Interministeriale del 05/08/1998 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche aeree esterne".

16.2 NORMATIVE TECNICHE

16.2.1 Norme CEI

- CEI 11-17, "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – Linee in cavo", terza edizione, 2006-07;
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione, 2002-06;
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01;
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12;
- CEI 304-1 "Interferenza elettromagnetica prodotta da linee elettriche su tubazioni metalliche Identificazione dei rischi e limiti di interferenza", ed. prima 2005;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006:02;



- CEI EN 61936-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni”;
- CEI EN 50522 “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a”
- CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI EN 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI EN 62271-1 “Apparecchiature di manovra e di comando ad alta tensione – prescrizioni comuni”;
- CEI EN 62271-203 “Apparecchiature di manovra con involucro metallico con isolamento in gas per tensioni nominali superiori a 52 kV”.

16.2.2 Prescrizione tecniche diverse

- TERNA – Linee elettriche AT – Progetto unificato;
- TERNA – Stazioni elettriche AT – Progetto unificato.
- TERNA – Linee elettriche interrate - norme tecniche per la progettazione e l’esecuzione.