

**ELETTRODOTTO 380 kV DOPPIA TERNA
GISSI – LARINO – FOGGIA
ED OPERE CONNESSE**

**PIANO TECNICO DELLE OPERE
PARTE GENERALE**



Storia delle revisioni

Rev.00	del 29/03/2012	Prima emissione

Elaborato		Verificato		Approvato	
E. Tapolin SRI – PRI NA	S. Barnaba SRI – PRI RM	S. Madonna SRI – PRI NA	L. Simeone SRI – PRI RM	P. Paternò SRI – PRI NA	E. Farci SRI – PRI RM

m010CI-LG001-r02

INDICE

1	PREMESSA	4
2	MOTIVAZIONI DELL'OPERA	5
2.1	Stato della rete nelle aree interessate	5
2.2	Stato del Sistema Elettrico: produzione e consumi elettrici nelle aree interessate	6
2.3	Motivazioni e descrizione dell'intervento di sviluppo complessivo	7
2.4	Analisi dei benefici	8
3	UBICAZIONE DELLE OPERE	10
3.1	Premessa.....	10
3.2	Criteri seguiti per la definizione del tracciato	10
3.2.1	Metodologia	10
3.2.2	Applicazione dei criteri ERA, definizione dei corridoi e fasce di fattibilità	11
3.3	Consistenza territoriale dell'opera	14
4	DESCRIZIONE DELLE OPERE	15
4.1	Consistenza delle opere	15
4.1.1	Elettrodotto 380kV DT Gissi - Larino - INTERVENTO 1	15
4.1.2	Elettrodotto 380kV DT Larino – Foggia - INTERVENTO 2.....	15
4.1.3	Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Larino - INTERVENTO 3	16
4.1.4	Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Foggia - INTERVENTO 4	16
4.1.5	Ampliamento sezione 380 kV S.E. di Foggia - INTERVENTO 5.....	16
4.2	Situazione della RTN a fine lavori	16
4.3	Vincoli	18
4.4	Distanze di sicurezza rispetto alle attività soggette a controllo prevenzione incendi.....	19
5	COSTI E TEMPI DI REALIZZAZIONE DELLE OPERE	21
5.1	Cronoprogramma.....	21
5.2	Costo complessivo dell'opera.....	22
6	CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE	23
6.1	Caratteristiche principali degli elettrodotti aerei a 380 kV in doppia terna	23
6.2	Caratteristiche principali degli elettrodotti aerei a 380 kV in semplice terna	24
6.3	Caratteristiche principali degli elettrodotti aerei a 150 kV in semplice terna	24
7	TERRE E ROCCE DA SCAVO	25
8	INQUADRAMENTO GEOLOGICO PRELIMINARE	25
9	RUMORE	25
9.1	Elettrodotti aerei.....	25
9.2	Stazione elettrica	26
10	VALUTAZIONE DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI	26

10.1	Richiami normativi	26
10.2	Campi elettrici e magnetici	28
11	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	28
11.1	Leggi	28
11.2	Norme tecniche.....	29
11.2.1	Norme CEI	29
11.2.2	Norme tecniche diverse	30
12	AREE IMPEGNATE.....	30
13	FASCE DI RISPETTO	31
14	SICUREZZA NEI CANTIERI.....	31

1 PREMESSA

La società Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. è la società concessionaria in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione ai sensi del Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 (Concessione).

Terna, nell'espletamento del servizio dato in concessione, persegue i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, secondo le condizioni previste nella suddetta concessione e nel rispetto degli atti di indirizzo emanati dal Ministero e dalle direttive impartite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione di energia elettrica nel territorio nazionale e realizzare gli stessi;
- garantire l'imparzialità e neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

Terna pertanto, nell'ambito dei suoi compiti istituzionali, predispone annualmente il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Il Piano di Sviluppo edizione 2010, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 Marzo 2011 prevede la **realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna tra l'esistente stazione elettrica di Villanova e l'esistente stazione elettrica di Foggia, prevedendo l'ingresso di una terna nella S.E. di Gissi e dell'altra terna nella S.E. di Larino.**

L'opera descritta nella presente relazione si identifica come il proseguimento dell'elettrodotto aereo in doppia terna 380 kV dalla S.E. di Villanova all'esistente S.E. di Gissi, per il quale è stata presentata, nel dicembre 2009, formale istanza di autorizzazione presso il Ministero dello Sviluppo Economico ed ottenuto nel settembre 2011, dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto col Ministro per i Beni e le Attività Culturali, parere favorevole di compatibilità ambientale.

Pertanto, oggetto del presente Piano Tecnico delle Opere è la progettazione dell'elettrodotto aereo 380 kV in doppia terna a partire dal sostegno n. 139 (così definito nel progetto "S.E. Villanova – S.E. Gissi" e situato in uscita dalla stazione elettrica di Gissi), sino all'esistente stazione elettrica di Foggia, con il collegamento in entra – esce di una delle due terne alla stazione elettrica di Larino.

Si prevedono contestualmente alla realizzazione dell'opera principale alcuni interventi di riassetto

elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alle stazioni elettriche di Larino e Foggia, ed alcune varianti ad elettrodotti 150 kV interferenti con l'opera principale.

Ai sensi della Legge 23 agosto 2004 n. 239, al fine di garantire la sicurezza del sistema energetico e di promuovere la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica, la costruzione e l'esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica sono attività di preminente interesse statale e sono soggetti a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e previa intesa con le Regioni interessate, la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato.

2 MOTIVAZIONI DELL'OPERA

2.1 Stato della rete nelle aree interessate

L'esame dei futuri scenari di produzione nel Meridione evidenzia un aumento delle congestioni sulla porzione di rete AAT in uscita dalle regioni del Sud Italia, in particolare la Puglia, con conseguenti rischi di limitazioni per gli stessi poli produttivi.

Sulla dorsale adriatica, infatti, si sono aggiunti, negli ultimi anni, flussi di potenza da Sud verso il Centro – Sud, a causa dell'entrata in servizio di consistenti volumi di capacità produttiva da fonte rinnovabile e dei nuovi gruppi di produzione termoelettrici di San Severo (400 MW), in aggiunta a quelli di Modugno e Gissi (1.600 MW), determinando un peggioramento delle criticità di esercizio e delle congestioni sulla sezione Sud/Centro – Sud, sezione già interessata dai flussi di potenza appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano.

Tale situazione determina la riduzione dei margini di sicurezza nell'area Sud e il degrado dei profili di tensione sui nodi della rete del Centro Sud. Inoltre, la carenza di rete a 380 kV, funzionale ad iniettare potenza verso la sub trasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio della rete costringendo a ricorrere ad assetti di tipo radiale che causano maggiori stress ai collegamenti a 132 kV, esponendoli spesso a rischio di sovraccarico. A tutto ciò si somma sia la capacità limitata dei collegamenti ad oggi eserciti a 120 kV, sia lo scarso contributo garantito dalla rete di proprietà RFI, i cui elettrodotti presentano notevoli vincoli operativi.

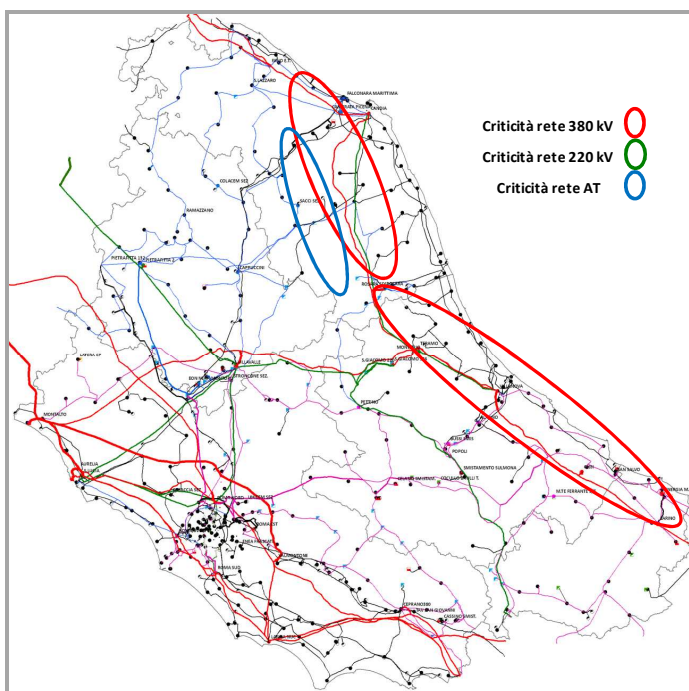


Figura 1 – Individuazione aree critiche della RTN Area centro orientale

2.2 Stato del Sistema Elettrico: produzione e consumi elettrici nelle aree interessate

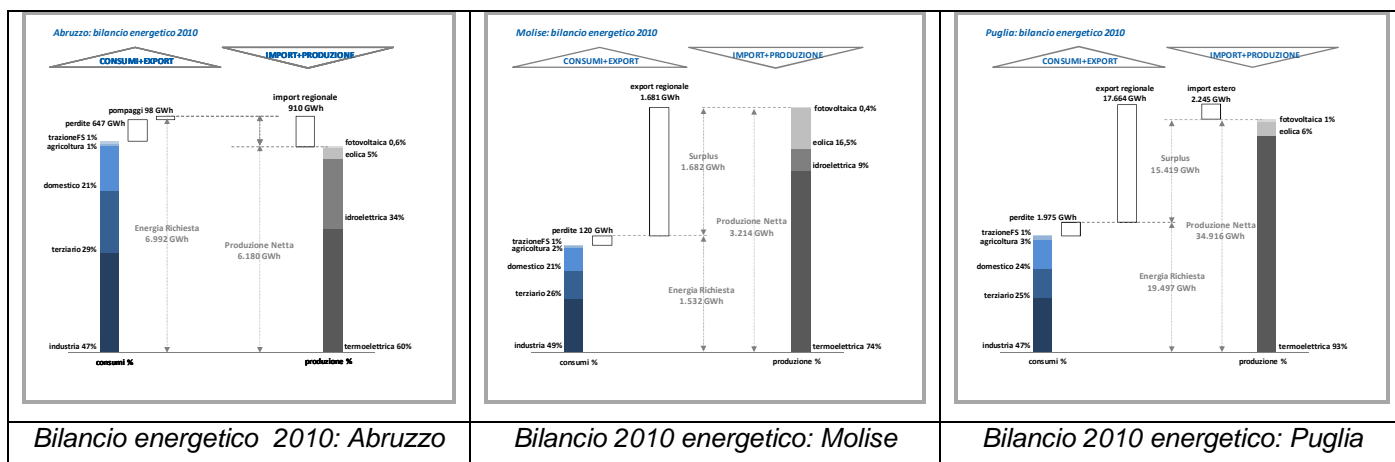
L'andamento della domanda e dell'offerta nelle tre regioni interessate dall'opera, ha seguito tendenze simili in Abruzzo e Molise, con una crescita ripida dell'offerta, accompagnata da valori della domanda che sono rimasti, nel corso degli ultimi dieci anni, sostanzialmente simili.

La regione Puglia, invece, ha mantenuto valori di generazione ben al di sopra dei propri consumi, contribuendo così, in maniera significativa, alla copertura del carico di zone maggiormente deficitarie di produzione localizzate nell'Italia Centro – Centro Settentrionale.

Più nel dettaglio, in Abruzzo la domanda è cresciuta, dell'11% circa, fra il 2001 e il 2008, con una riduzione poi, fra il 2008 e il 2009, di poco meno del 10%. In Molise e Puglia, invece, sempre fra il 2001 e il 2008, la domanda si è sviluppata, rispettivamente del 14 % e del 16 %, con una rapida diminuzione, fra il 2008 e il 2009, di circa il 5% e 9%.

Nel corso del 2010, infine, è emersa in tutte e tre le regioni una ripresa della domanda di energia elettrica quasi nulla nel caso del Molise, inferiore allo 0,1%, e poco superiore al 7% per Abruzzo e Puglia.

Il settore industriale si conferma predominante attestandosi poco al di sotto del 50% della richiesta in tutte e tre le regioni, seguito dal terziario e il domestico.


Figura 2 – Bilancio energetico anno 2010 nelle regioni interessate

Il comparto produttivo è ancora caratterizzato principalmente dal contributo della fonte termica che arriva a occupare più del 90% dell'intera generazione fornita dalla regione Puglia, e si attesta, invece, al 60% per l'Abruzzo e al 74% per il Molise.

In particolare occorre evidenziare una particolare dinamicità nel settore della produzione di energia elettrica per la regione Molise e Puglia che, solo nel corso dell'ultimo anno, hanno esportato circa 2.800 GWh la prima e 14.500 GWh la seconda. In questo contesto, un altro elemento caratteristico di queste aree è la consistente crescita degli impianti di generazione da fonte rinnovabile che arrivano a coprire, nel 2010, (esclusa la fonte idrica) quote del 5% in Abruzzo, 17% in Molise e del 7% in Puglia, dell'intera produzione regionale.

2.3 Motivazioni e descrizione dell'intervento di sviluppo complessivo

La rete AAT dell'area Centro Italia, impegnata già oggi costantemente dal trasporto del surplus di generazione proveniente dalle regioni del Sud in direzione delle regioni centrali, risulta carente, soprattutto sulla dorsale adriatica, costituita da una unica direttrice 380 kV che collega gli impianti di Foggia e Villanova, passando attraverso i nodi di San Severo, Larino e Gissi. Tale infrastruttura non è più sufficiente a garantire il passaggio, con adeguati margini di sicurezza, dei transiti di potenza, aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di nuova capacità produttiva e destinati ad un'ulteriore crescita nel prossimo futuro in seguito all'entrata in esercizio di nuova generazione, in particolare da fonte rinnovabile.

La porzione di rete in esame è interessata, infatti, dalla presenza di congestioni non trascurabili che a loro volta:

- Limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema;
- Non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e, talvolta, scoraggiano l'ingresso di nuova capacità;
- Comportano maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno

Tale situazione, in assenza di sviluppi della infrastruttura di rete è destinata ad aggravarsi in considerazione dello sviluppo della capacità di generazione previsto nel Mezzogiorno del Paese. Sebbene, infatti, i flussi commerciali e fisici siano difficilmente prevedibili, poiché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è fortemente plausibile, già nel breve – medio periodo, un aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro – Sud, con l'acutizzarsi dei fenomeni di congestioni e dei relativi effetti correlati.

Al fine di superare tali vincoli è previsto il raddoppio ed il potenziamento della dorsale medio adriatica, mediante la realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV in doppia terna tra le esistenti stazioni di Foggia e Villanova (PE), con collegamento in entra – esce di una terna sulla stazione elettrica di Larino (CB), e dell'altra terna sulla stazione di connessione di Gissi (CH).

L'incremento della capacità di trasporto sulla porzione Adriatica della rete AAT garantirà un adeguato aumento dei margini di adeguatezza del sistema, ridurrà i rischi di mancata copertura del carico e consentirà un aumento della capacità di scambio fra le zone Sud (Foggia) e Centro Sud (Villanova). Quest'ultimo aspetto, in particolare, consentirà agli operatori elettrici di partecipare, con minori vincoli, alle contrattazioni nel mercato elettrico, favorendo una maggiore competizione fra gli stessi con conseguenti benefici di carattere economico per l'intero sistema elettrico.

2.4 Analisi dei benefici

La metodologia utilizzata per la valutazione della profittabilità dell'investimento di sviluppo è basata sul confronto dei costi e dei benefici correlati alla realizzazione del nuovo collegamento a 380 kV "S.E. Villanova – S.E. Gissi – S.E. Larino – S.E. Foggia", nelle province di Pescara, Chieti, Campobasso e Foggia.

I benefici attesi correlati all'entrata in servizio della nuova opera descritta, sono di seguito elencati:

- 1. Riduzione delle perdite** di energia per trasporto sulla rete: un significativo beneficio legato alla realizzazione dell'opera è rappresentato dalla diminuzione delle perdite sulla rete di trasmissione per un più efficiente sfruttamento del sistema elettrico di trasporto; il risparmio in termini di energia di questo intervento è quantificabile in circa 50 GWh/anno. A tale riduzione delle perdite in rete legata ad un migliore utilizzo della stessa per il servizio di trasmissione, consegue una diminuzione nella produzione di CO₂ in atmosfera quantificabile in circa 21 kt CO₂/anno.
- 2. Incremento della capacità produttiva liberata:** un ulteriore beneficio atteso all'intervento è quello associato alla liberazione di energia prodotta da impianti termoelettrici più efficienti o da impianti da fonte rinnovabile per circa 1000 MW;
- 3. Riduzione dell'emissione di CO₂ in atmosfera:** infine, un ulteriore beneficio legato alla realizzazione dell'opera è dovuto alla riduzione di CO₂ emessa in atmosfera dovuto alla

liberazione di capacità produttiva da fonte termoelettrica, alla liberazione di capacità produttiva da fonte rinnovabile valutata in circa 165 kt/anno.

La mancata realizzazione dell'opera comporterebbe un sovraccarico relativo all'utilizzo della dorsale adriatica causando congestioni sulla rete di trasmissione e sub-trasmissione dovute al forte sviluppo registrato e previsto della produzione da fonte convenzionale e rinnovabile.

Si avrebbero quindi:

- Una mancata riduzione delle perdite di rete per l'esercizio del servizio di trasmissione con conseguenze sia economiche (maggiori esborsi per i consumatori) che ambientali (maggiore produzione di CO₂);
- Una gestione meno efficiente delle risorse di produzione dell'energia elettrica sia esse da fonte convenzionale che da fonte rinnovabile;
- Standard di qualità e continuità del servizio di trasmissione non sempre verificati.

3 UBICAZIONE DELLE OPERE

3.1 Premessa

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.

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 e regionale vigente in materia.

Nello specifico la localizzazione dell'elettrodotto è avvenuta attraverso un approccio che ha tenuto conto di un livello di dettaglio sempre crescente.

Si riporta di seguito l'iter di localizzazione dell'opera da un punto di vista puramente metodologico lasciando l'eventuale approfondimento tecnico e quantitativo allo Studio di Impatto Ambientale.

3.2 Criteri seguiti per la definizione del tracciato

3.2.1 Metodologia

Al fine di avere un quadro preciso sulla pianificazione dello sviluppo della rete elettrica nazionale, Terna redige annualmente un Piano di Sviluppo della rete (PdS) di prospettiva decennale; in questo vengono analizzati gli obiettivi per la sicurezza, la continuità del servizio, la copertura della domanda, la qualità del servizio, la riduzione delle congestioni, l'economicità del servizio e la garanzia delle connessioni.

Tale piano entro il 31 dicembre di ogni anno viene aggiornato, sottoposto al parere da parte del Comitato di Consultazione degli Utenti e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) per la relativa approvazione.

Ai sensi della parte II del Decreto legislativo n. 152 del 2006, così come successivamente modificato, il Piano di Sviluppo è sottoposto, prima dell'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, alla procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Per ottimizzare gli sforzi e raggiungere i migliori risultati nella scelta della localizzazione degli impianti elettrici è risultato necessario instaurare relazioni di collaborazione tra Terna e EE.LL., basate sullo scambio di dati e informazioni e finalizzate all'ottenimento di decisioni condivise.

Dalla missione e dalle responsabilità di Terna S.p.A. deriva uno stretto rapporto con il territorio e le amministrazioni locali. A partire dalla individuazione delle esigenze di sviluppo della rete, fino all'apertura

dei cantieri per la realizzazione delle opere, Terna si interfaccia e coopera con i rappresentanti delle porzioni territoriali interessate dalle ipotesi di sviluppo delle infrastrutture.

Ai fini della integrazione degli aspetti ambientali nel processo di pianificazione, Terna, sin dal 2002, ha scelto di applicare al suo Piano di Sviluppo la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), una metodologia in grado di garantire i migliori risultati in termini di coinvolgimento territoriale, il cui riferimento normativo europeo è la Direttiva 2001/42/CE.

In pratica, l'attività di concertazione con gli EE.LL., una volta definite le esigenze di sviluppo della rete elettrica nazionale, si svolge in due fasi successive, caratterizzate da un livello di dettaglio crescente in termini di progettazione e di enti rappresentanti il territorio:

- livello strutturale: in cui vengono elaborati i possibili "corridoi energetici", ipotesi localizzative che a parità di macroalternativa concordata a livello di schema elettrico, suggeriscono una soluzione per l'inserimento dell'intervento all'interno del territorio interessato;
- livello attuativo: in cui vengono individuate "fasce di fattibilità" all'interno del corridoio selezionato a livello strutturale.

Tale processo è stato iniziato con l'individuazione di un corridoio ambientale preferenziale, per poi procedere, attraverso l'attivazione dei tavoli tecnici con gli Enti Locali, con la condivisione della Fascia di Fattibilità del tracciato.

3.2.2 Applicazione dei criteri ERA, definizione dei corridoi e fasce di fattibilità

Lo studio dei corridoi ha come scopo l'individuazione di porzioni di territorio all'interno delle quali è possibile realizzare linee elettriche ad alta ed altissima tensione (AT/AAT).

Il raggiungimento di tale scopo viene perseguito attraverso quattro step successivi e distinti:

1. definizione dell'area di studio;
2. inquadramento ambientale;
3. applicazione dei criteri per la individuazione dei corridoi e loro eventuale gerarchizzazione;
4. accertamenti e sopralluoghi nei corridoi individuati per la definizione di quello preferenziale.

Nella definizione dell'ambito di studio relativo all'intervento in oggetto ci si è attenuti ad un criterio che identifica l'area con un poligono sub – ellissoidale, la cui ampiezza è il 60% della distanza tra i due estremi della linea.

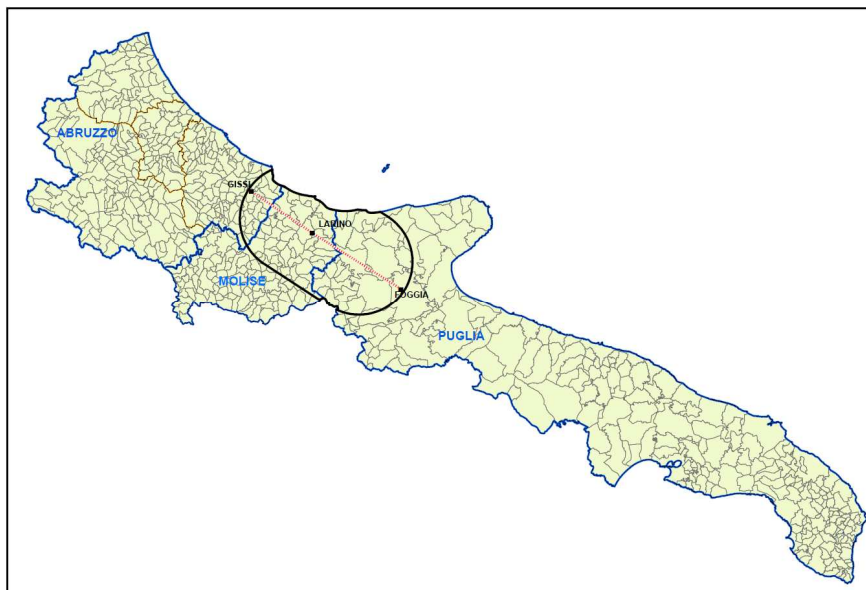


Figura 2 – Area di studio

L'area di studio ha interessato le province di Chieti, Campobasso e Foggia.

Si è proceduto poi ad un inquadramento ambientale dell'ambito di studio, effettuando un'attenta analisi del territorio e delle sue peculiarità ambientali, economiche, storico-archeologiche e naturali. I territori regionali sono stati quindi analizzati nelle loro molteplici sfaccettature in modo da individuare tutte le specificità territoriali che sono all'origine dell'applicazione dei criteri ERA (Esclusione Repulsione Attrazione).

In linea di principio un'area di **Esclusione (E)** presenta una incompatibilità all'inserimento di una linea elettrica talmente alta da condizionarne pesantemente l'utilizzo per un corridoio ambientale. Solo in situazioni particolari è quindi possibile prendere in considerazione tali aree nella fase di individuazione dei corridoi.

Le aree cosiddette di **Repulsione (R)** sono quelle che presentano un grado più o meno elevato di resistenza all'inserimento dell'opera; rappresentano quindi una indicazione di problematicità, ma possono essere utilizzate per i corridoi, salvo il rispetto di prescrizioni tecniche preventivamente concertate.

Le aree di **Attrazione (A)** sono da considerarsi, in linea di principio, preferenziali per ospitare corridoi per impianti elettrici. Le tre categorie saranno poi articolate su diversi livelli (ad esempio: E1, E2, E3, etc.) che facilitano la classificazione delle aree esaminate. Questo aspetto favorisce non solo la fase di individuazione delle direttrici, ma anche quella di selezione del corridoio che presenta il più elevato grado di compatibilità/sostenibilità.

L'applicazione dei criteri ERA all'area di studio ha consentito, una volta eliminate le superfici coperte da tematismi con indice di esclusione E1 ed E2, di determinare la cosiddetta "**area di fattibilità**", all'interno della quale è stato possibile individuare il tracciato ottimale per l'elettrodotto.

La collocazione del tracciato definitivo all'interno della fascia di fattibilità condivisa è conseguenza di ulteriori approfondimenti tecnici e analisi ambientali di dettaglio, nonché frutto di una attenta e scrupolosa ricerca degli impianti da fonte rinnovabile, esistenti ed inviati in autorizzazione. Proprio grazie a tali indagini è stato possibile individuare situazioni di criticità per le quali si è reso necessario individuare delle varianti di tracciato fino alla definizione del tracciato definitivo. I sopralluoghi e i rilievi topografici hanno contribuito all'individuazione del tracciato definitivo.

I tracciati degli elettrodotti, quali risultano dalle planimetrie allegate ai singoli Piani Tecnici delle Opere, sono stati studiati 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 pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- 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;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione degli elettrodotti.

L'ubicazione degli interventi previsti è riportata nei seguenti documenti allegati:

- Planimetria generale su carta IGM in scala 1:25000 (Doc. n. DEER11013BGL00013);

Dal punto di vista **urbanistico** si è fatto riferimento alle disposizioni presenti negli strumenti urbanistici vigenti dei Comuni interessati dall'opera riportati nelle planimetrie allegate e raccolte nell'Appendice C Doc. n. EEER11013BGL00130.

3.3 Consistenza territoriale dell'opera

REGIONE	PROVINCIA	COMUNE	PERCORRENZA (Km)
ABRUZZO	CHIETI	GISSI	3,2
		FURCI	1,7
		SAN BUONO	3,2
		FRESAGRANDINARIA	7,5
		LENTELLA	-
Totale Provincia			15,6
MOLISE	CAMPOBASSO	MAFALDA	4,7
		TAVENNA	0,8
		MONTENERO DI BISACCIA	8,0
		GUGLIONESI	12,0
		PORTOCANNONE	1,7
		SAN MARTINO IN PENSILIS	11,4
		LARINO	7,0
		URURI	11,5
		MONTORIO NEI FRENTANI	2,1
		ROTELLO	8,5
Totale Provincia			67,8
PUGLIA	FOGGIA	SERRACAPRIOLA	9,5
		TORREMAGGIORE	22,6
		LUCERA	15,4
		SAN SEVERO	0,2
		FOGGIA	8,5
Totale Provincia			56,3
TOTALE ELETTRODOTTI (Doppia terna e tratti in semplice terna)			139,7

La percorrenza riportata in tabella si riferisce sia ai tratti in semplice terna che in doppia terna che interessano il territorio dei vari comuni, inoltre i valori riportati non si riferiscono soltanto all'elettrodotto principale ma anche agli interventi di riassetto degli elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alle stazioni elettriche di Larino e Foggia.

Le opere connesse all'opera principale, meglio illustrate nel prossimo capitolo e nei Piani Tecnici delle Opere consistono delle varianti da apportare ad alcuni elettrodotti aerei 150 kV che risultano interferenti con l'opera.. Di seguito vengono elencati gli elettrodotti aerei 150 kV che saranno oggetto di modeste varianti, finalizzate ad agevolare il passaggio dell'elettrodotto aereo 380 kV in progetto:

- Elettrodotto 150 kV Larino – Portocannone
- Elettrodotto 150 kV Larino – Montecilfone

4 DESCRIZIONE DELLE OPERE

4.1 Consistenza delle opere

L'opera in progetto è stata suddivisa nei seguenti interventi:

INTERVENTO 1

Elettrodotto aereo 380 kV doppia terna "Gissi - Larino" ed opere connesse

INTERVENTO 2

Elettrodotto aereo 380 kV doppia terna "Larino – Foggia" ed opere connesse

INTERVENTO 3

Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Larino

INTERVENTO 4

Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Foggia

INTERVENTO 5

Ampliamento della sezione 380 kV della S.E. di Foggia

4.1.1 Elettrodotto 380kV DT Gissi - Larino - INTERVENTO 1

L'intervento consiste nella progettazione e realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna dal sostegno n. 139 (ultimo sostegno del progetto "Villanova – Gissi" per il quale è in essere l'iter autorizzativo) al sostegno n. 253.

L'opera sarà costituita prevalentemente da una palificata in doppia terna con sostegni di tipo tronco-piramidale e da due brevi tratti in semplice terna.

Per il dettaglio tecnico relativo all'intervento si rimanda ai seguenti documenti:

- Doc. n. EEER11013BGL00241_00
- Doc. n. REER11013BGL00242_00

4.1.2 Elettrodotto 380kV DT Larino – Foggia - INTERVENTO 2

L'intervento consiste nella progettazione e realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380kV in doppia terna dal sostegno n. 253 doppia terna alla stazione elettrica di Foggia, con l'entra – esce di una terna nella stazione elettrica di Larino.

L'opera sarà costituita prevalentemente da una palificata in doppia terna con sostegni di tipo tronco-piramidale e da tratti in semplice terna con sostegni di tipo a delta finalizzati ad effettuare l'entra – esce di una terna nella stazione elettrica di Larino.

Per il dettaglio tecnico relativo all'intervento si rimanda ai seguenti documenti:

- Doc. n. EEER11013BGL00251_00

- Doc. n. REER11013BGL00252_00

4.1.3 Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Larino - INTERVENTO 3

L'intervento consiste nella progettazione e realizzazione delle varianti ad alcuni elettrodotti aerei 380 kV esistenti in ingresso alla SE di Larino, finalizzate a liberare gli stalli che verranno utilizzati per effettuare l'entra – esce di una terna dell'elettrodotto aereo 380 kV Gissi – Larino – Foggia (Insieme dell'intervento 1 e dell'intervento 2).

Per il dettaglio tecnico relativo all'intervento si rimanda ai seguenti documenti:

- Doc. n. EEER11013BGL00261_00
- Doc. n. REER11013BGL00262_00

4.1.4 Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Foggia - INTERVENTO 4

L'intervento consiste nella progettazione e realizzazione delle varianti ad alcuni elettrodotti aerei 380 kV esistenti in ingresso alla SE di Foggia, finalizzate a liberare gli stalli che verranno utilizzati per effettuare l'attestamento in stazione dell'elettrodotto aereo 380 kV Gissi – Larino – Foggia.

Per il dettaglio tecnico relativo all'intervento si rimanda ai seguenti documenti:

- Doc. n. EEER11013BGL00271_00
- Doc. n. REER11013BGL00272_00

4.1.5 Ampliamento sezione 380 kV S.E. di Foggia - INTERVENTO 5

L'intervento consiste nella progettazione e realizzazione dell'ampliamento della sezione 380 kV dell'esistente stazione elettrica di Foggia.

Tale intervento è finalizzato alla realizzazione di nuovi stalli di ingresso linee aeree 380 kV sui quali verranno attestati due elettrodotti esistenti che attualmente sono collegati alle sezioni esistenti della S.E. di Foggia. Tale operazione permetterà di liberare n. 2 stalli esistenti per poter attestare su di essi l'elettrodotto doppia terna in progetto.

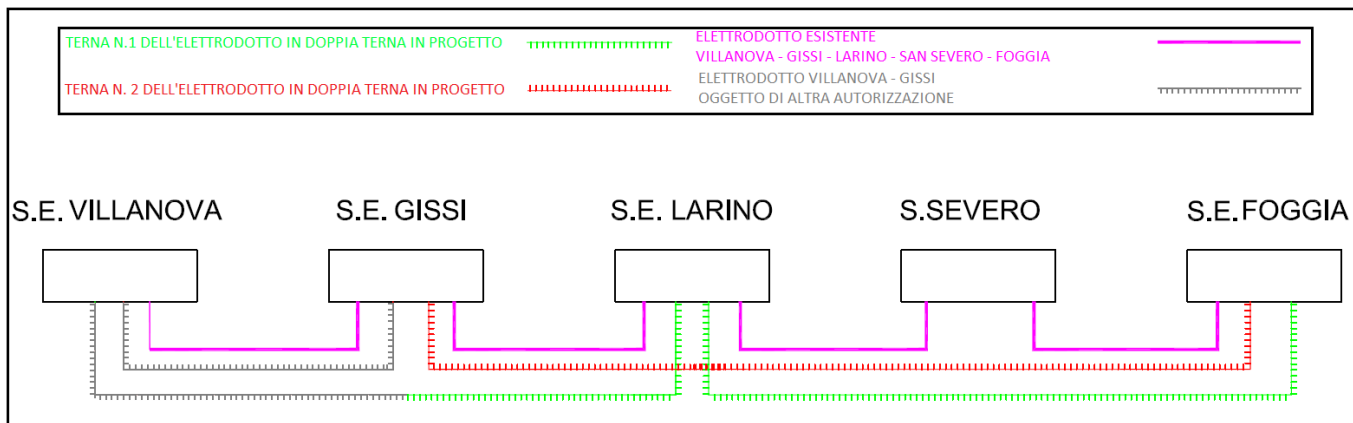
Per il dettaglio tecnico relativo all'intervento si rimanda ai seguenti documenti:

- Doc. n. EEER11013BGL00281_00
- Doc. n. REER11013BGL00282_00

4.2 Situazione della RTN a fine lavori

Considerando anche l'elettrodotto aereo 380 kV doppia terna dalla S.E. di Villanova alla S.E. di Gissi, il cui progetto, come già più volte evidenziato, è in iter autorizzativo, la situazione della Rete di Trasmissione Elettrica Nazionale a fine dei lavori prevederà:

- Un collegamento a 380 kV in doppia terna dalla S.E. di Villanova alla S.E. di Foggia, con entra – esce di una terna nella stazione elettrica di Gissi e dell'altra terna nella stazione elettrica di Larino.



4.3 Vincoli

Il tracciato dell'opera non interesserà vincoli di tipo demaniale, aeroportuale, militari, né vincoli di altro tipo.

Saranno invece interessati i seguenti vincoli:

- **Ambito paesaggistico**

- Territori vincolati ai sensi della L.1497 del 29 giugno 1939 (Protezione delle bellezze naturali) così come rappresentata nelle Linee Guida del Piano Paesistico
- Aree vincolate ai sensi dell'Art. 142 D.LGS. 42/2004 e s.m.i.
- I territori contermini ai Laghi compresi in una fascia della profondità di 300 m della battigia. (art.142 lett. b del DPR 42/2004 EX. L 431/85)
- I territori coperti da boschi e foreste (art. 142 lett. g del DPR 42/2004 EX. L 431/85)
- I Fiumi i torrenti e i corsi d'acqua e le relative sponde per una fascia di 150m ciascuna. (art. 142 lett. c del DPR 42/2004 EX. L 431/85).
- Aree vincolate ai sensi della LR n°16 del 6 APRILE 1996 Art.10

- **Assetto idrogeologico**

- Piano per l'assetto idrogeologico PAI
- Regio decreto n.3267/1923

- **L'assetto naturalistico:**

- Siti di interesse comunitario (SIC)

Per quanto attiene tutte le problematiche di carattere ambientale si faccia riferimento allo **Studio di Impatto ambientale** (Doc. n. REER11013BASA00105).

Relativamente all'interessamento delle aree sottoposte a **vincolo paesaggistico**, si rimanda alla relazione paesaggistica di cui al Doc. n. REER11013BASA00110 con le relative tavole.

Per il potenziale interessamento di aree sottoposte a **vincolo archeologico** è stata predisposta idonea documentazione di cui ai documenti Doc. n. REER11013BASA00107 e alle relative tavole.

Per l'interessamento di **aree SIC** è stata predisposta opportuna valutazione di incidenza ecologica di cui al documento Doc. n. REER11013BASA00109.

4.4 Distanze di sicurezza rispetto alle attività soggette 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 e con Circolare Prot. DCPREV/0007075 del 27 aprile 2010, 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.

Di seguito si riportano i principali riferimenti normativi in materia considerati:

- Decreto Ministeriale del 31/07/1934, "Approvazione delle norme di sicurezza per la lavorazione, l'immagazzinamento, l'impiego o la vendita di oli minerali, e per il trasporto degli oli stessi";
- Circolare 10 del 10/02/1969 del Ministero dell'Interno, "Distributori stradali di carburanti";
- Decreto Ministeriale del 31/03/1984, "Norme di sicurezza per la progettazione, la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 5 mc";
- Decreto Ministeriale del 13/10/1994, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione, l'installazione e l'esercizio dei depositi di g.p.l. in serbatoi fissi di capacità complessiva superiore a 5 m³ e/o in recipienti mobili di capacità complessiva superiore a 5.000 kg";
- Decreto Ministeriale del 14/05/2004, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio dei depositi di gas di petrolio liquefatto con capacità complessiva non superiore a 13 metri cubi";
- D.P.R. 340 del 24/10/2003, "Regolamento recante disciplina per la sicurezza degli impianti di distribuzione stradale di G.P.L. per autotrazione";
- Decreto Ministeriale del 24/11/1984, "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8";
- Decreto del 24/05/2002, "Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione";
- Decreto Ministeriale del 18/05/1995, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio dei depositi di soluzioni idroalcoliche";
- Decreto Ministeriale del 31/08/2006, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione";
- Circolare 99 del 15/10/1964, "Contenitori di ossigeno liquido. Tank ed evaporatori freddi per uso industriale";
- Decreto Legislativo 17/08/1999, n. 334 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose";

- CEI 11-17, “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”, Terza edizione, 2006-07;
- DPR 151 01/08/11 Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122. (11G0193).

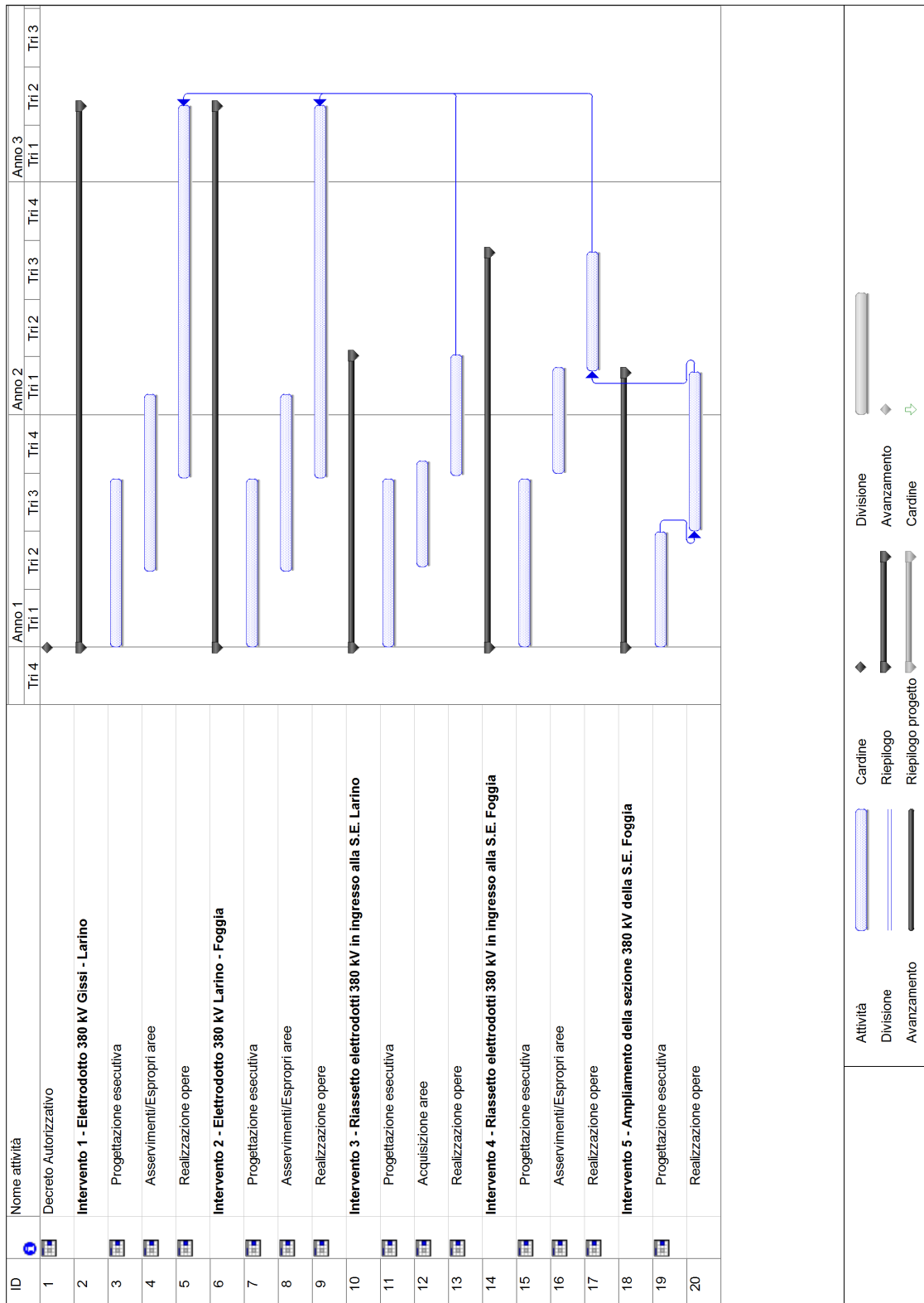
Dai sopralluoghi effettuati lungo i tracciati descritti nei Piani Tecnici delle Opere relativi ai singoli interventi, ai quali si rimanda, emerge che non risultano situazioni ostative alla sicurezza di attività soggette al controllo del VV.FF.

L'analisi dettagliata della distanza di sicurezza rispetto alle attività soggette a controllo prevenzione incendi è riportata nella documentazione specifica allegata e raccolta nell'Appendice E (Doc. n. EEER11013BGL00210).

5 COSTI E TEMPI DI REALIZZAZIONE DELLE OPERE

5.1 Cronoprogramma

I tempi di realizzazione dell'intervento sono riportati nel seguente diagramma di Gantt:



5.2 Costo complessivo dell'opera

La stima del costo complessivo dell'opera comprende le seguenti voci:

- Costo dei materiali
- Costo delle lavorazioni
- Oneri aggiuntivi per la sicurezza
- Progettazione esecutiva
- Direzione lavori, coordinamento della sicurezza in cantiere, etc
- Costo delle servitù

Il costo stimato per la **realizzazione** delle opere è di circa **101.600.000 €** I costi relativi agli interventi per la realizzazione delle varianti rappresentano una voce decisamente minoritaria del costo complessivo dell'opera.

Il dettaglio dei costi suddivisi per le diverse fasi ed in menzionate e in relazione ai singoli interventi, viene riportato nella seguente tabella di riepilogo:

Costo dei lavori	Euro
INTERVENTO 1 - Elettrodotto aereo 380 kV doppia terna "Gissi - Larino" ed opere connesse	34.616.000,00
INTERVENTO 2 - Elettrodotto aereo 380 kV doppia terna "Larino - Foggia" ed opere connesse	46.634.000,00
INTERVENTO 3 - Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Larino	369.900,00
INTERVENTO 4 - Riassetto elettrodotti aerei 380 kV in ingresso alla S.E. di Foggia	723.600,00
INTERVENTO 5 - Ampliamento della sezione 380 kV della S.E. di Foggia	9.090.000,00
Totale costo lavori	91.433.500,00
Spese Generali	
Indennità di asservimento ed espropri	1.600.000,00
Redazione progetto, rilievi, accertamenti ed indagini	6.500.000,00
Direzione lavori, coord. sicurezza in fase di progettazione e realizzazione e collaudi	1.500.000,00
Pubblicazioni e altre spese	566.500,00
Totale spese generali	10.166.500,00
TOTALE COMPLESSIVO (inclusa IVA)	101.600.000,00

6 CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE

Le opere sono state progettate e saranno realizzate in conformità alle leggi vigenti e in alle normative di settore, quali: CEI, EN, IEC e ISO applicabili. Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche delle opere da realizzarsi suddivise per tipologia e livello di tensione. Le ulteriori caratteristiche sono riportate nei rispettivi piani tecnici delle opere a cui si rimanda.

Si ricorda inoltre che i relativi **calcoli delle fondazioni e dei sostegni sono stati depositati presso il Ministero delle Infrastrutture – D.G. Dighe, Infrastrutture Idriche ed Elettriche con note dedicate:**

- TE/P20100001404 – 05/02/2010: Calcoli progetto unificato TERNA Spa per la realizzazione degli elettrodotti (per quanto attiene le fondazioni di tipo unificato)
- TE/PE20090015918 – 25/11/2009: Trasmissione calcoli 132 - 150 kV - semplice e doppia terna
- TE/PE20100000184 – 23/01/2010: Trasmissione calcoli 132 - 150 - 380 kV - Portali Stazione
- TE/PE20100007452 – 03/06/2010: Trasmissione calcoli 380 kV - semplice terna e doppia terna bs

Le caratteristiche tecniche principali dell'opera sono riportate nelle specifiche Relazioni Illustrative relative ai singoli interventi:

- Intervento 1: Doc. n. REER11013BGL00242_00
- Intervento 2: Doc. n. REER11013BGL00252_00
- Intervento 3: Doc. n. REER11013BGL00262_00
- Intervento 4: Doc. n. REER11013BGL00272_00
- Intervento 5: Doc. n. REER11013BGL00282_00

6.1 Caratteristiche principali degli elettrodotti aerei a 380 kV in doppia terna

L'elettrodotto aereo a 380 kV in doppia terna sarà costituito da una palificazione con sostegni di tipo tronco-piramidale; i sostegni saranno realizzati con angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati; ogni fase sarà costituita da 3 conduttori di energia collegati fra loro da distanziatori.

Ciascun conduttore di energia sarà costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro complessivo di 31,50 mm rispettivamente per ciascuna delle due configurazioni.

Nella progettazione dell'elettrodotto è utilizzato un franco minimo non inferiore ai 14 metri, superiore a quello strettamente previsto della normativa vigente.

Le principali caratteristiche elettriche, per ciascuna terna, sono le seguenti:

- Tensione nominale 380 kV in corrente alternata
- Frequenza nominale 50 Hz
- Intensità di corrente nominale 1500 A
- Potenza nominale 1000 MVA

6.2 Caratteristiche principali degli elettrodotti aerei a 380 kV in semplice terna

L'elettrodotto aereo a 380 kV in semplice terna sarà costituito da una palificazione con sostegni del tipo a delta rovescio; i sostegni saranno realizzati con angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati; ogni fase sarà costituita da 3 conduttori di energia collegati fra loro da distanziatori. Ciascun conduttore di energia sarà costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro complessivo di 31,50 mm rispettivamente per ciascuna delle due configurazioni.

Nella progettazione dell'elettrodotto è utilizzato un franco minimo non inferiore ai 14 metri, superiore a quello strettamente previsto della normativa vigente.

Le principali caratteristiche elettriche, per ciascuna terna, sono le seguenti:

- Tensione nominale 380 kV in corrente alternata
- Frequenza nominale 50 Hz
- Intensità di corrente nominale 1500 A
- Potenza nominale 1000 MVA

6.3 Caratteristiche principali degli elettrodotti aerei a 150 kV in semplice terna

Gli elettrodotti aerei a 150 kV in doppia terna saranno costituiti da palificazione con sostegni del tipo tronco-piramidale; i sostegni saranno realizzati con angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati; ogni fase sarà costituita da 1 conduttore di energia costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro complessivo di 31,50 mm rispettivamente per ciascuna delle due configurazioni.

Nella progettazione dell'elettrodotto è utilizzato un franco minimo non inferiore ai 10 metri, superiore a quello strettamente previsto della normativa vigente.

Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti:

- Tensione nominale 150 kV in corrente alternata
- Frequenza nominale 50 Hz
- Intensità di corrente nominale 375 A
- Potenza nominale 100 MVA

7 TERRE E ROCCE DA SCAVO

Prime considerazioni relative alla modalità di gestione dei terreni scavati (che verranno implementate in sede di progettazione esecutiva) con l'indicazione dei relativi quantitativi in conformità all'art. 186 del D.Lgs. n. 152/2006 e successive modificazioni, sono contenute nella relazione specialistica allegata Doc. n. REER11013BGL00015.

8 INQUADRAMENTO GEOLOGICO PRELIMINARE

Prime considerazioni dal punto di vista geologico sulle aree oggetto di intervento (che verranno implementate in sede di progettazione esecutiva) sono riportate nella Relazione allegata REER11013BASA00108.

9 RUMORE

9.1 Elettrodotti aerei

La produzione di rumore da parte di un elettrodotto in esercizio è dovuta essenzialmente a due fenomeni fisici: il vento e l'effetto corona. Il vento, se particolarmente intenso, può provocare il "fischio" dei conduttori, fenomeno peraltro locale e di modesta entità. L'effetto corona, invece, è responsabile del leggero ronzio che viene talvolta percepito nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto, soprattutto in condizioni di elevata umidità dell'aria.

Per quanto riguarda l'emissione acustica di una linea a 380 kV di configurazione standard, misure sperimentali effettuate in condizioni controllate, alla distanza di 15 m dal conduttore più esterno, in condizioni di simulazione di pioggia, hanno fornito valori pari a 40 dB(A).

Occorre rilevare che il rumore si attenua con la distanza in ragione di 3 dB(A) al raddoppiare della distanza stessa e che, a detta attenuazione, va aggiunta quella provocata dalla vegetazione e/o dai manufatti. In queste condizioni, tenendo conto dell'attenuazione con la distanza, si riconosce che già a poche decine di metri dalla linea risultano rispettati anche i limiti più severi tra quelli di cui al D.P.C.M. marzo 1991, e alla Legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 447 del 26/10/1995).

Confrontando i valori acustici relativi alla rumorosità di alcuni ambienti tipici (rurale, residenziale senza strade di comunicazione, suburbano con traffico, urbano con traffico) si constata che tale rumorosità ambientale è dello stesso ordine di grandezza, quando non superiore, dei valori indicati per una linea a 380 kV. Considerazioni analoghe valgono per il rumore di origine eolica.

Per una corretta analisi dell'esposizione della popolazione al rumore prodotto dall'elettrodotto in fase di esercizio, si deve infine tenere conto del fatto che il livello del fenomeno è sempre modesto e che l'intensità massima è legata a cattive condizioni meteorologiche (vento forte e pioggia battente) alle quali corrispondono una minore propensione della popolazione alla vita all'aperto e l'aumento del naturale

rumore di fondo (sibilo del vento, scroscio della pioggia, tuoni). Fattori, questi ultimi, che riducono sia la percezione del fenomeno che il numero delle persone interessate.

9.2 Stazione elettrica

Nella stazione di Foggia oggetto di ampliamento saranno presenti esclusivamente macchinari statici che costituiscono una modesta sorgente di rumore. Le nuove opere saranno realizzate in ottemperanza alla legge 26.10.95 n. 447, al DPCM 1.3.91 ed in modo da contenere il "rumore" prodotto al di sotto dei limiti previsti dal DPCM 14.11.97.

10 VALUTAZIONE DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

10.1 Richiami normativi

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 12-7-99 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 0Hz 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.

Tale legge quadro italiana (36/2001), come ricordato dal citato Comitato di esperti della Commissione Europea, è stata emanata nonostante le raccomandazioni del Consiglio dell'Unione Europea del 12-7-99

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 predetta Legge quadro, è stato infatti emanato il D.P.C.M. 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 ha fissato il limite di esposizione in 100 microtesla (μT) per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico; ha stabilito il valore di attenzione di 10 μT , a titolo di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere; ha fissato, quale obiettivo di qualità, da osservare nella progettazione di nuovi elettrodotti, il valore di 3 μT . È stato altresì esplicitamente chiarito che tali valori sono da intendersi come mediana di valori nell'arco delle 24 ore, in condizioni normali di esercizio. Si segnala come i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità stabiliti dal Legislatore italiano siano rispettivamente 10 e 33 volte più bassi di quelli internazionali.

Al riguardo è opportuno anche ricordare che, in relazione ai campi elettromagnetici, la tutela della salute viene attuata – nell'intero territorio nazionale – esclusivamente attraverso il rispetto dei limiti prescritti dal D.P.C.M. 08.07.2003, al quale soltanto può farsi utile riferimento.

In tal senso, con sentenza n. 307 del 7.10.2003 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

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 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

emerge dal testo della sentenza, una volta fissati i valori-soglia di cautela per la salute, a livello nazionale, non è consentito alla legislazione regionale derogarli neanche in melius.

10.2 Campi elettrici e magnetici

La linea elettrica durante il suo normale funzionamento genera un campo elettrico ed un campo magnetico. Il primo è proporzionale alla tensione della linea stessa, mentre il secondo è proporzionale alla corrente che vi circola. Entrambi decrescono molto rapidamente con la distanza, come riportato nei grafici seguenti.

Per il calcolo del campo elettrico è stato utilizzato il programma EMF Tools, sviluppato da CESI per TERNA. (software utilizzato dalle ARPA).

Per il calcolo del campo magnetico è stato utilizzato il programma WinEDT, sviluppato dalla Vector WinEDT\ELF Vers.7.3 realizzato da VECTOR Srl (software utilizzato dalle ARPA e certificato dall'Università dell'Aquila e dal CESI).

Lo studio del campo magnetico e delle fasce di rispetto è approfondito nell' Appendice D allegata (Doc. n. EEFR11013BGL00170 e relativi elaborati) a cui si rimanda.

11 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.

11.1 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";
- 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";

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".

- DPR 8 giugno 2001 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità" e smi;
- 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";
- Decreto Ministero Infrastrutture e Trasporti 14 settembre 2005 n. 159 "Norme tecniche per le costruzioni".

11.2 Norme tecniche

11.2.1 Norme CEI

Si riportano le norme CEI applicabili:

- 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;
- 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 11-4, "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998:09
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione, 2002-06

11.2.2 Norme tecniche diverse

Per l'elenco dell'Unificazione Terna applicabile, si rimanda alle relazioni tecniche illustrative dei singoli interventi:

- Intervento 1: Doc. n. REER11013BGL00242_00
- Intervento 2: Doc. n. REER11013BGL00252_00
- Intervento 3: Doc. n. REER11013BGL00262_00
- Intervento 4: Doc. n. REER11013BGL00272_00
- Intervento 5: Doc. n. REER11013BGL00282_00

12 AREE IMPEGNATE

In merito all'attraversamento di aree da parte degli elettrodotti, si possono individuare, con riferimento al Testo Unico 327/01, le **aree impegnate**, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto che sono di norma pari:

- 25 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 380 kV in semplice e doppia terna;
- 16 m dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 150 kV

Il **vincolo preordinato all'esproprio** sarà apposto sulle **"aree potenzialmente impegnate"** (previste dalla L. 239/04) che equivalgono alle "zone di rispetto" di cui all'articolo 52 quater, comma 6, del Decreto Legislativo 27 dicembre 2004, n. 330, all'interno delle quali poter inserire eventuali modeste varianti al tracciato dell'elettrodotto senza che le stesse comportino la necessità di nuove autorizzazioni. L'estensione dell'area potenzialmente impegnata sarà di:

- 50 m dall'asse linea per lato per elettrodotti aerei a 380 kV in semplice e doppia terna
- 30 m dall'asse linea per lato per elettrodotti aerei a 150 kV in semplice terna

Le planimetrie catastali in scala 1:2000, che riportano l'asse indicativo dei tracciati dei nuovi elettrodotti con il posizionamento preliminare dei sostegni e la fascia delle aree potenzialmente impegnate sulle quali sarà apposto il vincolo preordinato all'imposizione della servitù di elettrodotto, nonché i proprietari

dei terreni interessati dalle aree potenzialmente impegnate (ed aventi causa delle stesse) e relativi numeri di foglio e particella, così come desunti dal catasto, sono riportati nell'Appendice A al Piano Tecnico delle Opere Doc. n. EEER11013BGL00020.

In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree effettivamente impegnate dalla stessa (asservimento), con conseguente riduzione delle porzioni di territorio soggette a vincolo preordinato all'imposizione della servitù di elettrodotto.

Per le aree relative all'ampliamento della S.E. Foggia, nella relativa planimetria, si riporta l'area potenzialmente impegnata sulla quale sarà apposto il vincolo preordinato all'esproprio.

13 FASCE DI RISPETTO

L'individuazione delle fasce di rispetto è riportata nella documentazione che costituisce l'Appendice D Doc. n. EEFR11013BGL00170.

14 SICUREZZA NEI CANTIERI

I lavori si svolgeranno in ossequio alla normativa vigente, con particolare riferimento al Testo Unico sulla Sicurezza (Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 e ss.mm.ii).

Pertanto, ai sensi della predetta normativa, in fase di progettazione la TERNA S.p.A. provvederà a nominare un Coordinatore per la progettazione abilitato che redigerà il Piano di Sicurezza e di Coordinamento e il fascicolo. Successivamente, in fase di realizzazione dell'opera, sarà nominato un Coordinatore per l'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 di Coordinamento.