



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2021

Associazione: AIGET

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** dello schema di Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna, anche in relazione alla “biennalizzazione” recentemente introdotta dalla legge 120/2020.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** dello schema di Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile futuro **coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce dell'articolo 32 della Direttiva “elettricità” 2019/944.

Esprimiamo un generale apprezzamento per le modalità di predisposizione del Piano di Sviluppo che Terna sta progressivamente affinando su disposizione dell'Autorità ai fini di una maggior trasparenza verso gli *stakeholder* sul funzionamento e lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione della Rete Elettrica Nazionale. Apprezziamo in particolare il lungo periodo di consultazione previsto, gioco forza necessario per un'analisi approfondita dei contenuti del Piano. Accogliamo inoltre positivamente l'introduzione dell'App del PdS da parte di Terna, simbolo di un maggior impegno nel coinvolgimento degli operatori. Per il futuro auspichiamo il coinvolgimento nel seminario di presentazione di alcuni esperti, come successo nel 2019, per l'analisi da parte di soggetti terzi di alcuni aspetti e/o dei principali interventi previsti dal PdS. Nell'ottica di una sempre maggiore trasparenza del processo di consultazione, anche la diffusione da parte di Terna delle risposte ai primi quesiti pervenuti dagli operatori è stata molto apprezzata.

Per quanto riguarderebbe invece il possibile futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione, così come previsto ai sensi dell'Articolo 32 della Direttiva UE 2019/944 e dallo schema di decreto attuativo della medesima direttiva, riterremmo che la sempre più stretta collaborazione tra TSO e i DSO sia fattore essenziale per la realizzazione della transizione energetica. Il pieno utilizzo del potenziale delle fonti rinnovabili e del sempre maggior numero di *prosumer* e veicoli elettrici che popoleranno il sistema elettrico italiano passa per il graduale coinvolgimento dei DSO nelle attività legate al dispacciamento elettrico: in particolare per quanto riguarda l'osservabilità delle risorse connesse alla rete di distribuzione e l'intermediazione nel processo di approvvigionamento dei servizi ancillari da parte di queste risorse. In quest'ottica crediamo che Terna dovrebbe rafforzare le iniziative di collaborazione con i DSO, ad oggi oggetto solamente di alcuni studi sperimentali e progetti pilota come riportato nel PdS, garantendo il coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* interessati. Come primo passo si potrebbe quindi riservare nei futuri Piani di Sviluppo una sezione dedicata a descrivere le attività messe in campo in questo senso dal TSO, così da poter dar evidenza agli operatori in maniera più sistematica e dettagliata dei progressi e delle criticità che caratterizzano il processo di coinvolgimento dei DSO. Congiuntamente chiederemmo ai DSO di dar evidenza delle azioni intraprese e di coinvolgere gli operatori nel processo di pianificazione della rete.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Sempre con riferimento al coordinamento con i PdS della rete di distribuzione e alla pianificazione del prossimo PdS, riterremmo importante che gli impianti di cabina primaria abbiano un'alimentazione in AT multipla in grado di soddisfare il criterio N-1, in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo e, in generale, sulle modalità di applicazione e presentazione dei costi e dei benefici dei singoli interventi di Piano.

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 "lo stato del sistema elettrico"** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 95-192) e in particolare sugli aspetti di:

- resilienza (sezione 2.5);
- stato della rete (sezione 2.8);
- analisi del mercato elettrico (sezione 2.9).

Vorremmo esprimere la nostra preoccupazione per quanto riguarderebbe il costante incremento del fenomeno della Mancata Produzione Eolica dal 2015 ad oggi, come evidenziato dalla Figura 39 del Piano di Sviluppo 2021. Al fine di investigare meglio le cause di tale aumento riterremmo utile che Terna aggiunga, nella medesima sezione 2.4.3.1, l'andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta, possibilmente per zona. Infatti, come riportato anche da Terna, il fenomeno dell'overgeneration, per lo più legato alla produzione da fonte eolica, è fortemente localizzato in alcune aree del Sud e delle isole, tra cui la zona compresa tra Campania e Puglia. Anche se siamo ben consapevoli delle criticità storiche legate ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, non sembrerebbe però che gli interventi messi sinora in atto stiano invertendo il trend di crescita della MPE messa in evidenza nel PdS nelle zone Sud e Centro Sud.

Come riportato da Terna stessa infatti nel corso del 2020 i volumi di MPE hanno registrato valori eccezionali, anche a causa della situazione di basso carico dovuta alla pandemia ed all'elevata produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia anche nel corso del primo semestre del 2021 si è registrato un aumento dei volumi di MPE rispetto al 2019, soprattutto nel mese di maggio. Considerando gli scenari futuri, caratterizzati da una penetrazione da fonti rinnovabili ancor più rilevante (e tenendo anche conto dei risultati negativi riferiti all'anno "banco di prova" 2020), risulterebbe sempre più necessario che Terna intervenga rapidamente per mitigare la MPE.

Chiederemmo quindi a Terna di mettere in atto tutte le azioni necessarie per ridurre la MPE rispetto ai valori registrati negli ultimi anni, auspicabilmente prima del 2024 e 2028, In tali anni infatti dovrebbero entrare in esercizio rispettivamente gli elettrodotti Gissi – Larino - Foggia e Montecorvino - Avellino N. – Benevento, che dovrebbero contribuire a rinforzare la rete nella predetta area. Attenderemmo inoltre che l'entrata in esercizio della linea Bisaccia - Deliceto possa migliorare la difficile situazione locale del Beneventano, ma auspichiamo che lo sviluppo delle reti



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

sulle dorsali adriatica e tirrenica e la realizzazione di accumuli in area sud possano risolvere definitivamente il problema del trasferimento dell'energia dalle aree di maggior produzione eolica a quelle di maggior carico del Centro Nord.

In relazione alla sezione 2.9.7 condividiamo la necessità espressa da Terna di sviluppare nuovi sistemi di accumulo (e, in particolar modo, degli impianti di pompaggio, essendo la tecnologia più matura per stoccare grandi quantitativi di energia) in grado di fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi sul sistema elettrico che accompagneranno il progressivo incremento della capacità installata di fonti rinnovabili non programmabili nella transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi nazionali su energia e clima definiti dal PNIEC (6 GW di accumuli centralizzati al 2030). Come riportato da Terna, ad oggi i segnali di prezzo derivanti dai mercati dell'energia da soli non sarebbero in grado di incentivare investimenti in tale tipologia di impianti, in quanto non fornirebbero sufficienti garanzie per il rientro dei capitali, a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio. Risulterebbe pertanto essenziale definire rapidamente un quadro regolatorio in grado di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di pompaggi e che, oltre a sostenere l'investimento assicurando una remunerazione a termine stabile nel tempo, permetta all'investitore di valorizzare il nuovo impianto sui mercati elettrici. Inoltre è fondamentale che la definizione del quadro regolatorio, ad oggi delineato solo nello schema di Decreto legislativo di recepimento della Direttiva UE 2019/944, avvenga in tempi brevi per poter rispettare le tempistiche e i target previsti nel PNIEC.

Spunto S4. Osservazioni sul **documento di descrizione degli scenari** (di settembre 2019) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, in particolare sullo scenario "Business as Usual BAU", e sul **documento di aggiornamento scenari "Scenario National Trend Italia"** (di febbraio 2021), sul capitolo 3 "scenari" dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 193-222) e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2021.

Osservazioni riguardanti la correlazione e coerenza tra i documenti di scenario sopra richiamati e le ipotesi e gli scenari adottati a livello europeo (es. **scenari TYNDP di ENTSO-E e ENTSG**) e a livello nazionale nel settore energetico.

Osservazioni sulla disponibilità e fruibilità dei **dati di scenario** (cfr. documenti suddetti e file zip/xls resi disponibili in sede di consultazione).

Accoglieremmo con favore l'utilizzo degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E in collaborazione con ENTSO-G per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas europee (TYNDP). Inoltre è apprezzabile l'aggiornamento di scenari che rispecchino gli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale, introducendo lo scenario NT Italia, che ha sostituito a febbraio 2021 lo scenario PNIEC e rappresenta lo scenario energetico nazionale che si basa su target e indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e sullo scenario National Trend europeo.

I diversi scenari utilizzati permettono di coprire una parte consistente delle possibili future evoluzioni che caratterizzeranno il settore energetico a livello nazionale ed europeo.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Accoglieremmo inoltre positivamente la predisposizione in forma coordinata tra Terna e SNAM degli scenari di sviluppo comuni in ottica di un maggiore coordinamento tra lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica e quella di trasporto del gas. Come suggerito successivamente allo spunto S11 relativamente al nuovo collegamento HVDC Sicilia – Continente, la collaborazione tra i due TSO potrebbe essere sfruttata anche per fornire maggiori dettagli nelle analisi in cui l'evoluzione del mix e delle infrastrutture legate ai due vettori energetici (elettrico e termico) abbiano delle interdipendenze, come appunto per il collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna e i diversi scenari di metanizzazione della Sardegna.

Spunto S5. Osservazioni sul nuovo documento allegato allo schema di Piano 2021 **“evoluzione rinnovabile”** e sul possibile impatto degli sviluppi della generazione rinnovabile (*onshore* e *offshore*) sugli scenari e sugli interventi dello schema di Piano di sviluppo 2021.

Desidereremmo esprimere apprezzamento per il nuovo Allegato “Evoluzione Rinnovabile” al PdS 2021, in quanto utile per meglio comprendere lo stato del sistema elettrico in termini di capacità installata e richieste di installazione per impianti FER e sistemi di accumulo.

Concordiamo inoltre con Terna nell'analizzare anche lo scenario NT_{STMG}, in quanto coerente con l'andamento delle richieste di installazione degli impianti (nonché con la maggiore disponibilità della fonte primaria al Sud e nelle Isole). Ci premerebbe tuttavia sottolineare come nel medesimo scenario, nonostante l'incremento di 10 GW di accumuli, permangano oltre 2 TWh di overgeneration di sistema. Di conseguenza condivideremmo la necessità manifestataci da Terna durante il webinar di rivedere il PNIEC. A tal fine, qualora tale risultato di overgeneration venisse confermato da ulteriori analisi, il fabbisogno di capacità di stoccaggio individuato nella versione vigente del PNIEC andrebbe rivisto al rialzo per contenere maggiormente il fenomeno di overgeneration, nonché per raggiungere il target previsto in termini di quota di energia da FER sui consumi finali lordi.

Suggeriremmo inoltre a Terna di ripartire il funzionamento degli accumuli (Figura 17) per tipologia di accumulo (pompaggi, SDA utility scale, SDA small scale), oltre alle già considerate zone, al fine di aumentare la comprensione delle analisi e le valutazioni di interesse per gli operatori.

Desidereremmo infine segnalare numerose criticità rispetto alle soluzioni di connessioni condivise per i nuovi progetti di impianti, perlopiù di tipo fotovoltaico ed eolico. Infatti la scelta di proporre connessioni condivise obbligherebbe gli operatori a realizzare interventi di rete affidandosi a soggetti che non garantirebbero la stessa affidabilità fornita dagli interventi diretti del TSO, rischiando di compromettere il buon esito delle iniziative di sviluppo. Riterremo quindi che Terna debba muoversi nell'ottica della realizzazione di un singolo punto di connessione per ogni impianto.

Spunto S6. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 223-276).



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Commenti riguardanti le criticità previste del sistema elettrico e le correlate esigenze di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica, anche in relazione agli obiettivi di **decarbonizzazione e transizione energetica**.

Riterremmo che gli interventi di rete previsti da Terna siano complessivamente condivisibili, ed apprezzeremmo il fatto che l'esito dell'analisi sui margini di adeguatezza nei vari scenari considerati prevedano risultati che rientrano sostanzialmente nei target definiti per le zone di mercato italiane. Come emerso dalle precedenti analisi effettuate sia a livello nazionale che a livello europeo, il risultato è imputabile all'effetto del Capacity Market, che garantirà la presenza di sufficiente capacità di generazione per rispettare i margini di adeguatezza. Si confermerebbe quindi nuovamente l'importanza che ricopre l'attivazione di questa misura per il sistema elettrico italiano.

D'altra parte riterremmo che Terna non debba sostituirsi agli operatori non regolati nell'erogazione di importanti servizi di rete. Pur apprezzando lo spazio dedicato alla qualità del servizio e alle necessità di riserva di potenza attiva o reattiva, non concordiamo con l'attuale approccio di Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, ben essere forniti dagli operatori tramite mercato.

Faremmo in tal senso in particolare riferimento alla fornitura di potenza reattiva, che attualmente è richiesta agli impianti di generazione con il servizio di regolazione secondaria di tensione, senza però prevedere un connesso riconoscimento economico. Riteniamo pertanto necessario che in primo luogo venga riconosciuta un'adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione agli impianti che la forniscono.

In secondo luogo, in presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva Terna dovrebbe aver avviato e concluso senza successo una procedura di gara aperta, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, al fine di consentire agli operatori di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri (esistenti o da sviluppare) servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione.

Terna dovrebbe intervenire direttamente con misure più specifiche e puntuali solo ed esclusivamente nel caso in cui le relative problematiche di rete dovessero persistere e le procedure di mercato non dovessero effettivamente fornire risorse adeguate alla risoluzione delle criticità.

Terna dovrebbe quindi definire e sviluppare procedure di approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione analoghe a quella già approvata dall'Autorità con la Deliberazione 675/2018/R/eel in relazione all'area di Brindisi.

In aggiunta vorremmo sottolineare come la Direttiva UE 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (ed oggetto di ormai prossimo recepimento) preveda all'Articolo 40 che i gestori di rete acquisiscano i servizi ancillari secondo “ ***a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato; b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della***



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione". Queste disposizioni si applicano anche alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza, a meno che il regolatore nazionale non valuti che la fornitura a mercato di questi servizi non sia economicamente efficiente e abbia quindi concesso una deroga. Lo schema di Decreto legislativo attuativo della medesima Direttiva all'Articolo 22, Comma 1, prevede in tal senso appunto che ***"2-quater: il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica"***.

Riteniamo pertanto fondamentale come già sottolineato che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato circa la necessità di nuovi interventi infrastrutturali, quali ad esempio reattori, compensatori sincroni e STATCOM, funzionali alla regolazione di tensione nelle aree interessate da parte di operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione ed organizzi una procedura di gara aperta, solo il cui effettivo esito negativo potrebbe giustificare lo sviluppo di risorse proprie da parte di Terna per la fornitura di questi servizi. Oltre a ciò riteniamo necessario che Terna metta a disposizione maggiori informazioni circa gli interventi atti a ridurre i vincoli locali di tensione, fornendo un'adeguata analisi costi benefici per ciascun progetto proposto.

Riteniamo inoltre utile una migliore integrazione del PdS con il Piano di Difesa ed una maggiore trasparenza sui contenuti di quest'ultimo, che dovrebbero essere resi noti ad ARERA, e anche agli operatori per gli aspetti meno sensibili ai fini della sicurezza del sistema. Per esempio, proprio a proposito della fornitura di potenza reattiva, potrebbero essere rese disponibili maggiori informazioni relative all'installazione ed all'impiego dei compensatori sincroni nella RTN (essendo questi dispositivi inquadrati sotto l'ombrello del Piano di Difesa), in quanto correlati comunque al fabbisogno di risorse di dispacciamento e implementabili dagli operatori a seguito di una procedura concorsuale.

Infine, nell'ottica di sfruttare appieno la potenzialità delle energie rinnovabili del Nord Italia, si ritiene importante risolvere le problematiche (congestionamenti e fuori servizio che causano perdita di produzione di impianti idroelettrici ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente in Val Caffaro, in Val Camonica e in Valtellina. Una soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete che permetterebbe di limitare le interruzioni della produzione da fonte rinnovabile a beneficio del sistema elettrico nazionale. Inoltre, AIGET intende segnalare come, sempre nell'area della Val Camonica, la stazione di Cedegolo (BS) è caratterizzata da ripetute contingenze di rete, riconducibili agli interventi di razionalizzazione effettuati in esito alla cessione della linea precedentemente gestita da Edison. Queste criticità si



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

concentrano soprattutto nei periodi di alta idraulicità e determinano forti limitazioni alla produzione a causa dell'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti.

Spunto S7. Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 (18 miliardi di euro di investimenti) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **capitolo 6 "benefici per il sistema"** dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 347-366).

In relazione alle sezioni 6.2.1 e 6.2.2. (Scambi energetici nel medio e nel medio/lungo periodo), preme evidenziare che l'elevato import atteso dal Montenegro. Tuttavia, il parco di generazione del Montenegro e dei Paesi confinanti dell'area balcanica è fortemente caratterizzato dalla presenza di impianti termoelettrici a forti emissioni di CO₂ (e.g. in particolare lignite) senza essere attualmente soggetti agli stringenti obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e in UE. L'importazione di energia elettrica prodotta da impianti a lignite in Paesi extra-UE non soggetta alla normativa europea di limitazione delle emissioni, menzionata da Terna nella sezione 6.2.2. del Piano, rischierebbe quindi di sostituire la produzione di energia elettrica nazionale più pulita (ma più costosa, anche a causa delle predette politiche di limitazione delle emissioni) con energia a maggiore intensità emissiva, con un impatto negativo in termini di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Spunto S8. Osservazioni sui 31 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 "nuovi sviluppi"** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 277-346 e relativo foglio di lavoro nella sintesi tabellare del Piano), e in particolare su quelli con maggiore impatto economico:

Codice	Nome	Investimento previsto (milioni di euro)
167-N	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	1226
554-N	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	750
555-N	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	105
630-N	Interconnessione Isola di Favignana	100
354-N	Interconnessione isola del Giglio	94,5
352-N	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	75
553-N	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	60
169-N	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	59

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 2.1.2. dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 98-99).

Spunto S9. Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

Riterremmo opportuna un'analisi costi-benefici trasparente che definisca in termini quantitativi la necessità di installazione di nuovi dispositivi in linea con quanto fatto con gli altri interventi



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

infrastrutturali presenti nel PdS. Tale analisi dovrebbe in particolare includere i potenziali benefici in termini di risparmio di costi sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Inoltre, come già indicato in risposta allo spunto S6, riteniamo che vada sempre coerentemente rispettato il principio secondo cui Terna, prima di procedere con nuovi interventi, dovrebbe acquisire la disponibilità delle risorse messe a disposizione da operatori già in grado di garantire importanti servizi di rete, ad esempio tramite contratti a termine di lungo periodo, siglati al termine di procedure concorsuali trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato.

Tale principio appare peraltro coerente con quanto previsto dall'Autorità nella deliberazione 675/2018/R/eel, con la quale l'Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una procedura concorsuale. In caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

Questo approccio sembra essere peraltro in linea con le disposizioni della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, recentemente adottata, che prevede all'articolo 40 un approvvigionamento "market-based" dei servizi ancillari da parte dei TSO.

Spunto S10. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/20/574-20.pdf>) ha proposto la messa "in valutazione", ossia l'assenza di attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale:

- **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P;
- **progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia**, parte dell'intervento codice 200-I.

Come precisato in risposta allo spunto S7, si evidenzia che l'elevato import atteso dall'area balcanica, caratterizzata da un parco di generazione basato su impianti a lignite, rischia di risultare incoerente con gli obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e in UE. In base all'analisi condotta da Terna, infatti, sembra che i benefici ambientali in termini di riduzione della CO2 saranno apprezzabili solo nel lungo termine (orizzonte 2040) e particolarmente rilevanti solo in caso di non raggiungimento degli obiettivi climatici complessivi (scenario BAU 2040). Per questi motivi riterremo la realizzazione del secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia – Montenegro un intervento a bassa priorità nei prossimi dieci anni.

Spunto S11. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti:

- intervento **SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica- Italia Continentale**, codice 301-P (pagine 23-28 del volume Nord Est);



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

- intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I (pagine 29-33 del volume Centro Sud);
- intervento di sviluppo **HVDC Sicilia - Continente**, parte del progetto codice 723-P (rapporto specifico per l'HVDC reso disponibile per la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 e, relativamente all'ACB dell'intero progetto, pagine 39-45 del volume Centro Sud).

In linea con quanto riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2020, esprimeremmo la nostra preoccupazione rispetto agli impatti dell'interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia e che quest'ultimo a lungo termine potrebbe tradursi in import di energia a basso costo. Riterremmo quindi che l'entrata in esercizio dell'interconnessione dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell'Isola ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente, parte del progetto Tyrrhenian Link (723-P). Al contrario il rischio potrebbe essere addirittura quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana e sull'elettrodotto Sorgente – Rizziconi e le dorsali verso il nord Italia.

Spunto S12. Osservazioni sui tre volumi "**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**" dello schema di Piano di sviluppo 2021, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna lo schema di Piano di sviluppo 2021.

Spunto S13. Osservazioni riguardanti i progetti c.d. **merchant lines** (sezione 4.3.3.2.2.3 dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 261-263) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.