

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO DI VALCIMARRA II
Installazione di un nuovo gruppo reversibile
Centrale di Valcimarra
Comune di Caldarola (MC)

Progetto Definitivo per Autorizzazione
RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI

File: GRE.EEC.D.99.IT.H.17168.00.249.00 Ricadute economiche e sociali

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	18/09/2023	Prima Emissione	F.Maugliani	A.Balestra	M. Braghini

GRE VALIDATION

	Support Team: <i>F.PODIO</i>	Project Engineer: <i>G.RIPELLINO</i>
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT

GRE CODE

ANAPO

GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION
GRE	EEC	D	99	IT	H	17168001	23	00	0

CLASSIFICATION PUBLIC

UTILIZATION SCOPE PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.

R.00	18.09.2023	MFr	Bal/CRip
Versione	Data	Redatto	Verificato

Lombardi SA Ingegneri Consulenti
Via del Tiglio 2, C.P. 934, CH-6512 Bellinzona-Giubiasco
Telefono +41(0)91 735 31 00
www.lombardi.group, info@lombardi.group

INDICE

1.	INTRODUZIONE	1
1.1	Contesto generale e scopo del documento	1
2.	RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI	3
2.1	Premessa	3
2.2	Impianto Proposto ed Ambito di Regolazione Locale	4
2.3	Popolazione e Ricadute Economiche	6
2.4	Logistica del Cantiere e Territorio	8
2.5	Bilancio dei Materiali	9
2.6	Effetti Sociali e Culturali sul Territorio	9
2.7	Ricadute in Fase di Esercizio sul Sistema Elettrico Locale	11
2.8	Contributi Economici Diretti agli Enti Locali	14
3.	CONCLUSIONI	16

1. INTRODUZIONE

1.1 Contesto generale e scopo del documento

Enel Produzione SpA – HGT Design & Execution, ha affidato a Lombardi SA l'incarico professionale di ingegneria per la Progettazione Definitiva per Autorizzazione dell'intervento di installazione di un nuovo gruppo reversibile nell'impianto idroelettrico di Valcimarra, sito nel Comune di Caldarola (MC).

L'opera idraulica, fa parte dell'asta idroelettrica del Fiume Chienti, costituita dagli impianti idroelettrici dell'asta del fiume Chienti, comprendenti le centrali di Valcimarra Chienti, Belforte 1° salto, Belforte 2° salto, Città di Macerata, S. Maria Apparente e Molino Nuovo.

Le dighe di Fiastra e Polverina alimentano la Centrale di Valcimarra. A valle di essa sono ubicati gli impianti di Belforte 1° salto e 2° salto. La centrale di Belforte 1° salto è alimentata dal bacino di Borgiano, che è stato realizzato sbarrando il fiume Chienti poco più a valle del punto di rilascio delle acque di scarico della centrale di Valcimarra Chienti nel comune di Serrapetrona (MC). La centrale di Belforte 2° salto è alimentata dal bacino di S. Maria, realizzato sbarrando il fiume Chienti in prossimità del borgo di S. Maria nel comune di Belforte del Chienti. Proseguendo lungo l'asta idroelettrica del fiume Chienti si trovano gli impianti di Città di Macerata e, in prossimità della foce, gli impianti idroelettrici in successione di S. Maria Apparente e Molino Nuovo. Lo schema idroelettrico è interamente gestito da Enel GP.

Attualmente la centrale di Valcimarra è dotata di tre gruppi di produzione: 2 turbine Francis (Gr.1 e Gr.2) con asse verticale da 14.823 MW sulla derivazione Fiastrone ed una turbina Francis (Gr.3) con asse verticale da 14.9 MW sulla derivazione Polverina.

L'intervento prevede la parziale trasformazione dell'impianto idroelettrico di generazione esistente di Valcimarra Chienti in un impianto reversibile, di generazione e pompaggio. Il concetto dell'impianto nasce per iniziativa delle strutture tecniche di Enel Green Power con lo scopo di incrementare localmente la capacità di regolazione di rete, utilizzando una risorsa idrica già disponibile: l'obiettivo tecnico è di disporre di nuova potenza in pompaggio e della possibilità di effettuare regolazioni di rete mediante l'uso di un nuovo gruppo reversibile a velocità fissa (regolazione di frequenza, generazione di potenza reattiva, ecc.).

Il progetto dell'impianto è, alla data del presente documento in corso di istruttoria presso il MASE, con identificativo di procedura [ID_VIP 8953]: le integrazioni istruttorie sono richieste con la comunicazione prot. Ctva.Registro Ufficiale U.0005346 del 08 maggio 2023.

Il presente documento viene quindi redatto per provvedere alla risposta al quesito istruttorio di cui al punto 9.5 della citata comunicazione, trascritto per opportunità a riferimento nel seguito:

9.5 Fasi di cantiere e di esercizio: impatti su attività produttive locali compreso il turismo.

9.5 Approfondire come le fasi di cantiere e di esercizio impatteranno sulle attività produttive locali, compreso il turismo.

Nel seguito si analizza quindi in modo specifico il tema, approfondendo quanto nel merito già inserito nel SIA.

2. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI

2.1 Premessa

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del regolamento europeo sulla *governance* dell'unione in merito all'energia e all'azione per il clima, rappresenta 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 definisce quali sono gli obiettivi nazionali in tema di sicurezza energetica, mercato unico dell'energia e competitività.

Il PNIEC prevede, inoltre, azioni per decarbonizzare il sistema energetico e raggiungere i *target* previsti al 2030, ovvero:

- 30% quota di energia da FER (Fonte di Energie Rinnovabili) nei consumi finali lordi di energia (55,4% sui consumi elettrici)
- 43% riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007
- 43% riduzione dei GHG (Green House Gas) vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS (Emission Trading Scheme) (-33% sui settori non ETS).

La crescente espansione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico nazionale pone una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio.

Le variazioni del contesto (incremento FER e contestuale dismissione di impianti termoelettrici poco efficienti) causano infatti già oggi, e ancor di più in futuro, significativi effetti sulle attività di gestione della rete.

Questi effetti sono riconducibili a:

- caratteristiche tecniche degli impianti: gli impianti FER che si collegano alla rete tramite inverter non hanno la medesima capacità delle macchine rotanti di sostenere la stabilità dei parametri fondamentali di rete (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni;
- non programmabilità degli impianti: la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche della disponibilità delle fonti energetiche primarie che sono per loro natura intermittenti. In un sistema elettrico a crescente penetrazione FER questa caratteristica genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione in energia e potenza, in particolare nei momenti critici per la rete, quali picchi e rampe di carico, sempre più in aumento soprattutto nella fascia serale. Il sistema inoltre è ancor di più a rischio nei periodi in cui la produzione da FER supera il fabbisogno di energia elettrica (*overgeneration*), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al

suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta;

- localizzazione degli impianti: gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontano dai centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di congestione sulla rete di trasmissione, specialmente nel Sud Italia.

Terna - società responsabile della gestione, mantenimento e sviluppo della rete elettrica nazionale ad alta tensione, e del dispacciamento dell'energia elettrica - 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, minimizzando/eliminando le inevitabili situazioni di congestione; un maggior apporto di accumulo, segnatamente accumulo idroelettrico, è indispensabile per un funzionamento del sistema elettrico efficiente ed in sicurezza.

Per sopperire a queste criticità, il PNIEC prevede la necessità di sviluppare 4.5 GW di accumulo idroelettrico e 1.5 GW di accumulo elettrochimico soprattutto al Centro, al Sud Italia e nelle Isole dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo.

In particolare, gli impianti di pompaggio, soprattutto ad alta flessibilità come quello in progetto, costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico, stante la capacità di fornire – in tempi rapidi – servizi pregiati di regolazione di frequenza e tensione, nonché di fornire un contributo significativo all'inerzia del sistema, potendo quindi contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il nuovo impianto di pompaggio fornirà anche servizi che saranno essenziali per garantire la corretta integrazione delle rinnovabili, assorbendo parte dell'*overgeneration* nelle ore centrali della giornata e producendo energia in corrispondenza della rampa di carico serale in cui il sistema si trova in assenza di risorse (coprendo quindi il fabbisogno nelle ore di alto carico e scarso apporto di solare/eolico).

Il pompaggio potrà così contribuire anche alla riduzione delle perdite di produzione per incapacità di assorbimento della rete della generazione da rinnovabile e delle conseguenti congestioni di rete.

2.2 Impianto Proposto ed Ambito di Regolazione Locale

L'impianto a progetto sarà quindi integrato nello schema di regolazione di rete di Terna per le aree del centro Italia: l'effetto evidente è una stabilizzazione della regolazione di rete a livello locale e regionale, con un efficace accoppiamento tra i diagrammi di produzione del parco di produzione locale, regionale e possibilmente anche nazionale con i diagrammi di assorbimento corrispondenti, tanto in energia che in potenza.

L'iniziativa fornirà servizi essenziali per garantire la corretta integrazione delle rinnovabili, assorbendo parte della sovra produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, e trasferendola secondo le esigenze dei diagrammi di consumo, contribuendo inoltre alla riduzione delle congestioni di rete.

Fra gli effetti correlati la limitazione al ricorso all' utilizzo di energia prodotta da impianti tradizionali con conseguente riduzione dell'importazione di energia e combustibili fossili (petrolio e gas naturale) dall'estero a prezzi elevati, garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento di energia ai consumatori ed evitando la perdita dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile nei periodi di minore consumo.

Quantificare il ritorno economico per questa esternalità risulta assai complesso e calcolarlo per un singolo impianto di pompaggio è pressoché impossibile. Occorre infine considerare il maggior grado di controllo del territorio indotto dalla realizzazione e dalla presenza delle nuove opere, che si traduce di fatto in un aumento della fruibilità e della possibilità di presidio.

L'impianto di accumulo proposto, in linea con quanto previsto del PNIEC, costituisce inoltre una risorsa strategica per il sistema elettrico nazionale, grazie alla capacità di fornire in tempi brevi servizi di regolazione di frequenza e di tensione, nonché un contributo significativo in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza all'insieme del sistema elettrico nazionale.

La realizzazione del progetto fornirà di fatto una maggiore stabilità del sistema elettrico in tutta la vasta area interessata, caratterizzata da una significativa presenza di impianti eolici e solari, con produzione non programmabile.

La mancata realizzazione del progetto in esame comporterebbe pertanto delle ricadute negative in termini di scarsa stabilità locale (fino all'ambito regionale) del sistema elettrico, anche in relazione agli scenari futuri di continuo incremento della produzione da fonti rinnovabili, ed una crescente necessità di dotarsi di sistemi di accumulo di tipo statico.

La realizzazione di sistemi alternativi ai fini di sopperire a queste necessità non potrebbe garantire allo stesso tempo l'efficientamento del sistema ed il limitato impatto ambientale in fase di esercizio, efficacemente garantiti dall'impianto in esame, peraltro di prevista realizzazione su una configurazione di impianto di produzione idroelettrica preesistente.

La mancata realizzazione del progetto non comporterebbe ragionevolmente benefici ambientali e sociali significativi o comunque tali da renderla una soluzione preferibile rispetto a quella che prevede lo sviluppo dell'iniziativa progettuale.

In fase di esercizio l'impianto di accumulo idroelettrico non comporterebbe emissioni in atmosfera, emissioni sonore o in generale impatti sulla salute pubblica.

2.3 Popolazione e Ricadute Economiche

L'iniziativa comporta una importante ricaduta sul territorio con effetti culturali (maggiore diffusione della cultura tecnica dell'idroelettrico), sociali (nuclei di aggregazione industriale sul territorio) ed economici (creazione di nuovi posti di lavoro ed un indotto non trascurabile soprattutto in fase di cantiere, ma anche in fase di esercizio e manutenzione).

Per quanto concerne le ricadute occupazionali ed economiche, le esternalità positive in termini di indotto che saranno originate dalla realizzazione e gestione dell'impianto di pompaggio sul territorio saranno certamente significative.

Parte di questi benefici ricadranno direttamente sulla collettività dell'area interessata.

Nella fase di cantiere, per la quale si prevede una durata di 27 mesi, si valuta l'impiego di 120 unità lavorative, di cui almeno il 50% di provenienza locale: per le 60 unità locali il territorio beneficerà del relativo onere annuo, stimato in circa 3'000'000 €/anno.

Al personale impiegato vanno aggiunti i numerosi mezzi meccanici impiegati per il progetto (escavatori, camion, rulli, grader, ed altro), per i quali si prevede il nolo a caldo tra le numerose imprese locali impegnate in attività di movimento terra.

Basti pensare ad esempio che, secondo le stime fatte, nel periodo di massima attività di cantiere si prevede la presenza contemporanea in cantiere di circa 12 escavatori e 20 autocarri per scavi e movimenti terra. Inoltre, la particolare tipologia delle opere realizzate implica l'utilizzo di elevate quantità di inerti, calcestruzzo e materiali affini per cui saranno sicuramente coinvolti gli impianti di betonaggio presenti nell'area.

Durante la fase di esecuzione dei lavori si prevede un impatto molto positivo anche sull'indotto e sulle strutture ricettive della zona. Si presume che circa la metà del personale prima citato debba necessariamente pernottare nei pressi del cantiere. Occorre inoltre preventivare anche il vitto per l'intero personale attivo in cantiere durante l'intera durata dei lavori.

Le ricadute economiche positive si manifestano anche nelle fasi successive a quelle di cantiere. Per il montaggio e l'avviamento dell'impianto si prevede l'ulteriore impiego di almeno 15 unità tra personale specializzato e tecnici provenienti dall'esterno.

In generale si può stimare un ritorno medio sulle strutture ricettive della zona di circa 75 pernottamenti con trattamento di pensione completa, con effetto economico stimato in circa 7'500 €/g. Per quanto riguarda le opere di compensazione e riequilibrio ambientale si stima verranno impiegate da 4 a 6 unità lavorative e i mezzi necessari per un periodo di circa 6 mesi.

Stando a quanto sopra riportato, si può ipotizzare che le imprese che si aggiudicheranno gli appalti prevederanno, in un'ottica di ottimizzazione delle offerte, di occupare, direttamente tramite assunzione o indirettamente tramite assegnazione di appalti a ditte locali per l'attività gestionale, amministrativa e di controllo, non meno di 15 unità di personale residente nelle aree interessate, il

cui onere relativo è stimato in circa 900 k€ annui, importo che va ad incrementare ulteriormente il reddito per il territorio.

Oltre all'occupazione generata direttamente bisognerà tenere conto di quella indiretta, quale la creazione di economie per fornitori attuali e futuri, specialisti e professionisti, come geologi, speleologi, tecnici ecc. che hanno avranno fornito studi e relazioni necessari per l'avviamento del progetto.

In ultimo ed in relazione a quanto sopra riportato, occorre citare ad esempio anche l'accrescimento dell'immagine dell'area specifica del Comune di Caldarola nel panorama energetico nazionale ed internazionale, data la taglia dell'impianto a pompaggio che si andrà a realizzare: il riferimento è alle frazioni limitrofe alla centrale di Valcimarra ed alle aree turistiche in prossimità degli invasi di Fiastra, Polverina e Lago di Borgiano (abitati di San Lorenzo al Lago in Comune di Fiastra, Polverina in Comune di Pievebovigliana, Pontelatrave, e frazioni di Pievefavera e Borgiano in Comune di Caldarola).

Mentre inoltre non si prevede alcun effetto negativo sull'indotto turistico in fase di costruzione (per il confinamento delle aree di intervento, le opere per lo piu' sotterranee ed il verificato limitato impatto sulla viabilità), si ipotizza per la fase di esercizio la possibile attivazione di un circuito legato al cosiddetto "turismo energetico" con visite guidate all'impianto una volta in esercizio con evidenti ricadute anche sulle strutture ricettive locali.

Tali iniziative si dimostrano di crescente interesse, basti citare a titolo di esempio "Hydrotour Dolomiti" in Trentino (www.hydrotourdolomiti.it) o il Centro Luigi Einaudi in Piemonte (www.turismoentracque.it/vivere/energia/) dove impianti analoghi fungono da polo di attrazione.

La realizzazione di alcune delle misure di compensazione rappresenta di fatto anche un volano per il rilancio del turismo verde ed ecosostenibile in zona, se si pensa ad esempio al potenziamento della rete escursionistica locale.

Nella fase di esercizio, le ricadute riguardano le necessarie attività di gestione e manutenzione della nuova centrale elettrica.

A riguardo possiamo elencare i seguenti ambiti:

- complesso centrale idroelettrica (manutenzione strade, sgombero neve, cartellonistica, guardiania);
- apparecchiature elettromeccaniche di centrale (monitoraggi, ordinaria e straordinaria manutenzione);
- sottostazione elettrica (monitoraggi, ordinaria e straordinaria manutenzione).

Agli addetti preposti a questi compiti si aggiungono tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto pari a circa il doppio rispetto a quello diretto. Sulla base di

esperienze pregresse relative ad impianti simili, dal punto di vista delle assunzioni dirette per la gestione di questo impianto, è possibile ipotizzare che lo stesso determinerà l'assunzione di:

- Un tecnico specializzato in impianti elettrici ad alta tensione
- Un tecnico specializzato in impianti elettrici a bassa tensione
- Un tecnico specializzato in automazione
- Due operativi, che saranno dedicati all'esecuzione di controlli e guardiania
- Un impiegato tecnico che si occuperà di supporto tecnico e logistica

Il beneficio in termini di assunzioni ai fini di esercizio è evidente per il contesto territoriale limitato della valle del Chienti, ed è quantificabile in circa 350'000 €/anno.

2.4 Logistica del Cantiere e Territorio

Il cantiere si colloca in un'area montana appenninica, ad una distanza di circa 35 km dal centro città di Macerata, in un contesto non particolarmente disagiata o impervio, con infrastrutture esistenti idonee, e spazi ad uso temporaneo per le lavorazioni da ricavare secondo l'attenta valutazione delle situazioni ambientali locali.

Dal punto di vista occupazionale e di indotto la durata del cantiere è pluriennale un lasso di tempo significativo, con sicure ricadute economiche ed occupazionali nel territorio dei comuni limitrofi all'iniziativa, ovvero Caldarola in primis, Camerino, Tolentino, oltre che sulle ulteriori località della provincia di Macerata interessate dall'asta idroelettrica del fiume Chienti.

L'organizzazione spaziale dell'attività, al fine di realizzare le opere in progetto, prevede l'installazione di un sistema di cantierizzazione che risponda ad alcuni criteri razionali che, in base alle esigenze, indirizzano le scelte progettuali anche con riferimento all'organizzazione del cantiere. In particolare, sono stati considerati i seguenti driver:

- utilizzare aree di scarso valore sia dal punto di vista ambientale che antropico;
- scegliere aree che consentano di contenere al minimo gli impatti sulla popolazione e sul tessuto abitativo, prediligendo aree lontane da ricettori critici e da aree densamente abitate;
- realizzare i lavori in tempi ristretti, al fine di ridurre le interferenze con l'esercizio delle infrastrutture stradali ed i costi di realizzazione;
- limitare al minimo indispensabile gli spostamenti di materiale sulla viabilità locale e quindi preferenza per aree vicine agli svincoli degli assi viari principali, facilmente collegabili alla viabilità esistente, senza necessità di apertura di nuova viabilità;
- minimizzare il consumo di territorio e l'impatto sull'ambiente naturale ed antropico.

L'organizzazione del cantiere è descritta in dettaglio nel documento GRE.EEC.D.99.IT.H.17168.00.054.00 Relazione descrittiva dell'organizzazione di cantiere.

Considerando lo sviluppo dell'opera, la topografia, la logistica e le tecniche di scavo previste, il cantiere può essere schematizzato, come già in precedenza specificato, con due diversi fronti di attacco in sotterraneo, supportati da due aree principali di cantiere:

- Cantiere Valcimarra, ubicato all'interno del sedime della centrale, in località Valle Valcimarra, in prossimità della SS77var, accessibile dalla SP 18;
- Cantiere Pozzo Piezometrico, ubicato sul versante al di sopra della centrale, con accesso dalla viabilità secondaria comunale (questo cantiere comprende due punti di intervento, in corrispondenza degli interventi di allacciamento ed adeguamento previsti presso i pozzi piezometrici dei due impianti, Polverina e Fiastrone).

2.5 Bilancio dei Materiali

I bilanci dei materiali sono presentati nel documento "Piano di utilizzo delle terre e rocce da scavo" (codice GRE.EEC.D.99.IT.H.17168.00.078.00), parte integrante del progetto, ed in cui è indicata la destinazione d'uso del materiale di risulta degli scavi previsti per la realizzazione delle opere sotterranee.

La movimentazione dei materiali connessa al progetto determinerà dei flussi di traffico sulla viabilità afferente, dovuta al trasporto dei materiali, in particolare delle terre di scotico e frantumato da scavi in roccia provenienti dalla zona del pozzo piezometrico e dai portali della nuova caverna di centrale.

Questi materiali saranno per lo più destinati al conferimento per la lavorazione in un a cava limitrofa, a breve distanza dal cantiere (cava Bistocco, a circa 600 m).

2.6 Effetti Sociali e Culturali sul Territorio

Partendo dalla descrizione delle attività cantieristiche, in questo capitolo è stata effettuata un'analisi delle possibili ricadute a livello di sviluppo sociale con la creazione e/o sviluppo di nuclei industriali ed incremento culturale delle conoscenze tecniche delle popolazioni locali, con effetto di maggiore e più diffusa qualificazione tecnica.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

In corso di realizzazione dei lavori è possibile così elencare in modo non esaustivo gli effetti prevedibili:

- variazioni delle attività e specializzazioni a breve termine della popolazione residente con influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:
 - o esperienze professionali generate;
 - o specializzazione di mano d'opera locale;

- qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi, o evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti;
- fornitura di materiali locali;
- noli di macchinari;
- prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto.
- domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuovi servizi:
 - alloggi per maestranze e tecnici fuori sedi e loro familiari;
 - ristorazione;
 - ricreazione;
 - commercio al minuto di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione, né resteranno confinati nell'ambito del solo territorio comunale.

Ad esempio, le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altro luogo e/o tempo soprattutto in virtù del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di centrali elettriche.

Ad impianto in esercizio, saranno possibili opportunità di lavoro nell'ambito del controllo e monitoraggio dell'esercizio, telecontrollo e manutenzione della centrale, con la necessità di assunzione di personale locale.

Più nello specifico, l'occupazione nel settore idroelettrico è associata alle seguenti tipologie di attività:

- Sviluppo:
 - scouting, misure idrologiche, ingegneria di progetto, studi ed analisi monitoraggi, carteggi progettuali, iter autorizzativo, ecc.
 - consulenza specialistica (rilievi piano altimetrici, carotaggi, ecc.)
 - consulenze specialistiche locali (agronomi, geologi, cartografi, ecc.)
 - consulenze legali locali (contratti acquisto terreni, preliminari, ecc.)
 - rogiti notarili (contratti, atti di servitù, cessioni, ecc.)
- Finanziamento:
 - società di ingegneria, periti (due diligence tecnica)
 - studi legali, periti (due diligence legale e amministrativa)
 - consulenti assicurativi, periti (due diligence assicurativa)
 - istituzioni bancarie per il finanziamento
- Costruzione:
 - Opere civili (scavi all'aperto ed in sotterraneo, calcestruzzi, finiture diverse)
 - Gruppi reversibili (pompa / turbina, generatore / motore)
 - Automazione di controllo e gestione, sistema trasmissione dati

- Apparecchiature elettromeccaniche (cavi elettrici, connessione alla rete, quadri trasformatori MT/AT, ecc.)
- Opere impiantistiche (impianti elettrici BT, di terra, protezione scariche atmosferiche, di illuminazione interna ed esterna, temici, sanitari, antincendi, ecc.)
- Installazione:
 - Opere civili per strade di impianto, adeguamento viabilità, piazzole sottostazioni elettriche e connessione con rete elettrica nazionale, scavi interrati, rilievi, livellamenti, ripristini ambientali, ecc.

Gli aspetti relativi all'esercizio e manutenzione saranno descritti nel capitolo successivo.

2.7 Ricadute in Fase di Esercizio sul Sistema Elettrico Locale

Considerando il quadro energetico regionale, di seguito si riportano le capacità installate nelle Marche, l'energia prodotta ed i consumi. I dati sono relativi all'anno 2021 e sono stati ottenuti da Terna, accedendo ad informazioni di dominio pubblico (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>).

Nel 2022 la capacità efficiente è di circa 2'010,8 MW, di cui il termoelettrico circa 511,9 MW, mentre eolico e fotovoltaico corrispondono rispettivamente a 19,5 e 1227,4 MW.

Il notevole sbilanciamento su generazione da rinnovabili non regolate del parco regionale indica come certamente benefico il contributo di regolazione e trasferimento di energia e potenza reso disponibile dal nuovo impianto, ancor più se si prende in considerazione la previsione di sviluppo del PNIEC al 2030.

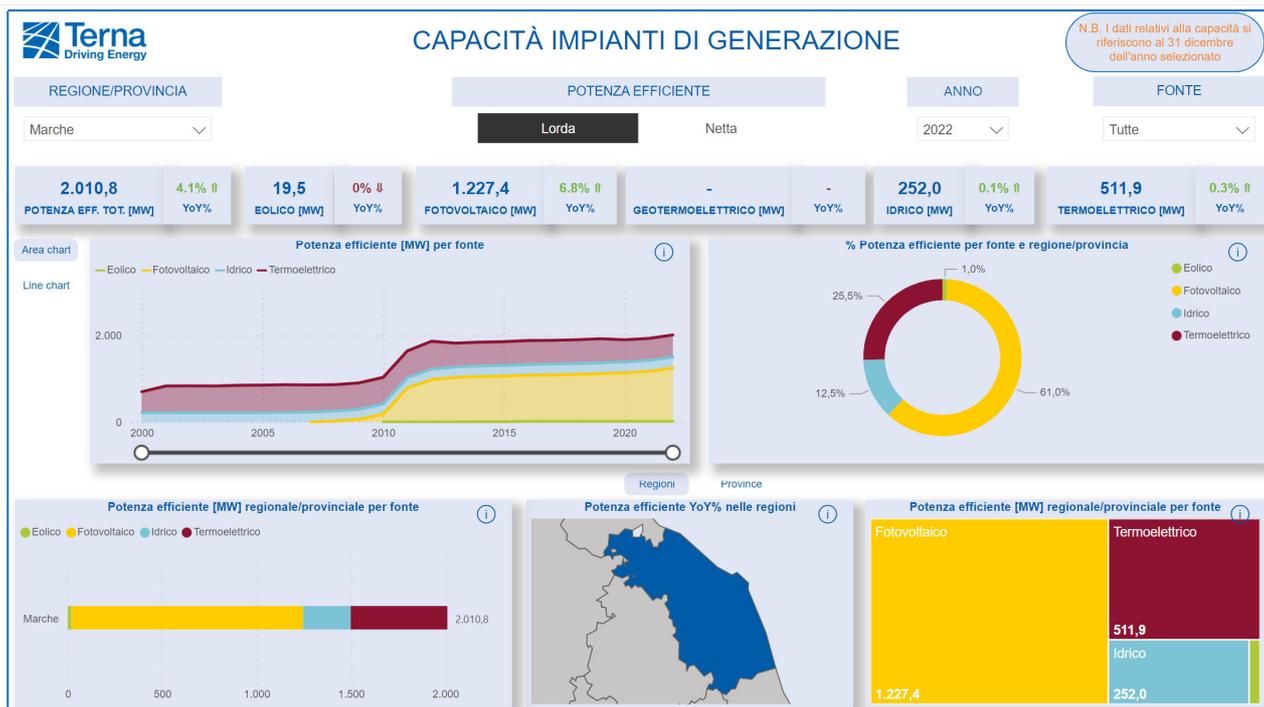


Figura 1: Regione Marche, potenza efficiente nell'anno 2021, suddivisa per fonte (dati Terna)

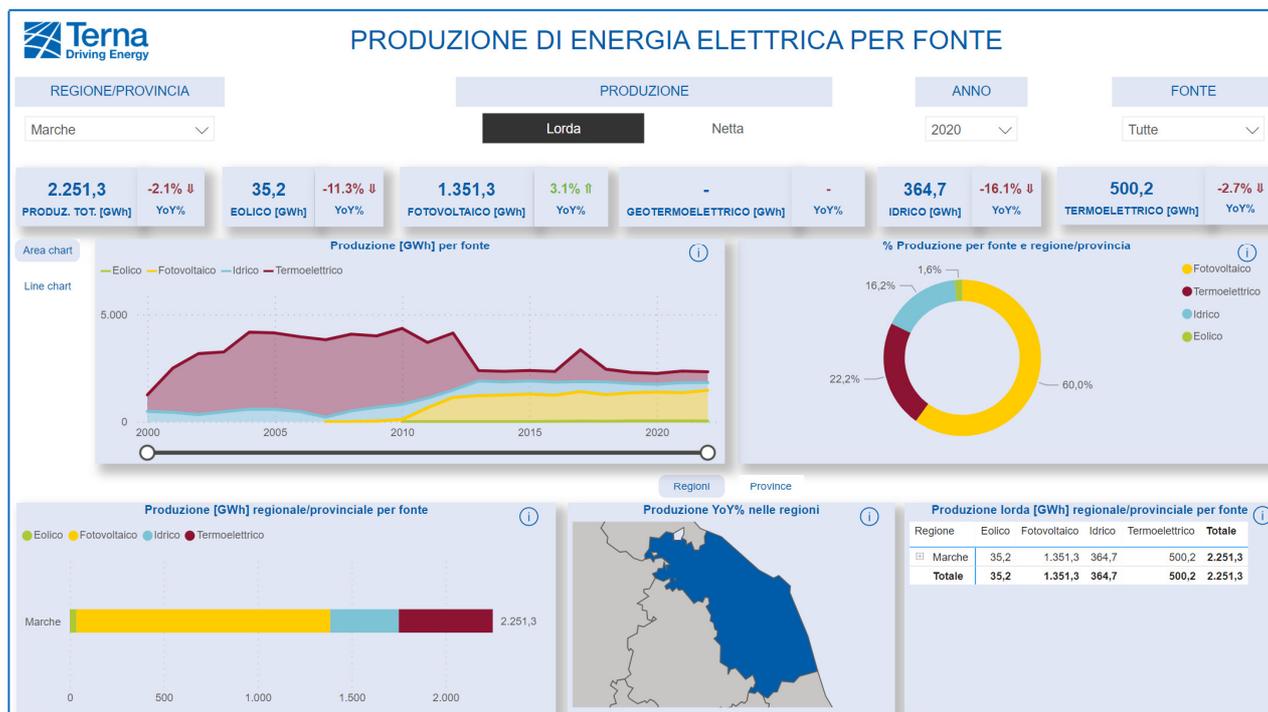


Figura 2: Regione Marche, produzione lorda nell'anno 2022, suddivisa per fonte (dati Terna)

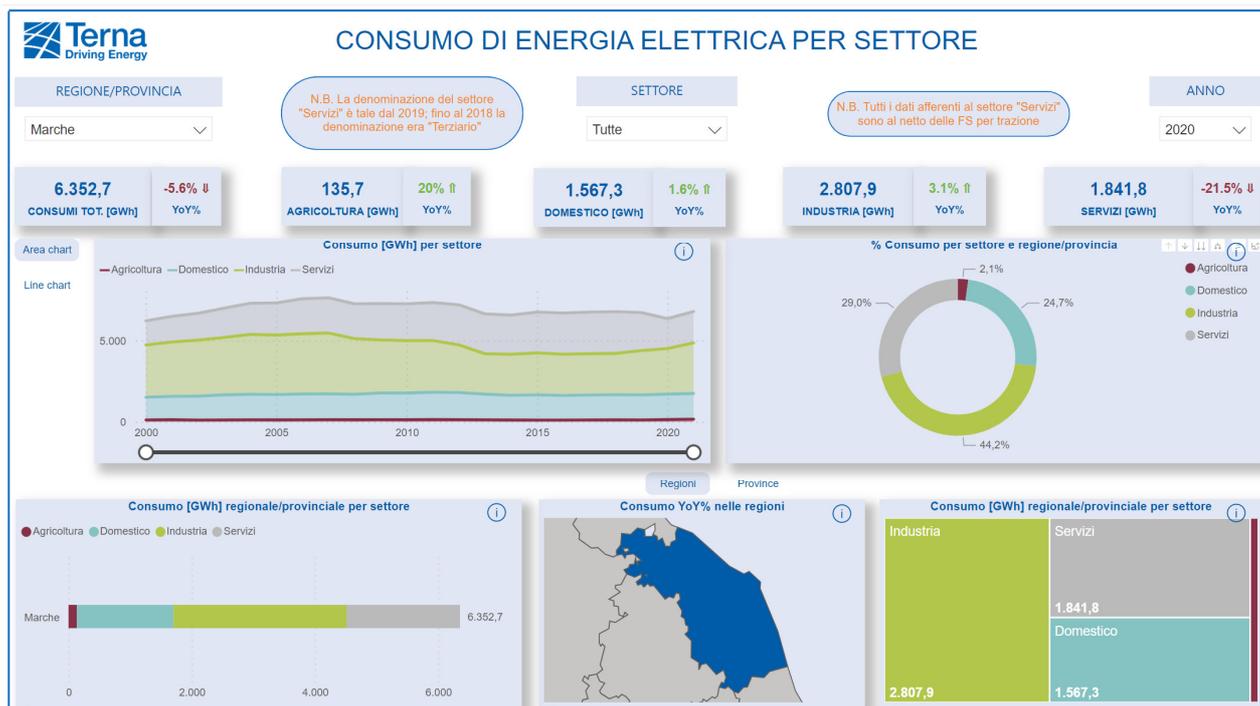


Figura 3: Regione Marche, consumo di energia elettrica nell'anno 2022, suddiviso per settore (dati Terna)

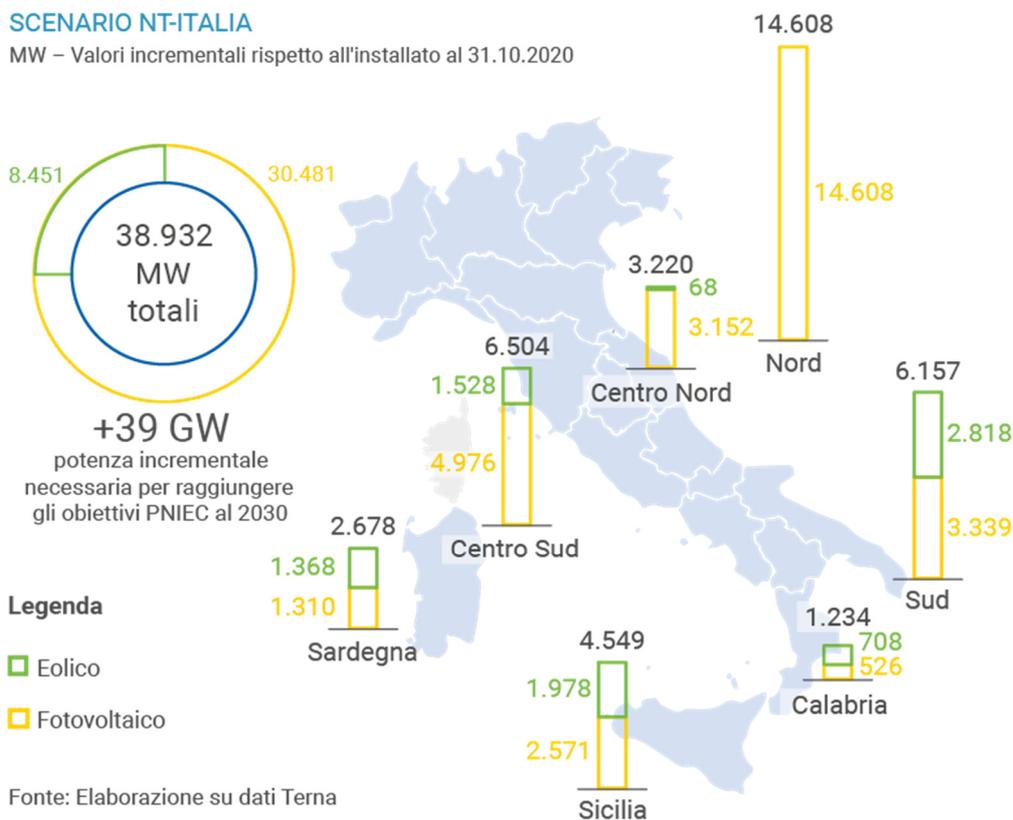


Figura 4: Scenario Nt Italia di sviluppo delle rinnovabili in coerenza con il PNIEC al 2030.

L'analisi riportata, ancorché qualitativa, testimonia come il progetto di un nuovo pompaggio sull'asta del Clienti, con l'obiettivo di aumentare la capacità di pompaggio regionale in impianti di produzione idroelettrici esistenti, siano in linea con la complessa strategia energetica del nostro Paese.

Essendo queste iniziative inserite tra i primi progetti di pompaggio e generazione, essi rivestono un ruolo assai importante anche dal punto di vista comunicativo e dunque nella ricaduta sociale, ancor prima che economica, dei progetti. Tali iniziative giocano un ruolo centrale nell'integrazione delle tecnologie rinnovabili per un sistema elettrico sostenibile ed affidabile, con l'obiettivo principe di ottenere un progressivo mutamento del *mix energetico*.

2.8 Contributi Economici Diretti agli Enti Locali

Infine, sono da considerarsi i contributi in termini di canoni idroelettrici da riconoscere alle comunità locali. Tale elemento è da un lato stabilito *ope legis* con riferimento alla potenza di concessione, anche per la potenza in pompaggio.

È il caso di ricordare che i canoni a derivare sono stati introdotti già dal Regio Decreto 1775/1933 e, con particolare riferimento alle derivazioni idroelettriche, oltre ai canoni demaniali sono stati normati dei sovracanonici riferibili agli Enti Rivieraeschi ed ai Bacini Imbriferi Montani, applicabili in particolari condizioni.

È noto che i canoni idroelettrici sono calcolati sulla base della potenza di concessione, a sua volta funzione del salto geodetico e della portata media derivata nel corso dell'anno.

Tra le derivazioni idroelettriche si distinguono le piccole derivazioni, con potenza di concessione fino a 3000 kW, e le grandi derivazioni, con potenza superiore. I valori del canone, espressi in euro per kW di potenza di concessione, sono stabiliti dalle Regione e dalle Province Autonome per quanto di competenza, mentre i sovracanonici sono aggiornati ogni due anni da competenti servizi ministeriali (in particolare dal Ministero della Transizione Ecologica).

La normativa sui canoni idroelettrici è molto articolata ed è stata frutto di numerosi contenziosi, ma non è questa la sede per entrare nel merito di questi aspetti.

Una questione però piuttosto curiosa risiede nel fatto che gli impianti di generazione e pompaggio, per il loro comportamento reversibile, avrebbero a rigore una potenza di concessione nulla, in quanto derivano l'acqua in un punto, ad esempio la presa di monte in fase di generazione, e la restituiscono nello stesso punto nel momento in cui funzionano in pompaggio, non portando alcun consumo o trasferimento di acqua su una scala temporale tipicamente giornaliera.

Tale approccio nel calcolo del canone di concessione non è, per ovvi motivi, accettato dalle amministrazioni che più si sono rivelate attente a queste tematiche, tanto che si sono succeduti negli anni alcuni provvedimenti legislativi, di carattere locale, volti ad introdurre dei criteri in tal senso.

Questi provvedimenti locali si rifanno ad un impianto legislativo nazionale, in particolare alla legge 136 del 1999, il cui scopo principale era peraltro il rilancio dell'edilizia residenziale pubblica. All'art.

28 comma 4 tale provvedimento, che risulta tuttora vigente, stabilisce che *“A decorrere dal 1° gennaio 1999, gli impianti idroelettrici di accumulo per pompaggio, aventi il serbatoio di carico nell'ambito di un bacino imbrifero montano delimitato ai sensi della legge 27 dicembre 1953, n. 959, ai fini anche della riqualificazione dell'energia prodotta, sono soggetti ai sovracanonici previsti dagli articoli 1 e 2 della legge 22 dicembre 1980, n. 925, in ragione dello 0,15 della potenza nominale media risultante dal decreto di concessione e riferita al pompaggio. Nei casi in cui non sia costituito il consorzio obbligatorio, ai sensi del secondo comma dell'articolo 1 della legge 27 dicembre 1953, n. 959, i predetti sovracanonici sono versati direttamente ai comuni”*.

Per la Regione Marche è in corso di approvazione una proposta di legge (Comunicato n. 39 del 21 febbraio 2023) che prevede, in riferimento alle grandi derivazioni di potenza superiore a 3'000 kW:

- La rideterminazione del valore dei canoni, per aggiornamento, con decorrenza 01 gennaio 2024;
- La distribuzione dei canoni nella misura del 45% ai comuni territorialmente interessati, 50% alla Regione, 5% per finanziare le misura del piano di tutela della acque.

Considerando una potenza nominale media in pompaggio dell'impianto di Valcimarra di circa 15'000 kW (potenza massima in pompaggio di 27,2 MW, in turbinaggio di 18,2 MW per ciclo su 8-10 ore giornaliere), l'introito locale complessivo dei canoni e sovracanonici idroelettrici per la parte di pompaggio, potrebbe stimarsi in prima istanza come segue:

$$15'000 \times 80 \text{ €/kW} \times (1.00+0.15) = 1'380'000 \text{ Euro l'anno}$$

La cifra di 80 €/kW è sommariamente valutata come possibile importo futuro al 2024, in riferimento ai valori medi attuali adottati da Regioni limitrofe.

Dopo la stima di canoni e sovracanonici idroelettrici, al fine di valutare nel complesso i vantaggi finanziari per gli enti locali, è necessario tenere conto di altri carichi di natura fiscale che possono essere richiesti. Tipicamente si tratta di:

- Imposta Municipale Unica, ovvero imposta sugli immobili dovuta per i fabbricati adibiti alla produzione di energia elettrica
- Contributo per il ripascimento ittico
- Canoni demaniali per l'occupazione di aree fluviali

Considerando che la centrale sarà realizzato in caverna e che gli invasi sono già esistenti, probabilmente la cifra sarà poco significativa, ma andrà calcolata con accuratezza nella fase di progettazione successiva.

I ragionamenti sulle *royalties* potranno anch'essi essere affrontati successivamente con i diversi *stake holder* presenti alle conferenze dei servizi. Essi potranno consistere in opere di compensazione *una tantum*, ovvero in contributi di previsto utilizzo per iniziative con ricadute sul territorio.

3. CONCLUSIONI

Ai fini di una risposta specifica al punto di attenzione sollevato, ovvero agli effetti economici e sociali sul territorio dell'iniziativa proposta, si è provveduto ad una analisi specifica per gli ambiti di maggiore significatività ed evidenza:

- Contributo dell'intervento all'esigenza di accumulo e di servizi di rete dichiarata nel PNIEC, e quindi positivo contributo all'integrazione delle rinnovabili non regolate nell'ambito della rete locale e nazionale, con assorbimento e trasferimento dell'overgeneration da rinnovabile locale;
- Ricadute economiche dirette sul territorio durante le fasi di costruzione ed esercizio, con particolare riferimento all'occupazione diretta della popolazione locale, alla spesa per servizi agli appaltatori, accrescimento dell'immagine delle aree limitrofe in riferimento allo sviluppo energetico da rinnovabile, effetti sull'indotto turistico attuale e possibilità di attrazione per nuove iniziative di "turismo energetico", possibili ricadute economiche per occupazione diretta durante la fase di esercizio;
- Effetti sul territorio della logistica del cantiere, compreso quanto richiesto per la movimentazione e bilancio dei materiali;
- Effetti sociali, con indicazione dello stimolo settoriale allo sviluppo di nuove esperienze professionali ed imprenditoriali, per nuovi servizi e consumi, dovuto al contatto con personale e maestranze temporaneamente immigrate e di diversa cultura tecnica e personale;
- Effetti in esercizio sul sistema elettrico locale;
- Contributi economici diretti agli enti locali per diritti riconosciuti, di cui è effettuata una prima approssimativa stima sulla base delle informazioni disponibili.

Per gli ambiti illustrati, la conclusione è qualitativamente ed ove possibile quantitativamente, dimostrata positiva.