



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica e Nucleare
A.A. 2020/2021

**Studio di fattibilità di una connessione a
due centrali idroelettriche per
l'autoproduzione di energia elettrica**

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Maurizio Botta 255069

Luglio 2021

Abstract

Il presente lavoro di tesi si pone come obiettivo la verifica della fattibilità di un collegamento elettrico privato tra due centrali idroelettriche ad acqua fluente e un'industria di grandi dimensioni. L'interesse dell'industria è quello di accrescere l'autoproduzione di energia elettrica e di conseguenza l'autoconsumo interno. A tale proposito si analizzerà come l'autoconsumo nelle industrie stia portando a una rivoluzione del sistema elettrico e delle sue funzioni.

Il tipo di connessione considerato può essere definito, secondo la normativa vigente, come un "sistema semplice di produzione e consumo". Negli ultimi anni si stanno affacciando nel campo energetico nuovi sistemi di produzione e consumo che il quadro normativo, in certi casi, fatica a regolare in modo attento e preciso.

Per valutare la bontà di questo collegamento è stata realizzata un'analisi energetica, in modo tale da verificare la compatibilità tra le unità di produzione (centrali idroelettriche) e l'unità di consumo (l'industria). Gli stabilimenti risultano essere energivori, ma occorre garantire la contemporaneità tra produzione e consumo, affinché l'energia prodotta possa essere autoconsumata. Si è analizzato, poi, come la frequenza di campionamento e la modalità di previsione dei consumi e delle produzioni, in generale, influenzino la stima delle energie autoconsumate. Grazie a queste analisi è stato possibile identificare il migliore assetto per il sistema semplice di produzione e consumo, tale da rispettare la normativa vigente e garantire la vantaggiosità del sistema.

Una parte del lavoro è stata dedicata allo sviluppo di un possibile tracciato del cavidotto per la configurazione migliore del sistema, ottenuta con le analisi precedenti. A seguito di sopralluoghi e di valutazioni economiche preliminari è stato definito un primo costo generale di realizzazione della connessione.

Indice

Elenco delle figure.....	vi
Elenco delle tabelle.....	viii
Elenco dei grafici.....	x
1 Introduzione	1
2 La normativa di riferimento	4
2.1 Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC	5
2.1.1 Parte I.....	5
2.1.2 Parte II.....	6
2.1.3 Parte III.....	7
2.2 Testo unico ricognitivo della produzione elettrica – TUP.....	8
3 Autoconsumo e autosufficienza	13
3.1 Definizione di autoproduttore.....	14
3.2 Definizione di autoconsumo	15
3.3 Definizione di autosufficienza	15
3.4 Un esempio pratico per distinguere le due grandezze	15
3.5 L’autoconsumo in Italia	16
4 L’analisi energetica e la frequenza di campionamento	18
4.1 Criteri e misura dell’energia	18
4.2 Il campionamento	21
5 La previsione dei consumi	23
5.1 Il processo di previsione dei consumi energetici	24
5.2 I principali metodi di previsione.....	25
5.2.1 Metodi a media mobile.....	26
5.2.2 Metodi di regressione.....	27

6	L'energia idroelettrica.....	29
6.1	Le classificazioni dell'idroelettrico	30
6.2	Impianti ad acqua fluente	32
6.3	Producibilità di un impianto idroelettrico.....	37
7	Il mercato elettrico	38
7.1	I soggetti principali del mercato elettrico	38
7.2	I prezzi dell'energia elettrica	39
7.3	L'intero sistema elettrico	40
8	I soggetti dell'ASAP	42
8.1	L'industria	43
8.2	Le centrali idroelettriche.....	45
9	Analisi energetica.....	48
9.1	Dati di consumo.....	49
9.2	Dati di produzione	53
9.3	Previsione dei prelievi dalla rete elettrica.....	59
9.4	Calcolo dell'energia utilizzabile nel nuovo sistema ASAP.....	61
10	Scenari di collegamento.....	63
10.1	Scenario uno	65
10.1.1	I costi iniziali di investimento.....	65
10.1.2	Le energie scambiate.....	67
10.1.3	Analisi economica.....	69
10.2	Scenario due	72
10.2.1	I costi iniziali di investimento.....	72
10.2.2	Le energie scambiate.....	72
10.2.3	Analisi economica.....	74
10.3	Scenario tre	75
10.3.1	I costi iniziali di investimento.....	75
10.3.2	Le energie scambiate.....	77
10.3.3	Analisi economica.....	78
10.4	Scenario quattro	80

10.4.1 I costi iniziali di investimento	80
10.4.2 Le energie scambiate.....	81
10.4.3 Analisi economica	82
11 Conclusioni	83
Bibliografia.....	87

Elenco delle figure

Figura 1.1 – Potenza complessiva installata da fonti rinnovabili.....	1
Figura 1.2 – Quota percentuale delle rinnovabili sulla domanda di elettricità	2
Figura 1.3 – Le fonti rinnovabili nel 2018	3
Figura 2.1 – Copertine dei due test unici di riferimento	4
Figura 2.2 – Le parti del TISSPC.....	5
Figura 2.3 – Configurazione di un SSPC [7]	8
Figura 2.4 – Classificazione dei sistemi semplici di produzione e consumo [8]	11
Figura 3.1 – Evoluzione del sistema di approvvigionamento dell’elettricità [9].....	13
Figura 3.2 – Confronto tra un profilo di produzione di un FV e un profilo di consumo ...	16
Figura 4.1 – Illustrazione “misura e monitoraggio”.....	18
Figura 4.2 – Esempio di data logger [14].....	20
Figura 4.3 – Profilo di carico con diversi tempi di campionamento [16]	21
Figura 5.1 – Schema del processo di previsione [18]	24
Figura 6.1 – Diagramma di funzionamento di un impianto idroelettrico [19].....	29
Figura 6.2 – Schema generale di una centrale idroelettrica ad acqua fluente	32
Figura 6.3 – Esempio di opera di sbarramento con traversa fissa.....	33
Figura 6.4 – Canale di derivazione in direzione della centrale	34
Figura 6.5 – Schema di funzionamento della centrale idroelettrica.....	35
Figura 6.6 – Turbina Kaplan	36
Figura 7.1 – Schema della borsa elettrica italiana.....	38
Figura 7.2 – PUN del 13 gennaio 2020, MGP	40
Figura 7.3 – Attività del sistema elettrico	40
Figura 8.1 – Schema generale di progetto.....	42

Figura 8.2 – Stato attuale dell'industria	44
Figura 8.3 – Disposizione delle centrali rispetto agli stabilimenti Monge.....	45
Figura 8.4 – Dati di targa centrale idroelettrica “Brunotta”	46
Figura 8.5 – Dati centrale idroelettrica "del Mulino"	47
Figura 9.1 – Dati del caso studio	48
Figura 10.1 – Configurazione collegamento scenario uno	65
Figura 10.2 – Computo metrico del cavidotto per lo scenario uno	66
Figura 10.3 – Tracciato cavidotto scenario due.....	75
Figura 10.4 – Computo metrico del cavidotto per lo scenario tre	76
Figura 11.1 – Autoconsumo interno all'ASAP nei quattro scenari	83
Figura 11.2 – I tempi di ritorno in anni dei quattro scenari analizzati	85

Elenco delle tabelle

Tabella 3.1 – L'autoconsumo in Italia nel 2019	17
Tabella 4.1 – Errori nel calcolo dell'autoconsumo	22
Tabella 5.1 – Categorie di previsione [18]	23
Tabella 6.1 – Altre classificazioni degli impianti idroelettrici	31
Tabella 9.1 – Consumi mensili totali dell'industria dal 2013 al 2019 [22]	52
Tabella 9.2 – Acquisti mensili dell'industria dal 2013 al 2019 [22]	52
Tabella 9.3 – Produzioni mensili della centrale idroelettrica “Brunotta” [22].....	54
Tabella 9.4 – Produzioni mensili della centrale idroelettrica “del Mulino” [22]	54
Tabella 9.5 – Previsioni di prelievo fino al 2023	60
Tabella 9.6 – Prima parte foglio di calcolo ASAP	61
Tabella 9.7 – Seconda parte foglio id calcolo ASAP	62
Tabella 10.1 – Prezzi delle centrali idroelettriche	67
Tabella 10.2 – Riassunto analisi di matching lato industria – Scenario uno.....	68
Tabella 10.3 – Riassunto analisi energetica delle centrali idroelettriche – Scenario uno ..	68
Tabella 10.4 – Riassunto analisi di matching lato centrali idroelettriche – Scenario uno .	68
Tabella 10.5 – Costi operativi annuali scenario uno	70
Tabella 10.6 – I costi di investimento dello scenario due	72
Tabella 10.7 – Riassunto analisi di matching lato industria – Scenario due.....	73
Tabella 10.8 – Riassunto analisi energetica delle centrali idroelettriche – Scenario due ..	73
Tabella 10.9 – Riassunto analisi di matching lato centrali idroelettriche – Scenario due..	73
Tabella 10.10 – Prezzo della centrale idroelettrica “del Mulino”	77
Tabella 10.11 – Riassunto analisi di matching lato industria – Scenario tre.....	77
Tabella 10.12 – Riassunto analisi di matching lato centrale idroelettrica - Scenario tre ...	78

Tabella 10.13 – Costi operativi annuali scenario tre	79
Tabella 10.14 – I costi di investimento dello scenario quattro	80
Tabella 10.15 – Riassunto analisi di matching lato industria - Scenario quattro	81
Tabella 10.16 – Riassunto analisi di matching lato idroelettrico - Scenario quattro	81

Elenco dei grafici

Grafico 9.1 – Auto consumo ed energia elettrica totale consumata	49
Grafico 9.2 – Timeplot produzione centrale Brunotta e produzione media annua	55
Grafico 9.3 – Timeplot produzione centrale Mulino e produzione media annua.....	56
Grafico 9.4 – Seasonal plot della centrale “Brunotta”	57
Grafico 9.5 – Seasonal plot centrale "del Mulino"	58
Grafico 9.6 – Prelievi da rete elettrica dal 2013 al 2020	59
Grafico 9.7 – Andamento dei prelievi da rete elettrica fino al 2023	60
Grafico 10.1 – DCF scenario uno al variare del tasso di attualizzazione.....	70
Grafico 10.2 – DCF scenario due al variare del tasso di attualizzazione	74
Grafico 10.3 – DCF scenario tre al variare del tasso di attualizzazione	79
Grafico 10.4 – DCF quarto scenario al variare del tasso di attualizzazione	82

1 Introduzione

Il settore energetico, assieme a quello dei trasporti, risulta essere il principale responsabile delle emissioni in atmosfera di gas climalteranti. [1] Tra i principali utilizzatori di energia elettrica figurano le industrie, le quali richiedono continuamente ingenti quantità di energia per poter operare.

L'approvvigionamento energetico è sempre stato un importante capitolo di spesa per le industrie manifatturiere. In particolare, negli ultimi anni l'attenzione su questo aspetto è cresciuta in modo significativo. Si stanno spendendo molte risorse con l'obiettivo di ridurre gli sprechi di energia attraverso un'opera di generale efficientamento e si cerca un sempre maggior impiego dell'energia rinnovabile. I numeri delle rinnovabili sono in costante crescita. Come riportato nella figura seguente, la potenza complessivamente installata in Italia tra il 2010 e il 2019 è quasi raddoppiata. [2]

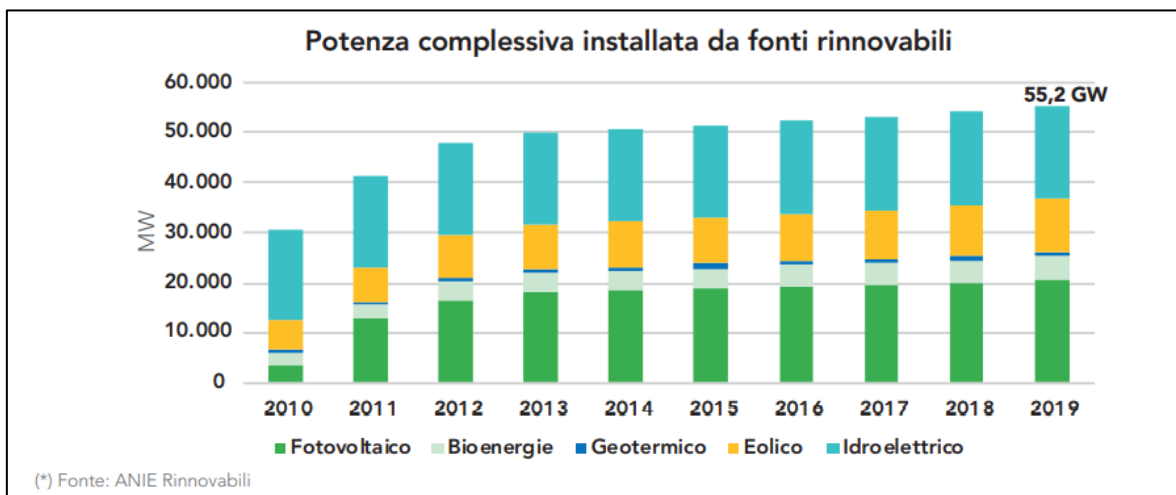


Figura 1.1 – Potenza complessiva installata da fonti rinnovabili

I settori con la maggior crescita in termini di potenza installata risultano essere il fotovoltaico e l'eolico; seguono poi con una discreta crescita le bioenergie, più stabili le potenze installate nel geotermico e nell'idroelettrico.

Grazie a questa crescente capacità installata aumenta anche la quantità di domanda di energia elettrica a cui le rinnovabili sono in grado di sopperire. Le due quantità non per forza risultano direttamente correlate in quanto le rinnovabili hanno la caratteristica di essere fortemente dipendenti dalle condizioni atmosferiche. [3] Basti pensare alla velocità del vento per l'eolico, alla disponibilità di acque per l'idroelettrico e all'irraggiamento per il fotovoltaico per comprendere quanto variabile possa risultare la produzione di questi impianti.

Come riportato nella figura seguente si può notare la crescita dell'incidenza su base annuale dell'uso delle rinnovabili nella domanda di elettricità (periodo 2014-2019). [4]



Figura 1.2 – Quota percentuale delle rinnovabili sulla domanda di elettricità

Il dato del 2014, per esempio, risulta essere così elevato, in percentuale, per via della grande piovosità di quell'anno, che ha provocato un'elevata produzione del comparto idroelettrico. Di fatto, esso rappresenta ancora oggi in Italia la principale fonte rinnovabile in termini di produzione: più del 40% dell'energia rinnovabile prodotta deriva proprio da questo tipo di fonte nel 2018. Più indietro si trovano le altre fonti con solare e fotovoltaico che si fermano a poco più del 20%, le biomasse al 20% e l'eolico con il dato più basso al 15%. [4]

Il numero di impianti termoelettrici si è mantenuto sostanzialmente stabile, mentre il parco di generazione delle fonti rinnovabili ha continuato la sua crescita con un incremento generale pari al +2,2%, rispetto all'anno precedente, ed una potenza che rappresenta il 46,5%

del totale installato in Italia (era 46% nel 2018). La numerosità degli impianti è passata dagli 835.232 del 2018 agli 893.109 nel 2019, con il fotovoltaico che ha visto l'incremento maggiore (+ 57.789 impianti). [5]



Figura 1.3 – Le fonti rinnovabili nel 2018

Un grande contributo all'incidenza delle rinnovabili è dato dai numerosi impianti di taglia medio-piccola, dislocati su tutto il territorio nazionale e basati su fonti di energia pulita. In particolare, come dichiarato dai dati di Terna, è il fotovoltaico quello che ha visto l'incremento più massiccio.

L'attenzione di questo lavoro si soffermerà, in particolare, sui sistemi di autoproduzione che le industrie italiane, e non solo, stanno costruendo o hanno costruito per autoprodursi energia elettrica in modo da risultare indipendenti dalla rete nazionale. [3]

Lo studio verte proprio su di una realtà industriale che negli ultimi anni ha saputo sfruttare questa transizione verso le fonti rinnovabili per coprire una buona parte dei propri consumi elettrici con sistemi green. Sono infatti tre gli impianti fotovoltaici che l'azienda ha fatto costruire finora sulle coperture degli stabilimenti, ampliandoli negli anni.

L'interesse per le rinnovabili si spinge oltre ed è per questo che il proprietario della Monge spa, azienda leader nella produzione di pet food, ha voluto far valutare la fattibilità di un collegamento dei suoi stabilimenti con due centrali idroelettriche situate nelle vicinanze dell'azienda.

2 La normativa di riferimento

L'energia termica in Italia può essere prodotta per uso proprio, condivisa all'interno di comunità come condomini o intere città attraverso sistemi centralizzati o le reti di teleriscaldamento. Diversa è la situazione in ambito elettrico, in quanto non tutte le forme di autoconsumo definite nella RED II e nella Direttiva Elettrica sono consentite.

Lo studio di fattibilità di questo progetto riguarda una connessione che viene tipicamente fatta rientrare nei cosiddetti sistemi semplici di produzione e consumo. Il primo aspetto da considerare è quello di verificare come la normativa di riferimento tratti la costituzione di questa tipologia di sistemi e quali vincoli imponga.

È difficile trovare una normativa esaustiva, che consideri tutti i casi possibili di sistemi di produzione e consumo. Più nello specifico, a partire dal 1° gennaio 2014, si fa riferimento al “Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo – TISSPC” [6] oltre ad altri testi unici come quello sulla produzione elettrica (TUP). [7]

Vengono considerati i testi unici aggiornati in quanto contengono in un unico codice le diverse leggi di riferimento e tutte le modifiche successive alla loro emanazione.



Figura 2.1 – Copertine dei due testi unici di riferimento

2.1 Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC

Si tratta di un testo contenuto sotto forma di allegato alla deliberazione 578/2013/R/eel in una sua versione modificata ed aggiornata l'ultima volta nell'ottobre 2020. Il codice è suddiviso in tre parti come riportato nella figura seguente.

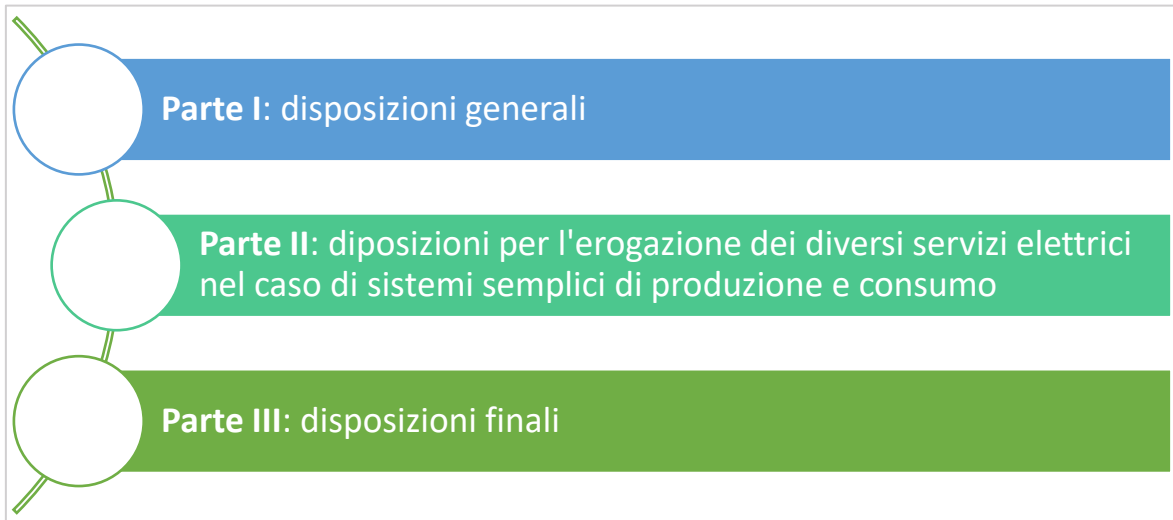


Figura 2.2 – Le parti del TISSPC

2.1.1 Parte I

Nelle disposizioni generali, in particolare all'articolo 1, vengono elencate una serie di definizioni importanti utili a delineare i diversi tipi di sistemi di produzione e consumo.

Alcune definizioni più generali sono riportate qui di seguito: [6]

- ✓ **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC):** insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione di terzi, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico;
- ✓ **unità di produzione (UP):** l'insieme di uno o più gruppi di generazione connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi anche per il tramite di linee dirette o di sistemi di distribuzione chiusi e nella disponibilità di un utente del dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite da Terna nel Capitolo 4 al Codice di rete ed

approvate dall'Autorità, e tali che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità di pompaggio sono considerate unità di produzione;

- ✓ **unità di consumo (UC):** insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete con obbligo di connessione di terzi, anche per il tramite di sistemi di distribuzione chiusi o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al già menzionato insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare;
- ✓ **auto produttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante. In particolare, gli auto produttori possono essere suddivisi in due sottoinsiemi: i sistemi di autoproduzione (SAP) e gli altri auto produttori (AA);
- ✓ **cliente finale:** persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso sistemi di distribuzione chiusi o linee private.

2.1.2 Parte II

Questa parte del testo integrato sui sistemi semplici di produzione e consumo è, a sua volta, suddivisa in tre titoli.

Nei primi due titoli sono rispettivamente trattate le cooperative storiche e i consorzi storici; in particolare viene riportato il riferimento al testo integrato per la regolamentazione delle cooperative elettriche in cui vengono analizzati gli aspetti normativi di queste due realtà.

Nel titolo III sono analizzati gli altri sistemi semplici di produzione e consumo, tra cui figurano anche gli ASAP. In questo caso di studio l'interesse ricade proprio su quest'ultima configurazione.

L'identificazione del tipo di altro SSPC fino al 1° gennaio 2017 era un procedimento obbligatorio, effettuato dal gestore dei servizi energetici (GSE), necessario per andare a iscrivere in un registro anagrafico tutti i nuovi sistemi costituiti; da allora questo è diventato facoltativo. Nonostante ciò, questa procedura viene trattata dall'articolo 7 del TISSPC per

chi richiede volontariamente l'identificazione del proprio sistema semplice di produzione e consumo al GSE. [6]

La rimanenza degli articoli della parte II verte sugli aspetti più pratici da tenere in considerazione durante le fasi di definizione dei nuovi sistemi di produzione e consumo.

Si trattano gli aspetti relativi alle connessioni alla rete elettrica, analizzando anche il caso di sistemi con più punti di connessione. Vengono definiti a tal proposito i profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica prelevata o immessa in rete da parte dell'ASSPC.

Altro tema regolamentato è quello relativo ai servizi di misura dell'energia prodotta, immessa, prelevata o consumata dal sistema di produzione e consumo. Questo aspetto è importante per definire le caratteristiche del sistema e quale sia l'interazione con la rete: quanto si produce e quanto di questa produzione venga auto consumata o venduta, e se sia necessario, in certi momenti del giorno, prelevare energia dalla rete esterna. Si tiene sotto controllo in questo modo l'operato del sistema di produzione e consumo.

La definizione dei sistemi di misura ha l'ulteriore scopo di identificare il sistema semplice. I POD collegati alle configurazioni sono dotati di codici univoci che permettono di definire una sorta di anagrafica da associare al sistema appena costituito. In questo modo si ottiene una mappatura precisa della produzione distribuita sul territorio.

Ulteriori articoli riguardano le componenti finanziarie a copertura degli oneri di sistema.

2.1.3 Parte III

La parte III del testo tratta le disposizioni finali. Qui sono presentate le modalità principali con cui l'Autorità, per il tramite del GSE e delle imprese distributrici, verifica la regolarità degli ASSPC dislocati sul suolo nazionale.

Altri riferimenti regolatori vengono poi riportati per i consorzi e le cooperative.

2.2 Testo unico ricognitivo della produzione elettrica – TUP

La produzione di energia elettrica negli ultimi anni ha subito un forte impulso grazie a numerosi interventi di carattere legislativo a livello nazionale e sovranazionale. In particolare, a crescere sono stati gli impianti di piccola taglia alimentati da fonti rinnovabili. Contestualmente sono aumentati i soggetti produttori di energia elettrica che necessitano di informazioni e che si rivolgono all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Allo scopo di soddisfare una buona parte della richiesta informativa, l'Autorità ha deciso di redigere un testo unico sulla produzione elettrica in cui sono raccolte le principali disposizioni relative alla produzione elettrica.

Il testo è suddiviso in nove capitoli. Ognuno di essi tratta un aspetto legato alla produzione, dalle connessioni all'accesso al mercato elettrico, con un riguardo particolare alle fonti rinnovabili.

L'interesse ricade, in particolare, sul capitolo 7 del TUP dove sono analizzati i sistemi semplici di produzione e consumo, con riferimento normativo al testo integrato sui sistemi semplici di produzione e consumo analizzato nel capitolo precedente.

La prima definizione che viene riportata è quella di sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) che risulta essere quella data dal TISSPC.

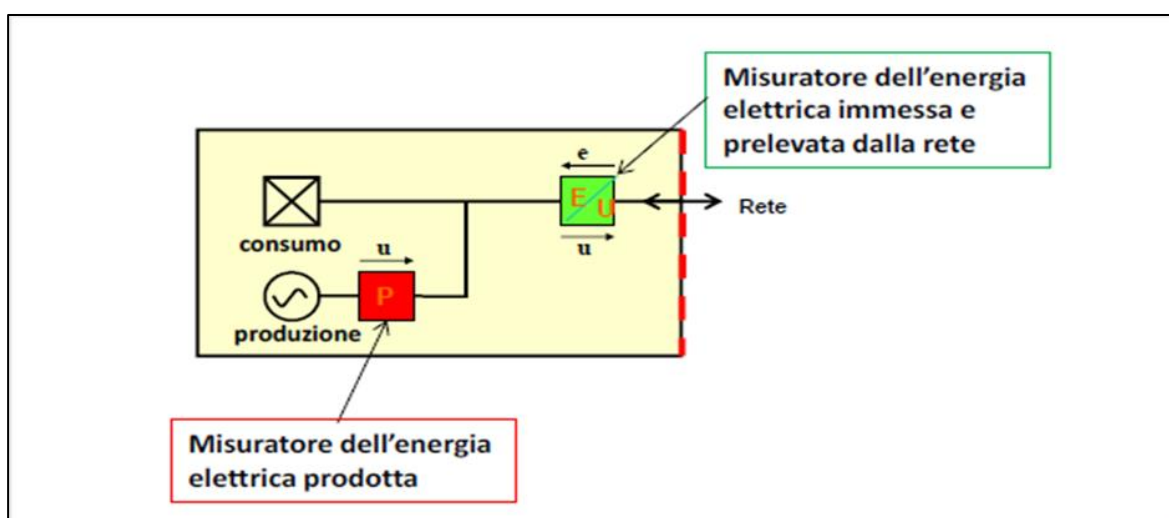


Figura 2.3 – Configurazione di un SSPC [7]

La figura 2.3, tratta dal capitolo 7.2 del TUP, riporta uno schema in cui si rappresenta in modo semplificato la possibile configurazione di un SSPC.

Si può notare sin da subito la presenza di un'unità di consumo e di un'unità di produzione, collegate direttamente senza coinvolgimento della rete elettrica nazionale. Infatti, la caratteristica saliente di un SSPC è che il trasporto di energia elettrica per la consegna all'unità di consumo non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico.

La connessione con la rete potrebbe sembrare, a prima vista, del tutto inutile; si rende, però, necessaria in quei momenti in cui le potenze prodotte e quelle consumate internamente al SSPC non sono equilibrate. Quando la potenza elettrica prodotta è superiore a quella consumata internamente al SSPC tutta la quota in eccesso viene immessa nella rete elettrica nazionale; viceversa, quando la produzione è inferiore al consumo, la quota richiesta in più viene prelevata. Il ruolo della rete è quello di garantire un corretto funzionamento del SSPC senza limitazioni.

Per tenere traccia dei flussi di energia scambiati dal SSPC sia internamente che con la rete esterna sono identificati due misuratori. Un primo misuratore è posto in corrispondenza dell'unità di produzione e rileva i flussi di energia prodotti. Il secondo misuratore è tipicamente utilizzato come interfaccia con la rete e si tratta di uno strumento bidirezionale in grado di misurare sia l'energia elettrica immessa che quella prelevata dalla rete.

Il testo unico integra le definizioni riportate nella parte I del TISSPC delineando così in maniera esauriente tutti i tipi di sistemi semplici di produzione e consumo. Tra questi sistemi figurano: [6] [7]

- ✓ **Sistemi in regime di Scambio sul Posto (SSP)** comprendono tutti quei sistemi in cui la rete elettrica pubblica viene utilizzata come accumulo in cui immagazzinare l'energia elettrica prodotta e prelevarla in momenti diversi in cui non si ha contemporaneità di produzione e consumo. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.
- ✓ **Sistemi di Autoproduzione (SAP)** sono impianti in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, attraverso collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio. Fanno parte di questa categoria

anche tutti i soggetti appartenenti a cooperative storiche e a consorzi storici che producono e distribuiscono energia;

- ✓ **Sistemi Efficienti di Utanza (SEU)** sono sistemi in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile gestiti da un produttore, che può risultare diverso dal cliente finale, sono connessi attraverso collegamenti privati all'unità di consumo. La produzione e il consumo devono avvenire all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, nella piena disponibilità del cliente finale;
- ✓ **Sistemi Esistenti Equivalenti ai SEU (SESEU)** sono dei sistemi che rispettano i requisiti dei SEU, ma che risultavano già esistenti al 4 luglio 2008 quando è entrato in vigore il D.lgs. n. 115 del 2008 in cui è stata data la definizione di SEU;
- ✓ **gli Altri Sistemi Esistenti (ASE)** comprendono tutti i sistemi che non rientrano nelle definizioni precedenti, ed in particolare tutti quegli impianti che non risultano classificabili come reti elettriche o sistemi semplici di produzione e consumo. Si tratta in particolare di sistemi realizzati prima dell'entrata in vigore della deliberazione 578/2013/R/eel.

Nella figura seguente è riportata uno schema di sintesi di tutti gli ASSPC attualmente previsti dalla legge italiana.

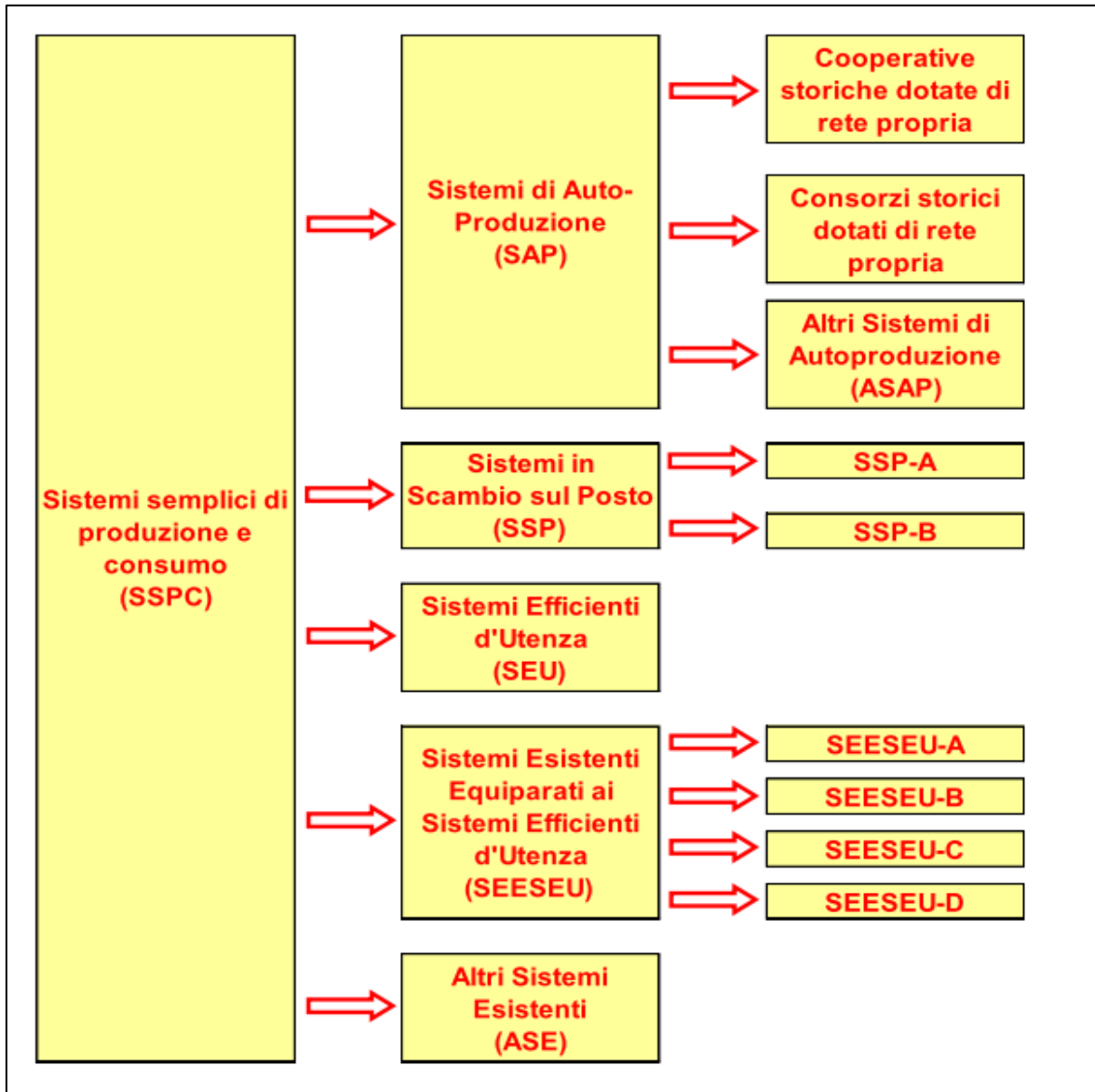


Figura 2.4 – Classificazione dei sistemi semplici di produzione e consumo [8]

Allo stato attuale in Italia è possibile realizzare configurazioni che prevedono un unico produttore e un cliente finale; per tale ragione possono essere costituiti i sistemi ASAP, SEU e SSP.

L'attenzione in questo lavoro di tesi si focalizzerà sulla realizzazione di un ASAP. Questa tipologia di sistema deriva dal più generico concetto di Sistema di Autoproduzione (SAP)

riportato nelle pagine precedenti. Infatti, escludendo le cooperative storiche e i consorzi storici dotati di rete propria dai Sistemi di Autoproduzione si ottiene la definizione di ASAP. Nello specifico un Altro Sistema di Autoproduzione è definito come:

“un sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio o per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante”. [6]

Nella definizione non vi sono riferimenti alla contiguità tra aree di produzione e di consumo, ciò permette di avere una maggior libertà nel definire questo tipo di sistema. Il limite principale da rispettare riguarda la percentuale di autoconsumo e la proprietà della produzione e del consumo che devono coincidere nelle modalità indicate dalla definizione.

3 Autoconsumo e autosufficienza

Per comprendere meglio il significato dei termini “Autoconsumo” e “Autosufficienza” è necessario capire perché questi termini vengano sempre più utilizzati nel settore energetico al giorno d’oggi.

L’energia elettrica è comunemente vista come un flusso unidirezionale, prodotta da grandi impianti di produzione centralizzati e fornita alle utenze attraverso una rete di distribuzione. Questa visione classica del sistema di approvvigionamento dell’elettricità sta mutando. Sono sempre più numerosi gli impianti di taglia medio piccola che soddisfano le richieste dei consumatori producendo in prossimità delle utenze. Nella figura seguente è riportato un confronto tra la vecchia e la nuova visione del sistema di produzione e distribuzione dell’energia elettrica.

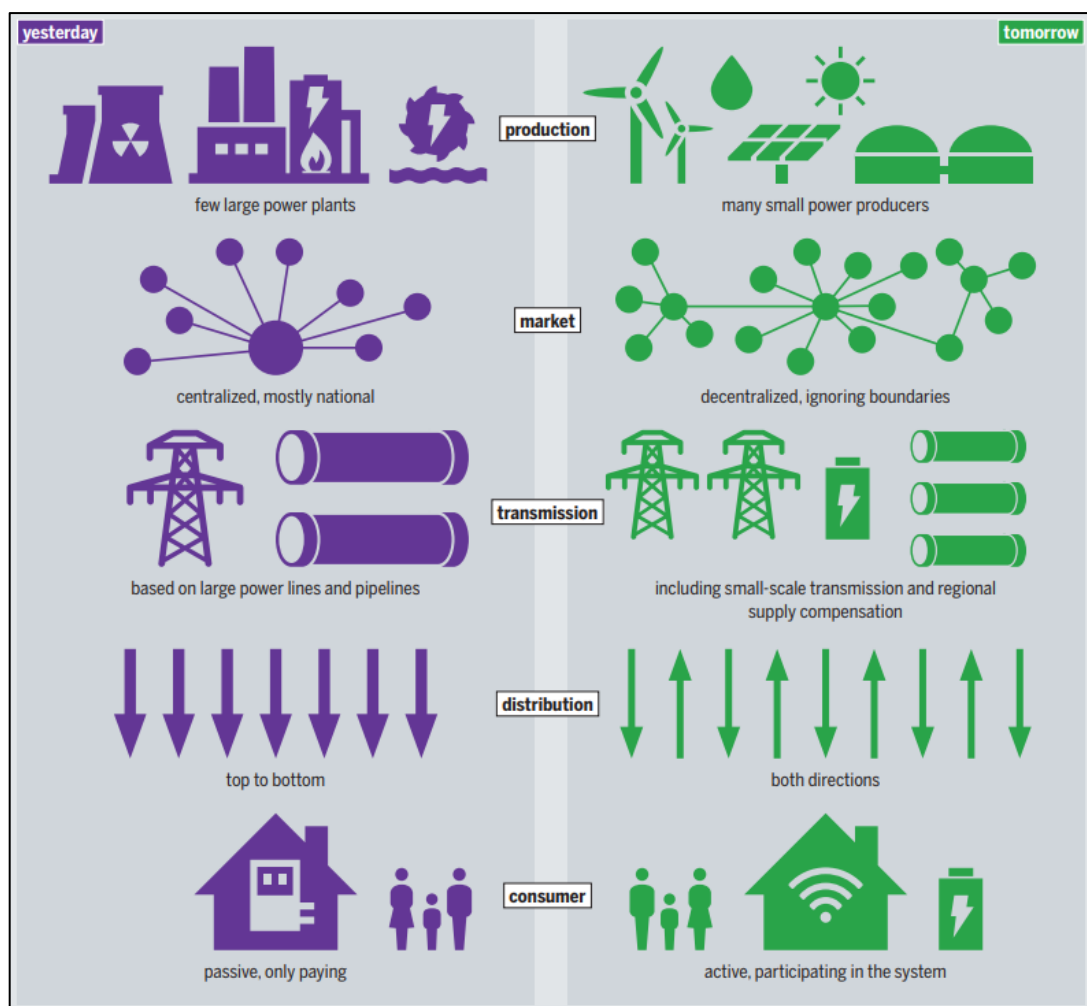


Figura 3.1 – Evoluzione del sistema di approvvigionamento dell’elettricità [9]

Attraverso questi numerosi piccoli impianti dislocati sul territorio si va a creare la cosiddetta generazione distribuita. Uno studio dedicato a tale tipo di produzione ha individuato quattro importanti vantaggi legati a questo modo di produrre energia: [10]

- fornire energia a utenze lontane dalle reti di connessione, infatti grazie agli impianti off-grid è possibile produrre in loco l'energia necessaria in località non raggiunte dalla rete di distribuzione;
- garantire una maggiore affidabilità in termini di fornitura di energia, in particolare in caso di eventi emergenziali, come ad esempio catastrofi naturali, la produzione distribuita consente una certa continuità nella fornitura di energia;
- risparmio di energia e riduzione delle emissioni, tipicamente gli impianti utilizzati sono basati su fonti di energia rinnovabile che dunque limitano, o addirittura eliminano, le emissioni in atmosfera;
- riduzione delle perdite di sistema, non essendoci più il passaggio attraverso la rete di distribuzione le perdite vengono sensibilmente ridotte.

3.1 Definizione di autoproduttore

Fondamentale è avere ben chiaro come venga definito l'autoproduttore. A tal proposito viene riportata di seguito la definizione contenuta nell'articolo 1 del testo integrato sui sistemi semplici di produzione e consumo:

“ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99, la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999. In particolare, gli autoproduttori possono essere suddivisi in due sottoinsiemi: i sistemi di autoproduzione (SAP) e gli altri autoproduttori (AA)”. [6]

3.2 Definizione di autoconsumo

L'autoconsumo (AC) può essere definito, in termini generali come il rapporto tra la quantità di energia localmente generata e consumata (E_{lgc}) e l'energia totale localmente generata ($E_{gen,loc}$) come riportato nella seguente equazione:

$$AC = \frac{E_{lgc}}{E_{gen,loc}}$$

3.3 Definizione di autosufficienza

Definizione leggermente differente per quanto riguarda l'autosufficienza (AS), essa è definita come il rapporto tra la quantità di energia localmente generata e consumata (E_{lgc}) e l'energia totale consumata ($E_{cons,tot}$) come riportato nella seguente equazione:

$$AS = \frac{E_{lgc}}{E_{cons,tot}}$$

3.4 Un esempio pratico per distinguere le due grandezze

In sostanza le due grandezze riportate nei punti precedenti presentano definizioni che si assomigliano parecchio tra di loro. La differenza sostanziale sta nel parametro indicato a denominatore che le distingue. Questi due indici possono essere calcolati su diverse basi temporali: si possono calcolare su base oraria, su base giornaliera, mensile o annuale.

Un esempio pratico per spiegare bene questi concetti è quello di confrontare la curva di produzione di un impianto fotovoltaico, il cui massimo sarà concentrato lungo le ore centrali della giornata, con la curva di carico di un'utenza generica. In questo modo si può valutare la quota parte di energia prodotta in loco e contemporaneamente consumata.

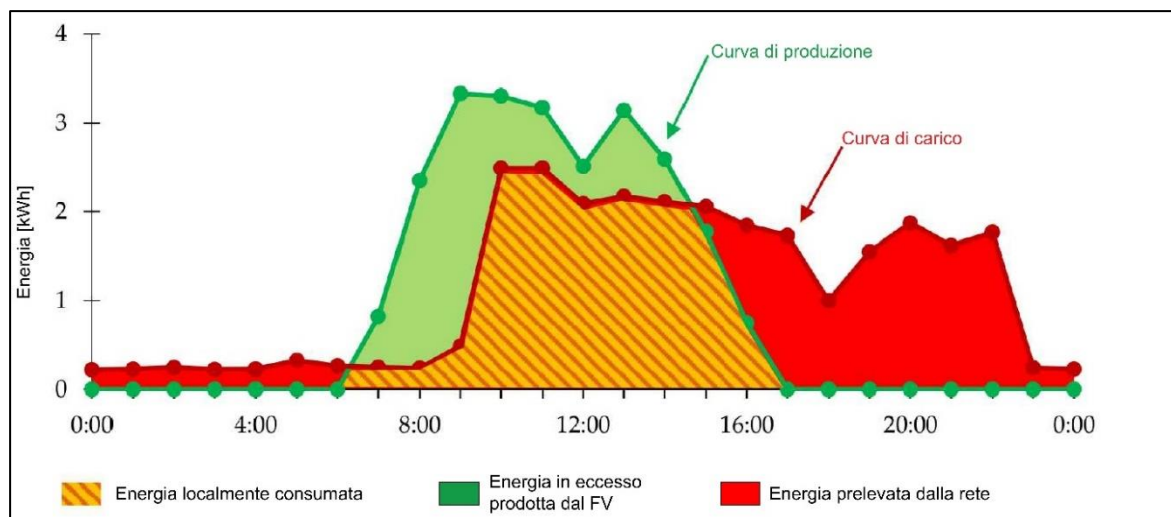


Figura 3.2 – Confronto tra un profilo di produzione di un FV e un profilo di consumo

Dalla figura 3.2 si possono definire gli indici di autoconsumo e autosufficienza, su base giornaliera, come rapporti tra le aree. Nello specifico l'autoconsumo risulta essere il rapporto tra l'area evidenziata con retino a righe arancio oblique su sfondo giallo e l'area sottesa alla curva di produzione rappresentata in verde. L'autosufficienza, invece, si figura come il rapporto tra l'area evidenziata con retino a righe arancio oblique su sfondo giallo e l'area sottesa alla curva di carico. Nell'esempio riportato in figura l'AC raggiunge il 62% e l'AS il 53%, considerando un calcolo su base giornaliera, ovviamente si può notare come lungo il giorno questi due parametri varino in funzione della forma delle curve di carico e di produzione.[11] Si passa da momenti in cui si hanno entrambi gli indici allo 0%, quando il fotovoltaico non produce, ad istanti in cui gli indici sono al 100%, quando il fotovoltaico produce più di quanto viene richiesto dall'utenza ad esempio.

3.5 L'autoconsumo in Italia

Nella relazione sullo “stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita anno 2019” redatta dall'ARERA e pubblicata il 4 agosto 2020 sono contenuti alcuni dati sull'autoconsumo in Italia.

I dati sono relativi al 2019 dove risultavano presenti, al 31 dicembre, più di 840.000 ASSPC (altri sistemi di produzione e consumo). Di questi, più di 710.000 erano sistemi in scambio

sul posto (SSP), circa 128.052 SEU e circa 2.611 SEESEU. Globalmente questi sistemi, assieme agli impianti sottoposti al ritiro dedicato, definiscono una potenza installata pari a poco più di 17 GW. Nella tabella seguente vengono riportate le potenze installate e le energie contestualmente consumate suddivise per tipo di ASSPC. [12]

Tabella 3.1 – L'autoconsumo in Italia nel 2019

Sistemi semplici di produzione e consumo		
Categoria	Potenza installata	Energia autoconsumata
SSP	6,1 GW	3,0 TWh
SEU	4,5 GW	6,7 TWh
SEESEU	5,6 GW	11,6 TWh
ASE	0,8 GW	1,8 TWh
ASAP	0,03 GW	0,1 TWh
ASSPC	17,03 GW	23,2 TWh

4 L'analisi energetica e la frequenza di campionamento

L'analisi energetica è un processo di fondamentale importanza per stabilire in maniera più o meno attenta un profilo energetico del soggetto che si sta considerando.

Si possono valutare singoli edifici o gruppi di essi, interi stabilimenti industriali o limitate zone di produzione, dipende dal tipo di studio che si vuol svolgere. Lo scopo resta sempre quello di “individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi benefici”. [13]



Figura 4.1 – Illustrazione “misura e monitoraggio”

4.1 Criteri e misura dell'energia

L'analisi energetica posa le sue basi sulla misura dell'energia. Per questo l'attività di misura non è un procedimento casuale, ma è necessario seguire una serie di criteri per svolgerla al meglio. [14] Di seguito vengono elencati i tre criteri considerati fondamentali nella misura dell'energia fondamentali:

- il primo criterio da seguire è quello di considerare separatamente le fasi di generazione e utilizzo, si tratta di processi diversi tra di loro e per tale ragione richiedono competenze distinte;

- il secondo criterio indica che occorre controllare in maniera separata i singoli vettori energetici presenti nel complesso da monitorare, ad esempio energia elettrica, termica, vapore, aria compressa per citarne alcuni.
- il terzo criterio definisce la necessità di distinguere tra aree ad attività diversa.

Per applicare questi tre criteri nel controllo dell'energia e poter conoscere in modo approfondito i profili energetici è necessario predisporre un piano di misura e monitoraggio.

Attraverso questo piano è possibile individuare:

- i punti di consumo da controllare, definendo quelli principali e più interessanti;
- il tipo di strumentazione più adatta a svolgere queste misure;
- la metodologia con cui procedere e di conseguenza la frequenza di rilevazione dei dati.

In sostanza il piano di misura deve essere adatto a ciò che si vuol controllare.

Per verificare la bontà di un sistema di misura occorre tenere in considerazione due fattori:

- i benefici che si ottengono grazie a un'azione di monitoraggio più o meno approfondita; questo aspetto è valutabile in termini di risparmio energetico legati alla maggior attenzione posta sui consumi; [13]
- i costi che devono essere sostenuti per l'installazione di tutta l'apparecchiatura necessaria alla rilevazione dei dati; è, infatti, importante non eccedere nel numero di apparecchi non solo per il loro costo, ma anche per gli errori, spesso rilevanti, che portano con sé. [13]

L'installazione dell'apparecchiatura di misura può avvenire per step successivi, partendo da punti considerati prioritari per poi espandersi al resto del sistema.

Uno strumento di misura comprende una serie di sensori necessari a misurare le diverse grandezze fisiche, dei condizionatori di segnali con annessi convertitori analogico-digitali e una rete di comunicazione per connettere il tutto a un computer centrale. Questo sistema deve rivelarsi affidabile per garantire un controllo analitico e razionale dell'energia.

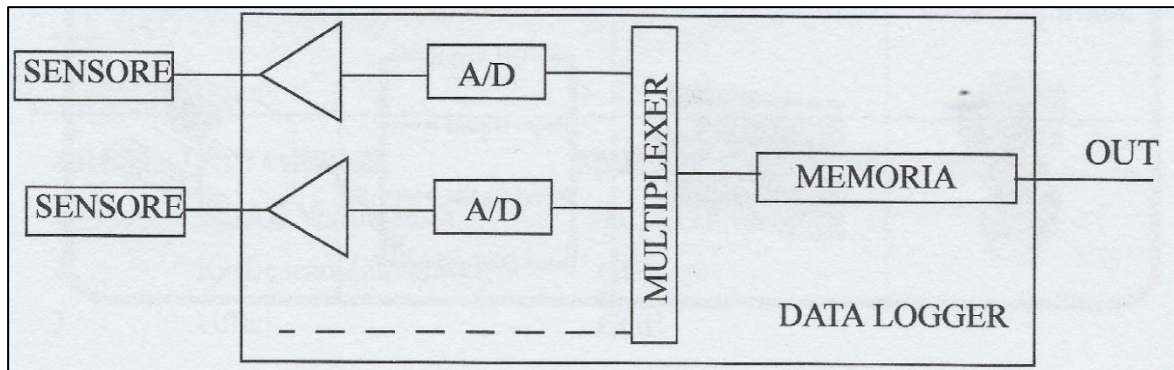


Figura 4.2 – Esempio di data logger [14]

All'interno dei complessi industriali tipicamente il sistema di misura viene gestito in maniera remota da sale di controllo centralizzate, grazie a una serie di computer e reti di comunicazione interne. Questo tipo di sistemi viene definito sotto l'acronimo SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). [14]

Un tipico sistema SCADA presenta alcuni componenti caratteristici che possono essere così definiti:

- interfaccia uomo-macchina, attraverso la quale vengono presentati i dati di processo all'operatore che può così monitorare e controllare i processi;
- un supervisore o computer che acquisisce i dati e invia comandi al processo;
- un terminale remoto (RTU) che riceve i segnali dai sensori li trasforma e li invia al supervisore;
- un programmatore logico da usare come dispositivo di campo accanto al processo;
- un sistema di comunicazione che permetta di mettere in comunicazione tutti i sistemi precedenti;

Fondamentale per le analisi energetiche è la mole di dati rilevata dai sensori e stoccata dal supervisore. Si tratta di misure delle variabili di processo dalle quali si può partire, nel caso dell'energia, per effettuare uno studio dei consumi o delle produzioni a seconda del processo interessato.

4.2 Il campionamento

I sistemi di acquisizione dati permettono di definire dei database da cui partire per eseguire delle analisi successive. Questi database possono risultare più o meno ricchi di dati in base al numero di misure che vengono effettuate nel tempo. Il processo di campionamento dei dati di consumo varia a seconda del tipo di utenza che si sta monitorando. Per esempio, la fatturazione dei consumi delle utenze domestiche si basa su letture mensili principalmente. Il mercato dell'energia elettrica si basa su valori orari, mentre i consumi a livello industriale utilizzano frequenze di 15 minuti tra una lettura e l'altra. Inoltre, per via del costo degli strumenti di misura e per la mole di dati da salvare, non sono così diffuse frequenze di campionamento minori di 15 minuti. [15]

Nell'immagine seguente è riportato un generico profilo di carico di un'utenza domestica con diversi intervalli di lettura della potenza, in particolare si parte da un intervallo di 1 min e fino ad arrivare a 60 min.

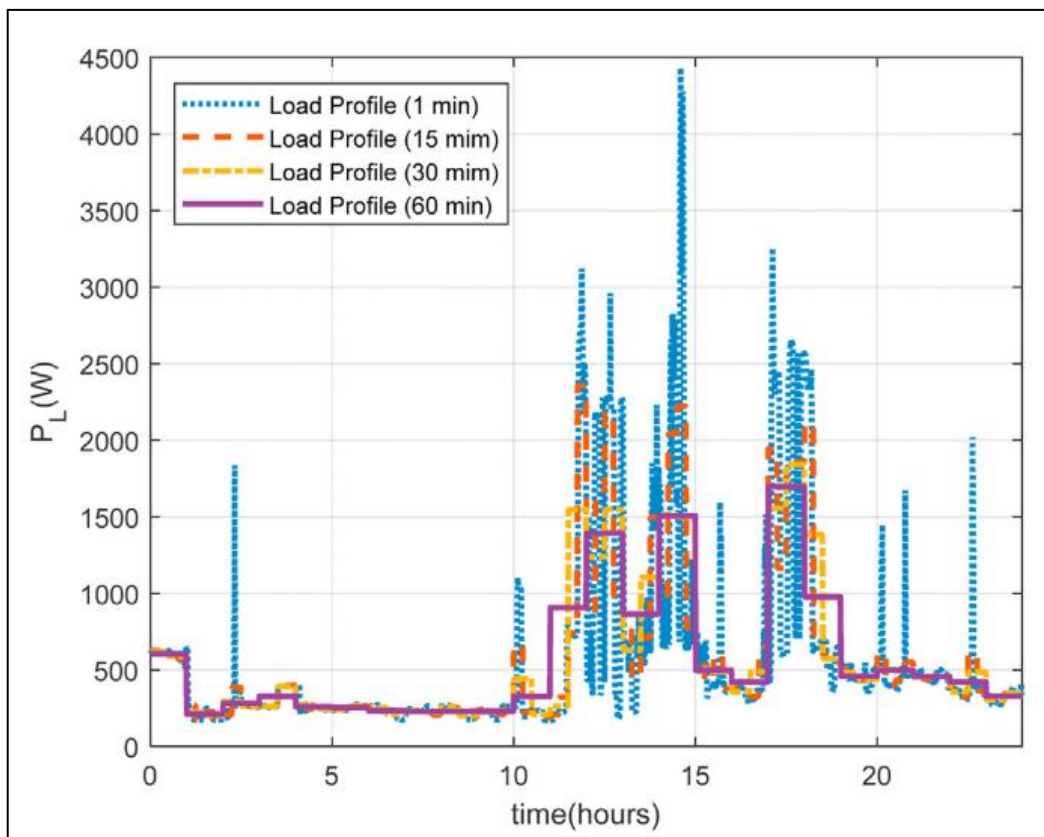


Figura 4.3 – Profilo di carico con diversi tempi di campionamento [16]

La prima cosa che salta all'occhio guardando la figura 4.3 è che per alte frequenze di misura i picchi di domanda vengono captati in tutta la loro ampiezza. Appena la frequenza di campionamento scende si fa sentire l'effetto dei dati mediati nel tempo, con una conseguente riduzione dei picchi. Per questo la curva relativa all'intervallo di misura di 60 min risulta più bassa e con dei picchi allargati rispetto ai casi con intervalli minori.

Per profili caratterizzati da forti variazioni in brevi periodi è sicuramente raccomandato utilizzare una frequenza di campionamento più bassa. Un buon valore di risoluzione per questo tipo di profili è l'intervallo di 1 min tra una misura e l'altra. [17] Viceversa, quando i profili analizzati presentano variazioni meno accentuate allora la frequenza di campionamento può allungarsi fino a raggiungere intervalli di 15 min o 1 h. La frequenza di lettura a 15 min è tipicamente utilizzata nei contatori dell'energia installati presso le utenze.

In uno studio recente è stato analizzato come questa frequenza influenzi il calcolo della percentuale di autoconsumo in un'utenza domestica. Proprio il matching tra profili di produzione e profili di consumo è ciò che risente di più della risoluzione temporale del campionamento. Mediamente con risoluzioni maggiori di 1 min è stato riscontrato che il calcolo dell'autoconsumo è affetto da un certo errore che cresce all'aumentare dell'ampiezza dell'intervallo di lettura. Nella tabella 4.1 sono riportati gli errori calcolati a seconda dell'intervallo considerato. [17]

Tabella 4.1 – Errori nel calcolo dell'autoconsumo

<i>Frequenza di campionamento</i>	Errore relativo
<i>5 min</i>	3.60 %
<i>15 min</i>	6.10 %
<i>30 min</i>	9.30 %
<i>60 min</i>	12.5 %

5 La previsione dei consumi

La previsione in termini generali è un procedimento che viene utilizzato in molti campi, e non solo della scienza, per la proiezione nel futuro di attività, dati o eventi di particolare interesse.

In campo energetico si trattano i dati e le informazioni a disposizione in modo da prevedere l'andamento dei consumi energetici futuri.

La previsione dei consumi di energia elettrica può essere suddivisa in tre diversi tipi a seconda dell'orizzonte temporale preso in considerazione. Di seguito nella tabella 5.1 sono riportate tali categorie di previsione.

Tabella 5.1 – Categorie di previsione [18]

Tipo di previsione	Orizzonte temporale	Scopo della previsione
Breve termine	da 1 h a 1 settimana	Usato nella programmazione della rete di distribuzione dell'elettricità
Medio termine	da 5 mesi a 5 anni	Pianificazione di risorse e revisione delle tariffe di acquisto
Lungo termine	oltre i 5 anni	Creare dei piani di sviluppo a lungo termine come l'espansione delle utenze o delle assunzioni

La previsione accurata della domanda di energia è un lavoro molto importante, ma impegnativo perché il cambiamento della domanda di energia nel tempo può essere influenzato da vari fattori ambientali e socioeconomici. Inoltre, un po' di incertezza riguarda le previsioni dei consumi energetici, poiché ci possono essere dei cambiamenti di varia natura tra l'istante in cui viene effettuata la previsione e il momento in cui essa dovrebbe realizzarsi. Possono accadere dei guasti, delle variazioni di prezzo, dei cambi nelle condizioni climatiche che portano la previsione ad allontanarsi così dalla realtà. Si tratta di eventi che difficilmente possono essere considerati nei modelli predittivi. In molti casi è difficile definire un consumo futuro per via della natura complessa dei carichi, ad esempio.

5.1 Il processo di previsione dei consumi energetici

Per rappresentare il processo di previsione dei consumi energetici è possibile fare affidamento allo schema riportato in figura 5.1.

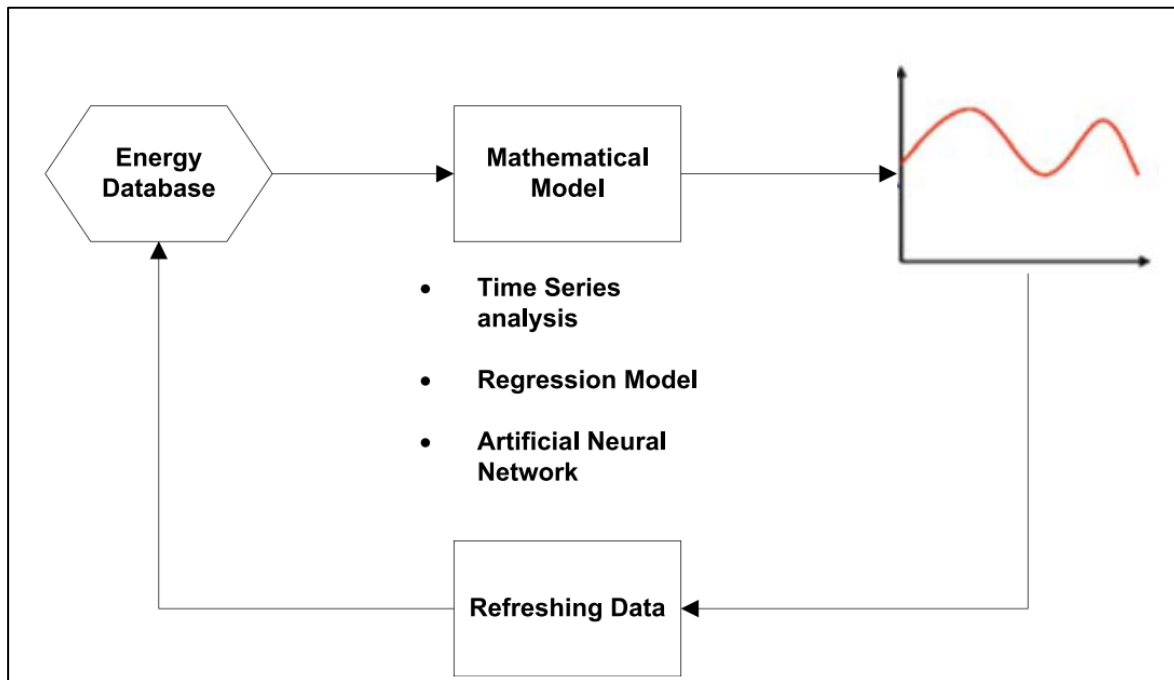


Figura 5.1 – Schema del processo di previsione [18]

La base di partenza è rappresentata da un database di dati energetici, contenente non soltanto dati di consumo, ma anche valori di altre variabili che potrebbero andar ad influenzare i consumi. Disponendo di questi dati è possibile selezionare un metodo matematico, così da ottenere la previsione vera e propria rappresentata in figura 5.1 dal simbolo del grafico. Per refreshing dei dati si intende l'aggiornamento del database di partenza con nuovi dati più recenti, i quali permettono di andare a ricalcolare nuove previsioni col passare del tempo.

È importante avere bene a mente lo scopo della previsione che si vuol fare. A tal proposito risulta utile rispondere alle tre domande What Where e When. [18] Una volta noto l'obiettivo della previsione ci si preoccupa di avere a disposizione i dati necessari, verificando anche quali siano già disponibili. A questo punto si può andare a scegliere il metodo di previsione. Non esiste un metodo di previsione esatto per un certo tipo di dataset, ma ci si basa su valutazioni come la complessità del metodo, l'accuratezza e la disponibilità di dati per

scegliarne uno che rappresenti un buon compromesso. A questo punto è possibile definire la previsione e – attività fondamentale da garantire nel tempo – valutare l'accuratezza del modello utilizzato, apportando di tanto in tanto modifiche ad esso e ai dati in ingresso. In questo modo la previsione si mantiene il più possibile accurata e aggiornata.

5.2 I principali metodi di previsione

La previsione dei consumi energetici futuri si basa principalmente su analisi di serie storiche. In questi casi, come già detto in precedenza, i modelli matematici utilizzano dati di consumo raccolti e ordinati secondo particolari criteri nel tempo. Il modello di previsione è il centro dell'intero processo: in esso entrano i dati raccolti fino ad oggi e vengono trasformati in una previsione futura. La principale assunzione di tali modelli è che le caratteristiche delle serie storiche siano ripetibili anche lungo tutto l'orizzonte temporale di previsione, ossia che si abbia una continuità tra l'andamento del passato e quello del futuro.

Per questo è importante identificare le caratteristiche principali delle serie storiche. Si tratta di una combinazione di diversi fattori e/o andamenti immediatamente riconoscibili attraverso rappresentazioni grafiche nel tempo delle serie di dati.

$$E(t) = T(t) + C(t) + S(t) + R(t)$$

La suddivisione in componenti di una serie storica è indicata nell'equazione qui sopra ed in particolare si hanno:

- $T(t)$ → la componente di trend che rappresenta la tendenza positiva o negativa della serie, correlata a determinate cause che agiscono su di un periodo più o meno lungo, facilmente rappresentabile attraverso una retta;
- $C(t)$ → la componente ciclica è rappresentata da fenomeni che si ripresentano con una certa frequenza nel tempo;
- $S(t)$ → la componente di stagionalità è un particolare tipo di componente ciclica che segue l'andamento delle stagioni dell'anno;
- $R(t)$ → la componente random o aleatoria comprende tutti quegli scostamenti dalla tendenza di base che si ripresentano in maniera casuale, solo attraverso leggi statistiche si possono rappresentare.

5.2.1 Metodi a media mobile

In questo tipo di modello di previsione il consumo in un periodo futuro viene determinato attraverso il calcolo della media aritmetica o pesata delle domande di n periodi antecedenti. Si parla di media mobile in quanto viene aggiornata col passare del tempo andando a sostituire con i nuovi dati reali disponibili quelli più vecchi.

Il più semplice di questi modelli prevede l'utilizzo della media aritmetica su un certo numero di periodi precedenti per avere una stima del consumo futuro. Volendolo rappresentare in formula matematica si può utilizzare la seguente espressione:

$$E_{t+1} = \frac{E_t + E_{t-1} \dots + E_{t-n}}{n}$$

Dove: E_{t+1} è il valore previsto della domanda di energia al tempo $t+1$

E_t è il valore reale della domanda di energia al tempo t

n è il numero di dati utilizzati per il calcolo della media mobile

Proseguendo con i modelli troviamo la media mobile pesata, si tratta di un modello simile a quello precedente. L'unica differenza sta nel fatto che a ciascun termine della media può essere attribuito un peso.

In formule questo modello risulta il seguente:

$$E_{t+1} = p_1 * E_{t-1} + p_2 * E_{t-2} + \dots + p_n * E_{t-n}$$

I termini sono gli stessi di quelli presentati nella media mobile semplice. I fattori p_1, p_2, p_n rappresentano i pesi attribuiti a ciascun periodo ed è importante che la somma di tutti i pesi attribuiti sia sempre 1.

Infine, figura tra i metodi di media il cosiddetto exponential smoothing. Si tratta di un modello leggermente differente da quelli precedenti per due ragioni principali. La prima è che il peso viene attribuito a tutti i termini della serie e non soltanto ad alcuni, la seconda è che il peso attribuito decresce esponenzialmente dai dati più recenti verso i più vecchi. [18]

Questi modelli presentati non sono in grado di descrivere le relazioni che intercorrono tra la domanda di energia e altri fattori influenzanti. Si assume in questi casi che le domande di energia siano delle sole funzioni del tempo. Per tenere in conto anche altri fattori esterni occorre utilizzare modelli più sofisticati e complessi.

5.2.2 Metodi di regressione

Si tratta di una tecnica statistica molto utilizzata per la caratterizzazione dei consumi energetici. L'obiettivo di questo tipo di metodi è rappresentare la domanda di energia come funzione di una o più variabili. Nel campo energetico le variabili da cui dipendono i consumi vengono definite energy driver. [14]

Sostanzialmente si hanno due step successivi per applicare i metodi di regressione: [18]

1. Si costruisce un modello di regressione in grado di esprimere una relazione tra la domanda di energia e le variabili che possono influenzarla;
2. Si esegue un'analisi di regressione che attraverso un processo iterativo verifica e modifica i parametri del modello in modo da ottenere una buona relazione tra le variabili dipendenti e indipendenti.

Si possono identificare due principali tipi di regressione: lineare e non lineare.

La più diffusa e immediata da utilizzare è sicuramente la regressione lineare. Attraverso questo modello si cerca di rappresentare con l'equazione di una retta la relazione che intercorre tra gli energy driver e il consumo di energia. Per energy driver si intendono tutti quei fattori che sono in grado di influenzare in qualche modo la domanda: alcuni esempi sono il clima, le abitudini dei clienti, le ore lavorative e molti altri. In generale dal punto di vista matematico ci si basa sull'equazione di una retta generica e poi in base alle condizioni di consumo e ai fattori che li influenzano si vanno a definire i vari parametri:

$$E = \beta_0 + X_1 * \beta_1 + X_2 * \beta_2 + \dots + X_k * \beta_k + \varepsilon$$

Dove $E \rightarrow$ è il valore di consumo previsto dal modello;

$X_1, X_2, \dots, X_k \rightarrow$ sono le variabili indipendenti o energy drivers;

$\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k \rightarrow$ sono i coefficienti di regressione;

$\varepsilon \rightarrow$ è l'errore che indica la deviazione dalla realtà del valore previsto.

L'equazione riportata qui sopra sta ad indicare un'analisi di regressione multipla, dove si hanno più energy drivers che influenzano la domanda di energia. Un sotto caso di regressione lineare è quella semplice, dove un solo energy driver per volta viene posto in correlazione con l'energia richiesta.

La regressione non lineare come dice il termine stesso presenta una funzione rappresentativa dei dati di consumo che segue un andamento non lineare. Anche in questo caso si possono avere molteplici energy drivers che influenzano la domanda e con essa i parametri caratteristici della funzione che li rappresenta. Dal punto di vista matematico questa tipologia di modello può essere definito attraverso una generica funzione matematica così come riportato nell'equazione seguente:

$$E = f(X, \beta) + \varepsilon$$

Dove X rappresenta il o i generici energy drivers che influenzano la domanda di energia, β sono i coefficienti di regressione da determinare ed ε è l'errore.

6 L'energia idroelettrica

L'energia idroelettrica rappresenta probabilmente la più antica fonte di energia rinnovabile sfruttata dall'uomo. Si trovano riferimenti a questo tipo di fonte già al tempo dei Greci e dei Romani. L'acqua, in passato, veniva principalmente utilizzata per produrre energia meccanica da impiegare nei mulini o nei frantoi.

Sin dalle origini quella idroelettrica è stata ed è ancora una tra le più utilizzate fonti rinnovabili di energia al mondo per le sue interessanti caratteristiche:

- grande flessibilità nei confronti delle richieste della rete;
- rendimento molto elevato;
- non inquina l'atmosfera;
- si tratta ormai di una tecnologia matura, con rischi e benefici noti.

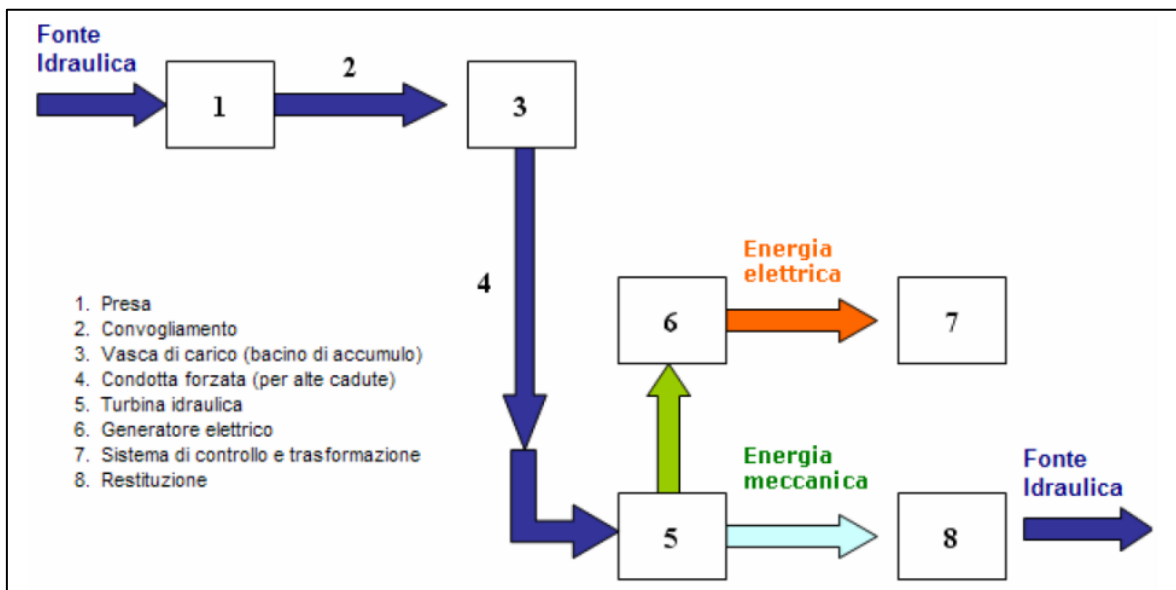


Figura 6.1 – Diagramma di funzionamento di un impianto idroelettrico [19]

In figura 6.1 è riportato un diagramma che sintetizza il processo di produzione di energia elettrica da fonte idraulica. La maggior parte degli impianti idroelettrici odierni, infatti, trasformano l'energia cinetica posseduta dall'acqua in caduta da una certa altezza in energia

meccanica e successivamente in energia elettrica. Si possono identificare alcuni sistemi principali che permettono questa conversione e comprendono:

- a) un bacino di raccolta;
- b) le opere di sbarramento che permettono di incanalare e raccogliere le acque necessarie all'alimentazione dell'impianto;
- c) le opere di presa, che immettono l'acqua nel condotto derivatore e ne regolano la portata. Sono dotate di organi di chiusura e di regolazione e, quando sono poste in mezzo a corsi d'acqua, comprendono anche dispositivi di filtraggio della ghiaia e della sabbia;
- d) le opere di derivazione, che convogliano le acque lungo una debole pendenza, dalla presa al punto di inizio della tubazione in pressione (condotta forzata). Possono essere costituite da un canale a pelo libero, che termina in una vasca di carico, o da una galleria in pressione, con un pozzo piezometrico per gestire le brusche variazioni di portata;
- e) la valvola rotativa posta all'ingresso della turbina utilizzata per l'avviamento e l'arresto,
- f) la turbina;
- g) il tubo di scarico che fa confluire l'acqua al pelo libero inferiore.

6.1 Le classificazioni dell'idroelettrico

Il comparto idroelettrico prevede una serie di classificazioni degli impianti in base a diverse caratteristiche, ma le più diffuse sono quelle redatte in base a: **potenza installata e tipo di interazione con il corso d'acqua.**

L'UNIDO (organizzazione delle nazioni unite per lo sviluppo industriale) ha definito una classificazione rispetto alla potenza installata che prevede le seguenti distinzioni:

- MICRO-IDROELETTRICO con potenza inferiore a 100 kW;
- MINI-IDROELETTRICO con potenza compresa fra 100 kW e 1 MW;
- PICCOLO IDROELETTRICO con potenza compresa tra 1 MW e 10 MW;
- GRANDE IDROELETTRICO con potenza superiore ai 10 MW;

Gli impianti idroelettrici, in base all'interazione con il corso d'acqua, possono essere classificati in:

- **impianti ad acqua fluente**, posizionati su corsi d'acqua da cui, attraverso delle derivazioni, ottengono l'acqua per produrre energia;
- **impianti a bacino**, caratterizzati da grandi sbarramenti a diga alti decine di metri con cui l'acqua viene accumulata per poi essere sfruttata in centrali con potenze di centinaia di MW;
- **impianti di accumulo tramite pompaggio**, contraddistinti dalla presenza di due bacini a diverse quote, producono energia nelle ore di maggior richiesta e assorbono energia per ricaricare il bacino a monte nelle ore di basso costo dell'elettricità.

Altre due classificazioni, che tengono conto della portata e del salto, vengono riportate nella tabella seguente per completezza.

PORTATA		SALTO o CADUTA	
Piccola	$Q < 10 \text{ m}^3/\text{s}$	Bassa caduta	$H < 50 \text{ m}$
Media	$Q = 10 - 100 \text{ m}^3/\text{s}$	Media caduta	$H = 50 - 250 \text{ m}$
Grande	$Q = 100 - 1000 \text{ m}^3/\text{s}$	Alta caduta	$H = 250 - 1000 \text{ m}$
Altissima	$Q > 1000 \text{ m}^3/\text{s}$	Altissima caduta	$H > 1000 \text{ m}$

Tabella 6.1 – Altre classificazioni degli impianti idroelettrici

6.2 Impianti ad acqua fluente

Ai fini del presente lavoro è necessario porre l'attenzione sul funzionamento delle centrali idroelettriche ad acqua fluente. Proprio questa tipologia di centrali è presa in esame per la costituzione dell'ASAP.

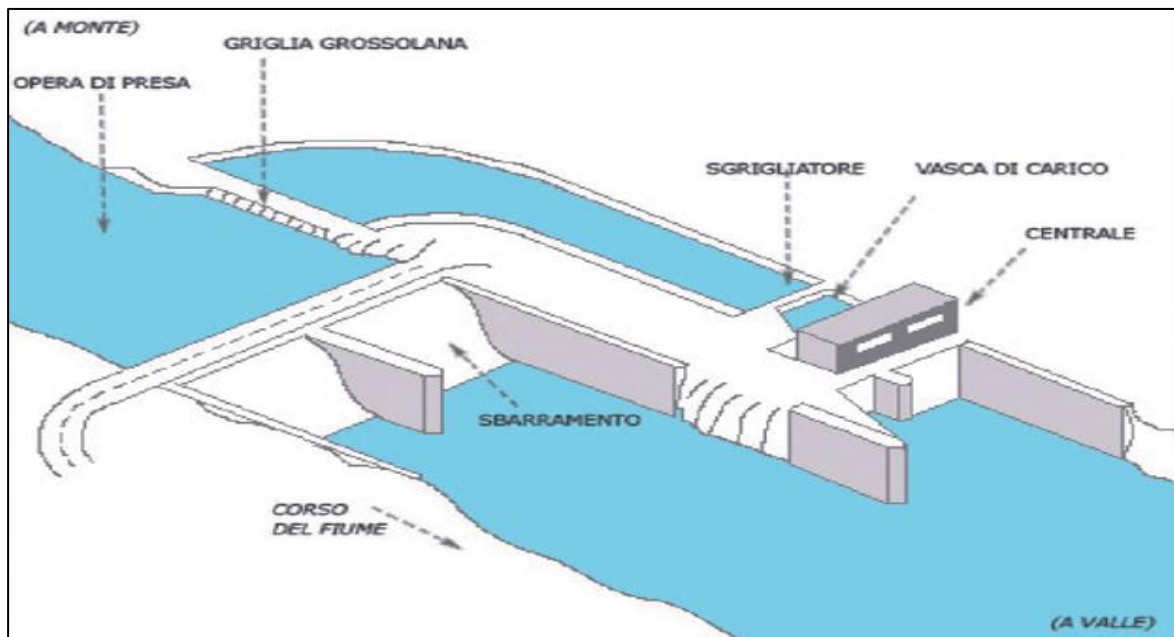


Figura 6.2 – Schema generale di una centrale idroelettrica ad acqua fluente

Si tratta generalmente di impianti di piccole dimensioni, pressoché tutti rientranti nel mini-idroelettrico, dunque con potenze inferiori ai 10 MW. Si trovano lungo i corsi d'acqua e la loro producibilità è fortemente influenzata dalla portata degli stessi.

Per questo tipo di impianti lungo il corso d'acqua viene allestito uno sbarramento denominato traversa. Si tratta di un'opera costruita trasversalmente al flusso della corrente. Il suo compito è quello di generare un innalzamento del livello idrico a monte per garantire l'alimentazione dell'opera di presa. Si possono identificare principalmente due tipi di traversa, fissa o mobile. Nel secondo caso è possibile regolare il grado di sbarramento del flusso d'acqua, utile soprattutto in quei corsi soggetti a variazioni di portata importanti, specie durante le piene. La traversa fissa invece è costruita in modo da garantire sempre la

massima portata derivabile per l'impianto e nel caso di portate superiori può essere trascinata dall'acqua.



Figura 6.3 – Esempio di opera di sbarramento con traversa fissa

Grazie allo sbarramento viene alimentata l'opera di presa che ha la funzione di convogliare l'acqua intercettata dal torrente, ad esempio, e dirigerla verso l'impianto. Per proteggere l'opera di presa dal trasporto solido tipico del deflusso dell'acqua si installano dispositivi di filtraggio e di sedimentazione. Le griglie vengono inserite all'imbocco dell'opera e trattengono foglie e corpi galleggianti. Bacini sghiaiatori poi servono a intercettare il trasporto grossolano ed infine nei bacini dissabbiatori l'acqua defluisce a velocità ridotta in modo da garantire la sedimentazione anche del trasporto più fine.



Figura 6.4 – Canale di derivazione in direzione della centrale

Nell'esempio riportato in figura 6.4 al termine del canale di derivazione appena prima della centrale è presente uno sgrigliatore. Si tratta di un dispositivo elettromeccanico che intercetta gli ultimi detriti trasportati dall'acqua prima della turbina. Un pettine azionato automaticamente scorre lungo una griglia a barre verticali e raccoglie i detriti portandoli su di un nastro trasportatore che li allontana ponendoli in apposite vasche di raccolta.

Al termine dell'opera di presa e derivazione è posta la centrale idroelettrica vera e propria. Si tratta della struttura contenente la turbina idraulica grazie alla quale viene posto in rotazione l'alternatore per produrre elettricità. Nello stesso complesso poi sono inseriti tutti gli organi elettromeccanici necessari per la connessione alla rete elettrica.

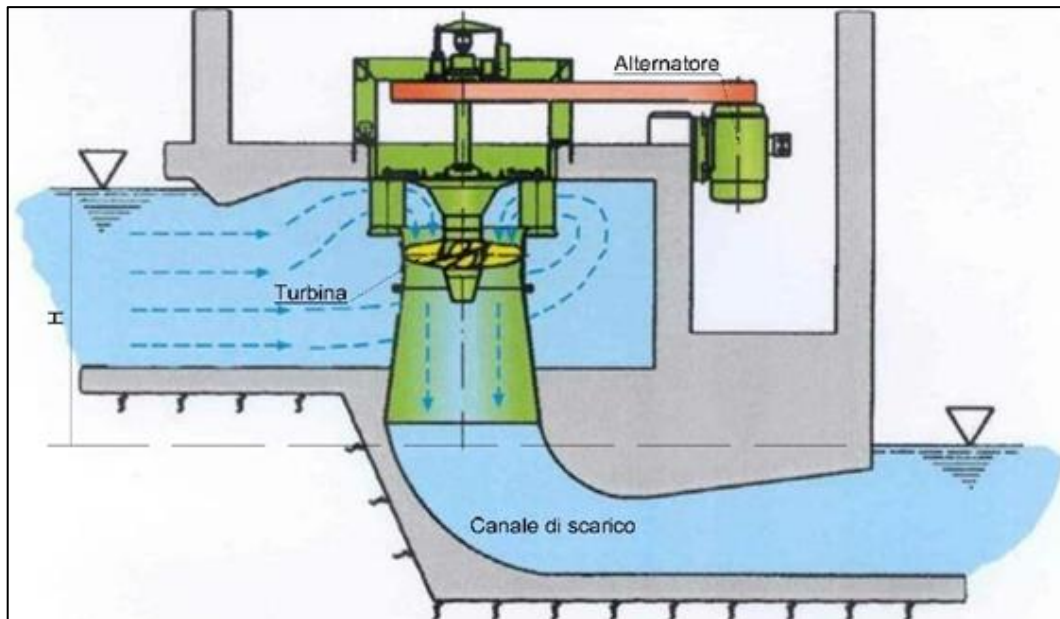


Figura 6.5 – Schema di funzionamento della centrale idroelettrica

In figura 6.5 sono riportati i principali componenti di un impianto idroelettrico ad acqua fluente. La peculiarità di questi impianti è la presenza di un piccolo salto, ma la discreta potenza generata viene garantita dalla grande portata elaborata in turbina. Date le alte portate e le basse velocità del fluido, si rende necessario un sistema che faccia evacuare in modo efficace la portata turbinata, la soluzione più comune è un condotto divergente a valle della girante.

La parte più importante dell'intera opera idroelettrica è sicuramente la turbina, da essa dipendono le energie prodotte e di conseguenza i guadagni. Ne esistono diverse tipologie, Francis, Pelton, Kaplan giusto per citarne alcune tra le più conosciute. Si tratta di organi meccanici opportunamente modellati che permettono di trasformare il deflusso dell'acqua in un movimento rotatorio da trasmettere all'alternatore, il quale a sua volta avrà il compito di generare elettricità. Per gli impianti ad acqua fluente la tipologia di turbina migliore è la Kaplan. Essa è in grado di sfruttare a pieno i bassi salti disponibili e i grandi flussi d'acqua, caratteristiche tipiche dei corsi d'acqua in pianura, ad esempio. Si tratta di una turbina cosiddetta a flusso assiale, ossia l'acqua che passa attraverso di essa entra ed esce sempre lungo la direzione assiale rispetto all'asse di rotazione della girante.

Nella figura 6.6 è riportato un esempio di installazione di una turbina Kaplan ad asse verticale. Le eliche sono il principale strumento di regolazione dell'impianto, esse possono

ruotare su sé stesse per garantire il miglior sfruttamento della portata presente. Grazie a ciò le Kaplan possono ottenere valori di rendimento attorno al 90% fino a portate del 20-30% di quella nominale.

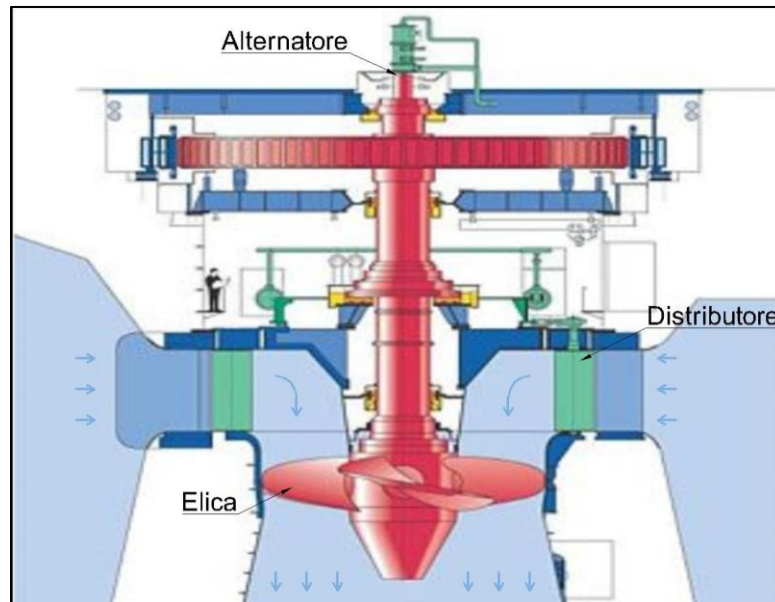


Figura 6.6 – Turbina Kaplan

Il distributore è costituito da una chiocciola che consente di indirizzare il fluido verso una palettatura, la quale consente di canalizzare ulteriormente il flusso d'acqua verso la girante. La palettatura può risultare fissa o mobile, nel secondo caso si ottiene un ulteriore sistema di regolazione della portata a monte della girante. Nel caso di distributore mobile si parla di turbina biregolante.

Prima dell'impatto con le eliche il fluido subisce un'ultima deviazione che consente di eliminare tutte le componenti tangenziali di velocità e ottenere così un flusso puramente assiale.

Il flusso d'acqua a questo punto passa attraverso il condotto divergente di scarico e viene convogliato verso l'alveo da cui è stato prelevato. Non è possibile captare portate di acqua qualsiasi, sono stati definiti dei limiti tali da garantire nel corso d'acqua un deflusso minimo vitale (DMV) in ogni condizione. Il regolamento 8/R del 2007 della regione Piemonte definisce il DMV come "la portata minima istantanea che deve essere presente in alveo immediatamente a valle dei prelievi, al fine di mantenere vitali le condizioni di funzionalità

e di qualità degli ecosistemi interessati”. È dunque possibile che per questo tipo di impianti, in certi periodi dell’anno, si debba interrompere il prelievo a causa di una disponibilità idrica del corso d’acqua uguale o inferiore al DMV.

6.3 Producibilità di un impianto idroelettrico

L’energia producibile da un impianto idroelettrico può essere calcolata per mezzo della seguente equazione:

$$E_{idro} = \rho * g * H_{salto} * Q * h_{eq} * \eta$$

Dove:

- ✓ ρ è la densità dell’acqua [1000 kg/m^3]
- ✓ g è l’accelerazione di gravità [$9,81 \text{ m/s}^2$]
- ✓ H_{salto} è il salto utile [m]
- ✓ Q è la portata d’acqua sfruttata [m^3/s]
- ✓ h_{eq} sono le ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale dell’impianto [h]
- ✓ η è il rendimento dell’impianto

I primi due termini rappresentano delle costanti note dal mondo della fisica. La portata e il salto vengono invece definiti da una concessione di derivazione rilasciata da parte degli enti preposti per ciascun impianto costruito. In questo modo si conosce la potenza media di concessione, da cui è possibile calcolare la producibilità annua moltiplicando per le ore in un anno (8760). Ovviamente la produzione idroelettrica presenta un certo andamento che si discosta da quel valore medio definito in precedenza; per tener conto di ciò si moltiplica per il fattore h_{eq} , e non per le ore totali di un anno, che permette di contabilizzare effettivamente quante siano le ore in un anno in cui l’impianto produce in condizioni nominali. Il rendimento, tipicamente compreso tra 0,8 e 0,9, consente ulteriormente di affinare il calcolo della producibilità tenendo in conto le eventuali perdite intrinseche all’impianto.

7 Il mercato elettrico

Fondamentale ai fini dell'analisi economica è la comprensione del funzionamento del mercato elettrico. Di seguito viene riportata una sintetica panoramica sulle caratteristiche principali e sui soggetti interessati.

Il mercato elettrico, definito come la sede delle transazioni aventi per oggetto l'energia elettrica, è nato in Italia con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Decreto Bersani") a recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (Direttiva 96/92/CE successivamente abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE).

La negoziazione dell'energia è un importante processo che permette, in seconda battuta, di programmare la produzione e il consumo di energia elettrica. La gestione di questo aspetto è affidata al gestore dei mercati energetici (GME).

7.1 I soggetti principali del mercato elettrico

Il mercato elettrico si svolge su di una piattaforma dove avvengono le contrattazioni ed è la cosiddetta borsa elettrica italiana (IPEX, Italian Power Exchange).

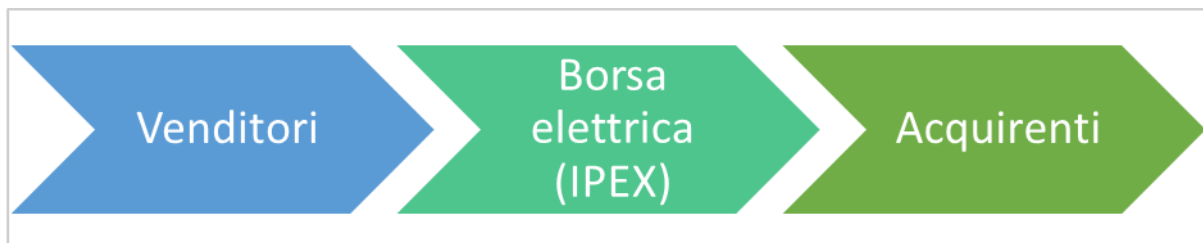


Figura 7.1 – Schema della borsa elettrica italiana

In maniera semplificata si possono distinguere due tipi di soggetti nel mercato elettrico:

- i venditori, ossia coloro che mettono a disposizione l'energia elettrica,
- gli acquirenti che cercano il miglior venditore per ottenere l'energia al prezzo più vantaggioso.

I venditori a loro volta si articolano in produttori nazionali e produttori esteri con il solo ruolo di produrre l'energia elettrica oggetto degli scambi in borsa. Oltre a questi, tra i

venditori, figurano anche i grossisti o trader che acquistano e vendono energia elettrica senza svolgere attività di produzione, trasmissione o distribuzione.

Come acquirenti sono presenti diverse figure in borsa:

- i fornitori del mercato libero, sicuramente la classe più numerosa tra i partecipanti al mercato, acquistano l'energia per poi venderla ai clienti finali;
- l'Acquirente Unico (AU) il cui scopo è quello di fornire l'energia elettrica al mercato tutelato ed è rappresentato da una società appartenente al gruppo GSE;
- i grandi consumatori sono soggetti privati che, per volume di acquisto, gestione di trasporto e dispacciamento, etc., rispettano dei requisiti minimi per cui possono partecipare direttamente alle trattative in borsa.

7.2 I prezzi dell'energia elettrica

Il prezzo dell'energia elettrica viene determinato attraverso il mercato elettrico.

Il mercato elettrico è suddiviso in zone e a ciascuna di esse corrisponde un prezzo di vendita dell'energia elettrica (prezzo zonale). Il prezzo di scambio, invece, è valorizzato ad un prezzo unico nazionale di acquisto: il PUN, che rappresenta la media dei prezzi di vendita zonali, pesata sugli acquisti totali.

Il prezzo di scambio viene definito per ogni ora del giorno sulla base dell'incontro tra domanda e offerta. Sono accettate solamente le offerte di vendita a cui corrispondono offerte di acquisto disposte a pagare un prezzo maggiore o uguale a quello richiesto. Il PUN così formato presenta un andamento variabile per ogni ora dell'anno, con valori tendenzialmente più alti nelle ore di massima richiesta e valori più bassi nelle ore con meno domanda.

Un esempio di andamento giornaliero del PUN lo si può vedere in figura 7.2. Si nota come siano presenti due massimi, uno verso le ore 10 e l'altro attorno alle 19-20.

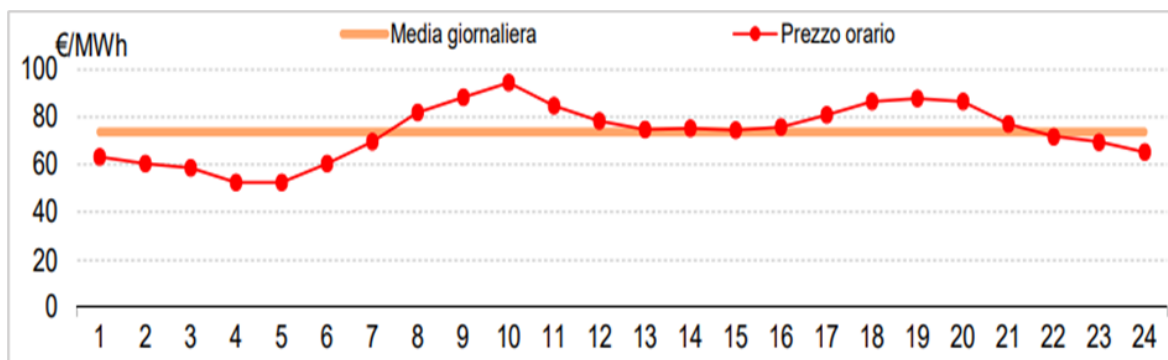


Figura 7.2 – PUN del 13 gennaio 2020, MGP

7.3 L'intero sistema elettrico

Il mercato elettrico costituisce soltanto una parte dell'intero sistema che collega il produttore di energia con il consumatore finale.

Il sistema elettrico nazionale è una rete organizzata in un contesto di libero mercato. Le attività principali sono la generazione, la trasmissione e la distribuzione; sono distinte e svolte da soggetti diversi.

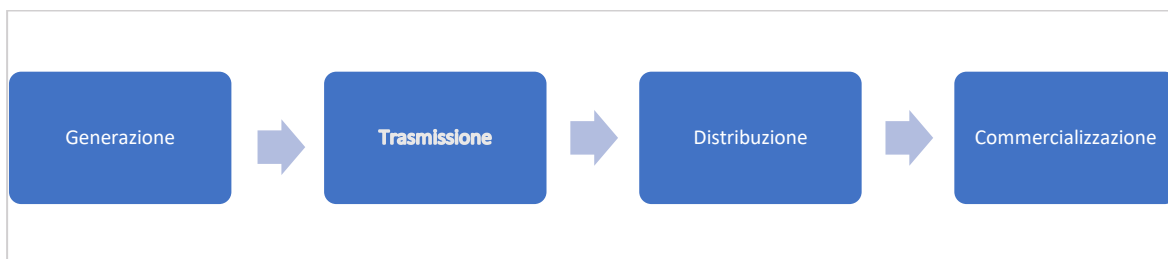


Figura 7.3 – Attività del sistema elettrico

Per **generazione** si intende sia la produzione sul territorio nazionale sia l'importazione dall'estero. La produzione è un processo libero e prevede la trasformazione nelle centrali elettriche delle fonti primarie di energia in elettricità. Questa elettricità prodotta andrà poi ad alimentare il sistema di trasmissione.

La **trasmissione** riguarda il trasporto dell'energia su reti di alta (35-150 kV) e altissima (oltre 150 kV) tensione. Si tratta di un'attività regolata e sottoposta a monopolio naturale, infatti il

98,5 % della rete elettrica nazionale è di proprietà del gruppo Terna. Questo monopolio naturale è la configurazione ottimale per questo tipo di attività al fine di garantire maggiore sicurezza.

Il sistema di trasmissione è soggetto a una serie di vincoli tecnici:

- bilanciamento istantaneo e continuo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete per garantire la sicurezza degli impianti;
- evitare il superamento dei limiti massimi di transito ammissibili su ogni singolo elettrodotto.

Al fine di garantire il funzionamento del sistema è necessaria una figura di riferimento, il dispacciatore, con la funzione di coordinatore generale.

L'attività del dispacciatore è quella di bilanciare il sistema in tempo reale. In generale sono presenti dei sistemi di regolazione e controllo automatici delle unità di produzione che garantiscono l'equilibrio necessario alla rete tra immissioni e prelievi. Questi sistemi aumentano o riducono l'immissione in rete in modo da compensare gli squilibri della stessa. Il dispacciatore interviene attivamente solo quando i sistemi di regolazione automatici non sono in grado di garantire gli standard di sicurezza.

La **distribuzione** consiste nella consegna attraverso le reti di media (1-35 kV) e bassa (fino a 1 kV) tensione agli utenti finali. In Italia il maggior distributore è E-distribuzione che gestisce le reti di media e bassa tensione oltre ad essere proprietario dei contatori installati presso le utenze.

La **commercializzazione** comprende una serie di fornitori che acquistano l'energia dalla borsa elettrica o direttamente dai produttori e la vendono ai clienti finali.

8 I soggetti dell'ASAP

L'idea del progetto nasce dalla necessità di ridurre i costi legati all'acquisto di energia elettrica dalla rete nazionale andando ad incrementare l'autoproduzione dell'industria stessa. Con questa soluzione si va a sostenere la causa ambientale aumentando la quota di energia pulita utilizzata nelle produzioni. Aspetto, quest'ultimo, sempre più tenuto in conto anche per fini commerciali.

Un ulteriore motivo per realizzare l'ASAP è legato alla necessità di potenza reattiva nei processi produttivi dell'industria. Le centrali idroelettriche, infatti, possono essere regolate in modo tale da produrne a sufficienza ed evitare l'installazione di specifici dispositivi in prossimità delle unità di consumo.

Le due centrali e il polo industriale sono tre unità già esistenti ed autonome per quanto riguarda la connessione alla rete. In figura 8.1 viene riportato uno schema generale di come queste tre unità indipendenti verrebbero collegate nell'ASAP.

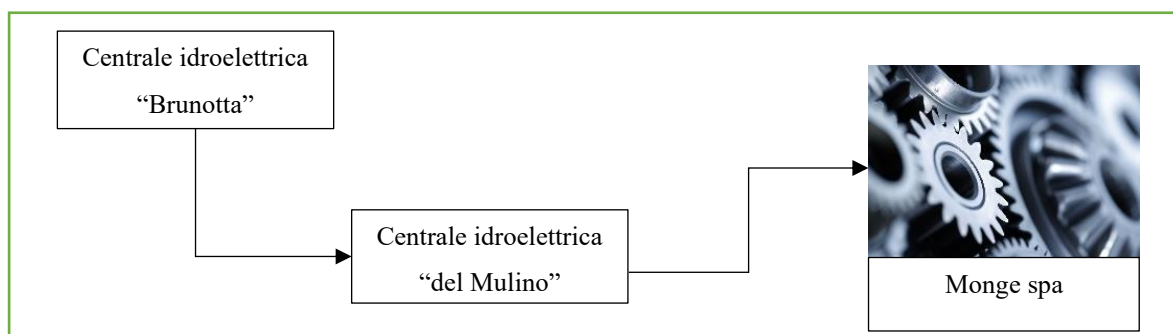


Figura 8.1 – Schema generale di progetto

Ciascuna unità presenta allo stato attuale un proprio punto di connessione con la rete elettrica attraverso cui avviene lo scambio di energia. Questo punto di connessione viene chiamato POD, letteralmente "Point of delivery", ossia si tratta del punto di consegna dove si ha il collegamento con la rete elettrica nazionale e la contestuale contabilizzazione dei flussi di energia. Secondo la definizione indicata da ARERA il POD è: "un codice alfanumerico (composto da 14 o 15 caratteri) che inizia sempre con "IT" e identifica in modo certo il

punto di prelievo ovvero il punto fisico in cui l'energia viene consegnata dal venditore e prelevata dal cliente finale. Il codice non cambia anche se si cambia venditore.” [20]

Si tratta in questi casi di contatori bidirezionali, utilizzati per la misura dell'energia prelevata e di quella immessa in rete, che consentono il passaggio sia in ingresso che in uscita del flusso di energia.

8.1 L'industria

L'ASAP analizzato, come definito nella normativa, presenta una parte dedicata alla produzione dell'energia, la quale viene in seguito utilizzata dall'unità di consumo. Nello studio di fattibilità corrente l'unità di consumo è rappresentata dall'azienda produttrice di pet food, Monge spa, situata a Monasterolo di Savigliano, in provincia di Cuneo. Nello specifico si tratta di più stabilimenti raggruppati in un unico polo produttivo energivoro, per questo il proponente risulta interessato ad ampliare la rete di autoproduzione.

L'industria dal canto suo presenta già alcuni sistemi di autoproduzione che in parte vanno a coprire i consumi sempre crescenti dell'attività produttiva. Tre impianti fotovoltaici ubicati sulle coperture dei capannoni, per la sola produzione di energia elettrica con una potenza complessivamente installata maggiore di 1800 kW. Un cogeneratore a motore endotermico di potenza pari a 800 kW elettrici e una turbina a gas di cui non è stata resa nota la potenza, per la produzione di energia elettrica e una quota di energia termica.

Una prima fase di analisi è stata necessaria a determinare la disposizione dei diversi sistemi di produzione, nonché il loro interfacciamento con la rete, in modo da ottenere una visione più chiara del complesso industriale.

L'industria può essere vista, in modo semplificato, come l'unione di tre aree indipendenti l'una dall'altra. Lo schema di figura 8.2, infatti, presenta tre rami indipendenti che dipartono dalla rete elettrica nazionale, ciascun ramo con il proprio POD contraddistinto da un codice univoco non riportato in questa sede per motivi di privacy.

In questo caso il concetto di unità di consumo può essere definito, in maniera semplificata, come l'insieme degli apparecchi di consumo connessi ad ogni singolo POD.

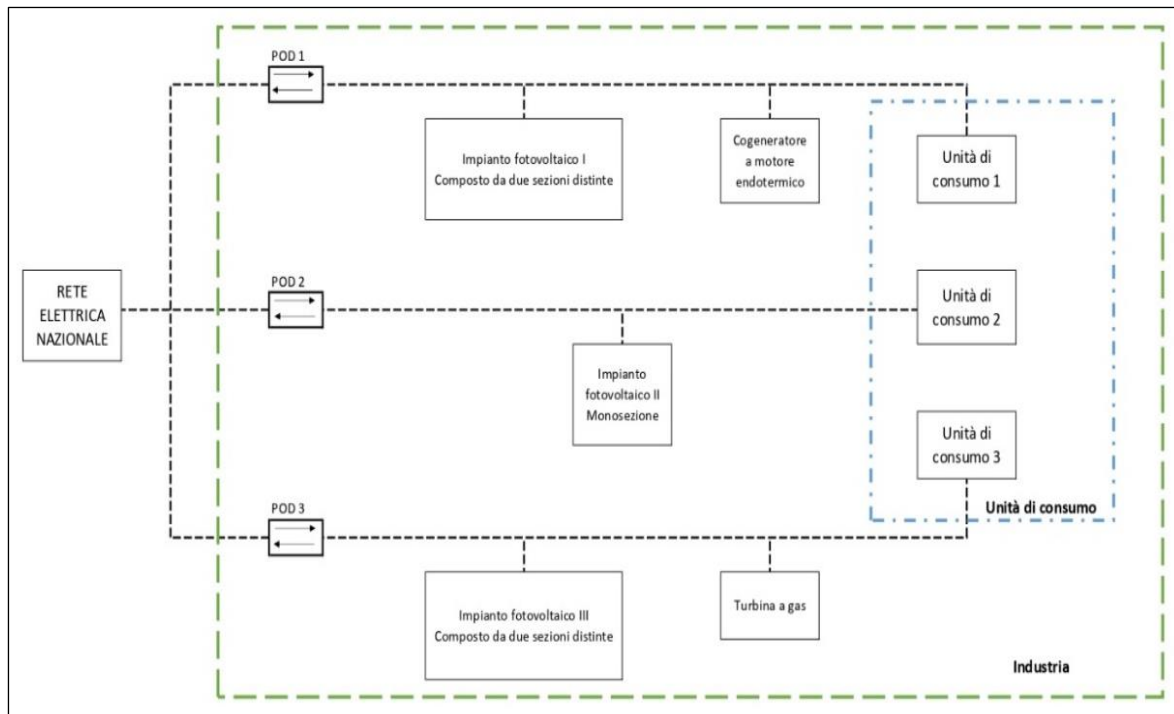


Figura 8.2 – Stato attuale dell'industria

Il POD numero 1 presenta due unità di produzione, un impianto fotovoltaico a due sezioni e un cogeneratore a motore endotermico, e un'unità di consumo.

Il POD numero 2 presenta una sola unità di produzione rappresentata da un impianto fotovoltaico mono sezione e un'unità di consumo.

Il POD numero 3 presenta due unità di produzione, un impianto fotovoltaico a due sezioni e una turbina a gas, e un'unità di consumo.

Con la configurazione riportata in figura 8.2 si possono definire tre punti, a prima vista del tutto equivalenti, su cui andare a collegare le centrali idroelettriche per la creazione dell'ASAP, uno per ciascun POD esistente. Per questioni legate alla gestione dell'energia, l'industria intende a breve riunire in un unico punto di connessione i tre POD esistenti. Dunque, ai fini della valutazione dell'ASAP, l'azienda verrà trattata come singola unità di consumo con un unico punto di connessione alla rete. Da questo ne deriva che i profili di prelievo da rete elettrica utilizzati nell'analisi energetica sono l'unione dei tre profili di ciascun POD.

8.2 Le centrali idroelettriche

Nelle due centrali oggetto del progetto sono installate due turbine Kaplan bi-regolanti, ossia su questo tipo di macchine è possibile regolare la loro produzione intervenendo sulle pale della girante oppure sulle pale del distributore.

Dal punto di vista produttivo si andrà più nel dettaglio nel capitolo legato all'analisi energetica, qui ci si limita a presentare solamente le caratteristiche più generali.

I due impianti presentano ciascuno un loro punto di connessione alla rete, attraverso cui possono immettere l'energia prodotta oppure prelevarne, nel caso di fermo impianto, per gli eventuali servizi ausiliari che devono essere sempre alimentati.



Figura 8.3 – Disposizione delle centrali rispetto agli stabilimenti Monge

In figura 8.3 è riportata la disposizione dei due impianti idroelettrici rispetto alla localizzazione dell'industria. Si trovano entrambi a Nord-Est degli stabilimenti lungo il medesimo torrente, il Maira.

La prima centrale riportata in figura 8.4 presenta una potenza di targa di 600 kW, viene alimentata con una derivazione dal torrente Maira che alimenta in contemporanea anche un canale irriguo della zona. Questo impianto è localizzato a circa 13 km di distanza dagli stabilimenti industriali. La centrale, di proprietà privata, risulta essere entrata in servizio nel 2008. In figura 8.4 sono riportati alcuni dati caratteristici dell'impianto.



Centrale «canale Brunotta»

Localizzazione:	Cavallerleone
Potenza massima in immissione:	600 kW
Produzione media annua:	2.500 MWh
Portata massima derivabile:	12.000 l/s
Salto:	6,2 m

Figura 8.4 – Dati di targa centrale idroelettrica “Brunotta”

La seconda centrale, molto simile alla prima è situata a circa 9 km dagli stabilimenti e viene alimentata attraverso una derivazione sul fiume Maira. La potenza di targa è leggermente superiore e risulta di 700 kW. Nella figura seguente è riportata una fotografia della struttura dall'esterno con alcuni dati caratteristici dell'impianto.



Centrale «del Mulino»

Localizzazione:	Cavallermaggiore
Potenza massima in immissione:	700 kW
Produzione media annua:	2.850 MWh
Portata massima derivabile:	19.000 l/s
Salto:	4,7 m

Figura 8.5 – Dati centrale idroelettrica "del Mulino"

9 Analisi energetica

In questo capitolo ci si soffermerà sull'analisi energetica delle due centrali idroelettriche e dell'industria. Si tratta di un processo con cui vengono valutati i flussi di energia scambiati dai soggetti del futuro ASAP nelle loro attuali condizioni operative. Con ciò si valutano in modo più approfondito i consumi e le produzioni, nonché i valori medi e se ne verificano gli andamenti anche in funzione di una eventuale previsione futura.

Ottenuti i dati dei tre soggetti dell'ASAP in maniera separata si cerca di combinarli simulando una situazione post-operam con la connessione attiva tra le centrali e l'industria. Uno degli aspetti più interessanti di questa analisi sarà la valutazione della percentuale dell'energia prodotta dalle centrali idroelettriche e contestualmente utilizzata dall'industria. Questo dato sarà poi quello che dovrà essere confrontato con il riferimento normativo in relazione ai sistemi ASAP, definito nei capitoli precedenti.

La prima fase di lavoro è stata dedicata alla raccolta dei dati, nonché a una loro organizzazione. Questo processo si è reso necessario per poter avere a disposizione dei dati chiari e fruibili nelle analisi.

I dati ricevuti dai proprietari delle centrali e dell'industria possono essere suddivisi in due classi distinte:

- dati di **produzione**, ottenuti dalla lettura dei sistemi di controllo e acquisizione delle centrali idroelettriche;
- dati di **consumo**, ricavati dalla lettura dei contatori installati all'interno dell'industria.



Figura 9.1 – Dati del caso studio

9.1 Dati di consumo

Questi dati consentono di avere una panoramica sul tipo di utenza rappresentata dall'industria. Si tratta di un soggetto energivoro e con una tendenza di continua crescita dei consumi negli anni.

Nel grafico seguente si possono vedere i consumi totali di energia elettrica negli anni, si parte dai 10 GWh del 2013 fino ad arrivare agli oltre 20 GWh del 2019. Come evidenzia la linea di tendenza si tratta di una crescita quasi lineare nel tempo con un raddoppio dell'energia consumata in meno di sette anni.

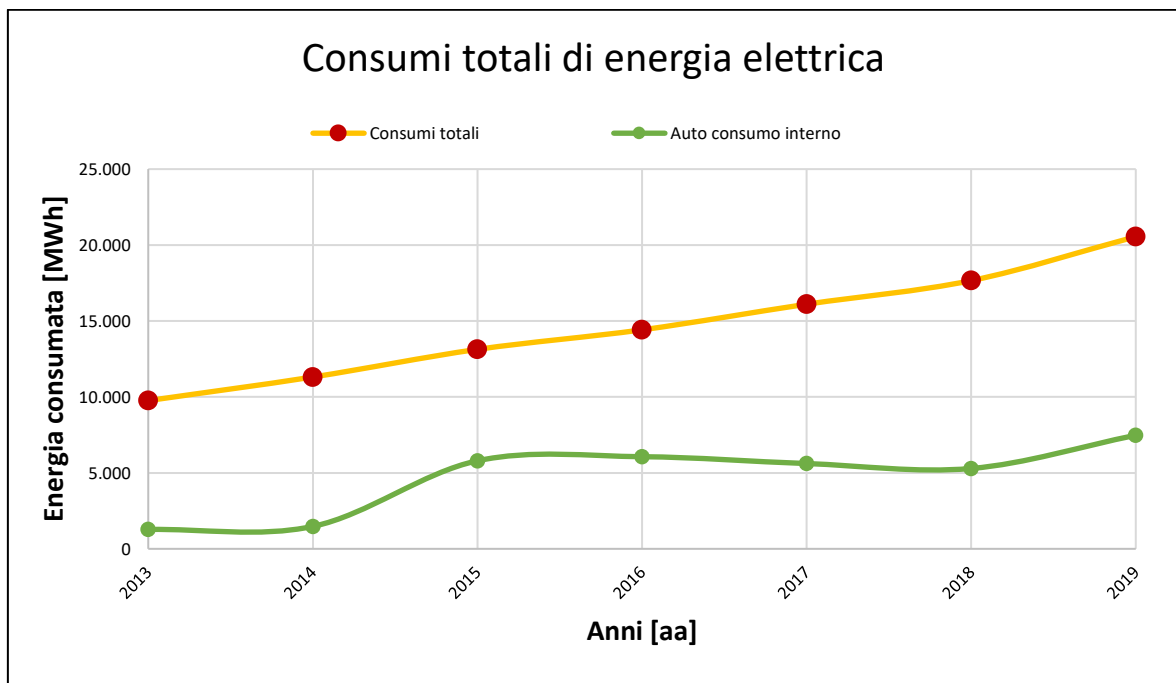


Grafico 9.1 – Auto consumo ed energia elettrica totale consumata

La composizione dei dati ricevuti era varia e in parte già organizzata per altri studi interni all'azienda. Si trattava di riepiloghi mensili delle energie prodotte e auto consumate dall'azienda oltre a quelle scambiate con la rete elettrica nazionale.

I sistemi di auto produzione già attivi all'interno degli stabilimenti forniscono un quantitativo di energia elettrica stimabile in circa un terzo dell'energia totale consumata.

In particolare, il grafico 9.1 riporta la quota di autoconsumo interno fino all'anno 2019, permettendo il confronto con il consumo totale. L'andamento evidenzia una crescita non costante, intervallata da un leggero arresto negli anni 2017 e 2018.

Scendendo più nel dettaglio, l'azienda ha fornito i tracciati orari relativi ai prelievi da rete elettrica di tutto l'anno 2020. Si tratta di dati raccolti da ciascun POD installato nell'azienda che consentono di avere una visione più specifica dei consumi.

I dati orari vengono inseriti dal sistema di rilevazione su righe successive; ciascuna riga, suddivisa in più colonne, contiene una serie di informazioni utili a descrivere il tipo di flusso. Le informazioni riportate sono indicate nella prima riga del tracciato e sono definite dalla normativa nel testo "Utilizzo e caratteristiche dei tracciati di comunicazione". [21]

Le principali informazioni necessarie in questo studio risultano essere:

- codice POD_PDR, colonna che riporta il codice con cui viene identificata la connessione alla rete elettrica nazionale del contatore considerato;
- tipologia strumento, sigla con la quale viene distinta l'energia attiva (su cui si basa l'analisi) da quella reattiva;
- la data e le ore a cui si riferiscono i dati di consumo.

A titolo di esempio nella pagina successiva viene riportata una sezione del tracciato relativo a un POD dell'industria con alcune brevi descrizioni sulle informazioni riportate in ciascuna colonna. I dati anagrafici e il codice identificativo univoco del POD non sono quelli reali dell'azienda per questioni di privacy.

Per comprendere meglio i consumi totali del complesso industriale sono state create le seguenti tabelle in cui vengono riportati i dati mensili riguardanti i consumi totali e le quantità di energia acquistate dalla rete.

Tabella 9.1 – Consumi mensili totali dell'industria dal 2013 al 2019 [22]

Mese	Anno						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
gennaio	736.255,00	967.151,00	1.078.739,50	1.194.157,86	1.304.741,76	1.537.394,80	1.908.184,60
febbraio	711.229,00	880.515,00	1.019.784,30	1.144.027,38	1.222.449,52	1.407.239,20	1.766.361,80
marzo	743.313,00	916.573,00	1.106.040,80	1.199.645,76	1.416.198,12	1.610.285,00	1.785.940,40
aprile	758.236,00	819.466,80	1.056.643,20	1.081.826,56	968.371,80	1.411.516,40	1.431.826,20
maggio	718.613,00	919.900,80	1.064.378,40	1.241.051,92	1.423.533,28	1.549.479,00	1.617.411,20
giugno	733.673,00	829.910,00	1.023.987,20	1.058.061,96	1.313.678,72	1.399.223,20	1.542.866,20
luglio	891.287,00	1.030.509,20	1.163.424,44	1.222.846,68	1.245.023,96	1.446.982,60	1.773.169,00
agosto	794.428,00	803.243,00	931.975,20	1.219.758,60	1.323.222,20	1.423.823,40	1.486.805,80
settembre	830.386,00	993.784,00	1.124.519,20	1.202.538,08	1.438.209,44	1.278.908,40	1.809.797,40
ottobre	998.952,00	1.096.772,00	1.257.480,08	1.325.949,52	1.592.143,04	1.599.684,20	1.872.910,20
novembre	1.002.974,40	1.008.062,00	1.204.111,28	1.327.406,84	1.461.510,64	1.523.596,00	1.752.696,20
dicembre	841.241,20	1.046.188,00	1.101.009,76	1.201.354,76	1.395.614,80	1.472.193,20	1.804.663,70
TOTALE	9.760.588	11.312.075	13.132.093	14.418.626	16.104.697	17.660.325	20.552.633

Tabella 9.2 – Acquisti mensili dell'industria dal 2013 al 2019 [22]

Mese	Anno							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
gennaio	704.602,00	924.992,00	911.607,00	757.920,00	872.130,00	1.253.490,00	1.325.160,00	603.222,00
febbraio	639.377,00	802.664,00	604.968,00	686.550,00	794.520,00	917.940,00	1.191.252,00	546.420,00
marzo	650.999,00	756.883,00	578.938,00	661.530,00	989.340,00	1.069.050,00	1.240.626,00	542.340,00
aprile	642.809,00	708.125,00	501.407,00	618.921,00	559.350,00	863.010,00	872.250,00	625.836,00
maggio	574.013,00	690.016,00	523.634,00	631.464,00	844.770,00	999.480,00	999.690,00	550.422,00
giugno	579.895,00	655.715,00	498.771,00	503.094,00	749.700,00	821.970,00	993.942,00	626.340,00
luglio	732.260,00	817.353,00	585.545,00	661.650,00	689.820,00	907.740,00	1.085.430,00	575.862,00
agosto	632.737,00	667.974,00	470.682,00	612.450,00	819.270,00	1.105.590,00	994.290,00	574.392,00
settembre	669.735,00	838.813,00	543.880,00	651.090,00	970.770,00	1.017.540,00	1.180.836,00	545.835,16
ottobre	905.787,00	990.840,00	697.439,00	886.500,00	1.085.280,00	1.119.546,00	1.262.112,00	612.213,22
novembre	944.926,00	964.771,00	676.903,00	883.560,00	1.088.820,00	1.096.734,00	1.145.736,00	677.906,09
dicembre	810.013,00	1.019.166,00	740.488,00	799.440,00	1.027.140,00	1.199.226,00	784.410,00	612.900,91
TOTALE	8.487.153	9.837.312	7.334.262	8.354.169	10.490.910	12.371.316	13.075.734	7.093.689

Per quanto riguarda i consumi globali, nella tabella 9.1 sono raggruppati tutti i consumi totali mensili che l'azienda ha avuto a partire dal 2013 fino al 2019. Come già espresso nel grafico 9.1 l'industria negli ultimi anni presenta una crescita costante nei consumi, che in termini percentuali può essere espressa in un tasso di crescita annua variabile tra il 10 e il 15 %;

ovviamente non si tratta di una crescita costante in quanto fortemente influenzata dalla domanda di mercato.

Analizzando la tabella 9.2, in cui sono indicati i prelievi mensili di energia dalla rete elettrica nazionale, si può notare fin da subito che l'energia prelevata non presenta un andamento ben definito. Si possono notare due battute di arresto nella crescita, in particolare tra gli anni 2014 e 2015 e nuovamente tra il 2019 e il 2020. Queste riduzioni degli acquisti non risultano correlate con una riduzione dei consumi totali, in quanto quest'ultimi sono in continua crescita, bensì con l'entrata in servizio di nuovi sistemi di autoproduzione all'interno del complesso industriale. Ad esempio, a fine 2019 è entrato in funzione un sistema di autoproduzione con turbina a gas caratterizzato da importanti produzioni di elettricità e calore che risulta essere il motivo principale nella riduzione degli acquisti da rete elettrica da parte dell'industria.

9.2 Dati di produzione

I dati di produzione rappresentano le unità di energia prodotte dalle due centrali considerate per la costituzione del futuro ASAP. Le misure effettuate dai sistemi, presenti in sito nelle centrali idroelettriche, sono un'ottima base da cui partire per determinare un profilo di produzione confrontabile con i profili di consumo dell'industria.

Anche in questo caso sono stati messi a disposizione dei dati storici. Si tratta di dati di sintesi mensili, attraverso i quali è possibile fare una panoramica sull'andamento della produzione idroelettrica negli anni. Il periodo di riferimento considerato è quello che va dal gennaio 2008 al dicembre 2020.

Tabella 9.3 – Produzioni mensili della centrale idroelettrica “Brunotta” [22]

Mese	Anno												
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
gennaio	0	277.120	224.938	229.598	264.192	223.249	289.890	257.885	109.499	172.575	196.281	202.970	269.542
febbraio	41.523	325.510	204.005	187.372	224.225	214.567	323.155	291.683	108.277	166.450	187.519	156.117	239.129
marzo	94.625	386.794	380.341	287.022	353.028	349.038	401.294	381.096	242.256	263.429	319.307	171.590	260.098
aprile	132.342	286.325	376.489	249.225	326.900	366.562	386.569	400.636	362.957	363.863	337.298	182.553	215.780
maggio	260.042	249.047	356.456	398.555	343.944	351.860	405.610	411.940	370.165	309.095	229.841	331.348	334.458
giugno	237.884	363.485	342.800	175.207	295.049	356.554	361.135	337.078	271.072	60.798	330.779	175.865	303.026
luglio	20.830	101.783	85.949	1.446	50.516	59.265	219.092	0	0	6.923	47.541	46.535	79.588
agosto	0	0	5.176	0	1.294	46	100.676	19.386	0	0	0	0	42.662
settembre	34.787	175.066	125.961	180.030	149.129	542	41.221	151.683	51.296	3.205	145.301	37.289	36.771
ottobre	27.415	273.525	233.949	155.746	195.000	124.799	191.862	353.619	131.274	10.401	237.803	190.993	204.952
novembre	180.374	295.087	331.949	306.217	304.550	240.759	299.185	294.915	191.396	75.796	297.426	234.501	173.997
dicembre	217.167	218.311	364.778	307.331	298.242	275.307	362.593	198.992	260.337	97.976	295.865	300.354	192.290
TOTALE	1.246.989	2.952.053	3.032.791	2.477.749	2.806.069	2.562.548	3.382.282	3.098.913	2.098.529	1.530.511	2.624.961	2.030.116	2.352.293

Tabella 9.4 – Produzioni mensili della centrale idroelettrica “del Mulino” [22]

Mese	Anno											
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2019	2020	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
gennaio	18.835	262.209	198.887	284.208	200.357	222.150	274.660	275.376	155.445	244.980	341.670	
febbraio	44.867	314.102	166.369	225.362	162.284	201.786	304.998	309.608	144.137	197.250	255.240	
marzo	61.266	438.741	370.545	396.769	243.303	348.853	458.584	446.570	332.605	195.780	295.710	
aprile	115.887	383.247	433.051	441.668	237.647	419.417	476.801	482.594	389.857	213.240	281.460	
maggio	294.629	383.492	474.086	398.526	428.397	366.841	490.572	506.584	400.901	373.380	436.500	
giugno	296.246	411.159	426.783	375.897	180.234	399.606	433.295	391.724	276.272	219.510	373.350	
luglio	29.089	90.281	99.986	14.340	771	53.427	236.290	-	-	87.720	100.950	
agosto	-	16	68.903	4.152	-	172	102.150	31.818	-	38.520	16.350	
settembre	31.065	163.215	121.627	111.136	186.485	50.563	74.436	175.231	37.228	171.000	174.780	
ottobre	10.378	238.757	208.748	113.534	170.673	241.661	189.060	367.102	101.406	216.360	240.210	
novembre	161.374	251.899	359.048	290.291	317.843	262.485	324.576	313.346	215.064	287.460	157.891	
dicembre	243.672	213.781	353.687	285.177	321.091	265.744	428.919	229.054	250.843	396.210	193.308	
TOTALE	1.307.308	3.150.899	3.281.720	2.941.060	2.449.085	2.832.705	3.794.339	3.529.008	2.303.758	2.641.410	2.867.419	

Come si può notare i dati relativi alla centrale “del Mulino” di Cavallermaggiore presentano una lacuna in quanto non riportano le produzioni elettriche degli anni 2017 e 2018.

Avendo a disposizione questi dati in tabella il passaggio successivo da effettuare è quello di valutarne gli andamenti attraverso dei metodi grafici. Due rappresentazioni in particolare, il “time plot” e il “seasonal plot”, permettono di visualizzare quale sia l’andamento della produzione dell’idroelettrico.

Il “time plot” è un grafico che rappresenta i dati di una certa serie rispetto al tempo, consentendo in questo modo di visualizzare l’eventuale presenza di comportamenti regolari nell’andamento della serie. Per le due centrali sono stati generati due distinti grafici, riportati nel seguito.

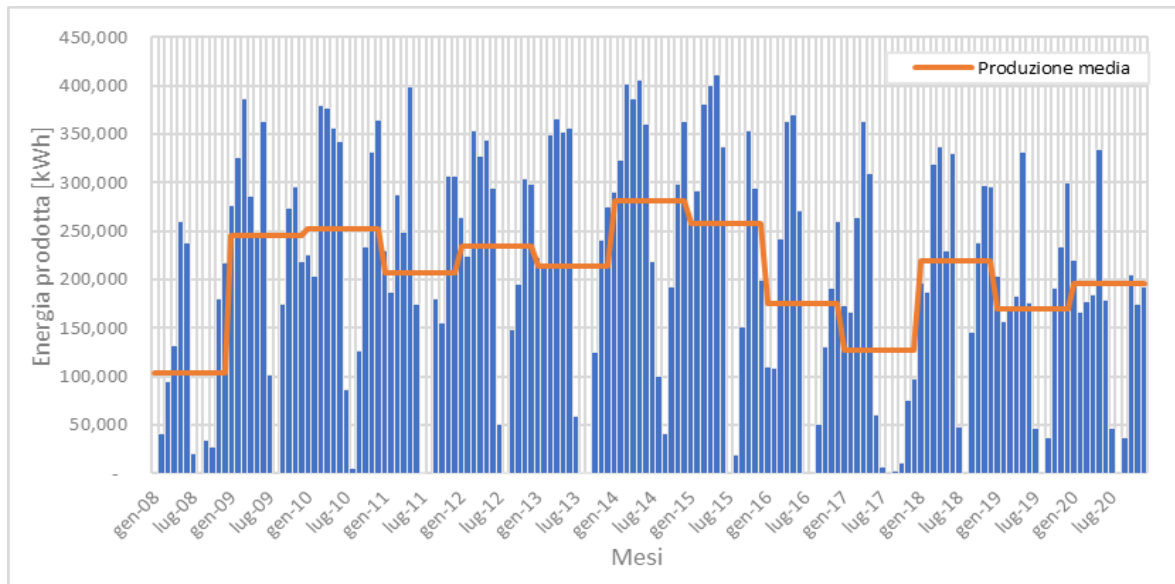


Grafico 9.2 – Timeplot produzione centrale Brunotta e produzione media annua

Il primo grafico riporta la produzione totale mensile della centrale Brunotta negli ultimi 13 anni. In arancio è indicata la produzione media annua della centrale. Questa linea permette facilmente di distinguere i diversi anni di produzione, infatti in corrispondenza dei salti si ha il passaggio da un anno all’altro. Le produzioni massime sono comprese tipicamente tra i mesi di marzo e maggio, viceversa i minimi di produzione si hanno tra i mesi di luglio e settembre, in molti casi anche con produzioni nulle che significano uno stop della centrale. La generazione di energia idroelettrica risente fortemente delle condizioni climatiche della regione, in particolare piovosità e scioglimento delle nevi sono fenomeni che influenzano questo tipo di attività.

Il 2008 presenta un dato di producibilità molto basso, siccome si presume sia stato il primo anno di attività della centrale è possibile che l’impianto non fosse ancora a pieno regime.

La stessa rappresentazione riguardante gli ultimi 13 anni di produzione (ad eccezione del 2017 e 2018 di cui non si dispongono dati) è stata fatta per la centrale Mulino.

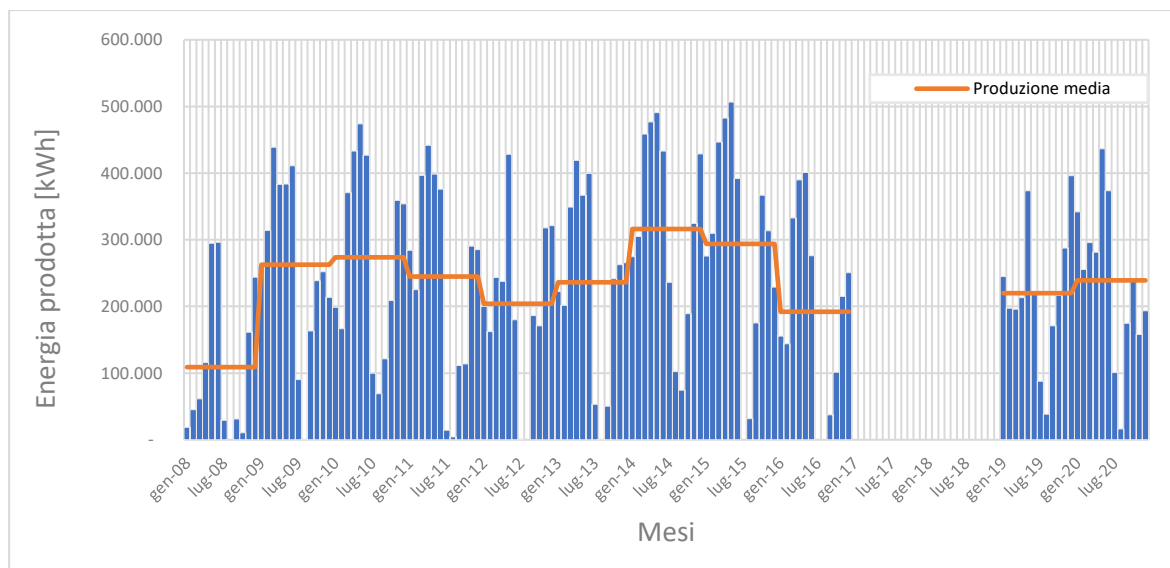


Grafico 9.3 – Timeplot produzione centrale Mulino e produzione media annua

Anche per questa centrale il 2008 è stato l'anno meno produttivo di tutti. Per il resto degli anni la produzione media si attesta tra i 200 e 300 MWh, con un picco superiore nel 2014 dove si sono superati i 300 MWh medi annui.

Le due centrali, ubicate entrambe sul medesimo corso d'acqua, presentano produzioni con andamenti molto simili. I mesi primaverili sono quelli più produttivi, qui si localizzano i massimi di produttività; è il periodo dello scioglimento delle nevi in quota a cui si sommano le piogge stagionali. I mesi di luglio, agosto e settembre in generale vedono una bassa produttività legata alla stagione calda che, com'è ben noto, comporta una carenza di acqua nel torrente e si tratta anche del periodo in cui si hanno i maggiori prelievi per l'irrigazione dei campi. La produzione tende nuovamente a salire verso fine anno quando si hanno le piogge autunnali, anche se non si raggiungono i picchi della primavera, in quanto manca il contributo della fusione delle nevi; a seconda degli anni, comunque, si ottengono discrete produzioni.

Dai due time plot appena presentati si evince come vi sia un comportamento stagionale nella produzione delle due centrali, per questo è importante affidarsi ad una rappresentazione che faccia risaltare questa stagionalità.

Il “seasonal plot” è il grafico che consente di confrontare le produzioni nei diversi anni, riportate sulle ordinate, rispetto a medesimi periodi stagionali, indicati sulle ascisse. In questo caso i periodi stagionali considerati sono i mesi.

Per non avere grafici troppo carichi, si è scelto di rappresentare le curve di produzione annuale su base mensile dal 2014 ad oggi.

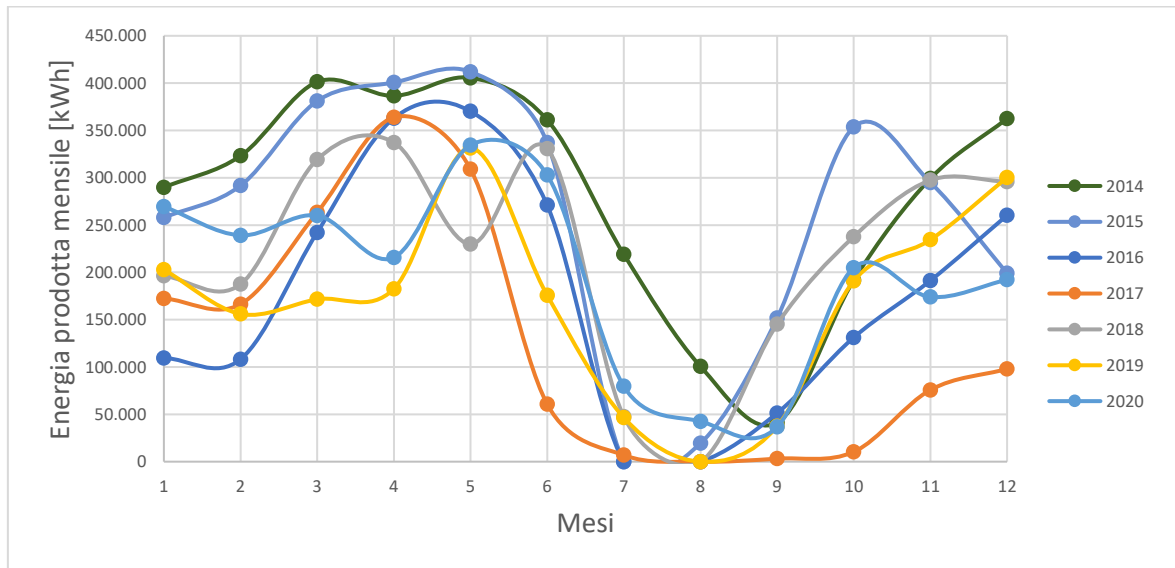


Grafico 9.4 – Seasonal plot della centrale “Brunotta”

Nel grafico 9.4 si possono distinguere sette diverse curve, ciascuna relativa ad un singolo anno di produzione dal 2014 al 2020. Queste curve risultano sfasate l’una dall’altra nei valori di produzione in ordinata, mentre le ascisse, uguali per tutte, rappresentano i mesi dell’anno.

Con questo tipo di rappresentazione è più facile, rispetto ai time plot, far risaltare la stagionalità della produzione idroelettrica. Nello specifico, si può vedere come nella maggior parte dei casi i massimi di produzione vengano raggiunti nei mesi di aprile e maggio, con alcune eccezioni in cui si hanno produzioni massime già nel mese di marzo. Viceversa, le produzioni minime si concentrano nei mesi di luglio, agosto e settembre che sono per eccellenza i mesi in cui l’acqua scarseggia di più e dove si hanno i maggiori prelievi per l’irrigazione nei tratti a monte della centrale.

Relativamente al grafico 9.4 si possono identificare due anni “limite”, uno inferiore e l’altro superiore, in termini di energia totale prodotta. Si può notare come le produzioni mensili del 2017 per diversi mesi risultino più basse di quelle degli altri anni, questo si traduce in una producibilità annua minima tra quelle prese in considerazione. Al contrario invece, il 2014 presenta per buona parte dell’anno delle produzioni mensili superiori a tutti gli altri anni e questo si traduce in una producibilità annua massima rispetto a quella degli altri anni.

Qui di seguito è riportato il seasonal plot della centrale “del Mulino”. Si vede fin da subito la similitudine con il grafico ottenuto per l’altra centrale. Anche qui si nota un’accentuata oscillazione delle produzioni durante l’anno, dettata dalla stagionalità delle precipitazioni.

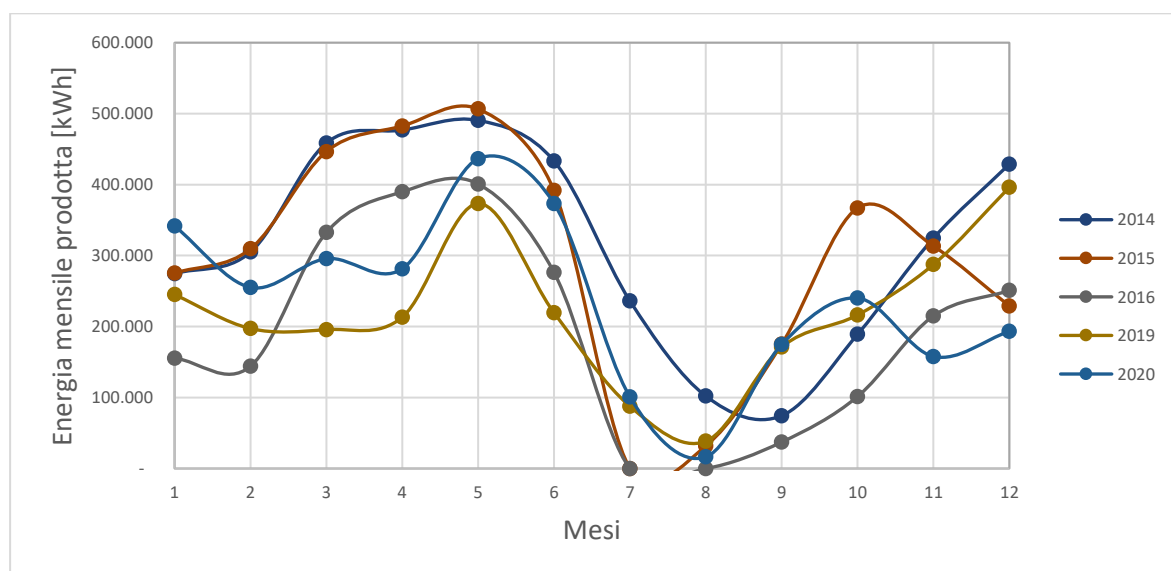


Grafico 9.5 – Seasonal plot centrale "del Mulino"

Grazie al grafico 9.5 si può notare come l’anno 2016 sia stato per questo impianto il meno produttivo tra quelli rappresentati. Soltanto nei mesi compresi tra marzo e giugno le produzioni risultano essere attorno alla media degli altri anni, altrimenti si hanno produzioni inferiori alla norma. Una lieve ripresa nella produzione si ha nei due mesi finali del 2016. Viceversa, il 2014 e il 2015 sono gli anni dove le produzioni idroelettriche hanno raggiunto i loro massimi, ma in assoluto l’anno dove la produzione è stata migliore è il 2014, grazie al fatto che si è mantenuta alta anche la generazione nei mesi estivi.

9.3 Previsione dei prelievi dalla rete elettrica

La realizzazione di questo progetto presenta tempi di progettazione ed autorizzazione che sicuramente non sono immediati. In particolare, lo studio relativo alla progettazione della connessione elettrica attraverso il cavidotto interrato richiede una notevole quantità di tempo. Per questo è utile andar ad analizzare come i prelievi da rete elettrica dell'azienda produttrice di pet food evolvano nel tempo.

L'energia che verrà utilizzata dall'industria attraverso l'ASAP influirà in modo diretto sui prelievi da rete elettrica. Proprio la quota dei prelievi da rete diminuirà in seguito all'entrata in servizio del collegamento con le centrali.

Nel grafico 9.6 è riportato l'andamento dei prelievi da rete elettrica negli ultimi otto anni. La curva alterna momenti di crescita, più o meno marcati, a fasi di decrescita. In particolare, si possono evidenziare due anni in cui, rispetto all'anno precedente, vi è stata una riduzione dell'acquisto di elettricità, il 2015 e il 2020. A inizio 2015 e a fine 2019 sono entrati in funzione due importanti sistemi di autoproduzione all'interno dell'azienda ai quali si può collegare la riduzione di richiesta di energia da rete.

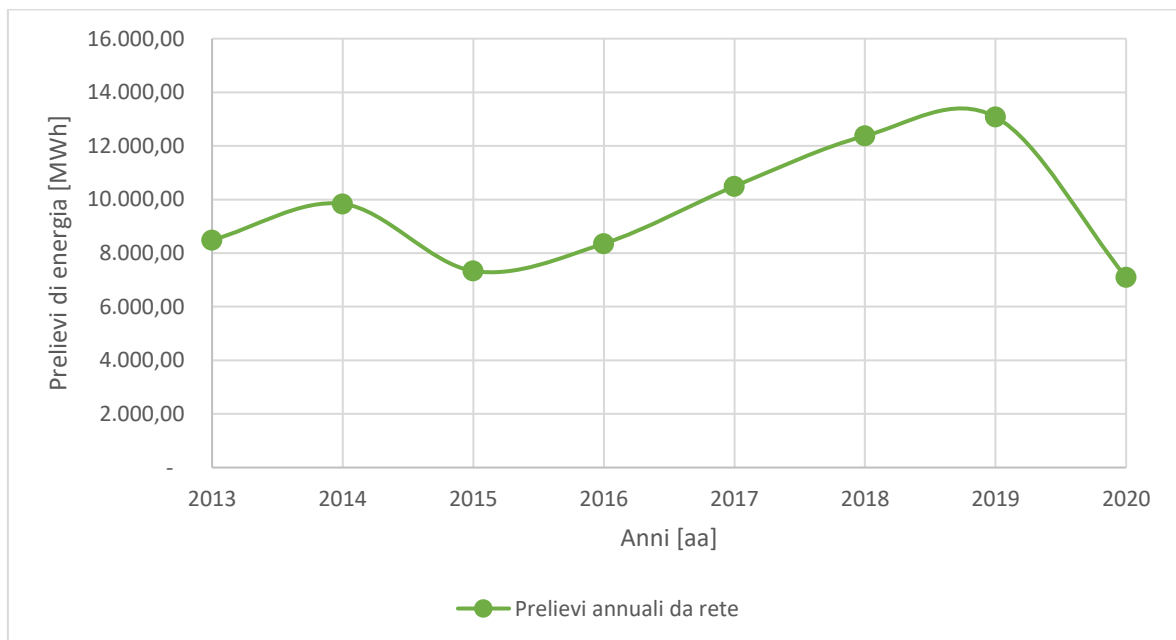


Grafico 9.6 – Prelievi da rete elettrica dal 2013 al 2020

Nei periodi di crescita della curva il tasso di incremento medio della domanda da rete è stato di circa il 16% annuo. Questo tasso annuale verrà utilizzato per prevedere i prelievi dal 2021 al 2023.

Tabella 9.5 – Previsioni di prelievo fino al 2023

Anno	Prelievi da rete [MWh]	Variazione rispetto all'anno precedente
2013	8.487,15	
2014	9.837,31	16%
2015	7.334,26	-25%
2016	8.354,17	14%
2017	10.490,91	26%
2018	12.371,32	18%
2019	13.075,73	6%
2020	7.093,69	-46%
2021	8.228,68	16%
2022	9.545,27	16%
2023	11.072,51	16%

Con questa previsione il prelievo da rete elettrica nel 2023 ammonterebbe a poco più di 11.000 MWh, un valore abbastanza in linea con quelli ottenuti nel periodo di crescita tra il 2015 e il 2019.

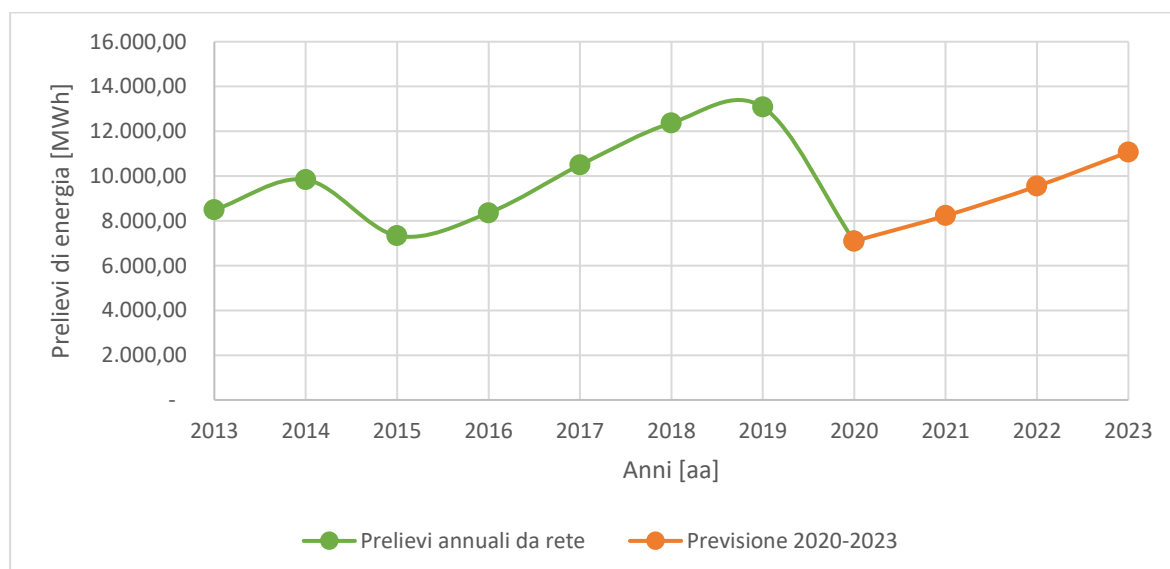


Grafico 9.7 – Andamento dei prelievi da rete elettrica fino al 2023

9.4 Calcolo dell'energia utilizzabile nel nuovo sistema ASAP

Attraverso i profili di produzione delle centrali e il profilo di consumo dell'industria è stato possibile valutare quantitativamente l'energia idroelettrica che l'industria può consumare direttamente se l'ASAP fosse attivo. I profili di consumo e produzione forniti ad ENTEC sono relativi all'anno 2020. [22]

Si tratta di tracciati orari, grazie ai quali è possibile valutare per ogni ora del giorno la quantità di energia prodotta dalle centrali idroelettriche e contemporaneamente utilizzabile dall'industria. In questo modo si possono ottenere il flusso di energia proveniente dalle centrali e diretto al consumo dell'industria nelle ore di contemporaneità tra produzione e consumo, ma anche il flusso di energia che non potendo essere utilizzato dall'industria viene immesso in rete.

Per questa valutazione è stata creata una tabella (vedi sotto) in Excel dove sono stati ordinati in colonne i dati di consumo e di produzione dei soggetti dell'ASAP.

Tabella 9.6 – Prima parte foglio di calcolo ASAP

ORE	POD 1 (prelievo)	POD 2 (prelievo)	POD 3 (prelievo)	Totale prelievi da rete elettrica dell'industria con POD unificati	Centrale Mulino (produzione)	Centrale Brunotta (produzione)	Totale produzione centrali
[h]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
1	70,49	112,20	72,36	255,05	527,50	412,80	940,30
2	78,05	108,00	66,12	252,17	527,50	408,30	935,80
3	80,57	114,60	83,52	278,69	527,50	409,50	937,00
4	80,83	113,10	72,12	266,05	527,50	409,20	936,70
5	80,81	111,90	73,08	265,79	527,50	408,90	936,40
6	77,81	110,40	80,04	268,25	527,50	407,10	934,60
7	76,92	111,00	73,68	261,60	527,50	405,30	932,80
8	79,61	112,80	70,92	263,33	527,50	403,80	931,30
9	69,24	105,30	81,72	256,26	527,50	407,10	934,60
10	42,26	98,40	84,36	225,02	527,50	407,70	935,20
11	1,08	87,90	82,80	171,78	527,50	406,20	933,70
12	0,00	56,10	63,00	119,10	527,50	401,40	928,90
13	0,00	0,30	72,84	73,14	527,50	394,80	922,30

L'obiettivo di questa parte di foglio di calcolo è quella di mettere in evidenza le produzioni e i prelievi da rete totali relativi ai soggetti dell'ASAP.

Tabella 9.7 – Seconda parte foglio id calcolo ASAP

ORE	Energia idroelettrica prelevata dall'industria	Risparmio in bolletta	Energia scambiata con la rete	% utilizzo dell'energia idroelettrica	Energia immessa in rete	Guadagno da immissione energia in rete	Energia prelevata dalla rete
[h]	[kWh]	[€]	[kWh]	-	[kWh]	[€]	[kWh]
1	255,05	42,09	685,25	27%	685,25	36,45	Immissione
2	252,17	41,61	683,63	27%	683,63	36,36	Immissione
3	278,69	45,99	658,31	30%	658,31	35,01	Immissione
4	266,05	43,90	670,65	28%	670,65	35,67	Immissione
5	265,79	43,86	670,61	28%	670,61	35,67	Immissione
6	268,25	44,27	666,35	29%	666,35	35,44	Immissione
7	261,60	43,17	671,20	28%	671,20	35,70	Immissione
8	263,33	43,45	667,97	28%	667,97	35,53	Immissione
9	256,26	42,29	678,34	27%	678,34	36,08	Immissione
10	225,02	37,13	710,18	24%	710,18	37,77	Immissione
11	171,78	28,35	761,92	18%	761,92	40,52	Immissione
12	119,10	19,65	809,80	13%	809,80	43,07	Immissione
13	73,14	12,07	849,16	8%	849,16	45,16	Immissione

Nella seconda parte del foglio di calcolo invece viene verificata, per ciascun intervallo orario, la contemporaneità tra consumi dell'industria, definiti come prelievi attuali dalla rete elettrica, e la produzione delle centrali. In corrispondenza della colonna "Energia idroelettrica prelevata dall'industria" è riportato il flusso di energia che l'industria è in grado di captare dalle centrali data la contemporaneità tra produzione e consumo.

In particolare, è stata utilizzata la seguente logica per compilare la colonna:

$$\text{se } E_{idro} > E_{carico} \rightarrow E_{carico}$$

$$\text{se } E_{carico} > E_{idro} \rightarrow E_{idro}$$

Nelle colonne successive sono poi state definite alcune grandezze necessarie per determinare gli altri flussi di energia che interessano l'ASAP. Nello specifico i flussi di energia scambiati con la rete elettrica sia in ingresso, nel caso di $E_{carico} > E_{idro}$, che in uscita, quando $E_{idro} > E_{carico}$. Sono state poi create due colonne per monetizzare le energie; sia quelle direttamente utilizzate dall'industria, definite come risparmi in bolletta, sia quelle immesse in rete e dunque vendute ai prezzi di mercato.

Di particolare interesse in questa parte di foglio Excel è la colonna definita come "% utilizzo dell'energia idroelettrica". Qui viene valutata la percentuale di energia prodotta che l'industria è in grado di sfruttare direttamente grazie alla contemporaneità tra consumi e produzioni. È la percentuale che deve risultare, mediamente lungo l'intero anno, al di sopra del 70% per garantire la fattibilità normativa del sistema di autoproduzione.

10 Scenari di collegamento

L'idea di fondo è quella di verificare il collegamento di entrambe le centrali idroelettriche agli impianti industriali, ma per far ciò occorre verificare che la soluzione sia valida normativamente ed economicamente.

Normativamente, come già riportato nei capitoli precedenti, è necessario garantire che, una volta attivato il collegamento, l'industria sia in grado di consumare almeno il 70% dell'energia prodotta dalle due centrali.

Dal punto di vista economico viene considerato un costo di investimento iniziale che sostanzialmente si compone di due voci principali:

- l'acquisto delle centrali di produzione,
- la posa del cavidotto.

Per quanto riguarda l'acquisto delle centrali si tratta di un costo che può solamente essere ipotizzato attraverso delle stime basate sull'esperienza di altre vendite o su valori standard di prezzo che si trovano in letteratura in €/kW_{installato} oppure in €/kWh_{prodotto}. La definizione del prezzo di acquisto è un aspetto che riguarda più nello specifico le parti interessate dall'accordo e dunque a priori non è dato a sapersi.

Per i costi di realizzazione del cavidotto, invece, si è fatto riferimento a computi metrici del passato legati ad opere simili di posa cavi su strade. Si è ottenuto così un prezzo di massima per la posa del cavo di connessione.

Grazie all'analisi energetica è possibile quantificare la quota di energia elettrica prodotta dalle centrali idroelettriche e contestualmente, secondo la frequenza con cui è stata condotta l'analisi, utilizzata dall'industria, monetizzandola come risparmio in bolletta per quest'ultima. L'energia prodotta in eccesso rispetto a quella sfruttata dagli stabilimenti industriali sarà immessa in rete e potrà essere monetizzata secondo gli attuali prezzi di mercato.

Sono stati considerati in questa fase quattro possibili scenari di connessione, in modo da valutare anche economicamente diverse opzioni e poter scegliere la più vantaggiosa, sia dal punto di vista strettamente energetico che economico.

Il **primo scenario** prevede la connessione di entrambe le centrali idroelettriche con gli stabilimenti industriali (“Brunotta” e “del Mulino”). Si tratta di uno scenario base necessario a comprendere la fattibilità nelle condizioni attuali di produzione e consumo.

Il **secondo scenario** prevede la medesima configurazione del primo scenario, l’unico aspetto che varia è la producibilità dell’idroelettrico che viene considerata al suo massimo. In questo modo si verifica come l’ASAP funzioni nel caso di un anno in cui vi sia una grande disponibilità di acqua, insomma in un caso “svantaggioso” per la verifica del requisito normativo.

Il **terzo scenario** consiste nel collegamento di una sola centrale idroelettrica (“del Mulino”), la più vicina all’impianto industriale. In questo modo si cerca di ridurre i costi di realizzazione.

Il **quarto**, ed ultimo, **scenario** è stato creato al fine di prevedere come questa configurazione potrà essere sfruttata in un futuro prossimo. In particolare, lo scenario è frutto della proiezione dei consumi dell’industria nel 2023.

Da ciascun scenario si otterrà un indice che rappresenta la percentuale di energia prodotta dalle centrali idroelettriche e contestualmente viene utilizzata dall’industria. Oltre a questo dato verrà valutato anche dal punto di vista economico il tempo di ritorno dei singoli scenari.

10.1 Scenario uno

Il primo scenario ipotizzato per analizzare la fattibilità del sistema ASAP riguarda il collegamento degli stabilimenti industriali con entrambe le centrali idroelettriche. La valutazione utilizza i dati di produzione e consumo del 2020.

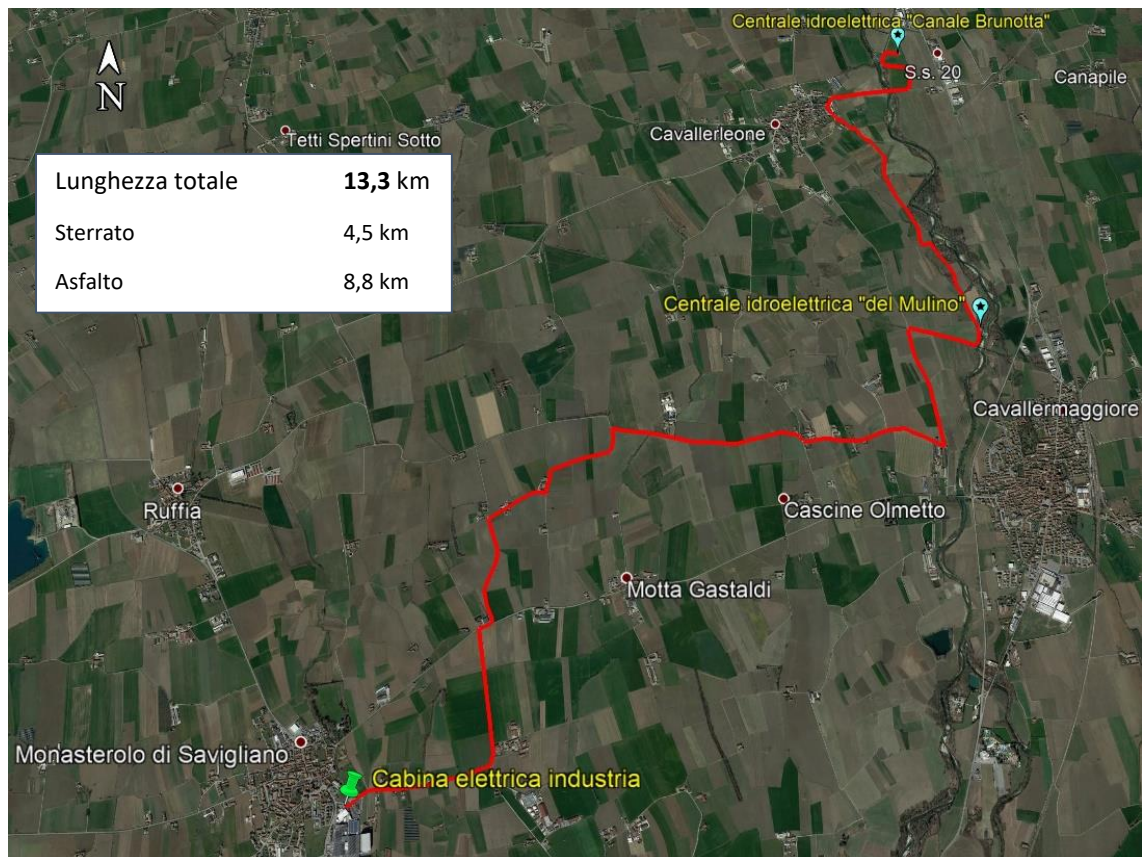


Figura 10.1 – Configurazione collegamento scenario uno

In **figura 10.1** è rappresentato, in rosso, il tracciato necessario a realizzare l'ASAP. Si tratta di una connessione elettrica in cavo interrato che, partendo dall'impianto "Canale Brunotta" di Cavallerleone (il più lontano rispetto all'industria), passa attraverso la centrale idroelettrica "del Mulino" di Cavallermaggiore (collegata in modalità entra-esce) e arriva al quadro di media tensione ubicato presso gli stabilimenti Monge.

10.1.1 I costi iniziali di investimento

Per quanto riguarda la realizzazione del cavidotto la figura 10.2 riporta un elenco delle prestazioni necessarie alla costruzione dell'infrastruttura elettrica. Per ciascuna di esse sono

specificate le quantità e contestuali unità di misura di riferimento per il computo e ovviamente il prezzo relativo a ciascuna unità di misura. Ne consegue che il prodotto tra prezzo e quantità fornisca l'importo relativo alla specifica prestazione.

	Descrizione prestazioni	U.D.M	Quantità	Prezzo	Importo
A	Scavi, reinterri con materiale di risulta e primo ripristino				474.052
A1	Scavo prof. tà fino 1,20m; demolizione manto stradale qualsiasi natura; reinterro con sabbia, inerte vagliato fine o similare a protezione del tubo (spess. minimo 20 cm) e materiale di risulta; fornitura e posa nastro monitore; primo ripristino in tout-venant o binder spess. 8 cm.; per solo primo tubo	mtl	8.652	42,00€	363.397
A2	Come per voce A1 ma in terreno di campagna o strada sterrata	mtl	4.538	24,00€	108.904
	Supplemento interferenze trasversali (rallentamento)	cad	35,00	50,00€	1.750
B	Riempimenti diversi dalla risulta e/o cls e/o piccoli manufatti in c.a.				156.889
	Conferimento materiale a discarica	ton	10.076	5,00€	50.382
	Riempimento scavo con cls magro preconfezionato tipo 325 dos<=100 kg/mc	mc	1.639	65,00€	106.507
C	Fornitura e posa protezioni				91.805
	Fornitura tubo pvc 'tipo Enel' diam. <=160 a piè d'opera o altra protezione	mtl	13.280	3,00€	39.840
	Posa tubo pvc diam. <=160 in scavo predisposto	mtl	13.280	3,00€	39.840
	Fornitura tubo acc.zn prot. cavi d<=170 compreso di manicotto	mtl	90	45,00€	4.050
	Posa tubo acc.zn prot. cavi d<=170 a ponte h>3	mtl	90	85,00€	7.650
	Fornitura carpenteria metallica zincata a caldo (staffe, bulloni, ganci)	kg	50,00	3,50€	175
	Posa di staffe reggicavo o reggitubo; per punto di infissione o ancoraggio	cad	50,00	5,00€	250
D	Fornitura e posa cavi				438.240
	Fornitura a piè d'opera cavo Mt 3x1x185 Alluminio 15/20kV elicato	mtl	13.280	23,00€	305.440
	Stendimento cavo MT tripolare elicato in alluminio in tubazione predisposta (per metro lineare effettivo comprese riserve in cabina)	mtl	13.280	10,00€	132.800
E	Prestazioni elettromeccaniche				36.300
	Esecuzione giunzioni Mt (da giuntista certificato Enel) compreso materiale consumo	terna	27	400,00€	10.800
	Esecuzione terminali Mt (da giuntista certificato Enel) compreso materiale consumo	terna	4	300,00€	1.200
	Fornitura giunzione/terminazione Mt unipolare compreso connettore/capocorda	cad	93	100,00€	9.300
	Aggiunta cella di media tensione in cabina esistente, escluse opere civili	cad	1	15.000,00€	15.000
F	Ripristini stradali definitivi (tappeto usura)				238.203
	Successivo ripristino stradale definitivo in asfalto (tappetino per larghezza > 2 mt)	mq	31.412	5,50€	172.766
	Fresatura asfalto spess. 3 per successivo ripristino definitivo in asfalto	mq	10.067	6,50€	65.437
	TOTALE SENZA IMPREVISTI				1.435.489
G	Economie per trasporti, assistenze, imprevisti e/o varianti				215.323
	Qualsiasi figura per assistenze, prestazioni non quantificabili ed imprevisti	%	1.435.489	15%	215.323
	TOTALE				1.650.812

Figura 10.2 – Computo metrico del cavidotto per lo scenario uno

È un investimento importante quello relativo alla realizzazione del cavidotto. Per definire il costo di quest'opera si è fatto riferimento a vecchi prezziari di opere già costruite in passato da parte di Entec o di suoi collaboratori. Considerando solamente le voci principali di spesa e puramente connesse alla realizzazione fisica dell'opera si è ottenuto un costo per

l'infrastruttura che risulta essere di poco inferiore al milione e mezzo di euro, più precisamente 1.435.489 €. Volendo tenere in considerazione anche ulteriori costi, come quelli connessi alle servitù di passaggio, ai canoni di occupazione del suolo pubblico e altre spese aggiuntive, è stata applicata una percentuale di aumento del prezzo pari al 15%: in questo modo il costo dell'opera sale oltre il milione e mezzo di euro (1.650.812 €).

Tale spesa complessiva è fondamentale per una successiva analisi economica, ma altrettanto importante è definire un indice di prezzo, ad esempio riferito al metro lineare di cavidotto, utile per un confronto con altre infrastrutture simili. Questo indice si ottiene dividendo il prezzo dell'opera per i metri totali della stessa, come riportato nell'equazione seguente:

$$\text{Costo cavidotto } [\text{€/m}] = \frac{\text{Costo complessivo dell'opera}[\text{€}]}{\text{Lunghezza complessiva dell'opera}[\text{m}]}$$

In questo scenario si ottiene un indice di prezzo pari a 124,1 €/m. L'indice così calcolato tiene conto anche di grandezze indipendenti dalla lunghezza del tracciato come, ad esempio, le opere elettromeccaniche di connessione.

L'altra voce di spesa da considerare è quella relativa all'acquisto di entrambe le centrali idroelettriche. Infatti, per la costituzione dell'ASAP, risulta necessario che la proprietà delle centrali e dell'industria utilizzatrice dell'energia prodotta sia la stessa. I prezzi delle due centrali da acquistare non possono essere definiti con precisione in quanto oggetto di una trattativa privata. Per tale ragione, in questa sede è stato stimato un prezzo approssimativo riportato nella tabella seguente e strettamente connesso con la produzione media dei due impianti. Per fare questo si è utilizzato un indice di prezzo pari a 1 €/kWh.

Tabella 10.1 – Prezzi delle centrali idroelettriche

	Produzioni medie delle centrali [kWh]	Prezzo di acquisto [€]
Centrale "Canale Brunotta"	2'500'000	2'500'000
Centrale "del Mulino"	2'800'000	2'800'000

10.1.2 Le energie scambiate

Dall'analisi di matching condotta tra i profili di produzione e di consumo dei soggetti dell'ASAP è risultato esserci contemporaneità tra i profili. Nelle tabelle seguenti sono

riassunti alcuni dati ottenuti attraverso questa analisi svolta su base annuale con dati orari dei profili.

Tabella 10.2 – Riassunto analisi di matching lato industria – Scenario uno

ASAP LATO INDUSTRIA		
Energia autoconsumata con prelievo dalle centrali idroelettriche [MWh]	Energia consumata con prelievo dalla rete elettrica nazionale [MWh]	Prelievo totale di energia [MWh]
4.215	2.890	7.105

Tabella 10.3 – Riassunto analisi energetica delle centrali idroelettriche – Scenario uno

PRODUZIONI DELLE CENTRALI IDROELETTRICHE	
Energia prodotta dalla centrale "Canale Brunotta" [MWh]	Energia prodotta dalla centrale "del Mulino" [MWh]
2.459	2.868

Tabella 10.4 – Riassunto analisi di matching lato centrali idroelettriche – Scenario uno

ASAP LATO CENTRALI IDROELETTRICHE		
Energia prodotta e utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]	Energia prodotta e immessa nella rete elettrica nazionale [MWh]	Produzione totale [MWh]
4.215	1.112	5.327

Un aspetto importante che emerge dalla tabella 10.2 è la forte riduzione dell'energia prelevata dalla rete elettrica con l'entrata in funzione dell'ASAP, infatti il prelievo che passa da oltre 7'000 a poco meno di 3'000 MWh in un solo anno. Ottimo risultato per l'industria che in questo modo ridurrebbe il costo delle bollette sin da subito.

Dalla tabella 10.4 è possibile calcolare l'autoconsumo relativo al sistema ASAP, verificando così la fattibilità normativa dello scenario. È necessario che questo indice superi il 70% annuo affinché il sistema possa essere definito fattibile normativamente.

$$AC_{ASAP} = \frac{\text{Energia idroelettrica utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]}}{\text{Produzione totale delle centrali idroelettriche [MWh]}}$$

$$AC_{ASAP} = \frac{4.215}{5.327} * 100 = \mathbf{79,1 \%}$$

Dal calcolo riportato qui sopra il sistema ASAP composto da entrambe le centrali idroelettriche e l'azienda del pet food Monge spa risulta **fattibile** dal punto di vista normativo. Sicuramente il valore della percentuale di autoconsumo non è sufficiente a garantire la fattibilità in ogni condizione di questa connessione, se le centrali idroelettriche dovessero avere anni con produzioni particolarmente elevate tali da superare i 7.000 MWh l'autoconsumo del 70% verrebbe meno.

10.1.3 Analisi economica

Oltre alla verifica normativa è necessario capire se anche dal punto di vista economico la costituzione del sistema ASAP sia conveniente o meno.

Una valutazione importante da fare è il tempo di ritorno dell'investimento, ossia capire in quanti anni dalla messa in funzione del sistema si raggiunga il pareggio tra costi e guadagni del sistema stesso. Per eseguire questa valutazione ci si è affidati alla discounted cash flow analysis, attraverso la quale è possibile valutare i flussi di cassa futuri relativi ad un certo investimento. Assieme ad essa viene anche definito il periodo di ritorno dell'investimento ossia entro quanto tempo l'investimento sarà in grado di generare un guadagno per l'investitore.

Come parametri di ingresso all'analisi in termini di spese, oltre al costo delle centrali, sono stati considerati anche i costi di gestione e manutenzione dell'impianto con cadenza annuale come riportati in tabella 10.5.

Tabella 10.5 – Costi operativi annuali scenario uno

Costi operativi		
Componenti	Brunotta	Mulino
Canoni	23.000 €	27.000 €
O&M	15.000 €	15.000 €
Gestione	12.000 €	13.000 €

Per quantificare i guadagni è stato necessario monetizzare i flussi di energia scambiati dall'ASAP. Per quanto riguarda l'energia venduta è stato utilizzato un prezzo medio di mercato, in quanto la vendita da questi sistemi non viene remunerata con tariffe incentivata. Il prezzo medio di mercato considerato è stato di 57 €/MWh. Il guadagno legato al flusso di energia utilizzato direttamente dagli stabilimenti è stato valutato come mancato pagamento di questa energia in bolletta con un valore medio di 165 €/MWh. Questo indice di prezzo risulta così elevato per tenere in considerazione il passaggio da tre contatori ad uno unico.

Di particolare interesse è l'analisi dei flussi di cassa scontati (o Discounted Cash Flow analysis) con diversi tassi di attualizzazione. Nel grafico 10.1 sono riportate tre curve ottenute con valori crescenti dei tassi, dall'1% al 5%.

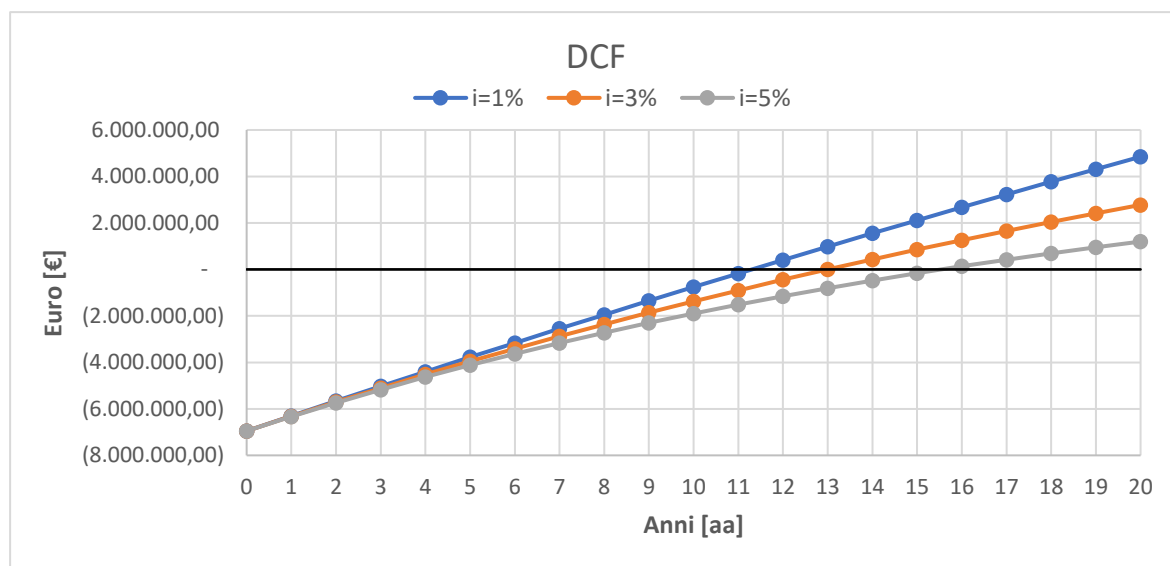


Grafico 10.1 – DCF scenario uno al variare del tasso di attualizzazione

Da questa analisi risulta che il periodo di ritorno dell'investimento varia a seconda del valore di "i" considerato. Come si evince dal grafico, i tempi di rientro non sono ottimali in quanto tutti e tre i casi prevedono un payback time superiore ai dieci anni. Soprattutto la manutenzione dell'impianto potrebbe riservare costi imprevisti che andrebbero ulteriormente ad accrescere il tempo dell'investimento. Con l'attualizzazione all'1 % si ottiene un tempo di ritorno di 11,3 anni. Crescendo col tasso al 3% l'investimento rientra in tredici anni. Ancora maggiore risulta il payback time nel caso dell'attualizzazione al 5 %, con un ritorno di 15,5 anni.

10.2 Scenario due

Il presente scenario mette in luce il comportamento del sistema nell'ipotesi di produzione idroelettrica massima. Tale condizione è quella più svantaggiosa dal punto di vista dell'autoconsumo, perché è più facile che la contemporaneità tra produzione e consumo venga meno ed è dunque possibile che l'autoconsumo interno all'ASAP scenda al di sotto della soglia del 70% richiesta dalla norma. La configurazione dell'ASAP è la medesima dello scenario uno: entrambe le centrali idroelettriche e gli stabilimenti industriali.

10.2.1 I costi iniziali di investimento

Essendo questo scenario basato sulla stessa configurazione di quello precedente i costi da sostenere per la realizzazione risultano essere uguali.

Nella tabella seguente vengono riportati in maniera sintetica i costi relativi alla realizzazione dell'ASAP.

Tabella 10.6 – I costi di investimento dello scenario due

I costi dello scenario due [€]		
Realizzazione cavidotto di collegamento	Acquisto della centrale idroelettrica "Canale Brunotta"	Acquisto della centrale idroelettrica "del Mulino"
1.650.812	2.500.000	2.800.000

10.2.2 Le energie scambiate

L'ASAP in questione grazie alla grande produzione di elettricità delle centrali idroelettriche permette all'industria di autoconsumare un maggior quantitativo di energia in assoluto. Questo però non garantisce all'ASAP di rispettare i requisiti normativi.

Tabella 10.7 – Riassunto analisi di matching lato industria – Scenario due

ASAP LATO INDUSTRIA		
Energia autoconsumata con prelievo dalle centrali idroelettriche [MWh]	Energia consumata con prelievo dalla rete elettrica nazionale [MWh]	Prelievo totale di energia [MWh]
4.947	2.158	7.105

Tabella 10.8 – Riassunto analisi energetica delle centrali idroelettriche – Scenario due

PRODUZIONI DELLE CENTRALI IDROELETTRICHE	
Energia prodotta dalla centrale "Canale Brunotta" [MWh]	Energia prodotta dalla centrale "del Mulino" [MWh]
3.383	3.794

Tabella 10.9 – Riassunto analisi di matching lato centrali idroelettriche – Scenario due

ASAP LATO CENTRALI IDROELETTRICHE		
Energia prodotta e utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]	Energia prodotta e immessa nella rete elettrica nazionale [MWh]	Produzione totale [MWh]
4.947	2.230	7.177

Con a disposizione questi dati riassunti nelle tabelle precedenti si può calcolare l'indice di autoconsumo relativo al sistema ASAP.

$$AC_{ASAP} = \frac{\text{Energia idroelettrica utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]}}{\text{Produzione totale delle centrali idroelettriche [MWh]}}$$

$$AC_{ASAP} = \frac{4.497}{7.177} * 100 = \mathbf{68,9 \%}$$

A causa dell'elevata produzione idroelettrica l'industria non è in grado di sfruttare almeno il 70% dell'energia prodotta dalle centrali. Infatti, in questa configurazione l'indice di autoconsumo interno all'ASAP si ferma al 68,9 % e, pertanto, questa proposta **non** risulta **fattibile** dal punto di vista normativo.

10.2.3 Analisi economica

Nonostante lo scenario dal punto di vista normativo non risulti fattibile è stata condotta un'analisi economica analoga a quella del primo scenario cambiando solamente le produzioni degli impianti idroelettrici. In questo caso viene considerato un anno di grande producibilità dell'idroelettrico.

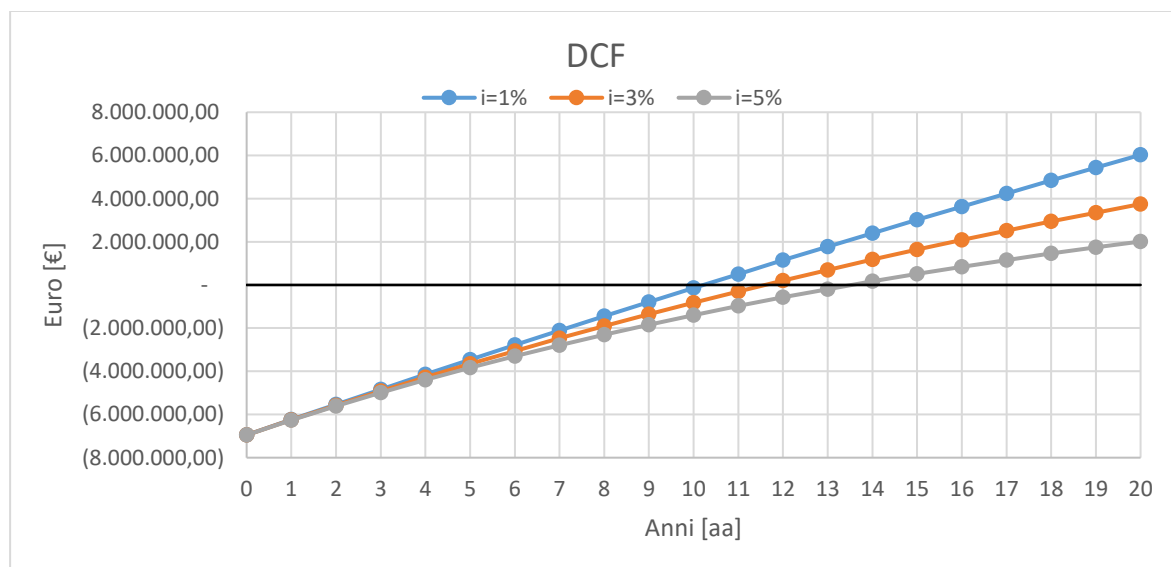


Grafico 10.2 – DCF scenario due al variare del tasso di attualizzazione

Avendo considerato le centrali ai loro livelli massimi di produzione la principale conseguenza è che in valore assoluto venga sfruttata una maggior quantità di energia da parte dell'industria. Inoltre, anche la quota di vendita sarà maggiore rispetto allo scenario precedente. Tutto ciò concorre ad abbassare i tempi di ritorno dell'investimento che comunque restano superiori ai dieci anni. Con "i" pari all'1% l'investimento rientra in 10,2 anni, passando ad "i" uguale al 3% il ritorno si attesta a 11,6 anni. Infine, con il tasso più elevato, al 5%, il payback time è di 13,5 anni.

10.3 Scenario tre

Alla luce dei risultati dei primi due scenari si è deciso di considerare una configurazione dell'ASAP semplificata. Il sistema sarà composto solamente da una centrale idroelettrica, l'impianto "del Mulino", e gli stabilimenti industriali Monge. In questo caso l'obiettivo è quello di garantire al sistema la fattibilità normativa anche in caso di produzione idroelettrica particolarmente elevata.



Figura 10.3 – Tracciato cavidotto scenario due

In figura 10.3 è rappresentato il nuovo tracciato che il cavidotto andrà a percorrere, la lunghezza viene ridotta per via dell'esclusione dall'ASAP della centrale più lontana di Cavallerleone. Questo disegno del tracciato comporta il passaggio del cavidotto su strade principalmente asfaltate, mentre solo una piccola parte (circa il 13-14%) del cavidotto interessa strade sterrate.

10.3.1 I costi iniziali di investimento

L'accorciamento rispetto al primo scenario, del cavidotto comporta una riduzione del costo dell'opera. In questo caso il prezzo, definito con una procedura analoga a quella dello scenario precedente, risulta essere di 1.087.541 €. A questa somma si è poi applicata una

maggiorazione del 15% per tenere conto di ulteriori spese, determinando così un costo complessivo di 1.250.672 €.

Più nel dettaglio in figura 10.4 è riportato il computo metrico descrittivo delle varie prestazioni necessarie alla realizzazione dell'infrastruttura elettrica.

	Descrizione prestazioni	U.D.M	Quantità	Prezzo	Importo
A	Scavi, reinterri con materiale di risulta e primo ripristino				354.192
	Scavo prof. tà fino 1,20 m ; demolizione manto stradale e qualsiasi natura; reinterro con sabbia, inerte vagliato fine o similare a protezione del tubo (spess. minimo 20 cm) e materiale di risulta; fornitura e posa nastro monitor; primo ripristino in tout-venant o binder spess. 8 cm.;				
A1	per solo primo tubo	mtl	7.687	42,00 €	322.867
A2	Come per voce A1 ma in terreno di campagna o strada sterrata	mtl	1.243	24,00 €	29.824
	Supplemento interferenze trasversali (rallentamento)	cad	30,00	50,00 €	1.500
B	Riempimenti diversi dalla risulta e/o cls e/o piccoli manufatti in c.a.				138.106
	Conferimento materiale a discarica	ton	6.320	5,00 €	31.600
	Riempimento scavo con cls magro pre confezionato tipo 325 dos ≤ 100 kg/mc	mc	1.639	65,00 €	106.507
C	Fornitura e posa protezioni				53.580
	Fornitura tubo pvc 'tipo Enel' diam. ≤ 160 a piè d'opera o altra protezione	mtl	8.930	3,00 €	26.790
	Posa tubo pvc diam. ≤ 160 in scavo predisposto	mtl	8.930	3,00 €	26.790
D	Fornitura e posa cavi				294.690
	Fornitura a piè d'opera cavo Mt 3x1x185 Alluminio 15/20kV elicato	mtl	8.930	23,00 €	205.390
	Stendimento cavo MT tripolare elicato in alluminio in tubazione pre disposta (per metro lineare effettivo comprese riserve in cabina)	mtl	8.930	10,00 €	89.300
E	Prestazioni elettromeccaniche				30.000
	Esecuzione giunzioni Mt (da giuntista certificato Enel) compreso materiale consumo	terna	18	400,00 €	7.200
	Esecuzione terminali Mt (da giuntista certificato Enel) compreso materiale consumo	terna	4	300,00 €	1.200
	Fornitura giunzione/terminazione Mt unipolare compreso connettore/capocorda	cad	66	100,00 €	6.600
	Aggiunta cella di media tensione in cabina esistente, escluse opere civili	cad	1	15.000,00 €	15.000
F	Ripristini stradali definitivi (tappeto usura)				216.973
	Successivo ripristino stradale definitivo in asfalto (tappetino per larghezza > 2 mt)	mq	27.552	5,50 €	151.536
	Fresatura asfalto spess. 3 per successivo ripristino definitivo in asfalto	mq	10.067	6,50 €	65.437
	TOTALE SENZA IMPREVISTI				1.087.541
G	Economie per trasporti, assistenze, imprevisti e/o varianti				163.131
	Qualsiasi figura per assistenze, prestazioni non quantificabili ed imprevisti	%	1.087.541	15%	163.131
	TOTALE				1.250.672

Figura 10.4 – Computo metrico del cavidotto per lo scenario tre

A questo punto si può definire l'indice di prezzo relativo al costo per metro lineare dell'opera. Rapportando il costo totale dell'infrastruttura elettrica con la sua lunghezza espressa in metri, si ottiene un indice pari a 140,5 €/m. Il valore dell'indice risulta di poco

superiore rispetto a quello definito nello scenario uno. Questo incremento potrebbe essere dovuto al fatto che il tracciato interessa quasi completamente strade asfaltate, le quali comportano costi di scavo più elevati, dunque ciò incide maggiormente in rapporto alla lunghezza.

La seconda voce di costo legata all'acquisto della centrale oggetto dell'ASAP viene riportata in tabella 10.10. In modo analogo a quanto fatto per lo scenario uno si è definito un prezzo correlato con la produzione media dell'impianto. Per monetizzare la produzione media in prezzo di acquisto della centrale si è utilizzato l'indice di 1 €/kWh.

Tabella 10.10 – Prezzo della centrale idroelettrica “del Mulino”

	Produzione media della centrale [kWh]	Prezzo di acquisto [€]
Centrale “del Mulino”	2'800'000	2'800'000

10.3.2 Le energie scambiate

In questo scenario i profili da considerare sono solo due, il profilo di consumo dell'industria e il profilo di produzione della centrale idroelettrica “del Mulino”. Con questi due tracciati è stata fatta un'analisi di matching analoga a quella dello scenario precedente e ciò che ne è risultato è stato riportato nelle seguenti tabelle riassuntive.

Tabella 10.11 – Riassunto analisi di matching lato industria – Scenario tre

ASAP LATO INDUSTRIA		
Energia autoconsumata con prelievo dalle centrali idroelettriche [MWh]	Energia consumata con prelievo dalla rete elettrica nazionale [MWh]	Prelievo totale di energia [MWh]
2.607	4.498	7.105

Tabella 10.12 – Riassunto analisi di matching lato centrale idroelettrica - Scenario tre

ASAP LATO CENTRALE IDROELETTRICA		
Energia prodotta e utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]	Energia prodotta e immessa nella rete elettrica nazionale [MWh]	Produzione totale [MWh]
2.607	261	2.868

Con i dati riportati in tabella 10.12 si può valutare la fattibilità della connessione dal punto di vista normativo.

$$AC_{ASAP} = \frac{\text{Energia idroelettrica utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]}}{\text{Produzione totale delle centrale idroelettrica [MWh]}} =$$

$$AC_{ASAP} = \frac{2.607}{2.868} * 100 = \mathbf{90,9 \%}$$

Il risultato ottenuto consente di affermare che questa configurazione dell'ASAP, dal punto di vista normativo, risulta essere **fattibile**. Avendo una sola centrale collegata la produzione di energia sarà minore rispetto al caso precedente, per questo la quantità di energia utilizzata dall'industria in relazione a quella prodotta cresce di parecchio. In questo caso eventuali sovrapproduzioni dell'idroelettrico non andrebbero a intaccare la fattibilità normativa, infatti l'autoconsumo scenderebbe, ma non abbastanza da scendere al di sotto del 70%. L'unica condizione che potrebbe creare problemi è un eventuale fermo prolungato dell'industria, cosa poco probabile.

10.3.3 Analisi economica

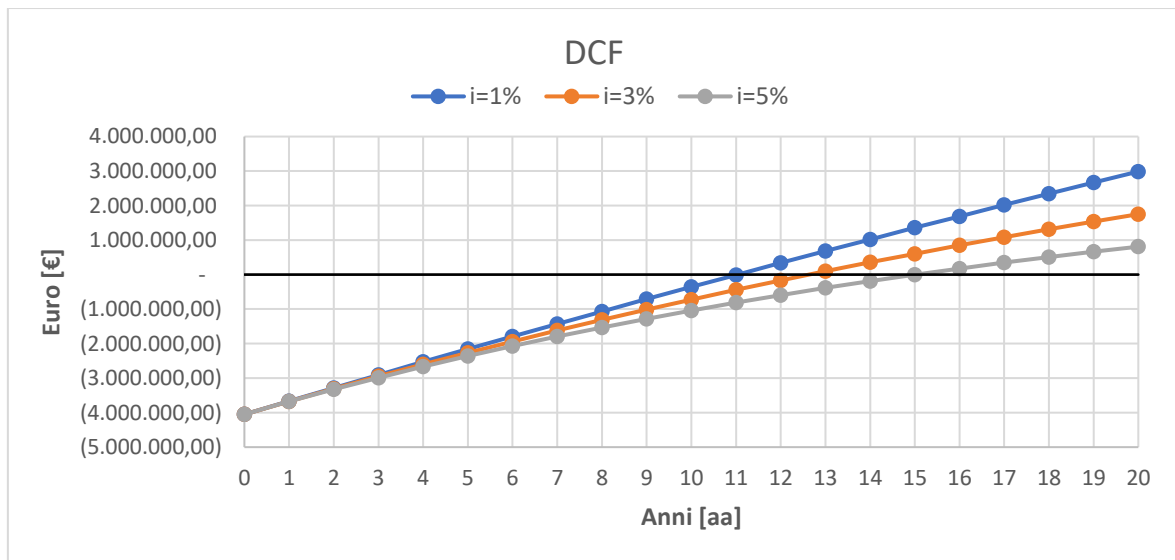
Dal punto di vista economico questo sistema può apparire a prima vista vantaggioso in quanto i costi iniziali da sostenere risultano decisamente minori, ma va anche detto che i guadagni sono minori in quanto una sola centrale idroelettrica viene considerata come unità di produzione.

Per quanto riguarda le voci di spesa, oltre al costo delle centrali, sono stati considerati anche i costi di gestione e manutenzione dell'impianto, come riportati in tabella 10.13.

Tabella 10.13 – Costi operativi annuali scenario tre

Costi operativi	
Componenti	Mulino
Canoni	27.000 €
O&M	15.000 €
Gestione	13.000 €

Analogamente al primo scenario sono poi stati monetizzati i flussi di energia riguardanti l'ASAP. In particolare, il flusso diretto alla rete elettrica, costituito dal surplus di energia prodotta dalla centrale, viene valutato attraverso il prezzo di mercato medio dell'energia elettrica, che in questo caso risulta di 57 €/MWh. Mentre il flusso di energia prelevato direttamente dall'industria viene monetizzato con un prezzo di 165 €/MWh.

*Grafico 10.3 – DCF scenario tre al variare del tasso di attualizzazione*

Dall'analisi DCF risulta che i tempi di rientro dell'investimento anche in questo caso, con una sola centrale idroelettrica connessa in condizioni di produzione attorno alla media, non sono dei migliori, superando i dieci anni. Nello specifico con un tasso di attualizzazione all'1% il rientro avviene in 11 anni, salendo con "i" al 3% l'investimento ritorna in 12,6, mentre con l'attualizzazione al 5% si sale ulteriormente a 15 anni di payback time.

10.4 Scenario quattro

Questo scenario viene valutato in previsione di un'effettiva entrata in funzione dell'ASAP. L'infrastruttura elettrica necessaria per la connessione del sistema richiede del tempo per la sua realizzazione: una stima preliminare definisce un periodo di costruzione e messa in opera attorno ai due anni. Per questo il 2023 viene considerato l'anno di avvio nell'ipotesi di realizzazione dell'ASAP. Anche in questo caso viene considerata una produzione idroelettrica massima. Condizione definita come la più svantaggiosa dal punto di vista dell'autoconsumo in quanto la contemporaneità tra produzione e consumo è più facile che venga meno.

10.4.1 I costi iniziali di investimento

La configurazione dell'ASAP è la medesima dello scenario tre, la connessione riguarda l'impianto idroelettrico "del Mulino" e gli stabilimenti industriali. I costi da sostenere per la realizzazione risultano essere gli stessi.

Nella tabella seguente vengono riportati in sintesi i costi di realizzazione dell'ASAP.

Tabella 10.14 – I costi di investimento dello scenario quattro

I costi dello scenario quattro [€]	
Realizzazione cavidotto di collegamento	Acquisto della centrale idroelettrica "del Mulino"
1.250.672	2.800.000

10.4.2 Le energie scambiate

Tabella 10.15 – Riassunto analisi di matching lato industria - Scenario quattro

ASAP LATO INDUSTRIA		
Energia autoconsumata con prelievo dalle centrali idroelettriche [MWh]	Energia consumata con prelievo dalla rete elettrica nazionale [MWh]	Prelievo totale di energia [MWh]
3.527	7.556	11.083

Tabella 10.16 – Riassunto analisi di matching lato idroelettrico - Scenario quattro

ASAP LATO CENTRALE IDROELETTRICA		
Energia prodotta e utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]	Energia prodotta e immessa nella rete elettrica nazionale [MWh]	Produzione totale [MWh]
3.527	268	3.795

L'ASAP in questione permette di ottenere un elevato grado di autoconsumo interno, grazie in particolare agli ingenti prelievi da rete dell'industria. Con i dati della tabella 10.16 si può calcolare a quanto ammonta l'autoconsumo.

$$AC_{ASAP} = \frac{\text{Energia idroelettrica utilizzata dagli stabilimenti Monge [MWh]}}{\text{Produzione totale delle centrale idroelettrica [MWh]}} =$$

$$AC_{ASAP} = \frac{3.527}{3.795} * 100 = \mathbf{92,9 \%}$$

Con questo tasso di autoconsumo così elevato si può affermare che questo scenario è **fattibile** dal punto di vista normativo.

10.4.3 Analisi economica

L'economia legata a questo scenario risulta simile a quella indicata nel caso precedente. In termini di spesa i parametri inseriti nell'analisi risultano essere gli stessi. Per quanto riguarda i guadagni anche qui il flusso di energia venduta dall'ASAP è stato monetizzato con il prezzo di 57 €/MWh, mentre il flusso utilizzato dall'industria direttamente è stato valutato col prezzo di 165 €/MWh.

Nel grafico 10.4 sono riportati i flussi di cassa cumulati e attualizzati relativi allo scenario in questione.

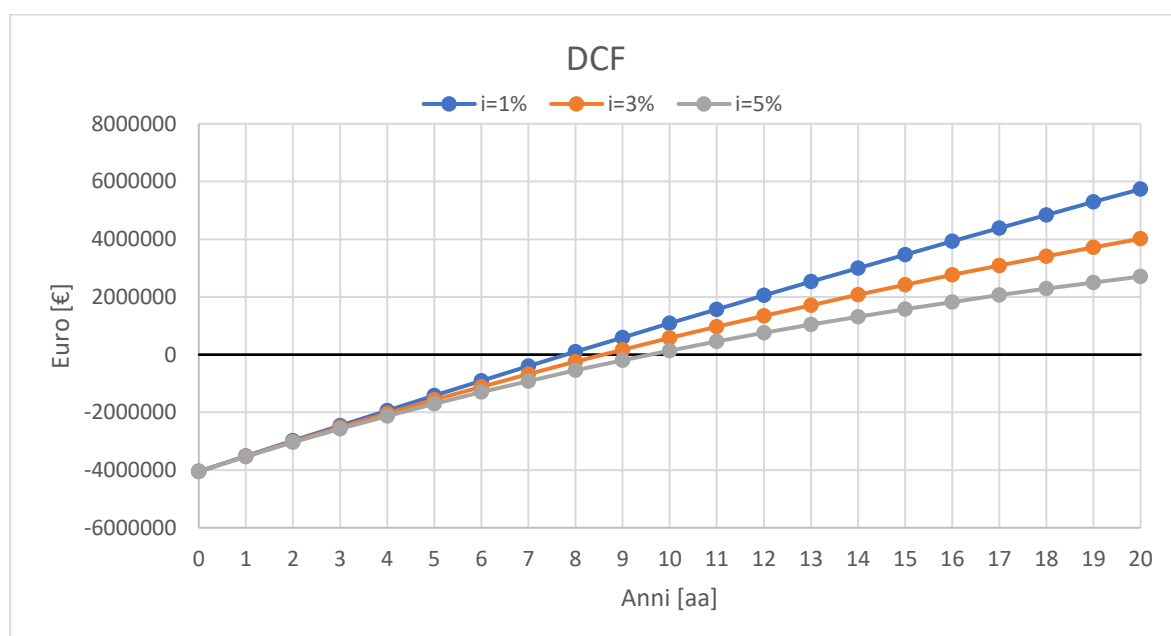


Grafico 10.4 – DCF quarto scenario al variare del tasso di attualizzazione

I tempi di ritorno di questo scenario così definito risultano essere tutti al di sotto dei dieci anni. In particolare, con un tasso di attualizzazione all'1 % il tempo di ritorno si attesta a 7,8 anni, salendo con "i" al 3% il ritorno dell'investimento risulta di 8.6 anni. Infine, con l'indice di attualizzazione al 5% si ottiene un payback time di 9.6 anni. Questi risultati sono ottenuti grazie ad una grande produzione dell'idroelettrico

11 Conclusioni

Ripercorrendo i quattro scenari proposti si possono ricavare alcune riflessioni relative alla fattibilità della connessione delle due centrali idroelettriche con gli stabilimenti industriali dell'azienda Monge spa. Seppur si tratti di una valutazione preliminare, essa risulta utile, fin da subito, a comprendere se il progetto sia percorribile e con quali criteri.

Una prima conclusione a cui si è giunti è che il panorama normativo italiano consente la costituzione di questo tipo di sistema di autoproduzione, senza imporre vincoli dal punto di vista geografico. Dunque, la localizzazione dei soggetti dell'ASAP non viene limitata in alcun modo. Si può altresì affermare che il sistema così come definito è costruibile dal punto di vista normativo.

L'analisi condotta su quattro scenari differenti ha permesso di mettere in luce alcuni aspetti riguardanti questo tipo di sistemi. Ad esempio, la contemporaneità tra i flussi di energia richiesti dalla Monge spa e i flussi prodotti dalle centrali è una condizione non facile da garantire nel tempo. In figura 11.1 sono riportati i risultati relativi all'autoconsumo interno all'ASAP, ossia sono indicate le percentuali di energia prodotta dalle centrali idroelettriche e contemporaneamente utilizzata dall'industria.

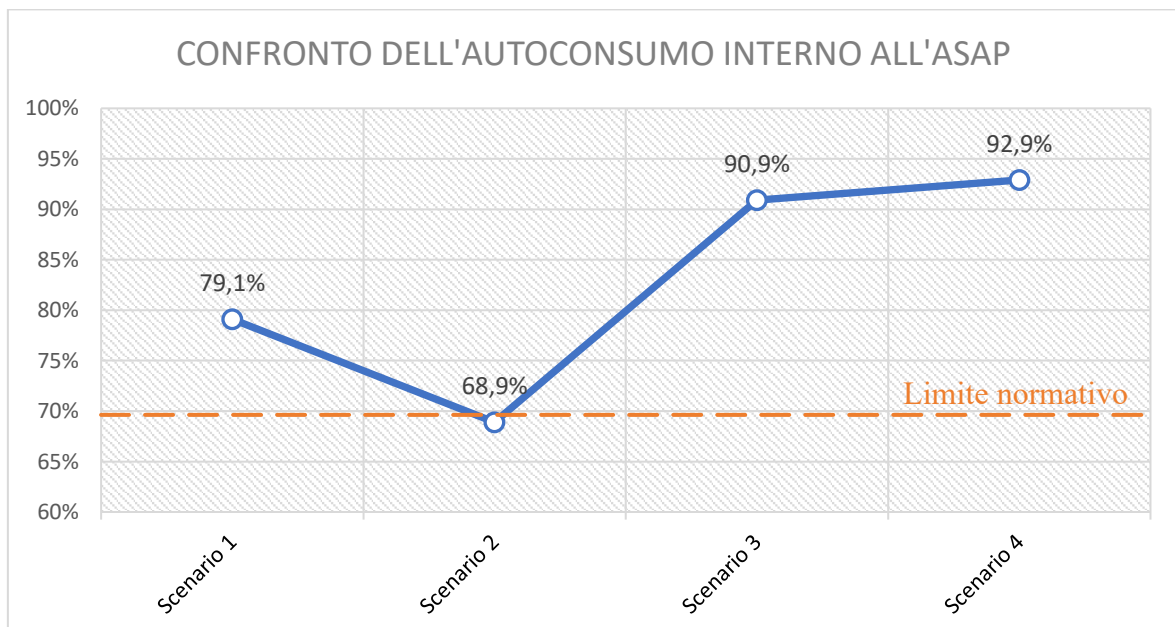


Figura 11.1 – Autoconsumo interno all'ASAP nei quattro scenari

In figura 11.1 oltre alle percentuali di autoconsumo è riportato anche il limite imposto dalla normativa sui sistemi di autoproduzione, rappresentato dalla linea arancio tratteggiata posta in corrispondenza del 70%. Questo valore percentuale di autoconsumo su base annuale deve essere sempre garantito.

Con l'analisi del primo scenario si è voluto mettere in evidenza come, allo stato attuale dei prelievi da rete elettrica dell'industria e le produzioni dell'idroelettrico, il sistema ASAP risulti fattibile. Si tratta di un ottimo risultato dato che le produzioni idroelettriche del 2020 sono molto vicine alla produzione media degli anni passati presi in considerazione. Valori di produzione e, dunque, possono ripresentarsi anche negli anni a venire siccome l'idroelettrico garantisce una producibilità abbastanza costante nel tempo, senza enormi sbalzi.

Passando allo scenario due si può notare come sia l'unico a non raggiungere il limite di autoconsumo imposto. La produzione massima di entrambe le centrali porta a un surplus di energia che non può essere direttamente utilizzato dall'industria. Si tratta comunque di una situazione limite in quanto le produzioni dell'idroelettrico non possono mantenere valori così elevati per diversi anni. La disponibilità di acqua nel torrente varia di anno in anno e solo in pochi casi si sono raggiunti livelli così elevati di produzione di energia. Siccome l'autoconsumo di questo scenario si attesta al 68,9%, di poco al di sotto del limite normativo, è possibile valutare una diversa gestione degli altri sistemi di autoproduzione dell'industria, dando precedenza ai flussi provenienti dall'idroelettrico. In questo modo si potrebbe garantire sempre il rispetto dell'autoconsumo minimo.

Gli scenari tre e quattro considerano il collegamento di una sola centrale agli stabilimenti industriali e, pertanto, garantiscono percentuali di autoconsumo molto più elevate, rispetto ai casi precedenti. In particolare, la situazione rappresentata dal caso tre tiene conto di produzioni e consumi del 2020 e permette di valutare la fattibilità allo stato attuale analogamente a quanto fatto nel primo caso analizzato, ma con solo una centrale connessa invece di due. È importante avere un elevato tasso di autoconsumo, poiché per l'industria ciò significa evitare l'acquisto da rete di quell'energia e di conseguenza una riduzione immediata dei costi delle bollette. Nel quarto scenario analizzato, la percentuale di autoconsumo cresce ancora grazie all'aumento della domanda da parte dell'industria che consente di sfruttare gran parte dell'energia prodotta dalla centrale "del Mulino". Si tratta del caso migliore tra i quattro considerati, ma avendo considerato la produzione idroelettrica

al suo massimo non si può garantire che in tutti gli anni di esercizio si possano ottenere valori di autoconsumo così elevati.

La tendenza dei consumi dell'industria risulta in continua crescita e si prevede che continui a farlo anche nei prossimi anni. Questo fattore rappresenta sicuramente un punto a favore dell'ASAP, in quanto consumi più elevati consentono una più facile integrazione dell'idroelettrico come metodo di autoproduzione di energia elettrica per la Monge spa. In questo modo anche la connessione di entrambe le centrali potrebbe risultare vantaggiosa.

Dal punto di vista economico il sistema presentato prevede dei tempi di ritorno abbastanza lunghi. L'ASAP una volta attivato avrà come unità di produzione due impianti con più di 15 anni di servizio e le rotture potrebbero ulteriormente allungare dei tempi di ritorno già di per sé non immediati.

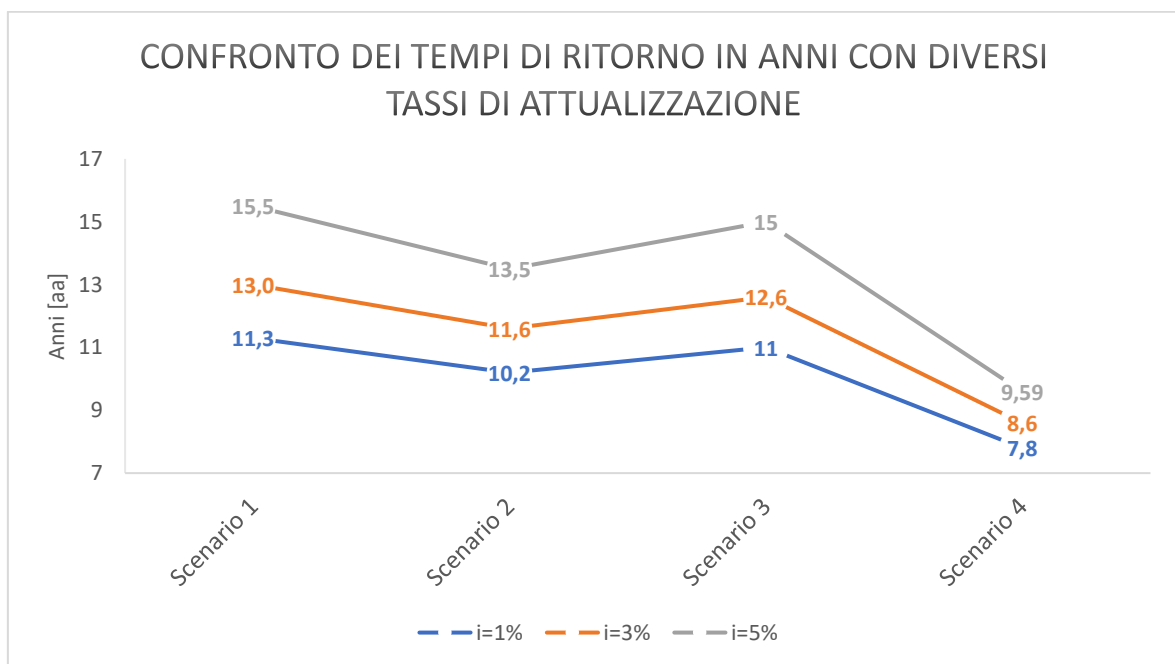


Figura 11.2 – I tempi di ritorno in anni dei quattro scenari analizzati

Nella figura 11.2 sono riportati i tempi di ritorno degli investimenti nei quattro diversi scenari. Sono rappresentate tre curve con colori diversi perché, nella discounted cash flow analysis, sono stati presi tre diversi valori (1% 3% 5%) di indice di attualizzazione. All'aumentare del tasso di attualizzazione si può vedere come, per uno stesso scenario, il tempo di ritorno cresca. Questo andamento è dovuto alla formula con cui viene calcolata

l'attualizzazione del capitale dove l'indice "i" figura a denominatore in un dividendo che complessivamente è maggiore di uno. Questo comporta che le somme future di ricavi, attualizzate al presente, risultano via via decrescenti col passare del tempo.

Considerando una singola curva, per esempio quella con "i" al 3%, si può notare che i primi tre scenari presentano dei tempi di ritorno abbastanza simili tra di loro. Inoltre, non vi è una marcata differenza tra lo scenario tre, con una sola centrale collegata, e i primi due, con entrambe connesse. La differenza più marcata si nota quando viene presa in esame la casistica con i prelievi previsti nel 2023 e la produzione massima della centrale "del Mulino". In questo caso, il quarto, il tempo di ritorno risulta più contenuto e anche l'unico ragionevole tra i quattro, in quanto inferiore ai dieci anni. Purtroppo, si deve considerare che l'idroelettrico è difficile che mantenga per diversi anni una produzione così elevata. Tuttavia, l'aspetto positivo resta la crescita della domanda di energia da parte dell'industria, che permette di mantenere elevato il tasso di autoconsumo interno all'ASAP e, probabilmente, consentirebbe anche alla seconda centrale di essere collegata in un secondo momento rispettando il limite imposto dalla legge.

In conclusione, per le ragioni appena esposte, può risultare conveniente suddividere in due parti il progetto: in primo luogo, procedere con la connessione della centrale "del Mulino" (la più vicina) e, in un secondo momento, andare a connettere anche la centrale "Brunotta". Da ultimo, sempre per quanto riguarda la vantaggiosità economica, incisivo in questo progetto è stato il prezzo di acquisto delle centrali. Sicuramente attraverso delle contrattazioni tra privati si potrà ottenere un costo inferiore in modo tale da migliorare la vantaggiosità economica (in termini di tempi di ritorno) del nuovo sistema.

Bibliografia

- [1] «L'andamento delle emissioni — Italiano». <https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/cambiamenti-climatici/landamento-delle-emissioni> (consultato giu. 11, 2021).
- [2] «RENEWABLE ENERGY REPORT». Consultato: apr. 15, 2021. [In linea]. Available at: www.energystrategy.it.
- [3] C. Schulze, S. Blume, L. Siemon, C. Herrmann, e S. Thiede, «Towards energy flexible and energy self-sufficient manufacturing systems», in *Procedia CIRP*, gen. 2019, vol. 81, pagg. 683–688, doi: 10.1016/j.procir.2019.03.176.
- [4] «Energie Rinnovabili: Normativa, Incentivi, Fonti • Lumi». <https://www.lumi4innovation.it/energie-rinnovabili-normativa-incentivi-fonti/> (consultato apr. 12, 2021).
- [5] «Pubblicazioni Statistiche - Terna spa». <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (consultato apr. 12, 2021).
- [6] ARERA, «Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, Allegato A», pagg. 1–28, 2013.
- [7] Aeeg, «Testo Unico Ricognitivo Della Produzione Elettrica», pagg. 1–169, 2010.
- [8] A. E. Autoconsumo, D. I. Energia, e E. A. N, «MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE IN MERITO ALL'AFFARE SUL SOSTEGNO ALLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE MEDIANTE L'IMPIEGO DI SISTEMI DI GENERAZIONE, ACCUMULO E AUTOCONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA (ATTO N. 59)», 2019.
- [9] «ENERGY ATLAS Facts and figures about renewables in Europe 2018». https://gef.eu/wp-content/uploads/2018/04/energyatlas2018_facts-and-figures-renewables-europe.pdf (consultato giu. 01, 2021).
- [10] B. B. Huang, G. H. Xie, W. Z. Kong, e Q. H. Li, «Study on smart grid and key technology system to promote the development of distributed generation», *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pagg. 1–4, 2012, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303265.
- [11] A. Ciocia *et al.*, «Self-Consumption and Self-Sufficiency in Photovoltaic Systems: Effect of Grid Limitation and Storage Installation», *Energies*, vol. 14, n. 6, 2021, doi: 10.3390/en14061591.
- [12] ARERA, «STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE FONTI RINNOVABILI E DI GENERAZIONE DISTRIBUITA». <https://www.arera.it/allegati/docs/20/321-20.pdf> (consultato giu. 06, 2021).
- [13] F. Martini, «Linee guida per il monitoraggio energetico», 2019.
- [14] E. G. Salvatore Mancò, Pietro Gabriele, *Gestione dei Sistemi Energetici*. 2018.

- [15] C. Bucher, J. Betcke, e G. Andersson, «Effects of variation of temporal resolution on domestic power and solar irradiance measurements», 2013, doi: 10.1109/PTC.2013.6652217.
- [16] G. Jiménez-Castillo, C. Rus-Casas, G. M. Tina, e F. J. Muñoz-Rodríguez, «Effects of smart meter time resolution when analyzing photovoltaic self-consumption system on a daily and annual basis», *Renew. Energy*, vol. 164, pagg. 889–896, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.09.096.
- [17] M. Jaszczur, Q. Hassan, A. M. Abdulateef, e J. Abdulateef, «Assessing the temporal load resolution effect on the photovoltaic energy flows and self-consumption», *Renew. Energy*, vol. 169, pagg. 1077–1090, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.01.076.
- [18] M. A. Islam, H. S. Che, M. Hasanuzzaman, e N. A. Rahim, «Energy demand forecasting», *Energy Sustain. Dev. Demand, Supply, Convers. Manag.*, pagg. 105–123, 2019, doi: 10.1016/B978-0-12-814645-3.00005-5.
- [19] I. Laboratorio, R. Energies, e S. Group, «Renewable Energies Lab - Il mercato, la filiera industriale e le prospettive di sviluppo del mini-idroelettrico in Italia e il caso della Lombardia», 2010.
- [20] A. M. Rettore e B. Aldo, «Allegato A - GLOSSARIO DELLA BOLLETTA PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA», pagg. 1–3, 2018.
- [21] D. E. Dei e T. Di, «Utilizzo e Caratteristiche dei Tracciati di Comunicazione Delibera 65 / 2012 / R / EEL - Allegato A», 2015.
- [22] Entec spa, «Dati ENTEC». 2020.

Ringraziamenti

Che dire a questo punto?!

Sono stati anni intensissimi quelli dell'università, tra studi, svaghi e lavori saltuari. Un bel mix di esperienze che mi hanno fatto crescere e che porterò per sempre con me.

Il primo grande ringraziamento va a Sara e alla mia super Famiglia. Senza di voi non sarei arrivato fino a questo punto, mi avete dato la giusta carica, sempre, e fornito i giusti strumenti per affrontare questo percorso impegnativo. Sono riuscito a portare a termine questa grande "avventura", dove gli unici convinti che ce la facessi a volte eravate voi!

Vorrei ringraziare in modo particolare il Professor Filippo Spertino per avermi dato il suo supporto e i suoi consigli nella stesura di questa tesi.

Un grazie ai colleghi dell'ENTEC dove ho svolto questo periodo di tirocinio, con i quali ho avuto modo di confrontarmi per la stesura dell'elaborato e dai quali ho avuto modo di imparare molto.

Ringrazio tutti i miei compagni di università con cui ho trascorso tanti piacevoli momenti che hanno reso il percorso di studi meno faticoso e più divertente. Sarebbero molti gli aneddoti di cui parlare, ma lo faremo in separata sede.

Grazie a tutti i miei amici e compagni di merende come si suol dire, con qualcuno ci si è un po' persi con altri ci si frequenta un po' di più, ma tutti siete stati importanti in questo periodo di studi con chiacchiere e momenti di festa indimenticabili.

Grazie a tutti i docenti che ho incontrato nella mia vita, dalle maestre dell'asilo ai professori dell'università, ognuno a modo suo ha contribuito alla mia formazione.

Un grazie, infine, a tutte le persone che ho avuto modo di incontrare in questi anni e che in qualche modo hanno lasciato un segno e mi hanno aiutato.