



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Ottimizzazione della gestione di un impianto idroelettrico a doppia asta

Relatore: Arturo Lorenzoni

Laureando: Pietro Pinamonti

Matr. 1132352

Anno Accademico 2017/2018

Ai miei genitori, al nonno,

Sommario

Introduzione	7
1 Caratteristiche tecniche e collocamento geografico	9
1.1 Serbatoio di Larecchio	12
1.2 Opera di presa Agrasina Salto 2	13
1.3 Centrale di Agrasina.....	13
1.4 Serbatoio di Agrasina	15
1.5 Centrale di Cipata.....	16
1.6 Bacino di Cipata	18
1.7 Centrale Ceretti	18
1.8 Presa e dighetta Isorno	20
1.9 Bacino Avonso	21
1.10 Centrale di Pontetto	23
1.11 Centrale di Montecrestese	26
1.12 Schemi e tavole dell'impianto	28
2 Gestione attuale.....	29
2.1 Modalità di vendita della produzione	29
2.2 Produzione storica su diversi intervalli temporali	31
2.3 Programmazione della produzione	36
2.4 Performance economica dell'anno 2016	37
3 Gestione alternativa.....	39
3.1 Premessa e logica di ottimizzazione.....	39
3.2 Operazioni preliminari e modellizzazione dell'impianto	40
3.3 Ottimizzazione giornaliera	43
3.4 Ottimizzazione settimanale	46
3.5 Ottimizzazione mensile	48
4 Esiti delle ottimizzazioni	49
4.1 Risultati ottimizzazione giornaliera.....	49
4.2 Risultati ottimizzazione settimanale.....	52
4.3 Risultati ottimizzazione mensile	53

4.4	Beneficio economico atteso.....	55
5	Relazione con la nuova società partner	59
5.1	Modalità di interazione.....	60
5.2	Tipologia di contratto	61
6	Investimenti e upgrade necessari	63
6.1	Adeguamento software e sonde di livello	63
6.2	Nuova tabella Excel da condividere	64
7	Conclusioni	67
	Ringraziamenti.....	69
	Riferimenti bibliografici.....	71
	ALLEGATO 1.....	73
	ALLEGATO 2.....	75

Introduzione

Il presente progetto di tesi è stato proposto dalla società proprietaria dell'impianto, e in particolare dall'energy manager del gruppo al quale questa società afferisce.

L'idea di base è quella di valutare una possibile performance economica ottimizzata andando a variare la gestione attuale di un impianto a doppia asta situato nella Val d'Ossola (VCO), in Piemonte. In sostanza ci si è posti fin dall'inizio due obiettivi principali, i quali, durante lo svolgimento dello studio, ne hanno prodotti degli altri:

1. Creare una modellizzazione in grado di simulare il funzionamento dell'intero impianto nel rispetto di tutti i vincoli tecnici e le logiche di funzionamento reali;
2. Una volta creato il modello virtuale, proporre un'adeguata gestione rispetto alla storica ed effettuarne il confronto.

Il primo punto ha richiesto un minuzioso lavoro di raccolta dati, alcuni già presenti in formato "informatico" altri da tradurre per essere elaborabili da un software che potesse lavorare da simulatore; operazione possibile grazie all'importante ed essenziale collaborazione dei tecnici della centrale e del capo centrale.

Il secondo punto, invece, si è focalizzato nell'interazione tra programmazione della produzione e mercato elettrico. L'idea, in linea di massima, è quella di proporre una curva di produzione oraria ottimizzata in funzione dei segnali di prezzo zonale, ad esempio su MGP¹.

Grazie quindi all'analisi dei dati storici, che ha richiesto un'elaborazione ad hoc, e al raffronto con i nuovi valori ottimizzati si è quantificato il beneficio economico teorico di una gestione alternativa. Visti i risultati, l'azienda committente del lavoro si è dunque occupata della ricerca di un nuovo partner che fosse in grado di gestire sia la parte riguardante il dispacciamento dell'energia sia la parte di ottimizzazione attraverso la creazione di un algoritmo affidabile che rappresentasse nei minimi dettagli l'impianto. In particolare, nel rapporto tra società proprietaria e società partner, si sono interposti i frutti e le osservazioni del presente lavoro che hanno permesso una corretta stipulazione del contratto ed hanno aiutato la comprensione e la traduzione informatica delle caratteristiche tecniche dell'impianto.

¹ MGP: Mercato del Giorno Prima, è uno dei tre sottomercati del Mercato Elettrico a Pronti (MPE) dove i produttori, i grossisti e i clienti finali possono vendere/acquistare energia per il giorno successivo; o anche è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso dove si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo nel quale si definiscono i prezzi e le quantità scambiare e i programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo.

1 Caratteristiche tecniche e collocamento geografico

Il primo capitolo di questo studio serve ad inquadrare e a presentare fisicamente l'impianto in questione. Verrà quindi caratterizzato centrale per centrale, bacino per bacino, con l'obiettivo di creare una solida base di dati e vincoli tecnici dalla quale partire con l'ottimizzazione.

La società proprietaria dell'impianto è Idroelettriche Riunite Spa. Ha sede a Longare (VI) e possiede diversi impianti non solo nella provincia di Vicenza, ma, come l'impianto studiato, anche nella provincia del Verbano-Cusio-Ossola.

La doppia asta idroelettrica considerata, si sviluppa attraverso due vallate a nord-est di Domodossola, in corrispondenza del comune di Montecrestese. La prima asta, quella più importante e produttiva è collocata nella Valle Isorno; consiste in una sequenza di tre bacini e quattro centrali per un totale di otto turbomacchine. La seconda asta sfrutta invece le acque del torrente Melezzo, più a sud rispetto al resto dell'impianto, contando un bacino e la sottostante centrale comprensiva di due turbomacchine. A valle della convergenza delle due aste è situata l'ultima centrale con una turbomacchina che sfrutta le acque di scarico delle due aste.



Figura 1-1 Mappa della zona Larecchio, Agrasina, Cipata

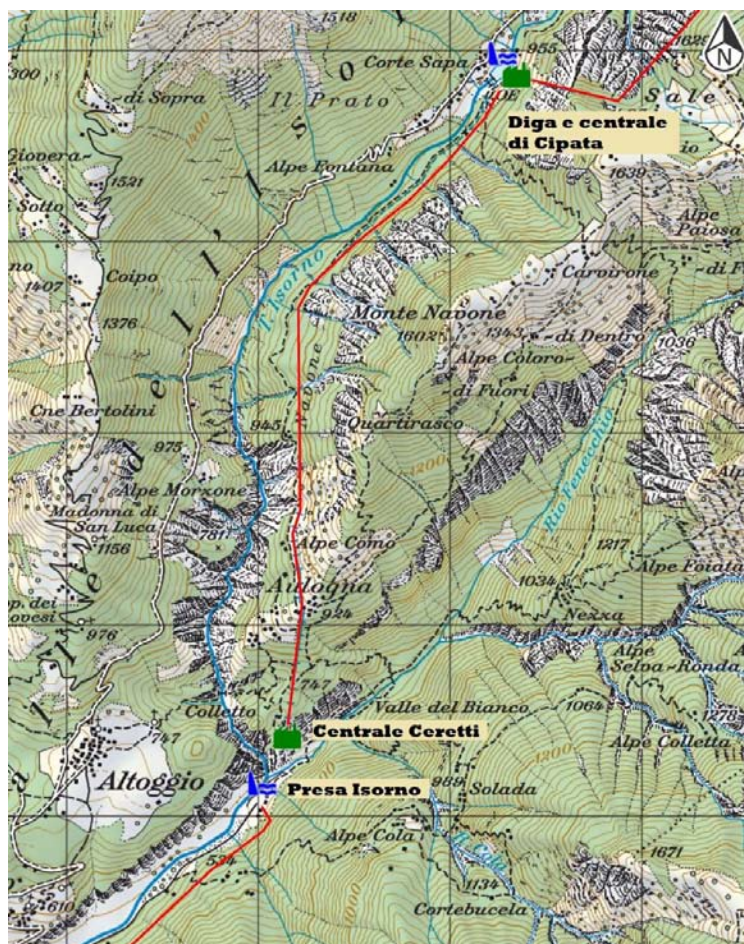


Figura 1-2 Mappa della zona Cipata e Ceretti

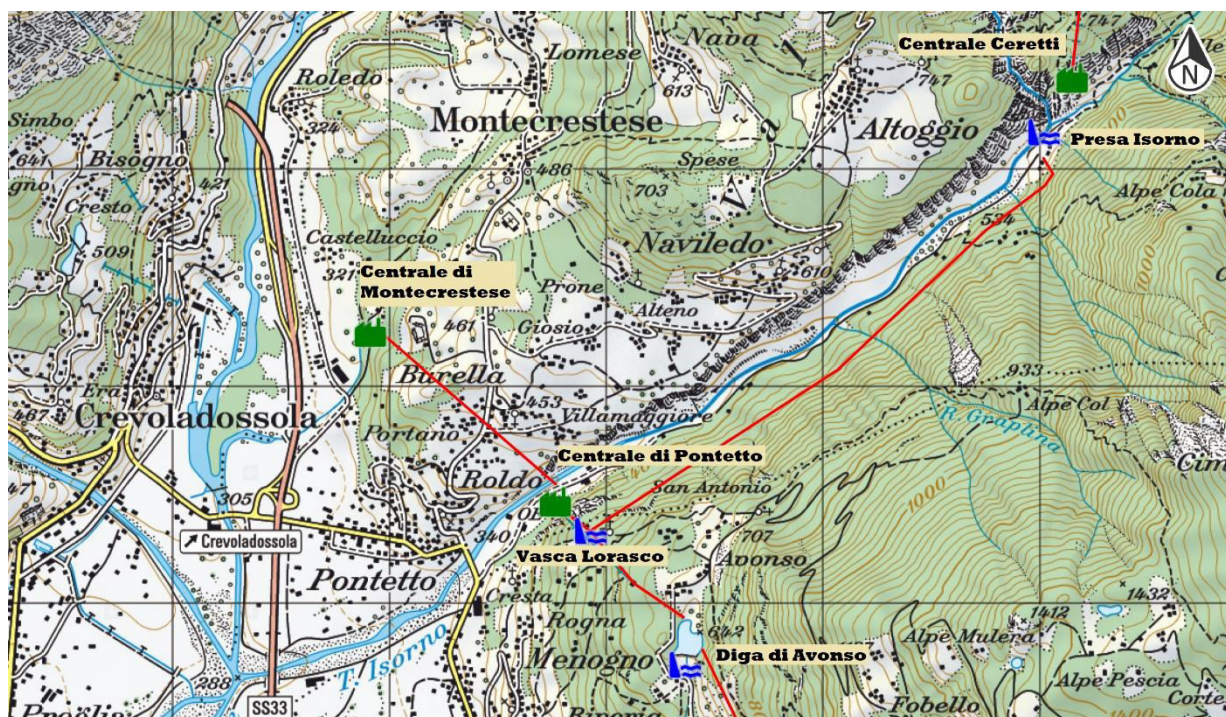


Figura 1-3 Mappa della zona Pontetto, Montecrestese e Avonso



Figura 1-4 Mappa dell'asta Melezzo

Come si nota dalle mappe (tutte in scala 1:20.000), la prima asta, che chiameremo asta Isorno (la seconda verrà chiamata asta Melezzo), consiste in più centrali poste in cascata. Nei serbatoi di accumulo intermedi, inoltre, afferiscono diversi affluenti che si sommano alle portate di scarico delle centrali più a monte per realizzare la totale portata disponibile. Il tutto rende necessaria un'attenta caratterizzazione complessiva delle grandezze tecniche rappresentanti l'impianto. Partendo dalla quota più elevata e scendendo, possiamo elencare quelle che sono le componenti delle due aste idroelettriche suddivise per semplicità in due gruppi di appartenenza, ovvero: bacini/serbatoi o vasche di carico/scarico e centrali di produzione. Ad interconnettere le due categorie si riportano naturalmente anche le peculiarità dei collegamenti bacino-centrale e quindi condotte forzate, gallerie in pressione, canali o altro. Evidenziate in giallo sono infine le grandezze ritenute più importanti per la realizzazione del progetto di ottimizzazione.

1.1 Serbatoio di Larecchio



Figura 1-5 Veduta aerea del serbatoio di Larecchio in tarda primavera

Il serbatoio di Larecchio è situato al di sopra dei 1800 mslm ed è di gran lunga il più capiente dei bacini in questione. In tabella troviamo le principali caratteristiche:

BACINO:							LARECCHIO	
Capacità utile							2.594.000	m3
Livello/quota bacino vuoto						0	1810	m
Livello/quota min. utilizzo						5	1815	m
Livello/quota max.						25,6	1835,6	m

Tabella 1-1 Caratteristiche tecniche serbatoio di Larecchio

L'opera di presa è del tipo a gravità massiccia, in calcestruzzo, con andamento planimetrico arcuato (raggio di curvatura di 153,60 m). Solamente per questa diga, anche per curiosità e interesse storico, si riporta una scannerizzazione dei dati geometrici originali di un documento ufficiale del 1951:

Dati geometrici principali:

Altezza del piano di coronamento (a q. 1 837,50):	
sul punto più depresso delle fondazioni m	35,00
sul piano generale di fondazione m	33,00
sul piano dell'alveo a valle m	31,50
Franco rispetto al piano di coronamento:	
sul livello di massimo invaso m	1,50
sul livello di massima piena m	0,85
Sviluppo del coronamento m	163,90
Raggio di curvatura planimetrica m	153,60
Inclinazione del paramento a monte	0,03
Inclinazione del paramento a valle (variabile) . . .	0,38 ÷ 0,73
Volume della diga m ³	38 000

Figura 1-6 Dati geometrici diga di Larecchio (1951)

Per quanto riguarda la gestione del bacino, si tende normalmente a mantenere il livello al di sotto dei 22 m nei periodi di forte piovosità, in quanto storicamente il battente può anche innalzarsi di 3 m in meno di 24h. Entro la fine di marzo, invece, al fine di avere capacità sufficiente nella diga per accogliere l'acqua derivante principalmente dal disgelo nel periodo aprile-luglio, si cerca di svasare fino anche ai 5 m di minimo utilizzo.

Dalla diga di Larecchio parte una condotta forzata di diametro interno 710 mm che scendendo per 3,384 km rende disponibile un salto massimo lordo di 478 m al Salto 1 della centrale di Agrasina.

1.2 Opera di presa Agrasina Salto 2

Collocata circa a metà strada tra la diga di Larecchio e la centrale di Agrasina, sopra i 1400 m di altitudine sorge la Presa Salto 2. Avendo una capacità d'invaso irrisoria, tutto il sistema opera di presa, condotta forzata e centrale Agrasina Salto 2, può essere considerato come impianto ad acqua fluente.

BACINO:								PRESA S2	
Capacità utile		minima, da considerare fluente, come tutte le altre vasche;							m3
Livello/quota bacino vuoto						0	1467,55	m	
Livello/quota min. utilizzo						0	1467,55	m	
Livello/quota max.						1,25	1468,8	m	

Tabella 1-2 Caratteristiche tecniche presa Salto 2

Il livello massimo di sfioro riportato in tabella è stato ricavato sperimentalmente al momento della raccolta riducendo il carico di uno dei due gruppi di produzione a valle della presa (in particolare il GR3 del Salto 2 della centrale di Agrasina in funzione in quel momento). Dall'esperienza si è però notato un livello di sfioro diverso a seconda del gruppo in funzione e quindi del carico, con valori che variano da 1,24 m (a pieno carico) a 1,31 m (a carico ridotto).

Dalla presa Salto 2 parte una condotta forzata di 1 m di diametro interno che, percorrendo 1,148 km, rende disponibile un salto massimo lordo di 82 m al Salto 2 della centrale di Agrasina. La tubazione, appena prima dell'ingresso in centrale si dirama in due condotte, una per ogni gruppo macchina del Salto 2.

1.3 Centrale di Agrasina

L'impianto di Agrasina è composto di fatto da due diverse centrali, collocate però nello stesso edificio. La prima infatti, denominata Agrasina Salto 1, ha come opera di presa la diga di Larecchio, mentre la seconda, denominata Agrasina Salto 2, sfrutta le acque derivanti dalla presa Salto 2.

CENTRALE:						AGRASINA SALTO 1	
Quota impianto						1385,3	m
Salto geodetico (da manometri condotta)						478	m

Salto medio (a quota media aritmetica)				467,7	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)				76	%
Nr. Turbine				1	
Tipo turbina				Pelton	
Potenza singolo gruppo				3702	kW
Potenza tot. Installata				3702	kW
Potenza min. lorda ottimale				1000	kW
Potenza max. per gruppo				3500	kW
Potenza max. complessiva				3500	kW
Portata max. a pieno carico				1	m ³ /s
Portata max. complessiva				1	m ³ /s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)				460	s
Produzione media annua ²				5266	MWh
Potenza gen. Associato				4,4	MVA
Tensione gen. Associato				11	kV

Tabella 1-3 Caratteristiche tecniche centrale di Agrasina Salto 1

CENTRALE:					AGRASINA SALTO 2	
Quota impianto					1385,3	m
Salto geodetico (da manometri condotta)					82	m
Salto medio (a quota media aritmetica)					81,34	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)					82	%
Nr. Turbine			2	GR2	GR3	
Tipo turbina				Francis	Francis	
Potenza singolo gruppo				931	459	kW
Potenza tot. Installata					1390	kW
Potenza min. lorda ottimale				150	60	kW
Potenza max. per gruppo				950	430	kW

² Per produzione media annua si tiene conto del periodo 2014-2016 per le due centrali di Agrasina, mentre si conta il periodo 1999-2016 per tutte le altre centrali.

Potenza max. complessiva				1300	kW
Portata max. a pieno carico			1,33	0,67	m ³ /s
Portata max. complessiva				2	m ³ /s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)			280	280	s
Produzione media annua				2696	MWh
Potenza gen. Associato			1,2	0,63	MVA
Tensione gen. Associato			6	6	kV

Tabella 1-4 Caratteristiche tecniche centrale di Agrasina Salto 2

Come accennato in precedenza, i due gruppi del Salto 2 afferiscono alla stessa condotta, di conseguenza la potenza generata con entrambe le macchine sarà minore rispetto alla somma algebrica delle potenze dei due gruppi presi singolarmente. In base poi alla potenza che desidero sviluppare scelgo quale gruppo utilizzare, ovvero: fino a 400 kW si usa GR3; tra 500 e 900 kW si usa GR2; tra 1000 e 1300 kW imposto il GR2 alla massima potenza (900 kW) e il restante viene soddisfatto dal GR3. Le potenze interposte tra gli intervalli precedenti e cioè tra 400 e 500 kW e tra 900 e 1000 kW sono da evitare. Questo poiché dovrei lavorare con una delle due macchine a carico troppo basso e ne risentirebbero sia le prestazioni che le manutenzioni della macchina stessa. Spesso infatti si preferisce far funzionare un solo gruppo ad una potenza leggermente ridotta (rispetto a quella desiderata) piuttosto che entrambi i gruppi alla potenza richiesta.

1.4 Serbatoio di Agrasina

In corrispondenza della centrale di Agrasina con i suoi Salto 1 e 2, è situata la diga di Agrasina che raccoglie le acque di scarico della centrale omonima e allo stesso tempo le acque del torrente Isorno, del rio Tomello e del rio del Pello.



Figura 1-7 Vista da monte della diga di Agrasina

La diga è del tipo a gravità ordinaria in calcestruzzo, ad andamento planimetrico rettilineo e l'altezza dello sbarramento è di 21,80 m.

BACINO:						AGRASINA	
Capacità utile						77.000	m ³
Livello/quota bacino vuoto				0		1355	
Livello/quota min. utilizzo				3,5		1358,5	m
Livello/quota max.				13,3		1368,3	m

Tabella 1-5 Caratteristiche tecniche serbatoio di Agrasina

Per quanto riguarda la gestione, con precipitazioni persistenti e previsioni di fluente sopra ai 6 MWh³ si tende ad abbassare il livello attorno ai 6 m in maniera da guadagnare il tempo necessario (4-5 ore) che precede la tracimazione della diga. In presenza di forte pericolo valanghe si riduce precauzionalmente il livello massimo a 10,30 m.

Il collegamento tra la diga e la centrale Cipata a valle è costituito da una galleria rettilinea in pressione lunga circa 3,2 km di diametro interno di 1700 mm ricavata nella roccia, seguita da una condotta forzata in acciaio lunga 679 m di diametro variabile da 1150 mm a 800 mm. Il diametro viene fatto variare lungo la discesa per ottenere delle perdite di carico distribuite piuttosto che localizzate in ingresso turbina. La portata massima della galleria in pressione è di 3 m³/s che quindi corrisponde anche alla portata massima tollerata dal gruppo turbine a valle.

1.5 Centrale di Cipata

Con due turbine Pelton da 6 MW ciascuna è la centrale con la maggiore potenza installata. Anche in questo caso essendo le due macchine sottostanti la medesima condotta, la potenza massima risulta inferiore rispetto alla somma algebrica delle due singole potenze nominali. Sono da evitare le potenze intermedie che corrispondono al passaggio dal funzionamento del singolo gruppo al funzionamento in parallelo delle due macchine, ovvero tra i 6100 e i 7000 kW.

CENTRALE:						CIPATA	
Quota impianto						937,8	m
Salto geodetico (da manometri condotta)						420	m
Salto medio (a quota media aritmetica)						415,85	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)						88	%
Nr. Turbine				2	GR1	GR2	
Tipo turbina					Pelton	Pelton	

³ Il fluente, essendo una portata d'acqua, è di norma misurato come una portata volumetrica (m³/s, l/h ad esempio). Spesso però gli operatori ragionano direttamente convertendo questa portata in energia disponibile teoricamente producibile tramite appositi fattori di conversione che saranno illustrati più avanti.

Potenza singolo gruppo				5136/5317	5136/5317	kW
Potenza tot. Installata					10272/10634	kW
Potenza min. lorda ottimale				1000	1000	kW
Potenza max. per gruppo				6000	6000	kW
Potenza max. complessiva					10800	kW
Portata max. a pieno carico				1,5	1,5	m3/s
Portata max. complessiva					3	m3/s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)				375	375	s
Produzione media annua					31470	MWh
Potenza gen. Associato				7,5	7,5	MVA
Tensione gen. Associato				10	10	kV

Tabella 1-6 Caratteristiche tecniche centrale di Cipata

Essendo le due macchine identiche, per potenze fino a 6000 kW scelgo una delle due facendole funzionare a giorni alterni per pareggiare le ore di funzionamento. Per potenze superiori, quindi da 7000 a 10800 kW ripartisco il carico equamente tra i due gruppi.

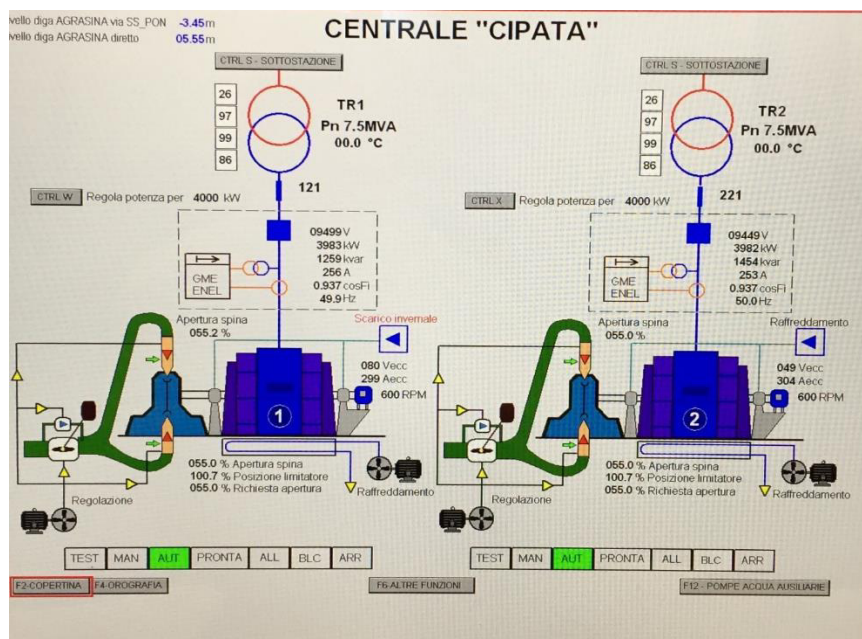


Figura 1-8 Supervisione della centrale di Cipata

Una nota a parte deve essere fatta per questa tipologia di macchina. Le turbine in questione comprendono due getti ad asse orizzontale ciascuna, comunemente chiamati spine. Fino ad ora l'inserimento e l'esclusione di queste spine avviene manualmente, cioè è l'operatore che dal quadro di comando, in base alla potenza da esprimere, le toglie o le inserisce. In particolare, fino a 2800 kW uso una singola spina; se devo aumentare il carico e quindi inserire la seconda, scendo prima con il carico fino a 1000 kW rallentando la macchina, introduco successivamente il getto portando la potenza a 2000 kW; posso poi aumentare il carico a piacere fino ai 6000 kW. Senza questo tipo di

procedura avrei malfunzionamento, sia a bassa potenza con entrambe le spine sia ad elevata potenza con una singola spina. Devo prevedere una riduzione della potenza prima dell'inserzione della seconda spina per evitare il blocco macchina per mancato sincronismo spine.

Altra operazione manuale è la connessione e la disconnessione dei trasformatori installati nella sottostazione prossima alla sala macchine. L'energia prodotta alla tensione di 10kV viene infatti elevata ai 55 kV da due trasformatori, uno per ogni gruppo (raffreddamento tipo ONAN⁴, rapporto di trasformazione 10/60 kV). È inoltre presente un terzo trasformatore abbassatore di tensione con rapporto 55/0,4 kV per i servizi ausiliari. La centrale di Cipata contribuisce inoltre alla regolazione della potenza reattiva di tutta l'asta.

1.6 Bacino di Cipata

Raccoglie l'acqua turbinata dall'omonima centrale, del consueto torrente Isorno, del rio Nocca e del rio Gillino. Si può notare dai seguenti valori tabellati come la capienza di questo bacino sia di molto inferiore rispetto ai due precedenti. Spesso infatti viene utilizzato giornalmente con un "riempi e svuota" anche multiplo, in funzione del fluente.

BACINO:							CIPATA	
Capacità utile							19.000	m3
Livello/quota bacino vuoto						0	927,91	
Livello/quota min. utilizzo						1,32	929,23	m
Livello/quota max.						5,12	933,03	m

Tabella 1-7 Caratteristiche tecniche bacino di Cipata

Lo sbarramento, alto 9,18 m, è anch'esso di tipo a gravità ordinaria in calcestruzzo ad andamento planimetrico rettilineo. L'opera di derivazione, per questo bacino, consiste nella successione di un tubo metallico in pressione (diametro interno 1500 mm e portata massima di 3 m³/s) alternato ad un tratto di galleria in roccia e di una condotta forzata (diametro interno 850 mm). Tra i 3,2 km di tubo/galleria e gli 1,1 km di condotta è collocato, in località Aulogna, il pozzo piezometrico.

1.7 Centrale Ceretti

Unica centrale completamente in grotta, e prima delle due centrali costituite da una singola macchina. In questo caso si tratta di una Pelton a tre getti ad asse orizzontale che però si autoregola a seconda del carico impostato.

CENTRALE:							CERETTI	
Quota impianto							472,1	m

⁴ Sigla che classifica la tipologia di raffreddamento dei trasformatori. In questo caso ONAN: refrigerazione interna per mezzo di olio a circolazione naturale e raffreddamento esterno all'involucro con refrigerante aria sempre a circolazione naturale.

Salto geodetico (da manometri condotta)					472	m
Salto medio (a quota media aritmetica)					469,93	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)					76	%
Nr. Turbine					1	
Tipo turbina					Pelton	
Potenza singolo gruppo					9500	kW
Potenza tot. Installata					9500	kW
Potenza min. lorda ottimale					1000	kW
Potenza max. per gruppo					9500	kW
Potenza max. complessiva					9500	kW
Portata max. a pieno carico					2,7	m3/s
Portata max. complessiva					2,7	m3/s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)					490	s
Produzione media annua					39827	MWh
Potenza gen. Associato					14	MVA
Tensione gen. Associato					11	kV

Tabella 1-8 Caratteristiche tecniche centrale Ceretti

Per potenze superiori a 8500 kW è molto probabile, se non immediato, sfiorare nella presa Isorno posta subito a valle della centrale Ceretti.



Figura 1-9 Veduta aerea del sistema centrale Ceretti (in caverna), presa Isorno e sottostazione; nel mezzo, il torrente Isorno

Adiacente alla centrale in caverna, ma ubicata all'esterno nell'ex casa del guardiano, è presente una sottostazione. L'energia prodotta alla tensione di 11 kV in grotta, viene convogliata per mezzo di una linea in cavo in media tensione ad un trasformatore elevatore di tensione (raffreddamento tipo ONAF⁵, rapporto di trasformazione 11/55 kV). Anche qui è presente un trasformatore per i servizi ausiliari ma con rapporto di trasformazione 11/0,4 kV.

1.8 Presa e dighetta Isorno

In corrispondenza della centrale Ceretti, più precisamente tra l'entrata della centrale e la sottostazione elettrica, è presente l'opera di presa Isorno. Lo sbarramento, del tipo a gravità in calcestruzzo ad andamento planimetrico rettilineo, convoglia le acque del torrente Isorno e del rio Fenechchio nel canale di scarico della Ceretti. Tramite apposite paratoie che regolano la miscelazione tra acqua turbinata ed acqua direttamente derivante dal torrente, la portata complessiva viene immessa in una vasca dissabbiatrice con sgrigliatore. Comunicante con il dissabbiatore è poi il canale Isorno. Questa derivazione, prima parte del tratto Ceretti-Pontetto, consiste in un canale a pelo libero lungo 3,1 km (parte in gronda e parte in galleria), con portata massima pari a 2,5 m³/s, che confluisce nella vasca di carico Lorasco. Dalla vasca di carico parte poi la condotta forzata in acciaio di 151 m (diametro interno 900 mm) che alimenta le macchine della centrale Pontetto salto Isorno.



Figura 1-10 Briglia della presa Isorno in costruzione; in alto a sinistra l'entrata alla centrale Ceretti

⁵ Sigla che classifica la tipologia di raffreddamento dei trasformatori. In questo caso ONAF: refrigerazione interna per mezzo di olio a circolazione naturale e raffreddamento esterno all'involucro con refrigerante aria a circolazione forzata.

Poco più a monte della presa Isorno, troviamo l'omonima dighetta, le quali caratteristiche tecniche sono riportate in tabella.

BACINO:						DIGHETTA + PRESA ISORNO		
Capacità utile							10.000	m3
Livello/quota bacino vuoto						0	465,78	m
Livello/quota min. utilizzo						0	465,78	m
Livello/quota max.						10	475,78	m
Livello max. dissabbiatore Presa Isorno							1,97	m
Livello max. canale Isorno							1,24	m

Tabella 1-9 Caratteristiche tecniche sistema dighetta-presa Isorno

Come si può notare, si tratta di un bacino decisamente ridotto. Esso cattura principalmente le acque di scolo provenienti da tutti i rigagnoli del versante montuoso in orografica destra rispetto al torrente Isorno. La sua influenza sulla produzione a valle è regolata da una paratoia (minima apertura 5 cm) che scarica l'acqua direttamente nella briglia. La gestione in caso di acquazzone del sistema presa-dighetta prevede la totale apertura della paratoia della diga per evitare insabbiamento e al tempo stesso l'apertura della paratoia scarico briglia preferendo così il pieno utilizzo di acqua turbinata "pulita".

L'utilità di questo mini invaso può essere riassunta in due punti principali:

- Nelle ore notturne, spesso invernali, si può scaricare acqua dalla dighetta per garantire la produzione nelle centrali a valle nel caso in cui quelle a monte non fossero in servizio o in condizioni di basso fluente;
- Nel tratto Ceretti-Pontetto è presente un tempo di corrivazione variabile dai 30 ai 50 minuti rappresentato dal canale a pelo libero Isorno. La dighetta può essere utilizzata come "polmone" in compensazione di questo ritardo. In pratica posso fornire acqua in anticipo alla centrale Pontetto salto Isorno rispetto a quella direttamente turbinata dalla Ceretti.

Naturalmente, queste due operazioni possono essere eseguite solamente in presenza di acqua nella dighetta, variabile non di poco conto e prettamente stagionale. In tabella sono anche riportati i livelli massimi di dissabbiatore e canale oltre ai quali si butta acqua. Per il canale, c'è un livello minimo di 0,5 m, al quale corrisponde la portata minima per avere produzione nell'ultima centrale con altimetria minore (Montecrestese, passando per Pontetto salto Isorno) nell'ipotesi di non avere risorsa idrica proveniente dall'altra asta (Pontetto salto Melezzo non attiva).

1.9 Bacino Avonso

L'unico affluente di questo lago artificiale è un canale di derivazione in muratura lungo 6,7 km (parte in gronda e parte in galleria) che trasporta le acque captate da due opere di presa: la principale in località Maglietto sul torrente Melezzo, comprensiva di dissabbiatore, regolato da uno sfioratore; la secondaria è invece sul rio Molini poco più ad ovest. Le due sono connesse da un canale derivatore

in galleria. Dopo la seconda presa e dopo il passaggio attraverso uno sgrigliatore, parte quindi il canale principale.

Il livello e la portata massimi del canale sono rispettivamente 1,03 m e 2 m³/s. È presente un tempo di corrivazione di circa 150 minuti dalla partenza del canale al bacino. I livelli del canale sono monitorati solamente alla partenza. Sia per il canale che per il bacino è proibito lo sfioro in quanto sono collocati al di sopra di centri abitati. In caso di disservizi della centrale a valle o di improvvisi acquazzoni, devo quindi prevenire la fuoriuscita di acqua andando ad abbassare i livelli massimi di lago e canale.

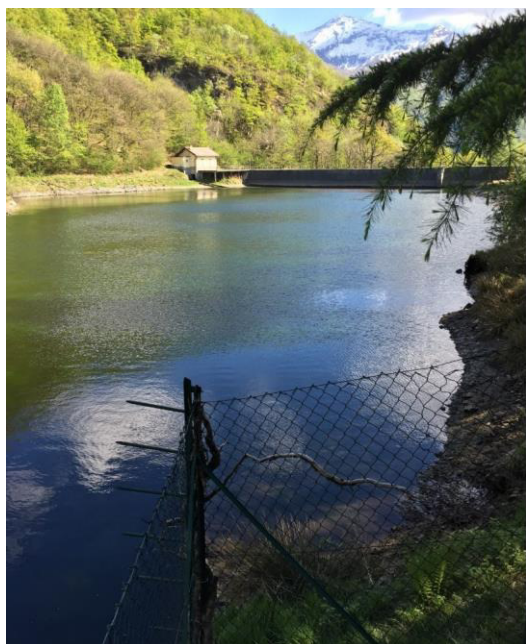


Figura 1-11 Bacino di Avonso visto dallo sgrigliatore prima della galleria

In questo caso il livello massimo riportato di 3,5 m viene cautelativamente abbassato a 2,2 m. Ciò non toglie che l'operatore di turno, in caso di meteo stabile e fluente controllato, possa innalzare il livello anche fino a 3,2 m sapendo di dover entrare a breve in servizio con le macchine a valle.

BACINO:							AVONSO	
Capacità utile							30000	m3
Livello/quota bacino vuoto						0	643,1	m
Livello/quota min. utilizzo						1,2	644,3	m
Livello/quota max.						3,5	646,6	m

Tabella 1-10 Caratteristiche tecniche bacino di Avonso

L'acqua del bacino è derivata tramite una galleria in pressione (lunghezza 260 m, portata massima 3 m³/s), preceduta da uno sgrigliatore, alla vasca di carico Melezzo, nella quale è monitorato il livello del lago. Da quest'ultima parte la condotta forzata di 596 m (diametro interno che varia da 1100 a 900 mm per distribuire le perdite di carico) che, intercettando la vasca di carico Lorasco appartenente all'asta Isorno, scende fino alla centrale di Pontetto parallelamente all'altra condotta.



Figura 1-12 Condotta forzata che dalla vasca di carico Melezzo scende alla centrale di Pontetto

1.10 Centrale di Pontetto

Come per la centrale di Agrasina, più a monte, la centrale di Pontetto è suddivisa nettamente in due centrali separate: Pontetto salto Isorno, che sfrutta l'asta Isorno; Pontetto salto Melezzo, che sfrutta l'asta Melezzo. Comune alle due è lo scarico, ovvero tutte e quattro le macchine scaricano nella stessa vasca (livello massimo 1,07 m, livello minimo per garantire produzione a valle 0,5 m).

CENTRALE:						PONTETTO ISORNO	
Quota impianto						345,44	m
Salto geodetico (da manometri condotta)						111	m
Salto medio (a quota media aritmetica)						110,59	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)						74	%
Nr. Turbine				2	GR1	GR2	
Tipo turbina					Francis	Francis	
Potenza singolo gruppo					1200	1200	kW
Potenza tot. Installata						2400	kW
Potenza min. lorda ottimale					300	300	kW
Potenza max. per gruppo					1000	1000	kW

Potenza max. complessiva					2000	kW
Portata max. a pieno carico				1,25	1,25	m ³ /s
Portata max. complessiva					2,5	m ³ /s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)				180	180	s
Produzione media annua					9663	MWh
Potenza gen. Associato				1,47	1,47	MVA
Tensione gen. Associato				6	6	kV

Tabella 1-11 Caratteristiche tecniche centrale di Pontetto salto Isorno

Le due turbomacchine, come riportato in precedenza, sono alimentate dalla vasca di carico Lorasco (livello massimo 1,33 m, livello minimo per garantire produzione a valle 0,5 m). Essendo entrambe sottostanti alla stessa condotta, la potenza generata con la coppia di macchine è minore della somma algebrica delle potenze dei singoli gruppi. Inoltre sono anche da evitare le potenze relative al passaggio dal funzionamento del singolo gruppo al funzionamento di entrambi (in questo caso tra 1100 e 1300 kW). Per potenze inferiori a 1100 kW scelgo infatti uno dei due gruppi alternandoli giornalmente per pareggiare le ore di funzionamento. Da 1300 a 2000 kW invece, ripartisco il carico equamente tra i due gruppi.

Altro vincolo importante da riportare riguardante la potenza è il valore minimo di 400 kW. Per riuscire a produrre il minimo di macchina a Montecrestese (centrale a valle della vasca di scarico di Pontetto) pari a 60 kW, nel caso in cui il salto Melezzo fosse fermo, devo infatti turbinare con le macchine del salto Isorno la portata corrispondente ai 400 kW di potenza. Parallelamente, nel caso in cui le macchine del salto Isorno non fossero in servizio, per avere gli stessi 60 kW a Montecrestese, devo produrre al minimo 1500 kW con le macchine del salto Melezzo.

CENTRALE:						PONTETTO MELEZZO	
Quota impianto						345,44	m
Salto geodetico (da manometri condotta)						290	m
Salto medio (a quota media aritmetica)						288,75	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)						76	%
Nr. Turbine				2	GR3	GR4	
Tipo turbina					Pelton	Pelton	
Potenza singolo gruppo					3081	3184	kW
Potenza tot. Installata						6265	kW
Potenza min. lorda ottimale					700	700	kW
Potenza max. per gruppo					2800	2800	kW

Potenza max. complessiva					5000	kW
Portata max. a pieno carico				1,37	1,37	m3/s
Portata max. complessiva					2,74	m3/s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)				260	260	s
Produzione media annua					12310	MWh
Potenza gen. Associato				3,6	3,6	MVA
Tensione gen. Associato				6	6	kV

Tabella 1-12 Caratteristiche tecniche centrale Pontetto salto Melezzo

La centrale Pontetto salto Melezzo è alimentata dalla vasca di carico Melezzo, situata dopo la galleria in pressione, alla stessa quota del lago di Avonso.



Figura 1-13 Centrale di Pontetto; dietro le due condotte forzate delle due aste

Anche per questi gruppi ho una sola condotta che serve due turbomacchine e la potenza complessiva risulta perciò minore. Rispetto al salto Isorno ho in questo caso due macchine Pelton a doppia spina ciascuna. Come per le macchine della centrale di Cipata devo quindi prevedere una procedura di inserzione ed esclusione delle spine che al momento rimane manuale. Fino a 1300 kW posso utilizzare una singola spina; se voglio aumentare il carico, devo prima scendere a 700 kW, inserire la seconda spina portando la macchina a 1400 kW, e infine impostare il carico richiesto; nel caso in cui volessi escludere una delle due spine devo scendere alla potenza di 1400 kW, disinserisco una spina portandomi a 700 kW, posso poi impostare il carico che voglio fino al massimo di 1300 kW con la singola spina.

Altre operazioni manuali che il turnista deve eseguire dalla sala di comando, comuni ad entrambe le centrali, sono:

- Eventuale switch del punto di consegna dal principale Crevoladossola al secondario di Villadossola (punto chiarito successivamente);
- Connessione e disconnessione dei due trasformatori elevatori di tensione (6/55 kV) comuni ai quattro gruppi macchina di Pontetto; in caso di carichi ridotti si utilizzano alternandoli di settimana in settimana; uno dei due è sempre connesso per assorbire energia elettrica per i servizi ausiliari della centrale (bidirezionale);
- Connessione e disconnessione della batteria da 7 MVAR a 55 kV utilizzata per il rifasamento dell'intera rete.



Figura 1-14 Trasformatori presenti all'esterno della centrale di Pontetto

1.11 Centrale di Montecrestese

Dalla vasca di scarico di Pontetto, la portata turbinata dai quattro gruppi viene convogliata in una galleria in pressione (lunghezza 813 m, portata massima 5 m³/s) ricavata nella roccia che attraverso un sifone sottopassa il torrente Isorno. Alla fine della galleria c'è un pozzo piezometrico con griglia selettiva dal quale parte la condotta forzata diretta alla centrale (lunghezza 50,47 m, diametro interno 1300 mm). L'acqua turbinata sfocia infine nel fiume Toce passando per il laghetto Tana.

CENTRALE:						MONTECRESTESE	
Quota impianto						305,95	m
Salto geodetico (da manometri condotta)						35	m
Salto medio (a quota media aritmetica)						34,5	m
Rendimento impianto (riferito al salto medio)						74	%

Nr. Turbine					2 Giranti coassiali, 1 Generatore		
Tipo turbina					Francis	Francis	
Potenza singolo gruppo					700	700	kW
Potenza tot. Installata						1400	kW
Potenza min. lorda ottimale					100	100	kW
Potenza max. per gruppo					700	700	kW
Potenza max. complessiva						1000	kW
Portata max. a pieno carico						4,5	m ³ /s
Portata max. complessiva						4,5	m ³ /s
Tempo da start a parallelo (carico nullo)						390	s
Produzione media annua						4161	MWh
Potenza gen. Associato						1,765	MVA
Tensione gen. Associato						6	kV

Tabella 1-13 Caratteristiche tecniche centrale di Montecrestese

Come riportato in tabella, è da notare la presenza di due giranti calettate sullo stesso asse di un generatore sincrono. La procedura di inserzione/disinserzione della seconda girante è manuale ed avviene in un tempo non trascurabile pari a circa 5 minuti. Il funzionamento della macchina con singola girante, e quindi con potenze non superiori a 700 kW, è alternato settimanalmente e non giornalmente. Dagli 800 ai 1000 kW il carico viene ripartito equamente tra le due giranti. È da evitare anche in questo caso la potenza intermedia nell'intorno dei 750 kW.

Per evitare di buttare acqua il carico massimo di Pontetto salto Melezzo è di 1700 + 1700 kW (inteso per le due macchine) da abbinare ad un carico su Pontetto salto Isorno pari a 1000 + 1000 kW.

Il collegamento elettrico che trasporta l'energia prodotta alla tensione di 6 kV dalla centrale di Montecrestese alla sottostazione di Pontetto consiste in un cavo marino posato nel canale derivatore. Il cavo è poi assestato sulla sbarra 6 kV comune ai gruppi del salto Isorno e del salto Melezzo.

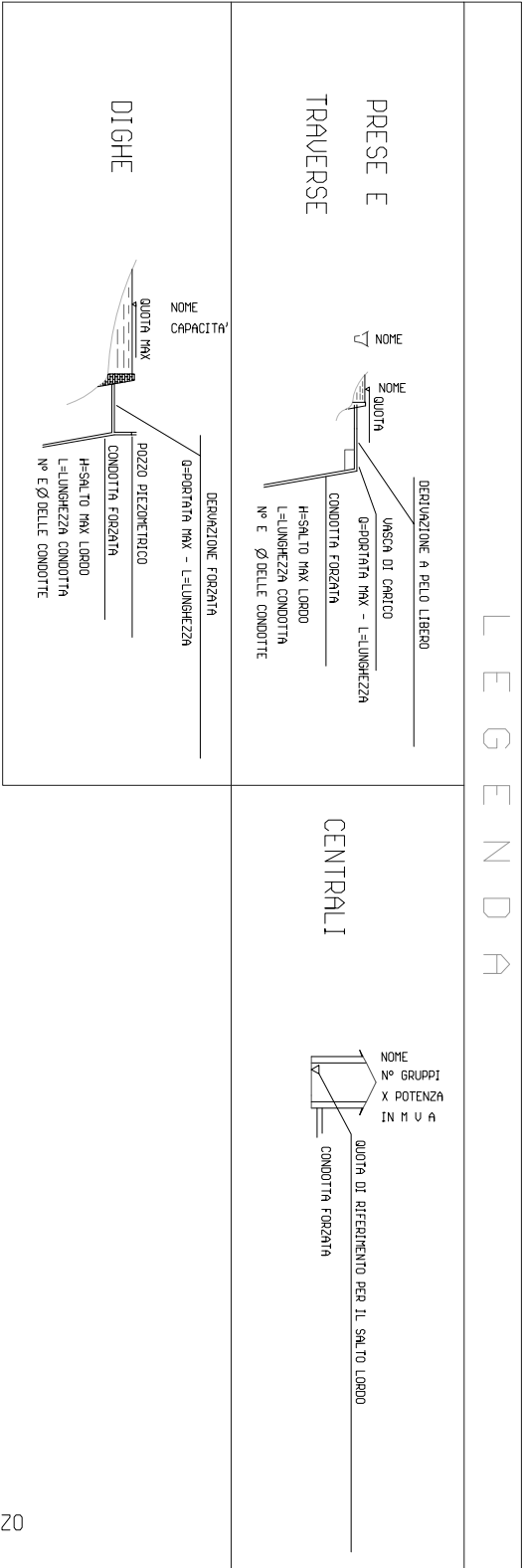


Figura 1-15 Centrale di Montecrestese con condotta forzata visibile

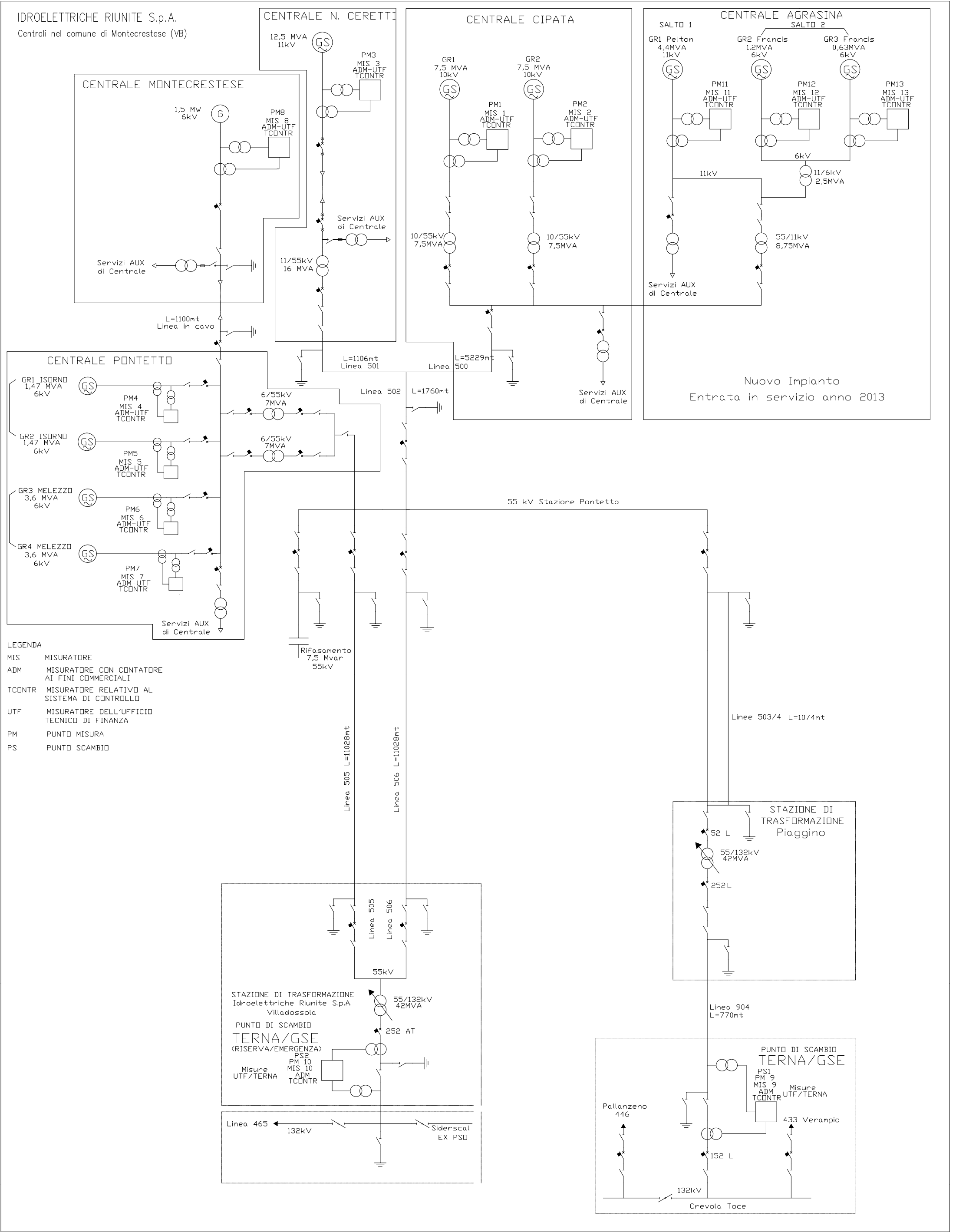
1.12 Schemi e tavole dell'impianto

Per riassumere i concetti espressi in questo primo capitolo può risultare utile consultare le seguenti tavole. Nella prima troviamo un profilo schematico delle due aste con riportate le grandezze principali. Nella seconda sono invece rappresentati tutti i collegamenti elettrici costituenti la rete: dai generatori, ai trasformatori, alle linee.

Come si può notare dal secondo schema, l'energia prodotta complessivamente da tutte le centrali viene quindi trasportata su linee di proprietà alla tensione di 55 kV fino alle sottostazioni di Piaggino e Villadossola. La prima, corrisponde con il punto principale di immissione, cioè la centrale ENEL di Crevoladossola, mentre la seconda è utilizzata solamente come riserva (per manutenzioni sulla principale) o emergenza, in media 2/3 volte l'anno. In entrambe le sotto stazioni ho trasformatori che elevano la tensione ai 132 kV (raffreddamento tipo ONAF).



IDROELETTRICHE RIUNITE S.p.A.
Centrali nel comune di Montecrestese (VB)



2 Gestione attuale

In questo capitolo si illustrano in sostanza le modalità di vendita energia, programmazione e gestione attuale dell'asta. L'obiettivo è quello di evidenziare in particolare gli aspetti positivi e quelli invece migliorabili grazie ad uno sfruttamento alternativo della risorsa.

2.1 Modalità di vendita della produzione

Essendo l'Unità di Produzione⁶ nel nostro caso considerata “non rilevante” dal gestore della rete, non è abilitata ad erogare servizi di dispacciamento. Pertanto è in vigore un contratto di dispacciamento stipulato con Edison per la vendita dell'energia prodotta. Il contratto copre tutte le centrali della doppia asta fuorché i tre gruppi della centrale di Agrasina, la quale produzione è ceduta direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in regime di Ritiro Dedicato.

La Delibera 618/2013/R/EFR dispone che l'energia prodotta da ciascun gruppo afferente al Ritiro Dedicato entro il limite dei 1500 MWh/anno accede al regime di Prezzo Minimo Garantito⁷. Sopra a quel valore, viene valorizzata al prezzo zonale orario secondo la convenzione stipulata con il GSE. Nel caso di Agrasina Salto 1 ad esempio, nell'anno 2016 è stato ottenuto un prezzo medio di vendita di circa 62 €/MWh con una produzione di 4691 MWh; mentre per Agrasina Salto 2, prezzo medio di 76,5 €/MWh con una produzione di 1967 MWh.

Ritornando quindi al contratto di dispacciamento, troviamo nel nostro caso un contratto sotto forma di formula mista: sono infatti fissate delle bande di produzione a prezzo fisso divise temporalmente nei quattro quarter, affiancate al prezzo zonale variabile al quale è valorizzata l'energia eccedente le bande (sia positiva che negativa). Si sommano infine le fee di remunerazione per il titolare del dispacciamento e il corrispettivo CCT⁸.

Per quanto riguarda lo sbilanciamento, il contratto prevede effetti totalmente passanti, quindi i corrispettivi di sbilanciamento vengono applicati in funzione di: segno zonale, produzione programmata e produzione reale.

⁶ Con Unità di Produzione (UP) si intende i punti di immissione ossia impianti destinati alla conversione di energia fornita da qualsiasi fonte primaria in energia elettrica. Si considera rilevante una UP con potenza complessiva dei gruppi in generazione superiore ai 10 MVA; il Gestore della rete si riserva tuttavia di considerare non rilevanti le UP che sono inserite in un contenuto che strutturalmente ne limita l'erogazione.

⁷ Valori di PMG per la fonte idrica previsti dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico:

Scaglioni di produzione annua	PMG – 2016 [€/MWh]	PMG – 2017 [€/MWh]
Fino a 250 MWh	153,4	153,4
Oltre 250 MWh e fino a 500 MWh	105,5	105,5
Oltre 500 MWh e fino a 1.000 MWh	66,6	66,6
Oltre 1.000 MWh e fino a 1.500 MWh	57,7	57,7

⁸ CCT: Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della Capacità di Trasporto, ovvero, con riferimento ai programmi di immissione tale corrispettivo è, per ciascuna ora, pari al prodotto tra: 1) la differenza tra il prezzo unico nazionale e il prezzo zonale della zona in cui sono collocati i punti di dispacciamento; 2) il programma C.E.T. (Conto Energia a Termine), post MGP.

La remunerazione su base oraria può essere riassunta dalla formula:

$$Remunerazione = B_{fix} * p_{fix} + (Prod - B_{fix}) * (pz_{nord} + fee) + CCT + Sbil \quad [€]$$

Dove:

- B_{fix} , è la banda fissata a prezzo fisso [MWh]
- P_{fix} , è il prezzo fissato per la banda [€/MWh]
- $Prod$, è la produzione immessa in rete oraria [MWh]
- Pz_{nord} , è il prezzo zonale orario della zona nord [€/MWh]
- Fee , è la remunerazione per il titolare del dispacciamento [€/MWh]
- CCT , corrispettivo calcolato come: $CCT = (pz_{nord} - PUN) * Prod$ [€]
- $Sbil$, è il corrispettivo di sbilanciamento [€] (dipendente da: produzione programmata-reale, segno zonale, PUN, pz, prezzi su MSD⁹)

Un esempio grafico che meglio illustra la procedura di fixing può essere la figura seguente:

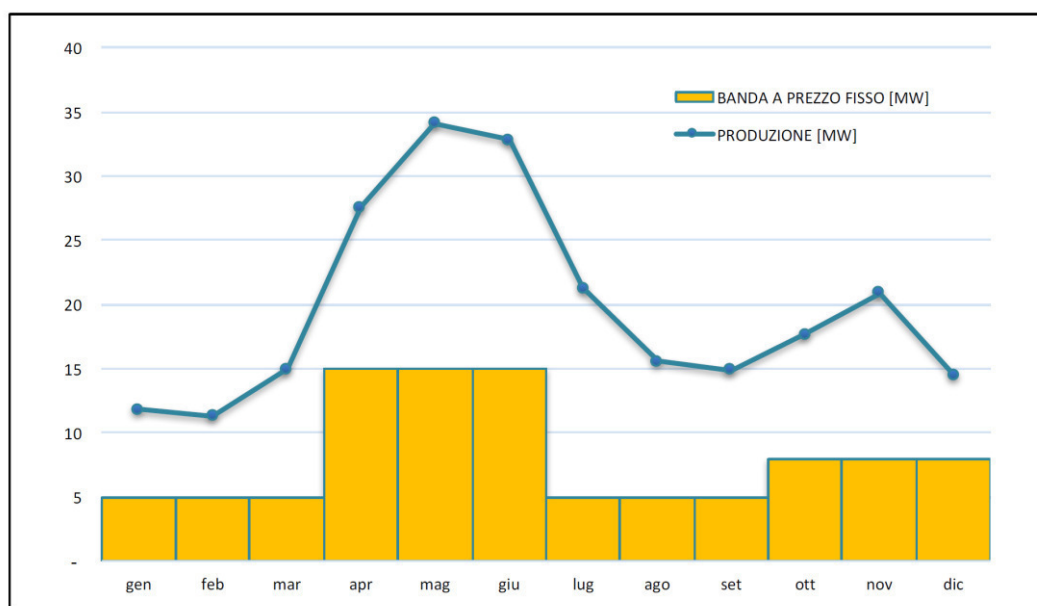


Figura 2-1 Bande di fixing e produzione reale a confronto

Si nota pertanto, dall'espressione letterale e dal grafico, che la performance economica di una gestione di questo tipo è direttamente collegata a due operazioni principali: il fixing delle bande e la

⁹ MSD: Mercato per il Servizio Dispacciamento, ovvero sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento.

corretta programmazione giornaliera. Ad influenzare il tutto, positivamente o negativamente che sia, vi è il mercato elettrico.

2.2 Produzione storica su diversi intervalli temporali

Nel primo capitolo sono state elencate le specifiche tecniche, le potenzialità e i vincoli principali dell'impianto. Andiamo ora a studiare quelli che sono gli effettivi profili di produzione, partendo da un'analisi storica.

Sommando complessivamente le potenze riportate si calcola una potenza di generazione installata di circa 46 MVA per una potenza massima netta di circa 32 MW. Di seguito lo storico della produzione, dal 2007 al 2016 ed un focus sugli ultimi tre anni.

kWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	media 18 ANNI 1999- 2016
GENNAIO	3.397.571	1.401.948	3.888.217	2.037.208	3.768.630	2.245.463	2.880.012	5.236.762	5.265.112	1.861.046	3.015.266
FEBBRAIO	2.119.630	2.007.921	2.897.342	1.699.086	2.562.780	1.757.373	1.687.167	5.258.879	5.041.485	2.120.720	2.385.197
MARZO	3.362.997	3.259.708	6.650.404	4.161.639	5.212.222	4.895.647	1.983.217	10.976.493	7.946.493	3.445.103	4.725.123
APRILE	9.659.605	6.735.441	15.719.268	11.597.003	12.341.897	8.243.100	10.960.292	17.991.931	14.856.134	16.187.995	10.909.324
MAGGIO	13.580.215	18.390.465	20.221.741	19.476.286	12.017.628	18.264.105	20.110.505	20.330.196	19.929.230	16.401.241	17.684.817
GIUGNO	16.219.719	14.726.689	19.003.255	17.979.074	15.943.355	14.149.164	18.428.022	18.654.850	18.096.982	16.986.530	14.996.531
LUGLIO	7.713.051	8.708.436	14.730.735	9.137.122	12.243.541	5.263.328	12.248.695	16.278.063	8.369.007	9.208.155	9.474.312
AGOSTO	8.140.759	7.966.660	9.214.326	7.707.578	9.948.854	5.005.022	8.098.897	10.167.793	7.553.619	3.832.902	6.875.845
SETTEMBRE	4.444.430	11.258.758	8.878.666	5.620.907	7.373.169	5.082.644	5.474.041	4.795.399	10.136.817	2.820.530	6.593.841
OTTOBRE	4.813.849	6.329.476	5.859.800	7.240.339	3.293.684	8.396.477	6.570.125	6.903.525	11.732.695	4.777.004	7.517.044
NOVEMBRE	3.281.252	13.018.872	4.591.603	11.424.086	11.136.566	11.200.805	5.214.407	15.867.155	5.609.235	8.190.821	8.650.970
DICEMBRE	2.247.131	8.506.871	3.936.099	7.017.079	4.309.017	7.080.293	4.715.985	9.810.395	2.000.720	6.059.176	5.936.354
TOTALE	78.980.209	102.311.245	115.591.456	105.097.407	100.151.343	91.583.421	98.371.365	142.271.441	116.537.529	91.891.223	98.764.624
differenza %	-20,03%	3,59%	17,04%	6,41%	1,40%	-7,27%	-0,40%	44,05%	18,00%	-6,96%	

Figura 2-2 Storico produzione centrali dal 2007 al 2016

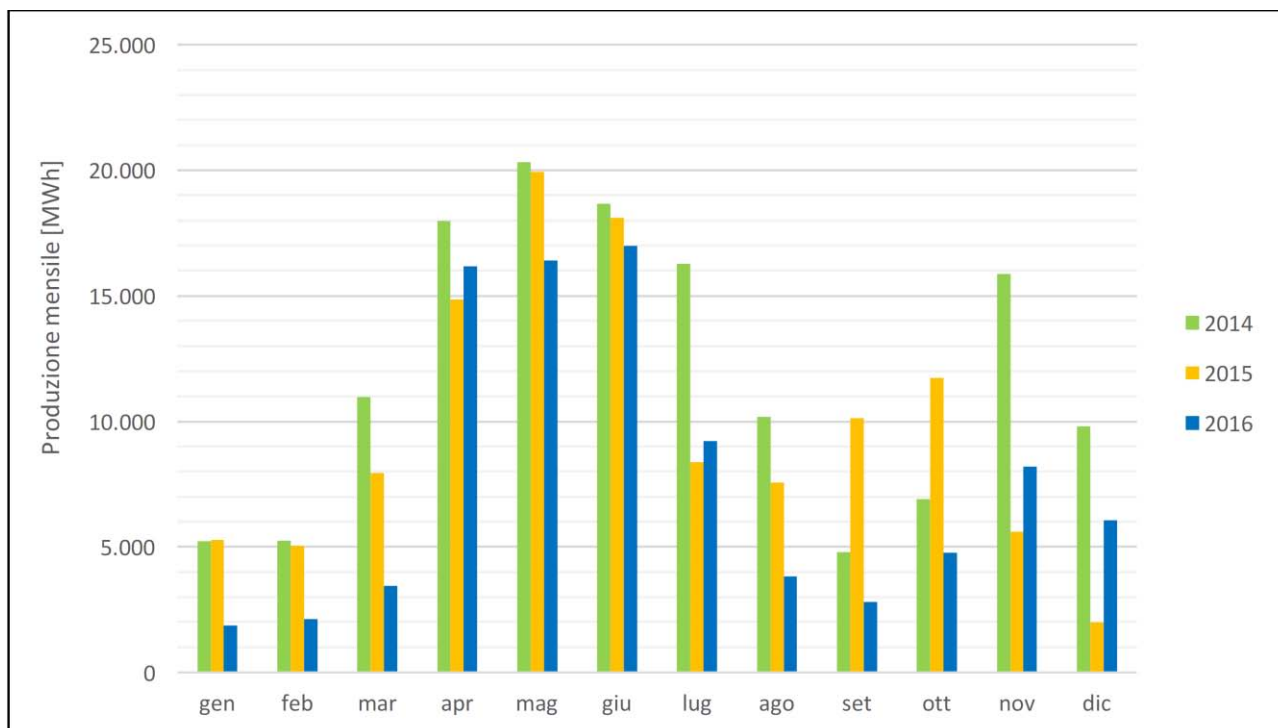


Figura 2-3 Storico produzione centrali per gli anni 2014-2015-2016

Dai valori riportati nelle due figure, sommando inoltre il fattore orografia e la capienza relativa dei bacini esposti nel primo capitolo, possiamo dedurre le seguenti osservazioni:

- La produzione annua è direttamente dipendente dai fenomeni meteorologici: si notano infatti variazioni percentuali decisamente marcate nelle diverse annate;
- All'interno dell'annata stessa è sempre il meteo la variabile più pesante: si verificano infatti le produzioni maggiori nei mesi coincidenti con il massimo disgelo, seguiti dai mesi autunnali storicamente più piovosi;
- La ridotta capacità di invaso di molti dei bacini dell'impianto stringe ancor di più i vincoli sulla gestione, poiché un qualsiasi acquazzone improvviso potrebbe tramutarsi in perdita di risorsa.

Volendo entrare più nel dettaglio, si riportano alcuni profili produttivi su base settimanale e su base giornaliera. Si introduce inoltre, per un confronto preliminare, anche l'andamento medio del prezzo zonale per la settimana e il prezzo zonale effettivo per la singola giornata.

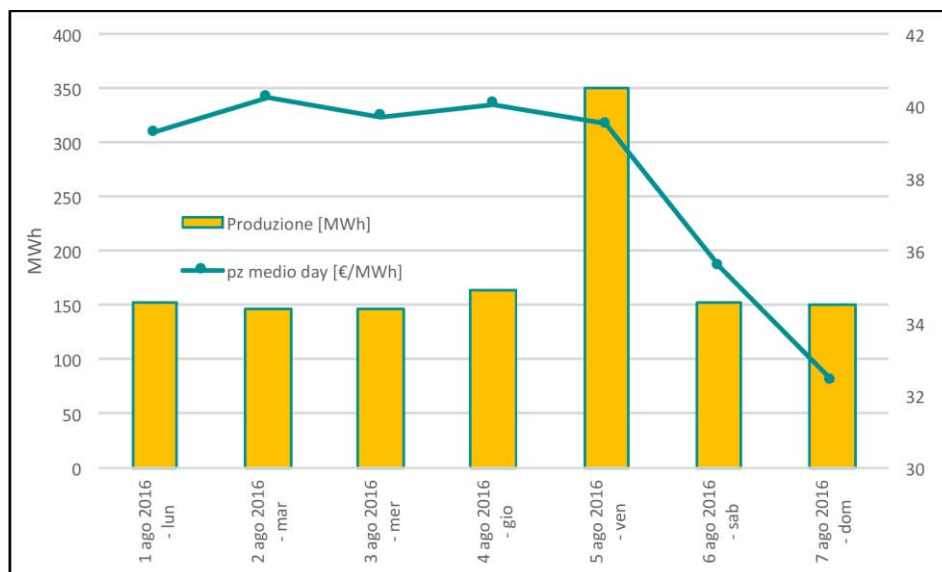


Figura 2-4 Produzione giornaliera e andamento pz medio per la settimana 1-7 agosto 2016

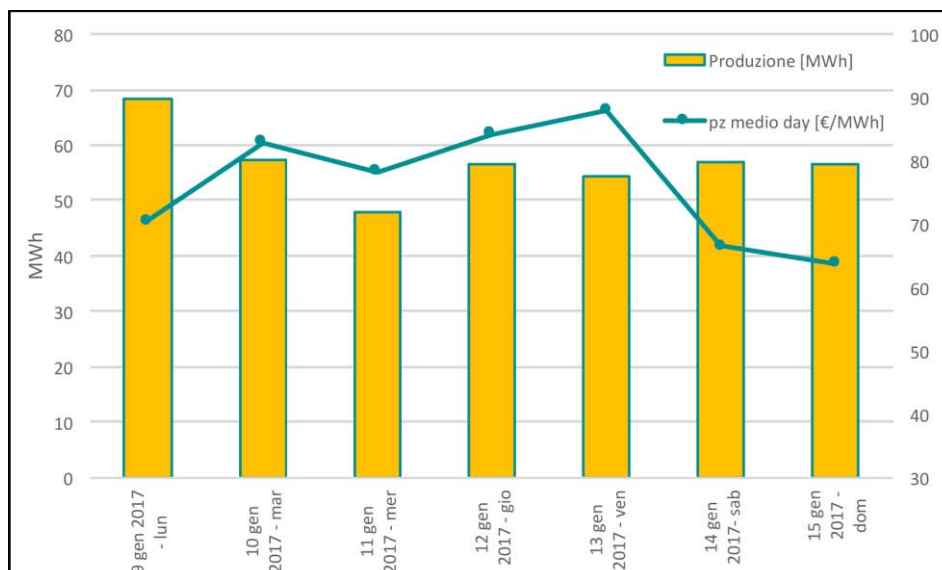


Figura 2-5 Produzione giornaliera e andamento pz medio per la settimana 9-15 gennaio 2017

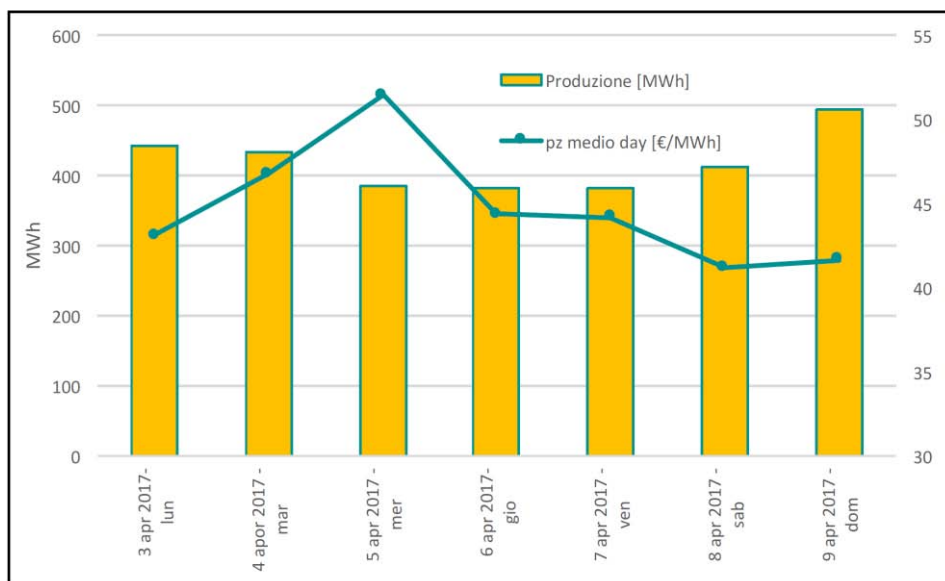


Figura 2-6 Produzione giornaliera e andamento pz medio per la settimana 3-9 aprile 2017

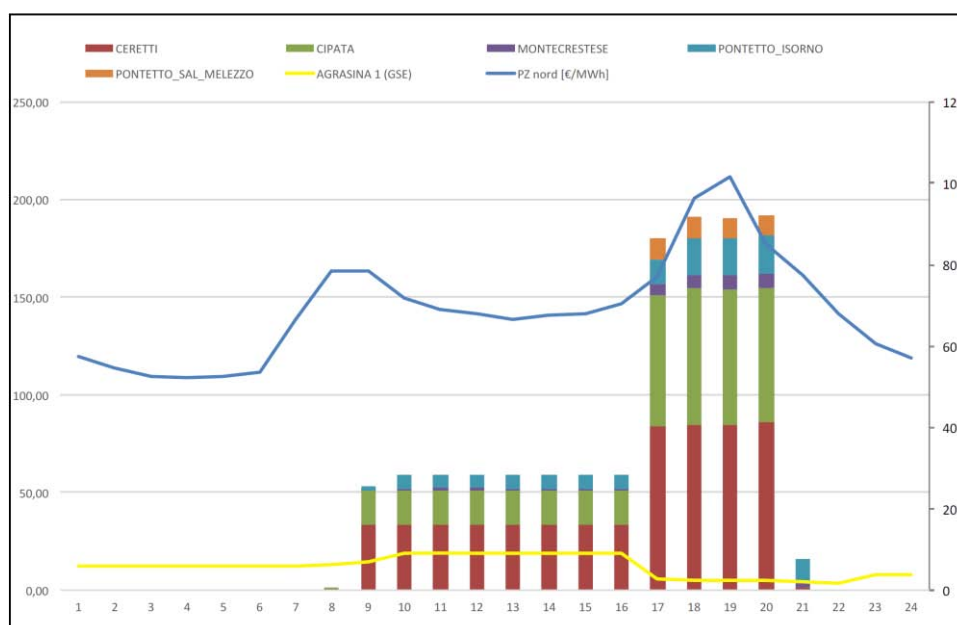


Figura 2-7 Profilo di produzione oraria [MWh*10] suddiviso per centrale per mercoledì 16 novembre 2016

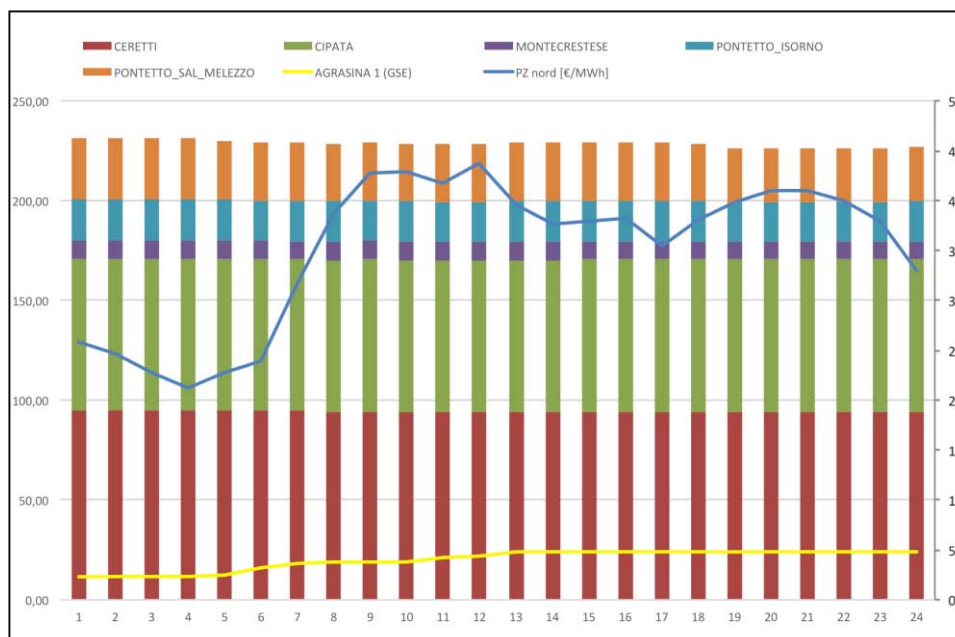


Figura 2-8 Profilo di produzione oraria [MWh*10] suddiviso per centrale per martedì 21 giugno 2016

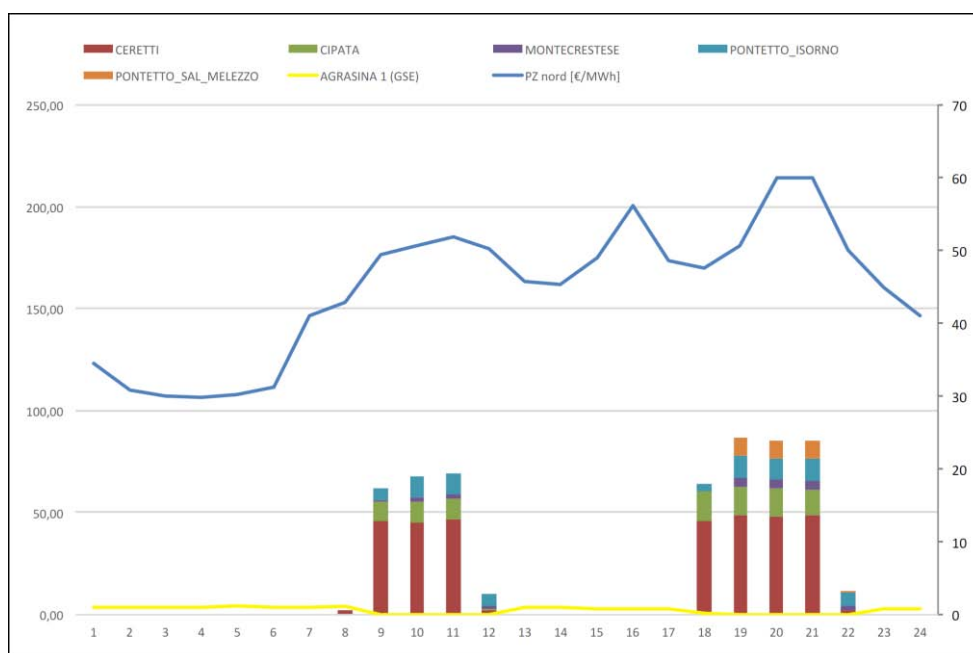


Figura 2-9 Profilo di produzione oraria [MWh*10] suddiviso per centrale per lunedì 12 settembre 2016

I primi tre grafici ci fanno nuovamente notare quanto sia variabile la produzione in base alla stagione. Si passa infatti dai 150-200 MWh giornalieri della settimana estiva, ai 400-450 MWh ad aprile, fino ai 50-60 MWh della settimana invernale di gennaio. Si può apprezzare inoltre quanto l'andamento settimanale della produzione segua o meno il profilo di prezzo zonale medio.

I profili giornalieri, invece, focalizzano l'attenzione sulle ore di maggior produzione e danno un'idea delle centrali che più influenzano la sommatoria nelle 24h (Cipata e Ceretti). Si osserva anche in questo caso un'evidente variabilità stagionale. Nella giornata di giugno tutte le macchine vanno a pieno carico, mentre in quella di settembre ho più ore in cui le macchine sono ferme rispetto alle ore corrispondenti al funzionamento.

Avendo analizzato a campione molteplici giornate tipo è risultata una programmazione oraria, al di fuori dei mesi di massima produzione, molto variabile, anche in giorni vicini. A volte si opta per una produzione circa costante per tutte le ore di funzionamento, mentre altre volte si cercano di seguire approssimativamente le due gobbe della classica curva ad M del prezzo zonale. Non sempre poi si tiene conto della differenza di prezzo tra giorni feriali e festivi. Approfondiamo ora come avviene quindi la programmazione attuale.

2.3 Programmazione della produzione

La procedura di programmazione viene storicamente eseguita dai quadristi, ovvero gli operatori che presidiano la sala di controllo 24h su 24. Dalla postazione è possibile controllare da remoto tutte le centrali e quindi per esempio, modificare il carico di una macchina, aprire una paratoia, connettere o disconnettere i trasformatori. Sono monitorati a video molteplici dati, per la maggior parte istantanei ad esempio di potenza macchina o di livello bacino. Tutti i valori sono ulteriormente archiviati in un apposito pc, controllabile da remoto, e gestibili tramite i diversi software IBA¹⁰. Per la nostra valutazione è stata fondamentale la consultazione di tutti questi dati storici, che grazie ad un'apposita elaborazione ha permesso un confronto fra gestione storica ed alternativa.

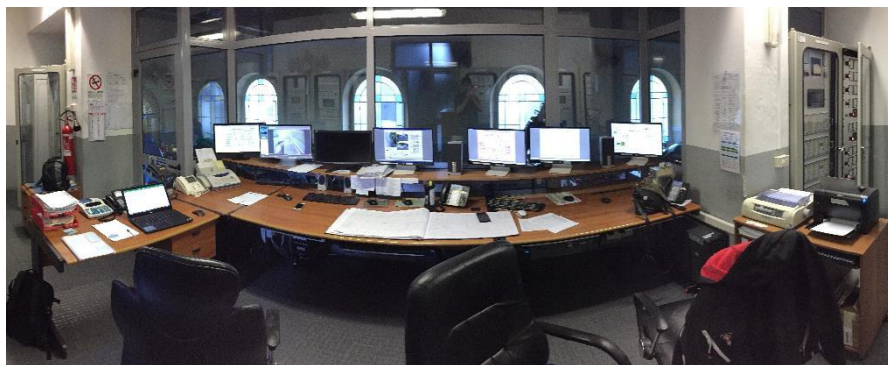


Figura 2-0-10 Panoramica del quadro di comando che dà sulla sala macchine della centrale di Pontetto

Come esposto in precedenza, la relativa capacità idrica dei bacini e la possibilità di fluenti improvvisi, portano spesso ad una programmazione volta alla gestione in sicurezza degli impianti, che va di pari passo con il pieno sfruttamento della risorsa cercando di non disperderla. Possiamo dunque analizzare separatamente le due aste, tenendo sempre a mente il vincolo di portata massima complessiva per non buttare acqua allo scarico della centrale di Pontetto (confluenza delle due aste).

Per l'asta Isorno, la prima informazione che il quadrista deve considerare è il livello del serbatoio di Larecchio, il più capiente e a quota più elevata. Essendo l'unico a consentire una gestione anche su base mensile e non essendo interessato direttamente dalla programmazione in quanto opera di presa della centrale di Agrasina (che vende al GSE e non "a mercato"), può essere utilizzato per la regolazione della produzione dell'intera asta sia nel breve che nel medio termine. In base quindi alle previsioni meteorologiche ed alle disposizioni giornaliere sul livello da mantenere, si stima il fluente sul bacino di Agrasina ovviamente considerando quanto turbinato dalla centrale omonima. Dal

¹⁰ È una casa produttrice di software e non solo, che descrive così il suo sistema: "il sistema IBA per l'acquisizione dei dati di processo e la loro analisi consiste nel perfetto incontro tra i componenti hardware e software per l'acquisizione, la registrazione, l'analisi e il processo dei dati misurati". In sostanza si tratta di diversi software che l'azienda e il gruppo alla quale afferisce, utilizza come monitoraggio e acquisizione di valori misurati sul campo dai sensori. IBA analyzer in particolare, rende possibile la visualizzazione assistita, l'analisi, l'elaborazione e l'esportazione delle grandezze misurate.

valore del fluente l'operatore calcola quindi quanto potranno produrre le macchine a valle, partendo da Cipata e scendendo altimetricamente.

Per l'asta Melezzo la procedura risulta più semplice in quanto costituita solamente da una coppia bacino-centrale. Si valuta per cui il fluente, peraltro misurato da una sonda, entrante nel lago di Avonso e, in base ai livelli di canale e diga, si ha una stima della possibile produzione dei gruppi di Pontetto salto Melezzo.

La programmazione, per entrambe le aste, ha come prima ferrea regola il rispetto di tutti i vincoli tecnici elencati nel primo capitolo, ormai metabolizzati dall'esperienza degli operatori.

La procedura di programmazione per il giorno D viene di norma eseguita già il giorno D-2 ed inviata ad Edison, mandatario attuale del dispacciamento, che si occupa del caricamento delle offerte sul Mercato del Giorno Prima. Il programma di produzione è modificabile fino al massimo le ore 09:00 del D-1; nel caso quindi di variazioni meteo improvvise si ha il rischio di gettare risorsa idrica. Anche per questo motivo la gestione e la pianificazione della produzione è un'operazione delicata.

2.4 Performance economica dell'anno 2016

Con questa strategia di produzione, sono stati studiati i risultati economici del 2016. La seguente tabella include le immissioni in rete delle sole energie corrispondenti alle centrali "a mercato", quindi si esclude la centrale di Agrasina, la quale vende la propria energia al GSE. Il parametro che si è voluto evidenziare in rappresentanza degli effetti economici è il prezzo medio di vendita, data la ribadita dipendenza della produzione annua dai fattori climatici.

	Immissioni a mercato [MWh]	Banda "baseload" prezzo fix [MW]	Prezzo medio vendita [€/MWh]	Prezzo fix banda [€/MWh]	Prezzo medio sopra banda [€/MWh]	Media Oneri sbilanciamento [€/MWh]	Costo medio CCT [€/MWh]
gen-16	1.676	5,00	59,18	51,50	61,49	8,92	1,07
feb-16	1.860	5,00	51,95	51,50	42,96	6,21	0,18
mar-16	3.238	5,00	43,61	51,50	37,76	6,87	-0,03
apr-16	15.303	15,00	35,90	44,30	30,27	3,12	-0,45
mag-16	15.546	15,00	37,12	44,30	31,62	4,13	-1,31
giu-16	15.934	15,00	36,64	44,30	31,68	1,50	-1,58
lug-16	8.099	5,00	46,19	48,25	44,19	0,14	-0,24
ago-16	3.484	5,00	43,72	48,25	36,58	0,72	-0,70
set-16	2.616	5,00	47,63	48,25	44,06	0,69	-0,20
ott-16	4.529	8,00	56,27	48,65	60,36	1,28	1,32
nov-16	7.505	8,00	58,88	48,65	61,99	-1,68	0,79
dic-16	5.443	8,00	59,31	48,65	65,51	-0,10	0,74
TOTALE 2016	85.232		<u>44,47</u>				

Tabella 2-1 Riepilogo risultati vendita energia a mercato – 2016

Si deduce pertanto che il prezzo medio ottenuto dalla vendita dell'energia dipende principalmente da due addendi, con peso diverso. Il primo è la strategia di fixing, ovvero quanta potenza assegno ad un prezzo fisso, il quale, nel nostro caso, ha un contributo abbastanza limitato. Il secondo è la parte di remunerazione derivante dalla vendita a mercato. La caratterizzazione di questo fattore è rappresentata dalla gestione temporale della produzione in funzione del prezzo zonale.

3 Gestione alternativa

3.1 Premessa e logica di ottimizzazione

Le conclusioni del secondo capitolo ci portano direttamente ad evidenziare il peso della programmazione giornaliera della produzione correlata ai prezzi di mercato. Uno degli obiettivi di questo lavoro è infatti quello di stabilire un margine di miglioramento proponendo una diversa gestione degli impianti e confrontando i risultati economici storici con quelli nuovi calcolati. Per fare questo ci si dovrà servire del primo obiettivo, e cioè creare una valida modellizzazione delle due aste che simulino il funzionamento e le logiche di funzionamento reali.

In base allo studio dei dati storici, dell'andamento del mercato elettrico ma soprattutto in base alle caratteristiche tecniche degli impianti, si sono individuati tre orizzonti temporali per i quali attivare l'ottimizzazione e quindi l'algoritmo di gestione alternativa. I tre intervalli sono:

- Giornaliero;
- Settimanale;
- Mensile.

Tutte e tre le soluzioni sono riportate nei seguenti paragrafi. Si vuole a questo punto introdurre l'argomento cercando di sottolineare l'approccio utilizzato e la logica di programmazione.

Per l'orizzonte giornaliero, sicuramente il più interessante e rilevante, l'obiettivo è quello di creare una programmazione di produzione sulle 24h che segua il più possibile l'andamento del prezzo zonale orario su MGP. Il programma dovrà ricevere in input: tutti i livelli iniziali e finali di bacini, vasche e canali; i fluenti previsti per ogni bacino; i valori di pz orario per le 24h (previsti se la programmazione è svolta al D-2, reali se la programmazione è svolta al D-1). Dovrà quindi fornire in output: potenze orarie di ogni macchina di ogni centrale e andamento previsto dei livelli dei bacini. Naturalmente, tutti i vincoli esposti nel capitolo 1, dovranno essere rispettati così come tutte le logiche di gestione intrinseche applicate e riconosciute dai quadristi. Sono state quindi individuate due fasi consecutive di attuazione dell'algoritmo:

1. Ottimizzazione sull'asta Isorno: data l'esclusione della centrale di Agrasina dal modello considerante il mercato, si parte dalla produzione delle centrali di Cipata e Ceretti e le altre poi in cascata;
2. Ottimizzazione sull'asta Melezzo: essendo "isolata" va a seguire la produzione dell'asta principale andando a stabilire la produzione dei gruppi di Pontetto salto Melezzo.

Su scala settimanale invece, l'idea è quella di concentrare la produzione nei giorni nei quali in media l'energia viene maggiormente valorizzata. Si preferiscono perciò i feriali ai festivi. "Shiftando" la produzione del fine settimana a quella successiva si dovrebbe riscontrare un maggior guadagno. Naturalmente anche in questo caso l'algoritmo tiene conto dei livelli massimi dei bacini; non avrebbe infatti senso trattenere la risorsa fino allo sfioro e oltre, comportando una perdita economica. Visti i volumi dei bacini in gioco l'ottimizzazione considera solamente Larecchio, Agrasina e Avonso, i più capienti.

A livello mensile, infine, non si cerca una vera e propria ottimizzazione. È possibile cioè studiare una strategia di gestione dell'unico bacino operativamente influente in un intervallo temporale di

tale estensione, ovvero Larecchio. Sulla base dei previsionali sul prezzo nel medio termine (uno, massimo due mesi successivi al mese corrente) e dello spot che invece si sta verificando decido se è favorevole svasare o invasare acqua.

Applicando quindi questi algoritmi si sono ottenuti i risultati per i quali si rimanda al successivo capitolo.

3.2 Operazioni preliminari e modellizzazione dell'impianto

Nella creazione del modello per la simulazione dell'impianto sono state necessarie delle operazioni preliminari, principalmente a livello di semplificazione e traduzione delle caratteristiche tecniche in espressioni gestibili tramite software.

Prima di tutto è stata necessaria una basilare ma essenziale spiegazione del pacchetto software IBA, e in particolare del IBAAalyzer. Brevemente, questa applicazione permette l'analisi dettagliata di segnali forniti al programma in .dat e l'esportazione diretta del segnale o dell'analisi stessa in formato .txt leggibile e lavorabile poi dal più noto software Excel. I principali segnali archiviati, per lo più livelli di bacini e potenze prodotte, risalgono ad un'installazione avvenuta nel novembre 2015 e ciò ha permesso un'ampia analisi dei dati storici, che si è poi concentrata in un anno di produzione. Per il progetto di ottimizzazione sono stati aggiunti all'archiviazione dei segnali ulteriori nell'aprile del 2017 e sono tutt'ora attivi. Essendo variabili che variano nel tempo con un ordine di grandezza di molto superiore al secondo, si è deciso di archivarle una volta al minuto. Per quando riguarda l'esportazione, questa può essere fatta a piacere, in base all'analisi voluta; coerentemente con la programmazione spesso si è usata l'esportazione dei segnali ogni ora, sia di valori mediati (prevalentemente potenze) sia di valori puntuali (prevalentemente livelli iniziali e finali).

In secondo luogo si è affrontato il problema della stima dei fluenti storici, valori che saranno mantenuti costanti nella simulazione con gestione ottimizzata. Per facilitare il calcolo, si sono determinate le funzioni livello-energia dei bacini.

LIVELLO	QUOTA	VOLUME	ENERGIA	LIVELLO	QUOTA	VOLUME	ENERGIA	LIVELLO	QUOTA	VOLUME	ENERGIA
ACQUA		ACQUA	m ³ x0,95	ACQUA		ACQUA	m ³ x0,95	ACQUA		ACQUA	m ³ x0,95
m	m.s.l.m.	m ³	kWh	m	m.s.l.m.	m ³	kWh	m	m.s.l.m.	m ³	kWh
0,00	930,75	1.000	950	1,92	932,65	5.000	4.750	3,92	934,65	12.700	12.065
0,12	930,85	1.100	1.045	2,12	932,85	5.800	5.510	4,12	934,85	13.700	13.015
0,32	931,05	1.400	1.330	2,32	933,05	6.300	5.985	4,32	935,05	14.700	13.965
0,52	931,25	1.800	1.710	2,52	933,25	7.000	6.650	4,52	935,25	15.800	15.010
0,72	931,45	2.300	2.185	2,72	933,45	7.600	7.220	4,72	935,45	16.800	15.960
0,92	931,65	2.600	2.470	2,92	933,65	8.500	8.075	4,92	935,65	17.800	16.910
1,12	931,85	3.000	2.850	3,12	933,85	9.300	8.835	5,12	935,85	19.000	18.050
1,32	932,05	3.500	3.325	3,32	934,05	10.000	9.500	5,32	936,05		
1,52	932,25	4.000	3.800	3,52	934,25	10.900	10.355	5,52	936,25		
1,72	932,45	4.500	4.275	3,72	934,45	11.800	11.210	5,72	936,45		

Tabella 3-1 Tabella invaso per il bacino di Cipata

Per ogni bacino infatti esiste una tabella invaso, utilizzata anche manualmente dal quadrista, per la quale ad ogni valore di livello, corrisponde un valore di volume e quindi di energia disponibile. Periodicamente, grazie all'esperienza degli operatori, queste tabelle vengono opportunamente testate e riverificate. Un fenomeno che può sfalsare i loro valori è infatti quello dell'interrimento

della diga, ovvero i detriti che si depositano sul fondo del bacino, soprattutto in prossimità dello sbarramento, comportano una riduzione progressiva della capacità d'invaso.

L'operazione semplificativa svolta per il presente lavoro, è stata quella di interpolare i dati di "targa" forniti per ricavare delle funzioni livello-energia disponibile, approssimate al quarto grado. Si riportano di seguito le funzioni dei quattro serbatoi considerati influenti al calcolo dell'ottimizzazione utilizzate per la simulazione (tutte le altre vasche non sono considerate in quanto di troppo poca capienza e quindi trascurabili). Il segnale "energia disponibile" di ogni bacino derivante dalle funzioni interpolanti è stato inoltre aggiunto all'archiviazione nella modifica di aprile 2017.

BACINO	Funzione livello (x) in m ed energia disponibile (y) in kWh
Larecchio	$y = -2,9976 \cdot x^4 + 63,752 \cdot x^3 + 5396,5 \cdot x^2 - 26597 \cdot x + 30337$
Agrasina	$y = 1,2351 \cdot x^4 - 27,101 \cdot x^3 + 398,94 \cdot x^2 + 2035,2 \cdot x + 248,42$
Cipata	$y = -5,3315 \cdot x^4 + 58,905 \cdot x^3 + 203,5 \cdot x^2 + 1475,7 \cdot x + 898,76$
Avonso	$y = 1449,9 \cdot x^4 - 12042 \cdot x^3 + 36932 \cdot x^2 - 43939 \cdot x + 18138$

Tabella 3-2 Funzioni livello-energia disponibile dei quattro bacini principali

Per il modello si sono quindi convertite le funzioni livello-energia in funzioni livello-volume, per coerenza di calcolo con le operazioni successivamente illustrate.

BACINO	Funzione livello (x) in m e volume (y) in m ³
Larecchio	$y = -2,9103 \cdot x^4 + 61,895 \cdot x^3 + 5239,32 \cdot x^2 - 25822,33 \cdot x + 29453,4$
Agrasina	$y = 1,3139 \cdot x^4 - 28,8308 \cdot x^3 + 424,404 \cdot x^2 + 2165,1 \cdot x + 264,28$
Cipata	$y = -5,6121 \cdot x^4 + 62,005 \cdot x^3 + 214,21 \cdot x^2 + 1553,37 \cdot x + 946,06$
Avonso	$y = 2685 \cdot x^4 - 22300 \cdot x^3 + 68392,59 \cdot x^2 - 81368,52 \cdot x + 33588,89$

Tabella 3-3 Funzioni livello-volume dei quattro bacini principali

La conversione è effettuata tramite i "coefficienti energetici" propri di ogni centrale. Sulla base dei dati reali, sono stati forniti infatti i coefficienti che in prima approssimazione restituiscono l'energia producibile dalla singola centrale per unità di volume d'acqua turbinata. Per la simulazione, e in realtà anche per l'attuale programmazione giornaliera, i coefficienti vengono considerati costanti quando invece essi dipendono evidentemente dal livello del bacino a monte e dal grado di carico della macchina; l'approssimazione risulta comunque accettabile. Considerando poi le perdite lungo la rete interna di proprietà fino al punto di consegna, stimate al 4%, si ricavano i coefficienti netti.

Impianto	Ken lordo [kWh/mc]	Ken netto [kWh/mc]
Agrasina 1	1,03	0,99
Agrasina 2	0,18	0,17
Cipata	0,94	0,90
Ceretti	0,95	0,91
Pontetto - Isorno	0,24	0,23
Pontetto - Melezzo	0,54	0,52
Montecrestese	0,08	0,07

Tabella 3-4 Coefficienti energetici lordi e netti per ogni centrale

La modellizzazione è quindi partita dai serbatoi. Con la conversione di cui sopra, sono stati identificati tramite una variabile di livello misurata su base oraria direttamente in metri cubi. Anche i livelli massimi e minimi per ogni bacino sono stati opportunamente convertiti in metri cubi e si sono considerati quelli più stringenti. Dalle tabelle del capitolo 1 infatti si può notare come anche la quota massima di invaso possa variare a seconda ad esempio delle previsioni meteorologiche. Si è deciso quindi di approcciarsi al problema in maniera più cautelativa possibile, non solo per i livelli ma per la totalità dei vincoli identificati.

Per quanto riguarda le centrali, esse sono modellizzate da una singola variabile per centrale (poi il valore di potenza complessivo dovrà essere ripartito per ogni macchina secondo le regole espone nel capitolo 1) rappresentativa dell'energia oraria prodotta. Anche quest'ultima è poi convertita in portata turbinata tramite il coefficiente energetico proprio della centrale. I limiti di vincolo in questo caso saranno le potenze minime e massime di macchina e quindi le corrispondenti portate minime e massime.

Da un banale bilancio di portata volumetrica applicato ai confini di ogni sistema bacino, si può ricavare la quantità d'acqua entrante nel bacino. A partire dai dati storici di livello ed energia prodotta, convertita in portata turbinata (positiva o negativa a seconda se scaricata o prelevata dal bacino) è stato calcolato il fluente medio orario. Va precisato che dopo diverse prove su altrettante giornate si è riscontrata una buona approssimazione per una determinazione del fluente sulle 24h, ipotesi corroborata anche dai tecnici. Viene inoltre specificato per completezza che il Deflusso Minimo Vitale¹¹ non viene considerato in quanto implicitamente valutato nelle funzioni livello-volume e quindi anche nel calcolo affluenti.

Rimangono infine i collegamenti tra opera di presa, vasche di carico, scarico e centrali. In accordo con i pulpiti¹² e dopo aver esaminato i dati storici, si sono considerati tempi di corrvazione nulli su tutti i collegamenti ad esclusione di due tratti, già inizialmente descritti nel capitolo 1:

- il canale Isorno presente tra la centrale di Ceretti e quella di Pontetto salto Isorno il quale ha un tempo di corrvazione pari mediamente a 40 min, valore implementato nel modello;
- il canale Melezzo, che alimenta il bacino Avonso, è caratterizzato da un tempo di circa 150 min. A livello di programmazione questo vincolo è stato considerato indirettamente in quanto direttamente legato al livello del lago di Avonso.

¹¹ D.M.V.: Deflusso Minimo Vitale, quantità obbligatoria di portata residua che deve essere rilasciata da una qualsiasi opera di presa artificiale su di un corso d'acqua naturale per garantirne l'integrità ecologica, con particolare riferimento alla vita acquatica.

¹² In gergo storico/tecnico la sala di comando viene chiamata anche pulpito.

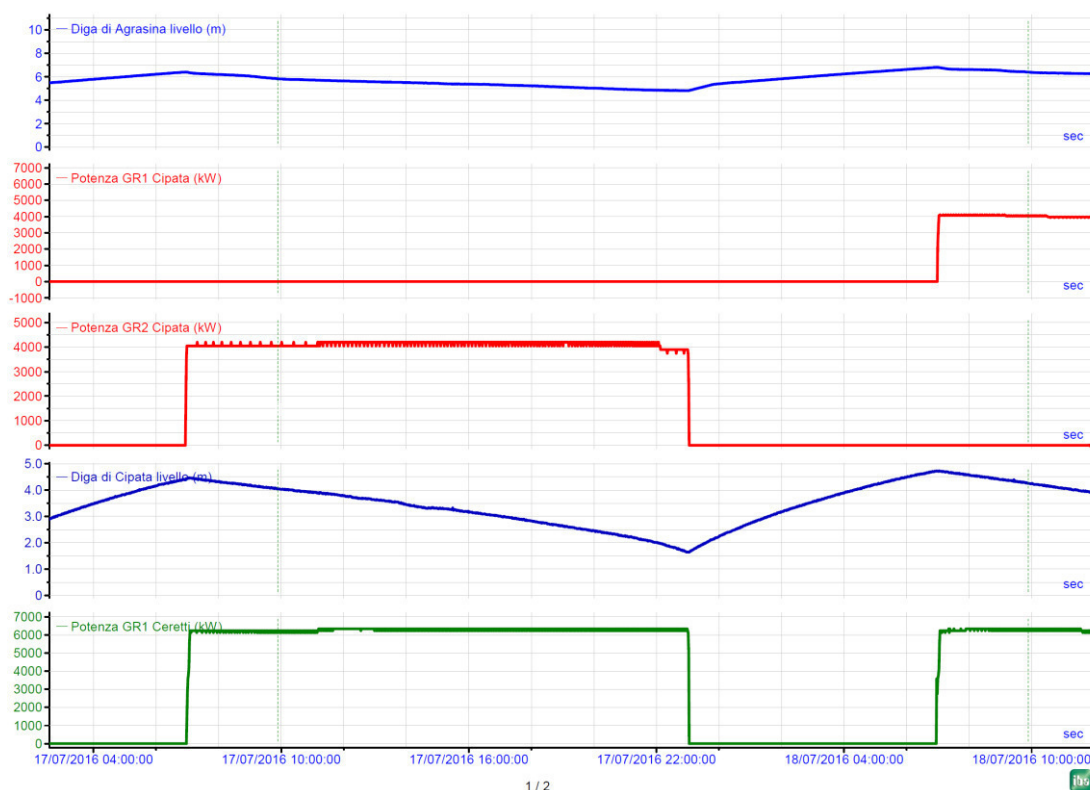


Figura 3-1 Verifica tempi di corrivazione Cipata – Ceretti

In figura si riporta un esempio di verifica dei tempi di corrivazione. Il caso in questione rappresenta il tratto bacino di Cipata (sul quale scarica la centrale omonima) centrale di Ceretti. L'esportazione, per le non complete giornate del 17-18 luglio 2016, è stata effettuata tramite il software IBAAnalyzer e permette anche visivamente di vedere come la limitata capienza del bacino di Cipata imponga l'accensione contemporanea delle due centrali. Essendo quindi avviamenti simultanei si può considerare il tempo di corrivazione nullo.

Sulle caratteristiche invece più tecniche di condotte forzate, canali e vasche di carico, quali ad esempio la portata massima, si è imposto direttamente il vincolo più cautelativo corrispondente alla portata massima turbinabile dalla macchina subito a valle.

Infine, nel conteggio delle perdite elettriche, stimate al 4%, si sono considerati i coefficienti energetici netti, riportati poco sopra.

Viene ribadito, prima di entrare nel dettaglio delle tre ottimizzazioni, che per tutti i vincoli è stato scelto il limite più "stringente" in modo da garantire prima di tutto una gestione in sicurezza dell'impianto.

3.3 Ottimizzazione giornaliera

In funzione del prezzo zonale orario su MGP l'algoritmo di ottimizzazione giornaliera propone una programmazione della produzione e la confronta con quella storica effettivamente avvenuta. Naturalmente vengono imposte delle condizioni iniziali e finali uguali in entrambi i casi. Nella pratica, è stato creato un modello matematico semplificato che descrive appunto il funzionamento della doppia asta nel rispetto di tutti i vincoli tecnici ampiamente descritti nei capitoli precedenti. Il sistema riceve quindi in input i seguenti dati storici ricavati dall'archiviazione:

- Livello iniziale (alle 24:00 del giorno D-1) dei bacini di: Larecchio, Agrasina, Cipata e Avonso;
- Livello finale (alle 24:00 del giorno D) dei bacini di: Larecchio, Agrasina, Cipata e Avonso;
- 24 valori di portata oraria di fluente esterno per tutti e quattro i bacini;
- 24 valori di prezzo zonale orario su MGP;
- 24 valori di produzione oraria di energia dei gruppi della centrale Agrasina Salto 2 (fluente);
- Tutti i valori storici di produzione oraria di energia delle altre centrali per l'ora 24 del D-1;
- Profilo di produzione orario storico per ogni centrale;
- Andamento orario storico dei livelli di ogni bacino.

In output avremo invece:

- Programma di produzione ottimizzato per ogni centrale;
- Andamento orario dei livelli nei bacini nel caso del nuovo programma di produzione;
- Confronto economico tra produzione storica ed ottimizzata;
- Confronto tra storico ed ottimizzato dell'andamento orario dei livelli.

La logica con la quale è stato sviluppato l'algoritmo ha cercato di ricalcare la procedura corretta già attuata dai tecnici. Si sono quindi create due fasi di ottimizzazione consecutive:

1. Ottimizzazione del programma di produzione delle centrali appartenenti all'asta Isorno;
2. Ottimizzazione del programma di produzione della centrale Pontetto salto Melezzo.

Nel conteggio delle variabili complessive, abbiamo un totale di 240 valori di cui 96 valori orari di livello dei 4 bacini e 144 valori orari di produzione da ottimizzare. Il problema è stato risolto grazie all'utilizzo del software risolutore sviluppato in linguaggio VBA implementabile nel foglio di calcolo Excel.

Fase 1: la prima fase si concentra nell'ottimizzazione delle due centrali più a monte dell'asta Isorno, ovvero Agrasina Salto 1 e Cipata. La produzione di Agrasina Salto 2 essendo considerata come impianto ad acqua fluente è stata riportata pari a quella storica. Per quanto riguarda Agrasina Salto 1, come già riportato sopra, non rientra nella vendita a mercato ma è un vincolo decisamente importante in quanto tutta la sua produzione (derivante dal bacino di Larecchio) è acqua turbinabile da tutte le centrali a valle. Si ottimizzano quindi 48 variabili andando a massimizzare la funzione obiettivo descritta dalla:

$$Funzione\ obiettivo = \sum_{h=1}^{24} [produzione(h) * pz(h)]$$

E cioè la sommatoria della produzione giornaliera moltiplicata per il prezzo zonale orario corrispondente. Conseguentemente il modello calcola in automatico le produzioni delle altre centrali dell'asta Isorno, nel rispetto dei vincoli. Un controllo supplementare è stato attivato per il bacino di Cipata. Essendo infatti di capienza molto ridotta, come si può verificare anche dalla figura successiva, viene spesso utilizzato come "riempi-svuota" più volte al giorno.

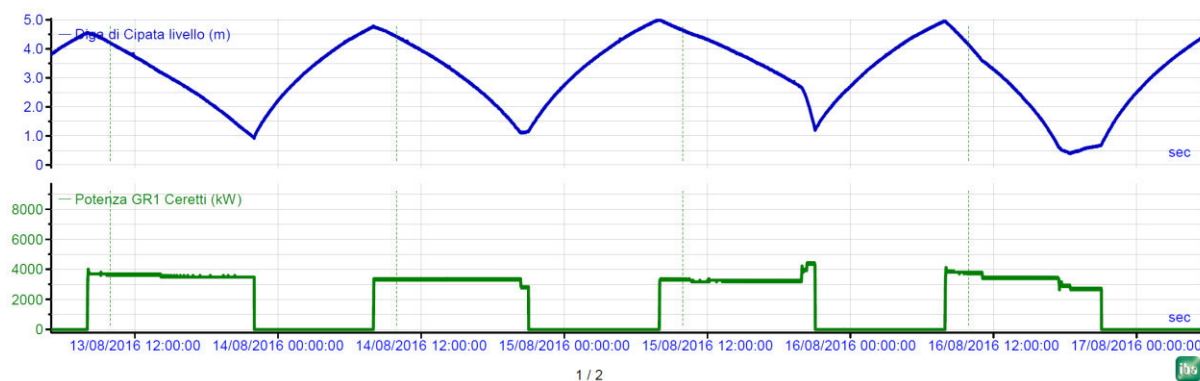


Figura 3-2 Esempio di gestione della coppia diga di Cipata - centrale Ceretti

Per questo motivo, si è imposto che:

- La portata oraria turbinata dalle macchine di Cipata sommata al valore stimato del fluente deve essere inferiore alla portata massima tollerata dalla centrale Ceretti subito a valle;
- Se la differenza tra il livello massimo del serbatoio di Cipata e il livello all'ora h-1, opportunamente convertita in metri cubi, è minore della portata di fluente previsto per l'ora h, allora la produzione della centrale Ceretti è definita pari alla minima necessaria per evitare lo sfioro della diga di Cipata indipendentemente dal prezzo zonale.

Fase 2: avvenuta la fase 1 e stabilite le produzioni delle centrali dell'asta Isorno, il modello si concentra sulla sola ottimizzazione dell'asta Melezzo. Rispettando i vincoli propri dell'asta e i livelli iniziali e finali del solo lago di Avonso, va a massimizzare una seconda funzione obiettivo calcolata con la stessa formula della fase 1 ma in questo caso riguardante la sola centrale Pontetto salto Melezzo.

A livello computazionale sono state necessarie delle ulteriori ipotesi semplificative rispetto a quelle già elencate per permettere all'algoritmo un corretto funzionamento. Di seguito si riportano le principali:

- Nell'ottica cautelativa si sono fissati tutti i vincoli più "stringenti" andando sempre a preferire inoltre uno sfruttamento della risorsa privo di sprechi: ovvero anche in condizioni di prezzo zonale elevato non si va mai a produrre in eccesso facendo sfiorare i bacini a valle. Ad esempio: potenza massima per Ceretti 8,5 MW contro i 9,5 MW di targa per evitare di buttare acqua nella presa Isorno;
- Si sono considerate portate medie di fluente orario calcolate grazie ai dati storici in giornate di produzione circa costante delle macchine afferenti al bacino in questione in quanto gli avviamenti e gli spegnimenti delle stesse causavano inaffidabilità nelle stime;
- I valori di fluente stimato, così come i valori dei livelli iniziali e finali dei bacini e la produzione di Agrasina Salto 2 sono stati mantenuti pari a quelli storici. Non è stato possibile, per limitata potenza di calcolo, imporre il livello finale per il bacino di Cipata. Viene imposto perciò un valore finale solamente come limite minimo. Questa semplificazione va comunque a favore dell'ottica cautelativa nella stima dell'extra ricavo rispetto al valore storico;
- Sempre per limitare il numero di variabili non sono state implementate le potenze minime di macchina, ciò ha un impatto trascurabile a livello economico;
- Il sistema Dighetta-presa Isorno-vasca Lorasco non è stato considerato come bacino vista la capacità d'invaso trascurabile ai fini della programmazione energetica. Nel modello è stato considerato il suo ruolo di compensazione del tempo di corrivazione del tratto Ceretti-

Pontetto implementato come percentuale di produzione da trasferire nell'ora successiva ricavata dai dati storici.

Prima dell'applicazione del modello e della simulazione sono state scelte 12 giornate tipo, una per mese, nel periodo storico da giugno 2016 a maggio 2017. In questo modo si è riusciti ad avere una visione complessiva che ha portato anche confronti stagionali sull'efficacia dell'ottimizzazione. Il criterio di scelta può essere riassunto come segue:

1. Tramite il software IBA, sono stati caricati tutti i file giornalieri di tutti i segnali acquisiti componenti il mese in questione;
2. Successivamente, grazie all'interfaccia del software, sono state scelte "porzioni" di segnale, andando a valutare graficamente l'andamento di quest'ultimi: si sono cioè ricercati periodi di funzionamento pressoché regolare, senza variazioni inaspettate, dovute ad esempio a giorni di pioggia o ad un disgelo abbondante ed improvviso;
3. La scelta, escludeva preventivamente i giorni festivi;
4. I giorni scelti, prima dell'elaborazione, sono stati confermati anche dai quadristi della centrale con il proposito di evitare giornate adibite a qualche manutenzione o con qualche malfunzionamento che dal software non è facilmente rilevabile.

Applicando questa semplice regola, i giorni scelti sono risultati i seguenti:

- 21 giugno 2016;
- 15 luglio 2016;
- 12 agosto 2016;
- 12 settembre 2016;
- 3 ottobre 2016;
- 16 novembre 2016;
- 14 dicembre 2016;
- 16 gennaio 2017;
- 24 febbraio 2017;
- 17 marzo 2017;
- 10 aprile 2017;
- 16 maggio 2017.

A completare lo studio di ottimizzazione giornaliera si è deciso di introdurre una sorta di classificazione di rischiosità della produzione programmata grazie alla definizione di due parametri. Questo per capire quanto una produzione ottimizzata potesse sollecitare gli impianti. Il primo parametro, R, misura la rischiosità media del programma come percentuale di ore in cui i livelli nei bacini si avvicinano al limite massimo o minimo per meno del 10%. Il secondo, Rp, misura il picco di avvicinamento (o superamento) dei limiti di livello nei bacini, su di una scala tra 0 a 10 con valori crescenti al crescere del picco di rischio giornaliero.

Per i risultati di questa e delle altre simulazioni su orizzonti temporali differenti si rimanda al capitolo 4.

3.4 Ottimizzazione settimanale

L'obiettivo di questa ottimizzazione è quello di riuscire a sfruttare il differenziale di prezzo zonale che spesso si manifesta tra giorni lavorativi e giorni festivi. In pratica, l'idea di base è quella di "trasferire" parte dell'energia prodotta attualmente il sabato e la domenica nei giorni feriali

successivi. Per fare questo ovviamente devo avere una certa flessibilità nella gestione della produzione che si traduce immediatamente in adeguata capacità d’invaso. Riportando di seguito il tempo di svuotamento di tutti i bacini, si deduce che:

Nome Bacino	Diga di Larecchio	Presa Agrasina 2	Diga di Agrasina	Bacino di Cipata	Dighetta + presa Isorno	Vasca di carico Lorasco	Bacino di Avonso
Capacità utilizzabile [mc]	2.545.000	Minima	65.100	15.500	Minima	Minima	9.700
Tempo di “svuotamento” teorico [h]	750	-	6	1	-	-	1

Tabella 3-5 Capacità utile e tempo di svuotamento dei bacini

dei bacini comprendenti l’impianto ha senso studiare, in ottica settimanale, la diga di Agrasina (e la conseguente produzione di Cipata) e il lago di Avonso (conseguente produzione di Pontetto salto Melezzo). Con gli stessi criteri di scelta delle 12 giornate sulle quali si è svolta la simulazione giornaliera, sono stati in questa sede scelti 12 fine settimana, di seguito riportati:

- 18,19 giugno 2016;
- 9,10 luglio 2016;
- 6,7 agosto 2016;
- 10,11 settembre 2016;
- 1,2 ottobre 2016;
- 12,13 novembre 2016;
- 10,11 dicembre 2016;
- 14,15 gennaio 2017;
- 18,19 febbraio 2017;
- 11,12 marzo 2017;
- 8,9 aprile 2017;
- 13,14 maggio 2017.

L’algoritmo quindi riceve in input:

- Valori storici di produzione delle centrali a monte e a valle del bacino considerato;
- Valori storici di livello iniziale del bacino considerato;
- Stime calcolate dai dati storici di fluente medio orario;
- Media dei valori di prezzo zonale sia del weekend considerato sia della settimana successiva.

Per poi restituire in output:

- Produzione teoricamente “differibile” calcolata come energia accumulabile dal bacino al netto di quella da produrre obbligatoriamente per non sfiorare;
- Confronto economico tra la vendita storica e quella ottimizzata.

Un’importante semplificazione viene fatta anche in questo modello. Si ipotizza infatti di distribuire, nel caso risulti positiva, l’energia “differibile” in maniera equa su tutte le 24h dei giorni feriali della settimana successiva al weekend considerato. In realtà la produzione si concentrerà nelle ore di maggior retribuzione, come visto nell’ottimizzazione giornaliera. Si tratta quindi di un’ulteriore ipotesi cautelativa che va a sottostimare il beneficio economico.

Per i risultati di questa e delle altre simulazioni su orizzonti temporali differenti si rimanda al capitolo 4.

3.5 Ottimizzazione mensile

In questo caso un intervallo temporale così esteso deve prevedere una regolazione della produzione a lungo termine e l'unico bacino che permette ciò è il serbatoio di Larecchio. Tutti gli altri hanno capienze trascurabili se consideriamo il medio/lungo termine. Una gestione programmata mensilmente si pone l'obiettivo di seguire i segnali di prezzo previsti per il mese successivo andando a trattenere o a turbinare la risorsa idrica rispettivamente se il prezzo è in aumento o in diminuzione. A differenza delle gestioni giornaliera e settimanale, risulta difficile prevedere e ancor di più programmare una strategia di gestione modellizzata in un algoritmo. Di base, infatti, possiamo incontrare due casi:

1. La previsione di prezzo è positiva, ovvero il future su MGP è maggiore dello spot che si manifesta nel mese corrente;
2. La previsione è invece negativa, quindi mi aspetto dei prezzi zonali ribassati il mese successivo.

È immediato quindi che se siamo nel primo caso l'interesse è quello di invasare più acqua possibile, nel rispetto ovviamente dei vincoli di livello, per produrla poi il mese successivo. Al contrario, nel secondo caso, si ha interesse di produrre la risorsa fintantoché è valorizzata ad un prezzo favorevole rispetto al più basso prezzo previsto per il mese successivo. A questo punto si riscontra la problematica di quanta produzione "trasferire" nel caso 1 e quanta invece produrre nel caso 2. Si è deciso per cui di studiare solamente l'attuale gestione del bacino di Larecchio e di confrontare questa con una gestione spinta al limite per la quale:

- Invaso la diga fino al livello massimo e produco il restante fluente, ritardando tutta la produzione storica al mese successivo se sono nel caso 1;
- Svaso completamente fino al livello minimo nel mese corrente se sono nel caso 2.

Per entrambi i casi si sono esaminati i dati storici di: livello del bacino; produzione della centrale di Agrasina Salto 1; stima del fluente entrante; spot sul PUN medio mensile e future medio mensile dello stesso mese.

È stato quindi implementato un banale test per valutare la corretta o meno gestione storica del bacino seguito da un confronto economico tra produzione storica e produzione alternativa a seconda che ci si trovasse nel caso 1 o nel caso 2.

Per i risultati di questa e delle altre simulazioni su orizzonti temporali differenti si rimanda al capitolo 4.

4 Esiti delle ottimizzazioni

Si riportano in questo capitolo sia i risultati effettivi delle tre simulazioni su scala temporale differente, sia il beneficio economico teoricamente ottenibile dalle due ottimizzazioni che più hanno rappresentato una gestione attualizzabile, ovvero quella giornaliera e quella settimanale.

4.1 Risultati ottimizzazione giornaliera

Ritenendo ridondante riportare in questa sede tutti gli output di tutte e 12 le giornate, a titolo esemplificativo sono illustrati i risultati del giorno 3 ottobre 2016. Per tutte le altre si rimanda all'Allegato 1.

PRODUZIONE - STORICO [MWh]								PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]								PZ nord [€/MWh]
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_MELEZ ZO	MONTECRE STESE	ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_MELEZ ZO	MONTECRE STESE	
1	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,6
2	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,79
3	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,69
4	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,46
5	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,71
6	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,6
7	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,15
8	0,21	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	8	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,23
9	0,01	0,00	0,98	2,96	0,12	0,00	0,02	9	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	53,49
10	0,00	0,00	0,85	2,85	0,63	0,00	0,11	10	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	53,39
11	0,00	0,00	0,85	2,94	0,48	0,00	0,08	11	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,75
12	0,00	0,00	0,86	2,93	0,51	0,00	0,08	12	0,15	0,00	0,00	1,38	0,09	0,00	0,03	51,16
13	0,00	0,00	0,86	2,92	0,53	0,00	0,10	13	0,14	0,00	0,00	0,70	0,30	0,00	0,10	50,94
14	0,00	0,00	0,86	2,90	0,53	0,00	0,09	14	0,13	0,00	0,00	1,04	0,20	0,00	0,07	49,64
15	0,00	0,00	0,86	2,89	0,52	0,00	0,09	15	0,12	0,00	0,00	0,87	0,25	0,00	0,08	49,89
16	0,00	0,00	0,86	2,89	0,50	0,00	0,08	16	0,11	0,00	0,00	0,95	0,23	0,00	0,08	46,02
17	0,00	0,00	0,86	2,89	0,50	0,00	0,07	17	0,10	0,00	0,00	0,91	0,24	0,00	0,08	47
18	0,00	0,00	0,86	2,88	0,52	0,00	0,09	18	0,08	0,00	1,24	2,81	0,36	0,00	0,12	48
19	0,00	0,00	0,86	2,89	0,52	0,93	0,21	19	0,07	0,00	0,00	0,00	0,52	0,00	0,17	51,66
20	0,27	0,00	0,86	2,69	0,52	1,15	0,23	20	0,06	0,00	7,32	8,31	0,57	3,11	0,65	73
21	0,48	0,00	0,86	2,66	0,51	1,15	0,25	21	0,04	0,00	1,93	4,31	1,83	0,00	0,61	56,65
22	0,44	0,00	0,03	0,13	0,39	0,04	0,07	22	0,03	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,27	49,17
23	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23	0,01	0,00	0,00	0,62	0,04	0,00	0,01	47,44
24	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24	0,00	0,00	0,00	1,08	0,19	0,00	0,06	45

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	534.585	17.126	8.271	6.111
finale - ore 24	531.394	17.775	5.637	5.301

VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
	65	294	975	206

Tabella 4-1 Programma di produzione storico ed ottimizzato e dati di input - 3 ottobre 2016

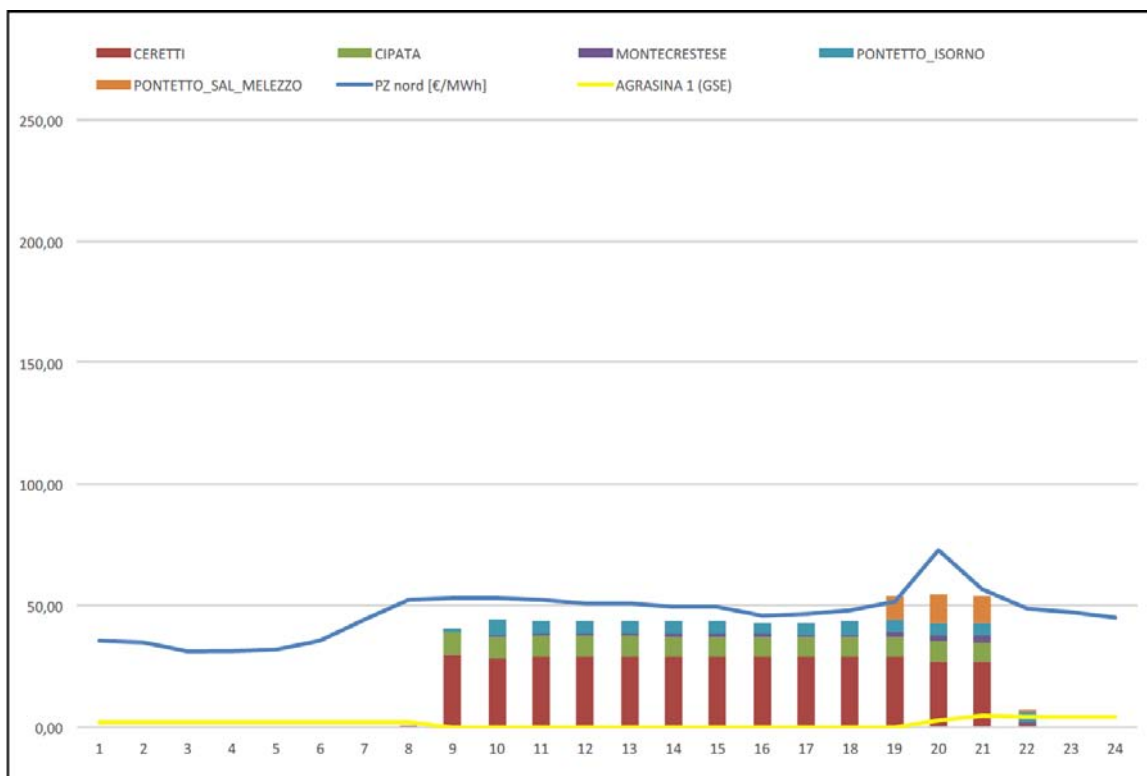


Figura 4-1 Profilo orario di produzione storico con andamento del PZnord - 3 ottobre 2016

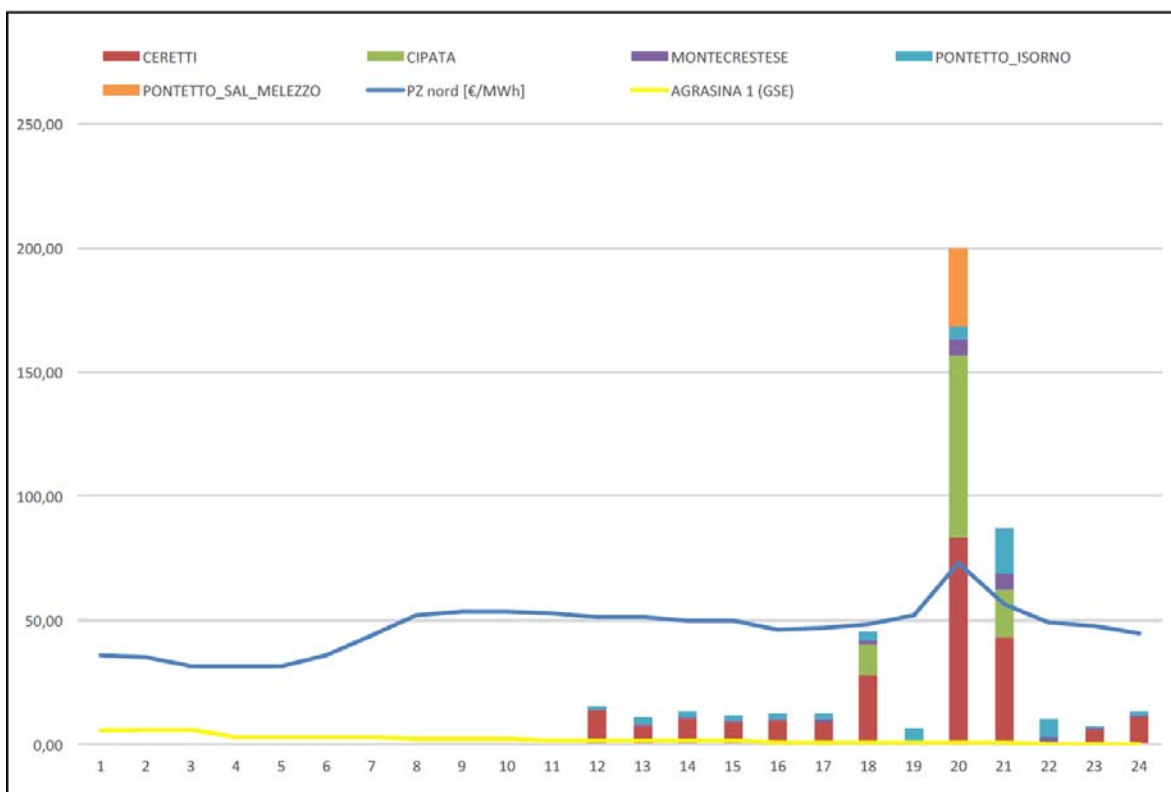
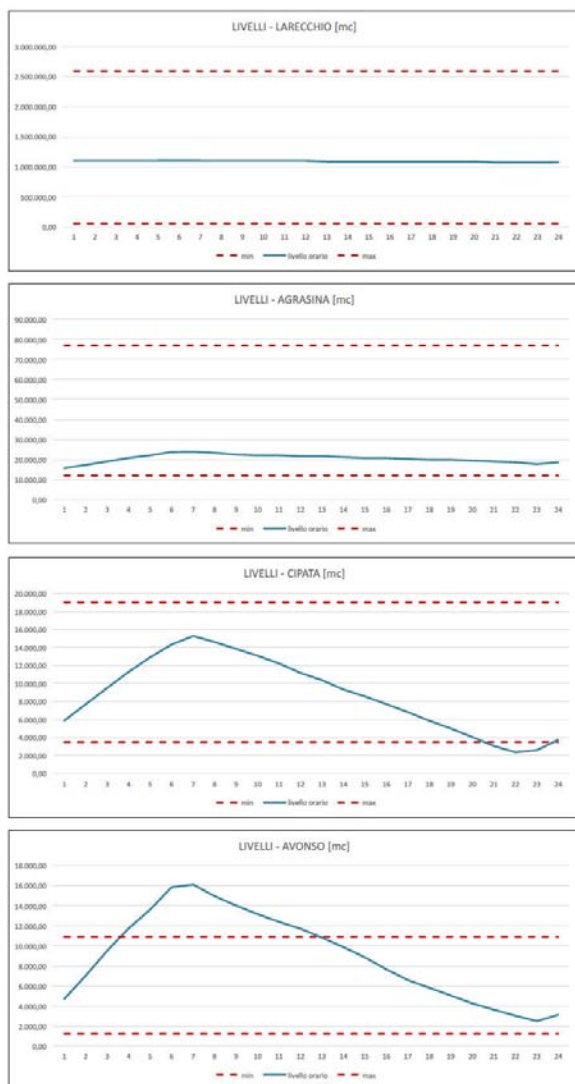


Figura 4-2 Profilo orario di produzione ottimizzata con andamento del PZnord - 3 ottobre 2016

Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato

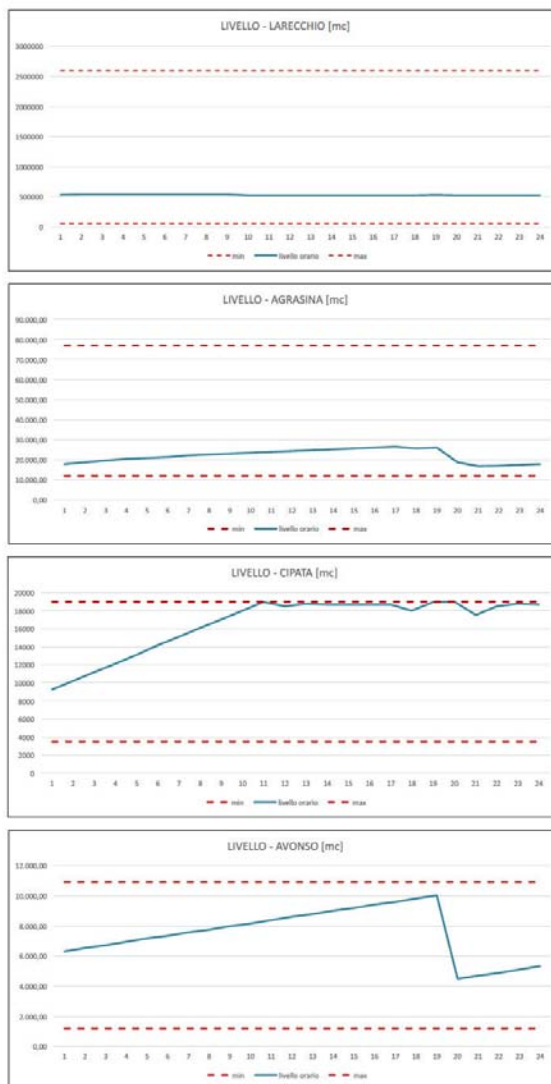


Figura 4-3 Andamento del livello dei bacini storico e ottimizzato (con valori limite) - 3 ottobre 2016

Dalla tabella contenente i valori di produzione, ma soprattutto dai due diagrammi successivi, si può notare come la programmazione ottimizzata concentri la produzione in circa due ore. La produzione dalle ore 12 dell'asta Isorno a partire dalla centrale Ceretti non è da considerare pienamente ottimizzata in quanto, come si può notare anche dal profilo del livello del bacino di Cipata, quest'ultimo viene mantenuto costante dopo il raggiungimento del massimo. Come già anticipato, questo va a favore della stima dell'extra ricavo poiché nel conteggio finale non sono contati i metri cubi non prodotti rispetto allo storico per il solo bacino di Cipata.

Per quanto riguarda gli andamenti dei livelli si osserva, per questa giornata, una differente gestione e si evidenzia, ad esempio per il lago di Avonso, come il dato storico stesso superi il limite cautelativo imposto dall'algoritmo.

Di seguito sono riassunti in un'unica tabella i risultati sia economici sia di rischio gestione ottenuti per tutte e 12 le giornate testate.

Day	prezzo zonale medio giornaliero [€/MWh]	prezzo medio centrali a mercato "ottimizzato" [€/MWh]	prezzo medio centrali a mercato "storico" [€/MWh]	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]	produtz day storica [MWh]	produtz day solo mercato storica [MWh]	extra ricavo ottimizzazione (solo mercato)	Rischiosità media del programma storico - R	Picco di rischio profilo storico - Rp	Rischiosità media del programma ottimizzato R	Picco di rischio profilo ottimizzato Rp
21-giu-16	35,10	-	33,98	-	608,29	548,91	-	25,00%	4	-	-
15-lug-16	39,41	42,37	40,99	1,38	265,43	231,10	317,98 €	15,63%	10	18,75%	5
12-ago-16	32,19	38,74	33,59	5,15	104,08	97,78	503,58 €	3,13%	10	17,71%	5
12-set-16	44,68	54,98	53,20	1,78	59,99	54,42	96,60 €	20,83%	10	35,42%	5
03-ott-16	46,77	61,08	52,97	8,11	64,05	60,32	488,90 €	15,63%	10	17,71%	4
16-nov-16	68,77	85,21	82,31	2,90	153,19	123,87	359,42 €	15,63%	10	26,04%	5
14-dic-16	67,42	78,51	77,54	0,97	227,89	192,64	186,68 €	20,83%	10	18,75%	5
16-gen-17	88,63	112,97	111,09	1,88	57,97	57,76	108,32 €	21,88%	10	29,17%	5
24-feb-17	50,31	-	57,29	-	43,69	43,53	-	54,17%	10	-	-
17-mar-17	44,80	49,23	46,70	2,53	207,78	202,12	510,90 €	37,50%	10	20,83%	5
10-apr-17	42,24	-	40,85	-	425,05	394,16	-	0,00%	0	-	-
16-mag-17	39,05	-	37,69	-	580,76	555,47	-	31,25%	10	-	-

Tabella 4-2 Risultati complessivi dell'ottimizzazione giornaliera

Si segnalano due casi particolari:

- Per le giornate di aprile, maggio, giugno, l'ottimizzazione non ha prodotto risultati, in quanto già storicamente la produzione di tutte le centrali era pressoché massima per tutte e 24 le ore della giornata considerata. Si fa riferimento quindi ai mesi di massimo disgelo che corrispondono a fluenti e livelli dei bacini elevati. Il margine di ottimizzazione in questo caso si annulla.
- Diverso è invece il caso per la giornata del 24 febbraio 2017. Dai dati storici si riscontra un fluente complessivo sui bacini decisamente basso, in particolare su quello di Agrasina, imponendo una produzione nulla della centrale di Cipata. Di conseguenza la Ceretti può turbinare solamente la portata esterna entrante nella sua opera di presa (diga di Cipata). Per avere margine di ottimizzazione bisognerebbe “scaricare” acqua da Larecchio, andando però a non rispettare il vincolo di livello finale imposto dall'algoritmo.

È dunque evidente come il risultato economico sia correlato alla stagionalità. Nei mesi di piena produzione il margine di miglioramento è praticamente nullo dato che si impostano le macchine a carico massimo e di conseguenza non tutti i vincoli di livello sono rispettati. Nei mesi invece con afflusso idrico medio basso, una diversa gestione può portare beneficio.

Andando infine a valutare la rischioosità della programmazione (per la spiegazione degli indici utilizzati si fa riferimento al paragrafo 3.3) si vede che la storica risulta sempre maggiore rispetto a quella ottimizzata. Ciò è dovuto principalmente ai vincoli imposti al modello che per la gestione reale sono fin troppo limitati e spesso non rispettati.

4.2 Risultati ottimizzazione settimanale

Nello studio della gestione settimanale dei due bacini considerati, Agrasina e Avonso, l'approccio utilizzato è stato lo stesso. Unica differenza ha riguardato il bilancio di volume applicato per la stima del fluente che nel primo caso ha dovuto conteggiare naturalmente anche le produzioni delle macchine a monte del serbatoio. I risultati sono riassunti nelle seguenti due tabelle, una per bacino. Si ricorda inoltre che l'energia teoricamente “differibile” è stata valorizzata uniformemente al pz medio dei giorni feriali successivi al weekend segnalato in tabella.

weekend	Produzione storica Cipata [MWh]	Produzione storica Agrasina1 [MWh]	Produzione storica Agrasina2 [MWh]	Produzione storica Cipata [mc]	Produzione storica Agrasina1 [mc]	Produzione storica Agrasina2 [mc]	Afferente in serb. Agrasina [mc]	Livello iniziale serb. Agrasina [mc]	Produzione Cipata obbligatoria [MWh]	Energia "differibile" [MWh]	pz medio weekend [€/MWh]	pz medio week successiva [€/MWh]	Differenza media Pz settimana - weekend [€/week]	Extra-ricavo ottenibile [€/week]	Produzione totale a mercato della settimana [MWh]	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]
18-19 giu 2016	505,048	0	51,277	537.285,11	0,00	301.629,41	515.750	77.815	769	0,00	22,22	37,58	15,36	0,00 €	3.909,51	0,00
9-10 lug 2016	138,248	74,935	2,843	147.072,34	72.752,43	16.723,53	76.598	15.639	98	93,62	37,72	52,33	14,61	1.367,92 €	1.873,91	0,73
6-7 ago 2016	84,07	45,116	2,894	89.436,17	43.801,94	17.023,53	59.185	13.358	53	73,08	33,99	34,32	0,33	24,41 €	91,61	0,27
10-11 sett 2016	20,581	9,888	0,028	21.894,68	9.600,00	164,71	12.859	33.952	0	48,39	34,86	43,97	9,11	440,81 €	751,57	0,59
1-2 ott 2016	25,223	4,237	0,094	26.832,98	4.113,59	552,94	16.419	22.123	0	59,30	42,57	49,21	6,64	393,76 €	421,56	0,93
12-13 nov 2016	44,278	32,424	0,363	47.104,26	31.479,61	2.135,29	23.914	25.608	6	90,54	55,68	71,81	16,13	1.460,37 €	825,72	1,77
10-11 dic 2016	47,206	0	1,247	50.219,15	0,00	7.335,29	54.762	23.661	8	91,63	51,55	64,57	13,02	1.193,02 €	1.202,09	0,99
14-15 gen 2017	18,109	1,247	0,08	19.264,89	1.210,68	470,59	15.951	28.226	0	42,58	65,14	97,00	31,86	1.356,45 €	409,87	3,31
18-19 feb 2017	0	0,699	0,087	0,00	678,64	511,76	749	2.933	0	0,00	48,57	53,82	5,25	0,00 €	292,26	0,00
11-12 mar 2017	42,643	0	1,893	45.364,89	0,00	11.135,29	42.331	36.339	12	71,96	40,57	44,38	3,81	274,15 €	974,90	0,28
8-9 apr 2017	304,08	0	39,092	323.489,36	0,00	229.952,94	337.394	40.403	499	0,00	40,60	41,25	0,65	0,00 €	3.431,82	0,00
13-14 mag 2017	340,957	0	45,785	362.720,21	0,00	269.323,53	404.853	18.353	579	0,00	39,92	41,07	1,15	0,00 €	4.012,15	0,00

Tabella 4-3 Risultati ottimizzazione settimanale per il bacino di Agrasina

weekend	Produzione Pontetto-Melezzo [MWh]	Afferente in bacino Avonso [mc]	Livello iniziale bacino Avonso [mc]	Produzione Pontetto-Melezzo "obbligatoria" [MWh]	Energia "differibile" [MWh]	pz medio weekend [€/MWh]	pz medio week successiva [€/MWh]	Differenza media Pz settimana - weekend [€/week]	Extra-ricavo ottenibile [€/week]	Produzione totale a mercato della settimana [MWh]	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]
18-19 giu 2016	195,185	373.702	9.698	201,15	0,00	22,22	37,58	15,36	0,00 €	3.909,51	0,00
9-10 lug 2016	45,071	83.117	3.922	41,12	4,54	37,72	52,33	14,61	66,36 €	1.873,91	0,04
6-7 ago 2016	23,589	44.329	2.675	19,50	4,70	33,99	34,32	0,33	1,57 €	91,61	0,02
10-11 sett 2016	6,243	14.788	4.889	4,74	1,73	34,86	43,97	9,11	15,73 €	751,57	0,02
1-2 ott 2016	6,885	10.974	10.382	5,65	1,42	42,57	49,21	6,64	9,44 €	421,56	0,02
12-13 nov 2016	7,684	14.301	10.030	7,25	0,50	55,68	71,81	16,13	7,99 €	825,72	0,01
10-11 dic 2016	41,738	79.825	6.013	40,47	1,46	51,55	64,57	13,02	19,01 €	1.202,09	0,02
14-15 gen 2017	15,896	27.177	12.260	15,41	0,56	65,14	97,00	31,86	17,77 €	409,87	0,04
18-19 feb 2017	15,616	24.689	10.344	13,03	2,97	48,57	53,82	5,25	15,58 €	292,26	0,05
11-12 mar 2017	45,158	73.730	15.646	42,38	3,19	40,57	44,38	3,81	12,17 €	974,90	0,01
8-9 apr 2017	76,924	146.880	10.841	79,28	0,00	40,60	41,25	0,65	0,00 €	3.431,82	0,00
13-14 mag 2017	154,608	291.213	11.488	157,57	0,00	39,92	41,07	1,15	0,00 €	4.012,15	0,00

Tabella 4-4 Risultati ottimizzazione settimanale per il bacino di Avonso

Come per l'ottimizzazione settimanale, si osserva una certa variabilità nei risultati ottenuti che indicativamente segue la stagionalità. Anche in questo caso infatti per i mesi di piena produzione le macchine sono impostate al carico massimo. Ridurre il carico nel fine settimana vorrebbe dire sfiorare il sabato stesso con la maggioranza dei bacini sprecando la risorsa idrica.

Confrontando dunque le performance economiche della gestione dei due bacini, si vede come la gestione del bacino di Avonso risulti già storicamente pressoché ottimizzata e comporti quindi un margine di miglioramento molto ridotto. I tecnici stessi, nella programmazione, ne tengono da tempo conto. Per la gestione di Agrasina, invece si notano degli incrementi del prezzo medio di vendita interessanti. Si considera infatti che l'incremento è calcolato con un differenziale di prezzo medio e non ottimizzato sulle 24 ore dei giorni feriali.

4.3 Risultati ottimizzazione mensile

Si riportano in questo caso i risultati più che di un'ottimizzazione, di uno studio sulla presente gestione. Come già anticipato nei paragrafi precedenti, infatti, si è prima valutato l'utilizzo attuale del bacino di Larecchio per poi proporre un beneficio economico teorico spinto al limite nei due casi differenti.

DATI STORICI LARECCHIO							STORICO PRODUZIONE
Mese	Livello iniziale Larecchio (m)	Livello finale Larecchio (m)	Spot (€/MWh)	Future (€/MWh)	Test gestione corretta	Test FUTURE-SPOT	Produzione storica Agrasina 1 (kWh)
gen-16	13,52	12,01	46,47	47,20	NO	MAG	184.467
feb-16	11,92	9,36	36,97	35,97	OK	MIN	260.331
mar-16	9,38	6,69	35,22	32,83	OK	MIN	191.382
apr-16	6,58	9,28	31,99	32,63	OK	MAG	416.545
mag-16	8,82	16,65	34,78	37,27	OK	MAG	320.775
giu-16	16,97	20,36	36,79	46,00	OK	MAG	573.106
lug-16	19,98	15,13	42,85	42,00	OK	MIN	1.004.189
ago-16	15,1	13,12	37,08	38,99	NO	MAG	328.616
set-16	13,14	11,97	42,89	41,59	OK	MIN	174.756
ott-16	11,95	12,56	53,02	58,09	OK	MAG	148.115
nov-16	12,54	12,41	58,33	59,74	NO	MAG	496.595
dic-16	12,41	5,6	56,44	52,09	OK	MIN	592.300
gen-17	5,65	5,68	72,24	57,06	OK	MIN	33.741
feb-17	5,69	6,18	55,54	50,73	OK	MIN	3.799
mar-17	6,19	7,84	44,46	40,81	OK	MIN	72.406
apr-17	7,84	9,68	42,86	42,85	OK	MIN	339.428
mag-17	9,58	19,09	43,06	*	OK	MIN	102.449

* i futures di maggio 2017 non erano disponibili

Tabella 4-5 Analisi della gestione storica della diga di Larecchio

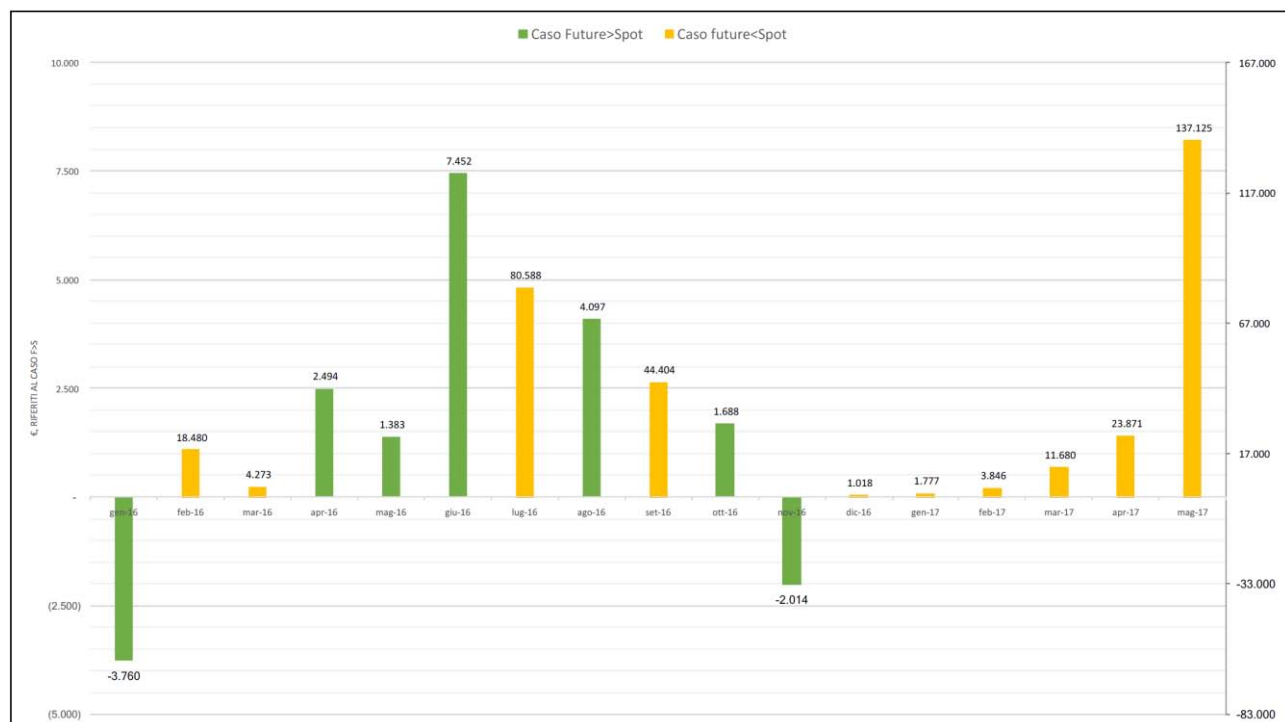


Figura 4-4 Beneficio economico "teorico" della gestione limite mensile di Larecchio

La gestione a medio-lungo termine per i mesi considerati (da gennaio 2016 a maggio 2017) è già di per sé corretta per quasi tutte le mensilità. Per i casi in cui non è rispettata si tratta di differenze di prezzo minime tra future e spot e che molto spesso si sono poi tradotte in previsioni di prezzo errate. Questo problema è ben illustrato nel secondo diagramma.

Sono infatti riportati i delta di vendita della produzione “trasferibile” al mese successivo (in verde) e della produzione invece venduta al mese corrente svuotando completamente il bacino (in giallo). Per entrambi i casi si sono considerati i prezzi spot reali del PUN su MGP. Per questa motivazione si notano due valori di ritorno economico negativi. Questi corrispondono ai due casi nei quali la previsione sul prezzo è stata sovrastimata e l’esito reale si è rivelato minore dello spot del mese corrente.

La valorizzazione economica è stata fatta considerando tutte le centrali “a mercato” dell’asta Isorno, grazie ad una duplice conversione tra livello ed energia disponibile tramite l’utilizzo dei coefficienti energetici. In sostanza la produzione di Agrasina Salto 1 è stata tradotta in m³ turbinati, i quali sono stati poi convertiti in energia disponibile sulle centrali a valle.

Sono quindi valori di beneficio teorico corrispondenti ad una gestione che non può rappresentare la realtà. Un possibile studio più approfondito potrebbe:

- Nel caso 1, trovare un compromesso tra il trasferire completamente tutta la produzione al mese successivo e una eventuale riduzione di quest’ultima;
- Nel caso 2, fissare un livello target di fine mese per il bacino di Larecchio, in modo da controllare la produzione. Una gestione così spinta non permette una rilevante produzione nel mese successivo, perciò nel caso di previsione di prezzo errata sommata ad una scarsità di fluente il rischio di perdita economica è elevato.

4.4 Beneficio economico atteso

Dagli esiti delle due simulazioni, giornaliera e settimanale, è stato determinato un beneficio economico complessivo dei due contributi. L’ipotesi di base è stata quella di fissare come performance economica quella della giornata tipo e di riproporre costantemente lo stesso valore per tutta la produzione storica del mese stesso.

L’ottimizzazione su base giornaliera ha portato il seguente apporto:

Month	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]	Produzione storica mensile [MWh]	Stima extra- ricavo ottimizzazio ne [€]	Valore storico vendita centrali a mercato [€]	Incremento % ricavo centrali a mercato
giu-16	0,00	15.933,82	0 €	579.131 €	0,00%
lug-16	1,38	8.099,19	11.144 €	371.235 €	3,00%
ago-16	5,15	3.483,93	17.942 €	146.375 €	12,26%
set-16	1,78	2.616,13	4.644 €	120.694 €	3,85%
ott-16	8,11	4.528,73	36.708 €	257.510 €	14,26%
nov-16	2,90	7.504,74	21.776 €	444.758 €	4,90%
dic-16	0,97	5.443,28	5.275 €	327.537 €	1,61%
gen-17	1,88	1.893,13	3.550 €	122.044 €	2,91%
feb-17	0,00	1.158,71	0 €	61.508 €	0,00%
mar-17	2,53	7.779,69	19.665 €	334.060 €	5,89%
apr-17	0,00	12.528,32	0 €	510.980 €	0,00%
mag-17	0,00	15.369,61	0 €	622.426 €	0,00%
totale	1,40 €	86.339,27	120.704 €	3.898.257 €	3,10%

Tabella 4-6 Risultati previsti su base mensile e annua dall’ottimizzazione giornaliera

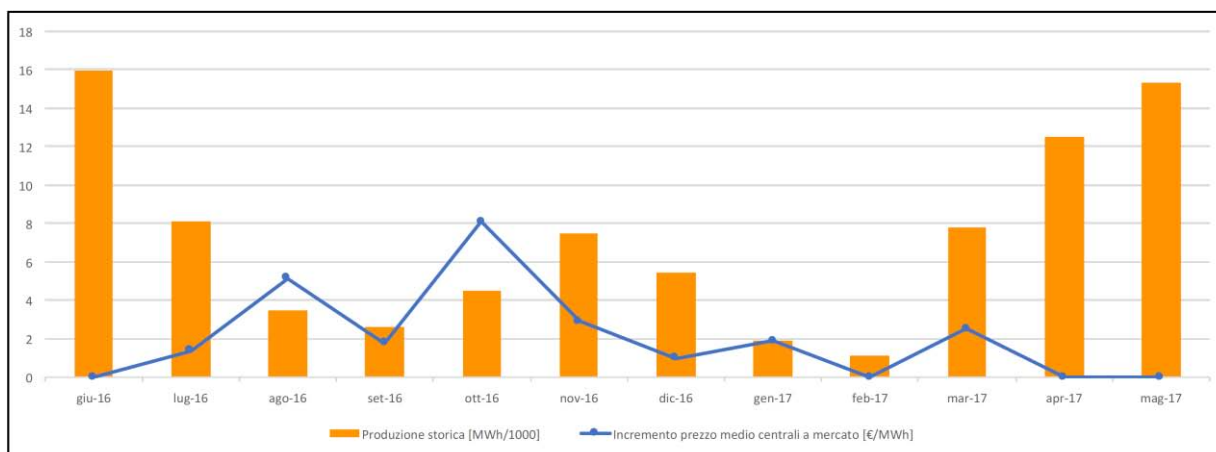


Figura 4-5 Produzione mensile storica e incremento di prezzo medio atteso dall'ottimizzazione giornaliera

Dilatando i valori trovati per le 12 giornate su base mensile ed annua si conservano naturalmente le proprietà stagionali della produzione. Per i mesi con forte afflusso idrico infatti l'incremento medio di prezzo risulta nullo. Al contrario nei mesi di relativo fluente troviamo picchi che superano gli 8 €/MWh.

Annualmente si calcola un incremento medio della valorizzazione dell'energia venduta a mercato di circa 1,40 €/MWh corrispondente ad un +3,1% sul valore storico di vendita.

L'ottimizzazione su base settimanale ha invece portato i seguenti apporti (per i due bacini studiati):

Month	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]	Produzione storica mensile [MWh]	Stima extra-ricavo ottimizzazione [€]
giu-16	0,00	15.933,82	0 €
lug-16	0,04	8.099,19	287 €
ago-16	0,02	3.483,93	60 €
set-16	0,02	2.616,13	55 €
ott-16	0,02	4.528,73	101 €
nov-16	0,01	7.504,74	73 €
dic-16	0,02	5.443,28	86 €
gen-17	0,04	1.893,13	82 €
feb-17	0,05	1.158,71	62 €
mar-17	0,01	7.779,69	97 €
apr-17	0,00	12.528,32	0 €
mag-17	0,00	15.369,61	0 €
totale	0,00	86.339,27	902 €

Month	Valore storico vendita centrali a mercato [€]	Incremento % ricavo centrali a mercato
giu-16	579.131 €	0,00%
lug-16	371.235 €	0,08%
ago-16	146.375 €	0,04%
set-16	120.694 €	0,05%
ott-16	257.510 €	0,04%
nov-16	444.758 €	0,02%
dic-16	327.537 €	0,03%
gen-17	122.044 €	0,07%
feb-17	61.508 €	0,10%
mar-17	334.060 €	0,03%
apr-17	510.980 €	0,00%
mag-17	622.426 €	0,00%
totale	3.898.257 €	0,02%

Tabella 4-7 Risultati previsti su base mensile e annua dall'ottimizzazione della gestione del bacino di Avonso

Month	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]	Produzione storica mensile [MWh]	Stima extra-ricavo ottimizzazione [€]
giu-16	0,00	15.933,82	0 €
lug-16	0,73	8.099,19	5.912 €
ago-16	0,27	3.483,93	928 €
set-16	0,59	2.616,13	1.534 €
ott-16	0,93	4.528,73	4.230 €
nov-16	1,77	7.504,74	13.273 €
dic-16	0,99	5.443,28	5.402 €
gen-17	3,31	1.893,13	6.265 €
feb-17	0,00	1.158,71	0 €
mar-17	0,28	7.779,69	2.188 €
apr-17	0,00	12.528,32	0 €
mag-17	0,00	15.369,61	0 €
totale	0,46	86.339,27	39.733 €

Month	Valore storico vendita centrali a mercato [€]	Incremento % ricavo centrali a mercato
giu-16	579.131 €	0,00%
lug-16	371.235 €	1,59%
ago-16	146.375 €	0,63%
set-16	120.694 €	1,27%
ott-16	257.510 €	1,64%
nov-16	444.758 €	2,98%
dic-16	327.537 €	1,65%
gen-17	122.044 €	5,13%
feb-17	61.508 €	0,00%
mar-17	334.060 €	0,65%
apr-17	510.980 €	0,00%
mag-17	622.426 €	0,00%
totale	3.898.257 €	1,02%

Tabella 4-8 Risultati previsti su base mensile e annua dall'ottimizzazione della gestione del serbatoio di Agrasina

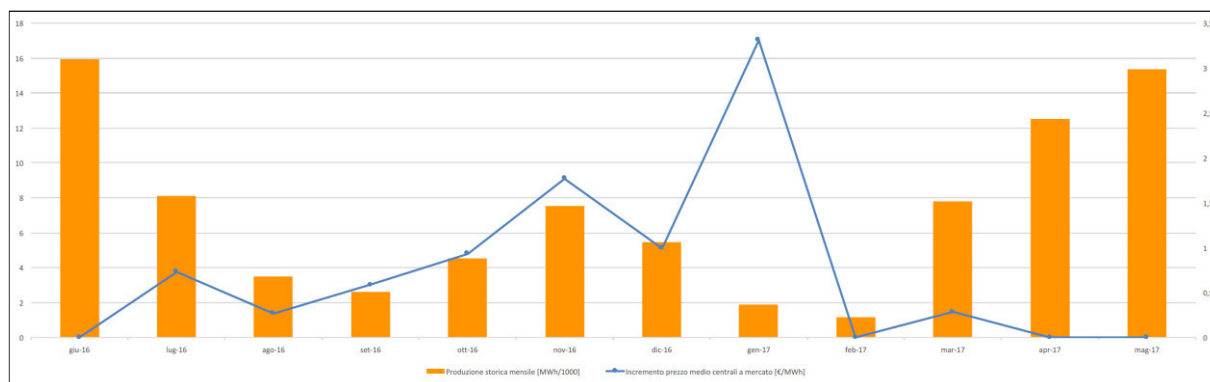


Figura 4-6 Produzione mensile storica e incremento di prezzo medio atteso dall'ottimizzazione settimanale

Leggendo i risultati di questi due casi rapportati su base prima mensile poi annuale, si vede come il maggiore apporto derivi dalla modulazione del serbatoio di Agrasina. Il lago di Avonso viene già gestito correttamente e l'incremento percentuale risulta pressoché nullo.

Anche in questo caso la stima mensile e successivamente annuale è rappresentata da una settimana tipica prolungata per tutta la mensilità. Rispetto al caso giornaliero si notano degli incrementi medi più ridotti e su base annua per il solo serbatoio di Agrasina si ottiene un 0,46 €/MWh corrispondente ad un +1,02% relativo alla vendita storica.

Come per la simulazione giornaliera non si ottiene extra ricavo nei mesi di piena produzione.

Andando a sommare infine i due contributi stimati si prevedono i seguenti risultati:

Month	Incremento prezzo medio centrali a mercato [€/MWh]	Produzione storica mensile [MWh]	Stima extra-ricavo ottimizzazione [€]
giu-16	0,00	15.933,82	0 €
lug-16	2,14	8.099,19	17.343 €
ago-16	5,43	3.483,93	18.930 €
set-16	2,38	2.616,13	6.233 €
ott-16	9,06	4.528,73	41.040 €
nov-16	4,68	7.504,74	35.122 €
dic-16	1,98	5.443,28	10.763 €
gen-17	5,23	1.893,13	9.897 €
feb-17	0,05	1.158,71	62 €
mar-17	2,82	7.779,69	21.950 €
apr-17	0,00	12.528,32	0 €
mag-17	0,00	15.369,61	0 €
totale	1,90	86.339,27	161.340 €

Valore storico vendita centrali a mercato [€]	Incremento % ricavo centrali a mercato
579.131 €	0,00%
371.235 €	4,67%
146.375 €	12,93%
120.694 €	5,16%
257.510 €	15,94%
444.758 €	7,90%
327.537 €	3,29%
122.044 €	8,11%
61.508 €	0,10%
334.060 €	6,57%
510.980 €	0,00%
622.426 €	0,00%
3.898.257 €	4,14%

Tabella 4-9 Risultati economici complessivi attesi dall'ottimizzazione

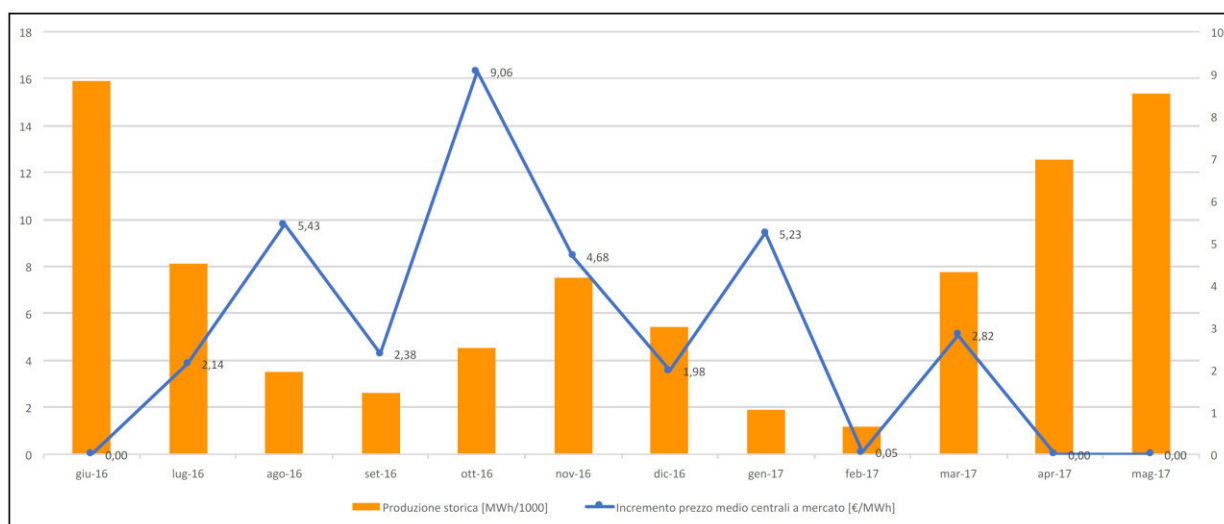


Figura 4-7 Produzione mensile storica e incremento medio di prezzo di vendita complessivo atteso dall'ottimizzazione

Si calcola quindi un incremento del prezzo medio per le centrali a mercato su base annua di circa 1,9 €/MWh corrispondente ad un +4,14% rispetto alla valorizzazione storica. Per il periodo considerato si è ottenuto quindi un extra ricavo annuo dell'ordine di 160.000 €.

Nel commentare la performance economica complessiva va evidenziato che:

- La stagionalità gioca un ruolo importantissimo nella valutazione del margine di miglioramento; si passa da valori nulli a picchi superiori ai 9€/MWh;
- La strategia cautelativa applicata permette di fissare il risultato economico ottenuto come base dalla quale, attuando gestioni più spinte, si potrà solamente salire per raggiungere extra ricavi sicuramente maggiori;
- Al beneficio netto associato all'incremento del prezzo medio di vendita andrebbe inoltre sommato il beneficio associato all'azzeramento degli oneri di sbilanciamento.

5 Relazione con la nuova società partner

Parallelamente allo svolgimento del presente lavoro, il management aziendale ha ritenuto opportuno procedere con la ricerca e la successiva selezione di un nuovo partner mandatario del dispacciamento. Questa operazione è stata necessaria in quanto, nel caso di un'effettiva attuazione dell'ottimizzazione, il rapporto con la società mandataria non potrà più essere unidirezionale come lo era con Edison, ma necessiterà di una stretta collaborazione e comunicazione.

A partire dai risultati tecnico-economici ricavati dalle simulazioni infatti il nuovo partner dovrà implementare un software ad hoc che, in base ai segnali di prezzo, fornisca la programmazione oraria ottimizzata seguendo e rispettando tutti i vincoli e le logiche di funzionamento illustrate. Non sarà più compito del quadrista effettuare la programmazione; sicuramente però, soprattutto nelle prime fasi, avrà il compito di validare i programmi ottimizzati inviati.

La scelta del partner è ricaduta quindi su di una società che avesse le capacità informatiche adeguate e che fosse affidabile come mandatario del dispacciamento.

In ottica di mercato, il partner opererà non solo su MGP ma anche sugli MI¹³ per cercare così di azzerare gli sbilanciamenti e gli oneri annessi. Per permettere questo dunque, la comunicazione tra partner (PD) e Idroelettriche Riunite (IR) e in particolare con i tecnici esperti della centrale, dovrà per forza di cose essere continua, flessibile e disponibile.

Una possibile proposta di definizione degli scambi di informazione tra PD e IR è riportata nel seguente paragrafo.

¹³ MI: Mercato Infragiornaliero che si articola in sette fasi (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7) che si aprono a valle del Mercato del Giorno Prima (MGP) ed ha per oggetto la contrattazione delle variazioni di quantità di energia rispetto a quelle negoziare su MGP.

5.1 Modalità di interazione

SEQUENZA TEMPORALE	IDROELETTRICHE RIUNITE	FLUSSO INFORMATIVO	PARTNER MANDATARIO DEL DISPACCIAMENTO
Giorno D-2		← Previsione afferenti	Stima previsionale afferenti sulla base delle misure del giorno D-2 e delle previsioni meteo
Giorno D-2		→ Correzione della previsione afferenti, variazioni dei vincoli di livello rispetto ai valori standard, altri vincoli particolari dovuti a problemi tecnici/esigenze di manutenzione	
Giorno D-2 (o entro le 09.15 del D-1)			Definizione del programma di produzione ottimale (eseguita sulla base della previsione di pz per il giorno D) e caricamento offerte su MGP
Giorno D-1 (primo mattino)		← Programma di produzione (dettaglio per gruppo)	
Giorno D-1 (primo mattino)	Verifica della fattibilità del programma di produzione	→ Eventuali problemi o modifiche necessarie al programma	
Giorno D-1 (entro le 16.30)			Modifica del programma e correzione su MI1 e MI2
Giorno D-1 (entro la sera)		← Aggiornamento programma di produzione definitivo	Nuova ottimizzazione del programma sulla base degli esiti di MGP (reale pz per il giorno D)
Giorno D-1 (sera)	Implementazione programma definitivo nel sistema di controllo degli impianti		
Giorno D (primo mattino)		→ Segnalazione eventuali problemi tecnici o anomalie	Modifica del programma di produzione e correzione su MI5
Giorno D (entro le 11.15)			Modifica del programma di produzione e correzione su MI5 e MI6
Giorno D	Implementazione delle correzioni	← Eventuali correzioni al programma	

Tabella 5-1 Proposta di scambio di flusso informativo tra PD e IR in funzione del tempo

Fissando il giorno D come giornata obiettivo per la quale fornire la programmazione oraria ottimizzata, si comincia già dal D-2 a stimare quelli che sono i fluenti entranti nei diversi bacini. La previsione avviene sia attraverso le condizioni meteo attese per i due giorni successivi sia sulla base dei dati storici e in particolare dei giorni precedenti, ovviamente messi a disposizione da IR per PD. I quadristi dovranno poi correggere eventuali previsioni errate e comunicare a PD possibili variazioni dei vincoli a causa di lavori di manutenzione o temporanei guasti.

A questo punto il PD è in grado di sviluppare un possibile programma di produzione per il giorno D, attraverso il software creato ad hoc, sulla base delle previsioni di prezzo. Al netto di ulteriori modifiche indicate dai tecnici della centrale, non più tardi delle 09:15 del D-1, il PD caricherà le offerte corrispondenti su MGP. Fino alle 16:30 sarà possibile andare a correggere agendo su MI1 ed MI2, e in ogni caso produrre un nuovo programma ottimizzato sulla base degli esiti effettivi di MGP (noti in genere alle 13 del D-1). La sera del D-1 sarà perciò a disposizione dei tecnici il programma produzione da implementare il giorno dopo.

Il mattino del D ci sarà un nuovo occasionale contatto tra IR e PD per segnalare altre anomalie o problemi tecnici. PD quindi potrà agire ulteriormente modificando le offerte su MI5 ed MI6 e rimandando così l'ultima versione aggiornata del programma orario.

Il numero di modifiche dalla prima ottimizzazione effettuata da PD dipenderà principalmente dalla previsione del fluente, condizionato naturalmente dal fattore meteorologico. L'esperienza dei quadristi sarà, in questo ambito, importante e fondamentale nell'andare a correggere o perfezionare le stime del PD.

Infine, con questa procedura, si obbliga il passaggio attraverso la validazione e ponderazione "umana" nel mezzo tra i due processi di ottimizzazione e programmazione della produzione. Potrebbe essere interessante, una volta a regime, poter banalmente inserire la produzione oraria in una singola tabella che automaticamente carica i valori delle potenze dei gruppi sul centro di controllo.

5.2 Tipologia di contratto

Il rapporto tra PD e IR, non essendo un classico rapporto di servizio tra unità di produzione e società mandataria del dispacciamento, è stato formalmente sottoscritto con un particolare tipo di contratto. Per chiarezza e semplicità si è deciso di comporre il contratto di collaborazione in due sezioni separate: una riguardante la classica vendita dell'energia, l'altra remunerante il servizio di ottimizzazione della gestione.

Per quest'ultimo si è scelta l'opzione dello sharing del beneficio economico raggiunto dalla programmazione ottimizzata costruito a partire dal risultato di 1,9 €/MWh ottenuto nel presente studio. Viene calcolato un parametro mensile DeltaP, pari alla differenza tra il prezzo medio di vendita dell'energia a mercato e il prezzo zonale medio mensile su MGP (pz baseload).

$$DeltaP_{mese\ N} = (P\ medio\ vendita - pz\ baseload)_{mese\ N} \text{ [€/MWh]}$$

Questo parametro viene poi moltiplicato per l'energia complessiva venduta per il mese N, ottenendo così il beneficio economico da condividere [€]. È stato quindi stabilito di cedere una percentuale di questo beneficio alla società partner direttamente proporzionale al valore di DeltaP. In questo modo, oltre a massimizzare l'interesse di entrambe le parti per un'ottima gestione, si tiene conto del fattore stagionalità che, come riportato e commentato nei risultati (v. capitolo 4), condiziona fortemente la performance economica. Essendo l'attività di vendita svolta da PD non solo su MGP ma anche sui mercati infragiornalieri, la trasparenza sarà garantita dall'invio di un rapporto mensile contenente tutte le offerte caricate a mercato. Infine, sono stati schematizzati i flussi informativi minimi da entrambe le parti che devono essere rispettati secondo contratto per una corretta ed efficace collaborazione.

Dati	Quando	Modalità di trasmissione
Tabella delle portate orarie attese di afferenti nei bacini per il giorno D e per i 7 giorni successivi, tabella dei livelli negli invasi relativi al giorno D, disponibilità alla produzione di ciascun impianto di produzione	Non prima delle 8.30 e non oltre le 9.00 del giorno D ovvero, in caso di assoluta necessità e/o eventi eccezionali, non prima delle 8.30 e non oltre le 16.00 del giorno D	FTP, portale web o e-mail
Tabella delle indisponibilità del sistema di produzione	Non oltre le 19.00 del giorno D-1 ovvero, in caso di assoluta necessità e/o eventi eccezionali, non prima delle 8.30 e non oltre le 16.00 del giorno D	FTP, portale web o e-mail

Tabella 5-2 Flusso informativo minimo di competenza IR

Dati	Quando	Modalità di trasmissione
Tabella produzione oraria in MWh relativa al giorno D+1 (dalle ore 0.00 alle ore 24.00) relativa alla produzione di ciascun impianto	Non oltre le 23.00 del giorno D	FTP, portale web o e-mail
Tabella produzione oraria in MWh relativa al periodo intercorrente tra la generica ora H+1 del giorno D e le ore 24.00 del medesimo giorno D relativa alla produzione di ciascun impianto	Non oltre le ore H del giorno D	FTP, portale web o e-mail

Tabella 5-3 Flusso informativo minimo di competenza PD

6 Investimenti e upgrade necessari

6.1 Adeguamento software e sonde di livello

Per attuare il progetto di ottimizzazione andrebbero apportate alcune modifiche riguardanti la gestione dell'archiviazione dati e il software di supervisione in dotazione ai quadristi.

In particolare:

- 1) L'acquisto di un'espansione del software IBA che permetta la registrazione dei valori acquisiti in formato .xls e non .dat, per facilitarne la lettura da remoto e bypassare l'operazione di esportazione e conversione;
- 2) Un upgrade del software di supervisione che consiste in due modifiche sostanziali:
 - 2.1) In primo luogo rendere possibile la scrittura tramite una tabella Excel direttamente sui comandi di ogni macchina senza inserirli manualmente uno ad uno avendoli raggruppati su di un unico foglio. L'idea di base è fare un copia-incolla del file inviato dalla società partner del programma orario, senza esser stato prima validato dal tecnico di turno;
 - 2.2) In secondo luogo, aggiornare quelle che sono le operazioni manuali in modo da renderle automatizzate (ad esempio inserzione/disinserzione delle spine delle Pelton in base alla potenza o connessione/disconnessione dei trasformatori relativi alle centrali). Essendo i comandi elettrici già presenti, si tratta sostanzialmente di implementare delle funzioni automatiche di controllo e automazione.

Si riportano i corrispondenti valori di preventivi per le modifiche:

- 1) Nuovo software IBA per prelievo, trattamento e salvataggio dati in formato Excel: 1700 €
- 2) I seguenti valori sono stati calcolati ipotizzando il costo di un'ora di lavoro di un tecnico specializzato in automazione pari a 80€/h (cautelativo):
 - 2.1) Upgrade principale, circa 3 giorni di lavoro: 2000 €
 - 2.2) Upgrade secondario per operazioni manuali:
 - 2 h di lavoro per ogni turbomacchina per quanto riguarda l'automazione delle spine delle turbine Pelton:
 - Cipata: 320 €
 - Pontetto Melezzo: 320 €
 - 3 h complessive per la gestione dei trasformatori di tutto l'impianto: 240 €

(NOTE: Agrasina salto 1 e Ceretti hanno una Pelton ciascuna con 2 e 3 spine rispettivamente; queste però si autoregolano. Anche Montecrestese presenta un'operazione manuale nell'inserzione della seconda girante, bisognerebbe capire però se ha senso implementare anche questa. In ogni caso si aggiungerebbero 2 h di lavoro quindi 160 €)

Totale: $1700 + 2000 + 320 + 320 + 240 + 160 = 4740 \text{ €}$

Un ulteriore investimento possibile, anche se non necessario all'ottimizzazione ma che comunque porterebbe aggiuntivi vantaggi, è l'installazione di un paio di sonde di livello¹⁴ in corrispondenza delle vasche di carico di Agrasina Salto 2 e di Montecrestese (prima del salto in condotta forzata).

Il seguente preventivo è datato al 2015 ed è stato pertanto aumentato cautelativamente di 150 € a sonda. Riassunto del preventivo per la nuova strumentazione:

1) FMU90: apparecchiatura elettronica,	990 €
2) FDU92: sensore a membrana,	611 €
3) RIA15: display di visualizzazione,	143 €
(spese di trasporto e imballo,	27 €)
(incremento temporale,	150 €)
 Totale:	 1921 € per una sonda
 Moltiplicato per due	 3842 €

Sommando i valori di tutti i preventivi si calcola una spesa complessiva pari a **8582 €**. In questo caso il tempo di ritorno dell'investimento è stato considerato trascurabile e per cui non stimato.

6.2 Nuova tabella Excel da condividere

Rientrando in uno degli upgrade a livello informatico, c'è stata una collaborazione con il tecnico specializzato per implementare quelle che erano le peculiarità della condivisione delle informazioni da parte di Idroelettriche Riunite verso la società partner indicate nel precedente capitolo. Il flusso informativo riportato nel capitolo 5 è stato abbozzato in contemporanea agli accordi contrattuali.

In questo paragrafo si riporta invece la forma definitiva di queste informazioni. Si tratta di una tabella formato .xls creata ad hoc che incontra e soddisfa le indicazioni del partner incaricato della creazione del software di ottimizzazione, le necessità di IR e i vincoli informatici legati alla piattaforma utilizzata.

A partire quindi da dei dati orari di massima richiesti dal partner (PD), quali livelli dei bacini, potenze espresse dalle centrali ed eventuali manutenzioni o malfunzionamenti di queste ultime da segnalare, è stata creata una prima tabella. Questa tabella doveva in qualche modo rappresentare una maschera sulla quale caricare, attraverso uno strumento Macro, i dati storici archiviati, grazie all'upgrade del software IBA in formato .csv (o anche .txt) maneggiabili dal software Excel.

Si elencano di seguito le principali osservazioni ed operazioni svolte nella creazione della mask:

¹⁴ Sonde che in base al livello misurato impostano in automatico il carico della macchina a valle. Sono utilizzate tipicamente per gli impianti ad acqua fluente.

- La tabella deve poter essere creata in qualsiasi momento dall'operatore di IR, che avrà poi il compito di visionare tutti i dati, apportare eventuali modifiche manuali e inviare poi la tabella corretta a PD obbligatoriamente una volta al giorno (per contratto entro le 09:00) e successivamente ogniqualvolta richiesto (con i dati aggiornati);
- Per facilitare l'interazione dei quadristi sono stati creati dei pulsanti Macro in linguaggio VBA che permettono la creazione dei file e il loro salvataggio automatico sia in formato .xls sia in formato .xml desiderato da PD. Per la completa illustrazione di questi comandi si rimanda all'Allegato 2;
- La tabella è creata su base oraria con valori mediati sull'ora per quanto riguarda le potenze e le portate e valori puntuali allo scoccare di ogni ora per quanto riguarda tutti i livelli misurati;
- Su richiesta del PD, sono stati individuati tre intervalli temporali principali:
 1. D-1, ovvero tutti i dati storici registrati il giorno precedente la creazione del file;
 2. D, ovvero tutti i dati storici dalle 00:00 del giorno in cui creo il file all'ora in cui il file viene creato;
 3. D+1, ovvero tutte le 24 ore successive al giorno corrispondente alla creazione del file per avere dei dati previsionali;
- È stato deciso di ampliare la tabella iniziale con una stima all'ora N del fluente per i quattro bacini principali (Larecchio, Agrasina, Cipata, Avonso) calcolata sulla base delle N-8 ore precedenti. Sono state quindi aggiunte per necessità di calcolo le ultime 8 ore del D-2 in modo da avere una stima della portata d'acqua entrante già alla prima ora del D-1. È presente un controllo che ripropone il valore storico più recente del fluente all'ora N se il valore non è calcolabile o se si tratta di valori previsionali;
- A margine della tabella sono state aggiunte le potenze massime e minime orarie di tutte le centrali per la totalità degli intervalli temporali considerati. Questo per segnalare eventuali manutenzioni o malfunzionamenti delle macchine;
- A livello manuale il turnista dovrà compiere le seguenti operazioni:
 1. Creare il file all'ora N del giorno D;
 2. Applicare eventuali modifiche manualmente direttamente sul file che riguardano essenzialmente la corretta previsione del fluente calcolato automaticamente (sia per le ore precedenti a N, sia per le ore future) e la segnalazione di anomalie sulle potenze massime e minime delle macchine;
 3. Una volta validati i dati, dovrà salvare il file verificato (si salva automaticamente nei due formati) ed inviarlo a PD.

Quest'ultima parte di lavoro è stata eseguita dopo la firma del contratto all'incirca negli ultimi due mesi dell'anno 2017. Ciò ha permesso ad entrambe le parti un periodo, sicuramente necessario, di test e di assestamento prima dell'inizio ufficiale del contratto (1 gennaio 2018). Da un lato il PD ha ricevuto la collaborazione e le indicazioni dei tecnici nella messa a punto del software, dall'altro lato IR si è dovuta spendere per l'aggiornamento delle competenze dei quadristi e di quest'ultimo upgrade.

7 Conclusioni

Il progetto di ottimizzazione ha sicuramente raggiunto gli obiettivi prefissati. È stato infatti possibile in primo luogo modellizzare le due aste descrivendone il comportamento seppur semplificato. Si è inoltre determinato il margine di miglioramento associato ad una gestione alternativa.

Volendo riassumere quest'ultima parte si è riscontrato un incremento medio del prezzo di vendita dell'energia prodotta pari ad almeno 1,9 €/MWh rispetto alla produzione storica, che si traducono in circa 160.000 € di extra ricavi annui. Il costo di investimento per l'implementazione della nuova gestione ha un tempo di ritorno trascurabile in quanto si tratta di piccole modifiche a livello di software e di supervisione. Essendo inoltre una nuova programmazione della produzione informatizzata, questa comporta una riduzione della soggettività e della probabilità di errore legate al ruolo del tecnico.

Come già anticipato, Idroelettriche Riunite ha visionato ed approvato il presente lavoro, collaborando per la raccolta dei dati iniziali prima e per l'implementazione degli upgrade informatici poi. Ha dunque deciso, dopo la scelta accurata della società partner, di partire con il nuovo contratto dal 1 gennaio 2018.

A livello più generale, l'idea di un'ottimizzazione della gestione di un impianto idroelettrico è, a mio parere, interessante in quanto permette, in presenza di margini di perfezionamento, un extra ricavo a costo zero. Il modello creato che simula il funzionamento delle due aste in Val d'Ossola è ovviamente non applicabile ad altri impianti essendo stato creato ad hoc e portando le caratteristiche tecniche specifiche dei componenti. Ciò non preclude però la possibilità di un'identica applicazione della logica di realizzazione del simulatore che si adatti ad un qualsiasi altro sistema idroelettrico, mantenendo quindi un approccio di gestione ottimizzata in ottica di mercato e andando a variare e re implementare solamente quelle che sono le proprietà del nuovo impianto.

Personalmente, ho trovato stimolante fin da subito il progetto presentatomi e nel corso dei mesi di lavoro ho sviluppato diverse competenze: dall'uso del nuovo software IBA all'affinamento del già noto software Excel; dalla nuova idea di programmazione della produzione alle diverse caratteristiche del mercato elettrico; dai rapporti interni all'azienda alla contrattazione con società esterne fino alla conoscenza interdisciplinare che la figura dell'energy manager deve avere.

Ringraziamenti

Per la presentazione del progetto, la disponibilità e l'energia trasmessa ringrazio in primis l'Ing. Gianmaria Zanni.

Ringrazio poi i collaboratori di Idroelettriche Riunite:

- Silvano Comazzi, per la professionalità e la conoscenza, per la fiducia e le infinite telefonate;
- Ing. Bruno Sarazzi, per la supervisione e la cordialità;
- Simone Bianchetti, che con Fausto mi hanno aiutato fin dall'inizio nella raccolta dei dati sempre con simpatia e disponibilità.

Per la complicità e l'indispensabile aiuto ringrazio Michele Creazzi, esempio di dedizione e determinazione.

Ringrazio lo zio Antonio, che per casualità da iniziale referente si è rivelato collega e insegnante.

Riferimenti bibliografici

- *Vademecum della Borsa Elettrica*, redatto dal GME (Gestore Mercati Elettrici), risalente al 28/10/2009, disponibile all'indirizzo:
<https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>
- *Codice di rete, Capitolo 4 – Regole per il dispacciamento*, redatto da Terna, disponibile all'indirizzo: <http://download.terna.it/terna/0000/0838/92.PDF>
- Bianchi, F. (2006) *Interazione tra dinamica dei versanti e dinamica fluviale: il caso della valle Isorno – provincia del Verbano Cusio Ossola*. Tesi di laurea specialistica in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio. Politecnico di Milano. Solamente per alcune delle foto degli impianti.
- *Archivio storico di Idroelettriche Riunite S.p.a. per immagini, dati storici e tabelle.*
- *Manuali IBA:*
 1. *ibaAnalyzer, Analysis Software, Measurement and Automation Systems*
 2. *ibaPDA-V6, Process Data Acquisition System, Measurement and Automation Systems*

Siti web:

“ <https://www.iba-ag.com/en/germany/start/> “ per le generiche informazioni sul pacchetto software IBA

“ <http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx> “ sito del GME

ALLEGATO 1

Nelle pagine successive, sono riportati i risultati delle 12 simulazioni giornaliere. In particolare, oltre ai valori numerici, è di facile lettura il confronto grafico tra la produzione storica e quella ottimizzata, senza tralasciare la diversa gestione dei bacini rappresentata anch'essa graficamente.

PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	1,15	0,56	7,62	9,47	2,04	3,10	0,93
2	1,17	0,55	7,61	9,47	2,04	3,11	0,93
3	1,17	0,52	7,62	9,47	2,04	3,11	0,93
4	1,17	0,52	7,62	9,47	2,04	3,11	0,93
5	1,24	0,50	7,61	9,47	2,04	2,94	0,93
6	1,59	0,50	7,61	9,45	2,03	2,92	0,93
7	1,83	0,49	7,59	9,45	2,03	2,92	0,93
8	1,91	0,47	7,62	9,41	2,01	2,89	0,93
9	1,91	0,47	7,66	9,41	2,02	2,89	0,93
10	1,91	0,48	7,61	9,40	2,02	2,90	0,93
11	2,10	0,48	7,60	9,40	2,01	2,89	0,93
12	2,22	0,45	7,60	9,40	2,01	2,91	0,93
13	2,39	0,44	7,65	9,39	2,01	2,90	0,93
14	2,39	0,46	7,64	9,39	2,01	2,90	0,93
15	2,40	0,44	7,65	9,40	2,01	2,90	0,93
16	2,40	0,44	7,65	9,40	2,01	2,90	0,93
17	2,40	0,44	7,65	9,40	2,01	2,90	0,93
18	2,40	0,44	7,65	9,40	2,01	2,84	0,92
19	2,40	0,44	7,65	9,40	2,01	2,70	0,88
20	2,40	0,43	7,64	9,39	2,01	2,70	0,89
21	2,40	0,43	7,65	9,40	2,01	2,70	0,89
22	2,40	0,44	7,65	9,39	2,01	2,68	0,89
23	2,40	0,44	7,65	9,39	1,99	2,69	0,89
24	2,38	0,42	7,66	9,42	2,00	2,73	0,89

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]								PZ nord [€/MWh]
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE	
1								25,9
2								24,72
3								22,81
4								21,23
5								22,77
6								24
7								31,61
8								38,73
9								42,7
10								42,95
11								41,79
12								43,73
13								39,59
14								37,64
15								37,95
16								38,2
17								35,39
18								38,1
19								39,9
20								41
21								40,95
22								40
23								37,9
24								33

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	1.965.735	18.722	18.904	6.596
finale - ore 24	1.935.473	18.530	17.729	6.920

VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

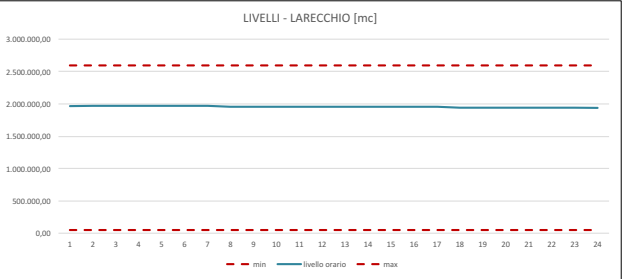
AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
	922	6.369	1.828	5.534

Andamento produzione giornaliera - storico [MWh]

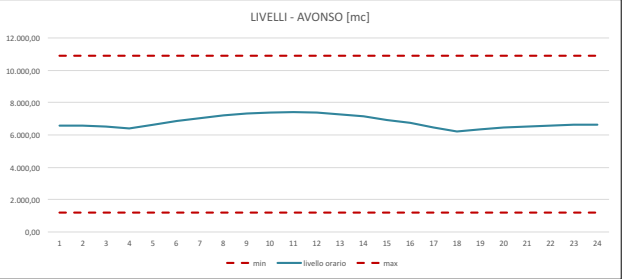
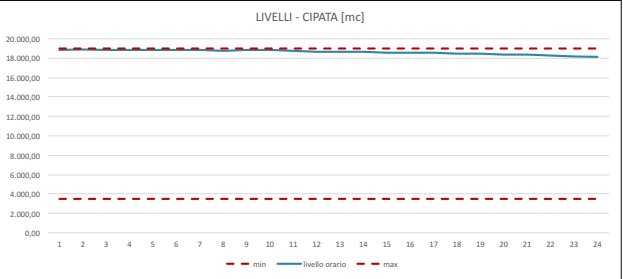
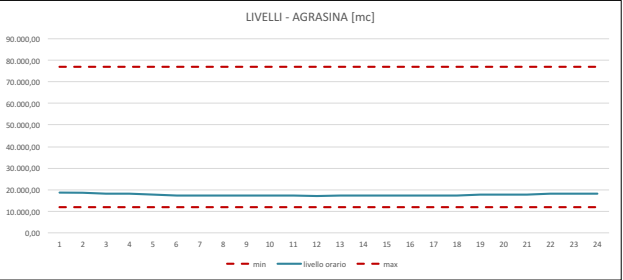


Andamento produzione giornaliera - ottimizzato [MWh]

Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,11	0,00	0,00	0,86	1,48	0,46
2	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,05	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1,08	0,11	3,85	5,72	0,47	1,83	0,33
9	1,94	0,11	3,85	5,99	1,30	1,76	0,69
10	1,94	0,11	3,85	5,99	1,33	1,73	0,69
11	1,94	0,11	3,75	6,08	1,34	1,66	0,68
12	1,94	0,11	3,74	6,08	1,35	1,66	0,68
13	1,94	0,11	3,82	6,08	1,36	1,66	0,68
14	1,94	0,11	3,82	6,08	1,35	1,66	0,68
15	1,94	0,11	3,82	6,08	1,35	1,66	0,68
16	1,94	0,11	3,82	6,08	1,35	1,66	0,68
17	1,94	0,11	3,82	6,08	1,35	1,67	0,68
18	1,94	0,11	3,82	6,07	1,35	1,56	0,68
19	1,94	0,11	3,81	6,06	1,35	1,56	0,68
20	1,94	0,11	3,81	6,06	1,35	1,56	0,64
21	1,94	0,11	3,81	6,07	1,36	1,47	0,64
22	1,94	0,11	3,81	6,07	1,36	1,47	0,65
23	1,94	0,11	4,04	5,87	1,35	1,47	0,67
24	1,94	0,10	4,32	5,60	1,39	1,44	0,65

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	3,16	0,11	0,00	0,00	0,00	2,42	0,36
2	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,91	0,14
3	3,16	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	3,36	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	3,36	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	1,23	0,18
8	0,76	0,11	6,95	6,86	0,47	4,27	0,79
9	0,00	0,11	6,95	8,31	1,83	2,63	1,00
10	1,92	0,11	6,95	8,31	2,10	2,02	1,00
11	1,41	0,11	6,95	8,31	2,10	0,44	0,76
12	1,41	0,11	6,95	8,31	2,10	2,02	1,00
13	1,41	0,11	0,00	0,00	1,53	0,00	0,51
14	1,41	0,11	0,00	2,13	0,14	0,00	0,05
15	1,41	0,11	0,14	1,36	0,48	0,00	0,16
16	1,41	0,11	6,95	8,31	0,82	4,13	0,88
17	1,41	0,11	6,95	8,31	2,10	2,03	1,00
18	1,41	0,11	3,66	7,64	2,05	0,00	0,68
19	1,41	0,11	6,95	8,31	1,98	0,87	0,79
20	1,41	0,11	6,95	8,31	2,10	2,03	1,00
21	1,41	0,11	6,95	8,31	2,10	2,03	1,00
22	1,41	0,11	6,95	8,31	2,10	1,23	0,88
23	1,41	0,11	0,00	0,00	1,53	0,34	0,56
24	1,41	0,10	0,00	1,73	0,12	0,00	0,04

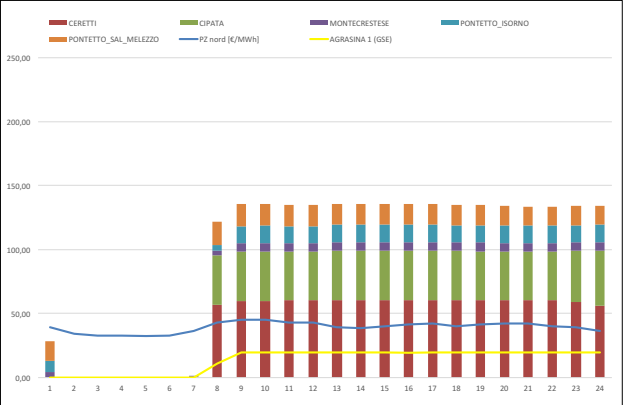
PZ nord [€/MWh]
39,01
34,37
32,81
32,81
32,49
32,82
36,09
43,2
45,1
45,23
43,1
43,23
39,39
38,99
40
41,8
42,52
40,16
41,43
42,62
41,96
40,37
39,62
36,8

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	1.102.936	13.969	3.986	3.408
finale - ore 24	1.075.014	20.931	5.605	5.121

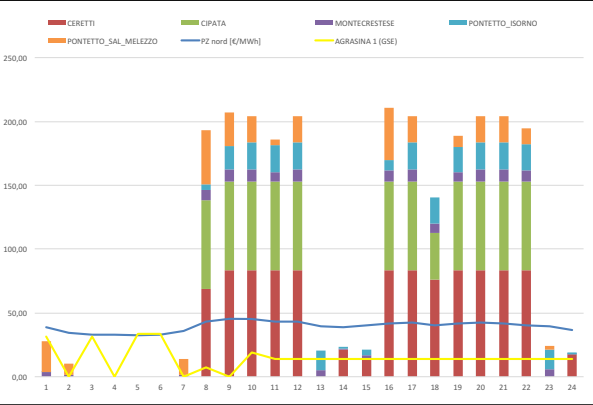
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
	333	1.816	1.554	2.278

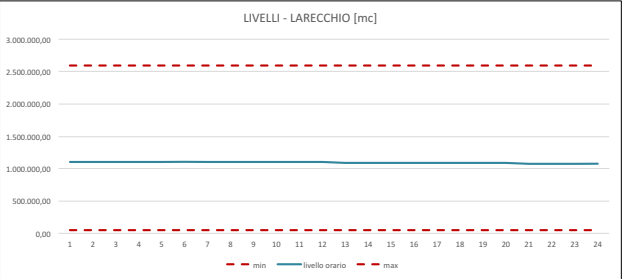
Andamento produzione giornaliera - storico



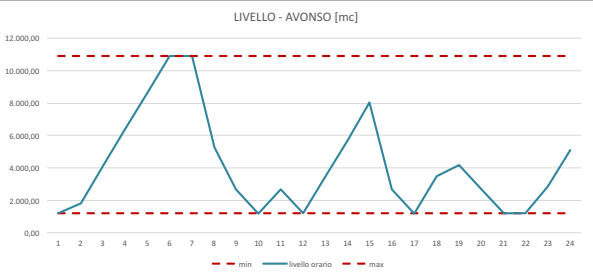
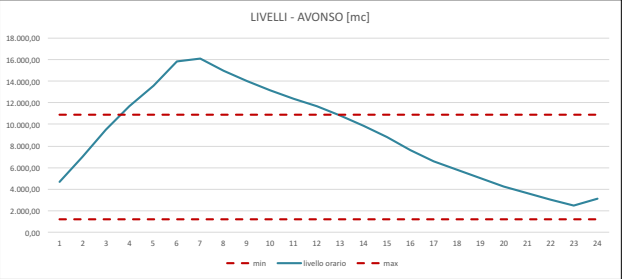
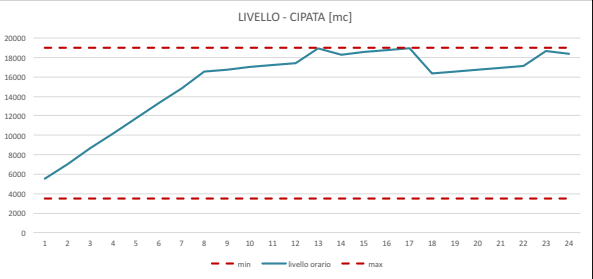
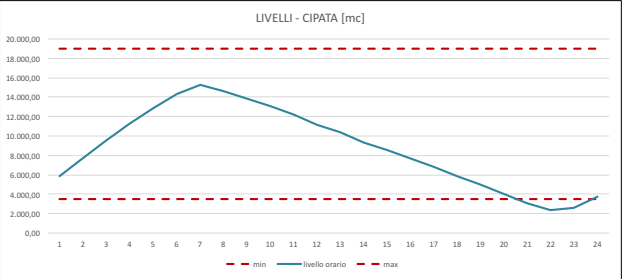
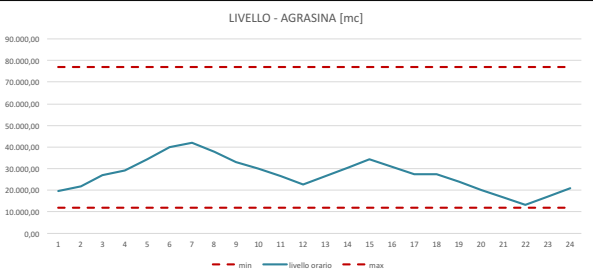
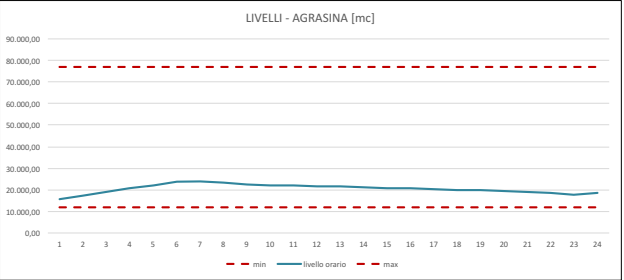
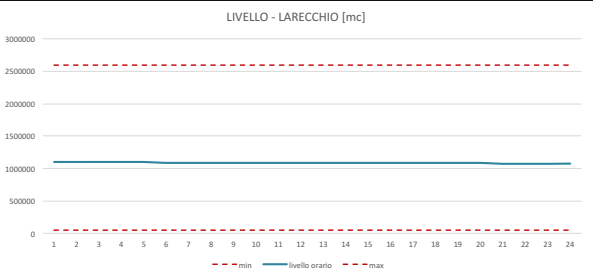
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,02	0,03	2,04	3,45	0,31	0,81	0,13
10	0,00	0,04	1,76	3,56	0,73	0,68	0,25
11	0,00	0,04	1,74	3,55	0,74	0,68	0,25
12	0,00	0,04	1,74	3,52	0,76	0,68	0,27
13	0,00	0,04	1,49	3,51	0,75	0,03	0,16
14	0,00	0,04	1,39	3,53	0,75	0,00	0,17
15	0,00	0,04	1,39	3,52	0,75	0,00	0,16
16	0,00	0,04	1,39	3,50	0,75	0,00	0,15
17	0,00	0,05	1,39	3,49	0,75	0,02	0,17
18	0,00	0,04	1,39	3,50	0,75	0,68	0,27
19	0,26	0,00	1,39	3,50	0,80	0,68	0,28
20	0,48	0,00	1,38	3,56	0,81	0,68	0,29
21	0,48	0,00	1,33	3,66	0,80	0,68	0,28
22	0,48	0,00	1,43	3,50	0,81	0,69	0,29
23	0,48	0,00	1,43	3,52	0,81	0,68	0,28
24	0,45	0,00	0,04	0,09	0,53	0,01	0,11

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,20	0,03	0,00	0,00	0,00	1,25	0,18
10	0,28	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,31	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,28	0,04	0,00	1,56	0,11	0,00	0,04
13	0,19	0,04	0,00	0,95	0,35	0,00	0,12
14	0,18	0,04	0,00	1,26	0,26	0,00	0,09
15	0,32	0,04	0,00	1,10	0,31	0,00	0,10
16	0,15	0,04	0,00	1,18	0,28	0,00	0,09
17	0,32	0,05	0,00	1,14	0,30	0,00	0,10
18	0,15	0,04	0,00	1,16	0,29	0,00	0,10
19	0,15	0,00	0,00	1,15	0,29	0,32	0,15
20	0,28	0,00	7,09	8,31	0,78	0,92	0,40
21	0,33	0,00	7,27	8,31	2,10	2,03	1,00
22	0,22	0,00	7,27	8,31	2,10	2,03	1,00
23	0,24	0,00	2,45	5,44	1,90	0,00	0,63
24	0,17	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,33

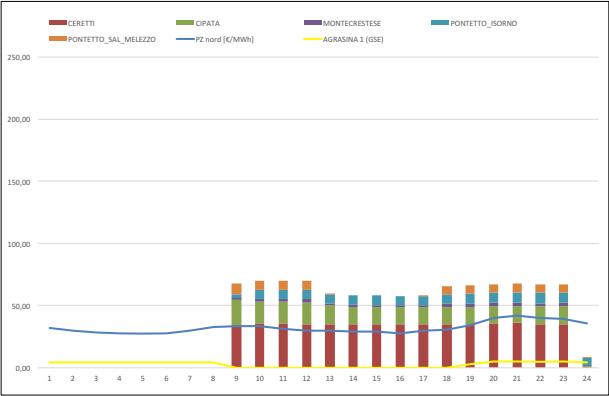
PZ nord [€/MWh]
32
30,02
28,21
28
27,52
28
30,01
32,55
33,8
33,54
31,19
30,02
30,01
29,4
29,5
28
30,01
30,26
33,94
39,79
42
40
39,5
35,42

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	735.263	21.903	5.520	2.462
finale - ore 24	729.637	22.543	5.358	4.682

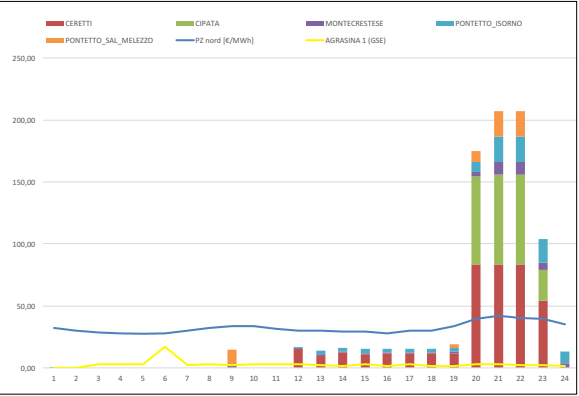
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO	
53	713	1.214	597	

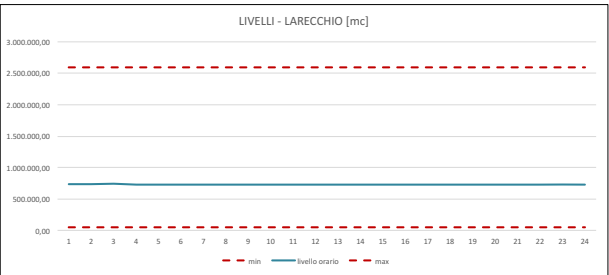
Andamento produzione giornaliera - storico



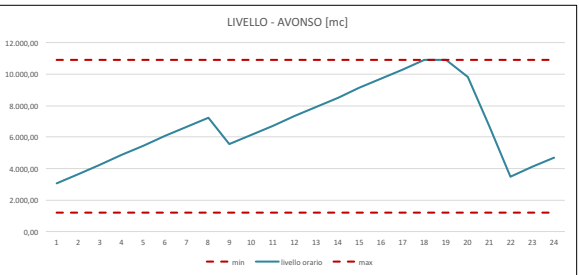
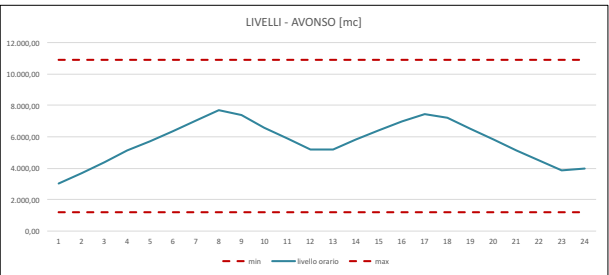
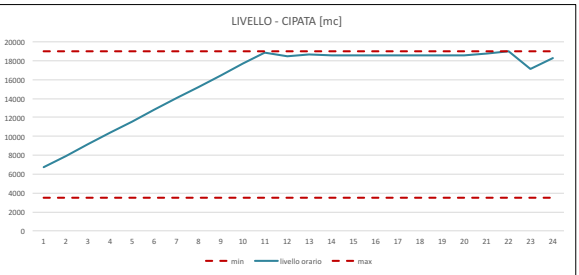
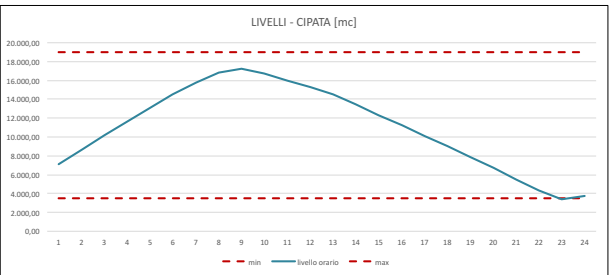
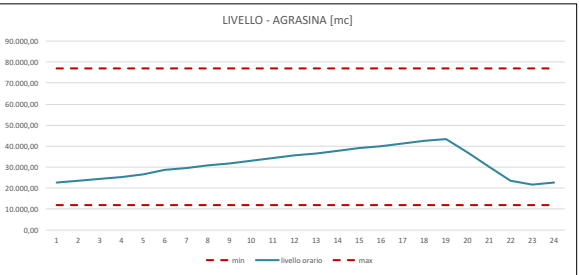
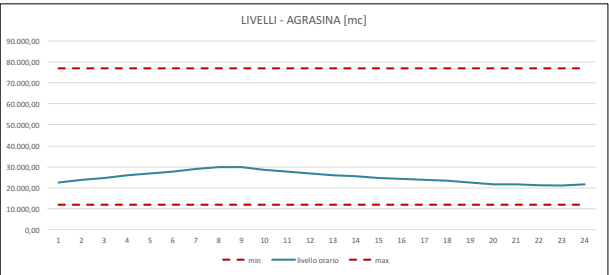
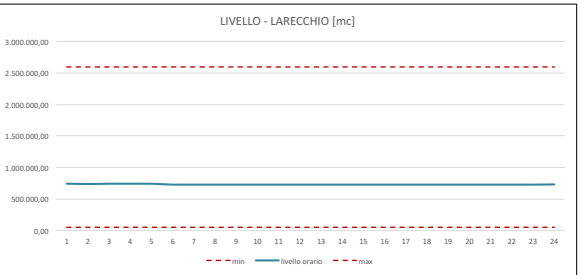
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,41	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00
9	0,02	0,00	0,96	4,59	0,57	0,00	0,06
10	0,00	0,00	0,97	4,56	1,02	0,00	0,25
11	0,00	0,00	0,97	4,70	1,00	0,00	0,25
12	0,00	0,00	0,04	0,23	0,62	0,00	0,15
13	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,28	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,28	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,04	0,00	1,40	4,62	0,36	0,00	0,07
19	0,00	0,04	1,39	4,88	1,08	0,90	0,43
20	0,00	0,05	1,39	4,82	1,07	0,87	0,40
21	0,00	0,04	1,30	4,86	1,07	0,87	0,41
22	0,03	0,00	0,03	0,21	0,68	0,02	0,18
23	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,44	0,00	0,00	0,21	0,01	0,03	0,01
10	0,43	0,00	0,00	1,43	0,14	0,13	0,06
11	0,07	0,00	0,00	0,82	0,32	0,67	0,21
12	0,24	0,00	0,00	1,12	0,23	0,00	0,08
13	0,29	0,00	0,00	0,97	0,27	0,00	0,09
14	0,27	0,00	0,00	1,05	0,25	0,00	0,08
15	0,28	0,00	0,00	1,01	0,26	0,00	0,09
16	0,23	0,02	0,00	1,03	0,26	0,53	0,16
17	0,28	0,04	0,00	1,02	0,26	0,00	0,09
18	0,28	0,00	0,00	1,02	0,26	0,00	0,09
19	0,28	0,04	0,00	1,02	0,26	0,00	0,09
20	0,28	0,05	1,62	3,48	0,43	1,04	0,30
21	0,26	0,04	7,40	8,31	1,21	0,00	0,40
22	0,23	0,00	0,00	0,07	1,54	0,00	0,51
23	0,00	0,00	0,00	1,49	0,12	0,00	0,04
24	0,19	0,00	0,00	0,78	0,33	0,00	0,11

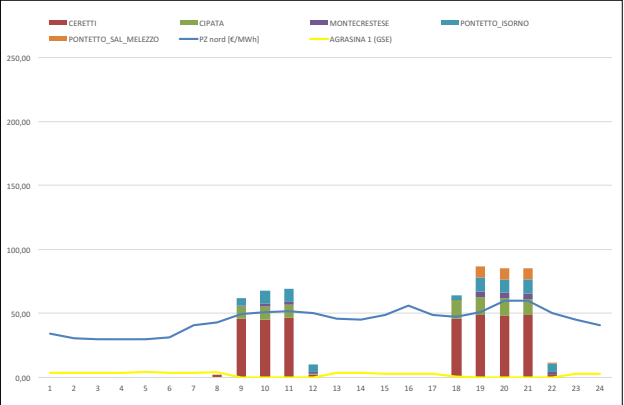
PZ nord [€/MWh]
34,51
30,78
30
29,85
30,2
31,3
41
43
49,43
50,7
51,8
50,35
45,7
45,4
49
56,23
48,72
47,56
50,75
60
60
50,09
45
41,01

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	617.014	37.665	9.477	8.737
finale - ore 24	610.915	41.980	10.539	10.210

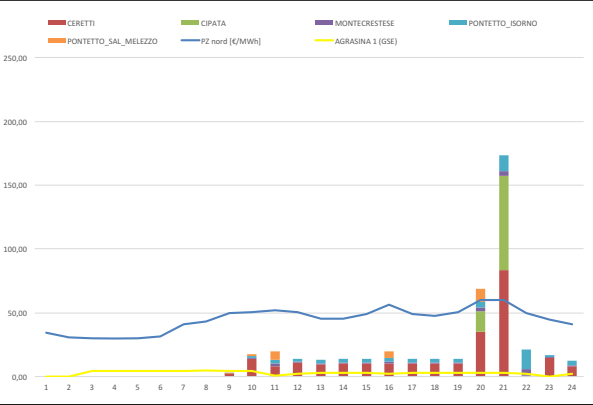
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
	29	251	1.074	247

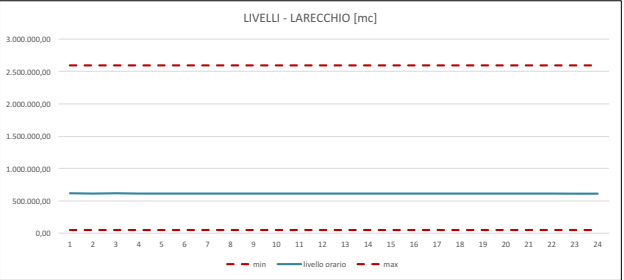
Andamento produzione giornaliera - storico



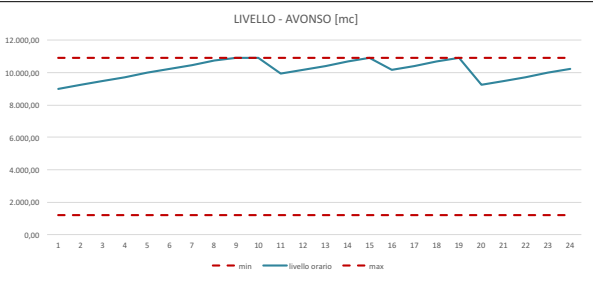
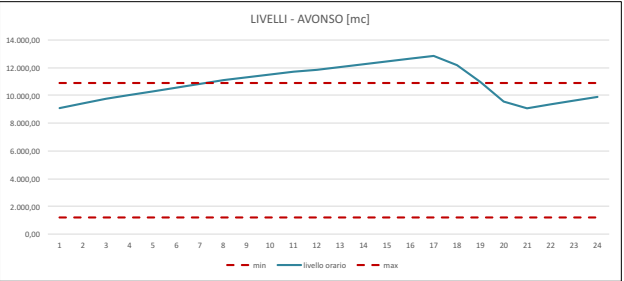
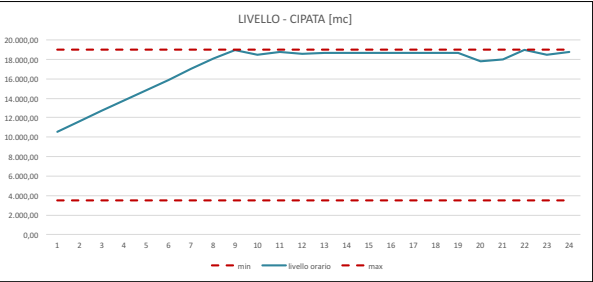
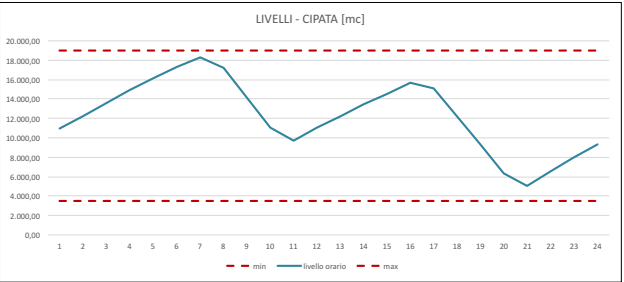
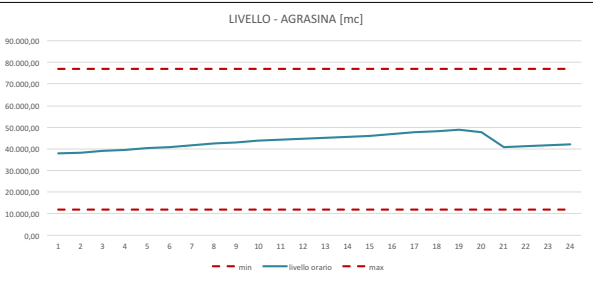
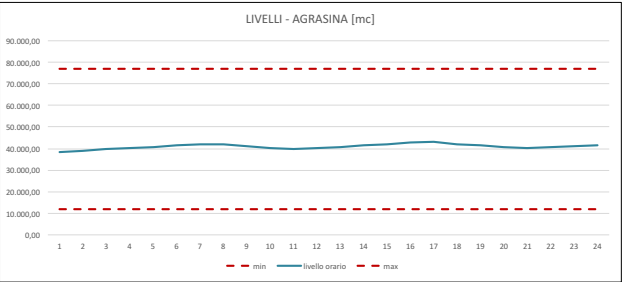
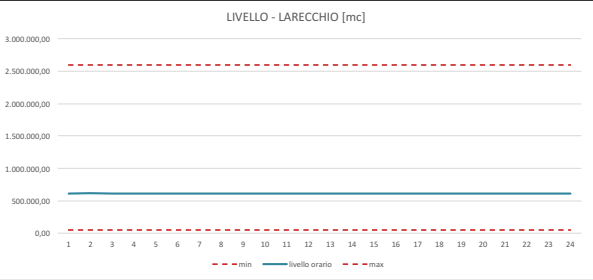
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,21	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
9	0,01	0,00	0,98	2,96	0,12	0,00	0,02
10	0,00	0,00	0,85	2,85	0,63	0,00	0,11
11	0,00	0,00	0,85	2,94	0,48	0,00	0,08
12	0,00	0,00	0,86	2,93	0,51	0,00	0,08
13	0,00	0,00	0,86	2,92	0,53	0,00	0,10
14	0,00	0,00	0,86	2,90	0,53	0,00	0,09
15	0,00	0,00	0,86	2,89	0,52	0,00	0,09
16	0,00	0,00	0,86	2,89	0,50	0,00	0,08
17	0,00	0,00	0,86	2,89	0,50	0,00	0,07
18	0,00	0,00	0,86	2,88	0,52	0,00	0,09
19	0,00	0,00	0,86	2,89	0,52	0,93	0,21
20	0,27	0,00	0,86	2,69	0,52	1,15	0,23
21	0,48	0,00	0,86	2,66	0,51	1,15	0,25
22	0,44	0,00	0,03	0,13	0,39	0,04	0,07
23	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,15	0,00	0,00	1,38	0,09	0,00	0,03
13	0,14	0,00	0,00	0,70	0,30	0,00	0,10
14	0,13	0,00	0,00	1,04	0,20	0,00	0,07
15	0,12	0,00	0,00	0,87	0,25	0,00	0,08
16	0,11	0,00	0,00	0,95	0,23	0,00	0,08
17	0,10	0,00	0,00	0,91	0,24	0,00	0,08
18	0,08	0,00	1,24	2,81	0,36	0,00	0,12
19	0,07	0,00	0,00	0,00	0,52	0,00	0,17
20	0,06	0,00	7,32	8,31	0,57	3,11	0,65
21	0,04	0,00	1,93	4,31	1,83	0,00	0,61
22	0,03	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,27
23	0,01	0,00	0,00	0,62	0,04	0,00	0,01
24	0,00	0,00	0,00	1,08	0,19	0,00	0,06

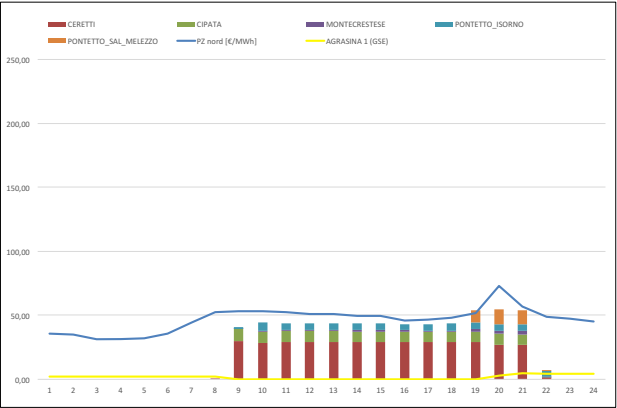
PZ nord [€/MWh]
35,6
34,79
31,69
31,46
31,71
35,6
44,15
52,23
53,49
53,39
52,75
51,16
50,94
49,64
49,89
46,02
47
48
51,66
73
56,65
49,17
47,44
45

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	534.585	17.126	8.271	6.111
finale - ore 24	531.394	17.775	5.637	5.301

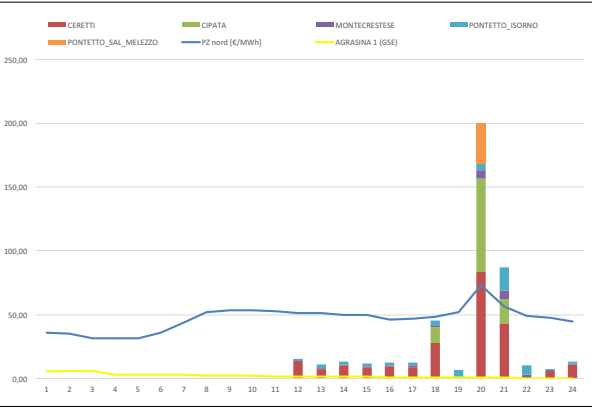
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO	
65	294	975	206	

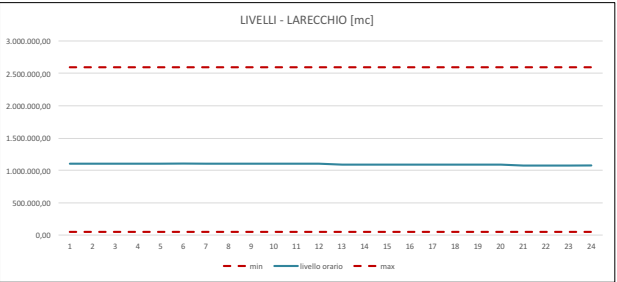
Andamento produzione giornaliera - storico



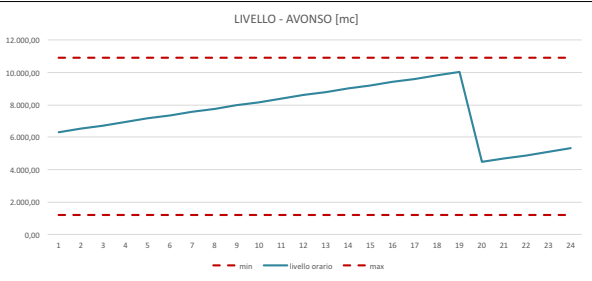
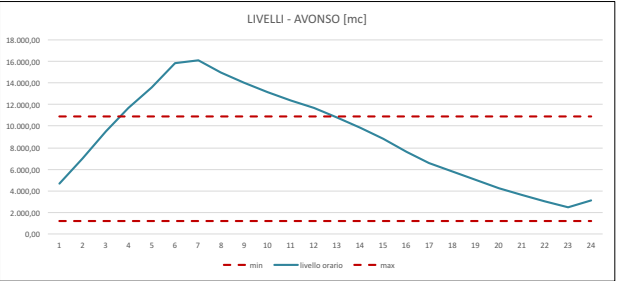
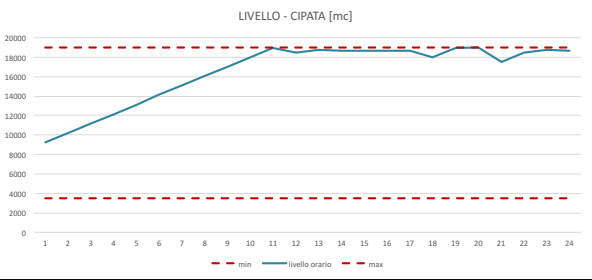
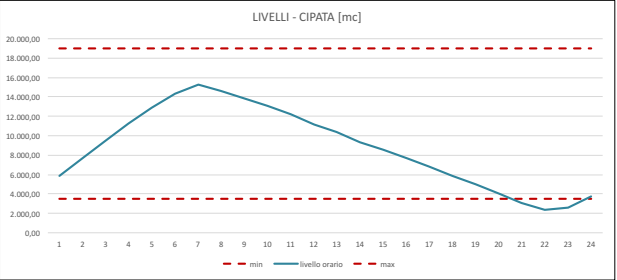
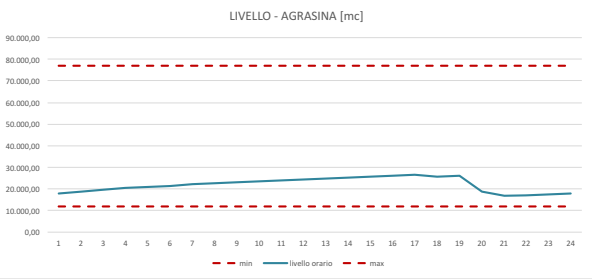
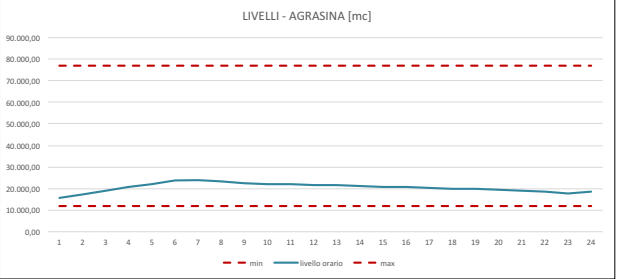
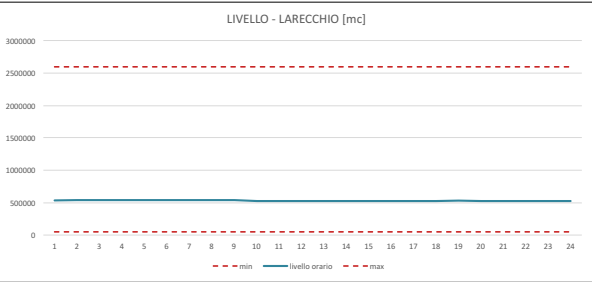
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1,28	0,00	0,07	0,10	0,00	0,00	0,00
9	1,42	0,03	1,69	3,38	0,25	0,00	0,03
10	1,89	0,00	1,70	3,38	0,68	0,00	0,13
11	1,90	0,00	1,70	3,38	0,68	0,00	0,14
12	1,90	0,05	1,70	3,38	0,68	0,00	0,14
13	1,90	0,05	1,70	3,37	0,68	0,00	0,14
14	1,90	0,00	1,70	3,37	0,68	0,00	0,14
15	1,90	0,00	1,71	3,37	0,68	0,00	0,14
16	1,89	0,00	1,70	3,38	0,68	0,00	0,13
17	0,55	0,00	6,74	8,38	1,24	1,15	0,53
18	0,49	0,00	6,95	8,48	1,90	1,09	0,73
19	0,48	0,00	6,94	8,47	1,89	1,06	0,72
20	0,48	0,00	6,91	8,58	1,93	1,06	0,72
21	0,45	0,00	0,04	0,12	1,09	0,00	0,33
22	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	2,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,02
8	0,78	0,00	7,64	8,31	0,57	0,15	0,21
9	0,00	0,03	7,64	8,31	2,10	1,31	0,89
10	2,13	0,00	0,00	0,00	1,53	0,00	0,51
11	1,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	1,62	0,05	0,00	0,12	0,01	0,00	0,00
13	1,62	0,05	0,00	1,11	0,10	0,00	0,03
14	1,62	0,00	0,00	0,61	0,25	0,00	0,08
15	1,62	0,00	0,00	0,86	0,17	0,00	0,06
16	1,62	0,00	0,00	0,74	0,21	0,00	0,07
17	1,62	0,00	0,59	1,69	0,25	0,00	0,08
18	1,62	0,00	7,64	8,31	0,88	0,15	0,31
19	1,62	0,00	7,64	8,31	2,10	2,03	1,00
20	1,61	0,00	7,64	8,31	2,10	0,40	0,76
21	1,61	0,00	4,50	7,99	2,08	0,00	0,69
22	1,42	0,00	0,00	0,00	1,47	0,00	0,49
23	1,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	1,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

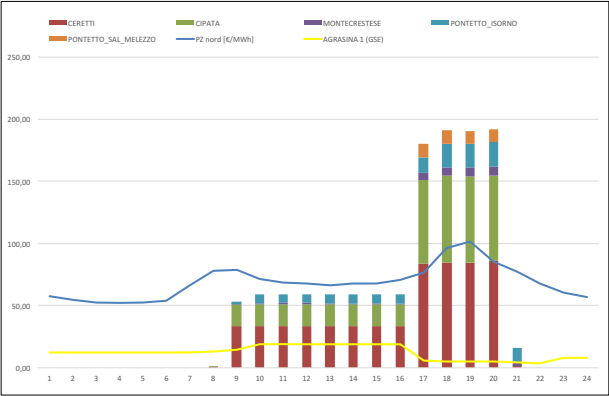
PZ nord [€/MWh]
57,57
54,8
52,52
52,24
52,58
53,65
66,6
78,38
78,5
71,8
68,91
67,86
66,5
67,49
67,78
70,55
76,95
96,2
101,6
85,08
77,3
68
60,56
57

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	248.835	30.665	10.478	9.217
finale - ore 24	220.276	35.165	10.681	8.040

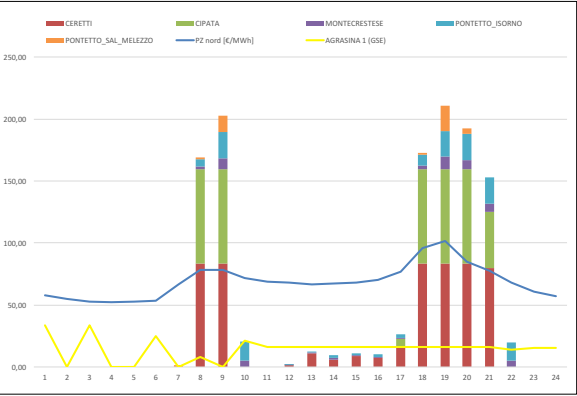
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO	
259	628	821	270	

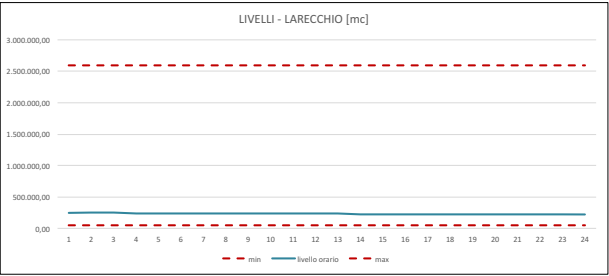
Andamento livelli bacini - storico



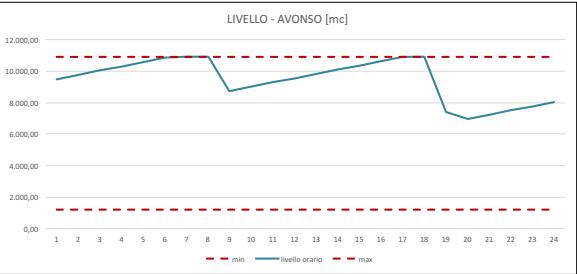
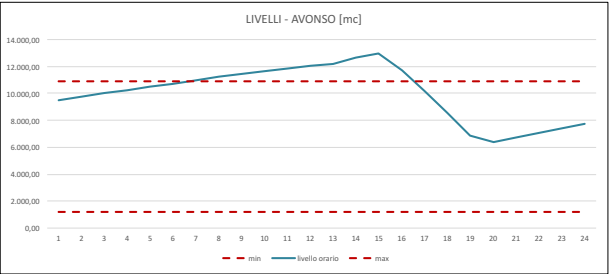
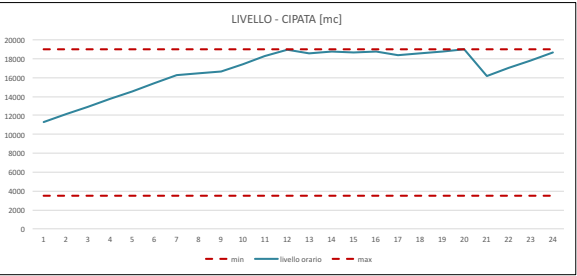
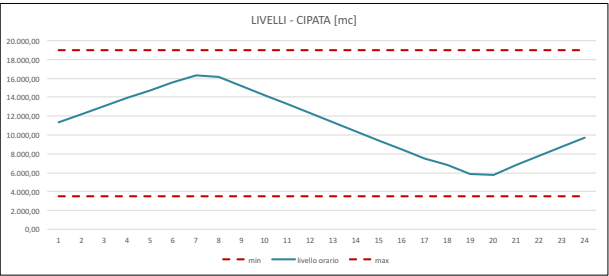
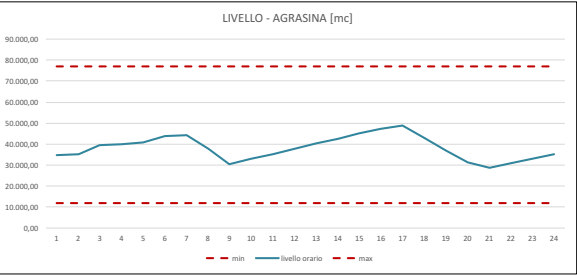
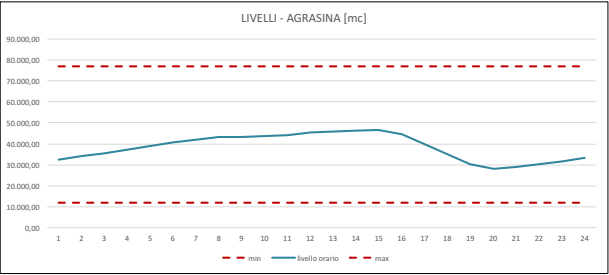
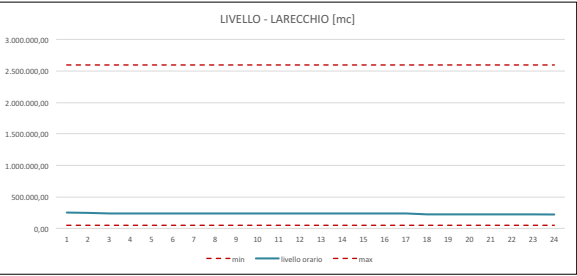
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	1,27	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1,26	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	1,24	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1,23	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1,24	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1,01	0,00	5,26	6,60	0,71	1,69	0,38
9	0,98	0,00	4,47	7,05	1,61	1,76	0,72
10	0,98	0,00	4,42	7,05	1,63	1,76	0,72
11	0,98	0,01	4,43	7,05	1,64	1,76	0,72
12	0,98	0,05	2,94	5,17	1,48	1,00	0,63
13	0,98	0,05	3,12	5,12	1,19	0,98	0,56
14	0,96	0,05	3,26	5,16	1,16	0,99	0,50
15	0,95	0,05	3,27	5,16	1,17	0,99	0,55
16	1,83	0,05	3,25	5,13	1,16	0,98	0,51
17	2,38	0,05	3,24	5,13	1,15	0,98	0,56
18	2,39	0,05	5,03	7,03	1,42	1,75	0,65
19	2,39	0,05	4,68	7,04	1,67	1,57	0,72
20	2,39	0,04	4,65	7,03	1,67	1,56	0,73
21	2,39	0,04	4,47	7,27	1,69	1,47	0,73
22	1,47	0,04	0,11	0,36	1,06	0,03	0,35
23	1,27	0,03	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
24	1,26	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	437.850	19.300	6.219	11.461
finale - ore 24	404.265	21.841	9.039	11.263

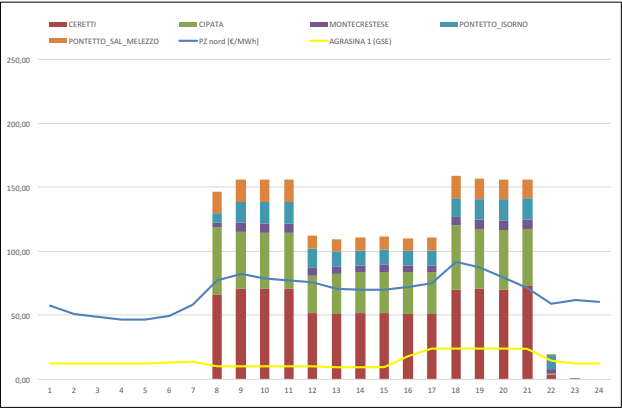
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
233		1.008	1.357	1.425

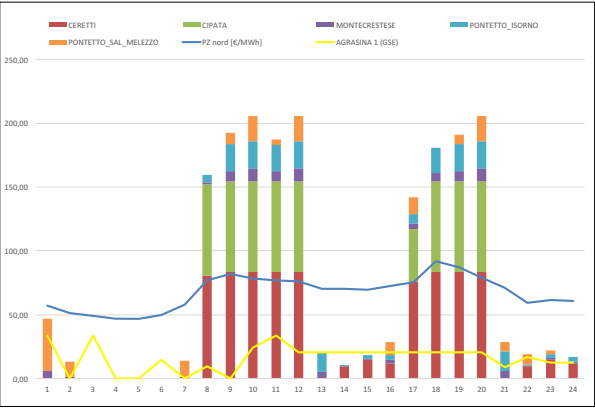
PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	3,36	0,03	0,00	0,00	0,00	4,08	0,60
2	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	1,15	0,17
3	3,36	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23	0,18
8	0,93	0,00	7,13	8,08	0,55	0,00	0,18
9	0,00	0,00	7,13	8,31	2,06	0,94	0,83
10	2,44	0,00	7,13	8,31	2,10	2,02	1,00
11	3,36	0,01	7,13	8,31	2,10	0,39	0,76
12	2,08	0,05	7,13	8,31	2,10	2,02	1,00
13	2,08	0,05	0,00	0,00	1,53	0,00	0,51
14	2,08	0,05	0,00	0,96	0,07	0,00	0,02
15	2,08	0,05	0,00	1,46	0,28	0,00	0,09
16	2,08	0,05	0,00	1,21	0,35	1,04	0,27
17	2,08	0,05	4,12	7,58	0,74	1,30	0,44
18	2,08	0,05	7,13	8,31	1,97	0,00	0,66
19	2,08	0,05	7,13	8,31	2,10	0,74	0,81
20	2,08	0,04	7,13	8,31	2,10	2,03	1,00
21	0,86	0,04	0,00	0,00	1,53	0,72	0,62
22	1,69	0,04	0,00	0,92	0,06	0,79	0,14
23	1,26	0,03	0,00	1,47	0,27	0,31	0,14
24	1,25	0,02	0,00	1,20	0,35	0,00	0,12

PZ nord [€/MWh]
57,3
51,1
48,98
46,73
46,71
49,5
58,07
77,02
82,26
78,58
77,17
75,94
70,55
69,91
69,69
72,52
75,15
91,81
87,39
79,18
71,2
59,05
61,74
60,67

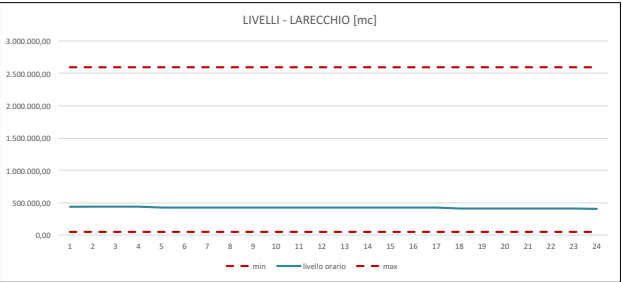
Andamento produzione giornaliera - storico



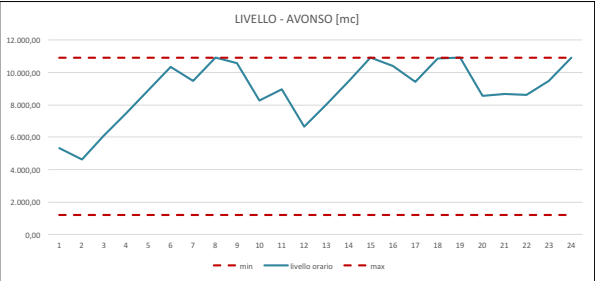
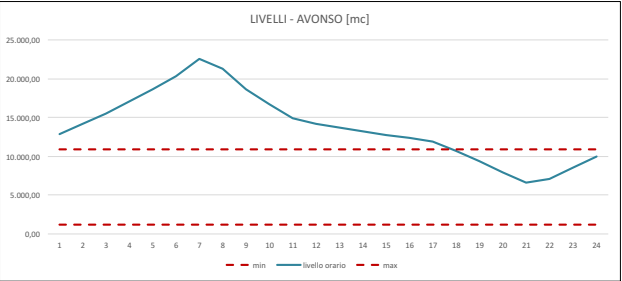
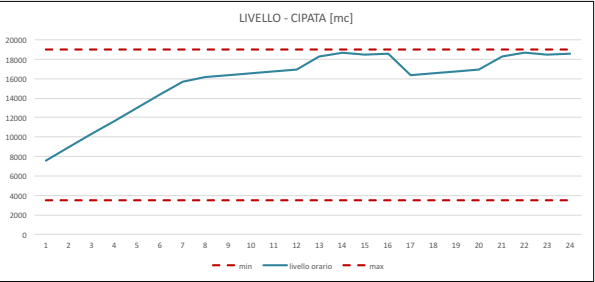
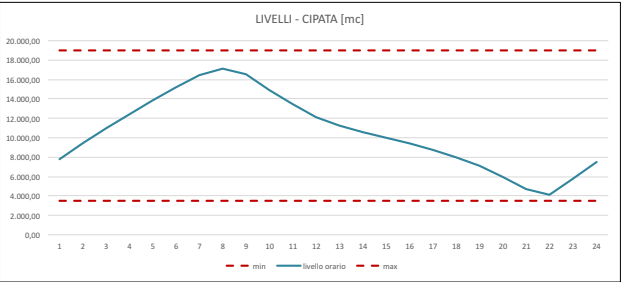
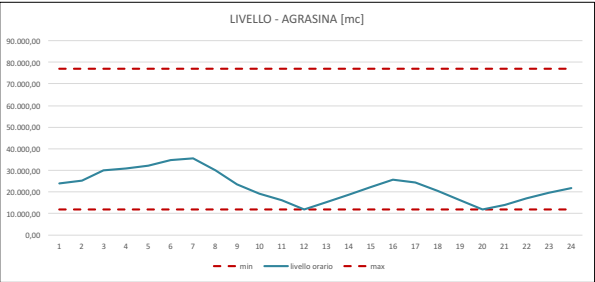
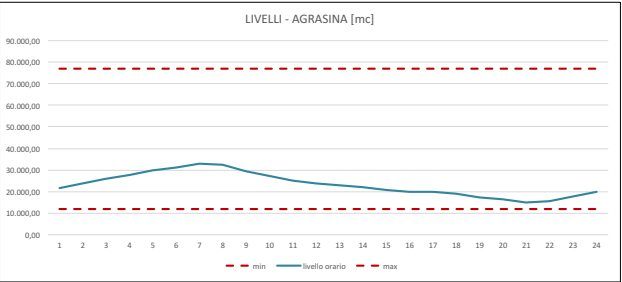
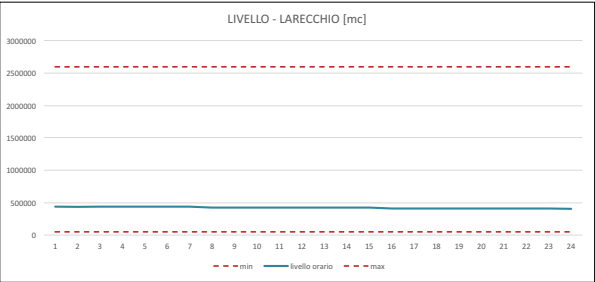
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,65	2,94	0,13	0,00	0,01
10	0,17	0,00	0,68	2,66	0,61	0,66	0,19
11	0,00	0,03	0,68	2,80	0,55	0,66	0,20
12	0,00	0,00	0,68	2,80	0,51	0,66	0,19
13	0,00	0,00	0,68	2,80	0,51	0,66	0,18
14	0,00	0,00	0,68	2,80	0,53	0,66	0,19
15	0,00	0,00	0,68	2,80	0,56	0,66	0,21
16	0,00	0,00	0,68	2,80	0,56	0,66	0,19
17	0,00	0,00	0,68	2,79	0,56	0,66	0,19
18	0,00	0,00	0,68	2,79	0,55	0,66	0,19
19	0,00	0,00	0,68	2,79	0,56	0,66	0,20
20	0,00	0,00	0,68	2,78	0,56	0,66	0,20
21	0,00	0,00	0,00	0,03	0,35	0,00	0,09
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ- ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,14
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,04
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,04
9	0,00	0,00	0,00	0,91	0,06	0,28	0,06
10	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	2,21	0,40
11	0,00	0,03	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
12	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
13	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
14	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
15	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
16	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
17	0,00	0,00	0,00	0,90	0,23	0,00	0,08
18	0,00	0,00	1,09	2,55	0,34	0,28	0,15
19	0,00	0,00	7,52	8,31	1,04	2,79	0,76
20	0,00	0,00	0,00	0,36	1,56	0,00	0,52
21	0,00	0,00	0,00	1,17	0,15	0,00	0,05
22	0,00	0,00	0,00	0,77	0,27	0,00	0,09
23	0,00	0,00	0,00	0,97	0,21	0,00	0,07
24	0,00	0,00	0,00	0,87	0,24	0,00	0,08

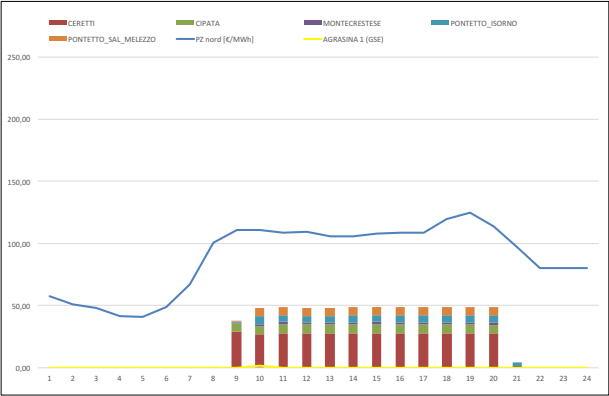
PZ nord [€/MWh]
57,29
51,38
48,01
41,89
40,98
48,98
66,83
100,38
110,69
110,8
108,57
109,15
106,04
105,59
107,7
108,68
108,43
120
124,83
113,84
97,2
80
80
80

LIVELLI BACINI [mc]			
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA
iniziale - ore 0	71.294	25.964	11.090
finale - ore 24	72.516	24.160	8.209

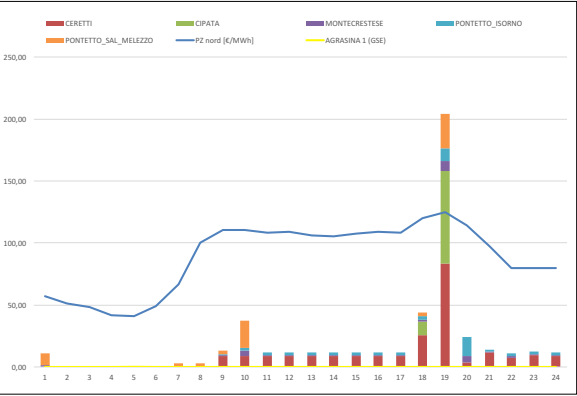
VINCOLI DI LIVELLO BACINI			
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA
massimo [m]	25,6	13,3	5,12
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000
minimo [m]	5	3,5	1,3
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]			
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA
	54	295	949

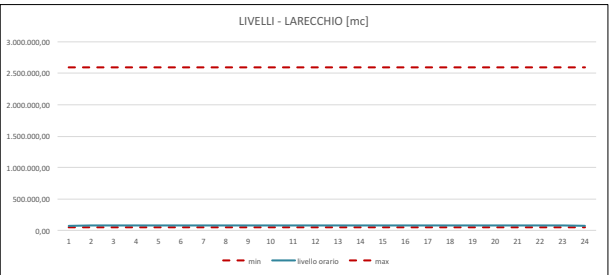
Andamento produzione giornaliera - storico



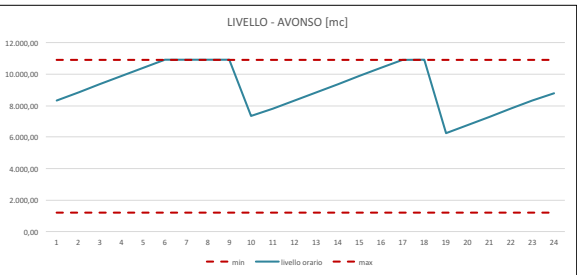
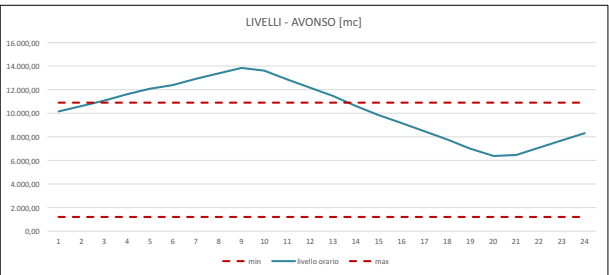
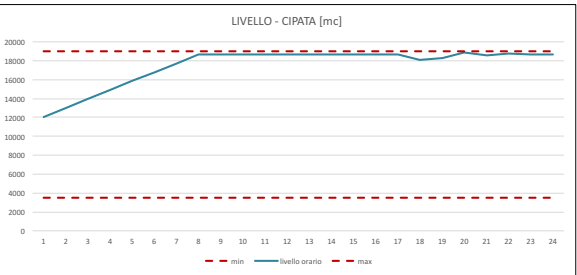
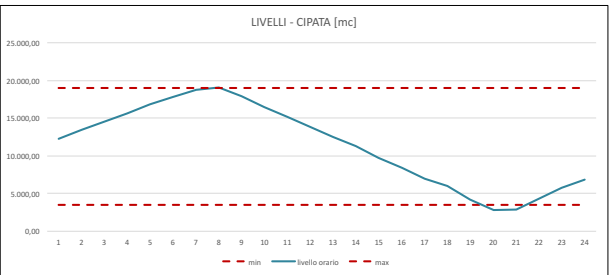
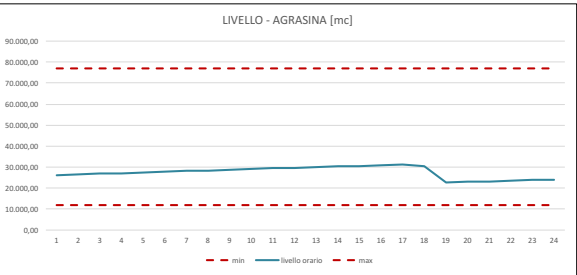
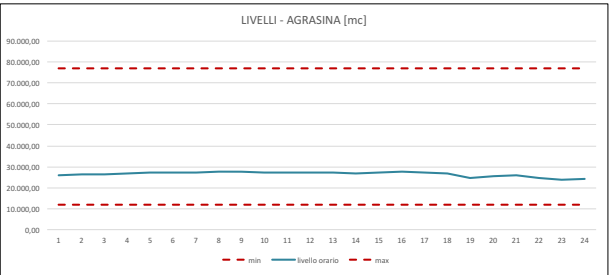
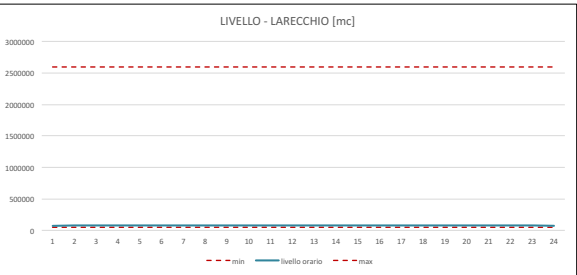
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,20	3,87	0,64	0,67	0,22
10	0,00	0,00	0,00	4,07	0,85	0,87	0,34
11	0,00	0,00	0,00	4,06	0,86	0,87	0,33
12	0,00	0,03	0,00	4,05	0,86	0,87	0,33
13	0,00	0,03	0,00	0,09	0,48	0,03	0,12
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	4,03	0,96	0,79	0,34
19	0,00	0,00	0,00	4,06	0,85	0,83	0,34
20	0,00	0,04	0,00	3,91	0,83	0,86	0,30
21	0,00	0,04	0,00	0,13	0,50	0,00	0,10
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

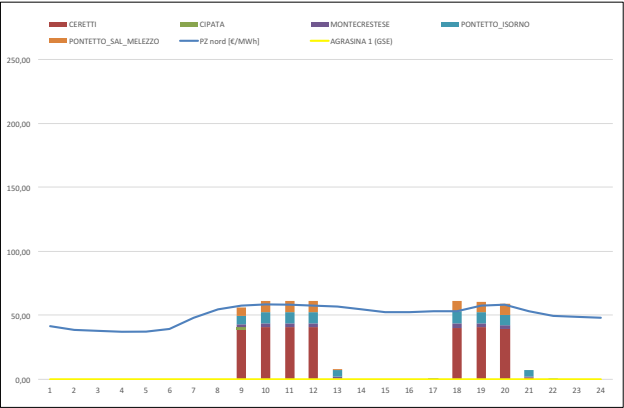
PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]								PZ nord [€/MWh]
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO- ISORNO	PONTETTO- SAL_MELEZ ZO	MONTECRE STESE	
1								41,37
2								38,9
3								38,02
4								37,42
5								37,29
6								39,59
7								48,42
8								54,71
9								57,73
10								58,57
11								58,2
12								57,94
13								56,69
14								54,43
15								52,79
16								52,25
17								53,53
18								53,48
19								57,52
20								58,19
21								53,42
22								49,47
23								48,98
24								48,41

LIVELLI BACINI [mc]				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	78.890	10.330	7.639	10.504
finale - ore 24	79.982	12.514	8.455	11.166

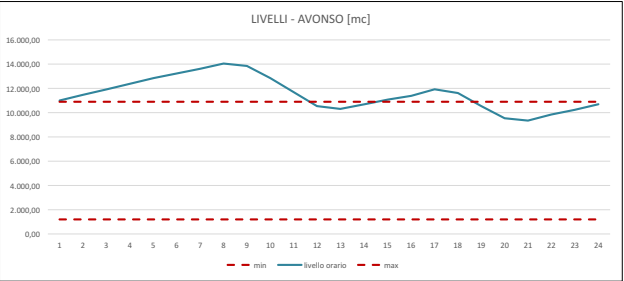
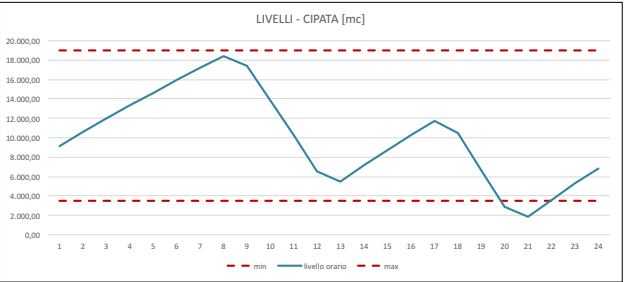
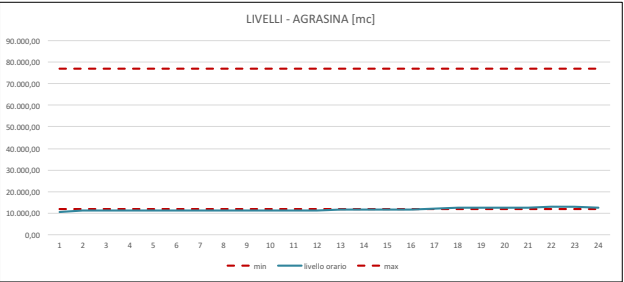
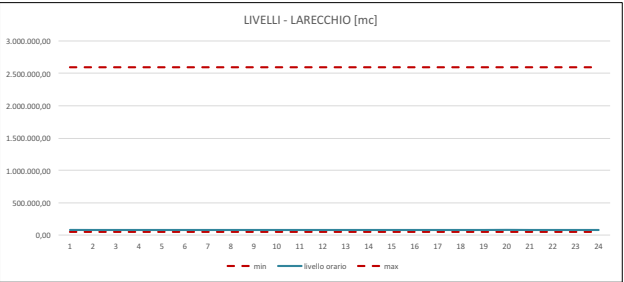
VINCOLI DI LIVELLO BACINI				
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]				
LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO	
39	94	1.186	450	

Andamento livelli bacini - storico



Andamento livelli giornaliero - storico



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_ MELEZ_ ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,19	0,00	1,27	0,44	0,00	0,06
2	0,00	0,19	0,00	1,27	0,44	0,00	0,06
3	0,00	0,17	0,00	1,27	0,44	0,00	0,06
4	0,00	0,17	0,00	1,27	0,43	0,00	0,06
5	0,00	0,17	0,00	1,28	0,43	0,00	0,06
6	0,00	0,18	0,00	1,26	0,43	0,00	0,06
7	0,00	0,18	0,00	1,16	0,41	0,00	0,07
8	0,00	0,19	4,11	5,68	0,77	1,13	0,38
9	0,00	0,19	3,98	5,37	1,35	1,16	0,61
10	0,00	0,18	3,97	5,41	1,27	1,16	0,58
11	0,00	0,17	3,97	5,41	1,27	1,16	0,58
12	0,00	0,17	3,97	5,42	1,28	1,16	0,60
13	0,00	0,17	3,97	5,42	1,28	1,16	0,60
14	0,00	0,17	3,97	5,42	1,27	1,16	0,60
15	0,00	0,22	3,96	5,42	1,27	1,16	0,59
16	0,00	0,29	3,96	5,43	1,27	1,16	0,59
17	0,00	0,33	3,96	5,43	1,28	1,16	0,59
18	0,00	0,34	3,96	5,43	1,27	1,16	0,59
19	0,00	0,34	3,95	5,43	1,29	1,16	0,57
20	0,00	0,34	3,95	5,42	1,30	1,16	0,58
21	0,00	0,34	3,95	5,42	1,32	1,16	0,60
22	0,00	0,34	3,95	5,38	1,34	1,16	0,61
23	0,00	0,33	0,12	1,12	0,90	0,02	0,25
24	0,00	0,31	0,00	1,07	0,44	0,00	0,07

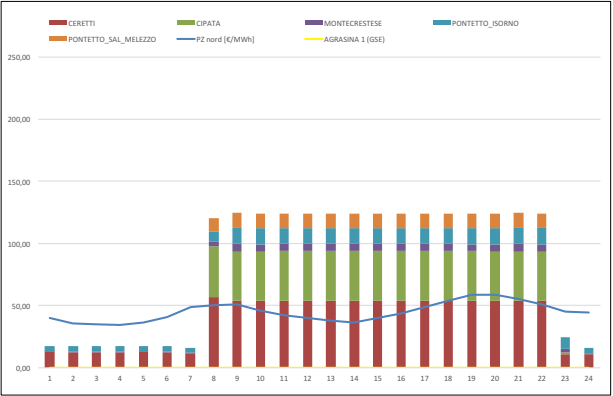
PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]								PZ nord [€/MWh]
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_ MELEZ_ ZO	MONTECRE STESE	
1	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	2,04	0,30	40,25
2	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,5
3	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35
4	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,49
5	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,47
6	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,70	0,10	40,5
7	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,70	0,10	48,83
8	0,00	0,19	6,97	5,31	0,36	3,37	0,62	50,53
9	0,00	0,19	6,97	8,31	1,55	3,27	1,00	51
10	0,00	0,18	6,97	8,31	2,10	0,00	0,70	46,15
11	0,00	0,17	6,97	8,31	2,10	0,00	0,70	42
12	0,00	0,17	6,97	8,31	2,10	0,00	0,70	39,8
13	0,00	0,17	0,00	0,65	1,58	0,00	0,53	38,2
14	0,00	0,17	0,00	1,86	0,25	0,00	0,08	36,1
15	0,00	0,22	4,74	8,31	0,91	0,00	0,30	39,9
16	0,00	0,29	6,97	8,31	2,10	0,00	0,70	44,01
17	0,00	0,33	6,97	8,31	2,10	0,36	0,75	49,01
18	0,00	0,34	6,97	8,31	2,10	0,70	0,80	54
19	0,00	0,34	6,97	8,31	2,10	2,03	1,00	58,78
20	0,00	0,34	6,97	8,31	2,10	2,03	1,00	58,78
21	0,00	0,34	6,97	8,31	2,10	1,16	0,87	55,65
22	0,00	0,34	6,97	8,31	2,10	0,00	0,70	51
23	0,00	0,33	0,00	0,13	1,54	0,00	0,51	45,01
24	0,00	0,31	0,00	2,12	0,17	0,00	0,06	44,44

	LIVELLI BACINI [mc]			
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
iniziale - ore 0	108.205	44.184	3.047	8.201
finale - ore 24	114.169	45.074	4.374	9.015

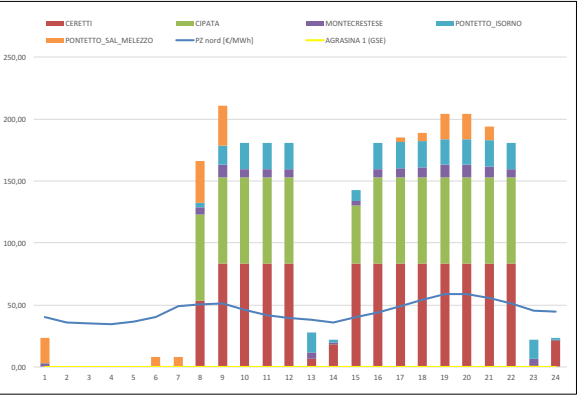
	VINCOLI DI LIVELLO BACINI			
	LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12	2,2
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000	10.900
minimo [m]	5	3,5	1,3	1,2
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500	1.200

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]			
LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
206	2.588	1.533	1.295

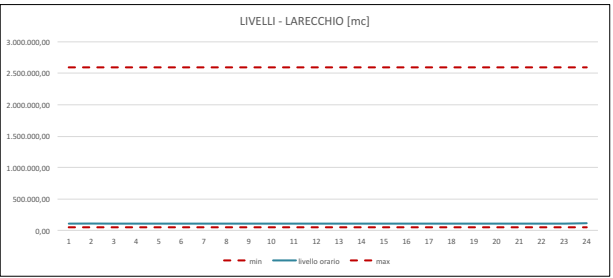
Andamento produzione giornaliera - storico



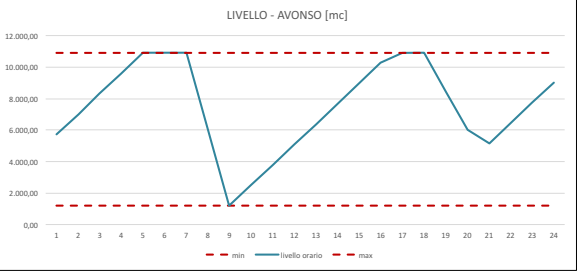
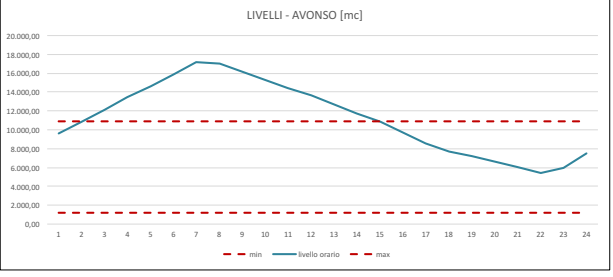
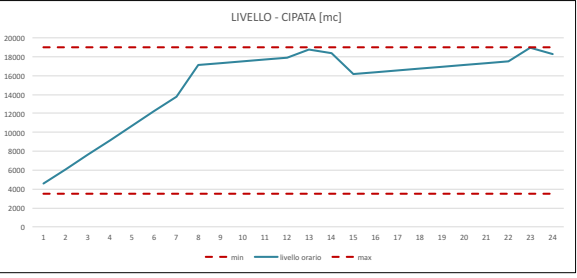
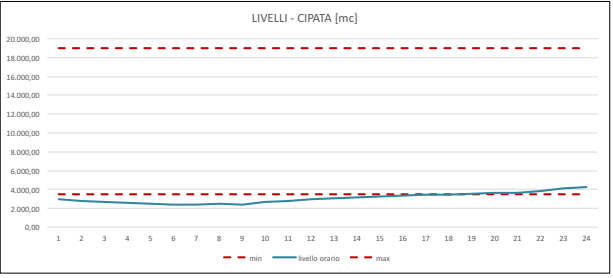
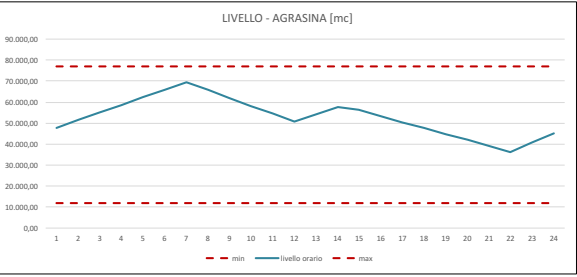
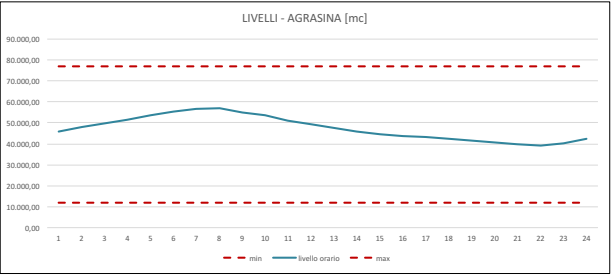
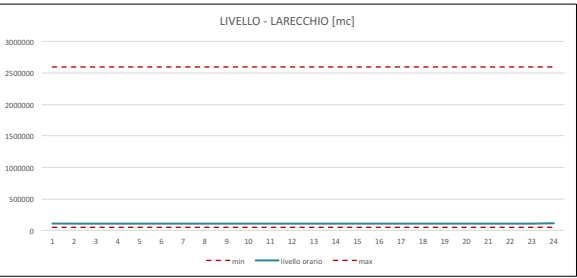
Andamento produzione giornaliera - ottimizzato



Andamento livelli giornaliero - storico



Andamento livelli giornaliero - ottimizzato



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_ MELEZ_ ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	0,92	0,00	9,15	2,04	1,81	0,81
2	0,00	0,91	0,00	9,15	2,05	1,87	0,81
3	0,00	0,91	0,00	9,14	2,04	1,87	0,81
4	0,00	0,91	0,00	9,13	2,04	1,88	0,81
5	0,00	0,91	0,00	9,13	2,04	1,87	0,81
6	0,00	0,88	0,00	9,13	2,04	1,87	0,81
7	0,00	0,84	0,00	9,06	2,04	1,87	0,81
8	0,00	0,84	4,11	8,42	2,02	1,99	0,86
9	0,00	0,81	3,98	8,70	2,02	2,06	0,83
10	0,00	0,78	3,97	9,07	2,02	2,14	0,83
11	0,00	0,68	3,97	9,09	2,03	2,14	0,85
12	0,00	0,76	3,97	9,09	2,03	2,14	0,83
13	0,00	0,74	3,97	9,10	2,03	2,14	0,83
14	0,33	0,73	3,97	9,10	2,03	2,14	0,83
15	1,93	0,77	3,96	9,06	2,02	2,13	0,85
16	1,93	0,83	3,96	9,07	2,02	2,13	0,85
17	1,93	0,90	3,96	9,07	2,02	2,13	0,85
18	1,44	0,94	3,96	9,08	2,02	2,13	0,86
19	0,94	1,02	3,95	9,11	2,02	2,13	0,86
20	0,40	1,13	3,95	9,12	2,03	2,09	0,85
21	0,00	1,19	3,95	9,14	2,03	1,92	0,82
22	0,00	1,21	3,95	9,15	2,03	1,93	0,83
23	0,00	1,20	0,12	9,15	2,02	1,94	0,84
24	0,00	1,18	0,00	9,19	2,02	1,93	0,82

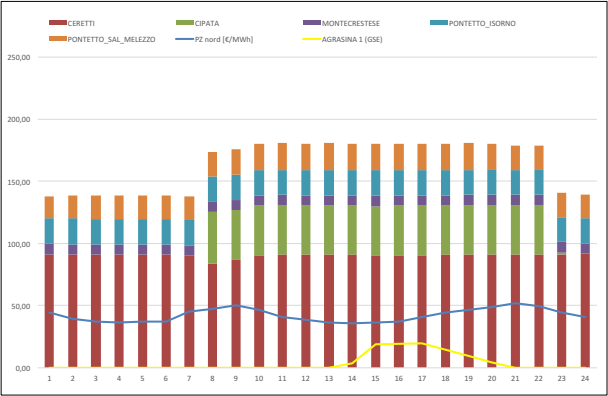
PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]								PZ nord [€/MWh]
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_ MELEZ_ ZO	MONTECRE STESE	
1								44,61
2								39,03
3								37,05
4								36,74
5								37,05
6								37
7								44,86
8								47,19
9								50
10								46,39
11								40,92
12								38,65
13								36,74
14								35,79
15								36,73
16								37,05
17								40,89
18								44,6
19								46,36
20								49,01
21								52
22								49,8
23								44,61
24								40,62

LIVELLI BACINI [mc]			
	LARECCHIO	AGRASINA	AVONSO
iniziale - ore 0	261.517	32.570	9.981
finale - ore 24	277.160	26.190	16.637

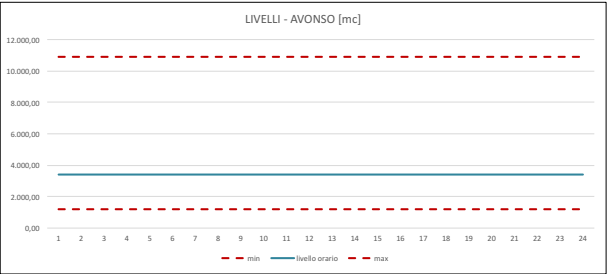
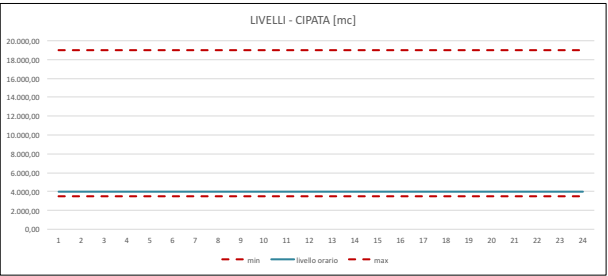
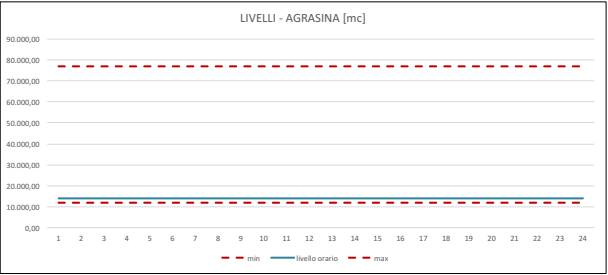
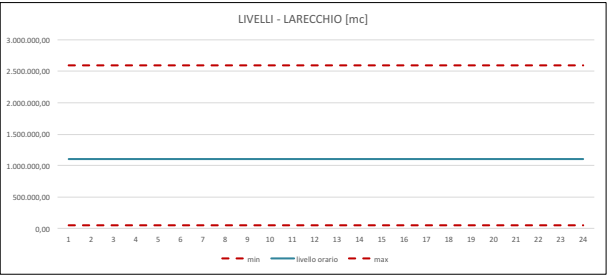
VINCOLI DI LIVELLO BACINI			
	LARECCHIO	AGRASINA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000
minimo [m]	5	3,5	1,3
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]			
	LARECCHIO	AGRASINA	AVONSO
	894	7.997	1.494

Andamento livelli bacini - storico



Andamento livelli giornaliero - storico



PRODUZIONE - STORICO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_MELEZ_ZO	MONTECRE STESE
1	0,00	1,24	9,59	9,19	2,00	1,98	0,79
2	0,00	1,18	9,59	9,19	2,00	1,98	0,80
3	0,00	1,15	9,60	9,19	2,00	1,99	0,80
4	0,00	1,05	9,60	9,20	2,01	1,99	0,80
5	0,00	1,04	9,60	9,20	2,00	1,99	0,80
6	0,00	1,01	9,06	9,21	2,01	1,99	0,82
7	0,00	0,95	8,10	9,21	2,01	2,17	0,84
8	0,00	0,92	7,81	9,17	1,99	3,28	1,00
9	0,00	0,92	7,99	9,17	1,99	3,09	0,99
10	0,00	0,92	7,99	9,16	1,99	3,09	0,98
11	0,00	0,89	7,98	9,16	1,99	3,10	0,98
12	0,00	0,87	7,99	9,15	1,98	3,07	0,98
13	0,00	0,84	7,76	9,14	1,99	1,96	0,79
14	0,00	0,86	7,70	9,13	1,98	1,93	0,78
15	0,00	0,86	7,70	9,12	1,98	1,94	0,78
16	0,00	0,91	7,70	9,11	1,99	1,46	0,74
17	0,00	0,99	7,71	9,10	1,99	1,60	0,74
18	0,00	1,14	7,76	9,09	1,98	3,09	0,93
19	0,00	1,25	7,78	9,07	1,99	3,10	0,98
20	0,00	1,26	7,78	9,06	1,99	3,25	0,97
21	0,00	1,26	9,53	9,06	1,99	3,27	0,97
22	0,00	1,26	9,63	9,08	2,00	3,47	0,98
23	0,00	1,26	9,64	9,11	1,99	3,46	1,01
24	0,00	1,25	9,67	9,15	2,02	3,42	1,00

PRODUZIONE - OTTIMIZZATO [MWh]							
ora	AGRASINA 1 (GSE)	AGRASINA 2 (GSE)	CIPATA	CERETTI	PONTETTO_ ISORNO	PONTETTO_ SAL_MELEZ_ZO	MONTECRE STESE
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							

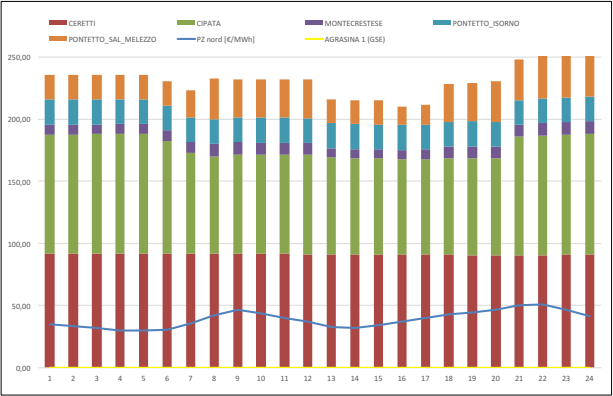
PZ nord [€/MWh]
35,28
33,49
31,95
30
30
30,79
35,95
42,53
46,41
43,68
39,88
37,19
33,04
31,98
34,28
36,86
40,26
42,79
44,24
46,93
50,01
51,01
46,99
41,55

LIVELLI BACINI [mc]			
	LARECCHIO	AGRASINA	AVONSO
iniziale - ore 0	478.624	38.410	18.086
finale - ore 24	521.568	45.600	15.421

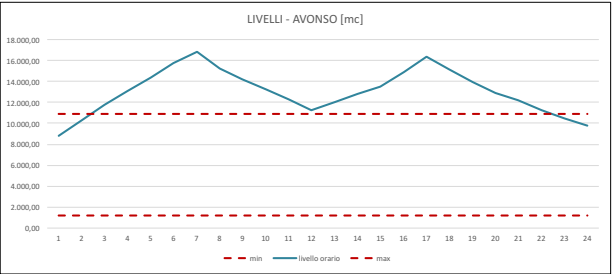
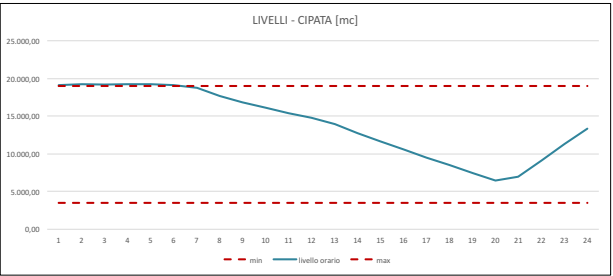
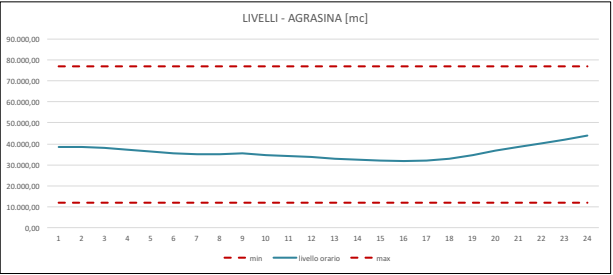
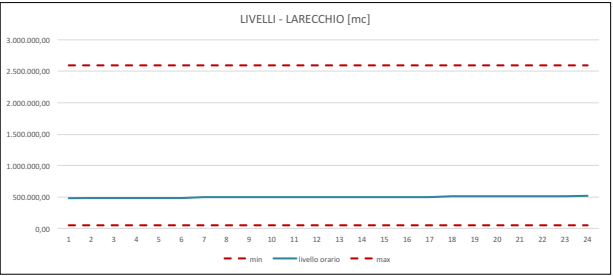
VINCOLI DI LIVELLO BACINI			
	LARECCHIO	AGRASINA	AVONSO
massimo [m]	25,6	13,3	5,12
massimo [mc]	2.594.000	77.000	19.000
minimo [m]	5	3,5	1,3
minimo[mc]	49.000	11.900	3.500

AFFERENTI ESTERNI BACINI [mc/h]			
LARECCHIO	AGRASINA	CIPATA	AVONSO
1.528	9.611	297	4.947

Andamento produzione giornaliera - storico



Andamento livelli giornaliero - storico



ALLEGATO 2

Si riportano in questa sezione: il riassunto di quanto implementato nel file contenente le funzionalità Macro per i quadristi; immagini riportanti il file stesso ed un esempio di tabella creata e verificata dal tecnico pronta per l'invio al partner.

Nel file macro_copia_estrai sono stati implementati 5 pulsanti:

1. **IMPORTA DATI TXT DA PDA:** con il nuovo upgrade di IBA è stata possibile la creazione diretta di file .txt, uno ogni ora, contenenti tutti i valori storici. Questi file di testo vengono importati in:
 - a. IBA_DATI_ESTRATTI_ORARI.xls, ovvero dati storici mediati sull'ora, caricando tante righe quanti sono i file orari presenti nelle cartelle di archiviazione. Nota: vengono importati tutti i dati di D-2, D-1 e D; del D-2 sono state importate tutte le 24h anche se in realtà al momento si utilizzano solo le ultime 8 per il calcolo fluenti;
 - b. IBA_DATI_ESTRATTI_PUNTUALI.xls, ovvero dati storici puntuali, caricando tante righe quanti sono i file orari presenti nelle cartelle di archiviazione. Nota: vengono importati tutti i dati di D-2, D-1 e D; del D-2 sono state importate tutte le 24h anche se in realtà al momento si utilizzano solo le ultime 8 per il calcolo fluenti;
 - c. IBA_DATI_ESTRATTI_MERGE.xls, sostituendo le celle delle prime 16 colonne di dati mediati sull'ora con quelli puntuali, traslate di una riga verso il basso.
2. **COPIA DATI FILE PARTNER:** utilizza la maschera creata appositamente (DATI_PARTNER_origine.xls) sovrascrivendo al suo interno i valori del file IBA_DATI_ESTRATTI_MERGE.xls. All'interno del file maschera sono presenti delle espressioni e dei calcoli che vengono effettuati automaticamente una volta importati i dati storici. Premendo questo pulsante, viene quindi creato il file Dati_PARTNER_data e ora_AUTOMATICO.xls, con data e ora del momento in cui ho premuto il pulsante (ovviamente se premuti tutti e 3 i pulsanti in sequenza corrisponderà anche all'ora dell'ultima acquisizione da IBA). Viene scritto sulla cella A1 del file Macro_copia_estrai la sigla "Dati_PARTNER_data e ora" per permettere la corretta funzione dei pulsanti successivi. La macro mantiene il file appena creato aperto e visibile in primo piano, questo per "obbligare" una presa visione dei valori da parte del quadrista che ha appena azionato la macro. Viene inoltre creato in contemporanea il file .xml con lo stesso identico nome nella cartella dedicata.
3. **SALVA FILE MODIFICATO DA OPERATORE:** nel caso in cui l'operatore debba modificare il file generato al momento dell'interrogazione della macro o anche in assenza di modifiche, questo pulsante permette il salvataggio, con il nome di Dati_PARTNER_data e ora_VERIFICATO, in entrambi i formati del file definitivo corretto. I due formati e quindi i due file vengono salvati in due cartelle dedicate; quella contenente i file con estensione .xml coincide con la cartella di invio al PD.

Dopo un primo riscontro con il capo centrale e alcuni dei quadristi si è deciso di aggiungere i seguenti due pulsanti:

4. **APRI ULTIMO FILE APPENA MODIFICATO DA OPERATORE:** se il turnista si è dimenticato una modifica nel file appena salvato (che quindi sarà salvato con il nome Dati_PARTNER_data e ora_VERIFICATO) con questo pulsante è possibile riaprirlo per eventuali correzioni. In sostanza, la macro va nella cartella dedicata (1_EXCEL

VERIFICATI DA OPERATORE) e si prende il file con il nome corrispondente alla cella A1 del file Macro_copia_estrai. Ovviamente il nome sulla cella A1 cambia ogniqualvolta si preme il pulsante 2.

5. SALVA ULTIMO FILE APPENA MODIFICATO DA OPERATORE: una volta terminate le ulteriori modifiche, l'operatore deve salvare il file corretto. Premendo questo pulsante viene sovrascritto il file precedente in entrambi i formati (.xls e .xml).

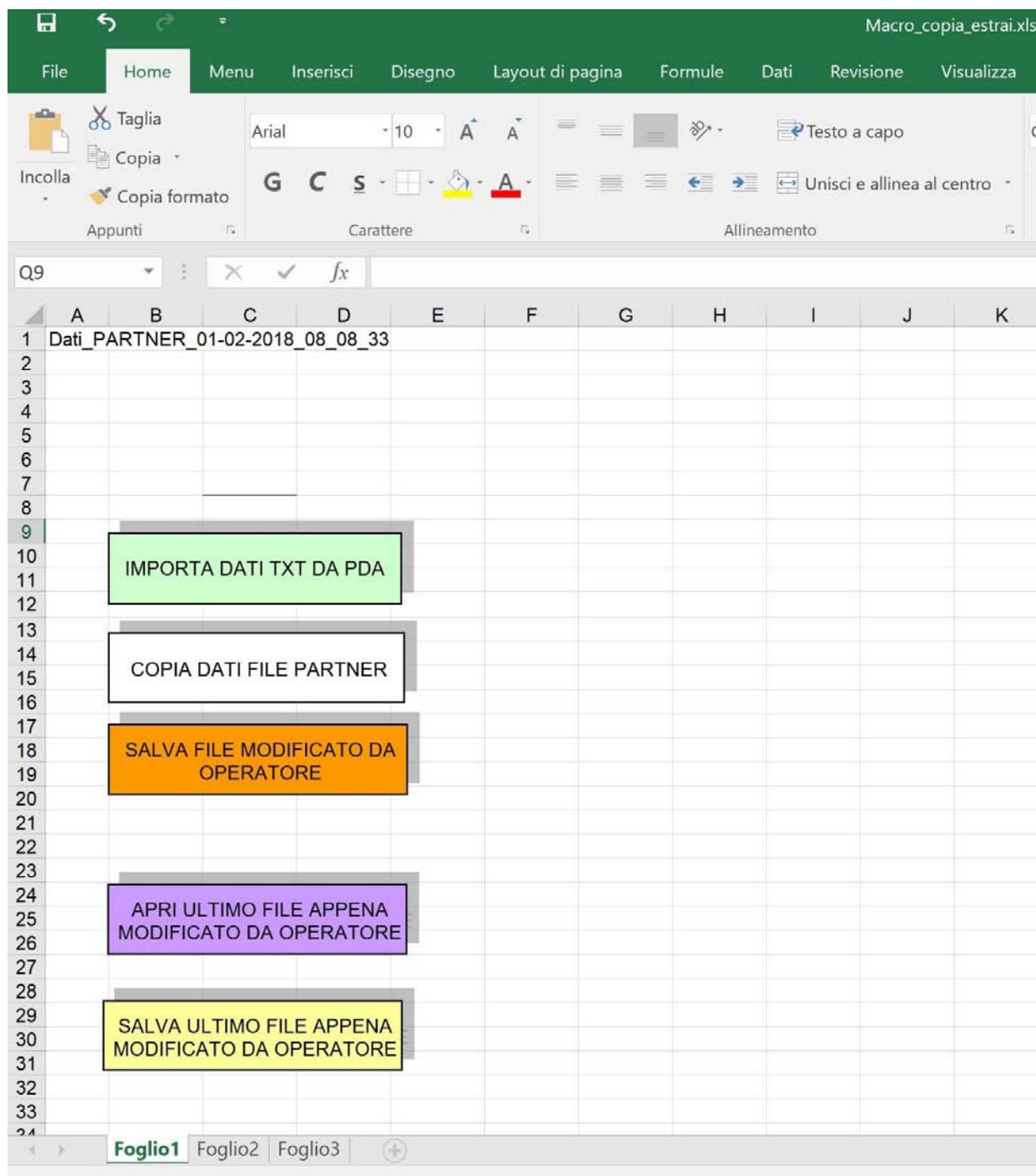


Tabella 1 Foto del foglio Excel contenente i pulsanti Macro

Di seguito sono riportate le immagini relative ad un esempio di tabella inviata da IR a PD, creata per il giorno 30 gennaio 2018 alle ore 09:11. Le immagini sono da leggere in sequenza da sinistra verso destra, come suggeriscono inoltre le numerazioni delle righe e delle colonne del foglio Excel.

[illegible]

Tabella 2 Foto 1 della tabella che IR invia a PD

AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD													
			AFFLUSSI BACINI (su produzioni centrali e monte)											POTENZA MIN/MAX DISPONIBILE CENTRALI																									
DATA			Ora		DIGA LARECCHIO		DIGA AGRASINA		DIGA CIPATA		DIGHETTA SORNO INCREMENTO/DECREMENTO ORARIO DI ENERGIA COMPRESIVO DELLE APERTURE DELLA PARATOIA		PRESA SORNO (PENICOLO-EVENTUALE SVASO DIGHETTA SORNO O FLUENTE A VALLE DIGA CIPATA)		BACINO AVONSO		AFFLUSSO BACINO AVONSO DEDOTTO DA PORTATA CANALE MELEZZO		DATA			Ora		Pmin		Pmax		Pmin		Pmax		Pmin		Pmax		Pmin		Pmax	
					KWh su Agrasina S1		KWh su Cipata		KWh su Ceretti		KWh su Pontetto Isorno		KWh su Pontetto Isorno		KWh su Pontetto Melezzo		KWh su Pontetto Melezzo		AGRASINA S1		AGRASINA S2		CIPATA		CERETTI		PONTETTO SORNO		PONTETTO MELEZZO		MONTECRESTESE								
					KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW		KW				
D-2	28.01.2018 16:01	17																																					
	28.01.2018 17:01	18																																					
	28.01.2018 18:01	19																																					
	28.01.2018 19:01	20																																					
	28.01.2018 20:01	21																																					
	28.01.2018 21:01	22																																					
	28.01.2018 22:01	23																																					
D-1	28.01.2018 23:01	24																																					
	29.01.2018 00:01	1	21,25	416,14	1077,34	-22,35	154,02	719,05	551,32																														
	29.01.2018 01:01	2	-35,50	408,91	1086,22	50,17	110,47	812,31	559,64																														
	29.01.2018 02:01	3	147,13	411,88	1154,48	58,94	129,07	762,99	554,98																														
	29.01.2018 03:01	4	10,63	354,37	1133,38	57,50	154,06	634,11	561,17																														
	29.01.2018 04:01	5	-1,88	360,51	1101,09	61,16	102,24	611,23	554,33																														
	29.01.2018 05:01	6	3,50	352,53	1093,78	57,43	0,00	657,78	557,34																														
	29.01.2018 06:01	7	1,75	350,70	1070,32	18,69	-3,73	646,72	557,48																														
	29.01.2018 07:01	8	0,00	345,46	1016,69	3,14	-33,84	580,40	559,13																														
	29.01.2018 08:01	9	-12,50	343,50	1047,43	-11,23	-14,17	735,34	559,74																														
	29.01.2018 09:01	10	33,75	354,75	1061,29	-13,86	95,92	656,67	555,17																														
	29.01.2018 10:01	11	-159,50	343,15	1067,54	-14,72	95,92	667,04	551,35																														
	29.01.2018 11:01	12	115,25	344,29	1050,90	12,84	95,92	701,54	553,31																														
	29.01.2018 12:01	13	170,25	335,91	1031,20	10,03	95,92	745,11	554,20																														
	29.01.2018 13:01	14	143,63	330,61	1016,58	-7,72	95,92	772,11	553,49																														
	29.01.2018 14:01	15	-24,88	342,03	1016,28	28,48	99,65	808,77	554,59																														
	29.01.2018 15:01	16	157,75	349,96	1067,58	4,59	129,76	1013,09	556,67																														
	29.01.2018 16:01	17	1,88	364,85	1042,51	-16,87	172,85	1012,42	549,95																														
	29.01.2018 17:01	18	33,63	414,65	994,38	-40,28	29,40	437,69	599,17																														
	29.01.2018 18:01	19	159,50	471,54	1007,62	-87,09	166,21	451,06	603,74																														
	29.01.2018 19:01	20	-23,13	476,63	1027,25	-88,39	136,54	763,97	666,50																														
	29.01.2018 20:01	21	-56,75	468,10	1071,56	-87,24	242,73	589,27	649,52																														
	29.01.2018 21:01	22	-182,63	466,39	1095,88	-85,51	242,73	565,04	653,35																														
	29.01.2018 22:01	23	115,25	451,16	1101,37	-82,28	242,73	529,27	660,05																														
	29.01.2018 23:01	24	-44,25	456,55	1126,15	-51,69	237,63	407,07	632,58																														
D	30.01.2018 00:01	1	90,38	455,35	1149,92	-14,85	120,25	1520,32	621,07																														
	30.01.2018 01:01	2	92,25	409,71	1210,10	11,75	247,38	1015,36	630,70																														
	30.01.2018 02:01	3	0,00	370,31	1218,24	59,84	110,57	1018,15	616,93																														
	30.01.2018 03:01	4	0,00	389,81	1207,78	60,02	140,24	763,65	605,30																														
	30.01.2018 04:01	5	19,50	409,21	1201,54	57,80	34,06	953,18	592,53																														
	30.01.2018 05:01	6	148,88	417,98	1193,76	56,58	34,06	1042,32	584,95																														
	30.01.2018 06:01	7	21,25	430,48	1185,65	47,25	34,06	542,71	570,53																														
	30.01.2018 07:01	8	12,38	429,86	1198,90	46,58	66,57	868,98	566,32																														
	30.01.2018 08:01	9	-12,50	430,00	1190,00	-11,23	200,00	790,00	700,00																														
	30.01.2018 09:01	10	33,75	430,00	1190,00	-13,86	200,00	790,00	700,00																														
	30.01.2018 10:01	11	-159,50	430,00	1190,00	-14,72	200,00	790,00	700,00																														
	30.01.2018 11:01	12	115,25	430,00	1190,00	-12,84	200,00	790,00	700,00																														
	30.01.2018 12:01	13	170,25	430,00	1190,00	-10,03	200,00	790,00	700,00																														
30.01.2018 13:01	14	143,63	430,00	1190,00	-7,72	200,00	790,00	700,00																															
30.01.2018 14:01	15	-24,88	430,00	1190,00	28,48	200,00	790,00	700,00																															
30.01.2018 15:01	16	157,75	430,00	1190,00	4,59	200,00	790,00	700,00																															
30.01.2018 16:01	17	1,88	430,00	1190,00	-16,87	200,00	790,00	700,00																															
30.01.2018 17:01	18	55,63	430,00	1190,00	-40,28	200,00	790,00	700,00																															

#	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE
37	7911,75		30.01.2018 09:01:00	1	92,25	495,75	1299,33	14,65	126,20	2200,32	621,87		30.01.2018 09:01:00	1	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
38	988,98		30.01.2018 01:01:00	2	92,25	495,75	1299,33	13,75	247,38	1015,36	859,76		30.01.2018 01:01:00	2	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
39	0,00		30.01.2018 02:01:00	3	0,00	170,31	1298,34	59,84	130,57	1034,15	616,91		30.01.2018 02:01:00	3	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
40	0,00		30.01.2018 03:01:00	4	0,00	399,81	1297,76	60,03	146,34	761,65	405,38		30.01.2018 03:01:00	4	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
41	0,00		30.01.2018 04:01:00	5	18,50	409,21	1293,54	57,80	14,06	951,18	592,53		30.01.2018 04:01:00	5	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
42	0,00		30.01.2018 05:01:00	6	148,88	417,96	1293,76	55,18	14,06	1062,32	584,95		30.01.2018 05:01:00	6	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
43	0,00		30.01.2018 06:01:00	7	21,25	430,46	1293,61	47,25	14,06	561,71	576,53		30.01.2018 06:01:00	7	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
44	1759,09		30.01.2018 07:01:00	8	12,80	439,96	1296,90	46,38	14,57	568,94	584,52		30.01.2018 07:01:00	8	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
45			30.01.2018 08:01:00	9	12,50	430,00	1299,00	13,50	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 08:01:00	9	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
46			30.01.2018 09:01:00	10	33,75	430,00	1299,00	13,86	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 09:01:00	10	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
47			30.01.2018 10:01:00	11	159,50	430,00	1299,00	14,72	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 10:01:00	11	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
48			30.01.2018 11:01:00	12	135,25	430,00	1299,00	12,84	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 11:01:00	12	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
49			30.01.2018 12:01:00	13	170,25	430,00	1299,00	10,03	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 12:01:00	13	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
50			30.01.2018 13:01:00	14	141,61	430,00	1299,00	7,72	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 13:01:00	14	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
51			30.01.2018 14:01:00	15	24,88	430,00	1299,00	26,48	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 14:01:00	15	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
52			30.01.2018 15:01:00	16	157,75	430,00	1299,00	4,59	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 15:01:00	16	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
53			30.01.2018 16:01:00	17	1,88	430,00	1299,00	16,87	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 16:01:00	17	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
54			30.01.2018 17:01:00	18	33,61	430,00	1299,00	46,38	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 17:01:00	18	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
55			30.01.2018 18:01:00	19	159,50	430,00	1299,00	47,09	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 18:01:00	19	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
56			30.01.2018 19:01:00	20	26,11	430,00	1299,00	88,39	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 19:01:00	20	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
57			30.01.2018 20:01:00	21	56,75	430,00	1299,00	47,24	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 20:01:00	21	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
58			30.01.2018 21:01:00	22	182,63	430,00	1299,00	45,31	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 21:01:00	22	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
59			30.01.2018 22:01:00	23	135,25	430,00	1299,00	82,28	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 22:01:00	23	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
60			30.01.2018 23:01:00	24	44,25	430,00	1299,00	51,69	200,00	700,00	700,00		30.01.2018 23:01:00	24	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
61			31.01.2018 00:01:00	1	90,38	430,00	1299,00	14,85	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 00:01:00	1	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
62			31.01.2018 01:01:00	2	92,25	430,00	1299,00	11,75	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 01:01:00	2	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
63			31.01.2018 02:01:00	3	0,00	430,00	1299,00	59,84	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 02:01:00	3	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
64			31.01.2018 03:01:00	4	0,00	430,00	1299,00	60,02	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 03:01:00	4	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
65			31.01.2018 04:01:00	5	18,50	430,00	1299,00	57,80	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 04:01:00	5	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
66			31.01.2018 05:01:00	6	148,88	430,00	1299,00	55,18	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 05:01:00	6	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
67			31.01.2018 06:01:00	7	21,25	430,00	1299,00	47,25	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 06:01:00	7	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
68			31.01.2018 07:01:00	8	12,88	430,00	1299,00	46,38	130,00	750,00	750,00		31.01.2018 07:01:00	8	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
69			31.01.2018 08:01:00	9	12,50	430,00	1299,00	11,23	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 08:01:00	9	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
70			31.01.2018 09:01:00	10	33,75	430,00	1299,00	13,86	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 09:01:00	10	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
71			31.01.2018 10:01:00	11	159,50	430,00	1299,00	14,72	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 10:01:00	11	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
72			31.01.2018 11:01:00	12	135,25	430,00	1299,00	12,84	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 11:01:00	12	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
73			31.01.2018 12:01:00	13	170,25	430,00	1299,00	10,03	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 12:01:00	13	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
74			31.01.2018 13:01:00	14	141,61	430,00	1299,00	7,72	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 13:01:00	14	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
75			31.01.2018 14:01:00	15	24,88	430,00	1299,00	26,48	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 14:01:00	15	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
76			31.01.2018 15:01:00	16	157,75	430,00	1299,00	4,59	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 15:01:00	16	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
77			31.01.2018 16:01:00	17	1,88	430,00	1299,00	16,87	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 16:01:00	17	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	0	0	0	1000
78			31.01.2018 17:01:00	18	33,61	430,00	1299,00	46,38	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 17:01:00	18	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
79			31.01.2018 18:01:00	19	159,50	430,00	1299,00	47,09	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 18:01:00	19	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
80			31.01.2018 19:01:00	20	26,11	430,00	1299,00	88,39	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 19:01:00	20	0	3500	0	1300	0	10000	0	8400	0	2000	0	3500	0	1000	
81			31.01.2018 20:01:00	21	56,75	430,00	1299,00	47,24	200,00	700,00	700,00		31.01.2018 20:01:0																

