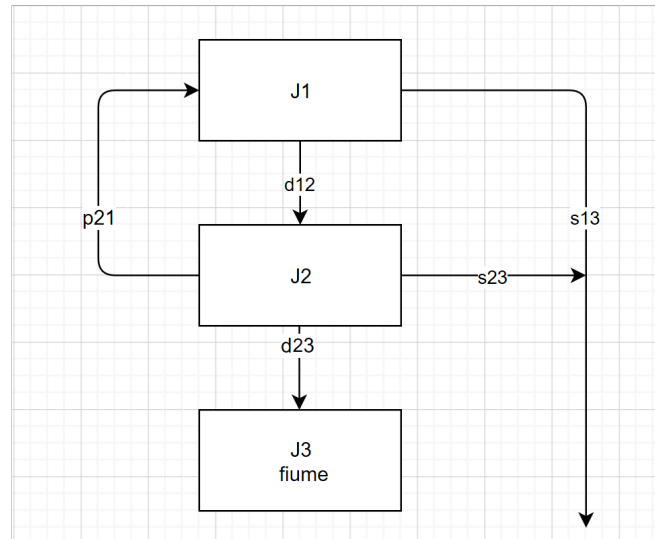


REPORT PROGETTO GAMS

ESERCIZIO 2

DESCRIZIONE

L'isola per la gestione dell'energia ha a disposizione tre bacini J1, J2, J3 (fiume) che alimentano due turbine delle centrali idroelettriche con un flusso d12 e d23.



Inoltre, dispone delle seguenti centrali termoelettriche: a carbone, a ciclo combinato, a turbogas e a gasolio.

L'obiettivo è riuscire a fornire l'apporto di energia necessario all'isola con il minor costo totale possibile. Quindi avremo una funzione di costo da minimizzare e dei vincoli funzionali che garantiscano che venga prodotta la quantità di energia richiesta. I costi verranno calcolati seguendo l'ipotesi che i costi di produzione dipendano linearmente dalla potenza prodotta.

Inoltre, verrà chiesto di valutare l'investimento per una pompa p21 per il trasporto di acqua dal serbatoio a valle J2 a quello a monte J1.

Con s13 e s23 sono indicati gli sfori (spurghi) che in caso di forti piogge o altri apporti naturali fa defluire l'acqua direttamente al fiume.

La serie storica corrisponde a istanti temporali di due ore, in totale con dodici intervalli si copre la giornata.

PUNTO A

PUNTO A) – VARIABILI DECISIONALI

$V_{(Bacino,t)}$	Volume
$P_{(Impianti,t)}$	Potenza
$Q_{(Flusso,t)}$	Flusso (Portata)

PUNTO A) – MODELLO MATEMATICO

$$\min z = \text{CostoPotenza} + \text{CostoFlussi}$$

s.t.

$$V_{(J1',t)} = V_{(J1',t-1)} + \text{ApportiNaturali}_{(t,J1')} - Q_{(d12',t)} - Q_{(s13',t)} \quad \forall t/t > 1$$

$$V_{(J2',t)} = V_{(J2',t-1)} + \text{ApportiNaturali}_{(t,J2')} + Q_{(d12',t)} - Q_{(d23',t)} - Q_{(s23',t)} \quad \forall t/t > 1$$

$$V_{(Bacino,0')} = \text{Bacini}_{(Bacino, 'Vin')}$$

$$V_{(Bacino,12')} = \text{Bacini}_{(Bacino, 'Vfin')}$$

$$P_{(Impianti,0')} = \text{Centrali}_{(Impianti, 'P0')}$$

$$P_{(Impianti,t)} - P_{(Impianti,t-1)} \leq \text{Centrali}_{(Impianti, 'RampUp')} \quad \forall t/t > 1$$

$$P_{(Impianti,t-1)} - P_{(Impianti,t)} \leq \text{Centrali}_{(Impianti, 'RampDown')} \quad \forall t/t > 1$$

$$\text{CostoPotenza} = \sum_{(Impianti,t)} P_{(Impianti,t)} * \text{Centrali}_{(Impianti, 'CM')}$$

$$Q_{(Flusso,0')} = 0$$

$$\text{CostoFlussi} = \sum_{(Flusso,t)} \text{Condotte}_{(Flusso, 'CostoOM')} * Q_{(Flusso,t)}$$

$$\text{Carico}_{(t, 'Car')} \leq \sum_{\text{Impianti}} P_{(Impianti,t)} + \sum_{\text{Flusso}} \text{Condotte}_{(Flusso, 'EnergyCoeff')} * Q_{(Flusso,t)} \quad \forall t/t > 1$$

PUNTO A) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

Il costo totale è **Z = 258716.441**. In seguito, rappresentiamo il volume dei bacini, la potenza generata dagli impianti termoelettrici e i flussi delle turbine.

----	136 VARIABLE V.L Volume					
	0	1	2	3	4	5
J1	300.000	325.000	352.000	382.000	330.289	303.860
J2	120.000	143.479	173.479	209.479	240.190	236.620
+	6	7	8	9	10	11
J1	287.959	300.959	311.959	290.000	202.000	212.000
J2	213.521	200.165	186.041	158.000	198.000	166.256
+	12					
J1	220.000					
J2	150.000					

----	136 VARIABLE P.L Potenza					
	0	1	2	3	4	5
Coal	160.000	188.975	143.975	98.975	148.975	190.000
CCGT	125.000	55.000			70.000	140.000
GT					40.000	75.000
Oil	30.000	61.091	26.091	5.000	40.000	75.000
+	6	7	8	9	10	11
Coal	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
CCGT	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
GT	40.000	5.000		40.000	55.000	20.000
Oil	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
+	12					
Coal	190.000					
CCGT	161.372					
Oil	75.000					

----	136 VARIABLE Q.L Flusso (Portata)					
	1	4	5	6	7	8
d12		76.711	46.430	30.901		
d23	2.521	80.000	80.000	80.000	35.355	36.124
+	9	10	11	12		
d12	31.959	100.000				
d23	80.000	80.000	45.744	28.256		
----	136 VARIABLE z.L					
	= 258716.441 Funzione obiettivo					

Notiamo che nonostante la convenienza economica nell'usare l'impianto idroelettrico, la limitazione di avere il volume finale fissato a V_{fin} non permette di usare tutta l'acqua presente; gran parte dell'energia richiesta viene quindi coperta dagli impianti termoelettrici.

Non si attivano gli sforzi (spurghi) chiamati s_{13} e s_{23} perché non si eccede mai il volume massimo con gli apporti naturali a disposizione. Infatti, se ad esempio si ponesse l'apporto naturale di J_1 all'istante t_1 pari a 300 (a causa di una forte pioggia per esempio) si avrebbe uno spurgo s_{13} di 100 nell'istante t_1 .

Osservando l'andamento della potenza notiamo che:

- Dal t_5 fino a t_{12} le centrali Coal e Oil sono al massimo della capacità perché sono il modo più conveniente per produrre energia (costo marginale minore).
- Negli istanti t_2 e t_3 non viene prodotta energia idroelettrica da nessuna delle due turbine questo perché vi è poca domanda di energia in quel periodo della giornata ed è quindi sufficiente quella prodotta da Coal e Oil.
- Il volume finale è fissato, quindi l'impianto idroelettrico non può usare tutta l'acqua subito ma viene usata quando le termoelettriche non riescono a soddisfare la richiesta (raggiungono il limite o sono limitate dalla rampa), ossia nelle ore con più energia richiesta.
- Da t_4 a t_5 sono quasi tutte alla massima capacità gli impianti termoelettrici, sempre considerando le rampe tra istanti successivi.

PUNTO B

PUNTO B) – MODELLO MATEMATICO

Vengono modificate rispetto al punto A le seguenti equazioni:

$$V_{(J1',t)} = V_{(J1',t-1)} + \text{ApportiNaturali}_{(t,J1')} - Q_{(d12',t)} - Q_{(s13',t)} + Q_{(p21',t)} \quad \forall t/t > 1$$

$$V_{(J2',t)} = V_{(J2',t-1)} + \text{ApportiNaturali}_{(t,J2')} + Q_{(d12',t)} - Q_{(d23',t)} - Q_{(s23',t)} - Q_{(p21',t)} \quad \forall t/t > 1$$

Sono stati aggiunti i flussi della pompa p21.

PUNTO B) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

Il costo totale risulta essere **Z = 257170.902**.

Che risulta più conveniente rispetto al punto A di $258716.441 - 257170.902 = 1545.539$

Quindi se l'investimento della pompa costa di meno di 1545 è conveniente farlo, infatti il costo totale verrebbe minimizzato.

----	136 VARIABLE Q.L Flusso (Portata)					
	1	3	4	5	6	7
d12	57.824		25.686	71.430	70.901	
d23			80.000	80.000	80.000	40.355
p21		75.824				
+	8	9	10	11	12	
d12		35.983	100.000			
d23	36.124	80.000	80.000	45.744	25.777	

La pompa nell'istante t3 viene usata per portare circa 76 mila metri cubi d'acqua dal bacino J2 al bacino J1; ciò ha permesso di usare la turbina D12 anche nell'istante di tempo t1 a differenza del punto A.

PUNTO C

PUNTO C) – MODELLO MATEMATICO

Abbiamo aggiunto la seguente equazione:

$$P('Oil','1') + P('Oil','2') + P('Oil','3') = 0$$

Facendo scorrere tutte le possibili combinazioni di tre istanti temporali successivi.

PUNTO C) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

Abbiamo calcolato le 10 possibili combinazioni dei tre istanti di tempo successivi per fare l'intervento di manutenzione sulla centrale Oil. Per ogni combinazione abbiamo calcolato il costo totale:

1-3 : Z = 259161.649

2-4: Z = 261402.315

3-5: Z = 263603.053

4-6: Z = 265046.972

5-7: Z = 264344.389

6-8: Z = 265185.013

7-9: → Infeasible con questi dati siccome non riesce a soddisfare la domanda con altri impianti

8-10: → Infeasible con questi dati siccome non riesce a soddisfare la domanda con i altri impianti

9-11: → Infeasible con questi dati siccome non riesce a soddisfare la domanda con i altri impianti

10-12: → Infeasible con questi dati siccome non riesce a soddisfare la domanda con i altri impianti

Il minimo è nell'intervallo 1-3 e risulta quindi più conveniente fare la manutenzione della centrale termoelettrica Oil in questi istanti temporali. Il risultato non è sorprendente visto che la centrale Oil dall'istante t5 in poi viene sempre usata al massimo e invece negli istanti precedenti al t5 non è molto usata.

Analizzando il caso di manutenzione negli istanti da 1 a 3, il mix energetico risulta:

----	141 VARIABLE V.L Volume					
	0	1	2	3	4	5
J1	300.000	325.000	352.000	382.000	334.930	303.860
J2	120.000	115.223	145.223	181.223	207.293	208.364
+	6	7	8	9	10	11
J1	287.959	300.959	311.959	290.000	202.000	212.000
J2	185.264	171.909	157.785	129.744	169.744	138.000
+	12					
J1	220.000					
J2	150.000					
----	141 VARIABLE P.L Potenza					
	0	1	2	3	4	5
Coal	160.000	190.000	153.256	108.256	158.256	190.000
CCGT	125.000	86.810	16.810	0.360	70.360	140.360
GT					40.000	75.000
Oil	30.000				35.000	70.000
+	6	7	8	9	10	11
Coal	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
CCGT	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
GT	40.000	5.000		40.000	55.000	20.000
Oil	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
+	12					
Coal	190.000					
CCGT	189.628					
Oil	75.000					
----	141 VARIABLE Q.L Flusso (Portata)					
	1	4	5	6	7	8
d12		72.070	51.070	30.901		
d23	30.777	80.000	80.000	80.000	35.355	36.124
+	9	10	11			
d12	31.959	100.000				
d23	80.000	80.000	45.744			
----	141 VARIABLE z.L					
	= 259161.649 Funzione obiettivo					

Come si può vedere l'impianto Oil resta fermo negli istanti t1, t2, t3. Nel nuovo mix per fornire l'energia richiesta la centrale GT mantiene lo stesso mix del punto A.

Le centrali di Coal, CCGT e l'impianto idroelettrico sopperiscono alla mancanza di energia prodotta da Oil in quegli istanti temporali.

Analizzando il costo notiamo che inevitabilmente è aumentato data l'impossibilità di usare energia proveniente dalla centrale Oil (molto conveniente) per tre istanti temporali consecutivi.

$259161.649 - 258716.441 = 445 \rightarrow$ Costo aggiuntivo

PUNTO D

PUNTO D) – VARIABILI DECISIONALI

$V_{(Bacino,t)}$	Volume
$P1_{(Impianti, t)}$	Potenza base
$P2_{(Impianti,t)}$	Potenza espansione
$Q1_{(Flusso, t)}$	Flusso (Portata) base
$Q2_{(Flusso, t)}$	Flusso (Portata) espansione
$QEspansa_{(Flusso)}$	Capacità di flusso espansa della turbina (giornalmente)
$PEspansa_{(Impianti)}$	Capacità di potenza espansa dell'impianto (giornalmente)

Abbiamo diviso la potenza in P1 (potenza base) e P2 (potenza espansa). Con lo stesso ragionamento abbiamo diviso i flussi in Q1 (flusso base) e Q2 (flusso espanso). Inoltre, useremo due variabili chiamate PEspansa e QEspansa che indicano di quanto fare l'espansione giornaliera che sarebbe il valore massimo di quanto P2 e Q2 possono variare nella giornata.

I costi dell'espansione della potenza di ogni impianto e delle turbine idroelettriche sono costi unitari giornalieri: per questo motivo abbiamo usato le variabili PEspansa e QEspansa per decidere di quanto espandere in quella giornata (ovviamente con annessi i bound per ogni periodo). Quindi durante i blocchi della giornata si potrà decidere se usare o meno la capacità espansa fino al livello di espansione fatto.

PUNTO D) – MODELLO MATEMATICO

La funzione di costo rimane:

$$\min z = \text{CostoPotenza} + \text{CostoFlussi}$$

Vengono modificate le seguenti equazioni:

$$V_{(J1',t)} = V_{(J1',t-1)} + \text{ApportiNaturali}_{(t,J1')} - (Q1_{(d12',t)} + Q2_{(d12',t)}) - (Q1_{(s13',t)} + Q2_{(s13',t)})$$

$$V_{(J2',t)} = V_{(J2',t-1)} + \text{ApportiNaturali}_{(t,J2')} + (Q1_{(d12',t)} + Q2_{(d12',t)}) - (Q1_{(d23',t)} + Q2_{(d23',t)}) - (Q1_{(s23',t)} + Q2_{(s23',t)})$$

$$(P1_{(Impianti,t)} + P2_{(Impianti,t)}) - (P1_{(Impianti,t-1)} + P2_{(Impianti,t-1)}) \leq \text{Centrali}_{(Impianti, 'RampUp')}$$

$$(P1_{(Impianti,t-1)} + P2_{(Impianti,t-1)}) - (P1_{(Impianti,t)} + P2_{(Impianti,t)}) \leq \text{Centrali}_{(Impianti, 'RampDown')}$$

$$P1_{(Impianti,0')} = \text{Centrali}_{(Impianti, 'P0')}$$

$$P2_{(Impianti,t)} \leq \text{PEspansa}_{(Impianti)}$$

$$Q1_{(Flusso,0')} = 0 ;$$

$$Q2_{(Flusso,t)} \leq \text{QEspansa}_{(Flusso)}$$

$$\text{CostoFlussi} = \sum_{(Flusso,t)} (Q1_{(Flusso,t)} + Q2_{(Flusso,t)}) * \text{Condotte}_{(Flusso, 'CostoOM')} + \sum_{Flusso} \text{QEspansa}_{(Flusso)} * \text{Condotte}_{(Flusso, 'CostoEspansione')}$$

$$\text{CostoPotenza} = \sum_{(Impianti,t)} (P1_{(Impianti,t)} + P2_{(Impianti,t)}) * \text{Centrali}_{(Impianti, 'CM')} + \sum_{Impianti} \text{PEspansa}_{(Impianti)} * \text{Centrali}_{(Impianti, 'CostoEspansione')}$$

$$\text{Carico}_{(t, 'Car')} \leq \sum_{Impianti} (P1_{(Impianti,t)} + P2_{(Impianti,t)}) + \sum_{Flusso} \text{Condotte}_{(Flusso, 'EnergyCoeff')} * (Q1_{(Flusso,t)} + Q2_{(Flusso,t)})$$

PUNTO D) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

Il costo totale è **Z = 248894.830**. Notiamo che la possibilità di espandere sia la capacità delle condotte sia la potenza termoelettrica abbassa il costo totale rispetto al punto precedente.

In particolare, $258716.441 - 248894.830 = 9821.611 \rightarrow$ Risparmio in termini di costi

----	152	VARIABLE	P1.L	Potenza base		
	0	1	2	3	4	5
Coal	160.000	190.000	159.894	114.894	44.894	94.894
CCGT	125.000	55.000			70.000	140.000
Oil	30.000		10.172			70.000
+	6	7	8	9	10	11
Coal	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
CCGT	130.355	60.355	16.166	86.166	98.811	28.811
Oil	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
+	12					
Coal	190.000					
Oil	75.000					

Come si può vedere l'impianto GT non è stato mai usato a causa degli alti costi di produzione.

----	152	VARIABLE	P2.L	Potenza espansione		
	1	4	5	6	7	8
Coal	14.894	120.000	120.000	74.894	120.000	120.000
Oil	45.172	35.000		30.000	50.000	50.000
+	9	10	11	12		
Coal	120.000	120.000	120.000	120.000		
Oil	50.000	50.000	50.000	50.000		

----- 152 VARIABLE PEspansa.L Capacità di potenza espansa dell'impianto (giornalmente)

Coal 120.000, Oil 50.000

Come si può vedere dalle potenze vengono espanse Coal, Oil: questo perché hanno costi di produzione bassi rispetto agli altri impianti. Per questi due impianti termoelettrici conviene quindi pagare un sovrapprezzo affinché possano continuare a produrre energia.

Interessante notare che Coal, nonostante l'alto costo di espansione pari a 20, venga espanso al massimo perché nella visione generale l'energia aggiuntiva prodotta porta lo stesso a una minimizzazione della funzione di costo.

```

---- 152 VARIABLE Q1.L Flusso (Portata) base

      1      4      5      6      8      9
d12      100.000      95.744      19.860
d23      2.521      80.000      80.000      80.000      34.165      80.000

+      10      11      12
d12      70.397
d23      80.000      56.933      19.628

---- 152 VARIABLE Q2.L Flusso (Portata) espansione

      4      5      6      8      9      10
d23      5.792      5.792      5.792      5.792      5.792      5.792

---- 152 VARIABLE QEspansa.L Capacità di flusso espansa della turbina (giorn
                               almente)

d23 5.792

---- 152 VARIABLE z.L = 248894.830 Funzione obiettivo

```

Analizzando i due impianti idroelettrici si può notare che soltanto il flusso d23 viene espanso fino a 5,792 mila metri cubi d'acqua e viene sfruttato a pieno solo in 6 istanti temporali. Il motivo è che il volume finale fissato pone un limite all'utilizzo degli impianti idroelettrici che non possono espandere troppo la capacità delle condotte altrimenti si troverebbero con troppo poco volume di acqua da non rispettarne il vincolo sul volume finale.

PUNTO E

PUNTO E) – MODELLO MATEMATICO

Viene aggiunto il seguente vincolo:

$$\sum_{\text{Impianti}} (P1_{(\text{Impianti},t)} + P2_{(\text{Impianti},t)}) * \text{Centrali}_{(\text{Impianti}, \text{'Coeff CO2'})} - \sum_{\text{Impianti}} (P1_{(\text{Impianti},0)} + P2_{(\text{Impianti},0)}) * \text{Centrali}_{(\text{Impianti}, \text{'Coeff CO2'})} \leq 2500$$

Somma delle emissioni di CO2 nell'arco della giornata (togliendo t0).

Nel calcolo delle emissioni di CO2 usiamo solo i tempi da 1 a 12 senza considerare il tempo iniziale 0 che si presuppone sia di un'altra giornata.

PUNTO E) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

Il costo totale è **Z = 284811.456**.

Notiamo che il costo è decisamente aumentato rispetto al punto D. In particolare, si ha un aumento di costo di : $284811.456 - 248894.830 = 35916.626 \rightarrow$ Costo aggiuntivo

Questo perché siamo costretti a produrre energia con metodi che fanno meno emissioni di CO2 ma che sono più costosi. Tuttavia, essendo l'impianto idroelettrico soggetto al vincolo di volume finale da rispettare la soluzione viene trovata usando ancora gli impianti termoelettrici, non valutando più solamente il costo di produzione ma anche il rispetto del vincolo sulla CO2. Ecco spiegato il motivo del molto utilizzo dell'impianto GT e dall'istante t5 in poi il mancato utilizzo dell'impianto Coal.

158 VARIABLE P1.L Potenza base						
	0	1	2	3	4	5
Coal	160.000	115.000	70.000	25.000		
CCGT	125.000	170.066	100.066	124.730	74.730	190.000
GT					20.158	75.000
Oil	30.000	22.521			35.000	70.000
+	6	7	8	9	10	11
CCGT	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000	190.000
GT	75.000	59.842	35.000	75.000	75.000	59.842
Oil	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000
+	12					
CCGT	190.000					
GT	24.842					
Oil	75.000					

---- 158 VARIABLE P2.L Potenza espansione

	4	5	6	7	8	9
CCGT	120.000	74.730	120.000	120.000	120.000	120.000
GT	19.842	5.000	19.842		19.842	19.842
Oil			30.000	33.246	33.246	33.246

+ 10 11 12

CCGT	120.000	120.000	120.000
GT	19.842		
Oil	33.246	33.246	33.246

---- 158 VARIABLE PEspansa.L Capacità di potenza espansa dell'impianto (giornalmente)

CCGT 120.000, GT 19.842, Oil 33.246

---- 158 VARIABLE Q1.L Flusso (Portata) base

	4	5	6	7	8	9
d12	94.256	100.000	4.359			2.172
d23	80.000	80.000	80.000	17.268	6.337	80.000

+ 10 11

d12	85.213	
d23	80.000	30.957

---- 158 VARIABLE Q2.L Flusso (Portata) espansione

	4	5	6	8	9	10
d23	11.700	11.700	11.700	11.700	11.700	11.700

+ 11 12

d23	11.700	11.541
-----	--------	--------

---- 158 VARIABLE QEspansa.L Capacità di flusso espansa della turbina (giornalmente)

d23 11.700

---- 158 VARIABLE z.L = 284811.456 Funzione obiettivo

PUNTO F

PUNTO F) – VARIABILI DECISIONALI

Abbiamo inoltre:

EInstallata1	Capacità eolica installata giornalmente (0-200 MW)
EInstallata2	Capacità eolica installata giornalmente (200-500 MW)
ProdEolica _(t)	Produzione eolica effettiva

PUNTO F) – MODELLO MATEMATICO

Abbiamo modificato/aggiunto le seguenti equazioni:

$$\min z = \text{CostoPotenza} + \text{CostoFlussi} + \text{CostoEolica}$$

s.t.

$$\text{ProdEolica}_{(t)} = (\text{EInstallata1} + \text{EInstallata2}) * \text{ProducibilitaEolica}_{(t, 'High')} ;$$

$$\text{PDecurtata}_{(t)} = (\text{EInstallata1} + \text{EInstallata2}) - \text{ProdEolica}_{(t)} ;$$

$$\text{CostoEolica} = \text{EInstallata1} * 120 + \text{EInstallata2} * 180 ;$$

$$\begin{aligned} \text{Carico}_{(t, 'Car')} \leq & \sum_{\text{Impianti}} (P1_{(\text{Impianti}, t)} + P2_{(\text{Impianti}, t)}) \\ & + \sum_{\text{Flusso}} \text{Condotte}_{(\text{Flusso}, 'EnergyCoeff')} * (Q1_{(\text{Flusso}, t)} + Q2_{(\text{Flusso}, t)}) + \text{ProdEolica}_{(t)} \end{aligned}$$

PUNTO F) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

L'installazione della capacità eolica in MW è giornaliera ed ha un costo giornaliero equivalente unitario in base a:

- 120 €/MW per i primi 200 MW installati
- 180 €/MW per ogni unità di capacità addizionale, dai 200 MW ai 500 MW

La produzione eolica non produce inquinamento quindi non influisce sull'upper bound di CO2.

Analizziamo i tre casi di producibilità eolica in base alle condizioni metereologiche favorevoli o meno (presenza di vento bassa, media, alta):

CASO LOW:

```

|---- 176 VARIABLE EInstallata1.L      =      0.000  Capacità eolica installata giornalmente (0-200 MW)
          VARIABLE EInstallata2.L      =      0.000  Capacità eolica installata giornalmente (200-500 MW)

---- 176 VARIABLE ProdEolica.L  Produzione eolica effettiva
          ( ALL      0.000 )

---- 176 VARIABLE PDecurtata.L  Potenza eolica decurtata
          ( ALL      0.000 )

---- 176 VARIABLE z.L              = 248894.830  Funzione obiettivo

```

Non si installa nessun impianto eolico: costano troppo in relazione alla producibilità eolica veramente bassa dovuta al poco vento. La funzione obiettivo non cambia rispetto al punto D. Abbiamo quindi un costo totale **Z = 248894.830**.

CASO MEDIUM:

```

|---- 176 VARIABLE EInstallata1.L      =    200.000  Capacità eolica installata giornalmente (0-200 MW)
          VARIABLE EInstallata2.L      =      0.000  Capacità eolica installata giornalmente (200-500 MW)

---- 176 VARIABLE ProdEolica.L  Produzione eolica effettiva

1  85.915,    2  109.000,    3  110.929,    4  105.464,    5  84.160
6  46.759,    7  42.689,    8  34.873,    9  46.015,   10  29.135
11 28.358,   12   8.439

---- 176 VARIABLE PDecurtata.L  Potenza eolica decurtata

1 114.085,    2   91.000,    3  89.071,    4  94.536,    5 115.840
6 153.241,    7 157.311,    8 165.127,    9 153.985,   10 170.865
11 171.642,   12 191.561

---- 176 VARIABLE z.L              = 240283.058  Funzione obiettivo

```

Si installano solo 200 MW al costo di 120 €/MW; visto che siamo in una condizione meteo intermedia non è proficuo installare altra capacità al costo di 180 €/MW.

Il costo totale è diminuito. $248894.830 - 240283.058 = 8,611.772 \rightarrow$ Risparmio

CASO HIGH:

```

|---- 176 VARIABLE EInstallata1.L      =      200.000  Capacità eolica insta
                                           llata giornalmente (0
                                           -200 MW)
           VARIABLE EInstallata2.L      =      300.000  Capacità eolica insta
                                           llata giornalmente (2
                                           00-500 MW)

---- 176 VARIABLE ProdEolica.L  Produzione eolica effettiva

1  185.157,    2  163.885,    3  189.751,    4  299.105,    5  337.265
6  447.843,    7  443.837,    8  271.300,    9  213.346,   10  247.414
11 182.863,   12 181.450

---- 176 VARIABLE PDecurtata.L  Potenza eolica decurtata

1  314.843,    2  336.115,    3  310.249,    4  200.895,    5  162.735
6   52.157,    7   56.163,    8  228.700,    9  286.654,   10  252.586
11 317.137,   12 318.550

---- 176 VARIABLE z.L              =   179260.976  Funzione obiettivo

```

Si installano 200 MW al costo di 120 €/MW e 300 MW al costo di 180 €/MW.

Il costo totale è notevolmente diminuito.

$248894.830 - 179260.976 = 69,633.854 \rightarrow$ Risparmio

Produrre eolico è estremamente vantaggioso con un vento forte come in questo caso.

PUNTO G

PUNTO G) – MODELLO MATEMATICO

Viene aggiunto il seguente vincolo:

$$\sum_{\text{Impianti}} (P1_{(\text{Impianti},t)} + P2_{(\text{Impianti},t)}) * \text{Centrali}_{(\text{Impianti}, \text{'Coeff CO2'})} - \sum_{\text{Impianti}} (P1_{(\text{Impianti},0)} + P2_{(\text{Impianti},0)}) * \text{Centrali}_{(\text{Impianti}, \text{'Coeff CO2'})} \leq 2500$$

Somma delle emissioni di CO2 nell'arco della giornata (togliendo t0).

Nel calcolo delle emissioni di CO2 usiamo solo i tempi da 1 a 12 senza considerare il tempo iniziale 0 che si presuppone sia di un'altra giornata.

PUNTO G) – ANALISI OUTPUT OTTENUTI

Analizziamo i tre casi di producibilità eolica in base alle condizioni metereologiche favorevoli o meno (presenza di vento bassa, media, alta):

CASO LOW:

```

----      182 VARIABLE P2.L  Potenza espansione

              4              5              6              7              8              9

CCGT      120.000      68.869      120.000      120.000      120.000      120.000
GT              5.000              5.000              4.024
Oil       35.000              30.000      50.000      50.000      50.000

+          10          11          12

CCGT      120.000      120.000      120.000
GT         1.625        5.000
Oil       50.000      50.000      50.000

----      182 VARIABLE PEspansa.L  Capacità di potenza espansa dell'impianto (gior
                                   nalmente)

CCGT 120.000,   GT   5.000,   Oil  50.000

```

Vengono espanse CCGT, GT, Oil.

```

----      182 VARIABLE Q2.L  Flusso (Portata) espansione

              4              5              6              9              10

d23      16.678      16.678      16.678      12.244      16.678

----      182 VARIABLE QEspansa.L  Capacità di flusso espansa della turbina (giorn
                                   almente)

d23 16.678

```


Viene espanso il tubo d23 fino a 16,678 mila metri cubi d'acqua di portata.

```

|---- 182 VARIABLE EInstallata1.L      =      32.344  Capacità eolica installata giornalmente (0-200 MW)
          VARIABLE EInstallata2.L      =      0.000  Capacità eolica installata giornalmente (200-500 MW)

---- 182 VARIABLE ProdEolica.L  Produzione eolica effettiva

1  4.500,    2  3.391,    3  2.048,    4  1.292,    5  0.882,    6  0.187
7  0.148,    8  0.400,    9  0.690,   10  3.580,   11  6.981,   12 13.003

---- 182 VARIABLE PDecurtata.L  Potenza eolica decurtata

1  27.845,    2  28.954,    3  30.297,    4  31.053,    5  31.462,    6  32.157
7  32.196,    8  31.944,    9  31.654,   10  28.765,   11  25.363,   12 19.341

---- 182 VARIABLE z.L              =      284479.550  Funzione obiettivo

```

Dato la poca producibilità eolica legata al meteo si è installato solo 32 MW circa di impianto eolico. Notiamo che confrontando con il punto F in cui la producibilità eolica nel caso LOW era tutta a zero qui si inizia a usarla seppur in poca quantità. Il motivo è che la produzione eolica non produce CO2 quindi non è limitata dal vincolo di 2500 tonnellate massime di produzione di CO2 da non superare.

CASO MEDIUM:

```

---- 182 VARIABLE P2.L  Potenza espansione

          4          6          7          8          9          10

CCGT      70.000      20.000      90.000      120.000      120.000      120.000
Oil        30.000      30.000      30.000      30.000      30.000      30.000

+          11          12

CCGT      120.000      120.000
Oil        30.000      30.000

---- 182 VARIABLE PEspansa.L  Capacità di potenza espansa dell'impianto (giornalmente)

CCGT 120.000,    Oil  30.000

```

Vengono espanso CCGT, Oil, le più convenienti.

```

----      182 VARIABLE Q2.L   Flusso (Portata) espansione

           4           5           6           8           9           10
d23      9.166      9.166      9.166      9.166      9.166      9.166

+         11         12
d23      9.166      9.166

|----      182 VARIABLE QEspanza.L   Capacità di flusso espansa della turbina (giorn
                                           almente)

d23 9.166

```

Viene espanso il tubo d23 fino a 9,166 mila metri cubi d'acqua di portata.

```

----      182 VARIABLE EInstallata1.L      =      200.000   Capacità eolica insta
                                           llata giornalmente (0
                                           -200 MW)
           VARIABLE EInstallata2.L      =      11.684   Capacità eolica insta
                                           llata giornalmente (2
                                           00-500 MW)

----      182 VARIABLE ProdEolica.L   Produzione eolica effettiva

1   90.934,    2  115.367,    3  117.409,    4  111.625,    5   89.076
6   49.491,    7   45.182,    8   36.910,    9   48.703,   10  30.837
11  30.015,   12    8.932

----      182 VARIABLE PDecurtata.L   Potenza eolica decurtata

1  120.750,    2   96.317,    3   94.274,    4  100.058,    5  122.607
6  162.193,    7  166.501,    8  174.773,    9  162.980,   10 180.846
11 181.669,   12 202.751

----      182 VARIABLE z.L              =      254302.559   Funzione obiettivo

```

Viene installato circa 211 MW di impianto eolico, poco più di 200 MW valutando che fino a un certo punto è profittevole il costo dell'investimento da 180 €/MW.

CASO HIGH:

----	182 VARIABLE P1.L Potenza base					
	0	1	2	3	4	5
Coal	160.000	115.000	70.000	25.000	75.000	125.000
CCGT	125.000	55.000				
Oil	30.000					
+	6	7	8	9	10	11
Coal	96.518	51.518	101.518	151.518	190.000	190.000
Oil	10.236		35.000	62.094	75.000	75.000
+	12					
Coal	190.000					
Oil	40.000					
----	182 VARIABLE P2.L Potenza espansione					
	(ALL 0.000)					
----	182 VARIABLE PEspansa.L Capacità di potenza espansa dell'impianto (giornalmente)					
	(ALL 0.000)					

Come si può vedere non sono necessarie le espansioni per gli impianti termoelettrici.

----	182 VARIABLE Q1.L Flusso (Portata) base					
	4	5	6	8	9	10
d12	7.000	64.164	13.944	3.306	100.000	97.586
d23	74.581	80.000	37.360	80.000	80.000	80.000
+	11	12				
d23	72.881	43.178				
----	182 VARIABLE Q2.L Flusso (Portata) espansione					
	(ALL 0.000)					
----	182 VARIABLE QEspansa.L Capacità di flusso espansa della turbina (giornalmente)					
	(ALL 0.000)					

Allo stesso modo non sono necessari nemmeno espansioni per i flussi delle turbine.

```

---- 182 VARIABLE EInstallata1.L = 200.000 Capacità eolica installata giornalmente (0-200 MW)
      VARIABLE EInstallata2.L = 300.000 Capacità eolica installata giornalmente (200-500 MW)

---- 182 VARIABLE ProdEolica.L Produzione eolica effettiva

1 185.157, 2 163.885, 3 189.751, 4 299.105, 5 337.265
6 447.843, 7 443.837, 8 271.300, 9 213.346, 10 247.414
11 182.863, 12 181.450

---- 182 VARIABLE PDecurtata.L Potenza eolica decurtata

1 314.843, 2 336.115, 3 310.249, 4 200.895, 5 162.735
6 52.157, 7 56.163, 8 228.700, 9 286.654, 10 252.586
11 317.137, 12 318.550

---- 182 VARIABLE z.L = 179260.976 Funzione obiettivo

```

Gli impianti eolici sono sfruttati al massimo grazie anche al forte vento e producono gran parte dell'elettricità dell'isola. Essendo l'energia fornita dall'eolico, GT non produce mai e anche CCGT produce solamente in t1 e t2 per poi non essere più utilizzato l'impianto.