

Febbraio 2019 – rev. 02

IMPIANTO DI COGENERAZIONE



Doc. nr: PR_3GE_HSE_D_TR_002A_3

Titolo: SISTEMA IMPIANTISTICO PROGETTO E ALTERNATIVE

Sommario

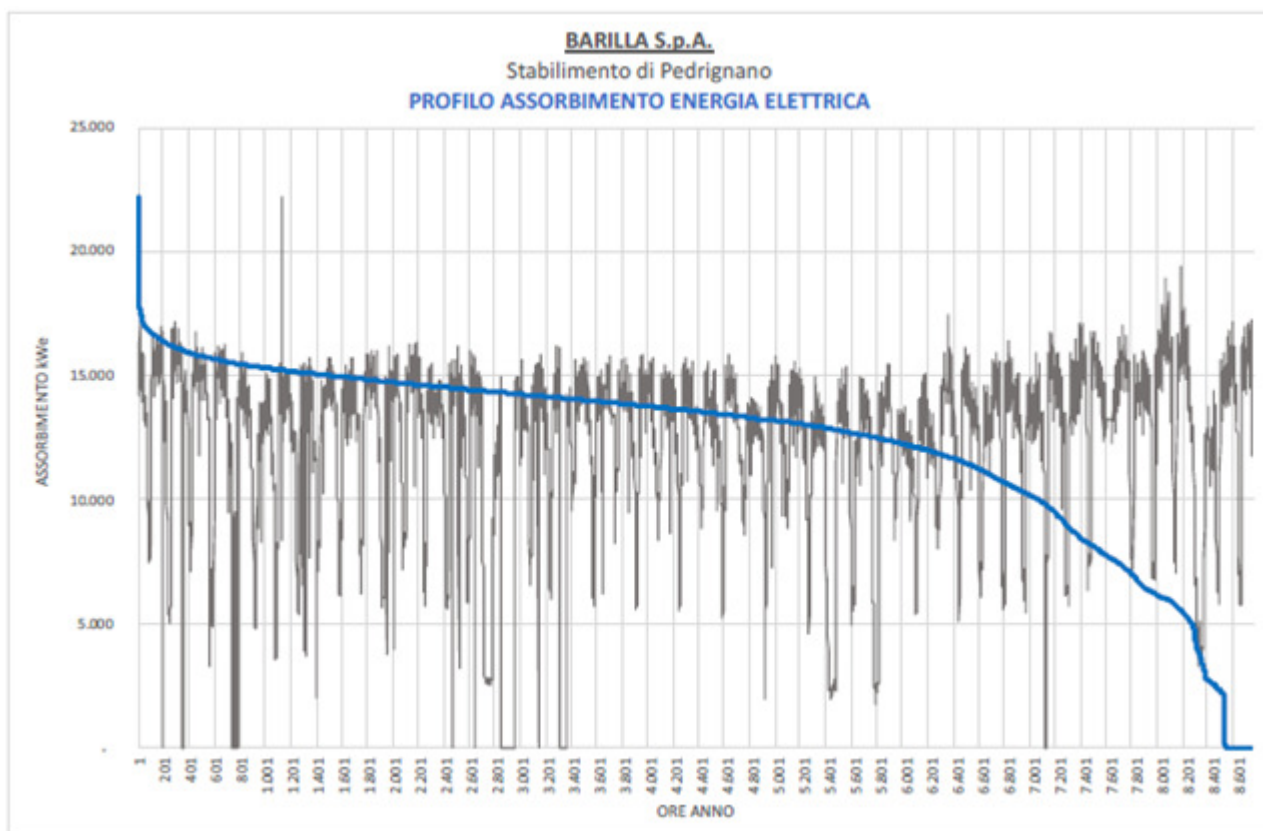
| | |
|---|----|
| 1. PREMESSA | 3 |
| 2. I FABBISOGNI DEL COMPENSORIO BARILLA | 3 |
| 3. LE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ANALIZZATE..... | 6 |
| 4. I RISULTATI DELLE SIMULAZIONI EFFETTUATE | 7 |
| 5. CONCLUSIONI: LO SCENARIO VINCENTE | 9 |
| 5.1. LE EMISSIONI IN ATMOSFERA | 10 |

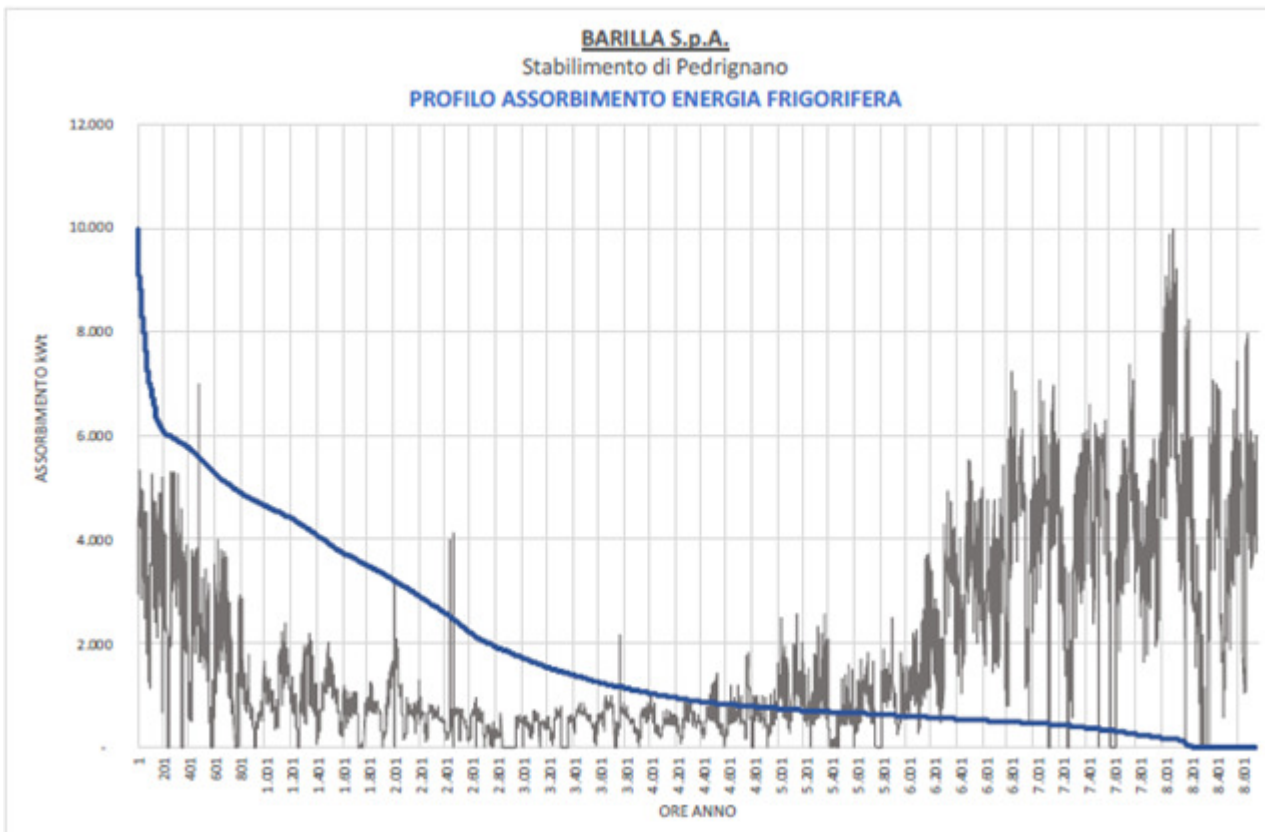
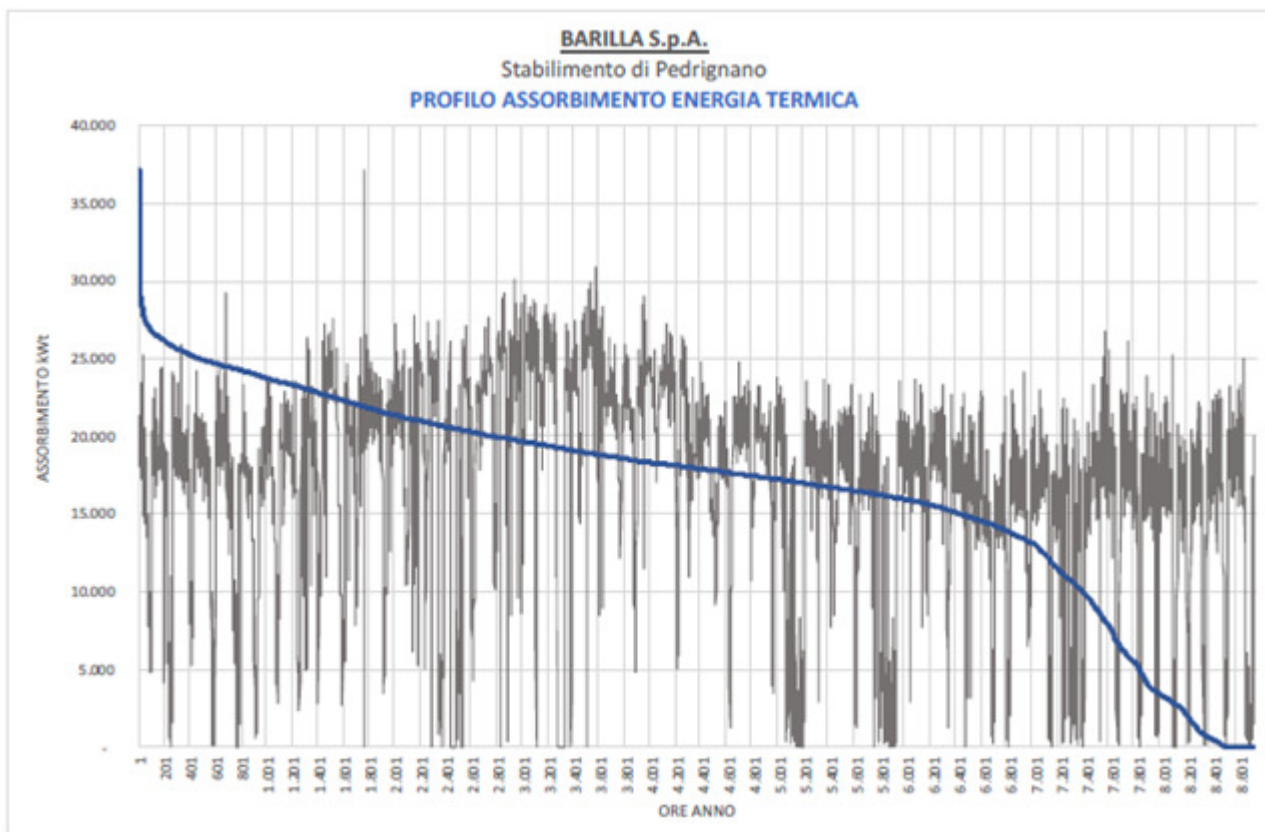
1. PREMESSA

Il presente documento riporta la valutazione delle alternative impiantistiche costituite da impianti con 2 generatori di taglia media (5-7,5 MW).

2. I FABBISOGNI DEL COMPENSORIO BARILLA

Si riporta qui di seguito la tabulazione delle curve orarie **ricevute da Barilla.**

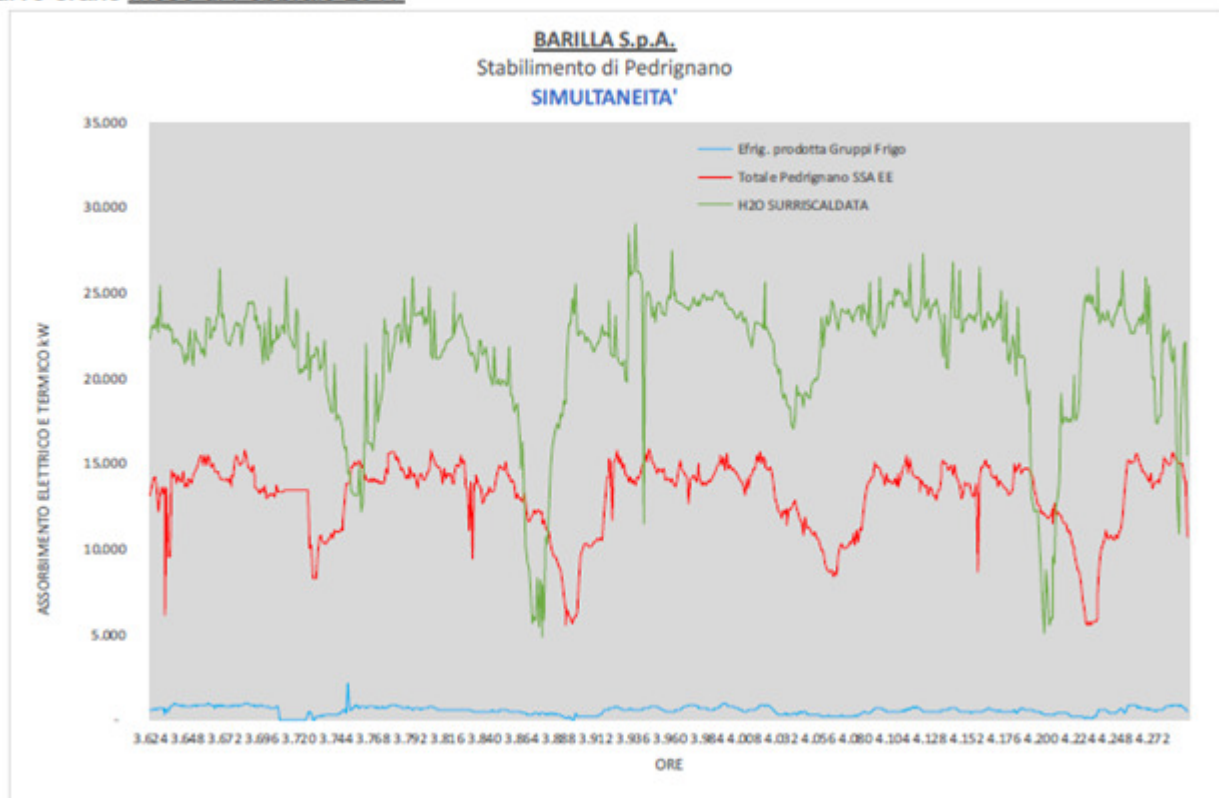




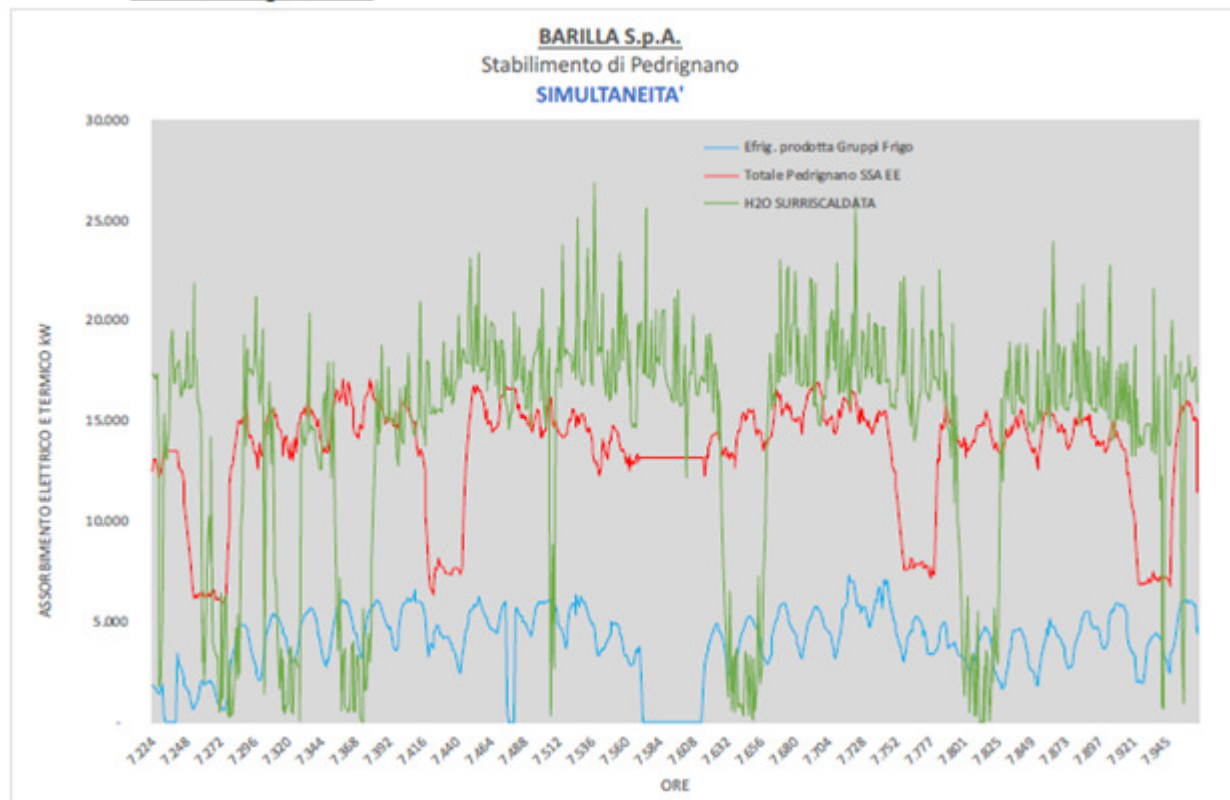
Dal primo screening di tabulazione annuale si evince quanto segue:

1. Energia Elettrica: considerando le domeniche, dove il carico elettrico scende tra i 5 MWe e 8 MWe, per le restanti 7.000 ore/anno il carico elettrico si attesta tra 10 MWe e 20 MWe con fluttuazioni di importante entità. Questo porta a giustificare la scelta di n° 2 macchine generatrici per poter gestire queste fluttuazioni, mantenendo in efficienza le macchine;
2. Energia Termica: è presente un andamento stagionale. Nel periodo invernale si attesta tra i 23 e i 27 MWt, mentre nel periodo estivo tra i 18 e i 22 MWt;
3. Energia Frigorifera: presenta una forte stagionalità, nel periodo invernale scende sotto 1 MWf, mentre nel periodo estivo fluttua tra 4 e 8 MWf;

Curve orarie mese di Febbraio 2017



Curve orarie mese di Luglio 2017



3. LE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ANALIZZATE

Le combinazioni analizzate sono le seguenti:

1. Turbine a gas 2 x 7,5 MW
2. Turbine a gas 7,5 MW + 5 MW
3. Turbine a gas 2 x 5 MW
4. Motori alternativi a gas 2 x 7,5 MW
5. Motori alternativi a gas 7,5 MW + 5 MW

Qui di seguito si riportano i dati nominali di ogni soluzione analizzata:

SOLUZIONE 1: TURBINE 2 x 7,5 MW

Produzione elettrica ai morsetti degli alternatori: 15.136 kWe

Acqua surriscaldata 160 °C – 130 °C disponibile: 22.956 kWt

Acqua refrigerata 8 °C – 12 °C disponibile: 1.291 kWf

Consumo gas metano @ 100% carico: 45.550 kW

SOLUZIONE 2: TURBINE 7,5 MW + 5 MW

Produzione elettrica ai morsetti degli alternatori: 11.988 kWe
Acqua surriscaldata 160 °C – 130 °C disponibile: 18.105 kWt
Acqua refrigerata 8 °C – 12 °C disponibile: 1.210 kWf
Consumo gas metano @ 100% carico: 36.630 kW

SOLUZIONE 3: TURBINE 2 x 5 MW

Produzione elettrica ai morsetti degli alternatori: 8.840 kWe
Acqua surriscaldata 160 °C – 130 °C disponibile: 13.465 kWt
Acqua refrigerata 8 °C – 12 °C disponibile: 804 kWf
Consumo gas metano @ 100% carico: 27.710 kW

SOLUZIONE 4: MOTORI 2 x 7,5 MW

Produzione elettrica ai morsetti degli alternatori: 15.600 kWe
Acqua surriscaldata 160 °C – 130 °C disponibile: 5.242 kWt
Acqua refrigerata 8 °C – 12 °C disponibile: 4.158 kWf
Consumo gas metano @ 100% carico: 31.579 kW

SOLUZIONE 5: MOTORI 7,5 MW + 5 MW

Produzione elettrica ai morsetti degli alternatori: 13.000 kWe
Acqua surriscaldata 160 °C – 130 °C disponibile: 4.477 kWt
Acqua refrigerata 8 °C – 12 °C disponibile: 3.409 kWf
Consumo gas metano @ 100% carico: 26.511 kW

4. I RISULTATI DELLE SIMULAZIONI EFFETTUATE

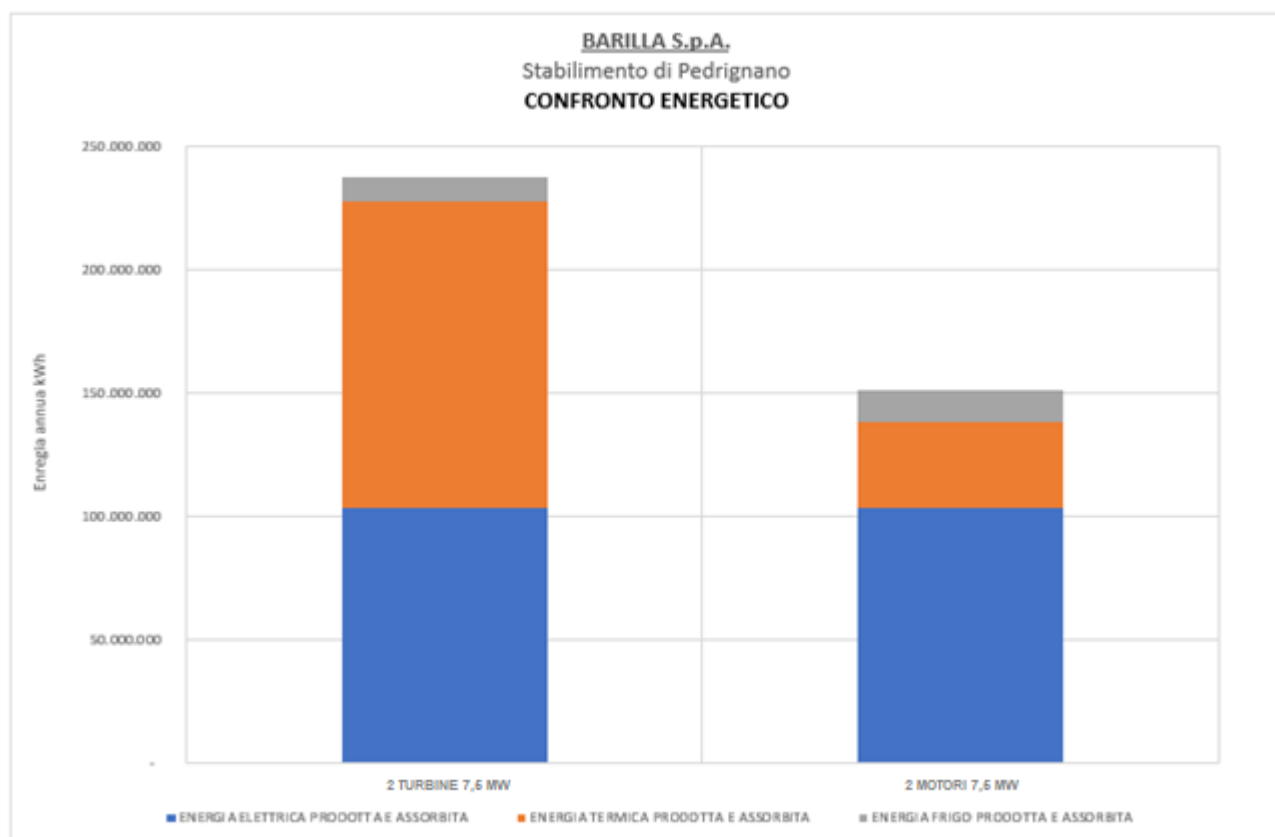
Per ogni caso sopra elencato è stata effettuata una simulazione oraria di funzionamento impianto sulla base delle curve orarie (per brevità qui non riportata).

Si specifica comunque che le simulazioni effettuate considerano una tipologia e quantità di vettori energetici uguale per tutti i casi analizzati. Non è stata effettuata una simulazione di "recupero" in acqua calda a 90°C per le soluzioni con motori a gas, per poter confrontare 1:1 i vari casi analizzati. Questo potrebbe essere analizzato ma bisognerebbe aggiungere i costi di investimento per la nuova rete distribuzione acqua calda in sostituzione alla rete di acqua calda surriscaldata esistente.

Ciò premesso, questo screening ha portato a finalizzare il confronto tra la soluzione 1 e la soluzione 4 che garantiscono un risparmio economico maggiore. Il risparmio economico è stato computato sulla base dell'**opzione "0"** ossia:

- Nessun impianto di trigenerazione
 - Energia elettrica acquistata da rete
 - Energia termica prodotta da caldaie tramite acquisto di gas naturale da rete
- che presenta una stima di costo anno di 20.134.666 euro.**

| | 2 TURBINE 7,5 MW | 2 MOTORI 7,5 MW |
|---|------------------|-----------------|
| ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA E ASSORBITA | 103.577.596,00 | 103.585.768,00 |
| ENERGIA TERMICA PRODOTTA E ASSORBITA | 124.447.718,00 | 34.508.699,00 |
| ENERGIA FRIGO PRODOTTA E ASSORBITA | 9.460.920,00 | 13.350.237,00 |
| EFFICIENZA GLOBALE | 76% | 74% |
| PES | 12,5 | 22,6 |
| CERTIFICATI BIANCHI | 8.887,00 | 10.046,00 |
| | | |
| COSTO ANNUO ESERCIZIO IMPIANTO TRIGENERAZIONE + INTEGRAZIONI (SENZA CB) | 12.178.522,00 € | 12.300.420,00 € |
| | | |
| COSTO ANNUO EE DA RETE | 14.996.660,00 € | 14.996.660,00 € |
| COSTO ANNUO METANO PER CALDAIE TRADIZIONALI | 5.138.006,00 € | 5.138.006,00 € |
| COSTO ANNUO TOTALE ANTE INTERVENTO | 20.134.666,00 € | 20.134.666,00 € |
| | | |
| RISPARMIO ANNUO (INCLUSO DI CB) | 10.177.959,00 € | 10.345.710,00 € |





5. CONCLUSIONI: LO SCENARIO VINCENTE

Sulla base di quanto sopra visto, prendendo in esame le soluzioni 1 & 4 e considerando il risparmio annuo **depurato dall'effetto dei Certificati Bianchi**, quindi evidenziando solamente il risparmio derivante dal beneficio energetico risulta vincente la soluzione 1 (2 TURBINE 7,5 MW), infatti:

- Soluzione 1 2 TURBINE 7,5 MW Risparmio annuo 7.956.144 € (20.134.666-12.178.522)
- Soluzione 4 2 MOTORI 7,5 MW Risparmio annuo 7.834.246 € (20.134.666-12.178.522)

La soluzione 1 garantisce una copertura dei fabbisogni energetici elevata rispetto alla soluzione 4:

| | 2 TURBINE 7,5 MW | 2 MOTORI 7,5 MW |
|---|------------------|-----------------|
| Copertura fabbisogno Energia Elettrica | 97% | 97% |
| Copertura fabbisogno Energia Termica | 86% | 24% |
| Copertura fabbisogno Energia Frigorifera | 46% | 84% |
| Copertura fabbisogno Energetico Totale | 88% | 56% |

La soluzione 1 risulta inoltre vincente per l'aspetto molto importante relativo alle emissioni in atmosfera (v. prossimo paragrafo);

Inoltre la soluzione con turbogas, confrontata con la soluzione motori a gas, presenta il vantaggio di avere meno componenti installati (e quindi maggior affidabilità e manutenzione inferiore), quali:

- o Nessun dry-cooler per dissipazione calore camicie motore, olio e intercooler;
- o Nessun catalizzatore CO;
- o Nessuna necessità di impiantistica di collegamento per circuiti acqua calda;
- o Nessun edificio necessario e relativa ventilazione;
- o Fondazioni più semplici;

5.1. LE EMISSIONI IN ATMOSFERA

Di seguito viene riportata un'analisi qualitativa a livello emissioni in atmosfera tra soluzione 1 (2 TURBINE 7,5 MW) e soluzione 4 (2 MOTORI 7,5 MW).

La base del confronto prevede le seguenti emissioni garantite:

- 2 TURBINE 7,5 MW: NOx 9,9 ppm CO 9,9 ppm @ 15% O2
- 2 MOTORI 7,5 MW: NOx 75 mg/Nm3 CO 100 mg/Nm3 @ 5% O2
- Caldaie integrazione: NOx 100 mg/Nm3 CO 100 mg/Nm3 @ 3% O2

E' stato implementato il calcolo delle emissioni totali in atmosfera per la soluzione 1 e 4.

La soluzione 1 prevede le seguenti emissioni:

NOx : 22.453 [kg/anno]
CO : 22.403 [kg/anno]
CO2 : 71.156 [ton/anno] (NOTA: il dato di CO2 è depurato del fattore di sicurezza del 15% rispetto agli scenari emissivi del Grafico 1 del Progettuale)

La soluzione 4 prevede le seguenti emissioni:

NOx : 50.691 [kg/anno]
CO : 56.790 [kg/anno]
CO2 : 65.365 [ton/anno] (NOTA: Consumo gas motori 209.688 MWh = 755 TJ+Consumo gas caldaie 115.606 MWh = 416 TJ con fattore emissivo CO2 = 55,82 ton/TJ gas)

La soluzione con turbogas presenta delle emissioni totali in atmosfera decisamente inferiori a quelle dell'impianto con motori a gas.

A titolo di completezza si riporta anche il calcolo delle emissioni nella soluzione 0.

Al fine di calcolare le emissioni connesse, alle caldaie della Centrale Termica Barilla si applicano i seguenti fattori di emissione:

- NOx: 350 mg/Nm3; CO 100 mg/Nm3 @ 3% O2 (per la caldaia CT1)
- NOx: 250 mg/Nm3; CO 70 mg/Nm3 @ 3% O2 (per le caldaie CT2 e CT3)

L'opzione 0 prevede le seguenti emissioni:

- Produzione di energia termica
 - NOx da centrale termica Barilla: 35.800 kg/anno

- CO da centrale termica Barilla: 10.100 kg/anno (NOx: 0,258 kg/MWh termico utile CO: 0,0726 kg/MWh termico utile Per ricavare i fattori emissivi, partendo dal flusso di gas (144.327 MWh) si è considerato un rendimento caldaie medio del 96%.)
- CO₂ da centrale termica Barilla: 28.984 t/anno (tale dato viene calcolato Flusso di gas; 144.327 MWh Fattore Emissivo 55,82 ton CO₂/TJ gas)

- Approvvigionamento energia elettrica da parco termoelettrico nazionale:
 - NOx per approvvigionamento elettrico: circa 81.000 kg/anno¹
 - CO₂ per approvvigionamento elettrico: 45.894 t/anno (tale dato viene calcolato tenendo conto del rendimento medio parco termoelettrico nazionale del 46 % - delibera GSE - che permette di stimare il quantitativo di gas naturale equivalente (228.380 MWh) sulla base del fattore emissivo pari a 55,82 tonCO₂/TJ gas)

Nota: non sono disponibili indici emissivi di riferimento relativi alle emissioni di CO del parco elettrico nazionale.

In conclusione, per quanto sopra visto, la soluzione 0 per il soddisfacimento del fabbisogno del Comprensorio Barilla prevedrebbe le seguenti emissioni in atmosfera:

| | | | |
|-----------------|---|-------------|------------|
| NOx | : | 117.000 | [kg/anno] |
| CO | : | non applic. | [kg/anno] |
| CO ₂ | : | 74.868 | [ton/anno] |

¹ Fonte: Bilancio di sostenibilità Enel 2017 – fattore emissivo specifico 0,77 g/kWh del parco produzione mondiale ENEL, il quale è composto al 45% da fonti rinnovabili.