



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi costi benefici della conversione di edifici terziari dalla climatizzazione a gas a quella elettrica orientata al demand response

Rapporto attività svolte e risultati

ANALISI COSTI BENEFICI DELLA CONVERSIONE DI EDIFICI TERZIARI DALLA CLIMATIZZAZIONE A GAS A QUELLA ELETTRICA ORIENTATA AL DEMAND RESPONSE

Gruppo di lavoro

Maurizio Franzini (direzione scientifica)

ISIMM Ricerche - professore ordinario Università di Roma La Sapienza

Stefano Gorelli (coordinamento)

ISIMM Ricerche – professore associato Università degli Studi della Tuscia

Valentina Bracaglia

Dipartimento Ingegneria Informatica Automatica e Gestionale, Università di Roma La Sapienza

Chiara Curcio

ISIMM Ricerche – Dottoranda in Economia Politica Università di Roma La Sapienza

Luglio 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto D.1: Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo D : Gestione di edifici in contesto Smart District e scenari di Demand-Response

Responsabile del Progetto: Ing. Giovanni Puglisi, ENEA 

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Analisi costi benefici della conversione di edifici terziari dalla climatizzazione a gas a quella elettrica orientata al demand response"

Responsabile scientifico ENEA: Dott.ssa Osea Gregori

Responsabile scientifico ISIMM Ricerche : prof. Maurizio Franzini

Sommario

1. Introduzione.....	6
2. Descrizione delle attività svolte e risultati	6
2.1. <i>Analisi finanziaria</i>	6
2.1.1. <i>L'investimento</i>	6
2.1.2. <i>Gli scenari controfattuali</i>	7
2.1.3. <i>Valore e redditività dell'investimento</i>	8
2.1.3.1. <i>Investimento nella pompa di calore</i>	8
2.1.3.2. <i>Valore dell'investimento nell'impianto fotovoltaico</i>	10
2.1.4. <i>Analisi di sensitività</i>	11
2.1.5. <i>Effetti non monetari: la perdita di produttività del personale</i>	14
2.1.6. <i>Effetti fiscali</i>	16
2.1.7. <i>Demand Response</i>	18
2.2. <i>Esternalità ambientali</i>	20
2.2.1. <i>Dall'impianto attuale all'intervento To Be</i>	20
2.2.2. <i>To Be vs DoMax</i>	24
2.2.3. <i>To Be vs DoMin</i>	26
2.2.4. <i>To Be vs BAU</i>	27
3. Conclusioni.....	28
4. Riferimenti bibliografici	31
5. Abbreviazioni ed acronimi	33

Indice delle tabelle

Tabella 1 <i>Producibilità mensile del pannello fotovoltaico in kWh.</i>	7
Tabella 2 <i>Costo mensile dell'energia elettrica, comprensivo di IVA e accise (CONSIP EE 13) espresso in €/kWh.</i>	9
Tabella 3 <i>Pattern di acquisto dei climatizzatori per singolo ambiente.</i>	9
Tabella 4 <i>Performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore nei diversi scenari controfattuali.</i>	10
Tabella 5 <i>Performance finanziaria dell'investimento nell'impianto fotovoltaico.</i>	11
Tabella 6 <i>Nelle tabelle sono riportate le variazioni percentuali del VAN in corrispondenza di incrementi di 1% di alcune variabili del modello nei diversi scenari. Le bandierine rosse denotano le variabili molto critiche, le bandierine gialle le variabili critiche e le bandierine verdi le variabili non critiche.</i>	12
Tabella 7 <i>Analisi di sensitività VAN, scenario DoMin.</i>	12
Tabella 8 <i>Analisi di sensitività VAN, scenario BAU.</i>	13
Tabella 9 <i>Analisi di sensitività VAN, scenario DoMax.</i>	13
Tabella 10 <i>Analisi di sensitività VAN, investimento nell'impianto fotovoltaico.</i>	14
Tabella 11 <i>Performance finanziaria in presenza di perdita di produttività dei lavoratori.</i>	15
Tabella 12 <i>Analisi di sensitività del VAN alle variazioni delle ipotesi sul numero medio di dipendenti e sul salario medio percepito. Le bandierine gialle denotano le variabili critiche. Per la struttura del modello l'effetto dell'ipotesi sullo stipendio medio e dell'ipotesi sul numero medio di dipendenti è lo stesso.</i>	15
Tabella 13 <i>Massimali cumulabili sulle detrazioni fiscali per tipologia di intervento.</i>	16
Tabella 14 <i>Quadro Riassuntivo delle detrazioni fiscali nello scenario To Be e nei tre scenari controfattuali. Data di avvio del progetto precedente al 1° Gennaio 2017.</i>	17
Tabella 15: <i>Quadro riassuntivo detrazioni fiscali nello scenario To Be e nei tre scenari controfattuali. Data di avvio del progetto successiva al 1° Gennaio 2017.</i>	17
Tabella 16 <i>Alcune definizioni di demand response (cfr. Eid, 2016).</i>	18
Tabella 17 <i>Tassonomia dei programmi DR.</i>	19
Tabella 18 <i>Risparmio sul costo dell'energia indotto dal DR.</i>	19
Tabella 19 <i>Performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore in presenza di DR, quando la DR garantisce un risparmio α sul costo dell'energia.</i>	20
Tabella 20 <i>Emissioni di CO2 dell'impianto attuale</i>	21
Tabella 21 <i>Emissioni CO2 nel caso To Be e confronto con impianto attuale</i>	21
Tabella 22 <i>Valore economico della riduzione di CO2 nello scenario To Be rispetto all'impianto attuale.</i>	23
Tabella 24 <i>Beneficio in Euro su variabili sociali derivanti dalla riduzione di CO2. Scenario To Be.</i>	24
Tabella 25 <i>Emissioni CO2 nello scenario DoMax e confronto con intervento To Be.</i>	25
Tabella 26 <i>Valore economico della riduzione di CO2 nello scenario To Be rispetto a DoMax.</i>	25
Tabella 27 <i>Costo sociale dell'eccesso di CO2 prodotta dall'intervento To Be rispetto allo scenario DoMax.</i> ..	25
Tabella 28 <i>Emissioni CO2 scenario DoMin e confronto con scenario ToBe</i>	26
Tabella 29 <i>Beneficio Economico riduzione CO2 di un intervento del tipo To Be rispetto a uno scenario DoMin.</i>	26
Tabella 30 <i>Benefici di tipo economico-sociale derivanti dalla riduzione di CO2 rispetto al caso DoMin.</i>	27
Tabella 31 <i>Beneficio derivante dalla riduzione di CO2 dell'intervento To Be rispetto allo scenario BAU. Criterio Commissione Europea.</i>	27
Tabella 32 <i>Beneficio in termini economico-sociali derivanti dalla riduzione di CO2 rispetto allo scenario BAU. I valori mostrati in tabella sono i valori cumulati dello scenario a 20 anni attualizzati all'anno zero.</i>	27
Tabella 33 <i>Sintesi dei risultati: performance finanziaria, effetti fiscali, esternalità.</i>	30

Sommario

Questo studio si pone l'obiettivo di valutare gli effetti della adozione di una pompa di calore per soddisfare il fabbisogno termico e frigorifero estivo dell'edificio F40 Enea- Casaccia. L'edificio è attualmente dotato di un sistema di teleriscaldamento alimentato da gas naturale in inverno e da energia elettrica in estate ed è rappresentativo di una quota significativa di edifici pubblici in Italia. Lo studio è orientato a: (i) valutare la performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore; (ii) individuare le voci di costo alle quali il valore dell'investimento è maggiormente sensibile; (iii) condurre un'analisi costi-benefici che tenga conto dell'effetto della temperatura sulla produttività dei lavoratori; (iv) valutare gli effetti dell'intervento sull'ambiente.

Data l'assenza di una politica di sostituzione/ammodernamento dell'impianto di teleriscaldamento del centro di ricerche Casaccia, la performance dell'investimento nella pompa di calore è valutata sulla base dei benefici e dei costi differenziali prodotti rispetto a tre ipotetici scenari controfattuali alternativi.

I valori dei due investimenti, nella pompa di calore e nell'impianto fotovoltaico, sono tra loro indipendenti, pertanto le performance finanziaria dei due interventi sono state valutate separatamente.

L'analisi delle performance finanziarie dell'investimento suggerisce che, se si considerano esclusivamente gli esborsi per acquisire e/o utilizzare i sistemi di climatizzazione nei diversi scenari controfattuali e nello scenario di acquisto della pompa di calore, il valore dell'investimento nella pompa di calore è limitato o addirittura negativo. Tuttavia, tale risultato è dovuto al fatto che negli scenari controfattuali non sarebbero garantite temperature adeguate degli ambienti di lavoro e/o un sufficiente comfort termico degli spazi comuni. Se si include nell'analisi il costo della perdita di produttività dei dipendenti indotto dalle temperature inadeguate dell'ambiente di lavoro, si rileva che il valore dell'investimento nella pompa di calore è pari a 8-15 volte l'investimento iniziale richiesto. L'analisi di sensitività evidenzia come la performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore risulti molto sensibile innanzitutto al numero di ore e al numero di giorni di funzionamento dei climatizzatori per singoli ambienti, quindi al costo dell'energia elettrica, soprattutto nel periodo invernale meno sensibile invece al costo di acquisto e installazione della pompa di calore. L'investimento nell'impianto fotovoltaico produrrebbe un valore pari a circa 1,25 volte l'investimento iniziale, ma con un PBP dell'investimento piuttosto elevato (8 anni). Questi risultati sono particolarmente sensibili al costo di acquisto dei kWh elettrici per l'investitore e, in particolare, al costo dei kWh elettrici nei mesi estivi.

Se si tiene conto anche degli sgravi fiscali ottenibili per questo tipo di progetto, sembra ricavarsi che se l'investimento viene effettuato entro l'anno 2016 si conseguirebbe una riduzione sostanziale della spesa. A prescindere dalla data di avvio del progetto, la spesa totale al netto delle detrazioni fiscali risulterebbe altamente paragonabile negli scenari presi a riferimento. Se l'investimento viene effettuato entro l'anno 2016 si ha una riduzione sostanziale della spesa. In particolare, usufruendo dell'aliquota del 65% si risparmierebbero, in valore attuale, 20.000€-40.000€ circa a seconda dello scenario controfattuale preso come riferimento.

Dal punto di vista delle esternalità ambientali, in particolare relativamente alla quantità di CO₂ emessa, l'investimento in fotovoltaico garantisce un abbattimento completo delle emissioni. Solo nello scenario controfattuale "ottimistico" si verificherebbe un aumento delle emissioni ma in misura estremamente ridotta (+ 6,25% all'anno).

Al fine di valutare gli effetti economici e sociali di questa riduzione di CO₂, sono stati adottati due criteri, che comparati evidenziano un risparmio di costo per la società, generato dall'abbattimento delle emissioni di CO₂ dovuto all'impianto fotovoltaico, di circa 10 milioni di euro all'anno.

1. Introduzione

Il consumo per il riscaldamento e il raffrescamento costituisce circa il 50% del consumo di energia dell'Unione Europea. Il 75% delle risorse energetiche impiegate dagli impianti di climatizzazione è di origine fossile e, in alcuni paesi, gli impianti sono responsabili del 75% delle emissioni di particolati. L'efficienza e la sostenibilità di del riscaldamento e del raffreddamento sono considerati dall'Unione Europea elementi chiave per ridurre i costi per le famiglie e le imprese, nonché le esternalità ambientali. Una delle politiche per il raggiungimento di questi obiettivi è l'integrazione della climatizzazione in un sistema elettrico smart e decarbonizzato. Infatti, l'impiego dell'energia elettrica per il raffreddamento e il raffrescamento offre opportunità di controllo remoto e/o automatico dell'impianto, di partecipazione a programmi di demand response, nonché di assorbimento dell'energia generata in loco da fonti rinnovabili, ad esempio, con pannelli fotovoltaici (EC, 2016).

Questo studio si pone l'obiettivo di valutare gli effetti della adozione di una pompa di calore per soddisfare sia il fabbisogno termico invernale che il fabbisogno frigorifero estivo per l'edificio F40, situato presso il centro di ricerche Casaccia di ENEA. L'edificio è attualmente dotato di un sistema di teleriscaldamento alimentato da gas naturale in inverno e da energia elettrica in estate ed è rappresentativo di una quota significativa di edifici pubblici in Italia.

In particolare, l'analisi è orientata a (i) valutare la performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore; (ii) individuare le voci di costo alle quali il valore dell'investimento è maggiormente sensibile; (iii) condurre un'analisi costi-benefici che tenga conto dell'effetto della temperatura sulla produttività dei lavoratori; (iv) valutare gli effetti dell'intervento sull'ambiente.

I risultati dell'analisi possono costituire un punto di partenza per la definizione di politiche volte a migliorare l'attrattività finanziaria di questo tipo di investimenti, ripartire fra i portatori di interesse i benefici derivanti dall'adozione di sistemi di climatizzazione elettrica e stimolare l'adozione di sistemi intelligenti per gli edifici.

Il modello di valutazione sviluppato per l'analisi costi-benefici è implementato in *tool* che calcola le performance finanziarie dell'investimento al variare dei dati di costo in input (e.g., costo dei vettori energetici e degli elementi impiantistici) e delle ipotesi sul funzionamento dell'impianto.

2. Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1. Analisi finanziaria

2.1.1. L'investimento¹

Il progetto di investimento che si vuole valutare consiste nella installazione di un pannello fotovoltaico e di una pompa di calore per il soddisfacimento termico invernale e frigorifero estivo dell'edificio F40 del centro di ricerche Casaccia di ENEA.

L'edificio F40 si presenta come un fabbricato a stecca connesso dal lato maggiore ad un secondo fabbricato più basso. L'edificio è strutturato su tre piani fuori terra più un piano seminterrato e l'investimento che vogliamo valutare interesserebbe i soli piani fuori terra, esclusi la sala conferenze, la control room e gli 8 uffici per i quali è stata già operata la transizione alla climatizzazione elettrica.

¹ Si considera un singolo investimento congiunto nell'impianto fotovoltaico e nella pompa di calore, tuttavia concettualmente e praticamente i valore dei due investimenti sono indipendenti, di conseguenza i dati di performance finanziaria dei due investimento sono calcolati separatamente nei paragrafi 2.1.3.1. e 2.1.3.2.

Il dimensionamento della pompa di calore è stato effettuato da ENEA utilizzando il simulatore di edifici descritto sviluppato da Comodi et al. (2014).

I risultati della simulazione suggeriscono che si dovrebbe investire in una pompa di calore con potenza pari a 48 kWt e 90 kWf, la quale permetterebbe il raggiungimento della temperatura di set-point di 21°C in inverno e 25°C in estate in tutti gli ambienti interessati dall'intervento, con un consumo di 67 MWh in estate e 28,4 MWh in inverno. La vita utile dell'impianto è 20 anni². Il costo di installazione e acquisto stimato per questa pompa di calore è di 50.250 €³ (IVA inclusa⁴). I costi di manutenzione rimarrebbero inalterati rispetto alla situazione attuale⁵ nel caso di investimento nella pompa di calore, dal momento che l'investimento non altererebbe nessuno dei *driver* sulla base dei quali sono parametrizzati i costi standard della manutenzione dell'edificio.

Il pannello fotovoltaico che si vuole installare richiede una superficie di 600 m², ha una potenza pari a 45 kWp, una producibilità annuale di 68.573 MWh e la producibilità media mensile riportata in **Errore. 'origine riferimento non è stata trovata.** Il costo di acquisto e installazione del pannello è pari a 58.500€⁶ mentre i costi di manutenzione e assicurazione sono pari a 1.530 € annui. La vita utile dell'impianto fotovoltaico è di 20 anni, con un decadimento medio della producibilità annua pari a 0,775 %.

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
3608	3938	5890	6262	7499	7617	8399	7523	6069	4840	3655	3272

Tabella 1 Producibilità mensile del pannello fotovoltaico in kWh.

2.1.2. Gli scenari controfattuali

Attualmente il Centro Ricerche Casaccia è servito da un sistema di teleriscaldamento alimentato da una centrale termica composta da tre caldaie di potenza termica unitaria di 6.000.000 kCal/h alimentate a gas naturale. L'edificio F40 è allacciato alla rete di teleriscaldamento del centro di ricerche ed è climatizzato da una centrale termica locale posta nel piano interrato dell'edificio. In estate, il fluido termovettore freddo è prodotto da un gruppo refrigeratore collegato ad una torre evaporativa all'esterno dell'edificio F40.

La sala conferenze, la control room e otto degli uffici collocati nei piani non seminterrati dell'edificio F40 non sono più serviti dall'impianto di teleriscaldamento e sono stati dotati di condizionatori autonomi alimentati elettricamente. Questi ambienti sono esclusi dalla nostra analisi, in quanto l'investimento che stiamo valutando non produrrebbe effetti differenziali sui costi sostenuti per la loro climatizzazione e sui benefici da essa prodotti.

L'impianto di teleriscaldamento del centro di ricerche è entrato in funzione nel 1983 e ha valore contabile nullo.

Attualmente i consumi annui dell'impianto sono pari a 8.000 m³ di metano in inverno e 60,191 MWh in estate.

² Si tratta della vita utile indicata dal Ministero Economia e Finanza (MEF, 2010) per il calcolo dei coefficienti di ammortamento per "impianti e attrezzature" di edifici pubblici. Tale vita utile è in linea con la vita utile suggerita dalla Commissione Europea (EC, 2014) per le analisi costi-benefici nel campo energetico.

³ Fonte: Soltek spa.

⁴ Tutte le informazioni di costo riportate in questo documento sono comprensive di IVA e di eventuali accise. Per brevità, nel resto del documento non lo esplicheremo ogni volta.

⁵ Cfr paragrafo 2.1.2. per la descrizione della situazione attuale.

⁶ Fonte: Sun's spa

Nelle condizioni correnti, le temperature medie di una stanza tipo dell'edificio sono pari a 21,33°C nel periodo 1 ottobre-15 aprile e sono pari a 26,86°C nel periodo 15 aprile – 31 dicembre (rilevazione effettuata in loco con dei sensori da gennaio 2015 ad oggi).

Per poter valutare l'investimento nella pompa di calore è necessario stabilire come sarebbero soddisfatti il fabbisogno termico invernale e il fabbisogno frigorifero estivo dell'edificio F40 se non si investisse nella pompa di calore (scenario controfattuale). La performance dell'investimento nella pompa di calore sarà valutata sulla base dei benefici e dei costi differenziali prodotti rispetto allo scenario controfattuale.

Data l'assenza di una politica di sostituzione/ammodernamento dell'impianto di teleriscaldamento del centro di ricerche Casaccia, ipotizziamo tre scenari controfattuali alternativi e valutiamo l'investimento nella pompa di calore rispetto a ciascuno di essi.

Scenari controfattuali:

DoMin

Si tratta di uno scenario pessimistico. In questo scenario si ipotizza che non sia programmato alcun intervento di sostituzione o ammodernamento dell'impianto di teleriscaldamento. L'azienda si limita ad effettuare degli interventi di manutenzione straordinaria nei casi di mal funzionamento dell'impianto.

Bau

Si tratta di uno scenario inerziale, nel quale si ipotizza che si replicheranno nei prossimi 20 anni investimenti analoghi a quelli effettuati negli ultime 8 anni. In questo scenario assumiamo che, pur in assenza di una strategia centralizzata orientata all'ammodernamento/sostituzione dell'impianto di teleriscaldamento, annualmente vengano realizzate delle iniziative di investimento in impianti termici distribuiti alimentati elettricamente. Queste iniziative sono autonome e indipendenti le une dalle altre.

DoMax

In questo scenario ottimistico, si assume che l'azienda doti immediatamente l'edificio F40 di impianti termici distribuiti alimentati elettricamente e in grado di garantire temperature analoghe alle temperature che si avrebbero negli ambienti di lavoro con l'investimento nella pompa di calore descritto nel paragrafo 2.1.1.

2.1.3. Valore e redditività dell'investimento

Il valore dell'investimento nella pompa di calore (scenario ToBe) e il valore dell'investimento nell'impianto fotovoltaico sono indipendenti, pertanto quantifichiamo separatamente le performance finanziaria dei due interventi⁷.

2.1.3.1. Investimento nella pompa di calore

Per l'analisi dell'investimento nella pompa di calore si considera un orizzonte temporale di 20 anni, coincidente con la vita utile della stessa.

L'investimento nella pompa di calore verrebbe effettuato alla fine del 2016, che d'ora in poi verrà denotato come anno 0.

Si considera un costo opportunità del capitale del 4%, come da le linee guida per l'analisi costi-benefici della Commissione Europea per il periodo 2014-2020 (EC, 2014).

⁷ Il valore dell'investimento congiunto sarà dato dalla somma dei valori dei singoli investimenti.

In ciascuno di questi 20 anni ipotizziamo che l'impianto di riscaldamento sia utilizzato nel periodo 1 ottobre – 15 aprile, che l'impianto di raffrescamento sia utilizzato nel periodo 15 aprile – 30 settembre⁸ e che gli impianti funzionino 12 h al giorno per 5 giorni a settimana⁹.

Il costo del metano è pari a 0,406€/m³ mentre i costi per l'energia elettrica sono riportati in Tabella 2.¹⁰

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0,163	0,168	0,161	0,162	0,161	0,160	0,182	0,158	0,154	0,158	0,164	0,171

Tabella 2 Costo mensile dell'energia elettrica, comprensivo di IVA e accise (CONSIP EE 13) espresso in €/kWh.

Scenario controfattuale BAU

Ipotizziamo che gli impianti termici distribuiti alimentati elettricamente nei quali si investe nello scenario BAU siano condizionatori d'aria per singolo ambiente di due tipologie: condizionatori da 9000 BTU e condizionatori da 12000 BTU. Il costo unitario di acquisto e installazione stimato per questi condizionatori è di 2.014€ e 2.285€ rispettivamente, l'assorbimento dei condizionatori è pari a 750W e 1000W per h rispettivamente e il numero complessivo di condizionatori installati nei 20 anni di valutazione dell'investimento è pari a 32 e 6 rispettivamente. Questi 38 condizionatori sono in grado di garantire temperature analoghe alle temperature che si avrebbero negli ambienti di lavoro con l'investimento nella pompa di calore descritto al paragrafo 2.1.1.

Assumiamo che quando i 38 condizionatori sono installati l'edificio F40 sia disconnesso dall'impianto di teleriscaldamento e che, di conseguenza, i consumi siano tutti e soli i consumi dei climatizzatori per singolo ambiente. Negli anni in cui l'installazione dei condizionatori non interessa ancora tutti gli ambienti, si ipotizza che i consumi dell'impianto di teleriscaldamento indotti dalle esigenze di climatizzazione dell'edificio F40 decrescano proporzionalmente al rapporto: numero di BTU installate/ totale BTU dei 38 condizionatori da installare nei 20 anni.

Si assume, inoltre, che negli ambienti nei quali sono stati installati i condizionatori le temperature siano pari alle temperature di set-point che si avrebbero in presenza di pompa di calore. In tutti gli altri ambienti, le temperature siano pari alle temperature medie correntemente rilevate nell'edificio (cfr. paragrafo 2.1.2.).

Il pattern di acquisto dei condizionatori è descritto in Tabella 3.

Tipo	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
9000 BTU	2	1	2	2	1	2	2	1	2	2	1	2
12000 BTU	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0

Tabella 3 Pattern di acquisto dei climatizzatori per singolo ambiente, espresso in numero di unità acquistate.

⁸ Questo dato è coerente con l'ipotesi che l'impianto di raffrescamento funzioni 111 giorni l'anno utilizzata nella per il dimensionamento della pompa di calore e per la stima dei consumi della stessa.

⁹ L'ipotesi che l'impianto di riscaldamento sia in funzione anche ad ottobre è stata introdotta per coerenza con la simulazione del funzionamento della pompa di calore, tuttavia il D.P.R. n. 412/93 indica come periodo di accensione degli impianti il periodo 1 novembre – 15 aprile. Al contrario, si seguono le indicazioni del D.P.R. n. 412/93 per la stima del numero di ore giornaliere nelle quali l'impianto è in funzione.

¹⁰ Nel documento, per brevità, sono riportate le informazioni di costo con precisione alla terza cifra decimale. Si consideri lo spreadsheet per informazioni di costo più dettagliate.

Si riportano in Tabella 4 il valore attuale netto (VAN) dell'investimento nello scenario BAU, il payback period (PBP), il payback period attualizzato (PBPa) e il tasso interno di rendimento (TIR)¹¹.

	Investimento iniziale To Be [€]	Valore attuale investimenti scenario controfattuale [€]	VAN [€]	TIR	PBP [anni]	PBPa [anni]
To Be vs DoMin	50.250	$M^{(a)}$	-85.048,8+M	n.d.	n.d.	n.d.
To Be vs BAU	50.250	56.214,01	-39.204,41	-3,56%	n.d.	n.d.
To Be vs DoMax	50.250	78.165,87	7.683,56	1%	0	0

^(a) M rappresenta il valore attuale dei costi della manutenzione straordinaria dell'impianto di teleriscaldamento.

Tabella 4 Performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore nei diversi scenari controfattuali.

Scenario controfattuale DoMin

Come anticipato in questo scenario si ipotizza che, qualora non fosse effettuato l'investimento nella pompa di calore, ENEA si limiterebbe ad effettuare interventi di manutenzione straordinaria in caso di malfunzionamento dell'impianto. Si denota con M il valore attuale di tutti gli interventi di manutenzione straordinaria effettuati. Sotto queste ipotesi il VAN dell'investimento, il PBP, il PBPa TIR sono riportati in Tabella 4.

Se immaginiamo i costi di manutenzione straordinaria siano uniformemente distribuiti negli anni, il livello minimo di questo costo annuo che renderebbe conveniente l'investimento nella pompa di calore sarebbe pari a 6.258,04 €.

Scenario controfattuale DoMax

In questo scenario assumiamo che all'anno 0 ENEA acquisti simultaneamente tutti i 38 condizionatori per singolo ambiente che vengono acquistati nel corso dei 20 anni nello scenario BAU. Considerando i dati di costo e di assorbimento riportati nello scenario BAU si ottengono gli indicatori riportati in Tabella 4.

I valori negativi del VAN ottenuti negli scenari DoMin e BAU segnalano che il valore attuale degli esborsi nel caso di investimento nella pompa di calore è maggiore del valore attuale dei corrispondenti esborsi. Tuttavia tale informazione non è sufficiente ad affermare che l'investimento nella pompa di calore non sarebbe conveniente. Infatti negli scenari controfattuali DoMin e BAU non tutti gli ambienti di lavoro risulterebbero climatizzati. Ciò porterebbe ad una perdita di produttività dei lavoratori dell'edificio F40 e quindi ad ulteriori costi per ENEA rispetto al caso di investimento nella pompa di calore (che garantirebbe la corretta climatizzazione di tutti gli ambienti) (cfr §2.1.5.).

2.1.3.2. Valore dell'investimento nell'impianto fotovoltaico

Per la valutazione degli effetti della installazione dell'impianto fotovoltaico precedentemente descritto, si assume che l'energia prodotta sia interamente assorbita dai carichi dell'edificio F40, si considera un orizzonte temporale di 20 anni e un costo opportunità del capitale del 4% (cfr paragrafo 2.1.3.1.). Gli indicatori di performance finanziaria dell'intervento sono riportati in Tabella 5.

¹¹ Se il segno dei flussi di cassa differenziali è lo stesso nei 20 anni non sono definiti né TIR né PBP(a) (n.d.).

VAN/€]	Investimento iniziale [€]	TIR	PBP [anni]	PBPa [anni]
73.039,75	58.500	16%	7,04	8,06

Tabella 5 Performance finanziaria dell'investimento nell'impianto fotovoltaico.

2.1.4. Analisi di sensitività

L'analisi di sensitività è orientata alla identificazione delle variabili critiche del progetto, ovvero quelle variabili la cui variazione ha un impatto significativo sulla performance finanziaria dell'investimento.

L'analisi è condotta incrementando una variabile alla volta. Si considerano critiche quelle variabili tali che una loro variazione di un punto percentuale (in valore assoluto) porta ad una variazione del VAN superiore all'1% (in valore assoluto)¹².

I risultati mostrano che, nel caso dell'investimento nell'impianto fotovoltaico, l'unica variabile critica è il costo dei kWh elettrici di energia per il centro di ricerche Casaccia (o equivalentemente la producibilità annua del pannello) e, in particolare, del costo dei kWh elettrici nei mesi estivi (tabelle. 6.a e 6.b).

Nel caso della pompa di calore, le variabili maggiormente critiche del modello sono il numero di ore e il numero di giorni di funzionamento dei climatizzatori per singoli ambienti. Questo rende l'ipotesi che i consumi simulati nel caso di funzionamento 7/7-24/24 siano equivalenti a consumi 5/7-12/24 particolarmente critica. Analogamente, le performance finanziarie risultano molto sensibili al costo dell'energia elettrica, soprattutto nel periodo invernale e, in misura inferiore (con l'eccezione dello scenario DoMax¹³), al costo della pompa di calore.

Analizzando i singoli scenari, emerge chiaramente che il VAN dello scenario DoMax è poco stabile, poiché ciascuna delle variabili del modello risulta critica per il valore dell'investimento. Al contrario, il VAN nel caso di scenario controfattuale DoMin è molto sensibile al prezzo dell'energia nei mesi invernali, mentre variazioni (isolate) dei livelli delle altre variabili coinvolte non producono effetti critici. Infine, nel caso di scenario controfattuale BAU, il costo del metano non influenza sensibilmente il livello del VAN, il costo dei climatizzatori per singolo ambiente è poco più alto della soglia di criticità, analogamente il costo della pompa di calore e della energia elettrica in estate risultano moderatamente critici, mentre si conferma la marcata sensibilità del risultato al costo della energia elettrica in inverno e ai consumi degli split per singolo ambiente.

La sensitività dei risultati al costo dei vettori termici suggerisce successivi approfondimenti e sviluppi dell'analisi volti a valutare gli effetti sulle performance finanziarie prodotti dai differenziali di accise sui due vettori.

¹² Per lo scenario DoMin si assume $M=0$.

¹³ Per il DoMax la sensibilità al prezzo della pompa di calore è maggiore della sensibilità al costo della energia elettrica.

Variabile	BAU	DoMAX	DoMIN
Prezzo dell'energia elettrica nei mesi estivi [€/kwh]	1,2%	3,2%	0,8%
Prezzo dell'energia elettrica nei mesi invernali [€/kwh]	-2,5%	-5,9%	-1,8%
Prezzo mensile dell'energia elettrica [€/kwh]	-1,3%	-2,6%	-0,9%
Prezzo del metano [€/mc]	0,6%	\	0,5%
Costo climatizzatori singolo ambiente	1,0%	10,2%	\
Assorbimento climatizzatori singolo ambiente	4,8%	-25,0%	\
Numero giorni funzionamento climatizzatori singolo ambiente	2,4%	35,2%	\
Costo Pompa di Calore	-1,3%	-6,5%	-0,6%

Variabile	PV
Costo pannello	-0,8%
Costo manutenzione e assicurazione pannello	-0,3%
Prezzo dell'energia elettrica nei mesi invernali [€/kwh]	0,9%
Prezzo dell'energia elettrica nei mesi estivi [€/kwh]	1,2%
Prezzo mensile dell'energia elettrica [€/kwh]	2,1%

Tabella 6 Nelle tabelle sono riportate le variazioni percentuali del VAN in corrispondenza di incrementi di 1% di alcune variabili del modello nei diversi scenari. Le bandierine rosse denotano le variabili molto critiche, le bandierine gialle le variabili critiche e le bandierine verdi le variabili non critiche.

Per completare l'analisi di sensitività della performance finanziaria dell'investimento riportiamo le variazioni percentuali del VAN dell'investimento per variazioni comprese fra il 5% e il 60% delle variabili coinvolte nella nostra analisi (tabelle 9,10,11,12).

Variazioni VAN Scenario DoMin					
Variazioni livello variabili	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi estivi [€/kwh]	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi invernali [€/kwh]	Prezzo mensile dell'energia elettrica [€/kwh]	Prezzo del metano [€/mc]	Costo pompa di calore
60%	49,6%	-105,3%	-55,7%	31,2%	-35,5%
55%	45,5%	-96,6%	-51,1%	28,6%	-32,5%
50%	41,4%	-87,8%	-46,4%	26,0%	-29,5%
45%	37,2%	-79,0%	-41,8%	23,4%	-26,6%
40%	33,1%	-70,2%	-37,1%	20,8%	-23,6%
35%	28,9%	-61,4%	-32,5%	18,2%	-20,7%
30%	24,8%	-52,7%	-27,9%	15,6%	-17,7%
25%	20,7%	-43,9%	-23,2%	13,0%	-14,8%
20%	16,5%	-35,1%	-18,6%	10,4%	-11,8%
15%	12,4%	-26,3%	-13,9%	7,8%	-8,9%
10%	8,3%	-17,6%	-9,3%	5,2%	-5,9%
5%	4,1%	-8,8%	-4,6%	2,6%	-3,0%

Tabella 7 Analisi di sensitività VAN, scenario DoMin.

Variazioni VAN Scenario BAU

Variazioni livello variabili	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi estivi [€/kwh]	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi invernali [€/kwh]	Prezzo mensile dell'energia elettrica [€/kwh]	Prezzo del metano [€/mc]	Costo climatizzatori singolo ambiente	Assorbimento climatizzatori singolo ambiente	Numero giorni funzionamento climatizzatori singolo ambiente	Costo pompa di calore
60%	73,9%	-151,2%	-77,3%	36,4%	57,8%	142,2%		-76,9%
55%	67,7%	-138,6%	-70,9%	33,4%	53,0%	130,3%		-70,5%
50%	61,6%	-126,0%	-64,4%	30,3%	48,2%	118,5%	296,2%	-64,1%
45%	55,4%	-113,4%	-58,0%	27,3%	43,4%	106,6%	261,2%	-57,7%
40%	49,3%	-100,8%	-51,6%	24,3%	38,6%	94,8%	227,5%	-51,3%
35%	43,1%	-88,2%	-45,1%	21,2%	33,7%	82,9%	194,9%	-44,9%
30%	37,0%	-75,6%	-38,7%	18,2%	28,9%	71,1%	163,5%	-38,5%
25%	30,8%	-63,0%	-32,2%	15,2%	24,1%	59,2%	133,3%	-32,0%
20%	24,6%	-50,4%	-25,8%	12,1%	19,3%	47,4%	104,3%	-25,6%
15%	18,5%	-37,8%	-19,3%	9,1%	14,5%	35,5%	76,4%	-19,2%
10%	12,3%	-25,2%	-12,9%	6,1%	9,6%	23,7%	49,8%	-12,8%
5%	6,2%	-12,6%	-6,4%	3,0%	4,8%	11,8%	24,3%	-6,4%

Variabili

Tabella 8 Analisi di sensitività VAN, scenario BAU.

Variazioni VAN Scenario DoMax

Variazioni livello variabili	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi estivi [€/kwh]	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi invernali [€/kwh]	Prezzo mensile dell'energia elettrica [€/kwh]	Costo climatizzatori singolo ambiente	Assorbimento climatizzatori singolo ambiente	Numero giorni funzionamento climatizzatori singolo ambiente	Costo pompa di calore
60%	193,5%	-351,5%	-158,0%	610,4%	1498,6%		-392,4%
55%	177,4%	-322,2%	-144,8%	559,5%	1373,8%		-359,7%
50%	161,3%	-292,9%	-131,7%	508,7%	1248,9%	3122,2%	-327,0%
45%	145,1%	-263,6%	-118,5%	457,8%	1124,0%	2753,8%	-294,3%
40%	129,0%	-234,3%	-105,3%	406,9%	999,1%	2397,8%	-261,6%
35%	112,9%	-205,1%	-92,2%	356,1%	874,2%	2054,4%	-228,9%
30%	96,8%	-175,8%	-79,0%	305,2%	749,3%	1723,4%	-196,2%
25%	80,6%	-146,5%	-65,8%	254,3%	624,4%	1405,0%	-163,5%
20%	64,5%	-117,2%	-52,7%	203,5%	499,5%	1099,0%	-130,8%
15%	48,4%	-87,9%	-39,5%	152,6%	374,7%	805,5%	-98,1%
10%	32,3%	-58,6%	-26,3%	101,7%	249,8%	524,5%	-65,4%
5%	16,1%	-29,3%	-13,2%	50,9%	124,9%	256,0%	-32,7%

Variabili

Tabella 9 Analisi di sensitività VAN, scenario DoMax.

PV						
Variazioni livello variabili	60%	-48,1%	-17,1%	51,7%	73,5%	125,1%
	55%	-44,1%	-15,7%	47,4%	67,3%	114,7%
	50%	-40,0%	-14,2%	43,1%	61,2%	104,3%
	45%	-36,0%	-12,8%	38,8%	55,1%	93,9%
	40%	-32,0%	-11,4%	34,4%	49,0%	83,4%
	35%	-28,0%	-10,0%	30,1%	42,9%	73,0%
	30%	-24,0%	-8,5%	25,8%	36,7%	62,6%
	25%	-20,0%	-7,1%	21,5%	30,6%	52,1%
	20%	-16,0%	-5,7%	17,2%	24,5%	41,7%
	15%	-12,0%	-4,3%	12,9%	18,4%	31,3%
	10%	-8,0%	-2,8%	8,6%	12,2%	20,9%
	5%	-4,0%	-1,4%	4,3%	6,1%	10,4%
		Costo pannello	Costo manutenzione e assicurazione pannello	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi invernali [€/kwh]	Prezzo dell'energia elettrica nei mesi estivi [€/kwh]	Prezzo mensile dell'energia elettrica [€/kwh]
Variabili						

Tabella 10 Analisi di sensitività VAN, investimento nell'impianto fotovoltaico.

2.1.5. Effetti non monetari: la perdita di produttività del personale

L'analisi della performance finanziaria proposta nei precedenti paragrafi si è basata sul confronto fra il valore attuale cumulato dei costi della pompa di calore e il valore attuale cumulato dei costi negli scenari controfattuali.

Tuttavia gli scenari controfattuali DoMin e BAU sono caratterizzati da un livello medio di temperatura degli ambienti di lavoro (alcuni ambienti di lavoro nel caso BAU) diversi dalle temperature di 21°C (inverno) e 25°C (estate) che la pompa di calore potrebbe garantire. In assenza di climatizzatore per singolo ambiente, la temperatura media dello scenario controfattuale si discosta dalle temperature di set-point della pompa di calore di 0,33°C in inverno e di 1,86°C in estate.

La letteratura sulla climatizzazione degli ambienti di lavoro ha mostrato che la temperatura influenza il livello di produttività dei dipendenti (Kosonen e Tan, 2004, Wyon, 1996).

In particolare, Kosonen e Tan (2004) hanno stimato che, data una temperatura neutrale di 21°C, un incremento della temperatura di 2°C induce una perdita di produttività pari al 23,2% per i soggetti che stanno svolgendo una attività di tipo "lettura" e pari a 10,1% per chi è impegnato in una attività tipo "scrittura". Kosonen e Tan (2004) stimano che il valore monetario di tale perdita di produttività sia pari a US\$ 3000 nel caso di una retribuzione annua di US\$ 25.000 del lavoratore e a US\$ 10.000 nel caso di una retribuzione annua di US\$ 75.000.

Integriamo una stima monetaria degli effetti della perdita di produttività nella nostra analisi delle performance della pompa di calore.

Assumiamo che la perdita di produttività associata al differenziale di temperatura di 0.33°C, che si realizzerebbe in inverno negli ambienti non dotati di climatizzatori elettrici nello scenario controfattuale, produca effetti trascurabili sulla produttività dei dipendenti. Infatti, l'entità di tale scostamento è molto ridotta e potrebbe essere dovuta ad errori di misurazione.

Consideriamo, invece, la perdita di produttività dovuta allo scostamento di 1,86°C che si registrerebbe nel periodo estivo. Kosonen e Tan (2004) stimano che, per uno scostamento 1,86°C rispetto ad una temperatura neutrale di 25°C, il costo della perdita di produttività per un lavoratore che percepisce un salario di US\$ 25.000 è pari circa al 12% del salario¹⁴.

Consideriamo, negli scenari DoMin e BAU, (i) un costo della perdita di produttività per i soggetti che lavorano in ambienti di lavoro privi di condizionatore elettrico pari al 12% del salario; (ii) un numero medio di soggetti che lavorano nell'edificio F40 pari a 38¹⁵ e (iii) uno stipendio medio annuo dei dipendenti pari a 30.000€. Le performance finanziarie dell'investimento sono riportate in Tabella 11.

Il VAN passa da negativo a positivo e l'incremento è del 1171% nello scenario BAU e del 1002% nello scenario DoMin. Il livello di questi incrementi è pari, rispettivamente, a 7,8 e 14,6 volte l'entità dell'investimento nella pompa di calore.

To Be vs BAU				To Be vs DoMin			
VAN{€}	TIR	PBP [anni]	PBPa [anni]	VAN{€}	TIR	PBP [anni]	PBPa [anni]
419.923,12	108,7%	1,91	2,88	767.064,72	120%	2,84	2,87

Tabella 11 Performance finanziaria in presenza di perdita di produttività dei lavoratori.

Si riporta in Tabella 12 l'analisi di sensitività dell'effetto delle ipotesi sul numero medio di dipendenti e sullo stipendio medio dei lavoratori. I risultati evidenziano che entrambe queste variabili sono critiche.

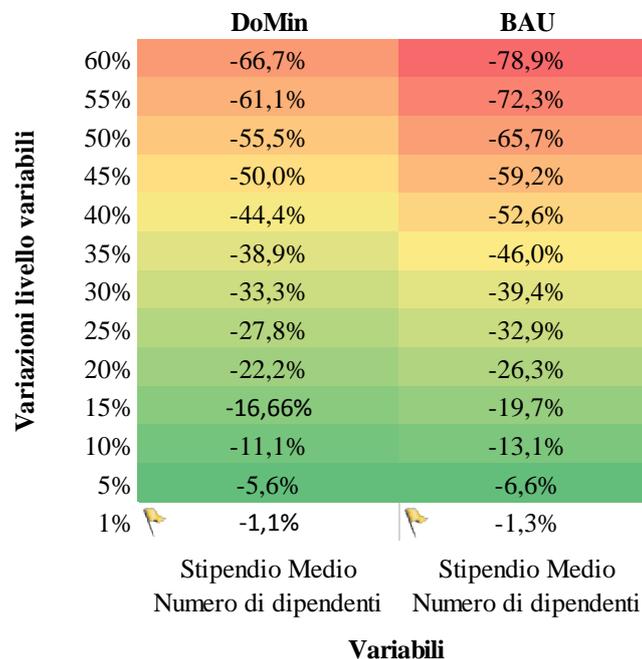


Tabella 12 Analisi di sensitività del VAN alle variazioni delle ipotesi sul numero medio di dipendenti e sul salario medio percepito. Le bandierine gialle denotano le variabili critiche. Per la struttura del modello l'effetto dell'ipotesi sullo stipendio medio e dell'ipotesi sul numero medio di dipendenti è lo stesso.

¹⁴ Kosonen e Tan (2004), Figura 7.

¹⁵ Si tratta della moda del numero di presenti rilevati a partire dai dati dei badge dei dipendenti dell'edificio nel periodo 2015/2016.

2.1.6. Effetti fiscali

La legge di Stabilità 2016¹⁶ ha prorogato i meccanismi di agevolazione e detrazione fiscale in ambito IRPEF e IRES per interventi di riqualificazione energetica di edifici preesistenti.

Il progetto sottoposto ad analisi, rientra nel quadro normativo che disciplina tali forme di benefici fiscali. In particolare, le detrazioni sono riconosciute se le spese sono state sostenute per:

La riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento;

Miglioramento termico dell'edificio;

Installazione di pannelli solari;

La sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Le detrazioni, da ripartire in dieci rate annuali di pari importo, sono riconosciute nelle seguenti misure:

65% delle spese sostenute dal 6 Giugno 2013 al 31 Dicembre 2016;

35% delle spese sostenute dal 1° Gennaio 2017.

Tali detrazioni sono soggette a massimali cumulabili indicati nella Tabella 13.

Detrazione massima per tipologia di intervento (in Euro)

Tipo di intervento	Detrazione massima
riqualificazione energetica edifici esistenti	100.000
installazione pannelli solari	60.000
sostituzione impianti climatizzazione invernale	30.000

Tabella 13 Massimali cumulabili sulle detrazioni fiscali per tipologia di intervento.

Nel quadro della presente analisi Costi-Benefici, valutazioni di natura fiscale si inseriscono specificatamente all'intervento considerato e solo relativamente alle detrazioni ottenibili ai sensi di legge. Questa analisi di tipo parziale è dovuta alla specialità del ruolo giuridico che ricopre ENEA nel processo di accertamento dei requisiti di coloro che richiedono i benefici fiscali.

Rimanendo comunque in un'ottica di confronto con scenari controfattuali, proponiamo di seguito la spesa al netto degli incentivi nello scenario To Be e nei tre casi alternativi DoMAX, BAU e DoMin, differenziando per la data di avvio dei lavori in quanto è prevista un cambio di aliquota (tabelle 16-17).

Ai fini del pagamento, tale spesa netta deve essere suddivisa in 10 rate di importo uguale.

¹⁶ Legge n. 208 del 28 Dicembre 2015.

Scenari

	To Be	DoMax	BAU	DoMin
Spesa TOTALE di intervento	58.500,00	78.166,06	57.061,22	0,00
Agevolazione Fiscale	65%	65%	65%	65%
Ritenuta sui bonifici	8%	8%	8%	8%
SPESA NETTA	25.155	33.611,41	24.016,67	0

Tabella 14 Quadro Riassuntivo delle detrazioni fiscali nello scenario To Be e nei tre scenari controfattuali. Data di avvio del progetto precedente al 1° Gennaio 2017.

Scenari

	To Be	DoMax	BAU	DoMin
Spesa TOTALE di intervento	58.500,00	78.166,06	57.061,22	0,00
Agevolazione Fiscale	35%	35%	35%	35%
Ritenuta sui bonifici	8%	8%	8%	8%
SPESA NETTA	42.705	57.061,22	41.654,69	0

Tabella 15: Quadro riassuntivo detrazioni fiscali nello scenario To Be e nei tre scenari controfattuali. Data di avvio del progetto successiva al 1° Gennaio 2017

Una volta tenuto conto degli sgravi fiscali, possiamo concludere che:

Se l'investimento viene effettuato entro l'anno 2016 si ha una riduzione sostanziale della spesa. In particolare, usufruendo dell'aliquota del 65% si risparmiano:

17.550€ nello scenario To Be;

23.450€ nello scenario DoMax;

17.638€ nello scenario BAU;

A prescindere dalla data di avvio del progetto, si evince che la spesa totale al netto delle detrazioni fiscali risulta altamente paragonabile negli scenari To Be e BAU. Nello specifico, l'intervento To Be risulta più oneroso dello scenario BAU di:

1.138,33 € se l'intervento viene effettuato entro l'anno corrente;

1.050,31€ se l'intervento viene effettuato successivamente.

In tabella 33 vengono riportati i VAN dell'investimento nella pompa di calore al netto dei benefici fiscali ed il valore attuale della riduzione di spesa.

2.1.7. Demand Response

La letteratura ha fornito diverse definizioni del demand response (DR) (cfr. tabella 16). In generale, possiamo affermare che, con il termine demand response, si denota il cambiamento intenzionale da parte del cliente (demand) del normale profilo di carico in risposta (response) a particolari segnali economici (e.g. segnali di prezzo, bonus incentivanti, aggregazione della generazione distribuita e dei carichi e congestione della rete). Il DR produce una variazione dei profili di consumo ma non necessariamente ad una riduzione del livello complessivo dei consumi.

Fonte	Definizione
Albadi and El-Saadany (2008)	"DR includes all intentional electricity consumption pattern modifications by end-use customers that are intended to alter the timing, level of instantaneous demand, or total electricity consumption."
Torriti et al. (2010)	"Demand Response refers to a wide range of action which can be taken at the customer side of electricity meter in response to particular conditions within the electricity system (such as peak period network congestion or high prices)".
Greening (2010)	"The very broad definition of demand response includes both modification of electricity consumption by consumers in response to price and the implementation of more energy efficient technologies."
ACER (2012)	"Changes in electric usage by end-use consumers from their normal load pattern in response to change in electricity price and/or incentive payments designed to adjust electricity usage, or in response to the acceptance of the consumer's bid, including through aggregation"
US Department of Energy (2006)	"Changes in electric usage by end-use customer from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized "

Tabella 16 Alcune definizioni di demand response (cfr. Eid, 2016).

Il DR costituisce un caso particolare del Demand Side Management (DSM), termine che si riferisce in generale alle misure per l'incremento dell'efficienza del sistema elettrico lato consumo.

Sono state proposte diverse tassonomie del demand response. Una delle classificazioni distingue fra due macrocategorie di programmi: price-based e incentive-based (Tabella 17).

Categoria di programma DR	Esempi
<i>Incentive-based</i>	<i>Direct control, interruptible/curtailable programs, demand bidding, emergency DR, capacity market, ancillary services market</i>
<i>Price-based</i>	<i>Time of Use pricing (TOU); Critical Peak Pricing (CPP); Real-time Pricing (RTP); Extreme-day pricing</i>

Tabella 17 *Tassonomia dei programmi DR.*

Il DR produce benefici per i consumatori che partecipano ai programmi (e.g. risparmi in bolletta o bonus), benefici per l'intero mercato elettrico (e.g. riduzione del prezzo dell'energia risultante dall'uso più efficiente delle infrastrutture, riduzione della volatilità del prezzo dell'energia, incremento della capacità disponibile, differimento degli investimenti in capacità, incremento della affidabilità del sistema elettrico) (Albadi e El-Saadany, 2008). Tuttavia, tali benefici dipendono fortemente dal tipo di programma implementato, dalle caratteristiche del programma, dalla tipologia di consumatori e dal contesto nazionale nel quale vengono implementati. Inoltre, la scarsità di esperienze di DR e di dati sulle sue performance rende difficile la stima del livello dei benefici.

Data la scarsità di dati, nella nostra analisi finanziaria, ci limiteremo a condurre un'analisi preliminare degli effetti del DR assumendo che lo stesso induca un risparmio fisso percentuale, α , sul costo unitario dell'energia. A partire dalla letteratura e dalle stime dei practitioner in vari contesti (cfr Tabella 18), assumiamo che $\alpha \in \{3\%, 5\%, 7\%, 10\%\}$. Tale risparmio si applica sia ai consumi di energia della pompa di calore che ai consumi di energia degli scenari controfattuali. Sostanzialmente stiamo assumendo che non cambino i consumi di energia, ma che cambi il profilo di carico con spostamento di alcuni consumi in fasce oraria nelle quali il costo dell'energia è inferiore, oppure, alternativamente, stiamo assumendo che i segnali economici forniti dal DR inducano una riduzione dei consumi di energia che producono lo stesso risparmio percentuale sulla spesa annuale per l'energia elettrica negli scenari controfattuali e nel caso di investimento nella pompa di calore.

Fonte	% consumo	% costo	Scope
www.energy-pool.eu		3%-10%	Industriale e dei servizi
Torriti (2015)		10% (UK) 2,2% (Italia)	Residenziale (ToU)
Breadley et al. (2015)	5%-15%		Heating/cooling
Siano e Siarno (2016)		9%-10%	Residenziale
Torriti et al. (2010)	9%		Industriale
Pinson e Madsen (2014)	5%		Residenziale

Tabella 18 *Risparmio sul costo dell'energia indotto dal DR.*

	BAU		DoMin		DoMax	
	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR
$\alpha = 3\%$	-37.668,38	-3,26%	-82679,89	n.d.	8290,534	0,33%
$\alpha = 5\%$	-36.667,69	-3,06%	-81100,65	n.d.	8695,18	0,13%
$\alpha = 7\%$	-35.677,69	-2,87%	-79521,42	n.d.	9099,826	-0,01%
$\alpha = 10\%$	-34.150,97	-2,57%	-77152,56	n.d.	9706,795	-0,39%

Tabella 19 Performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore in presenza di DR, quando la DR garantisce un risparmio α sul costo dell'energia.

I risultati dell'analisi finanziaria con DR, riportati in Tabella 19, mostrano che la DR migliora le performance finanziarie dell'investimento nella pompa di calore in ogni scenario e che, in valore assoluto, i maggiori benefici si manifestano nell'ipotesi di scenario controfattuale DoMin, coerentemente con il fatto che lo scenario DoMin è lo scenario controfattuale con minori consumi di energia elettrica¹⁷.

2.2. Esternalità ambientali

Come già accennato, il 75% delle risorse energetiche impiegate dagli impianti di climatizzazione è di origine fossile e, in alcuni paesi, gli impianti sono responsabili del 75% delle emissioni di particolati.

Inoltre, l'Unione Europea si sta sempre di più impegnando¹⁸ in una graduale riduzione dei gas serra in vista degli obiettivi internazionali sulla mitigazione del Cambiamento Climatico.

Risulta dunque doveroso ampliare la presente analisi includendo anche gli effetti economici e ambientali del progetto, sia in termini assoluti, sia relativamente agli scenari controfattuali considerati.

2.2.1. Dall'impianto attuale all'intervento To Be

Nel passaggio da una fonte energetica a gas metano all'energia elettrica, la riduzione di CO₂ (espressa in tonnellate di CO₂ equivalenti) è pressoché del 100%. Pertanto, si ha un abbattimento sostanzialmente completo.

Nel nostro caso particolare, l'impianto attuale genera 15.603,12 tonnellate di CO₂ l'anno di cui il 99,8% sono imputabili al consumo invernale di energia termica che è alimentato a gas metano (cfr. Tabella 20).

¹⁷ Per l'incidenza percentuale dei benefici, si faccia riferimento all'analisi di produttività.

¹⁸ L'Accordo di Parigi sul Clima, adottato il 12/12/2015 e firmato il 22/04/2016 da 170 paesi, tra cui i paesi Membri dell'UE, rappresenta la più recente dichiarazione d'intenti della Comunità Internazionale sul tema della mitigazione dei gas serra.

Consumi impianto attuale			Emissioni CO2			
Stagione	Energia termica (MWh)	Vettore energetico	Consumo metano (mc)	fattore di emissione CO2 (t/St mc) (t/MWh)	fattore di ossidazione	Emissioni totali (t CO2 eq)
Inverno	64	metano	8000,0000	1,9570	0,9950	15577,72
Estate	60,191	elettrico	0	0,422 ¹⁹	-	25,400602

Tabella 20 Emissioni di CO2 dell'impianto attuale

Nello scenario To Be, basandoci sui valori della simulazione, otteniamo un risparmio di CO2 del 99,7% che, in termini assoluti, corrisponde a una riduzione di 15.564 tonnellate di CO2 all'anno (come raffigurato nella Tabella 21).

Consumi post sostituzione impianto			Emissioni CO2			
Stagione	Energia termica (MWh)	Vettore energetico	Consumo elettricità (MWh)	Emissione CO2 (t/MWh)	Totale Emissioni (t CO2 eq)	Risparmio CO2 (%) per stagione
Inverno	64	Elettricità	25,6	0,422	10,8032	99,93
Estate	155	Elettricità	67	0,422	28,274	-11,31

Confronto

Risparmio annuale CO2 (%)	Riduzione CO2
99,75	15.564,04

Tabella 21 Emissioni CO2 nel caso To Be e confronto con impianto attuale

¹⁹ Il coefficiente di emissione di CO2 da energia elettrica è basato sul mix di fonti a livello nazionale.

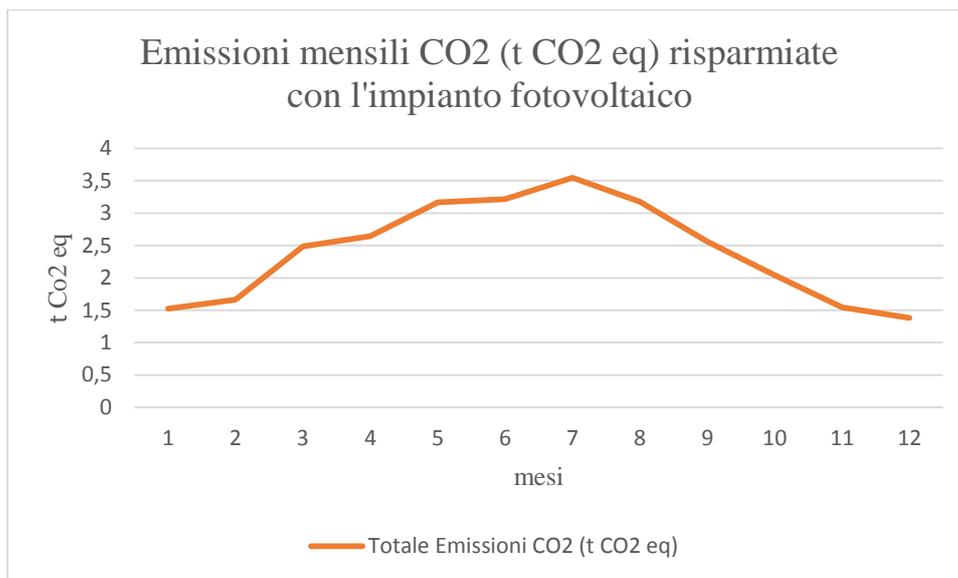


Figura 1

Sulla base della simulazione dei consumi energetici mensili con il nuovo impianto, possiamo stimare la quantità di CO2 risparmiata in ogni mese. Il grafico in Figura 1 mostra il pattern mensile delle emissioni di CO2 che si avrebbe emesso se i MWh consumati fossero alimentati da energia elettrica comprata dalla rete nazionale. Al fine di dare una valutazione economica e sociale del risparmio di CO2, proponiamo due differenti criteri:

- Il primo criterio, suggerito dalla Commissione Europea per analisi costi-benefici riguardanti le emissioni di gas serra, si basa su una valutazione monetaria complessiva delle emissioni di CO2. Il valore in euro associato ad una tonnellata di CO2, pertanto, consiste in una stima globale degli effetti di tipo economico-sociale associato ad un incremento marginale di CO2.
- Il secondo criterio, basato su studi precedenti presenti in letteratura²⁰, si configura come una valutazione più puntuale degli effetti marginali delle emissioni su specifiche variabili di interesse economico e sociale.

Per quanto riguarda il primo criterio, la Commissione Europea suggerisce di individuare 3 scenari, modulati in gravità, riguardo il costo monetario di una tonnellata di CO2:

- nel caso di gravità media (indicato come "Scenario Base"), si assume che il costo di una tonnellata di CO2 sia di 25€ a cui si aggiunge un trend annuale di 1€;
- nello "Scenario Grave" si assume che il costo di CO2 sia di 40€/t con un'addizionale annua di 2€;
- infine, lo "Scenario Lieve", prevede un costo di 10€/t e un trend annuo di 0,5€.

In tutti e tre gli scenari, consideriamo un orizzonte temporale di 20 anni²¹ e un tasso di sconto sociale del 5%²².

²⁰ Z. Makuck, I. Kountouris, E F. Tan Loh, 2014, *Unlocking the hidden value of carbon offsetting*, ICROA, Imperial College London;

Scenari	costo unitario CO2 (€/t)	Addizionale annua (€/t)	Riduzione del Costo Totale di CO2 attualizzato su 20 anni (€)
Base	25	1	6.381.938
Grave	40	2	10.824.251
Lieve	10	0,5	2.706.062,80

Tabella 22 Valore economico della riduzione di CO2 nello scenario To Be rispetto all'impianto attuale.

Come visto in precedenza nella Tabella 21, l'installazione del nuovo impianto garantirebbe una riduzione delle emissioni di CO2 pari a circa 15.560 tonnellate.

In termini economici, questo abbattimento garantisce una riduzione del costo sociale delle emissioni, in misura tanto maggiore quanto più elevato è il costo unitario di una singola tonnellata di CO2.

È importante sottolineare che anche considerando lo scenario Lieve, per cui il costo unitario di CO2 è più basso, si ha comunque una riduzione del costo sociale superiore ai 2 milioni e 700 mila Euro (cfr. Tabella 22).

Per completare l'analisi e per dare una misurazione degli effetti sociali della riduzione di emissioni ottenuta con il nuovo impianto, si fa riferimento al secondo criterio di valutazione²³.

Questa metodologia permette di dare una quantificazione monetaria degli effetti esterni di una tonnellata di CO2 su variabili economiche e sociali quali:

- Creazione di nuovi posti di lavoro;
- Tempo risparmiato per gruppo familiare all'anno;
- *Capacity building*;
- Sviluppo di nuove infrastrutture;
- Biodiversità ed ecosistema.

Nella Figura 2 vengono riportati i valori monetari unitari (espressi in Dollari) di una riduzione marginale di CO2, sulla base dello studio condotto da ICROA.

²¹ Il periodo di stoccaggio dei gas serra nell'atmosfera è in media di 30/35 anni. Al fine di allineare i risultati con l'analisi Costi-benefici condotta in precedenza, si è preferito ridurre l'orizzonte temporale a 20 anni.

²² Per valutazioni di carattere ambientale, la letteratura suggerisce di adottare un tasso di sconto che rifletta le preferenze intertemporali della società piuttosto che di ENEA. In particolare, si suggerisce un intervallo di valori che varia dal 3,5% al 5%. Dal momento che l'orizzonte temporale di riferimento è ridotto di 15 anni rispetto a quanto si propone in letteratura, si è proceduto scontando per il tasso più alto. Tuttavia, lo spreadsheet allegato al presente *summary*, permette di modificare la parametrizzazione per un'analisi di sensitività.

²³ Si fa riferimento al lavoro condotto da Imperial College in collaborazione con ICROA adattato al nostro caso con il metodo "benefits transfer".

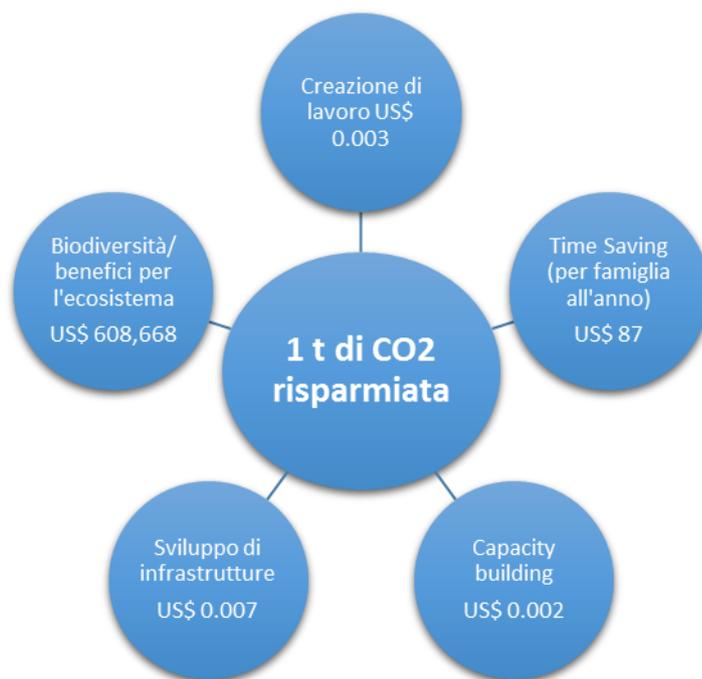


Figura 2 Guadagni in US \$ (anno di riferimento 2014) derivanti dalla riduzione marginale di CO2

In Tabella 24, invece, vengono riportati i guadagni in Euro derivanti dall’implementazione del nuovo impianto e relativamente alle variabili di interesse.

Benefici della riduzione di CO2 dovuta al nuovo impianto (€)²⁴

riduzione CO2 (t)	Creazione di lavoro (€)	Tempo guadagnato (per famiglia all'anno)(€)	capacity building(€)	sviluppo di infrastrutture(€)	biodiversità/benefici per l'ecosistema (€)	Beneficio Totale (€)
15564,043	42,02	1.213.995,39	28,02	98,05	8.520.146,46	9.734.309,94

Tabella 23 Beneficio in Euro su variabili sociali derivanti dalla riduzione di CO2. Scenario To Be.

Adottando il secondo criterio, il beneficio totale derivante dall’abbattimento di CO2 con il nuovo impianto è paragonabile a quello dello scenario Grave del criterio della Commissione Europea. Inoltre, i benefici maggiori si registrano nel campo della salvaguardia della biodiversità e dell’ecosistema ma sono rilevanti anche sul valore che gli individui danno al loro tempo.

2.2.2. To Be vs DoMax

In questo e nei paragrafi seguenti, andremo a comparare gli effetti ambientali del nuovo impianto rispetto ai 3 scenari controfattuali descritti nella sezione 2.1.1

²⁴ Il valore in Euro è considerato sulla base del tasso di cambio €/€ registrato il 13/07/2016 sul sito www.ecb.europa.eu

Lo scenario DoMax, per le cui specifiche si fa riferimento al paragrafo 2.1.2, prevede un abbattimento di CO2 del 6,25% annuo superiore allo scenario To Be (cfr. tabella 25).

Scenario DoMax

Consumi Pompa di Calore				Emissioni CO2	
Consumo annua Energia termica (MWh)	Vettore energetico	fattore di emissione CO2 (t/St mc) (t/MWh)	Emissioni totali (t CO2 eq)	Risparmio annuale CO2 (%)	Riduzione CO2
86,4	Elettricità	0,4220	36,4608	-6,25	-2,2788

24 Emissioni CO2 nello scenario DoMax e confronto con intervento To Be.

Tuttavia, come evidenziato anche dall'analisi finanziaria e fiscale, questa riduzione delle emissioni non compensa i costi associati a questo scenario (cfr. Tabella 26).

Scenari	costo unitario CO2 (€/t)	Addizionale annua (€/t)	Riduzione del Costo Totale di CO2 attualizzato su 20 anni (€)
Base	25	1	-934
Grave	40	2	-1.585
Lieve	10	0,5	-396,21

Tabella 25 Valore economico della riduzione di CO2 nello scenario To Be rispetto a DoMax.

Passiamo ora a considerare gli effetti economici seguendo la stessa metodologia adottata nel paragrafo precedente.

Benefici della riduzione di CO2 nel confronto To Be vs DoMax (€)²⁵

riduzione CO2 (t)	Creazione di lavoro	Tempo guadagnato (per famiglia all'anno)	capacity building	sviluppo di infrastrutture	biodiversità/ benefici per l'ecosistema	Beneficio Totale (€)
-2,28	-0,006	-177,75	-0,004	-0,015	-1.247,47	-1.425,24

Tabella 26 Costo sociale dell'eccesso di CO2 prodotta dall'intervento To Be rispetto allo scenario DoMax.

In termini economico-sociali, l'impatto negativo per la società di 2,2 tonnellate di CO2 è in totale pari a 1.425€ (cfr. tabella 27). Si può quindi concludere che rispetto allo scenario DoMax, l'intervento ToBe non ha un impatto significativo sulle emissioni e può considerarsi come uno scenario abbastanza equivalente.

²⁵ Vedi nota 22. I valori marginali sono gli stessi riportati in Tabella 25.

2.2.3. To Be vs DoMin

Lo scenario DoMin rappresenta una situazione di totale inerzia. Rispetto a questo scenario, un qualunque intervento migliorativo dell'impianto di riscaldamento e di refrigeramento comporta un beneficio consistente in termini di emissioni di CO2.

Nello specifico, l'intervento To Be permette di risparmiare 15 mila tonnellate e mezzo di CO2 ogni anno, che in termini percentuali rappresenta circa il 100% (cfr. Tabella 28).

Scenario DoMin

Consumi Pompa di Calore				Emissioni CO2		
Stagione	Energia termica (MWh)	Vettore energetico	Consumo metano (mc)	fattore di emissione CO2 (t/St mc) (t/MWh)	fattore di ossidazione	Emissioni totali (t CO2 eq)
Inverno	67	metano	8000	1,957	0,995	15.577,72
Estate	60,191	elettrico	0	0,422	0	25,4

Confronto con To Be

Risparmio annuale CO2 (%)	Riduzione CO2
99,75	15.564,4

Tabella 27 Emissioni CO2 scenario DoMin e confronto con scenario ToBe

Dal punto di vista del beneficio economico derivante dall'abbattimento delle emissioni, riportiamo in Tabella 29 i valori risultanti dal primo criterio e in Tabella 30 il beneficio riguardante variabili economico-sociali, che fanno riferimento al criterio 2.

Scenari	Costo unitario CO2 (€/t)	Addizionale annua (€/t)	Riduzione del Costo Totale di CO2 attualizzato su 20 anni (€)
Base	25	1	6.382.076
Grave	40	2	10.824.486
Lieve	10	0,5	2.706.121,50

Tabella 28 Beneficio Economico riduzione CO2 di un intervento del tipo To Be rispetto a uno scenario DoMin.

Benefici della riduzione di CO2 nel confronto To Be vs DoMin (€)

Riduzione CO2 (t)	Creazione di lavoro	Tempo guadagnato (per famiglia all'anno)	capacity building	sviluppo di infrastrutture	biodiversità/ benefici per l'ecosistema	Beneficio Totale (€)
15564,38	42,02383	1.214.022	28,01589	98,0556	8.520.331,27	9.734.521

Tabella 29 Benefici di tipo economico-sociale derivanti dalla riduzione di CO2 rispetto al caso DoMin.

Si nota facilmente che il confronto tra To Be e DoMin porta a conclusioni molto simili al confronto tra To Be e impianto attuale. Il beneficio economico derivante dall'abbattimento è molto elevato dato che si ha una riduzione pressochè totale delle emissioni.

2.2.4. To Be vs BAU

Nello scenario Business as Usual, si considera l'investimento di 32 split da 900 BTU e 6 split da 1200 BTU nell'arco di 20 anni. Sulla base del consumo in kWh, nell'orizzonte temporale considerato si emettono in media all'anno 20,87 tonnellate di CO2. Rispetto a questo scenario controfattuale, l'intervento To Be garantirebbe un risparmio medio annuo di 17,86 tonnellate di CO2.

Riportiamo di seguito le valutazioni di tipo economico relative alla riduzione delle emissioni dell'impianto To Be rispetto allo scenario BAU (cfr. tabelle 33 e 34).

Scenari	Costo unitario CO2 (€/t)	Addizionale annua (€/t)	Costo totale attualizzato su 20 anni (€)
Base	25	1	8.135
Grave	40	2	13.569
Lieve	10	0,5	3.392,16

Tabella 30 Beneficio derivante dalla riduzione di CO2 dell'intervento To Be rispetto allo scenario BAU. Criterio Commissione Europea.

Benefici della riduzione di CO2 nel confronto To Be vs BAU(€)

Creazione di lavoro	Tempo guadagnato (per famiglia all'anno)	capacity building	sviluppo di infrastrutture	biodiversità/ benefici per l'ecosistema	Beneficio Totale (€)
0,96	27.694,58	0,64	2,24	194.368,00	222.066,41

Tabella 31 Beneficio in termini economico-sociali derivanti dalla riduzione di CO2 rispetto allo scenario BAU. I valori mostrati in tabella sono i valori cumulati dello scenario a 20 anni attualizzati all'anno zero.

3. Conclusioni

L'efficienza e la sostenibilità di del riscaldamento e del raffreddamento sono considerati dall'Unione Europea elementi chiave per ridurre i costi per le famiglie e le imprese, nonché le esternalità ambientali. Una delle politiche per il raggiungimento di questi obiettivi è l'integrazione della climatizzazione in un sistema elettrico *smart* e decarbonizzato.

In questo contesto la nostra analisi si è focalizzata sulla valutazione dei costi e dei benefici prodotti dall'investimento congiunto in un impianto fotovoltaico con producibilità annuale di 68.573 MWh e in una pompa di calore per il soddisfacimento del fabbisogno termico e frigorifero dell'edificio F40 del centro di ricerche *Casaccia* di Enea. Attualmente l'edificio è collegato al sistema di teleriscaldamento del centro di ricerche, il quale è in funzione dal 1983, e non è dotato di alcun impianto fotovoltaico.

La valutazione dell'investimento nella pompa di calore è stata effettuata ipotizzando tre scenari controfattuali alternativi: uno scenario pessimistico (DoMin) nel quale si ipotizza che si continuerebbe esclusivamente ad investire la manutenzione straordinaria dell'impianto esistente; uno scenario ottimistico (DoMax) nel quale si ipotizza che, in assenza di una politica di intervento centralizzato, ciascun ambiente del centro di ricerche ENEA sarebbe immediatamente dotato di un condizionatore autonomo e uno scenario inerziale (BAU) nel quale si ipotizza che, progressivamente, nel corso di un ventennio, sempre in assenza di un piano di investimenti centralizzato, i singoli ambienti dell'edificio F40 sarebbero dotati di condizionatori autonomi.

La Tabella 33 riporta e sintetizza i risultati dell'analisi finanziaria.

L'analisi delle performance finanziarie dell'investimento ha suggerito che, se si considerano esclusivamente gli esborsi per acquisire e/o utilizzare i sistemi di climatizzazione nei diversi scenari controfattuali e nello scenario di acquisto della pompa di calore, il valore dell'investimento nella pompa di calore è limitato (DoMax) o addirittura negativo (BAU e DoMin). Tuttavia, tale risultato è dovuto al fatto che negli scenari controfattuali DoMin e BAU non sarebbero garantite temperature adeguate degli ambienti di lavoro. Infatti, se si include nell'analisi il costo della perdita di produttività dei dipendenti indotto dalle temperature inadeguate dell'ambiente di lavoro, si rileva che il valore dell'investimento nella pompa di calore è pari a 8-15 volte l'investimento iniziale richiesto.

Analogamente, nello scenario DoMax, pur immaginando che negli uffici sia sempre garantita una temperatura adeguata, si avrebbe basso comfort termico negli spazi comuni (e.g. corridoi e bagni). Quindi, seppure il confronto diretto fra i costi di investimento e funzionamento dello scenario DoMax e dello scenario di acquisto della pompa di calore evidenzia che i benefici prodotti della pompa di calore sono limitati, per valutare correttamente la performance dell'investimento si dovrebbe tenere conto delle diverse prestazioni dei due impianti.

L'analisi di sensitività della performance finanziaria dell'investimento nella pompa di calore ha mostrato che le variabili maggiormente critiche del modello sono il numero di ore e il numero di giorni di funzionamento dei climatizzatori per singoli ambienti. Questo rende l'ipotesi che i consumi simulati per la pompa di calore nel caso di funzionamento 7/7-24/24 siano equivalenti ai consumi 5/7-12/24 particolarmente critica. Analogamente, le performance finanziarie risultano molto sensibili al costo dell'energia elettrica, soprattutto nel periodo invernale e, in misura inferiore, al costo di acquisto e installazione della pompa di calore. A livello di singolo scenario, emerge chiaramente che il valore del VAN nello scenario DoMax è poco stabile, infatti, ciascuna delle variabili del modello produce un effetto critico sul suo livello. Al contrario, il VAN nel caso di scenario controfattuale DoMin è molto sensibile al prezzo dell'energia nei mesi invernali, mentre variazioni (isolate) dei livelli delle altre variabili coinvolte non producono effetti critici. Infine, nel caso di scenario controfattuale BAU, il costo del metano non influenza sensibilmente il livello del VAN, il costo dei climatizzatori per singolo ambiente è poco più alto della soglia di

criticità e, analogamente, il costo della pompa di calore (acquisto e installazione) e dell'energia elettrica in estate risultano moderatamente critici, mentre si conferma la marcata sensibilità del risultato al costo della energia elettrica in inverno.

La valutazione dell'investimento nell'impianto fotovoltaico ha mostrato che lo stesso produrrebbe un valore pari a circa 1,25 volte l'investimento iniziale, tuttavia il PBP dell'investimento è piuttosto elevato (8 anni). Questi risultati sono particolarmente sensibili al costo dei kWh elettrici per l'investitore (o equivalentemente alla producibilità annua del pannello) e, in particolare, al costo dei kWh elettrici assorbiti nei mesi estivi.

Come valutazione complessiva dell'investimento, una volta tenuto conto degli sgravi fiscali ottenibili per questo tipo di progetto, possiamo concludere che:

Se l'investimento viene effettuato entro l'anno 2016 si ha una riduzione sostanziale della spesa. In particolare, usufruendo dell'aliquota del 65% si risparmiano in valore attuale:

- 21.219,08 € nello scenario To Be;
- 28.352,34€ nello scenario DoMax;
- 39.827,81€ nello scenario BAU.

A prescindere dalla data di avvio del progetto, si evince che la spesa totale al netto delle detrazioni fiscali risulta altamente paragonabile negli scenari To Be e BAU. Nello specifico, in valore attuale, l'intervento To Be risulta più oneroso dello scenario BAU di:

- 18.608,73 € se l'intervento viene effettuato entro l'anno corrente;
- 5.013,24€ se l'intervento viene effettuato successivamente.

In tabella 33 vengono riportati i VAN dell'investimento nella pompa di calore al netto dei benefici fiscali.

Dal punto di vista delle esternalità ambientali, in particolare relativamente alla quantità di CO₂ emessa, l'investimento in fotovoltaico garantisce un abbattimento completo delle emissioni rispetto all'impianto attuale e rispetto agli scenari DoMin e BAU.

Dal confronto con lo scenario DoMax, l'investimento To Be determina un aumento delle emissioni ma in misura estremamente ridotta (+ 6,25% all'anno).

Al fine di valutare gli effetti economici e sociali di questa riduzione di CO₂, sono stati adottati due criteri. Il primo criterio, suggerito dalla Commissione Europea per l'analisi costi-benefici sulle esternalità ambientali, si basa su una valutazione monetaria complessiva delle emissioni di CO₂. Il valore in euro associato ad una tonnellata di CO₂, pertanto, consiste in una stima globale degli effetti di tipo economico-sociale associato ad un incremento marginale di CO₂. La commissione suggerisce di considerare 3 scenari di differente gravità. La nostra analisi mostra che anche nel caso di più lieve gravità, in cui il costo unitario di CO₂ è il più basso, l'abbattimento delle emissioni dovute al fotovoltaico genera un risparmio di costo sociale estremamente elevato (oltre 2 milioni e mezzo di Euro se come controfattuale consideriamo l'impianto attuale o lo scenario DoMin, 220 mila Euro se confrontato con BAU). Il risparmio di costo arriva a toccare picchi di 10 milioni Euro se si considera lo scenario di più elevata gravità.

Il secondo criterio di valutazione si configura come una valutazione più puntuale degli effetti marginali delle emissioni su specifiche variabili di interesse economico e sociale quali la creazione di lavoro, il tempo risparmiato per ogni famiglia all'anno, *capacity building*, creazione di infrastrutture e effetti sulla biodiversità e sull'ambiente. I parametri relativi agli effetti marginali della riduzione di CO₂ su queste variabili sono stati presi da precedenti studi condotti da ICROA e Imperial College di Londra e riportati in Tabella 25.

Una volta adattati questi parametri al nostro studio, si evince che il beneficio totale derivante dall'implementazione del fotovoltaico è paragonabile in valore allo scenario di più elevata gravità del primo

criterio. Inoltre, la maggior parte del beneficio si registra in termini di salvaguardia di biodiversità e ambiente ma anche di tempo risparmiato per famiglia all'anno.

In aggiunta, si nota facilmente che il confronto tra To Be e DoMin porta a conclusioni molto simili al confronto tra To Be e impianto attuale. Il beneficio economico derivante dall'abbattimento è molto elevato in entrambi i casi dato che si ha una riduzione pressoché totale delle emissioni.

INVESTIMENTO POMPA CALORE	ToBe	DoMin	BAU	DoMax
investimento	50.250 €	M	56.214,01	78.165,87
		ToBe vs DoMin	ToBe vs BAU	ToBe vs DoMax
VAN		€-85.048,8+M	-39.204,41 €	7.683,56 €
effetto della perdita di produttività del personale: Δ VAN		852.113,52 €	459.127,53 €	-
effetti DR: variazione % VAN se -5% €/kWh		4,6%	6,4%	13,2%
INVESTIMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO				
investimento	58.500 €			
VAN	73.039,75 €			
TIR	16%			
PBP	7,04 anni			
PBP _a	8,06 anni			
EFFETTI FISCALI (spesa al netto delle agevolazioni)				
Valore attuale dei benefici fiscali implementazione entro il 2016	21.219,08	0,00	39.827,81	28.352,341
VAN pompa di calore con effetti fiscali*		-63.829,67	-57.813,14	550,31
Valore attuale dei benefici fiscali dopo il 2016	36.023,08	0,00	41.036,32	48.133,03
VAN pompa di calore con effetti fiscali*		-49.025,66	-44.217,65	-4.426,398
ESTERNALITA' AMBIENTALI (FOTOVOLTAICO)	ToBe	ToBe vs DoMin	ToBe vs BAU	ToBe vs DoMax
Risparmio di costo sociale in € (criterio 1)	2,7 – 10,8 mln €	2,7 – 10,8 mln €	8.135 – 13.569€	-396-1585 €
Risparmio di costo sociale in € (criterio 2)	9,7 mln €	9.734.521	222.066	-1.425 €

Tabella 32 Sintesi dei risultati: performance finanziaria, effetti fiscali, esternalità.

**Senza considerare gli effetti della perdita di produttività*

4. Riferimenti bibliografici

- ACER (2012), Framework Guidelines on Electricity Balancing (2012) Ljubljana. Available from: http://www.acer.europa.eu/official_documents/public_consultations/closed%20public%20consultations/dfgeb2012e004_pc_docs/initial%20impact%20assessment.pdf
- Agenzia delle Entrate, *Circolare n. 36 19/12/2013*;
- Albadi, M. H., El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric power systems research*, 78(11), 1989-1996.
- C. Artioli, et al., 2013, *Una mappa delle emissioni specifiche e del costo medio di generazione di diversi mix elettrici*, ENEA, Report RdS/2013/062;
- Comodi, G., Fonti, A., Giantomassi, A., Polonara, F., Longhi, S. (2014). Sviluppo di un simulatore di edifici orientato alla gestione attiva della domanda.
- DEFRA, (2012), *Guidelines to Defra / DECC's GHG Conversion Factors for Company Reporting: Methodology Paper for Emission Factors*, PB 13792;
- Del Prà M., (2011), *le imposte sull'energia elettrica*, Energia Elettrica e Norme Fiscali.
- Decreto legislativo n. 50 18/04/2016*, Gazzetta Ufficiale della Repubblica;
- DL. N95 06/07/2012, Art.23 quater*, Gazzetta Ufficiale della Repubblica;
- Eid, C., Koliou, E., Valles, M., Reneses, J., Hakvoort, R. (2016). Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps. *Utilities Policy*.
- European Commission (EC) (2014). Guide to cost-benefit analysis of Investment projects.
- European Commission (EC) (2016). Comunicazione della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni - Una strategia dell'UE in materia di riscaldamento e raffreddamento.
- Greening L. A (2010) Demand response resources: who is responsible for implementation in a deregulated market? *Energy*, 35, pp. 1518–1525 <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.12.013>
- Kosonen, R., e Tan, F. (2004). Assessment of productivity loss in air-conditioned buildings using PMV index. *Energy and Buildings*, 36(10), 987-993.
- Legge 7/08/2012 n. 135*, Gazzetta Ufficiale della Repubblica;
- Makuck Z., Kountouris I., Tan Loh F., (2014), *Unlocking the hidden value of carbon offsetting*, ICROA, Imperial College London;
- Ministero Economia e Finanza (MEF) (2010). I beni mobili di proprietà dello Stato Rinnovazione degli inventari e istruzioni operative, Luglio.
- Pinson, P., & Madsen, H. (2014). Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 686-699.
- Siano, P., Sarno, D. (2016). Assessing the benefits of residential demand response in a real time distribution energy market. *Applied Energy*, 161, 533-551.
- Torriti, J., Hassan, M. G., Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575-1583
- Torriti, J., (2015). Dynamic electricity tariffs: will they do the job? Workshop on Status, Barriers and Incentives to Demand Response in EU Member States Brussels.

US Department of Energy (2006). Benefits Of Demand Response In Electricity Markets And Recommendations For Achieving Them. Available from: [http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them Report to Congress.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf).

Weisser, D., (2007), *A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies*: Energy, v. 32, iss. 9, 17 p. ;

Wyon, D.P. (1996). Indoor environmental effects on productivity. IAQ 96 Paths to better building environments/Keynote address, Y. Kevin. Atlanta, ASHRAE, pp. 5–15.

5. Abbreviazioni ed acronimi

- Bau** Scenario controfattuale nel quale si ipotizza che si replicheranno nei prossimi 20 anni investimenti analoghi a quelli effettuati negli ultime 8 anni. In questo scenario si assume che, pur in assenza di una strategia centralizzata orientata all'ammodernamento/sostituzione dell'impianto di teleriscaldamento, annualmente vengano realizzate delle iniziative di investimento in impianti termici distribuiti alimentati elettricamente. Queste iniziative sono autonome e indipendenti le une dalle altre.
- DoMax** Scenario controfattuale nel quale si ipotizza che l'azienda doti immediatamente l'edificio F40 di impianti termici distribuiti alimentati elettricamente e in grado di garantire temperature analoghe alle temperature che si avrebbero negli ambienti di lavoro con l'investimento nella pompa di calore
- DoMin** Scenario controfattuale nel quale si ipotizza che non sia programmato alcun intervento di sostituzione o ammodernamento dell'impianto di teleriscaldamento. L'azienda si limita ad effettuare degli interventi di manutenzione straordinaria nei casi di mal funzionamento dell'impianto.
- DR** Demand response
- DSM** Demand Side Management
- PBP** Payback Period
- PBP_a** Payback Period attualizzato
- TIR** Tasso interno di rendimento
- VAN** Valore attuale netto