

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



TESI DI LAUREA

La remunerazione degli investimenti nel settore della distribuzione elettrica

Relatore: CH. MO PROF. ARTURO LORENZONI

Laureando: MATTEO GUGOLATI

Anno Accademico 2010/2011

4.3. Struttura del modello “base”	50
4.4. Struttura del modello “evoluzione”.....	62
4.4.1. Differenze per l’utente tra il modello “base” e il modello “evoluzione”.....	66
4.5. Analisi di casi reali.....	70
Conclusioni.....	75
Ringraziamenti.....	79
Bibliografia.....	81
Allegato 1.....	83
Allegato 2.....	101

Sommario

Al fine di valutare, secondo le disposizioni del sistema regolatorio italiano, gli oneri riconosciuti agli operatori del settore della distribuzione elettrica in relazione ad investimenti attuati dagli stessi per la manutenzione e lo sviluppo della rete, si è realizzato un modello di valutazione che, dopo aver affrontato un'analisi del sistema tariffario e perequativo alla base della remunerazione del servizio di distribuzione, determinando i flussi di cassa generati dagli investimenti permette la valutazione della loro economicità e redditività, sulla base della definizione di alcuni indicatori economici quali in VAN, l'IRR e il Payback Period.

L'indagine svolta e i risultati ottenuti mettono in luce i pregi e i difetti del sistema regolatorio in vigore, e gli strumenti che l'Autorità intende attuare per migliorarlo.

Introduzione:

Il settore della distribuzione elettrica costituisce un monopolio naturale, ossia un settore di mercato ove i costi sostenuti da una sola impresa nel produrre l'intera quantità o il servizio domandato sono inferiori a quelli che sosterebbero due o più imprese contemporaneamente presenti sul mercato.

Per tale motivo, e visto l'interesse nazionale che ricopre, la distribuzione elettrica è stata solo parzialmente interessata dal processo di liberalizzazione che ha investito il settore elettrico italiano alla fine degli anni novanta. Non si realizza dunque in un regime di libero mercato, ma è invece svolta da alcuni operatori a seguito di concessioni rilasciate dallo Stato.

Operando in un contesto di forte regolamentazione, che definisce quali debbono essere i ricavi ammessi all'impresa per la copertura dei costi derivanti dall'erogazione del servizio, la remunerazione dei costi operativi e degli investimenti effettuati avviene tramite un sistema tariffario e perequativo.

Si è realizzato un modello di valutazione che, attraverso l'analisi dei flussi di cassa, si pone l'obiettivo di valutare gli oneri riconosciuti attraverso il sistema regolatorio vigente nel contesto italiano alle imprese proprietarie e gestori della rete di distribuzione, a fronte di investimenti effettuati per la realizzazione di interventi di sviluppo e di manutenzione.

Il metodo dei flussi di cassa permette la determinazione di alcuni parametri economici quali il VAN, IRR e il Payback Period, che costituiscono gli indicatori maggiormente utilizzati nell'analisi di un piano economico-finanziario.

Nel primo capitolo è presentata la struttura del sistema elettrico italiano con una trattazione della sua storia ed evoluzione e nella parte finale è riportata la storia del gruppo AGSM Verona presso il quale è stato realizzato il modello.

Nel secondo capitolo è trattato il sistema tariffario italiano soffermandosi in particolar modo su quelle tariffe di interesse per il settore della distribuzione. Oltre all'individuazione delle varie componenti tariffarie ci si è soffermati sulla logica che sta alla base della loro determinazione.

Nel terzo capitolo si sono descritti i meccanismi perequativi che costituiscono misure compensative della differenza tra i costi realmente sostenuti e quelli riconosciuti a livello nazionale tramite le tariffe agli operatori del settore della distribuzione, tendenti a garantire un'equa economicità e redditività del servizio svolto.

Nel quarto capitolo è riportata una descrizione del modello di valutazione degli investimenti nel sistema regolatorio vigente. Il modello consente di valutare l'economicità e la redditività dell'investimento tramite la determinazione dei flussi di cassa generatisi dalla attuazione dello stesso e la definizione dei parametri economici VAN (valore attuale netto), TIR (tasso interno di rendimento) e Payback Period.

Nel primo allegato sono riportate alcune tabelle della deliberazione 348/07 dell'AEEG citate in merito alle tariffe.

Nel secondo allegato sono presentate le tabelle di valutazione riassuntive di alcuni casi reali valutati.

Il sistema elettrico italiano

1.1 La struttura del sistema elettrico:

Con “sistema elettrico” si intende un insieme organico di vari sottosistemi interconnessi e cooperanti tra loro:

- Sistema di Generazione o Produzione. Il primo anello della catena si pone come obiettivo la produzione di energia per il cliente finale. È costituito dall’insieme degli impianti che producono energia elettrica trasformando l’energia prelevata da altre fonti.
 - Impianti termoelettrici (a olio combustibile, a carbone o a gas)
 - Impianti idroelettrici (trasformano in elettrica l’energia potenziale e cinetica delle masse d’acqua)
 - Impianti geotermici (sfruttano i vapori provenienti da sorgenti di acqua calda presenti nel sottosuolo)
 - Impianti nucleari
 - Impianti eolici (trasformano in energia elettrica l’energia posseduta dalle masse d’aria in movimento)
 - Impianti fotovoltaici (utilizzanti l’energia solare)

Nel sistema italiano alle va considerata anche l’attività di importazione.

Come nota storica si ricorda che l’attività di produzione ebbe inizio nel 1870 grazie all’accoppiamento della dinamo alla turbina idraulica ed invece la prima centrale termoelettrica nacque a Pearl Street a New York nel 1882 per rifornire la prima rete di illuminazione pubblica.

- Sistema di Trasmissione. In base all’art 2 della legge 79/99 è l’attività di trasporto e trasformazione dell’energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell’energia autoprodotta. Il sistema di trasmissione si compone quindi di linee elettriche (aeree o interrate), tralicci e stazioni che collegano fra di loro i grandi centri di produzione ai grandi centri di carico.

Nell’esercizio dell’attività di trasmissione è compresa anche l’attività di dispacciamento, vale a dire l’attività di gestione istantanea dei flussi di energia sulla rete, questa funzione è dovuta dalla natura dell’energia elettrica che non essendo immagazzinabile necessita di un equilibrio costante tra produzione e consumo.
- Sistema di Distribuzione. Anello finale della rete di consegna dell’energia elettrica, la distribuzione ha il compito di consegnare in modo capillare l’energia al cliente finale. Solitamente è composta da linee di alta, media e bassa tensione, cabine primarie, cabine secondarie, sezionatori, interruttori e strumenti di misura.
- Sistema di vendita: insieme delle strutture tecniche e commerciali che si interfacciano all’utente finale.

1.2 Breve storia del sistema elettrico italiano e della sua evoluzione.

La struttura del sistema elettrico italiano ha subito alla fine degli anni novanta un profondo mutamento dovuto al processo di liberalizzazione portato dal decreto legislativo n°79 emanato il 16 marzo 1999, noto come decreto “Bersani”, dal nome dell’Ministro dell’Industria, del Commercio, dell’Artigianato e del Turismo dell’epoca. Fino a quel momento il sistema era regolato dalla legge n°1643 del 6 dicembre del 1962, che prevedeva l’istituzione dell’ENEL (Ente Nazionale per l’Energia Elettrica) attribuendole “il compito di esercitare sul territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell’energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta”. I successivi interventi normativi (legge 29 maggio 1982 n°308, legge 7 agosto 1982 n°529, legge 9 gennaio 1991 n°9, legge 9 gennaio 1991 n°10) avevano inciso sul settore della produzione dell’energia elettrica non intaccando il quadro normativo riguardante la trasformazione, distribuzione e vendita ; attività che erano rimaste di competenza esclusiva dell’ENEL.

Prima del decreto Bersani l’assetto del sistema elettrico ricalcava dunque quello di un modello “verticalmente integrato”. In pratica vi era la presenza di un solo operatore (l’ENEL) proprietario e gestore quasi esclusivo dell’intero sistema nazionale di produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell’energia. Questa concezione del sistema aveva consentito l’elettrificazione delle aree rurali e lo sviluppo industriale nella seconda metà del ventesimo secolo,

a scapito però dell’efficienza. Al fine di fotografare come era la situazione italiana basta analizzare i dati riportati di seguito, suddivisi per ambito:

- Generazione: l’ENEL era proprietario della quota parte delle centrali che producevano il 73% dell’energia elettrica italiana (con l’importazione che era a suo esclusivo appannaggio)
- Trasmissione: la rete di altissima tensione era posseduta e gestita al 100% dall’Enel mentre quella ad alta tensione lo era al 95%.
- Distribuzione: il 93% della rete di distribuzione nazionale era gestito dall’ENEL mentre il restante 7% era in mano delle municipalizzate
- Vendita: ad eccezione del 7% di fornitura nazionale in mano alle municipalizzate il restante parco utenti poteva comprare l’energia solamente dall’ENEL.

Con la liberalizzazione avvenuta ne 1999 (recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE del parlamento e del Consiglio Europeo del 19 dicembre 1996) si è imposta la separazione societaria dei diversi ambiti che costituiscono il sistema elettrico nazionale:

- Generazione ed importazione: queste attività sono entrate in un regime di libero mercato. Al fine di rendere realizzabile tale disposizione si è obbligata l’Enel alla vendita di alcuni impianti di produzione. Infatti in base a quanto sancito dall’articolo 3 del decreto Bersani, a partire dal 1 gennaio del 2003, nessun soggetto poteva produrre o importare, direttamente o indirettamente, una quota superiore al 50% dell’energia prodotta ed importata in Italia. La quota del parco di produzione gestita da Enel è circa del 40%, il restante 60% è suddiviso principalmente tra Edison, Sorgenia, A2A e Gruppo Iride.

- Trasmissione e dispacciamento: queste attività, essendo di interesse nazionale e costituendo un monopolio naturale, non sono libere ma sottoposte ad una regolamentazione che prevede la presenza di un di un unico gestore della rete di trasmissione nazionale il quale ha l'obbligo di garantire a tutte le imprese che ne facciano richiesta l'accesso alla rete ottenendone come corrispettivo il pagamento di una tariffa di trasporto dell'energia. Attualmente il ruolo di gestore unico è affidato a "Terna Rete Elettrica Nazionale s.p.a."
- Distribuzione: essendo anche questa attività considerata di interesse nazionale e costituente un monopolio naturale, essa non è svolta in regime di libero mercato, ma è lo Stato che tramite gare pubbliche affida la concessione a degli operatori. Tali concessioni dovevano, secondo l'art. 9, essere rilasciate entro il 31 marzo 2001 con scadenza il 31 dicembre 2030. I soggetti costituenti imprese distributrici (se sono di grandi dimensioni) non possono vendere l'energia ma devono limitarsi all'attività di distribuzione. Questa disposizione è riportata nel decreto legge n°73/07 che impone ai distributori locali con più di 100.000 clienti finali una separazione societaria e funzionale tra le attività di vendita e di distribuzione. Nella realtà tutto ciò ha comportato che le grandi aziende di produzione e di vendita costituissero società separate per la distribuzione (questo è anche il caso di AGSM Verona).
- Vendita: tale attività sono svolte in un regime di mercato libero (l'unica limitazione è quella suddetta per le imprese distributrici)

Per attuare il processo di liberalizzazione si è dovuto integrare l'assetto normativo:

- Legge n°481/95 "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione dell'Autorità di regolazione dei servizi pubblici." (istituzione dell'Autorità ha posato le basi per l'attuazione della liberalizzazione)
Questa legge, al primo articolo, si pone la finalità di promuovere la concorrenza e l'efficienza nei servizi di pubblica utilità garantendo allo stesso tempo ai soggetti che forniscono tali servizi adeguati livelli di economicità e redditività.
A tal fine viene definito un sistema tariffario che, secondo il pensiero del legislatore, deve essere certo, trasparente e basato su criteri predefiniti. La tariffa definita è intesa come prezzo massimo del servizio al netto delle imposte.
Di particolare rilievo è quanto riportato nell'articolo successivo riguardante l'istituzione delle Autorità (per il settore elettrico è l'AEEG, Autorità per l'energia elettrica e il gas) che svolge un ruolo fondamentale di regolazione e di controllo del settore di propria competenza: l'Autorità stabilisce ed aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, i parametri per la determinazione delle tariffe, al fine di assicurare la stessa qualità efficienza e diffusione sul territorio nazionale, ed inoltre definisce le modalità per il recupero dei costi sostenuti nell'interesse generale. La modalità di aggiornamento delle tariffe segue il metodo del "price-cap", inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo di tempo pluriennale. In questo aggiornamento è considerato il tasso ISTAT di variazione

medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati e un tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.

L'articolo 3 della suddetta legge riporta altre disposizioni relative all'autorità per l'energia elettrica e il gas e altre disposizioni concernenti il settore elettrico.

- Delibera 29 dicembre 2007 n. 348/07 (Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

In questa delibera l'AEEG sancisce meccanismi tariffari e perequativi al fine di consentire l'adeguata remunerazione alle imprese operanti nel settore elettrico (in Allegato 1 sono riportati tali parametri tariffari).

Questo contesto normativo ha determinato l'evoluzione del gruppo di AGSM Verona nell'ultimo decennio.

1.3 Storia del gruppo AGSM Verona

Le basi per la nascita di AGSM si ebbero all'inizio nel 1879 quando il Consiglio Comunale di Verona deliberò la costruzione del canale industriale, con la realizzazione della diga del Chievo.

I successivi studi per la realizzazione della rete elettrica di distribuzione si concretizzarono nel 1898 con la nascita della prima Azienda Elettrica Comunale, che doveva sopperire alle esigenze dei più importanti servizi pubblici e delle piccole imprese locali. Nel 1923 si assistette alla nascita l'Azienda Autonoma dell'Acquedotto e nel 1929 l'amministrazione comunale decise di municipalizzare il servizio gas, fino ad allora gestito da una società privata, costituendo così l'Azienda del Gas. Nel 1931 dal raggruppamento di queste tre imprese si ebbe la nascita di AGSM, che aveva quindi in gestione i servizi comunali relativi all'energia elettrica, all'acqua potabile e al gas. Negli anni successivi vennero realizzate importanti opere: negli anni '50 e '60 la diga di Specchieri in Vallarsa (TN), le centrali idroelettriche di Maso Corona, Valbona e San Colombano e la centrale termoelettrica di Ponti sul Mincio (MN) e, nel corso degli anni '80 e primi anni '90, si realizzarono gli impianti di cogenerazione di Forte Procolo, Golosine, Banchette, Centro Città e Borgo Trento. Nel 23 dicembre 1996 AGSM divenne un' "azienda speciale" grazie alla deliberazione n.158. Il 1999 fu un anno di svolta, con l'introduzione del decreto Bersani e la costituzione della Società Energia SRL per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei (come definito dal decreto). Nello stesso anno fu costituita anche la società AGSM Trasmissione SRL, cui venne conferito un complesso di beni, tra i quali gli elettrodotti costituenti la rete elettrica ad alta tensione inseriti nell'elenco degli impianti rientranti nella Rete di Trasmissione Nazionale, e a cui venne affidato il compito di svolgere le attività di esercizio, manutenzione e sviluppo di tali elettrodotti sulla base delle istruzioni impartite da TERNA. Sempre nello stesso anno la società passò da "azienda speciale" a "società per azioni". Nel 2002 sfruttando quanto previsto dal decreto Bersani all'art 9, si ebbe l'acquisizione da ENEL Distribuzione S.p.A. del ramo di azienda relativo alla distribuzione di energia elettrica nei comuni di Verona e

Grezzana (tale articolo 9 prevedeva infatti che “le società di distribuzione partecipate dagli enti locali possono chiedere all’ENEL s.p.a. la cessione dei rami d’azienda dedicati all’esercizio dell’attività di distribuzione nei comuni nei quali le predette società servono almeno il venti per cento delle utenze). Nei primi anni del nuovo millennio, la Società investì anche nelle energie rinnovabili. Si citano come esempi l’entrata in produzione del parco eolico Monte Vitalba, l’ammodernamento della centrale idroelettrica ad acqua fluente di Tombetta, la realizzazione di un impianto fotovoltaico integrato alla Stadio Bentegodi, il rinnovo e potenziamento dell’impianto fotovoltaico di Zambelli nel comune di Bosco Chiesanuova. Nell’aprile 2009 AGSM costituì AGSM Distribuzione Srl alla quale affidava la gestione delle reti distribuzione e degli apparati di misura. Di seguito è riportato lo schema societario attuale del Gruppo.



fig. 1.1 Schema societario del gruppo AGSM

Il sistema tariffario italiano

2.1 Corrispettivo dovuto dal cliente finale

Le tariffe costituiscono, assieme ai meccanismi perequativi, uno degli strumenti attuati dall’Autorità al fine di consentire alle imprese che operano nel settore elettrico la remunerazione dei costi sostenuti. Vista la suddivisione della filiera elettrica creatasi con l’attuazione del decreto Bersani, è sorta la necessità di un frazionamento del corrispettivo dovuto dal cliente finale al fine di adottare una logica di corrispondenza dei prezzi ai costi e quindi vi è il tentativo di retribuire gli oneri ai soggetti che realmente li hanno sostenuti. Il costo per il cliente finale sarà quindi dato dalla sommatoria di una quota energia, una quota relativa al servizio di rete, una quota riguardante gli oneri generali del sistema e infine tutte le tasse e le imposte annesse.

La quota che maggiormente influenza l’importo totale della bolletta è la quota energia che corrisponde a circa il 60% del corrispettivo totale. Tale quota è posta a copertura dei costi sostenuti dal venditore per l’acquisto e la vendita dell’energia al cliente finale. Il costo dell’energia consumata non è univoco, il cliente finale può avvalersi di due opzioni: il libero mercato oppure il servizio di maggior tutela (o salvaguardia per le utenze MT). Nel primo caso il prezzo dell’energia è definito dal singolo fornitore del libero mercato, nel secondo invece i corrispettivi sono definiti dall’Autorità e aggiornati indicizzandoli al prezzo dei mercati internazionali. È da ricordare come dal primo luglio 2010 siano entrate in vigore nuove tariffe biorarie sui prezzi dell’energia, per i clienti in regime di maggior tutela (mentre prima questa opzione era facoltativa), tale regime prevede un prezzo maggiore durante le ore di maggior carico della rete.

La quota dei servizi di rete ha un’influenza complessiva circa del 15%, a copertura dei costi delle prestazioni e delle infrastrutture che permettono la distribuzione dell’energia dai centri di produzione all’utente finale. Queste componenti tariffarie sono sancite dall’Autorità, essendo questo settore in regime di monopolio e sono omogenee a livello nazionale.

Gli oneri di sistema incidono per il 7% e si compongono delle componenti A,UC ed MCT, tali componenti saranno illustrate nei paragrafi seguenti.

Infine il 14% è costituito dall’accisa (o imposta erariale di consumo) e dall’IVA.

2.2 Definizione delle tariffe

Come riportato nel capitolo precedente, l’attuazione del processo di liberalizzazione avvenuta con la deliberazione 79/99 (decreto Bersani) ha introdotto nel settore della distribuzione la presenza di operatori che agiscono su concessione statale affidata tramite gara pubblica. Tali imprese, operando in una condizione di monopolio naturale, vedono regolamentata dall’Autorità la struttura dei propri ricavi ammessi.

Per garantire l’economicità e la redditività del servizio di distribuzione svolto vengono definite dall’art. 2 comma 17 della legge 481/95 delle tariffe da intendersi come i “prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte”. La determinazione di tali tariffe viene effettuata dall’Autorità in modo da (secondo quanto riportato nella legge 481/95 all’art. 2):

- garantire il recupero della qualità del servizio rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale;
- riconoscere i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- riconoscere i costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Oltre alla definizione delle tariffe secondo i suddetti obiettivi all'Autorità spetta anche il compito di definire metodologie per l'aggiornamento delle stesse che tengano conto dell'impatto inflazionistico nel mercato e dell'impatto sulle imprese degli oneri derivanti da misure a contenuto sociale.

L'Autorità determina l'ammontare delle componenti tariffarie sulla base dei costi medi forniti dai diversi esercenti, che sono tenuti a comunicare a tal fine i dati fisici ed economici (legge 481/95 art. 2 comma 20).

Nello specifico le voci che influenzano la determinazione delle tariffe sono:

1. Costi operativi
2. Ammortamenti
3. Remunerazione del capitale investito

I costi operativi sono ricavabili dall'Autorità richiedendo ai singoli operatori i conti annuali separati.

I costi operativi vengono definiti come i costi sostenuti, rilevati e documentabili (per esempio i costi del personale, i costi per i materiali di consumo e i costi per i servizi da terzi).

Tali costi, secondo quanto disposto dall'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, sono sottoposti al meccanismo del *price cap* (a partire dal terzo periodo di regolazione esso si applica esclusivamente a questi costi).

Il meccanismo del *price cap* è un meccanismo conosciuto in letteratura come regolamentazione incentivante, ed è finalizzato a stimolare la riduzione dei costi tramite la regolamentazione dei prezzi. Tale metodo prevede la determinazione di un "tetto" massimo ai prezzi che possono essere richiesti dall'impresa all'utenza e l'aggiornamento di tale prezzo sulla base di un indice di recupero dell'efficienza (X-factor), e ad un indice di prezzi al consumo estraneo all'industria determinato dall'ISTAT. Con il metodo citato le imprese devono produrre a livelli di crescita superiori al livello minimo richiesto.

A livello matematico, dopo aver fissato il prezzo P_n per un anno di riferimento n , dato dal rapporto tra i costi sostenuti e la quantità prodotta, per l'anno $n+1$ viene applicata la seguente formula:

$$P_{n+1} = P_n(1 + rpi - X)$$

Dove:

rpi = tasso di inflazione stimato dall'ISTAT

X = indice di recupero dell'efficienza. È bene notare che gli introiti derivanti dall'eventuale maggior recupero dell'efficienza rimangono all'impresa costituendo dunque un incentivo al recupero di produttività

2. Gli ammortamenti sono calcolati sulla base del capitale investito per la realizzazione del cespite e della vita media dello stesso determinata dall’Autorità, differenziata per tipologia di bene, nelle deliberazioni del 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08 e del 29 dicembre 2007, n. 348/07.

Il valore degli ammortamenti viene corrisposto alle imprese operanti nel settore seguendo il metodo del costo storico rivalutato, che prevede la valutazione del bene al costo storico e la successiva rivalutazione di tale costo al fine di tener conto della perdita di potere d’acquisto della moneta. L’uso di questo metodo è dovuto al fatto che nel settore considerato si hanno beni aventi una vita media comprendente un lasso di tempo pluridecennale nel quale la variazione del tasso di inflazione è piuttosto elevata. In questo caso dunque, il semplice costo storico non esprimerebbe il valore effettivo del bene, in quanto sarebbe rappresentato con una moneta avente un potere d’acquisto differente rispetto a quello attuale.

Si è dibattuto molto tra l’Autorità e gli operatori del settore su quale fosse il deflatore da applicare per la rivalutazione. Si era proposto l’utilizzo di un deflatore apposito per la determinazione delle tariffe, oppure di un deflatore specifico come l’indice ISTAT dei prezzi alla produzione nel settore “Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell’elettricità”. Alla fine si è deciso di adottare il deflatore degli investimenti fissi lordi, in quanto l’adozione di un deflatore calcolato appositamente per la determinazione tariffaria è apparso troppo arbitrario (oltre che complesso come determinazione) e l’utilizzo del deflatore specifico risulterebbe incapace di rappresentare adeguatamente tutti i fattori produttivi coinvolti.

3. La remunerazione del capitale investito è prevista dall’Autorità al fine di garantire ai portatori di capitale una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato se avessero investito in un’attività con un analogo profilo di rischio.

Il capitale investito che viene sottoposto a remunerazione è determinato tenendo in considerazione:

- Immobilizzazioni nette
- Capitale circolante netto
- Fondi oneri e rischi
- Fondi TFR

Il tasso di remunerazione che viene applicato è determinato ai sensi di legge (art. 23 , comma 2 del decreto del 23 maggio 2000 n. 164) ed è calcolato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (WACC , Weighted Average Cost of Capital), secondo la formula che segue, e calcolato considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 7/10:

$$WACC(pretax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

Dove (la formula porta alla determinazione del tasso *pre-tax*):

K_e = tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;

E = capitale di rischio;

D = indebitamento;

K_d = tasso di rendimento nominale sull'investimento,

t_c = aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari

T = aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;

r_{pi} = tasso di inflazione

Per quanto riguarda il K_e , ossia il tasso di rendimento del capitale di rischio, l'Autorità ha provveduto alla determinazione tramite il metodo CAPM (Capital Asset Pricing Model).

Il CAPM è un modello economico utilizzato per stimare attività, relazionandole con il rischio ed il ritorno previsto, e si basa sull'ipotesi che gli investitori richiedano un ritorno maggiorato, definito come premio di rischio, nel caso in cui venga richiesto di accettare un rischio supplementare. Il rischio di una combinazione di investimenti è suddivisibile in un rischio sistematico e un rischio specifico. Il rischio sistematico rispecchia il rischio di mercato: la fluttuazione del mercato porterà un'influenza più o meno elevata sulle singole attività. Il rischio specifico è invece quello di ciascuna singola attività: rappresenta quella componente di ritorno non correlata con i movimenti generali del mercato, e rischio può essere eliminato diversificando gli investimenti. Il modello prevede che ciò che gli investitori richiederanno sarà uguale al tasso derivante da un'obbligazione a rischio zero più un premio per il rischio. Affinché l'investimento venga intrapreso il ritorno previsto dovrà essere maggiore o uguale a quello richiesto.

L'Autorità ha stabilito che la remunerazione del capitale di rischio deve garantire gli investitori di un premio tale che consenta la copertura del solo rischio sistematico, che non può essere evitato dagli operatori. Il rischio specifico non trova invece remunerazione essendo eliminabile con opportune scelte d'investimento.

Il rendimento atteso dall'investimento in una attività i , determinato secondo il metodo del CAPM è pari a :

$$r_i = r_f + \beta_i pr$$

dove:

- r_f è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- pr è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

Al fine dell'indicazione del tasso per le attività da considerarsi prive di rischio, la legge 290/03 dispone che si usi lo stesso rendimento dei titoli di Stato italiani decennali.

La determinazione del parametro β da parte dell'Autorità è stata realizzata cercando un punto di equilibrio tra i livelli riconosciuti di prassi nel contesto europeo e le caratteristiche peculiari del sistema italiano.

Al fine della valutazione del capitale investito netto per la determinazione delle tariffe alle società operanti nel settore del trasporto e distribuzione di gas ed energia elettrica è richiesta la compilazione di un documento definito con l'acronimo RAB (Regulatory Asset Base).

Di seguito è riportata la tabella riportante i valori relativi al periodo regolatorio 2008-2011.

Parametro	Descrizione	Servizio/Attività		
		Trasmissione	Distribuzione	Misura
<i>RF</i>	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	4,45		
<i>β levered</i>	Rischio sistematico attività	0,575	0,600	0,670
<i>ERP</i>	Premio di mercato (%)	4		
<i>Kd</i> (<i>nominale</i>)	Rendimento capitale debitorio (%)	4,90		
<i>T</i>	Aliquota fiscale (%)	40		
<i>Tc</i>	Scudo fiscale (%)	33		
<i>Rpi</i>	Inflazione tendenziale media (%)	1,7		
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	6,9	7,0	7,2

Tab. 2.1 Tabella dei valori relativi al calcolo del parametro WACC per il periodo regolatorio 2008-2011.

Da quanto riportato sin qui si evince come l'impresa operante nel settore della distribuzione (non rientrante nel regime di perequazione specifica che sarà affrontata successivamente) venga spronata a sottoinvestire, potendo contare su una remunerazione dipendente dagli investimenti attuati a livello nazionale. Si può considerare inoltre che i costi medi del settore siano principalmente determinati dalla politica di investimento di Enel Distribuzione, che essendo proprietario di una vasta percentuale della rete di distribuzione nazionale, di fatto determina i costi standard del servizio.

2.3 Tipologia di tariffe per il settore della distribuzione:

La logica adottata dall'AEEG per determinare le tariffe è il principio di corrispondenza dei prezzi ai costi, al fine di retribuire i costi ai soggetti che realmente li hanno sostenuti.

Per quanto riguarda le imprese operanti nel settore della distribuzione, per il periodo regolatorio 2008-2011, si è provveduto a fissare un indice del ricavo massimo conseguibile a copertura dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione e commercializzazione, di misura e di trasmissione, differenziandoli per tipologia di utenze, come definite nel testo integrato del trasporto (TIT), legge 348/07 art. 2:

- a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
 - i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari;
 - ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;
- b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
- c) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a) e b) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);
- d) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
- e) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera d) del presente comma;
- f) per utenze in alta tensione e altissima tensione diverse da quelle di cui alla successiva lettera g), con una tensione nominale tra le fasi fino a 220 kV;
- g) per utenze in altissima tensione con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV.

Una significativa suddivisione del parco clienti, per quanto riguarda la descrizione tariffaria riportata di seguito, è quella tra utenze domestiche in bassa tensione (lettera a) e il resto delle utenze.

2.3.1 Possibile struttura delle tariffe

Dipendentemente dalla struttura tariffaria possiamo suddividere le tariffe in:

1. Tariffa a forfait
2. Tariffa monomia
3. Tariffa polinomia
 - Tariffa binomia
 - Tariffa trinomia

1. Tariffa a forfait:

All'utente viene richiesta una quota stabilita in modo forfaitario in base all'impegno di potenza, indipendentemente dalle sue caratteristiche e senza misurare l'energia venga prelevata dalla rete. Questo comporta un costo marginale dell'energia nullo, con la presenza di soli costi fissi, ed un incentivo a non contenere il consumo. Il costo dovuto dal cliente che stipula tale contratto è definibile in euro/ kW (euro/potenza massima impegnata). Esempi di ciò sono le utenze a consumo fisso: insegne, lampade votive, pensiline, lampeggianti e telecamere.

2. Tariffa monomia:

All'utente finale viene richiesta una quota proporzionale ad un indicatore di utilizzo (energia consumata). Il costo dovuto dal cliente che stipula tale opzione contrattuale è definibile in euro /kWh (euro/ energia consumata). In questo caso l'incentivo è nel contenimento dei consumi essendovi nella determinazione del costo la sola componente variabile.

3. Tariffa polinomia :

All'utente finale viene richiesta una quota dipendente da più parametri, solitamente una parte è costante e le altre (una o più) sono legate alla quantità di utilizzo del servizio. Tipiche tariffe polinomie sono quella binomia e trinomia che solitamente (ma non è tassativo) sono così composte:

- Tariffa binomia:

Al cliente finale viene richiesta una quota composta di due elementi. Un elemento legato al massimo impegno di potenza che viene definito nel contratto, ed uno dipende dal consumo di energia. Il primo elemento sarà calcolato in euro/kW (euro/potenza massima impegnata) e il secondo risulterà in euro/kWh (euro/energia consumata).

- Tariffa trinomia:

Al cliente finale viene richiesta una quota composta di tre elementi. Il primo elemento fisso indipendente sia dalla potenza massima impegnata che dal consumo calcolabile in euro/ punto di prelievo/anno, una seconda quota legata alla potenza impegnata euro/kW, ed un'ultima quota legata al consumo di energia euro/kWh.

2.3.2 Tariffe di rilievo per il settore distribuzione

Di seguito sarà proposta una descrizione delle tariffe di rilievo per il settore della distribuzione, i riferimenti normativi si hanno nella legge 348/07 allegato TIT, Testo integrato delle disposizioni

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (gli articoli citati saranno relativi a tale legge). I valori delle componenti tariffarie citate sono acquisibili dalle tabelle allegate alla legge e riportate nell'allegato 1 riportato a conclusione di questa tesi.

2.3.2.1 Tariffe di trasmissione

Secondo quanto stabilito dall'articolo 5 ciascuna impresa distributrice applica alle controparti attuali e potenziali stabilite dalle lettere da b) ad g) una tariffa per la copertura dei costi relativi alla trasmissione, identificata dalla componente tariffaria TRAS (Tabella 1, Allegato 1), che è differente a seconda della tipologia di utenza. Per l'impresa distributrice costituisce una componente passante e non una reale remunerazione per un servizio svolto, in quanto secondo l'art. 13, l'impresa distributrice dovrà versare a Terna una componente CTR (Tabella 6, Allegato 1), da applicarsi alla somma dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale e dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite sulle reti di distribuzione.

La componente TRAS è dunque pari alla componente CTR corretta tenendo conto delle perdite di rete.

La componente TRAS, e conseguentemente anche quella CTR, è legata alla quota energia ed è quindi espressa in centesimi di euro / kWh.

2.3.2.2 Tariffa di misura

Al fine della remunerazione dell'attività di misura secondo l'articolo 25, l'impresa applica alle controparti dalla lettera b) alla g) una tariffa composta dalle componenti MIS1 e MIS3 (Tabelle 8, Allegato 1). La componente MIS1 è definita in centesimi di euro/ punto di prelievo /anno, mentre la componente MIS3 è in centesimi di euro/ kWh. Sia la componente MIS1 che MIS3 sono composte di tre sottoparti ed MIS(INS), MIS(RAC) e MIS(VER) che si riferiscono rispettivamente al servizio di installazione e manutenzione del misuratore, alla raccolta, alla validazione e registrazione delle misure. Nel caso in cui non sia presente il misuratore, l'applicazione della componente MIS è effettuata al netto della sottoparte MIS(INS). Come definito nella determinazione delle tariffe, le componenti tariffarie tengono conto di una quota parte relativa alla copertura dei costi operativi, una quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito ed una relativa alla copertura degli ammortamenti.

Per l'aggiornamento della quota parte relativa alla copertura dei costi operativi si deve tener conto :

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'ISTAT;
- b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;

c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Per l'aggiornamento della quota parte relativa alla copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito si deve tener conto di:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'ISTAT;
- b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
- c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati

Per l'aggiornamento della quota parte relativa agli ammortamenti si deve tener conto:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'ISTAT;
- b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
- c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, con l'esclusione delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06;
- d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

2.3.2.3 Tariffa di riferimento TV1

Per quanto riguarda le imprese di distribuzione, è stata costituita la tariffa di riferimento TV1, costituente l'indice del ricavo massimo conseguibile a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione, ai costi relativi all'erogazione del medesimo servizio e allo svolgimento delle attività di commercializzazione applicabile a tutte le utenze tranne quelle di bassa tensione (dalla lettera b) a g) dell'art. 2 della legge 348/07 allegato TIT).

La tariffa TV1 è composta dalle seguenti voci (Tabella 2, Allegato 1):

- ρ_1 , composta dagli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$ e $\rho_1(cot)$; [centesimi di euro/punto di prelievo per anno]
- ρ_3 , composta dagli elementi $\rho_3(disAT)$, $\rho_3(disMT)$, $\rho_3(disBT)$ e $\rho_3(cot)$; [centesimi di euro/kWh]

2.3.2.4 Tariffa di riferimento D1

La tariffa di riferimento D1, secondo quanto determinato dall'art. 31, costituisce l'indice del ricavo massimo conseguibile a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione, ai costi relativi all'erogazione del medesimo servizio e allo svolgimento delle attività di commercializzazione per le utenze non coperte dalla tariffa TV1 ossia le utenze domestiche in bassa tensione (lettera a) dell'art. 2 della legge 348/07 allegato TIT) dell'elenco delle utenze riportato precedentemente.

Le componenti tariffarie che costituiscono tale tariffa sono (Tabella 9, Allegato 1):

- componente σ_1 , costituita dagli elementi σ_1 (mis) e σ_1 (cot) ;
- componente σ_2 ;
- componente σ_3 , costituita dagli elementi σ_3 (tras) , σ_3 (disAT) e σ_3 (disMT);

2.5.5 Tariffa obbligatoria

Le imprese distributrici applicano ai clienti finali, in sede di fatturazione una tariffa, c.d. “obbligatoria” differente da quella di riferimento il cui scopo come già detto è solo la determinazione dei ricavi ammessi. Tale tariffa, sempre determinata dall’Autorità, è specifica per tipologia di cliente.

2.3.2.5.1 Tariffa obbligatoria D2

È la tariffa obbligatoria applicata secondo l’art. 31 alle attuali e potenziali controparti ricadenti nella tipologia di utenze domestiche, nella residenza anagrafica del cliente con impegni di potenza fino a 3 kW. Questa tariffa è composta delle componenti (Tabelle 10 - 11, Allegato 1):

- componente τ_1 (D2) [centesimi di euro/punto di prelievo per anno];
- componente τ_2 (D2) [centesimi di euro/kW per anno];
- componente τ_3 (D2) [centesimi di euro/ kWh];

2.3.2.5.2 Tariffa obbligatoria D3

È la tariffa obbligatoria applicata secondo l’art. 31 alle attuali e potenziali controparti ricadenti nella tipologia di utenze domestiche, diverse da quelle coperte dalla tariffa obbligatoria D2, ossia ai clienti residenti con potenza impegnata oltre 3 kW e ai clienti non residenti . Questa tariffa è composta delle componenti (Tabella 12, Allegato 1):

- componente τ_1 (D3) [centesimi di euro/punto di prelievo per anno];
- componente τ_2 (D3) [centesimi di euro/kW per anno];
- componente τ_3 (D3) [centesimi di euro/ kWh];

Si vuol far notare che nelle tabelle riportanti i valori dei parametri τ riportati sia per la per la tariffa D2 che per la tariffa D3 è già addizionata la componente UC6 il cui significato sarà trattato successivamente.

2.3.2.5.3 Tariffe obbligatorie BTIP, BTA1, BTA2, BTA3, BTA4, BTA5, BTA6, MTIP, MTAL, MTA2, MTA3, ALTA, AATE

Queste tariffe rappresentano le tariffe obbligatorie applicate alle tipologie di clientela dalla lettera b) alla lettera g). La tabella 3 riportata all’Allegato 1 riporta i valori dei parametri e la descrizione delle singole tipologie di utenze. In linea generale si può enunciare che ciascuna di queste tariffe è composta da:

- quota fissa [centesimi di euro/punto di prelievo per anno];
- quota potenza [centesimi di euro/ kW per anno];
- quota energia [centesimi di euro/ kWh];

2.4 Ulteriori componenti

Le ulteriori componenti (UC), secondo quanto previsto dall'Autorità, rappresentano degli oneri necessari a garantire il funzionamento del sistema tariffario, basato sul principio di corrispondenza dei prezzi ai costi medi del servizio.

Le ulteriori componenti previste sono:

- *componenti UC1* (perequazione costi di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato; (dovuta dai soli clienti in regime di maggior tutela, di competenza esclusiva dell'esercente la maggior tutela)
- *componenti UC3* (perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e dei meccanismi di integrazione; (dovuta da tutti i clienti)
- *componenti UC4* (integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/ kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti, relative alle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori; (dovuta da tutti i clienti)
- *Componenti UC6* sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, in centesimi di euro/ kW /anno e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, destinate a remunerare i miglioramenti della continuità del servizio elettrico; (dovuta da tutti i clienti)
- *Componenti UC7* sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali; (dovuta da tutti i clienti)
- *Componenti MCT* è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo di combustione nucleare, fino al definitivo smantellamento degli impianti; (dovuta da tutti i clienti)

2.5 Componenti tariffarie A

Le componenti tariffarie A costituiscono gli oneri generali del sistema, esse sono quindi poste a copertura di quei costi sostenuti nell'interesse dell'intera collettività. Questi costi, individuati dal Governo tramite decreto o dal Parlamento tramite legge, vengono pagati da tutti gli utenti finali proporzionalmente ai consumi realizzati (ad eccezione della componente A6 che è pagata in base alla potenza installata).

Tali componenti sono:

- *Componente A2*, posta a copertura dei costi sostenuti per lo smantellamento delle centrali nucleari e la chiusura del ciclo del combustibile.
- *Componente A3*, finalizzata alla promozione di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili
- *Componente A4*, destinata al finanziamento di regimi tariffari speciali previsti dalla normativa a favore di specifici utenti o a categorie di utenti
- *Componente A5*, destinata al finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico
- *Componente A6*, posta a copertura dei cosiddetti “stranded costs”, ossia i costi sopportati dalle imprese elettriche per la generazione di energia elettrica che non sarebbero recuperabili nell’ambito del mercato liberalizzato e che verranno rimborsati alle imprese per un periodo transitorio.
- *Componente As*, posta a copertura degli oneri derivanti dalle misure di tutela sociale (tale componente non è dovuta dai clienti beneficiari di tali misure)

Il sistema perequativo

Introduzione

Essendo la tariffa nazionale definita dall'Autorità frutto della remunerazione della media nazionale dei costi derivanti dall'aver esercito un servizio, ossia dalla remunerazione discendente dalle caratteristiche medie dell'utenza e del territorio servito, non è in grado di far fronte ai costi effettivamente sostenuti dalle singole imprese, che sono influenzati sia dalla specificità della clientela servita, sia da fattori ambientali al di fuori del controllo del soggetto esercente. Di conseguenza, al fine di garantire un'equa economicità e redditività alle imprese sono state introdotte le perequazioni come misure compensative della differenza tra i costi realmente sostenuti e quelli riconosciuti a livello nazionale tramite le tariffe.

I meccanismi perequativi possono essere obbligatori (regime di perequazione generale) o facoltativi (regime di perequazione specifico aziendale, basato su analisi condotte dall'Autorità impresa per impresa).

3.1 Regime di perequazione generale

Il regime di perequazione generale è obbligatorio per tutte le imprese operanti nel settore della distribuzione ad eccezione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto all'art 7 della legge 9 gennaio 1991. Essa è inerente alla perequazione dei costi e dei ricavi per le attività di distribuzione e di misura ed è definita nell'allegato TIT legge n. 348/07 negli articoli da 33 a 41.

L'Autorità, per la determinazione dei saldi di perequazione, è assistita dalla CCSE (Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico), che si occupa anche della gestione dei pagamenti e dei fondi a cui essi sono collegati. Le imprese distributrici sono tenute (pena sanzione) ad inviare alla CCSE tutta la documentazione necessaria per la determinazione dei saldi di perequazione. Nel caso in cui sia la CCSE a ritardare nell'erogazione degli importi di perequazione desunti, all'impresa distributtrice viene riconosciuto un tasso di interesse a remunerazione di tale ritardo.

Il regime di perequazione generale si compone delle seguenti voci:

- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- b) perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione;
- c) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti ad alta tensione;
- d) perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- e) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione;
- f) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
- g) perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione;

- h) perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione.

Di seguito verrà riportata una descrizione per sommi capi delle singole perequazioni sopra citate, e nel paragrafo seguente sarà riportata una trattazione matematica approfondita dei vari meccanismi come descritto nella normativa :

- a) *Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione (art. 34);*

Questo meccanismo di perequazione si occupa di garantire alle imprese distributrici un importo pari ai ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento. È da notare che sono contemplate tutte le tipologie contrattuali ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione, ossia tutte le utenze alle quali viene applicata la tariffa di riferimento TV1.

- b) *Perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione.(art. 35);*

Al momento dell'aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione, l'Autorità individua la quota parte delle componenti tariffarie poste a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati, in maniera che tale maggior remunerazione sia riconosciuta alle sole imprese che hanno realmente effettuato gli investimenti. L'elenco di tali investimenti incentivati è presente art. 11 , allegato TIT legge 348/07.

- c) *Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione.(art. 36);*

Intende compensare quegli squilibri, nascenti tra gli operatori, tra i ricavi conseguiti, a seguito di una valutazione dei costi standard a livello nazionale, e i costi realmente sostenuti, dovuti alla realtà delle infrastrutture gestite per la distribuzione in alta tensione.

Grazie a questa perequazione le imprese che non gestiscono infrastrutture legate alla distribuzione in alta tensione, o le gestiscono ma in misura minore rispetto alla media nazionale, versano i ricavi (tutti o in parte), derivanti dalle componenti tariffarie a copertura di tali costi a quei soggetti che gestendo tali strutture sono realmente interessati da oneri, che potrebbero non essere coperti dal semplice gettito tariffario.

- d) *Perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (art. 37);*

Questo meccanismo di perequazione è attuato per compensare quelli squilibri, nascenti tra gli operatori, tra i ricavi conseguiti, a seguito di una valutazione dei costi standard a livello nazionale, e i costi realmente sostenuti, dovuti alla realtà delle infrastrutture gestite per la trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione.

Grazie a questa perequazione le imprese che non gestiscono infrastrutture legate alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, o le gestiscono

ma in misura minore rispetto alla media nazionale, versano i ricavi (tutti o in parte), derivanti dalle componenti tariffarie a copertura di tali costi a quei soggetti che gestendo tali strutture sono realmente interessati da oneri, che potrebbero non essere coperti dal semplice gettito tariffario.

e) *Perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione (art. 38)*

Analogamente al precedente, per la distribuzione su reti a media e bassa tensione.

Grazie a questa perequazione si cerca di equilibrare la differenza tra ricavi ammessi e costi standard nascenti dalle caratteristiche specifiche assunte dalla clientela servita. In funzione del livello di concentrazione della clientela, le imprese distributrici saranno soggette a costi marginali, per servire un cliente incrementale, differenti. Questa perequazione consente alle imprese che si sono fatte carico di un sovra costo di ottenere un ricavo aggiuntivo.

f) *Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 (art. 39)*

Ha il fine di garantire alle imprese distributrici un importo pari ai ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento per le utenze domestiche in bassa tensione. Tramite questa perequazione vengono garantiti i ricavi ammessi per il parco clienti non contemplato dalla perequazione al punto a).

g) *Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione (art. 40)*

Al fine di fornire un adeguato supporto economico al processo di innovazione tecnologica nell'ambito della misura, da un lato si incentiva l'installazione di misuratori elettronici e la dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici (anche prima della fine della vita utile degli stessi), e dall'altro si cerca di penalizzare quelle imprese che non rispettano le disposizioni relative all'installazione dei misuratori elettronici.

h) *Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione (art. 41)*

Questo meccanismo di perequazione presenta una duplice forma, avente come discriminante l'esercizio diretto o tramite una società separata dell'attività di vendita alla clientela in maggior tutela da parte della società di distribuzione. Nel caso di esercizio diretto, non vi è da parte dell'Autorità un reale interesse nei costi realmente sostenuti, e la stima della remunerazione dei costi commerciali, sia di distribuzione che di vendita, è fatta sulla base dei ricavi relativi al periodo regolatorio precedente, opportunamente aggiornati. Nel caso invece che l'attività di vendita sia svolta da una società separata rispetto alla distribuzione, la normativa prevede la copertura dei costi effettivamente sostenuti. È prevista però l'applicazione di una soglia di franchigia che limita l'avvio della perequazione al superamento di una soglia minima del 5% del rapporto tra costi effettivi e ricavi ammessi.

Di seguito saranno riprese le suddette perequazioni riportando la descrizione delle formule riprendendo le definizioni riportate dalle normative nell'allegato TIT della legge 348/07:

a) *Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione (art. 34);*

In ciascun anno l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice è pari a:

$$PD_m = RR_m - RE_m$$

Dove:

- PD_m è l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per ogni impresa distributrice m ;
- RR_m è l'ammontare dei ricavi che l'impresa distributrice otterrebbe applicando alle controparti, previste dalla normativa, la tariffa di riferimento TV1 (da questo ammontare sono esclusi i clienti domestici in bassa tensione che saranno considerati nelle perequazioni che seguiranno)
- RE_m è l'ammontare dei ricavi conseguiti effettivamente dall'impresa distributrice applicando per ogni specifica tipologia contrattuale la tariffa obbligatoria (da questo ammontare sono esclusi i clienti domestici in bassa tensione che saranno considerati nelle perequazioni che seguiranno). La tariffa obbligatoria deve essere al netto della maggiorazione tariffaria, dovuta dai clienti finali, finanziante il "Fondo per eventi eccezionali" per il reintegro degli oneri sostenuti dalle imprese distributrici o dall'impresa di trasmissione per l'erogazione dei rimborsi, o di quote di essi, ai clienti finali. (fondo trattato nell'allegato TIQE della 348/07).

b) *Perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione.(art. 35);*

In sede di aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione, l'Autorità individua la quota parte delle componenti tariffarie a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati. Tali investimenti sono riportati nella deliberazioni 29 dicembre 2007, n. 348/07, Allegato A, at. 11.4. La remunerazione aggiuntiva derivante da questi investimenti, grazie al meccanismo di perequazione, viene riconosciuta alle sole imprese che hanno effettivamente effettuato l'investimento. Esempi di investimenti incentivati sono: investimenti su trasformatori a basse perdite, realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT, progetti pilota comprendenti sistemi di automazione con protezione e controllo di reti attive MT (smart grids).

c) *Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione.(art. 36);*

L'ammontare di tale perequazione, in ciascun anno, è dato da:

$$DA = C_1 + C_2 - [RA_{DIR} * \xi + RA_{TOT} * (1 - \xi)] + RA_{CTR}$$

Dove:

- DA è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- C_1 è il costo diretto standard delle linee ad alta tensione di distribuzione, calcolato secondo la seguente formula:

$$C_1 = \frac{\sum_k p_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k p_k * N_{k,m}} * \sum_m \sum_c \rho_3^c(disAT) * qe^{c,m}$$

con:

- $N_{k,m}$ è la consistenza (il numero) delle componenti k delle linee di distribuzione ad alta tensione, esempi tipici di componenti sono : linee a 380 kV a singola o doppia terna, linee 220 kV a singola o doppia terna, etc. Tale consistenza è autocertificata da ciascuna impresa distributrice ;
- p_k è il costo unitario standard, definito dall’Autorità in euro/km, di ciascuna componente k delle linee di distribuzione ad alta tensione riportato nella tabella 16 dell’allegato 1;
- $qe^{c,m}$ è la quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale c da ciascuna impresa distributrice m ;
- $\rho_3^c(disAT)$ è il corrispettivo tariffario presente all’allegato 1 alla tabella 15 espresso in centesimi di euro/kWh ;

La formula definisce quindi il costo diretto standard relativo a ciascuna impresa m come il costo diretto standard dell’intero sistema delle linee di trasmissione moltiplicato per la quota parte delle componenti che fanno riferimento alla singola impresa.

- C_2 è il costo sostenuto per l’utilizzo di reti ad alta tensione di altre imprese distributrici. Tale costo è calcolato applicando alle quantità di energia elettrica prelevata da reti di distribuzione terzi, per ciascun livello di tensione t , l’elemento $\rho_3^c(disAT)$ relativo alle tipologie di utenze c), e) ed f) definite nel capitolo precedente.
- RA_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall’applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho_3^c(disAT)$ riportati alla tabella 15 dell’allegato n. 1;
- RA_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall’applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, e delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione.
- $RACR^*$ è il maggior ricavo riconosciuto da Enel Distribuzione s.p.a. a Terna, per effetto dell’applicazione della componente CTR* (Tabella 25, Allegato 1); tale termine trova applicazione esclusivamente ai fini della perequazione di Enel Distribuzione s.p.a. ;

d) *Perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (art. 37);*

L'ammontare di tale perequazione, in ciascun anno, è dato da:

$$DF = Cf_1 + Cf_2 - [RF_{DIR} * \mu + RF_{TOT} * (1-\mu)]$$

Dove:

- DF è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- Cf_1 è il costo diretto standard relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato secondo la seguente formula:

$$Cf_1 = \frac{\sum_k r_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k r_k * N_{k,m}} * \left(\sum_m \sum_c \rho_3^c(disMT) * qe^{c,m} + \sum_m \sum_c \rho_1^c(disMT) * ne^{c,m} \right)$$

- $ne^{c,m}$, numero di punti di prelievo appartenenti a ciascuna tipologia c di ciascuna impresa distributrice;
- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti k delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione in termini di potenza nominale di trasformazione espressa in MVA, come autocertificata dall'impresa distributrice m.
- $qe^{c,m}$ è la quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale c da ciascuna impresa distributrice m;
- r_k , numero indice del costo unitario standard delle componenti k delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione di cui alla tabella 19 dell'allegato n. 1;
- $\rho_1^c(disMT)$ è il corrispettivo tariffario presente all'allegato 1 alla tabella 17 espresso in centesimi di euro/punto di prelievo per anno.
- $\rho_3^c(disMT)$ è il corrispettivo tariffario presente all'allegato 1 alla tabella 17 espresso in centesimi di euro/kWh.
- Cf_2 è il costo sostenuto per il prelievo di energia elettrica da reti di distribuzione di terzi, relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato applicando gli elementi $\rho_1^c(disMT)$ e $\rho_3^c(disMT)$ relativi alle tipologie di utenze c), e) ed f) definite nel capitolo precedente;
- RF_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli

autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho'_1{}^c(disMT)$ e $\rho'_3{}^c(disMT)$ di cui alla tabella 17 dell'allegato n. 1;

- RF_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, applicando i corrispettivi di cui alla tabella 18 dell'allegato n. 1;
- μ rapporto tra la somma della quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributtrice dalla rete di trasmissione nazionale e da punti interconnessione virtuale alla reti di trasmissione nazionale in alta tensione e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributtrice;

e) *Perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione (art. 38)*

L'ammontare di tale perequazione, in ciascun anno, è dato da:

$$DB = (RA * IC * w) + up + cs$$

Dove:

- DB è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione;
- IC è l'indicatore di concentrazione della clientela ed è calcolato secondo la seguente formula:

$$IC = \frac{\sum_J N_J * K_J}{\sum_J N_J} - 1$$

Dove:

- J denota il grado di concentrazione (alta, media o bassa), come definito nel TIQE (art. 5, 333/07)
- N_J è il numero di punti di prelievo in bassa tensione serviti dall'impresa, con grado di concentrazione J ;
- KJ è il coefficiente che esprime lo scostamento rispetto alla media del costo diretto necessario per servire un cliente nel grado di concentrazione J e assume i valori riportati in tabella 13 dell'allegato n. 1
- RA è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1, a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, calcolato considerando anche i ricavi ottenuti dal servizio distribuzione in media e bassa tensione prestato ad altre imprese distributrici;
- cs , a partire dall'anno 2009, è pari al prodotto tra l'importo di 27 euro (determinato alla Tabella 2 del TIC, 348/07) e il numero di cambi di fornitore gestiti nell'anno dall'impresa distributtrice eccedenti il primo per ciascun punto di prelievo ed esclusi, in ogni caso, i cambi

di fornitore relativi al rientro di clienti finali nel servizio di maggior tutela o nel servizio di salvaguardia;

- up sono i minori ricavi, calcolati applicando la componente TRAS ed i parametri della tariffa TV1 a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, relativi ai servizi di trasmissione e di distribuzione erogati dall'impresa distributrice per usi propri di trasmissione e di distribuzione. Sono valorizzati in tale componente anche gli eventuali minori ricavi per i distributori che presentino punti di interconnessione con l'RTN ove l'energia ceduta a Terna è superiore all'energia prelevata; sono altresì valorizzati in tale componente i mancati ricavi dell'impresa distributrice conseguenti all'esenzione dall'applicazione della tariffa TRAS dei prelievi di energia elettrica (comma 16.4).
- w è un coefficiente che esprime l'incidenza dei costi operativi diretti di distribuzione in media e bassa tensione sui costi totali di distribuzione in media e bassa tensione riconosciuti, e assume valore pari a 0,3.

f) *Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 (art. 39)*

L'ammontare di tale perequazione, in ciascun anno, è dato da:

$$RD = RA - RE$$

- RD è l'ammontare di perequazione dei ricavi ottenuti dalle tariffe D2 e D3;
- RA rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa D1, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe D2 e D3 con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- RE rappresenta il livello dei ricavi effettivi che l'impresa distributrice ha conseguito dall'applicazione delle tariffe D2 e D3, senza sconti o abbuoni, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione. La tariffa obbligatoria deve essere al netto della maggiorazione tariffaria, dovuta dai clienti finali, finanziante il "Fondo per eventi eccezionali" per il reintegro degli oneri sostenuti dalle imprese distributrici o dall'impresa di trasmissione per l'erogazione dei rimborsi, o di quote di essi, ai clienti finali. (fondo trattato nell'allegato TIQE della 348/07 comma 49.2 lettera a)).

g) *Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione (art. 40)*

L'ammontare di tale perequazione, in ciascun anno t , per i punti di prelievo in bassa tensione dotati di misuratore relativo a ciascuna impresa distributrice m , è dato da:

$$PM_m = RM_m - QM_m - RPM_m$$

Dove:

- PM_m è l'ammontare di perequazione dei ricavi del servizio di misura;

- RM_m è il ricavo spettante all'impresa distributrice m , a copertura dei costi di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione, e alle dismissioni dell'anno $t-2$ di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, e dei sistemi di raccolta dei dati di misura, calcolato secondo la seguente formula:

$$RM_m = \frac{CE_m^{MEBT}}{\sum_m CE_m^{MEBT}} * \sum_m QME_m + \frac{N_m^{MMBT}}{\sum_m N_m^{MMBT}} * \sum_m QMM_m + \frac{CE_m^{TGBT}}{\sum_m CE_m^{TGBT}} * \sum_m MIS'_m (RAC)$$

con:

- CE_m^{MEBT} è il costo effettivo di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione- manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica, relativi a punti di prelievo in bassa tensione, aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- QME_m è il ricavo di ciascuna impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS1(INS)$, $MIS3(INS)$ e dell'elemento $\sigma_I(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione e a copertura dell'ammortamento delle dismissioni di misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, di cui alla tabella 20 dell'allegato n. 1;
- N_m^{MMBT} è il numero dei misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione;
- QMM_m è il ricavo dell'impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS1(INS)$, $MIS3(INS)$ e dell'elemento $\sigma_I(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione di cui alla tabella 21 dell'allegato n. 1;
- $MIS'_m (RAC)$ è il ricavo dell'impresa distributrice m , derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi $MIS1(RAC)$, $MIS3(RAC)$ e dell'elemento $\sigma_I(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica di cui alla tabella 22 dell'allegato n. 1;
- CE_m^{TGBT} è il costo effettivo di capitale dell'anno $t-2$, ivi inclusi gli ammortamenti, relativo ai sistemi di raccolta dei dati di misura dell'energia elettrica dei punti di misura in bassa tensione.
- $QM_m = QME_m + QMM_m + MIS'_m(RAC)$
- RPM_m è la penale, relativa a ciascuna impresa distributrice m , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni della deliberazione n. 292/06 in

materia di installazione di misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione.

In termini formali:

$$RPM_m = \text{MAX} (\Delta N_m^{\text{BT,ME}}; 0) * \text{MIS} (\text{INS})_{\text{cirBT}}$$

Con:

- $\text{MIS} (\text{INS})_{\text{cirBT}}$, tabella 23 dell'allegato n. 1, sono le quote parti degli elementi $\text{MIS1}(\text{INS})$, $\text{MIS3}(\text{INS})$ e dell'elemento $\sigma I(\text{mis})$ applicate alle attuali e potenziali controparti di contratti definiti nel capitolo precedente alle lettere a), b) e c), riconosciute a copertura della remunerazione del capitale di misuratori dell'energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione che non hanno i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06.
- $\Delta N_m^{\text{BT,ME}} = \min (N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{previsti}} - N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{installati}}; 0.5 * N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{previsti}})$;

Dove:

- ✓ $N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{previsti}}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice m , in cui al comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 prevede, entro il 31 dicembre dell'anno t , l'installazione di un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione medesima. Il comma 8.1 prevede che i soggetti responsabili del servizio di misura installino misuratori elettronici, con i requisiti minimi stabiliti per legge, secondo la seguente tabella temporale:
 - a) con riferimento ai punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW:
 - i. 25% del numero totale di punti di prelievo entro il 31 dicembre 2008;
 - ii. 65% del numero totale di punti di prelievo entro il 31 dicembre 2009;
 - iii. 90% del numero totale di punti di prelievo entro il 31 dicembre 2010;
 - iv. 95% del numero totale di punti di prelievo entro il 31 dicembre 2011;
 - b) con riferimento ai punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW:
 - i. 100% del numero totale di punti di prelievo relativi a clienti non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW entro il 31 dicembre 2008;
- ✓ $N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{installati}}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice m , in cui entro il 31 dicembre dell'anno t è stato effettivamente installato un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06.

Il soggetto che opera nel settore della distribuzione è spronato all'evoluzione tecnologica a fronte di sanzioni attuate dell'autorità nel caso in cui non siano soddisfatti gli obiettivi individuati all'articolo 8.1 della delibera 292/06 citato precedentemente. In particolar modo l'Autorità provvede all'avvio del procedimento sanzionatorio quando per la singola impresa distributrice risulti :

$$N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{previsti}} - N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{installati}} > 0.5 * N_m^{\text{BT,ME}}|_{\text{previsti}}$$

In ciascun anno t l'ammontare RPM viene versato alla CCSE sul "Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi" (nel quale viene versata anche la alimentato dalla componente UC3).

L'Autorità ha inoltre stabilito che per quanto riguarda i termini CE_m^{MEBT} e CE_m^{TGBT} che qualora il costo di investimento lordo medio per punto di prelievo dichiarato dalla singola impresa ecceda di 80% il costo medio lordo rivalutato di settore, la quota di costo eccedente tale soglia è esclusa dalla base di capitale riconosciuta ai fini della perequazione.

h) Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione (art. 41)

Per quanto riguarda questa perequazione, l'Autorità ha stabilito due formulazioni differenti a seconda che l'impresa distributtrice abbia o non abbia costituito una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela.

Se tale divisione societaria è stata realizzata, l'ammontare di perequazione è definita come:

$$PS^{COT} \begin{cases} = CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT} - 0.95 * RAP^{COT,BT}, & \text{se } \theta < 0.95 \\ = 0, & \text{se } 0.95 = \theta = 1.05 \\ = CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT} - 1.05 * RAP^{COT,BT}, & \text{se } \theta > 0.95 \end{cases}$$

Dove:

- PS^{COT} è l'ammontare di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione;
- $\theta = \frac{CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT}}{RAP^{COT,BT}}$
- $RAP^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in bassa tensione, dall'applicazione degli elementi $\square I(cot)$, $\square 3(cot)$ e $\square I(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC, (i 27 euro citati nella perequazione e).
- $RAP^{COT,AT/MT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in altissima, alta e media tensione, dall'applicazione degli elementi $\square I(cot)$, $\square 3(cot)$ e $\square I(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC;
- CE^{COT} è il livello dei costi effettivi ammissibili per l'attività di commercializzazione del servizio di distribuzione, rilevati contabilmente a consuntivo, come desumibili dai conti annuali separati.

Nel caso in cui tale l'impresa distributrice non abbia costituito una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, la formula di riferimento è:

$$PI^{COT} = RC^{COT,BT} + RC^{COV,BTM} - RAP^{COT,BT} - RAP^{RCVi,BTM}$$

Dove:

PI^{COT} è l'ammontare di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione

$RC^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi determinati applicando i corrispettivi unitari ρ'_1 (cot), ρ'_3 (cot) e σ_1 (cot) riportati nella tabella 24 dell'allegato n. 1, ai punti di prelievo di ciascuna tipologia contrattuale descritte nel capitolo precedente alle lettere da a) a c);

$RC^{COV,BTM}$ è la somma dei ricavi ammessi determinati applicando i corrispettivi unitari ρ'_1 (cov), ρ'_3 (cov) e σ'_1 (cov) riportati nella tabella 24 dell'allegato n. 1, ai punti di prelievo serviti nell'ambito del regime di maggior tutela;

$RAP^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi derivanti dall'applicazione degli elementi ρ_1 (cot), ρ_1 (cot) e σ_1 (cot) delle tariffe di riferimento TV1 e D1 ai punti di prelievo di ciascuna tipologia contrattuale descritte nel capitolo precedente alle lettere da a) a c);

$RAP^{RCVi,BTM}$ è la somma dei ricavi ammessi riconosciuti all'impresa per lo svolgimento del regime di maggior tutela dall'applicazione della componente $RCVi$ di cui al comma 9bis.1, lettera b), del TIV ai punti di prelievo serviti nell'ambito del regime di maggior tutela.

3.2 Regime di perequazione specifica aziendale

Il regime di perequazione specifica aziendale è un meccanismo messo in atto dall'Autorità (istituito con l'articolo 49 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004,n. 5/04) al fine di coprire gli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, dovuti alla presenza di variabili esogene, al di fuori dal controllo dell'impresa e non coperti dai meccanismi descritti nella perequazione generale.

Le variabili esogene derivano dall'ambito territoriale e dal mix di utenze a cui le concessioni dei singoli distributori si riferiscono. Tale scostamento non è ritenuto ammissibile se determinato da:

- un uso non efficiente dei fattori produttivi
- al mancato raggiungimento dei ricavi ammessi dal vincolo tariffario V1 laddove la differenza abbia origine dall'articolazione delle opzioni tariffarie presentate dall'impresa distributrice
- al pagamento di penali legate alla restituzione dei ricavi eccedentari.

Le imprese operanti nel settore della distribuzione, possono richiedere di usufruire della perequazione specifica previa istruttoria individuale condotta dall'Autorità, che per il settore elettrico si avvale del supporto della Cassa Conguaglio, la quale a sua volta può avvalersi di competenze professionali specializzate esterne o collaborazioni della Guardia di Finanza.

Le istruttorie condotte dall'Autorità portano alla definizione, per ogni impresa che abbia presentato istanza di ammissione, di un fattore di correzione aziendale "Csa", che sarà moltiplicato successivamente per l'ammontare dei ricavi ammessi perequati definendo annualmente ciò che spetta all'impresa a titolo di perequazione specifica aziendale. Il valore del ricavo ammesso dal sistema

tariffario per l'attività di distribuzione, corretto con il regime di perequazione generale, ai fini della perequazione specifica aziendale è determinato secondo la seguente formula:

$$RAP = RV1D + RD1D + PAT + PAT/MT + PMT - BT$$

dove:

- RV1D sono i ricavi ammessi dal vincolo V1 a copertura dei costi di distribuzione, determinati sulla base dell'opzione tariffaria TV1 integrato, esclusi i ricavi derivanti dall'applicazione degli elementi $\rho1(cot)$ e $\rho3(cot)$;
- RD1D sono ricavi ammessi dalla tariffa D1 a copertura dei costi di distribuzione, determinati sulla base delle componenti tariffarie $\sigma2$ e $\sigma3$ di cui al comma 24.1 del Testo integrato, esclusi i ricavi derivanti dall'applicazione dell'elemento trasm;
- PAT è l'ammontare di perequazione generale dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione, di cui all'articolo 45 del Testo integrato;
- PAT/MT è l'ammontare di perequazione generale dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, di cui all'articolo 46 del Testo integrato;
- PMT-BT è l'ammontare di perequazione generale dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione, di cui all'articolo 47 del Testo integrato;

Per il calcolo del coefficiente Csa, si applica la seguente formula:

$$Csa = \frac{CE - RAP}{RAP}$$

Dove.

- RAP è il ricavo ammesso perequato per la singola impresa descritto precedentemente;
- CE è il costo effettivo sostenuto dall'impresa distributrice per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, nell'anno di riferimento, determinato sulla base di una specifica istruttoria.

Come si può desumere da quanto sin qui detto l'ammontare derivante dalla perequazione specifica, percepito annualmente dall'impresa avente diritto, è legato al livello generale dei ricavi ammessi del sistema tariffario, e dunque influenzato dal livello medio degli investimenti nel settore di distribuzione, indipendentemente da quelli effettivamente realizzati nella propria rete di distribuzione. Appare quindi necessario che annualmente vi sia un aggiornamento del Csa rendendo quindi l'ammontare derivante dalla perequazione specifica il più possibile inerente agli investimenti effettivamente realizzati dall'impresa.

Tale impostazione della perequazione specifica consente una remunerazione puntuale degli investimenti, remunerazione che si svincola dunque dalla media nazionale e dall'operato degli altri

soggetti del settore. Secondo quanto descritto sin qui si evince come tale remunerazione sarà annualmente ammontante alla sommatoria delle quote di ammortamento aumentate con i deflatori e alla remunerazione sul capitale investito secondo il parametro WACC.

Di seguito saranno elencate (riportando fedelmente dalle norme) le formulazioni che stanno alla base della definizione dei costi operativi riconosciuti COR (fondamentali per la determinazione dei CE), e dell'aggiornamento del fattore Csa nel periodo regolatorio vigente 2008-2011.

I COR per l'anno 2008, per la singola impresa derivano dalla seguente formula:

$$COR_{08} = \min \left\{ \begin{array}{l} [COE_{06} * \frac{Q_{07}}{Q_{06}} + 0.5 * \max(COB_{06} - COE_{06}; 0) + RALP_{06}] * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X}) \\ (COB_{06} + RALP_{06}) * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X}) \end{array} \right.$$

Con:

- COR_{08} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2008;
- COB_{06} è il costo operativo, al netto degli ammortamenti e dei contributi di allacciamento a preventivo al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, fissato per l'anno 2004 nell'istruttoria individuale condotta ai sensi della deliberazione n. 96/04, aggiornato per tener conto del meccanismo del price-cap per gli anni 2005 e 2006;
- COE_{06} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2006, al netto di ammortamenti e oneri finanziari e dei contributi di allacciamento a preventivo, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali portata a deduzione del costo operativo riconosciuto;
- $RALP$ è pari ai ricavi effettivi da contributi di allacciamento a preventivo al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali portata a deduzione del costo operativo riconosciuto;

$$\frac{Q_{07}}{Q_{06}}$$

- $\frac{Q_{07}}{Q_{06}}$ è la variazione delle variabili di scala tra il 2006 e 2007, verificatasi a livello di impresa;
- RPI_{07} e RPI_{08} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del price-cap per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2007 e 2008 pari a 1,7% in entrambi gli anni;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione pari a 3,5%;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione pari a 1,9%.

Per quanto riguarda l'aggiornamento del fattore correzione Csa nel periodo di regolatorio per gli anni 2009, 2010 e 2011, a partire da quello determinato dall'Autorità per l'anno 2008 a ciascuna impresa richiedente, la formula da applicare è la seguente:

$$Csa_n = \frac{Csa_{08} * RAP_{08} + \sum_{s=09}^n \Delta CEK_s + \sum_{s=09}^n \Delta CEA_s - RAP_{08} * [\prod_{s=09}^n (1 + \Delta TAR_{CIRs} + \Delta TAR_{AMMs}) - 1]}{RAP_{08} * \prod_{s=09}^n (1 + \Delta TAR_{CIRs} + \Delta TAR_{AMMs})}$$

Dove:

- Csan è il valore del Csa come determinato per l'anno 2008, eventualmente corretto ai sensi della deliberazione di approvazione del fattore di correzione per l'anno 2004;
- $\Delta CEK_n = WACC * (\Delta INV_{n-2} + \varphi_n * CIR_{n-1} - RALP_{n-2}) - \omega_{INVn}$;
- $\Delta INV_{n-2} = (INV_{n-2} - AMM_{n-2} - DISM_{n-2})$;
- $\omega_{INVn} = \sum j (P_{j,n} * Q_{j,n}) - \sum j (P_{j,n} * Q_{j,n-1})$;
- φ_n è la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi per l'anno n, il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- CIR_{n-1} è il capitale investito riconosciuto a fini tariffari nell'anno n-1;
- INV_{n-2} è l'investimento lordo effettuato nell'anno n-2 dall'impresa;
- AMM_{n-2} è la quota di ammortamento riconosciuta ai fini della fissazione del Csa sulla base del capitale investito fino all'anno n-2;
- $DISM_{n-2}$ sono le dismissioni effettuate nell'anno n-2 (eccedenti rispetto a quelle considerate ai fini della eventuale fissazione di decrementi annui del coefficiente Csa, in considerazione della eliminazione delle sovrapposizioni tra reti storiche e reti acquisite);
- $\sum j (P_{j,n} * Q_{j,n})$ è il valore dei ricavi calcolato moltiplicando le variabili di scala dell'impresa relativi all'anno n ($Q_{j,n}$) per la quota parte dei parametri tariffari dell'anno n a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto ($P_{j,n}$), il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- j sono le componenti tariffarie e le relative variabili di scala, rilevanti ai fini della perequazione specifica aziendale;
- $\Delta CEA_n = \varphi_n (\Delta AMM_{n-1} + AMM_{n-2}) - \omega_{AMMn}$
- $\Delta AMM_{n-2} = \varphi_n (NAM_{n-2} - ALL_{n-2} - DISA_{n-2} - UTI_{n-2})$;
- $\omega_{AMMn} = \sum j (A_{j,n} * Q_{j,n}) - \sum j (A_{j,n} * Q_{j,n-1})$;
- NAM_{n-2} indica la quota di ammortamento relativa ai nuovi investimenti effettuati nell'anno n-2;
- ALL_{n-2} è la quota di ammortamento relativa a cespiti alienati nell'anno n-2;
- $DISA_{n-2}$ è la quota di ammortamento relativa a cespiti dismessi a qualsiasi titolo;
- UTI_{n-2} è la quota di ammortamento relativa a cespiti che hanno completato la vita utile standard;
- $\sum j (A_{j,n} * Q_{j,n})$ è il valore dei ricavi calcolato moltiplicando le variabili di scala dell'impresa relativi all'anno n ($Q_{j,n}$) per la quota parte dei parametri tariffari dell'anno n a copertura degli ammortamenti ($A_{j,n}$), il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;

- ΔTAR_{CIRn} è la variazione percentuale dei parametri tariffari unitari, per effetto dell'aggiornamento annuale a valere per l'anno n, della parte a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto a livello nazionale. Il valore è fissato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari e tiene conto degli investimenti effettivi di settore all'anno n-2 ivi compresa la variazione conseguente alla rivalutazione e tenendo conto della crescita dei volumi;
- ΔTAR_{AMMn} è la variazione percentuale dei parametri tariffari unitari, per effetto dell'aggiornamento annuale a valere per l'anno n, della parte a copertura della remunerazione degli ammortamenti riconosciuto a livello nazionale. Il valore è fissato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari e tiene conto degli investimenti effettivi di settore all'anno n-2 ivi compresa la variazione conseguente alla rivalutazione e tenendo conto della crescita dei volumi.

3.3 Perequazioni riportate nell'Allegato TIV della deliberazione 73/07

Vi sono delle perequazioni riportate nella delibera 156/07 all'articolo 13 dell'allegato TIV, "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali", riguardanti le imprese che operano nel settore della distribuzione ed in particolare sono:

- a) Perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela (solo per i distributori che sono esercenti della maggior tutela);
- b) Perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione;
- c) Perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard;

a) Perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela (solo per i distributori che sono esercenti della maggior tutela), comma 13ter;

Le imprese operanti nel settore della distribuzione che, come spiegato nel capitolo 1, non superano la quota di 100000 clienti finali, non sono tenute a presentare una separazione societaria e funzionale tra le attività di vendita e di distribuzione. Il servizio di vendita ai clienti in maggior tutela è un servizio svolto in un regime monopolistico e per tale motivo le imprese esercenti tale servizio sono soggette ad una forte regolamentazione nei ricavi ammessi che si concretizza con la perequazione in esame.

L'ammontare di tale perequazione, secondo quanto riportato dalle norme, è pari a:

$$A = [CA - RA]$$

dove:

- CA denota il costo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per servire i clienti in maggior tutela, calcolato secondo la seguente formula:

$$CA = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * q_{i,m}^{acq}) + cong_{AU}^+$$

- RA denota i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica fornita ai clienti in maggior tutela, calcolati secondo la seguente formula:

$$RA = RPED + \Sigma_D RUTD + \text{cong}^-_{AU}$$

Dove:

- i assume i valori delle fasce orarie F1, F2 e F3;
- m indica il mese dell'anno;
- $p_{aui,m}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m;
- $q_{acq,i,m}$ è l'energia elettrica approvvigionata dall' esercente la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m; tale energia comprende l'energia elettrica approvvigionata per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione;
- cong^+_{AU} è un ammontare versato all'Acquirente Unico dall' esercente la maggior tutela legato alle partite economiche di conguaglio del load profiling ;
- RPED è la somma dei ricavi ottenibili, applicando il corrispettivo PED, da ciascuna tipologia contrattuale (di seguito definite come tipologia contrattuale c) che si riferisce a punti di prelievo in bassa tensione che non siano:
 - a) punti di prelievo nella titolarità di clienti finali domestici, da cui è prelevata energia elettrica per alimentare:
 - i) applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; tali applicazioni comprendono i servizi generali in fabbricati che comprendano una sola abitazione;
 - ii) applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;
 - b) punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica, da cui è prelevata energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti.

Ad esclusione dei ricavi ottenibili dall'applicazione del medesimo corrispettivo agli usi propri della trasmissione e della distribuzione;

- cong^-_{AU} è un ammontare versato dall'Acquirente unico dall' esercente la maggior tutela legato alle partite economiche di conguaglio del load profiling;
- $\Sigma_D RUTD$ denota la somma rispetto all'insieme delle imprese distributrici degli importi RUTD ottenibili dalla cessione alle imprese distributrici dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione calcolati come segue:

$$RUTD = \sum_c \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * qc_UTeDi,m * \lambda^c)$$

- i assume i valori delle fasce orarie F1, F2 e F3;
- m indica il mese dell'anno;
- $pau_{i,m}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m ;
- qc_UTeDi,m è l'energia elettrica fornita agli usi propri della distribuzione e della trasmissione appartenenti alle tipologie contrattuali c , dall'esercente la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m . Il riconoscimento della fornitura di energia elettrica ad uso proprio della trasmissione e della fornitura di energia elettrica ad uso proprio della distribuzione avviene dietro specifica autocertificazione predisposta dall'impresa distributrice; con riferimento all'energia elettrica fornita per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione, l'impresa distributrice provvede ad attribuire l'energia elettrica alle diverse fasce orarie dei diversi mesi dell'anno in coerenza con le disposizioni della normativa del load profiling applicabile al periodo cui i prelievi si riferiscono;
- λ^c è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi applicabili ai clienti finali delle tipologie contrattuali c .

b) *Perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione art. 13 quater. 1*

L'ammontare di perequazione relativo all'acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione riconosciuto a ciascuna impresa distributrice è pari a :

$$RUTD_{ID} = \sum_c \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * Q^{c_UTeD}_{i,m} * \lambda^c)$$

dove:

- $Q^{c_UTeD}_{i,m}$ è il totale dell'energia elettrica approvvigionata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione appartenenti alla tipologia contrattuale c di cui al comma 2.3, inclusiva dell'energia elettrica eventualmente approvvigionata nel mercato libero. Il riconoscimento della fornitura di energia elettrica ad uso proprio della trasmissione e della fornitura di energia elettrica ad uso proprio della distribuzione avviene dietro specifica autocertificazione predisposta dall'impresa distributrice;

c) *Perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard;*

L'ammontare di perequazione, per ciascuna ΔL relativo a tale perequazione è dato da:

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * q^{\Delta L}_{i,m})$$

dove:

- i assume i valori delle fasce orarie F1, F2 e F3.
- m indica il mese dell'anno

- $pau_{i,m}$ è il prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per ciascuna delle fasce orarie i del mese m .
- $q^{\Delta L}_{i,m}$ è l'energia elettrica corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard per ciascuna delle fasce orarie i del mese m , calcolata secondo la seguente formula.
- $q^{\Delta L}_{i,m} = [(\sum_m \sum_i q^{dest-D}_{i,m}) - (\sum_c \sum_m [\lambda^c * q^{c-MT}_m])] * [(q^{dest-D}_{i,m}) / (\sum_m \sum_i [q^{dest-D}_{i,m}])]$

dove:

- $q^{dest-D}_{i,m}$ è la quantità di energia elettrica determinata ai sensi dell'articolo 13septies.1 e rappresenta la quantità d'energia elettrica destinata ai clienti nella maggior tutela; tale energia comprende l'energia elettrica approvvigionata per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione.
- λ^c è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi applicabili ai clienti finali delle tipologie contrattuali c .
- q^{c-MT}_m è l'energia elettrica fornita, nell'ambito del servizio di maggior tutela; tale energia comprende l'energia elettrica fornita per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione.

Volendo analizzare nel concreto l'operato dell'Autorità si può sintetizzare il processo in quattro passi:

- 1) Somma di tutta l'energia immessa nella rete del distributore (produzioni ed interconnessioni con ENEL e TERNA), il tutto maggiorato di un coefficiente per tener conto delle perdite standard e riportare così il valore in AAT.
- 2) Dalla sommatoria si deve sottrarre l'energia fornita ai clienti (AT,MT,BT esclusa la maggior tutela) e gli usi propri della distribuzione, applicando anche in questo caso gli opportuni coefficienti per riportare il valore in AAT.
- 3) Il dato risultante è denominato "energia destinata alla maggior tutela"(questo dato è già riportato all'AAT) e ad esso dovrò sottrarre l'energia effettivamente fornita alla maggior tutela riportata in AAT.
- 4) Se il risultato finale sarà maggiore di zero significa che le perdite effettive sono state minori di quelle standard e quindi la rete è efficiente nel caso invece di valore negativo vi sarà un'inefficienza della rete rispetto allo standard normativo. Tale ammontare di energia sarà valorizzato al prezzo dell'Acquirente Unico e il distributore verrà premiato o penalizzato di conseguenza.

I coefficienti utilizzati per riportare l'energia al valore in AAT in considerazione delle perdite standard sono riportati nella tabella di seguito (tabella 4 T.I.S.):

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per punti di immissione e punti di prelievo % (A)	Punti di interconnessione fra reti % (B)
380 kV	0,9	0,9
220 kV	2,9	0,9
AT	2,9	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1,3
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,9
- altro		2,1
MT	5,1	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		3,6
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		5,1
- altro		4,4
BT	10,8	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		7,0
- altro		8,9

Tab. 3.1. Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

3.4 Ipotesi allo studio per il prossimo periodo regolatorio.

Tutte le considerazioni tariffarie e perequative sin qui enunciate si riferiscono al terzo periodo regolatorio, relativo agli anni 2008-2011. Al termine dell'anno corrente si entrerà quindi nel quarto periodo che dovrebbe comportare modifiche, più sostanziali nel settore della distribuzione elettrica.

La delibera sarà probabilmente emanata verso l'autunno 2011, ma sin da ora, dall'analisi dei documenti di consultazione dell'AEEG si possono fare delle considerazioni sull'impostazione futura.

L'intento da parte dell'AEEG è quello di promuovere continuità e stabilità della regolazione con il periodo precedente così da garantire certezza agli operatori e permettere loro di assolvere gli obblighi riportati nelle direttive dell'attuale periodo. Saranno comunque introdotte delle novità con il tentativo di allineare il settore dell'elettricità a quello del gas (nel capitolo seguente vi è una veloce descrizione della regolamentazione di quest'ultimo settore).

I punti sui quali si tende ad agire sono:

1. Criteri di determinazione del costo riconosciuto, vincoli ai ricavi ammessi per l'erogazione del servizio e meccanismi di perequazione.
2. Meccanismi di incentivo
3. Tariffa di riferimento e allocazione dei costi agli utenti della rete
4. Convergenza tra le tariffe D2 e D3

1. Per quanto riguarda il costo riconosciuto per l'impresa, si tenterà di agire con un duplice criterio: in merito al vincolo sui ricavi legati al riconoscimento del capitale investito dell'anno 2008 (ammesso e perequato nel 2010) si manterrà la regolamentazione dell'attuale periodo regolatorio, mentre per gli anni successivi al 2008 il vincolo sarà personalizzato per i distributori in relazione ai nuovi investimenti, che saranno anche valutati dal punto di vista dell'efficienza tramite l'utilizzo di indicatori. Sta prendendo piede l'idea di individuare anche dei costi standard. Per l'individuazione della remunerazione del capitale investito e quindi la determinazione del WACC, sarà monitorato il livello di indebitamento degli operatori.

Per quanto riguarda i costi operativi vi è l'idea di mantenere lo stesso criterio sancito nella deliberazione 348/07 per tutti gli operatori ad eccezione di quelli ammessi al regime di perequazione specifica per i quali è previsto un riconoscimento personalizzato.

2. Per quanto riguarda i meccanismi di incentivazione si cercherà di puntare sugli investimenti finalizzati all'incremento dell'efficienza (come ad esempio le smart grids) e sulla mobilità elettrica. Si prevede inoltre una riduzione del Δ WACC di incentivo nel caso in cui l'entità di investimento sia inferiore ad una determinata soglia prefissata.

Anche nella misura si tenta di promuovere l'efficienza prevedendo una riduzione delle componenti tariffarie MIS(RAC) e MIS(VER) in funzione della tempestività nella fornitura dei bilanci energetici (diminuendo quindi le suddette componenti in caso di ritardi) e della percentuale delle misure stimate (le componenti verranno ridotte se la percentuale delle misure stimate su quelle realmente effettuate supera una determinata soglia). Sono inoltre previste delle penalità per quelli operatori che non hanno provveduto alla sostituzione dei misuratori elettromeccanici "tradizionali" di bassa tensione.

3. Per quanto riguarda la tariffa di riferimento si provvederà alla revisione dei criteri di allocazione dei costi dipendentemente alle differenti tipologie contrattuali e con riferimento alla quota fissa e variabile.
4. In riferimento alle tariffe D2 e D3 vi è l'idea di far convergere entrambe alla tariffa D1e di scorporare dalle prime la componente UC6. Inoltre si prevede anche l'estrapolazione della componente "eventi eccezionali" dalle tariffe.

Modello per l'analisi della redditività degli investimenti

Introduzione

Al fine di valutare la redditività degli investimenti nel settore delle reti elettriche, sia dal punto di vista del proprietario degli asset che del gestore di rete, si è realizzato un modello di analisi su foglio di calcolo, che determina i flussi di cassa in uscita per la realizzazione delle opere e in entrata provenienti dal riconoscimento tariffario e dalle perequazioni, così come sono previsti nell'attuale periodo regolatorio, descritto nei capitoli precedenti.

La determinazione dei flussi di cassa annuali, permette la definizione di alcuni parametri economici utili nella valutazione della redditività e dell'economicità dell'investimento, tali parametri sono: il VAN(valore attuale netto), il TIR (tasso interno di rendimento) e il Payback Period.

4.1 Parametri economici determinati

La valutazione di un investimento viene effettuata da un'impresa al fine di stabilire l'accettabilità di un progetto rispetto a valori standard prefissati effettuando anche una comparazione con progetti alternativi, determinando così una lista di priorità tra più proposte d'investimento (a parità di altre considerazioni sulla necessità ed urgenza degli interventi)

Fondamentale in tale valutazione è la determinazione dei flussi di cassa in uscita necessari per la realizzazione dell'investimento, a fronte dei flussi d'entrata derivanti dalle tariffe e dalle perequazioni. Uno dei primi problemi da risolvere è legato al fatto che i flussi di cassa in entrata e in uscita si concretizzano in orizzonti temporali differenti. Tale problematica è legata al cosiddetto costo opportunità ossia il valore della miglior alternativa tralasciata. Per fare un esempio, un capitale riscuotibile in una data futura da un'impresa rappresenta una situazione economico-finanziaria peggiore del caso in cui tale capitale fosse in possesso dell'impresa al tempo presente; in questo secondo caso l'impresa potrebbe infatti utilizzare tale somma per ottenere degli utili da altre forme di investimento oppure semplicemente spenderla.

Per ovviare a questo problema si utilizza un processo di attualizzazione compiuto attraverso un tasso di sconto. Grazie a questo processo è possibile compensare tutte le sfasature temporali riducendole al momento "zero" dell'operazione, ad esempio al momento in cui vi è il primo esborso economico per la realizzazione dell'investimento. Si deve notare che al fine di realizzare la valutazione economica seguendo la suddetta modalità, si dovrà riferire la distribuzione temporale delle spese di investimento e dei ricavi non ai corrispondenti momenti nei quali nascerà l'impegno previsto di spesa ed il diritto al preventivato ricavo, ma ai momenti dell'effettiva erogazione di cassa, cioè ai momenti nei quali presumibilmente si verificheranno esborsi ed incassi.

Tutto ciò si concretizza nell'assunzione di equivalenza costi=spese=esborsi da un lato e ricavi =introiti =incassi dall'altro. Il metodo di valutazione descritto prende il nome di metodo dei flussi di cassa attualizzati.

Dopo aver determinato i flussi di cassa annuali ed averne definito l'attualizzazione si possono ricavare tre parametri molto importanti nella valutazione dell'investimento:

- a) VAN (Valore Attuale Netto)
- b) TIR (Tasso interno di rendimento)
- c) PayBack Period

- a) Il VAN (Valore Attuale Netto) noto anche con l'acronimo inglese di NPV (Net Present Value) esprime la quantità di moneta generata o distrutta per effetto dell'investimento, tenendo in considerazione i flussi di cassa, la loro manifestazione nel tempo e l'attualizzazione dei flussi sulla base di un tasso espressivo del rischio connesso all'investimento. La formulazione di tale parametro è :

$$\text{VAN} = \text{FC}_0 + \text{FC}_1/(1+i) + \text{FC}_2/(1+i)^2 + \dots + \text{FC}_n/(1+i)^n$$

Dove:

- FC_n è il flusso di cassa dell'anno n attualizzato
- i è il tasso di attualizzazione scelto

L'interpretazione del VAN risulta molto intuitiva, se il VAN è positivo significa che il progetto è fattibile perché i ricavi superano i costi, se esso invece è negativo il progetto non è realizzabile. La positività del VAN significa dunque che l'investimento è in grado di generare un rendimento superiore al rendimento di riferimento dell'azienda stessa (ossia maggiore del costo opportunità). È da notare come il VAN non costituisca una valutazione contabile del progetto di investimento ma solo una valutazione sulla fattibilità o meno dello stesso, infatti, un VAN negativo non significa che non ci sia un rendimento netto ma solo che tale rendimento è inferiore a quello alternativo assunto come riferimento. Mediante questo parametro è reso possibile il confronto della convenienza tra due investimenti in concorrenza tra loro, risultando maggiormente conveniente quello con il VAN più elevato. Nel compiere tale confronto si deve però tenere in considerazione che una comparazione è possibile solo se il periodo di attuazione è lo stesso con equivalenza anche nel capitale investito.

- b) Il TIR (Tasso Interno di Rendimento) corrispondente all'acronimo inglese IRR (Internal Rate of Return), è il tasso di attualizzazione che azzerava algebricamente il VAN ed esprime la redditività dell'investimento e quindi la capacità del progetto di remunerare il capitale investito. Costituente, come il VAN, un parametro economico per la valutazione degli investimenti, differisce da quest'ultimo in quanto il VAN è espresso in unità monetarie (Euro o Dollaro ad esempio) ed identifica la sommatoria di una serie di flussi di cassa futuri, riportati al presente grazie ad un certo tasso che rappresenta il rendimento minimo desiderato dall'impresa, mentre l'IRR espresso in percentuale rappresenta il tasso di rendimento di pareggio ossia quel tasso per il quale il valore degli esborsi equivale quello degli introiti. Il progetto preso in considerazione risulta attuabile qualora l'IRR risulti maggiore del costo opportunità. È da considerare come per la valutazione di un investimento non sia sufficiente l'IRR, ma ad esso debba sempre essere accostato anche il valore del VAN. Un progetto di dimensioni modeste con un IRR molto elevato potrebbe infatti presentare valore di VAN inferiore ad uno di dimensioni maggiori ma con un IRR contenuto. È

da notare, inoltre, che in alcuni casi l'IRR non è calcolabile e ciò avviene alla presenza di flussi meramente positivi.

- c) Il Payback period (periodo di rimborso) è concettualmente molto semplice ed identifica quel lasso di tempo necessario, espresso in anni, affinché la sommatoria delle entrate attualizzate equivalga quella delle uscite attualizzate, ovvero il tempo necessario all'impresa per rientrare dei costi sostenuti. Secondo questo criterio si dovrebbero prediligere gli investimenti con i payback minori. Questo metodo presenta delle limitazioni in quanto non tiene conto dei flussi di cassa nascenti dopo il recupero dell'esborso iniziale e non valuta nemmeno l'entità di tale esborso. Solitamente le imprese si pongono un cut-off period, ossia un limite massimo entro il quale l'investimento deve essere recuperato, infatti un allungamento dei tempi di rientro comporta una contrazione dei benefici di ordine finanziario oltre all'introduzione di un maggior livello d'incertezza in quanto le previsioni sulle variabili dalle quali dipende la valutazione del progetto tendono a perdere di significatività.

4.2 Assunzioni generali

Sono qui di seguito riportate alcune ipotesi che si sono dovute assumere per la realizzazione del modello:

- L'impresa in esame è ammessa al regime di perequazione specifica aziendale che, come riportato nel capitolo precedente, consente una remunerazione puntuale degli investimenti. La mancanza di questa ipotesi renderebbe di fatto impossibile una valutazione in quanto la remunerazione non dipenderebbe più dall'esborso effettuato, bensì dalla media degli investimenti attuati dalle diverse imprese di distribuzione operanti a livello nazionale. AGSM ha avviato l'istruttoria per esse ammessa a tale regime il cui esito è atteso nei prossimi mesi.
- Il modello è finalizzato per l'utilizzo da parte del gruppo AGSM. Per tal motivo è utile ricordare la delibera 11/07 dell'Autorità che prevede la separazione funzionale delle singole attività che compongono la filiera del settore energetico, a partire dalla produzione sino alla vendita al cliente finale, tale separazione è definita con il nome di "unbundling". Queste disposizioni hanno portato ad una suddivisione aziendale secondo lo schema riportato nel primo capitolo. Durante tale suddivisione si è stabilito che gli asset di AGSM Distribuzione (quelli strettamente funzionali all'attività di distribuzione, ossia la rete) rimanessero di proprietà della holding AGSM VERONA, la quale li cede in affitto a Distribuzione, ricevendone come corrispettivo un canone. Nonostante gli asset siano di proprietà della holding, il potere decisionale sull'attuazione o meno di un investimento spetta ad AGSM Distribuzione tramite la figura del "Gestore Indipendente". Il Gestore indipendente è un organo introdotto con la delibera 11/07, i cui amministratori godono di autonomia decisionale e organizzativa nella gestione dell'attività oggetto di separazione. L'analisi di questa situazione è analizzata nella versione "Base" del modello. Nel caso in cui AGSM Distribuzione gestisca invece in affidamento una rete di proprietà di terzi, il canone di

affidamento sarà corrisposto a quest'ultimi. Per tener in considerazione questo caso, è stato realizzato un modello denominato "Evoluzione" nel quale non è contemplata AGSM VERONA.

- Il modello segue una "logica di differenza" ossia viene valutato l'impatto di un investimento su un'impresa già esistente. I flussi monetari originati da un nuovo investimento andranno quindi a condizionare il valore di flussi noti. Secondo quest'ottica si potranno avere flussi legati alle imposte di segno positivo (in un conto economico solitamente gli importi legati al capitale da corrispondere all'erario sono riportati con segno negativo), il che significa che l'investimento attuato, generando una contrazione dell'utile imponibile, porterà ad una diminuzione dei tributi dovuti, mentre in una logica di tipo assoluto non avrebbe senso prendere in considerazione imposte di segno negativo. Analoghe considerazioni di possono fare anche sui dividendi versati da "Distribuzione" a "Verona".

4.3 Struttura del modello Base

Il modello "Base", analizzante il caso della realizzazione di investimenti sulla rete i cui asset sono di proprietà di AGSM Verona, si compone di quattro parti denominate:

- Convalida_dati
- WACC
- VALUTAZIONE
- modello_GRUPPO_AGSM

a) Convalida dati

In questa prima parte non è richiesta nessuna operazione da parte dell'utente e sono riportati dei parametri normativi definenti l'investimento che si vuole realizzare. In particolar modo abbiamo:

- *Attività* (Tipologia di settore nel quale viene effettuato l'investimento)

Distribuzione gas naturale
Misura gas naturale
Distribuzione energia elettrica
Misura energia elettrica
Altro (Attività diverse dalle precedenti)

Tabella. 4.3.1. Tipologia di settore nel quale viene effettuato l'investimento

- WACC (riporta i valori del parametro calcolato secondo la logica espressa nel punto b) di questo paragrafo:

	Percentuale
Distribuzione gas naturale: WACC totale	7,6%
Misura gas naturale: WACC totale	8,0%
Distribuzione energia elettrica: WACC totale	7,0%
Misura energia elettrica: WACC totale	7,2%
Altro: WACC totale	0,0%
Distribuzione gas naturale: WACC AGSM Verona s.p.a.	4,9%
Misura gas naturale: WACC AGSM Verona s.p.a.	4,9%

Distribuzione energia elettrica: WACC AGSM Verona s.p.a.	4,8%
Misura energia elettrica: WACC AGSM Verona s.p.a.	4,8%
Altro: WACC AGSM Verona s.p.a.	0,0%
Distribuzione gas naturale: WACC AGSM Distribuzione s.r.l.	2,7%
Misura gas naturale: WACC AGSM Distribuzione s.r.l.	3,1%
Distribuzione energia elettrica: WACC AGSM Distribuzione s.p.a.	2,2%
Misura energia elettrica: WACC AGSM Distribuzione s.r.l.	2,4%
Altro: WACC AGSM Distribuzione s.r.l.	0,0%

Tabella. 4.3.2. Valori del parametro WACC per ciascuna attività.

- *Durata* (indica la durata convenzionale dei cespiti come stabilito dall'Autorità ai fini dell'ammortamento):

	Anni
Distribuzione e misura gas: Immobili e fabbricati	40
Distribuzione e misura gas: Condotte stradali	50
Distribuzione e misura gas: Impianti principali e secondari	20
Distribuzione e misura gas: Impianti di derivazione (allacciamenti)	40
Distribuzione e misura gas: Gruppi di misura convenzionali	20
Distribuzione e misura gas: Gruppi di misura elettronici (con sistemi di telelettura/telegestione)	15
Distribuzione e misura gas: Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali	7
Distribuzione e misura energia elettrica: Fabbricati	40
Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di trasmissione	40
Distribuzione e misura energia elettrica: Stazioni elettriche	33
Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di alta tensione	40
Distribuzione e misura energia elettrica: Cabine primarie	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Sezioni MT e centri satellite	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Cabine secondarie	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Trasformatori cabine secondarie	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di media tensione	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di bassa tensione	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Prese utenti	30
Distribuzione e misura energia elettrica: Limitatori e misuratori	20
Distribuzione e misura energia elettrica: Misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione	15
Altro: Terreni	infinita

Tabella. 4.3.3. Durata convenzionale dei cespiti.

Le fonti normative di riferimento per tali durate sono:

Deliberazione 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08;

Deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, vedi Allegato 1 Tabella 5;

• *Investimenti incentivati*

Secondo quanto definito all'Autorità, alcune tipologie di investimenti vengono incentivate attraverso una remunerazione aggiuntiva (ossia una percentuale additiva al WACC) sul capitale investito per un numero predeterminato di anni.

	%	Anni
realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT	2%	8
investimenti su trasformatori a basse perdite	2%	8
realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni	2%	12
progetti pilota comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (smart grids)	2%	12
investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere, ivi comprese le variazioni di lavori in corso	0%	0
NESSUNA INCENTIVAZIONE	0%	0
ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI;	2%	8
sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo.	2%	8

Tabella. 4.3.4. *Investimenti incentivati*

Le fonti normative di riferimento per tali durate sono:

Deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, Allegato A, at. 11.4

Deliberazione 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08, Allegato A, art. 45.3. e 45.4

b) WACC

In questa parte è calcolato, secondo quanto riportato dall'Autorità nella atto n. 47/07 e delibera ARG/gas 159/08 dell'AEEG, il valore del WACC. Per praticità si riporta di seguito la formula e la relativa legenda rimandando ulteriori dettagli al capitolo relativo alle tariffe:

$$WACC(\text{pretax}) = \frac{\left[1 + \left(\frac{ke}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + Kd * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

legenda:

- Ke è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- Kd è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- rpi è il tasso di inflazione;
- $Ke = rf + B \text{ levered} * Pr$;
- rf è il tasso nominale delle attività prive di rischio;

- *B levered* è il rischio sistematico attività;
- *Pr* è il premio per il rischio di mercato ;

Gruppo AGSM (riconosciuto ad AGSM Distribuzione)

Periodo regolatorio 2008-2011

Distribuzione elettrica			
	rf	B levered	Pr
	4,45%	0,6	4%
Ke	6,85%		
Kd	4,90%		
T	40%		
Tc	33%		
D/E	0,8		
D	44,44%		
E	55,56%		
rpi	1,70%		
WACC			7,0%

Periodo regolatorio 2009-2012

Distribuzione gas			
	rf	B levered	Pr
	4,65%	0,65	4%
Ke	7,25%		
Kd	5,10%		
T	38%		
Tc	27,50%		
D/E	0,5		
D	33,33%		
E	66,67%		
rpi	2,00%		
WACC			7,6%

Misura e commercializzazione elettrica			
	rf	B levered	Pr
	4,45%	0,67	4%
Ke	7,13%		
Kd	4,90%		
T	40%		
Tc	33%		
D/E	0,8		
D	44,44%		
E	55,56%		
rpi	1,70%		
WACC			7,2%

Misura gas			
	rf	B levered	Pr
	4,65%	0,73	4%
Ke	7,57%		
Kd	5,10%		
T	38%		
Tc	27,50%		
D/E	0,5		
D	33,33%		
E	66,67%		
rpi	2,00%		
WACC			8,0%

Tabella. 4.3.5. Parametri WACC per le diverse attività per il gruppo AGSM

Per AGSM distribuzione nel calcolo del WACC si sono presi i valori fissati dall'Autorità (tutta la remunerazione sul capitale investito sarà incamerato da AGSM Distribuzione).

Per AGSM Verona invece, si utilizza un *B levered* (tasso di rischio sistematico di attività) pari a zero. Ossia si riconosce ad AGSM Verona la stessa remunerazione che avrebbe avuto se avesse effettuato un investimento totalmente insensibile alle condizioni di mercato. La remunerazione del capitale

investito ottenibile applicando il WACC calcolato in quest'ottica sarà versata da AGSM Distribuzione ad AGSM Verona come quota parte del canone di affitto degli asset, e consentirà la copertura degli oneri finanziari derivanti dall'utilizzo della linea di credito. I valori di WACC riferibili ad AGSM Verona sono:

AGSM Verona s.p.a.							
Periodo regolatorio 2008-2011				Periodo regolatorio 2009-2012			
Distribuzione elettrica				Distribuzione gas			
	rf	B levered	Pr		Rf	B levered	Pr
	4,45%	0	4%		4,65%	0	4%
Ke	4,45%			Ke	4,65%		
Kd	4,90%			Kd	5,10%		
T	40%			T	38%		
Tc	33%			Tc	27,50%		
D/E	0,8			D/E	0,5		
D	44,44%			D	33,33%		
E	55,56%			E	66,67%		
rpi	1,70%			rpi	2,00%		
WACC			4,8%	WACC			4,9%
Misura e commercializzazione elettrica				Misura gas			
	rf	B levered	Pr		Rf	B levered	Pr
	4,45%	0	4%		4,65%	0	4%
Ke	4,45%			Ke	4,65%		
Kd	4,90%			Kd	5,10%		
T	40%			T	38%		
Tc	33%			Tc	27,50%		
D/E	0,8			D/E	0,5		
D	44,44%			D	33,33%		
E	55,56%			E	66,67%		
rpi	1,70%			rpi	2,00%		
WACC			4,8%	WACC			4,9%

Tabella. 4.3.5. Parametri WACC per le diverse attività per AGSM Verona

Riassumendo:

	Gruppo AGSM	AGSM Verona s.p.a.	AGSM Distribuzione s.p.a.
Distribuzione elettrica	7,0%	4,8%	2,2%
Misura e comm. Elettrica	7,2%	4,8%	2,4%
Distribuzione gas	7,6%	4,9%	2,7%
Misura gas	8,0%	4,9%	3,1%

Tabella. 4.3.6. Parametri WACC per le diverse attività per il gruppo AGSM e per AGSM Verona

c) VALUTAZIONE

In questa sezione vengono imputati alcuni dati riguardanti l'investimento, con la possibilità di variare alcuni parametri economici di valutazione.

Dati richiesti all'utente sull'investimento

Inizialmente è richiesto all'utente di inserire:

	Unità di misura	Valori
Inflazione annua media di periodo	[%]	2,50%
Deflatore investimenti fissi lordi (media annua del periodo)	[%]	2,50%
Denominazione dell'investimento	[denominazione]	Investimento alfa
Anno zero (anno iniziale valutazione economica)	[anno]	2011
Anno ultimo (anno ultimo della valutazione economica)	[anno]	2033
IRAP	[%]	4,25%
IRES AGSM Distribuzione s.r.l.	[%]	27,50%
IRES AGSM Verona s.p.a.	[%]	34,00%
Tasso di attualizzazione	[%]	6,50%
Tasso debitorio su mutuo	[%]	4,50%
lunghezza piano economico in anni	[anno]	24

Tabella. 4.3.7. dati richiesti all'utente sull'investimento

I dati inseriti in questa tabella sono liberamente modificabili dall'utente ad eccezione della lunghezza del piano economico che non può superare i 30 anni.

In particolar modo le voci inserite riguardano:

- *Inflazione annua media del periodo* è il tasso di inflazione atteso per il periodo del piano economico, i valori storici sono ricavabili da dati ISTAT (i valori futuri sono desumibili da varie fonti: documenti di programmazione economica del governo o altri enti quali BCE e FMI o anche dal raffronto dei titoli di stato indicizzati all'inflazione con quelli a tasso fisso) e indica la variazione del potere d'acquisto della moneta.
- *Deflatore degli investimenti fissi lordi* è un indice statistico che permette di separare la componente di crescita di un aggregato economico dovuta a fattori reali dalla componente dovuta invece a fattori monetari, tale tasso di difficile definizione è ipoteticamente e ragionevolmente equiparabile al tasso di inflazione
- *Denominazione dell'investimento* è l'appellativo dell'investimento indicato dall'utente
- *Anno zero* è l'anno iniziale della valutazione economica
- *Anno ultimo* è l'ultimo anno della valutazione economica
- *IRAP* : tasso di imposta regionale sulle attività produttive
- *IRES AGSM Verona & IRES AGSM Distribuzione* è il tasso di imposta sul reddito delle società
- *Tasso d'attualizzazione* è il tasso da impiegare per trasferire al tempo "0" un capitale finanziario esigibile ad una certa data futura, stimabile maggiorando di un premio di rischio il

rendimento di investimenti privi di rischio. Tale maggiorazione dipende dall'ambito in cui l'impresa opera e dalle quotazioni di mercato, per un'impresa operante nel settore della distribuzione italiana di energia elettrica e gas è ragionevolmente fissabile al 6,5%

- *Tasso debitorio sul mutuo* è il tasso di interesse sul capitale prelevato dalla linea di credito
- *Lunghezza del piano economico* costituisce il numero di anni in cui l'investimento è esaminato, esso non è impostato dall'utente ma deriva dai valori inseriti in *Anno zero* ed *Anno ultimo*, è da notare come grazie all'utilizzo di apposite macro il modello modifichi le tabelle e i grafici in base alla lunghezza temporale del piano economico .

Dopo aver inserito i parametri suddetti, all'utente è richiesto di fornire informazioni specifiche sull'investimento selezionandole da appositi menu a tendina. È da notare che per ciascun investimento è prevista una possibile suddivisione sino ad un massimo di 12 sottoinvestimenti.

Per ciascun sottoinvestimento deve essere scelto:

Settore interessato da scegliere tra (consente al modello la determinazione del WACC) :

- Distribuzione gas naturale
- Misura gas naturale
- Distribuzione energia elettrica
- Misura energia elettrica

Tipologia per ammortamento in base a questa scelta il modello seleziona la vita utile del bene in base a quanto stabilito dalle normative e riportato nel paragrafo Convalida dati, l'utente può scegliere tra:

- Distribuzione e misura gas: Immobili e fabbricati
- Distribuzione e misura gas: Condotte stradali
- Distribuzione e misura gas: Impianti principali e secondari
- Distribuzione e misura gas: Impianti di derivazione (allacciamenti)
- Distribuzione e misura gas: Gruppi di misura convenzionali
- Distribuzione e misura gas: Gruppi di misura elettronici (con sistemi di telelettura/telegestione)
- Distribuzione e misura gas: Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali
- Distribuzione e misura energia elettrica: Fabbricati
- Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di trasmissione
- Distribuzione e misura energia elettrica: Stazioni elettriche
- Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di alta tensione
- Distribuzione e misura energia elettrica: Cabine primarie
- Distribuzione e misura energia elettrica: Sezioni MT e centri satellite
- Distribuzione e misura energia elettrica: Cabine secondarie
- Distribuzione e misura energia elettrica: Trasformatori cabine secondarie
- Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di media tensione
- Distribuzione e misura energia elettrica: Linee di bassa tensione
- Distribuzione e misura energia elettrica: Prese utenti
- Distribuzione e misura energia elettrica: Limitatori e misuratori

Tipologia di investimento incentivato, (consente al modello la determinazione del tasso di remunerazione WACC aggiuntivo e la definizione del lasso temporale per cui esso è previsto; per maggiori informazioni su incentivazioni e normative di riferimento vedi il paragrafo *Investimenti incentivati*) da scegliere tra:

- realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT
- investimenti su trasformatori a basse perdite
- realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni
- progetti pilota comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (smart grids)
- investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere, ivi comprese le variazioni di lavori in corso
- NESSUNA INCENTIVAZIONE
- ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI
- sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo

Anno di entrata in esercizio del bene, si è predisposta una limitazione all'utente sulla scelta della stessa che deve essere contenuta tra l'Anno zero e l'Anno ultimo.

Spese di investimento annuali sostenute per la realizzazione del sott'investimento, tali valori non possono essere inseriti per gli anni successivi a quello di entrata in esercizio.

Contributi in conto capitale nel caso in cui vi siano.

Dati calcolati dal modello

Sulla base dei dati forniti dall'utente il modello calcola, per ciascun anno compreso tra l'Anno zero e l'Anno ultimo, per ciascun sottoinvestimento:

Quota d'ammortamento: l'ammortamento è definito come un procedimento economico-contabile avente come obiettivo la ripartizione del costo sostenuto per quei beni che cedono la loro utilità economica in un lasso di tempo di più esercizi, il costo del bene è cioè suddiviso in funzione della sua durata economica. Nello specifico di questo modello, dovendo predisporre una valutazione per il caso generale, si ipotizza che il bene entri in esercizio a metà dell'anno considerato, e quindi in tale anno la quota d'ammortamento sarà di valore dimezzato rispetto a quelle degli anni successivi. Conseguentemente a ciò anche per l'anno relativo all'ultimo anno di vita +1 sarà presente una quota d'ammortamento di valore dimezzato. In pratica si è traslata di sei mesi la vita utile del bene.

Quota d'ammortamento aumentata con deflatori: tale ammortamento è riconosciuto dall'Autorità nella determinazione della tariffa di riferimento. Nel calcolo di tale dato si segue la formula:

$$(quota_ammortamento) * (1 + deflato_investimenti_fissi_lordi)^{(anno_in_considerazione - anno_zero - 0.5)}$$

L'inserimento del valore “-0.5” è dovuto, in via approssimativa, per tener conto della traslazione temporale della vita del bene introdotta nel punto precedente.

Valore residuo a fine anno degli investimenti: tale valore, per ciascun anno, è dato dalla differenza tra il capitale investito per la realizzazione del bene e la sommatoria delle quote d'investimento che si hanno sino all'anno preso in considerazione.

Valore residuo a fine anno aumentato con deflatori: tale valore sarà preso in considerazione dall'Autorità nella remunerazione del capitale investito tramite l'applicazione del parametro WACC. Nel calcolo di tale dato si segue la formula:

$$(\text{valore}_\text{residuo}_\text{a}_\text{fine}_\text{anno}) * (1 + \text{deflato}_\text{investimenti}_\text{fissi}_\text{lordi})^{(\text{anno}_\text{in}_\text{considerazione} - \text{anno}_\text{zero} - 0.5)}$$

L'inserimento del valore “-0.5” è dovuto, in via approssimativa, per tener conto della traslazione temporale della vita del bene, congruamente con quanto attuato per le “quote d'ammortamento aumentata con deflatore”.

Immobilizzazioni in corso: corrispondenti, per ciascun anno preso in considerazione antecedente all'anno di entrata in esercizio, agli esborsi effettuati per la realizzazione del bene. Anche queste quote sono prese in considerazione dall'Autorità nella remunerazione del capitale investito.

Ricavi ammessi in caso di immobilizzazioni in corso: tali ricavi, per ciascun anno n , sono ottenuti moltiplicando il capitale investito nella realizzazione del bene nell'anno $n-2$ per il parametro WACC. Lo sfasamento temporale nel riconoscimento di tale ricavo è dovuto al fatto che l'esborso economico effettuato nell'anno $n-2$ è dichiarato all'Autorità tramite documenti contabili nell'anno $n-1$ e quindi ammesso nell'anno n .

Ricavo ammesso per cespiti: anche per tali ricavi, come per quelli delle immobilizzazioni in corso visti precedentemente, vi è uno sfasamento temporale di 2 anni nel riconoscimento da parte dell'Autorità. Per ciascun anno n (a partire dall'anno di entrata in esercizio+2), i ricavi ammessi sono pari all'addizione tra “il valore residuo a fine anno aumentato con deflatore dell'anno $n-2$ ” moltiplicato per il parametro “WACC” e la “quota d'ammortamento aumentata con deflatore” maturata nello stesso anno.

Affitto per AGSM VERONA: in questa voce entrano in gioco i rapporti e le scelte societarie già definite nelle *Assunzioni generali* del modello. Secondo tali assunzioni si prevede che gli asset di AGSM Distribuzione (quelli strettamente funzionali alla distribuzione, ossia la rete) siano di proprietà della holding AGSM VERONA, la quale li cede in affitto a Distribuzione, ricevendone come corrispettivo una canone. Tale canone a partire dall'anno n (anno successivo a quello del primo esborso monetario) si ipotizza pari a quota parte (secondo il WACC calcolato per AGSM VERONA) dei ricavi ammessi per immobilizzazioni/cespiti che AGSM DISTRIBUZIONE riceverà nell'anno $n+1$ (questo per permettere la copertura degli oneri finanziari) + la quota d'ammortamento aumentata con deflatore relativa all'anno $n-1$ (questo per far sì che alla fine della vita del bene AGSM VERONA abbia un ricevuto un capitale tale da permettere di realizzare nuovamente l'investimento).

Incentivazione: per alcuni investimenti previsti dalle deliberazioni del 29 dicembre 2007, n. 348/07, Allegato A, art. 11.4 e del 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08, Allegato A, art. 45.3. e 45.4, l'Autorità riconosce una remunerazione aggiuntiva per un periodo di tempo stabilito e tale remunerazione si ipotizza incassata da AGSM DISTRIBUZIONE. Come visto nel capitolo riguardante la perequazione

generale al punto “b”, tale incentivazione è percepita dal soggetto effettuante l'investimento indipendentemente dalla media nazionale degli investimenti.

d) *modello_GRUPPO_AGSM*

In quest'ultima parte del modello, si ottiene la valutazione dell'economicità e della redditività del modello tramite la determinazione dei parametri VAN, IRR e Payback Period già descritti nella prima parte di questo capitolo.

Al fine di giungere alla definizione dei suddetti parametri vengono analizzate sia per AGSM VERONA che per AGSM DISTRIBUZIONE una serie di voci economiche e patrimoniali interessate dall'attuazione dell'investimento, convenzionalmente le voci rappresentanti un introito sono precedute dal segno “+” e quelle rappresentanti un esborso sono precedute dal segno “-”.

In particolar modo per AGSM VERONA si considerano, per ciascun anno contemplato dal piano economico:

Maggior incasso da affitto reti, corrispondente al canone d'affitto percepito da AGSM Distribuzione.

Ammortamenti a costo storico e Ammortamenti rivalutati con deflatore: riportati dalla sezione precedente non costituiscono una voce di costo monetario.

Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario): al termine del periodo di valutazione, quindi per l'ultimo anno analizzato, si prevede che il bene realizzato possa essere ceduto ad una cifra pari al valore residuo aumentato con deflatore con la possibile nascita di una plusvalenza soggetta a tassazione. Tale plusvalenza è pari alla differenza tra il valore residuo a costo storico e quello aumentato con deflatore.

Oneri pagati durante l'anno: nel modello si prevede la possibilità che il bene sia realizzato mediante l'utilizzo di una linea di credito, che comporta l'originarsi di oneri finanziari. Il modello ipotizza che il soggetto realizzante l'investimento attinga dalla linea di credito un importo pari all'intero esborso necessitante per la realizzazione del bene. Come corrispettivo di ciò vi saranno degli oneri finanziari annuali pari all'indebitamento conseguito moltiplicato per un tasso debitorio. Al termine del periodo di valutazione dell'investimento si prevede che il soggetto utilizzante la linea di credito restituisca una quota pari all'intero importo prelevato in principio. La formulazione ipotizza che il mutuo sia elargito alla metà dell'anno in cui vi è l'utilizzo della linea di credito con conseguenze sull'importo dovuto in termini di oneri finanziari.

Maggior dividendo, al netto delle tasse, da AGSM Distribuzione: essendo AGSM Distribuzione controllata per il 99.17% da AGSM VERONA, la stessa percentuale dell'utile realizzato dalla prima è da considerarsi come dividendo per la controllante, diminuito di un 5% dovuto come tassazione.

Utile pre-tasse: realizzato dell'impresa è dato dalla somma di : *maggior incasso per affitto reti, ammortamenti a costo storico, plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro e oneri finanziari*. Da notare come tutte le voci di costo siano riportate con segno negativo.

IRAP : (Imposta Regionale sulle Attività Produttive) è un'imposta sul valore aggiunto prodotto che colpisce la ricchezza (intera come presupposto impositivo) allo stadio della sua produzione e non a quello della sua percezione (come le imposte sui redditi) né a quello del suo consumo (come l'IVA)

essa dunque colpisce il valore della produzione netta delle imprese ossia il reddito prodotto al lordo dei costi per il personale e degli oneri e dei proventi di natura finanziaria.

IRES: (Imposta sul Reddito delle Società) è un'imposta proporzionale e personale.

Da notare che sia IRES che IRAP per le *Assunzioni generali* sulla “logica di differenza” descritte all'inizio di questo capitolo, possono assumere valori negativi.

Totale imposte: dato dalla somma voci *IRAP* e *IRES*

Prelievo dalla linea di credito identifica, per ciascun anno, il quantitativo prelevato dalla linea di credito per la realizzazione del bene.

Contributi in conto capitale: consistenti nei classici contributi “a fondo perduto” non prevedono alcuna restituzione di capitale o pagamento di interessi. Nel modello si prevede che vi possano essere tali contributi, è da notare come la presenza degli stessi debba essere valutata caso per caso.

Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario): come già accennato precedentemente al termine del periodo di valutazione, quindi per l'ultimo anno analizzato, si prevede che il bene realizzato possa essere ceduto ad una cifra pari al valore a residuo aumentato con deflatore o comunque in mancanza di cessione esso rappresenta un analogo valore.

Totale investimento: indica l'esborso totale operato per la realizzazione del bene.

Quota capitale pagata durante l'anno: il modello prevede la possibilità da parte del soggetto utilizzante la linea di credito di diminuire mediante versamenti il proprio indebitamento.

Indebitamento quota capitale: indicante l'entità dell'indebitamento dell'impresa

Indebitamento residuo a fine anno: questo valore indica l'indebitamento dell'impresa a fine anno a fronte dell'eventuale pagamento di quote capitale.

A seguito alla determinazione delle suddette voci di conto economico e stato patrimoniale, l'analisi dell'investimento con l'attuazione del metodo dei flussi di cassa determina le seguenti voci:

Flussi di cassa in entrata: identificano la sommatoria di quei flussi monetari in entrata nascenti dalla realizzazione dell'investimento. In modo specifico avremmo la somma tra le seguenti voci: *Maggior incasso da affitto reti*, *Maggior dividendo al netto delle tasse da AGSM Distribuzione*, *Prelievo dalla linea di credito*, *Contributi in conto capitale* *Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)*.

Flussi di cassa in uscita: identificano la sommatoria di quei flussi monetari in uscita che si generano dalla realizzazione dell'investimento. In modo specifico avremmo la somma tra le seguenti voci: *Oneri pagati durante l'anno*, *Totale imposte*, *Totale investimento*, *Quota capitale pagata durante l'anno*.

Cash Flow: costituisce i flussi di cassa generati dall'investimento ed è dato dalla somma tra *Flussi di cassa in entrata* e *Flussi di cassa in uscita*. È da notare come quest'ultimi siano rappresentati con segno negativo.

Cash Flow attualizzato al primo anno: come maggiormente descritto nel paragrafo “Parametri economici determinati”, il metodo dei flussi di cassa attualizzati prevede di riferire tutti i flussi di cassa al medesimo tempo “zero”. Tale attualizzazione si ottiene con la formulazione:

$$\frac{\text{Cash_Flow}}{(1 + \text{tasso_di_attualizzazione})^{(\text{anno_in_considerazione} - \text{anno_zero} + 0.5)}}$$

L'inserimento in formula del valore "+0.5" si è reso necessario al fine di garantire la congruenza con le ipotesi assunte per le quote d'ammortamento. Da notare come nel valore 0,5 vi sia una variazione di segno rispetto a quanto riportato per le quote d'ammortamento. Tale variazione è dovuta all'ipotesi che l'investimento sia realizzato a metà dell'anno di entrata in esercizio. Per tale ipotesi, le voci nascenti all'inizio dell'anno (quote d'ammortamento) dovranno essere traslate con un ritardo di sei mesi mentre quelle che si concretizzano alla fine dell'anno (cash flow) subiranno una traslazione in anticipo del medesimo lasso temporale.

Cash Flow attualizzato incrementale: costituisce la sommatoria dei flussi di cassa attualizzati realizzati tra l'anno zero e l'anno preso in considerazione. Tale dato è utile nella determinazione del VAN.

Quote d'investimento attualizzate : costituiscono l'attualizzazione al tempo "zero" degli esborsi effettuati. La formulazione ricopre la medesima forma utilizzata per l'attualizzazione dei flussi di cassa.

Indebitamento attualizzato incrementale : costituisce l'attualizzazione al tempo "zero" del capitale di debito a carico dell'impresa in ciascun anno del piano economico.

Bilancio di cassa: utile per la determinazione del Payback Period, è dato per l'anno in considerazione, dalla somma tra la sommatoria degli esborsi d'investimento attualizzati al tempo "zero" e la sommatoria dei flussi di cassa attualizzati al medesimo istante realizzati sino all'anno in esame.

Grazie alla determinazione di tutte queste voci per l'intero periodo del piano economico si giunge alla definizione dei valori del VAN dell'IRR e del Payback Period. Per una miglior visualizzazione dei dati ottenuti, il VAN, l'IRR e i flussi di cassa ed investimenti attualizzati sono riportati su grafici (con l'ausilio di macro viene adeguato automaticamente l'asse temporale preso in considerazione a fronte della variazione del periodo del piano economico).

Per quanto riguarda AGSM Distribuzione si procede in modo analogo e le voci considerate sono:

Maggior ricavo per investimenti incentivati : a questa voce fanno riferimento le quote che l'Autorità corrisponde per l'attuazione di uno degli investimenti previsti dalle deliberazioni del 29 dicembre 2007, n. 348/07, Allegato A, at. 11.4 e del 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08, Allegato A, art. 45.3. e 45.4.

Ricavo tramite remunerazione del capitale investito e quota d'ammortamento : corrispondente al corrispettivo riconosciuto dall'Autorità, tramite il vincolo sui ricavi della tariffa di riferimento, generatosi dall'attuazione dell'investimento.

Altri ricavi da perequazioni: tale voce tiene conto dei possibili benefici derivanti per esempio dall'applicazione delle tariffe del TIV viste nel capitolo precedente. Un caso tipo potrebbe essere quello della sostituzione di un trasformatore "normale" con uno a "basse perdite". La diminuzione delle perdite dovute dalla messa in esercizio di tale componente comporta un riconoscimento nella

Perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard;

Altri ricavi: ulteriori possibili ricavi.

Totale ricavi: sommatoria dei ricavi ottenuti dalle quattro voci precedenti.

Costo materie prime 1 , *Costo materie prime 2* , *Costo materie prime 3* : riguardanti le materie prime necessarie nell'esercizio del bene, sono state predisposte più voci di costo per poter adeguare il modello al caso generale.

Totale materie prime : dato dalla somma delle tre voci precedenti.

Maggior costo per affitto reti : indicante il canone di affitto corrisposto da AGSM Distribuzione per l'utilizzo del bene. L'entità di tale affitto è stata discussa precedentemente.

Costo materiali d'esercizio : materiali ulteriori utilizzati per l'operatività del bene.

Costo imprese per manutenzioni d'esercizio : oneri derivanti dalla manutenzione ordinaria del bene.

Altri costi d'esercizio : ulteriori possibili costi

Costo personale : costi del personale addetto all'operatività del bene.

Totale costi operativi : somma delle sei voci di costo precedenti.

Utile pre-tasse: somma (con i relativi segni) delle voci *Totale ricavi*, *Totale materie prime*, *Totale costi operativi*.

IRAP, *IRES*, *Totale imposte*: la definizione di queste voci è analoga a quella vista per AGSM Verona.

Flussi di cassa in entrata: identificano la sommatoria di quei flussi monetari in entrata nascenti dalla realizzazione dell'investimento. Nello specifico di AGSM Distribuzione tale voce avrà la stessa entità di *Totale ricavi*.

Flussi di cassa in uscita: identificano la sommatoria di quei flussi monetari in uscita che si generano dalla realizzazione dell'investimento. In modo specifico avremmo la somma tra le seguenti voci: *Totale materie prime*, *Totale costi operativi* e *Totale imposte*.

Cash Flow, *Cash Flow attualizzato al primo anno*, *Cash Flow attualizzato incrementale* queste voci ricalcano la definizione data per il caso di AGSM Verona.

Congruentemente con quanto fatto per AGSM Verona si sono calcolati i valori di VAN, IRR e Payback period e si è provveduto alla realizzazione dei medesimi grafici. Nell'allegato 2 sono riportate le schede riassuntive per alcuni casi pratici.

4.4 Struttura del modello Evoluzione

La necessità di ricorrere ad un modello c.d "Evoluzione" è scaturita dall'analisi di un caso reale che prevedeva l'acquisizione dell'affidamento della rete di distribuzione gas di un comune del veronese e la successiva necessità di attuare sulla stessa degli investimenti.

La problematica nella valutazione di un operazione di questo tipo era legata al fatto di riuscire a stimare i ricavi derivanti dalla rete presa in affidamento in mancanza di una documentazione contabile dettagliata da parte dell'attuale proprietario degli asset.

A tal fine è utile riassumere per sommi capi le linee guida che regolano il settore gas.

Il settore gas è regolato dal punto di vista organizzativo seguendo una struttura generale simile al settore elettrico ma presenta alcune importanti differenze. Come per il settore elettrico vi è la determinazione di una tariffa obbligatoria ed una tariffa di riferimento e la presenza di meccanismi di perequazione. Le voci che pesano nella determinazione della tariffa di riferimento sono ancora:

- costi operativi
- remunerazione del capitale investito
- ammortamenti

Vista l'analogia con il settore elettrico si intuisce come la valutazione dei ricavi nascenti dall'attuazione di nuovi investimenti sia la stessa di quella realizzata per il modello base.

Nella valutazione dei ricavi derivanti dalla rete acquisita si è invece ragionato sulla struttura della tariffa di riferimento.

Secondo la delibera 159/08 possiamo sancire che:

La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione denominata TDV e definita per ciascuna impresa distributrice dalle seguenti componenti:

- $t(cen)_{t,c}^{capex}$: espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate.
- $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$: espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione. Tale componente è differenziata per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i .
- $t(dis)_{t,d,r}^{opex}$: espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione. Tale componente è differenziata in base alla densità d e alla classe dimensionale r , relativa ai punti di riconsegna serviti da ciascuna impresa distributrice.

La tariffa di riferimento per il servizio di misura è denominata tariffa TVM ed è composta dalle seguenti componenti:

- $t(mis)_{t,c,i}^{capex}$: espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura. Tale componente è differenziata per ciascuna impresa distributrice c e per ciascuna località i .
- $t(ins)_t^{opex}$: espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori.
- $t(rac)_t^{opex}$: espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure.

La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è denominata COT ed è composta dalla sola componente:

- $t(cot)_t$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione.

Dalle componenti sin qui citate possiamo definire il $VRT_{t,c}$ (per ciascuna impresa distributrice c , in ciascun anno t) come il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e di misura. Tale componente è suddivisibile in.

1. Vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione VRD
2. Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura $VRM_{t,c}$
3. Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura $VRC_{t,c}$

1. Il vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione $VRD_{c,t}$ è a sua volta suddiviso in:

- Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati $VRD_{t,c}^{CEN}$ dato dalla formula:

$$VRD_{t,c}^{CEN} = (t(cen)_{t,c}^{capex} + t(dis)_{t,d,r}^{opex}) * NUA_{t,c}^{eff}$$

Dove:

$NUA_{t,c}^{eff}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c .

- Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località $VRD_{t,c}^{LOC}$ dato dalla formula:

$$VRD_{t,c}^{LOC} = \sum_i t(dis)_{t,c,i}^{capex} * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

Dove:

$NUA_{t,c,i}^{eff}$ è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno t dall'impresa c , nella località i .

2. Il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura $VRM_{t,c}$ è a sua volta suddiviso in :

- Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di capitale relativi ai servizi di misura $VRM_{t,c}^{capex}$, definito dalla formula:

$$VRM_{t,c}^{capex} = \sum_i t(mis)_{t,c,i}^{capex} * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

- Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura $VRM_{t,c}^{opex}$, definito dalla formula:

$$VRM_{t,c}^{opex} = \sum_i [t(ins)_t^{opex} * t(rac)_t^{opex}] * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

3. Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura $VRC_{t,c}$ definito dalla formula

$$VRC_{t,c} = \sum_i t(\text{cot})_i * NUA_{t,c,i}^{eff}$$

I parametri economici sin qui descritti, per la località presa in esame, sono noti in quanto pubblicati sul sito dell'AEEG. Si è ipotizzato che tali parametri non fossero influenzati da remunerazioni legati ad investimenti effettuati dal vecchio gestore in tempi recenti, ipotesi verosimile in quanto sarebbe stato economicamente sconveniente per il vecchio gestore attuare degli investimenti sul finire del periodo di affidamento.

Nel bando di gara si prevedeva che l'azienda vincitrice della stessa dovesse comprare la rete di distribuzione dal comune ed inoltre versare annualmente una quota parte del VRT come corrispettivo per il canone di affidamento della concessione. Al termine del periodo di affidamento la rete verrà riacquistata (a costo zero) dal comune e l'impresa uscente avrà il diritto di richiedere al gestore subentrante una somma pari al valore residuo dei nuovi investimenti effettuati.

L'esborso dovuto per l'acquisizione della rete era fissato nel bando di gara e suddiviso per tipologia di beni in funzione della vita utile degli stessi.

La prima incognita era legata alla conoscenza della vita utile residua della rete da acquisire. Per risolvere tale problema, in base all'esborso richiesto per l'acquisizione e alla tipologia di bene a cui tale esborso faceva riferimento, si è stimato con una media pesata la vita utile originaria complessiva della rete suddividendola per beni legati alla distribuzione e beni legati alla misura. Si è successivamente ipotizzato che l'acquisizione avvenisse alla metà della vita utile stimata.

Sapendo quale sarebbe stata la remunerazione per l'anno successivo all'acquisizione si son dovute fare delle ipotesi sull'andamento di questi ricavi negli anni futuri.

Anzitutto si sono suddivisi in ricavi ottenuti da beni legati alla distribuzione e beni legati al servizio di misura e commercializzazione.

I primi sono a sua volta stati scorporati in ricavi derivanti dal riconoscimento dei costi operativi, ricavi derivanti dal capitale investito centralizzato e ricavi derivanti dal capitale investito di località.

Per i ricavi derivanti dal riconoscimento dei costi operativi si è ipotizzato in via approssimativa un andamento costante nel tempo in quanto la riduzione derivante dal recupero di produttività si prevede compensata dal tasso di inflazione.

Per i ricavi derivanti dal capitale investito centralizzato si ipotizza invece un'evoluzione nel tempo che tenga conto di una maggiorazione legata al deflatore sugli investimenti fissi lordi. Questa evoluzione è stata scelta in quanto si ipotizza che nella sede vi siano continui investimenti per garantire l'operatività costante della stessa.

Per i ricavi derivanti dal capitale investito di località si è attuato un ragionamento un po' più complesso. Mediante i dati in possesso si è provveduto all'implementazione di un algoritmo che fornisce il corrispettivo dovuto dall'Autorità per gli anni seguenti l'acquisizione grazie alla ricostruzione del capitale inizialmente investito per la realizzazione della rete, e utilizzando successivamente la stessa logica sancita per i nuovi investimenti (quota d'ammortamento rivalutata e remunerazione sul capitale investito). La remunerazione è ovviamente calcolata considerando che la

rete sia giunta a metà vita utile, e ricordando lo sfasamento temporale semestrale discusso precedentemente per i nuovi investimenti.

Per i ricavi ottenuti per i beni legati al servizio di misura e commercializzazione, si è proceduto alla scorporazione in ricavi dovuti per riconoscimento dei costi operativi e quelli dovuti per il capitale investito di località e si è poi seguita la stessa logica utilizzata per i beni legati alla distribuzione.

4.4.1 Differenze per l'utente tra il modello evoluzione e il modello base.

L'utente, rispetto al modello base, riscontrerà differenze nelle sezioni VALUTAZIONE e modello GRUPPO AGSM.

VALUTAZIONE

Per quanto riguarda i nuovi investimenti si segue la stessa impostazione vista nel modello base.

Per la rete che si vuole acquisire è invece richiesto all'utente di inserire gli esborsi previsti per ciascuna tipologia di investimento e i parametri $t(cen)_{t,c}^{capex}$, $t(dis)_{t,c,i}^{capex}$, $t(dis)_{t,d,r}^{opex}$, $t(mis)_{t,c,i}^{capex}$, $t(ins)_t^{opex}$, $t(rac)_t^{opex}$, $t(cot)_t$ ricavabili dalle tabelle allegate alle deliberazioni Deliberazione 28 luglio 2010 - ARG/gas 115/10 valori anno 2010 ; Deliberazione 29 dicembre 2009 - ARG/gas 206/09, all. A, tabella 5 allegato B ; Deliberazione 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08, all. A, art. 42.1.

Grazie ai dati immessi il modello calcola: la vita media utile pesata per i beni legati alla distribuzione, la vita media utile pesata per i beni legati alla misura, il capitale investito in principio per i beni legati alla distribuzione e alla misura e per ciascun anno preso in considerazione nell'analisi il VRD, il VRM, il VRC e il VRT relativi alla rete acquisita e alla rete acquisita maggiorata dai nuovi investimenti effettuati.

modello GRUPPO AGSM

Per quanto riguarda questa sezione vi sono notevoli differenze rispetto al modello base.

Anzitutto vi è l'analisi solo di AGSM Distribuzione in quanto essendo un operazione di affidamento di una rete, non è contemplata la holding.

Il canone di affidamento sarà versato dunque da AGSM distribuzione al comune titolare della concessione.

Le voci considerate saranno:

Maggior ricavi per investimenti incentivati : a questa voce fanno riferimento le quote che l'Autorità corrisponde per l'attuazione di uno degli investimenti previsti dalle deliberazioni del 29 dicembre 2007, n. 348/07, Allegato A, at. 11.4 e del 6 novembre 2008 - ARG/gas 159/08, Allegato A, art. 45.3. e 45.4.

Ricavo tramite remunerazione del capitale investito e quota d'ammortamento : corrispondente al corrispettivo riconosciuto dall'Autorità, tramite il vincolo sui ricavi della tariffa di riferimento, generatosi dall'attuazione dell'investimento.

Totale ricavi d'esercizio: sommatoria dei ricavi ottenuti dalle quattro voci precedenti.

Costo materie prime 1 , Costo materie prime 2 , Costo materie prime 3 : riguardanti le materie prime necessarie nell'esercizio del bene, sono state predisposte più voci di costo per poter predisporre il modello al caso generale.

Totale materie prime : dato dalla somma delle tre voci precedenti.

Maggior costo per affitto reti : indicante il canone di affitto corrisposto da AGSM Distribuzione per l'utilizzo del bene. L'entità di tale affitto è stimata nel bando di gara pari al 40% del VRT.

Costo materiali d'esercizio : materiali ulteriori utilizzati per l'operatività del bene.

Costo imprese per manutenzioni d'esercizio : oneri derivanti dalla manutenzione ordinaria del bene.

Altri costi d'esercizio : ulteriori possibili costi

Costo personale : costi del personale addetto all'operatività del bene.

Totale costi operativi : somma delle sei voci di costo precedenti.

Margine operativo lordo : somma (con relativo segno) di *totale ricavi d'esercizio*, *totale materie prime* e *totale costi operativi*.

Ammortamenti a costo storico e Ammortamenti rivalutati con deflatore: già analizzati nelle sezioni precedente non costituiscono una voce di costo monetario.

Accantonamenti rappresentano delle quote massa in disparte per far fronte a degli impegni incerti sia per il loro ammontare che per la loro scadenza. La voce accantonamenti permette cioè di riservare una parte dell'utile che verrà utilizzata quando si presenterà l'entità definitiva della spesa.

Margine operativo netto somma (con relativo segno) degli *accantonamenti* e del *costo imprese*

Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario) : al termine del periodo di valutazione, quindi per l'ultimo anno analizzato, si prevede che il bene realizzato possa essere ceduto ad una cifra pari al valore residuo aumentato con deflatore con la possibile nascita di una plusvalenza soggetta a tassazione. Tale plusvalenza è pari alla differenza tra il valore a residuo a costo storico e quello aumentato con deflatore.

Oneri pagati durante l'anno: nel modello si prevede la possibilità che il bene sia realizzato mediante l'utilizzo di una linea di credito, che comporta l'originarsi di oneri finanziari. Il modello ipotizza che il soggetto realizzante l'investimento attinga dalla linea di credito un importo pari all'intero esborso necessitante per la realizzazione del bene. Come corrispettivo di ciò vi saranno degli oneri finanziari annuali pari all'indebitamento conseguito moltiplicato per un tasso debitorio. Al termine del periodo di valutazione dell'investimento si prevede che il soggetto utilizzante la linea di credito restituisca una quota pari all'intero importo prelevato in principio. La formulazione ipotizza che il mutuo sia elargito alla metà dell'anno in cui vi è l'utilizzo della linea di credito con conseguenze sull'importo dovuto in termini di oneri finanziari.

Utile ante imposte : somma (con relativo segno) di *margine operativo lordo*, *ammortamenti a costo storico* e *oneri pagati durante l'anno*.

IRAP : (Imposta Regionale sulle Attività Produttive) è un'imposta sul valore aggiunto prodotto che colpisce la ricchezza (intesa come presupposto impositivo) allo stadio della sua produzione e non a quello della sua percezione (come le imposte sui redditi) né a quello del suo consumo (come l'IVA)

essa dunque colpisce il valore della produzione netta delle imprese ossia il reddito prodotto al lordo dei costi per il personale e degli oneri e dei proventi di natura finanziaria.

IRES: (Imposta sul Reddito delle Società) è un'imposta proporzionale e personale.

Da notare che sia IRES che IRAP per le *Assunzioni generali* descritte all'inizio di questo capitolo, possono assumere valori negativi.

Totale imposte: dato dalla somma voci *IRAP* e *IRES*

Prelievo dalla linea di credito identifica, per ciascun anno, il quantitativo prelevato dalla linea di credito per la realizzazione del bene.

Contributi in conto capitale: consistenti nei classici contributi "a fondo perduto" non prevedono alcuna restituzione di capitale o pagamento di interessi. Nel modello si prevede che vi possano essere tali contributi, è da notare come la presenza degli stessi si debba valutare caso per caso.

Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario): come già accennato precedentemente al termine del periodo di valutazione, quindi per l'ultimo anno analizzato, si prevede che il bene realizzato possa essere ceduto ad una cifra pari al valore a residuo aumentato con deflatore o comunque in mancanza di cessione esso rappresenta un analogo valore.

Totale investimento: indica l'esborso totale operato per la realizzazione del bene.

Quota capitale pagata durante l'anno: il modello prevede la possibilità da parte del soggetto utilizzante la linea di credito di diminuire mediante versamenti il proprio indebitamento.

Indebitamento quota capitale: indicante l'entità dell'indebitamento dell'impresa

Indebitamento residuo a fine anno: questo valore indica l'indebitamento dell'impresa a fine anno a fronte dell'eventuale pagamento di quote capitale.

A seguito alla determinazione delle suddette voci di conto economico e stato patrimoniale, l'analisi dell'investimento prosegue con l'attuazione del metodo dei flussi di cassa ed in particolar modo si calcolano le seguenti voci:

Flussi di cassa in entrata: identificano la sommatoria di quei flussi monetari in entrata nascenti dalla realizzazione dell'investimento. In modo specifico avremmo la somma tra le seguenti voci: *Totale ricavi d'esercizio*, *Prelievo dalla linea di credito*, *Contributi in conto capitale* *Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)*.

Flussi di cassa in uscita: identificano la sommatoria di quei flussi monetari in uscita che si generano dalla realizzazione dell'investimento. In modo specifico avremmo la somma tra le seguenti voci: *Totale costi operativi*, *Totale materie prime*, *Oneri pagati durante l'anno*, *Totale imposte*, *Totale investimento*, *Quota capitale pagata durante l'anno*.

Cash Flow: costituisce i flussi di cassa generati dall'investimento ed è dato dalla somma tra *Flussi di cassa in entrata* e *Flussi di cassa in uscita*. È da notare come quest'ultimi siano rappresentati con segno negativo.

Cash Flow attualizzato al primo anno: come maggiormente descritto nel paragrafo "Parametri economici determinati", il metodo dei flussi di cassa attualizzati prevede di riferire tutti i flussi di cassa al medesimo tempo "zero". Tale attualizzazione si ottiene con la formulazione:

$$\frac{\text{Cash_Flow}}{(1 + \text{tasso_di_attualizzazione})^{(\text{anno_in_considerazione} - \text{anno_zero} + 0.5)}}$$

L'inserimento in formula del valore "+0.5" si è reso necessario al fine di garantire la congruenza con le ipotesi assunte per le quote d'ammortamento. Da notare come nel valore 0,5 vi sia una variazione di segno rispetto a quanto riportato per le quote d'ammortamento. Tale variazione è dovuta all'ipotesi che l'investimento sia realizzato a metà dell'anno di entrata in esercizio. Per tale ipotesi, le voci nascenti all'inizio dell'anno (quote d'ammortamento) dovranno essere traslate con un ritardo di sei mesi mentre quelle che si concretizzano alla fine dell'anno (cash flow) subiranno una traslazione in anticipo del medesimo lasso temporale.

Cash Flow attualizzato incrementale: costituisce la sommatoria dei flussi di cassa attualizzati realizzati tra l'anno zero e l'anno preso in considerazione. Tale dato è utile nella determinazione del VAN.

Quote d'investimento attualizzate: costituiscono l'attualizzazione al tempo "zero" degli esborsi effettuati. La formulazione ricopre la medesima forma utilizzata per l'attualizzazione dei flussi di cassa.

Indebitamento attualizzato incrementale: costituisce l'attualizzazione al tempo "zero" del capitale di debito a carico dell'impresa in ciascun anno del piano economico.

Bilancio di cassa: utile per la determinazione del Payback Period, è dato per l'anno in considerazione, dalla somma tra la sommatoria degli esborsi d'investimento attualizzati al tempo "zero" e la sommatoria dei flussi cassa attualizzati al medesimo istante realizzati sino all'anno in esame.

Grazie alla determinazione di tutte queste voci per l'intero periodo del piano economico si giunge alla definizione dei valori del VAN dell'IRR e del Payback Period. Per una miglior visualizzazione dei dati ottenuti, il VAN, l'IRR e i flussi di cassa ed investimenti attualizzati sono riportati su dei grafici che con l'ausilio di macro variano l'asse temporale preso in considerazione a fronte della variazione del periodo del piano economico.

4.5 Analisi di casi reali

Sono di seguito riportati alcuni casi reali analizzati dal modello sin qui descritto, è da precisare che nell'analisi di tali casi si sono fissati i seguenti input:

Tabella di inserimento dei dati di input		
	Unità di misura	Valori
Inflazione annua media di periodo	[%]	2,50%
Deflatore investimenti fissi lordi (media annua del periodo)	[%]	2,50%
Denominazione dell'investimento	[denominazione]	xxxxxxx
Anno zero (anno iniziale valutazione economica)	[anno]	2012
Anno ultimo (anno ultimo della valutazione economica)	[anno]	2030
IRAP	[%]	4,25%
IRES AGSM Distribuzione s.p.a.	[%]	27,50%
IRES AGSM Verona s.p.a.	[%]	34,00%
Tasso di attualizzazione	[%]	6,50%
Tasso debitorio su mutuo	[%]	4,50%
lunghezza piano economico in anni	[anno]	19

1. Analisi di economicità del Passaggio da 10kV a 20kV di alcune linee MT delle rete di Verona.

Uno studio effettuato in AGSM analizzava la possibilità di portare alcune linee di media tensione da 10 kV a 20 kV . Tale investimento è ipotizzato in un ottica di riduzione delle perdite e riportato nell'opera di tesi "Passaggio linee 10-20 kV sulla rete MT di Verona. Analisi fattibilità tecnico-economica" del dott. Marco Grizzi dal quale si sono ricavati i dati di input sugli esborsi riassumibili nella tabella di seguito riportata:

Costi	[€]
Cabine primarie	- 4.200.000
Cabine secondarie	- 1.592.492
Trasformatori cabine secondarie	- 1.103.476
Linee di media tensione	- 4.570.910
Benefici	[€]/anno
Da pereq. per risparmio energia persa in linea	434.527,44
Da pereq. per risparmio energia persa dai trasformatori	23.510,40

Oltre alla remunerazione derivante dal sistema si qui descritto si devono considerare che i benefici riguardanti la diminuzione delle perdite comporta un flusso di cassa in entrata derivante dalla perequazione riportata nella delibera 156/07 all'articolo 13 dell'allegato TIV. Tale diminuzione delle perdite è legate sia al dimezzamento della corrente in linea (a parità di potenza che fluisce sulla stessa), sia all'utilizzo di trasformatori a basse perdite (tali trasformatori sono oltretutto soggetti ad incentivazione). I dati relativi a tali perdite e una stima della remunerazione delle stesse da parte

dell'Autorità sono riportate nella tabella. Per un'analisi più approfondita sull'ammontare delle perdite e sulla fattibilità tecnica dell'investimento si rimanda all'opera di tesi citata precedentemente.

Come si può verificare dai risultati ottenuti dal modello, l'investimento presenta buoni parametri di redditività ed economicità. Una differenza sostanziale la si può verificare per AGSM VERONA nel caso che venga o meno utilizzata una linea di credito. Tale miglioramento è legato al fatto che, secondo le ipotesi fatte, la linea di credito consente un esborso annuale inferiore dell'introito derivante dall'Autorità e di conseguenza una copertura annuale dei costi. Come data finale del periodo di valutazione è stata presa il 2030, anno in cui scadrà la concessione statale sulla rete di distribuzione. La variazione del periodo di analisi comporterà un cambiamento dei parametri VAN, IRR e PayBack Period.

Per quanto riguarda invece AGSM Distribuzione, si può notare come l'utilizzo o meno della linea di credito non comporti alcuna variazione nei parametri economici, visto che l'esborso finanziario è intrapreso dalla holding. Si può inoltre notare l'alto valore dell'IRR, dipendente dal fatto che l'introito ottenuto dall'Autorità è sufficiente a coprire l'esborso legato al canone d'affitto.

Un'osservazione va fatta sull'entità della perequazione sulle perdite in quanto, se si esamina il caso senza linea di credito, la presenza o meno di tale perequazione (a parità di input iniziali) determina la fattibilità dell'investimento.

Caso senza linea di credito ma con perequazione perdite (si prendono i dati di AGSM VERONA che costituisce un'analisi globale dell'investimento):

Payback period (attualizzato)	[anni]	19
VAN (al tasso di sconto 6,50%)	[€]	2.079.598
Tasso interno di rendimento (IRR)	[€]	8,42%

Caso senza linea di credito e senza perequazione perdite:

Payback period (attualizzato)	[anni]	
VAN (al tasso di sconto 6,50%)	[€]	- 1.147.157
Tasso interno di rendimento (IRR)	[€]	5,38%

Nell'Allegato2 sono riportati i riassunti dell'investimento

Isola 2 senza linea di credito

Isola2 senza linea di credito e senza perequazione perdite

Isola 2 con linea di credito

2. Trasformatori “normali” e Trasformatori a “basse perdite”.

Il caso precedentemente analizzato prevedeva la sostituzione a fine vita utile (questo comporta la cessazione di qualsiasi remunerazione da parte dell'Autorità sul bene, con un valore di dismissione pari a zero) di 124 trasformatori 10kV/400V 400 kVA attualmente presenti nella rete con trasformatori 20kV/400V 400kVA a *basse perdite* con un esborso complessivo di 1.103.476 euro (8899 euro/trasformatore). La scelta di utilizzare trasformatori a basse perdite è giustificata dall'analisi di seguito riportata. Come si può evincere dai dati in tabella i trasformatori a *basse perdite* comportano un esborso iniziale del 20% superiore rispetto a quelli *normali*, d'altro canto per gli stessi è prevista un incentivazione aggiuntiva che da sola copre oltre 83% della differenza di costo (somma percepita in otto anni), inoltre il risparmio sulle perdite comporta grazie ai meccanismi di perequazione un flusso di cassa in ingresso. Per il calcolo delle perdite si è considerato che un trasformatore 20kV/400V 400 kVA a *basse perdite* presenti perdite a vuoto pari a 740W e perdite a carico pari a 3650 W (dati forniti nel datasheet). Le perdite a vuoto sono presenti indipendentemente dal livello di carico in tutte le 8760 ore dell'anno, mentre per le perdite a carico si considera che mediamente il trasformatore lavori a 150kVA anziché 400kVA ossia con un rapporto 2.66 (ricordiamo che la potenza varia con il quadrato della corrente).

Per cui avremmo per ciascun trasformatore a basse perdite:

$$\text{perdite a vuoto} = 740\text{W} * 8760\text{h} = 6482 \text{ kWh}$$

$$\text{perdite a carico} = 3650 * 8760 / (2,66)^2 = 4502 \text{ kWh}$$

$$\text{Totale perdite} = 10984 \text{ kWh}$$

Considerando che un trasformatore a *basse perdite* consente un risparmio sull'energia perduta a vuoto di circa il 28 % e su quelle a carico del 11% rispetto allo stesso *normale* si avrà un risparmio per singolo trasformatore di 2400 kWh, avendo 124 trasformatori si avrà un risparmio globale di 297,6 MWh. Secondo quanto stabilito nella delibera 156/07 all'articolo 13 dell'allegato TIV, tale energia in sede di perequazione deve essere valorizzata al prezzo di acquisto dell'energia dell'Acquirente Unico di ciascuna fascia oraria a cui esse si riferiscono, prezzo che mediamente è stimabile in 79euro/MWh . L'ammontare di perequazione sarà quindi stimabile pari a $297,6\text{MWh} * 79 \text{ euro/MWh} = 23510,4$ euro/anno . Negli anni si prevede un andamento credente per tener conto del tasso di inflazione.

Tutte queste considerazioni giustificano l'acquisto di trasformatori a *basse perdite* e i migliori indici nei parametri di valutazione di VAN , IRR e Payback Period.

Oltre alla differenza tra trasformatori normali e a basse perdite si può notare anche come incida positivamente la presenza della linea di credito.

Nell'allegato 2 sono riportati i riassunti di:

- Trasformatori normali senza linea di credito
- Trasformatori normali con linea di credito
- Trasformatori a basse perdite senza linea di credito
- Trasformatori a basse perdite senza linea di credito e senza perequazione perdite
- Trasformatori a basse perdite con linea di credito

3. Affidamento gestione rete di distribuzione gas

Il caso in questione è quello già descritto per il modello evoluzione.

I dati di input sono:

Tabella di inserimento dei dati di input		
	Unità di misura	Valori
Inflazione annua media di periodo	[%]	2,00%
Deflatore investimenti fissi lordi (media annua del periodo)	[%]	2,00%
Denominazione dell'investimento	[denominazione]	Affidamento rete gas
Anno zero (anno iniziale valutazione economica)	[anno]	2012
Anno ultimo (anno ultimo della valutazione economica)	[anno]	2023
IRAP	[%]	4,25%
IRES AGSM Distribuzione s.p.a.	[%]	27,00%
Tasso di attualizzazione	[%]	6,50%
Tasso debitorio su mutuo	[%]	5,50%
lunghezza piano economico in anni	[anno]	12

Esborsi per acquisizione rete :

Attività	Tipologia per ammortamento	Esborso	entrata esercizio
Distribuzione gas naturale	Immobili e fabbricati	45.719 €	2012
Distribuzione gas naturale	Condotte stradali	1.438.258 €	2012
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	795.548 €	2012
Misura gas naturale	Gruppi di misura convenzionali	1.049 €	2012
Distribuzione gas naturale	Impianti principali e secondari	60.421€	2012
Distribuzione gas naturale	Altre immobilizzazioni mat e immat.	- €	2012
Misura gas naturale	Gruppi di misura elettronici	1813 €	2012

Esborsi per i nuovi investimenti sulla rete:

Attività	Tipologia per ammortamento	Esborso	entrata esercizio
Distribuzione gas naturale	Immobili e fabbricati	8675 €	2012
Distribuzione gas naturale	Condotte stradali	459602 €	2012
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	561279 €	2012

Misura gas naturale	Gruppi di misura convenzionali	490095 €	2012
Distribuzione gas naturale	Impianti principali e secondari	597513€	2012
Distribuzione gas naturale	Altre immobilizzazioni mat e immat.	50156 €	2012
Misura gas naturale	Gruppi di misura elettronici	15000 €	2012
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2012
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2013
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2014
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2015
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2016
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2017
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2018
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2019
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2020
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2021
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2022
Distribuzione gas naturale	Impianti di derivaz. (allacciamenti)	63.692 €	2023

Nell'allegato 2 sono riportati i riassunti di:

- Affidamento rete gas senza linea di credito
- Affidamento rete gas con linea di credito
-

Ancora una volta è evidenziabile come la presenza o meno della linea di credito abbia una forte incidenza sul risultato finale.

Conclusioni

Nell'attuale periodo regolatorio, il sistema tariffario e perequativo per la remunerazione del servizio di distribuzione presenta alcune rilevanti lacune.

La prima è legata al fatto che la remunerazione del servizio sia legata ad una tariffa determinata da una media nazionale e i meccanismi perequativi, soprattutto per quanto riguarda gli investimenti, non riescono sempre a riportare ad un congruo livello di remunerazione. Per tale motivo gli operatori che non usufruiscono del regime di perequazione specifica sono incentivati a sottoinvestire ipotizzando di incassare in seguito una tariffa superiore agli oneri realmente sostenuti. Di contro invece, coloro che rientrano nel suddetto regime sono spronati a un sovra investimento nella rete visti i buoni tassi di remunerazione previsti. Per risolvere questa carenza, nel nuovo periodo regolatorio, secondo le indicazioni sin qui raccolte, sembra che l'Autorità per intenda riconoscere a ciascun operatore la remunerazione degli investimenti realmente attuati, mentre per quanto riguarda l'incidenza dei costi operativi sarà mantenuto un vincolo con la media nazionale per coloro che non sono ammessi alla perequazione specifica .

Un ulteriore tematica da valutare è quella del costo e dell'efficienza dell'investimento: allo stato attuale la normativa non prevede alcun limite all'esborso per singolo investimento, a questa carenza si prevede di porre rimedio con l'inserimento di costi standard, mentre per quanto riguarda l'efficienza si prevede la valutazione dell'opera realizzata attraverso la determinazione di alcuni indicatori (la cui definizione è però fonte di un ampio dibattito). L'introduzione di queste e di altre modifiche legislative dovrebbe condurre ad un sistema di remunerazione più equo, anche se la continua evoluzione legislativa a cui è sottoposto il sistema, nei diversi periodi regolatori e all'interno dello stesso periodo, non giova agli operatori che dovendo programmare un piano d'investimenti ambirebbero ad un quadro normativo più stabile.

Vista la strada intrapresa dall'Autorità per la remunerazione specifica degli investimenti nel nuovo periodo regolatorio, si può considerare ancora utilizzabile il modello realizzato visto che esso presuppone la perequazione specifica aziendale. Dai risultati ottenuti e riportati nell'allegato 2 si può notare come all'impresa che opera nel settore della distribuzione elettrica (nell'attuale periodo regolatorio alle imprese operanti in regime di perequazione specifica, nel prossimo periodo a tutte le imprese) sia riconosciuto come remunerazione dell'investimento la quota annuale dell'ammortamento e il 7 % (nella distribuzione elettrica) dell'ammontare del capitale investito residuo. È molto importante notare come la perequazione sulle perdite abbia una un' influenza non indifferente sul risultato finale di valutazione dell'investimento. A titolo di esempio, si veda il caso dei *trasformatori a basse perdite dell'Isola 2* riportato nell'allegato 2. Di seguito sono riportate le tabelle riassuntive nel caso vi sia o meno la presenza della perequazione perdite (è presa la tabella di AGSM Verona che comporta un'analisi globale dell'investimento):

Con perequazione perdite:

Payback period	[anni]	19
VAN	[€]	€ 119.012
Tasso interno di rendimento	[%]	7,68%

Senza perequazione perdite

Payback period	[anni]	
VAN	[€]	€ - 46.612
Tasso interno di rendimento	[%]	6,02%

Anche la valutazione dell'isola 2 (composta di più tipologie di investimenti) comporta un simile andamento:

Con perequazione perdite:

Payback period	[anni]	19
VAN	[€]	€ 2.079.598
Tasso interno di rendimento	[%]	8.42%

Senza perequazione perdite

Payback period	[anni]	
VAN	[€]	€ - 1.147.157
Tasso interno di rendimento	[%]	5,38%

Un ulteriore aspetto da prendere in considerazione è l'attuazione dell'investimento con l'utilizzo di strumenti finanziari quali la linea di credito. La possibilità di poter lavorare con capitale di terzi comporta un notevole miglioramento della valutazione dell'investimento in quanto la quota di interessi sborsata annualmente viene maggiorata dall'introito ottenuto dall'Autorità.

Si potrebbe però considerare la possibilità di un aumento del tasso di sconto in caso di utilizzo della linea di credito. Questo perché a fronte di costi certi, la remunerazione derivante dalle tariffe conserva una certa aleatorietà. Oltre a ciò si deve considerare che all'aumentare del livello di indebitamento aziendale si potrebbe assistere ad un aumento del tasso debitorio da parte degli enti creditori sino ad arrivare ad un punto tale d'indebitamento oltre il quale non è più possibile accedere al credito.

Per fare un confronto, di seguito è riportato il caso di dei trasformatori a basse perdite con perequazione perdite e linea di credito:

Payback period	[anni]	13
VAN	[€]	€ 491.650
Tasso interno di rendimento	[%]	254,70%

Si può notare come il VAN si quadruplichi e l'IRR si moltiplichi addirittura di trentatre volte questo in relazione delle considerazioni fatte e della definizione stessa di VAN ed IRR.

Ovviamente anche la variazione del periodo di valutazione considerato ha un'incidenza sui parametri economici.

Il modello realizzato si è dimostrato uno strumento idoneo alla valutazione degli investimenti coniugando la flessibilità alla semplicità ed immediatezza di utilizzo. La creazione su un foglio di calcolo in formato Excel rende inoltre possibile un'agevole adeguamento ai mutamenti normativi.

Ringraziamenti

Il presente lavoro di tesi è dedicato alla mia famiglia che mi ha permesso di arrivare a questo traguardo.

Un sentito ringraziamento ad AGSM Distribuzione s.p.a. dove il presente lavoro è stato condotto ed in particolar modo il collega Marco Grizzi che mi ha fornito i dati per i casi reali e l'ufficio Programmazione e Bilancistica ossia (in ordine alfabetico): Paolo Corsi, Massimo Ghezzer, Olver Manfredi e Luciano Minardi per l'accoglienza riservatami e l'encomiabile supporto fornitomi. Grazie mille.

Bibliografia

Legge 481/95: “Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.”

Direttiva 96/92/CE: “Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.

Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”

Delibera n. 348/07 dell' AEEG :“Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione”

Delibera n. 11/07 dell'AEEG: “Obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas”

Delibera n. 73/03 dell'AEEG: “Avvio di istruttoria conoscitiva sulle modalità e sugli esiti dell'applicazione della disciplina riguardante le partite fisiche di energia elettrica immessa e prelevata nel sistema elettrico per l'anno 2002.”

Finanza aziendale 1: “Valutare gli investimenti aziendali” Università Cà Foscari di Venezia.
<http://venus.unive.it/gmanto/MaterialiFA12005/LEZ0809.ppt#1>.

“Criteri e metodi di programmazione degli investimenti pluriennali degli enti locali.” Di Evandro Sacchi.

“Come preparare e leggere il conto economico.” Bilancio d'impresa n°3.
http://www.impresaoggi.com/it/d_artspec.asp?cacod=218

“Confronto tra grandezze di conto economico e di stato patrimoniale”
[http://www.ratio.it/ratio2/ratioonline.nsf/\(allegati\)/17EB64EF769CD783C12572B50044FA48/\\$FILE/SOL-A-R5275\(R5133\)-P51.pdf](http://www.ratio.it/ratio2/ratioonline.nsf/(allegati)/17EB64EF769CD783C12572B50044FA48/$FILE/SOL-A-R5275(R5133)-P51.pdf)

ALLEGATO 1

DELIBERAZIONE 348/07

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

TABELLE 2011

Tabella 1: componente TRAS

Tipologia di contratto di cui al comma 2.2		TRAS			
		centesimi di euro / kWh			
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,356	0,375	0,426	0,457
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,356	0,375	0,426	0,457
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,338	0,356	0,404	0,433
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,338	0,356	0,404	0,433
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,331	0,348	0,396	0,424
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,326	0,344	0,388	0,416

Tabella 2: Componenti ρ_1 e ρ_3 della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione TV1, e suoi elementi

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Componenti delle tariffe di riferimento TV1							
		ρ_1				ρ_3			
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	1,21	1,243	1,293	1,287
c)	Altre utenze in bassa tensione	11.355,24	11.659,71	12.131,81	12.086,75	0,991	1,018	1,06	1,054
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,654	0,672	0,699	0,695
e)	Altre utenze in media tensione	668.637,00	686.567,34	714.241,65	710.705,35	0,086	0,088	0,092	0,092
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51	0,059	0,061	0,063	0,063
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51	0,058	0,06	0,062	0,062

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Elementi della componente ρ_1											
		$\rho_1(\text{disMT})$				$\rho_1(\text{disBT})$				$\rho_1(\text{cot})$			
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/punto di prelievo per anno			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c)	Altre utenze in bassa tensione	-	-	-	-	10.905,00	11.197,33	11.659,48	11.590,14	450,24	462,38	472,33	496,61
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
e)	Altre utenze in media tensione	630.151,80	647.044,32	673.749,99	669.742,93	-	-	-	-	38.485,20	39.523,02	40.491,66	40.962,42
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	-	-	-	-	-	-	-	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51

Tabella 3: Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione

Tipologia di contratto di cui al comma 2.2	Quota fissa				Quota potenza				Quota energia				Codice tariffa
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kW per anno				centesimi di euro/kWh				
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	
b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	1,21	1,243	1,294	1,287	BTIP
c) Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW:													
-per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.745,71	2.730,26	2.858,43	2.877,96	0,105	0,108	0,112	0,112	BTA1
-per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.608,42	2.581,87	2.703,92	2.724,39	0,105	0,108	0,112	0,112	BTA2
-per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.890,22	2.878,64	3.012,94	3.031,53	0,105	0,108	0,112	0,112	BTA3
-per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	495,26	508,62	542,7	546,27	2.890,22	2.878,64	3.012,94	3.031,53	0,105	0,108	0,112	0,112	BTA4
-per potenze impegnate superiori a 10 kW	495,26	508,62	542,7	546,27	2.890,22	2.878,64	3.012,94	3.031,53	0,105	0,108	0,112	0,112	BTA5
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	450,24	462,38	493,36	496,61	2.745,71	2.730,26	2.858,43	2.877,96	0,1	0,103	0,106	0,106	BTA6
d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	0,654	0,672	0,699	0,695	MTIP
e) Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	44.257,98	45.451,47	46.565,41	47.106,78	3.150,76	3.008,75	3.335,06	3.281,74	0,103	0,106	0,11	0,11	MTA1
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile > 100 kW e < 500 kW	39.832,18	40.906,32	41.908,87	42.396,10	2.835,68	2.685,23	2.998,19	2.946,86	0,093	0,095	0,099	0,099	MTA2
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	38.485,20	39.523,02	40.491,66	40.962,42	2.489,10	2.329,36	2.627,63	2.585,20	0,081	0,084	0,087	0,087	MTA3
f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51	-	-	-	-	0,059	0,061	0,063	0,063	ALTA
g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	2.071.731,51	-	-	-	-	0,058	0,06	0,062	0,062	AATE

Tabella 4: Corrispettivi per prelievi di energia reattiva

Tipologia di contratto di cui al comma 2.2		Energia reattiva compresa tra il 50 e il 75% dell'energia attiva (centesimi di euro/kvarh)	Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva (centesimi di euro/kvarh)
a)	Utenze domestiche in bassa tensione	3,23	4,21
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	3,23	4,21
c)	Altre utenze in bassa tensione	3,23	4,21
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,51	1,89
e)	Altre utenze in media tensione	1,51	1,89
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,86	1,1
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,86	1,1

Tabella 5: Durate convenzionali dei cespiti

Categoria di cespiti	Anni
Fabbricati	40
Linee di trasmissione	40
Stazioni elettriche	33
Linee di alta tensione	40
Cabine primarie	30
Sezioni MT e centri satellite	30
Cabine secondarie	30
Trasformatori cabine secondarie	30
Linee di media tensione	30
Linee di bassa tensione	30
Prese utenti	30
Limitatori e misuratori	20
Misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione	15

Tabella 6: Componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici

centesimi di euro / kWh			
2008	2009	2010	2011
0,326	0,344	0,388	0,416

Tabella 7: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i punti di interconnessione virtuali alla rete di trasmissione nazionale e per le imprese distributrici.

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per le imprese distributrici % (B)
AAT		
tensione superiore a 220 kV	-	-
altro	2,0	-
AT	2,0	
punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		0,4
punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,0
altro		1,2
MT	4,2	
punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2,7
punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		4,2
altro		3,5
BT	9,9	
punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		6,1
altro		8,0

Tabella 8.1: Componenti MIS

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		MIS1				MIS3			
		centesimi di euro/ punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,065	0,066	0,065	0,061
c)	Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	2.710,69	2.640,30	2.518,72	-	-	-	-
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,061	0,063	0,062	0,062
e)	Altre utenze in media tensione	29.878,32	30.664,77	29.868,29	29.571,85	-	-	-	-
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	263.892,66	257.037,10	256.384,50	-	-	-	-
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	263.892,66	257.037,10	256.384,50	-	-	-	-

Tabella 8.2: Elementi MIS(INS) delle componenti MIS

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		MIS1(INS)				MIS3(INS)			
		centesimi di euro/ punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,036	0,037	0,036	0,034
c)	Altre utenze in bassa tensione	1.164,00	1.207,99	1.176,61	1.101,80	-	-	-	-
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,051	0,053	0,052	0,052
e)	Altre utenze in media tensione	19.866,84	20.680,60	20.143,34	20.113,11	-	-	-	-
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	243.511,44	253.485,90	246.900,54	246.530,00	-	-	-	-
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	243.511,44	253.485,90	246.900,54	246.530,00	-	-	-	-

Tabella 8.3: Elementi MIS(RAC) delle componenti MIS

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		MIS1(RAC)				MIS3(RAC)			
		centesimi di euro/ punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,021	0,021	0,021	0,02
c)	Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	1.031,66	1.004,87	976,62	-	-	-	-
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,009	0,009	0,009	0,009
e)	Altre utenze in media tensione	7.456,92	7.484,04	7.289,71	7.118,66	-	-	-	-
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	7.517,77	7.322,56	7.151,46	-	-	-	-
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	7.517,77	7.322,56	7.151,46	-	-	-	-

Tabella 8.4: Elementi MIS(VER) delle componenti MIS

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		MIS1(VER)				MIS3(VER)			
		centesimi di euro/ punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,008	0,008	0,008	0,007
c)	Altre utenze in bassa tensione	482,28	471,04	458,82	440,3	-	-	-	-
d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,001	0,001	0,001	0,001
e)	Altre utenze in media tensione	2.554,56	2.500,13	2.435,24	2.340,08	-	-	-	-
f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	2.888,99	2.814,00	2.703,04	-	-	-	-
g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	2.888,99	2.814,00	2.703,04	-	-	-	-

Tabella 9: Componenti della tariffa di riferimento D1

	componente $\sigma 1$			componente $\sigma 2$	componente $\sigma 3$			
	mis	cot	totale		trasm	dis AT	dis MT	totale
	Centesimi di euro/punto di prelievo per anno	Centesimi di euro/punto di prelievo per anno	Centesimi di euro/punto di prelievo per anno		Centesimi di euro/kWh	Centesimi di euro/kWh	Centesimi di euro/kWh	Centesimi di euro/kWh
2008	2.044,20	282,8	2.327,00	1.307,40	0,356	0,084	0,811	1,251
2009	2.089,28	291,2	2.380,48	1.342,45	0,375	0,086	0,833	1,294
2010	2.035,01	296,67	2.331,68	1.397,85	0,426	0,09	0,867	1,383
2011	1.938,80	311,93	2.250,73	1.389,54	0,457	0,09	0,862	1,409

Tabella 10: Componenti $\tau 3$ della tariffa di riferimento D2

Scaglioni di consumo kWh/anno		Componente $\tau 3$			
		Centesimi di euro/kWh			
da	fino a	2008	2009	2010	2011
0	900	-	0,354	0,36	0,43
901	1800	1,116	0,354	0,36	0,43
1801	2640	3,838	3,96	3,9	3,74
2641	3540	10,924	8,838	7,69	7,3
3541	4440	11,602	8,838	7,69	7,3
oltre 4440		4,462	14,987	11,73	11,11

Tabella 11: Componenti τ_1 e τ_2 della tariffa di riferimento D2

	Componente τ_1	Componente τ_2
	centesimi di euro / punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno
2008	23,03	449,81
2009	511,49	513,4
2010	600	513,4
2011	600	513,4

Tabella 12: Componenti τ_1 , τ_2 e τ_3 della tariffa D3

Componente τ_1				Componente τ_2				Componente τ_3					
centesimi di euro / punto di prelievo per anno				centesimi di euro / kW per anno				Scaglioni di consumo kWh/anno		Centesimi di euro/kWh			
2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	da	fino a	2008	2009	2010	2011
2475,57	2380,48	2344,89	2250,73	1381,56	1417,85	1443,54	1406,51	0	900	4,462	2,052	2,000	2,180
								901	1800	4,462	2,052	2,000	2,180
								1801	2640	4,462	3,960	3,900	3,740
								2641	3540	4,462	8,838	7,690	7,300
								3541	4440	4,462	8,838	7,690	7,300
								oltre 4440		4,462	14,987	11,730	11,110

Tabella 13: Valore del coefficiente K_i

Grado di concentrazione	Valore di K_i
Bassa concentrazione	1,24
Media concentrazione	0,99
Alta concentrazione	0,78

Tabella 15: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione per tipologia d'utenza ρ_3' (disAT)

Tipologie	Valore di ρ_3' (disAT)			
	centesimi di euro/kWh			
	2008	2009	2010	2011
Bassa tensione -usi domestici	0,0572	0,0587	0,0611	0,0612
Bassa tensione -illuminazione pubblica	0,0445	0,0457	0,0476	0,0477
Bassa tensione -altri usi	0,0554	0,0569	0,0592	0,0593
Media tensione -illuminazione pubblica	0,0282	0,029	0,0302	0,0303
Media tensione -altri usi	0,0529	0,0543	0,0565	0,0566
Alta tensione	0,0315	0,0323	0,0336	0,0337
Altissima tensione	0,0315	0,0323	0,0336	0,0337

Tabella 16: Numero indice del costo unitario standard per componente di rete di alta tensione (p_k)

Componente	Numero indice
Linee 380 kV -singola terna (per km)	275
Linee 380 kV -doppia terna (per km)	220
Linee 220 kV -singola terna (per km)	100
Linee 220 kV -doppia terna (per km)	80
Linee 150/130 kV -singola terna (per km)	100
Linee 150/130 kV -doppia terna (per km)	80
Linee 220 kV -in cavo (per km)	1.366,41
Linee 130 kV -in cavo (per km)	1.136,19
Cavo SACOI (per km)	146,45
Linee 200 kV -corrente continua (per km)	28,33
Linee 60 kV -singola terna (per km)	75
Linee 60 kV -doppia terna (per km)	60
Linee 60 kV-in cavo (per km)	852,14

Tabella 17: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologie d'utenza (ρ_1^c (disMT) , ρ_3^c (disMT))

Tipologie	ρ_1^c (disMT)				ρ_3^c (disMT)			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/kWh			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Bassa tensione -usi domestici	-	-	-	-	0,1214	0,1247	0,1298	0,129
Bassa tensione -illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,0958	0,0983	0,1024	0,1018
Bassa tensione -altri usi	-	-	-	-	0,1341	0,1377	0,1434	0,1425
Media tensione -illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,1052	0,1081	0,1125	0,1117
Media tensione -altri usi	102.859,02	105.616,37	109.975,51	109.321,44	-	-	-	-

Tabella 18: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza.

Tipologie	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				centesimi di euro/ kWh			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Bassa tensione -usi domestici	-	-	-	-	0,225	0,2311	0,2406	0,2392
Bassa tensione -illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,1776	0,1823	0,1898	0,1886
Bassa tensione -altri usi	-	-	-	-	0,2486	0,2553	0,2658	0,2642
Media tensione -illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,195	0,2004	0,2086	0,2071
Media tensione -altri usi	190.663,14	195.774,25	203.854,51	202.642,10	-	-	-	-

Tabella 19: Numero indice del costo unitario standard per componente relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (r_K)

Componente	Numero indice
Trasformatori 220/MT (per MVA installato)	106,69
Trasformatori 150-130/MT (per MVA installato)	100
Trasformatori 150/120-60 (per MVA installato)	100
Altri trasformatori AT/MT (per MVA installato)	122,77

Tabella 20: Quota parte degli esborsi MIS(INS) delle componenti MIS e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettronici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti $\sigma 1(mis)$ MIS1(INS)			Quota parte MIS3(INS)		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
a)	Utenze domestiche in bassa tensione	992,79	1.053,69	1.087,96	-	-	-
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,0303	0,0321	0,0332
c)	Altre utenze in bassa tensione	992,79	1.053,69	1.087,96	-	-	-

Tabella 21: Quota parte degli esborsi MIS(INS) delle componenti MIS e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettromeccanici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti $\sigma 1(mis)$ MIS1(INS)			Quota parte MIS3(INS)		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
a)	Utenze domestiche in bassa tensione	115,83	100,34	96,06	-	-	-
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,0035	0,0031	0,0029
c)	Altre utenze in bassa tensione	115,83	100,34	96,06	-	-	-

Tabella 22: Quota parte degli elementi MIS1(RAC), MIS3(RAC) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura de energia elettrica.

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti $\sigma 1(rac)$ MIS1(RAC)			Quota parte MIS3(RAC)		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
a)	Utenze domestiche in bassa tensione	338,29	352,14	342,99	-	-	-
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,0103	0,0108	0,0105
c)	Altre utenze in bassa tensione	338,29	352,14	342,99	-	-	-

Tabella 23: Quota parte degli elementi MIS(INS) delle componenti MIS e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ per il calcolo del termine RPM

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		$\sigma 1(\text{rac})_{\text{cirBT}}$ MIS1(RAC) _{cirBT}			MIS3(INS) _{cirBT}		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
a)	Utenze domestiche in bassa tensione	65,63	54,87	52,98	-	-	-
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,002	0,002	0,002
c)	Altre utenze in bassa tensione	65,63	54,87	52,98	-	-	-

Tabella 24: Quota parte dei corrispettivi unitari a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e del servizio di vendita riconosciuti alle imprese distributrici che erogano il servizio di maggior tutela per i punti serviti in maggior tutela.

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		$\sigma 1(\text{cot})$, $\rho 1(\text{cot})$				$\rho'3(\text{cot})$				$\sigma 1(\text{cov})$, $\rho 1(\text{cov})$				$\rho'3(\text{cov})$			
		Centesimi di euro/punto di prelievo per anno				Centesimi di euro/kWh				Centesimi di euro/punto di prelievo per anno				Centesimi di euro/kWh			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
a)	Utenze domestiche in bassa tensione	1.302,42	1.338,31	1.370,32	1.386,25	-	-	-	-	214,19	219,97	225,36	227,98	-	-	-	-
b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	0,058	0,06	0,061	0,062	-	-	-	-	0,01	0,01	0,01	0,01
c)	Altre utenze in bassa tensione	2.073,55	2.129,47	2.181,66	2.207,02	-	-	-	-	328,25	337,1	345,36	349,38	-	-	-	-

Tabella 25: Componente CTR*

Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011
0,0491	0,051	0,0512

Tabella 26: Indennità amministrative

Ambito di applicazione	Importo minimo (euro)
Rettifiche relative ai meccanismi di perequazione generale di cui al comma 33.1, lettere a) e b) del TIT	1.000
Rettifiche relative ai meccanismi di perequazione generale di cui al comma 33.1, lettere, c), d), e), g) ed h) del TIT	3.000
Rettifiche relative ai meccanismi di perequazione generale di cui al comma 33.1, lettera f) del TIT	5.000

ALLEGATO 2

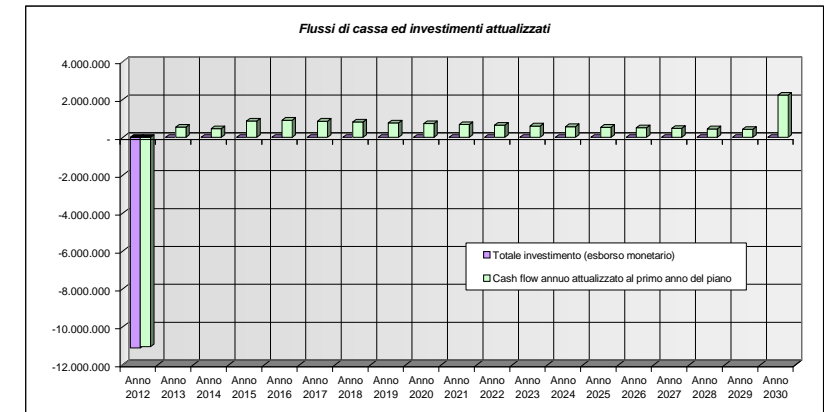
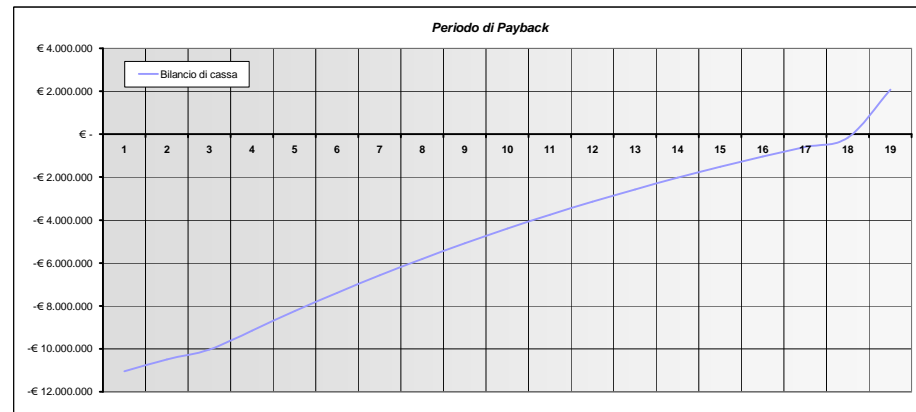
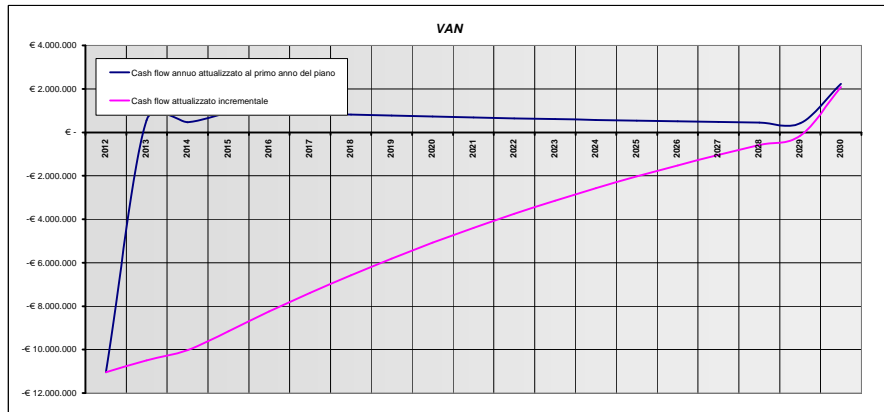
ANALISI DI CASI REALI

Denominazione dell'investimento	Isola 2 senza linea di credito
---------------------------------	--------------------------------

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030	
VOCI DI CONTO ECONOMICO																				
Maggior incasso da affitto reti	€	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024	937.648
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	-	191.115	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229	382.229
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	-	188.770	386.978	396.652	406.568	416.733	427.151	437.830	448.775	459.995	471.495	483.262	495.364	507.748	520.442	533.453	546.789	560.459	574.470
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.375.934
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€	-	-	182.017	363.484	481.174	487.510	493.862	500.227	506.602	512.982	519.366	525.750	532.134	538.518	544.902	551.286	557.670	564.054	570.438
UTILE PRETASSE	€	-	191.115	356.950	539.344	543.808	547.920	551.658	555.002	557.930	560.418	562.443	563.980	565.004	565.487	565.402	564.721	563.414	561.449	558.795
IRAP	€	-	8.122	15.170	22.922	23.112	23.287	23.445	23.588	23.712	23.818	23.904	23.969	24.013	24.033	24.030	24.001	23.945	23.862	23.749
IRES	€	-	63.068	117.794	177.983	179.457	182.047	183.151	184.117	184.938	185.606	186.113	186.451	186.611	186.583	186.358	185.927	185.278	184.402	183.346
TOTALE IMPOSTE	€	-	71.190	132.964	200.906	202.569	204.100	205.483	206.735	207.629	208.756	209.510	210.083	210.464	210.612	210.359	209.872	209.140	208.151	206.929
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																				
INTROITI MONETARI																				
Prelievo dalla linea di credito	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.771.571
ESBORSI MONETARI																				
Totale investimento (esborso monetario)	€	-	11.466.878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																				
Indebitamento quota capitale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indebitamento residuo fine anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flussi di cassa in entrata	€	-	0	739.180	739.556	1.289.522	1.411.323	1.421.398	1.431.094	1.440.386	1.449.249	1.457.655	1.465.575	1.469.398	1.467.516	1.474.077	1.480.049	1.485.398	1.490.090	1.494.088
Flussi di cassa in uscita	€	-	-11.395.688	-132.964	-200.906	-202.569	-204.100	-205.483	-206.735	-207.829	-208.756	-209.510	-210.083	-210.464	-210.612	-210.359	-209.872	-209.140	-208.151	-206.929
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-	-11.395.688	606.216	538.650	1.086.953	1.207.223	1.215.905	1.224.356	1.232.558	1.240.493	1.248.145	1.255.492	1.249.934	1.256.872	1.263.465	1.269.691	1.275.527	1.280.950	1.285.937
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	-	-11.042.458	551.573	460.186	871.941	909.315	859.957	813.083	768.573	726.311	686.189	648.102	605.852	572.033	539.937	509.482	480.586	453.173	427.171
Cash flow attualizzato incrementale	€	-	-11.042.458	-10.490.885	-10.030.699	-9.158.758	-8.249.443	-7.389.486	-6.576.402	-5.807.829	-5.081.518	-4.395.329	-3.747.228	-3.141.375	-2.569.342	-2.029.405	-1.519.923	-1.039.338	-586.165	-158.994
Quota investimento attualizzata	€	-	-11.111.441	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indebitamento attualizzato incrementale	€	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bilancio di cassa	€	-	-11.042.458	-10.490.885	-10.030.699	-9.158.758	-8.249.443	-7.389.486	-6.576.402	-5.807.829	-5.081.518	-4.395.329	-3.747.228	-3.141.375	-2.569.342	-2.029.405	-1.519.923	-1.039.338	-586.165	-158.994

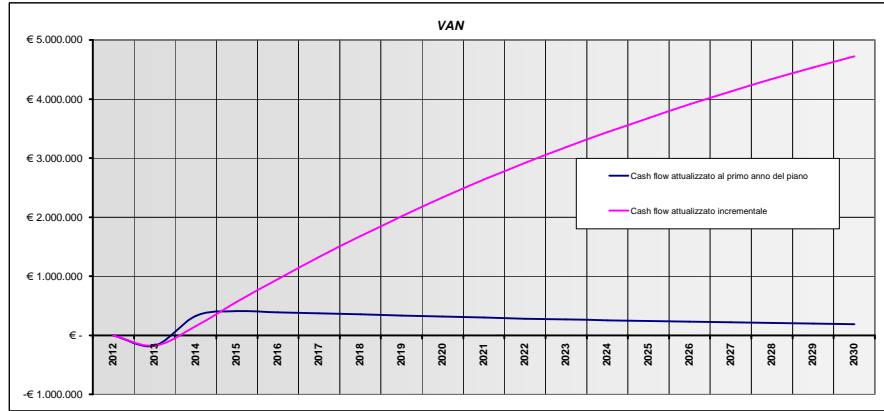
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)		[anni]	19
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	6,50%	€	2.079.598
		%	8,42%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
Maggiori ricavi per investimenti incentivati	€	-	-	22.070	21.435	21.227	20.994	20.736	20.452	20.142	19.803	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo tramite A VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€	-	-	991.451	1.166.596	1.170.124	1.170.124	1.170.124	1.170.393	1.169.005	1.166.816	1.163.787	1.159.877	1.155.044	1.149.245	1.142.433	1.134.563	1.125.586	1.115.450
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€	-	434.527	445.390	456.525	467.938	479.637	491.627	503.918	516.516	529.429	542.665	556.231	570.137	584.391	599.000	613.975	629.325	645.058
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€	-	23.510	24.098	24.701	25.318	25.951	26.600	27.265	27.946	28.645	29.361	30.095	30.848	31.619	32.409	33.220	34.050	34.901
TOTALE RICAVI	€	-	458.037	1.483.009	1.669.257	1.683.155	1.696.705	1.709.880	1.722.654	1.734.998	1.746.882	1.758.842	1.750.113	1.760.862	1.771.053	1.780.654	1.789.628	1.797.938	1.805.545
Costo materie prima 1	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materie prima 2	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materie prima 3	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE MATERIE PRIME	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior costo per affitto reti	€	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024
Costo materiali di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri costi di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo personale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024
UTILE PRETASSE	€	-	281.142	561.436	743.219	753.006	762.817	772.649	782.495	792.350	802.210	792.633	802.881	813.146	823.422	833.704	843.985	854.260	864.520
IRAP	€	-	11.949	23.861	31.587	32.003	32.420	32.838	33.256	34.094	33.687	34.122	34.559	34.995	35.432	35.869	36.306	36.742	37.177
IRES	€	-	75.908	151.588	200.669	203.312	206.961	208.615	211.274	213.935	216.597	214.011	216.778	219.549	222.324	225.100	227.876	230.650	233.421
TOTALE IMPOSTE	€	-	87.857	175.449	232.256	235.314	238.380	241.453	244.530	247.609	250.691	247.698	250.900	254.108	257.319	260.532	263.745	266.956	270.163
Flussi di cassa in entrata	€	-	458.037	1.483.009	1.669.257	1.683.155	1.696.705	1.709.880	1.722.654	1.734.998	1.746.882	1.758.842	1.750.113	1.760.862	1.771.053	1.780.654	1.789.628	1.797.938	1.805.545
Flussi di cassa in uscita	€	-	-651.323	-1.097.022	-1.158.294	-1.165.464	-1.172.208	-1.178.684	-1.184.689	-1.190.257	-1.195.363	-1.199.907	-1.198.133	-1.201.824	-1.204.951	-1.207.483	-1.209.388	-1.210.634	-1.211.187
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-	-193.286	385.987	510.963	517.692	524.437	531.196	544.935	551.980	564.935	569.935	568.229	569.037	568.171	567.271	566.291	565.348	
Cash flow attualizzato al primo anno del piano	€	-	-175.863	329.761	409.889	389.940	370.912	352.762	335.453	318.947	303.207	287.349	271.392	255.335	239.178	222.921	206.664	190.407	
Cash flow attualizzato incrementale	€	-	-175.863	153.898	95.372	1.324.638	1.677.401	2.012.854	2.331.801	2.635.008	2.916.311	3.183.859	3.438.291	3.680.213	3.910.206	4.128.826	4.336.601	4.534.039	

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)		[anni]	2
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	6,50%	€	4.721.622
		%	220,37%

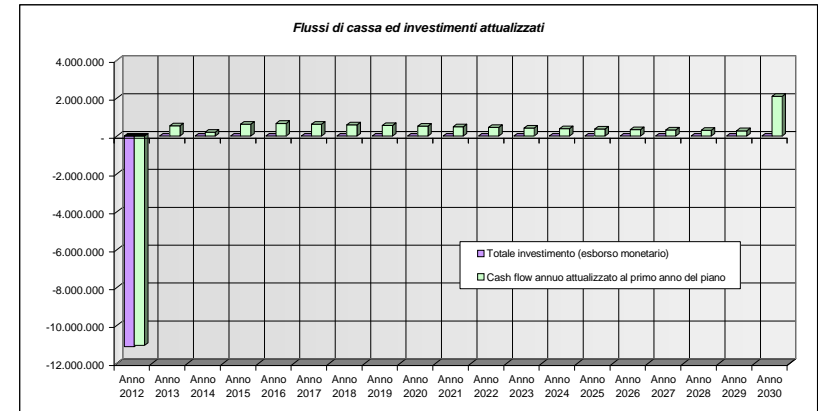
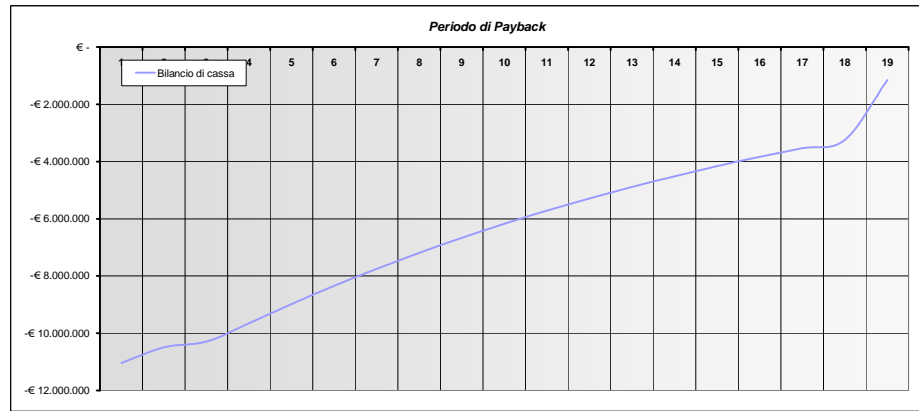
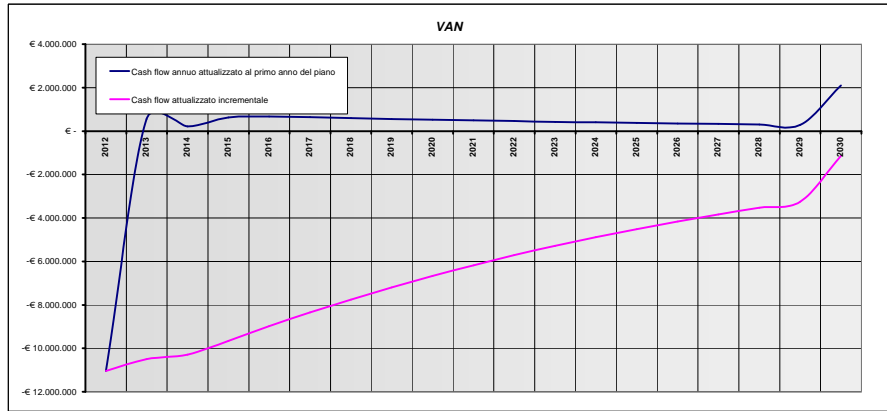


Denominazione dell'investimento Isola 2 senza linea di credito e senza perequazione perdite

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030	
VOCI DI CONTO ECONOMICO																				
Maggior incasso da affitto reti	€	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024	937.648	
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	- 191.115	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	- 188.770	- 386.978	- 396.652	- 406.568	- 416.733	- 427.151	- 437.830	- 448.775	- 459.995	- 471.495	- 483.282	- 495.364	- 507.748	- 520.442	- 533.453	- 546.789	- 560.459	- 574.470	
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.375.934	
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€/anno	-	-	478.559	59.529	169.620	168.167	166.535	164.717	162.704	160.487	158.058	142.825	140.201	137.357	134.283	130.969	127.406	123.583	
UTILE PRETASSE	€/anno	- 191.115	356.950	539.344	543.808	547.920	551.858	555.002	557.930	560.418	562.443	563.980	565.004	565.487	565.402	564.721	563.414	561.449	558.795	
IRAP	€/anno	8.122	15.170	22.922	23.112	23.287	23.445	23.588	23.712	23.818	23.904	23.969	24.013	24.033	24.030	24.001	23.945	23.862	23.749	
IRES	€/anno	63.068	117.794	177.983	179.457	180.814	182.047	183.151	184.117	184.938	185.606	186.113	186.451	186.611	186.583	186.358	185.927	185.278	184.402	
TOTALE IMPOSTE	€/anno	71.190	132.964	200.906	202.569	204.100	205.493	206.738	207.829	208.756	209.510	210.083	210.464	210.612	210.359	209.872	209.140	208.151	206.929	
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																				
INTROITI MONETARI																				
Prelievo dalla linea di credito	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.771.571	
ESSORSI MONETARI																				
Totale investimento (esborso monetario)	€	- 11.466.878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																				
Indebitamento su conto capitale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Indebitamento residuo fine anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flussi di cassa in entrata	€/anno	0	739.180	443.014	985.566	1.099.769	1.102.054	1.103.767	1.104.876	1.105.351	1.105.159	1.104.267	1.090.058	1.087.917	1.084.988	1.081.233	1.076.612	1.071.084	1.064.607	
Flussi di cassa in uscita	€/anno	- 11.395.688	- 132.964	- 200.306	- 202.569	- 204.100	- 205.493	- 206.738	- 207.829	- 208.756	- 209.510	- 210.083	- 210.464	- 210.612	- 210.359	- 209.872	- 209.140	- 208.151	- 206.929	
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€/anno	- 11.395.688	606.216	242.708	782.997	895.669	896.562	897.029	897.047	896.596	895.649	894.185	879.594	877.273	874.376	870.875	868.740	861.944	856.456	847.678
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€/anno	- 11.042.458	551.573	206.841	628.111	674.643	634.099	595.709	559.363	524.958	492.399	461.590	426.346	399.268	373.662	349.451	326.565	304.937	284.503	2.101.283
Cash flow attualizzato incrementale	€/anno	- 11.042.458	- 10.490.885	- 10.284.044	- 9.655.933	- 8.981.289	- 8.347.190	- 7.751.481	- 7.192.119	- 6.667.160	- 6.174.762	- 5.713.172	- 5.286.826	- 4.887.558	- 4.513.896	- 4.164.445	- 3.837.880	- 3.532.942	- 3.248.439	- 1.147.157
Quote investimento attualizzate	€/anno	- 11.111.441	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Indebitamento attualizzato incrementale	€/anno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bilancio di cassa	€/anno	- 11.042.458	- 10.490.885	- 10.284.044	- 9.655.933	- 8.981.289	- 8.347.190	- 7.751.481	- 7.192.119	- 6.667.160	- 6.174.762	- 5.713.172	- 5.286.826	- 4.887.558	- 4.513.896	- 4.164.445	- 3.837.880	- 3.532.942	- 3.248.439	- 1.147.157

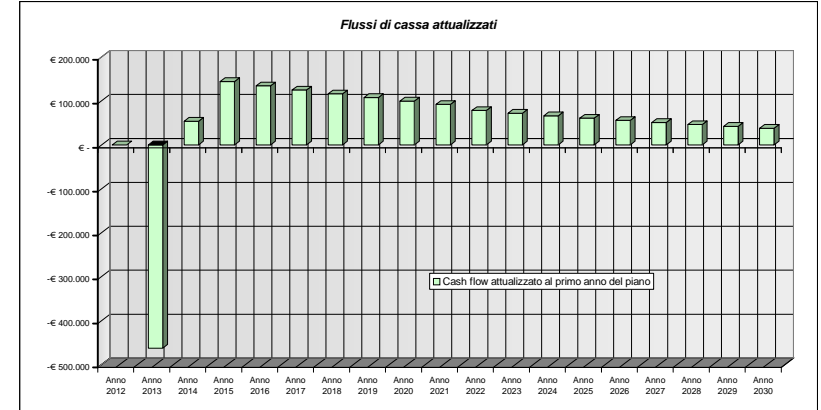
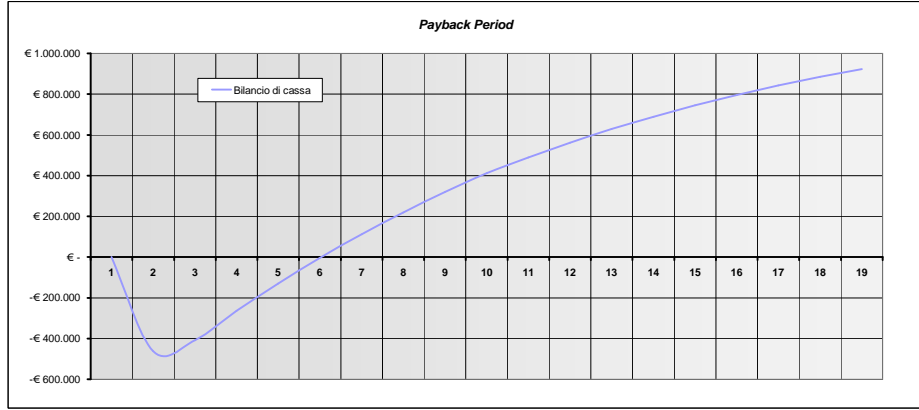
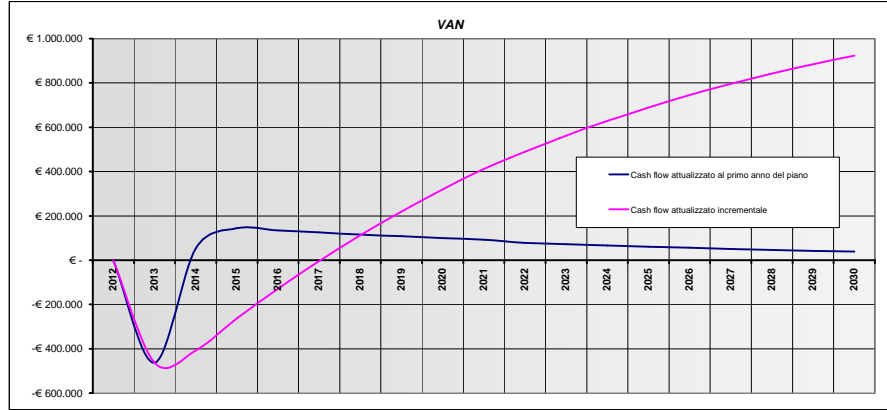
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato) [anni] € 1.147.157
 Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR) 6,50% [€] 5,38%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
Maggiori ricavi per investimenti incentivati																			
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€/anno	-	-	22.070	21.435	21.227	20.994	20.736	20.452	20.142	19.803	-	-	-	-	-	-	-	-
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€/anno	-	-	991.451	1.166.596	1.168.672	1.170.124	1.170.917	1.170.393	1.169.005	1.166.816	1.163.787	1.159.877	1.155.044	1.148.245	1.142.433	1.134.563	1.125.586	1.115.450
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE RICAVI	€/anno	-	-	1.013.521	1.188.031	1.189.899	1.191.117	1.191.653	1.191.471	1.190.535	1.188.808	1.186.816	1.183.787	1.179.877	1.174.245	1.167.433	1.159.586	1.150.586	1.140.450
TOTALE MATERIE PRIME																			
Maggior costo per affitto reti	€/anno	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024
Costo materiali di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri costi di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo personale	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€/anno	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024
UTILE PRETASSE	€/anno	-	739.180	91.947	261.994	259.750	257.230	254.421	251.312	247.888	244.136	220.607	216.554	212.161	207.413	202.294	196.791	190.885	184.561
IRAP	€/anno	-	31.415	3.908	11.135	11.039	10.932	10.813	10.681	10.535	10.376	9.376	9.204	9.017	8.815	8.598	8.364	8.113	7.844
IRES	€/anno	-	199.579	24.826	70.738	70.132	69.452	68.694	67.864	66.930	65.917	59.564	58.470	57.283	56.001	54.619	53.133	51.539	49.832
TOTALE IMPOSTE	€/anno	-	230.994	28.734	81.873	81.172	80.384	79.507	78.535	77.465	76.292	68.940	67.673	66.300	64.816	63.217	61.497	59.652	57.675
Flussi di cassa in entrata	€/anno	0	0	1.013.521	1.188.031	1.189.899	1.191.117	1.191.653	1.191.471	1.190.535	1.188.808	1.186.816	1.183.787	1.179.877	1.174.245	1.167.433	1.159.586	1.150.586	1.140.450
Flussi di cassa in uscita	€/anno	0	- 508.186	- 950.207	- 1.037.911	- 1.011.321	- 1.016.738	- 1.018.894	- 1.020.112	- 1.020.985	- 1.015.149	- 1.014.906	- 1.014.016	- 1.012.448	- 1.010.167	- 1.007.140	- 1.003.330	- 998.700	- 993.211
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€/anno	0	- 508.186	63.214	180.121	178.578	178.845	174.915	172.777	170.423	167.943	151.667	148.881	145.861	142.596	139.077	135.253	126.886	122.239
Cash flow attualizzato al primo anno del piano	€/anno	0	- 462.379	54.006	144.491	134.510	125.075	116.159	107.737	99.783	92.275	78.293	72.164	66.385	60.938	55.807	50.975	42.150	36.128
Cash flow attualizzato incrementale	€/anno	0	- 462.379	- 408.374	- 263.883	- 129.373	- 4.298	111.862	219.598	319.381	411.656	489.949	562.112	628.497	689.435	745.242	796.217	842.644	884.794

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato) [anni] € 922.922
 Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR) 6,50% [€] 28,51%

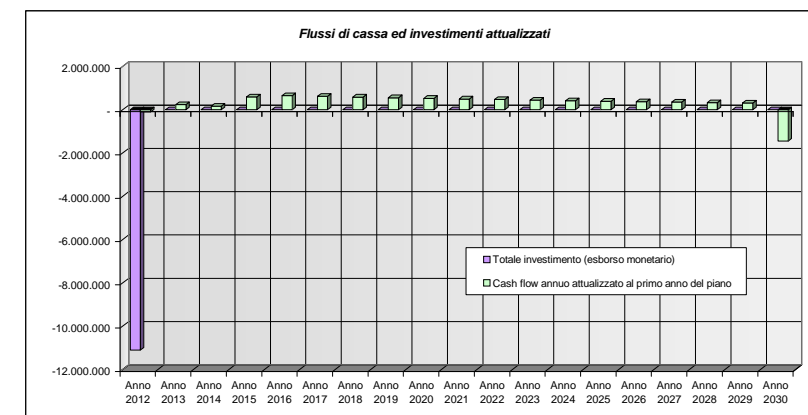
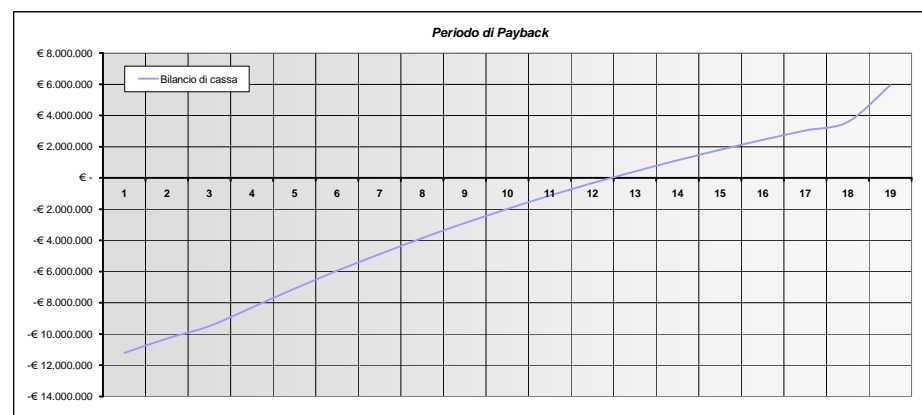
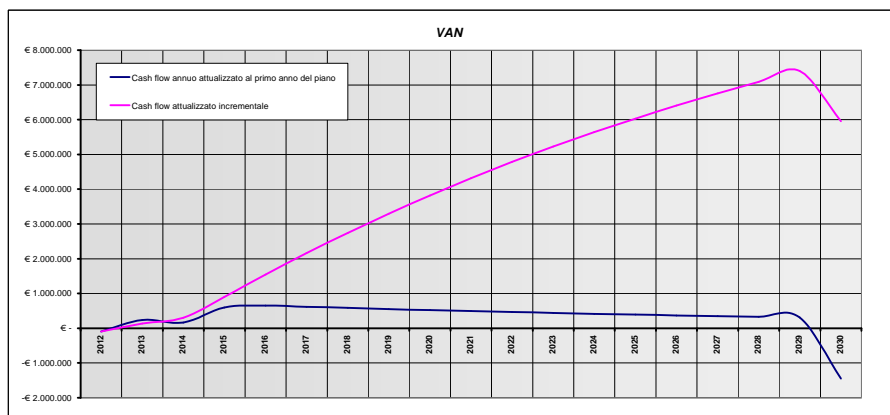


Denominazione dell'investimento	Isola 2 con linea di credito
---------------------------------	------------------------------

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
VOCI DI CONTO ECONOMICO																			
Maggior incasso da affitto reti	€	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024	937.648
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	- 191.115	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229	- 382.229
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	- 188.770	- 386.978	- 396.652	- 406.568	- 416.733	- 427.151	- 437.830	- 448.775	- 459.995	- 471.495	- 483.282	- 495.364	- 507.748	- 520.442	- 533.453	- 546.789	- 560.459	- 574.470
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.375.934
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	- 258.005	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010	- 516.010
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€	-	-	182.017	363.484	481.174	487.510	493.862	500.227	506.602	512.982	519.366	525.750	532.134	538.518	544.902	551.286	557.670	564.054
UTILE PRETASSE	€	- 449.119	- 159.059	23.334	27.799	31.910	35.649	38.993	41.920	44.409	46.433	47.971	48.994	49.477	49.393	48.712	47.404	45.439	42.786
IRAP	€	- 8.122	- 15.170	- 22.922	- 23.112	- 23.287	- 23.445	- 23.588	- 23.712	- 23.818	- 23.904	- 23.969	- 24.013	- 24.033	- 24.030	- 24.001	- 23.945	- 23.862	- 23.749
IRES	€	- 148.209	- 52.489	- 7.700	- 9.174	- 10.530	- 11.764	- 12.868	- 13.834	- 14.655	- 15.323	- 15.830	- 16.168	- 16.328	- 16.300	- 16.075	- 15.643	- 14.995	- 14.119
TOTALE IMPOSTE	€	- 156.332	- 67.659	- 20.622	- 22.286	- 23.817	- 25.209	- 26.456	- 27.346	- 27.977	- 28.407	- 28.762	- 29.047	- 29.261	- 29.399	- 29.475	- 29.507	- 29.497	- 29.448
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																			
INTROITI MONETARI																			
Prelievo dalla linea di credito	€	- 11.466.878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.771.571
ESSORSI MONETARI																			
Totale investimento (esborso monetario)	€	- 11.466.878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																			
Indebitamento quota capitale	€	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878
Indebitamento residuo fine anno	€	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878	- 11.466.878
Flussi di cassa in entrata	€	11.466.878	739.180	739.556	1.289.522	1.411.323	1.421.398	1.431.094	1.440.386	1.449.249	1.457.655	1.465.575	1.469.398	1.467.516	1.474.077	1.480.049	1.485.398	1.490.090	1.494.088
Flussi di cassa in uscita	€	- 11.568.951	- 478.690	- 546.652	- 548.295	- 549.827	- 551.219	- 552.485	- 553.595	- 554.582	- 555.456	- 556.219	- 556.870	- 557.426	- 557.896	- 558.280	- 558.588	- 558.820	- 558.978
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	- 101.073	- 239.489	- 187.096	- 158.773	- 138.504	- 130.821	- 121.391	- 113.209	- 105.333	- 97.807	- 90.644	- 83.480	- 76.314	- 69.140	- 61.971	- 54.810	- 47.730	- 40.640
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	- 98.521	237.009	164.821	594.603	648.904	615.440	583.490	552.992	523.888	496.120	469.633	448.276	414.685	392.192	370.754	350.325	330.862	312.325
Cash flow attualizzato incrementale	€	- 98.521	138.488	303.309	489.912	1.546.816	2.162.256	2.745.746	3.298.738	3.822.266	4.318.746	4.788.379	5.226.655	5.641.340	6.033.532	6.404.286	6.754.611	7.085.473	7.397.798
Quote investimento attualizzate	€	- 11.111.441	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indebitamento attualizzato incrementale	€	- 11.111.441	- 10.433.278	- 9.796.505	- 9.198.596	- 8.637.190	- 8.110.058	- 7.615.950	- 7.150.291	- 6.713.879	- 6.304.112	- 5.919.354	- 5.558.072	- 5.218.853	- 4.900.332	- 4.601.251	- 4.320.423	- 4.056.735	- 3.809.141
Bilancio di cassa	€	- 11.209.963	- 10.247.790	- 9.493.196	- 8.900.684	- 8.469.363	- 8.094.772	- 7.774.304	- 7.498.919	- 7.262.534	- 7.062.162	- 6.894.805	- 6.757.466	- 6.646.244	- 6.557.161	- 6.488.228	- 6.437.455	- 6.392.843	- 6.353.402

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	13
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	€	5.951.896
	%	278,52%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

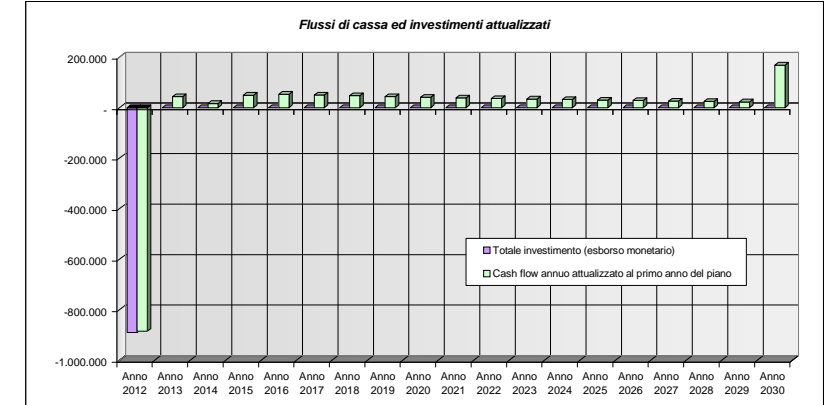
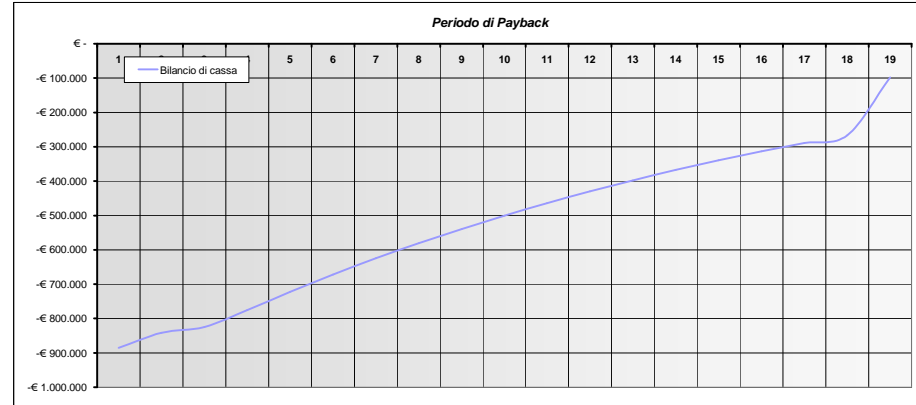
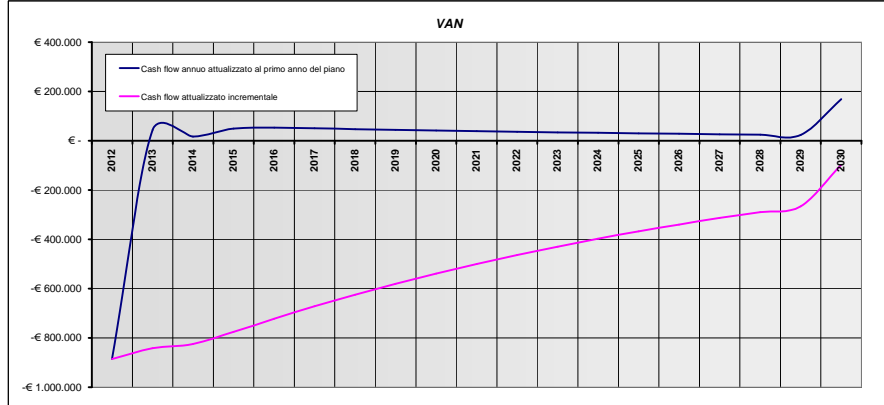
	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
MAGGIORI RICAVI																			
Maggiori ricavi per investimenti incentivati	€	-	-	22.070	21.435	21.227	20.994	20.736	20.452	20.142	19.803	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo tramite VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€	-	-	991.451	1.168.596	1.168.672	1.170.124	1.170.917	1.170.393	1.169.005	1.166.816	1.163.787	1.159.877	1.155.044	1.148.245	1.142.433	1.134.563	1.125.596	1.115.450
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€	-	434.527	445.390	456.525	467.038	477.637	488.319	499.079	509.929	520.865	531.887	542.997	554.191	565.469	576.831	588.279	599.900	611.603
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€	-	23.510	24.098	24.701	25.318	25.951	26.600	27.265	27.946	28.645	29.361	30.095	30.848	31.619	32.409	33.220	34.050	34.901
TOTALE RICAVI	€	-	458.037	1.483.009	1.669.257	1.683.155	1.696.705	1.709.880	1.722.654	1.734.998	1.746.882	1.758.442	1.769.862	1.771.053	1.780.654	1.789.628	1.797.938	1.805.545	1.812.408
TOTALE MATERIE PRIME																			
Costo materia prima 1	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materia prima 2	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materia prima 3	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior costo per affitto reti	€	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024
Costo materiali di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri costi di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo personale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE PRETASSE	€	-	739.180	921.573	926.037	930.149	933.888	937.232	940.159	942.647	944.672	946.209	947.233	947.716	947.632	946.950	945.643	943.678	941.024
IRAP	€	-	11.949	23.861	31.587	32.003	32.420	32.838	33.256	33.675	34.094	33.687	34.122	34.559	34.995	35.432	35.869	36.306	36.742
IRES	€	-	75.908	151.588	200.869	203.312	205.961	208.615	211.274	213.935	216.597	214.011	216.778	219.549	222.324	225.100	227.876	230.650	233.421
TOTALE IMPOSTE	€	-	87.857	175.449	232.456	235.314	238.389	241.453	244.530	247.609	250.691	247.696	250.900	254.108	257.319	260.532	263.745	266.956	270.163
Flussi di cassa in entrata	€	0	458.037	1.483.009	1.669.257	1.683.155	1.696.705	1.709.880	1.722.654	1.734.998	1.746.882	1.758.442	1.769.862	1.771.053	1.780.654	1.789.628	1.797.938	1.805.545	1.812.408
Flussi di cassa in uscita	€	0	- 851.323	- 1.097.022	- 1.158.294	- 1.165.464	- 1.172.268	- 1.178.694	- 1.184.689	- 1.190.257	- 1.195.363	- 1.199.907	- 1.204.024	- 1.207.761	- 1.211.167	- 1.214.293	- 1.217.088	- 1.219.593	- 1.221.867
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	0	- 393.286	- 385.987	- 388.987	- 388.309	- 385.563	- 388.814	- 389.691	- 395.259	- 398.415	- 401.465	- 404.162	- 406.708	- 409.107	- 411.365	- 413.518	- 415.573	- 417.460
Cash flow attualizzato al primo anno del piano	€	0	- 175.863	329.761	409.889	389.940	370.912	352.762	335.453	318.947	303.207	287.303	271.249	255.054	238.719	222.244	205.729	189.174	172.580
Cash flow attualizzato incrementale	€	0	- 175.863	153.898	563.786	953.727	1.324.638												

Denominazione dell'investimento **Isola 2 trasformatori normali senza linea di credito**

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030		
VOCI DI CONTO ECONOMICO																					
Maggior incasso da affitto reti	€	-	59.277	73.904	74.262	74.591	74.891	75.159	75.394	75.594	75.756	75.879	75.961	76.000	75.993	75.939	75.834	75.676	75.464	75.193	
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	-	15.326	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	30.652	
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	-	15.138	31.033	31.809	32.604	33.419	34.254	35.111	35.989	36.888	37.811	38.756	40.718	41.736	42.779	43.849	44.945	46.068	47.220	
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190.533	
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione S.r.l.	€	-	-	38.377	3.628	12.489	12.384	12.265	12.133	11.986	11.824	11.647	11.454	11.243	11.015	10.769	10.503	10.217	9.910	9.582	
UTILE PRETASSE	€	-	15.326	28.625	43.252	43.610	43.939	44.239	44.507	44.742	44.942	45.104	45.227	45.309	45.348	45.341	45.287	45.182	45.024	44.811	235.074
IRAP	€	-	651	1.217	1.838	1.853	1.867	1.880	1.892	1.902	1.910	1.917	1.922	1.926	1.927	1.927	1.925	1.920	1.914	1.904	9.991
IRES	€	-	5.058	9.446	14.273	14.391	14.500	14.599	14.687	14.765	14.831	14.884	14.925	14.952	14.965	14.963	14.945	14.910	14.858	14.798	77.574
TOTALE IMPOSTE	€	-	5.709	10.663	16.111	16.245	16.367	16.479	16.579	16.666	16.741	16.801	16.847	16.878	16.892	16.890	16.869	16.830	16.772	16.692	87.565
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																					
INTROITI MONETARI																					
Prelievo dalla linea di credito	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	543.032	
ESBORSI MONETARI																					
Totale investimento (esborso monetario)	€	-	919.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																					
Indebitamento quota capitale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Indebitamento residuo fine anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flussi di cassa in entrata	€	-	0	59.277	35.527	77.890	87.081	87.275	87.424	87.527	87.580	87.526	87.415	87.243	87.008	86.707	86.337	85.893	85.374	84.787	627.807
Flussi di cassa in uscita	€	-	-913.854	-10.663	-16.111	-16.245	-16.367	-16.479	-16.579	-16.666	-16.741	-16.801	-16.847	-16.878	-16.892	-16.890	-16.869	-16.830	-16.772	-16.692	-87.565
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-	-913.854	48.614	19.415	61.645	70.713	70.796	70.845	70.860	70.839	70.779	70.679	70.537	70.351	70.119	69.838	69.506	69.122	68.682	540.242
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	-	-885.527	44.232	16.587	49.451	53.263	50.071	47.048	44.186	41.476	38.912	36.486	34.190	32.019	29.965	28.024	26.188	24.454	22.815	168.508
Cash flow attualizzato incrementale	€	-	-885.527	-841.235	-824.708	-775.257	-721.994	-671.923	-624.875	-580.689	-539.213	-500.301	-463.816	-429.626	-397.607	-367.642	-339.619	-313.430	-288.976	-266.161	-97.653
Quote investimento attualizzate	€	-	-891.059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Indebitamento attualizzato incrementale	€	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bilancio di cassa	€	-	-885.527	-841.235	-824.708	-775.257	-721.994	-671.923	-624.875	-580.689	-539.213	-500.301	-463.816	-429.626	-397.607	-367.642	-339.619	-313.430	-288.976	-266.161	-97.653

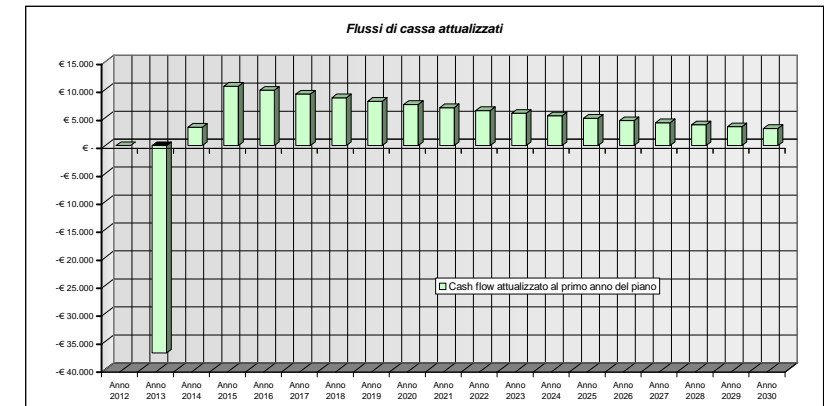
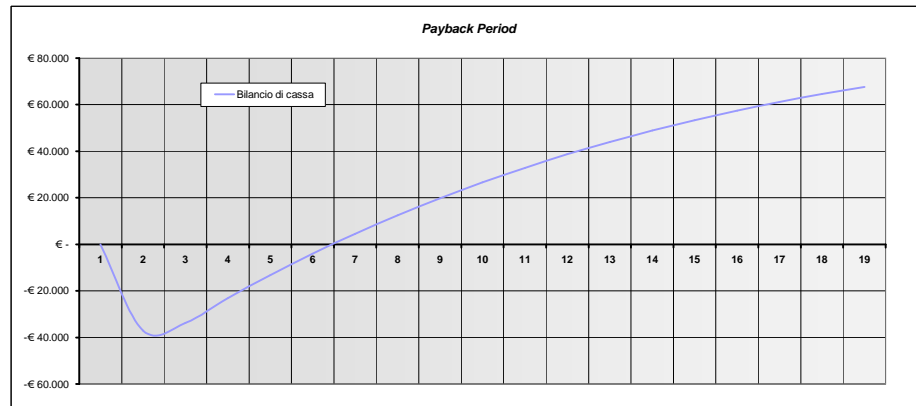
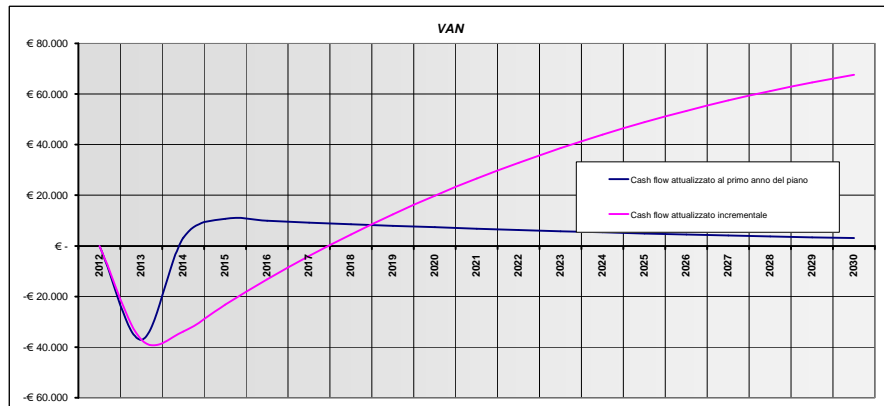
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	6
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del	€	97.653
Tasso interno di rendimento (IRR)	%	5,31%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030		
Maggiori ricavi per investimenti incentivati																					
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€	-	-	79.507	93.553	93.719	93.836	93.899	93.907	93.857	93.746	93.570	93.328	93.014	92.626	92.161	91.615	90.984	90.264	89.451	
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTALE RICAVI	€	-	-	79.507	93.553	93.719	93.836	93.899	93.907	93.857	93.746	93.570	93.328	93.014	92.626	92.161	91.615	90.984	90.264	89.451	
COSTI OPERATIVI																					
Costo materie prime 1	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costo materie prime 2	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costo materie prime 3	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTALE MATERIE PRIME	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Maggior costo per affitto reti	€	-	-	59.277	73.904	74.262	74.591	74.891	75.159	75.394	75.594	75.756	75.879	75.961	76.000	75.993	75.939	75.834	75.676	75.464	
Costo materiali di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Altri costi di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costo personale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTALE COSTI OPERATIVI	€	-	-	59.277	73.904	74.262	74.591	74.891	75.159	75.394	75.594	75.756	75.879	75.961	76.000	75.993	75.939	75.834	75.676	75.464	
UTILE PRETASSE	€	-	-	59.277	5.604	19.291	19.128	18.944	18.740	18.513	18.264	17.990	17.691	17.366	17.014	16.633	16.223	15.781	15.308	14.801	14.258
IRAP	€	-	-	2.519	238	820	813	805	796	776	765	752	738	723	707	689	671	651	629	606	
IRES	€	-	-	16.005	1.513	5.209	5.165	5.115	5.060	4.999	4.931	4.857	4.777	4.689	4.594	4.491	4.380	4.261	4.133	3.996	3.850
TOTALE IMPOSTE	€	-	-	18.524	1.751	6.028	5.977	5.920	5.856	5.785	5.707	5.622	5.528	5.427	5.317	5.198	5.070	4.932	4.784	4.625	4.456
Flussi di cassa in entrata	€	-	0	79.507	93.553	93.719	93.836	93.899	93.907	93.857	93.746	93.570	93.328	93.014	92.626	92.161	91.615	90.984	90.264	89.451	
Flussi di cassa in uscita	€	-	-	-40.753	-75.655	-80.290	-80.811	-81.016	-81.190	-81.301	-81.408	-81.508	-81.601	-81.687	-81.757	-81.811	-81.850	-81.884	-81.913	-81.937	-81.956
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-	0	-40.753	3.853	13.263	13.150	13.024	12.884	12.728	12.556	12.368	12.163	11.939	11.697	11.435	11.153	10.850	10.524	10.175	9.803
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	-	0	-37.080	3.291	10.639	9.905	9.212	8.556	7.937	7.352	6.800	6.279	5.787	5.324	4.887	4.475	4.088	3.723	3.380	3.058
Cash flow attualizzato incrementale	€	-	0	-37.080	-33.788	-23.149	-13.244	-4.032	4.524	12.460	19.812	26.812	32.890	38.677	44.001	48.887	53.363	57.451	61.174	64.554	67.611

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	6
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del	€	67.611
Tasso interno di rendimento (IRR)	%	26,10%

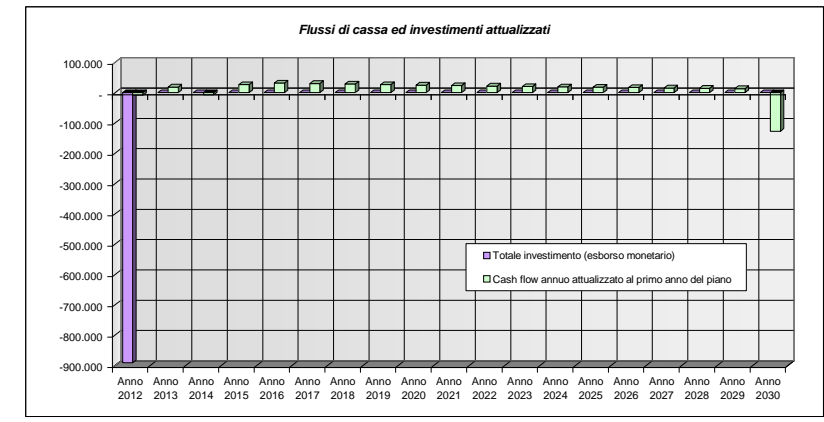
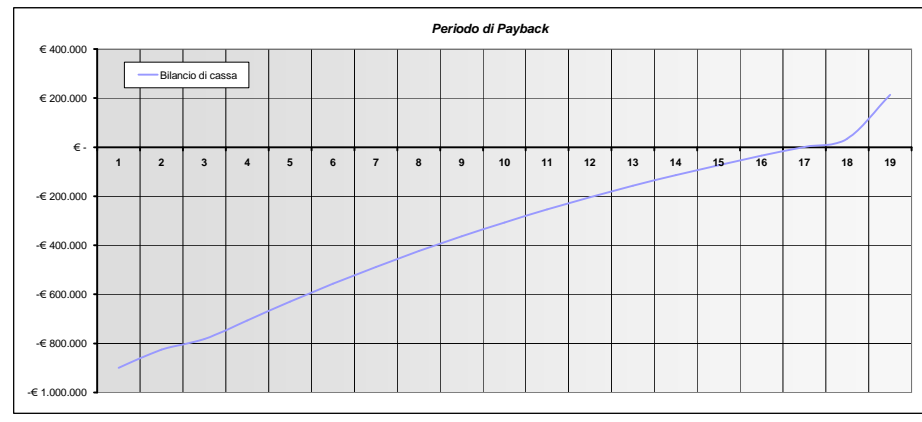
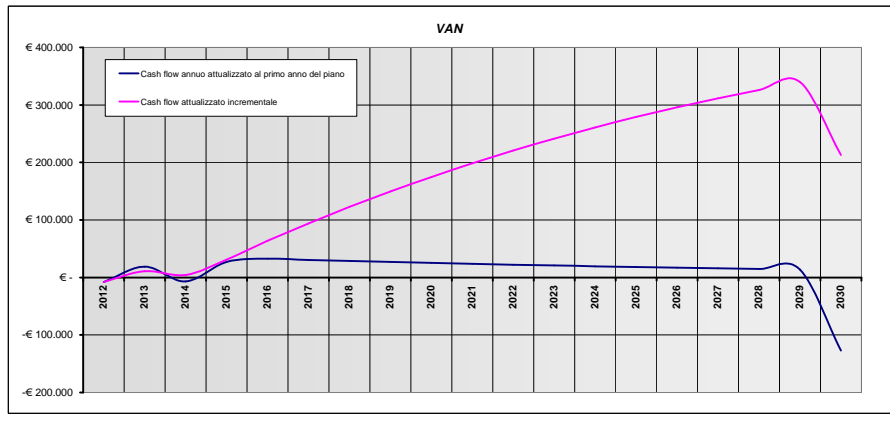


Denominazione dell'investimento	Isola 2 trasformatori normali con linea di credito
---------------------------------	--

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
VOCI DI CONTO ECONOMICO																			
Maggior incasso da affitto reti	€	59.277	73.904	74.262	74.591	74.891	75.159	75.394	75.594	75.756	75.879	75.961	76.000	75.993	75.939	75.834	75.676	75.464	75.193
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	-15.326	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652	-30.652
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	-15.138	-31.033	-31.809	-32.604	-33.419	-34.254	-35.111	-35.989	-36.888	-37.811	-38.756	-39.725	-40.718	-41.736	-42.779	-43.849	-44.945	-46.068
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190.533
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-20.690	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380	-41.380
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€/anno	-	-	38.377	3.628	12.489	12.384	12.265	12.133	11.986	11.824	11.647	11.454	11.243	11.015	10.769	10.503	10.217	9.910
UTILE PRETASSE	€/anno	36.016	12.755	1.871	2.229	2.559	2.859	3.127	3.362	3.561	3.724	3.847	3.929	3.968	3.961	3.906	3.801	3.644	3.431
IRAP	€/anno	651	1.217	1.838	1.853	1.867	1.880	1.892	1.902	1.910	1.917	1.922	1.926	1.927	1.927	1.925	1.920	1.914	1.904
IRES	€/anno	11.855	4.209	618	736	844	943	1.032	1.109	1.175	1.229	1.269	1.297	1.309	1.307	1.289	1.254	1.202	1.132
TOTALE IMPOSTE	€/anno	12.507	2.993	2.456	2.589	2.712	2.824	2.923	3.011	3.085	3.146	3.192	3.222	3.237	3.234	3.214	3.175	3.116	3.037
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																			
INTROITI MONETARI																			
Prelievo dalla linea di credito	€	919.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	543.032
ESBORSI MONETARI																			
Totale investimento (esborso monetario)	€	919.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	919.563
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																			
Indebitamento quota capitale	€	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563
Indebitamento residuo fine anno	€	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563	919.563
Flussi di cassa in entrata	€/anno	919.563	59.277	35.527	77.890	87.081	87.275	87.244	87.527	87.580	87.526	87.415	87.243	87.008	86.707	86.337	85.893	85.374	82.907
Flussi di cassa in uscita	€/anno	-927.716	-38.388	-43.836	-43.999	-44.092	-44.204	-44.267	-44.296	-44.286	-44.226	-44.117	-43.954	-43.744	-43.494	-43.155	-42.746	-42.277	-39.853
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€/anno	-8.153	20.889	-8.309	33.920	42.989	43.071	43.121	43.135	43.114	43.254	42.954	42.812	42.626	42.394	42.113	41.792	41.397	40.957
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€/anno	-7.901	19.006	-7.999	27.210	32.380	30.462	28.636	26.898	25.243	23.670	22.174	20.751	19.400	18.117	16.899	15.742	14.645	13.605
Cash flow attualizzato incrementale	€/anno	94.060	11.106	4.007	31.217	63.597	94.060	122.696	149.593	174.837	198.506	220.680	241.432	260.832	278.949	295.847	311.590	326.235	339.840
Quote investimento attualizzate	€/anno	-891.059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indebitamento attualizzato incrementale	€/anno	-891.059	-836.676	-785.611	-737.693	-692.641	-650.367	-610.673	-573.402	-538.406	-505.545	-474.691	-445.719	-418.515	-392.972	-368.988	-346.468	-325.322	-305.496
Bilancio di cassa	€/anno	-898.962	-825.570	-785.604	-736.446	-692.044	-650.307	-610.978	-574.639	-541.568	-510.039	-479.971	-451.287	-423.894	-407.711	-392.511	-378.241	-364.876	-352.418

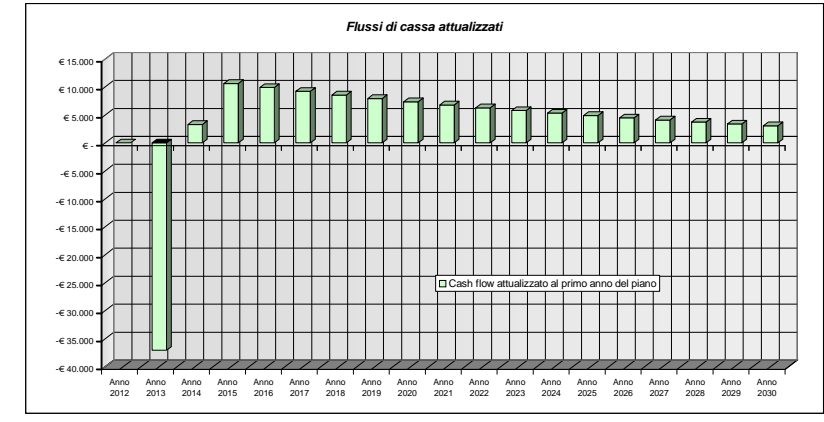
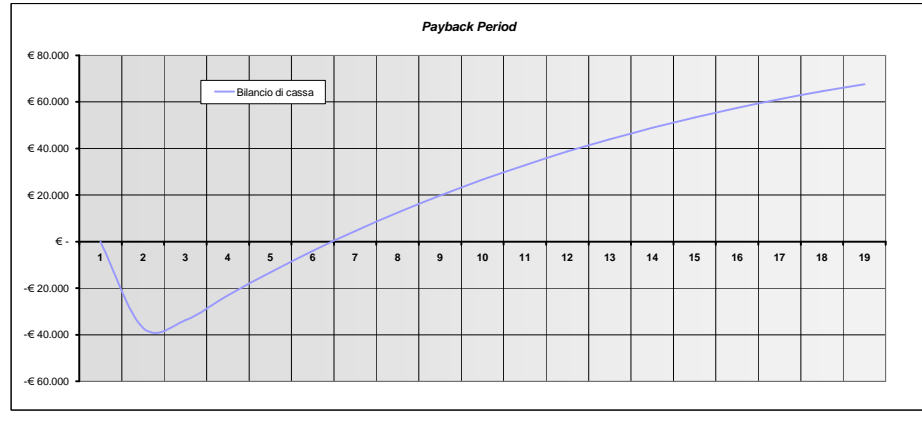
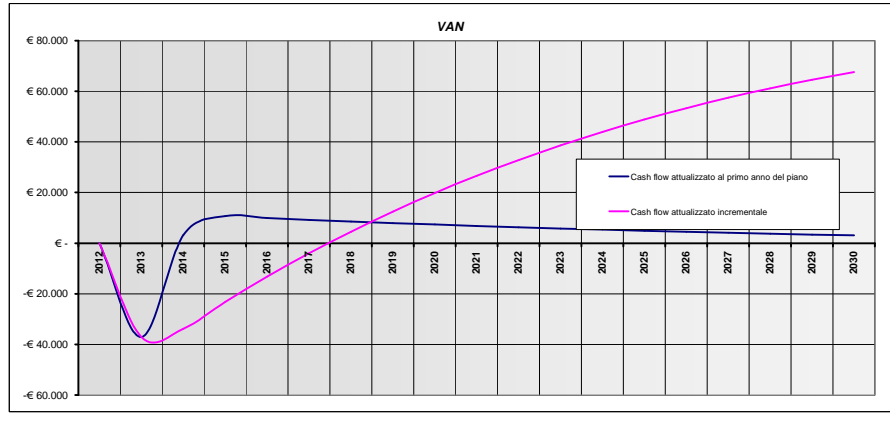
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	17
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	€	212.878
	%	196,55%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
Maggiori ricavi per investimenti incentivati																			
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€/anno	-	-	79.507	93.553	93.719	93.836	93.899	93.907	93.857	93.746	93.570	93.328	93.014	92.626	92.161	91.615	90.984	89.451
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE RICAVI	€/anno	-	-	79.507	93.553	93.719	93.836	93.899	93.907	93.857	93.746	93.570	93.328	93.014	92.626	92.161	91.615	90.984	89.451
TOTALE MATERIE PRIME																			
Maggior costo per affitto reti	€/anno	-	59.277	73.904	74.262	74.591	74.891	75.159	75.394	75.594	75.756	75.879	75.961	76.000	75.993	75.939	75.834	75.676	75.464
Costo materiali di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri costi di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo personale	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€/anno	-	59.277	73.904	74.262	74.591	74.891	75.159	75.394	75.594	75.756	75.879	75.961	76.000	75.993	75.939	75.834	75.676	75.464
UTILE PRETASSE	€/anno	-	59.277	5.604	19.291	19.128	18.944	18.740	18.513	18.264	17.990	17.691	17.366	17.014	16.633	16.223	15.781	15.308	14.801
IRAP	€/anno	-	2.519	238	820	813	805	796	787	776	765	752	738	723	707	689	671	651	629
IRES	€/anno	-	16.005	1.513	5.209	5.165	5.115	5.060	4.999	4.931	4.857	4.777	4.689	4.594	4.491	4.380	4.261	4.133	3.995
TOTALE IMPOSTE	€/anno	-	18.524	1.751	6.028	5.977	5.920	5.856	5.785	5.707	5.622	5.528	5.427	5.317	5.198	5.070	4.932	4.784	4.625
Flussi di cassa in entrata	€/anno	0	0	79.507	93.553	93.719	93.836	93.899	93.907	93.857	93.746	93.570	93.328	93.014	92.626	92.161	91.615	90.984	89.451
Flussi di cassa in uscita	€/anno	0	-40.753	-75.655	-80.290	-80.569	-80.811	-81.016	-81.180	-81.301	-81.378	-81.408	-81.386	-81.317	-81.191	-81.008	-80.766	-80.469	-79.649
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€/anno	0	-40.753	3.853	13.263	13.150	13.024	12.884	12.728	12.556	12.368	12.163	11.939	11.697	11.435	11.153	10.850	10.524	10.175
Cash flow attualizzato al primo anno del piano	€/anno	0	-37.080	3.291	8.556	9.905	9.212	8.556	7.937	7.352	6.800	6.279	5.787	5.324	4.887	4.475	4.088	3.723	3.380
Cash flow attualizzato incrementale	€/anno	0	-37.080	-33.788	-23.149	-13.244	-4.032	4.524	12.460	19.812	26.812	32.890	38.677	44.001	48.887	53.363	57.451	61.174	64.554

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	6
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	€	67.611
	%	26,10%

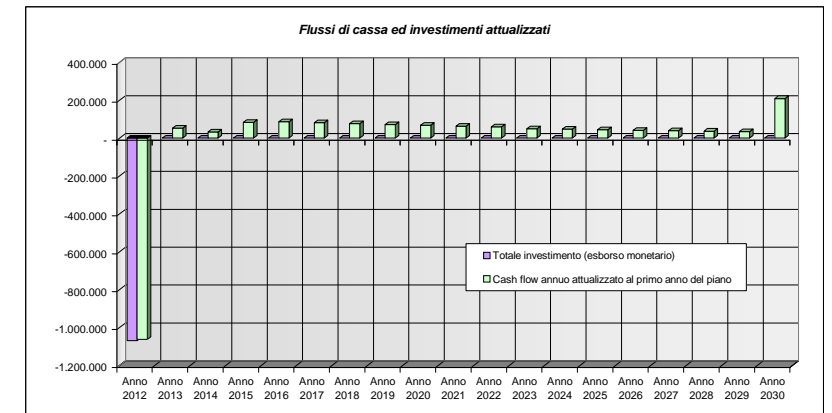
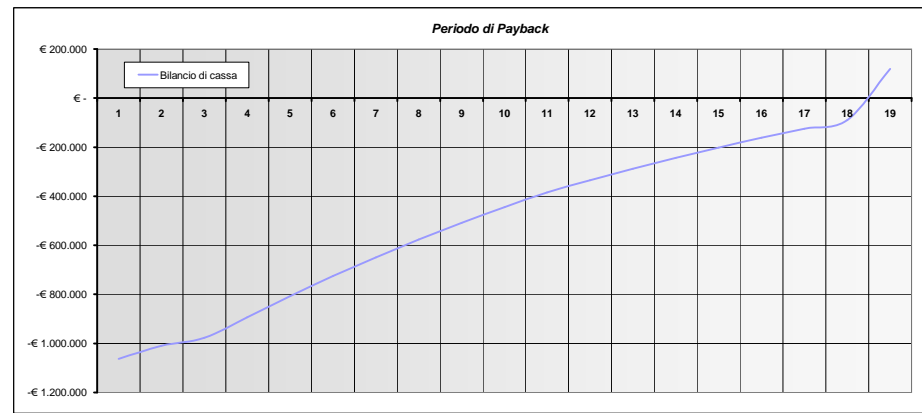
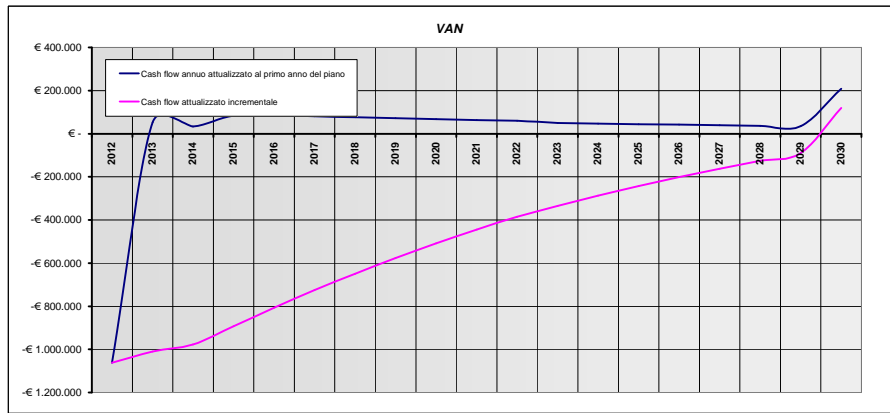


Denominazione dell'investimento Isola 2 trasformatori a bp senza linea di credito

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030	
VOCI DI CONTO ECONOMICO																				
Maggior incasso da affitto reti	€	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556	90.231
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	-	18.391	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783	36.783
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	-	18.166	37.239	38.170	39.125	40.103	41.105	42.133	43.186	44.266	45.373	46.507	47.670	48.861	50.083	51.335	52.618	53.934	55.282
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.640
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€	-	-	30.831	34.243	44.857	44.994	45.111	45.205	45.276	45.322	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342
UTILE PRETASSE	€	-	18.391	34.300	51.902	52.332	52.727	53.087	53.409	53.690	53.930	54.125	54.273	54.371	54.418	54.410	54.344	54.219	53.774	53.289
IRAP	€	-	782	1.460	2.206	2.224	2.241	2.256	2.270	2.282	2.292	2.300	2.307	2.311	2.313	2.312	2.310	2.296	2.285	2.285
IRES	€	-	6.069	11.335	17.128	17.269	17.400	17.519	17.625	17.718	17.797	17.861	17.910	17.942	17.955	17.934	17.892	17.830	17.745	17.639
TOTALE IMPOSTE	€	-	6.851	12.795	19.333	19.493	19.641	19.775	19.895	20.000	20.089	20.161	20.217	20.253	20.268	20.243	20.196	20.126	20.031	19.878
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																				
INTROITI MONETARI																				
Prelievo dalla linea di credito	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	651.639
ESSORSI MONETARI																				
Totale investimento (esborso monetario)	€	-	1.103.476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																				
Indebitamento su conto capitale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indebitamento residuo fine anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flussi di cassa in entrata	€	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556	90.231
Flussi di cassa in uscita	€	-	-18.391	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-	52.741	51.901	52.331	52.727	53.086	53.408	53.690	53.930	54.125	54.273	54.371	54.418	54.410	54.344	54.219	53.774	53.289	52.968
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	-	-1.062.633	53.079	32.908	83.318	86.415	81.397	76.641	72.132	67.859	63.810	59.974	50.242	44.493	41.842	39.332	36.963	34.701	29.258
Cash flow attualizzato incrementale	€	-	-1.062.633	-1.009.555	-976.646	-893.328	-806.913	-725.516	-648.975	-576.742	-508.883	-445.072	-385.098	-334.856	-287.566	-243.074	-201.231	-161.900	-124.946	-90.245
Quote investimento attualizzate	€	-	-1.069.272	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indebitamento attualizzato incrementale	€	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bilancio di cassa	€	-	-1.062.633	-1.009.555	-976.646	-893.328	-806.913	-725.516	-648.975	-576.742	-508.883	-445.072	-385.098	-334.856	-287.566	-243.074	-201.231	-161.900	-124.946	-90.245

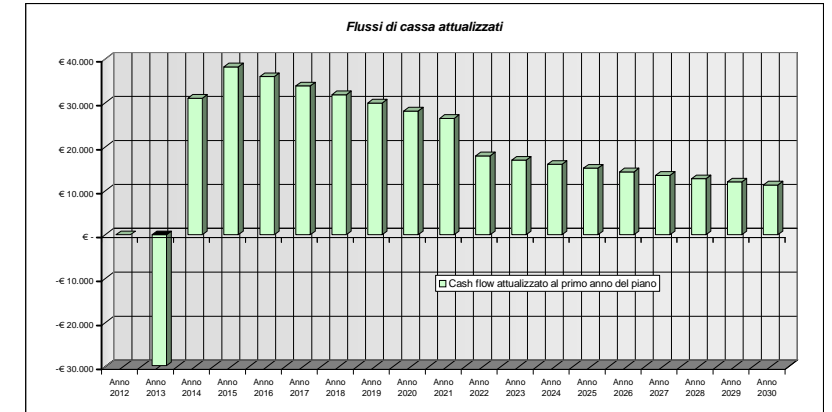
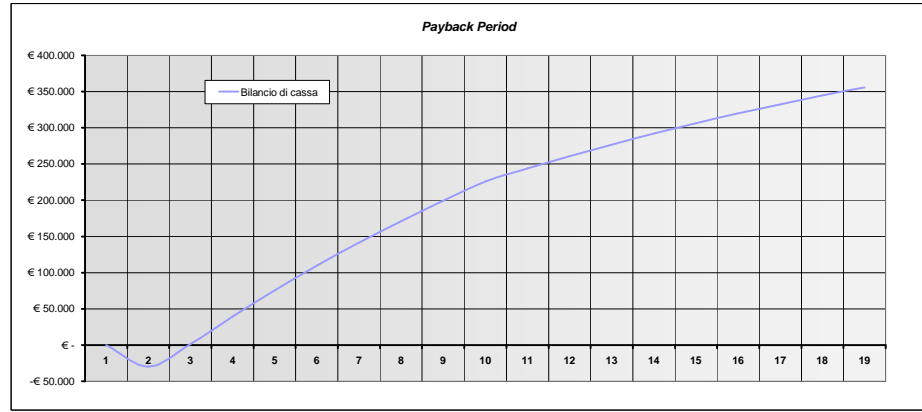
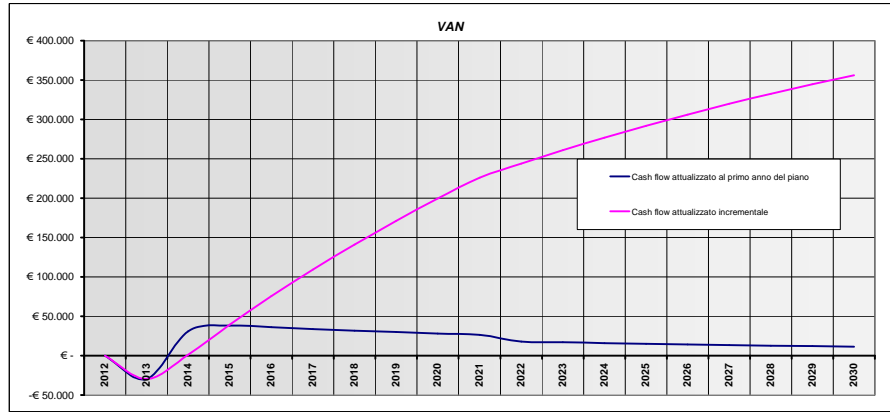
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato) [anni] 19
 Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR) 6,50% € 119.012
 Tasso interno di rendimento (IRR) [%] 7,68%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030	
Maggiori ricavi per investimenti incentivati																				
Ricavo tramite il VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€	-	-	22.070	21.435	21.227	20.994	20.736	20.452	20.142	19.803	-	-	-	-	-	-	-	-	
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€	-	-	95.409	112.263	112.463	112.603	112.679	112.689	112.629	112.495	112.285	111.993	111.617	111.152	110.594	109.938	109.181	108.317	107.342
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€	-	23.510	24.098	24.701	25.318	25.951	26.600	27.265	27.946	28.645	29.361	30.095	30.848	31.619	32.409	33.220	34.050	34.901	35.774
TOTALE RICAVI	€	-	23.510	141.577	158.399	159.008	159.548	160.015	160.406	160.717	160.943	141.646	142.088	142.464	142.771	143.003	143.158	143.231	143.218	143.115
TOTALE MATERIE PRIME																				
Maggior costo per affitto reti	€	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556	90.231
Costo materiali di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri costi di esercizio	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo personale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556	90.231
UTILE PRETASSE	€	-	47.622	52.892	69.285	69.498	69.678	69.824	69.933	70.005	70.036	50.591	50.935	51.264	51.579	51.876	52.157	52.419	52.662	52.884
IRAP	€	-	2.024	2.248	2.945	2.954	2.961	2.968	2.972	2.975	2.977	2.979	2.980	2.981	2.982	2.983	2.984	2.985	2.986	2.987
IRES	€	-	12.258	14.281	18.707	18.764	18.813	18.852	18.882	18.901	18.910	13.059	13.752	13.841	13.926	14.007	14.082	14.153	14.219	14.279
TOTALE IMPOSTE	€	-	14.882	16.529	21.652	21.718	21.774	21.820	21.854	21.876	21.886	15.810	15.917	16.020	16.118	16.211	16.299	16.381	16.457	16.526
Flussi di cassa in entrata	€	-	23.510	141.577	158.399	159.008	159.548	160.015	160.406	160.717	160.943	141.646	142.088	142.464	142.771	143.003	143.158	143.231	143.218	143.115
Flussi di cassa in uscita	€	-	-56.251	-105.213	-110.796	-111.228	-111.644	-112.011	-112.327	-112.589	-112.793	-106.865	-107.071	-107.220	-107.310	-107.338	-107.300	-107.193	-107.013	-106.758
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-	-32.741	36.363	47.603	47.780	47.904	48.004	48.079	48.128	48.149	34.781	35.018	35.244	35.460	35.665	35.858	36.038	36.206	36.358
Cash flow attualizzato al primo anno del piano	€	-	-29.789	31.066	38.211	35.989	33.880	31.879	29.960	28.179	26.471	17.954	16.973	16.040	15.154	14.311	13.510	12.750	12.027	11.340
Cash flow attualizzato incrementale	€	-	-29.789	1.277	39.488	75.478	109.358	141.237	171.217	199.396	225.867	243.822	260.795	276.835	291.989	306.300	319.811	332.560	344.587	355.928

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato) [anni] 2
 Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR) 6,50% € 355.928
 Tasso interno di rendimento (IRR) [%] 126,35%

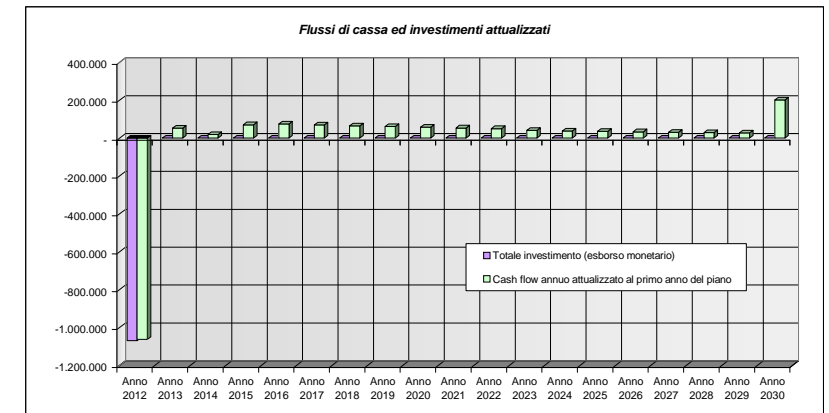
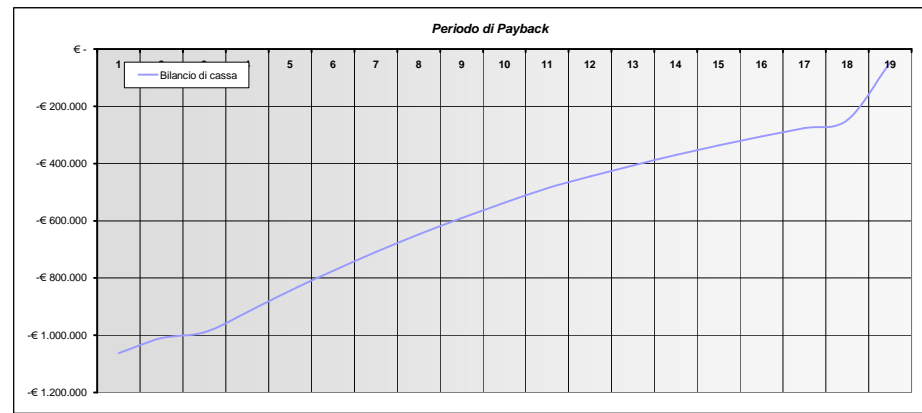
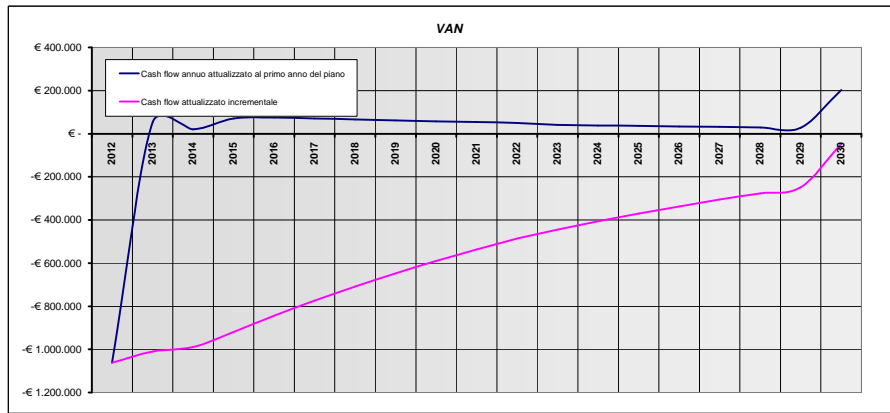


Denominazione dell'investimento **Isola 2 trasf a bp senza linea di credito e senza perequazione perdite**

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
VOCI DI CONTO ECONOMICO																			
Maggior incasso da affitto reti	€	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556	90.231
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	-18.391	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	-18.166	-37.239	-38.170	-39.125	-40.103	-41.105	-42.133	-43.186	-44.266	-45.373	-46.507	-47.670	-48.861	-50.083	-51.335	-52.618	-53.934	-56.664
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.640
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€/anno	-	-	46.052	18.642	28.865	28.603	28.310	27.984	27.624	27.229	26.797	13.744	13.492	13.218	12.922	12.603	12.260	11.893
UTILE PRETASSE	€/anno	18.391	34.300	51.902	52.332	52.727	53.087	53.409	53.690	53.930	54.125	54.273	54.371	54.418	54.410	54.344	54.218	54.029	53.774
IRAP	€/anno	782	1.460	2.206	2.224	2.241	2.256	2.270	2.282	2.292	2.300	2.307	2.311	2.313	2.312	2.310	2.296	2.285	11.989
IRES	€/anno	6.069	11.335	17.128	17.269	17.400	17.519	17.625	17.718	17.787	17.861	17.910	17.942	17.958	17.955	17.934	17.892	17.830	17.745
TOTALE IMPOSTE	€/anno	6.851	12.795	19.333	19.493	19.641	19.775	19.895	20.000	20.089	20.161	20.217	20.253	20.271	20.268	20.196	20.126	20.031	105.078
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																			
INTROITI MONETARI																			
Prelievo dalla linea di credito	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	651.639
ESSORSI MONETARI																			
Totale investimento (esborso monetario)	€	-1.103.476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																			
Indebitamento quota capitale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indebitamento residuo fine anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flussi di cassa in entrata	€/anno	0	71.132	42.632	107.756	118.375	118.472	118.501	118.457	118.337	118.136	117.852	104.898	104.692	104.410	104.049	103.604	103.072	102.449
Flussi di cassa in uscita	€/anno	-1.096.625	-12.795	-19.233	-19.493	-19.641	-19.775	-19.895	-20.000	-20.089	-20.161	-20.217	-20.253	-20.271	-20.268	-20.243	-20.196	-20.126	-20.031
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€/anno	-1.096.625	58.337	23.299	88.262	98.734	98.698	98.606	98.457	98.248	97.975	97.636	84.645	84.421	84.143	83.806	83.408	82.949	82.418
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€/anno	-1.062.633	53.079	19.905	70.803	74.369	69.805	65.484	61.394	57.524	53.863	50.401	41.028	38.422	35.958	33.628	31.426	29.345	27.378
Cash flow attualizzato incrementale	€/anno	-1.062.633	-1.009.555	-989.650	-918.847	-844.478	-774.673	-709.190	-647.796	-590.271	-536.408	-486.007	-444.979	-406.557	-370.599	-336.971	-305.545	-276.200	-248.822
Quote investimento attualizzate	€/anno	-1.069.272	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indebitamento attualizzato incrementale	€/anno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bilancio di cassa	€/anno	-1.062.633	-1.009.555	-989.650	-918.847	-844.478	-774.673	-709.190	-647.796	-590.271	-536.408	-486.007	-444.979	-406.557	-370.599	-336.971	-305.545	-276.200	-248.822

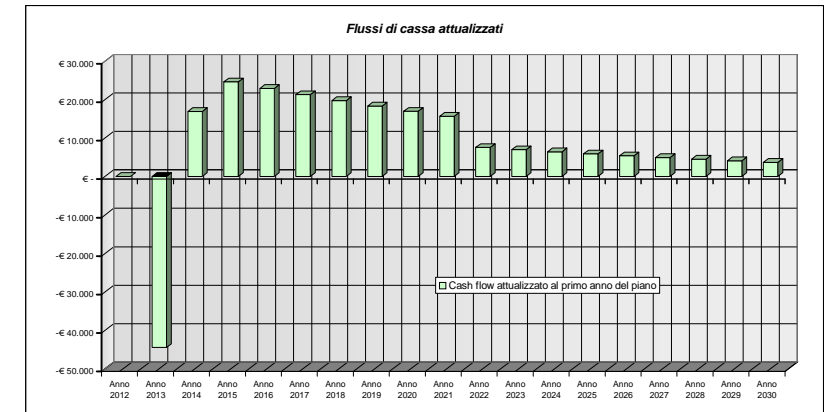
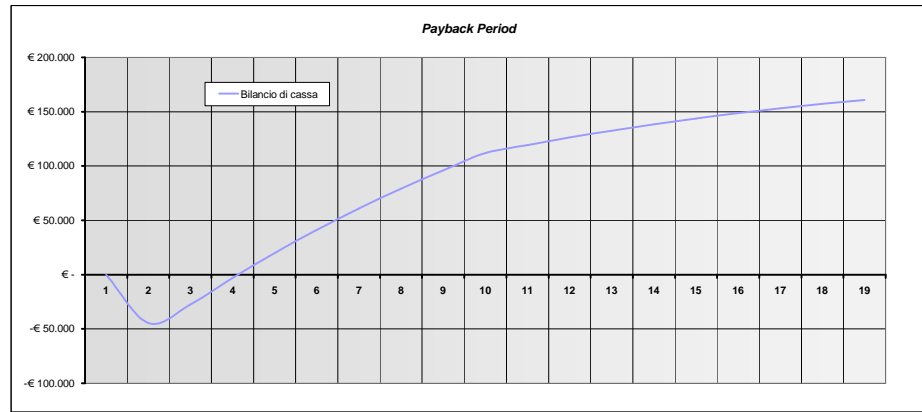
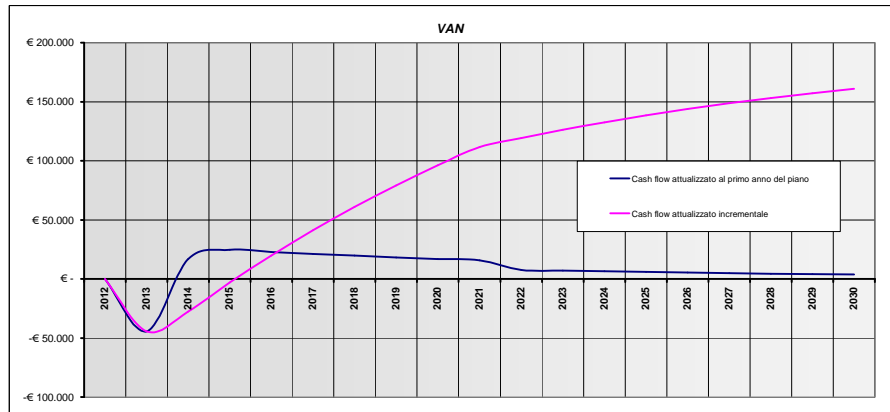
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	4
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	€	160.946
	%	53,23%



AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
Maggiori ricavi per investimenti incentivati	€/anno	-	-	22.070	21.435	21.227	20.994	20.736	20.452	20.142	19.803	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€/anno	-	-	95.409	112.263	112.463	112.603	112.679	112.689	112.629	112.495	112.285	111.993	111.617	111.152	110.594	109.938	109.181	108.317
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE RICAVI	€/anno	-	-	117.478	133.699	133.690	133.597	133.415	133.141	132.770	132.298	112.285	111.993	111.617	111.152	110.594	109.938	109.181	108.317
Costo materia prima 1	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materia prima 2	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materia prima 3	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE MATERIE PRIME	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior costo per affitto reti	€/anno	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556
Costo materiali di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo imprese per manutenzioni di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri costi di esercizio	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo personale	€/anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€/anno	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556
UTILE PRETASSE	€/anno	-	71.132	28.794	44.585	44.180	43.727	43.224	42.668	42.058	41.390	21.229	20.839	20.417	19.960	19.467	18.937	18.369	17.761
IRAP	€/anno	-	3.023	1.224	1.895	1.878	1.858	1.837	1.813	1.787	1.759	902	886	868	848	827	805	781	755
IRES	€/anno	-	19.206	7.774	12.038	11.929	11.806	11.670	11.520	11.356	11.175	5.732	5.627	5.512	5.389	5.256	5.113	4.960	4.795
TOTALE IMPOSTE	€/anno	-	22.229	8.998	13.933	13.806	13.665	13.508	13.334	13.143	12.935	6.634	6.512	6.380	6.237	6.083	5.918	5.740	5.550
Flussi di cassa in entrata	€/anno	0	0	117.478	133.699	133.690	133.597	133.415	133.141	132.770	132.298	112.285	111.993	111.617	111.152	110.594	109.938	109.181	108.317
Flussi di cassa in uscita	€/anno	0	-48.904	-97.663	-103.047	-103.316	-103.534	-103.699	-103.807	-103.856	-103.842	-97.689	-97.696	-97.580	-97.429	-97.210	-96.919	-96.552	-96.106
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€/anno	0	-48.904	19.796	30.652	30.374	30.062	29.717	29.335	28.915	28.456	14.595	14.327	14.036	13.722	13.384	13.020	12.629	12.210
Cash flow attualizzato al primo anno del piano	€/anno	0	-44.495	16.912	24.589	22.878	21.262	19.734	18.292	16.930	15.644	7.634	6.944	6.388	5.864	5.370	4.905	4.468	4.056
Cash flow attualizzato incrementale	€/anno	0	-44.495	-27.583	-2.905	19.884	41.146	60.880	79.172	96.102	111.746	119.280	126.224	132.613	138.477	143.847	148.753	153.220	157.277

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	4
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR)	€	160.946
	%	53,23%

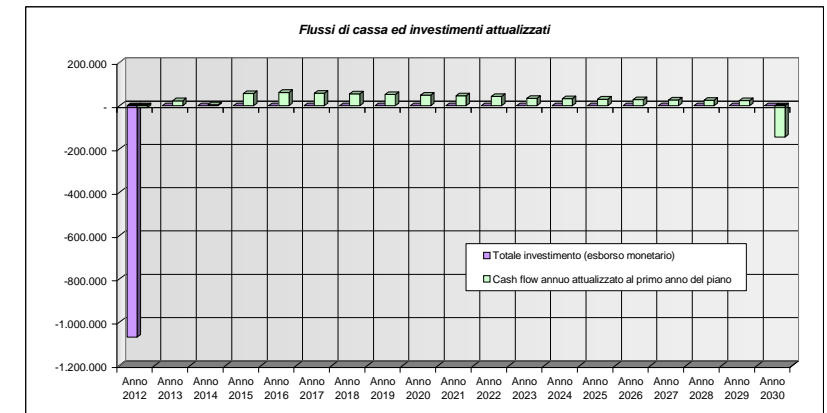
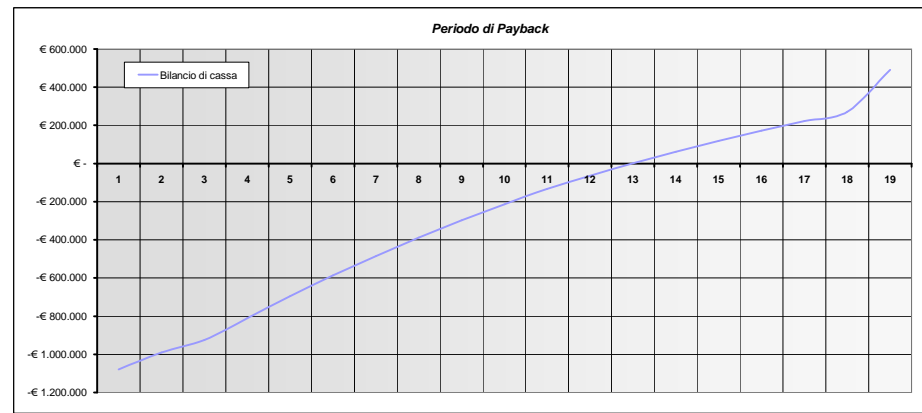
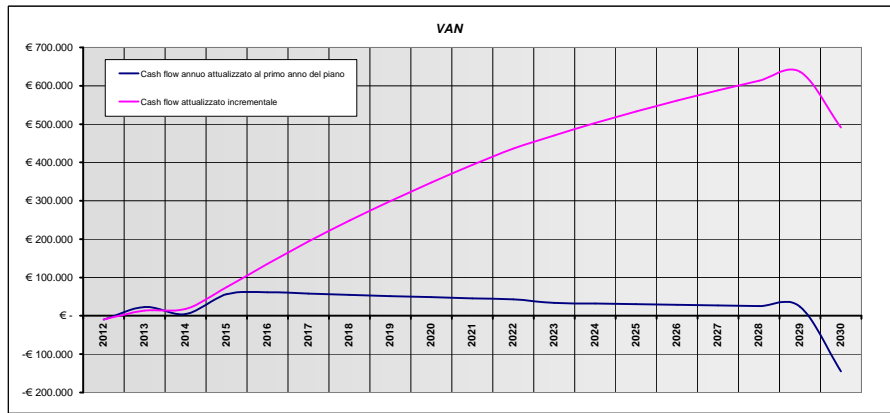


Denominazione dell'investimento **Isola 2 trasformatori a bp con linea di credito**

AGSM VERONA S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
VOCI DI CONTO ECONOMICO																			
Maggior incasso da affitto reti	€	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556	90.231
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	€	-18.391	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783	-36.783
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	€	-18.166	-37.239	-	-39.125	-40.103	-41.105	-42.133	-43.186	-44.266	-45.373	-46.507	-47.670	-48.861	-50.083	-51.335	-52.618	-53.934	-55.282
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.640
Oneri finanziari pagati durante l'anno	€	-24.828	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656	-49.656
Maggior dividendo, netto tasse, da AGSM Distribuzione s.r.l.	€	-	-	30.831	34.243	44.857	44.994	45.111	45.205	45.276	45.322	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342	45.342
UTILE PRETASSE	€	43.219	15.307	2.245	2.675	3.071	3.431	3.752	4.034	4.274	4.468	4.616	4.715	4.761	4.753	4.688	4.562	4.373	4.117
IRAP	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRES	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE IMPOSTE	€	15.044	3.591	741	883	1.013	1.132	1.238	1.331	1.410	1.475	1.523	1.571	1.569	1.547	1.505	1.443	1.359	1.268
VOCI DI STATO PATRIMONIALE																			
INTROITI MONETARI																			
Prelievo dalla linea di credito	€	1.103.476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	651.639
ESBORSI MONETARI																			
Totale investimento (esborso monetario)	€	1.103.476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota capitale pagata durante l'anno	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.103.476
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO																			
Indebitamento quota capitale	€	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476
Indebitamento residuo fine anno	€	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476	1.103.476
Flussi di cassa in entrata																			
Flussi di cassa in entrata	€	1.103.476	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556
Flussi di cassa in uscita	€	-1.113.267	-46.065	-52.603	-52.763	-52.911	-53.045	-53.165	-53.270	-53.369	-53.451	-53.527	-53.597	-53.661	-53.719	-53.772	-53.820	-53.863	-53.901
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	-9.791	25.067	36.081	36.351	36.599	36.824	37.026	37.203	37.359	37.496	37.614	37.713	37.799	37.872	37.931	37.976	38.007	38.034
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	-9.481	22.808	4.485	56.630	61.355	57.867	54.547	51.387	48.380	45.520	42.800	40.116	37.448	34.792	32.148	29.514	26.881	24.249
Cash flow attualizzato incrementale	€	-9.481	13.327	17.812	74.442	135.797	193.664	248.211	299.597	347.977	393.497	436.297	476.413	513.861	548.548	580.372	609.334	635.437	658.680
Quote investimento attualizzate	€	-1.069.272	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indebitamento attualizzato incrementale	€	-1.069.272	-1.004.011	-942.733	-885.196	-831.170	-780.441	-732.808	-688.083	-646.087	-606.655	-569.629	-534.863	-502.219	-471.567	-442.796	-415.761	-390.386	-366.509
Bilancio di cassa	€	-1.078.753	-980.684	-894.921	-810.754	-730.973	-656.777	-592.068	-536.486	-488.110	-445.156	-407.532	-375.200	-348.142	-326.259	-309.463	-297.744	-290.097	-286.519

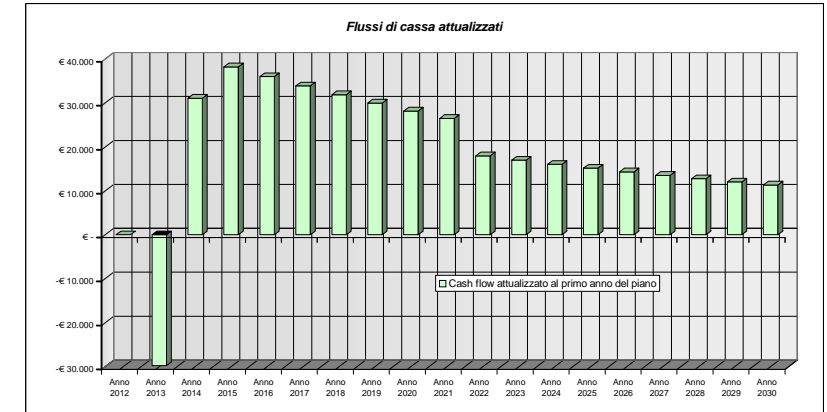
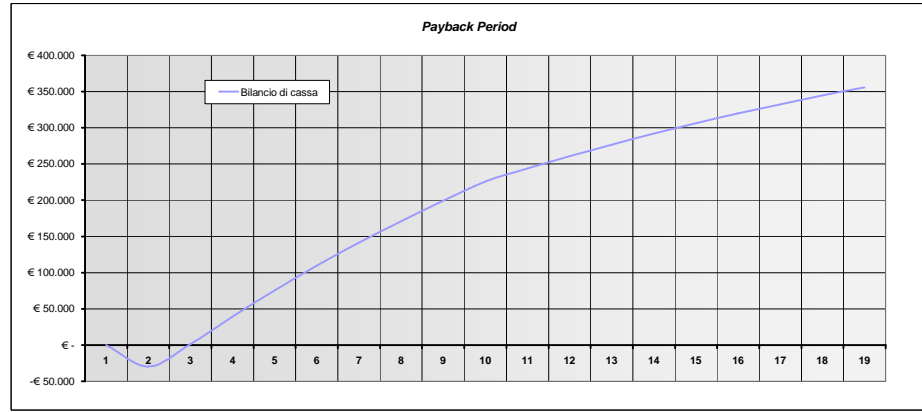
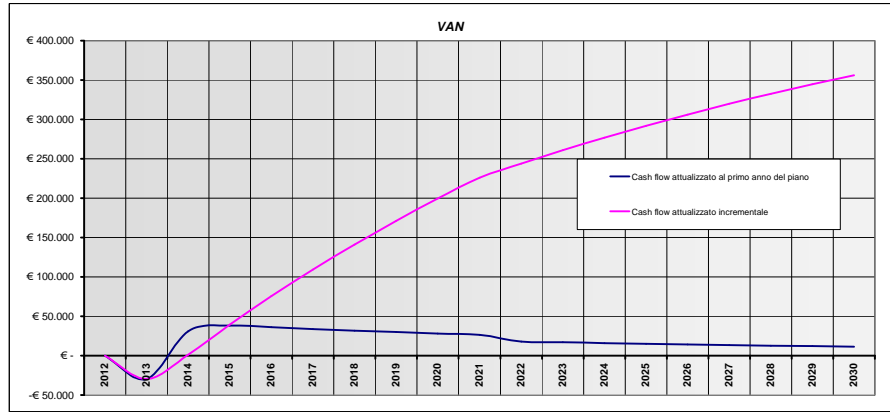
Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato) [anni] **13**
 Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR) **6,50%** € **491.650**
 Tasso interno di rendimento (IRR) [%] **254,70%**



AGSM DISTRIBUZIONE S.R.L.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Anno 2026	Anno 2027	Anno 2028	Anno 2029	Anno 2030
Maggiori ricavi per investimenti incentivati																			
Maggiori ricavi per investimenti incentivati	€	-	-	22.070	21.435	21.227	20.994	20.736	20.452	20.142	19.803	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	€	-	-	95.409	112.263	112.463	112.603	112.679	112.689	112.629	112.495	112.285	111.993	111.617	111.152	110.594	109.938	109.181	108.317
Risparmio kWh per perequazione perdite linee	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risparmio kWh per perequazione perdite trasformatori	€	-	23.510	24.098	24.701	25.318	25.951	26.600	27.265	27.946	28.645	29.361	30.095	30.848	31.619	32.409	33.220	34.050	34.901
TOTALE RICAVI	€	-	23.510	141.577	158.399	159.008	159.548	160.015	160.406	160.717	160.943	161.146	161.288	161.444	161.571	161.671	161.748	161.801	161.831
TOTALE MATERIE PRIME																			
Costo materia prima 1	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materia prima 2	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materia prima 3	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	€	-	71.132	88.684	89.114	89.510	89.869	90.191	90.473	90.712	90.907	91.055	91.154	91.200	91.192	91.127	91.001	90.812	90.556
UTILE PRETASSE	€	-	47.622	52.892	69.285	69.498	69.678	69.824	69.933	70.005	70.036	70.066	70.086	70.096	70.096	70.086	70.066	70.036	69.996
IRAP	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRES	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE IMPOSTE	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flussi di cassa in entrata																			
Flussi di cassa in entrata	€	0	23.510	141.577	158.399	159.008	159.548	160.015	160.406	160.717	160.943	161.146	161.288	161.444	161.571	161.671	161.748	161.801	161.831
Flussi di cassa in uscita	€	0	-56.251	-105.213	-110.796	-111.228	-111.644	-112.011	-112.327	-112.589	-112.793	-112.955	-113.077	-113.159	-113.201	-113.213	-113.201	-113.166	-113.110
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	€	0	-32.741	36.363	47.603	47.780	47.904	47.994	48.004	48.079	48.138	48.149	48.161	48.161	48.161	48.161	48.161	48.161	48.161
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	€	0	-29.789	31.066	38.211	35.989	33.880	31.879	29.960	28.179	26.471	24.924	23.444	22.024	20.654	19.334	18.054	16.814	15.614
Cash flow attualizzato incrementale	€	0	-29.789	1.277	39.488	75.478	109.358	141.237	171.217	199.396	225.867	243.822	260.795	276.835	291.989	306.300	319.811	332.560	344.587

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato) [anni] **2**
 Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del Tasso interno di rendimento (IRR) **6,50%** € **355.928**
 Tasso interno di rendimento (IRR) [%] **126,35%**

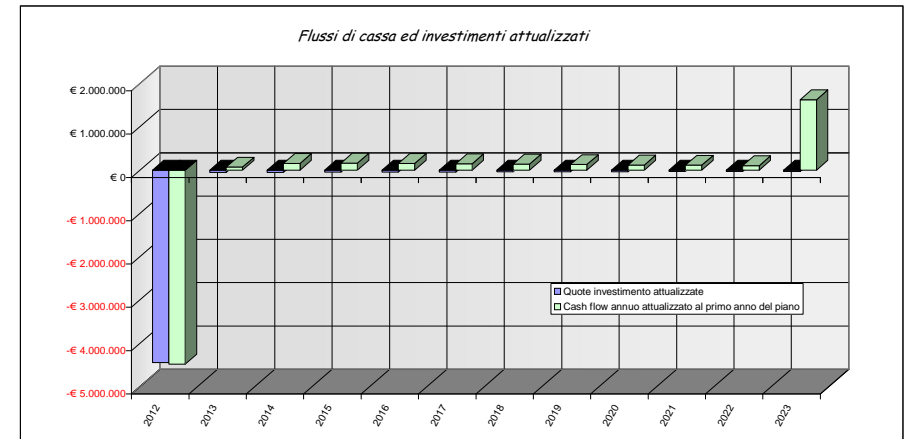
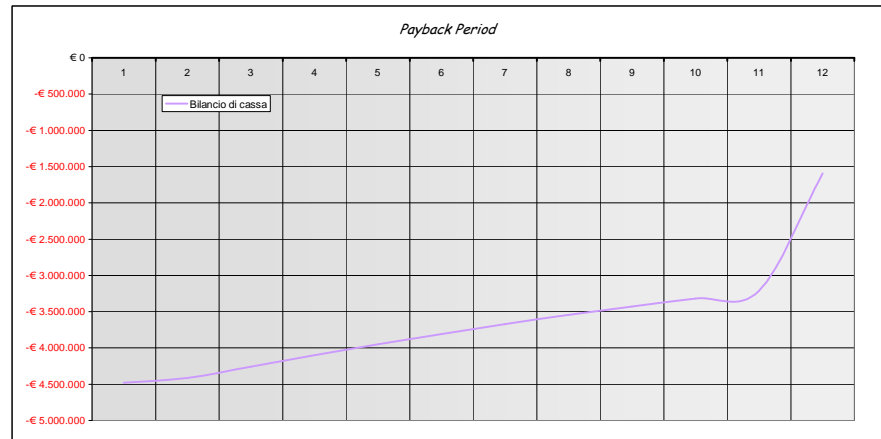
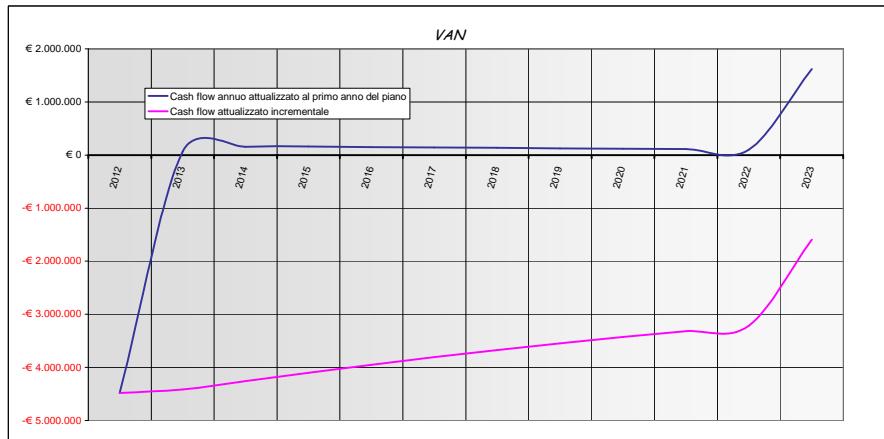


Denominazione dell'investimento	Affidamento rete gas senza linea di credito
---------------------------------	---

AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023
CONTO ECONOMICO												
RICAVI D'ESERCIZIO												
Maggiori ricavi per investimenti incentivati	(€)anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	(€)anno	350.774	349.774	567.464	612.654	616.832	620.864	624.743	628.456	631.993	631.269	629.087
Riduzione per recupero produttività	(€)anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestazione d'utenza	(€)anno	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
TOTALE RICAVI D'ESERCIZIO	(€)anno	358.774	357.774	575.464	620.654	624.832	628.864	632.743	636.456	639.993	639.269	637.087
COSTI D'ESERCIZIO												
Costo materie prime 1	(€)anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materie prime 2	(€)anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materie prime 3	(€)anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE MATERIE PRIME	(€)anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior costo per affidamento reti	(€)anno	-	130.669	130.366	196.175	209.511	211.439	213.334	215.193	217.011	218.787	218.886
Costo materiali d'esercizio	(€)anno	-	41.485	32.087	-32.729	-33.383	-34.050	-34.732	-35.428	-36.135	-36.858	-37.593
Costo imprese	(€)anno	-	20.300	20.706	21.120	21.543	21.973	22.413	22.861	23.318	23.785	24.260
Altri costi di esercizio	(€)anno	-	222.500	14.280	14.566	14.857	15.154	15.457	15.766	-16.082	-16.403	-16.731
Costo personale	(€)anno	-	14.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	(€)anno	-	428.974	197.439	264.590	279.294	282.616	286.936	289.248	292.546	296.833	299.153
MARGINE OPERATIVO LORDO	(€)anno	-	70.200	160.335	310.873	341.360	342.928	343.495	343.909	344.160	343.819	336.877
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	(€)	-	43.789	88.375	89.967	91.559	93.152	94.744	96.336	97.928	99.520	101.112
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	(€)	-	43.358	89.254	92.680	96.206	99.837	103.575	107.422	107.306	107.143	111.171
Accantonamenti	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MARGINE OPERATIVO NETTO	(€)anno	-	20.300	20.706	21.120	21.543	21.973	22.413	22.861	23.318	23.785	24.260
ONERI E PROVENTI FINANZIARI												
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.276.159
Oneri finanziari pagati durante l'anno	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTILE ANTE IMPOSTE	(€)anno	-	113.989	71.961	220.906	249.800	249.063	248.184	247.159	249.563	251.804	249.871
IMPOSTE												
RAP	(€)anno	-	4.845	3.058	9.389	10.617	10.585	10.548	10.504	10.606	10.702	10.620
IRES	(€)anno	-	30.777	19.429	59.645	67.446	67.247	67.010	66.733	67.382	67.987	67.465
TOTALE IMPOSTE	(€)anno	-	35.622	22.488	69.033	78.063	77.832	77.558	77.237	77.989	78.085	75.418
UTILE NETTO	(€)anno	-	78.367	49.473	151.873	171.738	171.231	170.627	169.921	171.575	173.116	171.786
STATO PATRIMONIALE												
INTROITI MONETARI												
Prelievo dalla linea di credito	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.151.536
ESBORSI MONETARI	(€)	-	4.588.820	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indebitamento quota capitale	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indebitamento residuo fine anno	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flussi di cassa in entrata	(€)anno	-	358.774	357.774	575.464	620.654	624.832	628.864	632.743	636.456	639.993	639.269
Flussi di cassa in uscita	(€)anno	-	-4.982.172	-283.618	-397.215	-421.049	-424.141	-427.196	-430.177	-434.227	-438.214	-437.227
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	(€)anno	-	-4.623.398	-74.156	-178.148	-199.805	-200.691	-201.619	-202.566	-202.229	-201.719	-202.042
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	(€)anno	-	-4.480.087	67.472	152.198	160.121	151.166	142.639	134.522	126.102	118.142	111.076
Cash flow attualizzato incrementale	(€)anno	-	-4.480.087	-4.412.616	-4.260.418	-4.100.297	-3.948.131	-3.806.403	-3.671.971	-3.545.869	-3.427.727	-3.316.650
Quote investimento attualizzate	(€)anno	-	-4.446.581	-57.951	-54.414	-51.093	-47.975	-45.047	-42.297	-39.716	-37.292	-35.016
Indebitamento attualizzato incrementale	(€)anno	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bilancio di cassa	(€)anno	-	-4.480.087	-4.412.616	-4.260.418	-4.100.297	-3.948.131	-3.806.403	-3.671.971	-3.545.869	-3.427.727	-3.316.650

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)	[anni]	6,50%
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del	(€)	-1.591.674
Tasso interno di rendimento (IRR)	(%)	1,32%



Denominazione dell'investimento	Affidamento rete gas con linea di credito
---------------------------------	---

AGSM DISTRIBUZIONE S.P.A.

	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2023
CONTO ECONOMICO												
RICAVI D'ESERCIZIO												
Maggiori ricavi per investimenti incentivati	(€/anno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo tramite Δ VRT (remunerazione con WACC quota investimento residuo e ammortamento)	(€/anno)	350.774	349.774	567.464	612.654	616.832	620.864	624.743	628.456	631.993	631.269	629.087
Riduzione per recupero produttività	(€/anno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestazione d'utenza	(€/anno)	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
TOTALE RICAVI D'ESERCIZIO	(€/anno)	358.774	357.774	575.464	620.654	624.832	628.864	632.743	636.456	639.993	639.269	637.087
COSTI D'ESERCIZIO												
Costo materie prime 1	(€/anno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materie prime 2	(€/anno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo materie prime 3	(€/anno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE MATERIE PRIME	(€/anno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggior costo per affidamento reti	(€/anno)	-	130.689	130.366	196.175	209.511	211.439	213.334	215.193	217.011	218.787	218.886
Costo materiali di esercizio	(€/anno)	-	41.485	32.087	-32.729	-33.383	-34.050	-34.732	-35.428	-36.135	-36.858	-37.593
Costo imprese	(€/anno)	-	20.300	20.706	21.120	21.543	21.973	22.413	22.861	23.318	23.785	24.260
Altri costi di esercizio	(€/anno)	-	222.500	14.280	14.566	14.857	15.154	15.457	15.766	-16.082	-16.403	-16.731
Costo personale	(€/anno)	-	14.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE COSTI OPERATIVI	(€/anno)	-	428.974	197.439	264.590	279.294	282.616	286.936	289.248	292.546	295.833	299.450
MARGINE OPERATIVO LORDO	(€/anno)	-	70.200	160.335	310.873	341.360	342.928	343.495	343.909	344.160	343.819	336.877
MARGINE OPERATIVO NETTO												
Ammortamenti a costo storico (costo non monetario)	(€)	-	43.789	88.375	89.967	91.559	93.152	94.744	96.336	97.928	99.520	101.112
Ammortamenti rivalutati con deflatori (costo non monetario)	(€)	-	43.358	89.254	92.680	96.206	99.837	103.575	107.422	107.306	107.143	111.171
Accantonamenti	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MARGINE OPERATIVO NETTO	(€/anno)	-	20.300	20.706	21.120	21.543	21.973	22.413	22.861	23.318	23.785	24.260
ONERI E PROVENTI FINANZIARI												
Plusvalenza a seguito incasso da nuovo gestore rete per subentro (incasso monetario)	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.276.159
Oneri finanziari pagati durante l'anno	(€)	-	126.193	254.137	257.640	261.143	264.646	268.149	271.652	275.155	278.658	282.161
UTILE ANTE IMPOSTE	(€/anno)	-	240.182	182.176	36.733	11.342	15.582	19.965	24.493	25.592	26.854	32.290
IMPOSTE												
IRES	(€/anno)	-	64.840	49.198	9.918	3.952	4.207	5.391	6.613	6.910	7.250	8.718
IRAP	(€/anno)	-	4.845	3.058	9.389	10.617	10.585	10.548	10.504	10.606	10.702	10.620
TOTALE IMPOSTE	(€/anno)	-	69.684	46.129	529	7.554	6.378	5.157	3.897	3.451	1.901	1.712
UTILE NETTO	(€/anno)	-	170.488	136.047	36.204	18.896	21.960	25.122	28.384	29.288	30.305	34.191
STATO PATRIMONIALE												
INTRONDI MONETARI												
Prelievo dalla linea di credito	(€)	-	4.588.820	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692
Contributi in conto capitale (incasso monetario)	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incasso da nuovo gestore rete in caso subentro o valore residuo del bene (incasso monetario)	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.151.536
ESBORSI MONETARI	(€)	-	4.588.820	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692	63.692
Quota capitale pagata durante l'anno	(€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.225.740
PARAMETRI DELL'INVESTIMENTO	(€)	-	4.588.820	4.652.512	4.716.204	4.779.896	4.843.588	4.907.280	4.970.972	5.034.664	5.098.356	5.162.048
Indebitamento quota capitale	(€)	-	4.588.820	4.652.512	4.716.204	4.779.896	4.843.588	4.907.280	4.970.972	5.034.664	5.098.356	5.162.048
Indebitamento residuo fine anno	(€)	-	4.588.820	4.652.512	4.716.204	4.779.896	4.843.588	4.907.280	4.970.972	5.034.664	5.098.356	5.162.048
Flussi di cassa in entrata	(€/anno)	-	4.947.594	421.466	639.156	684.346	688.524	692.556	696.435	700.148	703.685	707.961
Flussi di cassa in uscita	(€/anno)	-	-4.948.100	-215.001	-327.753	-350.540	-352.686	-354.796	-356.831	-358.935	-362.978	-361.133
Cash flow (ENTRATE-USCITE)	(€/anno)	-	-506	206.465	311.403	333.806	335.837	337.771	339.604	340.213	340.709	341.918
Cash flow annuo attualizzato al primo anno del piano	(€/anno)	-	-490	187.854	266.041	267.775	252.962	238.891	225.528	212.143	199.486	187.975
Cash flow attualizzato incrementale	(€/anno)	-	-490	187.364	453.405	721.180	974.142	1.213.033	1.438.561	1.650.704	1.850.190	2.038.165
Quote investimento attualizzate	(€/anno)	-	-4.446.581	-57.951	-54.414	-51.093	-47.975	-45.047	-42.297	-39.716	-37.292	-35.016
Indebitamento attualizzato incrementale	(€/anno)	-	-4.446.581	-4.233.144	-4.029.198	-3.834.377	-3.648.328	-3.470.707	-3.301.177	-3.139.413	-2.985.097	-2.837.924
Bilancio di cassa	(€/anno)	-	-4.447.072	-4.043.781	-3.575.793	-3.113.197	-2.674.186	-2.257.674	-1.862.616	-1.486.708	-1.134.908	-799.790

Periodo di ritorno Pay-back period (PBP, attualizzato)		[anni]	12
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del	6,50%	(€)	1.371.597
Tasso interno di rendimento (IRR)		(%)	40844,72%

