Allegato 4 disciplinare di gara- Elementi di offerta del piano economico finanziario
ELEMENTI DI OFFERTA DEL PIANO ECONOMICO FINANZIARIO

DIMENSIONE ECONOMICA E FINANZIARIA DEL NUOVO IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE DELL'OSPEDALE MAGGIORE

a. PREMESSA

Il presente allegato è finalizzato a offrire un punto di riferimento per il mercato ai fini della strutturazione economica e finanziaria del progetto relativo allaprogettazione, realizzazione e gestione di un nuovo sistema energetico di tipo cogenerativo per la produzione combinata di energia elettrica, energia termicaed energia frigorifera presso l'Ospedale Maggiore di Bologna (di seguito il "Progetto"). Il documento fornisce alcune indicazioni utili per la predisposizione del Piano Economico e Finanziario ("PEF") del Progettoeoffreuna prima valutazione circa la sostenibilità delle richieste della AUSL di Bologna in relazione alle caratteristiche economico e finanziarie della concessione.

I dati utilizzati nel seguito si fondano sull'andamento storico dei fabbisogni energetici della AUSL e su una stima verosimile dei costi di gestione relativi al nuovo sistema energetico.

E' opportuno precisare che il presente documento non ha natura vincolante per i concorrenti alla gara, i quali sono invitati a elaborare il proprio PEF sulla base della tipologia di investimento proposto e del modello di business prescelto. Pertanto non vi è assolutamente alcun obbligo a utilizzare i dati di seguito riportati.

Rappresentano, tuttavia, elementi imprescindibili da rispettare nella formulazione delle proposte i seguenti elementi:

- 1. Tariffa unitaria massima di vendita dell'energia termica alla AUSL pari a 44,00 €/MWht
- 2. Tariffa unitaria massima di vendita dell'energia elettrica alla AUSL pari a 95,98 €/MWhe
- 3. Tariffa unitaria massima di vendita dell'energia frigorifera alla AUSL pari a 25,60 €/MWhf

Inoltre, è fatto obbligo agli operatori di mercato di elaborare il proprio PEF sulla base delle indicazioni contenute nel presente documento.

b. DATI ECONOMICO FINANZIARI DEL PROGETTO

I dati di input stimati sono riferibili alle seguenti categorie:

- 1. durata della concessione
- 2. costi di investimento
- 3. ricavi e costi di gestione
- 4. costo del capitale di debito e del capitale proprio (equity).

Durata della concessione

La durata complessiva dell'operazione è fissata in 9 anni di cui:

- 1. 1 anno definito "periodo transitorio" nel corso del quale il concorrente provvederà a fornire l'intero fabbisogno di energia termica con i generatori esistenti e nel frattempo dovrà procedere a realizzare il nuovo sistema energetico di tipo trigenerativo
- 2. 8 anni definiti"periodo a regime" nel corso del quale nuovo sistema energetico di tipo trigenerativofunzionerà a pieno regime

Costi di investimento

I costi d'investimento sono stimati in 2.571.700 euro (IVA esclusa) per interventi di efficientamento energetico dei sistemi attuali e per la realizzazione del nuovo sistema energetico di tipotrigenerativo.

La figura seguente illustra il dettaglio, espresso in valori monetari, in relazione alla tipologia di costi d'investimento stimati e la tempistica relativa alla costruzione. Si prevede che l'operazione sia finanziata con l'utilizzo di capitali a carico di soli investitori privati, senza alcun contributo pubblico.

Si precisa che l'ammortamento degli investimenti mostrati in Figura1 è effettuato sul periodo residuo di concessione (secondo l'approccio finanziario) e che al termine dei nove anni la centrale di cogenerazione e gli impianti ad essa direttamente connessi passeranno nella disponibilità della AUSL a valore residuo pari a zero.

Allegato 4 disciplinare di gara- Elementi di offerta del piano economico finanziario

Investimento Costruzione			
Periodo		0	1
Data effettiva inizio		01/01/17	01/07/17
Data fine periodo	Totale investimenti	30/06/17	31/12/17
Progettazione	143.000	143.000	0
Cogeneratori	1.715.000	686.000	1.029.000
Opere meccaniche, elettriche e civili	655.000	262.000	393.000
Oneri sicurezza	30.000	12.000	18.000
Allacciamenti pubblici servizi	28.700	11.480	17.220
Totale Investimento Costruzione	2.571.700	1.114.480	1.457.220

Figura1:investimenti in valori monetari

Ricavi e costi di gestione

I ricavi e i costi operativi del progetto derivano dalla stima dei dati di input riportati in Figura2.

Si stima che i valori annui previsti per ricavi e costi operativi riportati in Figura3 non siano soggetti ad aumenti inflazionistici e si mantengano costanti per l'intero periodo di gestione. Durante il periodo definito "transitorio", il concorrente provvederà a fornire l'intero fabbisogno di energia termica con i generatori esistenti, con relativi ricavi e costi di gestione riportati in Figura3. Tutti i valori sono stati assunti al netto di IVA.

Parametri tecnici di funzionamento a regime		Totale annuo
Energia elettrica totale prodotta annua	KWhe/a	16.639.697
Energia elettrica totale venduta annua CLIENTE	KWhe/a	16.617.261
Energia elettrica totale venduta annua GESTORE	KWhe/a	22.436
Titoli efficienza energetica (Certificati Bianchi)	TEP/a	2.146
Energia termica prodotta dal cogeneratore annua	KWht/a	19.166.754
Energia termica venduta per riscaldamento e ACS	KWht/a	18.572.146
Energia frigorifera da assorbitore venduta annua CLIENTE	KWhf/a	6.201.465
Ricavi unitari		Totale annuo
Ricavo unitario vendita energia elettrica CLIENTE	€/KWhe	0,09598
Ricavo unitario vendita energia elettrica GESTORE	€/KWhe	0,04000
Ricavo unitario CERTIFICATI BIANCHI	€/TEP	106,00000
Ricavo unitario energia termica per riscaldametno e ACS	€/kWht	0,04400
Ricavo unitario energia frigorifera	€/kWht	0,02560
Sezione spese generali di funzionamento		Totale annuo
Tassa di autoproduzione	Eur/kWh	0,0056180
Sezione combustibile		Totale annuo
Consumo totale annuo gas per uso cogenerazione	m³	3.660.733
Consumo totale annuo gas per uso caldaia primo anno	m³	2.151.117
Consumo totale annuo gas per uso caldaia a regime	m³	1.637.530
Costo unitario gas per uso cogenerazione	€/ m³	0,36170
Costo unitario gas per uso caldaia primo anno	€/ m³	0,38000
Costo unitario gas per uso caldaia a regime	€/ m³	0,38000

Figura2: ipotesi tecnico-economiche

Allegato 4 disciplinare di gara- Elementi di offerta del piano economico finanziario

Ricavi gestionali	Totale annuo
Ricavi energia elettrica venduta al Cliente	1.594.925
Ricavi energia elettrica venduta al Gestore	897
Ricavi certificati bianchi	227.476
Ricavo da energia termica	817.174
Ricavo da energia frigorifera	158.758
Canone per manutenzione cogeneratore	150.000
Ricavo energia termica periodo transitorio	817.174
Costi gestionali diretti	Totale annuo
Tassa autoproduzione	93.356
Manutenzione ordinaria e straordinaria cogeneratore	150.000
Consumo materie prime	1.946.349
Consumo materie prime periodo transitorio	817.424
Costo del personale	Totale annuo
Gestione e conduzione (capo commessa, mezzi)	42.000

Figura3:ipotesi gestionali (costi e ricavi annui)

Costo del capitale

Si stima un costo del capitale di debito (Kd) pari al 4,20%, calcolato con uno spread sul tasso base Eurirs, come mostrato in Figura4. Lo spread è stato calcolato in modo prudenziale e considerando il valore medio attualmente applicato dagli istituti di credito a operazioni paragonabili.

Kd (costo del debito)	4,20%
Costo annuo garanzie (a carico del concessionario)	0,30%
Spread	3,30%
EURIRS 10 anni (media 2016)	0,60%
ELIDIDS 10 appi (media 2016)	0.60%

Figura4: tasso di interesse complessivo stimato sul debito

Il costo dell'*equity* (Ke), calcolato attraverso la metodologia *CAPM – CapitalAssetPricing Model*, è stimato pari al 9,98%, come mostrato in Figura 5.

Tasso privo di rischio	1,35%
Premio di rischio di mercato Italia	9,19%
Beta re-levered del progetto	0,72
Ke CAPM	7,98%
Premio illiquidità	2,00%
Ke (costo dell'equity)	9,98%

Figura 5: costo del capitale proprio

Avendo riguardo alle singole componenti di calcolo, si precisa che:

- 1. Il tasso privo di rischio si riferisce al rendimento lordo dei BTP con scadenza 2026
- 2. Il premio per il rischio di mercato dell'Italia è tratto dalla fonte Damodaran¹ e risulta aggiornatoa febbraio 2016
- 3. Il beta *un-levered* di settore è stato ottenuto come media semplice dei beta *un-levered* delle imprese italiane quotate in borsa appartenenti al settore delle costruzioni e delle utilities (settori considerati *comparables*, caratterizzati da un'esposizione al rischio simile a quella del Progetto); i dati sono stati scaricati dalla banca dati Bloomberg e la stima del beta *un-levered* di settore è stata calcolata come mostrato in Figura 6
- 4. Visto il lungo termine di durata del contratto, si ritiene opportuno correggere il Beta del Progetto ottenuto con la formula di Blume
- 5. Considerando la minore liquidità dell'investimento oggetto dell'operazione analizzata rispetto a un investimento alternativo in un'impresa quotata, si ipotizza in via prudenziale che gli investitori possano richiedere un premio per il rischio di illiquidità

_

¹ Sito pubblico <u>www.stern.nyu.edu/~adamodar/</u>

Impresa	Settore	Beta	Tax rate	D/E ur	Beta n-levered
A2A	Utilities	1,20	24%	1,31	0,60
Acea	Utilities	0,68	24%	2,28	0,25
Astaldi	Costruzioni	0,95	24%	2,26	0,35
Hera	Utilities	0,57	24%	1,60	0,26
Iren	Utilities	1,13	24%	1,46	0,54
Salini-Impreglio	Costruzioni	0,63	24%	0,38	0,49
Trevi	Costruzioni	0,97	24%	1,54	0,45
Vianini	Costruzioni	0,37	24%	0,01	0,36
Beta un-levered medio di settore				1,35	0,41
Beta re-levered del progetto					0,58
Beta re-levered del progetto (adjusted)					0,72

Fonte: Bloomberg 2015

Figura 6:Beta medio delle società di costruzione e utility quotate in Italia

Determinato il costo del capitale di debito e dell'*equity*, è stato, quindi, calcolato il costo medio ponderato del capitale del Progetto (*WeightedAverageCost of Capital – WACC*) assumendo un rapporto D/E+D del 57,51%, pari a quello medio delle imprese quotate *comparable* (mostrate in Figura 6). Il risultate WACC di progetto è pari a 7,58%, come mostrato in Figura 7. Si precisa che il *Tax Rate* si riferisce all'aliquota IRES, stimata al 24,00%, come previsto della Legge di Stabilità del 2016 (Legge 208/2015).

Taxrate	24,00%
D/D+E % medio di settore	57,51%
Ke (costo dell'equity)	9,98%
Kd (costo del debito)	4,20%
WACC	7,58%

Figura 7: WACC

Equilibrio economico e finanziario

Sulla base delle ipotesi di sopra, la AUSL ha calcolato il raggiungimento dell'equilibrio economico e finanziario, definito da un VAN (di progetto e di azionista) nell'intorno di zero, da un TIR di progetto nell'intorno del WACC e un TIR dell'azionista nell'intorno del Ke.

Nella formulazione del PEF, eventuali rischi di progetto non possono essere sterilizzati attraverso un valore positivo del VAN, ma essi devono essere previsti attraverso un adeguamento dei flussi di cassa del progetto. Tali *riskcontingency* devono comunque essere adeguatamente illustrate nella relazione al PEF.

C. INDICAZIONI PER LA REDAZIONE DEL PEF

Il PEF deve essere redatto sulla base delle seguenti linee guida:

- 1. Composizione dettagliata delle fonti di finanziamento, con distinzione tra fonti di debito e di *equity*e indicazione della leva finanziaria media del progetto;
- 2. Indicazione del costo del capitale di debito (Kd) e di quello di *equity*(Ke, stimando gli opportuni dati di input), e del relativo costo medio ponderato del capitale (WACC), calcolato in relazione alla leva finanziaria media;
- 3. Struttura dettagliata degli investimenti iniziali, con relativo piano di ammortamento;
- 4. Struttura dettagliata dei costi di gestione;
- 5. Struttura dettagliata dei ricavi (con indicazione delle tariffe unitarie di cessione dei tre vettori energetici alla AUSL e dei proventi aggiuntivi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica residuale al gestore);
- 6. Predisposizione dei flussi di cassa del progetto (FCFO *Free Cash Flow from Operations*) e dei flussi di cassa dell'azionista (FCFE *Free Cash Flow to Equity*) facendo riferimento al seguente schema sintetico:

Allegato 4 disciplinare di gara- Elementi di offerta del piano economico finanziario

(+) Ricavi
(-) Costi
= MOL (Margine Operativo Lordo)
(-) Ammortamenti ²
= EBIT (Reddito Operativo)
(+) Ammortamenti
(-) Imposte
= Flusso di circolante
(+/-) Variazioni di CCNc (capitale circolante netto commerciale)
= Flusso monetario di gestione corrente
(-) Investimenti
= Flusso di cassa operativo (FCFO)
(-) Flusso IVA effettivo
= FCFO post IVA
(+) Erogazione finanziamenti
(-) Servizio del debito (rimborso finanziamento + oneri finanziari)
(+) Beneficio fiscale ³
= Flusso di cassa dell'azionista (FCFE)

- 7. VAN (Valore Attuale Netto) e TIR(Tasso Interno di rendimento) calcolati sui flussi di cassa operativi (FCFO) e sui flussi di cassa dell'azionista (FCFE), utilizzando l'appropriato tasso di attualizzazione dei flussi;
- 8. Raggiungimento dell'equilibrio economico e finanziario, inteso come:VAN di progetto e di azionista ≅ 0; TIR di progetto ≅ WACC; TIR dell'azionista ≅Ke.

² Da calcolarsi secondo il principio finanziario

_

³Da considerarsi solo nel caso in cui le imposte siano calcolate con il metodo diretto, ovvero non siano derivate dal prospetto di Conto Economico completo che considera anche le linee di finanziamento