

情報提供者	石油連盟
-------	------

【情報提供および意見（概要）】

※詳細は添付資料（コスト検証委員会報告書への石連意見）をご覧ください。

- 1-1. 報告書では火力発電の発電コストを比較するにあたって、石油火力の設備利用率を 10%・50%、石炭火力・LNG 火力の設備利用率を 80%としているが、発電コストを比較する場合は稼働率の前提を揃えていただきたい。
- 1-2. さらに、石炭火力・LNG 火力は最新型の発電方式を採用して将来も大幅な発電効率の向上を見込んでいるのに対し、石油火力は 1987 年以降に運転開始した発電所のデータ等から発電効率を算定し、さらに将来の発電効率の向上を全く想定しないという不公平な扱いがなされている。
- 1-3. したがって、2010 年評価では最新式の石油火力発電（超臨界圧）における発電効率を採用し、将来（2030 年）評価では他の火力と同じく発電効率の向上のポテンシャルを適正に評価していただきたい。

＜最新式石油火力（超臨界圧）の発電効率（42%）での発電コスト試算＞

設備利用率 80%で、20.8 円/kWh → 19.4 円/kWh

設備利用率 50%で、22.1 円/kWh → 20.7 円/kWh

（注）参考資料 1（コスト検証委試算シート）をご参照下さい。

http://data.sekiren.gr.jp/20110119_PAJ_sankou1.zip

- 2-1. 将来の燃料費（原油価格）の見通しは、不確実性が高い。将来の石油資源については非在来型石油資源の開発が進んだことを受けて、その可採埋蔵量も飛躍的に増加している。したがって、今後（40 年間）に亘って一本調子で原油価格が上昇するとの前提は妥当ではない。現時点では 2010 年実績の燃料費で評価すべきである。

＜燃料費を 2010 年度実績で一定とした場合の発電コスト試算＞

設備利用率 80%で、19.4 円/kWh（上記試算結果） → 15.7 円/kWh

設備利用率 50%で、20.7 円/kWh（上記試算結果） → 17.0 円/kWh

（注）参考資料 1（コスト検証委試算シート）をご参照下さい。（上記と同じ）

http://data.sekiren.gr.jp/20110119_PAJ_sankou1.zip

- 3-1. 石油は他の化石燃料に比べて供給弾力性が優れていることから、石油火力を緊急時対応へのバックアップ電源として位置付けるべきである。(2007 年の新潟中越沖地震、今回の東日本大震災でも原子力他のバックアップ電源の役割を担った点を位置付けるべきである) そういった観点から、太陽光発電と比較するのは不適切である。
- 3-2. 一方、緊急時対応のみで平時の安定稼動が無ければ、タンク、出荷設備、内航船など供給インフラを維持することは不可能であり、緊急時対応としての役割を果たせなくなることは間違いない。今後、他電源の緊急停止、再生可能エネの出力安定化対策として石油火力の重要性は更に高まることは確実であり、サプライチェーンの維持と緊急時も含めた電力の安定供給確保の観点から、石油火力を平時から一定稼動させることを強く要望する。

【最新式の石油火力（超臨界圧）に関するエネ総工研調査（概要）】

※詳細は添付参考資料 2（PDF ファイル）と参考資料 3（エクセル）をご参照下さい。

- 直近（2010 年）に石油火力を新設した事例はないことで、最新の情報を折り込んだ経済性（発電コスト）の検討がなされていないことから、各種の化石燃料および発電方式を横並びに比較して根拠を発表している米国エネルギー省の研究所（NETL : National Energy Technology Laboratories）が作成した報告書（cost and performance baseline for fossil energy plants）のデータ等を参考にして、最新式の石油火力の発電コスト（発電効率含む）を試算した。

http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/BitBase_FinRep_2007.pdf

- 具体的には、ボイラーメーカー、電力関係者のヒアリング等を元に、石炭火力の超臨界圧発電の技術が石油（重油）火力にも適用可能であるとして、石炭火力発電の諸元データに補正を行い、試算した。
- 参考資料 2 では主に IGCC とコンバインドサイクルの試算に関する説明となっております。ボイラー発電（超臨界圧）のデータに関しては参考資料 3 をご参照下さい。

コスト等検証委員会報告書への意見

2012 年 1 月
石 油 連 盟

1. 発電コストを横並びで比較する場合は、稼働率の前提を揃えるべき。
また、石油火力も他の火力発電と同じく発電効率向上のポテンシャル
を適正に評価すべき

【理由】

- 本報告書では石油火力の稼働率を 10%もしくは 50%とし、設備稼働率を 80%とした LNG 火力や石炭火力と比較することで同じ火力電源の中で石油火力が圧倒的にコスト高であるかのような誤解を招く表現になっている。数字の意味・目的をきちんと考慮し、発電コストを横並びで比較する場合は、稼働率の前提を揃えていただきたい。
- 石炭火力・LNG 火力の発電効率について 2010 年評価では最新型の発電方式を採用し、さらに将来（2030 年）評価では新技術の実用化を前提に大幅な発電効率向上を見込んでいるのに対し、石油火力は 1987 年以降に運転開始した発電所のデータをベースとし、現時点および将来の発電効率の向上を全く想定していないという極めて不公平な扱いがなされている。この結果、石油の CO2 排出係数も過大に試算されている。
- これまでわが国で石油火力の新設・リプレースがなされなかったのは代エネ法に基づく対応であるが、既に代エネ法が廃止されており、今回の評価は「白紙からの戦略の構築」、「聖域なき検証」を謳っているにもかかわらず、石油火力についてだけ最新の技術開発を踏まえたデータ等を一切採用せずに評価されていることは極めて遺憾である。
- したがって、2010 年評価では最新式の石油火力発電（超臨界圧）における発電効率を採用するとともに、将来（2030 年）評価では他の火力発電と同じく発電効率の向上のポテンシャルを適正に評価することを強く要望する。

石油火力(2010年度モデルプラント)の発電コスト試算(発電効率を最新式(超臨界圧)に変更)

		【コスト検証委員会】【エネ総工研調査】			
		既存石油火力	超臨界圧発電		
			重油		
燃料					
送電端出力	万KW	40.0	55.0		
所内率	%	4.5	4.0		
発電端発電効率	% (HHV)	39.0	42.0		
送電端発電効率	% (HHV)	37.2	40.3		
建設単価	万円/KW	19.0			
人件費①		2.1億円/年			
修繕費②	対建設費	1.7%			
諸費③	対建設費	1.2%			
一般管理費	対直接費(①～③計)	10.7%			
政策経費		0.02円/kWh			
CO2対策費用		2.1円/kWh			
燃料費 (2010年)	円/kl	45,390			
燃料諸経費	円/kl	8,300			
<発電コスト>					
設備利用率50%	円/kWh	22.1			
設備利用率80%	円/kWh	20.8			
【参考】設備利用率10%		36.0円/kWh			

コスト検証
委員会の
データの
発電効率
を最新式
(超臨界圧)
に変更

超臨界圧発電	
	40.0
	4.0
	42.0
	40.3
	19.0
	2.1億円/年
	1.7%
	1.2%
	10.7%
	0.02円/kWh
	2.1円/kWh
	45,390
	8,300
	20.7
	19.4

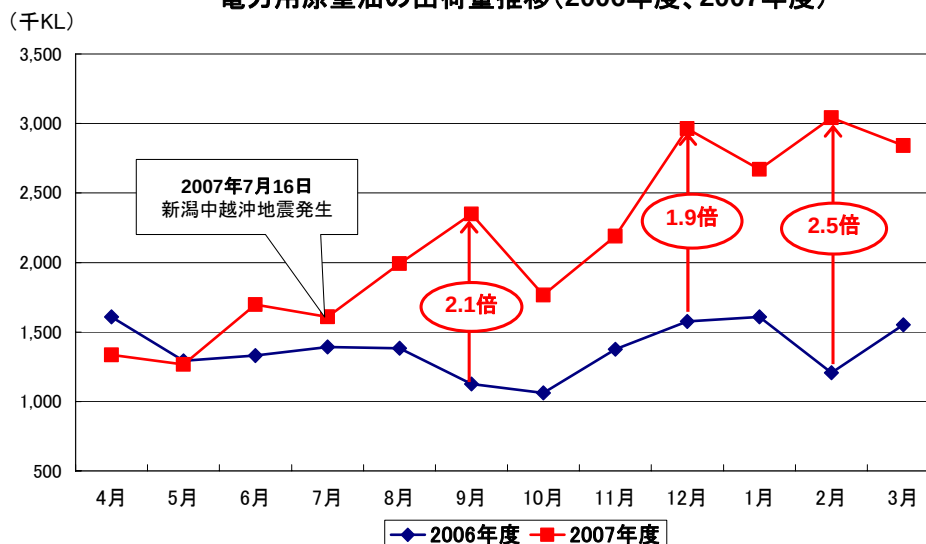
(注)コスト検証委員会では稼働年数40年間、その間の原油価格の上昇を織り込み現在価値で算出(割引率3%)

2. 石油火力を緊急時対応へのバックアップ電源（安定供給のための最後の砦）として位置付け、サプライチェーン維持の観点から、平時より石油火力の安定稼働を行うべき

【理由】

- 石油は石炭・LNG に比べて供給弾力性に優れていることから、石油火力は原子力など他電源の緊急停止や猛暑・渇水などの緊急時対応へのバックアップ電源（安定供給のための最後の砦）として他の電源にはない強みを有している。
- 本報告書では石油火力を「ピーク電源」と位置付け、太陽光と比較する傾向にあるが、バックアップ電源機能（緊急時にはフル稼働）は石油火力固有の特長であり、太陽光発電と比較するのは不適切である。
- しかしながら、緊急時対応のみで平時の安定稼働（安定的な石油需要）が無ければ、完全自由化された中で厳しい競争に直面している石油各社は発電用の原重油を供給するために必要なタンク、出荷関連設備、内航船などの供給インフラを維持し続けることはできず、結果的に緊急時対応としての役割を果たせなくなることは間違いない。
- したがって、今後、他電源の緊急停止などの緊急時対応以外に再生可能エネルギーを拡大する中で出力の不安定性を補完する電源として、石油火力の重要性が更に高まることは確実であり、そのためには、石油火力を緊急時のバックアップ電源として位置付け、サプライチェーン維持と緊急時も含めた電力の安定供給確保の観点から、石油火力を平時から一定稼働させることを強く要望する。
- 2007年7月に発生した新潟中越沖地震により柏崎刈羽原発の稼働が停止した際には、月間で最大2.5倍、年間通じて1.5倍の発電用の石油需要が発生。これらの経験を踏まえ、2009年7月に経産省が取りまとめた低炭素電力供給システム研究会報告書の中で、供給弾力性に優れる石油火力の重要性を高く評価した上で、低硫黄燃料から高硫黄重油の使用を可能とするための排煙脱硫装置の装備や、老朽化した設備のリプレイス等の重要性を指摘しているが、今回の東日本大震災を踏まえ、これらの提言が確実に実行されることを要望する。

電力用原重油の出荷量推移(2006年度、2007年度)



3. 燃料費見通しは不確実性が高く、現時点においては2010年実績の燃料費で評価すべき

【理由】

- 今回の試算にあたって、IEAが発表しているWorld Energy Outlook 2011のシナリオにおける想定を参考にしているが、原油・LNG等の燃料価格の見通しは、不確実性が高いという点に十分配慮することが必要である。
- 将来の石油資源については、近年の探鉱・採掘技術開発の進展と実用化によって既に利用が開始されているオイルサンド・オリノコタル、さらにはシェールオイルなどの非在来型石油資源の開発が進んだことを受けて、石油の可採埋蔵量は飛躍的に増加しているため、今後（40年間）に亘って一本調子で原油価格が上昇するとの前提は必ずしも妥当とは言えない。それ故、燃料費については現時点では2010年実績で評価すべきである。

石油火力(2010年度モデルプラント)の発電コスト試算(発電効率を最新式(超臨界圧)に変更・燃料費を2010年実績に修正)

【コスト検証委員会】【エネ総工研調査】			
		既存石油火力	超臨界圧発電
燃料		重油	
送電端出力	万KW	40.0	55.0
所内率	%	4.5	4.0
発電端発電効率	% (HHV)	39.0	42.0
送電端発電効率	% (HHV)	37.2	40.3
建設単価	万円/KW	19.0	19.0
人件費①		2.1億円/年	2.1億円/年
修繕費②	対建設費	1.7%	1.7%
諸費③	対建設費	1.2%	1.2%
一般管理費	対直接費(①～③計)	10.7%	10.7%
政策経費		0.02円/kWh	0.02円/kWh
CO2対策費用		2.1円/kWh	2.1円/kWh
燃料費(2010年)	円/kl	45,390	45,390
燃料諸経費	円/kl	8,300	8,300
<発電コスト>			
設備利用率50%	円/kWh	22.1	20.7
設備利用率80%	円/kWh	20.8	19.4
【参考】設備利用率10%		36.0円/kWh	

(注)コスト検証委員会では稼働年数40年間、その間の原油価格の上昇を織り込み現在価値で算出(割引率3%)

以上

●コスト等検証委員会報告書では、石油火力の稼働率を10%or50%として、同稼働率を80%としたLNG火力や石炭火力と比較することで石油火力が圧倒的にコスト高であるとの誤解を招く表現になっている

●発電コストを横並びで比較する場合は、設備利用率を揃えるべきである

エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会取りまとめについて
設備利用率を揃えた各火力発電の発電コスト比較
(2010年度モデルプラント方式)

		石炭火力	LNG火力	石油火力
設備利用率	80%	9.5	10.7	20.8
	50%	11.2	11.5	22.1
	10%	28.7	20.4	36.0

(注)単位は円/kWh。黒字の石炭火力の50%と10%、LNG火力の10%はコスト検証等委員会で発表されている計算シートを元に石連で試算。

●LNG火力や石炭火力の発電効率は最新型で見込んでいるのに対し、石油火力は1987年以降に運転開始した古い発電効率で評価し、不公平

①石油火力も最新型の発電効率で評価すべき

●今後燃料価格が40年間に亘って一本調子で上昇する前提は妥当ではない

②現時点では2010年実績の燃料費で評価すべき

コスト等検証委員会で示された石油火力の発電コスト試算について
①最新式の発電効率に変更、②燃料費を2010年実績に修正した場合の試算結果
(2010年度モデルプラント方式)

コスト検証委員会の試算結果 (注)		①最新発電方式(超臨界圧)の 熱効率に変更(39.0%→42.0%)		①最新発電方式(超臨界圧)の 熱効率に変更(39.0%→42.0%) ②燃料費を2010年実績に修正	
熱効率	39.0%	熱効率	42.0%	熱効率	42.0%
所内率	4.5%	所内率	4.0%	所内率	4.0%
燃料費(2010年)	45.4 円/L	燃料費(2010年)	45.4 円/L	燃料費(2010年)	45.4 円/L(一定)
<発電コスト>		<発電コスト>		<発電コスト>	
設備利用率50%	22.1 円/kWh	設備利用率50%	20.7 円/kWh	設備利用率50%	17.0 円/kWh
設備利用率80%	20.8 円/kWh	設備利用率80%	19.4 円/kWh	設備利用率80%	15.7 円/kWh

[参考]設備利用率10% 36.0 円/kWh

(注)コスト検証委員会の諸元は1987年以降に運転した発電所のデータ等から作成。

さらに、同委員会の発電コストは稼働年数40年間の燃料費上昇を織り込んで現在価値で試算。

割引率	3%
為替レート	85.74 (円/ドル)
燃料価格上昇率	新政策シナリオ
CO2価格見通し	新政策シナリオ
核燃料処理モデル	現状モデル
太陽光発電技術革新シナリオ	パラダイムシフトシナリオ

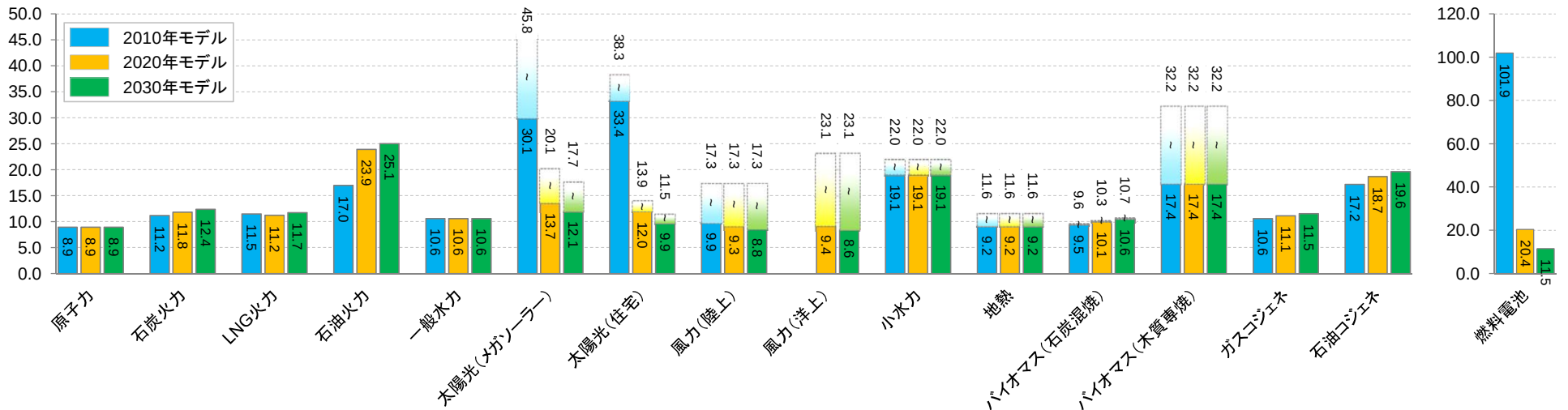
修正箇所は
ピンク色で表示

電源種類	稼働率 (%)	稼働年数(年)		
		2010年	2020年	2030年
原子力	70	40	40	40
石炭火力	50	40	40	40
LNG火力	50	40	40	40
石油火力	50	40	40	40
一般水力	45	40	40	40
太陽光(メガソーラー)_上限	12	20	35	35
太陽光(メガソーラー)_下限	12	20	35	35
太陽光(住宅)_上限	12	20	35	35
太陽光(住宅)_下限	12	20	35	35
風力(陸上)_上限	20	20	20	20
風力(陸上)_下限	20	20	20	20
風力(洋上)_上限	30	20	20	20
風力(洋上)_下限	30	20	20	20
小水力_上限	60	40	40	40
小水力_下限	60	40	40	40
地熱_上限	80	40	40	40
地熱_下限	80	40	40	40
バイオマス(石炭混焼)_上限	80	40	40	40
バイオマス(石炭混焼)_下限	80	40	40	40
バイオマス(木質専焼)_上限	80	40	40	40
バイオマス(木質専焼)_下限	80	40	40	40
ガスコジェネ	70	30	30	30
石油コジェネ	50	30	30	30
燃料電池	46	10	15	15

※黄色のセルについて、任意の値を選択または設定してください

2010年						2020年						2030年					
合計	資本費	運転維持費	燃料費	社会的費用	廃熱価値	合計	資本費	運転維持費	燃料費	社会的費用	廃熱価値	合計	資本費	運転維持費	燃料費	社会的費用	廃熱価値
8.9	2.6	3.3	1.4	1.6	0.0	8.9	2.6	3.3	1.4	1.6	0.0	8.9	2.6	3.3	1.4	1.6	0.0
11.2	2.3	2.1	4.3	2.5	0.0	11.8	2.3	2.1	4.4	3.1	0.0	12.4	2.9	2.5	3.9	3.0	0.0
11.5	1.2	1.1	8.2	1.1	0.0	11.2	1.2	1.1	7.8	1.2	0.0	11.7	1.2	1.1	8.2	1.3	0.0
17.0	1.9	1.6	11.6	1.9	0.0	23.9	1.9	1.6	17.9	2.5	0.0	25.1	1.9	1.6	18.7	2.9	0.0
10.6	8.3	2.2	0.0	0.1	0.0	10.6	8.3	2.2	0.0	0.1	0.0	10.6	8.3	2.2	0.0	0.1	0.0
45.8	33.5	12.3	0.0	0.0	0.0	20.1	12.3	7.8	0.0	0.0	0.0	17.7	10.6	7.1	0.0	0.0	0.0
30.1	21.3	8.8	0.0	0.0	0.0	13.7	7.8	5.9	0.0	0.0	0.0	12.1	6.6	5.5	0.0	0.0	0.0
38.3	30.5	7.8	0.0	0.0	0.0	13.9	10.1	3.8	0.0	0.0	0.0	11.5	8.3	3.1	0.0	0.0	0.0
33.4	26.6	6.8	0.0	0.0	0.0	12.0	8.7	3.3	0.0	0.0	0.0	9.9	7.2	2.7	0.0	0.0	0.0
17.3	12.8	4.6	0.0	0.0	0.0	17.3	12.8	4.6	0.0	0.0	0.0	17.3	12.8	4.6	0.0	0.0	0.0
9.9	7.3	2.6	0.0	0.0	0.0	9.3	6.9	2.4	0.0	0.0	0.0	8.8	6.5	2.3	0.0	0.0	0.0
-	-	-	-	-	-	23.1	17.1	6.1	0.0	0.0	0.0	23.1	17.1	6.1	0.0	0.0	0.0
-	-	-	-	-	-	9.4	6.9	2.5	0.0	0.0	0.0	8.6	6.3	2.3	0.0	0.0	0.0
22.0	7.9	14.1	0.0	0.0	0.0	22.0	7.9	14.1	0.0	0.0	0.0	22.0	7.9	14.1	0.0	0.0	0.0
19.1	6.3	12.8	0.0	0.0	0.0	19.1	6.3	12.8	0.0	0.0	0.0	19.1	6.3	12.8	0.0	0.0	0.0
11.6	5.9	5.7	0.0	0.0	0.0	11.6	5.9	5.7	0.0	0.0	0.0	11.6	5.9	5.7	0.0	0.0	0.0
9.2	4.6	4.6	0.0	0.0	0.0	9.2	4.6	4.6	0.0	0.0	0.0	9.2	4.6	4.6	0.0	0.0	0.0
9.6	1.5	1.3	4.5	2.4	0.0	10.3	1.5	1.3	4.6	3.0	0.0	10.7	1.5	1.3	4.6	3.4	0.0
9.5	1.4	1.3	4.3	2.4	0.0	10.1	1.4	1.3	4.4	3.0	0.0	10.6	1.4	1.3	4.5	3.4	0.0
32.2	2.7	5.2	24.3	0.0	0.0	32.2	2.7	5.2	24.3	0.0	0.0	32.2	2.7	5.2	24.3	0.0	0.0
17.4	2.0	4.5	10.9	0.0	0.0	17.4	2.0	4.5	10.9	0.0	0.0	17.4	2.0	4.5	10.9	0.0	0.0
10.6	1.0	1.6	15.2	1.9	-9.1	11.1	1.0	1.6	15.1	2.2	-8.7	11.5	1.0	1.6	15.1	2.4	-8.6
17.2	1.5	1.9	17.2	2.2	-5.5	18.7	1.5	1.9	18.7	2.7	-6.1	19.6	1.5	1.9	19.5	3.2	-6.4
101.9	78.5	18.5	11.3	1.1	-7.5	20.4	14.3	1.0	11.3	1.5	-7.7	11.5	6.2	0.6	10.3	1.6	-7.2

発電コスト(円/kWh)



消費コスト計算表

修正箇所は
ピンク色で表示

発電コスト（結果）

17.0

固定條件計算

76,000,000,000

年度預算計畫

石油火力のコスト試算

平成 23 年 9 月

財団法人 エネルギー総合工学研究所

The Institute of Applied Energy

目次

1. はじめに	1
2. 検討手法	3
3. N E T L の報告書	5
4. 石油火力の建設費試算方法	10
5. 発電原価の推計	12
6. まとめ	17

1. まえがき

内閣府国家戦略室に設置されたエネルギー・環境会議等において、今後のわが国の電源構成のベストミックスの議論が開始されようとしている。化石燃料系の発電に関して、天然ガス火力および石炭火力が議論の中心になる趨勢であり、放置しておくとは石油火力に関しては、議論を深める機会を逸する可能性もある。また石油火力は、東日本大震災以降の緊急時対応に活用されているとはいえ、利用範囲がこれにとどまれば、石油業界としての意義の拡大が期待できない。そのため、石油火力の経済性を明らかにし、その位置付けを再度明確にすることは、石油業界としても喫緊の課題である。

石油火力発電所の新設は稀であり、最近の情報を織り込んだ経済性の検討がなされていない。そこで、石油火力発電所のコスト試算を実施し、天然ガス火力および石炭火力に対する位置付けを明らかにするための基礎資料を提供する。

石油火力の発電方式ケースとしては、重油燃焼USC、軽油CC、アスファルトIGCC及びペトロコークスIGCCにおけるCO₂回収設備の有無のケースとして、合計8ケースの試算を実施した。試算内容は、各ケースにおける発電原価を、2010年を基準として算出した。試算結果は、Microsoft Excel (2002) にて集計し、一部条件（燃料価格、インフレーター 等）を変更したケースの試算も可能とした。

以上

2. 検討手法

今回の検討の目的から、石油火力発電所の建設実績により建設費を推算するのではなく、下記に示す点から、天然ガスや石炭などの化石燃料を使用した発電方式を横並びに比較し、各々の特徴から相対的な傾向を明らかにする方法が適当と考える。

① わが国の石油火力発電所は、ここ数年来建設されていないことから、実績に基づいた建設費および発電単価の推算は困難である。

② 古い年度を含めても、数少ない実績では、サイトなどに起因する固有の条件を勘案することが難しく、その結果、的確な値を推算できない。

③ 火力発電には、直接燃焼だけではなく、ガス化による方法がある。また、それぞれ、水蒸気圧力・温度やガス化ではガスタービンでの燃焼温度により建設費や発電単価が異なり、実績からでは系統的に取り扱うことができない。

各種の化石燃料および発電方式を横並びに比較し、根拠を発表している例としては、米国エネルギー省（DOE）の研究所である National Energy Technology Laboratories（NETL）がエンジニアリング会社に委託し作成した報告書が有用な情報となる。NETL では石炭火力（亜臨界、超臨界圧）、石炭ガス化複合発電（IGCC）、天然ガス複合発電（NGCC）を対象としている。その詳細は次章に記載する。

そこで、NETL の報告書のデータをベースにし、図 2-1 に示す手順により、まず、石炭火力を参照して石油火力（直接燃焼および複合発電）の工程ごとの建設費を推定し、次に、我が国に 2010 年に発電所を建設した条件に補正し、さらにサイトの条件などを考慮した調整を行ない、建設費を推定し、我が国で発電する際の発電単価を推算することとする。

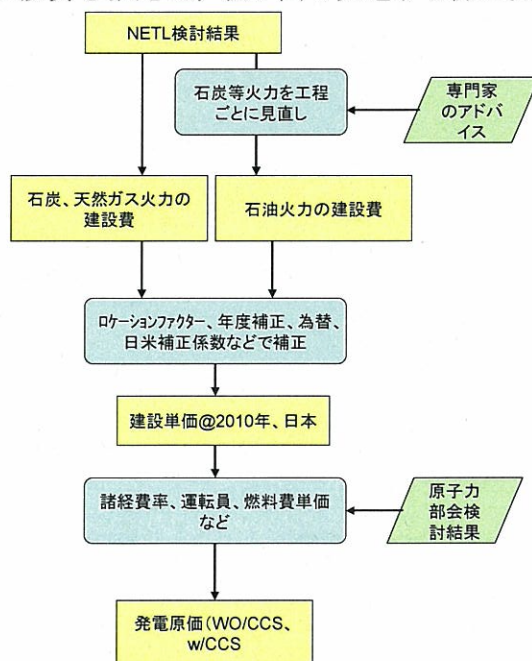


図 2-1 検討手順

この方法により、下記のように、幅広く化石燃料による発電を同一の基準で比較し、それらの特徴を明らかにする。

- ① 石炭による IGCC データからアスファルト（減圧残渣）および石油コークスのガス化複合発電を、また、超臨界発電では石炭から重油火力を、さらに、NGCC から軽油複合発電を推算することで高精度での推算が可能となる。
- ② 石炭と天然ガス火力を横並びとしたデータをベースとして、石油火力を推算したことで、これら 3 種の燃料による建設費や発電単価における特徴が明確になる。
- ③ NETL では、CCS を実施した場合について詳細検討を行い、発電効率の低下、建設費の増加、発電単価の上昇を示しており、今回の石油火力にも同様の影響を示すことが可能である。
- ④ 今回、石炭火力を石油火力に見直すに当って、ボイラーメーカーおよび電力関係者にヒアリングを行い、我が国の実情に沿った検討を行う。

参考文献 ; NETL , Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants、
DOE/NETL-2007/1281

以上

3. NETL の報告書

本報告書は、米国のエンジニアリング会社である Parson 社が米国 DOE の委託により作成したもので、2007 年版に始まり、その後、若干の改訂を行なっている。燃料として天然ガスと石炭を対象とし、微粉炭火力と IGCC について検討しており、下記の特徴を有していることで、情報を加工し、今回の検討に供することが可能である。

- ① Parson 社が、メーカーが発表している文献等の技術データから独自にプロセスシミュレーションを行い、物質熱収支を求め、それに基づき機器の設計を行い、建設費を積算している。設計条件、物質熱収支、概略機器仕様、詳細工程ごとの建設費を報告している。
- ② 設計条件としては、各方式に適切な送電端出力 48 万～65 万 kW の規模の発電所を選定している。
- ③ IGCC については欧米で実証機以上の運転実績がある下記の 3 方式を扱っている。
 - ・ GE 社；1 段湿式石炭供給方式、酸素吹き
 - ・ Shell 社；1 段乾式石炭供給方式、酸素吹き
 - ・ ConocoPhillips 社；E-gas 炉、2 段湿式石炭供給方式、酸素吹き

設計条件である設計炭には、米国で標準的に用いられる瀝青炭であるイリノイ No.6 を採用している。その性状を表 3-1 に示す。

表 3-1 設計炭

Exhibit 2-3 Design Coal

Rank	Bituminous	
Seam	Illinois No. 6 (Herrin)	
Source	Old Ben Mine	
Proximate Analysis (weight %) (Note A)		
	As Received	Dry
Moisture	11.12	0.00
Ash	9.70	10.91
Volatile Matter	34.99	39.37
Fixed Carbon	44.19	49.72
Total	100.00	100.00
Sulfur	2.51	2.82
HHV, kJ/kg	27,113	30,506
HHV, Btu/lb	11,666	13,126
LHV, kJ/kg	26,151	29,544
LHV, Btu/lb	11,252	12,712
Ultimate Analysis (weight %)		
	As Received	Dry
Moisture	11.12	0.00
Carbon	63.75	71.72
Hydrogen	4.50	5.06
Nitrogen	1.25	1.41
Chlorine	0.29	0.33
Sulfur	2.51	2.82
Ash	9.70	10.91
Oxygen (Note B)	6.88	7.75
Total	100.00	100.00

微粉炭火力には、表 3-2 に示す蒸気温度 593℃の超臨界を採用する。

表 3-2 微粉炭火力の設計条件

Exhibit 4-27 Supercritical PC Plant Study Configuration Matrix

	Case 11 w/o CO ₂ Capture	Case 12 w/CO ₂ Capture
Steam Cycle, MPa°C/°C (psig°F/°F)	24.1/593/593 (3500/1100/1100)	24.1/593/593 (3500/1100/1100)
Coal	Illinois No. 6	Illinois No. 6
Condenser pressure, mm Hg (in Hg)	50.8 (2)	50.8 (2)
Boiler Efficiency, %	89	89
Cooling water to condenser, °C (°F)	16 (60)	16 (60)
Cooling water from condenser, °C (°F)	27 (80)	27 (80)
Stack temperature, °C (°F)	57 (135)	32 (89)
SO ₂ Control	Wet Limestone Forced Oxidation	Wet Limestone Forced Oxidation
FGD Efficiency, % (A)	98	98 (B, C)
NO _x Control	LNB w/OFA and SCR	LNB w/OFA and SCR
SCR Efficiency, % (A)	86	86
Ammonia Slip (end of catalyst life), ppmv	2	2
Particulate Control	Fabric Filter	Fabric Filter
Fabric Filter efficiency, % (A)	99.8	99.8
Ash Distribution, Fly/Bottom	80% / 20%	80% / 20%
Mercury Control	Co-benefit Capture	Co-benefit Capture
Mercury removal efficiency, % (A)	90	90
CO ₂ Control	N/A	Econamine FG Plus
CO ₂ Capture, % (A)	N/A	90
CO ₂ Sequestration	N/A	Off-site Saline Formation

- A. Removal efficiencies are based on the flue gas content
 B. An SO₂ polishing step is included to meet more stringent SO_x content limits in the flue gas (< 10 ppmv) to reduce formation of amine heat stable salts during the CO₂ absorption process
 C. SO₂ exiting the post-FGD polishing step is absorbed in the CO₂ capture process making stack emissions negligible

IGCC には表 3-3 に示すように、Shell 社の方式を採用する。NETL では 3 方式について検討しているが、その内で最も発電効率が低いからである。

表 3-3 Shell IGCC の設計条件

Exhibit 3-83 Shell IGCC Plant Study Configuration Matrix

Case	5	6
Gasifier Pressure, MPa (psia)	4.2 (615)	4.2 (615)
O ₂ :Coal Ratio, kg O ₂ /kg dry coal	0.827	0.827
Carbon Conversion, %	99.5	99.5
Syngas HHV at Gasifier Outlet, kJ/Nm ³ (Btu/scf)	10,610 (285)	10,610 (285)
Steam Cycle, MPa°C/°C (psig°F/°F)	12.4/566/566 (1800/1050/1050)	12.4/538/538 (1800/1000/1000)
Condenser Pressure, mm Hg (in Hg)	51 (2.0)	51 (2.0)
Combustion Turbine	2x Advanced F Class (232 MW output each)	2x Advanced F Class (232 MW output each)
Gasifier Technology	Shell	Shell
Oxidant	95 vol% Oxygen	95 vol% Oxygen
Coal	Illinois No. 6	Illinois No. 6
Coal Feed Moisture Content, %	5	5
COS Hydrolysis	Yes	Occurs in SGS
Sour Gas Shift	No	Yes
H ₂ S Separation	Sulfinol-M	Selexol 1 st Stage
Sulfur Removal, %	99.5	99.7
Sulfur Recovery	Claus Plant with Tail Gas Treatment / Elemental Sulfur	Claus Plant with Tail Gas Treatment / Elemental Sulfur
Particulate Control	Cyclone, Candle Filter, Scrubber, and AGR Absorber	Cyclone, Candle Filter, Scrubber, and AGR Absorber
Mercury Control	Carbon Bed	Carbon Bed
NO _x Control	MNQC (LNB), N ₂ Dilution, Humidification and steam dilution	MNQC (LNB), N ₂ Dilution and Humidification
CO ₂ Separation	N/A	Selexol 2 nd Stage
CO ₂ Capture	N/A	90.8% from Syngas
CO ₂ Sequestration	N/A	Off-site Saline Formation

天然ガス複合発電の設計条件を表 3-4 に示す。

表 3-4 天然ガス複合発電 (NGCC)

Exhibit 3-5 NGCC Plant Study Configuration Matrix

	Case 13 w/o CO ₂ Capture	Case 14 w/CO ₂ Capture
Stream Cycle, MPa/°C/°C (psig/°F/°F)	16.5/566/510 (2400/1050/950)	16.5/566/510 (2400/1050/950)
Fuel	Natural Gas	Natural Gas
Fuel Pressure at Plant Battery Limit MPa (psig)	3.1 (450)	3.1 (450)
Condenser Pressure, mm Hg (in Hg)	50.8 (2)	50.8 (2)
Cooling Water to Condenser, °C (°F)	16 (60)	16 (60)
Cooling Water from Condenser, °C (°F)	27 (80)	27 (80)
Stack Temperature, °C (°F)	104 (220)	29 (85)
SO ₂ Control	Low Sulfur Fuel	Low Sulfur Fuel
NO _x Control	LNB and SCR	LNB and SCR
SCR Efficiency, % (A)	90	90
Ammonia Slip (End of Catalyst Life), ppmv	10	10
Particulate Control	N/A	N/A
Mercury Control	N/A	N/A
CO ₂ Control	N/A	Econamine FG Plus
CO ₂ Capture, % (A)	N/A	90
CO ₂ Sequestration	N/A	Off-site Saline Formation

A. Removal efficiencies are based on the flue gas content

表 3-5 に NETL の検討結果のサマリーを示す。今回の検討には、赤矢印の 3 方式（ケース 5,11,13）を用い、CCS 付のケースには青矢印の 3 方式（ケース 6,12,14）を用いた。

表 3-5 NETL 検討結果サマリー

Exhibit ES-2 Cost and Performance Summary and Environmental Profile for All Cases

	Integrated Gasification Combined Cycle						Pulverized Coal Boiler						N/A	
	GE		Shell		PC Subcritical		PC Supercritical		Advanced F Class		Advanced F Class		Advanced F Class	
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 9	Case 10	Case 11	Case 12	Case 13	Case 14	Case 15	Case 16
CO ₂ Capture	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes
Gross Power Output (kW _e)	770,350	744,960	742,510	693,840	748,020	693,555	583,315	679,923	580,260	663,445	570,200	520,090	570,200	520,090
Auxiliary Power Requirement (kW _e)	130,100	189,285	119,140	175,600	112,170	176,420	32,870	130,310	30,110	117,450	9,840	38,200	9,840	38,200
Net Power Output (kW _e)	640,250	555,675	623,370	518,240	635,850	517,135	550,445	549,613	550,150	545,995	560,360	481,890	560,360	481,890
Coal Flowrate (lb/hr)	489,634	500,379	463,889	477,855	452,620	473,176	437,699	646,589	411,282	586,827	N/A	N/A	N/A	N/A
Natural Gas Flowrate (lb/hr)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	165,182	165,182	165,182	165,182
HHV Thermal Input (kW _e)	1,674,044	1,710,780	1,586,023	1,633,771	1,547,493	1,617,772	1,496,479	2,210,668	1,406,161	2,005,660	1,103,363	1,103,363	1,103,363	1,103,363
Net Plant HHV Efficiency (%)	38.2%	32.5%	39.3%	31.7%	41.1%	32.0%	36.8%	24.9%	39.1%	27.2%	50.8%	43.7%	50.8%	43.7%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kW _e -hr)	8,922	10,505	8,681	10,757	8,304	10,674	9,276	13,724	8,721	12,534	6,719	7,813	6,719	7,813
Raw Water Usage, gpm	4,003	4,579	3,757	4,135	3,792	4,563	6,212	12,187	5,441	10,444	2,511	3,361	2,511	3,361
Total Plant Cost (\$ x 1,000)	1,160,919	1,328,209	1,080,166	1,250,863	1,250,810	1,319,524	852,012	1,591,274	866,391	1,561,073	319,110	564,828	319,110	564,828
Total Plant Cost (\$/kW)	1,813	2,390	1,733	2,431	1,977	2,668	1,549	2,895	1,375	2,870	554	1,172	554	1,172
LCOE (mill/kWh) ¹	78.0	102.9	75.3	105.7	80.5	110.4	64.0	118.8	63.3	114.8	68.4	97.4	68.4	97.4
CO ₂ Emissions (lb/hr)	1,123,781	114,176	1,078,144	131,328	1,054,221	103,041	1,038,110	152,975	975,370	138,881	446,339	44,634	446,339	44,634
CO ₂ Emissions (tonnes/year) @ CF ¹	3,937,726	401,124	3,777,815	400,175	3,693,990	361,056	3,864,884	569,524	3,631,301	516,310	1,661,730	166,172	1,661,730	166,172
CO ₂ Emissions (lb/MMBtu) @ CF ¹	3,572,267	363,896	3,427,198	371,466	3,351,151	327,546	3,506,185	516,667	3,294,280	468,392	1,507,490	150,750	1,507,490	150,750
CO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	197	19	199	213	200	187	203	203	203	203	119	119	119	119
CO ₂ Emissions (lb/MWh) ¹	1,459	154	1,452	189	1,409	149	1,780	225	1,681	209	783	85.8	783	85.8
CO ₂ Emissions (lb/MWh) ²	1,755	206	1,730	253	1,658	199	1,886	278	1,773	254	747	93	747	93
SO ₂ Emissions (lb/hr)	73	56	68	48	55	58	433	Negligible	407	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (tonnes/year) @ CF ¹	254	198	237	167	194	204	1,613	Negligible	1,514	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MMBtu) @ CF ¹	231	178	215	151	176	185	1,463	Negligible	1,373	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	0.0127	0.0096	0.0125	0.0085	0.0105	0.0105	0.0848	Negligible	0.0847	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MWh) ¹	0.0942	0.0761	0.0909	0.0686	0.0739	0.0837	0.7426	Negligible	0.7007	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
NO _x Emissions (lb/hr)	313	273	321	277	309	269	357	525	330	479	34	34	330	34
NO _x Emissions (tonnes/year) @ CF ¹	1,096	955	1,126	972	1,082	944	1,331	1,968	1,250	1,784	127	127	1,250	127
NO _x Emissions (lb/MMBtu) @ CF ¹	994	867	1,021	882	982	856	1,207	1,783	1,134	1,618	115	115	1,134	115
NO _x Emissions (lb/MMBtu)	0.055	0.047	0.059	0.050	0.058	0.049	0.070	0.070	0.070	0.070	0.009	0.009	0.070	0.009
NO _x Emissions (lb/MWh) ¹	0.406	0.366	0.433	0.400	0.413	0.388	0.613	0.777	0.579	0.722	0.060	0.060	0.579	0.060
PM Emissions (lb/hr)	41	41	38	40	37	39	66	98	62	89	Negligible	Negligible	62	89
PM Emissions (tonnes/year) @ CF ¹	142	145	135	139	131	137	247	365	232	331	Negligible	Negligible	232	331
PM Emissions (lb/MMBtu) @ CF ¹	129	132	122	126	119	125	224	331	211	300	Negligible	Negligible	211	300
PM Emissions (lb/MMBtu)	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0130	0.0130	0.0130	0.0130	Negligible	Negligible	0.0130	Negligible
PM Emissions (lb/MWh) ¹	0.053	0.050	0.052	0.057	0.050	0.057	0.114	0.144	0.107	0.131	Negligible	Negligible	0.107	0.131
Hg Emissions (lb/hr)	0.0033	0.0033	0.0031	0.0032	0.0030	0.0032	0.0058	0.0086	0.0055	0.0078	Negligible	Negligible	0.0055	0.0078
Hg Emissions (tonnes/year) @ CF ¹	0.011	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011	0.022	0.032	0.020	0.029	Negligible	Negligible	0.020	0.029
Hg Emissions (lb/MMBtu) @ CF ¹	0.010	0.011	0.010	0.010	0.010	0.010	0.020	0.029	0.019	0.026	Negligible	Negligible	0.019	0.026
Hg Emissions (lb/MMBtu)	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	1.14	1.14	1.14	1.14	Negligible	Negligible	1.14	Negligible
Hg Emissions (lb/MWh) ¹	4.24E-06	4.48E-06	4.16E-06	4.59E-06	4.03E-06	4.55E-06	1.00E-05	1.27E-05	9.49E-06	1.18E-05	Negligible	Negligible	9.49E-06	Negligible

¹ Capacity factor is 80% for IGCC cases and 85% for PC and NGCC cases

図 3-1 に送電端効率 (HHV ベース) を示す。Shell 炉では 41.1%であるが、CCS を付けると 32.0%に低下することがわかる。また、微粉炭火力 (超臨界) では 39.1%、CCS 付では 27.2%、NGCC では 50.8%、CCS 付で 43.7%となっている。

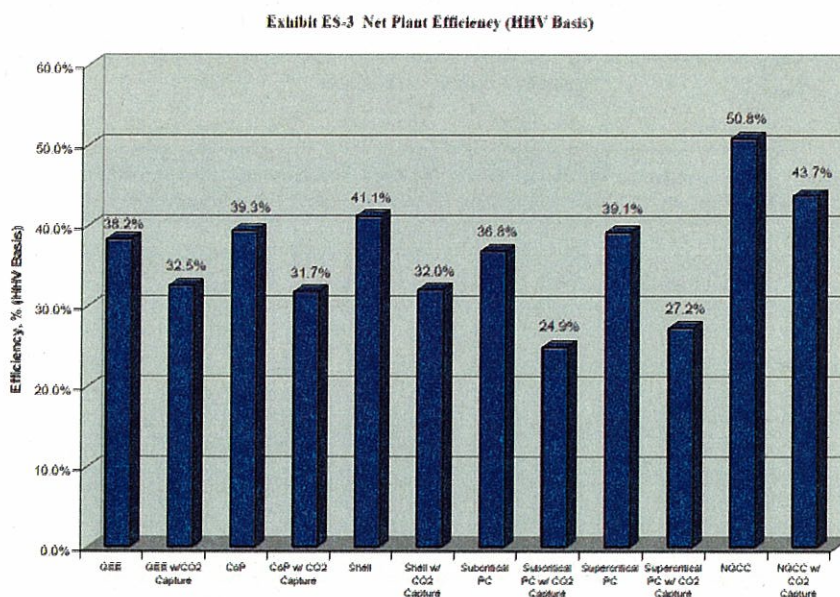


図 3-1 送電端効率 (HHV ベース)

図 3-2 に建設費を示す。CCS が無い場合には、微粉炭火力に比べて IGCC の建設費が高いが、CCS 付では、微粉炭火力が高くなっている。CO2 回収装置が、IGCC では高压からの分圧が高い状態からの回収であるのに対して、微粉炭火力では、常圧の排ガスから回収することによる。NGCC では他と比べて大幅に建設費が低い。なお、IGCC はその実績が限られており、建設費の精度は他と比べて低いことに留意すべきである。

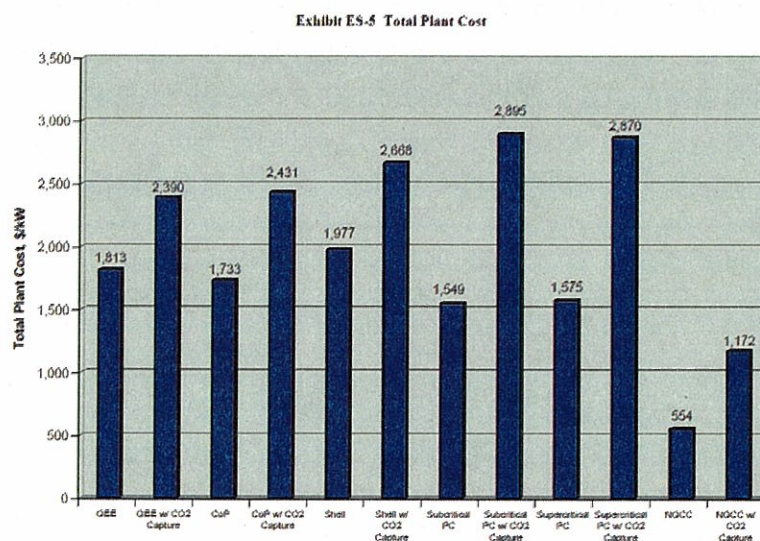


図 3-2 プラント建設費

図 3-3 に発電単価を示す。mills/kWh の単位は、1 米ドルが 100 円の時、一桁下げた円 /kWh と等しくなる。例えば、80 mills/kWh は 8 円 /kWh である。石炭価格は 1.64US\$/MMBtu、天然ガス価格は 6.59US\$/MMBtu としている。CCS 無しの発電単価では、IGCC は微粉炭火力に比べて高いが、CCS 付では若干下がる傾向にある。また、NGCC では、燃料費の占める割合が高く、発電単価は天然ガスの価格次第であることがわかる。

Exhibit ES-7 LCOE By Cost Component

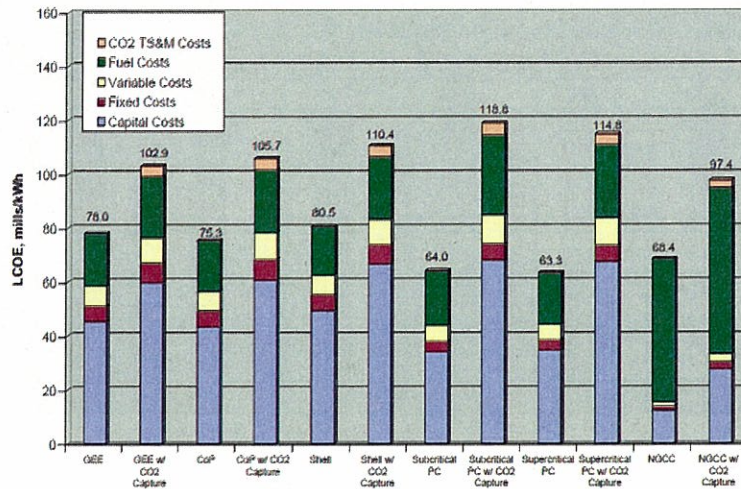


図 3-3 発電単価

ここで、米国と我が国の事情について、違いを下記に記載する。我が国での建設費や発電単価を推算する上で、考慮しなければならない因子である。

- ① 米国では石炭を産炭地から発電所まで貨車等で運搬しており、我が国のように港湾施設や大規模な貯炭場を必要としない。従って、我が国では石炭火力の建設費が相対的に高くなる。また、石炭の価格も鉄道と船による運搬費の差が加算される。
- ② 天然ガスについては、米国ではパイプラインで受け入れる。我が国では LNG で受け入れることから燃料単価が上がるだけでなく、LNG タンク等の大規模設備が必要となり、建設費が相当増加する。
- ③ 石油の場合は、コンビナート内であれば、別途、タンクなどの設備は不要である。

以上

4. 石油火力の建設費試算方法

4.1 前提条件の設定

(1) NETL 報告書の参考ケースとの比較検討の為、建設コストに影響する下記諸量を求めた。

- ・ 発生ガス量
 - ・ CO₂ 発生量
 - ・ 燃料使用料、燃料発熱量
 - ・ 発電効率

(2) 参考ケースの発電所と試算する石油火力とは、送電端出力を同等とした。

(3) 所内率（発電所内消費エネルギー／発電エネルギー）は燃料により下記値と想定した。

石炭、アスファルト、ペトロコックス；7%

（但し IGCC の場合は、空気分離機の負荷が若干減少するためアスファルト、ペトロコックスは 6.9% ）

重油、軽油、天然ガス；4%

(4) 燃料発熱量（HHV）及び CO₂ 派生係数

地球温暖化対策の推進に関する法律施行令（平成 11 年政令第 143 号。一部改正平成 18 年 4 月 1 日施行）および特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する政令（平成 18 年 3 月経済産業省、環境省令第 3 号）を基に環境省が作成した算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧」の値を参照。

(5) 燃料使用量

燃料使用量 = { (送電端出力 / 送電端効率) / 燃料発熱量 } にて算出した。

(6) CO₂ 発生量

各燃料使用量に CO₂ 派生係数を乗じて CO₂ 発生量を算出した。

(7) 燃焼ガス量

各燃料組成（炭素：c、水素：h、酸素：o）より、下記式により理論空気量及び燃焼ガス量を算出した。

理論空気量：A₀ (Nm³/kg)

$$A_0 = \{1.867c + 5.6(h - o/8)\}$$

燃焼ガス量：G (Nm³/kg)、空気比：μ（石炭は 1.2、石油燃料は 1.15 と想定）

$$G = (\mu - 0.21) A_0 + 1.867c + 11.2h$$

4.2 NETL 建設費との比較における想定ルール

(1) 1.COAL & SORBENT HANDLING, 2. COAL & SORBENT PREP & FEED（原料の「一時貯蔵敷地内運搬設備」及び「炉への投入設備」）については、石炭ケースと比較して、ペトロコックスは 50%、アスファルト・重油・軽油は 10%の建設費とした。

(2) IGCC における 4.GASIFIER & ACCESSORIES（ガス化炉及び付帯設備）については、石炭ケースと比較して、燃料発熱量（石炭/石油）の 0.7 剩に比例するとした。（燃料発熱量の大きい程、ガス化炉は小さくなる。）

- (3)5A.Gas Cleanup & Piping（ガス生成設備とダクト）については、排ガス量の 0.5 剰に比例するとした。
- (4)5B.CO2REMOVAL & COMPRESSION(CO2 回収設備と昇圧設備)については、CO2 発生量の 0.7 剰に比例するとした。
- (5)10.ASH/SPENT SORBENT HANDLING SYS（灰処理設備）については、石炭以外は 0 とした。
- (6)14.BILDING & STRUCTURES（事務所、建屋、構造物）については、全設備費に比例するとした。

以上

5. 発電原価の推計

表 5-1 に、NETL-1281 の石炭火力およびガス火力、NETL-1281 から推定した石油火力発電の、直接建設費や燃料消費量から、発電原価を求めるエクセルを示す。以下、このエクセルの説明を記す。セルの判例の色は次表 5-2 の通りである。

表 5-2 エクセル表 5-1 の色の判例

判例	入出力の別	意味	設定変更
黄	入力値	NETL の値、および、NETL から推定した値	不可
緑		既往文献、および、一般的に用いられる値	不可
赤		IAE 判断により入力した暫定値	可
青	出力値	V 列の計算式に基づき、発電原価の計算途中に利用する値	不可
茶		発電原価の計算式で直接利用する値	不可
紫		発電原価	不可

計算は行の上から下に流れる。B 列は A 列を記号表記したもので、V 列の算定式に使われる。C 列は単位。D 列は E～U 列に共通に用いた値。E～G 列は、本試算のベンチマークとして利用するために、日本の既往文献を用いて日本の火力発電を推計したもの。H～U 列が NETL の石炭火力およびガス火力、および、NETL から推定した石油火力発電を記している。V～X 列は算定式、出典、備考である。以下、発電プラント資本費、O&M 費、CO2 分離回収の O&M 費、燃料費、発電原価の順に説明する。

5.1 発電プラント資本費

ここでは発電プラント本体の建設費に関わる費用を算定する。

1 行 H 列～3 行 U 列の黄色のセルが、4 章で作成した表●のうち、送電端出力、設備利用率、直接建設費が、とリンクしている。

- ・ 4 行目の建設単価は、直接建設費と送電端出力から直接求まる。
- ・ 5 行 D 列の資本費係数は、直接建設費に建設中の利子、尤度などを上乗せするためのもの。
- ・ 6 行目は 4 行目に資本費係数を共通に乗じたものである。

8～12 行目は、米国において 2007 年基準の米国ドルを用いて計算された NETL の推定値を、日本の 2010 年に換算するプロセスに用いる。出典は、日本機械輸出組合「2010 年 PCI/LF 報告書」(2010 年 10 月)である。

- ・ ただし、これだけでも 16 行目の日本円の建設単価 (万円/kW) の相場感と合わないため、13 行目の「日米間の単価を補正するための係数」を共通に与えた。
- ・ 更に、日米では発電所構成の違いがある。例えば日本では全て石炭船で専用港、貯炭

場などがあるが、米国では山元から鉄道輸送されるため、こうした設備が不要である。同様に、ガス火力も日本では LNG タンカーで輸送され、貯蔵設備も必要であるが、米国の場合はパイプラインで輸送される。こうした違いも考慮するため、14 行目にあるように、燃料種別に補正係数を与えた。具体的には石炭とガスは 1.2 倍とし、石油はそのままとした。

- ・ これら、13 行目と 14 行目の補正係数は、IAE の判断で入力した暫定値であるので、変更可能である。これらの補正を加えて 15 行目の総建設費と、16 行目の建設単価が、日本円で得られる。

18～23 行目は、総建設費（総額）から年資本費（年額）を得るために必要な設定である。

- ・ 18 行目の償却年数と、19 行目の実質利子率は標準的に用いられる値を用いた。これらの値は、日本の発電プラントの経済性分析を詳細に行なった文献（勝田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」（2005 年）、以下、「勝田・鈴木」と略す）でも用いられている。
- ・ これらを用いると 20 行目の資本回数係数が求まる。さらに保険と諸税を加えると 23 行目の資本費率が求まり、これに 15 行目の総建設費を乗じることで、年資本費が求まる。

5.2 O&M 費

ここでは、発電プラントの運転に関わる費用を算定する。

推計方法としては、人件費は発電所運転要員と人件費単価との積で求めるが、それ以外は、よく用いられる方法として、5.1 で求めた年資本費に対する割合を乗じる方法を用いた。その割合を「修繕費率、諸費率、その他運転維持費率」と呼称する。これらの値について、日本の値を求めるために、既往文献「勝田・鈴木」（前掲書）を用いた。

- ・ 31 行 H 列～33 行 J 列のガス、石油、石炭の 3 種類の火力発電の「修繕費率、諸費率、その他運転維持費率」を求めるために、「勝田・鈴木」を参照して、25 行 H 列～30 行 J 列の値に入力した。
- ・ こうして推計した日本の既往文献の値を、31 行 H 列～33 行 U 列の各資源に対応するように与えた。
- ・ 発電所運転要員は、5 班 4 直 2 交代・1 班員（石炭 5、石油 3、LNG2 人）、保守 15 人、技術 5 人として求めた。人件費単価は世間相場感より設定した。

5.3 CO₂ 分離回収 O&M 費

この項目には、CO₂ 分離回収装置の運転に追加的に必要な人員と、CO₂ 流量に対する吸収液の消耗量（＝消耗に伴って吸収液を補充する量）に対し、それぞれの単価を乗じることで求める。

- ・ 40 行と 41 行は、運転要員と人件費単価
- ・ 42 行と 43 行は、CO₂ 単位流量に対する吸収液消耗量（原単位と呼称）と吸収液単価
- ・ 44 行と 45 行は、NETL（石炭・ガス火力）および NETL から推定した石油火力の値

(4章) とリンクしている。

5.4 燃料費

燃料消費量と燃料費単価から求める。

- ・ 文献「勝田・鈴木」には燃料消費量が掲載されていないため、別途 48 行と 49 行の燃料発熱量と熱効率から 50 行目 E～G 列の燃料消費量を求めた。
- ・ NETL（石炭・ガス火力）および NETL から推定した石油火力では、燃料消費量が 4 章で得られており、50 行 H 列～U 列にリンクしている。
- ・ 51 行に、燃料費単価を入力している。石油、ガス、石炭は「エネルギー・経済統計要覧」の最新版の値を利用。
- ・ 51 行 I 列 J 列および L 列 M 列のアスファルトと石油コークスの値は仮の値であり、石油連盟殿で適宜修正頂ける値である。

5.5 発電原価

24 行、36～39 行、47 行、52 行の値を用い、発電原価を求めている。求め方としては、最もシンプルで理解容易なものとして、将来時点の燃料費高騰や、それに伴う割引率などを考慮しないものとした。

表 5-1 発電原価の推計シート

[illegible]

判例		入力値 (NETL値、NETLからの推定値)
		入力値 (設定値)
		入力値 (暫定値)
		出力値 (計算途中に利用)
		出力値 (発電原価の計算に利用)
		出力値 (発電原価)

6. まとめ

石油火力と他の燃料（石炭、天然ガス）による発電を、一つのエンジニアリング会社が同一の基準で基本設計を行い、建設費を推算して発電単価を求めた例は見当たらない。そこで、石炭火力および天然ガス火力を対象に検討した米国国立エネルギー研究所（NETL）の報告書を参照し、本報告書では石油火力を石炭及び天然ガス発電所と同一の条件にて建設費を推算し比較した。

そのため、米国に建設する事例から比較推定しているため、絶対値としての算出精度としては高いものではないが、各発電原価の値は、ケースごとを比較する相対値としては妥当な水準にあると考える。特に、燃料原価の影響の程度は、ケースにより大きく異なり、燃料原価の感度を理解する上では役に立つと考える。

その結果、石油火力の中で、アスファルト（減圧残渣）および石油コークス IGCC は、石油コンビナート内に設置することでインフラ設備を最小限に留めることで、原料価格次第では、石炭 IGCC と比べ競争力がある。また石油 CC については、操業条件や設置周辺条件等を踏まえて、その特徴を発揮できる用途を検討する余地がある。

電源構成のベストミックスを検討する際に、石油の位置付けを明らかにする上で、本検討が役に立てば幸いである。

以上

前提(発電効率、各燃料発熱量、各必要燃料量、CO2発生量)

FUEL & 発熱量	ShellIGCC wo CO2 Case5	AsphaltIGCC wo CO2 case5B	ペトコIGCC wo CO2 Case5C	ShellIGCC w CO2 Case6	AsphaltIGCC w CO2 Case6B	ペトコIGCC w CO2 Case6C	SCPC wo CO2 Case11	SC oil wo CO2 Case11B	SCPC w CO2 Case12	SC oil w CO2 Case12B	NGCC wo CO2 Case13	oilCC wo CO2 Case13B	NGCC w CO2 Case14	oilCC w CO2 Case14B
Net power output(kWe)	635,850	635,850	635,850	517,135	517,135	517,135	550,150	550,150	545,995	545,995	560,360	560,360	481,890	481,890
Net plant HHV efficiency(%)	41.1	41.1	41.1	32.0	32.0	32.0	39.1	40.4	27.2	30.5	50.8	50.8	43.7	43.7
CO2Emissions (tons/year)	3,693,990	2,864,659	3,569,776	361,056	299,236	372,891	3,631,301	2,753,201	516,310	361,932	1,661,720	2,111,416	166,172	211,075
coal Flowrate(tonnes/day)	4,379			4,578		-	4,477		6,059					
ASPHALT Flowrate(tonnes/day)		3,066			3,202									
petroleum coke Flowrate(tonnes/day)			3,682			3,846								
heavy fuel oil Flowrate(tonnes/day)								2,717		3,572				
Light Oil												2,371		2,370
gas Flowrate(tons/day)											899		899	
steam cycle,psig/F/F	1800/1050/1050			1800/1000/1000			3500/1100/1100	3500/1100/1100	3500/1100/1100	3500/1100/1100	2400/1050/950	2400/1050/950	2400/1050/950	2400/1050/950
steam cycle,Mpa/C/C	12.4/566/566			12.4/538/538			24.1/593/593	24.1/593/593	24.1/593/593	24.1/593/593	16.5/566/510	16.5/566/510	16.5/566/510	16.5/566/510

0) 基本ケース(色塗り部)は全て「Cost and Performance Comparison of Fossil Energy Power Plants2007/1281」による

1) 送電端効率算出の為、「所内率」を想定。Petroleum cokeは、coalと同率で7%とした。LNGとOilは、同じで4%とした。ただし、IGCCのケースでは、ペトコ、アスファルトは、ASU負荷が若干減少するので、6.9%とした。(3桁では差無し)

最新型石油火力(超臨界圧)

2) Net plant HHV efficiency(%)の推定

case 5B: $41.1 / (1 - 0.069) = 44.1 (\%)$, $44.1 * (1 - 0.069) = 41.1 (\%)$

case 5C: $41.1 / (1 - 0.069) = 44.1 (\%)$, $44.1 * (1 - 0.069) = 41.1 (\%)$

case 6B: $32.0 / (1 - 0.069) = 34.4 (\%)$, $34.4 * (1 - 0.069) = 32.0 (\%)$

case 6C: $32.0 / (1 - 0.069) = 34.4 (\%)$, $34.4 * (1 - 0.069) = 32.0 (\%)$

case11B: $39.1 / (1 - 0.07) = 42.0 (\%)$, $42.0 * (1 - 0.04) = 40.4 (\%)$

case12B: $27.2 / (1 - 0.07) = 29.2 (\%)$, $29.2 * (1 - 0.04) = 30.5 (\%)$

case13B: $50.8 / (1 - 0.04) = 52.9 (\%)$, $52.9 * (1 - 0.04) = 50.8 (\%)$

case14B: $43.7 / (1 - 0.04) = 45.5 (\%)$, $45.5 * (1 - 0.04) = 43.7 (\%)$

3) 各燃料発熱量(HHV)およびCO2発生係数(ton/ton)は下記出典による。

地球温暖化対策の推進に関する法律施行令(平成11年政令第143号。一部改正平成18年4月1日施行)および特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する政令(平成18年3月経済産業省、環境省令第3号)を基に環境省が作成した「算定・報告・公表制度における算定方法・排出係数一覧」に準じ、<http://www.it-sys.co.jp/business/keisuu.html>

	発熱量	CO2発生係数(ton/ton)
Asphalt	$41.9 / 0.96 = 43.6 (\text{GJ/ton}) = 43.6 * 1000 (\text{MJ/ton})$	3.2
Petroleum coke	$35.6 / 0.98 = 36.3 (\text{GJ/ton}) = 36.3 * 1000 (\text{MJ/ton})$	3.32
Heavy fuel oil	$41.7 / 0.96 = 43.4 (\text{GJ/KL}) = 43.4 * 1000 / 0.86 = 50.3 (\text{MJ/ton})$	$2.98 / 0.86 = 3.47$
Light oil	$38.2 / 0.95 = 40.2 (\text{GJ/KL}) = 40.2 * 1000 / 0.86 = 46.7 (\text{MJ/ton})$	$2.62 / 0.86 = 3.05$
coal, Illinois No.6	$30.5 * 1000 (\text{MJ/ton})$	P-32
gas (LNG)	$53.0 * 1000 (\text{MJ/ton})$	P-33
		2.7

4) 必要燃料量の算出 (tonnes/day)

$(3.6 [\text{MJ/kW}] / \text{燃料発熱量} [\text{MJ/ton}]) * (\text{送電端出力} [\text{KWh}] / \text{発電端効率}) * 24 [\text{day/h}]$

5) coal, gasの燃料量は、0)より引用

coal (case5): $402289 (\text{lb/h}) / 2205 * 24 = 4379 (\text{tonnes/day})$ P-230

coal (case6): $420559 (\text{lb/h}) / 2205 * 24 = 4578 (\text{tonnes/day})$ P-266

gas (case13): $411282 (\text{lb/h}) / 2205 * 24 = 4477 (\text{tonnes/day})$ P-376

gas (case14): $556627 (\text{lb/h}) / 2205 * 24 = 6059 (\text{tonnes/day})$ P-402

6) CO2排出係数より各燃料の排出量を求めた。

7) 燃焼ガス量(設備規模比較の必要)

	c(w%)	H(w%)	o(w%)	A0	空気比	G	燃焼ガス量(Nm3/h)	
Asphalt	93	6		8.28	1.15	10.1954 (Nm3/kg)	1302367	case5B
							1360424	case6B
Petroleum coke	95	4		8.46	1.15	10.1709 (Nm3/kg)	1560511	case5c
							1630077	case6c
Heavy fuel oil	88	11		7.85	1.15	10.2567 (Nm3/kg)	1161244	case11B
							1526555	case12B
coal, Illinois No.6	71.2	5.06	7.75	6.34	1.2	8.1735 (Nm3/kg)	1491331	case5
							1559103	case6
							1524706	case11
							2063479	case12

以上

P-4 重油専焼 建設費 の算出

Net power output (kWe)	550,150	550,150	545,995	545,995
Net plant HHV efficiency(%) 1),2)	39.1	40.4	27.2	30.5
CO2 Emissions (tons/year)	3,631,301	2,753,201	516,310	361,932
coal Flowrate(tonns/day)	4,477		6,059	
heavy fuel oil Frowrate(kL/day)		2,717		3,572

発熱量
30.5*1000 (MJ/ton)
50.3*1000 (MJ/ton)

ITEM from NETL2007/1281	SC PC wo CO2 Case11	SC OIL wo CO2 Case11B	SC PC wo CO2 Case11	SC OIL wo CO2 Case11B
<建設費>	from P-395	[KUS \$]	from P-291	[KUS \$]
1 COAL & SORBENT HANDLING	36,389	3,639	45,389	4,539
2 COAL & SORBENT PREP & FEED	17,068	1,707	21,527	2,153
3 FEEDWATER & MISC. BOP SYSTEMS	74,795	74,795	101,870	101,870
4 PCBOILERIER & ACCESSORIES				
4.1 PC Boiler & Accessories	280,708	218,952	360,332	281,059
4.2 SCR (w/4.1)	0	0	0	0
4.3 Open	0	0	0	0
4.4-4.9 Boiler BoP (w/ ID Fans)	0	0	0	0
5 FLUE GAS CLEANUP	126,203	109,797	164,670	141,616
5B CO2 REMOVAL & COMPRESSION	0	0	457,207	356,742
6 COMBUSTION TURBINE/ACCESSORIES	0	0	0	0
6.1 Combustion Turbine Generator	0	0	0	0
6.2-6.9 Combustion Turbine Other	0	0	0	0
7 HRSG, DUCTING & STACK				
7.1 Heat Recovery Steam Generator	0	0	0	0
7.2-7.9 HRSG Accessories, Ductwork and Stack	35,801	31,147	38,388	33,014
8 STEAM TURBINE GENERATOR				
8.1 Steam TG & Accessories	66,606	66,606	73,471	73,471
8.2-8.9 Turbine Plant Auxiliaries and Steam Piping	45,625	45,625	53,436	53,436
9 COOLING WATER SYSTEM	37,283	37,283	65,255	65,255
10 ASH/SPENT SORBENT HANDLING SYS	12,069	0	14,699	0
11 ACCESSORY ELECTRIC PLANT	47,183	47,183	73,343	73,343
12 INSTRUMENTATION & CONTROL	20,285	20,285	24,174	24,174
13 IMPROVEMENTS TO SITE	13,434	13,434	15,026	15,026
14 BUILDINGS & STRUCTURES	52,943	43,636	58,287	47,351
TOTAL (1-14)	866,392	714,089	1,567,074	1,273,048
<燃料費>				
17.1 FUEL量(ton/day)	4,477	2,717	6,059	3,572
172 燃料単価				
TOTAL (17)	0	0	0	0

最新型石油火力(超臨界圧)

重油は石炭の10%(TY含まず)

重油は石炭の10%(TY含まず)

同等

↑ 更にボイラー容積比でOILは0.9.
排ガス風量比(11B/11=116万/152万)の^{0.5}=>0.87
排ガス風量比(12B/12=153万/206万)の^{0.5}=>0.86
↓ 更にボイラー容積比でOILは0.9.

排ガス風量比(11B/11=116万/152万)の^{0.5}=>0.87
排ガス風量比(12B/12=153万/206万)の^{0.5}=>0.86
(CO2比)^{0.7}=(362/516)^{0.7}= 0.7106

同等

同等

同等

排ガス風量比(11B/11=116万/152万)の^{0.5}=>0.87
排ガス風量比(12B/12=153万/206万)の^{0.5}=>0.86

同等

同等

同等

アッシュがないので、0

同等

同等

同等

建設総額比

項目				記号	単位	共通	日本の既往文献からの推定			NETLおよびNETLからの推定														算定式	出典	備考			
							LNG	石油	石炭	ShellIGCC wo CO2 Case5	AsphaltIGCC wo CO2 case5B	ベトコIGCC wo CO2 Case5C	ShellIGCC w CO2 Case6	AsphaltIGCC w CO2 Case6B	ベトコIGCC w CO2 Case6C	SOPC wo CO2 Case11	SC oil wo CO2 Case11B	SOPC w CO2 Case12	SC oil w CO2 Case12B	NGCC wo CO2 Case13	oilCC wo CO2 Case13B	NGCC w CO2 Case14	oilCC w CO2 Case14B						
行番号/列番号	A列			B列	C列	D列	E列	F列	G列	H列	I列	J列	K列	L列	M列	N列	O列	P列	Q列	R列	S列	T列	U列	V列	W列	X列			
発電プラント 資本費	1行	送電端出力	K	kWe						635,850	635,850	635,850	517,135	517,135	517,135	550,150	550,150	545,995	545,995	560,380	560,380	481,890	481,890		NETL設定値、IAE推定値				
	2行	設備利用率	ave	%						80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%		NETL設定値				
	3行	直接建設費	Cd	M\$('07)						1,257	899	1,070	1,380	1,020	1,196	866	714	1,567	1,273	311	314	565	613		NETL設定値、IAE推定値				
	4行	建設単価	Cu,us	\$('07)/kW						1,977	1,414	1,683	2,668	1,972	2,313	1,575	1,298	2,870	2,332	554	560	1,172	1,271		$Cu,us = Cd \times 10^{-6} / K$				
	5行	資本費係数	fc	-	1.1																				IAE設定値	直接建設費を総建設費に適用する係数。 建中利子や工事費などを考慮するためのもの。			
	6行	総建設費	Ct	M\$('07)						1,382	989	1,177	1,517	1,122	1,316	953	785	1,724	1,400	342	345	621	674		$Ct = fc \times Cd$				
	7行																												
	8行	ロケーションファクター(米国)	LF,us	-	87.7																					「2010 PCI/LF」日本機械輸出組合			
	9行	ロケーションファクター(日本)	LF,jp	-	100																					「2010 PCI/LF」日本機械輸出組合			
	10行	為替レート	exr	¥/\$	88.2																					「2010 PCI/LF」日本機械輸出組合			
	11行	PCI('07)	PCI,07	-	153.7																					「2010 PCI/LF」日本機械輸出組合			
	12行	PCI('10)	PCI,10	-	124.3																					「2010 PCI/LF」日本機械輸出組合			
	13行	日米補正係数	adj,us,jp	-	1.5						1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5		IAE設定値	実感に合わせるための補正			
	14行	燃料種別補正係数	adj,fuel	-							1.2	1.0	1.0	1.2	1.0	1.0	1.2	1.0	1.2	1.0	1.2	1.0	1.0		IAE設定値				
	15行	場所・基準年・補正係数による補正後の総建設費	Ct,jp,2010	MY('10)						229,500	79,600	201,600														$Ct,jp,2010 = adj,us,jp \times adj,fuel \times Ct \times (LF,jp / LF,us) \times exr \times (PCI,10 / PCI,07)$			
	16行	建設単価	Cu,jp	万円/kW							31.8	19.0	22.6	43.0	26.5	31.0	25.4	17.4	46.2	31.3	8.9	7.5	18.9	17.1		$Cu,jp = Ct,jp,2010 \times 10^{-2} / K$			
	17行																												
	18行	償却年数	N	年	15																						藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表3		
	19行	実質利率	dr	%	3%																						藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表3		
	20行	資本回収係数	crf	%	8%																						$crf = dr \times (1 + dr)^N / [(1 + dr)^N - 1]$		
	21行	保険	ins	%	0%																						IAE設定値		
	22行	諸税	tax	%	0%																						IAE設定値		
	23行	資本費率	fcr	%	8%																						$fcr = crf + ins + tax$		
	24行	年資本費	Ccap	MY('10)/yr						19,224	6,668	16,887															$Ccap = Ct,jp,2010 \times fcr$		
O & M 費	25行	原子力部会 モデルプラント建設単価	MCu	万円/kW					15.3	19.9	22.4															藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表1			
	26行	原子力部会 送電端出力	MPe	万kW					150	40	90																藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表1		
	27行	原子力部会 設備利用率	em	%					80%	80%	80%																藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表2		
	28行	原子力部会結果 修繕費	cm	¥/kWh					0.46	0.50	0.52																藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表4		
	29行	原子力部会結果 諸費	co	¥/kWh					0.14	0.27	0.35																藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表4		
	30行	原子力部会結果 その他運転維持費	cx	¥/kWh					0.14	0.26	0.22																藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表4		
	31行	修繕費率	fm	%					2.1%	1.8%	1.6%																$fm = cm / (MPe \times 10^4 + 8760 \times em) / (MCu \times 10^4 \times (MPe \times 10^4))$	業務分担費、事業税 建設費に占める修繕費の割合。 モデルプラントの建設費総額を、建設費総額で割って求めた値	
	32行	諸費率	fo	%					0.6%	1.0%	1.1%																	$fo = co / (MPe \times 10^4 + 8760 \times em) / (MCu \times 10^4 \times (MPe \times 10^4))$	建設費に占める、その他の運転維持費の割合。 モデルプラントのその他の運転維持費総額を、建設費総額で割って求めた値
	33行	その他年運転維持費率	fx	%					0.6%	0.9%	0.7%																	$fx = cx / (MPe \times 10^4 + 8760 \times em) / (MCu \times 10^4 \times (MPe \times 10^4))$	モデルプラントのその他の運転維持費総額を、建設費総額で割って求めた値
	34行	発電所運転要員	Ope	人					35	35	40																IAE設定値	5班4員2交代、1班員(石炭3、石油3、LNG2人)、保守15人、技術5人	
	35行	人件費単価	Cu,pl	百万円/yr/人	10																						IAE設定値(社保込)		
CO2分離回収	36行	年修繕費	Cm	MY('10)/yr				405	117	275																	$Cm = Ccap \times fm$		
	37行	年諸費	Co	MY('10)/yr				123	63	185																	$Co = Ccap \times fo$		
	38行	年人件費	Cp	MY('10)/yr				350	350	400																	$Cp = Ope \times Cu,pl$		
	39行	その他年運転維持費	Cx	MY('10)/yr				123	61	116																	$Cx = Ccap \times fx$		
	40行	CO2分離回収用 運転要員	Ope,rec	人	2																						IAE設定値		
	41行	人件費単価	Cu,rec	百万円/yr/人	10																						IAE設定値		
O & M 費	42行	吸収液消耗原単位	Mu,abs	kg/tonCO2	0.49																						RITE H17地中貯留報告書 p1543表3.3-4		
	43行	吸収液単価	Pu,abs	円/kg	880																						RITE H17地中貯留報告書 p1543表3.3-4		
	44行	年間CO2排出量	Emiy	百万トンCO2/yr																							IAE推定値		
	45行	CO2回収率	rec	%						0%	0%	0%	90%	90%	90%	0%	0%	90%	90%	0%	0%	90%	90%			NETL設定値			
	46行	年間CO2回収量	recCO2y	百万トンCO2/yr						0	0	0	3.2	2.7	3.4	0	0	4.6	3.3	0	0	1.5	1.9				$recCO2y = Emiy / (1 - rec) \times rec$		
	47行	分離回収 年O&M費	Orec	MY('10)/yr						0	0	0	1,421	1,181	1,467	0	0	2,024	1,425	0	0	665	839				$Orec,util = recCO2y \times Mu,abs \times Pu,abs + Ope,rec \times Cu,rec$		
燃料費	48行	燃料発熱量	heat	kcal/kg, kcal/L				13,000	9,800	6,200																	藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表3		
	49行	熱効率	eff	%				48.4%	39.4%	41.8%																	藤田・鈴木「原子力発電の経済性に関する考察」表3		
	50行	燃料消費量	Fc	ton/yr				1,436,796	624,353	2,082,980																	NETL以外では $Fc = K \times 8760 \times ave \times 8800 / (kcal / kWh) / (heat \times eff \times 10^{-3})$		
	51行	燃料費単価	Cuf	¥/ton				42,693	46,708	9,053																	LNG、石油、石炭(一般型)は、2010年度の実績の平均値(税別)		
	52行	年間燃料費	Cfuel	MY('10)/yr				61,341	29,162	18,948																	$Cfuel = Fc \times Cuf / 10^{-6}$	SCGおよび重油(低硫黄)価格、oilCCは軽油価格	
発電原価	53行	発電原価(分離回収無し)	COE,ref	¥('10)/kWh				7.8	13.0	5.8																	$COE,ref = (Ccap \times Cm \times Cu,rec + Cx \times Cu,abs) \times 10^{-6} / (K \times 8760 \times ave)$		
	54行	発電原価(分離回収有り)	COE,cap	¥('10)/kWh																							$COE,cap = (Ccap \times Cm \times Cu,rec + Cx \times Cu,abs) \times 10^{-6} / (K \times 8760 \times ave)$		

判例

	入力値(NETL値、NETLからの推定値)
	入力値(設定値)
	入力値(暫定値)
	出力値(計算途中に利用)
	出力値(発電原価の計算に利用)
	出力値(発電原価)