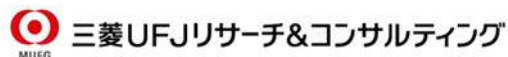


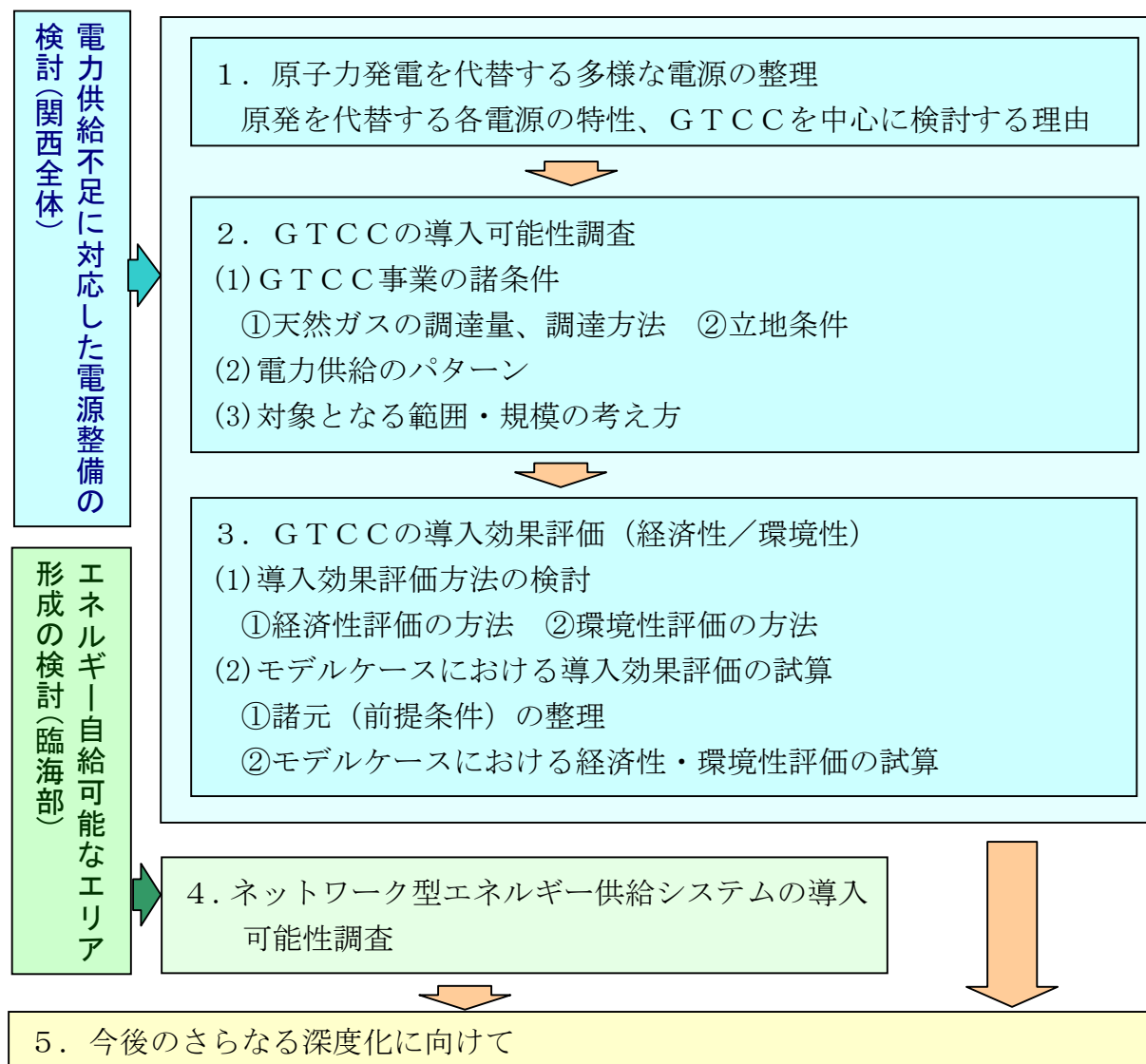
## エネルギー供給拠点等に関する調査業務 報告書(概要版)

平成 24 年 3 月



現下のエネルギー情勢に鑑み、関西においても、電力供給不足に対応した電源確保が必須であるとともに、災害時にも自立的に発電・供給できるエネルギー自給が可能なエリア形成が望ましい。このように、エネルギー供給については、多様なエネルギー形態を最適に組み合わせることが重要である。

本調査においては、電力供給不足に対応した電源整備を視野に入れ、夢洲以外も含めた関西における天然ガス焼きガスタービンコンバインドサイクル発電（以下GTCCとする）の導入可能性調査、およびエネルギー自給可能なエリア形成を視野に入れ、夢洲を中心とした臨海部のネットワーク型エネルギー供給システムの検討の大きく2つの調査を行っている。



## 1. 原子力発電を代替する多様な電源の整理

- 原子力発電に代わる電源としては、火力発電あるいは再生可能エネルギーの活用が考えられる。但し、数 10 万 kW 級の大規模な電源確保という観点に立つと、再生可能エネルギーは、発電能力に限界があるとともに、出力が自然環境に左右されることから、当面の代替電源とするには不十分である。

再生可能エネルギー	発電能力に関するコメント
太陽光発電 (メガソーラー含む)	一般家庭の屋根や屋上などに取り付けられている太陽光発電は、概ね 2kW から 4kW 程度の発電能力。メガソーラーについては、1カ所で 1,000kW~20,000kW 程度の発電能力（電気事業連合会HPより）。
風力発電	国内最大の風力発電所である郡山布引高原風力発電所（福島県）で合計出力 65,980kW である。大規模な敷地面積も要するという制約条件もある（電源開発HPより）。
バイオマス発電	国内最大のバイオマス専焼発電所である川崎バイオマス発電所（神奈川県）で発電規模は 33,000 kW である。燃料である木質バイオマスの収集という制約条件もある（住友林業HPより）。

- そこで、原子力発電に代わる電源として、火力発電が有望と考えられる。

視点	石油	石炭	天然ガス（GTCC）
経済面の特性	△ ・発電コストに占める燃料費が非常に高く、ベース稼働では経済性がない※1	◎ ・建設コストは高いが燃料費が安く、高稼働（ベース運用）での経済性で優位※1	○ ・建設コストは安い燃料費が高く、高稼働（ベース）での経済性が石炭に劣る※1
環境面の特性	△ ・CO <sub>2</sub> 排出係数が 0.66kgCO <sub>2</sub> /kWh と高い値である※1	△ ・CO <sub>2</sub> 排出係数が 0.78kgCO <sub>2</sub> /kWh と最も高い※1	◎ ・CO <sub>2</sub> 排出係数が 0.35kgCO <sub>2</sub> /kWh と最も低い※1
燃料の調達性	△ ・使用可能な原油が低硫黄原油に限られ、供給の減退が予測※3	○ ・可採年数が 122 年であり、燃料資源が比較的豊富にある※3	○ ・可採年数が 60 年。但し、シェールガスなどの開発が進む※3
その他	× ・全発電電力量に占める割合が減少傾向※4	○ ・技術革新の余地が大きい※1	○ ・技術革新の余地が大きい※1

※ 評価において、◎は非常に優れる、○はやや優れる、△はやや劣る、×は非常に劣る（資料）※1：コスト等検証委員会報告書（平成 23 年 12 月、エネルギー・環境会議）

※2：関西電力からの意見、※3：資源エネルギー庁HP

※4：中央電力協議会「平成 22 年度供給計画の概要（平成 22 年 3 月）」等より

- 上記の検討に基づくと、原子力発電に代わる電源としては、石炭火力発電あるいは天然ガス火力発電のいずれかが有望であると考えられる。
- 経済特性でみると石炭火力の方が有力であると言えるが、大阪市が中心となり、将来的には大阪府域、関西全体におけるエネルギー戦略を行政も関わって推進を検討する本業務においては、環境特性に優れているGTCCを、1つの選択肢として検討していくものとする。

## 2. GTCCの導入可能性調査

### (1) GTCC事業の諸条件

#### ① 天然ガスの調達について

- ・天然ガスについて、わが国ではわずかな量しか採掘することができず、ほとんどの量を輸入に頼らざるを得ない。しかも、わが国は島国であるため、隣接国から天然ガス（気体）のままパイプライン等で調達することができず、液化天然ガス（LNG）の状態ですらタンカーで輸送することになる。
- ・市場価格をみると、年間変動を繰り返しながらも、増加基調にあるとともに、欧米諸国に比べ現在の日本のガス価格は高い。
- ・関西には5つのLNG基地があり、その基地からパイプラインを通じて調達する方法が考えられるが、新規大型LNG火力発電所のガス需要に対応できるだけの設備余力がない可能性も考えられる。大規模な発電所整備の場合には、新たにLNG基地を整備して、直接調達することが必要となる。

#### ② 立地条件

- ・立地条件については、以下のような項目に留意する必要がある。

項目	概要
地盤強度	硬質であるほど建設コストが小さく、かつ安全である
天然ガス調達	LNG基地からパイプラインで調達する場合と、発電所に近接してLNG基地を立地させる場合がある
冷却水の確保	臨海部、河川沿いである必要がある
用地面積	100万kW級であれば、5～20ha程度の用地が必要となる
電力の供給	送電網に近接していることが望ましい
その他	発電所立地ができる用途地域で、住宅や学校等の生活施設に隣接しない

### (2) 電力供給のパターン

- ・電力供給のパターンについては、一般電気事業者が発電し供給するパターンや各工場での自家発電設備から売電するパターンがあるが、本業務では、PPS（特定規模電気事業者）や新たな事業会社が、GTCCを整備して売電するパターンに絞り、そのパターンを前提として実現可能性の検討を進める。

### (3) 電力供給の対象となる範囲・規模の考え方

- ・以下に示すような大きく2つの規模のケースを設定する。

規模	概要
ケース1. 大規模設備	系統電力への供給を想定した大型電源として、東京都で検討されている同様設備の規模を勘案し、100万kW級を設定。
ケース2. 小規模設備	小型タービン1基分程度の規模とし、ケース1の1/10程度の規模を想定し、10万kW級を設定。

### 3. GTCCの導入効果評価(経済性/環境性)

#### (1) 導入効果評価方法の検討

- ・経済性の評価については、プロジェクトIRR（プロジェクトの内部収益率）を算出することで実施し、環境性の評価については、対石炭CO<sub>2</sub>削減効果を算出することで実施した。

#### (2) モデルケースにおける導入効果評価の試算

##### ① 試算結果

- ・ケース1（大規模設備）、ケース2（小規模設備）での試算結果を以下に示す。

	ケース1. 大規模設備	ケース2. 小規模設備
発電容量(万kW)	100	10
売電単価(円/kWh)	10	10
天然ガス年間調達量(t)	906,012	94,299
初期投資(千円)	123,333,333	15,333,333
初年度営業収益(千円)	70,080,000	7,008,000
初年度営業費用(千円)	66,929,582	7,249,334
初年度営業外費用(千円)	2,590,000	322,000
初年度税引前純利益(千円)	560,418	-563,334
○経済性評価 ・IRR(内部収益率)	4.0%	-1.4%
○環境性評価 ・対石炭CO <sub>2</sub> 削減効果(万tCO <sub>2</sub> )	301	30

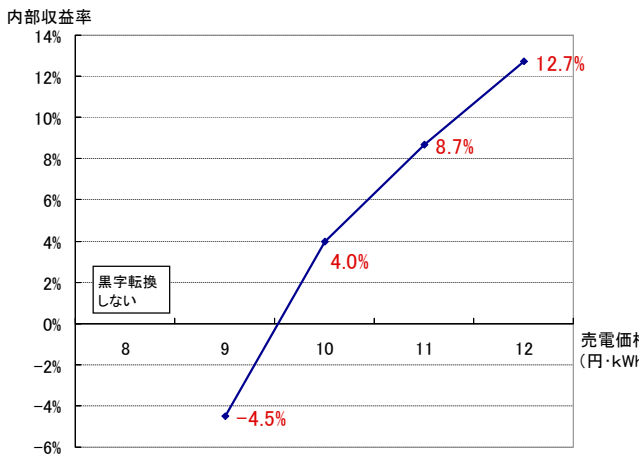
※ 電源線および燃料経費(LNG 基地費用、パイプライン費用)は含まず

- ・上記のように、売電単価 10 円/kWh とすると、IRRは、ケース1で 4.0% であり、ケース2ではその値を5%程度下回った結果となっている。大規模設備のケース1の方が、発電容量あたりの建設コストの抑制ができることや高い発電効率が見込めることなどより、小規模設備のケース2よりも経済性が高いという結果になっている。ただ、ケース2においても、今後の発電効率の改善や排熱の利用などによって、経済性が改善されることは十分に考えられる。
- ・一方、環境性評価については、100 万 kW 級の大規模設備のケース1で、同規模の石炭火力発電に比べ、約 300 万 tCO<sub>2</sub> の削減効果が見られる。CO<sub>2</sub> 削減効果を金額換算すると約 47 億円となり、初年度営業収益の約 700 億円の約 7% を占めるほどの効果である。但し、GTCCは、石炭火力発電に比べると約 84 億円のコスト高になっており、CO<sub>2</sub> 削減効果の金額換算値の約 1.8 倍である。
- ・GTCCは石炭等に比べて温室効果ガスの排出量は低いものの、社会的コスト増はその金額換算分以上になるということを認識する必要がある、コスト増以上に環境負荷軽減を重視するという方針によって成立するものである

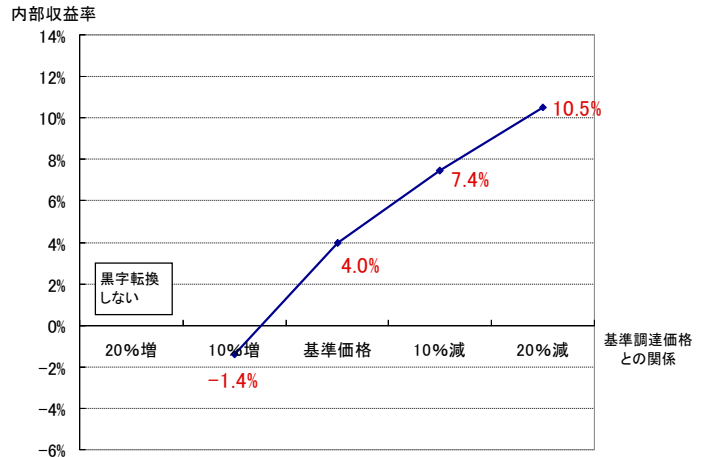
## ② 売電価格や天然ガス調達単価による感度分析

- ・大規模設備のケース1において、売電価格の基準パターン10円から増減、および天然ガス調達単価の基準パターン55,851円/tから増減した際に、経済性評価の指標であるIRRがどの程度変化するかといった感度分析を試みた。

○売電価格の増減によるIRRの変化



○天然ガス調達単価の増減によるIRRの変化

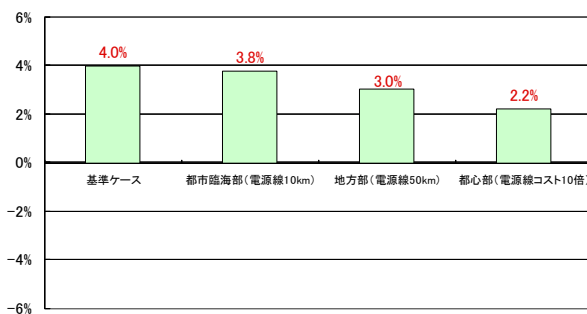


- ・上記のように、売電価格、天然ガス調達単価とも、10%、20%増減することによって、IRRの値は大きく変化することになる。
- ・今後、詳細に経済性評価をしたうえで事業化を進めていく上で、売電契約を締結するにあたっては、少しでも有利な価格で協議することがポイントであるとともに、天然ガスの調達契約にあたっては、安定したロットを少しでも安く調達できるような方法を模索することがポイントとなる。

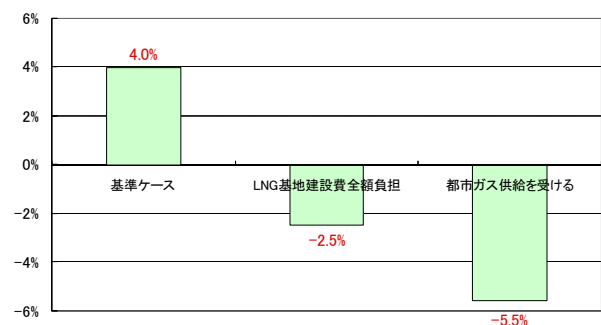
## ③ 電源線やLNG基地との近接性など立地条件による感度分析

- ・また、電源線やLNG基地との近接性など立地条件による感度分析を行った。

○電源線コストの増減によるIRRの変化



○天然ガスの調達コストの増減によるIRRの変化



- ・上記に示すように、立地場所(変電施設の距離等)に伴う電源線コストの変動によるIRRの変化はそれほど大きくないが、LNG基地の新設や都市ガスの供給などに伴う天然ガス調達コストの変動によるIRRの変化は大きい。
- ・既存のLNG基地を利用可能であることが最善であるが、隣接地にLNG基地を新設する場合でも、できるだけ共同利用を行うことで負担割合を減らすことが、経済性を向上させるために重要なポイントとなる。



## 4. ネットワーク型エネルギー供給システムの導入可能性調査

### (1) ネットワーク型エネルギー供給システムの位置づけ

- ・これまで記載した、電力供給不足に対応した電源整備を視野に入れたG T C Cの導入可能性調査とは別に、エネルギー自給可能なエリア形成を視野に入れた臨海部における「ネットワーク型エネルギー供給システム」の検討を行った。
- ・ネットワーク型エネルギー供給システムには、以下の3つのパターンがある。

- ①電力会社の系統電力を共用受電設備で受け、自営線のネットワークで結びエリア内施設に安価で供給するとともに、蓄電池により蓄電を行い災害時に備える
- ②エリア内の発電施設と自営線のネットワークで結んでエリア内施設に電力供給し、災害時においても電力の自給が可能になるようにする
- ③カセット式の蓄電池により、通常時は車両の電源に用いるとともに、災害時には防災拠点の自立電源に用いるようにする

- ・大阪市の臨海部においても、既に関連した検討や実証実験が進められており、それらの成果を活用し、実用化に向けての課題をクリアしつつ、進めていくものとする。

### (2) 関係主体による検討状況

- ・平成23年12月に指定された「関西イノベーション国際戦略総合特区」において、大阪市の臨海部（夢洲・咲洲地区）では「湾岸部スマートコミュニティ実証によるパッケージ輸出の促進」が位置づけられており、以下に示すような検討や実証実験などが進められている。

- ① 多様なエネルギーを利用した電力インフラのシステム構築
- ② 咲洲スマートコミュニティ実証事業
- ③ 夢洲・咲洲・舞洲地区カセット式バッテリー事業

### (3) 実現化に向けた課題

- ・実現化する場合には、発電施設をネットワーク化するためのインフラ整備に係る費用負担の問題や、これらの電力を蓄電し安定性を確保する蓄電設備の費用負担や運営方法に係る問題が生じ、これらを検討、調整しながら進めていく必要があるとともに、通常時や非常時にそれぞれどのような送電形態を採用するかを十分に検討した上で、一般電気事業者との系統連系の方法についても具体的に調整しておく必要がある。
- ・このようなネットワークシステムを構築しようとする、どうしても公共主体の負担も必要になり、これらの意義について市民や府民などへの理解を促進することが必要である。また、地区内の企業誘致のためのプロモーション活動も併せて実施することも必要である。

## 5. 今後のさらなる深度化に向けて

### (1) 事業化に向けて必要なプロセス

- ・ G T C C 事業化に向けて、発電事業の構想・計画から環境影響評価、建設工事・運転までに必要なプロセスを以下に示す。

ステップ		必要なプロセス
STEP1	基本構想の検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>○将来の需給状況を想定し、必要規模、導入時期を検討</li> <li>○事業主体の検討</li> <li>○電源構成の検討               <ul style="list-style-type: none"> <li>・環境負荷特性、エネルギーセキュリティ、経済性等を勘案して決定</li> </ul> </li> </ul>
STEP2	地点選定調査	<ul style="list-style-type: none"> <li>○立地制約の有無調査               <ul style="list-style-type: none"> <li>・法律的規制（自然公園法、公有水面埋立法等）</li> <li>・特記的自然環境（名勝の有無等）</li> <li>・地点特性（地形、冷却水・送変電用地確保等）</li> <li>・用地取得の見通し</li> <li>・地元情勢、インフラ条件 等</li> </ul> </li> </ul>
STEP3	計画地点の選定	<ul style="list-style-type: none"> <li>○電源開発に係る基本構想の検討、立地制約の有無など地点選定調査等を踏まえ、経済性・事業性を総合的に判断し、事業者としての発電所建設計画地点を選定</li> </ul>
STEP4	建設計画の公表 環境影響評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>○規模（kW級）、時期、燃料種、地点などを公表</li> <li>○建設計画と同時期に環境影響評価を開始               <ul style="list-style-type: none"> <li>・方法書の作成（記載項目：事業内容、事業背景・経緯・必要性、地域特性、環境保全の配慮に係る検討経緯・内容、環境影響評価項目（大気・水・動植物・景観・廃棄物・温室効果ガス等）、調査・予測・評価手法）</li> <li>・調査、予測、評価</li> <li>・準備書の作成</li> <li>・評価書の作成</li> </ul> </li> </ul>
STEP5	建設工事、運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>○建設工事中、運転開始後の環境保全措置               <ul style="list-style-type: none"> <li>・環境保全協定の遵守</li> <li>・環境監視の実施</li> <li>・事後調査の実施</li> </ul> </li> </ul>

(資料) 環境省戦略的環境アセスメント HP、富山新港火力発電所環境影響評価方法書等より加工

## (2) 今後の検討事項

### ① 事業規模や立地場所の選定および関連法制度や系統連系等の確認

- ・本業務の成果も活用しつつ、将来の需給状況を想定しつつ、G T C Cの事業規模および立地場所を選定し、それらの関連法制度や自然的条件、系統連系やL N G基地などインフラ条件の確認を行う必要がある。

### ② 運営主体・事業手法の確立

- ・上記①の検討とセットになるが、本事業の運営主体や事業手法を継続して検討し、確立する必要がある。
- ・今後、関心ある事業者の輪を広げ、運営に関わる主体を探索することが必要である。

### ③ 資金調達方法の検討

- ・初期投資の資金調達によって事業性が大きく変動することから、プロジェクトファイナンスなどの資金調達方法について、積極的に関わる金融機関やより条件の良い金融商品を模索するとともに、関連する公的な補助金などについても検討することが重要である。

### ④ 周辺事業者、関係行政との合意形成

- ・立地場所によって、周辺事業者や地元・周辺行政との調整、合意形成が必要となり、構想段階レベルから積極的にこのような主体と調整を図っていくことが重要である。

### ⑤ プロジェクトIRRが5%以上など事業実施可能な採算性向上策の検討

- ・売電単価、天然ガス調達コスト、高効率で安価な設備、運営メンテナンスの工夫など採算性向上につながる方策を1つ1つ検討し、事業の継続性を担保する取組が必要である。

### ⑥ 上記検討事項を継続して議論する場の設定

- ・本事業は大阪市が主体となって実施してきたが、立地場所をはじめ、事業が及ぼす影響の範囲は、大阪府域や関西全域に及ぶ。
- ・次年度以降も継続して、上記のような検討事項を議論する場の設定が必要であり、府市統合本部や関西広域連合での検討を視野に入れておくことが求められる。