

イラク共和国  
南部大規模火力発電所  
建設事業準備調査

ファイナルレポート  
( 要 約 版 )

平成 24 年 3 月  
(2012 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東 電 設 計 株 式 会 社  
東 洋 エ ン ジ ニ ア リ ン グ 株 式 会 社  
三 菱 重 工 業 株 式 会 社  
ユ ニ コ イン タ ー ナ シ ョ ナ ル 株 式 会 社  
三 井 物 産 株 式 会 社

## 目 次

1.	調査の目的.....	1
2.	背景.....	1
3.	調査の流れ.....	3
4.	調査結果.....	4
4.1	電力セクターの現状と将来.....	4
4.2	発電所サイトの選定.....	7
4.3	発電方式の選定.....	11
4.4	送電ネットワークの制約.....	19
4.5	現地調査.....	21
4.6	基本設計.....	23
4.7	EPC コスト.....	30
4.8	EPC スケジュール.....	31
4.9	社会環境配慮.....	32
4.10	実施スケジュール.....	34
4.11	運転・保守.....	36
4.12	経済・財務分析.....	39
4.13	運用効果指標.....	39

## Abbreviations

略語	英文	和文
AC	Alternative Current	交流
ACC	Air Cooled Condenser	空冷復水器
C/C	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CCTPP	Combined Cycle Thermal Power Plant	コンバインドサイクル火力発電所
CT	Cooling Tower	冷却塔
DC	Direct Current	直流
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EOT	Equivalent Operation Time	等価運転時間
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設一括受注
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FOR	Forced Outage Rate	強制停止率
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉器
GT	Gas Turbine	ガスタービン
GTG	Gas Turbine Generator	ガスタービン発電機
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	廃熱回収ボイラ
HSD	High Speed Diesel	高速ディーゼル
IPP	Independent Power Producers	独立発電企業
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LOLE	Loss of Load Expectation	電力不足発生時間・停電時間期待値
LOLP	Loss of Load Probability	電力不足確率
LTSA	Long Term Service Agreement	ガスタービン長期保守契約
MOE	Ministry of Electricity	電力省
MOEN	Ministry of Environment	環境省
MP	Master Plan	マスタープラン
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
Pre-FS	Pre-Feasibility Study	予備調査
RO	Reverse Osmosis	逆浸透膜
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
STG	Steam Turbine Generator	蒸気タービン発電機
TDS	Total Dissolved Solid	溶解性蒸発残留物
TPP	Thermal Power Plant	火力発電所
USD	United States Dollar	米国ドル
WTP	Willing to Pay	期待価格
ZLD	Zero Liquid Discharge	ゼロ・リキッド・ディスチャージ

## 付表一覧

表 4-1	候補3地点の開発優先順位
表 4-2	LOLE Value
表 4-3	各発電方式のCO2排出量
表 4-4	各CCTPP機器構成の特徴
表 4-5	各CCTPP機器配置の諸元
表 4-6	各CCTPP機器構成間の発電コスト比較
表 4-7	主要設備一覧
表 4-8	発電所の性能諸元
表 4-9	概略EPCコスト
表 4-10	プロジェクト実施までのイベント
表 4-11	LTSAと個別発注の比較
表 4-12	年間運転・保守費用の固定費と変動費
表 4-13	FIRR計算結果
表 4-14	EIRR計算結果
表 4-15	運用効果指標

## 付図一覧

図 3-1	調査フロー
図 4-1	電力需要予測
図 4-2	電源開発計画
図 4-3	地域別需給バランス
図 4-4	候補3地点の位置
図 4-5	各発電方式の発電コスト
図 4-6	CCTPPの機器構成
図 4-7	GTシンプルサイクル先行運転開始による経済便益
図 4-8	2018年の設備負荷・電力潮流(Nasiryah IIプロジェクト全号機運転1,800MW)
図 4-9	ユーフラテス川の水位および流量(1987-2011年)
図 4-10	日平均気温(Nasiryah City)
図 4-11	Nasiryah IIプロジェクト予定ならびに既設Nasiryah発電所
図 4-12	2-on-1多軸コンバインドサイクル機器配置の例(900MW×2機)
図 4-13	蒸気タービン復水器冷却方式の意思決定フロー(河川冷却水源)
図 4-14	機器配置図
図 4-15	取水設備ならびに沈降分離槽
図 4-16	400kVケーブルルート
図 4-17	プロジェクトコスト評価フロー
図 4-18	EPCスケジュール(1トレイン)
図 4-19	プロジェクトスケジュール
図 4-20	発電所運営管理組織

## 付写真一覧

写真 4-1	Nasiryah project site 1
写真 4-2	Nasiryah project site 2

## 1. 調査の目的

本調査は、イラク国における電力供給力向上のため、イラク南部地域に 1,000MW 級<sup>1</sup>の火力発電所建設にかかる円借款の審査に必要な情報を収集し、予備調査（Pre-Feasibility Study）の発電所建設候補地点から 1 箇所を選定し、フィージビリティ調査（F/S）を行うものである。

## 2. 背景

イラク国においては、2008 年時点で 10,000MW の電力需要に対し、4,500MW の発電能力しか有しておらず、戦争の影響による発電、送配電施設の容量の低下、不安定な燃料の供給、老朽化した発電所における困難なスペアパーツの調達、新規発電所建設にかかる投資の停滞等に起因する大幅な電力供給能力の不足が生じている。なお、同国における最大の電力需要地は首都のバグダットであるが、その他南部、北部の主要都市にある工業地帯も主な需要地となっている。

電力セクターは我が国支援の重点分野の一つであり、円借款による支援実績としては「アルムサイブ火力発電所改修事業」、「電力セクター復興事業」、「クルド地域電力セクター復興事業」が挙げられる。

イラク国では、大部分の地域で一日に 10 時間以上の停電が続く等、市民生活や上水道・病院を始めとする基礎インフラへの電力供給が不安定な状況が継続しており、電力セクターの支援ニーズは高く、特に本格修復事業、新規発電案件の必要性が高まっている。そのため、イラク国政府は我が国政府に対し「南部大規模火力発電所建設事業」（以下「本事業」という。）に係る円借款事業を要請してきた。それを請け、2007 年 7 月から 2008 年 6 月まで旧 JBIC にて予備調査（Pre-Feasibility Study）を実施し、有望候補地 12 地点から、シャットアルバスラ（Shat Al-Basra）が発電所建設候補地として選定された。

イラク電力セクターは、発電・送電・配電施設の計画的な整備がなされていないことや施設の運営コストを賄うだけの電力料金が徴収されていないこと等が課題として挙げられる。最近では、一向に向上しない発電能力の向上を計るために、イラク国電力省は独立発電事業者による発電施設整備を念頭に置いた制度導入の準備を進めており、2008 年 11～12 月にはヨルダン国にて IPP（独立電源事業者）投資会議が開催され、今後は電力マスタープラン(M/P)に IPP 向け発電所の計画も盛り込んでいく旨が示された。同会議でイラク国電力省より発表された電力 M/P 概要において、建設候補地であるシャットアルバスラは、2011 年度に実施する事業候補として挙げられており、その後イラク側が予算

<sup>1</sup>本調査開始段階では、イラク電力開発 MP に基づいて開発規模を 1,000MW と想定していたが、フィージビリティ調査の段階でイラク電力省から出力増の要望があり、開発規模を 1,800MW 級（900MW×2 機）に増加させた。

措置を行いシャットアルバスラ以外のサイト選定の必要性が生じた。電力料金については 2008 年 1 月に改定がなされ、平均売電価格は 2.5 イラクディナール(0.21US セント)から 27.5 イラクディナール(2.3US セント)となっており、その後も 85 イラクディナール(7.0US セント)を目標とした平均売電価格の引き上げを計画している。

本事業の実施機関はイラク国電力省(MOE: Ministry of Electricity) であり、電力施設・設備の運営・維持管理と関連規制の双方に責任を有する。なお、近い将来の公社化・民営化は予定されていない。イラク国全土の電力施設の運営・維持管理を担当している同電力省は、数次の紛争・制裁期間中の厳しい制約下で実施可能な維持管理(日常的な修理を含む)等を行ってきており、潜在的には高い技術力を有し、約 7 万人の職員を擁している。うち送電局は約 1 万 2000 人、配電局は約 3 万人の職員から構成され、それぞれの局に技術者が約 15%程度在職している。

イラク国政府より我が国政府に対して新規円借款候補として本事業の要請が出たことから、本調査により新規円借款承諾に向け準備を行うものである。

上記の背景を踏まえ、本調査業務の実施にあたっては特に次の点に留意した。

- 旺盛な需要の伸びと供給力不足の解消に向けた動き
- 自国内エネルギー資源の有効活用
- 旺盛な資金ニーズと資金調達の困難性
- 大規模火力発電所立地上避けるべき地形地質
- 大規模火力発電所立地上避けるべき環境指定区域

### 3. 調査の流れ

本調査の流れは図 3-1 のとおりである。

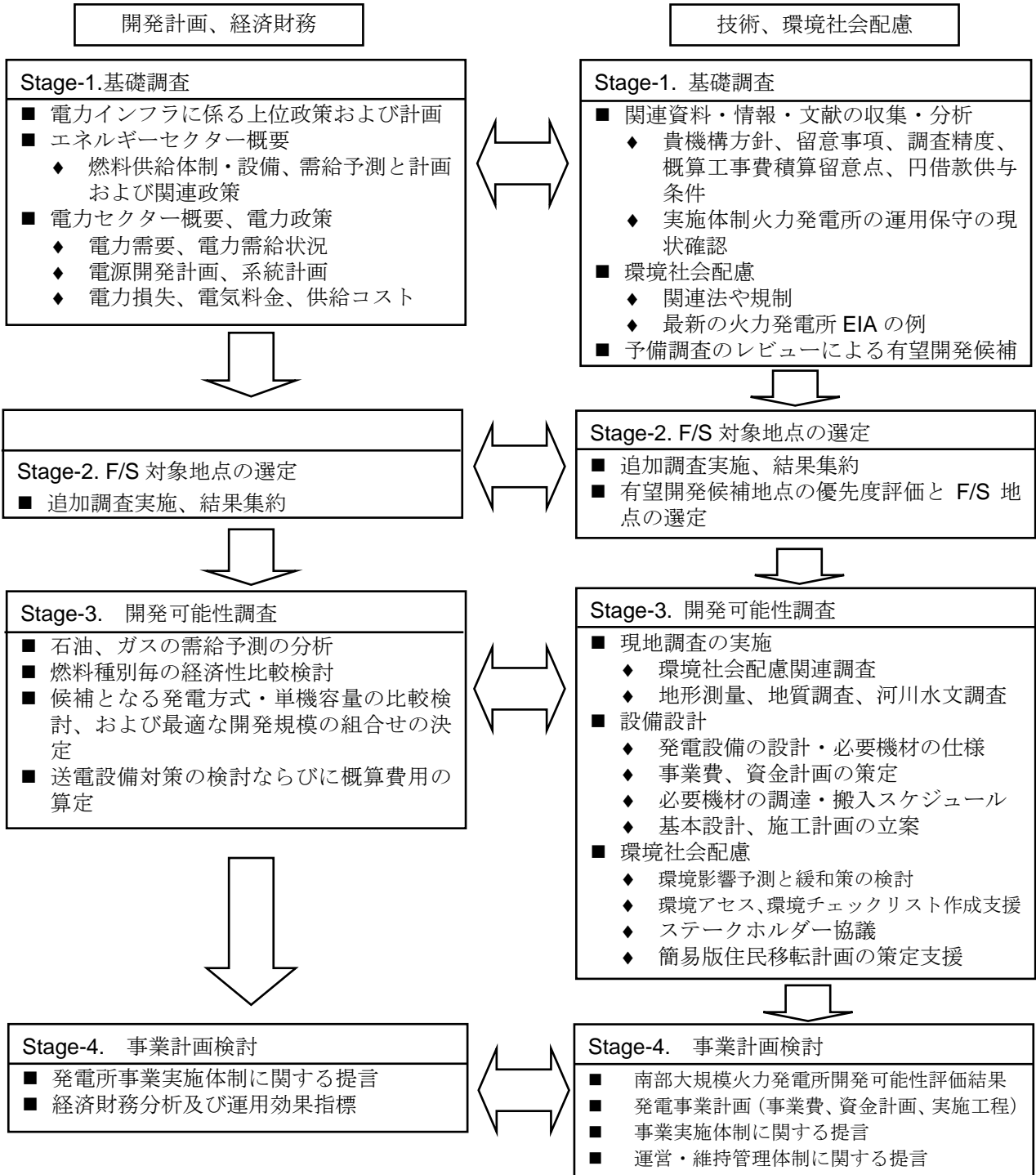


図 3-1 調査フロー

## 4. 調査結果

### 4.1 電力セクターの現状と将来

イラク電力省は、2010年12月に2030年まで見通した国家電力開発マスタープラン(MP)を策定している。これは、米国の資金支援によりコンサルタント(Parsons Brinckerhoff)の協力を得て作成されたものである。

同MPによれば、2010年時点で、約12,000MWの電力需要に対して、発電設備容量は9,700MW(イランからの購入電力700MWを含む)に過ぎず、供給力不足になっている。そのうえ、発電設備の事故が多発する傾向にあり、実質的な供給能力は9,000MWを下回っており、LOLP(Loss of Load Probability)値は72%と想定される。これは、年間8,760時間のうち、72%に相当する6,300時間は需要に対して十分な供給力が確保できず、需要抑制(Load shedding)を行っている状況を示している。

2030年までの電力需要想定を図4-1に示す。イラクのGDP成長率は年平均7%程度を見込んでおり、経済成長の原動力となる電力需要も2011年以降大きな伸びが見込まれている。今後20年間で電力需要は約20,000MW増加すると想定され、毎年1,000MW程度の増加が見込まれる。

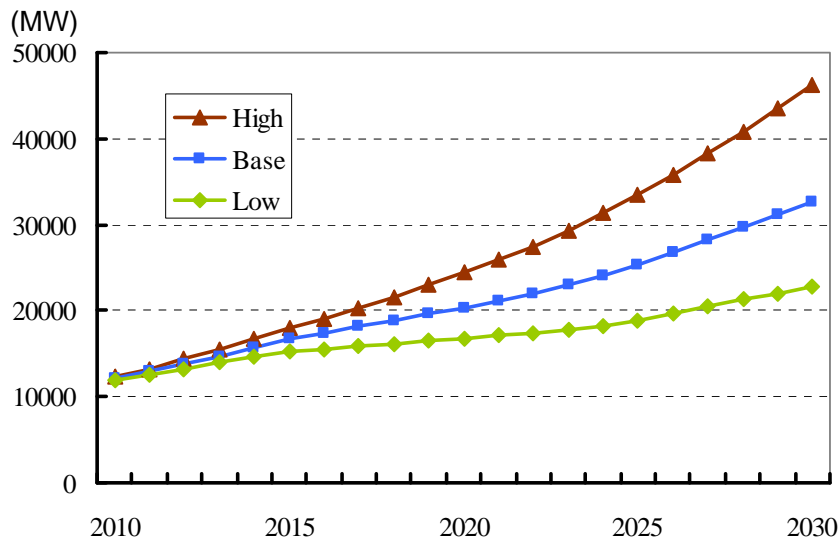


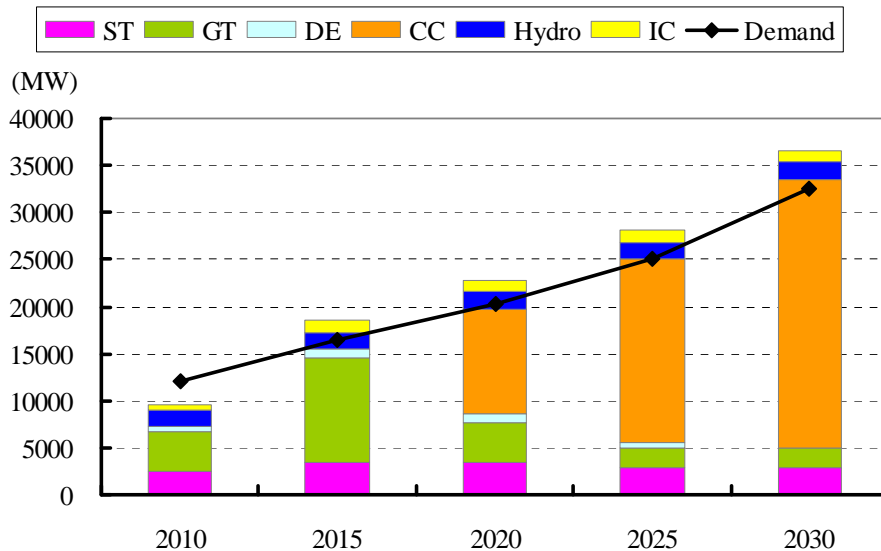
図4-1 電力需要予測 (Source: MP2010)

一方で、電源開発計画については、国産エネルギーである石油・ガスを燃料とした多数の火力発電プロジェクトが計画されており、急増する電力需要に対応した必要な供給信頼度を確保するためには、毎年1,300MW程度の発電所を建設・運転開始する必要がある。



る。同 MP において提案されている電源開発計画を図 4-2 に示す。基本的な考え方は以下の通りである。

- 将来の供給信頼度の目標は、LOLP 値 0.3% (Loss of Load Expectation: LOLE 値で 26 時間程度) としている。
- 当面の電力不足を解消するため、短工期で開発が可能なガスタービン(GT)を積極的に開発する。その際に、使用する燃料については、その場所で当面使用可能な燃料とする。
- その後、ガスのパイプラインを整備し、燃料を安価なガスに転換する。
- また、当面の電力不足解消を目的として設置したガスタービンは熱効率が低いため、熱効率の向上を目的として、ガスタービン 2 台に蒸気タービン 1 台を付加して、コンバインドサイクル化を図る。



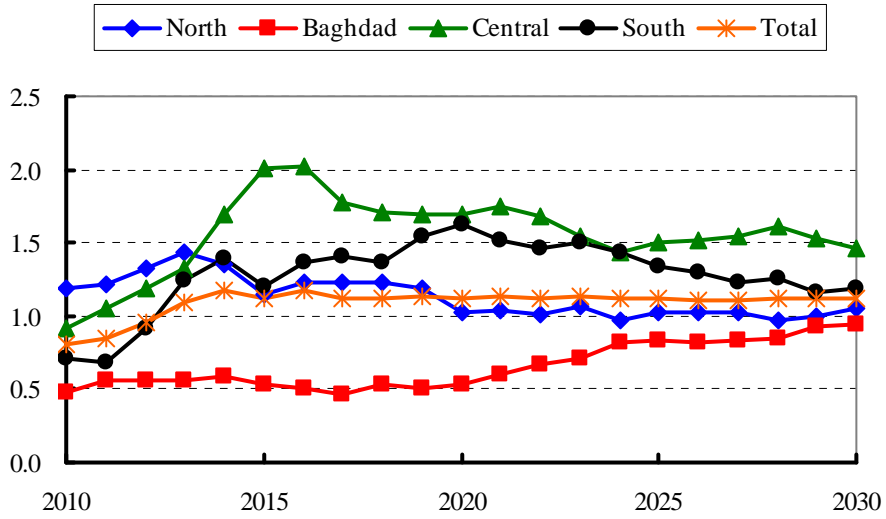
(Source: Study Team create based on

図 4-2 電源開発計画

これにより、イラク電力システムの火力発電総合熱効率は急速に改善する。2015 年までは、緊急措置としてシンプルサイクルガスタービン発電所を設置していくため、総合熱効率は 30%程度で推移するが、2016 年以降、緊急設置したガスタービンのコンバインドサイクル化が行われることに加えて、新規のコンバインドサイクル火力発電所(CCTPP)の開発も行われるため、系統の総合熱効率は急激に上昇し、2020 年には 40%程度に達する。その後も徐々に上昇し、2030 年における総合熱効率は約 45%となる。

一方で、地域別には、需要センターである Baghdad 地域の電源が不足し、周辺の地域系統から電力融通を受ける状況が継続する。図 4-3 は、各年の地域ごとの発電設備容量と最大需要の比 (1 以下で供給力不足) を示している。2020 年頃までは、Baghdad 地域の電

源が大幅に不足し、供給力に余裕がある中・南部地域（Baghdad の南部）から電力融通を受けることになる。



(Source: Study Team create based on

図 4-3 地域別需給バランス

## 4.2 発電所サイトの選定

### (1) プロセス

予備調査においてリストアップされた 17 地点を対象に、文献調査などを通じて技術、経済財務、社会環境配慮の観点から多面的に分析し、開発候補地点を 3 地点選定（ステップ 1）した後、MOE からの情報提供に基づいてフィージビリティを概略評価し優先順位付け（ステップ 2）を行った。結果として、優先順位 1 位の開発候補として Nasiryah II<sup>2</sup>地点を選定し、その後の F/S の対象地点とした。

### (2) 3 地点への絞込み（ステップ 1）

開発候補地点として、Alkahla Emara I&II、Hartha II、Nasiryah II の 3 地点に絞り込んだ。適用したクライテリアは次のとおりである。

- 開発可能エリア：50ha 以上の敷地が確保できること
- 地質条件：河川の旧氾濫原などを除外し、発電所基礎として十分な地盤強度が期待できること
- 燃料供給：外貨獲得の機会損失の観点から、供給可能燃料が石油のみとなる地点の評価ランクを低下
- 冷却用河川水：流量の十分な Euphrates、Tigris の 2 大河川に近接し、蒸気タービンの復水器冷却として効率の良い貫流冷却方式（once-through cooling）、冷却塔方式（Wet Cooling Tower）が検討オプションとなること
- 地盤改良：土木工事費の増加につながる軟弱地盤等の改良工事の程度
- 環境配慮：自然公園、保全湿地帯などの自然保護区域、および重要な文化遺産地域（世界遺産）から外れること
- 社会配慮：住民移転を回避または最小化すること

### (3) 開発優先順位（ステップ 2）

選定した 3 地点について、MOE からの情報・データ提供に基づき、開発優先順位を評価し、最終的に Nasiryah II 地点を開発優先順位 1 位とした（表 4-1、図 4-4、写真 4-1、写真 4-2 参照）。評価ポイントは次のとおりである。

- 工事コスト（地盤改良、送電線増強、ガスパイプライン増強）
- 周辺インフラ整備状況（基幹ガスパイプライン、輸送路、土地収用）
- 社会環境負荷（住民移転、自然公園、絶滅危惧種）

<sup>2</sup> 既の実施設設計段階にあり西に隣接する Nasiryah GT 発電所との混同を避けるため、実施中地点を Nasiryah I 地点、本計画地点を NasiryahII 地点と呼ぶこととした。

表 4 - 1 候補 3 地点の開発優先順位

Evaluation Point		Nasiryah II TPP	Hartha II TPP	Alkahla Emara TPP
Location		Beside Existing TPP	Opposite bank of Existing TPP	Right bank of Alkahla River
Land Area		51ha	More than 100ha	More than 100ha
Economical Efficiency	Bearing Pile Length	Less than 30m	Around 30 m	Less than 30m
	Transmission Line Length Reinforced	Distance from Baghdad 337km	Distance from Baghdad 495km	Distance from Baghdad 361km
	Additional Pipe Line Length	10 km from National Gas Pipeline	Vicinity of Eastern Gas Pipeline	20 km from Eastern Gas Pipeline
Infrastructure Conditions	National Gas Pipeline	One is under construction and the other is planned to construct by 2014	Eastern gas pipeline is planned to construct by 2015	Eastern gas pipeline is planned to construct by 2015
	Transportability	Waterway, Railway and Road are available	Waterway, Road and Airport are available	Only road (one-lane road) is available
	Land Expropriation	Owner is MOE	Owner is local people	Owner is MOF, local people rent the land
Environment Impact	Resettlement	Nil	Involuntary resettlement is anticipated	Involuntary resettlement is anticipated (many bricks factories exist)
	National Park World Heritage	Out of National Park No heritage	Out of National Park No heritage	Out of National Park No heritage
	Endangered Species	Nil	Nil	Nil
Rank of Economical Efficiency		①	③	②
Rank of Infrastructure Conditions		①	②	③
Rank of Environment		①	②	③
Comprehensive Rank		①	②	③



図 4 - 4 候補 3 地点の位置



写真 4 - 1 Nasiryah II project site 1 (by Google Earth)



写真 4 - 2 Nasiryah II project site 2

### 4.3 発電方式の選定

#### (1) 基本的な考え方

フィージビリティ調査に進む段階において、MOE より 300MW 級 GT を組み込んだ 2 系列の CCTPP を検討対象とするように要請があり、これを踏まえてその後の検討を実施することとした。この要請の背景は下記のとおりである。

なお、2-on-1 構成の CCTPP を想定した場合、発電出力は 1,800MW (900MW×2 トレイン) となる。

- MOE は、今後 CCTPP を主体に開発することにより 2030 年までに火力総合効率を 45% に高める計画であり、目標達成のためにはより出力が大きく、効率の良い発電機器を採用したいこと
- MOE は、発電所の運転保守技術の段階的な向上のために発電所の開発のたびに GT 出力を段階的な増加させており、Nasiryah II 発電プロジェクトにおいては、GE、Siemens の Megadeal プロジェクトの後続として 300MW 級の GT 出力が求められること

#### (2) 火力発電方式の選定

火力発電方式については、ガス焼き CC、ガス焼き GT、残渣油焼き ST について、経済性、供給信頼度、環境性を比較した。各ケースの諸元は以下のとおりである。

発電原価を比較すると、コンバインドサイクル発電がかなり安くなり、石油を燃料とした蒸気タービンは燃料費が非常に高くなるため発電原価としては大きく劣後する。各ケースの設備利用率と発電原価の関係は図 4-5 のとおりである。

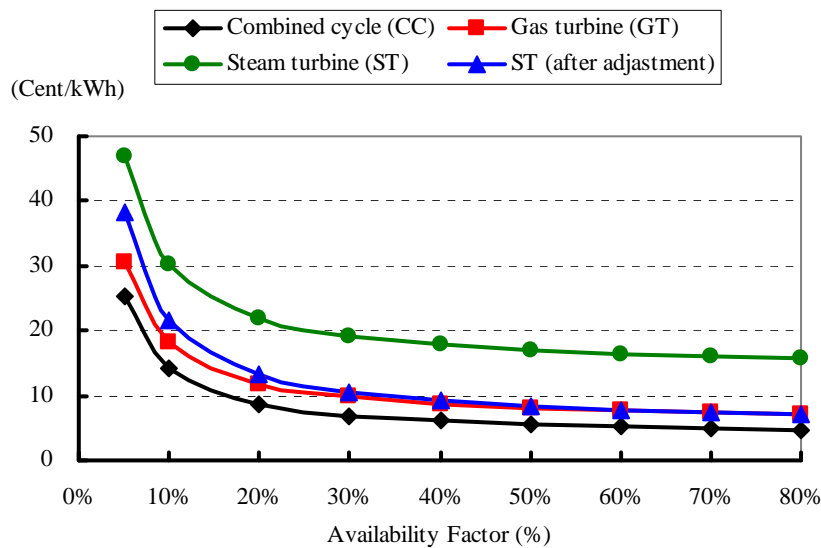


図 4-5 各発電方式の発電コスト

また、供給信頼度は、対象とする年の需要に対して供給力が不足する時間数の期待値 (Loss of Load Expectation : LOLE) で評価できる。2020年と対象として、それまでの電源開発量 (約 22,000MW) のうち 1,800MW を上記の3ケースでそれぞれ開発した場合、LOLE 値は表 4-2 のとおりとなる。コンバインドサイクル発電と蒸気タービン発電は LOLE がほぼ同値となり、供給信頼度は同等である。

表 4-2 LOLE Value

	Combined cycle (CC)	Gas turbine(GT)		Steam turbine (ST)
		FOR = 33%	FOR = 6%	
LOLE Value (hours/year)	18.7	51.7	12.3	18.5

FOR: Forced Outage Ratio

環境性については、CO<sub>2</sub> 排出量を各ケースで比較した。表 4-3 は、年利用率を 80% とした CO<sub>2</sub> 発生量を示している。コンバインドサイクル発電の CO<sub>2</sub> 発生量が最も少ない。

表 4-3 各発電方式の CO<sub>2</sub> 排出量

	Combined cycle (CC)	Gas turbine (GT)	Steam turbine (ST)
	900MW x 2	300MW x 6	600MW x 3
Fuel	Natural gas	Natural gas	Residual oil
CO <sub>2</sub> emission (million kg-CO <sub>2</sub> )	4,447	6,584	8,124
Unit CO <sub>2</sub> emission (kg-CO <sub>2</sub> /MWh)	0.35	0.52	0.64

総合的には、コンバインドサイクル発電の優位性がすべての評価項目で高く、本調査ではコンバインドサイクル発電を対象に以下の検討を進めることとした。

### (3) コンバインドサイクル発電機器構成の選定

コンバインドサイクル発電については、Single shaft 1-on-1、Multi shaft 1-on-1、Multi shaft 2-on-1 の3つの機器構成 (図 4-6 参照) が主に用いられており、当該国の事情を考慮して選択されている。

本調査では、建設コスト、適用可能出力、GT 単独運転、建設期間、所要エリア、重量物輸送制限、系統接続性、運転性、保守性、信頼性、環境性 (CO<sub>2</sub> 排出)、系統全体経費などの多面的な観点から評価を行い、最終的に Multi shaft 2-on-1 の機器構成を採用することとした。



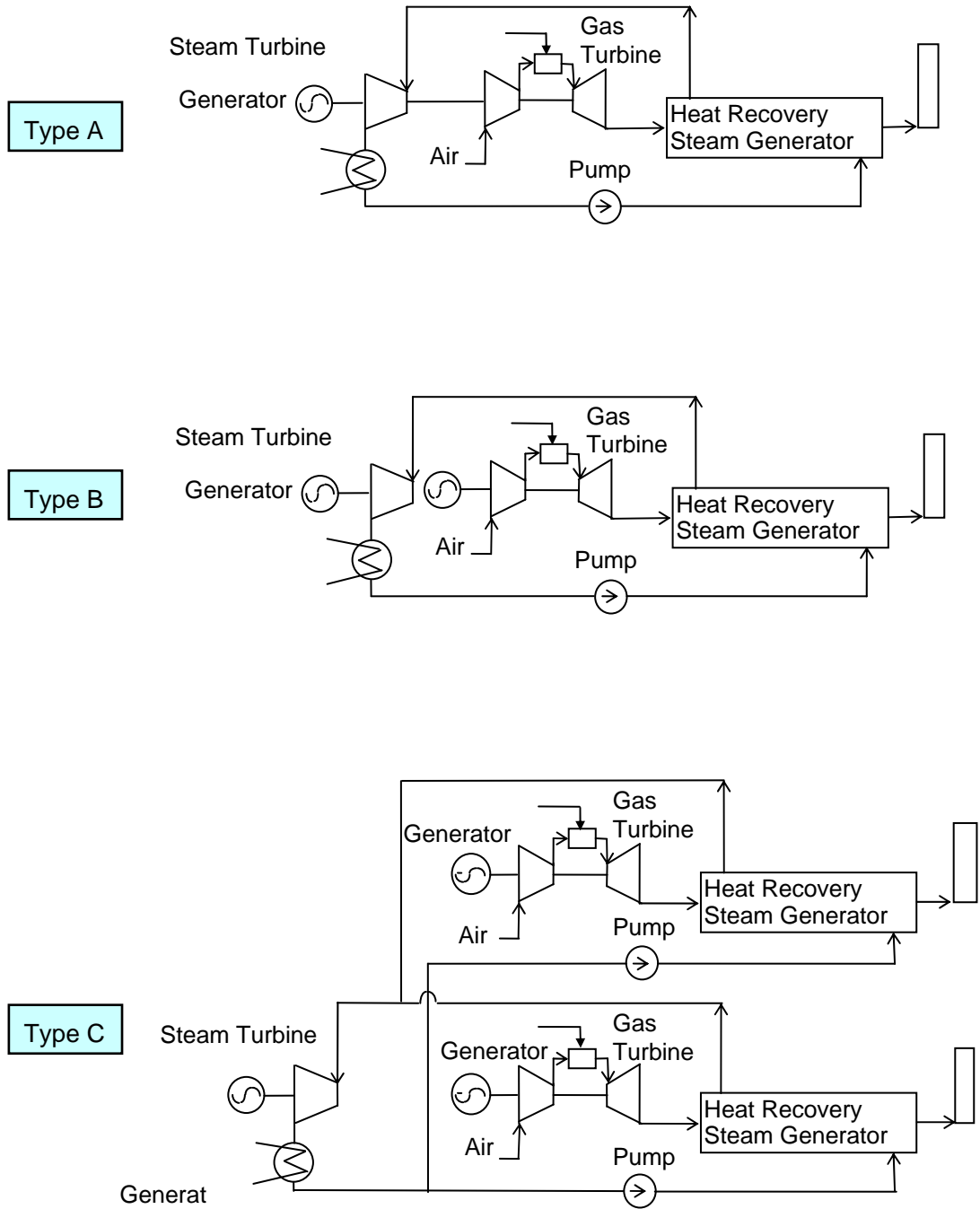


図 4 - 6 CCTPP の機器構成

① 得失分析

各タイプの技術的特徴は表のとおりである。

表 4-4 各 CCTPP 機器構成の特徴

	Type A	Type B	Type C	Notes
Shaft Configuration	Single shaft 1GT+1ST	Multi shafts 1GT+1ST	Multi shafts 2GT+1ST	
Construction cost	Almost same as Type C	More expensive than Type C	Base	Type B EPC cost is a bit high.
Needs and limits of power output	1 set at 1 GT		1 set at 2 GTs	Type C has less option in power output.
Simple Cycle Operation	Not applicable	Applicable with bypass dampers and stacks (Bypass damper and stacks need space and cost)		In case of power shortage, simple cycle GT commissioning prior to CCTPP is highly effective.
Construction Period	Base	Earlier commissioning if simple cycle applicable		
Foot Print	The longest shaft tends to be restrictive.	More flexible in equipment layout because of short shaft length		There's no critical issue on site area restriction regardless of CCTPP types.
Limitation to ODC transportation	Weight of Generator stator is more than 300ton	Maximum weight is 200 tons.		The heaviest Type A needs to carefully consider ODC transportation.
Grid Compatibility	Potential impact to Grid with larger generators	Smaller generators compatible with weaker grids	Comparatively larger impact on the grid when 1 train is in forced outage.	There's no critical issue regardless of CCTPP types in terms of the scale of Iraqi power system.
Operability	A little less efficiency for smaller steam turbine A little better efficiency in partial load Shorter startup time for smaller steam turbines		A little higher efficiency for base load operation with larger steam turbine	Type C has advantage when it operates at its full capacity.
Maintenance	Free from inter-shaft interaction in maintenance		Inter-shaft interaction to be considered	There is no notable discrepancy among CCTPP types.
Reliability	Base	Available simple cycle operation with bypass dampers and stacks		There is no notable discrepancy among CCTPP types.
CO <sub>2</sub> emission	CO <sub>2</sub> emission can be largely reduced because of highly efficient CCTPP types.			There is no notable discrepancy among CCTPP types.

各タイプで得失があるが、イラクの需給逼迫状況に鑑みると、特に GT シンプルサイクル運転の適用性 (Applicability of simple cycle operation) に着目しておく必要がある。Type B や Type C のような Multi shaft type を採用した場合、GT と ST が独立した発電機に接続されているため、GT 排気をバイパスダンパ、バイパススタックを通し

て HRSG をバイパスすることにより、シンプルサイクル (GT 単独) で運転することができる。

GT の建設期間は比較的短く、蒸気系設備工事を後廻しにすれば、コンバインドサイクル運転に約 1 年先駆けて GT シンプルサイクル運転開始が可能であり、電力需給逼迫に早期に対応できる。ただし、バイパスダンパ/スタックの設備コスト (1 トレインあたり約 5 million USD) が追加されること、シンプルサイクル運転中は熱効率が大きく低下すること、将来的にバイパス設備がトラブルの原因になりやすいことなどから、需給逼迫への対応が急務でない場合は、Multi Shaft 構成であってもバイパス設備を設けない場合が多い。

Multi Shaft 構成の計画において、GT 部分 1 台のみを 1 年先行して開発し、GT 単独で運転した場合の 1 年間分の経済便益を図 4-7 に示す。経済便益は、停電を回避することによってもたらされる国家的便益 (Shortage cost) と燃料費削減効果の合計となる。なお、Shortage cost の単価は、マスタープランで使った 3 USD/kWh を採用した。

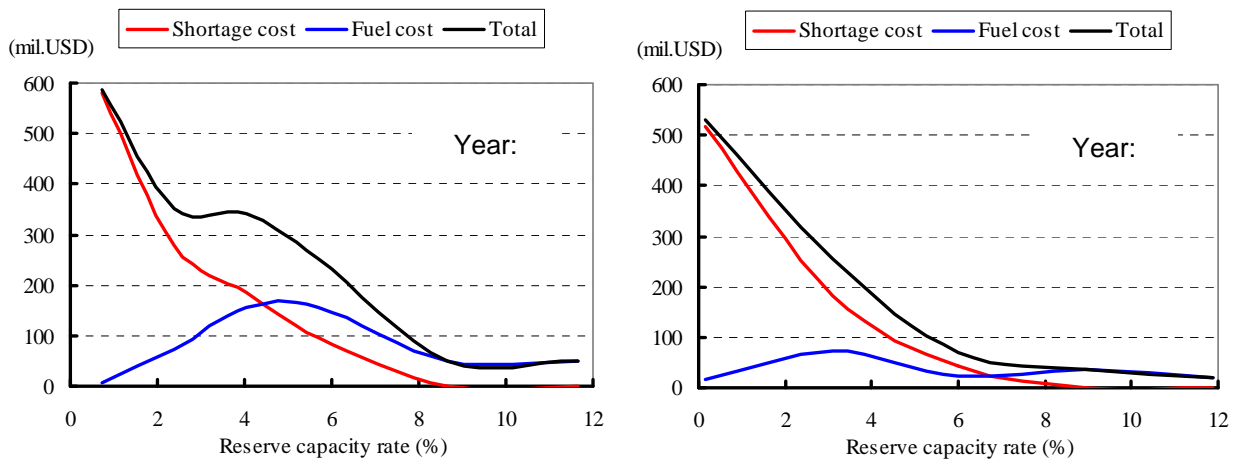


図 4-7 GT シンプルサイクル先行運転開始による経済便益

- 停電時間の削減効果 (Shortage cost による便益) : イラク系統で電源が不足し、供給予備率が 5% を下回ると、年間 100 million USD 以上の便益がある。一方で、供給力が十分にある状況 (供給予備力 12% 程度) では、Shortage cost による便益は発生しない。
- 燃料費の削減効果 : 2016 年においては、燃料単価の高い HSD や原油を多く使用しているため、燃料費が低廉な天然ガスを用いた GT シンプルサイクル運転による系統全体の燃料費の削減効果は大きい。また、2016 年の総合熱効率は 31% 程度と低く、GT シンプルサイクル運転は 38% 以上の熱効

率が期待できるため、年間 50 million USD 程度の燃料費削減効果は期待できる。一方で、2020 年では HSD、原油の使用量が減少するうえ、総合熱効率が 40%程度に向上するため、燃料費削減効果はほとんど期待できない。以上より、2017 年頃の運転開始の場合、需給状況の如何にかかわらず燃料費の削減効果が期待できる GT シンプルサイクル運転は有効であり、このオプションが可能となる Multi shaft の採用が有利と考えられる。

## ② 系統全体経費の比較

電力系統全体経費の比較検討は、各機器構成の CCTPP (1,800MW) がイラク全系統に導入された 3 ケースについて需給運用シミュレーションを行い、それぞれのケースでの系統全体経費（発電コスト、送変電コスト等）を算出した。コンバインドサイクル発電の各タイプの技術諸元は表 4-5 のとおりである。参考のため、イラク電力開発マスタープラン（2010 年 12 月、PB コンサルタント作成）で採用された諸元を併記する。

表 4-5 各 CCTPP 機器配置の諸元

	Plan A	Plan B	Plan C	Original (MP)	
Configuration	Single shaft 1GT+1ST	Multi shafts 1GT+1ST	Multi shafts 2GT+1ST	Multi shafts 2GT +1ST	
Output (Gross)	450MW S/S x 4 train Total 1,800MW	300MW GTG x 4 150MW STG x 4 Total 1,800MW	300MW GTG x 4 300MW STG x 2 Total 1,800MW	600MW x 3 1,800MW	
Construction cost (USD/kW) <sup>3</sup>	744	799	742	1,045	
Construction periods (years)	3	3	3	2.5	
O&M cost	Fixed (USD/kW/year)	14.6	14.6	14.6	20.4
	Variable (USD/MWh)	3.11	3.11	3.11	2.6
Life (years)	25	25	25	25	
Efficiency (%) <sup>4</sup>	57.3	57.1	57.3	50.1	
Forced outage rate (%)	6	6	6	7	
Scheduled outage (days/year)	21	21	21	25	

<sup>3</sup> 米国内での建設を想定し GT-Pro により各ケースの建設コストを相対比較した。イラク国内での建設はデータ不足から GT-Pro での算定は不可。

ただし、Original(MP)は PB が想定したものであり、GT-Pro によるトルコ国内建設コストに経験的に定めた補正率を乗ずることで算定。

<sup>4</sup> GT-Pro により算定。一般的に効率は 1on1 Multi-shaft (Plan B) < 1on1 Single-shaft (Plan A) < 2on1 (Plan C) の関係になると考えられるが、GT-Pro では GTG ならびに STG のマッチング等の影響で上表の関係になると考えられる。

需給運用シミュレーションは実際の給電指令を模擬しており、基本的にはランニングコストの低廉な電源から順番に発電指令が出ることになる。従って、熱効率が悪い発電所、燃料単価そのものが高い石油火力等は発電指令の優先順位が低く、効率の良い CCTPP 等が導入された場合はこれらの劣後する発電所の運転は制限されるため、系統全体経費（一義的には発電コスト）は低減することになる。

表 4-6 は、先に示した各機器構成の CCTPP が系統に導入された場合の系統全体の固定費、燃料費（可変費）の現在価値を計算したものである。マスタープランに示された機器構成（600MW x 3 units）に比較して、それぞれのケースでは US\$1 billion のコスト削減効果が期待できる。これは、燃料費が毎年約 US\$100 million 削減できることに起因しており、高効率の CCTPP の採用、安価な天然ガスの利用による効果である。Nasiryah II の運転開始が予定される 2017 年は系統全体の火力総合熱効率が低い段階であり、プロジェクト予算、送電ネットワーク容量、燃料供給、機器輸送ルート等の制限を十分に考慮した上で、効率の良い CCTPP の出力を極力大きくすることが有利である。機器構成の違いによる差異に着目すると、Single Shaft ならびに Multi Shaft 2-on-1 が比較的に有利と考えられる。

表 4-6 各 CCTPP 機器構成間の発電コスト比較

		Plan A	Plan B	Plan C	Original (MP)
		Single shaft	Multi shafts	Multi shafts	Multi shafts
		1GT+1ST	1GT+1ST	2GT+1ST	2GT+1ST
Output (Gross)		450MW x 4 1,800MW	450MW x 4 1,800MW	900MW x 2 1,800MW	600MW x 3 1,800MW
Present value at 2020 (mil. USD)	Fixed cost	34,985	35,060	34,982	35,391
	Fuel cost	45,898	45,904	45,898	46,691
	Total	80,883	80,965	80,880	82,082
	Difference	-1,198	-1,117	-1,201	Base

### ③ 発電機器構成の決定

上記検討結果を踏まえて、MOE は、Nasiryah II の発電所ユニットとして Multi Shaft 2-on-1 CCTPP、GT 単機出力 300MW 級とすることで成案を得た。また、需給逼迫の早期打開を目指して、GT シンプルサイクル運転を前提とした機器構成（バイパスダンパ/スタック等）とすることとした。

上記の出力、機器構成にした場合の建設コストは、約 US\$1.5 Billion（GT-Pro による米国ベース価格）と想定され、事業者の資金調達を考慮すると、電力需要の増加

傾向を見極めながら、段階的に建設・運転開始を目指すことが得策である。この観点から、1号機（900MW）2017年運転開始、2号機（900MW）2018年運転開始として以降の検討を進めた。

#### 4.4 送電ネットワークの制約

Nasiryah II プロジェクトの1号機(900MW、2017年運転開始)、2号機(900MW、2018年運転開始)が順次イラク電力システムに導入されたケースについて、送変電系統解析を実施し、系統技術要件および供給信頼度が基準を満足するか確認した。

結論として、送電ネットワークの総設備容量に問題はないものの、Nasiryah II プロジェクト全号機が供給可能となる2018年断面について計画されている他の発電所の運転開始時期の組合せによっては、局所的に過負荷となる送電ルートが出現することがわかった。

図4-8は、2018年断面(Nasiryah II プロジェクト1,2号機運転中、合計1,800MW)の設備負荷・電力潮流を示す。Samawa-Kadisiya線(容量950MW)で1,014MWの過負荷が発生するが、これはSamawa-Najaf線(MPでは2018~2020年間に運転開始予定)の開発優先順位を他新設送電線より高くし、運転開始時期を2018年以前とすることで解消可能である。一方で、容量に比較的余裕のある北東部の新設送電線は開発優先順位を下げることで、過剰設備投資を回避することが可能である。

以上より、MOEには開発予定の発電所ならびに送電ネットワークの実質的な運転開始時期を正確に評価し、発送電に支障が生じないようにそれぞれの開発プロジェクトを同期させることを推奨する。

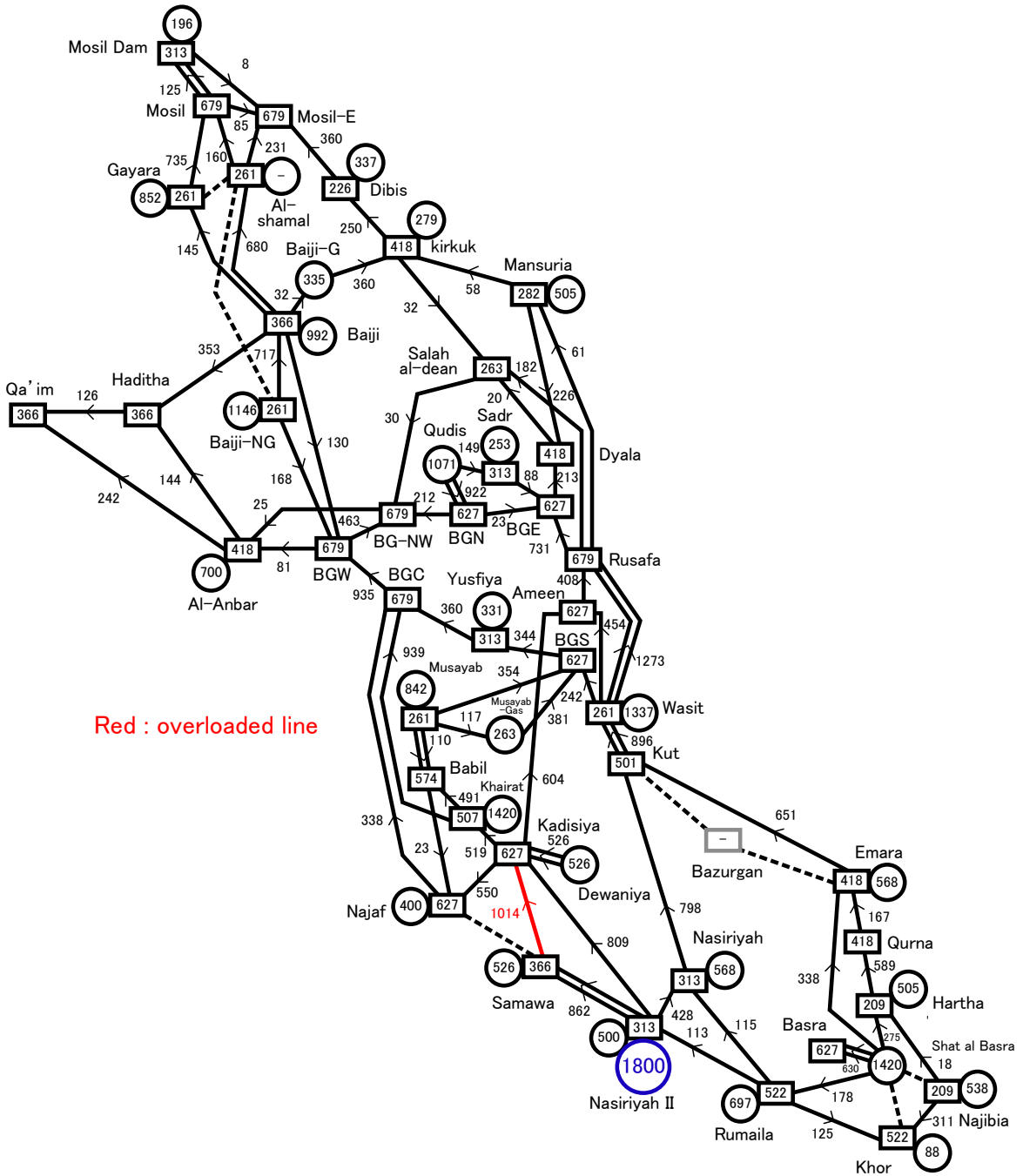


図 4 - 8 2018 年の設備負荷・電力潮流 (Nasiriyah II プロジェクト全号機運転 1,800MW)



## 4.5 現地調査

### (1) 調査項目

ローカルコンサルタントを活用し、次の項目について Nasiryah II 建設予定地にかかる現地調査を実施した。

- 予備調査：地図・地形図収集、周辺インフラ等の写真、資器材輸送ルート確認、測量基準点の確認、洪水期の排水性等
- 建設予定地の地形測量
- 隣接河川（Euphrates 川）の深浅測量
- 隣接河川の水文調査：水位、流量、流速、水温、洪水歴、水質
- 建設予定地の地質調査：ボーリング調査（5 本）、土質試験
- 周辺環境ベースライン調査：大気質、水質、騒音、振動

### (2) 基本設計への重要な反映事項

#### ① 河川水の不足と水質悪化

隣接する Euphrates 川の流量は顕著に減少傾向にあり、2009 年 11 月には最低水位 2.1m、最低流量 10.2m<sup>3</sup>/sec<sup>5</sup>を記録している（図 4-9 参照）。当初は、予備調査（2007 年 7 月～2008 年 6 月）で示された川幅 100m、水深 20m の情報から、蒸気タービン復水器の冷却方式として、河川水を使った Open Cycle Cooling 方式（Once-Through）を想定していたが、必要な流量が確保できないことから、Closed Cycle Cooling 方式（Wet Cooling Tower）、もしくは空冷方式（Air Cooled Condenser、もしくは HELLER）の検討が必要となった。

(Source: Iraq 水文記録-Al Nasser 橋測水所)

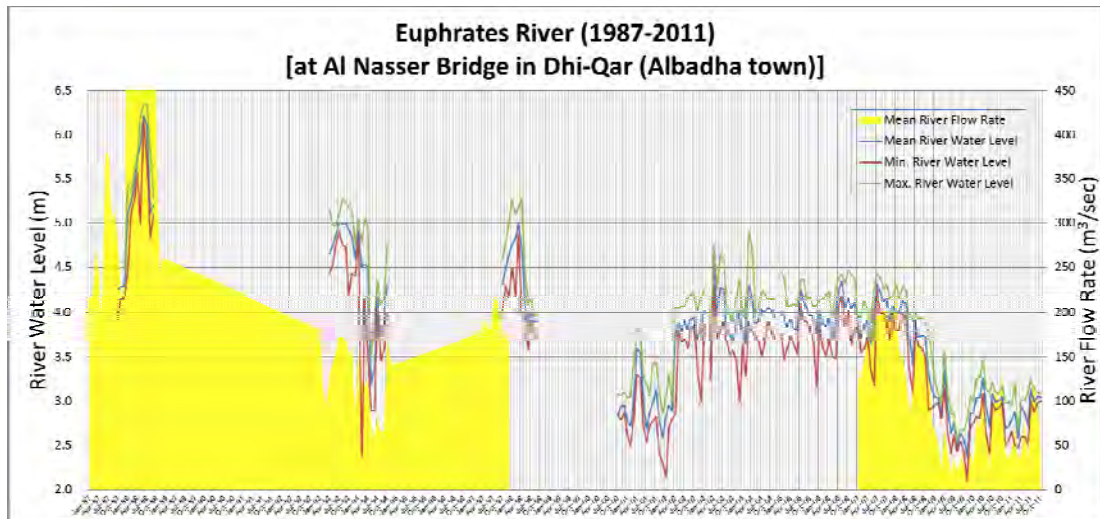


図 4-9 ユーフラテス川の水位および流量(1987-2011 年) (at Al Nasser Bridge)

<sup>5</sup>Nasiryah II 建設予定地点から 5km 下流の測水所記録

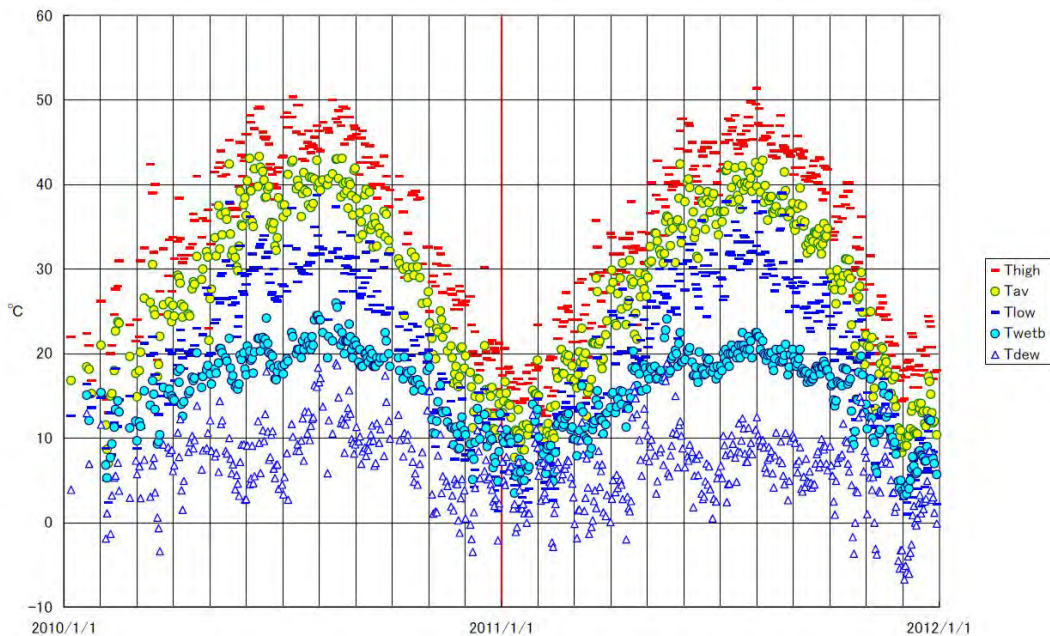
また、河川水の TDS (Total Dissolved Solid) は約 3,000mg/l と高く、汽水域の塩分濃度に相当するまで塩害が進行していることが判明した。このため、発電所で用いる河川水の処理には大規模な脱塩設備 (Desalination Plant) を設けると共に、高塩分濃度のろ過残留水 (Reject Water) の河川放流への配慮が必要となった。

一方、Nasiryah II 建設予定地点の下流には、Nasiryah 市、Basra 市などの人口密集地、環境保全対象の湿地帯が存在しており、下流域の水利用を考慮すると、Nasiryah II 発電所においては、「最小河川水利用」、「最小廃水放流」の設計思想で対応することとした。

② 夏期の高外気温

上記のとおり、蒸気タービン復水器の冷却方式として空冷方式を代替案として検討することから当初は予定していなかった外気温の調査を追加で実施した。図 4-10 は Nasiryah II 建設予定地点から北東に 5km にある観測点での記録である。

外気温は冬期から夏期にかけてサインカーブに近い規則性を有しており、年較差は日平均気温で 40℃程度と極めて大きい。注目すべきは、5 月～9 月の昼間気温は 40℃を上回り、最高気温が 50℃を超える日も散見されることである。このような高外気温は蒸気冷却を妨げ、復水器真空が確保できないため蒸気タービンの運転阻害要因となる。また、ガスタービンの吸気温度が上がることから熱効率の一段の低下が予想される。このため、冷却方式について一段の考慮が必要となった。



(source: US National Climatic Data Center)

図 4-10 日平均気温 (Nasiryah City)

## 4.6 基本設計

### (1) プロジェクトサイト

Nasiryah II プロジェクトの建設予定地は、既設 Nasiryah 発電所（840MW 油焚き ST、ならびに 42MW ガス焚き GT）の南側に隣接した 29ha の国有地である。当該エリアは、2011 年 11 月時点でイラク財務省から発電所用地としての供与が決定している。図 4-11 に建設予定地の位置を示す。

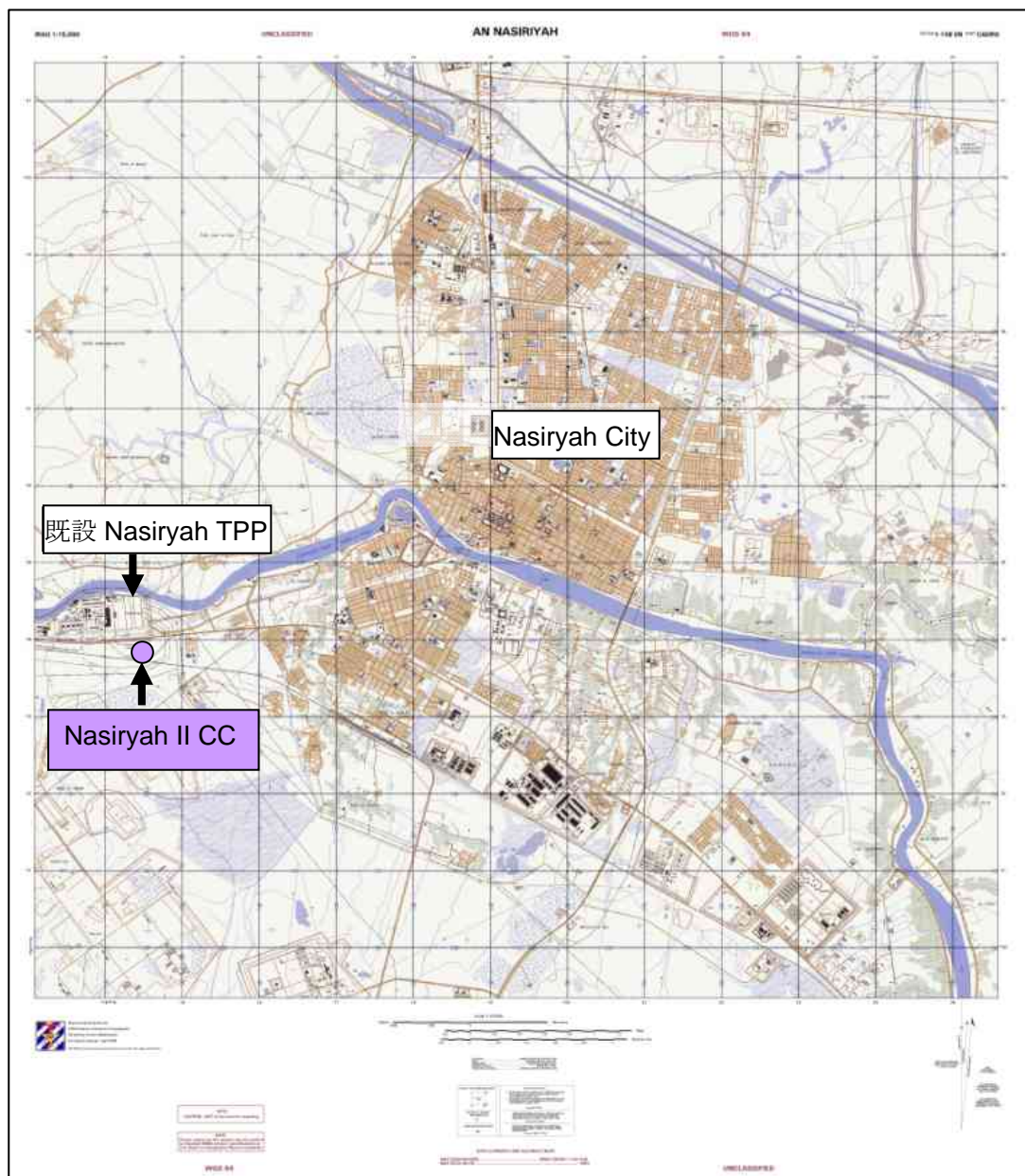


図 4-11 Nasiryah II プロジェクト予定ならびに既設 Nasiryah 発電所<sup>6</sup>

<sup>6</sup> 地図引用: Inter-Agency Information and Analysis Unit. <http://www.iauiraq.org/default.asp>

(2) 主機

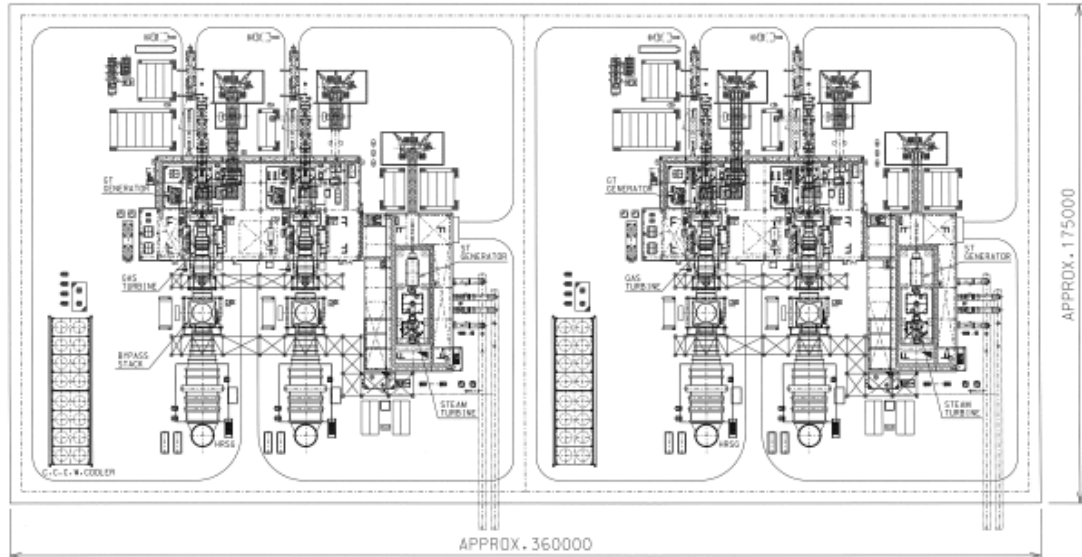
2-on-1 多軸コンバインドサイクル(900MW)×2 機 = 1,800MW

機器構成：300MWGTG×2+300MWSTG×1

燃料：天然ガス

パイパスダンパー・スタック設置により GT シンプルサイクル運転可能

図 4-12 に主機配置の例を示す。



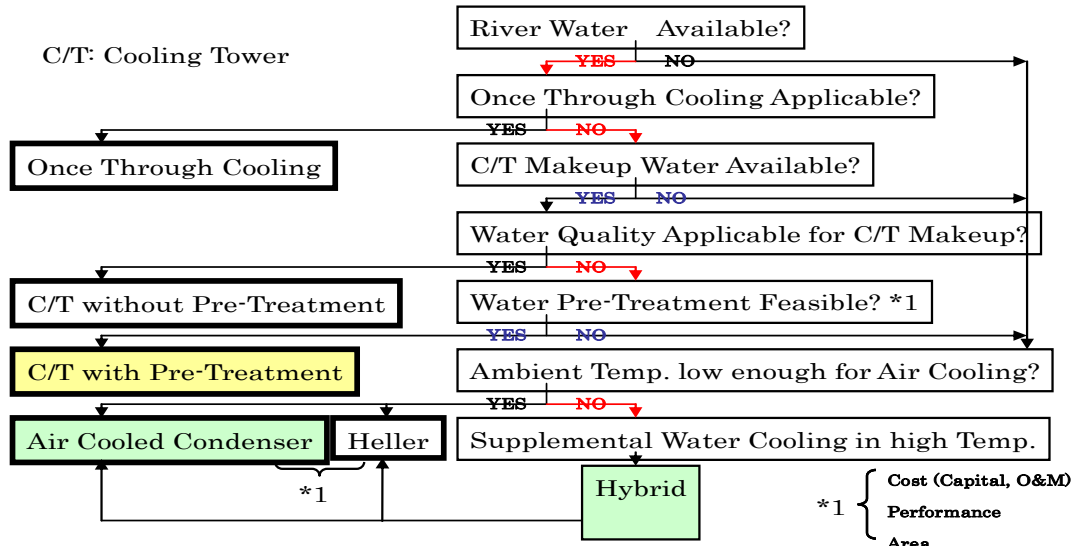
(Source: JICA Study Team)

図 4 - 12 2-on-1 多軸コンバインドサイクル機器配置の例(900MW×2 機)

(3) 蒸気タービン復水器冷却

復水器冷却方式は、蒸気タービンからの膨大な廃熱を自然環境に放出するために当該サイトの環境条件を考慮して適切に決定する必要がある、CCTPP プロジェクトのキーとなる設計項目である。Nasiryah II 地点においては、前述のとおり河川の流量低下ならびに水質悪化（塩分濃度の上昇）、さらに夏期の 50℃を越える高外気温という過酷な設計条件を踏まえて、ACC を基本として流入空気温度を水スプレーで低下させる ACC Hybrid 方式を採用することとした。図 4-13 に、河川を冷却水源として期待する場合の冷却方式の意思決定フローを示す。

なお、Nasiryah II 地点付近のユーフラテス川の水質は汽水域の塩分濃度を呈しており、発電所設備への水供給には河川水を脱塩処理する必要がある。所内の水使用の大半は夏期高温下での ACC への水スプレーが占めることから、脱塩設備の設計は ACC 水スプレー量の設定に依存することになる。



(Source: JICA Study Team)

図 4-13 蒸気タービン復水器冷却方式の意思決定フロー (河川冷却水源)

(4) 機器配置

MOE から提供された Nasiryah II プロジェクト用地図に基づき発電所機器の配置を図 4-14 のとおり計画した。建設用地は東西方向 1.5km、南北方向 150-300m で横長の台形区画である。主要設備の占有面積ならびに配置図対応番号を表 4-7 に示す。

表 4-7 主要設備一覧

Ref. No. in Plot	Facility	Area	Notes
1, 2, 3, 4, 8, 25	Power Generation Equipment Area	1.8 ha/train x 2 trains	Within envelope of power block train except ACC
7	Air Cooled Condenser System Area	1.2 ha/train x 2 trains	
5	Diesel Oil Tank Area	1.8 ha	
6	Fuel Gas Treatment Facility Area	0.03 ha	
9	Raw Water Treatment Facility Area	0.3 ha	
10, 13	Dematerialized and Service Water Tank Area	0.7 ha	
11, 12, 14, 17	Water Treatment Facility Area	0.5 ha	
15, 16	Admin. and Workshop Buildings Area	0.5 ha	
20	Control Building Area	0.03 ha	
18, 19	Aux. Boiler and Air Compressor Buildings Area	0.14 ha	
21, 22, 23, 24	Waste Water Treatment Facility Area	0.3 ha	
26	Guard House, Garage, Car Parking	0.13 ha	
	Road, and surplus Area	10 ha	Water intake and discharge facilities not included
	Total	21 ha	BL assumed to be an envelop of plant facilities

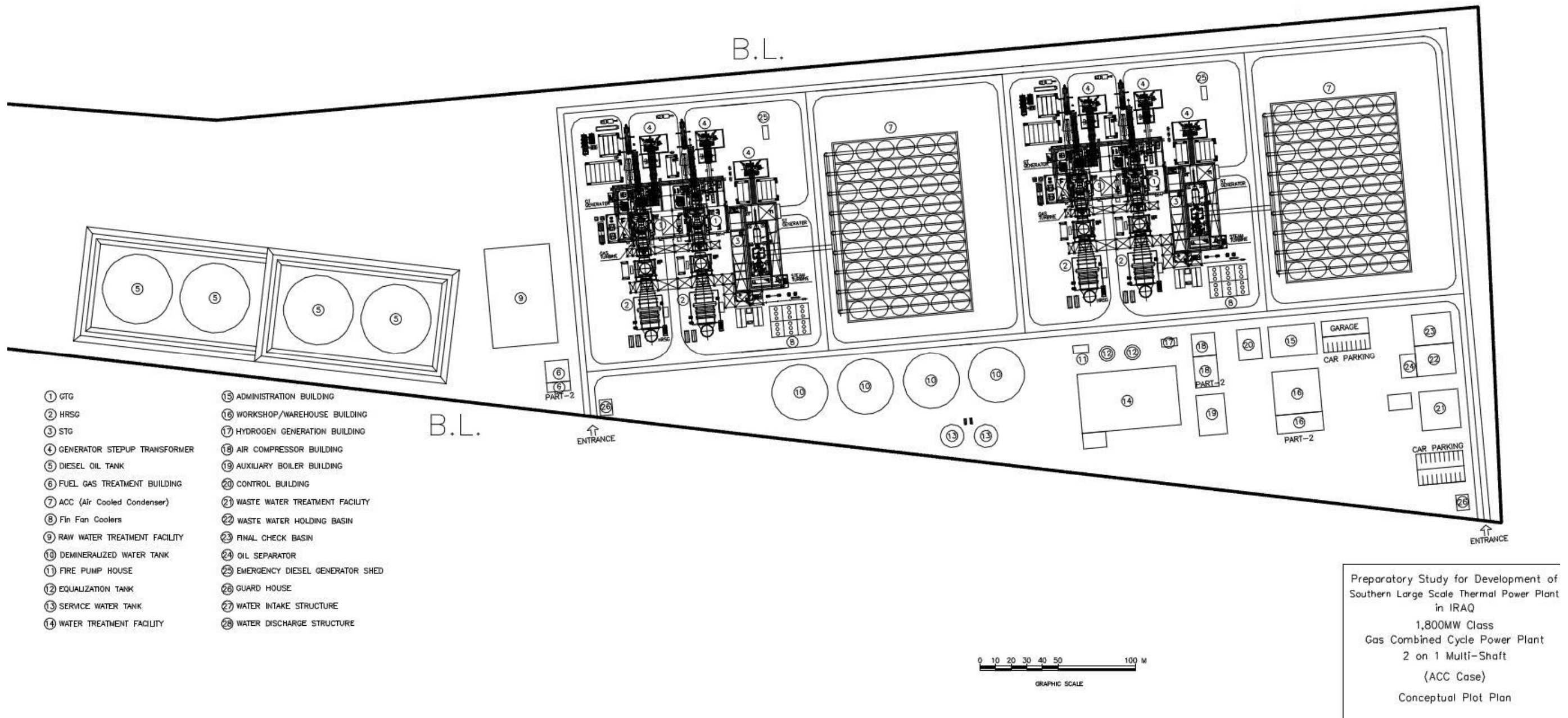


図 4 - 14 機器配置図

(5) 水処理設備

ユーフラテス川の流量減少に伴う水利用制限、ならびに外気温の大幅な年較差は CCTPP のパフォーマンスに大きな影響を与える。上記の過酷な水文・気象条件を克服して所要のパフォーマンスを確保するために、ACC Hybrid の冷却方式を採用することとした。外気温が 50℃になる夏期昼間には、水スプレーの蒸発潜熱により ACC の吸気温度を低下させることで復水器真空を確保する。一方で外気温が 40℃を下回るその他の時期は ACC 単独で冷却機能を確保できる。

ユーフラテス川の水質については、高塩分濃度に加えて藻類・泥等の固形浮遊物が多いことから、図 4-15 に示す大規模な取水設備ならびに沈降分離槽の設置が不可欠となる。

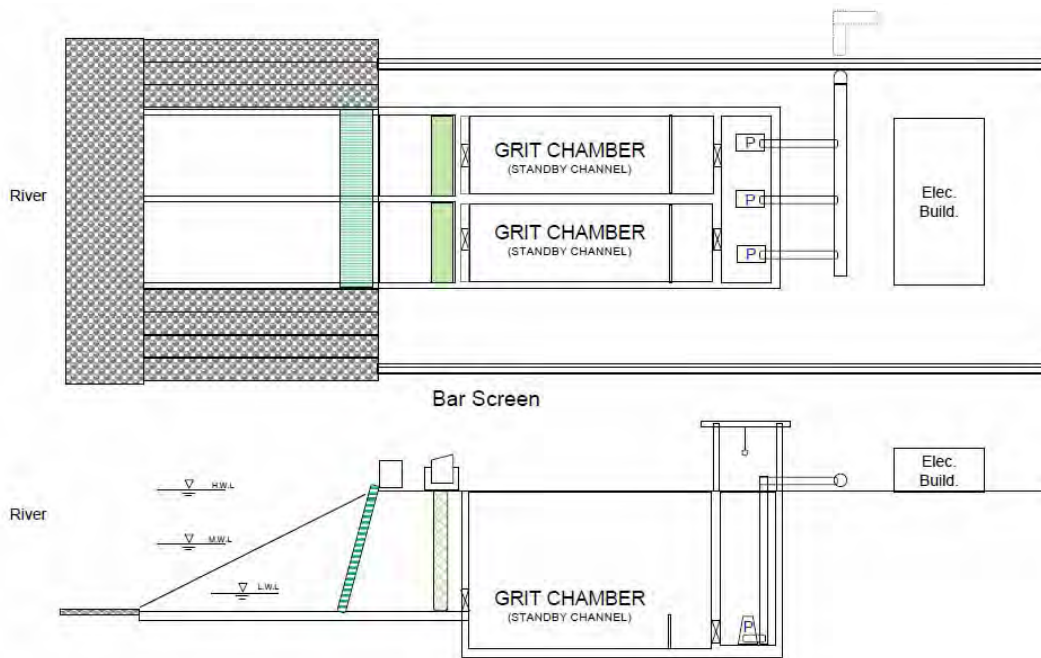


図 4-15 取水設備ならびに沈降分離槽

また、高塩分濃度の河川水（最高 9,000ppm 程度と想定）は、逆浸透膜（RO）水処理設備により脱塩処理することとした。ろ過後の残留水の塩分濃度は海水並みの 30,000ppm 以上になると考えられるが、少量であることから、ユーフラテス川に放流することで希釈することが可能と考えられる。一方で、今後、河川環境保全等の観点から廃水放流が制限される場合は、ゼロ・リキッド・ディスチャージ(ZLD)も含めて適切な廃棄物処理方法を考案・適用する必要がある。

(6) 性能諸元

上記の設計による発電所の性能諸元は、表 4-8 に示すとおりである。前述のとおり、外気温の大幅な年較差が発電所パフォーマンスに大きな影響を与えることから、50°C（夏期高温度）、30°C（設計温度）10°C（冬期低温度）について予測性能を示す。

表 4-8 発電所の性能諸元

	°C	Air Cooled Condenser (Hybrid)		
		10	30	50
Amb. Temp	°C	10	30	50
Gross Output	MW	1865.6	1688.5	1435.3
Gas Turbine Generators	MW	1271.0	1131.3	971.8
Steam Turbine Generators	MW	594.6	557.2	463.5
Gross Efficiency	%	58.3	57.8	55.0
Aux. Power	MW	57.6	55.1	54.3
Net Output	MW	1807.8	1633.4	1381.0
Net Efficiency	%	56.5	55.9	52.9
Cooling Water Consumption	t/h	0.0	0.0	590.8
Cooling Fan Power	MW	11.6	11.6	11.6
CWP Power	MW	0.0	0.0	0.0
Desali. Water Production	t/h	400.0	400.0	1200.0
Desalination Power	MW	1.0	1.0	3.1

(Source: JICA Study Team, GT-Pro 計算)

(7) 送電設備

Nasiryah II プロジェクトは、基幹 400kV 送電線に接続され、Baghdad 地域ならびにイラク南部地域への電力供給に供される。前述のとおり、400kV 送電網はイラク各地の電源開発と平行して増強・整備される計画であるが、本プロジェクトは、既設 Nasiryah 発電所（840MW 油焼き ST、ならびに 42MW ガス焼き GT）ならびに先行開発される Nasiryah I ガス火力発電所（500MW ガス焼き GT、GE 製、2013 年運転開始予定）の送電設備が利用可能であり、Nasiryah-Samawa の 2 号線（2013 年計画）が Nasiryah II の GIS に接続されることで Nasiryah II プロジェクト全号機による供給が可能となる。

Nasiryah I プロジェクトで新たに設置される GIS 変電所は、Nasiryah II 接続用 GIS のために拡張できる設備にするよう MOE と調整を済ませており、本プロジェクトでは、発電所主変圧器～GIS 変電所間の 400kV ケーブルならびに GIS 変電所線内の母線・遮断器・開閉器等の機器の設置が送電設備工事のスコープとなり、いずれも発電所構内での工事となる。図 4-16 に 400kV ケーブルルートを示す。Nasiryah I ガス火力送電設



備は紙面最左部に位置しており、主変圧器から延長約 1.5km ケーブルトレンチを敷設し、構内配線することとした。

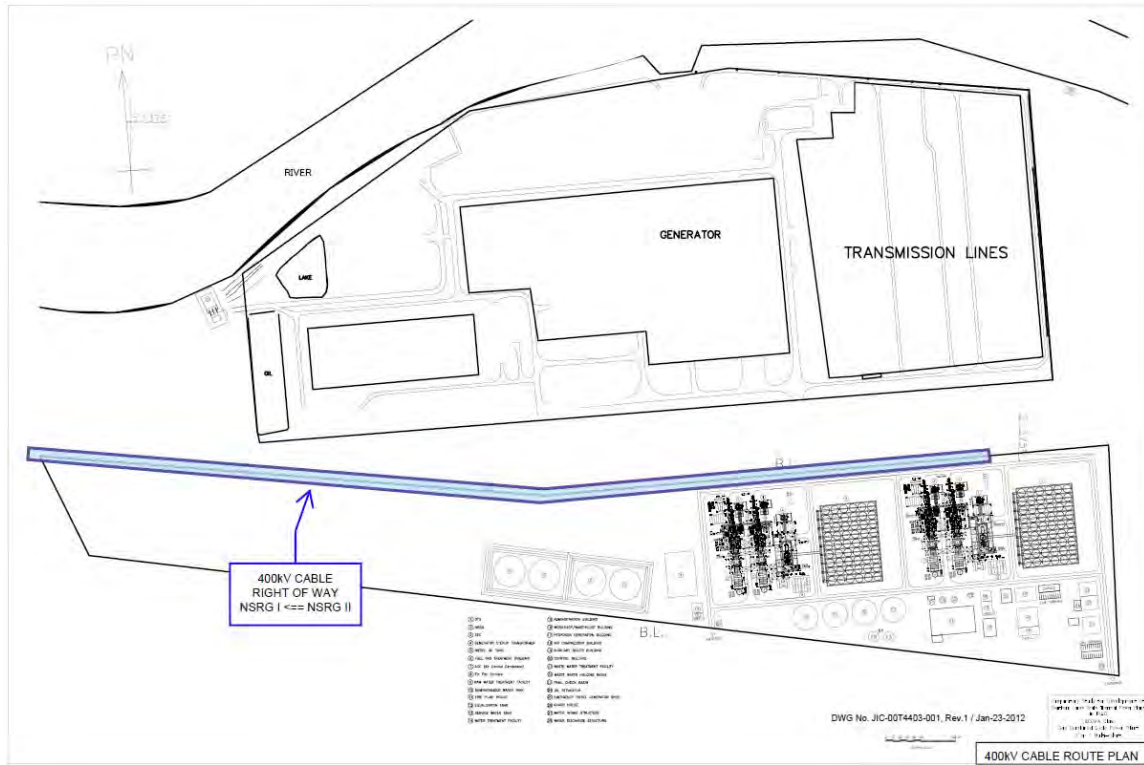


図 4-16 400kV ケーブルルート

(8) ガス供給設備

現在、Rumaila 油田 (Basrah) から北上する基幹ガスパイプラインが Nasiryah 発電所の南 2km を通過しており、そこからの支線により既設 Nasiryah ガス焼き GT (42MW) がガス供給を受けている。計画中の Nasiryah I ガス火力 (500MW) の 2013 年末運転開始にあわせて、パイプライン支線の増強が計画されている。この増設支線は Nasiryah I ならびに Nasiryah II 双方にガス供給可能であり、本プロジェクトで専用ガスパイプラインを新たに建設する必要はない。

ガス供給にかかる構内設備としては、GT 燃焼器の仕様に合わせた燃料ガス昇圧装置程度である。

#### 4.7 EPCコスト

本プロジェクトでは、GT-Pro にはイラク国内での建設を想定した参照単価等が整備されていないことから、米国内での建設を想定した参考コストを GT-Pro で算出し、プロジェクト特有の条件（イラクファクター<sup>7</sup>）を経験的に加味した修正係数を乗じることによって本プロジェクトの EPC コストを評価することとした。図 4-17 にコスト評価のフローを示す。また、概略 EPC コストを表 4-9 に示す。

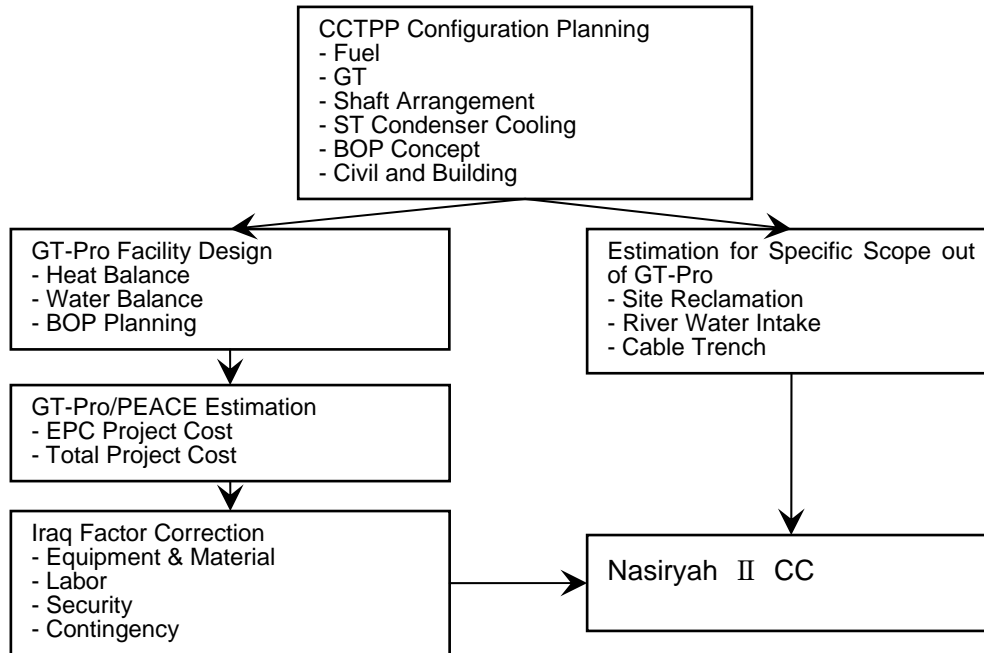


図 4-17 プロジェクトコスト評価フロー

表 4-9 概略 EPC コスト

Project Cost Summary (Preliminary, MM USD)	GT-Pro Reference	Estimated	NOTES
Power Plant (ACC with Water Cooling)			
I. Specialized Equipment	702	843	Equip. & Mat. cost adjusted for transportation
II. Other Equipment	38	45	ditto
III. Civil	94	166	Mat. & Labor cost adjusted, Specific Scope added
IV. Mechanical	140	195	Mat. & Labor cost adjusted
V. Electrical Assembly & Wiring	34	48	ditto
VI. Buildings & Structures	13	17	ditto
VII. Engineering & Plant Startup	29	37	Adjusted proportionally to direct cost
Desalination Plant	20	24	Equip. & Mat. And Labor cost adjusted
Subtotal - Contractor's Internal Cost	1,070	1,375	
VIII. Contractor's Soft & Miscellaneous Costs	244	417	Adjusted for site security and contingency
Contractor's Price	1,313	1,792	
IX. Owner's Soft & Miscellaneous Costs	118	118	
Total - Owner's Cost (1 USD per US Dollar)	1,432	1,910	
Nameplate Net Plant Output MW	1,650	1,650	
Cost per kW - Contractor's	796	1,086	
Cost per kW - Owner's	868	1,158	

<sup>7</sup> イラクファクター： - Equipment and Material : +20% to the reference cost by GT-Pro/PEACE®  
- Labor : +50% to the reference cost by GT-Pro/PEACE®



## 4.9 社会環境配慮

### (1) 背景

イラク国内法は、ガス火力発電所建設をクラス B として環境影響評価を実施し、イラク環境省から環境適用証明を受けることを定めている。また、JICA ガイドライン上、本プロジェクトはカテゴリーA に分類され、包括的な環境影響評価が必要になることから、事業主体である MOE をサポートすることで Nasiryah II フィージビリティスタディに基づく社会環境影響評価を実施した。

### (2) 環境影響評価・対策の論点

本プロジェクトは、複数の検討ステップを通じて技術的、経済的、社会環境的な得失を評価し、17 地点の候補から最終的に Nasiryah II 地点に絞り込んでいる。同地点の社会環境面の特徴は、住民移転がないこと、自然公園予定地・世界遺産・重要鳥類生息地から離れていること、IUCN レッドブックの絶滅危惧種の最適生息地でないことである。

設備設計においては、イラク全土が直面している深刻な水問題（Euphrates 川ならびに Tigris 川の流量減退、高塩分など水質悪化、水利用の急激な増加）に加えて、Nasiryah II プロジェクト固有の課題である下流湿地帯の保全について最大限配慮する必要があった。このため、河川水の最小利用ならびに最小廃水放流（“least water consumption and least water discharge”）を設計理念として、前述の ACC ハイブリッド技術等を適用することで、既設 Nasiryah 火力発電所で採用している Once-through 方式、Wet Cooling Tower 方式に比べて、出力当りの水消費量・廃水量を大きく減ずることが可能となる。

また、地球温暖化への対応として、効率がよく CO<sub>2</sub> 排出量が最小化できるガス燃料によるコンバインドサイクル発電を採用している。

上記の地点選定、設計配慮を通じて、多くの環境影響は回避可能となり、残った影響項目についても適切な対策を立案した。これらの環境影響項目については、建設中～運転開始後を通じて MOE により組織的にモニタリングされることになる。

環境影響評価レポートは、MOE より MOEN (Ministry of Environment) に 2012 年 3 月末に提出予定である。

### (3) 利害関係者説明会

2011 年 10 月に 3 大部族長と MOE との話し合いが行われ、本計画についての了承を得ることから利害関係者とのコミュニケーションを構築した。次に Thi Qar 州知事始めとした地方行政関係者、関係省庁、15 部族長、病院関係者、学校関係者などを招聘して、2012 年 1 月 5 日に第 1 回利害関係者説明会（150 名出席）、ならびに 2 月 23 日に第 2 回利害関係者説明会（150 名出席）が Nasiryah 市において MOE 主催で開催された。

参加者からは、建設工事、発電所運営に伴う地域雇用の促進、ならびに Nasiryah II からの電力受給について要望があり、本プロジェクトの計画・実施に強い期待の表明があった。

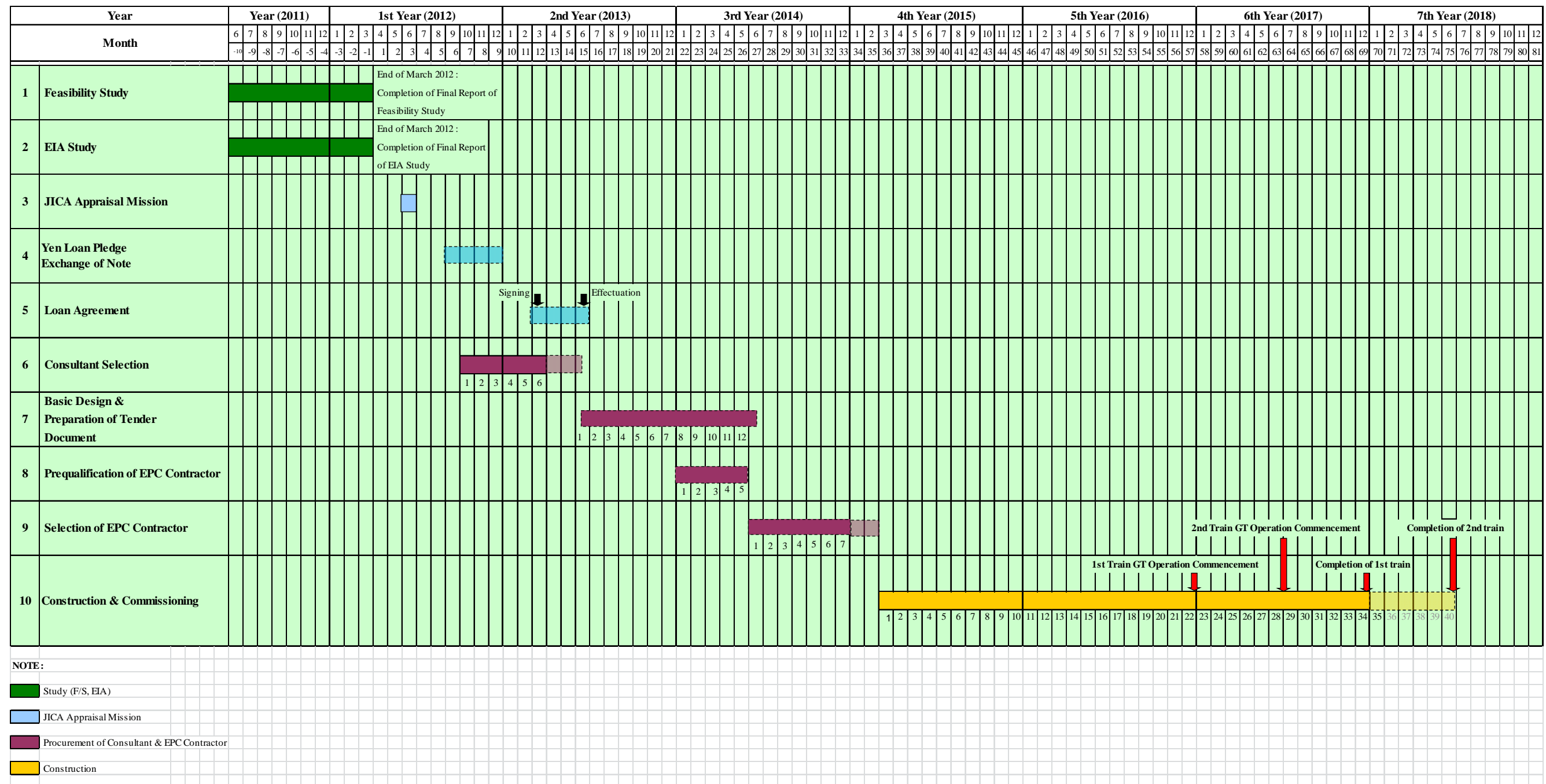
#### 4.10 実施スケジュール

本プロジェクトは、MOE 本省の Planning & Studies Office が資金調達を含めた計画立案を担当するが、実施段階に移ると MOE プロジェクト担当副大臣の管理下においてプロジェクト総局 (Project Directorate) が管理・運営することになる。本調査終了後に予定されるイベントを表 4-10 に示す。また、代表的なプロジェクトスケジュールを図 4-19 に示す。

表 4 - 10 プロジェクト実施までのイベント

Necessary Milestones	Time Schedule Expected	
- Completion of the Final Report of the Study	March, 2012	the starting point (S/P)
- Approval of the EIA issuing the certificate:	March, 2012	the starting point (S/P)
- Dispatching of JICA Appraisal Mission	June, 2012	in 3 month from S/P
- Making of Yen-loan Pledge and Exchange of Note	December, 2012	in 9 months from S/P
- Signing of Yen-loan Agreement (L/A)	March, 2013	in 12 months from S/P
- Effectuation of the L/A	June, 2013	in 15 months from S/P
- Selection of Consultants for the Project Team	June, 2013	in 15 months from S/P
- Completion of Basic Design & Preparation of Tender Documents	June, 2014	in 27 months from S/P
- Prequalification of EPC Contractors	June, 2014	in 27 months from S/P
- Selection of EPC Contractors	February, 2015	in 36 months from S/P
- Commencement of EPC Activities	May, 2015	in 37 months from S/P
- Commencement of Simple-cycle Operation (1st train)	December, 2016	in 57 months from S/P
- Commencement of Simple-cycle Operation (2nd train)	June, 2017	in 63 months from S/P
- Completion of 1st Train Construction	December, 2017	in 69 months from S/P
- Completion of 2nd Train Construction	June, 2018	in 75 months from S/P

(Source: JICA Study Team)



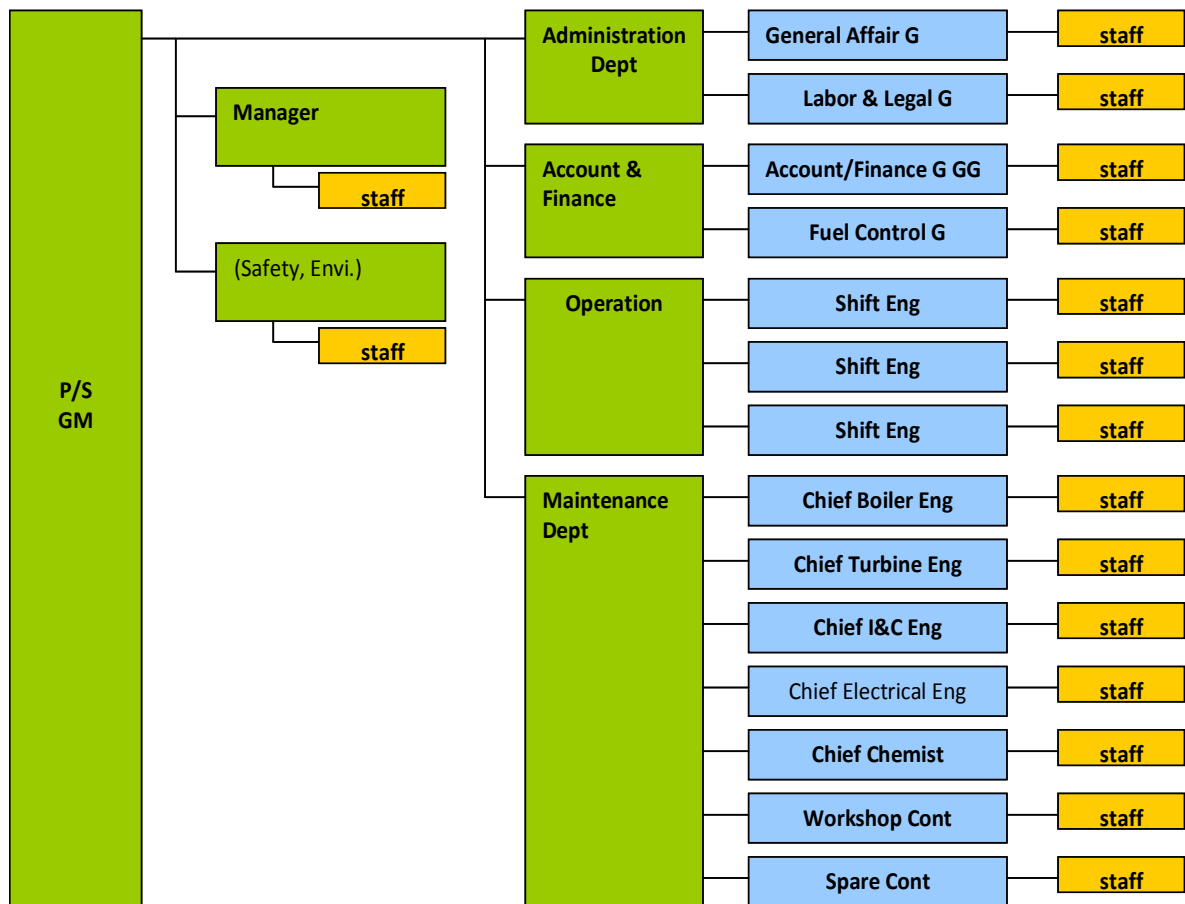
Source: JICA Study Team

図 4-19 プロジェクトスケジュール

#### 4.11 運転・保守

##### (1) 運転・保守体制と管理

発電設備の運転管理については、既設 Nasiryah 火力、Al Musaib 火力等の代表的な発電所では、5 グループ 3 シフト（8 時間勤務、週休 2 日）で運用されている。1 グループは、チーフ・シフトエンジニア、シフトオペレーター等の中央操作室勤務に加えて、主要機器フロアオペレーター（ボイラ給水ポンプ、復水器、給水加熱器）、屋外オペレーター（水処理装置等）など 30 名～35 名の運転員で構成されており、総計は 150 名となる。その他、発電所の運営事務職員を含めると約 300 名体制が一般的である。本プロジェクトにおいても、運転・保守体制は現状を維持することとし、250 名体制を想定した。要員は MOE の人材育成方針を尊重し、既設設備のオペレーターを適正配分することとした。図 4-20 に運営管理組織を示す。



(Source: MOE)

図 4 - 20 発電所運営管理組織



(2) LTSA とスペアパーツ

コンバインドサイクル発電設備は、GT、HRSG および ST を主要機器として構成されているが、一般的に故障率が高いのは GT であり、高温部品の定期点検・修理・交換が比較的短い間隔で発生することから、経営効率の観点から、GT 製造者と長期保守管理サービス契約 (Long Term Service Agreement: LTSA) を締結する方法がとられる場合もある。契約期間は、Major Inspection までを 1 サイクルとして考え、6 年間 (1 サイクル) または 12 年間 (2 サイクル) が一般的である。LTSA と個別発注の比較を表 4-11 に示す。

表 4-11 LTSA と個別発注の比較

	長期保守管理契約	個別発注
高温部品の点検・修理・交換の管理	提供者が一括管理	使用者にて管理
ガスタービンの運転状態監視	提供者も遠隔監視稼働率向上に貢献	使用者のみで監視
常駐エンジニア	有	無
稼働率保証	有 (オプション)	無
高温部品の点検・修理・交換費用・支払い	包括価格で毎月一定額払い価格は個別発注総費用と同レベルまたはそれ以下の想定外の修理・交換も提供者負担 (使用者の責任に帰する理由以外)	点検毎に修理・交換の量に応じた額を支払う想定外の修理・交換が発生した場合は使用者負担

また、GT を構成する部品一式を予備品として所持し、定期点検 (8,000、24,000、46,000EOT 時間) の期間を最小化するロールイン、ロールアウトによる部品管理も有効である。これは、Fuel Nozzle、Combustion ライナー、Turbine ファーストステージ・ノズル/バケット、Turbine セCONDノズル/バケットなどの消耗しやすい部品を別途所有し、点検時に運転時間が EOT に達した部品と所有部品の総取替えを行うことで、点検時間を短縮する方法である。取替えた部品は後日入念に検査し、補修が必要なものは修理して予備品として次回の点検に備えることになる。

(3) 運転・保守費用

本プロジェクトは、MOE が設備を保有し、運営する前提として、表 4-20 に示すとおり運転・保守コストを算定した。ここで、固定費は上記で仮定した発電所組織 250 名の年間運営管理費がベースとなり、変動費は MOE のインハウスエンジニアで最大限のメンテナンスを行い、その他は外注する前提で算定した。

一般に、900MW クラスの CCTPP の場合、EPC コストの 2.5%が年間の運転・保守の総費用となると言われている。表 4-12 に年間運転・保守費用の固定費と変動費を示す。

表 4 - 12 年間運転・保守費用の固定費と変動費

O&M 項目	合 計	固定費	変動費
補修要員	4,200	4,200	-
補修用資機材と定期点検	11,840	1,000	10,840
消耗品費	535	-	535
一般管理費	1,340	1,340	-
合 計	17,915	11,460	6,455
固定費 (補修費) \$/kW/year <sup>8</sup>		7.27	-
変動費 (補修費) \$/MWh <sup>9</sup>		-	1.80

(Source: JICA Study Team)

<sup>8</sup> 出力 900 MW (GT300 MW × 2) class CCTPP

<sup>9</sup> 年間稼働率 80%を想定

## 4.12 経済・財務分析

### (1) 分析方法

プロジェクトの採算性は、本プロジェクトを採算が独立した一つの事業と仮定し、**FIRR** を算出した。主な前提条件は次のとおりである。

- プロジェクトサイト境界で400kV 高圧でMOEに売電すると仮定して売電価格(4.17 US\$/kWh)を設定し、仮想収益を算定した。従って、送配電ロスは考慮しない。
- 燃料ガス価格は、MOE のアドバイスに基づき 4 US\$/mmBTU を採用
- **FIRR** ハードルレートは、カントリーリスクを考慮し、20-25%とした。

一方、プロジェクトの経済性は、イラクの国民経済的裨益効果を算定するものであり、次の前提条件に基づき、**EIRR** を算定した。

- 現状で DO による自家発電が行われている状況を踏まえて、電力購入の期待価格 (Willingness To Pay) を算出し、便益とした。
- **EIRR** ハードルレートは、ADB の例を参考に、12%とした。

### (2) 結果

表 4-13 に **FIRR** 計算結果、表 4-14 に **EIRR** 計算結果をそれぞれ示す。

**FIRR** は、5.9%となり、IPP を想定したハードルレート 20-25%を大きく下回り、民間の発電プロジェクトとしては投資不適格と判断される。

一方で、**EIRR** は、24.3%となり、ADB の基準 12%を大きく上回り、国家プロジェクトとしての優位性が確認された。

## 4.13 運用効果指標

発電所の各設備は、運用耐用期間中、高い効率性と信頼性を維持し、優れた経済性を保ちながら継続的に運用される必要がある。発電設備の耐用期間を通じて、良好な維持管理を達成するには、設備総合効率として次の項目が主な管理点となる。

- 高設備利用率・高稼働率の維持
- 性能・効率の維持
- 計画外停止率の低減

表 4-15 に上記の考え方に基づく、具体的な運用効果指標を示す。

表 4 - 13 FIRR 計算結果

Project Year	Fiscal Year	Capex	Opex				Revenue	Net Cash Flow	Output (MW)			
			Fuel	O&M Cost (Fixed)	O&M Cost (Variable)	Total			Ist Train Output	2nd Train Output	Total Output	
												(A)
-3	2015	582	0	0	0	0	0	-582	0	0	0	
-2	2016	970	0	0	0	0	0	-970	0	0	0	
-1	2017	388	136	13	10	159	240	-308	547	273	820	
1	2018	0	252	13	19	284	443	160	817	700	1,517	
2	2019	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
3	2020	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
4	2021	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
5	2022	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
6	2023	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
7	2024	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
8	2025	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
9	2026	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
10	2027	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
11	2028	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
12	2029	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
13	2030	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
14	2031	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
15	2032	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
16	2033	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
17	2034	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
18	2035	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
19	2036	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
20	2037	0	271	13	21	305	477	173	817	817	1,633	
Total		1,940	5,533	275	421	6,229	9,752	3,136				
								<b>FIRR</b>	<b>5.9%</b>			

Note: \* Project Schedule is set out for 20 years commencing at the point of commencement of 2nd train at full load. Meanwhile, a part of the facility starts operation in 2017 and it is counted in the cash flow analysis above.

表 4 - 14 EIRR 計算結果

Project Year	Fiscal Year	Economic Cost					Economic Benefit (B)	(B) - (A)	Output (MW)			
		Capital	Fuel	O&M Cost (Fixed)	O&M Cost (Variable)	Total (A)			Ist Train Output	2nd Train Output	Total Output	
-3	2015	582	0	0	0	582	0	-582	0	0	0	
-2	2016	970	0	0	0	970	0	-970	0	0	0	
-1	2017	388	136	13	10	547	431	-116	547	273	820	
1	2018	0	252	13	19	284	797	514	817	700	1,517	
2	2019	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
3	2020	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
4	2021	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
5	2022	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
6	2023	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
7	2024	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
8	2025	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
9	2026	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
10	2027	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
11	2028	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
12	2029	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
13	2030	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
14	2031	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
15	2032	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
16	2033	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
17	2034	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
18	2035	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
19	2036	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
20	2037	0	271	13	21	305	859	554	817	817	1,633	
Total		1,940	5,533	275	421	8,169	17,540	9,371				
								<b>EIRR</b>	<b>24.3%</b>			

Note: \* Project Schedule is set out for 20 years commencing at the point of commencement of 2nd train at full load. Meanwhile, a part of the facility starts operation in 2017 and it is counted in the cash flow analysis above.

表 4 - 15 運用効果指標

指標名	指標方法	管理目標値	目的	備考
最大出力 (MW)		835MW	維持管理指標	Nasiryah 発電所現地気象条件 (30 度C) 維持管理指標の大きな柱
設備利用率 (%)	$\text{=年間発電量/定格出力} \times \text{年時間数} \times 100$	80%~85%	計画値の維持	本発電設備はベースロードを基本に設計している。この関係から運転開始後 5 年間は 85%程度を管理指標とする。
稼働率 (%)	$\text{=年間運転時間/年間時間数} \times 100$	80%~90%		定期点検のスケール等によって左右されるためレンジでの管理とする。
発電効率 (%)	$\text{=(年間発電端発電量} \times 860) / (\text{年間燃料消費量} \times \text{燃料発熱量} \times 100)$	56%~57%	維持管理の管理指標 (性能確認)	設備の経年劣化を考慮して幅を持たせているが、基本的に設備の耐用期間中はこの効率を維持するよう努力することが望ましい。
所内率 (%)	$\text{=年間所内電力消費量/年間発電端発電量} \times 100$	3.5%~4%		設備の経年劣化を考慮して幅を持たせているが、基本的に設備の耐用期間中はこの効率を維持するよう努力することが望ましい。
予定外停止並びに計画停止履歴の整理	<p>予定外設備の停止時間の合計</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 人的ミスによるもの</li> <li>- 設備の不具合によるもの</li> <li>- 予防保全のための計画停止</li> </ul>		維持管理の効果促進のための基礎資料として統計処理を行う	