

イラク国
石油省
電力省
産業鉱物省

イラク国
天然ガス需給計画作成に係る
現況調査プロジェクト
最終報告書（要約）

平成 27 年 7 月

（2015 年）

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東洋エンジニアリング株式会社
三井物産株式会社

中欧
JR
15-015

注意事項

1. 本報告書の全部あるいは一部を、その開示手段に拘わらず、事前に国際協力機構の書面による許可なしに第三者へ開示してはならない。
2. 国際協力機構は、本報告書に記載されている結果や情報に関してその内容を保証するものではない。
3. 国際協力機構は、第三者によってなされた本報告書から得られる結果について何ら責任を負うものではない。

イラク国
石油省
電力省
産業鉱物省

イラク国
天然ガス需給計画作成に係る
現況調査プロジェクト
最終報告書（要約）

平成 27 年 7 月

（2015 年）

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東洋エンジニアリング株式会社
三井物産株式会社

中欧
JR
15-015

目次

1. 初めに
2. ガス供給側（上流分野）と需要側（下流分野）
3. 情報入手と分析方法
 - 3.1 情報入手と分析方法
 - 3.2 現地調査レポート
4. データ解析（2013年3月~2013年12月）
 - 4.1 収集データの分析
 - 4.2 ガス供給量の分析
 - 4.3 正味ガス供給量の算出
 - 4.4 ガス需要先の評価と特定
5. 2014年1月以降の調査・結論と次なる Phase への提言
 - 5.1 要旨
 - 5.2 2014年1月以降の調査を踏まえた Phase-1 における結論
 - 5.3 次ステップへの提言
 - 5.4 JICA サポートプログラムについて
 - 5.5 機密情報の取り扱い
 - 5.6 その他

適用通貨換算率

通貨	2013/03	2013/04	2013/05	2013/06	2013/07	2013/08	2013/09	備考
USD	¥91.84	¥94.19	¥97.84	¥101.03	¥98.07	¥98.10	¥98.04	
EUR	¥120.15	¥120.55	¥127.92	¥131.21	¥127.76	¥130.10	¥130.22	
IQD	¥0.079	¥0.082	¥0.084	¥0.088	¥0.085	¥0.084	¥0.085	

通貨	2013/10	2013/11	2013/12	2014/01	2014/02	2014/03	2014/04	備考
USD	¥98.29	¥98.25	¥102.19	¥104.71	¥102.46	¥102.20	¥102.82	
EUR	¥132.94	¥135.08	¥138.88	¥143.30	¥139.47	¥139.84	¥141.43	
IQD	¥0.086	¥0.085	¥0.089	¥0.090	¥0.089	¥0.088	¥0.087	

通貨	2014/05	2014/06	2014/07	2014/08	2014/09	2014/10	2014/11	備考
USD	¥102.58	¥101.68	¥103.41	¥102.39	¥103.77	¥109.45	¥109.06	
EUR	¥142.01	¥138.32	¥138.49	¥137.18	¥136.90	¥138.85	¥137.52	
IQD	¥0.089	¥0.088	¥0.088	¥0.088	¥0.091	¥0.095	¥0.094	

通貨	2014/12	2015/01	2015/02	2015/03	2015/04	2015/05	2015/06	備考
USD	¥117.58	¥120.48	¥117.93	¥119.03	¥119.64	¥118.96	¥123.96	
EUR	¥146.87	¥146.91	¥133.23	¥134.68	¥129.83	¥131.21	¥135.33	
IQD	¥0.103	¥0.105	¥0.102	¥0.103	¥0.104	¥0.103	¥0.108	

略語表

略語	意 味
bpd	bbl/d (一日当たりのバーレル容量; 1bbl は約 159 リットル)
BOPD	Barrel Oil per Day (一日当たりのバーレル油容量)
CBI	Central Bank of Iraq (イラク中央銀行)
CC	Combined Cycle Generation (ガスタービンによる発電と、ガスタービンからの排熱利用による汽力発電を組み合わせた複合発電方式)
CO ₂	Carbon Dioxide (二酸化炭素)
C/P	Counter Part (カウンターパート)
DCS	Distributed Control System (分散制御システム)
DE	Diesel Engine Generation (ディーゼル発電)
Df/R	Draft Final Report (ドラフト・ファイナル・レポート)
DPMO	Deputy Prime Minister Office (イラク副首相府)
EPC	Engineering, Procurement and Construction (プラントなどの設計・調達・建設業務)
FDP	Final Development Plan (油田の最終開発計画)
FS	Feasibility Study (事業性検討)
GAP	Gas Allocation Plan (ガス分配計画)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GHG	Green House Gas (温室効果ガス)
GMP	Gas Master Plan (産出ガスの有効活用の為の国家計画)
GOR	Gas Oil Ratio (原油生産において随伴するガス量と採取する油量との比率)
GT	Gas Turbine Generation (ガスタービン発電)
IC	Interconnection (地域間融通)
IEA	International Energy Agency (国際エネルギー機関)
IENA	Iraq Energy Academy (イラクのエネルギー問題を研究する活動)
IMEC	Inter Ministry Energy Committee (イラクの省庁間エネルギー委員会)
INES	Integrated National Energy Strategy (2013年6月に完成したイラクのエネルギー活用に関する国家戦略)
IOC	International Oil Companies (国際石油開発会社)
JICA	Japan International Cooperation Agency (国際協力機構)
kBOPD	1,000 バーレル油容量/日
kTPA	Thousand tons per annum (1,000 トン/年)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (液化石油ガス)
MM	Million (百万) を示す
MMbpd	Million barrel per day (日量百万バーレル)
MMscfd	Million standard cubic feet per day (日量百万標準立方フィート)

略語	意 味
MoE	Ministry of Electricity (イラク電力省)
MoIM	Ministry of Industry and Minerals (イラク産業鉱物省)
MoO	Ministry of Oil (イラク石油省)
MOU	Memorandum of Understanding (覚書)
NOC	National Oil Companies (国営石油会社)
Phase-1	本調査を指す
Phase-2, 3	本調査を更に深堀する為の後続の調査・解析作業を指す
PMAC	Prime Minister Advisory Committee (首相府諮問機関)
scf(p)d	Standard cubic feet per day ; sft ³ /day (日量標準立方フィート)
SGC	South Gas Company (イラク南部ガス公社)
SOC	South Oil Company (イラク南部石油公社)
STG	Steam Turbine Generation (スチームタービン発電)
TSC	Technical Service Contract (油田入札後に締結する開発支援契約)
URR	Ultimate Recoverable Resources あるいは Ultimate Recoverable Reserves (究極可採埋蔵量)

1. 初めに

この報告書は、イラク国の天然ガス（油田随伴ガス AG 及びガス田からの産出ガス-非随伴ガス NAG-の双方を含む）の有効活用方法について、イラク国全体での総合的な可能性を調査・分析した報告書である。イラク国では、2013年6月に **Integrated National Energy Strategy (INES)** を完成させ、将来のエネルギー戦略を描いているが、ここでは、それらの現地情報および石油省 (MoO)、産業鉱物省 (MoIM)、電力省 (MoE) などからのデータ、更には IEA の Outlook 等の分析を踏まえ 2030 年程度までの天然ガスの有効利用方法について分析をした。

本調査 (Gas Master Plan; GMP, Phase-1 と称する) は、2013年3月に始まり、完了したのは 2015年6月である。これほど長期間掛かった要因には次のような背景がある。

2013年3月	調査開始
2013年6月	イラク側と Kick Off Meeting (KOM) 実施
2013年9月	現地調査 (データ入手、電力省)
2013年10月	現地調査 (再度、データ入手、産業鉱物省) この間、石油省からのデータ開示を要請
2014年4月	総選挙で組閣の遅れ (石油大臣の交替)
2014年6月	IS による治安悪化で暫くバグダッドへ入れず
2015年4月	バイルートでの報告会 (電力省、産業鉱物省のみ参加)
2015年5月	石油大臣へ説明@バグダッド
2015年5月	イラク石油省計画局長への報告@バグダッド

分析・検討の結果は、第4章までが、2013年12月までのデータを基にした解析である。その後、2014年の選挙や IS の侵攻などで現地入りが叶わない間に約1年が経過したので、再度データを見直して、第5章で最新の分析に更新した。

イラク国のガスセクターについては、イラク政府・国際石油開発会社がそれぞれ受け持つ油田開発に伴う随伴ガスの処理・生産と各産業・各地域の需要のバランスを考慮した包括的・定量的な需給計画が確定されておらず、そのためガスの有効利用のための設備も建設されていないことから、原油を生産する際に生じる随伴ガスは、現状大半が未活用のまま大気中で燃焼処理 (フレアリング) され、環境に悪影響を与えているばかりか、経済的にも大きな損失となっている。イラク石油省の月次報告によれば、2012年以降約 60%以上の随伴ガスが有効利用されずに燃焼・大気放出されている。また、ガス処理設備インフラの整備が進まない中で原油生産のみが増加しているので燃焼処理される随伴ガス (フレアガス) の量はさらに増加する傾向にある。

表 1(1) 原油・随伴ガスの生産現状

原油生産 (平均)	日量 321 万バレル
随伴ガス生産	1,963 MMscfd
フレアガス	1,371 MMscfd
フレアガス比率	69.8 %

(出典：イラク石油省 2013 年 8 月)

これらの状況から現在確認されうる随伴ガスの性質・量を前提に、どの分野でどのような有効活用が可能か需給計画の作成が急務である。包括的・定量的、かつ上流部分と下流部分双方に於いて計画の整合状況が保ち得るような需給計画の作成につなげるため、本調査を通じて情報収集・整理・分析を行った。また短期的に有効な提案を行う。

定量的な検討を行うに当たり、供給側の正確な把握が必要である。3.1.1 項に示す通り、一般に公開されている既存の資料、報道等情報、文献と、イラク南部石油公社(South Oil Company)から受領している資料を参考に供給側の検討を行った。需要側の検討は、イラク国の意向を反映して作成され公式な政策文書としての位置づけである INES や、各省庁（産業鉱物省、電力省）から入手した時点の計画を元に検討を行った。また、下流計画においては、当然のことながら産業の基盤である電力需要を満たすことを第一として検討した。INES にも電力不足は産業の発展に大きな障害となるとして、電力不足解消を最優先として記載されている。

INES の位置づけは、イラク政府の公式的な政策文書となり発表記念式典が開催された（2013 年 6 月 12 日、バグダッド）。本業務の実務を行う東洋エンジニアリングも記念式典に参加した。また本業務の位置づけとしては、この INES の延長線上にあるものと考えられ、INES が一般的な定性的解析を行う一方、本業務においては特定の知見に基づく定量的解析が求められる。投資家視線によらず技術的に解析を行い、具体的なガス需要および設備・インフラストラクチャー計画を行う事をイラクからは期待されている。

なお最終的に Gas Master Plan を作成するにあたり、段階的な検討が必要と考え、本業務 (Phase-1) は導入としてイラク全土における包括的なガス需給バランスを調査することとした。また継続的に別途、地域特性を持たした検討、つまりその地域で発展し得る産業を考えることで、地域毎のガス需給計画に係る調査を行う事となる。

例えば、イラク全土を 4 つの地域（北部、西部、中部、南部）に分けて、それぞれの地域性を考慮したガス需給計画を検討することを考えると、西部はシリア国境近辺における危険地域も含み未開発な油・ガス田が多い事が知られている。しかし、人口的には、その他地域と比較しても少ない地域である。そういった地域で今後どのような産業育成がなされ、ガス需要があるかを検討した上で、供給する側の設備ネットワークを構築していくことが必要となる。つまり需要と供給のバランスが出来たとしても、それが現状設備でどこまで分配ができ、追加・新規の設備計画としてどのような

ものが必要かを特定する事が重要である。

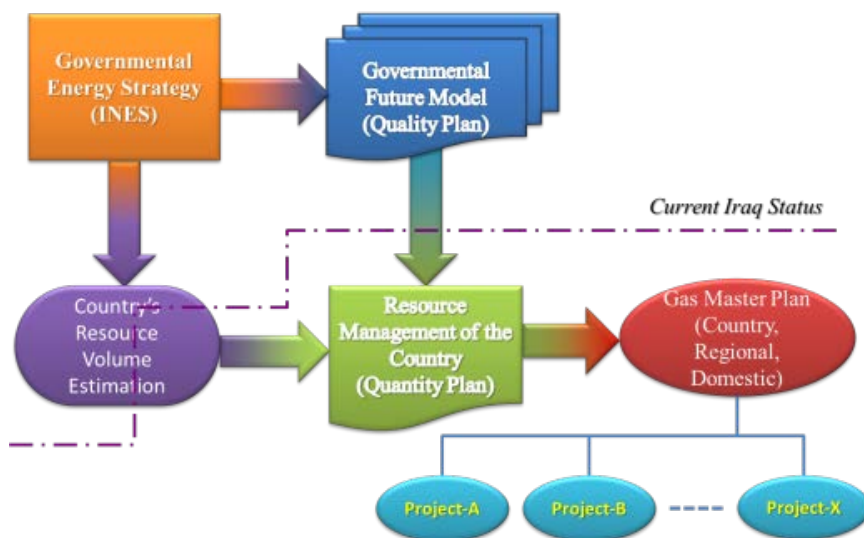


図 1 (1) Gas Master Plan Implementation Road Map (出典：調査団作成)

図 1 (1)によると最終的な Gas Master Plan を作成するにあたり、Project A~X までの案件形成がイラク側の期待するところであり、将来的な個別案件の計画作成業務で実施される事と考える。またその中身については、どの設計段階まで実施するかはイラク側との協議の上、調査の次フェーズ以降に決める事となる。

<段階的な Gas Master Plan の作成案>図 1(2)参照

Phase-1：イラク全土を対象に包括的なガス需要・供給バランスを構築（本業務範囲）

Phase-2：イラクを 4 地域に分割し、地域特性を考慮したガス需給計画を構築

Phase-3：各場所における工業計画を供給設備（インフラ）と合わせ需給計画を構築

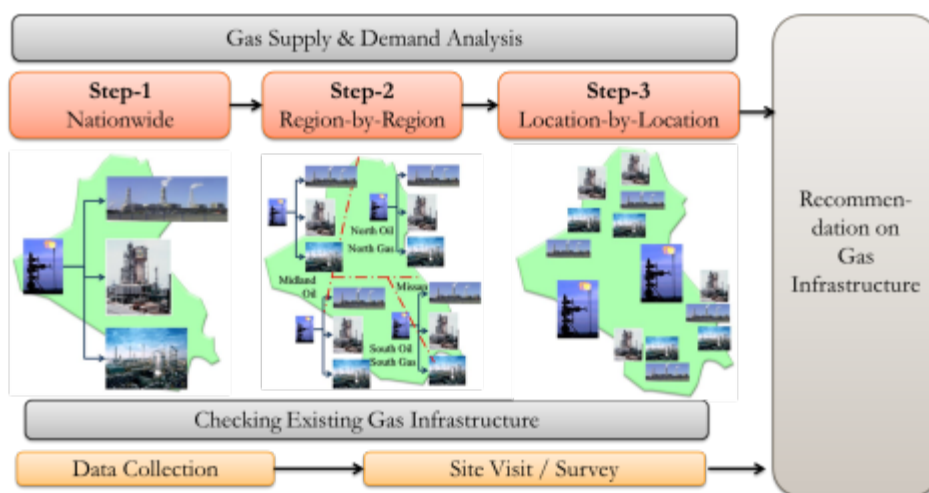


図 1(2) Gas Master Plan の各 Phase の関係 (出典：調査団作成)

Phase-2 では地域特性を考慮した検討が行われるが、ガスの需給分析を実施する上で既設のガス設備（パイプラインを含む）の状態を知る必要があり、場合によって現地調査と設備計画をいずれかの Phase で実施する必要が考えられるが、その部分については石油省などからの情報提供に依ることとし、実際に設備のための現地調査は将来的な実施項目として考える必要がある。

2. ガス供給側（上流分野）と需要側（下流分野）

(1) 上流分野の検討

詳細は 3.1.3 項に示すが、随伴ガス、非随伴ガスから、ガスの成分毎(C1、C2、C3、C4、C5+、H2S)に年次変動を考慮して生産量を算出し、各成分の分量、年次変動に応じた需給計画を作成し、下流分野の検討とする。

表 2(1) ガス成分と需要先の例 （出典：調査団作成）

成分表記	成分名	用途例
C1	メタン	発電燃料、肥料プラント原料、LNG 液化燃料
C2	エタン	エチレンおよびその派生プロダクト原料
C3	プロパン	液体燃料 (LPG)、石油化学製品原料
C4	ブタン	液体燃料 (LPG)、石油化学製品原料
C5+	重質分	液体燃料 (NGL)

各成分によってその用途が違い、需要側計画も変わってくる。基本的には供給側の量に依るところが大きく、その分量によって下流工業・産業計画を作成しなければ、需給バランスおよびイラク国の復興・発展計画とはならない。

また地域特性を考慮する題材として、南部と北部のそのガス成分特徴が挙げられる。南部については石油化学原料となり得るエタンが豊富に含まれているが、北部は通常メタンが成分として豊富である。よって南部ガスを中心に石油化学計画が立てられるものと考えられるが、一方でその輸出と消費が想定されない限り南部に石油化学コンプレックスを建設する意義もそれほど大きいものとは言えない。この点については、本調査を実行する上で、イラク側と十分な協議の上、慎重に進める必要がある。

当然ながら、ガス生産量が変わる事で、下流分野の検討も異なってくる。その為、上流部門、ガス供給側の検討は、現状のデータに即した検討が必要となる。一方で、収集出来なかった部分については、仮定値を含めた上で包括的なガス生産量の算定を実施し、需要側の計画が検討できるような長期のガス量予測も既出の開発計画書（プレ開発計画書 PDP：Preliminary Development Plan、最終開発計画書 FDP：Final Development Plan）より解析し算定した。然しながら、将来的にイラク国内のその他の鉱区の開発で、Final Development Plan がイラク政府に提出される事が必要で、新たな FDP に記載されている計画の情報を盛り込み、下流分野の検討を再度行う事が必要となると想定される。これに関しては本調査の延長上としてこれが実施される必要がある。なお上流開発は基本的に不確実性の下行われる事から、このような手法、つまり開発計画の作成を進めながら井戸元情報を Update して行く事は通常と言える。

各下流部門への送ガス量については、各鉱区からのガス生産分から鉱区開発に使用する電力で燃料として使用される自家消費量を差し引いた正味の量を算定する必要があるが、本調査では、その点を確認する事ができず、東洋エンジニアリングの経験と知見に基づいた仮定値とした。

(2) 下流分野の検討

下流のガス有効利用計画に関しては、イラク側意向および市場動向を確認しながら本調査業務を進めた。特に INES はイラク側の意向を反映しており、期待も大きいことから、本調査の重要な参考文献とした。

INES に下流分野の今後の計画等が記載されている一方で、各省が策定したマスタープランや計画も乱立的に存在する。その為、INES、各省のマスタープラン等を十分理解した上で、本調査のカウンターパートである石油省、電力省、産業鉱物省の意向を確認する事とした。然しながら、ガス供給量には限りがあり、各省庁間での利害関係、政治的な影響も少なからずある。イラク国の現状として、人口増加や各産業の活性化に伴い、国内発電量が大幅に不足していることが挙げられ、更なる産業の活性化の為に安定した電力供給は不可欠である。その為、電力省、産業鉱物省共にそれぞれのマスタープランを策定しているが、本調査では発電需要を満たすことを第一優先とした検討を行った。

上述の通り、本調査では、イラク国の意向を十分に反映させ、且つイラク国の現状に沿ったガス利用計画の提言を行う一方で、詳細な検討、つまり、建設地域やパイプライン網の検討等の地域ごとの検討、各設備の生産能力等の詳細な検討は本調査の延長上で検討されると想定する。

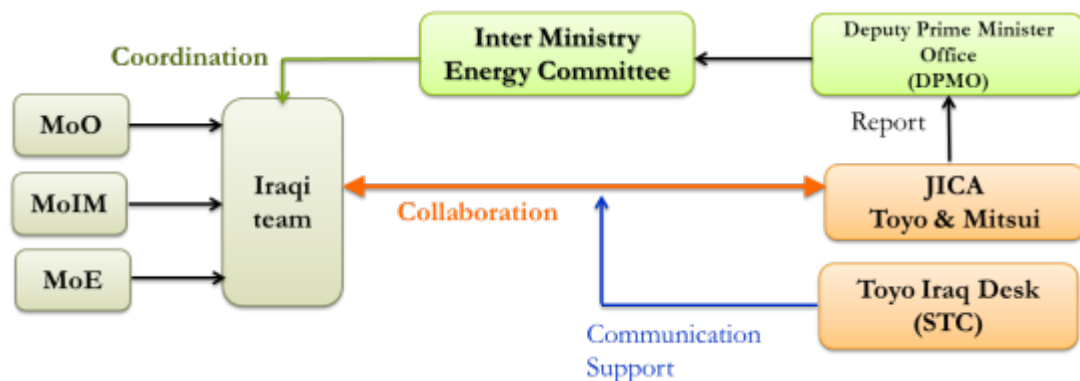


図 2(2) 調査チームの関連図 (出典：調査団作成)

また上記にあるように本調査の依頼発端となる副首相府 Deputy Prime Minister Office には、Inter Ministry Energy Committee (IMEC) と言った取り纏め組織が存在し、各省を取りまとめる機能を果たしている。本調査の主担当省としては石油省ではあるが、需要と供給のバランス補正をするうえで、今後各省の取り纏めが必要な場合は

IMEC の働きかけが副首相府の下で、必要となってくる。

本調査の次 Phase への移行、また計画の具体化のためにはイラク側各省の連携が不可欠である

3. 情報入手と分析方法

3.1 情報入手と分析方法

3.1.1 既存データの収集と分析

一般に公開されている既存の資料、報道等の情報、文献を可能な限り事前に入手し国内での事前準備調査に供し、更にイラク国より入手しうる情報を基にイラク国の Oil & Gas Industry の現状及び将来について総括的な理解に供した。一般情報の入手方法は主として Website から入手するほか、関連セミナーなどで公表された資料も積極的に活用するべく入手に努めた。対象となる分野は、原油、ガスについて、埋蔵量、生産量、輸出入、国内消費、電力の需給、下流工業部門の情報等々多岐にわたる。上記分野について、現状、進行中の各種プロジェクト、将来計画に係るイラク国関連セクターの基本方針などの情報を入手し先ずは全体像についての理解を深めた。主要なものとしては IEA が 2012 年に発行した World Energy Outlook Iraq Special Report 2012、Oxford 大学が 2011 年に刊行した Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa、JOGMEC（独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構）のイラクに関する定例レポート、Integrated National Energy Strategy (Executive Summary 2013)がある。

一般に公開されていない資料としては、現在東洋エンジニアリングが受注しているイラク関係の業務（Iraq Oil Evacuation Study）などに関連してイラク南部石油公社（South Oil Company）から受領している資料も参考とした。

不足する情報あるいは既存資料の最新の情報についてはあらかじめイラク国政府に質問状を提出して現地調査の段階で回答を入手した。

3.1.2 ガス需給計画に必要なデータの分析

油・ガス田の開発、生産についての量と年次変化、および、需要側としては電力需要、石油化学関連その他の工業における燃料および原料についての量と年次変化、イラク国の政策にもとづく復興、将来計画に係る基本方針はガス需給計画検討に欠かせない重要な情報である。

ガス供給ソースとしては油田における随伴ガス AG、ガス田における非随伴ガス NAG の生産が基本であるが、場合によってはガスの輸入も視野に入れる必要がある。油田の随伴ガス生産については、油田の操業実績あるいは開発計画から原油生産量、随伴ガス比率（GOR; Gas-Oil-Ratio）、ガス分離、ガス処理プロセスおよび自家使用分を差し引いた正味のガス供給可能量に関する情報が必要である。需要側の検討において、使用するガスの種類、すなわちガス成分ごとの供給量を把握するためにガス生産

拠点におけるガスの組成情報も必要である。供給インフラ、特にガス供給拠点から需要拠点へガスを配分するパイプラインネットワークおよび付帯設備の現状と将来計画についての情報に努めた。

イラク政府は 2009 年から国際石油開発会社に鉱区を開放して入札作業を開始しており現在までに 4 回の入札 (License Round) が実施され、19 の油・ガス鉱区が落札され開発あるいは探鉱作業に着手している。それら開発計画書に記載されているガス供給量、ガス組成、ガス処理方法、自家使用量などの情報も出来るだけ入手した。記載されている最大生産量目標値、最大生産開始時期とその期間 Plateau はガス供給量年次変化を見るのに必要である。

ガス需要産業のうち、主として発電・石油化学・肥料分野に関する情報を収集したが、その他の産業、すなわち鉄鋼、非鉄金属も入手を試みた。特に電力については、現在電力需給逼迫していることから、電力の需給およびインフラの現状と今後の計画に関する情報収集は最優先される。過去に東洋エンジニアリングおよび三井物産が JICA 向けに実施した以下 2 案件の調査結果も参照した。

- ◆イラク国肥料工場建設および物流ターミナル整備事業準備調査(平成 24 年度実施)
- ◆中西部地域工業セクター化学肥料プロジェクト準備調査 (平成 21 年度実施)

なお、各油・ガス田内あるいは各種油貯蔵、移送基地内に必要な自家発電設備を設ける場合には、余剰の電力は、イラク国送電網 (National Grid) に送電する状況も想定されるのでそれらの情報も入手を試みたが、具体的な数値情報は得られなかった。

3.1.3 生産ガス量と組成の特定方法

ガス供給量の算定は情報が限られる中で以下の方法により実施した。

(1) 基本的算出方法

随伴ガスについては油田ごとの油生産量に対するガス生産量比、随伴ガス比率 (Gas-Oil-Ratio) を乗じてガス生産量とする。この場合の生産量は井戸元のガス量 (Raw Gas Volume) となる。

$$G_p = O_p \times GOR$$

G_p :Raw gas production scfd

O_p :Oil production bopd

GOR :Gas-oil-ratio scf/bbl

注) 油生産量、ガス生産量の標記に使う単位はそれぞれ kbopd (kilo barrel oil per day)、MMscfd (Million standard cubic feet per day)を基本とする。

(2) 随伴ガス (Associated Gas)

随伴ガスは油の生産に付随して産出するガスであり、地上のガス分離装置の条件下で分離されるガスとして上記式により算定される。分離後の油中に溶解する若干のガスがあるが油の貯蔵、出荷前に十分除去 (De-gassing) されるとして無視する。なお随伴ガスには地下の条件で油中に溶解しているガス (Solution gas あるいは Dissolved Gas) と油層の上部にガスとして存在するガス (Cap gas) があるが分類は両者とも随伴ガスとして取扱い、上式により算定する。

GOR は油を採取する地層 (Formation) の特性により異なるため、本検討では中・軽質原油と重質原油に大きく大別して両者の合計値を算定する。一般に軽質になるほど、また油層の圧力が低くなるほど GOR は大きくなると考えられる。

(3) 非随伴ガス (Non-associated Gas)

地下の温度・圧力状態で気相を形成しているガス田のガスで地上の条件では一部が液化する。地上で分離したガスのデータがあるのでそのままガス生産量とし、液化した重質分のコンデンセートはガス量の算定においては検討対象外とする。

(4) 成分ごとのガス生産量の算定

発電用燃料、石油化学や肥料プラントなどの下流工業のガス用途 (燃料・原料) に応じたガス成分ごとの生産量の算定が必要である。成分ごとのガス生産量は Raw Gas 生産量に各成分の vol% (mol%) を乗じて算定する。(下式参照)

$$G_{pc} = G_p \times \text{vol\%} / 100$$

G_{pc} : Component gas production scfd

算定したガス量は Raw gas をベースにした純度 100% の成分ガス量であり、下流のガス処理プラントにより各成分に分離した場合、純成分に完全分離としないため実際の成分ごとのガス量は一般的な分離性能を基準に配分する。下流のガス処理プラントとして、ガス圧縮、冷却分離、脱硫、脱メタン、脱エタン、脱プロパン、脱ブタン装置等が考えられる。また水分はガス脱水プロセスにより除去されるものとする。

ガスの成分としては、メタン(C1)、エタン(C2)、プロパン(C3)、ブタン(C4)、重質分(C5+)、硫化水素 (H2S) を対象とするが、ガス処理プラントで C4 より軽い成分を分離した後残渣として残る液体成分は Natural Gas Liquid (NGL) としてまとめる。またプロパン、ブタンは液化した液化石油ガス (LPG : Liquefied Petroleum Gas) と定義する。メタン、エタンの混合ガスをドライガス (Dry Gas) と定義する。ドライガスをさらに分離してメタンを主成分とする液化天然ガス (LNG) を検討する場合も考えられる。

(5) ガス組成

上記計算に用いる Raw gas の組成は各油・ガス田の特性により異なるため本来個別のデータを用いるべきであるが、データがない場合には、類似のガス、油田のデータを以て代表させる。またガス組成は油を採取する地層 (Formation) の特性により異なるため、本検討では中・軽質原油と重質原油に大別して検討に供する。一般に軽質になるほど軽質の炭化水素割合が大きくなる。

(6) 自家使用ガス

各油・ガス田では動力用電源供給としてガスを燃料とするガス発電機にガスを使用する。また、プロセス加熱用燃料としてガスを使用することもある。油・ガス田の操業に必要なガスの自家使用量は各開発計画によるところであるが、本検討では一律に下記の使用比率を適用する。

油田	生産ガスのうち C1, C2 の 20%
ガス田	生産ガスのうち C1, C2 の 10%

発電機はおそらくガスタービンタイプと考えられ、その燃料は C2 lighter が好ましく、また硫黄分なども除去した、いわゆるスイート (Sweet) なドライガス (Dry gas) であるから、油・ガス田の中で Raw gas を処理しなくてはならない。開発中あるいは既存の油・ガス田ではどのようにガス処理しているかについての情報も次の段階では収集する。

ただし、原油回収率向上のための EOR (Enhanced Oil Recovery) としてガス圧入などを実施する場合ガス生産量はかなり減少するので、それが明確な場合はガス生産量算定に当然ながら考慮することになる。ちなみに圧入用ガスとしてはガスを分離せず Raw gas のまま圧入することが多い。

(7) 油・ガス田内のガス処理設備

井戸元の流体はセパレーターなどを経てガス (Raw gas) を分離し、その後圧縮、脱硫、脱水、蒸留分離などを油・ガス田内にて処理してガス中の成分 Dry gas、LPG、NGL 等に分けていると考えられる。また地域によっては複数の Raw gas を油・ガス田外の集合施設に集めて脱硫、脱水、蒸留分離を実施していることも考えられる。これらについての既存システムがどうなっているか、またどのような計画が進められているかなどの情報も、特にインフラ検討に必要である。

3.2 現地調査レポート

現地での複数回に亘るカウンターパートとの全体会議或は分科会議を通して得た資料及びヒアリング等によって得られた内容を理解して以下の如く整理した。本調査では主たる業務を情報の収集とデータの入手に主眼をおいていることから、夫々の現場を訪問しての調査ではなく、主に公式に入手した資料 (例えば INES 等) をベース

に本項を執筆した。尚、2015年の現地調査に関しては、第5章に詳述した。

3.2.1 油田開発プランと油ガス生産量と組成情報の収集

2013年6月11日に本調査(Phase-1)業務の現地 Kick-off Meeting をバグダッドのイラク石油省オフィス会議室で実施した。イラク側は石油省、電力省、産業鉱物省、北部ガス公社、南部ガス公社からの出席があった。議長は石油省の Mr. Sadik. H. Al-Yassiri, Director General, Studies, Planning & Follow up Directorate であった。東洋エンジニアリングプロジェクトチームよりインセプションレポートの内容をベースに説明し、検討に必要なデータを2013年6月20日までに受領できるように要請した。会議の中で要求した必要資料の受領に関する議論の主要なポイントを以下に示す。

- 1) 資料の提供については NDA (Non-disclosure Agreement) を先ず石油省と締結する必要があると考えた。(会議後、ドラフトを提出したが石油省のサインは未完。)
- 2) 国際石油会社あるいはイラク国営会社による開発中の油・ガス田の最終開発計画書については、今すぐに提出できないし、そもそもイラク国営会社の油・ガス田の計画書はこれからということで時間がかかると予想された。Gas Master Plan (GMP) の検討期間を通じて適時 Update していくものである。このことから、Phase-1 検討は既存の資料および南部原油払い出し設備計画の検討時にイラク南部石油公社から受領した資料をベースにまず進めることとした。
- 3) あらかじめ送付していた質問状の回答を依頼した。(紙面による回答は未受領であるが会議の中で油田リスト及びパイプラインの現状に関して説明を受けた)
- 4) INES Final Report の提示を要請した。翌日(6月12日)行われた INES 完成レセプションにおいて Executive Summary Report のみが配布された。後日、Final 版も入手した。
- 5) ガス供給量のベースとなる原油生産量目標値である 9.0 MMbpd (2020年) を Gas Master Plan (GMP)作成の前提としてその他のケースについては GMP 検討の過程で考慮した。
- 6) ガス中の硫黄分を回収して製品として活用することも検討対象にするようにイラク北部ガス公社 (NGC) から要請があった。従ってガス組成中の硫黄分をサルファーリカバリーにより回収することとして生産量を算定して次フェーズ以降の検討対象に加えることとした。
- 7) ドームガス (キャップガス) もガス供給源として活用することを検討するように NGC から要請があった。ドームガスについては、油生産中は随伴ガスとしてその

一部が回収される。油田が枯渇してきた場合に最終的に回収対象となる。詳細については Phase-2、3 の中で検討していくこととする。

- 8) ガスの安定供給という観点からガスの貯蔵についても検討対象とするよう要請があった。気相として地下に貯蔵するには膨大な層容量が必要となるので、基本は液化しての貯蔵と考える。あるいは枯渇した油田のキャップガス層に圧入して貯蔵することも検討対象である。

2013年9月22日から4日間、イラク石油省、電力省、産業鉱物省との会議をバグダッドで開催し、更なる情報の入手のため第二次現地調査を実施した。

<u>日程</u>	<u>イラク政府</u>	<u>場所</u>
9月22日(日)	石油省	石油省会議室
9月23日(月)	産業鉱物省	産業鉱物省会議室
9月24日(火)	石油省、電力省	石油省会議室
9月25日(水)	石油省	石油省会議室

石油省との会議においては、情報の少ない北部の油・ガス田に関する情報を入手した他、調査団の作成した資料を提示して、その内容を Review してもらうこととした。資料は10月1日までに受領することで合意した。(その後、石油省側の都合により紙面でのデータは未受領のまま現在に至る。)なお、25日の会議において、Minutes of Meeting の Review 後サインを受領した。

<対応者>

Mr. Hashim Farag Al-Musawi, Manager, Planning

Mr. Rashid Kh Mohamoud, Studies, Planning & Follow up Dir., Gas Section

Ms. Hanan Naji Saryan, Studies, Planning & Follow up Dir.

Ms. Nasser Azeez Zabar, Studies, Planning & Follow up Dir.

Mr. D. Duha Sachi, Studies, Planning & Follow up Dir.(24日)

<提示した資料>

- (1) 第1回～第4回国際入札結果一覧表(改定後)
- (2) 油・ガス田のプラトー生産目標値、期間の表
- (3) 北部ガス処理システム図
- (4) 南部ガス処理システム図
- (5) 油・ガス田毎のガス処理施設および製品一覧表(現状と計画)
- (6) 検討に使用した油・ガス田毎のガス成分表
- (7) 油・ガス田毎のガス生産量サマリー表

主要なポイントを以下に示す。

- (1) クルディスタン地区は独自の油田・ガス田の開発を進めており、イラク中央政府（石油省）の管理範囲外となっているため検討対象から除外した。
- (2) 北部の油・ガス田はじめイラクが操業あるいは開発している油・ガス田の生産量に関する情報をいくつか入手した。
- (3) イラク国主要ガスパイプラインに関する情報を入手した。
- (4) 北部、南部のガス処理施設の能力についての情報を入手した。
- (5) イランからのガス輸入パイプラインに関する情報を入手した。
- (6) 油・ガス田の操業に必要なガスの生産ガス全体に対する比率は20%程度。

産業鉱物省との会議においては、産業鉱物省の将来計画の説明を受けた。その場での資料の入手はNDA（Non-Disclosure Agreement）の締結を行ってからということで、会議後NDAの内容についていくつかの修正を行った結果、後日サインされた。帰国後計画プロジェクト一覧表を受領した。またMinutes of Meetingもサインされた。

<対応者>

Mr. Mohd Abdullah Mohd Zain, Deputy Minister
Mr. AbdulKarim Al-Obaidi, Expert for Deputy Minister Office
Mr. Ra'ed K. Ibrhim, Chief Engineer for SIDCCO
Mr. Munadhil Sh. Al-Obaid, Engineer
Mr. Gailan K. Hamza, Chief Engineer
Mr. Selwa S. Tameel, Chief Engineer

主要なポイントを以下に示す。

- (1) エリヤごとに石油化学およびアンモニア、尿素、メタノールプラントのコンプレックスの計画があり、それぞれの必要な原料、燃料の量に関する情報を入手した。
- (2) 南部工業団地に関する情報を入手した。
- (3) 石化原料としてナフサ（液体原料）を使う計画もある。
- (4) その他の工業プラントは別セクションが担当のため説明はなかった。
- (5) 石油化学製品の輸出もマーケットリサーチをした結果、計画に含めるとの説明があった。

電力省との会議は同省の担当者が石油省に出向き石油省と同席のもと説明を受けた。この会議の場で、現状の発電所および2019年までの計画発電所の一覧表を受領した。発電所名、タイプ、燃料種類と消費量が記載されている。

<対応者>

Mr. Alaa D. Ali, Planning & Studies Office

主要なポイントを以下に示す。

- (1) 現状の発電能力は公称 17GW であるが実能力は 8GW 程度であり 1 基ずつ改修を実施していく予定である。
- (2) 2020 年までに 40 基の発電所を新設する。そのうちいくつかはイランからの輸入ガスを供給する。タイプ別ではスチームタービン発電は 11.7GW、ガスタービン発電は 11.112GW、既存との合計で 40GW となる。(1.853GW のディーゼル発電を含む)
- (3) 現在 1.7GW の電力をトルコ、イランから輸入している。

3.2.2 発電・石化・肥料およびその他産業向けガス利用計画について

(1) 発電向け

INES によれば、2012 年時点で 7GW の既存発電所があるが、2016 年までに 40 基、22GW の発電所を追加建設する予定がある。新規の発電所はスチームタービンとガスタービンによる発電でありガス焚きを基本とするも、必要な場合は油焚きも可能とする。燃料対応の柔軟性は今後とも重要である。ガス関連のインフラストラクチャーが整備途上でありガス供給の制約が今後とも継続する可能性があることが主たる理由である。2016 年までに供給予備率を 15%に上げ、以降も継続する計画である。2016 年以降はガスタービンシンプルサイクル発電より高効率のコンバインドサイクル発電所を建設する予定である。燃料効率が高く、環境にやさしい発電所を目指す。

結果として発電用燃料の天然ガスへの依存度を現在の 25%から 2030 年までには 80%にする計画である。

発電能力の拡張計画を図 3.2.2(4) (INES Summary の Exhibit ES-8)に示す。

供給予備率は 2014 年頃にマイナスから 0%に転じ、以後 9%→17%→15%とする計画である。2016 年には電力輸入が終わり、2022 年にはディーゼルエンジン発電が終わる。スチームタービンとガスタービンのシェアは漸減し(発電量は同じ)、コンバインドサイクル発電のシェアが増加する計画であり、2030 年における総発電容量は 42GW と予想している。

スチームタービン、ガスタービン、コンバインドサイクルの送電端効率をそれぞれ 32.7%、26.7%、43.8%とすると、それぞれの必要ガス量は下記が想定される。なお、ここで言う送電端効率とは、送電によるロスを含んだ数値であるので注意を要す。

この必要ガス量がガス生産計画と整合性を保ちうるかどうか、詳細に検討した。

表 3.2.2(1) 2030 年時点での発電用ガス必要量試算例

発電タイプ	シェア %	発電容量 GW	送電端効率 %	必要ガス量 MMSCFD
スチームタービン	11	42x11%=4.62	32.7	1,197
ガスタービン	24	42x24%=10.08	26.7	3,200
コンバインドサイクル	58	42x58%=24.36	43.8	4,713
合計		39.06		9,110

(出典：調査団作成)

なお再生可能エネルギーによる総発電容量は 2030 年までに 2GW 程度が想定されている。これまでに述べたように、ガスの一部輸入、あるいはガス火力の比率の見直しも必要となりうる。

それぞれの発電設備の違いについて、以下に簡単な図を添付する。

スチーム発電プラント

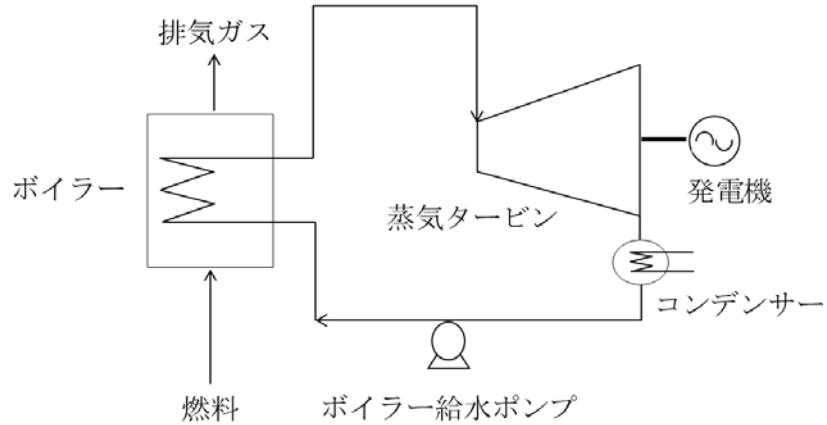


図 3.2.2(1) スチームタービン系統図

(出典：調査団作成)

シンプルサイクルガスタービン発電プラント

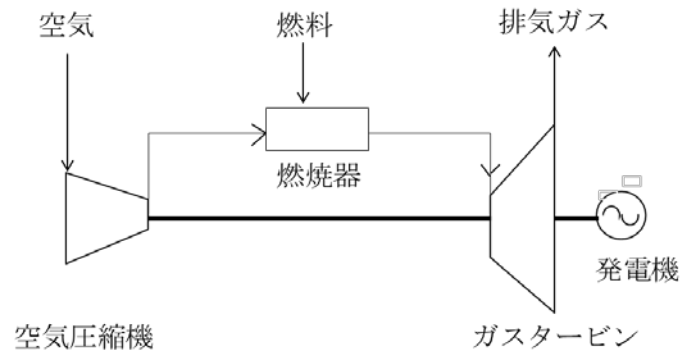


図 3.2.2(2) シンプルサイクルガスタービン系統図

(出典：調査団作成)

コンバインドサイクルガスタービン発電プラント

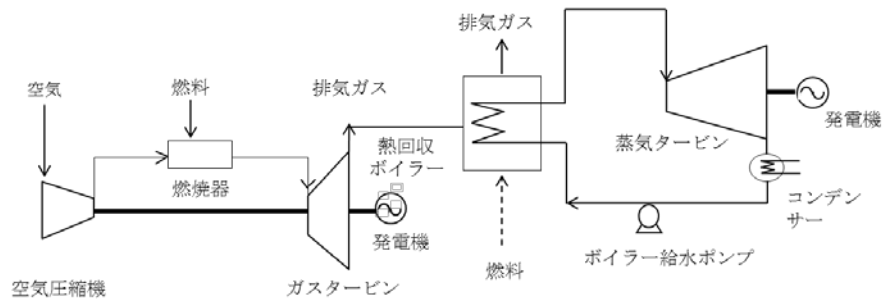


図 3.2.2(3) コンバインドサイクルガスタービン系統図

(出典：調査団作成)

Exhibit ES - 8: Planned Expansion of Iraq's Generation Capacity

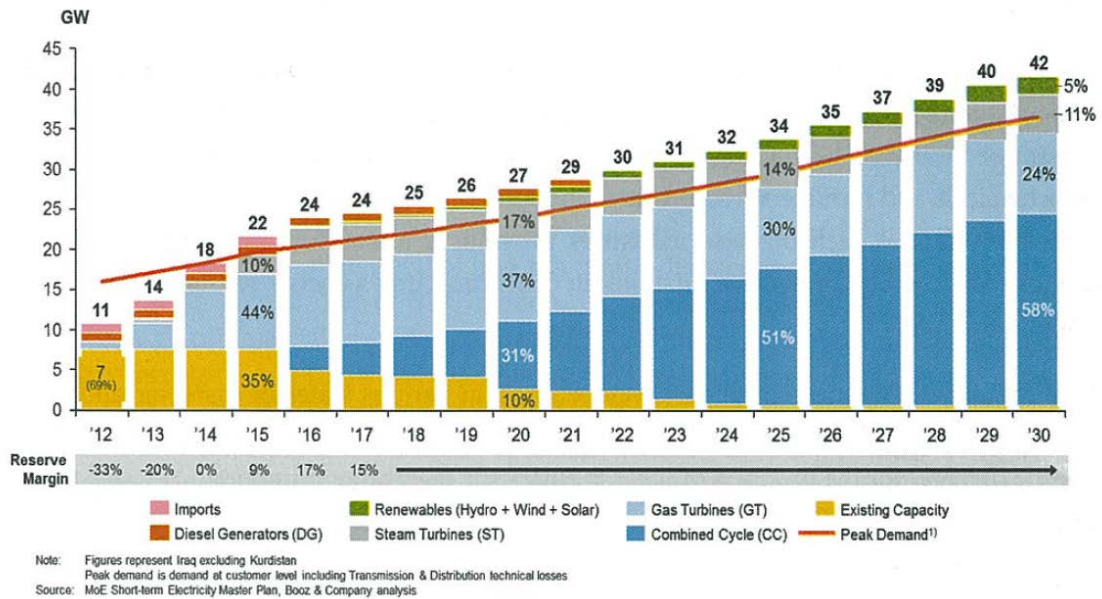


図 3.2.2(4) イラク国における発電能力の拡張計画

(出典：INES Summary)

一方で、2013年9月の第二次現地調査で、電力省から入手した、2019年までの増設計画と2012年時点での既設設備の発電設備能力を合計し、INESの設備能力増設計画(Exhibit5-20)と比較したのが次の図である。

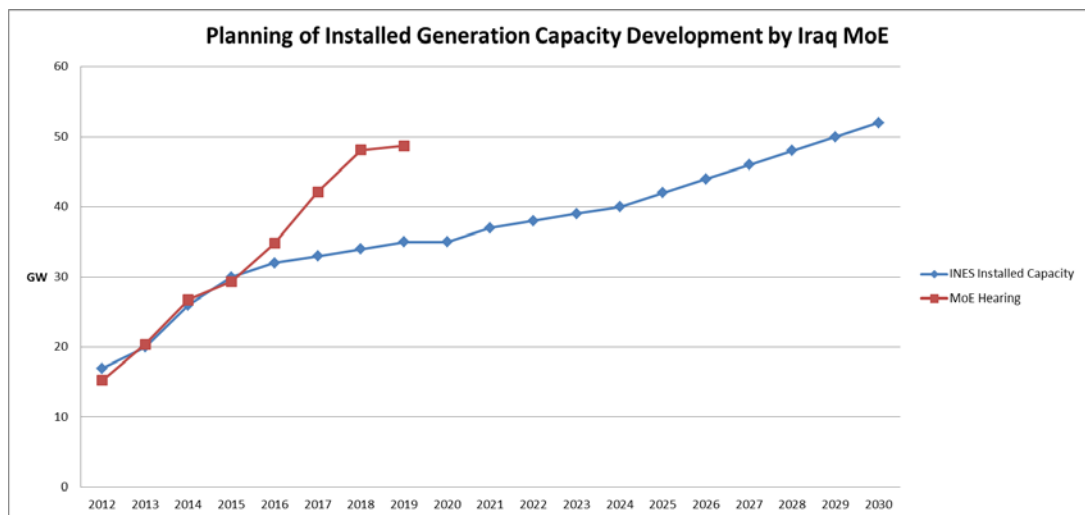


図 3.2.2(5) INES の計画と電力省データとの比較

(出典：INES および電力省資料から調査団作成)

両者を比較すると、2012年から2015年まではよく一致しているが、2016年以降、電力省の増設計画が急激であることが判る。電力省の増設計画では、前半でガス焼き

の GT 発電が多いことから、随伴ガスの有効利用を意図した計画と言える。全体の発電設備能力及び発電量は、INES の計画をベースとして、ガス配分を考えることとする。

(2)石油化学産業向け

現在のイラクは石化製品の生産が限られた状況にあり、国内需要である 18.8 万トン/年の大部分は輸入に頼っている。Oil & Gas Journal が毎年調査・公開している世界のエチレンプラント情報によれば、イラクの状況は unknown とされている(Oil & Gas Journal July 1, 2013)。周辺国ではエタンを原料とする 100 万トン/年を超える大型エチレンプラントが複数稼働および計画されている。ただこの中東地域でさえ、エタンの供給が減少気味にあり、代りにより高価でより重質のナフサが原料として考慮されている状況にあり、豊富なエタンガス生産が期待されるイラクでは世界市場での優位性が期待される。

INES には石化産業の開発計画が示されている。これによればエタン原料による石化分として 800 万トン/年、メタノールによる石化分として 300 万トン/年が計画されている。

エタン原料による石化はエタン分解によるエチレン製造、メタノールは合成反応などによるメタノール製造と考えられる。生産される石化製品は国内需要を充分満たし、むしろ輸出中心の計画であるから商社等の製品の引き取り手、或は生産設備に資本参加して製品を引き取る化学会社等による製品の引き取りがキーとなる。

石油化学原料ソースとして石油精製で生産される中間製品やガスも需給バランスに影響する。イラクの現有石油精製能力は約 750kBOPD 程度でありイラク国内の石油製品需要を満たすことができず、LPG、ガソリン、ジェット燃料、軽油などの主要製品は輸入している現状である。現有製油所のうち 100kBOPD 以上の比較的大きな規模の製油所は Beiji, Doura, Basra の 3 つであり、その他は 10-30kBOPD の小規模な簡易製油所が全国に分散している。イラク石油省は 150kBOPD 以上の近代的な 4 つの製油所 (Kirkuk, Karbala, Missan, Nassiriya) 建設計画を進めており 2020 年までには約 1,500kBOPD の精製能力となる予定であり石油製品の国内自給体制が整うとしている。石油化学原料として関連のある製品については概略以下のとおりと考えられる。

① ガス

製油所で生成、分離されるガス（ここでは C2 Lighter）は通常製油所自家燃料ガスとして消費され、それを目的としたガス化分解装置などが無い限り外部への供給余力はない。燃料ガス不足分を重油や LPG で賄うかたちとなる。ガス成分の多くは原油生産現場で分離され製油所での残存溶解ガスの量は多くないが、流動接触分解装置 (FCC)、接触改質装置 (Reformer) があれば新たにガスが生成される。接触改質装置のガスは脱硫用水素の供給源としても利用される。

② LPG

原油中の LPG 成分もほとんどが原油生産現場で分離されるため製油所に持ち込まれる量は少ないが、上記のように FCC や Reformer で新たに生成分離される。

Reformer の生成 LPG は飽和成分でそのまま製品とできるが FCC で生成する LPG は不飽和分が多く一般的には石油化学原料とするために不飽和分を分離し、飽和分は LPG 製品プールにブレンド、不飽和分は石油化学原料とするか自家燃料として利用される。LPG 製品は原油生産時に分離される LPG 製品のマーケット持ち込むことになる。とりわけ FCC で生成する C3 留分は不飽和分であるプロピレン抽出してポリプロピレンの原料とすることが期待できるが、その量も全体の計画で勘案すべきである。

③ ナフサ

ナフサ留分のうち重質ナフサは Reformer の原料となり、FCC 分解ガソリンとともに主要なガソリン製品ブレンド基材となる。また、Reformer では改質反応によりアロマティックス成分が生成されるので BTX の原料としても重要である。ガソリン需要を優先して余剰があれば BTX コンプレックスの計画の可能性はあるが、マーケットリサーチの実施とともに製油所の建設計画時点から能力と装置構成に反映する必要がある。

ナフサ留分のうち軽質ナフサの主要な成分は C5 であるが、異性化装置などでオクタン価を上げてガソリン基材に使用される他、分解用石化原料としても活用される。天然ガス生産量が多い地域ではエタンクラッカーとする方が有利であるが、ナフサ分解ではプロピレンなどエチレン以外の製品も生成できる利点がある。原油生産時に分離される NGL と同等の留分でありいわゆるコンデンセートとして、1) 輸出、2) イラク国内で分解用石化原料にする、3) コンデンセート製油所原料として石油製品を得る、4) 輸出原油にスパイクする、など様々の選択枝がある。

以上石油精製をリンクさせると石油化学原料の入手先として選択枝が広がるが、既存あるいは計画中の製油所の具体的な設備構成や規模、時期に関する情報が少ないため、本検討では油・ガス田から生産されるガスのみをソースとしてその有効活用を考えていくこととする。

INES 以外の将来計画として、第二次現地調査で産業鉱物省の計画を入手して解析した。

産業鉱物省の計画では、2030 年時点でエチレン生産量 550 万トン規模の計画となっている。それでも、550 万トンは日本の需要に匹敵する規模であり、現在の中東地域の人口当たりのエチレン生産能力を見てみると、表 3.2.2(2)に示すように 80kg 程度であり、イラクの人口増を見越しても 2030 年時点で 300 万トン程度を最低ラインとして考慮する必要がある。

表 3.2.2(2) 主要地域の人口一人当たりのエチレン製造能力)

kg per Capita	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Japan	59	59	60	60	60	60	60	59	60
Korea	118	122	125	147	153	152	155	156	162
China	5	5	7	8	8	8	10	12	12
Thailand	30	35	35	36	37	38	67	67	66
Indonesia	2	2	2	2	3	2	2	2	2
India	2	2	2	2	2	2	3	3	4
Malaysia	66	66	65	65	63	62	61	62	61
Australia	22	22	22	21	21	21	20	22	22
Middle East	49	53	53	58	67	90	107	81	83
USA	94	96	94	95	94	89	85	84	83
Canada	165	163	162	157	164	153	151	150	148
Maxico	13	11	13	12	12	12	12	12	11
Brazil	16	19	19	19	20	20	21	20	21
World Total	17	18	18	19	19	19	21		

(出典：経済産業省のデータを基に調査団作成)

以上より、石油化学産業に関しては、INES を High Case、産業鉱物省の計画を Middle Case、300 万トン Low Case として分析した。

メタノールの産業鉱物省の計画は、3 プラントの計画であり、INES と比較すると約 50%の規模であり、中東におけるメタノール需要の伸びを考慮しても、妥当な規模と考えられる。

(3) 肥料産業向け

まず、INES によれば、2030 年までに 6,300 千トン/年(日産換算アンモニア 11,200 トン/日 330 日/年ベース)の肥料産業が計画されている。仮に天然ガスの主成分であるメタンから代表的な化学肥料である尿素を生産するとすれば、代表的な尿素収率は Dry Gas 1 トンあたり 3.28 トンであるので、必要な Dry Gas 量は 1,919 千トン/年である。これは 268MMscfd に相当する。表 3.2.2(3)参照。

表 3.2.2(3) 2030 年時点での肥料用ガス必要量試算例

肥料産業規模 トン/年	尿素換算 トン/年	Dry Gas からの 尿素生産 トン/トン尿素	必要ガス量 トン/年	必要ガス量 MMscfd
6,300,000	6,300,000	0.305	1,919,000	268

(出典：調査団作成)

2010 年時点でイラクには 3 基の肥料プラントがあり、その現状の生産総能力は 30 万トン/年である。これはイラクの現在の国内需要の半分であり、残りは輸入に依存している。石化産業と同様、イラクの肥料産業は豊富な原料天然ガスに支えられて将来的には世界市場で優位性が期待される。

INES には肥料産業の開発計画が示されている。2017 年には国内需要を満たし、ガス供給が順調であれば、輸出余力が生まれる計画である。

なお本調査の構成会社である東洋エンジニアリングと三井物産が平成25年3月に実施した「イラク国肥料工場建設及び物流ターミナル整備事業準備調査（PPP インフラ事業）」JICA 報告書によればアンモニア 日産 2,700 トン（うち 1,700 トンは尿素製造用、1,000 トンは輸出用）、尿素 日産 3,000 トン規模の肥料工場において表 3.2.2(4)のような原料条件が確認されている。

表 3.2.2(4) イラク国 PPP 肥料工場の諸元例

肥料工場諸元		
アンモニア生産量	2,700 トン/日	1,700 トンは尿素製造用 1,000 トンは輸出用
尿素生産量	3,000 トン/日	
原料消費量		
天然ガス消費量	83,000Nm3/時	
燃料油消費量	11,000kg/時	
原水消費量	2,400m3/時	

（出典：イラク国肥料工場建設及び物流ターミナル整備事業準備調査(PPP インフラ事業) JICA 報告書、平成 25 年 3 月）

肥料工場の構成は図 3.2.2(6)のとおり。

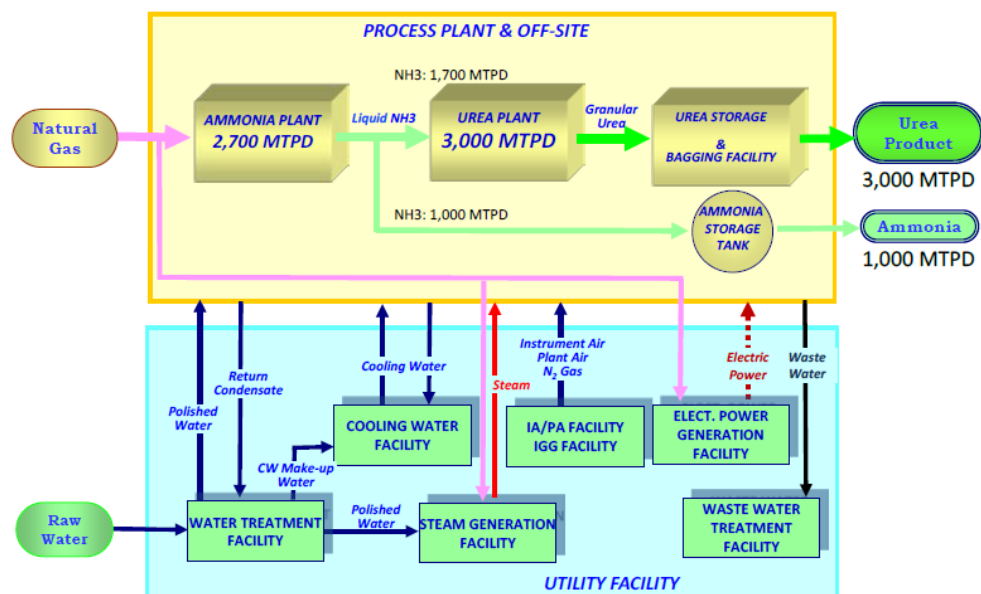


図 3.2.2(6) イラク国 PPP 肥料工場の構成

（出典：イラク国肥料工場建設及び物流ターミナル整備事業準備調査(PPP インフラ事業) 報告書、平成 25 年 3 月）

INES の計画以外に現在産業鉱物省が計画している肥料工場の計画は、第二次現地調査で入手した。

本検討では、産業鉱物省の最新の計画を指標としてケーススタディを実施することにした。

(4)セメント産業向け

INES によれば、2030 年までに 65 百万トン/年のセメント産業が計画されている。

2010 年時点でイラクには 7 百万トン/年のセメント生産設備があるが、これはイラクの国内消費量 13.5 百万トン/年の半分であり、残りは輸入に依存している。相対的に安価な輸送コストと豊富な燃料・石灰石の存在は石化産業と同様、イラクのセメント産業は安価な燃料ガスに支えられて世界市場で優位性が期待される。

ただし、INES ではセメント産業向け燃料として燃料油を想定しており、本調査ではガス利用計画としては検討しない。

(5)鉄鋼産業向け

INES によれば、2030 年までに鉄鋼生産能力として 10.2 百万トン/年が計画されている。現在のイラクには稼働している鉄鋼生産設備がなく、国内需要 2 百万トン/年は輸入に依存している。安価な燃料コストと地産地消の概念は国産品が輸入品より競争力があると考えられるが、海岸線が南部にしかなく、中東にはイランを筆頭に大規模生産国がある事から、海外市場へ輸出する優位性は低いと考えられている。

表 3.2.2(5) 2030 年時点での鉄鋼用ガス必要量試算例

鉄鋼産業規模 トン/年	鉄鋼生産量あたりの必要ガス量 トン/トン	必要ガス量 トン/年	必要ガス量 MMscfd
10,200,000	0.437	4,454,000	622

(出典：調査団作成)

INES の計画が、イラクの鉄鋼産業開発計画として、十分成立するかを検討した。

イラクにおける製鉄工場は、南部 Basrah 県の Khor Al-Zubair に年産 100 万トンのプラントが一基あるが稼働していない。

計画では、既存設備のリハビリも明示されている。イラクでは、内需をすべて輸入に頼っており、その支払い規模は年額 12 億ドルに上るとして、すべての内需を国内生産で賄うとしているが、現在、還元鉄の中東における生産量は、イラン：1,160 万トン(2012 年)、カタール：240 万トン (同)、サウジ：500 万トン (同)、UAE：300 万トン (同) であり、中東合計で、2,200 万トンである。その中で 2030 年時点とは言え、イラクが現在の中東の 50%に相当する 1,000 万トンまで拡大する計画は一見過剰と考えられる。しかし、中東各国の鉄鋼生産量の変遷を示した図に、イラクの計画を年度スライドして重ねてみると、イラクの計画は過去の中東諸国での発展のスピード比べても、必ずしも極端に急激とは言えない。図 3.2.2(7)参照。

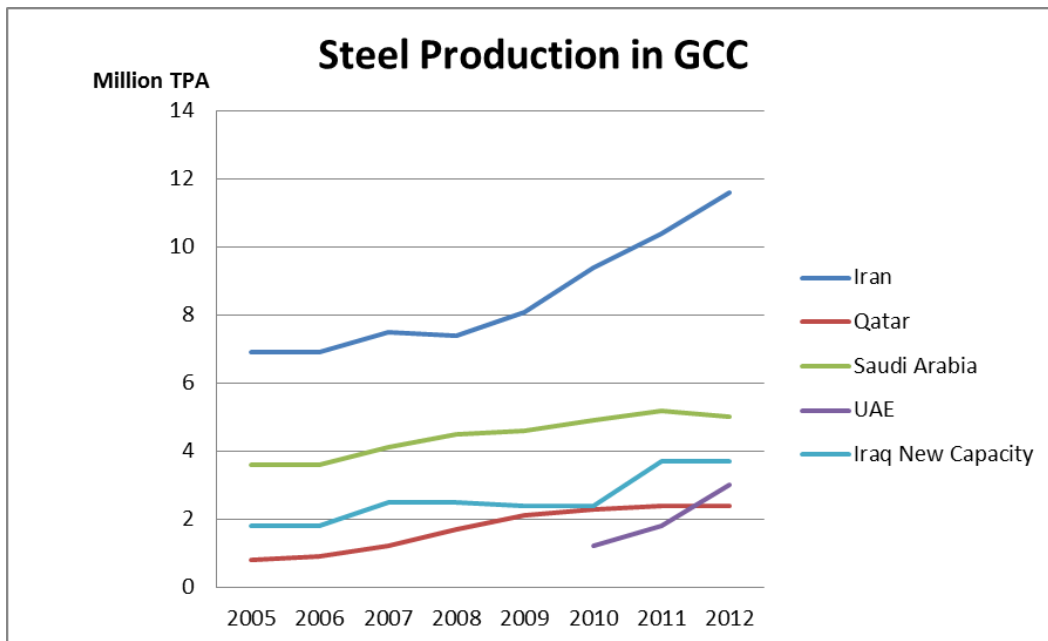


図 3.2.2(7) 中東地域の鉄鋼生産推移とイラクの新設スピード比較

(出典：World Steel Association と INES Final から調査団作成。なお、イラクのグラフは、2012-2019 年の新設能力を時間軸を平行移動して表示している点に注意)

よって、INES の計画を妥当として、ガス需要負荷の計算に考慮する。

(6) アルミニウム産業向け

INES によれば、2030 年までにアルミニウム生産能力として 1.0 百万トン/年が計画されている。現在のイラクにはアルミニウム産業がないが、豊富で安価なエネルギー保有国であるイラクはエネルギー消費産業である同産業において国際的な優位性を期待できる。

表 3.2.2(6) 2030 年時点でのアルミニウム産業用ガス必要量試算例

アルミニウム産業規模 トン/年	アルミニウム生産量 1 トンあたりの必要 ガス量 トン/トン	必要ガス量 トン/年	必要ガス量 MMscfd
1,000,000	2.01	2,012,000	281

(出典：調査団作成)

INES にはアルミニウム産業の開発計画が示されている。2022 年には国内需要を満たし、ガス供給が順調であれば、製品の半分程度を輸出にまわす計画である。

鉄鋼の場合と同様に、アルミニウムの製造規模について検討した。

USGS (US Geological Survey) の資料によれば、日米独仏などの先進国での一人当たりの年間消費量は約 30kg であり、一方、イランの 2025 年では、約 11kg と予想されている。2030 年にイラクの人口が 4,000 万人程度に増加すると見込めば、需要は年間 40 万トンとなり、INES の数値と合致する。USGS Mineral Yearbook 2007 によれば、2006 年の中東地域でのアルミ生産量は、バーレン：86 万トン、エジプト：25 万トン、イラン：21 万トン、UAE：86 万トンとなっており、イラクの計画 50 万トン規模の設備を二カ所に整備することは過剰とは言えない。但し、環境問題や市場性の観点から、ボーキサイトを輸入するのではなく、アルミナを輸入して精錬するのが妥当と考えられる。

(7) レンガ産業向け

INES によれば、2030 年までに 72 百万トン/年のレンガ産業が計画されている。2012 年時点でイラクには 29 百万トン/年のレンガ生産設備があるが、近年のレンガ需要は 43 百万トン/年であり、復興需要などで 2030 年には 65 百万トン/年になると予想している。輸送コストを考えれば輸入レンガは国産レンガに置き換わるものと期待される。ただし、INES ではレンガ産業向け燃料として燃料油を想定しており、本調査ではガス利用計画としては検討しない。

INES にはレンガ産業の開発計画が示されている。2015 年には国内需要が満たされ、その後も国内市場を目指す計画である。

4. データ解析 (2013年3月～2013年12月)

4.1 収集データの分析

4.1.1 ウェブサイト情報

参照したウェブサイトの情報は多岐にわたるが主なサイトは以下の通りである。

1) イラク政府関係ホームページ

石油省、電力省、産業鉱物省、南部石油公社、北部石油公社、ミサン石油公社、中部石油公社、南部ガス公社、北部ガス公社、石油・ガス建設公社、原油販売公社、その他のホームページを参照した。石油省のサイトからは、開発関係国際入札の情報、最新の原油・ガス生産、輸出・国内消費、ガSFレアリング実績(月報)、原油・ガス関連プロジェクトの最新動向などを参照した。電力省、工業省のサイトからは電力需給や下流工業分野における最新状況、原油販売公社のサイトからは原油輸出量、輸出価格、輸出先、製品輸入などの状況、石油・ガス建設公社のサイトからは進行中のプロジェクトの状況などの最新情報を参照した。各石油・公社のサイトからは管轄する施設の概要などを参照できた。これらホームページの印象としては英語版が無いなど、内容的にも今後もっと充実されること期待する。

2) イラク油・ガス開発に関する民間会社のホームページ

バスラガス会社、イラクにおいて油・ガス開発に参入している国際石油開発会社および設計・建設請負業者、その他のホームページを参照した。バスラガス会社のサイトからはこのプロジェクト会社の設立の経緯や最終契約に至るまでの経緯や現場調査活動などの実績情報を入手した。国際石油会社のサイトからはあまり詳細な情報は得られなかったがイラク石油省の情報の裏付け情報として必要に応じ参照した。

3) 国際的なエネルギー関係団体のホームページ

IEA、EIA、OPEC、世界銀行、British Petroleum、石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)などのホームページから、最新の世界、地域別エネルギー需給状況などの最新情報や公開されている統計データなどを参照した。

4.1.2 報道情報

2004年以降のイラクのOil & Gas関連の記事を参照した。主としてIraq Business News、Gulf Oil & Gas Newsをベースとしてその他の記事も必要に応じて参照した。記事は原油・ガス開発関係、インフラ関係、石油精製、電力などの主要分野に応じて時系列に保存しいつでも参照できるようにした。

これらの記事からは、各分野の過去の経緯と最新の動向を知ることによって、各種情報の裏付け情報としての役割を果たした。鉦区入札・応札情報、油・ガス田開発作業など各種プロジェクトの進捗状況、設計・建設会社との契約調印状況、生産目標の情報、生産・輸出情報、イラク政府の政策に関する情報、イラク国内セキュリティに関する情報などを参照した。収集した記事はクルディスタン地区の動きも含まれる。

4.1.3 各種公開レポート、文献の情報

イラクの油、ガス関連の公開されているレポートを可能な限り入手して参照した。これらには、イラク国戦後復興に係る全般的な総括や、統計的なデータ集、油・ガス田埋蔵量および開発の現状と将来に関する総括、関連インフラストラクチャーに関する総括、下流部門、特に電力需給に関する現状と将来計画が含まれる。レポートはウェブサイトからダウンロードしたものが多いが、各種セミナーの配布資料、書籍が含まれる。

主要な参照レポート

- ◆ IEA World Energy Outlook Special Report, Iraq Energy Outlook 2012
- ◆ EIA US Energy Information Iraq 2013
- ◆ INES Executive Summary (June 2013)
- ◆ BP Statistical Review 2013
- ◆ Oxford Report, Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Study, 2011
- ◆ Iraqi Ministry of Oil Fossil Fuel Resources (Latest Estimate)
- ◆ OPEC Annual Report 2011
- ◆ Gas Industry in Iraq, 1st. IENA Workshop 2013
- ◆ Iraq Gas Markets, 2012, GlobalData
- ◆ Investment Overview Iraq, National Investment Commission
- ◆ Iraq & Kurdistan Electricity Master plan september 2011, Istanbul
- ◆ Outlook & Status of Iraq Petrochemical Industry, Iraq Future Energy Istanbul
- ◆ Iraq Future of the Energy Sector, Nov 2011
- ◆ IHS Chemical, Upstream/Downstream Poster

4.2 ガス供給量の分析

ガス供給に関する検討に供する資料、特に各油・ガス田の開発計画に関する資料は Kick-off Meeting および現地調査の機会に入手する予定であったが、その時点において入手できなかった。入手を予定していた World Bank の Fund により Booz & Co が編纂した INES Report (Final) も本編は入手したが、細かい添付資料は入手に至っていない。ただし、Executive Summary は INES 完成祝賀会にて配布されたので、各エネルギー分

野における大まかな結論と今後すすめるべき政策の方向性の概要については参照できた。その後第二次現地調査（2013年9月）において石油省、電力省、産業鉱物省からいくつかの資料、情報を入手した。ガス供給に係る情報として、1）クルディスタン地区を除外する、2）イラクが開発・操業している油・ガス田のデータをいくつか入手、3）ガスパイプラインに関する情報、4）ガス輸入に関する情報、5）油・ガス田操業に必要なガス量に関する情報を入手したので、参照して検討に反映した。また、調査団が作成したガス供給量、ガス供給インフラに係る資料を手渡して石油省の Review に供した。

検討のベースとするガス生産量の年次展開データについては、新たな資料が入手できていないので、既存の資料と公開資料から作成した。既存の資料としては東洋エンジニアリングが請け負った南部原油払い出しシステム検討作業において南部石油公社から入手した開発計画書（Preliminary Development Plan）とイラクインフラレポートを参照した（2011~2012年作成）。これらの資料にはイラク全体の生産量のほとんどを占める主要油田が含まれており、南部地区（一部中部地区を含む）合計原油生産量は約12MMbpdとなる。以後、主要油田の原油生産量の目標値の改定が実施されたのでその情報に基づいてデータの修正を実施した。生産量の年次展開を作成するにあたり、修正生産目標値とその達成時期、プラトー（Plateau）生産期間も変更され、それは一般に公開されているので、それらを加味して生産量年次展開を作成した。GOR、ガスの組成、自家消費量は数値を仮定した。従って本調査（Phase-1）では概算数値での検討とならざるを得ない。今後、新規データを入手出来次第順次数値を置き換えて行くこととして今後の検討では新たなデータによる需給バランスを作成できるものと考えらる。

イラク石油開発公社の開発する南部地区の油田については開発計画書を入手していないため南部石油公社からの情報をベースにして推定した。これらには東部、中部の油田も含まれる。北部についてはウェブサイトから入手した一般情報から仮定をおいて推定した。クルディスタン関係は検討対象から除外した。

ガス田の開発計画書も今のところ皆無であるが、唯一 Akkas ガス田に関して Oil & Gas Journal に記事があり、ウェブサイトの一般情報と組み合わせてガス生産量の年次展開を推定した。

4.2.1 ガス埋蔵量概略

イラクのガス埋蔵量については様々な数値が報告されている。2006年の記事 Natural Gas Production in Iraq (Oil & Gas Journal) によれば

確認埋蔵量 (Proven)	110 Tcf
推定埋蔵量 (Probable)	150 Tcf (Approximately)

ガスタイプとしては、随伴ガス 70%、非随伴ガス 20%、ドームガス 10%と報告されている。この確認埋蔵量およびタイプ割合の数値は他の多くの報告書に見られる。

World Energy Outlook Special Report, Iraq Energy Outlook 2012 によれば 2011 年の在来型天然ガス確認埋蔵量はイラク全土で 121 Tcf と報告されておりやや増加している。

確認埋蔵量 (Proven)	121 Tcf
究極埋蔵量 (Ultimate)	280 Tcf
累積生産量	18 Tcf
残存埋蔵量	262 Tcf

2013 年 5 月 26 日に Baghdad で行われた石油省主催の第 1 回 IENA Workshop で配布された資料によると、確認埋蔵量は 120 Tcf で全世界の 1.5% で第 13 位、そのうち随伴ガスは 75%、非随伴ガスは 25%と報告されている。地域別 Resources の数値をみると、上記数値にほぼ一致しているため、この報告は IEA の資料を参照していると思われる。

World Bank/Booz & Company がイラク首相府の依頼により実施した INES (Integrated National Energy Strategy) の完成式典が 2013 年 7 月 12 日に Baghdad で行われた。その際に配布された最終レポートの抜粋資料によれば、在来型天然ガスの埋蔵量は、以下となっている。

確認埋蔵量 (Proven)	112 Tcf	(世界第 12 位)
推定埋蔵量 (Estimated)	280 Tcf	*1 (世界 5 位)

*1 IEA の資料に示す URR に相当、INES レポートの Abstract では Additional という表現になっているが、正味 Additional は (280-112=168 Tcf) と判断される。

BP Statistical Review 2013 によれば確認埋蔵量は次のようになっている。

<u>Year</u>	<u>Tcf</u>	<u>Share %</u>	<u>Boe</u> *1
1992	109.1	-	100
2002	112.6	-	115
2011	126.7	-	143.1
2012	126.7	1.9	150

*1 Boe; Barrels oil equivalent and includes condensate & NGL

確認埋蔵量の数値については、上述のように現在 112 Tcf、126 Tcf の 2 種類の情報がある。例えば EIA (US Energy Information Administration) の最新報告 (2013 年 4 月 2 日更新) によれば Oil & Gas Journal から引用した数値として 126 Tcf、また 2013 年 6 月の下記報道によると、石油省は見直しを行った結果 137 Tcf に改定されたとしている。

Iraq Increases Gas Reserves

Posted on 20 June 2013.

Iraq's Ministry of Oil has reportedly announced that Iraqi gas reserves reached to 137 trillion standard cubic feet, due the increase in exploration sites.

Spokesman Asim Jihad said investment and development operations comprised of three stages to reach the peak of production.

Earlier, oil under-secretary Fayadh Hassan said that Iraq is trying to be one of the main gas producing countries.

(Source: Aswat al-Iraq)

<結論>

- 1) 埋蔵量の数値は、上記記事にあるように探鉱作業が進めば逐次改定されるべきもので、今後の動向を注視していくこととするが、現時点の最新数値は約 120 Tcf と見るのが妥当であろう。今後イラク石油省の発表する数値を注視していく。
- 2) IEA 報告によると、現在までの累積生産量は究極埋蔵量の 6% に過ぎない。ガスの開発はほとんど進んでいないことがわかる。
- 3) 確認埋蔵量の 64% が南部に存在し、そのうち West Qurna、Rumaila、Majnoon、Zubair、Nahr Umr の 5 大油田で 76% を占める。この 5 大油田のガスは全て随伴ガスである。ちなみにイラク全土のガス埋蔵量のうち随伴ガスの占める割合は約 74% である。非随伴ガスの開発はほとんど手が付けられていないといえる。
- 4) 後述するがガス回収のインフラが戦争によるダメージが著しく、その復旧作業も進んでいないこと、また原油生産優先のなかでインフラの開発の遅れがあり、現状は多くの生産されたガスをそのまま大気中で燃焼処理（フレアリング）している。2013 年 5 月時点では燃焼されている多くのガスは随伴ガスである。このことは、有効活用されるべき資源を無駄に燃やしていることになり、経済的な損失と同時に、環境への悪影響をもたらしている。早急の対応策が必要である。

4.2.2 ガス生産概要

イラク国のガス生産についてはそのほとんどが原油生産に伴う随伴ガスである。現状では戦後復興の柱としてイラク国歳入のほとんどを占める原油の輸出を早急に増加させることが最優先事項であり、ガスの有効活用はあまり進んでいない。以下原油生産目標についての経緯を眺めてみる。

- (1) 現状の原油生産量とガスフレアリング

石油省は毎月原油生産、輸出、国内消費、ガス生産実績データを公表している。過去のデータは2009年ごろに遡るが、原油開発を再出発する時期に応じており戦後復興の足跡のひとつと理解できる。それ以前の数値の報告は見られないのでOPEC等他の統計に頼らざるを得ない。下記の報告は2013年9月当時のもので、以下のようになっている。

表 4.2.2(1) イラク石油省月次生産実績報告 (2013年8月平均)

(August 2013)				
State Companies	Unit	NOC / MDOC	SOC / MOC	TOTAL
Crude Oil production	kBPD	659	2,548	3,207
Crude Oil Export	kBPD	271	2,308	2,579
Supply to Refineries	kBPD	322	304	627
Supply to Power Stations	kBPD	54	91	145
Gas Production	MMscfd	483	1,480	1,963
Gas Flared	MMscfd	248	1,123	1,371
Gas Flared Percentage	%	51	76	70
Gas Oil Ratio	scf/B	733	581	612

Remarks

NOC North oil Company
MDOC Midland Oil Company
SOC South Oil Company
MOC Missan Oil Company

Production rate in August 2013 has recorded the maximum since 2009.

(出典：調査団作成)

原油生産月間平均3.207MMbpdにおいて、ガスの生産量は、北部、中部で483MMscfd、南部、東部で1,480MMscfd、合計1,963MMscfdとなっている。南部、東部で約79%を占める。ここで着目すべきは、それら生産されたガスのうち有効活用されずにフレアしている量が1,371MMscfdもあり、これは全ガス生産量の約70%に相当する。参考までに、Overall Gas-oil-ratioを求めてみると北部、中部で733 scf/bbl、南部、東部で581 scf/bbl、イラク全体平均では612 scf/bblとなる。このことから平均的には原油生産量に対して約600 scf/bのガスが生産されることがわかる。また、北部、中部の方が、相対的にガス生産比率が高い傾向にあることが読み取れる。過去の数値を見てもほぼ同様の傾向を示している。このデータから読み取れない点は、①地域ごとに統計をとる対象としている油・ガス田の範囲、②報告ではガスは随伴ガスと表記されているが、非随伴ガスは含まれているかどうか、③クルディスタン地区も統計に入っているのかなどである。

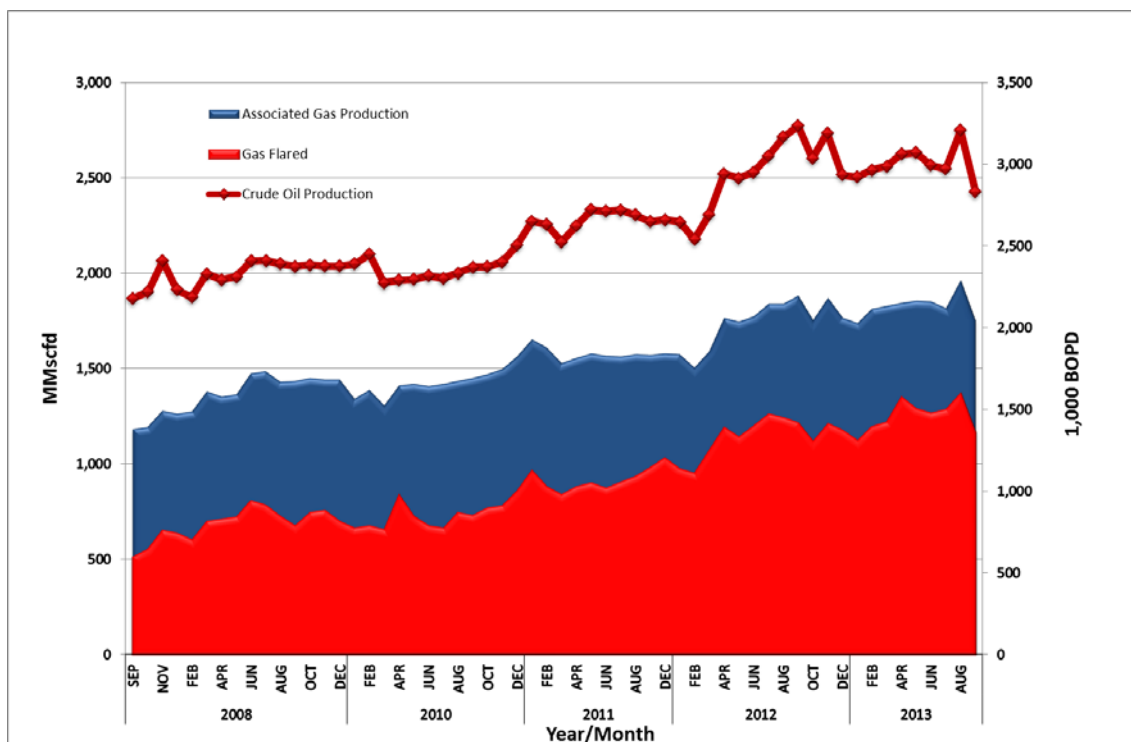


図 4.2.2(1) ガス生産量とガスフレアリングの推移図 (出典：調査団作成)

(2) 4カ年計画

イラク石油省が2011年に策定した4カ年計画では、原油生産量を現状の2.75 MMbpdに対して2014年までに6.5 MMbpdの目標を達成するとしていた。これは基本的には2017年までに原油生産量12 MMbpdを達成する路線を踏襲したものである。ガス生産量は2014年には随伴ガス4,000MMscfd、非随伴ガス500MMscfd、合計4,500MMscfdとしている。これは2009年から国際石油会社に鉱区開放し入札を実施した結果、契約した個々の油田のガス生産目標値の合計に相当するものであり、現状のサウジアラビアの生産量をも凌ぐ数値である。

表 4.2.2(2) イラク石油省 4 カ年開発計画

Years	Unit	2011	2012	2013	2014	Remarks
Crude Oil Production	MMBPD	2.75	3.30	4.50	6.50	
Non-Associated Gas	MMscfd	375	375	375	500	2 Gas fields development (Mansuriyah, Akash) in 2014
Associated Gas	MMscfd	1,400	2,000	2,700	4,000	
Gas Total	MMscfd	1,775	2,375	3,075	4,500	
Export Capacity						
South	MMBPD	1.75	2.60	4.44	5.00	*1
North	MMBPD	0.65	0.65	0.65	0.65	Rehabilitate P/L for Capacity up to 1.0 MMBPD.
Total	MMBPD	2.40	3.25	5.09	5.65	

*1 Phase 1 : To install (2) 48" Subsea P/Ls and (3) SPMs. 1st Step in End 2011, 2nd Step by 4Q2013
Phase 2 : To install (1) 48" Subsea P/L between FAO & ABOT with (1) diversion to KAAOT and (1) diversion to 4th SPM by 2Q2013.
FAO Tank Farm :To install Central Pumping Satation & 24 Tanks.

(出典 : JOGMEC Report 等をもとに調査団作成)

(3) 油・ガス田開発国際入札活動

2009年よりイラク国内の油・ガス田の鉱区を国際石油開発会社に開放し、入札活動が開始された。2013年6月の時点で、4次の入札結果が発表され、現在までに19の鉱区の契約が終了している。入札目的として、既存の生産中の油田のリハビリテーションと増産契約 (Brown Fields) に加え、新規油・ガス田の探鉱、開発 (Green Fields) も含まれる。落札した国際石油開発会社は一部単独の会社もあるがそのほとんどは複数の会社がコンソーシアムを形成している。契約形態は TSC (Technical Service Contract) であり、石油開発会社は目標生産量を決められた時期に達成し、最大生産量を維持する期間を順守する義務を負い、バーレルあたりの報酬 (\$/bbl) を受け取る。契約期間は 20~25 年である。契約内容も入札ラウンドごとに応札しやすい方向へ若干の改定が実施されている。第1次から4次までの入札結果を表 4.2.2(3) から(6) に示す。

上記に加え、独立して現在進行中の入札作業として Nasiriya 油田の鉱区がある。これは、関連製油所の建設と合わせた契約形態となっている。

イラク国はさらに第5次、第6次の入札を予定しており、新たな鉱区、前回までに応札のなかった鉱区が対象で今後の推移が注目されるが、基本的には国家戦略の方針と復興計画実行の推移に応じて進められるものとする。

以下、各入札結果を示す。第1次と第2次入札結果の目標原油生産量を合計すると 11,790kBOPD (クルディスタン地域を除く) となり、これにイラク国が独自に開発している油田や第4次入札油田などを加えると、12 MMBOPD 以上となる。当時の報道によるとイラクは 2017 年にはサウジアラビアを凌ぐ原油生産国となると言われていたが、政府は次項に示すように、2012年に南部の国際石油会社が開発する主要油田の目標生産量を下方修正する方向へ方針転換を行った。

表 4.2.2(3) 第 1 次入札結果 (2009 年 6 月 29, 30 日)

Field Name	Contracters	Main Target	Production 2009	Target production	Reserves Bbbl
Rumaila	BP, CNPC	Oil	1,000	2,850	17.8
West Qurna 1	EM, Shell	Oil	270	2,325	8.6
Zubair	Eni, Oxy, Kogas	Oil	205	1,200	4.0
Missan Group	CNOOC, TPAO	Oil	86	450	1.6
1st. round total			1,561	6,825	32.0

(出典：調査団作成)

表 4.2.2(4) 第 2 次入札結果 (2009 年 12 月 11, 12 日)

Field Name	Contracters	Main Target	Production 2009	Target production	Reserves Bbbl
West Qurna 2	Lukoil, Statoil *1	Oil	0	1,800	12.9
Majnoon	Shell, petronas	Oil	55	1,800	12.6
Halfaya	CNPC, Petronas, Total	Oil	3	535	4.1
Garaff	Petronas, Japex	Oil	0	230	0.8
Badra	Gazprom, Kogas, Petronas, TPAO	Oil	0	170	0.1
Qaiyarah	Sonangol	Oil	2	120	0.9
Najmah	Sonangol	Oil	0	110	0.9
Ahdab *2	CNPC	Oil	115	200	0.7
2nd. round total			175	4,965	33.0

*1 Statoil phased out in Mar 2012

*2 Single source contract

(出典：調査団作成)

表 4.2.2(5) 第 3 次入札結果 (2010 年 10 月 20 日)

Field Name	Contracters	Main Target	Production 2009	Target production	Reserves Bbbl
Mansuriyah	Kuwait Energy, Kogas, TPAO	Gas	0	na	3.3
Akkas	Kogas, KazMunaiGas	Gas	0	na	2.1 - 4.0
Siba	Kuwait Energy, TPAO	Gas	0	na	0.1
3rd. Round total			0	na	max 74

(出典：調査団作成)

表 4.2.2(6) 第 4 次入札結果 (2012 年 5 月 30, 31 日)

Field Name	Contracters	Main Target	Production 2009	Target production	Reserves Bbbl
Block 8	Pakistan Petroleum	Oil/Gas	na	na	na
Block 9	Kuwait Energy/Dragon/TPAO	Oil	na	na	na
Block 10	Lukoil/Inpex	Oil	na	na	na
Block 12	Bashneft/Premier	Oil	na	na	na

(出典：調査団作成)

(4) 国際エネルギー機関 (IEA) 2012 年報告 (イラク特集)

一方、IEA (International Energy Agency) などの国際機関見通しによれば、各種制約、例えば OPEC 生産枠による制限、生産した原油を払い出すためのインフラの整備の遅れ等を考慮したと推定され、政府予測より少し低めの生産予測を立てている。World Energy Outlook 2012 (IEA)の報告によれば原油およびガス生産量予測は下記のとおりである。

原油生産、輸出 (MMBOPD)

年	(MMBOPD)					
	2011		2020		2035	
	生産	輸出	生産	輸出	生産	輸出
Central Scenario	2.7	1.9	6.1	4.4	8.3	6.3
High Case	-	-	9.2	7.1	10.5	7.9
Delayed Case	-	-	4.0	2.7	5.3	3.8

ガス生産、輸出(Bcm/Year)

年	(Billion M3)					
	2011		2020		2035	
	生産	輸出	生産	輸出	生産	輸出
Central Scenario	9	0	41	2	89	17
High Case	-	-	63	8	114	37
Delayed Case	-	-	18.0	0	49	7

4 カ年計画ではインフラ整備の大きな目玉として、南部ペルシャ湾からの海上輸出施設の新増設を数フェーズに分けて進行中である。2012年にその一部が完成し原油輸出量はやや増加している。しかしながら、対応する陸側の貯槽やパイプラインなどのインフラの整備の遅れが見られるため計画通りの輸出量達成が危ぶまれる。

イラク政府は IEA 報告を見て、2012年に原油生産計画の見直しを行った。その方針は原油の最大生産を目指すのではなく、原油による収入の最大化を目指すという方向への転換となり、新たな生産目標として 2017年から 2020年にかけて 9.0～9.5MMBOPD を掲げた。この数字は IEA レポート記載の Central Scenario の約 6.0 MMBOPD よりも意欲的な数字である。なお IEA の Iraq Special Report の作成にあたってはイラク政府の関係者も参画している。

(5) 包括的国家エネルギー戦略 (INES)

一方、イラク政府の首相府は原油だけでなく、エネルギー全体の整合性のある国家戦略を構築すべく、世界銀行の資金援助により Booz & Company 社 (米国) に INES (Integrated National Energy Strategy) の検討を委託し、2013年6月に最終レポートが完成した。この報告書 (Summary) によれば、原油生産量は以下のとおりである。このレポートでは Medium Case を推奨している。これを受けて政府はエネルギー各分野における具体的な戦略を構築すべく、そのベースとなる原油生産量を、2020年までに 9MMBOPD と云うシナリオで進める方針を打ち出しているようである。

High Case	13 MMbpd	by 2017
Medium Case	9 MMbpd	by 2020
Low Case	6 MMbpd	by 2025

一方ガスの生産量についてはその多くは随伴ガスである。2009年の生産量は 1,700MMscfd 程度で、回収設備、インフラ施設整備の遅れ、有効利用先の未整備等の理由からその多くを現在大気燃焼している。今後原油生産量の増加に伴いさらにガス生産量の飛躍的増加が予測されるため、それらの有効活用策を実行していくことが急務である。

<結論>

1) イラク石油省の発表によると、2013年8月のガス生産量は 1,963MMscfd でありその約 70% が有効活用されずに大気燃焼されている。主たる原因はガス処理施設等のインフラが充実していないことにある。経済的な損失だけではなく環境保全上の観点から早急なインフラの充実が待たれる。

2) イラク石油省は 2011年に4カ年計画を策定した。これによると 2014年に原油生産量を 6.5MMBOPD とし、ガス生産量は随伴ガス 4,000MMscfd、非随伴ガス 500MMscfd としている。

3) イラク石油省は 2009年より鉱区の開発について国際入札を開始し現在 19の鉱区 (油、ガス) について国際開発会社と契約を結び、落札した鉱区の目標原油生産量合計は約 12MMBOPD である。この生産レベルはサウジアラビアを超える数値である。ガスの生産量も随伴ガスだけで約 7,200MMscfd となる。さらに、Nassiriya 油田と製油所を併せた国際入札も現在進行中である。

4) IEA はイラク政府関係者も参加して World Energy Outlook Special Report, Iraq Energy Outlook 2012 を纏めた。これによるとセントラルシナリオとして 2020年の原油生産量は 6.1MMBOPD、ガス生産量は 41Bcma (約 4,000MMscfd) と報告している。

これを受けてイラク政府は原油生産目標値を 2017 年から 2020 年にかけて 9～9.5MMBOPD と下方修正しており、ガス生産量もそれに応じた数値になる。

5) イラク政府は原油以外のエネルギーも含めた包括的国家エネルギー戦略 (INES) のとりまとめを世界銀行の資金で実施し 2013 年 6 月にその最終報告書をまとめた。この報告では Medium Case として原油生産量を 2020 年までに 9MMBOPD としている。ガスの生産量は現状の約 1,700MMscfd から、Medium Case で 2017 年以降ピークとなり 2020 年までに約 8,000MMscfd に達すると予測している。この報告を以て個別の具体的なガスマスタープランを作成、実行することとしている。

4.2.3 ガス生産量予測

(1) 南部主要油田の原油生産目標値の修正

イラク全体の目標原油生産量を下方修正するため 2012 年より石油省と関連国際石油開発会社との間で協議が行われてきた。南部の 5 つの大油田について、初期契約時の生産目標値に対して表 4.2.3(1)のような契約変更がなされた。2013 年 7 月時点で報道等による報告をまとめると表 4.2.3(1)のようになる。この 5 つの油田だけで約 2.8 MMBOPD の削減となっている。いずれも 1 次、2 次入札対象油田であり、この削減により両入札分の 2020 年原油生産目標値は約 12 MMBOPD から約 9 MMBOPD 台となり、INES の Central Scenario の路線に乗ることがうかがえる。

表 4.2.3(1) イラク原油生産量目標値 (出典：調査団作成)

Field Name	Contractors	Main Target	License round	Original target production kbOPD	Year plateau start	Period Plateau	Amended target production kbOPD *1	Year plateau start	Period plateau	Production reduction kbOPD
Rumaila	BP, CNPC	Oil	1	2,850	2015	7	2,100	2,017	13	750
West Qurna 1	EM, Shell	Oil	1	2,325	2016	7	1,800	2,019	11	525
Zubair	Eni, Oxy, Kogas	Oil	1	1,200	2016	8	850	2,017	13	350
West Qurna 2	Lukoil, Statoil *1	Oil	2	1,800	2017	13	1,200	2,018	19	600
Majnoon	Shell, petronas	Oil	2	1,800	2017	10	1,200	2,017	20	600
Total				9,975			7,150			2,825

*1 As of 2013 July

(2) ガス生産予測

上記目標生産値変更によるガス生産量への影響を見積もることができる。対象となるのは全て油田であり従って随伴ガスに分類される。記述のように、イラク全体の平均 1 の随伴ガス比率 (GOR : Gas Oil Ratio) を仮に 600 scf/bbl とすれば生産ガス量の削減量はおおよそ下記のようになる。

$$\text{オイル生産削減量 } 2,825 \text{ (kbOPD)} \times 600 \text{ (scf/bbl)} / 1000 = 1,695 \text{ MMscfd}$$

東洋エンジニアリングは南部石油公社と締結した GESA (General Engineering Services Agreement) にもとづき南部の原油払い出しインフラの検討を請け負っており、

検討の資料として受領した各油田の初期開発計画の生産年次展開をベースに、上記生産目標削減も加味したうえで、随伴ガス比率を仮定してガス生産プロファイルを作成した。原油払い出しインフラ検討に際し既出の国際入札ラウンド対象油田に加え、イラク自身が開発あるいは生産しているいくつかの南部の油田(中部、東部油田を含む)および北部の油田も対象とした。ガス田についても、国際入札の情報や文献等から類推してフィールド別に分類を分けて作成した。

ガス生産量の年次プロファイルを作成するベースとなる上記目標値の設定は下記の情報を基に作成した。

- 1) 第1次から第4次国際入札結果およびその修正版(国際石油会社が開発する油・ガス田)にもとづく生産目標値
- 2) 南部(一部中部を含む)の原油払出しインフラ検討時に南部石油公社と協議のうえ設定したイラクが開発する油田の原油生産プロファイル
- 3) 北部の油ガスでイラクが開発する油田の生産目標値(2013年9月の第二次現地調査時に入手した情報)
- 4) イランからの天然ガス輸入計画

参考までに随伴ガス量算定のベースとなる原油生産量目標値と Plateau 期間を用いて油田ごとに積み上げた原油生産量プロファイルを作成してみると図 4.2.3 (1)のようになる。(クルディスタン地区を除く)

これによるとピーク生産量は約 11.7 MMBOPD (2026 年)、2020 年では約 10.8 MMBOPD となりイラク政府が公表している 2020 年までに 9 MMBOPD という数値と矛盾する。これに関する見方としては

- 1) 9 MMBOPD という数値は前項で述べた国際入札油田の修正前の数値が約 12 MMBOPD、それに対応する下方修正値としての数値である。すなわちそれ以外のイラク国が開発生産する油田を含まない、あるいは当分現状状態を維持して後日の全体生産減退時に増産を試みる油田が含まれるものと考えられる。
- 2) イラク国の開発生産する油田の目標生産量が大きすぎる。

いずれにせよガスの有効活用を考えるベースとなるガスの生産、供給量への影響がかなりあるので、本調査(Phase-1)における下流分野の検討に際しては、算出した供給量をそのまま使わずにやや控えめな数値で評価しておくことが妥当である。一方、イラク石油省に対して上記に関する見解を求め、変更があれば今後の検討時に修正していくこととする。

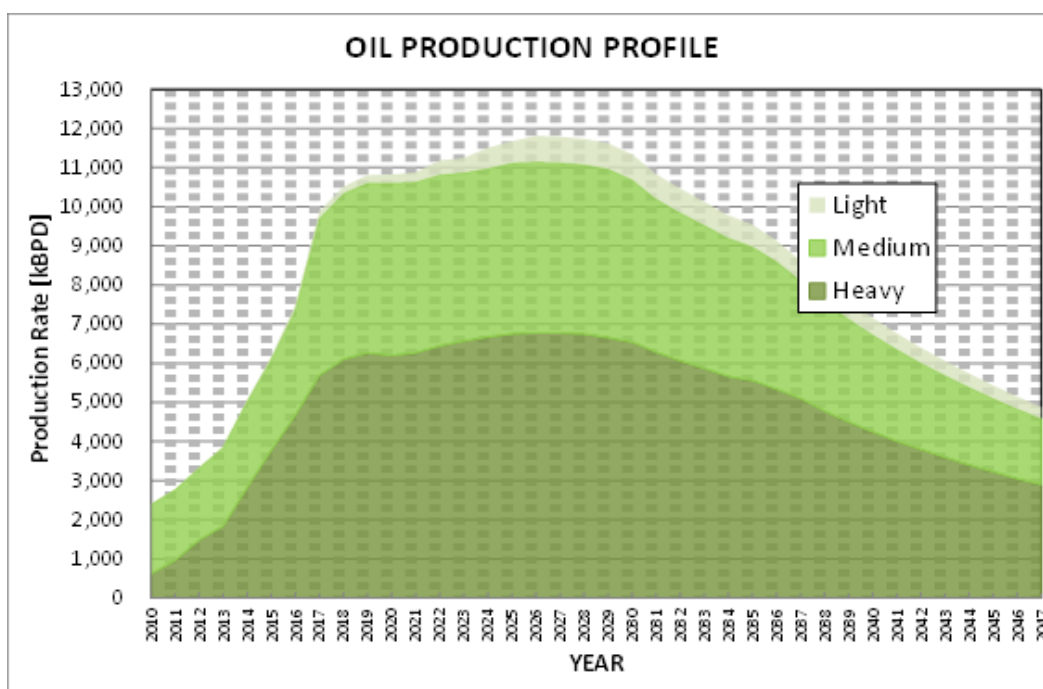


図 4.2.3(1) 原油生産プロフィール (出典：調査団作成)

また、下流分野、需要側の検討に供するため生産ガスのガス組成を用いてその成分ごとの生産量に展開した。油田の随伴ガスについては、生産する地層により油の特性、ガスの組成が異なること、および個々の油・ガス田のガス成分データが限られていることから、随伴ガスについては重質原油、中質/軽質に大きく分けてそれぞれに代表的な組成を用いた。

C1 (メタン)、C2 (エタン) の成分については、井戸元生産ガスから自家使用分を差し引いている。随伴ガスは 20%、非随伴ガスは 10%のガスが自家使用されるとし一律に差し引いている。なお、イランからの天然ガス輸入分は便宜上ガス田ガスの一部としてカウントした。

2029 年頃以降、開発対象油・ガス田はプラトー生産から生産減退の領域に入っていくことになる。ガスの持続的安定供給を維持するためには以下のような対応が求められる。

- 1) 既存の油・ガス田の領域内における既発見未開発の油層の追加開発。
既存の開発計画の延長として、未開発の油層の開発評価を実施したうえで判断する。
- 2) 新規油・ガス田の探鉱、開発。
新たな鉱区の国際入札の実施。第 4 次入札の時点で入札のなかった鉱区の再入札の実施など。特にイラク西部地域の探鉱、開発が今後の課題である。

3) 天然ガスの輸入による需給調整。

近隣諸国からの輸入の可能性の検討および必要インフラの検討など。

4) 天然ガス余剰の状態でのガスの備蓄。

需給バランスの調整用にガスの備蓄の検討。例えば Gas-cap を有する枯渇油田の頂部へのガス圧入による備蓄、また液化天然ガスとしての備蓄の検討など。

需要側の各セクターの施設能力の設定についても、ガス供給量および製品需要の推移と経済性を勘案したうえで慎重に決めていく必要がある。種々の制約から生産ガスの全てを有効活用出来ないことも考慮すれば、現状の計画におけるピークガス生産量をベースにせず下方に余裕を見た能力の設定を行うべきである。

また、電力供給の燃料需要は今後増加していく一方と思われるのでより一層の安定供給が望まれる。燃料ガス供給のほとんどが随伴ガスなので、原油生産の変動による影響が大きい。よって電力供給源の多様化、例えば再生可能エネルギー分野として風力、水力発電及び、ガス・油混焼型火力発電も併行して模索していくべきである。

電力の需要と供給、燃料ガスの供給必要量、関連油・ガス田の稼働状況、関連するネットワークの稼働状況などをリアルタイムでモニターし、近未来の変動分析、予測をタイムリーに行い、関連機関に必要な指示を出すための情報インフラの整備も欠かせない要素である。

以上、統括すると以下の結論が導きだされる。

<結論>

- 1) 鉦区開発の第4次入札までの契約内容が改定され、主要な油田についてその目標生産量の下方修正が確定した。対象油田は Rumaila、West Qurna 1、2、Zubair、Majnoon の5つで合計約 2.8 MMBOPD の削減により、2020年までにイラク全体の修正生産目標値 9MMBOPD に沿うものである。これにより随伴ガスの生産量が減り総ガス生産量も下がることとなった。
- 2) ガス生産量推移の見積もりに際しクルディスタン地区を除く 33 油田、4 ガス田を対象とした。ピーク生産量はイランからの輸入による 2018 年のピークを除外すると 2029 年ごろに随伴ガス 7,562MMscfd、非随伴ガス 830MMscfd、合計 8,392MMscfd となる。ドライガス自家消費分を差し引くと、随伴ガス 6,402 MMscfd、非随伴ガス 758MMscfd、合計 7,160 Mscfd となる。
- 3) 対象とした油・ガス田の範囲では 2029 年以降生産が減退していくことになり、ガスの持続的安定供給に支障をきたす。ピーク生産量を維持するための方策、例えば新

規油・ガス田の探鉱、既発見未開発の油・ガス田の開発の継続的実行、長期需給を見通した適切な下流工業の開発等、更には天然ガスの輸入、備蓄も考慮していく必要がある。

- 4) ガスの供給の多くが原油生産量に依存することから、原油生産が何らかの理由により制限された場合にも供給の安定ができるように、供給源の多様化、特に電力用についてはガス以外の代替燃料供給についての長期計画が必要である。一方現在進行中の油田開発が順調に進まない、ガスの大半を占める随伴ガス供給量の確保も遅れることになる。従って原油開発、生産、輸出に係るインフラの建設が順調に進むこと、特に巨大油田の開発作業の進捗を見守ること、原油生産に不可欠な圧入水の確保のためのプロジェクト (CSSP ; Common Seawater Supply Project)、原油払い出しインフラの建設の計画通りの進行が重要であるとともに、イラク全土にわたる適切な油層およびインフラシの管理システム、管理組織の構築も必要である。

4.2.4 ガス供給インフラストラクチャー

(1) イラン・イラク戦争前のガス処理施設

イラクはガス供給インフラとして 1970 から 1990 年にかけて、北部および南部に表 4.2.4(1)に示すガス処理施設を建設した。それぞれ NAGP (North Area Gas Project)、SAGP (South Area Gas Project) と呼ばれている。それ以前には南部巨大油田 (North Rumaila) に付随したガス処理施設を油田内および近くの Khor Al Zubair (KAZ) に小さなガス処理基地を有していた。さらに分離した LPG と NGL を受け入れて輸出するための施設 (IRT/IST : Iraq Receiving/Storage Terminals) を南部の Umm-Qasr に建設した。IRT/IST および関連パイプラインの建設は東洋エンジニアリングが実施したものである。IRT/IST は建設完了したが、戦争のため本来の姿ではほとんど稼働せず、現在は逆に一部が LPG の輸入のための施設として運用されて今日に至る。

表 4.2.4(1) イラクのガス処理施設能力

Project Name	Capacity MMscfd	Remarks
NAGP	536	1970s
SAGP	1,050	1985 completed, Feb1990 in service
Existing	494	Khor Al Zubair & N-Rumaila plants
Total	2,080	Total Raw gas

(出典 : Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Study, 2011)

また、上記施設により生産される製品の種類とその生産量を下表に示す。

表 4.2.4(2) ガス処理施設の製品

Raw gas & Products	Unit	Production
Troughput (Raw gas)	MMscfd	2,080
Dry gas	MMscfd	1,560
LPG	MTA	5.5
NGL	MTA	2.28
Sulfur	kTA	500

(出典 : Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Study, 2011)

また 1990 年代における製品の主要な需要先と、その割合を表 4.2.4(3)に示す。主要なガスソースは上記ガス処理施設のガスに加えて北部の Jambur 油田の Cap gas (Dry Natural Gas) と報告されている。

表 4.2.4(3) 1990 年代のガス需要先

Unit %	1995	1999
Power Generation	25.5	35.2
Industrial feedstock	35.2	25.8
Industrial fuel	3.4	2.2
Oil industry (Fuel & Feed)	35.9	36.7
Others	0.07	0.01
Export	0	0

(出典 : Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Study, 2011)

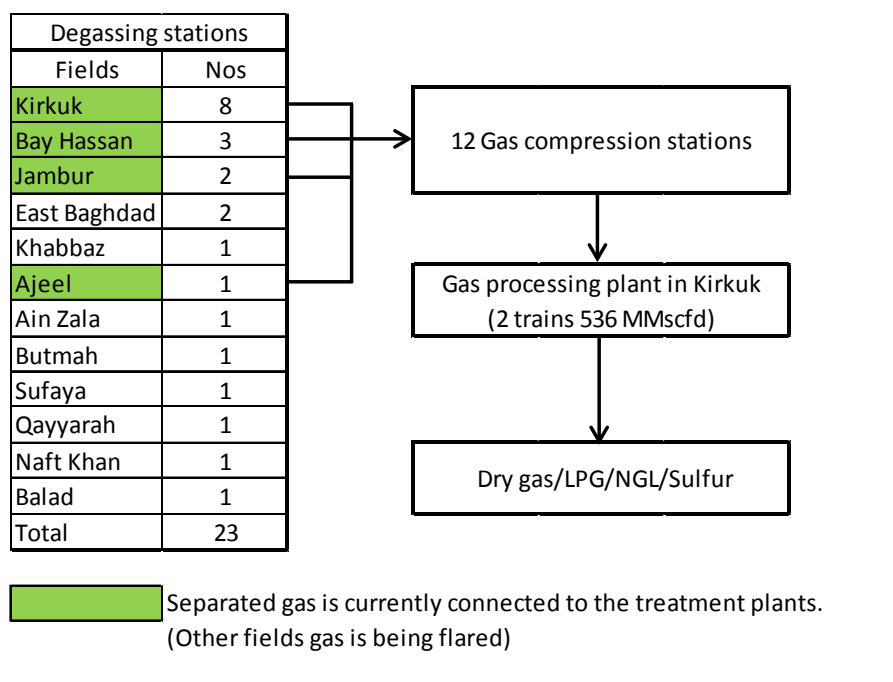
(2) 現在のガス処理施設 (2013 年時点)

北部石油公社、北部ガス公社のウェブサイトによれば、北部の施設は各油・ガス田内部にひとつ又は複数のガス分離トレインを持っている (合計 23 トレイン)。分離したガスは一部自家使用分を分離したあと対応する油・ガス田にあるガス圧縮ステーションを経由してキルクークにある集合ガス処理施設に Raw Gas の状態で送気して脱湿後ドライガス (Dry Gas、C1、C2)、液化石油ガス (LPG)、ナチュラルガソリン (NGL) 成分に分離し、それぞれパイプラインを経由して末端消費地に出荷している。集合ガス処理施設には硫黄除去・回収装置があり、ガスを脱硫 (スウィートニング) している。集合ガス処理施設は 2 トレインを有し、設計能力は 536MMscfd である。この施設では現在、Kirkuk, Bai Hassan, Jambur, Ajeel の 4 つの油田の随伴ガスを処理しており、その他の油田の随伴ガスはフィールド内で大気燃焼しているが、将来はガス処理施設に接続する計画がある。

この地域のガス処理施設は前項に記述した 1970 年代の施設がそのまま残っているものと思われるが、その後の能力増強や十分なメンテナンスは実施されておらず、設

計能力が出ていないものと推察する。今後必要に応じて既存設備のリハビリテーションおよび能力を倍増する計画がある。

表 4.2.4(4) イラク北中部のガス処理施設 (出典：調査団作成)



南部のSAGPプロジェクト(設計能力1,050MMscfd)は1970年代に建設が開始され、1985年に完成、1990年に操業を開始した。既に操業中であったN-RumailaとKohr Al Zubairと併せて現在のガス処理施設体制に至る。ガス分離トレインは表4.2.4(5)に示すように合計26基ある。

表 4.2.4(5) イラク南部のガス処理施設 (出典：調査団作成)

Degassing stations		Total 11 Fields
Fields	Nos	Remarks
S-Rumaila	7	with gas compression stations
N-Rumaila	7*1	with gas compression stations
Zubair	7	with gas compression stations
West Qurna	3	
Majnoon	2	
Abu Ghurab	2	
Luhais	1	
Nhar Umar	1	
Fakka	1	
Amara	1	
Halfaya	1	
Total	26	

*1 Includes two (2) intermediate degassing stations

南部集合ガス処理施設は North Rumaila NGL Plant と Khor Al Zubair LPG Plant から構成されている。図 4.2.4(1)にその概略フローを示す。設計処理能力は 1,050MMscfd であるが、現在は約 400MMscfd の実能力しかない。この集合ガス処理施設に限らず上流のコンプレッサーを含めて十分メンテナンスされておらず、各機器が損傷しているためという報告がある。

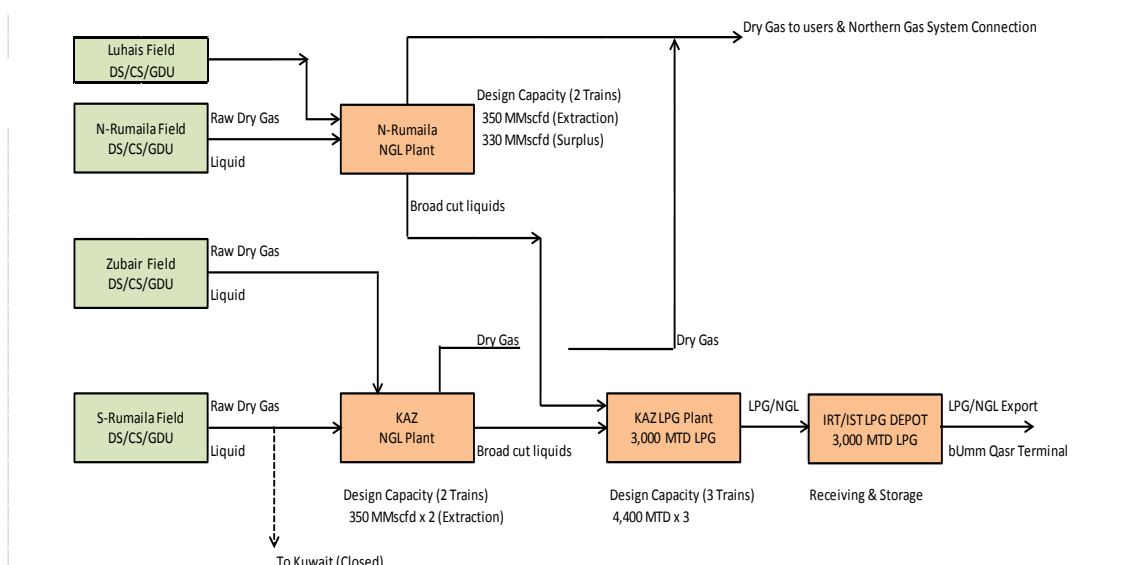


図 4.2.4(1) イラク南部のガス処理施設概略フロー (出典：調査団作成)

ちなみに、イラクでは油・ガス田からガス処理施設までのフローのうちガス分離までは各油・ガス田を管轄する石油公社でありコンプレッサーから下流はガス公社の管轄となっている。すなわち北部では北部石油公社と北部ガス公社、南部では南部石油公社と南部ガス公社に管轄が分かれている。

2009年の国際入札により再開発あるいは新規に開発が予定されている油・ガス田の多くはガス分離トレインの改修、増設と同時に契約上自前のガス処理設備を設置する計画となっている (INES Summary)。計画されているガス処理施設ではガスを圧縮・冷却してドライガス、LPG、NGLに分離後、それぞれ既存の幹線パイプラインネットワークに接続される。ドライガスの一部は自家消費される。また硫黄除去・回収装置も設置する予定である。個々の施設や油・ガス田のガス分配計画の詳細は最終開発計画書 (FDP) により確認されるべきものであるが、資料の入手が必要である。なお BGC にガスを供給する WQ1, Zubair, Rumaila の 3 油田は Raw gas の状態で供給する計画である。

各地に散在する油・ガス田のガスについては、集合ガス処理施設が近くにあればそのシステムに接続する、あるいは幹線ガスパイプラインが近くを通過していれば、ガス処理した後でそのパイプラインに接続することになる。しかし、場合によっては当面はガスフレアを継続せざるを得ないケースも考えられる。Akkas ガス田の開発計画では、近くにガス発電所を設置してその燃料を供給するような独立した施設構想も考えられている。これらについては今後イラク政府と協議のうえ個別に検討していくこととなる。

(3) ガスパイプラインネットワーク

現在イラクにある幹線ガスパイプラインについて調べてみると、Oxford Institute 図書に記載されている主要パイプライン、第二次現地調査時 (2013 年 9 月) に石油省から受領した 2011 年作成図面およびその他種々公開されている資料によりイラク全体のパイプラインネットワークの全体像をまとめた。この結果によりイラクのパイプラインネットワーク全体の概要が把握され今後のインフラ整備計画策定の参考になる。情報が限定的であるため精度については確信が得られない部分があるが、これら不十分な部分については、今後の調査を経てより精度を高めていくこととなる。

◆ 南北連絡パイプライン(戦略パイプライン)

このパイプラインはガスの主要な生産地である南部の余剰ガスを主要な消費地 (主としてバグダッドを含む北部地区) へ送るために設置された。現在も使用されていると思われるが過去の戦争による損傷等についての詳細情報は得られていない。南部 Khor Al Zubair、および N-Rumaila の基地から Haditha の Depot K3 を経由して北部パイプラインネットワークに接続しているが、一般情報によれば Haditha を中心にして下記 18“パイプラインは損傷が著しいと思われる。ルートは原油の Strategic Pipeline と同一

の Pipeline Corridor と併行している。新たに 48”のパイプラインを併設する計画がある。
(後述の新シリア・ヨルダン・トルコ輸出パイプライン<計画>の項参照)

Iraq Strategic Gas Pipeline (1)	18” x 600km Dry gas (Existing)
Iraq Strategic Gas Pipeline (2)	24” x 600km Dry gas (Existing)

◆ ナショナルガスパイプライン

このパイプラインは南部の Khor Al Zubair、および N-Rumaila の基地から大消費地であるバグダッドへ直接接続している。これはおそらく SAGP プロジェクトと併行して建設されたもっとも古いものと推測される。戦争等による著しく損傷しているという情報があり新たなパイプラインを敷設する計画がある。

National Gas Pipeline	42” x 300km Dry gas (Existing)
National Gas Pipeline	48” x 300km Dry gas (Planned)

上記と同一のルートに LPG と NGL のパイプラインがある。いずれも北部 Kirkuk 集合ガス処理プラントと南部集合ガス処理プラントを結び、Umm Qasr にある IRT/IST の貯蔵プラントを経て南部ターミナルから輸出するために敷設された。LPG/NGL のパイプラインは IRT/IST (Iraq Receiving/Storage Terminal) の設計資料によると共通配管でブロック運転 (切替運転) の設計となっている。

Pipeline Kirkuk - Baghdad	8” x 300km LPG/NGL (Existing)
Pipeline Kirkuk - Baghdad	14” x 300km LPG/NGL (Existing)
Pipeline Baghdad - KAZ	14” x 600km LPG/NGL (Existing)
Pipeline IRT/IST – Umm Qasr	20” x 20km C3 Liq. (Existing)
Pipeline IRT/IST – Umm Qasr	20” x 20km C4 Liq. (Existing)
Pipeline IRT/IST – Umm Qasr	20” x 20km C3 Gas (Existing)
Pipeline IRT/IST – Umm Qasr	20” x 20km C4 Gas (Existing)
Pipeline IRT/IST – Umm Qasr	20” x 20km NGL (Existing)

◆ 北部パイプライン

前述のキルクークガス処理施設から上記 K3 に接続、また途中 K2 から分岐して大消費地であるバグダッドに接続されている。。分岐 Akashat K2 (Baiji)から Mousl の発電所向けパイプライン (16”) がある。

Kirkuk Gas Pipeline	16” x 300km Dry gas (Existing)
Kirkuk Gas Pipeline	18” x 300km Dry gas (Existing)

◆ シリアガス輸出パイプライン

西部にある Depot K3 から分岐してシリア国境を越えるパイプラインであるが現在閉

鎖されている。サイズや損傷度合の情報は得られていない。さらに国境付近から分岐して Akashat 肥料プラントへのガス供給パイプライン (16"x2) がある。

◆ クウェートパイプライン

南部のガス (Raw Gas) をクウェートのアハマディのガス処理施設に送り、発電燃料と LPG の供給を行っていた。戦争による損傷および政治的な問題から閉鎖され現在に至るが、国連の制裁解除により復活する動きが最近の報道に見られる。しかしながら、イラクは先ず国内需要を満たすためのインフラを先行すべきであり、併行して将来の輸出を考えることになると予想する。

Kuwait Gas Export Pipeline 40" Raw Gas

◆ 新シリア・ヨルダン・トルコ輸出パイプライン (計画)

イラクは原油輸出ルートが多様化を狙う意味と南部輸出施設能力の限界から新たに南北原油融通パイプラインとヨルダン、シリア、トルコへの輸出パイプラインの新設計画をもち現在フィージビリティスタディを実施している。これらの原油パイプラインと並行してガスパイプラインを敷設するとともに南北連絡パイプラインに沿う各 Depot も増設するとしている。このガスパイプラインは燃料ガス (ドライガス) と考えられるが輸出も視野に入れているかどうかは不明である。

◆ タジ発電所向けガスパイプライン

2013 年の SCOP 総裁の日本での講演 (JCCP 国際シンポジウム) によれば、建設が完了したガスパイプラインのリストにバグダッド近辺にあるタジ発電所燃料ガス (ドライガス) を南部 Rumaila から供給するためのパイプラインが記載されている。途中、7 つの発電所にもガスを供給するとしている。(上記 National gas pipeline 参照) 同リストには南部 Zubair 1 Depot から Fao Depot に向けてのガスパイプラインも完成したとの記述がある。

Rumaila - Taji Gas Pipeline 48" x 557km Dry Gas (New)

Zubair 1 - Fao Gas Pipeline 18" x 105km Gas (New)

◆ Missan 周辺ガスパイプライン

Missan の油田から Majnoon にかけて Dry gas のパイプラインがある。南部集合ガス処理施設とは接続していないので周辺のガス焼き発電所や各種工業プラントへガスを供給しているものと考えられる。(詳細不明)

◆ その他のパイプライン構想

各種報道によると下記のガスパイプラインの構想があるが詳細情報を得られていないので具体的内容は不明。いずれも将来の可能性として考えられる。

(1) イランからの輸入パイプライン

2013年10月の報道によると、イランからのガスの輸入については現実のものとなりつつある。イランはガスを近隣諸国に輸出したい、イラクは油・ガス田の開発、操業が本格化するまでは特に発電用ガスが不足するという両者のニーズがマッチしたので、短期的（報道によれば4年間）なガス輸入の合意に達し、2014年4月ごろには輸入開始としている。イラン側のパイプライン（56”）は既に建設が終了し、イラン・イラク国境から48”の分岐ライン2本（北部 Baghdad 東部国境、南部 Basra 付近国境をクロスする）のパイプラインの建設も進んでいる。輸入ガス量は当面 800~850 MMscfd、将来は 1,400 MMscfd 以上となるようである。用途は全て発電所燃料供給としている。イラクがガス回収を開始して大気燃焼（フレアリング）も最少となった時点では輸入は不要となるが、そのインフラを活用して北部、西部から EU までのガス供給ネットワークへの接続も考えている。（上記は 2013 年 9 月の第二次現地調査において、石油省、電力省との情報としても確認されている。）

(2) ナブコパイプライン(NABUCCO)への接続

このパイプライン構想は従来からあり、カスピ海から中東を経て EU までのガス供給を計画しており、イラクから北部のトルコへ向けてのルートにパイプラインを敷設し接続する。イラクは将来余剰ガスを輸出することを検討しており、その輸出ルートの多様化のひとつとして考えられているが、その実現へむけての具体的な動きには至っていないと思われる。

2013年5月に Baghdad で開催された Energy Academy Workshop におけるイラク輸出入公社（SOMO）の発表によれば、このパイプライン構想は以下の通りである。

- 1) Route ;トルコからルーマニア、ブルガリア、ハンガリーを通過してオーストリアまで拡張する。
- 2) 距離 ; 3,300~4,000 km
- 3) 配管サイズ ; 56”
- 4) ガス供給能力 ; 31 Bcm per year
- 5) 投資コスト ; €7.6Billion

(3) アラブガスパイプライン (AGP)

エジプトからヨルダン、シリア、トルコを結ぶ36”のパイプライン構想で総延長1,000 km 以上におよぶガスパイプラインであり、拠点ごとに3つのフェーズに分けて工事が進められる計画。イラクの余剰ガスの輸出ルートの一つとして検討されているが接続はまだ当分先のことと思われる。（ガス供給能力は 12Bcm per year）

(4) バスラガス供給会社 (BGC : Basra Gas Company)

南部ガス公社 (SGC)・シェル・三菱商事による合弁会社 Basra Gas Company (BGC) が数年前に設立され 2013 年に契約条件の最終合意に至ったと報道された。BGC は南部ガス公社からガスを購入し、ドライガス、メタンリッチガス、LPG、NGL に分離し、ドライガスは南部ガス公社に戻しイラク国内需要に充て、LPG、NGL は BGC が輸出するという計画である。さらに将来は LNG プラントを設置して LNG を輸出する構想を持つ。

2013 年 3 月 19 日に行われた南部ガス公社の Mr. Ali Khudhier, SGC Chief, Director General へのインタビュー (Iraq Oil Report) によれば、当面は現在フレアリングしているガスの回収を優先する。現在南部では約 1,100MMscfd の随伴ガスが生産されそのうち約 400MMscfd のガスが既設のガス処理施設で処理され、残りの 700MMscfd は全てフレアリングされている。さらに処理施設が完備されていない油田地帯での原油生産量の増加に伴い現状のままではフレアガス量は増加していくことになる。

BGC が南部ガス公社から購入するガスのソースは現在開発中の Rumaila, West Qurna 1、Zubair の 3 つの巨大油田の随伴ガスとしている。3 油田からの合計随伴ガス量は最大で約 3,000MMscfd と見積もられる (原油生産目標見直し後)。その他の油田; Majnoon, WQ2, Halfaya and Garraf は独自のガス処理施設を持つ計画なので処理したガスは直接 SGC に送気することになる。

<結論>

1) 1970 年から 80 年代にかけて北部と南部にセントラルガス処理施設が建設され。現図 4.2.4(3) Iraq's Oil & Gas Fields and Pipelines (出典: Oxford Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa Chapter 7 P236)

新規開発油・ガス田のうちガス生産量の大きいところは独自のガス処理施設を設置してガスを分離したうえでガスネットワークに接続することが肝要である。

- 2) ガス生産量は南部に多く、需要は北部に多いことを考慮すれば、南北連絡ネットワーク幹線パイプラインの重要性が高い。一方地域的に孤立しているところは、その地域で需要と供給が完結するかたちか、あるいは電力に変換して電力ネットワークに接続する方法も考えられる。ガス配管か電力ケーブルかはそれぞれの経済性を考慮して決めることができる。新規に南北連絡パイプラインを建設する計画が進んでいる。
- 3) 南部ではバスラガス会社があり、既存のガス処理施設を取り込んだ上で 3 つの巨大油田の随伴ガスを処理し、ドライガスは南部ガス公社経由で国内需要向けとする計画である。LPG と NGL は輸出する計画となっている。

- 4) 天然ガスを隣国イランから輸入する計画が進んでいる。一方、クウェート向けガス輸出の再開の動き、西部からシリア、ヨルダンへの輸出、北部からトルコへの輸出について再開、あるいはパイプライン新設の構想がある。イラク国内の需要と供給、および持続的なガス生産推移を考慮した最適かつ長期的なガスマスタープランを作成する必要がある。
- 5) ガス供給導管の計画作成に際してガス需要先の算定、ガス供給量の設定、輸送、供給方法の選定、設計条件と必要サイズ決定、導管敷設ルートを選定、ブロックバルブ、ブースターステーション、コミュニケーションの構築などの手順を踏まえる必要がある。

4.3. 正味ガス供給量の算出

4.3.1. 初めに

本項では、4.2 項にて推算したガス生産量に関するデータ（年次ごとのガス生産量および組成）に基づき、下流分野へ供給されるガス量を、C1(Dry Gas), C2(エタン), C3(プロパン), C4(ブタン)および C5+の各ガス留分ごとに推算する。

下流分野のガス需要は、その設備の特性により必要とする留分が異なる。そのため、ガスの需給バランスを検討する上では、各ガス留分ごとの供給量および需要量を推算し、需給バランスの分析を行う必要がある。

4.3.2. 各ガス留分の供給量の推算

(1) 供給ガスの組成および流量

油・ガス田で生産されるガスの量および組成は、4.2 項にて推算したデータを使用する。

(2) 各ガス留分の生産量の推算

油・ガス田で生産されたガスは、ガス処理プラントにおいて水分や酸性ガス等の不純物を除去した後、C1(Dry Gas), C2(エタン), C3(プロパン), C4(ブタン)および C5+ NGL 留分に分離される。

LNG プラントを除けば一般的に、ガス処理プラントは、そこから生産されるガス留分により以下の 3 種類に大別される。各ガス留分ごとの生産量の割合は、ガス処理プラントのタイプにより異なる。

1) エタン回収プラント

Dry Gas (主に C1 メタン)、C2(エタン)、C3(プロパン)、C4(ブタン)および C5+ NGL をそれぞれ生産する。

2) LPG 回収プラント

Dry Gas (主に C1 メタンおよび C2 エタン)、C3(プロパン)、C4(ブタン)および C5+ NGL をそれぞれ生産する。

3) 露点調整 (Dew Point Control) プラント

Dry Gas (主に C1、C2 および少量の LPG)および C5+ NGL を生産する。Dry Gas の露点および C5+ NGL の蒸気圧の製品仕様により、LPG の抽出・生産も行われる。

以下に、各ガス処理プラントタイプごとの、ガス留分生産量の推算ベースを示す。

1) エタン回収プラント

エタン回収プラントは、エチレンプラントの原料となるエタンの回収が必要な場合に設置される。原料ガスよりエタンを回収するためには、低沸点成分であるエタン留分を凝縮させる必要があるため、原料ガスを高圧・低温の状態にする必要がある。

図 4.3.2(1)にエタン回収プラントの概略フローを示す。

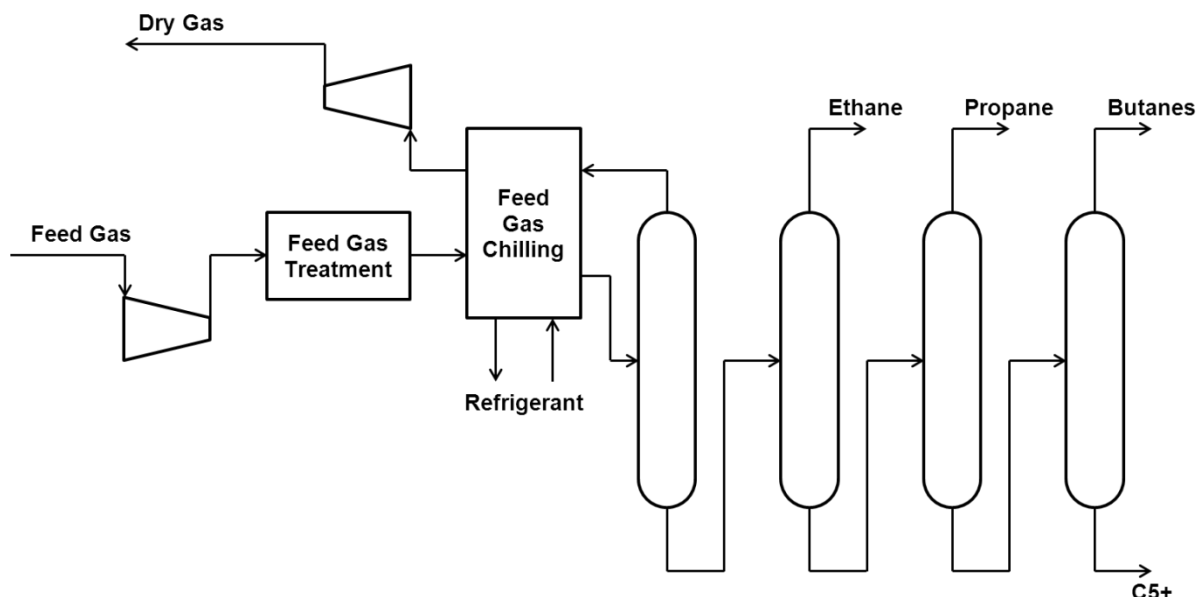


図 4.3.2(1) エタン回収プラントの概略フロー (出典：調査団作成)

原料ガスは、必要に応じて昇圧および不純物 (主に水分および酸性ガス) を除去した後、プロパン冷凍および自己熱交換により冷却されて、脱メタン塔へ供給される。

脱メタン塔にて回収された C2+ NGL は、下流の蒸留設備にて、それぞれの留分に分離される。

エタン回収プラントから生産される各ガス留分の量は、それぞれが表 4.3.2(1)のような仕様となるように推算する。

表 4.3.2(1) エタン回収プラントから生産される各ガス留分の仕様

(出典：調査団作成)

製品エタン		
エタン回収率		90%以上
製品組成		
CO2	mol%	3.0 以下
メタン	mol%	2.0 以下
エタン	mol%	92.5 以上
プロパン	mol%	2.5 以下
製品プロパン		
プロパン回収率		99.5%以上
製品組成		
エタン	mol%	0.5 以下
プロパン	mol%	98.5 以上
ブタン	mol%	1.0 以下
製品ブタン		
ブタン回収率		99.5%以上
製品組成		
プロパン	mol%	2.0 以下
ブタン	mol%	97.1 以上
ペンタン	mol%	0.9 以下
C5+ 製品		
製品組成		
ブタン	mol%	0.5 以下

2) LPG 回収プラント

LPG 回収プラントは、LPG の回収が主に必要な場合に設置される。LPG を回収するためには、プロパンおよびブタン留分を凝縮させる必要があるため、原料ガスを高圧・低温の状態にする必要があるが、プロパン/ブタン留分はエタンと比べるとより沸点が高いため、運転圧力・温度条件はエタン回収プラントよりマイルドな条件になる。

図 4.3.2(2)に LPG 回収プラントの概略フローを示す。

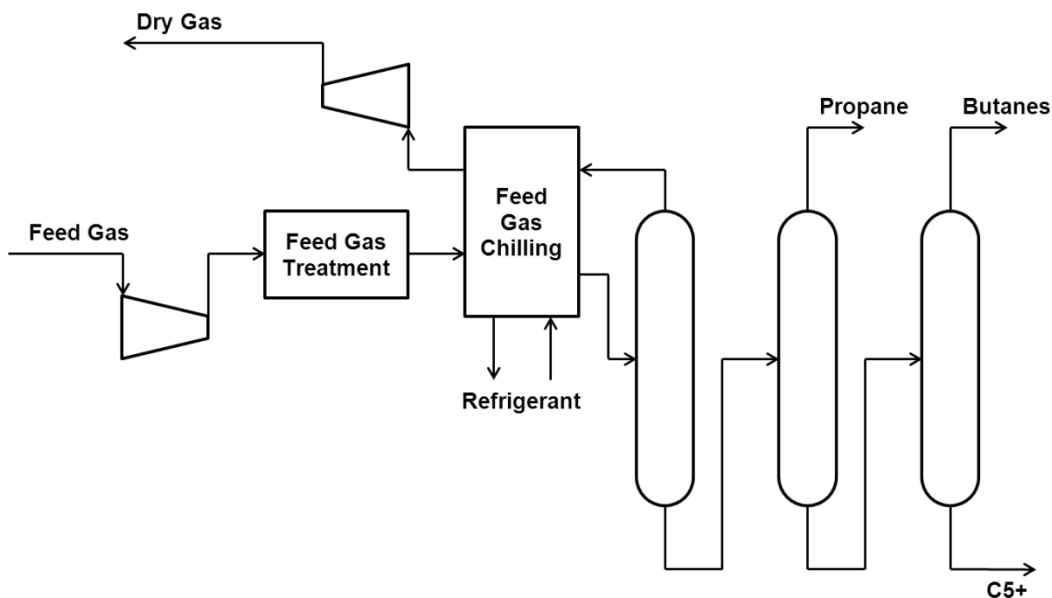


図 4.3.2(2) LPG 回収プラントの概略フロー (出典：調査団作成)

原料ガスは、必要に応じて昇圧および不純物（主に水分および酸性ガス）を除去した後、プロパン冷凍および自己熱交換により冷却されて、脱エタン塔へ供給される。脱エタン塔にて回収された C3+ NGL は、下流の蒸留設備にて、それぞれの留分に分離される。

LPG 回収プラントから生産される各ガス留分の量は、それぞれが表 4.3.2(2)に示す仕様となるように推算する。

表 4.3.2(2) LPG 回収プラントから生産される各ガス留分の仕様 (出典：調査団作成)

製品プロパン		
プロパン回収率		95%以上
製品組成		
エタン	mol%	0.5 以下
プロパン	mol%	98.5 以上
ブタン	mol%	1.0 以下
製品ブタン		
ブタン回収率		99.5%以上
製品組成		
プロパン	mol%	2.0 以下
ブタン	mol%	97.1 以上
ペンタン	mol%	0.9 以下

C5+ 製品		
製品組成		
ブタン	mol%	0.5 以下

3) 露点調整 (Dew Point Control) プラント

露点調整プラントは、Dry Gas の生産のみが必要な場合に設置される。原料ガスは、不純物の除去、露点および圧力を、Dry Gas 製品仕様に合うように調整される。露点調整のために抽出した重質分は、必要に応じて分離・精製され、製品として払い出される。

図 4.3.2(3)に露点調整プラントの概略フローを示す。

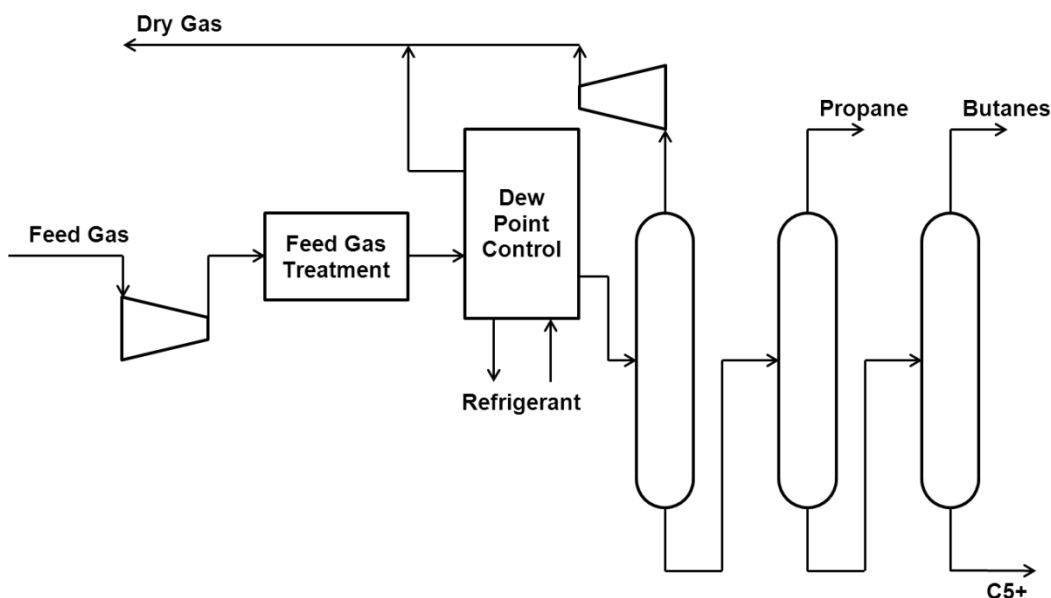


図 4.3.2(3) 露点調整プラントの概略フロー (出典：調査団作成)

本調査では、Dry Gas の仕様を、露点が-8 degC (at 70 kg/cm²G)以下としている。また、回収されるプロパン、ブタンおよび C5+の組成は表 4.3.2(3)の通りとする。

表 4.3.2(3) 露点調整プラントから生産される各ガス留分の仕様
(出典：調査団作成)

製品プロパン		
製品組成		
エタン	mol%	0.5 以下
プロパン	mol%	98.5 以上
ブタン	mol%	1.0 以下
製品ブタン		
製品組成		

プロパン	mol%	2.0 以下
ブタン	mol%	97.1 以上
ペンタン	mol%	0.9 以下
C5+ 製品		
製品組成		
ブタン	mol%	0.5 以下

(3) ガス処理プラントにおける自家消費量の推算

ガス処理プラント運転用の発電や回転機などの動力等に使用される燃料は、それぞれのガス処理プラントにて生産される Dry Gas により賄われると仮定し、ガス処理プラントからの正味の Dry Gas 生産量の推算は、生産される全 Dry Gas 量からガス処理プラント内で使用された燃料を差し引いて行う。

ガス処理プラントでの燃料消費量は、原料ガスの昇圧・冷却の度合いおよび蒸留塔の数により異なるため、本検討では、ガス処理プラントのタイプごとに自家消費量率を表 4.3.2(4)の通り実績を参考に定義した。

表 4.3.2(4) ガス処理プラントにおける Dry Gas の自家消費量率 (出典：調査団作成)

プラントのタイプ	Dry Gas の自家消費量率	
	随伴ガス用	非随伴ガス用
	%	%
エタン回収プラント	15.0	8.0
LPG 回収プラント	11.0	6.0
露点調整プラント	8.0	4.0

4.4. ガス需要先の評価と特定

本項では、INES Report または産業鉱物省、電力省から入手したデータに基づき、下流分野における需要量推移のデータを元に、各ガス留分の需要量の推算を行う。

また、4.3 項にて推算したガス留分ごとの生産量と比較することで、イラクにおけるガスの需給バランスの分析を行う。

4.4.1. 下流分野における各ガス留分ごとの需要量の推算

今回対象となる下流分野は、以下のプラントとなる。

- 発電プラント

- メタノールプラント
- アンモニア/尿素プラント
- エチレンプラント (エタン分解)
- 製鉄プラント
- アルミニウムプラント
- LPG プラント

(1) 発電プラント

1) 電力の需要予想

イラクにおける電力の需要予想については、図 4.4.1(1)に示されるデータを使用する。図中では、発電方法ごとの発電量の推移が記載されているが、本検討ではこれらの内のガス留分(Dry Gas および LPG)を燃料としているシンプルサイクルおよびコンバインドサイクルによるガスタービン発電を対象とする。

Comparing available power capacity vs. peak demand, Iraq will have a comfortable reserve margin of 15% beyond 2017

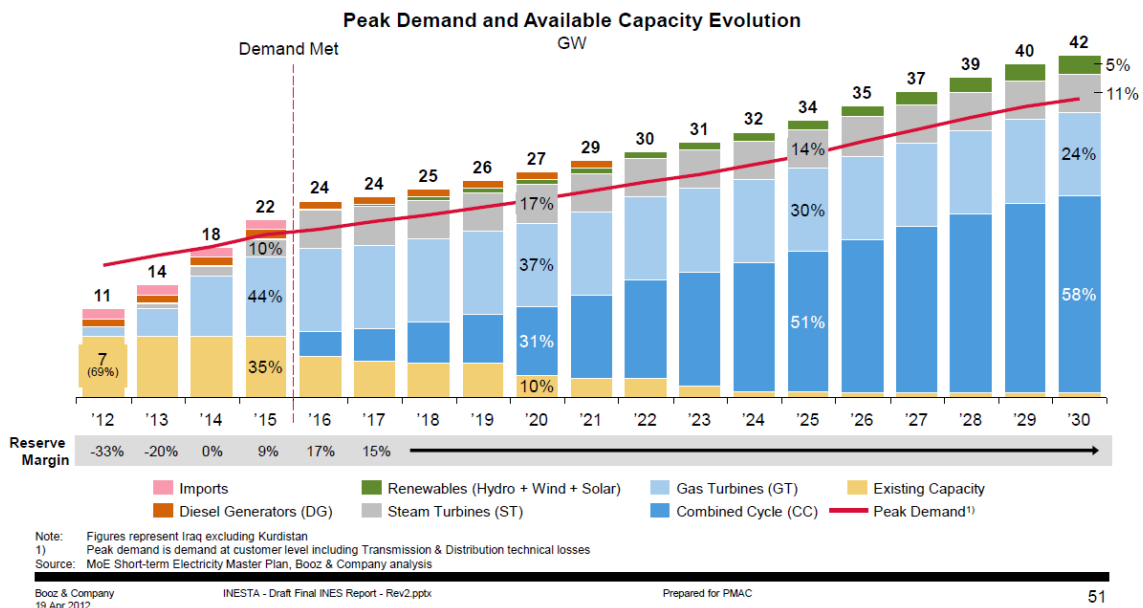


図 4.4.1(1) イラクにおける電力の需要予想
(出典：INES Final Report Executive Summary Exhibit ES-8)

2) 発電に必要な各ガス留分量の推算ベース

図 4.4.1(1)にある電力の需要予想に基づき、Dry Gas の需要の推算を行う。発電効率は、現在の技術水準として平均的な表 4.4.1(1)に示す数値を使用する。

表 4.4.1(1) 発電効率 (出典：調査団作成)

発電プラントのタイプ	発電効率
	%
シンプルサイクル	33
コンバインドサイクル	54
スチームタービン	40

また、発電所から需要先までの電力ロスについては、INES とベースを統一するため、Ex2-19 と同じ数値を採用した。表 4.4.1(2)にその数値を示した。

表 4.4.1(2) 電力ロス (出典：調査団作成)

	電力ロス
	%
配電ロス	13
送電ロス	6

3) 発電に必要な各ガス留分量の推算

発電用 Dry Gas 留分の需要推移を図 4.4.1(2)に示す。

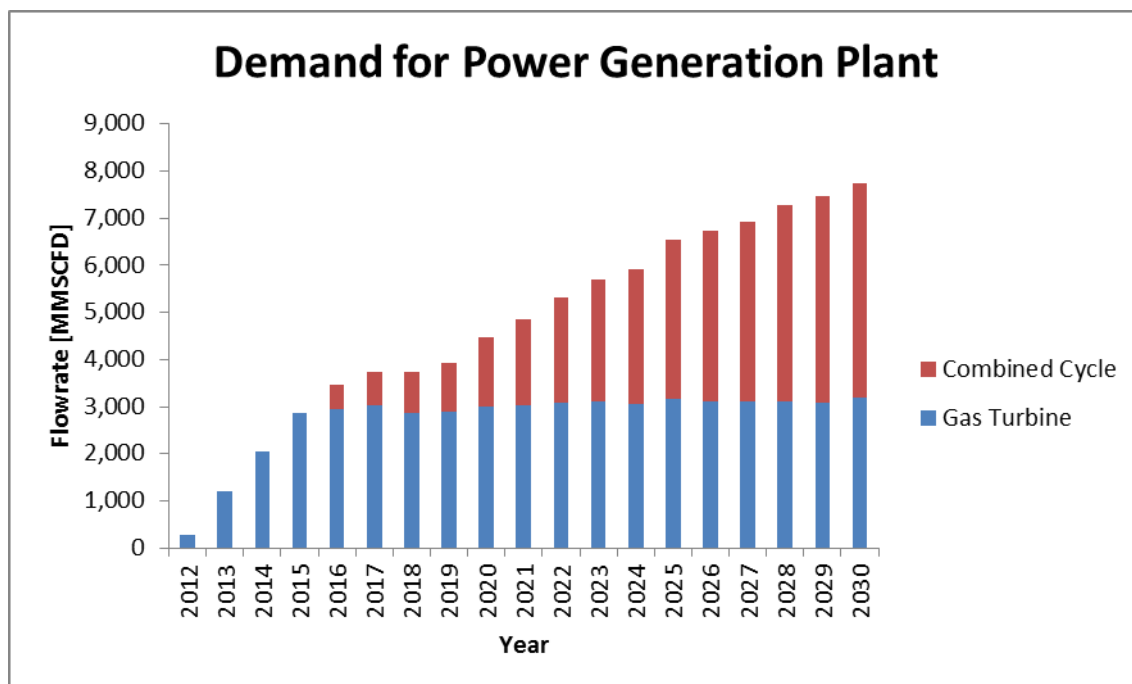


図 4.4.1(2) 発電用 Dry Gas 留分の需要の推移

(出典：調査団作成)

(2) メタノールプラント

1) メタノールの需要予想

メタノールの需要の推移については、産業鉱物省の計画を基準として検討した。2016年以前はメタノール需要を0 MTPAとしている。

2) メタノール生産に必要な各ガス留分量の推算ベース

メタノール生産に必要とされるガス留分は、以下の通りとなる。

- 原料は Dry Gas を使用。
- 電力供給以外のユーティリティ用燃料は Dry Gas を使用。
- 必要電力を供給するための発電用燃料は Dry Gas を使用。

本検討では、メタノール単位生産量当たりの、Dry Gas 消費量は、表 4.4.1(3)に示す数値を使用する。

表 4.4.1(3) メタノール生産量当たりのガス留分消費量 (出典：調査団作成)

対象	使用するガス留分	メタノール生産量当たりの消費量
		単位 / トン-メタノール
原料	Dry Gas	7.16 MMkcal
燃料	Dry Gas	1.02 MMkcal
電力 (*)	Dry Gas	30 kWh

(*) プロセス用電力のみ

3) メタノール生産におけるガス留分ごとの需要の推算

メタノールプラントにおいて、産業鉱物省の計画生産量を賄うために必要な各ガス留分量は、図 4.4.1(3)に示す通りとなる。

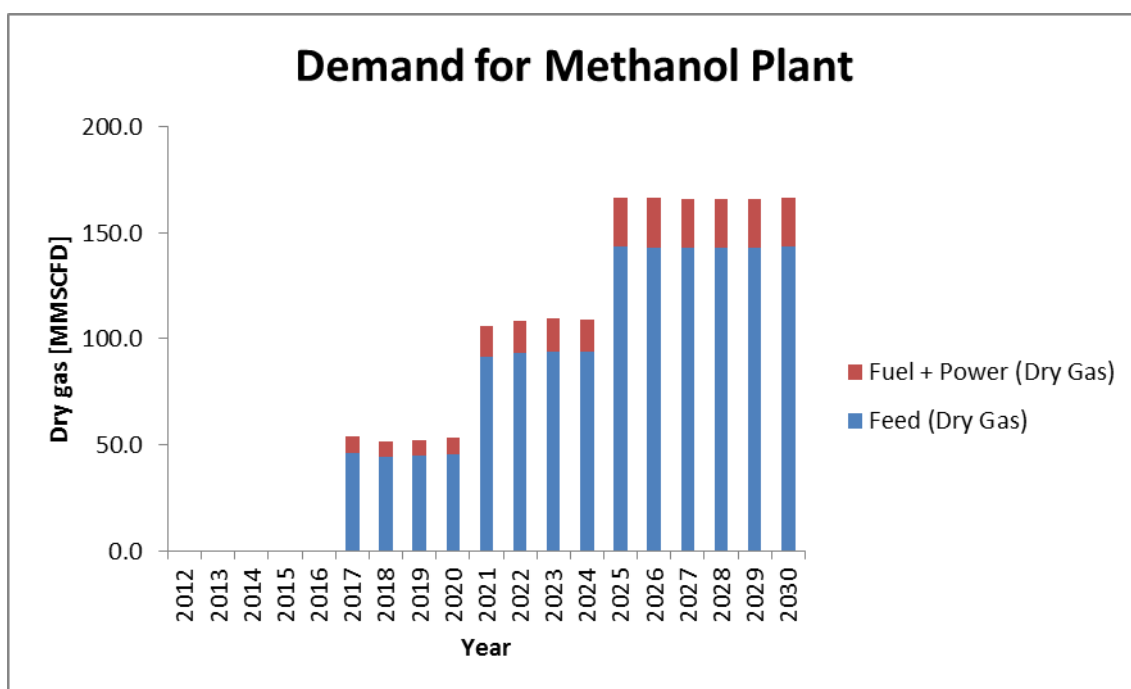


図 4.4.1(3) メタノール生産における Dry Gas 留分の需要推移
(出典：調査団作成)

(3) アンモニア/尿素プラント

1) アンモニア/尿素の需要予想

尿素の需要の予想については、産業鉱物省の現在の計画をベースとして検討した。2016年以前の尿素需要を 0 MTPA としている。

2) 尿素生産に必要な各ガス留分量の推算ベース

尿素生産に必要なガス留分は、以下の通りとなる。

- 原料は Dry Gas を使用。
- 電力供給以外のユーティリティ用燃料は Dry Gas を使用。
- 必要電力を供給するための発電用燃料は Dry Gas を使用。

本検討では、尿素単位生産量当たりの、Dry Gas 消費量として、表 4.4.1(4)に示す数値を使用する。

表 4.4.1(4) 尿素生産量当たりのガス留分消費量 (出典：調査団作成)

対象	使用するガス留分	尿素生産量当たりの消費量
		単位 / トン-尿素

対象	使用するガス留分	尿素生産量当たりの消費量
原料	Dry Gas	3.46 MMkcal
燃料	Dry Gas	0.902 MMkcal
電力 (*)	Dry Gas	96 kWh

(*) プロセス用電力のみ

3) 尿素生産におけるガス留分ごとの需要の推算

アンモニア/尿素プラントにおいて、計画した尿素生産量を賄うために必要な各ガス留分の量は、図 4.4.1(4)に示す通りとなる。

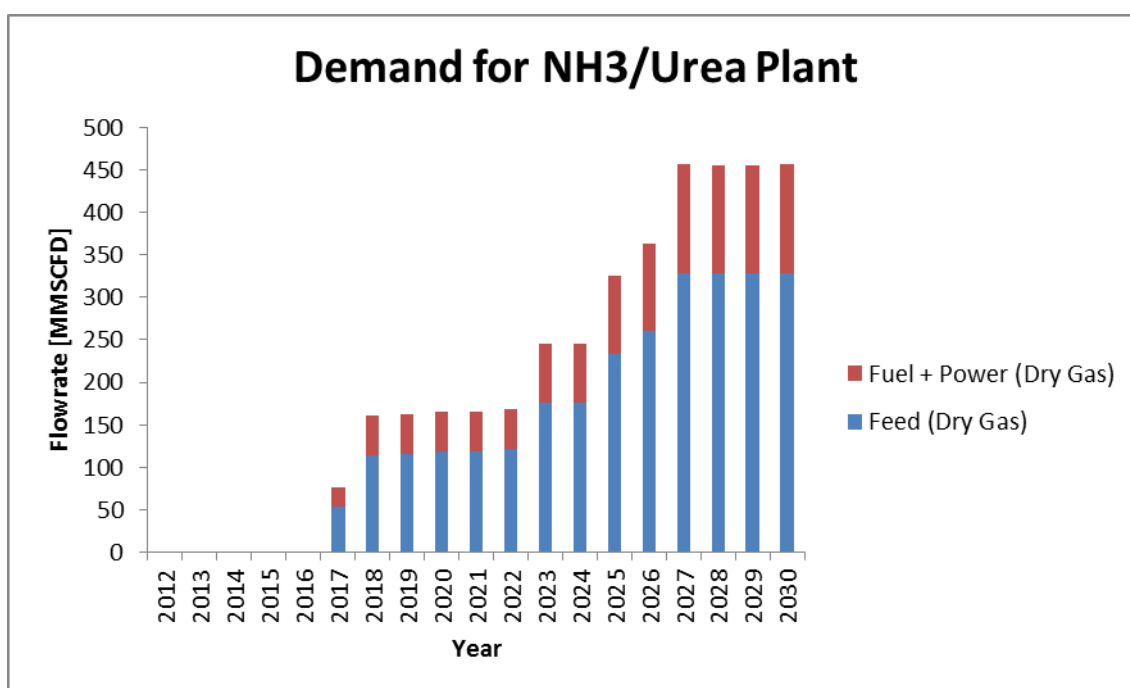


図 4.4.1(4) 尿素生産における Dry Gas 留分の需要の推移

(出典：調査団作成)

(4) エチレンプラント (エタン分解)

1) エチレンの需要予想

エチレンの需要の予想については、産業鉱物省の計画をベースとして検討した。2018年以前のエチレン需要を 0 MTA としている。

2) エチレン生産に必要な各ガス留分量の推算ベース

エチレン生産に必要とされるガス留分は、以下の通りとなる。

- 原料はエタンを使用。
- 電力供給以外のユーティリティ用燃料は Dry Gas を使用。
- 必要電力を供給するための発電用燃料は Dry Gas を使用。

本検討では、エチレン単位生産量当たりのエタンおよび Dry Gas 消費量として、表 4.4.1(5)に示す数値を使用する。

表 4.4.1(5) エチレン生産量当たりのガス留分消費量 (出典：調査団作成)

対象	使用するガス留分	エチレン生産量当たりの消費量
		単位 / トン-エチレン
原料	エタン	1.32 トン-エタン
燃料	Dry Gas	0.62 MMkcal
電力 (*)	Dry Gas	61 kWh

(*) プロセス用電力のみ

3) エチレン生産におけるガス留分ごとの需要の推算

エチレンプラントにおいて、産業鉱物省の計画生産量を賄うために必要な各ガス留分の量は、図 4.4.1(5)、図 4.4.1(6)に示す通りとなる。

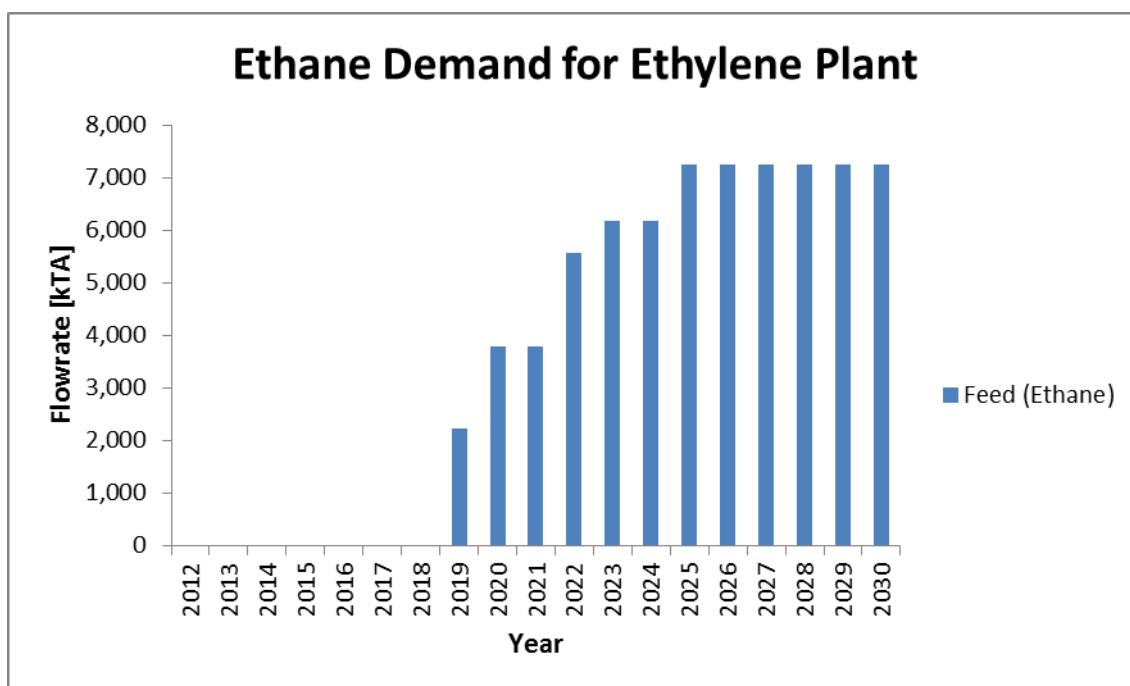


図 4.4.1(5) エチレン生産におけるエタン留分の需要推移 (出典：調査団作成)

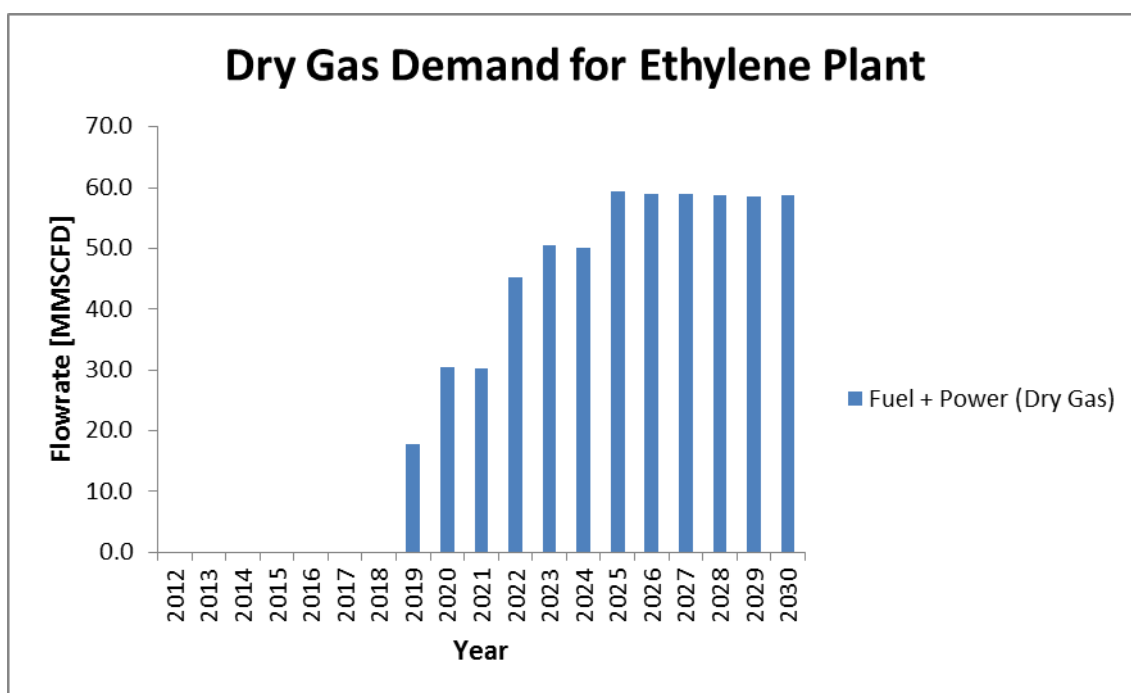


図 4.4.1(6) エチレン生産における Dry Gas 留分の需要推移
(出典：調査団作成)

(5) 製鉄プラント

1) 鉄鋼の需要予想

鉄鋼の需要予想については、INES に示されるデータを使用する。

2) 鉄鋼生産に必要な各ガス留分量の推算ベース

製鉄プラントにおいて必要とされるガス留分は、以下の通りとなる。

- 電力供給以外のユーティリティ用燃料および還元用ガスは Dry Gas を使用。
- 必要電力を供給するための発電用燃料は Dry Gas を使用。

本検討では、鉄鋼単位生産量当たりの、Dry Gas 消費量として、表 4.4.1(6)に示す数値を使用する。

表 4.4.1(6) Steel 生産量当たりのガス留分消費量 (出典：調査団作成)

対象	使用するガス留分	鉄鋼生産量当たりの消費量
		単位 / トン- 鉄鋼
燃料および還元用ガス	Dry Gas	2.77 MMkcal

対象	使用するガス留分	鉄鋼生産量当たりの消費量
		単位 / kTPA-鉄鋼
電力	Dry Gas	0.022 MMscfd Dry Gas

3) 鉄鋼生産における各ガス留分ごとの需要の推移

製鉄プラントにおいて、計画生産量を賄うために必要な Dry Gas 留分の量は、図 4.4.1(7) に示す通りとなる。

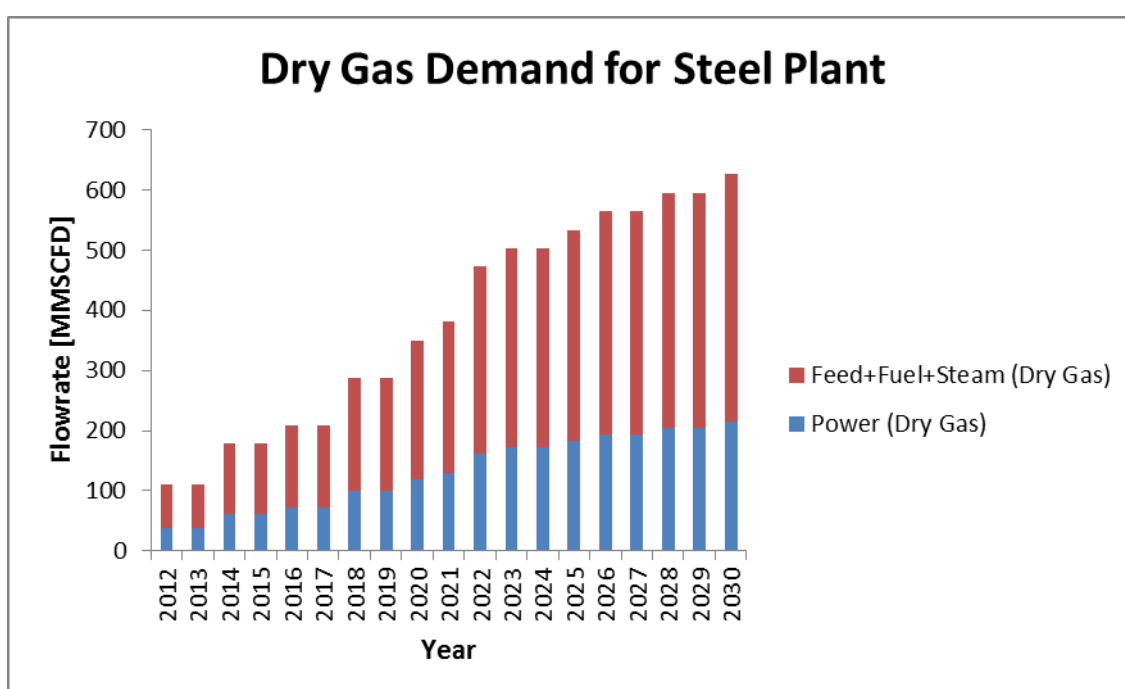


図 4.4.1(7) 鉄鋼生産における Dry Gas 留分の需要推移
(出典：調査団作成)

(6) アルミニウムプラント

1) アルミニウムの需要予想

アルミニウムの需要の予想については、INES に示されるデータを使用する。

2) アルミニウム生産に必要な各ガス留分量の推算ベース

アルミニウムプラントにおいて必要とされるガスは、以下の通りとなる。

- 必要電力を供給するための発電用燃料は Dry Gas を使用。

本検討では、アルミニウム単位生産量当たりの、Dry Gas 消費量として、表 4.4.1(7)に示す数値を使用する。

表 4.4.1(7) アルミニウム生産量当たりのガス留分消費量 (出典：調査団作成)

対象	使用する Gas 留分	アルミニウム生産量当たりの消費量
		単位 /kTPA- アルミニウム
電力	Dry Gas	0.28 MMscfd-Dry Gas

3) アルミニウム生産における各ガス留分ごとの需要の推移

アルミニウムプラントにおいて、計画生産量を賄うために必要な Dry Gas 留分の量は、図 4.4.1(8)に示す通りとなる。

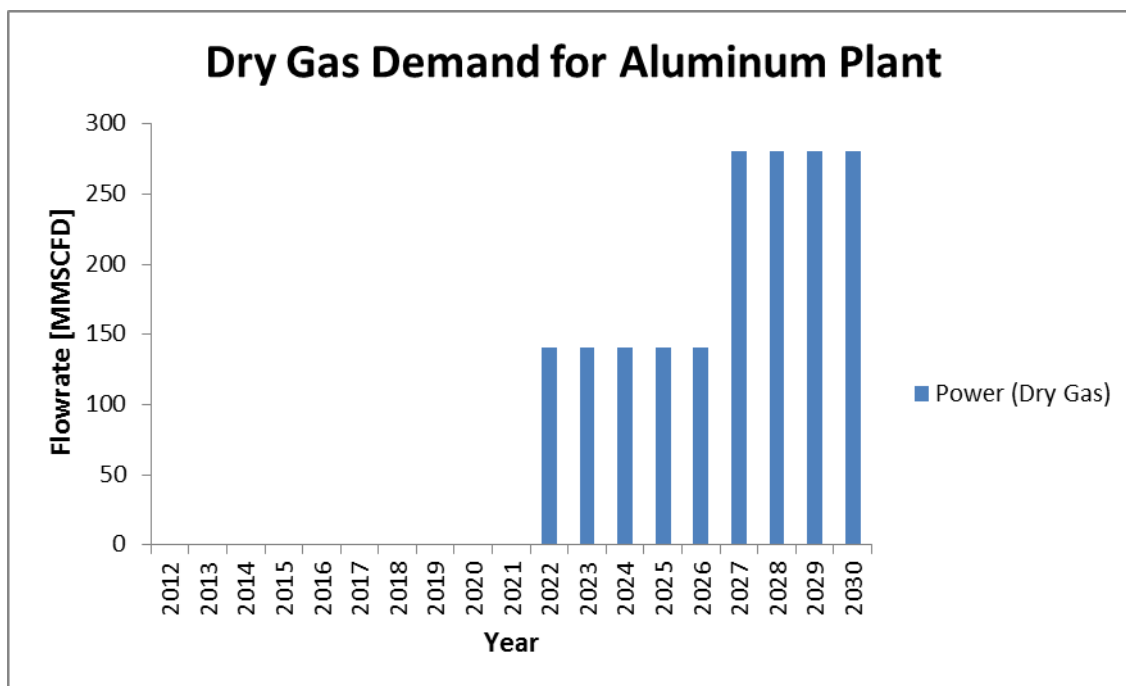


図 4.4.1(8) アルミニウム生産における Dry Gas 留分の需要推移 (出典：調査団作成)

(7) LPG プラント

1) LPG の需要予想

LPG の需要予想については、種々データから推定した。

2) LPG 生産に必要な各ガス留分量の推算ベース

LPG 生産に必要な各ガス留分量は、LPG の組成をプロパン 50%、ブタン 50%と仮定し推算する。

3) LPG に必要な各ガス留分ごとの需要の推移

LPG 生産において、計画生産量を賄うために必要な各ガス Gas 留分の量は、図 4.4.1(9)に示す通りとなる。

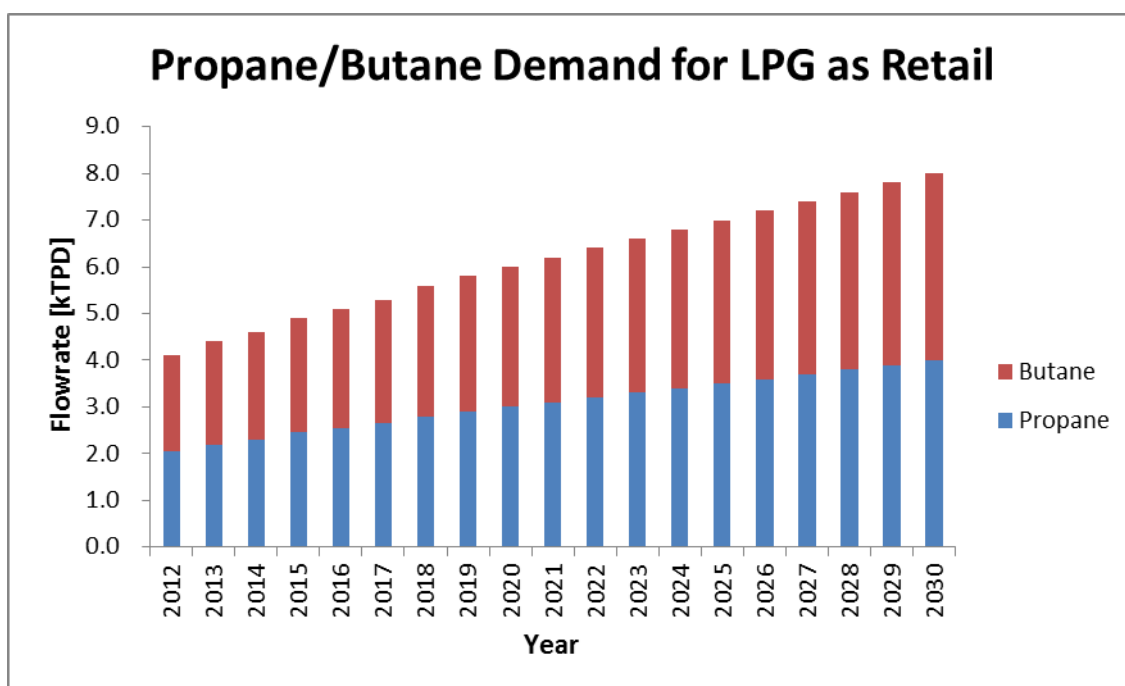


図 4.4.1(9) LPG 生産におけるプロパン/ブタン留分の需要推移
(出典：調査団作成)

4.4.2. 天然ガス需給バランスの検討

4.3 項で示したガス留分ごとの供給量、および 4.4.1 項にて推算した下流分野における各ガス留分の需要量から、イラクにおける各ガス留分の需給バランスの推移を次頁に示す。

各ガス留分の供給量の推算は以下の前提に基づいて行う。

- ガス処理プラントから生産される各ガス留分の比率は、4.3 項にて定義されたものを使用する。
- ガス処理プラントへ供給される随伴ガスおよび非随伴ガスの生産量は、4.2 項にて示された量に 0.9 を乗じたものを使用する。稼働率のファクターとして導入した。

- ガス処理プラントのタイプ (エタン回収, LPG 回収, 露点調整)の比率は、各年におけるエチレンの需要を賄うように設定した。
- 下流分野のガス需要については、4.4.1 項にて示したものを使用する。
- ガスタービン発電 (シンプルサイクルおよびコンバインドサイクル) に使用される燃料は、すべて Dry Gas で賄われる物とする。
- スチームタービン発電に使用される燃料は、すべて燃料油で賄われるものとする。

(1) Dry Gas の需給バランスの推算

2019 年までは、Dry Gas の供給過多となるバランスとなるが、2020 年を境に供給量が不足する傾向を示した。これは、供給については Dry Gas の生産量が 2019 年にほぼ頭打ちとなっているのに対して、需要については下流分野の各種生産量増加に伴いガス需要が増加しているためである。

図 4.4.2(1)に各下流分野のプラントごとの天然ガスの需要量推移を示す。

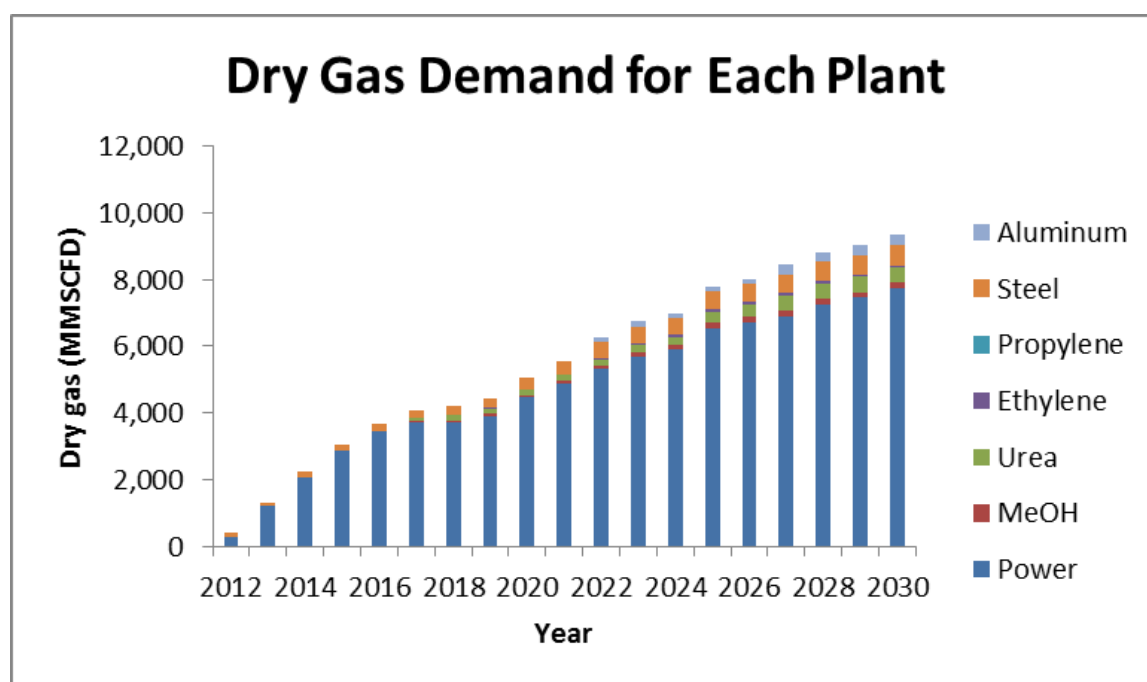


図 4.4.2(1) 各下流分野のプラントごとの天然ガス需要量推移 (出典：調査団作成)

図 4.4.2(1)からわかるように Dry Gas の需要量は大部分が発電用燃料(Power)であることがわかる。

(2) エタン留分の需給バランスの推算

エタン留分の需給バランス推算については、前提条件で示したとおり、エチレン生産に必要なエタン量が過不足無く供給されるように調整しているため、需要と供給が

一致している。

(3) LPG (プロパン/ブタン)留分の需給バランス

プロパンおよびブタン留分については、全期間にわたり供給過多になった。

4.4.3. 考察

4.4.2 項で示したガス留分ごとの需給バランスの分析の結果、以下の傾向があることがわかった。

- (1) Dry Gas は 2019 年まで供給過多となっている。
- (2) Dry Gas は 2020 年以降、供給不足となっている。
- (3) プロパンおよびブタン留分については、全期間を通じて供給過多となっている。

(1) Dry Gas 供給過多に対する対応

余剰となっている Dry Gas を輸出により消費する場合、各年の輸出量は図 4.4.3(1) に示す通りとなる。

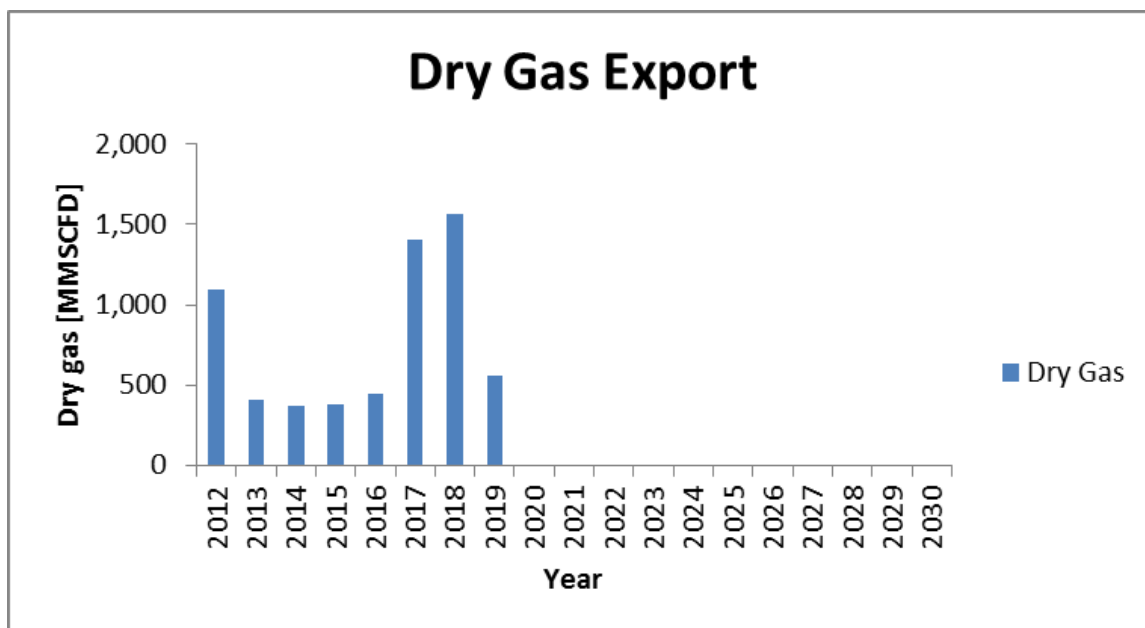


図 4.4.3(1) Dry Gas 輸出量の推移 (出典：調査団作成)

Dry Gas は生産量の伸びと比べ需要の伸びがさらに大きいため、2020 年には輸出が出来なくなる。従い、余剰量を輸出量で調整するためには、Dry Gas の余剰量の変化に従って流動的に輸出量を調整出来るような契約が可能かどうかの確認が必要となる。

(2) Dry Gas 供給不足に対する対応

2020 年以降の Dry Gas の不足分を、新規ガス田の開発により補う場合、新たに必要となる Dry Gas の量は図 4.4.3(2)にて示すとおりとなり、Dry Gas を供給するための新規

ガス田の開発が必要となる。

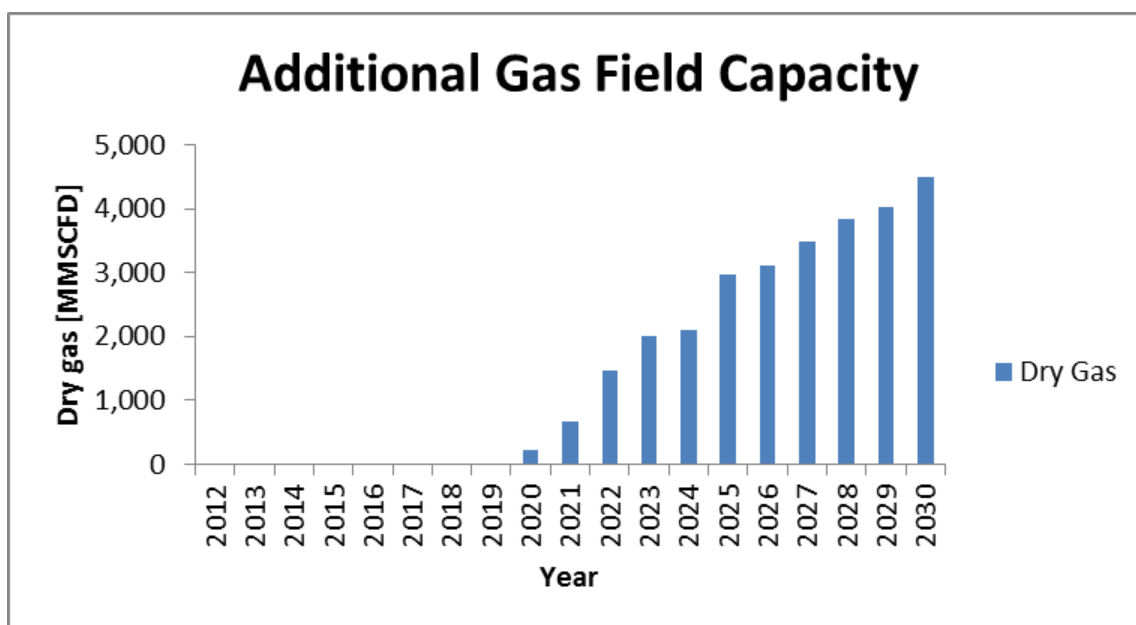


図 4.4.3(2) 新規ガス田より供給必要な Dry Gas 量 (出典：調査団作成)

(3) LPG 供給過多に対する対応

余剰となるプロパン/ブタンを LPG として輸出する場合は、図 4.4.3(3)、図 4.4.3(4) に示すだけの輸出量が必要となる。

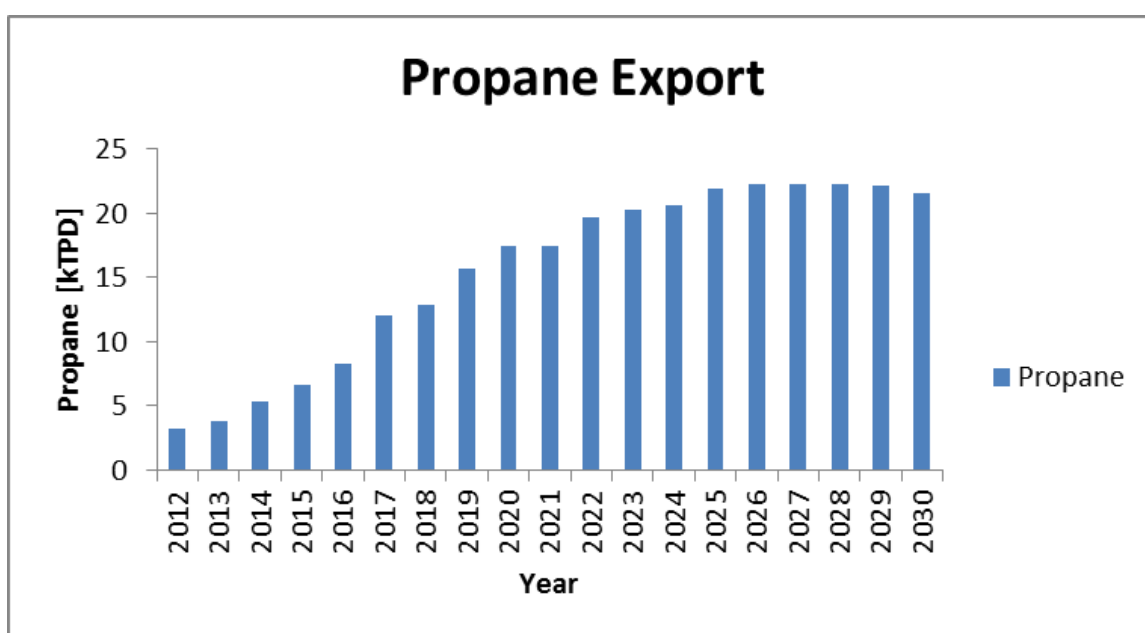


図 4.4.3(3) プロパン輸出量の推移 (出典：調査団作成)

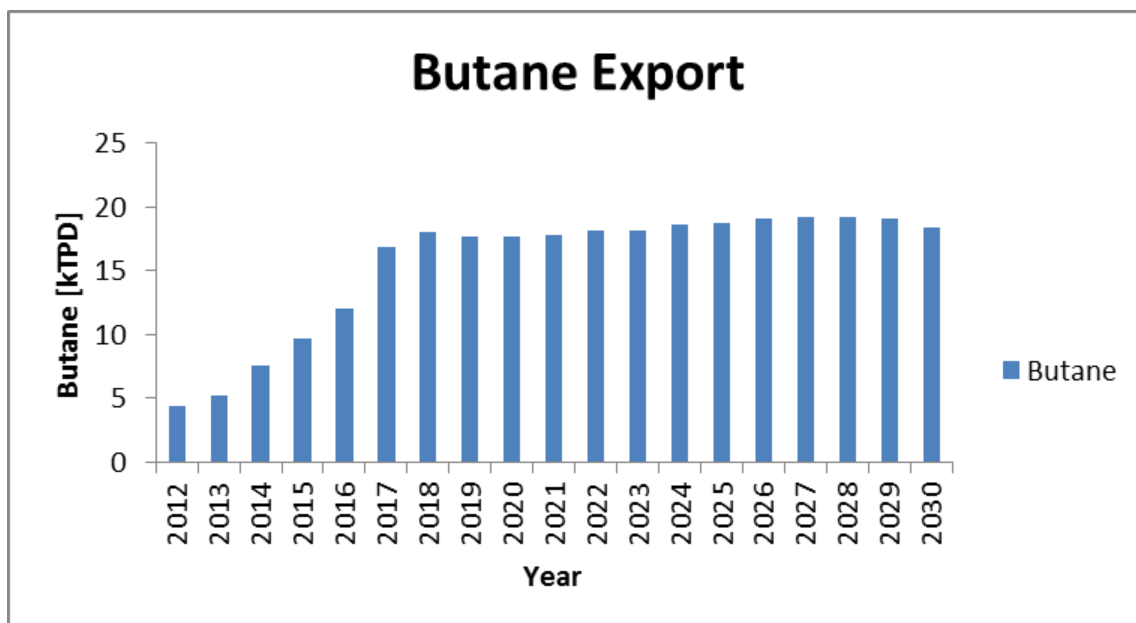


図 4.4.3(4) ブタン輸出量の推移 (出典：調査団作成)

1) 天然ガスの生産調整による Dry Gas 供給過多の解消 (Study 1)

2019 年まで予想される Dry Gas 供給過多は輸出により調整するか、もしくはフレアリングにより対応する必要がある。

しかしながら、Dry Gas の輸出に関しては通常長期の供給契約が前提となることが一般的である点、および、フレアリング処理は環境への影響に懸念がある点から、これらの対応は避けるべきと考えられる。

そこで、Dry Gas 供給過多の解消のため、以下の方法でガス生産量を調整したケースについて検討する。

- Dry Gas 供給過多の期間はスチームタービンによる発電燃料に Dry Gas を可能な限り使用する。
- 上記対応を行っても Dry Gas 供給過多となる場合は、原油生産と関係のない非随伴ガスの生産量を調整（減産）する。
- 非随伴ガスの生産量調整のみでは調整しきれない部分については、随伴ガスの生産量を調整する。この場合、原油の生産量も調整されることになる。

Dry Gas 供給過多は以下の対策を取ることで解消が可能となる。

- 2013 - 2019 年の間はスチームタービンによる発電燃料として Dry Gas を使用する。2013, 2014, 2017, 2018 年は全量 Dry Gas による発電、2015, 2016, 2019 年は Dry Gas

+燃料油による発電とする。

- 非随伴ガスは 2014, 2017, 2018 年の生産量を調整する。

2) 余剰 LPG 使用による発電用 Dry Gas 不足の解消 (Study 2)

2020 年から、Dry Gas は供給不足となるが、不足する Dry Gas の大部分は図 4.4.2(1)に示されたように発電用燃料が占めている。一方で、LPG は全期間を通じて余剰傾向である。このことから、これら余剰 LPG 分を、不足する発電用の燃料として使用した場合について検討した。

本検討における前提条件は以下となる。

- Dry Gas 不足分を補う LPG は、余剰 LPG 分のみとする。
- Dry Gas が不足している場合に限り、Dry Gas の代わりに LPG を発電用燃料として供給するものとする。
- LPG による発電は、シンプルサイクル発電に限る。

余剰 LPG を発電用燃料として利用した場合、Dry Gas の不足は改善されたが、2023 年から Dry Gas が不足する。

3) ガス留分以外の燃料使用による発電用 Dry Gas 不足の解消 (Study 3)

2) 項での検討結果の通り、余剰 LPG を使用しても Dry Gas 需要をすべて賄うことができない。そのため、発電用の燃料の不足分を賄うため、Dry Gas/LPG 以外の燃料による発電の割合を増やしたケースに関して検討する。

本検討における前提条件は以下となる。

- Dry Gas/LPG 燃料が不足する 2023 年以降は Dry Gas/LPG 以外の燃料により発電量を賄う。

図 4.4.3(5)は、Dry Gas/LPG 以外の燃料により賄われた発電量を示した物になる。図 4.4.3(5)に示されるように 2023 年以降は他の燃料による発電により発電量を賄えば、Dry Gas の需給がバランスする。

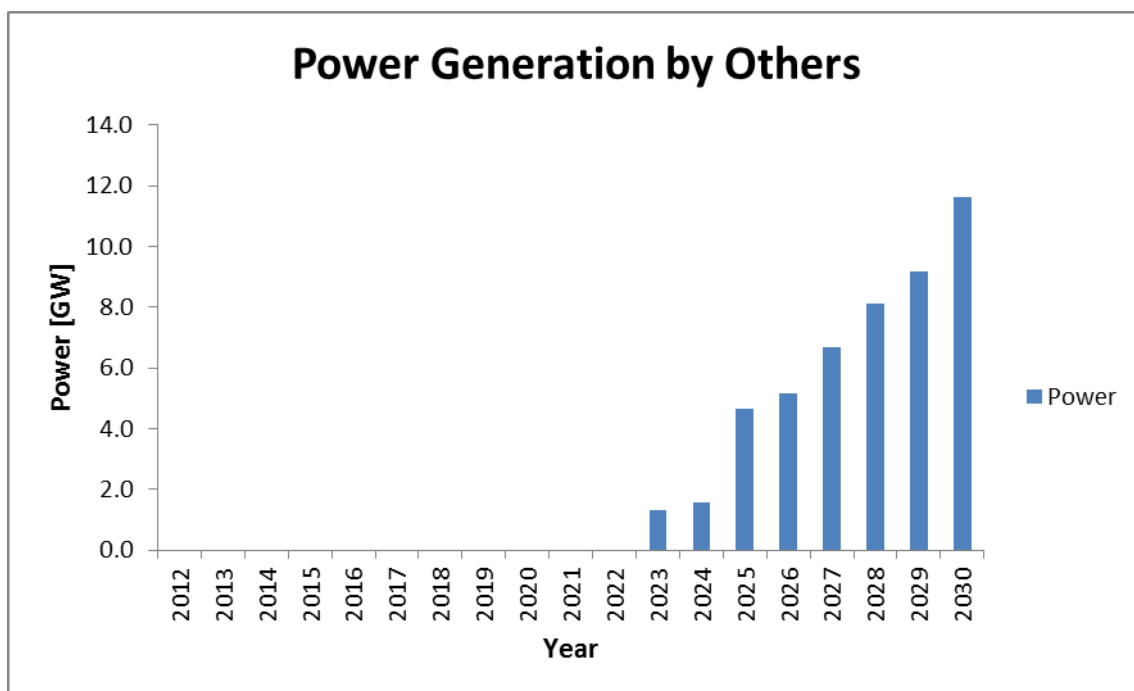


図 4.4.3(5) 他燃料により賄われた発電量 (出典：調査団作成)

4) エチレン生産の調整による Dry Gas 不足の解消 (Study 4)

発電用の Dry Gas 不足の一因として、エタン留分をエチレン生産用に使用していることが挙げられる。

産業鉱物省の現在の計画は、INES の 2030 年時点で 800 万トンのエチレン製造規模に比べれば、550 万トンの計画とより緩やかになっている。

それでも、550 万トンは日本の需要に匹敵する規模であり、現在の中東地域の人口当たりのエチレン生産能力を見てみると、下表に示すように人口一人当たり 80kg 程度であり、イラクの人口増を見越しても 2030 年時点で 300 万トン程度を最低ラインとして考慮する必要があるとしてケース・スタディした。

表 4.4.3(1) 主要地域の人口一人当たりのエチレン製造能力)

kg per Capita	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Japan	59	59	60	60	60	60	60	59	60
Korea	118	122	125	147	153	152	155	156	162
China	5	5	7	8	8	8	10	12	12
Thailand	30	35	35	36	37	38	67	67	66
Indonesia	2	2	2	2	3	2	2	2	2
India	2	2	2	2	2	2	3	3	4
Malaysia	66	66	65	65	63	62	61	62	61
Australia	22	22	22	21	21	21	20	22	22
Middle East	49	53	53	58	67	90	107	81	83
USA	94	96	94	95	94	89	85	84	83
Canada	165	163	162	157	164	153	151	150	148
Maxico	13	11	13	12	12	12	12	12	11
Brazil	16	19	19	19	20	20	21	20	21
World Total	17	18	18	19	19	19	21		

(出典：日本・経済産業省のデータを基に調査団作成)

以上より、エチレン生産に関しては、INES の計画を High Case、産業鉱物省の計画を Base Case、2030 年時点で 300 万トンとする計画を Low Case として生産量を変化させ、Dry Gas への影響を検討した。

本検討における前提条件は以下となる。

- エチレン生産用に使用しているエタン留分をガス発電用燃料として使用する。
- Dry Gas が不足している場合に限り、Dry Gas の代わりに LPG を発電用燃料として供給する。
- エチレン生産量は High Case (INES)、Base Case (産業鉱物省)、Low Case (300 万トン) の 3 ケースを検討した。

High Case の結果は、Base Case 同様、余剰 LPG を発電用に転用しても、2023 年以降は Dry Gas が不足した結果となった。

Low Case の結果は、High Case, Base Case と比較すると Dry Gas の供給不足が改善されているが、2025 年以降は Dry Gas が不足する結果となった。

4.4.4. これまでの検討結果

4.2 項における、ガス供給量の分析結果、および 4.4.1 項で示した INES 中に提示されている需要予測に基づき、2012 - 2030 年の需給バランスを検討した結果、以下の所見が得られた。

- Dry Gas は 2019 年までは供給過多となるが、以下の対応により解消可能となる。
 - 2013 - 2019 年はスチームタービン発電用燃料として燃料油の代わりに Dry Gas の一部または全部を使用する。
 - 非随伴ガスは 2014, 2017, 2018 年の生産量を調整する。
- 2020 年以降は、Dry Gas は供給不足となる。

- 全期間を通じて、LPG の供給は過剰となっている。
- Dry Gas の供給不足は、余剰 LPG を発電への使用することで、改善されるが、2023 年以降は発電用燃料が供給不足となる。
- 発電用燃料の不足分を、Dry Gas/LPG 以外の燃料で賄うことで、供給不足は解消可能である。
- エチレンの生産量を減らすことで、Dry Gas の供給不足は改善可能である。

上記の分析から、INES 及び産業鉱物省、電力省から入手したシナリオに描かれている全ての需要を満足するガス配分シナリオは簡単には成立せず、何らかの優先順位と実情を反映した下方修正シナリオを模索し、長期のガス需給バランスを確立する事が重要である。

今回の検討では、エチレンプラントの生産能力の発展シナリオをイラク産業鉱物省のデータを Base Case とし、High Case として INES ベース、Low Case として 2030 年時点で 300 万トン/年として比較したが、ガス需要側では電力が最大であり、

- 1) 余剰 LPG を発電に回す事を考えないと 2020 年以降、ガス不足となる。
- 2) 余剰 LPG を発電に回せば、ガス不足は一時改善されるが、2023 年以降は再度ガス不足に陥る。
- 3) エチレンの生産規模を、800 万トン、550 万トン、300 万トン（いずれも 2030 年時点）で Case Study しても、2025 年以降では、ガス不足が発生する結果となった。

イラクの発展を考慮した場合、電力、液体製品としてのメタノール、農業振興の為に肥料等の生産が優先されるべきであるが、石油化学製品の需給バランスを含めて、全体的に下方修正する事が、長期的な需給バランスを維持する上で重要と考えられる。

5. 2014年1月以降の調査・結論と次なる Phase への提言

5.1 要旨

前章までに 2013 年 12 月までに得られた情報に基づいて、イラク全体の天然ガス需給バランスを検討してきたが、この 1 年だけみてもイラク内外の情勢は予想をしない変化に見舞われ、一方で計画された油田開発、インフラ整備等も必ずしも予定通りには進捗していない。これら時間軸の背景も考慮に入れて現状を考察した結果、以下の問題点が抽出された。

- (1) フレアガス量は近年増加傾向にあり、2014 年 12 月の実績で、1,500MMscfd 超の随伴ガスがフレアされており、これはエネルギー有効利用の観点のみならず、環境問題からも緊急に解決すべき問題である。
- (2) ガスの供給源のほとんどは油田の随伴ガスである現状から、ガス生産量は原油生産量に支配されることになり、原油増産が国家戦略である以上、随伴ガスは今後も増え続ける傾向は変わらない。
- (3) 将来の INES にて描かれるガス需要の青写真を具現化させるためには、ガスインフラ（回収設備、パイプライン、貯蔵・出荷設備）の整備が不可欠であるが、現実の進捗状況は必ずしも順調ではない。

以上の問題に対して、中長期的には、現状に即した計画の適宜見直しと優先順位を見極めた計画の推進が不可欠であるが、一方で燃やし続けるフレアガスをいかに有効利用するかを緊急の課題として取り扱う必要がある。

フレアガスの有効利用の具体案として、以下の 2 案が考えられる。

- ① 近隣国へのガス輸出
- ② 既存油田へのガス注入

上記いずれもガスインフラの整備が不可欠であるが、将来の INES に描かれる需要家向けのインフラ整備の一環と位置付け、ガスパイプライン、回収設備等の整備推進を優先的に図ることは可能と考えられる。また、ガスパイプライン整備については、オイルパイプラインの整備と並行して推進することが経済的にも時間的にも有利であり、これは上述した原油輸出促進というイラク政策とも合致する。

中長期的な計画の見直し、個別プロジェクトの計画については次回 Phase-2 以降の検討課題とする。

5.2 2014年1月以降の調査を踏まえた Phase-1 における結論

5.2.1 上流側データの見直し

前章までに 2013 年 12 月までに得られた情報、並びにイラクの包括的国家エネルギー戦略（Integrated National Energy Strategy:INES）に基づいて、イラク全体の天然ガス需給バランスを検討してきた。その後、更に 1 年が経過して、主要油田の開発計画の見直し、周辺環境の変化、計画案件の遅れ確定などがあり、イラク側関係官庁との実態を把握する討議を経て、ガス供給側の見直しをした結果、需給バランスに大きく影響を及ぼす内容なので、本章で見直しを実施した。

イラクのガスは 80%程度が油田からの随伴ガスから構成される。従い、ガス量の検討に於いては、原油生産量の検討から入る必要がある。INES に記述されている原油生産量見通しが変更となり、その結果としてガス供給量と使用量が予測と異なる状況となっている。

(1) ガス供給量見直しの要因

2013 年以降 2015 年初までにガス供給量推定に影響を及ぼした要因は大きく以下の 6 点と考えられる。

- 主要南部油田の IOC との契約の改定
- 油価下落による生産原油の選別
- 油・ガス田の開発に付随する各種インフラ建設の遅れ
- 下流部門（ガスユーザー部門）の計画実現遅れ
- 2014 年中頃からの主として北部における IS 侵攻に伴う影響
- イラク国政権交代による影響

前章までのベースでも一部の IOC との契約変更が反映されているが、その後追加の契約変更の情報が得られた。表 5.2.1(1)にその内容を示す。変更点はいくつかあるがそのうちガス供給量に関連する変更内容は、1) 原油生産目標（Plateau 生産量）の下方修正、2) Plateau 生産達成年度の変更（2017 年から 2020 年へ）、3) 1) に伴う Plateau 期間の延長の 3 点である。当初のガス供給量のベースとなる原油生産量ピークは 10MMBPD を超えており、INES 報告の 2020 年 9MMBPD を超えている。一方、INES 見直しによる原油生産量の下方修正は、市場に払い出す設備（原油払出設備: Oil Evacuation System）の遅れにて生産しても払出できない状況、および 2014 年後半来の国際油価下落・低迷にて生産を売れ筋の油種中心の生産等により決定されたと推測される。最近の種々レポートでは油価問題、IS の侵攻による開発遅れ、油田生産インフラの建設遅れが報告されており、2020 年目標達成も難しいという報告も散見する。結果、生産 Profile の時間軸については依然不透明であるが、見直しガス供給量は、2015 年初頭時点の情報をベースに推定した。

表 5.2.1(1) TSC Amendment Summary

出典：JOGMEC 報告等一般資料より調査団が作成

Field Name	Contracters	Main Target	License Round	Original Target Production kBD	Year Plateau Start	Period Plateau	Updated Target Production kBD	Updated Year Plateau start	Updated Period Plateau	Prod. Reduction from Original kBD
Rumaila	BP, CNPC	Oil	1	2,850	2015	7	2,100	2020	13	750
West Qurna 1	EM, Shell	Oil	1	2,325	2016	7	1,600	2020	13	725
Zubair	Eni, Oxy, Kogas	Oil	1	1,200	2016	8	850	2020	14	350
West Qurna 2	Lukoil, Statoil *1	Oil	2	1,800	2017	13	1,200	2020	16	600
Majnoon	Shell, petronas	Oil	2	1,800	2017	10	1,000	2020	NA	800
Halfya	CNPC, Petronas, Total	Oil	2	535	2015	13	400	2020	16	135
Total				10,510			7,150			3,360
Iraq total				12,220			8,120			4,100

ガス供給量に係る各種インフラとしては、1) ガス処理（回収）施設に加え、2) ガス処理設備後の各油田からの送ガス、集ガス設備、3) 集ガスの一時保管と各ユーザーへの分配設備、が挙げられる。1) については、Basra Gas Company (BGC)の既存ガス処理設備のリハビリと新設の計画があり、対象となる三油田 (Rumaila, West Qurna 1, Zubair) に付いては対応可能となる。それ以外は、各油田にガス処理設備を設置する予定（鉱区開発契約内に規定）であるが、イラクの石油会社によって開発される油田については、どのような計画かは不明となる。Plateau 生産開始までには完成すると思われるが、早くても 2020 年ごろである。ガス処理設備の充実とエンドユーザーの計画実現までの間、ガスはフレアするしかなく、大きな損失となる。2) は各油田からのガスの収集システムであるが、一か所に集めるのか根幹パイプライン (Strategic Pipeline) に直接入れるのかの検討が十分では無い。3) は各エリアでの集ガス設備であるが、2) の方針が確定していない為、まだ全体の計画が出来上がっていない。なおイランからのガス輸入計画も最新の報道により 2015 年開始予定としているため、関係省庁との面談を通じて見直し計画では 1 年遅れとし、またエンドユーザー側の契約は 15 年から 5 年間へとの変更分を加味した。また、INES 発表後にガス田の発見と開発が加わり、ガス生産量については、現状の数値以上のものが 2020 年以降に出される可能性が有る。

原油生産増に伴う、随伴ガス生産量増の中、エンドユーザー側の計画も遅れている。この為、生産されたガスは行き場を失い、現在は放散されている状況となっている。加えて、ガスを原材料とする設備の建設には数年単位の時間が必要となり、また INES にてガス不足が通説となった関係上、発電関係では燃料をガスから原油へ変更したのも多くあり、その為にガスのユーザーの減少となっている。

産業の育成には国内の情勢安定が必要であるが、イラク北部および西部地域に侵攻

している IS は、侵攻地域で現在生産している油田群を占拠している他、新規開発油田の作業の遅延や、IOC の撤退などの影響が出ている。北西部の Akkas ガス田の開発作業の中断、北部の Najma, Quayarah 油田開発から Sonangol の撤退など、具体的な動きがあった。ガス供給の見直しにおいては、これら地域の状況がいつどのように改善されるか不透明なため、開発計画は存続するも生産開始は遅れ Plateau 達成を 2035 年ごろにずらせた。既存の油田についても、その増産開発は資源温存の意味からも当分実施しないものと仮定した。

国の安定と確実な成長の為には、政治の安定が欠かせないが、2014 年 4 月の選挙でイラク国政権交代により大きく動いた事実のひとつは Kurdistan 地域との和解の進捗であろう。しかしながら 2015 年 5 月の調査団とイラク石油省との会議において Kurdistan 地域は Gas Master Plan から除外するという合意は、見直し検討でも踏襲することとした。現在北部原油輸出パイプラインは使用できない状態が継続しているが、Kurdistan が建設した別ルートオイルパイプラインを使用してトルコ経由の輸出ができるという合意のもと、昨年来中断していた原油輸出が再開されている。生産原油の北部からの Evacuation が可能となったことにより、生産原油の輸出ルートの分散が可能となり、間接的にはガス生産増に寄与することとなる。ただし、ガス生産プロファイル作成には油田の開発計画から算出するため北部の一部油田 (NOC 管轄) の生産量は考慮した。

(2) 油・ガス田のプラトー (Plateau) 生産開始年、生産量、期間

ガス供給量の見直しのベースとなる各油・ガス田の上記開始年、量、期間を基に、前述した各種変動を反映して調査団が推定した油の生産量をベースにガス生産プロファイルを決めた。北部の油田群の開発を遅らせプラトー生産を 2035 年としているが、それまでの間に現在探鉱中の油・ガス田の開発や新規油・ガス田の発見などの進捗状況を踏まえて、イラク全体のプラトーをより長期に維持するという本来の目的に合わせて開発計画が調整されていくものと考えている。

(3) 原油生産プロファイル

上記見直しにもとづいた全体の原油生産プロファイルを図 5.2.1(1)に示す。南部の大油田の開発計画が当初は 2017 年ごろとしていたのを 2020 年にずらしたことにより全体のプラトー生産は 2020 年ごろから始まり、2035 年ぐらまで維持されるかたちとなる。プラトー生産量は 2020 年に約 9 MMBPD となり国内使用と輸出を合わせてイラク国政府の達成目標とほぼ一致する。2035 年ごろまでに 10 MMBPD を超える年度もあるが、生産量を抑えればそれだけプラトー期間を延長することが可能であろう。原油生産は原油の API グレードにより 3 種類に分けて表示している。

<API 分類>

Light	>37
Medium	≥28 & ≤37

軽質原油は GOR も大きくガス生産は比較的多いが、全体的には中・重質がほとんどである。石油省の月報から GOR を算出してみると、イラク全体平均で GOR は約 600 scf/bbl 程度であり、これは長期間安定すると認識している。

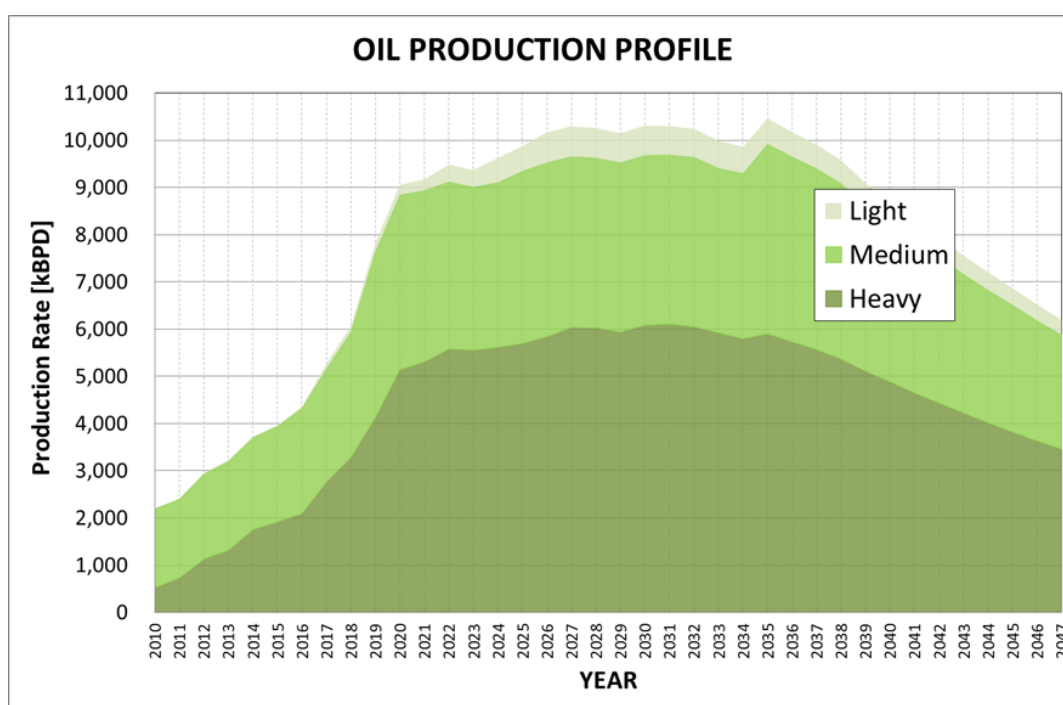


図 5.2.1(1) 原油生産プロファイル

出典：調査団が作成

(4) ガス生産プロファイル

いまのところイラクのガス田開発が進んでいるのは 3 つのガス田、Akkas、Mansuriyah、Siba だけである。いずれも開発プロジェクトの遅れを考慮して 2020 年に Plateau としている。また便宜上非随伴ガスのグループにイランからのガス (Dry Gas) を含めている。

ガスの供給源のほとんどは油田の随伴ガスである。生産ガスの主体は Dry Gas 成分 (C1+C2) であり 2020 年に約 5,000 MMscfd である。ガス全体 (Dry Gas、LPG、NGL) では 2020 年で約 6,000 MMscfd となり約 1,000 MMscfd が LPG と NGL 相当量である。以後 2035 年までの間に若干増加し、Dry Gas で 6,000 MMscfd 近くまで増加しているが、2020 年のレベルを維持することによって、減退する時期を遅らせることが可能である。なお Plateau 期間終了後の減退についてはデータが不足しており、本調査では年率 0.5% と仮定している。ガス・油田個別のガス組成や GOR のデータが無いところは、類似の Formation の組成を使用しているが、今後組成データが揃いし

だい修正し、今後の検討に反映していく必要がある。Dry Gas については各油・ガス田の生産に必要な自家使用分を差し引いたガス量を供給可能な量とする。下流分野の検討には、その 90%を使用可能として検討した。

＜自家使用分の比率の仮定＞

油田	20%
ガス田	10%

(5) ガスフレア推移

今後の原油の増産に応じて、ガスの生産量も増加して行く事は明らかである。一方で、上述のガス供給インフラの遅れにより、多くのガスが油田にてフレアリングで放散されている。また、エンドユーザー側の計画の立ち遅れも問題である。これら相互の理由により、INES に於いては、2014 年にはイラクに於いては、ガスが不足するという状況を予測していたにも関わらず、放散量が止まらない。この 1 年間は、原油増産分だけフレアガスの量が増加している。イラク石油省の発表資料をもとに 2015 年 1 月までのフレアガスの推移を図 5.2.1(2)に示す。Basra Gas Company のプロジェクトや IOC による各油田のガス回収計画を含む開発工事が完成し、エンドユーザー側のガス使用プロジェクトの完成までの間、ガスの放散の継続が現状では予測される。この間のガスを活用する計画が必要であり、結論に後述する。

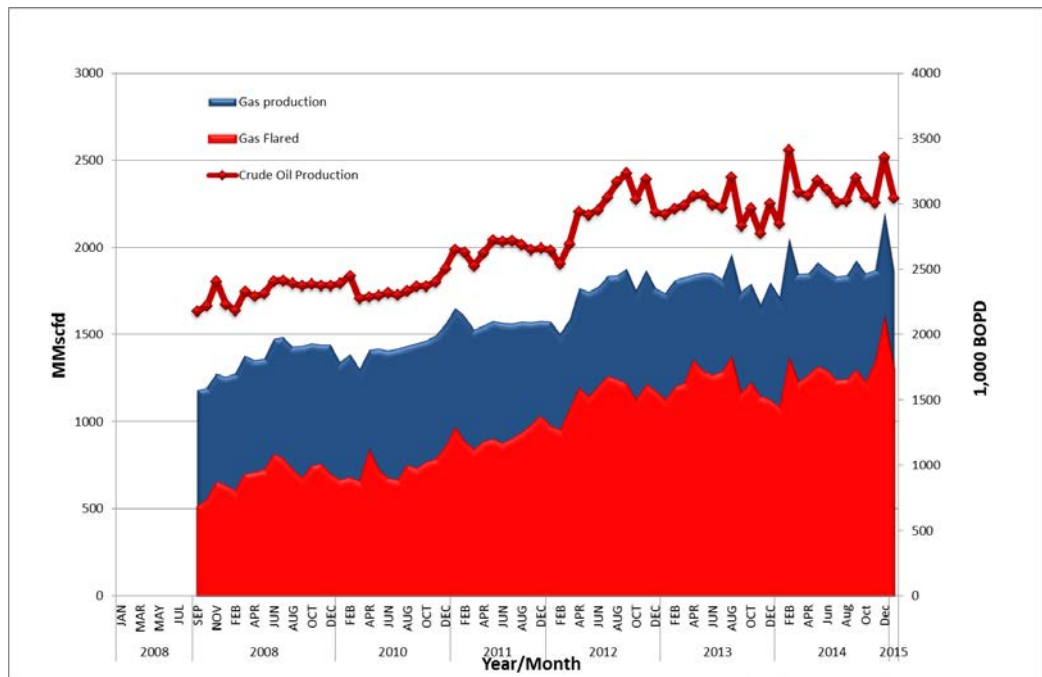


図 5.2.1(2) 原油・ガス生産量とガスフレア量の推移
 出典：イラク国石油省月報（Web Page）から調査団が作成

(6) ガス供給に関する結論

- 2015 年時点では分離されたガスの多くが利用されずに大気燃焼（フレアリング）されている。エンドユーザー側の設備計画の遅れにより、使用量が限定的である点に加えて、既存のガス処理設備の能力増強が為されていない為、既存のユーザーにも十分にガスが行かない状況である。今後の原油生産の増加分に応じてフレア量の増加が予測される。現状の進捗から Basra Gas Company によるガス処理設備増設（現在の南部ガスの 50%程度を処理）を行っても、下流設備の完成以外に現状としては、ユーザーが無い状況であり、フレア量減少は見込めない。これまでの計画の内、INES には記載が有るが、実検討をされていない、「ガスの油層への圧入による増産」・「ガスの隣国への輸出」を基軸とした、短期的ガス有効利用の早期設立が必要である。
- 現状のガス生産量は 80%以上が随伴ガスであり、原油の生産に伴いその生産量は上下する。今後は、原油生産が Plateau Rate に到達する予定であり、その結果として生産ガス量は増加する。
- INES 策定時には、ガス田ガスについての検討が不十分であった。現状でもガス田ガスの生産は全体の 20%程度であるが、今後はガス田ガスの生産が

開始される予定である。2025 年以降に予測されているガス田ガス生産を視野に入れたガスバランスを作成し、今回の報告書に重ね合わせる事にて、より長期のガス需給状況とそれを活用した産業計画検討が可能となる。

- ガス生産量は、原油生産と同様、2020 年に Plateau に達することを基調としているがその後 2035 年までの間増加して減退に向かう。これは、検討の前提とした油・ガス田の生産計画によるものである。一方、Plateau をできるだけ長く維持することが重要であるから、生産調整を検討する必要がある。
- また 2035 年以降の減退対策として、既存油・ガス田の IOR/EOR の適用、探鉱中の油・ガス田の開発への移行、新規油・ガス田の探索などの計画的な活動によりイラク国全体の Plateau 期間の延長が可能である。

以上の検討結果から得られた下流側需要家に供給可能なガス量の年次変化を図 5.2.1(3)に示す。なお、生産ガス量の 90%が需要側に供給可能ガス量と考えて算出している。これは、油田の定修や予期せぬトラブル等で 10%の停止期間があることを考慮している為である。

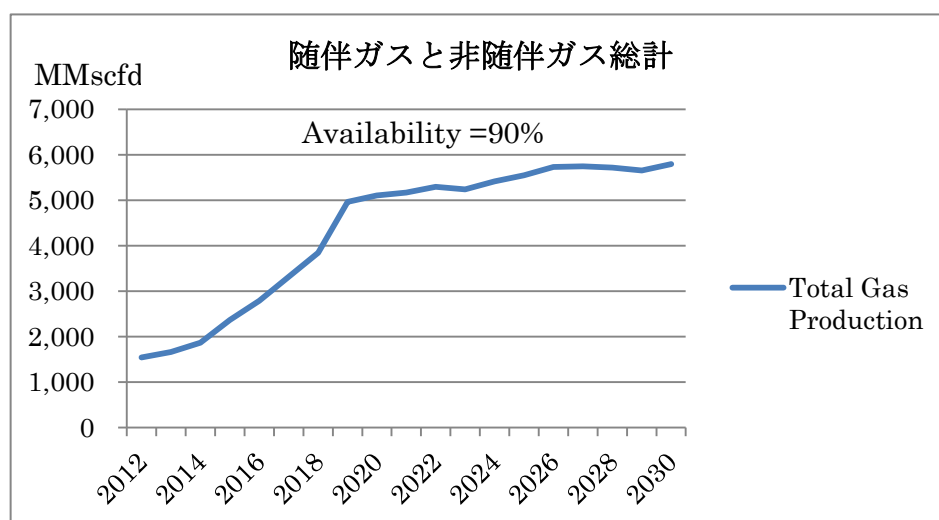


図 5.2.1(3) 油生産計画に基づく随伴ガスと非随伴ガス生産量総計
出典：調査団作成

5.2.2 需要側データの見直し

(1) 需要側計画の見直し

2013 年 9 月、10 月の第二次現地調査の後、2015 年 4 月及び 5 月に、産業鉱物省、電力省と確認ミーティングを実施した結果、石油化学工場に関する完成時期の見直し、電力省での計画進捗等の情報の更新が伝えられた。PC-4 以外、1 年~3 年の計画の遅

れである。

また、電力省からは、燃料別の発電所容量計画情報が提供された。計画は 2020 年までで、それより遠い将来のデータが不明だが、現在の計画を INES と比較してみると、図 5.2.2(1)のようになり、全体的な容量は INES とそれ程差が無い事が判る。

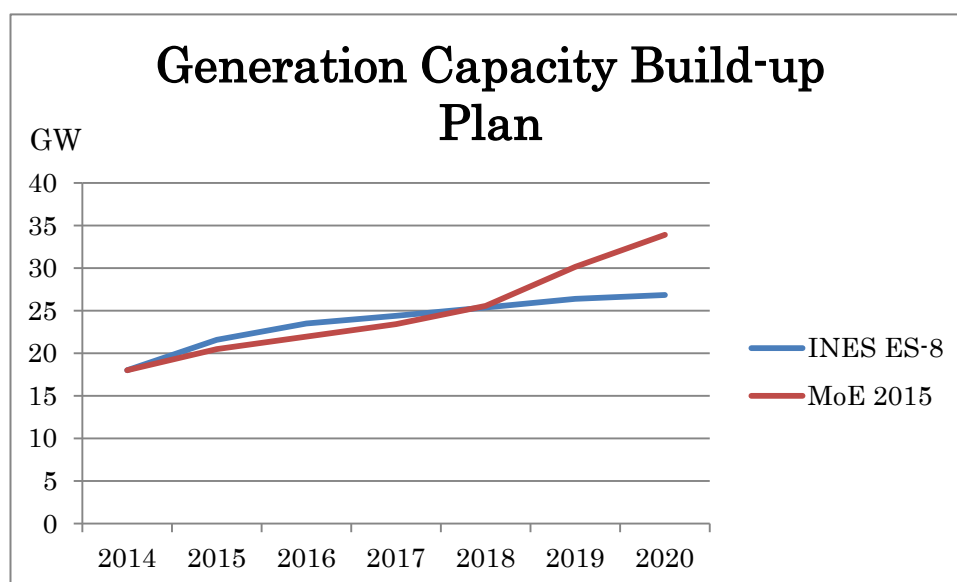


図 5.2.2(1) 2015 年 4 月入手の電力省の計画を INES と比較
出典：調査団作成

一方で、ガス消費量に関する電力省のデータでは、将来の発電設備は大半が油焼きで計画されており、ガス消費量は限られている。

このように、イラクにおける Gas Master Plan (GMP)は、上流側の生産計画の見直しと下流側需要家の計画の見直しの間で、常にバランスを取らなければならない事項である。本 Phase-1 では、2013 年 3 月～2015 年 5 月まで長時間を要し、特に 2014 年 4 月の総選挙後の新体制発足の遅延と、IS による混乱の中で、状況は刻々と変化しているため、何を基準に取るかで、バランスが供給不足にも余剰にも振れる事になる。

本章における後述の検証は以下の前提とした。

- ガス供給量は 2015 年見直しの最新データを使用する。
- 石油化学の完成時期は、産業鉱物省のデータを正とする。
- 発電に使用されるガス量は電力省のデータを 2020 年まで使用する。
- バランスの比較検討では、INES をベースとするケースにも言及するが、現実の進捗を必要に応じて考慮する。

次の図は、産業鉱物省の計画や INES に於ける電力能力アップが順調に進んだ場合

の全体の Dry Gas バランスである。

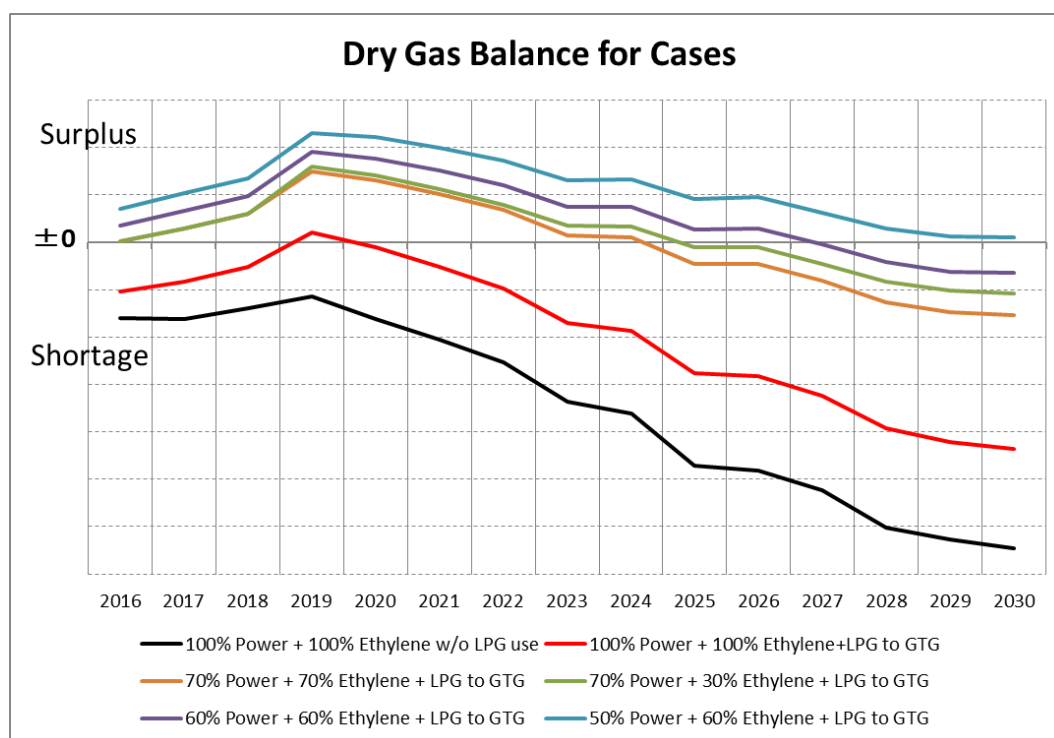


図 5.2.2(2) 産業鉱物省計画と INES の電力計画の場合のガスバランス(調査団作成)

上図で 100%とは、発電は INES のオリジナル計画発電量を 100%とし、発電量を下げた場合を 70%等と表現している。エチレン設備は、産業鉱物省の最新計画を全て実現する場合を 100%とし、規模を縮小する場合を能力に比例した数値で表している。

その結果、INES が想定するプロジェクトを計画通り実施した場合には、エタン以外の天然ガスに含まれる成分のバランスは次のような結論に至った。

- ドライガスは、電力設備や還元鉄設備の消費量を考えると INES の初期段階から不足になる。
- LPG は、2030 年までのプロジェクト期間中、国内消費以上が分離される。
- 仮に余剰の LPG を発電に振り分けると、ドライガス不足は幾分解消されるが、完全には不足を補えない。
- INES の初期段階（2020 年頃まで）で、ガスを十分確保するには、発電用のガス消費量を INES の 70%程度にすることで達成できそうである。
- エチレン生産量も、70%程度を目指して発展させるのが得策である。

下流側設備が INES の計画通りに稼働していれば、原料ガスは不足しており、フレアガスは存在しない。現実の達成度で判断すると図 5.2.2(3)のように余剰ガスが得られる結果となった。検討として、現在から予定通りに設備計画が実行される状況に加

え、計画が更に3年遅れ、5年遅れ、7年遅れで推移するとした場合のバランスも追記した。当然の事ながら、需要側計画が遅れば、多量の余剰ガスが発生するので、最悪はフレアリングされることになる。環境問題からも、資源の無駄と言う面からも許容されることでは無く、その有効活用策を策定する事が重要となる。

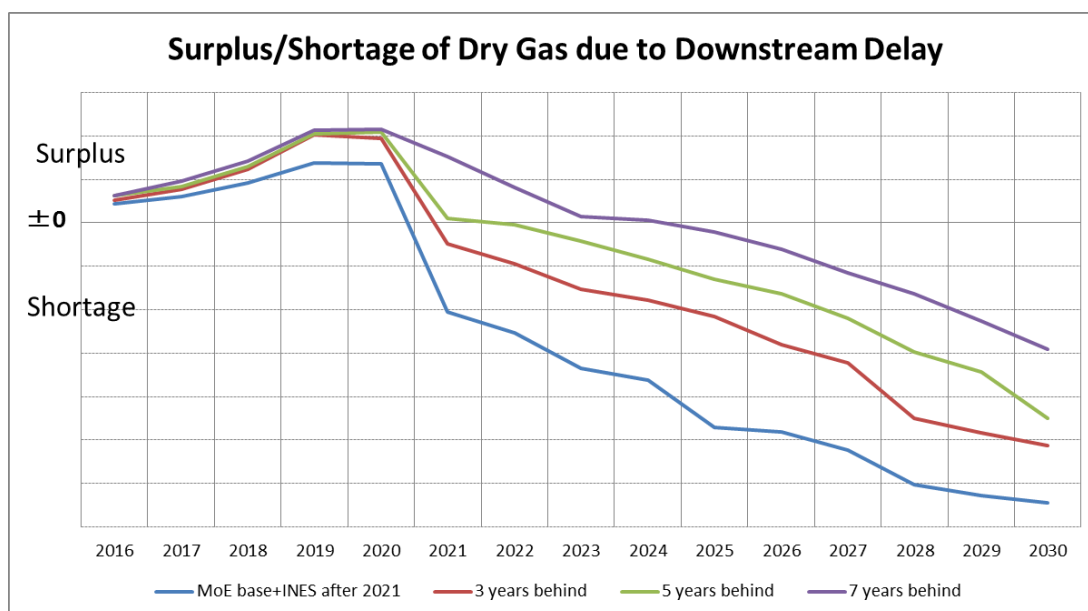


図 5.2.2(3) 需要側の完成遅れによる Dry Gas バランスへの影響 (調査団作成)

今回の調査を通じて、イラク政府内関係機関の情報共有化不足により、INES 上のガス不足と実態としての大量のフレアガスという状況を確認した。ガスと言う貴重な資源の活用を考えた際に需給間の情報の共有化が必要であるものとする。イラク政府内関係機関での横断的な協議にてこれらは得られるものであり、この構築が必要である。

加えて、貴重なエネルギーの有効利用や現在フレアしているガスの商品化(資金化)は現状のイラクでは必要欠くべからざるものとなる。その対策として考えられるのは次の方法などがある。

- 現実的にフレア放出しているガスの削減対策として、インフラの整備次第であるが、①近隣地域国へのガス輸出による資金回収、②既存油田へのガス注入による原油増産や既設インフラのリハビリによる積極活用が最短な有効策と思われる

需要側の整備が進んで来ると、いずれガス不足が生じるが、その場合は、

- ガス不足を出来るだけ将来へ引延ばす為、ガスの最大消費を見込む発電プラントの燃料転換およびコンバインドサイクルによる高効率化
- 石油化学プラントの設備能力のダウンサイジング

- LPG/エタンによる不足分燃料へ活用 (LPG/エチレン生産量・輸出量の減少)
- 短期的なガス輸入によるガス不足の解消等

INES 全体及び産業鉱物省の増産計画を元に分析した結果、ドライガスが将来的に不足となる問題や、別途計画されている石油精製設備の増設によって必要となる残渣油の国内消費、不測の事態に対するリスク分散を目的とした発電燃料の多様化などを様々な複合要因に合わせる事によって発電設備の形式・燃料の選定が必要となり、今後のイラクの発展状況に合わせて、総合的な見地に立った柔軟な対応が必要となると考えられる。

特にガス依存型の社会となる事は、安定的な原油生産が必要となり、ガス貯蔵設備が十分整わなければ、原油生産が何らかの事象で中断した際には需要側の緊急停止を余儀なくされる等、ガス貯蔵の可能性を今後検討する事も必要となると考えられる。

電力安定供給を考える上でも、ガス依存度を抑え液体燃料との比率を如何にしているかは、経済性も考慮した上で今後の検討が必要となると考えられる。

これまで、2013年に公示された INES で謳われているイラク発展のための、油田随伴ガスおよび非随伴ガスの有効利用に関するシナリオの実現性を2013年9月と10月に入手した産業鉱物省、電力省のデータを含めて言及してきた。更に、その後1年余の期間を経て、データの見直しを実施するとともに、再度、産業鉱物省、電力省との2015年4月の会議で入手した最新の情報を元に検討して来たが、現在の原油生産シナリオ中位の日量900万バレルから得られる随伴ガスとガス田開発から得られるガス量では、INESのガス利用シナリオの全てを満足する事は困難であり、いずれかのシナリオの再考または、他の計画との調整が必要である。その中では、影響の大きな発電と石油化学製品で特にエチレンの生産量が2030年までの中期計画では過剰であると考えられる為に、下方修正をすることが妥当なシナリオと判断される。

本 Phase-1 では天然ガスの総量が回収でき、自家使用分を除いた90%が需要側へ供給できるとして、INESを中心に需給バランスでその実現性を検討したが、大前提である天然ガスの総量回収は、実際は相当の年数と労力、および資金投入が必要となる事を考慮しなければならない。つまりガス回収と分離するためのガスインフラのリハビリ・整備が今後大きな課題として残る。場合によっては随伴ガスの回収が経済性から成り立たない小規模油田も中には存在する可能性があることも考えられる。

5.3 次ステップへの提言

本調査 Phase-1 の目的はイラク原油生産に伴う随伴ガスを主体とした天然ガスの有効利用を検討する為、第一段階としてイラク全体の非随伴ガスを合わせた需給バランスを調査・検討することにあつた。特に2013年6月に確定した包括的国家エネルギー戦略である INES に盛り込まれた発電所の増設、産業鉱物省の計画する C1 化学産業の増強と開発、石油化学産業の開発、鉄鋼業の復興と増強、アルミニウム製錬の

開発プロジェクト等々の実現性を、将来のガス供給能力の面から検証する事を主体に考える必要があった。イラクの天然ガスは7~8割程度が随伴ガスで占められており、ガス供給量は結局のところ原油生産量に依存する事になり、今後 INES が実現するか否かは原油の生産量に依存すると言っても過言ではない。

戦後復興を促進するための方策として原油増産による外貨歳入の確保が現在の国家戦略の基幹とされているが、その原油生産に伴う随伴ガスの燃焼エネルギーは、一般に原油が有するその10%以上である事から、イラクにとって現在、その70%近くを無駄にフレア燃焼している事実は、多量のエネルギー浪費であると共に環境面においても無視できない問題であり、今後原油増産をしていく上で喫緊の重要課題である事が言える。

このような状況下、随伴ガスの有効利用と INES に基づく各種プロジェクトの実現性とその問題点を把握する事で、全体計画の Gas Master Plan を確定する事がイラク政府として必要である。この喫緊の課題に対して INES 政府承認から時を置かず日本の ODA 機関である JICA 資金の提供を元を実施されたのが、当該 Phase-1 の調査・検討業務である。Gas Master Plan 作成においては、イラク国内の各省庁、機関である石油省、産業鉱物省、電力省およびこれら傘下の機関の関与が不可欠であり、これらを横断的に管理・統率できる副首相府およびその実務レベルにあたる委員会設立が重要な機能を果たす事になる。

Gas Master Plan の全体計画では、今回の Phase-1 を含め、Phase-3 までの下記の3ステップを経て完成するべく提案し、当該調査業務の開始で2013年6月に開催された Kick off meeting において大枠が協議・確認された。いずれの Phase においても、次 Phase を開始する前に、その時点における現状の見直しと方針修正について協議し、合意された後に次 Phase へ進むと言うステップは共通して必要となる。

Phase-1 : 天然ガス生産計画と各プロジェクトの実現性検証；

イラク全体の天然ガス生産計画と INES で計画されたプロジェクトが必要とする天然ガス量の需給バランスによりその実現性を検証すると共に課題を抽出し、今後のアクションに向けた提言を行う。

Phase-2 : 既存プロジェクト枠組み見直しとガス生産・供給システム概念設計；

原油・ガス生産量の見通しの更新を行うと共に、イラクの地域別産業特性、消費動向、人口過密度、輸出地域、天然ガス原料供給、地域特性を加味して、イラク政策に沿ったプロジェクトを適正な地域配分と併せて検討する。また天然ガスを回収・分離するためのガス処理プラントの建設場所、必要規模とそれに付随する供給システム（パイプライン網）構想の概念設計を行う。

Phase-3 : 全体実行計画の立案；

個別プロジェクトの実施優先度、最適立地場所選定、建設スケジュールなどを検討し、個別の設備計画をガス需給バランスに即して経済性を考

慮した上で立案する。

ただし、今回の Phase-1 にて INES の完成時と現状との差異が明確となった事より、Phase-2 以降に進む前に、短期間(10~15 年)のガスの有効利用を検討し、ガスバランスを確保する事が必要となる。これをせずに Phase-2 に進むのでは、現状の計画遅れ等にて発生したフレアガスの増量と言う時期を経験する事となり、貴重な資源を無駄に大気に放散する状況を作り上げる事となる為である。これを早期に策定し、Phase-2 以降の計画にその実施を取り込む事により、健全な状況での INES 実現へと進んでいく事となる。

- (1) 原油の生産は現在のイラクに於いての最大の外貨獲得手段であり、この強化無くして経済の安定はありえない。効率的に原油の安定的な生産を行う為には、油層の圧力を保つ事が最大の手法であり、この為に水攻法が計画されているが、鉱区毎の手法が異なり、全体としての底上げとなるかは不明である。一方、これまでの生産により、現在の主要生産層であるミシリフ層の原油生産圧力の元となっている油層上層部のガス層（ガスキャップ）はかなり減少している事が確認されており、水攻法と並行して、同層の全体圧力の均質化と水攻法の効果を上昇させるために、ガスキャップの再生が必要となる。これに、フレアしているガス、特にドライガスを活用する事が推奨される。ミシリフ層はイラク南部から中部に広がっており、この層全体の圧力の均等上昇により水攻法にて危険視されている、圧力が一部に集中的に掛かる事による油層の破壊を防ぐことが可能となると推測される。この為には、鉱区毎では無く、ミシリフ層全体の圧力分布の解析が必要となり、各鉱区対応では無く、イラク石油省のリードによる調査の上でのガスの圧入が効果的となる。
- (2) 上述（1）のガス圧入にて使用されるガス量は大きくは無い。現在、フレアされている大量のガス、現状のままでは今後も増加するフレアガスから資金を回収する事は、将来のイラク経済の礎となる計画の資金源として有効である。現状の IS 対策による支出増と油価低迷にて減少した収入減を補てんする目的にて使用する事が重要である。加えて、それを早期に実現するためには、近隣諸国へのガスの輸出にて外貨を獲得する手法が有用である点は INES にても記載されている。INES に於いては、その検討を行う対象国に付いても規定されており、まずはクウェート国から協議を始める事となっている。調査によると、クウェート国は将来 LNG の輸入を計画しており、ガスが不足しているのは事実であると認定される。一方、イラクは将来のガスは国内での下流設備への活用を計画しており、期間限定にて輸出する事にて「フレアガスの減少」・「将来の設備資金の確保」が可能となる。現政府もこの為に 2014 年末にクウェート国とのガス協定の MOU に調印したとの報道も有り、短期のガス有効利用計画として、油価低迷の資金の補てん先として有用であり、この資金により Phase-2 以降の計画を実現していく事

が可能となる。

上記の短期的なガス有効利用計画の策定・実現後、前項、5.2 で見直した通り、イラク全体の天然ガスバランスでは、需要側の調整により将来のドライガス不足に対応する事によって、INES で計画されたすべての種類のプロジェクトを実現できる可能性はあるものの、実行フェーズに移行するにはいくつかの検討すべき課題が存在する。Gas Master Plan 策定のためには、すべての Phase を通して継続的に一貫性を持って実施される事が重要であり、それらを踏まえて後続 Phase-2 および Phase-3 の実施内容を以下に提案する。

- (3) 天然ガスの回収・有効利用計画はイラクには元来存在しなかった事から、現実には既存の天然ガス処理設備と今後必要となるエタン回収プラントなどのガス処理量と振り分けて検討する必要がある、INES で計画されているプロジェクトの実現可否を判断する上で、制限を及ぼす要因について詳細な検討を必要とする。
- (4) 天然ガスの主体である随伴ガスは個別の油田が発生源であるが、個別の油田が独立した処理設備を保有し運転するケースの他、複数の油田から回収したガスを集約した形態でガス処理する事が合理的なケースもあり、後者については対象となる油田のグルーピングを確定する必要がある。この作業は、Phase-2 の一環として実施する予定である。また油田からの随伴ガスのみならず、電力・工業プラントへの安定的な供給を考える上で、イラク国内のガス田開発の検討もイラク側として期待するところであり、今後検討する必要がある。
- (5) 天然ガスの有効利用を実現するために、天然ガス処理設備と個別プロジェクトとの相対関係を確定する必要がある。この作業は油田と処理設備のグルーピングの後続作業として、Phase-2 で実施する予定である。
- (6) INES では、天然ガスを利用するいくつかの産業分野のいずれも同時並行で段階的に拡充するシナリオが描かれているが、このシナリオを忠実に実施するためには、エタン回収やパイプラインプロジェクトを先行させる必要がある。Phase-1 の結果と Phase-2 で実施する上記 3 項目の検討結果によっては、INES で計画したシナリオが大幅に変更を余儀なくされる可能性を探る必要もあり、Phase-2 以降の検討により現実的なスケジュールを含めた実施計画の大綱を立案し、Phase-3 で個別プロジェクト実施計画に移して本 Gas Master Plan を完成する必要がある。
- (7) 個別プロジェクト計画を実現するためには、ガスパイプライン網の整備・拡充は必須の条件である。特に、既設パイプラインの有効活用はプロジェクト全体工期とコスト面への影響も大きく、Phase-2 では現地調査も必要になる。本報告書の第 4 章に記述した通り、ガスパイプラインについて得られた情報は、いずれも断

片的なものであるため、本 Gas Master Plan を策定するにも今後の情報収集が必須である。ガスパイプラインの整備・拡充計画を盛り込み、本 Gas Master Plan を確定する事により、今後のガス工業の展開と個別プロジェクト実現に必要な国際機関等からのファイナンス提供を受ける際も有効なツールとして活用する事が出来る。既存ガスパイプラインの状況とリハビリ計画、新設計画を踏まえて、INES 計画プロジェクト実現のため、合理的なガスパイプラインの敷設計画を Phase-2 で確立、提言する予定である。

- (8) INES 上にある石化製品や肥料などの具体的な製品を指定する事は現時点では難しいが、国際マーケットの情報を集約して、競争力ある製品を検討し、プラント建設の優先度を決定する上で参考に供する事を計画している。製品のマーケット調査と検討は、Phase-2 業務の一環として予定している。
- (9) 個別プロジェクトを実行フェーズに移す上で重要な事項の一つとして、製品出荷方法や輸出方法が挙げられる。プロジェクト大綱を確定する Phase-2 では、製品輸出の方法を提示して、Gas Master Plan の完成度を上げる予定である。

5.4 JICA サポートプログラムについて

本件は、イラク国の原油随伴ガスと天然ガス利用計画を基に、現在、相当量がフレアリングで燃焼処理されているガスの有効利用計画を確立するための現況調査である。イラクは、戦後復興を加速する為に、包括的国家エネルギー戦略を完成させ、統合的な達成目標を明らかにしようとしている。その国家ビジョンに、日本の優れた知見や技術を導入し、振興援助を促すため、今後とも JICA のサポートシステムは両国にとって貴重であり、本件での運営は極めて重要であると考えられる。

5.5 機密情報の取り扱い

随伴ガスの生産量および油・ガス田開発計画などは、イラク国の重要な機密情報であり、第三者から厳重に守られなければならない。従って、本レポートでも、オリジナルデータの開示は、イラク国との秘密保持契約に基づいて、厳重に取り扱わねばならない。イラク側の文書による許可なくして、一切の他の目的での使用を禁止する。

5.6 その他

イラク国の治安維持体制から、イラク国現地での調査は、時間的・行動的に制約が多かったが、次の段階の調査・研究では、既存設備の調査やパイプライン候補ルートの探索など、より踏み込んだ現地調査が必要とされる為、一層の安全確立が必要とされる。現地での安全対策が進展し、どの地域でも、調査が可能となる事を切に希望するが、安全上渡航や現地調査が難しいと判断される場合は、イラク現地スタッフや関

係省庁の協力を得る形態でも、調査が可能となる事を切に希望する。