

トピック 2

トルクメニスタンのエネルギー需給見通し(要旨)

計量分析ユニット 土井 菜保子

本稿では、アジア開発銀行(ADB: Asian Development Bank)の委託により作成した Energy Outlook for Asia and the Pacific¹に新しいデータ・情報を追加し、トルクメニスタンの将来エネルギー需給を展望した上で、エネルギー部門への投資に関わる課題を検討し、政策立案に向けたインプリケーションを導出する。

トルクメニスタンのエネルギー需要は年率 1.6%増の見通しで経済の成長率が 6.9%増であるのと比較すると緩やかである。これは、電力とガスが無料あるいは低価格で提供されており、一人当たりエネルギー需要が 2005 年時点で 3.42 TOE と、同年の中央アジアの平均値 (0.87 TOE) より 4 倍近い水準に既に達していることから、将来的エネルギー需要の伸び幅が小さいことを反映している。また、国内のエネルギー供給インフラは旧ソ連時代に建設されたもので老朽化が進んでおり、予測期間に行われる既存設備の更新に伴い省エネルギーが進展し、エネルギー需要の伸びを抑えることになる。

なお、エネルギー源別では、国内に豊富な資源が賦存することを背景に、天然ガスが発電用と暖房用に主要な役割を担い、2030 年で一次エネルギー需要の 70%と最も大きい割合を占める。一方、石油は、運輸部門の需要拡大を反映して、一次エネルギー需要の中での割合は 2005 年の 26.5%から 2030 年に 29.4%へと増加する。

トルクメニスタンは天然ガスと石油を有する資源国である。特に天然ガスの確認埋蔵量は、8.10 兆立方メートルで旧ソ連諸国の中でロシアに次いで二番目に大きい規模にある。予測期間の生産量は 2008 年の 66.1 BCM から 2030 年には 128 BCM へと増加する。一方、石油の確認埋蔵量は 6 億バレルで旧ソ連の中で最も小さい規模にあり、生産量は 2008 年の 205,000 b/d から 2030 年には 355,000 b/d へと増加する。

国内に賦存する天然ガス資源の開発と輸出の拡大には、高ケースで 387 億ドル程度と、大規模な投資を必要とすることになる。2007 年に就任したベルディムハメドフ大統領は、国内資金と技術の二つの制約を考慮して、外資を導入して積極的に天然ガス資源を開発し、生産を拡大する政策を掲げている。しかしながら、外国企業の事業を支えるための制度改革は進んでおらず、税制面などの優遇措置なども取られていない。その上、汚職など不透明な慣行があるため、現状では外資の参入は低い状態に留まっている。ADB や EBRD といった国際金融機関と先進国の支援を受けながら、制度改革を実施し投資環境を改善することがトルクメニスタンの長期的発展に資するものと考えられる。

お問合せ : report@tky.ieej.or.jp

¹ ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*. Manila. <http://www.adb.org/Documents/Books/Energy-Outlook/default.asp>

トルクメニスタンのエネルギー需給見通し

計量分析ユニット 土井 菜保子

本稿では、アジア開発銀行 (ADB: Asian Development Bank) の委託により作成した Energy Outlook for Asia and the Pacific¹ に新しいデータ・情報を追加し、トルクメニスタンの将来エネルギー需給を展望した上で、エネルギー部門への投資に関わる課題を検討し、政策立案に向けたインプリケーションを導出する。

トルクメニスタンは、天然ガスと石油を有する資源国である。天然ガスは、旧ソ連諸国の中ではロシアに次いで二番目に大きい 8.10 兆立方メートル² (世界の 4.3%) の確認埋蔵量が賦存する一方、石油の確認埋蔵量は、6 億バレル³ で旧ソ連の中で最も小さい規模にある。

トルクメニスタン政府は、旧ソ連邦の崩壊に伴う混乱を受け、豊富に賦存する天然ガスの輸出を行うことで、経済を回復させることを志向した。しかし 1990 年代初頭、唯一の天然ガス輸出ルートであった Central-Asia-Center (CAC) パイプライン⁴ の所有権を主張するロシア国営ガス会社のガスプロムと、通過料金及び輸出割り当て量に関する交渉で対立し、輸出量が制限された。このため、1998 年の天然ガス輸出は 1990 年比で 30% 減の 8.6 MTOE⁵ に達した。これに加えて、主要な輸入国であるグルジアやウクライナでの未払い問題も発生したため、外貨収入が大幅に減少、1998 年の実質 GDP は 1990 年比で 45% 減の 21 億ドル (2000 年価格) となった。

一方 1999 年以降は、ガスプロムがトルクメニスタンを含む中央アジアの天然ガスを梃子に欧州への天然ガス輸出を拡大する戦略⁶ を掲げたことから、2003 年には 2028 年までの長期供給契約が締結された。更に 1997 年にイランへの Korpezhen - Kurt Kul パイプラインも操業を開始⁷ したことから、天然ガス輸出は 2007 年に 1999 年

比で 5.4 倍の 42.7 MTOE へと大幅に増加し、同年の実質 GDP も 1999 年の水準と比較して 3 倍増の 76 億ドルとなった。

1999 年から 2007 年まで、トルクメニスタンの GDP は年平均 15.6% 増で急成長を遂げたが、これとは対照的に、エネルギー需要は年率 3.0% と緩やかなペースで増加している。これは、天然ガスの輸出が牽引して、急速な経済成長を遂げたものの、国内産業は綿花栽培や食品加工業が主力であり工業化が進展していないことや、民生部門に対して電力及びガスが無料で供給されており、一人当たりエネルギー需要が 2006 年で既に 3.53 TOE⁸ と高い水準にあるため、伸び幅が小さいことを背景としている。

トルクメニスタンの長期的発展を推進する上で、天然ガスや石油製品の輸出以外に国内産業を育成する必要がある。旧ソ連邦の崩壊から 26 年間大統領の座に就いたニヤゾフ氏が 2006 年 12 月に死去した後、2007 年に就任したベルディムハメドフ大統領は、前大統領の強い国家統制から脱却し、民間主導および外資導入によって産業を育てる新しい経済発展路線を志向している。これには、法制度の拡充やエネルギー資源輸出によって得た外貨収入に基づく Stabilization Fund of Turkmenistan を活用した上で、電力やガス供給、道路などのインフラ建設を行い、投資環境を整えることが重要である。

経済・人口の見通し

トルクメニスタンの GDP は 2030 年までに年率 6.9% 増⁹ の見通しである。予測期間の前半は天然ガス輸出の拡大に支えられ、GDP の伸び率は年率 8.6% と急速なペースでの増加となる。一方、予測期間の後半には天然ガス輸出拡大のペースも緩やかとなることから、GDP も年率 5.8% 増に減速する。

人口は 2005 年の 480 万人から 2030 年には 630 万人へと年率 1.0% で増加する見通しである。また一人当たり GDP は 2005 年の 1,300 ドルから 2030 年には 5,200 ドルへと約 4 倍に達する。

¹ ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*. Manila.

² BP. 2010. *Statistical Review of World Energy*. London.

³ BP. 2010. *Statistical Review of World Energy*. London.

⁴ トルクメニスタンの Dauletabad (ダウレタバード) ガス田からウズベキスタン、カザフスタンを經由しロシアの Alexandrou Gai (アレクサンドロウ・ガイ) に達する全長 1,400km、輸送能力 990 億立方メートル/年のパイプライン。欧州向け輸出パイプラインに接続される。

⁵ IEA. 2009. *Energy Balances of Non-OECD Countries*. Paris.

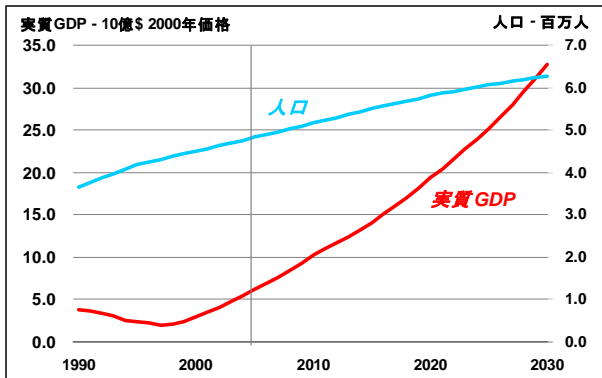
⁶ Martha Brill Olcott. 2004. *International Gas Trade in Central Asia: Turkmenistan, Iran, Russia and Afghanistan*.

⁷ 2008 年 1 月から 4 月の末まで、価格交渉のもつれからイランへの天然ガス供給は停止された。

⁸ 同年に中央・西アジア諸国の一人当たりエネルギー需要は 0.89 TOE であった。

⁹ アジア・太平洋地域の国別 GDP 見通し中で最も高い増加率である。

図 1: GDP および人口の予測

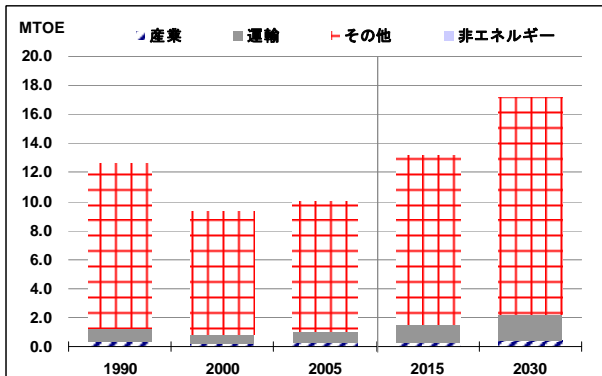


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

部門別最終エネルギー需要の見通し

最終エネルギー需要は、年率 2.2%で 2005 年の 10.0 MTOE から 2030 年には 17.2 MTOE へと増加する。部門別では、2030 年には農業、家庭、業務を含む其他部門が 87%を占め、これに、運輸部門 (10.6%)、産業部門 (2.3%) が続く。

図 2: 部門別最終エネルギー需要



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

産業部門のエネルギー需要は、2030 年まで年率 2.2%で増加する見通しである。石油・天然ガス産業以外では、食品加工業、金属・機械製造業などが発達する。民間企業¹⁰と、カスピ海沿岸に建設された自由貿易地域への外資誘致などがトルクメニスタン産業の多様化と発展を下支えすることになる。

エネルギー源別では、産業部門には電力のみが計上されている¹¹。産業向けの電力料金は、世界で最も低い水準¹²に設定されていることから、

将来的にも産業の生産活動を支えるエネルギー源として重要な役割を担う。

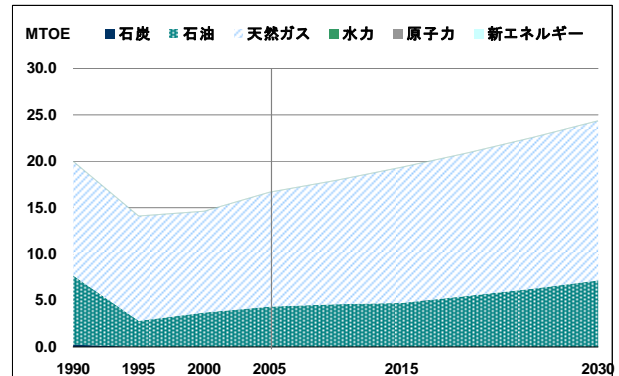
運輸部門のエネルギー需要は、所得が 4 倍に増える見通しを反映して、年率 3.3%増と部門別で最も高い伸びが予測される。エネルギー源別では、ガソリンが年率 3.3%で増加、2005 年の 0.8 MTOE から 2030 年には 1.8 MTOE に達する。また、鉄道用の電力は年率 2.8%で 2005 年の 0.016 MTOE から 2030 年には 0.032 MTOE へと増加する。

其他部門¹³のエネルギー需要は、年率 2.1%で 2005 年の 9.0 MTOE から 2030 年の 15.0 MTOE に増加する。2030 年には暖房用のガスが其他部門の中で 57.5%と最も大きい割合を占めるものの、家庭部門のほぼ 90%に対して、既にガス供給インフラが整備されているため、ガス需要の伸びは年率 1.4%増と緩やかになる見通しである。一方、電力の占める割合は、2030 年で 4.4%と小さいものの、生活水準の向上に伴い年率 2.5%増と比較的速いペースで増加する。

一次エネルギー需要の見通し

トルクメニスタンの一次エネルギー需要は、年率 1.6%で 2005 年の 16.5 MTOE から 2030 年には 24.4 MTOE へと増加する。一人当たりエネルギー需要は、2005 年の 3.42 TOE から 2030 年には 3.89 TOE へと年率 0.5%で増加する。なお、2030 年の一人当たりエネルギー需要は、1990 年の水準より 27.3%低い。

図 3: 一次エネルギー需要



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

¹⁰ トルクメニスタン政府は、2020 年までに石油・天然ガスを除いた産業部門における民間企業の割合を現在の 40%から 70%に拡大させる計画を持っている。

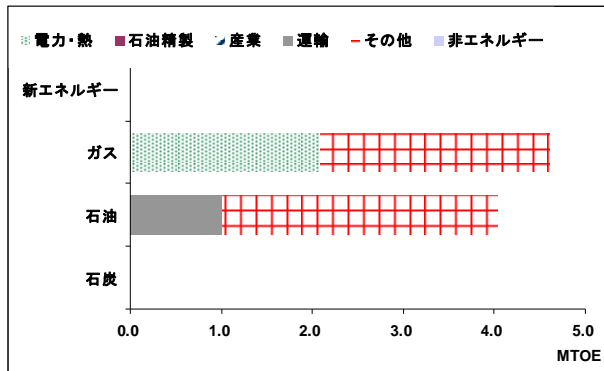
¹¹ IEA. 2009. *Energy Balances of Non-OECD Countries*. Paris.

¹² 2001 年の産業用電力価格は、0.02 セント/kWh であった。

¹³ 其他部門には、民生、農業以外にも IEA の統計上分類できない“Non-specified Other”部門も含まれている。石油製品が Non-specified Other として分類されており、2005 年には其他部門の 26%を占める。またこの割合は 2030 年には 35.9%へと増加する。

エネルギー源別では、運輸部門の需要増が牽引し、石油が年率 2.0%と最も速いペースで増加する。天然ガスは、年率 1.4%増と緩やかな伸びが予測されるものの、豊富な国内資源を背景に、2030年にエネルギー源別で最も大きい 70.6%を占める。

図4:一次エネルギー需要の増分(2005年—2030年)

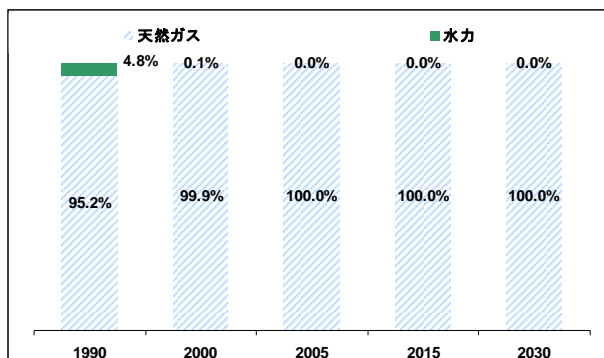


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

発電見通し

トルクメニスタンの発電量は 2005 年の 12.8 TWh から 2030 年の 20.6 TWh へ年率 1.9%で増加する。なお、総発電電力量の約 1 割が、ウズベキスタン、カザフスタン、そしてイラン経由でトルコへ輸出される。電源は、国内に豊富に賦存する天然ガス火力¹⁴にはほぼすべて依存することになる。また現在水力発電施設は一箇所あるものの、設備容量が 1,200kW と小規模であり旧ソ連時代に建設されたもので老朽化が進んでいるため将来的には利用されない見通しである。

図 5:電源構成



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

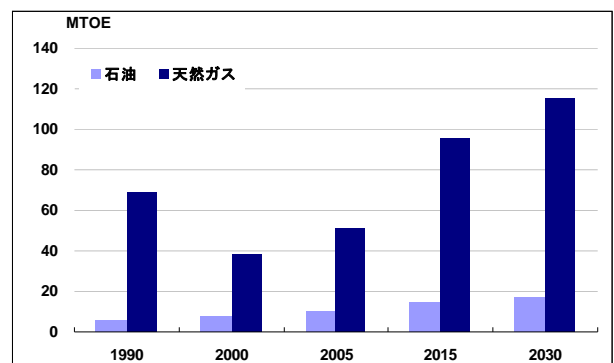
エネルギー生産の見通し

旧ソ連の崩壊に伴う混乱を受けて、トルクメニスタン政府は、国内に豊富に賦存する天然ガスや石油の輸出で経済の建て直しを図る政策を取った。その際、外資の導入に向けて法律の整備を行ったものの、外国企業の開発・生産活動を保護する体制が整っていないことから、外資の参入状況は低い。現状では、Eni、CNPC、Dragon Oil、Petronas などが PSA を締結しているのに留まり、欧米石油メジャーズ¹⁵が参入した例はない。また、天然ガスの輸出拡大が外貨獲得に大きく貢献している一方で、石油は埋蔵量の探査が進んでおらず、生産量も天然ガスの 20-30%程度に留まっている。

予測期間の天然ガス生産は、2008 年の 66.1 BCM から 2030 年には 128 BCM へと増加する。なお、トルクメニスタン政府は 2030 年の天然ガス生産量を 250 BCM とする目標を掲げているものの、パイプラインの輸送量の制約を受けて、政府目標の半分程度の生産量に留まる見通しである。2030 年の天然ガス生産量のうち、国内への供給が 19.1BCM で全生産量の 17%を占める。また、中国向けが 30 BCM、CACパイプライン向けが 70 BCM、そして残りの 9 BCM がイランに輸出される。

石油生産は、2008 年の 205,000 b/d から 2030 年には 355,000 b/d へと増加する。2030 年の石油総生産量のうち、国内へ供給されるのは 42%で、残りは主にアゼルバイジャンやイランにタンカーで輸出される。

図 6:石油・天然ガスの生産



(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

¹⁴ トルクメニスタン政府は、General Electric と老朽化が進んでいる 5 つの発電施設の更新と 2 つの新規発電所の建設に合意しており工事が進められている。なお、同プロジェクトの総費用は 6 億ドルで、2011 年には 2 つの新しい発電所が運転を開始する予定である。

¹⁵ ExxonMobil は Garashsyzlkh 2 油田開発の PSA 契約締結の上、同油田開発のオペレーターを担当したが、資源探鉱に失敗したため 2002 年に撤退した。

図 7: 天然ガスの欧州, 西アジア向け輸送ルート



(注) 実線は既存ルート、点線は計画中のルートを表す。
(出所) JOGMEC.

トルクメニスタンの主要な天然ガス・石油プロジェクトの参加企業や開発状況を以下にまとめる。

表 1: 主要な天然ガス・石油プロジェクト

鉱区・石油/ガス田	権益所有	探鉱・開発・生産状況	投資額
Dauletabad-Donmez (天然ガス)	Turkmengaz	トルクメニスタン最大のガス田。確認埋蔵量は1.7 TCM。2008年の生産量は60 BCMであった。	
Yashlar (天然ガス)	Bridas (75%)	埋蔵量0.25 TCM-1.5 TCMのガス田。アルゼンチンのBridasが開発を行ったが、トルクメニスタン前大統領が1995年に天然ガス輸出を禁じ、以降生産に至っていない。	
南Yolotan-Osman (天然ガス)	Turkmengaz	原始埋蔵量0.25 TCM-1.5 TCMのガス田。二酸化炭素濃度や硫化水素濃度が高く、技術的に開発が困難との指摘がある。	
Bagtyarlyk (天然ガス)	CNPC	中国への輸出パイプライン建設に対する見返りとして、CNPCに対して2007年にPSA契約が認められたガス田。年間30 BCMの天然ガスを30年間供給する。	15億ドル
Cheleken (石油)	Dragon Oil (50%), Turkmenneft (50%)	カスピ海に石油の確認埋蔵量6.17億バレルと天然ガスの確認埋蔵量96 BCMを有する。2009年は44,765バレルの石油を生産した。	
Nebit Dag (石油)	Eni (100%)	2000年から2007年までBurren Energyがオペレーターとして開発・生産を担当した。2008年に同社をEniが買収したのに伴い、本油田の開発に関する権利も移行。2008年の生産量は、12,000 b/dであった。	
Blok 1 area (石油)	Petronas	Petronasがオペレーターとして開発を進めるカスピ海の油田。	

(出所) CNPC, Dragon Oil, Eni, Global Insight, JOGMEC, Petronas 等により筆者作成。

1990年代の初頭、トルクメニスタン唯一の輸出ルートであった CAC パイプラインの輸出割り当てに関して、同パイプラインの所有権を有するガスプロムが制約を加え、大幅に輸出量が減少したことがある。こうした経験を踏まえ、トルクメニスタン政府は、輸送ルートの多様化を志向し、1997年にはイラン向けのパイプラインが開通、そして2009年12月にはトルクメニスタンからウズベキスタン、カザフスタンを経由して中国に天然ガスを供給する全長1,818キロメートルのパイプラインが開通している。なお、以下は現在検討中のパイプラインである。

- **CAC3 パイプライン**：CAC パイプラインの支線としてトルクメニスタンとカザフスタンをつなぎ、CAC に合流する年間輸送量 10 BCM から 30 BCM のパイプライン。2007年にトルクメニスタン、カザフスタン、ロシアの大統領がパイプライン建設に合意した。
- **Trans-Caspian Gas (TPC) パイプライン**：トルクメニスタンの Dauletabad ガス田からカスピ海及びアゼルバイジャンを経由して、トルコのアンカラまで天然ガスを供給する全長 2,280 キロメートル、輸送量 20-30 BCM のパイプライン。アゼルバイジャンでの Shah Deniz ガス田発見により計画実行が困難になっている。
- **Trans-Afghan (TAPI) パイプライン**：トルクメニスタンの Dauletabad ガス田からアフガニスタンを経由して、パキスタン及びインドへ天然ガスを供給する全長 1,400 キロメートル、輸送量 20 BCM のパイプライン。操業に向けて合意が締結されたが、アフガニスタンの政情不安を受けて建設に至っていない。

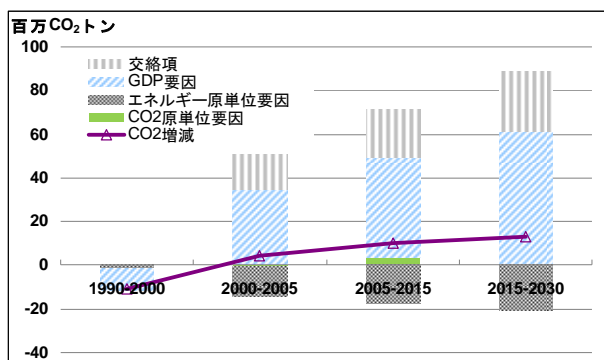
CO₂ 排出の要因分析

旧ソ連邦の崩壊後、1990年から2000年にかけて、エネルギー起源のCO₂排出量は年率3%で減少した。一方、2000年から2005年にかけては年率2.6%のペースで増加した。予測期間中のCO₂排出量は年率2.0%と、一次エネルギー需要の伸び(年率1.6%増)よりも速いスピードで増加する。

エネルギー起源のCO₂排出量増減に与える要因をCO₂原単位要因(CO₂/TPED)、エネルギー原単位要因(TPED/GDP)、GDP要因に分けて分析した。予測期間中では、エネルギー効率の改善によりエネルギー原単位要因がCO₂排出に対してマイナスの寄与をしている。またCO₂原単位

要因は水力の利用を停止し、天然ガスと石油に依存することから、CO₂増加に僅かながら寄与することになる。一方、GDP 要因は CO₂ 排出増加に大きく寄与している。

図 8: CO₂ 排出の要因分析
(1990-2030, 二酸化炭素換算百万トン)

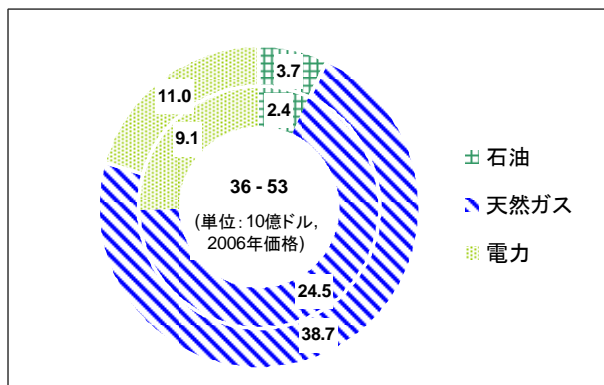


(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

エネルギー投資額の見通し

エネルギー需給予測に基づいて推計したトルクメニスタンのエネルギー供給インフラ建設と資源開発に必要な投資額は、360 億ドル (低ケース) から 530 億ドル (高ケース) の範囲である。天然ガスの大幅生産拡大を受けて、開発・輸出及び国内供給インフラの建設に関わる投資は 387 億ドル (高ケース) で、総投資額の中で 72% と最も高い割合を占める。石油については、生産量の拡大幅も相対的に小さいことから、開発・輸出及び国内供給インフラの建設に 37 億ドル (高ケース) 程度に留まる。また、電力部門には発電から送配電設備の建設に 110 億ドル (高ケース) を必要とする。

図 9: 部門別エネルギー投資額 (10 億ドル 2006 年価格)



(注) 円グラフの内側は低ケースの結果、外側は高ケースの結果を表す。

(出所) ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*.

政策立案に向けたインプリケーション

トルクメニスタンのエネルギー需要は、年率 1.6% 増の見通しで経済の成長率が 6.9% 増であるのと比較すると緩やかである。しかし国内のエネルギー供給インフラは旧ソ連時代に建設されたもので老朽化が進んでおり、将来需要を満たすために新規の供給インフラ建設と、既存設備の更新を行ってゆくことが必要となる。一方で、現在国内の電力とガスは、民生部門に対して無料で供給されており、産業部門には低価格で供給されている。将来的インフラ整備に向けた投資の増大と相まって、無料あるいは低価格での電力・ガス供給の継続は、政府の財政を圧迫しかねない。需要部門でのエネルギー効率改善と、投資余力確保という二つの目的を満たすため、長期的視点に立って、価格制度を含む電力・ガス部門の制度改革を段階的に行ってゆくことが期待される。

予測結果に示したように、天然ガス生産の拡大と供給インフラの整備には、高ケースで 387 億ドルと莫大な投資を必要とする。2007 年に就任したバルディムハメドフ大統領は、国内の資金的そして技術的制約を考慮した上で、外資を導入して積極的に天然ガス資源を開発し、生産を拡大する政策を掲げ、2008 年には新しい地下資源法が制定された。しかしながら、外国企業の事業を支えるための制度改革は進んでおらず、税制面などの優遇措置なども取られていない。その上、汚職など不透明な慣行があるため、現状では外資の参入は低い状態に留まっている。ADB や EBRD といった国際金融機関と先進国の支援を受けながら、制度改革を実施し投資環境を改善することがトルクメニスタンの長期的発展に資するものと考えられる。

またトルクメニスタンは内陸国であり欧州やアジアの主要な需要地域から遠い地理的条件にあるため、天然ガスの供給ルートの多様化と、需要を確保することが重要となる。しかしながら、現在検討されている天然ガスパイプラインは、近隣諸国との利害が一致しないことや、政情不安などから、建設に至っていないケースがある。天然ガスを供給する近隣諸国と経由国の双方にとってパイプラインの整備が外貨獲得手段となり、経済発展の一助となることを認識した上で、実現に向けた多国間の協力関係構築が望まれる。

参考文献

- ADB. 2009. *Energy Outlook for Asia and the Pacific*. Manila.
- ADB. 2009. *Key Indicators for Asia and the Pacific*. Manila.
- ADB. 2010. *Asian Development Outlook*. Manila.
- BP. 2009. *BP Statistical Review of World Energy*. London.
- CNPC. www.cnpc.com.cn/eng/cnpcworldwide/euro-asia/Turkmenistan/
- Eni. www.eni.com/en_IT/eni-world/turkmenistan/eni-business/eni-business.shtml
- IEA. 2009. *Energy Balance Table of Non-OECD Countries*. Paris.
- IHS Global Insight. 2010. *Turkmenistan*. New York.
- Martha Brill Olcott. 2004. *International Gas Trade in Central Asia: Turkmenistan, Iran, Russia and Afghanistan*. Working Paper Series, Center for Environmental Science and Policy at Stanford University, and James A. Baker III Institute for Public Policy Energy Forum.
- World Bank. 2009. *Country Brief 2009*. Washington. D.C.
- World Bank. 2009. *World Development Indicators*. Washington. D.C.
- 海外電力調査会 (2007), 『中央アジア電力事情基礎調査報告書』
- 古幡 哲也 (2009), 「カザフスタン、アゼルバイジャン、トルクメニスタンの石油・ガスの探鉱・開発の状況」, 『石油・天然ガスレビュー』 JOGMEC