

개도국 지역이슈 리포트

【지역이슈분석 2012-26】

2012. 11. 22

터키 에너지·전력산업 동향과 시사점

목 차

I. 터키 에너지산업 동향	1
II. 터키 전력산업 동향	4
III. 전망 및 시사점	10

작성 : 국별조사실
선임조사역 김찬수 (3779-5703)
avik@koreaexim.go.kr
확인 : 국별조사실
선임조사역(팀장) 조양현 (3779-5707)
yhjo@koreaexim.go.kr



■ '12. 8월 우리나라와 FTA를 체결하는 등 우리나라의 주요 수출시장으로 떠오르는 터키에 대한 관심이 고조되고 있음. 이에, 원유·가스 등 에너지산업과 가스복합 화력발전 PF거래가 추진되고 있는 전력산업 동향을 살펴보고 시사점을 도출해 보고자 함.

I. 터키 에너지산업 동향

□ 원유 매장 및 생산 현황

- 터키의 원유 매장량은 2011년 기준 2.7억 배럴로 미약한 수준
 - 터키 원유 자원의 대부분은 동남부 바트만(Batman), 북서부 트레이스(Thrace) 등의 유역에 매장¹⁾되어 있음.
- 원유 생산량은 2009년 5.3만 배럴/일 수준에서 증가추세로 2011년에는 6.0만 배럴/일을 기록함.
 - 2011년 기준으로 원유 생산량의 약 74%는 국영기업인 터키석유공사(TPAO)에 의해 생산됨. 주요 외국기업으로는 엑슨모빌, 페트로브라스 등의 업체가 터키 내 원유 생산에 참여하고 있음.
- 원유 소비량은 2009년 70만 배럴/일을 기록한 이후 감소하였으며 2011년에는 61만 배럴/일을 기록하는 등 2009년 수준을 회복하지 못하고 있음.
 - 터키의 원유 생산량은 내수의 10% 수준에 불과해 부족분은 중동, 러시아 등지에서 수입하고 있음.
- 투프라스(Tupras) 등 터키 정유업체들의 일산 정유능력은 2011년 61.3만 배럴로, 지역별로는 이즈밋(Izmit) 22만 배럴, 이즈미르(Izmir) 22만 배럴, 키리크칼(Kirikkale) 10만 배럴, 바트만(Batman) 2.2만 배럴 등임.

1) 터키석유공사(Turkish Petroleum Corporation: TPAO)는 흑해 터키 영해에 100억 배럴 수준의 원유가 매장되어 있는 것으로 판단하고 있음.



<표 1>

터키 연도별 원유 수급현황

단위: 천 b/d

		2009	2010	2011	2012
소	비	703	591	606	618
생	산	53	55	60	62
수	입	650	536	546	556

자료: BMI.

□ 가스 매장 및 생산 현황

- 터키의 가스 매장량은 2011년 기준 80억 m³ 수준에 불과하나 흑해탐사 성공 등으로 증가할 가능성이 있음.
- 가스 생산량은 2001년(3억 m³) 이후 증가하여 2006년 9억 m³, 2008년 10억 m³ 수준이었으나 2009년 이후 7억 m³ 수준으로 감소함.
 - 가스 생산은 2011년 기준 터키석유공사(3.2억 m³, 시장점유율 45.7%) 등에 의해 이루어지고 있으며, LNG 터미널 등 가스 사업운영권은 1989년부터 터키가스공사(BOTAS)³⁾가 소유하고 있음.
- 가스 생산량은 소비(2011년 393.7억 m³)의 1.8% 정도만 충족되는 상황이어서 부족분은 대부분 러시아, 이란, 아제르바이잔 등에서 수입하고 있음.

<표 2>

터키 연도별 가스 수급현황

단위: 억 m³

		2009	2010	2011	2012
소	비	351.2	381.2	393.7	406.6
생	산	7.0	7.0	7.0	10.0
수	입	344.2	374.2	386.7	396.6

자료: BMI.

2) TPAO는 흑해 터키 영해에 1조 5천억 m³의 가스가 매장되어 있는 것으로 판단하고 2011~13년 40억 달러를 흑해에 투자할 계획임. EIA에 의하면 4,250억 m³ 규모의 셰일가스가 추출가능한 것으로 추정되는 등 셰일가스 잠재력이 큰 편임.

3) 국영 송유관 운영회사 및 가스 공급회사로서, 석유·가스를 수입하고 분배함. 2007년 판매 독점권을 상실함.



- 터키 국영 가스관 운영회사인 BOTAS는 1986년 체결된 장기가스공급계약에 따라 러시아 가스프롬으로부터 연간 60억 m³ 4)규모 가스를 수입해 옴.
 - 동 장기가스공급계약의 만료(2011년 12월)를 앞두고 가스 도입가격 인하 협상 실패 등으로 2011년 10월 BOTAS는 계약을 갱신하지 않았음.
 - 가스프롬이 터키 내 여타 기업들에게 계약물량을 판매할 것이라고 밝힌 후 터키 에너지시장규제위원회(EPDK)는 자국 내 민간기업의 러시아 가스 수입을 승인(12년 7월)하였으며, 가스 수입을 신청한 13개 기업 중 4개 기업⁵⁾이 선정됨.
- 터키-아제르바이잔 TANAP 가스관 협정 체결
 - 터키와 아제르바이잔은 2012년 6월 TANAP(Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline)⁶⁾ 사업에 관한 정부 간 협정에 서명함.
 - 컨소시엄의 지분구성은 아제르바이잔 국영기업 SOCAR 80%, 터키 국영기업 TPAO 10%, BOTAS 10%임. 향후 양국은 동 컨소시엄에 BP 등 외국 석유·가스 기업들을 참여시킬 계획임.
 - TANAP 가스관이 건설되면 중앙아시아 가스의 유럽 수송비를 절감하고, 남유럽 가스 수급 안정에도 크게 기여할 것으로 기대됨.
- TANAP 건설 협정 체결은 경쟁 관계에 있는 나부코(Nabucco) 가스관 사업에 악영향을 미칠 것으로 분석됨.
 - 동 프로젝트는 막대한 투자비, 열악한 기후조건, 유럽 가스 수요 둔화 등으로 계속 연기되어 왔으며, 가스 생산은 2016년 이후에 이루어질 것으로 예상됨.

□ 터키 원유 및 가스 정책

- 터키 에너지 시장은 터키석유공사(TPAO), 터키가스공사(BOTAS), 투프라스(Tupras) 등이 주도하고 있으며 터키석유공사는 터키 총 원유 생산의 약 74%를 차지함. 정유 부문에서는 투프라스가 실질적으로 독점권을 보유하고 있으며 유통유 시장에서도 80%를 차지하고 있음.

4) 터키는 러시아와 연간 총 300억 m³ 공급계약을 맺은 바 있으나 2010년 도입 규모는 180억 m³에 미치지 못하는 수준
 5) Akfel Gaz, Bosphorus Gaz, Kibar Enerji, Eksim Holding 등이 가스프롬과 2012. 8월 공급계약을 체결
 6) TANAP 가스관은 아제르바이잔 Shah-Deniz 해상 가스전에서 터키를 통과해 불가리아 또는 그리스 국경까지 연결되는 노선으로 2014년 2분기 가스관 건설에 착수하고, 2017년 1분기부터 본격 가동될 예정임. TANAP 가스관의 수송용량은 연간 160억 m³이며, 터키는 연간 100억 m³의 가스를 공급받을 수 있을 것으로 예상됨. TANAP 컨소시엄은 아제르바이잔 국영석유회사 SOCAR, 터키 국영석유회사 TPAO, BOTAS로 구성되며 향후 외국기업의 참여도 허용할 방침임.



- 정부는 에너지 효율성 증대, 석유·가스 생산 권장, TPAO에 대한 탐사 활동 지원 등을 통한 에너지 수입의존도 축소를 에너지정책의 목표로 하고 있음. 또한 터키는 중동과 유럽 사이에 위치한 지정학적 이점을 살려 제이한(Ceyhan) 항을 동부지중해 에너지허브로 확대하고자 함.
- 에너지 정책은 1963년 설립된 에너지천연자원부(Ministry of Energy and Natural Resources)가 터키 석유자원 개발을 담당하고 있으며, 정유 및 송유관 시설은 석유총국(General Directorate of Petroleum Affairs)이 담당하고 있음.

□ 터키 에너지믹스 관련 정책 변경 가능성

- 터키 전력의 약 절반이 천연가스를 원료로 생산됨에 따라 가스 수입량의 50% 이상이 발전소에서 사용됨.
 - 터키 발전회사 협회(electricity producers' association)는 발전부문에 천연가스에 대한 과도한 의존을 동절기 전력수급 불균형의 원인으로 지목함.
- 터키 정부는 전력생산에 대한 가스 의존도를 낮추기 위해 전력정책을 변경할 예정이나, 에너지믹스(Energy Mix)⁸⁾ 조정 방식과 시기에 대해서는 이견이 존재함.

II. 터키 전력산업 동향

□ 전력 생산 및 소비 현황

- 터키의 전력 수요는 빠른 인구 증가와 도시화 등으로 2000년 이후 연 6.4%의 증가율을 기록함.
 - 2011년 기준 연간 전력 생산량은 224TWh⁹⁾, 전력 수요량은 191TWh를 기록함.
 - EIA에 의하면, 2010년 기준으로 에너지원별 발전량 비중은 화력 72.6%(천연가스 43.7%, 석탄 25.6%, 석유 3.3%), 수력 25.5%이며, 재생에너지 발전은 풍력 1.4%, 지열 0.3%, 바이오매스·폐기물 0.2% 등으로 미미한 수준임.

7) 터키 발전회사 협회(electricity producers' association)에 의하면 터키의 현행 가스 도입 계약에 따라 1.7억 m³/일 수준을 수입할 수 있으나, 동절기 일일 평균 소비량은 약 1.8억 m³/일임.

8) 전체 전력 중 화력·풍력·원자력·수력 등 각 에너지원별 전력

9) 1TW(테라와트)는 1조 W임.



<표 3>

터키 전력 생산 및 소비 현황

단위: TWh

	2007	2008	2009	2010	2011
총전력생산	181.9	188.2	184.9	201.2	223.6
- 화력발전	145.7	154.1	147.2	146.1	163.9
- 수력발전	35.5	32.9	35.6	51.3	54.8
- 재생에너지	0.7	1.2	2.1	3.8	4.9
순전력소비	153.7	160.4	155.2	172.1	190.6

자료: BMI.

<표 4>

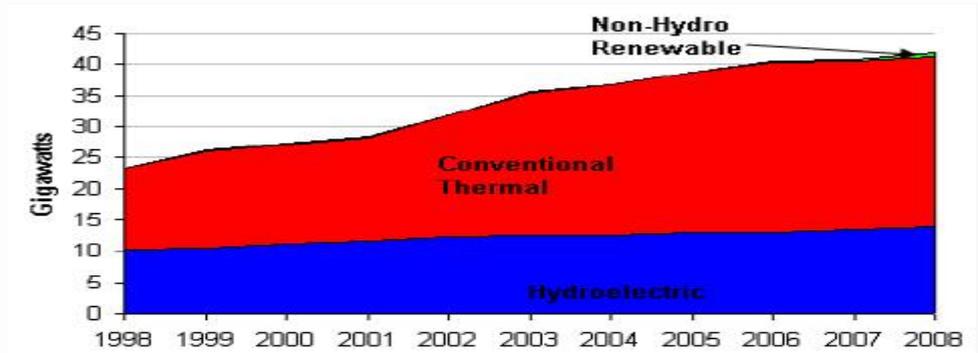
터키의 주요 전력 프로젝트 추진 현황

사업명	사업금액 (백만 달러)	발전능력 (MW)	기업명	사업단계
Cukurova natural gas power plant	1,000	900	Akenrji	건설중 (2009~2012)
Boyabat hydropower plant	1,000	510	Dogan Sirketler Grubu,	건설중 (2009~2012)
Hydropower and thermal power plants	1,350	-	Soyak Holding	계획 단계 (2009~)
Ilisu Dam and hydropower plant	1,640	1,200	Nurol and Cengiz; Ed Zublin; VA Tech Hydro and Alstom; Colenco. Maggia Engineering, Dolsar, Rast; Stucky and Temelsu	건설중 (2007~2014)
Verbund power plants	-	5,000	Verbund, Mitsubishi Heavy Industries, ATEC Power Plant Systems	건설중 (10기 중 1기는 2011년 2월 가동)
Construction of power plants across Turkey	6,500	-	Sabancı & Verbund	계획단계
South-eastern Anatolia Project (GAP) for construction of dams and power plants on the Euphrates and Tigris rivers	32,000	-	-	진행중
Kirikkale Natural Gas Combined Cycle Power Plant	-	800	Eser Holding, Acwa Power International	건설계약 체결 (2011년 1월)
Thermal power plant in Canakkale	-	1,260	Alarko	건설 최종단계 (2011년 기준)
Thermal power plant in Afsin-Elbistan region	2,000	-	Consortium (SK E&C and Korea South-East Power Company)	Electricity Generation A.S와 MOU 체결 예정
Tufanbeyli (Adana) thermal power plant	909	450	Enerjisa	자금 확보 (~2015)

자료: BMI.



<그림> 터키 에너지원별 발전비중



자료: EIA.

- 2011년 기준 천연가스는 터키 총전력생산의 46.3%를 차지함. 터키의 천연가스 생산은 미미한 수준이며 천연가스에 대한 수입 의존도가 매우 높음.
- 러시아 등으로부터의 가스수입 의존도를 줄이고 발전원을 다양화하기 위해, 터키는 자국 내 석탄 자원을 이용한 발전을 장려하고 석탄 이용 확대 계획을 수립함.
- 그러나 터키 석탄 매장량은 대부분 저급의 갈탄으로 이루어져 있으며 주로 터키 북서부 흑해 해안에 매장되어 있어 비용이 비싼 편이며 환경오염 우려가 있음.
 - 또한, 가스 화력발전 프로젝트가 추진되면 석탄 투자의 편익이 예상보다 크지 않을 것으로 전망됨.

□ 수력 발전

- 터키의 수력 발전능력은 2011년 16,831MW로 총 발전능력의 32.12%수준임. 수력 발전에 중요한 강으로는 유프라테스강과 티그리스강이 있음.
 - 수개의 프로젝트가 계획중이거나 건설중으로 터키의 향후 발전방식으로 수력이 중요한 부분을 차지함.
- 터키 정부는 장기적으로 332개의 수력발전소를 건설하여 19GW의 전력생산 능력을 확충할 예정임.
 - South-eastern Anatolia Project는 투자규모 320억 달러 수준의 대규모 수력발전 사업으로, 사업 종료시 7,476MW의 발전능력을 보유할 것으로 예상됨.



- 그러나, 수력발전의 경우 신규 댐 건설과 관련하여 법적문제가 발생하는 등 추진이 쉽지 않으며 또한 최근 수년간 동계 강수량이 적어 여름철 전력부족으로 이어질 가능성 등으로 인해 수력발전을 통한 안정적인 전력공급이 어려울 전망이다.

□ 재생에너지 발전

- 터키 발전부문에서 화력 발전이 주류를 이루고 있지만, 수력, 풍력, 지열, 태양열 등 재생에너지 발전도 높은 성장잠재력을 보유하고 있음.
 - 터키 재생에너지법에서는 재생에너지 중 풍력과 수력 발전이 우대됨. 그러나, 재생에너지 프로젝트는 자금조달 측면의 불확실성과 사업환경의 매력도가 상대적으로 떨어짐.

□ 원자력 발전

- 에너지 소비의 지속적인 증가에 따른 전력 부족현상을 해소하기 위한 방안으로 터키 정부는 원전 건설 등을 추진하고 있으며, 원전 건설에 대해서는 터키 에너지자원부가 주관하고 있고 최종적으로 의회승인 절차가 필요함.
 - 터키에는 현재 가동 중인 산업용 원전이 없으며, 터키 정부는 2023년까지 10,000MW 규모의 신규 원전 건설계획을 수립하여 흑해연안의 시놉(Sinop) 지역, 지중해연안의 메르신(Mersin) 지방의 아쿠유(Akkuyu) 지역 등지에 원전 건설을 추진하고 있음.
- 터키 아쿠유(Akkuyu) 원전사업
 - 터키 전력거래계약회사(TETAS)가 2008년 3월 남부의 아쿠유 지역에 4,800MW급 원전 건설을 추진함.
 - 러시아가 주도하는 컨소시엄이 우선협상 대상자로 선정되어 터키전력공사와 원전 건설비용 협상을 벌이던 중 전력 생산 초기의 15년간 전력 판매가격에 대한 이견이 좁혀지지 않자 터키전력공사는 협상 개시 2개월 만인 2009년 11월에 입찰을 취소하였음.
 - 터키 정부가 국제입찰이 아닌 정부간 협정(IGA) 체결을 통해 사업을 재추진하게 되었고, 2010년 5월 러시아 메드베데프 대통령의 터키 방문시에 양국 정부간 협약을 체결하여 러시아 컨소시엄이 아쿠유 원전사업¹⁰⁾을 최종 수주하게 됨. 그러

10) 아쿠유 사업은 총 사업비 200억 달러 규모로 2019년까지 1,200MW급 원자로 4기를 건설할 계획임.



나 계약 조건¹¹⁾, 지질학적 안정성¹²⁾ 등의 문제로 논란이 일고 있음.

○ 터키 시놉(Sinop) 원전사업

- 터키 정부는 2008년 2월 아쿠유와 더불어 제2의 원전 사업지로 북부의 흑해 연안에 위치한 시놉 지역을 선정하였음.
- 2010년 3월 한전과 터키국영발전공사(EUAS)가 시놉에 1,400MW급 APR1400 모델 원자료를 건설하는 사업에 대한 공동선언문을 채택하였고, 2010년 6월 양국간 원전협력 양해각서(MOU)를 체결함으로써 기업간 협력 단계에서 국가간 협력 사업으로 발전함.
- 그러나 Sinop 원전의 경우 건설 협상이 여전히 불확실함. 한전이 전력 판매에 대해 TETAS가 아닌 정부 보증을 요구함에 따라 동 프로젝트가 교착상태에 빠짐. 이후 중국 핵공업그룹(CNNC)·광동핵발전그룹(CGNPC), 일본 도시바·도쿄전력 등이 관심을 보였으며, 2012년 4월 캐나다의 Candu Energy가 가세함.

○ 터키 정부는 3번째 원전의 건설부지 후보를 검토하고 있으며 북서부의 흑해 연안 이그네아다(Igneada)를 후보지 중 하나로 거론하고 있음.

□ 전력 송배전

- 터키송전회사(TEIAS)는 발전능력 확대에 맞추어 송전망 확대 프로그램을 계획하고 있음.
- 한편, 아제르바이잔, 그루지아, 터키는 2008년 2월 그루지아를 경유하여 아제르바이잔과 터키를 연결하는 송전선을 건설하기로 합의함.
- 터키 전력 송배전 손실 및 절도 규모는 전력생산량의 14.6% 수준에 이르는 것으로 분석됨.
- 특히, 동부 지역의 경우, 전력 송배전 손실 및 절도 규모가 생산 전력의 최대 65%에 이르는 것으로 추정됨.

□ 터키 전력산업 정책

○ 터키는 2001년 3월 전력시장법(Electricity Market Law)을 시행하는 등

11) 터키가 발전소 완공이후 15년간 러시아에 지불하는 offtake price가 KWh당 0.1235달러로 결정되었으나 2010년 터키 전력도매시장 평균가격인 KWh당 0.09달러를 상회함.
 12) 아쿠유는 단층선 가까이 위치하고 있어 지질학적으로 불안정하다는 문제가 있으며 과거 이 지역에 플랜트를 건설하려던 계획은 1999년 발생한 대규모 지진으로 보류된 바 있음.



전력시장 자유화를 추진해 옴.

- 동법 시행으로 국영 터키발전·송전공사(Turkish Electricity Generation and Transmission Corporation: TEAS))는 발전회사(Turkish Electricity Generation Company: EUAS), 송전회사(Turkish Electricity Transmission Company: TEIAS), 전력거래계약회사(Electricity Trading and Contracting Company: TETAS)로 분리
- 최종적으로는 발전 및 전력거래 회사 민영화를 목표로 하며 송전 부문은 정부가 계속 운영할 예정임.
- 또한 전력부문과 천연가스 시장을 감독하는 전력시장규제위원회(Energy Market Regulation Board(EPDK))가 탄생하였으며 동 위원회는 전력요금 설정, 허가증 발급, 독점 방지 등을 관할하고 있음.
- EPDK는 2006년 8월, 터키 20개 지역 전력망의 민영화를 승인하였으며 새로운 전력요금 체계를 승인함. 이후 전력망과 발전소 민영화가 성공적으로 이루어짐.
- 터키는 2009년 ‘전력시장 및 공급안보 전략(Electricity Market and Security of Supply Strategy)’에서 재생에너지 발전에 대한 목표치를 설정함.
- 2023년까지 재생에너지의 전력공급 비중이 최소 30%에 이를 것으로 전망됨. 동 목표 달성을 위해 수력, 태양열, 풍력에 관심이 커지고 있음.
- 터키는 재생에너지시장 개발 등을 위해 2011년 1월 재생에너지법 개정을 최종 승인함.
- 새로운 발전차액지원제도¹³⁾에서는 풍력 및 수력 발전에 대해 KWh당 0.056유로, 지열에너지에 대해 0.081유로, 폐기물에너지 및 태양에너지에 대해서는 0.1유로 등의 가격을 보장함.
- 그러나, 유럽 국가 등에 비해 보장가격이 아주 낮은 수준이며 ‘허기된 에너지 생산자’에만 적용될 것으로 보여 관료주의적 장벽을 높여 민간 투자를 억제할 가능성이 있음.
- 터키의 평균 가정용 전기요금은 2010년 하반기 KWh당 0.1092유로로 중동부 유럽 여타 국가에 비해 낮은 수준이며 2011년 하반기에는 0.0920유로로 하락함.

13) 발전차액지원제도(Feed in Tariff; FIT): 재생에너지 투자경제성 확보를 위해 재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래 가격이 정부가 고시한 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래와의 차액(발전차액)을 지원해주는 제도를 말함. 발전차액 지원제도는 정부가 일정기간 동안 정해진 가격으로 전력을 매입하여 수익을 보장하기 때문에 투자의 안전성을 높이고 중·소규모의 발전이 가능하게 하는 역할을 함.



Ⅲ. 전망 및 시사점

□ 원유·가스 수요 증가 전망

- 원유 소비는 2012년 이후 연평균 3%씩 증가하여 2016년 원유 수요는 71.1만 배럴/일 이상이 될 것으로 예상되며 5.6만 배럴/일이 자국내에서 생산되는 반면, 65.5만 배럴/일은 수입으로 충당될 전망이다.

<표 5> 터키 연도별 원유 수급 현황 및 전망

단위: 천 b/d

	2012	2013	2014	2015	2016
소 비	618	637	684	697	711
생 산	62	62	61	59	56
수 입	556	575	623	638	655

자료: BMI.

- 가정용·산업용 가스 사용이 늘어나고, 가스화력 발전소 건설 등으로 가스 수요는 급증하여 2016년에 462.4억 m³에 이를 것으로 예상되며 거의 대부분이 수입될 것으로 전망됨.
- 국영 TPAO는 최근 흑해 탐사¹⁴⁾에 성공하였고 동사는 2015년 또는 2016년 상업생산을 목표로 하고 있다고 발표한 바 있음. 이에 따라 가스 수입이 일부 축소될 가능성도 있음.

<표 6> 터키 연도별 가스 수급 현황 및 전망

단위: 억 m³

	2012	2013	2014	2015	2016
소 비	406.6	415.5	426.9	452.5	462.4
생 산	10.0	12.0	20.0	20.0	18.0
수 입	396.6	403.5	406.9	432.5	444.4

자료: BMI.

14) ExxonMobil, Chevron, Petrobras 및 TPAO 간의 JV가 흑해 터키 영해에서 탐사를 진행하고 있음.



□ 중앙아시아·중동·유럽을 아우르는 가스관 등 에너지 수송 허브 추진

- 터키는 러시아, 카스피해 지역, 중동 지역 에너지를 자국을 경유해 유럽으로 수출하는 등 역내 중요 에너지 수송 허브가 되고 있음.
- 특히, 천연가스 매장량이 풍부한 카스피해·중동과 유럽의 사이에 위치함에 따라 천연가스 관련 전략적으로 중요한 역할을 보유하고 있음.
- 터키와 아제르바이잔은 2012년 6월 TANAP 사업에 대한 정부간 협정을 체결함. 터키는 동 프로젝트로부터 2016년 20억 m³의 가스를 도입하기 시작해 2018년 40억 m³, 2019년 60억 m³ 등으로 도입량을 점차 늘려나갈 계획임.
- 카스피해 가스를 유럽으로 수출하는 수송노선(Nabucco, South Stream, TANAP 등)간 경쟁이 보다 치열해질 것으로 전망되며, 터키는 아제르바이잔과의 합의를 통해 카스피해 가스의 대 유럽 수송노선 간 경쟁에서 주도권 장악을 시도할 것으로 예상됨.

<표 7> 터키 경유 주요 가스관

프로젝트명	연간수송규모 (bcm ¹⁵)	추정 사업비 (억 달러)	bcm당 가격 (백만 달러)
Nabucco West ¹⁶⁾	15~16	53	342
TAP ¹⁷⁾	10~20	20	200
SEEP ¹⁸⁾	10	20	200
South Stream	63	219	348
TANAP ¹⁹⁾	16~24	50~70	313

자료: BMI.

15) billion cubic meter

16) Nabucco 사업의 수정 프로젝트. 나부코 가스관은 아제르바이잔-터키 국경에서 터키를 통과하여 불가리아에서 오스트리아로 가스관을 연결하는 사업이나, 현재 사업 추진의 불확실성이 커지면서 나부코 사업 컨소시엄은 가스관 총 길이를 단축한 'Nabucco-West' 구간 건설을 제안

17) Trans Adriatic Pipeline은 Nabucco West보다 상업성이 나은 것으로 평가받고 있음. Nabucco West와 TAP는 Shah Deniz II를 주된 가스공급원으로 삼고 있는 바, Shah Deniz 컨소시엄이 2013년 중순경 Nabucco West와 TAP 중 최종 결정할 것으로 예상됨.

18) South East Europe Pipeline

19) Trans Anatolian Pipeline는 Nabucco West 또는 TAP와 연결 가능



□ 전력 생산 및 소비 지속 증가 전망

- 2012년 터키 전력생산은 7.7% 증가할 것으로 예상되며 향후 인구 증가, 정부의 에너지안보 강화 노력 등으로 인해 전력 생산 증가율은 2016년까지 연평균 6.8% 수준을 기록할 것으로 전망됨.
- 화력발전이 2012년 166.87TWh 수준에서 2016년 201.57TWh 수준으로 증가할 것으로 예상되는 등 화력발전이 전력생산의 주도적 역할을 할 것으로 예상됨.
- 기존 설비 및 진행중인 사업들을 감안하면 화력발전량은 2016년 총발전량의 64.8% 수준을 차지할 것으로 전망됨.²⁰⁾
- 2012년 터키 전력소비는 7.9% 증가할 것으로 예상되며 향후 인구증가, 낮은 1인당 전력소비 수준 및 소비 증가 가능성 등으로 인해 전력 소비 증가율은 2016년까지 연평균 6.9% 수준을 기록할 것으로 예상됨.

<표 8> 터키 전력 생산·소비 현황 및 전망

단위: TWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
전력생산	201.17	223.61	240.86	258.92	277.88	294.41	311.22
- 화력발전	146.05	163.89	166.87	176.78	188.79	192.51	201.57
· 석탄	51.42	53.54	55.46	59.05	61.06	61.74	64.15
· 천연가스	87.93	103.56	105.30	111.61	121.84	124.89	131.53
· 석유	6.70	6.79	6.11	6.13	5.90	5.87	5.90
- 수력발전	51.28	54.80	67.10	71.80	76.47	86.82	91.65
- 재생에너지	3.84	4.91	6.89	10.34	12.62	15.08	17.99
전력소비	172.05	190.57	205.62	220.87	236.93	250.89	266.45

자료: BMI.

20) 예정 사업 및 가스관 관련 터키의 전략적 위치 등을 감안하면 가스화력 발전이 2016년 발전비중 42.3%로 중심적 위치를 유지할 것으로 예상됨. 수력발전 및 여타 재생에너지 부문의 발전량은 서서히 증가할 것으로 전망됨.



□ 전력난 해소를 위한 전력생산능력 확대가 정부의 최우선 과제

- 인구 증가, 정부의 에너지안보 강화노력 등에 따라 **전력생산능력 확대는 터키 정부의 최우선 과제**²¹⁾로 터키 정부는 자국내 석탄, 석유, 천연가스 탐사 및 생산을 지원할 계획임.
- 터키는 2020년까지 약 1,200억 달러를 투자하여 에너지 분야 인프라 개선을 추진할 계획
- 터키의 수력발전 잠재력²²⁾은 연간 433TWh 수준으로 유럽 전체의 약 14%에 해당하는 수준임. 또한 터키 원전 프로그램은 한국, 중국, 일본, 캐나다 등 세계적 기업이 관심을 표명함.
- 한편, 터키는 전통적으로 전력요금을 규제하였으나 전력생산비 상승분의 원가 반영 등을 위해 2012년 3월 말과 10월 초 전력요금²³⁾을 각각 9.3%, 9.8%를 인상함.

<표 9> 터키 전력생산능력 현황 및 전망

단위: MW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
전 력 생 산 능 력	49,664	52,404	57,278	62,218	65,844	68,109	71,521
화 력	32,412	33,679	36,136	38,900	40,607	40,882	42,116
수 력	15,831	16,831	18,331	19,631	20,831	21,967	23,100
재 생 에 너 지	1,421	1,894	2,811	3,687	4,406	5,260	6,305

자료: BMI.

□ 전력부문 시장확대 가능성 높아 우리 기업의 진출 확대 필요

- 터키는 발전 연료를 주로 수입에 의존하나, 7천만 명이 넘는 인구를 바탕으로 전력시장 규모가 크고, 전력소비 성장잠재력이 높아 중동부 유럽의 전력시장에서 가장 유망한 것으로 평가됨²⁴⁾.

21) 터키 Erdogan 총리는 2011년 3월 말 터키 전력수요가 급격히 증가할 것으로 예상되며, 이러한 전력 수요를 충족하기 위해 발전량을 두 배로 확대할 필요가 있다고 언급함.

22) gross hydropower potential 기준임.

23) 가정용 전기요금 기준임.

24) BMI



- 터키 전력부문 시장확대 가능성이 높아 향후 우리 기업은 터키 발전산업에 진출을 확대할 필요가 있음.
- 특히 다수의 EU 국가들이 발전차액지원제도를 폐기한 상황에서 터키의 발전차액지원제도 도입으로 재생에너지 부문 진출도 고려할 필요

작성 : 국별조사실
선임조사역 김찬수 (3779-5703)
avik@koreaexim.go.kr