

개도국 지역이슈 리포트

【지역이슈분석 2014-13】

2014. 6. 12.

인도네시아 전력산업 현황과 전망


목 차

I. 전력수급 현황	1
II. 전력산업 관리 체계	4
III. 전력산업 인프라 현황	6
IV. 정부의 개발계획	8
V. 향후 전망	10

국별조사실

작 성: 책임조사역 임영석 (3779-5704)
yslim@koreaexim.go.kr
확 인: 실 장 김주영 (3779-5702)
jykim@koreaexim.go.kr

■ 본 자료는 「베트남·인도네시아 전력산업 현황과 전망」 책자(2014. 6. 11. 발간)
내용 중 일부를 발췌한 것입니다.

 한국수출입은행
해외경제연구소



■ 인도네시아는 우리나라의 주요 투자대상국이자 무역상대국으로, 경제 성장에 따른 전력수요 증가로 전력부문에 대한 투자가 활발히 추진되고 있어, 우리 기업의 전력시장 진출이 활발히 추진되는 국가 중 하나임. 이를 감안하여, 인도네시아의 전력수급 현황, 관리체계, 인프라 현황과 개발계획을 살펴보고 이를 바탕으로 향후 전망을 제시하고자 함.

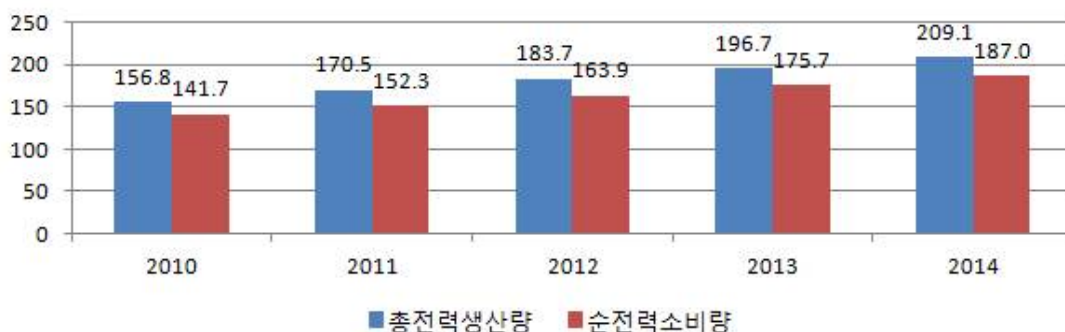
I. 전력수급 현황

□ 경제성장에 따른 민간부문 수요 확대로 최근 5년간 전력소비량이 급증

- 인도네시아의 순전력소비량¹⁾은 경제성장에 따른 구매력 증대, 열대성 기후로 인한 냉방시설 가동 확대, 외국인직접투자 유입에 따른 산업 성장 등에 힘입어 2010년 141.7TWh²⁾에서 2014년 187.0TWh로 증가하여 연평균 증가율이 7.2%을 기록할 것으로 전망됨.
- 다만, 2014년에는 주요 수출품인 원자재 가격 하향 안정세 유지, 외국인 자금 이탈 등에 따른 경제성장세 둔화, 2013년 단행된 전기요금 인상³⁾ 등의 영향으로 전력 소비량 증가율이 6.4%에 그칠 것으로 예상됨.

<그림 1> 연도별 인도네시아의 전력생산·소비량 현황

(단위: TWh)



자료: BMI, Indonesia Power Report Q2 2014.

1) 일반적으로 총전력소비량(Total Consumption of Electricity)은 ‘전력생산량+ 전력수입량-전력수출량’으로, 순전력소비량(Net Consumption of Electricity)은 ‘총전력소비량-송배전 과정에서 발생한 손실량-발전설비 가동에 사용된 전력량’으로 정의함.

2) 1TWh = 1조Wh

3) 인도네시아 정부는 반대여론을 의식하여 네 차례(1월, 4월, 7월, 10월)에 걸쳐 단계적으로 전기요금을 인상하여 전년 대비 전기요금을 15% 인상하는데 성공



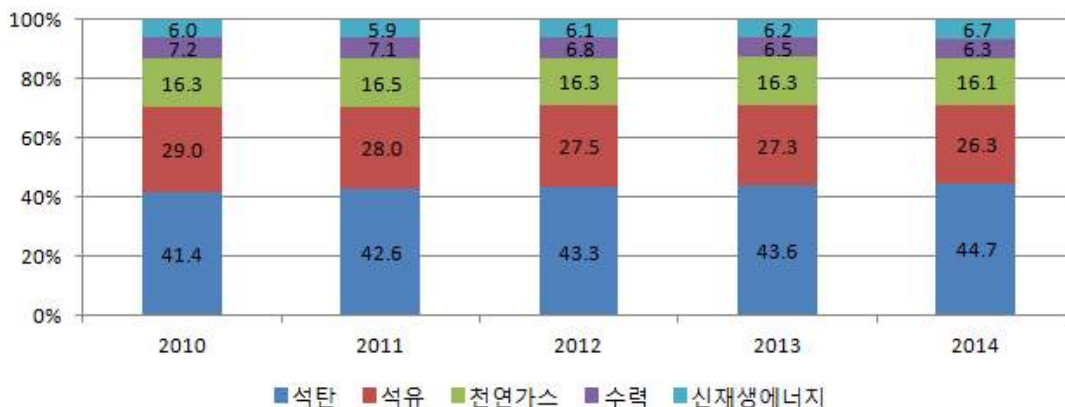
- 일인당 순전력소비량도 2010년 589kWh에서 연평균 5.9% 증가하여 2014년 740kWh에 달할 것으로 예상됨.
- 이는 중국 일인당 순전력소비량의 21% 수준으로, 인도, 필리핀보다는 높지만 태국, 베트남보다는 낮음.
- 2014년 기준, 개인가정은 전력소비량의 약 39%를 차지하고 있으며, 제조업 및 건설부문은 33% 가량을 소비하여 예년 수준을 유지할 것으로 보임.

□ 소비량 급증에 부응하여 화력발전 중심으로 전력생산량 증가

- 전력수요 급증을 감안한 발전설비용량 확대 노력으로 인도네시아의 총전력생산량은 2010년 156.8TWh에서 2014년 209.1TWh까지 상승하여 연평균 증가율이 7.5% 수준을 시현할 것으로 예상됨.
- 인도네시아는 석탄, 석유, 천연가스 등 화력발전 원료가 풍부하여 화력발전이 전력생산에서 차지하는 비중이 대체로 80%를 상회하였으며, 2005년 이후에는 동 비중이 86~7%를 기록하고 있음.
- 유가 상승에 따른 석유발전의 단가 상승으로 석탄발전량은 최근 5년간 연평균 9.5% 증가한 반면, 석유발전량의 연평균증가율은 4.8%에 그쳤음. 이에 따라 동 기간에 석탄발전량 비중은 3.3%p 증가하고 석유발전량 비중은 2.7%p 하락할 것으로 예상됨.
- 높은 수력발전 잠재력에도 불구하고 최근 가시적인 수력발전소 건설이 시행되지 않았음. 이에 따라 발전량의 최근 5년 연평균 증가율이 3.9%에 그치고 발전량 비중도 약 1%p 하락하였음.
- 지열발전, 태양광발전 활성화에 힘입어 신재생에너지 발전량은 최근 5년간 10.3% 증가하면서, 총전력생산량에서 차지하는 비중 역시 2010년 6.0%에서 2014년 6.7%까지 상승할 것으로 예상됨.



<그림 2> 연도별 인도네시아의 발전원별 전력생산 비중 현황



자료: BMI, Indonesia Power Report Q2 2014.

□ 군도(群島)국 특성상 전력보급률이 상대적으로 낮고 지역별 격차도 존재

- 국제에너지기구(IEA)에 따르면 2011년 기준 인도네시아의 전력보급률은 72.9%로 ASEAN 국가 중 7위에 해당되며, ASEAN 평균(77.6%)보다 낮음.
 - PLN⁴⁾에 따르면 인도네시아의 전력보급률은 2012년 76.2%, 2013년 80.4%로 상승하였으며, PLN은 2016년 전력보급률 목표를 85%로 설정하고 있음.
- 군도국이라는 지리적 특성, 송전 인프라 투자 부족 등으로 지역별 전력 보급률 차이가 큰 편임. IEA에 따르면 2011년 기준 도시지역의 전력 보급률은 85.1%이지만, 지방지역의 경우 60.4%에 그치고 있음.
 - 인구가 집중된 자바, 수마트라, 발리 지역에 발전설비 대부분이 배치⁵⁾되어 있으며, 송전망도 자바-발리 지역을 제외하면 심별로 송전망이 독립적으로 구축되어 있는 상태임.
 - PLN에 따르면 수마트라, 자바, 발리, 칼리만탄 등 서부 지역의 전력 보급률은 70%를 상회하지만, 동부에 있는 술라웨시, 뉴기니섬, 소순다 열도 지역 12개 주 중에서 8개 주의 경우에는 전력보급률이 70%에도 미치지 못하고 있음. 특히, 파푸아(Papua) 주의 경우에는 전력보급률이 약 34%로 매우 저조함.

4) 인도네시아의 국영전력공사로 정식명칭은 Perusahaan Listrik Negara PT (PERSERO). 자세한 사항은 II장 참조

5) 수마트라, 자바, 발리 이외 지역에서 운영 중인 PLN 자체 설치용량은 전체의 8%에 불과(2013년 기준)



II. 전력산업 관리 체계

□ 2009년 전력법 개정으로 전력산업이 민간에 개방

- 전력산업은 2009년 개정된 전력법(Electricity Law No. 30/2009) 및 관련 규정⁶⁾에 의해 규율되고 있는데, 동 법규에서는 발전과 송배전부문에 대한 민간사업자의 참여를 허용⁷⁾하고 있음.
- 민간 사업자는 IPP 또는 PPU⁸⁾ 형태로 10MW를 초과하는 발전소 건설 프로젝트에 참여할 수 있음.
 - 95%의 외국인 지분제한이 적용되어 나머지 5%의 지분은 인도네시아 법인/개인이 보유해야 했으나, 2014년 1월 인도네시아 정부가 동 제한을 폐지하였음.
 - 법적으로는 전력 판매처가 PLN으로 제한되지 않으나, 일반적으로 자체 소비량을 제외한 잉여 전력은 PLN에 판매되고 있음.
- 송배전부문도 민간 부문의 참여가 허용됨. 그러나 송배전 사업 수행에 있어 동 법규가 PLN에게 부여한 우선권, PLN이 보유한 기존 송배전 설비 등을 감안하면, 실질적으로는 민간 참여가 용이하지 않은 상황임.

□ 국영전력공사(PLN)가 전력인프라 구축, 운영, 유지관리 담당

- 인도네시아 정부 차원의 전력산업 관리는 에너지자원부(Ministry of Energy and Mineral Resources) 산하의 전력총국(Directorate General of Electricity)을 중심으로 이루어지고 있음.
- 전력총국은 전기 및 에너지 정책 수립 및 시행, 관련 기준 수립 및 관리 등의 업무를 수행하고 있으나, 실질적인 전력 인프라 구축, 운영 및 유지 관리는 국영전력회사인 PLN이 담당하고 있음.

6) 주요 관련 규정으로는 GR No.14/2012 on Electricity Business Provision, GR No.42/2012 on Cross Border Sale and Purchase, GR No.62/2012 on Electricity Support Business 등이 있음.

7) 인도네시아 정부는 1994년부터 발전부문을 민간발전사업자(Independent Power Producer, IPP)에게 개방하였으나, 송배전부문은 2009년 전력법 개정 이전까지 PLN의 독점적 지위를 인정

8) 민간전력회사(Private Power Utilities). IPP와 달리 자체 소비 또는 자체 고객(예. 공업지대)앞 전력 공급을 위해 발전과 함께 송배전 능력도 보유



- PLN은 1961년 설립되었으며 정부가 지분 100%를 보유하고 있음. 전력 산업 개방 이전에 발전, 송배전부문에서 독점적 지위를 누렸으며, 당시 구축한 인프라를 바탕으로 현재 산업 전반에 걸쳐 우월적인 영향력을 보유하고 있음.
- PLN은 2013년 기준 인도네시아 발전설비용량의 83.5%를 점유⁹⁾하고 있으며, 송배전의 경우에는 일부 PPU 담당 지역을 제외하면 사실상 PLN이 독점하고 있음.
- 또한, PLN은 정부의 감독 하에 11개의 자회사, 13개의 손자회사와 증손회사(2013년 현재)를 통해 발전, 송배전뿐만 아니라, 통신, 운송, 석탄 거래, 전력 관련 엔지니어링 및 건설, 금융 등 다양한 유관부문을 영위하고 있음.

□ 정부의 보조금 지급으로 전기요금은 발전단가보다 낮은 수준을 유지

- 인도네시아의 전기요금은 정부가 PLN이 제시하는 발전단가와 보조금 지급 예산 등을 감안하여 결정하는데, 정부는 전기요금을 발전단가보다 낮게 유지¹⁰⁾하기 위해 인도네시아 GDP의 1.1%에 해당되는 전기보조금을 지급하고 있음(2013년 기준).
- 공기업법(State-Owned Enterprises Law No. 19/2003)에 따라 인도네시아 정부는 PLN이 발전원가 이하의 전기요금으로 전력을 공급하는 것을 공공서비스(Public Service Obligation, PSO)로 간주하고 발전원가와 전기요금 차액을 보조금 형태로 보전하고 있음.
- 2013년 인도네시아 정부는 연료가격 상승에 따른 발전단가 상승과 재정적자 감축을 위한 보조금 지급 축소 필요성을 감안하여 전기요금을 단계적으로 15% 인상하였음.
- 2014년 예산에도 인도네시아 GDP의 0.8% 수준의 전기보조금이 배정되어 있어 전기요금 추가 인상이 필요하지만, 주요 선거가 실시되는 점을 감안하면 인상 가능성은 낮은 것으로 보임.

9) PLN의 자회사 및 임대발전소 포함

10) 2011년 기준 평균 발전단가는 0.12달러인 반면, 평균 전기요금은 0.08달러에 불과



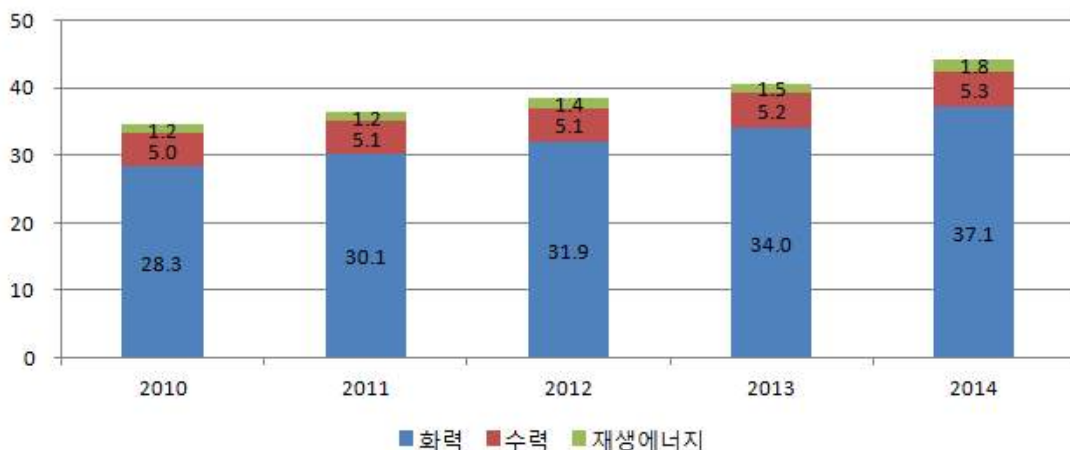
Ⅲ. 전력산업 인프라 현황

□ 인도네시아의 발전설비용량은 화력발전 중심으로 확대

- BMI에 따르면 2014년 인도네시아의 발전설비용량은 44,232 MW로 확대되어 2010년 34,517MW에서 연평균 6.4% 증가할 것으로 추정되고 있음.
- 2014년 화력발전 설비용량은 37,119MW에 달하여 총발전설비용량의 83.9%를 차지하고, 수력발전과 신재생에너지발전 설비용량은 각각 5,340MW, 1,773MW를 기록할 것으로 예상됨.
- 최근 5년간 발전단가¹¹⁾ 인하를 위해 석탄화력발전 중심으로 발전설비용량이 확충됨에 따라, 2010년 대비 화력발전 비중은 82.1%에서 83.9%로 증가한 반면, 수력발전 비중은 14.5%에서 12.1%로 하락할 것으로 보임.
- 인도네시아 정부의 신재생에너지 활용 확대 정책에 힘입어 지열발전 등 신재생에너지발전 설비용량은 최근 5년간 평균 10.5% 증가하면서 비중 역시 3.4%에서 4.0%로 증가할 전망이다.

<그림 3> 인도네시아의 발전설비용량 현황

(단위: GW)



자료: BMI, Indonesia Power Report Q2 2014.

11) PLN의 석유발전 단가는 천연가스의 약 3배, 석탄의 약 6배, 지열발전의 약 4배 수준(2013년 상반기 기준)



□ 중고압선 중심의 송배전망 확충으로 전력손실률은 10% 수준으로 하락

- 인도네시아의 송배전부문을 사실상 독점하고 있는 PLN은 지속적으로 송배전망을 확충하고 있으며 2013년 현재 운영중인 송배전망 길이는 각각 39,395km와 798,888km¹²⁾에 달하고 있음.
- PLN은 정부의 전력보급률 제고 추진, 전력수요 급증에 따른 발전설비 용량 및 발전량 증가에 대한 효과적인 대응 필요성 등을 감안하여 송배전망 확충에 적극적으로 나서고 있음. 또한, 송배전의 효율성 제고, 다양한 고객 수요 충족을 위해 중고압선 비중을 높이고 있음.
- 현재 자바와 발리는 하나의 송전망으로 연결되어 있으나, 다른 지역에서는 송전망이 각 섬별로 구축되어 있어 효율적 전력관리의 제약요인으로 작용하고 있으며, 인근 국가와의 전력망 연결을 통한 전력 수출입도 이루어지지 않고 있음.
- 전력손실률은 2000년대 초반 17~18%에 달하였으나 송배전부문에 대한 투자 확대 등에 힘입어 최근에는 약 10.7% 수준으로 하락(2013년 기준)하였음.

<표 1> 인도네시아의 송전망 현황¹³⁾
(단위: km)

구 분	2011년	2012년
25-30kV	12	8
70kV	4,457	4,228
150kV	26,171	27,780
275kV	1,028	1,028
500kv	5,052	5,052
계	36,720	38,096

자료: PLN, Annual Report 2012.

<표 2> 인도네시아의 배전망 현황¹³⁾
(단위: km)

구 분	2011년	2012년
6-7kV	58	55
10-12kV	242	243
15-20kV	288,419	312,752
저전압망	390,705	428,907
계	679,424	741,957

자료: PLN, Annual Report 2012.

12) 고·중전압망 329,409km, 저전압망 469,479km으로 구성

13) 2013년 PLN 연차보고서는 송배전망의 전압별 상세 분포에 대한 자료를 제공하지 않아 부득이하게 2011년과 2012년을 비교



IV. 정부의 개발계획

□ 전력수요 급증에 대비하여 2022년까지 발전설비용량 27GW 확대 추진

- 2006년 인도네시아 정부는 2009년까지 발전설비용량을 10GW 증가시킨다는 제1차 속성추진프로그램(Fast Track Program 1, FTP 1)을 발표함.
 - PLN이 발전소 건설 프로젝트의 주체가 되며, 화력발전의 석유 의존도 경감을 위해 다수의 석탄발전소 건설¹⁴⁾과 관련 송배전망 구축을 추진함.
 - PLN은 인도네시아 정부의 지급보증 하에서 재원을 조달하였는데, 사업 대부분을 중국 업체가 저가로 수주하면서 주로 중국 금융기관의 대출 자금이 투입됨.
 - 토지수용 난항, 입지 변경, 시공사의 역량 부족 등으로 인한 사업 지연으로 2013년말 기준 13기의 석탄발전소가 신규 운영되어 발전설비용량 증가분은 6,377MW에 그쳤으며 사업 완료는 2015년에 가능할 것으로 예상되고 있음. 또한, 중국 업체의 기술력 부족으로 완공된 발전소의 효율이 떨어지는 문제도 발생하고 있음.
- 인도네시아 정부는 2010년 발표한 제2차 속성추진프로그램(Fast Track Program 2, FTP 2)을 통해 발전설비용량 17GW 추가 확충을 추진¹⁵⁾중임.
 - FTP 1과 달리 민간 기업의 참여를 허용하여, PLN은 확충되는 발전설비용량의 32%만을 담당하고 나머지는 IPP의 참여에 맡기고 있음.
 - 또한, FTP 1은 석탄화력발전만으로 구성되었으나, FTP 2에는 지열(28%), 수력발전(10%) 등 신재생에너지 활용 비중을 높였으며 가스발전도 2%를 차지하여 발전원 다변화를 꾀하고 있음.
 - PLN은 토지사용 허가 및 수용 지연, 인허가 지연, 자원조달의 어려움, 지열발전 잠재력 오측정 등을 FTP 2 적기 시행의 제약요인으로 지목함.

14) 당초 목표는 35기였으나, 2009년 Riau 지역에 2기의 발전소 건설 프로젝트가 추가되어 37기 발전소 건설이 추진되었음. 하지만 2013년 PLN 연차보고서에 따르면, 이 중 2개 프로젝트가 취소되어 발전소 35기, 9,975MW의 발전설비용량이 추가될 예정

15) PLN의 2013-2022 전력공급사업계획(RUPTL 2013-2022)에 따라 발전설비 확충 목표가 당초 10,000MW에서 2013년 17,918MW로 확대



□ 신재생에너지와 원자력 발전 확대 계획 추진중

- 인도네시아는 지열, 수력, 태양광, 태양열, 바이오매스 등 신재생에너지를 활용한 전력생산 잠재력이 높은 것으로 평가되고 있으나, 수력을 제외하면 전력생산시 활용도는 5%에도 미치지 못하고 있음.
- 인도네시아 정부는 발전차액지원제도(Feed-in Tariff) 운영¹⁶⁾, 세제혜택 부여, 보증 제공을 통한 재원조달 지원 등을 통해 신재생에너지 발전 설비용량 확대를 유도하고 있음.
- 신재생에너지 발전소 확대는 인도네시아 정부의 신재생에너지 활용 비중 확대(목표: 2025년까지 25% 달성), 국가전력망 연결이 어려운 오지 주민에 대한 전력공급, 탄소배출량 감축 등의 정책 과제와 맞물려 있어 향후 지속적으로 추진될 가능성이 높음.

<표 3> 인도네시아의 신재생에너지별 잠재력과 설치용량

구 분	잠재력(A)	설치용량(B)	활용비율(A/B)
지 열	29,164MW	1,341MW	4.6%
수 력	75,670MW	6,654MW	8.8%
바이오매스	49,810MW	1,644MW	3.3%
태양광 · 태양열	4,80kWh/m ² /일	22MW	-

자료: PwC, *Power in Indonesia - Investment and Taxation Guide*, 2013.4. 및 Directorate General of Electricity, "*Grid Small Hydro Power Development In Indonesia*", APEC Small Hydro and Renewable Grid Integration Workshop, 2013.

- 인도네시아 정부는 전력 부족사태 해결을 위해 원전 도입을 적극 검토하고 있음. 그러나 일본 후쿠시마 사태 이후 인도네시아가 환태평양 지진대에 위치하고 있어 화산폭발, 지진, 쓰나미 등 자연재해에 취약하다는 점에 대한 국내외 우려의 목소리도 높아지고 있음.
- 인도네시아는 3기의 실험용원자로를 보유하고 있으며, 칼리만탄섬에 우라늄이 매장되어 있어 원자재 수급에는 큰 지장이 없음. 한편, 인도네시아 정부는 원전 부지선정 관련 타당성조사도 수행한 것으로 알려짐.

16) 발전방식, 발전소 소재지, 송전망 연결 전압 등에 따라 전력 구입가격을 차등 적용



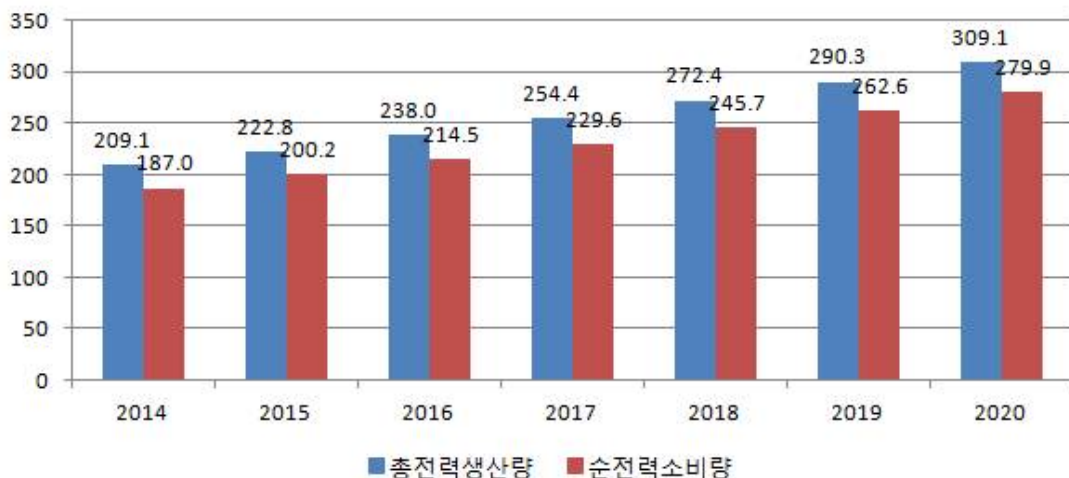
V. 향후 전망

□ 경제성장, 산업고도화 등으로 전력소비량은 연평균 7.0% 증가 전망

- 인도네시아의 순전력소비량은 경제성장과 산업구조 고도화, 전력보급률 확대에 힘입어 2020년까지 연평균 7.0% 성장하여 279.9 TWh에 달할 것으로 전망됨.
- 1인당 순전력사용량도 2020년 1,039kWh 수준으로 높아질 것으로 예상됨.

<그림 4> 연도별 인도네시아의 전력생산·소비량 전망

(단위: TWh)



자료: BMI, Indonesia Power Report Q2 2014.

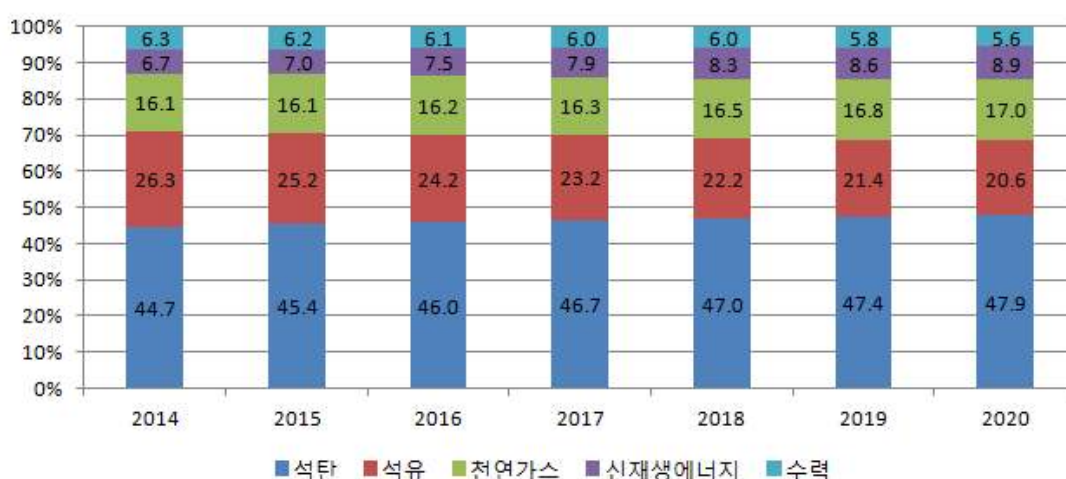
□ 석탄, 신재생에너지 중심으로 전력생산량은 연평균 6.7% 증가 예상

- 총전력생산량도 소비량 증가에 대응하기 위한 발전설비 확충에 힘입어 2020년 309.1TWh 수준으로 상승할 것으로 예상됨.
- 계속되는 발전설비 확충 지연 등으로 인해 연평균 총전력생산량 증가율이 6.7%로 순전력소비량 증가율에는 미치지 못함에 따라 2020년 2.3TWh 규모의 전력을 말레이시아로부터의 수입할 것으로 보임.



- 제2차 속성추진프로그램 등 신재생에너지 잠재력 활용, 발전원가 절감 등을 위한 신재생에너지발전 확대 및 석유화력발전 축소 정책에 따라 2020년 석유발전과 신재생에너지(수력 제외) 비중은 각각 20.6%, 8.9%를 기록할 것으로 예상됨.
- 다만, 석탄발전과 가스발전 비중이 확대됨에 따라 화력발전 비중은 86% 수준을 유지할 전망이다.

<그림 5> 연도별 인도네시아의 발전원별 전력생산 비중 전망



자료: BMI, Indonesia Power Report Q2 2014.

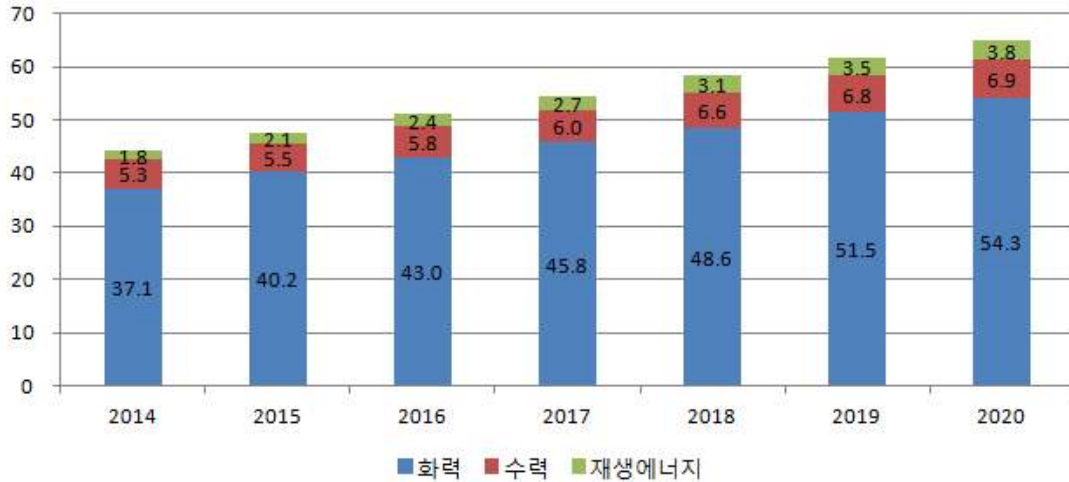
□ 화력발전의 절대적 지위 유지 속에 신재생에너지 발전설비용량 소폭 확대

- BMI에 따르면 인도네시아의 순발전용량은 2020년 65,039MW에 달하여 2014년 44,232MW 대비 약 21GW 증가할 것으로 전망됨.
- 신재생에너지 비중을 크게 높인 제2차 속성추진프로그램 추진으로 신재생에너지 발전설비용량이 2020년까지 연평균 12% 가량 증가하면서 비중 역시 2014년 대비 1.9%p 증가한 5.9%에 달할 것으로 전망되며, 화력발전 설비용량 비중은 83.5%로 종전 수준을 유지할 것으로 전망됨.
- 반면, 수력발전 설비용량은 2020년까지 연평균 4.8% 증가하면서 비중이 2014년 12.1%에서 2020년 10.7%로 하락할 것으로 예상됨.



<그림 6> 인도네시아의 발전설비용량 전망

(단위: GW)



자료: BMI, Indonesia Power Report Q2 2014.

- 한편, PLN은 2013-2022 전력공급사업계획(RUPTL 2013- 2022)에서 2022년까지 발전설비용량 확충을 위해 913억 달러의 투자가 필요한 것으로 분석함.
- PLN 자체 투자액은 372억 달러로 필요 투자액의 40.7%에 불과하며, IPP 투자액은 541억 달러로 설정하였음.
- PLN 자체 투자액을 지역별로 살펴보면, 자바-발리 지역에 56.2%를 할당하였으며, 수마트라와 나머지 동부 인도네시아 지역에는 각각 19.4%와 24.4%를 배정하였음.

□ 송배전망 확충과 함께 역내 전력망 연결을 위한 대형 프로젝트도 추진

- 송전부문에서는 고전압 송전망 확충, 송전망 연결체계 강화 등을 추진하고, 이용자수 증가에 발맞추어 배전망도 지속적으로 확대할 계획임.
- 전력 공급의 안정성과 효율성 제고를 위해 수마트라와 자바-발리 전력망에는 250 또는 500kV급 송전망 구축사업이, 칼리만탄과 술라웨시에서는 전력망 연결체계 강화사업이 추진될 예정임.



- 배전망 확충은 공급전압 개선, 손실 최소화, 노후 배전망 보수 등에 중점을 두고 추진될 예정임.
- PLN은 2013년부터 10년간 송배전부문에 339억 달러의 투자가 필요한 것으로 평가하고 있음.
- 송전부문의 경우에는 수마트라-자바 송전망 연결사업, 말레이시아와의 전력망 연결 사업 등 대형 프로젝트가 추진될 것으로 예상되는 2018년 까지 174억 달러의 투자가 필요한 것으로 분석되었음.
- PLN은 배전부문의 투자 수요는 매년 14~15억 달러 수준에서 유지될 것으로 판단하고 있음.
- PLN은 Bogor(서자바주)와 Bangko(남수마트라주) 사이에 500kV 직류 선로를 설치하여 수마트라와 자바-발리 송전망을 연결하는 프로젝트¹⁷⁾를 추진하고 있음.
- 현재 진행 중인 입찰에서 지멘스, 히타치, 도시바, ABB-마루베니 컨소시엄, 알스톰-WIKA¹⁸⁾ 컨소시엄이 입찰자격심사(Pre-Qualification)를 통과¹⁹⁾하였음.
- 소요예산(약 22억 달러 추정) 중 JICA가 409억 엔(약 4억 달러)를 지원²⁰⁾하여 다수의 일본 전문가가 프로젝트 시행에 참여하고 있음. 그러나 PLN이 JICA 지원분을 제외한 사업비 조달에 어려움을 겪으면서 완공 목표가 당초 2016년에서 2018년으로 지연된 것으로 보도됨²¹⁾.
- 인도네시아는 수마트라와 칼리만탄의 전력망을 말레이시아와 연결하는 방안을 추진하고 있음.

17) 총사업구간은 약 700km(40km 가량의 해저 케이블 설치구간 포함)

18) 인도네시아 국영 건설사

19) The Jakarta Post, "Foreign giants bid on Rp 20t power grid", 2013.4.8.

20) JICA의 지원조건은 다음과 같음.

구 분	대출한도 (백만 엔)	만기 (년)	거치기간 (년)	연이자율 (%)
엔지니어링(상세설계, 입찰지원, 감리 등)	3,886	30	10	0.01
사업 시공	36,994	30	10	1.4

21) Bisnis, "Project of Sumatra-Java Undersea Electric Cable Completed in 2018", 2013.12.19



- 인도네시아는 말레이시아의 사라왁(Sarawak) 수력발전소에서 생산되는 전력 수입을 위해 서칼리만탄주까지 122km에 걸쳐 275kV급 송전망을 건설하고 있는데, ADB와 AfD²²⁾가 각각 49.5백만 달러를 지원²³⁾하였음.
- PLN과 말레이시아 전력공사(TNB)는 2009년 10월 수마트라와 말레이시아 반도를 연결하는 250kV급 송전망 구축사업 추진에 합의하였으나, 구체적인 추진 계획은 아직 발표되지 않은 상황임.

문의 : 해외경제연구소 국별조사실
책임조사역 임영석 (3779-5704)
yslim@koreaexim.go.kr

22) Agence Française de Développement. 프랑스의 원조기구.

23) Power Insider, "A.D.B. Funds Hydropower Transmission Line Between Indonesia and Malaysia", 2013.9.2.