

인도네시아 전력 투자 및 법령 가이드



*Korean translation
supported by:*



주인도네시아
대사관

Cover photo courtesy of: PT Bukit Asam (Persero) Tbk

This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

The Korean translation of the original PwC Indonesia publication, 4th edition of Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide, is supported by the Embassy of the Republic of Korea. While every care has been taken in translating the original publication, no guarantee is given as to the correctness of the information it contains and no liability is accepted for any statement or opinion, or for any error or omission in it. In specific circumstances, professional advice should be sought. In the event where the wording creates confusion, the reader should refer to the original publication.

동 책자는 일반적인 정보의 제공만을 목적으로 하며, 전문적인 자문을 목적으로 사용될 수 없습니다.

동 책자는 PwC Indonesia의 Power Guide : Investment and Taxation Guide(4판)의 국문 번역본으로 한국대사관과 공동으로 출간하였습니다. 동 책자의 번역에 많은 노력을 기울였음에도 불구하고, 번역 과정에서 발생할 수 있는 해석상의 이견이나 오류에 대하여는 책임을 지지 아니하며, 전문가의 자문을 받으시길 권고드립니다. 또한, 내용 및 해석에 대한 불명확한 사항이 있는 경우에는 영문 원본 책자를 참고하시길 바랍니다.

Regulatory information current to 9 September 2016.

발간사

최근 몇 년 동안 인도네시아는 전력 및 인프라의 개발에 많은 노력을 쏟고 있으며, 한국의 에너지 관련 기업도 이에 발맞추어 많은 사업기회를 위하여 노력을 하고 있습니다. 그럼에도 불구하고 글로벌 경기침체와 원유가격 하락 등의 이유로 작년까지 많은 한국 기업이 어려움을 겪었습니다.

하지만 올해에는 인도네시아 정부의 35 GW 개발 프로그램과 관련 인프라 스트럭쳐의 개발이 가속화 될 것으로 예상되며, 글로벌 자원가격도 서서히 상승할 것으로 보입니다. 이에 한국의 많은 자원관련 기업도 철저한 준비와 대비를 통하여 증가하는 경쟁속에서도 돋보이는 발군의 성과를 내기를 기원합니다.

올해로 6번째를 맞이하는 '에너지/자원 개발 정책 및 투자 환경 세미나'를 기념하여 주 인도네시아 한국대사관과 PwC Indonesia 공동으로 '인도네시아 전력 투자 및 법령 가이드' 책자를 발간하게 되어 더욱 뜻깊은 세미나가 될 것으로 생각됩니다. 이 책자가 인도네시아 진출한 한국의 에너지 기업과 신규로 진출하고자 하는 기업에도 많은 도움이 되었으면 하는 바람입니다.

이 책자가 발간될 수 있도록 기획하고 감수한 대사관의 송요한 상무관과 방대한 자료를 번역하고 정리해서 원고를 작성하는데 수고를 아끼지 않은 PwC의 정태훈 회계사와 남승수 회계사에게 감사를 드립니다.

2017년 2월

주 인도네시아 대한민국 대사

조태영

Foreword from PwC Indonesia

머리말

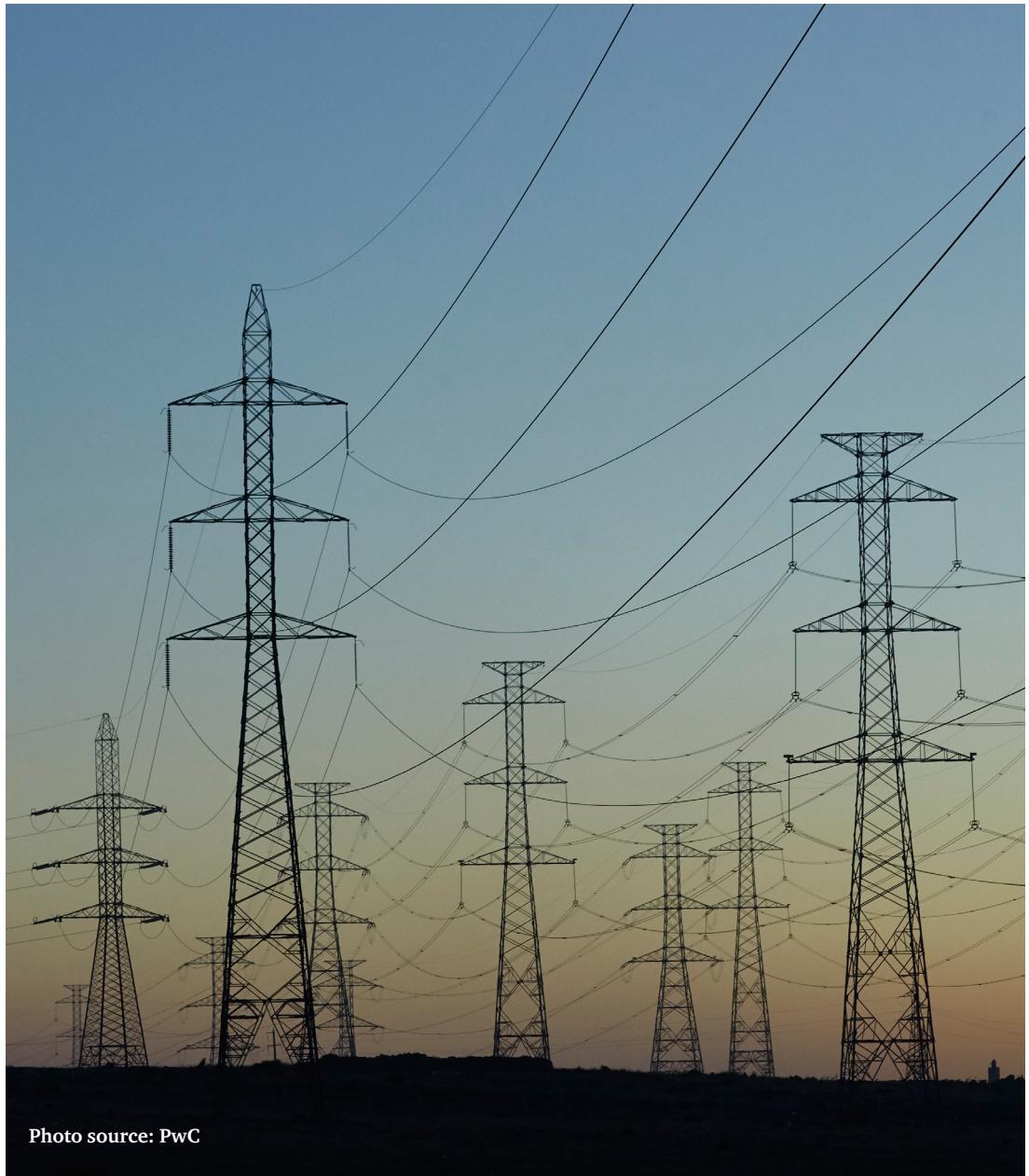


Photo source: PwC

Welcome to the Fourth edition of the PwC Indonesia “Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide”.

This publication has been written as a general investment and taxation guide for all stakeholders and those interested in the power sector in Indonesia. We have therefore endeavoured to create a publication which can be of use to existing investors, potential investors, and others who might have a more casual interest in the status of this economically critical sector in Indonesia.

We have updated and expanded this year’s version to include more detail on Government’s plans and a more detail discussion of trends in the conventional and renewable energy sectors.

As outlined in the table of contents page, this publication is broken down into chapters which cover the following broad topics:

- An overview of Indonesia’s Power Sector;
- An overview of the legal and regulatory framework;
- A detailed look at IPP investment;
- The use of conventional energy sources;
- A dedicated section on the use of renewable energy;
- An outline of key tax issues; and
- An outline of key accounting issues.

As many readers may be aware, Indonesia’s power generation infrastructure will need substantial investment if it is not to inhibit Indonesia’s economic growth. Generation capacity, currently at around 55.5 GW, is struggling to keep up with the electricity demand from Indonesia’s growing middle class population and its manufacturing sector. This issue is a key priority of the Government led by President Joko “Jokowi” Widodo. In late 2014, President Widodo outlined an ambitious plans for infrastructure development generally and power generation in particular, by announcing the goal of adding 35 GW of capacity over the next five years.

In early 2016, by way of Presidential Regulation No. 4/2016 (PR No. 4/2016) on the Acceleration of Power Infrastructure Development, President Widodo has reiterated a commitment to the 35 GW program by seeking to address the various issues affecting power project development in Indonesia. Amongst other measures, PR No. 4/2016, provides for a Government guarantee for the development of power projects by PLN and those projects developed by PLN in cooperation with Independent Power Producers (IPPs) or their subsidiaries, as well as addressing licensing, land acquisition and various other issues. Nevertheless, realising the ambitious goal of the 35 GW program will still require massive new investment in power generation capacity using both fossil fuel feedstock and renewable energy as well as transmission and distribution infrastructure.

In June 2016, the Minister of Energy and Mineral Resources had just issued the much anticipated 2016 – 2025 Electricity Supply Business Plan (*Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik* – the “2016 RUPTL”) which in previous years was usually issued in January/February. The 2016 RUPTL aims to achieve an electrification ratio of 99.7% by 2025. To achieve this level of electrification, PLN and IPPs may need to construct at least 80.5GW of power plants by 2025 with 18.2 GW of plants planned to be constructed by PLN and 45.7 GW by IPPs (16.6 GW is

currently not yet allocated between PLN and IPPs). To build this level of new capacity, PLN and IPPs will need to invest at least US\$31.9 billion and US\$78.2 billion, respectively. As such, for the next ten years, the private sector will play a greater role than ever before in the Indonesian power sector.

The 2016 RUPTL also focuses on achieving the target 23% renewables share in the energy mix, as dictated by the 2014 National Energy Policy. Given the current low level of power generation from renewables, achieving the targeted 23% share of the energy mix from renewables by 2025 means that renewable power generation should represent at least 25% of the power generation mix by 2025. As such, an increasing role for renewable energy sources in the Indonesian power sector is also envisaged.

To help encourage private investment in power generation capacity the Government has, since 2014, increased the feed-in-tariffs that PLN must pay to IPPs from a variety of feedstocks, in particular for renewable energy power generation, and sought to mitigate land acquisition and other issues. While the focus continues to be on large scale coal-fired power projects, including mine-mouth coal-fired power projects, there are also opportunities for private investment in gas and renewable energy projects. It is also hoped that the latest geothermal law will breathe life back into geothermal energy investments. Smaller-scale hydro, solar, wind and biomass projects are also attracting local and foreign investor interest.

Our view on the effectiveness of the policies continues to be optimistic, with the case for investment in power generating capacity being compelling. In an increasingly energy-hungry world with an epicentre of growth focused on Asia, Indonesia should be an important focus of any power investor's attention. Understanding the development of the regulatory and investment issues affecting Indonesia's power landscape is therefore of vital importance.

It is hoped that this guide will provide readers with some of the information necessary to better understand these dynamics.

This guide is not intended to be a comprehensive study on all aspects of the power industry in Indonesia but rather a general guide to certain key considerations related to investment and taxation in the sector. Readers should note that this publication is largely current as at 9 September 2016. Whilst every effort has been made to ensure that all information was accurate at the time of printing, many of the topics discussed are subject to interpretation and continuously changing regulations. In addition, some Government's plans/programmes are sometimes inconsistent with each other. As such, this guide should not be used as a substitute for up-to-date professional advice. Please contact your usual PwC contact, or any of the specialists listed on page 165 for further information.

I would also like to thank the Embassy of the Republic of Korea for their assistance in translating our publication to Korean. We hope that our collaboration will continue in future and it will strengthen the relationship between the Embassy, Korean investors and PwC Indonesia.

We hope that you find this publication of interest and wish all readers success with their endeavours in the Indonesian power sector.

'인도네시아 전력 투자 및 법령가이드'의 국문본을 발간하게 되어 뜻깊게 생각합니다.

동 책자는 인도네시아의 전력 분야에 관심이 있는 모든 분들을 위하여 투자, 세무 및 법령의 일반적인 사항을 다루고 있습니다. 저희는 동 책자가 전력분야의 기존 투자자와 잠재적인 투자자에게 활용될 수 있도록 하기 위하여 노력하였으며, 또한 전력분야가 인도네시아에서 중요한 만큼 경제적으로 관심이 있는 기타 이해관계자도 쉽게 이용할 수 있도록 노력하였습니다.

저희는 최근의 정부의 정책과 전통적인 에너지와 신재생에너지 분야의 추세에 대한 보다 자세한 사항을 동 책자에 포함하였습니다.

목차에서 설명하는 바와 같이, 책자의 구성을 개략적으로 설명하면 다음과 같습니다.

- 인도네시아 전력 분야의 개요
- 법률 및 규정 체계의 개요
- IPP투자에 대한 이해
- 전통적 에너지원의 사용
- 재생에너지의 사용에 대한 이해
- 관련 세법 및 이슈에 대한 사항
- 관련 회계기준 및 이슈에 대한 사항

많은 독자들이 이미 알고 있는 바와 같이, 인도네시아의 경제 성장을 위해서는 발전 인프라스트럭처에 대한 투자가 필요합니다. 현재 보유하고 있는 전력발전 용량(약 55.5 GW)으로는 증가하는 중산층의 전력수요 및 제조업 분야의 수요를 충족시키기 어렵습니다. 이러한 문제는 조코위 대통령 및 정부의 최우선 해결과제입니다. 2014년 말에 조코위 대통령은 앞으로 5년 동안 35 GW의 발전용량을 추가하는 대대적인 개발 계획을 발표하였습니다.

2016년 초에 조코위 대통령은 인도네시아 전력 프로젝트에 영향을 미치는 많은 이슈들을 해결하고 35 GW 프로그램을 계획대로 실행하기 위하여 전력 인프라스트럭처의 가속화에 대한 대통령령 No. 4/2016(PR No.4/2016)을 발표하였습니다. PR No. 4/2016는 특히 PLN 및 그 자회사와 IPP가 협력하여 개발하는 전력 프로젝트에 대하여 정부보증을 제공하는 것을 명시하고 있으며, 라이센싱, 토지취득 등과 같은 다양한 이슈들을 다루고 있습니다. 그럼에도 불구하고, 35 GW 프로그램의 성공을 위하여는 전력분야에 아직도 많은 대규모 신규 투자가 필요하며, 화석연료 기반의 발전과 재생에너지 기반의 발전 및 송전과 배전의 인프라에 모두 투자가 이루어져야 합니다.

에너지 광물 자원부(MoEMR)는 2016년 6월에 2016년 - 2025년의 전력공급 사업계획(2016 RUPTL)을 발표하였습니다. 2016 RUPTL은 2025년까지 전력보급율을 99.7%까지 올리는 것을 목표로 하고 있습니다. 동 전력보급율 목표를 달성하기 위하여는 PLN과 IPP는 2025년까지 80.5 GW의 신규 발전소를 건설하여야 하며, 현재 PLN에 18.2 GW 및 IPP에 45.7 GW가 배정되었으며 16.6 GW는 아직까지 배정이 되지 아니하였습니다. 이러한 신규 발전 용량의 개발을 위하여 PLN과 IPP는 각각 319억달러 및 782억달러의 투자가 필요할 것으로 예상됩니다. 이러한 관점에서 인도네시아 전력분야에 있어 향후 10년간은 민간부문의 역할이 보다 중요해질 것입니다.

또한, 2016 RUPTL은 2014 국가 에너지 정책에 따라 재생에너지를 이용한 발전 비중을 23%까지 증가시킬 계획입니다. 현재의 낮은 수준의 재생에너지를 이용한 발전을 고려할 때 2025년까지 목표를 달성하기 위해서는 2025년까지 신규 발전 프로젝트의 약 25%가 재생에너지를 기반으로 하여야 합니다. 이러한 관점에서 인도네시아의 발전 분야에 있어 재생에너지에 대한 투자는 긍정적으로 볼 수 있습니다.

인도네시아 정부는 전력 분야에 민간 투자를 장려하기 위하여 2014년부터 feed-in-tariff의 지속적인 인상을 통하여 PLN이 IPP로부터 높은 금액으로 전력을 매입하도록 하고 있으며, 특히 재생에너지 발전에 이를 적용하고 있습니다. 또한, 토지 취득과 기타 이슈의 해결에도 노력을 하고 있습니다. 한편으로는 mine-mouth 석탄-화력 프로젝트를 포함하여 대규모 석탄-화력 발전 프로젝트 개발에 중점을 두고 있으며, 또한 가스 및 재생에너지 프로젝트에도 많은 투자 기회가 있습니다. 또한 신규 지열법이 지열 발전소 프로젝트에 다시 관심을 가지게 될 계기가 될 것입니다. 소수력, 태양광, 풍력 바이오매스 프로젝트도 내국 및 외국 투자자들로 부터 많은 관심을 받고 있습니다.

저희는 전력 발전에 대한 투자가 지속됨에 따라 정책의 효과성과 관련하여 긍정적으로 보고 있습니다. 아시아를 중심으로 한 성장에 있어 에너지 부족으로 인하여 인도네시아는 모든 전력 투자자에게 많은 관심을 받는 국가 중에 하나입니다. 규정의 개발과 인도네시아 전력분야에 영향을 미치는 투자 이슈에 대한 이해는 필요적인 요소로 볼 수 있습니다.

저희는 동 책자를 통하여 독자들이 급변하는 인도네시아 투자환경에 대해서 조금이나마 이해하는데 도움이 되길 바랍니다.

동 책자는 인도네시아 전력산업의 모든 분야에 대한 포괄적인 연구가 아니며, 투자, 세무 및 법령에 대한 일반적인 가이드북입니다. 또한 동 책자에서 다루고 있는 내용은 2016년 9월 9일 기준으로 업데이트 되었습니다. 책자가 출간되는 시점까지 책자에 수록된 모든 정보가 정확하도록 노력하였음에도, 독자들이 뒤에서 다루고 있는 많은 주제들이 지속적으로 해석이 나오며 규정이 변화하고 있다는 점을 주지하시길 바랍니다. 이러한 관점에서 동 책자는 전문적인 자문을 목적으로 사용될 수 없습니다. 동 책자에서 다른 사항에 대하여 문의 사항이 있으시면 책의 마지막에 수록한 연락처를 통하여 문의하시길 바랍니다.

동 책자의 발간 및 번역에 도움을 주신 주 인도네시아 한국대사관 (한국대사관)에 깊은 감사를 드립니다. 또한, 저희는 한국대사관과 및 한국 투자자들과 지속적으로 좋은 협력관계를 유지해 나가길 기원합니다.

저희는 독자들이 동 책자를 통하여 유용한 정보를 얻고, 또한 모든 독자들이 인도네시아의 발전 분야에서 성공을 이룰 수 있기를 바랍니다.

Sincerely,



Sacha Winzenried
Lead Advisor - Energy, Utilities & Mining
PwC Indonesia



Photo source: PwC

Contents

용어 해설	i
1. 인도네시아 전력 부문의 개요	1
1.1 인도네시아 전력 수요와 공급	2
1.2 전력 발전 원료	6
1.3 전력 요금	10
1.4 송전 및 배전	11
1.5 발전 분야의 정부의 전략, 정책 및 계획	13
1.6 인도네시아 발전 분야의 개발 연혁	15
1.7 관련 정부 기관 및 기타 기관	17
2. 법률 및 규정 체계	23
2.1 개요	24
2.2 2009 전력법	24
2.2.1 국가 전력 계획(RUKN) 및 전력공급 사업계획(RUPTL)	24
2.2.2 전력사업	25
2.2.3 내국 재화 및 서비스	28
2.2.4 전력공급 사업허가 IUPTL	31
2.2.5 전력의 국외 판매 및 국외 구입	31
2.3 대통령령(PR) No. 4/2016	33
2.3.1 정부 보증	33
2.3.2 신재생에너지 프로젝트	33
2.3.3 내국 재화 및 서비스	34
2.3.4 토지의 취득	34
2.3.5 라이센싱의 완화	35
2.3.6 공간 계획 (Tata Ruang)	36
2.4 기타 관련 법령 및 규정	37
2.4.1 투자법	37
2.4.2 외국인 투자 지분제한 규정	37
2.4.3 2009 환경법	38
2.4.4 토지취득법	38
2.4.5 중앙은행의 루피아 의무 사용 규정	39
2.4.6 외화 거래에 대한 중앙 은행 규정	40
2.4.7 외화 차입금에 대한 중앙은행 보고 규정	40

3. 인도네시아 내 IPP 투자	41
3.1 인도네시아 IPP의 연혁 및 PPP체계	42
3.2 IPP generations	42
3.2.1 1세대 (1991년부터 아시아 금융위기까지)	42
3.2.2 2세대 (아시아 금융위기 이후부터 2008년까지)	42
3.2.3 3세대 (2010년 이후)	43
3.2.4 IPP 투자 체계 요약	45
3.3 IPP를 위한 자금조달 지원	47
3.3.1 The Indonesia Infrastructure Guarantee Fund (IIGF) – for PPPs	47
3.3.2 Viability Gap Fund – for PPPs	48
3.3.3 Business Viability Guarantee Letter – for FTP II IPPs	49
3.3.4 The Infrastructure Financing Fund	49
3.4 조달(입찰)절차	49
3.5 프로젝트 파이낸스	55
3.6 주요 프로젝트 계약	56
3.6.1 주요 프로젝트 계약	57
3.7 IPP의 기회와 도전	58
3.7.1 2016 RUPTL – 민간 부문의 역할의 증대	58
3.7.2 35 GW 전력개발 프로젝트	59
3.7.3 PPPs	61
3.7.4 기타과제	64
4. Conventional Energy	65
4.1 소개	66
4.2 가스	66
4.2.1 인도네시아의 가스 매장량, 소비 및 생산	66
4.2.2 가격과 규정	70
4.2.3 현재 설치된 가스 화력 발전소 용량과 정부의 계획	72
4.2.4 기회	73
4.2.5 과제	74
4.3 석탄	75
4.3.1 인도네시아의 석탄 매장량, 소비 및 생산	75
4.3.2 가격 및 규정	79
4.3.3 현재 설치된 석탄-화력 발전소 용량과 정부 정책	81
4.3.4 기회	81
4.3.5 과제	84
4.4 석유	84

5. 재생에너지	87
5.1 재생에너지의 개요	88
5.2 지열에너지	89
5.2.1 2014 지열법	94
5.2.2 인도네시아 지열 산업 개발의 과제	95
5.3 수력발전	97
5.3.1 대규모 수력발전	99
5.3.2 소규모 수력발전	100
5.4 바이오에너지	103
5.5 태양에너지	108
5.5.1 기존의 on-grid 조달	111
5.5.2 신규 on-grid 조달	112
5.6 풍력에너지	114
5.7 해양에너지	117
6. 관련 세법	119
6.1 개요	120
6.2 인도네시아 세법	120
6.2.1 소득세	120
6.2.2 원천징수세	123
6.2.3 자본이득세	123
6.2.4 부가가치세	124
6.2.5 개인 소득세	124
6.2.6 수입세	125
6.2.7 지방세	127
6.2.8 인지세	129
6.3 발전분야에 있어 세무상 이슈	129
6.3.1 소득세	129
6.3.2 VAT	130
6.4 재생에너지 발전에 대한 세무 이슈	130
6.4.1 지열관련 정부 수입과 세금	130
6.4.2 지열프로젝트 관련 VAT	131
6.4.3 지열 활동과 관련한 소득세 개정안	131
6.4.4 재생에너지 전력발전을 위한 인센티브	131

7. 회계상 고려사항	136
7.1 전형적인 전력발전 분야의 회계처리	137
7.1.1 리스를 포함하고 있는 약정	137
7.1.2 민간 투자 사업	138
7.1.3 회계기준의 적용	139
7.1.4 PSAK, US GAAP 및 IFRS 하 주요한 회계기준	141
7.2 운영 및 유지와 관련한 회계처리	142
7.3 지열 발전을 위한 회계처리	142
7.4 IFRS 15 – 수익 인식에 대한 신규 회계처리 규정	143
7.5 IFRS 16 – 리스 회계의 신규 규정	146

Appendices

A. List of 35 GW Power Development Programme Projects	155
B. Tax Incentives: Comparison for Conventional and Renewable Power Plants	160
C. Commercial & Taxation Issues by Stage of Investment	161

About PwC	163
PwC Indonesia Contacts	165
Korean Business Desk Contacts	166
Thought Leadership	167
Acknowledgements	168

Power Plants and Transmission Lines Map provided in insert

용어 해설

용어	설명/정의
ADB	Asian Development Bank
APLSI	The Independent Power Producers Association (<i>Asosiasi Produsen Listrik Swasta Indonesia</i>)
BAPPENAS	National Development Planning Agency (<i>Badan Perencanaan Pembangunan Nasional</i>)
BKPM	Investment Coordinating Board (<i>Badan Koordinasi Penanaman Modal</i>)
BOO	Build Own Operate
BOT	Build Operate Transfer
DEN	The National Energy Council (<i>Dewan Energi Nasional</i>)
DGE	Directorate General of Electricity (<i>Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan</i>)
DPR	House of Representatives (<i>Dewan Perwakilan Rakyat</i>)
EBTKE	New and Renewable Energy and Energy Conservation (<i>Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi</i>)
EPC	Engineering, Procurement and Construction
FTP I	The fast track program introduced in 2006 mandating PLN to build 10 GW of coal-fired plants across Indonesia
FTP II	The fast track program introduced in 2010 to build 10 GW of power plants focusing on renewable energy sources and IPP involvement
GoI/Government	Government of Indonesia
GR	Government Regulation (<i>PP</i> or <i>Peraturan Pemerintah</i>)
GW	Gigawatt (1,000 MW)
IFRIC	International Financial Reporting Interpretations Committee
IFRS/IAS	International Financial Reporting Standards/International Accounting Standards
IIGF	Indonesian Infrastructure Guarantee Fund (also known as PT Penjaminan Infrastruktur Indonesia - "PTPII")
INAGA	Indonesia Geothermal Association
IO	Operating Permit for Generating Electricity for Own Use (<i>Izin Operasi</i> , sometimes referred to as <i>Izin untuk Mengoperasikan Instalasi Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Sendiri</i> - "IUKS")
IPB	Geothermal Permit under 2014 Law (<i>Izin Panas Bumi</i>)
IPP	Independent Power Producer

용어	설명/정의
ISAK	Interpretations of Indonesian Financial Accounting Standards (<i>Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan</i>)
IUP - Geothermal	Geothermal Permit under 2003 Law (<i>Izin Usaha Pertambangan - Panas Bumi</i>)
IUP	Mining Business Licence (<i>Izin Usaha Pertambangan</i>)
IUPK	Special Mining Business Licence (<i>Izin Usaha Pertambangan Khusus</i>)
IUJPTL	Electricity support services licence (<i>Izin Usaha Jasa Penyediaan Tenaga Listrik</i>)
IUPTL	Electricity Supply Business Permit (<i>Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik</i> sometimes referred to as <i>Izin untuk Melakukan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Umum</i> - “IUKU”)
JBIC	Japanese Bank for International Cooperation
JOC	Joint Operating Contract
KPPIP	The Committee for the Acceleration of Prioritised Infrastructure Development (<i>Komite Percepatan Penyediaan Infrastruktur Prioritas</i>)
KP3EI	The Committee for the Acceleration and Expansion of Indonesia’s Economic Development (<i>Komite Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia</i>)
kWh	Kilowatt hour
kV	Kilovolt
MKI	The Indonesian Electrical Power Society (<i>Masyarakat Ketenagalistrikan Indonesia</i>)
MoEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources (<i>Kementerian Energi dan Sumberdaya Mineral</i>)
MoF	Ministry of Finance (<i>Kementerian Keuangan</i>)
MoSOE	Ministry of State-Owned Enterprises (<i>Kementerian Badan Usaha Milik Negara</i>)
MSW	Municipal Solid Waste
MW	Megawatt
PKUK	Authorised Holder of an Electricity Business Licence under the 1985 Electricity Law (<i>Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan</i>)
PLN	The State-owned electricity company (<i>PT Perusahaan Listrik Negara</i>)
PLTA	Hydro Power Plant (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Air</i>)
PLTB	Wind Farm (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Bayu</i>)
PLTD	Diesel Fired Power Plant (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Diesel</i>)

용어	설명/정의
PLTG	Gas Fired Power Plant (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Gas</i>)
PLTGU	Combined Cycle Power Plant (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap</i>)
PLTMG	Machine Gas Fired Power Plant (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas</i>)
PLTP	Geothermal Power Plant (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi</i>)
PLTU	Steam Fired Power Plant (Coal) (<i>Pembangkit Listrik Tenaga Uap</i>)
POME	Palm Oil Mill Effluent
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public-Private Partnership
PPU	Private Power Utility (electricity generated for own use)
PR	Presidential Regulation (<i>Perpres</i> or <i>Peraturan Presiden</i>)
PSAK	Indonesian Financial Accounting Standards (<i>Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan</i>)
PT IIF	PT Indonesia Infrastruktur Financing (a subsidiary of PT SMI)
PT PII	PT Penjaminan Infrastruktur Indonesia (also known as the IIGF)
PT SMI	PT Sarana Multi Infrastruktur (a fund setup to support infrastructure financing in Indonesia)
RUKD	Regional Electricity Plan (<i>Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah</i>)
RUKN	National Electricity Master Plan (<i>Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional</i>)
RUPTL	Electricity Supply Business Plan (<i>Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik</i>)
SOE	State-owned Enterprise
TKDN	Local content (<i>Tingkat Komponen Dalam Negeri</i>)
WKP	Geothermal Working Area (<i>Wilayah Kerja Pertambangan</i>)

1. 인도네시아 전력 부문의 개요

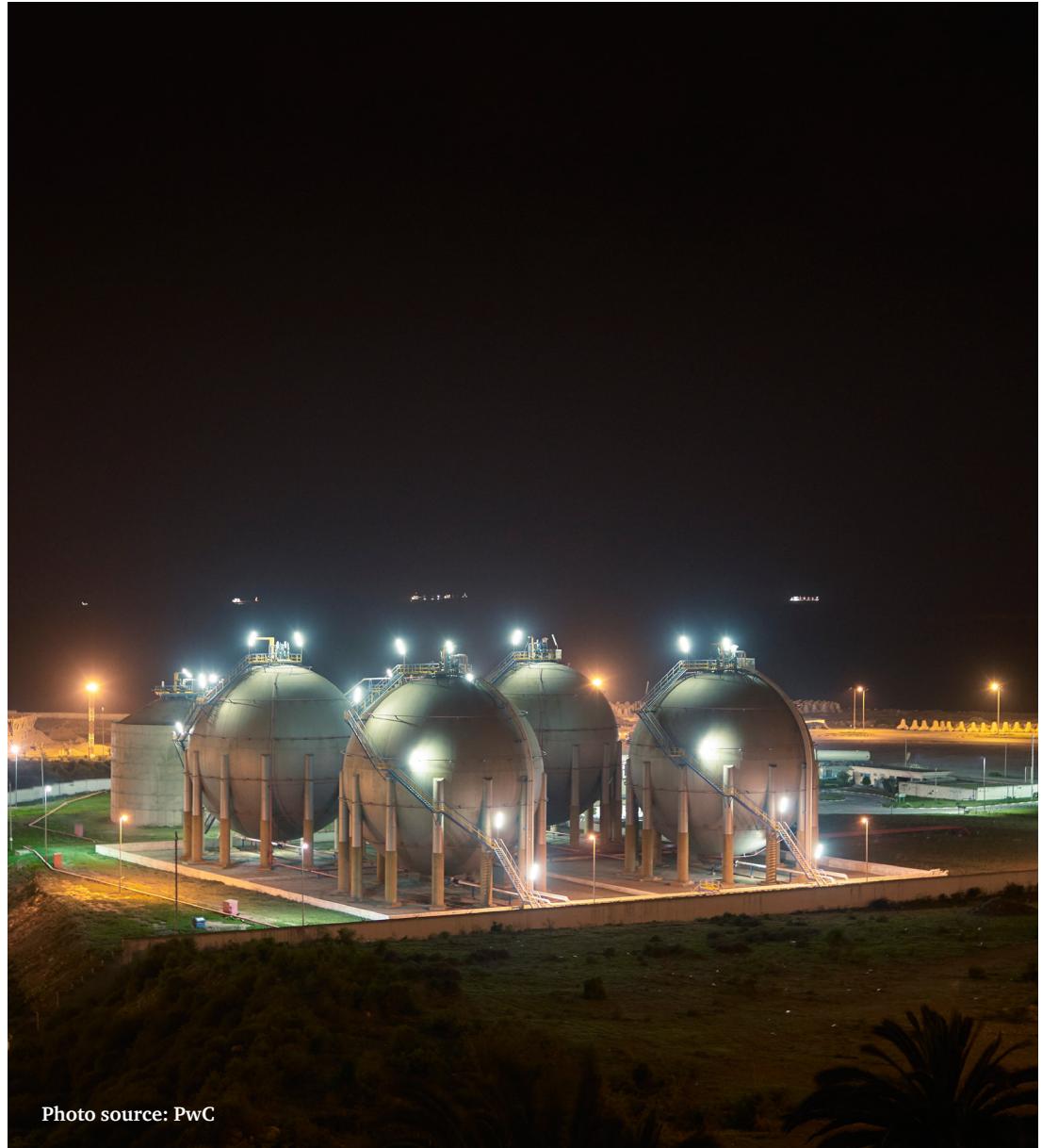


Photo source: PwC

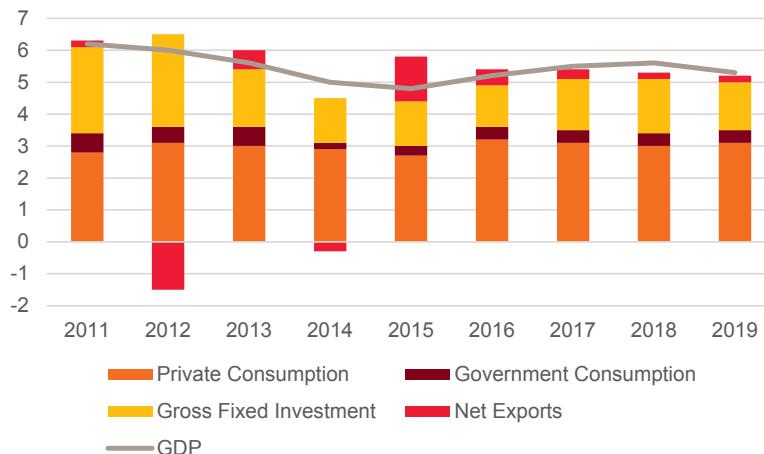
1.1. 인도네시아 전력 수요와 공급

인도네시아는 18,000여 개의 섬으로 이루어진 세계 최대의 군도 국가이며, 2015년 기준으로 인구는 약 2억 5천만 명으로 세계 4위 해당하며, 이를 기반으로 동남아시아 최대의 경제 규모를 보인다.¹

인도네시아 경제는 2013년에 글로벌 상품(commodity) 가격의 하락과 특히 중국 경제의 하락으로 인하여 성장이 둔화되기 시작하였다. 2009년부터 이어오던 6% 이상의 GDP 성장을 2013년에서 2015년까지는 평균 5%대로 하락하였다. 2016년에는 선거에 대한 불확실성이 가라 앉고, Widodo 대통령의 정권 초기 정책인 인프라 지출 확대 및 규제와 보조금 개혁이 성과를 보임에 따라 경제 전망이 개선되고 있다. 세계은행(World Bank)은 2016년 5.1%의 성장을 예측하였으며, 이코노미스트 인텔리전스 유닛(Economist Intelligence Unit)은 2019년까지 평균 5.3%의 경제 성장을 예측하였다. 루피아(Rupiah)는 2016년 2분기까지 달러당 13,000 – 13,500 루피아로 안정된 추세를 보이고 있다.

이러한 전망은 상품 및 에너지 가격이 중기적으로 주요 상승 요인이 없음에 따라 소비 측면에서 국내 가계 소비가 중요한 요인으로 작용하고 있다. 공급 측면에서는 제조업(GDP의 24%), 농업(14%), 무역업, 호텔 및 관광업(14%), 광업(11%) 및 건설업(10%)이 주요 업종으로 포함된다. 최근 광업 분야의 침체로 인하여, 향후 5년간은 제조업을 기반으로 경제 성장이 이루어 질 것으로 예상하고 있다. 또한, 산업활동은 전통적인 산업 중심지인 서부 및 중부 자바와 자카르타에서 동부 자바, 남부 수마트라 및 깔리만탄으로 확장될 것으로 예상된다.²

Figure 1.1 - GDP성장을 및 소비 항목별 기여도



Source: Economist Intellegence Unit, February 2016

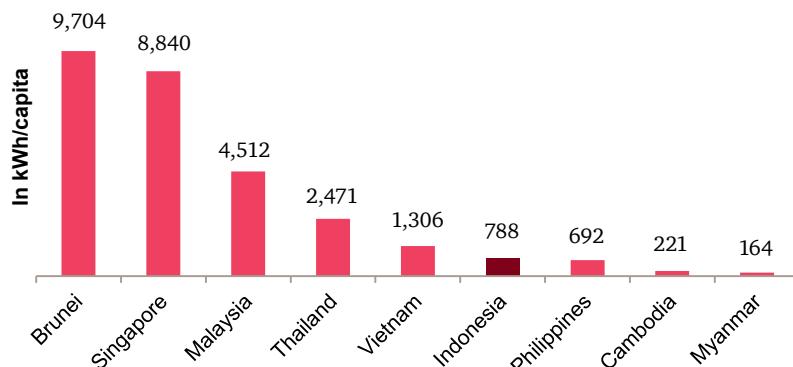
1 Bps.go.id

2 PwC and GE Operations Indonesia (“GE”), Private Power Utilities: The Economic Benefits of Captive Power in Industrial Estates in Indonesia, 2016, p. 15. <https://www.pwc.com/id/en/pwc-publications/industry-publications/energy--utilities---mining-publications.html>

많은 인구 또한 경제 성장에 우호적인 요인으로 꼽힌다. 인도네시아는 약 7천 4백만 명의 중산층이 있는 것으로 예상하고 있으며, 이를 기반으로 전례없는 빠른 도시화와 산업화가 현재까지 진행되고 있다. 인도네시아 정부(Government of Indonesia, GoI)는 2030년까지 연간 1%의 인구 성장을 예상하고 있다.

현재 전력 접근성 및 전력 소비는 도서 지역별로 많은 차이를 보인다. 서부 자바와 같은 일부 도시화가 많이 진행된 지역은 평균을 초과하는 전력소비를 보이지만, 2013년 기준 국가 전반적인 전력소비는 1인당 788 kWh로 주변 국가 보다 낮은 수준을 보이고 있다(수치 1.2 참조). 2015년 기준으로는 1인당 910 kWh의 전력 소비를 보이지만,³ 이 또한 주변국에 비하여 여전히 낮은 수준이다. 마찬가지로 전력보급율과 관련하여 아래 그림에서 보는 바와 같이 매우 흔재되어 있다. 서부 지역은 최고 99.97% (Banka Belitung)의 전력 보급율을 보이는 반면, 동부 지역은 최저 45.9% (Papua)로 낮은 수준의 전력 보급율을 보이고 있다. 국가 전반적인 전력 보급율은 2015년 기준으로 88.3%를 보인다.⁴ 2016년도 PLN의 전력 사업 공급 계획(Pencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik – the “2016 RUPTL”)에 따르면, 전력화 비율을 2019년과 2015년까지 각각 97.4% 및 99.7% 까지 증가시킬 계획이다.

Figure 1.2 – 아세안 주요 국가의 2013년 1인당 전력 소비량

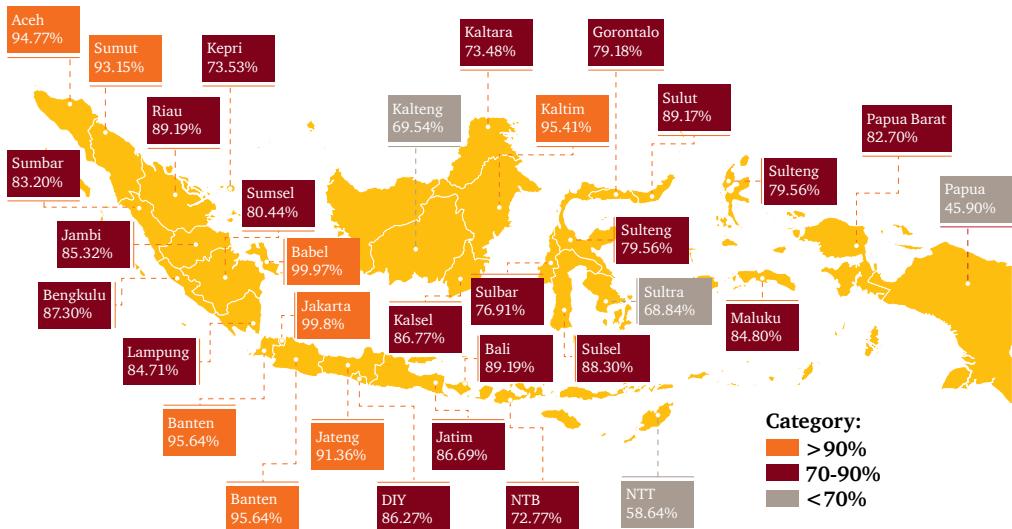


Source: IEA Statistics 2014

3 Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, “Upaya Pemenuhan Kebutuhan Listrik Nasional”, Presentasi dalam Koordinasi dan Supervisi (Korsup) Energi Tahun 2016 antara KESDM dengan KPK RI, Balikpapan, 6 April 2016 [Directorate General of Electricity (“DGE”), “The Effort to Fulfil National Power Needs”, Presentation in the 2016 Energy Coordination and Supervision between the Ministry of Energy and Mineral Resources (the “MoEMR”) and Corruption Eradication Commission, Balikpapan, 6 April 2016].

4 Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah Kementerian ESDM 2015 (“LAKIP KESDM 2015”) [2015 Ministry of Energy and Mineral Resources Performance Accountability Report], p. 73.

Figure 1.3 - 2015년 인도네시아 지역별 전력화 비율



Source: LAKIP KESDM 2015

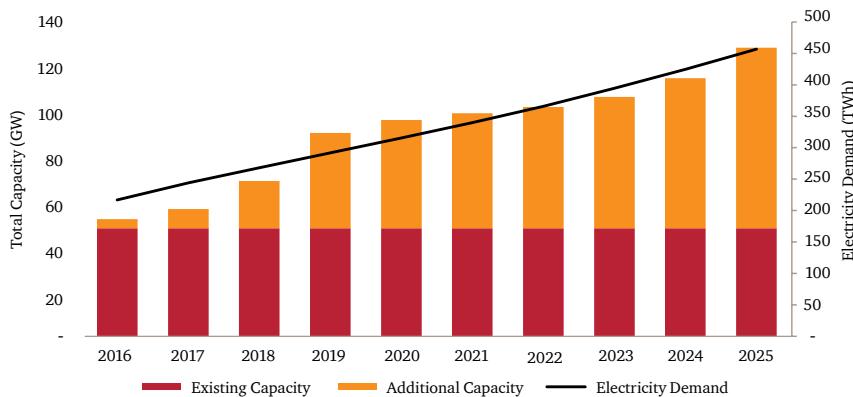
인도네시아 국영 전력회사인 PT Perusahaan Listrik Negara("PLN")의 수요자는 2010년 42.4백만에서 2015년 61.2백만으로 연간 평균 8%씩 증가하였다. 수요층의 구성은 주거목적용 (56.6백만, 92.6%), 상업용(2.9백만, 4.7%), 산업용(0.1백만, 0.1%) 및 기타 (1.6백만, 2.6%)로 분류된다. 주거목적용 수요자는 가장 많은 수를 차지하며, PLN의 전력공급의 43.7%를 소비한다. 뒤를 이어 산업용 수요자가 전력의 31.6%를 소비하며, 상업용 수요자 및 기타 수요자가 24.7%를 소비한다. 지리적으로 대부분의 수요자(약 74.4%)는 자바-발리에 위치하고 있다. 이외에 수마트라 지역에 약 15.4%가 위치하고 있으며, 기타는 깔리만탄과 인도네시아 동부 지역에 위치하고 있다.⁵

인도네시아의 증가하는 인구(특히, 중산층), 증가하는 1인당 국민소득 및 구조적으로 낮은 전력 보급율로 미루어 볼 때, 전력 수요가 향후에 빠르게 성장할 것으로 예상할 수 있다. 실제로 PLN은 2015년부터 2025년까지 전력 수요가 연간 8.5%씩 성장할 것으로 예측하며, 2025년에는 457 TWh의 전력이 소비될 것으로 예상(2015년 203 TWh)하고 있다.⁶ 이러한 수요를 충족하기 위하여 정부는 2015년 – 2019년 사이에 35 GW의 전력 개발 계획을 시행하고 있으며, 2025년까지 이를 45GW까지 증설할 예정이다(하기 수치 1.4 참조). 이는 인프라 지원에 대한 정부의 광범위한 계획의 일부이다. 중기 개발 계획 (Medium Term Development Plan 2015 – 2019)에 명시된 인프라 지원 계획은 도로, 철도, 항만 및 공항, 상수도 공급 및 처리, 정유, 가스 공급 및 배급 광섬유/광대역 통신망 개발을 포함하고 있다. 현재 인도네시아의 전력시스템은 4개만이 적정 전력공급 수준 (adequate)을 보이며, 나머지 19개는 공급 부족(deficit, 순차적인 정전) 또는 경고(alert, 전력 보유량이 가장 큰 발전소의 발전 용량을 하회하는 수준)수준을 보인다(하기 수치 1.5 참조). 35GW 프로그램은 이러한 인도네시아의 전력 시스템을 개선하기 위한 것이다.

5 PLN Annual Reports 2010 – 2015 and 2015 PLN Statistics.

6 2016 RUPTL, p.126 and 2015 PLN Annual Report, p.18.

Figure 1.4 - 전력 발전 용량(GW)과 수요(TWh) 2016 – 2025



Source: 2016 RUPTL

Figure 1.5 - 국가 전력 시스템 현황



Status:

- Orange : Adequate
- Grey : Alert
- Dark Red : Deficit

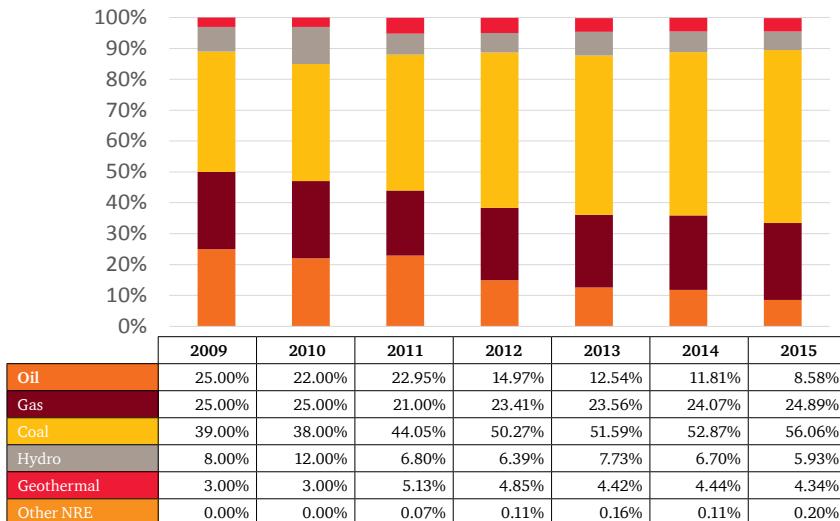
Source: DGE (6 April 2016)

1.2 전력 발전 원료

2015년 인도네시아는 228 TWh의 전력을 생산할 수 있는 약 55.5GW의 발전소 용량을 보유하고 있다. 현재의 발전 연료는 석탄(56.0%), 가스(24.9%), 석유(8.6%) 및 재생 에너지(10.5%)로 구성된다.⁷

35 GW 프로그램 하에서 신규 발전소는 단기적으로는 화석 연료를 기반으로 하며, 2019년 말까지 전력의 60%는 석탄을 연료로 하여 생산될 것으로 예상된다. 가스는 석탄연료 다음으로 많은 부분을 차지하고 있으며 2019년 기준으로 약 26.4%가 사용될 것으로 예상된다. 또한, 대체에너지와 재생에너지의 비중이 점차 증가할 것으로 예상된다.

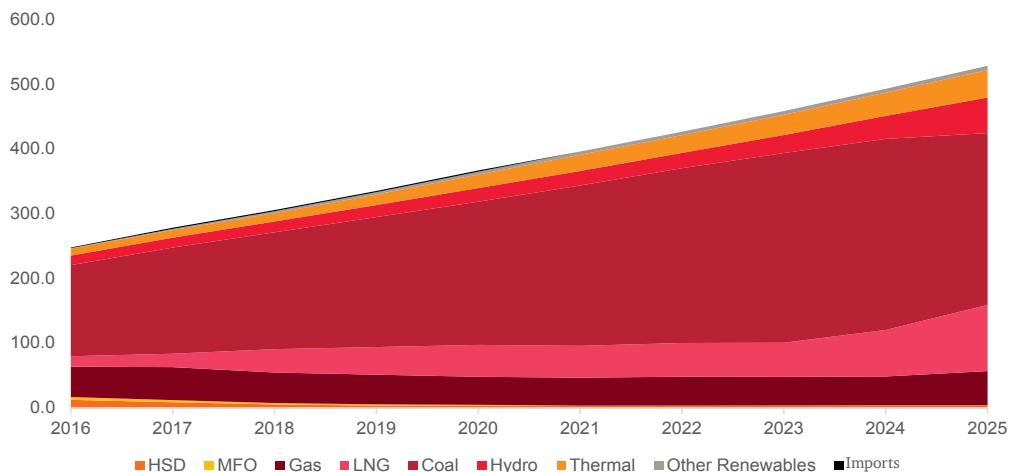
Figure 1.6 – Development of Fuel Mix for Power Generation



Source: LAKIP KESDM 2015

⁷ DGE (6 April 2016),*op. cit.*,p.2.

Figure 1.7 - 2016 - 2025 Electricity Generation (in TWh)



Source: 2016 RUPTL

높은 화석 연료의 비중은 4장 – 전통적인 에너지(Conventional Energy)에서 설명하는 바와 같이 인도네시아의 풍부한 천연 탄화수소 함량을 반영한다. 세 가지 주요 전통적인 에너지 부문의 주요 요소 및 추세는 다음과 같다:

- **석탄**: 석탄은 오늘날 발전 연료로서 가장 큰 비중(56%)을 차지하고 있으며, 2025년에는 비중이 50%로 약간 낮아질 것으로 예상된다. 기존의 인프라를 사용하여 채굴 및 운송할 수 있는 장점을 고려하면, 석탄은 경제성 및 물류적인 측면에서 가장 선호되는 발전 연료임이 분명하다. 실제로 저열량 석탄의 경우에는 Mine-mouth 발전 이외에는 경제적인 대안이 거의 없다. 그러나 지질학적으로 인도네시아의 풍부한 매장량에도 불구하고 현행 시장 가격과 광업 정책이 35GW 프로그램의 달성을 위하여 탐사와 생산 단계에 충분한 투자를 장려할 수 있는지 여부는 불투명하다.⁸

8 PwC and Indonesian Coal Mining Association (“ICMA”), “Supplying and Financing Coal-Fired Power Plants in the 35 GW Programme”, March 2016, p. 28. <http://www.apbi-icma.org/wp-content/uploads/2016/03/03-03-2016-APBI-PwC-Report-on-Supplying-and-Financing-the-35-GW-program-FINAL-FINAL-rev-8-32016.pdf>

- 천연가스** : 천연가스 발전은 2025년까지 발전량이 2.5배까지 증가할 것으로 예상되며, 연료 사용기준으로는 2015년 24.9% 비중이 2019년에 29.4%까지 증가할 것으로 예상된다. 재생에너지를 이용한 발전이 목표치를 달성하지 못하는 리스크와 재생에너지 발전이 부족한 경우 가스가 대체연료로서 사용되는 점을 고려하면, 가스 연료의 비중은 더욱 높아질 수 있다. 상대적으로 저탄소, 중간비용 연료 및 인도네시아의 많은 가스 매장량을 감안할 때, 가스연료는 향후 10년간은 지속적으로 사용될 것으로 예상된다. 인도네시아는 많은 가스 매장량에도 불구하고 점점 에너지 순 수입국으로 가까워지고 있지만, 천연액화가스(LNG)의 아시아 및 글로벌 공급과잉은 소비를 촉진시킬 가능성이 있다. 업스트림 투자 환경과 향상된 물리적 기반 시설(파이프라인 및 부유식 LNG 저장 재기화 설비(Floating Storage Regasification Units, FSRU))에 대한 확실성은 인도네시아 전력발전에 있어 가스가 장기적으로 안정적으로 사용되는데 매우 중요하다.
- 석유** : 과거에 인도네시아는 순 석유 수출국이었으나, 현재에는 순 수입국으로 전환되었으며, 지리적 특성상 디젤 연료의 운반에 많은 제약이 따른다. 중유 및 디젤과 같이 정제된 원유를 이용한 발전 비중은 2015년 기준 8.6% 수준이다. 그러나 높은 발전비용과 정유설비의 부족으로 인하여 수입에 의존하는 점을 감안하여 2025년까지 점차 사용량을 줄여 0.6% 까지 낮출 예정이다.

참고로, 석탄층 메탄가스(coal bed methane)과 석탄가스화(coal gasification technology)와 같은 다른 형태의 에너지도 연료로 개발 중이며 사용되어지고 있다. 그러나 사용 비중이 낮은 점을 고려하여 동 책자에서는 별도로 다루지 아니한다.⁹

또한, 인도네시아는 아래 표에서 보는 바와 같이 막대한 잠재적인 재생에너지를 보유하고 있다. 아래의 재생에너지 보유량은 경제성과 사업타당성을 고려하지 아니한 기술적인 평가만을 고려한 매장량이다. 현재 국가 에너지 정책("2014 NEP")의 정부 규정 GR No.79/2014에 따르면, 재생에너지의 개발은 경제적 실현가능성을 고려하도록 규정하고 있다. 또한, 일부 재생에너지는 지리적 및 수요공급 측면에서 개발하기 어려운 위치에 있어 경제성이 낮을 수 있다.

Table 1.1 - Renewable Energy Resources in Indonesia

Source	Potential Power Generation
Hydropower	75 GW
Geothermal	29 GW
Biomass/biogas	50 GW
Solar Photovoltaic ("PV")	4.80 kWh/m ² /day
Wind Power	3 - 6m/s
Ocean	49 GW

Source: Rencana Strategis 2015 – 2019 Kementerian Energi dan Sumberdaya Mineral ("RENSTRA KESDM 2015 – 2019") [2015 – 2019 Strategic Plan of Ministry of Energy and Mineral Resources] and 2016 RUPTL

⁹ <https://www.pwc.com/id/en/pwc-publications.html>

그러나, 재생에너지는 탄소배출과 도시 대기오염 등의 환경적인 요소 뿐만아니라 점차 낮아지는 개발비용과 지방에 개발할 수 있다는 장점으로 인하여 인도네시아 내에서 점차 매력적인 발전에너지로 자리잡고 있다. 다섯 가지 주요 재생에너지 부문의 주요 요소 및 추세는 다음과 같다:

- **수력** : 수력은 인도네시아 내에서 재생에너지 중 가장 비중이 높은 발전 에너지원이다. 2015년까지 6%의 비중을 나타내며 2025년에는 10.4%까지 증가될 예정이다. 충분한 물흐름과 수원(head of water)을 보유한 수력발전에 유리한 입지가 많지만, 전력구매계약(Power Purchase Agreement, PPA)의 불확실성으로 인하여 투자가 주춤하고 있다. 또한, 소형 수력발전의 경우 잦은 전력매입가격(Feed-in Tariff, FiT)의 변동과 외국인 투자제한규정으로 투자가 제한적이다.¹⁰ 이러한 사유로 금융조달을 고려하는 경우, 프로젝트가 견고하게 구조화되고 잘 준비되어야 한다.
- **태양광(Solar PV)** : 국가 전반에 걸쳐 자연적으로 높은 일사량에도 불구하고, 현재 태양광 발전은 100MW이하로 제한되고 있다. 대법원은 2015년말에 태양광 발전의 촉진을 저해하는 FiT관한 MoEMR규정 No.17/2013을 폐지하였다. 그러나 민간부문과 국영기업(State-Owned Enterprises, SOEs)은 지속적으로 태양광 발전에 투자하고 있으며, 태양광 패널의 글로벌 가격하락 추세도 투자의 경제성을 뒷받침하고 있다. 2016년 7월 MoEMR은 기존 규정 MoEMR No. 17/2013을 대체하기 위한 우호적인 FiT규정을 발표하였으며, 추가적으로 5,000MW의 태양광 발전설비를 증설할 예정이다. 2016 RUPTL에도 400MW이상의 태양광 발전 프로젝트가 포함되어 있다.
- **지열** : 인도네시아는 세계에서 두 번째로 큰 지열 자원을 보유하고 있으며, 발전 비중은 2015년 4.3%이며, 2025년에는 8%까지 증가될 예정이다. 지열발전의 중요한 특성 중 하나는 기저부하발전이 가능하다는 점으로 기존의 재생에너지의 단점을 보완할 수 있는 발전 방법이다. 그러나, 개발중인 발전 허가지는 제한적이며, PPA의 승인이 지연되고 있다. 지열발전은 국영기업이 주도하고 있으며, 최대 규모 민자발전(Independence Power Producer, IPP) 프로젝트(Sarulla)가 2016년 상업생산을 앞두고 있다. 5장에서 설명하는 30개의 발전 프로젝트도 2016년 및 2017년 내에 입찰이 진행될 예정이다.
- **바이오에너지** : 바이오에너지 시장은 농업폐기물, 농장폐기물, 팜오일 밀 폐수 (Palm Oil Mill Effluent, POME), 도시 고형 폐기물(Municipal Solid Waste, MSW) 및 바이오 디젤과 같이 원천별로 별도의 시장을 구성하고 있다. 최근 도시 고형 폐기물 및 농업 폐기물의 부적절한 처리로 인하여 바이오에너지 분야에 많은 잠재력이 있다. 그러나 이러한 분야의 바이오에너지를 실현시키기 위하여는 지방 정부 차원에서 규정과 환경 관련 규제의 개정이 요구된다. 2016년 초 인도네시아의 주요 7개 도시 내에 폐기물 기반 발전소의 개발을 위하여 대통령령(PR) No.18/2016이 발표되었다.

¹⁰ <http://finance.detik.com/read/2016/05/03/194026/3203059/1034/esdm-dan-pln-sepakan-soal-harga-listrik-mikro-hidro>

- **풍력** : 풍력은 그 동안 발전에서 중요한 부분을 차지하지 아니하였다. 그러나 최근에는 자바에서 술라웨시 구간에 수백MW용량의 프로젝트가 개발 또는 건설 중으로 중요한 진전이 있다. 추가적인 개발을 촉진하기 위하여는 대규모 풍력발전에 대하여 국가 차원에서 경제성 측면에서 우호적인 FiT의 제정이 필요하다.

막대한 잠재적인 재생에너지를 실현시키기 위해서는 많은 수의 규정, 재정적인 어려움 및 실무적인 장애물을 극복하여야 한다. 공통적인 과제는 보다 나은 송배전 인프라 구축을 통한 수요/공급의 조화와 높은 수준의 지방 공급 체인 구축 및 전문성 강화로 볼 수 있다. 비록 개발 단계에서는 금융조달 또는 자본조달에 많은 어려움이 있지만, 체계적으로 구조화된 프로젝트의 경우 금융조달이 잘 이루어질 수 있다. 이러한 관점에서 정부는 재생에너지의 개발을 장려하고 있다. 재생에너지를 장려하는 요인으로는 글로벌 비용 인하, 탄소배출권 제한, 석유 기반 발전의 높은 투자 비용(특히, 산간지역), 가스 배송의 물리적 규제적 제한, 공업 및 운송업의 가스 및 석유의 대체 수요, 정부의 우호적인 FiT 및 투자세액공제를 들 수 있다.

해양에너지와 같은 신규 기술과 재생에너지의 자세한 사항은 5장에서 설명하도록 하겠다.

1.3 전력 요금

법령 No.30/2009 (2009 전력법)에 따르면, 인도네시아 전역의 전력 요금이 더 이상 단일화 될 필요가 없으며, 따라서 사업지역(Wilayah Usaha)에 따라서 다르게 책정할 수 있다. 전력 요금은 최종 수요자 그룹에 따라 다르게 책정된다. 일반적으로 전력 요금은 수요자의 지불 능력과 각 수요층별 발전가능 전력용량에 따라 책정된다. 발전가능 전력용량이 높을수록 전력요금이 높아지게 된다. 전력이 모든 수요층에 널리 보급될 수 있도록 전력을 많이 소비하는 수요층은 전력요금 책정시 높은 가중치를 적용받게 된다. 전력 요금의 차별화를 위하여 보조금을 다르게 적용하게 된다. 예를 들면, 소규모 가구의 전력요금은 IDR 319/kWh로 실제 전력 생산 비용인 IDR 1,350/kWh(2015년 기준)의 1/4 수준의 요금을 지불하며, 나머지는 보조금으로 충당되게 된다.

2013년 이전까지는 PLN의 매출은 전적으로 규정된 전력 요금에 따라 결정되었다. 전력 요금은 중앙정부에서 결정하며, 최종적으로 국회에서 승인을 받아야 한다. 다만, Kota Tarakan과 Batam지역은 지방정부의 승인으로 결정된다. 전력 요금의 인상이 국회의 승인이 필요해짐에 따라 PLN의 재무상태는 직접적으로 정치적인 프로세스에 영향을 받게 되었다. 전력 요금이 전력 발전 비용을 하회하게 되는 경우에는 재무부는 PLN에 보조금을 지급하여 부족분을 충당해 주어야 한다. 2013년 부터는 전력 발전 비용이 안정화 됨에 따라 보조금 지출도 안정화가 되었다. 또한, MoEMR 규정 No.31/2014(No.9/2015로 개정됨)에 따라 PLN은 인플레이션, 석유가격의 인상 및 환율변동에 따른 효과를 수요자에게 전가할 수 있게 되었다(automatic adjustment mechanism). 상기의 보조금은 공의 서비스 의무(Public Service Obligation, PSO)에 대한 이윤을 포함하고 있다. PSO이윤은 2009년에 5%로 처음 적용하였으며, 이후 2010년과 2011년은 8%로 적용하였고 2012년 부터 현재까지 7%로 적용 중에 있다.

Table 1.2 – 평균 발전 비용, 전력 요금 및 보조금

Year	Average Cost (Rp/kWh)	Average Tariff (Rp/kWh)	Subsidy (RpTrillions)
2011	1,351	714	93.2
2012	1,374	728	103.3
2013	1,399	818	101.2
2014	1,420	940	99.3
2015	1,300	1,035	56.6

Source: Statistik PLN 2015 [2015 PLN's statistics]

추가로, PLN은 2017년 1월(2018년 1월로 유예될 예정)부터 PSO보조금(이윤 포함)을 지급받지 못하게 된다. 재무부 규정 No. 195/2015에 따르면, 동 보조금을 지급받기 위하여는 특정한 목표성과를 달성하여야 하며, 보조금은 점차 폐지될 예정이다. 정부는 모든 가구(극빈층 제외)가 전력사용과 관련하여 '시장가격'을 지불하도록 할 예정이다. 그러나 동 계획은 아직까지 하원(Dewan Perwakilan Rakyat, DPR)의 승인을 받지 못하였다. 산업용 전력과 특정 수요층에 대한 전력 보조금은 이미 폐지되었다.

1.4 송전 및 배전 (*Transmission and Distribution, T&D*)

인도네시아는 다수의 섬으로 이루어진 군도국가로서, 전력은 일련의 독립된 송배전망 (T&D grid)을 통하여 관리된다. 600여 개의 독립된 그리드와 총 8개의 주요 네트워크가 있다. 법적으로는 민간부분이 송배전망의 운영이 허가되어 있지만, 실질적으로 PLN은 모든 송배전망의 소유권과 운영에 대한 독점권을 보유하고 있다. 일부 격오 지역의 발전소의 경우, 발전소에서 인근 PLN의 변전소까지의 송전선을 민간발전 사업자(IPP)가 건설하는 경우도 있다. 그러나, 일반적으로 이러한 송전선의 소유권은 건설이 완료되는 시점에 PLN으로 이전 된다.

2015년 기준으로 송전망은 42,000 km의 송전선 회로와 93,000 메가 볼트 암페어(MVA)의 변전소 변압용량을 보유하고 있다. Java-Madura-Bali 구간을 제외하고는 주요 도서간 송전망이 연결되어 있지 아니하다.

주요 도서 지역의 송전선 현황은 다음과 같다(in kmc):

Island	20 - 30 kV	70 kV	150 kV	275 kV	500 kV	Total
Sumatera	-	370	9,512	1,513	-	11,395
Java Bali	-	3,007	14,050	-	5,053	22,110
Kalimantan	-	123	3,004	-	-	3,127
Sulawesi	4	535	4,012	-	-	4,551
West Nusa Tenggara	-	-	256	-	-	256
Papua	-	244	-	-	-	244
Total	4	4,279	30,834	1,513	5,053	41,683

Source: 2015 PLN's statistics

주요 도서 지역의 변전소 변압용량의 현황은 다음과 같다(in MVA):

Island	< 30 kV	70 kV	150 kV	275 kV	500 kV	Total
Sumatera	-	600	10,113	910	-	11,623
Java Bali	-	2,581	44,983	-	28,000	75,564
Kalimantan	-	163	2,072	-	--	2,235
Sulawesi	30	821	2,038	-	-	2,889
Nusa Tenggara	-	-	240	-	-	240
Papua	-	100	-	-	-	100
Total	30	4,265	59,446	910	28,000	92,651

Source: 2015 PLN's statistics

PLN은 2015년 한 해 동안 1,773 km 회로의 송전선과 6,179 MVA 변전소 변압 용량만을 증설하였다.¹¹ 2016 RUPTL에 따르면, 인도네시아는 2025년까지 약 68,000 km 회로의 송전선과 172,000 MVA 변전소 변압 용량이 추가로 필요하다. 35 GW 프로그램에서는 2019년까지 현재 수준의 두 배에 이르는 송배전 네트워트 설비를 목표로 하고 있다. 추가로 46,597 km 회로의 송전선과 108,789 MVA의 변전소 변압 용량의 증설을 계획하고 있다.

현재 아세안 그리드 프로그램(ASEAN Grid Programme)의 일환으로 인도네시아와 아세안 일부 국가간의 송전선이 제한적으로 연결되어 있다. 이에 대하여 자세한 사항은 제 2 장 2.5절 '전력의 국외 판매 및 국외 구입'을 참고하길 바란다.

또한, 2016 RUPTL은 수마트라 섬과 자바 섬을 잇는 '500 kV 고압직류송전선(High Voltage Direct Current, HVDC)' 프로젝트를 개발할 예정이며, 동 프로젝트를 통하여 수마트라 섬의 석탄 Mine-Mouth 발전소에서 생산된 전력을 자바 섬의 인구 밀집 지역으로 송전할 계획이다. 동 프로젝트가 2016 RUPTL에 포함되어 있지만, 최초 프로젝트가 2004-2005에 계획된 만큼 현재의 상황과는 상이한 점이 많아 PLN은 동 프로젝트의 사업성을 재평가할 계획이다. HVDC프로젝트가 지연되거나 취소되는 경우 Sumsel 8, 9 및 10 전력 발전 프로젝트 또한 지연 또는 취소될 수 있다. 이는 현재까지 Sumsel 8, 9 및 10에 투자하기 위하여 노력한 투자자들에게 많은 실망감을 안겨주게 될 것이다.

2015년 현재 배전 네트워크는 약 350,000 km의 중전압망(Medium Voltage Network)과 약 543,000 km의 저전압망(Low Voltage Network)으로 구성되며, 406,000개의 변압기로 50,000 MVA의 변압용량을 보유하고 있다. PLN은 2015년 한 해 동안 중전압망과 저전압망을 각각 15,740 km회로와 33,136 km회로를 증설하였으며, 또한 3,596 MVA의 변압 용량을 증설하였다.¹²

11 2015 PLN Annual Report, p. 11.

12 *Ibid.*, p. 308.

주요 도서 지역의 배전선 현황은 다음과 같다:

Island	Medium Voltage (in kmc)			Low Voltage (in kmc)	Number of transformers (in Unit)	Transformer capacity (in MVA)
	6 - 7 kV	10 - 12 kV	15 - 20 kV			
Sumatera	3	3	103,376	173,076	85,278	9,206
Java Bali	-	-	159,209	288,451	249,923	34,349
Kalimantan	2	-	29,924	32,104	27,191	2,689
Sulawesi	-	-	32,197	29,839	28,592	2,440
Nusa Tenggara	-	-	11,598	11,853	8,050	767
Maluku	-	-	6,241	3,272	3,268	285
Papua	-	-	4,426	4,525	3,232	415
Total	5	3	346,971	543,120	405,534	50,151

Source: 2015 PLN's statistics

2016 RUPTL에 따르면, 인도네시아는 2025년 까지 중전압망 및 저전압망이 각각 159,100km 회로 및 133,200km 회로의 추가 증설과 44,000 MVA의 배전 변압 용량의 증설이 필요하다.

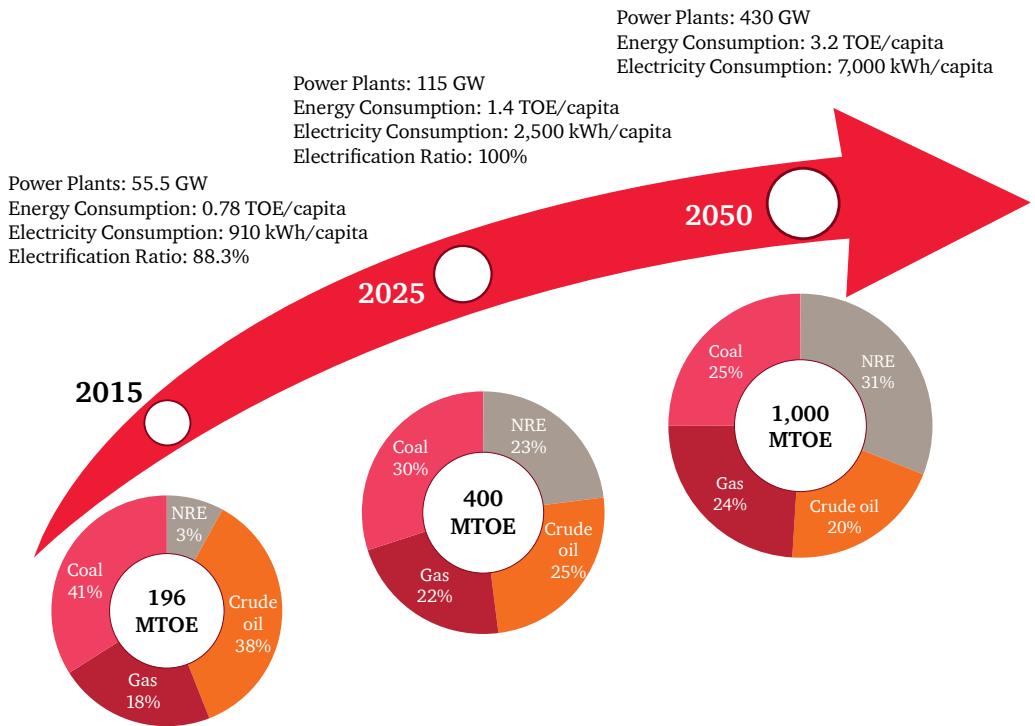
1.5 발전 분야의 정부의 전략, 정책 및 계획

최근 지구온난화와 기타 환경문제로 인하여 재생에너지가 각광 받고 있으며, 기술의 진보화로 인하여 개발비용 인하 또한 이를 부추기는 요소 중에 하나이다. 인도네시아도 이러한 추세를 반영하여 발전원료 비중에 재생에너지 비중을 높이고 있다. 대통령령 No.5/2006에 따라 기존 17%였던 재생에너지 비중을 2014 NEP에 따라 23%로 증가시켰다. 또한, 2014 NEP은 다음의 최적의 에너지 발전 비율을 목표로 하고 있다.

- (1) 2025년까지 신재생에너지(New and Renewable Energy, NRE) 비중을 최소한 23% 이상으로 하며, 석유 비중을 25% 이하, 석탄을 30% 및 천연가스를 22%로 유지
- (2) 2050년까지 신재생에너지 비중을 최소한 31% 이상으로 하며, 석유 비중을 20% 이하, 석탄을 25% 및 천연가스를 24%로 유지

이외에도 2014 NEP는 2025년까지 400 MTOE (Million Tonnes of Oil Equivalent)의 공급 및 2050년까지 1,000 MTOE의 공급을 목표로 하고 있으며, 이는 1인당 각각 1.4 TOE 및 3.2 TOE에 해당한다.

Figure 1.8 - 2015 에너지 혼합 비중 및 2014 국가 에너지 정책 목표



Source: 2014 NEP, BP Statistical Review of World Energy June 2016 (65th edition), PwC Analysis

2014년 NEP에서 발전 분야와 직접적인 연관이 있거나 주요하게 고려하여야 할 사항은 다음과 같다:

- 2025년 및 2050년까지 발전설비 용량을 각각 115 GW 및 430 GW까지 달성
- 2025년 및 2050년까지 1인당 전력 소비량을 각각 2,500 kWh 및 7,000 kWh까지 달성
- 2020년까지 전력보급율을 100%에 근접하게 달성

정부 및 지방 정부의 국가 에너지원의 활용 전략은 다음 단계를 포함한다:

- a) 수력(낙차(waterfall) 및 유량(waterflow)), 지열, 파력, 조류, 해양에너지 및 풍력 에너지를 활용한 전력 발전
- b) 전력 발전을 위한 태양에너지의 활용 및 비전력 분야에서 산업, 가계 및 운송을 위한 태양에너지 활용
- c) 전력 발전 및 운송 분야에서 바이오매스 및 폐기물의 활용
- d) 산업, 전력 발전, 가계 및 운송 분야, 특히 고부가가치 분야에서 천연가스의 활용
- e) 발전 및 산업 분야에서 석탄의 활용
- f) 발전을 위하여 새로운 고형 및 가스 에너지의 활용
- g) 전력망에 대한 초기 연결 단계로서 프로토 타입의 해양 열 에너지의 변환 활용
- h) 운송, 산업, 상업용 건물 및 가계에서의 태양광 전지의 활용

- i) 내국에서 생산되는 태양광 관련 부품 및 태양광 발전소의 활용을 극대화 및 의무적인 활용

정부는 전력 분야의 경쟁력을 높이기 위하여 다음의 조치를 취하여야 한다:

- a) 석탄, 가스, 수력 및 지열과 같이 발전 분야에 사용되는 특정 1차 에너지원의 가격 결정
- b) 점진적인 전력 요금의 결정
- c) 재생에너지 판매 가격의 결정을 위하여 Feed in Tariff 매커니즘의 사용
- d) 전력 공급 사업 허가(Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, IUPTL) 소유자와 개발자 간의 위험분담을 통한 지열에너지 개발의 관리
- e) 개인이 보조금이 없이 전력을 구매할 수 있는 단계까지의 점진적인 보조금 인하
- f) 지열 개발 및 전력 산업 장려를 위한 내국 역량 강화

2014 NEP에 따른 신재생에너지 비중 목표를 달성하기 위하여는, 2025년까지 25%의 신재생 에너지 사용,¹³ 50%의 석탄, 24%의 가스 및 1%의 디젤 연료를 사용하여야 한다. 2015년 기준으로 신재생에너지의 비중은 약 10%로, 2025년까지 25%를 달성하고자 하는 목표는 다소 공격적으로 생각된다. 2016 RUPTL에 따르면, 2025년까지 PLN의 발전 프로젝트 중에 재생에너지의 비중은 약 19%이다. 이러한 사유로 정부는 발전 에너지 비중 목표와 관련하여 PLN이 재생에너지의 부족분을 가스 연료로 대체하는 것을 승인하였다.

1.6 인도네시아 발전 분야의 개발 연혁

인도네시아의 초기 전력 계약은 1890년대 네덜란드 법령 'Installation and Utilization of the Conductors for Electrical Lighting and Transferring Power via Electricity in Indonesia'을 기반으로 시행되었다.

동 네덜란드 법령은 1985년 전력법 No. 15/1985 (1985 전력법)이 도입되면서 폐기되었다. 1985 전력법은 인도네시아 전력 분야의 근대화의 시작으로 볼 수 있다. 또한 동 법은 국영 전력회사인 PLN이 전력의 판매, 송전 및 배전에 있어 배타적인 권리를 가지도록 하는 중앙 집중 시스템을 규정하고 있다. 동 법 하에서, 전력을 자가 소비하거나 PLN에 판매하는 경우에 한정하여 제한적인 민간 참여가 허용되고 있다. 기본적으로 발전 분야의 민간 참여는 IPP 형태로서 허용되었다. IPP는 PPA에 의거하여 생산한 전력을 PLN에 공급할 수 있는 권리를 가진다. 전력의 단독 구매자인 PLN은 전력 관련 가치 체인의 가장 핵심적인 부분을 차지한다.

1991년 석탄화력 발전소 개발을 위하여 PT Paiton Energy와 최초로 PPA를 체결하였으며, 이후 지열 발전소를 포함한 다수의 주요 IPP가 뒤를 잇고 있다. 많은 수의 IPP 프로젝트가 다양한 라이센싱 단계 및 상업운전 승인 등을 통하여 PPA를 체결하였다.

13 There are different targets for the share of renewables in the energy mix (23%) and the power generation fuel mix (25%).

그러나, 이러한 IPP프로젝트들은 1990년대에 들어 아시아 경제위기를 겪으면서 사실상 중단 국면에 접어 들었다. 인도네시아 GDP는 최대 13.5%까지 감소되었으며, 1998년 6월을 기준으로 루피아 환율은 달러 대비 약 IDR 2,500에서 IDR 16,650 까지 평가절하되었다.

PLN은 결과적으로 루피아 약세로 인하여 치명적인 재정적인 손실을 입었다. PLN 비용 중 가장 큰 부분을 차지하는 PPA의 전력구매 금액은 USD로 계약되어 있으나, 재정수입 부분은 내국 소비자와 루피아 계약으로 이루어져 있다. IPP분야의 USD계약과 더불어 약 75%의 통화 가치 하락은 복합적으로 발전 분야의 투자 환경을 크게 악화시켰다. 대다수의 IPP가 상업생산을 시작하지 못하였으며, 결국에는 대부분 사업을 포기하였다. 일부 IPP만이 PPA의 재협의를 통하여 전력공급가액을 상당 수준 낮추어 사업을 계속하였다. 전반적으로 인도네시아는 그 당시 전력 분야에 있어 주요 투자자들로부터 신뢰를 잃게 되었다. 또한 PLN은 국가의 필요 전력 수요를 위한 발전 설비 개발 자금 조달을 독립적으로 할 수 없는 상황이 되었다.

이로부터 약 2년 뒤에 정부는 전력법 No.20/2002 (2002 전력법) 발표를 통하여 대대적인 개혁을 추진하였다. 동 법 하에서 전력 사업은 경쟁부문과 비경쟁부문으로 나뉘어 졌으며 경쟁부문은 전력 가치 체인 중 발전 및 소매 부문에 민간 참여를 허용하였다.¹⁴ 또한, 동 전력법은 전력 가격이 시장에서 결정될 수 있는 근거가 되었으며, 전력 시장 감독 기구(Electricity Market Supervisory Agency)를 설립하여 독립적인 규정을 마련하였다.

그러나 2004년에 국회는 공공재의 특성을 가지는 전력 사업의 특성을 고려하여 헌법 제23조에 근거하여 2002전력법의 위헌을 결정하였다. 헌법재판소에 따라 전력의 공급은 정부기관의 배타적인 권리 및 책임으로 여전히 남아 있게 되었다. 결과적으로 법원은 이전 법령인 1985년 전력법을 재도입하기로 결정하였으며, 단기적으로 1999년부터 2004년 사이에 새로운 발전 프로젝트에 제한적인 민간 투자만이 이루어졌다.

1985 전력법은 정부령 No.10/1989를 통하여 '전력의 공급과 활용'에 있어 재시행이 되었으며, 동 규정은 정부령 No.3/2005와 정부령 No.26/2006에서 개정되었다. 이러한 규정에 따르면 IPP는 전력사업허가(Electric Power Business License, Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan, PKUK)와 공공사용을 위한 전력공급 사업허가(Electricity Business License for Public Use Business License, Pemegang Izin Usaha Ketenagalistrikan untuk Kepentingan Umum)를 보유한 PLN에 전력을 공급하는 것에 한하여 전력의 개발 및 공급이 허용되었다.

¹⁴ Article 17(1) and Article 21(3) of the 2002 Electricity Law.

기타 부수적인 법률 및 규정은 다음과 같다.

- a) 대통령령 No.67/2005 및 재무부 규정 No.38/2006은 PPP(Public-Private Partnership) 협약에 관한 절차, 규정 및 정부지원과 보증에 대한 내용을 규정하고 있다.
- b) 대통령령 No.42/2005은 인프라스트럭쳐 개발의 가속화를 위한 정책 위원회(KKPKI)의 역할에 대한 내용을 규정하고 있다.
- c) 대통령령 No.71/2006은 1차 fast-track 프로그램을 도입하였으며, 또한 1차 fast track 프로그램에서 석탄화력발전의 수의계약(direct appointment)을 규정하고 있다.
- d) MoEMR 규정 No.1/2006은 전력구매 및 송전설비의 임대에 대하여 규정하고 있으며, MoEMR 규정 No.5/2009는 PLN의 협력사 및 기타 업체로부터의 전력구매에 대한 가이드라인을 규정하고 있다.

2005년에 정부는 민간부문의 전력투자를 다시 확대하기 위하여 새로운 노력을 시작하였다. 대통령령 No.67/2005를 통하여 새로운 "Public-Private Partnership(공공-민간 파트너쉽)" 법령이 제정되었으며, 이 법령을 통하여 IPP 프로젝트에 민간 입찰이 가능하게 되었다.

2006년에 정부는 "fast track" 프로그램 (FTP I)을 발표하였으며, 2010년 초에 이어서 FTP II를 발표하였다. 각각의 프로그램은 10 GW 발전 설비 개발 계획의 가속화에 중점을 두었으며, 특히 FTP II는 IPP와 재생에너지 분야에 중점을 두었다. 이어서 2015년에 Joko Widodo 대통령의 신 정부는 35 GW의 전력 개발 계획을 발표하였다.

2009년에 정부는 신 전력법(2009 전력법)을 통과시켰으며, 이는 전력 관련 규정체계를 강화시켰으며, 지방 정부의 라이센싱 및 전력 요금 결정 권한을 확대하였다. 2009년 9월 23일 부터 2009 전력법은 1985전력법을 대체하게 된다. 그러나 2002전력법과 달리 2009전력법은 전력공급사업에 있어 PLN의 주요 역할을 삭제하지 않았다. 2009년 전력법에서는 PLN은 인도네시아 전역에 걸쳐 전력사업을 수행할 수 있는 최우선적인 권리를 가지고 있다. 또한, 2009 전력법은 민간기업, 협력기관 및 지역사회 공동체 (Lembaga Swadaya Masyarakat)가 전력 공급 사업에 참여할 수 있도록 많은 권한을 부여하고 있다.

1.7 관련 정부 기관 및 기타 기관(Stakeholders)

PLN

PLN은 인도네시아 전력발전의 전 분야에 걸쳐 전반적인 책임을 부담하고 있으며 전력의 송전, 배전 및 공급과 관련한 배타적인 권리를 가지고 있다. PLN은 에너지 광물 자원부 (MoEMR), 국영기업부(Ministry of State Owned Enterprises, MoSOE) 및 재무부(MoF)에 의해 관리 감독을 받고 있다.

2004년에 PLN은 공익기업(public utility)에서 국영기업(state-owned limited liability company, Persero)으로 전환되었다.

2009 전력법은 PLN의 전력사업허가자(PKUK)로서의 역할을 제외하였으며, 현행 법률하에서는 PLN은 전력공급사업허가(IUPTL)를 소유하고 있다.

2009전력법은 전력공급과 관련하여 중앙정부(GoI) 및 지방정부가 지방정부 소유기업, 민간기업, 협력기관 및 지역사회 공동체에 사업기회를 부여하기 이전에 PLN이 우선하여 거부권을 행사할 수 있도록 규정하고 있다. 또한 PLN은 인도네시아 전 지역에 대하여 전력 공급에 대한 책임을 부담하고 있다. 예를 들어 PLN이 일부 특정 지역에 전력 공급을 하지 않는 경우에 있어, 그 지역에 지방정부 소유기업, 민간기업 및 협력기업 또한 전력을 공급하지 않기로 한 경우에는 정부는 PLN에 전력 공급을 강제할 수 있다.

PLN의 재정상태는 재무부 규정 No.170/2013에 규정된 바와 같이 보조금이 적시에 적정하게 지급됨에 따라 최근 몇 년 동안 향상되었다. 동 규정은 재무부 규정 No. 195/2015로 2017년 1월 1일부터 대체될 예정이었으나, 지연되어 2018년 1월 1일부터 적용될 예정이다. 또한, 발전 원료 배합의 변화와 MoEMR 규정 No. 31/2014(MoEMR 규정 No.9/2015로 개정됨)에 따라 환율, 인플레이션 및 원유가격의 변동에 따른 전력 가격의 자동 조정으로 인하여 재정상태가 향상되었다. 또한, 2015년에 재무부는 "국영기업이 국제 금융기구로부터 직접 대출을 통하여 인프라스트럭처 자금을 조달하는 경우의 보증 절차"에 대한 규정 No. 189/2015를 제정하였다. 정부는 공익목적의 인프라스트럭처 개발의 가속화를 위하여 국영기업이 국제 금융기구로부터 직접대출을 받고 특정 요건을 만족하는 경우에 보증을 제공할 예정이다. 추가로 대통령령 No. 4/2016에 따라 PLN이 전력 관련 인프라 프로젝트 개발을 위하여 대출을 받는 경우에도 재무부가 보증을 제공할 예정이다.

MoEMR - 에너지 광물 자원부

MoEMR은 인도네시아의 국가전력계획(Rencana Umum Kelistrikan Nasional, RUKN)을 포함한 에너지 정책 수립과 시행에 대한 책임을 맡고 있으며, 전력청(DGE)과 신재생에너지 및 에너지 관리청(DGNREEC)을 통하여 전력 분야를 규제할 책임이 있다. 또한, MoEMR은 전력, 신재생에너지 및 에너지 관리에 대한 시행 규정 제정에 대한 책임 및 PLN의 전력공급 사업계획(RUPTL)을 승인할 책임이 있다.

The House of Representatives (Dewan Perwakilan Rakyat - 'DPR') - 하원

하원의 Commission VII은 에너지, 연구, 기술 및 환경 분야에 대한 규정을 제정할 책임을지고 있다. 또한, Commission VII은 관련 법령 수립 뿐만 아니라 관련 정부 정책의 시행 및 관리 감독에 대한 책임도지고 있다.

Ministry of national Development Planning/National Development Planning Board (Kementerian PPN/Bappenas, 'Bappenas')

Bappenas는 국가 개발 계획 분야에 있어 현행 법률 및 규정에 따라 정부의 역할을 수행할 책임이 있다. Bappenas 내에 PPP이사회(Direktorat Kerjasama Pemerintah dan Swasta, DKPS)를 두고 있으며, 인프라 프로젝트에 있어 정부와 민간 투자자 사이의 협력이 용이하도록 하는 역할을 수행하고 있다.

Badan Koordinasi Penanaman Modal, BKPM – 투자조정청

2015년부터 BKPM은 전력 공급 사업 라이센스를 발행하고 있다. '원-스텝' 서비스의 일환으로 회사 설립과 라이센싱 절차에 관한 서비스 및 외국인 고용 허가까지 BKPM에서 다루고 있다. 또한 BKPM은 기존 투자자와 잠재적인 투자자로부터의 문의사항의 처리와 정보제공을 위하여 투자자 관계 부서(Investor Relations Unit)를 두고 있다.

The Committee for the Acceleration of Prioritised Infrastructure Development (KPIP)

KPIP은 경제조정청(Coordinating Ministry for Economic Affairs)의 장관을 의장으로 한 부처간 조정 위원회이다. KPIP의 구성원으로는 재무부 장관, Bappenas 장관 및 국토부 장관(Head of National Land Agency)이 있다. KPIP는 의사결정 절차의 조정을 주목적으로 하여 설립되었다. 국가 전략적으로 매우 중요하고 우선순위가 높은 프로젝트의 의사결정에 자연이 있는 경우에 KPIP가 이를 조정하게 된다.

The Ministry of Finance (MoF) – 재무부

재무부는 발전 프로젝트와 관련하여 조세감면혜택(tax incentive)을 승인하고 있으며, 또한 정부 보증(Government Guarantees)의 승인도 담당하고 있다. 재무부 내의 PPP 부서는 이러한 승인 요청을 검토하여야 한다. 모든 정부 보증은 하기에서 설명하고 있는 PT PII에서 담당하고 있다.

또한 재무부는 PLN에 제공하는 전력 보조금과 PLN의 차입약정 협약도 결정하고 있다.

Kementerian Negara badan Usaha Milik Negara - The Ministry of State-Owned Enterprises (MoSOE) – 국영기업부

MoSOE는 PLN의 운영 및 경영을 감독하고 있으며, 또한 PLN의 사업실적목표를 설정하고 연간 예산을 승인하고 있다.

The National Energy Council (DEN)

DEN은 국가 에너지 정책을 수립, 국가 에너지 일반 계획 결정 및 미래 에너지 위기 대응을 위한 조치를 수립하기 위하여 2009년에 설립되었다. DEN은 에너지 장관 (Minister of Energy)을 의장으로 하며 대통령과 부통령이 주재한다. DEN은 에너지의 송전, 배전 및 사용과 관련한 부처의 장관 및 정부 관료들과 기타 관련 부처의 구성원을 통틀어 15명으로 구성되어 진다. DEN의 가장 최근의 국가 에너지 정책(KEN)은 지난 2014년 1월 28일에 국회에서 승인되었다.

Committee for the Acceleration and Expansion of Indonesia's Economic Development (Komite Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia, KP3EI)

KP3EI는 인도네시아 경제개발 확장 및 가속화를 위한 마스터플랜(Materplan for the Acceleration and Expansion of Indonesia's Economic Development 2011-2025, MP3EI)의 이행을 위하여 2011년에 설립되었다. KP3EI는 대통령을 중심으로 하며 실무진들이 규정, 연계성, 인적자원, 과학기술을 관할하고 있다. 또한 수마트라-자바-칼리만탄-술라웨시의 경제회랑, 발리-Nusa Tenggara의 경제회랑 및 파푸아-마루쿠(Maluku)의 경제회랑도 관할하고 있다.

PT Penjaminan Infrastruktur Indonesia (PT PII) or Indonesian Infrastructure Guarantee Fund (IIGF)

IIGF는 인프라스트럭처 사업에 정부보증을 제공하기 위하여 2009년 12월 30일에 설립되었다. IIGF는 정부에 전략적 어드바이저 역할을 담당하며 인프라스트럭처 프로젝트를 위하여 트랜잭션 매니저(transaction manager) 또는 주간사(lead arranger) 역할을 담당한다. IIGF는 100% 정부 소유기업이며 2014년말 기준으로 6조 루피아의 자본금이 출자되었다. 2015년 및 2016년에 정부는 각각 1.5조 루피아 및 1조 루피아를 추가로 출자하였다. 자세한 사항은 다음 장에서 설명하고 있다.

PT Sarana Multi Infrastruktur(PT SMI) and PT Indonesia Infrastruktur Financiang (PT IIF)

PT SMI는 1조 루피아의 자본금으로 2009년 2월 26일에 설립되었으며, 2015년말 기준으로 자본금이 22.3조 루피아로 증가하였다. PT SMI는 투자자가 발전 프로젝트를 포함하여 인프라스트럭처 개발과 관련하여 부채와 자본의 조달을 위하여 내국 재원의 획득을 용이하도록 하기 위하여 설립되었다. PT SMI는 세계은행(World bank)을 포함한 다국적 차관기관의 지원을 받고 있다. 2015년말 기준으로 총 자금 투입금액(22.5조 루피아) 중 25%가 발전분야에 투입되었다.

인프라스트럭처 파이낸싱 밴드는 두 개의 에이전트를 통하여 운영이 된다. PT SMI와 PT IIF는 투자자가 발전 프로젝트를 포함하여 인프라스트럭처 개발과 관련하여 부채와 자본의 조달을 위하여 내국 재원의 획득을 용이하도록 하기 위하여 설립되었다.

PT SMI는 1조 루피아의 자본금으로 2009년 2월 26일에 설립되었으며, 2014년말 기준으로 자본금이 4조 루피아로 증가하였다.

PT IIF는 PT SMI의 자회사로서 2010년 1월 15일에 설립되었다. PT IIF는 민간기업의 형태로 운영이 되며 주주는 PT SMI, International Financial Corporation, 아시아개발은행(ADB), DEG(Deutsche Investitions und Entwicklungsgesellschaft GmbH) 및 SMBC(Sumitomo Mitsui Banking Corporation)로 구성되어 있다.

자세한 사항은 제 3장에서 설명하고 있다.

The Indonesian Electric Power Society (Masyarakat Ketenagalistrikan Indonesia, MKI) – 인도네시아 전력 공동체

MKI는 전력 산업 내의 다양한 이해관계자들을 구성원으로 하여 1998년 9월 3일에 설립되었다. MKI의 주요 목적은 전력산업과 관련한 이슈 및 문제의 협의를 위한 포럼 개최와 기술, 인력, 환경 및 사업규정에 대하여 회원사들의 입장을 정부에 전달하는데에 있다.

The Independent Power Producers Association of Indonesia (Asosiasi Produsen Listrik Swasta Indonesia, APLSI) – 민간 전력 생산자 협의회

APLSI는 1976년 5월에 설립되었으며, 구성원들의 전력 요금 재협의 등과 같은 특정 이슈에 대하여 IPP와 인도네시아 정부 간의 의사소통을 위한 포럼을 제공하고 있다.

The Indonesian Geothermal Association (INAGA) – 인도네시아 지열 협의회

INAGA는 인도네시아의 지열에너지 개발과 관련하여 구성의 역량 강화, 이해 증진, 협력 강화 및 책임강화를 위한 의사소통과 협조를 위한 포럼 형태로 1991년에 설립되었다. 협회는 10개의 지열발전 회사와 다양한 분야의 전문가들로 구성되어 있으며, 현재 약 600여 회원을 보유하고 있다.

Indonesia Renewable Energy Society (Masyarakat Energi Terbarukan Indonesia, METI) – 인도네시아 재생에너지 협의회

METI는 인도네시아 재생에너지 개발을 목적으로 포럼 형태로 1999년에 설립되었다. METI는 UK을 기반으로 한 World Renewable Energy Network의 멤버 중 하나이다. METI의 운영진은 수력, 태양광, 바이오연료, 바이오매스, 바이오 가스 및 풍력에너지 협의회 의장을 포함한다.



Photo source: PwC

2. 법률 및 규정 체계



Photo source: PwC

2.1 개요

전력분야는 MoEMR 및 산하기관에서 규정을 관할하고 있다. 산하기관으로는 전력청(DGE), 신재생에너지 및 에너지관리청(DGNEEC) 등이 있다.

현재의 규정 체계는 2009년 발효된 전력법(Electricity Law No.30/2009)을 중심으로 하며, 여러 개의 시행 규정으로 이루어져 있다. 시행 규정은 하기와 같다.

- GR No.14/2012 (GR No.23/2014로 개정) : 전력사업에 대한 규정
- GR No.42/2012 : 전력의 국제 거래에 대한 규정
- GR No.62/2012 : 전력 지원사업에 대한 규정
- 2012 Land Acquisition Law : 2012년 토지 취득법
- PR No.71/2012 (PR No.40/2012, No. 99/2014 및 No. 30/2015로 개정) : 인프라스트럭처 프로젝트를 위한 토지취득에 대한 대통령령
- 2014 Geothermal Law : 2014년 지열법

2.2 2009 전력법

2009전력법은 제 1장 6절 '인도네시아 전력 분야의 개발 연혁'을 참고하길 바란다.

2.2.1 국가 전력 계획(RUKN) 및 전력공급 사업계획(RUPTL)

MoEMR은 20년 간의 전력 수요와 공급 예측, 투자재원조달 정책 및 신재생에너지의 활용 방안 등을 포함하여 국가 전력 계획(National Electricity Plan, RUKN)을 수립하여야 한다. 또한, RUKN은 정부가 DPR과 협의한 후 공식화 한 GR No. 27/2014에 명시된 국가 에너지 정책(NEP)를 기반으로 작성되어야 한다. RUKN은 적어도 매 3년마다 검토되어야 한다.

또한, 2009전력법에 따라 지방 정부도 RUKN을 기반으로 하여 지방 전력 계획(Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah, RUKD)을 수립하여야 한다.

전력공급 사업계획(RUPTL)은 사업지역의 10년 간의 전력 개발 계획을 포함하여야 한다. 다만, PLN의 자회사인 PT Pelayanan Listrik Nasional Batam과 PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan의 해당지역은 제외한다. RUPTL은 국가 전력 계획 및 지방 전력 계획을 기반으로 작성되어야 한다. 또한, RUPTL은 전력 수요 예측, 미래 확장 계획, 전력 생산 예측 및 연료 조건 등을 포함하여야 하며, PLN과 IPP의 프로젝트 개발 비중에 대한 사항도 포함하여야 한다. 발전소 건설과 관련하여 IPP의 제한 입찰(Direct Selection)과 수의 계약(Direct Appointment)에 대한 사항도 RUPTL을 기반으로 한다. 이런 관점에서 RUPTL은 인도네시아 발전 분야의 모든 투자자들에게 매우 중요하며, RUPTL은 매년 검토되어야 한다.

2.2.2 전력사업 (Electricity Business)

2009전력법은 전력 사업을 아래와 같이 크게 두 가지 카테고리로 구분하고 있다.

- a) 전력 공급에 직접 연관이 있는 분야(공공 사용, captive supply 또는 자가소비 포함)
 - i) 전력 발전 (electrical power generation)
 - ii) 전력 송전 (electrical power transmission)
 - iii) 전력 배전 (electrical power distribution)
 - iv) 전력 판매 (the sale of electrical power)
- b) 전력 발전 지원과 관련한 분야
 - i) 서비스 사업(컨설팅, 건설 및 설치, 운영 및 보수, 연구 및 개발, 교육, 훈련 및 인증, 설비 테스팅 및 인증)
 - ii) 전력 장비 및 전력 설비의 공급과 관련한 산업

공공 사용 목적의 전력 공급은 하나의 Wilayah Usaha내에서 하나의 사업체에 의해서만 통합된 방식으로 수행될 수 있다. Wilayah Usaha에 대한 제한은 공공 사용을 위한 전력 공급에도 적용이 되며, 이는 전력 배전 및 단독적인 전력의 판매도 포함한다.

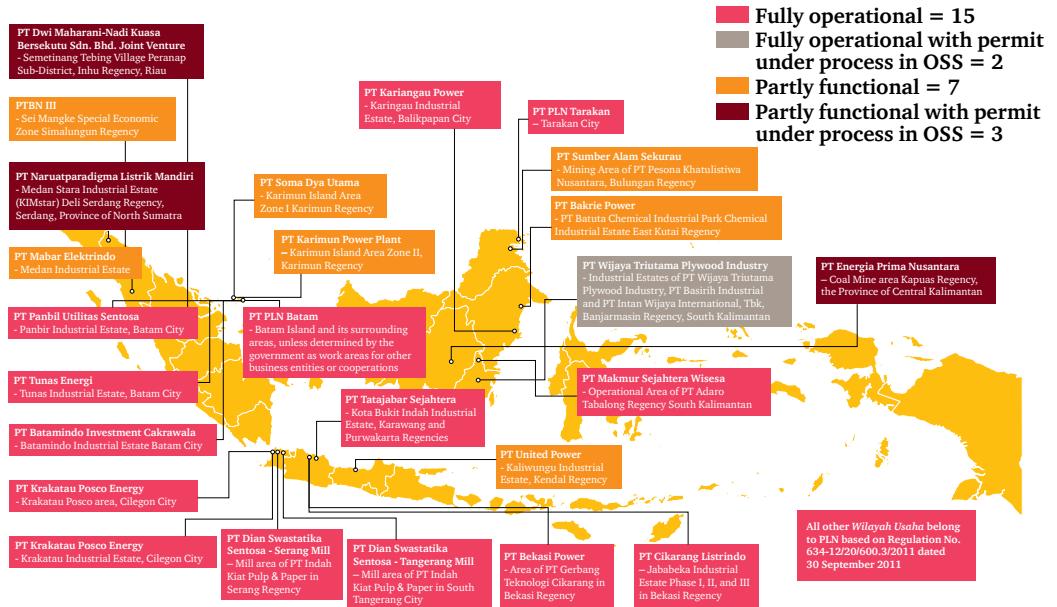
2009 전력법은 PLN에게 인도네시아 전체에 대하여 전력 사업을 수행할 수 있는 우선적인 권리를 부여하고 있다. 다만, 특정 사업 지역에 대하여 민간기업, 협력기관 및 지역사회 공동체에게 전력 공급 사업 허가를 부여한 경우를 예외로 한다.

DGE는 MoEMR을 대신하여 전력 공급 사업을 위한 Wilayah Usaha를 정한다. MoEMR 규정 No. 28/2012(MoEMR 규정 No. 7/2016으로 개정)에 따르면, Wilayah Usaha는 아래의 조건을 만족하는 경우에 위에서 언급한 기관에 부여할 수 있다:

- a. 사업지가 현행 IUPTL소유자로부터 다루어지지 않은 경우
- b. Wilayah Usaha내에서 현행 IUPTL소유자가 고품질의 신뢰성 있는 전력 공급 또는 전력 배전 네트워크를 공급하지 못하는 경우
- c. Wilayah Usaha 소유자가 지역의 일부 또는 전부를 MoEMR에 반환한 경우

국영기업, 민간기업, 협력기관 및 지역사회 공동체는 Wilayah Usaha를 DGE를 통하여 MoEMR에 신청할 수 있으며, 신청서 제출을 위하여 전력 수요 분석 및 사업계획을 같이 제출하여야 한다. 또한, 한 지역 내에 하나의 Wilayah Usaha가 있는 경우에는 지방정부의 장 또는 주지사로 부터 추전서를 받아 제출하여야 한다. DGE는 Wilayah Usaha를 발급할지 여부를 결정하기 위하여 기술 타당성 검토를 수행하여야 한다.

2015년 말 기준으로 정부는 PLN의 Wilayah Usaha를 포함하여 27개의 Wilayah Usaha를 발행하였다. 지역별 분포는 다음과 같다.

Figure 2.1 – The holder of *Wilayah Usaha* in Indonesia in 2015

Source: DGE (6 April 2016), PwC Analysis

2.2.2.1 발전

PLN 및 IPP

2015년 말 기준으로 인도네시아는 총 55.5 GW의 전력 생산 설비를 보유하고 있으며, PLN 및 자회사가 38.3 GW (70%), IPP가 12.5 GW (21%), PPU가 2.3 GW (4%), 비(非)디젤 사업 허가를 소유한 공급자가 2.4 GW (5%)를 차지하고 있다.¹⁵ 이와 같이 인도네시아 내 전력발전 분야는 PLN이 Indonesia Power, Pembangkit Jawa Bali, PLN Batam 및 PLN Tarakan과 같은 국영 자회사를 포함하여 대부분을 통제하고 있다.

민간 분야의 참여는 IPP 또는 PPP협약을 통하여 허용되고 있다. IPP의 선정은 대부분 경쟁 입찰을 통하여 선정되며, 대통령령 No. 14/2012 (대통령령 No. 23/2014로 개정)과 MoEMR 규정 No. 3/2015에 따라 특정한 조건 하에서 제한 입찰(direct selection) 및 수의 계약(direct appointment)으로 선정이 가능하다. 대통령령 No. 38/2015에 따라 PPP에도 유사한 규정이 적용된다. IPP 및 PPP 선정과 관련 자세한 사항은 제3장 4절에서 설명하고 있다.

15 DGE (6 April 2016), *op.cit.*, p. 2.

PPU (Private Power Utilities) – 자가 소비를 위한 전력발전

PPU(Private Power Utility)는 PLN에게 전력을 판매하지 아니하고 자가 소비를 위해 발전을 하는 투자자를 일컫는다. 200 kVA를 초과하는 용량을 생산하는 PPU는 자가사용 목적 또는 직접 판매 목적(예를 들면, 사업 단지용 전력)을 위하여 전력을 생산(송전 및 배전 포함)하기 위하여는 반드시 운영 라이센스(Izin Operasi, IO)를 받아야 한다.¹⁶ 25 – 200 KVA 용량의 PPU는 관련 부처, 주지사 또는 시장으로부터 반드시 등록 서류를 득하여야 하며, 25 kVA 용량 미만의 PPU는 관련 부처, 주지사 또는 시장에게 반드시 신고하여야 한다. PPU는 자가소비후 전력 초과분을 IUPTL 소유자(실무적으로는 대부분 PLN)에게 판매할 수 있다. 또한, 산간 도서 지역 등 PLN의 송전 네트워크가 연결되지 아니한 지역에 한하여 관련 장관, 주지사 또는 시장의 승인을 득한 경우 여유 전력을 최종 소비자에게 직접 판매할 수 있다. PPU가 자가 사용 목적 및 직접 판매 목적으로 전력을 생산하는 경우, PPU는 전력 공급자로서 IO 이외에 Wilayah Usaha와 IUPTL 허가가 필요하다.

2.2.2.2 송전, 배전 및 소매

2009 전력법은 PLN에게 인도네시아 전체에 대하여 전력사업을 수행할 수 있는 우선적인 권리를 부여하고 있다. PLN은 송전 및 배전 시설에 대한 단독적인 소유권을 가진 유일한 사업자로서 전력의 송전과 배전 분야에 있어 유일하게 사업을 수행할 수 있다. 한편 2009 전력법 및 정부령 No.14/2012(정부령 No.23/2014로 개정)은 공공 사용(public use)을 위한 전력의 공급에 대하여 민간부문의 참여를 허용하고 있으며, 송전 및 배전과 관련하여 PLN의 설비 사용을 허가하고 있다. 현재까지 전력발전 분야에 있어 민간부분의 참여는 여전히 제한적이다. 민간부분의 사업 참여를 증진시키기 위하여 에너지 광물 자원부는 전력 공급(Power Wheeling)에 대하여 MoEMR 규정 No.1/2015를 시행하여, IPP와 PPU의 PLN의 송전 및 배전 네트워크의 사용 효율을 최적화하고, 추가적인 전력생산의 공급을 가속화하는 것을 중점으로 두고 있다. 그러나 구체적인 절차와 송배전 설비 사용에 대한 비용과 관련한 시행 규정이 제정되지 아니하였다.

2.2.2.3 전력 지원 사업 (Electricity support business)

2009 전력법은 전력 지원사업을 전력 지원 서비스 사업 허가(Izin Usaha Penunjang Tenaga Listrik, IJUPTL)와 전력 지원 산업 사업 허가(Izin Usaha Industri Penunjang Tenaga Listrik, IUIPTL)로 분류하고 있다.

GR No. 62/2012에 따르면, 전력 지원 서비스 사업은 다음을 포함한다:

- a. 전력 설비에 관한 컨설팅
- b. 전력 공급을 위한 개발 및 설치
- c. 전력 설비의 조사와 시험
- d. 전력 설비의 운영
- e. 전력 설비의 유지
- f. 연구 및 개발
- g. 교육 및 훈련

¹⁶ For a detailed overview of the regulation and business models for PPUs in industrial estates see PwC and GE (2016).

- h. 전력 사용과 전력 장비의 설비 테스팅
- i. 전력 사용과 전력 장비의 적정성 인증
- j. 전력 공학 역량의 인증
- k. 전력 공급과 직접 관련된 기타 서비스 및 사업

전력 지원 서비스 사업을 영위하는 기업은 반드시 전력 지원 서비스 사업 허가(IUJPTL)를 소유하여야 한다.

전력 지원 사업은 전력 설비를 위한 지원 산업과 전력 활용을 위한 지원 산업으로 구분된다. 전력 지원 산업 사업을 영위하는 기업은 반드시 전력 지원 산업 사업 허가(IUIPTL)를 소유하여야 한다.

2.2.3 내국 재화 및 서비스 (Local Content)

2009 전력법은 전력공급 사업허가(IUPTL) 또는 전력 지원 서비스 허가(IUJPTL) 및 전력 지원 산업 사업 허가(IUIPTL)를 보유한 사업자는 내국 재화 및 서비스 사용 의무를 준수하도록 규정하고 있다. 산업부(Ministry of Industry, MoI) 규정 No.54/2012는 내국 재화 및 서비스의 최소 의무 사용 기준을 명시하고 있으며, 동 기준을 준수하지 않는 경우 행정적인 제재를 받을 수 있다.

수입재화는 다음의 경우에 사용할 수 있다:

- a) 내국에서 생산되지 않는 재화의 경우
- b) 내국 재화의 품질이 해당 규정에 미달하는 경우
- c) 내국 재화의 공급량(수량)이 충분하지 않은 경우

발전소 유형에 따른 내국 재화 및 서비스 사용의 기준은 아래 표와 같다:

발전소 유형	발전용량	내국 재화 및 서비스의 최소 사용 기준(TKDN)		
		재화 (%)	서비스 (%)	재화와 서비스 합계(%)
석탄화력발전	15 MW 이하	67.95	96.31	70.79
	15 MW 초과 25 MW 이하	45.36	91.99	49.09
	25 MW초과 100 MW 이하	40.85	88.07	44.14
	100 MW 초과 600MW 이하	38.00	71.33	40.00
	600 MW 초과	36.10	71.33	38.21
수력발전	15 MW 이하	64.20	86.06	70.76
	15 MW 초과 50 MW 이하	49.84	55.54	51.60
	50 MW 초과 150 MW 이하	48.11	51.10	44.00
	150 MW 초과	47.82	46.98	47.60

발전소 유형	발전용량	내국 재화 및 서비스의 최소 사용 기준(TKDN)		
		재화 (%)	서비스 (%)	재화와 서비스 합계(%)
지열발전	5 MW 이하	31.30	89.18	42.00
	5 MW 초과 10 MW 이하	21.00	82.30	40.45
	10 MW 초과 60 MW 이하	15.70	74.10	33.24
	60 MW 초과 110 MW 이하	16.30	60.10	29.21
	110 MW 초과	16.00	58.40	28.95
가스화력발전	블럭당 100 MW 이하	43.69	96.31	48.96
복합발전	블럭당 50 MW 이하	40.00	71.53	47.88
	블럭당 50 MW 초과 100 MW 이하	35.71	71.53	40.00
	블럭당 100 MW 초과 300 MW 이하	30.67	71.53	34.76
	블럭당 300 MW 초과	25.63	71.53	30.22
태양광발전 (Solar Home System)	유닛당	30.14	100	53.07
태양광발전 (Communal)	유닛당	25.63	100	43.85

또한, 발전소의 건설은 다음과 같이 규정되어 있다.

- 135 MW 이하의 석탄-화력 발전소, 60 MW 이하의 지열 발전소, 150 MW 이하의 수력 발전소, 복합 발전소 및 태양광 발전소의 건설은 국영 건설사(EPC)에 의해 수행되어야 한다.
- 위에서 언급한 발전소 이외의 발전소의 건설은 외국인 투자 회사와 내국 회사의 컨소시엄에 의해 수행될 수 있다.

송전 설비와 관련한 최소 내국 재화 및 서비스의 사용 규정은 다음과 같다:

유형	발전용량	내국 재화 및 서비스의 최소 사용 기준(TKDN)		
		재화 (%)	서비스 (%)	재화와 서비스 합계(%)
High Voltage Aerial Network	70	70.21	100	76.17
	150	70.21	100	76.17
Extra-High-Voltage Aerial Network	275	68.23	100	74.59
	500	68.23	100	74.59
High-Voltage Undersea Cable Network	150	15.00	83.00	28.60
High-Voltage Underground Cable Network	70	45.50	100	56.40
	150	45.50	100	56.40

주요 중계 변전소(Main relay station)와 관련한 최소 내국 재화 및 서비스의 사용 규정은 다음과 같다:

유형	발전용량	내국 재화 및 서비스의 최소 사용 기준(TKDN)		
		재화 (%)	서비스 (%)	재화와 서비스 합계(%)
High-Voltage Main Relay Station	70	41.91	99.98	65.14
	150	40.66	99.98	64.39
Extra-High-Voltage Main Relay Station	275	22.42	74.54	43.27
	500	21.51	74.67	42.77
High-Voltage Gas Insulated Switchgear (GIS)	150	14.27	26.68	19.237
Extra-High Voltage GIS	150	11.19	26.68	17.389

송전망 및 배전망의 건설은 국영 건설사(EPC)에 의하여 수행되어야 한다.

발전소, 주요 중계 변전소 및 송배전망 관련하여 내국 재화 및 서비스의 사용량 계산을 위한 규정과 절차는 다음과 같다:

- 산업부 규정 No. 15/M-IND/PER/2/2011 : 재화와 서비스의 조달과 관련한 내국 재화 사용 규정
- 산업부 규정 No. 16/M-IND/PER/2/2011 : 내국 재화 사용량 계산을 위한 규정 및 절차

2.2.4 전력공급 사업허가 IUPTL

개인 또는 법인이 전력 공급 사업 또는 전력 발전 관련 지원 사업을 영위하기 위해서는 반드시 해당 사업 허가를 취득하여야 한다. 전력 공급 사업과 관련한 사업 허가는 다음과 같다:

- a) 전력공급 사업허가(IUPTL) : 공공사용 목적의 전력공급은 IUPTL을 취득하여야 하며 사업 허가 기간은 최대 30년이며 연장이 가능하다.
- b) 운영 허가(operational license, IO) : 자가 사용 목적의 전력 생산의 경우 IO를 취득하여야 하며 허가 기간은 최대 10년이며 연장이 가능하다.

IUPTL을 보유하는 경우 다음의 활동을 할 수 있다.

- a) 전력 발전(Electricity generation)
- b) 전력 송전(Electricity transmission)
- c) 전력 배전(Electricity distribution)
- d) 전력 판매(Electricity sales)
- e) 전력의 분배와 판매
- f) 전력 발전 부터 판매까지 통합적인 활동

IUPTL은 다음의 법인 또는 기관에 발행될 수 있다.

- a) 국영기업 또는 민간기업
- b) 지방정부가 소유한 회사
- c) 협동조합 및 지역사회 공동체(lembaga swadaya masyarakat)

2015년 1월부터 투자조정청(BKPM)은 MoEMR 규정 No.35/2014에 따라 MoEMR을 대신하여 하기의 10가지 전력 관련 라이센스 발급업무를 담당하고 있다.

1. 전력 공급 사업허가 라이센스(IUPTL)
2. 운영 라이센스(IO)
3. Wilayah Usaha의 선정
4. 전력사업 지원 서비스 라이센스(IUJPTL)
5. 해외 전력판매 및 구입 라이센스
6. 통신, 멀티미디어 및 정보과학을 위한 전력망의 사용 허가
7. 지열발전 예비 조사 할당
8. 지열발전 라이센스 (Izin Panas Bumi)
9. 지열발전 지원서비스 승인
10. 지열발전 저장 허가 (Geothermal explosives storage permit)

2.2.5 전력의 국외 판매 및 국외 구입

정부령 No.42/2012에 따르면, 인도네시아 국외로의 전력 판매 및 전력구입은 에너지 광물 자원부 장관으로부터 승인을 받도록 규정하고 있다.

다음의 경우에 한하여 국외에 전력을 판매할 수 있다:

- a) 해외 지역의 내국 전력 구매에 대한 수요가 있는 경우
- b) 판매가격이 보조금 지원이 되지 않는 경우
- c) 해외 지역 전력 공급의 책임성을 담보하지 않는 경우

다음의 경우에 한하여 국외로 부터 전력을 구입할 수 있다:

- 내국 전력 수요를 충족할 목적이거나 또는 전력의 품질 및 안정성을 증가 시킬 목적인 경우
- 국가의 주권, 안보 및 경제 발전에 해를 끼치지 않는 경우
- 전력의 구매가 국가의 전력 공급 용량 개발을 저해하지 않는 경우
- 해외 수입에 의존하지 않는 경우(종속되지 않는 경우)

국외의 전력 판매/구입 계약도 현행 관세법 및 규정을 따라야 한다.

역사적으로 인도네시아는 말레이시아로부터 전력을 수입하여 왔다. 전력 구매는 서부 깔리만탄의 전력 부족으로 인하여 2009년 1.26 GWh에서 2014년 8.99 GWh로 증가하였다. 서부 깔리만탄의 전력 공급 부족으로 인하여 정부는 PLN과 Sarawak Energy Supply Corporation의 25년 기간의 협약을 통하여 수력발전 전력을 수입하기 위하여 말레이시아 Sarawak과 서부 깔리만탄을 잇는 275 kV연결선 개발을 승인하였다. 동 상호 연결은 2016년 1월에 개시되었다. 향후 5년간 인도네시아는 최대 부하시에는 230 MW, 이외에는 50 MW의 전력을 수입할 예정이다. PLN은 West Kalbar 1 (2 x 50 MW), Kalbar 2 (2 x 27.5 MW) 및 Kalbar 3 (2 x 55 MW)의 증기 발전소 건설 이후에 순량 기준으로 전력을 수출할 계획이다.

Sarawak-서부 깔리만탄 연결은 아세안 전력 그리드 프로젝트의 인도네시아의 첫 진출로 볼 수 있다(태국, 라오스, 말레이시아, 싱가폴, 베트남 및 캄보디아를 포함하여 많은 수의 아세안 국가들이 이미 상호 연결함). 상호 연결 프로젝트는 가장 낮은 비용으로 전력의 공급과 수요를 충족시키기 위한 시스템 운영자의 유연성을 높이고, 재생에너지의 개발을 지원하며 에너지 안전성을 높이기 위함이다. 이러한 대규모 지출이 예상되는 대규모 프로젝트는 공급과 수요를 보다 잘 대응시키기 위하여 국가간 규제환경의 지원, 기술적인 문제에 대하여 국가간 협력 및 보다 역동적인 가격 책정이 필요하다.

인도네시아가 계획 중인 추가적인 아세안 전력 그리드 프로젝트는 다음과 같다:

상호간 송전 네트워크	상업 운영 예정일
Peninsular Malaysia – Sumatera	2019년
Batam – Singapore	2020년
East Sabah – East Kalimantan	2020년 이후
Singapore – Sumatera	2020년 이후

Source: International Energy Agency (“IEA”), “Development Prospects of the ASEAN Power Sector: Toward an Integrated Electricity Market”, 2015.

2.3 대통령령(PR) No. 4/2016

2014년 말에 조코 위도도 대통령에 의해 5개년 35 GW 발전 프로그램이 발표되었다. 이러한 35 GW 프로그램의 시행은 인도네시아의 전력 인프라 강화를 위한 정부의 지속적인 노력으로 보여진다. 정부는 2006년에 10 GW의 석탄화력 발전소 개발을 위한 FTP I을 시행하였으며, 2010년에는 이어서 10 GW의 재생 에너지 개발을 위하여 FTP II를 시행하였다. FTP I과 FTP II의 성과는 그다지 좋지 아니하였다. 약 10년 동안, FTP I은 100% 달성을 못하였다. FTP II도 기대한 것과 달리 성과를 달성을 못하였고, 동 프로그램 하의 많은 수의 프로젝트가 조코 위도도 대통령 행정부의 35 GW 프로그램에 통합되었다.

FTP I 및 FTP II의 경험과 어려움을 기반으로 전력 인프라 개발의 가속화에 대한 PR No. 4/2016이 인도네시아 전력 개발 프로젝트에 영향을 미치는 많은 문제점을 해결하기 위하여 발표되었다. 동 규정은 여러 가지 조치 중에서도 전력 프로젝트 개발을 위한 정부 보증을 포함하고 있다. 언급한 전력 프로젝트는 PLN에 의하여 개발되거나 PLN 또는 그 자회사에 의해 개발되는 프로젝트와 IPP와 협력으로 진행되는 프로젝트를 포함한다. 또한, 동 규정은 라이센싱, 토지 취득 및 다양한 기타 문제점을 다루고 있다.

2.3.1 정부 보증

PR No. 4/2016 하에서, IPP는 PPA하의 PLN의 의무준수를 위하여 재무부로부터 사업 이행 보증을 받을 수 있다. 동 보증을 받기 위하여, PLN의 최고 임원은 발전 프로젝트의 조달(procurement) 과정의 시작 이전에 재무부로부터 보증을 요청하여야 한다. PR No. 4/2016은 IPP가 사업 이행 보증을 받거나 또는 보증을 받기 위한 방법에 대하여 어떠한 기준도 제시하지 아니하고 있다. 따라서 보증을 제안하는 것은 PLN의 재량에 따른다. 추가로 보증은 발전의 조달 서류에 포함되어야 한다. 이러한 사유로 2015년에 PPA가 서명된 35 GW 개발 프로젝트의 절반 정도가 보증을 받을 수 있을지 의문이며, 동 PR의 발행 이전에 입찰이 진행된 프로젝트도 보증을 받을 수 있을지 확실하지 않다.

PR No. 4/2016 하에서, PLN이 전력 인프라 프로젝트 개발과 관련하여 차입한 대출금은 재무부로부터 완전히 보증 받게 될 것이다. 이러한 보증을 얻기 위하여 PLN의 최고 임원은 재무부에 보증을 요청하여야 한다. 재무부는 PLN으로부터 요청 서류를 전부 제출 받은 날로부터 25영업일 이내에 PLN의 보증 요청을 승인하여야 한다.

IPP를 위한 사업 이행 보증의 획득과 관련한 절차 및 PLN을 위한 대출금 보증은 재무부 규정 No. 130/2016에서 규정하고 있다.

2.3.2 신재생에너지 프로젝트

전력 인프라 개발은 국가 에너지 정책에서 요구하는 에너지 비중과 관련하여 신재생에너지의 목표 비율을 달성을 위하여 신재생에너지의 활용을 우선 순위로 하여 수행되고 있다. 중앙정부와 지방정부는 다음의 형태의 지원을 제공하고 있다. (1) 조세혜택(투자세액공제 등), (2) 허가 및 비허가의 완화, (3) 신재생에너지를 위한 FiT, (4)

신재생에너지를 기반으로 생산되는 전력을 PLN에 판매하기 위하여 별도의 법인 설립, (5) 신재생에너지를 위한 별도의 보조금. 이러한 지원은 전력 인프라 개발의 사업성과 경제성에 따라 달라진다. PR No. 4/2016은 신재생에너지 개발과 관련하여 다양한 조세혜택만을 규정하고 있다.

동 PR에 따라 정부는 신재생에너지 집합소(Aggregator)를 개발할 예정이다. 신재생에너지 집합소는 신재생에너지로부터 발전되는 모든 전력을 구매하고 이를 다시 PLN에 판매하며, 신재생에너지를 위한 별도의 보조금을 수령하게 될 것이다. 그러나 이러한 집합소의 설립 시기는 명확하지 아니하며, 집합소가 PLN소속이 될지 국영기업부 소속이 될지도 명확하지 아니하다.

PR No. 4/2016은 수력, 지열 및 풍력발전소와 이의 송전설비는 현행 규정에 따른 자연 보존 지역 (Natural Reserve Area, Natural Conservation Area) 내에 개발이 가능하도록 명시하고 있다.

2.3.3 내국 재화 및 서비스 (Local Content)

또한, PR No. 4/2016에서는 2009 전력법과 마찬가지로 전력 인프라 개발을 위하여 내국 재화 및 서비스의 사용을 의무화 하고 있다. PLN, 그 자회사 및 IPP는 전력 인프라 개발의 시행에 요구되는 전력 장비, 국내 인적 자원, 기술의 이전을 위하여 장비 및 부품 개발에 종사하는 외국 기업과 협력할 수 있다.

내국 재화 및 서비스 의무 사용과 관련한 자세한 사항은 '2.2.3 내국 재화 및 서비스'에서 설명하고 있다.

2.3.4 토지의 취득

전력 인프라 개발을 위한 토지의 취득은 공공 목적을 위한 인프라 건설에 대한 토지 취득에 대한 현행 법규와 규정에 따라 PLN, PLN의 자회사 및 IPP에 의해 착수되어야 한다. 현재 2012년 토지취득법과 시행규정을 따라야 하며, 토지 취득은 최대 583일 이내에 완료되어야 한다. 전력 인프라 개발을 위한 토지는 주지사로 부터 지정되며, 토지사용권은 토지소유자가 국토부(National Land Agency)를 제외한 타인에게 양도할 수 없다.

효율성과 효과성을 고려하여, PLN, PLN의 자회사 및 IPP는 5헥타르 이하의 토지에 대하여 토지사용권의 소유자로 부터 구입, 교환 또는 양 당사자가 동의한 기타 수단에 의하여 취득할 수 있다. 토지소유자가 평가금액에 대하여 동의하지 않는 경우, PLN, PLN의 자회사 및 IPP는 수익-비용 분석을 수행하여 평가금액보다 높은 금액으로 합의할 수 있다. 그러나 2012 토지취득법에 수익-비용 분석에 대한 방법론이 규정되지 아니하여 동 분석이 적절하게 수행될 수 있는지 여부에 대하여 의문이 있다.

송전설비 및 변전소를 위한 토지 취득과 관련하여 토지 가격이 평가금액을 초과하더라도 토지의 소유자가 이를 동의하지 아니함에 따라 토지취득이 완료되지 않는 경우, PLN, PLN의 자회사 및 IPP는 토지를 임차하거나 또는 다른 협약으로 토지 소유자와 협력할 수 있다.

산림지역(forest area)에서 개인이 통제하던 토지가 전력 인프라 개발을 위하여 취득된 경우, PLN, PLN의 자회사 및 IPP는 국토부에 토지 소유권에 대한 정보를 요청하여야 한다. 국토부는 환경부와 산림부와 협조 하에 토지 소유권에 대한 정보를 제공할 것이다. 국토부가 산림지역 내의 위치한 토지가 민간으로부터 소유되지 아니함을 확인해 주는 경우, PLN, PLN의 자회사 및 IPP는 산림 사용 허가를 요청할 것이다. 전력 인프라 개발을 하는 지역에 거주하는 주민은 거주 문제를 PLN, PLN의 자회사 및 IPP에 해결을 요청할 수 있으며, 이는 거주민의 요구와 사회적 문제를 고려하여 지방정부과 같이 해결되어야 한다. 이에 대한 합의는 MoEMR 규정으로 규제될 예정이다.

중앙 정부와 지방 정부는 PLN, PLN의 자회사 및 IPP에 토지 취득을 지원하기 위하여, 요청받은 토지를 우선적으로 권리를 부여하며, 국가 또는 지방 정부가 소유한 토지를 제공한다.

2.3.5 라이센싱의 완화

PR No. 4/2016은 BKPM과 지방의 라이센스 절차를 원스탑 서비스 (PTSP)를 통하여 간소화하는 플랫폼을 제공하고 있다. 또한, 라이센스의 취득 뿐만 아니라 비(非) 라이센스 (즉, 특정 허가 또는 서류) 취득 관련하여서도 처리 절차를 간소화 하였다. 전력 프로젝트 관련한 자세한 사항은 다음과 같다:

- PLN, PLN의 자회사 및 IPP는 전력 프로젝트의 개시를 위하여 요구되는 라이센스 및 비라이센스와 관련한 신청서를 BKPM의 PTSP에 제출하며, 목록은 다음과 같다:
 - a. IUPTL
 - b. 위치의 결정
 - c. 환경 라이센스
 - d. 산림지역 임대 및 사용 허가(Izin Pinjam Pakai)
 - e. 건축물 건설 허가 (IMB)
- PR No. 4/2016은 라이센스 발급과 관련하여 정부 당국을 위하여 다음과 같이 발급 기한을 두고 있다.
 - a. 발급 기관이 정부 당국에서 BKPM으로 권한이 위임된 라이센스 : 3 영업일
 - b. 발급 기관이 BKPM으로 권한이 위임되지 아니한 라이센스 : 5 영업일 (하기의 c – e에서 규정한 사항은 예외)
 - c. 환경 라이센스 : 60 영업일
 - d. 산림지역 임대 및 허가 : 30 영업일
 - e. 조세 혜택을 위한 비라이센스 : 28 영업일

위에 라이센스의 발급 기한은 모든 서류가 완전히 제출된 시점부터 기산된다. 정부 당국이 서류가 완전하지 아니함을 발견하는 경우, 정부 당국은 서류를 3영업일 이내에 반송하여야 한다.

- 환경에 부정적인 영향을 미치지 않는 라이센스는 신청인이 체크리스트를 통하여 제출함으로써 승인을 받을 수 있다. 체크리스트 형태로 승인 가능한 라이센스는 다음과 같다:
 - 건축물 건설 허가 (IMB)
 - Disturbance permit
 - 건축물 건설을 위한 기술 계획을 위한 승인

승인된 것으로 간주된 체크리스트와 관련하여 신청인은 체크리스트의 사항을 반드시 이행하여야 하며, 이를 국가 또는 지역 PTSP에 적합하게 등록하여야 한다.

라이센스의 수령자는 체크리스트를 반드시 이행하여야 하며, 정부 당국은 개발 프로세스 전반에서 이행을 감독하여야 한다. 체크리스트를 이행하지 못하는 경우에는 관련 법규와 규정에 따라 패널티를 받게 된다.

2.3.6 공간 계획 (Tata Ruang)

PR No. 4/2016은 공간 계획관련하여 다음과 같이 규정하고 있다.

- 전력 인프라 개발이 공간계획, 지역의 구체적인 공간 계획 및 소규모 섬과 해안 지역을 위한 구역계획을 준수하지 못하는 경우, 동 계획은 변경 될 수 있다.
- 동 계획의 변경은 산림부에 의해 거절될 수 있으며, 이러한 상황에서는 Holding zone을 통하여 해결하여야 한다.¹⁷
- 전력 인프라 개발이 송전 설비를 포함하여 수력, 열, 풍력을 이용하는 경우에는 자연 보존 지역 및 자연 보호 지역에서 승인을 받아야 한다.

¹⁷ A holding zone is an area for which a change in use has not yet been approved - Kawasan yang Belum Ditetapkan Perubahan Peruntukan Ruangnya

2.4 기타 관련 법령 및 규정

2.4.1 투자법

투자법 No.25/2007(2007 투자법)은 투자자를 위하여 원스톱 투자 체계의 제공을 목표로 하고 있다. 동 법령은 투자자에게 외화의 자유로운 본국 송금을 보장하고 있으며 생산과 관련된 자본재, 기계장치, 장비의 수입에 대하여 수입관세 및 부가세 면제와 같은 주요 혜택도 규정하고 있다.

2007 투자법 하에서의 발전사업 투자자의 의무사항은 다음과 같다.

- a) 인도네시아 인력의 우선적 사용
- b) 안전하고 건전한 근무 여건 제공
- c) 기업의 사회적 책임(CSR) 프로그램 실행
- d) 환경보호 의무 준수

BKPM은 2007 투자법에 따라 투자정책의 시행을 조정할 수 있는 권한이 있다.

전력분야에 투자하고자 하는 외국 투자자는 2007년 투자법에 따라 BKPM으로부터 외국인 투자 허가를 우선적으로 취득하여야 한다. 투자 허가 취득을 위하여는 반드시 2007 투자법 및 회사법(Company Law No. 40/2007)에 따라 PT PMA(외국인 투자 회사)를 설립하여야 한다. PT PMA는 지열발전과 일반 발전분야의 라이센스를 취득할 수 있다.

2015년부터는 PT PMA를 설립됨과 동시에 전력공급 사업허가(IUPTL) 및 기타 허가(영구 사업허가, 기본 허가 등)를 취득하기 위하여 반드시 BKPM의 원스톱 서비스를 통하여 신청하여야 한다.

IUPTL 및 기타 전력 관련 라이센스의 발급과 관련해서는 2.2.4 절 및 2.3.5 절을 참고하길 바란다.

2.4.2 외국인 투자 지분제한 규정 (The Negative List)

외국인 투자 지분제한 규정은 외국인 투자금지 업종 및 투자제한 업종에 대하여 규정하고 있다.

가장 최근의 외국인 투자 지분제한 규정은 PR No. 44/2016을 통하여 발표되었으며, 전력분야의 외국인 투자제한 내용은 다음과 같다.

- a) 1 MW미만의 소규모 발전은 외국인 투자 금지
- b) 1 MW 이상 및 10 MW미만 규모의 발전은 최대 49%까지 외국인 투자 가능
- c) 10 MW이하의 소규모 지열발전은 최대 67%까지 외국인 투자 가능
- d) 10 MW이상 규모의 발전은 최대 95%까지 외국인 투자 가능 (PPP 프로젝트인 경우 100%까지 외국인 투자 가능)
- e) 전력의 송전 및 배전분야는 최대 95%까지 외국인 투자 가능 (PPP프로젝트인 경우 100%까지 외국인 투자 가능)
- f) 발전소의 건설, 설치(자문포함) 및 O&M서비스는 최대 95%까지 외국인 투자 가능
- g) 고압/초고압 발전소의 건설 및 설비의 설치는 최대 49%까지 외국인 투자 가능

- h) 저압/중전압 발전소의 건설 및 설비의 설치는 외국인 투자 금지
- i) 고압/초고압 발전소와 설비의 조사 관련 업종은 최대 49%까지 외국인 투자 가능
- j) 저압/중전압 발전소와 설비의 조사 관련 업종은 외국인 투자 금지
- k) 지열발전의 O&M서비스는 최대 90%까지 외국인 투자 가능/ 시추 및 측량서비스는 최대 95%까지 외국인 투자 가능

2.4.3 2009 환경법

2009 환경법 (Law No. 32/2009)에 따라 환경부 규정 No. 5/2012는 사업 또는 활동의 유형에 따라 환경 영향 평가를 구비하도록 규정하고 있으며, IPP는 다음에 해당하는 경우 반드시 사업을 개시하기 이전에 환경 평가 및 환경 허가를 받아야 한다:

- 송전 네트워크의 건설 (150 kV를 초과하는 고전압 공중망, 고전압 채널 케이블, 고전압 해저 케이블)
- 하나의 지역에 100 MW이상의 발전소(디젤, 가스화력, 복합발전)의 건설
- 55 MW이상의 지열 발전소의 건설
- 15 m 이상의 낙차의 수력 발전소, 200 헥타르 이상의 양수 수력 발전소, 50 MW이상의 수력 발전소
- 30 MW이상의 폐기물 발전소 (메탄을 수집 처리)
- 하나의 지역에 10 MW이상의 태양, 풍력, 바이오매스 발전소

위에서 언급한 유형의 사업을 제외하고는 환경 관리/감독 평가 서류 (Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup – Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup) 또는 환경 관리 및 감독 의향서를 구비하여야 한다.

2.4.4 토지 취득법

현행 토지 취득법(Law No.2/2012)과 공익 목적 및 개발을 위한 토지 조달 절차에 대한 규정은 발전사업을 포함한 일부 인프라 프로젝트에 토지 조달 절차를 신속히 완료하는 것을 목표로 하고 있다. 공익 목적으로 토지를 강제 수용하는 경우에 정부 기관이 직면한 많은 어려움을 해결할 수 있도록 하는 것이 주된 목적으로 볼 수 있다. 현행 토지 취득법과 대통령령 No.71/2012(대통령령 No.40/2014)은 기존의 대통령령을 폐지함과 동시에 계획, 준비, 실행 및 이전까지 최대 4단계에 이르는 토지 수용과 관련한 프로세스와 토지 취득자금과 관련한 중앙 및 지방 정부의 예산에 대하여 규정하고 있다.

발전 사업의 경우 잘 알려져 있다시피 토지 취득과 관련하여 많은 어려움이 있다. 현행 토지법이 시행되기 전까지는 인도네시아는 공익 목적의 토지 수용과 관련한 법률적인 제도가 마련되어 있지 않았다. 대통령령 No.71/2012는 향후 보상을 받을 수 있는 관습적인 토지 사용권을 가지고 있는 토지 소유주에 대한 규정을 포함하여 미등기된 토지에 대하여도 많은 부분 취득에 대한 어려움을 해결하였다.

토지 등록 증서를 발급받기 위한 기간은 불복절차(이의제기 또는 소송) 기간을 포함하여 토지 취득 계획을 제출한 일로부터 최대 583영업일로 규정하고 있다. 토지 매각에 반대하는 경우, 법원심사를 통하여 승인된 보상금액에 토지를 수용할 수 있다. 보상대가의 지급은 현금지급, 대체 토지 제공, 정착금 제공, 주식제공 또는 양자 간에 합의된 방법으로 가능하다.

2.4.5 중앙은행의 루피아 의무 사용 규정

인도네시아 중앙은행(Bank of Indonesia, BI)은 루피아 환율 안정화를 목적으로 BI 규정 No.17/3/PBI/2015를 발표하여, 2015년 7월 1일 부로 내국 거래에 대하여 루피아 의무 사용 규정을 시행하였다.

MoEMR은 2015년 7월 1일에 미디어 자료No.40/SJI/2015를 통하여 오일&가스, 광업 및 발전사업과 관련하여 신규 BI규정 적용과 관련한 내용을 글자로 한 협약을 발표하였다. 미디어 자료는 하기와 같이 세 가지 카테고리에 따라 BI규정 적용을 달리 하고 있다.

- **카테고리 1** : BI규정을 즉시 적용할 수 있는 종류의 거래. 예를 들면, 사무실, 주택, 차량 및 운송수단의 임대, 인도네시아 근로자의 급여, 다양한 종류의 보조 서비스. 동 카테고리의 거래는 최대 6개월의 유예 기간 적용이 가능함
- **카테고리 2** : BI규정을 적용하기에 일정 기간이 소요되는 거래. 예를 들면, 로컬 에이전트를 통한 연료의 수입 거래, 장기 계약거래, 다중 통화 계약의 경우 계약서에 통화 및 금액이 명시된 경우 향후 계약서가 변경되기 전까지 유예
- **카테고리 3** : 거래의 특성상 BI규정 적용이 불가한 거래. 예를 들면, 외국인 근로자의 급여, 드릴링 서비스, 선박의 임대 등은 사업의 특성을 고려하여 외국 통화를 사용 가능토록 함.

상기 분야의 투자자들은 루피아 의무 사용 규정과 관련하여 에너지 광물 자원부 및 중앙은행에 발표할 세부규칙에 대하여 반드시 지속적으로 주시하여야 한다.

현재 PLN은 인보이스를 계속적으로 USD로 발행하고 있다. 그러나 최근에 서명된 PPA는 인보이스가 여전히 USD로 발행되더라도 PLN은 동 인보이스를 IDR로 지급하고 국영은행은 이를 받아 IPP에 USD로 지급을 한다. PLN은 국영은행과 IPP와 삼자 계약을 통하여 루피아 의무 사용 규정과 동시에 기존의 PPA를 충족하고자 이같은 방안을 시행하였다. 그러나 IPP입장에서는 동 USD지급이 사업의 전체 기간까지 지속될지 또는 USD차입금의 상환이 종결되는 시점까지만 지속이 될 지에 대하여 의문을 가지고 있다.

2.4.6 외화 거래에 대한 중앙 은행 규정

BI규정 No. 4/2/PBI와 후속규정 및 No. 9/9/DSM (2007년 4월 9일)에 따라, 자산 또는 매출이 1,000억 루피아를 초과하는 비금융회사가 아래의 기관과 외화 거래에 있는 경우에는 이를 BI에 보고하여야 한다:

- 해외 은행 또는 해외 금융 기관
- 인도네시아 국외에 위치한 회사 또는 사무소

외화 자산 및 외화 부채를 보유한 회사 또한 이를 BI에 보고하여야 한다.

BI보고서는 다음을 포함한다:

- 회사의 모든 외화 금융 자산 및 금융 부채를 포함한 월별 외화 거래 (외화 거래가 발생한 달의 익월까지 제출)
- 매 6개월의 외화 자산 및 부채 상태표. BI보고서는 정부가 인도네시아의 국제 투자 순위와 지급통계상태표(Payment Statistics Balance Sheet) 작성에 사용되게 된다.

2.4.7 외화 차입금에 대한 중앙은행 보고 규정

BI 규정No.16/22/PBI/2014는 외환 거래(foreign exchange trading) 및 외화 사채 거래(foreign loan for non-bank corporations)에 대한 중앙은행에 보고하도록 규정하고 있다. 또한 동 규정은 외화차입금에 대하여 매분기 중앙은행에 보고할 것을 규정하고 있으며, 4분기의 보고는 공인회계사의 확인을 받아서 제출하도록 규정하고 있다. 동 규정을 준수하지 않는 경우 IDR 10 million의 벌금 또는 행정적인 제재가 있을 수 있다.

BI 규정 No. 16/21/PBI/2014, Circular Letter No. 16/24/DKEM 및 개정 Circular Letter No. 17/18/DKEM의 주요 내용은 다음과 같다:

- 만기가 3개월 이하이거나 또는 만기가 3개월 이하이고 분기말 시점으로 6개월 이하인 외화 자산과 외화 부채의 차액의 최소 25%를 혜징하여야 함
- 보고 기간 종료시점에 만기가 3개월 이내인 유동자산과 유동부채의 유동성 비율이 최소 70% 충족
- 최소 신용 평가 등급이 BB 또는 인도네시아 금융 당국에서 인정한 신용평가기관에서 받은 이와 유사한 등급

3. 인도네시아 내 IPP 투자



Photo source: PwC

3.1 인도네시아 IPP의 연혁 및 PPP체계

오일, 가스 및 광업 분야와 달리 전력분야의 투자는 일반적으로 단독적인 투자규정 체계하에서 운영되어지지 아니하였다. 대신에 IPP 투자는 특히 전력구매계약(Power Purchase Agreement, PPA)과 같은 관련 구매 계약의 형태에 따라 구분되어 진다.

IPP는 1990년대 초반부터 PPA계약을 바탕으로 이루어졌으며 아래에서 설명하는 크게 세가지 세대로 구분되어 진다. 현재 IPP는 인도네시아 전력생산의 약 21%를 담당하고 있다. 특히 최근의 수행되는 몇몇 IPP는 공공-민간 파트너쉽(Public-Private Partnership, PPP) 협약에 따라 운영되고 있다.

인도네시아 PPP의 핵심적인 규정체계는 대통령령 No.38/2015에서 규정하고 있으며, 이와 관련한 일반적인 가이드라인은 Bappenas 규정 No.4/2015에서 다루고 있다.

3.2 IPP generations

3.2.1 1세대 (1991년부터 아시아 금융위기까지)

인도네시아 전력 분야의 민간 참여는 1991년에 Paiton Energy와의 PPA계약을 처음으로 시작되었다. 정부 보증의 제공(PLN의 PPA이행 의무를 담보하는 서한 첨부)과 함께 상대적으로 높은 수준의 투자수익률(약 IRR 20% - 25%)은 초기의 IPP입찰 과정에서 많은 IPP투자자들의 관심을 끌었다.

그러나 1997년 하반기에 아시아 재정 위기가 발생하였을 시점에 PLN은 특히 루피아 가치의 하락으로 인하여 재정적인 어려움을 겪게 되었다. 이로 말미암아 PLN은 많은 수의 IPP프로젝트를 중단해야만 했다. 결국 6건의 프로젝트가 계약이 해지되었으며, 다른 6건의 프로젝트는 정부가 인수하게 되며, 1개의 프로젝트는 장기간의 법적 분쟁으로 이어졌으며, 14개의 프로젝트는 계약의 재협의를 통하여 진행되었다. 재협의를 진행한 대부분의 IPP투자자들은 최초 계약된 전력 요금보다 낮은 수준의 전력 요금을 규정한 신규 PPA에 동의함으로써 2003년에 재협의를 마무리하게 된다.

이러한 어려움에도 불구하고 1세대 IPP는 전력 발전 용량을 4,262MW까지 끌어올리는 성과를 이뤘다. 대표적인 프로젝트로는 Salak Geothermal Plant(공동 운영 협약 구조, Joint Operation Contract), Cikarang Combined Cycle Plan 및 Paiton Plant(Paiton I)가 있다. Paiton I은 최대 규모의 IPP화력발전으로 그 용량이 2 x 615MW에 달한다.

그러나 1999년부터 2004년까지는 IPP신규 프로젝트의 입찰이 없었다.

3.2.2 2세대 (아시아 금융위기 이후부터 2009년까지)

2005년부터 IPP가 재개되었으며 2008년까지를 2세대로 볼 수 있다. 2세대 IPP의 경우 하기와 같은 이유로 인하여 투자매력도가 낮아졌으며, 총 126개의 프로젝트 중에 18개 프로젝트만이 진행되었다.

- a) 직접적인 정부보증이 이루어지지 아니함. 재무부는 1세대의 정부보증을 대신하여 JBIC(Japanese Bank for International Cooperation)와 상호협약을 통하여 JBIC의 신용혜택을 제공함(Marubeni's Cirebon Plant가 대표적인 사례임).
- b) 투자자가 부담하는 위험이 1세대에 비해 우호적이지 아니함.
- c) 예상수익률이 1세대에 비해 낮아짐(예상 IRR 약 12% - 14%)

Cirebon 화력발전 프로젝트(660MW)와 Tanjung Jati 확장 프로젝트(2 x 660MW)가 동기간에 성사된 대표적인 대규모 프로젝트이다.

3.2.3 3세대 (2010년 이후)

3세대 IPP프로젝트는 PPP프로젝트, FTP II프로젝트 및 PLN의 정규 프로그램 하의 IPP프로젝트로 구분할 수 있다. 2세대 IPP프로젝트와 가장 큰 차이점은 위험분담(risk allocation)이 보다 명확해졌으며 투자자에게 보다 유리하게 변경되었다는 점이다. 세 가지 카테고리에 대하여 아래에서 자세하게 설명하고 있다.

PPP projects

PPP에 대한 신규 대통령령No.38/2015가 2015년 3월20일에 발표되었으며, 동 규정은 기존의 대통령령 No.67/2005 및 관련 개정규정을 대체한다. 대통령령 No.38/2015는 기존 PPP체계하에서 발생하는 몇몇 문제점을 해결하기 위하여 발표되었으며, 주요 개정 및 중점 사항은 다음과 같다:

- a) 동 규정은 오일 및 가스 기반시설(예 : 정제시설), 도시기반시설, 산업단지 및 사회기반시설(예 : 헬스케어)과 같이 광범위한 분야를 다루고 있음
- b) 국영기업(SoE) 및 지방정부 소유기업(RoE)은 Government Contracting Agency(GCA)의 역할을 수행할 수 있음
- c) 두 개 이상의 PPP프로젝트를 일괄적으로 수행이 가능함. 예를 들어, 발전소와 수입(import) 관련 기반시설과 같이 프로젝트 연관성에 따라 동시에 진행이 될 필요하 있는 경우.
- d) PPP프로젝트의 입찰 이전에 정부가 토지의 조달을 완료하여야 함(토지취득법 참고).
- e) 'performance based annuity scheme'(현재 재무부에서 관련 세부사항을 제정중임)과 같은 신규 계약 방식 가능.
- f) 프로젝트 개발자에게 하기와 같은 보상을 제공함으로써 임의입찰을 통한 프로젝트 개발 장려
 - 1) 입찰 평가시 추가 10%의 가격경쟁력 부여
 - 2) 최저 가격을 제출한 경쟁사와 동일한 가격을 제안할 수 있는 권리 부여
 - 3) 프로젝트 개발자가 재정적인 손실인 경우 사업타당성 검토와 같은 지적재산권의 보상
- g) 사업이행보증 Letter를 통한 건설비용과 관련하여 금전출자의 형태로 정부지원이 가능하며 별도의 텍스 인센티브의 제공
- h) GCA의 재정적인 부담을 규정하기 위한 정부보증을 제공
- i) 프로젝트 개발을 위한 비용은 유지보수, 고정보수 및 성공보수로 가능함. 정부의 프로젝트 개발을 위한 비용은 최종 입찰선정자로부터 배상받을 수 있을 수 있으며 배상가능 비용은 다음과 같다.

- 1) 예비 사업타당성 조사 비용
 - 2) 프로젝트 관리비용
 - 3) 성공보수를 전제로 한 국제기국 또는 컨설팅사에게 지급하는 보수
- j) 표준 PPP 협약 체계는 매커니즘과 중재의 변경에 대한 사항을 포함할 예정임
- k) 조달과정은 공개입찰 또는 직접선정을 통하여 가능함

첫번째 PPP는 중부 자바 석탄 화력 발전소(Central Java Coal-Fired Power Plant, CJPP) 프로젝트이며 발전용량이 2 x 1,000 MW이며 투자금액이 약 40억 달러 규모이다. CJPP는 BOT(Build-Operate-Transfer)방식으로 운영될 예정이며, J-Power, Adaro Energy, Itochu그룹 컨소시엄이 2011년 사업자로 선정되었다. 또한, 동 프로젝트는 최초의 IIGF 보증에 포함되었으며, 2011년에 발행되었다. 동 프로젝트의 토지 취득은 2015년말에 완료되었으며, 금융조달(Financial close)이 2016년 6월에 완료되었다. 현재 발전소의 건설이 진행 중이며, 2020년에 상업생산을 시작할 예정이다.

FTP II projects

Fast Track Program II는 대통령령 No.4/2010(대통령령 No.194/2014로 개정)에 따라 발효되었으며, 최근에 에너지 광물 자원부 규정No.40/2014에 따라 개정되었다. FTP II는 IPP의 활용 및 화력 및 신재생에너지(지열 및 수력)를 통한 발전을 강조하고 있다. 그러나 최근 조코 위도도 대통령의 5개년 35GW발전 사업 계획이 FTP II를 대체하였으며, 35 GW목표 달성을 위하여 모든 발전 프로젝트는 2015년에서 2019년 사이에 완공을 목표로 하고 있다.

The 35 GW programme (2015 - 2019)

조코 위도도 대통령은 2014년말에 5개년 35 GW발전 사업계획을 발표하였다. 재임기간 동안 35 GW발전소 프로젝트의 완공을 목표로 하고 있으며, 또한 인도네시아 전 지역에 46,000 km의 송전라인을 설치 계획을 가지고 있다.

이러한 프로젝트들은 공개 입찰(open tender), 수의 계약(direct appointment) 및 제한 입찰(direct select)을 통하여 사업자를 선정하고 있다(하기 입찰 과정 참고). PR No. 4/2016에 따라 IPP사업자들은 재무부의 사업 이행 보증을 받을 권리가 있다. 보다 자세한 규정과 절차는 재무부 규정에 의하여 규제될 예정이며, 현재까지 규정이 제정되지 아니하였다.

자세한 사항은 3.8.2 "35 GW 발전 개발 프로젝트"에서 다루고 있다.

PLN's regular programme

PLN의 정규 프로그램으로 PLN프로젝트, IPP프로젝트 및 2019년 이후 완공을 목표로 예정하는 미배정 프로젝트가 있다. 정규 프로그램은 PLN의 RUPTL에서 확인이 가능하다. 이 중 IPP프로젝트는 상기 35 GW프로그램과 동일한 규정을 적용받는다.

3.2.4 IPP 투자 체계 요약

전력발전과 관련한 IPP투자를 위한 현행 체계의 요약은 다음과 같다.

	규정	보증관련	사례
PPP	<ul style="list-style-type: none"> 대통령령 No.38/2015 : 인프라스트럭처의 보급을 위한 정부와 사업자간의 협력 Bappenas 규정 No.4/2015 : PPP시행의 가이드라인 대통령령 No.78/2010 : IIGF를 통한 PPP프로젝트의 보증제공 재무부장관령 No.260/2010 : PPP하의 인프라스트럭처 보증을 위한 실행 가이드라인 	<ul style="list-style-type: none"> 보증은 IPP에게 부여되며, PPA에 명시된 GCA 및 정부의 재정적인 책임을 다루고 있음. 보증인은 IIGF이며 인도네시아 정부와 공동 보증인이 되는 경우도 있음. 	<ul style="list-style-type: none"> 중부 자바 1 x 1,000 MW 석탄화력 발전소
IPP FTP II (35 GW 로그램으로 대체됨)	<ul style="list-style-type: none"> PR No.4/2010(PR No.194/2014로 개정)와 MoEMR규정 No.21/2013, No.32/2014 및 No.40/2014 : 신재생에너지, 석탄발전소 및 가스발전소 건설의 가속화를 위한 프로젝트 리스트 MoEMR 규정 No.1/2006, No.4/2007 및 No.3/2015 : 입찰 프로세스에 대한 규정 MoF규정 No.173/2014 : IPP를 위한 정부보증 및 PPA에 따른 IPP에 대한 PLN의 책임 	<ul style="list-style-type: none"> 재무부에서 PLN의 financial viability하에서 커버되는 기존 IPP에 한하여 사업 이행 보증을 발행함. PR No. 4/2016에 따라, 재무부의 사업 이행 보증은 발전 프로젝트가 아직 시작되지 아니한 경우 35 GW 프로그램하에 FTP II의 프로젝트에도 적용될 수 있다. 	<ul style="list-style-type: none"> Muaralaboh 2 x 110 MW 지열발전소, 서부수마트라 Rantau Dadap 2 x 110 MW 지열발전소, 남부 수마트라 Rajabasa 2 x 110 MW 지열발전소, 람퐁 Wampu 1 x 45MW 수력발전소, 북부 수마트라

규정	보증관련	사례
35 GW 프로그램 <ul style="list-style-type: none"> PR No. 4/2016은 35 GW 프로그램과 같은 전력 인프라의 개발을 촉진하기 위하여 발표됨. 35GW프로그램을 위한 특별한 규정은 없음. 기존의 FTP II와 PLN의 정규 프로그램의 규정이 복합적으로 적용됨. 모든 프로젝트가 2019년까지 완공을 목표로 함(부록 D 프로젝트 리스트 참고). MoEMR 규정 No.1/2006, No.4/2007 및 No.3/2015 : 입찰 프로세스에 대한 규정 GR No.14/2012 (GR No.23/2014로 개정)과 MoEMR 규정 No.3/2015 : 일부 조건하에서 IPP의 제한입찰과 수의계약을 허용함. MoEMR 규정 No.3/2015 : 특정 발전 분야에 대한 FiT 설정 MoEMR 규정 No. 35/2014에 따라 BKPM은 허가와 라이센스 관련하여 원스탑 서비스를 제공함. 	<ul style="list-style-type: none"> PR No. 4/2016에 따라, 재무부의 사업 이행 보증은 발전 프로젝트가 아직 시작되지 아니한 경우 35 GW프로그램에 적용될 수 있다. 	<ul style="list-style-type: none"> Riau Kemitraan 2 x 600 MW 화력발전소, 수마트라 Jambi 2 x 600 MW 화력발전소, 수마트라 Jawa 1 2 x 800 MW, 복합발전소, 서부자바
PLN의 정규 프로그램 <ul style="list-style-type: none"> 2019년까지 완공 예정인 프로그램은 현재 35GW 프로그램 계획 하에 있음. 이후 프로젝트는 RUPTL에 등재되어 있음 35GW프로그램에 적용되는 모든 규정이 IPP정규 프로그램에 적용됨 	<ul style="list-style-type: none"> PR No. 4/2016에 따라, 재무부의 사업 이행 보증은 발전 프로젝트가 아직 시작되지 아니한 경우 35 GW프로그램에 적용될 수 있다. 	<ul style="list-style-type: none"> 다양한 대규모 화력발전소, 수력발전소, 지열발전소 (2019년 이후 완료 예정인 RUPTL에 등재된 프로젝트

3.3. IPP를 위한 자금조달 지원

정부는 발전사업을 포함한 인프라스트럭쳐 프로젝트 지원을 위하여 4개의 금융관련 협회/기관을 설립하였으며, 자세한 사항은 다음과 같다.

3.3.1 *The Indonesia Infrastructure Guarantee Fund (IIGF) – for PPPs*

IIGF는 인프라스트럭쳐 사업에 정부보증을 제공하기 위하여 2009년 12월 30일에 설립되었다. PR No.78/2010 및 재무부규정 No.260/2010은 IIGF가 PPP프로젝트에 정부보증을 제공하는 것에 대한 법적 기반이 된다. IIGF의 주된 목적은 인프라스트럭쳐 사업의 투자자(IPP 포함)에게 '정부보증' 또는 'Letter of Comfort'를 제공하여 투자자의 재정적인 리스크를 낮추어 인프라스트럭쳐 프로젝트의 개발이 가속화 될 수 있도록 하는 것이다. IIGF는 기본적으로 민간부분의 위험노출에 대한 보험자로서의 역할을 담당한다.

IIGF는 다국적 차관기관 및 양자간 원조 기관과 협력을 통하여 보증 능력을 증가시키고 있다.

앞에서 설명한 바와 같이 2011년 10월에 40억 달러규모의 CJPP(Central Java Coal Power Plant)는 IIGF의 보증을 받은 첫 번째 프로젝트이며, IIGF와 MoF의 공동보증의 형태로 진행되었다. 이후 IIGF는 남부 수마트라 coal-fired mine-mouth power plant 9 및 10에 보증을 제공하였다.

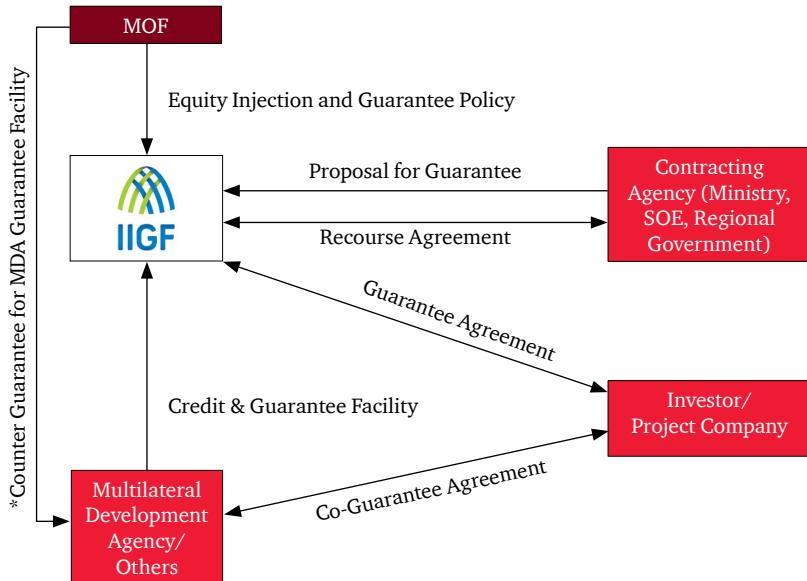
IIGF는 하기의 목적을 달성하기 위하여 PPP프로젝트의 정부보증 요청을 관할하는 단일창구 (single window) 역할을 수행한다.

- a) 보증제공을 위한 명확하고 일관성 있는 체계를 마련하여 PPP프로젝트의 품질 향상
- b) 보증제공의 통제와 투명성 강화
- c) 보증을 제공함으로써 계약당사자간 거래흐름을 용이하게 함
- d) 보증에 대한 정부의 책임을 제한함으로써 정부가 재정 위험을 관리할 수 있도록 함

보증 협약의 발행자는 IIGF이며, 경우에 따라 다자간 개발 기관 또는 재무부와 협력에 의해 이루어 질 수 있다. IIGF의 보증은 계약당사자(전력의 경우 PLN)의 재정적인 책임을 대상으로 하며, 일반적으로 project company(IPP 투자자)가 수혜자가 된다.

동 보증을 획득하기 위하여는 PLN은 반드시 재정 보증 신청서(guarantee support proposal)를 IIGF의 평가를 위하여 제출하여야 한다. IIGF가 제안서에 동의하는 경우 IIGF는 의향서(Letter of Intent, LoI)를 발행하여야 한다. 또한 IIGF는 건설, 개발 및 운영과 같이 프로젝트 개발에 연관된 리스크를 다룬다. IIGF는 PLN이 책임이 있는 리스크에 한하여 보증을 제공한다. 프로젝트 스폰서는 PLN의 협약 이외의 커머셜 리스크 및 기타 리스크에 대하여 별도로 안전 장치를 강구하여야 한다.

IIGF의 보증 협약의 전반적인 흐름은 다음과 같다:



Source: PTPII's 2014 Annual Report

3.3.2 Viability Gap Fund - for PPPs

정부는 PPP프로젝트에 건설비용과 관련하여 라이센싱, 토지 취득 및 현금 보조금 등의 다양한 형태로 현행 법규와 규정에 따라 지원한다(Viability Gap Fund). 이는 재무부 규정 No. 223/2012에 의거하여 정부예산을 재원으로 보조금을 지급하며 관련 가이드라인, 이행 및 지급절차는 재무부 규정 No.143/2013(재무부 규정 No. 170/2015로 개정)에서 규정하고 있다. 또한, 재무부는 운송, 도로, 상수, 관개, 폐수, 통신, 전력 및 석유 및 가스와 같은 특정 인프라에 대하여 관할 부처의 장관의 추천서를 기반으로 조세 혜택과 관련한 정부 지원 제공을 승인할 것이다. VGF는 프로젝트의 경제성 및 사업성을 달성할 수 없는 경우에 한하여 보조금을 지급한다. 상업성 요소보다는 공익을 목적으로 하는 프로젝트에 한하여 지원이 되며, 예를 들면, 고속도로 건설 프로젝트(자바지역 외) 및 상수도 공급 프로젝트 등이 이에 해당한다. 일반적으로 발전 프로젝트는 대부분 재정적인 사업성이 있으므로 이에 해당되지 아니한다.

3.3.3 *Business Viability Guarantee Letter – for FTP II IPPs*

FTP II 하의 IPP는 재무부 규정 No. 173/2014에 따라 재무부로부터 사업 이행 보증을 받을 수 있으며, 실제 혜택은 케이스별로 이루어진다. 재무부의 사업 이행 보증은 PLN의 사업 이행력을 보증하며 IPP에 서한 형식으로 제공된다. 다시 말하면, PLN이 IPP에 약정 책임을 이행하지 못하는 경우 정부가 개입하여 이를 해결하게 된다. 계약해지와 buy-out payment가 동 보증에서 커버된다. 만약에 IPP가 보증서한 발행 이후 12개월 이내에 금융조달을 달성하지 못하는 경우에 동 보증은 해지된다(지열 프로젝트의 경우 24개월 이내).

PR No. 4/2016에 따라, 재무부의 사업 이행 보증은 발전 프로젝트가 아직 시작되지 아니한 경우 35 GW 프로그램하에 FTP II의 프로젝트에도 적용될 수 있다. 보다 자세한 규정과 절차는 재무부 규정에 의하여 규제될 예정이며, 현재까지 규정이 제정되지 아니하였다. 자세한 사항은 2.3.1 정부 보증을 참고하길 바란다.

3.3.4 *The Infrastructure Financing Fund*

The Infrastructure Financing Fund는 두 개의 기관을 통하여 운영이 된다. PT SMI와 PT IIF는 투자자가 발전 프로젝트를 포함하여 인프라스트럭처 개발과 관련하여 부채와 자본의 조달을 위하여 내국 재원의 획득을 용이하도록 하기 위하여 설립되었다.

PT IIF는 인프라 프로젝트에 대한 장기 대출, 메자닌 및 자본출자 뿐만 아니라 보증 및 유료 서비스를 제공한다.

PT SMI와 PT IIF는 프로젝트 타당성 조사와 자금조달 계획 등의 자문서비스를 통하여 인프라 개발의 가속화에 기여하고 있다. 인센티브, 재정 정책 지원 및 규제 개혁에 대하여 정부에 자문을 제공하며, 투자자와 주로 정부에 자문을 제공하며 투자자와 인프라스트럭처 포럼을 통한 socialization을 제공한다.

추가로 PT SMI는 지열 펀드를 관리하기 위하여 정부로부터 선임되었다. 자세한 사항은 5.2.1 2014 지열법을 참고하길 바란다.

3.4 조달(입찰)절차

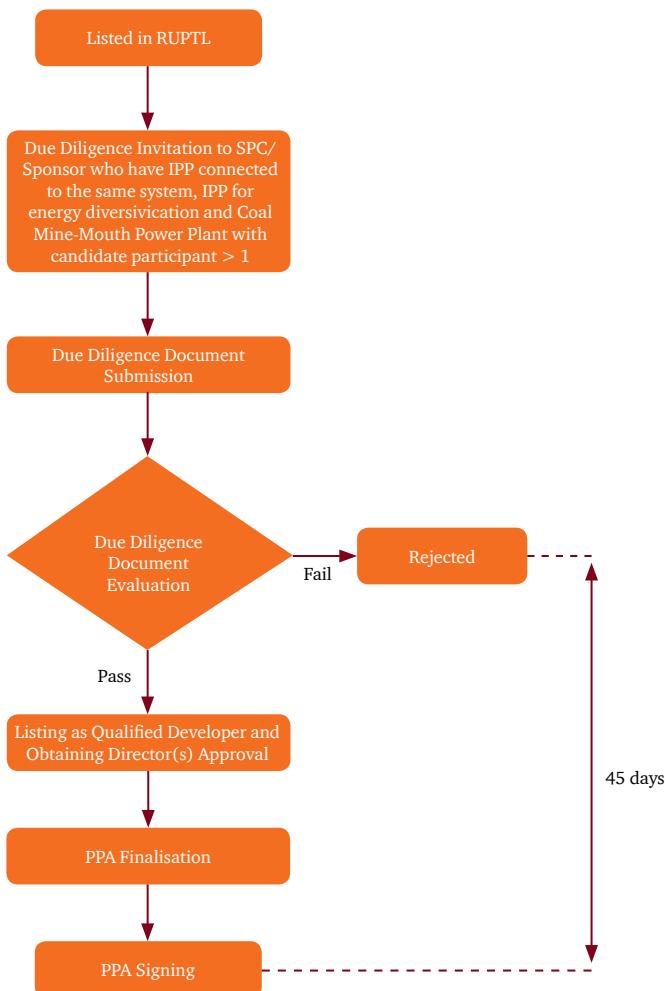
앞서 설명한 바와 같이 투자자들은 PPP협약, 35GW 프로그램 및 PLN의 정규 프로그램을 통하여 발전분야 투자에 참여할 수 있다. 신규 발전 프로젝트의 조달 프로세스는 일반적으로 경쟁입찰(competitive tender)을 통하여 이루어진다. 하지만 GR No.14/2012(No.23/2014로 개정)와 MoEMR 규정 No.3/2015에 따르면 다음의 조건하에서 IPP프로젝트의 제한입찰(direct selection)과 수의계약(direct appointment)이 가능하다.

- 제한입찰은 발전소의 공급원료가 디젤에서 비(非)디젤 연료로 변경되는 경우에 허용된다. 또한, 다른 지역에 기존 발전소의 용량의 증설을 하는 경우에도 허용된다.
- 수의계약은 다음의 경우에 허용된다:

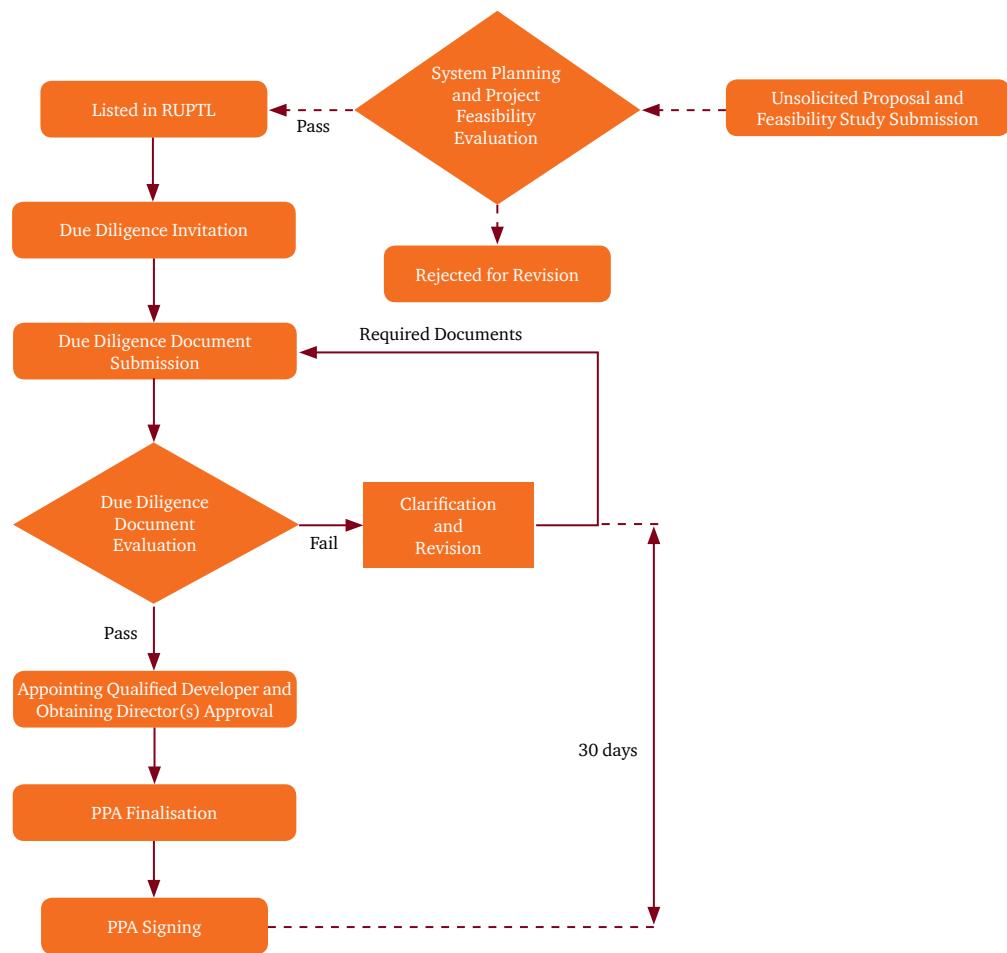
- Mine-mouth 발전, Marginal Gas 발전 및 수력발전 프로젝트
 - Mine-Mouth, Marginal Gas 및 수력발전으로 부터의 잉여 전력의 구입 시
 - 비상 전력 공급 관련 발전 프로젝트
 - 추가 확장 프로젝트

MoEMR 규정 No.3/2015에 따르면 제한입찰 및 수의계약의 추가적인 조달 절차는 PLN에 의하여 결정된다. 수의계약의 경우 PPA는 최대 30일 이내에 시행이 되어야 하며, 제한입찰의 경우 45일 이내에 시행이 되어야 한다.

MoEMR 규정 No. 3/2015에 따른 제한입찰의 조달 절차는 다음과 같다:



MoEMR 규정 No. 3/2015에 따른 수의계약의 조달 절차는 다음과 같다:



Note: ← - - - Pre-Procurement Process

경쟁입찰의 경우 MoEMR규정 No.1/2006과 개정규정인 No.4/2007 및 No.3/2015에 명시된 프로세스를 따라야 한다. PPP프로젝트는 PR No.38/2015에 별도로 규정되어 있으며 전반적으로 MoEMR규정과 유사하다.

규정의 내용은 다음과 같다:

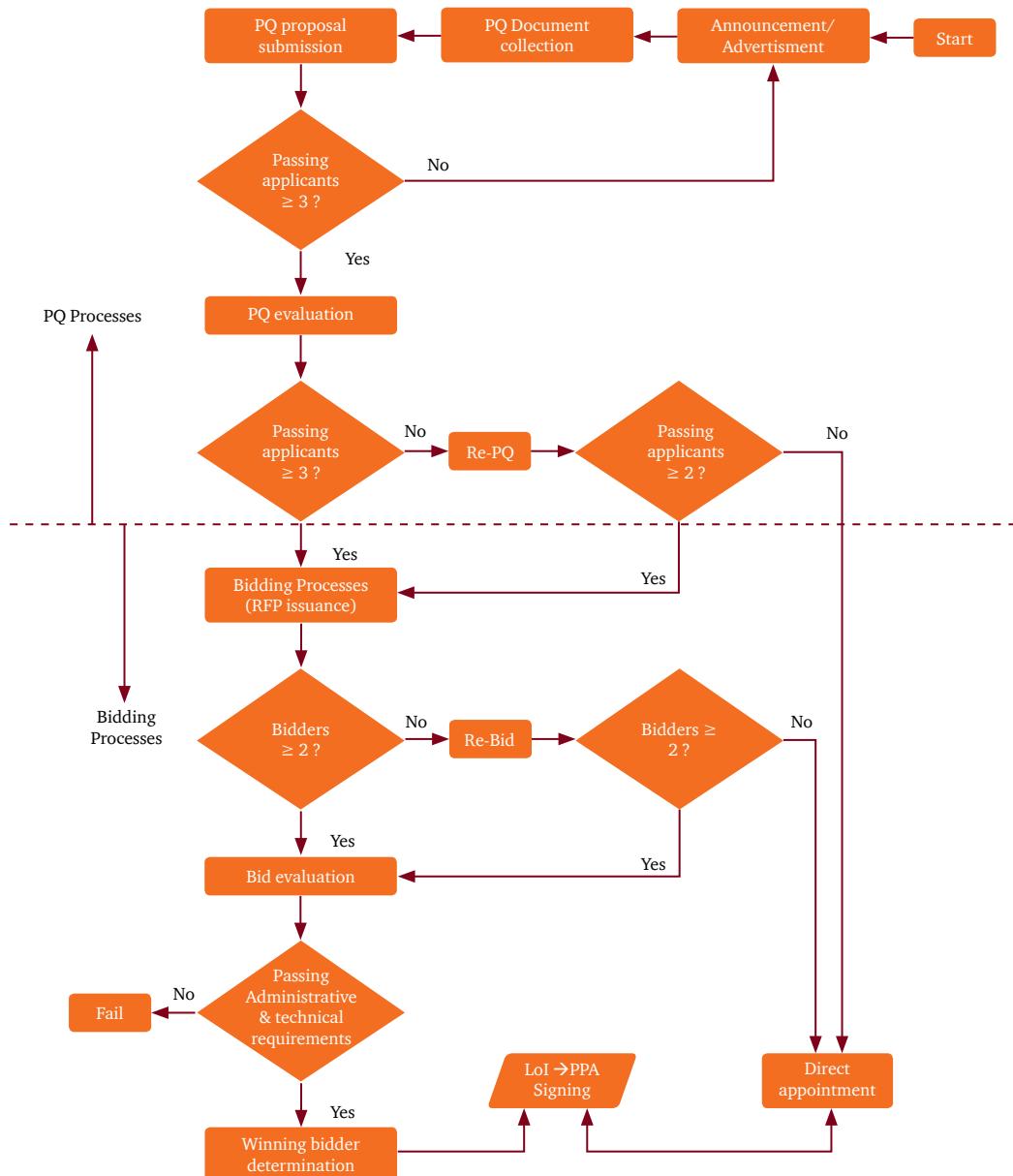
- a) 입찰은 전력사업 공급계획(RUPTL)을 기반으로 하여야 한다.
- b) 평가(evaluation)와 입찰사전심사(pre-qualification)는 재무적 안정성과 기술능력을 기반으로 하여야 한다.
- c) 제안서는 모델PPA와 평가절차를 포함하여야 한다.
- d) 선정과정은 하기사항을 고려하여 최적의 선택을 하여야 한다.
 - i) 관리지표 및 기술지표
 - ii) 전력가격 제안
 - iii) 개발 및 공사 스케줄

전력 가격과 관련하여 수의계약에 해당하는 지열발전 및 기타 재생에너지 발전의 경우 전력 가격은 협상 및 적용 가능한 FiT 규정을 기반으로 한다. 제한 입찰 및 경쟁 입찰의 경우 입찰 참가자가 제출한 제안서의 최저 가격을 기반으로 한다.

우선협상자 선정 이후의 입찰 프로세는 다음을 포함하여 진행하여야 한다:

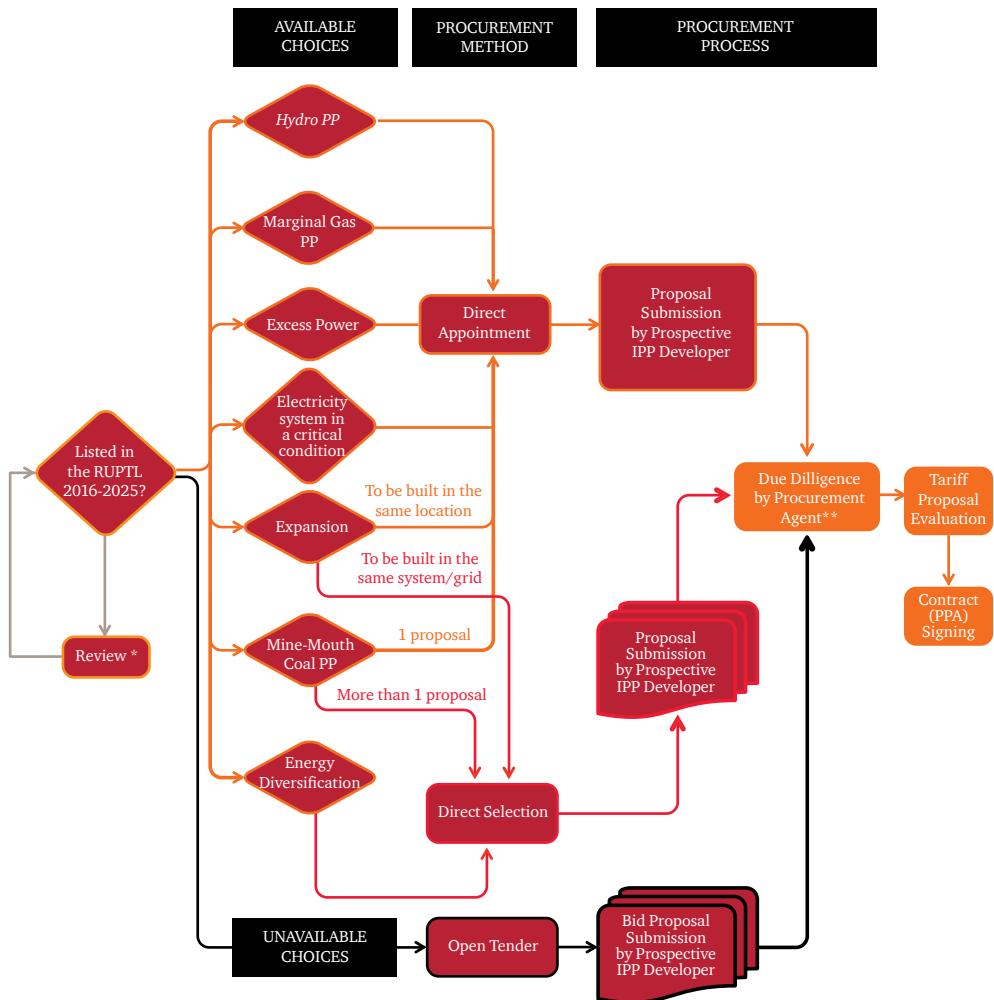
- a) 계약 조항, 계약 조건, 협의된 전력가격 및 기본 공식을 포함한 LoI(Letter of Intent)의 발행
- b) PPA의 서명은 다음의 사항을 요구한다; 파이낸싱 기간을 보증하는 계약이행 보증, PLN의 승인, MoEMR의 가격승인 및 SPC(프로젝트 법인)의 설립(DJLPE가 발행한 임시 전력 사업 허가 보유)
- c) 금융조달의 완료는 다음의 사항을 요구한다; EPC계약, PPA에서 요구되는 보험정책, 연료공급계획, 재무협약, 외국인 투자 승인, PLN에서 발행된 법적 의견서, IPP를 위해서 발행된 법적 의견서, 사업지의 토지를 이용할 수 있는 법적 권리, 건설기간을 커버하는 계약이행보증
- d) 상업 운전 개시를 위하여는 보증 용량 테스트(net dependable capacity test) 절차가 완료되어야 한다.

MoEMR 규정 No. 6/2016 (MoEMR규정 No. 4/2007의 개정)에 따른 경쟁입찰의 조달 절차는 다음과 같다:



Note: PQ = Pre-qualification, RFP = Request For Proposal

하기의 도표는 여러 유형의 발전소와 조달 절차의 관계를 보여 준다.



Note:

- * Mid programme evaluation after > 2 years
- ** Financial and technical evaluation
- The IPP procurement process will be conducted by procurement committee of PLN or procurement agent
- This table is adapted from MoEMR Regulation No. 03/2015

Source: PLN

3.5 프로젝트 파이낸스(Project Finance, PF)

PF는 사업의 중요한 자금조달을 위한 방법 중 하나이다. PF의 주요 특징은 일반적인 차입과 달리 사업에서 발생되는 미래의 기대 현금유입을 평가하여 차입 또는 대출을 실행하는 것이다. PF는 주로 에너지 분야, 공익사업, 천연자원개발 및 인프라스트럭쳐 분야에서 사용된다.

프로젝트 파이낸스 절차는 다음의 절차를 따른다.

- a) IPP투자는 프로젝트가 수익성이 있는지 여부를 평가하기 위한 사업타당성 검토를 포함하여 사업의 전반적인 실행 가능성을 평가하여야 한다. 일반적으로 사업타당성 검토 종료시점에 재무 자문사(Financial Advisor)를 선임한다.
- b) 재무 자문사는 제안서 작성 및 차입은행 선정 업무를 지원한다.
- c) 은행은 매입의향서(Expression of Interest)를 제출하며, 재무 자문사와 투자자는 주간은행(Lead Arranger)를 선정하고 주요 거래 조건(term sheet)을 협의하여야 한다.
- d) 은행은 재무, 회계, 세무 및 보험 관련 실사를 수행하여야 한다.
- e) 은행은 신용위원회에 제안을 하고, 승인된 경우, 신용위원회는 선행조건 및 후속조건을 정한다.
- f) IPP투자(법인이 설립된 경우, IPP), 은행, PLN, MoEMR 및 기타 관련 기관은 금융 조달 완료를 위하여 PPA와 기타 계약을 종결하여야 한다.
- g) 금융조달이 완료되었으며 자본금이 모두 사용되고 선행조건을 만족하면 차입금의 차입실행이 가능하다.
- h) 프로젝트가 종결되면 주간은행은 일반적으로 대출을 다른 은행에 양도한다.
- i) 프로젝트가 상업 운전을 시작하고 현금유입이 발생하면 차입금 이자지급 및 투자자에게 이익금을 배당하게 된다.

인도네시아 IPP를 위한 PF의 주요 자금 조달처는 다음과 같다:

- a) 국제 상업 은행(International commercial banks)
- b) 다국적 차관 기관(Multinational Development Agencies, MDA) 및 세계은행. 다국적 차관 기관에는 아시아 개발 은행, 유럽 투자 은행 등이 있다.
- c) JBIC, 중국 수출입 은행, 한국 수출입 은행 및 네덜란드 개발도상국을 위한 금융기관 (FMO) 등 투자활성화를 위한 정부소유 금융기관

다국적 차관기관과 정부소유 금융기관은 일반적으로 시장이자율보다 낮은 이자율 및 상대적으로 긴 만기 조건 등 우호적인 조건으로 투자자에게 대출을 제공한다. 장기간 대출에 따른 유동성 문제로 인하여 내국 은행의 IPP투자는 매우 제한적이다.

3.6 주요 프로젝트 계약

발전소 개발을 위한 주요 프로젝트 계약은 다음과 같다.

- a) 주주간 협약서
- b) EPC계약 (engineering, procurement and construction)
- c) 보험협약
- d) 장기 연료 공급 계약
- e) 운영 및 유지보수 계약(O&M)
- f) 프로젝트 자금조달 계약

계약은 주요 내용은 하기 표와 같다:

주요 프로젝트 계약	계약 당사자	계약의 목적
주주간 협약서(SH Agreement)	프로젝트회사(SPV)의 주주들	주주들의 권리와 의무를 규정함
주주 차입 협약서(SH Loan Agreement)	IPP의 주주들	주주로부터 차입금이 있는 경우 약정과 조건을 규정함
전력 구매 계약(PPA)	IPP 및 PLN	전력 생산활동의 약정과 조건을 규정한 주요 프로젝트 계약
EPC 계약 – 국외분	IPP 및 건설사 또는 관계사	국외에서 수행하는 설계 및 건설서비스의 공급과 관련한 약정 및 조건을 규정함
EPC계약 – 국내분	IPP 및 건설사 또는 관계사	국내 건설서비스 공급과 관련한 약정 및 조건을 규정함
EPC Wrap 계약 (일반적으로 Umbrella Agreement)	IPP 및 EPC계약자	국내외 EPC계약의 이행을 보증하기 위한 협약
장기 연료 공급 계약	IPP 및 연료공급계약자	장기 연료 공급을 확보하기 위한 계약
운영 및 유지보수 계약(O&M)	IPP 및 O&M 계약자	O&M서비스를 관리하기 위한 보수, 간접비 등을 규정
기술서비스 협약(Technical Services Agreement)	IPP 및 관련 계약자	IPP에 기술서비스를 제공하기 위한 규정
프로젝트 파이낸스 계약	차입기관 및 IPP	<ul style="list-style-type: none"> • Corporate Lending • Export Credit Agencies • Cash Waterfall • Hedging • Political Risk Guarantees • Intercreditor Agreements • Security Documents; • Sponsor Agreements
개발자/스폰서 협약	스폰서 및 IPP	IPP가 프로젝트 개발자에게 지급하는 보수에 대한 규정

3.6.1 PPA의 일반적인 계약조건

PPA는 발전 프로젝트에 있어 IPP투자자들에게 가장 중요한 계약이다. PPA의 주요 약정 및 조건은 다음을 포함한다:

- a) 계약 또는 서비스의 구조 결정 (즉, BOO형태인지 BOT형태인지 결정)
- b) 운영기간 결정 (일반적으로 석탄화력발전은 25년, 수력발전은 30년, 지열발전은 30년, 가스발전은 20년으로 운영되고 있다)
- c) 보증의 이행방법 (관련 IPP 및 PLN의 책임규정)
- d) 프로젝트의 시행과 건설
- e) 사업시작 및 시운전에 관한 사항
- f) 운영 및 유지보수 계약
- g) 약정사항(covenants)
- h) 요금 및 지급
- i) 정부 보증(해당되는 경우)
- j) 서비스 수행 기준
- k) 보험협약
- l) 면책조항
- m) 불가항력 시나리오 (천재지변 및 정치적 상황)
- n) 분쟁 해결 협약
- o) 진술과 보증조약
- p) 제재
- q) 계약 해지 조건
- r) 구매 옵션(즉, PLN을 위한)

3.7 IPP의 기회와 도전

3.7.1 2016 RUPTL – 민간 부문의 역할의 증대

제 1장에서 설명한 바와 같이, 인도네시아의 경제 펀더멘탈과 최근 발표되는 규정 체계는 전력 분야에 있어 투자자들의 관심을 증가시키고 있다. 2016 RUPTL은 2025년까지 인도네시아의 전력보급율을 99.7%까지 높이는 것을 목표로 하고 있다. 동 목표를 달성하기 위하여, 2016 RUPTL은 적어도 80.5 GW의 발전소가 2025년까지 건설되어야 하는 것으로 명시하고 있으며, 이 중 18.2 GW의 발전소는 PLN에 의하여 준비 및 건설될 것이며, 45.7 GW는 IPP에 의하여 건설 될 예정이다. 나머지 16.6 GW는 PLN과 IPP에 아직까지 배정이 되지 아니하였다. 동 수준의 발전소를 건설하기 위하여 PLN과 IPP는 각각 319억 달러 및 782억 달러를 투자하여야 한다. 이러한 관점에서, 향후 10년 간은 민간부문이 인도네시아의 전력 분야에서 역할이 더욱 중요해 질 것이다. 또한, PLN은 송전 및 배전 네트워크를 위하여 약 437억 달러의 추가적인 투자를 필요로 한다.

2016 RUPTL에 따르면, IPP는 아래와 같이 발전 프로젝트에 참여하게 될 것이다:

	PLN	IPP	미배정	합계
석탄	7,962	25,125	1,714	34,801
지열	400	5,060	690	6,150
가스/복합	7,096	6,780	9,310	23,186
수력 (소수력과 양수식 포함)	2,749	6,787	4,929	14,465
기타	15	1,922	-	1,937
합계	18,222	45,674	16,643	80,539

2016 RUPTL은 2014 NEP에 명시한 바와 같이 재생에너지의 비중을 23%까지 증가시키는데 중점을 두고 있다. 현재 낮은 수준의 재생에너지 발전 비중을 고려할 때, 2025년 까지 23%의 비중 목표를 달성하기 위해서는 2016 RUPTL의 재생에너지 발전소는 2025년까지 적어도 25%는 차지하여야 한다. 그러나 2016 RUPTL에 따르면, 모든 재생에너지 발전 프로젝트가 예상대로 진행이 되어도 재생에너지 연료 비중은 2016년에 11% 및 2025년에 19% 밖에 달성하지 못한다. 이러한 관점에서 재생에너지 발전 비중을 달성하지 못하는 경우, 추가적인 5 GW 가스화력 발전이 대체 계획으로 진행이 되어야 한다(추가 가스화력 발전은 80.5 GW 목표에 포함되어 있지 아니함). 2025년의 인도네시아 내의 전력 생산의 1차적인 에너지 연료의 목표 구성은 석탄 50.3%, 가스(LNG포함) 29.4%, 지열 8%, 수력 10.4%, 디젤연료 0.6%, 기타 1.3%로 구성된다. 이는 2015 – 2034 RUKN의 연료 비중과 부합한다. RUKN에서는 석탄 50%, 가스 24%, 재생에너지 25%, 디젤연료 1%로 계획하고 있다.

석탄은 상대적으로 낮은 발전소 건설 비용과 운영비용으로 인하여 인도네시아 내의 발전 개발에 있어 향후 10년 간은 가장 중요한 연료이다. 인도네시아는 저열량 석탄의 매장량이 높으며, 인프라 개발이 저조한 외곽 지역에 많이 분포되어 있어 석탄 운송의 경제성이 떨어짐으로, 석탄 mine-mouth 발전소는 발전 계획에 있어 필수적이다. 초임계압 보일러와 초고압 보일러와 같은 친환경적인 기술의 사용은 대용량 석탄

화력 발전소의 개발에 있어 (특히, 인구가 밀집한 자바지역) PLN과 정부에 있어서 최우선사항에 해당한다. 석탄가스화 복합발전이나 탄소포집 및 저장 기술과 같은 다른 유형의 기술의 사용은 2016 RUPTL에서 계획되지 아니하였다.

또한, PLN은 가스-화력 발전소를 위하여 LNG의 사용을 확대할 예정이다. 그러나, 재기화의 수요를 고려할 때 상대적으로 높은 LNG의 비용으로 인하여, PLN은 LNG를 기저부하용 발전소에 사용하기 보다는 최대 부하시기를 위한 예비로 운영할 계획이다. 특히, 기저부하용 발전소가 충분하지 아니한 자바-발리, 수마트라 및 인도네시아 동부 지역에 사용될 예정이다.

추가로, 자가발전(captive power / Private Power Utilities(PPU)) 분야에 있어 민간 투자자에게 많은 기회가 있다. PPU는 회사의 정전 위험을 완하하고, 매출 감소를 방지하며 디젤 발전 비용을 낮추는 효과로 인하여 시장에서 각광 받고 있다. 최근 연구에 따르면, 산업 지역은 2019년까지 8 – 10 GW의 수요가 예상된다.¹⁸ 그러나, 대부분은 위의 표에서 언급된 on-grid 발전소로 부터 전력 공급을 받게 될 예정이며, 일부 수요만이 off-grid 또는 grid에 연결된 PPU에 의하여 전력을 공급받게 될 것이다.

3.7.2 35 GW 전력개발 프로젝트

2016 RUPTL은 2015년에 시작한 35 GW 프로그램의 일부를 변경하였다. 최초 35 GW 프로그램(실제 발전소 증설 목표는 36.5 GW임)은 35.6 GW로 일부 감소하였다. 석탄 및 가스 화력발전은 각각 약 400 MW와 700 MW 감소하였으며, 반면에 재생에너지 300 MW 증가 (수력은 300 MW감소하였으며, 지열은 600 MW증가함)하였다. 이것은 앞에서 설명한 NEP와 같은 맥락이다.

최초 35 GW 프로그램

개발유형	석탄	가스	수력	지열	기타	합계(GW)
PLN	2.2	7.0	1.2	0.1	0.1	10.6
IPP	18.1	6.6	1.1	-	0.1	25.9
합계(GW)	20.3	13.6	2.3	0.1	0.2	36.5

35 GW 프로그램 – 2016 RUPTL

개발유형	석탄	가스	수력	지열	기타	합계(GW)
PLN	2.2	6.8	1.4	0.2	-	10.6
IPP	17.1	6.1	0.6	0.5	0.2	25.0
합계(GW)	19.8	12.9	2.0	0.7	0.2	35.6

¹⁸ PwC and GE (2016), *op.cit.*, p. 13

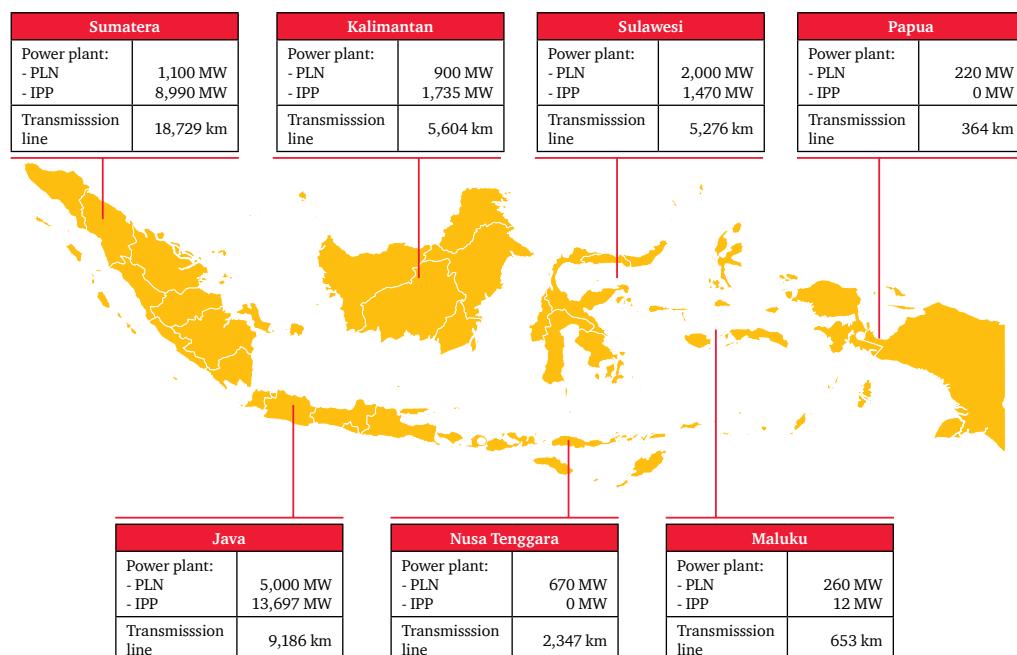
35 GW 프로그램은 각각의 발전소의 규모에 대하여 지속적으로 PLN과 정부에 의하여 보다 정확한 평가를 통하여 개선이 될 예정이다. 이러한 사유로 인하여 위에서 설명한 것과 같은 총 발전 규모에 차이가 발생한 것이다. 35 GW 프로그램의 발전 용량을 2015년 PLN의 사업보고서는 35,528 MW,¹⁹ 2016 RUPTL은 35,627 MW, 아래의 표에서는 36,054 MW로 계획하고 있다. 2016 RUPTL에 따르면, 이러한 차이의 주요 원인은 프로젝트의 취소와 프로젝트 규모의 변경에 있다. 여러 자료에 따르면 35 GW 프로그램의 실제 수치는 35 GW – 37 GW로 예상되며, 이는 향후에 변동될 수 있다.

표 3.1 – 발전소 개발 계획 및 송배전망의 건설 계획 2015 – 2019

범위	용량
발전	36,054 GW
송전	42,159 km

Source: PLN (The Jakarta Post, 13 July 2016, “The Mega Electricity Project will still rely on fossil fuels”).

2015년부터 2019년 까지 계획된 발전소, 송전 및 배전망의 위치와 총 투자규모는 다음과 같다:



Source: PLN (The Jakarta Post (13 July 2016)).

19 2015 PLN's Annual Report p. 10

35 GW 프로그램은 예상보다 느리게 진행되는 것으로 보인다. 35 GW 프로그램의 전체 리스트는 부록 A를 참고하길 바라며, 2016년 6월 29일 기준으로 요약은 다음과 같다:²⁰

- 1% (170 MW) : 상업 생산 단계
- 22% (8,150 MW) : 건설 단계
- 26% (9,680 MW) : PPA는 서명되었으나, 아직 건설이 시작되지 아니함
- 22% (8,080 MW) : 계획 단계
- 29% (10,605 MW) : 조달 단계²¹

지연되는 사유와 IPP로 부터 파악된 주요한 리스크는 토지 취득의 어려움(발전 개발지와 송전설비 통과지역), 발전소까지의 연료 조달을 위한 인프라, IPP/PPP의 조달 신속성, 라이센스와 허가 취득의 신속성(특히 지방정부 단계), 확고한 규정 체계의 부재(일부 기술과 관련한 FiT의 부재, IPP차입금을 위한 정부 보증의 부재)를 포함한다. 이러한 문제는 이어지는 장에서 보다 자세하게 설명하고 있다.

그러나 정부는 위에서 언급한 리스크를 충분히 인지하고 있으며, 발전소를 위한 토지 취득 절차, 송배전 설비, 요금 협상, IPP의 조달, 허가, IPP개발자와 EPC의 실사, 프로젝트 관리 역량, 법률 문제를 위한 조정위원회를 포함한 여덟 가지의 가속화 단계를 시행하였다. 추가로 조코 위도도 대통령은 35 GW 프로그램의 세부적인 과제를 다루기 위한 PR No. 4/2016을 2016년 1월에 승인하였다. 동 대통령령 하에서, 정부보증, 허가절차의 가속화 및 공간계획 하의 토지의 준비에 대한 특별한 권한이 PLN에 부여되었다. PR No. 4/2016에 대한 자세한 사항은 2.3절을 참고하길 바란다.

3.7.3 PPPs

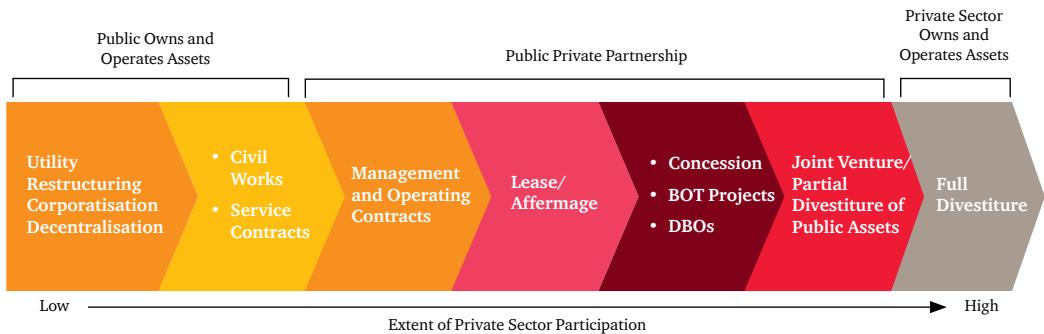
현재 PPP에 대한 명확한 정의는 없다. PPP Knowledge Lab은 “공공 재화와 공공 서비스의 제공을 위하여 민간부문이 중대한 리스크, 경영 책임 및 성과에 따른 보상을 부담하는 민간부문과 정부의 장기계약”으로 정의하고 있다.

PPP는 민간부문의 참여와 리스크의 정도에 따라 다양한 형태를 취한다. PPP라는 용어는 일반적으로 각 당사자의 책임과 리스크 분담을 명확히 하기 위한 계약서 또는 협약서 명시되어 있다. 아래의 그래프는 PPP협약의 스펙트럼을 설명하고 있다.²²

20 Please note that there are discrepancies in data from different sources, as discussed above. As such, the information should be used as an indication only.

21 <http://finance.detik.com/read/2016/06/29/193735/3245300/1034/realisasi-proyek-35000-mw-per-hari-ini> accessed 2 July 2016.

22 <http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/overview/what-are-public-private-partnerships> accessed 22 May 2016.



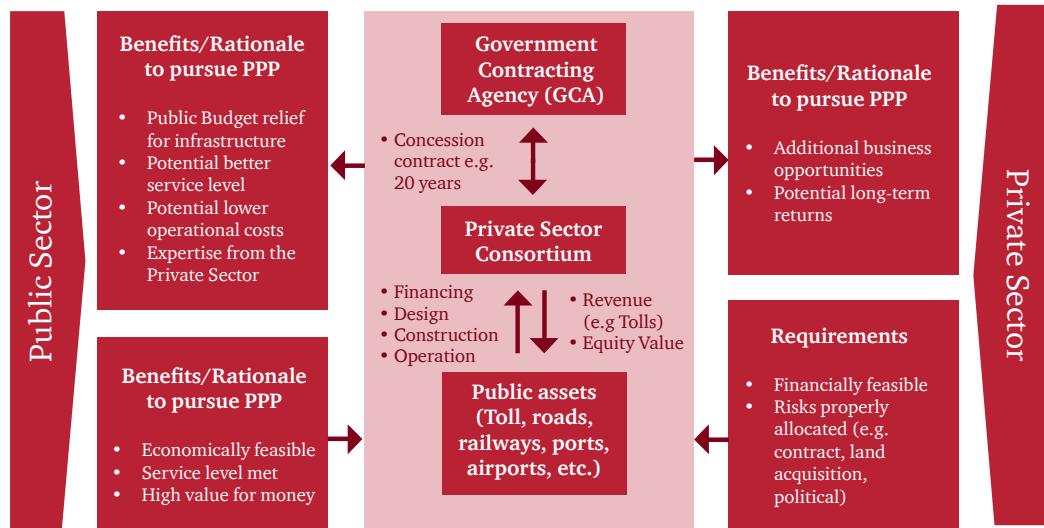
Source: World Bank

협약의 다양성은 프로젝트에 가장 적합한 구조와 관련 리스크 및 투자자의 특성에 맞도록 협약서를 구성할 수 있도록 다양한 옵션과 기회를 제공한다. 리스와 계약서는 낮은 자본 지출을 요구함으로 낮은 수준의 리스크로 분류된다. 예를 들면, 리스는 물과 관련된 인프라 프로젝트에 적합하며, 이는 높은 투자 리스크가 없으므로 낮은 수준의 이익을 제공한다.

그린필드 프로젝트는 투자자에게 중대한 책임을 요구하고 있기 때문에 텔레콤 또는 에너지 프로젝트에서 시행되며 투자자에게 높은 수준의 잠재적인 이익을 제공한다. 그린필드 협약은 전 세계적으로 가장 많이 활용되는 PPP이다. 이는 정부에게는 리스크를 낮출 수 있는 기회를 제공하며 투자자에게는 높은 수준의 이익을 보상받을 수 있는 기회를 제공한다. 특히, BOO와 BOT계약이 이에 해당된다.

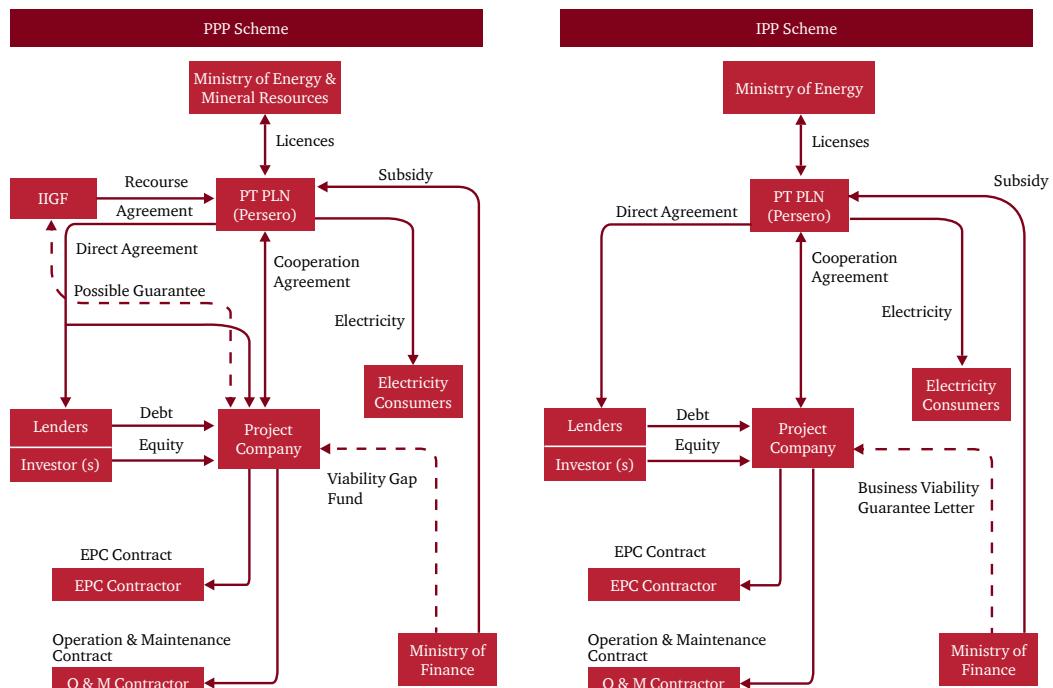
앞에서 설명한 바와 같이, 인도네시아는 많은 분야에 있어 인프라 투자를 계획하고 있으며, 이는 정부가 모두 부담할 수 없는 막대한 금액의 투자를 필요로 한다. 이러한 사유로 PPP는 인도네시아의 인프라 개발을 위한 가능한 방법 중에 하나이다. 그러나 인도네시아에서 사용되는 PPP용어는 PPP Knowledge Lab에 따른 글로벌에서 사용되는 용어와 약간의 의미 차이가 있다. PPP Knowledge Lab의 정의에 따르면 IPP와의 계약은 PPP로서 자격이 있다. 그러나 IPP가 IIGF로부터 보증을 받을 수 없게 됨으로써 PPP 규정 (PR No. 38/2015)의 범위에 포함되지 않으므로 인도네시아에서는 IPP는 공식적으로 PPP에 포함되지 아니한다. 또한, 모든 PPP프로젝트는 매년 Bappenas에서 발행하는 PPP Handbook에 포함되어 있다.

PPP구조는 일반적으로 정부에게 리스크를 낮출 기회를 제공하고, 투자자에게는 부담하는 리스크에 따른 높은 수준의 이익을 제공받을 기회를 제공한다. 이러한 사유로 PPP구조는 정부와 투자자의 이해관계가 맞을 경우에 성공적으로 수행될 수 있다. 정부는 프로젝트가 높은 수준의 서비스를 공공부문에 제공하길 요구하며, 투자자는 프로젝트가 재정적으로 실현가능하며 계약, 정치, 토지 취득 리스크를 포함한 모든 리스크가 통제 가능할 것을 요구한다. 공공부문과 민간부문의 상호작용은 아래의 표에서 설명하고 있다.



Source: PT SMI (Infrastructure Investment 2014)

IPP 구조 하에서, 민간부문과의 파트너쉽은 PLN이 전력구매자인 경우에 한하여 발전 분야에 적용되었다. PPP구조 하에서 PLN은 전력구매자 뿐만 아니라 계약 당사자로서의 역할도 수행한다.



Source: PT SMI (Infrastructure Investment 2014)

정부는 Bappenas 보고서 "Public-Private partnership: Infrastructure Projects Plan in Indonesia" 를 통하여 일부 발전 프로젝트를 강조하고 있다(하기 참조).

- 1) 중부 자바 석탄 화력 발전소 (2 x 1,000 MW). PPA서명됨. 토지 취득이 완료되었으며, 발전소 건설이 진행 중임.
- 2) 남부 수마트라9 (Sumsel 9) Mine-Mouth 석탄 화력 발전소 (2 x 600 MW). IIGE와 재무부로부터 보증을 받기 위한 절차를 진행 중임.
- 3) 남부 수마트라10 (Sumsel 10) Mine-Mouth 석탄 화력 발전소 (1 x 600 MW). IIGE와 재무부로부터 보증을 받기 위한 절차를 진행 중임.
- 4) Karama 수력 발전소 (4 x 112.5 MW), 개발 예정 프로젝트
- 5) Tebo Mine-Mouth 석탄 화력 증기 발전소 (2 x 200 MW), 개발 예정 프로젝트

Sumsel 9 및 Sumsel 10의 입찰은 2011년 CJPP PPA의 서명 이후에 발전 분야에서 대형 PPP프로젝트로 여겨진다. 정부 보증은 PPP체계하에서 IIGF로부터 제공될 것으로 예상된다(PR No.67/2005, PR No.66/2013(개정)에서 자세하게 규정). 정부 보증은 IIGF의 평가를 기반으로 한다. 입찰은 경쟁입찰이며 2012년 10월에 사전 시장 의견조사를 통하여 시작되었다. Sumsel 9 및 10의 입찰은 2015년까지 반복적으로 입찰이 연기되었다. 앞선 1.4절 송전 및 배전에서 설명한 바와 같이, HVDC 프로젝트가 연기되거나 취소되는 경우에는 Sumsel 8, 9 및 10의 발전 프로젝트(총 3,000 MW) 또한 지연되거나 취소될 가능성이 있다.

3.7.4 기타과제

최근 인도네시아 정부가 발전 분야 투자 촉진을 위하여 투자자들에게 우호적인 진출 방안을 많이 마련하였음에도 불구하고 IPP투자는 여전히 하기와 같은 해결 과제가 남아 있다.

- a) 투자조정청(BKPM)의 원스탑 서비스의 범위가 아닌 지방 정부, 환경부, 산림부 등으로부터의 허가취득의 어려움
- b) 지역 단체의 반대를 포함한 토지 취득 문제
- c) 정부 보증의 이용 가능성과 관련된 불확실성
- d) 송전시설 및 기타 지원 인프라의 부족

인도네시아 정부는 위와 같은 문제점을 인지하고 있으며, 35 GW의 발전소와 46,000 km의 송전 네트워크 인프라 개발 프로젝트의 가속화와 관련하여 PLN, PLN자회사 및 IPP를 지원하기 위하여 2016년 1월에 PR No.4/2016을 발표하였다. 동 대통령령의 자세한 사항은 2.3절을 참고하길 바란다.

4. Conventional Energy



Photo source: PT Paiton Energy

4.1 소개

전 세계의 주요 에너지의 소비량은 2015년에 1% 증가에 그쳤으며, 이는 2014년 1.1%보다도 낮은 수준이며 지난 10년간 평균이 1.9%보다 낮다. 이는 2009년 경기 침체를 제외하고 1998년 이래로 가장 낮은 성장률로 보여진다. 석유는 전 세계 에너지 소비량의 32.9%를 차지하며 여전히 전 세계 에너지 소비의 1위를 차지하고 있으며, 가스와 석탄은 각각 23.8%와 29.2%를 차지하고 있다.²³

인도네시아의 1차 에너지 공급은 2004년 1,144.5 MBOE에서 2014년 1,745.1 MBOE로 52.4% 증가하였다. 석탄과 석유는 인도네시아의 주요 에너지 공급 원료로서 각각 28.5% 및 28.1%의 비중을 차지한다. 바이오 매스와 바이오 연료는 22.9%를 차지하며, 뒤를 이어 천연가스는 17.4%를 차지한다. 수력은 2.2% 및 지열은 0.9%를 차지한다.²⁴

인도네시아의 최종 에너지 소비는 2004년 603.9 MBOE에서 2014년 982.9 MBOE로 63% 증가하였다. 최종 에너지 소비에서 연료, 석탄 및 천연가스는 각각 40.3%, 22.5% 및 12.7%를 차지한다. 전력, LPG 및 기타는 각각 12.4%, 5.3% 및 6.8%를 차지한다.²⁵

전반적으로 전통적 에너지(석탄, 석유 및 가스)는 인도네시아의 에너지 배합에 있어 지속적으로 중요한 역할을 담당하고 있다.

4.2 가스

4.2.1 인도네시아의 가스 매장량, 소비 및 생산

인도네시아는 2015년 기준으로 약 151.33 TSCF(trillion standard cubic feet)의 천연가스 매장량을 보유하고 있다(하기 그림 참조).²⁶ 입증된 97.99 TSCF의 매장량 중에, 33 TSCF 만이 생산 지역으로 운영되고 있으며, 나머지 약 65 TSCF는 아직 생산 전 단계이다.²⁷ 가장 큰 미개발 가스 매장지는 East Natuna Block 해상에 위치하고 있으며, 약 46 TSCF의 매장량을 보유하고 있다. 기타 잠재적인 지역은 서부 파푸아와 술라웨시 지역이다.²⁸ 그러나 신규 가스 매장지가 없다는 가정하에, 현재의 소비 추세를 고려할 때 현재 매장량은 약 34년 후에 고갈될 것이다.²⁹

23 BP Statistical Review of World Energy June 2016, p. 2 and 4.

24 2015 Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia, p. 17.

25 *Ibid.*, p. 25.

26 Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, *Laporan Kinerja 2015*, (“LAKIP DJMGB 2015”), Februari 2016 [Directorate General Oil and Gas, 2015 Performance Report February 2016], p. 42.

27 SKK Migas, *Laporan Tahunan 2015* [SKK Migas, 2015 Annual Report], p. 21.

28 International Energy Agency (“IEA”), Indonesia 2015, 2015, p. 42.

29 Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT), *Indonesia Energy Outlook 2015*, p. 15.

Figure 4.1 Map of Indonesian Gas Reserves as of 1 January 2015 (in TSCF)



Source: LAKIP DJMGB 2015

원유가 인도네시아의 에너지 공급과 수출에 있어 전통적으로 중요한 역할을 담당했음에도 불구하고 현재 인도네시아는 석유 수입국이다. 열량(calorific value) 기준으로 볼 때, 천연가스 생산량은 2012년에 원유의 생산량을 초과하였다. 이러한 사실은 정부가 석유에서 천연가스로 관심을 이동하는 결과를 가져왔다.³⁰ 천연가스의 생산은 석유와 가스의 총 생산량의 약 60%를 차지하고 있으며, 이는 2020년까지 약 70% 및 2050년까지는 약 86%까지 증가될 것으로 예상된다.³¹

인도네시아는 지난 5년간 가스의 초과 생산량이 점진적으로 내국 소비량과 간격을 좁히고 있다(수치 4.2 참고). 인도네시아의 가스 산업은 석유와 가스의 가격 하락으로 인하여 많은 압력을 받고 있으며, 석유 및 가스의 개발의 경제성을 근본적으로 변화시키거나 생산 단계에 도달까지 많은 자연을 야기하고 있다. 이는 2011년부터 2015년까지의 가스 생산량의 감소를 초래하였으며, 동기간동안 생산량이 7,027 MMSCFD (million standard cubic feer per day)에서 6,679 MMSCFD로 약 5% 감소하였다. 이와 대조적으로 전반적인 국내 가스 소비량은 동기간동안 약 13.3% 증가하였다. 결과적으로 동기간동안 인도네시아의 가스 수출은 약 25.3% 감소하였으며, 이로 인하여 2005년 세계 최대 가스 수출국이었던 인도네시아가 2014년 기준으로 카타르, 말레이시아, 호주 및 나이지리아 뒤를 이에 세계 5위의 가스 수출국이 되었다.³² 정부는 2040년까지 가스 수출을 '0'으로 감소시키고자 하는 장기 계획을 가지고 있다.³³

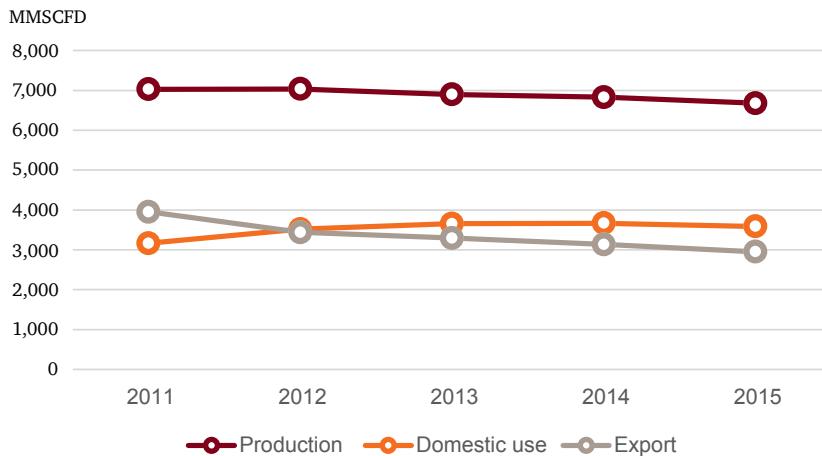
30 IEA (2015), *op.cit.*, p. 39.

31 SKK Migas (2015), *op.cit.*, p. 32.

32 International Gas Union, World LNG Report – 2015 Edition, p. 9.

33 MoEMR. 2015. *Ekspor Migas Bakal Jadi Nol Persen, Penuhi Pasar Domestik*. August 13th, 2015. (<https://mtempo.co/read/news/2015/08/13/090691560/ekspor-migas-bakal-jadi-nol-persen-penuhi-pasar-domestik>)

Figure 4.2 Indonesian Natural Gas used for Production, Domestic Consumption, and Export (in MMSCFD) for 2011-2015



Source: LAKIP DJMGB 2015.

2016년부터 2025년까지 국내 가스 수요가 증가될 것으로 예상되며, 이는 2016 RUPTL 와 NEP에 따른 발전 분야의 가스 수요 증가와 상응한다. 발전 분야를 위하여 2025년까지 23 GW의 가스 화력 발전소를 건설하기 위한 정부의 계획에 따라, 총 가스 (LNG 포함)는 2019년까지 761 bcf 및 2025년까지 1,311 bcf 필요하다. 가스의 국내 수요의 증가는 산업의 수요, 발전 분야의 수요 및 비료 산업의 현행 및 잠재적인 수요에 기인한다. 결과적으로 정부는 국내 소비를 위한 배분은 2015년 59%에서 2019년 64%로 증가시킬 계획이다. 또한, 정부는 가스 생산을 6,838 MMSCFD에서 2019년까지 7,252 MMSCFD로 증가시킬 것으로 기대한다(하기 수치 4.3 참조). Kepodang Field, Donggi Senoro, Indonesia Deep Water Development Bangka-Gendalo-Gehem, Jangkrik field, Tangguh Train-3과 같은 프로젝트가 이러한 가스 생산 증가 계획을 뒷받침하고 있다.³⁴ 가스 생산이 증가함에도 불구하고 정부는 국내 소비가 증대하게 증가할 것으로 예상하고 있으며, 이는 인도네시아가 2019년부터 가스를 수입을 시작하게 되는 결과를 초래할 것이다(하기 수치 4.4 참조).³⁵

34 LAKIP KESDM 2015, p. 19.

35 IGN Wiratmaja (Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi, "Dukungan Penyediaan Bahan Baku untuk Pembangunan Industri Berbasis Migas", 16 Februari 2016 (Presentasi) [IGN Wiratmaja (Director General of Oil and Gas), "Supporting of Feedstock Supply for Developing Oil and Gas based Industry", 16 February 2016 (Presentation)], p. 13.

Conventional Energy

Figure 4.3 Indonesia Natural Gas Lifting (in MMSCFD) and Utilisation target for 2015 - 2019

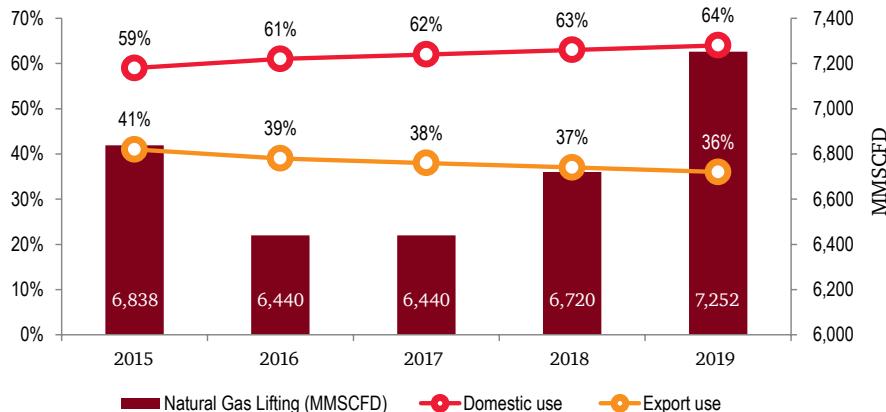
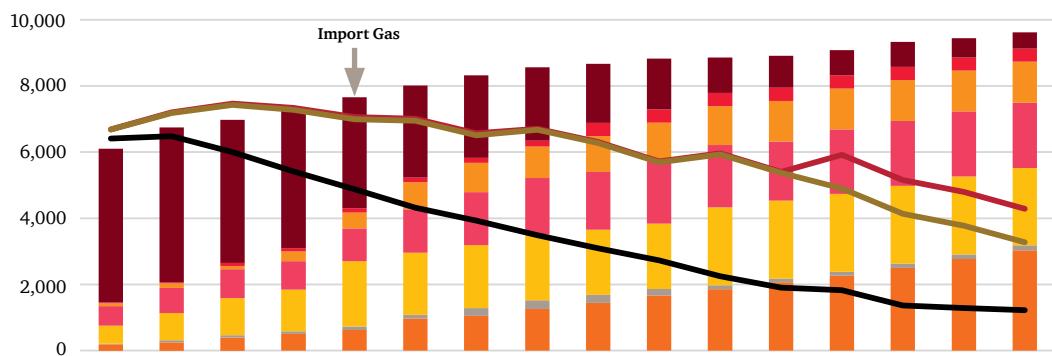


Figure 4.4. Natural Gas Balance for 2015 - 2030 (in MMSCFD)

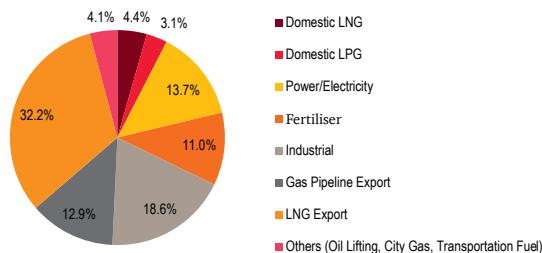


	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
City Gas (Committed)	1	3	5	7	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11
Potential Demand for Industry	198	258	396	504	622	966	1,049	1,260	1,443	1,661	1,855	2,064	2,260	2,496	2,762	3,022
Transportation (Committed)	20	63	75	79	104	116	231	260	243	196	118	111	120	130	142	154
Industry (Committed)	541	819	1,120	1,263	1,975	1,870	1,904	1,988	1,960	1,977	2,349	2,350	2,347	2,348	2,349	2,329
Electricity (Committed)	589	761	870	857	990	1,309	1,598	1,698	1,743	1,871	1,880	1,780	1,950	1,958	1,964	1,974
Fertiliser (Committed)	86	139	97	290	476	819	884	949	1,083	1,175	1,175	1,230	1,230	1,230	1,230	1,236
Lifting and Own Used (Committed)	27	27	90	98	128	139	150	176	396	396	396	396	396	396	396	397
Domestic (Contracted)	4,640	4,675	4,321	4,154	3,349	2,777	2,492	2,216	1,786	1,534	1,071	962	761	753	583	489
Potential Supply	2	17	42	61	61	61	61	25	22	22	22	22	1,022	1,022	1,017	1,014
Project Supply	265	694	1,429	1,866	2,127	2,636	2,587	3,207	3,200	2,975	3,700	3,482	3,082	2,777	2,488	2,047
Existing Supply	6,434	6,508	6,020	5,431	4,887	4,327	3,933	3,486	3,086	2,719	2,239	1,891	1,812	1,344	1,270	1,202

Source: IGN Wiratmaja (16 February 2016)

인도네시아 내에서 2015년에 천연가스는 LNG수출, 발전분야, 산업분야, 비료분야 및 가스 파이프라인 수출의 다섯 가지 카테고리에서 주요 사용이 되었으며, 사용량은 약 1,190 MBOE(≈ 6.7 MMSCFD)이다. LNG수출은 2015년 인도네시아 천연가스 소비의 약 32.2%를 차지하며, 발전분야, 산업, 비료산업 및 가스 파이프라인 수출이 각각 13.7%, 18.6%, 11% 및 12.9%를 차지한다(하기 수치 4.5 참조).

Figure 4.5 Indonesian Natural Gas Utilisation for 2015

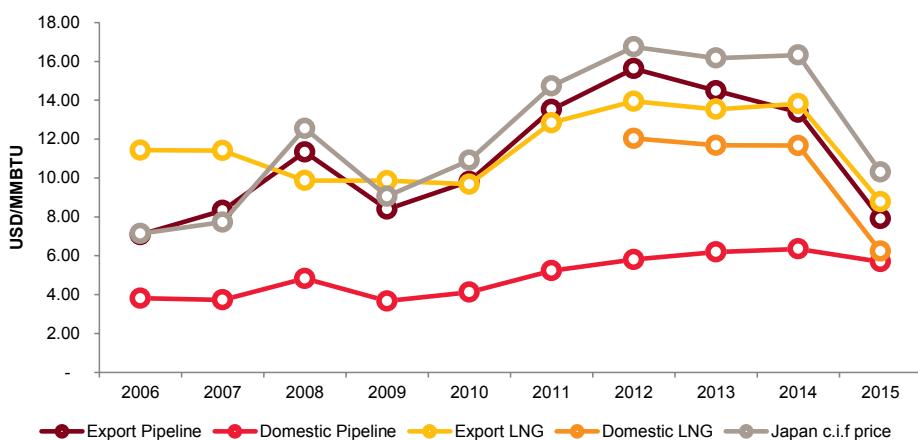


Source: IGN Wiratmaja (16 February 2016)

4.2.2 가격과 규정

인도네시아 내의 천연가스 가격은 국제 가격과 비교하여 낮은 수준이며, 정부 정책 결정이 가격 결정과 배분에 있어 시장 요소보다 지배적인 영향력을 가지고 있다. MoEMR 규정 No. 6/2016에 따르면, MoEMR은 국내 소비와 수출의 위한 천연가스의 배분, 사용 및 가격을 결정한다. 2015년 말 기준으로 인도네시아의 국내 LNG는 국내 시장에서 MMBtu(Million British Thermal Unit)당 6.2달러에 판매되었으며, 동 기간의 수출 LNG의 가격은 MMBtu당 8.8달러였다(하기 수치 4.6 참조).

Figure 4.6 Indonesian Natural Gas Price and Japan c.i.f Price, 2006 – 2015



Source: IGN Wiratmaja (16 February 2016) and BP Statistical Review of World Energy June 2016

2014년 중반부터 하락한 국제 LNG가격을 반영하여, 최근 MoEMR은 경제 성장과 투자를 가속화하기 위하여 수마트라와 자바지역의 10개의 가스 매매 협약서(Gas Sales and Purchase Agreements)와 관련하여 현재 MMBtu당 6달러 이상인 가스 가격을 MMBtu당 6달러 이하로 낮출 것을 제안하였다.³⁶ 이는 가스 가격 인하와 관련하여 2016년 5월에 발표된 PR No. 40/2016과 시행령과 상응한다.

인도네시아 내의 천연가스의 배분과 사용은 MoEMR 규정 No. 06/2016(MoEMR 규정 No. 37/2015의 개정규정)으로 규정되어 있으며, 하기와 같은 새로운 우선순위를 포함하고 있다:

1. 운송, 가계 및 소규모 사용자를 위한 정부의 가스 공급 프로그램의 지원
2. 석유와 가스의 국가의 생산 지원
3. 비료를 위한 원재료 공급
4. 천연가스를 원재료로 사용하는 산업의 지원
5. 전력을 생산하기 위한 연료로 사용되는 경우
6. 기타 산업을 위하여 연료로 사용되는 경우

MoEMR 규정 No. 06/2016의 기타 주요 사항은 전력 발전을 위한 천연가스의 사용은 다음의 기업에 배분 될 수 있다는 점이다:

- a) 전력 공급을 위하여 지정된 국영기업, 즉, PLN 및 그 자회사
- b) 석유와 가스를 생산하는 지역에 소재한 IUPTL을 보유한 지방 소유 기업
- c) IUPTL보유자에게 가스를 판매하는 석유와 가스 분야의 국영기업 또는 석유와 가스를 운영하는 지역에 소재한 지방 소유의 기업
- d) 가스 화력 발전소를 소유하고 IUPTL을 보유한 기업
- e) IUPTL보유자에게 가스를 판매할 수 있는 마케팅 허가를 보유한 기업

위에 언급한 c), d) 및 e)의 기업이 IUPTL보유자에게 가스를 전량 공급할 수 없는 경우에는 동 기업은 천연가스 초과분에 대하여 마케팅 허가를 보유한 기업이 아래의 조건을 만족하는 경우에 그 기업에 판매할 수 있다.

- a) 최종 소비자에게 보급하기 위한 가스 파이프라인 인프라를 보유하거나 통제하는 경우
- b) 최종 소비자에게 판매하는 경우
- c) 적합한 가격에 판매하는 경우

가스 배분과 가격결정의 절차와 규정은 국내 수요를 최적으로 충족시키기 위하여 가스를 연료, 원재료 및 기타 목적으로 사용하는데 있어 효과성과 효율성을 높이는 방향으로 설계되어 있다. 이러한 법령의 개정은 정부가 특히, 운송과 가계 소비 목적으로 타 에너지원을 가스로 전환하고자 하는 사유로 발생하였다. 또한, 규정은 국내 수요가 최우선적으로 보장이 되도록 개정되었으며, MoEMR은 천연가스의 국내 수요가 충족되지 못하는 경우에 천연가스의 수입을 허가하고 있다.

36 Petromindo Magazine, March – April 2016, p. 37.

4.2.3 현재 설치된 가스 화력 발전소 용량과 정부의 계획

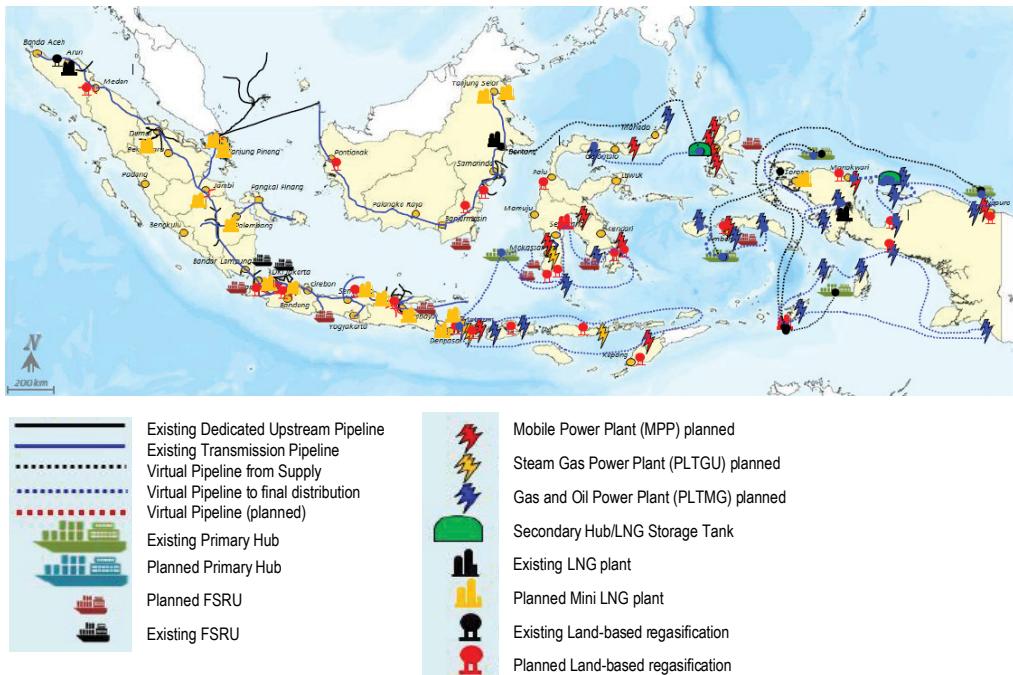
2015년 기준으로 가스-화력 발전소로부터 발전은 전체 발전량의 24.89%를 차지한다. 2025년까지 NEP의 에너지 비중 목표를 달성하기 위해서 발전 연료 배합에 있어 가스-화력 발전의 비중을 2025년까지 29.4%로 증가시켜야 하며, 이를 위하여는 추가적으로 23 GW의 가스-화력 발전소가 필요하다. 동 추가 가스-화력 발전소가 가동되게 되면, 인도네시아 내의 가스 소비는 매우 증가할 것이며, 대부분은 자바와 수마트라 지역이 될 것이다. 추가로, 재생에너지 사용 목표가 2025년까지 달성되지 아니한 경우 대응책으로 5 GW의 가스-화력 발전소가 추가로 건설될 예정이다.

발전을 포함한 국내 소비를 지원하기 위하여, 다음의 가스 인프라스트럭처 자산이 운영 중에 있다. 서부 자바와 람퐁에 각각 부유식 LNG 저장 재기화 설비(Floating Storage Regasification Units, FSRU)와 Arun 지역에 육상 기반의 가스 터미널(land-based gas receiving terminal unit)이 운영 중에 있다. 그러나, 증가하는 국내 수요를 충족시키기 위하여 2019년까지 최소한 6개의 대형 가스 인프라 자산의 개발(LNG플랜트 Donggi Senoro, LNG플랜트 남부 술라웨시, 가스터미널 Banten, FSRU 중부자바, LNG Tangguh Train-3 플랜트, LNG Masela)이 계획되어 있다. Abadi 가스-필드 (Arafura해역의 masala 블록에 위치)는 해상 부유식 LNG플랜트를 건설하도록 계획되어 있었다. 그러나, 2016년 3월에 위도도 대통령이 개발은 onshore 플랫폼을 기반으로 개발되어야 함을 발표함으로써, 기존의 프로젝트가 재차 기술적인 검토와 승인을 받아야 함으로 공급이 몇 년간 지연될 것으로 예상된다.

추가로, 정부는 산업의 개발을 지원하기 위하여 이미 'Gas Infrastructure Concept'을 개발하였다. 이는 파이프라인 건설, LPG플랜트 및 저장소, 가스 연료 공급설비, 재기화 설비 및 액화설비의 개발을 위하여 2015년부터 2030년까지 243억 달러의 자본투자가 필요할 것으로 예상되며,³⁷ 또한 일부 민간부문의 참여가 요구된다. 단기적으로 정부는 가계, 가스 연료 공급설비와 가스 파이프라인을 위한 천연가스 네트워크를 건설할 계획이다. 반면에 민간 부문은 35 GW 프로그램을 지원하기 위하여 가스 터미널을 개발할 것으로 기대된다. 하기 수치 4.7은 현재 가스 인프라의 개괄적인 요약과 인도네시아의 Gas Infrastructure Concept을 보여 주고 있다.

³⁷ Director General of Oil and Gas Statements. 2016. "Bangun Infrastruktur Gas, Pemerintah Libatkan Swasta" (<http://www.migas.esdm.go.id/post/read/bangun-infrastruktur-gas,-pemerintah-libatkan-swasta>)

Figure 4.7 - Indonesia Gas Infrastructure – Current and Concept (2030)



Source: *IGN Wiratmaja (16 February 2016)*

4.2.4 기회

2016 RUPTL에 따르면, 정부는 발전에 가스의 사용을 증가시킬 것을 목표로 하고 있으며, 2025년까지 비중을 29.4%까지 증가시키고 PLN의 기존 디젤연료-화력 발전의 전환으로 23 GW의 가스-화력 발전소를 추가로 건설할 예정이다. 가스의 배분은 발전 분야를 포함하여 앞서 설명한 여섯가지 그룹에 우선순위를 두고 있다. 추가로, 정부는 2019년까지 가스 수출을 총 생산량의 40%로 감소시킬 계획이다.

일부 IPP와 captive발전소는 천연가스 플랜트, 항구 등과 같이 지원 인프라 근처에 위치하고 있다. 23 GW의 추가 발전 계획 중, 7 GW는 PLN에 배정되었으며, 9 GW는 IPP배정되었고, 나머지 9 GW는 현재까지 배정되지 아니하였다.³⁸ 이러한 수치는 민간 부문에 있어 인도네시아에 아직까지 많은 대규모 기회가 있음을 의미한다. 자바 3 복합사이클 (1 x 800 MW) – 동부 자바, 자바 발리2 복합사이클 (1 x 500 MW) – 동부 자바, 자바 발리 3 복합사이클 (1 x 500 MW) – Banten을 포함한 대규모 가스-화력 발전소가 입찰을 진행할 예정이다. 추가로, 자바 1 복합사이클 (2 x 800 MW) – 서부자바 및 Peaker gas/machine 가스-화력 (2 x 500 MW) – 잠비를 포함한 일부 대규모 가스-화력 발전소가 입찰 진행 중에 있다.

38 2016 RUPTL, p.136.

또한, 정부는 인도네시아 전역에 걸쳐 FSRU를 확대할 계획이다. 일반적으로 FSRU의 개발 비용은 유사한 규모의 육상 기반의 터미널의 건설 비용 보다 상당히 낮은 수준이며, 일반적으로 육상의 재기화 터미널보다 건설기간이 짧기 때문에 이와 같은 계획을 가지고 있다.³⁹ 추가로, 재생에너지 사용 목표가 2025년까지 달성되지 아니한 경우 대응책으로 5 GW의 가스-화력 발전소가 추가로 건설될 예정이다. 이와 같은 터미널 개발은 민간 부문에 잠재적인 투자 기회를 제공하며, 특히 해안지역의 산업 단지를 위한 captive 발전에 기회를 제공한다.

정부는 가스-화력 발전소의 건설을 가속화 하기 위하여 FiT와 관련된 MoEMR 규정 No. 3/2015를 발표하였으며, 이는 가스 터빈과 가스 설비(Gas machine)에 대한 사항도 포함하며 아래와 같다:

Capacity	40 - 60 MW	100 MW
Price (in cent USD/kWh)*	8.64	7.31
Assumptions:		
Availability Factor (AF)	85%	
Contract Period	20 years	
Heat Rate BTU/kWh**	9,083	8,000
Gas Price USD/MMBTU***	6.00	

*If the plant acts as a peaker, then the pricing takes into account availability.

**For machine gas, the heat rate is based on the heat rate determined by the manufacturer.

***Gas price is principally pass-through.

PLN은 MoEMR로부터 승인을 받은 경우 벤치마크 가격보다 높은 가격으로 전력을 구매할 수 있다.

4.2.5 과제

발전 분야에 있어 신규 인프라의 부족과 기존 인프라의 노후화가 병목현상을 초래하는 것으로 보이며, 이는 가스-화력 발전소에도 동일하게 적용이 된다. 미개발된 인프라는 인도네시아 전역에 걸쳐 발전소를 위한 가스 공급의 비효율을 초래하게 될 것이다. 현재의 가스 파이프라인은 인도네시아 전역(특히, 인도네시아 동부지역)에 가스를 공급하는데 충분하지 아니함에 따라, FSRU와 LNG설비의 개발 뿐만 아니라 파이프라인 네트워크의 확장도 가스 공급을 위하여 요구되어 진다.

39 Philip Weems, Nick Kouvaritakis and Richard Nelson, “FSRUs: Looking Back at the Evolution of the FSRU Market”, December 2015. See <http://www.energylawexchange.com/fsrus-looking-back-at-the-evolution-of-the-fsru-market/>

최근 PLN은 가스 IPP를 위한 연료 공급이 충분할 것으로 발표하였다. 현행 프로세스에 따르면 IPP는 공급자로부터 연료를 공급받고 전력 요금의 Component C를 통하여 PLN에 청구하며, 이는 기본적으로 pass-through 구조를 가지고 있다. PLN은 PLN이 가스를 자체적으로 확보할 책임을 부담하여, IPP의 프로젝트의 금융조달이 신속히 종결될 것으로 기대한다. 이는 연료 리스크가 완화되기 때문이며, IPP는 PLN이 가스 확보에 실패한 경우에도 요금을 지불받게 된다. 또한, PLN은 IPP와 자체 사용을 목적으로 대량 구매계약을 통하여 평균 가스 구입비용을 낮출 계획이다. 그러나, 프로젝트의 수익실현 가능성, 연료비용 및 공급 체인의 복잡성에 대한 이러한 잠재적인 신규 정책의 영향은 불확실하며, 다른 방향으로 갈 수도 있다. 보다 자세하고 확정된 매커니즘이 없이는 아직까지 명확한 의견을 제시하기는 불가능하다. 그러나, 이러한 불확실성은 입찰이 진행 중인 프로젝트에 부정적인 영향을 미칠 것으로 예상된다.

전력 생산을 위한 연료로서의 가스 공급이 앞에서 설명한 다섯 번째 우선 순위에 해당한다는 것은 아직까지 완전히 이해되지 아니한다.

4.3 석탄

4.3.1 인도네시아의 석탄 매장량, 소비 및 생산

석탄은 세계 에너지 공급에 계속적으로 중요한 역할을 하고 있으며, 2013년 기준으로 전 세계적으로 증기용탄(steam coal), 점결탄(coking coal) 및 갈탄(lignite)의 68%가 발전과 상업 열 생산에 사용되었다.⁴⁰ 최근에는 석탄 산업은 세계적으로 낮은 수요에 직면하고 있으며, 이는 공급과잉을 초래하고 결과적으로 급격한 석탄 가격의 하락으로 이어졌다. 장기적으로 세계 석탄 생산량은 2012년 90억톤에서 2040년 100억톤으로 지속적으로 증가할 것으로 예상된다.⁴¹ 또한, 석탄 소비량은 중국의 소비 성장율이 대기오염과 기후변화에 대한 정책으로 둔화될 것으로 예상됨에도 불구하고 증가할 것으로 예상된다.

인도네시아에서 석탄은 역사적으로 가장 중요한 발전 연료 중에 하나이다. 또한, 석탄 광업은 2015년 GDP의 2.1%를 차지할 만큼 인도네시아 경제에 있어서도 매우 중요한 역할을 하고 있다.⁴² 2016년 세계 에너지의 BP의 통계적 검토에 따르면, 인도네시아는 10번째로 많은 석탄 매장량을 보유하고 있으며, 전 세계 매장량의 3.1%를 보유하고 있다. 인도네시아의 총 석탄 매장량의 약 92.4%는 열량이 5,700 kcal/kg 이하의 저가의 저열량탄에 해당한다. 이러한 종류의 석탄은 국제 시장에서 가격 경쟁력을 가진다.

40 IEA, Key Coal Trends Excerpt from: Coal Information, 2015, p. 18

41 US Energy Information Administration, International Energy Outlook 2016, p. 3.

42 Central Bureau of Statistics, GDP Based on Industrial Classification Data, 2015.

Table 4.1 – Indonesia's Coal Reserves and Resources for 2015

Quality	Resources (Million Tonnes)						Reserves (Million Tonnes)		
	Hypothetical	Inferred	Indicated	Measured	Total	%	Probable	Proven	Total
Low Calorie (<5,100 kcal/gr)	1,978.83	9,650.04	10,432.15	12,258.65	34,319.67	27.11	6,203.69	3,271.78	9,475.47
Medium Calorie (5,100 - 6,100 kcal/gr)	16,882.21	22,413.42	17,441.12	24,286.35	81,023.10	63.99	16,485.65	3,858.21	20,343.86
High Calorie (>6,100 - 7,100 kcal/gr)	889.19	2,804.47	2,186.22	3,243.11	9,122.99	7.21	545.20	974.33	1,519.53
Very High Calorie (>7,100 kcal/gr)	13.61	1,276.46	394.02	459.49	2,143.58	1.69	761.51	163.31	924.82
Total	19,763.84	36,144.39	30,453.51	40,247.60	126,609.34	100.00	23,996.05	8,267.63	32,263.68

Source: LAKIP KESDM 2015

인도네시아의 3대 석탄 매장 보유지는 남부 수마트라, 남부 깔리만탄 및 동부 깔리만탄이다. 기타 수마트라 및 깔리만탄 지역에도 소규모 매장지가 많이 분포되어 있으며, 술라웨시와 파푸아에도 소규모 매장지가 분포되어 있다. 인도네시아의 석탄 산업은 몇몇 대규모 생산자와 소규모 광산과 컨세션을 보유하고 있는 다수의 소규모 플레이어로 나눌 수 있다. 2015년 기준으로 인도네시아는 1,266 억톤의 석탄자원을 보유하고 있으며, 주로 깔리만탄(68.2억톤)과 수마트라(580억톤)에 분포하고 있다. 또한, 석탄매장량은 총 323억톤에 달한다. 남부 수마트라의 대부분의 석탄 매장량과 석탄자원은 저열량탄에 속하며, 주로 발전을 목적으로 사용되어 진다. 이는 일반적으로 저열량탄의 경우 타지역으로의 운송시 경제성이 떨어지게 되기 때문이다.

Conventional Energy

Table 4.2 – Reserves and Resources by Provinces for 2015

No	Island	Province	Resources (Million Tonnes)					Reserves (Million Tonnes)		
			Hypothetical	Inferred	Indicated	Measured	Total	Probable	Proven	Total
1	Java	Banten	5.47	5.75	4.86	2.72	18.80	0.00	0.00	0.00
2		Central Java	0.00	0.82	0.00	0.00	0.82	0.00	0.00	0.00
3		East Java	0.00	0.08	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.00
4	Sumatera	Aceh	0.00	346.35	13.89	90.40	450.64	0.00	0.00	0.00
5		North Sumatera	0.25	7.00	0.00	19.97	27.22	0.00	0.00	0.00
6		Riau	12.79	243.12	643.82	900.34	1,800.07	54.49	633.34	687.83
7		West Sumatera	20.41	294.50	231.16	249.45	795.52	0.00	158.43	158.43
8		Jambi	603.71	1,110.32	670.86	361.81	2,746.70	122.17	118.58	240.75
9		Bengkulu	0.00	2.12	118.81	71.14	192.07	0.00	18.95	18.95
10		South Sumatera	12,633.17	13,161.57	15,001.02	11,106.17	51,901.93	10,134.43	2,140.29	12,274.72
11		Lampung	0.00	106.95	0.00	0.94	107.89	0.00	0.00	0.00
12	Kalimantan	West Kalimantan	2.26	477.69	6.85	4.70	491.50	0.00	0.00	0.00
13		Central Kalimantan	222.24	1,952.18	883.86	1,047.20	4,105.48	284.53	486.73	771.26
14		South Kalimantan	0.00	6,050.60	3,461.10	4,945.92	14,457.62	1,300.59	2,354.54	3,655.13
15		East Kalimantan	6,088.84	11,623.63	8,807.33	20,543.66	47,063.46	11,793.92	1,968.40	13,762.32
16		North Kalimantan	65.62	660.81	480.27	850.09	2,056.79	305.86	388.31	694.17
17	Sulawesi	South Sulawesi	0.00	48.81	129.68	53.09	231.58	0.06	0.06	0.12
18		Central Sulawesi	0.00	17.11	0.00	0.00	17.11	0.00	0.00	0.00
19	Maluku	North Maluku	8.22	0.00	0.00	0.00	8.22	0.00	0.00	0.00
20	Papua	West Papua	93.66	32.82	0.00	0.00	126.48	0.00	0.00	0.00
21		Papua	7.20	2.16	0.00	0.00	9.36	0.00	0.00	0.00
Total Indonesia			19,763.84	36,144.39	30,453.51	40,247.60	126,609.34	23,996.05	8,267.63	32,263.68

Source: LAKIP KESDM 2015

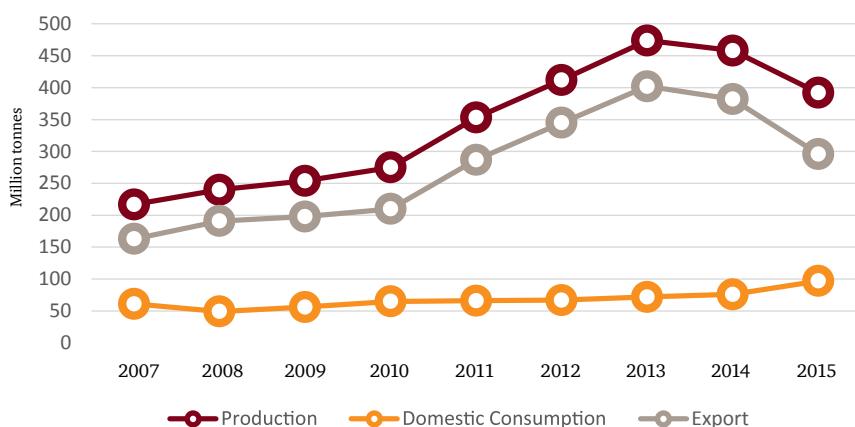
현재 소비 추세를 고려하면, 현재 확인된 석탄 매장량은 2036년에 고갈될 것으로 예상된다. 민간부문은 2036년 이후에 발전을 위한 석탄공급 가능성에 대하여 우려를 가지고 있으며, 시장가격이 설비투자 비용을 충당하지 못하는 경우에는 이는 과제로 남게 될 것이다.⁴³

43 PwC and ICMA (March 2016), *op.cit.* p. 34.

세계 5위의 석탄 생산국으로서 인도네시아는 열량탄의 최대 수출국 중 하나가 되었다. 인도네시아의 석탄 생산량은 2013년에 474백만 톤 및 2014년에 458백만 톤을 기록하였다. 그러나 2015년에 정부가 425백만 톤의 생산을 계획함에도 불구하고, 실제 생산량은 392백만 톤으로 감소하였다. 전 세계적인 석탄 수요 감소 이전에, 정부는 2019년까지 석탄 생산량을 400백만 톤으로 제한하고 생산량의 60%를 국내 수요에 우선 사용할 계획이었다.⁴⁴

2015년 한 해 동안, 인도네시아는 총 생산량인 392백만 톤 중 296백만 톤을 수출하였으며, 이로 인하여 159억 달러의 수출이익을 달성하였다.⁴⁵ 인도네시아의 주요 석탄 수출국은 중국, 인도, 일본 및 한국이며, 최근에는 필리핀과 같은 타 국가에서도 수입을 증가시키고 있다. 인도네시아의 국내 석탄 소비량은 최근 석탄-화력 발전소의 수요가 증가됨에 따라 2010년에 65백만 톤에서 2015년 79.8백만 톤으로 약 22.8% 증가하였다(하기 수치 참조). 이러한 추세는 2016년에도 지속되어 국내 소비는 약 2백만 톤 증가하였으며, 반면에 수출은 2016년 상반기에 약 32백만 톤 감소하였다.⁴⁶ 2016 RUPTL에 따르면, 석탄-화력 발전소의 석탄 수요는 2019년 및 2025년까지 각각 111백만 톤 및 148백만 톤이 될 것으로 예상된다.

Figure 4.8 Indonesian Coal Production and Consumption for 2007-2015



Source: Ministry of Energy and Mineral Resources Data, 2015

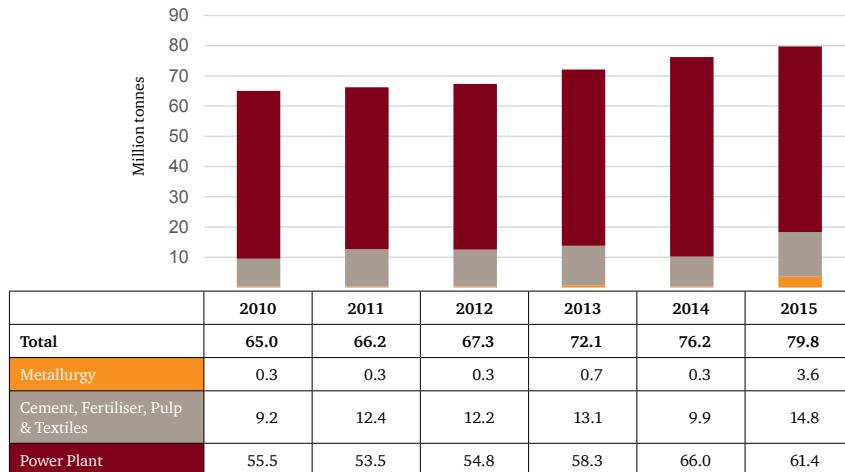
44 RENSTRA KESDM 2015-2019, p. 85 and 87.

45 MoEMR data, 2015

46 Bisnis Indonesia, “Permintaan Batu Bara: Produksi Anjlok, Konsumsi Lokal Jadi Andalan”, 13 Juli 2016 [Bisnis Indonesia, “Coal Demand: Production Declined, Local Consumption becomes Important”, 13 July 2016].

Conventional Energy

Figure 4.9 – Breakdown by type of consumers for domestic use for 2010- 2015



Source: Laporan Kinerja Tahun 2015 Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara [2015 Performance Report of Directorate General of Mineral and Coal] and Renstra KESDM 2015-2019

4.3.2 가격 및 규정

최근 몇 년 동안 글로벌 석탄 가격이 크게 하락하였으며, 인도네시아 석탄 참조 가격 (Harga Batubara Acuan, HBA)도 급격히 하락하였다. 이로 인하여 인도네시아의 석탄 생산 성장률이 하락하였으며, 소규모 광상은 운영을 중단하게 되고 대규모 플레이어는 이윤을 확보하는 조치를 취하게 되었다. 인도네시아 석탄 참조 가격은 2011년 2월 기준 127.05달러/톤에서 2016년 8월 기준 58달러/톤 약 58.3% 하락하였다.

Figure 4.10 - Indonesian Coal Price for periods January 2009 – August 2016



Source: MoEMR, GEM Commodities, World Bank, 2015

석탄 판매의 기준가격은 MoEMR 규정 No. 17/2010 (MoEMR규정 No. 66/2010으로 개정)에서 규제하고 있으며, 석탄의 판매 가격은 정부가 발표하는 기준 가격을 따르도록 명시하고 있다. HBA는 국내 평균 석탄 가격과 국제 시장 지수를 기준으로 계산되며, Indonesia Coal Index, Newcastle Export Index, Newcastle Global Coal Index가 포함된다. HBA는 석탄 기준 가격(Harga Patokan Batubara, HPB)을 결정하는데 사용되며, HPB는 각 석탄의 개별 품질과 특성을 고려하게 된다.

HPB는 대부분의 IPP계약자를 위한 기준으로 사용된다. 또한, 이는 장기 판매 및 단기 판매에도 적용이 가능하다. 장기 판매 계약의 경우, 석탄 가격을 결정하기 위하여 광업회사는 몇 가지 요구사항을 준수하여야 한다. 광업회사는 직전 3개월의 가중평균 HPB를 기준으로 매 12개월마다 석탄 판매 가격을 조정(Ministrial 규정 No. 17/2010)하여야 한다. 또한, 광업회사는 장기 판매 계약을 서명하기 전에 제안된 가격을 석탄광물청(Directorate General of Minerals and Coal, DGoMC)에 보고하여야 한다.

MoEMR은 Mine-Mouth 발전소를 위한 석탄 가격 결정과 공급에 대한 절차와 관련하여 기존의 MoEMR 규정 No. 10/2014를 2016년 4월 4일부로 MoEMR 규정 No. 9/2016(최근 개정 규정 MoEMR 규정 No. 24/2016)으로 대체하였다.

MoEMR규정 No.24/2016은 Mine-Mouth 발전소를 위한 석탄 가격은 승인된 석탄 기준 가격(생산원가에 15% ~ 25%의 이윤 가산)에 로열티와 생산비용을 가산하여 결정하도록 규정하고 있다. 이는 기존의 MoEMR규정 9/2016과 상이하며, 로열티를 생산원가에 포함하여 계산하도록 한 기준 규정과 15% ~ 25%의 이윤 금액의 계산이 달라진다.

MoEMR규정 No. 24/2016에 따라, 석탄 기준 금액은 광업회사와 Mine-Mouth발전소 회사 간에 상호 협의를 하여야 하며, 결과는 MoEMR에 통보되어야 한다. MoEMR은 가격 협상이 교착상태인 경우 이를 간섭할 수 없다. 기존 MoEMR규정 No. 9/2016에 따르면, MoEMR은 가격협상이 교착상태인 경우 이윤을 단독으로 결정할 수 있다. 이는 기존에 MoEMR로 부터 우선 승인을 받아야 했던 기존 시스템과 달라진 점이다.

승인된 석탄 기준 가격은 발전소의 상업생산일 이후에 평균 IDR환율, 연료가격, 소비자 물가 지수 및 지역 최소 임금을 고려하여 인상될 수 있다. 가중치는 각 케이스 별로 결정되게 된다. 이러한 관점에서, 승인된 석탄 기준 가격의 인상과 발전소의 상업생산일 관련 리스크는 석탄공급자가 부담하게 된다.⁴⁷

MoEMR규정 No.9/2016은 mine-mouth 발전소의 석탄 공급 계약과 관련하여 다음과 같이 네 가지 기준을 제시하고 있다: (1) 사용되는 석탄이 mine-mouth 발전소의 활용에 보다 경제성이 있어야 함; (2) 석탄의 공급이 발전소의 운영기간 동안 석탄 광업회사로부터 보증이 되어야 함; (3) 발전소는 석탄 광산으로부터 최대 20km 떨어져 있어야 함; (4) 석탄은 운송 비용을 포함하지 아니함(광산지역에서부터 발전소의 석탄저장소 까지의 운송비용은 제외).

47 Coal Asia, 25 June – 25 July 2016, p. 54.

그러나, 동 규정은 DGoMC가 프로젝트가 mine-mouth 발전 프로젝트에 해당하는지 여부를 판단할 수 있는 권한이 있는 여부에 대해서는 불명확하다.

추가로, mine-mouth 석탄 공급자 또는 그 관계사는 최소한 IPP지분의 10%를 보유하여야 하며, 반드시 광업생산 사업허가(IUP Operasi Produksi), 특별 광업운영 사업허가(IUPK Operasi Produksi) 또는 Coal Cooperation Agreement (Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara, PKP2B)를 보유하여야 한다.

MoEMR규정 No.24/2016이전에 서명된 모든 PPA는 동 규정을 반영하여 개정되어야 한다.

4.3.3 현재 설치된 석탄-화력 발전소 용량과 정부 정책

2015년 기준, 총 발전량의 56%는 석탄-화력 발전소로부터 창출되었다. NEP의 에너지 배합 목표를 달성하기 위하여 2025년까지 석탄을 사용한 발전을 50%로 낮추어야 한다. 그러나 추가적으로 34.8 GW의 석탄-화력 발전소를 건설할 예정이며, 인도네시아의 석탄 소비량은 이로 인하여 중대하게 증가할 것으로 보인다.

앞선 3.7.1장에서 설명한 바와 같이, 석탄은 인도네시아의 발전 개발 분야에서 있어 향후 10년 이상 중요한 역할을 수행할 것이다. 인도네시아의 저열량탄이 대부분 원거리 지역에 매장되어 있으며 운송에 따른 경제성이 낮음으로 인하여, 석탄 mine-mouth 발전소는 정부의 계획에 있어 필수적인 요소이다.

4.3.4 기회

정부는 34.8 GW의 석탄-화력 발전소를 건설할 계획을 가지고 있다. 총 발전량 중, 8GW는 PLN에 의해 개발될 것이며, 25.1 GW는 IPP에 의해 개발될 예정이며 나머지 1.7 GW는 현재까지 배정되지 아니하였다.⁴⁸ 이러한 수치는 민간부문에 있어 인도네시아에 아직까지 많은 기회가 있음을 보여준다. Jambi 석탄-화력 발전소(2 x 600 MW, 잠비), Jawa 10 석탄-화력 발전소 (1x660 MW, 중부자바), Riau Kemitraan 석탄-화력 발전소 (2 x 600 MW, 리아우)를 포함하여 여러 대표적인 프로젝트가 입찰을 진행할 예정이다. 추가로, Sumsel 9, 10과 Jawa 5 석탄-화력 발전소(2 x 1,000 MW) 프로젝트를 포함한 여러 프로젝트가 입찰이 진행 중에 있다.⁴⁹

48 2016 RUPTL, p. 136.

49 Bisnis Indonesia, "Berebut Bisnis Setrum", 9 Juni 2016.

정부는 석탄-화력 발전소의 건설을 가속화 하기 위하여 석탄-화력 발전을 위한 FiT에 대하여 MoEMR No. 3/2015를 발표하였으며, 동 규정은 non-mine-mouth 석탄 발전의 최고 수준 가격(ceiling levelised price)을 다음과 같이 규정하고 있다.

Capacity (in MW)	≤10	15	25	50	100	150	300	600	1,000
Price (in cent USD/kWh)	11.82	10.61	10.60	9.11	8.43	7.84	7.25	6.96	6.31
Assumptions:									
Availability Factor (AF)									
Contract Period									
Heat Rate Kcal/kWh	4,160	3,500	3,450	3,200	3,000	2,800	2,600	2,450	2,290
Caloric Value (gar) Kcal/kg	5,000								
Price USD/tonne (CIF)*	60								

*석탄가격은 pass-through 원칙임.

PLN은 MoEMR의 승인을 얻는 경우, 위의 벤치마크 가격보다 높은 가격으로 전력을 구매할 수 있다.

IPP와 광산회사를 위한 또 다른 기회는 coal mine-mouth(CMM) 발전소의 개발로 볼 수 있다. 이러한 coal mine-mouth 발전소는 민간부문을 위한 기회가 될 수 있으며, 특히 경쟁입찰을 피하고자 하는 투자자에게 기회로 볼 수 있다. 제안된 CMM프로젝트는 아래 수치4.11에 포함되어 있다(아래의 모든 프로젝트가 2016 RUPTL에 포함되지는 아니함).

MoEMR규정 No. 3/2015는 또한 CMM발전소를 위한 최고수준기본가격(ceiling levelised base price)을 규정하고 있다. 최고가격은 아래 표에서 설명하는 바와 같이 유닛 용량과 열량에 따라 다르게 규정되어 있다:

Capacity	100 MW	150 MW	300 MW	600 MW
Price (in cent USD/kWh)	8.2089	7.6520	7.1862	6.9012
Assumptions:				
Availability Factor (AF)				
Contract Period				
Heat Rate Kcal/kWh	3,200	3,000	2,900	2,700
Caloric Value (gar) Kcal/kg	3,000			
Price USD/tonne (CIF)*	30			

*석탄가격은 pass-through 원칙임.

Conventional Energy

Figure 4.11. List of Mine-Mouth Power Plant Proposals as of June 2016



Source: PLN, Daftar Peminat IPP PLTU Mulut Tambang, Juni 2016 [PLN, List of Coal Mine-mouth IPPs' Power Plants, June 2016]

인도네시아 석탄 기준 가격의 하락에도 불구하고 정부의 석탄 발전소 확장 계획은 석탄 광업 산업에 보다 긍정적인 영향을 줄 것으로 생각된다. PLN은 2025년까지 발전소를 위하여 추가적으로 87백만톤의 석탄이 필요할 것으로 예상하고 있다. 참고로 2015년 발전소에서 사용된 석탄은 61백만톤이다.

4.3.5 과제

인도네시아 석탄 매장량은 석탄가격의 하락 압박과 투자 인센티브의 완화로 인하여 2036년 이후부터 35 GW 프로그램에서 추가된 신규 석탄-화력 발전소의 석탄 수요를 충족하지 못할 것으로 예상된다.⁵⁰ 또한, 일부 지역을 제외하고는 석탄 운송 인프라는 여전히 많은 지역에서 석탄 가격에 중대한 영향을 미치고 있다. 내륙의 석탄에 효과적인 비용으로 개발을 위해서는 철도(높은 투자가 요구되나, 일반적으로 운영기간 중 낮은 비용이 발생함)와 같은 효율적인 방안의 개발이 가속화되어야 한다.

또한, 많은 수의 석탄 공급 계약(Coal Supply Agreements)이 2020년초에 만료가 예정되어 있기 때문에 라이센싱의 갱신 절차가 석탄 개발 프로그램의 진행속도를 늦출 수 있다. 정부는 대규모 광산업자에게 광업 사업 허가(IUP) 또는 PKP2B가 갱신에 노력을 할 것이라는 것을 공지할 필요가 있다.

앞서 설명한 바와 같이 2016년초에 PLN은 coal mine-mouth 발전소에 대한 15% - 25% 이윤을 동의하지 않은 것으로 알려졌다.⁵¹ 이는 잠재적으로 계획된 coal mine-mouth 발전소의 개발에 부정적인 영향을 미칠 것이다. MoEMR 규정 No.24/2016은 생산원가에로 열티를 포함하지 않고 15% - 25%의 이윤을 가산하도록 규정하여 PLN의 비용 부담을 일부 완화하였다. 그러나, 이러한 일부 개정사항이 mine-mouth 석탄의 비용 지급에 있어 PLN의 우려사항을 근본적으로 해결할 수 있는지는 지켜보아야 한다.

4.4. 석유

인도네시아는 현재 석유 순수입국에 해당한다. 2015년 기준으로 인도네시아의 일일(daily) 원유 생산량은 0.78백만 배럴로서 이는 2005년 일일 생산량의 약 71% 수준이다.⁵² 반면에 2015년의 인도네시아 총 석유 소비량은 3.2% 증가한 1.63백만 배럴(일일 기준)이다.⁵³ 석유와 정제유(refined oil) 제품의 수입 의존도로 인하여 정부는 일부 정제유 제품에 보조금을 지급하여야 했다.⁵⁴ 그러나, 정부는 2015년에 글로벌 석유 가격 하락으로 인하여 정부 예산으로 지급되는 보조금을 점진적으로 인하할 수 있게 되었다. 정부는 2016년 석유 가격의 인상에도 불구하고 장기적으로 보조금을 인하할 계획을 가지고 있으며, 이로 인해 절감한 예산을 인프라 개발에 사용할 계획이다.

50 PwC and ICMA (2016), *op.cit.*, p. 9.

51 Bisnis Indonesia, "KISRUH MARGIN BATU BARA: Babak Baru Seteru PLTU Mulut Tambang", 21 July 2016.

52 LAKIP DJMGB 2015, p. 26..

53 BP Statistical Review of World Energy 30 June 2016, p. 9.

54 PwC, Oil and Gas in Indonesia, May 2016, p. 6.

2035년 기준으로 석유 수요는 연간 1.1%씩 증가하여, 일일 석유 소비량은 2.1백만톤 배럴까지 증가할 것으로 예상된다.⁵⁵ 현재 인도네시아 에너지 소비의 약 40%가 석유로부터 창출된다.⁵⁶ 따라서, 정부는 DEN을 통하여 국가 에너지 정책과 관련하여 정부령 No. 79/2014를 제정하였으며, 이는 재생에너지와 석탄의 사용의 증가를 통하여 석유 소비량(비중)을 2025년까지 최대 25%로 감소시키며, 2050년까지는 최대 20%로 감소시키는 것을 목표로 하고 있다.⁵⁷

반면에 석유 소비량의 증가에도 불구하고, 발전 분야에 있어 석유의 사용은 장기적으로 감소할 것으로 예상되며, 이는 정부가 신규 발전소에 석유 기반 연료(Marine Fuel Oil 및 High Speed Diesel)의 사용을 단계적으로 폐지할 계획이며, 민간부문에 대체 에너지의 투자를 적극적으로 장려함에 따른 것이다. 향후 10년-15년 동안 발전 분야에 있어 석유 사용을 단계적으로 감소시킴으로 인하여 2025년까지 약 0.6%만이 사용될 것으로 예상되며, 이는 석유와 관련된 IPP 투자 기회가 다른 분야에 비해 현저히 낮음을 보여 준다.⁵⁸

55 PwC and ICMA (2016), *op.cit.*, p. 9.

56 Bisnis Indonesia, “KISRUH MARGIN BATU BARA: Babak Baru Seteru PLTU Mulut Tambang”, 21 July 2016.

57 LAKIP DJMGB 2015, p. 26..

58 BP Statistical Review of World Energy 30 June 2016, p. 9.



Photo source: PwC

5. 재생에너지

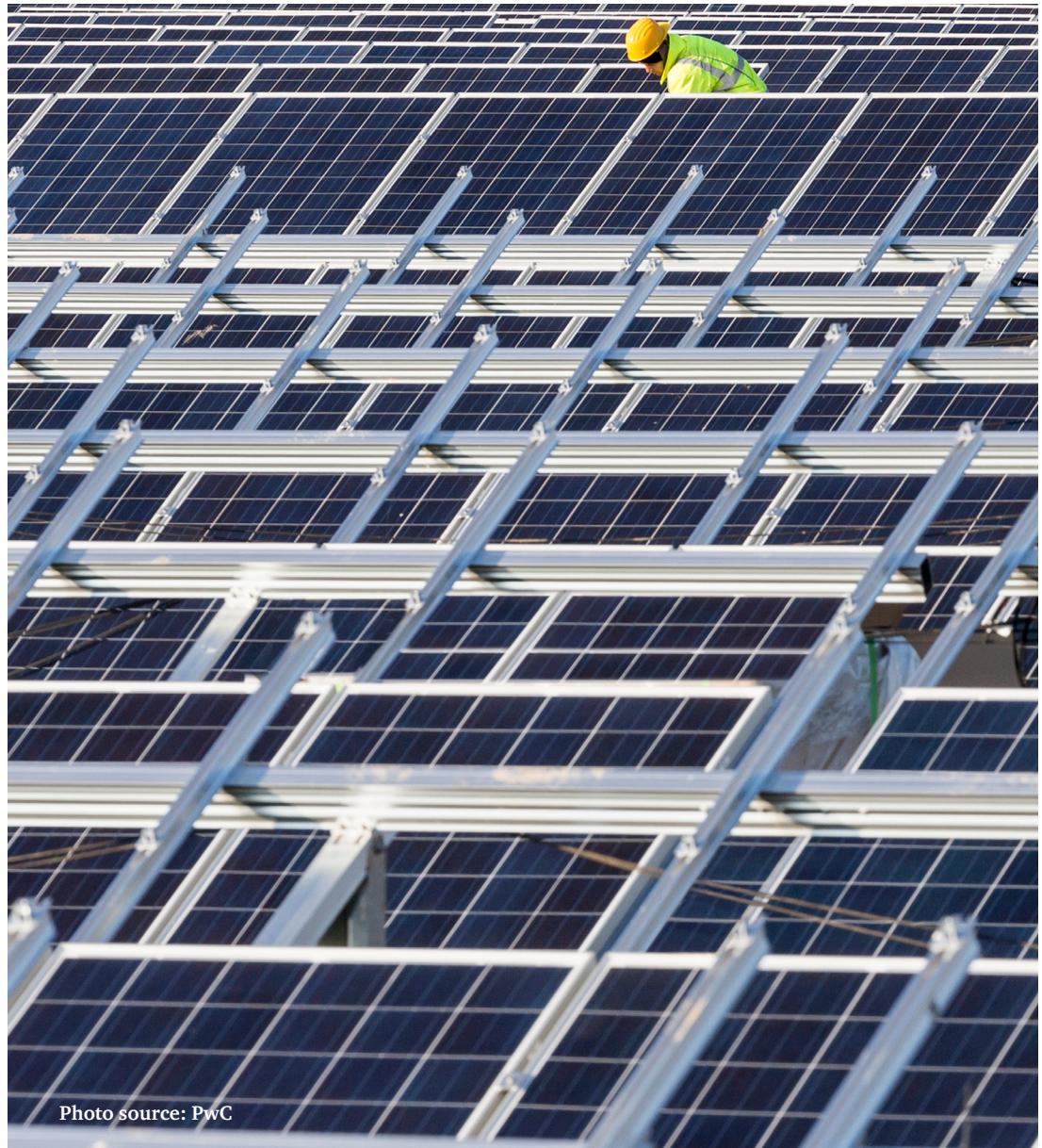


Photo source: PwC

5.1 재생에너지의 개요

재생에너지의 풍부한 매장량에도 불구하고, 인도네시아는 재생에너지의 개발에 있어 상대적으로 속도가 느렸다. 과거에는 연료 보조금, 낮은 전력요금, 복잡한 규제, 법적인 불확실성, 물류의 어려움 및 광대한 저가 석탄 매장량은 잠재적인 재생에너지 투자를 지연시켰다. 수년간의 낮은 수준의 투자로 인하여 인도네시아의 재생에너지 생산은 보통 또는 낮은 수준을 유지하였다.

인도네시아의 재생에너지 사용 확장의 주요 목적은 다음과 같이 세가지로 볼 수 있다:

- Utility-scale 발전을 위한 IPP와 PLN에서 사용되는 발전연료의 다양성을 통한 국내 에너지 안정성 증대
- 전력화 비율과 에너지 인프라 접근성 증대 가속화. 특히, 지방, 원격지 및 섬의 접근지역의 그리드가 연결되지 않은 지역.
- 보조에너지원(예를 들면, 도시 지역에 폐기물 에너지 발전 또는 지붕형 태양광 발전)으로서 재생에너지의 사용 장려

인도네시아 내 발전 분야의 재생에너지의 사용은 다음과 같이 세 단계로 분류될 수 있다:

- 상업 생산 단계 : 지열, 수열에너지 및 바이오매스 등
- 개발은 되었으나 상업 생산 전단계 : 태양에너지, 풍력에너지 등
- 연구 개발 단계 : 해양에너지

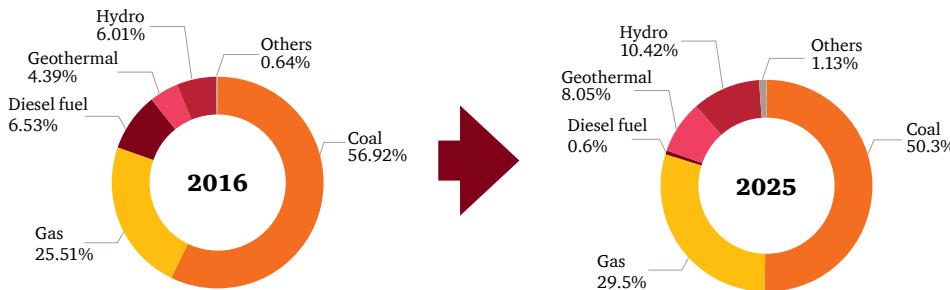
최근의 2014 NEP는 2016년 6.8%의 신재생에너지 사용 비중을 2025년까지 23% 및 2050년까지 31%로 증대시키는 것으로 목표로 하고 있다.⁵⁹ 에너지 법령 No. 30/2007에 따르면, 신에너지(new energy)는 액화석탄(liquefied coal), 석탄증 메탄가스(coalbed methane), 가스화 석탄(gasification coal) 및 원자력과 수소에너지를 포함한다.

재생에너지는 지열, 수력, 바이오에너지, 태양에너지, 풍력에너지 및 해양에너지를 포함한다. MoEMR에 따르면 23%의 구성 내역은 다음과 같다: 바이오에너지 10%, 지열 7%, 수력 3% 및 기타 신재생에너지 3%. 모든 에너지의 출력량은 발전 분야에 사용되는 것은 아니며, 예를 들면, 바이오연료는 바이오에너지 목표의 상당 부분을 차지한다. 이번 장에서는 발전 분야에 있어 재생에너지를 중점적으로 다루고 있다.

3.7.1절 '2016 RUPTL – 민간 부문의 역할의 증대'에서 설명한 바와 같이, 2016 RUPTL은 2014 NEP에서 계획한 바와 같이 재생에너지에 중점을 두고 있다. 전력 분야의 연료 배합 예측치는 아래 수치5.1에서 설명하고 있다. 2016 RUPTL에 따르면, 재생에너지의 연료 비중은 25%를 달성할 수 없으며(실질적으로 19% 달성 가능), 재생에너지 목표를 달성하지 못하는 부분은 가스로 대체될 예정이다.

59 MoEMR presentation on Action for Achieving the 2025 Renewable Energy Target p. 6 on 12 February 2016 at the Bali Clean Energy Forum. (http://bceforum.org/?page_id=2625)

Figure 5.1 – Fuel Mix Projection in the Electricity Sector for 2016-2025



5.2 지열에너지

지열 발전은 물 또는 다른 유체를 가열시키기 위하여 지구 코어의 열에너지를 이용하는 것이다. 가열된 유체는 터빈을 작동시키고 전력을 생산하는데 사용된다. 냉각 후, 유체는 지열 자원을 향해 보내지게 되고, 그 과정을 반복하게 된다.

지열에너지는 청정에너지로 분류되며, 석탄 화력 발전소에 비교하여 1,800배 낮은 수준의 이산화탄소를 배출하며, 석유 화력 발전소와 비교하여 1,600배 낮은 수준의 이산화탄소를 배출한다. 재생에너지로서 지열에너지는 탄화수소의 변동에 영향을 받지 아니한다. 또한, 지열에너지는 100% 가까운 설비이용률을 보이는 유일한 재생에너지이다.

인도네시아의 지열에너지 보유량은 329개 지역에 걸쳐 약 29,543 MWe (하기 표 참조)에 달하며, 이는 전세계 지열에너지의 28%를 차지하며, 두 번째로 큰 보유국에 해당한다.⁶⁰

Table 5.1 - Resources and Installed Capacity of Indonesian Geothermal for 2015

No	Island	No. of Locations	Potential Energy (MWe)					Total Potential	Installed Capacity		
			Resources		Reserves						
			Speculative	Hypothetical	Possible	Probable	Proven				
1	Sumatera	97	3,091	2,408	6,992	15	380	12,886	122		
2	Java	73	1,560	1,739	4,023	658	1,815	9,795	1,224		
3	Bali-Nusa Tenggara	33	301	535	1,052	-	15	1,903	12		
4	Kalimantan	14	153	-	90	-	-	243	-		
5	Sulawesi	76	1,239	302	1,451	150	78	3,220	80		
6	Maluku	33	532	89	800	-	-	1,421	-		
7	Papua	3	75	-	-	-	-	75	-		
Total		329	6,951	5,073	14,408	823	2,288	29,543	1,438		
			12,024		17,519						

Source: LAKIP KESDM 2015 and PwC Analysis

60 RENSTRA KESDM 2015 – 2019, p. 70.

인도네시아 전역에 걸친 지열에너지의 물리적 위치와 '거래 가능성'이 낮다는 점은 동 에너지원이 국내 에너지 안정성 향상에 도움을 줄 수 있다는 것을 의미한다. 정부가 67 개의 잠재적인 사업지를 확인하였음에도 불구하고, 9개의 사업지(또는 컨세션)만이 생산 단계에 있을 정도로, 인도네시아의 지열에너지 개발은 느리게 진행되고 있다. 정부는 2019년까지 지열 전력 개발을 약 3,200 MW까지 증가시킬 계획이며, 이는 2015년 기준으로 설치된 1,438 MW 용량의 두 배를 초과하는 수준이다. 추가로, 전력 발전 연료 비중의 신재생에너지 비중인 25%와 관련하여, 지열은 7,500 MW 용량을 차지하며, 이를 달성하기 위하여는 약 250억 달러 이상의 투자가 필요한 것으로 예측된다. 현재의 지열자원의 개발 진행상황을 고려하면, 현행 목표는 달성하기 쉽지 않을 것으로 보인다.

Table 5.2 - Installed Geothermal Capacity as at 2015 by Licence Holder and Developer

No	Geothermal Working Area Location	License Holder	Developer	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Turbine Capacity (MW)
1	Sibayak – Sinabung, North Sumatera	PT Pertamina Geothermal Energy ("PGE")	PGE	Sibayak	12	1 x 10 2MW
2	Cibeureum – Parabakti, West Java	PGE	JOB – Chevron Geothermal Salak, Ltd	Salak	376.8	3 x 60 3 x 65.6
3	Pangalengan, West Java	PGE	JOB – Star Energy Geothermal Wayang Windu, Ltd	Wayang Windu	227	1 x 110 1 x 117
	Pangalengan, West Java	PT Geo Dipa Energi ("GDE")	GDE	Patuha	55	1 x 55
4	Kamojang – Darajat, West Java	PGE	PGE	Kamojang	235	1 x 30 2 x 55 1 x 60 1 x 35
	Kamojang – Darajat, West Java	PGE	JOB – Chevron Geothermal Indonesia, LTD	Darajat	270	1 x 55 1 x 94 1 x 121
5	Dataran Tinggi Dieng, Central Java	GDE	GDE	Dieng	60	1 x 60
6	Lahendong – Tompaso, North Sulawesi	PGE	PGE	Lahendong	80	4 x 20
7	Ulubelu, Lampung	PGE	PGE	Ulubelu	110	2 x 55
8	Ulumbu, NTT	PT PLN Geothermal ("PLN G")	PLN G	Ulumbu	10	4 x 2.5
9	Mataloko, NTT	PLN G	PLN G	Mataloko	2.5	1 x 2.5

Source: Rozaq, Rahayu, and Bramantio PT Pertamina Geothermal Energy ("Development of Geothermal in Indonesia, World Geothermal Congress 2015" <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/08006.pdf> p.3 edited to show turbine capacity). Information added based on Statistik EBTKE 2015 [2015 New and Renewable Energy and Energy Conservation Statistics] and LAKIP KESDM 2015

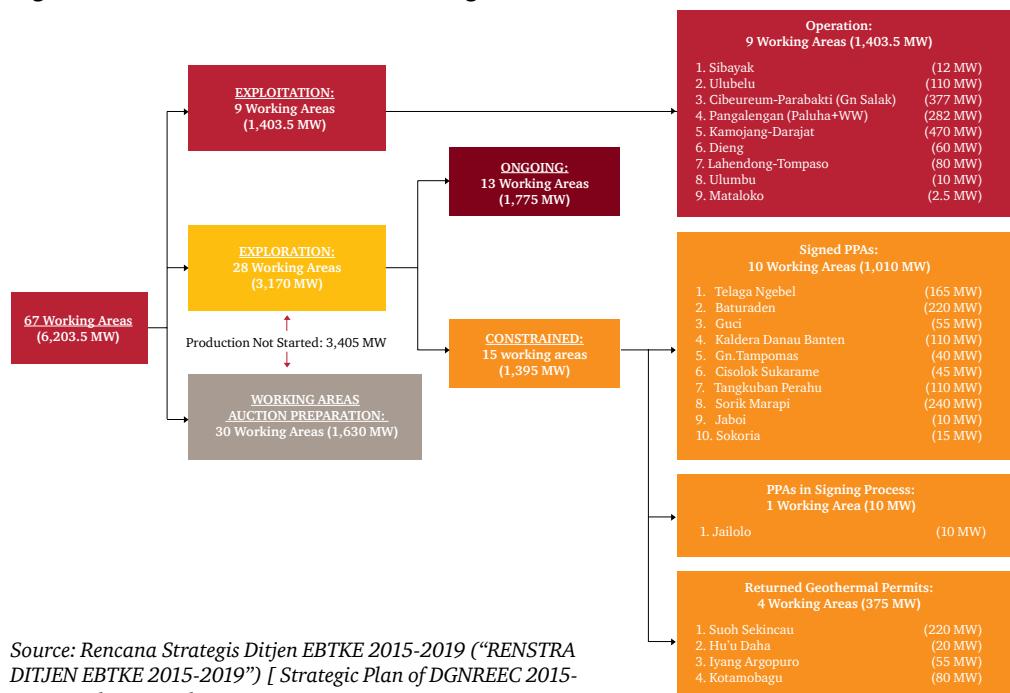
정부는 2015년에 67개의 지열 사업지를 명시하였으며, 이 중 19개의 기존 사업지는 지열에 관한 법률 No.27/2003의 제정 이전에 지정되었으며, 46개의 사업지는 법률 No.27/2003의 제정 이후에 지정되었으며, 2개의 사업지는 법률 No. 21/2014의 제정 이후에 지정되었다(하기 수치 참조).

사업지로 지정이 되지 아니한 미개발지(open areas) 내의 지열에너지 개발을 촉진하기 위하여 정부는 사전 지열 조사 과제를 아래의 기준에 충족하는 사업지의 사업자에게 부여할 수 있다.

1. 미개발지가 충분한 잠재적인 지열에너지를 보유하고 동 지역의 전력 수요가 중요한 경우
2. 동 지역이 충분한 인프라와 국가 송전 네트워크를 보유한 경우
3. 지역이 잠재적인 지열자원을 포함하는 외곽 지역에 해당하며, 개발할 경우 여러 방면에 상당한 효과가 있는 경우

예비조사를 통하여 미개발지를 개발이 가능한 사업지로 전환할 수 있을 것으로 예상된다. 또한, 사업지가 향후에 입찰이 진행되는 경우에 사전조사에 참여한 사업자는 우선적으로 사업자로 고려될 수 있다.

Figure 5.2 - The status of the 67 working areas



Source: Rencana Strategis Ditjen EBTKE 2015-2019 ("RENSTRA DITJEN EBTKE 2015-2019") [Strategic Plan of DGNREEC 2015-2019] and PwC Analysis

정부는 2015년부터 2019년까지 아래와 같이 지열 발전 개발을 목표로 하고 있다:

	2015	2016	2017	2018	2019
Installed capacity – beginning of year	1,404	1,439	1,713	1,977	2,611
Planned Additions:					
Kamojang Unit 5	35				
Ulubelu Units 3 and 4		55	55		
Lahendong Units 5 and 6		20	20		
Sarulla Units 1, 2 and 3		114	119	119	
Karaha Bodas Units 1 and 2		30			60
Lumut Balai Units 1, 2 and 3		55		55	55
Muaralaboh			70		
Tulehu				20	
Rantau Dedap				220	
Rajabasa Units 1 and 2				110	110
Hululais Units 1 and 2				55	55
Dieng Units 2 and 3				55	55
Patuha					110
Sungai Penuh					55
Cisolok Cisukarame					45
Kotamobagu					40
Construction of geothermal plants	35	274	264	634	585
Installed capacity – end of year	1,439	1,713	1,977	2,611	3,196

Source: RENSTRA KESDM 2015 – 2019

2010년부터 2014년까지 214.5 MW만이 추가되었으며, 2012년의 FiT하에서 서명된 PPA는 없다. 2019년까지 3,200 MW의 개발 계획 달성을 위해서는 개발 단계에서 중대한 변화와 모든 이해관계자 간의 상호 노력과 협의가 필요하다.

1990년에 개발이 시작된 이후로, 북부 수마트라에 330 MW의 Sarulla 지열 프로젝트가 일본, 미국 및 인도네시아 투자자의 컨소시엄에 의해 개발이 되었다. 동 프로젝트는 2014년에 금융조달이 완료되었으며, 1997년의 Wayang Windu 프로젝트 이후에 제한적인 자원으로 자금을 조달한 인도네시아 최초의 지열 프로젝트이다. 또한, 2016년에 첫번째 운영단계가 시작되어 2018/2019년까지 완료될 것으로 예상된다.

Kamojang 5 (35 MW)는 2015년에 가동이 되었다. 정부는 또한 4개의 지열발전소 (Ulubelu-55 MW, Lahendong-20 MW, Karaha Bodas-30 MW, Sarulla-110 MW)가 2016년에 가동될 것을 확정하였다. 이로 인하여 2016년에는 215 MW의 지열발전소가 추가될 것이다. 일부 프로젝트의 개발 가속화 노력에도 불구하고, 2017년부터 2019년 사이에 가동이 예상되었던 일부 프로젝트가 아직까지 건설단계에 도달하지도 못하였다. 이는 정부가 2019년까지 달성이하고자 하는 3,200 MW 목표 달성이 지연되게 하는 요인일 것이다.

2025년까지 7,500 MW의 개발 목표를 달성하기 위하여, MoEMR는 2016년 부터 2017년 사이에 (또는 그 이후 시점) 경쟁입찰과 국영기업(PGE, PLN 및 GDE)과의 수의계약을 통하여 30개의 지열 사업지의 입찰을 다음과 같이 계획하고 있다:

Block	Capacity (MW)	Estimated Investment	Status
Bonjol	60	USD 240 million	Open
Gunung Talang Bukit Kili	20	USD 80 million	Re-tender in 2016
Gunung Endut	40	USD 160 million	Open
Candi Umbul Telomoyo	55	USD 220 million	Assigned to GDE
Gunung Wilis	20	USD 80 million	Tender in 2016
Gunung Arjuno Welirang	110	USD 440 million	Assigned to GDE
Gunung Pandan	10	USD 40 million	Open
Gunung Gede Pangrango	55	USD 220 million	Assigned to PGE
Songgoriti	20	USD 80 million	Open
Sipoholol Ria-Ria	20	USD 80 million	Open
Simbolon Samosir	110	USD 440 million	Tender in 2016
Graho Nyabu	110	USD 440 million	Tender in 2016
Suwawa	20	USD 80 million	Open
Sembalun	20	USD 80 million	Assigned to PLN G
Oka-lle Ange	10	USD 40 million	Open
Bora Pulu	40	USD 160 million	Open
Gunung Hamiding	10	USD 40 million	Tender in 2016*
Songa Wayaua	5	USD 20 million	Open
Gunung Geureudong	110	USD 440 million	Open*
Gunung Galunggung	110	USD 440 million	Tender in 2016*
Gunung Ciremai	110	USD 440 million	Open
Way Ratai	55	USD 220 million	Optima Nusantara Energy & Enel Green Power SPA won the tender
Gunung Lawu	165	USD 660 million	PGE won the tender
Kepahiang	110	USD 440 million	Tender in 2016
Danau Ranau	110	USD 440 million	Tender completed - no winner
Marana	20	USD 80 million	Re-tender in 2016
Seulawah Agam	55	USD 220 million	Tender in 2016
Telaga Ranau	10	USD 40 million	Tender in 2016
Ciater	30	USD 120 million	Re-tender
Atedai	10	USD 40 million	Re-tender

Source : Statistik EBTKE 2015; Bisnis Indonesia 19 March 2016; Bisnis Indonesia 30 December 2015; Investor Daily 30 March 2016; Investor Daily 18 January 2016; Bisnis Indonesia 29 March 2016; Jakarta Post 3 March 2016; Jakarta Post 20 April 2016; Bisnis Indonesia 10 May 2016; Investor Daily 4 July 2016; Detik Finance 13 November 2015; PwC Analysis.

* 입찰이 진행되는 경우, 사전 조사를 수행한 민간 투자자는 우선적으로 고려될 수 있다.

사전 조사 수행에 따르면, 적어도 두 개의 사업지가 추가될 예정이다(Tanjung Sakti와 Empat Lawang Areas-남부 수마트라).⁶¹ 30개 사업지 이외에 동 추가될 사업지도 입찰이 진행될 예정이다.

5.2.1 2014 지열법 (The 2014 Geothermal Law)

법률 No. 27/2003("2003 지열법")는 민간부문이 지열에너지를 통제가 가능하도록 허용하고 있으며, 기저부하 전력을 PLN에 판매할수 있도록 허가하고 있다. 지열 발전 사업과 관련한 정부령 No.59/2007 및 No.70/2010은 인도네시아에서 지열 개발을 위하여 제정된 규정으로 신규 지열법("2014 지열법") 하에서 개정될 예정이다.

2003지열법은 이전에 공동 운영 계약(Joint Operation Contract) 협약으로 관리되던 지열 및 전력 협약을 관할하게 되었다.

2003 지열법은 IUP-Geothermal의 승인 권한을 MoEMR에서 지방 정부로 이전하도록 하였다. IUP-Geothermal의 승인은 경쟁입찰을 통하여 진행되어야 한다.

과거에는 지방 정부 관할의 입찰 프로세스와 후속적으로 이루어지는 PLN과의 PPA 협상에 일관되지 않는 사항들이 있었다. 이는 PLN은 중앙정부로부터 관할이 되며 IUP-Geothermal은 사업 지역에 따라 중앙정부 또는 지방정부에서 관할을 하는 것에서 비롯되었다. 따라서 투자자들은 PLN과 지방정부 양측 모두와 협상을 진행하여야 하는 불편함이 있었다.

2014 지열법 하에서는 지열을 이용하는 사업을 직접 사용(Direct Use)와 간접 사용(Indirect Use)로 구분하고 있으며, 예를 들면 직접 사용은 지열을 이용한 온천, 간접 사용은 지열을 이용한 전력발전을 들 수 있다. 동 법하에서는 오로지 중앙 정부만이 Geothermal Permit (IPB – izin Panas Bumi)를 발행할 수 있으며 입찰과정을 거쳐야 한다. 직접 사용의 허가는 중앙 정부 및 지방 정부 모두 발행할 수 있다.

또한, 2014 지열법의 가장 큰 변화는 지열 관련 활동이 더 이상 광업활동으로 간주되지 않는다는 점이다. 이에 따라, 동 법에서는 구체적으로 지열 관련 사업이 수행될 수 있음을 허가하고 있으며, 인도네시아 내 대부분의 지열에너지가 매장된 산림에 대하여 보존 및 보호 관련 내용도 규정하고 있다. 과거에는 지열 관련 사업은 광업활동으로 규정하였으며, 사업지는 산림법에 따라 제한되었다.

2014 지열법은 IPB소유자는 사업지 관할 지방 정부에 매출의 일정 퍼센트에 해당하는 금액의 "생산 보너스"를 지급할 것을 규정있으며, 첫번째 유닛의 상업운영일로부터 매출액의 특정 퍼센트를 지급하여야 한다. 생산 보너스의 금액과 절차에 대한 사항은 정부령 No. 28/2016로 규정되어 있다.

공동 운영 계약(Joint Operantion Contact)을 포함한 2014 지열법 발효 전에 발급된 모든 지열 라이센스는 유효하다. 그러나 반드시 2014년 12월 31일까지 개발단계를 시작할 것을 요구하고 있다.

61 <http://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20151022164252-85-86700/perusahaan-turki-rampungkan-kajian-enam-proyek-panas-bumi/> (accessed 9 July 2016)

5.2.2 인도네시아 지열 산업 개발의 과제

지열발전과 관련하여 투자자들을 위한 구체적인 과제 사항은 다음과 같다:

- 토지 허가 취득의 어려움. 특히, 산림지 내에 지열자원이 위치한 경우.
- 업스트림 탐사 리스크와 유틸리티 형태의 경제 이윤 사이의 불균형으로 인한 적합하지 않은 요금. 최종적인 요금은 탐사가 완료된 이후에 상업적으로 실현가능한 것으로 결정되는 용량에 따라 결정된다.
- 지방 공동체의 반대
- 업스트림 투자에 대한 대규모 자본투자의 필요. 예를 들면, 사전 조사, 탐사 및 시추테스트 투자
- 입찰과정 이전에 사업지에 대한 낮은 수준의 정보, 즉 개발자의 탐사 리크스에 증대.
- 제한적인 인프라(항구, 도로 등). 특히, 지방 및 원격지 지역의 제한적인 접근과 제한적인 물류설비. 이는 개발자가 도로 등의 인프라에 추가적인 투자를 필요로 함.
- 탐사에서 생산까지 긴 시차(7~8년)

정부는 지열 발전 분야에 재정적인 애로사항인 상대적으로 높은 투자비용에 비하여 낮은 수준의 요금 책정을 해결하기 위하여 다양한 FiT제도를 시행하였다. MoEMR 규정 No. 17/2014에 따른 현행 FiT는 지열 요금의 적정성에 대한 오랜 문제점을 다루고 있으며, 다음과 같다:

COD	지열발전 프로젝트를 위한 최고가격 (USD cents/kWh)		
	지역 1	지역 2	지역 3
2015	11.8	17.0	25.4
2016	12.2	17.6	25.8
2017	12.6	18.2	26.2
2018	13.0	18.8	26.6
2019	13.4	19.4	27.0
2020	13.8	20.0	27.4
2021	14.2	20.6	27.8
2022	14.6	21.3	28.3
2023	15.0	21.9	28.7
2024	15.5	22.6	29.2
2025	15.9	23.3	29.6

지역 1 : Sumatra, Java, Bali

지역 2 : Sulawesi, Kalimantan, Nusa Tenggara Timur(NTT), Nusa Tenggara Barat(NTB), Halmahera, Maluku and Papua

지역3 : 지역 1과 2의 원거리
지역 중 디젤 연료 발전소에
의존하는 지역

최고가격은 상업생산일 이후에 첫 해 년도에 적용되며, 기간에 따라 점진적으로 인상될 것이다. PLN은 송전라인의 건설과 자금조달에 책임을 부담한다. 추가로, MoEMR 규정 No.17/2014에 따르면 기존의 지열 발전 프로젝트와 관련하여 사전에 지정된 날짜에 PPA가 서명이 되는 경우, 탐사완료 및 사업타당성 검토의 종료 후에 새로운 최고 가격을 바탕으로 가격 재협의가 가능하다. 지정된 날짜는 IUP-geothermal 및 MoEMR의 assignment letter에 따라 2014년 8월 31일부터 2014년 12월 31일 까지의 기간으로 정해져 있다.

지열에 대한 투자는 상업 운영까지 긴 시차가 필요한 투자이며, 일반적으로 프로젝트 파이낸싱은 전체 프로세스의 후반부 단계에서만 가능하다. 이는 일반적인 지열 프로젝트는 투자자에게 상당 부분 자본투자를 선행할 것을 요구하고 있다고 볼 수 있다. 정부는 이를 해결하기 위하여 2011년에 예산청(State Budget) 산하에 지열펀드(Geothermal Fund)를 설립하였으며, 2013년 말까지 약 3조 루피아(약 3억 달러)를 배정하였다. 펀드의 목적은 국제적으로 신뢰성이 높은 기관에서 수행된 그린필드 지열 사이트에 대한 높은 수준의 정보를 제공하여 신규 사업지의 입찰과정에서 개발자의 탐사 리스크를 낮추어, 지열 프로젝트가 재정적으로 실행가능하고 경제성이 있도록 지원하는 것이다. 2015년 예산청에 따르면, 펀드의 관리 책임은 Pusat Investasi Pemerintah (PIP)에서 PT SMI로 이전되었다. 2016년 기준으로 펀드에서 지원한 프로젝트는 없으며, 이는 재무부와 PIP 및 SMI가 운영 모델을 결정할 수 없기 때문으로 이해된다.

PT SMI에 책임이 이전된 이후에, 재무부는 현행 지열 지원 펀드가 지열 프로젝트의 탐사와 개발 단계에 재정적인 지원이 가능하는 점을 직접적으로 명시하고 있다.⁶² 또한, PT SMI는 민간기관 또는 국제적인 다국적 기관을 통한 펀드와 동시에 동 펀드를 이용할 수 있음을 명시하고 있다.

인도네시아의 지열 개발 모델 하에서, 개발자는 탐사 리스크에 책임이 있으며, 즉 탐사단계의 자금조달에 의무를 부담하게 된다. 이는 대규모 프로젝트를 추진하는 대규모 자본을 보유한 투자자에게는 적용이 가능한 반면, 인도네시아 동부 지역의 작은 규모 (30 MW이하)의 개발에는 적합하지 아니하다. 타 국가에서 사용되는 다른 접근 방법은 시추보험, 직접적인 보조금 또는 회전자금의 사용 등을 통하여 개발자의 탐사단계의 리스크를 낮추고 있다.

2016년 초, DGE국장인 Yunus Saifulhaq는 MoEMR이 추가적인 지열 투자 증대를 목적으로 탐사 단계의 리스크를 완화 할 수 있는 정부 차원의 규정이 발표될 것이라고 명시하였다. 또한, GSF가 정부 시추 제도를 지원하게 될 것으로 제안되었다.⁶³ 시추 결과와 관련된 자료는 독립적으로 인증 된 후, 입찰과정에서 MoEMR에서 사용되며, 최종 입찰선정자는 데이터에 대한 비용을 재무부에 지급하며, 이는 최종적으로 PT SMI에 상환된다.

62 Government Supports for Geothermal Energy Development, Brahmantio Isdijoso, Directorate of Sovereign Risk Management, Directorate of Budget Financing and Risk Management, MoF, February 2016 Bali Clean Energy Forum

63 <http://www.thinkgeoenergy.com/new-geothermal-legislation-in-indonesia-to-focus-on-reducing-risk/>

5.3 수력발전

수력발전은 물의 낙차와 유량의 에너지를 발전기 터빈의 운동에너지로 변화시켜 전력을 생산하는 방법이다. 이는 수로식 발전, 댐 또는 저수식 발전 및 양수식 발전 등으로 나눌 수 있다. 2014년에 인도네시아는 총 잠재 발전가능량인 75 GW(1983년에 수행된 수력 잠재량 연구 기준) 중에 약 5,332 MW만이 설치되어 전력생산에 이용되었으며, 최근에는 재생에너지 중 가장 많은 부분을 차지하고 있다.^{64, 65} 잠재적인 수력발전 사이트는 인도네시아 전역에 걸쳐 분포되어 있으며, 깔리만탄과 파푸아와 같은 인도네시아 동부지역에 잠재적인 대규모 프로젝트가 예정되어 있다.

Figure 5.3 – Hydropower Potential in Indonesia



Source: RENSTRA DITJEN EBTKE 2015-2019

2011년에 Nippon Koei에서 수행한 인도네시아의 수력발전 개발을 위한 마스터 플랜 연구에 따르면, 총 잠재적인 수력자원이 75 GW보다 상당히 낮은 26,321 MW로 추정된다. 경제, 사회, 환경 등을 고려할 때 현실적으로 기준 10,294 MW(운영중, 건설중 및 계획완료) 이외에 8 GW의 수력발전이 추가로 개발 가능할 것으로 보인다. 보고서는 다음과 같이 수력발전의 우선순위 목록을 포함하고 있다:⁶⁶

64 LAKIP KESDM 2015 p. 82.

65 RENSTRA KESDM 2015 – 2019, p. 42

66 2016 RUPTL p. 79

No	Name	Type	Province	Cap. (MW)
1	Peusangan 1-2	ROR	Aceh	86
2	Jambo Papeun-3	ROR	Aceh	25
3	Kuet-1	ROR	Aceh	41
4	Muelaboh-5	ROR	Aceh	43
5	Peusangan-4	ROR	Aceh	31
6	Kuet-3	ROR	Aceh	24
7	Sibubung-1	ROR	Aceh	32
8	Seunangan-3	RES	Aceh	31
9	Teunom-1	RES	Aceh	24
10	Woyla-2	RES	Aceh	242
11	Ramasan-1	RES	Aceh	119
12	Teripa-4	RES	Aceh	185
13	Teunom-3	RES	Aceh	102
14	Tampur-1	RES	Aceh	330
15	Teunom-2	RES	Aceh	230
16	Padang Guci-2	ROR	Bengkulu	21
17	Warsamson	RES	Papua	49
18	Jatigede	RES	West Java	175
19	Upper Cisokan-PS	PST	West Java	1000
20	Matenggeng	PST	West Java	887
21	Merangin-2	ROR	Jambi	350
22	Merangin-5	RES	Jambi	24
23	Maung	RES	Central Java	360
24	Kalikonto-2	RES	East Java	62
25	Karangkates Ext.	RES	East Java	100
26	Grindulu PS-3	PST	East Java	1000
27	Kalikonto-PS	PST	East Java	1000
28	Pinoh	RES	West Kalimantan	198
29	Kelai-2	RES	East Kalimantan	168
30	Besai-2	ROR	Lampung	44
31	Semung-3	ROR	Lampung	21
32	Isal-2	RES	Maluku	60
33	Tina	ROR	Maluku	12
34	Tala	RES	Maluku	54
35	Wai Rantjang	ROR	NTT	11
36	Bakaru (2nd)	ROR	South Sulawesi	126
37	Poko	RES	South Sulawesi	233
38	Masuni	RES	South Sulawesi	400
39	Mong	RES	South Sulawesi	256
40	Batu	RES	South Sulawesi	271

No	Name	Type	Province	Cap. (MW)
41	Poso-2	ROR	Central Sulawesi	133
42	Lariang-6	RES	Central Sulawesi	209
43	Konaweha-3	RES	Central Sulawesi	24
44	Lasolo-4	RES	Central Sulawesi	100
45	Watunohu-1	ROR	South East Sulawesi	57
46	Tamboli	ROR	South East Sulawesi	26
47	Sawangan	ROR	North Sulawesi	16
48	Poigar-3	ROR	North Sulawesi	14
49	Masang-2	ROR	West Sumatera	40
50	Sinawar-2	ROR	West Sumatera	26
51	Sinamar-1	ROR	West Sumatera	37
52	Anai-1	ROR	West Sumatera	19
53	Batang Hari-4	RES	West Sumatera	216
54	Kuantan-2	RES	West Sumatera	272
55	Endikat-2	ROR	South Sumatera	22
56	Asahan 3	ROR	North Sumatera	174
57	Asahan 4-5	RES	North Sumatera	60
58	Simanggo-2	ROR	North Sumatera	59
59	Kumbih-3	ROR	North Sumatera	42
60	Sibundong-4	ROR	North Sumatera	32
61	Bila-2	ROR	North Sumatera	42
62	Raisan-1	ROR	North Sumatera	26
63	Toru-2	ROR	North Sumatera	34
64	Ordi-5	ROR	North Sumatera	27
65	Ordi-3	ROR	North Sumatera	18
66	Siria	ROR	North Sumatera	17
67	Lake Toba	PST	North Sumatera	400
68	Toru-3	RES	North Sumatera	228
69	Lawe Mamas	ROR	Aceh	50
70	Simpang Aur	ROR	Bengkulu	29
71	Rajamandala	ROR	West Java	58
72	Cibareno-1	ROR	West Java	18
73	Mala-2	ROR	Maluku	30
74	Malea	ROR	South Sulawesi	182
75	Bonto Batu	ROR	South Sulawesi	100
76	Karama	RES	South Sulawesi	800
77	Poso-1	ROR	Central Sulawesi	204
78	Gumanti-1	ROR	West Sumatera	16
79	Wampu	ROR	Sumut	84

RES: Reservoir, ROR: Run-off-River, PST: Pump Storage

정부는 2015년부터 2019년까지 아래와 같은 수력발전(MW) 개발을 계획하고 있다:

	2015	2016	2017	2018	2019
수력(소수력포함) - 비정부 예산	222.0	899.0	326.0	477.0	527.0
수력(소수력포함) - 정부예산(MoEMR)	0.7	1.7	4.0	3.0	2.0
수력(소수력포함) - 특별 자금 배정	8.0	9.5	9.7	10.0	11.0
수력(소수력포함) 발전소 건설	230.7	910.2	339.7	490.0	540.0

Source: RENSTRA KESDM 2015 – 2019

그러나, 정부가 2015년에서 2019년까지 완료를 예상하는 전략적인 수력발전 프로젝트는 다음과 같다:

Planned Additions	Unit	2016	2017	2018	2019
Wampu	MW	45.0			
Meurebo – 2	MW	56.0			
Oksibil	MW	1.0			
Supiori	MW	3.0			
Ilaga	MW	0.7			
Rajamandala	MW		47.0		
Jatigede	MW				110.0
Asahan – 3	MW				174.0

Source: RENSTRA KESDM 2015-2019

계획과 실제 진척도를 비교할 때, 기결정된 수력발전 용량 달성을 위한 2015-2019 계획은 지연될 것으로 보인다.

5.3.1 대규모 수력발전

35 GW프로그램과 PLN 정규 프로그램의 일환으로 일부 IPP프로젝트가 PPA협상 과정 단계에 있다. 해당 프로젝트는 Merangin (350 MW), Meurebo (56 MW) 및 Karangkates & Kesamben (137 MW)이다. 또한, IPP Wampu (45 MW), Batang Toru(510 MW), Hasang (40 MW), Peusangan (83 MW), Semangka (2 x 28 MW), Bonto Batu(110MW) 및 Malea (2 x 45 MW) 프로젝트는 건설 중에 있다. 추가로, 35 GW프로그램에서 두 개의 PLN수력 프로젝트를 포함하고 있으며, 4 x 260 MW Upper Cisokan 양수식 발전소 (서부자바)와 Asahan 3 (2 x 87 MW)이 건설 중에 있다. 35 GW프로그램 외에도 PLN의 정규 프로그램하에서 Masang 2 (55 MW)와 Jatigede (2 x 55 MW) 프로젝트가 건설 중에 있다.

또한, 35 GW 프로그램 하에서 총 413 MW의 9개의 IPP 수력 프로젝트가 수의계약을 통하여 배정될 예정이다.

용량	> 10MW - <50MW	50-100 MW	>100 MW
가격(in cent USD/kWh)	9.00	8.50	8.00
가정:			
Available Factor:	60%		
계약기간	30년		

대규모 수력 발전의 구체적인 과제는 다음과 같다:

- 대규모의 토지 소유권 정리. 일부 토지는 소유권이 불명확하거나 중복되어 있음.
- 허가의 중복 (예를 들면, 같은 지역에 소수력과 대규모 수력의 허가가 중복된 경우)
- 환경, 이주, 동식물 문제
- 산림사용 허가

5.3.2 소규모 수력 발전

10 MW이하의 소형 수력발전소와 관련한 전력매입가격은 MoEMR 규정 No.19/2015에 규정되어 있다. 동 규정은 2015년 6월 29일자로 발효되었으며, 기존의 규정 No.12/2014 및 No.22/2014를 대체하였다. 전력매입가격은 전압 및 발전소의 위치에 따라 결정이 되며, PLN의 네트워크까지 연결을 위한 모든 조달 비용을 포함하여 상업운전일을 기준으로 적용된다. 소형 수력발전소의 경우 자연 유하식 발전(river waterfall plants)과 저수식(reservoirs), 댐식(dams) 및 수로식(irrigation canals) 발전에 따라 FiT가 다르게 적용된다. 강의 유량(Water Current)과 낙차(Waterfall)를 이용하는 최대 10 MW의 수력발전소의 FiT의 요약은 다음과 같다:

No	전압	위치/지역	구입가격(USD cent/kWh)		Factor F
			1년 – 8년	9년 – 20년	
1	중전압 그리드 (10 MW까지)	Java, Bali, Madura	10.80 x F	6.75 x F	1.00
2		Sumatra	10.80 x F	6.75 x F	1.10
3		Kalimantan, Sulawesi	10.80 x F	6.75 x F	1.20
4		West and East Nusa Tenggara	10.80 x F	6.75 x F	1.25
5		Maluku, North Maluku	10.80 x F	6.75 x F	1.30
6		Papua, West Papua	10.80 x F	6.75 x F	1.60
1	저전압 그리드 (250 kW까지)	Java, Bali, Madura	13.00 x F	8.10 x F	1.00
2		Sumatra	13.00 x F	8.10 x F	1.10
3		Kalimantan, Sulawesi	13.00 x F	8.10 x F	1.20
4		West and East Nusa Tenggara	13.00 x F	8.10 x F	1.25
5		Maluku, North Maluku	13.00 x F	8.10 x F	1.30
6		Papua, West Papua	13.00 x F	8.10 x F	1.60

Source: MoEMR 규정 No.19/2015

최대 10 MW의 다목적 저수식, 댐식, 수로식 수력발전소의 FiT의 요약은 다음과 같다:

No	전압	위치/지역	구입가격(USD cent/kWh)		Factor F
			1년 – 8년	9년 – 20년	
1	중전압 그리드 (10 MW까지)	Java, Bali, Madura	10.80 x F	6.75 x F	1.00
2		Sumatra	10.80 x F	6.75 x F	1.10
3		Kalimantan, Sulawesi	10.80 x F	6.75 x F	1.20
4		West and East Nusa Tenggara	10.80 x F	6.75 x F	1.25
5		Maluku, North Maluku	10.80 x F	6.75 x F	1.30
6		Papua, West Papua	10.80 x F	6.75 x F	1.60
1	저전압 그리드 (250 kW까지)	Java, Bali, Madura	13.00 x F	8.10 x F	1.00
2		Sumatra	13.00 x F	8.10 x F	1.10
3		Kalimantan, Sulawesi	13.00 x F	8.10 x F	1.20
4		West and East Nusa Tenggara	13.00 x F	8.10 x F	1.25
5		Maluku, North Maluku	13.00 x F	8.10 x F	1.30
6		Papua, West Papua	13.00 x F	8.10 x F	1.60

Source: MoEMR 규정 No.19/2015

또한, MoEMR 규정 No. 19/2015는 이전 규정(MoEMR 규정 No. 22/2014)하에서 MoEMR로부터 LOA(Letter of Appoinment)를 받은 소수력 발전 프로젝트를 위하여 FiT의 개정을 허가하고 있다.

NREEC의 청장은 2016년 발표를 통하여, 2014년 9월부터 2015년 12월까지 175개의 소형 수력발전소(총 투자금액 기준 10.94조 루피아)를 위한 제안서가 있었음을 밝혔다.⁶⁷ 그러나, 2016년 초에 현행 FiT를 적용할 경우 SOE가 손실을 입을 것으로 예상하여 PLN이 개발자들과의 PPA서명을 지연하여 제안서가 중단 상태이다.⁶⁸ 제안서는 PLN의 재생에너지 자회사를 설립하거나 타 SOE가 재생에너지 프로젝트의 off-taker 역할을 담당하여 등 문제를 해결하고 있다.

소형 수력발전소는 대부분 지방의 전력화를 목표로 하고 있으며, 자바, 수마트라 및 파푸아에 많은 기회가 있다. 2016년 5월에 PLN은 아래의 개발자와 PPA를 서명하였다:

- PT Bakara Energi Lestari (10 MW),
- PT Dempo Sumber Energi (13.4 MW),
- PT Green Lahat,
- PT Nusantara Indah Energindo,
- PT Midigio, PT Sahung Brantas Energy,

67 Directorate General of NREEC website, accessed on Friday, 8 January 2016

68 Petromindo OGE, April 2016.

- PT Malaka Guna Energi,
- PT Tropisindo Sumber Energi 및 PT Klaai Denden Lestari (총 21.2 MW),
- PT Uway Energy Perdana (7 MW) – 수마트라의 전력수요 지원 목적⁶⁹

추가로 2016년 5월에 PLN은 아래의 소형 수력발전 프로젝트와 PPA를 서명하였다:

- PT Tirta Mukti Lestari (PLTMH Cibuni – 3.2 MW),
- PT Lima Energi Lestari (PLTMH Pesantren 1 – 1.8 MW),
- PT Petro Hidro Optima (PLTMH Cikaengan – 5.1 MW),
- PT Cikaengan Tirta Energi (PLTMH Cikaengan 2 – 7.2 MW),
- PT Manha Daya Mandiri (PLTMH Cibuni Mandiri – 2 MW),
- PT Republika Mandiri Energi (PLTMH Cikandang – 6 MW),
- PT Bangun Bumi Bersatu (PLTMH Cibareno 1 – 5 MW)⁷⁰

앞서 설명한 바와 같이, PPA에 사용된 FiT는 MoEMR 규정 No. 19/2015를 기준으로 하지 않고, PLN의 Circular Letter No. 047/REN.01.01/DITREN/2016을 기준으로 하여 수력발전 요금을 USD 0.07 – 0.08 kWh로 적용하였다.⁷¹

소규모 수력발전의 투자에 있어 다음과 같은 과제가 남아 있다:

- 외국인 투자 제한. 2장에서 설명한 바와 같이, 최근에 발표된 외국인 투자제한 규정 (PR No. 44/2016)에 따르면 1 MW미만의 수력발전은 외국인 투자가 금지되어 있으며, 1MW – 10 MW의 수력발전은 외국인이 49%까지만 지분을 소유할 수 있다.
- 송전라인의 투자가 필요
- 총 투자 금액의 5%에 해당하는 예치금 확인서 제출. 이는 대부분의 투자자가 프로젝트의 초기단계에 자금조달을 하여야 하는 부담이 있음.
- 상대적으로 프로젝트 초기에 많은 투자가 필요. 소규모 개발자의 경우 30%의 자본 투자 총족을 위한 자금조달에 여려움이 있음. 소규모 수력발전의 PPA의 경우 take-or-pay조항을 적용하지 아니함으로 투자자가 off take 리스크를 부담함
- MW당 약 2백만불 – 2.5백만불의 투자가 필요하여 금융조달 리스크가 있음. 투자규모가 너무 작은 경우에는 프로젝트 파이낸싱을 위한 상당한 담보를 요구하는 경우가 있음
- 수자원 데이터의 품질
- 지방 커뮤니티에 의한 O&M수행
- 장비의 조달의 어려움
- 제한적인 인프라(항구, 도로 등). 특히, 지방 및 원격지 지역의 제한적인 접근과 제한적인 물류설비. 이는 높은 물류비용과 장비의 운송비용을 초래함

⁶⁹ <http://us.finance.detik.com/read/2016/05/30/124027/3220782/1034/pln-teken-18-kontrak-jual-beli-listrik-energi-terbarukan-1156-mw>, accessed 19 June 2016.

⁷⁰ <https://www.aktual.com/tujuh-pembangkit-listrik-mikrohidro-ini-tandatangani-ppa-dengan-pln/>, accessed 19 June 2016.

⁷¹ Kontan, 8 Juni 2016, Energi Terbarukan ESDM Minta PLN Cabut Harga PLTMH.

5.4 바이오에너지

바이오에너지는 재생에너지로서 바이오매스로 부터 전력생산, 열생산 또는 운송목적의 액화연료(바이오디젤 또는 바이오에타올)를 생산하는 것을 말한다. 바이오매스는 에너지원으로 사용되기 위해서 사용되는 식물이나 동물같은 생물체를 의미하며, 농작물이나 산림제품, 폐기물 및 기타 쓰레기를 포함한다. 바이오가스는 산소의 사용없이 미생물 등을 이용하여 유기물의 분해로 얻어지는 가스이다. 예를 들면, 바이오가스는 동물쓰레기나 도시형고형쓰레기 등에서 얻을 수 있다. 바이오매스(목재연료, 숯, 쌀겨 등)를 이용한 바이오 에너지는 전통적으로 인도네시아에서 사용되어 왔으며, 하나의 에너지원으로서 중요한 역할을 담당한다. 이는 또한, 가정이나 소규모 산업에서 일반적으로 사용되어 진다.

인도네시아의 발전 분야의 바이오에너지의 잠재량은 현재 설치된 1.8 GW를 포함하여 약 50 GW 이다(바이오매스 - 33 GW, 바이오가스 - 17 GW).⁷² 대부분은 오프 그리드이다. 바이오매스 발전소는 약 120 MW용량만이 PLN의 전력그리드에 연결되어 있다. DGNREEC는 2016년 초 아시아 팜오일 공장 폐수 바이오가스 플랜트(Asian Agri POME Biogas plant)의 준공식에서 정부가 2018년까지 쓰레기를 생산하는 회사에 동 쓰레기를 사용하도록 의무를 부담시킬 예정이다. 동 정책의 목적은 쓰레기를 에너지로 전환을 장려하기 위한 것이며, 또한 유해한 메탄올 가스가 대기에 방출되는 것을 방지할 수 있다. 정부는 민간 부문 주도로 바이오가스 및 바이오매스 발전소를 추가로 개발할 계획이며, 또한 자체적으로 폐기물 발전소 개발을 지원할 계획이다

Table 5.3 - Potential Biomass Resources for Power Plants (in MWe)

No	Type of Waste	Sumatera	Kalimantan	Jawa-Bali-Madura	Nusa Tenggara	Sulawesi	Maluku	Papua	Total
1	Palm	8,812	3,384	60	-	323	-	75	12,654
2	Cane	399	-	854	-	42	-	-	1,295
3	Rubber	1,918	862	-	-	-	-	-	2,780
4	Coconut	53	10	37	7	38	19	14	178
5	Rice Husk	2,255	642	5,353	405	1,111	22	20	9,808
6	Corn	408	30	954	85	251	4	1	1,733
7	Cassava	110	7	120	18	12	2	1	270
8	Wood	1,212	44	14	19	21	4	21	1,335
9	Cow Dung	96	16	296	53	65	5	4	535
10	MSW	326	66	1,527	48	74	11	14	2,066
	Total	15,589	5,061	9,215	635	1,937	67	150	32,654

Source: RENSTRA DITJEN EBTKE 2015 – 2019

72 LAKIP EBTKE 2015, p. 38.

Table 5.4 - On-grid Biomass Power Plants

No	Company	COD	Type of Contract	Location	PLN Area	Type of Biomass	Contract (MW)
1	PT Riau Prima Energy	2001	Excess power	Riau	PLN Wilayah Riau	Palm waste	10.0
2	PT Listrindo Kencana	2006	IPP	Bangka	PLN Wilayah Bangka	Palm waste	5.0
3	PT Growth Sumatra 1	2006	Excess power	Sumatra Utara	PLN Wilayah Sumut	Palm waste	9.0
4	PT Indah Kiat Pulp & Paper	2006	Excess power	Riau	PLN Wilayah Riau	Palm waste	3.0
5	PT Belitung Energy	2010	IPP	Belitung	PLN Wilayah Babel	Palm waste	7.0
6	PT Growth Sumatra 2	2010	Excess power	Sumatra Utara	PLN Wilayah Sumut	Palm waste	10.0
7	PT Navigat Organic	2011	IPP	Bali	PLN Dist Bali	MSW	2.0
8	PT Navigat Organic	2011	IPP	Bekasi	PLN Dist Jabar	MSW	6.0
9	PT Growth Asia	2011	Excess power	Sumatra Utara	PLN Wilayah Sumut	Palm waste	10.0
10	PT Growth Asia	2012	Excess power	Sumatra Utara	PLN Wilayah Sumut	Palm waste	10.0
11	PT Navigat Organic	2012	IPP	Bekasi	PLN Dist Jabar	MSW	8.0
12	Harkat Sejahtera	2013	Excess power	Sumatra Utara	PLN Wilayah Sumut	Palm waste	10.0
13	Rimba Palma	2013	Excess power	Jambi	PLN Wilayah SBS	Palm waste	10.0
14	Austindo	2014	IPP	Belitung	PLN Babel Area	POME	1.2
15	PLN	2014	PLN Own	Gorontalo	PLN Sulutenggo	Corncob	0.4
16	Victorindo	2015	Excess power	North Sumatera	PLN Wilayah Sumut	Palm Waste	3.0
17	Sumber Organik	2015	IPP	Surabaya	PLN Wilayah Jatim	MSW	1.6
18	Meskom Agro Sarimas	2015	Excess Power	Riau	PLN Wilayah Riau	Palm Waste	10.0
19	Maju Aneka Sawit	2015	Excess Power	South Kalimantan	PLN Wilayah Kalimantan Selatan	POME	1.0
20	Sulajadi Sawit	2015	Excess Power	South Kalimantan	PLN Wilayah Kalimantan Selatan	POME	2.4
TOTAL CAPACITY ON-GRID							119.6

Source: Statistik EBTKE 2015 and 2014, LAKIP KESDM 2015, RENSTRA DITJEN EBTKE 2015 - 2019 and PwC Analysis.

정부는 2015년 - 2019년까지 바이오에너지 발전소의 추가 건설을 아래와 같이 계획하고 있다:

	2015	2016	2017	2018	2019
	2015	2016	2017	2018	2019
설치된 발전용량(연초 기준)	1,740	1,892	2,069	2,292	2,559
바이오가스	46	43	76	101	126
정부예산	1	1	1	1	1
민간부문	45	42	75	100	125
바이오매스	77	76	87	97	107
정부예산	1	2	2	2	2

	2015	2016	2017	2018	2019
민간부문	76	74	85	95	105
도시 고형 폐기물	29	58	60	69	80
정부예산	28	57	59	68	79
민간부분	1	1	1	1	1
바이오에너지 발전소의 건설	152	177	223	267	313
설치된 발전용량(연말 기준)	1,892	2,069	2,292	2,559	2,872

Source: RENSTRA KESDM 2015 – 2019

2015년에 도시 폐기물 에너지 프로젝트는 진행 과정 중에 있었으며, 2016년에 다음과 같이 완공될 예정이다:

No	Final Disposal Area	Area	용량 (MW)
1	Bantar Gebang**	Bekasi	10.0
2	Sumur Batu	Bekasi	3.0
3	Gedebage*	Bandung	7.0
4	Telaga Punggur	Batam	14.0
5	Muara Fajar	Riau	10.0
6	Bangklet Bangli	Bali	1.5
7	Benowo	Surabaya	9.0
8	Sukawinatan	Palembang	0.5
9	Babakan	Bandung	1.5
	Total		56.5

Source: RENSTRA KESDM 2015 – 2019 and PwC Analysis

* 2014년에 입찰선정자가 발표되었으나, 사회적 불안으로 실행이 연기됨

** 아직 건설되지 아니하였으며, DKI Jakarta 지방정부로 부터 계약이 해지됨

바이오에너지로부터 발전분야의 투자를 장려하기 위하여, 바이오매스, 바이오가스 및 도시 폐기물을 위한 IDR로 표기된 FiT이 MoEMR 규정 No. 4/2012를 통하여 발표되었다. 그러나, USD대비 루피아의 평가절하와 바이오매스의 가격 상승으로 인하여 투자가 기대한 만큼 증가하지 아니하였다. 이로 인하여 도시 폐기물 발전의 FiT이 MoEMR 규정 No. 44/2015를 통하여 인상되었으며, 바이오매스와 바이오가스의 FiT이 MoEMR 규정 No. 27/2014를 통하여 인상되었다. LAKIP KESDM 2015에 따르면 2015년에 바이오에너지 발전소의 건설은 오직 27 MW로 기존의 계획인 152MW를 크게 하회하였다. MoEMR 규정 No. 27/2014의 환율가정은 달러당 10,500루피로 설정하였으나 실제 2015년 평균 환율은 달러당 13,392루피아로, 이는 낮은 FiT을 의미하며 이로 인하여 달성을 매우 낮았다. 결과적으로 정부는 2016년 8월에 바이오매스와 바이오가스의 FiT을 USD금액으로 개정하였다(MoEMR 규정 No. 21/2016).

도시 폐기물 발전소의 FiT은 이미 USD로 설정되어 있다. 그러나, 바이오매스 및 바이오가스와 유사하게 도시 폐기물 발전소의 달성을 낮은 수준이다. 정부는 쓰레기매립지의 축적되는 쓰레기의 양을 줄이고 전력을 생산하기 위하여 인도네시아의 7개의 대도시(Jakarta, Bandung, Tangerang, Semarang, Surabaya, Surakarta, Makassar)에 폐기물 발전소의 개발을 가속화 하기 위하여 PR No. 18/2016을 발표하였다.

PLN은 재생에너지로부터 생산되는 전력과 관련하여 10 MW까지 구입하여야 할 책임이 있다. 또한, PLN은 바이오에너지 발전소로부터 생산되는 전력을 PPA를 통하여 구입할 수 있으며, 자가사용 목적(플랜테이션 농장)의 발전시 초과 전력 생산량을 구입할 수 있다. 바이오매스와 바이오가스로부터 생산되는 전력을 PLN에 판매하는 것은 IPP구조보다는 초과 전력 구조로 되어 있으며, 이는 전력요금이 낮으며, 투자가 덜 매력적임을 의미한다.

바이오매스를 사용한 발전소의 IPP구조의 요약은 다음과 같다:

No.	Location	Purchase Price (USD cent/kWh)				Factor F
		Capacity up to 20 MW		20 MW < Capacity ≤ 50 MW	Capacity > 50 MW	
		Low-voltage	Medium-voltage or High-voltage	High-voltage	High-voltage	
1	Java	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.00
2	Sumatera	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.15
3	Sulawesi	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.25
4	Kalimantan	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.30
5	Bali, Bangka Belitung, and Lombok	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.50
6	Riau, Nusa Tenggara and other islands	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.60
7	Maluku and Papua	16.00 x F	13.50 x F	11.48 x F	10.80 x F	1.70

Source: MoEMR Regulation No. 21/2016

바이오가스를 사용한 발전소의 IPP구조의 요약은 다음과 같다:

No.	Location	Purchase Price (USD cent/kWh)				Factor F
		Capacity up to 20 MW		20 MW < Capacity ≤ 50 MW	Capacity > 50 MW	
		Low-voltage	Medium-voltage or High-voltage	High-voltage	High-voltage	
1	Java	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.00
2	Sumatera	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.15
3	Sulawesi	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.25
4	Kalimantan	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.30
5	Bali, Bangka Belitung, and Lombok	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.50
6	Riau, Nusa Tenggara and other islands	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.60
7	Maluku and Papua	13.14 x F	10.64 x F	9.05 x F	8.51 x F	1.70

Source: MoEMR Regulation No. 21/2016

바이오매스와 바이오가스 발전소의 초과 전력의 PLN의 구매 관련 요금제는 다음과 같다:

No.	Type of feedstock	Purchase Price (USD cent/kWh)			
		Capacity to 20 MW		20 MW < Capacity ≤ 50 MW	Capacity > 50 MW
		Low-voltage	Medium-voltage or High-voltage	High-voltage	High-voltage
1	Biomass	16.00	13.50	11.48	10.80
2	Biogas	13.14	10.64	9.05	8.51

Source: MoEMR Regulation No. 21/2016

도시 고형 폐기물을 이용한 발전소를 위한 FiT의 요약은 다음과 같다:

Technology	Grid	Purchasing price (cent USD/kWh)		
		< 20MW	20 – 50MW	> 50MW
Sanitary landfill, anaerobic digestion or similar technology	High-voltage grid	16.55	N/A	N/A
	Medium-voltage grid		N/A	N/A
	Low-voltage grid	20.16	N/A	N/A
Thermochemical technology	High-voltage grid	18.77	15.95	13.14
	Medium-voltage grid		N/A	N/A
	Low-voltage grid	22.43	N/A	N/A

Source: MoEMR Regulation No. 44/2015

Pertamina는 북수마트라 지역과 Riau주에서 POME로부터 바이오가스 개발을 위하여 파트너로서의 역할을 하고 있다. 북수마트라 프로젝트는 Sei Mangkei 특별경제구역에 내에 있으며, 1.6 MW의 바이오가스 발전 프로젝트로 경제구역의 입주한 업체들이 off-taker가 될 것이다. 동 혜택은 2016년에 시행되었다. Pertamina는 Riau주에서 2017년까지 10 MW의 발전을 개발하기 위하여 팜오일 농장과 협력하고 있다.⁷³

Asian Agri는 2020년까지 20개의 바이오가스 발전소 건설을 계획하고 있다. Asian Agri는 2015년에 자가사용 목적과 초과전력 판매를 위하여 POME를 전력으로 전환하는 5개의 바이오가스 발전소를 건설하였다.

PLN은 2016년 4월에 두 개의 PPA를 체결하였다. PLN은 Welcron Power Kalimantan의 바이오가스 발전소로부터 10 MW 및 Negara Bio Energy의 바이오발전소로부터 2 MW의 전력을 2017년 발전소가 완공되는 시점 이후부터 구입할 예정이다. 전력 판매 가격은 MoEMR 규정 No. 27/2014에 따라 규정되어 있다.

바이오에너지 프로젝트 투자를 위한 과제는 다음과 같다:

- 바이오매스 공급원료의 지속적이며 안정적인 공급
- 그리드 인프라의 적합성 또는 그리드 연결과의 거리
- PLN와 관계 당국(중앙 및 지방)과의 협력

⁷³ “Enhancing Bioenergy Utilisation to Improve Energy Security”, Andianto Hidayat, Gas, New and Renewable Energy Directorate, Pertamina 12 February 2016, Bali Clean Energy Forum

- d) 허가와 라이센싱 이슈(토지, 물, 환경) 및 관련 보수와 프로세스의 지방 차원의 명확성
- e) 적합한 지방 EPC업체의 이용가능성
- f) 부품 분야 및 판매후 서비스의 이용가능성

도시 고형 폐기물(MSW) 발전소의 투자를 위한 과제는 다음과 같다:

- a) MSW로부터 생산되는 전력을 위한 PPA 및 off-take 계약의 지연
- b) MSW를 위한 FiT의 불충분과 폐기물 처리 수수료의 배분이 필요한지 여부 (일부 지역에서는 지방정부는 충분한 폐기물 처리 수수료를 지불하지 않으려 함)
- c) 폐기물 에너지에 대한 지방정부의 경험 부족 및 전력 구매 메커니즘에 대한 지식 부족으로 인하여 지방정부의 폐기물 에너지 발전소의 실행을 위한 관리와 책임에 대한 우려
- d) 건강 및 안전성에 대한 지방 공동체의 부정적인 인식
- e) 쓰레기 및 폐기물을 수집하여 생계를 이어가는 사람에 대한 사회경제적인 우려
- f) 입증되지 아니한 기술의 사용에 대한 금융기관의 우려

5.5 태양에너지

발전 분야에 있어 태양에너지를 통한 전력 발전은 태양광을 직접 이용하는 방법과 태양열 발전 (Concentrated Solar Power, CSP)과 같이 간접적으로 태양열을 이용하는 방법이 있다. 태양열 발전은 반사경이나 렌즈를 이용하여 태양에너지를 열로 변환시키는 것을 포함한다. 발생한 열은 증기를 생산하게 되며, 이를 이용하여 전력발전을 위해 터빈을 작동시키게 된다.

인도네시아는 하루 평균 일사량이 약 4.8kWh/m²로 태양광 발전에 유리한 조건을 보유하고 있다. 일사량은 인도네시아 섬 전역에 따라 다르게 나타나지만, 국제기준에 따르면 비교적 태양에너지 발전에 유리한 것으로 여겨지며, 오프 그리드 지역인 섬과 원격지의 국민을 위한 실행 가능한 에너지원으로 보여진다.

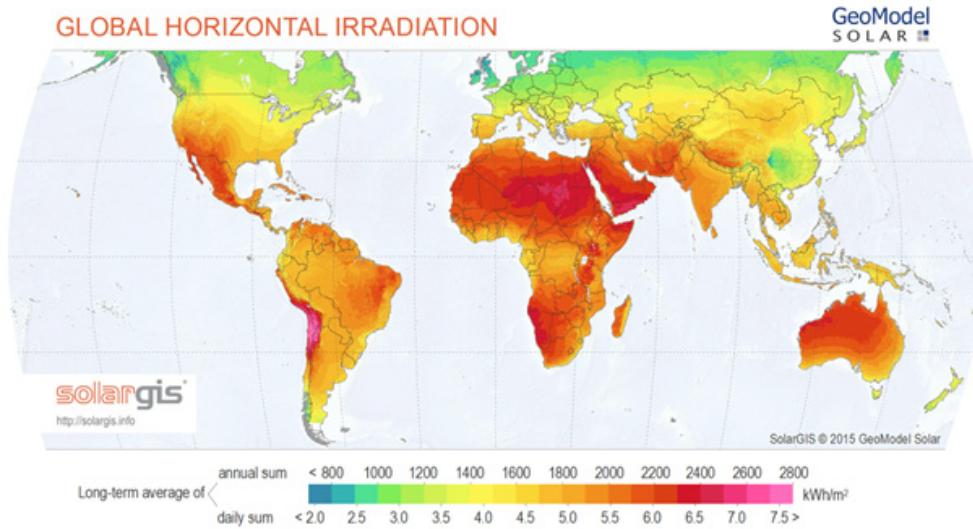
Table 5.5 - Solar Energy Potential in Indonesia

No	Regency/City Location	Province	Geographic Position	Average Insolation (kWh/m ² /day)
1	Banda Aceh	Nanggrooe Aceh Darussalam	4°15'N;96°52'E	4.10
2	Palembang	South Sumatera	3°10'S;104°42'E	4.95
3	Menggala	Lampung	4°28'S	5.23
4	Jakarta	Special Capital Region of Jakarta	6°11'S;106°SE	4.19
5	Bandung	West Java	6°56'S;107°38'E	4.15
6	Lembang	West Java	6°50'S;107°37'E	5.15
7	Citius, Tangerang	West Java	6°07'S;106°30'E	4.32
8	Darmaga, Bogor	West Java	6°30'S;106°39'E	2.56
9	Serpong, Tangerang	West Java	6°11'S;106°30'E	4.45
10	Semarang	Central Java	6°59'S;110°23'E	5.49
11	Surabaya	East Java	7°18'S;112°42'E	4.30
12	Kenteng, Yogyakarta	DI Yogyakarta	7°37'S;110°01'E	4.50
13	Denpasar	Bali	8°40'S;115°13'E	5.26

No	Regency/City Location	Province	Geographic Position	Average Insolation (kWh/m ² /day)
14	Pontianak	West Kalimantan	4°36'N;9°11'E	4.55
15	Banjarbaru	South Kalimantan	3°27'S;144°50'E	4.80
16	Banjarmasin	South Kalimantan	3°25'S;114°41'E	4.57
17	Samarinda	East Kalimantan	0°32'S;117°52'E	4.17
18	Menado	North Sulawesi	1°32'N;124°55'E	4.91
19	Palu	Central Sulawesi	0°57'S;120°0'E	5.51
20	Kupang	West Nusa Tengarra (NT)	10°09'S;123°36'E	5.12
21	Waingapu, Sumba Timur	Central NT	9°37'S;120°16'E	5.75
22	Maumere	East NT	8°37'S;122°12'E	5.72

Source: Statistik EBTKE 2014

인도네시아와 전세계 다른 국가와의 일사량을 비교한 시각자료는 다음과 같다:



Source: SolarGIS © 2016 GeoModel Solar

현재 설치된 발전용량은 약 80 MW이며, 대부분은 오프 그리드로서 가정용 태양광(solar home system) 또는 중소규모 오프그리드 시스템이다(대부분은 소규모 디젤 플랜트와 결합되는 하이브리드 시스템이다).⁷⁴ 인도네시아는 2019년까지 약 5년간 189.3 MW를 추가로 건설하여 총 260.3 MW의 용량으로 증설을 계획하였으며, 상대적으로 합리적인 목표치로 평가받고 있다.

74 IEA (2015), Indonesia 2015, p. 126.

Table 5.6 - Solar On-stream Development Plan (in MW)

	2015	2016	2017	2018	2019
Installed capacity – beginning of year	67.1	76.9	92.1	118.6	180.0
Construction of solar power plants	9.8	15.2	26.5	61.4	80.3
Solar non-state budget	-	5.0	15.0	50.0	70.0
Solar state budget - MoEMR	2.8	3.0	4.0	3.5	2.0
Solar special allocation fund	7.0	7.2	7.5	7.9	8.3
Installed capacity – end of year	76.9	92.1	118.6	180.0	260.3

Source: RENSTRA KEDSM 2015 – 2019

LAKIP KESDM 2015에 따르면 현재 설치된 태양 발전소는 약 85.2 MW로 계획된 76.9 MW보다 약간 높은 수준이다. 이는 East Nusa Tenggara의 Kupang에 5 MW의 태양 발전소의 건설에 기인된다.

1,000개의 도서 지역을 대상으로 태양광 에너지 개발 프로그램(PV Development Program)에서 태양광 개발 전략은 디젤연료의 사용을 줄이고, 아직까지 HSD/MFO 연료를 사용하여 전력을 생산하는 원거리 도서지역에 전력화 비율을 증가시키고자 하는 것이다. 이러한 사유로, 태양광 개발은 전력화 비율이 낮은(60% 이하) 인도네시아의 동부지역을 중심으로 원거리 지역을 중심으로 진행될 예정이다. 또한, 현재 사용중인 전력시스템과 비교하여 전력 생산비용을 증가시키지 않는 재생에너지로는 태양광 에너지가 적합하다.

Figure 5.4 – 1,000 Islands – PV Development Programme



Source: Moch. Sofyan (Head of New and Renewable Energy Division PT PLN (Persero)), "PLN - Solar PV Development Plant", Solar Workshop, Jakarta, 8 February 2013

PV 개발 프로그램에 더하여, 정부는 2016년 2월에 2020년까지 태양 발전을 5,000 MW 추가 계획을 발표하였다. 5,000 MW 프로그램을 달성하기 위한 전략은 다음과 같다:

- 금융당국, MoEMR 및 10개의 지방정부와의 협력
- 2019년까지 전력을 공급받지 못하는 10,300개의 마을에 전력화를 목표로 "Program Energi Terbarukan Listrik Desa"의 개발
- 태양광 발전의 FiT에 보조금 지급
- 하이브리드 PV, On-grid PV 및 지붕형 PV를 위한 규정 개발
- 적합한 자원 전문가와 표준 태양 패널의 개발

5,000 MW의 태양광 발전의 배전 계획은 다음과 같다:

- On-grid 일반 배전 – 1.5 GW
- 하이브리드 (디젤과 PV) – 1GW
- 정부 및 민간 빌딩 – 0.5 GW (지붕형 PV)
- 산업지구 – 0.5 GW (지붕형 PV)
- 거주지역 – 0.5 GW (지붕형 PV)
- 전력 공급이 되지 않는 마을 – 1GW

Pertamina는 2016년 3월에 Bright Indonesia Programme의 일환으로 시골지역의 전력화를 지원하기 위하여 인도네시아 동부지역의 전력이 공급되지 않는 지역에 1,000 MW의 태양광 발전소를 건설하기로 발표하였다. 또한, Pertamina는 West Nusa Tenggara의 Mandalika 특별경제지구에 50 MW의 태양광 발전소 건설 의향을 밝혔다.

5.5.1 기존의 on-grid 조달

DGNREEC는 2013년 7월에 인도네시아의 원거리 지역(약 80개)에 총 140 MW의 on-grid 태양광 발전소의 입찰의 세부사항을 발표하였다. 이는 2013년에 태양광 발전소를 위한 발전용량과 지역에 관한 MoEMR 규정 No. 17/2013 및 DGNREEC 규정 No. 979.K/29/DJE/ 2013을 기반으로 하고 있다. 또한, 이는 PV IPP 구조로 알려져 있으며, 140 MWp의 입찰 프로젝트를 위하여 USD 0.25 – USD 0.30/kWh의 FiT이 적용된다(내국 재화 및 서비스 사용에 따라 다름).

오직 6개의 기업만이 총 13MW 용량의 입찰에서 선정되었다.⁷⁵ 요약은 다음과 같다:

No.	위치	용량 (MWp)	개발자	판매가격(USD cent/kWh)
1	Kupang, East Nusa Tenggara	5	PT LEN Industri	25.00
2	Atambua, East Nusa Tenggara	1	PT Global Karya Mandiri	25.00
3	Kotabaru, South Kalimantan	2	PT Global Karya Mandiri	25.00
4	Gorontalo, Gorontalo	2	PT Brantas Adyawinsa KSO	22.95
5	Maumere, Ende	2	PT Indo Solusi Utama	24.98
6	East Sumba, East Nusa Tenggara	1	PT Buana Multi Technindo	24.98

75 RENSTRA EBTKE 2015-2019, p. 59.

2014년 6월 30일에 발표된 대법원의 결정에 따라 MoEMR 규정 No. 17/2013은 철회 되었으며, 2015년부터 적용될 예정이었던 규정에 명시되었던 전력요금과 입찰프로세스가 더 이상 적용이 불가능하게 되었다. 동 규정의 철회로 인하여 현재까지 진행된 입찰은 없다.

Gorontalo 발전소는 2016년 2월에 상업운영이 시작되었으며, PT Brantas Abipraya(Persero)의 자회사인 PT Brantas Energy를 통하여 운영되고 있다. Sumba 발전소는 Conergy, PT Buana Surya Energi Persada 및 PT Indo Utama Solutions에 의해 건설중에 있으며, 2016년 상반기에 운영이 시작될 것으로 예상되었다.

2015년 12월 7일에 Joko Widodo 대통령은 인도네시아 최대 태양광 발전소(5MW)인 Kupang을 출범시켰으며, 이는 IPP구조하에서 11.2백만 달러의 비용으로 PT LEN Industri (Persero)에 의해 건설되었다.

5.5.2 신규 on-grid 조달

MoEMR은 2016년 7월에 MoEMR 규정 No. 17/2013을 대체하기 위한 MoEMR 규정 No. 19/2016을 승인하였으며, 이로써 보다 많은 태양광 발전 프로젝트가 입찰이 될 것이다. 또한, 이는 2016년 초에 발표된 5,000 MW 목표를 지원하게 될 것이다. 신규 규정의 핵심사항은 다음과 같다:

- 1단계로 250 MW를 시작으로, 최소한 5,000 MW가 제공 될 예정임
- FiT가 지역에 따라 고정될 것이며, 첫 번째 단계로 Java 지역은 14.5 USD c/kWh(150 MW)이며 Papua 지역은 25 USD c/kWh(25 MW)가 된다. 요금은 후속 단계에서는 감소하게 될 것이다. 요금은 태양광 발전소에서 중간 연결 지점까지의 송전라인 건설 비용을 포함한다.
- 요금은 USD로 결정되며, 지급은 PPA가 서명된 시점의 Jakarta Interbank Spot Dollar Rate을 적용하여 인도네시아 루피아로 될 것이다. PPA는 상업운영일 이후 20년간 유효하며 연장이 가능하다.
- 조달 절차는 MoEMR에서 관리하게 되며(온라인 플랫폼을 이용), DGNEC, DGE 및 PLN에 의해 확인될 것이며, PLN은 또한 PPA에 서명인이 된다.
- 제안서 확인은 선입선출로 진행될 것이다.
- PPA가 서명되지 않은 상황에서 민간 개발자와 PLN 사이의 진행 중인 "Business-to-Business" 협상은 지속되도록 승인될 것이다.
- 프로젝트의 내국 자본재 사용이 요구조건을 충족하지 못하는 경우 전력요금은 낮아지게 될 것이다.
- 전력요금의 감소는 내국 자본재의 요구 기준과 실제 사용량과의 차이에 비례하여 감소하게 된다.
- 100 MW이상의 용량 할당량을 가진 지역의 경우, 태양광 발전 개발사의 각 용량 요청이 20 MW를 초과할 수 없다; 10 MW - 100 MW의 용량 할당량을 가진 지역의 경우, 태양광 발전 개발사의 각 용량 요청은 할당량의 20%를 초과할 수 없다; 10 MW 이하의 용량 할당량을 가진 지역의 경우, 태양광 발전 개발사의 용량 제한은 없다.
- 개발사는 동일 지역에 각각 단계별로 세 번까지 용량 할당량 승인을 받을 수 있다. 그러나, 한 달 이내에 용량 할당량이 여전히 사용이 가능한 경우 개발사는 동일 지역내에 추가 용량을 요청할 수 있다.

1단계의 각 지역별 할당량과 FiT은 다음과 같다:

No	지역	Capacity Quota(MWp)	전력요금 (cent USD/kWh)
1	DKI Jakarta	150.0	14.5
2	West Java		
3	Banten		
4	Central Java and Jogyakarta		
5	East Java		
6	Bali	5.0	16.0
7	Lampung	5.0	15.0
8	South Sumatera, Jambi, Bengkulu	10.0	15.0
9	Aceh	5.0	17.0
10	North Sumatera	25.0	16.0
11	West Sumatera	5.0	15.5
12	Riau and Riau Islands	4.0	17.0
13	Bangka – Belitung	5.0	17.0
14	West Kalimantan	5.0	17.0
15	South and Central Kalimantan	4.0	16.0
16	East and North Kalimantan	3.0	16.5
17	North and Central Sulawesi and Gorontalo	5.0	17.0
18	South, South-east and West Sulawesi	5.0	16.0
19	West Nusa Tenggara	5.0	18.0
20	East Nusa Tenggara	3.5	23.0
21	Maluku and North Maluku	3.0	23.0
22	Papua and West papua	2.5	25.0

인도네시아의 태양광 발전소 개발의 과제는 다음과 같다:

- 적합한 규정의 지원 결여
- 허가취득, 토지취득 및 그리드 상황에 대한 정부, 투자자 및 이해관계자의 협력 필요. 예를 들면, 유효한 확인서와 적합성을 고려한 토지의 이용가능성, 적합한 그리드 및 사이트의 접근성은 입찰 절차 이전에 확인되어야 함.
- 제한적인 인프라(항구, 도로 등). 특히, 지방 및 원격지 지역의 제한적인 접근과 제한적인 물류설비. 이는 높은 물류비용과 장비의 운송비용을 초래함
- 태양광 기술과 관련하여 적합한 인적자원 및 전문가의 확보
- 소규모의 하이브리드 태양광 발전의 경우, PLN으로부터 수선/유지에 대한 관리 이슈가 있으며, 연료 교체와 오프 그리드 요금의 승인을 지방 당국에서 승인을 받아야 함
- PLN내에 태양광 설치의 이해와 온그리드의 안정성을 관리할 인적자원의 부족

5.6 풍력에너지

풍력에너지는 바람의 흐름으로 풍력 터빈을 작동시키며, 발전기를 이용하여 역학에너지를 전력으로 전환시킨다. 풍력에너지는 지속적으로 사용 가능한 재생에너지를 간주되지만, 시간, 일 및 계절에 따라 달라질 수 있다. 인도네시아는 평균 풍속이 낮은 편으로 대규모 풍력발전에 적합하지 않은 것으로 평가되며, 잠재량도 낮은 것으로 평가된다. 그러나 예외적으로 인도네시아 동부의 일부 지역은 높은 풍속으로 중소 규모의 풍력발전이 가능한 수준이다. 153개 지역의 풍력자원의 평가와 연구 자료의 요약은 다음과 같다:

Resource Potential	Wind Speed at 50 m, (m/s)	Wind Power Density, at 50 m, (W/m ²)	Number of Sites	Provinces
Lowest	< 3.0	< 45	66	West Sumatera, Bengkulu, Jambi, Central Java, South Kalimantan, West Nusa Tenggara, East Nusa Tenggara, South-East Sulawesi, North Sulawesi, Maluku.
Low (Small-Scale)	3.0 – 4.0	< 75	34	Lampung, Jogyakarta, Bali, East Java, Central Java, West Nusa Tenggara, South Kalimantan, East Nusa Tenggara, South-East Sulawesi, Central Sulawesi, North Sumatera, West Sulawesi.
Medium (Medium-Scale)	4.1 – 5.0	75 – 150	34	Bengkulu, Banten, DKI, Central Java, East Java, East and West Nusa Tenggara, South-east, South and Central Sulawesi, Gorontalo.
High (Large-Scale)	> 5.0	> 150	19	Central Java, Jogyakarta, East and West Nusa Tenggara, South and North Sulawesi.

Source: RENSTRA DITJEN EBTKE 2015 - 2019

아시아 개발 은행(ADB)는 최근에 실제 풍력에너지의 잠재량은 9 GW수준에 이를 수 있다고 제안하였다. 그러나, 풍속이 강한 인도네시아 지역(동부지역)은 인구가 적으며 전력을 대규모 인구가 있는 도시지역으로 운반할 송전 인프라가 없음을 지적하였다.⁷⁶

76 ADB Paper No. 9, Summary of Indonesian Energy Sector Assessment December 2015. Soeripno Martosaputro and Nila Murti of WHyPGen also cite the MoEMR as assessing the total Indonesian wind capacity at 9.29GW in Blowing the Wind Energy in Indonesia presented at the Indonesia Renewable Energy & Energy Conservation Conference and Exhibition [Indonesia EBTKE CONEX 2013] online at Energy Procedia Volume 47, 2014, p. 273-282

인도네시아 내의 풍력에너지의 상업생산이 가능한 잠재적인 지역은 다음과 같다:

위치	면적(ha)	에너지 잠재량(MW)
Sumatera	85,779	1,716
Banten and West Java	319,244	6,385
Eastern Java and Bali	305,231	6,105
Sulawesi	493,630	9,261
Eastern Nusa Tenggara	1,539,401	30,788
Maluku and Papua	385,920	7,718
TOTAL		61,973

Source: Statistik EBTKE 2014

BPPT-WHyPGen의 초기 연구에서는 자바와 술라웨시 지역의 풍력에너지 잠재량은 970 MW이며 분포는 다음과 같다:

No	위치	에너지 잠재량(MW)
1	Lebak	100.0 MW
2	Sukabumi Selatan	100.0 MW
3	Garut Selatan	150.0 MW
4	Purworejo	67.5 MW
5	Bantul	50.0 MW
6	Gunung Kidul	15.0 MW
7	Sidrap	100.0 MW
8	Jeneponto	62.5 MW + 100 MW
9	Oelbubuk	10.0 MW
10	Kupang	50.0 MW (Indicative)
11	Palakahembi	5.0 MW (Indicative)
12	Selayar	10.0 MW
13	Takalar	100.0 MW(Indicative)
14	Bulukumba	50.0 MW (Indicative)

Source: Statistik EBTKE 2014

2015년초 기준으로 설치된 풍력발전은 3.6 MW로 보고되었으며, 1.77 MW는 PLN의 그리드에 연결되어 있으며, 반면에 1.84 MW는 대부분 시골지역의 전력발전을 위한 오프그리드에 해당한다. 발리의 Nusa Penida(0.735 MW)와 술라웨시의 Sangihe and Selayar(0.54 MW)가 대표적인 풍력발전소이다. 동 발전 설비는 온그리드이며 MoEMR 와 PLN의 협력의 결과이다. MoEMR에 따른 풍력에너지 개발 계획은 민간 부문의 개발자 수와 개발초기를 고려할때 합리적인 수준이다.

정부는 2015년부터 2019년까지 하기와 같이 풍력발전소의 추가건설을 계획하고 있다:

	2015	2016	2017	2018	2019
풍력 - 비정부 예산	2.0	5.0	7.0	9.0	13.0
풍력 - 정부예산(MoEMR)	0.5	0.2	0.5	1.0	2.0
풍력 - 특별 배부 자금	0.2	0.5	0.8	1.0	1.2
풍력발전소의 건설	2.7	5.7	8.3	11.0	16.2

Source: RENSTRA KEDSM 2015 – 2019

BPPT-WHyPGen의 초기 연구에 따른 Samas(Bantul), Sidrap 및 Jeneponto와 같은 지역이 현재 개발 중에 있다. 동 프로젝트는 2016년에 건설 중에 있다.

2015년 5월에 PT UPC Renewables는 조코 위도도 대통령의 정책에 따라 134백만달러 규모의 풍력발전단지를 Yogyakarta 인근의 Samas 해변을 따라 조성하기로 하였으며, 2016년 건설을 시작하여 2017년 상업운영을 목표로 하고 있다. 2015년 8월에는 PLN은 두 번째 PPA를 UPC 컨소시엄 (UPC Renewables, PT Binatek Energi Terbarukan alc Sun Edision Inc.)과 체결하여 남부 술라웨시의 70 MW의 Sidrap 풍력단지를 개발중에 있다. 동 프로젝트는 2016년 4월에 미국 해외민간투자공사(Overseas Private Investment Corporation)로 부터 120백만달러의 자금조달을 통하여 2016년 건설이 시작되어 2017년에 운영을 시작할 예정이다.⁷⁷

Asia Green Capital Partners Pte Ltd는 자회사인 Indo Wind Power Holding Pte Ltd를 통하여 인도네시아에 182.5MW의 풍력발전단지(Sulawesi에 162.5 MW, West Timor 섬에 20 MW)를 개발중에 있다.⁷⁸ 62.5 MW의 Jeneponto 1 풍력발전단지는 IFC와 공동 개발될 예정이며, 남부 술라웨시 그리드에 연결될 예정이다. Jeneponto 2는 100 MW로 개발 고려중에 있다.

또한, EREN Renewable Energy와 CWP Energy Asis의 조인트 벤처인 PACE Energy는 인도네시아에 풍력발전단지 개발을 고려하고 있으며, 2015년 8월에 Banten 지역의 Lebak에 150 MW 풍력발전단지 개발을 위하여 MoEMR과 MOU를 체결하였다.⁷⁹

풍력발전의 FiT은 IDR 656/kWh(중전압 기준) 및 IDR 1,004/kWh(저전압 기준)이며, 잠재적인 투자자들로부터 동 FiT이 경쟁력이 없는 것으로 판단되어, 현재 MoEMR은 FiT을 재검토 중에 있다. 또한, ADB는⁸⁰ MoEMR이 현재 풍력발전에 추가적인 인센티브를 고려하고 있다고 발표하였다.⁸¹

77 www.upcrenewables.com/indonesia and Bisnis Indonesia 8 April 2016

78 www.agcp.com.sg

79 pace.co.id

80 ADB (2015). *op.cit.*, p. 33.

81 Article 2 of MoEMR Regulation No. 4/2012 on the Electricity Purchase Price by PLN from Power Plants Using Small and Medium Renewable Energy or Excess Power

풍력발전의 개발을 위한 과제는 다음과 같다:

- a) 경쟁력 있는 FiT 및 적합한 규정 체계의 결여
- b) 제한적인 인프라(항구, 도로 등). 특히, 지방 및 원격지 지역의 제한적인 접근과 제한적인 물류설비. 이는 높은 물류비용과 장비의 운송비용을 초래함
- c) 원거리 지역에 적시성 있는 부품의 조달을 포함한 적합한 수선/유지 기술의 이용 가능성에 대한 우려
- d) 정확하고 신뢰성 있는 풍력 맵핑을 포함한 향상된 풍력자원 데이터 평가 필요
- e) 상대적으로 초기 투자 비용이 높음
- f) 일반적으로 프로젝트가 정교한 기계장치의 수입이 필요함에 따라 현행 MoF 인센티브의 적용 필요
- g) 정부, PLN 및 투자자의 보다 적극적인 협력 필요
- h) PLN의 dispatch 프로세스에 참여하기 위한 온그리드 풍력단지의 필요

5.7 해양에너지

해양에너지는 바다로부터 얻어지는 재생에너지로서 조력에너지, 파력 및 조류에너지 및 해양열에너지 등으로 구분된다. 파력에너지는 바다의 파도나 물결 에너지로 전력을 생산한다. 조력에너지는 해수면의 상승 및 하강운동을 이용하여 전력을 생산하게 된다. 해양열에너지 전환(Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC)은 해양의 온도차를 이용하여 전력을 발전하는 것이다.

인도네시아의 잠재적인 해양에너지는 다음과 같다:

No	유형	이론적 잠재량	기술적 잠재량	실제적인 잠재량
1	OTEC	57.0	52.0	43.0
2	조류	160.0	22.5	4.8
3	파력	510.0	2.0	1.2
	합계	727.0	76.5	49.0

Source: EBTKI Investment Opportunities November 2014

2015년에 MoEMR장관인 Sudirman은 정부의 해양개발정책의 일환으로 바다로부터 잠재적인 에너지 개발을 장려할 것이라고 발표하였다.⁸²

⁸² 82 Jakarta Post, 3 June 2015

현재 MoEMR은 두 개의 시범프로젝트를 진행중이며, 하나는 Nusa Penida이며 다른 하나는 Nusa Tenggara이다. MoEMR의 계획은 2019년까지 1MW의 해양에너지 시범 발전소를 가동하는 것이다.⁸³

Pertamina는 2019년까지 3 MW의 해양에너지 개발에 의무가 있으며, 2015년 2월에 Akuo Energy와 OTEC를 포함한 재생에너지 개발과 관련하여 MOU를 체결하였다.⁸⁴

PLN은 2015년 8월에 Alas Strait, Lombok Strait 및 Bandung Strait 지역에 약 350 백만달러의 투자가 소요되는 12 MW – 140 MW의 용량의 해양에너지 개발을 위한 MOU를 SBS International(SBS)과 체결하였다.⁸⁵ SBS는 2013년부터 인도네시아의 해양에너지의 잠재성 평가를 수행하고 있었다. 2016년 4월에 SBS는 영국에 상장된 싱가폴 기반의 조력발전회사인 Atlantis Ltd와 인도네시아에 150 MW의 조력발전을 개발하고자 조인트 벤처를 설립하였다. 투자금액은 약 750백만달러로 추정되며, 사업성 평가는 이미 SBS에 의해 수행되었으며 프로젝트는 PLN과의 25년간의 PPA를 통하여 지원될 것이다.⁸⁶

인도네시아의 해양에너지 협회는 2013년에 해양에너지 규정을 위한 로드맵을 발표하였다. 2016년에 영국과 인도네시아의 지원으로 동남아시아 해양에너지 센터가 인도네시아에 설립되었다.

인도네시아의 해양에너지 개발을 위한 과제는 다음과 같다:

- a) 국내 기술의 이용가능성과 시범 프로젝트의 초기단계와 국가 평가
- b) 지리적으로 먼거리와 물류와 인프라의 부재
- c) 시장의 개발과 해양에너지를 통한 전력발전의 경제성

83 RENSTRA KESDM 2015 – 2019 page 137. MoEMR, Agency for the Research and Development of Energy and Mineral Resources, Bali Clean Energy Forum 12 February 2016, Susilohadi Susilo

84 Pertamina press release dated 19 August 2015.

85 www.acnnewswire.com August 20, 2015

86 www.atlanticresourcesltd.com/atlantis-announcements.html 2016 April 4

6. 관련 세법



Photo source: PT Paiton Energy

6.1 개요

이번 장은 인도네시아 내 전력 발전 프로젝트의 민간투자자에 적용되는 세무 이슈에 대하여 설명한다. 주로 지분투자자(주주)에 관련된 사항을 설명하고 있으며 건설사, 자본재 관련 이슈, 종업원 관련 및 재무적 투자자에게 관련 사항을 설명한다.

인도네시아 내 전력 발전 프로젝트와 관련된 세법은 크게 다음과 같이 구분이 가능하다.

- a) 국내 소득에 대한 소득세
- b) 서비스, 로열티 및 이자지급에 대한 원천징수세
- c) 자산매각 및 프로젝트 청산과 관련한 자본이득세
- d) 재화 및 서비스의 수입 및 내국 공급에 대한 부가세
- e) 종업원에게 제공하는 현금 또는 현물의 원천징수세를 포함한 종업원 관련 세금
- f) 기타 : 수입세, 지방세, 부동산세

6.2 인도네시아 세법

6.2.1 소득세

인도네시아 소득세는 현재 소득세법 No.36/2008 (2008 소득세법)에 따른다. 오일, 가스 및 광업 분야와는 달리, 동 소득세법은 일반적인 사업활동과 관련하여 전반적으로 적용된다. 즉, 전력 분야에 적용되는 특별한 세법 규정은 거의 없으며 일반적인 사업분야와 동일하게 적용된다. 특히 전력분야의 투자기간을 고려한 세법 규정이 없는 점이 투자자 입장에서 불합리하다고 볼 수 있다. 자세한 사항은 후술하도록 한다.

인도네시아 세법의 주요한 특징은 다음과 같다.

- a) 현행 법인소득세율은 25% 단일세율임. 특정한 경우에 다른 세율도 적용이 가능함. 예를 들어 IDX에 상장법인은 조건을 만족하는 경우 5%의 세금감면을 통하여 20%의 세율을 적용받을 수 있음.
- b) 수익의 발생과 직접 관련있는 비용만이 세법상 공제가능함
- c) 금융비용에 대한 비용인정 한도가 없음. 이는 2016년 1월1일부터 적용되는 부채/자본비율 규정(Debt Equity Ratio, DER)에 따라 자본의 4배를 초과하는 부채에 대한 금융비용은 손금으로 인정받을 수 없게 되었다. 인프라스트럭쳐 관련 산업은 DER 적용대상에서 제외됨.
- d) 이전가격(Transfer Pricing)에 대한 조사가 증가하고 있으며 이전가격문서화를 의무화함
- e) 5년간 이월세액공제 가능함
- f) 기납부세액을 환급받기 위해서는 세무조사를 수감하여야 함

일반적으로 과세대상 소득은 회계상 이익을 기준으로 하여 일부 일시적 조정 및 영구적인 조정을 통하여 산출된다. 또한 개별 재무제표를 기준으로 과세하고 있으며 연결재무제표나 그룹 기준의 재무제표를 기준으로 과세하지 않는다.

한 가지 신규 적용 사항은 PLN이 IPP회사에 대금을 지급할 때 소득세법 22조에 따라 1.5%를 원천징수 하여야 한다는 점이며(PLN이 국영기업의 지위이기 때문), 이는 2016년 1월 1일부터 적용된다. 1.5%의 원천징수는 IPP회사의 선납세금을 구성하게 되며, 선납에 따른 현금흐름에 영향을 미치게 된다.

새로운 회계 기준에 따른 세법 적용

7장에서 설명한 바와 같이, 인도네시아는 2012년 1월 1일 이후 재무보고기간에 대하여 IFRS도입을 통하여 새로운 규정을 도입하였다. 약정리스에 관한 회계처리와 민간투자사업이 이에 해당하며 회계처리 및 모델링에 있어 중대한 변화를 가져왔다. 동 회계처리는 IPP회사의 회계처리에 매우 중요한 영향을 미치게 되며, 예를 들면, 민간투자사업 회계처리하에서 발전소는 금융자산으로 회계처리하게 된다.

인도네시아 과세당국은 아직까지 동 회계 기준 적용에 대한 특별한 세법기준을 제정하지 아니하였다. 일반적인 관점에서는 세법의 규정이 명확하지 않은 경우에 있어 회사 또는 과세당국은 회계처리 기준을 따라서 판단할 수 있다. 이런 관점에서 세법은 사업의 법적 근거를 바탕으로 적용이 될 가능성이 높다. 또한, 실무적으로 인도네시아 과세당국이 사업의 법적 근거를 바탕으로 하는 세무처리를 인정할 가능성이 높다. 아직 명확하게 결론이 나지 아니한 부분에 있어, IPP는 지속적으로 세법의 개정현황, 타사의 세무조사 사례 및 조세법원의 판결 등을 주시하여야 한다.

비용의 손금 인정 이슈

수익의 발생과 관련된 모든 비용의 지출은 일반적으로 손금산입이 가능하나, 아래 예외적으로 손금불산입 되는 항목을 별도로 열거하고 있다:

- a) 특수관계자간 정상가격(arm's length) 범위를 벗어난 비용의 지급 : 현행 세법하에서는 과세당국은 특수관계자간의 거래에 대하여 거래당사자간 합의한 가격에 대하여 정상가격 원칙하에서 조정할 수 있는 권한이 있다. 특수관계자가 거래가 정상가격을 벗어난 것으로 결정이 되는 경우 동 비용은 손금으로 인정받을 수 없다. 최근에는 이전가격의 조사가 활발하게 이루어지고 있으며 새로운 세법규정 제정을 통하여 이전가격의 준수를 강화하고 있다.
- b) 5년간 이월세액 공제 : 이월세액 공제는 일반적으로 손실 발생 시점부터 5년간 적용이 가능하다. 그러나 대규모 선행투자가 동반되는 발전분야의 투자의 경우 사업초기 대규모 감가상각비 또는 상각비로 인하여 누적적자가 지속될 수 있으며 5년의 제한기간이 합리적이지 않을 수 있다.
- c) 법인 설립 이전 비용 : 법인설립 이전에 지출한 비용도 손금으로 인정이 가능하다. 실무적으로는 법인이 납세자 번호를 취득하기 이전에 지출한 비용에 대하여 손금으로 인정 받기가 어렵다.
- d) 감가상각(depreciation) 및 상각(amortisation) 규정 : 내용연수가 12개월을 초과하는 자산과 관련된 지출은 취득월로부터 아래 표의 내용연수에 따라 감가상각 또는 상각을 하여야 한다. 감가상각 및 상각은 유형자산과 무형자산을 모두 포함하며, 건설과 관련하여 건설기간 중 자본화된 이자비용도 포함한다.

세법은 그룹별 내용연수를 정하고 있으며 아래 표와 같다.

구분	내용연수	정액법 상각률	정률법 상각률
Group 1	4년	25%	50%
Group 2	8년	12.5%	25%
Group 3	16년	6.25%	12.5%
Group 4	20년	5%	10%
상설 건물	20년	5%	-
비상설 건물	10년	10%	-

참고로 발전과 관련된 기계 및 설비는 일반적으로 내용연수를 16년으로 보고 있으며, 정액법의 경우 6.25%, 정률법의 경우 12.5%의 상각율을 적용한다. 감가상각은 일반적으로 지출된 시점부터 시작한다. 그러나 자산이 건설중인 경우에는 감가상각은 건설이 완료된 시점에 시작한다. 승인을 득하는 경우, 감가상각은 운영이 시작되는 시점까지 이연될 수 있다.

- e) 토지와 건물의 감가상각 : 유형자산은 내용연수가 1년 이상인 자산을 의미하며, 상기의 상각율로 감가상각 할 수 있다. 건물은 별도의 유형자산으로 처리되며 정액법을 적용하여 5%로 상각하며, 정률법을 사용할 수 없다. 토지는 감가상각 할 수 없으며, 일반적으로 건물에 포함되지 아니한다. 자산이 지면(토지)에 부착되어 있고 해체하지 않고 이동할 수 없는 경우에는 이는 건물로 볼 수 있다. 도로, 펜스, 부두 및 파이프라인 등의 토지와 연결되어 있는 자산의 분류에 대해서는 현재까지 명확하게 구분되어지지 않는다.
- f) 과소자본세제(thin capitalization) : 소득세법 제18조 제1항은 세무상 적정한 부채비율 (Debt to Equity Ratio, DER)을 재무부 장관이 결정할 수 있도록 규정하고 있다. 재무부는 2015년 9월 9일자로 세무목적상 DER 규정을 No.169/PMK.010/2015 (PMK-169)을 통하여 발표하였으며, 동 규정은 2016년 과세연도 부터 적용이 되며, 인도네시아에 설립되었거나, 거주 중인 법인납세의무자에게 모두 적용된다. 동 규정은 부채:자본 비율을 4:1로 규정하고 있으며, 세법상 동 비율은 부채금액을 자본금액의 4배까지로 제한한다는 의미이며, 이는 관련 부채의 금융비용에 대한 세무상 손금인정여부와 연관이 있다. 즉, 자본금액의 4배를 초과하는 부채로부터 발생하는 금융비용은 손금부인을 초래한다. 또한 일부 예외 업종으로 인프라스트럭쳐 사업을 영위하는 납세의무자는 규정 적용의 예외에 해당한다. 그러나 예외 업종에 대한 구체적인 시행령이 현재까지 발표되지 않아 신규 규정의 발표를 주시하여야 한다.
- g) 종업원에게 지급하는 현물성격의 혜택 : 하기 개인소득세 부분 참조

6.2.2 원천징수세 (Withholding Tax)

인도네시아의 원천징수세는 대금을 지급하는 자가 특정 거래에 대하여 정해진 퍼센트 만큼 원천징수 하여야 하는 의무를 규정하고 있으며, 동 원천징수금액은 세무당국에 납부되어야 한다.

일반적으로 23조에 따른 원천징수는 원천징수의무자가 특정거래에 대하여 서비스 제공자가 납부하여야 할 소득세를 미리 선납하는 것으로 최종분리과세(Final WHT)가 아닌 서비스 제공자의 선납세금으로 계상이 된다. 서비스 제공자는 연 법인세 신고시 기 납부한 원천징수 금액을 선납세금(credit)으로 신고한다. 선납세금이 연 법인세 신고금액을 초과할 경우 환급포지션(overpayment position)에 해당되며, 이 경우 세무조사를 통하여 법인세 금액을 확정 후 환급을 받을 수 있다.

23조에 속하는 주요 서비스는 다음과 같다:

- a) 토지 및 건물을 제외한 자산의 임대 (2% 원천징수)
- b) 기술, 경영, 컨설팅 등의 서비스 (2% 원천징수)
- c) 로열티 (15% 원천징수)

최종분리과세에 해당 서비스를 제공하고 원천징수를 하는 경우 서비스 제공자는 모든 소득세 의무는 종결된 것으로 보며, 납부한 원천징수 세액은 Final Tax로서 환급이나 공제 받을 수 없다.

일반적으로 EPC(Engineering, Procurement and Construction)관련 서비스가 이에 해당이 되며 이는 IPP와도 연관이 된다. EPC업체가 건설관련 서비스를 제공하는 경우에는 2% - 6%의 최종분리과세를 하여야 한다.

이에 해당하는 주요 서비스는 다음과 같다:

- a) 토지 및 건물의 임대 (10% 원천징수)
- b) 예적금 이자와 중앙은행 예금증서에 대한 이자(20% 원천징수)
- c) 건설 시공, 설계 및 감리에 대한 대가 (2% - 6% 원천징수)

6.2.3 자본이득세(Capital gains tax)

인도네시아 소득세법은 수익과 자본의 증가에 대하여 구분을 두지 아니한다. 대신에 자산의 매각에 따른 수익은 일반적으로 소득으로 처리된다.

다만, 일부 자산의 양도에 대하여 일부 예외 조항을 두고 있다. 비거주자가 인도네시아의 비상장 주식을 매각할 경우에는 거래금액의 5%의 양도소득세를 부과한다. 이는 주식양도자가 실제 양도차익이 있는지 여부와 무관하게 거래금액에 부과된다.

또한 인도네시아 주식시장(IDX)에 상장된 주식의 매각의 경우에는 거래금액의 0.1%가 양도소득세로 부과된다. 이와 관련하여 창업주가 0.1%의 양도소득세 규정을 적용받기 위하여는 상장시점에 시장가격의 0.5%를 납부하여야 하며, 그렇지 않은 경우 양도차익에 대하여 일반 세법을 적용받게 된다.

6.2.4 부가가치세(Value Added Tax, VAT)

인도네시아는 현행 부가가치세법 No.42/2009에 따라 부가가치세를 부과한다. 현행 부가가치세율은 10%이며, 재화의 수출 및 일부 서비스의 수출의 경우 0%세율을 적용받을 수 있다. 인도네시아 부가가치세 구조는 한국과 마찬가지로 매출세액(output VAT)과 매입세액(input VAT)의 상계가 가능하며, 매출세액이 매입세액을 초과하는 경우 환급신청이 가능하다. 다만, 부가가치세 부과 대상 재화 또는 용역서비스의 생산과 관련이 없는 매입세액은 공제 받을 수 없다.

일반적으로 소득세 계산시 부가가치세 매출세액과 매입세액은 제외하고 계산하여야 한다.

이론적으로 전력의 공급은 부가가치세 과세 대상에 해당이 되나, 이는 전략적 재화(strategic good)에 해당하여 실질적으로는 부가가치세가 면제된다. 이에 대한 사항은 아래에서 추가로 설명하고 있다.

6.2.5 개인 소득세

근로소득세

개인소득세는 세법상 인도네시아 거주자에게 부과되며 누진 세율로 최대 30%까지 부과되며, 비거주자에게는 20%의 단일세율을 적용한다. 일반적으로 현물로 지급되는 복리후생비(benefit in kind)의 경우 개인소득세 과세대상이 아니며, 이 경우에는 법인세법상 손금으로 인정 받을 수 없다.

인도네시아 거주자에 해당이 되는 경우 전세계 모든 소득을 포함하여 개인소득세를 신고하여야 한다. 비거주자인 경우 인도네시아 원천의 소득에 대해서만 세금을 부담하면 된다.

일반적으로 인도네시아에 183일 이상을 거주하거나, 183일 이상을 거주할 의도를 가지고 거주하고 있는 경우에는 인도네시아 세법상 거주자로 볼 수 있다.

사회 보장 부담금(Badan Penyelenggara Jaminan Sosial, 'BPJS')

인도네시아 내에서 고용계약이 있는 경우 고용주 및 종업원은 하기와 같은 사회 보장 부담금의 적립 의무를 가진다.

현행 BPJS는 2015년 7월 1일자로 개정되어 시행이 되고 있으며, 인도네시아 직원 뿐만 아니라 외국인도 가입하여야 한다. BPJS의 세부사항은 다음과 같다:

구분	담당		범위	적용시점	요율
	이전	신규(현행)			
직원의 사회 보장제도	<ul style="list-style-type: none"> PT Jamsostek, PT ASABRI, PT TASPEN 	BPJS Ketenagakerjaan	산재보험, 노후저축, 사망보험, 연금보험	외국인 고용인은 2015년 7월1일부터 적용	월고정소득의 7.74%. 고용주가 5.74% 부담하며 고용인이 2%를 부담함
건강보험	<ul style="list-style-type: none"> PT Jamsostek, PT Askes, 보건부, 국방부 	BPJS Kesehatan	건강보험	고용주는 2015년 1월 1일부터 고용인을 반드시 가입시켜야 한다.	월고정소득의 5% (최대 IDR 4,725,000). 고용주가 4%를 부담하며, 고용인이 1%를 부담함

6.2.6 수입세(Import taxes)

개요

대부분의 자본재의 수입은 하기의 세금이 부과가 된다.

- 수입관세(Import Duty) : 수입관세는 수입되는 재화의 관세가격에 0%-150%를 적용하며, 현행 최고세율은 40%이다. 관세가격은 CIF(Cost, Insurance and Freight level)를 기준으로 계산하다.
- 부가가치세 : 재화나 서비스의 수입시 발생하며 기준가격은 수입관세를 포함한 CIF가 기준이 되며, 세율은 10%이다.
- 수입 등에 대한 소득세(Article 22) : 소득세의 선납세금에 해당하며, 수입관세를 포함한 CIF가 기준이 되며 일반적으로 관련 재화금액의 2.5%가 과세된다(적합한 수입라이센스를 보유한 수입자의 경우).

수입관세 규정에 따르면, 발전 분야는 하기와 같은 수입관세를 부과한다:

수입재화	수입관세율
Turbines	Up to 5%
Steel	Up to 15%
Boiler Furnaces	0%
Transformers	Up to 10%
Electricity Transmission Cables	Up to 10%

BKPM Masterlist Exemption - Import Duty – 수입관세

투자조정청은 특정 전략적 재화에 대하여 Masterlist를 발행하여 수입관세 면제 혜택을 부여하고 있다. 해당 기계장치와 원재료에 대하여 부가가치세, 사치세 및 수입선납법인세도 면제가 가능하다. 동 Masterlist는 현재 MoF 규정 No.76/2012에서 규정하고 있다.

관세면제 – 수입관세

MoF 규정 No. 66/2015에서 규정한 별도의 수입관세 혜택은 아래에 해당하는 자가 기계장치, 설비 및 장비 등의 자본재(spare part 제외)를 수입하는 경우 수입관세의 면제 혜택을 부여하고 있다:

- a) PLN
- b) 지정된 사업지 내의 IUPTL보유자
- c) IPP가 PLN과 PPA를 체결한 경우
- d) IPP가 지정된 사업지 내의 IUPTL보유자와 PPA를 체결한 경우

면제는 관련 협약서에 명시가 된다.

과거에는 이러한 수입관세의 면제혜택은 관세청에서 결정하였으나, 현재는 BKPM에서 담당하고 있다.

FTA(Free Trade Area) 협정 – 수입관세

추가적인 수입관세 면제 또는 경감 혜택은 인도네시아의 다양한 FTA협정을 통하여 가능하다.

현재 인도네시아는 ASEAN, 호주, 뉴질랜드, 중국, 인도, 한국, 일본 및 파키스탄과 FTA협정을 체결하고 있다.

VAT 면제 – 전략적 재화

전략적 재화로 지정된 과세대상 자본재(플랜트, 기계장치 등)를 공급하거나 수입하는 경우 부가가치세가 면제가 가능하다. 정부령 No. 12/2001(정부령 No.81/2015 및 MoF 규정 No. 268/2015에서 개정)에 따라 VAT과세대상 회사가 과세대상 재화의 생산을 목적으로 하는 자본재를 수입하는 경우 VAT면제가 가능하다.

정부령 No. 81/2015에 따르면, 전력의 공급은 부가세 과세대상 재화에 해당하지만, '전략적 재화'로서 부가세가 면제된다(6,600와트 이상 가구에 공급하는 경우는 예외). 따라서, 전력공급자(PLN포함)는 일반적으로 부가세가 면제되나, VAT과세등록자(PKP)의 등록은 허용되고 있으며, 이를 통하여 수입 자본재의 부가세 면제 혜택을 받을 수 있다(2016년 1월 1일부터 전력이 부가세 면제대상임에도 불구하고 IPP는 의무적으로 부가세 과세등록번호를 받아야 한다).

VAT면제를 받기위해서는 IPP는 수입과 관련한 서류를 첨부한 부가세 면제 신청서를 DGT에 제출하여야 한다.

수입선납법인세(Article 22) 의 면제

현행 세법상 수입선납법인세는 하기의 조건을 만족하는 경우에 한하여 면제가 가능하다.

- a) 납세의무자가 신규 법인일 것
- b) 납세의무자가 BPKM의 Master list facility를 취득한 경우
- c) 납세의무자가 법인세 납부포지션(underpayment position)이 아닌 경우

O&M서비스의 부가세 면제

전력 발전 지원분야의 O&M서비스를 영위하는 회사는 일반적으로 부가세법상 일반과세자에 속한다. 즉, 매입세액은 credit으로 계상이 가능하며 매출세액과 상계 또는 환급을 받을 수 있다.

6.2.7 지방세(Resisional Tax)

지방자치법 No. 32/2004 및 그 개정안(법No. 23/2014 및 개정안)에 따라 일부 과세권한이 인도네시아의 지방정부에 전속되었다. 이러한 규정은 현재 법 No. 28/2009(법 No. 23/2014에서 일부 개정)에 명시되어 있으며, 지방세 해당세목과 세율을 포함하고 있다. 각각의 세금은 지방 시행령에 따라 결정된다.

지방세는 다음과 같이 요약된다:

Type of Regional Tax	Maximum Tariff	Current Tariff	Imposition Base
A. Provincial Taxes			
		Non-public vehicles	
1	Taxes on motor vehicle and heavy equipment	10% p.a.	<p>1% – 2% for the first private vehicle owned</p> <p>2% – 10% for the second and more private vehicle owned</p> <p>0.5% – 1% public vehicles</p> <p>0.1% – 0.2% heavy equipment vehicle</p> <p>Calculated with reference to sales value and a weight factor (size, fuel, type, etc.) Government tables will be published annually to enable calculation.</p>

Type of Regional Tax	Maximum Tariff	Current Tariff	Imposition Base
2 Title transfer fees on motor vehicles, above-water vessels and heavy equipment	20%	Motor vehicle	
		20% on first title transfer	
		1% on second or more title transfer	
		Heavy equipment	
		0.75% on first title transfer	
		0.075% on any title transfers after the first	
3 Tax on motor vehicle fuel	10%	Public vehicles: at least 50% lower than tax on non-public vehicle fuel (depending on each region)	Sales price of fuel (gasoline, diesel fuel and gas fuel)
4 Tax on the collection and utilisation of underground water and surface water	10%	Tariff on surface water only	Purchase value of water (determined by applying a number of factors).
B. Regency and Municipal Taxes			
5 Tax on street lighting	10%	3% utilisation by industry	Sales value of electricity (power bill)
		1.5% personal use	
6 Tax on non-metal mineral and rock (formerly C-Category mined substance collection)	25%	Set by region	
7 Tax on groundwater	20%	Set by region	Purchase value
8 Land and buildings tax	0.3%	Set by region	Only on certain types of land and buildings
9 Duty on the acquisition of land and building rights	5%	Set by region	Land and buildings sale value

6.2.8 인지세(Stamp Duty)

인도네시아의 인지세는 일부 타국가와는 달리 소액으로 특정 문서에 대하여 IDR 6,000 또는 IDR 3,000의 고정금액을 납부하여야 한다. 금액적으로 부담이 미미하므로 납세의무자 입장에서 재정적인 부담이 없다.

6.3 발전분야에 있어 세무상 이슈

6.3.1 소득세

앞서 설명한 바와 같이 인도네시아 내 발전분야에 대한 세법규정은 대부분 일반 세법에 의존하고 있다. 이는 다른 자원 분야의 투자 프로젝트에 대한 특정 세법 규정이 적용되는 것과는 상반되는 것으로 해석된다. 또한, 신규 회계기준인 ISAK 8(약정리스)과 ISAK16(민간투자사업)의 도입으로 인한 세법상 불확실성이 증가하게 되었다.

발전소를 영위하는 회사의 상업적 특성은 일반적인 제조업, 서비스업과 달리 일반적으로 대규모 자원 개발 프로젝트와 유사하다. 예를 들면, 발전소 프로젝트는 하기와 같은 특성을 가진다.

- a) 프로젝트의 예비 사업 타당성 검토, 프로젝트의 실행가능성 검토 및 모델링 리뷰에 오랜 기간이 소요되며, 다수의 재무적 투자자를 포함한 많은 수의 이해관계자가 있음.
- b) 사업 초기 대규모의 선행 투자가 필요하며, 정부 또는 투자자가 요구하는 부채/자본 비율을 준수하여야 함.
- c) 일반적으로 하나의 고객과 계약이 이루어지며 상당기간 긴 시간동안 초기 투자비용 및 이윤을 보상받기 위한 가격책정이 협상을 통하여 이루어짐
- d) 잉여현금흐름의 발생의 시점에 대한 경제적인 민감도가 높기 때문에 이자비용 자본화, 감가상각 내용연수 분류과 관련한 감가상각 또는 상각에 대한 정책에 상당한 관심이 있음

상기의 프로젝트 특성상, 현행 인도네시아 세법하에서는 하기와 같은 문제가 발생할 수 있다.

- a) 프로젝트 법인 설립 전 지출 비용 및 개발에 소요된 비용에 대한 손금 인정 여부
- b) 일반 투자법 하에서 장기 프로젝트에 대하여 모델링시 세무상 불확실성
- c) 사업 초기에 대규모 감가상각 및 상각비로 인한 영업손실이 발생하는 경우 기존의 이월세액공제(5년)가 경제적 실질을 반영하지 못함
- d) 전력 공급자로서 VAT면제를 받지 못하는 경우 추가적인 비용 부담이 있음

6.3.2 VAT

앞서 설명한 바와 같이, 전력은 '전략적 재화'에 해당하여 일반적으로 VAT를 면제 받을 수 있다.

한 가지 주의할 사항은 프로젝트 회사가 전력공급에 대한 VAT매출세액을 면제받음으로 인하여 회사는 관련 VAT매입세액을 공제 받을 수 없다는 점이다. 이로 인하여 인도네시아의 전력공급회사는 전력공급 사업만을 영위하며, 다른 사업을 같이 영위하지 않는다. 이 경우 VAT매입세액은 법인세 계산시 손금으로 인정받을 수 있다. 이는 일반기업이 VAT매입세액을 회사의 credit으로 매출세액과 상계하거나 환급하는 구조와는 다른 특별한 경우로 볼 수 있다.

실제로 VAT매입세액을 credit으로 계상하지 못하고 법인세 계산시 손금으로 사용하는 경우 회사는 약 7.5%(10%VAT x (1-0.25))의 추가적인 비용 부담이 있다. 이는 프로젝트 사업성에 중요한 영향을 미치는 요소로서 전력공급회사는 추가적인 비용 및 현금흐름의 부담을 피하기 위하여 자본재의 수입시 부가세 면제 혜택을 받아야 한다.

6.4 재생에너지 발전에 대한 세무 이슈

6.4.1 지열관련 정부 수입과 세금

기존의 지열발전은 Presidential Decree(PD) 45/1991 (PD No. 22/1981로 개정)에 따라 Joint Operation Contract("JoC")에 의해 관할 되었으며, PERTAMINA(현재 PGE)와 그 계약자가 통합적으로 지열발전 관련 활동을 영위하였다. 즉, 지열발전을 위하여 탐사와 개발활동을 수행하고 발전소를 건설하여 전력을 PLN 또는 타 고객에게 판매할 수 있었다. PERTAMINA는 운영에 책임이 있으며, 반면에 계약자들은 지열에너지를 위한 증기의 생산 및 운송에 대한 책임을 부담하였다.

세무적인 관점에서는 JoC는 'lex specialis'(특별법 우선의 원칙)'에 해당하며 이로 인하여 일반적으로 34%의 세금을 부담하였다. 동 34%의 세금은 소득세, 부가세, 수입관세, 부동산세를 포함한 모든 세금부담 의무를 포괄적으로 포함한다.

그러나, 2003년 지열법은 이러한 포괄적인 34%의 세율을 철회하였으며, 현재 지열법 No. 21/2014에 따르면 지열발전과 관련하여 별도의 세금규정을 두고 있지 아니하다. 이는 현행 세법과 규정이 non-JoC 지열 프로젝트에 적용이 된다는 의미이다. 또한, 이는 앞에서 언급한 대부분의 소득세 이슈가 non-JoC 지열 프로젝트(2003 지열법 발효 이후의 모든 지열 프로젝트)에도 동일하게 적용된다는 것을 의미한다. 이러한 관점에서, 지열, 증기 및 지열발전에서 발생하는 모든 수익은 일반 법인세율인 25%를 적용받게 된다.

6.4.2 지열프로젝트 관련 VAT

지열활동으로부터 생산되는 증기는 광업생산, 원천으로부터 직접 채굴과 같이 간주된다. 현행 부가세법에 따르면, 증기의 공급은 부가세 면세에 해당한다. 이는 2003년 이후의 협약에 따른 프로젝트에서는 증기 및 전력의 공급과 관련된 부가세 매입세액은 지열 발전에 사용되었는지 여부와 무관하게 부가세 매입세액으로 Credit이 될 수 없다. 동 부가세 매입세액은 법인세 관점에서 손금산입이 될 수 있다.

또한, 기존의 JoC협약에서는 부가세는 환급이 가능한 점을 고려할 때 이는 상충되는 조항에 해당된다. 이전 JoC체제의 부가세 환급과 관련하여서는 재무부 규정 No. 142/2013을 참고하길 바란다.

6.4.3 지열 활동과 관련한 소득세 개정안

DGT는 2009년 12월에 non-JoC 지열 분야에 대하여 소득세 개정안을 회람하였다. 개정안의 주요 내용은 다음과 같다:

- 세금의 계산은 현행 소득세법에 따른다. 예외사항으로는 이월결손금 공제를 5년에서 7년으로 연장이 가능하다. 또한, 고정보수(fixed retributions), 생산보수 (production retributions) 및 보너스는 손금산입이 가능하다.
- Presidential Decree No. 76/2000 이전에 서명된 모든 지열관련 계약은 현행 GR 규정에 맞도록 3년 이내에 개정되어야 한다.

6.4.4 재생에너지 전력발전을 위한 인센티브

재생에너지 전력발전을 위하여 다양한 세무 인센티브 규정이 있으며, 다음과 같다:

- GR No.18/2015 (GR No.9/2016으로 개정) : 하기의 투자 인센티브(Tax incentive)를 규정
 - 상업생산시점 부터 연간 5%씩, 6년간 투자금액의 30%까지 소득공제
 - 이월결손금 공제기간을 최대 10년까지 연장
 - 가속상각 인정
 - 비거주자에 대한 배당 원천세율 10%로 경감GR No.18은 재생에너지 분야의 IPP에 적용이 됨을 언급하고 있다.
- 재무부 규정 No. 177/2007 : 동 규정은 지열 사업에 사용되는 재화의 수입에 대하여 수입관세 면제 규정을 포함하고 있다. 동 면제 조항을 지열 사업지, 예비 조사 데이터 또는 IUP를 받은 기업에 한하여 적용된다.
- 재무부 규정 No. 142/2015 : 동 규정은 탐사과 개발 단계에 있는 지열 프로젝트와 관련하여 수입 부가세 면제 규정을 포함하고 있다.
- 재무부 규정 No. 21/2010 : 동 규정은 재생에너지와 관련된 IPP의 수입 원천세 (Article 22)의 면제 규정을 포함하고 있다.

또한, 선도산업을 영위하는 납세자를 위하여 보다 포괄적인 소득세 혜택인 Tax Holiday규정을 두고 있다. 재무부 규정 No. 159/2015에 따르면, 특정 투자자는 법인세는 5 – 15년 동안 10 – 100% 까지 경감을 받을 수 있다. 재무부는 프로젝트가 국가 중점 사업인 경우에는 이를 20년까지 연장할 수 있다. 신청 절차는 BKPM으로 일원화

되었으며, 동 혜택은 2018년 8월 15일자로 종료된다.

동 혜택을 신청하기 위하여는 아래의 요건을 충족하여야 한다:

- a) 선도산업에 속하는 기업에만 적용이 가능하며, 선도사업이란 광범위한 연계성을 가지고 가치창출 및 외부효과가 높고 신기술에 해당하며 국가 경제에 전략적 가치를 가지는 산업을 말한다.
- b) 최소 1조 루피아 이상의 신규 자본 투자를 계획하고 있는 기업
- c) 투자 계획 금액의 최소 10%를 인도네시아 소재 은행에 예치하고 투자 계획 실현 이전에 예치금을 인출하지 아니할 것
- d) 2011년 8월 14일 이후에 인도네시아에 설립되었을 것
- e) 재무부에서 요구하는 최소 부채/자본 규정을 만족할 것

재무부 규정 No. 159/2015에서는 신재생에너지가 선도산업의 정의에서 삭제되었으나, 인프라스트럭처 프로젝트는 여전히 포함되어 있다. 이로 인하여 재생에너지를 영위하는 IPP에 있어 규정이 불명확하다. 그러나 GR No. 18의 인센티브는 여전히 재생에너지 IPP가 적용이 가능하다.

7. 회계상 고려사항



Photo source: PT Paiton Energy

7.1 전형적인 전력발전 분야의 회계처리

인도네시아 회계기준 (PSAKs)은 2012년 1월1일부터 시작하는 회계 보고 기간에 대하여 주요 국제회계기준(IFRS)을 도입하였으며, 현재에는 대부분의 국제회계기준이 도입되었다. 국제회계준의 도입은 최근에 투자된 IPP프로젝트에도 회계적으로 많은 부분 영향을 미쳤으며 자세한 사항은 아래에서 설명하고 있다.

7.1.1 리스를 포함하고 있는 약정

PSAK는 한번 또는 일련의 사용료 지급에 대한 대가로 사용권을 이전하기로 하는 약정은 리스로 회계처리하도록 요구하고 있다.

이러한 약정은 신재생에너지 발전 분야에서 흔하게 사용되고 있으며 풍력발전, 태양광 발전 및 바이오매스 발전을 통하여 전력을 생산하는 사업자가 PLN과의 PPA를 통하여 전력을 판매하는 것이 이에 해당한다.

ISAK 8, Determining Whether an Arrangement Contains a Lease (IFRIC 4와 동일)는 약정에 리스가 포함되어 있는지를 판단하는 지침이 포함되어 있다.

약정이 리스 계약을 포함하는 것으로 판단이 되는 경우에 약정은 다시 PSAK 30에 따라 금융리스 또는 운용리스 여부를 판단하여야 한다(IAS 17과 동일). 리스계약이 영업의 중대한 효익과 위험을 이전하는 경우 이러한 리스는 금융리스로 분류되어야 하며 이외의 리스는 운용리스로 분류되어야 한다.

금융리스와 운용리스의 분류는 하기의 사유로 인하여 회계상 매우 중요하다.

- 금융리스의 제공자(lessor)는 발전 설비(generating assets)를 회계상 고정자산 (fixed assets)으로 인식하지 아니하고 금융리스채권(finance lease receivable)으로 인식하여야 한다.
- 금융리스의 이용자(lessee)는 PPA를 미이행계약(executory contract)으로 인식하지 아니하고 발전 설비 관련하여 고정자산 및 금융리스부채를 인식하여야 한다.

운용리스로 분류하는 경우에는 리스제공자는 재무상태표에 고정자산을 인식하고 리스이용자는 미이행 계약을 인식하여야 한다.

국제회계기준위원회(International Accounting Standards Board, IASB)는 동 약정리스와 관련한 기준을 지속적으로 검토하고 있으며, PSAKs도 IFRS의 개정사항을 지속하여 반영 할 예정이다. IPP 및 잠재 투자자들은 동 기준의 개정 여부 및 내용을 계속하여 주시하여야 한다.

전력구매협약(PPA)

PPA가 상기의 약정 리스를 포함하는지 여부를 판단하는 것은 쉽지 않다. 예를 들면 구매자가 특정 설비로부터 생산되는 산출물의 전량 또는 중대한 수량을 매입하는 경우라 하더라도 구매자가 '자산의 사용에 대한 권리'의 대가로 약정 대가를 지급하는 것으로 볼 수는 없다. 구매자가 지급하는 가격이 '산출물의 단위당 고정된 가격' 이거나 '인도 당시의 현행시장가격'과 동일한 경우에는 특정 설비로부터 생산된 산출물의 전부 또는 대부분에 대한 약정이 자산의 사용권을 이전하는 것이 아니라 재화나 용역에 대한 대가를 지급하는 것으로 볼 수 있다.

ISAK 8 상 "산출물 단위당 고정가격"에 대하여는 이견이 있으며 실무적으로 두 가지로 해석이 된다. "산출물 단위당 고정가격"이란 계약서상 가격이 고정되어 있어야 한다는 관점과 계약기간 동안에 산출물의 인도시 구매자와 판매자가 각 시점별로 고정가격을 결정할 수 있는 경우에 적용이 가능하다라는 관점이 있다. 회계상 재무보고의 측면에서는 두 가지 관점이 모두 가능하며 이는 회계 정책의 선택으로 회사가 판단하여야 한다. 회사는 회계 정책을 선택 및 시행한 경우에 이를 공시하여야 하며 유사한 거래에 있어 동일하게 지속적으로 적용하여야 한다.

"인도 당시의 현행시장가격"은 상대적으로 엄격하게 해석이 된다. 예를 들어, 약정에 매입가격의 상한 또는 하한기준을 정하고 있는 경우에 이는 인도시 현행시장가격에 해당하는 것으로 볼 수 없다. 시장가격은 인도 시점별로 지속적으로 변동하며 가격의 범위를 임의로 정할 수 없다.

7.1.2 민간 투자 사업(service concession arrangements)

공공-민간 파트너쉽(PPP)은 정부가 인프라스트럭쳐 투자 부문에 민간 부문의 참여를 유도하기 위한 협약이다. 앞서 설명한 바와 같이 PPP는 전력 발전 분야를 포함하고 있다. 이러한 종류의 협약은 민간투자사업으로 일컬어지며 회계처리와 관련해서는 ISAK 16 Service Concession Agreements (IFRIC12와 동일)에서 규정하고 있다.

ISAK 16에 해당하는 계약은 민간 투자자(또는 사업시행자)가 인프라스트럭쳐(예를 들어 전력 발전소)를 건설하고 유지하며 공공기관(발전 분야의 경우 PLN)에 서비스를 제공하는 형태이다. 사업시행자는 서비스에 대한 대가를 다양한 방법으로 수령하게 된다. 대부분의 민간투자사업의 경우는 관련 인프라스트럭쳐 자산을 일정 기간 이후에 양도하거나 반납하는 조건을 포함하고 있다.

ISAK 16은 다음을 모두 충족하는 민간투자사업에 적용한다.

- 사업시행자가 인프라스트럭쳐를 이용하여 제공하는 서비스의 내용, 이용자 및 가격(사용료)을 사업허가자가 통제하거나 감독한다.
- 사업허가자가 소유권이나 수익권 등을 통하여 사업기간 말에 인프라스트럭쳐의 잔여지분의 유의적인 부분을 통제한다.

전력 분야에서는 민간 투자자와 PLN의 Build-Own-Operate-Transfer 형태의 계약이 가장 일반적인 민간투자사업 협약에 속한다. 이러한 협약은 위에서 설명한 ISAK 16의 범위에 포함될 수 있다.

ISAK 16은 사업시행자(operator)가 민간투자사업 협약을 통하여 서비스를 제공하는 경우, 사업시행자가 받거나 받을 수 있는 대가는 공정가치로 인식하여야 한다. 서비스의 대가에 대하여 하기와 같이 두 가지로 회계처리 하도록 규정하고 있다.

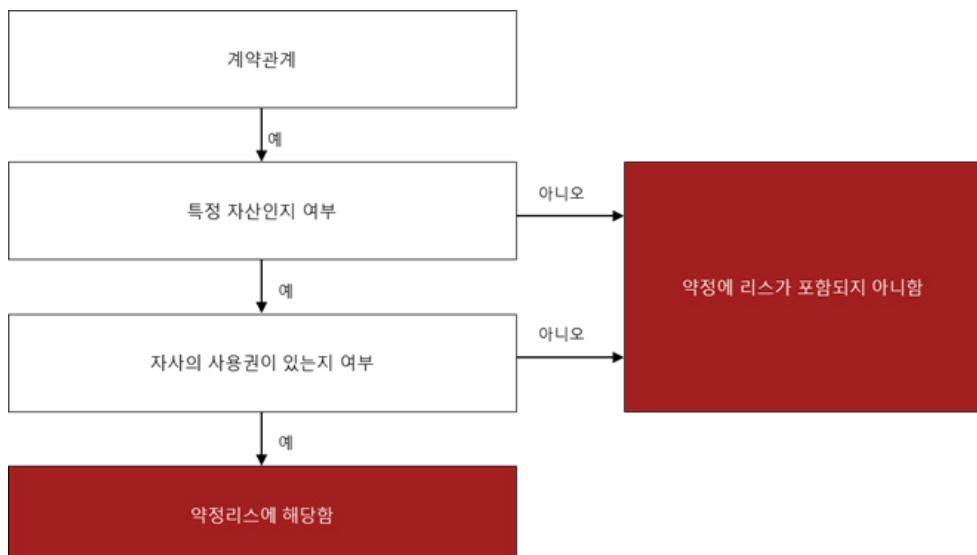
- 사업시행자가 사업허가자로부터 또는 사업허가자의 지시에 따라 현금 또는 다른 금융자산을 받을 수 있는 무조건부의 계약상 권리를 한도로 금융자산(financial asset)을 인식한다. 예를 들면, 발전설비는 고정자산이 아닌 금융자산으로 인식되어야 한다.
- 사업시행자는 공공서비스의 이용자에게 사용료를 부과 할 수 있는 권리(사업면허)를 한도로 무형자산을 인식한다. 이용자에 대한 사용료 부과 권리는 그 금액이 이용자들의 사용 정도에 따라 달라지기 때문에 현금을 받을 무조건부의 권리와 다르다.

일반적으로 정부와 서비스 제공자 간의 협약은 단순하지 않다. 해당 협약이 ISAK 16에 적용이 되는지 여부 및 금융자산과 무형자산의 분류에 대한 사항은 구체적인 분석이 필요하다. 또한 사업시행자가 서비스의 대가를 일부는 금융자산으로 받고 일부는 무형자산으로 받는다면 각각을 분리하여 회계처리하여야 한다.

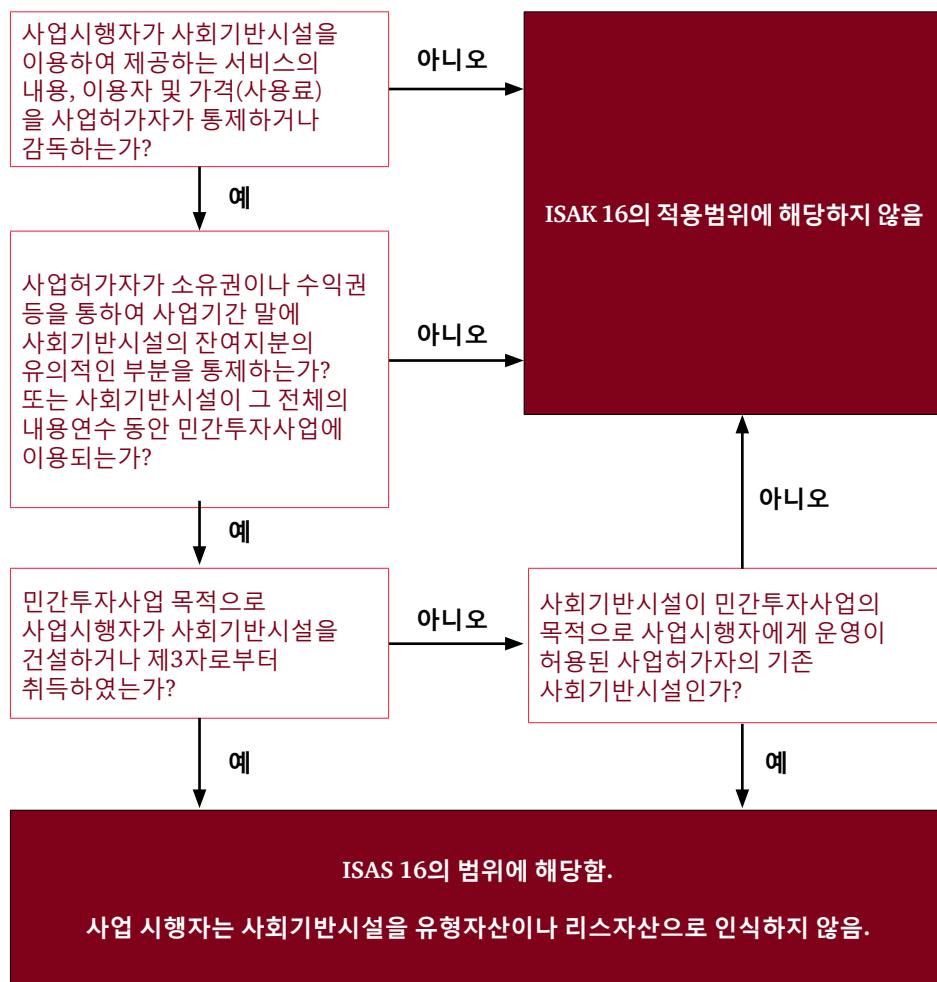
7.1.3 회계기준의 적용

다음은 ISAK 8과 ISAK 16을 적용시 방법의 결정에 대한 표는 다음과 같다.

ISAK 8 – 계약에 리스가 포함되어 있는지에 대한 결정



IASK 16 – 민간투자사업에 대한 회계처리 요약



정부-민간 계약(PPP) 형태에 정용되는 PSAK

다음의 표는 공공부문의 서비스의 제공에 민간부문이 참여하는 전형적인 사업의 형태와 이러한 사업에 적용되는 PSAK의 참조를 제공한다. 아래의 목록은 모든 사업 형태를 포함하지는 않는다. 이 표의 목적은 사업의 연속성을 강조하는 것이다. 민간투자사업의 회계처리 사이에 명확한 구분이 있다는 인상을 주는 것은 PSAK의 의도가 아니다.

범주	리스	서비스 제공자			소유자	
전형적인 사업형태	리스(예: 사업시행자가 사업하자가자로부터 자산을 리스한 경우)	서비스 그리고/ 또는 유지보수 계약	복구 운용 이전	건설 운용 이전	건설 소유 운용	100% 매각/ 민영화/ 기업화
자산 소유권	사업하자가자				사업시행자	
자본 투자	사업하자가자				사업시행자	
수요 위험	공유	사업하자가자		사업시행자 그리고/또는 사업하자가자	사업시행자	
전형적인 기간	8-20년	1-5년	25-30년			비한정 (또는 라이선스로 제한될수 있다)
잔여지분	사업하자가자				사업시행자	
관련 PSAKs	PSAK 30 – 리스	PSAK 23 – 수익	PSAK 16 – 민간투자사업	PSAK 16 – 고정자산		

7.1.4 PSAK, US GAAP 및 IFRS 하 주요한 회계기준

아래 표는 전형적인 전력 발전 회사와 관련된 인도네시아 회계기준(PSAK), US GAAP 및 IFRS의 주요한 기준 내용 및 차이점의 요약이다.

전력발전의 회계처리			
인도네시아 GAAP, US GAAP 및 IFRS 의 비교			
분야	IFRS	US GAAP	인도네시아 GAAP
민간투자사업의 기준과 분류	특정 조건을 만족하는 민간투자사업 계약은 해당 계약이 금융자산 또는 무형자산으로 분류되는지 검토되어야 함.	주요한 관점에 대해서 IFRS와 일치함.	주요한 관점에 대해서 IFRS와 일치함.
리스를 포함하는 약정: 소급적용	한 번 또는 일련의 지급에 대한 대가로 합의된 기간 동안 자산의 사용권을 이전하기로 하는 약정은 특정 조건을 만족하는 경우 리스로 분류됨. 이는 법적인 계약 형태가 리스가 아닌 경우에도 적용됨. IFRS 기준서인 IFRIC 4에 따라 기존 계약들에 대해 해당 규정이 적용되는지 검토되어야 함(기존 계약에 대한 예외는 없음).	IFRS와 유사하나 US GAAP 기준서인 EITF 01-8 (ASC 840에 명문화됨)는 새로운 계약이나 기존 계약이 수정되는 경우에만 해당 기준서를 적용하도록 함(기준 계약에 대한 예외가 있음).	주요한 관점에 대해서 IFRS와 일치함.

7.2 운영 및 유지와 관련한 회계처리(O&M accounting)

전력 발전의 운영 및 유지 사업과 관련하여 제정된 특정 회계기준은 없으며 일반 회계기준이 적용된다.

7.3 지열 발전을 위한 회계처리

앞서 4장에서 설명한 바와 같이, 재생에너지 프로젝트의 주요 회계처리기준은 기존의 발전분야와 동일하다.

그러나, 지열의 탐사와 평가(Exploration and Evaluation, E&E)와 관련한 회계처리는 오일 및 가스 산업의 활동과 유사하며, 탐사와 평가 비용의 처리에 대한 가이드라인으로 사용될 수 있다.

PSAK 64 광물자원의 탐사와 평가(IFRS 6와 유사)에서 규정한 탐사평가자산은 탐사에 대한 법적인 권리를 취득한 시점부터 계상할 수 있다. 법적인 권리를 취득 이전에 지출한 비용은 전액 비용으로 인식한다.

탐사와 평가 비용 및 후속 개발비용의 인식을 위하여 GAAP을 기준으로 하는 일반적으로 널리 인정된 두 가지 방법이 사용되었다:

- a) Successfull effort;
- b) Full cost

두 가지 방법이 PSAK의 개념체계에 완전히 충족되지 아니하지만 개념적인 가치에 대한 논의가 산업내에서 계속되었다. PSAK 64는 탐사와 평가 비용에 대한 중간적인 해결책을 제시하였으며, 채광산업 전반에 대한 회계처리 기준의 제정을 연기하였다.

기업은 탐사와 평가 비용에 대하여 PSAK에 따라 회계처리 기준을 정하여 회계처리하거나 PSAK 64에서 승인된 예외규정에 따라야 한다.

PSAK 64는 기업이 탐사와 평가 비용에 대하여 GAAP에 따라 회계처리하는 것을 인정하고 있다. 그러나 기업은 탐사와 평가 비용에 대하여 회계처리의 변경이 IFRS 개념체계에 보다 부합하는 방향으로 회계처리 기준을 변경할 수 있다.

경제적 실현가능성이 확립된 이후에 발생한 비용은 자원이 상업화 단계에 이르게 하기 위한 필수적인 비용만이 자본화 되어야 한다. 상업화 단계 이후에 발생한 비용은 자산의 인식 요건을 만족하기 못하는 경우 자본화가 될 수 없다.

PSAK와 IFRS의 주요 차이의 요약 및 구체적인 회계처리 규정은 IFRS와 PSAK의 비교 책자와 전력 및 유틸리티 산업의 재무제표 보고 책자를 참고하길 바란다.

7.4 IFRS 15 – 수익 인식에 대한 신규 회계처리 규정

IFRS 15는 2018년 1월 1일 이후 최초로 시작되는 회계연도부터 IFRS 15 '고객과의 계약에서 생기는 수익' 기준서 적용을 의무화하였다. 기존의 IAS 18에서는 판매된 재화의 소유권과 위험의 이전에 따라 수익의 인식을 결정하는 반면에, IFRS 15에서는 기업이 고객에게 약속한 재화나 용역의 이전을 나타내도록 해당 재화나 용역의 대가로 받을 권리를 갖게 될 것으로 예상되는 대가를 반영한 금액으로 수익을 인식하도록 하고 있다. 핵심 원칙에 따라 수익을 인식하기 위해서는 다음의 단계를 적용하여야 한다:

- 1단계 : 고객과의 계약을 식별
- 2단계 : 계약내에서 수행의무를 식별
- 3단계 : 거래가격을 산정
- 4단계 : 거래가격을 계약 내 수행의무에 배분
- 5단계 : 수행의무를 이행할 때(또는 기간에 걸쳐 이행하는 대로) 수익을 인식

기업은 계약의 용어, 특성, 시기 및 불확실성에 대하여 판단을 하여야 한다. 새로운 매출인식 규정은 많은 수의 발전회사의 매출액의 금액과 인식 시점에 변화를 가져올 것이다.

IFRS 15의 도입에 따라 발전회사의 현행 매출인식의 변화와 관련하여 예상되는 시나리오는 다음과 같다. 발전회사별로 복잡하고 다양한 계약을 포함하고 있기 때문에 아래에서는 모든 계약의 구조를 다룰 수 없음을 참고하길 바란다.

발전회사에 있어 잠재적인 영향

시나리오	잠재적인 영향
지급약정 계약 (Take-or-pay arrangement)	<ul style="list-style-type: none"> 지급약정 계약은 PPA에서 일반적인 계약이며, 고객은 계약 기간동안 공급자에게 최소 전력을 구매 및 대금을 지급하여야 한다. 지급약정 계약을 포함한 PPA는 IFRS 16 '리스'를 적용하지 아니하며, IFRS 15는 고객이 모든 계약의 법적인 의무를 수행하지 아니할 때 발생하는 미행사 부분(Breakage)에 대한 회계처리를 규정하고 있다. 미행사 부분은 일반적으로 고객이 환불받을 수 없는 선급금을 기업에 지급하고, 계약상 의무인 계약된 전력을 인수하지 아니할 때 발생한다. 기준의 회계규정에서는 이러한 미행사 부분에 대한 명확한 회계처리 지침이 없으나, IFRS 15에서는 기업이 계약부채 중 미행사 금액을 받을 권리를 갖게 될 것으로 예상된다면, 고객이 권리를 행사하는 방식에 따라 그 예상되는 미행사 금액을 수익으로 인식한다. 전력회사가 계약된 전력의 미행사 부분이 합리적으로 예상이 된다면 이로 인하여 수익을 인식할 수 있다. 미행사 금액을 받을 권리를 갖게 될 것으로 예상되지 않는다면, 고객이 그 남은 권리를 행사할 가능성이 희박해질 때 예상되는 미행사 금액을 수익으로 인식한다.
조건부 대가 (Contingent consideration)	<ul style="list-style-type: none"> 조건부 대가도 PPA에 일반적인 계약 중에 하나이며, 전력공급 대가가 실제 열량, 성능보너스, 단계적 가격 등에 의해 조정이 되는 계약구조이다. IFRS 15에 따르면, 전력회사는 변동대가의 금액을 추정할 수 있으며, 계약의 총 거래가격에 측정에 변동대가를 포함할 수 있다. 그러나 전력회사는 변동대가와 관련된 불확실성이 나중에 해소될 때, 이미 인식한 누적 수익 금액 중 유의적인 부분을 환원하지 않을 가능성이 매우 높은 정도까지만 수익을 인식할 수 있다. 그렇지 않은 경우에는, 전력회사는 불확실성이 해소되는 시점까지 변동대가의 인식을 이연하여야 한다. 전력회사는 협약의 사실과 상황을 기준으로 판단을 통한 의사결정을 하여야 하며, 수익 인식의 기준은 IFRS 15의 결과에 따라 달라질 것이다.

시나리오	잠재적인 영향
계약원가 (Contract costs)	<ul style="list-style-type: none"> 전력회사가 PPA의 취득에 소요된 비용과 관련한 회계처리 지침도 제공하고 있다. IFRS 15은 전력회사가 PPA의 취득을 위한 에이전트에게 지급되는 커미션 비용을 포함하여 계약서의 취득과 관련된 비용의 자산화를 인정하고 있다. 계약원가가 자산화 된 경우에는, 이를 계약 기간 동안에 상각하여야 한다. IFRS 15는 계약기간 동안의 영업이익, 비용의 인식에 변화를 가져오게 될 것이다.
계약변경 (Contract modification)	<ul style="list-style-type: none"> IFRS 15는 또한 계약변경에 대한 회계처리 규정을 포함하고 있다. 예를 들면, 전력회사가 추가 되는 계약기간 동안 전력을 공급하기 위하여 계약기간의 연장과 새로운 가격에 합의를 한 경우, 다음과 같이 구분 될 수 있다. 전력회사는 신규 기간과 가격에 대한 계약을 아래의 두 가지 방법으로 회계처리 할 수 있다: <ul style="list-style-type: none"> 계약을 전진적으로 회계처리함. 계약변경이 추가적인 전력공급을 발생시키고 신규 가격이 추가되는 전력공급에 별도로 적용이 되는 경우에는, 변경된 계약은 기존의 계약과 별도로 간주되어야 한다. 계약변경이 추가적인 전력공급을 발생시켰으나 신규 가격이 추가적인 전력공급량에만 별도로 적용할 수 없는 경우에는 기존의 계약이 종료되며 신규 계약이 체결된 것으로 하여 회계처리하여야 함. 현행 회계처리 기준 하에서, 많은 수의 전력회사는 위의 두 번째 옵션과 같이 신규 가격을 잔여 전력공급에 모두 적용하였다. 그러나, IFRS 15하에서 추가되는 전력 공급기간과 신규 가격의 적용에 따라 수익의 인식이 달라지게 될 것이다.

경과규정 (transitional provisions)

IFRS 보고의무자를 위한 IFRS 15의 적용

IFRS는 2018년 1월 1일 이후 최초로 시작되는 회계연도부터 적용이 되며, 조기 적용할 수도 있다. 전력회사는 동 기준서 적용을 위하여 정보 시스템과 프로세스를 변경하여야 한다.

7.5 IFRS 16 – 리스 회계의 신규 규정

IASB는 2016년 1월에 IFRS 16 '리스'를 발표하였으며 2019년 1월 1일부터 적용이 된다. 기존의 IAS 17의 리스 기준과 달리 IFRS 16은 리스이용자가 금융리스와 운용리스에 대한 구분을하도록 규정하고 있다. 신규 IFRS 16은 리스이용자는 대부분의 리스를 재무상태표에 자본화 할 것을 요구하고 있으며, 관련 부채도 재무상태표에 계상되어야 한다. 12개월 미만의 단기리스와 5천달러 이하의 소액 리스는 예외로 한다.

따라서, IFRS 16은 대부분의 경제성 지표와 성과 지표에 영향을 미치게 되며, 예를 들면, 부채-자본 비율, 유동비율, 이자보상비율, EBIT, EBITDA, 현금흐름 등을 들 수 있다. 2016년 1월에 발표된 IASB의 연구 결과에 따르면, IFRS 16의 도입으로 인하여 대규모 국제적인 에너지 기업의 재무상태표에 30억 달러의 리스자산과 리스부채가 계상될 것으로 예상된다.

이런 변화는 차입약정, 신용도, 차입원가 등 회사의 사업 모델에 다양한 영향을 미칠 수 있다.

IFRS 16이 전력회사에 중요한 이유

현재 운용리스와 공급계약의 회계처리에 있어 중대한 차이점은 없다. 기존의 IFRIC 4 '계약에 리스가 포함되어 있는지에 대한 결정'은 공급계약이 약정리스 요소를 포함하는지에 대한 평가에 대한 지침을 제공하고 있으며, 결과적으로 많은 회사들이 계약에 따라 금융리스를 인식하여야 하는지에 대하여 중점을 두고 있다. 이는 운용리스와 공급계약에 대한 회계처리가 계약기간 동안 발생한 수익과 비용을 손익계산서에 인식하는 방법으로 회계처리 방법이 상당 부분 동일하기 때문이다.

그러나 IFRS 16에 따르면 두 계약의 회계처리는 상이하다. 신규 규정에 따라 대차대조표에 인식하지 아니하는 방법은 계약이 리스를 포함하는지 여부가 매우 중요하다. IFRS 16에 따른 리스에 대한 새로운 정의는 전력회사가 연료구매와 전력판매의 장기계약의 평가에 특히 중요하다. 전력공급계약이 리스를 포함하는 것으로 결정이 되면, 전력구매자는 자산(발전소)의 사용 권리와 이와 관련된 비용지급을 재무상태표에 인식을 하여야 한다.

리스의 정의

IFRS 16은 다음의 조건을 모두 충족하는 경우 계약이 리스를 포함하는 것으로 본다.

- a) 식별 자산이 존재하며,
- b) 대가와 교환하여 식별자산의 사용권을 일정기간 이전하는 계약이나 계약의 일부

식별되는 자산

자산은 계약 내에서 내재적으로 또는 명시적으로 식별될 수 있다. 자산은 일반적으로 분명히 특정하여 식별된다(예를 들어, 특정 발전소는 특정 지역에서 사용되어져야만 한다). 그러나 자산은 고객이 사용할 수 있는 시점에 암묵적으로 특정하여 식별될 수도 있다(예를 들면, 계약의 이행을 위하여 다른 발전소를 타 지역으로부터 조달하는 것이 경제적으로 의미가 없는 경우). 자산이 제대로 작동하지 않는 경우나 기술적인 개선이 가능해지는 경우에, 수선 및 유지를 위하여 자산을 대체하는 공급자의 권리 또는 의무가 고객이 식별되는 자산의 사용권을 가지지 못하게 하는 것은 아니다.

식별되는 자산의 사용통제권

현재 리스의 정의는 사용 기간 동안에 기초 자산의 사용 통제권이 누구에게 귀속되는지 여부가 매우 중요하다. 고객은 사용기간 내내 다음 권리를 모두 갖는 경우에 리스로 식별한다. (1) 식별되는 자산의 사용으로 생기는 경제적 효익의 대부분을 얻을 권리(경제적 효익 요소), (2) 식별되는 자산의 사용을 지시할 권리(권한 요소).

이러한 개념적인 변화는 식별되는 자산(예를 들면, 발전소)으로부터 생산되는 모든 산출물의 구매계약의 검토를 명백하게 하였다. 산출물의 단위당 가격이 고정되어 있지 않으며, 현행 시장가격과 같지 않으면 계약은 IFRIC 4에 따른 리스로 분류된다. 그러나 IFRS 16은 경제적 효익 요소 뿐만아니라 추가적으로 권한요소도 포함하고 있다(예를 들면, 공급되는 전력의 시기과 수량의 결정 권한).

리스에서 고객이 식별되는 자산의 사용 권리의 통제권을 가지므로, 식별되는 자산의 사용통제권은 일반적인 공급 계약에서 공급자가 특정자산의 사용 통제권을 보유하는 것과 비교하여 핵심적인 구분 요소이다.

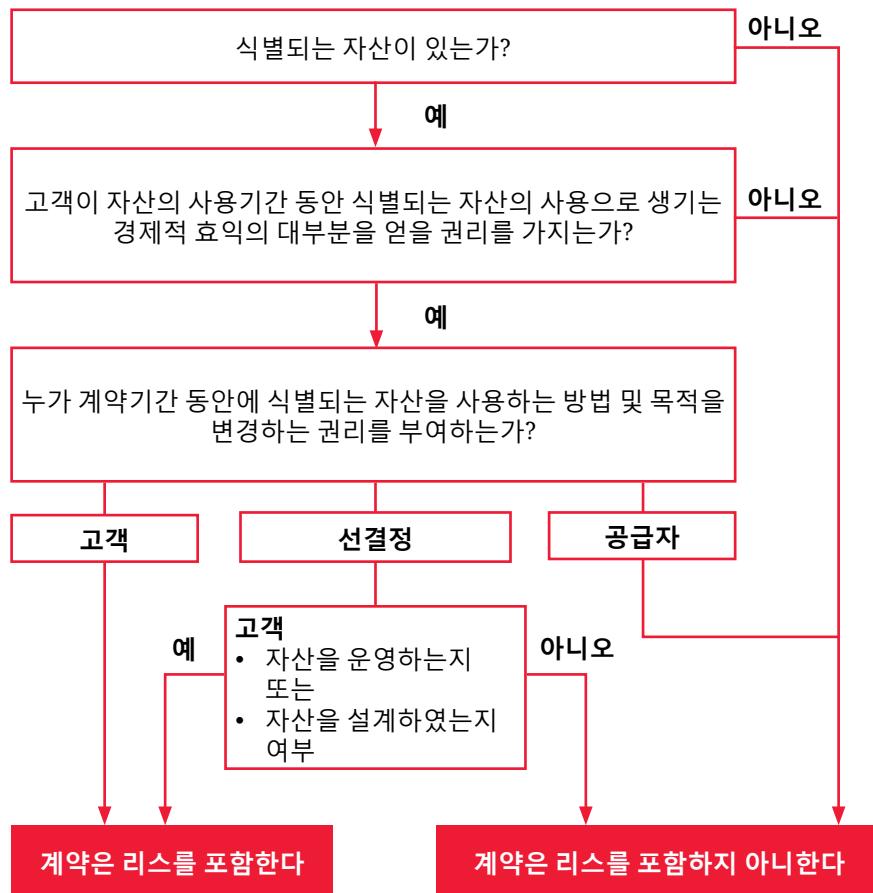
따라서, 고객과 공급자 사이에 어느 쪽이 계약기간 동안에 식별되는 자산을 사용하는 방법 및 목적을 변경하는 권리를 부여하는지 여부가 중요하며, IFRS 16은 다음과 같이 의사결정권의 예시를 들고 있다:

- a) 자산이 생산하는 산출물의 유형을 변경할 권리
- b) 산출물이 생산되는 시기를 변경할 권리
- c) 산출물이 생산되는 장소를 변경할 권리
- d) 산출물 생산 여부와 그 생산량을 변경할 권리

상기의 예시가 모든 것을 포함하는 것은 아니며 독립적으로 판단기준이 되지 아니한다. 즉, 상기 기준을 적용함에 있어 특별한 우선순위는 없다. 약정자산의 의사결정권은 각각의 항목이 연관되어 검토가 되어야 한다. 예를 들면, 전력 공급 계약에 있어 어느 쪽이 다음의 권리를 가지느냐가 중요한 요소이다:

- 얼마나 많은 수량의 전력이 어느 시점에 공급되는지 여부
- 발전소의 가동과 중지를 결정하는지 여부
- 어느 쪽이 발전소에 물리적인 접근 권한이 있는지 여부
- 고객이 발전소 운영을 관리할 수 있는 권한이 있는지 여부

계약이 리스를 포함하는지 여부를 결정하기 위한 분석을 요약하면 하기 표와 같다:



적용사례 예시

IFRS 16은 태양광 발전소로부터 전력구매 계약이 어떻게 리스를 포함하는지를 결정하는지와 관련하여 예시를 포함하고 있다. 아래 예시는 인도네시아 사례에 적합하도록 일부 수정 및 편집한 예시이다.

배경설명		
고객(산업단지)은 전력회사와 20년간 신규 가스화력 발전소(10 MW)로부터 모든 전력을 구매하기로 계약하였다. 발전소는 산업단지 옆에 건설되었다.		
고객의 권리	공급자의 권리	결론
<p>예시 1</p> <p>고객은 발전소가 건설되지 전에 발전소를 설계하였다. 고객은 발전소의 입지와 사용할 장비의 공학기술을 결정할 때 도움을 받기 위해 전문가를 고용하였다.</p> <p>고객은 어느 때나 발전소의 운영을 조사하고 관리할 수 있는 접근성을 가지고 있다.</p> <p>전력의 생산여부, 생산 시기, 생산량은 결정할 사항이 아니며, 그 결정은 자산의 설계로 미리 결정되어 있기 때문이다.</p>	<p>공급자는 고객의 규격에 따라 발전소를 지은 후, 운용하고 유지할 책임을 진다.</p>	<p>이 계약은 다음의 사유로 리스를 포함한다:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 이 계약에는 식별되는 자산이 있다. 발전소는 계약에 분명히 특정되어 있고, 공급자는 특정 발전소를 대체할 권리가 없다; • 고객은 사용기간 20년에 걸쳐 발전소의 사용으로 생기는 경제적 효익의 대부분을 얻을 권리를 가진다. • 고객은 발전소의 사용을 지시할 권리를 가진다. 고객과 공급자 모두 사용기간에 발전소의 사용방법 및 목적을 결정하지 않는다. 그 결정은 자산의 설계로 미리 결정되어 있기 때문이며, 고객이 실질적으로 설계를 하였다.

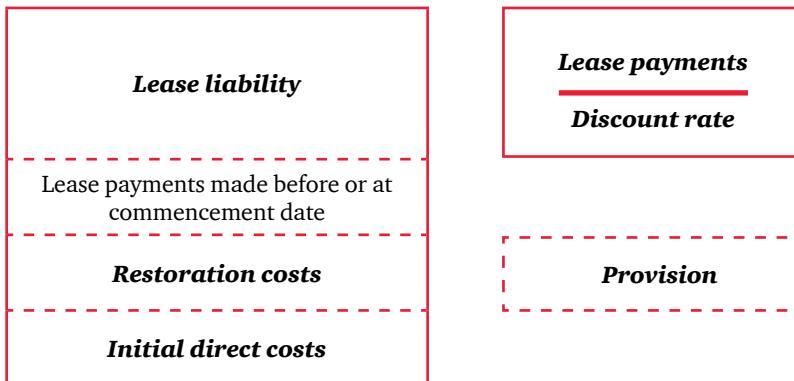
고객의 권리	공급자의 권리	결론
<p>예시 2</p> <p>고객은 사용기간 20년에 걸쳐 특정한 발전소의 사용으로 생기는 경제적 효익의 대부분을 얻을 권리(가진다).</p> <p>계약에서는 사용기간 내내 그 발전소에서 생산할 전력의 양과 시기를 정하고, 특별한 상황(예: 비상상황)이 아니면 그 양과 시기를 변경할 수 없다.</p> <p>고객은 발전소에 접근할 권리(가진다).</p>	<p>공급자는 고객과 계약을 체결하기 몇 년 전인 발전소가 건설되었을 때 발전소를 설계했다. 즉, 고객은 설계에 참여하지 않았다.</p> <p>발전소는 공급자가 소유하고 운용한다.</p> <p>공급자는 산업에서 입증된 운용 관행에 따라 매일 발전소를 운용하고 유지한다.</p> <p>공급자는 초과 전력을 고객의 승인을 받지 아니하고 다른 고객에게 판매할 수 있다.</p>	<p>이 계약은 리스를 포함하지 않는다:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 이 계약에는 식별되는 자산이 있다. 발전소가 계약에 분명히 특정되어 있고, 공급자는 그 특정 발전소를 대체할 권리가 없기 때문이다. • 고객은 사용기간에 걸쳐 그 식별되는 발전소의 사용으로 생기는 경제적 효익의 대부분을 얻을 권리를 가지지 못한다. 공급자가 초과전력을 타 고객에게 판매하는 경우 경제적 효익이 분산되게 된다. • 고객은 발전소의 사용통제권을 가지지 못한다. 고객은 발전소의 사용을 지시할 권리가 없으며, 사용방법과 목적을 지시할 권리가 없다. 또한, 고객은 사용기간에 발전소의 사용에 대한 다른 의사결정권이 없고 발전소를 설계하지 않았다. 공급자는 사용기간에 발전소의 운용 및 유지 방법을 결정함으로써 발전소에 대해 의사결정을 할 수 있는 유일한 당사자이다.
<p>예시 3</p> <p>고객은 공급자와 20년간 분명히 특정된 발전소에서 생산되는 모든 전력을 구매하는 계약을 체결한다.</p> <p>고객은 공급자에게 배전량과 배전 시기에 대한 지시서를 발부한다. 그 발전소는 고객을 위한 전력을 생산하지 않으면 운용되지 않는다.</p>	<p>공급자는 산업에서 입증된 운용 관행에 따라 매일 그 발전소를 운용하고 유지한다.</p>	<p>이 계약은 리스를 포함한다.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 이 계약에는 식별되는 자산이 있다. • 고객은 생산되는 모든 전력을 가질 수 있는 권리가 있으며, 이는 발전소의 배타적인 사용권을 의미한다. • 고객은 발전소의 사용을 지시할 권리를 가진다. • 고객이 사용기간 내내 그 발전소의 전력 생산 여부, 시기, 생산량을 결정할 권리를 가지고 있다. • 공급자가 그 발전소를 다른 목적으로 사용하는 것을 막고 있으므로 전력 생산량과 생산 시기에 대한 고객의 의사에 따라 사실상 발전소의 산출물이 결정된다.

리스이용자의 회계처리

최초인식

동 기준서에서는 단일 리스이용자 회계모형을 도입하여 금융리스계약과 운용리스를 구분하지 아니한다. 모든 리스이용자는 대부분의 리스 계약에 대하여 사용권자산 (right-to-use asset)과 이에 상응하는 리스부채를 계상하여야 한다. 리스부채는 최초 인식 시점에 계상되어야 하며 리스기간동안 지급하여야 할 지급리스료의 현재가치와 동일하게 측정된다. 사용권자산의 가치는 리스개시일의 리스부채금액에 리스계약을 취득하기 위한 직접비용과 계약상 복구관련비용을 가산한 금액과 동일하다.

리스 적용시 이자율에 대한 규정은 기존과 동일하다. 리스이용자는 리스의 내재이자율을 사용하여야 한다. 내재이자율을 사용할 수 없는 경우에는 리스이용자는 충분 차입 이자율을 사용하여야 한다.

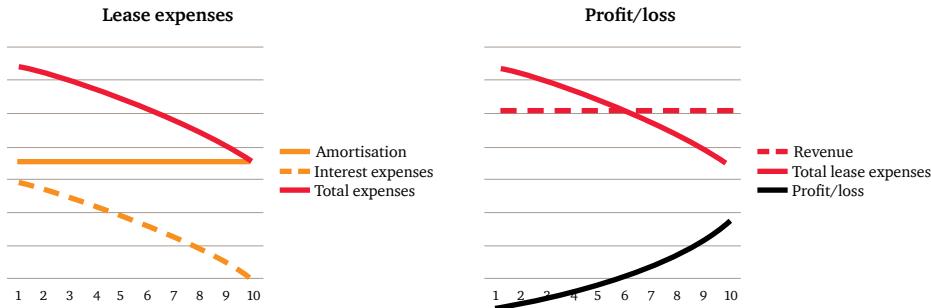


기업이 중요한 운용리스 계약을 맺고 있는 경우에는 이러한 접근방법으로 인하여 금융자산과 금융부채의 금액을 증가시키게 된다.

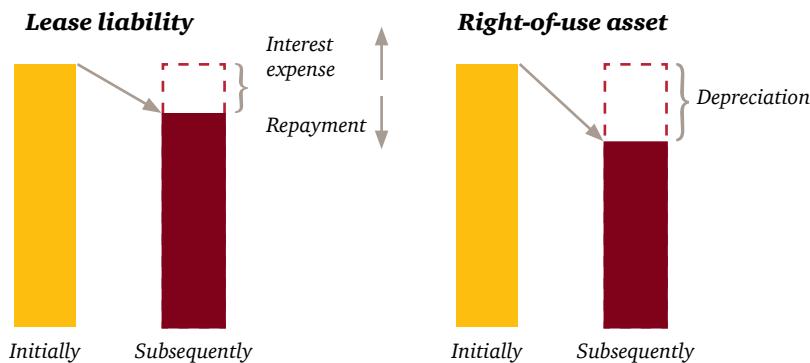
후속측정

리스부채는 후속기간 동안 유효이자율법에 의하여 회계처리 되어야 한다. 사용권자산은 IAS 16 '유형자산' 기준서에 따라 감가상각을 하여야 한다.

사용권자산의 정액법을 통한 감가상각과 리스부채의 유효이자율법은 리스기간 동안 총 리스비용을 감소시키는 결과를 초래한다.



사용권자산과 리스부채의 장부가액은 후속기간 동안 금액이 달라지게 된다. 일반적으로 사용권자산의 장부가액이 리스부채의 장부가액보다 낮아지게 될 것이다.



리스이용자의 주요 성과지표에 대한 영향

IFRS 16에 따라 회계처리하는 경우 리스이용자 입장에서 재무성과에 미치는 영향을 요약하면 다음과 같다:

지표	IFRS 16에 따른 영향
부채-자본 비율	운용리스에 해당하는 리스가 금융리스와 같이 처리됨에 따라 리스부채가 증가하여 부채자본 비율이 증가하게 됨.
EBIT	IAS 17에 따른 운용리스의 리스료보다 사용권자산의 감가상각비가 낮음에 따라 일반적으로 EBIT은 증가하게 됨
EBITDA	IAS 17에 따른 운용리스의 리스료가 계상되지 아니하여 EBITDA는 증가하게 됨
운영현금흐름	기존에 인식한 리스료의 지급은 운영현금흐름에 영향을 미치게 되며, 이를 제외함에 따라 증가하게 됨.
재무현금흐름	기존에 인식하던 운영현금흐름이 재무현금흐름으로 변경됨에 따라 감소하게 됨
총자산 대비 총매출 비율	사용권자산이 자산에 계상됨에 따라 동 비율은 감소하게 됨

리스제공자의 회계처리

리스제공자의 회계처리는 IAS 17에 따른 회계처리와 동일하다. 리스제공자는 리스계약을 여전히 금융리스와 운용리스로 분류할 수 있으며, 분류기준은 기존과 동일하게 위험과 보상의 기준과 자산의 소유권 이전 기준으로 볼 수 있다. 금융리스의 경우, 리스채권은 리스순투자와 동일한 금액으로 인식하여야 한다. 리스순투자는 최소리스료의 현재가치와 무보증잔존가치의 현재가치의 합계액이며, 이는 당해 자산의 공정가치 리스제공자의 리스개설직접원가를 가산한 금액과 동일하다. 운용리스의 경우, 리스제공자는 계속하여 기초자산을 인식하여야 한다.

경과규정

IFRS 보고의무자를 위한 IFRS 16의 적용

IFRS 16는 2019년 1월 1일 이후에 시작하는 회계연도부터 적용되며, 조기적용이 가능하다. 그러나 2018년 1월 1일부터 적용되는 IFRS 15와 같이 적용하는 경우에만 조기적용이 가능하다. 이는 IFRS 15의 적용 이전에 IFRS 16의 적용이 불가능함을 의미한다.

기업은 기존의 리스계약을 재평가하지 아니할 수 있으며, 최초 적용일 이후에 시작되는 리스의 정의에 대한 기준을 설립할 수 있다. 기업이 이러한 방법을 선택한 경우에는, 이는 모든 계약에 적용이 되어야 한다. 신규 리스 기준서에 따르면 리스이용자의 재무제표에 중대한 영향이 있으며, IFRS 16은 이를 고려하여 완전소급법을 적용하지 아니하고, 단순소급법 적용을 승인하였다. 완전소급법은 선택할 수 있다.

PSAK 보고의무자를 위한 IFRS 15와 16의 적용

현재까지 인도네시아 회계기준 위원회(Indonesian ASB)는 IFRS 15와 IFRS 16을 도입하지 아니하였다. 그러나, 인도네시아 회계기준 위원회의 IFRS 도입 취지 및 계획을 고려할 때, IFRS 15 및 16은 곧 도입될 것으로 예상되며, 이를 반영하여 PSAK가 제정될 예정이다.

Appendices



Photo source: PwC

List of 35 GW Power Development Programme Projects

IPP

NO	NAME OF PROJECT	PROVINCE	CAPACITY (MW)	PROCUREMENT METHOD	PROJECT STATUS
1	PLTU Jawa-1 (Exp. Cirebon)	West Java	1X1000	Direct Appointment	Financing Stage
2	PLTA Hasang (FTP2)	North Sumatra	40	Direct Appointment	Financing Stage
3	PLTA Malea	South Sulawesi	90	Direct Appointment	Financing Stage
4	PLTU Jeneponto-2 (Exp. Jeneponto)	South Sulawesi	2x112.5	Direct Appointment	Construction Stage
5	PLTB Samas	Yogyakarta	50	Direct Appointment	Financing Stage
6	PLTA Meurebo	Aceh	56	Direct Appointment	Procurement Stage
7	PLTA Merangin	Jambi	350	Direct Appointment	Procurement Stage
8	PLTU Sumsel-6 (Exp. Sp Belimbing)	South Sumatra	2x300	Direct Appointment	Procurement Stage
9	PLTA Karangkates & Kesamben	East Java	137	Direct Appointment	Procurement Stage
10	PLTU Jawa-5 (FTP2)	Banten	2x1000	Open Tender	Will be converted into PLN project
11	PLTU Kalbar-1	West Kalimantan	2x100	Open Tender	Financing Stage
12	PLTU Kendari 3	South East Sulawesi	2x50	Open Tender	Financing Stage
13	PLTU Sumsel 9	South Sumatra	2x600	Open Tender	Procurement Stage
14	PLTU Sumsel 10	South Sumatra	1x600	Open Tender	Procurement Stage
15	PLTU Sumbagsel-1MT	South Sumatra	2x150	Open Tender	Procurement Stage
16	PLTU Meulaboh 3&4	Aceh	2x200	Open Tender	Procurement Stage
17	PLTU Bengkulu	Bengkulu	2x100	Open Tender	Financing Stage
18	PLTU Sulbagut 1	Gorontalo, South Sulawesi	2x50	Open Tender	Procurement Stage
19	PLTU Sumsel-1 MT	South Sumatra	2x300	Open Tender	Financing Stage
20	PLTG Bangka Peaker	Bangka Belitung	100	Open Tender	Financing Stage
21	PLTU Jawa-7	Banten	2x1000	Open Tender	Financing Stage
22	PLTG/U Senipah Exp. (ST)	East Kalimantan	1x35	Direct Appointment	Procurement Stage
23	PLTU Kaltim 4 (Exp-2 Embalut)	East Kalimantan	2x100	Direct Appointment	Procurement Stage

Appendix A

NO	NAME OF PROJECT	PROVINCE	CAPACITY (MW)	PROCUREMENT METHOD	PROJECT STATUS
24	PLTU Jawa-4 (Exp. Tj Jati B)	Central Java	2x1000	Direct Appointment	Financing Stage
25	PLTU Sulbagut-3 (Exp. Molotabu)	Gorontalo, South Sulawesi	2x50	Direct Appointment	Procurement Stage
26	PLTA Wai Tina	Maluku	12	Direct Appointment	Procurement Stage
27	PLTA Sidikalang-1	North Sumatra	15	Direct Appointment	Financing Stage
28	PLTA Tabulahan	West Sulawesi	20	Direct Appointment	Procurement Stage
29	PLTA Masupu	West Sulawesi	36	Direct Appointment	Procurement Stage
30	PLTA Salu Uro	South Sulawesi	95	Direct Appointment	Procurement Stage
31	PLTU Sumsel-7 (Exp. Sumsel-5)	South Sulawesi	1x300	Direct Appointment	Procurement Stage
32	PLTU Jawa-8 (Exp. Gilacap)	Central Java	1x1000	Direct Appointment	Financing Stage
33	PLTA Kalaena-1	South Sulawesi	54	Direct Appointment	Procurement Stage
34	PLTA Paleleng	South Sulawesi	40	Direct Appointment	Procurement Stage
35	PLTA Poso 1	Central Sulawesi	120	Direct Appointment	Procurement Stage
36	PLTU Jawa-9 (Exp. Banten)	Banten	1x600	Direct Appointment	Procurement Stage
37	PLTA Air Putih	West Sumatra	21	Direct Appointment	Construction Stage
38	PLTU Muko Muko	Bengkulu	2x7	Open Tender	Procurement Stage
39	PLTU Jambi	Jambi	2x600	Open Tender	Procurement Stage
40	PLTMG Luwuk	Central Sulawesi	40	Open Tender	Procurement Stage
41	PLTGU Riau	Riau	250	Open Tender	Procurement Stage
42	PLTGU Jawa-1	West Java	2x800	Open Tender	Procurement Stage
43	PLTU Sinabang	Aceh	2x7	Open Tender	Procurement Stage
44	PLTG/MG Pontianak Peaker	West Kalimantan	100	Open Tender	Procurement Stage
45	PLTGU/MGU Sumut Belawan	North Sumatra	250	Open Tender	Procurement Stage
46	PLTGU/MGU Sulbagut 3	North Sulawesi	200	Open Tender	Procurement Stage
47	PLTGU/MGU Sulsel	South Sulawesi	150	Open Tender	Procurement Stage

NO	NAME OF PROJECT	PROVINCE	CAPACITY (MW)	PROCUREMENT METHOD	PROJECT STATUS
48	PLTGU/MGU Kalseleng	South/Central Kalimantan	200	Open Tender	Procurement Stage
49	PLTGU/MGU Peaker Jawa-Bali 1	West Java	400	Open Tender	Procurement Stage
50	PLTGU/MGU Peaker Jawa-Bali 2	East Java	500	Open Tender	Procurement Stage
51	PLTGU/MGU Peaker Jawa-Bali 3	Banten	500	Open Tender	Procurement Stage
52	PLTGU/MGU Peaker Jawa-Bali 4	West Java	450	Open Tender	Procurement Stage
53	PLTG/MG Jambi Peaker	Jambi	100	Open Tender	Procurement Stage
54	PLTGU Jawa-3	East Java	1x800	Open Tender	Financing Stage
55	PLTGU/MGU Sumbagut-1	North Sumatra	250	Open Tender	Procurement Stage
56	PLTGU/MGU Sumbagut-3	North Sumatra	250	Open Tender	Procurement Stage
57	PLTGU/MGU Sumbagut-4	Aceh	250	Open Tender	Procurement Stage
58	PLTU Sulut-3	North Sulawesi	2x50	Open Tender	Procurement Stage
59	PLTG/MG TB. Karimun	Riau	40	Open Tender	Procurement Stage
60	PLTG/MG Natuna-2	Riau	25	Open Tender	Procurement Stage
61	PLTMG Tanjung Pinang 2	Riau	30	Open Tender	Procurement Stage
62	PLTMG Dabo Singkep-1	Riau	16	Open Tender	Procurement Stage
63	PLTMG Bengkalis	Riau	18	Open Tender	Procurement Stage
64	PLTMG Selat Panjang-1	Riau	15	Open Tender	Procurement Stage
65	PLTMG Tanjung Batu	Riau	15	Open Tender	Procurement Stage
66	PLTG/MG Belitung	Bangka Belitung	30	Open Tender	Procurement Stage
67	PLTU Jawa-10	Central Java	1x660	Open Tender	Procurement Stage
68	PLTU Riau Kemitraan	Riau	2x600	Open Tender	Procurement Stage
69	PLTU Bangka-1	Bangka Belitung	2x100	Open Tender	Procurement Stage
70	PLTU Kalseleng-3	Central Kalimantan	2x100	Open Tender	Procurement Stage
71	PLTU Kalbar-2	West Kalimantan	2x200	Open Tender	Procurement Stage
72	PLTG/MG Natuna-3	Riau	25	Open Tender	Procurement Stage
73	PLTMG Dabo Singkep-2	Riau	16	Open Tender	Procurement Stage
74	PLTU Kaltim-3	East Kalimantan	2x200	Open Tender	Procurement Stage

Appendix A

PLN

NO	NAME OF PROJECT	PROVINCE	CAPACITY (MW)	PROCUREMENT METHOD	PROJECT STATUS
1	PLTU Lontar Ekspansi	Banten	1x315	Open Tender	Construction Stage
2	PLTG/MG Gorontalo Peaker	Gorontalo	100	Open Tender	Operation Stage
3	PLTA Upper Cisokan PS	West Java	1040	Open Tender	Procurement Stage
4	PLTMG Karimunjawa	Central Java	4	Open Tender	Procurement Stage
5	PLTGU Grati Peaker	East Java	450	Open Tender	Construction Stage
6	PLTGU Lombok Peaker	West Nusa Tenggara	150	Open Tender	Construction Stage
7	PLTA Asahan III	North Sumatra	2x87	Open Tender	Procurement Stage
8	PLTD Tersebar untuk daerah perbatasan dan pulau terluar	Various locations	68	Open Tender	Procurement Stage
9	PLTP Hululais	Bengkulu	55	Open Tender	Procurement Stage. In previous 35 GW plan, PLN only include 55 MW. The original size was 2 x 55 MW, however, initially the plan was to complete 55 MW in 2019 and the other 55 MW in 2020. In RUPTL 2016, all unit will be completed in 2018 - 2019.
10	PLTU Indramayu 4	West Java	1000	Open Tender	Procurement Stage
11	PLTGU Muara Karang Peaker	Jakarta	500	Open Tender	Procurement Stage
12	PLTGU Jawa 2 (Tj. Priok)	Jakarta	800	Open Tender	Procurement Stage
13	PLTGU Grati Add On Blok 2	East Java	150	Open Tender	Procurement Stage
14	PLTGU Muara Tawar Add On Unit 2,3,4	West Java	650	Open Tender	Procurement Stage
15	PLTU Kalselteng 2	Central Kalimantan	2x100	Open Tender	Procurement Stage
16	PLTG/PLTMG Lampung Peaker	Lampung	200	Open Tender	Procurement Stage
17	PLTP Tulehu	Maluku	20	Open Tender	Construction Stage
18	PLTU Lombok (FTP 2)	West Nusa Tenggara	2x50	Open Tender	Procurement Stage

NO	NAME OF PROJECT	PROVINCE	CAPACITY (MW)	PROCUREMENT METHOD	PROJECT STATUS
19	PLTU Lombok 2	West Nusa Tenggara	50	Open Tender	Construction Stage Planned capacity 2 x 50. The plan was to complete 50 MW in 2019 (part of 35 GW), and the other 50 MW will be completed in 2020.
20	PLTU Timor 1	East Nusa Tenggara	2x25	Open Tender	Procurement Stage. In RUPTL 2016, the capacity is upgraded to 2x50 MW
21	PLTP Mataloko	East Nusa Tenggara	20	Open Tender	Procurement Stage
22	PLTP Ulumbu 5	East Nusa Tenggara	5	Open Tender	Operation Stage
23	PLTG/PLTMG Riau Peaker	Riau	200	Open Tender	Procurement Stage
24	PLTU Sulsel Barru 2	South Sulawesi	1x100	Open Tender	Procurement Stage
25	PLTGU Makassar Peaker	South Sulawesi	450	Open Tender	Procurement Stage
26	PLTGU Sulsel Peaker	South Sulawesi	450	Open Tender	Procurement Stage
27	PLTU Sulsel 2	South Sulawesi	200	Open Tender	Procurement Stage. Planned capacity is 2 x 200. The plan is to complete 200 MW in 2019 (part of 35 GW), and the other 200 MW will be completed in 2020.
28	PLTU Palu 3	Central Sulawesi	2x50	Open Tender	Procurement Stage
29	PLTU Bau-bau	North Sulawesi	2x25	Open Tender	Construction Stage
30	PLTU Sulut 1	North Sulawesi	2x25	Open Tender	Procurement Stage
31	PLTG/PLTMG Mobile Power Plant Tersebar	Various locations	1565	Open Tender	Procurement Stage
32	PLTMG Tersebar	Various locations	665	Open Tender	Procurement Stage
33	PLTGU/MGU Tersebar	Various locations	450	Open Tender	Procurement Stage
34	PLTG/MG Tersebar	Various locations	250	Open Tender	Procurement Stage
35	PLTM Tersebar	Various locations	50	Open Tender	Procurement Stage

Source: PLN and PwC Analysis

Appendix B

Appendix B

Tax Incentives: Comparison for Conventional and Renewable Power Plants

Facility	Incentive	Conventional				Renewable			
		Income Tax	Import Duty	VAT	Article 22	Income Tax	Import Duty	VAT	Article 22
GR No. 18/2015	Investment allowance of 30% (over 6 years), accelerated depreciation and amortisation, reduced WHT on dividends paid to non-residents.	-	-	-	-	Potentially yes	-	-	-
MoF Regulation No.177/2007	Import duty exemption on import of goods used in “geothermal business activities” (requires a working area, survey licence or geothermal mining business licence). Goods and materials must: a) Not be produced in Indonesia; b) Be produced in Indonesia but not meeting the required specifications; or c) Be produced in Indonesia but in insufficient quantity.	-	-	-	-	-	Yes for geothermal investments	-	-
MoF Regulation No.66/2015	Import Duty exemption for import of capital goods (“machines, equipment and tools, not spare parts”) for PLN and some IPPs. Needs to be outlined in the agreement with PLN.	-	Yes	-	-		Yes	-	-
MoF Regulation No.176/2009 (as amended by 76/2012 and 188/2015)	Import Duty exemption on imports of “machines, goods and materials for establishment and development” of facilities to produce goods (including electricity) and limited services.	-	Yes	-	-	-	Yes	-	-
MoF Regulation No.142/2015	Import VAT exemption for importation (which the associated import duty is also exempt).	-	-	-	-	-	-	Geothermal only and only in exploration stage	-
GR No. 12/2001 (as amended by GR No.81/2015 and as implemented by MoF Regulation No.268/2015)	VAT exemption on import of “strategic” capital goods (“plant, machines and equipment but not spare parts”).	-	-	Yes, to VAT-able entrepreneurs (IPPs can qualify).	-	-	-	Yes, to VAT-able entrepreneurs (IPPs can qualify).	-
MoF Regulation No. 21/2010	Art. 22 exemption for imports by IPPs involved in renewable energy.	-	-	-	-	-	-	-	Yes

Appendix C

Commercial & Taxation Issues by Stage of Investment

Stage of Investment	Issues Common to Conventional Power and Renewable Energy	Renewable Energy Specific Issues for Geothermal (Non-JOC post 2003) and Hydro
Bid/Feasibility Stage	<ul style="list-style-type: none"> PPA drafting/closing (consider base case fiscal terms) Preparation of investment model tax & accounting assumptions Site & land acquisition (regional land and building taxes) Forestry borrow & use permits – non-tax State revenue charges Consider if there are any Environmental Law issues/levies Spatial Zoning issues 	<ul style="list-style-type: none"> Tariffs Consider eligibility for tax incentives Post 2012 CDM feasibility for carbon credits/CER's
Pre incorporation SPV	<ul style="list-style-type: none"> Cash calls Spending pre-incorporation Choice of Jurisdiction – of holding companies EPC contracting for long lead items 	<ul style="list-style-type: none"> Consider KBLI (Business Classification) for RE incentives
SPV Establishment	<ul style="list-style-type: none"> USD bookkeeping ISAK 16 vs. conventional accounting (for tax) Tax/VAT registrations Import Licenses Recharge of spending pre-incorporation 	<ul style="list-style-type: none"> Licensing clarification (KBLI)
Ownership of Infrastructure	<ul style="list-style-type: none"> Mine-Mouth or captive plants Transfer of distribution facilities – land & building taxes Ownership of any separate infrastructure 	<ul style="list-style-type: none"> Consider use of affiliates <p>For Hydro, also:</p> <ul style="list-style-type: none"> Tax treatment of earthworks
Key Project Contracts stage	<ul style="list-style-type: none"> See separate Table below for Tax and Commercial issues embedded in: <ul style="list-style-type: none"> Shareholder (SH) Agreement; SH Loan; Power Purchase Agreement (PPA); Engineering Procurement & Construction (EPC) Agreement – Offshore; EPC Agreement – Onshore; EPC Wrap Agreement; Long Term Fuel Supply Agreement; Technical Services Agreement; Project Finance Documents; and, Developer's/Sponsors' Agreement. 	<ul style="list-style-type: none"> Note that the PPA will be different for geothermal and for hydroelectric <p>For Hydro also:</p> <ul style="list-style-type: none"> Water use agreement Consider water usage fees

Appendix C

Stage of Investment	Issues Common to Conventional Power and Renewable Energy	Renewable Energy Specific Issues for Geothermal (Non-JOC post 2003) and Hydro
Construction	<ul style="list-style-type: none"> Treatment of EPC costs – subject to final construction services tax or not PE risk for offshore contractor WHT compliance for onshore project 	For hydro only: <ul style="list-style-type: none"> Ownership of waterway diversion facilities
Importation of Equipment	<ul style="list-style-type: none"> Importation issues – special approach to VAT Import duty Article 22 import tax – 2.5% Treatment of spares or non-capital goods (materials) 	<ul style="list-style-type: none"> Renewable Energy (RE) incentives
Operation	<ul style="list-style-type: none"> Input VAT costs Regional taxes & levies ISAK 16 accounting ISAK 16 vs. conventional accounting (for tax) VAT registration & compliance O&M Fees – transfer pricing if paid to affiliate Forestry License fees Profit repatriation Cash repatriation 	<ul style="list-style-type: none"> Article 74 of the Company Law on Corporate Social Environmental Responsibility (CSER). Is spending required, given the use of natural resources? Environmental Levies under the Environmental Law Forestry License fees <p>For hydro also:</p> <ul style="list-style-type: none"> Regional taxes and water levies
Overhaul Stage	<ul style="list-style-type: none"> Capitalisation of expenditure & amortisation Deductibility of repairs/ improvements 	
Handover, of Facility Stage	<ul style="list-style-type: none"> Taxes on divestment Manpower costs – change of control provisions Environmental provisions for site rehabilitation Implications for any foundations established for CSR/Pension purposes 	

About PwC

The firms of the PwC global network (www.pwc.com) provide Industry-focused assurance, tax and advisory services for public and private companies. More than 208,000 people in 157 countries connect their thinking, experience and solutions to build trust and enhance value for clients and their stakeholders.

PwC is organised into four Lines of Service, each staffed by highly qualified experienced professionals who are leaders in their fields. The lines of service are:

- **Assurance Services** provide assurance over any system, process or controls and over any set of information to the highest PwC quality.
 - Risk Assurance
 - Financial Audit
 - Capital Market Services
 - Accounting Advisory Services
- **Tax Services** optimise tax efficiency and contribute to overall corporate strategy through the formulation of effective tax strategies and innovative tax planning. Some of our value-driven tax services include:
 - Corporate tax
 - International tax
 - Transfer pricing (“TP”)
 - Mergers and acquisitions (“M&A”)
 - VAT
 - Tax disputes
 - International assignments
 - Customs
 - Investment and corporate services
- **Advisory services** implement an integrated suite of solutions covering deals and transaction support and performance improvement.
 - Business Recovery Services
 - Capital Projects & Infrastructure
 - Corporate Finance
 - Corporate Value Advisory
 - Deal Strategy
 - Delivering Deal Value
 - Transaction Services
- **Consulting services** help organisations to work smarter and grow faster. We consult with our clients to build effective organisations, innovate and grow, reduce costs, manage risk and regulations and leverage talent. Our aim is to support you in designing, managing and executing lasting beneficial change.
 - Management Consulting
 - Risk Consulting
 - Technology Consulting
 - Strategy Consulting

PwC Indonesia (www.pwc.com/id)

For companies operating in the Indonesian power sector, there are some compelling reasons to choose PwC Indonesia as your professional services firm:

- The PwC network is the leading adviser to the power industry, both globally and in Indonesia, working with more electricity, producers and related service providers than any other professional services firm. We have operated in Indonesia since 1971 and have over 1,700 professional staff, including 53 Indonesian national partners and expatriate technical advisors, trained in providing assurance, advisory and tax services to Indonesian and international companies.
- Our Energy, Utilities and Mining (“EU&M”) practice in Indonesia is comprised of over 300 dedicated professionals across our four Lines of Service. This body of professionals brings together deep local industry knowledge and experience with international power expertise and provides us with the largest group of industry specialists in the Indonesian professional market. We also draw on the PwC global EU&M network which includes more than 12,000 people focused on serving energy, power and mining clients.
- Our commitment to the power industry is unmatched and demonstrated by our active participation in industry associations around the world and our thought leadership on the issues affecting the industry.
- Our client service approach involves learning about your organisation’s issues and seeking ways to add value to every task we perform. Detailed power knowledge and experience ensures that we have the background and understanding of industry issues and can provide sharper, more sophisticated solutions that help clients accomplish their strategic objectives.

Contacts

Assurance



Sacha Winzenried
sacha.winzenried@id.pwc.com
T: +62 21 528 90968



Haryanto Sahari
haryanto.sahari@id.pwc.com
T: +62 21 528 91000



Yusron Fauzan
yusron.fauzan@id.pwc.com
T: +62 21 528 91072



Gopinath Menon
gopinath.menon@id.pwc.com
T: +62 21 528 75772



Yanto Kamarudin
yanto.kamarudin@id.pwc.com
T: +62 21 528 91053



Daniel Kohar
daniel.kohar@id.pwc.com
T: +62 21 528 90962



Firman Sababalat
firman.sababalat@id.pwc.com
T: +62 21 528 90785



Toto Harsono
toto.harsono@id.pwc.com
T: +62 21 528 91205



Dodi Putra
putra.dodi@id.pwc.com
T: +62 21 528 90347



Dedy Lesmana
dedy.lesmana@id.pwc.com
T: +62 21 528 91337



Heryanto Wong
heryanto.wong@id.pwc.com
T: +62 21 528 91030

Tax



Tim Watson
tim.robert.watson@id.pwc.com
T: +62 21 528 90370



Suyanti Halim
suyanti.halim@id.pwc.com
T: +62 21 528 76004



Antonius Sanyojaya
antonius.sanyojaya@id.pwc.com
T: +62 21 528 90972



Turino Suyatman
turino.suyatman@id.pwc.com
T: +62 21 528 90375



Gadis Nurhidayah
gadis.nurhidayah@id.pwc.com
T: +62 21 528 90765



Tjen She Siung
tjen.she.siung@id.pwc.com
T: +62 21 528 90520



Alexander Lukito
alexander.lukito@id.pwc.com
T: +62 21 528 75618



Felix MacDonogh
felix.macdonogh@id.pwc.com
T: +62 21 528 76125



Otto Sumaryoto
otto.sumaryoto@id.pwc.com
T: +62 21 528 90328



Hyang Augustiana
hyang.augustiana@id.pwc.com
T: +62 21 528 90329

Advisory



Mirza Diran
mirza.diran@id.pwc.com
T: +62 21 521 2901



Julian Smith
smith.julian@id.pwc.com
T: +62 21 528 90966



Michael Goenawan
michael.goenawan@id.pwc.com
T: +62 21 528 90340



Joshua Wahyudi
joshua.r.wahyudi@id.pwc.com
T: +62 21 528 90833



Agung Wiryawan
agung.wiryawan@id.pwc.com
T: +62 21 528 90666



Hafidsyah Mochtar
hafidsyah.mochtar@id.pwc.com
T: +62 21 528 90774

Consulting



Lenita Tobing
lenita.tobing@id.pwc.com
T: +62 21 528 75608



Paul van der Aa
paul.vanderaa@id.pwc.com
T: +62 21 528 91091

Korean Business Desk Contacts



Lok Budianto
Korea Desk Leader, Assurance
lok.budianto@id.pwc.com
T: +62 21 528 90610



Taehun Jung
Advisor
taehun.jung@id.pwc.com
T: +62 21 528 90449
M: +62 811 989 1403



Ali Widodo
Partner - Tax
ali.widodo@id.pwc.com
T: +62 21 528 90623



Seungchan Park
Advisor
park.seungchan@id.pwc.com
T: +62 21 528 91106

Thought Leadership

More insights

Visit www.pwc.com/id to download or order hardcopies of reports

1. Oil & Gas in Indonesia Investment and Taxation Guide
2. Mining in Indonesia Investment and Taxation Guide
3. mineIndonesia - survey of trends in the Indonesian mining sector
4. Challenges for a new era: An investor survey of the Indonesian oil and gas industry
5. Indonesian Pocket Tax Book
6. Timor Leste Tax and Investment Guide
7. Private Power Utilities: The Economic Benefits of Captive Power in Industrial Estates in Indonesia
8. Indonesia Major Oil & Gas Concession and Infrastructure Map
9. Indonesian Mining Areas Map
10. Indonesia Major Power Plants and Transmission Lines Map
11. Energy, Utilities and Mining NewsFlashes
12. Oil & Gas, Mining, Power and Renewable Deals

1

Oil and Gas in Indonesia

Investment and Taxation Guide for oil and gas industry for oil & gas, mining and infrastructure sectors and for 2014 legislative framework PTA

pwc

2

Mining in Indonesia

Investment and Taxation Guide for oil & gas, mining and infrastructure sectors and for 2014 legislative framework PTA

pwc

3

mineIndonesia 2013

12th annual review of trends in the Indonesian mining industry

pwc

4

Challenges for a new era

An investor survey of the Indonesian oil and gas industry

pwc

5

Indonesian Pocket Tax Book 2015

pwc

6

Timor-Leste Tax and Investment Guide

2014 - 2nd edition including an update on the Investment Policy

pwc

7

Private Power Utilities: The Economic Benefits of Captive Power in Industrial Estates in Indonesia

pwc

8

Indonesian Mining Areas Map

9

Indonesian Major Oil & Gas Concession and Infrastructure Map

10

Indonesia Major Power Plants and Transmission Lines Map

11

Global Energy, Utilities & Mining Group January 2014 - No. 50

pwc

12

On the road to 2012

When the going gets tough

Global Mining Deals 2012 Outlook

pwc

Acknowledgements

We would like to convey our sincere thanks to all the contributors for their efforts in supporting the preparation of this publication.

Photographic contributions

- PT Bukit Asam (Persero) Tbk
- PT Paiton Energy

Project team

Yanto Kamarudin – Project Leader
Giri Natakusumah – Project Manager
Tim Watson
Anthony Anderson
Alexander Lukito
Lanny Then
Tim Boothman
Anggara Pradhana
Blenda Wijoyo
Kertawira Dhany

Project team for Power Plants and Transmission Lines Map

Yanto Kamarudin – Project Leader
Lanny Then – Project Manager
Kasman Liu – Project Manager
Jonathan Wicaksana
Ulya Khalid
Adinda Sismi
Libertina Judith
Kevin Sugiarto
Jeremiah Pranajaya

DEDICATION



This report is dedicated to the memory of Anthony Joseph Anderson, 1971-2016, much loved and respected Partner at PwC Indonesia who sadly passed away prior to the completion of this guide.

인도네시아 전력 투자 및 법령 가이드

2017년 2월 22일 발행

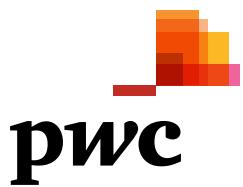
발행인 : 조태영 주인도네시아 대한민국 대사 / PwC Indonesia

발행처 : PwC Indonesia

기획 : 송요한 주인도네시아 대한민국 대사관 상무관

원고 : 정태훈 / 남승수 / 김홍현

Map: Major Power Plants and Transmission Lines



PwC Indonesia is comprised of KAP Tanudiredja, Wibisana, Rintis & Rekan, PT PricewaterhouseCoopers Indonesia Advisory, PT Prima Wahana Caraka and PT PricewaterhouseCoopers Consulting Indonesia each of which is a separate legal entity and all of which together constitute the Indonesian member firm of the PwC global network, which is collectively referred to as PwC Indonesia.

PwC refers to the PwC network and/or one or more of its member firms, each of which is a separate legal entity. Please see www.pwc.com/structure for further details.