

# 中国海外煤电投资 建设风险预警研究报告

——印度尼西亚国别研究



GREENPEACE 绿色和平

## 专家荐语

东南亚一直是中国企业境外投资的热点区域。其中，印度尼西亚拥有较好的人口基数红利和经济发展预期、专项的 35GW 鼓励政策、以及完备的两部制购电政策，与巴基斯坦、孟加拉国一起成为近年中国企业海外电力投资热点中的热点。

印度尼西亚的资源禀赋和国家政策决定了其以煤电为主的电力外资政策。近年来，中国企业越来越多地以股权投资形式参与全球新建的煤电项目，这一趋势也导致了中国的企业与金融机构将承担更多的来自海外煤电项目的长期风险。为中国开发商、中国债务资本和中国监管部门提供贴近现实的印度尼西亚煤电投资预测和风险分析，迫在眉睫。国际环保组织绿色和平与山西财经大学合作开展的《中国海外煤电投资建设风险预警研究报告—印度尼西亚国别研究》，恰逢其时，极具现实意义。

该报告借鉴了国家能源局就煤电规划建设风险预警的方法论，从装机充裕度、煤电投资建设经济性和资源约束三大角度展开分析。

装机充裕度是基本面：中国对印尼的火电投资已经接近顶峰，难在合理判断印度尼西亚何时会如巴基斯坦一样面临电力过剩。报告围绕电力系统备用率，结合印尼实际数据进行分析，具有较好的科学性。报告针对不同地区充裕度的结论，也与不少一线开发人士认知一致。

煤电投资建设经济性是内在动力：报告没有依赖中国国内常见的一部制电价机制，而是贴合印尼实际分析了两部制电价下的经济性问题，从收益率和收益率影响因素的角度拨云见日。

资源约束性是风险规避指引和未来走向的重要影响因子：这个章节将是东道国、投资人、融资银行、环境机构等利益相关方在选择自己未来政策前关注的要点。

总体来讲，我认为报告结合了印尼电力供应商业计划下的实际情况，考虑到了“走出去”中国企业的关注点，属于理论结合实践的作品。报告研究方法得当，研究数据选用合理，研究结论可信用度高，政策建议具操作性，是一份较好的研究报告。

绿色和平此前已出具多份有影响力的报告。本报告并不限于节能减排的教条说教，而是客观、统筹地对印尼煤电这个“不太绿色”的领域进行全面分析，从科学的分析结论间接引导务实从业者关注绿色、选择绿色，这也是绿色和平的大智慧。

### 报告作者：

康旭华 山西财经大学

柳亚琴 山西财经大学

高文静 山西财经大学

张竞超 山西财经大学

李深钊 山西财经大学

任雪菡 山西财经大学

### 项目协调员：

李丹青 绿色和平

张 凯 绿色和平

电建集团国际工程有限公司

投融资一部负责人 佟刚

2019年9月1日

## 执行摘要

自印度尼西亚连续实施 10GW 和 35GW 两个电力发展计划以来，其国内煤电装机规模快速上升，极大地改善了印度尼西亚从上世纪末至本世纪初的大范围缺电现象。在这一时期，中资电力企业也积极参与印度尼西亚的煤电建设，在当地投资的煤电项目装机规模不断扩大。截至 2018 年，仍有超过 7GW 中资电力企业参与投资的煤电项目处于签约或在建状态。但是，随着印度尼西亚电力行业的飞速发展和电网覆盖率的大幅提升，有三个问题亟需更多的关注和讨论：

- 1) 印度尼西亚电力市场未来发展的规模如何；
- 2) 煤电盈利空间未来走向如何，继续投资煤电是否可以达到理想的收益率；
- 3) 在环境问题日益严峻的趋势下，印度尼西亚的资源环境状况是否允许继续大量新建煤电项目。

本报告基于上述三个问题展开分析和讨论，并根据印度尼西亚电力供应商业计划（Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik，以下简称 RUPTL）将该国划分为爪哇 - 巴厘、加里曼丹、苏拉威西、苏门答腊和马鲁古 - 巴布亚五大区域，分析了 2017 年各区域煤电装机充裕度、煤电投资建设经济性和资源环境约束三个指标的现状，并对 2022 年各指标的变化情况进行了高经济增速（GDP 增速 5.9%，为情景一）和低经济增速（GDP 增速 5.2%，为情景二）的分情景预测。

### • 煤电装机充裕度分析

本报告采用电力系统备用率<sup>1</sup>作为判断各区域煤电产能是否过剩的依据。当该区域的电力系统实际备用率大于合理备用率时，即被认为产能过剩。报告在测算了 2017 年印度尼西亚五大区域电力系统备用率的基础上，对各区域 2022 年的电力系统备用率进行了分情景预测，并做出预警分析。

在高经济增速情景下，2022 年除苏拉威西和马鲁古 - 巴布亚两大区域的实际电力系统备用率低于合理备用率外，爪哇 - 巴厘、加里曼丹和苏门答腊地区的实际电力系统备用率均超过合理备用率，说明在该情景下这三个区域将出现煤电产能过剩情况，过剩产能分别为 6686MW、164MW 和 128MW。与 2017 年相比，五大区域的实际电力系统备用率将出现不同程度的上升。除苏拉威西地区增幅较小外，其余四个地区的增幅均超过 100%。总体来看，由于 2018-2022 年间集中落地的发电装机量较大，电力需求又难以实现快速增长，因此，在 RUPTL 顺利实施的情况下，即使印度尼西亚可以按照预期实现较快的经济发展，2022 年爪哇 - 巴厘地区依然将出现严重的煤电产能过剩，加里曼丹和苏门答腊地区预计将出现小幅的煤电产能过剩。

在低经济增速情景下，即印度尼西亚的经济以相对较低的 5.2% 增长时，各区域煤电产能过剩情况将进一步恶化。爪哇 - 巴厘、加里曼丹和苏门答腊地区的煤电过剩规模将分别扩大至 8164MW、460MW 和 891MW。马鲁古 - 巴布亚地区也将在该情景下出现煤电产能过剩情况。

### • 煤电投资建设经济性分析

本报告基于印度尼西亚现行的两部制电价机制，采用内部收益率（IRR）指标对中国企业和金融机构在印度尼西亚各区域投资建设煤电项目的经济性进行评估，并在高、低两个经济增速情景下对 2022 年煤电项目的经济性进行分情景预测。

在高经济增速情景下，印度尼西亚电价基本不变，煤电利用小时数呈现小幅下降。预测结果显示，2022 年苏门答腊和苏拉威西地区的煤电项目内部收益率将高于 10%，但低于一般项目的内部收益率（12%）；爪哇 - 巴厘和加里曼丹两大区域的内部收益率低于 10%，煤电投资的吸引力不足，利润空间极小，不适合煤电项目投资。

在低经济增速情景下，印度尼西亚电力需求增速趋于放缓，电价有所降低，煤电利用小时数也大幅下降。与高经济增速相比，马鲁古 - 巴布亚地区的电力需求降低，电力供给相对充裕，投资经济性也相应降低，投资收益率下降；苏门答腊、加里曼丹、苏拉威西和爪哇 - 巴厘四大区域的煤电项目内部收益率均低于 10%，煤电装机相对集中，项目可投资性较弱，不适合未来煤电项目的投资。

同时，本报告在假定印度尼西亚照付不议条款的刚兑被打破的情况下，对敏感性指标进行了煤电项目内部收益率的敏感性分析。结果显示，影响印度尼西亚煤电项目内部收益率的主要敏感性指标依次为煤电项目预计年利用小时数、煤电上网电价和预计标煤价格。

### • 资源环境约束分析

本报告分别从水资源、大气污染和气候变化三个方面分析了印度尼西亚煤电项目受到的资源环境约束。各区域面临的水资源约束采用世界资源研究所（WRI）的基线水压力指标进行评估；大气污染情况的评估指标为 PM<sub>2.5</sub> 浓度；气候变化采用二氧化碳排放量作为表征，使用 2006 年《IPCC 国家温室气体清单指南》提供的缺省方法进行计算。受数据可获得性的限制，三方面评估采用的数据年份也存在差异。

针对水资源、大气污染和气候变化三方面的评估结果如下：

- (1) 2010 年印度尼西亚全国水资源充沛，水压力较小，但区域分布失衡严重，其中爪哇 - 巴厘地区基线水压力为 55%，处于高水压力区。2020 年，爪哇 - 巴厘地区的基线水压力将升高至 59%，水资源压力较高。
- (2) 2016 年苏门答腊地区空气质量最差，年平均 PM<sub>2.5</sub> 浓度为 29.44μg/m<sup>3</sup>，未达到世界卫生组织（WHO）国际标准的过渡 2 期目标。加里曼丹和爪哇 - 巴厘地区的年平均 PM<sub>2.5</sub> 浓度优于苏门答腊地区，但未达到过渡 3 期目标。
- (3) 2010-2017 年，爪哇 - 巴厘地区的二氧化碳排放量最大，年均占全国二氧化碳排放量的 59%；苏门答腊地区次之，年均占比为 22%。

针对预警体系，本报告建立了由煤电装机充裕度和投资建设经济性两个预警指标构成的印度尼西亚煤电投资建设风险预警指标体系。其中，煤电装机充裕度预警指标体现了当地煤电装机的冗余情况；煤电投资建设经济性预警指标体现了建设当地自用煤电项目的经济性，为投资建设煤电项目提供决策参考。最终风险预警结果由两个指标的最高评级确定，以期为政策制定部门、煤电投资企业、金融机构等投资者进一步优化政策和决策提供系统详尽的评估数据支持。

<sup>1</sup> 电力系统备用率为电力等效可用装机量超过电力最大负荷需求的百分比

本报告将风险预警指标分为红色和橙色两个等级。红色表示 2022 年煤电投资建设存在极高风险；橙色表示煤电投资建设存在较高风险。本报告设定的煤电装机充裕度预警标准为：橙色表示实际电力系统备用率高于合理备用率，且超出部分大于当地单台大型发电机组对应的系统备用率，但小于当地年用电负荷增长所需装机对应的系统备用率；红色表示系统实际备用率在合理备用率之上，且超出部分大于当地年用电负荷增长所需装机对应的系统备用率。投资建设经济性的预警标准设定为：内部收益率小于 10% 为红色，10%-12% 为橙色。

从综合预警结果来看，在高经济增速情景下，爪哇 - 巴厘和加里曼丹地区的综合预警结果均为红色，煤电投资建设风险较高，这两个地区受各项指标的约束影响均较大。在低经济增速情景下，苏门答腊、爪哇 - 巴厘、加里曼丹和苏拉威西四大区域的煤电投资建设风险较大，均为红色预警。其中，苏拉威西的经济性投资风险较高经济增速情景加剧，综合预警结果由橙色转为红色；马鲁古 - 巴布亚地区的装机充裕度和经济性风险均有所加剧，综合预警结果上升为橙色；苏门答腊地区虽然综合预警结果不变，但装机充裕度和经济性的风险均较高经济增速情景加剧。

总体来看，2022 年印度尼西亚的煤电投资建设存在较大风险。而除红色和橙色预警的区域以外，投资者也需警惕其它地区未来煤电投资的潜在风险。

基于以上研究结果，本报告提出如下政策建议：

- 1) 中国相关政府决策和管理部门应针对中国海外主要的煤电投资东道国建立煤电投资建设风险预警体系，指导和督促企业在前期投资决策方案中充分考虑可能对煤电项目的长期运营造成影响的因素。同时，合理利用公共资金和政策预警体系调控对于海外高风险地区新建煤电项目的支持。
- 2) 股权投资企业应建立和完善项目长期风险评估体系，逐步提升自身对全球能源转型、气候变化等长期风险的控制能力。
- 3) 银行和保险公司等金融机构应提升自身对海外煤电项目长期运营市场的认识和风险评估能力，甄别高风险项目，并严控对高风险项目的融资或担保。
- 4) 印度尼西亚政府应充分考虑电源建设增长过快、能源转型和环境资源约束对煤电投资的中长期影响，及时停止审批高风险地区的新建煤电项目，并提高自身能源发展规划能力和本国能源政策的合理性和稳定性，以实现由煤电向可再生能源的转型。



## 目录

前言	01
<b>1. 印度尼西亚电力发展背景概述</b>	<b>02</b>
1.1 印度尼西亚煤炭资源状况	03
1.2 印度尼西亚电力建设情况	03
<b>2. 印度尼西亚五大区域煤电投资风险评估</b>	<b>04</b>
2.1 煤电装机充裕度分析	05
2.1.1 煤电投资建设充裕度现状	05
2.1.2 煤电装机充裕度评估方法	09
2.1.3 煤电装机充裕度分析	09
2.1.4 煤电装机充裕度预测	10
2.2 煤电投资建设经济性分析	12
2.2.1 煤电投资建设经济性现状	12
2.2.2 煤电投资建设经济性评估方法	13
2.2.3 煤电投资建设经济性分析	21
2.2.4 煤电投资建设经济性预测	22
2.3 煤电投资建设资源环境约束分析	24
2.3.1 水资源环境现状与预测分析	24
2.3.2 大气污染环境现状与分析	25
2.3.2 二氧化碳排放现状与分析	27
<b>3. 印度尼西亚煤电投资建设风险预警</b>	<b>31</b>
3.1 装机充裕度预警	33
3.2 投资经济性预警	33
3.3 煤电项目投资建设风险综合预警结果	33
<b>4. 印度尼西亚煤电投资风险防范及应对措施</b>	<b>34</b>
附录	35
参考文献	37
免责声明	39

## 前言

自二十世纪九十年代初期起，中国企业“走出去”的步伐逐渐加快，特别是由国有企业主导、技术优势显著的煤电行业。作为煤炭资源丰富的国家，中国的煤电行业在过去四十年内蓬勃发展，产生了一批先进的燃煤发电和末端污染物治理技术。随着技术的成熟和经验的不断累积，中国煤电企业已经成为全球煤电市场的主力军。近年来，中国与各国的电力合作不断加强，输出了更多的技术、设备和资本，煤电也成为了中国海外电力投资的重要组成部分。然而，面对投资东道国复杂的 market 环境和脆弱的自然环境，中国海外煤电投资可能面临来自政策、环境、经济等各方面的风险。一方面，东道国能源规划经验的缺乏和相对薄弱的金融支持体系成为中国海外煤电投资企业经营风险的主要原因；另一方面，受制于当地经济社会发展水平、环境容量约束和相关的政策制度，中国企业和金融机构将面临潜在的环境生态风险。因此，中国亟需建立一套强有力的国别风险评估和预警机制，尽早发现和规避海外煤电投资的风险。国家能源局从 2016 年起开始发布《关于建立煤电规划风险预警机制暨发布煤电规划建设风险预警的通知》，建立了针对国内煤电规划建设风险预警指标体系，有效地从经济性、装机充裕度、资源约束等角度为煤电建设如何规避潜在风险提出对策。中国海外煤电投资也可以借鉴此类预警体系，帮助中国企业和金融机构识别和规避风险。

中国企业在海外参与煤电项目投资的经验已久，主要参与方式包括股权投资、金融支持、工程总承包、设备出口等。从总量来看，印度尼西亚是中国海外参与煤电项目投资最多的

国家之一，同时也是东南亚最大的能源生产和消费国。因此本报告选取印度尼西亚作为国别研究对象，通过分析该投资东道国的煤电投资环境和风险，建立煤电投资风险预警体系，帮助中国企业和金融机构最大程度地规避在印度尼西亚参与煤电项目投资的潜在风险。

本报告将对在印度尼西亚投资建设煤电项目的风险进行预警分析。根据印度尼西亚电力供应商业计划，本报告将该国划分为爪哇 - 巴厘、加里曼丹、苏拉威西、苏门答腊和马鲁古 - 巴布亚五大区域（图 0.1），结合各区域的经济增长、地理特征和电力供给消费的情况，综合评价 2022 年五大区域煤电项目投资建设可能面临的风险，并给出煤电投资建设的综合预警结果。该预警目标年份设定的依据主要有两个方面：一是短期预测较长期预测更为准确，采信度高；二是中国国家能源局对国内煤电项目进行三年短期预警的模式已较为成熟，能够为其他国家所借鉴。本报告主要从装机充裕度、经济性、资源约束三方面对印度尼西亚五大区域的煤电投资建设项目进行风险预测和预警研究。其中，煤电装机充裕度指标体现了当地煤电装机的冗余情况；煤电建设经济性指标体现了当地煤电项目的经济性，为投资建设煤电项目提供决策参考；资源约束指标反映了在当地规划建设煤电项目受到的资源环境影响程度。这三方面能够较为全面地涵盖煤电投资在经济收益、市场空间和环境承载力等方面的风险来源。在此基础上，本报告为中国政府部门、企业和金融机构在印度尼西亚投资建设煤电项目提出风险预警和有针对性的政策建议。

图 0.1 印度尼西亚五大区域示意图



# 01 印度尼西亚 电力发展背景概述

印度尼西亚是东南亚第一人口大国，人口增长率始终保持在1.31%左右，其中一半以上人口居住在西部地区。印度尼西亚拥有东南亚地区最大的电力市场<sup>[1]</sup>。从印度尼西亚国家建设部2017年的数据来看，目前印度尼西亚人均电力消费仍处于较低水平，约为邻国马来西亚的1/4，存在较大的增长空间<sup>[2]</sup>。

## 1.1 印度尼西亚煤炭资源状况

印度尼西亚煤炭产量较高，土地幅员辽阔，有良好的煤电项目建设条件。根据英国石油公司（BP）能源统计，2017年印度尼西亚探明煤炭储量达到225.98亿吨，名列全球第10位，约占全球总储量的2.2%。然而，由于该国煤炭产量和出口规模也十分巨大，导致煤炭储产比仅为49，明显低于全球134的平均水平。

印度尼西亚已探明的煤炭储量主要分布在苏门答腊和加里曼

丹两大区域，重点集中在苏门答腊的中部和南部地区，以及加里曼丹的中部、东部和南部地区。印度尼西亚的煤矿多为露天矿，开采条件较好，商业可采储量达44.5亿吨。煤炭多具有高水分、低灰分、低硫分、高挥发等特性，其中又以褐煤和次烟煤为主<sup>[3]</sup>，储量占比分别为58.68%和26.60%。

## 1.2 印度尼西亚电力建设情况

本世纪初，印度尼西亚开始进行国内电力体制改革。但是受到国际和国内多种因素的影响，电力供给严重落后于电力需求，经济发展受到限制。为走出电力不足的困境，印度尼西亚于2006年开始实施新的国家电力总体规划，由印度尼西亚国家电力公司（Perusahaan Listrik Negara，以下简称PLN）负责制定。此后，印度尼西亚连续出台了多个旨在增加发电装机容量的“10GW计划”<sup>[4]</sup>。时任总统佐科·维多多于2014年上台后提出了“35GW计划”<sup>[5]</sup>，即在2015-2019年间新增发电装机35GW。

然而，过去几年印度尼西亚的年均经济增速未能达到7%的目标，电力需求也未出现预计的大幅增长，“35GW计划”进展缓慢，预期到2019年末只能完成50%，另一半将在2023-2025年完成。因此，在RUPTL（2018-2027）中，预计电力需求增速和计划新增发电装机量较RUPTL（2017-2026）有所下调，力图控制发电装机规模，防止电力过剩。

根据RUPTL（2018-2027）的统计数据，截至2017年年

底，印度尼西亚的全国发电装机容量为55925.96MW，预计2022年将达到91588.96MW<sup>[6]</sup>。从地域分布来看，印度尼西亚五大区域的电力发展极不平衡，爪哇-巴厘地区约占全国装机容量的74.2%，苏门答腊地区占16.7%，其余地区占9.1%。从配套设施来看，因受到客观地理环境的限制，印度尼西亚尚未形成统一的电网系统。除全国最大的爪哇-巴厘-马都拉电网和正在加速建设的苏门答腊电网以外，印度尼西亚其他地区基本为小型电网或电站孤立辐射周边供电，整体电网系统较为落后。而“35GW计划”中提出的46831km配套电网，2017年底已完成建设并投入使用的电网为6819km，仅占15%，待建余量依然较大。

总体来看，在印度尼西亚政府对电力行业的大力扶持下，全国发电装机容量在近几年快速增加。截至2017年12月，印度尼西亚总发电装机容量为55925.96MW，发电量为290TWh，全国电力消费总量为247TWh，人均电力消费量为978.74kWh<sup>[6]</sup>。印度尼西亚全国范围内的通电率为93.08%。

# 02 印度尼西亚五大区域 煤电投资风险评估

本报告的第二、三章将从装机充裕度、经济性和资源约束三个方面<sup>2</sup>对2017年印度尼西亚五大区域煤电投资建设风险的现状进行分析，并预测2022年的投资建设风险，最终形成2022年印度尼西亚煤电投资建设的风险预警体系。

## 2.1 煤电装机充裕度分析

### 2.1.1 煤电投资建设充裕度现状

印度尼西亚电力行业发展迅速，当前的电力结构以煤电为主。可再生能源以水电、地热和生物质发电为主，有少量的光伏和风电装机，整体发展较慢。根据 PLN 年报（2017）统计，截至 2017 年 12 月底，PLN 及其子公司拥有并运营的发电机组为 5389 台，总装机容量为 39651.79MW，其中 28725.53MW（72.44%）位于爪哇-巴厘地区。各类发电机组的装机容量分别为：蒸汽轮机 19530.50MW（49.26%）、联合循环 9022.54MW（22.75%）、柴油 3880.02MW（9.79%）、水电 3583.15MW（9.04%）、燃机轮机 3075.83MW（7.76%）、地热 550.89MW（1.39%）、太阳能和风力发电 8.86MW（0.02%）。加上独立发电站（IPP）和租赁电站装机容量，印度尼西亚全国总发电装机容量为 55925.96MW，与 2016 年 12 月底相比增长了 2.31%。其中，IPP 和租赁电站的占比分别为 23.73% 和 5.37%，PLN 的装机份额较 2016 年有所下降，但仍高达 70.90%<sup>[7]</sup>。

PLN 主管印度尼西亚全国的发电、电网及能源规划，其职能与中国原国家电力公司类似。由于印度尼西亚的工业和制造业体系较为落后，成套大型电力设备均需要进口。因此，为降低建设成本，印度尼西亚逐渐放开发电市场，部分电源项目通过国际招标形式引入 IPP，IPP 生产的电力通过签订长期购电协议（PPA）销售给 PLN。虽然目前 PLN 的装机份额降至 70.90%，但电网份额仍为 100%<sup>[8]</sup>。

2013-2017 年，印度尼西亚总发电装机量年均增速为 3.58%，低于同时期的 GDP 年均增速，且除 2015 年外，总装机容量增速均低于同期电力需求增速。在经历了两年较为高速增长后，2015 年印度尼西亚全国发电装机量开始出现阶梯式下降。发电装机容量增速的小幅下降主要有两方面原因：一是之前两个“10GW 计划”已基本落地，二是 2014 年新总统佐科·维多多上台后虽然提出了“35GW 计划”，但由于电站建设周期较长，一般需要 3-5 年才能投入使用，因此导致 2013-2017 年全国发电装机容量增速较低。

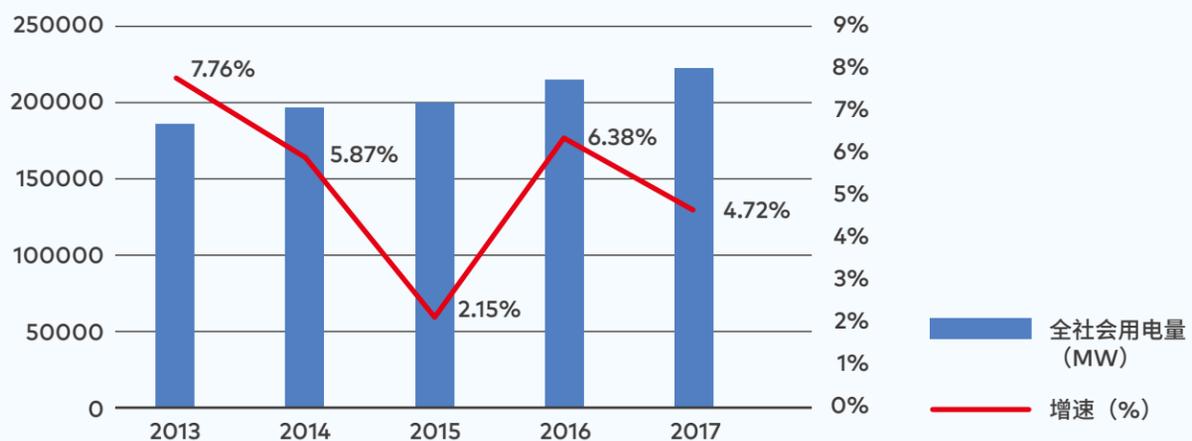
图 2.1 2013-2017 年印度尼西亚电力装机量及增速



数据来源：PLN 年报（2013-2017）<sup>[9]</sup>

<sup>2</sup> 评估体系参考国家能源局发布的《关于建立煤电规划风险预警机制暨发布煤电规划建设风险预警的通知》

图 2.2 2013-2017 年印度尼西亚全社会用电量及增速



数据来源：PLN 年报（2013-2017）<sup>[9]</sup>

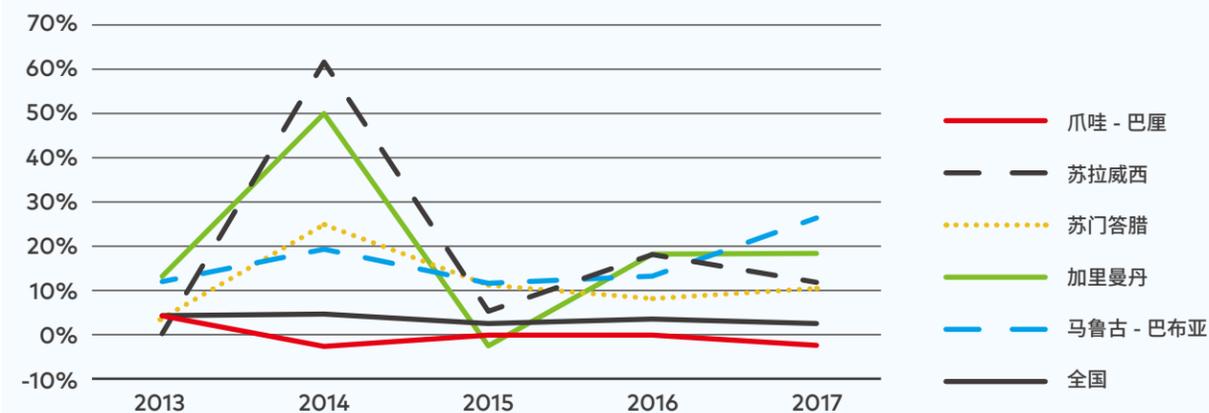
从 GDP 增速来看<sup>[6]</sup>，由于全球经济尚未复苏，2015 年国际市场的持续不振影响了印度尼西亚大宗产品的出口，国内消费和外来投资增幅下降。印度尼西亚为了抑制高通胀和货币贬值，采取了从紧的货币政策，使得 2015 年的 GDP 增速下降至 4.88%。GDP 增速的下滑进而导致该国全社会用电量，特别是工业部门用电量增速出现大幅下降，2015 年全社会用电量仅增长 2.15%。2016 年 GDP 增速为 5.04%，全社会用电量增速为 6.4%。2017 年 GDP 增速基本维持不

变，但全社会用电量增速跌至 4.72%，说明印度尼西亚的电力消费弹性出现下降。这一现象可归因于印度尼西亚经济结构的变化，主要表现为商业部门对 GDP 的贡献比率逐渐增加，而商业部门对电力的需求相对较低，工业部门在 GDP 中的占比又未出现明显上升，从而导致电力消费弹性下跌<sup>[7]</sup>。此外，印度尼西亚历年 RUPTL 中的电力需求预计增速均高于实际增速，以此高估的电力需求增速为依据制定电源建设规划，将可能导致供大于求问题的出现。



(1) 五大地区电力供给情况

图 2.3 2013-2017 年印度尼西亚五大地区电力装机增速



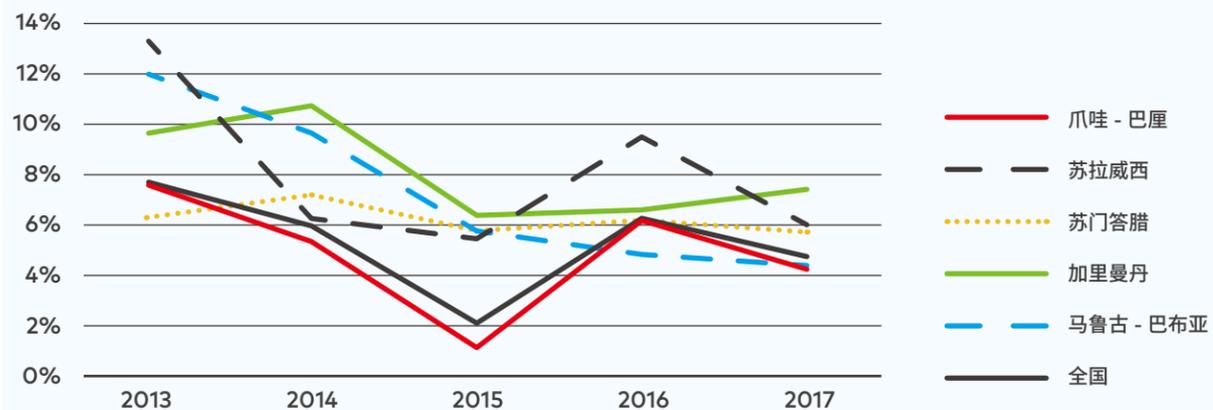
数据来源：PLN 年报（2013-2017）<sup>[8]</sup>

从 2013-2017 年五大区域发电装机容量增速上来看：

- 爪哇-巴厘地区发电装机容量增速与全国装机容量增速变化趋势基本一致。但具体来看，除 2013 年装机容量增速较高外，其余年份的装机容量增速均小于全国年均值，2014 年和 2017 年装机容量增速甚至出现负值。这说明该区域落后机组的淘汰量略大于新增机组的投运量，致使总装机容量基本持平。
- 在加里曼丹地区，除 2015 年装机容量增速为负值外，其余年份增速均较高，五年年均增速为 19.79%。“10GW 计划”的集中落地使 2014 年装机容量大幅上升，增速高达 50.71%，同时也导致了 2015 年新增装机的空白期，装机容量增速不升反降。这种状况在 2016 年之后得到改善，2016-2017 年装机容量增速回升至高位。整体来看，在印度尼西亚政府一系列政策的倾向性引导下，加里曼丹地区的发电装机容量得到了较大提高。
- 苏门答腊地区五年间的发电装机容量年均增速为 12.09%，高于全国年均增速。2013-2014 年装机容量增速变化趋势与加里曼丹地区相同，前期电站建设计划的落地使 2014 年装机容量增速处于高位，达 25.02%。由于苏门答腊地区经济发展繁荣，发展潜力较大，印度尼西亚国家电力公司逐渐放弃苏门答腊-爪哇高压直流海缆项目的规划，主要通过在该地区增加发电装机容量来解决电力供给问题。因此，与加里曼丹不同，苏门答腊地区的装机容量增速在 2014 年后仍保持在相对高位。
- 马鲁古-巴布亚地区的发电装机容量在 2013-2017 年期间呈明显上升趋势，年均增速为 16.77%。在 2014 年出现阶段性高点后，该地区装机容量增速出现小幅回落，但随即在 2017 年回升至 26.82%，出现新高点。值得注意的是，由于马鲁古-巴布亚地区的发电装机容量基数较小，因此少量新增装机即可导致装机增速的大幅变化。截至 2017 年，该地区的发电总装机容量仍不足 1000MW。
- 与其他地区类似，2014 年苏拉威西地区的发电装机容量大幅增加，增速高达 63.02%。随后在 2015 年大幅回落，装机增速下降至 5.25%。2016-2017 年装机增速出现一定回升。总体来看，五年间苏拉威西地区的发电装机容量年均增速达 19.85%，高于同期电力需求增速。

## (2) 五大地区电力需求情况

图 2.4 2013-2017 年印度尼西亚五大地区电力需求增速



数据来源：RUPTL (2018-2027) [6]

从 2013-2017 年五大区域电力需求增速上来看：

- 爪哇-巴厘地区全社会用电量增速呈阶梯状下降趋势。五年间该地区全社会用电量年均增速为 4.92%，低于全国全社会用电量年均增速。相较于其他四个地区，爪哇-巴厘地区的增速相对较低。具体来看，2013-2015 年该地区全社会用电量增速快速下降，并于 2015 年降至最低点，仅为 1.09%。该数值在 2016 年回升至 6.26% 后，2017 年再次下降至 4.33%，主要原因有两方面：一是全球经济形势不佳抑制了电力需求的上涨；二是随着爪哇-巴厘地区电力产业的快速发展，电气化率已上升至相对高点，上涨空间有限，难以通过增加电力用户数来提振电力需求 [9]。
- 加里曼丹地区五年间的全社会用电量呈下降趋势，年均增速为 8.14%，小幅高于其他四个地区，且高于全国全社会用电量年均增速。具体来看，2014 年之后该地区全社会用电量增速保持在 6.5% 左右，且在 2015-2017 三年间有加快的趋势。这一方面得益于印度尼西亚政府对电力基础设施的投资建设，使变电站和地区电网逐步完善，很大程度上在输、配电方面解决了电力供给不足的现象；另一方面，该地区长期以来电气化率不高，输、配电方面的改善也有效地释放了这一部分需求 [10]。同时，矿产资源的加速开发和坑口电站建设的推进也为该地区全社会用电量增速的提高做出了较大的贡献。
- 苏门答腊地区五年间全社会用电量年均增速为 6.2%，高于全国全社会用电量年均增速。从绝对量来看，该地区实际全社会用电量年均增速相对较低，且增长平稳。

因此，高发装机增速容易导致该地区出现电力供给过剩的情况。

- 马鲁古-巴布亚地区五年间的全社会用电量年均增速为 7.36%，高于全国全社会用电量年均增速。但五年间该地区全社会用电量增速快速下滑，2016-2017 年全社会用电量增速仅保持在 4.5% 左右，远低于同期装机量增速。同时，马鲁古-巴布亚地区农业仍处于支柱地位，整体经济水平不高，发展速度缓慢，加之宗教、种族间的历史矛盾使发展更加迟滞，地区经济对国内生产总值的贡献仅为 2% 左右。另一方面，马鲁古-巴布亚地区主要由多个小岛构成，这一地理条件严重限制了电网建设 [10]。以上问题的存在使该地区难以在短期内解决电力输配端的困境，预计该地区全社会用电量增速在未来仍将处于低位。
- 苏拉威西地区全社会用电量年均增速为 8.08%，高于全国全社会用电量年均增速，与其他地区的全社会用电量增速相比也处于前列。然而，五年间该地区全社会用电量增速逐渐下降，在 2013 年出现高增长后，于 2014 年大幅回落。2014-2017 年，除 2016 年增速较高（为 9.57%）外，其余年份增速保持在 5.8% 左右。总体来看，除 2013 年和 2015 年装机增速小于需求增速外，其余年份装机增速均远大于需求增速。按照印度尼西亚国家电力公司当前的规划，预计 2022 年之前该地区装机量增速将会维持在高位，在难以发现新的需求增长点的情况下，该地区可能出现电力供给过剩的情况。

## 2.1.2 煤电装机充裕度评估方法

本报告从资源充裕度的角度，采用电力系统备用率作为判断各地区煤电产能是否过剩的依据。当该地区电力系统备用率大于合理值时，即被认为产能过剩。本报告在计算中假设非火电能源可优先被利用，过剩产能均为煤电产能，即高出电力系统备用率合理值部分对应的煤电装机量被认定为该地区的煤电过剩产能 [11]。煤电过剩产能计算公式如下：

$$CE=IC-MP \times (1+RM) \quad (2.1)$$

其中， $CE$  为煤电等效过剩产能， $IC$  为各能源等效可用装机量， $MP$  为电力最大负荷， $RM$  为电力系统合理值。各地区电力系统备用率合理值的设定方法见附录。各地区实际电力系统备用率 ( $RM'$ ) 采用以下公式计算：

$$RM' = \frac{IC}{MP} - 1 \quad (2.2)$$

其中，各能源等效可用装机量 ( $IC$ ) 的计算公式为：

$$IC=AC \times DC + OD/RE \quad (2.3)$$

上式中， $AC$  为各能源现役装机量， $DC$  为各能源容量贡献因子， $OD$  和  $RE$  分别为跨省外送和接收电力。考虑到印度尼

西亚电网发展水平落后，各地区间电力输送极少，因此本报告在计算中忽略了跨地区输送电力情况。各能源类型的容量贡献因子如表 2.1 所示。

需要指出的是，关于各类能源对最大负荷的贡献因子，国际上尚无统一标准，印度尼西亚也缺乏相关研究文献。在本报告的分析中，考虑到印度尼西亚机组可靠性较低，因此将机组可用率折减 5%。风电和光伏的贡献因子一直备受争议，美国 PJM 电力市场在进行资源充裕性评估时，给风电和光伏贡献因子的赋值分别为 15% 和 40%（固定式地面光伏）到 60%（跟踪式地面光伏）。本报告出于对稳健性的考量，分别取 10% 和 25% [12]。由于印度尼西亚的水电占比不高，且现有水电装机容量普遍较低，结合有关行业专家的意见，本报告将水电贡献因子的赋值设定为 25%。

表 2.1 - 各能源容量贡献因子

能源类型	煤电	水电	风电	光伏发电	非煤炭火电
容量贡献因子	85%	25%	10%	25%	85%

## 2.1.3 煤电装机充裕度分析

本报告利用电力平衡对各地区发电装机充裕度进行计算。由于不同发电能源的利用小时数不同，因此不同发电能源单位装机容量的发电电力也有所差别。在各类发电能源利用小时数比例无大幅波动的前提下，为便于研究电力供应能力，本报告在计算时将各能源类型的发电装机容量折合成等效煤电装机量 [13]。2017 年印度尼西亚五大区域电力系统备用率计算结果如表 2.2 所示。

表 2.2 - 2017 年印度尼西亚五大地区电力系统合理备用率

地区	实际备用率	合理备用率 <sup>3</sup>
苏门答腊	40.94%	80%
爪哇-巴厘	14.70%	15%
加里曼丹	49.66%	80%
苏拉威西	28.26%	60%
马鲁古-巴布亚	28.02%	75%

<sup>3</sup> 合理备用率计算方法见附录

总体来看，由于电网建设、地理环境、经济发展等因素的不同，印度尼西亚不同地区的实际电力系统备用率存在较大差异。

- 从绝对值来看，2017年爪哇-巴厘地区的实际电力系统备用率最低，为14.70%，其余四大区域的实际电力系统备用率均较高，其中加里曼丹地区的实际电力备用率最高，为49.66%。
- 从相对值来看，爪哇-巴厘地区的实际电力系统备用率虽然较低，但与合理备用率已经极为接近。由于其电网相对

完善，装机结构相对合理，因此现有装机规模完全可以保证对该地区的电力供应。如果未来继续按照规划在该地区增加装机量，将很可能面临过剩风险。马鲁古-巴布亚、苏门答腊、加里曼丹和苏拉威西地区虽然实际备用率较高，但均远低于其合理备用率，仍存在一定的投资空间。但考虑到资源约束逐渐收紧，环境形势日益严峻，未来新增投资应优先以清洁能源替代煤电机组。

### 2.1.4 煤电装机充裕度预测

印度尼西亚2022年煤电装机充裕度的预测与现状分析的方法论相同，公式中各变量以2022年预测数值代入。针对2022年各地区的电力最大负荷需求，本报告根据2018-2022年各区域GDP增速和电力消费弹性系数计算出电力消费增速，并假设同期电力最大负荷需求增速与电力消费增速相同。本报告将对2018-2022年的GDP增速进行分情景研究，各区域电力消费弹性采用2013-2017年各区域电力消费弹性均值作为近似值。2013-2017年分区域电力消费弹性如表2.3所示。

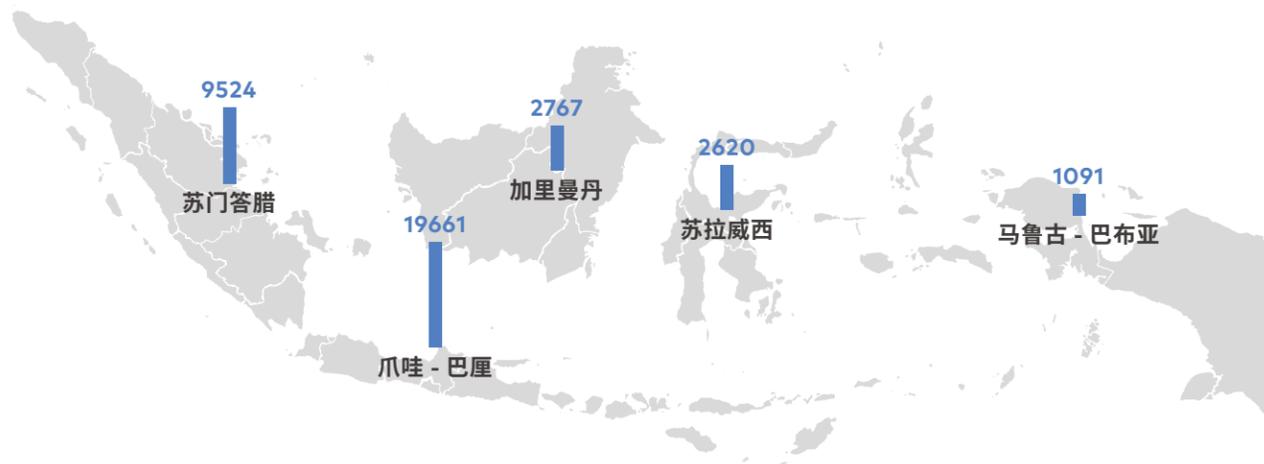
在装机容量方面，虽然印度尼西亚政府2014年提出的“35GW计划”由于经济增速与电力需求增速不及预期而进

展缓慢<sup>[14]</sup>，但2018-2022年间仍有大量电站处于在建或规划状态。根据RUPTL（2018-2027），2018-2022年印度尼西亚将新增35663MW发电装机，分区域新增装机量如图2.5所示。在当前政策背景下，预计2022年全国发电装机容量将达到91588.96MW。

表 2.3 - 分区域电力消费弹性

地区	苏门答腊	爪哇-巴厘	加里曼丹	苏拉威西	马鲁古-巴布亚
电力消费弹性	1.22	0.96	1.59	1.58	1.44

图 2.5 2018-2022年印度尼西亚各地区预计新增装机情况(兆瓦)



为了评估印度尼西亚未来的电力供求状况，本报告在其国家发展计划部所预计的GDP增速的基础上，设定了高、低两种电力需求增长情景，以探讨不同经济发展速度下印度尼西亚全国及各地区的电力产业发展状况。具体情景设定如下：

**情景一：**假设2018-2022年印度尼西亚GDP增速与印度尼西亚国家发展计划部预计的GDP年均增速相同，即年均增速为5.9%，各区域GDP增速也与预计相同。需要注意的是，印度尼西亚国家发展计划部预测的增速是基于对世界经济复苏的乐观预期，即大宗商品价格稳步上涨、国际贸易增速提高、企业和消费者信心逐渐增强。

**情景二：**假设印度尼西亚GDP增速难以达到其国家发展计划部的预测值<sup>4</sup>，即世界经济复苏较为平稳，印度尼西亚2018-2022年的GDP年均增速仅略高于2018年GDP增速，为5.2%，并以此为依据对各区域2018-2022年GDP年均增速进行下调。

表 2.4 - 印度尼西亚 2018-2022 年各地区年均 GDP 增速

地区	情景一	情景二
苏门答腊	5.94%	5.24%
爪哇-巴厘	5.48%	4.77%
加里曼丹	5.06%	4.34%
苏拉威西	6.64%	5.96%
马鲁古-巴布亚	6.68%	6.00%
全国	5.90%	5.20%

基于上述假设，本报告分情景计算了2022年印度尼西亚全国及各地区发电装机容量的系统备用率情况，结果如表2.4所示。

表 2.5 - 印度尼西亚 2022 年各地区电力系统备用容量预测

地区	情景一	情景二	合理备用率 <sup>5</sup>
苏门答腊	81.76%	88.56%	80%
爪哇-巴厘	31.69%	36.07%	15%
加里曼丹	90.30%	100.82%	80%
苏拉威西	29.52%	36.02%	60%
马鲁古-巴布亚	72.50%	80.46%	75%

**情景一中**，除苏拉威西和马鲁古-巴布亚地区的实际电力系统备用率仍低于合理备用率外，爪哇-巴厘、加里曼丹和苏门答腊三大区域的实际电力系统备用率均超过合理备用率，说明在该情景下这三个地区在2022年将出现煤电产能过剩情况，过剩产能分别为6686MW、164MW和128MW。与2017年相比，2022年五大区域的实际电力系统备用率均出现不同幅度的上升，除苏拉威西地区增幅较小外，其余四个地区增幅均较大，甚至超过100%。总体来看，由于2018-2022年间集中落地的发电装机量较大，电力需求又难以实现快速增长，因此，在印度尼西亚电力供应商业计划顺利实施的情况下，即使印度尼西亚可以按照预期实现较快的经济发展，爪哇-巴厘地区也将在2022年出现较严重的产能过剩，苏门答腊和加里曼丹地区预计将出现小幅的煤电产能过剩。

**情景二中**，即当印度尼西亚的经济以相对较低的5.2%增长时，其电力过剩情况将进一步恶化。与情景一相比，除苏拉威西地区电力系统备用率处于合理水平外，其余四大区域在该情景下均出现不同程度的煤电过剩情况。马鲁古-巴布亚地区预计将出现60MW的煤电过剩产能。爪哇-巴厘、加里曼丹和苏门答腊地区的煤电过剩规模将进一步加大，分别扩大至8164MW、460MW和891MW。

总体来看，2018-2022年的GDP年均增速与2022年印度尼西亚煤电产能过剩情况呈现负相关，且不同区域煤电过剩程度差别较大。虽然每年新发布的RUPTL中均对电力需求增速进行了一定下调，但显然仍存在一定的低估。若印度尼西亚仍按目前电力供应商业计划新增产能，且经济增速没有出现起飞式增长，预计2022年煤电产能过剩问题将会在爪哇-巴厘、加里曼丹和苏门答腊地区进一步加剧，甚至将可能出现在马鲁古-巴布亚地区。

<sup>4</sup> 历史数据显示<sup>[15]</sup>，以往印度尼西亚国家发展计划部所预测的GDP增速一般会比实际增速高1%左右，预测误差较大。

<sup>5</sup> 合理备用率的预测方法见附录。

## 2.2 煤电投资建设经济性分析

### 2.2.1 煤电投资建设经济性现状

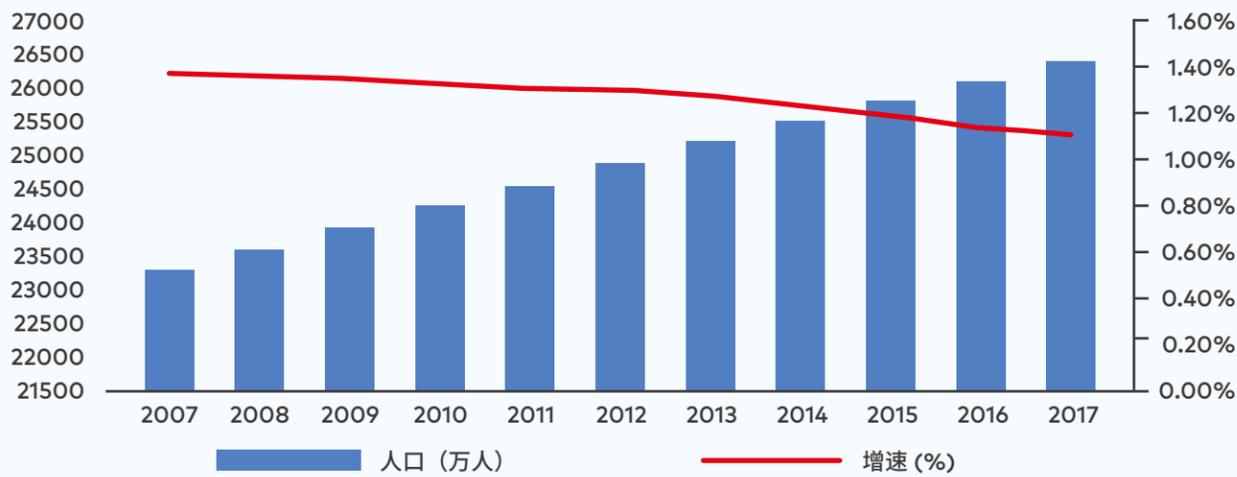
作为东南亚第一大经济体，印度尼西亚经济发展迅速，国内生产总值稳健上升，近几年年均增速为5%左右<sup>[15]</sup>，在吸引外资企业投资方面具有得天独厚的优势。同时，印度尼西亚是世界第四人口大国，近十年的人口增长率维持在1.30%左右。其中，2017年人口数为2.66亿，占全世界人口的3.5%。印度尼西亚资源丰富、市场广阔，近年来政局稳定、法律体系日渐完善，吸引了众多的外商投资者。自2008年国际金融危机以来，印度尼西亚外商投资增速保持在年均13%以上<sup>[16]</sup>。“35GW计划”的推出引起了全球众多大型电力企业的密切关注，积极参与印度尼西亚的电力市场开发。

截至目前，直接参与印度尼西亚能源项目投资的中资企业包括华电集团、大唐集团、原神华集团、中国电力建设集团、中国能源建设集团等，开发侧重点为燃煤、燃机等火电项目。

此外，中国机械进出口公司、山东电建、中国成达等若干电建单位还参与了印度尼西亚电力工程总承包（EPC）项目。除中资企业外，日本三菱、丸红、三井等企业也在跟进大型燃煤、燃机项目的开发工作，法国电力集团和法国燃机集团对燃机等能源项目也给予了密切关注，并积极跟进<sup>[17]</sup>。

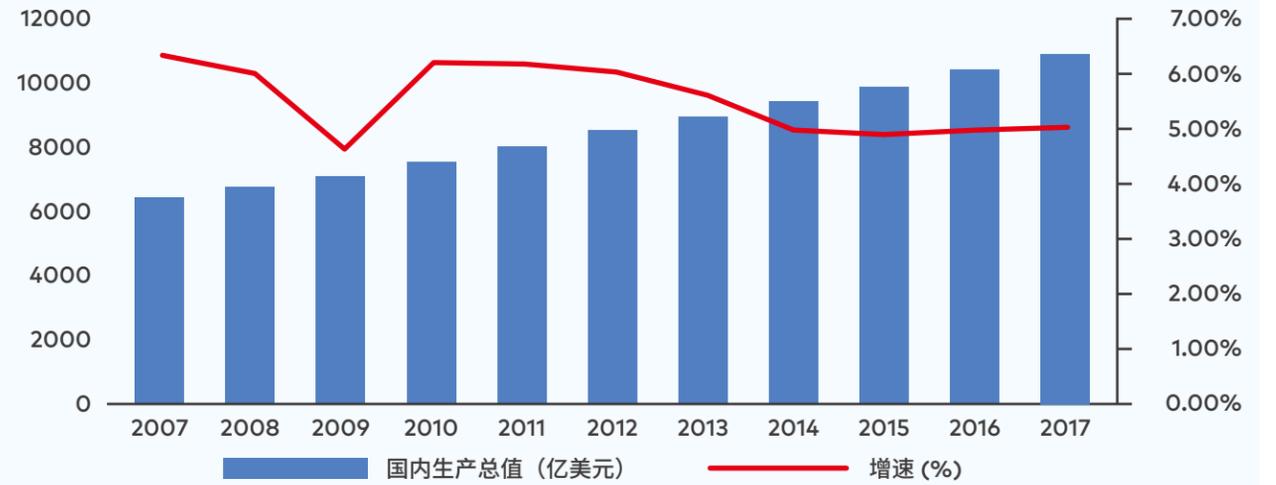
过去几年，印度尼西亚的人口和国内生产总值大体上呈现持续增长的趋势。2007-2017年间印度尼西亚人口持续增长，对电力的需求量也日趋旺盛。在此期间，印度尼西亚的人口增速保持着较为稳定且缓慢下降趋势（图2.6）。而2007-2011年间，印度尼西亚国内生产总值呈现出显著增长趋势，经济发展迅猛，增速波动较大。2012-2017年间，受国内外因素影响，印度尼西亚国内生产总值在小幅下降之后恢复稳步增长趋势，期间小幅波动，经济增速略有放缓（图2.7）。

图 2.6 2007-2017 年印度尼西亚人口增长情况



数据来源：全球宏观经济数据平台<sup>[18]</sup>

图 2.7 2007-2017 年印度尼西亚国内生产总值情况



数据来源：全球宏观经济数据平台<sup>[19]</sup>

### 2.2.2 煤电投资建设经济性评估方法

印度尼西亚通过 PLN 对全国电力行业实施管理。根据 1985 年第 15 号法令和实施条例，PLN 是印度尼西亚政府指定的拥有电力控制权的国有企业，并将长期保持其市场垄断地位，独立经营全国的输变电业务，也是唯一向最终消费者（无论个人或企业）售电的企业。所有 IPP 只能将电力销售给 PLN，PLN 在其特许领域内有保障电力供应的业务，因此需要与 PLN 签订 PPA。IPP 的收益很大程度上通过 PPA 担保来实现，其中的“照付不议”协定是所有条款中的核心，该协定为售电方提供了与购电方需求无关的、有保障的收入现金流，吸引了很多电力企业的投资。

本报告将采用内部收益率（IRR）作为衡量指标，对中国企业和金融机构在印度尼西亚五大区域投资建设煤电项目的经济性进行研究，并基于不同情景对 2022 年的预期内部收益率进行预测。内部收益率表示一笔项目投资预期达到的报酬率，其优点是能够将项目运行期内的收益与其投资总额相联系，同时便于与同行业基准投资收益率对比，从而确定该项目是否值得投资建设。测算印度尼西亚投资建设煤电项目内部收益率的方法为：

$$NPV = \sum_{t=0}^n [A + P_d \times C - CO]_t (1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (2.4)$$

其中， $NPV$  表示项目的净现值，为一笔项目投资所产生的未来现金流的折现值（现金流入）与项目投资成本（现金流出）之间的差值，反映项目投资的获利能力。净现值为零时的折现率即为项目的内部收益率。一般情况下，内部收益率大于等于基准收益率即表示该项目可行。

$A$  表示煤电项目的容量收入，为容量电价所对应的发电收入。容量电价是指买卖双方以约定的电厂可靠净容量作为计算依据，由售电方与购电方签订购电协议，确定电厂的发电能力，定期固定收取的电费。容量电价主要反映以投资成本为主的固定成本，按政府核准的电价执行。容量电价实质是对发电机组能够向电网提供发电的能力付费，因此容量电费的结算与发电机组的可用率密切相关。

$P_d$  表示电量电价，是指按发电企业实际发生交易的上网电量计费的电价，反映了煤电项目维护运营成本，主要包含项目运维期间的各项成本如可变运营维护成本和标煤价格（ $P_{ca}$ ）、机组发电煤耗（ $R_{ca}$ ）等燃料成本。

$C$  表示发电量，为项目实际年利用小时数 ( $T_v$ ) 和装机量的乘积。需要说明的是，现金流入的计算是通过电厂的上网电价 ( $P$ ) 与发电量相乘得到的，但为了体现印度尼西亚两部制电价的思想，本报告将内部收益率计算公式拆分为容量收入与电量收入两部分。发电企业与印尼电力公司通过谈判确定的容量电价与电量电价相加即为电厂的上网电价，之后再通过发电量来计算电厂的收入。

$CO$  表示现金流出，包括固定资产投资、流动资产投资、所得税等内容，计算时涉及单位千瓦动态投资 ( $C_E$ )、折旧率 ( $k_j$ )、贷款占比 ( $r$ )、贷款利率 ( $k_l$ ) 等参数。

本报告采用上述经济指标的 2012-2017 年印度尼西亚五大区域数据和 2018-2022 年的预测数据对印度尼西亚五大区域的煤电项目投资建设内部收益率进行计算。计算中涉及的部分参数的详细说明如下：

(1) 煤电项目上网电价 (记为  $P$ ，不含税价格，单位为“元/千瓦时”) 表示印度尼西亚国家电网购买发电企业的电力和电量在发电企业接入主网架的计量价格。本报告采用印度尼西亚 Power in Indonesia: Aksin (PLN) 报告<sup>[20]</sup>中关于电力供应成本 (Biaya Pokok Pembangkitan, BPP) 电价政策下的分地区上网电价。具体上网电价统计见图 2.8。

表 2.6 - 煤电建设经济性预警指标

指标名称	指标代码	指标单位
净现值	$NPV$	元
煤电项目的容量收入	$A$	元
电量电价	$P_d$	元/千瓦时
发电量	$C$	千瓦时
现金流出	$CO$	元
煤电项目上网电价	$P$	元/千瓦时
单位千瓦动态投资	$C_E$	元/千瓦
预计的年利用小时数	$T_v$	小时
折旧率	$k_j$	%
贷款占总投资的比例	$r$	%
贷款利率	$k_l$	%
机组发电煤耗	$R_{ca}$	克标煤/千瓦
预计标煤价格 (含税)	$P_{ca}$	元/吨

以上数据根据印度尼西亚 BPP 政策的五部分电价统计所得 (表 2.7)。2017 年，印度尼西亚能源和矿产资源部 (MEMR) 针对 PLN 的购电价 (简称上网电价) 出台了新规，依据不

同参数对坑口煤电站、非坑口煤电厂、燃机电厂、微型燃机电厂以及水电厂等不同能源类型和装机规模的上网电价出台了最高限价。

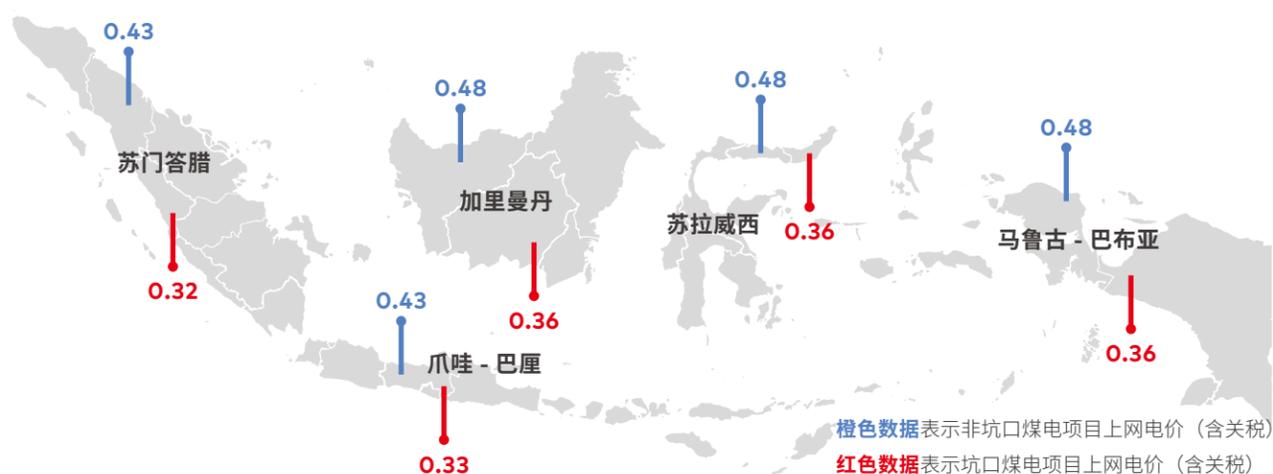
表 2.7 - 印度尼西亚燃煤 BOT 项目电价构成<sup>[7]</sup>

电价组成部分	电价组成细分	名称	涵义
容量电价	A 部分	(电站) 单位资本成本回报 (CCR)	在整个运营期内，对电站而言，平均到单位千瓦的年固定资本成本收益率，单位为“印尼盾/千瓦年”
	B 部分	单位固定运维成本 (FOMR)	在整个商业运营期内，对电站而言，平均到单位千瓦的年固定运维成本收益率，单位为“印尼盾/千瓦年”
电量电价	C 部分	度电煤价 (ECR)	计费期内的度电煤价，单位为“印尼盾/千瓦时”
	D 部分	度电变动运维成本 (VOMR)	计费期内的度电变动运行维护成本收益率，单位为“印尼盾/千瓦年”
补充电价	E 部分	(送出线路) 单位资本成本回报 (CCRT)	在整个商业运营期内，对送出线路而言，平均到单位千瓦的年固定资本成本收益率，单位为“印尼盾/千瓦年”

基于印度尼西亚两部制电价的市场规范，上网电价主要包括容量电价和电量电价两部分。容量电价以区域电力市场或电力调度交易中心范围内参与竞争的各类发电机组平均投资成本为基础制定，主要用于核算成本，确定以及固定未来几十年的预期收益率。其电能成本主要包括自有资金回报、贷款回报、折旧、固定成本、人工成本等部分，是与 PLN 谈判煤电项目投资的关键指标。电量电价主要由维护运营期间的各项成本诸如可变运营维护成本和煤价、煤耗等燃料成本形成，其中煤炭成本目前由 PLN 承担，因此不影响项目投资者的收益率和投资决策<sup>[21]</sup>。但如果未来照付不议的刚兑被打破，燃料成本提高和利用小时降低的风险也将由项目投资人承担。

印度尼西亚政府虽然针对不同能源类型、不同装机规模出台了不同的上网电价最高限价令，但并不存在与中国类似的“标杆电价”。IPP 电站项目的电价主要由投资方根据建设运营成本和投资回报预测来报价，经过与不同投标方的竞争最终中标后，与 PLN 签署购售电协议，确定经营期的上网电价。因此，每个 IPP 项目的电价水平会因投资方的不同、造价水平的不同而有所差异，最终上网电价以双方购售电协议约定为准。

图 2.8 2017 年 BPP 电价政策下的分地区上网电价



数据来源: Power in Indonesia<sup>[20]</sup>

(2) 单位千瓦动态投资（记为  $C_E$ ，单位为“元/千瓦”）表示电站建设每千瓦装机所需的资金，由投资总额与装机容量相除计算得出。本报告使用的指标数据基于具体电站项目计算，并按项目所在地区进行划分。计算中涉及的项目分布于四大区域，包括爪哇 - 巴厘、加里曼丹、苏拉威西和苏门答腊地区的燃煤 (Coal-fired) 和坑口燃煤 (CMM) 发电项目，缺少马鲁古 - 巴布亚地区的煤电项目数据（表 2.8）。

表 2.8 - 印度尼西亚项目单位千瓦动态投资

项目名称	装机容量 (万千瓦)	类型	分布位置	单位千瓦动态投资 (元/千瓦)
Jawa-9 & 10	200	Coal-fired	Banten	10647
Meulaboh-3 & 4	40	Coal-fired	Aceh	8505
Sumut-2	60	Coal-fired	North Sumatera	9450
Kalbar-2	20	Coal-fired	West Kalimantan	9450
Sumbagsel-1	30	Coal-fired	Southern Sumatera	9450
Sulbagut-3	10	Coal-fired	Northern Sulawesi	9450
Jawa-6	200	Coal-fired	West Java	2363
Jambi I	60	CMM	Jambi	9450
Kaltim-5	20	CMM	East Kalimantan	9450
Kalselteng-3	20	CMM	South/Central	9450
Kaltim-3	20	CMM	East Kalimantan	9450
Kaltim-6	20	CMM	East Kalimantan	9450
Sumsel-6	60	CMM	South Sumatera	9450
Riau-1	60	CMM	Riau	9450
Jambi II	60	CMM	Jambi	9450
Kalselteng-4	20	CMM	South/Central	9450
Kalselteng-5	20	CMM	South/Central	9450
Jawa 7	200	Coal-fired	Banten	5935

数据来源：PwC Power in Indonesia Investment and Taxation Guide<sup>[22]</sup>；新浪财经新闻<sup>[23]</sup>

(3) 预计年利用小时数（记为  $T_v$ ，单位为“小时”）表示发电机组在 1 年内平均满负荷运行的时间。电力行业是投资密集型的产业，扣除设备检修等必要的停机时间，发电小时数越高，设备所创造的经济价值越高。本报告以印度尼西亚能源和矿产资源部发布的分地区官方数据为参考数据，用于指标预测。计算公式如下：

$$\text{发电设备年均利用小时} = \text{报告期发电量} / \text{报告期的年均发电设备容量} \quad (2.5)$$

表 2.9 - 印度尼西亚全国煤电利用小时数

年份	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
利用小时数	7375	7014	7237	6858	5525	5450	5383	5497	5394

数据来源：RUPTL (2018-2027)<sup>[6]</sup>

表 2.10 - 2017 年印度尼西亚电平衡表

地区	发电装机容量 (兆瓦)	发电量 (吉瓦时)	年利用小时数 (小时)
苏门答腊	5776.72	32748	5669
爪哇 - 巴厘	32047.36	169663	5294
加里曼丹	1568.84	8028	5119
苏拉威西	1603.75	9439	5888
马鲁古 - 巴布亚	351.37	2157	6145

数据来源：PLN 年报 (2017)<sup>[24]</sup>

(4) 贷款利率（记为  $k_{ll}$ ，单位为“%”）表示借款期限内利息数额与本金额的比例，根据国内电力企业如中国神华国华电力以及部分日本企业在印度尼西亚投资项目数据汇总后得到参考值，预计贷款利率为 6.46%（表 2.11）。

表 2.11 - 印度尼西亚煤电投资项目的贷款利率

项目名称	总成本	发电量 (吉瓦时)	年利用小时数 (小时)	贷款与权益的比值	利率
神华国华电站	331	231.7	99.3	233%	NA
爪哇 7 号电站	NA	NA	NA	NA	6 个月期伦敦银行间同业拆借利率 + 3%
PwC 调查电站的加权平均值	NA	NA	NA	76%	6.46%

数据来源：证券时报<sup>[25]</sup>；PwC Alternating Currents: Indonesian Power Industry Survey 2018<sup>[26]</sup>；中国网<sup>[27]</sup>

(5) 机组发电煤耗（记为  $R_{co}$ ，单位为“克标煤/千瓦时”）表示燃煤电站每发1度电所需要消耗的煤量。由于不同项目生产用煤差异较大，为便于计算与比较，本报告将样本用煤统一折算为标准煤。发电煤耗数据采用典型常规燃煤发电机组供电煤耗的参考值。

表 2.12 - 机组燃用印度尼西亚煤与国产煤能耗指标比较<sup>[28]</sup>

项目	发电量 (万千瓦时)	运行时间 (小时)	平均负荷 (兆瓦)	机组负荷系数 (%)	发电煤耗 (克标煤/千瓦时)
印度尼西亚煤	1875.85	72	260.05	78.80	306.72
国产煤	1895.85	72	263.31	79.79	308.31
差额	-20.00	0	-3.26	-0.99	-1.59

表 2.13 - 典型常规燃煤发电机组供电煤耗参考值

机组类型		新建机组设计供电煤耗 (克标煤/千瓦时)	现役机组生产供电煤耗	
			平均水平	先进水平
100 万千瓦级超超临界	湿冷	282	290	285
	空冷	299	317	302
60 万千瓦级超超临界	湿冷	285	298	290
	空冷	302	315	307
60 万千瓦级超临界	湿冷	303	306	297
	空冷	320	325	317
60 万千瓦级亚临界	湿冷	-	320	315
	空冷	-	337	332
30 万千瓦级超临界	湿冷	310	318	313
	空冷	327	338	335
30 万千瓦级亚临界	湿冷	-	330	320
	空冷	-	347	337

数据来源：煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020 年）<sup>[29]</sup>

(6) 预计标煤价格（记为  $P_{co}$ ，含税价格，单位为“元/吨”）。该指标采用 2012-2018 年 Indonesia Investment Coal Price 公布的印度尼西亚动力煤月度数据，并将动力煤价格统一折算为标准煤价格。同时，参照近 3 年中国电煤价格指数对数据进行加权处理，权重由近及远分别取 0.5、0.3 和 0.2。考虑到 2016 年煤价的异常波动，并综合其他机构及学者对未来煤价走势的判断，本报告适当加重了 2016 年第四季度煤价在 2016 年全年均价中的计算权重。标煤价格的计算方法如下：

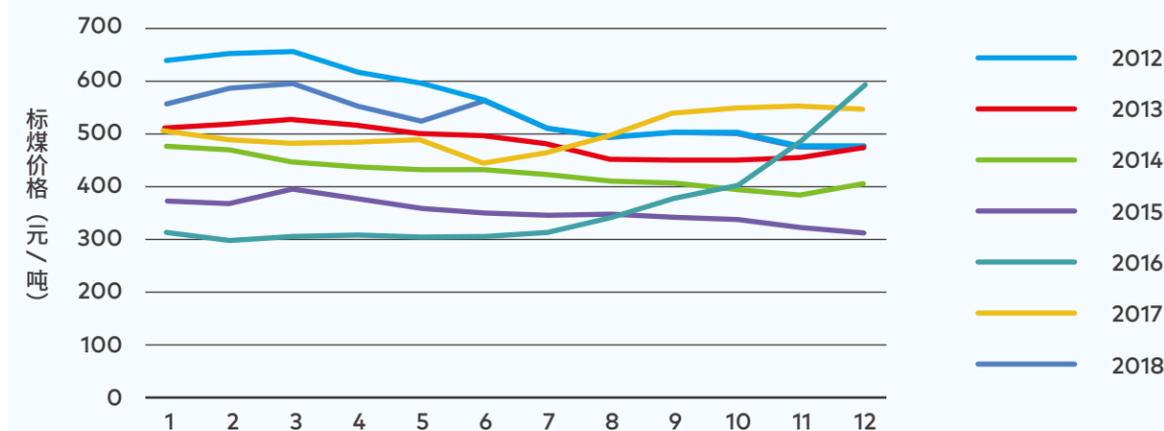
$$UCSC = UCRA \times ECSC$$

$$ECSC = ACES / 7000 \quad (2.6)^{[30]}$$

其中，UCSC 表示标煤单价，为能够产生等量热值的动力煤价格；UCRA 表示动力煤单价，ECSC 表示能源折标准煤系数，ACES 表示动力煤实际热值<sup>6</sup>，单位为 Kcal/kg。

标煤价格的计算结果表明，印度尼西亚的煤价存在一定的季节性特征。在某些季节如春冬季，标煤价格较高。如图 2.9 所示，2012-2018 年印度尼西亚的煤炭价格平均水平在 320-450 元/吨之间。在后文的经济性评估和预测中，我们将以该区间作为参考进行经济性分析。值得注意的是，计算所得的标煤价格为印度尼西亚标准下能够产生等量热值的动力煤价格，与低位热值的动力煤相比价格更低，经济性评估和预测结果将较为保守。

图 2.9 印度尼西亚 2012-2018 年标煤价格



数据来源：Indonesia Investment Coal Price<sup>[31]</sup>

<sup>6</sup> 在计算中，根据当前动力煤价格指代的燃煤热值，即 HBA 指数下月度平均价格，以及热值高位收到基 6322 大卡的指标基准，全水 8%，灰分 15%，硫份 0.8%，得出能源标准煤系数为 0.9，从而在 1: 6.5 的美元汇率换算下得出当前标煤价格。

(7) 其它可变运维成本。印度尼西亚实行土地私有，外国人或外国公司在印度尼西亚都不能拥有土地，但外商直接投资企业可以拥有以下3种受限制的权力：建筑权，允许在土地上建筑并拥有该建筑物30年，如有需要，可再向印度尼西亚投资协调委员会（BKPM）申请批准，延期20年；使用权，允许为特定目的使用土地25年，期满后可以再延期20年；开发权，允许为多种目的开发土地，如农业、渔业和畜牧业，试用期35年，期满后可再延长25年。

印度尼西亚的土地获得（承租或购买）较为容易，土地价格会根据所在区域基础设施的完善性、治安条件的优劣性等因素存在较大差异。印度尼西亚中央银行的调查结果显示，雅加达市区的工业用地平均价格约为330美元/平方米，茂物、勿加西和加拉横等工业区用地平均价格为190美元/平方米，其他城市如棉兰、三宝壟和日惹的工业用地平均价格则相对较低。部分工业地块出售价格更高，如雅加达东部的布洛卡栋（Pulogadung）工业园，土地价格高达630美元/平方

米。由此可见，目前印度尼西亚的工业用地价格已经高于其他的东南亚国家（泰国曼谷119美元/平方米，菲律宾马尼拉52-102美元/平方米，马来西亚吉隆坡20-25美元/平方米），一定程度上将降低外企到印度尼西亚投资煤电项目的吸引力。

作为高耗水行业，煤电行业的运维成本受到当地水价的影响。水价与国家的经济发展水平、水资源赋存状况以及社会制度关系密切。如表2.14所示，2017年雅加达的工业企业用水量在10立方米内，水价为4900印尼盾/立方米（2.42元/立方米）；用水量在11-20立方米内，水价为6000印尼盾/立方米（2.96元/立方米）；用水量超过20立方米，水价为7450印尼盾/立方米（3.67元/立方米）。2017年北京的工业用水水价为9.2元/立方米（其中水费4.20元，水资源费2.30元，污水处理费3元），相比之下，印度尼西亚的用水成本相对较低，水价对煤电企业的约束相对较小。

表 2.14 - 2017 年雅加达用水价格

用户类型	价格（印尼盾 / 立方米）		
	0-10m <sup>3</sup>	11-20m <sup>3</sup>	> 20m <sup>3</sup>
I	1050	1050	1050
II	1050	1050	1575
III	3550	4700	5500
IV	4900	6000	7450
V	6825	8150	9800
VI	12550	12550	12550
VII	14650	14650	14650

I：为宗教场所；II：政府、医院；III：居民住宅；IV：工业企业；V：外交使团；VI：星级酒店；VII：特别用途

资料来源：中国驻印度尼西亚使馆经商参处

## 2.2.3 煤电投资建设经济性分析

基于上述指标和数据，本报告将代入合理的预测数据和固定参数，测算出印度尼西亚五大区域煤电项目的预期内部收益率，并分情景对2022年印度尼西亚投资建设煤电项目的经济性进行预测评估。

煤电上网电价 $P$ 采用年度分行业数据，通过行业汇总取值选出五大区域的参考性电价，并对全国上网电价进行整体性评估，电价范围为0.37-0.42元/千瓦时。机组发电煤耗 $R_{ca}$ 根据典型常规煤发电机组供电煤耗参考值和现有案例，按机组类型选取平均水平数值。预计标煤价格 $P_{ca}$ 分别选取近两年标煤价格变动的平均低值和高值，按照美元兑人民币1:6.5的汇率进行折算后分别得到320元/吨和450元/吨。预计的年利用小时数 $T_v$ 参考印度尼西亚年利用小时数进行估算，估算范围为5300-6200小时。单位千瓦动态投资 $C_E$

通过调研印度尼西亚现有煤电项目进行取值，大部分地区为9450元/千瓦时，爪哇-巴厘地区发展较好，约为9700元/千瓦时。除以上指标外，其余指标的基础评估数据均来自国内煤电企业及其项目，其中折旧率 $k_d$ 按照16年折旧年限，取6.25%；电力项目贷款占总投资的比例 $r$ 取官方数值80%；贷款利率 $k_l$ 的取值参考国内各大银行对国外项目投资所提供的官方贷款利率，为6.46%。

2018年印度尼西亚GDP增速为5.2%，该增速下大宗商品价格稳步上涨，国际贸易增速提高，企业和消费者信心逐渐增强。因此，煤电项目内部收益率与GDP增速相关。2018-2019年印度尼西亚五大区域煤电项目内部收益率计算结果如表2.15所示。

表 2.15 - 2018-2019 年印度尼西亚煤电项目投资内部收益率表

地区	上网电价 $P$ (元/千瓦时)	机组发电煤耗 $R_{ca}$ (克标准煤/千瓦时)	预计标煤价格 $P_{ca}$ (元/吨)	预计的年利用小时数 $T_v$ (小时)	单位千瓦动态投资 $C_E$ (元/千瓦)	内部收益率 IRR
苏门答腊	0.35/0.39	320	320/450	5669	9450	10.32%-10.88%
爪哇 - 巴厘	0.36/0.40	320	320/450	5400	9700	9.27%-9.78%
加里曼丹	0.38/0.40	320	380/450	5300	9450	9.44%-9.9%
苏拉威西	0.38/0.40	320	380/450	5600	9450	11.22%-11.72%
马鲁古 - 巴布亚	0.39/0.41	325	380/450	5900	9450	14.14%-14.75%
全国	0.38/0.41	320	350/450	5500	9450	11.90%-12.44%

根据压力测试研究法<sup>[32]</sup>，本报告将结合电力需求的不确定性，在假定印度尼西亚照付不议条款的刚兑被打破的情况下，对印度尼西亚煤电项目内部收益率进行敏感性分析。分析的敏感性指标包括煤电项目上网电价、预计标煤价格和预计的年利用小时数，并将对应的IRR结果与表2.15中的全国IRR基准值，即12.44%进行对比，分析其变动幅度。

表 2.16 - 敏感性分析结果

敏感性因素	变动幅度	IRR	IRR 的变动幅度
电价	上涨 5%	14.98%	提高 20%
煤价	上涨 20%	9.39%	降低 25%
年利用小时数	增加 20%	19.92%	提高 60%

上述敏感系数分析表明，在影响煤电项目投资收益率的诸多因素中，最敏感的是年预计利用小时数，其次是煤电上网电价，标煤价格的敏感程度相对较弱。

## 2.2.4 煤电投资建设经济性预测

近年来，印度尼西亚的投资环境得到改善，国内经济增长速度加快，基本保持在 5% 左右。人口规模的扩大推动了电气化水平的提高，电力需求持续增加。煤电在印度尼西亚电力供应商业计划中占有较大比重，未来仍存在一定发展空间，但同时也面临着很大挑战。

一方面，面对实现能源结构调整目标的压力，印度尼西亚将大力发展可再生能源，优化电力结构。2019 年，印度尼西亚可再生能源仅占全国能源结构的 11.4%，与政府设定的 2025 年可再生能源占比 23% 的目标相差较远。相比 RUPTL2018-2027 的电力需求预测，RUPTL2019-2028 中电力需求增速从 6.86% 下调到 6.42%。2019-2028 年，印度尼西亚电力预计新增装机为 56.4GW，可再生能源在电力新增装机总量的占比将达到 30%<sup>[33]</sup>。

另一方面，印度尼西亚从自身情况考虑出台了 PPA 新规<sup>[34]</sup>——遇政策或监管等不可抗力，PLN 无需承担“照付不议”责任，可重新协商调整 PPA，这无疑会使 IPP 项目风险进一步加大，电力行业投资的吸引力也会有所降低。此外，印度尼西亚的

最高限价政策规定，以全国平均水平的 85% 或地区供电成本（BPP）作为新项目的限价门槛，这将使部分 IPP 项目的经济性进一步恶化。

面对可再生能源的发展和“照付不议”条款取消的风险，印度尼西亚煤电项目的利用小时数与上网电价均会趋于降低。此外，印度尼西亚煤炭资源分布不均，资源丰富的地区燃煤发电成本相对较低，随着燃煤发电规模的进一步扩大，将会面临因区域电力发展失衡所导致的区域性过剩风险。基于此，本报告设置如下两种情景进行分析：

在情景一中，印度尼西亚电价基本不变，煤电利用小时数下降幅度较小。设定 2018-2022 年印度尼西亚 GDP 年均增速为 5.9%，与印度尼西亚国家发展计划部所预计的 GDP 年均增速相同。同时设定预计标煤价格保持在 320-450 元/吨区间范围内。此情景下，2022 年印度尼西亚不同区域的煤电投资收益差异明显。其中，爪哇 - 巴厘和加里曼丹两大区域的煤电项目内部收益率相对较低，电力项目投资性较弱，这与其煤电装机量大、电力系统充裕度较高有关。

表 2.17 - 2022 年印度尼西亚煤电项目预期内部收益率测算表（情景一）

地区	上网电价 $P$ (元/千瓦时)	机组发电煤耗 $R_{ca}$ (克标准煤/千瓦时)	预计标煤价格 $P_{ca}$ (元/吨)	预计的年利用小时数 $T_v$ (小时)	单位千瓦动态投资 $C_E$ (元/千瓦)	内部收益率 IRR
苏门答腊	0.35/0.39	320	320/450	5569	9450	9.75%-10.3%
爪哇 - 巴厘	0.36/0.40	320	320/450	5303	9700	8.72%-9.22%
加里曼丹	0.38/0.40	320	380/450	5140	9450	8.51%-8.95%
苏拉威西	0.38/0.40	320	380/450	5500	9450	10.62%-11.11%
马鲁古 - 巴布亚	0.39/0.41	325	380/450	5678	9450	12.71%-13.29%
全国	0.38/0.41	320	350/450	5400	9450	11.27%-11.79%

在情景二中，印度尼西亚电力需求增速趋于放缓，电价有所降低，煤电利用小时数也大幅下降。设定 2018-2022 年印度尼西亚 GDP 年均增速为 5.2%，略高于 2018 年 GDP 增速，但未达到国家发展计划部的预测值。同时设定预计标煤价格保持在 320-450 元/吨区间范围内。在此情景下，印度尼西亚煤电投资的经济性处于较差水平。与高经济增速相比，

各地区的电力需求降低，电力供给相对充裕，煤电投资的经济性相应降低，投资内部收益率下降，仅马鲁古 - 巴布亚地区能获得一定的收益，其余四个地区由于煤电装机相对集中，电气化率相对较高，因此内部收益率相对较低，投资空间相对较小。

表 2.18 - 2022 年印度尼西亚煤电项目预期内部收益率测算表（情景二）

地区	上网电价 $P$ (元/千瓦时)	机组发电煤耗 $R_{ca}$ (克标准煤/千瓦时)	预计标煤价格 $P_{ca}$ (元/吨)	预计的年利用小时数 $T_v$ (小时)	单位千瓦动态投资 $C_E$ (元/千瓦)	内部收益率 IRR
苏门答腊	0.34/0.38	320	320/450	5469	9450	7.97%-8.49%
爪哇 - 巴厘	0.35/0.39	320	320/450	5206	9700	7.08%-7.54%
加里曼丹	0.37/0.39	320	380/450	4981	9450	6.54%-6.95%
苏拉威西	0.37/0.39	320	380/450	5400	9450	8.80%-9.27%
马鲁古 - 巴布亚	0.38/0.40	325	380/450	5550	9450	10.61%-11.15%
全国	0.37/0.40	320	350/450	5300	9450	9.44%-9.93%

总体来看，在高经济增速情景下，2022 年印度尼西亚煤电市场仍存在部分利润空间。但是，随着煤电投资项目的增加，印度尼西亚煤电市场发展空间会逐渐缩小，部分地区将接近或处于煤电建设饱和状态。以爪哇 - 巴厘和加里曼丹为例，前者电力项目发展快速，电站集中，经济性层面的投资可能性弱；后者电力需求难以在短期内提升，不适合煤电项目的持续投资。

与高经济增速相比，低经济增速情景下马鲁古 - 巴布亚地区的煤电投资经济性降低，投资收益率下降；苏门答腊、加里曼丹、苏拉威西和爪哇 - 巴厘四个地区的煤电项目内部收益率均较低，煤电装机量大，电力项目的可投资性较弱，不适合未来煤电项目的投资。

综上所述，在两种情景下，爪哇 - 巴厘和加里曼丹两大区域均存在煤电项目投资风险，未来存在亏损可能。苏门答腊在两种情景下的内部收益率相对较低，煤电投资建设存在风险。苏拉威西在经济高速发展的情景下内部收益率较高，存在一定的利润空间。而当经济维持当前增速时，将不适合追加煤电项目的投资。马鲁古 - 巴布亚地区的内部收益率较高，有较大的投资空间，且该地区电站基数较小，需求量较大，比较适合电力项目投资。

## 2.3 煤电投资建设资源环境约束分析

煤电项目具有高耗水、高污染和高碳排的特性，建设投资受水资源短缺、环境污染和气候变化等资源环境条件的约束。印度尼西亚位于东南亚地区，该地区是全球空气污染最严重的区域之一，气候变化导致的极端天气对该国的影响也较大，

因此，印度尼西亚的煤电项目投资面临着更为突出的资源环境风险。本报告将分别从水资源、大气污染、以及气候变化三个方面分析印度尼西亚煤电投资建设的环境资源约束。

### 2.3.1 水资源环境现状与预测分析

随着经济的发展和人口的增加，人类对水资源的需求不断增加，再加之人类对水资源的不合理开采和利用，很多国家和地区出现了不同程度的水资源短缺问题，同时水资源在地区间不均匀的分布，也进一步加剧了水资源的紧张情况。

印度尼西亚水资源储量充裕，是世界第五大水资源国。2017年印度尼西亚的水资源储量为2.02万亿立方米，每年的产水量为3.9亿立方米<sup>[35]</sup>。但是印度尼西亚天然水资源量中不可利用的部分占比较大，水资源在地区间存在严重的分布不均问题。爪哇-巴厘、苏拉威西、苏门答腊、马鲁古-巴布亚和加里曼丹五大区域的可用水量分别占全国的6.1%、6.2%、20.1%、32.0%、35.5%<sup>[36]</sup>。

印度尼西亚地跨赤道，为典型的热带雨林气候，旱季缺水，久旱不雨造成旱灾。而雨季来临时，石灰山丘陵地带吸水力低，水灾事件频频发生。特殊的气候条件与资源禀赋、和森林破坏造成的水土流失，使得印度尼西亚的地表水和饮用水变成稀缺资源。对于需要大量使用地表水资源作为冷却水的煤电行业来说，将面临水资源短缺、用水竞争等风险。

表 2.19 - 2010 年印度尼西亚五大区域水压力

地区	可用水量 (亿立方米)	总用水量 (亿立方米)	基线水压力	指标水平
苏门答腊	6888.79	334.91	5%	低 (<10%)
爪哇 - 巴厘	2081.72	1146.99	55%	高 (40%-80%)
加里曼丹	12159.92	68.48	1%	低 (<10%)
苏拉威西	2133.65	127.86	6%	低 (<10%)
马鲁古 - 巴布亚	10970.04	15.44	0%	低 (<10%)
全国	34234.12	1693.68	5%	低 (<10%)

数据来源：世界资源研究所水道地图<sup>[36]</sup>

测算结果显示，印度尼西亚全国水资源充沛，水压力较小，但在地区间的分布严重不平衡。其中，爪哇-巴厘地区基线水压力为55%，处于高水压力区，面临的水资源压力较大，这主要与爪哇-巴厘地区干旱少雨、水资源供应不足且污染严重、人口基数和水资源消耗量较大等因素有关。其余四大区域的基线水压力较小，当地经济发展几乎不受水资源因素的约束。

本报告采用目前可得的2020年印度尼西亚各区域的水压力进行预测分析，结果较为保守。2022年印度尼西亚各区域的预计水压力应高于该结果。根据分析结果（表2.20），2020年印度尼西亚全国水压力预测结果为6%，面临的水资源压力较小，但地区间存在明显差异。爪哇-巴厘地区基线水压力为59%，为高水压力地区；苏门答腊、加里曼丹、苏拉威西和马鲁古-巴布亚地区的基线水压力分别为5%、1%、6%和0%，水资源压力较小<sup>[36]</sup>。

表 2.20 - 2020 年印度尼西亚五大区域水压力预测

地区	可用水量 (亿立方米)	总用水量 (亿立方米)	基线水压力	指标水平
苏门答腊	7092.59	367.98	5%	低 (<10%)
爪哇 - 巴厘	2177.33	1284.17	59%	高 (40-80%)
加里曼丹	10018.88	70.95	1%	低 (<10%)
苏拉威西	2277.13	138.64	6%	低 (<10%)
马鲁古 - 巴布亚	8432.90	16.15	0%	低 (<10%)
全国	29998.82	1877.89	6%	低 (<10%)

数据来源：世界资源研究所水道地图<sup>[36]</sup>

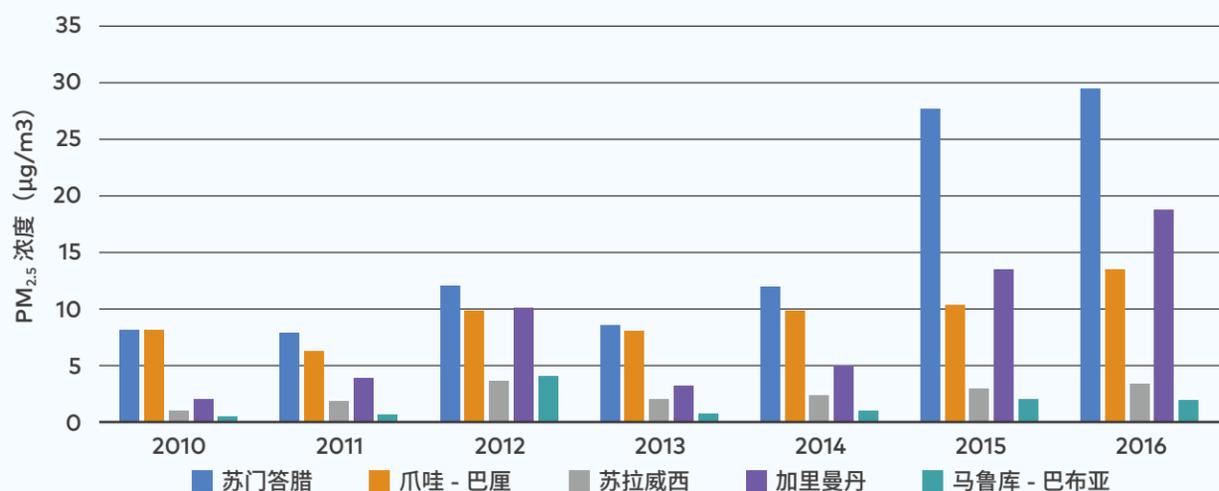
### 2.3.2 大气污染环境现状与分析

20世纪90年代起，印度尼西亚经济快速发展，环境问题随之凸显，其中以空气污染最为严重。以首都雅加达为例，近几年雅加达空气污染问题严重，主要排放源为交通、工业和住宅。由于道路建设落后，加之汽车使用量的增加，雅加达经常出现交通阻塞，造成大量的黑烟排出。据澳大利亚国际援助机构和印度尼西亚环境管理中心共同调查，雅加达最严重的大气污染物质是亚微细粒子，即粒径2.5微米以下的粒子。黑烟中PM<sub>2.5</sub>粒子占总粒子数的50%，每立方米重量约20μg微粒上附着致癌物质，损害人体的呼吸系统<sup>[37]</sup>。同时，雅加达周边100公里内的八座燃煤电厂也是PM<sub>2.5</sub>的主要排放源之一<sup>[38]</sup>。官方数据显示，2012年印度尼西亚首都雅加达的PM<sub>2.5</sub>排放28%来自工业，2020年该比例

将达到32%<sup>[39]</sup>。据《雅加达邮报》报道，2015年9月，苏门答腊岛廖内省首府北干巴鲁的空气污染指数创下984点的新纪录，达到严重危害健康的水平，这令当地数以千计的居民纷纷外逃<sup>[40]</sup>。

空气污染对印度尼西亚和周边居民的深重影响也将在一定程度上影响和约束高污染的煤电行业的发展。同时，燃煤电站的运行也将排放PM<sub>2.5</sub>、氮氧化物、硫氧化物等污染物，进一步加剧各区域的空气污染问题。图2.10为2010-2016年印度尼西亚五大区域的PM<sub>2.5</sub>浓度。可以看出，2010-2016年印度尼西亚各地区PM<sub>2.5</sub>浓度整体呈现波动上升的趋势，空气污染状况持续恶化。

图 2.10 2010-2016 年印度尼西亚五大区域 PM<sub>2.5</sub> 年均浓度



数据来源：美国航空航天局地球观测数据和信息系统 (EOSDIS)<sup>[41]</sup>

本报告采用 PM<sub>2.5</sub> 来评估印度尼西亚各地区煤电投资建设面临的环境空气质量影响。PM<sub>2.5</sub> 是指大气中空气动力学当量直径小于或等于 2.5 微米的颗粒物，也称为可入肺颗粒物，对空气质量和能见度等有重要的影响。PM<sub>2.5</sub> 含大量的有毒有害物质，且在大气中的停留时间长，输送距离远，会污染大气环境，损伤人体健康。

对于 PM<sub>2.5</sub> 浓度限值，不同国家和地区的标准不同。从目前的学术研究情况来看，PM<sub>2.5</sub> 并没有一个绝对的安全浓度限值。美国和西欧国家开展的研究表明，即使是仅高于背景浓度 (3-5µg/m<sup>3</sup>) 的低浓度，也会对人体健康造成不良影响<sup>[42]</sup>。

a. 世界卫生组织 (WHO) PM<sub>2.5</sub> 标准。世界卫生组织给出的 PM<sub>2.5</sub> 标准值并非安全限值，而是渐进目标，以指导全球各地区逐步向更低的 PM<sub>2.5</sub> 浓度靠拢。由于 PM<sub>2.5</sub> 的短期暴露和长期暴露均会产生健康影响，因此该渐进目标被分为 24 小时均值和年均值。WHO 给出的最终目标是年均值小于 10µg/m<sup>3</sup>，24 小时均值小于 25µg/m<sup>3</sup>。由于该目标对一些国家而言在短期内较难达到，因此 WHO 同时给出了三级过渡目标 (见表 2.21)。

b. 中国 PM<sub>2.5</sub> 标准值。2012 年 2 月，中国环境保护部发布了《环境空气质量标准》(GB3095-2012)，其中增设了 PM<sub>2.5</sub> 的浓度限值，即年平均浓度限值小于等于 35µg/m<sup>3</sup>，24 小时平均浓度限值小于等于 75µg/m<sup>3</sup>。该浓度限值与世界卫生组织设定的过渡 1 期目标值相同。

c. 美国 PM<sub>2.5</sub> 标准值。1997 年，美国出台的《国家环境空气质量标准》中增加了 PM<sub>2.5</sub> 浓度的上限要求。2006 年，美国修订空气质量标准，对 PM<sub>2.5</sub> 浓度提出了更为严格的限定标准，即 PM<sub>2.5</sub> 日均浓度上限为 35µg/m<sup>3</sup>，年均浓度上限为 15µg/m<sup>3</sup>，大致相当于世界卫生组织的过渡 3 期目标值。

表 2.21 - 世界卫生组织国际标准 PM<sub>2.5</sub> 浓度值

参照标准	年平均浓度 (µg/m <sup>3</sup> )	24h 平均浓度 (µg/m <sup>3</sup> )
过渡 1 期目标 / 中国标准	35	75
过渡 2 期目标	25	50
过渡 3 期目标 / 美国标准	15	37.5
空气质量准则值 (AQG)	10	25

数据来源：世界卫生组织<sup>[42]</sup>

表 2.22 - 2016 年印度尼西亚五大区域 PM<sub>2.5</sub> 浓度 (µg/m<sup>3</sup>)

地区	全年浓度最小值	全年浓度最大值	年平均浓度
苏门答腊	1.89	89.90	29.44
爪哇 - 巴厘	2.70	39.09	13.65
加里曼丹	3.00	79.59	18.86
苏拉威西	1.50	18.29	3.65
马鲁古 - 巴布亚	1.00	8.50	2.11

数据来源：美国航空航天局地球观测数据和信息系统 (EOSDIS)<sup>[41]</sup>

基于美国航空航天局的卫星图片，本报告对 2016 年印度尼西亚五大区域的 PM<sub>2.5</sub> 浓度进行分析，结果如表 2.22 所示。对比 WHO、中国环境保护部和美国国家环境空气监测机构发布的标准，2016 年印度尼西亚五大区域的 PM<sub>2.5</sub> 年均浓度均低于中国环境保护部发布的年均 PM<sub>2.5</sub> 限值。苏门答腊地区年平均 PM<sub>2.5</sub> 浓度为 29.44µg/m<sup>3</sup>，处于 WHO 的过渡 1 期阶段，空气质量较差，对人体健康与大气环境污染造成较大的影响。加里曼丹地区的年平均 PM<sub>2.5</sub> 浓度为

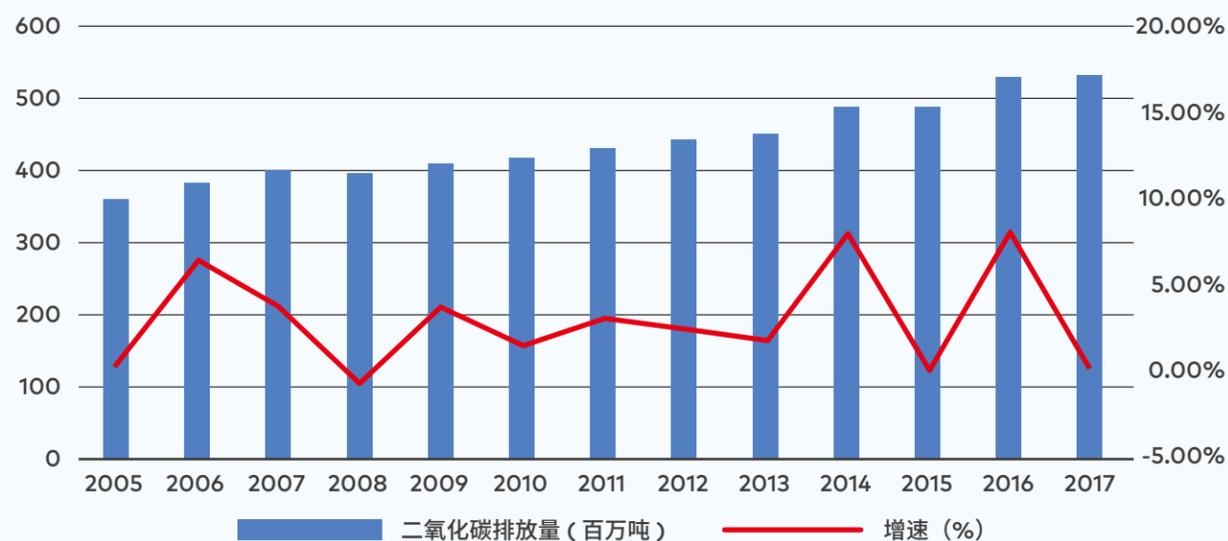
18.86µg/m<sup>3</sup>，处于 WHO 的过渡 2 期阶段，高于美国年均标准浓度上限，空气质量相对较差。爪哇 - 巴厘地区的年平均 PM<sub>2.5</sub> 浓度为 13.65µg/m<sup>3</sup>，处于 WHO 的过渡 3 期阶段，但未达到 WHO 的空气质量准则值。尽管空气质量相对较好，相关部门仍需对大气环境进行改善。苏拉威西与马鲁古 - 巴布亚地区的年均 PM<sub>2.5</sub> 浓度分别为 3.65µg/m<sup>3</sup> 和 2.10µg/m<sup>3</sup>，已达到 WHO 的建议值。

### 2.3.2 二氧化碳排放现状与分析

2015 年 12 月，近 200 个缔约方决议通过《巴黎协定》，承诺到 21 世纪末将全球升温幅度控制在 2°C 以内，并力争进一步控制在 1.5°C 以内。印度尼西亚作为缔约国之一，在应对各类资源大量使用、生态环境恶化等一系列问题时，必须考虑到资源与环境对经济发展的约束。

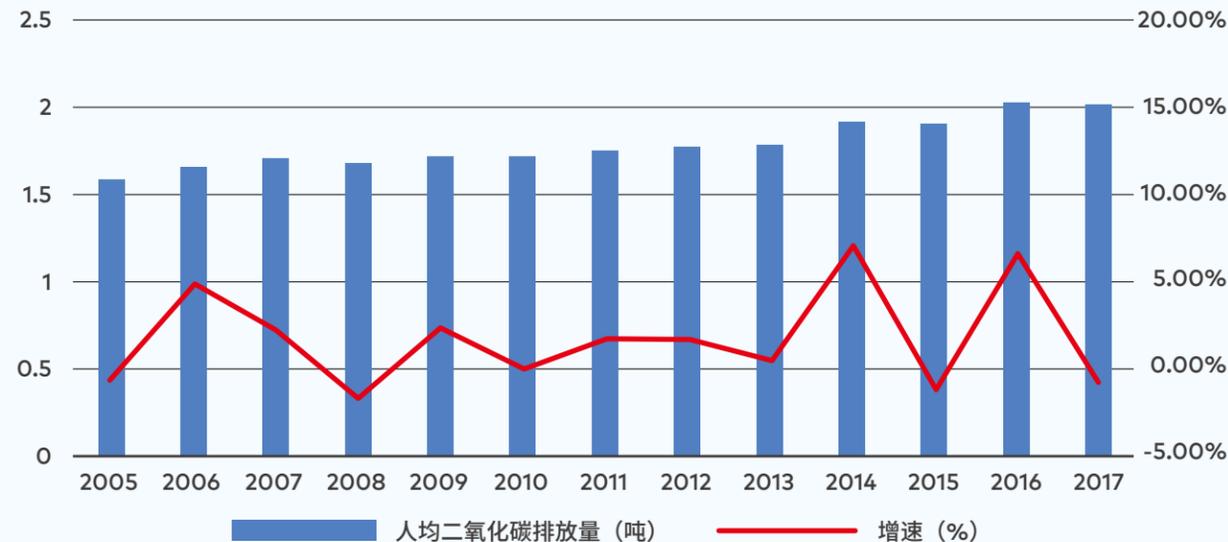
根据全球大气排放和研究数据库 (EDGAR)，2017 年印度尼西亚二氧化碳排放量为 5.32 亿吨，总量位居世界第十二位，全年累计二氧化碳排放总量占世界排放总量的 1.43%<sup>[43]</sup>。同时，印度尼西亚二氧化碳排放总量增长迅速，年均增速超过 3.3%，人均碳排放量也以年均 2% 的增速上升。其中，苏门答腊和加里曼丹区域的碳排放主要来自于森林采伐。

图 2.11 2005-2017 年印度尼西亚二氧化碳排放量



数据来源：全球大气排放和研究数据库 (EDGAR) [43]

图 2.12 2005-2017 年印度尼西亚人均二氧化碳排放量



数据来源：全球大气排放和研究数据库 (EDGAR) [44]

本报告采用二氧化碳排放量来评估印度尼西亚煤电行业面临的气候变化约束。二氧化碳排放是指人类在生产活动中直接或间接产生的二氧化碳排放，主要指在商品的生产、运输、使用及回收时所产生的排放。二氧化碳是温室气体的主要组成部分，大量的二氧化碳排放会导致全球气候变暖、全球降水量重新分配、冰川和冻土消融、海平面上升等问题，既危害自然生态系统的平衡，更威胁人类的食物供应和居住环境。

为方便对印度尼西亚五大区域产生的二氧化碳排放量进行分区域计算，本报告依据 2006 年《IPCC 国家温室气体清单

指南》提供的缺省方法，采用印度尼西亚各地区一次能源消费（主要包括煤炭、石油、天然气）所产生的二氧化碳量作为印度尼西亚二氧化碳排放量的估算值，计算公式为 [45]：

$$Eco_2 = F \times COEco_2 \quad (2.6)$$

其中， $Eco_2$  表示化石燃料消费产生的二氧化碳排放量， $F$  表示化石燃料消费量， $COEco_2$  表示二氧化碳排放系数。各类能源的二氧化碳排放系数如表 2.23 所示。

表 2.23 - 各类能源的二氧化碳排放系数 [46]

能源类别	煤炭	石油	天然气
CO2 排放系数 (吨 CO2/ 吨标准煤)	2.744	2.138	1.628

表 2.24 - 2011-2017 年各类一次能源的消费量

能源类别	年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
煤炭 (百万吨)		64.00	66.00	67.00	72.00	76.00	86.00	82.13	79.34
石油 (百万吨)		103.54	105.96	108.31	108.22	110.17	106.61	105.42	109.23
天然气 (百万吨)		54.32	55.99	56.12	54.26	54.39	52.80	51.12	50.57

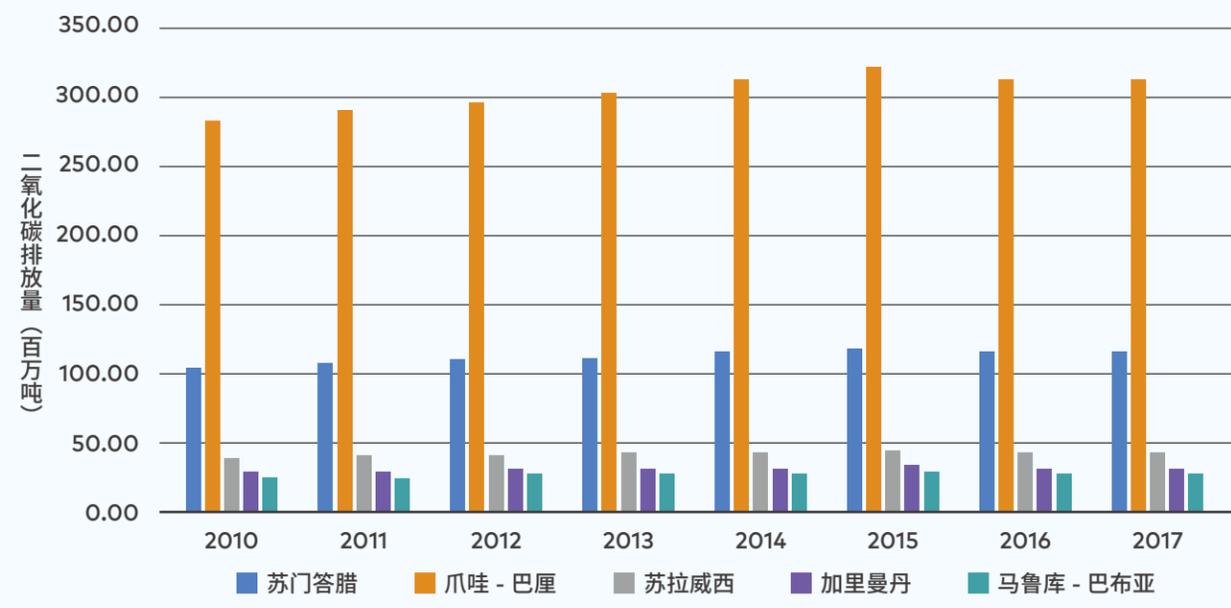
数据来源：2011-2018 年印度尼西亚统计年鉴 [47]

单位：百万吨标准煤

如表 2.24 所示，2010-2017 年印度尼西亚各类一次能源的消费量总体呈现波动上升的趋势，其中石油消费量占比最大，年均占全国一次能源消费量的 45%；煤炭次之，占全国一次能源消费量的 32%；天然气最低，占全国一次能源消费量的 23%。

由于分区域一次能源消费量的数据无法获取，本报告根据印度尼西亚 2010-2017 年各区域的 GDP 占比，对煤炭、石油和天然气的消费量进行区域分配，从而计算出各区域的二氧化碳排放量。结果如图 2.13 所示。

图 2.13 印度尼西亚五大区域二氧化碳排放量



由上图可以看出，2010-2017 年间，印度尼西亚五大区域的二氧化碳排放量整体呈现波动趋势，其中爪哇 - 巴厘地区二氧化碳排放量最大，年均占到全国二氧化碳排放量的 59%，这与爪哇 - 巴厘地区经济体量大、经济发展速度快、一次能源消费量较大有关；苏门答腊地区次之，占比为 22%，加里曼丹、苏拉威西和马鲁古 - 巴布亚三大区域的二氧化碳排放量较低，占比分别为 8%、6% 和 5%。

2015 年，印度尼西亚根据目前的二氧化碳排放水平，将 2030 年的国家自主碳减排目标（NDC）设定为能源部门二氧化碳排放量较基准情境（BAU）减少 11%<sup>[48]</sup>。煤电行业作为二氧化碳的主要排放来源，将影响碳总量减排目标的实现，也将受到该目标的约束。

综上所述，水资源压力对爪哇 - 巴厘地区煤电投资建设的环境约束较大，未来可能会面临水资源竞争，对燃煤电站的投资建设造成潜在风险。同时，印度尼西亚面临的空气污染问题和实现碳减排目标的压力也将在一定程度上影响煤电行业的发展，对印度尼西亚煤电项目的投资建设造成风险。此外，高耗水、高碳排和高污染的煤电项目也将进一步恶化各地区的状况，造成更严重的空气污染和水压力问题，并影响碳减排目标的实现。

## 03 印度尼西亚煤电投资建设风险预警



印度尼西亚 2022 年煤电投资建设风险预警的指标体系分为煤电装机充裕度预警指标和煤电建设经济性预警指标。其中，煤电装机充裕度预警指标为约束性指标，反映了在当地建设煤电项目的可行性；煤电建设经济性预警指标为建议性指标，体现了在当地建设煤电项目的经济性，为发电企业投资建设煤电项目提供决策参考。两项风险预警指标根据风险程度分为红色和橙色等级。最终风险预警结果由两项指标的最高评级决定。

煤电装机充裕度预警指标基于印度尼西亚电力系统备用率，分为红色和橙色两个等级。橙色区间为系统实际备用率高于

合理备用率，且超出的部分大于当地单台大型煤电机组对应的系统备用率，但小于当地年用电负荷增长所需装机对应的系统备用率；红色区间为系统实际备用率在合理备用率之上，且超出的部分大于当地年用电负荷增长所需装机对应的系统备用率。其中，本报告基于全球能源监测（Global Energy Monitor）获取了 2022 年各区域预计运行的最大型煤电机组装机量，依次为：苏门答腊地区 600MW、爪哇 - 巴厘地区 1000MW、加里曼丹地区 150MW、苏拉威西地区 150MW、马鲁古 - 巴布亚地区 65MW。所有计算结果取近似整数。

表 3.1 - 各地区煤电装机充裕度预警区间划分

地区	合理备用率	橙色区间	红色区间
苏门答腊	80%	85-90%	≥90%
爪哇 - 巴厘	15%	17-20%	≥20%
加里曼丹	80%	85-90%	≥90%
苏拉威西	60%	65-70%	≥70%
马鲁古 - 巴布亚	75%	80-85%	≥85%

煤电建设经济性预警指标基于印度尼西亚煤电项目的预期内部收益率，分为红色和橙色两个等级。内部收益率低于 10% 为红色预警；内部收益率在 10% 至一般项目内部收益率（通常为 12%）之间为橙色预警。



### 3.1 装机充裕度预警

装机充裕度的预警结果显示，随着印度尼西亚“35GW 计划”的集中落地，2022 年五大区域的实际电力系统备用率均有所上升。在经济增速较为乐观的情景一中，爪哇 - 巴厘地区和加里曼丹地区 2022 年的实际电力系统备用率均超过各自红色预警区间对应的电力系统备用率，煤电投资风险极高。情景二中，由于预期经济增速的下降，煤电装机过剩的问题

将在更多地区出现。除苏拉威西外，其余四个地区 2022 年的实际电力系统备用率均超过合理系统备用率：苏门答腊地区和马鲁古 - 巴布亚地区处于橙色预警区间，煤电投资风险较高；爪哇 - 巴厘地区和加里曼丹地区的实际电力系统备用率仍处于红色预警区间，且煤电过剩规模进一步扩大。

### 3.2 投资经济性预警

投资经济性的预警结果显示，在不同 GDP 增速水平下，2022 年印度尼西亚各地区的预计煤电项目内部收益率存在明显变化。情景一中，在 GDP 增速 5.9% 水平下，2022 年爪哇 - 巴厘和加里曼丹地区的煤电项目内部收益率低于 10%，处于红色预警区间，煤电投资风险极高；苏门答腊和

苏拉威西地区临界于 10-12% 之间，处于橙色预警区间。情景二中，在 GDP 增速 5.2% 水平下，苏门答腊、爪哇 - 巴厘、加里曼丹和苏拉威西四大区域的煤电项目内部收益率均低于 10%，处于红色预警区间；马鲁古 - 巴布亚的内部收益率介于 10-12% 之间，处于橙色预警区间。

### 3.3 煤电项目投资建设风险综合预警结果

印度尼西亚五大区域煤电投资建设的最终风险预警结果由装机充裕度和投资经济性两项指标中的最高评级决定。

从综合预警结果来看，情景一中爪哇 - 巴厘和加里曼丹地区的综合预警结果均为红色，说明在这两个区域进行煤电投资建设将面临极高风险，这两个地区受各项指标的约束影响均较大。苏门答腊和苏拉威西地区的综合预警结果为橙色，说明这两个区域的煤电投资建设将面临较高风险。情景二中，苏门答腊、爪哇 - 巴厘、加里曼丹和苏拉威西四大区域的煤电投资建设风险极高，均为红色预警；马鲁古 - 巴布亚地区为橙色预警，煤电投资建设风险较高。

从分项指标变化对综合预警结果的影响来看，情景二中，苏

拉威西的经济性投资风险较情景一加剧，使综合预警结果由橙色转为红色；马鲁古 - 巴布亚地区的装机充裕度和经济性风险均有所加剧，使综合预警结果上升为橙色；苏门答腊地区虽然综合预警结果不变，但装机充裕度和经济性的风险均较情景一加剧。

综上所述，即使到 2022 年印度尼西亚的经济发展增速能够达到能源发展计划部的预期，该国的煤电投资建设仍将面临较大风险。除马鲁古 - 巴布亚以外，其余四大区域的煤电投资建设风险均较高。其中，爪哇 - 巴厘和加里曼丹两大区域的煤电投资空间相对狭小，面临极高的投资风险。在低经济增速下，苏门答腊、苏拉威西和马鲁古 - 巴布亚三大区域的煤电投资建设风险将进一步加剧。

# 04 印度尼西亚煤电投资风险防范及应对措施

中国企业应对海外煤电投资长期风险的经验尚有不足。近年来，虽然走出国门的煤电企业逐渐积累了一定经验，但鉴于东道国内地区间的差异较大，海外煤电投资的风险评估和规避不仅需要企业和金融机构的努力，更需要国家的宏观政策指引。因此，本报告建议：

## (1) 政府层面

中国相关政府决策和管理部门应针对中国海外各主要煤电投资东道国建立煤电投资建设风险预警体系，客观科学地评估东道国的电力投资环境，指导和督促企业在前期投资决策方案中充分考虑可能对煤电项目的长期运营造成影响的因素。同时，为参与海外煤电投资的中资煤电企业、银行和保险公司提供政策指引和咨询，指导公共资金和政策性金融机构对印度尼西亚高风险地区的煤电项目投资进行风险评估和防范，提前防范海外煤电投资中的风险，并合理利用公共资金和政策预警体系调控中国企业海外电力投资的方向和节奏。

## (2) 煤电企业

股权投资企业应建立和完善项目长期风险评估体系，逐步提升自身对全球能源转型、气候变化等长期风险的意识和控制能力，全面评估由于东道国能源规划和电力政策变化、全球能源转型、电力产能过剩等因素带来的长期风险。

## (3) 金融机构

中国已成为全球最大的煤电项目投资国之一，参与海外煤电股权投资的比重也在显著增加。银行和保险公司等金融机构应提升自身对海外煤电项目长期运营市场的认识和风险评估能力，甄别高风险项目，并严控对高风险项目的融资或担保。金融机构应充分发挥资本市场在海外投资中的引导作用，积极推进金融体系与能源行业的良性互动，起到海外煤电投资风险把关的作用。加强金融体系的风险控制和环境影响管理，合理利用公共资金和政策预警体系来调控中国企业海外电力投资的方向和节奏。同时，不断完善金融体系监管与风险控制。

## (4) 印度尼西亚政府

印度尼西亚政府应充分考虑电源建设增长过快、能源转型和环境资源约束对煤电投资的中长期影响，及时停止审批高风险地区的新建煤电项目，并提高自身能源发展规划能力和本国能源政策的合理性和稳定性，以实现由煤电向可再生能源的转型。

## 附录

电力系统备用容量是指电力系统为在设备检修、事故、调频等情况下仍能保证电力市场需求而需要增设的设备容量，通常包括检修备用容量、事故备用容量和负荷备用容量。备用容量往往是由电力系统的可靠性分析来确定的，电网设施、电源结构、用电负荷等因素都会影响备用容量的大小。例如，北美电力可靠性委员会 (NERC) 的默认规划备用容量为 15%；2015 年中国全国的电力平均备用率超过了 35%，出现了明显的电力供应过剩。印度尼西亚与美国和中国相比，电力基础设施较为落后，机组可靠性水平低，联网程度低（存在大量孤网、孤岛的情况），因而需要更高的系统备用率。目前印度尼西亚没有正式可靠的系统备用数据，但考虑到印尼地区电网联通水平、用电负荷、电源结构、机组运行状况、设备检修等因素，也无法采用其他国家的标准。因此，本报告从负荷备用、事故备用和检修备用三个分指标来确定印尼的电力系统备用率。

对于分地区电力系统备用率标准值，以电力电量平衡为原则，在考虑到不同地区电网规划、建设、调度运行、装机结构等

因素的条件下，分别确定各地区负荷备用、检修备用和事故备用，进而获得不同地区电网合理系统备用率。考虑到印度尼西亚电网发展水平落后，难以通过跨地区电力输送解决电力短缺问题，因此各地区三种备用水平都将进行适当上调。

### (1) 负荷备用

负荷备用容量是为保证电力系统频率符合标准而增设的设备容量，又称运行备用容量。负荷备用率（负荷备用容量与电力系统发电最高负荷的比率）与电力系统总容量大小、系统内大用户的用电特性及国家规定的频率标准有关，一般大电力系统采用较小的备用率，小电力系统采用较大的备用率，同时还需要根据系统内有无冲击负荷及其大小来确定。负荷备用处于旋转备用状态，一般由水电站或火电厂承担。在本报告中，考虑到马鲁古 - 巴布亚、加里曼丹、苏拉威西和苏门答腊地区发电装机规模较低，出于机组可靠性水平、联网 / 孤网状态和电力供应稳定性的考虑，对这四个地区的负荷备用率进行了一定上调。

附表 1 - 印度尼西亚五大区域负荷备用率

	苏门答腊	爪哇 - 巴厘	加里曼丹	苏拉威西	马鲁古 - 巴布亚
负荷备用率	8%	5%	7%	8%	8%

### (2) 事故备用

电力系统中的发电设备，可能因为某些偶然事故而被迫临时停机。为防止发电设备事故停机时影响对电力用户的正常供电，在电力系统中需设置一定数量的备用容量，以替代事故停机时的发电容量。影响事故备用的因素一般包括系统装机总容量、运行人员的技术水平、系统中机组的使用年限及

新旧机组比例、设备检修的质量。由于苏门答腊、马鲁古 - 巴布亚、加里曼丹、苏拉威西等地区电网建设水平不高，出现事故时难以实现跨地区电力输送，因此对这三个地区的事事故备用率水平进行了一定上调。

附表 2 - 印度尼西亚五大区域事故备用率

	苏门答腊	爪哇 - 巴厘	加里曼丹	苏拉威西	马鲁古 - 巴布亚
事故备用率	47%	7%	48%	32%	42%

### (3) 检修备用

电力系统中的机组设备均需进行定期预防性检修，电厂设备的检修主要有大修、小修及事故修理三种，事故修理由事故备用容量解决，检修备用只考虑大修和小修。

检修备用容量主要取决于电力系统总容量的大小、单机容量的大小、水电、火电、核电发电容量的构成比、电力系统发

供电设备的健康水平、检修质量及运行管理水平等因素。由于苏门答腊、苏拉威西、加里曼丹、马鲁古 - 巴布亚地区大部分面积由群岛与山地构成，电网水平落后，地区内部难以实现电力输送。同时，根据现有政府规划，未来将大面积对这四个地区内的小型燃煤电站进行替换，因此需要设置较高的检修备用率。

附表 3 - 印度尼西亚五大区域负荷备用率

	苏门答腊	爪哇 - 巴厘	加里曼丹	苏拉威西	马鲁古 - 巴布亚
检修备用率	25%	3%	25%	20%	25%

通过对各地区不同备用率进行加总，可得各地区合理电力系统备用率，如附表 4 所示：

附表 4 - 印度尼西亚五大区域事故备用率

	苏门答腊	爪哇 - 巴厘	加里曼丹	苏拉威西	马鲁古 - 巴布亚
合理备用率	80%	15%	80%	60%	75%

## 参考文献

- [1] 印尼电力产业发展情况概览. 一带一路能源合作网. 2019. <http://obor.nea.gov.cn/detail2/9229.html>.
- [2] 中华人民共和国驻印度尼西亚共和国大使馆经济商务参赞处. 印尼人均电力消费仅为马来西亚 1/4. 2018. <http://id.mofcom.gov.cn/article/jjxs/201805/20180502748623.shtml>.
- [3] 刘丽萍, 苏新旭, 梁富康. 印度尼西亚煤炭资源概况 [J]. 重庆科技学院学报 (自然科学版), 2013, 15 (05) :76-78+89.
- [4] 中国社会科学网. 论中国与印尼的能源合作. 2014. [http://www.cssn.cn/zxx/gjzxx\\_zxx/201406/t20140613\\_1209644.shtml](http://www.cssn.cn/zxx/gjzxx_zxx/201406/t20140613_1209644.shtml).
- [5] 普华永道. “千岛之国” 印度尼西亚投资机遇展望. 2016. <https://www.pwccn.com/zh/migration/pdf/investin-ind-guide.pdf>
- [6] 印度尼西亚能源和矿产资源部. 电力供应商业计划 (RUPTL) 2018-2027. 2018.
- [7] 严小青. 印度尼西亚电力市场概况及投资前景分析 [J]. 中外能源. 2017,22 (6) : 8-14.
- [8] 印尼国家电力公司. 2012-2017 年印度尼西亚国家电网公司统计年报. 2013-2018.
- [9] 北极星电力网. 印尼电力规划—2016RUPTL “难产” 的原因分析. 2016. <http://news.bjx.com.cn/html/20160524/736008.shtml>.
- [10] 中国信保资信. 印度尼西亚电力行业简析. 2017. <http://www.e-sinosure.com.cn/sinoratingnew/index.jsp>.
- [11] 绿色和平. 中国煤电产能过剩与水资源压力研究. 2017.
- [12] 袁家海, 张文华. 中国煤电过剩规模量化及去产能路径研究. 2017.
- [13] 中国产业信息. 2018 年全国电力供需形势分析. 2018. <http://www.chyxx.com/industry/201806/647540.html>
- [14] 中金公司. 印尼是否再度面临“汇率危机”? [R]. 2018.
- [15] 世界银行. 印度尼西亚 GDP (2010 年不变价美元). <https://data.worldbank.org.cn/indicator/NY.GDP.MKTP.KD?locations=ID&view=chart>
- [16] 全球宏观经济数据平台 (CEIC). 印度尼西亚外商直接投资: 占国内生产总值百分比. <https://www.ceicdata.com/zh-hans/indicator/indonesia/investment--nominal-gdp>
- [17] 维基百科. 中资企业在印度尼西亚电力投资情况一览表, 数据源于相关官网公布及印度尼西亚统计局, 维基百科调查整理后汇总. 全球宏观经济数据平台 (CEIC). 印度尼西亚人口数据.
- [18] <https://www.ceicdata.com/zh-hans/indicator/indonesia/population>. 全球宏观经济数据平台 (CEIC). 印度尼西亚国内生产总值数据.
- [19] <https://www.ceicdata.com/zh-hans/indicator/indonesia/nominal-gdp>. 印度尼西亚国家电力公司. Power in Indonesia. 2017, p99.
- [20] ICLink. 印尼终端用户电价将随煤价波动. 2018. [http://www.sohu.com/a/219795799\\_698974](http://www.sohu.com/a/219795799_698974)
- [21] PwC. PwC Power in Indonesia Investment and Taxation Guide. 2017.
- [22] 新浪财经. 中国神华首个海外百万千瓦级项目落地印尼总投资 122 亿. 2015. <http://finance.sina.com.cn/roll/2015-12-29/doc-ifxmxxsp7262502.shtml>
- [23] 印尼国家电力公司. 2017 年印度尼西亚国家电网公司统计年报. 2018.
- [24] 证券时报多媒体数字报刊平台. 中国神华印尼南苏煤电项目正式开工. 2009. [http://epaper.stcn.com/paper/zqsb/html/2009-07/24/content\\_105211.htm](http://epaper.stcn.com/paper/zqsb/html/2009-07/24/content_105211.htm)
- [25] 中国网. 中国神华: 关于控股股东为控股子公司提供担保的公告. 2016. [http://app.finance.china.com.cn/stock/data/view\\_notice.php?symbol=601088&id=15985720](http://app.finance.china.com.cn/stock/data/view_notice.php?symbol=601088&id=15985720).
- [26] PwC. Alternating Currents: Indonesian Power Industry Survey 2018, July 2018 2nd Edition, p17.

- [28] 林道川, 李敏等. 330MW 锅炉印尼煤掺烧控制和经济性比较. 2012.
- [29] 国家发展改革委, 环境保护部, 国家能源局. 煤电节能减排升级与改造行动计划 (2014-2020 年). 2014.
- [30] 工业和信息化部. 工业和信息化部系统公共机构能源资源消费统计制度, 附件 11 各种能源折算标准煤参考系数. 2017.
- [31] 印度尼西亚投资网. 印度尼西亚煤炭价格. <https://www.indonesia-investments.com/news/todays-headlines/commodities-benchmark-coal-price-indonesia-rebounds-in-june-2018/item8828?>
- [32] 梁姿. 基于敏感性分析法的房地产投资基金风险管理研究 [C]. Proceedings of the Third Symposium of Risk Analysis and Risk Management in Western China. 2013-6-22.
- [33] 一带一路能源合作网. 印尼电力产业发展. 2019. <http://obor.nea.gov.cn/detail/9351.html>
- [34] Norton Rose Fulbright. Indonesian energy regulation update. 2017. <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/3b670733/indonesian-energy-regulation-update--august-2017>
- [35] 印度尼西亚统计局. <https://www.bps.go.id/>
- [36] 世界资源研究所 WRI. <http://www.wri.org/applications/maps/aqueduct-atlas>
- [37] 洪蔚. 印尼首都大气污染严重 [J]. 上海环境科学, 1998 (04) :37.
- [38] Greenpeace Southeast Asia. Jakarta's Silent Killer. 2017. <https://www.greenpeace.org/southeastasia/publication/575/jakartas-silent-killer/>.
- [39] Breath Easy Jakarta. Jakarta Emissions Inventory. 2017. <http://www.urbanemissions.info/wp-content/uploads/docs/2017-01-Jakarta-Facsheet3-Emissions-Inventory.pdf>
- [40] 人民网. 印尼霾害恶化: 浓度“爆表”能见度接近零. 2015. <http://world.people.com.cn/n/2015/0915/c157278-27587688.html>.
- [41] 美国航空航天局地球观测数据和信息系统 (EOSDIS). <http://sedac.ciesin.columbia.edu/data/set/sdei-global-annual-gwr-pm2-5-modis-misr-seawifs-aod/>
- [42] 世界卫生组织. 对于颗粒物的空气质量准则值与过渡时期目标. <https://www.who.int/>.
- [43] 全球大气排放和研究数据库 (EDGAR). 二氧化碳排放量 (千吨). <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=booklet2019&dst=CO2emi>.
- [44] 全球大气排放和研究数据库 (EDGAR). 二氧化碳排放量 (人均公吨数). <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=booklet2019&dst=CO2pc>.
- [45] 2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南 [R]. 政府间气候变化专门委员会. 2006.
- [46] 高文静. 中国工业部门碳生产率研究 [D]. 山西财经大学. 2012.
- [47] 印度尼西亚能源和矿产资源部. 2010-2017 年印度尼西亚能源与经济统计年鉴. 2011-2018.
- [48] 印度尼西亚国家自主贡献文件. First Nationally Determined Contribution Republic of Indonesia. 2016.

## 免责声明

- 本报告有中文、英文两个版本, 如有内容差异, 以中文报告为准。
- 本报告作环保公益和信息分享目的使用, 不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考, 绿色和平亦不承担因此而引发的相关责任。
- 本报告为绿色和平和山西财经大学于合作期内基于可得信息独立调查研究产出的成果。绿色和平和山西财经大学不对报告中所含涉信息的及时性、准确性和完整性作担保。



## GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保组织，  
致力于以实际行动推动积极的改变，  
保护地球环境。

地址：北京东城区东四十条 94 号亮点文创园 A 座 201 室  
邮编：100007  
电话：86 (10) 65546931  
传真：86 (10) 64087851

[www.greenpeace.org.cn](http://www.greenpeace.org.cn)