



SCHOOL OF
PUBLIC POLICY
CENTER FOR GLOBAL
SUSTAINABILITY



印度尼西亚加速煤炭转型 对中国发电商的影响

2023年3月



作者:

崔宜筠^{1*}, 朱梦曳¹, 崔迪扬¹, Fabby Tumiwa², Deon Arinaldo², 李丹青³, 李斯曼³

鸣谢:

本项目由彭博慈善基金会资助。作者向为本研究提供改进意见的专家表示感谢, 他们分别是: Cecilia Springer (波士顿大学)、Justin Guay (The Sunrise Project) 和王晓军 (PACS)。

建议引用格式:

Cui, R., M. Zhu, D. Cui, F. Tumiwa, D. Arinaldo, D. Li, S. Li (March 2023). "How an accelerated coal transition in Indonesia may affect Chinese developers." Center for Global Sustainability, University of Maryland and Institute for Essential Services Reform. 21 pp

¹ 美国马里兰大学全球可持续发展中心 (Center for Global Sustainability)

² 印度尼西亚基本服务改革研究所 (Institute for Essential Services Reform)

³ 澳大利亚The Sunrise Project

* 通讯作者: ycui10@umd.edu

目录

摘要	2
1. 前言	4
2. 印尼独立发电厂概况	6
3. 印尼独立发电厂退出路径及成本	9
4. 对中国发电商的潜在影响	13
5. 结论及政策建议	16
附录	19

摘要



Photo by Fadila Nurhakim on Unsplash

在2022年11月举行的二十国集团领导人峰会上，印度尼西亚与G7国际伙伴共同宣布建立“公正能源转型伙伴关系”。该伙伴关系将以美国和其他七国集团伙伴国提供的约200亿美元的资金作为支持，旨在加快印尼的煤炭转型，实现一系列雄心勃勃的气候目标。为实现这些目标，印尼正在制定和实施一项全面的计划，并将出台更多政策和创新机制，以推动燃煤电厂的提前退出和加速转型。因此，燃煤电厂的业主和发电商必须了解印尼煤电行业可能面临的快速变局，并为此做好准备。

印尼的独立燃煤发电厂大多有国际企业的参与。从独立发电厂来看，该国在运和拟建的项目中，超过70%涉及一家或多家国际发电商。印尼的气候目标和政策正在不断变化，

因此这些国际企业需要了解自身的海外煤电资产和投资将会受到怎样的影响。与此同时，国际发电商参与项目决策，有它们主动参与印尼的低碳转型行动将可能得到进一步推动。尤其值得关注的一点，是对于印尼国家电力公司和独立发电商之间签订的长期购电协议条款的重新谈判，这是印尼加速煤炭转型的主要挑战之一。

本研究发现，主要参与印尼煤电项目开发的中国企业有三家，即国家能源集团、大唐集团和华电集团。**为帮助中国发电商了解印尼“公正能源转型伙伴关系”对其海外煤电项目的潜在影响，本研究制定并描述了一种可能的退出路径。在印尼煤炭加速转型的背景下，该路径详细呈现中国独立发电商在印尼运营的燃煤电厂的提前退出时间表。**具体而言，崔

宜筠等人在2022年发表的一项研究 (Cui et al., 2022) 中, 根据印尼的2050年净零排放目标和该国的多个发展优先事项, 为印尼所有现役和在建的燃煤电厂制定了从2022年至2045年的逐厂退出时间表, 并估算了该计划的收益和成本。¹ 本文将基于该研究的主要研究结论, 深入探讨独立发电厂的退出路径。

在崔宜筠等人2022年研究的情景下, 与(中国)独立燃煤电厂相关的主要结论包括:

- 到2030年, 印尼将有4.2吉瓦的独立燃煤电厂退出, 其中2.7吉瓦属于印尼本国独立发电商, 1.5吉瓦属于日韩发电商, 仅50兆瓦属于中国发电商。
- 随着新项目的建设, 由中国参与开发的独立发电厂的总装机量将在未来几年继续增长, 达到7.6吉瓦, 规模较目前翻一番。
- 在中国参与开发的煤电项目中, 超过92%的装机量将在2035年后才开始退出, 超过50%将在2040年以后退出。
- 相较于燃煤电厂通常30-40年的运营年限, 中国在印尼开发的独立发电厂的运营年限均不会超过20年; 2040年后仍在运营的燃煤电厂每年的运行时间将低于900小时, 利用率的逐步降低将使其从提供基荷服务转向提供调峰服务。
- 据估算, 从2022年至2045年, 中资独立发电厂包括搁浅资产、关停、就业转型、国家煤炭收入损失等在内的退出总成本将达到50亿美元。各个企业的单位装机退出成本相近。
- 然而, 所能实现的相关公共健康效益和节省的煤电补贴预计为247亿美元, 比退出成本高出3-4倍。

通过呈现印尼加速煤炭转型的一种可能路径, 本研究旨在帮助中国燃煤发电商更好地应对东道国气候目标的增强对其海外煤电资产所产生的潜在影响。因此, 本研究提出如下建议: (1) 取消拟建项目; (2) 利用现行和新出台的金融机制 (如“公正能源转型伙伴关系”和亚洲开发银行的能源转型机制), 尽早计划煤电项目的退出, 避免煤炭资产的长期锁定; (3) 积极与印尼政府、印尼国家电力公司和其他利益相关方沟通, 做好有序转型准备; (4) 基于印尼2050年的气候目标, 对将特定燃煤电厂转为灵活调峰电源和/或低碳替代技术的可能性和成本进行评估; (5) 争取中国公共金融机构的支持。

本研究仅对该议题进行了初步分析, 仍有一些重要问题需要进一步深入探讨。这些问题包括但不限于: 购电协议条款的重新谈判及提前退出成本在行业利益相关方 (即印尼国家电力公司与独立发电商) 和政府利益相关方之间的分配; 特定燃煤电厂功能转变的不同选项和经济性分析; 支持发电商、电厂员工和当地社区平稳转型的创新机制; 停止新建煤电项目所避免的经济损失, 包括对在运电厂的影响; 量化煤电提前退出的环境和社会效益所增加的资产价值; 国际发电商参与工业园区和自备电厂建设的情况, 及其对可再生能源部署的促进作用。

¹ R. Cui, F. Tumiwa, A. Zhao, D. Arinaldo, R. Wiranegara, D. Cui, C. Dahl, L. Myllyvirta, C. Squire, P. Simamora, N. Hultman (2022年8月), 《资助印尼的煤电淘汰: 迈向净零排放的公正和加速退出路径》。美国马里兰大学全球可持续发展中心、印尼基本服务改革研究所 (IESR)。https://cgs.umd.edu/sites/default/files/2022-08/UMD%20Indo%20Report%20Final_0.pdf

1. 前言



Photo by Dominik Vanyi on Unsplash

为实现雄心勃勃的国家气候目标，并将全球温升控制在1.5°C以内，印度尼西亚需要加速从煤炭向清洁能源的转型。为加快这一进程，全球各界已推出了若干重大举措，包括亚洲开发银行(Asian Development Bank, 下文简称“亚开行”)推动的能源转型机制(Energy Transition Mechanism)，以及印尼在担任二十国集团轮值主席国期间与国际伙伴共同建立的“公正能源转型伙伴关系”(Just Energy Transition Partnership, 下文简称“JETP伙伴关系”)。值得一提的是，JETP伙伴关系包含了一系列针对煤炭向清洁能源转型和电力行业减排的雄心目标。印尼的七国集团伙伴国和私营金

融机构也为该计划的实施提供了200亿美元的初始资金。

此外，各种有关煤电提前退出的讨论和活动也正在推进。例如，为支持政府实施提前退出计划，印尼国家电力公司(PLN)决定利用亚开行能源转型机制的资金，将新建的皇后港(Pelabuhan Ratu)燃煤电厂的运营年限缩短至15年，计划到2037年将其退出。²另一个亚开行能源转型机制支持的案例是印尼签署的一项非约束性协议。该协议计划到2037年关闭由日本和韩国公司共同开发的井里汶(Cirebon)燃煤电厂的一号机组，这比该机组的最初设计运营年限提前了15年。³

² <https://www.ptba.co.id/berita/pln-dan-ptba-kerja-sama-pensiun-dini-pltu-pelabuhan-ratu-1546>

³ <https://www.adb.org/news/adb-indonesia-partners-sign-landmark-mou-early-retirement-plan-first-coal-power-plant-etm>

印尼新制定的气候目标和政策表明，该国煤电行业的格局正在迅速变化，加速转型的趋势已不可避免。对燃煤电厂的业主和发电商而言，深刻理解这些变化对其资产的潜在影响至关重要。在印尼，许多在运和新建的独立燃煤电厂涉及一家或多家国际发电商。这意味着这些国际发电商的海外煤电资产将受到东道国气候和能源转型雄心的影响。

崔宜筠等人在2022年发表的一项研究(Cui et al., 2022)中，通过制定印尼煤电退出的可能路径、并量化提前退出的相关收益与成本，对此问题进行了阐释。该研究基于印尼2050年净零排放目标和全球1.5°C的温控目标，在平衡环境、社会和经济优先因素的基础上，为截至2022年5月印尼所有在运及在建的燃煤电厂制定了逐厂退出时间表。该研究的主要成果有助于印尼的国际燃煤发电商了解其资产的可能提前退出时间，从而更好地了解JETP伙伴关系的潜在影响。

与此同时，国际发电商也可能为印尼带来新机遇，推动其实现更高的目标。印尼实施煤电加速退出计划的一个主要挑战是在配电行业具有垄断地位的印尼国有电力公司与独立发电商之间签署的长期购电协议。作为购电方，印尼国家电力公司通过签署购电协议向独立发电商购买电力。此类协议通常规定，无论电厂运营状况如何，印尼国有电力公司将在很长一段时间内（通常为25-30年）以固定价格向独立发电商购电。此类条款被称为“照付不议”条款。这意味着独立发电厂的提前关闭可能会给印尼国有电力公司带来额外成本。因此，煤炭的加速转型将需要合同条款进行重新谈判。印尼大部分的国际燃煤发电商来自日本、韩国和中国，他们参与决策可能会带来新机遇，推动购电协议条款的重新谈判。

这意味着国际发电商的海外煤电资产将受到东道国气候和能源转型雄心的影响。

为帮助国际发电商、尤其是中国企业更好地了解印尼的JETP伙伴关系对其海外煤电项目的潜在影响，本文对崔宜筠等人2022年的主要研究成果作了总结，提出了在印尼煤炭加速转型背景下，中国独立发电商可选择的一种退出路径及详细的提前退出时间表。作为印尼煤电项目的主要国际发电商和投资者之一，中国利益相关者通常通过股权投资⁴、债权融资、EPC总承包（即工程、采购和施工）以及设备出口等方式参与其中。与其他类型的投资相比，股权投资意在为发电商创造长期利润，并赋予他们更大的决策权。因此，股权投资者是讨论独立燃煤电厂提前退出的重要利益相关者。本研究旨在为他们的决策提供依据。

⁴ 股权投资是指通过现金、实物、无形资产或购买股票、债券等有价值证券进行的一种投资。

2. 印尼独立发电厂概况



Photo by Dikaseva on Unsplash

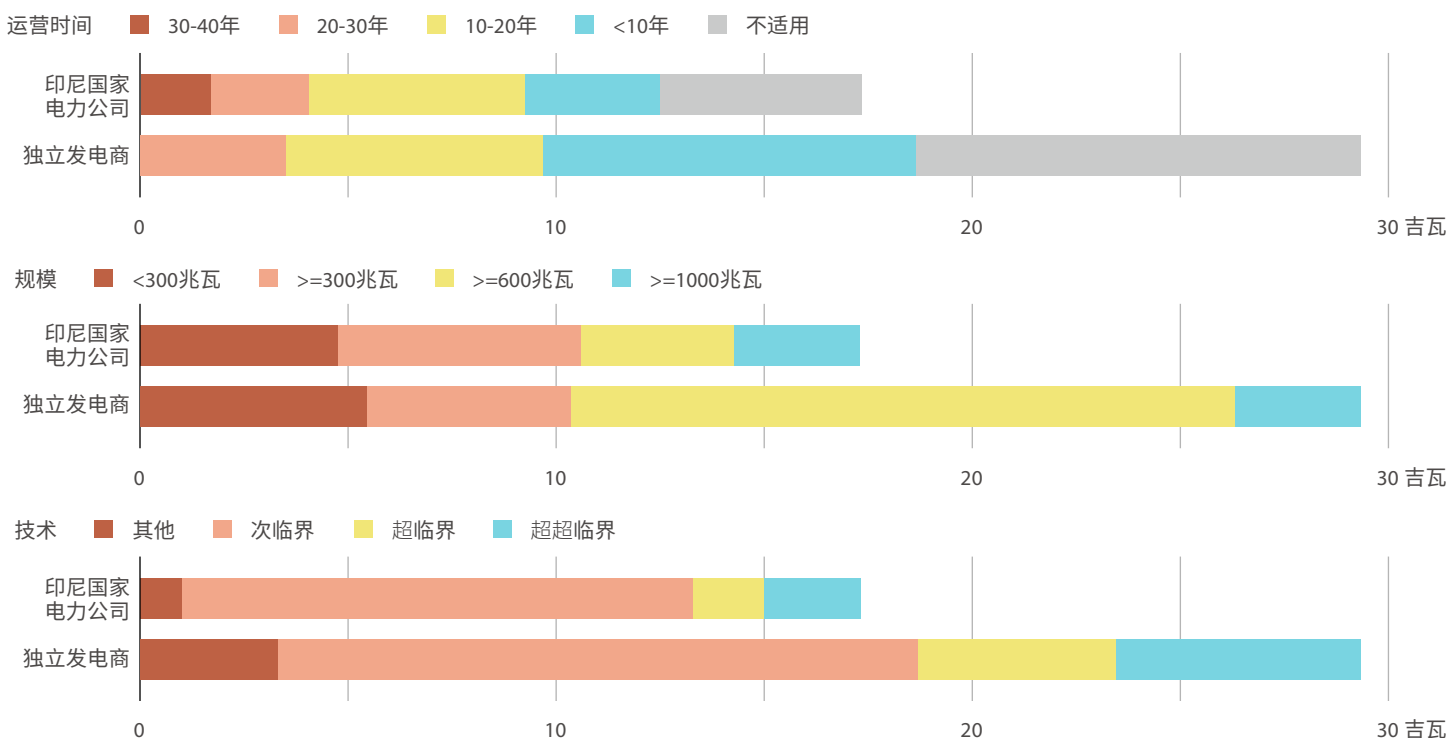
为满足快速增长的电力需求，印尼实施了一系列政策以吸引国际发电商带资开发燃煤电厂。近年来，独立发电商逐渐成为印尼煤电行业的主力军。截至2022年10月⁵，印尼在运和新建的煤电项目共计82个（新建项目包括在建、购电签约⁶和规划项目），总装机量为46.6吉瓦。其中，独立发电商拥有的燃煤电厂装机量占比为63%（29.3吉瓦），而印尼国家电力公司旗下的燃煤电厂装机量占比为37%（17.3吉瓦）（详见图1）。

独立发电厂通常较新且规模更大，所使用的燃烧技术也更高效。印尼过去十年建成的燃煤电厂大部分（即77%）属于独立发电商，而已运营约30至40年的老旧电厂则全部为印尼国家电力公司所有（详见图1上）。独立发电商同样拥有较大比例的（即82%）单机装机量为600兆瓦或以上的大型燃煤发电机组（详见图1中）。在超临界和超超临界技术上，独立发电商的占有率则更高（详见图1下）。此外，大部分印尼的新建煤电项目（包括在建、购电签约和规划项目）由独立发电商开发。具体而言，在总装机量为18.7吉瓦的新建

⁵ 燃煤电厂的数据基于全球燃煤电厂追踪 (GCPT) 于2022年7月发布的信息和作者截至2022年10月的个人核查

⁶ 已签署购电协议但尚未开工的项目

图1:印尼国家电力公司和独立发电商下属的燃煤电厂的运营时间、装机量和技术比较



*注：“不适用”指在建、购电签约和规划项目

煤电项目中，有10.5吉瓦由独立发电商开发。停止这部分新建项目、尤其是尚未开工建设的项目，将可以避免由此带来的排放和经济损失。

因此，要实现JETP伙伴关系设定的电力行业转型和碳减排目标，独立发电厂将面临更严峻的提前退出挑战。本研究仅探讨已并入或建成后将会并入电网的电厂，自备电厂将在后续研究中探讨。

与此同时，在运和新建的独立发电项目中，超过70%涉及来自中日韩等国的一家或多家国际发电商。由于大部分国家已承诺停止新建海外燃煤电厂和终止海外煤炭融资，这为加强印尼的净零排放行动创造了机会。

由日韩发电商开发的在运和新建的煤电项目总装机量为11.7吉瓦，占独立发电厂总装机量的40%，其中包括六个在运电厂（6.9吉瓦）和三个在建电厂（4.8吉瓦）。由中国发电商开发的煤电项目总装机量为7.6吉瓦，占独立发电厂总装机量的26%，其中包括11个在运电厂（3.8吉瓦）、7个在建电厂（2.9吉瓦）和2个购电签约⁷电厂（0.9吉瓦）。在中国承诺不再新建海外燃煤电厂之前的几年时间里，中国企业在印尼开发煤电项目的步伐加大。因此，预计在未来几年，由中国开发的燃煤电厂总装机量将翻番。

其余5%的独立发电厂（1.5吉瓦）由来自马来西亚、新加坡和泰国等国的东南亚国际发电商开发。不过，由于

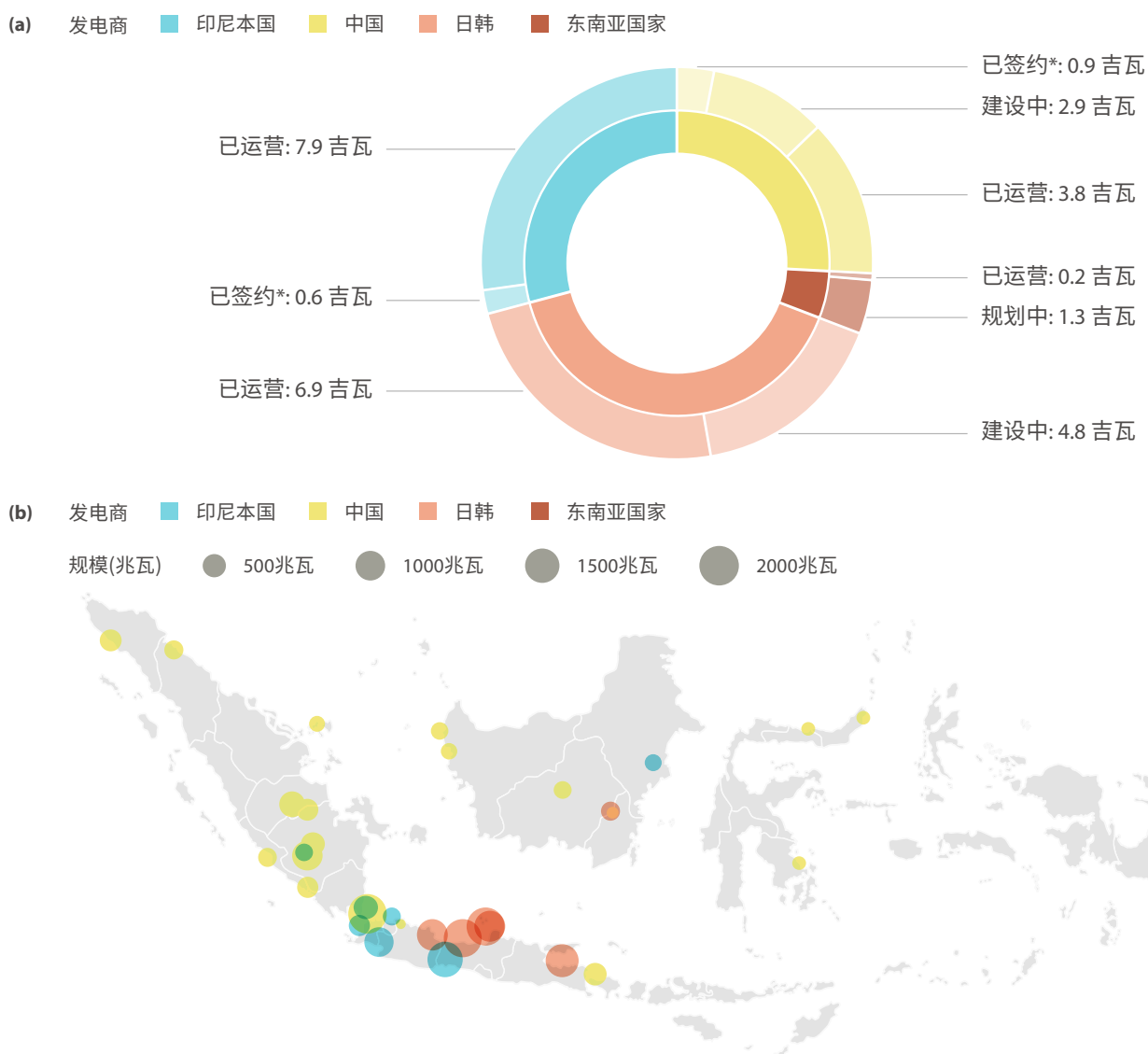
⁷ 已签署购电协议但尚未开工的项目

这些项目中的大部分仍处于规划阶段——已运行的装机容量仅0.2吉瓦，其余1.3吉瓦尚未签署购电协议（详见图2），因此，退出路径的研究将这些项目默认为“被取消”。

更重要的是，印尼的新建煤电项目主要由国际发电商开发。在新建的独立发电项目（包括在建、购电签约和规划

项目）中，94%由国际企业开发（9.9吉瓦），仅有0.6吉瓦由印尼本国的独立发电商开发。尽管中日韩停止新建海外煤电的承诺可以有效地减缓国际发电商的新建煤电投资，但要对在在、尤其是处于最后完工阶段的项目叫停，仍存在巨大挑战。

图2:印尼独立燃煤电厂：(a) 发电商所属国家和项目状态情况；(b) 电厂所处位置*



*注:电厂数据基于全球燃煤电厂追踪于2022年7月发布的信息和作者截至2022年10月的个人核查。

3. 印尼独立发电厂退出路径及成本



Photo by Azka Rahmansyah on Unsplash

通过分析全球综合评估模型中的长期场景与多标准逐厂评估结果, 崔宜筠等人2022年的研究为截至2022年5月印尼所有在运、在建或购电签约的燃煤电厂制定了详细的退出时间表。⁸ 该退出路径符合印尼2050年净零排放目标, 并考虑了所有燃煤电厂的技术、经济和环境绩效排名。从退出顺序来看, 老小低效、污染严重、经济效益差的电厂一般最先退出。

研究结果表明, 印尼国家电力公司和独立发电厂之间、以及各国独立发电商之间的煤电项目退役率差异较大

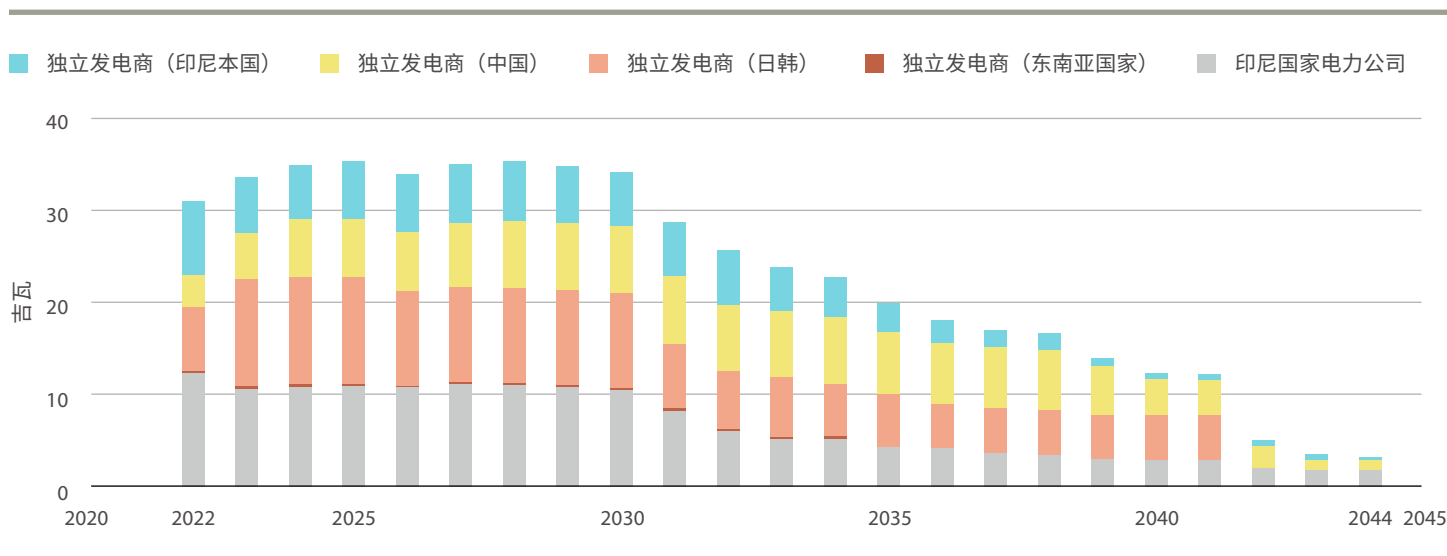
(详见图3和表1)。总体而言, 2030年前, 煤电并网装机量将在小幅增长后基本保持不变(详见图3)。来自中日韩等国的独立发电商在2022-2025年间开发的新建煤电装机量将与印尼本国独立发电厂的退出装机量相互抵消。印尼本国独立发电厂的剩余装机将在本世纪30年代以类似的速度退出, 到2040年基本淘汰。涉及日韩发电商的项目将在2026-2030年间开始退出, 其退出速度在2031-2035年间将加快, 但其总装机中仍约有40%要到2042年之后才会退出市场。

⁸ 崔宜筠等人 (Cui et al., 2022) 的分析情景中包括了2022年新增和退出的装机, 而非历史数据。此处呈现的是早前的研究结果, 而非历史数据。

相比之下，中国独立发电商参与的煤电项目的总装机容量将在未来几年内增长一倍，且大部分电厂要到2035年之后才会退出。具体来看，由于在建或购电签约项目推进的

同时，仅有少量电厂退出，因此涉及中国独立发电商的煤电项目总装机容量一直到2025年都将持续增长，并在2025-2030年间几乎保持不变。只有一座装机容量为50兆瓦的电

图3:2022-2045年印尼在运并网煤电项目的独立发电商参与情况*



*注：基于崔宜筠等人2022年的分析情景 (Cui et al., 2022)，而非历史数据。分析情景包含2022年新增和退出煤电装机的预估数据。

表1:各国独立发电商煤电退出时间表

独立燃煤电厂退出装机，单位为吉瓦 (在所有退出煤电装机中的占比)	印尼本国	中国	日韩	东南亚国家	期间总计
2022-2025*	2.1 (24%)	0.05 (1%)	0.2 (2%)	0	2.3 (8%)
2026-2030	0.6 (7%)	0	1.3 (11%)	0	1.9 (7%)
2031-2035	2.7 (32%)	0.5 (7%)	4.5 (39%)	0.2 (100%)	8.0 (29%)
2036-2040	2.5 (30%)	2.8 (38%)	0.8 (7%)	0	6.1 (22%)
2041-2045	0.6 (7%)	4.0 (54%)	4.8 (41%)	0	9.4 (34%)
各国发电商在印尼煤电装机总量	8.5 (100%)	7.4** (100%)	11.7 (100%)	0.2 (100%)	27.7 (100%)

注：* 基于崔宜筠等人2022年的分析情景，而非历史数据。分析情景包含2022年新增和退出煤电装机的预估数据。

**退出路径分析中缺少一个在运电厂（即装机容量为250兆瓦的Kaltim-2电站），因此与图2相比，此处印尼的总退出装机量较少。

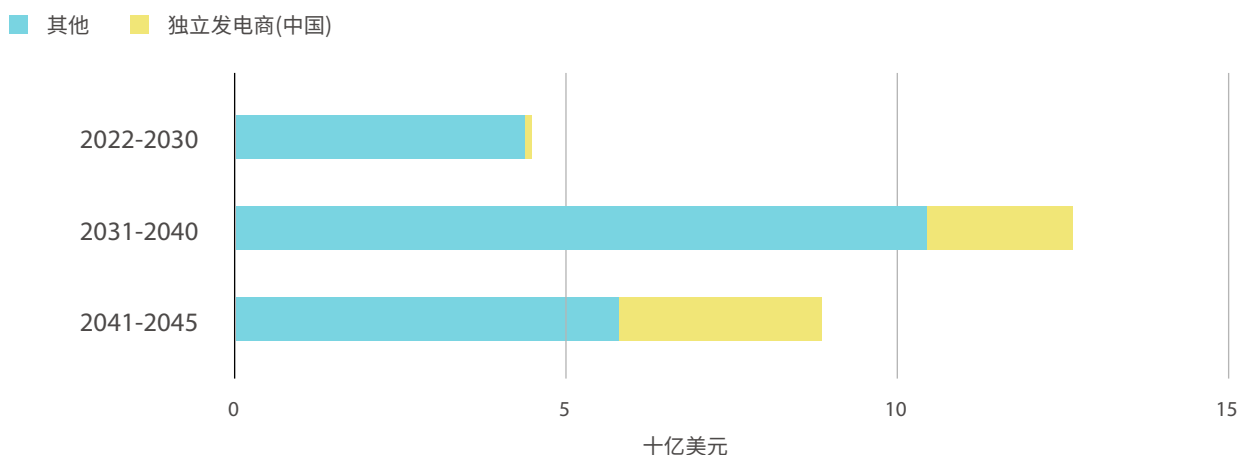
厂会在本世纪20年代退出，两座总装机量为0.5吉瓦的电厂在2031-2035年退出，六座总装机量为2.8吉瓦的电厂在2036-2040年退出。中国独立发电商开发的一半以上的燃煤电厂（10座电厂共计4.0吉瓦）将在2040年之后继续运营。为了与2050年印尼净零排放目标和全球1.5°C温控目标保持一致，这些电厂最后五年的利用率将非常低，预计每年只有890小时（为当前水平的18%），且需要在2045年全部退出。低利用率表明，这些燃煤电厂将不再为电力系统提供基荷服务，而是为可再生能源的接入提供支持。利用率的

降低也可能对煤电项目未来的盈利能力产生影响。

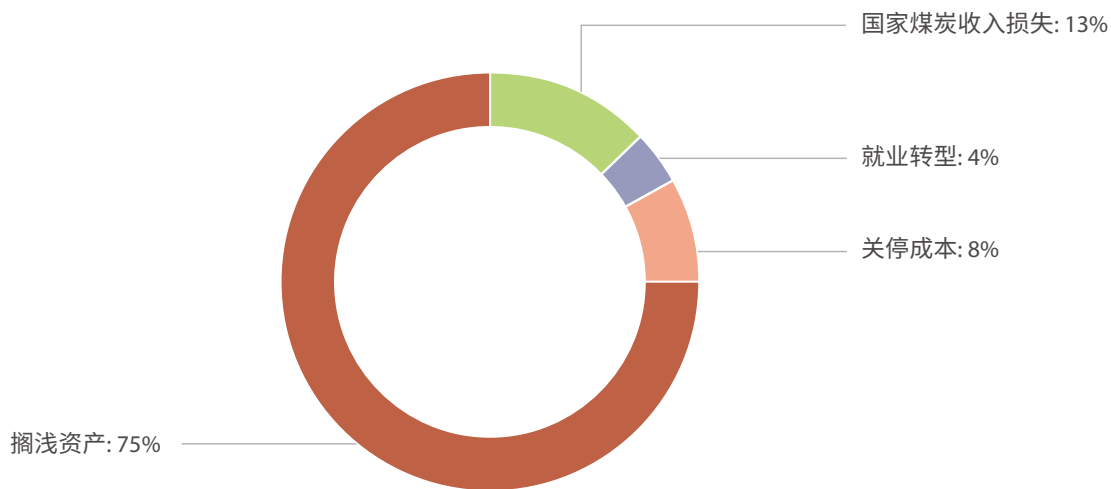
此外，崔宜筠等人2022年的研究还估算了印尼对煤炭进行加速和公正转型的融资需求。该研究通过搭建一个评估体系，对产业、政府和公众等不同利益相关方在实施煤电公正退出计划时的收益和成本进行了系统量化。研究发现，煤炭的退出将避免煤电补贴和煤电行业产生的健康影响，而这两者带来的收益比搁浅资产、关停、就业转型和国家煤炭收入损失等总退出成本高出2-4倍。

图4:公正实施煤电退出路径的成本

(a) 各时期中资独立发电厂与其他燃煤电厂的退出成本



(b) 中资独立发电厂的不同退出成本类别占比（搁浅资产、退出成本、就业转型和国家煤炭收入损失）



特别值得注意的是，到2045年，中资独立发电厂加速退出的成本预计将达到50亿美元，占印尼煤电总退出成本的16%；其收益将为247亿美元，占印尼煤电退出总收益的26%。中资独立发电厂的加速退出给当地社区带来的社会效益将比退出成本高出3-4倍。

研究预计，在中资独立发电厂50亿美元的退出成本中，34%会在2040-2045年间产生，49%会在本世纪30年代产生，还有不到17%在2022年至2030年间产生（详见图4a）。各时期的退出成本主要取决于该时期退出的煤电总

装机量。但是，与本世纪30年代相比，2040年之后退出电厂的每兆瓦单位装机的平均退出成本更高，原因在于其运营年限更短，因此搁浅成本更高。

从成本类别的分布来看（详见图4b），2045年前75%的成本来自搁浅资产⁹。与其他成本类别相比，搁浅资产对项目业主和发电商的影响更大。关停成本在总成本中占8%，也将可能由项目业主承担。项目业主还将可能承担部分与就业转型相关的成本，如对电厂工人的收入补偿，但是其在总退出成本中的占比较小。



⁹ 搁浅资产是指基于资本投资线性折旧的燃煤电厂提前退役而造成的投资损失，详细方法论请参见崔宜筠等人2022的报告。

4. 对中国发电商的潜在影响



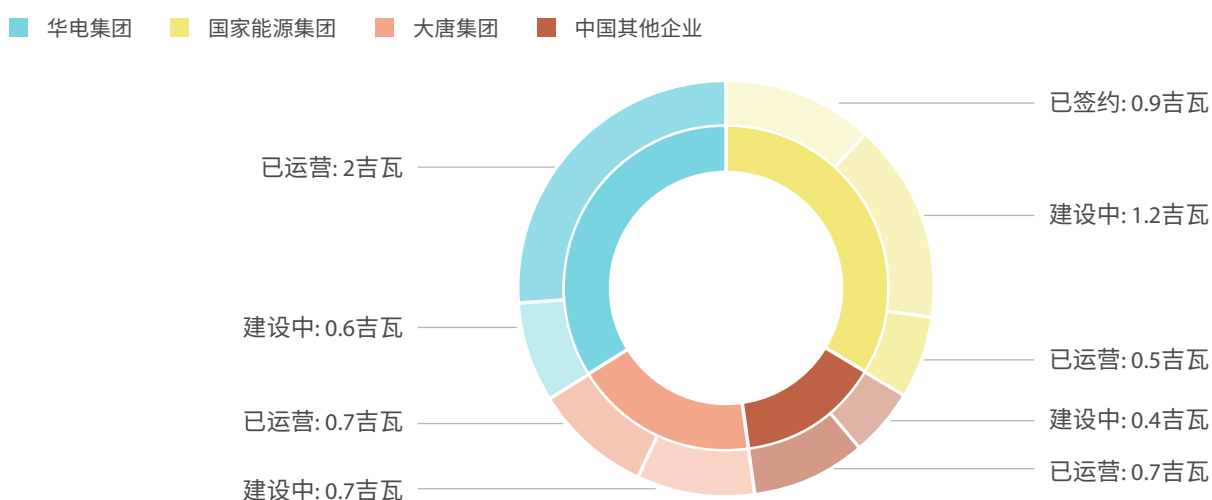
Photo by Mike Setchell on Unsplash

本章节围绕参与印尼煤电项目的主要中国企业展开分析，探讨印尼煤电加速转型可能对其产生的影响以及煤电退出策略的差异。具体来看，华电集团、国家能源集团¹⁰和大唐集团这三家中国国有电力公司作为股权投资者在印尼参与了12个煤电项目，占中资独立燃煤电厂总装机量的82%（详见图5）。企业间对比发现，国家能源集团拥有规模最大的在运燃煤电厂，即装机量为2吉瓦的爪哇7号电站（Java-7）；而华电集团拥有规模最大的新建煤电装机量，包括1.2吉瓦的在建项目和0.9吉瓦的购电签约项目。

另外五家中国企业也在印尼参与建设了六座燃煤电厂，占中资煤电装机量的18%。它们分别是：中国电建、协鑫集团、中国能建、国家电投和泛海控股。这些中国发电商大多为央企，只有协鑫集团和泛海控股是民营企业。不过，这两家企业的参与也表明，中国在印尼电力行业的私人投资呈增长趋势，而民企的煤电退出和清洁能源投资策略可能有别于国有发电商。

¹⁰ Also known as China Energy Investment Corporation. China Energy is the official English name for “国家能源集团 (Guo Jia Neng Yuan Ji Tuan)” in Chinese. It is worth noting that some literature also uses the National Energy Investment Group as the company's English name.

图5:中国发电商在印尼的煤电装机情况(按公司和项目状态划分)



根据退出路径,印尼大多数燃煤电厂都将保证20年的运营年限,只有一小部分被认为是可以更容易退出市场的——这些电厂由于技术、经济和环境成效不佳,最适合立即退出。在研究的分析情景下,中方项目只有一个电厂,即大唐集团50兆瓦的Pindo-Deli-li 1号电厂,被认为可以立即退出,但该项目在退出时仍可运营满15年(详见附录表A1)。

在该退出路径下,所有其他涉及中资发电商的电厂都预计将运营满20年,因此退出时间表主要取决于电厂的年龄或投产年份(详见表2)。除Pindo-Deli-li 1号电厂将立即退出外,其余中方开发的电厂均计划于2030年之后退出。

根据分析,华电集团的两座总装机量为0.5吉瓦的电厂将在2031-2035年间退出(详见附录表A2),它们是位于印尼廖内省(Riau)的Tanjung Kasam 2x65兆瓦燃煤电厂,和位于巴厘岛的Celukan Bawang 3x127兆瓦燃煤电厂。2036-2040年间退出的包括:国家能源集团的一座装机量为2吉瓦的机组;大唐集团总装机量为0.6吉瓦的三个机组,以及其它三个总装机量为0.2吉瓦的中资机组。

2040年之后,所有中方企业都有剩余煤电装机量,且这些装机将在印尼煤电退出截止期前的最后五年继续运营。其中,华电集团拥有超过一半的剩余煤电装机量。如前所述,运营至2045年的电厂在最后五年的利用率极低,因此会在电力系统中发挥不同作用。

从退出总成本来看,华电集团的数额最高,接近20亿美元,其中80%产生在2041-2045年;其次是国家能源集团,为16.5亿美元,其中73%发生在2036-2040年(详见图6);大唐集团的成本约为8.1亿美元,在2036-2040年和2041-2045年之间平均分布。其余中国企业的退出成本更低,而且均在2035年之后产生。各企业不同时期的退出成本分布主要与其退出的装机量有关。

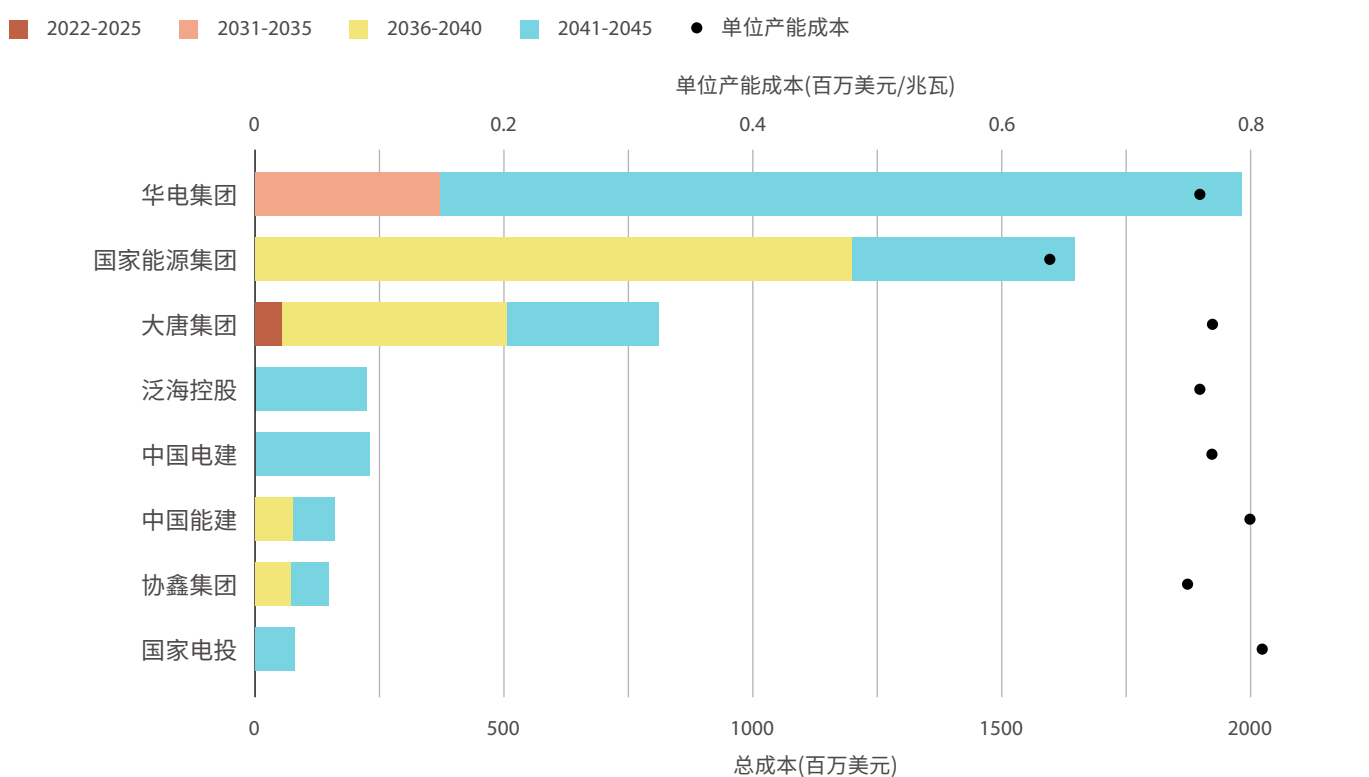
就单位装机的平均退出成本而言,各企业的数额十分接近,在每兆瓦76万至81万美元之间。但国家能源集团例外,其每兆瓦退出成本为64万美元。这主要是由于国家能源集团拥有装机量为2吉瓦的爪哇7号电站。该电站单位装机雇佣的工人较少,就业转型成本较低;同时,它高效的煤电技术效率也可降低其退出对国家煤炭收入造成的损失。

表2:中国发电商燃煤电厂退出时间表

退出装机量, 单位为吉瓦 (项目数量)	华电集团	国家能源集团	大唐集团	其他中国企业
2022-2025*	0 (0)	0 (0)	0.05 (1)	0 (0)
2026-2030	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
2031-2035	0.5 (2)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
2036-2040	0 (0)	2.0 (1)	0.6 (3)	0.2 (2)
2041-2045	2.1 (3)	0.6 (1)	0.4 (1)	0.9 (6)

* 注: 基于崔宜筠等人2022年的分析情景, 而非历史数据。分析情景包含2022年新增和退出煤电装机的预估数据。

图6:中国企业在加速煤电退出计划下各时期的预估成本



5. 结论及政策建议

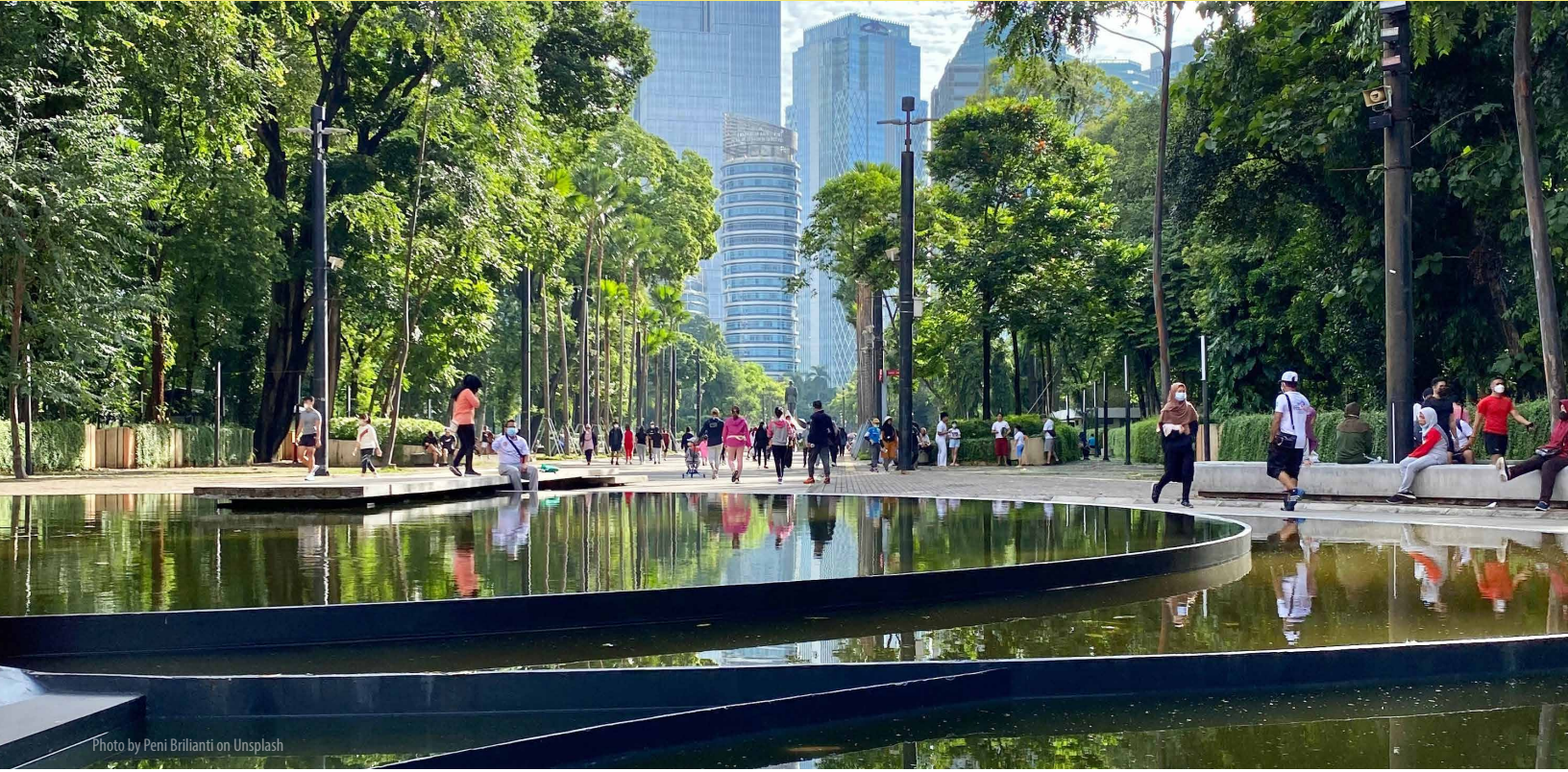


Photo by Peni Brilliant on Unsplash

基于印度尼西亚的长期气候目标,本研究为在印尼开发煤电项目的中国企业提出了一种可能的煤电退出路径,以帮助这些企业更好地了解其海外煤电资产将受到的影响。此外,该分析还旨在帮助印尼的决策者和印尼国家电力公司了解国际发电商可能为印尼的煤炭转型带来的机遇,并通过此举推动独立发电厂尽早转型。

随着印尼应对气候变化雄心的加强和该国由煤电向清洁能源转型步伐的加快,尤其是印尼与其国际伙伴最近建立了JETP伙伴关系,国际投资者,特别是中国发电商应意识到传统的商业模式和投资决策无法持续。基于鉴崔宜筠等人2022的研究情景,本研究发现:

- 鉴于已开工项目的规模,中国企业在印尼参与建设的独立发电厂的总装机量将在未来几年继续增长,并达到7.6吉瓦,规模较目前翻番。
- 在中国企业开发的所有煤电项目中,超过92%的装机量直到2035年后才会退出,其中超过50%将运营到2040年以后。
- 相较于燃煤电厂通常30-40年的运营年限,中国企业在印尼开发的独立发电厂的运营年限均不会超过20年。
- 此外,这些燃煤电厂在电力系统的角色将发生转变。由于利用率的逐步降低,这些电厂的功能将从

提供基荷服务转向提供调峰服务。2040年后投产的燃煤电厂每年的运行时间将低于900小时。

因此，投资者需要根据印尼的气候目标进行相应的策略调整，停止新建燃煤电厂，并积极采取行动，为现有燃煤电厂的加速转型做好准备。具体建议如下：

- 1). 对于拟建的燃煤电厂，独立发电商应暂停这些项目的开发，并探索可再生能源替代的可能性，以避免沉没成本。
- 2). 对于在建或在运的燃煤电厂，中国独立发电商应积极与印尼各级政府、印尼国家电力公司，以及其它利益相关方沟通，利用现行和新出台的金融机制（如亚开行的能源转型机制和JETP伙伴关系），探索有序和公正的煤电退出方式和时间表。
- 3). 对于预计2035年后仍继续运营的燃煤电厂，项目业主与发电商应提前评估将其电厂转变为低利用率灵活调峰电源的可能性和成本。
- 4). 对于预计运行超过20年的燃煤电厂，项目业主与发电商应探索电厂改造的可能性和成本，以将其转型为符合印尼长期气候目标的低碳发电厂。
- 5). 政策性银行等中国公共金融机构应与中国企业、印尼国家电力公司及印尼政府一起探索煤电提前退出机制。在中国政府的主导下，公共金融机构可以率先行动，提供金融专业知识和机制支持，以帮助印尼煤电的提前退出。

本研究仅对该议题进行了初步分析，仍有一些重要问题需要进一步深入探讨。比如，印尼国家电力公司和包括中国企业在内的独立发电商之间对于购电协议条款的重新谈判，这将决定搁浅资产等煤电提前退出成本如何在产业、政

府和其它利益相关方之间分摊；另外，各方应与国际伙伴一起努力，共同探索创新机制，以支持发电商、电厂员工和当地社区的平稳转型。

虽然煤电提前退出的成本将由特定的利益相关方集中承担，但其产生的环境和社会效益往往更为广泛，惠及公众。那些将广泛的社会效益与资产价值联系在一起的政策机制，可以通过提供经济补偿激励企业尽早采取行动。例如，德国政府设立了一个基金，以补偿能源公司因燃煤电厂提前退出而造成的损失。从2020年到2027年，电厂业主将就提前退出燃煤电厂所需的补偿金额进行投标。为鼓励燃煤电厂的提前退出，该补偿金的最高投标价将随着时间的推移而不断降低。2027年之后，剩余的电厂将在没有补偿的情况下被强制关闭。¹¹

此外，与印尼类似，越南等其他新兴经济体也在加速向清洁能源转型，这给作为全球最大海外煤电投资者之一的中国发电商敲响了警钟，提醒他们必须重新评估其海外煤电资产，以避免因搁浅资产而造成的不必要成本。同时，这些发电商需要对新建项目进行全面的经济分析，包括对在建设项目取消的可能性进行评估，从而量化可避免的经济损失。这些损失不仅包括新建项目自身的搁浅资产，还包括现有电厂所受到的潜在影响——根据印尼长期气候目标下的碳排放预算，现有燃煤电厂可能会因新增的煤电产能而被更早地淘汰。

与此同时，越来越多的金融机构正在努力降低资产组合的碳排放强度，可用于可再生能源发展和低碳转型的金融工具也越来越多。因此，拥有明确的长期脱碳目标和计划的企业将更容易获得各种转型金融的支持，比如可持续发展类债券。企业以可再生能源替代燃煤发电的好处日益增多。

中国在2021年提出的帮助其他发展中国家向清洁能源转型的承诺将为这些燃煤电厂的公平转型提供更多机

¹¹ <https://initiatives.weforum.org/micce/ctr-toolkit-finance/aJY680000000DUGAY#>

会,也将使清洁能源的投资前景变得更广阔。JETP伙伴关系的建立、以及可再生能源成本的不断下降,将可以推动中国发电商开发更多的可再生能源项目。根据JETP伙伴关系的目标,到2030年,印尼的可再生能源发电量占比将从2021年的11.5%提高到34%。因此,可再生能源需要替代退出的煤电产能。作为世界上最大的可再生能源生产国和投资国,中国有能力为这些国家提供资金和技术,并以碳中和为目标促进清洁和公正的能源转型。

本分析仅针对并网煤电项目。在印尼,中国企业实际上主要涉足于燃煤自备电厂,而这些电厂的情况更为复杂,需采取不同的低碳转型策略。印尼JETP伙伴关系对新建自备电厂提出了限制,这可能会影响中资工业园区的离网电厂。我们将在本系列的第二份报告中对此进行探讨。

附录：

中国各发电商的电厂信息和退出时间表

表A1:大唐集团

电厂名称	机组	省	区	县	装机量 (兆瓦)	状态	投产年份	退出年份	成本 (百万美元)
Pindo-Deli-li	1号	西爪哇			50	运营中	2007	2022	41.3
Sumsel-5 电站	1号	南苏门答腊	Musi Banyuasin	Bayung Lencir	150	运营中	2016	2036	82.5
	2号	南苏门答腊	Musi Banyuasin	Bayung Lencir	150	运营中	2016	2036	82.5
Kendari-3 电站	1号	东南苏拉威西			50	运营中	2019	2039	27.5
	2号	东南苏拉威西	South Konawe	Tanjung Tiram	50	运营中	2019	2039	27.5
Kalselteng-1 电站	1号	中加里曼丹	Gunung Mas Regency		100	运营中	2020	2040	56.7
	2号	中加里曼丹	Gunung Mas Regency		100	运营中	2020	2040	56.7
Nagan Raya 电站	3号	亚齐	Nagan Raya		200	建设中	2023	2043	110.0
	4号	亚齐	Nagan Raya		200	建设中	2023	2043	110.0

表A2: 华电集团

电厂名称	机组	省	区	县	装机量 (兆瓦)	状态	投产年份	退出年份	成本 (百万美元)
Tanjung Kasam 电站	1号	廖内	Batam	Nongsa	65	运营中	2012	2032	35.8
	2号	廖内	Batam	Nongsa	65	运营中	2012	2032	35.8
Celukan Bawang 电站	1号	巴厘岛	Buleleng	Gerokgak	127	运营中	2015	2035	69.9
	2号	巴厘岛	Buleleng	Gerokgak	127	运营中	2015	2035	69.9
	3号	巴厘岛	Buleleng	Gerokgak	127	运营中	2015	2035	69.9
Bangko Tengah	1号	南苏门答腊	Muara Lenim / Lahat		600	建设中	2022	2042	330.0
	2号	南苏门答腊	Muara Lenim / Lahat		600	建设中	2022	2042	330.0
Jambi-1 电站	1号	占碑	Batang Hari	Bajubang	300	已获批 (合同/购电协议)	2027	2045	198.0
Jambi-2 电站	1号	占碑	Batang Hari	Bajubang	300	已获批 (合同/购电协议)	2026	2045	181.5
	2号	占碑	Batang Hari	Bajubang	300	已获批 (合同/购电协议)	2026	2045	181.5

表A3: 国家能源集团

电厂名称	机组	省	区	县	装机量 (兆瓦)	状态	投产年份	退出年份	成本 (百万美元)
Jawa-7 电站	1号	万丹	Serang	Kramatwatu	991	运营中	2019	2039	462.5
	2号	万丹	Serang	Kramatwatu	991	运营中	2020	2040	462.5
Sumsel-1	1号	南苏门答腊	Rambang Dangku District		300	建设中	2023	2043	165.0
	2号	南苏门答腊	Rambang Dangku District		300	建设中	2023	2043	165.0

表A4: 中国其他企业

企业名称	电厂名称	机组	省	区	县	装机量 (兆瓦)	状态	投产年份	退出年份	成本 (百万美元)
中国能建	Parit Baru 电站	1号	西加里曼丹	Pontianak	Siantan	50	运营中	2018	2038	27.5
		2号	西加里曼丹	Pontianak	Siantan	50	运营中	2019	2039	27.5
		3号	西加里曼丹	Pontianak	Siantan	50	建设中	2025	2045	27.5
		4号	西加里曼丹	Pontianak	Siantan	50	建设中	2025	2045	27.5
泛海控股	Sumut-1 电站	1号	北苏门答腊	Deli Serdang		150	建设中	2023	2043	82.5
		2号	北苏门答腊	Deli Serdang		150	建设中	2023	2043	82.5
协鑫集团	Kalbar-1 电站	1号	西加里曼丹			100	运营中	2020	2040	55.0
		2号	西加里曼丹			100	运营中	2021	2041	55.0
中国电建	Sulut-3 电站	1号	北苏拉威西	Kema		50	运营中	2021	2041	27.5
		2号	北苏拉威西	Kema		50	运营中	2021	2041	27.5
	Bengkulu 电站	1号	明古鲁			100	建设中	2022	2042	55.0
		2号	明古鲁			100	建设中	2022	2042	55.0
国家电投	Sulbagut-1 电站	1号	哥伦打洛			50	建设中	2022	2042	27.5
		2号	哥伦打洛			50	建设中	2022	2042	27.5

