



节能动态

（2021 年第 05 期）



中材节能国际投资有限公司

2021 年 05 月 31 日



目 录:

- 1、海外 BOT 投资项目风险防范：以越南海阳燃煤电站项目为例（闫茂春 国工论坛 4 月 28 日）
- 2、中东新能源市场：现实如此残酷，却如此迷人（国工论坛 4 月 21 日）
- 3、中国必须关闭 600 座燃煤电厂才能实现其排放目标（北极星火电人 2021-5-19）
- 4、看到了一台关停的机组（北极星火电人 2021-5-10）
- 5、印尼外商投资限制放宽的能源视角（原创 能源杂志 能源杂志 4 月 30 日）
- 6、【再降】工商业电价还有多少下探空间？（2021-05-19 中国能源报 作者:赵紫原）
- 7、国家发改委：节能减碳项目投资不超过总投资的 15%（微能网 2021-5-21）
- 8、煤电碳达峰：1000 多座燃煤电厂要关停吗？（2021 年 05 月 31 日 09:44 来源：中国新闻周刊）

封面： 福建宁德下党乡小水电



1、海外 BOT 投资项目风险防范：以越南海阳燃煤电站项目为例（闫茂春 国工论坛 4 月 28 日）



越南海阳 2X600MW 燃煤电厂，是中国能建所属中国电力工程顾问集团有限公司（简称“中电工程”）与马来西亚 J 公司以 70:30 投资股比合作开发和建设的越南 BOT 项目。该项目是“一带一路”沿线的重点项目，总投资约 19 亿美元，是目前中国企业在越南单笔投资额最大的项目，也是我国企业与国际伙伴合作开发海外 BOT 项目的成功案例。笔者总结个人参与海阳项目投融资及商务谈判全过程的实践经验，分析国内企业与国际伙伴合作投资开发海外 BOT 项目所涉及的主要风险及防范措施，为企业开展类似项目的开发提供参考和借鉴。

项目简介

越南海阳 BOT 电厂项目位于河内以东 100 公里，建设两台 600MW 燃煤机组，计划为海阳省及河内输送电力，是越南政府吸引外资开发电力建设的重点项目。马来西亚的 J 公司在 2008 年获得该项目的开发经营权。随后 J 公司与越南工贸部经过近三年的谈判，于 2011 年 6 月签署了 25 年特许经营期的 BOT 合同，同时签署的有关协议还包括与越南煤炭公司的购煤协议（25 年）；与越南电力公司的购电协议（25 年）；与海阳省人民委员会的土地租赁协议；政府担保与承诺协议。



根据购电协议，海阳电厂所发全部电量由越南电力公司收购；煤价与电价联动，即煤价上升，电价也随之上涨，投资方的收益始终保持在一个稳定范围内。根据政府担保协议，越南政府对越南煤炭公司和越南电力公司的付款违约提供政府担保，项目收益可以 100%转换为美元转入到投资方的国外账户。

由此看到，该项目涉及的配套协议完备，政府对国内企业的违约提供担保，收益可以全部转换为美元，投资收益及汇出有较好保证。

中电工程与 J 公司经过一年多的谈判，于 2015 年 7 月签署了合作投资协议，中电工程为项目 70% 股东，J 公司为 30% 股东，由中电工程负责项目的银行融资并承担 EPC 工程建设。

在与 J 公司的合资谈判过程中，中电工程结合本项目的合作模式和时间紧迫性，重点考虑了国家政治风险、投资收益风险、融资风险、交易风险、法律风险等重大风险。以下就上述主要风险及相应的风险防范对策进行介绍。

国家政治风险

越南近年来与中国因南海主权问题曾发生多次摩擦，在该国开展投资项目有一定的国家风险和政治风险。但中、越两国地缘相邻，经济上互补性很强，越南经济对中国的依赖更大，从长远发展角度看表现出积极主动的合作态势。战争、征收、汇兑和罚没属于政府违约范畴，可能造成企业无法继续正常生产以及项目收益无法兑换成美元汇出。虽然越南政府为海阳项目提供了项目收益 100% 转换成美元的保证，但在 25 年运营过程中仍然存在因故无法兑现该保证的可能性。

海阳项目的投资上，中电工程分别就股权和债权投保了中信保海外投资险，其中债权险是银行融资的要求，股权险是出于企业自身在越南进行投资的资本金安全考虑。通过投保海外投资险，发生上述风险时，先由中信保赔偿企业相应的损失，



中信保再代表中国政府向越南政府索要保险赔款，企业面对的风险实际上转成由中信保承担。

投资收益风险

投资收益风险，主要考虑项目投资回报率及除政治风险以外的与项目建设、运行有关的主要风险是否得到有效分配和规避。通过购煤协议，电厂特许经营期 25 年内需要的原料通过 25 年期购煤协议得到基本保证。协议还规定，**如出现越南煤炭公司因故不能提供燃煤，需由 BOT 公司自行购煤的情况，煤价的超出部分由越南煤炭公司负责补偿。**

购电协议中电价由容量电价、电量电价及补充电价三部分组成。根据购电协议，**电厂建成即使不发电，越南电力公司也要支付容量电价。电厂所发电量将全部由越南电力公司承购，即电量消纳有保障。补充电价主要包括实际土地赔偿费用。**

通过土地租赁协议，项目建设所需土地得到有效保证。通过政府担保协议，**越南政府对越南煤炭公司及越南电力公司的付款违约提供政府担保，即如发生上述两家公司付款违约行为，其付款责任由越南政府承担。**

同时，**越南政府保证投资方卖电获得的当地货币收益 100%可以转换为美元汇出越南境外**，有效规避了当地币发生大幅度贬值的风险。

针对项目投资回报率，中电工程聘请了国际著名财务事务所担任投资顾问，建立项目财务模型，在反复落实模型主要输入条件后，得到了比较理想的项目收益率。该收益率是基于长期的购煤、购电协议前提条件下获得的，因此较可靠。

海阳项目的投资收益风险通过上述各项协议得到了有效化解和分摊，并且项目投资收益率较为理想，该项目的投资收益风险可控。

融资风险



鉴于中电工程银行资信较高，加上海阳项目主要协议文件完备及具有较好投资回报率，因此，该项目获得银行贷款的机会较大。但银行完成类似规模项目的融资关闭时间通常需要一年甚至更长时间，而中电工程与 J 公司开展合作谈判时距离海阳项目融资关闭日期仅有约 6 个月时间，如届时不能完成融资关闭，即银行首笔放款到位，存在工贸部收走 2000 万美元投标保证金甚至收回项目的风险。海阳项目的融资风险实际上转化为如何在限定的较短时间内完成融资关闭。为尽快完成项目融资关闭，中电工程采取了多项有效措施。

第一，中电工程审时度势，结合自身实力，为项目全部贷款提供 100% 的公司担保（J 公司向中电工程提供 30% 反担保），有效缩短了银行内部审批时间。

第二，针对以往没有大型海外投资项目融资经验的问题，中电工程特聘请专业银行融资顾问，组成银行融资工作小组，在开展项目商务合作谈判、报发改委、商务部备案工作的同时，提前开展与银行、中信保的接洽工作，提供已有的项目材料，为银行贷款审批工作创造条件。

第三，鉴于贷款金额较高，为避免选择一家银行发生最终审批未能通过的情况，中电工程确定采取向三家银行组成银团进行贷款的稳妥方案，每家银行承贷 1/3 的贷款，提高银行内部审批通过成功率。

第四，中信保的保险单为银行放款的重要前提之一，在最初选择中信保保险的种类上，为节省审批时间，中电工程选择了当时只需中信保进行审批的海外投资险，没有选择需要财政部审批的中长期保险。

第五，了解越南国家银行对贷款银行、BOT 公司账户的监督管理方面的要求，疏通中方银行贷款进入越南 BOT 公司账户的流通渠道。

上述措施加速了银行融资工作的进程，有效缩短了银行、中信保各项审批工作



时间，2015 年 9 月贷款协议顺利签署，2016 年 4 月银行首次放款到位，融资实现关闭。

交易风险

一、实现对 BOT 公司的有效管控

根据 BOT 合同，J 公司在 BOT 项目公司控股股东身份在项目商业运行满三年后才允许变动。受该条件限制，同时为满足中电工程作为项目 70% 出资人对 BOT 项目公司的实际控制，双方经反复协商确定了如下的投资合作模式。

首先，中电工程所属的香港投资公司通过认购 J 公司下属的 JPP 公司发行的股票，获得 JPP 公司 70% 的股权，并间接持有 BOT 公司 50% 的股权，J 公司认购 JPP 公司发行的股票获得 30% 股权及间接持有 BOT 公司 50% 的股权。通过上述交易，J 公司与中电工程在 BOT 公司普通股票持有比例为 50:50。中电工程持有 BOT 公司 50% 的普通股和 JPP 公司 70% 的经济权益。

同时，J 公司在 BOT 公司占据董事会多数席位，表面上处于控制地位。中电工程在 BOT 公司的控股公司 JPP 公司占董事会多数席位，且 BOT 公司章程修改后约定 BOT 公司的重大决定要得到 JPP 公司董事会同意。

通过上述措施，中电工程通过对 JPP 公司的控制，间接实现对 BOT 公司的实际控制。通过采取上述措施，既满足了 BOT 合同中对本项目控股股东发生变动的时间限制，也实现了中电工程通过控制 BOT 公司上级公司 JPP 公司间接控制 BOT 公司的局面。中电工程对 BOT 公司有效管控的风险因此得到有效控制。

二、尽职调查

针对 J 公司自身实力、项目开展历史情况、项目文件有效性的风险，中电工程通过聘请第三方中介机构开展针对性的财务及法律专项尽职调查，有效规避相关风险，



具体包括以下内容。

首先，公司开展了对 BOT 公司、JPP 公司的财务尽职调查，掌握了上述公司资产及负债等财务状况，了解 J 公司已经投入的前期开发费用情况。该部分费用在经过双方认可的第三方国际审计所审计后，通过资本化形式计入 J 公司资本金投入部分。

其次，由于项目的主要协议文件均由 J 公司在 2011 年取得，中电工程开展项目投资谈判时有些文件已经过期，为此开展了对 BOT 公司、JPP 公司的法律尽职调查，摸清了上述公司以往签署的相关合同情况，两家公司依法合理存在。

通过尽职调查，也核查了项目主要协议文件的有效性，了解并掌握需要向越南有关部门申请延期的协议或合同情况，并在合资协议中规定项目协议的延期事项由 J 公司负责完成，该条款为双方合作的前提条件之一。与办理延期有关费用由双方按投资比例承担。

法律风险

根据购电合同 PPA 条款，因法律的变化对项目投资方带来不利影响的风险由越南工贸部负责承担，越南政府提供担保。

另外，根据中电工程委托的法律事务所出具的律师工作备忘录内容，中电工程对本项目的投资不违反中国及越南两国法律规定，所规划的投资方案不存在法律障碍。法律事务所对境外投资架构的合法性、中电工程对 BOT 项目公司的控制权、跨境担保的合法性以及关于融资关闭逾期的法律后果出具了相关法律意见，均不存在法律障碍。

综合以上两个方面的因素可以看出，海阳项目投资法律风险的防范措施是可行的，中电工程的投资方案从越南相关法律和中国相关法律条款两方面来看都没有法律障碍。



以上是海阳项目的主要风险及其防范措施。国内企业与国际合作方合作开发 BOT 项目实际过程中涉及的内容很广泛，存在的风险也各不相同，关键要做好各项工作的统筹安排，识别和防范主要风险。（作者单位：中国电力工程顾问集团有限公司）

2、中东新能源市场：现实如此残酷，却如此迷人（国工论坛 4 月 21 日）

近年来的中东地区新能源市场，可以用炙手可热来形容。一边是各国经济发展规划纷纷出台，新能源项目层出不穷，市场容量不断扩大，对全球投资商、承包商、供应商产生巨大吸引力。另一方面，国际和区域开发商竞争激烈，不断用刷新纪录的中标电价，冲击着业内对于全球和中东地区新能源项目价格边界的认知。

在这样的背景下，中资企业依然纷纷跑步入场，大多通过 EPC 等方式参与项目，结果有得有失，喜忧参半，享受到了成功开拓市场、成功签约项目的喜悦，却也受到价格的压榨，不得不承担低价带来的风险和痛苦。玫瑰花虽然好，但依然有刺。我们在此对中东新能源市场的竞争态势做一个简单的梳理，也希望能给各位的决策提供一些参考。

现实如此残酷

1. 价格屡创新低，挑战行业极限

2017 年，迪拜穆罕默德·本·拉希德太阳能产业园第 3 期 800MW 光伏项目授标，ACWA Power 与 EDF 联合体以破纪录的 **2.9 美分/kWh** 报价中标，拉开了中东太阳能发电领域激烈竞争的序幕。随后，中东地区光伏 IPP 项目中标电价一路走低，不断由后来者甚至是记录保持者自身所突破。



2018 年，迪拜穆罕默德·本·拉希德太阳能产业园第 4 期 700MW 光热 +250MW 光伏项目开标，ACWA Power 以光热发电 **7.3 美分/kWh**、光伏发电 **2.4 美分/kWh** 的报价再次中标，同时刷新了自己保持的 2.9 美分的光伏发电中标记录，也开启了中东光热发电成本 10 美分以下的时代。



△ ACWA Power 负责开发，上海电气负责承建的迪拜 950MW 光热发电项目示意图

*2015 年，ACWA Power 与西班牙 SENER 合作中标 20 亿美元的摩洛哥 NOOR 二期 200MW、三期 150MW 光热发电项目，报价 15 美分/kWh。

然而，2.4 美分的记录保持期还不到两年。2019 年 10 月，同样在迪拜穆罕默德·本·拉希德太阳能产业园，第五期 900MW 项目的中标记录仍然由 ACWA Power 创造，**1.69 美分/kWh** 的中标价格不仅刷新了中东光伏电价的记录，也刷新了很多国际工程人的世界观，ACWA Power 究竟是怎么做到的？（详情请参阅：[ACWA POWER 做到的](#)）。

值得一提的是，在这次竞标中，由中国太阳能科技企业晶科能源与阿联酋



新能源巨头马斯达尔和 EDF 组成的联合体也报出了 **1.75 美分/kWh** 的低价。

这说明了什么呢？**低价已经不是 ACWA Power 的专利，中东光伏大战即将从一家独大进入更惨烈的混战时代。**2020 年 1 月，卡塔尔发布第一个 800MW 光伏发电项目的招标结果，法国 Total 和日本丸红株式会社 Marubeni 以 **1.6 美分/kWh** 的价格中标，再次刷新纪录。

***这里有两点需要注意：**

(1) 中国电建贵州工程公司是 EPC 承包商，这也是这家中企在中东承接的第一个光伏项目；

(2) 招标时沙特、阿联酋与卡塔尔还处在断交状态，ACWA、马斯达尔无法参与，否则招标结果就更精彩了。

2020 年 4 月，距离目前最近的一个中东光伏项目中标价格纪录诞生在阿布扎比 2GW 光伏项目，EDF 与晶科能源再度联手，打败包括 Engie+International Power，日本软银+意大利埃尼，ACWA Power，Total+Marubeni 在内的中东光伏市场老手，以 **1.3533 美分/kWh** 的超低价中标！





△ 阿布扎比 2GW 光伏项目

说了这么多，如果您对这个报价没啥概念，不妨来一个横向对比，看看同期世界其他地区的光伏项目中标价格感受一下：

2019 年，乌兹别克斯坦 100MW 光伏项目，中标价 2.7 美分/kWh；

2020 年 1 月，波兰 750MW 光伏项目，中标价 7 美分/kWh；

2020 年 3 月德国 301MW51 个光伏项目，中标价格在 5.17-6.11 美分/kWh；

2020 年 8 月，葡萄牙 700MW12 个光伏项目，中标电价 1.316 美分/kWh，刷新世界纪录，中标方韩华 Qcells 获得其中 6 个+100MW 储能项目。

2020 年 12 月，印度 1070MW 光伏发电项目，中标电价 2.7 美分/kWh；

除了葡萄牙与中东地区电价旗鼓相当之外，其他地区都在中东纪录的 2 倍以上！

2. 压力层层转移，EPC 承包商或成风险接盘侠中东光伏中标电价为什么可以一降再降，直逼底线呢？

(1) 技术成本降低。多晶硅到单晶硅技术路线的转变，硅片金刚线技术的进步，双面组件的推广等，每年给全球光伏行业节约数十亿美元的成本。技术进步的加速，也是庞大的市场需求催生的结果。

(2) 管理运营成本降低。在越来越激烈的市场竞争中，项目逐渐向头部企业集中。强者通过不断参与项目、优化方案，实施精细化的管理运营方案、融资优化方案和风险管控方案，从而达到有效降低成本、提升竞争力的目的。也导致项目中标门槛越来越高，后入局者成本控制压力越来越大。

(3) 中东地区的市场优势。中东地区，尤其是海湾国家最著名的两大资



源：油气和沙漠，前者提供了充足的国家财富和信用，后者则提供了适合发展太阳能发电的天然场所和充足的光照条件。

荒无人烟、开阔平坦的荒漠提供了价格低廉的项目建设用地，充足的光照条件则提升了发电设备的利用效率，进一步摊薄发电成本。

除此之外，在中东国家，尤其是海外各国的国家发展战略中，都将发展既可以取代油气资源、又符合发展潮流的新能源作为经济多元化转型、应对气候危机的重要依靠，因此给予了高度重视和政策倾斜。

超大的项目规模（通常 $\geq 300\text{MW}$ ）、超长的 PPA 购电协议期限（通常 25-30 年），给予了开发商从金融机构拿到优质融资的优势条件。说了这么多，还是需要面对残酷的现实。ACWA Power 等头部开发商敢报价，必然是精于统筹和测算的结果。

一方面，金融机构、设备供应商、EPC 承包商、设计咨询商，各个统筹策划、尽在掌握。另一方面，公共关系、政策预判、技术走向、融资成本、建设风险、运营风险，仔细琢磨、精敲细算。

屡次以破纪录的价格拿到项目，**短期来看：开发商实现了项目签约 pipeline，业主成本降低、规划落实，非常 happy。长期来看：项目低成本的风险由超长的运营期来分摊，开发商与政府的关系、屡次经过实战锻炼下的团队，以及一个个华丽包装的投资故事所带来的长期收益，将成为开发商们的长久竞争力和真正财富。**

而在中间位置进入，中间位置退出，对各个环节把控尚不熟悉的 EPC 承包商来说，成为低电价之下的风险接盘侠。当然，每一个环节的实施者都将面临成为接盘侠的可能。



中东光伏协议近期预测，未来 3 年内，随着技术进步，光伏的价格将达到 1 美分/KWh。或许根本用不了那么久，开发商的决定可能让这一价格来的更快！

* 近期，中国某电气企业发布公告，称受到全球疫情对供应链造成的影响，导致其作为 EPC 承包商参与的中东光热项目亏损 10 亿人民币以上，成为中企在中东参与国际项目合作又一个失败的案例。



△ 2019 年 11 月，沙特首个 300MW 光伏发电项目宣布完工。

3. 竞争者众多，中企从 EPC 向投资商转换难

前文提到，在刷新中东光伏电价记录的竞争方面，从 2019 年 10 月迪拜穆罕默德·本·拉希德太阳能产业园第五期 900MW 项目开始，**中东光伏大战从一家独大进入群雄混战时代。**

但如果从企业参与的角度来说，中东光伏领域的混战时代早已开始。以沙特为例：2017 年，沙特能源部首次发布 300MW 光伏发电 IPP 项目招标，有 27 家本地和国际承包商参与项目投标资格预审和竞标。到 2019 年 1 月，沙特



启动总投资 15.1 亿美元、装机总量 1.51GW 的 7 个光伏发电项目招标时，共有 256 家公司积极响应和参与，其中包括 100 家沙特本地企业。

时间	项目	参与中企	角色
2015 年 5 月	摩洛哥努奥二期 (200MW)、三期(150MW)光热电站	山东电建三公司	EPC 承包商
2017 年 3 月	阿联酋阿布扎比 Sweihan 1177MW 光伏发电项目	晶科能源	开发商+供应商
2017 年 3 月	约旦 Mafraq 60.9MW 光伏电站	中盛能源	EPC 承包商
2017 年 9 月	迪拜 700MW 光热 (CSP) 电站	上海电气	EPC 承包商
2018 年 1 月	埃及 165.5MW 3 个光伏发电项目	浙江正泰新能源	EPC 承包商
2018 年 12 月	沙特 300MW 光伏发电项目	华为	供应商
2019 年 6 月	阿曼 105MW N 型光伏发电项目	江苏中来光电	供应商
2019 年 9 月	约旦安曼安曼 8.2MW 医用光伏电站项目	华为	供应商
2019 年 10 月	阿联酋雀巢中东区域生产基地私人光伏电站	晶科能源	供应商
2019 年 10 月	阿联酋 25.8 兆瓦的分布式屋顶项目	华为	供应商
2019 年 11 月	沙特 Sudair 工业园 1000MW 光伏电站项目	葛洲坝	EPC 承包商
2020 年 2 月	卡塔尔的 800MW 光伏发电项目	中电建贵州工程公司	EPC 承包商
2020 年 4 月	也门 6MW 分布式光伏项目	天合光能	供应商
2020 年 4 月	阿布扎比 2GW 光伏项目	晶科能源	供应商、投资者
2021 年 4 月	沙特拉比格 300MW 光伏电站项目	中能建广东火电	EPC 承包商



而中国的光伏企业如协鑫新能源、晶科、特变电工等均有入围。27 → 256, 中东光伏热, 不是一般的热。再来说说中资企业的参与。我们先通过一组不完全统计数据, 来看看近几年来中国企业参与中东新能源项目情况 (主要是光伏和光热发电)

除了这些, 还有隆基、阳光能源、中建材这些企业, 也在中东市场广泛布局、有所斩获。

这些企业既包括推动业务多元化转型的老牌央企承包商, 也有转型 EPC/投资的光伏设备供应商。但有一点值得注意, 为什么我们积极推动投建营转型, 光伏项目还是 EPC 的多, 作为 developer 参与的少呢? 如果您曾参与任何一个中东光伏项目招标, 相信答案就不言自明了。

项目规模大、资质要求高、招标时间短, 尤其是资质要求这一块儿, “同等规模的非本国类似项目投资开发经验”这一条就可以把很多跃跃欲试的中国 developer 拒之门外。因此对于中资承包商来说, EPC 成为通过第三方合作“曲线救国”参与项目的机会了。而中国企业对于国际开发商的吸引力主要在哪些方面呢?

政策好（一带一路）、资源足（采购、协助融资、技术）、对开发商的依赖性（开发资质不足）、对中东市场的渴望（跑步进场），都让中国企业成为 EPC 合作伙伴的优先对象。

深谙此道的 ACWA 已经跟中国企业合作的风生水起。目前中国企业也进入到更加主动的利用自身（国家）优势、寻找国际开发商进行合作的阶段。

相信不久的将来, 在经验累积到位之后, 光伏领域将有更多来自中国的投资开发商。



提前入局者享受到了合作红利，但没来得及深耕市场将造成项目实施上的风险。后来者面对激烈的竞争，但通过转型往往可以开辟一条新路。八仙过海，各显神通，中东光伏市场，终究会成为中国承包商直接或间接较量的江湖。

为何如此迷人？

说完了现实的残酷，再来回答这个问题，就有一种谜底就在谜面上的感觉了。

1. 新能源发展大势所趋

从十年前的摸索前进，到如今全球范围内的掀起发展热潮，全球各国都在更新对发展新能源作用的认识。

在新能源技术日渐成熟的情况下，新能源发电的经济、社会、环境效益得到更为充分的发挥。根据有关机构预测，2021 年全球光伏新增装机有望达到 155GW。随着光伏发电成本的持续优化，各种技术创新不断涌现，相信新一轮的光伏电价竞标将给全球光伏行业带来新的机会和挑战。

对于中东各国，尤其是严重依赖传统能源的国家来说，发展新能源可以有效降低国家对传统油气资源的依赖，推动经济发展多元化，创造更多的就业机会，同时满足应对气候危机、实现可持续发展的目标，可谓一举多得。

2. 中东市场潜力大

中东新能源市场的潜力正在通过两个方面表现出来，吸引着全球投资者的目光。

第一个是客观条件适合，中东地区沿北纬 30 度左右的形成的亚热带沙漠和荒漠地区，成为太阳能发电的理想场所。

第二个是中东国家的政策支持，这也是最近几年来该地区新能源市场炙手



可热的主要原因。

根据中东光伏工业协会（MESIA）统计，目前中东北非地区（MENA）光伏市场的价值约为 200 亿美元。未来五年内，MENA 地区还将有价值 50 亿美元的光伏项目投入运营，另有 150 亿美元的项目将开建。

市场规模迅速发展的背后，是各国政策的驱动。

2015 年，同在北非地区的摩洛哥启动 NOOR 超大型太阳能发电计划，目前已经完成超过 500MW 光伏和光热装机。

2016 年，沙特启动推动经济和社会多元化改革的“2030 愿景”，计划到 2030 年新能源装机实现 58.7GW，成为摆脱石油依赖和推动经济多元化的重要举措。

2017 年，阿联酋出台 2050 年能源战略，到 2050 年阿联酋能源结构中可再生能源占比 44%、天然气占比 38%、清洁石化能源占比 12%、核能占比 6%，计划总投资达 1600 亿美元。

2020 年，埃及公布 2035 年综合可持续能源战略，计划增加 61GW 新能源发电装机容量，包括 43GW 太阳能和 18GW 风能。还有阿曼、科威特、约旦、阿尔及利亚、突尼斯，甚至战火中的也门，都在积极出台政策，发展新能源。除了大型项目之外，私营领域投资和用途更为灵活的屋顶太阳能（包括居民、工业、商业等）也正在成为中东新能源市场并行的另外一股热潮。

3. 来自企业的发展需求

一方面，与复杂的基础设施投资项目相比，新能源发电具有商业属性强、建设周期短、盈利模式清晰等明显的优势。依靠技术、管理和商业模式创新取得项目的机会增多。

另一方面，在太阳能发电项目促进了相关产业链的不断发展，储能、制氢



等新的产业机遇也逐渐显现，许多企业以参与项目为进入市场的契机，布局更多的发展机遇。

对于中国企业来说，在全球拓展新能源市场，不仅是以电力能源为主业的央企的发展必选项，也是由承包商向“投建营”一体化的服务商转型的好方向，和由供应商向“投建营”服务商转型、深度参与光伏行业竞争的发展需求。跑步进入中东新能源市场，把蛋糕做大，在业务扩张中获益，拿到转型的门票，成为中国承包商和供应商主动投身中东新能源的一大动力。

何以笑傲江湖？

1. 欲练此功，必修内功，认清自己的优点和专长（成功之本）。
2. 构建合作伙伴之间的长期利益共享机制和合作模式，警惕一锤子买卖容易被坑（合作之保障）。
3. 创新商业模式（盈利之保证）。我们一直坚定地认为，工程承包行业是一个持续性强、工作不可间断的行业，需要源源不断的项目供给和执行才能保持一个公司的管理水平和战斗力。随着国内基建项目的逐渐减少，我们相信未来海外项目的竞争会更加激烈，届时企业计较的就不是什么融资模型、担保方式，而是怎样做才能保证公司的项目不断、人心不乱、队伍不散。

项目的 pipeline，其实就是公司的 lifeline。

从这个层面来讲，在充满竞争的中东新能源红海中杀出一条路，也是中国走向国际化必经的磨练之路。毕竟，就算竞争激烈，市场潜力在，就算签约的喜悦过后是可能割肉的痛苦，但项目在。宝剑锋自磨砺出，期待中企在中东新能源市场淬炼、蜕变、成功！

- 3、中国必须关闭 600 座燃煤电厂才能实现其排放目标（北极星火电人 2021-5-19）



新的分析发现，中国必须关闭 600 座燃煤电厂才能实现其排放目标。

中国宣布了远大的目标，即到 2060 年实现温室气体净零排放。

但《卫报》的一篇新文章指出，如果该国要实现其气候目标，就必须关闭 600 家燃煤发电厂，并用可再生能源替代。

一家名为 TransitionZero 的公司进行了一项分析，在此期间，转向风能和太阳能等可再生能源还可以节省 1.6 万亿美元，因为现在可再生能源比煤炭便宜。

长期以来，中国的煤炭消费一直是世界其他地区关注的焦点。报告指出，尽管宣布了目标，但中国“已加强了新建燃煤电站的计划，以刺激在冠状病毒大流行引起的经济衰退后促进经济增长。”

全球气候“专家”担心，尽管制定了长期目标，但中国未来 10 年的煤炭发电量将超过全球的全球碳预算（我们认为这是真实的事情吗？）

TransitionZero 的首席执行长马修·格雷（Matthew Gray）评论说：“如果中国在煤炭方面不达预期，那么世界其他地区将无法遏制危险的气候变化。但是，如今，清洁能源企业正在某种程度上齐心协力，打破中国对煤炭的依赖。”

他还说，由于煤炭“深深地嵌入”了中国的经济和社会，这种过渡可能会很艰难。但格雷说，可再生能源可能创造的就业机会与关闭该国的燃煤电厂所失去的就业机会一样多。他说：“净减为零将需要大量工作。”

戈尔（当然）在分析中写道：“这表明，中国不仅可以实现其气候目标，而且中国及其领导人可以迅速实现这一目标。从煤炭向清洁能源过渡带来的经济机会表明，气候行动与经济增长是齐头并进的。”

联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯（AntónioGuterres）也“敦促”该国远离煤炭。中国计划在今年 11 月根据 2015 年《巴黎气候协定》提交新的气候计划。



4、看到了一台关停的机组（北极星火电人 2021-5-10）

上周去了山东一家火电厂，走在汽机平台，总感觉不大对劲。等看到汽机厂房墙上割开的主蒸汽管道时，才恍然大悟，原来这台机组已经关停了。

我询问身边的电厂专工机组关停的时间，他说去年就关停了。心情一下子变得意境阑珊，百味杂陈。

技术人员的职业病，熟悉的环境一变化很容易感受的到。多年前，我在这台机组干过活，熟悉它的角角落落，这就是为什么文初我说感觉不大对劲的原因。

我重新走了一遍这台机组，主要设备诸如汽轮机、发电机都已经拆完了，现场只有 12 米平台上面的汽轮机空壳子，不至于空间显得太过突兀。

六米层的设备拆的一干二净，所有的阀门和管道都被清除，几个残余的吊架孤零零掉在眼前。零米几台泵倒是还留着备用，这是一个母管制机组，我猜留着泵临时应个急。

跟远处的其他机组运转轰鸣相比，这里安静的让人害怕。干这行久了，我逐渐觉得设备机组其实跟人一样，都是有生命和感情的。它在那里无声地传递一种悲伤的压抑。尤其是站在这被拆到精光的厂房里面，望着主蒸汽管道被粗暴割开而裸露在外的断口，满目疮痍，触目惊心，一股悲怆和凄凉的感觉油然而生。

禁不住万千惆怅，唏嘘不已，这台机组到底还是熬不住这一轮关停潮。

山东是能源大省，煤机小机组众多，产能严重过剩，加上新能源如火如荼来势凶猛，大势所趋，关停是早晚的事。

好多年前，如果老电厂要上新机组，会把旧机组拆掉卖到新疆。彼时新疆还很缺电，卖到那里做自备电厂起码能发挥煤电机组的余热。现在新疆的煤电也产能过剩，机组就只能拆掉当做破铜废铁卖了。

“其实这台机组性能还不错，平时维护的很好。另外，它刚刚做了延寿评估。”专工淡淡地说。

我没有接他的话，沉默良久。

百万机组现在都没有负荷，这台运行 20 多年 5 万容量的小机组，还有必要存在吗？况且当前环保压力巨大，煤价又这么高……

我很理解他的心情，但是没有办法，还得认清现实，煤电行业早已今非昔比，江河日下，大形势不好，覆巢之下岂有完卵？

一直都有很多读者向我打听煤电整合和关停的消息。之所以找到我，无外乎认为我研究政策研究的多，另外去电厂去的也多，了解的都是第一手信息，也许能给他们确切的答案。



看得出来他们的惶恐和担忧，其实这个已经不需要做过多的分析了，这个领域我已经写过很多文字，一切都已经很明了。

在这个能源行业翻天覆地的变化之中，火电厂犹如汪洋大海的一叶小舟，有的正在搏击风浪，有的巨浪之下灰飞烟灭。在淘汰落后过剩产能的时代背景下，老旧小煤机关停是大势所趋，不存在幻想和奇迹。

这只是开始，更多的变革和牺牲还在路上。大厦将倾之际，没必要瑟瑟发抖和忧心忡忡，只能迎面坦然接受。

当然我也知道自己站着说话不腰疼，这种事情落到谁头上都不会高兴。电厂是自己的家，机组是饭碗。饭碗都没了，家还会存在吗？没有家的孩子还能去哪里呢？我曾经去过多次的太原第一热电厂几年前被整体爆破。爆破的那一天，电厂的朋友赵工找我，想让我给电厂写点东西纪念一下。眼见他的伤心无以言表，我也黯然神伤感同身受。

我常年去他们厂，理解他的心情，也一样感到惋惜和难过。4×300MW 的主力机组，设备运行维护的非常好，就这么被拆掉了，理由很充分无力辩驳——“节能减排”。电厂默默接受了这一阵痛，把自己朝夕相处的机组亲手夷为平地。

太一电厂的员工被分散到四面八方，有人背井离乡去外地做运维，有人跟着检修公司到处做检修，有人分流到异地电厂从头开始，还有人坚守原地苦苦期盼还能新建机组……干了半辈子的火电厂，不干电厂又能干什么呢？

这样的情形以后可能会越来越多，火电人的个中之苦，犹鱼饮水，冷暖自知。我为他们感慨良久，这真是一群承担最大责任却又最能慷慨牺牲接受万千委屈的人。电力改革是大趋势，是不可逆转的大江大河，在时代的洪流中，不论个人还是集体，都是沧海一粟，听上去很残酷，事实就是如此。没必要纠结，只能认清形势，顺势而为。

有个读者给我写信：改革是潮流，小民是泥沙，不能随波逐流，望能沉淀筑坝。我觉得写的真心不错。

5、印尼外商投资限制放宽的能源视角（原创 能源杂志 能源杂志 4 月 30 日）

2020 年 10 月 5 日，印度尼西亚议会通过了《创造就业法综合法》（Law No. 11 of 2020 regarding Job Creation，以下简称“《综合法》”），以应对新冠疫情导致的经济低迷和就业问



题。虽然《综合法》题为“就业”，其内容并不局限于就业，而是大幅度修改了印尼 2007 年《投资法》（以下简称“《投资法》”），对一系列投资相关法律规定进行重大改革，涉及投资、劳动法、移民、环境标准、业务许可及工程建设许可等多个领域，因而受到市场广泛关注。

根据《综合法》要求，印尼政府于 2021 年 2 月 2 日进一步颁布了《新投资清单》（Presidential Regulation No. 10 of 2021 regarding Investment Sectors，以下简称“《新投资清单》”），调整多个行业的外商投资准入规则。《新投资清单》自 2021 年 3 月 4 日起生效，原 2016 年《投资清单》（以下简称“《2016 年投资清单》”）相应废止。在印尼，投资清单的功能类似中国早期的产业投资指导目录和外商投资产业指导目录，对当地投资有重要影响。

一、《投资法》及《新投资清单》确定的基本框架

经《综合法》修订后的《投资法》和《新投资清单》对能源、矿业及基建行业的影响主要体现在两个方面：一是放宽外商投资准入，二是简化许可流程。

在介绍具体行业的变化前，我们先简单介绍经修订的《投资法》和《新投资清单》确定的外商投资整体框架，以便读者理解法律背景。

（1）外商投资准入



修订后的《投资法》和《新投资清单》在投资准入方面设置了两大类、七种行业准入，分别为：

类别	分类	内容
禁止投资行业	明确禁止印尼本国投资和外国投资的行业	《新投资清单》列出6个行业： 第一类麻醉品的种植和生产； 赌场和任何其他形式的赌博活动； 《濒危野生动植物种国际贸易公约》（CITES）附录一列鱼类的渔业活动； 利用或采集珊瑚用于建筑材料/石灰/钙、水族馆或纪念品/珠宝； 化学武器的生产； 工业化学品和消耗臭氧层物质的生产（工业化学品消耗臭氧层物质的具体清单规定于其他法律法规中，主要包括环烷基、硫芥、毒素、四氯化碳、氟化/溴化或碘化衍生物或环状HC等）。
	由政府提供的公共服务或战略性国防/国家安全活动	该类别没有具体清单，但按照一般理解，应包括国防、公共安全、政府许可等。向民众供水、供电、供气等不属于公共服务范畴。
开放投资行业	优先发展行业	《新投资清单》共列出245个行业。优先发展行业的标准如下： 具有国家战略意义的产业； 资本密集型或劳动密集型的产业； 需要尖端技术的产业； 以出口为导向和/或以研究、开发及创新为导向的前沿产业。 投资优先发展行业可以享受以下优惠： 税收优惠，包括：（1）某些行业和/或地区的投资所得税减免、（2）企业所得税减免、或（3）所投资企业的所得税减免和净收益减免以及某些投资活动的总收入减免； 关税优惠，即对用于建筑或工业发展的机械、货物和材料免征进口关税； 业务便利，即根据法律和法规，简化业务许可、提供配套基建、保证能源供应或提供原材料、移民、劳动力和其他设施。
	专为合作社及中小微企业保留行业（注：外商不能采用合作社形式，中小微企业指净资产额低于100亿印尼盾或年收入低于500亿印尼盾的当地企业）	《新投资清单》共列出112个行业。外商、国内大型企业不得从事此类行业止，只有合作社及中小微企业能够开展此类行业的投资和经营，其标准是： 不使用技术或只使用简单技术的商业活动； 工艺流程特殊、劳动密集型、传承特殊文化遗产的商业活动； 投资金额不超过100亿印尼盾（不包括土地和建筑物）的项目。
	必须与合作社及中小微企业合作的行业	《新投资清单》共列出51个行业。此类业务旨在促进合作社及中小微企业参与大规模商业供应链。实践中，“合作”可以采用利润分成、经营合作（kerja sama operasional）、外包、分销或分包等形式。
	外商投资限制行业（外商持股比例或其他限制）	《新投资清单》列出46个行业，对外商投资限制的形式包括： 对外商开放，但有最高持股比例限制； 对外商开放，但须经有关政府部门批准或其他行业性审批； 仅对初创企业投资开放。
	允许投资行业	前述各项以外的其他行业。

从上述行业分类及相关标准可见，外商在确定印尼投资准入限制时不仅要看“外商投资限制行业”清单，也需要注意其他清单，特别是“专为合作社及中小微企业保留行业”和“必须与合作社及中小微企业合作的行业”清单。

除《新投资清单》所列行业限制外，外商仍需要遵守 100 亿印尼盾以上的投资门槛（投资土地和建筑除外）。但是，外商投资位于经济特区的科技创新行业（Bidang Usaha rintisan berbasis teknologi），可豁免该 100 亿印尼盾最低投资门槛要



求。

外商投资限制在以下情况下不适用：

证券投资：如果外商通过印尼证券交易所进行间接投资和组合投资（通常理解为投资印尼上市公司非控制性权益），则不受必须与合作社及中小微企业合作的要求以及其他外商投资限制。

投资经济特区：在经济特区开展外商投资，不受外资所有权限制和特定行业所适用的特定条件限制。设立于经济特区内的外商在印尼境内进一步投资经济特区以外的行业是否受限制需要进行个案分析，我们倾向于认为相关外商投资限制仍适用。截至2021年2月，印尼已有11个经济特区投入运营，4个尚在开发中。

双边投资协定：如果外商所在国与印尼签订的投资条约规定外商享有特殊权利，则《新投资清单》中规定的外商投资限制不适用于该外商，除非《新投资清单》对外商更为有利。

不溯及既往：印尼保护在先投资不受法律变更影响。与此原则一致，如果《新投资清单》引入新的外商投资限制或进一步收紧原外商投资限制，则该等限制不适用于《新投资清单》公布日期（即2021年2月2日）前已开展的外商投资。但是，如果《新投资清单》放松限制，对现有外商投资更为有利，则现有外商投资可以享受新政策。

（2）行业特定法律法规的适用



《新投资清单》规定，在与《新投资清单》不冲突的前提下，各行业具体许可流程和相关投资具体实施应按照特定行业法规执行。因此，在考虑《新投资清单》和经修订的《投资法》的适用时，需要仔细分析目标行业的现有法律法规，确定它们是否仍然适用。

二、外商投资规则变化：能源

（1）油气行业

外商投资限制：油气行业外商投资限制没有变化。近年来，特定油服行业已经逐步开放。油气领域目前仍禁止外商投资的领域包括：安装陆上油气生产设施、管道、存储、销售以及水平/垂直储罐；陆上油气田钻井；油气井运维服务、设计和工程范围、技术检验服务等。

业务许可：在《综合法》颁布前，油气加工、运输、存储及批发贸易等业务必须分别申请业务许可。《综合法》简化了油气中下游行业的经营许可要求，允许石油和天然气公司统一向印尼中央政府申请业务许可。

《综合法》还规定，下游油气行业的业务许可将由印尼中央政府通过统一电子许可系统进行管理。目前，相关许可仍通过能源与矿产资源部（MEMR）的在线系统管理，下一步其是否将整合到中央政府管理的单一在线提交系统有待观察。

以上业务许可改革是否适用于油气上游尚不明确。目前，印



尼上游油气业务的监管通过印尼上游油气监管机构（SKK Migas）与相关合同方签署合作合同来实现，而《综合法》并未对这一框架进行重大修改。在目前的合同机制下，上游油气合同方需要另行取得的业务许可有限。我们预计未来《综合法》的具体实施细则将明确各合同方（和/或作业者）是否需要获得相关的业务许可，以继续开展上游油气业务。

SKK Migas 的存续：《综合法》草案曾包括废除印尼上游油气行业监管机构 SKK Migas 的条款，规定由新设立的专门从事上游油气业务的国有企业取而代之，但这一草案条款最终未被《综合法》采纳。印尼议会表示会考虑将废除 SKK Migas 纳入印尼《石油和天然气法》的修正案中。在立法正式修改前，SKK Migas 将继续行使其监管职能。

（2）电力行业

外商投资限制：《新投资清单》颁布前，外商投资电力行业以发电厂产能为标准，存在不同外国所有权限制；小于 10 兆瓦的发电项目则完全禁止外商投资。《新投资清单》放宽了此类限制，并允许外商 100%投资 1 兆瓦以上发电厂。

小型水电项目及小型风能、太阳能和生物质能项目的产能通常在 1 兆瓦至 10 兆瓦之间。印尼可再生能源行业刚刚起步，这些政策旨在吸引外商投资此类项目，促进可再生能源领域快速发展，通过外商投资学习可再生领域的新技术和新模式。



除放开发电端以外,《新投资清单》也取消了原先关于输配电领域外商投资比例不得超过 95%的限制。

行业	业务	2016年投资清单	2021年新投资清单
电力	电力设施安装咨询	49%外资所有权限制	无比例限制,但是需与合作社及中小微企业合作
	低于1兆瓦的电力供应	100%内资所有	专门为合作社及中小微企业保留
	小型发电厂 (1 ~ 10兆瓦)	49%外资所有权限制	不受限制
	普通发电厂 (> 10 兆瓦)	95%外资所有权限制 (PPP 项目宽免期内可100%外资所有)	不受限制
	输电	95%外资所有权限制 (PPP 项目宽免期内可100%外资所有)	不受限制
	配电	95%外资所有权限制 (PPP 项目宽免期内可100%外资所有)	不受限制

业务许可:与油气行业类似,《综合法》简化了电力领域的业务许可要求。《综合法》在为公共利益供电、为个人利益供电、及电力辅助服务领域引入了由中央政府颁发单一许可的制度。

值得注意的是,虽然《综合法》试图限制地方政府在电力行业的许可权限;但地方政府根据中央政府规定的规范准则,仍将保留一定的许可及审批权限。目前,地方政府权限范围尚不清晰,《综合法》就此问题的规定也前后矛盾;预计未来《综合法》的实施细则会澄清地方政府许可权限问题。

国家电力计划:根据《综合法》,中央政府在制定国家电力计划时无需咨商印尼议会。同时,《综合法》也将逐步取消区域性电力计划。印尼政府未来将可以更为灵活有效地制定国家电力计划,消除其与区域电力计划的潜在矛盾,为投资者提供更大的



确定性。

可再生能源电价：《综合法》没有对印尼的可再生能源领域进行实质性改革，也没有就该领域的投资提供新的重大激励措施。此前市场期待已久的重新引入固定上网电价的措施仍未出台，预期未来可能通过行政法规或部门规章予以规定。

（3）地热领域

外商投资优先发展行业：《新投资清单》重申地热是优先发展业务领域。印尼政府意图促进地热领域投资，以实现到 2024 年可再生能源（能源组合）利用率达到 23% 的目标。

业务许可：此前地热发电公司在水资源保护区内利用地热资源需要获得海事与渔业部（MMAF）的特别许可；《综合法》取消了这一许可要求。但是，就林区内的地热资源利用，相关企业仍需要获得环境与林业部（MOEF）的许可。

《综合法》就直接利用地热资源（即非发电用途利用地热资源）引入了数项改革措施，包括撤销提交定期报告、工作计划及预算的要求，以及取消了相关的特许权使用费。

三、外商投资规则变化：矿业

《新投资清单》没有改变矿业或矿业服务业的外商投资基本框架。事实上，《新投资清单》颁布前，矿业并没有被列入《2016 年投资清单》，因而理论上属于允许投资行业，对外商投资完全开放；但是，印尼矿业领域的相关法规（特别是 2009 年第 4 号



法律（修订版）和 2020 年第 23 号政府条例）要求外资矿业公司在商业运营起十年内逐步剥离矿业权益给当地股东，到第十年外商投资比例应降到 49% 以下。该要求在《新投资清单》颁布后仍继续有效。

可喜的是，某些矿业活动（例如镍矿开采）被归类为优先发展投资的业务领域，在满足某些具体规定（例如矿山位置、开展活动类型或冶炼厂建造或扩建）的前提下，可以获得税收便利和优惠。

在《2009 年矿业法》最新修正案提供的激励措施以外，《综合法》进一步规定矿业公司开展煤炭增值业务（炼焦、液化、煤气化、煤浆、煤水混合物等形式）可免征特许权使用费。

四、外商投资规则变化：基建

（1）机场和海港

外商投资限制：机场服务和海港设施领域此前外资持股比例限制为 49%；《新投资清单》规定，该领域对外商投资 100% 开放。此外，机场相关服务和海港码头配套业务也取消原先的 67% 外资持股比例限制，改为 100% 对外资开放。

另外，此前关于机场服务、海港设施和航站楼支持业务的最低资本要求不再适用，这些领域的外商投资只需满足 100 亿印尼盾（约合 70 万美元）的一般最低资本要求。

这一变化的背景是印尼政府对印尼支线机场的扩建和再开



发的重视。印尼政府近年来一直将印尼支线机场作为佐科总统“十大新巴厘”计划的关键推动力。尽管这些计划因新冠疫情推迟，《新投资清单》重申了政府发展印尼旅游业并使其多样化的承诺。

行业	业务	2016年投资清单	2021年新投资清单
机场	机场	49%外资所有权限制；	不受限制
		MOT法规（45/2015）列出的最低资本要求	
	机场相关服务	67%外资所有权限制	不受限制
海港	提供港口设施	49%外资所有权限制；	不受限制
		MOT法规（45/2015）列出的最低资本要求	
	码头配套业务	67%外资所有权限制；	不受限制
		MOT法规（45/2015）列出的最低资本要求	

业务许可：根据《综合法》，航空行业的单一业务许可将替代此前单独的机场建设、机场运营及其他与机场相关的特别业务许可。

（2）工程建设

业务许可：《综合法》同样简化了工程建设行业的业务许可规定。此前，工程企业根据其法律主体性质需要申领不同的工程建设许可，包括工程建设服务业务许可（IUJK）或工程建设代表处许可（CRO）。在新法下，所有工程建设类企业（无论是当地设立的主体还是代表处）均由中央政府统一颁发单一许可。《综合法》同时取消了工程建设类企业取得“经验注册证书”的规定，但不排除中央政府可在日后的实施细则中重新引入该要求。



值得注意的是，《综合法》将许可权从公共事务与住房部 (MOPW) 直接转移到中央政府，虽然该变更的实质影响尚不明确，但市场普遍期待建造业许可将纳入到中央政府统一的电子管理系统当中。

采购工程建设服务：就国家资金支持的工程建设项目，《综合法》基本取消了采购程序性要求（招标、选择、指定）。相应地，相关的采购程序将仅适用于公共服务项目的所有人聘用关联方工程建设公司的情形。该改革将为由国家资金资助的项目在选择工程建设公司方面提供更大的灵活性，并且很可能导致更多的直接任命印尼国有工程企业。中央政府将继续负责印尼工程建设公司的采购体系，在日后的实施细则规定更详细的采购程序。

外国建筑工人：《综合法》取消了限制使用外国建筑工人的规定以及相应罚则。因此，在印尼雇用外国建筑工人不再有额外的限制，适用与其他领域的外国雇员一样的一般规则。《综合法》就未能符合特定标准的建造专家设定了新的惩罚性措施，该等措施同等适用于本地人士和外国人士。

外商投资限制：《2016 年投资清单》规定，项目价值超过 100 亿印尼盾的工程咨询服务和价值超过 500 亿印尼盾的工程实施服务，以及使用高水平技术及/或被视为高风险的工程服务，外资持股比例最高不能超过 67%（东盟国家投资者的最高所有



权限制为 70%)。《新投资清单》取消了《2016 年投资清单》中针对使用高水平技术及/或被视为高风险工程服务的外国所有权限制。另外，由于《新投资清单》没有将其归列为外国所有权限制类别，因此使用高水平技术及/或被视为高风险工程咨询和工程实施服务应不受《新投资清单》中有关外国所有权的限制。

但是，经修订的 2017 年第 2 号《建造服务法》仍规定外商需要与当地企业合作。《建造服务法》没有规定当地企业必须持有的最低所有权比例；因此，除非《建造服务法》进一步修订，当地企业必须继续持有外资工程服务公司的部分股权。《新投资清单》看似取消了部分工程服务业务的外资所有权限制，但依照《建造服务法》的规定，外资建筑服务公司仍只能就高风险、高科技和/或高价值工程提供服务。

此外，《新投资清单》规定建筑物及工业楼宇的建造必须与当地合作社和中小微企业合作。《新投资清单》没有就如何与合作社及中小微企业建立合作伙伴关系向外商提供指引。我们预计在发布进一步实施条例之前，印尼政府将继续采用目前的解释，即通过合同利润共享、业务合作（kerja sama operasional）、外包，分销或分包的形式满足合作要求。



行业	业务	2016年投资清单	2021年新投资清单
工程建设	高水平技术及/或高风险及/或高价值项目的工程实施	67%外资所有权限制；	不受限制，但根据《建设服务法》仍受制于与当地企业合作的规定；
		对东盟国家投资者的所有权限制为70%（项目价值超过500亿印尼盾）	就建筑物及工业楼宇的建造，需与合作社及中小微企业合作
	高水平技术及/或高风险及/或高价值项目的工程咨询	67%外资所有权限制；	不受限制，但根据《建设服务法》仍受制于与当地企业合作的规定；
		对东盟国家投资者的所有权限制为70%（项目价值超过100亿印尼盾）	就建筑物及工业楼宇的建造，需与合作社及中小微企业合作

五、环境、林业等领域监管要求改革

在印尼开展能源、矿业和基建项目需要遵守当地环境、林业等方面的监管要求。《综合法》在这些方面也进行了改革，以简化相关流程。

（1）环境改革

环境许可：在旧监管框架下，所有印尼商业实体必须满足以下环境监管要求：（1）取得环境许可证（izin lingkungan）；（2）取决于相关业务活动的特征、潜力及环境影响，取得经批准的环境影响评价报告（AMDAL）、环境管理/环境监测报告（UKL-UPL）、或者出具环境管理声明书（SPPL）。

《综合法》取消了环境许可证（izin lingkungan），也不再要求企业单独出具 SPPL，SPPL 将成为公司业务标识号码的一部分。在新制度下，印尼商业实体仅需要满足以下要求：在拟议的业务及/或活动将对环境产生重大影响的情况下，获得环境影响



评价报告 AMDAL 审批；或出具一份环境管理声明确认其满足 UKL-UPL 要求，并取得中央政府审批。

此外，《综合法》撤销了地方政府颁发环境相关许可（包括废物倾倒及 B3 废物管理批准）的权限；由中央政府统一管理。地方政府也无权设定 UKL-UPL 项下的条件和行为清单，该事项将全部由中央政府监管。

上述改革旨在为投资者提供更多确定性、缩短环境审批程序，确保仅投资项目可能构成重大环境影响时才需要全面的环境审批。

环境保证基金：《综合法》重申了环境修复保证金制度。在新法下，只有中央政府能够任命政府性银行接收保证金，并指定第三方将该资金用于环境修复。目前，由于缺乏实施细则，该法定环境保证金制度尚未付诸实践。然而，随着《综合法》的颁布，印尼政府可能会通过其实施条例让这一制度落地。

AMDAL 批准简化：《综合法》中最具争议的改革之一是取消了环境观察员（例如非政府组织及环境专家）的权利，间接影响了 AMDAL 准备过程的公众参与。这项改革将显著减少在 AMDAL 准备过程中提供意见或反馈、或对 AMDAL 文件及批准提出异议的人数。在新法下，只有直接受到拟议业务和活动影响的人士才能参加 AMDAL 准备过程，并提出异议。

就所有重大能源、资源及基建项目而言，公众广泛参与



AMDAL 流程仍然重要，项目开发商应继续确保所有直接受影响的人士适当地参与这一流程。上述改革措施限制了第三方以轻率或无理取闹的行为对 AMDAL 程序的干扰或延迟。

严格责任：印尼《环境法》采用了“严格责任”原则，即就 (i) 使用、生产及/或管理 B3 废物有关的活动及/或 (ii) 对环境构成严重威胁的活动寻求赔偿时，原告人无需证明被告人存在过失或过错。

《综合法》在相关的严格责任条款中删除了“无需证明或证实过错”这一措辞，代之以“因有关方的业务及/或活动造成损失”。此举似乎取消了“严格责任”原则，要求在环境诉讼中证实“过错”的存在。但是，应注意的是，经《综合法》修订后的《环境法》在相关条款中仍然保留了“严格责任”一词。目前关于环境法中的严格责任的具体立法态度仍较含糊，有待后续立法澄清。

（2）林业改革

业务许可：为了简化林业许可的安排，任何从事与林业有关商业活动（例如伐木）的人将需要向中央政府申请业务许可。目前存在的多种林业营业执照将被单一许可证制度所取代。同时，林业企业将不再需要维持林业履约担保金。

借用许可证：此前，在受保护或生产林区内进行业务活动的能源、资源及基建公司须向有关监管机构申请“借用许可证”(izin pinjam pakai)。根据《综合法》，借用许可证制度将被取消，



由企业 with 中央政府订立的借用安排 (pinjam pakai) 所代替。该等安排的确切形式尚不清晰。此前，从地方政府获得“借用许可证”是一个冗长而曲折的过程；将这一权力收归中央政府（并且整合进统一的电子系统）是一项重大改革，印尼的能源、资源及基建参与者应对此表示欢迎。同样，在官方发布实施细则之前，新的借用安排如何落地还有待观察。

中央政府的权利：根据《综合法》，中央政府将有权根据河流流域或岛屿的自然和地理条件，规定必须保护和维护的森林的面积（包括国家战略项目所在的地区）。因此，此前森林面积占流域或岛屿面积 30% 的要求不再统一适用，政府将根据个案情况进行评估。

另一项变更是，中央政府可直接授予具有重大影响、覆盖范围广泛及具有战略价值的林业借用安排，不再需要获得议会批准。

上述改革使中央政府在管理及控制印尼林地区域具有更大的灵活性，能够更好地配合能源、资源及基建项目的开发。

总结

《综合法》和《新投资清单》是印尼外商投资制度的分水岭，代表了印尼市场进一步开放的趋势。但是《综合法》的出台和实施需要更大规模的监管改革、配套措施、以及行业性法规的协调，这也意味着印尼外商投资法律制度将更加复杂。新法规带来的变



化需要实践消化，其具体走向和实际效果可能需要一些时间才能明朗。

6、【再降】工商业电价还有多少下探空间？（2021-05-19 中国能源报 作者:赵紫原）

日前，国家发改委、工信部、财政部、人民银行联合印发《关于做好 2021 年降成本重点工作的通知》（以下简称《通知》），明确平稳执行新核定的 2021 年输配电价和销售电价，进一步清理用电不合理加价，继续推动降低一般工商业电价。持续推进电力市场化改革，允许所有制造业企业参与电力市场化交易。

过去三年，我国一般工商业电价降幅分别为 10%、10%、5%，对于电价再降，分析人士认为这是为实体让利，深化供给侧结构性改革的重要举措。那么，新一轮降电价目标如何达成？进一步降价的空间在哪里？

连续多年降低电价

公开数据显示，从 2015“扩大输配电价改革试点”，到 2016 年“降低企业交易、物流、财务、用能等成本”，再到 2017 年明确“下调用电价格”，2016、2017 年两年我国减轻企业负担超过 5000 亿元。其中，降低工商业电价减轻企业负担超过 2000 亿元。

近年来，《政府工作报告》对降低工商业电价提出明确目标：2018 年提出“一般工商业电价平均降低 10%”，2019 年提出“一般工商业电价平均再降 10%”，2020 年明确提出降低工商业电价 5%政策延长到当年年底。

连续三年降低工商业电价，对降低企业成本立竿见影。公开信息显示，经 2018 年、2019 年降价，全国（不含西藏）一般工商业目录电价（销售电价）累计降低 0.15 元/千瓦时，累计降幅 19%。今年 1 月，国新办在 2020 年央企经济运行情况新闻发



布会上披露，2020 年中央企业降低全社会运行成本 1965 亿元，其中电网企业合计降低用户用电成本约 1080 亿元。

电价仍有“水分区”

我国销售电价由上网电价、输配电价、线损折价、政府基金及附加组成。按用电性质大致分为居民生活用电、一般工商业及其他用电、大工业用电、农业生产用电四大类。其中，一般工商业用电主要涉及中小企业，且普遍采用“电度电价”的单一制定价方式。

为了完成降电价目标，销售电价各环节均要“割肉”，例如发电企业降低上网电价，电网企业重新核定输配电价。

北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示，根据国家能源局 2018 年发布的电价监管报告显示，随销售电价征收的政府性基金及附加，2014 年全国平均水平为 38.96 元/千千瓦时，2018 年为 29.67 元/千千瓦时，下降了 23.84%。

那么，新一轮降电价的空间在哪里？北京先见能源咨询有限公司总裁尹明认为，《通知》明确了降低一般工商业电价的主要思路。“采取直接降价措施，以规范电网环节输配电价、转供电不合理加价为重点，继续降低一般工商业电价，推动服务业发展。”

换言之，输配电价、转供电不合理加价将成为此轮降电价的“水分区”。今年 1 月，国家市场监管总局发布上海、山西等企业电力价格违法案行政处罚决定书，两地共违法获取电价价款 3782.65 万元，国家市场监管总局给予六家企业警告并处罚款合计 1380 万元。同时，多地政府发文提醒告诫转供电主体切实履行主体责任，必须及时足额传导降价红利给终端用户，不得截留。

“入市”不等于降电价



尹明指出，所有制造企业将纳入电力市场，充分发挥企业与市场之间互动机制与博弈机制的作用。

国网能源院副总工程师马莉表示，在市场化改革带来的诸多红利中，价格红利是直接影响经济发展和居民生活的关键因素。“在当前电力供应宽松的环境下，降电价效果明显，不少人误认为‘电改就是降价’。电改的内涵和外延比单纯降电价要广阔得多，需要兼顾安全、经济、环保、效率、民生保障等多重需求，短期内的价格走势既不是改革目标，也不能作为改革成效评价标准。电改的方向，应该是建立完善的电力市场体系、构建科学合理的监管机制，充分体现电力的商品属性，发挥好市场机制的决定性作用。”

国家发改委宏观经济研究院副院长吴晓华公开表示，既要充分认识到成本是否合理主要由市场决定，一些成本如人工成本、环境治理成本上升是必然趋势，也要树立“放水养鱼”理念，推动政府部门放权让利，助力企业轻装上阵。

此外，一位不愿具名的业内人士告诉记者，降电价更准确的说法应该是“降低用能成本”。“企业用电成本涵盖的内容更广泛，主要包括在电力相关固定资产投资、电费支出及电力运维及相关资金成本等。其中，电费支出主要与电价、用电量及缴费模式等因素相关。降电价是降低企业电力成本的一个重要手段，但远非全部。”

7、国家发改委：节能减碳项目投资不超过总投资的 15%（微能网 2021-5-21）

5月18日，国家发改委发布《污染治理和节能减碳中央预算内投资专项管理办法》（以下简称《办法》）的通知。

《办法》重点支持污水垃圾处理等环境基础设施建设、节能减碳、资源节约与高效利用、突出环境污染治理等四个方向(具体支持内容和安排标准详见附件)，国家生态文明试验区建设重大事项需安排资金支持、且不属于既有资金支持范围的项目



建设，以及围绕落实党中央、国务院交办重大事项需安排支持的项目建设。

其中，污水处理、污水资源化利用项目、城镇生活垃圾分类和处理项目，按东、中、西和东北地区分别不超过项目总投资的 30%、45%、60%、60%控制，单个项目支持金额原则上不超过 5000 万元，重大创新示范项目除外。

城镇医疗废物、危险废物集中处置设施项目，按东、中、西和东北地区分别不超过项目总投资的 15%、20%、25%、25%控制。其中，县级地区医疗废物集中处置项目按东、中、西和东北地区分别不超过项目总投资的 30%、40%、50%、50%控制，单个项目支持金额原则上不超过 5000 万元，重大创新示范项目除外。

节能减碳项目按不超过项目总投资的 15%控制。

资源节约和高效利用项目按不超过项目总投资的 15%控制。其中，秸秆（农林剩余物）综合利用项目、海水淡化工程按不超过项目总投资的 30%控制。

突出环境污染治理项目，按不超过项目总投资的 15%控制。

原文如下：

国家发展改革委关于印发《污染治理和节能减碳中央预算内投资专项管理办法》的通知

发改环资规〔2021〕655 号

国管局，中直管理局，各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委：

为认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，加强和规范污染治理和节能减碳专项中央预算内投资管理，提高中央资金使用效益，调动社会资本参与污染治理和节能减碳的积极性，我们制定了《污染治理和节能减碳中央预算内投资专项管理办法》，现予以印发，请认真遵照执行。《中央预算内投资生态文明建设专项管理暂行办法》



(发改环资规〔2017〕2135号)同时废止。

国家发展改革委

2021年5月9日

8、煤电碳达峰：1000多座燃煤电厂要关停吗？(2021年05月31日 09:44 来源：中国新闻周刊)

煤电碳达峰：走在平衡木上

中国新闻周刊记者/徐天

发于 2021.5.31 总第 997 期《中国新闻周刊》

一场颠覆性的大讨论正在中国能源领域展开，主题是中国现役的 1000 多座燃煤电厂会不会被判“死缓”？以及未来中国电力系统究竟应是什么样的？

这场大讨论从 2020 年初就开始发酵。当时，美国马里兰大学全球可持续发展中心、国家发改委能源研究所和华北电力大学等单位共同发布《加快中国燃煤电厂退出：通过逐厂评估探索可行的退役路径》报告((以下简称《退役路径》报告)。报告认为，加快中国电力行业深度减排，推动传统燃煤电厂从能源系统中有序退出是可行的。“为实现这一目标，中国应该停止新增燃煤电厂，在短期内迅速淘汰已被识别出的优先退役机组，并尽快对煤电的定位进行调整，推动煤电由基荷电源向调节电源进行转变”。

报告发布后，在社交媒体、行业人士间引发了巨大争议，支持和反对“煤电退出”的声音都有不少。这些争论，在一年之后的今天，显得更有紧迫性和现实性。去年 9 月，中国首次明确宣布，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。电力行业是最主要的碳排放部门，2020 年，中国电力行业碳排放占全国碳排放总量的 37%。一煤独大的局面在电力行业十分突出。

能源基金会首席执行官兼中国区总裁、原国家应对气候变化战略中心副主任邹骥在接受《中国新闻周刊》采访时指出，此次有关电力系统未来命运的探讨，涉及电源、电网、负荷、储能以及电力市场体制机制等各环节。他透露，电力行业碳达峰行动方案正在探讨规划，包括国家发改委、国家能源局等多个部门都参与其中，两大电网、五大发电集团也是重要影响力量。今年年内，电力行业达峰路线图、时间表会有重大政策出台。

逆势上马的煤电项目



华北电力大学经济与管理学院教授袁家海注意到，2020 年新冠疫情发生之后，为了拉动投资、刺激经济，一大批煤电项目逆势上马。他告诉《中国新闻周刊》，根据公开数据计算，2020 年新核准煤电装机容量合计为 4610 万千瓦，约占“十三五”期间核准总量的 32%，是 2019 年获批总量的 3.3 倍。

特别是在 2020 年的第四季度，也就是中国已明确提出碳达峰、碳中和的双碳目标之后，仍有湖北、江苏、贵州等 12 个地方的发改委部门核准通过了总量为 80 万千瓦的煤电项目，占全年通过量的 17.5%。

国际环保组织绿色和平也注意到了这种趋势。2021 年 3 月 29 日，绿色和平发布简报《2020 年煤电核准热潮不可在“十四五”期间重演》。简报指出，2020 年新批煤电数量回弹，4610 万千瓦地方煤电在“十四五”前抢闸冲锋。简报作者之一、绿色和平项目副总监张凯认为：“2020 年各省审批大量燃煤电厂的短视行为，有悖于中国绿色低碳发展的中长期战略需要。”

中国新核准通过的煤电装机总容量在“十三五”期间呈 U 形曲线上升，显示出严控新增煤电项目之难。

煤电行业已经深陷亏损泥潭多年，亏损面长期高达 50%。根据国资委的公开信息，截至 2018 年末，五大电力央企——国家能源集团、华能、大唐、国电投、华电负债总额 1.1 万亿元，平均资产负债率 73.1%，亏损面 54.2%，累计亏损 379.6 亿元。西北、西南、东北区域 15 个省区的央企煤电业务 2018 年整体亏损。以西北地区为例，甘肃是煤电大省，但截至 2018 年底，甘肃省内 19 家煤电企业整体累计亏损达 176 亿元，有 4 家资产负债率高于 200%。

压减煤电对中国很多地方都是一个难题。为化解煤电产能过剩的局面，监管部门尝试了多种行政手段严控煤电规模。国家能源局曾两次叫停多省不具备核准建设条件的以及已核准的新建、在建煤电项目，并发布 3 年内各地煤电规划建设风险预警，预警结果为红色的区域表示该地存在电力冗余，不允许新建煤电项目。2016 年，预警首次发布时，除西藏未被列入评级，国内仅有六省是绿色、橙色区，其余皆为红色区。

西北五省区的煤电整合正是在严控煤电项目的前提下开展。国资委从 2019 年起，启动了甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏这 5 个煤电产能过剩、煤电企业连续亏损的省区的资源整合试点工作。核心方案是“一省一企”，即每个省的煤电只保留一家牵头央企，另外四家央企在该省的煤电企业划转至牵头央企。具体说来，华能牵头甘肃，大唐牵头陕西（国家能源集团除外），华电牵头新疆，国电投牵头青海，国家能源集团牵头宁夏。2020 年 12 月，随着新疆相关煤电厂移交工作完成，西北五省区



的煤电整合初步收官。如果一切顺利的话，今年年底，五省区煤电产能最多将压降三分之一。

华能集团能源研究院副总经济师韩文轩在接受《中国新闻周刊》采访时指出，煤电整合在西北试点，下一步还有可能在全国范围内推开。正因为数年来多措并举的煤电严控，装机容量占比在 2020 年底首次低于 50%。

然而，一边是行业纾困，另一边却是煤电严控政策时有反复。中央第六生态环境保护督察组指出，在国家能源局内部，生态环境保护没有摆上应有高度，没有做到与能源发展有机融合、一体考虑，这是导致我国能源行业长期粗放式发展的重要原因。绿色和平认为，煤电核准量抬头的重要原因，正是能源主管部门放松了煤电风险预警机制。国家能源局发布的各地煤电规划建设风险预警，红色地区数量连年减少，从 2021 年的 17 个，2022 年的 8 个，减少为 2023 年的 3 个。

北京大学能源研究院特聘副研究员李想告诉《中国新闻周刊》，煤电项目规模大，对于拉动就业、拉动地方经济的效果非常明显。实际上，因煤电行业的亏损，几大发电央企的投资意愿并不很强，主要还是受地方政府驱动。另外，省级电力公司的积极性也比较高。

根据袁家海的统计，目前处在开发阶段(在建、缓建、停建、封存、核准、核准前开发和宣布)煤电项目的容量共计 4.13 亿千瓦。如果全部完成，装机规模占全国现有煤电装机量的 40%，将会给实现碳达峰增加很大阻力。

全球能源互联网发展合作组织在《中国“十四五”电力发展规划研究》明确指出，当前开始每新增 1 亿千瓦煤电机组，不仅将增加超过 3000 亿元资产损失，同时会导致 2030 年前将累计减少清洁能源装机约 3 亿千瓦。

电力行业何时能达峰？

4 月 22 日，在地球日领导人气候峰会上，国家主席习近平提出，中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。

中国领导人首次明确“严控煤电”释放了强烈信号。绿色和平中国首席代表李雁认为，煤炭问题是中国碳减排的题眼。此前“十四五”总体规划中没有明确提出能源转型与煤炭相关的路径设计。习近平主席的发言明确了，控煤将是中国未来在减少碳排放上的一个主要手段。她认为：“‘十四五’严控加上‘十五五’削减这两项，事实上已经指明煤炭消费的增长在这个五年内就要走到尽头了。”

这也是国际趋势，至少有 25 个国家和地区承诺到 2030 年停止使用煤炭发电。

《中国能源报》曾报道，法国计划 2021 年关闭所有燃煤电厂，英国决定于 2025 年



前关闭所有煤电设施，芬兰提出 2030 年全面禁煤，荷兰将从 2030 年起禁止使用煤炭发电。

中国的煤电会全面退出吗？将来能剩多少？未来定位是什么？“十四五”还要新增煤电项目吗？达峰时间如何确定？在电力行业碳达峰行动方案的探讨中，这些是各方关注的焦点问题。

国家发改委能源研究所与美国马里兰大学全球可持续发展中心《退役路径》报告得出的结论是：在气候目标的倒逼之下，中国应在 2050 年到 2055 年之间淘汰传统燃煤电厂，如果目标更为严苛，则需在 2040 年到 2045 年间淘汰传统燃煤电厂。

该报告的执笔人之一、发改委能源研究所研究员姜克隽后来接受媒体采访时给出了进一步的说法，他预计，到 2050 年，煤电的发电量将趋近于零，装机总量将小于 2 亿千瓦。相较当前煤电装机的 10.8 亿千瓦，装机量将大量减少。

“风电光伏是靠天吃饭的，但是极端气候会越来越多，老天肯定是越来越靠不住的，你总得有一些靠得住的东西捏在手里。”长江学者、厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强告诉《中国新闻周刊》，他认为，未来如果还能有小部分煤电在手，至少心中不慌。

在他看来，煤电完全退出，属于不经济的做法。在明确可再生能源是发展方向的前提之下，碳中和路径应进行成本比较，即煤电百分百退出，并新建可再生能源发电及储能的成本，和剩余部分煤电作为调峰电源，并配有碳捕获、利用与封存技术(简称 CCUS 技术)的成本。

几位受访专家在接受《中国新闻周刊》采访时都认为，煤电会退出，但不会百分百退出。邹骥预计，二三十年后，中国的电源结构中，可再生能源必然占据压倒性的比例，但不排除仍然有少量煤电的存在。最终剩多少，目前业界尚未探讨出非常明确的答案。不过，其比重必然很小，且将进行灵活性改造，定位变为调峰电源并配有 CCUS 技术。

一个更急迫的现实问题是，中国目前处在开发阶段(在建、缓建、停建、封存、核准、核准前开发和宣布)的煤电项目，在“十四五”期间应该启动吗？问题的答案将直接关系到中国电力行业何时达峰。如果煤电装机进一步增加、煤电发电量有所上升，电力行业的达峰将必然推迟。

姜克隽认为，“十四五”期间，中国完全不需要新增煤电装机。5 亿千瓦煤电装机足以满足“十四五”甚至更长期的调峰需求，而现在煤电机组则接近 11 亿千瓦。

“我现在担心的是，在这样的大趋势之下，煤电企业还逆势投资，最后的结果可能就是投资收不回来。”



但多家研究机构都认为，“十四五”期间会有新增装机。华北电力大学、中电联、电规总院、国网能研院分别建议“十四五”期间煤电装机总量为 11.5 亿千瓦、12.3 亿千瓦~12.5 亿千瓦、12.5 亿千瓦、12.5 亿千瓦~13 亿千瓦，均高于当前装机总量的 10.8 亿千瓦。

韩文轩告诉《中国新闻周刊》，电力行业是“双碳目标”的主战场，还要和其他行业协同作战，并受到经济和电力发展速度、电力增量中非化石能源替代化石能源的速度、电力消费端替代化石能源的速度，以及受控下的煤电发展速度等多重因素的影响。经他综合判断，对于在“十四五”期间电力行业实现碳达峰，国家能源局缺乏信心，可能性也很小，最大可能性在“十五五”中后期。

关停电厂是一场硬仗

郑州荣奇(俱进)热电能源有限公司的总经理贾让权前些年始终处在电厂关停的焦虑之中。

据媒体报道，中央环保督察组在对河南省展开“回头看”时指出，郑州市的“火电围城”问题非常突出，煤电装机量占全市发电机组的比例高达 89.5%，且 30 万千瓦以下的煤电机组占比偏大，煤耗偏高，经济效益偏差。

郑州市为了解决这一问题，要求关停或改造市内 30 万千瓦以下的煤电机组，荣奇热电的 2 台 21 万千瓦的机组被要求关停。贾让权告诉媒体，就在接到关停通知的前一年，他们厂刚刚完成这 2 台机组的超低排放改造，并且通过了河南省环保厅组织的清洁生产验收。一旦关停，改造所花的 4300 万元投资将全部“打水漂”，电厂 5 年来累计 2 亿元的环保投入也都白花了。

更大的困境在经济损失和人员安置上。如果荣奇热电的 2 台机组关停，其剩余寿命本应还有 15 年，总资产损失超过了 50 亿元。厂内 419 名员工将直接失业，下游的多家供电供热企业也将受影响。而且，因听说荣奇热电要关停，各银行、金融机构纷纷抽贷。2019 年中有媒体报道，该厂有关负责人称，工人工资已欠薪 7 个月，煤款欠款 1.7 亿元，材料款欠款 4000 多万元。

荣奇热电碰到的困局，在全国范围内的煤电陆续退出中，将会不断上演。陕西电力行业的一名从业者在自己的公众号上写道，“在这个能源行业翻天覆地的变化之中，火电厂犹如汪洋大海的一叶小舟，有的正在搏击风浪，有的在巨浪之下灰飞烟灭。”

《退役路径》报告统计了覆盖我国装机总量 90%以上的 1000 多个在役燃煤电厂，通过各方效益估算，报告得出的最优解是：除了目前已运行超过 10 年、机组容量小于 60 万千瓦、没有采用效率较高技术的 18%现役机组应在短期内迅速淘汰，其余机



组应保障其 30 年最短运行年限，逐步淘汰，利用小时数会从当前的 4350 小时逐步降低至 2050 年的 1000 小时以下。

姜克隽建议，退出补贴也应该区别对待。可以按照煤电行业正常经营水平的年份作为参照系设置补贴总量。2016 年之前投产的，国家对煤电机组负有责任，2016 年之后投产的煤电机组，属于国家三令五申不要投资煤电、仍然顶风上马的机组，应由他们自寻出路。

煤电行业的失业人群是改革中棘手的部分。邹骥告诉《中国新闻周刊》，经他们预判，从现在到 2050 年，中国可再生能源行业的就业人数将新增 1000 万人，也就是每年将新增 33 万就业岗位。对于煤电行业即将退休的老职工，财政应出钱兜底；而对于中青年，应创造朝阳产业的更多就业机会，并做好他们的转岗培训工作。

中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩告诉《中国新闻周刊》，在制定煤电逐渐退出政策和方案时，中国可以借鉴德国经验。2020 年，德国通过了《逐步淘汰煤电法案》和《矿区结构调整法案》，规定在 2038 年前逐步淘汰煤电，并针对煤电退出时间表、电力供应安全、就业安置、关联产业转型、社会保障等方面做出详细规划。

秦海岩指出，我国必须公开透明地讨论其中存在的问题，未雨绸缪做好处置方案与资金安排，制定详尽合理的退煤路径。这决定了接下来 10 年的能源转型成果，也决定了未来能否成功实现碳中和目标。

新能源并网的冲击

如果制定过于激进的煤电退出方案，不仅面临技术和经济性争议，公众心理的接受度也是考虑因素之一。

针对前述的《退役路径》报告，有网友担忧，“由于考虑到风、光发电的不稳定性，如果按照《巴黎协定》的目标来制定煤电退出计划的话，那么，在缺油少气、核电安全和储能技术限制、氢能还在萌芽的情况下，我们的能源需求和能源安全或将面临极大的挑战”。

原国家发改委能源局副局长白荣春也提出自己的看法，煤电退出首先要考虑到的是电力保障问题。现在各地区经济发展对电力需求很大，这也对煤电厂提出了高要求，“要考虑煤电退出后我们能否保障电力总量的供应和分区的供应”。

林伯强指出，核电的发展空间有限，水电的潜能已开发了大部分，气电因资源禀赋问题依赖进口、影响能源安全，因此中国能选择的只有风电与光伏。

一份国网能源研究院的内部材料也佐证了林伯强的观点。材料显示，我国水电资源少、成本高。东中部水电开发率达 80% 以上，待开发水电集中在西南地区，要处



理好生态保护、库区移民、外送通道等问题，成本显著提高，开发具有较大的不确定性。核电沿海站址资源约 2 亿千瓦，已建在建 0.65 亿千瓦，未来待开发潜力同样有限，内陆核电开发不确定性较大，且“邻避效应”给核电大规模开发带来较大难度。

2020 年，中国煤电装机容量 10.8 亿千瓦，占总装机容量的 49.1%，煤电发电量占总发电量 60.8%。国家能源局党组书记、局长章建华在 4 月指出，根据有关研究机构初步测算，到 2060 年，我国非化石能源发电量占比将由目前的 34%左右提高到 90%以上。

但相比煤电“大哥”，风电和光伏发电量目前只能算是“小弟”。根据中电联公布的数字，截至去年底，并网风电 2.8 亿千瓦，并网光伏 2.5 亿千瓦；从发电量看，煤电发电量 4.63 万亿千瓦时，风电光伏发电量差距很大，只有 4665 亿千瓦时和 2611 亿千瓦时。

秦海岩指出，风电发展必须提速，“十四五”期间风电至少要年均新增 5000 万千瓦，不设上限。中国光伏行业协会副秘书长刘译阳也告诉《中国新闻周刊》，光伏在大力发展新增装机，“十四五”期间的目标是年均 7000 万千瓦到 9000 万千瓦，“十五五”期间还将进一步提升。

风电光伏在未来将大量并网后，毋庸置疑会带来一个新问题：将给电力系统带来冲击。中国工程院院士郭剑波表示，新能源消纳和电力系统安全的矛盾突出，对电力系统的市场机制设计、规划设计、生产管理、运行控制带来挑战。

湖南就遭遇过明显的“新旧不协同”问题。湖南总发电装机容量 4700 万千瓦，其中火电装机 2200 多万千瓦，仅占 45%左右；水电和新能源装机超过一半，但弃风率高达 35%。2020 年末，湖南电力供应又出现了较大缺口、启动拉闸限电的现象。湖南的问题，是当前中国电力结构性矛盾的缩影。袁家海指出，由于区域资源和负荷矛盾存在，局部地区电力供应仍偏紧张，与 20 年前电荒时不同，全国发电装机容量已快速发展，此时出现的问题是“整体电力过剩与尖峰电力短缺并存”导致的“全年富电量，短时缺电力”现象。

新能源发电的大量并网会给电力结构性矛盾的解决增加难度。李想对《中国新闻周刊》解释，电力系统需做到实时平衡，电源侧发电，必须有用电端及时消纳。如果消纳不及时，电力系统会崩溃，如果用电端需求过大，电源侧无法响应，电力系统也会崩溃。而风电光伏的大规模并网会给电力系统带来间歇性挑战，比如某一段时间风力巨大，风电发电量也迅速增多，又或者某一段时间风力骤停，风电无法供应。



这也是中国风电光伏进一步并网所必须解决的问题，用林伯强的话说，消费者喜欢清洁的电，但消费者更喜欢稳定的电。因此，建设一个灵活的、可以保障用电安全的电力系统至关重要。国网能源研究院经济与能源供需研究所所长单保国指出，煤电退出比例和节奏必须以安全性为前提，“没有保证安全的能源转型是没有意义的”。

我国风电光伏的开发主要布局在本地负荷需求少的西部北部地区，就地消纳能力较弱，为更好的跨区电力资源配置，特高压工程应运而生，西部优质的可再生资源因此输送到中东部地区，减少当地的化石能源消耗和环境污染。然而，绿色和平的《中国电力供应安全的经济分析与保障路径研究》指出，以山东省为例，其作为受端省份的跨省特高压线路共 8 条，只有一条线路利用率接近 90%，其他都偏低，最低的利用率只有 10.27%。

中央第六生态环境保护督察组向国家能源局反馈督察情况时也指出，“在可再生能源消纳方面存在政策协调不力等问题，14 条相关输电通道中 2 条通道输送可再生能源比例不足 1%”。截至 2019 年年底，京津冀和长三角地区接受外送电比例分别仅比 2017 年提高 4.1 个百分点和 2.7 个百分点，上升不明显。另外，计划 2017 年底前建成投产的 12 条输电通道，有 2 条滞后一年，1 条至督察时还未建成。

这是掣肘电力系统碳达峰方案的痛点之一。邹骥告诉《中国新闻周刊》，十年之间，将有六七亿千瓦的新增风光装机，会在内蒙古、陕西、甘肃、宁夏、青海、新疆等省区建成，大家正在探讨，应建立哪些东西、南北的通道、送到哪些目标市场，“跨区域调电的机制是怎样的？电价怎么定？电量怎么分配？这一系列都是我们要考虑的。”

刘译阳指出，消纳主要不是技术问题，而更多是政策问题。绿色和平的报告也指出，送电或受电省份涉及电力的主管部门和相关企业，为了保护本省经济或企业利益，抬高输配电价，或施加行政手段限制交易。而特高压工程耗资巨大，但省间壁垒使得线路利用率低，难以收回成本。

邹骥说，在今后的跨省区电力资源配置谈判中，为打破行政壁垒，政府应退出，建立统一市场，由市场机制发挥主导作用。电价上涨恐怕也将成为题中之义。邹骥指出，电力系统的灵活性改造必然带来电力成本上升，但任何单独个体都无法承受这个成本，终端用户、电网、电厂以及储能企业都应参与分摊成本。

在能源改革中，有一个说法叫“不可能三角”，即任何一种能源都不能做到既供给充足，又价格便宜，还节能环保。林伯强指出，越不稳定的电力系统，意味着



越贵。政府希望电价尽量不要涨，但电力系统成本不断上升，由谁来消化？从中长期来看，电价必须要改革。