

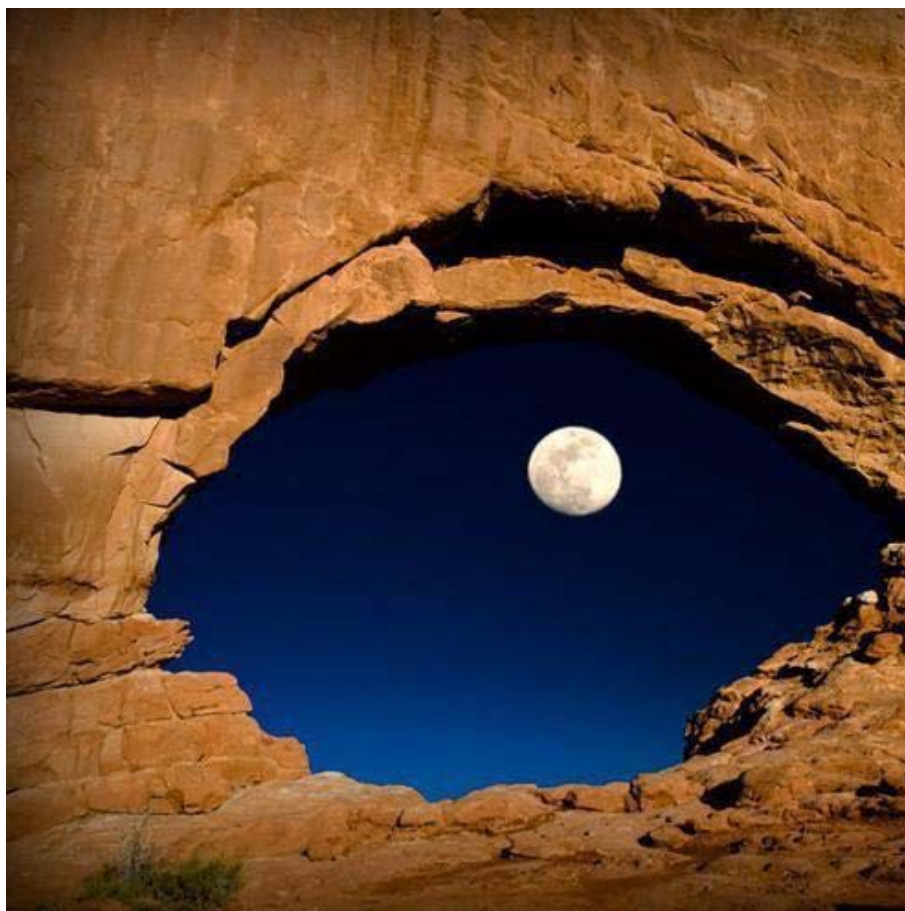


中材节能股份有限公司

Sinoma Energy Conservation Limited 节能动态 2021-03

节能动态

(2021 年第 03 期)



中材节能国际投资有限公司

2021 年 03 月 31 日



目 录:

- 1、菲律宾水电项目开发的主要法律风险及应对策略(原创 党侃 刘兴原等 国际工程与劳务杂志 2020-05-22)
- 2、浅谈外国企业投资菲律宾水电项目现状和流程(原创 刘兴原 党侃等 国际工程与劳务杂志 2020-05-08)
- 3、宋志平：做成两个世界 500 强，这 5 段话对我影响至深 (2021-03-22)
- 4、我们厂是不是要关停了？现在是不是该跳槽到风电光伏新能源？(北极星火电人 2021 - 3 - 27)
- 5、带你了解德国用户电价中的可再生能源附加费(全国能源信息平台 2019-08-26)
- 6、碳排放权交易管理暂行条例 (草 案 修 改 稿)
- 7、菲律宾可再生能源项目 40%股比解决方案探讨(原创 中伦南锦林 海外电力 2021 - 3 - 18)
- 8、我国电价的国际比较分析(国家电网 2021-03-21 12:38)
- 9、中国加速迈向碳中和：一文读懂水泥行业碳减排路径(水泥 麦肯锡 2021-03-31)
- 10、中国能建中标菲律宾 15MW 生物质电站 EPC 项目(带路高参私享汇 2021-3-31)
- 11、参股带动 EPC 模式下“股权退出”方案的筹划(国际工程与劳务杂志 2021-3-31)
- 12、创新发展模式，推动海外投资高质量发展(原创 盛玉明 国际工程与劳务杂志 2021-3-24)
- 13、中央企业在海外并购中的几点思考(原创 赵月 国际工程与劳务杂志 2021-3-25)

封面:



1、菲律宾水电项目开发的主要法律风险及应对策略（原创 党侃 刘兴原等 国际工程与劳务杂志 2020-05-22）

本文通过分析菲律宾相关法律法规，概括出外资企业投资菲律宾水电站项目的主要法律风险，提出具有可操作性的对策，供投资菲律宾水电站项目的中国企业借鉴。

菲律宾水电项目开发主要法律风险

一、股权架构法律风险分析

(一) 菲律宾关于外资比例限制的法律规定

对于电力项目投资，菲律宾法律对于外资占股比例明确要求不能超过 40%，主要在以下几部法律中有所体现。

《菲律宾共和国宪法》第十二章第二条规定：“一切公有土地、水域、矿藏、煤、石油和其他矿物油，一切潜在的能源、渔场、森林或树林、野生物、动植物和其他自然资源，都属于国家所有。..国家可直接进行这类活动，或同菲律宾公民或其资本 60%以上为菲律宾公民所有的公司或组织签定合作生产、联合经营或生产分成协议。这种协议的期限不得超过 25 年，如根据法律规定的条件延长协议期限，也不得超过 25 年..”

《菲律宾 1991 年外国投资法》第一条“定义”中，对外资投资限制清单第 Q 款中规定：“外资投资限制清单是指规定的一些经济领域，限制外国资本或外国公司持有最多不能超过 40%所有权。”

《关于发布第十版外资投资限制清单》的总统令清单 A 规定“外资占有最高不超过 40%的股权”项下规定：“第 17 条，勘探、开发和利用自然资源；第 18 条，拥有私人土地；第 19 条，运营公用设施（根据注释，公共设施不包含电厂）”。

可见，菲律宾的法律明确规定，对于开发自然资源类项目，外国公司占股比例都不能超过 40%，包括火电（坑口电站除外）、水电、风电、太阳能、地热及其他形式的电力项目。

(二) 外国企业开发水电项目使用的股权架构模式

根据笔者了解，目前大部分外国企业都通过菲律宾人代持或多层架构稀释菲方股份的方式，达到实际控制的目的，通常的做法有两种（见下页图 1 和图 2）。

根据菲律宾《反傀儡法》第一条规定：“宪法或法律赋予菲律宾或特定公民身份行使或享有的权利、专营权或特权，菲律宾或任何其他国家的公民允许将其姓名或国籍用于规避该规定的目的，任何从中获利的外国人，将被处以 5 年以上 15 年以下有期徒刑，并处以不低于其价值的罚款，但在任何情况下均不得少于 5000 比索。”

并且，菲律宾遵循判例法原则，2014 年菲律宾最高法院受理了那拉镍矿开发公司诉莱德蒙矿业公司一案，并出具司法意见书，其中对那拉镍矿开发公司通过多层架构稀释菲方股份的做法给予了否定，对那拉镍矿开发公司的当地公司身份不予承认，最终那拉镍矿公司将外资股份转让给菲律宾当地公司后，才对其当地公司身份予以确认。

因此，以上两种方式都是违反菲律宾法律的，中国投资企业应避免使用。

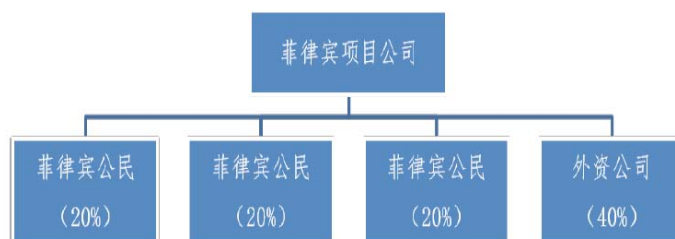


图1 菲律宾公民代持股份架构图

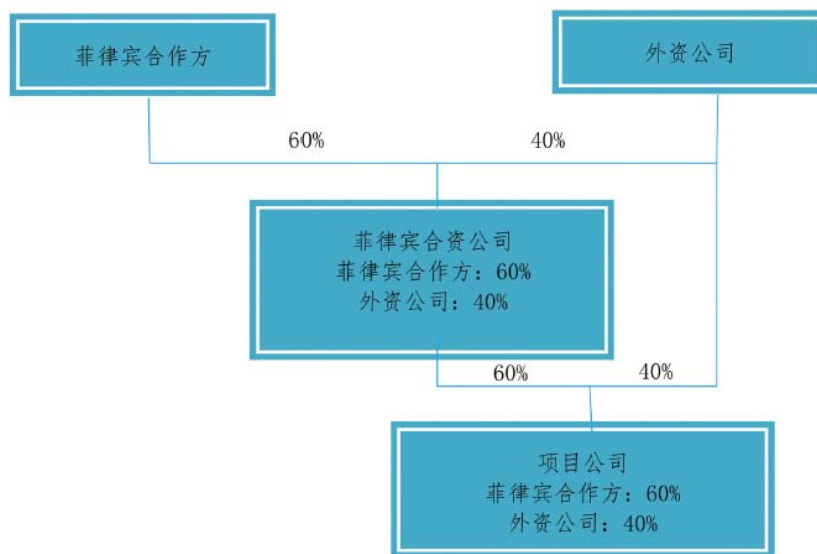


图2 稀释菲方持股架构图

二、开发权风险分析

（一）项目开发阶段法律风险分析

菲律宾水电项目开发流程较为复杂，根据《电力工业改革法》及其实施细则规定，项目开发流程可以分为成立项目公司、预开发、融资建设、试运行和商业投产五个阶段，从前到后也显示出递进关系，现将各阶段说明如下。

1.在成立项目公司阶段，主要是要完成项目公司的注册并与菲律宾能源部签订水电服务合同后自动进入预开发阶段，并且在水电服务合同中，对于其他开发阶段都有时间要求，如无法在规定时间内完成各阶段要求，则水电服务合同就有被撤销的风险，开发商也会因此丧失开发权。

2.签订水电服务合同后，项目便进入预开发阶段，开发商一般有3年至5年（根据具体项目的水电服务合同规定）的时间完成该阶段的许可及其他技术工作。预开发阶段的许可，尤其是商业性确认证书的获取直接关系着项目是否成行，与第三阶段的融资和EPC建设也直接相关。

3.在预开发如期顺利完成之后，项目进入实质性建设阶段。在购电协议成功锁定的情况下，项目融资往往可以得到最大保障。同时，开发商开始着重协商并确定项目的建设成本，并指派承包商/供应商以如期交付项目为目标开始项目建设。

4.试运行及商业投产。根据菲律宾电力监管委员会2014年第16号“关于采用《2014年修订版符合性证书颁发给发电企业/设施》的决议”规定，所有电站和自发用电设施（除居民、医院、学校等自发用电设施以外）在未获得符合性证书之前，不允许从事电力生产活动”。因此，新建发电站计划试运行前至少提前3个月应向电力监管委员会递交符合性证书申请，否则将无法进行商业投产。

（二）开发权法律风险的表现

1.跳跃式取得开发权文件

由于开发权文件主管单位不同，各个开发权文件的申请难度差异较大，并且开发权文件申请也基于项目实际开发进展，因此，开发商并不会完全按照流程的先后顺序来申请，导致项目的开发权状态不清晰。比如开发商未完成项目前期技术工作，跳跃式取得一些不需要技



术工作作为依据的开发权文件，如由于业主未完成项目可行性研究报告、环评报告或项目接入报告，开发商可能只完成项目公司注册、当地政府许可等，缺乏水电服务合同、环保符合政府或输电线路接入及路径许可等；或者开发商项目取得部分简易开发权文件，但缺少一些主要开发权文件。比如开发商已完成成立项目公司、预开阶段绝大部分工作，正在商谈购电协议，却没有取得国家土著居民权益保护委员会颁发的事先知情同意书和先决条件符合证明，那么项目也无法进入融资建设阶段。

2. 开发权隶属不同主体

水电站项目开发周期较长，一些开发商在开发的过程中就寻找投资方介入，双方可能会产生一些交易，或者投资方为确保自身利益，要求开发商把部分开发权转入投资方名下，这时候就会出现开发权文件隶属于不同主体的情况。对于后来的投资方来说，这也是风险之一。

3. 购电协议法律风险

根据菲律宾能源部 2018 年颁布的 02-0003 号《关于配电方为其垄断市场通过竞争性选择程序签订购电协议的政策规定》，所有的购电协议在签订前必须进行由配电方主导的“竞争性选择程序”，通过竞争性选择程序签订的购电协议方可得到能源部和能源监管委员会的认可。购电协议如果没有经过竞争性选择程序，那么开发商即使与配电方签署了购电协议，也无法经过能源部和能源监管委员会的批准，购电协议也是无效的。

（三）土地风险分析

1. 菲律宾土地政策概述

菲律宾实行土地私有制，土地主管部门是环境与自然资源部、土地管理局。还有其他部门，如房产与城市发展协调委员会和国家经济发展署等，直接或间接地控制土地的使用，甚至法院都有权利颁发土地所有权证明。

根据《菲律宾共和国宪法》规定，外国自然人或法人不得在菲律宾购买土地，如果外国投资方愿意购买土地，仍然必须注册成立菲律宾公司（菲方占股 60%及以上）。

《投资者租赁法案》（7652 号共和国法案）允许外国投资者在菲律宾境内承租商业用地。根据该法案的规定，任何向菲律宾注资的外国投资者均可承租私人用地，但前提是遵守菲律宾法律及以下规定：①首次租赁合同的租期为 50 年，只可续租一次，续租期限为 25 年；②租赁区域仅可用于投资；③租赁合同需遵守《综合土地改革法》和《地方政府法典》。

2. 土地确权法律风险

菲律宾从 20 世纪 50 年代开始土地改革，并分别在 1955 年颁布了《土地改革法》、1963 年颁布了《农业土地改革法》、1988 年颁布了《综合土地改革法》，总体来说，改革效果并不显著，“政府缺乏对土地市场的管理，错综复杂的土地所有制导致土地分配不清晰”，“土地所有权二次分配中引入法律裁定，司法审判耗时长，问题悬而未决”。

因此，中国投资公司对水电站项目的土地租赁，首先面临的法律风险是土地确权，即要核实土地业主是否对土地拥有所有权、使用权或者租赁权利，确保土地所有者有权出租土地。

3. 土地转换法律风险

根据《综合土地改革法》第 65 条的规定：“自授予之日起五（5）年后，如果该土地在农业上不再具有经济上的可行性和健全性，或者该地区已经城市化，并且该土地在住宅、商业或工业用途上将具有更大的经济价值，农业部在收到受益人或土地所有者的申请后，通知受影响方，并在遵守现行法律的前提下，可以授权对土地进行重新分类或转换及其处置，但前提是受益人应已履行其全部义务。”

2010 年菲律宾房地产和建筑商协会诉土地改革秘书案中，根据最高院的判决，在《综合土地改革法》颁布之后，农业用地不再允许用作其他用途，除非办理土地转换。



因此，投资方无论是购买还是租赁土地，只要是农业用地就必须经过土地转换的过程，获取土地转换许可。

土地转换许可的审批流程较为复杂，详见下页表格。

相关应对措施

一、股权架构风险应对措施

(一) 外资合法控股架构

菲律宾法律对于限制外资控股的具体规定，即《关于发布第十版外资投资限制清单》的总统令清单 A 规定“第 17 条，勘探、开发和利用自然资源；第 18 条，拥有私人土地；第 19 条，运营公用设施（根据注释，公共设施不包含电厂）”，其中第 18 条外国投资方可通过租赁的方式获取土地，而且外国投资方可以运营电厂，因此，只需要规避第 17 条即可。

根据菲律宾已有案例，外国投资方可以通过拆分项目公司，分别控制自然资源和运营电厂来实现控股，模式见图 3。



图3 外国投资方控股架构图

如使用该架构模式，中国投资企业仍应寻找可靠的当地合作方，理清 A 公司与 B 公司的关系，最好以协议的方式做好约定，避免内讧。

(二) 严格遵守菲律宾法律

部分外国投资方希望当地合作方成为傀儡，自己能完全掌控公司，根据菲律宾法律规定及相关判例，这是不合法的。根据笔者了解，部分当地律师事务所给出的股权架构设计，都是本文图 1 和图 2 所示架构的变形，这两种方式都是违法的，建议中国投资方不要采纳。

如果中国投资企业必须绝对控股，也不愿与当地合作方合作，建议放弃菲律宾市场，在其他国家寻找投资机会。

二、开发权风险应对措施

(一) 重视法律尽职调查

开发权文件虽然复杂，但菲律宾当地有经验的律师一般都能发现其中隐藏的风险。如果中国企业计划以并购的形式投资菲律宾水电项目，一定要重视前期法律尽职调查工作，切不可听当地合作方一面之辞，将来悔之晚矣。菲律宾当地律师事务所水平参差不齐，尽调费用从几千到几十万美金不等，建议中国企业委托有水电行业经验的律师事务所进行尽职调查工作，切莫贪图便宜，将来得不偿失。



为方便中国企业甄别开发权法律风险，笔者根据研究及实践经验，现将重要的开发权文件及风险点罗列如下，投资方可在前期自行开展尽职调查，初判相关风险。

1.成立项目公司的阶段，应重点检查开发商公司注册文件的公司章程及细则等，判断项目是否有股权纠纷；要阅读水电服务合同条款，对照项目本身开发进度是否按照水电服务合同推进等。

2.预开发阶段的开发权文件都比较重要，投资方应根据项目自身的特点重点查验相关开发权文件的真实有效性及所属公司。如项目所在流域的原住民较多，那么应该重点关注国家土著居民权益保护委员会颁发的事先知情同意书及先决条件符合证明；如开发商转让或质押过水权，应重点查验水权的所有权等。

3.如项目已进入融资阶段，则应重点关注购电协议风险，是否已通过菲律宾能源监管委员会和国家能源部认可，及购电协议能否进行项目融资（银行对购电协议内容、购电方资质等都有要求）等。

总之，如果水电项目已开发时间较长，开发权都会有一些问题，中国企业如果选择以并购的形式投资，那么对开发权风险应高度重视，注入资金前做好风险把控。

（二）绿地合作开发水电项目

以并购的形式开发水电项目具有速度快、开发周期短等优势，但开发周期愈长，开发权风险越大。为彻底规避开发权风险，挪威、美国、日本、韩国等国企业一般选择较好水电项目资源点，与当地合作方进行绿地开发，由当地公司负责许可办理、当地事务联络，外国投资方负责前期筹集资金和技术工作，这样从一开始就可规避开发权风险。

目前，中国和泰国等国投资方也开始与当地合作方绿地开发新能源项目，这些经验都值得中国企业运用到水电项目领域。

同时，应该看到绿地开发水电项目有周期长、推进慢、风险较高等特点，中国企业应做好以下应对措施。

1.慎重选择当地合作方，并按法律程序严格签署合作协议，明确工作分工、做好股权分配及项目公司注册工作。

2.委托有较高资质的水电设计院进行项目选址、规划及可行性研究设计，避免项目出现可行性风险。

3.与当地合作方进行周密安排的开发权许可文件申请工作，完成项目公司注册及水电服务合同签署后，只要没有冲突，开发权许可申请与技术工作同步进行，不同的开发权许可申请也可以同步进行，缩短开发周期。

三、土地法律风险应对措施

（一）明确项目土地范围及所有权人

经过前述分析可知，菲律宾土地改革历史较长，很多土地经过多次流转，中国投资企业无论是购买还是租赁土地，必须明确项目土地真实的所有权人，否则一切购买和租赁行为都不合法。

现列举一案例，简要总结相关应对措施。笔者曾参与某中国企业并购菲律宾棉兰老岛某水电项目的合作谈判，该中国企业对项目进行了尽职调查，发现项目业主虽然已与土地所有人签订了租赁合同，但仍然无法确定所有人是否真实拥有该土地，具体有以下表现。

1.项目可行性研究报告中描述的土地范围与水电服务合同中的描述不符，不能相互核实。

2.项目业主未提供所有项目土地所有权证书。

3.租赁合同所附的部分土地所有权证书与税务申报单，未提供先前的所有权证书和税务申报单作为链条基础，因此，无法确认土地所有权的时效性。



4.未提供租赁合同付款证明，无法确认租赁合同的有效性。

通过该案例，我们可以了解到核实土地所有权需要的证明文件，尤其是并购项目，中国企业在委托律师事务所进行尽职调查前，可先自行核查相关文件，初步核实土地所有权。

土地转换许可申请流程表

序号	事项	主管部门	天数规定
1	申请方填写表格	市土地改革计划委员会（隶属于农业部）	
2	申请方在土地设置布告牌，并拍摄布告牌、土地及地形图片	市土地改革计划委员会	
3	申请方提交两份土地使用转换文件，文件包括申请表、土地所有权证、土地示意图及布告牌照片	市土地改革计划委员会	
4	市土地改革计划委员会转文一份文件给省土地改革计划委员会，市土地改革计划委员会核查相关文件，如符合条件，颁发批准证书	市土地改革计划委员会； 省土地改革计划委员会（隶属于农业部）	20天内
5	申请方提交4份完整申请文件	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处（隶属于农业部）	
6	审阅文件，如果完整，测算核查、检查费用及保证金或银行保函金额	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	
7	申请方支付注册及检查费用，提供保证金或银行保函	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	
8	通知申请方现场土地检查日期	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	通知时间在10天内； 土地检查日期须在通知后20天内
9	申请方在布告牌上公示现场检查时间，并在检查前5天内把公示证明传递给市土地改革计划委员会	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	5天内
10	现场土地检查	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	
11	现场检查团队完成现场报告审查	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	6天内
12	召开土地申请审议会（如果申请土地是被禁止转换区域或土地大于6公顷，总统农业改革委员会及土地使用技术委员会应共同参加审议会）	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处； 总统农业改革委员会； 土地使用技术委员会	
13	向审批当局（农业部办公室、农业部区域办公室或省农业改革办公室）发推荐函	区域土地使用案例委员会或土地使用案例处	80天内
14	签发土地转换许可（或否决申请）	农业部办公室、农业部区域办公室或省农业改革办公室	30天内

（二）土地转换法律风险应对措施

根据 2002 年菲律宾农业部颁布 2002 第 1 号行政令第 4 条规定，以下类型土地不能进行转换：国家综合保护区域系统规定的禁区土地；所有农业部、国家灌溉局规划的灌溉农业区土地；所有已被灌溉项目覆盖农业区土地；所有已配备灌溉设施的农业区土地。

对于绿地开发项目，中国企业在前期规划阶段就应做好选址，避免以上类型土地被纳入项目用地范围。

而对于并购项目，如原项目业主已取得土地转换许可，除了核实许可文件之外，应到农业部进一步调查许可真实有效性并对照上述申请流程查验其是否符合程序，递交文件是否齐全等。

本文列举的股权架构风险、开发权法律风险、土地法律风险等仅是笔者研究菲律宾相关法律法规并结合工作经验总结，并不能囊括所有法律风险，另外如技术风险、财税风险、政治风险等也应引起中国企业高度重视。

（党侃单位：中国电建集团西北院勘测设计研究院有限公司；刘兴原单位：中国水利水电第七工程局有限公司；赵志浩单位：中国电建集团国际工程有限公司）



2、浅谈外国企业投资菲律宾水电项目现状和流程（原创 刘兴原 党侃等 国际工程与劳务杂志 2020-05-08）

菲律宾国家水资源监管委员会网站数据显示，菲律宾拥有 421 条河流，其中 18 条是主要流域。菲律宾拥有充裕的水电资源，包括上述在内的江河流域及境内湖泊，未来可发开的水电总装机容量约 13,467.53 兆瓦，其中 85%具备大型/中型水电（10 兆瓦及以上）的开发条件，14%具备小水电（101 千瓦-10 兆瓦）的开发条件，剩下接近 1%的则具备微型小水电（1 千瓦-100 千瓦）的开发条件。

菲律宾水电资源概况

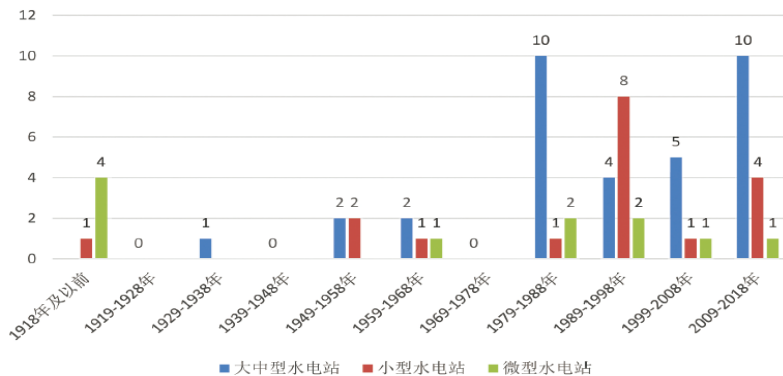
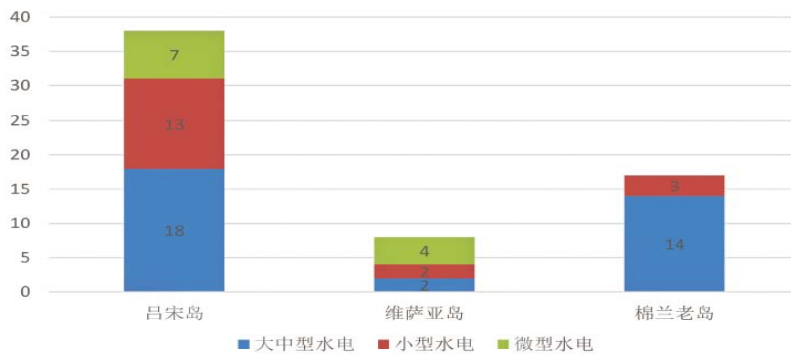
近年来，菲律宾经济保持较快增长，国内生活生产用电需求快速提升，电力销售消费市场保持正向增长，预测到 2040 年电力需求将达到 49,287 兆瓦。作为重要的可再生能源，水力发电在国民用电需求中一直维持在 10%以上的占比。

根据菲律宾杜特尔特总统提出的“展望雄心 2040 计划”，中央政府制定了 2017-2040 年的国家能源发展长期规划，政府决心在 2040 年之前实现完成 20,000 兆瓦可再生电力能源的装机容量，其中，计划完成水电装机容量增加 2,950 兆瓦，水电总装机容量达到 5,468 兆瓦以上。

菲律宾水电项目情况

一、已建成的水电项目

截至 2019 年 6 月 30 日，菲律宾已建成水电站共计 72 座，其中并网电站 63 座，离网电站 9 座。并网水电站的具体的装机、类型和分布情况统计如图 1。





根据图 2 可知，菲律宾从上世纪 80 年代开始，陆续建成了多座关系该国民生大计的大型水电站，例如位于吕宋岛的安加特 200 兆瓦水电站、卡拉雅安 736 兆瓦抽水蓄能电站、马加特 380 兆瓦水电站，以及从 1979 年到 1992 年陆续完成投运的棉兰老岛阿古斯流域系列水电站和普朗吉 255 兆瓦水电站。在这个时期，该国也有众多小型水电站得以成功开发。截至 2019 年 6 月 30 日，菲律宾共有 12 座装机容量超过 100 兆瓦的水电站投入运行。其中 4 座投运时间超过了 50 年，剩余 8 座的运行时间低于 50 年。进入 21 世纪，菲律宾共有 3 座超过 100 兆瓦的水电站实现投运，皆位于吕宋岛，分别为卡斯克楠 168 兆瓦水电站（2002 年）、圣罗克 435 兆瓦水电站（2003 年）和潘塔邦岸 120 兆瓦水电站（2009 年）。

二、菲律宾主要水电开发商

1987 年之前，菲律宾的发电市场由菲律宾国家电力公司独家垄断，私人资本无法进入电力开发行业。随着电力市场发展过程中受国内外经济环境影响，菲律宾国家电力公司负债逐年攀升，继而导致菲律宾开始面临日益严重的电力危机。在 1987 年，菲律宾政府启动电力改革，发电环节的投资和运营向私人开放。2001 年，菲律宾政府颁布了《电力工业改革法》，正式确立电力体制改革方案。私营资本被允许以独立发电商的形式进入电力开发市场，并逐步形成了当前 NPC、NPC-SPUG（即在离网地区经营的 NPC 自有电厂）、NPC-IPP（即售电给 NPC 的独立发电商电厂）和 Non-NPC（即直接售电给配电机构的独立发电商电厂）并存的电源端格局。

根据菲律宾能源部的数据统计显示，2003 年 NPC 发电量占全菲律宾发电量的 28.1%，NPC-IPP 的发电量占 45.4%，Non-NPC 的发电量占 25.6%；到 2018 年 12 月 31 日的的数据则分别为 3%、6.8%和 89.7%。菲律宾的电源市场发生了结构性的显著变化，以私营资本为主的独立发电商在当前已统领着菲律宾电力开发市场。

水电开发商的业务区域有较强的地域划分特点，由于历史原因，开发商在自己的业务区域内开发经营，较少逾越至势力范围之外。水电开发商也与现有水电站的布局基本一致，吕宋岛集中了大部分的开发商，维萨亚岛最少，部分开发商也是配电商，在该区域经营配电业务。从现有的资料分析，部分开发商已不再活跃，除继续运营已有水电站以外，未能实现后续更多项目的开发，甚至部分开发商连同项目公司一并被收购。

三、外国企业在菲律宾投资水电情况

目前成功参与菲律宾水电投资的外国企业主要来自于日本、韩国、美国、挪威等国。因受外资投资法案负面清单的限制，几乎所有外国企业都是通过选择与当地财团组成项目公司进行联合开发，其中有些企业是通过收购已有（老旧）电站的所有权及售电协议来实现参与开发，而也有部分企业则参与竞标“建造（修复）-运行-移交”合同来实现投资水电的目的。

本文列举几个具有代表性的外国企业在菲水电投资的情况，如下。

1. 挪威 SN 电力公司

为挪威国有企业“挪威基金”全资控股公司，专注于发展中国家的能源开发和投资，一般不以控股比例参与项目投资。2006 年与菲律宾当地电力开发商 Aboitiz 组成合资公司 SNAP，并参与由菲律宾电力资产及负债管理公司主导的电站资产私有化竞拍，获得了马加特（380 兆瓦）、安卜克劳（105 兆瓦）以及宾佳（140 兆瓦）水电站的所有权（根据电力私有化法案，仅电厂设施的所有权参与竞拍，大坝及下游灌溉设施等所有权仍归菲律宾政府）。上述项目的售电协议由 SNAP 直接与配电企业商议签订。基于上述成功的合作经历，SNAP 联营公司存续至今，建立了稳定的当地开发团队，现今也在推动开发新的一批水电项目。

2. 韩国水资源公社

一家企业化运作，从事水利水资源及新能源开发、建设、运行和管理的韩国政府机构。2010 年，在菲律宾电力资产及负债管理公司主导的昂阿特水电站私有化竞拍中，韩国水资



源公社以 4.4 亿美元获得了该水电站 218 兆瓦装机的所有权，其中包括全部 4 台主机 200 兆瓦和 3 台辅机 18 兆瓦。2013 年菲律宾最高法院裁定，韩国水资源公社作为外国企业必须寻找一家当地企业联营，因此最终由生力公司与其组成 60%：40% 的联营体，共同管理项目公司 AHC。售电协议由 AHC 直接与配电企业签订。

3. 日本丸红商社

与业主（菲律宾国家电力公司）签订了 25 年的“建造-运行-移交（BOT）”协议以及相应的售电协议，以建设开发 345 兆瓦圣罗克水电站项目。项目资金由日本国际合作银行提供，合同总额 12 亿美元，1998 年开工，2003 年完工投产。随着菲律宾电力改革开启，2009 年电力资产管理公司接管了包括该电站在内的菲律宾国家电力公司大部分资产，随后生力公司通过竞价获得该电站的购电协议和 BOT 到期后的电站所有权。日本丸红商社则需在 BOT 协议到期后将项目移交给生力公司。

4. 日本电力开发公司和日本住友商社

以“修复-运维-移交（BROT）”的形式参与开发了 720 兆瓦卡里瑞-波特坎-卡拉延水电站。2001 年阿根廷 IMPSA 牵头的承包商联营体以 5.1 亿美元中标该项目。根据协议，联营体成立的项目公司将负责为业主（菲律宾国家电力公司）完成电站一期的修复升级、二期的建设、以及此后所有 4 台机组 25 年的运维。同时项目公司与业主签署了 25 年的售电协议。2004 年，项目完成修复扩建；2005 年日本电力开发公司和三井住友商社全资收购项目公司，获得项目后续的运维权及售电协议。根据菲律宾电力改革法案以及电力私有化推进计划，电力资产管理公司从菲律宾国家电力公司接管了该电站，预计在 2020 年内进行公开招标（竞拍），届时将确定该电站 2026 年之后的所有权归属。

需要强调的是，结合当时的历史背景和经济环境，菲律宾电力危机和电力行业私有化改革深刻地影响着该国的电力板块，也为上述相关企业参与水电行业投资提供了历史性机遇。

菲律宾水电站项目开发流程

因涉及用水、土地等多项自然资源使用权的申请和限制，加上项目多数地处原著民范围内，相较之下水电站项目的开发过程比其他电力项目更加复杂和繁琐。笔者根据菲律宾相关政策规定，通过对成功案例的总结归纳，现将菲律宾水电站项目开发的流程及所需要的重要许可汇总如下。

依据菲律宾《电力行业改革法案（RA9136）》及其《执行规定》，水电站的开发可分为四个主要阶段：组建项目公司、预开发、融资及建设、试运行以及最终投产运行（如表所示）。

一、组建项目公司

投资开发商选择时机进入，根据菲律宾公司注册法、税务注册法等与合作伙伴完成项目公司的组建。需要指出的是，为减少开发成本和难度，多数开发商选择入资已有开发权乃至水权的项目。在此情况下开发商需要承担一定的购入成本取得相应项目的开发权限。这个时候，对所有许可文件进行必要且详细地尽职调查可以确保甄别可靠项目，提高开发成功率。

特别说明的是，上述的水权申请为菲律宾国家水资源管理局负责监管的一项重要许可。申请过程分为临时水权和永久水权两个阶段。根据国家水资源管理局颁布的第 03-0613 号“关于修订水电项目水权批复政策的决议”，开发商在获颁临时水权之后需在两年（可额外申请最多延期一年）内完成临时水权中约定的所有条款，同时递交抽/引水工程相关的所有技术方案规范、环保符合证书、事先知情同意书等，并确保水量计控设备设施正常运转并定期向监管部门递交数据监控报告。另外，开发商应在临时水权有效期间，按时缴纳水权年费。



菲律宾水电项目开发流程示意图

序号	开发许可文件	主管单位	开发阶段				
			成立项目公司	预开发	融资建设	试运行	商业运行
1	证券交易委员会公司注册	菲律宾证券交易委员会					
2	税务局注册	菲律宾税务局					
3	劳动社保部门注册	劳工部/社保部					
4	注册证书	投资局					
5	水电服务合同 (能源部水电开发权)	国家能源部					
6	环保符合证书	国家环境自然资源部					
7	有条件水权许可 (2+1年有效期)	国家水资源管理局					
8	水权永久许可	国家水资源管理局					
9	事先知情同意书	国家土著居民权益保护委员会					
10	先决条件符合证明	国家土著居民权益保护委员会					
11	自然保护区管理委员会许可	自然保护区管理委员会					
12	自然保护区资源物使用协议 (或备忘录)	自然保护区管理委员会					
13	当地政府许可	当地政府部门					
14	输电线路接入及路许可	菲律宾国家电网公司					
15	符合性证书申请	菲律宾能源监管委员会					
16	商业性确认证书	国家能源部					
17	购电协议	菲律宾能源监管委员会/国家能源部					
18	融资关闭	/					
19	建设期承包许可	/					
20	菲律宾发展计划认证或类似证书	国家能源部					
21	符合性证书	菲律宾能源监管委员会					
22	/	/					

二、预开发

预开发阶段是开发权协议下的第一阶段。根据开发权协议规定，开发商一般有 2-5 年的时间完成该阶段的许可获取及详细可研报告等。菲律宾能源部颁发《商业性确认证书》则意味着项目开发自动转入第二阶段。

预开发阶段的工作及《商业性确认证书》的获取直接关系到项目是否成行，与第二阶段的融资和 EPC 建设可行性直接相关。因此部分开发商甚至将完成预开发作为入股投资的前提条件。在预开发及之前的阶段，许可获取难度最大的环节包括申请环保符合证书、永久水权、原著民许可、征地等。

另一方面，在由配电机构主导的公开竞价机制下，购电协议的单价水平逐年走低，电力开发商成为了电力交易中被动的一方。因此在开发商的收益率无法得到保证的情况下，项目购电协议迟迟无法签订的案例时有发生，直接导致项目融资困难，后续许可办理停滞，以至项目开发最终失败。

根据菲律宾能源部第 DC2018-02-0003 号“关于配电机构为其垄断市场通过竞争性选择程序签订购电协议的政策规定”，所有的购电协议在签订前必须进行由配电机构主导的“竞争性选择程序”。通过该程序签订的购电协议方可得到能源部的认可。

三、融资及建设

在预开发如期顺利完成之后，项目进入实质性建设阶段。购电协议成功锁定的情况下，项目融资可得到最大保障。同时，开发商开始着重协商并确定项目的建设成本，并指派承包商/供应商以如期交付项目为目标开始项目建设。

四、试运行及商业投产

根据菲律宾电力监管委员会 2014 年第 16 号“关于采用《2014 年修订版符合性证书颁发给发电企业/设施》的决议”规定，所有电站和自发电设施（除居民、医院、学校等自发电设施以外）在未获得符合性证书之前，不允许从事电力生产活动。

根据规定，在新建发电站计划试运行前至少提前 3 个月应向电力监管委员会递交符合性证书申请。只有通过相关验收并获得符合性证书的电站才能商业投产。

本文对菲律宾水电开发的现状进行了相对简单的介绍，并结合开发案例中的经验教训和笔者所能收集掌握的数据资料，对该国水电资源开发的主要流程及重点注意事项进行了归纳。其目的是为希望了解或有意投资该国水电市场的中国企业/开发商提供参考，实际情况



则或随时间、政府法规及其他因素的变化而有差异，因而投资者还需根据项目具体情况，注重开展实地考察和尽调，择机介入。

（刘兴原单位：中国水利水电第七工程局有限公司；党侃单位：中国电建集团西北院勘测设计研究院有限公司；赵志浩单位：中国电建集团国际工程有限公司）

3、宋志平：做成两个世界 500 强，这 5 段话对我影响至深（2021-03-22）

记得有媒体采访我时问了一句话，“宋总，如果请您告诉年轻人一句话，您最想对他们说的是什么？”我说，“一生做好一件事”。

一生做好一件事并不容易。我 40 年做了一件事，就是做企业，做了两个世界 500 强。

大学毕业后来到北京，我在工厂开始做技术员、销售员，然后做科长、处长，做副厂长、厂长，一路走来，企业里几乎每个岗位我都做过。

1993 年我做了北新建材的厂长，北新建材 1997 年就上市了。后来我到中国建材集团做“一把手”，做了近 18 年。2009 年至 2014 年，国务院国资委让我同时担任中国建材集团和国药集团的董事长。5 年时间里，国药集团的收入从 360 亿元做到了 2500 亿元，2018 年是 4000 亿元。而中国建材的收入从 2002 年的 20 亿元做到了 2018 年的近 3500 亿元。

01

影响我的五段话



大家看看这张图片，很有意思。左边是 1979 年我大学毕业刚工作被公派到瑞典实习时的照片，右边是我前些天去瑞典考察时的照片。我在同一个位置照了这两张照片，时间跨度 40 年。

在这 40 年里，我就做了一件事，就是做企业。一路走来，我受到很多格言的鼓舞，其中有五段话对我影响很大。

第一段话



高中时代和插队时候，我很喜欢歌德《浮士德》里的一段小诗。很多人说，“宋总，您好像没有多大的忧愁，一天到晚都高高兴兴的，到底是什么鼓舞着您？”我在这里给大家朗诵一下这段诗：

“辽阔的世界，宏伟的人生，长年累月，真诚勤奋。不断探索，不断创新。常常周而复始，从不停顿。忠实于守旧，而又乐于迎新。心情舒畅，目标纯正。啊！这样又会前进一程。”

这段小诗鼓舞了我 40 多年，每当遇到困难我就会想起这段诗，始终保持心情舒畅，目标纯正，再往前迈一步。

第二段话

大学时代，我读到了玛丽·居里夫人的名言：

“人的一生是短暂的，但那有什么关系呢？每个人都想知道自己一生能做些什么，那就一直努力直到成功。”

今天在座的各位同学和我当时应该是一样的，都想知道我们未来究竟会做成什么。玛丽·居里夫人说那就一直努力到成功，她的意思是，不要总是想，要一直做下去，最后才知道能做成多大的事情。

我在大学的时候，不知道企业是何物，也不喜欢做工厂，可是毕业后就去了工厂，而且在工厂一待就是 40 年，做了两个世界 500 强，就做成这一点事业。

第三段话

大学毕业来到北京，我在《人民日报》读到冰心老人的座右铭是西方哲学家笛卡尔的名言：

“忙碌的蜜蜂没有悲哀的时间。”

蜜蜂一天到晚忙着采蜜，没有想着蜜该归谁，一直在飞。这句名言让我很受触动，后来也成为我人生的座右铭。

第四段话

在当厂长之后去学 MBA，我是中国第一届 MBA 的学生，我读到诺贝尔奖获得者、美国经济学家保罗·萨缪尔森在《经济学》里引用美国总统约翰·卡尔文·柯立芝的话：

“The business of America is business.”

第一个 business 是事业，第二个 business 是企业，意思是“美国的事业是企业”，给我很大的震动，看来企业是一个国家的根本，这坚定了从事企业工作的信心。

第五段话

在 2012 年央视“经济年度人物”颁奖会上，我获评“经济年度人物”，郭鹤年老先生荣获“终身成就奖”，他送给年轻人的几句话让我感触很深。

“一是要专注；二是要有耐心；三是取得成绩后要当心，因为成功也是失败之母；四是有了财富要回馈社会，越多越好。”

这些年，我一直是在这些启发中成长，这些话也指引了我人生的方向，就是“一生做好一件事”，也是我今天送给大家的一句话。围绕这个主题，接下来我与大家分享三个观点，一是中国的事业是企业，二是做企业要专注和痴迷，三是学商科要知行合一。

02

中国的事业是企业

美国人说美国的事业是企业，我们中国的事业也是企业。中国有 3000 万家企业，有近 7000 万个个体工商户，这意味着中国有上亿经济主体，这是我们经济的全部。



2018年中国经济总量首次突破90万亿，成为世界第二大经济体，都是靠这些企业做出来的，都是靠这些企业做出来的。

中国现有3700多家上市公司，市值58万亿元，仅次于美国。美国的上市公司有270年历史，而中国的上市公司仅有29年历史，是成长中的一个年轻群体。

大家一方面要对上市公司提出更加严格的要求，另一方面也要给与一定时间，假以时日，中国的上市公司一定会发展成为高质量的上市公司，更好地回报股民、回报社会。

在2019年世界500强企业榜单中，中国企业有129家，首次超过美国的121家，中国大陆比美国少3家，明年将会超过美国。

回想过去，我们出国时如能到世界500强企业参访，就会非常高兴，但想见世界500强的掌门人，几乎比登天还难，他们会告知，CEO三个月以前时间就都有安排了。

现在随着公司的发展壮大，我们也慢慢理解了，有时国外企业联系见面事宜，因时间冲突，我们也会告诉对方，公司领导有其他安排了。



2013年，宋志平带领的中国建材集团和国药集团同获世界500强

今天中国的企业真的发展起来了，在全球涌现出一大批优秀的企业。2019年中国建材首次跃居全球5家世界500强建材企业的第一名，国药集团在全球的制药500强中也排在第一，我特别高兴。

中国经济的发展还是要靠企业，企业强国家就强，企业弱国家就弱，大家都明白这个道理。华为在国际上一些国家遭到制裁，就是因为它的实力强过了当地的通讯企业。

商学院的老师说很多同学毕业以后不愿意去企业工作，我很纳闷。在我看来，大家毕业后应该去企业，比如可以先到中央企业历练10年，知道发改委、工信部、财政部等部委在哪里，知道中国银行、进出口银行是什么单位，10年以后，大家可以在央企大展宏图，也可以在市场中去创业。

对于大多数人来说，大学刚毕业缺乏实践经验，如何去创业呢？大家可以考虑去央企，比如可以到中国建材，经过一番训练再去创业。



03

做企业需要专注和痴迷

做企业挺难，企业的成功是九死一生，其实成功都是“熬”出来的，是“炼”出来的。

现在看马云是成功了，但 2000 年左右他也历经各种困难；任正非是成功了，但一路走来他也有很多艰难，甚至好几次连跳楼的想法都有。

关于企业家精神，我概括了三条，一是创新精神，二是坚守，三是责任、家国情怀。这三条里最难的就是坚守。

我在企业 40 年，一直坚守在建材企业，这是不容易的。做成一个好企业是很难的，做好一个企业大约需要一二十年的时间，想做到极致、做到世界一流，没有三四十年不行。

大家可能会问我，“宋总，您是怎么算出来的？”其实我不是算出来的，而是做出来的。

我做过的北新建材，是深交所的绩优股；我做过的中国巨石，是上交所的绩优股。这两家企业都是做了 40 多年。中国建材也做了 40 年，做到世界 500 强，做到全球建材行业的第一。

没有实践的磨炼不可能成为“家”，企业家的“家”字是时间磨炼出来的，是“熬”出来的，是“炼”成的。

我在企业里比较重视寻找痴迷者。什么叫痴迷者？就是那些早晨睁开眼睛到晚上睡觉全想一件事，半夜醒了去洗手间还想这件事的人。中国政法大学商学院的刘纪鹏院长对商学院的事业就是痴迷者，60 多岁到商学院，让商学院再创辉煌，中国政法大学的领导很厉害，找到了这样的痴迷者。

我也是一个痴迷者，我很痴迷水泥。水泥是因为一个意外而产生，在英国的波特兰岛上有一座监狱，监狱的工人们在烧石灰的时候遇到了下雨，粘上了很多泥，他们没有清理就拿去烧，结果烧出了一个新物种——水泥，它的强度远远高过碳酸钙。

水泥好像是为中国量身定做的产品，中国的水泥使用量占世界水泥的 60%，如果没有水泥，港珠澳大桥就没有办法建设。我国的改革开放是个建设过程，其中 80% 以上用的都是水泥。水泥是个好东西，也值得为它痴迷。

做企业不仅要寻找那些痴迷者、专注者，还要有好奇心。我就是很有好奇心的人。

做水泥，大家都说要建工厂，但这么多水泥厂还用建吗？我想了一个办法，那就是整合，进行联合重组；因为有很多民营企业，我又想到第二个办法，就是搞混合所有制，大家一起混合都重组起来，就有了中国建材。

国药也是如此，中国的医药分销企业有 2 万家，美国有 3 家，企业多了就可能出现销售假药的情况。我想起了中国建材重组水泥的办法，在国药把 290 个地市级的医药企业重组起来，形成了今天 4000 亿元营业收入的国药集团。

好奇心非常重要。我去以色列参访时，到希伯来大学的爱因斯坦博物馆参观。

希伯来大学 85 岁的老校长是馆长，那天拿出相对论的手稿给我们看。爱因斯坦曾说：“我没有什么特别的，只是充满了好奇心。”做企业也是一样的，我们也应该充满好奇心，才能做好企业。做企业要痴迷，要坚守，还要充满好奇心，真的不容易。

04



学商科要知行合一

1. 商学院的教学应该和实践结合

商科的很大一部分都是实践，德鲁克就是做案例教学的。商学院应该向医学院学习，医学院有临床制度，老师们上午上课，下午到医院临床看病，如果老师不会看病，学生不敢向这样的老师学。

医学院还有一个好的制度，就是会诊。对同一个病人，不同医院、不同科室的医生可以一起进行会诊。这正是我们商学院、企业所缺少的。

过去商学院希望学生来学理论，把企业管理概括成理论，认为大家学完理论就可以去做企业，其实这种认识是大错特错。商学院应该把企业的案例进行研究、反思、讨论，这是学生在商学院学习的根本意义。

有人说读 MBA 读了还不如不读，有人说越读越傻，为什么社会上会有这些看法，就是因为商学院没有做到真正与实践相结合。

商学院教学如何和实践相结合？有三个渠道：

一是开拓视野，让老师“走出去”。

商学院的老师们可以深入企业，比如，中国政法大学商学院就有老师分别在上市公司山水水泥、中国巨石出任独董，请他们做独董，就是希望他们能深入了解企业，希望商学院和企业之间有一个纽带，希望老师们能“临床”。

二是校企融合，让学生“走出去”。

2018 年中国政法大学商学院工商管理专业的同学们到了中国建材蚌埠玻璃工业设计研究院，是一家做薄玻璃的企业，大家在实习过程中收获很大，最近又去了哈尔滨玻璃钢研究院。我们的企业为商学院广开大门，欢迎大家去学。在学习的过程中，大家能多接触企业，变得更加热爱企业。

我在德国斯图加特一家工厂参观时的场景留下了深刻的印象，一些小学生在哪里参加培训，学习机械知识。

德国人从小就培养孩子们的这种制造情结，我们常讲工匠精神，现在连工匠都没有，哪里来的精神呢？斯图加特有个镇，那里居然 95%的人都是工程师，奔驰、宝马等企业做得很好是有原因的，他们都是双轨制教育。

三是敞开大门，让企业家“走进来”。

我在北京大学、清华大学、中国政法大学、上海交通大学、浙江大学、大连理工大学都讲过课，都是利用周末时间，为什么要去讲呢？





宋志平出席蓟门法治金融论坛讲企业家与企业家精神

我是三届 MBA 指导委员会的委员，我深感我们的商学院离实践太遥远，应该挑一些优秀的、擅长讲的企业家来课堂给大家多分享多传授，美国、欧洲是这样，我们中国也应该这样。

2. 知识面要丰富，专业面要深入

知识面广和专业面深入并不矛盾，德鲁克认为读商科的学生应该增加一些文学知识，一是要学习短篇小说，提高写作能力，二是要学会诗歌的赏析。

短篇小说是刻画人的，诗歌赏析是关注情感的，管理的核心正是关乎人和情感的。

刘纪鹏院长讲到智商和情商，这也是我每次讲完课都要提问同学们的问题，什么是智商，什么是情商。智商就是辩证分析问题、系统思考问题的能力，情商是理解他人的能力，如果只理解自己就没有情商。

我是个文学爱好者，我也提倡大家多读些文学书。其实文学和做企业是相通的。

中国古典的四大名著：

《三国演义》是讲战略的；

《西游记》是讲创新的，里面都是一些无中生有的宝贝，都是从 0 到 1，想象力无穷；

《水浒传》是讲联合重组、并购的，宋江没有什么特别本事，十八般武艺样样不会，但他为人忠义，人格厚重，把鲁智深、林冲等聚合在一起。

《红楼梦》是讲大企业病的，讲的是宁荣二府大家族的盛衰。“大有大的难处”，企业做大了就容易滋生官僚主义、形式主义，所以我们要反对“四风”。

柯林斯讲过，很有趣的是，很多大企业家都喜欢某一门艺术，看来艺术和企业是相通的。我觉得他讲得很对。大家做专业要做得深，涉猎面也要广。

我在大学学高分子化学期间，读了大量文学书、历史书，还读了逻辑学，总之见书就读，读了好多。

当年我们化学系只有一个分配到北京的名额，因为我的成绩在年级是第一名，所以才被分到北京的。

希望同学们在今后的学习中，努力把专业学好，知识面要宽，专业面要深。

3. 要加强自我管理

10 年前，我曾到一所学校去，学校的校长邀请我到管理学院去看看，我就去了。校长让我指导一下。我说：

“要说真话就是学院的管理水平还要提升。我今天到了教室，教室里都是纸团，学生宿舍楼道全是水，一片狼藉。学管理的、学商科的，在学校里应该是最好的管理者，首先要能管理好自己，让人一看就是商科的学生。学院的学生如果到企业，都要接受再管理教育。”我认为那个管理学院并没有做好。

在美国，西点军校出来的著名的企业家超过哈佛大学。我最近去以色列，以色列的创新很厉害，这个国家有 850 万人，其中 650 万是犹太人。他们周围非常危险，但仍在那里顽强地生存，而且创造了科技创新的奇迹。是什么原因呢？就是服兵役。

以色列的年轻人，男性要服兵役三年，女性要服兵役两年，最优秀的学生要到最好的地方，像空军那些高层次的部队服役，在部队里得到很好的训练。我们在研究以色列的时候，要认识到以色列的变化和发展源于服兵役对年轻人严格的教育。

大家是商科的学生，应该加强自我管理。商学院在中国政法大学要成为一颗闪亮的星星，就要从每一位同学做起，在学校里能看到商学院学生的与众不同，就是商学院教育成功的表现。其实做到这一点并不难，需要大家都进行良好的自我管理，每一个人都明白自己是做什么的，时刻记着我们是商学院的学生、我们是商科的学生。



4、我们厂是不是要关停了？现在是不是该跳槽到风电光伏新能源？（北极星火电人 2021-3-27）

最近一直有读者私信询问我，“碳达峰”、“碳中和”是不是代表煤电日子到头了？我们厂是不是要关停了？现在是不是该跳槽到风电光伏新能源？甚至还有人问我要不要布局“碳中和”概念股票……

除了紧张兮兮哀鸿一片的文字问题，有人还发一些标题诸如“联合国要逐步淘汰全球所有煤炭、煤电项目”、“欧洲 2030 年要关停所有燃煤机组”等链接，并征求我的意见。

我的意见是想这些问题的人实在太闲，至于表示紧张焦虑的人更是杞人忧天……

关于煤电日子是不是到头了这个问题，我很无语。对于这个问题，我只能仰望星空，低头叹息。我这个公众号写了 5 年了，我感觉我白写了那么多……

如果我告诉你，煤电要继续高速发展 30 年，先进煤电技术还在突飞猛进地发展，煤在电力行业的利用效率很快就有质的飞跃，煤电人的日子会越来越舒服，你会怎么想？

你肯定说我是骗子。

问题是，最好的不信，为什么偏要信最坏的呢？

只管走自己的路，看别人的路做什么呢？

我不止一次地在公众号上强调我们国家能源的发展还是要看国家的“十四五规划”和 2020 年 12 月 21 日国务院新闻办公室发布的《新时代的中国能源发展》白皮书。我们的能源之路写的那么明白……

2020 年 9 月 22 日，习总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表的重要讲话：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。

这既是不容置疑的庄严承诺，也是需要坚定不移完成的既定目标。

全国两会刚刚闭幕，今年全国两会上，“碳达峰”、“碳中和”被首次写入政府工作报告。

那么，什么是“碳达峰”、“碳中和”？

即2030年实现碳达峰， 2060年实现碳中和



2021年-2030年: 实现碳排放达峰

2031年-2045年: 快速降低碳排放

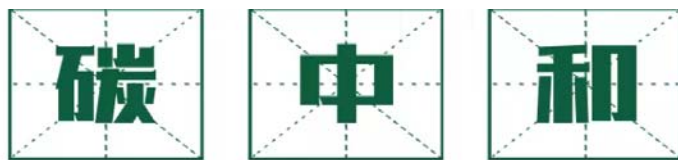
2046年-2060年: 深度脱碳，实现碳中和

跟着风行走



“碳达峰”是指二氧化碳的排放达到峰值不再增长，意味着中国要在 2030 年前，使二氧化碳的排放总量达到峰值之后，不再增长，并逐渐下降。这里面是指“峰值”最大值！并不是指对煤电大砍大关。

“碳中和”是指在 2060 年前，中国通过植树造林、节能减排、产业调整等形式，抵消中和自身产生的二氧化碳排放。



通过植树造林、节能减排等形式，抵消自身产生的二氧化碳或温室气体排放量，实现正负抵消，达到相对“零排放”。



排放 = 吸收

跟着风行走

这么说，碳达峰要 10 年，碳中和要 40 年，都是一个长期的过程，那些担心明天或者明年煤电都要关停的人大可放心了。白皮书中对煤电发展给予了清晰的定义：清洁高效发展火电。坚持清洁高效原则发展火电。推进煤电布局优化和技术升级。

这实际上是个相当实际和具有较强可操作性的路线，完美切合我们的国情。

这也是不同关注和各方利益诉求综合作用的结果。

首先，由于各省具备不同的资源禀赋和经济发展特征，在考核与激励措施实施上可能各有侧重。

同时，一些激进偏颇的观点认为，在不增加更多新增煤电的前提下增加可再生能源上网和消纳，这在技术上存在难度，甚至是不可能的。

另一些观点认为，零碳电力供应的增长速度是有限的，难以满足未来十年的电力需求增长，而煤电是必然选择。

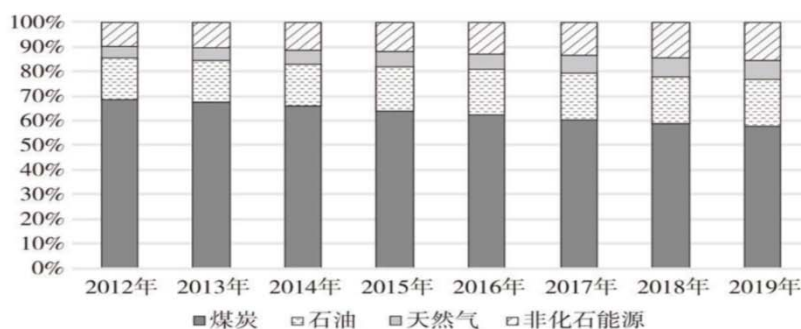


图 2 中国能源消费结构(2012—2019 年)

数据来源:国家统计局

跟着风行走



这里不去评论以上技术的分歧，其实国家统计局的数据也清晰说明了这一问题。从 2012 年~2019 年的数据统计显示来看，能源结构循序渐进的变化才符合客观规律。新能源是在日新月异发展，与此同时，社会也在发展，发电量还会创新高，可以遇见的是：未来的十年、二十年，煤电将依然是最强有力的动力引擎，依然为这个国家提供最强劲的电流和最温暖的热量。

至于“碳中和”之类概念的股票，我不懂股票。不过我想，股票是炒的.....既然是概念股，大概就是一阵风，热潮很快就会褪去。

网友热评：

1、从五大发电集团承诺看 实际脱碳进程比预想的要快 装机小 型号老旧的机组撑不了五年

2、煤电的发展和电力的发展息息相关 电力发展和人口的发展关系很大 探讨煤电发展应该和人口变化结合起来看

3、煤电虽不会马上大规模降低，但是别低估了新能源的发展，盲目乐观，电力增长的速度是非常缓慢的，现在电力的增量主要是终端电气化带来的，以后基本是这样，后续的发展，煤电 10 年内 10 能没有问题，后续将是非常速度降低。

4、其实也是倒逼煤电技术升级。煤电比例减少是趋势但不会完全被替代，毕竟各有各的优势。新能源在稳定性上对于电网的挑战不是一时半会能够解决的。

5、在社会用电量增速平稳的时间里，大规模开发新能源，它的消纳必然会占据很大一个份额，自而言言煤电就需要作出电量的让步。

6、看来供热机组在高压力和危机状态下多生存一段时间

7、高领研究院最近出的报告，如果想要在 2060 年完成碳中和，2060 年煤炭发电贡献比例大约在 5%。煤电 20 年内短期无忧，长期确实是另一个时代了。

5、带你了解德国用户电价中的可再生能源附加费（全国能源信息平台 2019-08-26）

熟悉德国《可再生能源法》(EEG)的海粉儿可能知道，德国海上风电项目享受着比一般发电项目高得多的电价。虽然近年来，随着一版又一版新的 EEG 发布，海上风电电价已比几年前低了很多，但项目仍然有较好的收益。



那么，德国海上风电电价高于市场价的部分，是从哪来的呢？答案就是可再生能源附加费。德国终端用户电价由基本电价和 n 多种税费组成，税费中占比最大的就是可再生能源附加费。据统计，从 2006 年到 2017 年，德国终端用户平均电价从 0.1946 欧元/kWh 上涨到了



0.2916 欧元/kWh，涨幅接近 50%，上涨中“贡献”最大的当属可再生能源附加费，从 0.0088 欧元/kWh 涨到 0.0688 欧元/kWh，占电价涨幅的 60%以上。可再生能源附加费取之于民，用于可再生能源电价高于市场价的部分，也就是俗称的“补贴”，这也算是用之于民吧。

由于可再生能源附加费是由 EEG 赋予的权利，因此也被称为“EEG 附加费”。EEG 附加费每年都会根据项目实际补贴情况进行调整，根据 Agora Energiewende 智库的最新分析，到 2021 年，德国 EEG 附加费将到达顶峰，约 0.07 欧元/kWh，之后，早在 20 年前就投入运行并享受补贴的第一批可再生能源项目的补贴期结束，EEG 附加费将开始下降。

在 2010 年左右，EEG 附加费连续 10 年的大幅上涨曾引发德国社会的激烈反应，默克尔政府不得不加速推动可再生能源电价竞标机制的实行，取代固定补贴电价，以抑制不断上涨的终端电价。

这两年，EEG 附加费有涨有跌，2019 年为 0.064 欧元/kWh，预计明年会有所上涨，到 0.065~0.067 欧元/kWh，上涨的主要原因是海上风电的快速增长，预计今年下半年和明年会有 1.4GW 海上风电投运，而这些项目在 2020 年底前投运，赶上了固定补贴电价的末班车，2021 年起，将完全使用竞标电价，电价也会随之大幅降低。

6、碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）

第一条【立法目的】为了规范碳排放权交易，加强对温室气体排放的控制和管理，推动实现二氧化碳排放达峰目标和碳中和愿景，促进经济社会发展向绿色低碳转型，推进生态文明建设，制定本条例。

第二条【适用范围】全国碳排放权交易及相关活动的监督管理，适用本条例。

第三条【基本原则】全国碳排放权交易及相关活动应当坚持政府引导和市场调节相结合，坚持公开、公平、公正的原则，坚持温室气体排放控制与经济社会发展相适应。

第四条【职责分工】国务院生态环境主管部门负责制定全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，加强对碳排放配额分配、温室气体排放报告与核查的监督管理，会同国务院发展改革、工业和信息化、能源等主管部门对全国碳排放权交易及相关活动进



行监督管理和指导。

省级生态环境主管部门负责在本行政区域内组织开展碳排放配额分配和清缴、温室气体排放报告的核查等相关活动，并进行监督管理。

第五条【覆盖范围】国务院生态环境主管部门应当会同国务院有关部门，按照国家确定的温室气体排放控制目标，提出全国碳排放权交易覆盖的温室气体种类和行业范围，报国务院批准后施行。

第六条【登记机构和交易机构】国务院生态环境主管部门提出全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构组建方案，报国务院批准。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当按照本条例和国务院生态环境主管部门的规定，建设全国碳排放权注册登记和交易系统，记录碳排放配额的持有、变更、清缴、注销等信息，提供结算服务，组织开展全国碳排放权集中统一交易。

国务院生态环境主管部门会同国务院市场监督管理部门、中国人民银行和国务院证券监督管理机构、国务院银行业监督管理机构，对全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构进行监督管理。

第七条【重点排放单位】国务院生态环境主管部门根据国家确定的温室气体排放控制目标，制定纳入全国碳排放权交易市场的温室气体重点排放单位(以下简称重点排放单位)的确定条件，



并向社会公布。省级生态环境主管部门按照重点排放单位的确定条件，制定本行政区域重点排放单位名录，向国务院生态环境主管部门报告，并向社会公开。

因停业、关闭或者其他原因不再排放温室气体，或者存在其他不符合重点排放单位确定条件情形的，制定名录的省级生态环境主管部门应当及时将相关重点排放单位从重点排放单位名录中移出。

第八条【配额总量与分配方法确定】国务院生态环境主管部门商国务院有关部门，根据国家温室气体排放总量控制和阶段性目标要求，提出碳排放配额总量和分配方案，报国务院批准后公布。省级生态环境主管部门应当根据公布的碳排放配额总量和分配方案，向本行政区域的重点排放单位分配规定年度的碳排放配额。碳排放配额分配包括免费分配和有偿分配两种方式，初期以免费分配为主，根据国家要求适时引入有偿分配，并逐步扩大有偿分配比例。

第九条【重点排放单位义务】重点排放单位应当控制温室气体排放，如实报告碳排放数据，及时足额清缴碳排放配额，依法公开交易及相关活动信息，并接受设区的市级以上生态环境主管部门的监督管理。

重点排放单位应当根据国务院生态环境主管部门制定的温室气体排放核算与报告技术规范，编制其上一年度的温室气体排放报告，载明排放量，并于每年3月31日前报其生产经营场所



所在地的省级生态环境主管部门。重点排放单位对温室气体排放报告的真实性和准确性负责。

温室气体排放报告所涉数据的原始记录和管理台账应当至少保存五年。

第十条【排放核查】省级生态环境主管部门应当在接到重点排放单位温室气体排放报告之日起三十个工作日内组织核查，并在核查结束之日起七个工作日内向重点排放单位反馈核查结果。核查结果应当作为重点排放单位碳排放配额的清缴依据。省级生态环境主管部门可以通过政府购买服务的方式，委托技术服务机构开展核查。核查技术服务机构应当对核查结果的真实性和准确性负责。

第十一条【异议处理】重点排放单位对核查结果有异议的，可以自收到核查结果之日起七个工作日内，向组织核查的省级生态环境主管部门申请复核；省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内，作出复核决定。

第十二条【配额清缴】重点排放单位应当根据其温室气体实际排放量，向分配配额的省级生态环境主管部门及时清缴上一年度的碳排放配额。重点排放单位的碳排放配额清缴量，应当大于或者等于省级生态环境主管部门核查确认的该单位上一年度温室气体实际排放量。重点排放单位足额清缴碳排放配额后，配额仍有剩余的，可以结转使用；不能足额清缴的，可以通过在全国碳



排放权交易市场购买配额等方式完成清缴。重点排放单位可以出售其依法取得的碳排放配额。

第十三条【自愿减排核证】国家鼓励企业事业单位在我国境内实施可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目，实现温室气体排放的替代、吸附或者减少。

前款所指项目的实施单位，可以申请国务院生态环境主管部门组织对其项目产生的温室气体削减排放量进行核证。经核证属实的温室气体削减排放量，由国务院生态环境主管部门予以登记。重点排放单位可以购买经过核证并登记的温室气体削减排放量，用于抵销其一定比例的碳排放配额清缴。温室气体削减排放量的核证和登记具体办法及相关技术规范，由国务院生态环境主管部门制定。

第十四条【交易产品】全国碳排放权交易市场的交易产品主要是碳排放配额，经国务院批准可以适时增加其他交易产品。

第十五条【交易主体】全国碳排放权交易市场的主体包括重点排放单位以及符合国家有关交易规则的其他机构和个人。

第十六条【交易方式】碳排放权交易应当通过全国碳排放权交易系统进行，可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合国家有关规定的交易方式。

第十七条【禁止交易】各级生态环境主管部门、全国碳排放权注册登记机构、全国碳排放权交易机构、核查技术服务机构及其工作人员，不得持有、买卖碳排放配额；已持有碳排放配额的，



应当依法予以转让。

第十八条【交易规则】全国碳排放权交易机构应当充分发挥全国碳排放权交易市场引导温室气体减排的作用，并采取有效措施，防止过度投机，维护市场健康发展。

禁止任何单位和个人通过欺诈、恶意串通、散布虚假信息等方式操纵碳排放权交易市场。

第十九条【信息披露】重点排放单位应当在完成碳排放配额清缴后，及时公开上一年度温室气体排放情况。省级生态环境主管部门应当及时公开重点排放单位碳排放配额清缴情况。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当按照国家有关规定，及时公布碳排放权登记、交易、结算等信息，并披露可能影响市场重大变动的相关信息。

第二十条【风险防控】国务院生态环境主管部门应当会同国务院有关部门加强碳排放权交易风险管理，指导和监督全国碳排放权交易机构建立涨跌幅限制、最大持有量限制、大户报告、风险警示、异常交易监控、风险准备金和重大交易临时限制措施等制度。

第二十一条【碳排放政府基金】国家建立碳排放交易基金。向重点排放单位有偿分配碳排放权产生的收入，纳入国家碳排放交易基金管理，用于支持全国碳排放权交易市场建设和温室气体削减重点项目。

第二十二条【监督管理】县级以上生态环境主管部门可以采取



下列措施 ,对重点排放单位等交易主体和核查技术服务机构进行监督管理 :

- (一) 现场检查 ;
- (二) 查阅、复制有关文件资料 , 查询、检查有关信息系统 ;
- (三) 要求就有关问题作出解释说明。

国务院生态环境主管部门应当与国务院市场监督管理、证券监督管理、银行业监督管理等部门和机构建立监管信息共享和执法协作配合机制。

第二十三条【主管部门追责】 县级以上生态环境主管部门及其他负有监督管理职责的部门的有关工作人员 , 违反本条例规定 , 滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的 , 由有关行政机关或者监察机关责令改正 , 并依法给予处分。

第二十四条【重点排放单位追责】 重点排放单位违反本条例规定 , 有下列行为之一的 , 由其生产经营场所所在地设区的县级以上地方生态环境主管部门责令改正 , 处五万元以上二十万元以下的罚款 ; 逾期未改正的 , 由重点排放单位生产经营场所所在地省级生态环境主管部门组织测算其温室气体实际排放量 , 作为该单位碳排放配额的清缴依据 :

- (一) 未按要求及时报送温室气体排放报告 , 或者拒绝履行温室气体排放报告义务的 ;
- (二) 温室气体排放报告所涉数据的原始记录和管理台账内容不真实、不完整的 ;



(三) 篡改、伪造排放数据或者台账记录等温室气体排放报告重要内容的。

第二十五条【违规清缴追责】重点排放单位违反本条例规定，不清缴或者未足额清缴碳排放配额的，由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令改正，处十万元以上五十万元以下的罚款；逾期未改正的，由分配排放配额的省级生态环境主管部门在分配下一年度碳排放配额时，等量核减未足额清缴部分。

第二十六条【违规核查追责】违反本条例规定，接受省级生态环境主管部门委托的核查技术服务机构弄虚作假的，由省级生态环境主管部门解除委托关系，将相关信息计入其信用记录，同时纳入全国信用信息共享平台向社会公布；情节严重的，三年内禁止其从事温室气体排放核查技术服务。

第二十七条【违规交易追责】违反本条例规定，通过欺诈、恶意串通、散布虚假信息等方式操纵碳排放权交易市场的，由国务院生态环境主管部门责令改正，没收违法所得，并处一百万元以上一千万元以下的罚款。

单位操纵碳排放权交易市场的，还应当对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处五十万元以上五百万元以下的罚款。

第二十八条【机构交易追责】全国碳排放权注册登记机构、全国碳排放权交易机构、核查技术服务机构及其工作人员，违反本条例规定从事碳排放权交易的，由国务院生态环境主管部门注



销其持有的碳排放配额，没收违法所得，并对单位处一百万元以上一千万元以下的罚款，对个人处五十万元以上五百万元以下的罚款。

第二十九条【抗拒监督检查追责】全国碳排放权交易主体、全国碳排放权注册登记机构、全国碳排放权交易机构、核查技术服务机构违反本条例规定，拒绝、阻挠监督检查，或者在接受监督检查时弄虚作假的，由设区的市级以上生态环境主管部门或者其他负有监督管理职责的部门责令改正，处二万元以上二十万元以下的罚款。

第三十条【信用惩戒】国务院生态环境主管部门会同有关部门建立全国碳排放权交易主体和核查技术服务机构的信用记录制度，将相关信用记录纳入全国信用信息共享平台。

第三十一条【衔接条款】违反本条例规定，给他人造成损失的，依法承担民事责任。

违反本条例规定，构成违反治安管理行为的，由公安机关依法予以处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第三十二条【地方交易市场】本条例施行后，不再建设地方碳排放权交易市场。本条例施行前已经存在的地方碳排放权交易市场，应当逐步纳入全国碳排放权交易市场。具体步骤和办法由国务院生态环境主管部门制定。

本条例施行前已经存在的地方碳排放权交易市场，应当参照本条例规定，在碳排放配额的核查清缴、交易方式、交易规则、



风险控制等方面建立相应管理制度，加强监督管理。

纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位，不再参与地方相同温室气体种类和相同行业的碳排放权交易市场。

第三十三条【名词解释】本条例中下列用语的含义：

（一）温室气体：是指大气中吸收和重新放出红外辐射的自然和人为的气态成分，包括二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）、氧化亚氮（N₂O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF₆）和三氟化氮（NF₃）。

其他法律、行政法规对以上温室气体的管理另有规定的，按照其相关规定执行。

（二）碳排放权：是指分配给重点排放单位的规定时期内的碳排放配额。

（三）碳排放配额：1 个单位碳排放配额相当于向大气排放 1 吨的二氧化碳当量。

第三十四条【施行日期】本条例自 年 月 日施行。

7、菲律宾可再生能源项目 40%股比解决方案探讨（原创 中伦南锦林 海外电力 2021-3-18）

2021 年 1 月 29 日，世界自然基金会 WWF 举办了《中国-菲律宾可再生能源发展与投资》网络研讨会，邀请菲律宾可再生能源部门官员和中国法律专家对 CREZ 报告以及可再生能源发展状况和未来发展进行在线解读，总共有包括 50 余家中国企业和 10 家菲律宾本土企业参会。本文根据中伦律所南锦林律师在本次会议上的视频演讲整理——南律师提了一个解决 40%股比上限的新思路，行业可以讨论一下。相关阅读：菲律宾可再生能源发展历程简介

一、菲律宾可再生能源项目的投资机遇

1. 可再生能源计划的供电缺口以及发展潜力巨大。

根据《2012-2030 年国家可再生能源计划》到 2030 年，菲律宾计划水电容量将增加 160%，风电容量将增至 2,345 MW，光伏容量将增至 1,528 MW；《2017-2040 年菲律宾能源计划》到 2040 年，菲律宾将实现再生能源装机容量达 20,000MW，相比 2030 年的装机容量目标更



是提高了约 30%。菲律宾能源部公布的数据，2020 年菲律宾已实现再生能源装机容量 8,143MW，占 2030 年计划装机容量的 53.1%，尚存在 7,168MW 的缺口。

2. 电力市场灵活自由

菲律宾电力市场的正式改革始于 2001 年，国家电力公司（National Power Corporation）垂直垄断的电力市场转变为部分开放的电力市场，正式开放发电领域和配电领域，2002 年开始建设电力现货批发市场（Wholesale Electricity Spot Market，“WESM”）并于 2006 年在吕宋岛首次运营，发电企业和购电方可以在电力竞价池通过竞价的方式购售电力。目前，除输电网络全部由国家垄断之外，发电和配电领域基本已经全面开放。

3. 可再生能源鼓励新政频出

菲律宾政府出台系列激励可再生能源发展的新政，包括 2012 年以来推行可观的 FIT 电价（Feed-in-Tariff）；按照《可再生能源法案（2008）》要求出台可再生能源配额标准（Renewable Portfolio Standards），建立可再生能源证书交易市场；可再生能源配额标准对配电企业、发电企业等电力市场参与者必须购买一定份额的再生能源电量提出要求，且该购电份额应当每年至少增加 1%。

4. 政府补贴到位

菲律宾政府出台《绿色能源补贴计划》，截止到 2020 年 2 月，菲律宾能源部已经发布了 2,000MW 的再生能源项目招标计划（Green Energy Tariff Program），在封顶电价范围内，通过竞价方式确定再生能源电价，即绿色能源电价。相关配套措施已由菲律宾能源在 2020 年 1 月底发布征求意见稿，据报道 2020 年 7 月已由能源部长签署，进入了发布前程序。

二、菲律宾可再生能源法律法规及政策

菲律宾具有优厚的政策激励措施和完善的制度框架，所颁布的可再生能源法 Renewable Energy Act (2008), Republic Act No. 9513 是东南亚国家首部综合性可再生能源立法。可再生能源管理及推广机构，包括可再生能源管理局（Renewable Energy Management Board），国家可再生能源委员会（National Renewable Energy Board）和可再生能源信托基金（Renewable Energy Trust Fund）。

菲律宾推出可再生能源的激励政策，包括财政激励政策，如所得税减免、进口机械、设备、材料关税减免、设备和机械不动产税率、营业亏损抵免延期、加速折旧、零增值税率、现金奖励、碳信用额免税、国内设备和服务税收抵免、豁免普遍收费；非财政激励政策，如可再生能源配额制、上网电价制度、绿色能源购买可选制度、可再生能源净计量法等。

三、外商投资菲律宾可再生能源项目的法律风险

1. 菲律宾自然资源开发利用的双 40% 外资限制

菲律宾规定外国投资者在菲投资事宜的主要法律是第 7042 号法案《外商投资法案（1991）》（Foreign Investment Act of 1991）以及不时修订的《外商投资负面清单》。尽管根据《外商投资负面清单》，电站项目可以 100% 对外国投资者开放，没有持股限制。但由于《外商投资负面清单》规定外国投资者对自然资源开发利用项目的投资比例不得超过 40%，DOE 据此规定外国投资者对可再生能源电力项目的投资比例也不得超过 40%，在一定程度上限制了外国投资者投资再生能源电力项目的自由灵活度。且该 40% 限制不止是股权比例，也是董事人数和经营投票权比例的限制。

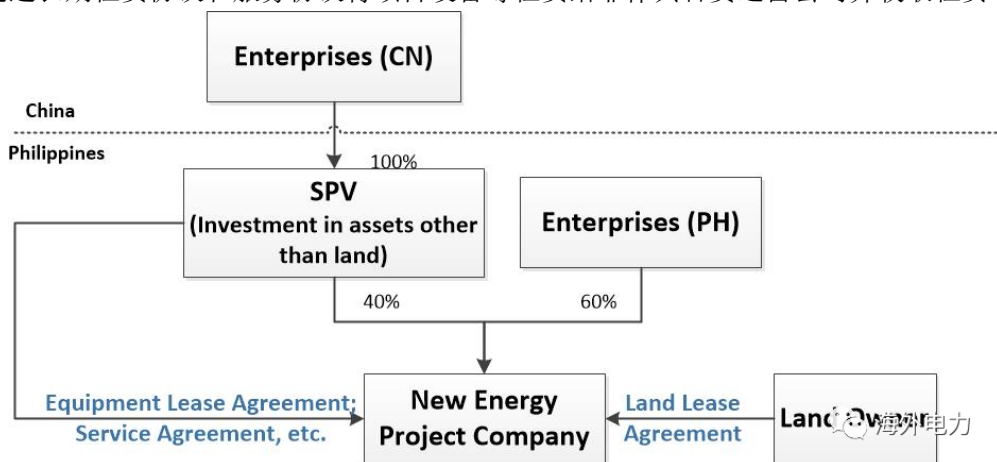
2. 如何合法规避外资股比限制及法律风险防控

1) 设置合法且可控的投资架构安排和协议控制

鉴于菲律宾法律对新能源项目的股权比例限制问题，为最大化地保障出资权益和对项目资产的控制权，中资公司可对特殊目的公司（SPV）进行投资并拥有资产（土地除外），土



地业主将土地租给外资及菲律宾合资运营公司，收取土地租金。合资公司拥有设备等资产，并通过长期租赁协议和服务协议将项目设备等租赁给菲律宾合资运营公司并收取租费。



通过投资架构安排和协议控制，使得设备所有权和运营权分离，并通过运用公司与资产公司签订的租赁协议、服务协议以及其他可能的融资协议等间接对运营公司进行控制，减少公司风险。但该架构需要考虑税务成本，最好通过融资尽调结果综合考量。

2) 做好项目尽调，选好本地合作伙伴

菲律宾相关法律规定，投资开发能源的合资公司在利润分配方面，不受股权投资比例限制，外资可获得的利润分配比例合理上限为 90%。有意参与菲律宾再生能源项目的投资者建议对此进行法律尽职调查。

中资企业需要认真、详细地研究新能源项目的行业政策、新能源资源情况及接入电网条件。同时，在项目开发过程中坚持诚信守法，与项目所在地政府及居民搞好关系，重视环保，与政治纷争保持足够的距离。

在菲律宾新能源项目上进行投资，必须重视优选本地合作伙伴。中资企业应挑选专业能力强且对华友好的本地合作伙伴，经营过程中也应当密切关注政局变化、劳资纠纷、汇率波动及设计施工标准差异等，最大限度避免此类风险的产生。

3. 新能源投资领域有望放开 40% 股比限制

从 2019 年 11 月开始，生物质发电和垃圾发电项目的外商投资不再受 40% 的投资比例限制，故不排除再生能源项目将来进一步对外资开放的可能。菲律宾能源部在 2020 年 7 月份暗示了放开可再生能源项目外资限制的计划，允许外国人完全拥有可再生能源项目——但优先考虑资金和技术壁垒较高的地热项目，由易而难。

4. FIT 电价到期/满额后电价政策尚不明朗

根据《可再生能源法（2008）》，风电项目、光伏发电项目、海洋能项目、径流式水电项目和生物质电力项目实行 FIT 电价，该电价水平相对可观。但是适用 FIT 电价的风电和光伏发电项目在 2016-2017 年早已达到 DOE 和 ERC 规定的容量限额，DOE 和 ERC 至今尚未出台相关规定扩大适用 FIT 电价的风电和光伏项目容量。对水电和生物质电力项目而言，由于一直未达到容量限额，经两次延期后已于 2019 年 12 月到期，后续项目能否继续享受 FIT 电价尚不明朗。

四、菲律宾购电协议（PPA）

购电协议通常是再生能源电力项目的收入来源保障。在菲律宾，对于取得 FIT 电价的再生能源项目，其最主要的项目协议为发电企业与国家输电公司（National Transmission Corp, “Trans Co”）签署的再生能源电费支付协议（Renewable Energy Payment Agreement, “REPA”）。



以 ERC 公布的标准 REPA 为例, Trans Co 作为基金管理人从 FIT 电价补助金基金向发电企业支付电费, Trans Co 支付的电费以电站实际发电量和 FIT 电价为基础。可以看到, 电费收入与实际所发且输送至计量点的电量挂钩, 这种电费机制在一定程度上可以保证投资者的电费收入和项目现金流。但另一方面, 再生能源的项目开发建设工作基本由发电企业自行完成, 除电费支付义务外, 购电方一般不对发电企业提供具体的协助和支持, REPA 也未对不可抗力、法律变更等非发电企业原因导致电站无法送电给发电企业带来的不利后果作出详细规定。

对于无法取得 FIT 电价的再生能源项目, 发电企业销售电力和取得电费收入的方式通常与传统能源电力项目相同, 发电企业可以选择与配电企业签署长期供电协议供应电力, 也可以选择与适格电力消费者签署短期协议(通常为两年)直接销售电力。此外, 对于额外电量, 发电企业还可以选择直接通过 WESM 以竞价的方式出售。

在菲律宾签署购电协议(PPA), 需要结合菲律宾惯例, 制定符合实际的电价机制, 积极探索建立多重保障机制以保证电费回; 此外, 要关注电网稳定情况, 核实技术要求, 保证电网设备设施符合协议规定; 提前锁定重要参数, 减少争议事项等。(长苏 整理)

国际电力微信群: internationalpower。

8、我国电价的国际比较分析(国家电网 2021-03-21 12:38)

电价是使用电能的价格, 单位为“元/千瓦时”, 即我们常说的“每度电多少元。”

电能生产需要将一次能源转变为电能, 再经过电网送到千家万户, 生产和传输电能的成本形成了电价。

我国的电价可以用如下公式表示:

上网电价+输配电价+线损折价+政府基金及附加=销售电价

其中, 上网电价补偿发电企业电能生产成本;

输配电价补偿电网企业电能传输成本, 包括电能传输过程中的损耗;

政府基金及附加由国务院批准, 为通过电价征收的非税收入, 用于补贴可再生能源发电、重大水利工程建设、水电站库区移民等;

销售电价是电力用户最终用电价格, 根据用电类别分别制定大工业、一般工商业及其他、居民、农业四类销售电价。

在国际上, 与 35 个经济合作与发展组织(OECD)成员国相比较, 与新兴经济体国家相比较, 与美国相比较, 我国电价均处于较低水平。

经济合作与发展组织(OECD)是由 38 个欧美主要国家、大洋洲、亚洲的日本与韩国、以及墨西哥和智利等中南美国家组成的政府间国际经济组织。

以下电价数据包含除以色列、哥伦比亚、哥斯达黎加以外的 35 个 OECD 国家与中国。

▲36 个国家(含中国)平均销售电价情况

从工业用户销售电价看, 2019 年, 35 个国际经合组织(OECD)国家的工业电价平均为每千瓦时 0.908 元; 我国为 0.635 元, 占 35 国平均水平的 70%, 在 36 个国家中列倒数第九位。

▲36 个国家工业电价情况

从居民用户销售电价看, 2019 年, 35 个 OECD 国家的居民电价平均为每千瓦时 1.352 元; 我国为 0.542 元, 仅占 35 国平均水平的 40%, 在 36 个国家中列倒数第二位。

▲36 个国家居民电价情况

从居民/工业比价关系看, 2019 年, 35 个可获得公开数据 OECD 国家的居民电价平均为工业电价的 1.53 倍; 我国居民/工业比价为 0.85 倍, 在 36 个国家中处于倒数第二位。

▲36 个国家“居民/工业”电价比价关系



新兴工业化国家一般认为包括中国、印度、泰国、马来西亚、菲律宾、土耳其、南非、巴西、墨西哥等 9 个国家。

2019 年，新兴工业化国家的销售电价平均为每千瓦时 0.759 元，较 OECD 国家平均水平低 26.2%。

我国销售电价为 0.611 元，高于南非、墨西哥和马来西亚，为 9 国平均水平的 80%。

▲新兴工业化国家平均销售电价情况

从工业用户销售电价看，2019 年，新兴工业化国家的工业电价平均为每千瓦时 0.755 元，较 OECD 国家平均水平低 16.8%。

我国为 0.635 元，占各国平均水平的 84%，高于南非和马来西亚，与墨西哥和土耳其大体相当，低于其他 4 国。

▲新兴工业化国家工业电价情况

从居民用户销售电价看，2019 年，新兴工业化国家的居民电价平均每千瓦时 0.766 元，较 OECD 国家均值低 43.3%。

我国为 0.542 元，仅占各国平均水平的 71%，高于墨西哥、印度、马来西亚，低于其他 5 国。

▲新兴工业化国家居民电价情况

从居民/工业比价关系看，新兴工业化国家的居民电价平均为工业的 1.03 倍，低于 OECD 国家的均值。

从以上数据可以看出，新兴工业化国家销售电价均值低于 OECD 国家、高于我国。

美国电价水平在 OECD 国家中均处于低水平，与新兴国家相比也处于较低水平；其中，美国工业电价仅略高于南非。

从销售电价看，2019 年，我国销售电价平均每千瓦时 0.611 元，低于美国的 0.732 元。

在用户类别结构上，美国是典型发达国家，居民用电占比大、价格高，工业用电占比小、价格低。

我国通过工商业用电补贴居民、农业用电，表现为工业用电占比大、价格高，居民农业用电占比小、价格低。

在地区结构上，两国均存在显著的地区差异。

美国高价地区主要为夏威夷等海岛以及纽约、加州等沿海发达地区，价格水平高于我国浙江、江苏等东部省份。

美国低价地区主要是中部地区，平均电价高于我国青海、新疆等西部省份，但工业电价低于我国西部省份。

从以上几组数据对比可以看出，与 OECD 国家和新兴工业化国家相比，我国电价明显处于较低水平；与美国相比，我国电价总体水平也低于美国。

9、中国加速迈向碳中和：一文读懂水泥行业碳减排路径（水泥 麦肯锡 2021-03-31）

在“中国加速迈向碳中和”系列的开篇文章中，我们畅想了 2050 年由电动汽车、氢气炼钢、光伏发电、绿色储能等新能源元素主导的碳中和世界，这一愿景的实现也意味着全球需要在 2030 年将人为造成的二氧化碳净排放量较 2010 年减少约 45%，到 2050 年达到“净零排放”。面对目标与时间的双重挑战，碳中和转型的道路亟待开启。在各国竞相开展具体的研究与落地工作之时，中国也在第七十五届联合国大会一般性辩论中率先提出了“碳达峰、碳中和”目标。

中国水泥行业碳中和转型的必要性

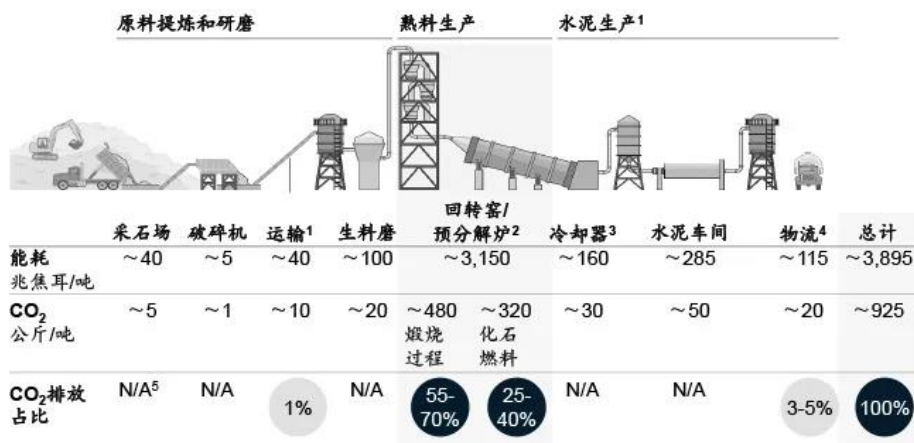


水泥行业是我国国民经济的重要基础产业，也构成了现代城市建筑的躯干。放眼全球，水泥行业贡献了碳排放总量的 7%。如果将全球水泥行业看作一个国家，那么它将是仅次于中国和美国的第三大碳排放国。我国生产全球近六成水泥，水泥行业碳排放量也逾全球水泥产业碳排放总量的一半。

水泥生产过程中的二氧化碳排放主要源于熟料生产过程（见图一），其中石灰石煅烧产生生石灰的过程所排放的二氧化碳，约占全生产过程碳排放总量的 55-70%；高温煅烧过程需要燃烧燃料，因此产生的二氧化碳，约占全生产过程碳排放总量的 25-40%。

图1 水泥制造是一个非常复杂的过程，熟料生产阶段排放约 95%的CO₂

水泥生产全周期过程中的能耗和排放细分



1. 假设1kWh/吨/100米
 2. 假设全球平均值，数据来自全球水泥和混凝土协会的《Getting the Numbers Right》报告(2017)
 3. 假设是5kWh/吨熟料的往复式炉冷却器
 4. 假设货车运输平均距离为200公里
 5. 排放被纳入电力行业

McKinsey & Company

资料来源：麦肯锡化工咨询业务；专家访谈；小组分析

目前，中国水泥行业碳排放量占全国碳排放总量的约 9%，是制造业中主要的二氧化碳排放源。中国是全球水泥制造第一大国，2019 年全球水泥产能为 37 亿吨，中国约占其中 60%。根据麦肯锡测算，要实现全球升温不超过 1.5℃的情境，到 2050 年中国水泥行业碳减排需达 70% 以上。

中国水泥行业碳减排路径

综合考量碳减排成本、技术可行性、资源可用性，我们认为需求下降、能效提升、替代燃料、碳捕捉技术的加速推动是中国水泥行业碳减排的重要抓手。据此，我们绘制了中国水泥行业从 2020 年到 2030 和 2050 年的碳减排路径图（见图二）。

综合能源转型委员会（ETC）、国际能源署(IEA)、中国水泥行业专家的意见，预计常规情形下的需求下降到 2050 年将贡献中国水泥行业约 27% 的碳减排，其主要动因是城市化和建筑业的增速放缓。随着我国城市化率趋于稳定，GDP 驱动的水泥需求预计会进一步下降，现有建筑的维修和更新将逐渐主导未来的水泥需求。此外，混凝土的替代建材（例如钢、预制材料、交错层积木材等）也将进一步降低水泥需求。然而，需求预测的准确性受城市化和建筑业发展实际情况的影响，若需求下降不及预期，则需要依靠其他抓手推动碳减排，特别是碳捕集与封存（CCS）。

能效提升是技术成熟的无悔之举，到 2050 年可为水泥板块贡献约 5% 的碳减排。水泥行业的能效变革包括两大方面：一是节电的减排贡献（包括原料研磨、预分解炉、水泥车间用

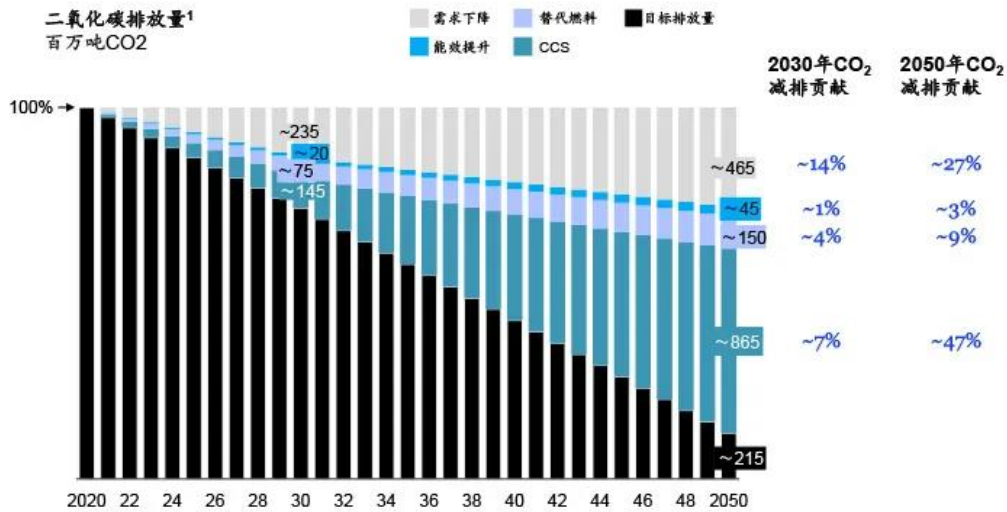


电等），为避免双重计算，我们将这部分潜力放在电力行业碳减排分析中另行展开；二是节省燃料的减排贡献，预计到 2030 年燃料消耗可节省 5%，到 2050 年可节省 14%。

替代燃料是更优先、更具成本效益的手段，到 2050 年可推动行业约 10%的碳减排。如果我们逐个分析可为水泥生产供热的主要燃料，会发现可再生废弃物是最可行的煤炭替代燃料：

图2 需求下降和CCS对1.5度路径中的CO2减排贡献最大

2020-2050年中国水泥行业二氧化碳排放量同比预测



McKinsey & Company

1. 基准排放数字基于自下而上的计算
资料来源: 专家访谈、小组分析

煤炭：目前为逾 95%的水泥生产供热，是现阶段石灰石煅烧使用的主要燃料源。由于煤炭价格低廉，煤炭燃料不太可能被完全取代，但会在燃料结构改善过程中不断降低份额，预计在 2050 年煤炭在水泥生产所使用燃料中占比 20-30%。

生物质：目前为不足 1%的水泥生产供热，被认为是无排放的清洁资源，并且搭配碳捕获技术可能产生净负排放。但中国生物质资源整体紧张，且多个行业均出现需求显著增长的可能，目前行业内仍没有公司用生物质为水泥车间供热。考虑到生物质供给端的不确定性，预计在 2050 年生物质构成水泥生产所使用燃料的 5-10%。

废弃物：目前废弃物为不到 5%的水泥生产供热，我们认为废弃物是更好的潜在碳减排资源。一方面有机废弃物可作为燃料，另一方面固体废弃物可代替熟料，减少石灰石的使用，从而进一步减少生产过程中的碳排放。同时，废弃物利用在我国有着政策利好、供应量相对持续、垃圾分类状况不断改善三方面支撑。预计在 2050 年废弃物构成水泥生产所使用燃料的 55-75%。

电力加热：对于水泥生产来说，采用电加热无论从技术要求（需要较高温度和功率）、设备改造还是运营经济性上看均不具备很高的可行性，未来可能不会成为重要的减排手段。

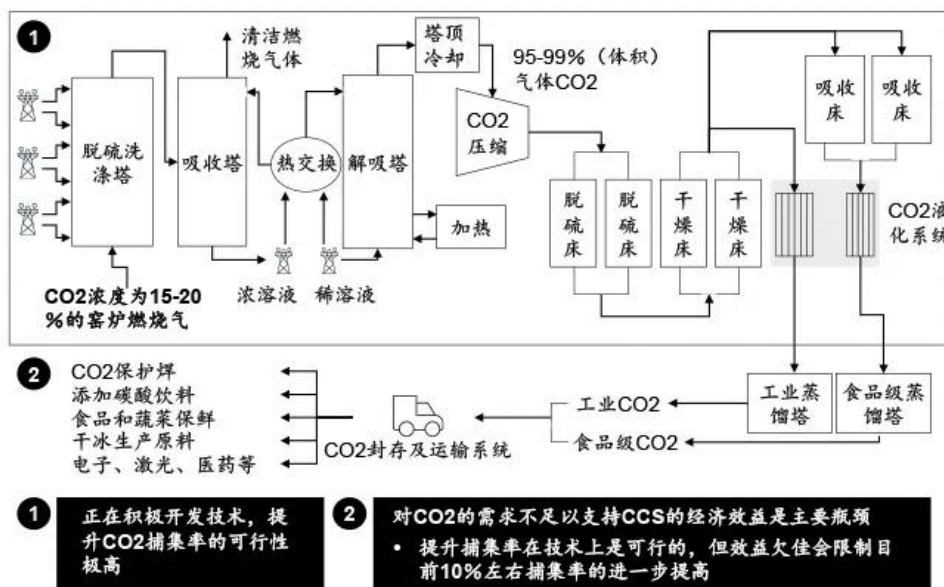
天然气：天然气虽不能帮助水泥行业实现燃料的零碳排放，但可以显著降低燃料的碳排放强度，因此可能在未来的碳减排中扮演重要的过渡技术角色；同时，天然气作为替代燃料也面临成本上升、设备技改等挑战。本文暂未对天然气在未来水泥行业碳减排路线图中的作用进行定量分析。



在需求下降、能效提升、替代燃料三大抓手均发挥作用的情况下，预计可产生的碳减排成效与 1.5°C情景下的碳减排目标之间仍有较大缺口，还需要新兴技术的支持。鉴于水泥生产中熟料工艺排放的特点，在没有新兴技术大规模代替熟料的情况下，碳捕集与封存（CCS）将成为水泥行业实现碳中和的唯一选择，预计到 2050 年需要贡献行业约 50%的碳减排。CCS 需要相匹配的地质条件，如靠近衰退期油田、盐水层等；且由于水泥厂规模较小、地点分散，单个企业难以承担大规模 CCS 基础设施建设，因此可考虑参与“CCS 工业园区”模式，与其他需要依赖 CCS 技术减排的行业（如钢铁、煤电等）组团开展试点，例如可以从行业集中度较高的河北或山东开始试验。

国内某水泥生产头部企业在 2018 年下半年推出了中国首个水泥 CCS 示范项目（如图三），目前也是国内唯一的水泥企业 CCS 项目。该 CCS 项目投资逾 5000 万元人民币，每年捕获二氧化碳约 5 万吨，捕集率约为 1/30，是一个小规模试点项目。未来水泥行业 CCS 试点的重点将聚焦于捕集技术的创新突破、捕集规模的大幅提升，以及 CCS 产业链的逐步搭建。

图3 某头部水泥企业的CO2捕集工艺和价值链



McKinsey & Company



此外，水泥行业也一直在推动二氧化碳养护混凝土等新兴水泥替代技术的发展（如图四）。碳养护混凝土技术是通过二氧化碳与混凝土中钙、镁组分之间的矿化反应，同时实现温室气体的封存以及混凝土强度和耐久性的提升，从而降低水泥使用量。然而该技术仍处于试点阶段，有待进一步规模化推广。另外，基于非碳酸钙的替代熟料技术也是行业未来技术创新的关注重点。

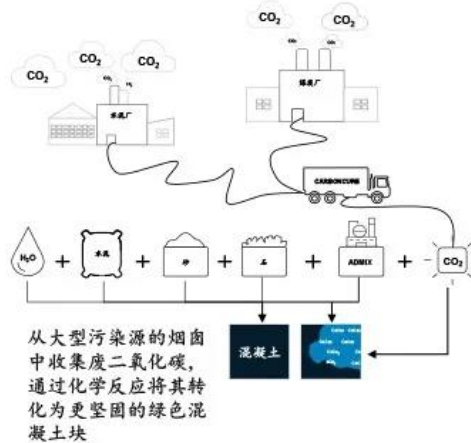
目前我国水泥熟料比为 0.67, 低于全球平均值 0.74。一个值得注意的政策趋势是，根据 2019 年 10 月 1 日起开始实施的 GB175-2007《硅酸盐通用水泥》国家标准第 3 号修改单，复合硅酸盐水泥 32.5 强度等级（PC32.5R）将取消，修改后将保留 42.5、42.5R、52.5、52.5R 四个强度等级。此举旨在提高水泥行业产能利用率和产品质量，但也会提升水泥行业的熟料使用比例，进而增加单位二氧化碳排放强度。要应对这一挑战，需要在满足建筑施工技术要



求的前提下，综合考量碳排放强度和熟料总用量之间的平衡关系，通过技术创新和突破来解决。

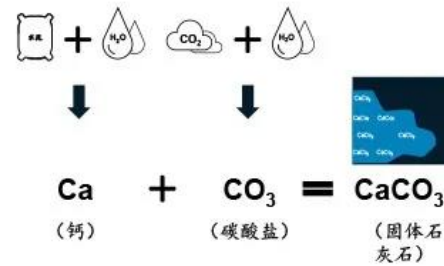
图4

由加拿大某科技公司最早推向市场的一种混凝土解决方案



化学原理

碳养护过程通过从最终排放处获取CO₂，遇水后生成CO₃（碳酸盐）。将其注入混凝土湿浆后，CO₃与钙（Ca²⁺）反应，在混凝土内生成固体石灰石



McKinsey & Company



我们深知水泥行业是高减排难度（hard-to-abate）的主要工业行业之一，这不仅是因为水泥有固定的工艺过程排放，更是由于水泥行业整体体量大但单体规模小，且因绝对价格较低而难以承受很高的减排成本，这些都为水泥行业 CCS 规模化和新兴水泥替代技术的大幅突破增加了难度。但同时，由于当前供给侧改革成效显著，水泥企业整体利润水平良好，行业整合度提升，正处于健康发展期，有能力未雨绸缪、大刀阔斧地推动技术创新，把握低碳转型机遇期。

对水泥企业的启示

1

捕捉低碳大势带来的商业模式变革机会，主动适应下游趋势

水泥企业应重新思考产品结构、合作关系和自身在整个建筑行业的价值位，评估建筑开发商等主要下游客户在低碳环境下的需求变化，对新增长机会尽早布局。例如，水泥企业可考虑推进替代建材领域的技术研发与企业收购，针对下游建筑商方面可能出现的新型建筑材料、建筑信息模型，以及预制化、模块化建筑解决方案进行提前布局，将生产与建筑信息模型结合，向下游拓展更多商业可能性。针对未来可持续燃料资源的获取（例如生物质能），水泥企业应当根据地区特征尽早布局，因为其他行业也将参与这场碳中和竞赛，也希望通过可持续燃料实现碳减排目标。

2

在“十四五”高质量发展的主题下，大力推动“低碳+数字化”的运营转型，将效率提升做到极致

深入理解“十四五”期间国家碳减排目标对水泥产业链的影响，主动开展端到端的碳足迹评估和减排成本曲线评估；将数字化运营与低碳转型相结合，利用人工智能和机器学习等手



段在生产过程中减少波动、提高能效，在持续改善经营效率的同时降低企业的能耗和碳排放。例如，一家欧洲水泥生产商通过创建窑炉热曲线的自学习模型优化窑炉火焰的形状和强度，节省了6%的燃料。未来的领先水泥企业可通过“低碳+数字化”的运营超越竞争对手。

3

关注低碳大势对水泥产业生态的中长期影响，探索可能的绿色增长新机遇

对新材料、新工艺和新减排技术领域保持追踪，在有条件的前提下进行试点，获取行业发展的先行者优势。对于产业链上新兴绿色产品可能出现的“绿色溢价”，通过开发相应的“低碳、零碳产品线”，在具有环保意识的客户那里赢得口碑。未来水泥行业的生态可能会被碳中和大势重塑，提前布局创新技术才是转危为机之道。

对政策制定者的建言

鉴于水泥行业碳减排技术选项少，且成熟技术（如替代燃料）和新兴技术（如CCS）之间过渡难度大，因此该行业的碳减排路径亟需强有力的政策支持。总体而言，首先是要有明确的方向和目标；其次是要尽快推出并落实将水泥纳入碳价格体系的政策；第三是加强对于新兴技术的定向研发和财务激励。如此一来，便可吸引更多资本的关注和支持，推动形成绿色水泥产业联盟，帮助水泥这一传统行业焕发新活力，支持中国碳中和旅程行稳致远。

结束语

实现“零碳中国”，需要未来十年持之以恒的关键举措与实际行动。我们认为，碳中和转型早已不是“可选项”，而是如箭在弦的“必选项”。我们希望通过近期推出的一系列文章为尽快落实碳中和转型提供思路和洞见，触发更多思维激荡和观点碰撞，与社会各界协力构建零碳社区，推动各方共同努力实现深度变革。

碳减排作为水泥行业重要问题，一直备受企业关注。为此，2021年4月20-21日，中国水泥网将在杭州举办以“同使命·谋创新·共发展”为主题的“2021中国水泥产业峰会暨TOP100颁奖典礼”，碳减排是其中的重要议题，诚邀业内人士前来共同深度探讨当前水泥及相关行业发展态势。

10、中国能建中标菲律宾15MW生物质电站EPC项目（带路高参私享汇2021-3-31）

近日，中国能建东电二公司收到中标通知书，成功中标菲律宾15MW DMCI巴拉望生物质电站设计、采购和施工EPC项目。

项目概况





项目建设地点位于一带一路沿线的菲律宾西南部巴拉望岛，公司负责承建一台 15MW 循环流化床锅炉，及其附属配套设施。该锅炉能够燃烧煤与岛内生物质燃料的混合物，是巴拉望岛上第一个使用最先进的循环流化床锅炉的燃煤发电站。



该项目是公司继马斯巴特生物质电站 EPC 项目后，在菲律宾收获的又一个生物质电站类 EPC 项目。此项目的获得，得益于东电二公司在马斯巴特 EPC 项目中的优质的履约，是东电二公司以履约促市场的又一重大成果，项目建成后将为巴拉望全岛居民供应优质、价廉的电力资源，以满足该地区日益增长的电力需求，促进菲律宾电力能源领域的发展。



11、参股带动 EPC 模式下“股权退出”方案的筹划（国际工程与劳务杂志 2021-3-31）

作者：朱林涛 范晓贝 王建伟



企业为稳定现金流和资金链，必须降低资产负债率，存在对已参股投资项目早退快退、及时收回股权投资和收益、提高资金利用效率、不断滚动开发新项目的内在需求。然而股权退出受到来自项目各方的诸多限制约束，需要基于项目具体情况进行细致分析和筹划。本文旨在梳理股权退出约束及应对方案，以期为国内同类企业进一步深化发展提供参考和借鉴。

股权退出约束

招标文件、股东协议、融资担保以及政府法规是股权退出主要面临的四类约束。前三者主要是项目所在国、开发方、融资方等项目直接参与方之间商业性约束，最后一个则是我国对境外投资的合规管理要求。

一、招标文件的限制

项目所在国政府机构为了保证项目招标结束后的履约执行，会在发布的招标文件中明确要求投标人或投标联合体具有丰富的行业经验、可靠的技术实力、雄厚的财务实力，并对股权转让退出提出明确规定。如孟加拉国某电力项目招标文件中规定，如果中标方的股东只有一家公司，则该股东在项目进入商业运营（COD）之后的6年内，持股必须保持在51%以上。如果中标方的股东是多家组成的联合体，则由该股东联合体中的领导股东负责牵头递交标书、投标保证金、履约保证金，领导股东在COD之后的6年内将必须保持持股51%以上，6年后保持持股40%以上。该股东联合体中的运营股东必须具有电站运维经验，且在COD之后的6周年内必须保持持股20%以上，6年后保持持股11%以上。再如印尼某批次IPP招标项目的PPA格式文本中，不允许任何股东在COD之后的3年内转让任何股份，3年后，股权转让需要满足特定条件。其中项目公司必须在项目融资偿还完毕之前维持33%以上的股权，任何第三方受让5%以上股权，均需提前获得电力公司的书面许可。

二、股东协议的限制

股东协议中对于股权转让的限制，主要出于两个方面原因。

一是为了满足项目招标、融资方面的要求，专门规定股权转让要遵循招标方、融资方在相关协议中的相关要求规定，以避免条款冲突、重新谈判、修改协议等耗时情况的发生。

二是为了维系双方合作关系，维护双方各自项目利益。如当小股东具备出售条件且有意出售全部或部分股权时，大股东可能会要求优先购买权或者约定只能出售给大股东。当大股东具备出售条件且有意出售全部或部分股权时，小股东可能会要求随售权。当股东之间发生违约事件时，守约方可能要求违约方按照溢价回购股权，或者折价收购违约方股权。为了进一步强化参股投资对项目EPC履约的保证，大股东可能要求小股东不得在项目质保期结束前退出，大股东回购股权给予小股东的收益率可能与项目运行质量挂钩。当然，小股东可能依据国资委相关规定要求，争取股权回购价格必须依据第三方权威机构的评估价值或者其他市场公允价值。

三、融资担保的限制

为了保证担保条件不弱化，融资银行会在担保协议中明确规定，项目股东在融资担保期限内转让股权必须经融资银行书面批准。如项目由中国信保提供中长期出口买方信贷保险产品，则相关股权变动也需要经过中国信保的批准。一般情况下，IPP项目特许经营期在25年左右，中长期贷款及担保可长达15年左右，这意味着参股股东的股权会被锁定15年甚至更久。相比于招标文件，融资文件中的限制时间更长也更具强制性，但在项目中后期仍可以实现彻底退出。

四、政府法规的限制

企业参股投资的股权退出存在客观合规约束。国资委在《关于中央企业境外投资监督管理办法》中从四个方面提出了退出的合规要求。

1.监管体系：企业要有境外投资项目的完成、中止、终止或退出制度。



2.事前管理：国资委依据相关法律、法规和国有资产监管规定等，从项目风险、股权结构、资本实力、收益水平、竞争秩序、退出条件等方面履行出资人审核把关程序。企业应当根据自身发展战略和规划，按照经国资委确认的主业，选择、确定境外投资项目，做好境外投资项目的融资、投资、管理、退出全过程的研究论证。

3.事中管理：企业应当定期对实施、运营中的境外投资项目进行跟踪分析，针对外部环境和项目本身情况变化，及时进行再决策。如出现影响投资项目实施的重大不利变化时，应研究启动中止、终止或退出机制。

4.风险管理：企业应当将境外投资风险管理作为投资风险管理体系的重要内容，强化境外投资前期风险评估和风控预案制订，做好项目实施过程中的风险监控、预警和处置，防范投资后项目运营、整合风险，做好项目退出的时点与方式安排。

股权退出方案的筹划

企业要实现参股带动 EPC 模式下股权投资的保值增值，必须在战略引领、依法合规、能力匹配、合理回报的原则下做好股权退出工作，确保自身既可以选择持有到期，通过稳定收取分红实现资本金及红利的收回，也可以在某个时点选择出售股权，获得资本对价退出。对于退出时点的选择，主要考量项目退出约束，平衡持股义务风险与分红收益，附加其他业务收益。

一、针对招标文件和股东协议文件的限制

参股投资主要面临的风险是大股东侵权风险和项目运营风险，可采取的防范措施有：建立完善的投资管理制度及执行机构；参与项目公司经营管理，积极行使权利、履行义务，争取关键事项一票否决权；争取运维合同；争取优先分红权；争取固定收益回购；购买投资保险。

二、针对融资文件中的限制

参股投资主要面临的风险除大股东侵权和项目运营风险外，还有融资担保风险。所采取的措施除以上举例之外，还可以争取 COD 之后担保条件更为宽松的再融资条件以及担保文件再谈判。

三、针对政府法规的限制

对政府合规风险点予以重点识别和规避、切实遵守政府相关法规，事先约定回购收益率或者按照市场公允价值/第三方权威评估机构评估结果制定回购价格，避免国有资产流失。

结论

股权限制来源各异，但所带来的风险基本相同，在项目开发前期阶段，可以根据项目具体情况选取制定相应的措施以防控后续投资风险。如东南亚某参股投资带动 EPC 模式的燃气电站项目，在前期开发工作中，综合考虑参股投资的“增值服务”价值以及大股东实力强劲的股权结构，探讨了“小比例股权投资+固定收益回购”模式，锁定 EPC 合同和投资收益，后期也实现顺利退出，释放占用的资金投入到新开发的项目，实现了参股投资带动 EPC 模式下最为理想的结果。

在市场开发前期阶段，即应与合作方共同梳理出参股股东的参股价值、项目对股权退出的各种“锁定”限制条件和风险因素，并作为谈判过程中的定价基础，将股权退出与项目定价逻辑相统一。

股权有序退出强调的不是退出时的时点动作，而是退出前的风险收益动态平衡过程，需要根据项目中股权退出方面存在的各种约束条件，有层次、有选择地提出兑现收益和终止风险的初步意向、计划安排、协议约定等。



参股投资工作需要职能部门在各层级监管和各外部约束之下，不断加强前期工作阶段中股权投资与退出、融资与担保等整体架构的筹划和搭建能力。

12、创新发展模式，推动海外投资高质量发展（原创 盛玉明 国际工程与劳务杂志 2021-3-24）

作者：盛玉明

当前，国际形势正发生复杂深刻变化，尤其在新冠疫情持续影响下，世界经济增长持续放缓，各国基建项目资金短缺，不少国家的基建计划被搁置或取消，市场风险显著增加。同时，部分发展中国家进入债务还款高峰期，全球基础设施建设市场资金缺口持续扩大，传统的施工总承包、EPC、金融信贷模式发展面临瓶颈，各国政府和业主越来越多地要求承包商参与项目投资、开发及运营。开展投融资创新，实施“投建营一体化”发展，成为中国企业对外承包工程业务转型升级，推动企业高质量发展的必然选择。

中国电建集团海外投资有限公司（以下简称“电建海投公司”）作为中国电力建设集团有限公司从事海外投资业务的专业化公司，积极探索、不断创新、勇于实践，在老挝、柬埔寨、尼泊尔、巴基斯坦、印尼、孟加拉国、澳大利亚、缅甸、刚果（金）、中国香港、新加坡、迪拜、泰国等14个国家和地区，投资和运营项目，净利润保持稳健增长，为集团国际业务转型升级作出了重要贡献。

坚持战略引领打造核心能力

战略赢是大赢，战略输则是大输。电建海投公司始终坚持战略引领，注重做好顶层设计。公司从成立之初，就研究制订了企业中长期发展战略规划，明确“全球绿色清洁能源的优质开发者，项目属地经济社会的责任分担者，中外多元文化融合的积极推动者”的发展定位，提出“打造四大海外平台、落实五大坚持，建设六种核心能力”的战略构想，遵守战略契合、能力可及、风险可控、效益可期原则，推进海外投资业务持续快速发展。

一、四大平台

- 1.海外投资平台——以投资为先导，做大海外电力能源资产规模，成为重要的利润中心。
- 2.海外融资平台——以融资为支撑，不断拓展股权、债权等多元融资手段，成为集团重要的海外融资平台。
- 3.海外资产运营管理平台——以项目运营为持续盈利来源，打造海外运营管理标准化体系，培养海外运营管理专业团队，实现对投产项目的高效管理。
- 4.全产业链升级引领平台——发挥投资引领作用，带动集团内部设计、施工、制造、监理等业务的海外拓展和整体升级发展。

二、五大坚持

坚持战略引领、坚持问题导向、坚持底线思维、坚持复盘理念、坚持管理创新。

三、六种核心能力

投资开发、项目融资、建设管理、运营管理、资源整合、风险管控能力。

遵循投资规律抓住核心要素

在开展海外投资业务中，电建海投公司积极探寻规律、认识规律、敬畏规律、遵循规律，树立投资项目全生命周期管理理念，形成了海外电力投资“6655核心要素”管控理念。

一、项目开发阶段

关注“技术、消纳、土地、环评、回报、协议”六大要素，确保项目技术可行、指标合理、消纳可靠、征地合法、环评获批、稳定收益、协议严谨、风险可控。

二、项目融资阶段



关注“架构、保险、土地、成本、风险、协议”六大要素。做好投融资架构的顶层设计，努力降低融资成本，统筹中国信保政治保险及相关商业保险，及时合法完成土地注册，确保融资协议签订和融资关闭，保障项目按期开工建设。

三、项目建设阶段

关注“进度、质量、安全、成本、环保”五大要素，确保进度受控、质量合格、安全生产、成本可控、环保达标。

四、项目运营阶段

关注“电量、电费、安全、效益、责任”五大要素。确保多发电、多上网，项目能够及时回收电费且效益良好。此外要注重安全连续稳定生产，积极履行社会责任。

创新融资模式打造核心优势

电建海投公司高度重视融资能力的建设，并将融资能力作为六大核心能力之一重点加强，培育打造核心优势。

一、积极打造海外投融资平台

早在2013年，电建海投公司就在香港设立了投融资平台——香港公司。目前，已有7个项目通过香港公司作为投资主体进行控股，实现多层次投资架构的科学设计。作为境外融资平台，香港公司从2014年起陆续完成15亿人民币债、18亿美元永续债和3亿美元高级债的发行，于2015年引入优先股股权投资人。香港公司在开拓海外市场空间、盘活境外资产、对接国际金融市场、降低资金成本方面发挥了重要作用。2015年，电建海投公司又成立了新加坡控股公司，实现海外融资平台多点布局，在更大范围内拥抱和融入国际金融资本市场。

二、不断拓展多元化融资渠道

境外电力能源基础设施项目融资模式主要包括股权融资和债权融资。股权融资主要是指第三方股权合作、项目股权私募基金、ABS资产证券化等，债权融资主要包括项目融资、企业债券融资、过桥贷款与融资置换、应收账款保理、中国信保担保短期融资等。

电力投资项目资金需求金额大、期限长，传统融资方式依托企业长期运营积累的资信和评级，增加担保负担。电建海投公司积极寻求以项目融资模式解决海外项目建设资金需求，最大程度隔离股东风险，释放股东担保资源，促进企业高质量和可持续发展。目前，已累计在巴基斯坦、老挝、印尼、澳洲成功实现多个项目的融资关闭。

经过多年探索实践，公司融资模式不断创新，融资渠道更加多元化。信用结构逐渐从完全追索到有限追索到无追索融资，融资银行从独家到银团，银行性质从政策性银行扩展至商业性银行和外资银行，项目类型涵盖水电、火电和风电。

创新财务管理强化价值创造

一、充分提高资本利用效率，加快海外板块结构调整

资产经营是企业生产经营的基础上，借助于企业资产的流动与重组而展开的战略性、超常规的经营活动。电建海投公司高度重视资产经营工作，将其作为盘活存量资产、加快资金回流、提高资本利用效率、推动海外投资板块结构调整的重要途径。2020年，电建海投公司积极研究探索出售、转让、资产证券化等加快盘活存量资产方式途径，合规开展协议谈判、资产评估、涉税管理等各项重点工作，投资项目股权重组工作实现零的突破。2020年12月，成功完成甘再水电站项目的股权转让。

二、构建以竣工财务决算为导向的全过程跟踪咨询体系

电建海投公司不断创新，探索构建以竣工财务决算为导向的全过程跟踪咨询体系，涉及投资项目建设全生命周期内的前期可研咨询、工程设计咨询、招标咨询、造价咨询、合同管



理、设备材料物资管理、档案管理等方方面面，利用外部专业力量提升投资项目投资概算控制能力、业务合规控制能力和精细化管理能力，对境外投资项目竣工财务决算工作质量提升、项目公司管理提升发挥重要促进作用。

三、不断提升境外投资项目全生命周期税务管理工作水平

结合投资项目“开发、融资、建设、运营”全生命周期各阶段的特点，电建海投公司创新开展投资项目全生命周期税收管理工作。在项目开发期，通过税制调研、税收筹划和投资架构设计，详细制订税务管理方案；在项目融资期，积极参与融资方案设计和融资协议谈判，提升投资项目效益；在项目建设期，密切联系投资项目参与各方，统筹推进各项税务管理基础工作，确保税收筹划方案落地落实；在项目运营期，建立健全税务管理及风险防控制度和税务风险定期评估机制，提升税务风险防控能力和全员税务风险防控意识。

创新管控体系打造一体化模式

通过探索和实践，电建海投公司在境外电力能源项目投资开发中建立了一套行之有效的“421”管控模式。

一、“四位一体”建设管理组织管控模式

以投资为引领，依托中国电建全产业链优势，采用业主、设计、监理、施工“四位一体”建设管理组织管控模式，促进全产业链一体化“走出去”。该模式充分发挥参建单位的专业优势，实现了资源共享和集成管理，提高了建设效率，降低了经营成本，实现了参建各方价值创造最大化。

二、“两位一体”运营管理组织管控模式

充分利用中国电建全产业链一体化资源优势，建立业主单位与委托运维单位联合管控的“两位一体”电力生产组织管控模式。业主单位和委托运维单位在合同框架范围内，围绕共同目标，通过建立实施评价、考核、奖惩激励机制，有效调动委托运维单位积极性，促进电站良好运行，达到双赢效果。

三、“投建营一体化”发展模式

依托集团全产业链资源优势，采用“投融资、建设、运营一体化”发展模式，协同发展投融资、建设管理、运营管理主要业务，助力集团产业升级和“走出去”，以模式创新和管理提升带动集团企业走得稳、走得好。

打造管理理念培育特色文化

电建海投公司在8年多的改革发展实践中，通过不断反思、不断复盘、不断学习，总结提炼形成了“518”管理理念，即投资五项原则和18条海投语录。

一、投资五项原则

一是投资决策时要问自己“能否说服自己”。

二是投资项目要做到“三分投七分管”，管理比投资还重要。

三是项目管理要做到介入式服务管理。

四是项目管理要做到“两不超”，即不超工期、不超概算。

五是项目管理要做到“三个零”，即零质量事故、零安全事故和零环保投诉”。

二、18条海投语录

主要包括：海纳百川，投创未来；天道酬勤，行稳致远；幸福是奋斗出来的；专业的人做专业的事；风险管控永远是第一位的；胜则举杯相庆，败则拼死相救；奖励阶段性成果，形成正能量；要保持谦虚的外表，骄傲的内心，勤奋的工作；组织能让平凡的人做出不平凡的事，让优秀的人更加优秀等。这些管理理念是电建海投公司在业务拓展中经过时间和实践检验的有效管理思想，反映了企业上下对8年多来海外投资业务实践的共同认知，包含了企



业发展的管理思想、做人做事的优良品质，揭示了海外投资建设运营的规律认识，成为指导企业管理升级和防控风险的有效认识论和方法论。

面对海外市场的新形势、新任务、新挑战，中国对外工程承包企业要坚持战略引领，保持战略定力，遵循发展规律，不断创新投融资模式路径，积极推进投建营一体化发展，顺势勇为，努力推动企业转型升级，实现高质量发展。

13、中央企业在海外并购中的几点思考（原创 赵月 国际工程与劳务杂志 2021-3-25）

作者：赵月

海外并购已成为中央企业参与国际竞争和全球资源配置的重要方式。相比于国内市场，海外市场并购面临了更多法律政策环境、投资规则、并购程序等方面的不确定因素，而并购后的整合更是给企业带来巨大挑战。本文基于目前企业在海外并购市场中面临的实际困难提出措施建议，旨在为中央企业开展并购活动提供参考。

并购标的的选择

并购标的的选择是确保并购成功的首要条件。中央企业要以国家政策和企业战略为前提，有效定位并购标的。

一、响应国家外交政策，匹配企业战略规划

在海外并购活动中，国家战略鼓励的国别和产业往往能获得较多政策倾斜，企业不但能享受国家层面签订的一揽子优惠条件，在并购推进中也更易纳入金融机构的“绿色通道”，优先获得信贷支持。在服务国家政策的同时，中央企业也要坚持效率优先的原则，充分研究自身战略规划、资本实力、管理水平和抗风险能力，这样在并购活动中才能突出主业优势，形成协同效应。

中国电建集团海外投资有限公司（简称“电建海投公司”）作为中国电建集团实施全球发展战略的排头兵，紧跟国家战略深耕“一带一路”市场，充分依托集团“懂水熟电、擅规划设计、长施工建造、能投资运营”的全产业链优势，积极开发海外电力投资项目。近年来，电建海投公司以股权并购的形式获得孟加拉国巴瑞萨燃煤电站及缅甸皎漂燃气电站等多个项目开发权，不但实现了海外电力投资市场份额的大幅提升，也有力带动了集团设计、施工、运维等集群式“走出去”。

二、明确并购目的，有针对性地选择并购标的

首先应考虑清楚为什么要开展海外并购，在明确并购目的的基础上再进一步考虑到何处并购、选择哪个产业并购，最终确定合适的并购标的。

企业海外并购的动因主要包括以下三类。

1. 拓展海外市场，降低对国内市场依赖。
2. 获取优质资源，增强企业竞争力，如廉价生产原料和劳动力、特许经营权利、先进技术、管理经验、营销网络、专业人才和品牌商标等。
3. 进入新行业，分散投资风险。根据不同的并购动机，企业在并购标的的选择上有不同的侧重点。以中国石油并购哈萨克斯坦PK石油公司为例，其收购动机主要立足于获得油气资源、快速扩大其在中亚地区的经营规模，能够产生较大协同效应。

尽职调查的范围和重点

海外并购面临的突出问题是买卖双方存在信息不对称。现实中绝大多数良好运营、资金充裕的企业不会选择出售，因此买方要充分利用各种渠道，多维度、全方位地了解目标公司的真实情况，客观评价其资产质量和盈利能力。买方应当选择无利益关联的独立第三方专业咨询公司开展尽职调查工作，避免卖方过分夸大公司盈利能力，隐藏潜在风险。

一、财税尽调



财税尽调主要是为了还原目标公司的真实报表。通过分析财务报表中资产负债、营收、成本、利润等关键指标，买方能了解目标公司及股东的财务状况，从侧面掌握目标公司的治理管控情况。例如通过计算营运资本，买方能初步分析目标公司是否存在组织机构庞大、员工冗杂的问题，从而提前研判并购后的公司管理模式。

二、法律尽调

法律尽调应当聚焦目标公司的合法合规状态以及并购后的潜在法律风险。买方能特别关注目标公司是否存在诉讼、未决及潜在诉讼，及时识别潜在风险并着力应对。例如，若买方预计在收购完成后对目标公司实施机构压减、员工解聘等商业安排，则需要结合当地政策测算裁员的赔偿金额，在交易谈判中争取降低股权交易对价，转移潜在风险。

三、商业尽调

商业尽调能够帮助买方了解目标公司的商业模式和市场地位，判断业务协同性。买方应当根据目标公司的现有存量项目，结合行业市场容量和需求，判断并购后的协同效益，选择具有潜在盈利能力和成长空间的目标公司。需要提醒的是，若目标公司的业务领域跨界较广，买方要充分考虑是否要求卖方在交割前完成非并购标的业务的剥离，避免后续造成整合管理负担。

股权交易对价的确认

股权交易对价反映了目标公司的股权价值，这是海外并购中买卖双方的谈判焦点。买方应着重考虑两点。

一是要以客观公正的价值评估为基础，确定交易对价区间。根据当前监管政策要求，中央企业在实施并购前须聘请具备资质的第三方评估公司开展目标公司资产评估，由评估公司按照收益法、市场法、资产基础法等估值方法计算股权价值。买方要以该估值报告为参考，设定交易对价上限。

二是充分考虑潜在风险对股权价值的影响，制定估值调整机制。如对目标公司未来业绩进行约定，若目标公司经营业绩未达到约定指标，后者某重大潜在风险问题在一定期限内实际发生，目标公司的估值将相应调减，卖方返还相应支付对价。

交易方案的设置

交易方案是买卖双方达成并购行为的具体体现，交易方案要综合考虑风险防范、资金准入和回收，以及并购后的经营方针、整合策略等因素。

一、灵活选择交易方式

探索多种交易形式而不局限于单一的完全收购（即收购 100% 股权），例如合作伙伴、部分股权收购等。中国企业在收购中偏向于寻求对收购对象的完全控股，但这种交易对整合有高度要求，也容易引起监管机构的警惕。

以孟加拉国巴瑞萨燃煤电站项目为例，电建海投公司没有实施 100% 股权收购，而是保留了卖方的部分股权，并约定只有在项目完成特定事项后，卖方才有权退出项目投资。这种形式有助于绑定买卖双方利益，建立命运共同体，从而保证卖方对项目推进工作的支持。

二、拓宽并购融资形式

通过定向增发、资产入股、股权互换等多种出资方式替代单一现金支付，降低并购成本和风险。与现金支付相比，非现金支付可以降低出资企业的现金压力，通过股权互换等方式，出资方还能够同原股东共同分担目标公司未来经营风险。

三、实施或有风险缓释方案



充分利用资金托管等商业安排，缓释并购风险。例如通过设立第三方托管账户，将交易对价的一定比例存入托管账户，约定只有在卖方履行相关法律、税务等事项后，才可将该笔托管金额返还卖方，从而促进卖方严格履约。

统筹谋划整合方案

整合成败将直接影响企业能否实现并购交易的预期目标和收益。在制定和实施海外并购整合方案时，企业应当规划好“人、财、时间”三大管理要素。

一、建立高效的团队

设立专门的整合管理机构负责指挥和协调整合工作，健全良好的督导、反馈和调节机制。如中国电建在收购德国 Carbotech 公司后设立了整合管理办公室，负责整合工作的协调指挥和监控协调，在收购后一年内有效推行整合管理方案，取得了良好的效果。

二、规范财务支持计划

目标公司通常都面临一定的资金压力，亟需买方在并购后提供股东财务支持。对此，买方应从尽职调查中认真分析目标公司经营亏损点及深层次原因，根据资金需求的轻重缓急制定详细的资金支持计划，包括资金类别（流动性资金、保函额度等）、金额及支付时间等，确保专款专用。例如，若目标公司存在多笔逾期债务，要系统梳理各债务的利率、费率等指标，优先偿还利率较高的债务以减轻利息支付压力。

三、明确任务节点计划

并购整合工作并非一蹴而就，应当分解阶段性目标，制定近期、中长期规划并列出具体的措施。例如约定近期整合目标为实现并购公司扭亏，期限 1-2 年，具体措施为稳定核心团队，优化公司组织架构和绩效管理体系；中期目标为加强协同融合、提高盈利能力，期限 2-5 年，具体措施为整合资源引入新的项目机会等。

（作者单位：中国电建集团海外投资有限公司）