



节能动态

(2021 年第 07 期)



中材节能国际投资有限公司

2021 年 07 月 31 日



目 录：

- 1、厂网再“合一”愿意么？发电企业建电网，国家电网抢光伏 都来了（原创 2021-07-06 北极星电力网）
- 2、生态环境部叫停重点区域建设项目新建燃煤自备电厂——燃气发电能否“借机上位”？（《中国能源报》（2021年07月05日第13版）
- 3、发改委：积极推行分布式能源及光伏储能一体化系统应用（能源日参 7月8日）
- 4、刚刚，中国碳市场重磅开市！规模全球第一！首笔交易 790万元，哪些股票将受益？（21记者 股市红红红 7月16日）
- 5、中国企业对外投资的政治风险分析展望及对策建议（黄鑫 大海外 7月21日）
- 6、缅甸“军变”对中企在缅项目风险影响与应对建议（大海外 2月8日 作者 ICOVER 安投平台）
- 7、甘肃新能源陷入“超额获利回收”困局（原创 武魏楠 能源杂志 7月30日）
- 8、专访殷雄（上）：化石能源与可再生能源的“平衡”非常重
要（原创 武魏楠 能源杂志 7月28日）
- 9、储能爆发前夜，新能源配储若干难题待解（原创 武魏楠 能
源杂志 7月21日）
- 10、为什么煤电不可缺失（上）：灵活性煤电的必要性（原创 罗
盾 能源杂志 7月19日）



11、为什么煤电不可缺失（下）：市场机制的重要性（原创 罗盾 能源杂志 7月20日）

12、如何提高非洲项目追踪能力（原创 郝领东 国际工程与劳务杂志 2021-7-31）

13、尼泊尔水电投资开发程序探索（原创 刘泽庆 胡伟山 国际工程与劳务杂志 7月13日）

14、如何逐鹿越南光伏下半场？（原创 国复咨询 走出去情报 7月30日）



1、厂网再“合一”愿意么？发电企业建电网，国家电网抢光伏 都来了（原创 2021-07-06 北极星电力网）

昨日，国家发改委正式公布了《关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项》的文件，文件提出五大举措，分别为：高度重视电源配套送出工程对新能源并网的影响；加强电网和电源规划统筹协调；允许新能源配套送出工程由发电企业建设；做好配套工程回购工作；确保新能源并网消纳安全。

文件透露，该政策下发的背景为在碳达峰、碳中和目标背景下，风电、光伏发电装机将快速增长，并网消纳成为越来越重要的条件；下发的目的为更好推动我国能源转型，满足新能源快速增长需求，避免风电、光伏发电等电源送出工程成为制约新能源发展的因素。

在该政策文件中，“允许新能源配套送出工程由发电企业建设”成了业内讨论的焦点。

在我国进行第一次电改时，国家电力公司管理的电力资产按照发电和电网两类业务进行划分，厂网分开实行。这一“分”，到如今已近 20 年。所以，按理说，新能源配套送出工程属于电网的范畴，理应由电网企业来投资建设。

但据北极星电力网了解，由于这些年我国新能源发展较快，有些地方电网投资跟不上、电网建设工程滞后，发电集团已经垫资建设了一些新能源配套送出工程，该文件也是对已经发生的事做了政策上的确认。

“这是非常时期推出的非常之举。”中国能源研究会理事陈宗法表示，“我们发电企业可以垫资建设，但希望电网公司能按照协议及时回购。”

谈到这一新政时，发电集团人士最担心的还是“做好配套工程回购工作”这一举措。“若不能够及时回购，签署相关协议，发电企业的负担还是比较重的。”

五大发电旗下正在做大型光伏电站开发的某位负责人也对北极星电力网表示，该政策便于项目快速推进和落地，利于双碳目标实现。但要出台后续的回购政策及相关补贴政策，毕竟厂网已分开多年，管理界面较清晰。此外，接入和消纳会不会成为下一个卡点值得深思。

从近两年新能源装机的增长速度、国家的政策导向和发电集团投资新能源的决心与规划来看，发电集团为了完成自身承诺的“双碳”目标和新能源装机占比目标，定会不留余地地推进集团新能源开发，那么，由发电集团垫资建设新能源配套送出工程的情况将越来越多。

而就在不久前，由于国家能源局正式启动整县屋顶分布式光伏开发试点，国家电网公司随之下发了《关于积极争取整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点的通知》，表示为落实国家能源局的要求，将全力开拓分布式光伏市场。

厂网再“合一”，都是为了新能源？（来源：北极星电力网）

2、生态环境部叫停重点区域建设项目新建燃煤自备电厂——燃气发电能否“借机上位”？（《中国能源报》（2021年07月05日第13版）

燃气发电运行灵活，机组启动快，像年轻人一样反应灵敏，既可基荷发电，也可调峰发电，便于接近负荷中心，提高供电可靠性，减少送变电工程量，具有极强的适应能力。

近日，生态环境部下发文件要求，重点区域建设项目原则上不得新建燃煤自备电厂，鼓励使用清洁燃料。

随着可再生能源的快速发展及减碳目标的确定，“十四五”将是我国能源向清洁化转型的关键期，燃气发电配合可再生能源的发展思路被认为是能源转型的



有效路径。数据显示，2020 年我国燃气发电仅占发电总量的 3.2%，仍有巨大发展空间。

但同时，燃气发电还面临着环保要求偏高，调峰价值尚没有完全体现，维护成本过高等诸多问题。

未来，燃气发电该如何更好地释放经济性，并找准定位优化运行，让每度电更有价值？中国能源研究会理事陈宗法表示，在市场化改革过渡期、能源清洁转型期、油气对外依存期，相关部门应保持对气电的政策支持力度，更稳妥、积极地推动气电竞价上网。

成本偏高，经济性优势不足

陈宗法介绍，“十三五”末我国燃气发电装机规模比“十二五”末增长了 75%，但总装机量仍未达到“十三五”规划中设定的 1.1 亿千瓦目标。截至 2020 年底，我国燃气发电装机容量为 9802 万千瓦，占全国发电装机总量的 4.5%，仅为火电装机量的 7.9%；发电量为 2485 亿千瓦时，占全国总发电量的 3.26%，与欧美地区 25%-35% 的比例仍有一定差距。

“经济性优势不足制约其发展步伐，也导致其市场竞争力不足。用户能否用的上、是否用得起是燃气发电亟待解决的问题。”陈宗法说。

数据显示，2020 年入冬以来，国网区域气电最大发电能力仅为装机容量的 40%，华东燃机缺气停机比例超 70%，全国平均燃机利用小时数为 2618 小时，仅是煤机利用小时数的 60%。

以热值计算，每立方米天然气大概可以发电 3.3 度。燃煤电厂的发电成本约为 0.2—0.3 元/千瓦时，只有当天然气价格在一元左右时才能勉强与煤电相抗衡。目前，燃气发电成本为 0.6 元-0.7 元/千瓦时，是平价风电光伏的两倍。

“若利用小时数能达到 4000 小时，气电经济性才能得以释放。但以目前的利用小时数来看，气电平均每度要比煤电贵 0.4 元-0.5 元，毫无经济优势可言。”某证券公司市场研究人士指出。

与此同时，我国天然气对外依存度较高，关键装备主要依赖进口，过高的价格限制了其增长。目前各地燃气发电的燃料气价格约为 2.2 元-2.7 元/立方米，天然气成本占气电总成本的 80%，对气电企业带来较大经营压力。

“在碳达峰、碳中和目标下，未来‘新型电力系统’的构建已明确以新能源为主体，燃气发电还将面临新能源发电平价上网的竞争。”陈宗法说。

灵活性更强，调峰替代优势明显

受访人士均表示，尽管燃气发电面临诸多挑战，但也存在巨大发展机遇。

陈宗法表示，一方面，燃气发电项目承担的经济风险高于燃煤发电厂，特别是 LNG 发电成本一般远高于燃煤电站。“但燃气发电厂运行灵活，机组启动快，像年轻人一样反应灵敏；煤电开关机则像老年人一样迟缓，因此燃气发电既可基荷发电，也可调峰发电，便于接近负荷中心，提高供电可靠性，减少送变电工程量，具有极强的适应能力。”陈宗法说，“我在广东省调研时发现，燃气发电对于现货市场有更强的适应性和灵活性。”

上述某证券公司市场研究人士指出，燃气发电是综合优势最强的调峰电源。

“随着风电、光伏等可再生能源并网的比例和数量越来越高，其波动性和间歇性给电力系统提出大量调峰需求。燃气发电具有运行灵活、启停时间短、爬坡速率快、调节性能出色等优势，相对于燃煤发电、抽水蓄能、电池储能等调峰电源，是响应特性、发电成本、供电持续性综合最优的调峰电源。”

另一方面，碳达峰、碳中和目标倒逼我国构建清洁低碳、安全高效的能源体



系，倡导绿色低碳生活，燃气发电作为清洁的冷热源将发挥替代作用，成为辅助新能源发电的重要调峰手段。

“未来，沿海地区煤电退出步伐将快于内陆。随着火电供电优先级排位退后，燃气发电量也自然会因此提升。当然，这将是一个循序渐进的过程。”上述证券人士说。

“预计2025年实现碳达峰后，我国将稳步实施煤电退出计划。因此，燃气发电作为清洁能源，仍是未来替代传统煤电的重要选项。”陈宗法说。

优化存量气电，提高度电价值

业内人士普遍认为，燃气发电适合在沿海地区，以及峰谷差较大的电网中发挥作用，以其效率高、排放小、灵活性强的电源角色，实现与风电、光伏等新能源的协同发展。

陈宗法表示，燃气发电未来的命运在很大程度上取决于天然气，正确定位燃气发电是实现碳达峰、碳中和目标，构建“以新能源为主体的新型电力系统”的过渡能源、调节电源，是高碳能源向低碳能源转型的中间地带。“应在沿海城市、冷热电负荷中心、天然气产地及管输侧、LNG接收站周边布局。新项目选址应进行科学论证，以降低投资风险。”

“要优化运行存量气电，提高度电价值。目前，我国气电规模已突破1亿千瓦时，如何进一步提高综合能效、开展辅助服务、增强市场竞争力，需要企业采取一系列措施。”陈宗法进一步指出。

受访人士均表示，未来要重视燃气发电设备技术迭代，打造一体化燃机发电产业链、供应链，形成差异化竞争优势，并将提高国产设备市场竞争力与政策扶持相结合，保障投资者积极性。

3、发改委：积极推行分布式能源及光伏储能一体化系统应用（能源日参 7月8日）

国家发改委近日印发《“十四五”循环经济发展规划》。《规划》提出，开展园区循环化发展、废旧动力电池循环利用等重点工程及行动。积极利用余热余压资源，推行热电联产、分布式能源及光伏储能一体化系统应用，推动能源梯级利用。具备条件的省级以上园区2025年底前全部实施循环化改造。

制定各地区循环化发展园区清单，按照“一园一策”原则逐个制定循环化改造方案。组织园区企业实施清洁生产改造。

根据《规划》，到2025年，循环型生产方式全面推行，绿色设计和清洁生产普遍推广，资源综合利用能力显著提升，资源循环型产业体系基本建立。到2025年，主要资源产出率比2020年提高约20%，单位GDP能源消耗、用水量比2020年分别降低13.5%、16%左右，农作物秸秆综合利用率保持在86%以上，大宗固废综合利用率将达到60%，建筑垃圾综合利用率将达到60%，废纸利用量达到6000万吨，废钢利用量达到3.2亿吨，再生有色金属产量达到2000万吨，其中再生铜、再生铝和再生铅产量分别达到400万吨、1150万吨、290万吨，资源循环利用产业产值达到5万亿元。

加强新能源汽车动力电池溯源管理平台建设，完善新能源汽车动力电池回收利用溯源管理体系。推动新能源汽车生产企业和废旧动力电池梯次利用企业通过自建、共建、授权等方式，建设规范化回收服务网点。推进动力电池规范化梯次利用，提高余能检测、残值评估、重组利用、安全管理等技术水平。加强废旧动力电池再生利用与梯次利用成套化先进技术装备推广应用。完善动力电池回收利



用标准体系。培育废旧动力电池综合利用骨干企业，促进废旧动力电池循环利用产业发展。

《规划》还提出，推行循环型农业发展模式。推进农村生物质能开发利用，发挥清洁能源供应和农村生态环境治理综合效益。推进种植、养殖、农产品加工、生物质能、旅游康养等循环链接，鼓励一二三产融合发展。

4、刚刚，中国碳市场重磅开市！规模全球第一！首笔交易 790 万元，哪些股票将受益？(21记者 股市红红红 7月16日)

导读：万众期待的“全国碳交易”终于正式鸣锣开市！

启动首日开盘价为 48 元/吨。9 点 30 分，首笔全国碳交易已经撮合成功，价格为每吨 52.78 元，总共成交 16 万吨，交易额为 790 万元。

来源 | 21世纪经济报道 (ID:jjbd21；李德尚玉、刘茜、王晨、毕凤至、张佳俊)

全国碳市场即将开启，直击全国碳市场上线交易启动仪式湖北分会场

全国碳市场来了！

7月16日上午，全国碳市场正式启动上线交易，启动仪式按照“一主两副”的总体架构，在北京、湖北和上海同时举办。

全国碳市场正式启动上线交易湖北分会场上，首先连线直播了北京主会场启动仪式，各分会场共同观看了全国碳市场开市交易实况。

什么是碳排放交易？

碳排放交易就是将环境“成本化”，借助市场力量将“二氧化碳的排放权利”转化为一种有偿使用的生产要素，并作为商品在市场上交易。

比如，交易前，会由政府先确定当地减排总量，然后再将排放权以配额的方式发放给企业等市场主体。例如某用能单位，每年的那碳排放配额为 1 万吨，如果单位进行技术改造，减少污染排放，每年碳排放量只有 8 千吨，那么多余的 2 千吨，就可以出售，而其他用能单位因为扩大生产需要，原定的碳排放限额不够用，则可以进行购买。此一来，虽然是有买有卖，但排放总量仍被控制在降低后的指标范围之内。

有 3 种交易方式

现场工作人员介绍，目前全国碳排放权交易可以采取挂牌协议交易、大宗协议交易和单项竞价三种交易方式，会场大屏幕上展示了挂牌协议的交易信息。

开盘价 48 元/吨

9 点 30 分，首笔全国碳交易已经撮合成功，价格为每吨 52.78 元，总共成交 16 万吨，交易额为 790 万元。

截止到 7 月 16 日 9 时 36 分左右，挂牌协议交易已经累计成交了 45 万吨，成交额达到 2200 多万元，随着新交易的不断完成，成交价和成交量都在不断刷新，最新价相对于开盘价已经上涨了 8.54%。

21 世纪经济报道记者在现场看到，交易平台的左下角是市场行情，左上角显示的是市场实时信息，右上角的市场挂牌信息展示的是全国碳市场当前卖出买入两个方向的挂牌委托，包含委托价格和委托数量。

相关工作人员介绍：

栏目中间的白色线上方为卖出委托，靠近中间横线处的卖出价是当前最低卖价，截止到 7 月 16 日 9 时 34 分左右为 52.78 元/吨，也是当前最优卖价。



横线下方为买入委托，最靠近横线处的是当前的最高买价，目前是 50.50 元/吨，也是最优买价。

市场挂牌信息的下方是市场分笔行情，展示的是全国碳市场实时的成交情况。

第一笔成交已经在 7 月 16 日 9 时 32 分完成，随着新的成交不断出现，该栏目也在不断刷新。大屏幕左下角的市场行情展示的是全国碳市场行情走势，**全国碳市场交易时间为上午 9:30 到 11:30，下午 1:00 到 3:00。**

21 世纪经济报道记者看到，现场大屏展示了 9 点半到 10 点这一时段的交易情况，上述工作人员介绍，左边纵轴是交易价格，单位是元/吨。右边纵轴为涨跌幅，目前正在举行的挂牌协议交易涨跌幅为正负百分之十。

启动首日开盘价为 48 元/吨，走势图中白线为最新价格走势，黄线为均价走势，白线最新价实时更新，每分钟固定一次，一分钟内每笔成交发生时白线斜率都会发生变化，最终每分钟最后一笔成交的价格将作为这一分钟的价格固定下来，形成这一分钟的价格走势线。黄线均价线显示了当前挂牌协议交易加权均价的实时走势。

将形成全球规模最大的碳市场

7 月 14 日上午的国务院政策例行吹风会上，生态环境部副部长赵英民透露，首批被纳入全国碳交易体系的 2200 多家均为发电行业企业。

根据测算，上述企业二氧化碳排放总量超过 40 亿吨/年，这也意味着中国的碳市场一经启动就将成为全球覆盖温室气体排放量规模最大的碳市场。

除电力行业外，“十四五”期间，将逐步纳入石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、和民航等其他数个高耗能行业。

据首创证券预计，2021 年我国碳交易市场成交量或将达到 2.5 亿吨，为 2020 年各试点交易所交易总量的 3 倍，成交金额将达 60 亿元。

“全国统一碳市场将带来千亿级市场规模，”东方证券新能源分析师卢日鑫这样估算。

在碳排放交易量上，卢日鑫认为，我国目前碳排放总量超过 100 亿吨/年，以 2025 年纳入碳交易市场比重 30%-40% 测算，未来中国碳排放配额交易市场规模将在 30 亿吨以上，与欧盟总排放量水平相当。

在碳排放交易额上，卢日鑫认为，基于中国碳论坛及 ICF 国际咨询公司共同发布的《2020 中国碳价调查》的研究结果，2025 年全国碳排放交易体系内碳价预计将稳定上升至 71 元/吨，全国碳排放权配额交易市场市值总规模将达到 2840 亿元。

按照目前设计规模预测，国融证券认为，全国碳市场市值可能达到 1500 亿元左右，如若考虑到碳期货等衍生品交易额，规模可达 6000 亿元左右。

为什么要建立全国碳市场？

碳排放具有一定的外部性，对于造成排放的经济主体及消费者来说，其后果需要数年甚至数十年才会显现的碳排放并不会对自身造成即时、明显的消极影响，因此减排的内在动力并不足。而通过经济手段将碳排放量化、资产化，通过市场机制使其对生产消费成本产生直接影响，就能够将这样的外部性向内部转化，成为主体主动减排的内在动因。

为此，首先要做的就是将碳排放量化并定价。碳排放权交易系统(ETS)是碳定价机制的其中一种，另一种叫做碳税。这二者都有明确的碳价，并且相比于需要建立起一整套政策与交易体系的碳排放权交易，碳税的政策成本更低。因为可



以在有了确定的碳价格之后直接向相关产品或服务收税，而具体排放多少则由市场决定。

由于政府很难在设定碳税价格时就非常准确地预测企业对这一价格的“耐受”程度，所以碳税对排放总量的控制力并不强，减排效率较低。

而作为一个基于市场的节能减排政策工具，碳排放权交易体系中的各行业排放温室气体的总量限额一般由政府设定，并将排放权以配额的形式发放给控排主体。

我国目前采取的是相对总量控制的配额计算方法，根据发电总量确定当年的配额总量，再根据各主体单位的发电机组情况按比例分配。基于控排主体实际排放量与配额之间可能产生的不匹配，配额可以在市场上发生流动和交换从而产生经济效益。同时，通过总量限额的逐步收紧驱动控排主体自发进行能源结构低碳化转型，减排效率相比碳税会更高。

在这样的机制之下，排放的总量是确定的，而碳价格则是在配额交易的过程中形成的浮动价格。华宝证券认为，由于可以在覆盖范围、价格机制上进行互补，这两项政策可以结合使用。

赵英民表示，全国碳市场对中国碳达峰、碳中和的作用和意义主要体现在几个方面：

一是推动碳市场管控的高排放行业实现产业结构和能源消费的绿色低碳化，促进高排放行业率先达峰。

二是为碳减排释放价格信号，并提供经济激励机制，将资金引导至减排潜力大的行业企业，推动绿色低碳技术创新，推动前沿技术创新突破和高排放行业的绿色低碳发展的转型。

三是通过构建全国碳市场抵消机制，促进增加林业碳汇，促进可再生能源的发展，助力区域协调发展和生态保护补偿，倡导绿色低碳的生产和消费方式。

四是依托全国碳市场，为行业、区域绿色低碳发展转型，实现碳达峰、碳中和提供投融资渠道。

为什么是电力行业？

在回答21世纪经济报道记者提问时，赵英民表示，全国碳市场之所以选择以发电行业为突破口，有两个方面的考虑：

一是发电行业直接烧煤，所以这个行业的二氧化碳排放量比较大。包括自备电厂在内的全国2000多家发电行业重点排放单位，年排放二氧化碳超过了40亿吨，因此首先把发电行业作为首批启动行业，能够充分地发挥碳市场控制温室气体排放的积极作用。

二是发电行业的管理制度相对健全，数据基础比较好。因为要交易，首先要有一个准确的数据。排放数据的准确、有效获取是开展碳市场交易的前提。发电行业产品单一，排放数据的计量设施完备，整个行业的自动化管理程度高，数据管理规范，而且容易核实，配额分配简便易行。

从国际经验看，发电行业都是各国碳市场优先选择纳入的行业。二氧化碳排放大、煤炭消费多，所以这个行业首先纳入，可以同时起到减污降碳协同的作用。

国网能源院发布的《中国能源电力发展展望2020》报告显示，随着终端电气化水平持续提升，电力需求将在2035年前保持持续快速增长，部分碳排放将从终端用能部门逐步转移到电力行业，**电能将逐步占据终端用能的核心地位。**

赵英民介绍，下一步，生态环境部将按照成熟一个批准发布一个的原则，加快对相关行业温室气体排放核算与报告国家标准的修订工作，研究制定分行业配



额分配方案，在发电行业碳市场健康运行以后，进一步扩大碳市场覆盖行业范围，充分发挥市场机制在控制温室气体排放、促进绿色低碳技术创新、引导气候投融资等方面的重要作用。

中金公司首席经济学家彭文生认为，基于绿色溢价的分析表明，对高排放、低溢价的电力、钢铁行业而言，其碳排放合计占总排放量的 62%，更适合采用碳市场定价机制。对低排放、高溢价的交运、化工等行业，可能更适合采取碳税定价机制。因此，未来可以构建以“拍卖+期货”为核心的碳市场交易机制，在配额分配环节推行以拍卖为主的交易机制，在配额交易环节引入期货等衍生品。

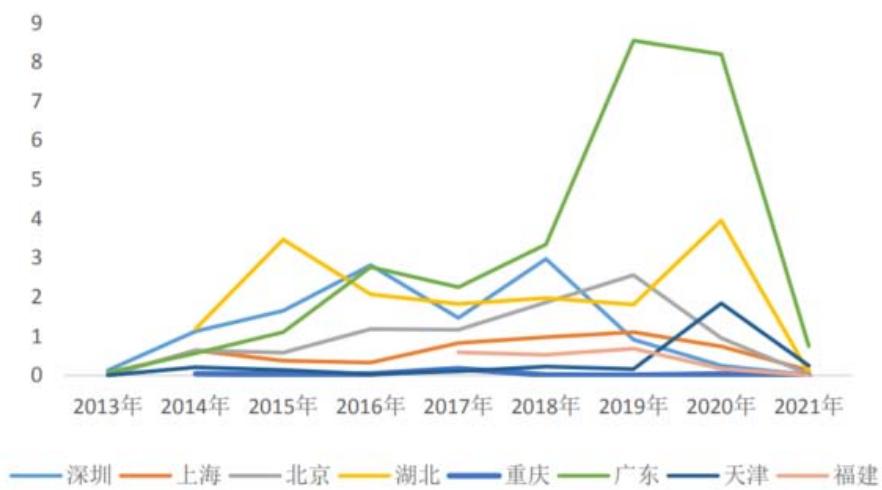
除中国外全球最大的欧洲碳市场 14 日最新发布的碳市场改革计划也在贯彻因“业”制宜的思路，为扩大欧洲碳市场覆盖规模，欧盟或将为航运、建筑供暖、道路运输构建单独的新的碳市场。

上游和下游的监管侧重点决定了供应链中碳市场针对的重点。一般来说，上游监管侧重于自然资源开采的隐含排放，如煤炭开采或石油开采，即使这些排放当时没有被烧毁。下游法规针对供应链上的最终用户，如消费者。欧盟采取这一做法正是从供应链上游进行管理，利用一个单独市场检测运行效果，也能确保其不会冲击现有欧盟碳市场的稳定。

碳价有多高？

据清华大学能源环境经济研究所所长、全国碳市场总体设计专家组负责人张希良估算，全国性碳交易市场上线后，碳价应不低于减排一吨二氧化碳的成本，2020 年-2030 年应为 7 美元（约合 50 元人民币）到 15 美元，2035 年时大概上升至 25 美元，2050 年应为 115 美元。当中国实现碳中和，也就是 2060 年时，本身排放量已经非常小，减排成本会进一步提升至超过 300 美元。

图 31：中国试点碳交易额情况（单位：亿元）



资料来源：Wind, 华宝证券研究创新部

中国碳论坛及 ICF 国际咨询公司联合发布的《2020 年中国碳价调查》报告的预测结果则更加乐观。

该报告认为，全国碳市场的平均价格预期会从 2020 年的 49 元/吨上升至 2025 年的 71 元/吨，并在 2030 年增至 93 元/吨。

2025 年，全国碳排放权配额交易市场市值总规模或将达到 2840 亿元。

赵英民表示，目前全国碳市场还没有启动，无法断言碳价具体数值。但从全国 7 个地方试点运行情况看，近两年加权平均碳价约在 40 元人民币左右。



值得注意的是，**我国碳市场涨跌幅限制也已敲定**。根据 6 月 22 日，上海环境能源交易所发布《关于全国碳排放权交易相关事项的公告》，挂牌协议交易的成交价格在上一个交易日收盘价的 ± 10% 之间确定；大宗协议交易的成交价格在上一个交易日收盘价的 ± 30% 之间确定。

同时，**不同的交易类型也有细化规定**：挂牌协议交易单笔买卖最大申报数量应当小于 10 万吨二氧化碳当量，成交价格在上一个交易日收盘价的 ± 10% 之间确定。而单笔买卖最小申报数量大于等于 10 万吨二氧化碳当量则属于大宗协议交易，其成交价格将在上一个交易日收盘价的 ± 30% 之间确定。

赵英民表示碳价格是“既可以彰显我国实现碳达峰碳中和的决心和力度，又能够为碳减排企业提供有效的价格激励信号。”

他表示，碳价是通过市场交易形成的，因此出现碳价波动也是正常的现象，但是剧烈的波动或碳价过高过低都不利于碳市场的长期稳定运行。碳价过高和过低都不好。碳价过低，将挫伤企业减排的积极性；碳价过高，也将导致一些高碳企业负担过重。

在全国碳市场相关的制度设计中，生态环境部考虑通过改进配额分配方法、引入抵消机制等政策措施来引导市场预期，从而形成合理碳价。

5、中国企业对外投资的政治风险分析展望及对策建议（黄鑫 大海外 7月 21 日）

前言

2020 年，新冠肺炎疫情全球大流行和世界百年未有之大变局深刻交织，全球经济陷入衰退，国际贸易和投资额出现一定程度的回落。2021 年，在中国疫情有效控制、“一带一路”高质量发展的背景下，国内企业国际合作展现出强大的韧性和活力，率先引领全球投资合作走向复苏。但值得注意的是，政治风险对国际合作与投资的影响愈发重要，且具有不可控、损失大、难补救等特点。当前国际政治局势复杂多变，具体表现为大国博弈升级，地区冲突呈现新形势，国际军控体系面临严峻挑战，非传统安全问题影响加剧等方面。

本文回顾近年来政治风险焦点事件，分析当前对外投资环境，展望未来政治风险的新动向，洞察全球各大洲的投资机会，并给出对策建议，为中国海外投资企业提供参考。

一、海外投资面临的政治风险回顾

（一）大国博弈升级，国际秩序面临重构

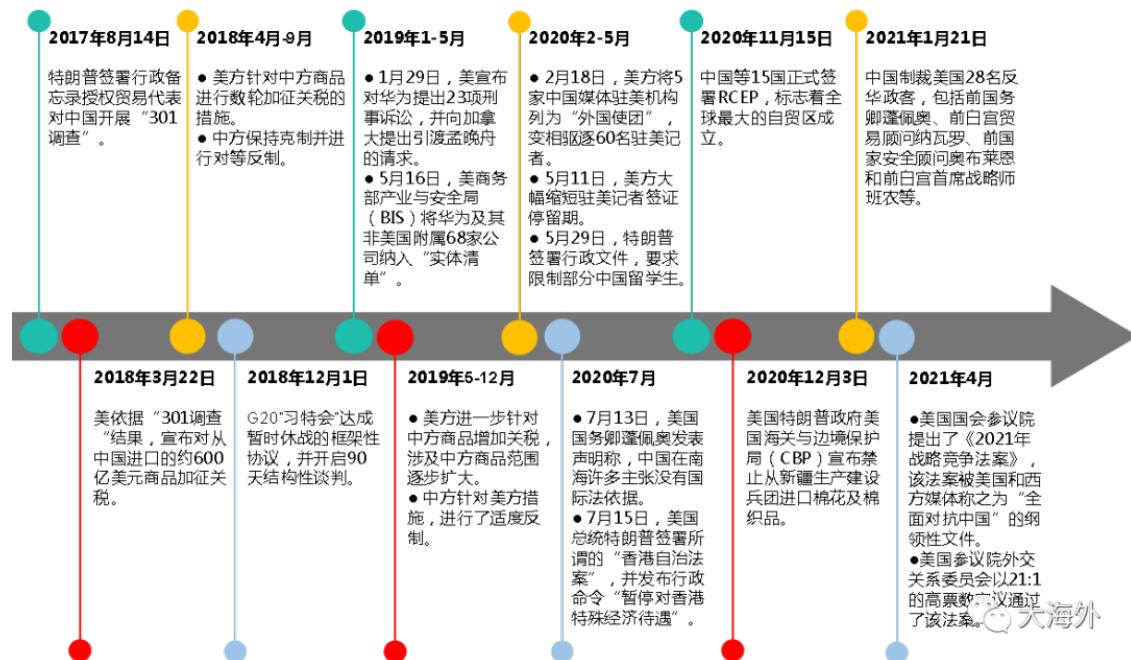
当今世界正处于大发展、大变革、大调整期，国际关系复杂多变，竞争、合作与冲突并存。2020 年，大国间的博弈并没有因为新冠肺炎疫情而按下暂停键，相反却因之增添了新变量，打击了全球化进程，增加了国际政治的碎片化程度。大国间战略博弈日益升温，中美贸易摩擦蔓延至政治、经济和技术等领域，美俄关系深陷僵局并存在进一步恶化的趋势，美欧之间分歧不断扩大。目前美国主导的国际秩序越来越不能适应世界社会经济的发展，国际体系与秩序面临重构。在新旧秩序并存磨合过渡期，大国间博弈及摩擦难以避免，经贸环境复杂多变，对全球跨境投资造成重要影响。

1. 中美战略博弈升级对海外投资影响较大

2017 年 8 月 14 日，美国前总统特朗普对华启动“301 调查”，该事件可认为是中美贸易摩擦的开端。进入 2018 年之后，中美贸易摩擦逐渐升级，贸易磋商过程异常艰难，谈判经历反复波折。从当前情况看，美国对华政策有重大转向，



遏制中国成为美国共识，美国将中国列为头号战略竞争对手，中美两国进入战略竞争阶段。中美贸易摩擦以来重要博弈节点见图 1。



数据来源：根据 Wind、人民网、新华网、央视网整理。

图 1 中美贸易摩擦以来重要博弈节点梳理

在双边经贸方面，虽然当前中美博弈的焦点从经贸领域逐步扩展到科学技术和知识产权等领域，但经贸领域的博弈仍然是重要手段。在高新技术产业方面，美国认为自身世界领先地位受到威胁，对中国采取战略遏制政策，并运用知识产权保护和技术霸权限制外资对华技术外溢。

2. 美俄地缘政治博弈对全球经贸活动造成一定影响

俄美关系复杂多变，依然延续对抗与竞争的主基调。总体来看，未来美俄地缘政治博弈的频度将会更高，博弈重点将在中东、东欧等重点区域，此外，极地和太空等新领域也将成为美俄竞争热点。俄美之间矛盾复杂且根深蒂固，短时间内难以有本质改善。

在经贸领域，自 2014 年乌克兰克里米亚公投脱乌入俄开始，以美国为首的西方国家开始对俄罗斯进行一系列的“制裁”，从程度上看呈现逐步强化的趋势。近年来，为防止被排除出 SWIFT 组织（环球同业银行金融电讯协会），俄罗斯正开发一个全新的系统——SPFS（金融信息传输系统），并计划将 SPFS 与欧元区、伊朗、中国等国的结算系统连接起来。

3. 欧美关系难以修复，双边经贸发展受到一定程度影响

长期以来，国际主流媒体认为，欧美关系是经过二战和冷战，用鲜血凝聚起来的政治和战略同盟关系，但在特朗普就任美国总统之后，美欧“跨大西洋同盟”受到严重冲击。在拜登当选之后，欧美关系短期内出现“回暖”迹象，欧美在多边及地区事务中合作空间增大，但当前形势下，拜登政府虽然努力改善与欧盟关系，但无法逆转美国战略重心从欧洲和中东向亚太地区逐步转移的趋势，欧美之间存在战略目标难以协同，安全关切难以同步等问题。

在经贸领域，近年来欧美贸易摩擦不断，并呈现逐步加剧的态势。2020 年 7



月 10 日，美国宣布将对法国出口美国价值约 13 亿美元的商品加征 25% 的关税，7 月 15 日，美国威胁制裁参与“北溪-2 号”天然气管道项目的欧洲企业。数字经济领域也是欧美博弈的焦点，2020 年 6 月，欧盟对多家美国互联网科技巨头收取相关数字费用。从当前情况看，欧美经济的结构性竞争难以解决，尽管传统贸易摩擦有所缓和，但数字领域的对抗将持续激化。

（二）地缘政治风险加剧中国投资不确定性

当今世界处于大发展大变革大调整期，地缘政治风险明显增加，对我国跨境投资造成一定的影响。除中美战略博弈升级之外，中国还面临诸多复杂的地缘政治风险，具体如下。第一，美国推出“新刺激计划”与中国“一带一路”建设存在一定的区域重合或产业链竞争。第二，印度为保持自身在南亚的影响力，对“一带一路”倡议一直持消极态度。第三，美国推出“印太战略”，放弃了原本在东盟和东南亚的经营，转而强调印度的重要作用，试图形成“两个海权国家”（日、澳）+一个海陆二元化国家”（印度）同时从东南两方向对中国形成战略牵制格局。第四，RCEP 与 CPTPP 在会员国和地域分布上均有重合，将来可能面临两大自贸协定争夺全球贸易投资主导权等问题，这增加了中国企业对外投资的不确定性。

二、海外投资的政治风险展望

（一）政治风险仍将影响全球投资格局

2021 年，世界在新冠肺炎疫情之下步入动荡变革期，百年大变局加速演进，大国力量对比加速调整，逆全球化思潮和右翼民粹主义抬头，地区冲突频发，未来全球跨境投资可能面临更加严峻复杂的国际政治局势。

从短期看，海外新冠肺炎疫情仍在持续，各国隔离措施并未完全解除，各类防疫政策可能间接提升了海外投资成本。从中长期看，各国新冠肺炎疫情防控支出增加、经济增速放缓将影响政府财政平衡，推升政府负债率，相应以主权债务为担保的海外投资项目将面临一定的违约风险，这将严重影响投资方的投资意愿。新冠肺炎疫情对世界各国医疗保障体系造成极大冲击，暴露出诸多社会问题，长远看将导致政府稳定性下降，加速政权更迭，从而影响跨境投资政策的连续性。

（二）海外投资政治风险的新动向

受疫情及国际格局变迁影响，政治风险呈现以下新动向。这可能引发目标国政局动荡和投资政策变更，严重者可能造成大范围的经贸冲突，从而对全球投资信心造成影响。

1. 大国间战略博弈可能继续升级

中美、俄美、美欧关系在未来一定时期内仍将延续当前状态，未来中美、俄美之间的博弈可能将有所升级，美欧关系将难以“修复如初”。

值得注意的是，未来中印关系受边界对峙影响较大。印度国内新冠肺炎疫情失控，为转移国内矛盾，莫迪政府选择对华强硬政策，在边界频频制造事端。中印经过十一轮军长级会晤，边界对峙紧张局势有所降温，但距离完全解决该问题仍较遥远。

2. 地区冲突与战争呈现新形势

在大国竞争时代，由于核威慑的存在，大国之间的常规战争基本可以避免，非常规战争为国际社会中主要的冲突表现形态。第一，战争与和平之间的“灰色地带”及大国之外边缘地区成为大国角逐的重心，这也将大幅增加非常规战争的频率。第二，地缘政治博弈升级，代理人战争成为大国实现政治目的不可缺少的政策手段。从阿富汗到伊拉克、从叙利亚到乌克兰、从利比亚到也门，代理人战



争已经成为重要的大国博弈工具。

3. 国际军控体系面临严峻挑战

近些年，美国接连退出《中导条约》及《开放天空条约》，仅有的《新削减战略武器条约》成为美俄之间唯一的军控条约。美国单边行为正在逐步摧毁战后建立起来的军控体系，破坏地区间军事互信，严重影响全球政治稳定性。未来国际军控体系面临严峻挑战，核扩散问题将日益突出，大国间新一轮军备竞赛可能开启。

4. 非传统安全问题影响加剧

从全球范围看，新冠肺炎疫情仍未得到有效控制，其仍将是 2021 年影响国际安全的最突出挑战。根据约翰霍普金斯大学新冠病毒免疫研究中心估算，全球疫苗需求约为 100 亿剂，中短期内疫苗产能有限，缺口较大，而且分配不均。此外，气候变暖、环境污染、恐怖主义、网络黑客等非传统安全问题同样值得关注。

三、中国企业全球各区域投资前景分析

对于亚洲而言，机遇与挑战共存。受新冠肺炎疫情持续、地缘博弈日趋加剧以及国际合作前景尚不明朗等因素影响，亚洲国家商业信心、投资模式受到一定程度的冲击，贸易和投资成本上升，经济活动总体上有所放缓。不过，中国“一带一路”建设及 RCEP 协议的签署都将有助于稳定我国在亚洲地区的投资，从长远来看，具有积极的战略意义。

对于非洲而言，中非合作重要性日益凸显。在新冠肺炎疫情全球蔓延和国际环境复杂的情况下，中非关系与合作凸显其重要性。新冠肺炎疫情给中国企业对非投资带来很大的不确定性，地缘政治和金融风险以及持续的贸易紧张加剧了该不确定性风险。目前，多数非洲国家公开表态支持、肯定中国的成绩，支持中国发挥抗疫的积极作用。但也要特别关注一些国家对华政策和态度的微妙变化，企业应提前加大风险防范力度。

对于欧洲而言，中欧合作前景广阔，但应注意投资政策新变化。在中美贸易摩擦大背景下，中国与欧洲在投资和贸易领域的合作领域不断扩大，欧盟替代了少量美国产业链，双边投资额及贸易额企稳回升，其中，高端制造业、数字经济、绿色能源等领域成为新的合作增长点。不过欧盟国家出现保护主义抬头趋势，加强了对外国投资者的安全审查，通过扩大审查范围、降低审查门槛等方式收紧投资政策，阻止涉及关键基础设施、技术、原材料和敏感信息的外资收购。

对于北美而言，中国投资前景较为暗淡。自中美贸易摩擦以来，美国政府以所谓的“国家安全”为由，不仅加大对对中国企业赴美投资并购审查力度，还不断扩大审查范围，客观上限制了中国企业对美投资并购规模。同时，美国以国家安全为由，先后将三百多家中国机构和个人列入“实体清单”，这一系列举措，导致中国企业对美投资环境产生疑虑，赴美投资并购处于低迷状态。近年来，加拿大在国家安全审查的立法方面并不十分严格且变化较小，不过从投资案例来看，加拿大以国家安全为由拒绝外来投资的频次远高于其他国家。

对于大洋洲而言，中国投资前景不容乐观，但有改善空间。中国与大洋洲国家在天然资源禀赋和产业结构方面具有较大差异，双边产业合作大于竞争，具有较大合作潜力。受新冠肺炎疫情、中美贸易摩擦等因素影响，中国企业赴大洋洲投资的不确定性增多。从实践看，澳大利亚多次以“国家安全”为由否决中资企业并购案，加强对所谓敏感领域投资的审查。

对于拉丁美洲而言，中拉合作空间较大，但应注重风险防范。中国与拉美虽然相距遥远，但产业结构互补性较强，合作空间较大，当前，拉美已经成为中



国海外投资的第二大目的地。不过受新冠肺炎疫情影响，拉美经济持续低迷，债务压力较大，社会矛盾凸显，而且巴西极右翼总统博索纳罗和阿根廷左翼总统费尔南德斯政治分歧较大，不仅影响南美政治经济走向，还为地区和平带来不确定性。

对于“一带一路”沿线国家而言，投资前景明朗，但应防范相关风险。由于地缘、宗教、文化、政治、社会发展程度的不同，“一带一路”沿线国家政治风险的表现形式各不相同。南亚国家间由于领土争端、宗教冲突等问题而矛盾重重，而且其国内派系斗争较为激烈、恐怖主义泛滥，政局稳定性不足。东南亚地区局势平稳，疫情控制较好，经济恢复较快，但该地区面临政治、经济转型压力较大，面临诸多不确定因素。中亚地区政治和经济基本保持稳定，地缘博弈对其影响较小，恐怖主义和极端宗教势力成为其主要威胁。西亚地区是各方势力角逐的焦点，局势动荡，地区冲突频繁发生，未来发展趋势尚不明朗。上述问题都将给中国在“一带一路”沿线国家的海外投资发展带来一定影响。

四、结论及相关建议

整体来看，未来全球政治风险可能有所上升，再加上新冠肺炎疫情持续蔓延，海外投资将受到不利影响。贸易、投资保护主义有所抬头，WTO等多边贸易体系面临冲击，各国海外投资政策可能收紧，同时全球经济治理体系正加速变革，美国对全球化和参与经济治理的态度发生改变，围绕“美国优先”，频繁“退群”，这都将打击企业海外投资积极性。

为应对上述政治风险，建议我国企业采取以下措施：

一是投资前充分考虑我国与东道国的关系、双边合作领域、东道国的政治主张、对外资态度等相关情况，尽力处理好与东道国政府及相关机构的关系，如遇到问题，加强与东道国政府和我国经商参赞处沟通，并积极协调项目各方；

二是及时了解东道国政府政策变动趋势，并做好相应准备，提前对人员、项目等做好妥当安排；

三是遵守东道国的法律和社会规范，并积极响应环保倡议。中国企业除了注重经济效益之外，还应当重视与当地政府以及民众建立友好的互惠互利关系，主动承担社会责任，保护环境，积极参与社区活动，实现与当地文化的和谐相处，增强当地社会对企业的认同感；

四是合理测算项目收益，在情景模拟和压力测试时，应考虑政治风险因素，为项目留出利润空间，并尽可能购买海外投资保险，将风险转移至保险机构，力图将政治风险影响降到最低。

注释：

非常规战争是国家行为体与非国家行为体武装力量之间持续的暴力斗争。

代理人战争是两个国家不直接参加的战争，两个对立的力量利用外部冲突以某种方式打击另一方的利益或是领地。通常包含国家打击对立国家的盟友和帮助自己的盟友打击敌人。

6、缅甸“军变”对中企在缅项目风险影响与应对建议（大海外 2月8日 作者 iCover 安投平台）

iCover 平台，利用近 11 年积累的跨界优势，深耕一带一路海外项目与产业投资领域，围绕企业海外风险防范与权益保护，助力项目安全与合作发展，完善行业投资信息平台与安全管理体系，服务对外投资、对外贸易、国际工程与劳务行业。



2月1日，缅甸军方不满大选结果接管政权，并宣布全国进入紧急状态。在政治转型十年后，缅甸重归军人管制，引国际社会强烈反弹，国内政局动荡将使缅甸经济发展的不确定性增大，其发展前景不容乐观。

ICOVER 平台研究人员对此次缅甸政变进行了回顾，梳理了中资企业在缅相关的项目情况，并提出了应对建议。

一、“军变”事件脉络梳理

2020年11月缅甸全国大选，缅甸全国民主联盟（民盟）大获全胜，而与缅甸军方血脉相连的联邦巩固与发展党（巩发党）则遭受空前惨败。巩发党在大选结束后一直不承认败选，军方前后29次提出大选计票有问题，要求解决选票舞弊问题，民盟政府均不理睬。军方在回应外国使团声明中，也指出了高达1050万起选票舞弊证据，表明军方不接受选择过程的不公。

2021年1月26日，民盟政府和军方在内比都会谈，缅军要求解决选举舞弊的问题，废除联邦选举委员会，要求对去年11月大选重新计票，推迟2月1日新一届议会。国务资政昂山素季强硬拒绝缅军要求，导致双方会谈陷入僵局。1月27日，缅甸国防军总司令敏昂莱大将在军校军官视频会议上反复强调，强调作为国家武装组织也需遵守和维护《宪法》，否认了军队要政变的谣言。1月28日，联合国秘书长发声对缅军施压，要求承认民盟大选。1月29日，西方各国组成的缅甸外交使团发声向军方施压，警告不要乱来。1月31日，缅军回应西方外交使团称，重点强调大选舞弊破坏缅甸《宪法》，缅军不接受大选结果。

2月1日，缅甸首都黑云压城，军车开进内比都，当日即将举办的缅甸第三次会议第一次会议被喊停。凌晨缅甸国防军扣押缅甸总统兼民盟第一副主席吴温敏、国务资政兼民盟主席昂山素季、曼德勒省首席部长兼民盟第二副主席吴佐敏貌、仰光省、勃生省等多地政府首席部长兼执政党高层、部分重要选区议员及部分政治人物。上午，代表军方的缅甸第一副总统吴敏瑞宣布就职缅甸临时总统，根据缅甸《2008年宪法》第417条、418条签署命令，宣布国家进入紧急状态，将立法、行政、司法等权力移交给国防军总司令敏昂莱，为期一年。军方发表声明称，紧急状态期间，军方计划改革联邦选举委员会并重新核查去年11月大选。紧急状态结束后，缅甸将重新大选，并将国家权力移交给新当选的政党。仰光、曼德勒、勃固等多地的政府和议会部门被军方控制，仰光、内比都、曼德勒等多座城市出现大范围通信中断。

2月1日下午，代表缅甸《2008年宪法》中最高决策层级的国防与安全委员会在内比都召开，临时总统吴敏瑞、国防军总司令敏昂莱、国防军副总司令梭温以及委员会成员与会。敏昂莱表示，将尊重宪法，履行好临时总统移交的任务，遵守宪法及法律规定，实现真实且符合规定的多党民主制。完成紧急状态相关工作后，将依宪重新举行自由公正的大选，并根据民主标准向获胜党移交政权。国防军总司令办公室同时发布消息表示，因联邦选举委员会在解决选举争议、召开联邦议会特别会议、呼吁总统召开国防与安全委员会会议等方面存在失职，因此，军方将重组联邦选举委员会，依法开展审核选民名单等必要工作，同时有效开展疫情防控，尽力恢复经济。此外，军方也将尽可能根据全国范围停火协议（NCA）推进国内民族和解进程。

2月2日，缅甸国防军司令部宣布组建11人的国家领导委员会，主席为敏昂莱大将。2日深夜，缅甸国家领导委员会任命吴丹迎为新任央行行长。同日，缅甸民盟中央执行委员会（执委）发表声明，表示军管违宪，严重影响缅甸国家转型、抗击新冠疫情以及和平发展。民盟提出三项要求：释放总统、国务资政和全部



被扣押人员；认可 2020 年大选结果；依据宪法召开议会以维护国家稳定和民主发展。

目前，缅军虽已释放部分被扣押人员，但温敏和昂山素季仍在军方控制下。民盟执委成员昂基纽向媒体记者证实，温敏和昂山素季分别被指控违反国家灾害管理法和进出口法，法院裁定继续扣押至本月 15 日。根据缅甸法律，若被判违反进出口法，将获不超过 3 年刑期或罚款，或刑期与罚款并用。若被判违反国家灾害管理法，将获不超过 2 年刑期或罚款，或刑期与罚款并用。缅甸军方和警方尚未就此发布正式通告，也拒绝就此发表评论。

军变之初，缅甸军方一度切断手机网络信号，切断军方电视台之外的电视讯号，关闭机场和银行，引发民众恐慌。当缅甸局势发生重大变化后，中国驻缅甸大使馆及时发布公告，提醒在缅中国公民和中资机构密切关注形势发展，提高风险防范意识，严格遵守当地法律法规，不参与任何政治活动。建议适当储备生活必需品，尽量居家，尤其避免赴人群聚集场所。

此次缅甸军方正式接管政府政权，宣布国家进入紧急状态，可从三个层面理解：2020 年大选争议、军政结构性矛盾、军政领导人间的恩怨。尽管不少评论称，缅甸 2008 年宪法是一纸空文，权力只由枪杆子决定。但站在军方角度看，宪法是他们苦心经营、精心设计、誓死捍卫的宏观权力结构图——民选政府与军方分权共治的“纪律严明的民主”。对羽翼渐丰的民盟来说，军队的存在始终是民主改革的巨大障碍；对军队来说，民盟的壮大则意味着巩发党日渐失势，而民盟又在逐渐失控。但民盟的实权毕竟是建立在缅甸军方许可之上，而不单纯是建立在选票之上。

2008 年宪法是军方的底线，是对缅甸政治改革框架的设定，红线是不能把军方踢出缅甸政治舞台，未来的大选依然会以此为基础。但在去年大选中，民盟迈步子过大，触动了军方的利益，军方在全世界面前将缅甸“双头政权”格局幻象敲碎，引发缅甸政局动荡，面临的美西方国际制裁，将对该国当下疫情防控、国际经贸合作乃至经济复苏前景形成下行压力与负面冲击。因此，当前缅甸政治与经济风险不确定性大大增加。

二、缅甸的过去与现在

缅甸建国之初，曾是亚洲最富有国家之一，上个世纪 50 年代，缅甸经济曾领跑东南亚。新加坡已故总理李光耀在独立初期曾公开发誓要在 20 年内超越缅甸。

由于内战频发，缅甸国内经济陷入混乱和萧条，最终沦为世界上最不发达国家之一。自 1962 年缅甸发生军人政变后，军方掌政近半个世纪，以美国为首的西方国家对缅甸实行了长达 20 年的政治、经济、安全和军事等层面的制裁。缅甸国内的少数派民族武装与中央政府的冲突和罗兴亚难民问题一直是该地区最主要的安全隐患。1990 年，以昂山素季为首的全国民主联盟在首次多党大选中获得了压倒性胜利，但军方并未交出政权。2010 年 11 月，缅甸军政府宣布还政于民，由此军人统治向民选政府转型。2015 年 11 月，缅甸再次举行大选，反对党全国民主联盟获胜，昂山素季领导的民盟开始迈入缅甸政治舞台的权力中心，西方社会逐步放松对缅甸的各项制裁。

近十年，缅甸经济虽取得较快发展，但仍位居东盟末位，是世界上“最不发达”的国家之一。据世界银行统计，2010-2019 年，缅甸的国内生产总值 (GDP) 总量从 495 亿美元增至 760 亿美元，人均 GDP 从 979.05 美元增至 1407.81 美元，已进入世界下中等收入国家行列。缅甸经济以农业为主，工业基础比较薄弱，农



业增加值仍占 GDP 的 22.3%，工业占 36%，服务业占 41.7%。2010-2019 年，缅甸的进出口贸易额从 118.7 亿美元增至 365.8 亿美元。

因缅甸劳动力资源丰富且成本较低的优势不断凸显，加之欧美给予缅甸的普惠制待遇，以纺织制衣业为代表的劳动密集型加工制造业在缅甸蓬勃发展，缅甸一度被视为东盟区域内最受关注的前沿国家。来自国际多边机构的政策建议、资金和项目支持成为近年来推动缅甸经济高速发展的主要动力，对于基础设施建设、能源等项目的大力投入和劳动力市场的改善使得缅甸经济处于稳定增长通道，2015-2019 年均经济增长率达到 6.5%。

缅甸拥有得天独厚的旅游资源，但受制于基础设施配套完善程度较低而未能充分发展，据 2018 年世界银行公布的全球 160 个国家和地区的物流绩效指数显示，缅甸综合指数排名第 137 位，其中，交通基础设施指数排名第 143 位，属最差之列。至今，缅甸国内仅有一条高速公路，与周边 5 个邻国尚无一条铁路或高速公路相通。要实现旅游产业的复苏，缅甸首先需要直面的是与旅游业相关的基础设施建设。但囿于资金、技术的短缺，缅甸政府在改善基础建设状况方面力有不逮。为此，缅甸积极鼓励外国投资者以多种方式参与当地基础设施领域的开发与投资。2018 年，缅甸投资委员会 (MIC) 推出了缅甸投资促进计划 (MIPP)，目的是在未来 20 年内吸引负责任的企业投资 2000 多亿美元。缅甸投资委员会还将公路、铁路建设及发电输电等基础建设项目列为鼓励行业，给予相应的税收减免优惠，并为投资者提供必要协助。2020 年 10 月，缅甸投资与对外经济关系部部长称，缅甸政府正在制定一项中长期的经济复苏及改革计划，并计划增加对基础设施的投资。

财政方面，由于缅甸税基较窄，政府创收能力较差，且基础设施建设对财政支出需求较大，近年来财政赤字率均在 3% 以上，2020 年预计将扩大至 4.5% 左右；为缓解疫情而推出的财政刺激计划将加剧政府的债务负担，政府负债率将由原先的 40% 以下小幅上行至 41% 左右。对外偿付方面，缅甸进出口贸易受疫情冲击有限，2019/2020 财年进出口总额达到 366.65 亿美元，同比增加约 5%。尽管疫情导致缅甸外债规模增加，但缅甸外债水平本身较低，且以长期双、多边优惠贷款为主，外债 GDP 占比常年保持在 17% 以下，因此经常账户收入对外债的覆盖仍较为稳定。

营商环境方面，缅甸近年加快市场开放，改善营商环境以吸引外国直接投资 (FDI)。在世界银行营商环境评估中，2020 年缅甸的营商环境在全球 190 个经济体中排名升至第 165 位，属于营商环境改善成绩突出的 20 个国家之一。据缅方统计，截至 2020 年 4 月底，共有 51 个国家和地区在缅甸 12 个领域投资 1999 个项目，总投资额 851.67 亿美元。缅甸民盟政府执政以来，缅甸吸引超过 250 亿美元的外国直接投资。2016-2020 财年，缅甸中央投资委员会 (MIC) 和地方投资委员会向 1032 家外国企业颁发了投资许可，投资额达 251.86 亿美元。

虽然 2020 年民盟再次获得大选的胜利，但过去五年民盟执政业绩平平，其提出的民族和解、经济发展和修宪的三大任务均未取得重大进展，这引起了国际社会对民盟执政能力的质疑。在 2010 年至 2015 年，由缅甸军方支持的巩发党执政，经济取得年均 7% 以上的增长，而民盟执政后，在 2016 年至 2018 年尚能实现 6% 左右增长，但在 2019 年跌至不到 3%。受新冠疫情影，缅甸经济在 2020 年的增速为 3.2%，还算亮眼，但据国际货币基金组织预测，缅甸经济增速将在 2021 年下降到 0.5%。缅甸民盟执政至今，最不发达国家仍未“摘帽”。

2020 年，得益于人员跨境流动较少和缅甸政府及时采取防疫措施，新冠疫



情未在缅甸形成大规模爆发，确诊人数相对同地区其他国家较低，中国经济的快速恢复也加快了缅甸经济复苏的步伐。尽管国际货币基金组织预测 2021 年缅甸经济可能出现明显反弹，但缅甸国内疫情得以完全防控为时尚早。加之政局动荡的因素，使得缅甸经济增长的不确定性大增，其发展前景不容乐观。

在缅甸国内，民盟与军方的交锋已经开始。在缅甸之外，制裁正在路上。本月缅甸军管后，美国总统拜登对缅甸政局变化发表声明谴责，并威胁要对缅甸实施新的制裁，美国及其西方盟友欲联手制裁缅甸的紧张局势导致缅币汇率暴跌。由英国发起的联合国安理会针对缅甸军政府的制裁提案被中国、俄罗斯等国行使否决权否决，东盟其他邻国则表示对缅甸内政无干预意愿。可以预见，国际社会的反应仍将对缅甸经济发展与政局走向产生重大影响。

目前看，缅甸军管后的事态并未像某些西方媒体所渲染的那样恶化，其矛盾和危机的解决既要假以时日，也取决于多方因素。缅甸各方如能在宪法和法律框架下妥善处理分歧，其就能维护政治和社会稳定，这对缅甸国家、全体民众及地区和国际社会都是好事。几天来，缅甸军方在稳定政局方面分步推进，既防止了社会混乱，又避免了权力真空。军方重点采取如下六大措施：

一是在扣押昂山素季等领导人的同时，由缅甸副总统吴敏瑞签署命令，宣布收回国家政权，将权力移交给国防军总司令敏昂莱，并授权国家立法、司法和行政三大部门由国防军总司令直接掌管；

二是快速任命了副总统吴敏瑞就任缅甸代总统，以便内外有名义上的国家元首；

三是将原昂山素季政府的主要部门部长或副部长或解职免职，由国防军总司令重新任命的官员全面接管政府各部门权力；

四是在缅甸地方省或邦层面对行政长官进行大规模撤换，信得过的留用，信不过的一律撤换；

五是召集有 20 多个政党参加的会议，让他们一一表态支持新政府，包括缅甸巩发党、民主进步党、新时代人民党和若开民族力量党等多个党派在 2 日发表联合声明，表示愿意与军方合作；

六是敏昂莱总司令和代总统敏瑞组建了缅甸新的“执政管理委员会”，实为缅甸新内阁。敏昂莱在会上宣布了缅甸在紧急状态下将要推进实施的经济社会振兴发展计划，包括根据防疫规定恢复国内旅游业、酒店业等行业，提振经济和为失业人员提供就业机会等，以稳定民心和外来投资。

在这六大措施下，前政权从中央到地方被全面瓦解。缅甸军方否认这是政变，强调这是依据缅甸宪法和法律全面改组政府，并称是为了顺应民意，维护缅甸的国家利益、国家安全和确保缅甸的经济社会发展。但军方这些举措导致局势如何演变，涉及多种因素，尚待观察。未来一年，缅甸国内可能在部分地区会出现一些暴力冲突或动荡，但出现全国性的、危及到总体局势的动荡可能性仍较低。

三、对我利益影响与风险对策建议

自 1950 年 6 月中缅建交以来，中缅两国关系经受住了国际风云变幻的考验，近年中缅两国投资与经贸合作迅速发展，中国成为缅甸最大贸易伙伴和主要投资来源国，中国的援建工程和民生项目稳步推进，互利合作的成效凸显。

目前，在缅进行投资合作的中国企业和主要经营项目主要情况如下：中石油东南亚管道公司（中缅油气管道项目）、中石化（缅甸油气区块勘探项目）、中国电力投资公司（伊江上游水电开发项目）、大唐（云南）水电联合开发有限公司（太平江一期、育瓦迪水电开发项目）、云南联合电力（瑞丽江一级水电开发



项目）、汉能集团（滚弄电站项目）、长江三峡集团（孟东水电项目）、中国水电建设集团（哈吉水电站项目、勐瓦水电站承包工程项目）、中色镍业（达贡山镍矿项目）、北方工业（蒙育瓦铜矿项目）、中国机械进出口总公司（缅甸车头车厢厂承包工程项目）、中工国际（孟邦轮胎厂改造项目、浮法玻璃项目、桥梁项目、承包工程项目）、葛洲坝集团（其培电站、板其岔路承包工程项目）等。其中，中石油东南亚管道公司参与建设的中缅原油管道工程于 2017 年 4 月 10 日正式投入运行。作为“一带一路”倡议在缅实施的先导项目——中缅油气管道项目的一部分，中缅原油管道投运具有多重意义。对中方而言，中缅原油管道的建成与投运使得云南省可以依托中缅原油管道项目，积极布局、发展石化新兴产业，最大程度释放资源价值效应，建成产业链完备的新兴石油炼化基地。

当前缅甸军管后，军方与民盟双方博弈尚需静观其变。军方当局总体掌控全局，国家暂无大的动荡风险。但以 BBC 为首的西方媒体将联合国安理会主席国英国发起的对缅制裁提案无法通过归咎于中国反对，引发缅甸国内对华敌意反弹，将影响我在缅项目及人员生命财产安全。接下来，缅甸军管仍面临诸多内部挑战，包括：军政矛盾、民族武装和解问题、罗兴亚人问题、经济建设问题等长期存在的困难，以及抗击新冠疫情、提振国内经济等短期亟待解决的问题。缅甸长年面临国际恐怖势力威胁，东北部与西部时而武装冲突，且近期仍不排除缅甸占多数的佛教徒和穆斯林少数群体之间潜在的社群关系紧张情况加剧的可能。若缅甸国内政治风险进一步加剧，民族地方武装不排除利用机会“浑水摸鱼”制造冲突摩擦的可能，而军方如何处理民地武问题将会影响到我边境地区稳定，对缅甸疫情防控、国际贸易和经济复苏的前景形成负面冲击。但总体而言，缅甸政局变化对中缅投资与经贸合作的影响有限，一旦缅甸政局回归稳定，中缅经贸合作仍将迅速走上正轨，中缅三端支撑、互联互通与重大经贸合作项目仍将持续推进。

因此，中企在缅经营，要注意科学应对复杂局面，与利益攸关方妥善处理关系，化解潜在风险，力求多渠道构建价值共振的合作网络，共商共享共建共赢。鉴于上述复杂情资与风险分析，ICC-iCover 平台专家建议，应从风险防范顶层设计角度，做好如下应对之策：

（一）合规管控梳理与分散主体风险

注意防范美西方制裁或次级制裁累及我在缅项目或企业。中企在缅开展经济合作难以绕开军方企业，一旦美西方对缅制裁，在缅中企或受军方企业被国际制裁的牵连影响，轻则资产冻结，重则项目停摆甚至退出缅甸。我国《阻断外国法律与措施不当域外适用办法》（简称“阻断法”）生效后，中资在缅企业涉及对缅交易如何利用《阻断法》这一工具规避欧美长臂管辖，应是企业重大关切。因此，中企应选择当地有公信力的合作企业，并做好合规风险管理，避免与军方企业直接合作，规避相应风险。同时，企业可以通过合资经营或投保的方式分散和降低赴缅投资风险。针对缅甸投资金融风险，中国企业可寻求与当地企业、缅甸政府、大型跨国公司等合作，共同出资、共担风险；在项目管理上可以聘请当地人才参与项目建设，缓解融资难的问题，有效分散项目的建设、运营风险。同时，企业可以利用投保的方式转移部分风险，并在风险发生后获得赔偿。赴缅投资企业应及时向中国出口信用保险公司投保包括政治风险、商业风险在内的信用风险保障产品，或者购买中国进出口银行提供的商业担保服务；还可以在缅甸境内向缅甸保险公司投保人寿、工程、石油天然气等相关险种。

（二）建立健全风险评估体系和预警机制

缅甸复杂的局势使赴缅投资面临诸多不确定性，为避免中国企业遭受损失，



应建立健全风险评估体系和预警机制。首先，可以依托国内行业组织、中国驻缅甸使馆经商参处和当地商协会等组织成立专门的投资风险评估机构，第一时间收集缅甸政局、政策和法律法规等更为全面的信息，及时地判断缅甸的投资风险状况，提出防范风险的政策措施，加强中国企业对缅投资的前期预警。其次，企业应构建自身的海外投资风险评估体系，对缅甸的政治风险、法律风险、金融风险和社会风险等进行有效的评估。再次，企业可以与国际风险评估机构开展合作，采用国际标准评估投资风险，增强评估结果的可靠性和参考性。

（三）审慎选择投资与经贸领域

目前，缅政府虽采取一系列措施吸引外资，但也加强了对投资方向、投资方式等方面的要求。中国企业赴缅投资必须严格遵守相关规定，审慎选择投资领域。在投资方式上，缅政府鼓励采取 BOP 和 PPP，中国企业应熟悉这两种运营模式，与缅政府以及当地实力强大的企业建立良好的伙伴关系。此外中资企业应遵守我国内法律法规，及时进行项目备案，积极配合我国相关部门及商会协调，避免出现恶性竞争。在投资区域上，应尽可能避免选择动荡区域，重点投资缅甸设立的经济特区和政策优惠力度更大的一类投资区域等。农业是缅甸经济的基础，其产值约占该国国民生产总值的 40%，国内 70% 左右人口直接或间接从事农业生产。水稻作为缅甸最重要的农产品，在政策扶持、从业人员数量均在农业生产中占据极大的比重。缅甸政府为加强对外贸易和发展经济，选定水稻（大米）、豆类暨食油作物、水产品、纺织品、林业产品和橡胶 6 项优先出口产品，中国是这几类产品的重要进口国。在缅甸进行农业投资的中国企业，可以利用缅甸与其他国家的贸易协议和关税安排进行海外布局。

（四）利用 RCEP 框架推动人民币结算

缅甸签订 RCEP，将使其受欢迎的出口产品更有机会进入中国等全球市场，推动缅甸政府和企业更多储备人民币，以及使用人民币进行贸易结算，一方面可以通过中国庞大的外汇储备、雄厚的经济实力和稳定的人民币汇率，发挥“定海神针”的作用，以减轻届时因其它国际货币贬值可能造成的冲击。另一方面，缅甸更多使用人民币，也能带动其它东盟国家更多使用人民币。即便东盟其它国家原本比较偏好另一个货币，如美元等，但这些国家发现成员国缅甸愿意使用人民币，也会让人民币的交易、储备变得更容易进行。东盟各国更多地使用人民币，有助于各国更多将人民币作为结算货币、交易货币和储备货币。越多亚洲国家以人民币进行结算、交易和储备，采用人民币结算、交易和储备的成本就越低。中缅之间还可考虑在交易所领域进行金融合作，未来可推动更多在缅甸投资的中国企业购买在仰光证券交易所上市的股票，以及推动到缅甸当地投资的符合条件的企业，在仰光证券交易所上市。若时机成熟，更可推动中国的交易所和缅甸的交易所进行互联互通，打造沪仰通、深仰通。以此通过引入中国新的流动资本、技术、经验和产品，为缅甸的资本市场发展注入新的活力。

（五）妥善处理各方关系

面对缅甸国内复杂的形势，中国企业赴缅投资应妥善处理各方关系。赴缅投资的企业应注意避开武装冲突频发地，妥善处理缅甸的中央和地方、少数民族与缅族之间的关系，降低政治风险和安全风险。在项目建设过程中企业应兼顾经济效益和社会效益，注重履行社会责任，切实保障当地居民利益，缓解当地居民的排外情绪，降低项目被搁置的风险。面对缅甸国内西方势力对中国的排挤，中国企业应处理好同媒体、工会和其他非政府组织（NGO）的关系。中国企业可以利用专门网站或本地媒体来宣传自身主张、展示项目运行情况，增加企业和项目的



透明度，让民众充分了解项目的真实情况，从而打破某些不实之论，树立中国企业良好形象。另外中国企业应及时与工会、民间组织和宗教团体进行沟通了解雇员、民众合理诉求，减少对抗和摩擦。尤其在企业管理、环保评估、劳工关系方面，中国企业应邀请当地人士参加，提高企业经营的本土化程度，实现可持续发展。

7、甘肃新能源陷入“超额获利回收”困局（原创 武魏楠 能源杂志 7月30日）

7月，甘肃电力交易中心发布2021年上半年甘肃电力市场交易信息报告，其中显示：2021年上半年，省内交易电量709.07亿千瓦时，同比增长13.51%。2021年上半年，跨区跨省外送电量277.00亿千瓦时，同比增长16.21%。电厂购电均价228.96元/兆瓦时，送电均价258.25元/兆瓦时。

然而甘肃省繁荣的电力市场交易背后，依然潜藏着不少风险。据《能源》了解，5月以来甘肃省一直在实行不间断的现货结算试运行。在供需偏紧、煤价高涨的情况下，甘肃的电力市场建设面临着巨大考验。

越来越偏差的预测

在甘肃省6月结算试运行期间，日前市场平均出清价格319元/MWh，实时市场平均出清价格348元/MWh，日前市场和实时市场的出清均价较5月明显升高（300/274元/MWh）。但5、6月份甘肃的现货试运行结果反映出，甘肃现货市场实时价格与日前市场价格越来越不耦合。



在甘肃现行的市场中，新能源大发时间段现货价格常常地板价，今年试运行期间由于供需紧张，新能源小发时现货往往高价（天花板价）。供需关系决定这几个月现货价格较高。

所以现货市场的日前价格取决于新能源在日前对于第二天的发电出力预测，而实时价格又取决于新能源发电的实际出力。

但是在甘肃的现货试运行中，风电短期预测与实际发电曲线偏差明显，且短期预测发电能力低于实际发电能力现象增多。

这背后又有什么用的隐情呢？

被动的修改

在目前甘肃省现货市场规则中，新能源中长期电量要求强制按照日前短期功率预测曲线进行分解。月度风资源一旦比起初预测的小，新能源企业的中长期电量都会偏多，实际无法发出很多电量。但按照规则，新能源企业又必须强制分解所有的中长期电量。

为了减少损失，防止出现大量购买高价现货电量的情况，新能源企业不得不



对日前短期预测曲线进行人为修改。

根据甘肃省新能源企业向相关部门反映的情况，多数情况下是新能源企业在无法发出电量，但还有部分中长期电量要执行的时候，将日前预测曲线更多地修改为中午光伏大发时候的低价时段。这样可以让企业在现货市场买电执行中长期合同的时候，最大限度降低成本，减少亏损。

除了有新能源企业对发电预测准确性无法进一步提高的原因。在新能源企业看来，更多的问题出在强制分解新能源中长期电量曲线这个政策上。

目前甘肃省的新能源月度中长期电量包括市场电量以及年初优先发电计划分解到月的电量。一旦出现月度风资源差的情况，势必造成新能源企业中长期电量相对过多的情况。上文中提及的修改曲线，保证低价买现货电量的情况就一再发生。

超额获利回收：新能源的噩梦

在新能源企业看来是为了规避不合理的规则、减少亏损的行为，在甘肃电力现货规则中被定位为了“套利行为”。因此专门设置了新能源超额获利回收制度。

按照规则表述，新能源超额获利回收资金是为了规范新能源机组合理预测发电量，降低新能源机组申报套利行为。在新能源发电实际出力曲线与日前现货出力曲线出现偏差的时候，新能源会获得收益。其中超出规则允许的偏差部分收益，会成为超额获利回收资金。

在5月的发电侧结算中，光伏实际上网电量相对于中长期结算电量仅增加了0.21亿千瓦时，风电相对于中长期结算电量减少了0.18亿千瓦时。在新能源企业的强力反对下，甘肃5月份实际结算时免除了偏差考核与新能源超额获利回收（风电3145万元，光伏414万元）。

到了6月，甘肃省风电超额获利资金明显扩大，6月的超额获利资金超过4600万，其中风电超额获利资金3880万元。

问题在于，新能源企业主观修改预测曲线是基于中长期电量分解，目的是减少亏损。但规则中计算超额获利回收资金仅比较实时市场与日前市场的差距。这就导致超额获利没有考虑中长期电量与电价高低，新能源企业常常在没有获利的情况下被回收了“超额收益”。

基于现实情况的建议

这就往往会产生这样一种尴尬的情况：超额获利回收机制应该是在新能源电站获得超额收益的时候发挥作用。但是往往会出现新能源电站在超额收益回收机制发挥作用的时候，日发电收入为负数的尴尬情况。

据《能源》杂志了解，6月4600多万的新能源超额获利资金已经收取。尽管通过新能源分摊的方式又重新返还给新能源企业，但这还是充分反映出甘肃现行市场机制存在很大的改进空间。

对此新能源企业就向主管部门建议，是否可以考虑取消新能源超额获利回收机制。即便是保留该制度，也应该调整超额获利的计算方法。在5月的现货市场结算中，甘肃曾修订了新能源获利回收计算公式。但修改后的计算依然没有本质变化，因此还是遭到了新能源企业的强烈反对。

其实无论是政府的优先发电还是电网确定的新能源优先发电，在分解到月的时候都会与实际电量有所偏差。新能源企业也能够接受分解电量与实际电量的偏差，但核心问题在于，目前的甘肃市场缺乏中长期电量的灵活调整机制。



新能源企业向有关部门的反映时指出，对于新能源企业来说，功率预测曲线越准确，在现货市场中越便于获利。中长期曲线与实际曲线偏差过大，也会给新能源企业带来很大的市场分险。因此人为修改预测曲线，更多是一种临时性的无奈之举。

所以并不存在新能源通过人为修改曲线进行套利。如果建立完善、灵活的新能源中长期电量调节机制，新能源企业可以在规则范围内对中长期电量根据实际出力进行改变。

同时，新能源企业还建议新能源短期预测日前出清仅作为预出清，不结算。新能源中长期曲线分解以日内超短期预测为准。这或许是新能源在现货市场初期更好地参与市场的办法。

8、专访殷雄（上）：化石能源与可再生能源的“平衡”非常重要（原创 武魏楠 能源杂志 7月28日）

近1年的时间里，中国的能源圈被“碳中和”彻底刷屏。一时之间，风光等新能源占据了舆论的制高点，化石能源似乎只能等待消逝的命运。

但我们也不能忽视能源产业发展是有其内在的核心逻辑。而在近十几年的能源转型中，资本也在不断地持续创造价值对能源转型起到不同程度的影响。在多重外部因素的影响下，对于能源转型我们也就需要更多维度的思考与判断。

近日，《能源》杂志就许多热点问题专访了《能源资本论》作者之一的殷雄教授。殷雄教授现任中国广核集团专职董事，北京大学兼职教授，兰州大学兼职教授，南方科技大学产业教授。曾在研究机构、中央部委、地方政府和国有大型企业任职，从事企业战略、企业管理和能源资本等领域的学术研究。

在《能源资本论》一书中，作者提出了能源资本的双因子干涉理论，运用驱动因子和约束因子来解释经济增长和生态环境污染的内在机制，可谓抓住了事物的本质特征。作者还提出了能源资本与相关领域的干涉效应、蝴蝶效应、乘数效应、跃迁效应和杠杆效应等概念，这是对“能源”和“资本”进行组合研究之后得出的新结论。

本次专访内容广博且极具深度，因此我们将分为上下篇进行发表。

《能源》：4月16日，北京一座储能电站发生爆炸，将目前储能技术的安全性问题彻底暴露在了公众面前。储能技术是能源发展中，新技术驯服老能源的典范。但是在新技术各方面成熟（安全性、稳定性、经济性、环保性）之前，我们应该如何看待和规划新技术的发展？

殷雄：迄今为止，我们还没有看到有关这次事故的权威调查报告，因此，对事故的原因和性质还不好做出准确的判断。储能技术的安全性问题，也不是这次爆炸事故才暴露出来的，而是伴随着人类能量储存的整个历史过程。任何一种储存能量的方式，都不会是永远绝对安全的，都有一个相对的安全期限。

自2017年8月韩国23个储能电站起火事故发生以来，储能安全问题就一直困扰着整个行业。对于发生的安全事故，必须首先搞清楚原因，比如，是技术问题，还是管理问题，或者是使用者的技能问题。针对不同的问题，才能提出和采取不同的有效方法，这就是“一剂药方治一种病，一把钥匙开一把锁”的道理。行业内部对所发生的事故要引起高度重视，采取各种措施加以解决，社会公众也不必要过度恐慌，要理性看待技术改进过程中出现的安全问题。

从理论上来说，任何一种安全性问题都能通过工程技术手段加以解决。储能



技术也不例外，关键是需要一定的技术迭代反馈的改进时间。目前储能安全问题主要来自于电化学储能，电池本体因素仍是储能安全的核心，其诱发安全事故的来源主要包括电池制造过程的技术工艺及电池老化带来的储能系统安全性退化这两个方面，前者是一个技术工艺改进的问题，后者是一个使用标准优化的问题。要针对不同的问题，采取适宜的解决办法，而不能把不同类型的安全问题混为一谈。

储能技术的应用只有达到大规模工业化应用的阶段，它的社会效益和经济效益才能体现出来。这就需要从行业和产业的层面做出明确的技术发展规划，同时以各种政策手段鼓励和促进相关技术的不断应用与改进。储能相关技术发展规划的稳定性和坚定性，是解决储能技术安全性的唯一途径。

储能本身不是新兴的技术，但从产业角度来说却刚刚出现，正处在起步阶段。储能技术在各种能量形态中都具有极为重要的作用，也都有不断进化的空间。随着能源互联网的快速发展，储能技术作为新能源产业革命的核心，会越来越成为具有巨大发展潜力的新型产业，同时也会带来激烈的技术创新方面的竞争。

对于人类社会的未来，储能犹如能源资本的“银行”，能源互联网就是这个“银行”的储存系统。“以丰补歉”不仅是一种资源配置的手段，更是人类与自然和谐相处之道。储能与能源互联网的结合，是解决人类能源供应的时间平衡、空间平衡和总量平衡的根本途径，在这个问题上，没有任何替代方案，唯一的途径就是技术创新和技术迭代。

《能源》：在目前整体能源转型的过程中，我们应该如何平衡化石能源技术进步和风电光伏这些可再生、低碳能源的发展？

殷雄：我们在研究能源资本的过程中，发现任何能源形态都存在着两个完全不相关的公共因子，一个是促进经济增长的驱动因子；另一个是制约经济增长的约束因子。我们称其为“能源资本与经济发展的双因子干涉理论”。

能源资本的驱动因子，是指各种能源形态所含有的能量值及其价值潜能，决定着经济增长的快慢，因此会产生能源资本与经济增长的相互促进效应。驱动因子主要以能源资本投入数量的多少来表征，所反映的是货币资本和人力资本投入的强度。能源资本的约束因子，是指把各种能源形态的能量值及其价值潜能释放出来的水平和效率，决定着经济运行质量和效益的好坏，因此会产生能源资本与经济增长的相互制约效应。约束因子主要以能源资本使用效率的高低来表征，所反映的是技术创新和技术进步的水平。

不论是化石能源，还是可再生能源，其所蕴含的能量都是来自太阳，只是把太阳能以不同的能源形态凝固下来。人类能够有今天的物质文明成果，与化石能源的大规模工业化应用密不可分。具体地说，就是能源资本中的驱动因子为人类带来了丰富的物质产品，使我们享受到了高度发达的物质文明。与此同时，能源资本中的约束因子也随之带来了对生态环境的破坏。人类感受到蓝天白云和绿水青山的可贵，因此希望进行能源转型，使某种能源形态给人类带来更多的能量，同时伴随着更少的温室气体的排放。正是这种良好的愿望，使得人类现阶段能源形态的转型具有了某种基于生态伦理的道义责任。

社会公众有一种期待，就是能够完全用可再生能源和绿色能源来替代以这三种能源形态为主的化石能源。理想很丰满，现实很骨感。



《能源》：现实存在哪些困难呢？

殷雄：我们可以从两个案例中看出现实的难度。第一个例子是美国得克萨斯州大停电。这场事故原因之一就是在极端恶劣的气候条件下，缺乏能够支撑电网安全的、不受气候条件限制的、高能量密度的稳定电源形态。在极端寒冷天气期间，供电能力排名前三位的是核电、煤电和天然气电，平均小时容量系数分别为 76%、39% 和 38%，总计提供了整个电网 91% 的电力。从危机期间的可靠度、效率和最低时段的容量系数这三个指标进行评级，核电为 A，天然气电和煤电为 C，太阳能为 D，评级为 F 的风能成为危机中最不可靠的能源。而核电是危机中最为可靠稳定的能源。

从这个例子中，我们得到的启示既是明显的，更是深刻的。所谓明显，哪种能源形态的可靠性高，一目了然；所谓深刻，能源形态的转型是一场深刻而持久的社会革命，不是那么容易的事情。社会公众反对化石能源（核电的本质也是一种化石能源），但危机关头只有化石能源是最为可靠的。这就是现实生活中的一种悖论。

我在核电站的管理实践中形成一个观点，任何应对危机预案的有效性，必须经过小概率事件的考验。这次得州极端天气导致的停电事故，就是一次小概率事件，检验了得州电力系统的应急有效性，同时也揭示出各种能源形态必须具有一定比例配置的合理性。以核电为例，假如得州再多几台高功率的核电机组作为基荷供应电力，这次灾难程度不至于如此严重。反核电，作为一种社会思想意识是有其依据的，但现实生活的残酷性说明，非理性地反核是为人类自己“挖坑”，在某种极端状况下栽跟头、吃苦头就是大概率事件了。

第二个例子是德国的缺电。2016 年 5 月 15 日，德国太阳能和风能达到峰值，可再生能源提供了 87.6% 的能源需求，创下了历史记录，第一次实现了全国电力需求在瞬间几乎全部可以由可再生能源供应的局面，使人类有可能放弃以化石能源和核能为基础的能源供应体系，转向以可再生能源为基础的能源体系。

作为欧洲能源转型的模范生，德国大力发展新能源，并决定于 2038 年完全退出煤电。2021 年 1 月，德国正式拉开退煤帷幕，开始拍卖煤电装机容量。在此之前，德国决定于 2022 年实现弃核。这次退煤是德国继弃核后又一次重大的能源转型举措。然而，由于寒潮以及风电出力低，德国第一季度的现货电价几度飙升过百欧元，月均电价涨至四年来最高。电力供应紧张也使得原本关停的煤电机组临时启动，第一季度的煤炭发电量比 2020 年同期增加近 30%。

随着弃核退煤的进一步推进，德国将从电力净出口国转变为电力净进口国，尤其是增加对法国核电的依赖。在极端条件下，德国的电力供应还会更加紧张，因为可再生能源比例的提高会给电力系统的安全稳定带来挑战。德国联邦审计署发布了一份报告，批评联邦政府没有妥善考虑退煤的后果，完全低估了电力供应安全领域“新出现的、实实在在的危险”，能源转型的管控“存在疏漏”。报告发出警告，如果这种情况维持下去，德国将同时面临用电成本失控和电力短缺的威胁。

我们暂且不管德国该如何解决面临的问题，单就能源转型的本质来看，需要问两个问题：一是德国拍卖了煤电厂，那么谁买了？它们离开欧洲了吗？拍卖之后这些电厂不排放了吗？二是德国自己弃核，是弃了德国境内的核电厂，它还要从法国进口核电，这是真正的弃核吗？其实，这既不是弃核也不是退煤，只不过是把核电厂和煤电厂从德国境内转移到境外。



《能源》：那么从化石能源转向可再生能源的转型，如何才能成功呢？

殷雄：化石能源与可再生能源的“平衡”非常重要。至于如何平衡，这是一个各种能源形态数量上的合适比例问题。

只要某种可再生的能源形态所产生的能量（主要以电力的形式表现出来）能够满足人类的生产生活的需求，而且这种能源形态的供应具有相当的可持续性，那就应该以能够承受得起的经济成本利用这种能源形态。假如做不到这一点，就需要其它能源形态作为补充。这就是“平衡”。

能源转型成功与否，最终要看技术手段能否将太阳能高效地转化为人类可以直接使用的热力、电力和燃料这三种能量形态。能源转型是一个相当长的历史演进过程，不可能在一个早上就将“精英能源”弃之不用。

化石能源作为一种能量密度比较高的能源形态，是一种客观的存在，不管你用还是不用，它们就在那里，它们本身没有什么“罪过”，关键是人类使用它们的技术手段需要不断进步，就比如用煤炭发电总比直接燃烧来得更方便、更高效、更环保。它们是老能源，需要新技术对其进行“驯化”。哪怕一万年以后，人类所利用的能量仍然是各种能源形态的组合，无非是根据技术水平、资源禀赋和经济成本等指标所决定的不同比例。这既是能源资源配置的自然法则，也是人类与自然相处所应遵循的秩序伦理。

还有一个重要的问题，就是究竟什么是新能源？联合国曾经有过两次论述。第一次是1978年12月20日联合国第三十三届大会第148号决议，列出新能源和可再生能源共包括14种形态：太阳能、地热能、风能、潮汐能、海水温差能、波浪能、木柴、木炭、泥炭、生物质转化、畜力、页岩油、焦油砂及水能。第二次是1981年8月10—21日联合国新能源和可再生能源会议。

各国对这类能源的称谓有所不同，但共同的认识是，除常规的化石能源和核能之外，其他能源都可称为新能源和可再生能源，主要是太阳能、地热能、风能、海洋能、生物质能、氢能和水能。

新，是相对于旧而言的。要说太阳能和风能，恰恰是最古老的能源形态，与地球的年龄一样长。我以为，联合国这两次定义并没有说到点子上，其实应该从另外两个维度对新能源形态加以定义：一是某种能源形态大规模工业化使用的时间先后次序，二是某种能源形态的使用技术应用的先后次序。按照这样的定义，我们就可以更好地理解为什么太阳能与风能这类最古老的能源形态是新能源的本质含义。

9、储能爆发前夜，新能源配储若干难题待解（原创 武魏楠 能源杂志 7月21日）

在新能源更大规模发展毋庸置疑的背景下，储能的广阔前景已经成为共识。但除了更多政策的支持，尚处于竞争初期的储能行业或许更需要由内而外的自我革新。

文 | 武魏楠

近日，连续高温让全国多个地区的电网再度突破历史最高负荷。部分地区甚至出现了许久未见的分区停电情况。对于能够削峰填谷的储能，大众再度发出了强烈的呼吁。

在明确中国将要建立以新能源为主体的新型电力系统之后，如何平衡高比例新能源给电网带来的波动就一直是热议的焦点。在《能源》杂志主办的“第二届



风光储创新发展论坛”上，中国工程院院士杜祥琬就提出，储能技术是未来能源系统具备柔性、包容性和平衡功能的关键节点。“电化学储能技术进步的速度很快，占比越来越也多未来很可能成为储能的主力。”

国家能源局在《加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》提出了新型储能跨越式发展目和保障措施，在《2021 年能源工作指导意见》提出要推动新型储能产业化、规模化示范。目前地方层面已有 13 个省份相继出台配置储能政策。预计十四五末装机达到 3000 万千瓦，2030 年装机需求突破 1 亿千瓦，有望超过抽蓄。

历经波折储能似乎终于迎来了发展的曙光。但收益不确定、安全隐患难消、行业洗牌尚未进行、与电网融合不明确……等一系列问题依然是横亘在储能爆发式发展前的最大阻碍。

期待“自我输血”

从理论上来说，电化学储能的商业模式根据储能所处位置不同而有所区别。用户侧储能可以通过峰谷差套利，光储一体化增加效益；电源侧储能可以与火电和新能源电站一起参与辅助服务，与新能源电站一起增发电量；独立储能电站除了上述模式外，还可以通过容量电价获得收益。

就在高温席卷全国多数地区的时候，安徽省发改委官网发布了《关于试行季节性尖峰电价和需求响应电价的通知（征求意见稿）》，提出试行季节性尖峰电价，冬季和夏季期间，在日最高气温 36 或日最低气温 -5 时，全省工商业电力用户电价在高峰电价基础上每千瓦时上浮 0.072 元。这也就意味着最高峰谷电价差可超 0.7 元。

云南省大理市五子坡风电场

但目前除了峰谷价差的盈利模式在国内还有相对明确的计算方式，辅助服务市场和容量市场在国内要么是不成熟，要么就是完全不存在。

禾望电气集团总部营销部总经理崔少森告诉《能源》杂志记者，储能最直接的问题就是缺乏盈利模式。“现在各地陆续出台了新能源配套储能的政策。政策要求新能源项目配套储能也从侧面反映出储能没有成熟合理可行的市场运作机制，也就没有盈利模式。”

由于没有盈利模式，新能源配套的储能也就无法实现“自我输血”。那么对于新能源开发商业主来说，储能只能算是固定资产的一部分。既然是固定资产，那么就是价格越低越好。

据储能行业相关企业介绍，2020 年初的储能系统 EPC 中标价格还在 2.5 元 /Wh 左右。到 2021 年中，中标价格已经降至 1.5 元 /Wh 以下。去年底甚至出现了 1.06 元 /Wh 的储能报价。

广东惠州观音山风电场

4 月 16 日 12 时许，北京集美家居大红门的储能电站起火，14 时 15 分许，电站北区在毫无征兆的情况下突发爆炸，导致 2 名消防员牺牲，1 名消防员受伤，电站内 1 名员工失联。

目前这一起储能电站安全事故的原因还没有官方解读。但据不愿具名的相关储能人士介绍，在新能源电站的配套储能项目中，安全事故并非没有发生过。其中还有部分事故与产品质量直接相关。

在产业发展的过程中，安全事故很难完全避免。但对于希望健康发展的产业



来说，在安全事故中吸取教训，及时总结经验、完善规章制度和行业标准是更加重要的事情。

提高系统站位

除了盈利模式和安全标准，实际上储能距离大规模的发展还缺失了其他内容。由于还处在价格竞争的初级阶段，很多系统集成商对于储能与电网的配合。

“由于目前的新能源配储项目由于只是单纯给业主增加投资成本，除了低价中标之外，系统集成商也不会过多地考虑储能与新能源及电网的配合问题。”崔少森说，“如果未来储能可以参与交易或者用其他方式盈利，系统功能、设计上的缺失都有可能会减少项目的预期收益。”

福建兴化湾海上风电场

以无功功率补偿为例，其作用是在电力系统中调节电网的功率因数及供电效率，改善供电环境。当功率因数低于0.9时，将会对业主实行罚款。

“新能源项目大多配备了SVG无功补偿装置。但实际上储能系统可以完全满足无功补偿的需求。也就是说如果配备了储能，那么电站的SVG就不再需要了。但现在更多的实际情况是即便是配备储能的电站，还是会重复建设SVG。这部分投资就是重复建设。让储能或者说光伏+储能的投资回收更加漫长。”

对于还处于价格战阶段的储能行业来说，抢占更多市场份额或许是更加迫在眉睫的目标。但如果不能充分考虑未来与电网、用户等电力系统其他单元的配合，储能——尤其是电化学储能——的发展可能会遭遇更多的波折。

内蒙古霍林郭勒营地风电场

除了电化学储能，抽水蓄能、熔盐储能、压缩空气储能、飞轮储能……等先进储能技术都是当前研究的重点。多种储能形式的创新发展路线图，已经逐渐明晰，不同特点和适宜容量的储能环节都有明显应用场景。

在行业一致期盼更合理的支持政策之外，储能行业或许也需要一场完善自身的内部革新。

10、为什么煤电不可缺失(上)：灵活性煤电的必要性（原创 罗盾 能源杂志 7月19日）

在一定时期内，煤电仍然还将是电源的主要构成，仍将需以一定规模的容量存在较长的时间。

文 | 罗盾

2020年9月习近平总书记提出中国的“碳达峰”和碳中和目标之后，装机容量超过10亿千瓦的煤电在中国能源圈中成为了尴尬的存在。很多观点认为，在煤电碳减排潜力逐渐见底的情况下，煤电的彻底退出会是中国电力行业碳达峰和碳中和的关键。

从2013年的雾霾之后，煤电在国内舆论场中一直备受指责，如今更是走到了“消亡”的边缘地带。但煤电的命运或许不能仅仅从碳中和目标这一孤立视角来看，更要从整个电力系统的大环境、大格局来判断。

而当我们放宽了视角之后，结论可能截然不同：煤电不仅不会消亡，甚至会在未来的新型电力系统中扮演者重要作用。

大规模风光并网对的影响

在碳中和的背景下，业内预计未来十年年均新增风、光装机规模分别为5000



万 kw 和 7000 万 kw , 2030 年新能源装机将大大超过 12 亿 kw , 达到 17 亿 kw 以上 , 普遍预计到 2025 年就能达到 12 亿 kw , 增速显著超过 “ 十三五 ” 时期。 “ 十三五 ” 期间 , 风电装机年均新增约 3000 万 kw (2020 年抢装 , 当年新增装机超过 7000 万 kw) , 光伏年均新增装机约 5000 万 kw 。即便是第三方机构 , 多数预测的风光合计年均新增装机也普遍达到 1 亿 kw 以上。

电力系统是一个超大规模的非线性时变能量平衡系统 , 要时刻保持平衡 , 生产组织模式是 “ 源随荷动 ” 。发电作为主动调节集 , 负荷作为被动不可调节集 , 由发电主动调节 , 跟踪负荷的运行 , 用一个精准可控的发电系统 , 去匹配一个基本可测的用电系统 , 通过实际运行过程中的滚动调节 , 实现电力系统安全可靠的运行。

以风、光发电为主的新能源 , 不能 “ 源随荷动 ” (风、光不可控) , 或只能单边 “ 源随荷动 ” (弃风弃光 , 减少出力) ; 同时 , 在用电侧 , 大量分布式新能源接入后 , 用电负荷预测准确性也大幅下降。由此 , 新能源大规模接入 , 将对传统电网带来巨大影响。在电源侧储能未完全发展起来前 , 风、光发电系统均不具备调峰调频、旋转备用、无功补偿的能力。随机的气象条件 , 使得机组出力时刻变化 , 这对电网形成较大冲击 , 使得电网需要为风、光发电系统建设相应的旋转备用和无功补偿以解决调峰调频及对电压进行有效的控制和调整 , 需要其他常规电源为有功功率提供补偿调节 , 以保证电网对负荷持续、稳定、可靠的供电。

理论上 , 风、光入网所增加的发电能力并不能有效减少电力系统所拥有的常规发电机组。因此 , 从某种意义上 , 风、光发电的存在 , 相当于在电网中增加了一个 “ 不确定性负荷 ” 。

风、光发电大规模接入电网 , 面对 “ 两高 ” 的未来 (高比例清洁能源、高比例电力电子系统) , 既要提升新能源发电的用电比重 (消纳) , 又要确保用电安全 , 势必需要构建以新能源为主体的新型电力系统。新能源为主体的新型电力系统 , 意味着风、光发电将是未来电力系统的主体。煤电将由主力能源降格为辅助能源 , 但又必须承担供电安全 “ 压舱石 ” 的职责。定位为辅助能源的煤电 , 为确保电网安全 , 将面临总体装机容量不能低 , 但运行效率 (利用小时数) 不能高的尴尬局面 !

煤电是电网安全的 “ 底牌 ”

风、光发电功率的波动完全随天气状况做随机变化 , 而且要比电网正常的负荷变化高得多。所以 , 为风、光发电所准备的可调容量不能简单地依靠临时性的启、停机来完成 , 而是必须使其处于旋转备用状态。随之而来的是 , 风、光发电装机容量越大 , 旋转备用的容量就越大。因此 , 风、光发电大比例接入电网 , 必须匹配大量灵活可调的电源 , 即灵活性电源。理论上 , 传统能源均可为灵活性电源 , 因为它们都是可调可控的。例如水电 (包括抽蓄) 、气电、电池 (电化学储能) , 以及煤电。

水电方面 , 我国水电装机容量 3.7 亿 kw , 其中抽蓄电站 3000 万 kw , 受资源和环境的双重压力 , 再大规模开发水电的空间已经不大。尽管水电厂 (包括抽蓄) 的调节能力比较强 , 容量大、机组的启 / 停调节迅速 , 是较为理想的调频调峰电源 , 但水电布局受自然资源的约束 , 在选址和容量上均有所限制 , 加上水电本身的周期 (丰枯水期) , 使其自身有时也会有调峰的需求。目前 , 我国抽蓄电站 3000 万 kw 的装机容量 , 明显不足于完全承担灵活电源的功能。

气电在调峰能力和超低排放上极具优势。气电启停速度快 , 大型机组启动至带满负荷可控制在 1 小时以内 , 能够快速响应电网需求 , 可为电网提供可靠的调



峰支持；氮氧化物排放量小，SO₂ 和烟尘排放基本为零，与煤电相比要清洁环保。但是，受制于中国“富煤缺油少气”的资源禀赋，较高的气价和安全供应得不到完全保障的国际环境使得我国气电装机比较有限，在 2020 年末我国气电装机达 1 亿 kw，但只占总装机容量的 4.5%；另外，冬季往往也是天然气用气高峰，保民生的需求也会抑制气电调峰的出力。

目前，寄以厚望的是储能应用系统，特别是电化学(电池)储能，以及少量氢能储能。电池储能采用电力电子控制输出功率，响应十分迅速，本身非常适合于电力系统的调频，其调频效果是水电机组的 1.7 倍，更是远好于煤电机组。从中长期来看，储能或氢能（氢能可以看着是储能的一种）加上智慧能源系统是实现大规模新能源消纳，进而实现能源系统碳中和的最终解决方案。但在近一定时期内，储能还无法完全承担调峰功能。

首先，目前以锂电池为主的储能系统容量有限。储能多数容量配置 10%，充（放）电时间在 2 小时左右。对电力系统而言，这样的配置在短时间内（“分钟”级别）的一次调频方面是有效的，但在针对以“天”或“周”为时间周期的调峰方面却可能不够。假定在“十四五”期末风、光发电机组累计装机达到 12 亿 kw，未来 5 年新增 7 亿 kw 50% 的新增装机配置 10% 的储能，则储能装机将配置有 3500 万 kw，能提供电量 7000 万 kwh。这个数对我国“十四五”期末预测的 14 亿 kw 的负荷和年 9.3 万亿 kwh 的用电需求量来说并不能解决“天”级别或“周”级别时间周期的峰荷问题，在一些气象条件下，“周”级别的峰荷需求并不少见。其次，从产业上看，2019 年，全球电池储能累计装机规模为 9.52GW，当年新增投运电池储能规模是 2.89GW。截至 2020 年 6 月底，我国电化学储能累计装机规模达到 1831MW，未来五年要达到 3500 万 kw 的新增储能装机，是 2020 年装机的近 20 倍。这在电池储能技术体系尚未实现完全标准化，产品质量和系统集成水平参差不齐，安全问题尚有疑虑的情况下，这样的扩张速度存在较大不确定性。在成本和商业模式方面，储能电站度电次成本在 0.5 元左右，离规模应用的目标度电次成本 0.3~0.4 元仍还有不小差距；商业模式也还未成熟，收益存在很大不确定，大规模的投资难以进场。

从长远来看，风、光+储能和氢能将是能源体系的主要的发展方向，煤电终将会退出历史舞台。然而，从上述分析来看，储能的发展过去是没有跟上风、光发展的步伐的，而且在最近的一定时间内也还不能迅速跟上新能源装机扩张的步伐。

综合上述的分析，在一定时期内，煤电仍然还将是电源的主要构成，仍将需要一定规模的容量存在较长的时间。

来看个实例。2021 年初寒潮，1 月 7 日国家电网统调最高负荷达到 9.60 亿 kw，11 日南方电网负荷达到 1.97 亿 kw 的峰值。1 月 7 日当天晚，两网高峰创出了高点，达到了近 11 亿 kw，当天的电量是 259.67 亿 kwh。我国电力总装机近 22 亿 kw，这个负荷高峰出现在晚上，光伏没有出力；7 日那一天全国大面积没有什么风，风力发电的装机出力只有 10% 左右，全国 5.3 亿千瓦风电和光伏的总装机，5 亿千瓦没有出上力；冬季是枯水期，3.7 亿千瓦水电的装机有 2 亿多没有出上力；冬季也是天然气的用气高峰，天然气发电装机有将近 1 亿千瓦，50% 也没有出上力。这时，如果没有近 11 亿装机的煤电顶上来，这个高峰负荷是完全无法满足的。已知的事实是，彼时，南方一些省份被迫有序用电。

冬夏双峰是我国电力负荷的特点。2021 年 1 月，南网首次连续五日（“周”级的时间）出现冬季日用电负荷与夏季高峰时段相当的局面。如上面的实例，冬



季负荷的峰值大都出现在晚上。冬季是枯水期，水电出力下降；南方湿度大，风机可能凝冻；晚高峰，太阳已下山，光伏无法出力。多省市同一时段出现负荷峰值，难以实现余缺互济。此时，顶峰迎冬的重任是不得不由煤电来抵顶的。2021年1月间，湖南、浙江限电，北京燃煤供热机组重启等事实可以证实上述判断。

煤电要适应低负荷运行

截至2020年底，全国全口径发电装机容量为22亿kw。火电装机12.5亿kw（煤电装机容量10.8亿kw，占总装机容量的比重为49.1%，首次降至50%以下）、水电装机3.7亿kw、核电0.5亿kw、并网风电2.8亿kw、光伏装机2.5亿kw。2020年新增并网风电、太阳能发电装机容量分别为7167万kw和4820万kw。抢装潮下，2020年度当年新增并网风电装机规模创出历史新高。

用电端，2020年全国用电量7.51万亿kwh，全口径发电量为7.62万亿kwh，发电量高于用电量1.5%。“十三五”期间全社会用电量年增长5.7%，全口径发电量年均增长5.8%，发电量的增幅略高于用电量的增幅。并网风电和光伏发电量分别为4665、2611亿kwh，同比分别增长了15.1%和16.6%，两者合计占全社会用电量9.7%。全口径发电设备平均利用小时数3758小时，火电利用小时4216小时，其中煤电4340小时；并网风电、光伏利用小时分别为2073和1281小时。

尽管煤电仍然还有4000多小时的利用小时数，情形尚可，但是，从长期来看，煤电终将面临利用小时数逐渐降低的压力。从地区结构上看，即便是在当前，在一些清洁能源占比较高的地区，煤电的利用小时数已经低于3000小时。从分省来看，十余个省的煤电利用小时数已低于4000小时，在清洁能源占比较高的省份，煤电利用小时已经低于3000小时。

2020年全国负荷最高达10.76亿kw（国网和南网负荷有时间差，若简单相加达最高负荷接近12亿kw）。预计“十四五”负荷增速5%-6%，用电量增速4%-5%，负荷增速略高于电量增速，则“十四五”末，即到2025年，负荷将达14亿kw，用电量达到9.31万亿kwh。一般地，发电量要高于用电量，以高1.5%计，则发电量预测为9.45万亿kwh，比2020年增加1.8万亿kwh。

假设2025年风、光装机已就达到12亿kw，风光各半，则“十四五”风光装机新增3.2亿kw，光伏新增3.5亿kw。风、光发电小时分别按2000、1300小时计，风光装机将新增发电量近1.1万亿kwh，将要占到新增发电量需求的近60%。届时，风光总发电量将达到近2万亿kwh。若按照9.31万亿kwh的用电量来匡算，这将占到全社会用电量的20%以上！考虑限电达到10%，也将出力达1.8万亿kwh，占到全社会用电量的19%。

考虑到风、光发电的受阻系数极高，为确保用电安全及14亿kw的峰值用电负荷，就必须增加稳定电源的配置。综合测算，煤电需增加装机容量约1.4亿kw（这个数值有争议，但多数研究认为煤电增加装机是必须的，分歧只是增加容量大小的问题）。

事实上，在“十三五”期间，有27个省、直辖市或自治区新核准通过了1.45亿kw的煤电项目。仅在2020年，就核准通过了4600万kw，占“十三五”期间通过总和的31.9%。核准通过的煤电装机总容量在“十三五”期间呈现了明显的U型曲线上升。考虑建设周期，这些项目将在“十四五”期间建成投产。

因此，“十四五”期间，随着用电峰荷的增加，煤电装机不得不增加。在优先发电权让路清洁能源的同时，新增发电量的需求（如上文预计为1.8万亿kwh）的60%将交由风光发电机组发出，即新增发电量需求的大部分要被新增的风光发电装机“吃掉”。若算上新增的水电、核电等机组新增的发电量约3000亿kw，



新增煤电装机将只有 4200 亿 kwh 的发电量额度，对应 1.4 亿 kw 的新增装机规模，利用小时数就只有约 3000 小时，将大幅下降。

灵活性是煤电唯一的选择

根据过去十年，即 2010-2020 年的历史数据，大部分省市的用电负荷增速要大于用电量增速。出于安全考虑，用电负荷需要稳定的电源来保障，如前分析，在一定时期，我国稳定电源的现实选项就是煤电，这就不得不在近期内增加煤电的装机。同时，气候承诺和减排的压力又需要使用大量的清洁能源。因此，煤电装机容量和使用电量的不匹配将会在相当长的时期内存在。最简单和直观的估算：负荷年增加 6000 万 kw，意味着稳定电源的装机容量需要增加 6000 万 kw；用电量变化同步于用电负荷，增速小于负荷增速，电量年增加 3600 亿 kwh。在容量和电量完全匹配的情况下，机组利用小时数为 6000 小时，这是经济合理的。然而，在技术进步和平价上网的情况下，风、光新能源机组大规模的装机是必然的，谨慎估计，若年新增装机 1 亿 kw，综合利用小时 1650 小时，就将“吃掉”电量约 1650 亿 kwh，留给煤电机组的就只有 1950 亿 kwh。显然，煤电机组的利用小时就会跌到 3250 小时。

在大力拓展清洁能源，新能源装机增加的同时，煤电装机也得增加，这看起来似乎相当荒谬！其实不然，单纯反对煤电建设的观点是缺乏对电力系统运行基本常识的认知，这只关注电量替代的竞争关系，忽略了电力瞬时平衡的特点。煤电装机容量的提高，更多是为了调节新能源服务，它的利用小时数仍会持续降低，因而装机容量的提高并不一定等于煤电电量的提高和碳排放的增加。

但是容量和电量的不匹配，必然损失煤电运营效率，增加运营和维护成本。这是无奈却现实的选择。是面对能源领域不可能三角（清洁、廉价、安全，三者不能得兼）的选择！

11、为什么煤电不可缺失（下）：市场机制的重要性（原创 罗盾 能源杂志 7月20日）

目前的市场机制并不支持煤电大规模的灵活性改造。随着成本传导的逐渐完善，电价也可能面临着上涨风险。

文 | 罗盾

在本篇文章中，我们将继续讨论煤电灵活性改造带来的成本压力，以及未来我们需要哪些与煤电灵活性相匹配的市场机制。

煤电灵活性改造和运行的代价

容量和电量的不匹配迫使煤电机组的灵活性（低负荷）运行成为无奈却需要常态运营的方式。所谓灵活性改造和运行，主要是指增加火电机组的出力变化范围，强化响应负荷变化及响应调度指令的能力。多数情况下就是增加火电机组在低负荷时稳定、清洁、高效的运行能力。目前，我国煤电机组一般最小出力为 50~60%，冬季供热期仅能低至 75~85%，对于服务新能源的调节，进行深度调峰并不足够。而在风光发电渗透率提升到 20% 以上时，深度调峰将会成为主要需求。

煤电灵活运行的代价主要来自两个方面：一是灵活性改造的付出；二是灵活性运营效率损失的代价。

煤电机组的改造中，纯凝机组与热电联供机组技术路线有所不同。纯凝机组灵活性提升主要取决于锅炉燃烧稳定性以及汽轮机和主要辅机的适应性，目前国内试点示范改造项目，最小技术出力可低至 30%~35% 额定容量，部分机组可以



低至 20% ~ 25%。热电联产机组灵活性提升的技术路线较为丰富：蓄热，电极锅炉，切除低压缸，余热回收等，改造完成后，热电联产机组的最小技术出力达到 40% ~ 50% 额定容量。丹麦、德国的经验表明，煤电灵活性改造技术是可行的。丹麦煤电机组改造后最小出力低至 15%-20%，德国为 25%-30%。

由于技术路线不同，缺乏标准，实践中煤电灵活性改造采取一厂一策的办法，改造成本差异较大，单位千瓦调峰容量的改造成本在 500 元 ~ 1500 元之间，可低于抽水蓄能、气电、储能电站等其他系统调节手段。

在运行上，煤电机组低负荷运行时，煤耗增加、能效下降，参与深度调峰的机组长时间偏离设计值运行，安全性经济性下降；在机组热效率最高的负荷下稳定运行，为了防止低负荷时灭火或燃烧不稳，需要投油助燃，使得机组燃料成本提高。

在浙江电科院包劲松的报告中，对各类机组的低负荷运行作了实证分析，大致上负荷每降低 10%，煤耗将要增加 5%。深度调峰，代价不菲。煤炭在煤电中的成本要占到 70%，这意味着负荷每降低 10%，煤电度电经营成本将上升 3.5%，这只是电量经营成本，并未计算环境损失及改造投入。对于煤电对成本及其敏感的情况下，深度调峰的情况下，比如到 30% 负荷运行，单位电量的经营成本，可能要升高近四分之一。对于电量出售已经较小，已在盈亏边缘（通常 4000 小时的利用小时数大致是盈亏平衡点）的火电厂来说，增加四分之一的现金经营成本，将会压力巨大。

市场机制的建立

目前，电力市场以电量价格为主的市场机制，缺乏煤电为电力系统提供保安全，顶峰调频等服务的回报。若只按提供的电量计收益，运行小时低，煤电生存困难，投资和更新不足，是无法顾及到灵活性改造需要的新增投入和在低负荷运行时增加的经营成本的补偿的。因此，除电量市场外，关键是要建立容量市场。由于缺乏回报和补偿机制，到 2019 年，“三北”地区累计完成的煤电机组灵活性改造只有 5078 万千瓦，仅完成了“十三五”规划目标的 24%。

那么，适度新建煤电机组是否可以考虑摒弃大容量、高参数的配置模式，转而考虑灵活性的设计和配置？

如前所述，在“十四五”期间，为确保用电安全，保障供电需求，需要增加煤电配置 1.4 亿 kw。既然煤电将来将大部以灵活性运营的模式存在，是否应当考虑在设计和建造新煤电机组时，就按照灵活性配置的方式去考虑？

近年来，国内煤电机组一直沿着高参数，大容量，超临界，低煤耗的路线前进，新上机组至少都是 60 万 kw 以上超超临界的大型机组。然而，这是煤电仍然作为主力电源、基荷电源的发展思路。在煤电退出主力电源，角色转变为辅助能源，节约能源的时候，煤电发展的技术路线是否可以做出一些调整？灵活可调、中低容量、组合搭建、方便启停，是否应当成为煤电技术的新发展方向？通过市场引导，组建专业技术攻关，从大容量、集中式的路线转到灵活组合，分散配置的路线上来。从研发开始，设计、建造和运营从一初始就考虑好宽幅调峰，避免以后的改造？通过增量配置，逐渐改变存量结构，形成节约能源的功能。

我国目前的辅助服务市场可能不足以激励煤电灵活性配置，除电量市场（有功市场）需要逐步建立和完善容量市场。

为适应新能源消纳要求，在“两个细则”基础上，一些省份对辅助服务政策进行了调整，加大了对灵活调节电源的补偿，但总体来看，我国辅助服务补偿水



平偏低。部分地区灵活性电源调峰仅获得少量辅助服务的补贴或补偿，缺乏可持续发展的商业模式。2018年，全国辅助服务补偿费用占上网电费总额的0.83%，远低于美国的2.5%、英国的8%。

电力系统的运行离不开无功支持和备用配置，作为辅助能源的煤电机组在提供这些服务时需要进行设备投资和承担运行费用，这些服务应当得到回报。煤电灵活性改造技术成熟，经济合理，关键这也是我国在近一段时期内现实的选择。通过市场引导，可以弥补电网调节能力严重不足的短板。故而应当建立容量市场，提升煤电灵活配置的积极性，通过市场机制形成煤电机组调峰、调频、备用等辅助服务价格，以补偿其合理成本。

完善的市场机制是煤电灵活性配置切实有效的驱动力。据有关资料，丹麦的火电利用小时数从调峰前的5000小时下降到了调峰后的2500-3000小时，但调峰收入仍然确保了其可以获得合理的收益。

新能源平价上网不等于平价利用，容量市场需要传导煤电灵活运行的成本，电价的提升可能将会到来。

“十三五”期间，风电、光伏发电的实际装机数据远超过当初规划的2.1亿和1.1亿kw目标，分别达到2.8亿和2.5亿kw，发展远超预期。但储能和灵活性电源的发展却明显低于规划。如果当前不加快部署灵活电源，弃风弃光或风、光装机的增速下降是必然要出现的。与电网连接的电源，若只计算发电端的电量成本并以此衡量是否“平价”，无法完整的估计电力转型成本和艰难程度，也不利于防范电力转型中的风险。而不将电能全成本传导到用户，不利于用户认识低碳发展的艰巨性，不利于强化节能意识。新能源度电成本的下降，并不意味着其利用成本能同步下降，用户承受的电价不再单单是新能源上网电量的电价，平价上网不等于平价利用。

容量市场的设计需要解决灵活性电源服务成本传导这个问题。

风、光新能源比例越高，消纳成本越高。有研究表明，新能源电量渗透率超过10%到15%之后（前文所述，2020年已达9.7%，可以预见的是在“十四五”期末，大概率到15%以上），系统成本将会呈现快速增加趋势，包括灵活性电源投资/改造成本和系统调节的运行成本。文献认为，若中国2030年达到20%-30%的风光新能源渗透率，可能带来全社会度电成本增加0.031-0.059元。

芝加哥大学能源与环境政策研究所（EPIC）2020年11月发布的一份研究显示，在美国实施可再生能源配额制（RPS）政策的29个州和哥伦比亚特区，7年后可再生能源电量比例提高了2.2%，同时零售电价提高了11%，12年后可再生能源电量比例提高5%，零售电价提高了17%，主要是新能源电网接入系统成本提高所致。

也许，面对“清洁、廉价、安全”的不可能三角，可行的选择是在“安全”的前提下，争取用牺牲小部分“廉价”的代价，用来换取大部份的“清洁”吧。绿色能源，在相当长时期内，可能还是会有点贵的。

12、如何提高非洲项目追踪能力（原创 郝领东 国际工程与劳务杂志 2021-7-31）

作者：郝领东

2015—2019年，中资企业在非洲承包工程新签合同额年平均值为746.1亿美元，完成营业额年平均值为505.7亿美元。本文总结笔者在非洲追踪项目的实践经验，以期为中资企业提高在非洲市场追踪承揽项目的能力提供借鉴。



项目追踪阶段的能力缺失

项目追踪阶段主要工作内容包括前期市场开拓、分析招标文件、现场考察、方案设计、分包商选择、报价计算、提交标书和谈判签约，下文将这一阶段中可能出现的问题进行分析辨别。

一、市场经营策略把握不准确

非洲 56 个国家，各个国家、同一国家不同区域的市场环境都存在较大的差异，因此在决策某一项目的投标策略时，需要对其所处的市场环境进行深入的了解和分析。市场环境的分析既包括整体的政治、文化、经济、宗教、自然、社会等宏观内容，也包括其契约精神、司法体系、执法力度、市场规模、竞争程度等具体细节，对项目市场环境的微观和细节内容的偏见有可能导致企业制定错误的市场经营策略或项目投标依据。

二、招标文件分析不严谨

投标企业一般重点关注招标文件中投标人须知、设计图纸和工程量清单，对于合同条件、业主需求和技术标准等控制项目的纲领性文件只是大概浏览，可能带来的风险包括以下两方面。

1. 技术方案不符合合同规定或业主需求

业主需求和技术标准包含大量项目信息，主要是对施工内容具体技术参数的规定，这些规定一般与投标企业熟悉的现行国内标准、规范相差甚远，若没有认真研究，可能导致后期设计方案采用错误的标准，方案设计不满足功能需求，部分功能遗漏或多余。

2. 关键的合同风险因素未识别

招标文件中合同条件文本是拟签署的合同文件，对业主、承包商的各项权利义务进行规定。合同双方的法律地位平等，但合同条件在招标阶段就由业主单方提出，无条件接受合同是中标条件之一。普遍的做法是业主以标准的合同范本为基础，如 FIDIC 合同条件，大量删除对于业主约束的条款，而增加一些对承包商不利的条款，形成苛刻的合同协议。如合同约定工程内容至少 30% 由当地分包商完成，并对当地分包商进行定义（本国国籍人持股超过 51% 的建筑公司），但投标阶段未予关注，在项目签约后如果全部工程由中国承包商自行实施，将导致合同违约。

三、现场考察不全面

现场考察作为方案设计和报价计算的基础，若考察内容不够全面，将直接制约设计的可行性和报价的准确性。

1. 地质条件不明朗

前期现场考察受制于有限的资源投入。如公路项目大部分远离城市，地质条件主要依赖于地表直接观察，无法确认地表之下地质条件，预估的地质条件与实际可能差异较大。

2. 大宗地材料源调查不全面

找到优质便宜的填料、石头、砂、水等大宗地材料源对降低造价至关重要，大宗地材料源的风险在于未全面收集地材料源的信息，如确定材料的运输距离、质量、储量和购买成本等。

3. 自然气候条件调查不全面

气候条件包括该地区温度、降雨、光照、沙尘等，自然气候条件对于后期施工现场施工效率影响较大。降雨和风沙调查对非洲项目尤为重要。非洲大部分区域仅分为旱季和雨季，除区域降雨量差异大外，雨季降雨量大，旱季高温燥热、沙尘



严重。

4. 基础设施条件调查不严谨

现场营地和主要临时设施的选址宜具备交通、水源、通信和人力资源等便捷性。非洲大部分乡村区域基础设施不完备，主要临时设施选址需要根据项目特点有所侧重，如以保障交通和水源为关键因素。

5. 未预估施工场地获取的难易程度

项目用地范围内如果有大量建筑、耕地、牧场或林区等，将涉及较多的征地拆迁工作，拆迁费用高，同时增加对施工的干扰，可能导致设备长期闲置或施工效率低下。

四、设计方案缺陷

目前非洲普通施工项目一般采用设计-招标-施工模式、工程总承包模式和EPC模式，后两者由承包商承担设计责任，根据FIDIC银皮书第4.12款的规定，承包商承担全部无法合理预见的不利于施工的外界条件带来的风险，可见承包商因设计责任承担的风险较大。

1. 不符合技术标准和规范

非洲大部分国家没有成体系的设计规范，既有的零散的设计规范主要参考或直接借用欧美的规范标准。投标阶段主要进行初步方案设计，重点满足招标文件规定的设计规范和技术标准的基本原则，避免基础性错误。技术性错误包括两种，一是设计方案与规范要求不一致。如某国公路设计规范规定桥墩高于一定高度需要采用钢筋混凝土，不得采用块石砌筑。二是采用设计标准高于业主需求，缺少对实际设计标准的了解，直接借用中国技术标准，可能导致工程量和造价偏高。

2. 工程内容的遗漏或冗余

一般业主需求对于工程范围进行明确约定，因此工程范围的鉴别在投标过程中容易产生疏漏，但实践中工程范围有时存在约定不够清晰或理解偏差的情况，重点分歧在相邻设施交界面的工程范围，如公路项目岔线和连接线的工程范围，线性工程起止里程点招标文件与实际位置可能存在偏差。

3. 方案与实际结合不紧密

进行初步方案设计时，没有与现场实际条件紧密结合，或者没有考虑现场地材供应条件、施工工艺，致使设计方案执行难度大，施工成本高。

五、分包选择不严谨

国际工程实施中分包现象比较普遍，投标阶段进行分包洽谈，既可以选择当地企业，也可以选择中国企业，使用当地企业的主要风险是其后期的履约能力可能不足，使用中国企业的主要风险是可能对于现场不熟悉，或未认真了解招标文件的技术要求，盲目承诺，导致方案和报价与实际需求不符，实施过程中出现合同违约。如果招标文件包含了分包商名单和业绩，总包商对于分包商的选择权将受到制约。

六、费用计算不准确

施工项目多采用最低价作为中标条件，投标企业为了控制价格容易造成低价中标后项目亏损。

1. 人工费取费偏低

非洲普遍劳动力成本比较低，但不能片面理解人工成本低。首先中国企业在非洲的属地化程度不高，惯用模式是中国技术工人或技术班组带领一定数量的当地人进行施工，而中国工人的人力成本很高，中国工人和当地工人的用工比例不同项目差异较大，不能套用以前的经验；其次当地工人的工作效率较低，因此需



要配备较多的人力 ;再次当地工人人工成本计算除了直接人工工资外还需要考虑社保、福利等费用。

2. 机械设备台班费不准确

非洲市场设备租赁的价格较高 ,因此施工项目使用的机械设备主要使用自购进口设备。计算自有设备的台班费用时 ,折旧费需要充分考虑设备原值及其附加费用 ,由于在非洲施工时设备在使用过程中坏损较严重 ,因此设备年折旧率较高。此外 ,在计算设备工效时还需要考虑当地员工操作设备效率低等因素。

3. 材料费计算不准确

项目材料包括境外进口材料和当地采购材料 ,需要确定一个相对合理的材料损耗预备系数 ,尤其针对进口材料 ,因为进口采购周期长、成本高 ,损耗预备系数过低将造成材料短缺 ,影响施工 ,紧急空运会导致费用过高 ;损耗预备系数过高则将造成浪费 ,如果是免税进口的物资 ,施工结束的富余物资处理手续繁琐。

4. 土地资源使用费用预估不准确

项目涉及的土地资源主要包括施工红线用地 ,临时设施如营地、生产基地等土地 ,大宗地材如填料、砂、石等料场。不同项目关于获取土地资的责任划分和费用承担规定不同 ,简单地理解为业主或承包商一方负责都将导致基础报价不准确。此外 ,在合同基础上需考虑项目实际情况 ,如业主无预算资金而需要承包商暂时垫付或承担费用等。

5. 实施方案规划不严谨

项目实施的整体规划决定投入资源的数量 ,比如主要项目营地的位置、数量、规模 ,以及各阶段施工进度安排和拟采用的主要施工工艺等 ,因此投标阶段确定项目的整体规划需尽量贴合实际需求。

6. 财务费用取费保守

财务费用中风险相对较高的是税费、资金占用费、通货膨胀损失和汇兑损益。

(1) 税费 :非洲各国税务体系差异较大 ,有些国家税务制度非常苛刻 ,且执行力度大 ,外资企业是税务局重点盯控对象 ,一旦税务不规范就会面临高额罚款 ,因此需要认真核算税务费用。在税务环境相对宽松的国家 ,可以适当降低税务费用。

(2) 资金占用费 :非洲实施项目普遍存在严重的支付延误 ,造成承包商垫资的情况时有发生 ,一方面需要考虑垫资产生的资金占用费 ,另外一方面需要考虑融资能力 ,以应对现金流长期为负的困难。

(3) 通货膨胀 :非洲各国通货膨胀指数普遍较高 ,且项目周期一般超过 1 年 ,如果合同没有约定因物价上涨进行调价的条款 ,报价阶段需要考虑一定的通货膨胀费用。

(4) 汇兑损益 :招标文件一般规定汇兑损益由承包商承担 ,在业主支付外汇金额与实际需求外汇金额不一致的条件下 ,需要考虑一定的汇兑损益。

7. 管理费取费较小

管理费根据承包商自身管理水平确定 ,以公司平均水平或公司核定标准进行计算 ,如果以实际需求进行测算 ,应全面分析 ,避免漏项。

8. 风险费考虑不足

风险费的确定需要考虑承包商的投标策略、项目自身特点以及承包商风险管理能力等因素 ,具体比例无法一概而论。若项目具有非熟悉市场、非擅长项目、施工现场地质和自然条件复杂、工程内容包含设计、合同条款苛刻等特点 ,风险费用要适当提高 ,反之可适当降低。



七、商务和技术文件缺陷

一般施工项目评标标准针对商务和技术部分以符合基本评标要求为原则，投标文件的技术部分可能因为不满足评标要求而取消投标资格，需注意的风险细节包括投标主体、业绩证明材料、投标保函、人员、设备等资料的符合性，避免因为疏忽而违反否决性评标标准。

八、不珍惜谈判协商机会

业主决定合同签订前是否有谈判机会，可能的谈判包括开标后竞争性谈判、议标谈判、签发中标函后合同谈判。如果投标企业没有提前做谈判的准备，在业主紧急通知谈判时仓促应对，就会错过争取有利条件的机会。

能力提升措施

针对以上能力缺失，建议采取以下应对措施，以提高项目追踪成功率。第一，制定客观的项目投标策略。项目承揽是施工企业发展的根本，基于全面的市场调研信息和公司战略规划，制定客观的市场经营策略，并落实到具体项目的投标策略上。第二，严谨分析招标文件。分析和研究招标文件需做到关注重点且又不漏信息。对于合同文本约定的风险点，除非确信可以后期协调业主、工程师进行解决，否则不应报侥幸心理进行掩盖，而应制定对策或预留风险预备金。第三，严谨组织现场考察。现场考察前做好规划，对于考察目标、调查的细节、考察人员、必要的设施进行安排，考察过程中尽量做到细致全面，力所能及对地质进行开挖确定，锁定大宗材料来源，并认真编写考察报告。第四，认真做好方案设计。在满足业主需求和法律规范前提下，方案设计尽量减小工程量，简化施工工艺，贴合现场实际需求，保证价格的竞争优势，便于组织施工。第五，慎重选择分包单位。选择分包商时应对其履约能力、报价、施工组织设计等充分进行调研和评估，必要时可通过合同、保函等方式提前锁定分包合同。第六，报价计算贴合实际。直接费的计算应基于实际数据，避免依据主观臆想进行调整，财务费、风险费、利润等间接费的确定应结合项目情况和投标策略综合确定。第七，认真做好商务技术文件。根据招标文件要求，编制系统性的投标文件，对于评标重点关注的信息应注意细节，确保满足评标标准。第八，珍惜协商谈判的机会。项目追踪过程中如果有协商谈判的机会，务必提前规划，做好准备，充分应用谈判策略和技巧，争取有利的谈判结果。

（作者单位：中国土木工程集团有限公司）

13、尼泊尔水电投资开发程序探索（原创 刘泽庆 胡伟山 国际工程与劳务杂志 7月13日）

尼泊尔，一个位于喜马拉雅山南麓的内陆山国，独特的自然资源和地理环境造就了其储量丰富的水电资源，但尼泊尔目前水电资源开发程度仍较低。随着“一带一路”合作走深走实，中资企业在国际市场水电资源开发也不断深入，众多中资水电公司将目光瞄向了尼泊尔市场。本文结合尼泊尔水电资源的情况及发展机遇，探讨尼泊尔水电投资环境，分析尼泊尔水电开发思路与程序，以期为中资企业更好实施“走出去”战略，开发尼泊尔水电资源提供参考和借鉴。

尼泊尔水电开发机遇

尼泊尔理论水能资源蕴藏量约为 8 300 万千瓦，约占世界水电蕴藏量的 2 . 3%，其中可供开发的水能资源达 4 200 万千瓦。据尼泊尔电力局 2 020 年度报告分析，目前尼泊尔水电开发量为 1 24.75 万千瓦，仅占可开发量的 2 . 97%。



尼泊尔国家电力系统峰荷需求 140.79 万千瓦 , 总装机容量仅约 133.29 万千瓦 , 仍有较大电力缺口 , 需从境外进口电力。按照其对能源需求的预测 , 到 2030 年尼泊尔电力需求将增长至 10092 兆瓦。而由于尼泊尔化石能源匮乏 , 交通运输不便 , 其日益增长的电力需求只能依赖水利发电项目得到满足。除尼泊尔国家自身用电需求外 , 邻国印度的电力需求也在逐年上升 , 两国之间已有输电线路可供跨境电力交易 , 另有数条跨境线路正在建设中。可见 , 尼泊尔水电资源开发仍有较大市场潜力。

投资决策审批机构

一、尼泊尔工业局 (DOI)

DOI 直属于尼泊尔国家工业部 , 主要负责政府机构《外国投资和技术转让法》 (FITTA) 管理和执行 , 促进大中型外资工业企业发展 , 负责审批 20 亿尼币 (约 2000 万美元) 以下的外资项目。对于 20 亿 -100 亿尼币 (约 2000 万 -1 亿美元) 的外资项目 , 则由尼泊尔工业部部长担任主席的工业促进理事会负责审批。 DOI 鼓励外国直接投资并协助投资者在尼泊尔成立运营企业 , 同时还负责商标注册和专利注册等保护工业产权的业务。

二、尼泊尔投资委员会 (IBN)

IBN 于 2011 年成立 , 是尼泊尔政府为外国投资者提供的快速通道及统一窗口式服务。作为促进投资和发展的机构 , IBN 负责制定合理的政策 , 促进尼泊尔外资投资 , 给予投资者便利的服务 , 与有关政府部门及机构沟通解决投资者所遇到的问题、签署项目协议 , 为投资者提供统一窗口式服务等。作为公营 - 私营伙伴关系机构 , 在全球征集项目后 , IBN 代表尼泊尔政府负责项目谈判、签署和执行。 IBN 的目标是及时在预算内实现项目的价值 , 实现效益成本比的优化。

尼泊尔政府根据投资规模固定资本的不同 , 投资申请和审批的机构亦不相同。其中对于固定资本 100 亿卢比 (约 1 亿美元) 的项目 , 需向 IBN 提起申请 , 并需经该机构的最终审批 ; 对于固定资本小于 100 亿卢比而 20 亿卢比 (约 2000 万美元) 的项目 , 需向 DOI 提起申请 , 但需经过 IBN 的审批 ; 对于小于 20 亿卢比的项目 , 需向 DOI 提起申请 , 并需经过 DOI 总干事的审批。

中资企业水电开发思路与程序

20 世纪 80 年代 , 外商直接投资开始进入尼泊尔水电开发领域 , 主要采用 BOOT 模式进行水电项目开发和建设。至今 , BOOT 开发模式在尼泊尔水电开发领域运用已十分成熟。按照尼泊尔国家对投资项目的开发程序要求 , 项目开发程序主要包括 : 筛选投资机会 , 确定开发方式 ; 开展开发工作 , 获取相关审批 ; 沟通外部部门 , 签署开发协议 ; 完成项目建设 , 进行运营管理等环节 , 开发程序具体内容介绍如下。

一、筛选投资机会 , 确定开发方式

国际水电项目投资需遵循 “ 先市场 , 后项目 ” 的原则。只有对市场具备充分的了解 , 才可能对项目进行良好的把控。首先 , 需要对国别市场进行法律尽职调查、税务尽职调查 , 确定国别风险。其次 , 应充分了解行业状况和规则 , 如了解市场饱和情况和政府鼓励措施等。部分企业依照传统思维 , 针对项目独立跟踪 , 有合适项目则积极跟进 , 无合适项目则避而远之 , 这是完全错误的做法。对尼泊尔水电市场而言 , 只有充分了解市场状况 , 才能做出科学的判断和决策。

投资机会筛选除应考虑项目的进场交通条件、输电线路情况、水文泥沙、地质条件、工程结构等工程因素外 , 还应重点考虑项目开发权持有情况、项目开发

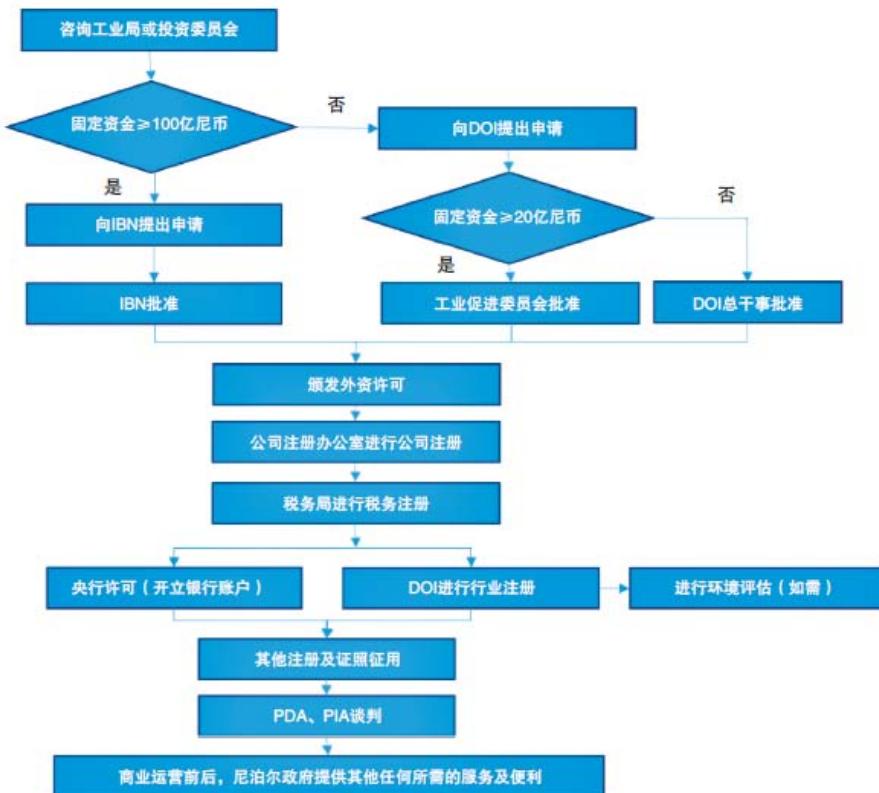


阶段、开发权持有人自身能力水平，项目开发外部环境等因素。重点应对项目进行财务评价和风险评价。对于规模与公司能力匹配、财务指标满足公司要求、风险可控的项目，应进行重点跟踪。

对确定开发的项目，与原开发人可采用直接买断、合作开发等合作方式。由于中资企业接触的项目往往已完成部分前期工作，对合作方通常需给予现金或干股补偿，以取得项目全部或大部份开发权。对于设备出口企业、承包工程企业、咨询企业往往采取小比例入股方式参与项目开发，取得设备供应、建筑安装、工程承包或设计咨询的优先权，原项目开发人仍主导项目开发过程。

二、开展开发工作，获取相关审批

尼泊尔水电项目投资审批主要包括一般性投资审批和水电开发专业审批。一般性投资审批流程适用于在尼各类投资，具体的审批程序见图。



一般性投资审批流程图

水电开发专业审批则包括勘察许可证获取、环境影响评价审批和发电证书获取等。其中勘察许可证(Survey License)主要是确定开发者对项目勘测的权利，由水资源部通过电力开发署颁发，期限为两年。通常在完成书面研究 (Desk Study)后申请，较容易获得。由于早期尼泊尔勘察许可证申请遵循“先到先得”的原则，大量开发商持有勘察许可证，但并不具备开发实力或并不主动进行开发，而是待价而沽，影响了水电市场的正常发展。为此，尼泊尔政府取缔了一批勘察许可证，勘察许可证批准亦有收紧趋势。

水电项目开发按工程规模等因素需进行最初环境审查 (IEE) 或环境影响评估 (EIA)，报告完成后需提交环境与科技部 (Ministry of Environment)，



Science and Technology) 等机构审批。

发电施工证书 (Construction License for Generation) 是项目开发人对项目开发的排他性权利的保证 , 通常在项目勘测工作完成后申请 , 在项目开发进程取得实质性成果后授予 , 年限为 35 年。

输电线路同样存在勘察许可证和施工证书 , 通常可在项目主体开工后申请 , 一般不会制约项目开发进程。

三、沟通外部部门，签署开发协议

在投资项目获得相关审批后 , 水电开发商需积极与外部主要部门进行沟通协商 , 并推动签署开发协议 , 开发协议主要包括购售电协议 (Power Purchase Agreement) 、项目开发协议 (Project Development Agreement) 和融资协议等。

在项目环境影响评价、可行性研究工作完成后 , 开发商如拟向尼泊尔电力局出售电力 , 则需向能源部或电力局提出购售电协议申请 , 收到开发商的申请后 , 尼泊尔电力局将首先进行水文电量数据复核并签署合同电量 , 其次进行电网影响研究并签署入网协议 , 最后进行购电协议文本谈判并签署购电协议。购电协议主要内容有电价及调整机制、售电原则、电量计量、不可抗力、调试程序等 , 它是确定开发人投资收益情况和能否进行融资的关键性协议。除尼泊尔电力局外 , 若所开发的水电项目还涉及到向印度售电 , 开发商应就购售电协议与印度相关部门展开协商 , 并与项目开发协议共同展开谈判和推进。

项目开发协议包含项目开发中的政府承诺和项目公司对政府、社会的责任与义务。其主要内容包括水资源利用权利保护、国有化和征收限制、政府豁免和特权、利益分配方法等内容。在尼泊尔水电开发领域 , 通常情况下 , 对外售电项目必须签署项目开发协议 , 以保护项目开发商的权利。而对于仅涉及向尼泊尔电力局售电的项目 , 如购电协议条款已经设置得较好 , 可不必签署项目开发协议。

项目融资协议是水电项目开发商与贷款方、投资人、保险机构之间针对所投资项目进行资金安排的一系列协议 , 主要包括贷款协议和保险协议等内容。而在融资协议签署的整个过程中 , 融资关闭是水电项目开发重要里程碑 , 是项目由前期开发阶段顺利进入施工建设阶段的提前 , 是决定开发项目成败的关键因素。

四、完成项目建设，进行运营管理

虽然很多中资企业在国内水电开发项目中已积累了大量建设和运营管理经验 , 能力不容置疑 , 但对于在尼泊尔已经进入建设运营管理阶段的项目 , 企业仍需在项目建设和运营过程中充分了解当地国情 , 重点考虑征地移民、基础设施环境、劳工关系、物资储备等问题 , 及时应对各种可能发生的风险因素 , 因地制宜进行建设运营管理。

结束语

尼泊尔具有丰富的水电资源、良好的水电开发环境 , 有可行、明确的开发程序 , 有较多外商直接投资的水电开发案例。近年来为引进外资 , 尼泊尔政府颁布了多项进步性的政策为外国投资者提供更全方位的便利条件 , 并成立了 D OI 和尼泊尔总理亲自领导的 I BN , 以吸引更多境外投资商进入尼泊尔 , 开展各行业投资业务 , 带动产业发展 , 促进当地经济的腾飞 , 提高人民生活水平。中资企业应充分了解和学习尼泊尔水电投资开发程序 , 掌握水电开发流程 , 克服项目开发过程中的问题和瓶颈 , 推动项目开发进程和实施 , 进而带动尼泊尔水电项目的发展 , 提升市场占有率和企业自身的开发能力。



（作者单位：中国电建集团海外投资有限公司）

14、如何逐鹿越南光伏下半场？（原创 国复咨询 走出去情报 7月30日）

越南光伏-近乎疯狂的上半场

1、11号决议-开启了越南光伏疯狂的上半场

2017年4月17日，越南总理府颁布政府11号决议，吹响了越南光伏上半场的号角。

决议规定太阳能光伏并网项目上网电价为2086越盾/kwh（未含增值税，相当于9.35美分/kwh）。同时规定适用上述电价的光伏项目并网时间为2019年6月30日。

根据越南规划，2020年光伏装机规划达到850MW；2025年光伏装机达到4GW；2030年光伏装机达到12GW。

在第一轮FIT高电价和丰富的光照资源的刺激下，越南光伏市场成为东南亚最热的光伏市场。各路玩家纷纷入局越南光伏，并展开了激烈的竞争，疯狂抢夺光伏市场项目资源。

截止2019年6月30日，根据越南电力公司EVN数据，越南并网光伏项目累计达到4312兆瓦，大幅超过2020年规划目标，并提前完成2025年规划目标。

2、13号决议-拉升越南光伏市场热度，上半场完美收官

第一轮FIT政策到期后，越南光伏新政备受业界关注。期间关于新政的猜测和讨论不绝于耳，主要猜测和讨论集中在：

- (1) 上网电价下调的幅度；
- (2) 是否按照北部、中部、南部分区域执行不同上网电价；
- (3) 是否按照地面、水上、屋顶不同安装方式执行不同的上网电价。

直到2020年4月6日，越南总理签署13号决议，延续和更新了越南太阳能发展的鼓励机制，即越南第二轮FIT。

13号决议规定2019年11月23日之前获批，并且在2019年7月1日至2020年12月31日期间实现全部或者部分投产的并网光伏按照安装形式进行电价区分，水上光伏项目上网电价为7.69美分/kwh，地面光伏电站上网电价为7.09美分/kwh，屋顶光伏发电项目的购电价格为8.38美分/kwh。

在越南第二轮光伏FIT政策的拉动下，根据越南工贸部数据，截至2020年底，越南累计光伏装机超过16GW，其中2020年全年新增屋顶光伏装机量超过9GW，地面和水上光伏装机超过1GW，越南成为2020年全球第三大光伏市场，越南光伏上半场完美收官。

3、越南光伏上半场狂热的原因

1) . 政策刺激

越南政府为促进光伏市场发展，采取两轮FIT政策，给予投资人较高的上网电价，并与EVN签署20年PPA；同时政府对于光伏项目给予土地租金优惠、所得税“4免9减半”优惠等。

2) . 光资源丰富

越南光照资源丰富，尤其在越南南部的宁顺、平顺等省份，年可利用小时数超过1500小时；

3) . 窗口期抢装潮的出现

越南两轮FIT政策对并网时间的规定，市场出现了抢装潮；



4). 光伏市场链条成熟

越南光伏市场可交易性强，市场玩家各负其责。本地开发商主要负责一次开发，以获取 MOIT 批复或总理府批复为节点；中国开发商主要负责二次开发，包括获取土地红本、完成可研报告、签署并网协议，计量协议，控制保护协议，SCADA 和通讯协议、PPA 协议等；最终投资人主要是收购项目开发权为主。

4、越南光伏上半场存在的问题

1). 光伏限电风险

越南国土为狭长型，光照资源分布不均。在全国实行统一 FIT 电价的情况下，光伏项目集中在越南南部省份，加上越南电网较弱，光伏项目存在限电风险；

2). 可融资性差

由于 PPA 条款过于苛刻，虽具有 take or pay (照付不议) 条款，但涉及到限电、终止赔偿机制不清晰、没有政治不可抗力的界定、缺少国际仲裁等关键条款，使得越南光伏项目可融资性差，不具备采取项目融资的条件。同时由于项目政策窗口期短，中长期融资需要审批的时间长，不适合采取中长期融资方式。实际操作中采取建设期“延付+特险”、项目并网后采取中长期融资的模式。

3). 市场情绪过于狂热，项目资源争抢激烈

越南市场作为东南亚最热的光伏市场，项目资源成为投资者争抢的目标。以泰国投资者为代表，在项目资源争夺中采取了十分激进的策略，在项目开发前期便支付资金对项目进行锁定。

由于越南光伏市场存在的上述问题，中资投资人在越南光伏市场疯狂的上半场中斩获不多。中资 EPC 企业、开发商、设备供应商在市场上斩获颇丰。

越南光伏-理性回归的下半场

越南光伏第二轮 FIT 政策到期，由于前两轮市场的狂热，装机量出现了爆发式增长，产生了限电等问题，市场逐步进入理性回归的下半场。

1、越南公布第八个电力规划草案

2021 年 2 月，越南工贸部公布了越南第八个电力规划草案 (PDP VIII)，将可再生能源产能目标提高近 70%，到 2030 年从 27 GW 增加到 45 GW，其中光伏为 20GW。

2、越南光伏新政尚处于讨论阶段

2021 年 1 月，越南电力和可再生能源委员会 (EREA) 已向越南工贸部递交越南光伏政策草案，草案中建议工贸部采取竞争性招标方式选取光伏投资方。但现在草案还在讨论阶段，具体新政尚未正式发布。

未来越南光伏市场仍有较大的空间，叠加未来政策的不确定性，投资者对于越南光伏市场的下半场应保持信心，理性对待。

3、取胜之匙-逐鹿越南光伏下半场的建议

1). 认真研判，回归理性：越南光伏市场还存在较多不确定性，建议重点关注未来光伏新政、DPPA 直接购电协议、储能政策等；

2). 修炼内功，适应市场竞争：作为中资投资人，应提升决策效率，加强市场化运作，增强市场竞争能力；



- 3). 打造光储结合新模式：储能可以解决光伏作为间歇性能源的弱势，平滑对于电网的冲击，未来可采取光储结合的模式；
- 4). 关注存量项目机会：可关注已并网光伏项目，谨慎评估限电后，进行资产收购；
- 5). 尝试高阶资本运作：尝试以光伏项目作为 Reits 的底层资产，进行资本运作。