



# 节能动态

(2021 年第 04 期)



中材节能国际投资有限公司

2021 年 04 月 30 日



## 目 录:

- 1、煤价电价“两头挤压”煤电企业承压转型（新华网客户端 2021-04-15）
- 2、菲律宾再生能源电力市场，时间过半，未来可期（2020-02-21 太阳能发电网，作者：刘志陟 周霞 来源：金杜研究院）
- 3、特别关注 | 抽水蓄能电站亟待按下发展“快进键”（原创 吴昊 能源发展与政策 20210427）
- 4、数据 | 东盟五国上网电价概述（2018-07-09 10:00）
- 5、中国能建连签多个海外项目！（中国能建 带路高参私享汇 3月1日）
- 6、“数”说哥伦比亚（2020年）（中国驻哥伦比亚使馆 2021-4-28）
- 7、电力业务许可证注销管理办法
- 8、一张图了解中国电价政策变迁与走势（全国能源信息平台 2019-07-15）
- 9、落实“碳达峰碳中和”须纠正对小水电的偏见（原创中国经济周刊）
- 10、太阳能、风能发电：现状与建议（原创科学参考 2021-05-12 李耀华 孔力 中国科学院电工研究所）

封面： 风电场



1、煤价电价“两头挤压”煤电企业承压转型（新华网客户端 2021-04-15）



赵乃育 绘

在促进煤电有序发展系列政策措施推动之下，近年来煤电扩张冲动得到有效遏制，燃煤电厂也在通过超低排放改造等举措实现减污降碳。不过，受低利用小时数、高煤价、低电价等因素影响，整个煤电行业近些年普遍亏损。业内认为，电力行业碳达峰，关键看煤电，而“十四五”时期煤电如何谋划绿色低碳转型，又成为关键中的关键。

煤电扩张冲动“刹住车”

按照 2020 年 6 月国家发展改革委等六部委的要求，至 2020 年底全国煤电装机规模需控制在 11 亿千瓦以内。来自中国电力企业联合会的数据显示，全国煤电装机总量在 2020 年底达 10.8 亿千瓦，如期完成前述约束性目标。

这表明，在“十三五”时期出台的促进煤电有序发展系列政策措施之下，2014 年以来的煤电扩张冲动得到有效遏制。

据部分受访的业内人士介绍，当时火电项目的审批权与环评审批权相继下放至省一级，煤炭价格也处于较低水平，地方政府和企业对上马煤电项目热情高涨，投资热度迅速上升，市场在短时间内走向饱和，产能过剩的潜在风险逐步显现。

2016 年，国家发展改革委、国家能源局接连下发三份重要调控文件，对煤电项目规划建设情况开展专项监管，提出要“取消一批、缓核一批、缓建一批”。这也为我国稳步改善能源结构、推动绿色低碳转型打下坚实基础。

据中电联统计，“十三五”期间我国煤电装机年均增速为 3.7%，占发电总装机容量的比重从 2015 年底的 59.0% 下降至 2020 年底的 49.1%。这是我国多年来煤电装机占比首次低于 50%，对于一个“富煤、贫油、少气”的国家来说，要实现这一成果并不容易。

同时，淘汰关停落后煤电机组、燃煤电厂超低排放改造等工作有序开展，也助推了“减污降碳”。

国务院新闻办公室去年 12 月发布的《新时代的中国能源发展》白皮书披露，截至 2019 年底，经过改造后实现超低排放煤电机组达 8.9 亿千瓦，占当年煤电总装机的 86%，建成世界最大的清洁煤电供应体系；超过 7.5 亿千瓦煤电机组实施节能改造，供电煤耗率逐年降低，发电效率、污染物排放控制达到世界先进水平。

今年全国两会上，碳达峰、碳中和成为热点，不少代表委员都围绕能源转型提出建议。对此，国家能源局主要负责人表示，将制定更积极的新能源发展目标，锚定 2030 年非化石



能源消费比重 25%和风电光伏装机 12 亿千瓦以上的目标，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

《经济参考报》记者在部分省份走访了解到，各地“十四五”期间对煤电项目的安排更趋理性。例如，安徽省强调“因地制宜、合理有序发展”，除继续推进阜阳华润、淮南潘集、大唐滁州等“十三五”核准在建项目、落实国家新批复的 2023 年 270 万千瓦煤电项目外，主要着眼于“十四五”中后期供需形势，有序发展一定规模的煤电项目。

四川省除已经在建的天明电厂 2×100 万千瓦燃煤机组外，“十三五”开始未再规划新增煤电装机，“十四五”后仍无新增计划。为应对新增用电需求，除了水电和新能源，四川还考虑新建一定容量的天然气发电机组。

#### 煤价电价“两头挤压”

近年来，我国电力供给总体宽松，并且新能源装机快速增长。在清洁能源优先调度的安排下，煤电设备平均利用小时数不断降低。据中电联统计，2020 年全国煤电机组的设备平均利用小时数仅 4340 小时，与 2019 年同期相比减少了 89 小时。

在此背景下，煤电企业的盈利空间还受到高煤价、低电价的“两头挤压”，行业出现大面积亏损，转型发展、高质量发展艰难。

记者走访部分煤电企业发现，2016 年煤炭去产能开展以来，电煤供应从宽松逐步转为偏紧、部分地区紧张，带动煤价上涨，令煤电企业承受很大压力。

此前，中电联的一份报告显示，2017 年电煤价格绝大多数时间处于“红色区间”运行，全行业电煤采购成本比 2016 年提高 2000 亿元左右。

国家电投集团下属的西南地区某电厂负责人告诉记者，电厂有 2/3 的煤需要外调，最远的要从山西、陕西运来，到厂价格不算运费就已经达到每大卡 12.8 分，比本地煤 8 分至 9 分的价格高出约 50%，但本地煤产能又因多方面原因无法完全释放，只能干着急。

另一方面，新一轮电改释放红利，市场化交易电量扩大，电力用户得到了实惠，但对于煤电企业来说，更多的感受是上网电价不断降低、盈利空间被压缩。甚至有企业认为，这一轮电改初期由于市场机制不完善，地方政府干预较多，形成了发电企业单边降电价的局面。

记者从国投集团所属国投电力控股股份有限公司获得的一份资料显示，其控股的、分布在多地的 5 家火电企业电价降幅逐年增大，现已达 5.15 分/千瓦时，2020 年累计市场化让利达 15.52 亿元。

浙能电力在 2019 年 7 月发布的一份公告称，浙江省统调燃煤机组上网电价每千瓦时降低 1.07 分（含税），调整后预计 2019 年公司全资及控股燃煤发电企业将减少营收约 3 亿元。

在煤电比较集中的西北地区，煤电企业靠自身改革已难以纾困。国务院国资委安排西北五省区的 40 个中央企业煤电项目按照“一省一企”实施整合试点，通过整合资源缓解经营困难，但也引来了质疑。

去年冬天，江西、湖南等地都出现电力供应紧张的情况。除了用电需求增长迅猛、极端天气影响等因素外，电厂保供积极性的因素也不容忽视。一位从事电力调度的业内人士直言不讳：“在长期经营困难的情况下，电厂采购高价煤来保供的积极性肯定不高。”

受访煤电企业、电网企业的人士呼吁，煤电对电网稳定运行有着至关重要的作用，有关部门应关注煤电行业“两头承压”的生存现状，加快推进能源定价机制市场化改革，全面疏导价格矛盾，促进整个产业链健康发展。

#### “十四五”是煤电转型发展关键期

我国的资源禀赋决定了能源结构以煤为主。电力行业碳达峰，关键看煤电，而“十四五”时期煤电如何谋划，又成为关键中的关键。



部分受访业内人士认为，新能源的出力特性，加上现阶段储能技术经济性、安全性尚不具备大规模商业化应用条件，决定了今后及未来一段时间，煤电仍是电力供需保障的“压舱石”，但其功能角色需要转变。

“煤电仍将作为保障能源安全、电网安全和支撑新能源发展的基石，功能作用将发生重大转变。”国网新疆电力公司经济技术研究院院长赵志强认为，未来煤电将由主力电源向基础电源转变，逐步向支撑性、调节性、保障性电源转变，其作用将由电力、电量双重作用向电力作用转变。

赵志强同时强调，“十四五”时期能源发展应避免“实现碳达峰完全依靠新能源”和“煤电发展不加限制”两种极端化的发展倾向，合理有序安排煤电规模，坚持高效、低碳、清洁、有灵活性的标准，并继续推动煤电超低排放和节能改造技术研究，进一步提升煤电清洁化水平。

国家电网榆林供电公司总经理孙自安认为，火电机组调峰能力强、供应稳定、电源质量高，为了保障系统安全稳定运行、满足调峰需求，在新能源大规模发展背景下，火电的建设也是必不可少的，关键在于遏制盲目的、非理性的投资冲动。

煤电机组灵活性改造也需加快推动。业内人士指出，在电力系统中灵活调峰电源至少要达到总装机的 10%至 15%，但我国目前还不到 6%，这已成为能源转型的主要瓶颈之一，大幅提升电力系统调节能力迫在眉睫。相比抽水蓄能、气电和储能，经灵活性改造之后的煤电是目前技术条件下最为经济的调峰电源。《电力发展“十三五”规划》提出 2.2 亿千瓦的煤电机组灵活性改造目标，但实际完成进度并不理想。

与此同时，业内人士还建议不断完善电力市场体系，为清洁能源和煤电的和谐发展提供平台。安徽省能源局副局长杨泽胜认为，应加快构建竞争充分、公开透明、开放活跃、健康发展的市场体系，为煤电灵活性改造、更多参与辅助服务市场等提供舞台。

国网浙江电力高级工程师、调控中心副主任项中明认为，煤电应积极参与调峰、调频、调压、备用等辅助服务，将更多的市场空间让给新能源，为新能源健康持续发展提供强有力的支撑保障；低成本的煤电是全社会降低用电、用热成本的基础，对促进经济社会发展、提升人民幸福感具有重要意义。同时，还应特别关注电力系统对包括煤电在内各类能源的消纳，例如可以通过建设高弹性电网，提升电力系统的包容、承载能力，使煤电、水电、太阳能、风能、核能充分耦合，共同助力碳减排。

（本版稿件均由记者杨迪、陈尚营、潘德鑫、何宗渝、刘彤、杜刚、朱涵、魏一骏、吴涛采写）

来源：经济参考报

## 2、菲律宾再生能源电力市场，时间过半，未来可期（2020-02-21 太阳能发电网，作者：刘志陟 周霞 来源：金杜研究院）

2019 年 5 月，菲律宾最高法院在菲律宾消费者联合会（Alyansa Para Sa Bagong Pilipinas, Inc.）一起集体诉讼案件中裁决，2015 年 6 月 30 日后签署的全部购电协议（约 90 份）应当重新采用竞争性招标方式签署。该裁决引起菲律宾境内外投资者的广泛关注，它固然警示投资者签署购电协议的合规风险，更从侧面反映菲律宾民众长期依赖传统能源发电，为高价电所苦，不得不集体通过司法途径寻求救济的无奈。

为减轻国内对传统能源发电及燃料进口的依赖，菲律宾早在 2008 年就颁布《再生能源法案（2008）》（Renewable Energy Act of 2008），对风电、太阳能、水电、生物质发电和地热发电等再生能源项目发展进行整体布局。2011 年 6 月菲律宾政府颁布 2011-2030 年国家再生能源计划，到 2030 年，菲律宾将实现再生能源装机容量约 15,304 MW，约为 2010



年容量 5,438MW 的 3 倍，并将努力实现到 2030 年再生能源发电占总发电 35% 份额的目标。如今，站在 2020 年的始点，时间过半，菲律宾再生能源电力计划完成过半了吗？本文将解析菲律宾再生能源项目的机遇和挑战，为中国投资者进入菲律宾再生能源市场提供参考。

### 菲律宾再生能源项目的机遇

#### （1）再生能源计划的供电缺口

相比邻国马来西亚、印度尼西亚两国分别于 2011 年和 2014 年才推出系统的再生能源法案或再生能源计划，菲律宾对再生能源电力开发可谓棋先一着，提前布局。根据菲律宾《再生能源法案（2008）》，菲律宾政府能源部（Department of Energy, “DOE”）和能源监管委员会（Energy Regulatory Commission, “ERC”）负责实施推进再生能源电力计划。具体而言，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。2016 年，在国家再生能源计划的基础上，DOE 进一步制定了 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%。根据 DOE 公布的数据，2018 年菲律宾已实现再生能源装机容量 7,227MW，占 2030 年计划装机容量的 47.2%，尚存在 8,077.3MW 的缺口。从数据上看，时间过半，似乎计划也完成过半，但由于 2011 年制定计划时菲律宾再生能源项目本身有 5,438MW 的余量，从某种程度看，过去 10 年里再生能源项目增速较慢，未来 10 年仍需加大投入才能按期完成计划余量。

#### （2）再生能源鼓励新政频出

为鼓励投资者开发建设再生能源电力项目，除 2012 年以来推行可观的 FIT 电价（Feed-in-Tariff）外，近年来菲律宾按照《再生能源法案（2008）》的要求出台再生能源配额标准（Renewable Portfolio Standards），建立再生能源证书交易市场，修改再生能源项目授予和登记程序等等。再生能源配额标准经 2018 年和 2019 年的过渡，于 2020 年正式施行，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%。2019 年 12 月，菲律宾政府出台规定，建立再生能源证书交易市场平台，所有电力市场参与者均可通过该平台买卖再生能源证书，满足再生能源配额标准的法定要求。

#### （3）电力市场开放自由

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。发电企业除了可以与配电企业签署长期供电协议售电，还可以与适格电力消费者签署短期购电协议售电，以及通过参与 WESM 售电，多个售电途径为发电企业提供更灵活的市场选择。

### 外国投资者面临的挑战

尽管菲律宾再生能源电力装机容量逐年增加，但其在传统能源和再生能源的总装机容量占比却呈下降趋势，外国投资者在参与投资建设菲律宾再生能源电力项目仍面临挑战。举例如下：

#### （1）外资比例限制

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可再生能源电力项目的自由灵活度。

### (2) FIT 电价到期/满额后电价政策尚不明朗

根据《再生能源法案（2008）》，风电项目、光伏发电项目、海洋能项目、径流式水电项目（run-of-river hydroelectric power）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。

### (3) 融资模式更依赖公司融资或菲律宾境内融资

购电协议通常是可再生能源电力项目的收入来源保障。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, “TransCo”）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，TransCo 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，TransCo 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。

总体而言，菲律宾再生能源项目的购电协议基于比较成熟的电力市场产生，合同机制相对简单，对再生能源项目而言，目前传统无追索权的项目融资不是市场主流实践，外国投资者可能需要考虑公司融资或与菲律宾当地融资机构了解沟通当地融资实践。

### 对中国投资者的提示

随着全球光伏、风电等再生能源发电成本的持续走低，加之其资源优势及环保特征，东南亚、南亚、拉美、中亚等发展中国家相继出台政策，鼓励境内外投资者参与本国再生能源电力项目的投资建设。相较于亚洲其他国家，菲律宾电力市场已经相对成熟和开放，总体上是一个竞争性和可持续性的电力市场，为投资者提供一个相对公平、透明的竞争市场环境。对标 2011-2030 年国家再生能源计划，再生能源电力的缺口仍然较大，对于投资者而言机遇与挑战并存，我们也将持续关注菲律宾再生能源电力市场，并结合我们的相关经验，协助投资者识别与管控项目法律风险。

尽管存在上述外资比例限制，但从 2019 年 11 月开始，生物质发电和/或垃圾发电项目的外商投资不再受 40% 的投资比例限制，具体可以进一步了解澄清，故不排除再生能源项目将来进一步对外资开放的可能。有意参与菲律宾再生能源项目的投资者建议通过法律尽职调查，进一步了解外商投资的法律实践的动态，结合具体的商业诉求搭建符合当地法律规定的交易结构。

对于部分希望通过小比例股权投资带动 EPC 工程的中国投资者而言，结合再生能源项目实际情况和当前法律实践，在项目公司层面选择合适的合作方可能更能发挥自身工程建设的经验和优势，实现优势互补，但需在股权交易文件中关注并权衡小股东利益的保护机制以保障 EPC 合同的落地和执行。



值得注意的是，DOE 正在制定绿色能源电价方案（Green Energy Tariff Program），初步打算通过绿色能源电价方案授予 2,000 MW 再生能源项目，并已经公布草案向社会征求意见，新的再生能源电价方案可能即将出台。根据 DOE 公布的绿色能源电价方案（草案），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，2020 年的第一轮竞价预计将在该方案生效后 90 天内举行。随着再生能源技术成本的降低以及监管部门前瞻性的监管方式，不排除菲律宾未来的再生能源项目将通过与邻国马来西亚类似的竞争性招标模式批量选择合格投资者，并给投资者带来机会。

### 3、特别关注 | 抽水蓄能电站亟待按下发展“快进键”（原创 吴昊 能源发展与政策 20210427）

从北京驱车向北，出怀柔，进入河北省承德市丰宁满族自治县境内，连绵的群山和碧绿的河水交相辉映，使人应接不暇。在南距北京市 180 公里、东南距承德市 170 公里处，世界在建最大抽水蓄能电站——河北丰宁抽水蓄能项目建设正紧锣密鼓地推进。3 月 26 日，丰宁抽水蓄能电站首台主进水阀顺利完成吊装就位，意味着这座历史性工程取得了新的进展。



随着我国能源转型的推进，抽水蓄能正扮演着日益重要的角色。中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司（以下简称“北京院”）党委书记、董事长，中国水电工程学会电网调峰与抽水蓄能专委会秘书长郝荣国接受记者采访时指出，抽水蓄能电站就像一个“用水做成的巨型充电宝”，在电网负荷低谷时将电能转化为水的势能储存起来，负荷高峰时再将水能转化为电能，在新型电力系统中发挥调峰、填谷、调频、调相、储能及事故备用等作用，促进大规模风电和太阳能发电的入网消纳，保障电力系统安全稳定运行，助力我国早日实现“碳达峰”“碳中和”。

#### 最优储能路

#### 推动区域绿色发展

随着风电和太阳能等可再生能源发电装机占比的不断提高，我国将形成以新能源为主体的新型电力系统，而新能源的随机性、波动性，决定了新能源并网规模越大，综合平衡调节





的需求就越大。“研究表明，当系统新能源电量占比达到 10%时，系统调节需求将随新能源占比的提高而陡增。”郝荣国表示，为了保障电力系统的安全稳定运行，需要大量的调节和储能电源。

“在所有储能方式中，抽水蓄能最成熟、最具经济性，具有大规模开发潜力。”郝荣国告诉记者，抽水蓄能电站启停时间短、调节速度快，在电力系统中可承担调峰填谷、调频调相和紧急事故备用等特殊功能，调峰填谷运行具有双倍调节能力，是技术成熟、运行可靠且最经济的大规模调节电源和储能电源。因此抽水蓄能是构建以新能源为主体的新型电力系统的重要组成部分。

近年来，我国抽水蓄能建设进程大幅提速，其中，丰宁项目是一座重要的“里程碑”。据北京院副总经理严旭东介绍，丰宁抽水蓄能电站总装机容量 3600MW，具有周调节性能，安装 12 台单机容量 300MW 的水泵水轮机，其中 2 台为交励磁变速机组，建成后将成为世界上最大的抽水蓄能电站。电站总投资约 184 亿元，可拉动地方 GDP 约 552 亿元~736 亿元，平均每年约 50 亿元~66 亿元。

“丰宁抽水蓄能电站的供电范围为京津及冀北电网，将和十三陵等先期建设的抽水蓄能电站及其他调峰电源一起，共同解决京津及冀北电网调峰能力不足，以及配合风电和光伏等新能源上网消纳等问题。”严旭东说。同时，根据电网需求，电站还可承担系统调频调相、负荷备用和紧急事故备用等任务，维护电网安全、稳定运行。

“丰宁抽水蓄能项目有着巨大的经济、社会和环境效益。”严旭东向记者表示，丰宁抽水蓄能电站施工期所需劳动力平均人数 3600 人、高峰人数 4600 人，将显著带动就业、投资和产业发展，并通过人口集聚拉动消费。同时，为工程建设服务，还将创造较大的交通、仓储、餐饮住宿、旅游等第三产业劳动力就业机会，提供各类就业岗位约 4000 余个。此外，电站建设可改善当地交通和生活基础设施，使土地升值，还将提供大量的清洁能源，减少碳排放，环境效益显著。

此外，根据初步研究成果，该电站建成并网后，可增加电网对风电、太阳能等清洁能源的消纳能力 1000 万千瓦以上，将有力支撑“外电入冀”战略实施，破解“三北”地区弃风、弃光困局，促进新能源产业的发展。“同时，依托上下水库形成美丽的景观资源，使当地成为旅游胜地，带动当地商业、旅游业配套发展，成为推动区域绿色发展的重要抓手。”郝荣国向记者表示。

### 砥砺五十载

#### “超级充电宝”作用凸显

作为解决新能源消纳问题的重要路径，抽水蓄能的作用在近年来获得了越来越多的重视。回溯我国抽水蓄能发展的历史，不难发现，我国对抽水蓄能的研究历程已走过半个世纪。而早在 20 世纪 90 年代，抽水蓄能的标志性项目已经为我国经济社会带来巨大效益。

公开资料显示，在 20 世纪 90 年代初，正值北京严重缺电，高峰时缺近 100 万千瓦，“拉闸限电”的现象时有发生。为此，时任国务院总理李鹏曾发出“拉闸限电不得人心”的感叹。面对高峰期电力的短缺，建立抽水蓄能电站的计划逐渐提上日程。

1991 年春，北方依然春寒料峭。著名的北京十三陵风景区里，在时任国务院总理李鹏的见证下，十三陵抽水蓄能电站正式开工。尽管彼时，由于土建、防渗等工程经验欠缺，加上当地山势陡峭、地质条件复杂，工程建设中遇到不少技术困难，但设计和施工人员并没有放慢项目推进的步伐，从 1992 年 3 月上水库主坝填筑完成，到 1995 年 8 月 3 日蓄水、1996 年 12 月发电、1998 年正式竣工，不到 7 年时间，这座历史性工程就屹立在北京的西北郊，成为保障北京电网安全运行的“最后一根火柴”。



从 20 世纪 90 年代的“十三陵”，到在建世界第一的“丰宁”，在我国抽水蓄能发展史上的一座座里程碑的背后，始终活跃着一支为项目勘测设计默默付出的队伍——中国电建北京院。“北京院始建于 1953 年，是大型综合性勘测设计研究单位，也是国内最早从事抽水蓄能电站技术研究的勘测设计单位。”郝荣国介绍说。

事实上，早在 20 世纪 60 年代，该院就成功设计了我国第一座抽水蓄能电站——河北岗南混合式抽水蓄能电站。经过 50 多年的积累，北京院掌握了抽水蓄能规划、设计及工程总承包等一大批关键核心技术，建立了一整套技术标准体系，培养了一大批专业技术骨干人才。

郝荣国表示，迄今为止，在抽水蓄能电站规划设计方面，北京院完成了东北华北 7 省区多轮次抽水蓄能规划选点工作；拥有北方寒冷冰冻、多泥沙地区抽水蓄能电站勘测设计的技术经验；掌握了沥青混凝土和钢筋混凝土面板全库防渗设计以及岩溶地区水库防渗设计，竖井式进/出水口的水力设计、体型布置和大 PD 值高压钢岔管设计，复杂地质条件下超大地地下洞室的开挖支护设计和厂房防振动设计，长斜井（深竖井）导井反井钻机施工技术；开展了 700m 级和高水头大容量抽水蓄能机组选型、机组稳定性和输水发电系统调节保证设计，大型交流励磁变速抽水蓄能机组的系统需求和机组关键技术，TBM 技术在抽水蓄能电站地下洞室中应用的关键技术等国际先进技术的工程应用研究。近两年，还开展了利用矿洞/矿坑建设抽水蓄能的技术研究、全功率变频机组在抽水蓄能中的应用研究等并取得了突破性的成果。

与此同时，北京院还在抽水蓄能行业技术标准方面不断突破，主编完成了《抽水蓄能电站设计规范》《抽水蓄能电站经济评价规范》等行业技术标准以及《抽水蓄能电站工程技术》等专著，形成了一整套抽水蓄能电站勘测设计的核心技术标准和理论成果，代表着我国抽水蓄能电站建设的最高勘测设计水平。

郝荣国告诉记者，北京院在抽水蓄能领域创造了多个国内或世界第一：岗南抽水蓄能电站，国内首座安装抽水蓄能机组的工程；十三陵抽水蓄能电站，国内第一座上水库采用钢筋混凝土全库盆防渗；琅琊山抽水蓄能电站，第一个在岩溶地区修建非全库盆防渗上水库；张龙湾抽水蓄能电站，国内首次采用沥青混凝土复式断面进行上水库全库盆衬砌；西龙池大型抽水蓄能电站，国内设计水头最高和首座在严寒地区采用改性沥青混凝土面板全库盆防渗；文登抽水蓄能电站，国内首次成功应用 TBM 隧洞掘进技术；丰宁抽水蓄能电站，世界装机规模最大且国内首次安装交励磁变速机组……

在北京院等一大批研究、设计、施工团队的努力下，我国抽水蓄能发展日益发挥了应急超级“充电宝”的作用，技术和规模不断取得突破。目前，我国抽水蓄能电站装机容量世界第一，未来抽水蓄能将继续加快发展。我国抽水蓄能电站建设规模持续扩大，目前在运装机 3179 万千瓦、在建装机 5243 万千瓦，是全球抽水蓄能电站规模最大的国家，已建成投产的 30 余座电站运行稳定，在保障电力安全、推动新能源健康发展中发挥了至关重要的作用。

### 助力碳中和

#### 产业瓶颈亟须突破

虽然近年来我国抽水蓄能发展迅猛，装机规模不断扩大，但截至目前，抽水蓄能占电源总装机比重仅为 1.4%，仍无法满足新能源快速发展的需求。未来在“碳达峰”“碳中和”目标的引领下，我国抽水蓄能建设步伐还将进一步加快，发展前景十分广阔。

郝荣国表示，“十四五”期间，我国将大力推动在建抽蓄电站按期投产，加快已纳入规划、条件成熟的抽蓄电站开工，加快被纳入中长期发展规划项目的前期工作。初步预计，“十四五”期间抽水蓄能年度投产规模约 500 万千瓦~600 万千瓦，5 年内新开工规模在 3000 万千瓦~4000 万千瓦。



为实现“到 2030 年中国风电、太阳能总装机达到 12 亿千瓦以上，非化石能源消费占比达到 25%左右”的总体目标，抽水蓄能电站的建设规模需要不断加大。不过，从目前来看，我国抽水蓄能电站的健康发展仍然存在一些瓶颈。郝荣国指出，一方面，抽水蓄能电站电价机制尚不完善，抽水蓄能建设和运行成本无法通过合理电价机制向电源侧和用户侧传导，电网企业承担压力过大；另一方面，我国各行业规划自成体系，未协调统一，致使不少优越的抽水蓄能站址资源受生态红线制约，限制了抽水蓄能电站站址选择。

为此，郝荣国表示，为促进抽水蓄能电站发展，要做好抽水蓄能电站科学规划及合理布局，既要适度超前，也要科学合理，尽量压低全社会用电成本。同时，需要尽快出台抽水蓄能电站电价政策，合理疏导抽水蓄能建设和运行成本。他提出，进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制，积极推动抽水蓄能电站参与电能量、辅助服务等竞争性电力市场，通过市场回收成本、获得收益。

随着能源结构转型和“碳达峰”“碳中和”目标的提出，势必要求风电光伏及与之匹配的抽水蓄能电站的装机规模增加，进而对国土资源的利用提出新要求。郝荣国建议，国家相关部门需要协同做好国土空间规划，协调好新能源和抽水蓄能发展与国土资源利用及生态环境保护的关系，因地制宜地探索研究划出“新能源开发建设生态保护功能区”等方式，更好地解决发展和保护的关系，助力“双碳目标”的实现和能源结构的转型。

#### 4、数据 | 东盟五国上网电价概述（2018-07-09 10:00）

自 2007 年起，东盟五国开始陆续推行上网电价政策，对可再生能源均有不同程度的支持。

来源：东盟能源中心、水电水利规划设计总院



图 1 东盟上网电价的发展

2007 年，泰国首先推行了电价附加方案（Adder Scheme），由此拉开了东盟国家推行上网电价的序幕。



2008 年，越南通过为小水电提供可避免成本电价（avoided cost tariff），开展适应可再生能源发电的项目，同时印度尼西亚为地热等可再生能源电力采购保证机制。

菲律宾自 2010 年开始研究不同可再生能源的上网电价政策，于 2012 年正式颁布相关政策。

2012 年印尼开始建立除地热能之外的多种可再生能源品种的上网电价。

2011 年马来西亚和越南也开始推行上网电价补贴政策。

此后，相关东盟国家上网电价政策的制定经历了不断调整和改变，如图 1 所示。

印度尼西亚

目前，印度尼西亚上网电价政策由能源和矿产资源部于 2017 年发布的第 50 号可再生能源电力供应法规规定。

该规定自 2017 年 8 月 7 日起生效，并替代了此前所有对可再生能源电力机制的规定，标志着对可再生能源电力机制的一项重大修订。该法规将可再生能源电力的激励措施从以配额和固定电价为基础转向以生产成本为基础。印尼能矿部认为，2017 年第 50 号的新激励法规不是纯粹的上网电价方案，而是为购买可再生能源电力提供不同的激励机制。

根据第 50 号法规规定，上网电价以电力生产成本而非技术成本为基础，需将当地电力生产成本（LPCE）与国家电力生产成本（NPCE）相比较。

对于太阳能、风能、生物质能、沼气和潮汐能，如 LPCE 高于 NPCE，则上网电价最高为 LPCE 的 85%。而对于水电、固废发电和地热能，如 LPCE 高于 NPCE，则上网电价与 LPCE 相等。

对于所有能源类型，如果 LPCE 小于等于 NPCE，则上网电价取决于各方协定（PLN 和 IPP）。表 3 和图 4 说明了针对不同的可再生能源发电品种建立的上网电价机制。

表 1 印度尼西亚根据 2017 年能源和矿产资源部第 50 项规定的上网电价

能源	机制	条件	电价
太阳能、风能	• 基于容量配制的直接选择	LPCE > NPCE	85% LPCE
	• 建立 - 拥有 - 运营 - 转让 (BOOT)	LPCE ≤ NPCE	双方协定
水电	• 直接选择	LPCE > NPCE	LPCE
	• BOOT	LPCE ≤ NPCE	双方协定
生物质、沼气、潮汐	• 直接选择	LPCE > NPCE	85% LPCE
	• BOOT	LPCE ≤ NPCE	双方协定
废弃物、地热能	• 符合适用法规	LPCE > NPCE	LPCE
	• BOOT (用于地热)	LPCE ≤ NPCE	双方协定

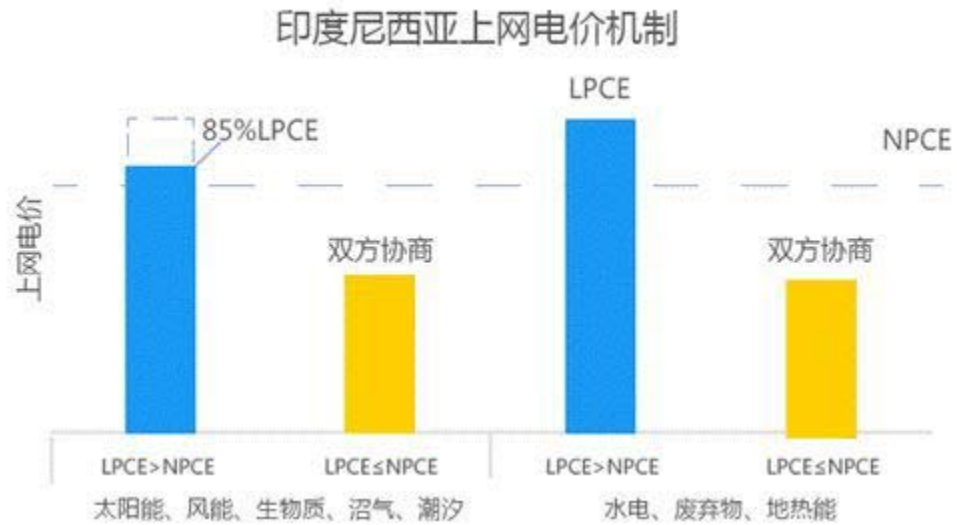


图 2 (a) 印度尼西亚根据 2017 年能源和矿产资源部第 50 项规定的上网电价

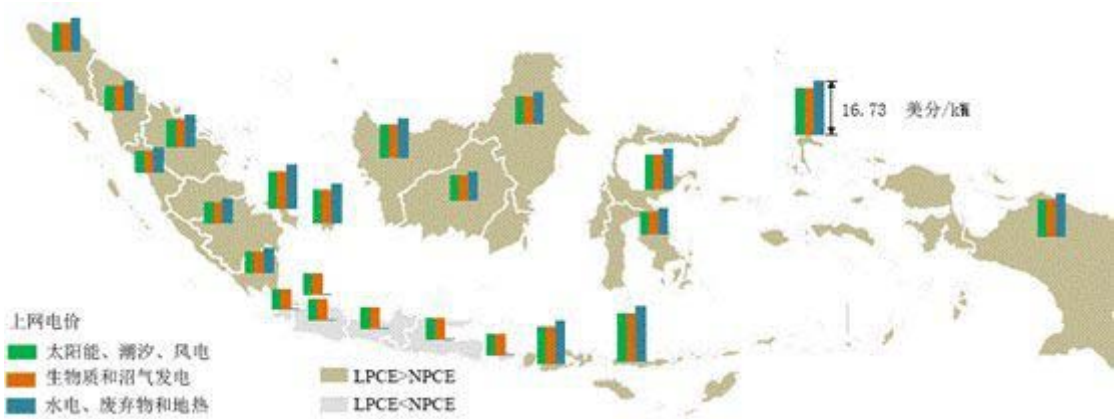


图 2 (b) 印度尼西亚根据 2017 年能源和矿产资源部第 50 项规定的上网电价

如图 5 所示，此前第 1404 K/20/MEM/2017 号部级条例规定了各能源品种的国家电力生产不同地区的当地电力生产成本。

2018 年 3 月，印尼政府颁布了第 1772 K/20/MEM/2018 号部级条例。新政策的实施规定旨在推动能源技术的发展，降低电力生产成本，从而减轻印尼国家电力公司支付 PPA 的负担。

该规定着力鼓励印尼东部的可再生能源投资，因为东部地区的当地发电成本高于国家发电成本，对项目开发商而言更具吸引力。



图 3 印度尼西亚不同地区当地和国家电力生产成本



可再生能源发电规定由国有公共事业公司印尼国家电力公司购买。上网电价基金由政府从国家收入和支出预算中担保，其中 85% 的资金来自纳税人。

据统计，2017 年，能源部门发放的补贴总额达 77.3 万亿印尼盾（约合 557 万美元）。PLN 作为国有公用事业公司得到了该补贴的大力支持，以促进可再生能源行业发展。

马来西亚

马来西亚自 2011 年以来一直实施上网电价补贴机制。马来西亚现行的上网电价政策由可持续能源发展局（SEDA）颁布。

可持续能源发展局主要职责为，根据 2011 年《可再生能源法》（第 725 号法令）的规定，在其网站上推广和实施上网电价。除非获得马来西亚能源部、绿色工艺与水务部（KeTTHA）的特别批准，申请补贴的可再生能源最大装机容量不得超过 30MW。

由于规模经济的成本优化，装机容量增加以及上网电价的不断降低，马来西亚可再生能源电力公司实施的上网电价基于政府年度配额设定。在马来西亚，所有可再生能源（小水电除外）的上网电价均采用年递减率法。

自 2013 年起，上网电价逐步减少并每年核定一次。一旦生效日期到期，费率不会再降低。

2016 年，申请太阳能光伏发电上网电价的配额已经完成，因其已达到可持续能源发展局的目标。

此后，政府将政策通过 NEM（净能源计量）和 LSS（大规模太阳能）转向太阳能光伏自消费方案。对于沼气和生物质这两种能源品种，可持续能源发展局于 2012 年起实施上网电价。

截至 2018 年 1 月，在马来西亚申请不同的可再生能源的上网电价如图 4-图 6 中所示。

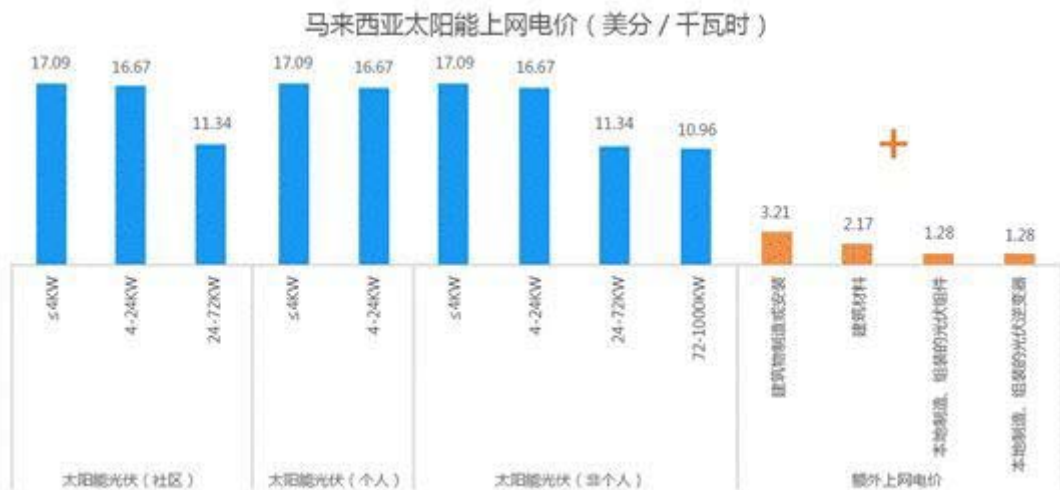


图 4 马来西亚太阳能上网电价

### 马来西亚沼气上网电价 (美分 / 千瓦时)

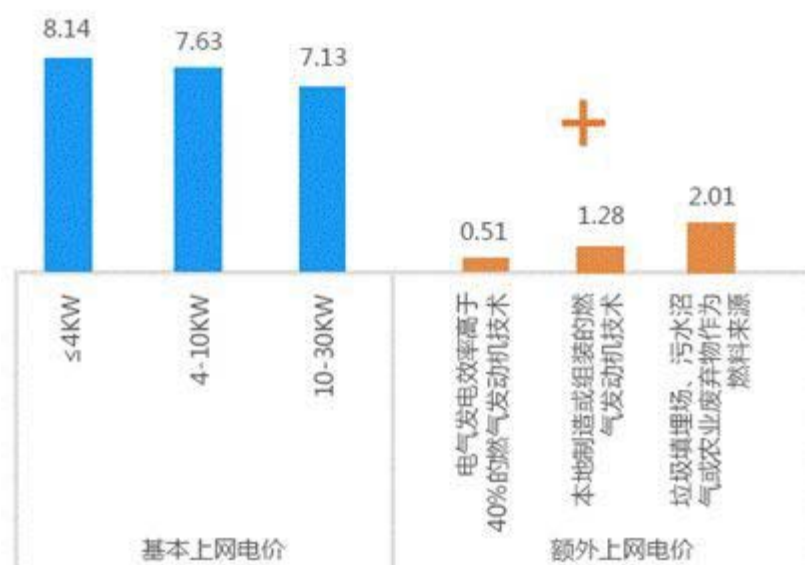


图 5 马来西亚沼气上网电价

### 马来西亚生物质上网电价 (美分 / 千瓦时)

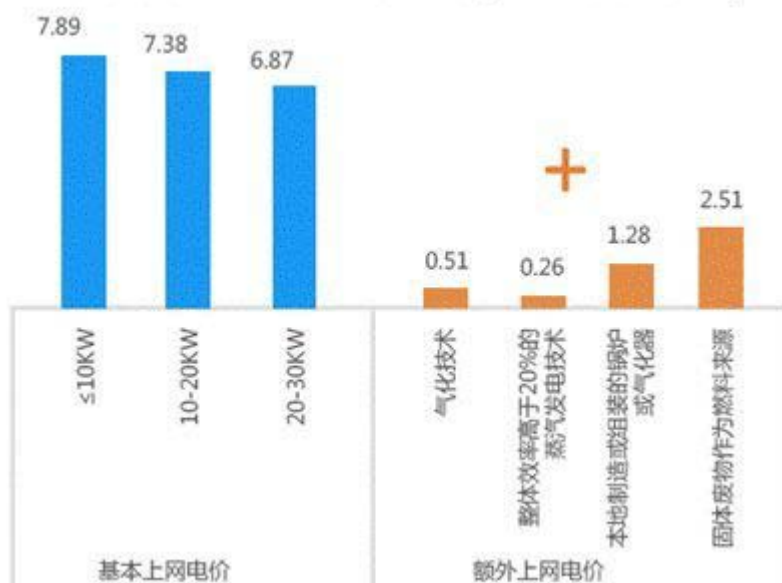


图 6 马来西亚生物质上网电价

马来西亚可持续能源发展局分别在 2015 年和 2016 发布了小型水电和地热发电上网电价补贴政策, 如表 2、表 3 所示。

表 2 马来西亚小型水电发电上网电价



小型水电发电	上网电价费率 (美分/千瓦时)
(i) 2MW及以下	6.65
(ii) 2WM至10MW (含10MW)	6.39
(iii) 10WM至30MW (含30MW)	6.14

注：\*1 美元 = 3.91 马来西亚林吉特 (根据 2018 年 3 月 6 日当日汇率)

马来西亚的上网电价补贴由可再生能源基金分配，该基金根据可再生能源法案第 23 条建立，根据相关规定，可再生能源的实施、管理及上网电价机制由可持续能源发展局管理和监督。

可再生能源基金由两部分组成：一部分是从财政部获得 3 亿林吉特的初始资金；另一部分通过是从消费者电费中收取 1% 的附加费获得。但不包括用电量低于 300kWh / 月的国内消费者或目前每月支付低于 77 林吉特电费的消费者。

#### 菲律宾

在菲律宾，政府已为径流式水电、生物质能、风能和太阳能光伏实施了上网电价机制。

上网电价首先根据 2012 年 11 月 19 日能源管理委员会 (ERC) 发布的 2012 系列法规第 10 号制定。随后，对于相关可再生能源资源，FIT 费率经多次调整。上网电价被设定为固定费率，而非不同可再生能源品种或特定地区以及容量范围。

目前的不同可再生能源资源的上网电价如图 7 所示。

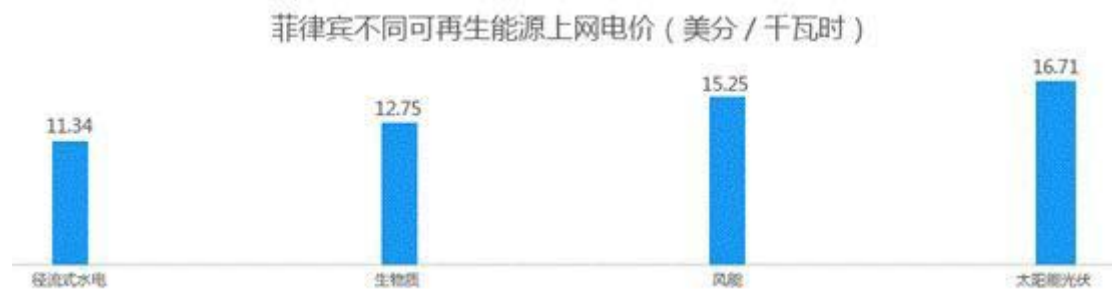


图 7 菲律宾不同可再生能源品种上网电价

菲律宾上网电价由用户支付，该笔款项称为上网电价附加基金 (FIT-All)，电网统一收费、以度电为单位进行收取，每年结算一次，适用于通过分配或传输网络供电的所有并网用户。

上网电价的实施，包括 Fit-All 基金的全面管理，由 2012 年 11 月发布的 2012 年 ERC 第 15 号决议授权给国家传输公司 (Transco)。

#### 泰国

泰国的上网电价可以根据可再生能源技术分为两类：自然能源 (即水电，风能，太阳能光伏)；和生物能源 (城市固体废物，生物质，沼气)。





泰国的自然能源上网电价有两种类型：固定上网电价和额外补贴（南部三个省份的补贴溢价）。据最新消息，2018 年太阳能上网电价政策暂停，目前仍处于商议之中。下面的图 10 中提到了 2014 年泰国可再生能源的上网电价。

用于生物能源的上网电价由两部分组成：固定上网电价和可变上网电价（可变部分取决于通货膨胀率）。上网电价溢价是固定上网电价之上的额外补贴，旨在鼓励农村或偏远地区的可再生能源发展。

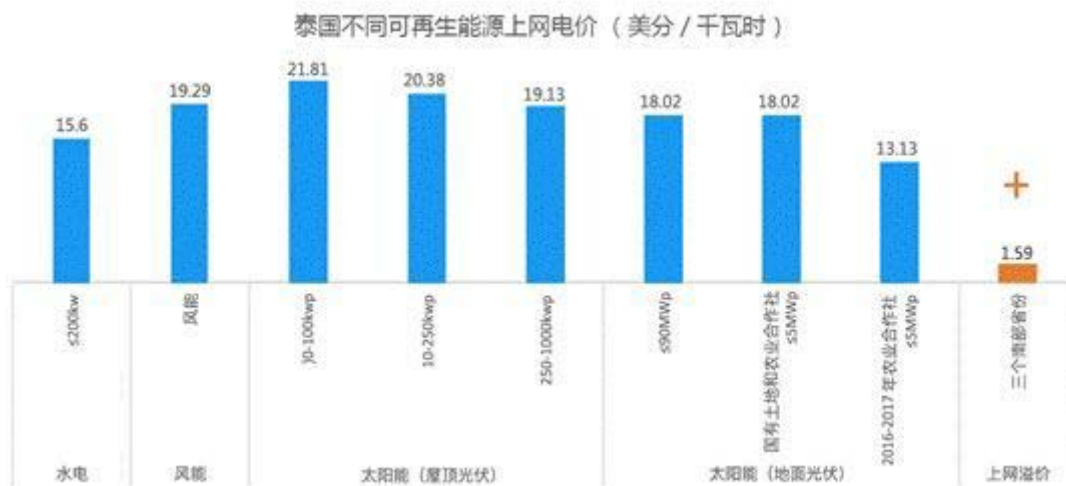


图 8 泰国自然能源上网电价

表 4 泰国生物能源上网电价



可再生能源类型	上网电价 (美分/千瓦时)			上网溢价 (美分/千瓦时)	
	固定上网电价	可变上网电价	总上网电价	生物能源项目	南部省份
MSW (综合废物管理)	-	-	-	-	-
≤ 1 MW	9.96	10.22	20.18	2.23	1.59
1-3 MW	8.31	10.22	18.53	2.23	1.59
> 3 MW	7.61	8.56	16.17	2.23	1.59
MSW (填埋场)	17.83	-	17.83	-	1.59
生物质	--	-	-	-	-
≤1 MW	9.96	7.04	17.00	1.59	1.59
1-3 MW	8.31	7.04	15.35	1.27	1.59
> 3 MW	7.61	5.89	13.50	0.96	1.59
沼气 (废水或固体废物)	11.97	-	11.97	1.59	1.59
沼气 (能源作物)	8.88	8.12	17.00	1.59	1.59

注：\*1美元=31.61泰铢（根据2018年3月6日当日汇率）

自2017年，可再生能源委员会还宣布将上网电价补贴政策应用于小型混合电力发电公司招标，鼓励多能互补的发用电方式，同时也是为实现从非固定电力购买协议转向固定购买协议。

小型混合电力项目允许不同的可再生能源组合发电。项目开发需要指定电厂使用的可再生能源的类型，但无规模和类型限制。可再生能源委员会为10兆瓦至50兆瓦的小型混合电力发电公司分配了300兆瓦的发电容量配额。

其中，泰国南部、北部和东北部地区份额较大。下表7列出了分配给不同地区的小型混合电力发电公司的混合容量。

表5 小型混合电力发电容量区域分配



地区	购买目标(MW)
曼谷	15
中心区域 (不包括曼谷)	20
西部地区	20
东部地区	20
北部地区	65
东北部地区	60
南部地区 (不包括普吉岛和苏梅岛)	65
普吉岛	20
苏梅岛	15
合计	300

表 6 泰国多能互补上网电价

装机容量 (MW)	上网电价 (美分/千瓦时)			合同期限 (年)
	固定上网电价	可变上网电价	总上网电价	
10-50 MW	5.76	5.89	11.65	20

注：\*1 美元 = 31.61 泰铢 (根据 2018 年 3 月 6 日当日汇率)

混合电力发电公司的上网电价设定为 3.66 泰铢/千瓦时 (约 11.56 美分/千瓦时)。上网电价的组成如表 8 所示。混合电力发电公司需要可再生能源电厂在“高峰”期间 (周一至周五上午 9 点至晚上 10 点之间) 提供 98% 至 102% 的 PPA, 并将峰值时段之外的输出功率限制在 PPA 容量的 66.3%。

泰国的上网电价的资金通过向用户统一收取费用筹得, 其属于电费设定中的燃料调整成本部分。

负责采购可再生能源发电的机构是泰国电力总署, 根据小型发电计划 (10-90 兆瓦) 向发电商提供固定上网电价补贴。而超小型发电项目 (容量小于 10 兆瓦), 其发电量由首都电力管理局 (MEA) 或省电力管理局购买。

#### 越南

目前, 越南已在风电、小水电、生物质能、废弃物和太阳能发电领域实施了上网电价补贴政策。各类型可再生能源上网电价采用全国统一的固定上网电价, 并不是根据特定区域或装机容量来设定的。



目前，政府正在探索和研究用于沼气和地热的上网电价。图 9 总结了越南每种资源的上网电价。

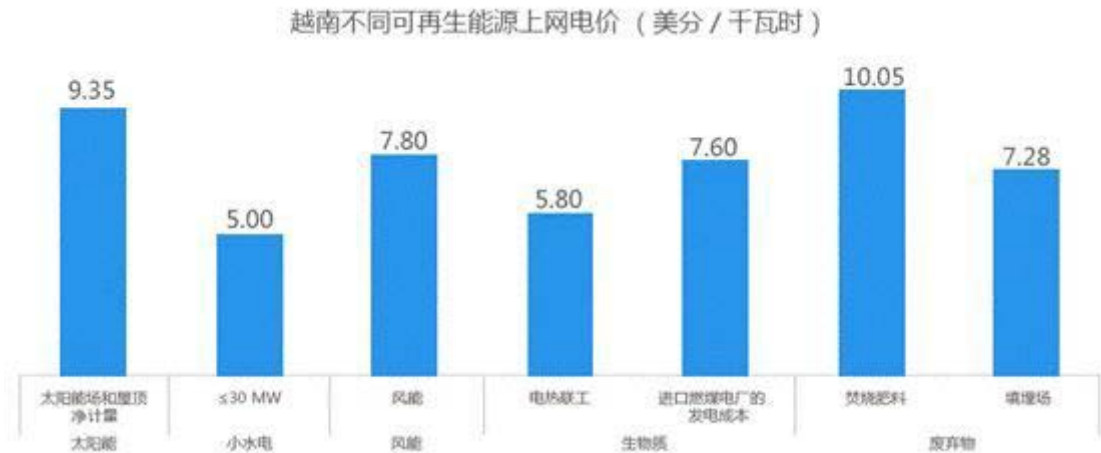


图 9 越南不同可再生能源品种上网电价

越南可再生能源中风电的上网电价补贴由越南环境保护基金和国有电力公司越南电力公司共同支付。

风电价格为 7.8 美分/千瓦时，越南环境保护基金支付 1 美分/千瓦时，越南电力公司支付 6.8 美分/千瓦时。支付币种是越南盾 (VND)，但参考美元指数 (USAID Clean Power Asia, 2017)。

### 5、中国能建连签多个海外项目！（中国能建 带路高参私享汇 3 月 1 日）

春节前后，中国能建所属企业相继签约沙特、菲律宾、缅甸、巴基斯坦、乌克兰等多个海外合作项目

#### 沙特海米斯公寓楼项目

近日，中国能建葛洲坝国际公司与沙特房地产开发商萨夫瓦公司在沙特海滨城市吉达签署海米斯公寓楼现汇项目，合同金额 1 亿美元，实现了沙特房建市场新突破。





项目效果图

该项目是沙特“2030 愿景”重大民生工程 150 万套住房计划的组成部分，位于沙特西南部艾卜哈省海米斯市，内容为建设 47 栋公寓楼及配套基础设施。

菲律宾凯旁安 60 兆瓦水电站项目

2 月 24 日，中国能建国际公司与广西工程局组成的联合体，与菲律宾 COHECO 水电公司通过视频云签约形式，正式签署凯旁安 60 兆瓦水电站施工总承包现汇项目合同。



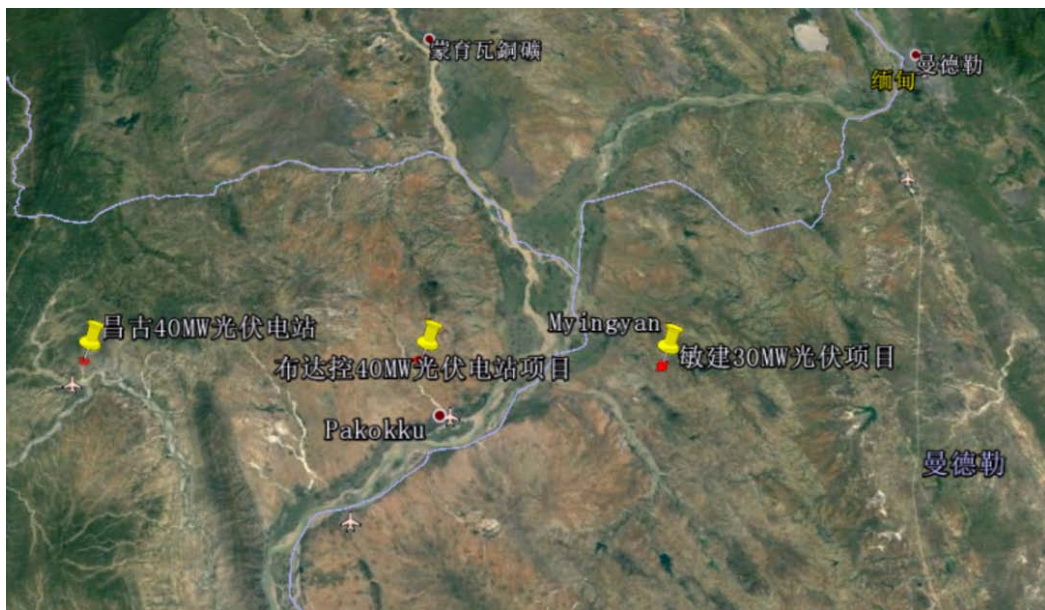
项目位置图

该项目位于菲律宾吕宋岛碧瑶省，为 3 台 20 兆瓦的径流式机组，拟于 2021 年 3 月开工。项目建成后，将极大改善当地电力供应水平，优化电力结构，有效提升当地居民生活水平。

这是继卡利瓦大坝、马帕奈颇 500 兆瓦抽蓄电站后，国际公司在菲律宾市场滚动发展的又一成果。该项目的签约和生效，进一步巩固了国际公司在菲律宾水电水利工程承包市场的优势。

缅甸布达崆、昌古、敏建光伏项目

近日，中国能建葛洲坝国际公司与阳光电源股份公司签约缅甸三个光伏项目，分别是缅甸布达崆 40 兆瓦光伏电站、缅甸昌古 40 兆瓦光伏电站、缅甸敏建 30 兆瓦光伏电站 EPC 现汇项目。这是葛洲坝国际公司继缅甸塔良、翁拓、东敦枝、拉帕拉四个共计 160 兆瓦光伏电站项目签约开工后，在缅甸新能源投资建设市场滚动发展的又一成果。

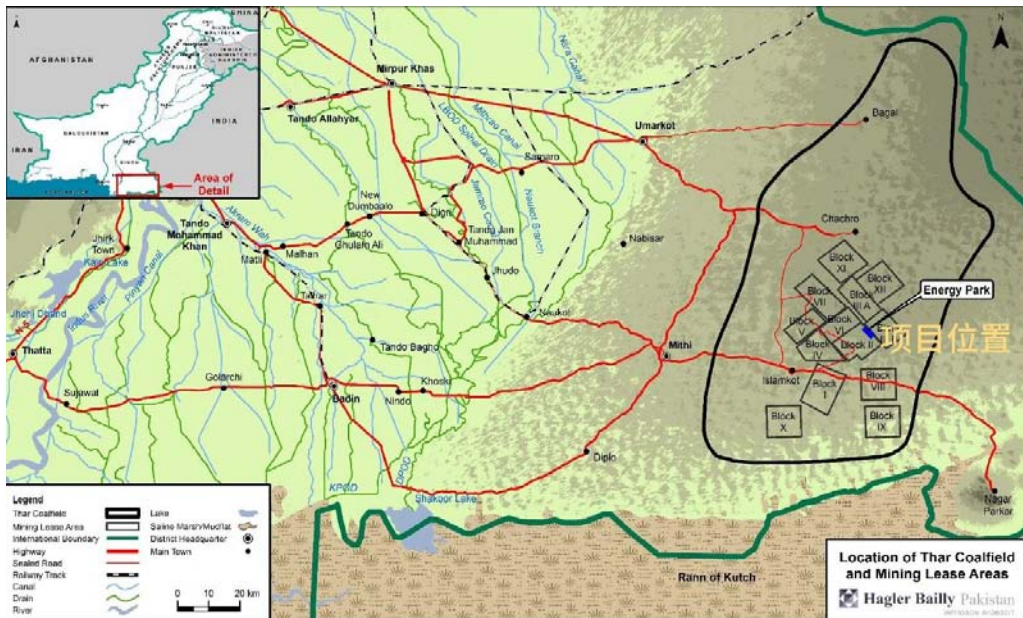


项目位置图

此次签约的三个项目分别位于缅甸马圭省布达崆镇、昌古镇以及曼德勒省敏建镇。项目合同范围包括新建光伏厂区及升压站的设计、供货、施工、调试等。

此次项目签约，是葛洲坝国际公司发挥缅甸市场深耕优势和新能源投资联盟资源优势，与联盟会员企业——阳光电源协同“走出去”的重要成果。新能源国际投资联盟由葛洲坝国际公司牵头成立。

巴基斯坦塔尔煤田 II 区 330 兆瓦燃煤电站项目日前，中国能建国际公司和江苏院组成联合体，与巴基斯坦史迪克森能源公司通过云会议形式，签署了巴基斯坦塔尔煤田 II 区 330 兆瓦燃煤电站项目 EPC 合同。



项目位置图

该项目位于巴基斯坦信德省塔尔煤田 II 区块。根据协议，工程建设内容包括新建 1 座 330 兆瓦燃煤电站的设计、采购、施工、调试和试运行等。

项目建成后，有助于利用塔尔地区煤炭资源，增加就业，促进当地经济发展。



乌克兰佐菲亚 750 兆瓦风电项目

2 月 25 日，中国能建东北院签署乌克兰佐菲亚 750 兆瓦风电项目勘察设计公司。

该项目位于乌克兰东南部扎波罗热州。东北院将参与二期 300 兆瓦风电场勘察设计公司、三期 450 兆瓦风电场勘察设计公司、新建一期风电场配套的 96 公里 330 千伏输电线路及 330 千伏佐菲亚变电站勘察设计公司。

项目建成后，将成为欧洲最大的陆上风力发电场，明显改善当地的的电力供应问题。

**6、“数”说哥伦比亚（2020 年）（中国驻哥伦比亚使馆 2021-4-28）**

人口	5034 万人 (2019)	
GDP 总量、人均	2714.63 亿美元、 5335 美元	
GDP 增速	-6.8%	
通胀率	1.61%（同比下降 2.19 个百分点）	
财政赤字	79 万亿比索（约 216.6 亿美元） 财赤率约 7.98%	
经常项目赤字	90.83 亿美元 （同比-36.4%， 占 GDP3.3%）	
外债总额	1549.68 亿美元 （占 GDP57%）	
外汇储备	590.31 亿美元	
银行基准利率	1.75%	
失业率	15.9% （同比上升 5.4 个百分点）	
贫困率、赤贫率	35.7%、9.6%（2019）	
基尼系数	0.513（2019）	
税收额	146.18 万亿比索 （409 亿美元）	
外贸	总额	745.46 亿美元 （同比-19.15%）
	进口	434.89 亿美元 （同比-17.5%）
	出口	310.57 亿美元 （同比-21.4%）



	逆差	124.32 亿美元
	对华出口	27.51 亿美元 (居出口总额第二位, 同比-39.7%)
	自华进口	103.99 亿美元 (居进口总额第二位, 同比-5.2%)
吸引外商直接投资	76.9 亿美元 (同比-46%)	
接待外来游客	138.75 万人次	
咖啡生产、出口量	生产 83.34 万吨 (同比-5.8%) 出口 75.12 万吨 (同比-8.4%) 出口额 25.23 亿美元	
石油日均产量	78.13 万桶 (同比-11.8%)	
天然气 日均产量	10.41 亿立方英尺 (同比-2.5%)	
牛肉出口额	1.12 亿美元 (同比+75%)	
鲜花出口额	14.11 亿美元(同比-4.3%)	

## 7、电力业务许可证注销管理办法

(修订征求意见稿)

### 第一章 总 则

第一条 为规范电力业务许可证注销管理，保护被许可人的合法权益，保障电力系统安全、稳定运行，维护公共利益，根据《中华人民共和国行政许可法》《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》等法律、法规、规章，制定本办法。

第二条 电力业务许可证注销的实施，适用本办法。

本办法所称电力业务许可证是指发电类、输电类、供电





类电力业务许可证。

本办法所称电力业务许可证注销是指被许可人已经取得的电力业务许可被依法撤回、撤销，或者电力业务许可证被依法吊销以及其他电力业务许可被依法终止的法定情形，并依法办理注销手续的过程。

第三条 电力业务许可证注销的实施，应当遵循依法、公开、公正的原则。

第四条 国家能源局及其派出机构应当依照本办法实施撤回、撤销电力业务许可和吊销电力业务许可证，办理许可证注销手续。法律、法规另有规定的，从其规定。

## 第二章 电力业务许可的撤回、撤销

第五条 有下列情形之一的，国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）应当作出撤回电力业务许可的决定：

（一）电力业务许可依据的法律、法规、规章修改或者废止导致电力业务许可项目依法被终止的；

（二）准予电力业务许可所依据的客观情况发生重大变化，导致电力业务许可被终止的；

（三）有关部门根据国家产业和生态环境保护等政策，做出停止被许可人经营电力业务的决定的；

（四）依法应当撤回电力业务许可的其他情形。

第六条 被许可人有下列情形之一的，派出机构应当作出撤销电力业务许可的决定：

（一）以欺骗、贿赂等不正当手段取得电力业务许可的；



(二) 已经取得电力业务许可但不能持续保持应当具备的许可条件，且逾期未改正的；

(三) 依法应当撤销电力业务许可的其他情形。

第七条 有下列情形之一的，国家能源局或准予电力业务许可的派出机构可以作出撤销电力业务许可的决定：

(一) 派出机构工作人员滥用职权、玩忽职守作出准予电力业务许可决定的；

(二) 超越法定职权作出准予电力业务许可决定的；

(三) 违反法定程序作出准予电力业务许可决定的；

(四) 对不具备申请资格或者不符合法定条件的申请人准予电力业务许可的；

(五) 依法可以撤销电力业务许可的其他情形。

撤销电力业务许可可能对公共利益造成重大损害的，不予撤销。

第八条 作出撤回、撤销电力业务许可决定前，国家能源局或其派出机构应当告知被许可人撤回、撤销电力业务许可的事实、理由和处理意见，听取被许可人的陈述和申辩。如被许可人无法联系，由准予电力业务许可的派出机构在其网站公告撤销、撤回电力业务许可证的事实、理由和处理意见等相关信息，公告期为 30 日。

对被许可人提出的陈述和申辩，国家能源局或其派出机构应当进行核实；被许可人提出的陈述和申辩成立的，国家能源局或其派出机构应当采纳。



### 第三章 电力业务许可证的吊销

第九条 被许可人有下列情形之一，国家能源局或其派出机构可以作出吊销电力业务许可证的决定：

（一）不遵守电力市场运行规则，情节严重的；

（二）发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则，情节严重的；

（三）不向从事电力交易的主体公平、无歧视开放电力市场或者不按照规定公平开放电网，情节严重的；

（四）依法可以吊销电力业务许可证的其他情形。

第十条 吊销电力业务许可证的行政处罚，由国家能源局或其派出机构按规定程序实施。

第十一条 作出吊销电力业务许可证行政处罚决定前，被许可人有陈述、申辩和要求举行听证的权利；被许可人在规定期限内要求听证的，由国家能源局或其派出机构组织听证。

第十二条 在听取被许可人陈述、申辩或者听证活动结束后，国家能源局或其派出机构认为被许可人违法事实清楚、证据确凿的，应当作出吊销电力业务许可证的决定。

### 第四章 电力业务许可证的注销

第十三条 有下列情形之一的，应当依法办理电力业务许可证的注销手续：

（一）电力业务许可被依法撤回、撤销，或者电力业务许可证被依法吊销的；



(二) 电力业务许可证有效期届满未延续的，或者延续申请未被批准的；

(三) 被许可人申请停业、歇业被批准的；

(四) 被许可人因解散、破产、倒闭等原因而依法终止的；

(五) 被许可人不再具有发电机组、输电网络或者供电营业区的；

(六) 经核查，被许可人已丧失从事许可事项活动能力的；

(七) 法律、法规规定应当注销电力业务许可证的其他情形。

第十四条 发生第十三条第(一)项情形的，由派出机构在撤回、撤销、吊销决定生效后 10 日内办理注销手续。被许可人应当积极配合并在规定时限内交回电力业务许可证正本、副本。

第十五条 发生第十三条第(二)至(七)项情形的，被许可人应当在相关事项发生 30 日内向派出机构提出注销申请，并提交以下材料：

(一) 法定代表人签署的电力业务许可证注销申请书；

(二) 法定代表人身份证原件及复印件，如需代理人办理的，提供代理人身份证原件及复印件，以及法定代表人签字并加盖申请单位公章的《授权委托书》原件；

(三) 电力业务许可证正本、副本；

(四) 需办理注销事项的有关材料；



(五) 法律、法规规定的其他材料。

被许可人申请材料齐全的，派出机构应在提交后 10 日内办理许可证注销手续。

第十六条 被许可人未按照第十五条规定提出注销申请的，派出机构经核实相关情况后可在其网站上发布注销公告。公告期为 30 日，公告期满后办理注销手续。

第十七条 派出机构负责公告辖区内注销电力业务许可证的被许可人名单及注销原因。

## 第五章 附 则

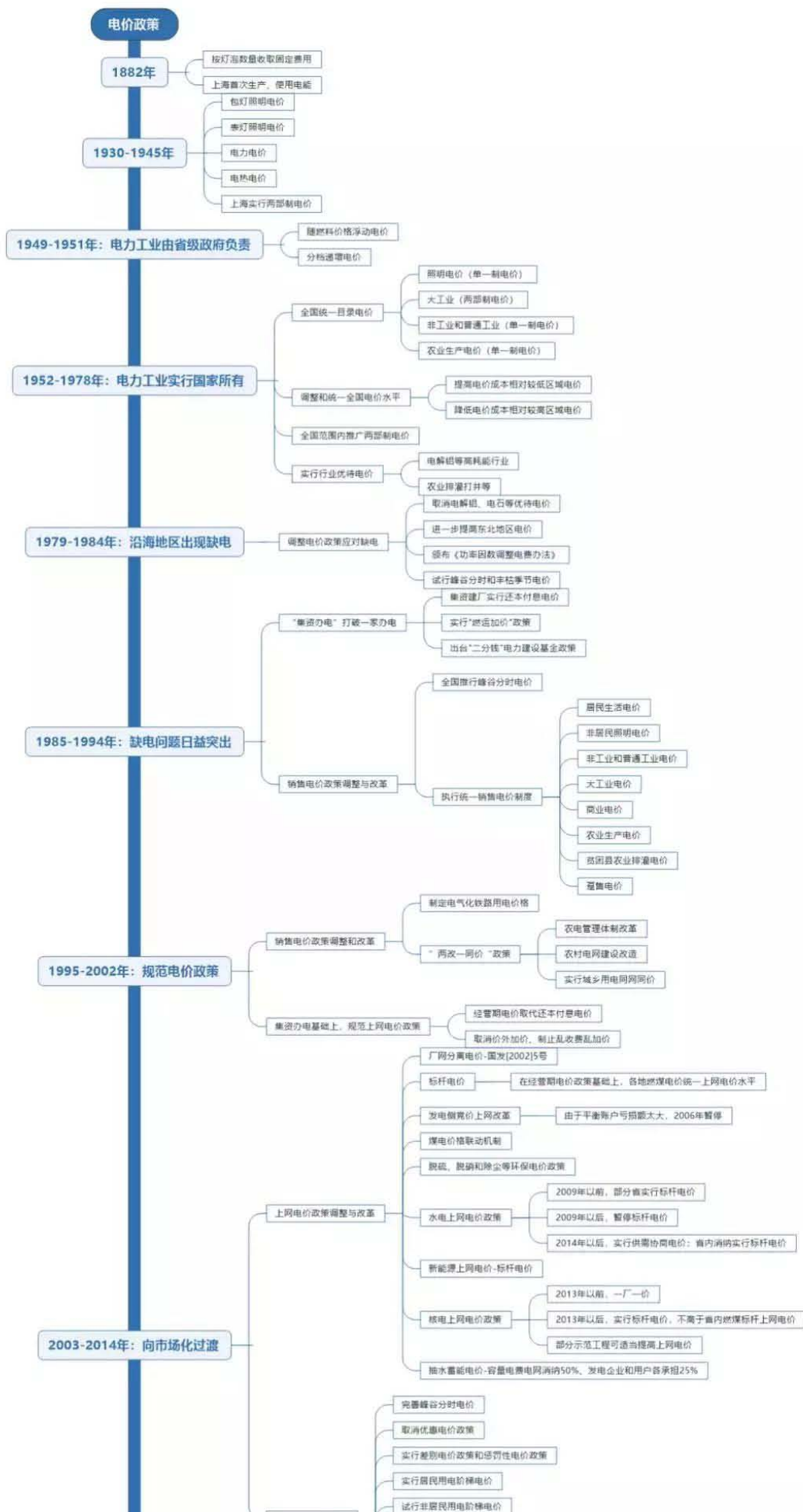
第十八条 本办法自印发之日起实施。原《电力业务许可证注销管理办法》（电监资质〔2012〕47号）同时废止。

### 8、一张图了解中国电价政策变迁与走势（全国能源信息平台 2019-07-15）

（原标题：头条 | 一张图了解中国电价政策变迁与走势）

电价是电能商品的价格。与一般商品相比，电能的发、输、配、用需要同时完成，因此，电价承载的功能更为复杂

137 年前，上海首次生产、使用电能，随着电力系统规模不断扩大、用户种类越来越多，电价政策也历经复杂的蜕变过程。2015 年，国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（国发〔2015〕9 号），还原电力商品属性，形成由市场决定电价的机制。





1882 年，

上海首次生产和使用电能。

按灯泡数量收取固定费用。

1930-1945 年，

电价，分为包灯照明电价、表灯照明电价、电力电价和电热电价，并已开始出现两部制电价、电价外加收燃料附加费等制度。

1946-1949 年，

新中国成立前，主要实施了分档递增电价制、随燃料价格浮动电价制。

1949-1951 年，

国民经济稳定时期，电力工业和电价管理由省政府负责。

1952-1978 年，

我国电力工业由中央政府部门进行垂直管理。

1965 年，国家颁发了《电、热价格》，全国基本实现了统一的目录电价。

电价按照用户的用电性质和行业属性分为：照明、大工业、非工业和普通工业、农业生产电价四类。其中：

照明电价适用于居民生活用电和非生产性照明用电，单一制电价；

大工业用户实行“两部制”电价，基本电价[元/（千瓦·月，元/（千伏安·月）]按用户用电设备容量或最大需量分月计费，电度电价[元/（千瓦时）]按用户实际用电量计费；

非工业和普通工业，适用于一般小用户，单一制电价；

农业生产电价适用于县级农业用户，单一制电价。

主要政策调整：

1. 提高成本较低区域的电价、降低成本较高区域的电价；
2. 实行优待电价，促进重工业发展，以及农业；



3. 实行功率因素调整电费考核和分电压等级差价制度，并对部分大工业实行两部制电价。

**1976 年，目录电价调整为五大类。**

照明电价，适用于居民生活用电和非生产性照明；非工业电价，适用于非工业生产性的动力用电；普通工业电价，适用于受电变压器容量不足 320 千伏安的生产性动力用电；大工业电价，适用于受电变压器容量在 320 千伏安及以上的生产性动力用电；农业生产电价，适用于农业排灌用电、农产品加工（非商品性）用电等。

**1979-1984 年，沿海地区出现电力缺口。**

主要政策调整：

1. 取消新增电解铝、电石等优惠电价，缓解电力供应紧张。1980 年 7 月 1 日起，国家对新增电解铝、电石产品的工厂和车间用电取消优惠电价，对新增生产电炉铁合金、电炉黄磷等 11 种产品的工厂和车间用电也取消了优惠电价，减少了各类用户间的交叉补贴。
2. 进一步提高东北地区电价，与华北一致。
3. 颁布《功率因数调整电费办法》，1983 年。提高了奖惩幅度，扩大实行范围。
4. 试行峰谷分时和丰枯季节电价，促进节约电力资源。

**1985-1994 年，全国范围的严重缺电。**

**1993 年，国家对指令性电价和指导性电价进行并轨，实行新的目录电价。**

居民生活电价、非居民照明电价、非工业和普通工业电价、大工业电价、商业电价、农业生产电价、贫困县农业排灌电价和趸售电价共八类。

主要政策调整：

1. “集资办电”取代“一家办电”局面，并实行了多种电价制度。一是对集资新建的电厂实行还本付息电价，允许新建的电力项目按照还本付息需要核定成本；二是实行“燃运加价”政策，允许电价随燃料、运输价格的调整而相应调整；三是出台“二分钱”电力建设基金政策，作为地方电力建设的资金来源。1987 年 11 月 28 日，对还本付息电价作了进一步明确，规定上网电价由发电单位成本、税金和利润构成。
2. 实行燃运加价政策，初步建立了上网电价的传导机制。1985 年，提出了燃运加价政策，即在执行原目录电价的基础上，随燃料、运输价格调整相应加价的燃





运加价方法。积极作用是建立了煤炭、电力价格联动机制，不利方面是加重了交叉补贴。

**1995-2002年，“集资办电”基础上，对各种电价政策进行规范管理。**

主要政策调整：

1. 上网电价调整。1997年，以“经营期电价”取代“还本付息电价”，开始采用按经营期测算平均上网电价，改变成本无约束、价格无控制的状况。
2. 销售电价调整。一是制定电气化铁路用电价格。电气化铁路供电工程专为电气化铁路用电而配套建设的，各地政府未统一将这部分建设资金的还本付息纳入当地销售电价中，因此国家单独核定了电气化铁路供电工程还本付息电价，并要求铁路部门随用电量执行还贷电价。1995年，国家明确还本付息电价从所在路段电气化铁路电价中回收，铁路部门相应增加的运输成本暂时通过调整所在路段货运电力附加费解决。二是启动“两改一同价”政策，实行城乡一价。三是取消电价外加价，规范电价管理，取消非法加价，禁止多头收费，对用户实行销售电价公告制度。

**2003-2014年，向市场化过渡。**

主要政策调整：

1. 上网电价政策调整。一是厂网分离电价。二是经营期电价政策基础上推出“标杆电价”。三是发电侧竞价上网改革试点。2004年5月，东北电力市场开始模拟运行，2006年由于平衡账户亏损太大，暂停。四是煤电价格联动政策，缓解煤电价格矛盾。五是脱硫、脱硝、除尘等环保电价政策。六是水电上网电价政策。2009年以前，部分省市对水电实行标杆电价；2009年以后国家暂停了水电标杆电价政策；2014年1月1日以后实行供需价格协商价格。七是核电上网电价。2013年以前，一厂一价；2013年以后，实行标杆电价政策。八是新能源上网电价政策，分资源区标杆电价。九是抽水蓄能电价政策，两部制电价，其中容量电费原则上由电网企业消化50%，发电企业和用户各承担25%。
2. 销售电价政策调整。一是取消优惠电价政策，缓解用电紧张局面。二是完善峰谷分时电价制度。三是实行差别电价政策和惩罚性电价政策。四是实施居民用电阶梯电价制度。五是试行非居民用电阶梯电价制度。六是城乡同网同价。七是工商业并价。2008年6月29日，对具备条件的省进行并价，将非居民照明电价、非工业和普通工业电价、商业电价归并为一般工商业电价。2013年，国家明确用5年时间，逐步将销售电价归并为居民生活用电、农业生产和工商业及其他用电价格三类。

**2015—，还原电力商品属性。**

主要政策调整：



1. 上网电价，由标杆电价逐步向市场化过渡，由用户与发电企业协商确定。生物质发电合理确定补贴标准。
2. 单独核定输配电价，包括准许收入、准许收益和价内税金三部分。
3. 销售电价，预计将由现行的居民生活用电、农业生产用电和工商业及其他用电，逐步过渡至用户和发电企业协商上网电价+输配电价的方式。

注：

上网电价：电网购买发电企业电力电量的价格。

销售电价：电网企业对终端用户销售电能的价格。

输配电价：电网企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格

两部制电价：将与容量对应的基本电价和与用电量对应的电量电价结合起来决定电价的制度。

目录电价：国家按用户的用电性质和行业属性，规定的电价标准。

还本付息电价：在我国实行集资办电政策后，对于不依靠政府财政拨款而实行负债建设的电厂，根据电厂还本付息需要核定收益水平所确定的发电上网电价。

经营期电价：根据政府预先规定的经营期内收益率水平和社会平均成本核定的电价。

标杆电价：在经营期电价的基础上，对新建发电项目实行按区域或省平均成本统一定价的电价政策。

（来源：微信公众号“电力系统学习与实践” 作者：电力系统学习与实践）

### 9、落实“碳达峰碳中和”须纠正对小水电的偏见（原创中国经济周刊）

2021年3月15日和4月30日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上及中央政治局第二十九次集体学习时两次强调：2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和，是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革……他要求各级党委和政府“拿出抓铁有痕、踏石留印的劲头，明确时间表、路线图、施工图”。

我国是世界上人口最多、煤炭消耗量最大的发展中国家，要如期实现“碳达峰、碳中和”目标（以下简称“双碳”目标），任务之艰巨、挑战之严峻前所未有，该如何打好这场硬仗、赢得这场大考、实现绿色低碳发展，当前还有很多亟待澄清的重要问题，其中之一就是该如何认识我国的小水电。

那么，小水电于“双碳”目标的实现是不是可有可无的选项？小水电的生态影响到底是利大还是弊大，部分小水电站出现的问题是不是不能解决的“生态之祸”？我国小水电是否已“过度开发”？这些问题亟需科学理性的思考和回答。

小水电对实现“双碳”目标的重要作用不可或缺



大力发展可再生能源、加快构建适应高比例可再生能源的新型电力系统，是当前国际能源大转型的共识和行动，也是我国实现“双碳”目标的战略选择。

习近平总书记在去年底的气候雄心峰会和最近的领导人气候峰会上先后表示：“2030年非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机将达到12亿千瓦以上”“中国将严控煤电项目”。

要做到这一点并同时确保供电安全可靠，我国水能资源能否充分开发、优先开发，起着至关重要的作用。理由如下：

一是满足2030年非化石能源占比达到25%的要求，离不开水电。据业内测算，2030年我国非化石能源发电量须达到每年4.6万亿千瓦时以上，届时风电、太阳能装机容量累计12亿千瓦后，再加上现有水电、核电等非化石能源的发电量，还有约1万亿千瓦时的电量缺口。事实上，我国可开发的水能资源发电量高达每年3万亿千瓦时，目前开发程度不到44%（相当于每年1.7万亿千瓦时的发电量白白流失），若能达到发达国家当前平均高达80%的水电开发程度，就可每年增加1.1万亿千瓦时电量，既填补了电力缺口，又能使我国防洪抗旱、供水灌溉等水安全保障能力大大提升。因为水电与水利是密不可分的整体，水资源调控能力太低一直是我国滞后于欧美发达国家的短板。

二是解决风电、太阳能的随机性波动性问题，也离不开水电。2030年风电、太阳能装机在电网中占比将从目前不到25%提高到至少40%以上。风电、太阳能都是间歇式发电，占比越高对电网储能的要求也越高。而目前所有储能方式中，已有一百多年历史的抽水蓄能是技术最成熟、经济性最好且有大规模开发潜力的选择。截至2019年底全球93.4%的储能项目都是抽水蓄能，且50%的抽水蓄能装机集中在欧美发达国家。用“充分开发水能”作为风电、太阳能大规模发展的“超级蓄电池”，使之变成稳定可控的优质能源，是当前国际上碳减排领先国家的重要经验。而目前我国抽水蓄能装机在电网中的占比仅为1.43%，是制约“双碳”目标实现的一大短板。

小水电占我国可开发水能资源总量的1/5（相当于6个三峡电站），不仅其自身的发电和减排贡献不可忽略，更重要的是，分布在全国各地的很多小水电都可以改造成抽水蓄能电站，成为“适应高比例风电太阳能入网的新型电力系统”不可缺失的重要支撑。

但我国小水电在资源潜力还并未充分开发的情况下就在部分地区遭遇了“一刀切拆除”的冲击，而开发程度远高于我们的发达国家却还在努力挖掘小水电的潜力。比如，2021年4月，美国副总统哈里斯公开表示：“以前战争是为石油出战，下场战争是为水资源而战，拜登的基础设施法案将把重点放在水利上，既带来就业，又关系到我们赖以生存的资源，围绕这一‘珍贵商品’水进行投资，将会增强美国的国力。”水电开发程度高达97%的瑞士，不论河流大小和落差高低，都千方百计加以利用，通过沿山修建长隧道和管道，将高山溪流分散的水能资源集中到水库后再充分利用。

“小水电生态利弊的社会认知”亟需回归科学理性

近几年来，小水电被指斥为“破坏生态”的元凶，甚至有人主张“应拆除长江支流上的所有小水电站”，反对小水电似乎成了“时髦”。

抛开小水电对于我国碳减排和农村地区“以电代柴”这两大生态效益不谈，单就社会舆论关注的河流生态保护而论，有几个最基本的常识不能含糊，否则就容易走入“生态愚昧”——把破坏当作“保护”、把倒退当作“发展”。

一是自然流淌、不受任何束缚的河流对人类而言，绝不是福祉而是灾难。人类逐水而居，让河流自由流淌，就等于丰水期让洪水自由泛滥，枯水期让河流自由干涸。正因为洪旱灾害的发生次数和死亡人数居所有自然灾害之首，所以古今中外无一不把治理江河水患当作治国理政的大事，水利兴则天下兴；正因为人类在20世纪掌握了拦河筑坝和水力发电技术，才



使治理江河水患的能力产生了质的飞跃——江河泛滥、洪水横流这一自自古以来就被认为是无法抗拒的自然破坏力，变成了人类可以控制、驾驭的力量，并使之有利于社会（灌溉田地、取得动力等）。所以，拦河筑坝、圈水造景是人类文明的进步，而拆掉所有堤坝则是让人类退回到“靠天吃饭、听天由命、被动依附自然”的蛮荒状态。

二是发达国家和地区的良好生态环境很大程度上正是得益于拦河筑坝、水电充分开发。目前除了修建水库大坝，人类还没有其他手段能从根本上解决天然水资源时空分布不均的矛盾，以水电开发程度和人均库容为标志的水资源调控能力，在国际上并不存在“警戒线”，反而是越高越好。欧美发达国家早在 20 世纪中期就已基本完成江河水能的梯级开发，其平均水电开发程度和人均库容分别是我国的 2 倍和 5 倍。实践早已证明，水电工程不是江河的“肠梗阻”，而是维系健康所必需的“括约肌”。梯级水电开发程度远高于我国长江的多瑙河、莱茵河、哥伦比亚河、密西西比河、田纳西河等欧美大江大河，无一不是风景优美、经济富庶的人水和谐之地。

三是部分引水式小水电造成的河段脱水断流问题，是管理不善而非固有缺陷。引水式水电站是国内外普遍存在的高效利用水能的一种技术。我国部分引水式小水电因立项建设年代较早，规划设计不够科学，当时并没有保证“生态流量”的意识和管理手段，导致发电引用水量过大、厂坝间的河段（长度大多几公里，有的十几公里）出现河道脱水、断流现象，遭到社会舆论广泛批评。毫无疑问，脱水、断流对河流生态肯定是不好的，但解决问题不能乱打板子、因果错配、本末倒置，必须清楚两个事实：一是我国的自然地理条件决定了很多河流都是季节性河流，即使没有水电站，枯水期河道也会脱水、断流（这也正是古今中外都格外重视兴修水利、蓄丰补枯的原因）；二是水力发电只是利用地势落差发电，本身既不消耗水也不污染水，部分引水式小水电导致的脱水、断流完全能通过技术改造和加强监管来解决。国内引水式小水电这两年都已完成“24 小时持续泄放生态流量”的技术改造，并建立了严格的实时在线监测系统和监管平台。



福建宁德下党乡小水电带动一方经济、保护一片环境。

因此，当前亟需理性认识小水电对于中小河流生态保护的重要价值：既保障了原河道的生态流量，又减少了山洪暴发的危害，还满足了供水灌溉的民生需要。目前小水电都是在保



证河道生态流量之后还有多余水量的情况下才能发电，正是因为梯级电站的存在，原本坡降很陡、除了雨季就很难存住水的河道，反而呈阶梯状地存住了水、大大改善了生态。小水电的本质是中小村镇民生保障和中小河流水资源调控必不可少的重要基础设施，因部分电站管理不善出现问题就强制拆除所有小水电，值得商榷。

“小水电一刀切拆除”不符合中央方针和精神

中央已明确，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，“十四五”时期我国生态文明建设以降碳为重点战略方向。要坚定不移走生态优先、绿色低碳的高质量发展道路。生态环境保护与经济发展是辩证统一、相辅相成的。

地方该如何准确理解并真正落实中央方针和要求，福建下党小水电对此做了好的诠释。

福建宁德下党乡曾是闻名闽东的特困乡、“五无乡镇”（无公路、无自来水、无电灯照明、无财政收入、无政府办公场所）。利用当地的水力资源建设电站，就“等于抓一只只会下蛋的鸡”。1989年，在地方财政十分拮据的情况下，宁德地委专门拨款40万元建设小水电。下党从此告别了竹篾、松脂照明的历史，2000多亩农田灌溉也得到解决，百姓也开始琢磨致富路，形成了茶叶、旅游业两大支柱产业。随着人们生活水平和用电需求的提高，下党小水电几次进行增效扩容和提升改造，这座“拦河筑坝、圈水造景”的引水式电站，如今24小时持续泄放生态流量确保下游河道水清流畅，展示了一幅扶贫开发、乡村振兴、绿色低碳发展的优美画卷。下党小水电带动一方经济、保护一片环境、造福一方百姓，正是我国很多农村和偏远地区小水电的写照。

然而，国内某些地方却把“一刀切拆除小水电”、“加快小水电退出”当成了“生态修复、生态保护”。这种做法已给经济社会发展造成了严重不良影响，亟需引起重视并尽快纠偏。比如：

一是给当地人民群众生命财产安全埋下重大安全隐患。世界上几乎90%以上的垮坝溃坝事故都发生在没有水电站的水库大坝。保留水库大坝却拆掉水电机组的做法，违反科学，等于让大坝在技术和日常安全管理上失去了最有效的安全保障。

二是本已实现电力碳达峰的地区反要增加煤电来补缺。中央要求有条件的地区要率先实现达峰目标，一刀切拆除小水电必然使风光资源条件并不好的当地要增加煤电供应，否则就有较大缺口，一些地方甚至闹电荒。

三是严重破坏自然景观和湿地并降低山区防灾减灾能力。拆除小水电，很多依附库区形成的风景名胜、湿地公园、朱鹮等珍稀鸟类的栖息地都将不复存在。没有了水电站消能，就无法缓解河流对山区沟谷的冲刷侵蚀，滑坡、泥石流等地质灾害也将增加。

四是举债拆电站可能会产生金融风险并影响社会稳定。小水电退出需要大量补偿资金，会使很多刚摘帽的国家级贫困县背上巨额债务，若补偿不能及时到位，将导致借贷违约。目前一些地方已出现社会矛盾和维权事件。

结语

水电既是国际社会公认的清洁能源，又具有其他任何工程都无法替代的水资源调控作用。欧美发达国家从未进入过“拆坝时代”，恰恰相反，正因为水电开发程度和人均库容水平远远高于我国，欧美发达国家能吸纳更多的洪水、抵御更大的干旱，能以更低成本、更高效率推进“2050年电力100%可再生能源化”的大转型。

而在过去的十几年，因“水电妖魔化”的误导，不少人对水电的认知至今还停留在一个比较低的层次上，一些事关国计民生的重大水电工程或取消、或搁浅，致使我国目前的水资源调控能力仅为发达国家平均水平的1/5，人均可利用的水资源量一直处于国际标准“极度缺水”的状态，而长江流域又几乎年年面临防汛抗洪的严峻压力。如果再不破除“水电妖魔化”的干扰，我们要落实“双碳”目标也将因水电贡献的缺位而难上加难。



无论是维护国家水安全、粮食安全，还是兑现我国在国际上“双碳”目标的庄严承诺，水电发展都不能再耽搁。小水电行业清理整改是完全必要的，但不能矫枉过正、影响大局，不能搞一刀切，更不能因此而终止还有很大资源潜力的小水电后续开发。当前亟需回归科学理性，凝聚社会共识，避免走弯路走错路、付出不必要的社会代价。

### 10、太阳能、风能发电：现状与建议（原创科学参考 2021-05-12 李耀华 孔力 中国科学院电工研究所）

进入 21 世纪以来，全球人口、经济持续增长，世界能源需求增长强劲，油气资源竞争激烈，生态环境压力增大，全球气候变化倍受关注；绿色低碳、可持续发展成为人类文明持续繁荣的科学理性选择。人类已经进入了知识网络时代，作为人类现代文明基石与动力的能源也正面临新的变革。能源领域具有投资大、周期长、关联多、惯性强的发展规律。能源既是经济资源，更是政治资源和战略资源，能源安全的问题受到国家高度重视。

未来二三十年，将是能源生产消费方式和能源结构调整变革的关键时期。人们将致力于构建绿色低碳、高效智能、多样共享的可持续能源体系。风力和太阳能等可再生能源将快速增长，从而形成天然气、石油、煤炭、核能、可再生能源为五大支柱的能源新格局。

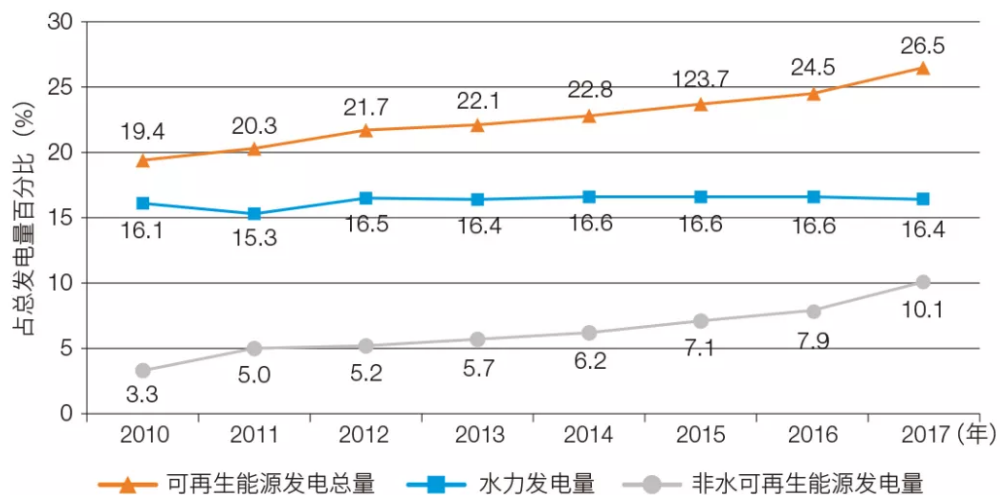
我国地域广阔，太阳能和风能资源十分丰富且分布广泛，总量足以满足我国社会生产生活等需求。经过几十年的发展，目前太阳能光伏发电、风力发电技术已趋于成熟，成本快速下降。在可预见的将来，太阳能光伏发电和风力发电的技术和经济性都将达到与常规能源相当的水平，推动能源变革与转型的发展。

太阳能发电和风力发电已经成为全球重要的清洁电力来源

大力发展可再生能源已经成为世界各国应对全球气候变化的一项重要战略举措。我国近年来在风力发电和太阳能发电开发利用方面取得了显著成效，在产业发展、技术创新等方面取得了突出成果。风电已成为我国第三大电源，而光伏电池及相关产业的发展规模已经占据全球前列。可再生能源正在逐步从零散、小规模能源发展成为可部分替代化石燃料、缓解生态环境承载压力、实现大规模利用的重要能源形式。

世界范围内可再生能源发电量持续增长

下图显示了 2010—2017 年全球可再生能源发电量占总发电量的增长情况。可以看到，截至 2017 年底，全世界可再生能源发电量已经占到全部发电量的 26.5%，其中水力发电的占比基本保持不变，而非水可再生能源发电量（主要是风力发电和光伏发电）已经从 2010 年的 3.3% 增长到了 2017 年的 10.1%。





### 我国太阳能光伏发电产业领跑世界

近 10 年来，全球太阳能光伏发电呈现出强劲的发展势头，太阳电池装机容量连续多年保持了 30% 以上的增长率。

我国光伏发电相关产业的发展在世界上尤其突出，产业规模多年保持世界第一，2017 年我国光伏发电量大体占全球光伏发电量的 1/4。2018 年全年，中国新增太阳能光伏装机容量为 43 GW；截至 2018 年底，我国累计光伏装机量已超过 170 GW。



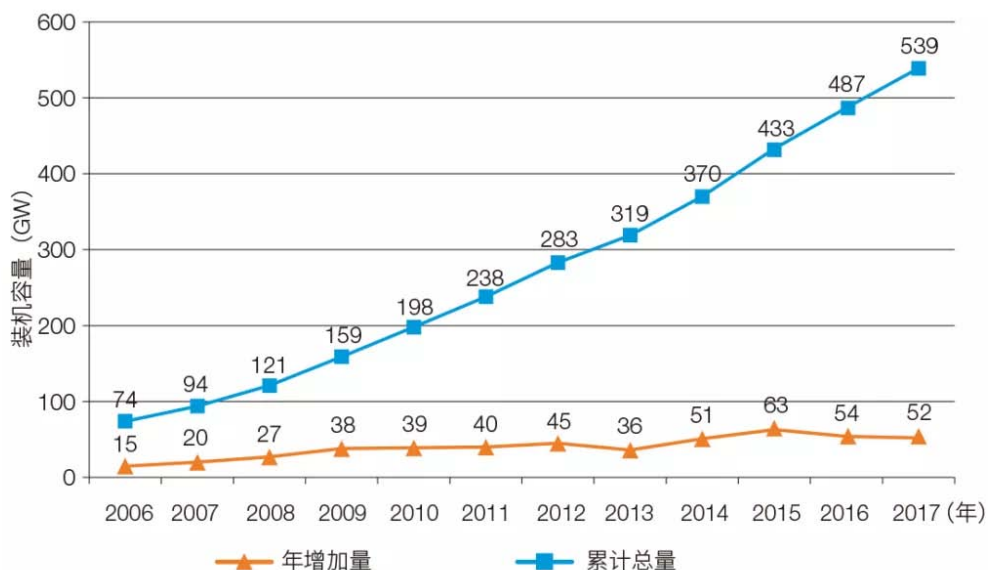
即使在海外“双反”以及国内支持政策调整的不利情况下，2018 年我国光伏制造业仍取得较大发展：多晶硅产量达到 25 万吨，同比增长 3.3%；硅片产量达到 109.2 GW，同比增长 19.1%；电池片产量达到 87.2 GW，同比增长 21.1%；组件产量达到 85.7 GW，同比增长 14.3%。2018 年全年我国光伏电池组件出口 41 GW，同比增长 30%，光伏产品出口额达到 161.1 亿美元，为 20 多个国家实现光伏平价上网提供支撑，这为全球应对气候变化作出了重要贡献。

### 我国风力发电保持持续稳定发展

近 10 年全球风力发电装机容量增长情况如下图所示。风力发电增长势头虽然不如光伏发电，但每年仍然保持着 10%—16% 的增长率，而且总装机容量和发电量均大于光伏发电。从“十二五”到“十三五”的 10 年间，我国风力发电年增长规模持续保持在 20 GW 左右。据中国风能协会初步统计数据：截至 2018 年底，我国风力发电新增并网容量 21.14 GW，累计并网 210 GW。2018 年全年风力发电上网发电量达到 35.7 TWh，占全部发电量的 5.2%；全年风力发电机组利用小时数 2 103 h，同比增加 153 h；2018 年，我国海上风力发电新增装机容量 1.66 GW，累计装机容量达到 4.45 GW。

### 技术进步极大地推动了太阳能发电和风能发电行业的发展

多年来，国家科技计划对可再生能源科技研发持续给予支持，国内一些有实力的企业也加大了对科技研发的投入。这些投入在不断提高我国太阳能发电、风能发电相关技术能力，以及提升国内企业的技术水平方面发挥了重要作用，促进了我国太阳能发电和风能发电全行业的发展。



#### 太阳能光伏发电方面

我国已经形成了硅材料、硅片、电池、组件为核心的晶体硅太阳能电池产业化技术体系，掌握了效率 20% 以上的背钝化电池、选择性发射极电池、全背结电池、金属穿孔卷绕 (MWT) 电池等高效晶体硅太阳能电池制备及工艺技术。批量化单晶硅电池效率超过了 22%，实验室最高效率达到了 24.1%。批量生产多晶硅电池效率 18.5%，多晶硅电池实验室效率达到 21.25%，创造了多晶硅太阳能电池效率的世界纪录。通过并购和国际合作使得我国硅基、CdTe、CIGS 等薄膜电池的研究和技术水平快速提升。

目前我国逆变器平衡部件技术水平与国际接轨，系统集成智能化技术仍有待提升。面向光伏发电规模化利用，我国光伏系统关键技术取得多项重大突破：掌握了 100 MW 级并网光伏电站设计集成技术，掌握了 MW 级光伏与建筑结合系统设计集成技术，掌握了 10—100 MW 级水/光/柴/储多能互补微电网设计集成技术并开展了示范。







### 风力发电方面

我国打破国外垄断，实现了风电机组整机由 100 kW 级向 MW 级跨越式发展，已经成为世界风电设备制造大国；形成 3.6 MW 以下装备设计制造技术体系，初步掌握了 5 MW、6 MW 整机集成技术；风电机组整机及零部件国产化率达到 85% 以上。我国突破了大规模风电发展并网接入的技术障碍，解决了大规模风电并网特性的仿真模拟难题，开发了具有完全自主知识产权的风电功率预测系统。基本解决了低/高电压穿越技术难题，建成了全球首个 100 MW 级国家风光储输示范工程和全球首个海岛风电多端柔性高压直流输电（VSC-HVDC）示范工程，实现了大规模风电高渗透率并网运行。

技术进步使得中国太阳能光伏发电和风电发电技术水平不断提高，产业规模迅速扩大，在国际市场上的竞争力也不断增强。目前在世界排名前 10 位的光伏电池生产企业中，中国企业占据 8 席（含中国台湾企业），中国大陆企业光伏组件产量占全世界的 72% 以上。在世界排名前 10 位的风力发电设备制造商中，中国企业占据 3 席（产值第 3、6、8 名）；中国风机制造商占全球份额的 21.2%。科技进步和良好的经营管理模式帮助中国太阳能和风电发电企业在国际竞争中建立了不可动摇的竞争优势。

### 光伏发电和风力发电成本持续下降，即将进入平价上网时代

在以往相当一段时间，可再生能源发电技术的电价成本远高于常规发电成本，使得可再生能源发电技术在经济性上完全无法同以燃煤发电为代表的常规能源竞争，而只能作为一种补充能源在偏远地区获得部分应用。

经过几十年的研究发展，这种状况正在发生着令人瞩目的变化。近 10 年来，在技术进步和市场规模化发展的双重推动下，全球太阳能光伏发电和风力发电的成本快速下降，导致全球光伏发电最低电价不断下降。过去 10 年，我国太阳能光伏电池组件和发电系统的成本均下降了 90%，即成本只有原来的 1/10。随着单机规模的增加，风力发电机组的单位成本也不断下降，陆上风电上网电价降至 0.49—0.61 元/kWh。风电已成为我国第三大电源。

光伏发电和风力发电的电价成本除了设备投资以外，项目所处的局部资源条件和运行环境都是影响最终电价的重要因素。目前从全球范围来看，一些资源条件和运行环境好的项目，其单位电价成本已经达到或低于常规能源电价水平，可以实现平价上网。国内在表 1 所示资源条件很好的第一类和第二类地区建设的集中式地面光伏电站，如果能将弃光控制在比较低的水平，则可以做到电网侧平价上网。

表 1 中国太阳能资源的总量等级划分及相应区域

等级	年总辐射辐照量 (MJ/m <sup>2</sup> )	年总辐射辐照量 (kWh/m <sup>2</sup> )	年平均总辐射辐照度 (W/m <sup>2</sup> )	国土面积 (%)	主要分布地区
最丰富	≥6 300	≥1 750	≥200	约 22.8	内蒙古、甘肃、青海西部，西藏大部，新疆东部边缘地区，四川部分地区
很丰富	5 040—6 300	1 400—1 750	160—200	约 44.0	新疆、西北、华北大部，内蒙古东部，东北西部，山东东部，四川中西部，云南大部，海南
较丰富	3 780—5 040	1 050—1 400	120—160	约 29.8	内蒙古北部，东北中东部，华北部分地区，华中、华东、华南大部
一般	<3 780	<1 050	<120	约 3.4	四川盆地及周边地区（包括四川东部、重庆大部、贵州中北部、湖北西部、湖南西北部）

风力发电的情况也类似，即以目前的技术发展水平，可以在一些条件好的风电场实现电网侧平价上网。目前国家能源局已经在推动一些光伏发电和风力发电的平价上网示范项目。如果能在放开电力市场方面取得更多突破，今后可能会有更多光伏发电从用户侧接入电网，将会有更多地区的分布式电站可以实现用户侧平价上网。



近年来，国际社会开始深入探讨可再生能源的长期未来发展情景和路径。欧盟《2050年能源路线图》提出到2050年可再生能源将占到全部能源消费的55%以上；德国《能源方案》提出到2050年可再生能源占能源消费总量的60%和电力消费的80%；英国能源与气候变化部在《2050年能源气候发展路径分析》中探讨了远期可再生能源满足约60%能源需求的前景；美国能源部支持完成的《可再生能源电力未来研究》认为可再生能源可满足2050年80%的电力需求；日本在2011年福岛核电事故后确定2020年可再生能源将满足20%电力需求的目标，并深入探讨2030年提高可再生能源的能源转型方案；联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）的《可再生能源与减缓气候变化特别报告》（SRREN）的最高情景认为2050年可再生能源将可满足77%的能源需求。

## 2050 Energy Strategy



尽管世界各国根据本国的实际情况对未来能源发展的前景做出的判断和规划不完全相同，但总的趋势是一致的。当太阳能和风能发电的技术和可靠性得到充分验证，当其发电的成本不断下降最终能够达到甚至低于常规能源发电成本时，可再生能源将在未来能源发展中占据重要的地位，成为未来的主力能源。

加强科技创新，促进太阳能和风能发电技术真正成为未来主力能源

近10年来，不管是国际还是国内，太阳能光伏发电和风力发电技术都取得了飞跃发展，但太阳能和风能要真正成为全社会可以依赖的重要能源还有相当长的路程。太阳能和风能除了具有资源丰富、清洁、环境友好等优点外，也都具有能量密度较低以及具有一定的间歇性和波动性等缺点。因而不管从科技创新和技术发展，还是能源政策环境等方面而言，发展太阳能和风能发电都还面临许多艰巨的任务。

除光伏发电技术和风力发电技术本身以外，多能互补技术、储能技术、智能电网技术的发展也有助于克服太阳能和风能间歇性和波动性的缺点，促进太阳能和风能发电技术的发展与大规模应用。

太阳能光伏发电技术方面

太阳能电池技术及系统设备将沿着高效率、低成本、长寿命、智能化的技术方向发展。国家研发重点计划应持续支持高效率晶体硅太阳能电池、薄膜电池产业化技术研发，新型太阳能电池关键技术攻关和产业化研发；支持光伏系统及平衡部件技术创新和水平提升；大力推动面向全行业的公共研究测试平台建设。

风力发电技术方面



未来，风电机组单机容量将持续增大，大型风机柔性叶片技术及机组的核心控制技术亟待发展；双馈异步发电技术仍将占主流地位，直驱式、全功率变流技术在更大规模风电机组上应用的比例越来越大，有望成为未来主流技术；各种增速型全功率变流风电机组将得到应用；低风速地区风电设备研发将取得进展；风电场建设和运营的技术水平将日益提高；海上风电技术将成为重要发展方向。

#### 储能技术方面

着力研究大容量和大功率储能技术，提高效率，实现储能技术在规模、寿命和成本上的跨越。在可再生能源大规模接入、传统电力系统调峰提效和区域供能方面，完成具有完全自主知识产权、对国际储能技术与产业发展具有指导意义的系统解决方案和示范工程，形成一套完整的技术攻关、技术示范以及工程应用的储能技术研发体系。

#### 多能互补及分布式能源技术方面

未来发展方向为：多种可再生能源的互补利用及其与常规能源形式的综合高效利用；可再生能源高比例消纳和外送的系列关键技术研究，建立不同气候、不同用能需求的可再生能源供能系统示范，以及以可再生能源为主的能源系统的省区级/市级研究和示范。

#### 智能电网技术方面

大力发展大容量远距离输电和智能微网技术，满足我国大规模集中式可再生能源发电和分布式利用两种需要；开发多种电压等级、交直流多种形式的接入技术和设备，方便可再生能源的接入。提高可再生能源的消纳能力，全面保障电网在大量接入可再生能源后的安全稳定运行。大力发展智能配用电技术，提高智能化水平，包括电动汽车充换电技术、智能用电技术等，打造未来我国清洁、高效、智能化能源电力系统。