

能量转换科技信息

广州能源研究所文献情报室
广东省新能源生产力促进中心
第十期 2017年5月

目 录

总论	1
2017年一季度全国能源形势分析与预测	1
国家能源局关于深化能源行业投融资体制改革的实施意见	10
汪建平：把好“十三五”能源发展方向盘	13
杜祥琬：对我国能源生产和消费革命战略的解读和思考	17
张国宝：2017，重塑中的世界与中国能源格局	19
全球能源互联网建设正有序推进	22
“弃风弃光”的原因和解决办法	23
国家能源局要求各地报送可再生能源“十三五”年度新增建设规模	26
专访：全球能源互联网将把世界变成可持续发展的“能源村”	26
国际能源论坛秘书长：期待“一带一路”能源合作务实推进	27
努尔-白克力：中国为全球能源转型发展贡献智慧和力量	28
刘振亚：开发万分之五的清洁能源，就能满足人类能源需求	28
热能、动力工程	29
晶科 B20 峰会呼吁：碳交易需建立国际统一规则	29
阳光电源：领跑储能，建言行业发展	30
快充新发现 NCSU 研究发现薄水层材料储能更快	31
2020 年中国电化学储能规模或达到 2-3GW	31
研究人员将废弃玻璃瓶变成了高性能电池材料	31
朱共山：储能正在开启产业化发展新纪元	32
指望不上政府补贴的储能行业怎么办？不妨看看这几种商业模式	33
比锂电池安全 美国海军重制锌电池效果不错	35
美国加州储能强制采购目标计划对储能产业发展有何借鉴	35
全球储能市场跟踪报告（2017 年一季度）	37
ESSTank 发布《2017 年中国储能产业深度研究报告》	40
美国发电成本与储能技术成本全披露	43
长远国家页岩气示范区产气突破 40 亿立方米	46
从可再生能源到能源存储 助力全球能源转型成功	47
储能领域大发展需优化生态圈	48
既解决污染又可发电 科学家研发新环保光化学电池	49
担心安全问题，就不发展储能了？	50
唐永炳：让电池再轻点，再持久点	51
多孔石墨烯复合材料可增强电极性能	53
科学家开发薄片式电池 汽车续航 1 千公里	54
太阳能	55
中电联表示 2017 年 1 季度我国新增光伏 3.94GW	55

保利协鑫宣布无偿转让成熟黑硅技术 惠及年产 55 吉瓦多晶市场.....	59
协鑫新能源张耀邦：光伏农业用地应改堵为疏	60
能源局：一季度光伏发电量 214 亿千瓦时 同比增 80%	61
天合光能 IBC 电池效率再创新高	61
今年光伏市场规模可达 30 吉瓦，分布式有望占据三分江山.....	62
光伏行业还有哪些新玩法.....	63
我国科学家创新光能利用方法 提升光伏电池发电量.....	64
光伏平价上网提前到来 非光伏成本左右进程	65
2017 年全球光伏度电成本将进一步下降 20%	66
瑞士太阳能飞机 SolarStratos 首次试飞成功.....	67
澳大利亚跻身全球十大太阳能国家.....	67
“领跑者计划”两年成果斐然 鼓励高效化发展是正确的引导方向.....	67
摩根斯坦利：2020 年单晶在全球市场份额有望增长至 50%	69
4 月全国太阳能发电量 50 亿千瓦时 同比增 24.6%	70
江苏省“十三五”能源规划：2020 年光伏累计装机 8GW 力争 10GW.....	70
韩研发团队研发出彩色太阳能电池 或成门窗材料	87
海洋能、水能	88
强震后立即恢复发电、登上纸币背面……你知道中国水电在国外多厉害吗？	88
风能	91
GWEC：中国继续引领风能发电市场	91
2016 年中国新增装机同比及风电开发分析	92
风电也能定制化！“中国式智慧”破解低风速开发难题.....	94
无人机能当风筝放 还能风力发电	97
风光储输一体化：打造新能源利用“梦工厂”	98
台湾离岸风力发电规划进度超前 2025 年预计 10GW 发电量.....	99
从蒙西弃风问题的改善，反观全国新能源消纳难题.....	100
氢能、燃料电池	101
一项燃料电池国标获讨论通过	101

本刊是内部资料，请注意保存。信息均转载自其它媒体，转载目的在于传递更多信息，并不代表本刊赞同其观点和对其真实性负责，版权归原作者所有。严禁将本刊用于任何商业或其他营利性用途。用于读者个人学习、研究目的的单篇信息报道稿件的使用，应注明版权信息和信息来源。

《能量转换科技信息》半月一期。希望你对我们的工作提出宝贵意见。

联系方式：02087057486, zls@ms.giec.ac.cn。

总论

2017 年一季度全国能源形势分析与预测

2017 年一季度，我国国民经济延续了去年下半年以来稳中有进、稳中向好的发展态势，积极变化不断增加，多项经济指标明显回暖。能源行业情况如下：

能源需求方面

电力、化工、钢铁行业的煤炭消费呈正增长，一季度，全国全社会用电量累计 14461 亿千瓦时，同比增长 6.9%。

随着产业转型不断升级以及替代能源快速发展，国内石油需求增速将继续放缓。一季度，成品油消费量 7339 万吨，增长 6.5%，其中汽油、柴油分别增长 9.0%、3.3%。天然气消费量 636 亿立方米，增长 9.6%。

能源投资方面

一季度，国家发改委在能源领域共审批核准 15 个项目，总投资 739 亿元。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 68.7%。

能源建设规模

2017 年 1~2 月份，电网新增 220 千伏及以上变电设备容量(交流)3109 万千伏安，比去年同期建设增加 1126 万千伏安。

能源供应形势

规模以上工业原煤产量增速由负转正，原油产量降幅收窄，原油加工量稳定增长，天然气产量增长较快，发电量增速加快。

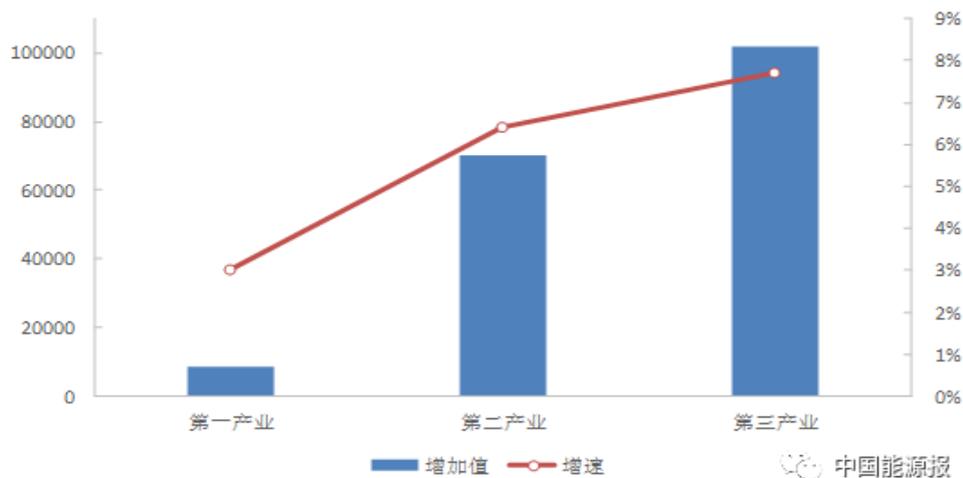
一季度，全国全社会发电量 14587.2 亿千瓦时，同比增长 6.7%。火力发电同比增长 7.4%。水电降幅收窄。核能、风力和太阳能发电保持两位数增长。

一、一季度全国宏观经济与能源发展总体情况

1、宏观经济总体情况

经济增长回稳。2017 年一季度，我国国民经济延续了去年下半年以来稳中有进、稳中向好的发展态势，积极变化不断增加，多项经济指标明显回暖。

2017 年一季度国内生产总值 180683 亿元，按可比价格计算，同比增长 6.9%。第二产业支撑力提升。数据显示，一季度，第一产业增加值 8654 亿元，同比增长 3.0%；第二产业增加值 70005 亿元，增长 6.4%；第三产业增加值 102024 亿元，增长 7.7%。其中，第二产业对 GDP 增长贡献率是 36.1%。



2017年第一季度产业增加值及增速

消费的基础性作用增强。一季度，社会消费品零售总额 85823 亿元，同比增长 10.0%。

工业数据表现突出。一季度，工业数据表现突出，规模以上工业增加值同比增长 6.8%。工业企业利润恢复性增长。1~2 月份，规模以上工业企业实现利润总额 10156.8 亿元，同比增长 31.5%。

制造业稳中向好。制造业持续保持稳中向好的态势。3 月份，PMI（中国制造业采购经理指数）为 51.8%，连续 8 个月高于荣枯线，创 2013 年以来同期新高。同时，连续两个月上升，高于上月 0.2 个百分点。

价格总体平稳。一季度物价温和上涨，通胀压力不会明显上升。CPI(全国居民消费价格)同比上涨 1.4%，核心 CPI 上涨 2.0%。PPI（工业生产者出厂价格指数）涨势放缓。一季度，PPI 同比上涨 7.4%，涨幅持续扩大了 5 个月。

2、能源发展总体情况

能源需求状况。全国商品用煤一季度煤炭消费同比呈增长势头。分行业来看，电力、化工、钢铁行业的煤炭消费呈正增长，建材行业的煤炭消费呈负增长。

在工业用电带动下,电力消费增速企稳回升。一季度，全国全社会用电量累计 14461 亿千瓦时，同比增长 6.9%。全国工业用电量 9821 亿千瓦时，同比增长 7.7%，占全社会用电量的比重为 67.9%，对全社会用电量增长的贡献率为 74.8%。其中，轻工业用电量为 1593 亿千瓦时，同比增长 6.7%；重工业用电量为 8229 亿千瓦时，同比增长 7.9%。

石油需求继续放缓，对外依存度稳中趋升。2017 年，随着产业转型不断升级以及替代能源快速发展，国内石油需求增速将继续放缓。一季度，成品油消费量 7339 万吨，增长 6.5%，其中汽油、柴油分别增长 9.0%、3.3%。受大气污染防治政策影响，城市燃气用量增加，但由于暖冬原因，天然气消费小幅增长。一季度，天然气消费量 636 亿立方米，增长 9.6%。

能源投资水平。一季度，国家发展改革委在能源领域共审批核准 15 个项目，总投资 739 亿元。一季度，规模以上采矿业增加值同比下降 2.4%。其中，全国采矿业固定资产投资 1095 亿元，同比下降 7.1%。

从细分行业来看：煤炭开采和洗选业投资 254 亿元，同比下降 15.8%；石油和天然气开采业投资 304 亿元，同比增长 26.5%；黑色金属矿采选业投资 101 亿元，同比下降 23.1%；有色金属矿采选业投资 156 亿元，同比下降 12.3%；非金属矿采选业投资 252 亿元，同比下降 11.7%。一季度，水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 68.7%。

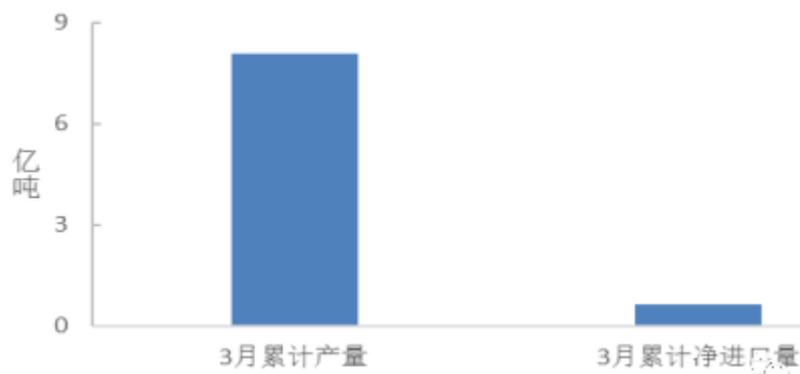
能源建设规模。2017 年 1~2 月份，电网新增 220 千伏及以上变电设备容量(交流)3109 万千瓦安，比去年同期建设增加 1126 万千瓦安；新增 220 千伏及以上线路长度 3239 千米，比去年同期建设增加 542 千米。电源方面，2017 年 1~2 月份发电新增设备容量 1614 万千瓦，比上年同期少投产 614 万千瓦。

能源供应形势。规模以上工业原煤产量增速由负转正，原油产量降幅收窄，原油加工量稳定增长，天然气产量增长较快，发电量增速加快。一季度，原煤产量 8.1 亿吨，同比下降 0.3%。原油产量 401.88 万吨，同比下降 6.8%；原油加工量 3821.61 万吨，增长 4.54%，成品油产量 8635 万吨，增长 9.2%；天然气产量 387.4 亿立方米，同比增长 3.4%；页岩气产量 26.7 亿立方米，同比增长 17.4%。一季度，全国全社会发电量 14587.2 亿千瓦时，同比增长 6.7%。火力发电同比增长 7.4%。水电降幅收窄。核能、风力和太阳能发电保持两位数增长。

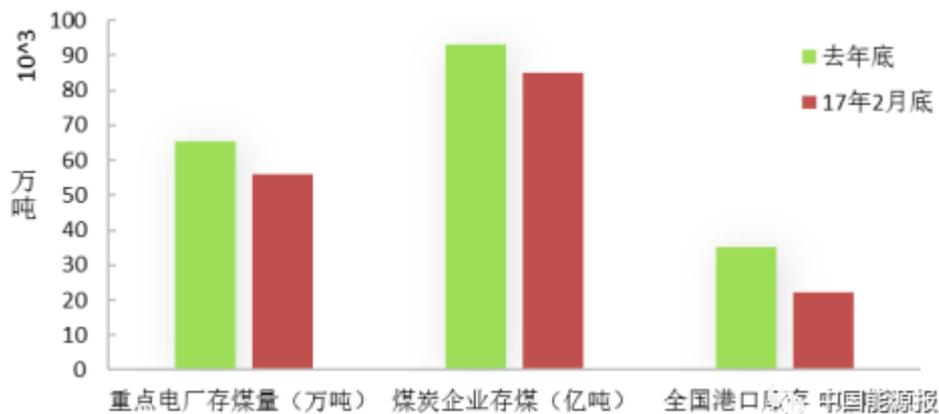
二. 一季度全国能源形势分析

1、 能源供应稳中有升

煤炭供应略有增加。2017 年 3 月份，原煤产量为 3.0 亿吨，同比增速由负转正，同比增长 1.9%。一季度原煤累计产量 8.1 亿吨，同比下降 0.3%；煤炭净进口 6225.8 万吨,同比增加 1658.1 万吨。1~2 月份煤炭企业、重要电厂、港口煤炭库存与 2016 年年底相比皆有回落。

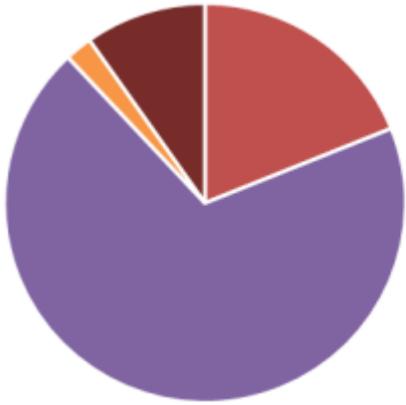


2、 3 月煤炭生产和净进口情况



1~2 月份煤炭库存情况

发电量增速同比提高。3 月份，发电量 5168.9 亿千瓦时，同比增长 7.2%；一季度，发电量 14587.2 亿千瓦时，同比增长 6.7%，明显加快。火电增速加快，水电降幅收窄。3 月份，火力发电同比增长 7.7%；受来水情况影响，水力发电同比下降 1.3%。一季度，火力发电同比增长 7.4%，水力发电同比下降 4.1%。核能、风力和太阳能发电保持两位数增长。一季度，核能、风力和太阳能发电同比分别增长 16.3%、21.8%和 31.0%。截至 3 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 16.1 亿千瓦，同比增长 7.7%。其中，水电 2.9 亿千瓦、火电 10.6 亿千瓦、核电 3473 万千瓦、并网风电 1.5 亿千瓦。



■ 水电 ■ 火电 ■ 核电 ■ 并网风电 中国能源报

分电源装机容量占比

一季度全国规模以上电厂发电量 14587 亿千瓦时，同比增长 6.7%。

	发电量/亿千瓦时	同比	增速
水电	1938	-4.1%	-21.6%
火电	11357	7.4%	9.6%
核电	548	16.3%	-17.1%
风电	703	25.2%	4.2%

分电源发电量占比

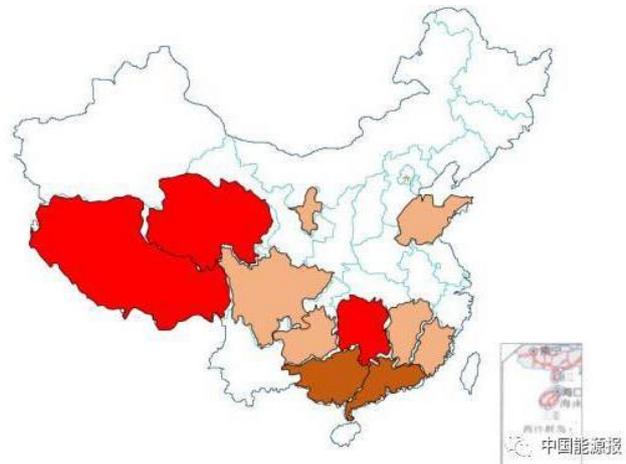
一季度，全国规模以上电厂水电发电量 1938 亿千瓦时，同比下降 4.1%。全国水电发电量前三位的省份为四川（553 亿千瓦时）、云南（414 亿千瓦时）和湖北（216 亿千瓦时），其合计水电发电量占全国水电发电量的 61.0%，同比增长分别为 7.8%、21.8%和-6.1%。

一季度，全国规模以上电厂火电发电量 11357 亿千瓦时，同比增长 7.4%。分省份看，除北京（-9.4%）、海南（-2.9%）、河南（-2.4%）、上海（-0.4%）外，其他省份火电发电量均实现正增长，其中，增速超过 20%的省份有：青海（37.2%）、西藏（35.3%）、湖南（33.4%）、广西（29.1%）、广东（22.2%），增速超过 10%的省份有：福建（16.9%）、江西（16.0%）、贵州（11.9%）、宁夏（10.6%）、四川（10.5%）、山东（10.3%）。

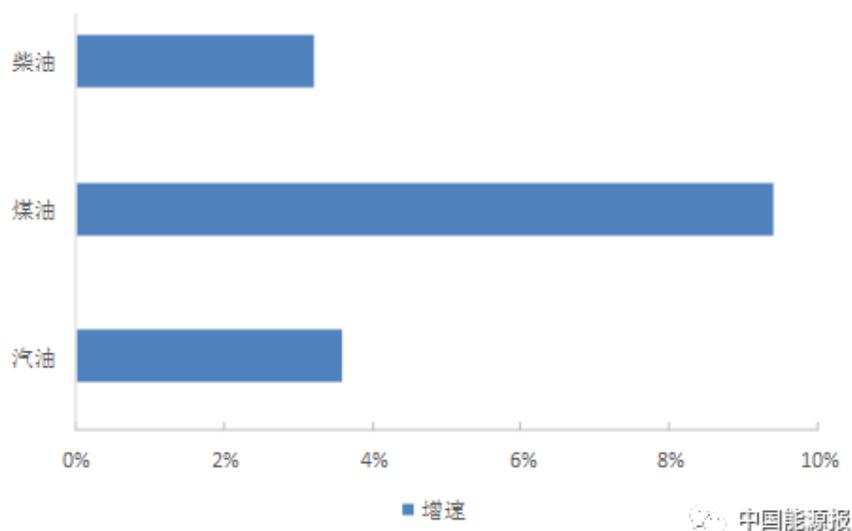
火电发电量增速较快省份分布图

一季度，全国核电发电量 548 亿千瓦时，同比增长 16.3%。全国 6000 千瓦及以上风电厂发电量 703 亿千瓦时，同比增长 25.2%。

原油产量下降、加工量平稳增长。一季度，原油产量 4801.8 万吨，同比下降 6.8%。原油加工量 13821.6 万吨，同比增长 4.5%，主要成品油中，汽油、煤油、柴油产量同比分别增长 3.6%、9.4%和 3.2%。炼厂常减压装置开工率保持在较高水平，但在持续小幅下滑，主营炼厂



维持在 78%左右，山东地方炼厂在 56%左右。



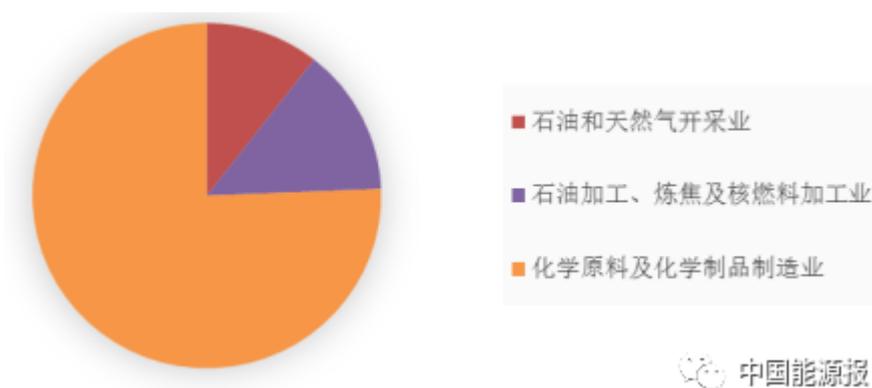
汽油、煤油、柴油产量增长率

天然气生产加快，进口量增速下降。一季度，天然气产量 387.4 亿立方米，同比增长 3.4%。非常规天然气中，页岩气产量快速增长。一季度，页岩气产量 26.7 亿立方米，同比增长 17.4%。页岩气产量快速增长主要是得益于四川长宁-威远国家级页岩气产业示范区内的项目陆续投产。天然气进口量持续增加，增速同比大幅下降，一季度，天然气进口 209 亿立方米，同比增长 5.4%。另外，受国际油价同比回升、美元升值等因素影响，天然气进口价格同比小幅增长 3%。

2、能源投资总体下降

煤炭投资下降明显。一季度，全国煤炭开采和洗选业固定资产投资为 254 亿元，同比下降 15.8%，降幅较上月收窄 5.2 个百分点。

油气开采业固定资产投资同比增加。1~2 月份石油和天然气开采业固定资产投资额累计 120.32 亿元，同比增长 95.3%，自 2016 年来首次实现正增长；石油加工、炼焦和核燃料加工业固定资产投资额累计 150.44 亿元，同比增长 13%。从投资结构上看，油气开采业、石油加工、炼焦及核燃料加工业及化学原料及化学制品制造业这三大行业占石化行业整体投资额的比重分别为 11.78%、13.63% 和 74.58%；占全国固定资产投资的比重分别为 0.29%、0.36% 和 2.11%。



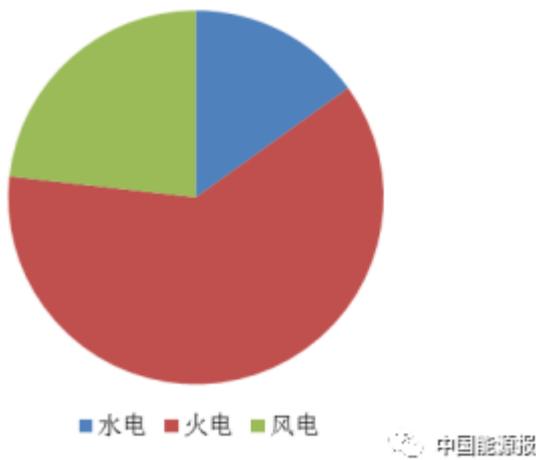
石化行业整体投资额占比

电源及电网完成投资均同比下降。一季度，全国电网工程完成投资 855 亿元，同比增长 2.1%。全国主要发电企业电源工程完成投资 384 亿元，同比下降 17.3%。其中水电完成投资 92 亿元，同比下降 13.2%；火电完成投资 120 亿元，同比下降 5.0%；核电完成投资 79 亿元，同比下降 12.5%；风电完成投资 67 亿元，同比下降 34.0%。

3、能源建设整体趋缓

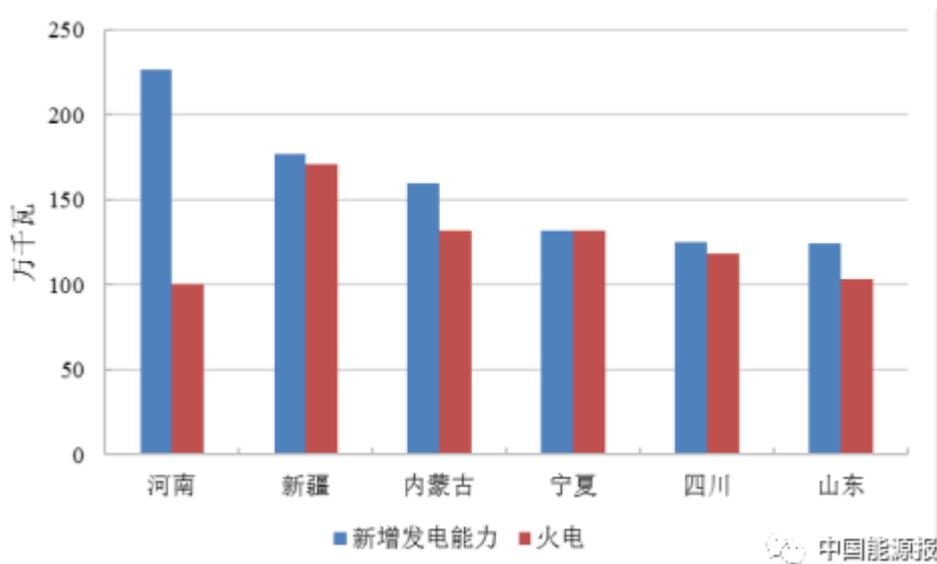
煤矿继续进行产能减量置换、增减挂钩。一季度各省纷纷确定今年去产能目标，已经有山西、河北、河南、贵州等 12 个省市发布 2017 年煤炭去产能的具体目标。山西、河南以 2000 万吨的去产能目标居于前两位。

新增发电生产能力同比减少。1~2 月份，全国基建新增发电生产能力 1614 万千瓦，比上年同期少投产 614 万千瓦。其中：水电 192 万千瓦、火电 787 万千瓦、风电 296 万千瓦。

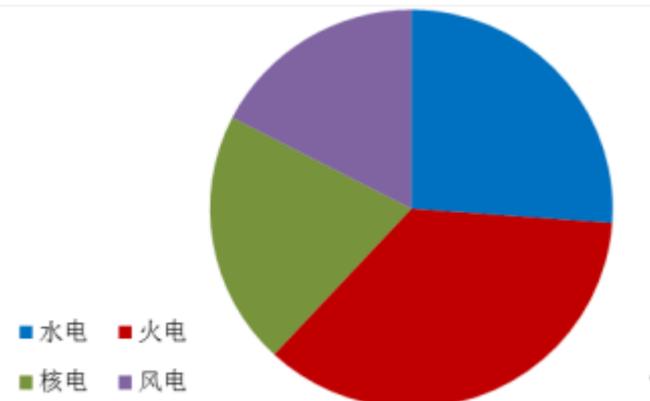


主要电源新增发电能力占比

分省份看，新投产电源项目主要集中在河南、新疆、内蒙古、宁夏、四川、山东。



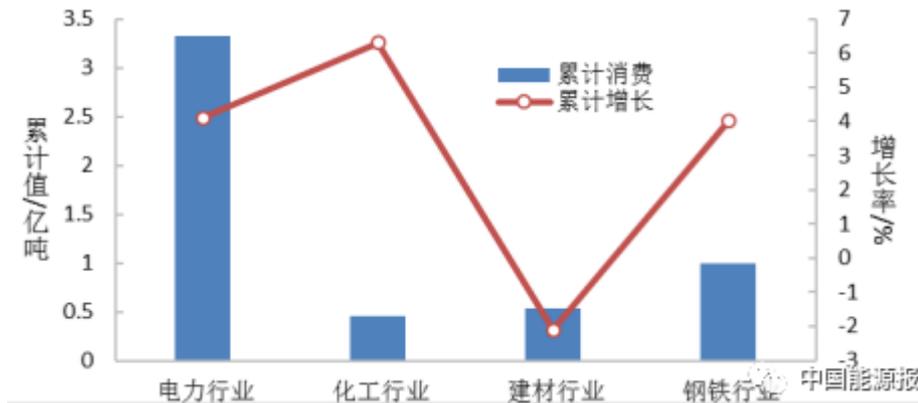
新投产电源项目主要分布省份



主要电源投资占比

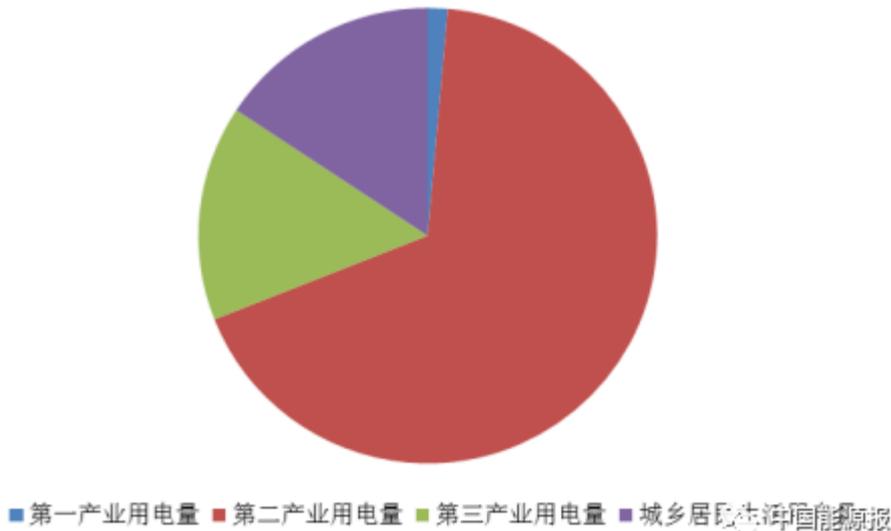
4、能源需求小幅上涨

煤炭消费小幅增长。全国商品用煤 1~2 月份累计消费 6.17 亿吨，同比增长 2.9%，煤炭消费近 4 年来首次增加，预计一季度煤炭消费同比呈现增长势头。分行业来看，电力、化工、钢铁行业消费呈正增长，建材行业呈负增长势头。



1~2 月份四大行业煤炭消费情况

电力需求增速企稳回升。工业用电带动下,电力消费增速企稳回升。一季度,全国全社会发电量 14587.2 亿千瓦时,同比增长 6.7%。其中,分产业看,1~2 月份,第一产业用电量 134 亿千瓦时,同比增长 12.0%;第二产业用电量 6327 亿千瓦时,同比增长 6.7%;第三产业用电量 1428 亿千瓦时,同比增长 7.3%;城乡居民生活用电量 1467 亿千瓦时,同比增长 3.5%。



各产业用电结构占比图

天然气需求小幅增长。受大气污染防治政策影响,城市燃气用量增加,但由于暖冬原因,天然气消费仅有小幅增长。

5、存在的问题

煤炭去产能压力大,人员安置面临挑战。2017 年,煤炭去产能的难度加大,人员安置问题成为一个难点。人力资源和社会保障部初步统计,仅煤炭系统就涉及约 130 万人,在此形势下,既要解决前期末安置职工遗留问题,又要安置好新关闭退出煤矿职工,人员安置问题十分突出。

燃煤发电企业经营形势严峻。2017 年一季度,动力煤价格出现小幅跌宕煤电企业经营成本较高,盈利空间大减。煤电电价“涨一点”预期落空,日子愈发艰难;再次,非化石能源“步步紧逼”,2017 年,新开工水电、核电装机规模分别为 2000 万千瓦、1000 万千瓦,新增风电、光伏并网装机容量分

别为 2000 万千瓦、1800 万千瓦，这些非化石能源项目的陆续开工、投产，无异于对传统煤电企业形成了挤压之势。

原油对外依存度增加,终端销售竞争更加激烈。随着中国经济增速缓中趋稳，结构调整加快，产业转型升级不断升级，成品油需求对经济增长的弹性总体下行，加之替代能源快速发展，中国成品油需求将进入平台期，汽油、柴油、煤油需求表现继续分化。国内成品油价格有望全面放开，在国内成品油供大于求的情况下，终端销售环节的市场竞争将更加激烈。



国际油价走势图

同时，由于近两年国际油价低位运行，中国加快原油进口，导致原油库存高企，未来原油需求增长空间有限。国内原油产量仍将低于 2 亿吨，中国的石油对外依存度将升至 65.1%。

新能源消纳矛盾仍然严重。2016 年风、光消纳矛盾严重，短时间内无法消除，2017 年一季度，新能源消纳矛盾仍然延续 2016 年形势，2017 全年弃风、弃光率或将超过 2016 年。

三、预测与展望

1、二季度整体能源形势预测

总体来说，预计二季度能源供需将保持宽松，局部过剩，能源价格相对平稳。预计油价有一定的上行空间。光伏市场前景进一步趋稳，可能会出现抢装潮。

煤炭市场供需基本平衡，煤价难有大起伏。需求方面，煤炭消费增长动力不足。北方采暖季结束，采暖用煤大量减少；二季度南方进入降水期，水力发电开始发力，电力行业用煤将降低；与此同时，下游钢铁市场处于旺季，对炼焦煤需求将有所拉动。二季度煤炭供应能力基本稳定，将延续一季度的增长态势。二季度，煤炭供需将保持在较为稳定的水平，随着主要港口和重要电厂煤炭库存的逐步回升，预计二季度煤炭价格将有一定程度的下降。

电力需求增速加快。从一季度相关数据来看，尽管中国宏观经济面临一定压力，但二季度往上走的力量越来越强。能源是经济发展的基础，二季度经济发展向好，工业生产也将加大力度，钢铁、建材、有色等高耗电工业领域用电将保持增长，综合看来，二季度全国电力需求将超过一季度的增长水平。

国际油价小幅回调。二季度，OPEC 仍将保持较高减产协议落实率，但由于美国复产速度较快，规模较大，因此上半年国际原油市场实现供需平衡比较困难，预计油价会小幅回调。

成品油消费温和增长。在成品油消费方面，成品油市场需求有望温和增长。在成品油供应方面，随着新建炼厂投产以及部分炼厂小幅扩能，成品油产量将继续增加，显著高于消费增幅。

原油产量继续下滑。预计国内原油产量将继续下滑，但由于低效、无效产量已基本出清，二季度下滑幅度可能显著缩小。在地方炼油企业需求和国储原油收储工作带动下将继续增长，对外依存度进一步扩大。

天然气供需平稳增长。受宏观经济持续改善以及天然气价格市场化改革进一步推进的影响，预

计上半年天然气表观消费量会持续增长。在进口方面，预计第二季度天然气进口量仍将保持快速增长。

二季度或出现光伏市场抢装潮。随着 2017 年的光伏补贴电价的正式公布，市场的前景继续趋稳。中国光伏供应链对 2017 年的市场充满信心，预计 2017 年光伏增长为 19%，第二季度光伏出货量及装机量将有超过 100% 的增长。

2、全年能源形势展望

煤炭发展空间进一步缩小。从国际层面来看，2016 年 11 月巴黎协议生效，中国政府将践行减排目标，到 2030 年，国内单位生产总值 CO₂ 排放比 2005 年下降 60%~65%。从国内能源发展来看，国家能源“十三五”规划明确提出，到 2020 年煤炭占能源消费结构的 58% 左右，非化石能源占能源消费结构的 15%，要实现这一目标，需要进一步减少煤炭的使用。

电力市场改革将加大力度。在电力供给侧改革、中央与地方强力推进、电改红利释放三个因素驱动下，2017 年电力体制改革有望进入第二轮爆发期。全面电力市场化的改革将涉及油气、通信、电力、铁路等多部门，将释放更多的公平竞争环境，降低社会整体成本，同时，完善分配机制，激发民间智慧，让更多的人来参与大众创业、万众创新。

油气行业效益继续向下游转移。从油气行业整体来看，今年上游企业仍将在困境中艰难前行，下游企业保持稳定增长，产业链效益从上游向下游转移，规模化、一体化企业优势更加明显。在国际油价震荡上行的情况下，预计 2017 年油气行业工业增加值增速有所提高。

石油价格将在波动中趋升。国际油价波动与影响供求关系的大事件紧密关联，此轮油价大幅下跌是多种因素共同作用的结果，但主因仍是供需关系发生变化。2017 年世界石油市场将趋于平衡，但仍需看到主要 OECD 国家石油商业储备连续数年上涨，以及美国页岩油开发成本下降的事实，因此，油价虽呈回升态势，但缺乏快速上涨的支撑。

油气改革政策将密集出台。《天然气体制改革总体方案》、《关于加快推进天然气利用的意见》等政策将相继出台，天然气体制改革效果将逐步显现。预计 2017 年还将有相关改革政策发布，油气改革方案有望于二季度出台，油气改革进一步带入深水区。

天然气生产消费持续增长。天然气生产消费持续增长，峰谷矛盾依然突出，其目标值取决于技术创新和政策杠杆的力度。在“煤改气”和天然气价格市场化改革的双重推动下，预计 2017 年国内天然气消费稳定增长，比上年增长 10%，达到 2349 亿立方米，天然气对外依存度可能突破 38%。这对天然气供应体系的灵活性、完备性、安全性提出更加迫切的要求。2017 年天然气季节峰谷差的矛盾，随着国家储气价格改革的出台，有望缓解，但储气调峰设施尚需投资建设周期，难以短期内彻底改观。

新能源发展加速，风电南下将成定局。2017 年新能源发展仍将保持较好的势头，根据行业调查结果显示，中国光伏供应链对 2017 年的市场充满信心，预计 2017 年光伏增长为 19%。2017 年低风速地区将是我国陆上风电开发的主战场。

3、对策与建议

完善分流职工安置的相关对策。一是中央财政专项奖补资金发放到位，用于人员安置，确保分流职工生活有保障。二是要指导地方和企业做好职工安置的方案，多听取职工意见，并由职代会审议通过。三是要继续落实职工安置的各项政策。四是加大再就业帮扶力度，特别是对“4050”等就业比较困难的人员。

加强发电企业经营管理，确保电力供应。煤电企业面对如此严峻、前所未有的经营形势、经营环境和经营压力，一是要加快推进供给侧结构性改革，加快淘汰煤电落后产能；二是要进一步加强运营能力建设，力争将平均供电煤耗控制在 310 克标煤/千瓦时；三是要积极采取加强内部管理、大力降低经营成本的应对措施。

加快扩大天然气消费规模，需协调推进。一是尽快出台《关于加快推进天然气利用的意见》，制定切实可行的配套措施。二是研究建立低油价时期高价长协气解决办法，采取合理分摊模式。三是

尽快完善基础设施公平开放实施细则，落实第三方准入，提高 LNG 接收站，储气调峰等基础设施利用率，促进天然气进口和调峰规模。四是督促石油公司调整门站价，在二季度用气淡季时积极下调气价，促进市场消费。

油气体制改革方案配套政策需重点推进。与电改相比，油气改革步伐明显落后，应尽快出台深化油气体制改革的总体方案，加快推进相关实施细则和配套政策，在全面推进行业改革的同时，应在常规油气准入、原油进口、炼化去产能、成品油价格改革和国企改革等方面重点推进。

多措并举，缓解新能源消纳矛盾。解决可再生能源消纳问题需要电源、负荷、电网三管齐下，利用创新的市场思维解决消纳难题。

一是加快建设新能源并网工程和跨区跨省输电通道，满足新能源集中大规模开发和大范围消纳需求，是解决弃风弃光问题的治本之策。

二是提升电力系统平衡调节能力。

三是推动可再生能源就近消纳，鼓励可再生能源发电企业作为市场主体，积极参与市场直接交易，并逐步扩大交易范围和规模，鼓励超出可再生能源保障性利用小时数的发电量参与市场交易。

田海亭 余国雄 李慧 郝悦娟 鞠欢 中能智库 2017-05-02

国家能源局关于深化能源行业投融资体制改革的实施意见

国家能源局关于深化能源行业投融资体制改革的实施意见

为贯彻落实《中共中央、国务院关于深化投融资体制改革的意见》（中发[2016]18号），进一步发挥能源投融资对稳增长、调结构、惠民生，推进供给侧结构性改革的重要作用，坚持企业为主、规划引导、放管结合、优化服务、创新机制、畅通渠道、统筹兼顾、协同推进的原则，提出以下实施意见。

一、充分激发社会资本参与能源投资的动力和活力

（一）确立能源企业投资主体地位。在增量配电网、规划内风电、背压式热电联产、燃气分布式发电等项目先行试点企业投资项目承诺制，推动以政策性条件引导、企业信用承诺、监管有效约束为核心的管理模式。

（二）实行能源投资项目管理负面清单制度。进一步取消下放能源投资项目核准权限。严格按照《政府核准的投资项目目录》规定核准能源项目，目录范围外的项目，一律实行备案制，不得进行任何形式的审批。

（三）建立能源投资项目管理权力清单制度。能源项目核准机关要根据《政府核准的投资项目目录》，制定本级能源投资项目管理权力清单，国家能源局要抓紧制定并试行《国家能源局权力和责任清单》。各省级能源项目核准机关要根据《政府核准的投资项目目录》规定的权限开展核准工作，要坚持投资审批权限下放层级与承接能力匹配，对涉及本地区重大规划布局、重要能源资源开发配置的项目，原则上不下放到地市级政府、一律不得下放到县级及以下政府核准。

（四）建立能源投资项目管理责任清单制度。能源项目核准机关要厘清职权所对应的责任事项，明确责任主体，健全问责机制。按照简化程序、优化流程、透明高效的原则，制作行政职权运行流程图，规范每个环节的承办机构、办理流程、办理要求、办理时限等，确保权力规范行使。

（五）规范能源投资项目备案管理制度。实行备案制的能源投资项目，备案机关要通过全国投资项目在线审批监管平台或政务服务大厅，提供快捷备案服务，备案不得设置任何前置条件。

（六）优化能源投资项目核准流程。实行核准制的能源投资项目，核准机关要依托全国投资项目在线审批监管平台或政务服务大厅实行并联核准，项目核准的前置许可条件不得互为前置。按照并联办理、联合评审的要求，配合推动相关部门协同下放审批权限，探索建立多评合一、统一评审的新模式。

（七）精简能源投资项目核准前置许可。能源投资项目核准只保留选址意见和用地（用海）预

审作为前置条件，除法律法规明确规定的，各级能源项目核准机关一律不得设置任何项目核准的前置条件，不得发放同意开展项目前期工作的“路条”性文件。

（八）创新能源投资项目业主确定方式。在光伏、生物质能、火电站、水电站、风电等项目开展以竞争性方式确定能源投资项目业主试点。根据资源调查和专项规划，委托有资质的中介机构对纳入规划的项目进行咨询评估，通过招标、竞争性磋商等方式，公开、公平、公正确定业主。

（九）加强能源企业投资行为事中事后监管。企业投资能源项目要严格按照国家有关规定实施。未依法办理核准或备案手续开工建设，或者未按照核准的建设地点、建设规模、建设内容等进行建设的，核准机关应当根据法律法规规定，按情节轻重依法给予警告、责令停止建设、责令停产等处罚。

二、发挥好能源行业政府投资的引导和带动作用

（十）正确把握政府投资方向，明确投资范围。能源领域政府投资资金重点支持农村电网改造、煤矿安全改造、国家石油储备基地等市场不能有效配置资源的基础设施和公共服务类项目。

（十一）优化完善政府投资资金安排方式。对农村电网改造、煤矿安全改造、油气储备设施建设等政府投资的能源项目，建立政府投资资金分配信息发布机制，具备条件的项目采用招投标的方式取行政指定性的资金分配方式，不设置歧视性条件，平等对待各类投资主体。对确需支持的经营性能源项目，政府投资主要采取资本金注入方式，也可适当采取投资补助、贷款贴息等方式进行引导。

（十二）编制能源领域三年滚动政府投资计划。依据国家宏观调控总体要求和能源发展规划，编制能源领域三年滚动政府投资计划，明确规划期内政府投资的重大能源项目。建立能源领域政府投资项目库，未入库项目原则上不予安排政府投资。

（十三）加强能源领域政府投资事中事后监管。以更严格标准加强对能源领域政府投资的概算预算、建设标准、建设工期、竣工验收等事项的要求。严格按照项目建设进度下达政府投资计划。严格概算执行和造价控制，健全概算审批、调整等管理制度。加强政府投资项目的竣工验收管理。探索与投资项目审计监督、重大项目稽察等部门实施联合监督的新机制，强化政府投资监管。

（十四）建立政府投资资金使用情况后评估制度。对能源领域政府投资项目的质量、工期、资金使用和安全性评价等事项进行专项监管和动态跟踪。完善政府投资追责体系，建立政府投资黑名单制度，项目一经发现违法违规问题，视情节轻重限制、禁止项目业主申请中央预算内投资资金，并追究法律责任。

（十五）鼓励政府和社会资本合作。落实《国家能源局关于在能源领域积极推广政府和社会资本合作模式的通知》（国能法改[2016]96号），重点在城镇配电网、农村电网、电动汽车充电桩、城市燃气管网、液化天然气（LNG）储运设施等领域推广运用政府和社会资本合作（PPP）模式。建立PPP项目联审机制，进一步简化PPP项目审批流程，提高行政服务效率。建立主要由市场决定能源价格的机制，为社会资本投资能源领域创造有利条件。对确定采用PPP模式的能源项目，通过竞争性机制公平择优选择社会资本作为合作伙伴。

三、畅通能源投资项目融资渠道

（十六）鼓励发展能源项目直接融资。依托多层次资本市场体系，拓宽和优化能源领域投资项目的直接融资渠道，鼓励符合条件的能源企业开展股票上市融资。总结能源领域资产证券化实践经验，鼓励金融机构选择符合条件的能源信贷资产、企业应收款、信托受益权、基础设施收益权等为基础资产，开展形式多样的资产证券化业务，盘活存量能源设施资产。加大创新力度，丰富债券品种，鼓励有条件的能源企业发行企业债券、项目收益债、重点产业专项债，通过债券市场筹措资金。

（十七）大力加强能源领域“双创”项目金融扶持力度。加大对电动汽车充电基础设施、氢燃料电池、储能、综合智慧能源等科技程度高、资本密度低，并处于种子期、初创期项目的金融支持力度，鼓励金融机构有针对性地为能源领域“双创”项目提供股权、债券以及信用贷款等融资综合服务。

（十八）建立能源领域政府、银行、企业、社会合作对接机制。搭建政银企社合作平台，通过联合开展项目推介会等方式，加强与政策性、开发性金融机构以及广大社会资本的对接，为能源领域重大项目获取长期稳定、低成本的资金支持创造条件。

（十九）完善保险资金等机构资金对能源项目建设的投资机制。大力发展债权投资计划、产业投资基金、资产支持计划等融资工具，引导社保资金、保险资金、企业年金等用于收益稳定、回收期长的能源项目。建立信贷、证券、保险和基金等机构资金支持重大能源项目建设的合作对接机制，保障重大项目资金需求。

（二十）构建更加开放的投融资体制。加强与金融机构的协调配合，促进金融机构对重大能源基础设施建设合作项目提供信贷、担保、保险、国际结算等全方位、全流程的金融服务。促进金融机构针对能源领域对外合作的需求和特点，主动创新金融产品和服务方式，加快拓展和优化境外服务网络，为能源企业“走出去”和重点国际合作项目提供境内外一体化金融服务。积极搭建能源领域双多边政府间合作平台，建立健全能源行业“走出去”协调服务机制，更好地支持能源对外投资项目。加强与国际金融机构和各国政府、企业、金融机构在能源领域的多层次投融资合作。

四、提升综合服务管理水平

（二十一）落实能源投资项目审批负责制。探索建立并逐步推行能源投资项目审批、核准和备案首问负责制。能源项目核准、备案机关或审批协调机构实行“一站式”受理、“全流程”服务，一家负责到底。

（二十二）大力推进阳光审批。落实投资项目统一代码制度相关要求，充分利用全国投资项目在线审批监管平台，做好能源项目审批、监管等信息公开工作，提高透明度。制定能源项目审批工作规则，梳理整合办事环节，编制、更新企业办事流程图。推进能源项目审批管理工作的信息公开制度，及时公开项目受理情况、办理过程、审批结果。鼓励新闻媒体、公民、法人和其他组织依法对能源部门的服务管理行为进行监督。

（二十三）加强规划引领。完善能源规划体系，强化地方规划与国家规划的衔接，加强能源规划与城乡、土地、环保等领域规划的衔接。完善能源规划的约束引导机制，发挥好规划对能源投资的龙头性、引领性作用，促进能源产业科学有序发展。处理好规划和具体投资项目的关系，既要依据规划布局项目，也要防止规划制定过细、规划变相指定项目单位、规划套规划搞层层加码等有碍市场在能源投资中起决定性作用的问题出现。

（二十四）健全监管机制。按照谁审批谁监管、谁主管谁监管的原则，依托能源投资项目在线审批监管平台，加强项目建设全过程监管。完善有关规章制度，制定监管工作指南和操作规程，促进监管工作标准化、规范化、公开化。

（二十五）加强重点领域专项监管。煤矿、火电等产能过剩或存在潜在过剩风险的投资领域要严格按照国家专项规划和产业政策开展项目建设，对违规、违建项目责令停止建设或责令停产。切实保护社会资本在能源投资中的正当权益，加大监管力度，保障投资者合法合理诉求得到解决。

（二十六）加强能源企业信用体系建设。按照国家统一规划和部署，加强能源企业信用体系建设，实现信用信息公开共享。开展信用评价，曝光严重违法失信、发生重大以上安全事故“黑名单”企业。将企业信用记录纳入全国信用信息共享平台，强化政府和投资者的契约意识和诚信意识，形成守信激励、失信惩戒的约束机制，促使相关主体切实承担责任，履行法定义务，确保投资建设市场安全高效运行。

五、确保改革任务落实到位

（二十七）加强分工协作。建立能源投融资体制改革工作会商制度和协调机制，分解任务，明确责任，加强协同配合。能源项目审核机关要充分认识深化投融资体制改革的重要性和紧迫性，及时制定具体工作方案，明确任务分工、时间节点，做好相关支持配合工作。国家能源局派出能源监管机构要充分发挥监管职能，按照统一部署开展能源投融资体制改革工作落实情况专项监管。

（二十八）加快法制建设。完善与能源投融资相关的规章制度和行业标准，制定能源领域贯彻

落实投资领域立法的具体管理办法或实施方案。加快推进《电力法》、《煤炭法》修订，积极推动《能源法》、《核电管理条例》、《国家石油储备条例》、《能源监管条例》、《海洋石油天然气管道保护条例》等法律法规制定出台。加快制定修订能耗、碳排放等领域技术标准，实施能效“领跑者”制度，研究建立煤电机组能效领跑者机制。

（二十九）推进配套改革。能源投融资体制改革与其他领域改革要协同推进，形成叠加效应，充分释放改革红利。加快能源体制改革，落实电力体制改革措施，深化石油天然气体制改革，推进电力市场建设、售电侧改革、油气行业上游勘探开发领域改革等试点工作，有序放开油气勘查、开采、市场准入，完善油气进出口管理体制、完善油气加工环节准入和淘汰机制，推动油气管网基础设施公平开放。推动能源价格改革，完善油气产品定价机制，有序放开上网电价和公益性以外的销售电价。积极鼓励国有能源企业开展混合所有制改革，推动体制机制创新，为社会资本在能源领域开展投融资活动创造有利条件。

国家能源局 2017-05-02

汪建平：把好“十三五”能源发展方向盘

能源是人类社会生存发展的重要物质基础，也是社会进步的引擎，攸关国计民生和国家战略竞争力。“十二五”期间，我国能源快速发展，供给能力不断增强，发展质量逐步提高，新技术、新产业、新业态和新模式开始涌现，有力支撑了我国经济“大厦”的建设，推动了中华“巨轮”的前进。

“十三五”时期，我国面临的国内外经济能源形势有了很大不同。国际能源格局深度调整，供求关系总体缓和，新一轮能源革命蓬勃兴起。国内经济发展进入新常态，能源消费增速趋缓，发展质量和效率问题突出，供给侧结构性改革刻不容缓，能源转型任重道远。

2016年末，国家发改委和国家能源局发布了《能源发展“十三五”规划》（以下简称为《规划》），制定了我国能源发展的主要目标和重点任务，勾绘了未来五年我国能源发展的宏伟蓝图。国家电力规划研究中心全过程参与了《规划》的研究工作，以下结合当前我国经济和能源形势，谈几点学习《规划》的体会。

凝聚共识 能源规划体系锐意变革

《规划》积极转变编制思路，充分发挥社会各界的智慧和力量，积极衔接中央、地方政府职能部门和能源企业，努力凝聚全社会共识，以求做到统筹全局。本次《规划》编制体现了新形势、新方法、新要求。

“三新”主导编制过程

本次《规划》编制特别注重凝聚共识、创新思路，有三个鲜明特点：

一是开放做规划的新形式。集中能源领域权威专家和骨干力量，群策群力参与规划的研究和起草。通过召开座谈会、实地调研等多种形式听取国务院有关部门、各省市、能源企业和行业协会的意见，并委托专家组召开专题论证会，充分吸收各界意见；

二是科学做规划的新方法。围绕国内外经济和能源形势、资源和环境约束、开发建设布局等问题，开展了40多项前期课题研究，对规划目标、系统优化等重大问题，集中开展专题论证，中期针对形势变化又增加了10项专题研究；

三是以问题导向做规划的新要求。在能源规划前期研究和编制过程中，以存在的问题为导向，主动分析问题、解决问题，不回避客观存在的问题。因此说这是一部解决问题的规划，不是只做加法，同时也做减法。

规划体系逐渐完善

经过不断实践和探索，在本次《规划》编制中，“两级三类”能源规划体系基本成熟，规划功能和定位逐渐明确。能源总体规划提出能源发展总体目标、指导思想、政策取向，具体任务只解决涉及全局的问题，如跨区通道建设、跨区资源配置、能源系统的整体效率等。专项规划更加强化操作，

具体提出本领域的规划目标、政策取向和具体任务。

省(区、市)负责制定本区域范围内的能源总体规划及相关专项规划,地方规划要服从国家级规划,包括服从国家的能源总体规划和各专项规划,但不是非常机械而是相对灵活的,特别是在规划研究编制的过程中,国家和地方互相衔接,多次衔接包括发展目标、重大布局安排等内容。在国家“放管服”改革的大形势下,与以往五年规划相比,各级规划统筹较好,但界面又较清晰,规划的引领作用更加突出。

旗帜鲜明 能源发展导向清晰明确

《规划》非常鲜明地提出了“十三五”期间能源发展的六个政策导向,在正式的规划历史上是第一次。

硬措施提高发展质量

在这六个政策导向中,前三个着重强调发展:

一是更加注重发展质量,调整存量、做优增量,积极化解过剩产能;

二是更加注重结构调整,加快双重更替,推进能源绿色低碳发展;

三是更加注重系统优化,创新发展模式,积极构建智慧能源系统。

这三个导向都明确了配套措施,有鼓励发展的,也有限制发展的,都属于“硬措施”。比如,为体现“更加注重发展质量,调整存量、做优增量,积极化解过剩产能”,《规划》用了较大篇幅,对存在产能过剩和潜在过剩的传统能源行业提出了限制措施,“十三五”前期原则上不安排新增项目,大力推进升级改造和淘汰落后产能。

对新能源发展提出了指导意见,要合理把握发展节奏,着力消化存量,优化发展增量,新建大型基地或项目应提前落实市场空间。对风电、光伏发电设备利用率监测预警和调控约束机制提出了具体要求,以促进相关产业健康有序发展。

软措施改革体制机制

后三个政策导向则是属于完善市场调节和体制机制的:

一是更加注重市场规律,强化市场自主调节,积极变革能源供需模式;

二是更加注重经济效益,遵循产业发展规律,增强能源及相关产业竞争力;

三是更加注重机制创新,充分发挥价格调节作用,促进市场公平竞争。

这些都是市场、竞争力等软环境的政策取向,属于“软措施”。比如,为体现“注重机制创新”,《规划》用较多内容描述符合能源发展特性的价格机制,引导市场主体合理调节能源生产和消费行为;详细提出了按照“管住中间、放开两头”的思路,建立合理反映能源资源稀缺程度、市场供求关系、生态环境价值和代际补偿成本的能源价格机制;提出实施峰谷分时价格、季节价格、可中断负荷价格、两部制价格制度,完善调峰、调频、备用等辅助服务价格制度。提出要建立灵活的财政补贴和电价机制,逐步实现风电、光伏发电上网电价市场化,比较完整地阐述了能源价格改革的方向。

方兴未艾 清洁高效发展大有可为

《规划》深入分析了能源系统存在的主要问题,有针对性地提出了发展措施,从政策导向和重点任务来看,能源消费结构调整和系统优化是“十三五”时期能源发展的重点,清洁低碳能源和智慧能源系统应是未来一段时期内的重点投资方向。

非化石能源发展

风电和光电是未来能源清洁发展的方向,由于当前风电和光电主要布局在“三北”地区,“三北”地区弃风弃光问题比较严重,2016年全国弃风500亿千瓦时,弃光70亿千瓦时。

因此,《规划》提出要优化发展布局,从“三北”地区转向中东南部地区;要调整发展思路,强调集中与分散并重,优先发展分散式。“三北”地区要求优先消化存量,要先把弃风弃光率控制在合理范围内。新增风电装机中东部要占58%,新增太阳能装机中中东部地区要占56%;为落实好规划,新出台的新能源电价补贴办法中已经规定,中东部分布式风电和光伏补贴价格不降低。

因此,新能源投资者应把目光转到中东南部,特别是中东南部的光伏+,从规划目标看,未来4

年至少还有 6000 万千瓦风电和 3500 万千瓦光伏的增量，市场空间巨大。

水电依然是保障我国电力供应安全的重要支撑之一，也是完成非化石能源消费目标的主要基石。“十三五”期间将开工常规及抽水蓄能各 6000 万千瓦。为解决重点地区的弃水问题，水电外送通道建设的优先级将被提高。核电在我国优化能源结构、保障能源安全、促进减排和应对气候变化等方面发挥了重要作用。

为完成 2020 年非化石能源占比 15% 的目标，规划提出核电将积极启动沿海地区项目建设，到 2020 年建成核电 5300 万千瓦以上，在建核电 3000 万千瓦以上。因此，水电和核电也是“十三五”期间的重要能源投资方向。

天然气配气基础设施

天然气是清洁的化石燃料，近几年天然气的消费进入快速增长期。但去年以来，天然气消费遭遇了“倒春寒”，出现了低水平的富余。原因一是在于天然气气价相对较高，二是天然气输送管线特别是配气管网建设相对滞后。

《规划》提出到 2020 年我国天然气消费量争取达到 3650 亿立方米，按现有消费形势预测，至少有 550 亿方天然气需开拓新的消费市场。天然气要积极拓展消费市场，

一是要推进气价改革，降低管输气价，实施气电价格联动。

二是要推进天然气储运设施公平开放，实施大用户直供。

三是加强城市配气基础设施建设，完善天然气销售网络和服务设施。

我国很多城市配套输气基础设施较差，配气管网建设比较滞后，特别是长江经济带和华南地区，地市配气管网建设力度不够，天然气支线和配送到用户的供气网络缺失，应该说天然气“最后一公里”的建设将迎来投资机遇期。

终端能源清洁替代

为改善大气环境，《规划》提出“十三五”期间积极推进终端能源清洁替代，目前看终端能源清洁替代主要是实施“电能替代“和”煤（油）改气“。推进电能替代主要是在生产和生活领域推广电锅炉、电窑炉、电采暖等新型用能方式，在交通领域提高铁路电气化率，大力发展电动汽车及充电设施和发展港口岸电系统，加快电能替代，要求 2020 年电能在终端能源消费中的比重提高到 26% 以上。

推进“煤（油）改气”主要是在生产生活领域推广天然气替代煤炭，发挥天然气舒适、便捷和环境效益好的优势。在在公交、出租、公务用车等交通领域，大力发展 CNG（压缩天然气）汽车以及混合动力汽车领域，在内河、湖泊和沿海的运输船舶使用 LNG（液化天然气）。终端能源清洁替代市场又刚刚启动，应该属于一个新兴产业，市场容量很大。

另外，终端能源清洁替代涉及技术装备类型多，产业链条长，新模式和新业态很容易由此诞生。可以预见，今后 10 年，将是终端能源消费清洁替代高速发展的黄金时期，这是一个最值得大家关注的市场。

智慧能源系统

规划提出，以提升能源系统综合效率为目标，推动能源生产供应集成优化，构建多能互补的智慧能源系统。在能源消费变革的情况下，各能源品种单兵作战难以满足新时代用户多样化的个性需求，也不利于降本增效，通过“多能互补”实现能源梯级利用，将需求侧与供给侧深度融合、统筹优化，把化石能源中的能量“吃干榨净”，是提高能源利用效率的必然选择。

近日，国家能源局已经正式公布了首批“多能互补集成优化示范工程”名单，共安排了 23 个项目，将积极带动分布式新能源、燃气冷热电三联供、地源热泵、储能电池、电动汽车、配电网和售电、多网融合、城市综合管廊、能源控制系统等板块的投资和发展。

2016 年《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》发布，意在推动互联网理念、先进信息技术与能源产业深度融合，形成能源市场开放和产业升级的新业态。

今年，首批“互联网+”智慧能源示范项目评选结果完成公示，主要发展方向是：对能源生产和

利用设施进行智能化改造，提升设施智能化运行水平；加快智能电网发展速度，推广以智能电表为代表的智能计量设施应用，提升“源-网-荷”的交互响应能力；推进能源与其他领域深度融合，建设能源互联网运行体系。“互联网+”智慧能源体系涵盖多个能源品种，从顶层设计开始就要打破现有体系布局，促使现有能源类公司转型来抢占市场高地，改变已有市场格局。这种新模式逐渐模糊了能源、交通、信息等不同工业领域的界限，为能源企业、交通企业、信息企业跨界开拓业务提供了机遇，随之而来的商业潜力也是无限巨大。

因事制宜 传统行业转型二次起飞

不同于以往“求发展”的规划，这次提出的发展措施，充分结合了各能源品种的发展现状和发展趋势，有“保”有“压”，有做加法的措施，也有做减法的措施。尤其是针对传统能源，提出了做减法的思路。这就要求传统能源行业要忍住阵痛，深入转型，积极探索第二次创业、第二次起飞的道路。

化解煤炭产能过剩

2016年国务院下发了《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》，通过多种措施，化解过剩产能、推动煤炭企业实现脱困发展。《规划》提出到2020年全国煤炭产能控制在40亿吨以内，14个大型煤炭基地生产能力达到全国的95%以上，并要求“十三五”期间严格控制审批新建煤矿项目、新增产能技术改造项目和生产能力核增项目，确需新建煤矿的，实行减量置换。

要加快淘汰落后产能和不符合产业政策的产能，严格治理违法违规煤矿项目建设，控制超能力生产。“十三五”期间，淘汰退出煤炭产能5亿吨左右，减量重组5亿吨左右，停缓建一批在建煤矿项目。煤炭去产能任重而道远，煤炭行业的阵痛期会相对较长。

防范煤电产能过剩

2016年全国约70%的省份煤电利用小时数低于4000小时，出现产能过剩风险。《规划》要求，“十三五”期间，要提高煤电机组利用效率，采取“三个一批”措施，严格控制煤电规划建设规模和节奏、淘汰落后产能等措施。目前已经取消1300万千瓦，暂缓核准、暂缓建设1.3亿千瓦，计划淘汰2000万千瓦，合计去产能1.6亿千瓦以上。

“十三五”期间，煤电装机将控制在11亿千瓦以内，新投产煤电2亿千瓦，绝大部分是保障民生供热和大气污染防治的续建项目，“十三五”新开工煤电仅1000万千瓦。可谓“措施严格、力度巨大”，煤电行业也将迎来一段蛰伏期。

科学控制炼油产能

当前原油一次加工能力超过7亿吨，产能利用率不足70%，比世界平均水平低15个百分点。因此，“十三五”期间，要加强炼化发展项目的科学规划，把握好炼化发展的总量、速度和质量，淘汰能耗高、污染重的落后产能，严格控制新布点，防止无序扩张、产能过剩、恶性竞争和资源浪费等现象的发生。

适度推进先进产能建设，优化炼油产业布局，建议立足现有炼化企业大力推行一体化、集群化、基地化、园区化的内涵发展，形成具有国际竞争力的炼化企业集群。严格项目准入标准，防止以重油深加工等名义变相增加炼油能力。

实施炼油结构调整，转变发展方式，积极开展试点示范，推进城市炼厂综合治理，加快产业改造升级。加快油品质量升级，优化降低炼油运营成本，延长炼油加工产业链，增加供应适销对路、附加值高的下游产品，积极拓展炼油副产品贸易，提高产业智能制造和清洁高效水平。

科学控制煤化工发展

2015年底煤制油、煤制气、煤制烯烃产能分别达到254万吨/年、31亿立方米/年和862万吨/年，传统煤化工普遍处于产能饱和和过剩状态，考虑低油价和环境约束，传统煤化工存在进一步过剩的风险。

《规划》明确提出，要控制规模总量和发展节奏，加强技术创新，适当发展现代煤化工，重点开展煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用等5类模式以及通用技术装备的升级示范，与石油天然

气及传统石化错位布局、差异发展。基于环境资源约束，综合考虑水资源红线和技术、经济、市场因素，2020年以前现代煤化工仍以示范为主。

总体来说，这四类传统的能源行业都处于产能过剩和潜在过剩的风险，要积极调整产业布局，控制总的产能规模。尤其是煤炭行业，要忍住阵痛，积极转型发展，实现二次起飞。

踏石留印 能源发展规划开启未来

《规划》是实现全面建成小康社会宏伟目标的最后一个五年能源规划，也是充分体现以习近平同志为核心的党中央关于能源发展思想方略的重要规划。为落实好《规划》，提出以下三个想法：

加强调研，完善配套政策

《规划》发布后，要加强规划实施的调查研究，了解经济能源新形势新问题，掌握各地区实施过程中的新情况，及时解决出现的问题，完善配套政策。建立健全配套的能源法律法规体系，完善能源发展相关税收、投资、金融等政策，强化政策引导和扶持，促进能源产业可持续发展。

精准施策，落实规划要求

《规划》发布后，各省要结合本省情况，强化与国家能源总体规划和专项规划紧密衔接，制定本区域的能源规划，明确并进一步细化本地区能源行业的发展目标、建设布局、重点任务、重大项目等，严格落实约束性指标，积极完成预期性指标，明确实施时间表和路线图，做到精准施策，确保各项发展目标、重要任务有效落实。各省要明确责任分工，加强监督考核。

强化评估，滚动完善规划

要加强和改进能源统计工作，充分利用各类信息和数据资源，提高能源规划实施监测分析的及时性、准确性和全面性，密切跟踪能源发展形势变化。能源管理部门要建立能源规划动态评估机制，各省能源规划实施中期应组织开展规划实施情况评估，必要时按程序对规划进行中期调整。

“十三五”时期是全面建成小康社会的决胜阶段，也是推动能源革命的蓄力加速期，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，遵循能源发展“四个革命、一个合作”战略思想，深入推进能源革命，着力推动能源生产利用方式变革，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，是能源发展改革的重大历史使命。《规划》充分贯彻体现了这一要求，牢牢把握住了“十三五”能源发展的方向盘，必将引领中国能源开启新的征程，为全面建成小康社会提供坚实的能源保障。

汪建平 中国能源报 2017-05-03

杜祥琬：对我国能源生产和消费革命战略的解读和思考

对我国《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》的解读和思考

在各国面临的能源问题中，中国的能源问题可能是最复杂、最费思索的。能源是发展的基础，科学地制定我国能源的发展战略，在战略的指导下制定规划，对国家经济与社会的可持续发展意义重大。国家能源委员会通过的我国《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》（以下简称《战略》）对今后十五年我国能源革命作出了全面的战略部署，具有重要的现实意义和长远意义。

能源发展：进入提质增效新阶段

《战略》指出，我国能源发展正进入从总量扩张向提质增效转变的全新阶段。这是我国供给侧结构性改革、提升经济发展质量的需要，是破解资源环境约束、治理大气和水污染、推进生态文明建设的需要，是积极应对气候变化、实现可持续发展的需要，更是增加能源公共服务、惠及全体人民、加快国家现代化建设的需要。

此前发布的《能源发展“十三五”规划》，提出对能源消费总量和能耗强度实施双控，根本扭转能源消费粗放增长方式，要求2020年煤炭消费在一次能源中的比重降到58%以下，非化石能源与天然气等低碳能源的联合占比达到25%。在此基础上，《战略》提出了进一步的能源革命目标。2030年，“可再生能源、天然气和核能利用持续增长，高化石能源利用大幅减少。”非化石能源占能源消费总量比重达到20%左右，天然气占比达到15%以上，即低碳能源联合占比达到35%，新增能源需求

主要依靠清洁低碳能源满足；推动化石能源清洁高效利用，二氧化碳排放 2030 年左右达到峰值并争取尽早达峰；单位 GDP 能耗达到目前世界平均水平（2015 年我国单位 GDP 的能耗是世界平均水平的 1.5 倍）；能源科技水平位居世界前列。展望 2050 年，“能源消费总量基本稳定，非化石能源占比超过一半”，建成绿色、低碳、高效的现代化的能源体系。

能源消费革命：节约高效

《战略》把能源消费革命概括为“开创节约高效新局面”。提出：1、实施能源消费总量和强度“双控”行动，把双控作为约束性指标，推动形成经济转型升级的倒逼机制。《战略》中提出，2020 年“能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内”，2030 年“控制在 60 亿吨标准煤以内”，我认为这个目标有望完成的更好，需要重点控制煤炭消费总量和石油消费增量，鼓励可再生能源消费；2、调整产业结构，推进节能和减排。推动工业部门能耗尽早达峰，推进工业绿色制造和循环式生产。对钢铁、建材等高耗能行业实施严格的能效和排放标准，提高建筑节能标准，遏制不合理的“大拆大建”，构建绿色低碳交通运输体系。建立健全排污权、碳排放权初始分配制度，培育和发展全国碳排放权交易市场；3、推动城乡新型电气化、低碳城镇化，以电代煤、以电代油（随着电源结构的优化，这将是煤代油）。淘汰煤炭在建筑终端的直接燃烧，增加可再生电力供电和热（冷）。提升农村电力普遍服务水平，推进农业生产电气化，实施光伏（热）扶贫工程，大力发展太阳能、地热能、生物质能、农林固废资源化利用，使农村成为新能源发展的“沃土”。通过信息化手段，全面提升终端能源消费智能化、高效化水平；4、大力倡导合理用能的生活方式和消费模式，以政策鼓励合理的生活住房和小排量、新能源公民车，引导公众有序参与能源消费各环节的监督。

能源生产革命：清洁低碳

《战略》把能源供给革命概括为“构建清洁低碳新体系”。首先，立足现实优存量，推进煤炭清洁高效开发、集中利用。以多种优质能源替代民用散煤，推广煤改气、煤改电工程。建设高效、超低排放煤电机组，实现燃煤电厂污染物排放达到燃气电厂水平，防止煤电出现新的产能过剩。推动化石能源外部环境成本内部化，合理确定煤炭税费水平；第二，实现能源增量需求主要依靠清洁能源，开启低碳能源供应新时代。推动可再生能源高比例发展，提高水能、风能、太阳能并网率，降低发电成本。因地制宜开发多种形式的生物质能、地热能、海洋能。采用最新安全标准，安全高效发展核电，加强核电全产业链的协调配套发展。积极推动天然气（含非常规天然气）倍增发展，力争 2030 年天然气供应能力比 2015 年增加两倍。推动分布式天然气和分布式可再生能源成为重要的能源利用方式。第三，全面建设“互联网+”智慧能源网络，促进能源与现代信息技术深度融合。加强电力系统的智能化建设。集中式的智能电网与分布式能源网络相互结合互动，建设基于用户侧的分布式储能设备，依托新能源、储能、柔性网络和微网等技术，实现分布式能源的高效、灵活接入及生产、消费一体化，建设“源—网—荷—储—用”协调发展、集成互补的能源互联网。

能源科技革命：能源转型的战略保障

能源科技革命是能源生产与消费革命的支撑，也是抢占科技发展制高点，确保我国能源长远安全的战略保障。当前，全球能源技术创新进入高度活跃期，有力推动着世界能源向绿色、低碳、高效转型。我国能源必须大力推进技术创新、产业创新和商业模式创新，将技术优势转化为经济优势，培育能源技术及相关产业升级的新的增长点，在这场能源转型的国际竞赛中抢占先机。我国需要特别关注的是：高效节能技术；能源清洁开发、利用技术；智慧能源技术，包括互联网与分布式能源技术、智能电网技术与储能技术（含物理储能和化学储能）的深度融合；加强能源科技基础研究，大力开展前沿性创新研究，特别是与材料科学、信息技术……等的交叉学科创新和颠覆性技术创新；强化与深化能源科技与管理的国际交流与合作，并推动我国能源体制改革取得新的实质性的突破。

为落实各项战略目标和任务，《战略》提出了“全民节能行动”、“农村新能源行动”等十几项重大战略行动，这些行动体现了主要的战略思想，也使《战略》的落地具有可操作性。

生活在一定时空环境里的人们，总会有一定的局限性。今后十几年，能源科技革命很可能发生目前难料的突破，“巴黎协定”的实施将加速全球能源绿色、低碳化的进程，随着社会的进步，我国

对碧水、青山、蓝天也会有更强、更高的诉求。未来更积极的重塑中国能源体系的前景是值得期待的。

在“创新、协调、绿色、开放、共享”新发展理念引领下，中国经济将加速向绿色低碳的经济模式转型升级，绿色、低碳、高效也将成为中国能源转型的必然选择。需要清醒认识到，能源转型具有长期性、复杂性和艰巨性，但方向和路径是清晰的，需要全国上下付出坚持不懈的努力。重塑能源，创造一条“经济—环境双赢”的新型中国道路，是当代中国人的历史使命。

杜祥琬 发改委网站 2017-05-05

张国宝：2017，重塑中的世界与中国能源格局

4月26日，国家发改委原副主任，国家能源局原局长张国宝在中石油经济技术研究院做了题为《重塑中的世界与中国能源格局》的报告。与2012年的《重塑中的世界能源格局》相比，现在国宝主任眼中的世界能源格局有相同也有变化，特朗普“颠覆式”能源政策是否改变了他的判断？国际油价今年会不会有大的波动？而关于重塑中的中国能源格局，他更是一口气回答了“煤炭是否达到消费峰值”、“对弃水弃风弃光弃核的看法”、“对可再生能源补贴的意见”、“对停止审批弃风弃光地区项目的看法”等十几个热点问题，理性客观又直言不讳，直戳行业痛点。

两个半小时的报告让人收获颇丰，本报记者整理出其中精华部分，分享给大家。

全球石油生产中心西移，消费中心东移

这是我生病后在国内第一次参加能源讲座。能源是经济生活中很重要的话题，我也一直在学习，所以很珍惜这次交流的机会。粮食、水、空气、能源是人类赖以生存的基本要素，能源的进步和发展始终推动和伴随了人类社会的进步和发展。从自古以来以薪柴为主的能源结构到19世纪转变为以化石能源为主的能源结构。特别是瓦特发明蒸汽机是与化石能源使用密切相关，极大推进了生产力的发展，可以称得上是人类历史进程的里程碑。

由于电的发明，更加清洁高效的二次能源越来越广泛替代一次能源。21世纪可再生能源受到了前所未有的重视，特别是以德国为代表的一些国家宣布弃核，目标是全部使用太阳能、风能等清洁能源；奥巴马执政期间大力发展清洁能源，签订了巴黎气候协定；福岛核事故促使日本停止运行大部分核电，大幅增加了日本LNG的使用量，在一定程度上拉高了亚洲的LNG价格；全球刚刚兴起的核电受到了打击；页岩气、页岩油的成功开发提高了美国的能源自给率，喊出了“能源独立”的口号，对中东的油气依赖减少。

同时，以中国和印度为代表的新兴国家能源需求增加。从一季度的数据看，中国已经是世界上最大的原油进口国。美国有学者认为中国在中东的利益和义务不匹配。美国国内的天然气价格持续低迷，相当长时间内只有2-4美元/mmbtu，这也打压了国际油气的价格，天然气现货的价格稳定在7美元/mmbtu左右。

由于大庆油田的发现，中国在1963年从原油进口国变成了原油可以自给，还可以有少量出口换汇。但这只维持了30年，1993年中国又成为原油进口国，且进口量逐年增加，2016年进口了3.8亿吨。对外依存度达到65.2%。

这些变化概括起来，就是石油生产的中心在西移，石油消费的中心在东移。美国页岩油气的开发，成为能源重塑世界格局最好的诠释。可再生能源受到前所未有的重视，这和两个因素密切相关，第一是气候变暖已逐渐成为共识，减少温室气体排放成为全球潮流；第二是2014年前油价、煤价、天然气价格的上涨，人类开始担心有朝一日化石能源面临枯竭，所以太阳能、风能、水能得到了重视。

2013年中国煤炭消费已达峰值

不可否认存在利益集团，不同行业的看法和诉求不同，搞煤炭的不容易同意“去煤化”的提法，更多强调煤电是可以清洁利用的，指责可再生能源不可调节的缺点。不同行业在谁是雾霾元凶的看

法上也有分歧。不可否认的是，“去煤化”已经成为政策主流，煤炭行业对此应该有清醒认识。

煤炭在中国经济发展过程中发挥过重要的作用，煤炭工人做出过巨大的贡献。但煤炭在我国能源结构中占比太高，至今以煤为原料的火电装机还超过 70%，燃煤发电量占比高达 65.2%。煤炭消费量占到全世界近一半，年消费从 2000 年的 12 亿吨增加到 2016 年的 37 亿吨。而核电发电占比只有 3%，风电也是 3% 左右。

过去计划经济时代作规划时常常使用弹性系数来测算。能源消费的增长一般是 GDP 增速乘以 0.8 的弹性系数，剩下的 0.2 是考虑到技术进步，节能带来的消费减少。按照这样的增速，能源消费只会一年比一年高，再过几年就到了 40 亿吨。如果到不了 40 亿吨，有人就会认为保证不了 GDP 的增长。但我不这么看，我认为 2013 年煤炭消费 37 亿吨已经达到了峰值，目前这个数字已经连续 3 年下降，今后会不会上去呢？可能性不大。煤炭一半用在发电，另外一半用在钢铁、水泥、化工、散煤等，钢铁都在去产能，所以不但没有增量，说不定还有减量。可以大胆预测，煤炭消费已经到了峰值。

特朗普能源观的一些认知误区

传统共和党代表大财团利益，政策倾向于支持传统的石油煤炭，特朗普竞选时就声称要退出巴黎气候变化公约，强调解决煤炭工人的就业问题，传统的煤炭生产州成为特朗普的主要票仓。他还在竞选中贬低新能源，取消了奥巴马的清洁能源法案。

这说明，能源问题和政治问题密切相关。

但我要说特朗普的能源认识主要来自于其幕僚，他是一个成功的房地产商人，在能源领域的知识并不充分。他有关能源的一些观点与事实都有不符。例如他在竞选时曾说加州南岸的风机是一堆废铜烂铁，很多是中国生产的，但我多方查证后发现并没有中国制造的，我当即就和 GE 高层交流，建议他告诉特朗普正确的信息。当选后特朗普到《纽约时报》座谈时，特朗普改口不再提是中国制造了，但说美国不制造风机，都是德国和日本制造的。事实上 GE 及关联公司生产的风机占到了美国市场的 40% 以上，我又建议 GE 高层应大胆告诉特朗普正确的信息。

当选总统后，特朗普开始认识到退出巴黎气候协议的复杂性和美国要付出的代价，据说是受其女婿影响。特朗普的能源政策是不断认识，不断修正的，但重视传统能源的取向毋庸置疑，已大幅削减了新能源的预算。特朗普应该注意到，新能源也是吸纳就业的重要产业，美国太阳能每百万千瓦吸纳的就业人数要多于传统能源。中美贸易不平衡，特朗普要求减少中美贸易赤字的前提下，中国是否会从美国进口煤炭石油天然气？我们拭目以待。

今年油价超 60 美元 / 桶概率不大

自国际金融危机以来，世界经济低迷，能源需求增量减缓，能源供应由紧张转变为宽松，价格随之下降，石油最低价曾经跌到过每桶 30 美元的低谷。虽然在缓慢回升，但仍在每桶 50 到 55 美元之间徘徊。最近 WTI 油价又跌到 50 美元/桶以下，上涨乏力，主要还是供应宽松。如果没有大的国际突发事件，今年上半年油价会徘徊在 50 美元这个区间，全年超过 60 美元 / 桶的概率不大。

美国的页岩油气、中东的石油和天然气，更多要考虑欧洲和亚洲市场，更加重视中国的需求。OPEC 国家间因为诉求不同，达成并遵守减产协议非常不易，沙特为了保持市场份额，不惜打价格战。刚刚恢复油气生产的伊拉克、利比亚急着拿油换钱，伊朗也要保持市场份额。所以限产不易。OPEC 通过减产操纵油价的能力在减弱，保住市场份额是沙特等主要产油国的主要政策取向。油价下降的时候阴谋论很盛行——到底是沙特为了打压美国页岩油气故意压低价格，还是美国为了分化 OPEC 打压沙特油价？我看更多还是市场的供需变化在起决定性作用，但金融炒作，地缘政治对油价的影响确实在增强，石油的金融属性在增加，短期油价波动受到汇率和股市等金融市场的影响较大。美元升值，肯定油价下跌，美元贬值，肯定油价上升。

建议以电代油，以煤代油

说到能源安全，我认为最重要的还是石油供应安全。电力、煤炭都不是问题。今年一季度，中国已成为世界上最大的石油进口国，石油对外依存度 65.2%，大约 1/6 的石油用作化工原料生产乙烯

等，5/6 还是作为燃料主要用于交通运输。尽管新能源汽车也在发展，但和传统燃油车比还是少数。石油用于发电的比重越来越少。

2016 年中国的原油产量 2 亿吨，世界排名第五。同年进口量已经达到 3.8 亿吨。美国一些预测机构甚至认为我国石油对外依存度能达到 80%。我曾经提议搞石油替代产品，以电代油，以煤代油。过去生产乙烯都是石油做原料，现在已经成功实现煤制乙烯。全国大概建成有 18 套煤制烯烃装置，年生产能力 1000 万吨乙烯。

发展电动汽车方兴未艾，除了减少排放，电动汽车是最典型的以电代油。电动汽车最关键的还是动力电池技术，目前以三元锂电池为主流，无论是特斯拉的镍钴铝锂、比亚迪的磷酸铁锂，还是最近银隆的钛酸锂，都属于三元锂电池。

也有企业仍然关注超级电容和燃料电池的开发，日本丰田本田都推出了氢燃料电池，丰田希望 2018 年进入中国市场。锂电池受到续航里程、充电时间和电量衰减的制约，容重比较小。电池重量重，还要防止自燃。燃料电池的催化剂较贵，基础设施和制氢大规模产业化不成熟。石墨烯同样没有真正进入实际应用。今后储能电池的发展方向究竟是锂电池、燃料电池、还是超级电容？还有待观察。

希望有企业站出来说不要补贴

这几年中国能源领域发生了里程碑式的变化。改革开放以来中国一直处于电力供应的紧张状态，拉闸限电成为那个年代的写照，2014 年以后这一状态发生了历史性的转折，从缺电转为电力供应过剩，发电设备的发电小时数逐年下降。2016 年年发电小时数已经降到了 3785 小时，下降了 203 小时。而火电机组设计的年平均发电小时是 5500 小时，已经影响了发电企业的效益

去年因为煤价较低，发电企业效益可观。但随着煤价回升，发电企业感到了压力，发电企业重蹈钢铁、煤炭产能过剩的担忧越来越大。出现这一转折的原因是我国多年持续不断的高强度的电力建设。1949 年解放时我国装机容量才 173 万千瓦，改革开放初期 1978 年 5712 万千瓦，1987 年 1 亿千瓦，1994 年 2 亿千瓦，2016 年 16.5 亿千瓦。2005 年以后几乎每年新增 1 亿千瓦。

我国火电机组的先进性强于美国，每千瓦时煤耗也达到了世界先进水平。但发电装机容量的持续增长也带来了发展的烦恼，由于在建机组很多，今后几年装机容量还将增长，发电小时数还会下降。这两年弃风弃光弃水报道很多，甚至也发生了弃核。这么多的浪费实在可惜！每个人都能说出一大堆理由，但我认为根本原因是出现了电力的过剩。现在风电加光伏只占全国发电量的 4%，如果输配电和储能装置跟得上，这点电不应该弃之不用。电网公司有个 10% 可再生能源电力配备 90% 火电的理论，简称“打捆外送”。地方政府也愿意这么做，拉动了地方建设。如果这个理论成立，风电光电还不如不上，因为每增加 10% 风光电就要增加 90% 的煤电。

再一个问题就是储能跟不上，储能还未形成气候。有报道说 2016 年我国弃清洁能源 1300 亿千瓦时，按一度电 0.5 元计算，相当于 650 亿元白白扔掉了。另外，国家去年补贴可再生能源可能也在 600 多亿元。羊毛出在羊身上，补贴的钱也是从广大消费者来的。如果拿这笔钱建储能设施，那该多好！

而且一有补贴，骗补也来了；同时补贴不到位，企业意见又很大。我认为可再生能源发电企业自身也有问题，他们总希望能躺在国家补贴身上。这不是好现象。我曾经设想过，如果谁能拍胸脯说：“我不要补贴了！”这样的新能源企业应该允许满发，全额收购。国家能源局看到弃风弃光情况愈演愈烈，出台了一个政策，规定弃风弃光达到一定比例的地区，不允许再上新的建设项目。听起来很有道理，但我认为这种行政审批手段不是好办法，容易挨骂。不如让不要补贴的企业自己决定要不要建设。

油气领域走出去并没有吃亏

天然气目前在一次能源中占的比例不高，只有 6%。天然气价格较贵，发电价格高于煤电，除了调峰和热电联产以外，推广比较难。储气能力不足、资源不足也是天然气发展制约因素。还有一些认识问题需要在实践中慢慢调整。现在提倡的分布式能源用天然气的很普遍，小燃机既可以供电又

可以供热，夏天还可以制冷。

我国现在在建核电机组是世界上最多的，受福岛事件的影响，开工的少了，按规划 2020 年运行核电装机容量要达到 5800 万千瓦。引进消化机组坎坷不断，已经拖期了三年，自主研发的华龙一号刚刚开工，建成还要 4、5 年时间。要不要大力发展核电？社会上有不同意见，吵来吵去也没有结果。英国是老牌资本主义国家，也是岛国，难道就没有受到福岛事件的影响吗？为什么还要上新的核电站？还要交给中国人。因为这些年中国一直没有停过，我国核电的制造能力已经走在了世界前面。同时要注意核废料的处理问题。

互联网+现在很热门，互联网加能源当然没问题，但如果把电力互联网简单比照信息互联网，可能有点问题。电力和信息毕竟不同，信息可以通过无线传输，电力没有物理连接是不行的。即使能互联，也受地缘政治问题的影响。所以电力互联网比信息互联网难得多。如果政治上互信、能源上互补，当然可以互联，但很多地方不具备这个条件。中朝电网互联行不行？技术上没什么不行，但地缘政治行吗？中国的电网有必要和美国的电网像信息互联网一样联起来吗？我支持电网走出去，把中国的输电技术和设备带出去。

能源的对外合作中，石油、天然气占了很大比重。中亚天然气管道、中俄、中哈原油管道等等，都是能源走出去可圈可点的案例。但也有“中石油亏了”，“委内瑞拉的投资打了水漂”等等各种各样的声音。就以委内瑞拉为代表，因为油价下跌，它希望延长还款年限，这并不是赖账，至今执行还是顺畅的。还有很多投资项目早期的投资已经回收了。另外有些媒体对油气的规律不了解。油气投资是否成功不是看当年产量，要看储量和未来开发前景。

总体来说，我们在油气领域的走出去不但从政治上有意义，从经济上也是合算的，并没有吃亏。

张国宝 程宇婕整理 中国能源报 2017-05-06

全球能源互联网建设正有序推进

2015 年 9 月 26 日，习近平主席在联合国发展峰会上提出构建全球能源互联网的设想。一年多来，在全球能源互联网发展合作组织和有关各方共同努力下，全球能源互联网不断取得进展。特别是在“一带一路”建设进程中，全球能源互联网成为实现设施联通的有力抓手，将取得实实在在的成效。

全球能源互联网，是清洁能源在全球范围大规模开发、输送、使用的基础平台。实质就是“智能电网+特高压电网+清洁能源”，构建全球能源互联网，将全面提升全球能源开发、配置和使用效率，实现互联互通、互补互济和各国互利共赢、共同发展。

清洁能源发电经济性快速提升

全球能源互联网合作组织认为，目前，构建全球能源互联网的条件已经具备。特别是特高压、智能电网等关键技术已经成熟，±1100 千伏特高压直流输电距离可达 6000 公里以上、输送能力达到 1200 万到 1500 万千瓦。此外，在经济上，清洁能源发电经济性快速提升，阿联酋、智利 2020 年光伏项目中标价格已低至 3 美分/千瓦时。预计 2025 年前风电和光伏发电竞争力将全面超过化石能源。政治上，各国互信不断增强，联合国制定了《2030 年可持续发展议程》，推动各国签署了《巴黎协定》并于 2016 年 11 月 4 日正式生效。全球能源互联网已纳入 2016 年二十国集团杭州工商峰会（B20）政策建议报告。应对气候变化、推动世界能源转型已成为各国共识和共同行动，为构建全球能源互联网创造了良好政治环境。

有效消除无电人口，提高发展质量

据全球能源互联网合作组织有关人士介绍，未来要因地制宜推动各国、各大洲能源互联网建设，形成联合推动、共同建设的全球能源基础设施互联互通发展新局面，逐步实现国内互联、洲内互联和洲际互联，到 2050 年基本建成全球能源互联网。

推动全球能源互联网发展，核心是要抓实践、抓项目落地。而“一带一路”建设为之带来难得

的机遇。在“一带一路”建设大潮中，全球能源互联网发展合作组织正在积极推动中国-巴基斯坦电网互联工程。经过双方研究和沟通，已形成中国新疆库车（或伊犁）-巴基斯坦拉合尔±800千伏/800万千瓦特高压直流联网工程和中国新疆喀什-巴基斯坦洪扎±400千伏/60万千瓦柔性直流联网工程等工程方案。全球能源互联网发展合作组织已于近期与巴旁遮普省达成战略合作意向，共同推进工程尽快启动。该项目经济效益显著，不但可显著降低巴方居高不下的供电成本，还可将我国新疆的风电、煤电资源优势转化为经济优势。

中国-缅甸-孟加拉、中国-缅甸-泰国电网互联工程也在深入研究过程中。目前，合作组织、南方电网等方面积极利用联合国亚太经社会、大湄公河次区域等合作平台，大力推动相关工作，研究规划了中国云南-缅甸曼德勒-孟加拉吉大港±660千伏/500万千瓦直流联网工程和中国云南-缅甸勃固-泰国曼谷±800千伏/800万千瓦特高压直流联网工程。东南亚地区人均用电量仅为世界人均用电量的一半，缅甸、柬埔寨等国无电人口比例高达68%、66%。缺少电力和能源保障是东南亚地区经济贫困的重要因素。推进中国与东南亚国家的电网互联互通，可以帮助有关国家有效消除无电人口，提升民生保障和发展质量。上述联网工程都是以中国云南水电为电源，对于缓解我国西南部地区的弃水问题将发挥重要作用。而且远期，通过我国南方电网与东盟各国持续加强互联，还将进一步增进区域能源和经济一体化发展。

多国表达共同建设的积极意愿

蒙-中-韩-日电网互联工程也在扎实推进。在东北亚地区，蒙古国风能、太阳能、煤炭资源十分丰富，韩国、日本等国的能源需求大但资源匮乏，通过特高压直流送电中国，以中国东部电网为枢纽，构建东北亚互联电网，符合东北亚各国的发展诉求，具有显著的经济效益。基于这一考虑，2016年3月，中国国家电网公司与韩国电力公社、日本软银集团、俄罗斯电网公司签署了《东北亚电力联网合作备忘录》，并于5月成立了蒙-中-韩-日联网工程联合工作组，开展项目实施研究，目前已经完成预可行性研究。

构建全球能源互联网，通过大电网的延伸和清洁能源的互联互通解决电力普及和能源供应保障等突出问题，得到了周边和“一带一路”沿线国家的广泛支持，他们纷纷表达了共同建设的积极愿望。在联合国亚太能源委员会会议上，泰国能源部副部长布查翁表示，电网互联互通，能够实现资源互补和区域平衡，有效降低电价，对每个国家都有益，这是谁都无法拒绝的理由。印度能源部副部长帕拉萨德表示，印度与中国等周边国家电网互联，可以实现更大范围的电力优化配置和平衡，为印度提供清洁、普及、低成本的电力供应。伊朗能源部副部长法拉哈提安表示，愿意在技术转让、设备制造、工程设计等方面开展务实合作，共同促进伊朗与周边国家的电力贸易和联网工程建设。

冉永平 人民日报 2017-05-09

“弃风弃光”的原因和解决办法

2017年1月，国家能源局发布了《2016年风电并网运行情况》，全年“弃风”电量497亿千瓦时，超过三峡全年发电量的一半，全国平均“弃风”率达到17%，甘肃、新疆、吉林等地“弃风”率高达43%、38%和30%，今年一季度全国“弃风”电量135亿千瓦时，全国平均“弃风”率16%，业内震惊，业外惊诧。

其实严重“弃风”并非偶发事件，2011年全国“弃风”电量就已达到123亿千瓦时，“弃风”率约为16%，此后愈演愈烈，“弃风”成为能源和电力行业的心腹之疾。7年间，全国累计“弃风”电量达到1500亿千瓦时，直接经济损失800亿元以上。国外虽然也偶有“弃风”，但如此大面积、长时间的严重“弃风”，却只唯我独此一家。

《中华人民共和国可再生能源法（修正案）》明确提出“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，自2010年4月1日施行至今已7年，这期间我们并非没有努力，各方对“弃风”问题密集调研，诸多机构发布研究报告，解决“弃风”问题的建议屡见于两会提案之中，能源主管部门每

年都出台相关政策文件。

但很遗憾，这些调研、报告、建议和政策收效甚微。更让人难堪的是，“弃风”未平，“弃光”又起。2016 年仅西北地区“弃光”电量就达 70 亿千瓦时，平均“弃光”率近 20%，新疆、甘肃“弃光”率高达 32%、30%，2017 年一季度“弃光”电量 27 亿千瓦时，全国平均“弃光”率达到 13%。我们不禁要问，“弃风弃光”缘何成为“不治之症”？症结究竟何在？新能源消纳难题该当如何破解？

“弃风弃光”根源在于体制机制

纵观各类研究报告和建议，“弃风弃光”原因分析主要集中在电源、电网、负荷等三个系统要素上：

电源方面。目前风力和光伏装机主要集中在“三北”地区（东北、西北、华北），占全国的比重为 77%和 68%，且以大规模集中开发为主。“三北”地区电源结构以煤电为主，燃煤发电机组比重高达 56%，采暖期供热机组“以热定电”运行，导致系统调峰能力严重不足，不能适应大规模风力和光伏发电消纳要求。

电网方面。“三北”地区大部分跨省跨区输电通道立足外送煤电，输电通道以及联网通道的调峰互济能力并未充分发挥，对风力和光伏发电跨省跨区消纳的实际作用十分有限。

负荷方面。电力需求侧管理成效不明显，峰谷差进一步加大影响了风力和光伏发电的消纳。

上述原因确实存在，但为何多年无法解决，产生了“抗药性”？进一步剖析内因不难发现，体制机制才是导致“弃风弃光”的根本原因。

长期以来，我国电力管理运行以执行“计划”为主。电厂、跨省跨区通道实行计划电量，调度部门通过具体运行安排实现计划目标即可。具体调度方式是充分“计划”的，通过提前安排电厂发电曲线、输电通道送电曲线等，实现系统安全稳定运行。即使是收益也是被“计划”的，各类电源上网电价通过成本加合理收益率确定，由电网企业统购统销。

在严密的统一计划安排下，大家原本相安无事，各得其所。但是风力和光伏发电出现后，规矩变了，这俩新成员姿势不定，走位飘忽，何时能发电、能发多少电完全看天吃饭，无法被“计划”，并且这俩新成员还自带光环，优先级高人一等。这让当前按“计划”安排的运行机制感到极大不适应，所暴露出来的问题只是现有电力体制不适应不可计划“新物种”的外部反映。

当前我国北方地区饱受雾霾困扰，大力发展清洁能源已成社会共识，电力行业积极相应，为充分消纳风力和光伏发电铺路搭桥，例如：煤电、水电等常规电源按照自身设计能力随时接受统一调度，为风力和光伏发电让路；电网企业面临政府监管和社会舆论巨大压力，也已尽量减少“弃风弃光”电量；能源主管部门更是三令五申，为“弃风弃光”问题操碎了心。

可以说，相关单位已尽了本分，但仍有很大潜力没有发挥出来，原因就是欠缺能够充分挖掘各方主观积极性的体制机制：

比如对于煤电企业，近年来利用小时数不断走低，企业经营已十分困难，若实施灵活性改造，既需要增加投资、又有可能影响自身发电量，何苦要主动革自己的命？

比如对于电网企业，收购风力和光伏发电的价格与煤电相同（不含补贴），若突破常规调度方式接收风力和光伏发电，安全风险有所增加，却没有额外收益，何来主观积极性？

比如对于某些地方政府，省内煤电比省外风力和光伏发电价格更低，而且多用省内煤电还可增加当地财政收入，为何要接收省外风力和光伏发电？

比如对于用户，用电价格与风大风小、晴天阴天完全无关，而且不掌握相关信息，如何积极使用风力和光伏发电？

凡此种种都在警示我们，是时候大力推进电力体制改革了！

可喜的是，国家已印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号），国家能源主管部门已在电力体制改革上发力，陆续出台了一系列配套文件，相信在体制机制的激励下很多问题会迎刃而解。

解决“弃风弃光”应分“轻重缓急”

多年来，大量单位机构和专家都曾对解决“弃风弃光”提出了自己的措施建议，为能源主管部门制定政策提供了重要参考。但是，很多建议往往对“未来怎么做”坐而论道，对“今天做什么”闭口不谈，这也是各种措施建议未能有效执行的原因之一。根治“弃风弃光”顽疾，切不可“胡子眉毛一把抓”，应着眼未来，立足当下，贯彻落实国家能源战略和规划，拿出具体实施路线图。

为解决“弃风弃光”问题，《能源发展“十三五”规划》（以下简称《规划》）提出了多项任务和措施，包括着力破除体制机制障碍，构建公平竞争的能源市场体系，优化能源开布局，加强电力系统调峰能力建设，实施需求侧响应能力提升工程，推动能源生产供应集成优化，构建多能互补、供需协调的智慧能源系统等。当前，应进一步细化《规划》实施方案，厘清解决“弃风弃光”的“轻重缓急”。

推进体制改革“重”任

最重要的任务，就是深化电力体制改革。新能源发电虽然寿命周期成本较高，但边际成本几乎为零，在现货市场中有明显竞争优势。要致力于推进能源价格改革，有序放开发用电计划，建立健全电力市场体系，制定公平有序的电力市场规则，启动现货交易市场，充分发挥市场配置资源的决定性作用。

《规划》提出要完善调峰、调频、备用等辅助服务价格，激发其他常规电源参与调峰的积极性，打破省间壁垒，充分发挥跨省跨区联网输电通道的调峰作用。可喜的是，东北电力辅助服务市场专项改革试点工作已正式启动，我国电力辅助服务向市场化迈出了里程碑式的一步，从目前试点情况看，燃煤机组主动参与调峰的积极性得到充分发挥，效果相当不错。

协调解决一批“急”务

体制改革任务虽然重要，但预计至少需要3至5年才能形成完善的电力市场体系并充分发挥作用，在此之前，应马上开展以下工作。

一是优化调整新能源开布局。《规划》提出要稳步推进“三北”地区风电基地和光伏电站建设，控制开发节奏，要将“弃风弃光”率控制在合理水平。因此，当务之急就是要暂停“弃风弃光”严重地区的集中式风电和光伏发电项目建设，将开发中心向中东南部地区转移，优先发展分散式风电和分布式光伏，通过实施终端一体化集成供能系统、微电网示范项目等，促进新能源就地消纳。

二是加强系统调峰能力短板建设。《规划》提出加强电力系统调峰能力建设，减少冗余装机和运行成本，提高可再生能源消纳能力。当前应加快推进存量煤电机组灵活性改造试点和推广工作，切实提升“三北”地区的系统调峰能力，尤其是冬季供暖期的调峰能力。抽水蓄能电站是优质的调峰电源，由于建设工期较长，应尽快开工一批抽水蓄能电站，争取早日发挥作用。

三是继续推进“三公”调度，接受社会监督。“公开”是“三公”（公开、公平、公正）调度的前提，坚持调度公开才能确保风力和光伏等新能源发电优先上网，才能倒逼相关电力企业充分发挥自身调峰能力，才能做到科学研究、有的放矢。建议由能源主管部门协调，要求省级电网公司公开逐小时负荷、各类电源实际出力、主要联网通道输电功率、新能源样板机组总出力等，这些数据是社会监督和政府决策的基础，很多国家早已公开此类数据，并不涉及国家和商业秘密。

其他举措不可“轻”视

一是绿证和配额制。这两者组合能够促进新能源的发展，应充分肯定并大力支持。在采取绿证制度替代一部分财政补贴的同时，应鼓励绿证用户负荷与新能源出力配合调节，确保用户所用电量主要为新能源电量。配额制是一种行政考核制度，应在对各地方政府或相关企业提出新能源配额目标的同时，对“弃风弃光”率提出控制要求，避免偏重新能源开发，而轻视消纳问题。

二是电能替代。实施电能替代对促进能源清洁化发展意义重大，应从能源系统整体优化的角度，深入论证不同电能替代方式的技术方案合理性和经济性，坚持“节约、清洁、安全”的战略方针，力求精准化解“弃风弃光”电量，避免一味增大用电负荷，反而增加煤电发电量。

新建大通道宜“缓”行

建设大规模跨区输电通道将“三北”地区新能源送至中东部地区，固然有利于缓解“三北”地

区“弃风弃光”问题，但需注意的是，“十三五”期间中东部地区也存在电力富裕情况，新建大规模输电通道的利用率未必太高，若再需送端配套新建燃煤机组，“水多了加面，面多了加水”，这对能源结构优化的贡献是负效应，近期并不可取。

结束语

任何事物都有两面性，“弃风弃光”损失固然令人心痛，但不破不立，这也倒逼我们对国内电力体制进行深入思考，希望由此能够推动电力市场改革前进一大步，也可聊以慰藉，但愿新能源发展能早日走出“弃风弃光”的阴霾。

徐小东 陈铮 徐英新 中国能源报 2017-05-11

国家能源局要求各地报送可再生能源“十三五”年度新增建设规模

《中国能源报》独家获悉，国家能源局综合司已下达文件，要求各地方发改委（能源局）报送可再生能源（包括风电、光伏发电、生物质发电，不含水电）“十三五”发展规划年度建设规模方案。

要求各省（区、市）能源主管部门，提出分解到2017-2020年各年度的可再生能源电力建设规划方案，包括各年度新增建设规模、建设类型和建设布局。具体要求如下：

风电要平衡好建设规模与电力送出和消纳的匹配关系，中东部和南方地区风电并网规模不低于规划中提出的并网规模。相应建设规模要统筹考虑前期已下达年度建设规模、特高压外送基地建设规模。各特高压外送基地风电配置总规模可按线路输送风电的最大能力配置。

对光伏发电，原则上各省（区、市）各年度新增建设规模应保持平稳有序发展。相应建设规模要统筹考虑前期已下达年度建设规模、光伏领跑基地、光伏扶贫和特高压外送基地建设规模。除了专门以外送太阳能电力为主的特高压外送基地，原则上各特高压外送基地光伏发电配置总规模不超过200万千瓦。

生物质发电，尽快上报发电实施计划。具体条件的可分解到各年度，无法列入准确年度的，可列明“十三五”期间的建设规模和项目布局。

文件还指出，各类分布式光伏发电、分散式风电和沼气发电，不受各地区年度新增建设规模限制。其他类型一旦确定年度新增建设规模，各省（区、市）不得超过安排建设项目，如发生超规模建设，则超出部分由本地承担解决补贴资金的责任。！

中国能源报微信 2017-05-12

专访：全球能源互联网将把世界变成可持续发展的“能源村”

新华社伦敦5月15日电专访：全球能源互联网将把世界变成可持续发展的“能源村”——访英国伯明翰大学能源研究院智能电网负责人张小平

英国伯明翰大学能源研究院智能电网负责人张小平(博客,微博)教授日前接受新华社记者专访时表示，中国国家主席习近平2015年在联合国发展峰会上提出的构建全球能源互联网倡议，在解决全球变暖及推动全球能源供应可持续发展方面具有重要意义。

张小平说，2015年12月，联合国巴黎气候变化大会通过全球应对气候变化的《巴黎协定》，但当时这一协定缺乏达成目标的具体措施。

“习主席提出的构建全球能源互联网倡议实际上是一个可持续发展的全球能源供应路线图，为《巴黎协定》提供了具体的落实措施。”张小平说。

互联网改变了人们信息交流、知识传播以及商业经营模式，把整个世界变成了“地球村”。“同样，全球能源互联网也将改变能源贸易、能源资源配置以及能源商业合作模式，从而更有效地解决全球气候变暖问题，”张小平说，“全球能源互联网将把世界变成可持续发展的“能源村”。”

全球能源互联网将构建新的合作平台。张小平举例说，欧盟委员会要求到2020年，所有成员之

间的电力互联能力要达到本国发电能力的 15%以上。英国目前有 3 个正在运营的超高压线路分别联接法国、荷兰和爱尔兰，另外还有两个互联线路也将于近期建成。

全球能源互联网还将促进创新。张小平认为，全球能源互联网建设将产生一大批新技术需求，如可再生能源入网技术、智能电网技术、能源存储技术等。这些技术又将带动基础研究和低碳技术等领域的突破。他说，低碳的全球能源互联网预计将是全数字化、电子化控制，建立这样一个全球能源互联网将给制造业带来巨大的商业发展机会，同时提供极佳的创新机会。

张小平表示，未来的能源体系应当既可以实现局部或区域性的可再生分布式能源共享，又可以实现全球性的大范围、大规模可再生能源共享。

“目前，学术界、业内及政府部门的许多人士都认同全球能源互联网这一构想。”张小平说。

为了推进这一构想，张小平认为，首先要建立类似能源联盟或能源共同体这样的全球能源治理体系；其次，要做好相邻国家之间的能源联接；另外，要根据现实需求和商业可行性，做好洲际能源联接。

针对近期一些西方国家出现的民粹主义及反全球化倾向，张小平说，全球气候变化带来的巨大挑战是任何国家都无法单独应对的，“全球合作是应对这一挑战的唯一出路”。

张小平还表示，“一带一路”倡议和全球能源互联网倡议都是由中国提出的，这两个倡议可以很好地衔接起来。他说：““一带一路”倡议带来合作、繁荣和机遇，而能源建设是基础设施建设的重要一环，是城市、国家、地区乃至世界发展的基础。”

温希强 新华网 2017-05-15

国际能源论坛秘书长：期待“一带一路”能源合作务实推进

“一带一路”国际合作高峰论坛召开在即。国际能源论坛秘书长孙贤胜 13 日接受中新社记者采访时表示，期待此次论坛能够务实推进“一带一路”能源合作。

国际能源论坛创建于 1991 年，是全球油气生产国和消费国间的国际组织，也是全球最大的能源部长级对话机制。20 多年来，该论坛通过召集能源生产国和消费国、工业化国家和发展中国家的能源部长开展有关能源方面的全球对话，为实现能源市场稳定，促进经济发展做出了重要贡献。

孙贤胜此前担任中国石油集团经济技术研究院院长，2016 年以高票当选国际能源论坛第四任秘书长。这是中国专家首次在重要国际能源组织担任“掌门人”角色。

谈及“一带一路”能源合作，孙贤胜列出了一张亮眼的“成绩单”：自“一带一路”倡议提出以来，仅中国中央企业在沿线 20 多个国家就开展和执行了 60 多个油气合作项目。

此外，中俄原油管道、中国—中亚天然气管道 A/B/C 线保持稳定运营，中国—中亚天然气管道 D 线和中俄天然气管道东线相继开工，中巴经济走廊确定的 16 项能源领域优先实施项目已有 8 项启动建设。

在孙贤胜看来，“一带一路”能源合作有力带动了沿线国家经济发展，加强了能源安全，减少了沿线地区能源贫困，创造了大量就业岗位，为当地培养了人才和产业，最终改善了当地民众的生活质量。

按照中国官方日前发布的《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》，今后要致力于打造能源合作的利益共同体和命运共同体，畅通“一带一路”能源大通道，加快推进与沿线国家和地区能源互联互通，加快能源通道建设，推动周边国家电力基础网络互联互通。

“‘一带一路’地区在全球能源供应和需求中扮演着非常重要的角色，打造‘一带一路’能源命运共同体关乎各方切身利益。”孙贤胜建议，中国在与“一带一路”沿线地区开展能源合作时，应继续以大型项目为抓手，实现互利共赢；同时，应继续坚持“五通”发展理念，以缓解当地能源贫困为重点，推进全方位能源合作。

“这将有助于中国企业塑造良好的国际形象，为其全方位参与全球治理，强化中国国际地位做

好铺垫。”孙贤胜说。

他表示，国际能源论坛将作为重要桥梁，促进“一带一路”沿线国家开展全方位能源合作。

李晓喻 中国新闻网 2017-05-15

努尔·白克力：中国为全球能源转型发展贡献智慧和力量

5月14日，在“一带一路”国际合作高峰论坛“加快设施联通”平行主题会议上，中国国家发展改革委副主任、国家能源局局长努尔·白克力表示，我们遵循共商、共建、共享的原则，与世界各国在油气、电力、核电、可再生能源、煤炭等领域开展了广泛而深入的合作。

努尔·白克力认为，在新能源领域，中国为全球能源转型发展贡献了自己的智慧和力量。

为顺应信息时代能源转型变革的大势，深化“一带一路”能源合作，着力提升合作水平，努尔·白克力提出三点倡议。

以下为努尔·白克力发言实录

尊敬的各位嘉宾、女士们、先生们、朋友们！

能源是人类赖以生存和发展的重要动力和物质基础，能源合作是“一带一路”建设设施联通的应有之意和重要内容。早在2014年，中国国家主席习近平先生就提出能源“四个革命、一个合作”的战略思想，我们遵循共商、共建、共享的原则，与世界各国在油气、电力、核电、可再生能源、煤炭等领域开展了广泛而深入的合作。中俄原油管道、中哈原油管道、中亚天然气管道等一批标志性的能源重大工程、重大项目建成投运。中巴经济走廊能源合作取得积极进展，尤其在新能源领域，中国为全球能源转型发展贡献了自己的智慧和力量。

女士们、先生们，当今世界科技创新日新月异，大数据、物联网等信息技术与产业正在加快融合，以清洁低碳、智能高效为主要特征的能源革命正在蓬勃兴起，为顺应信息时代能源转型变革的大势，深化“一带一路”能源合作，着力提升合作水平，借此机会我愿提出三点倡议：

一是加强政策沟通。各国进一步加强战略、规划、政策、标准等方面的交流与对接，探讨构建“一带一路”能源合作俱乐部，共同打造绿色低碳全球能源治理体系。

二是加强产能融通。各国抓住新一轮科技革命的机遇，加强能源科技基础研究，开展关键技术和核心装备联合攻关，推动重大项目、先进标准和工程服务合作，协同提高区域和全球能源供应保障能力。

三是加强设施联通。中国愿意与各国一道积极推动跨境能源通道建设，特别是抓住新一轮能源结构调整和能源技术变革的趋势，建设全球能源互联网，实现绿色低碳发展，共享能源发展的成果。

谢谢大家！

贾科华 卢奇秀 中国能源报 2017-05-16

刘振亚：开发万分之五的清洁能源，就能满足人类能源需求

5月14日，在“一带一路”国际合作高峰论坛“加快设施联通”平行主题会议上，全球能源互联网发展合作组织主席刘振亚表示，全球的清洁能源十分丰富，仅开发万分之五就可以满足人类的各种能源需求。

构建全球能源互联网，实施清洁替代和电能替代，提高电力化水平，让化石能源回归原材料的属性，是解决当前世界能源资源紧张、环境污染、气候变化等问题的根本途径。

尊敬的各位领导、各位嘉宾、各位朋友大家下午好！

2015年9月26日，中国国家主席习近平先生在联合国的发展峰会上倡议探讨构建全球能源互联网，以清洁和绿色的方式满足全球电力需求，这得到了国际社会广泛的赞誉和积极的响应。习主席在今天（5月14日）上午的大会上又强调指出，要抓住新一轮能源结构调整和能源技术变革的趋

势，建设全球能源互联网，实现绿色、低碳发展。

全球能源互联网的实质就是“智能电网+特高压+清洁能源”，是清洁能源在全球范围大规模开发、输送、利用的基础平台。

全球的清洁能源十分丰富，仅开发万分之五就可以满足人类的各种能源需求，而且不涉及国土安全、地缘政治等敏感问题。构建全球能源互联网，实施清洁替代和电能替代，提高电力化水平，让化石能源回归原材料的属性，是解决当前世界能源资源紧张、环境污染、气候变化等问题的根本途径。

构建全球能源互联网的条件已经具备，技术上，±1100 千伏特高压直流输电距离可达 6000 公里以上，输送能力达到 1500 万千瓦，能够实现电力的全球高效配置。中国已经建成 13 个特高压工程，正在建设中国能源互联网。经济上，清洁能源发电的经济性快速提升，预计 2025 年前风电和光伏发电的竞争力将会全面超过化石能源。政治上，巴黎协定的签订和联合国《2030 年可持续发展议程》的实施，为全球能源互联网的发展创造了良好的环境。

构建全球能源互联网综合效益巨大。

一是环境效益，如果按照每年年均 12% 左右的增速，加快发展清洁能源，到 2050 年清洁能源将占全球能源消费总量的 80% 以上，二氧化碳排放仅为 1990 年的一半左右，能够实现全球温升控制在 2 摄氏度的目标。

二是保障能源供应，满足经济发展能源需求，特别让全球 12 亿无电人口用上电、用得起电。

三是拉动经济增长，全球能源互联网累计投资将超过 50 万亿美元，将有力带动智能电网、新能源、新材料等新型产业的发展，形成经济发展新的增长极，为“一带一路”建设打造新的引擎。

四是促进能源、信息、交通，即瓦特、比特、米特三条网的综合发展，形成全球互联互通，共建共享，绿色智能的基础设施网络，让世界成为一个能源充足、信息畅通、交通发达、天蓝地绿、亮亮堂堂、和平和谐的地球村，构建全球能源互联网是造福全人类的宏伟事业，全球能源互联网发展合作组织愿与各方携手共进，共同努力，为服务“一带一路”和人类命运共同体的建设做出积极的贡献，谢谢大家！

刘振亚 贾科华、卢奇秀整理 中国能源报 2017-05-16

热能、动力工程

晶科 B20 峰会呼吁：碳交易需建立国际统一规则

晶科能源 5 月 2 日至 3 日受邀出席德国柏林举行的 B20 峰会，并作为 B20 ECRE 议题组的联席主席，与 IEA、BASF、Enel 和 Continental 等跨国企业共同参与 B20 分论坛，共议“面向未来的可持续经济：能源，气候和资源效率”。

今年 G20 峰会的主题是：建设弹性，提高可持续发展和承担责任，700 多名来自二十国集团国家和地区的企业、商业协会代表将一同出席峰会，共同探讨未来全球经济更加可持续发展的道路。

企业推动“巴黎协议”落地

在企业层面上，如何最有效地落实推动经济的可持续发展，如何推动“巴黎协议”的落地，是需要深思的议题。晶科能源副总裁钱晶在 B20 峰会上强调：“巴黎协议的成功将离不开企业发挥的重要作用。企业可以从自己的专业知识和经验出发，推动协议的落地。例如：加大对清洁能源项目、低碳节能技术的直接投资，提高企业自身可再生能源的使用比例、实现碳中和等等。”

从全球范围来看，苹果、谷歌和沃尔玛等全球领先的集团性企业已经成为践行可持续发展策略的先行者，大力推动可再生能源项目，最终实现 100% 使用清洁电力。企业还可以通过适当地转变其业务模式与供应链能源供应，升级与政策气候和能源政策匹配的低碳技术，定期披露气候变化相关

数据和排放报告，这些都将实现企业乃至国家、全球经济的可持续发展。钱晶认为对于企业来说，“如能抓住能源转型这一契机，或将带来企业发展的新增长点。”

作为长期深耕新能源领域的企业，晶科能源将致力于进一步降低太阳能发电成本，帮助更多企业实现能源结构的转型，推动经济向可持续发展转型，以企业界力量助力“巴黎协议”落实。

碳交易需制定国际统一规则

碳交易、碳定价正在探索阶段，亟待统一标准。据报道，中国将于 2017 年启动全国碳排放交易体系，以坚定推进可持续发展和向绿色、低碳、气候适应型经济转型。而今年 B20 峰会也提出了建立“致力于碳定价战略对话的平台”，2017 年有望在碳交易上取得进展。

钱晶认为：“我们希望二十国集团政府在更广泛的范围内合力，成立一个专门的委员会或咨询小组，建立统一的碳市场，制定规则和程序，协助各方制定交易方案，帮助各国进行碳市场建设和碳交易定价，以解决差距和需求。”

中国能源报 2017-05-03

阳光电源：领跑储能，建言行业发展

4 月 24-26 日，由中国化学与物理电源行业协会、中国可再生能源学会光伏专业委员会等联合主办的“第七届中国国际储能大会”在苏州隆重举行。阳光电源凭借卓越的创新实力及良好的市场口碑，斩获“2017 年度中国储能产业最佳系统集成解决方案供应商”和“2017 年度中国储能产业最具影响力企业”两项大奖。

阳光电源副总裁吴家貌应邀参会，就业内关注的储能发展热点，发表了“电化学储能系统发展趋势”的演讲，并与全球行业精英分享先进储能技术及系统解决方案。

欧美储能市场快速发展，三元电池成主流选择

欧美作为相对成熟的储能市场，储能项目的装机规模不断扩大，其中，三元电池凭借其能量密度较大、充电循环寿命长、可深度充放电特性，占新增储能装机 95% 以上，成欧美市场主流选择；中国储能市场目前处于探索和示范阶段，需要充分借鉴欧美发展经验，实事求是根据应用场景和不同电池性能特点，进行科学设计。

电池循环次数评估须界定条件

目前，储能市场尚未大规模发展的主要原因还是度电成本较高，影响度电成本的主要因素除电池价格外，最重要的因素是电池的循环寿命。而评估电池的循环次数需要界定充放电倍率、放电深度（DOD）、终止寿命（EOL），以及均衡能力、环境温度等；只有在相同的评估条件下，循环次数的对比才有意义。

深度系统集成能力是关键

储能将会越来越关注系统集成能力，系统集成不是堆积木似的简单“拼凑”，只有深入了解系统应用场景，电化学储能性能，掌握核心逆变控制技术，才能真正做好系统的优化设计，节省成本，保证系统安全可靠。而系统集成的关键环节是能量管理系统（EMS），它是储能系统的“大脑”，能够实时数据采集与监控、系统运行状态控制、微网能量稳定控制、综合优化管理策略。

目前电池梯次利用挑战大

随着电动汽车市场的扩大，动力电池的储能梯次利用前景广阔；但由于电池品类多，使用环境差异大，电池的筛选面临巨大考验；筛选后的电池，如何进行有效均衡，确保安全使用，也将面临技术难题，因此现阶段应加大对电池梯次利用的技术研究和应用探索。

阳光电源作为此次大会重要参与者之一，其储能业务致力于为客户提供全球领先的一体化储能系统解决方案，基于强大的研发平台支撑与前瞻性的技术研究，逐渐形成了储能逆变器、锂电池及能量管理系统三大核心系列产品，同时推出能量搬移、微电网和电力调频等一系列先进的储能系统整体解决方案。不断降低成本，优化设计方案，为客户提供经济可靠的一站式的系统解决方案，并

通过完善的后期维护体系，提供便捷迅速的服务。截至 2016 年，阳光电源储能系统广泛应用在西藏双湖、西藏尼玛、北美、英国、德国、印度等国内外 400 多个储能项目，全球装机容量超过 1GWh。

中国能源报 2017-05-03

快充新发现 NCSU 研究发现薄水层材料储能更快

延长电池续航能力成为目前电池研究的重点突破课题，但是如何更快速的存储和传递电池能量呢?这就是北卡罗莱纳州立大学(NCSU)研究人员想要解决的问题了。他们生产了一种材料——层状结晶氧化钨水合物，使用了原子薄的水层来调节电荷转移速度。

这项研究发表在近期的《化学材料(Chemistry of Materials)》期刊中。根据此前研究，结晶氧化钨是一种具有大容量储存电能特点的电池材料，但对于储能速度来说并没有多大亮点。研究人员比较了这两种高密度电池材料：结晶氧化钨和层状结晶氧化钨水合物，层状结晶氧化钨水合物是由被原子层的水层隔开的结晶氧化钨层组成的。当对这两种材料充电 10 分钟时，研究人员发现，正常氧化钨比水合物储存更多的能量;但在充电 12 秒的时候，水合物比结晶氧化钨储存更多的能量。同时研究人员还表示，水合物存储能量更快，同时还减少废热。

NCSU 预计层状结晶氧化钨水合物电池能让电动汽车更快地加速。不过这个技术在目前阶段并不完美，在进行大约 10 分钟的充电之后，正常的氧化钨实际上已经储存到更多的电量了。即便如此，这项技术还有其可用之处，汽车制造商可以将更多的选择投入到非线性加速中，因此未来电动汽车能完全实现零排放应该不成问题。

威锋网 2017-05-04

2020 年中国电化学储能规模或达到 2-3GW

中关村储能产业技术联盟秘书长张静在近日举行的“2017 中国能源战略投资论坛”上表示，储能市场未来有很多潜在赢利点，预计 2020 年，以电化学电池的电力储能累计装机规模将达到 2-3GW。

在张静看来，2016 年储能开始进入商业化发展的初期，产业是否能够健康可持续发展取决于“十三五”期间的发展状况，取决于商业价值的最终实现。

“现有储能系统的盈利点没有完全释放出来，主要是由于缺乏发挥储能叠加价值的市场机制，并不完全受储能技术性能和应用效果的局限，我们相信未来将有更多的储能价值逐步显现。”张静说，到 2020 年，如果用户侧储能系统的投资回收期低于五年，将是其可持续发展的基础。

除了盈利情况，张静表示，未来政策的支持也非常关键。产业普遍认为，支持储能市场机制建设的政策十分必要。最近两年，越来越多的政策都把发展储能囊括进来，包括能源规划类政策、可再生能源发展、电力体制改革、新能源汽车和能源互联网等跟能源相关的宏观规划都已经把储能定位成支撑技术或者是重要发展领域，接下来将期待对储能的更细化的支持细则。

据中关村储能产业技术联盟统计，2016 年全球储能投融资领域的金额，总计超过 43.3 亿美元。获得投资的企业涉及储能技术企业、集成商、光伏企业、微网解决方案提供方等。

中证网 2017-05-04

研究人员将废弃玻璃瓶变成了高性能电池材料

当前智能手机的一大短板，就是电池续航不够给力。采用硅负极材料有助于提升电池性能，而加州大学河滨分校(UC Riverside)的一支团队现也证明——将废旧玻璃瓶作为材料来源，对环境可以更加友好。从智能手机、到电动汽车，当前锂离子电池为无数产品提供着能源。通常情况下，它们用锂作为阴极、石墨作为阳极。不过随着材料触及天花板，促使研究人员们寻找硅这个老朋友来

作为阳极的替代品。

与石墨相比，其储能潜力可达 10 倍、但不是很耐用。在日常使用的热胀冷缩之下，会让材料破裂并更快磨损。此前的工作已经发现，一开始就粉碎硅材料，有助于克服这个问题。

在解决了耐用性的问题之后，UCR 研究团队现在又找到了制造电池的硅材料的新来源 —— 废弃的玻璃瓶。在此之前，研究人员们还用过很多稀奇古怪的阳极材料，比如沙子和蘑菇。

研究人员们将玻璃瓶从垃圾填埋场解救了出来。

首先将玻璃瓶粉碎成良好的白色粉末，然后在热镁的加持下，将二氧化硅进一步细化到纳米级别。最终，这些纳米粒子被碳所包覆，不仅性质更加稳定、储能量也有所提升。

在对采用这种阳极材料制造的纽扣电池进行的 400+ 次循环测试中，其储能量在 1420 mAh/g 左右，较常规石墨阳极电池(约 350 mAh/g)有大幅提升。



研究首席作者 Changling Li 表示：“我们从垃圾填埋场找寻这种废弃物开始，一手将它打造成了储能量更高、充电速度更快、性状更稳定的商用纽扣电池，其在未来十年的前景非常光明”。

有关这项研究的详情，已经发表在近日出版的《科学报告》(Scientific Reports)期刊上。

cnbeta 网站 2017-05-04

朱共山：储能正在开启产业化发展新纪元

日前，第七届中国国际储能大会在苏州召开，协鑫集团董事长朱共山出席大会开幕式并被推选为储能应用分会执行会长。

朱共山在发言中指出，在有关政策的明确支持下，储能已经在电力市场拥有了独立的主体地位。行业正乘政策东风，开启产业化发展的新纪元。

储能技术的发展，对支撑能源结构转型，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，具有深远的积极意义。

储能技术的发展，有利于提升传统电力系统的灵活性、经济性和安全性；有利于提高风、光等可再生能源的消纳水平；有利于促进能源生产消费智能化，实现多能协同和能源发展新模式、新业态发展。作为推动能源供应模式变革的重要环节，储能的作用与地位，将会越来越明显，越来越重要。

中国储能行业正乘政策东风，开启产业化发展的新纪元。去年4月，国家发改委、国家能源局联合下发了《能源技术革命创新行动计划》，对储能的技术创新战略方向、创新目标进行了明确阐述，并针对包括电池储能技术在内的一系列储能技术提出了具体的创新行动目标。11月，国务院总理李克强主持召开国家能源委员会会议，审议并通过《能源发展“十三五”规划》。

李克强总理表示，要集中力量在可再生能源开发利用，特别是新能源并网技术和储能、微网技术上取得突破，全面建设“互联网+”智慧能源，提升电网系统调节能力，增加新能源消纳能力，发展先进高效节能技术，抢占能源科技竞争制高点。12月，国家发改委发布《可再生能源发展“十三五”规划》，再次将推动储能技术示范应用、实现储能产业在市场规模、应用领域和核心技术等方面的突破等，列为“十三五”期间可再生能源发展的主要任务。

尤其值得关注的是，在有关政策的明确支持下，储能已经在电力市场拥有了独立的主体地位。国家能源局发布的《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》提出，通过建立试点的方式，探索电储能在电力系统运行中的调峰调频作用及商业化应用，推动建立促进可再生能源消纳的长效机制。该政策明确了电储能参与调峰调频辅助服务的身份，规定储能可以建设在发电侧，与机组联合参与调峰调频，或作为独立主体参与辅助服务市场交易，为行业的发展指明了方向。

当前，储能正向商业应用的初期过渡，并向规模化发展转变。推动储能产业的发展，既是能源供给从偏紧转为宽松的趋势下，化解能源区域性发展不平衡的关键举措，更是今年全国“两会”明确提出“去煤化”目标的背景之下，能源供给侧结构性改革的内在要求。同时，也是电力体制改革不断迈向深入，电力市场进入充分竞争时代的必然选择。

从去年开始，许多企业开始加大力度布局，开拓储能市场。以协鑫为例，经过27年的发展，协鑫已经成为全国最大的非公电力企业和全球最大的光伏产业链一体化企业。当前，协鑫正在全面启动第三次战略转型的序幕，依托主业优势，从能源生产端向消费端、应用端继续延伸。其中关键的发力点就是发展储能技术装备与储能技术，打通协鑫在分布式能源、光储一体化、能源大数据、能源互联网等方面的链条，让用户摆脱对传统大型电网的依赖，用电、用能更方便，更有获得感。

建设清洁低碳、安全高效的能源体系，推动能源转型，建设美好家园，离不开储能产业的发展。要通过加大科研投入、建立行业标准、抓好示范带动，努力降低技术成本，推动储能产业进步，打赢“蓝天保卫战”。（本文根据作者在第七届中国国际储能大会开幕式上的书面发言整理）

朱共山 中国能源报 2017-05-04

指望不上政府补贴的储能行业怎么办？不妨看看这几种商业模式

自去年以来，储能越来越得到国家重视，各种储能文件不断出台，尤其是3月份国家能源局下发的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见（征求意见稿）》（简称《征求意见稿》），更是为我国未来储能政策实施明确了路径。

政策助力下，业界预计储能的春天或已来临，与之相伴的是，不少企业争相进军储能市场，加大投资布局，储能风口已至。

这一背景下，4月24—26日中国化学与物理电源行业协会等主办的第七届中国国际储能大会现场异常火爆，云集了各路企业、专家。

正在起草储能价格政策建议

储能系统作为新能源发展的“最后一公里”，在可再生能源并网、分布式发电与微网、调峰调频、需求响应等领域发挥着重要作用。然而长期以来，对比动力电池的补贴政策，国家对储能领域的重视程度相对要弱很多。“2013年开始行业就期待对储能实施补贴政策，到现在也没出来。”山东圣阳电源副总经理隋延波在接受记者采访时如是说。

“对储能电池的支持比较少，这一点希望政府能够很好的重视。”中国工程院院士杨裕生这一发

言代表了储能行业的心声。

《征求意见稿》提出，“未来政府将会根据不同的应用场景进行针对性的补偿政策，研究建立分期补偿以及补偿退坡机制，将电力改革与储能价格政策进一步结合。”

针对这一表述，不少企业在采访时表示，希望能够尽快落实，“这样储能就有一个很好的预期。”

在华北电力大学教授、中国能源政策研究中心主任王鹏看来，储能行业发展有赖于良好的体制和政策支撑，未来要明确储能和储能服务的商品属性，明确储能在电力市场中拥有独立的市场地位，确保储能公平参与市场且价格商业化。

据中国化学与物理电源行业协会秘书长刘彦龙透露，为推动储能行业发展，该协会与国家发展改革委价格司正在起草关于支持储能产业发展价格政策建议，暂定5月底和发改委价格司召开这一政策的闭门会议。

出台储能补贴可能性不大

相比新能源汽车动力电池享有的大力度补贴政策，国家会否出台储能补贴？这在不少与会人士看来，“可能性并不大。”

王鹏坦言，现在国家可再生能源补贴尚且存在很大的缺口，再要求对储能进行补贴，几乎是不可能的。

没有补贴的情况下，处于爆发前夕的储能行业该怎样突围？

王鹏呼吁，“一是建立一个好的市场体系，可以打破电改9号文及其配套文件的一些具体规定，坚持市场化原则；二是呼吁全产业链支撑储能辅助服务市场体系。关键是我们需要改变依赖政府补贴、依赖政府简单支持的思想观念，转变成希望市场开放，希望市场进入比较规范化的渠道。”

隋延波建议，政府应该在政策上推动储能。“可对标业界公认的最成熟、最经济的抽水蓄能，呼吁开放抽水蓄能电站储能政策（双调电价、损耗公摊），合理设计退坡式储能峰谷电价差政策，共推分布式储能在源—网—荷—储—用的建设，构建链接能源互联网、支撑可再生能源快速高效发展的云储。”

此外，隋延波还建议，储能可从小（纳米网、微电网、局域网）入手，发掘储能系统价值，将储能与备电、需求侧响应、电能质量管理等结合，满足客户需求导向，从而寻找可商用的机会。

探索储能商业模式

相比物理储能，电化学储能有着显著的优越性，如高效性、多样化和灵活性等，尽管有优势明显，但是经济性是绕不开的槛，使得一些储能商业模式无法实现盈亏平衡。如何体现储能经济性，凸显储能价值，不少企业已在积极探路。

南都电源自2015年底推出“投资+运营”的商用模式，为工业用户提供削峰填谷及需求侧响应、电能质量改善等节能解决方案，实现在没有补贴情况下的商业化应用。

“2016年公司商用储能电站项目推进迅速，目前累计已交付的示范项目及投资运营项目总容量已达到242MWh。”采访中，南都电源总裁陈博告诉记者，“同时我们进行了投资与运营架构设置，成立能源互联网运营公司，与建设银行浙江省分行共同组建总规模为50亿元的储能电站产业基金也正在推进之中。”

银隆董事长魏银仓创新性地提出了金融租赁模式，“凡是国企的电厂、变电站，只要上储能，银隆可以做到零价供货，靠金融租赁的模式让运营方赚钱，运营方可以不投资，也没有风险。钛酸锂电池长寿命、高可靠带来的技术模型支撑了金融模型，而两个模型支撑了银隆未来发展储能的商业模式。”

魏银仓给记者算了一笔账，尽管钛酸锂储能初期投入大，“但一定要计算全生命周期，要把经济效益、社会效益和全生命周期剖析透。这一模式解决了三个问题：一是用户不必一次性负债或借款或用自己的现金流进行投资；二是证实了产品的质量和生命周期；三让技术模型进入市场变成商品。用户通过直接衡量经济效益，选择是投资还是租赁。”

据悉，目前银隆储能的金融租赁模式刚刚启动，今年其钛酸锂电池产能是去年的十几倍，产能

扩大、成本下降使钛酸锂储能具备大规模推广的条件。

山东圣阳电源则提出 BOT（建设—运营—转让）的商业模式。“在储能系统中，电池成本占到 2/3，而电池长循环寿命在短期内难于验证，成为投资方最大的担忧。从风险可控角度，我们愿意用 BOT 方式跟业界合作，或是我们自己投资或是共同投资。”隋延波表示，“目前正在做项目对接。通过这一模式兜底，整合各方资源，将储能资产变为具有固定收益的、风险可控的优质资产，从而有利于推动储能商业化发展。”

何英 中国能源报 2017-05-04

比锂电池安全 美国海军重制锌电池效果不错

传统的锂离子电池有起火的风险，想必这一点大家都有所了解。不过近日美国海军与恩吉克电池公司(Enzinc)合作，计划再把锌电池拿出江湖，稍加改动，让锌电池不仅能达到锂电池的效果，同时也避免了起火的事情发生。

恩吉克电池公司总裁兼首席执行官迈可·贝兹(MichaelBurz)说：“我们研发的是锌正极充电电池，它会更便宜，而且更安全，不会像锂电池那样，有起火的风险。”该公司研究人员还表示，新型锌电池在提高电池性能、安全和寿命方面都会有所突破，他们将来还会通过一些细节修改来让电池能快速充电甚至能自行充电。不过这项技术还有待研究、美国海军很认同他们的研究，决定未来将这种电池应用在车辆上测试，同时美国能源部高级研究计划署也随之跟进，希望这种电池技术可以成为未来的储能设备。

威锋网 2017-05-05

美国加州储能强制采购目标计划对储能产业发展有何借鉴

导读：随着储能应用的价值和重要性日益显现，为培育多元化储能技术，创造有利于储能技术企业和系统集成商发展的长期稳定市场，加利福尼亚州从 2010 年开始研究实施公用事业公司储能强制采购计划。本文将结合 CNESA 研究部对加州储能市场长期追踪，回顾和分析加州储能强制采购目标计划的实施情况。

美国一直是全球储能技术累计装机规模最大的国家。作为美国储能产业发展的标杆地区，加利福尼亚州不仅在工商业用户侧、电力系统调峰、调频辅助服务、大规模可再生能源并网等领域安装了大量储能项目，而且先后制定实施的储能采购目标、SGIP 储能补贴计划、DRAM 需求响应竞价机制等储能产业发展政策都是全球的首次尝试，对于其他国家和地区推动储能产业发展提供了强有力的借鉴。

国际独立非盈利机构 The Climate Group 长期以来致力于在全球高度工业化、碳排放密集地区，推动实施新型清洁能源政策，加速低碳化能源转型。近期，The Climate Group 就加州储能强制采购目标(Energy Storage Procurement Mandate)的实施情况进行了案例研究。本文将结合 CNESA 研究部对加州储能市场长期追踪，回顾和分析加州储能强制采购目标计划的实施情况。

加州储能强制采购目标计划的实施背景

过去几年加州可再生能源发电规模呈指数型快速增长，以光伏为例，从 2008 年的 3GWh 增长到 2015 年的 12571GWh，由此带来可再生能源发电量和高峰负荷需求之间严重的不平衡，只能通过火力发电或储能来平衡，而储能是低碳化的一种方案。截止 2016 年底，加州安装了 4.2GW 储能，其中 96%为抽水蓄能。但是与加州 13GW 的高峰电力需求相比，仍然远远不足。

2012 年和 2015 年，核电站事故和储气库泄露事故给加州造成了严重的断电事故和供电压力，给当地电网和能源体系带来了巨大的风险。储能可提供电力备用和容量服务、缓解调峰压力、延缓电力基础设施升级改造等方面具有明显优势，因此也特别受到加州政府的青睐。特别是 Aliso Canyon 储气库泄露事故发生后，CPUC 通过 E-4791 决议，要求南加州爱迪生公司(SCE)和圣地亚哥天然气公司(SDG&E)加大储能系统采购的执行力度。

随着储能应用的价值和重要性日益显现，为培育多元化储能技术，创造有利于储能技术企业和系统集成商发展的长期稳定市场，加利福尼亚州从 2010 年开始研究实施公用事业公司储能强制采购计划。

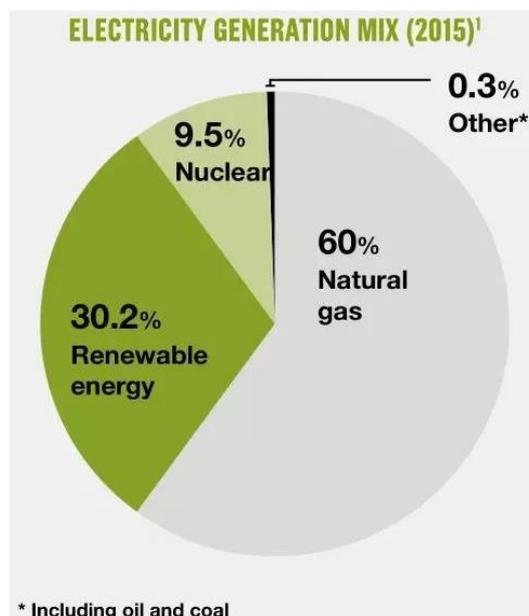


图 1 加州发电构成

加州储能强制采购目标计划的实施历程

2010 年 9 月，加州政府通过 AB2514 法令，要求 CPUC 研究制定高效、低成本储能技术的强制采购方案。

2012-2013 年，CPUC 组织工作组，研究储能的成本、应用场景、经济性、效益，采购目标的规模、机制、项目所有权等问题。

2013 年 10 月，CPUC 制定储能强制采购目标计划，在 2014-2020 年，每两年一轮，共实施 4 轮。2024 年之前安装投运 1325MW 储能系统。

2016 年，CPUC 在此前 1.325GW 采购目标的基础上增加了 500MW

2016 年 9 月，通过 AB2861，建立独立机构，60 天内解决项目并网过程中的争议。

加州储能强制采购目标计划的实施要求

参与方要求：PG&E、SCE、SDG&E 等投资者所有的独立公用事业公司(IOUTs)是加州储能强制采购目标计划的主要实施对象。CPUC 根据 IOUTs 的规模，为其制定了每一轮采购中的储能采购目标；同时鼓励 30 个小规模的公共所有的公用事业公司(POUs, Publicly Owned Utilities)每三年制定一次储能采购计划。

储能采购方式：公用事业公司必须开展竞争性征集计划，以 RFO 形式的开展储能采购。储能系统供应商自愿申请 RFO 并提报项目方案。

储能采购时间：公用事业公司所采购的储能项目应当在 2020 年 1 月 1 日之前完成安装并投运，最晚不得超过 2024 年 12 月 31 日。

项目筛选过程：在每一轮采购中，公用事业公司都应当选择性能最好、成本最优的项目，并且必须得到 CPUC 的许可。项目评审的标准包括地方纳税人所要承担的净成本，以及对于电网优化运行、可再生能源并网、碳减排等目标的贡献度。

储能技术要求：为增加市场的参与方、技术类型和项目数量，大型抽水蓄能并不包括在此次采购范围之内。

公用事业公司储能项目的经济回报

加州储能强制采购目标计划中的储能项目由公用事业公司作为业主负责招标实施，并且承担所采购储能项目的成本，获取投资回报。公用事业公司储能项目主要基于储能系统在灵活性方面的优势获取应用收益，体现在输配电费，发电负荷、CPUC 成本分摊机制等方面。

智能电表的广泛应用和储能研发的大力度支持是加州公用事业公司储能项目得以有效运行的前

提。安装先进智能电表，确保实时反应电网负荷和储能需求;制定储能研发计划，提供储能技术性能和成本经济性，实现不同技术满足不同需求。

加州政府对储能的资金支持主要体现着研发领域。每年加州政府会划拨 1 亿美元用于发电领域的研发，另外 1 亿美元用于可再生能源发电和先进交通动力的研发。上述资金对于支持飞轮、压缩空气、V2G 等新型规模化应用的储能技术研发和推广应用具有重要意义。

加州储能强制采购目标计划的实施效果

加州储能强制采购目标计划有力的推动了加州储能项目的快速规划部署，加州已经成为美国乃至全球储能安装应用的领先地区，截止 2016 年底，加州已经完成了 488MW 的储能系统采购。尽管由于规则要求所有项目在 2020 年之前投运，目前多数项目尚处于规划或合同协商阶段。但是随着采购截止日期的日益临近，以及 Aliso Canyon 储气库泄露事故发生后，公用事业公司加速采购部署储能系统缓解调峰压力，因此，可以预见，加州储能项目将进入加速投运阶段。

加州储能强制采购目标计划对于推动储能应用、构建长期稳定储能市场起到了良好的政策示范效应。根据 CNESA 研究部对于国际储能市场的长期追踪，目前，效仿加州，俄勒冈州、马萨诸塞州也制定和发布了储能采购目标计划。其中，2015 年俄勒冈针对州内两大公用事业公司制定 2020 年 5MWh 储能采购目标;马萨诸塞州也在研究制定 2020 年储能采购目标。

李岱昕 中关村储能产业技术联盟 2017-05-05

全球储能市场跟踪报告（2017 年一季度）

一、全球市场

1、市场规模

2017 年一季度，全球新增投运电化学储能项目的装机规模为 120MW，同比下降 48%，环比 2016 年四季度下降 37%。新增投运项目主要分布在美国、英国、芬兰、中国、澳大利亚、丹麦和印度。



图 1 连续五个季度新增投运项目的装机分布及环比增长率(全球)

从应用分布上看，投运项目在辅助服务领域的装机规模最大，为 99.1MW，同比增长 87%，环比 2016 年四季度下降 38%。



图2 连续五个季度新增投运项目的应用装机分布(全球)

从技术分布上看，投运项目中，锂离子电池的装机规模最大，为117.1MW，同比下降35%，环比2016年四季度下降38%。

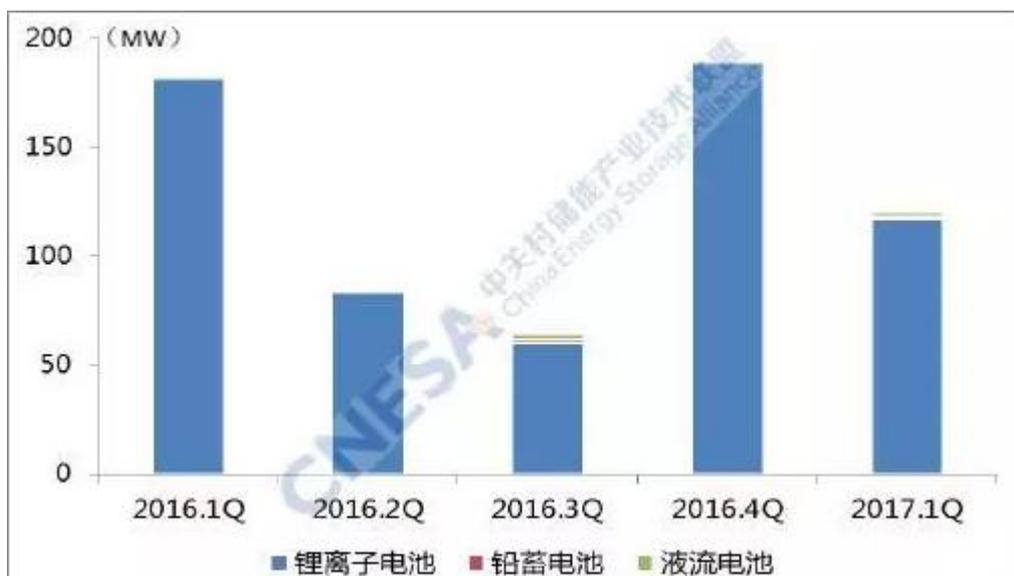


图3 连续五个季度新增投运项目的技术装机分布

2、市场动态

地域动态：美国、英国、德国、澳大利亚以及印度等地的储能市场较为活跃。

美国主要以加州、纽约州、德州、夏威夷州及马萨诸塞州的动态为主，利用储能应对电力供应紧缺问题、提升电网弹性等；英国侧重储能参与电网调频和容量服务的应用；德国侧重开展大规模储能项目，存储多余的可再生能源电力、平滑可再生能源电力输出、稳定电网；澳大利亚主要集中在南部地区，发布建设百兆瓦级储能规划；印度侧重电网级储能应用，确保电网稳定性。

企业动态：形式主要包括：通过收购或合作，扩大市场、推出新产品和新模式；通过政府资金支持，降低技术成本，加速实现商业化。

二、中国市场

1、市场规模

2017年一季度，中国新增投运电化学储能项目的装机规模为1.25MW，同比下降92%，环比2016年四季度下降93%。新增投运项目全部分布在华东地区。

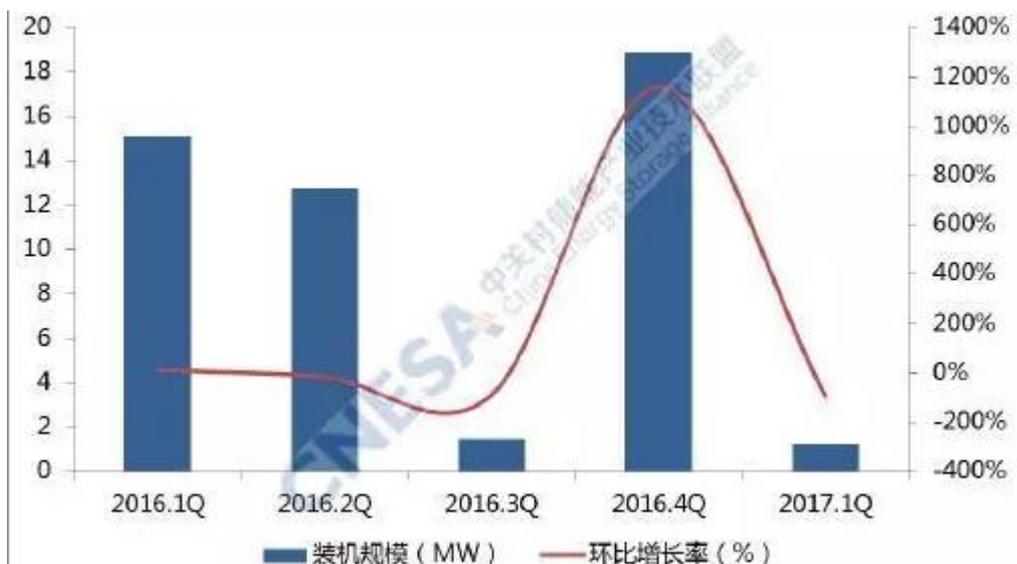


图4 连续五个季度新增投运项目的装机分布及环比增长率(中国)

从应用分布上看，新增投运项目全部应用于分布式发电及微网领域，该领域同比增长 1150%，环比 2016 年四季度下降 93%。从技术分布上看，新增投运项目为锂离子电池和铅蓄电池项目，二者的装机比重分别为 40% 和 60%。

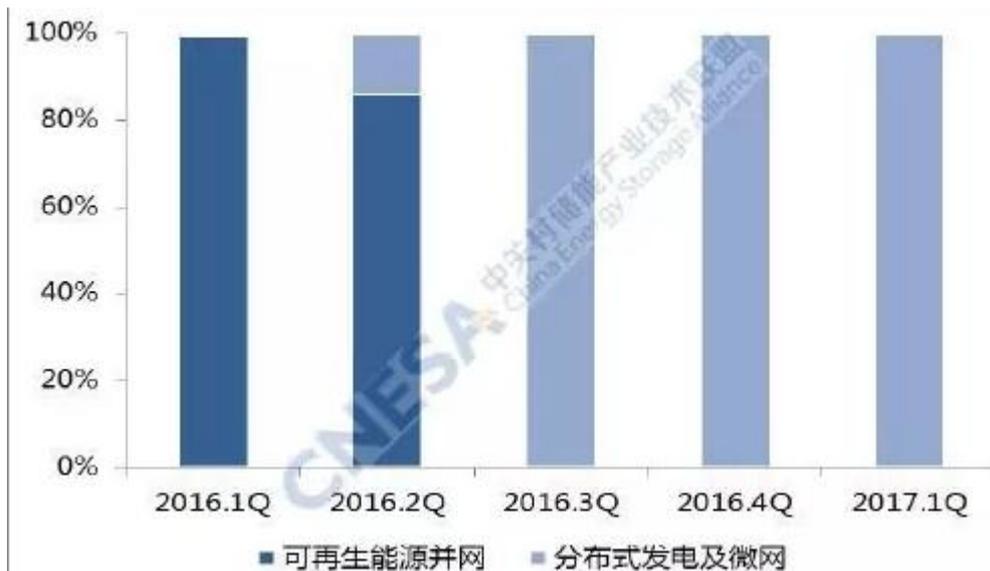


图5 连续五个季度新增投运项目中各应用领域的装机分布(中国)

2、市场动态

政策动态：国家层面，先后出台了能源发展“十三五”规划和能源技术创新“十三五”规划，以及 2017 年能源工作指导意见等；地方层面主要集中在省级电力发展“十三五”规划以及地方级锂电新能源产业发展的实施意见。

项目动态：主要集中在江苏和西部地区，前者在高新区、产业园建设储能电站，帮助用户节省电费；后者主要在西部地区开展多能互补集成优化示范工程、建设储能综合应用产业基地等，促进可再生能源的就地消纳，保障电力供应的稳定性。

企业动态：主要形式包括：建设动力及储能电池产业基地；通过合作推出产品、开发国内市场、开拓海外市场；联合银行发起设立基金，用于项目的建设运营。

中关村储能产业联盟 2017-05-09

ESSTank 发布《2017 年中国储能产业深度研究报告》

日前，专注于储能领域的第三方研究机构 ESSTank 发布了《2017 年中国储能产业深度研究报告》。研究报告对中国储能产业的政策、市场前景和投资机会做了深入的研究。

ESSTank 在其发布的研究报告中认为虽然中国的储能产业政策频出，但是仍无针对性补贴政策，预计十三五期间仍难以出台具体的储能补贴方案。具体分析认为，2013 年以来，国家能源局、发改委等部委出台了多项涉及到能源发展、智慧能源、微电网、电力体制改革等方面的规划和政策，其中均有部分内容涉及到储能产业。尤其是 2016 年 6 月出台的《关于促进电储能参与三北地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》，明确了电储能设施在参与的调峰调频辅助服务共享新机制，确定了其市场主体地位，对储能产业发展具备明显的推动作用。另外，2017 年 3 月，国家能源局发布了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》，明确了未来我国储能发展的规划和路径、明确了未来储能发展的几大应用场景，明确了储能补贴政策实施路径。

发布时间	发布单位	名称	与储能相关的主要内容
2013年9月	中国电科沃	《电力系统电化学储能系统通用技术条件》	1. 完善国内电力储能技术标准体系 2. 成立“全国电力储能标准化技术委员会”
2014年11月	国家发改委	《国家应对气候变化规划(2014-2020年)》	1. 将先进太阳能、风能发电及大规模可再生能源储能和并网技术列为重点领域发展技术
2014年11月	国务院	《能源发展行动计划(2014-2020年)》	1. 加强电源与电网统筹规划，科学安排调峰、调频、储能配套能力，切实解决弃风、弃水、弃光
2014年12月	能源局	《关于做好太阳能发展“十三五”规划编制工作的通知》	1. 建立分布式光伏发电、太阳能热利用、地热能、储能以及天然气分布式利用相结合的新型能源体系
2015年3月	国务院	《关于深化电力体制改革若干意见》	1. 开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制 2. 鼓励储能技术，促进技术的二次利用提高能源使用效率
2015年5月	国务院	《中国制造2025》	1. 智能电网成套装备创新专项，实现大容量储能装置自主化，大容量储能技术及兆瓦级储能装置测试电网接入等关键技术，解决可再生能源并网瓶颈。
2015年7月	能源局	《关于推进新能源微电网示范项目建设指导意见》	1. 每个省至少建设1-2个微电网示范项目，且要求具备足够容量和反应速度的储能系统，包括储能、蓄热等。
2015年10月	发改委	《电动汽车充电基础设施发展指南(2015-2020)》	1. 到2020年基本建成集中充电站1.2万座，分散充电桩480万个，随着充电桩一體化建设，储能市场空间潜力巨大
2016年2月	发改委、能源局	《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》	1. 发展储能、储热、储冷、储油燃料等储能多种类型、大容量、低成本、高效率、长寿命储能系统 2. 推动在集中式新能源发电基地配置适当规模的储能电站，实现储能系统与新能源、电网的协调优化运行
2016年3月	国务院	《“十三五”规划纲要》	1. 八大重点工程提升储能电站、能源储备设施 2. 重点提出要加快推进大规模储能等技术研发应用
2016年3月	能源局	《国家能源局关于推进电储能参与“三北”地区调峰辅助服务机制试点的通知(征求意见稿)》	1. 积极鼓励储能设施建设，包括鼓励发电、售电企业等投资、规划新能源发电基地时配置 2. 在用户侧建设分布式储能设施，倡导科学调度运行电储能设施
2016年6月	能源局	《关于促进电储能参与三北地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》	1. 逐步建立电储能参与的调峰调频辅助服务共享新机制，充分发挥电储能技术在电力调峰调频方面的优势 2. 电力储能系统在获得参与电网调峰调频等辅助服务身份的同时，也能按照电网效率获得应有的收益。
2017年3月	能源局	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》	1. 明确了未来我国储能发展的规划和路径，明确了未来储能发展的几大应用场景，明确了储能补贴政策实施路径

但是，针对储能产业，国家仍无针对性的补贴方案，刚刚发布的储能产业征求意见稿也仅仅提到“将先进储能纳入可再生能源发展、配电网建设、智能电网等专项基金支持范围，根据不同应用场景研究出台针对性补偿政策”。ESSTank 分析认为国家层面目前尚无拿出专门财政预算来补贴储能产业的思路，且其预计短期内出台储能专项补贴方案的可能性仍然较小。

关于电力市场改革，ESSTank 认为“电改 9 号文”的发布为储能产业在政策层面上扫清了制度上的障碍。电改之前，储能不是发电系统，存在没有并网规范及电价机制等体制障碍因素，不能纳入有偿辅助服务。随着电改深入，电力工业将有望建立辅助服务分担共享新机制，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。在电力用户的电能质量和供电可靠性要求日趋提升的背景下，储能技术在电力的发、输、配、用环节中调峰、调频、调压等辅助服务市场空间将会增多。

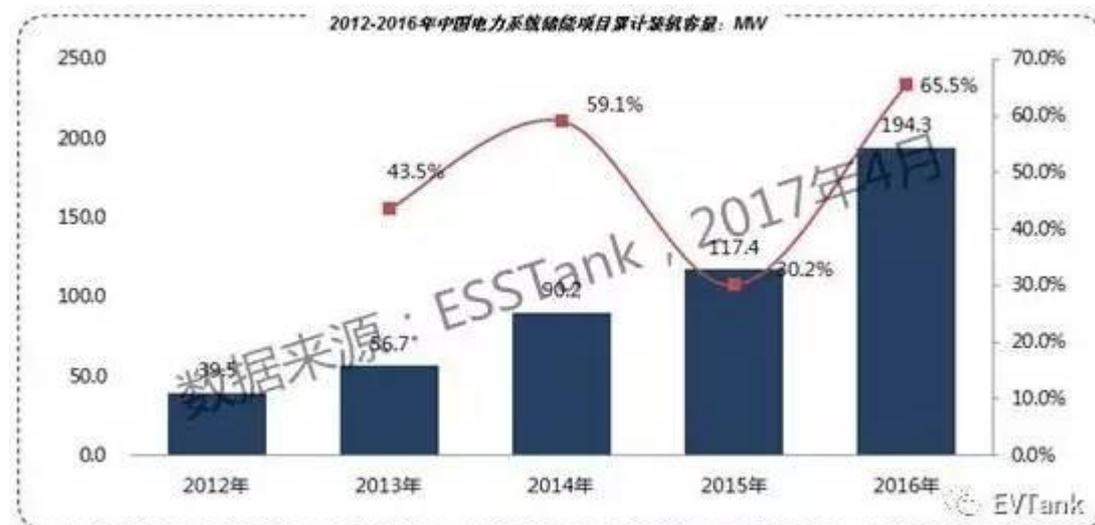
关于储能产业的市场前景，ESSTank 在《2017 年中国储能产业深度研究报告》中从家庭储能、电力系统储能和通信基站储能三个大的方面展望了十三五期间的市场容量。在家庭储能方面，ESSTank 分析认为该市场仍集中在海外，全球 90% 以上的家庭储能市场均集中在日本、欧洲、美国和澳洲等区域，中国市场由于峰谷价差、电力市场体制等因素短期内仍无太多机会。但是随着中国市场微网和分布式能源的兴起，以及电力市场改革的逐步推进，国内家庭储能市场有望在 2020 年之

后逐步兴起。在此背景下，国内外大量企业开始布局家庭储能市场。

全球主要家庭储能系统生产企业

企业名称	所属国家	企业名称	所属国家
Tesla	美国	SDI	韩国
NEC	日本	LGC	韩国
Eliiy Power	日本	Hanwha	韩国
Kvocera Nichicon	日本	Sharp	日本
Sonnenbatterie	德国	Nedap	荷兰
SMA	德国	4R	日本
Panasonic	日本	Xiexin	中国
Toshiba	日本	BYD	中国

ESSTank 分析认为之所以有大量企业开始关注储能市场，主要原因在于储能在电力系统中有着广泛的应用前景。储能系统在电力系统的发电、输电、配电和用电等各个环节均存在较大的市场空间，但是由于成本、市场机制等多方面因素，目前在国内仍以示范性的项目为主。从化学储能装机容量来看，截止到2016年年底，国内电力系统化学储能累计装机容量达到194.3MW，同比增长65.5%。其中锂离子电池占比达到75.5%。



从应用领域来看，用于用户侧的分布式发电和微电网占比达到60%，其次为发电侧的可再生能源并网30%，电力辅助服务市场(调峰调频、电能质量控制)占比约为10%。关于储能对电池的需求，ESSTank 根据不同领域储能系统的响应时间统计出2016年全年用于储能系统的电池容量为568.4Mwh，同比增长84.5%。在储能产业不出台针对性补贴政策的情况下，ESSTank 预计到2020年储能电池的容量将达到1665.7Mwh，仍将以锂电池为主，占比为59.34%。



在通信基站储能领域，ESSTank 分析认为 2015 年中国电信固定资产投资达到 4539 亿元，预计 2020 年投资额将达到 6500 亿元;届时将带动基站备用电源对储能电池的需求，预计到 2020 年，基站备用电源中锂电池的渗透率将达到 50%，市场容量将超过 9Gwh。



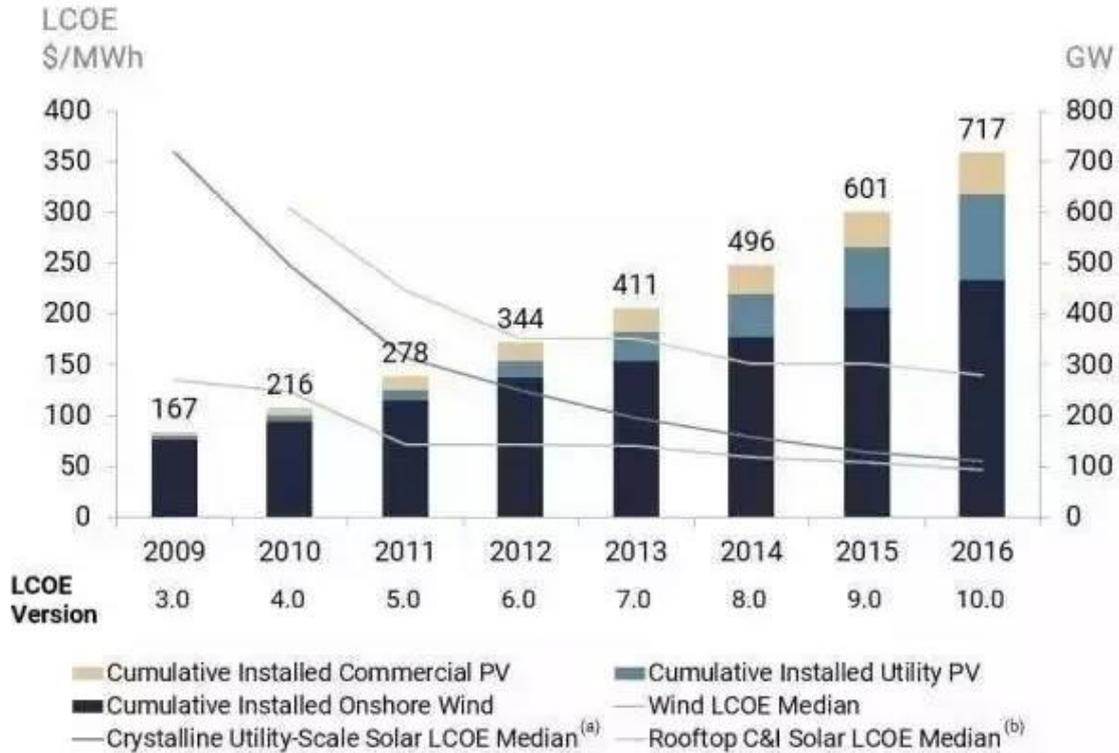
ESSTank 在研究报告中指出，随着电动汽车用电池市场容量的快速扩大，规模化生产将导致电池的成本快速下降，另一方面动力电池的梯次利用逐步成熟也将进一步降低储能电池的成本，储能产业将在 2020 年前后迎来产业化发展的阶段。

关于储能产业的投资机会，ESSTank 分析认为，虽然目前处于示范阶段，但是对于企业布局来讲正当时，ESSTank 建议企业关注海外储能市场、微网及分布式能源为代表的用户侧储能市场以及动力电池的梯次利用等环节。另外，在商业模式上，ESSTank 建议关注综合能源解决方案模式、储能项目 PPP 模式以及以“投资+运营”的模式。

EVTank 2017-05-09

美国发电成本与储能技术成本全披露

美国咨询公司 Lazard 每年评估美国各类能源发电的全生命周期平准成本(LCOE)，2016 年 12 月 15 日公布了第 10 个 LCOE 版本。



Source: Lazard estimates and BNEF.

Note: LCOE medians represent average between low end and high end of LCOE range for each technology.

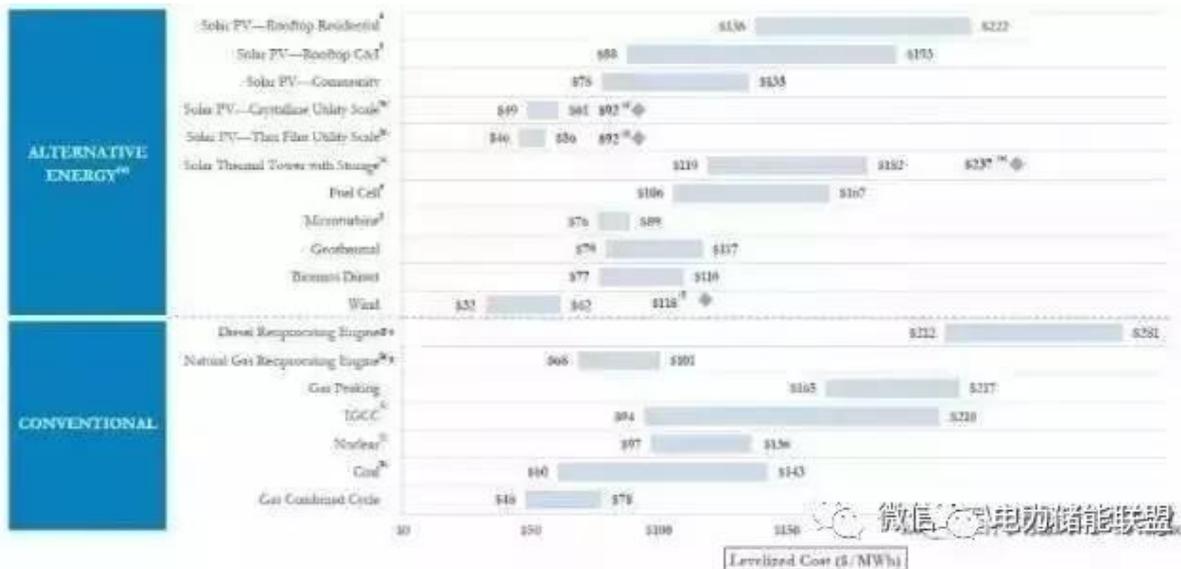
(a) Low end represents crystalline utility-scale solar with single-axis tracking in high insolation jurisdictions (e.g., Southwest U.S.), while high end represents crystalline utility-scale solar with fixed-tilt design.

(b) Lazard's LCOE initiated reporting of rooftop C&I solar in 2010.

No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

Copyright 2016 Lazard.

在不考虑联邦政府税收优惠的情况下，美国各类能源发电平准成本的区间如下：



——常规能源

天然气调峰电厂：165-217 美元/兆瓦时(人民币 1.14-1.50 元/千瓦时)

整体煤气化联合循环：94-210 美元/兆瓦时(人民币 0.65-1.45 元/千瓦时)

核电(不计退役拆除成本): 97-136 美元/兆瓦时(人民币 0.67-0.94 元/千瓦时)

煤电: 60-143 美元/兆瓦时(人民币 0.42-0.99 元/千瓦时)

天然气联合循环: 48-78 美元/兆瓦时(人民币 0.33-0.54 元/千瓦时)

——替代能源

居民屋顶光伏: 138-222 美元/兆瓦时(约合人民币 0.95-1.54 元/千瓦时)

商业机构屋顶光伏: 88-193 美元/兆瓦时(人民币 0.61-1.33 元/千瓦时)

社区地面光伏: 78-135 美元/兆瓦时(人民币 0.52-0.94 元/千瓦时)

多晶硅大型地面光伏: 49-61 美元/兆瓦时(人民币 0.34-0.42 元/千瓦时), 光伏+储能: 92 美元/兆瓦时(人民币 0.64 元/千瓦时)

薄膜大型地面光伏: 46-56 美元/兆瓦时(人民币 0.32-0.39 元/千瓦时), 光伏+储能: 92 美元/兆瓦时(人民币 0.64 元/千瓦时)

带储能的光热发电: 119-182 美元/兆瓦时(人民币 0.83-1.26 元/千瓦时)

燃料电池: 106-167 美元/兆瓦时(人民币 0.74-1.16 元/千瓦时)

地热发电: 79-117 美元/兆瓦时(人民币 0.55-0.81 元/千瓦时)

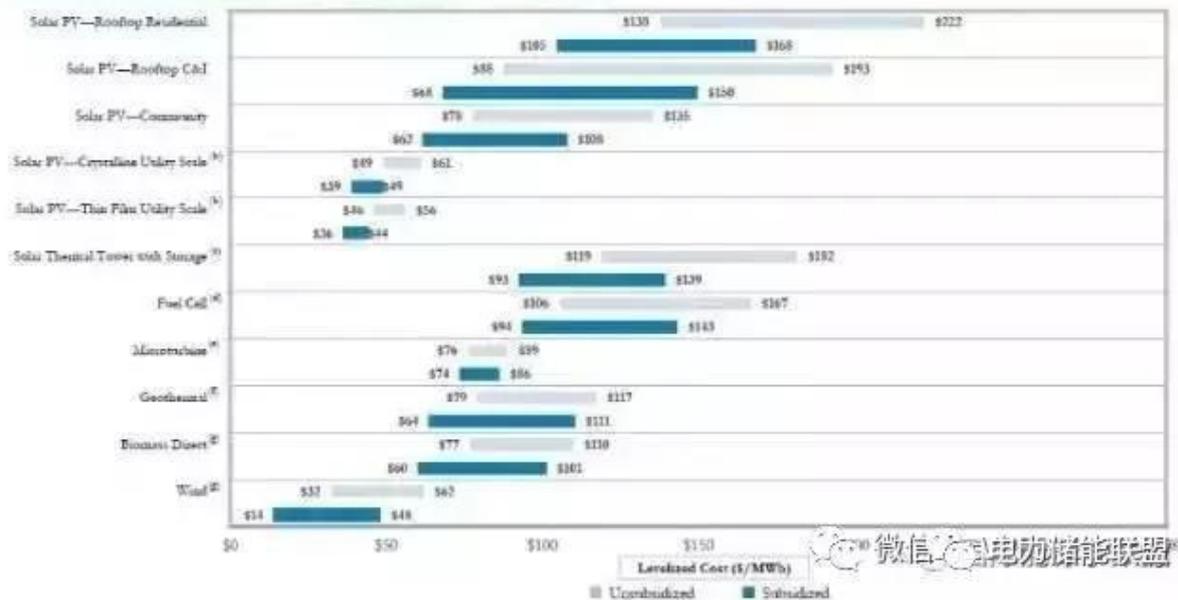
生物质发电: 77-110 美元/兆瓦时(人民币 0.54-0.76 元/千瓦时)

陆上风电: 32-62 美元/兆瓦时(人民币 0.22-0.43 元/千瓦时), 海上风电 118 美元/兆瓦时(人民币 0.82 元/千瓦时)

如果考虑联邦税收优惠, 那么各类替代能源的全生命周期平准成本下降幅度可达 30%:

Levelized Cost of Energy—Sensitivity to U.S. Federal Tax Subsidies^(a)

Given the extension of the Investment Tax Credit (“ITC”) and Production Tax Credit (“PTC”) in December 2015 and resulting subsidy visibility, U.S. federal tax subsidies remain an important component of the economics of Alternative Energy generation technologies (and government incentives are, generally, currently important in all regions)



居民屋顶光伏: 105-168 美元/兆瓦时(约合人民币 0.73-1.17 元/千瓦时)

商业机构屋顶光伏: 68-150 美元/兆瓦时(人民币 0.47-1.04 元/千瓦时)

社区地面光伏: 62-108 美元/兆瓦时(人民币 0.43-0.75 元/千瓦时)

多晶硅大型地面光伏: 39-49 美元/兆瓦时(人民币 0.27-0.34 元/千瓦时)

薄膜大型地面光伏: 36-44 美元/兆瓦时(人民币 0.25-0.30 元/千瓦时)

带储能的光热发电: 93-139 美元/兆瓦时(人民币 0.64-0.96 元/千瓦时)

燃料电池: 94-143 美元/兆瓦时(人民币 0.65-0.99 元/千瓦时)

地热发电: 64-111 美元/兆瓦时(人民币 0.44-0.77 元/千瓦时)

生物质发电：60-101 美元/兆瓦时(人民币 0.41-0.70 元/千瓦时)

陆上风电：14-48 美元/兆瓦时(人民币 0.10-0.33 元/千瓦时)

同时，美国咨询公司 LAZARD 日前也发布了储能技术成本的最新报告，披露不同储能技术在美国各类应用场景下(电网系统、削峰填谷、频率调节、配电网变电站、微电网、商业设施、家庭)的最新平准成本数据。

Energy Storage Use Cases—Operational Parameters

For comparison purposes, this study assumes and quantitatively operationalizes ten Use Cases for energy storage; while there may be alternative or combined/"stacked" use cases available to energy storage systems, the ten Use Cases below represent illustrative current and contemplated energy storage applications and are derived from Industry survey data

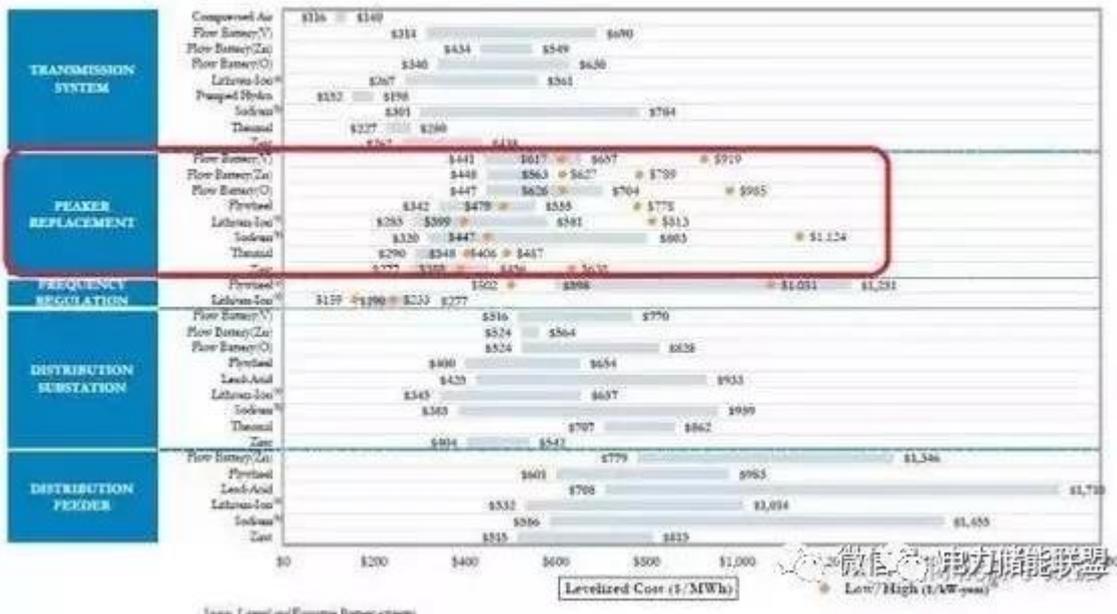
	PROJECT LIFE (YEARS)	MW ⁽¹⁾	MWh OF CAPACITY ⁽²⁾	100% DOD CYCLES/DAY ⁽³⁾	DAYS / YEAR ⁽⁴⁾	ANNUAL MWh	PROJECT MWh
TRANSMISSION SYSTEM	20	100	800	1	350	280,000	5,600,000
PEAKER REPLACEMENT	20	100	400	1	350	140,000	2,800,000
FREQUENCY REGULATION	10	10	5	4.8	350	3,400	84,000
DISTRIBUTION SUBSTATION	20	4	16	1	300	4,800	96,000
DISTRIBUTION FEEDER	20	0.5	1.5	1	200	300	6,000
MICROGRID	20	2	2	2	350	1,400	28,000
ISLAND GRID	20	1	8	1	350	2,800	56,000
COMMERCIAL & INDUSTRIAL	10	0.5	2	1	250	500	5,000
COMMERCIAL APPLIANCE	10	0.1	0.2	1	250	50	500
RESIDENTIAL	10	0.005	0.01	1	250	5	50

⁽¹⁾ = "Usable Energy"⁽⁵⁾

“国际能源小数据”今天介绍为削峰填谷储能技术(储能规模达到 100 兆瓦/400 兆瓦时，每年运行 350 天，寿命 20 年)的平准成本。

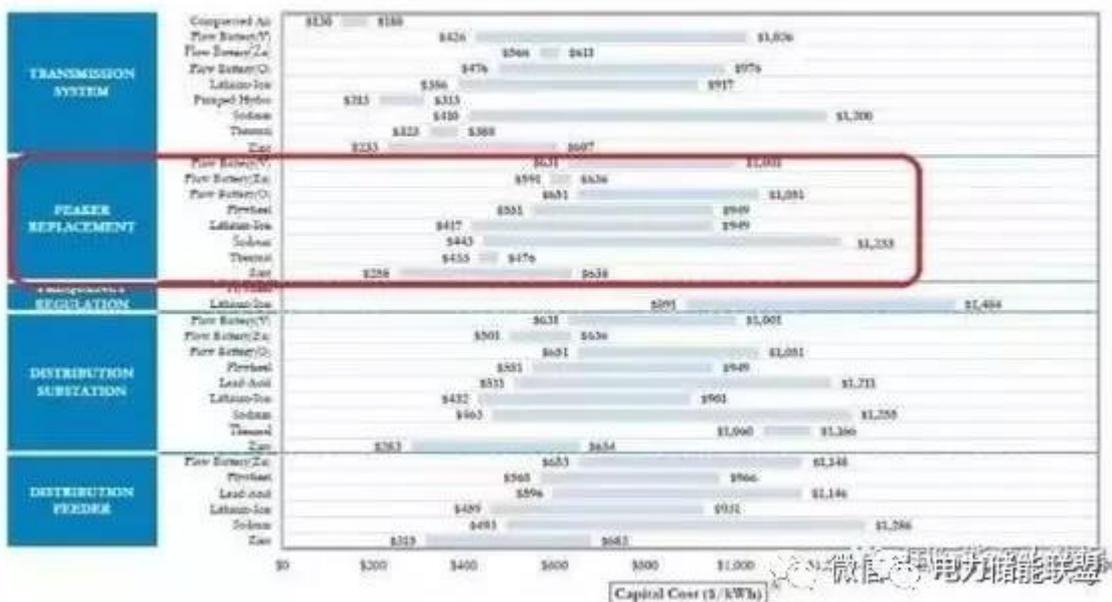
如果不考虑联邦政府提供的补贴，用于削峰填谷时锌空电池最具经济竞争性，各类技术的平准成本(美元/兆瓦时)区间是——

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison



钒液流电池：441-657 美元/兆瓦时
 锌溴液流电池：448-563 美元/兆瓦时
 其他液流电池：447-704 美元/兆瓦时
 飞轮储能：342-555 美元/兆瓦时
 锂离子电池：285-581 美元/兆瓦时
 钠离子电池：320-803 美元/兆瓦时
 热相变储能：290-348 美元/兆瓦时
 锌空电池：277-456 美元/兆瓦时
 如果单看应用于消峰填谷的各类储能技术初投资，其成本(美元/千瓦时)为——

Capital Cost Comparison



钒液流电池：631-1001 美元/千瓦时
 锌溴液流电池：591-636 美元/千瓦时
 其他液流电池：651-1051 美元/千瓦时
 飞轮储能：551-949 美元/千瓦时
 锂离子电池：417-949 美元/千瓦时
 钠离子电池：443-1233 美元/千瓦时
 热相变储能：433-476 美元/千瓦时
 锌空电池：258-638 美元/千瓦时

李玉潮 电力储能联盟 2017-05-09

长远国家页岩气示范区产气突破 40 亿立方米

截至 5 月 6 日，中国石油长宁—威远国家级页岩气示范区累计产气量已突破 40 亿立方米。自 2014 年规模建产以来，示范区已累计投产平台 28 个、水平井 136 口，目前日产气 750 万立方米。

中国石油西南油气田 2006 年率先在国内开展页岩气地质评价，2009 年率先开展先导试验，2012 年启动长宁—威远国家级示范区建设，2014 年实施规模建产，2016 年启动深化评价与规模上产，创造了国内页岩气勘探开发多项第一，在长宁—威远示范区建成了年 25 亿立方米生产能力，圆满完成了国家级示范区各项示范任务，引领和示范国内页岩气勘探开发。

经过十年，西南油气田落实了盆地资源及分布，确定了三个建产区，形成了“综合地质评价、开发优化、水平井优快钻井、水平井体积压裂、水平井组工厂化作业、高效清洁开采”等六大勘探开发主体技术系列和“地质工程一体化建模、地质工程一体化设计、地质工程一体化管理”的高产井培育方法，打破了国外技术垄断，支撑了埋深 3500 米以浅资源的有效动用，单井产量不断提高，建产效果一轮比一轮好，井均测试日产量由 11.1 万立方米提高到 20.9 万立方米，长宁区块 2016 年完成井均测试日产量超过 25 万立方米。

目前，西南油气田形成了“国际合作、国内合作、风险作业、自营开发”四种各具特色的页岩气作业机制和“井位部署平台化、钻井压裂工厂化、采输作业橇装化、工程服务市场化、组织管理一体化”页岩气高效勘探开发“五化”模式，实现了低气价条件下页岩气规模有效开发；建立了页岩气生产作业的 HSE 管理体系，并实施了常态化管理，形成了以“土地保护、地下水保护、地表水保护和循环利用”为核心的高效清洁开发技术，实现了资源的高效利用和绿色开发，示范区环境质量保持在与开发前相同水平。

黄斌 汤雨霖 林昕昕 中国石油网 2017-05-09

从可再生能源到能源存储 助力全球能源转型成功

目前，清洁技术企业和投资者已经成为全球能源转型道路上的强劲助推器，初创企业能源转型速度也在大大提升。在此过程中，结合创新商业和政治意愿，未来的能源系统正在逐步成型。

清洁技术企业和投资者是当今世界上一股强劲力量，创造了大量工作机会与财富。如果建立一个平台供他们互相联系和提升创新，将会怎样？或有一种方式能够将所有清洁技术初创企业、非营利组织、公司、投资人、风险投资者以及政府部门都联系起来，我们就能够在实现全球能源转型的道路上更进一步。

如今，这个机会已经到来。面向该领域具有长远愿景的企业以及应对气候变化方面的行业先驱，德国政府去年 11 月启动了一项初创企业能源转型项目。该项目由德国能源署(dena)主导，具体包括三方面的基础工作：奖项、科技节和网络平台。奖项将表彰全球范围内能源转型领域最具潜力的初创企业；科技节则集合初创企业、国际风险投资者、投资人和政府部门合作伙伴；网络平台将把全球各行业中具有相似目标的人们联系起来，共同推动能源转型的创新发展。

能够在全球范围内促进能源转型活动的发展，令人无比激动。这一项目有 13 位大使，他们来自全球各地的不同组织，包括欧洲气候基金会、波茨坦气候影响研究所、联合国气候变化框架公约、国际能源署及其它环保组织和大学。落基山研究所(Rocky Mountain Institute, RMI)首席执行官 Jules Kortenhorst 就有幸成为该项目大使之一。事实上，该项目已集合了全球 20 多个国家的 70 个合作伙伴，并仍在不断发展壮大。

该项目的开展标志着在清洁能源创新领域一个前所未有的时代的来临，令人备受鼓舞。2015 年，风险投资者和私募股权投资者为全球清洁能源企业投资的资金超过 60 亿美金，比 2014 年水平上涨 27%。根据标准普尔分析，巴黎协议的达成将在今后 15 年为清洁技术领域带来超过 16 万亿美金的投资。从可再生能源到能效到交通再到能源存储，全球各地初创企业不断涌现，投资人也在持续关注。初创企业能源转型奖关注于 5 个方面的创新技术：城市能源、交通出行、清洁技术、平台和社区建设以及数字能源世界。该奖项还设立了“全人类可持续发展未来”特别大奖，旨在奖励那些积极解决能源匮乏问题的初创企业，他们致力于帮助全世界 12 亿无法获得电力资源的人们，实现可持续电气化。

除了发现全球能源转型方面最具潜力的初创企业外，项目还将帮助他们与其他企业和投资者合作，更快实现其愿景和商业模式。通过搭建这些桥梁，可以创造全球影响力，大大提升能源转型速度。

正如德国能源署首席执行官 Andreas Kuhlmann 在宣布该项目启动时所指出：“全球能源转型是

人类历史上面对的最大挑战之一。但这也为我们结合创新商业和政治意愿，为地球创造可持续能源解决方案，应对气候变化提供了绝佳机遇。未来的能源系统正在成形。”希望，初创企业能源转型项目能够帮助我们更快地实现未来的可持续清洁能源系统。

节能环保网 2017-05-11

储能领域大发展需优化生态圈

近年来，我国新能源、动力电池行业快速发展，储能作为与其有着直接或间接关系的配套服务领域，发展前景终现明朗。然而，从示范化验证到商业化应用，储能规模化推广，行业观望情绪仍然明显。

中国工程院院士杨裕生在4月24日于苏州召开的“2017第七届中国国际储能大会”上表示：“目前，我国的动力电池研究正以空前速度发展，而且势头强劲，但是对于储能电池的研究政策较少，希望得到相关部门重视。”在现有政策环境下行业发展何去何从。以创建利于储能自身健康发展的综合生态圈为政策发力点的建议在业内呼声渐强。

引前车之鉴，政策更需谨慎

从传统的通讯、电力备用电源到独立户用系统、离网电站、微电网，再到动力电池、大规模电力储能……储能以不同应用场景、多种技术路线渐渐走进人们生产生活中。

重发轻用的传统用能观念打破后，能源供给侧结构性改革把发展焦点移至电能储与用的环节。电能的充放需求对蓄电池行业提出拷问。

在政策红利的惠及下，自2015年一场由新能源汽车应用掀起的用能革命，率先撕开了蓄电池需求快速增长的口子。据了解，2015年开始动力电池跟随新能源汽车产销量崛起，从2014年的仅3.7吉瓦时的出货量跃居至2015年15.7吉瓦时，同比增长超过3倍。2016年有产量的新能源汽车搭载电池总量达28吉瓦时，与2015年同期相比增长79%，超过2015年全年动力电池出货量近12吉瓦时。

同为并蒂连生，电力储能近年来新增装机情况却难以匹敌。据了解，2015年我国储能系统累计装机容量33.7吉瓦，化学储能累计装机容量9.7吉瓦。其中，基站备用电源装机容量占比98.5%，国内化学电池储能市场规模约150兆瓦左右。

纵观全球储能产业发展，补贴政策发挥的作用不可估量，在我国新能源汽车产业政策的助推下，动力电池产能增长、技术研究、成本下降均呈现快速发展态势。但是由于行业补贴政策制订过于粗旷，滋生骗补等乱象。

银隆新能源有限公司董事长魏银仓表示：“当前国家大力发展储能，同样是应对环境压力与解决能源转换效率的迫切需要。”储能行业如何发展，应吸取前车之鉴，政策出台更需谨慎。

不同于其他应用场景，电力储能市场是一个更为健康稳定的市场，贯穿于发电、变电、输电的一体化环节，要求项目开发具备投资规模化、经营稳定化、产品安全化三大属性。

技术路线的多样性也使得电力储能具备条件选择甄别。魏银仓表示：“对于储能领域的研发，首先要解决材料的零应变问题。零应变的解决手段就是纳米化，纳米化的最合理工艺是湿法纳米材料。新能源的核心是电池，电池的核心在于材料，材料的核心在于负极，负极的核心在纳米材料的结构。”据了解，具备了纳米级钛酸锂材料的储能电池应用于电力储能领域属于成熟型产品。在美国的服务历史已超过20年，在欧洲国家也有应用。

对标抽蓄，方可精准扶持

“政策的引导，并不一定单指补贴政策，合理的政策环境会引导产业健康发展，产能提高、成本下降，这也是一种对产业的培养和扶持。”魏银仓表示。

对于构建储能生态圈，山东圣阳电源股份有限公司副总经理隋延波亦有共识。

隋延波表示：“靠等新能源大力度补贴政策支持，犹如一剂猛药并不现实，相比之下履行共建共

享的概念形成兜底政策更具现实意义。”

众所周知，抽水蓄能是目前最经济、最成熟的储能方式。对标抽蓄政策，双调电价 1.2 元、站内损耗全网公摊，抽蓄系统按效率 75% 计算，鉴于储能技术成本高低不同，统一按上网电量计算补贴 25% 的损耗，让储能市场按照抽蓄政策予以开放。

隋延波表示：“对标抽蓄的双调整策，利用可利用空地，网到哪里、储到哪里，分布式、广泛建设储能电站，集控产生‘大规模储能’的调峰效应，形成所谓的‘云储电站’。”

推动分布式储能在源网储用规模化建设，发挥大规模“云储电站”效应，有效解决当前的弃风弃光问题，联结能源互联网，推动可再生能源高占比化发展。

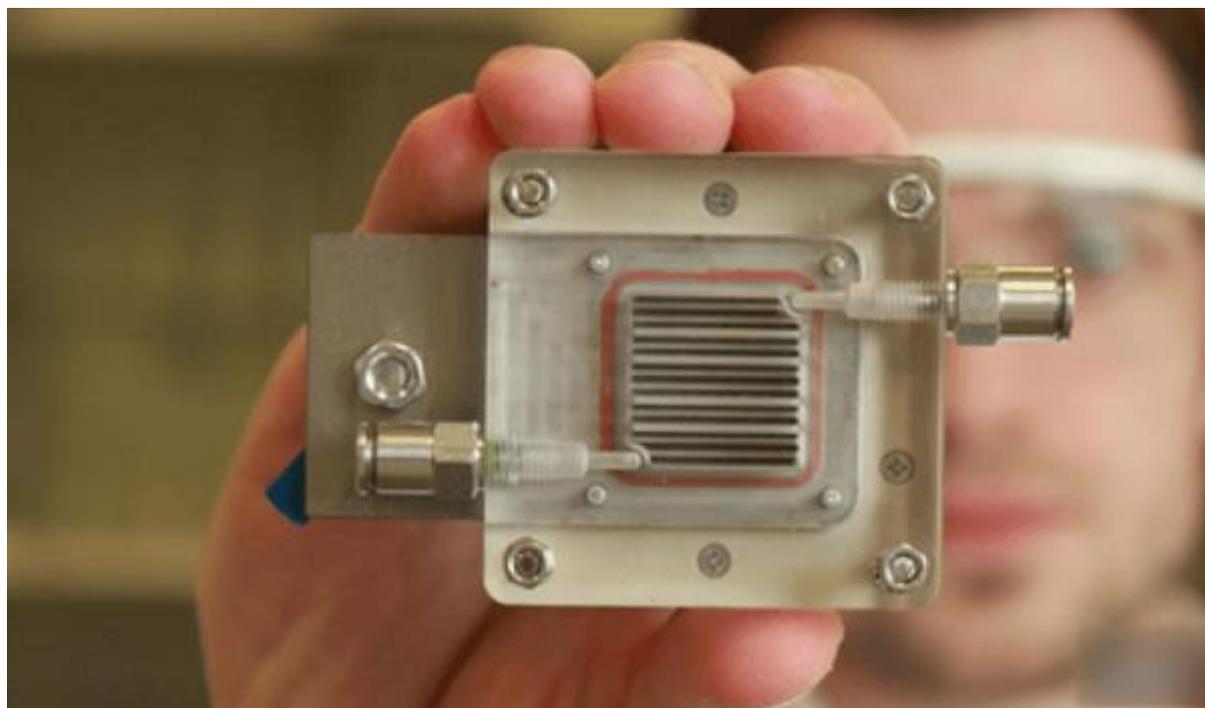
针对上述抽蓄政策兜底、云储电站导向，政策层面设计退坡机制，按上网 1.2 元、充电(谷时)0.4 元为基础(峰谷差 0.8 元)，峰谷差通过适当压低充电电价、相应提高上网电价，如 2017 年峰谷差设定为 1.04 元 (0.8 元*1.3)、2018 年峰谷差设定为 0.96 元(0.8 元*1.2)、2019 年峰谷差设定为 0.88 元 (0.8 元*1.1)，2020 年分步走到市场化的 0.8 元峰谷差。云储电站需要共建、共享，需要源网短期支持(峰谷电价)、长期收益，由于涉及峰谷差的问题，需要电源和电网的协同。

如此无需财政额外支出，建立储能规模化应用的底盘式支持政策，引入电价峰谷差退坡制度或许可以为电力储能提供一种有效运行机制。

赵汀 中国电力报 2017-05-11

既解决污染又可发电 科学家研发新环保光化学电池

不得不说清洁能源将成为未来开发能源的一大方向，世界各地都有学者和研究人员在寻找和开发这种能源。根据国外媒体消息，来自比利时的安特尔普大学和鲁汶大学的研究人员最近开发了一种全气相光电化学电池，这种电池的特点是既可以净化空气，又可以分解出空气中的氢气，可谓是把环保概念发挥得淋漓尽致。



这种电池在不施加任何外部偏压的情况下，就能将有机污染物降解，并在单独的电极室中产生氢气，再产生显著的光电流。它的工作原理与太阳能电池板非常相似，不同之处在于电池板直接产生电能，而这种电池通过催化剂让有机污染物转化为二氧化钛光电二极管之后，再配合氢气的作用

产生光电。不过这种设备只能在阳光下使用。

据悉，研究人员通过一种催化剂设备，它能在分解有机污染物的同时产生氢气。空气在设备的一侧被净化，在设备的另一侧被降解产生氢气，这种氢气可以当做燃料来存储和使用。虽然并没有谈到具体是什么物质催化，但消息透露这种催化剂曾经在过去用于水中提取氢气的试验中。这次研究人员发现该催化剂也可以在污染空气中提取氧气，甚至比在水中提氢更高效。

目前这款电池原型只有几平方厘米，研究人员计划将来通过扩大技术，让这种工艺能在工业上使用，并通过改进材料，使这种电池能更有效地利用阳光来触发反应。

威锋网 2017-05-15

担心安全问题，就不发展储能了？

今年2月，一则澳大利亚标准协会起草 AS/NZS 5139 安全标准的传言引发了世界储能圈对产业发展的担忧，这一规则将禁止锂离子电池储能系统安装在室内和车库内，并要求其安装在独立的建筑中。

这份草案还将涵盖对各类型储能电池系统安装的具体要求和规定，以分辨并减轻与储能系统安装有关的各种隐患。此外，昆士兰监管机构还公布了一则建议，即这一限制不应只包括锂电池，而应囊括所有电池储能单元。这一事件再次激发社会各界对储能安全问题的关注。

在业内看来，这一事件将引发系列连锁反应：增加额外的储能系统成本，使储能系统缺乏经济性；影响电池性能，在非理想且不可控的环境下，电池性能也会受温度、湿度影响；即使这份草案和相关建议未被采纳成为法律内容，也会影响市场对产业的判断，将使数亿元规模的市场面临风险。

全球储能安全准则体系尚未形成

实际上，电池产品已普遍应用于人们日常生活，但对于各领域储能系统应用而言，市场仍以新技术来看待，这有其自身商业化应用不足的原因，也有政策和市场支持力度不够等因素。

市场对此类产品所产生的问题尤为关注，安全问题较为突出，直接制约着储能技术应用甚至是储能产业发展。特别是锂离子电池所带来的安全问题已不是近年第一次登上圈内“热搜”，包括2013年的全日空航空公司波音787客机在美国波士顿因机上锂电池起火和2016年三星手机电池起火等安全事件都让锂电池“背负骂名”。

根据中关村储能联盟对全球储能项目的跟踪，今年纽约市首个锂离子电池项目获批部署于用户公寓内，以往由于用户对火灾等隐患存在担忧，加之纽约市有全国最严格的消防规则，储能项目应用困难重重。尽管纽约宣布到2020年完成100MWh的储能建设目标（目前只有4.8MWh完成安装），但进展相对缓慢，消防安全问题成为主要阻力之一，特别是建筑物中锂离子电池的应用还需要经过繁杂的审批手续才能实现。

在德国，尽管政府并没有限制储能系统应用于室内，但也明确提出德国储能市场虽趋于成熟，但安全规则的标准化工作仍在同步进行。在澳大利亚，包括户用在内的离网电池系统安装标准已经形成，但仍有人担心这些标准已远落后于快速发展的储能技术本身。

可以说，随着储能产业的发展，全球储能安全准则体系正在形成，但仍存在一定缺失。

储能规则、标准事关产业发展

当前，全球储能市场正迎来高速发展阶段，特别是户用储能紧随分布式光伏而快速发展，在澳大利亚、德国等国家和地区受到追捧，且市场潜力巨大，包括特斯拉、Sonnen等在内的全球储能服务提供商都在加紧布局，全球储能规模化商业发展一触即发。但任何一项新技术的普及都要面临安全评估，显然在这一问题上，政府和相关行业管理部门要提前做好约束。

一方面，因安全问题特别是起火问题，就完全否定储能技术应用或禁止储能技术应用是不客观的，这不仅否定了储能技术的价值，也在新技术应用过程中存在另眼相看之嫌。若如澳大利亚传言所述，那是否意味着也要对包括笔记本电脑、手机等日常电池应用设备进行重新认知，还要对因线

路老化等问题引发的火灾概率进行重新评估。所以，要明确储能带来的价值，而不是因其尚未成为日常生活必需品而将其所产生的个别问题放大来看待。

另一方面，虽然澳大利亚的限制标准略显严苛，但也体现了政府及有关部门对安全问题的关注。包括 Sonnen、LG 和比亚迪等在内的企业纷纷发声，声明在世界范围内应用的户用储能产品并未发生类似的着火事件，德国也对储能安全使用问题进行了验证。但很显然，现有安全规范体系和项目审批程序尚不健全，针对储能安全制定相应的规则和标准势在必行，且要与储能产业发展同步。

在我国，由于国家支持政策尚未明确储能身份，有关储能的审批和标准体系也不健全，特别是在一些大城市落地储能项目还面临很大的瓶颈，也引起了规划、绿化、消防、城市管理等部门的重点关注。储能既不能作为建筑走审批流程（复杂且增加成本），又不能作为设施影响城市景观，特别是不能出现安全隐患和问题。除在政策制度方面完善外，有必要推动系统设计、设备制造、系统并网、运行维护和安装调试等方面标准准则体系建设，扫清储能产业发展和技术应用障碍。

落实储能安全保障

实际上，在三星电池出现问题后，韩国就表示将加强锂离子电池的安全要求，并定期进行检查，以避免类似着火事件再次发生。同时，应用锂电池的设备要经过更为常规的安全测试。

在日本，为促进储能技术应用，一些涉及储能的审批程序虽逐步简化，但仍通过有关指南和条例规范储能技术应用。包括火灾与灾害管理局、内政和通信部制定的消防条例和防火条例，都对危险物质和大规模储能电池进行了相应的规定。

德国太阳能产业协会曾在 2014 年基于锂离子电池家用储能系统的安全性作了一篇全方位的报告，并对电池系统隐患来源、可能的预防措施和可能采取的纠正措施进行了说明。

今年 2 月，澳大利亚标准协会发布了储能标准路线图，这份路线图指出，推广储能首先必须要重点关注储能系统的安装、产品安全和性能标准，还要落实电池回收、处理与运输、培训等方面的标准。此外，澳大利亚清洁能源委员会也提出了储能系统安装的认证方案，同时为消费者提供储能系统安装和使用的最佳安全实践指导。

美国很多组织机构也为储能技术应用出台了相应的规范和标准，涵盖安装、认证、消防等。且随储能技术的快速发展，这些规则也在不断更新。

对此，我们建议：一是加强对消费者和设计安装人员的提示，并对设计和安装人员进行认证和培训，特别是小型的商业化储能系统；二是设计储能安全准则和标准体系，并将相关事件报告纳入数据库进行管理和公示；三是在难以评估储能电池价值的情况下，加强对储能电池的回收管理；四是推动产业发展与安全管理建设同步，既要避免“一竿子”打倒，也要找出核心问题并对相对成熟的技术进行筛选。

王思 中国能源报 2017-05-11

唐永炳：让电池再轻点，再持久点

“电量低于 80%不敢出门。”随着大屏智能手机普及，许多人患上了这种“电池焦虑症”。于是，近年来，充电宝日渐成为手机的最佳拍档。然而，有人却力图改变智能手机依赖充电宝的局面。

近日，中国科学院深圳先进技术研究院集成所功能薄膜材料研究中心唐永炳研究员及其团队成功研发出一种新型高性能、低成本的钾型双离子电池技术，该成果日前在线发表于国际材料著名期刊《先进材料》上。

一年时间发表多项突破性研究成果

这些硕果的背后，是唐永炳和团队成员一天工作 14 个小时，把一年的时间当作两年来用才有的突破……

“这一次我们发现钾离子电池技术，是 2016 年 3 月团队首次发现双离子电池技术后，围绕该技术各项性能做出优化和继续前瞻布局的结果。”外表干练的唐永炳向科技日报记者娓娓道来。

就在一年前，团队发现的重要科研成果“一种新型高能量密度铝—石墨双离子电池”。该成果成为能源材料领域著名期刊《先进能源材料》2016年度浏览量最多论文，并被新材料领域的专业媒体评选为“2016年电池领域的十大黑科技”之一。

这一年来，团队成果又有什么新突破？为什么引来如此多的关注？自从发现了新型铝—石墨双离子电池技术后，唐永炳指导团队兵分三路与时间和自己赛跑。在新的双离子电池技术方面，他们攻坚克难改善铝箔负极在充放电过程中的体积变化的问题。近一年的时间，研发出“碳包覆多孔铝箔负极材料”和“高性能中空界面微结构新型铝负极材料”。通过对铝箔负极进行结构设计和界面调控，有效解决了廉价金属负极材料在充放电过程中的体积膨胀、循环性能差的问题，为产业化奠定了非常坚实的基础。

与此同时，团队还从产业化应用的角度出发，在不改变现有锂电池正极材料的情况下，研发出“具有普适性的铝箔负极/集流体一体化设计的新型高效低成本锂电技术”，不仅可以有效降低电池自重和体积，显著提高质量和体积能量密度，而且大大降低了生产制造成本，同时具有广泛的普适性。

另一条路，则是继续在可应用的基础研究领域进行前瞻布局，他们将活性材料/集流体一体化设计的思路与双离子电池的优点相结合，并将该设计思路引入其他碱金属离子体系，分别研发出“基于廉价钠离子电解液的新型高效双离子电池技术”和“新型高效低成本钾离子电池技术”使得基于低成本碱金属离子的二次电池体系受到广泛关注。这些研究成果已收录在国际材料著名期刊《先进材料》和《先进能源材料》上。而这些硕果的背后，则是唐永炳和团队成员一天工作14个小时，把一年的时间当作两年来用才有的突破。

“科学研究永无止境，不进则退。我们有了前期基础，如果不着眼未来，加快布局，机会可能会转瞬即逝。”唐永炳这样告诉记者。他们已将多项技术申请发明专利和国际专利，以备产业化布局。

这一系列的新技术是怎样破土而出？是否有产业化应用前景呢？

新技术让人着迷，但也要两条腿走路

当确认结果的重复性后，他马上召集团队，一边在基础研究做技术突破，一边着手产业化工作……

在发现电池新技术之前，今年36岁的唐永炳已在这个领域积累了近十年。

2007年，他在中科院沈阳金属所获得博士学位，凭借优异的学术成绩被导师成会明院士推荐进入香港城市大学李述汤院士的实验室，这一干就是六年。

2013年8月，在听闻与香港一江之隔的深圳成立了一个国家级的科研机构，在这里既可以从事科研，又极力推崇产业化应用，还可以指导研究生。他决定离开香港，来到基础和产业化环境更好的中科院深圳先进院。

“我希望能深圳做出对产业有价值的科研成果。”

来到深圳的唐永炳，深受先进院的重用，受聘为功能薄膜材料研究中心主任。

入职后，唐永炳把目标瞄向新型储能材料及储能器件。他放弃了原有锂离子电池的设计思路，开始尝试改变电池结构以及反应机理，创造性地构建出了铝—石墨双离子电池，即采用廉价且易得的石墨替代目前已批量应用于锂离子电池的钴酸锂、锰酸锂、三元或磷酸铁锂作为电池的正极材料；直接采用铝箔同时作为电池负极材料和负极集流体，省去常规涂覆在集流体上的负极材料；电解液采用常规锂盐和碳酸酯类有机溶剂。

2014年底，他的学生拿着最新的实验数据向他汇报，发现这种新型铝—石墨电池不仅能可逆充放电，并且具有很高的工作电压和较高的容量，表现出典型的二次电池的特征。这位平日喜欢奇思妙想的普通科研人员，几乎不敢相信。唐永炳首先想到的就是实验结果的重复性如何？

经过多次的重复性实验以及反应机理研究发现：这种新型电池结构具有全新的双离子电池工作机理，不仅显著提高了电池的工作电压(可达4.6V)，同时大幅降低电池的质量、体积、及制造成本，从而全面提升了全电池的能量密度。当确认结果的重复性后，他马上召集团队，一边在基础研究做

技术突破，一边着手产业化工作。

双离子电池技术问世后，海内外产业界和资本纷纷向唐永炳抛来橄榄枝。唐永炳清楚这项成果潜在的应用价值，他决定与深圳先进院的产业化全资子公司以及有产业资源的投资公司共同设立基于铝箔负极的新型高效低成本储能电池项目的合资公司。

就这样，这项成果在一年的时间内，不仅在基础研究方面做出了多项突破和布局；同时，迅速走出实验室，朝着产业化的方向快速发展。

桃李育人倡导团队“合伙人”机制

唐永炳团队有着一致的团队价值观：倡导集体奋斗、相互协作、按贡献分配的理念，这正是他眼中团队合伙人机制的核心。

“新时代的科研精神，我们理解为团队合伙人机制。”唐永炳笑着说。

唐永炳团队 30 多人，其中一半是研究生。他们有着一致的团队价值观：倡导集体奋斗、相互协作、按贡献分配的理念，这正是他眼中团队合伙人机制的核心。

他会让起主要贡献的研究生成为共同第一作者。经过仔细思考以及与中心其他同事的讨论后，团队确定了共同一作(共同第一作者)的三原则：第一，原创的思想是谁首先提出，提出后真正实施的可以做共同一作；第二，实验主要数据和图片的贡献量达到三分之一以上的可以做共同一作；第三，论文实际撰写人，且论文修改后的保有量大于 70% 的可以做共同一作。

回看这一年来的科研成果，团队成员张小龙、张帆、仝雪峰、季必发、圣茂华、秦盼盼、王蒙、李娜都是成果的共享者，他们有的是唐永炳的学生，有的是唐永炳的同事。

几年来，团队学生毕业后无论是科研水平，还是就业情况都可圈可点。而同样的思路，也在产业化团队中体现。这种符合新时代科研成果转化逻辑的思路，激励着团队在科研与产业化并轨前行、快速成长。

让电池更轻薄，续航能力更强，充电时间以分秒计算，而且使用材料更环保，更重要的是要有产业化可行性——这些都是这位从事新能源材料及器件研发与应用的青年科研人员多年的梦想。

唐永炳说，团队已开始中试产线研发，装修工作在稳步进行中。“现在已经进行中试产线的前期准备工作，包括物料筛选和前期可行性论证都在稳步推进中。”

丁宁宁 刘传书 科技日报 2017-05-15

多孔石墨烯复合材料可增强电极性能

近年来研究表明，纳米电极材料有望提供相当于现在商用锂离子电池数倍的能量或功率密度，但该材料此前只能在负载量极低的超薄研究型电极中达到其优异性能，难以在需要较高负载量的商用器件中实现其应有潜力。美国加州大学洛杉矶分校段镶锋教授团队最近研制出一种三维多孔石墨烯复合电极材料，成功地解决了电极性能随着负载量急剧下降的关键难题，使得制备高负载的高性能电极成为可能。相关研究成果美国时间 11 日发表在《科学》杂志上。

段镶锋近日接受科技日报记者采访时表示，虽然许多纳米材料在一些研究型器件中展现了优异的储能性能，但在此类器件中，电极活性材料负载量经常只有商业化器件中常用负载量的 10% 左右。由于极低的负载量，最终体现在整体器件中的容量或功率密度很难能较大幅度地超过现在的锂离子电池。如果只是简单地增加电极厚度，随着厚度的增加，电子输运电阻和离子扩散电阻都会显著增加，致使电极性能急剧下降。

该团队研发的三维多孔石墨烯复合材料中，高度联通的石墨烯网络结构提供了优异的电子传输特性，而其多层次孔结构则大大促进了离子的快速输运，从而使该材料在高负载电极中首次同时实现了较高的容量和极高的功率特性。“这标志着高性能电极材料在朝商用储能器件方向发展的道路上迈出了关键的一步。”中国科学院院士、中国科学院金属研究所研究员成会明评论说。

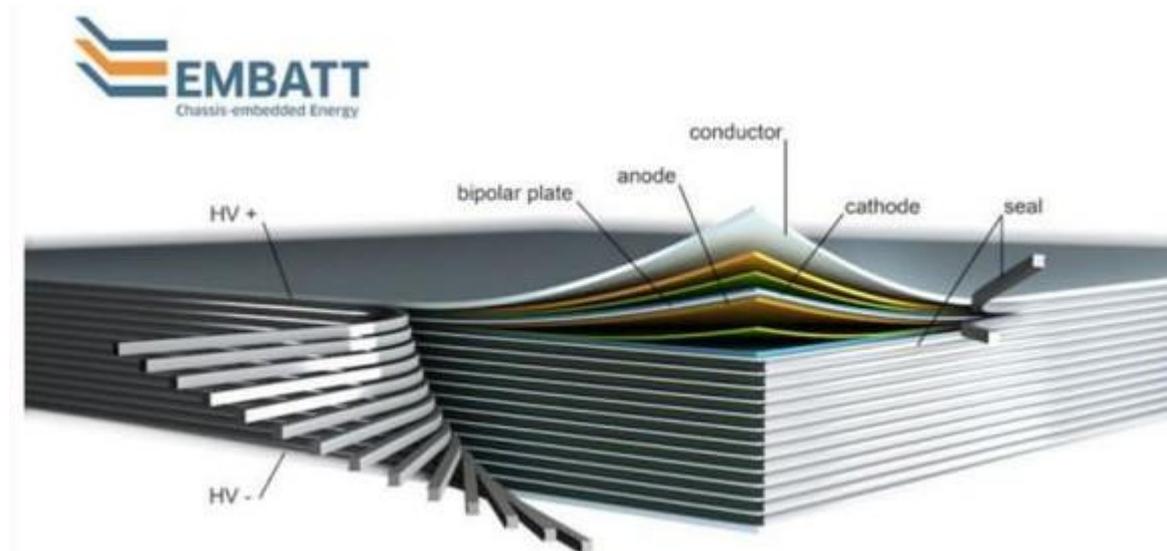
段镶锋表示，这一方案可以适用于其他高性能电极材料，为在商业级器件中实现此类高性能储

能材料的潜力提供了一个切实可行的途径，有望极大提高相关储能器件的容量和充放电速度。

姜靖 科技日报 2017-05-16

科学家开发薄片式电池 汽车续航 1 千公里

科学家剔除封装单个电池的外壳，用薄片式设计取代圆柱形设计。金属片上涂有能源存储材料，一侧是正极一侧是负极。根据 AAA 的报告，美国司机平均每天驾驶汽车行驶 30 英里(48 公里)，虽然电动汽车充电一次的续航距离相当于数字的 3 倍，不过还是有许多人不愿意购买。



这就是所谓的“里程担忧”问题，汽油汽车仍然统治着公路，里程担忧是主要的原因之一，不过一个科学家团队试图化解这个问题。

德国工研院(Fraunhofer-Gesellschaft)移动能源存储系统项目经理沃尔特(Mareike Wolter)与一个团队携手合作，正在研究一种新电池，它可以让电动汽车充电一次续航 620 英里(1000 公里)。

沃尔特介绍称，项目于 3 年前启动，当时德国工研院与同蒂森克虏伯系统工程(ThyssenKrupp System Engineering)、IAV 汽车工程的研究人员聚在一起，讨论如何改进汽车锂电池的能源密度。他们将目光转向了流行的全电动汽车特斯拉，由此开始研究。

特斯拉最新的汽车 Model S 100D 安装 100 千瓦时电池组，续航里程约为 335 英里(540 公里)。电池很大，约有 16 英尺长、6 英尺宽、4 英寸厚。电池组包含了 8000 个锂离子电芯，每一个都装在圆柱外壳中，圆柱大约 2-3 英寸(6-7 厘米)高，直径 0.8 英寸(2 厘米)。

沃尔特告诉 Live Science：“我们当时就想，如果使用的空间与特斯拉电池是一样的，但是能源密度更高，可以让续航里程达到 1000 公里，那将是十分棒的一件事。”

她认为，要达到目标有一个办法，那就是优化电池材料，让它存储更多的能量;除此之外还有另一种办法，那就是改进系统的整体设计。

每一个电芯大约 50%的空间被组件占据，比如外壳、正极、负极、电解质(一种液体，让带电粒子移动)。如果将电芯装进汽车需要的空间更大，因为要用线将电池与汽车的电力系统连接起来。“这种设计浪费空间。”沃尔特说，“在系统中有许多不活跃的组件，在我们看来，这是一个问题。”

于是乎，科学家决定调整电池的整体设计。怎么做呢?科学家剔除封装单个电池的外壳，用薄片式设计取代圆柱形设计。金属片上涂有能源存储材料，它是用粉末陶瓷和聚合物粘合剂制造的。金属片的一侧是正极，另一侧是负极。

研究人员将所谓的双极性电极一个一个堆叠起来，如同将一张张纸叠起来一样，电极之间用薄薄的电解液分开，里面还有一种材料防止电荷短路。然后科学家将叠起来的薄片封装，规格约为 10

平方英尺(1 平方米), 它的上部与下部与汽车电力系统连接。

科学家的最终目标就是开发一个电池系统, 空间大小与特斯拉汽车或者其它电动汽车的电池一样。沃尔特称:“在相同的空间内我们可以放进更多的电极, 存储更多的电能。”她还说, 研究人员的目标是在 2020 年之前在汽车上测试系统。

环球科技 2017-05-16

太阳能

中电联表示 2017 年 1 季度我国新增光伏 3.94GW

近日, 中电联公布 2017 年 1 季度全国电力运行情况。根据报告, 第一季度全国并网太阳能发电装机和发电量持续快速增长, 设备利用小时同比提高。一季度全国新投产并网太阳能发电装机 394 万千瓦、同比少投产 48 万千瓦, 东、中部地区太阳能新增规模占全国的比重达到 80.6%, 开发布局明显优化。太阳能发电装机容量同比增长 70.6%, 6000 千瓦及以上电厂并网发电量同比增长 78.4%, 设备利用小时 275 小时、同比提高 11 小时。

在未来工作建议上, 针对妥善解决可再生能源电价补贴拖欠和直接交易电量环保电价补贴回收难的问题。建议研究简化可再生能源补贴申报、拨付流程, 尽快解决补助资金历史欠账问题;扩大补贴资金来源渠道, 尽快推动可再生能源绿色电力证书制度落地, 完善可再生能源发展长效机制。针对部分参与市场交易的电量无法得到应有的环保补贴问题, 将煤电环保电价补贴调整为“价外补贴”, 保障企业巨额环保改造投资顺利回收, 缓解企业资金压力。

报告全文

一季度, 宏观经济运行延续稳中向好的发展态势, 今年春节较早以及气温偏暖促进节后开工复产较快, 加上上年同期低基数等因素影响, 全社会用电量同比增长 6.9%, 增速同比提高 3.7 个百分点, 延续了 2016 年下半年以来的较快增长势头。在制造业用电量同比增长 9.0%的拉动下, 第二产业用电量同比增长 7.6%, 对全社会用电量增长贡献率为 75.5%, 是一季度全社会用电量较快增长的主要原因;第三产业和城乡居民生活用电量分别增长 7.8%和 2.8%, 增速均同比下降, 暖冬和上年同期高基数是主要原因。3 月底, 全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量 16.1 亿千瓦, 同比增长 7.7%, 供应能力充足;电源投资节奏继续放缓、结构继续清洁化, 中东部地区新能源投资和投产占比持续提高, 煤电投资和新增装机规模均同比减少, 电力供给侧结构性改革成效明显;电网企业加大风电等新能源跨省区外送, 风电供暖、替代燃煤自备电厂发电等增强风电就地消纳能力,风电弃风问题明显缓解。全国电力供需总体宽松、部分地区相对过剩, 煤炭各环节库存下降、电煤供应偏紧、煤电企业燃料成本大幅攀升, 部分大型发电集团煤电板块已整体亏损。

展望后三季度, 预计电力消费需求呈前高后低走势, 上半年全社会用电量增速为 6%左右, 全年增速比 2016 年略有回落;预计全年新增装机略超 1 亿千瓦, 年底发电装机容量达到 17.5 亿千瓦左右, 非化石能源发电装机占比进一步提高至 38%左右;全年全国电力供应能力总体富余、部分地区相对过剩。火电设备利用小时进一步降至 4080 小时左右, 电煤价格继续高位运行, 部分省份电力用户直接交易降价幅度较大、规模继续扩大, 发电成本难以有效向外疏导, 煤电企业效益将进一步被压缩, 发电企业生产经营继续面临严峻困难与挑战。

一、一季度全国电力供需状况

(一)电力消费继续较快增长, 二产用电增速明显提高

一季度, 全国全社会用电量 1.45 万亿千瓦时、同比增长 6.9%, 为 2012 年以来同期最高增长水平, 增速同比提高 3.7 个百分点, 比上年四季度微升 0.4 个百分点。全社会用电量保持较快增长的主要原因: 一是宏观经济运行稳中向好, 工业企业效益明显改善、生产形势较好, 带动用电量较快增

长，当季工业用电对全社会用电量增长的贡献率达到 75%。二是今年春节较早以及气温偏暖，加之企业普遍对市场预期持积极态度，节后企业开工复产情况明显好于上年。三是上年同期低基数一定程度上拉高了当季用电增速。

电力消费主要特点有：

一是制造业用电强势反弹，拉动第二产业用电快速增长。第二产业用电量同比增长 7.6%，增速同比提高 7.4 个百分点。主要是因固定资产投资增速回升尤其是基建投资高速增长，同时，PPP 项目加速落地，企业预期较好，加大生产力度，制造业用电量实现 9.0% 的快速增长；此外，上年同期第二产业用电仅增长 0.2% 导致低基数也是重要原因。化工、建材、黑色、有色等四大高耗能行业合计用电量同比增长 9.4%，是制造业用电快速增长的主要原因。在上年同期低基数以及今年以来价格总体上涨、企业效益明显好转的情况下，黑色、有色金属冶炼行业用电量同比分别增长 12.8%、16.0%，两行业合计对制造业用电量增长的贡献率达到 53%，对全社会用电量增长的贡献率达到 34%。

一季度，20 个制造业行业用电量均同比正增长，除有色、黑色金属冶炼行业外，化学纤维制造业、石油加工炼焦及核燃料加工业、木材加工及制品和家具制品业、通用及专用设备制造业、橡胶和塑料制品业、交通运输电气电子设备制造业、医药制造业、金属制品业用电量增速也均超过 8%。

二是第三产业用电量继续较快增长，增速同比下降。第三产业用电量同比增长 7.8%，增速同比下降 3.2 个百分点。其中，交通运输仓储和邮政业用电量同比增长 12.0%，主要是电气化铁路用电量增长 13.0% 的拉动，与近年来我国传统铁路电气化改造以及高铁、动车快速发展趋势相吻合；信息传输计算机服务和软件业用电同比增长 13.3%，延续近年来用电快速增长势头；商业、住宿和餐饮业用电量增长 4.8%、增速同比下降 4.8 个百分点。

三是城乡居民生活用电量增长缓慢。城乡居民生活用电量同比增长 2.8%，增速同比降低 8.0 个百分点。主要原因：一是受上年同期气温偏冷，以及多一天导致的高基数影响；二是今年气温偏暖因素影响，2016 年 12 月至 2017 年 2 月为 1961 年以来最暖冬季，影响取暖负荷及用电增长。

四是第二产业尤其是四大高耗能行业用电量比重同比提高。第二产业用电量快速增长，拉动全社会用电量增长 5.2 个百分点，成为电力消费增长的主要拉动力，第二产业占全社会用电量比重同比提高 0.4 个百分点，其中，四大高耗能行业比重提高 0.7 个百分点。第三产业比重同比提高 0.1 个百分点；城乡居民生活用电量比重降低 0.6 个百分点。

五是各地区用电增速均同比提高，西部地区增速领先。东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 6.0%、6.2%、9.5% 和 4.9%，增速同比分别提高 1.9、1.5、8.5 和 3.5 个百分点。西部地区受高耗能行业增速同比大幅回升影响，用电增速大幅提高；东、西部地区对拉动全国用电量增长的贡献较大，分别为 2.9 和 2.5 个百分点；中部和东北地区分别拉动 1.2 和 0.3 个百分点。

(二) 电力供应能力持续提高，发电投资及新增装机规模均同比减少

一季度，电源投资节奏继续放缓、结构继续清洁化、布局进一步优化，风电弃风问题明显缓解，电力供给侧结构性改革成效明显。全国主要电力企业总计完成投资同比下降 4.8%，其中，电网完成投资同比增长 2.1%，110 千伏及以下电网投资占 53.0%；电源投资同比下降 17.3%，各类型电源完成投资均不同程度下降。全国基建新增发电装机 2187 万千瓦，同比少投产 628 万千瓦，其中，新增非化石能源发电装机占一半。截至 3 月底，全国 6000 千瓦及以上电厂装机容量为 16.1 亿千瓦，同比增长 7.7%，增速同比下降 4.0 个百分点。全国规模以上电厂发电量 1.46 万亿千瓦时，同比增长 6.7%。

电力供应主要特点有：

一是火电完成投资和新增装机容量双降，设备利用小时同比提高。火电完成投资同比下降 5.0%，其中，煤电完成投资同比下降 24.4%。全国基建新增火电装机容量 1139 万千瓦、同比少投产 607 万千瓦，其中煤电新增 983 万千瓦、同比少投产 381 万千瓦。煤电投资下降和新增装机规模减少，反映出国家自上年以来出台的促进煤电有序发展系列政策措施效果继续显现。截至 3 月底，全国 6000 千瓦及以上火电装机容量 10.6 亿千瓦、同比增长 5.0%。在电力消费需求持续较快增长、水电发电量下降等因素影响的拉动下，火电发电量同比增长 7.4%，设备利用小时同比提高 31 小时。

二是水电发电量、利用小时均同比下降。水电完成投资同比下降 13.2%，全国基建新增水电装机 193 万千瓦、同比多投产 34 万千瓦。受来水偏枯和上年底蓄能值相对偏低的影响，全国规模以上电厂水电发电量同比下降 4.1%；全国水电设备利用小时 623 小时、同比降低 68 小时。

三是并网风电发电装机及发电量高速增长，弃风问题有所缓解。全国新增风电装机容量 352 万千瓦，同比多投产 101 万千瓦，其中，中、东部地区省份新增装机规模合计占全国比重接近一半，布局得到进一步优化。截至 3 月底，全国并网风电装机容量 1.51 亿千瓦、同比增长 12.9%；全国 6000 千瓦及以上电厂并网风电发电量同比增长 25.2%，明显高于装机容量增速。全国风电设备利用小时数 468 小时、同比提高 46 小时；部分大型发电集团数据反映，一季度“三北”地区弃风率同比降低了 8 个百分点左右。今年以来有关部门和企业认真贯彻落实中央精神，通过开展风电跨省区市场化交易、替代燃煤自备电厂发电、合理安排火电机组深度调峰、开展电力辅助服务市场试点等工作，积极促进风电等新能源消纳，是当季风电设备利用小时同比提高、弃风问题缓解的主要原因。

四是并网太阳能发电装机和发电量持续快速增长，设备利用小时同比提高。一季度全国新投产并网太阳能发电装机 394 万千瓦、同比少投产 48 万千瓦，东、中部地区太阳能新增规模占全国的比重达到 80.6%，开发布局明显优化。太阳能发电装机容量同比增长 70.6%，6000 千瓦及以上电厂并网发电量同比增长 78.4%，设备利用小时 275 小时、同比提高 11 小时。

五是核电装机及发电量快速增长，设备利用小时持续下降。截至 3 月底，全国核电装机 3473 万千瓦、同比增长 23.4%；核电发电量同比增长 16.3%；设备利用小时 1631 小时、同比降低 14 小时。与上年同期相比，福建、浙江和江苏设备利用小时分别提高 294、184 和 157 小时，其余省份设备利用小时均有所回落。

六是跨区跨省送电实现快速增长。跨区送电量增长 12.6%、增速同比提高 7.8 个百分点，跨区送电量的增长主要是电网公司积极通过特高压外送消纳西北新能源以及西南水电。跨省输出电量增长 9.3%、增速同比提高 5.7 个百分点。南方电网区域西电东送电量同比下降 2.9%，贵州受电煤供应短缺及乌江流域来水偏枯的影响，送出电量下降较多。

七是各环节煤炭库存下降、电煤供应偏紧，发电用天然气供应总体平稳。煤炭消费需求明显好于上年同期，煤炭生产供应不足，原煤产量下降 0.3%，煤炭进口量环比减少 14.1%，各环节煤炭库存明显下降，电煤供应偏紧。电煤价格年初出现短暂回落，但回落时间和幅度都小于往年，2 月下旬后再次上涨。一季度，天然气供应能力持续上升，全国大部分地区气温偏暖导致天然气消费需求放缓，全国天然气供需总体平衡，发电用天然气供应总体有保障。

(三)全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩

一季度，全国电力供需总体宽松，部分地区相对过剩。分区域看，华北区域电力供需总体平衡，华中、华东和南方区域供需总体宽松、部分省份供应能力富余，东北和西北区域电力供应能力相对过剩。

二、后三季度全国电力供需形势预测

(一)全社会用电量增速前高后低，全年增速低于上年

综合考虑宏观经济形势、服务业发展趋势、电能替代、房地产及汽车行业政策调整、气温等因素，预计上半年全社会用电量增长 6% 左右，增速超过上年同期。受去年下半年高基数影响，预计今年下半年电力需求增速将有所放缓，全年呈前高后低走势，全年增速略低于上年。

(二)全年新增装机容量约 1 亿千瓦，非化石能源占比持续提高

预计全年全国基建新增发电装机 1.1 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机 6000 万千瓦左右，煤电 5000 万千瓦。预计 2017 年底全国发电装机容量将达到 17.5 亿千瓦，其中非化石能源发电 6.6 亿千瓦、占总装机比重将上升至 38% 左右。

(三)电力供需影响因素较多，受电煤供应和气候影响较大

后三季度，影响电力供需的因素主要有：一是电煤供需形势存在不确定性。二是煤电企业经营形势严峻，大面积亏损将可能影响到煤电企业经营生产。三是气象部门预测夏季全国大部分地区气

温正常到偏高，华北和西北地区东南部、西南地区东北部高温日数偏多；汛期我国降水总体呈现“北少南多”的特征。

(四)全年电力供需总体宽松，火电设备利用小时数同比下降

预计后三季度全国电力供需总体继续宽松，部分地区相对过剩。其中，华北电网区域电力供需总体平衡，华东、华中、南方电网区域电力供需总体宽松，东北、西北电网区域电力供应能力相对过剩。预计全年全国发电设备利用小时 3680 小时左右，其中火电设备利用小时将下降至 4080 小时左右。

三、有关建议

(一)改善企业经营困境，促进电力工业平稳健康发展

当前，煤电企业多重矛盾交织叠加，导致企业连续亏损、经营形势日趋严峻，企业掺烧煤泥比重提高、燃烧煤质降低，电力系统安全风险上升，应引起高度重视。建议在降煤价、顺电价、规范交易、补历史欠账和推广电能替代等方面改善发电企业经营环境，避免行业风险进一步聚集。

一是尽快有效引导煤炭市场价格回归至合理区域。当前，解决煤电企业经营困难、避免成本增加向电力用户传导的最关键、最有效的途径是合理下调煤价，降低燃料成本。一方面，多途径加大煤炭市场供给量，推动电煤市场尽快实现供需平衡；另一方面，进一步规范煤炭价格形成机制，并加强价格监管，从严查处价格垄断、囤积居奇、哄抬价格等违法行为，避免价格信号失真误导市场预期，扰乱市场秩序。

二是尽快完善煤电联动机制，分地区启动煤电联动。当前，煤价持续高位运行，涨价趋势不减，煤电企业半数亏损并逐步扩大，预计今年年底极有可能陷入全行业亏损。建议尽快启动煤电联动，合理疏导发电成本；进一步完善《国家发展改革委关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》(发改价格〔2015〕3169号)确定的联动机制，改变煤电联动全国范围一刀切的模式，根据各地区电煤价格涨跌变化的实际情况，分地区启动煤电联动；合理缩短煤电联动调整周期，半年一次为宜；根据当前边界条件发生的重大变化，重新调整电价测算方法，取消“联动系数分档累退机制”，提高煤电联动机制的科学性、合理性。

三是规范市场交易，有序推进电力体制改革。建议认真总结部分地区电力市场建设中暴露的问题，进一步完善交易体系。在保证行业企业运行在健康可持续发展的大前提下，加强统筹协调，有序放开市场交易电量，稳妥推进市场化改革；加强对各省级电力市场交易工作的指导和监管，及时纠正带有地方保护色彩、不利于资源在全国大范围优化配置的不合理政策；以电力系统安全稳定运行原则，充分发挥电力调度机构在电力平衡以及交易安全校核中的作用、强化调度指令严肃性。

四是妥善解决可再生能源电价补贴拖欠和直接交易电量环保电价补贴回收难的问题。建议研究简化可再生能源补贴申报、拨付流程，尽快解决补助资金历史欠账问题；扩大补贴资金来源渠道，尽快推动可再生能源绿色电力证书制度落地，完善可再生能源发展长效机制。针对部分参与市场交易的电量无法得到应有的环保补贴问题，将煤电环保电价补贴调整为“价外补贴”，保障企业巨额环保改造投资顺利回收，缓解企业资金压力。

五是积极推广电能替代，促进企业增供扩销。从推进电能替代散烧煤和工业燃煤锅炉、推动电动汽车产业快速发展、制定落实灵活电价政策等方面积极采取措施，引导推广电能替代，促进电力企业增供扩销，缓解电力供大于求矛盾。

(二)加大电煤供应力度，切实保障电煤稳定供应

煤炭连接着下游的电力生产、热力供应、居民降温采暖等生产生活重要领域，煤炭有效充足供应关系着国计民生。当前，用电需求持续回升，加上即将进入夏储煤关键时期，应全力保障煤炭充足供应，以保障迎峰度夏期间电煤稳定供应。

一是多措并举，有效增加煤炭市场供给量。建议统筹好去产能和保供应，协调好安全检查与生产，尤其是当前煤炭价格仍处于红色区域的高位、煤炭供需偏紧状态下，应继续实施平抑煤炭价格异常波动的响应机制，并督促主要产煤地区严格贯彻落实；加快补办手续，尽快释放符合条件的违法违规煤矿产量；此外，增加煤炭进口量。通过多途径有效增加煤炭市场供给量，保障煤炭市场充足供

应。

二是有效增加各环节煤炭库存，保持在合理水平。建议合理引导和有效监管煤炭流通企业、生产企业和主要用户煤炭库存水平，尤其应发挥大秦、蒙冀、朔黄等 3 条铁路线能力，确保环渤海港口库存维持高位，防止市场大幅波动。

三是加强协调和监督，提高电煤中长期合同签订比例和履约率。签订中长期合同对于保障煤炭稳定供应和价格平稳，促进相关行业健康发展和经济平稳运行都具有十分重要的意义。建议有关部门采取有力措施，积极推动电煤产运需各方加快签订中长期合同;同时，由有关政府部门牵头，相关单位参加，建立电煤中长期合同兑现考核和价格监管的常态机制，对电煤中长期合同兑现偏低及价格违法行为及时查处，加强企业履约诚信体系建设。

四是加强运力协调，促进协议兑现。当前，运输环节，尤其是铁路运输环节，仍然是影响电煤合同履行、煤炭稳定供应的重要因素。建议有关政府部门牵头，建立运力监督协调机制，维护三方互保协议的严肃性，推动履行协议约定，协调解决重大问题，尤其加强迎峰度夏等重点时段和运力紧张等重点地区的电煤运力保障。

(三)落实去产能政策，防范和化解煤电产能过剩风险

针对经济发展新常态下存在的煤电区域性能过剩风险，应进一步贯彻落实国家促进煤电有序发展相关政策措施,调整煤电建设节奏，防范风险聚集。当前，最重要的是科学制定淘汰、停建、缓建煤电产能的标准和时序，用最小的经济代价实现政府工作报告中提出的“淘汰、停建、缓建煤电产能 5000 万千瓦以上”要求。

一是开展在建煤电项目调研摸底。建议做好在建(包括未核先建)煤电项目的规模、布局和建设进度等情况的摸底统计工作，科学测算停、缓建的经济损失，合理评估企业存在的人员安置、资产处置等方面的困难。

二是有序停缓建一批在建煤电项目，严控新增煤电规模，遏制无序发展行为。建议以降低企业损失、优化煤电布局、促进网源协调发展为原则，综合经济损失和安全风险确定停缓建项目，科学确定停缓建项目清单和时序。

三是加大淘汰煤电落后产能力度。建议落实能源电力规划，加快淘汰服役年限长，不符合能效、环保、安全、质量等要求的煤电机组。加强行政执法和环保监督力度，对于符合国家煤电落后产能淘汰标准的小煤电机组，坚决限期予以关停并拆除;对于排放不达标的煤电机组，严禁其运行，推动燃煤发电机组转型升级、提质增效，为清洁高效火电和新能源发电腾出发展空间。

四是加强燃煤自备电厂管理。建议严控燃煤自备电厂发展，将自备煤电机组纳入压减煤电项目清单，未纳入国家电力规划的煤电项目一律不得建设，并加快淘汰落后产能的燃煤自备电厂;细化自备电厂收费政策，规范电力市场秩序，进一步明确系统备用费、基金及附加的收取方式、标准和范围，并出台相应的惩戒措施;建立健全自备电厂运行监管机制，国家有关部委牵头成立联合检查组，专项检查自备电厂建设及运行情况，对公用电厂违规转自备、不承担调峰义务、未接入环保部门监测系统 etc 等违规情况从严处置。

中国能源网 2017-05-02

保利协鑫宣布无偿转让成熟黑硅技术 惠及年产 55 吉瓦多晶市场

4 月 21 日，保利协鑫高效黑硅片 TS 系列荣获在第十一届 SNEC (2017) 国际光伏展会组委会颁发的 SNEC 展会十大亮点最高奖项——“太瓦级钻石奖”。

TS 系列黑硅片基于高效金刚线切多晶硅片，采用独家“鑫绒面”亚微米级多孔制绒技术，效率和成本综合表现优异。保利协鑫承诺无偿转让成熟的黑硅制绒技术，其优异的性能表现和巨大的市场影响力得到专家评审组的高度认可。

TS 系列多晶黑硅片拥有均匀的电池外观、优质的陷光性能、更高的转化效率，以及更加低廉的

价格。数据表明，应用普通电池工艺的 TS 产品转化效率提升 0.3%-0.4%，60 片型组件输出功率可因此提升 5 瓦左右，轻松突破 275 瓦。此外，TS 系列黑硅片由于应用了金刚线切多晶技术，切片成本可下降约 0.4~0.6 元/片，综合成本比常规砂线切割硅片低 0.3 元左右，是极具竞争力的高效产品。

保利协鑫副总裁吕锦标在领奖时表示，除了大量供应 TS 系列黑硅片，公司还可以提供未使用“鑫绒面”技术的金刚线切硅片，并无偿转让 TS 产品成熟的黑硅制绒技术，以促进这一细分市场的发展，惠及更多电池和组件客户。“TS 黑硅片在提升效率的同时还能降低成本，反映到组件上的降本幅度可达 0.1 元/瓦，”吕锦标表示，“黑硅片不仅仅使电池转换效率提升了 0.3-0.5 个百分点，而且在多晶由砂线切割升级为金刚线切割以后，无偿转让的这一技术将惠及 55 吉瓦以上的多晶市场。对于年产量在 122 亿片的多晶硅片来说，每片降低 0.5 元以上的加工成本，这是近年来对光伏平价上网最大的贡献”。

据吕锦标现场透露，最近保利协鑫金刚线切多晶硅片已经一片难求，正加紧切换设备，满足市场需求。他同时预计，今年底，最迟明年，砂浆切片将从市场上消失。

SNEC 展会组委会推出的参展商“十大亮点”评选活动，采取自荐海选的方式，由企业申报并交专家评选。评选活动要求入选企业具备先进性、独创性和社会性等特点，涵盖发电器件、原料、装备、应用等领域，旨在使展商中“最新、最前沿的技术和产品”脱颖而出，已连续举办了七届。

中国能源报 2017-05-03

协鑫新能源张耀邦：光伏农业用地应改堵为疏

4 月 19 日下午，“SNEC 第十一届(2017)国际太阳能产业及光伏工程(上海)展览会暨论坛”举行“光伏扶贫和光伏兴农研讨会”分论坛，协鑫新能源副总裁张耀邦应邀出席，并发表主题演讲。他表示，光伏农业是科技创新催生“一光两用、一地两用”的富农兴农新途径。光伏农业用地政策应改堵为疏，在出台光伏农业“不伤地、不减产”强制标准的前提下，调整光伏农业用地列为“建设性用地”的不合理规定。

实践证明光伏电站可“不伤地、不减产”

张耀邦介绍，近年来协鑫集团下属的设计研究院与江南大学等多家研究机构共同致力于合作研究“不减产农业光伏”，掌握不同农作物的差异化光补偿需求、光伏组件阴影下的光照补偿技术，以及不伤害农田的新型“黑金刚”桩体（基于工程塑料改性，可旋进亦可旋出）等。

在多个电站的实践中，已经证明光伏农业可以有效解决光伏发电与农作物生长的“争阳光、争空间、争土地”的矛盾，实现“不伤地、不减产”，有些喜阴的农作物更是有增产的空间。协鑫新能源利用建成的农光互补项目，对水稻、小麦、油菜、大豆、秋葵、油料牡丹等进行试验，实现了上述农作物的高产。

专家研定方案 公司积极践行

去年 11 月，江苏省、盐城市农委及农科所的 5 位专家对协鑫新能源阜宁东沟光伏水稻项目进行测产，“光伏稻”亩产达到 591 公斤。为实现光伏水稻不减产，协鑫新能源在项目设计阶段，就聘请南京农业大学、江苏省农科院等科研院所专家共同确定水稻种植方案。

公司为落实专家研定的方案，专门设计出一款高支架，使光伏组件离地距离达到 2.8 米，不仅为水稻种植腾出了空间，就连插秧机、收割机也通行无阻。为增加作物的光照面积，该公司将常规的 5 米立柱桁架跨度加宽到 7 米，以保证水稻生长的光照要求。

在此基础上，协鑫新能源公司还在光伏板上安装清扫机器人，省出了人工清扫通道的占地问题。协鑫新能源还在光伏农业中重点发展“光伏油用牡丹这一喜阴的木本油料作物。牡丹籽油于 2011 年被国家卫生部批准为国家新资源食品，每亩产油 50 公斤—70 公斤，不饱和脂肪酸含量达到 92% 以上，超过被称为“液体黄金”的橄榄油。

当前面临的困难

“根据国家粮油安全战略和光伏农业的特点，因地制宜选好农作物品种，并采用保证农作物受光的新技术后，光伏农业项目完全可以实现一束阳光在农作物生长与光伏发电间的合理分配。”张耀邦认为，“当前的国家政策要求光伏电站涉及一般农业用地的，应按建设用地办理手续并缴纳用地费用。这一规定之下，不仅是光伏农业项目，国家正在重点推进的光伏扶贫工程也陷入困境。光伏扶贫的村级电站大都选址在贫困村庄的一般农业用地上，在现有光伏电站用地政策下光伏企业无所适从。光伏行业对于放开农光互补项目的呼声很高，我们也欣喜于近期正得到国土资源管理部门的重视。”

“面对农光互补这一新事物，如何在国家食油安全与光伏发电之间找到结合点，我的建议是国土资源部、国家能源局、农业部等部门联动发文，对光伏电站的支架高度、阵列距离、地面受光、桩体类型等制定出强制标准。在这一强制标准下，调整光伏农业占用一般农业用地需要按‘建设性用地’处理的不合理规定，为光伏农业与光伏扶贫营造良好的用地政策。”张耀邦说。

中国能源报 2017-05-03

能源局：一季度光伏发电量 214 亿千瓦时 同比增 80%

据能源局网站 4 日消息，2017 年第一季度，全国光伏发电保持较快增长，新增装机达到 721 万千瓦，与 2016 年同期基本持平。其中，集中式光伏电站新增装机 478 万千瓦，同比下降 23%；分布式光伏新增装机 243 万千瓦，同比增长 151%。新增装机呈现集中式光伏电站降速和分布式光伏发电提速的态势。全国光伏发电累计装机 8463 万千瓦，其中集中式光伏发电装机 7188 万千瓦，分布式光伏发电装机 1275 万千瓦。

一季度光伏发电量 214 亿千瓦时，同比增加 80%。全国弃光限电约 23 亿千瓦时。宁夏、甘肃弃光率大幅下降，分别为 10%、19%，比去年同期分别下降约 10 个和 20 个百分点；青海、陕西、内蒙古三省（区）的弃光率有所增加，分别为 9%、11%、8%；新疆（含兵团）弃光率仍高达 39%。

从光伏发电装机分布来看，中东部地区成为全国主要增长区域，新增装机 639 万千瓦，占全国新增装机的 89%。分布式光伏发电装机容量发展继续提速，主要集中于浙江、山东、安徽和江苏四省。

证券时报网 2017-05-05

天合光能 IBC 电池效率再创新高

近日，从天合光能光伏科学与技术国家重点实验室传来喜讯，其自主研发的大面积 6 英寸全背电极太阳电池（IBC）效率超过 24%，达到 24.13%，开路电压超过 700mV。这一结果经过了日本 JET 的第三方测试认证，标志着高效电池的研发又达到了新的里程碑。

全背电极电池是所有单晶硅电池种类中工艺最复杂，结构设计难度最大的电池。与传统电池相比，尽管 IBC 电池正负极栅线均位于电池背面，无需考虑金属区的遮挡损失，也给发射结的设计带来更大的自由度，但随着电池转换效率的不断攀升，载流子注入浓度越来越高，相应地电池内部各个区域的复合损失都发生了显著的变化。因此这就需要结合制备工艺，在复合损失和光学损失间寻找最佳的平衡点。

天合光能光伏科学与技术国家重点实验室一直以研发低成本高效率太阳电池技术与产品作为出发点，长期致力于开发可量产的高效晶体硅太阳电池技术。在 2016 取得 IBC 电池最高 23.5%，平均 23% 效率的基础上，该实验室重点解决了金属接触区复合的问题并对背面图形进行了细致的优化设计。值得一提的是，这是基于普通 PERC 电池生产线设备的工艺路线，和之前相比没有增加任何成本。

不久前，其基于传统制备工艺的 N 型双面电池已达到 22.6% 的转换效率，在业界内处于领先水

平。如今，这一高效 IBC 电池的问世，更是成为低成本单结晶体硅电池中的佼佼者。据悉，这是国内首个自主研发在 6 英寸全面积上转换效率超过 24% 的晶体硅太阳电池。这一技术的突破，标志着世界领先水平的 IBC 电池产品离产业化又推进了一步。

天合光能副总裁、光伏科学与技术国家重点实验室主任冯志强博士表示，实现低成本高效太阳电池产业化是我们的最终目标。天合光能光伏科学与技术国家重点实验室研制的这一大面积 IBC 电池，其转换效率超过 24%，标志着实验室具备了研制和生产高效 IBC 电池的能力，将对晶硅高效太阳电池的产业化起到积极的推动作用。

天合光能首席科学家 Pierre Verlinden 博士对这一产品的市场应用前景十分看好。他认为，高转换效率 IBC 电池不但可降低光伏系统的 LCOE，在太阳能汽车、太阳能飞机等特殊领域都有着广泛的应用前景。随着新能源交通革命的兴起和不断发展，高效太阳电池必将会走进千家万户，成为普通老百姓看得见，摸得着，用得起来的产品。

中国能源报 2017-05-05

今年光伏市场规模可达 30 吉瓦，分布式有望占据三分江山

5 月 4 日，国家能源局发布 2017 年第一季度光伏规模建设和发电情况。从发布的数据来看，集中式光伏电站与分布式光伏电站新增装机“一降一提”态势明显；同时，与 2016 年同期相比，光伏发电量虽大幅增加，但西北各省弃光却并未得到有效改善，其中新疆弃光仍高达 39%。而浙江、山东、安徽和江苏四省则成分布式光伏装机主要集中区域。

分布式增势喜人

数据显示，2017 年第一季度光伏新增装机 743 万千瓦，其中，集中式电站新增装机 478 万千瓦，同比下降 23%；分布式新增装机 243 万千瓦，同比增长 151%。

分布式新增装机数据靓丽，占比轻松超过 1/3，一改之前分布式市场发展的颓势，着实令光伏行业投资者眼前一亮。

“分布式市场增加不是一下子突然出现的，而是逐渐呈现的结果。”在国家可再生能源中心政策研究室主任时璟丽看来，分布式光伏的增加，从去年下半年就已经开始了。“2016 年下半年分布式新增装机已近 20%。只是国家能源局发布的数据通常以年发布，所以看起来并不是很明显。”

“但这个趋势行业内还是比较清楚的，从 2016 年‘6·30’、2016 年底的数据都可以验证出来。2016 年上半年分布式新增装机不到 10%，但年底已经接近 20%，每个季度都在增加，尤其是四季度突破了 20%。”时璟丽说，“预计今年分布式和集中式装机规模增速将加快，其中分布式趋势明显，有望占据三分江山。而今年要抢装的‘6·30’和领跑者‘9·30’两个时间节点，集中式光伏电站数据在二三季度将表现不错。包括领跑者、光伏扶贫、年末增补等，预计今年集中式光伏电站规模也将提高，保守估计今年国内光伏市场可达 30 吉瓦，其中分布式占 1/3，集中式占 2/3。”

分布式市场渐大

纵观国内光伏应用市场的发展，分布式的光环常被集中式电站光环所遮蔽。但与其他国家发展相比较，我国分布式装机成果已经不容小觑。

“国内分布式只是相对于集中式光伏电站，看起来做得不好，但与其他国家相比，我国分布式市场发展也是非常快的。”时璟丽说，“以日本为例，其分布式装机占主流，一年总装机仅为 800 万-900 万千瓦。而我国一季度分布式规模就已达 200 万千瓦。今年我国分布式可以做到 10 吉瓦，意味着，如果把分布式单独拎出来，我国分布式装机也是全球第一。”

光伏和分布式屋顶具有结合的天然属性，但分布式发展却一度受限屋顶资源的稀缺。这与当时民众对光伏产品的认可度不无关系。值得庆幸的是，分布式市场增势喜人，国内企业和民众对分布式的接受程度也有了明显改观。

“其实，屋顶资源还是不少的，大家还都在抢。之前不是这个行业的企业，对安装分布式还是

有顾虑的，但现在越来越多的人愿意安装了。目前来看，企业、民众以及社会对光伏屋顶的接受度都有极大提升。”时璟丽说。

回顾 2013 年国务院以及 2014 年出台的光伏分布式政策，分布式瞄准的就是屋顶。在政策利好下，分布式前景广阔，企业争抢屋顶依旧激烈。“就地消纳，适应各种规模、各种形态的光伏分布式不断开拓应用空间——渔光互补、林光互补以及停车厂建光伏等各类“光伏+应用”，开拓了分布式的应用空间。随着新的应用领域不断涌现，分布式应用范围和模式也将扩大很多。”

时璟丽指出，分布式补贴全额上网的项目仍有补贴拖欠的情况，但自发自用余电上网的，目前是没有问题的，投资价值凸显。

钟银燕 中国能源报 2017-05-09

光伏行业还有哪些新玩法

作为全球光伏第一大国，我国光伏行业未来将把扩大规模放到次要位置，着力推动技术进步、降本增效。同时，要补齐分布式光伏的发展短板，增加分布式光伏发电装机容量和市场规模，研制适合分布式市场的光伏产品，充分发挥分布式光伏发电自发自用、安全环保、发电收益高的优势——

近日，全球最具影响力的光伏盛会 SNEC 第十一届(2017)国际太阳能产业及光伏工程展览会在上海落下帷幕。展会上，在争相发布新品之余，“分布式”成为各大厂商频频提起的词汇。不少业内人士预计，在经历去年的大幅增长后，分布式光伏即将迎来真正的爆发期，进入集中式和分布式发电全面发展阶段的中国光伏之路将越走越宽。

技术创新降本增效

中国光伏行业协会数据显示，2016 年中国光伏新增装机容量达到 34.54 吉瓦，连续 4 年位居全球第一。“如果说‘十二五’最主要任务是扩大规模，‘十三五’期间扩大规模会放到次要位置。”国家能源局新能源和可再生能源司副调研员邢翼腾透露，下一步最主要是推动技术进步、成本下降，扩大多元化应用，降本增效，充分发挥国家补贴的作用。

在国家大力推动光伏行业降本增效的背景下，单晶技术凭借较高的发电效率逐渐受到厂商热捧。本次展会上，保利协鑫发布了新一代铸锭单晶 G3 硅片产品，该产品基于保利协鑫最新的整锭全单晶技术平台，批量生产的整锭单晶硅片 G3 在常规工艺下的电池转换效率可达 19.52%，具有“高产能、高效率、低成本、低光衰”等多重优势。

隆基股份也发布了名为 Hi-MO2 的单晶产品，该产品具有高功率、高发电量等亮点，该电池正面发电效率超过 21%；同时，背面采用了玻璃封装，实现了双面受光、双面发电，背面可带来最高 25% 的发电量增益，可为电站投资者带来更高收益。

此前主要生产制造高效多晶组件的晶科能源，本次展会也推出了市场上功率最高的 PERC 高效单晶组件，其 N 型双面组件通过背面吸收反射和散射光增益，实际发电效率可提升 10% 至 30%。

在单晶产品频频发力的同时，一些厂商也在不断创新多晶产品的效能。“当前，全球光伏产业链各环节仍面临低端产能过剩问题，但高效及超高效产能始终十分稀缺。”晋能科技总经理杨立友告诉《经济日报》记者，为了缓解市场对高效光伏产品的需求，晋能科技不断提升多晶效率，降低制造成本，今年三季度有望批量产出 280W 组件。随着金刚线技术的普遍应用，多晶成本将进一步下降 5% 至 8%。

分布式光伏前景广阔

自我国正式启动国内光伏市场以来，一直致力于推动集中和分布式光伏两个市场同步发展，但是由于种种原因，分布式光伏发展严重滞后。直到去年，这一市场格局开始出现改观。数据显示，去年分布式光伏发电新增装机容量比 2015 年增长了 200%。

“目前中国光伏行业的市场结构和市场布局已经发生明显变化。”天合光能董事长兼首席执行官高纪凡说，新增市场重心从西部地区快速转移到了中东部地区，从地面电站转向分布式，特别是去

年 8 月份以后分布式项目每月的并网量几乎占总项目并网量的 50%左右。

《太阳能发展“十三五”规划》明确指出，到 2020 年底，国内太阳能发电装机要达到 1.1 亿千瓦以上，其中分布式光伏装机要达 6000 万千瓦以上，2016 年底分布式累计装机仅为 1032 万千瓦。这意味着，未来 4 年中，分布式光伏每年都有超过 1000 万千瓦的市场规模。与此同时，分布式光伏还拥有国家 20 年的补贴支持，在集中式电站电价不断下调和弃光限电的情况下，分布式优势明显。

基于此，在今年 SNEC 展会上，厂家纷纷推出适合分布式市场的光伏产品。晶科能源提出了超高可靠性的概念，新推出的 6 款新组件产品高效、耐用、外形美观，可应用于屋顶、围栏、渔光互补、农光互补、农业大棚顶等建筑一体化和分布式发电系统。“高效的特性尤其使得新产品更适用于分布式电站。”晶科能源 CEO 陈康平说。

由于一次装机规模较大的工商业屋顶资源极为有限，一些企业则利用自身优势另辟蹊径，建设多种形式的分布式电站。通威集团作为全球最大水产养殖企业和国内主要太阳能电池企业，创造性地将两个主营业务结合起来，推进“渔光一体”项目建设。

通威集团副总裁胡荣柱介绍说，以江苏南通如东项目为例，一期建设的 10 兆瓦光伏电站，每年可发电约 1300 万千瓦时，后期 2720 亩全部建成后装机总量可达 80 兆瓦。“上可发电，下可养鱼”的“渔光一体”模式所带来的整体发电收入和养殖收入，可以将用户综合效益提高 10 倍。

民用市场成重点

分布式光伏根据装机规模大小可以分为工商业分布式、户用分布式，由于建筑标准和质量等问题，我国符合安装光伏电站要求的工商业屋顶仅占 20%，这使得近两年对于屋顶资源的抢夺渐趋白热化。与此同时，遍布于我国城郊和乡村的户用屋顶则成为有待挖掘的富矿。

此次展会，天合光能、晶澳等主流厂商不约而同地推出了家庭光伏电站系统，并在展位的中心位置重点推介，前来咨询的居民用户也是络绎不绝。为了进一步满足家用光伏市场的客户需求，晶澳将家用产品由单一的组件产品升级为成套的家庭光伏发电系统，有效解决了用户由于采用不同厂家的组件、逆变器、配电箱等设备拼装电站而造成的匹配性差、售后保障低、运维成本高、电站收益低等问题。

“经过 20 年的发展，光伏发电成本已经降至原来的 5%，已具备了走向千家万户的条件。”高纪凡说，根据我们调查，中国现有可装太阳能的户用屋顶 1.5 亿户(处)，按照每户装机 3 千瓦，总成本 3 万元计算，这是一个特别巨大的市场。对于老百姓而言，在屋顶建一个光伏电站，每年的回报率可以达到 15%左右，是家庭增收的一条途径。

凭借着薄膜技术的独特优势，汉能集团则在民用市场上走得更远。凭借不断提升的技术能力，以及对移动用电解决方案的巨大市场需求，汉能推出了面向不同市场需求的薄膜太阳能发电纸、发电包、发电背包、小型离网发电系统等便携式薄膜太阳能产品。

“今年是分布式光伏市场的真正元年，也是移动能源市场的真正元年，这个市场的发展会比大家想象的要快很多。”汉能薄膜发电集团副总裁徐晓华认为，随着能源互联网和移动能源的发展，过去能源的集中供应形式会彻底改变。未来，每一个建筑屋顶，每一辆车的车顶，甚至每一辆自行车都可以发电，也可以在电网上交易。

王轶辰 经济日报 2017-05-10

我国科学家创新光能利用方法 提升光伏电池发电量

记者 10 日从国家太阳能光伏产品质量监督检验中心获悉，珠海新概念航空航天器有限公司首席科学家李晓阳带领的创新团队，首创光能利用新方法，创造出超镜电工业产品并完成实验室和户外自然环境持续应用测试认证，使普通晶硅光伏电池的发电量提升 4 至 5 倍，相对大幅减少光伏电池用量，降低光伏发电成本，减少碳排放，提高光伏产业的综合环保效益。这项技术获得中国、美国等国家和地区的发明专利。

李晓阳长期从事基础科研与应用技术创新，是我国第一架太阳能飞机的创造者，研究领域涉及前沿物理和新能源技术、仿生科技与飞行新方法，以及临近空间飞行器等多个领域，大多涉及各种能量的收集、转化利用与储存，在国内外获得百余项具有原创自主知识产权的科技专利。

从上世纪五十年代能够工业化批量生产太阳能电池以来，光伏产业目前仍然无法产生经济净效益，只能依靠各类补贴维持生存。近年来，世界许多国家加大研发投入，努力提高电池的光电转化效率，降低光伏发电成本，目前仍未突破技术瓶颈。

李晓阳团队 2008 年在世界上首先提出对光本质及其运动规律重新认识的“光群场论”，原始创新光能利用新方法，利用普通玻璃制造的光学镜阵，能够将“远程采光集能”与“非成像光学”等技术相结合，通过“多轴同向主动取光”来达到“相对缩短对光源采光距离”和“汇集光能”的物理效果，创造出“超级镜阵高效光能电力系统”（超镜电），实现关键技术的重大突破。

超镜电系统能够主动远程获取和集成光能并以数倍辐照度输出，改变现有光伏发电都是被动接受光能方式，用独特的光学方法来主动迎取光能，实现提高光能密度但不增加温度的工业效果，解决各种高倍或低倍聚光光伏的增温难题；通过主动取得强大光能，以数倍级的高效来提高电池单位面积的发电量，改变各类光伏电池低效能发电的现状，实现低成本高效光能发电，在相同光照和环境条件下使相同面积的光伏电池持续提升 4 至 5 倍的发电量。

李晓阳认为，获得光能量是一切光伏电池能够发挥作用的前提，而如何获得更多光能量，则是降低度电成本、突破现阶段光伏产业发展瓶颈的关键技术之一。推广应用超镜电能使光伏产业不依赖补贴产生经济净利润，实现可持续发展。

胥金章 新华网 2017-05-10

光伏平价上网提前到来 非光伏成本左右进程

在近日 SNEC 第十一届上海国际太阳能光伏展期间举行的全球光伏领袖论坛上，平价上网成为各方关注的焦点。业内认为这一时点会比预期更快到来，而非光伏成本则成为左右进程的一个关键因素。

“我国‘十三五’规划明确提出，到 2020 年光伏累计装机量达到 105 吉瓦。同时，光伏发电的电价水平在 2015 年基础上要再下降 50%。我们估计 2020 年可实现用电侧的平价上网，先进的晶硅光伏电池转换效率要达到 23% 以上。”晋能科技总经理杨立友说。

阿特斯阳光电力董事长瞿晓铤也认同光伏发电可实现平价上网，但对这一时点有不同的判断：“2018 年，光伏和风能将会是同样成本；到 2022 年光伏将会实现与传统化石燃料同样的成本。”

“随着光伏行业发电成本的快速下降，未来 5 年全球大部分地区的光伏发电将会走向平价，光伏的能源价格也将显著下降。”天合光能董事长高纪凡说。

从上述预期来看，2020 年左右可实现光伏平价上网。而 3 年前，业内预测这一时点要到 2025 年左右才能来到。

在爱康集团董事长邹承慧看来，更重要的一点是怎么实现光伏电力平价上网。他认为，目前国内市场仍存在电力过剩的现状，光伏行业面临的挑战更多来自传统火电企业，要更多考虑与火电企业竞争，把光伏清洁电力消纳出去。

“未来，整个电价会越来越低，整个行业发展会越来越健康。任何一个行业靠长期补贴是不可持续的。只有电价降下来，让普通公民都能受益，才能获得真正的发展。”邹承慧说。

不过，也有业内人士认为，在实现平价上网过程中可能存在变数。

协鑫新能源总裁孙兴平认为，我国光伏发电平价上网进程与光伏强国的地位不相匹配，主要是土地、金融、税收等非光伏成本正左右光伏平价上网进程。

“平价上网才能使光伏行业获得更大的发展空间，但平价上网的瓶颈并不仅取决于技术进步和上游制造业成本降低两大因素。”孙兴平表示，经过多年的努力，我国光伏行业在技术进步及上游制

制造业成本下降方面已取得很大进步，从硅材料到电池组件到电站建设，形成了具有国际竞争力的一体化全产业链。但与此形成鲜明对比的是，我国光伏上网电价却高于国际平均水平。

同时，他给出了一组数字：阿布扎比光伏上网电价已降至约 0.2 元/度，美国也已降至约 0.4 元/度。“这样的低价背后是这些国家光伏发电的土地、金融、税收等非光伏成本大幅低于我国。在享受同等非光伏成本的情况下，可以实现更低的发电成本。目前非光伏方面的因素正在左右平价上网进程。”孙兴平说。

这些因素中排在第一位就是土地。由于现有政策规定，光伏发电项目涉及农业用地的均要按建设用地管理，对我国光伏行业尤其是中东部地区光伏发展造成很大影响。

“非光伏方面的因素还包括银行贷款的支持力度及税收政策。”孙兴平又举了一组数字作为对比：阿布扎比光伏电站贷款利率降至 1.5 个点以下，而国内光伏电站贷款利率则时有上浮，仍高达 4.9 甚至 5.3 个点。此外，相比国际上的税务投资人概念，即全社会投资免税，国内在社会税收政策方面的支持力度仍不够。

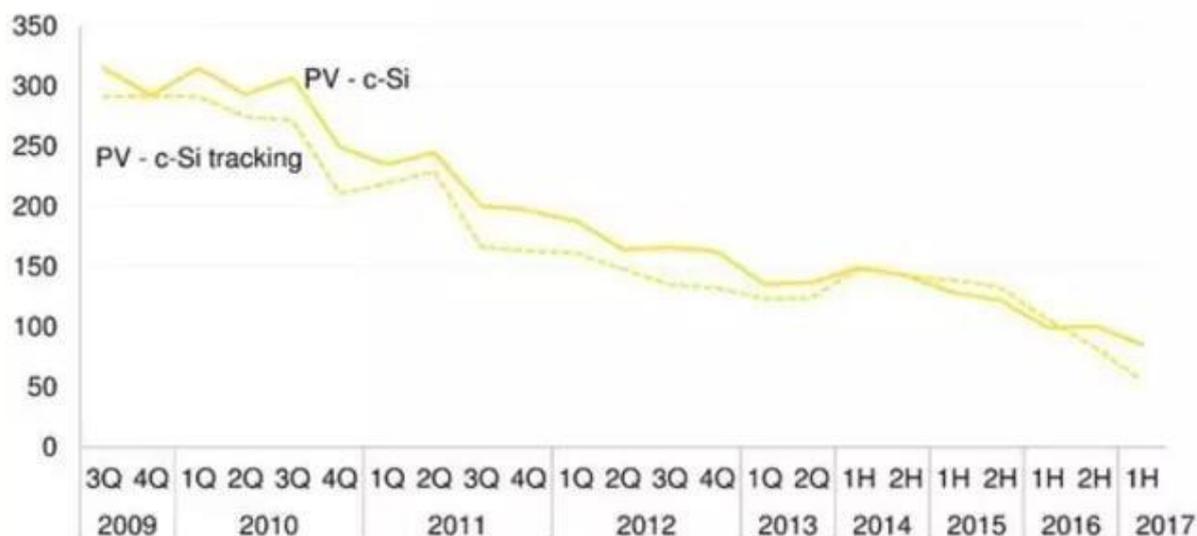
在他看来，加快光伏平价上网，需要解除非光伏因素的限制，形成有利于光伏行业发展的友好环境。大力发展作为绿色能源的光伏发电，已成为社会各界的共识。但实现平价上网需要光伏全行业共同努力，也需要与政策创新形成合力。

中国高新技术产业导报 2017-05-10

2017 年全球光伏度电成本将进一步下降 20%

据彭博新能源财经统计，2016 年下半年全球光伏平均度电成本已经从 2016 年下半年的 \$100/MWh 下降至 \$86/MWh，降幅为 15%。光伏度电成本下降的主要原因是受技术成本下降与全球项目竞争加剧的影响。

Global PV benchmark LCOE (\$/MWh)



Source: Bloomberg New Energy Finance

彭博新能源财经

2016 年，由于组件成本下降 30%，单位光伏容量（MW）的资本支出已降至 100 万美元之下。我们预计，2017 年，全球光伏的度电成本将进一步下降 20%。可以说，较低的价格会受到一些曾在竞争性拍卖中报出“超低”价格的开发商的青睐。若在设备价格不持续下降的情况下，这些项目可能较难盈利。

彭博新能源财经发现，由于光资源充足、融资成本低以及项目资本支出低等因素，阿联酋、以色列、法国、美国及智利的一些光伏项目的度电成本都在\$50/MWh 以下。随着成本的不断下降，未来光伏项目的主要关注点将不在是成本竞争力，而是产生电力的价值。这主要是由于如果没有相应的储能系统，光伏容量的电力产出将仅集中在日间的固定时段。

目前，考虑到设备、开发及融资成本的继续下降，彭博新能源财经预计，到 2040 年，光伏成本将降低 66%左右。

彭博新能源财经认为，2017 年上半年，光热的度电成本将很大程度维持在\$200/MWh 左右，尽管 SolarReserve 曾宣称将在智利进行建设的 Copiapo 光伏项目的度电成本仅为\$63/MWh。

彭博新能源财经 2017-05-10

瑞士太阳能飞机 SolarStratos 首次试飞成功

2016 年 11 月，我们首次看到关于两座式 SolarStratos 太阳能飞机的报道，其最终目的是飞行到 25000 米(82000 英尺)的高空——太空边缘。去年 12 月，SolarStratos 团队正式向外公开这款太阳能飞机。据外媒报道，5 月 5 日 SolarStratos 太阳能飞机已在瑞士 Payerne 机场进行首次试飞。当地时间 5 月 5 日早上 8 点试飞员 DamianHischier 驾驶飞机从机场起飞，并在 300 米高空飞行了七分钟，随后着陆并返回机库。

cnBeta 2017-05-10

澳大利亚跻身全球十大太阳能国家

日前，澳大利亚可再生能源局光伏研究所发布的数据显示，截至 2017 年 3 月，澳大利亚已安装能提供 5900 兆瓦电力的太阳能设备，正式跻身全球十大太阳能国家。

同时，澳大利亚正在加紧太阳能电站的建设，不久前，澳大利亚广播公司报道称，昆士兰州一家太阳能公司向该州金皮市议会提出了建设太阳能电站和蓄电池储能项目的申请，计划投资 20 亿澳元(约合 104 亿元人民币)，建成全澳最大的太阳能发电站。据悉，建成后，太阳能发电站及蓄电池储能设备同时供电，能够满足昆士兰州东南部 15%的用电需求。

为了推动本国太阳能产业的发展，澳大利亚政府出台了多项扶持政策，其中，太阳能家庭和社区计划的推行极大提高了普通居民对安装太阳能发电设备的热情。几年前，堪培拉市甚至出台了安装费用均由政府承担的扶持政策。

据悉，作为光照资源排名世界第一的国家，预计到 2050 年，澳大利亚的太阳能发电将满足全澳 29%的用电需求。

中国电力网 2017-05-10

“领跑者计划” 两年成果斐然 鼓励高效化发展是正确的引导方向

2015 年，随着国家能源局等三部委推出的《关于促进先进光伏技术产品应用和产业升级的意见》出台，“领跑者”计划进入公众视野。

2015 年从山西大同开始，通过建设先进技术光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等方式实施，标志着国家第一批光伏领跑者基地落地实施。2016 年，国家能源局下达第二批光伏领跑技术基地规模指标 550 万千瓦，引入竞价上网机制，通过招标、优选等竞争性必选方式配置项目资源。领跑者计划的着眼点是保障先进技术的发展空间，促进高效高可靠产品的应用，实现产业升级。

以促进产业升级为目标，“领跑者计划”取得了一系列喜人的成果。记者了解到，“领跑者计划”实施两年多以来，不仅“领跑者”基地项目对先进技术和转换效率有明确标准，而且其他光伏项目

也开始主动向“领跑者”看齐。国内多个主流电站投资商在大型集中招标过程中，要求一般项目设备产品也需满足“领跑者计划”效率标准，这也推动了整个行业的技术进步和升级。

事实上，领跑者发挥政策作用的重要形式是对组件效率设槛，也就是领跑者组件效率标准：单多晶组件转换效率分别要达到 17%与 16.5%，然后通过市场的机制进行淘汰选择。通过这种形式，单多晶技术均有了很大促进。单晶 PERC 等高效技术形成了“鲶鱼效应”，深化了多晶技术的危机感，加快了金刚线切多晶推广进程，加快了黑硅、多晶 PERC 等技术的研发进程，主要企业在电池转换效率上具有突破性的表现，多晶电池转换效率甚至出现了突破 21%的案例。

而根据测算，组件转换效率每提高 1 个百分点，光伏系统成本能降低 6%左右，这对于光伏发电平价上网意义重大。与常规的组件相比，“领跑者”先进技术组件在几乎不增加成本的情况下实现了单位面积装机容量 5%~8%的提升，对促进光伏发电成本的下降有明显影响。相对常规组件而言，先进技术组件由于具备较高的转换效率，大大降低了电池、组件生产的单位折旧、单位材料、单位人工成本，降低了每瓦电站投资的工程成本，能够使光伏发电成本下降 0.08 元/千瓦时以上。

领跑者计划的实施效果看来，也证明了鼓励高效化发展是正确的引导方向。领跑者推出以来，能够非常明显的感受到效率提升迅猛、产品更新换代加速。“2010-2014 年间，标准 60 型组件的功率每年提高 5W，电池转换效率每年提高 0.2-0.3 个百分点，有相当一段时间 250W 的低效组件几年都退不出市场。”全联新能源商会常务副秘书长史利民表示，“近两年来，主流标准 60 型组件功率提高了 20W 甚至 30W，先进技术规模化应用促进电池效率每年甚至 0.5-1 个百分点以上的提升，技术发展速度甚至超乎以往想象，低效落后的产能被逐渐淘汰出市场，先进技术产品成为标杆，市场氛围是十分健康向上的。”

一种来自国家能源局的声音认为，目前要加大产业转型的力度，现在还有很多低品质的组件在充斥市场，而我们很多高效的产品都销往了海外市场，只有进一步扩大“领跑者”计划，才能把更好更优质的产品留在国内，提升国内电站质量，当前“领跑者”示范基地的规模还不足以支撑先进光伏产能的大规模释放，建议加大“领跑者”计划的实施力度，促进产业的进一步转型升级。

另外，在领跑者的带动下，各种先进技术也开始竞相进行技术创新与升级。隆基乐叶光伏科技有限公司总裁李文学表示，“领跑者计划不是单一地推动了某一项技术的发展，我们看到，在领跑者示范基地的示范作用下，普通光伏电站项目也开始向领跑者基地看齐，国内技术发展形成 PERC、黑硅、MWT、N 型双面、PERC 双面、HIT 等百花齐放的局面，可以说，国内迎来近十年来光伏技术发展最好的时代。”

“今后技术升级是大势所趋，在‘领跑者’招标中就可以看出，采用高效 PERC 单晶技术、黑硅、MWT 和 N 型双面电池等新技术的企业优势显著，倒逼着行业技术创新发展。”中国光伏行业协会秘书长王勃华也认为。

除了效率提升、先进技术突飞猛进之外，价格也不断下探，光伏企业开始竞相通过技术创新降低成本，从大同一期领跑者项目电价到乌海领跑者招标电价可见一斑，电价降低 49%，背后是领跑者计划推动下度电成本的迅速下降。“第二批“领跑者”计划不仅强调了技术先进性，还增加了竞价上网的内容，对光伏领跑技术基地采用招标、优选等竞争性比选方式配置项目资源。将电价作为主要竞争条件，这要求投资主体在保证技术先进性的前提下具备了价格优势。目前来看，‘领跑者’实施一年多以来，该计划对行业降本增效起到了积极的推动作用。”一位业内企业负责人对新华网表示。

也有声音认为，领跑者项目招标得出的价格不能等同于全行业价格，但据企业预测，国家对光伏项目的管控会继续收紧，在这一轮领跑者计划结束后，国家能源局会继续推所谓“升级版”的领跑者，继续通过这种统筹规划手段倒逼企业降本。企业在这样的形势下一方面需要大力降本增效，另一方面需要大力消化库存，放缓新建产能，缩小建设规模，迎接一个需求下降的新时期。

领跑者计划的火热让业界看到光伏价格进一步下降的可能，光伏平价上网似乎已经离我们不远。

张世祥 新华网 2017-05-11

摩根斯坦利：2020 年单晶在全球市场份额有望增长至 50%

近日，国际知名投行摩根士丹利(Morgan Stanley)发布研究报告对全球光伏市场做出预测。报告认为，今明两年全球新增装机需求均为 67GW 左右，相较 2016 年将下降 7%，下降的主要原因在于中国、日本和欧洲的需求下降。

摩根士丹利单晶的未来发展空间持乐观态度。报告称，源自成本的快速下降和对未来技术更佳的适配性，单晶市场份额预计可在全球范围内增长至 35%，到 2020 年有望增长至 50%，建议增持单晶路线领导者隆基股份。

摩根士丹利在财经界俗称“大摩”，是一家成立于美国纽约的国际金融服务公司，在全球 42 个国家有 1300 多个办事处，提供包括证券、资产管理、企业合并重组和信用卡等多种金融服务。摩根士丹利发布的观点和报告权威客观，在全球市场具有强大影响力。

(GW)	2017	2018	2019	2020
中国	27	22	22	24
美国	9.4	10.6	12.4	13.9
日本	6.0	5.0	3.0	2.0
欧洲	5.9	5.9	5.9	5.9
印度	7.0	7.5	8.5	9.0
拉美	2.3	3.8	1.6	1.8
亚太	2.4	3.1	4.1	5.4
澳大利亚	1.1	1.4	1.4	1.1
其他地区合计	6.2	8.1	10.4	13.0
全球合计	67.3	67.5	69.3	76
年度增幅	-6%	0%	3%	10%

摩根斯坦利年度新增太阳能装机预测

摩根士丹利预计：中国今年全年新增装机 27GW，其中上半年和下半年分别为 17GW 和 10GW。与此同时，产业链各个环节的产能却仍在以 10% 左右的增速在扩张。因此我们预估到组件环节将面临 20% 左右的价格降幅，相应的企业毛利率也会随之下降。

随着整体产业的整合加速，最后领先者将从洗牌中得益。摩根士丹利表示：被低估的技术路线将重构竞争格局，未来 3-5 年高效单晶组件将夺取更大市场份额，预计可在全球范围内增长至 35%，到 2020 年有望增长至 50%。

实际上，摩根士丹利所预测的这一趋势，已经在全球光伏市场中得到印证。据 EnergyTrend 公布的数据，2015 年全球单晶硅片比例已上升至 18% (多晶硅片比例减少至 76%)，2016 年，单晶市场占有率已进一步攀升至 20% 以上。

在中国这一全球最具活力的光伏市场上，2014 年单晶组件市场份额仅为 5%，2015 年快速上升到 15% 左右。EnergyTrend 数据显示，2016 年，国内单晶市场份额已经突破性的提升至 27%。预计 2017 年，高效单晶产品需求仍将提升，单晶的市场份额还将提到新的高度。

对于目前占据较大地位的多晶，摩根士丹利并不看好其未来发展前景。报告表示：“考虑到资本支出的不足、严重的供应过剩、污染问题和技术升级空间的局限性，我们不认为黑硅可以根本解决多晶产品的技术升级瓶颈问题。”

华夏能源网 2017-05-11

4 月全国太阳能发电量 50 亿千瓦时 同比增 24.6%

5 月 15 日，国家统计局官网发布数据，2017 年 4 月全国太阳能发电量 50 亿千瓦时，同比增加 24.6%；1-4 月我国太阳能发电量 173 亿千瓦时，同比增长 30.7%。

国家统计局 2017-05-15

江苏省“十三五”能源规划：2020 年光伏累计装机 8GW 力争 10GW

日前，《江苏省“十三五”能源发展规划》经省人民政府同意印发实施。

其中，光伏要点如下：

科学利用太阳能。坚持光伏和光热相并重、分布式与集中式相结合，大力推进太阳能多形式、大范围、高效率转化应用，到 2020 年，光伏发电累计装机确保 800 万千瓦，力争 1000 万千瓦，力争实现用户侧平价上网。

——全面推进分布式光伏系统。把分布式作为光伏发电的主要方式，重点利用工业园区、经济开发区、公共设施、居民住宅以及路灯灯杆、广告塔架、高架桥梁等各类资源，广泛发展“自用为主、余电上网”的分布式光伏发电。鼓励各类园区统一规划、布局建设分布式光伏发电系统。结合建筑节能推进光伏建筑一体化建设。把分布式光伏发电作为新能源试点示范的重要考核指标，引导和激励试点地区重点发展分布式光伏。到 2020 年，分布式光伏累计装机确保 400 万千瓦，力争 500 万千瓦。

——有序发展集中式光伏电站。在不影响生态功能、不改变用地性质、不影响生产功效的基础上，因地制宜地综合利用沿海滩涂、鱼塘水面、煤矿塌陷地、风电场等空间资源，建设风光互补、渔光互补、风光储多能互补，以及与农业设施相结合，不同方式和形态的光伏电站，积极实施光伏“领跑者”计划，开展阜宁、沛县、宝应等光伏“领跑者”示范基地建设，打造 3—5 个 50 万千瓦以上的光伏电站基地。

——积极促进光热多形式利用。组织开展光热发电示范工程建设，推进光热发电、储能材料协同发展，培育形成自主化技术体系和产业化发展能力。全面实施《江苏省绿色建筑发展条例》，推动新建住宅、宾馆、医院等公共建筑统一设计、安装太阳能热水系统，新建大型公共建筑普遍采用光热利用技术。鼓励光伏、光热系统集成化设计、模块化装配、嵌入式应用。到 2020 年，光热利用力争达到 160 万吨标准煤。

原文如下：

江苏省“十三五”能源发展规划

“十三五”时期，是江苏全面贯彻落实党的十八大和十八届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，深入贯彻落实习近平总书记系列重要讲话特别是视察江苏重要讲话精神，推动聚力创新、聚焦富民取得重大进展的关键时期，也是高水平全面建成小康社会的决胜阶段。根据国家《能源发展战略行动计划(2014—2020 年)》《能源生产和消费革命战略(2016—2030)》《能源发展“十三五”规划》和《江苏省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，编制本规划。本规划主要阐明“十三五”期间我省能源发展战略、主要目标、基本原则、重点任务和保障措施，是未来 5 年我省能源发展的总体蓝图和行动纲领。

根据《江苏省发展规划条例》，在本规划指导下，省能源主管部门编制和实施电力、电网、可再生能源、天然气等发展规划，作为本规划的补充和细化。

本规划以 2015 年为基期，规划期为 2016 年-2020 年。

一、基础环境

(一)发展成效。

“十二五”时期，我省有效把握能源与经济、资源、环境“三个关系”，坚持控制总量、调整结

构、强化约束“三个导向”，聚焦发展能力、供给质量、利用效率“三个提升”，推进能源生产结构、消费结构、空间布局“三个优化”，为经济社会持续健康发展提供了坚实基础。

1.能源供给保障有力。开源节流并重，推进能源发展，全面提升保障能力。2015年末，省内累计建成各类发电装机9529万千瓦，形成“六纵五横”500千伏主网架和25个220千伏分区网架，投运主干1800公里和支干560公里输气管道。2015年，实现5115亿千瓦时电力、165亿立方米天然气和2076万吨成品油供应规模。2015年，能源消费总量30235万吨标准煤，“十二五”年均增长3.97%。以较低的能源消费，支撑了9.6%的经济增长和社会发展。

注：(1)能源消费总量为国家统计局核定数据。(2)地区生产总值及其环比增速来源于《江苏统计年鉴2016》，为2010年不变价。

2.能源结构渐趋优化。按照“供需并重、内外兼顾”的思路，着力推动生产结构、消费结构、区外受电结构同步优化。2015年，生产一次能源2737万吨标准煤，其中非化石能源1087万吨标准煤，占39.7%，可再生能源607万吨标准煤，占22.2%，分别比2010年提高6个和7.2个百分点。一次能源消费总量中，煤炭占64.4%，比2010年下降4个百分点，天然气占6.6%，比2010年提高3.1个百分点，天然气利用量位居全国第一位，非化石能源占8.3%，比2010年上升2.8个百分点，超过“十二五”末7%的规划目标。出台促进风能和分布式太阳能健康发展两个指导意见，实施光伏发电地方补贴政策，推动风力发电跨越式发展、光伏发电指数式增长。2015年末，清洁发电装机2127万千瓦，年均增长19.1%，占22.3%，提高8.6个百分点；可再生能源装机1059万千瓦，年均增长26.8%，占11.1%，提高6.1个百分点；风电、光伏装机分别达到412万千瓦、422万千瓦，位居东部沿海各省之首。煤电装机比重由84.1%下降到75.6%。区外来电中，核电稳定，水电增加，煤电减少，煤电占比由2010年49.3%下降到31.3%。

3.能效水平不断提升。省政府出台控制能源消费总量和煤炭消费总量两个实施方案，持续加大控能减煤工作力度。能源消费强度由2010年的0.601吨标准煤下降到0.462吨(2010年不变价)，累计下降23.2%，超额完成国家下达的18%节能目标。能源弹性系数由“十五”时期1.15和“十一五”时期0.63，下降到“十二五”0.41。煤电机组供电煤耗由2010年322克标准煤下降到301克标准煤，比全国平均水平低14克。电网线损率由2010年6.01%下降到4.28%。

4.生态影响持续减轻。从淘汰落后和改造升级两方面入手，扎实推进能源行业大气污染防治行动。坚持“上大压小”、淘汰落后产能，累计关停落后机组337万千瓦。坚持示范先行、标杆引领，积极推进燃煤机组节能减排升级改造，50台机组(2787万千瓦)完成超低排放改造。2015年电力行业二氧化硫、氮氧化物排放量分别比2010年下降51.4%和51.0%，占全社会排放总量的比重分别降低20.8个和19.6个百分点。苏北五市全面使用国V车用乙醇汽油，其余地区全面使用国V车用汽油；南京成为首个推广使用国V车用柴油的省会城市。

5.空间布局有效调整。根据沿海开发战略、苏南现代化示范区建设规划和大气污染防治行动要求，针对“南高北低、梯度演进”区域发展特点，因类施策，调整能源布局。在全省普遍推广分布式光伏利用的同时，突出苏中苏北地区低风速分布式风能利用和沿海地区风电开发，苏中苏北及沿海地区风电、光伏发电装机占全省80%以上。在从严控制新增规模的同时，逐步调整煤电布局，“十二五”时期苏中苏北新投燃煤机组占57%，苏南新投燃气调峰电站和热电联产机组占79.6%。注重全省统筹，初步形成多源供气格局，全力推进油气管网互联互通，着力构筑网源协同运行体系。

6.能源合作继续深化。在积极利用省外煤炭、油气资源的同时，跨省送电持续增长，建成四川锦屏—苏州特高压直流送电工程，省外最大受电电力由2010年881万千瓦，增加到2015年1559万千瓦，占全省最大用电负荷的比重由13.8%上升到18.2%，省外净受电量由2010年365亿千瓦时，增加到2015年693亿千瓦时，占全省用电量的比重由9.4%上升到13.5%。新疆广汇LNG一期工程正在加快建设，徐矿集团参与锡盟外送电源项目、协鑫集团参股滨海LNG接收站项目等，均取得重要进展。

(二)存在问题。

我省经济规模大，能源资源禀赋少，环境承载能力弱，人均用能基数高，面临的挑战非常严峻。概括起来，主要是“两个依然存在，三个势在必行”。一是经济社会稳定发展，保供压力依然存在。稳增长、调结构、促改革、惠民生、控风险各项措施逐步落实，全省经济保持平稳较快发展，人民生活水平不断提升，生活用能比重和品质要求明显提高，保障供给仍然是能源改革发展的基本要求和首要任务。二是资源对外依存加剧，短缺风险依然存在。虽然风能、太阳能开发利用步伐加快，走在全国前列，但电量占比小，替代能力弱。92%以上的煤炭、94%以上的原油、99%以上的天然气依靠外部，加之储备能力较为薄弱，导致长期保供形势严峻、任务艰巨。三是环境约束继续凸显，绿色发展势在必行。大气、水、土壤污染防治行动相继实施，能源行业污染物排放标准不断提高，要求我省大力发展非化石能源，逐步扩大天然气利用，优化利用区外来电，提高煤炭清洁高效利用水平，加快能源绿色发展进程。四是产业结构依然偏重，提升效能势在必行。虽然2015年形成“三二一”产业结构，但二产内部重工业比重大，能源消费强度达到一、三产业的5倍左右。虽然能耗强度位居全国第五，比全国平均水平低20%以上，但与发达国家相比还存在2—4倍的差距。倒逼产业转型，持续提高能效，是确保我省能源安全的根本途径。五是体制约束有待破解，深化改革势在必行。能源行业行政垄断、自然垄断、竞争性垄断和无序竞争现象并存，电价、气价、热价定价机制亟待完善。虽然当前国际油气价格大幅下滑，但因改革相对滞后，导致天然气利用受阻，供热价格倒挂，制约热电联产发展，影响燃煤锅炉整治。深化改革，发挥市场配置资源决定性作用，成为推进能源发展的必然路径。

(三)面临形势。

从全球看，世界经济深度调整、增长乏力、复苏曲折，国际能源格局发生重大调整，围绕能源市场、创新变革的国际竞争仍然激烈，“五化”趋势明显。一是市场供求宽松化。非化石能源、非传统能源快速发展，成为能源供应新的增长极。世界主要发达经济体和新兴经济体潜在增长率下降，能源需求增速放缓，全球能源供应能力充足，价格将较长时间低位运行。二是能源格局多极化。发达国家能源消费趋于稳定，世界能源消费重心继续东移，亚太地区仍为推动能源消费增长的主要力量。非常规油气开发成本进一步降低，中东地区“一极独大”的优势趋于弱化，中东、中亚、俄罗斯、非洲、美洲多极发展新格局逐步形成。三是能源结构低碳化。应对气候变化的《巴黎协定》签署生效，进一步加快了世界能源低碳化进程，天然气和非化石能源逐渐成为世界能源发展主要方向。2030年，天然气有望成为经合组织国家第一大能源，欧盟可再生能源占比有望超过27%。除少数国家逐步弃核外，主要核电大国和无核国家仍将核电作为重要发展方向。四是能源系统智能化。能源科技创新加速推进，以智能化为主要特征的能源生产消费新模式不断涌现。智能电网和“互联网+”智慧能源加快发展，分布式供能和智能化管控加速应用，越来越多的用能主体参与市场交易，“人人消费能源、人人生产能源”的市场关系新形态正在形成。五是国际竞争复杂化。全球供求持续宽松，导致国际竞争焦点从重要资源掌控权、战略通道控制权，向资源定价权、货币结算权、技术标准主导权拓展。能源之争将更加持久、广泛地表现为国际政治、军事、货币之争，此消彼长、相互轮回将更加频繁。

从全国看，“十三五”时期是我国经济发展迈入新常态的第一个五年规划期，经济增长由高速转向中高速，经济结构由中低端迈向中高端，发展方式由规模速度型转向质量效益型，发展动力由要素驱动转向创新驱动，要求能源行业在保障有效供给的同时，深化两项改革，推进两个转换，加快双重更替。一是加快能源结构双重更替。“十三五”时期，是2030年左右实现全国碳排放达峰目标的关键奠基期，也是全国煤炭消费的峰值平台管控期。国家将加快非化石能源发展、天然气开发利用和煤炭消费减量替代步伐，推动油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源“双重更替”进程。二是推进能源发展动力转换。传统能源资源耗费多，环境影响大。新常态下，传统耗能产业尤其是高耗能产业增长乏力，新能源汽车、大数据中心、现代制造业等新产业、新业态以及新城镇、新农村成为用能新需求，绿色低碳、智能高效成为能源供给品质新要求。科技、体制、模式创新不仅推动能源清洁化、智能化，也将催生能源新产业、新业态。三是推进能源系统形态转换。随着智能电网、

分布式能源、中低速风能、高转化率太阳能技术、设备、材料的突破和商业化应用，电力、油气改革的不断深化，长期形成的集中开发、远距离输送的布局特征和系统形态正在发生变化。电力、油气等主要能源系统将由单纯宏大转向宏观与微观并存。新增用能将更加地依靠“因地制宜、就地取材”的分布式供能系统来满足。四是深化能源领域两项改革。能源布局、结构不合理，价格关系未理顺，发展机制、交易机制不健全，监管方式不科学、手段不完备、效果不到位，成为制约能源发展的重要因素。以电力、油气为重点，深化改革、破除阻碍，将成为加快能源变革，建设“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”新体制的主要推动力。

从全省看，要在准确把握国际国内能源发展大趋势、大方向的基础上，针对省情特征和突出矛盾，紧扣能源变革主线，坚守生态保护红线，确保安全供给底线。一是统筹能源供给和消费。既把保障供给作为能源改革发展的基本任务，努力保障经济社会稳定发展对能源提出的刚性合理需求，也要把坚决控制能源消费作为能源改革发展的首要任务，加强需求管理，推动能效突破，逐步建立需求引导供给、供需双向互动的自适应平衡机制。二是统筹省内资源和省外来源。针对“资源小省”实际，既把安全稳定、清洁高效利用煤炭和加速发展非化石能源作为能源发展的工作重心，也要把积极稳妥利用国际油气资源和省外电力资源作为调整结构保障供应的重大举措，利用好两个市场、两种资源，实现全方位深度开放之下的安全发展。三是统筹合理布局和发展时序。贯彻区域协调发展、新型城镇化和城乡发展一体化战略，结合用电负荷与环境容量逆向分布特点，既调整增量布局，更优化存量结构，因地制宜，加快发展非化石能源，集成应用分布式能源。四是统筹能源发展和环境改善。把能源发展与大气、土壤、水污染防治有机结合起来，坚持安全生产底线，坚守生态保护和耕地保护红线，积极推进能源科技进步，持续开展煤电节能减排改造，努力开创绿色低碳发展新路。

二、总体要求

(一)指导思想。

全面贯彻党的十八大和十八届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，以习近平总书记“四个革命、一个合作”能源发展战略思想为引领，自觉践行创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，牢固树立能源变革主线、生态环保红线、能源安全底线，着力推动体制机制改革、能源结构优化、能源效率提高、发展模式创新，努力构建清洁低碳安全高效的现代能源体系，为建设“强富美高”新江苏提供有力的能源保障。

(二)基本原则。

1.改革引领，创新发展。把能源变革作为能源发展的核心任务，把创新作为促进能源发展的第一动力。以电力、油气等行业领域为重点，以投资体制、定价机制、市场建设等为重要环节，不断深化能源体制机制改革，促进技术创新、体制机制创新、商业模式创新，充分发挥市场配置资源的决定性作用，增强发展活力，激发发展潜力。

2.效率为本，协调发展。把节能优先作为能源变革发展的首要战略，贯穿于能源生产和消费全过程。积极推行国际先进能效标准和节能制度，推动形成节能型生产方式和消费模式。以智慧高效为目标，加强能源系统统筹协调和集成优化，推动各类能源协同发展，实现集约高效开发、科学高效利用。

3.清洁低碳，绿色发展。把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向，坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举，降低煤炭消费总量，优化煤炭消费结构，提高天然气和非化石能源消费比重，持续降低碳排放强度和主要污染物排放总量，积极推进污染物深度治理，促进生态文明建设。

4.互利共赢，开放发展。把开放作为推动能源发展的重要途径，坚持政府引导与企业自主相结合，内部挖潜与外部开拓相并重，加快构建和完善以煤炭、电力、天然气为主，内外并举、品种多样的生产供应基地，主体多元、多层互补的应急储备体系，统一开放、竞争有序的能源市场体系，实现深度开放条件下的能源安全。

5.民生优先，共享发展。把改善人民群众用能条件作为能源发展的根本出发点和落脚点，按照高水平全面建成小康社会要求，统筹城乡和区域，加强城乡用能基础设施建设，显著提高能源普遍服务水平。深化能源投融资体制改革，加大能源扶贫力度，使人民群众更加直接地参与能源发展，更加充分地分享发展成果。

(三)发展目标。

1.供给能力显著增强。按“十三五”时期经济增长7.5%左右和能耗累计下降17%的要求测算，2020年全省能源总需求3.60亿吨标准煤左右。2020年，各类能源资源供给能力达到3.8亿吨标准煤左右。省内外各类电力装机1.6亿千瓦左右(其中，煤电8315万千瓦、天然气发电2000万千瓦、核电425万千瓦、抽水蓄能260万千瓦、风电1000万千瓦、光伏发电800万千瓦、生物质发电150万千瓦，区外来电3300万千瓦左右)，保障全省6500亿千瓦时用电量(年均增长4.9%，弹性系数0.65)的需求。煤炭中转储备能力1.5亿吨左右，省内一次原油炼制能力4000万吨左右，天然气(包括沿海LNG接收站)供应能力力争达到360亿立方米。

2.能源消费显著控制。2020年，能源消费总量确保控制在3.4亿吨标准煤以下(年均增长2.4%，弹性系数0.32)，力争控制在3.37亿吨标准煤(年均增长2.2%，弹性系数0.29)，为2025年左右能源消费总量达峰和2030年左右碳排放总量达峰创造条件。确保完成17%的节能目标，力争下降22%左右。能耗强度由0.46吨标准煤下降到0.38吨标准煤以下，力争接近0.36吨标准煤，继续保持全国领先地位。

3.能源结构显著改善。2020年，省内非化石能源生产量突破2100万吨标准煤，占一次能源生产量的比重提高到73%左右，其中可再生能源生产量突破1200万吨标准煤，占比达到41%左右。包括区外来电在内，全省非化石能源消费量突破3700万吨标准煤，占比达到11%。持续控煤减煤，省内直接转化利用的煤炭由27209万吨(实物量)下降到2.4亿吨左右，占能源消费总量的比重由64.4%下降到50.9%，持续保持“负增长”。天然气消费量达到350亿立方米左右，占能源消费比重由6.6%提高到12.6%。

4.绿色低碳显著提升。到2017年底，在役燃煤机组全面完成节能减排升级改造，10万千瓦及以上机组达到燃机排放标准(即在基准含氧量6%的条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米，下同)，10万千瓦以下机组达到重点地区特别排放限值。到2020年，省内在役发电装机中，清洁发电装机达到4600万千瓦左右，可再生能源发电装机达到2200万千瓦左右，占比分别提高到35%和17%左右，天然气发电装机超过2000万千瓦，占比提高到15%左右，煤电装机占比下降至63%。电煤占煤炭消费比重提高到65%以上，煤电机组供电煤耗下降5克/千瓦时，热电联产机组热电比稳步提高。

5.普遍服务显著强化。到2020年，新增天然气主干管网1600公里，实现所有县区全覆盖，苏南、苏中等城镇化水平较高的地区基本实现城乡一体化。在形成500千伏“六纵七横”电网主干网架的同时，基本实现大中城市配电网智能化，全面完成新一轮农村电网升级改造，实现各类电源公平接入。加气站、充电站等新型终端服务设施基本实现大中城市全覆盖、高速公路和高等级航道全覆盖。

6.治理体系显著完善。持续推进能源投融资体制改革，提升“放管服”水平。以电力、油气领域为重点，以能源资源配置市场化为取向，深化能源体制改革，统一开放、竞争有序的能源市场体系建设取得新突破。以油气管道保护、可再生能源发展为重点，加强法规、标准、政策制定，科学完备、高效便捷的能源治理体系建设取得新进展。

三、重点任务

紧紧围绕推动能源变革总体要求，紧扣安全、结构、高效、创新、改革“五个关键词”，扎实推进“八大任务”，努力实现能源消费从粗放低效向集约高效转变，能源生产从环境影响型向绿色低碳型转变，能源资源从高碳为主向低碳取向转变，能源布局从偏重集中向集散并重转变，能源系统从供方主导向双向互动转变。

(一)增强安全保障能力。

坚持内外并举、量质并重，以煤炭、石油、天然气、电力为重点，开展多渠道、多形式、深层次国际国内合作，形成来源广、品质好、物流畅、价格优的能源资源供应体系。

1.煤炭。推进供给侧结构性改革，加快煤炭行业“去产能”，加强保留煤矿管理，提高科学产能比重，推动徐州等传统煤炭工业基地绿色转型发展，到2020年省内煤炭稳产700万吨左右。开展“煤电联营”，深化与山西、内蒙古、陕西、安徽等传统煤炭基地的合作，开展煤矿共建，建立长期稳定供煤关系，稳定电煤来源。落实“一带一路”战略，促进优势产能“走出去”，优质资源“引进来”。到2020年，形成国内为主、国外为辅的煤炭资源布局。

2.石油。实施油田改造项目，稳定省内200万吨/年原油产能。积极引进山东等省外陆上原油资源，推进连云港港30万吨级码头及配套管道建设，促进海上原油接卸、转运。落实国家原油进口资质条件开放政策，确保金陵石化、扬子石化和盛虹集团、新海石化等中央和地方现代化炼厂资源供应，争取到2020年全省原油供应能力达到3500万吨以上。加大国V清洁汽柴油和普通柴油保障能力，积极协调金陵石化、扬子石化清洁油品稳产和资源就近供应，大力引进中石油、中海油和石化石油省外炼厂资源供应，促进中石化苏南、江北成品油管道安全稳定输送。到2020年，力争全省成品油供应能力达到2600万吨以上。

3.天然气。加快沿海千万吨级LNG接收基地建设，增建大型储罐，扩大海外气源接收存贮能力。在改造完善西气东输和川气东送系统，加强配套地下储气库建设的同时，加快中俄东线管道建设，增强接收、储存中亚和俄罗斯等境外陆上气源的能力。继续稳定江苏油田常规天然气产量，开展下扬子地区非常规天然气资源勘查工作，提高自给能力。鼓励各类资本进入我省供气市场，开展输储设施建设和贸易合作，通过管道、车载LNG等运输方式，增加气源供应，扩大市场范围，活跃供气市场。到2020年，全省天然气供应能力力争达到360亿立方米。

4.电力。稳步推进省内电源建设，逐步扩大清洁能源装机占比，至2020年，省内装机达到1.3亿千瓦左右。贯彻国家电力布局，加强省际电力合作，扩大利用区外来电。建成淮南—南京—上海特高压交流工程和锡盟—泰州、晋北—南京特高压直流工程，新增输电能力2000万千瓦左右。支持徐矿集团、国信集团等企业积极参与送端配套电源建设。优化区外来电结构，积极利用西部水电和内蒙古、山西等地可再生能源，扩大利用新疆、青海可再生能源。鼓励省内企业参与华东地区抽水蓄能电站建设，提高华东地区网内调峰互济保供能力。保障电网运行安全，积极应对特高压外来电大幅增加带来的安全风险，严防电网大面积停电事故，提前化解耦合风险，妥善处理特高压输电对油气管道的影响。到2020年，区外来电规模达到3300万千瓦左右。

(二)构建现代输储网络。

坚持输储统筹、供需平衡，协同推进煤电油气多种能源输送方式发展，同步加强能源储备和调峰设施建设，率先构建多能互补、安全高效的现代能源输储网络。

1.煤炭物流体系。贯彻落实国家煤炭物流发展规划，根据消费布局和交通区位，兼顾生产基地和应急储备，持续完善以铁路、水路为集疏通道，以港口、园区为储配中枢的立体化煤炭物流网络，建设经济高效、绿色先进的现代煤炭物流体系。按照枢纽辐射、就近储备的原则，实施煤炭中转储运基地完善工程，在沿海、沿江、沿河港口等区域布局建设覆盖范围广、环境影响小、应急能力强、运输距离短、储备成本低的6大煤炭应急储备基地，加强燃煤电厂储煤能力建设，提高煤炭应急保障能力。到2020年，形成煤炭中转储备能力1.5亿吨。

专栏1 煤炭中转储运基地完善工程

以服务苏北、兼顾苏中为目标，依托徐州港，持续完善以大运河等内河运输为主要疏散方式的北部中转储备基地。以服务沿海、兼顾内陆为目标，依托滨海港、大丰港，持续完善以铁路、水路运输为主要疏散方式的沿海中转储备基地。以服务苏南、苏中为目标，依托太仓港、靖江港、镇江港，持续完善以海进江和内河运输为主要疏散方式的沿江中转储备基地。

2.石油输储体系。加快优化苏中苏北特别是沿海地区管道布局，全面推进互联互通，持续加大隐

患整治力度，实现安全运维水平、管道输送比例、应急储备能力同步提升。

加快重点管网建设。按照就近配置资源、服务炼化布局的要求，立足南北互通、东西相连、陆海对接，完善原油、成品油管网。重点建设日照—仪征复线连云港支线原油输送管道，累计形成原油管道 1500 公里。全面建成中石化江北成品油管道及配套油库，规划建设连云港—徐州—商丘成品油管道，累计形成成品油管道 1500 公里。

扩大应急保障能力。督促原油加工企业落实国家商业原油储备标准，加快中石化仪征、中石化连云港原油商业储备基地建设。积极推进泰兴国家成品油储备库建设。鼓励和引导成品油经营企业构建地区中心库、区域配送库、县级分销库等多级储备体系。

专栏 2 油气管网安全提升工程

贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，开展全省油气输送管道隐患整治攻坚战，推进鲁宁线(江苏段)等油气管道安全隐患整治，增强资源调配能力，提高老旧输油管道安全性，确保 2017 年 9 月底前全面完成隐患整治。加强管道保护法规、制度、体系、标准建设，构建管道保护长效机制。

3. 天然气输储体系。统筹海上与陆上两类通道，接卸、运输、储备三个环节，以市场为导向，以江北为重点，科学规划管网布局，加快建设接收基地，不断提升输储能力。

加强 LNG 接收站建设。落实“一带一路”和沿海开发战略，充分利用沿海区位优势 and 港航条件，适应长三角地区发展需求，加快实施千万吨级 LNG 接收站建设工程，形成南通、盐城、连云港“一线三点”沿海 LNG 接收基地，确立海外天然气与陆上管道气互补格局，构建国家进口天然气海上通道重要支点多。到 2020 年，形成 1000 万吨以上海外天然气接收能力。

专栏 3 千万吨级 LNG 接收站建设工程

建成中石油如东 LNG 二期工程和新疆广汇启东 LNG 分销转运站一期、二期，加快广汇启东二期工程建设。开工建设中海油滨海 LNG 接收站，确保“十三五”期间建成投运。推进华电、协鑫 LNG 接收站前期工作，争取“十三五”开工。开展新疆广汇启东 LNG 分销转运站三期前期研究。

加强主干管网建设。按照“苏南适当加密、苏北形成网络”的思路，配合西气东输、川气东送、俄气南下、海上 LNG 四大气源通道，建设“五横八纵”干线输气网络。强化干线支撑，重点建设中俄东线江苏段、青岛—南京等输气管道，加快推进南通(海门)—苏州(太仓)过江管道建设。强化跨省联络，重点建设江苏沿海管道及其辐射安徽、河南的横向支干线等，发挥沿海 LNG 接收基地立足江苏、服务长三角、辐射中部省份的作用。同步推进宁芜复线、启通管道，川气东送配套高淳—溧水、江阴—武进、吴江—昆山、武进—马山支线以及天然气电厂专用支线等支线管网建设，实现天然气管网县区全覆盖。到 2020 年，累计形成全省天然气主干管网 3400 公里。

加强储备体系完善。利用盐穴等地下空间、LNG 接收站配套储罐、天然气管道加压储气、城市配建应急储备设施等，构建多载体、多形式天然气储备体系，建成长三角应急储气调峰中心。加快建设金坛储气库群，尽快建成 20 亿立方米储气能力。规划建设淮安赵集、淮安楚州、盐城朱家墩、丹徒荣炳等地下储气库，新增设计储气能力约 70 亿立方米。依托沿海 LNG 接收基地，在连云港、滨海、如东和启东新增约 200 万立方米大型 LNG 储罐。鼓励建设城市调峰设施，形成 5200 万立方米储存能力。

4. 电力输储体系。坚持电网与电源统一规划、协同发展，优化电网布局和电力潮流，强化调峰能力和民生保障，加快建设安全可靠、开放兼容、清洁环保、经济高效的智能电网。

完善主干电网。适应锡盟—泰州、晋北—南京等跨省特高压输电工程建成投运的新情况，对外衔接华东电网，对内协调支撑电源，加快苏北及沿海地区负荷发展热点地区 500 千伏变电站布局和降压能力建设，加强苏中地区衔接特高压 500 千伏电网配套工程建设，优化苏南 500 千伏电网结构。到 2020 年，形成“六纵七横”500 千伏网络结构。

优化分区电网。按照合理规划潮流方向、有效控制短路电流、努力实现均衡供电的要求，优化分层分区运行，强化区间互济备用，构建 220 千伏环网结构，提高重要电源及时接入、区间事故即

时支援和用电负荷即时转供能力。到 2020 年，全省 28 个 220 千伏电网片区实现互联分布、协同运行。

强化配电网。立足供电可靠性、配电智能化、服务均等化，加快实施配电网特别是中心城区和农村电网改造，同步提升标准、技术、装备，加快形成强简有序、标准统一、智能高效的配电网。开展中心城市核心区高可靠性示范建设，提高故障自动检测、隔离和网络重构自愈恢复能力。加快新一轮农网改造，建设金坛等美丽乡村配电网示范区，全面解决“低电压”、“卡脖子”、户均供电容量低、安全隐患多等历史问题，到 2020 年，农村地区供电可靠性达到 99.93% 以上，年均停电时间下降到 6.13 小时以下。

增强调峰能力。把调峰、储能放到更加重要的位置，在增加利用区外水电的同时，坚持抽水蓄能、燃机调峰和非水储能装置相结合，多式并举，增强电网运行协调性、稳定性。按期建成溧阳抽水蓄能电站(150 万千瓦)，加快句容(135 万千瓦)抽水蓄能电站建设，加快推进连云港(120 万千瓦)抽水蓄能项目前期工作并开工建设。结合盐穴空间资源和地区电网调峰需求，开展地下盐穴压缩空气调峰储能试点。统筹兼顾片网调峰和控减煤炭需要，重点在峰谷差大、煤炭消费基数高、气源有保障的地区有序适度建设天然气调峰电站。完善电价政策，鼓励电动汽车低谷充电。实施煤电灵活性改造与运行工程，提高 30 万千瓦级煤电机组深度调峰能力。结合车用电池退役再利用，努力构建以抽水蓄能为主、电池蓄能为辅的多模式电能储备体系。

(三)严控煤炭消费总量。

坚持节约优先，强化政策引导和制度约束，积极控减能源和煤炭载荷，保障合理用能，激励节约用能，淘汰落后用能，提高清洁用能，加快推进社会用能方式变革，持续提高能源行业生态贡献。深入实施《“两减六治三提升”专项行动方案》，加快实施煤炭消费等量减量替代，加大散煤整治力度，持续压减非电行业用煤，逐步提高电煤占比，到 2020 年，全省煤炭消费量减少 3200 万吨，电力行业煤炭消费占煤炭消费总量比重提高到 65% 以上。

1.同步实施能源消费总量和强度“双控”制度。

建立分解落实机制。把能源消费总量和能源消费强度作为重要考核指标，建立分解落实机制，强化监督检查。统筹兼顾经济发展阶段、能源消费总量、单位能源产出效率、单位面积能耗强度和产业转型升级、生态环境建设要求，按照“共同但有区别”的原则，分解下达各地区能源消费总量和年度控制要求。将能源和煤炭消费总量控制指标执行情况，纳入生态文明建设和大气污染防治行动考核。

积极加强源头管控。着力调整产业结构，强力推进钢铁等产能过剩行业“去产能”。到 2020 年，压减粗钢产能 1750 万吨、水泥产能 600 万吨、平板玻璃产能 800 万重量箱。严格执行高耗能和产能过剩行业产品能耗强制标准，扎实推行节能评估审查机制。不断加强重点行业能效管理和重点企业节能监察，提高用能设备能效水平。通过综合采取经济、行政、法律和技术手段，从源头上积极削减和有效管控能源需求，确保能源消费总量控制在 3.4 亿吨标准煤以下，力争控制在 3.37 亿吨标准煤左右。

2.大力实施煤炭消费减量替代行动。

建立目标分解考核制度。制定实施《“两减六治三提升”专项行动削减煤炭消费总量专项实施方案》，把控制煤炭消费、实现持续削减作为控制能源消费、调整能源结构的“重中之重”，纳入生态文明建设和大气污染防治行动考核，将减量控制目标分解至各设区市，同步开展年度考核和预测预警。

逐步提高减量标准。按照《江苏省煤炭消费减量替代工作方案》，制定实施电力行业和非电行业煤炭等量、减量替代管理办法。严格控制煤炭消费增量，对所有新建、改建、扩建耗煤项目一律实行减量替代或等量替代。对非电行业新增煤耗，一律实施 1.5 倍减量替代(其中钢铁、水泥行业 2 倍减量替代)，上一年度全省空气质量排序较差的前 4 个市，实行 2 倍减量替代;电力行业在等量替代的基础上，逐步实行减量替代。将煤炭减量替代或等量替代作为能评的重要内容，不符合标准的，不予出具能评报告，不得开工建设。

3.持续实施煤电节能改造行动。

全面落实《江苏省煤电机组节能减排与改造行动计划(2014—2020年)》和《江苏省煤电节能减排升级与改造实施方案(2016—2017年)》，持续强化煤电行业节能改造行动。强化年度改造计划制定，分解落实具体地区、企业、机组，明确改造内容、时限。加强改前改后测试，严格改造节能量评估认定。以发电煤耗为主、供电煤耗为辅，开展同类机组单耗评价，总结标杆企业、先进机组节能改造经验，推动“对标找差”持续改造。鼓励发电机组因地制宜开展供热改造，降低综合煤耗。到2020年，全省在役燃煤机组平均供电煤耗比2015年下降5克标准煤/千瓦时。

4.积极淘汰落后耗煤产能。

有序实施煤电“去产能”。落实国家煤电发展“三个一批”政策要求，调整优化、合理控制在建项目和规划规模内拟建项目建设时序，逐步降低煤电机组比重。加强煤电机组利用小时数监测分析，完善煤电规划建设风险预警机制。30万千瓦及以下燃煤发电机组服役期满后一律实施关停淘汰。结合实施煤电机组节能减排与改造行动计划，继续实行高能耗、高排放小型燃煤机组关停淘汰政策，逐年制定关停计划，逐项组织关停核查。“十三五”期间，累计关停淘汰250万千瓦。

分类整治燃煤锅炉。坚持提升存量和严控增量同步推进、提标改造和关停替代一体实施，加强新增锅炉管控和存量锅炉整治。实施大气污染防治重点工程，逐步扩大禁煤区，由城市建成区向近郊扩展。严格管控新增锅炉，全省城市建成区和其他禁煤区，禁止除热电联产以外的燃煤锅炉。2019年底前，35蒸吨及以下的燃煤锅炉全部淘汰或实施清洁能源替代，65蒸吨及以上的燃煤锅炉全部实现超低排放，其他燃煤锅炉全部达到特别排放限值要求。制定、修编热电联产规划，扩大热电联产覆盖范围，推动热电联产区域内热源点整合。

5.深化重点领域节能。

重推工业节能。严格固定资产投资项目节能评估审查，积极开展节能监察，推广运用高新技术和先进适用技术改造提升传统产业，推动钢铁、建材、石化、化工、纺织等重点行业以及其他行业重点用能单位深化节能工作。继续实施燃煤锅炉节能环保综合提升和焦化、煤化工、工业窑炉煤炭清洁高效利用改造工程。

重推建筑节能。贯彻落实《江苏省绿色建筑条例》，推行绿色评级与标志制度，推动新增建筑达到节能强制标准，加快既有建筑节能改造，大力推广可再生能源集成应用。

重推合同能源管理。积极培育和发展壮大合同能源管理机构，努力创新合同能源管理模式，推动用能管理市场化、专业化、精细化。

(四)推动绿色低碳发展。

坚持把绿色低碳作为调整能源生产和消费结构的主攻方向，推进化石能源清洁化利用、非化石能源规模化发展，提高天然气等清洁能源和非化石能源消费比重，降低能源行业环境影响程度和温室气体排放强度，推动清洁高效、低碳优质能源逐步成为增量能源的供应主体。

1.着力发展非化石能源。坚持集中开发与分散利用并举，调整优化开发布局，着力发展核能、风能、太阳能、生物质能等非化石能源。到2020年，非化石能源发电装机力争达到2600万千瓦，占省内电力装机的20%左右；非化石能源占一次能源消费比重达到11%。

安全发展核电。严格遵循国家核电发展战略，坚持把安全放在首位，严格操作规程，确保在役机组安全运行，严格建设标准，推动在建项目稳步建设。按期建成田湾核电二期工程(2×112.6万千瓦)，加快推进三期工程建设(2×111.8万千瓦)，积极争取四期工程和第二厂址纳入国家规划。适时启动第二核电厂址优选和保护工作。加强同中核集团、中广核集团等核电企业及相关科研机构合作，开展高温气冷堆、软地基场址前期研究。推进核循环、核医疗等产业协同发展。

加快发展风电。按照《江苏省海上风电场工程规划》，贯彻实施《关于促进风电健康有序发展的意见》《江苏省风力发电发展规划(2006—2020年)》，坚持海陆并举、以海为主，打造千万千瓦风电基地。到2020年，累计并网1000万千瓦。

——推进海上风电规模化开发。加强风能资源勘查，提高微观选址水平，推动连云港、盐城、

南通海域海上风电开发。加大综合协调力度，着力推动《全国海上风电开发建设方案(2014—2016)》确定的18个项目前期工作和建设进度。推进射阳、滨海、大丰、响水、东台、如东、灌云等项目建设。依托示范项目建设，提升海上风电机组设计、施工、安装和运行管理水平，促进标准化、规模化发展。到2020年，海上风电累计并网350万千瓦，保持全国领先水平。

——推进陆上风电协调化开发。加强测风和场内风机布局优化设计，推广应用适应中低风速资源的风电装备和运维技术，推动沿海陆上风电和内陆低风速风电协调发展。组织开展分散式风能应用示范，推动接入低压配电网分散式风电建设。开展风电制氢、风电海水淡化等试点示范。到2020年，陆上风电累计并网650万千瓦。

科学利用太阳能。坚持光伏和光热相并重、分布式与集中式相结合，大力推进太阳能多形式、大范围、高效率转化应用，到2020年，光伏发电累计装机确保800万千瓦，力争1000万千瓦，力争实现用户侧平价上网。

——全面推进分布式光伏系统。把分布式作为光伏发电的主要方式，重点利用工业园区、经济开发区、公共设施、居民住宅以及路灯灯杆、广告塔架、高架桥梁等各类资源，广泛发展“自用为主、余电上网”的分布式光伏发电。鼓励各类园区统一规划、布局建设分布式光伏发电系统。结合建筑节能推进光伏建筑一体化建设。把分布式光伏发电作为新能源试点示范的重要考核指标，引导和激励试点地区重点发展分布式光伏。到2020年，分布式光伏累计装机确保400万千瓦，力争500万千瓦。

——有序发展集中式光伏电站。在不影响生态功能、不改变用地性质、不影响生产功效的基础上，因地制宜地综合利用沿海滩涂、鱼塘水面、煤矿塌陷地、风电场等空间资源，建设风光互补、渔光互补、风光储多能互补，以及与农业设施相结合，不同方式和形态的光伏电站，积极实施光伏“领跑者”计划，开展阜宁、沛县、宝应等光伏“领跑者”示范基地建设，打造3—5个50万千瓦以上的光伏电站基地。

——积极促进光热多形式利用。组织开展光热发电示范工程建设，推进光热发电、储能材料协同发展，培育形成自主化技术体系和产业化发展能力。全面实施《江苏省绿色建筑发展条例》，推动新建住宅、宾馆、医院等公共建筑统一设计、安装太阳能热水系统，新建大型公共建筑普遍采用光热利用技术。鼓励光伏、光热系统集成化设计、模块化装配、嵌入式应用。到2020年，光热利用力争达到160万吨标准煤。

专栏4 能源绿色发展创新示范

加快高比例可再生能源应用示范区建设。鼓励新能源示范城市(工业园区)及绿色能源示范县等局部区域，通过风电、光伏规模化发展以及屋顶光伏等分布式发电等途径，满足区域用电、供热、取暖和制冷等各类用能需求，实现各种新能源之间以及新能源和常规能源的生产体系深度融合，提高区域可再生能源在能源消费中的占比。到2020年，积极推动东台国家沿海高比例清洁能源综合示范区、扬中高比例新能源示范城市建设，力争部分新能源示范城市(工业园区)或绿色能源示范县等局部区域可再生能源在能源消费中的比重达到50%以上，努力打造5个高比例可再生能源应用示范区。

加快可再生能源综合利用示范省建设。严控煤炭消费总量，安全发展核电，加快发展可再生能源，有序消纳区外可再生能源电力，努力提高新增能源消费中可再生能源占比。到2020年，全省能源消费增量中可再生能源增量(含区外来电中的可再生能源)比重力争达到20%以上，力争建成可再生能源综合利用示范省。

扩大利用生物质能。按照因地制宜、综合利用，政府扶持、市场驱动的思路，突出农村秸秆、城乡生活垃圾、工业有机废水和城乡生活污水处理，积极推进生物质能规模化、专业化、产业化、多元化发展，努力形成具有较大规模、较高水平的新型产业。到2020年，生物质发电装机达到150万千瓦。

——推动生物质能多种方式利用。鼓励生物质发电、制气、液化、造粒利用。在农作物主产区和农林生物质资源丰富的地区，有序布局建设装机规模与资源总量相匹配的生物质发电项目。在满

足环保条件的前提下，结合城乡生活垃圾集中处置，合理建设垃圾焚烧发电和垃圾填埋气发电。在畜禽规模化养殖地区，全面推进畜禽粪便气化发电。加强技术指导和专业化服务，发挥户用沼气设施作用。支持村级集体经济组织、家庭农场等，结合村庄整治、新农村建设，发展规模适度的集中式秸秆气化工程，支持小规模分散型生物质气化发电及多联产综合利用项目，符合天然气标准的，支持纳入城乡天然气管网。支持发展秸秆成型燃料，推广符合排放标准的生物质成型燃料锅炉，替代燃煤锅炉。

——推动生物质能梯级综合利用。按照技术先进、经济合理、环境友好的思路，推动生物质能循环利用，延长产业链。结合制定、修编区域热电联产规划，支持建设生物质热电联产，加快发展公共热源。在继续发展生物质直燃发电、生物质成型燃料直燃供热的同时，鼓励以秸秆等农林剩余物为原料，采用热化学工艺制备纤维素乙醇等液体燃料。开展生物质梯级综合利用试点，推动生物质能源化利用从单一原料和单一产品，向原料多元化、产品多样化方向转变。

2.着力实施终端用能清洁替代。在着力发展省内、加力利用省外可再生能源的同时，聚焦天然气和电能替代，持续提高天然气占能源消费的比重和电能占终端能源消费的比重。

积极扩大天然气利用。优化交通用能结构，实施车船“油改气”工程，建立完善加气设施布局，推动公路客货车辆和内河、长江船舶使用 LNG 燃料。优化工业用能结构，鼓励工业企业以天然气替代煤炭、柴油、燃料油，推进工业燃煤锅炉改为燃气锅炉或燃气热电联产集中供热，鼓励发展天然气分布式供能系统。优化居民用能结构，继续加大居民和公共服务等民生领域用气保障力度，全面消除民用散煤。到 2020 年，全省天然气利用量力争达到 350 亿立方米左右。

专栏 5 车船“油改气”工程

内河船舶油改气。统筹兼顾气源供应和航运发展，着力推进标准完善、船舶改造和站点建设，按照“先示范引领、后推广应用，先京杭运河、后其他内河”的路径，以干线航道为重点，建成船用 LNG 加气站 89 座，初步形成与内河航运发展相协调，布局合理、竞争有序的船用 LNG 加气服务体系，先进适用、较为完备的标准规范体系。

高速公路油改气。统筹区域经济发展和交通网络设施布局，兼顾已有公路 LNG 加气站服务能力，以线布站，以站带面，覆盖高速公路、国省干线公路、客运枢纽和物流场站，建设车用 LNG 加气站 286 座，形成协调经济和社会效益、适应我省公路客货运输 LNG 车辆发展和能源消耗需求，布局合理、竞争有序、保障有力的道路 LNG 加气站服务体系。

积极推动电能替代。以提高电能占终端能源消费比重、提高电煤占煤炭消费比重、提高可再生能源占电力消费比重、降低大气污染物排放为目标，结合不同电能替代方式技术经济特点，制定电能替代实施方案，因地制宜、突出重点，逐步扩大电能替代范围，形成清洁、安全、智能的新型能源消费方式。工业领域，以金属冶炼、玻璃制造、服装印染、木材加工等用热行业为重点，加快推广蓄热式和直热式工业电锅炉、电驱式皮带运输和电驱动吊机，推进“以电代煤”“以电代油”，直接压减煤炭和燃油需求。交通领域，打造绿色交通体系，加快发展船舶岸电系统和推广电驱动、气驱动装卸技术应用，建设空港陆电和场内车辆“油改电”示范工程，大力实施电动汽车充电设施建设行动。建筑领域，对热力管网覆盖范围之外的医院、学校、商场、办公楼等公共建筑，加快推广蓄热式电锅炉、热泵和电蓄冷技术，鼓励建设地源(水源、污水源)热泵供热(制冷)等可再生能源建筑应用系统。农业领域，重点推广粮食电烘干、农业温室大棚热泵和电热膜、禽类繁殖电暖孵化、电制茶等技术。居民生活领域，重点推广碳晶采暖等高效电采暖技术和热泵热水器、热泵辅助加热、电辅助太阳能热水器适用技术;在城市居民小区试点蓄热电锅炉、热泵技术，推进新型集中供热，推广燃气分户采暖应用。到 2020 年，电力消费(按供电标煤计算)占全社会能源消费总量 55%左右。

专栏 6 电能替代工程

电能替代是指在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油的能源消费方式，如电采暖、地能热泵、工业电锅炉(窑炉)、农业电排灌、电动汽车、靠港船舶使用岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰等。

为实施电能替代，制定《江苏省推进电能替代工作实施方案》，明确重点领域、任务、目标、工作举措。到 2020 年，用户侧储能装机容量达到 100 万千瓦。“十三五”期间，累计实现电能替代 600 亿千瓦时。

为保障电能替代顺利推进，在加快省内可再生能源发展步伐、充分挖掘省内既有电源发电潜能的同时，增加区外来电引入能力，到 2020 年末，区外来电输电能力达到 3300 万千瓦，比 2015 年增长近一倍。

3.着力推动化石能源品质提升。坚持“源头控制、全程监管，突出重点、分步推进”，以严格标准为关键，以技术创新为引领，加快实施煤炭清洁利用和成品油质量升级行动，提高化石能源清洁高效利用水平。

深化燃煤电厂环保升级改造。按照“扩面提速再提速”总体要求，全面落实《江苏省煤电机组节能减排与改造行动计划(2014—2020 年)》和《江苏省煤电节能减排升级与改造实施方案(2016—2017 年)》，持续强化责任落实、政策落实，持续开展联合督查、定期通报，深入推进煤电环保升级改造。到 2016 年底，百万千瓦级煤电机组全部达到燃机排放标准;到 2017 年底，10 万千瓦及以上煤电机组全部达到燃机排放标准，10 万千瓦以下机组全部达到重点地区特别排放限值。积极采取特殊措施，支持鼓励 10 万千瓦以下煤电机组实施燃机排放标准环保改造。

提高煤炭品质。提高电煤质量和利用标准，限制销售和使用灰分大于 16%、硫份大于 1%的燃烧用煤。制定更严格的民用煤炭产品质量标准，推进建立优质、低排放煤炭产品替代劣质散煤机制，全面禁止劣质散煤销售。推动煤炭分级分质梯级利用，进一步提高电煤在煤炭消费总量中的比重，实现煤炭清洁高效利用。到 2020 年，电煤占煤炭消费总量的比重达到 65%以上。

升级油品质量。巩固我省油品升级工作全国领先地位，积极做好清洁油品资源保供工作，确保我省国 V 车用汽柴油(含乙醇汽油)平稳供应。协调落实第四阶段标准普通柴油升级保供工作。加大连云港炼化一体化项目前期工作和建设推进力度，推进淮安清江石化、新海石化等地方炼油企业升级改造工作。

(五)提升系统综合效能。

以提高自适应和可持续为目标，坚持供能与用能、集中与分布、系统与负荷统筹谋划，推动能源高效生产、科学配置、梯次利用、智慧互联，到 2020 年，力争率先实现人人利用能源、参与发展、分享红利。

1.构建智慧能源系统。以智能电网为中枢，推进能源网和互联网深度融合、电力流与数据流实时交互，建设“源—网—荷—储”设备智能、供需分散、协调发展、集成互补的能源互联网。

提高电网智能水平。坚持安全可靠，着力优化 220 千伏供电分区，重点提升 110 千伏及以下配电网可靠性、灵活性，南京、苏州等城市高可靠性示范区达到国家先进水平。坚持公平开放，加速推广适应分布式能源发展、多元化用户需求的电网结构，提升电网接入友好性，实现可再生能源全额上网、及时结算。坚持供需互动，提升需求侧管理水平，促进电动汽车、储能系统、智能家居等新业态发展，支持苏州等市开展电力需求侧管理综合试点。到 2020 年，率先建成省级现代智能电网。

推行节能低碳调度。完善电力交易市场，建立节能低碳调度机制，不断提升“绿色装机”利用效率和“绿色电力”统调比重。实行煤电节能减排升级改造奖励政策，对达到超低排放标准的机组，在一定期限内增加发电利用小时，在同类机组中优先调度发电，对采用先进技术，深度消减烟气多污染物的机组，给予适当的经济补偿并增加利用小时。完善电力辅助服务补偿机制，对承担调峰任务的机组，通过电价补偿、调度补偿等多种手段提升系统效率。实行可再生能源装机保障性收购制度，同步推广可再生能源发电功率预测及调度运行控制技术。

2.提升热电联产效率。坚持按需定供、以热定电，强化区域热电联产规划和实施，优化区域热源布局 and 结构，提高热电联产覆盖范围和综合效率。到 2020 年，燃煤热电联产和兼顾供热装机容量占煤电总装机容量比重达到 70%以上。

完善区域热电联产规划。实施《江苏省热电联产项目管理暂行办法》，提高区域热电联产规划水

平。坚持公用热源为主、自备热源为辅的原则，优先布局和发展以天然气、生物质、余气余压余热为初始燃料的公用热电联产项目，不布局、不发展燃煤自备热电联产项目。坚持控制增量、盘活存量的原则，优先实施现役燃煤机组和生物质、资源综合利用发电机组供热改造，鼓励各类自备热电联产机组转变为公用热电联产机组。

科学建设热电联产机组。在区域热电联产规划的基础上，按照以大代小、提效减排的原则，在热电企业密集的地区开展整合替代，逐步减少热电企业数量；在热负荷集中的工业园区，适当建设背压式热电机组；在天然气资源有保障、天然气和蒸汽、热水价格可承受的前提下，采用竞争性优选方式，有序发展天然气热电联产。沿江地区设区市除以大代小、淘汰燃煤锅炉实现煤炭减量替代、弥补热源缺口外，不再新建燃煤热电项目；苏北地区逐步扩大供热范围，控制新增燃煤热电项目。新建燃煤背压热电联产项目实施煤炭等量替代，新建天然气热电联产与实施集中供热、关停落后煤电等挂钩，并同步建设高效、可靠的环保设施。严格执行热电联产项目技术标准和规范，切实加强机组“热电比”考核评价。

3.发展分布式能源系统。遵循自用为主、余电上网、因地制宜、有序推进原则，积极发展天然气、光伏、风能等分布式能源，实现分散布局、就近消纳、梯级利用。

推广天然气分布式系统。以满足多元用能需求、实现资源高效利用为出发点和落脚点，积极发展天然气“热电冷三联供”系统。重点在城市工业园区、旅游集中服务区、生态园区等建设区域型天然气分布式能源系统，重点在重要公共设施、医疗机构、大型商业设施建设楼宇型天然气分布式能源系统。

开展新能源微电网示范。以风能、太阳能、潮汐能、天然气等新能源分布式系统为基础，同步配置高效储能调峰装置，因地制宜，积极开展新能源微电网示范应用。优先在分布式可再生能源发展潜力大、渗透率高，具备多能互补条件的地区，开展联网型微电网试点。优先在海岛等电网未覆盖地区，开展独立型微电网试点。支持可再生能源发展空间大的农林场圃以及占地面积大的独立工矿企业，积极开发新能源，构建微电网。“十三五”期间，建设 50 个微电网示范工程。

(六)促进科技成果转化。

深入实施创新驱动发展战略，完善制度环境，夯实基础研究，加强技术创新，提升装备水平，形成创新要素充分流动、平台资源充分共享、知识产权充分保护、创新成果充分转化的能源科技创新体系，初步建成能源科技强省。

1.完善科技创新体系。

加强载体建设，充分利用国家、省能源科技专项资金和各类社会资本，加强国家能源研发(实验)中心等研发机构建设，充分发挥创新平台作用，提高科研成果转化效率。加强制度创新，鼓励组建创新联盟，着力构建企业为主体、市场为导向，产学研用相结合的技术创新体系。加强智力支撑，加快能源人才队伍建设，建设“人才高地”和“能源智库”。

2.推动重大技术攻关。

结合实施《中国制造 2025》，加快江苏智造步伐，以重点项目和示范项目为依托，围绕绿色、低碳、智能战略方向，找准共性技术，确定突破方向，积极“推广应用一批、示范试验一批、集中攻关一批”，推动能源创新发展、高效发展。加快燃气轮机设计技术与关键材料突破，提高燃气发电效率。支持省内修造企业提升燃机自主检修维护能力，降低燃气发电企业成本。加快智能电网研究应用，提高电网运行效率。加快高效光伏组件与光热利用研究，提高太阳能发电效率。加快大功率和低风速风机技术的研发并取得突破，提高风能利用效率。加快研发海上大功率风机技术，探索海上浮式风电技术，研究推进海上升压站集中控制等技术。加快规模化储能与微电网示范应用，提高系统综合效率。加快环保新技术研发，实现资源化利用。积极支持低能耗 CO₂ 转化利用技术的工程应用。探索应用新兴能源模式，积极推进清洁能源与互联网、物联网融合发展。支持苏州开展国际能源变革发展典范城市建设试点。

3.提升重大装备水平。

坚持依托企业开展创新研发，依托市场加快技术应用，依托工程推动装备提升，不断促进我省能源装备制造产业化、高端化、国际化。依托非常规油气及深海油气勘探开发，推动陆上及海洋深层钻井平台技术突破并示范应用。依托在省内建设国家燃煤机组示范项目和燃煤发电升级改造行动，推动超超临界燃煤机组等重大装备国产化。依托田湾核电站项目，推进核岛压力容器、蒸发器、管阀等关键部件制造技术自主化率提升。依托海上风电基地，推进风机核心配套装备基地建设。依托绿色能源示范点，推进光伏、生物质等可再生能源发电技术创新。依托特高压交直流和智能电网项目，推进智能电网产业基地集群发展。到 2020 年，形成具有国际竞争力的能源装备工业体系。

(七)深化关键环节改革。

以市场化、均等化为目标方向，坚持顶层设计与分层对接相结合、总体推进与重点突破相统一，协同推进电力、油气体制改革和能源民生工程，加快形成统一开放、竞争有序、公平均等的市场体系和发展格局。

1.实施电力体制改革。贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)和相关配套文件，制定改革方案，开展试点示范，科学推进我省电力体制改革。

有序推进总体改革。成立省电力体制改革领导小组，统筹全省电力体制改革工作。按照“管住中间、放开两头”的体制架构和“三放开、一独立、三强化”的实施路径，制定省深化电力体制改革实施意见，建立健全有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效的市场机制。到 2020 年，初步形成有效竞争的电力市场结构和电力市场体系。

加快推进专项改革。有序推进输配电价改革，逐步放开输配以外的竞争性环节电价，转变政府对电网的监管方式，健全对电网的约束和激励机制，形成保障电网安全运行、满足电力市场建设需要、促进电力用户公平合理负担的输配电价机制。积极推进电力市场建设，完善市场化交易规则和机制，推动电力市场化改革。规范组建电力交易机构，成立市场管理委员会，推动交易机构从内设平台向相对独立转变。有序放开发用电计划，逐步放开公益性和调节性以外的发用电计划，推动发电用电从计划管理向市场条件转变。稳步推进售电侧改革，制定实施《售电侧改革试点方案》，有序向社会资本放开配售电业务，推动配电售电从独家经营向多元竞争转变。加强和规范燃煤自备电厂监督管理，推动具备条件的并网自备电厂成为合格的发电市场主体。

2.实施石油天然气体制改革。按照国家石油天然气体制改革总体部署，着力破解基础设施共用等难题，推动进口 LNG 经营主体和天然气基础设施使用主体“两个多元”。

推进油气基础设施公平开放。实施《江苏省 LNG 接收站公平开放监管实施办法》，规范 LNG 接收站公平开放市场行为，开展 LNG 接收站对第三方市场主体公平准入试点示范。推动中石油、中石化、中海油等企业在苏输气管网互联互通，重要过江通道共建共用。立足优化全省输气干线布局，填补沿海地区干线空白，加快实现管道气“县县通”，以构建沿海输气系统为重点，组建沿海天然气管道公司，推动国有资本与民营资本、中央企业与地方企业、资源方与用户方共同参与，形成多方共建、各方共用的投资建设运营管理新模式。

推进油气市场化改革。进一步落实大用户直供交易，推进非居民用气市场化交易，加快成品油市场化改革步伐。引进多元市场主体，鼓励大用户实现双气源供应，创造终端市场竞争条件。加强油气管道运输定价成本监审，改革管道运输价格管理模式。加强和完善天然气管道运输成本监审核价格监管，加强对管道运输价格和城镇燃气特许经营监督管理，在部分地区率先试行定价动态监管，加快形成公平有序的市场环境。

专栏 7 LNG 接收站公平开放模式

国际上，LNG 接收站第三方准入模式，主要有强制性第三方准入和协商性第三方准入两种。

当前，我国 LNG 接收站向第三方市场主体开放的模式，主要为协商性准入，俗称“一船一议”模式。LNG 接收站使用具体事宜由第三方和接收站运营商进行协商，政府机构对整个过程实行监管。

我省如东 LNG 接收站采用协商模式，已在全国率先实现了对第三方市场主体公平开放。第三方首先向接收站运营商提交申请，并提供资质证书、采购计划、提货计划和销售计划等信息，双方就

窗口期进行讨论，确定窗口期并经上级公司同意后即可签订 LNG 采购合同、接收站服务合同、保密协议等必要文件，然后组织接卸提货生产作业，履行合同。

(八)实施能源民生工程。

坚持科学规划、协力推进、突出重点、扶贫优先，加快农网改造、充电基础设施等民生工程建设，推进能源公共服务均等化。

1.实施新一轮农村电网升级改造工程。认真贯彻《省政府办公厅转发省发展改革委关于“十三五”期间实施新一轮农村电网改造升级工程意见的通知》(苏政办发〔2016〕74号)，加强组织领导，加强政策落实。编制实施省、市、县农村电网改造升级5年规划，建立3年项目储备库，突出抓好35千伏以上项目和已经确定的小城镇、中心村项目，突出抓好省定帮扶县和6大片区的项目，建设“小康示范电”，服务“特色小镇”建设。到2017年底，完成800个小城镇和中心村农网改造升级，涉及农村居民约244万人，小城镇和中心村农网供电可靠率达到99.943%以上，综合电压合格率99.926%，户均配电容量4.2千伏安。

2.实施电动汽车充电设施专项建设行动。按照适度超前、科学布局、开放通用、市场主导的原则，制定实施电动汽车充电设施专项规划。注重车桩匹配、桩站先行、快慢互济、智能互联，同步构建以工作地、居住地、目的地为重点的城市充电服务体系，以高速公路、高等级公路为重点的公路充电服务体系。加强组织协调，简化行政审批，落实奖补政策，促进投资建设、运营管理模式创新，实现充电网与车联网、物联网、智慧城市融合发展。到2020年，累计建成充换电站约1600座，充电桩约17万个，力争建成20万个，车桩比基本达到1:1，力争年充电量达到30亿千瓦时。

3.实施城乡配电网改造行动计划。根据城乡配电网特点和用电要求，深入实施配电网改造行动计划，完善配电网架构，合理应用经济适用型电缆和紧凑型设备，建设经济、可靠、智慧的配电网系统，实现配电与输电、配电与用电协调发展。到2020年，5年累计新增110千伏及以下电压等级变电容量9270万千伏安、线路6.3万公里。

四、保障措施

健全能源法规政策标准体系，完善能源财税金融价格政策，强化能源规划计划实施机制，确保“十三五”能源发展规划目标任务落到实处，实现能源发展更有效率、更高质量、更可持续。

(一)健全法规政策标准体系。

建立健全能源法规政策标准体系，发挥法律法规、政策、标准对能源行业发展改革的保障和促进作用，实现能源发展有法可依、依法行政。

1.推动地方法规制定。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国煤炭法》《中华人民共和国电力法》等重要能源法律修订进展，结合我省实际，加强立法调研，着力推动《江苏省石油天然气管道建设和保护办法》《江苏省〈可再生能源法〉实施办法》的制定。

2.完善能源投资政策。深化简政放权、放管结合、优化服务改革，根据国家和省部署，制定能源投资“负面清单”，制定促进民间资本投资能源领域意见，出台可再生能源开发利用目标引导制度实施细则等，促进投资多元化，加速新能源发展。

3.完善能源标准规范。在引导企业强化标准意识、自觉执行强制标准的同时，支持和鼓励行业领军企业积极参与标准制定。结合省情实际，依托重点企业、科研机构和行业技术专家，积极开展新能源、新装备和管道保护领域地方标准制定工作。

(二)完善财税金融价格政策。

完善能源发展相关财税、金融、价格政策，强化政策引导、扶持和政策协同，促进能源产业可持续发展。

1.健全绿色财税政策。坚持绿色导向，采取税收优惠、投资奖补、专项建设债券、专项资金等方式，支持可再生能源发展和清洁能源利用，促进新能源汽车充电基础设施建设、污染物深度控制新技术、农村电网改造升级和能源装备科技创新。

2.完善绿色金融政策。创新融资方式，在清洁能源等领域积极推广 PPP，引入众筹、互联网金融等新模式，促进能源与金融融合发展。鼓励企业通过发行股票、债券等方式筹集发展资金。鼓励企业发起设立清洁能源产业基金，政府通过认购基金份额等方式给予支持。

3.完善价格形成机制。推进能源产品价格改革，形成体现资源稀缺程度、市场供求关系、环境补偿成本、代际公平可持续的能源价格形成机制。加快推进电力改革，完善输配电定价机制，赋予发用电双方自主选择权和自主定价权，合理控制和降低社会用电成本。实施天然气发电上网电价与天然气门站价格联动机制。进一步完善绿色环保电价政策，继续实施脱硫、脱硝和除尘电价政策。完善新能源电价形成机制和补贴办法，探索建立可再生能源配额交易制度。深化油气价格改革，按照“准许成本加合理收益”定价原则，强化天然气管道建设和经营成本的监审，重新核定已建成的天然气管道运输价格，根据国家部署，择机放开非居民天然气销售价格和成品油价格。鼓励利用海外天然气、煤炭等低价优质能源资源。

(三)强化规划实施推进机制。

建立权责对等、分级负责、监督评估的能源规划实施机制，保障能源发展规划有效实施。

1.健全规划体系。省发展改革委根据本规划编制实施电力、煤炭、天然气、可再生能源等专项规划，细化落实本规划确定的主要目标和重点任务。加强能源发展规划与土地利用、海洋利用、环境保护、城乡建设、交通运输、沿海发展等规划的衔接，促进能源项目协调布局，顺利落地。通过规划、政策相互衔接和部门之间相互配合，促进用地集约、环境改善、能源发展。

2.强化责任落实。省发展改革委根据本规划对设区市政府和省有关部门分解目标任务，重点明确能源消费总量、煤炭消费总量等重要指标的控制性、约束性要求，明确责任主体和分阶段任务。建立规划实施与项目建设联动机制，通过规划引领项目，通过项目支撑规划。

3.强化组织协调。调整充实省能源工作领导小组，发挥议事决策、组织协调作用。省能源主管部门要建立重大任务协同推进机制、重大政策协同研究机制、重大项目协同服务机制，发挥行政管理、政务服务整体效能。

4.创新监管方式。坚持放管结合，强化事中、事后监管。省能源主管部门协同国家能源局江苏监管办等部门，重点监管规划指标、产业政策、改革举措和重大项目(包括示范项目)落实情况，提高监管效能。建设全省能源项目网上监管服务平台，实现横向互联、纵向互通的全过程协同监管。

5.强化实施评估。省能源主管部门要切实加强规划实施的跟踪分析，全面掌握实施进展，及时化解重大共性问题。要认真组织中期、期末规划评估，提出调整或修订方案，经专家论证或征求意见，报省政府批准实施。

五、环境影响评价

(一)规划实施环境影响分析。

本规划按照创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，遵循能源发展“四个革命、一个合作”战略思想，结合省“十三五”规划纲要和省第十三次党代会决策部署，合理设定能源生产目标，积极控制能源和煤炭消费，持续推动传统能源清洁利用和非化石能源特别是可再生能源加快发展，通过聚力供给侧结构性改革，促进能源结构调整、能源效率提升和生态环境改善。

1.控制能源消费，推动能源行业减排。本规划将控制能源消费总量作为“十三五”能源发展八大任务之一，提出建立分解落实、源头管控、考核评价制度，明确 2020 年确保控制在 3.4 亿吨标准煤以下(年均增长 2.4%)，力争控制在 3.37 亿吨标准煤左右(年均增长 2.2%)，能源强度将由 2015 年 0.46 吨标准煤下降到 0.37 吨标准煤以下，力争接近 0.36 吨标准煤，继续保持全国领先地位。

2.削减煤炭消费，推动能源行业减排。本规划把削减煤炭消费和优化煤炭消费结构作为重点任务，摆在突出位置，提出大力实施煤炭减量替代行动，持续实施煤电节能改造行动，并提出通过持续关停小型煤电机组(250 万千瓦)、持续整治分散燃煤锅炉，积极淘汰落后耗煤产能。按照《江苏省煤炭消费减量替代工作方案》和电力行业、非电行业煤炭等量减量替代管理办法，强力实施《“两减六治三提升”专项行动方案》后，预期 2020 年省内煤炭消费量 2.4 亿吨，将比 2015 年减少 3200 万

吨。

3.优化能源结构，推动能源行业减排。本规划把绿色低碳转型发展作为重大任务，从能源生产和消费两个角度明确了结构优化目标要求。提出安全发展核电、加快发展风电、科学利用太阳能、扩大利用生物质能，力促一次能源生产“一升一降”，即省内非化石能源占比由39.7%提升到72.9%，煤炭产量由1919万吨降低到700万吨左右；提出聚焦天然气和电能替代，力促一次能源消费“三增三减”，即天然气利用由165亿立方米增加到350亿立方米，省内可再生能源由607万吨标准煤增加到1200万吨标准煤，区外来电净受电量由649亿千瓦时增加到1590亿千瓦时，省内工业用煤、供热用煤和省外购入焦炭逐步减少。

4.提高能源效率，推动能源行业减排。本规划除提出降低供电煤耗(由2015年300克标准煤/千瓦时降至295克标准煤/千瓦时)外，专门将着力提升能源系统综合效率，作为八大重点任务之一，明确提出提高智能电网水平，推行节能低碳调度，构建智慧能源系统；提出完善区域热电联产规划，科学建设热电联产机组，提升热电联产效率；提出推广天然气分布式能源系统，开展新能源微电网示范，因地制宜发展多能互补梯级利用分布式能源系统。

5.提升化石能源品质，推动能源行业减排。针对化石能源仍为主体能源的现实省情，本规划按照“源头控制、全程监管，突出重点、分步推进”的思路，提出深化煤电环保升级改造、提高煤炭品质、升级油品质量，促进化石能源品质提升。

在当前和“十三五”时期预期技术经济条件下，化石能源生产和消费仍将产生二氧化硫等污染物排放，对环境带来一定程度的影响。基于本规划提出的目标、任务、措施，只要节能减排工程到位、设备设施运转正常、在线监控全面规范、依规查处严格到位，初步测算，全省能源行业二氧化硫、氮氧化物、烟(粉)尘等主要污染物排放均可持续削减，其中，二氧化硫预计不超过20万吨，氮氧化物预计不超过30万吨，比2015年分别削减30%左右。

(二)预防和减轻环境影响对策。

坚持节约资源、保护环境基本国策，把建设生态文明融入能源生产、转化、利用、消费全过程，积极采取经济、法律、行政和技术措施，努力预防和减轻能源对环境的影响，为加强生态保护和环境治理，实现生态环境质量根本性好转作出贡献。

1.加强能源生产和转化环节的环境保护。发挥专项规划的引领作用。根据《江苏省发展规划条例》和本规划，制定电力、电网、可再生能源、天然气发展等专项子规划，通过规划引导项目布局和实施。发挥环保审批的控制作用。自觉遵守《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《中华人民共和国节约能源法》等法律法规，认真执行环境影响评价制度，加强能源项目节能评估审查，做到未通过环境影响评价、未通过节能评估审查的项目，不核准、不备案、不审批，不开工建设。建设项目做到环保措施与主体工程“三同时”，投运项目做到环保设施全负荷、全时段稳定运行。发挥先进技术的支撑作用。新建燃煤项目均按达到燃机排放标准设计配建先进高效脱硫、脱硝和除尘设施。积极采用废弃资源综合利用技术，加强煤渣(灰)和脱硫脱硝副产物的利用处置，减少对土壤、水体的影响。推动能源企业积极利用中水，实现循环节约利用。改革污染物排放许可制度，推动落实电力企业等排污主体的环境责任，增强自主减排动力。

2.加强能源运输和存储环节的环境保护。继续优化运输方式。加强油气管道布局，加快油气管道建设，力争到2020年，100%的原油、90%以上的成品油、95%以上的天然气实现管道化运输，最大限度避免公路和水路运输突发事故对环境的影响。加强油气管道保护，加大隐患整治力度，提高管道安全运行水平，防止发生泄漏、爆炸、火灾等事故对环境的影响。煤炭运输更多采取水运和点对点直达运输，减少过驳产生的损失浪费和环境影响。继续完善存储设施。对液态能源产品存储设施，严格按照安全、卫生防护距离进行选址，严格按照工艺、材料和安全标准设计建造，严格设置消防、绿化、防渗、防溢、防泄等防护措施。对固态能源产品存储设施，重点加强防尘集尘、截污治污、预防自燃措施。

3.加强能源消费和利用环节的环境保护。深化节能节水。依照节能法规，综合采取财税、价格、

标准等措施，推动重点领域、行业、企业节能，推动电力企业节水。深化综合利用。积极利用煤矸石、煤层气和油田伴生气等伴生资源，加强加油站油气回收利用。结合区域集中供热，推动钢铁、水泥、造纸等行业余热余气余压和废渣资源全额利用。到 2020 年，回收能源规模保持在 1500 万吨标准煤以上。

4.有效开展环境恢复和污染治理。煤炭行业，重点解决地下水渗透、地表塌陷和积存尾矿等问题，做好土地复垦、塌陷地整治利用和水土流失工作。电力行业，严格新建机组环保准入和环保设施运行监督，完成在役机组超低排放改造，积极开展碳捕捉示范，加快推进碳排放权市场化交易试点。完善核电安全运行措施。通过改进机组设计、优化厂址微观布局、合理安排防护距离等措施，降低风机运行噪音和电网电磁辐射等环境影响。油气行业，推进技术改造，采用清洁生产工艺，促进废水循环利用。优化油气管网布局，推进管道共建、廊道共享和委托代输，推广顶管作业等先进技术，减少土地占用和建筑物拆迁，及时组织复垦，保护地形地貌。

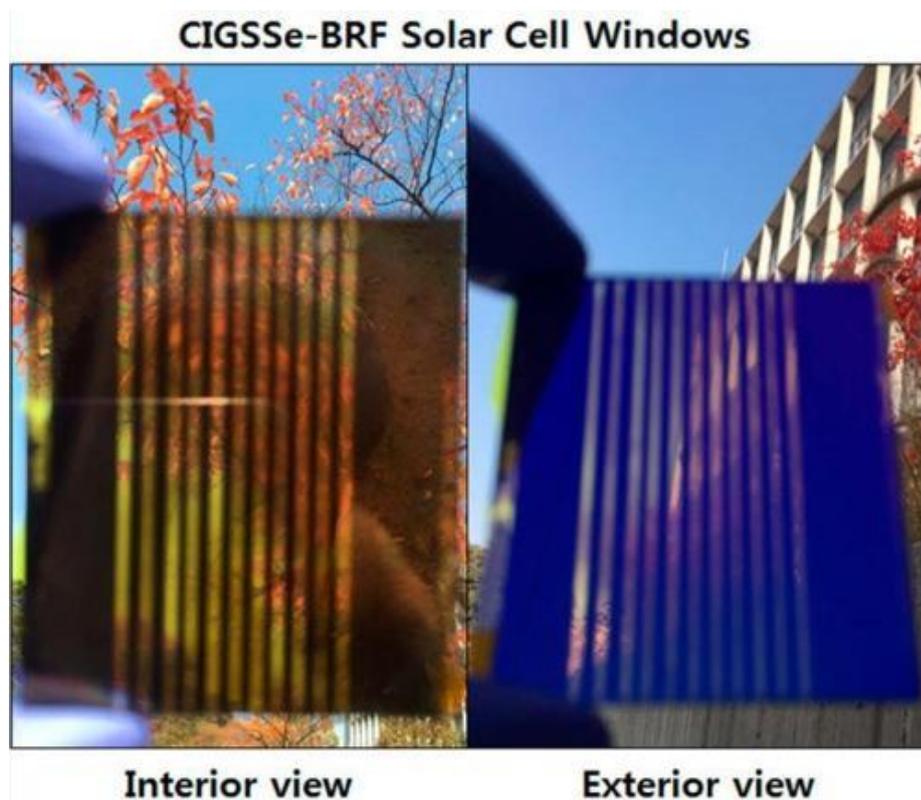
(三)环境保护目标成效。

通过采取以上措施，预期 2020 年，全省能源行业对环境的影响可以得到更好的控制，能源行业节能减排、保护环境的目标可以实现。

江苏省人民政府网 2017-05-15

韩研究团队研发出彩色太阳能电池 或成门窗材料

据韩联社 5 月 11 日报道，韩国科学技术研究院(KIST)清洁能源研究中心闵炳权博士与国民大学应用化学系都英乐教授的共同研究团队发布消息称，已成功研制出了薄膜型彩色太阳能电池。该研究结果刊登在国际学术期刊《美国化学协会》上面。



研究团队称彩色太阳能电池是在由铜、镉、镓、硫磺、硒等构成的薄膜太阳能电池(CIGS 薄膜太阳能电池)表面粘贴光感薄膜而成。通过光感薄膜表面规则的结构，选择性的反射特定光的波长可以产生不同的颜色。例如，欧泊石、闪蝶、孔雀翎儿等就是利用了这样的原理而产生不同的颜色。

闵炳权博士称本次研发的薄膜太阳能电池虽然有多种颜色但是还是可以保证一定的透光性。而且今后彩色太阳能电池也可以成为建筑一体型的门窗材料，也能推动相关的产业的发展。

cnbeta 网 2017-05-15

海洋能、水能

强震后立即恢复发电、登上纸币背面……你知道中国水电在国外多厉害吗？

中国水电企业“走出去”实践和“一带一路”倡议高度契合，自习近平主席 2013 年秋天提出“一带一路”倡议，三年多来，中国水电企业在“一带一路”沿线国家投资开发成绩斐然，多个“三峡工程”已建成投运。

“三峡工程”傲立海外打造标杆

厄瓜多尔辛克雷水电站——总装机容量 150 万千瓦，是厄瓜多尔目前最大的水电站，年发电量 88 亿千瓦时，建成后将满足厄瓜多尔全国 1/3 人口的电力需求，整个项目由中国进出口银行提供 85% 的买方信贷，合同额 23 亿美元，是中国对外承揽已建在建的最大水电工程。

“半个三峡在海外，从 2009 年起步到 2016 年，中国三峡集团海外水电装机 1300 万千瓦，占集团总装机的 15%。”中国三峡集团相关负责人对本报记者表示。

记者了解到，中国三峡集团中国水利电力对外公司在“一带一路”沿线的老挝、马来西亚、菲律宾、印尼、巴基斯坦、尼泊尔、哈萨克斯坦、马其顿、塞尔维亚、肯尼亚等近 20 个国家设有驻外机构或项目部，成功建设多个在双边经贸关系中具有重要地位的大型水利水电项目，拥有在建投资和国际工程承包项目 20 余个，业务类型涵盖发电、输变电线路、供水、灌溉、高速公路等多个领域。

截至 2016 年末，三峡国际能源投资集团有限公司已在全球 20 余个国家和地区开展了投资建设与并购业务，实现海外装机已超过 1400 万千瓦，2016 年全年实现发电量超过 250 亿千瓦时，资产总额近 1000 亿元。

中企的海外水电建设项目不仅数量惊人，质量也经得起检验。

中国电建承建的伊朗塔里干水利枢纽工程、埃塞俄比亚泰克泽水电站、苏丹麦洛维水电站、柬埔寨甘再水电站等工程先后获得中国建设工程鲁班奖（境外工程）。日前，中国电建承建的斯伦河二期工程荣获柬埔寨王国最高工程质量奖，这个荣誉相当于柬埔寨的“鲁班奖”，是柬埔寨王国工程建设领域的最高荣誉。

“‘一带一路’建设以发展中国家最需要的基础设施建设为抓手，‘一带一路’沿线不发达国家面临基础建设、生态保护和当地发展等困境，而中国可以帮助解决这些问题，使发展中国家突破发展瓶颈。”中国水力发电工程学会副秘书长张博庭对本报记者说，“中国发起建立的亚洲基础设施投资银行和丝路基金，因此受到广泛欢迎。”

苏丹麦洛维水电站——苏丹麦洛维大坝是世界上最长的大坝，以发电和灌溉为目的，电站装机 1250 兆瓦。水库建成后蓄水 125 亿立方米，并通过麦洛维电站使下游 400 公里范围内形成自流灌溉，解决尼罗河两岸 400 万人的生产和生活用水问题。我国的三峡大坝全长 2309 米，而麦洛维大坝坝身长达 9700 米，长度为世界第一。

以中国电建承建的厄瓜多尔辛克雷水电站为例，这是用中国技术、中国资金在拉美建成投产的最大规模水电站，曾经受过 7.8 级强震考验。震后第二天，辛克雷水电站即恢复发电并增加发电量。该工程被当地人民形容为厄瓜多尔的“擎天柱”。

数据显示，截至 2016 年 3 月底，中国电建集团在“一带一路”沿线承担在建工程项目共计 329 个，合同总额约 230 亿美元。在建项目数量主要集中在巴基斯坦、马来西亚和孟加拉国。

中国电建自 1996 年进入马来西亚市场，即开始深耕细作，先后承建了沙捞越州的克拉隆水坝工

程和有东南亚“三峡”之称的巴贡水电站。在柬埔寨，中国电建投资的甘再水电站已投产运行；在老挝，中国电建投资的南俄 5 水电站项目已投产，老挝南欧江流域梯级水电站正在开发建设；在缅甸，中国电建已成功锁定丹伦江纳沃葩、楠马河满通水电项目的开发权。

此外，中国电建还成功收购哈萨克斯坦水利设计院，为俄语区的市场开发和项目运作提供较好支撑；收购澳大利亚设计咨询公司的各项工作也在积极推进，此项收购业务将为中国电建在英联邦市场和英语区国家的市场开拓提供支持。

投资模式因地制宜持续创新融资渠道

纵观中国水电企业在“一带一路”沿线国家的投资建设，每个项目的特点不一，投资建设模式也不同。

“三峡国际能源投资集团有限公司在巴西的水电投资方式就呈现 4 种模式。第一单是 2011 年通过和葡电巴西购买股权；第二单是和当地私人企业购买电站；第三单是 2013 年通过拍得巴西政府手中经营权获得水电站；第四单是从跨国公司手中购买电站。”上述三峡集团相关负责人告诉记者。

老挝南欧江流域梯级电站——中资公司在老挝唯一全流域整体规划和投资开发的项目。首台机组于 2015 年 12 月 21 日并网发电。项目按“一库七级”分两期开发，总装机容量达 127.2 万千瓦，总投资约 28 亿美元。电站建成后将缓解当地缺电现状，为当地基础设施改善、产业发展等提供稳定可靠的电力支撑。

海外水电投资模式因地制宜，融资资金渠道也不断创新。

4 月 21 日，中国电建完成非公开发行 A 股股票工作，成功募集 120 亿元资金。这次募集是公司继 2011 年 IPO 后首次通过资本市场进行的大规模再融资。所募集资金拟用于“一带一路”沿线重点工程，如老挝南欧江二期（一、三、四、七级）水电站项目、巴基斯坦卡西姆港燃煤应急电站等国内外能源电力和基础设施项目。

我国首个境外工程“鲁班奖”项目——伊朗塔里干水利枢纽工程，则是我国首个卖方信贷工程，利用进出口银行向业主提供 85% 融资，实现商业模式上的巨大创新。

水电“一带一路”海外投资项目中，不得不提中国三峡集团采用 BOOT 方式投资建设的老挝南立 1-2 水电站和巴基斯坦卡洛特水电项目。老挝南立 1-2 水电站是中国三峡集团在海外以 BOOT 方式投资建设的第一个水电项目，也是中国企业在老挝投资承建的首个水电站。项目总投资 1.49 亿美元。自 2010 年南立 1-2 水电站投入使用以来，老挝缺电、电价过高等情况得到很大改善。老挝中部电网装机容量的近 1/3 都来自南立 1-2 水电站，该水电站还在不断刷新发电收益纪录。

另一个典型，是巴基斯坦卡洛特水电项目。该项目是中国“一带一路”倡议实施以来的首个大型水电投资项目、中巴经济走廊首个水电项目、丝路基金首单项目，同时也是中国三峡集团首个大型海外绿地水电投资项目。

卡洛特项目贷款银团由多家机构组成（中国进出口银行、国家开发银行、丝路基金和世界银行旗下国际金融公司），这种融资方式被称为“有限追索的项目融资”，是国际上通行的融资模式。经过三年半的艰苦谈判，今年 2 月 22 日，巴基斯坦私营电力与基础设施委员会代表巴基斯坦政府向卡洛特电力有限责任公司颁发融资关闭确认函，标志卡洛特项目正式实现融资关闭。

埃塞俄比亚泰可泽电站——集水利、发电、灌溉为一体，总装机容量 30 万千瓦，坝高 188 米，装机容量占该国总装机容量的 1/3，有埃塞“三峡”的美誉，是世界上最高的混凝土双曲拱坝。

卡洛特项目的融资、设计、建造、标准、技术、管理及将来的运营，全部是“中国力量”，更是中国水电全产业链在海外的一次全方位展示。

纵观“一带一路”辐射国家的投资机会，能够提供股东担保的项目屈指可数，如果中国的金融机构不提供更多的创新服务，很难满足中国企业国际化的迫切需求。卡洛特项目融资有多家中国金融机构参与，为未来更多的项目融资方式积累了经验。

“经历从对外劳务合作、单项工程承包到 EPC+F 总承包的发展路径，中水电对外公司形成了以国际商务运作、整合项目资源、全链条的项目管理能力为重点的核心竞争力，拥有资本与技术相结

合的国际化经营团队。”中国三峡集团所属中水电对外公司副总经理王小兵对记者说。

服务当地民众共享合作发展成果

水电是中国和“一带一路”沿线国家友谊的重要传递者。“一带一路”水电项目的建设，助力当地经济发展的同时，提高了当地居民的生活水平，受到项目所在国居民的普遍欢迎。

被誉为“纸币上水电站”的几内亚凯乐塔水电站，于2015年投产发电，已成为中几乃至中非合作的典范工程。建成后的凯乐塔使几内亚国家的电力总装机容量翻番，促使几内亚进入能源自给自足的时代。

柬埔寨甘再大坝水库——甘再水电站项目是中国电建第一个以BOT(建设—运营—移交)方式进行投资开发的境外水电投资项目，也是中国当时最大的一个BOT境外水电投资项目，以及柬埔寨目前最大的引进外资项目。

在建好工程的同时，中国三峡集团积极履行企业社会责任，在凯乐塔项目投入近700万美元专项资金，用于当地的环保和医疗事业，包括进行移民村落的市场改造，帮助当地村民进行生活垃圾的无害化处理，设立营区医院等。中国企业的行为赢得了当地百姓的赞扬与钦佩，2015年5月几内亚水电站的效果图被几内亚央行选中，作为该国新发行面值2万几内亚法郎货币的背面图案。

与此同时，中国企业在“一带一路”沿线国家的投资建设为项目所在国政府创造了大量就业机会。目前，三峡国际能源投资集团有限公司的属地化员工比例已超过70%；中国电建目前在非洲工作的中方管理人员和劳务人员总数约1.2万余人，雇佣项目所在国及第三国劳务6万余人；中水电对外公司建设的伊辛巴水电站及相关输变电路工程提供近2000个工作岗位……

此外，“一带一路”沿线备受电力短缺困扰的国家，很多都受益于中国水电“走出去”。柬埔寨甘再水电站的建设，改写了柬埔寨拉闸限电的历史；高摩赞大坝工程缓解了巴基斯坦的用电危机，让当地2.5万户居民用上放心电，而且每年还为巴基斯坦减少洪灾损失约260万美元；厄瓜多尔历史上外资投入金额最大、规模最大的水电站项目——辛克雷水电站满足该国1/3人口的用电需求；埃塞俄比亚泰克泽水电站发电量相当于埃塞俄比亚全国总发电量的40%，建成后有效地缓解当地8000万居民的用电紧缺。

马来西亚巴贡水电站——迄今最大的水电项目，被誉为“东南亚的三峡工程”。电站装有8组发电机组，装机总容量240万千瓦，年发电量约170亿千瓦时。电站主体土建工程由中国水电集团和马来西亚当地公司组成的马中水电联营体承建。

苏丹麦洛维大坝项目，除了灌溉尼罗河两岸方圆400平方公里的土地，还惠及400万苏丹人民；赞比亚卡里巴北岸水电站扩机项目投产后，不仅将供应赞比亚的千家万户用电，还把电能输送到周边的南非、纳米比亚、津巴布韦等国家……

践行生态理念推动可持续发展

记者在采访中了解到，中国水电企业海外项目建设始终践行尊重自然、保护自然理念，在水电项目建设中，始终秉持了国内水电可持续开发的科学理念。

尼泊尔上马相迪电站——上马相迪A水电站是中资企业在尼泊尔投资的第一个电站项目，由中国电建海投公司采用BOOT模式投资开发，总投资额约1.659亿美元，特许期35年（含建设期）。尼泊尔首都加德满都要划分区域每天轮流停电，2015年尼泊尔地震后更是大部分区域断电。尼泊尔全国总装机容量为824兆瓦，其中水电发电总容量占尼泊尔发电量的93.56%，电力缺口达800兆瓦。上马相迪A水电站占尼泊尔总装机容量的5.72%，它的投产对缓解尼泊尔电力紧张的现状发挥重要作用。

“中国三峡集团在巴基斯坦建设的卡洛特水电项目所处地理位置与自身注资形式相对特殊，项目位于巴控克什米尔和旁遮普省的界河，其环保工作受巴控克什米尔和旁遮普省两方分别监管。”中国三峡集团有关负责人表示，“中国三峡集团所属卡洛特电力有限责任公司量身打造环保专项投资，投资总额初步估算约为1.5亿元。这座中国三峡集团在巴基斯坦打造的生态工程，不仅在各专项系统设置上全方位覆盖施工领域，更在环保方法和措施上力求完美。其中，仅“水环境保护工程”中

的“生产废（污）水”一项，就采用了多项世界一流的环保设备和措施。”

在建的南欧江流域项目同样情系碧水蓝天。

“南欧江项目从工程规划之初，设计者就从环保角度出发，经反复研究论证，确定‘一库七级’方案。设计时，尽可能减少使用耕地、土地淹没和移民搬迁。”中国电建海投公司副总经理蔡斌接受本报记者采访时说，“这个方案不但土石方开发量小，将工程施工带来环境影响降到最低，而且“七级联动”的运营调节方式，对流域的生态系统平衡做了最大的保护。”

中国电建耿兴强对本报记者表示，在建设南欧江五级电站时，为解决骨料扬尘和噪音问题，昂邓料场被选在距离电站施工现场 30 公里外的山上，为此付出了很大的运输成本。

伊朗塔里干水电站——获得 2009 国际工程鲁班奖，这也是我国首个获得鲁班奖的境外工程。伊朗塔里干水利枢纽工程是一个以灌溉、城市供水和防洪为主，兼有发电功能的水利枢纽工程。该工程主要分为大坝和发电工程两大部分，该工程的竣工大力促进了伊朗北部德黑兰和加兹温等地的农业用水、发电、防洪和养殖等诸多领域的发展。

为保证巴西格利保吉水电站的正常运行和区域生态环境稳定，中国三峡集团巴西公司特意制定“开展森林再造”计划，以符合巴西森林法要求，优化生态环境。马来西亚沐若水电站在大坝上布置生态流量闸孔，确保大坝下游河道一定流量，同时又利用生态流量闸孔布置了生态小电站，为当地居民提供廉价电力，实现了工程、环境与当地社会福利的完美结合……

在海外水电建设环保工作的标准上，处处体现着中国企业的共享、互惠，以及不断促进水电行业可持续发展的理念。而一个个水电“明珠”，是中国带给“一带一路”沿线国家一份份闪亮的礼物。

经过多年发展，中国已成水电强国，水电技术处于世界领先。水电企业在海外“大展拳脚”的同时，也带动了包括发电、输变电、装备制造等在内的产业链“走出去”。凭借强大的集成整合能力，中国在“一带一路”沿线国家建设了多座“三峡工程”：几内亚凯乐塔水电站、尼泊尔上马蒂水电站、马来西亚沐若水电站和苏丹麦洛维水电站等。

苏南 中国能源报 2017-05-16

风能

GWEC：中国继续引领风能发电市场

据 CNBC 文章，全球风能委员会数据(GWEC)最新发布的报告称，2016 年亚洲风力发电增加了 54 兆瓦，发电产能累计增长 12% 以上，达到 486.8 兆瓦。

上周二全球风能委员会发布的报告称，预计今年亚洲的风力发电产能将增加近 60 兆瓦，预计到 2021 年底亚洲风力发电的产能将会达到 800 兆瓦以上。

全球风能委员会称，亚洲的风能发电量将会大幅增加。而 2016 年中国的风能发电量增加了 23 兆瓦。

全球风能委员会的报告还称，风能发电量在 2016 年上半年并没有达到预期。由于很多原因，在 2016 年中国的风能发电增加量只有 23 兆瓦。增加的量还没有墨西哥、巴西、加拿大多。

全球风能发电委员会称，预计未来中国的风能发电量将会继续增加。

全球风力发电委员会的秘书长 Steve Sawyer 在报告中称：“现在在全球范围内，风力的发电已经被应用在很多领域，风能已经创造了一些新兴的行业，创造了很多就业岗位，并引领了清洁能源。”

Steve Sawyer 称：“我们目前正处在急剧变化的阶段。许多污染性的能源正在一点一点地被替代。”

国际能源署声明称，风能已经成为电力的重要的来源，许多国家都在开发风能，而且在一些国家风能已经成为电力的主要来源，可再生能源技术受许多国家欢迎。

往未来看，全球风力发电委员会称，预计 2017 年非洲将成为全球风力发电量最多的地区。预计

未来数年，澳大利亚将建设许多风力发电设施。

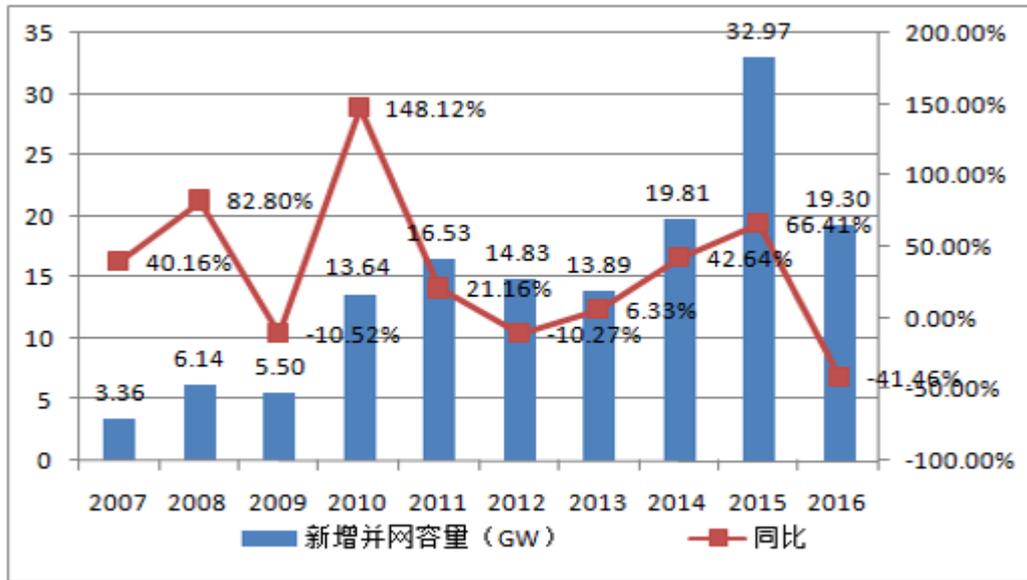
Steve Sawyer 称：“整体来讲，我们对于风电市场非常有信心，随着风力发电技术的提升，电的价格将会下降，同时还能实现节能减排、净化空气、创造新的就业岗位，并催生新的行业。”

腾讯财经 2017-05-02

2016 年中国新增装机同比及风电开发分析

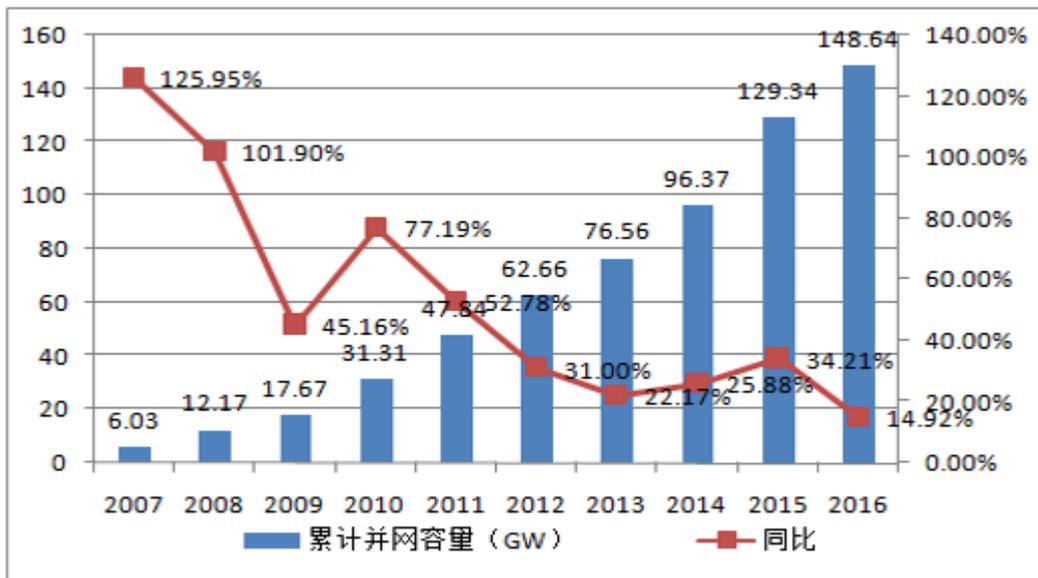
新增并网装机 19.30GW，同比下降 41.46%：2017 年 1 月 26 日，国家能源局发布 2016 年风电并网运行情况。2016 年全年新增风电装机 19.30GW，同比下降 41.46%；累计并网装机达到 148.64GW，同比增长 14.92%。2016 年是我国风电开发往东部、南部转移的突破之年，风电布局进一步优化。受南方施工条件复杂以及夏季雨季、汛期的影响，施工周期拉长，并网进度延缓。

2016 风电新增并网 19.30GW，同比下降 41.46%



数据来源：公开资料整理

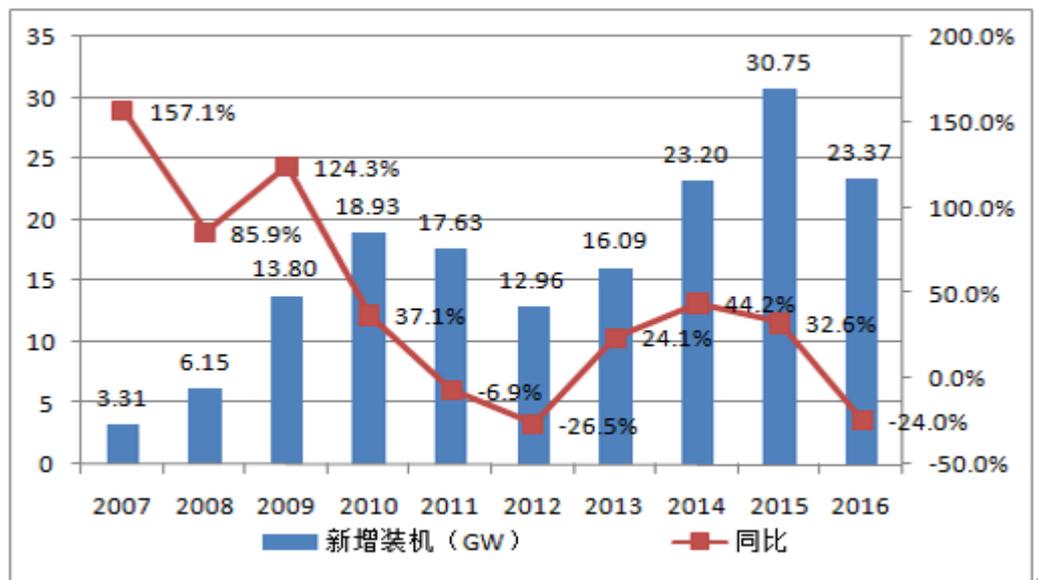
2016 风电累计并网 148.64GW，同比增长 14.92%



数据来源：公开资料整理

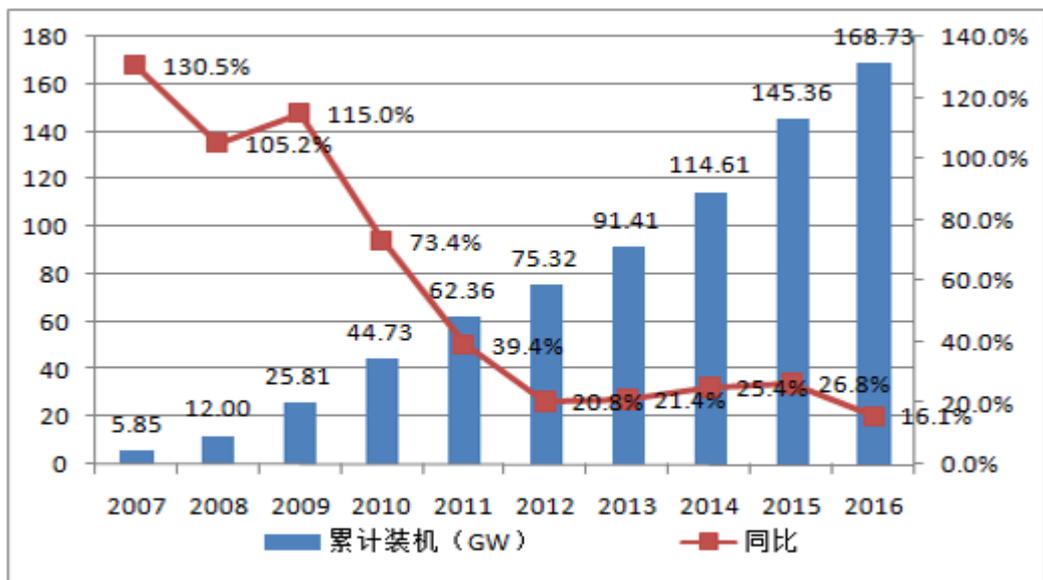
新增吊装 23.37GW，同比下降 24.0%；根据中国风能协会的统计，2016 年中国风电新增装机容量 23.37GW，同比下降 24%；累计装机容量 168.73GW。协会数据于此前公布的 22-25GW 的预测范围吻合。并网量与吊装量的差异主要因为：1) 吊装数据主要由各主机厂商的吊装数据汇总而来，因而与能源局的并网数据的统计口径有些差异；2) 15 年风电存在抢装，16 年上半年存在“补装”的情况。

2016 风电新增装机 23.37GW，同比下降 24.0%



数据来源：公开资料整理

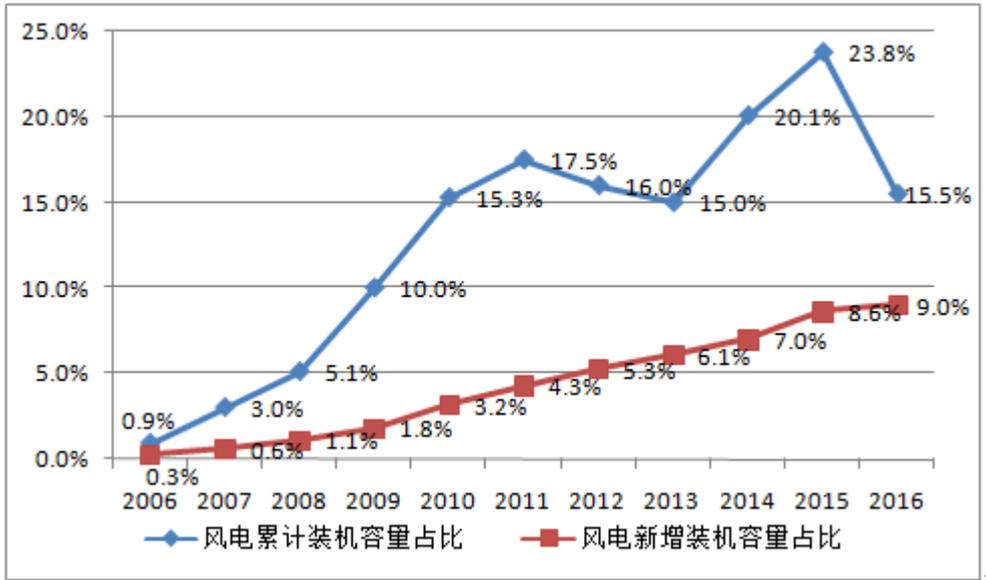
2016 风电累计装机 168.73GW，同比增长 16.1%



数据来源：公开资料整理

新增比装机占比 15.5%，下降 8.3 个百分点；根据中电联数据，2016 年基建新增发电装机容量 120.61GW，风电新增装机容量占全部新增装机容量的比例为 15.5%，同比下降了 8.3 个百分点；累计装机容量占比 9.0%，同比提升 0.4 个百分点。

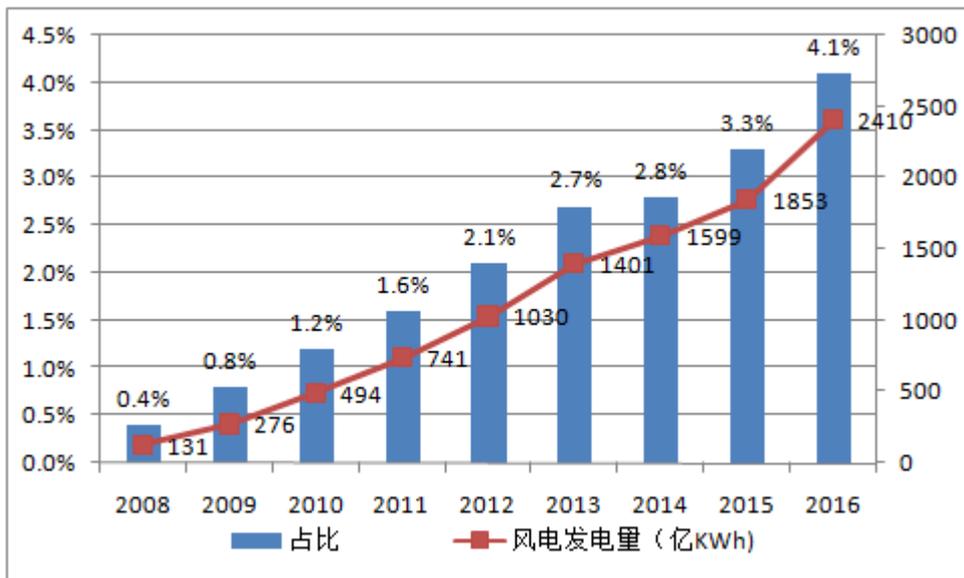
2016 风电新增和累计装机容量占比分别为 15.5%、9.0%



数据来源：公开资料整理

发电量占比 4.1%，上升 0.8 个百分点：发电量方面，2016 年全国风电发电量 2410 亿千瓦时，占全部发电量的 4.1%，同比上升了 0.8 个百分点，份额进一步提升。

2016 年风力发电 2410 亿 kWh，占比 4.1%



数据来源：公开资料整理

中国产业发展研究网 2017-05-10

风电也能定制化！“中国式智慧”破解低风速开发难题

“低风速风电机组在中国首先得到重视，被认为是用‘中国式智慧’解决细分市场需求的最佳体现。低风速风电市场大幅推动了低风速设备的发展。”

4 月 21 日，在 2017 超低风速风电发展研讨会上，中国农机工业协会风能设备分会理事长杨校生说，“随着我国低风速风电技术的发展进步，中东部和南方资源区的风电已经步入规模化发展，预计‘十三五’期间，中东部和南部省份低风速或超低风速风电场，将成为建设重点。”

精细化评估和设计是前提

虽然低风速风电开发已成为趋势，但在华电旗下湖北金源水电发展有限责任公司副总经理何江茂看来，低风速风电开发仍面临诸多挑战，比如，低风速机型对风能的捕获和转换能力；复杂地形的风资源评估和微观选址；道路运输及吊装施工；用地与环保；规模和经济性等。

湖北武穴大金风电场由华电湖北发电有限公司投资建设，位于湖北省武穴市境内，使用 40 台明阳 MY2.0-121/85 机组，项目容量 80 兆瓦。其中，北区项目于 2015 年 6 月 27 日开工建设，同年 12 月 29 日并网发电。运行至今在平均风速 5.0 米/秒的情况下，年等效满发 2066 小时，机组可利用率 99.3%，居同区域同资源条件下低风速风电场前列。

为了更好地探索低风速风电的开发建设和运维经验，为其他低风速区域提供样板和借鉴，本次研讨会上，华电集团和明阳集团启动了武穴大金低风速示范风场项目，正式宣布将携手打造低风速领域的典型示范。

华电湖北发电有限公司党组书记、董事长章明表示，作为华电集团在湖北区域的首个风电项目——湖北武穴大金风电场，通过科学的风场设计、精确的微观选址、合理的机组选型和精细的运行维护，实现了当年核准、当年投产的任务目标，取得了当年盈利的优异成绩。截至目前，风电场各项建设及性能指标均位于中东部低风速山地风电场前列。

根据国家能源局发布的《2016 年风电并网运行情况》，截至 2016 年底，湖北省累计并网容量 201.03 万千瓦。“十三五”期间，湖北将新增风电装机 350 万千瓦。武穴大金风电场的经验无疑对于湖北乃至全国的低风速风电开发都具有借鉴意义。

作为武穴大金风电场业主单位代表，何江茂在分享武穴大金风电场的经验时说，建设风电场是个系统工程，从精细化风资源分析到合理的场内道路以及输电线路设计；从合理规划到缩短建设周期；从机组选型到后期的高效运维，最终发电量的提升与多个环节密切相关。其中，精细化的设计、选择匹配的机组、智慧高效的运维几个环节显得尤为重要。对于低风速风电开发来说，更要强调对风资源的精细化评估。

在中南电力设计院项目总设计师尚雄斌看来，为实现低风速风电场开发收益率最大化的目标，一方面要提升年发电量，另一方面要合理降低工程造价水平。

明阳集团首席技术官张启应说，与 7.5 米/秒的年平均风速比，5-6 米/秒的年平均风速下产能将降低 30%以上，使低风速风场处于投资可行性的边缘，精细化的风资源评估及机组载荷分析对风电场的收益影响敏感度越来越高，也越来越受到业主的重视。

整机协同创新和大容量或是趋势

“针对低风速风电开发的特点，更需要好马配好鞍，根据风资源情况选择最适合的机型；重视微观选址，把每台风机放在最适合的位置上。”尚雄斌说。

何江茂认为，武穴大金风电场发电表现居同区域前列，就是因为秉承了为当地风资源选择最适合的机型的理念。MY2.0-121/85 机型按照“高发电量、高可靠性、低度电成本”的目标定位进行设计，重点方向是提高低风速区段的风能捕获效率，其设计正适应了当地的风资源状况需要。

张启应告诉记者，伴随低风速风电的开发，业主对于风电场收益率也更加敏感。这要求风电的整机制造技术也要随之不断创新才能满足市场的需求。

“风电机组叶轮直径的不断提升，以捕获更多风能；分段叶片技术的研发及应用，适应复杂地形的运输条件；基于风电场特征提升轮毂高度，针对性使用柔性塔筒与混合塔筒技术获得更高的风速；研发风电整机轻量化技术，降低运输与吊装成本同时也降低风电机组造价。”张启应认为，“低风速风电开发要求风电整机在各个零部件和相关链条上都进行同步创新，而不能仅仅局限于某一个部件或环节的技术创新，否则难以适应低风速风电开发的需要。”张启应表示，低风速风电开发要求风电整机制造商能够提供“全 A”的整体解决方案。

“针对超低风速、山地区域特有的气候、风况、地形条件等自然环境特征，要在现有风电场投资经济模型下实现风电场的预期收益，必须使用大兆瓦、高效率、小体积、低重量、便于运输、吊装

安全的风电机组，以实现风电场整体投资不增加的情况下，提升发电量，降低度电成本。”在谈到风速不断下探对风机制造的要求时，张启应告诉记者，为适应这一市场需求，明阳专门研发 MySE 系列大容量半直驱机组，在确保装机容量的前提下，可以最大化的选择风速最优的机位，以高风速提升风电场整体发电量；同时基于 MySE 所采用的半直驱传动链效率优势，相对于其他类型机组，可以进一步确保风电场发电量实现整体提升，并使得年平均风速 5 米/秒的风电场发电量年等效可利用小时超过预期。

张启应认为，在低风速风电区域，各个机位差异化的风速，极大地影响风电机组发电量产出。对于目前大力发展的高塔筒技术，本质上也是在提升风轮处的平均风速，如果采用大容量机组，可以有效地利用正向风切变所带来的平均风速提升来推动发电量的提升，降低全生命周期度电成本，以体现高塔筒的价值优势。

在杨校生看来，虽然业内对低风速的认识还不统一，但低风速风电近两年的发展实践表明，适合的才是最好的，每一个风场都要求与其资源条件匹配的风电机组和整体解决方案。

低风速更讲究定制化

“没有两个风况完全相同的风场，也没有两个风况完全相同的机位。制造商将风电机组设计成诸如 I 类、II 类和 III 类这样的等级，为不同风场所选择，但根本无法满足不同风场和不同机位的要求。随着技术的进步和设计成本的下降，个性化设计的理念是必然趋势。”杨校生告诉记者。

明阳集团市场本部总经理贺小兵认为，定制化思路，就是要在考虑风电场全生命期的成本与收益的条件下，引入差异化的定制化设计，实现风电场整体经济效益的提升，度电成本的下降。

“只有基于精确的风资源条件和环境特点分析，才能为业主提供定制化整体解决方案。明阳在每个风电场建设时，通过对前期风资源精细化分析、后期风机的控制策略及风场定制化的参数标定，保证了机组对低风速下的复杂风况能够提前预判并做出及时响应。”贺小兵说。

高塔架技术是低风速地区比较流行的提升发电量的一种主流技术路径。对此，尚雄斌认为，低风速风电开发是否有必要采用高塔架不能一概而论，要根据风资源切变是否较大、以及当地建设条件来定。只有针对风电场地形条件及风况特征、风切变变化幅度，采用不同高度塔筒组合方案，才能在降低基础性投资的同时，减少尾流的影响，提升发电效率。

贺小兵表示，在低风速风场投运后，运用大数据远程智慧运维技术，通过对数据的深层挖掘与处理，有助于缩短故障时间，降低运维成本，提高运维效率，大幅提升风电场整体发电效率和水平。此外，后评估工作对于超低风速风电场来说也更有必要，不仅可以辅助挖掘和提升已建成风电场项目的运行潜力，还可以提高拟建风力发电项目的决策水平、管理水平和投资效益。

记者有话说：

低风速开发激活定制化需求

随着低风速风电开发热潮的来临，定制化正成为风电场开发模式的“新宠”。

实际上，定制化在制造领域并不是什么新事物。从成衣定制，到家具定制化生产。我们早已在不知不觉中享受着定制化带来的个性化和差异化。

然而，对于风电开发来说，正是低风速风电的兴起，才使得定制化成为行业的诉求。过去，“三北”地区大风电基地的开发，风资源条件相似，气候地理环境差异小，统一化、批量化模式更具成本和效率优势。

相比之下，低风速区域开发常常与复杂地形相伴，千人一面的程式化设计显然无法满足多样化需求。另外，低风速风电开发往往处于盈利点边缘，这意味着需要精细化对待每一个环节，从而“抠出”发电量。

可以说，定制化需求贯穿了低风速风电场开发建设运维的全过程。

风能资源评估是风电场定制化方案的前提。正如老中医给患者治病，需要辨证施治一样，只有对每一个风电场甚至每一机位点的风资源状况了然于胸，才能开出最适合这个风场的“药方”。才能提高微观选址技术水平，针对风场中每个机位的风资源、地形地貌进行分析研究，选择最优的机型、

机组容量、叶片长度、轮毂高度以及控制策略，从而探索同一风电场因地制宜安装不同类型机组的混排方案，以达到最优的风电项目效益。

除了前期的风电场设计、建设阶段的机组选型外，风场投运后的运维同样需要定制化。就连一向高高在上的国际风电制造巨头也在中国市场一改过去打包式的运维策略，转变为更为灵活的定制化运维。

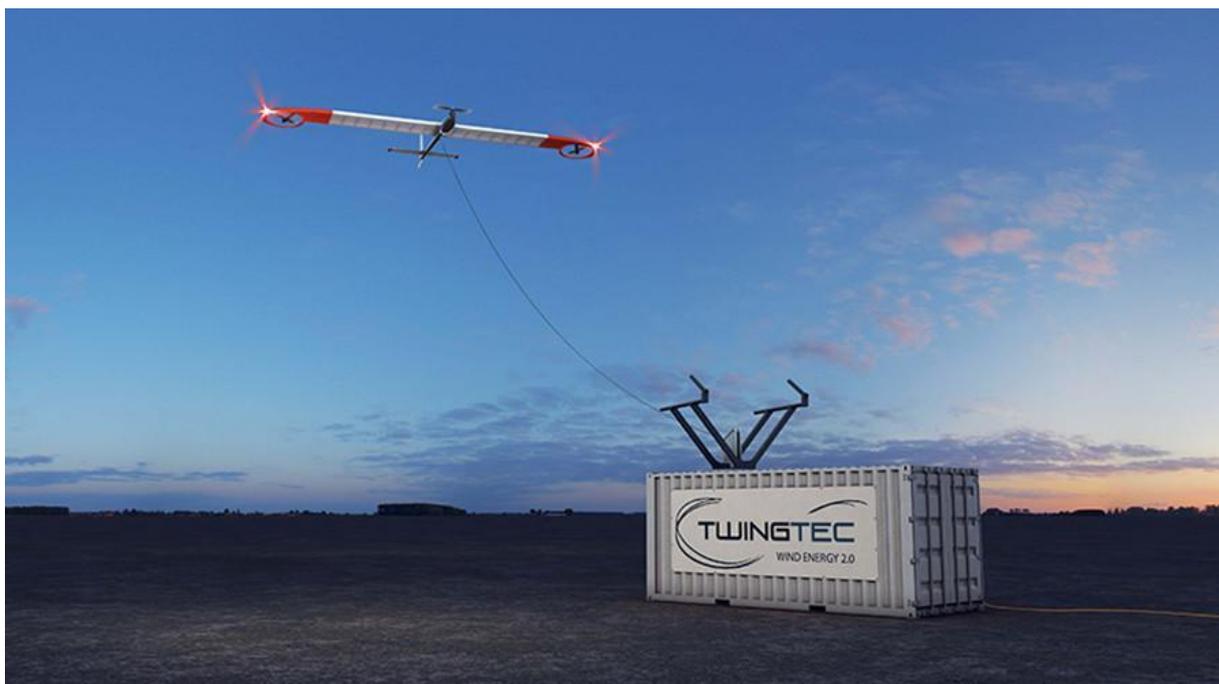
定制化不单纯着眼于降低工程造价或提升风机利用小时数，而是直接以投入产出为最终目标，追求整个项目在全生命周期内以最小的投入创造最大的收益。

一方面，定制化意味着个性化、差异化和最优化；另一方面，定制化也意味着成本的增加。某些批量化生产将变为订单生产。对于风电整机商而言，与其说定制化是对制造流程的再造，不如说是对服务意识和能力的重塑。与这种定制化需求相适应，需要整机商从单纯提供风机设备转为提供风场开发建设运维的全流程方案，真正成为风场的设计师和运营管家。

张子瑞 中国能源报 2017-05-03

无人机能当风筝放 还能风力发电

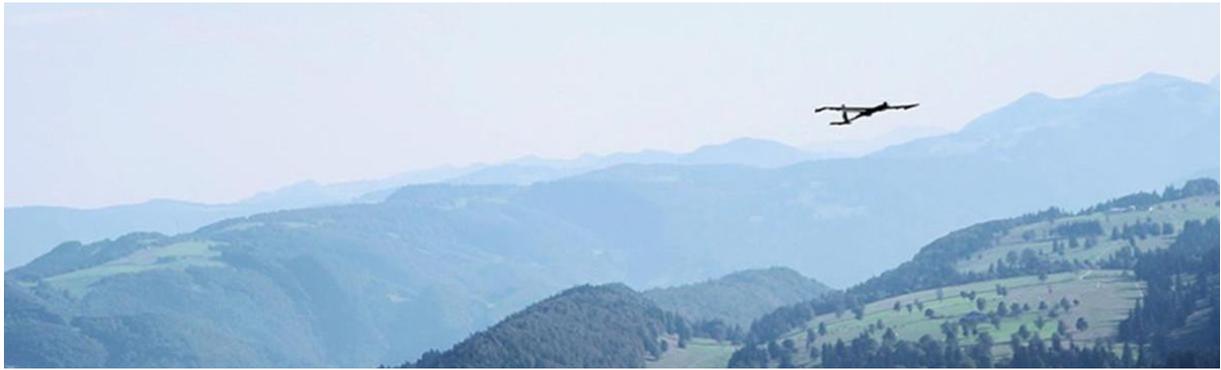
更高的高度有时候就意味着更多的风。无人机还能做什么?瑞士的 Twingtec 公司创造了一款“Twing”无人机，他们居然将无人机像风筝那样放到空中，然后利用无人机来捕获风力，进行风力发电！是的，这款无人机真的就像风筝一样，因为它通过系绳连接到地面，该系绳可以延伸到天空 300 米的高度上(不禁哼了一句我在遥望，月亮之上)，以便在更高的天空中获得更强劲的风力。



当无人机到达一定的高度之后，电机将会关闭，而当系绳从地面的基站拉出之后，它就会开始发电，一旦系绳到达最长的长度，它就会开始发电。

要知道 TT100 是一个集装箱化的移动风能系统，那些离网电源采集距离很远或者很难达到的区域，通过完全自主并且易于部署的 TT100，可以为这些区域提供不间断电源(UPS)的功能。

相比较其他可再生能源系统，TT100 非常简单，它能够轻易的运输并且安装的时候不需要任何特殊的工具。对于那些临时站点或非常难以进入的远程站点，这是一个非常大的优势。



Twingtec 最初的想法就是想让风力发电能够服务这些离网电源采集距离很远或者很难达到的区域，这些区域目前依然在使用柴油发电机作为发电主要手段，而且，无人机还能部署在那些遭受自然灾害的地区，为这样的地区提供电力。

当然了，我们都知道风能是一种非常清洁的能源，使用风能也能减轻对环境的污染。

cnBeta 2017-05-10

风光储输一体化：打造新能源利用“梦工厂”

5月4~5日，记者参与了全球能源互联网发展合作组织(以下简称“合作组织”)举办的“走进特高压，走进全球能源互联网”采访活动，先后赴国家风光储输示范工程、中新天津生态城，了解依托特高压和智能电网技术，远离用电负荷中心的清洁能源被瞬间转化为电能的过程，体验能源互联的智能、便捷与高效。

风光储输一体化 打造新能源利用“梦工厂”

5月初的张北，气温要比280公里外的北京低十几摄氏度。特殊的地理位置与地域环境为冀北大地带来了得天独厚的风能资源，来自蒙古高原的冷空气由此浩荡南下，优质风能成为取之不尽、用之不竭的“聚宝盆”。

广袤的塞外高原天高云淡，一排排洁白的风机在苍穹之下傲然矗立，被劲风驱动的叶片在空中划出优雅的弧线。随后，一片湛蓝色的太阳能光伏板映入眼帘，犹如陆地上的一片汪洋。

国家风光储输示范工程是我国首个，也是目前世界上规模最大的集风力发电、太阳能光伏、储能和智能输送一体化的新能源利用工程。“该项目是财政部、科技部、国家能源局及国家电网公司联合推出的‘金太阳示范工程’首个重点项目，同时也是国家电网公司坚强智能电网首批试点工程。目前，示范工程已累计输出28亿千瓦时平稳可控绿色电能，相当于节约标准煤90万吨，减排二氧化碳220万吨。”国网冀北电力风光储公司办公室副主任梁立新向记者介绍说。

众多自主研发技术和科研成果在这块“新能源试验田”发挥了重要作用，并进一步得到实践的检验。这里有国内陆上单机容量最大(5兆瓦)的永磁直驱型风机，有国内首次使用的云成像技术，有自主研发并应用的风电场、光伏电站和储能装置的控制系統。风、光、储各分系统的监视和控制都通过统一联合发电系统全景监测与综合控制系统平台实现，以达到高度集成、统一协调控制的目的。

在示范工程工作多年的国网冀北风光储公司总工程师刘汉民博士向记者介绍：“风、光、储、风+光、风+储、光+储、风+光+储，7种组态时序出力优化方法，实现了风储、光储和风光储联合等多种发电运行方式自动组态、智能优化和平滑切换，发电品质接近常规电源，不仅满足了平滑出力、跟踪计划、系统调频、削峰填谷等多样调度需求，更实现了新能源发电精细化运行与控制，为大规模新能源并网及调度提供技术支撑。”

绿色铺就生态城 智慧造就智能电网

10年前，“中新生态城”还只是一纸协议上的美好规划；

十年后，“中新生态城”发展迅猛，完美呈现智能电网高效消纳清洁能源的领先技术。

走进中新天津生态城智能电网展厅，记者看到了现在与未来能源体系发展变革，以及国家电网公司在全球能源互联网方面的具体实践成果，包括理论、技术、实践等方面取得的发展和进步。

通过多点触摸交互、CMS 展馆中控、内容管理系统等多种国际先进多媒体技术，记者直观感受到全球能源互联网这一“物联网”和“巨系统”的成效。通过展厅内的影像和沙盘，记者看到，全球能源互联网像地球的血管一样形成跨国跨洲互联通道，将风能、水能、太阳能等清洁能源输送到各个国家。通过全球能源互联网，可以构建出风光互补、地区互济的能源格局。

中新天津生态城智能电网展厅是天津滨海新区率先打造城市“能源互联网”的一个缩影。“能源互联网”主要是指在中新天津生态城，依托其已经投运的智能电网综合示范工程，以“创新性、互动性、典范性、引领性”为建设目标，开展分布式电源即插即用、分布式储能优化配置、主动配电网、智能用电互动、便捷电动汽车充电服务等一系列创新技术和模式示范。

在 5 月 5 日召开的全球能源互联网发展合作组织新闻发布会上，合作组织秘书长王益民表示，全球能源互联网是“一带一路”倡议的新引擎和最好载体。“一带一路”沿线 65 个国家的能源和需求分布不均衡，但清洁能源资源丰富、互补性强。通过能源电力互联互通，有利于增进区域内各国之间的经贸联系和“一带一路”沿线国家和平发展，有力地促进各国政策沟通、设施联通、贸易畅通、资金融通和民心相通。

记者了解到，“一带一路”国际合作高峰论坛期间，全球能源互联网发展合作组织将与区域性国际组织签署合作协议或合作备忘录，积极开展区域电网互联规划研究，努力推动中国和巴基斯坦、哈萨克斯坦、缅甸、孟加拉国等“一带一路”沿线国家开展互联互通工程。

中国电力报 2017-05-10

台湾离岸风力发电规划进度超前 2025 年预计 10GW 发电量

台湾目前积极推动绿能政策，积极推动我国绿能发展的第二期能源国家型科技计画（NEP-II）执行长吴光钟表示，原先规画风力发电在 2025 年需占 3GW，但目前已有数家厂商有投标意愿，预计将有 10GW 的发电量，计画比预期中超前。

我国预计在 2025 年绿色能源需占总发电量约 20%，规画太阳能需要有 20GW、风力发电 3GW。不过目前仍在计画阶段，据了解，风力发电部分，又分为离岸风力及陆岸风力，其中离岸风力去年仅 8MW，且技术相对太阳能产业发展落后，成为各部会首要提升重点。

吴光钟表示，台湾在风力发电部分，主要规画在离岸风力发电机组上，预计在彰滨海岸沿线设立离岸风力发电，由于台湾拥有东北季风优势，使台湾成为全球最有优势发展相关发电的地点之一，将规画三阶段招商。

吴光钟指出，原先第一阶段部分离岸风力发电仅拥有 8MW，但目前第二阶段部分，已经拥有 10GW，远超过当初设定 2025 年的 3GW 目标，主要以国外大厂居多，但期盼未来在绿能产业发展同时，也能够带动国内相关产业技术提升，不仅能在国内发展，更要将技术推向全球，因此未来希望能够透过与国外大厂合作模式，将台湾技术带向更高境界。

不过，吴光钟也表示，目前离岸风力发电困难点在于如何降低对生态影响及不影响渔民捕鱼作业，彰滨外海是海豚栖息地，因此在施工上必须降低噪音，以及对渔民生计补偿等回馈，预计将在沙滩向海上外推约 50 公尺处兴建固定式离岸风力，也不排除在离沙滩更远处兴建浮动式离岸风力。

相对风力发电，台湾的太阳能技术成熟许多，因此几乎无须学界辅助，即可达成商用运转，但仍有问题需要克服。

吴光钟指出，目前政府除了推动电业法修改必要性外，还需要松绑土地利用的法规，台湾人口密集度高，寻找兴建太阳能发电模组的土地相对困难，每 1MW 就需要 1 公顷土地，20GW 就需要两万公顷，现在正在规画在水库、废弃农地及住家屋顶等方式，让目标能够及早达成。

工商时报 2017-05-11

从蒙西弃风问题的改善，反观全国新能源消纳难题

昨天我们推送的《这篇文章说透了“弃风弃光”的原因和解决办法 | 能源规划权威解读?》一文在圈内引起热议，我们知道内蒙古一直以来是弃风的重灾区，而最近内蒙古电力调控中心的数据显示，蒙西电网新能源消纳刷新历史纪录，弃风问题得到明显改善。让长久笼罩在弃风弃光阴影下的新能源行业为之一振。

反观全国弃风、弃光主要集中的“三北”地区，有更坚强电网架构、更大范围调度空间、更雄厚科技实力的国家电网，在这场保障新能源消纳的攻坚战中，为何不可有更大的作为？

据内蒙古电力公司调控中心日前公布的数据显示，4月16日，内蒙古电网（蒙西电网）新能源消纳刷新历史纪录，新能源单日发电量超过2亿千瓦时，新能源最大电力达到1156万千瓦，占比达到全网实时发电出力的46.77%，其中风电最大发电负荷突破1000万千瓦，达到1038万千瓦，最大占比达到全网实时出力的42.02%。

这一数据，让长久笼罩在弃风弃光阴影下的新能源行业为之一振。

某一天的发电数据难以排除其偶然性因素，但放在一个较长的周期内来观察，或许更能说明问题。根据内蒙古自治区电力行业协会统计信息部的数据，蒙西电网2014年风电发电量占比达到8.20%，2015年占比达到8.64%，2016年占比达到10.31%。相比之下，2014年全国风电上网电量仅占全部发电量的2.78%，2015年攀升到3.3%，2016年达到4%。

不可否认，由于统计口径的不同，各出处数据略有差异。但即使这样，蒙西电网在同样面临电力需求放缓，种种制约新能源消纳的内外因素未得到根本改善的情况下，通过自身挖潜，转变观念、强化管理、技术创新，促使新能源并网迈上新台阶，仍然值得点赞。这也表明，在到达天花板之前，通过相关责任方改进自身工作，以风电为代表的新能源消纳仍有一定的改善空间。而放纵弃风弃光状况一味恶化，则是“非不能也，而不为也。”

根据国家能源局最新发布的2017年一季度风电并网运行情况可以推算出，一季度全国弃风率约为16%，相比去年同期26%的弃风率，弃风限电状况有所缓解。这一方面表明，通过相关各方的主动谋划，积极作为，是可以实现新能源消纳再上一个台阶；另一方面也警示我们，距离根本解决弃风弃光顽疾这一目标仍然山高路远，不能懈怠。

2016年，我国弃风电量达497亿千瓦时，约等于2015年西班牙全国的风力发电总量，相当于火电燃用1590万吨标煤，等效排放4135万吨二氧化碳、38万吨二氧化硫。

从世界范围来看，丹麦等欧洲国家早已实现了风电的高渗透率。以西班牙为例，近年来，西班牙从风电规划、电源结构优化、电网建设、新技术应用、调度管理等方面采取了一系列措施，在风电比重不断提高的情况下，保证了电网的可靠性维持在较高水平。2016年，其风电在发电量中占比高达19.3%。诚然，我国的电网状况不同于欧洲，但仍不失借鉴意义。

从前些年的弃风，蔓延到近两年的弃风、弃光等新能源大面积弃电，我国电力需求放缓固然是其重要外部因素，但冰冻三尺并非一日之寒。在弃风弃光的背后，交织着复杂的各种因素：有技术性因素，也有非技术性因素；有传统能源的因素，也有新能源自身的因素；有电网公司的因素，也有地方政府的因素；有电力市场交易机制不完善的因素，也有法律法规贯彻执行不到位的因素……

因此，解决问题也非一日之功。在纷繁复杂的多种因素中，只有牵住“牛鼻子”，才能盘活“整盘棋”。这就需要，一方面，相关责任方要切实转变观念，跳出风电、光伏等新能源是“垃圾电”的传统思维窠臼，将国家推动能源生产和消费革命的大政方针融化在血液中，落实在行动上，不被局部小算盘所羁绊。

另一方面，也需要加强顶层设计，从国家层面引导全社会转变观念，树立保护环境、消费绿电的理念，同时，统筹平衡各方利益，化解利益博弈，以“破局”的勇气出台可具操作性的政策。殊不知，采取简单妥协、利益配送、厚此薄彼等举措，不仅解决不了实质性问题，还可能造成问题的复杂化和长期化。

在这一总体思路下，亟需改善现有电力运行管理机制不适应大规模新能源并网需求的状况；改变大量煤电机组发电计划和开机方式核定不科学的现状；解决辅助服务激励政策不到位、省间联络线计划制定和考核机制不合理、跨省区补偿调节能力无法充分发挥、需求侧响应能力受到刚性电价政策制约等问题。

宏观来看，我国风电、光伏主要集中在“三北”地区，即在国家电网公司经营区域，这些区域恰是弃风、弃光矛盾比较突出的地区。相比蒙西电网而言，拥有更坚强电网架构、更大范围调度空间、更雄厚科技实力的国家电网，在这场保障新能源消纳的攻坚战中，无疑可以有更大的作为。

按照“十三五”规划，到2020年底，风电累计并网装机容量将确保达到2.1亿千瓦以上；风电年发电量确保达到4200亿千瓦时，约占全国总发电量的6%；有效解决弃风问题，“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。与此同时，到2020年底，太阳能发电装机达到1.1亿千瓦以上。新能源产业的发展蓝图已经绘就，现在考验各方的是如何将“一张蓝图干到底”的决心。

我们也欣喜地看到，从主管部门到地方政府，从电网公司到新能源企业，各相关方都在积极挖掘自身潜力。国网公司今年初推出20项措施，明确提出到2020年根本解决新能源消纳问题，弃风弃光率控制在5%以内。未来的3年时间，无疑将让以风电为代表的新能源行业充满期待。

张子瑞 中国能源网 2017-05-12

氢能、燃料电池

一项燃料电池国标获讨论通过

9日，全国燃料电池及液流电池标准化技术委员会国家标准起草工作组会议在如皋经济技术开发区召开，中国科学院大连化学物理研究所衣宝廉院士、机械工业北京电工技术经济研究所所长郭振岩、武汉理工大学潘牧教授等40多位国内氢能行业知名专家出席，讨论通过《燃料电池电动汽车燃料电池堆安全要求》国家标准的主要技术参数和性能指标，决定把这项填补国内空白的标准作为推荐性国家标准。

2010年底，如皋开始布局发展氢能产业，目前拥有百应能源、碧空氢能、泽禾新能源、南通亚曼汽车、陆地方舟、氢枫能源、江苏清能、思茂空压机、美国安思卓等近10家氢能企业且发展态势强劲，成长潜力巨大。去年8月27日，联合国开发计划署把如皋列为“氢经济示范城市”。如皋面向全球氢能行业整合优势资源，联合国际氢能燃料电池协会，按照达沃斯世界经济论坛和乌镇世界互联网大会的模式，打造特色鲜明的国际合作和交流平台，一个围绕制氢、运氢、储氢、加注、公交物流车辆示范运用、小区热电联产示范、氢能体验旅游为一体的氢能特色小镇正在形成。

据了解，全国燃料电池及液流电池标准化技术委员会2008年由国家标准化管理委员会批准成立，主要负责燃料电池和液流电池技术领域的标准化工作。中国科学院大连化学物理研究所衣宝廉院士任主任委员，目前为第二届，共有正式委员56人，观察员10人。截至目前已开展41项国家标准的制定工作，其中已发布国家标准23项，已完成待发布国家标准7项，正在制定的国家标准项目11项。

“没有国标，企业生产无从下手，这项国家标准的制定，将推进燃料电池在电力系统和汽车领域的应用，为如皋经济技术开发区发展百亿级氢能经济产业提供技术指导。”如皋市委常委、如皋经济技术开发区党工委副书记马金华说，当前我国氢能产业发展存在基础设施不到位、技术水平差距大、氢能产品成本高等制约瓶颈，有了统一的国家行业标准后，从制度上和技术层面扫除了氢能产业发展的一大障碍。

杨新明 丁宏波 冒志鹏 南通新闻 2017-05-11