



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2018.07.16-2018.07.22

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦..... 2

1、【6 月份中国新增光伏装机规模略超 10GW】 2

2、【“531 新政”发布光伏行业再出发】 2

3、【美将逆变器纳入新 301 关税名单 太阳能受贸易战波及】 6

4、【2018 年我国光伏装机市场容量及行业规模分析】 7

5、【发改委：上半年用电量为 2012 年以来同期最高】 12

6、【国家纳米中心有机太阳能电池界面修饰研究取得新进展】 13

企业动态..... 15

1、【祝贺昱辉电力浙江地区光伏电站新项目顺利并网】 15

2、【芯能科技张利忠：光伏行业下半场看分布式】 15

光伏政策..... 17

1、【关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知】 17

2、【630 前投运的有指标光伏电站执行 2017 年标杆电价（详见国网红头文件）】 ...25

行业聚焦

1、【6 月份中国新增光伏装机规模略超 10GW】

近日，光伏們获悉，2018 年 6 月份全国新增光伏装机规模超过 10GW，其中宁夏(1.49GW)、青海(1.27GW)、河北(0.92GW)、江苏(0.9GW)和黑龙江(0.64GW)成为 6 月份新增装机排名前五的省份。

在 6 月份的 10GW 新增装机规模中，分布式光伏约为 2.2GW。分布式光伏装机排名靠前的省份有：山东(约 400MW)、浙江(约 310MW)、广东(约 220MW)、安徽(约 200MW)、江苏(约 200MW)、山西(约 168MW)。还值得一提的是，上海 6 月份分布式光伏新政装机 51MW。

事实上，6 月份中国的新增光伏装机要或许要超过 11GW。因为包括山东等省份在内，是按照电网是否完成验收来认定是否抢到 630，而并网时间节点可以适当延后。所以，山东 6 月份地面光伏电站新增装机为 0，而这部分的装机规模将体现在 7 月份的新增光伏装机数据中。

通过上述信息可以看出，531 新政有效的控制了电价调整节点之前的新增光伏装机增速，为接下来有序控制规模增长奠定了基础。而新政实施一个半月以来，诸多光伏企业在探寻新的发展模式，多家业内知名的企业也陆续寻找出了一定容量的“去补贴”光伏电站运营模式——虽然去补贴的光伏项目仍难以成为普遍的发展模式。

(本文摘自《光伏們》)

2、【“531 新政”发布光伏行业再出发】

6 月 1 日，一则重磅新闻震惊了整个光伏行业。国家发改委、财政部、国家能源局当日联合发布了一份《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》(因落款日期为 5 月 31 日，业内称为“531 新政”)。新政提出暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，仅安排 1000 万千瓦左右的分布式光伏建设规模，进一步降低光伏发电的补贴力度。

新政一出，给整个光伏行业带来不小震动，也因降补贴、限规模力度超出预

期，被称为“史上最严光伏新政”。6 月 11 日，国家能源局针对“531 新政”再次召开新闻发布会。至此，在 10 天之内，围绕全文不足 1200 字的新政，国家能源局先后答记者问一次、召开新闻发布会一次、举行与光伏行业协会部分企业代表座谈会一次。

无疑，新政的发布让一路高歌猛进的光伏行业随即刹了车，而相对于上半年光伏产业界风风火火的场景，在新政的重压之下，光伏行业也将迎来告别野蛮生长时代的拐点。那么，新政出台的苦心如何？从新政发布至今已一月有余，光伏人从最初的错愕与茫然到现在的冷静与接受，光伏行业的下一步发展方向在哪？

▲▲靓丽成绩单背后隐患浮现

近年来，我国光伏行业发展取得了不俗的成就，成绩单靓丽。

据国家能源局提供的数据显示，截至 2017 年底，全国光伏发电累计装机达到 130.3GW，其中光伏电站 100.6GW，分布式光伏 29.7GW。我国光伏新增装机量连续五年位居全球第一，而累计光伏装机规模已连续三年位居全球第一。再看今年一季度，据国家能源局最新公布的数据显示，2018 年一季度我国光伏发电新增装机 9.65GW，同比增长 22%。其中，光伏电站 1.96GW，同比下降 64%；分布式光伏 7.69GW，同比增长 217%。受补贴政策倾斜的影响，分布式光伏发展变得十分迅猛。

然而，一派繁荣景象背后却埋藏着隐患。近年来，在国家补贴政策的刺激下，我国光伏规模化不断扩产发展。目前，整个行业面临着产能过剩、弃光限电、技术创新力差、补贴拖欠、融资难等诸多问题，在短时间内很难得到缓解。正如一位业内人士在接受本报记者采访时表示，我国光伏行业所面临的产能过剩、弃光限电、补贴缺口等问题，如不及时调整，沉痾积弊，中国光伏行业有可能迎来“光伏寒冬”。而“531 新政”此时发布，可能正是源于此。

对此，长期从事能源领域研究的华北电力大学能源与电力经济研究咨询中心主任、中国能源研究会能源互联网专委会副主任兼秘书长曾鸣表示，近年来我国光伏行业的快速发展得益于国家在政策上的大力度扶持，这种扶持主要体现在补贴上。事实上，国际上在不同国家的不同历史阶段，也多用补贴来扶持产业发展，这是共同规律。而此次“531 新政”的出台，其主要的原因可能在于最近几年光伏发展的速度之快已经超出了最初的预期，同时光伏行业发展的一些客观条件和

环境也发生了变化。

对于客观环境的变化，曾鸣进一步解释说，光伏的发展要依赖外部条件和外部环境，因为光伏毕竟是波动性的电能，如集中式光伏发电想要实现平衡就需要靠基础电网为其调峰调频，保证发电安全。但由于这些年光伏行业发展速度过快，其他基础条件还没有及时协调和匹配，这就会给发电系统造成一定的压力。

“而这仅仅是技术层面的压力，同时在市场层面上，电力体制改革带来的电力商化改革进程，还不能支持光伏和其他形式的发电，相互协调相互配合共同进入市场的机制还不存在，这样在市场化改革的进程中就出现了一些不协调因素。因此，在这个时候出台‘531 新政’限制光伏发展，可能也有这个层面的考虑。”曾鸣说。

▲▲阵痛不可避免

消化吸收蓄势待发

不可否认，“531 新政”的目的是引导市场和行业调整发展思路，将光伏发展重点从扩大规模转到提质增效上来。但“531 新政”的突然袭来，确实给行业带来不小的震动。按照业界的说法，“一时让我们发了蒙，让我们几乎喘不过气来。”

据记者采访了解，新政发布一月有余，部分地区已停止了新增项目备案。而由于光伏产业链下游项目受限需求骤降，传导至中上游，也引起了光伏组件、电池片价格纷纷下跌。近日，国内两家单晶企业隆基股份、中环股份已经开始再度下调硅片价格。同样，硅片、电池片价格下跌传导至产业链中游的光伏组件，近期组件价格大幅下调也将成为必然。

对此，隆基乐叶董事长助理王英歌表示，在中美贸易摩擦的大背景下，“531 新政”之后，中国光伏面临的压力与 2011、2012 年不同，之前是欧美双反带来的外部市场问题，国家 2013 年及时出台“国八条”，之后出台光伏上网标杆电价政策和分布式度电补贴政策，及时启动了国内光伏市场，并通过领跑者政策引导了产业升级换代，这些促进了光伏产业进入一个健康发展的新时代。

而在王英歌看来，当下光伏产业面临的挑战则更为复杂。一方面是中美贸易摩擦具有长期性和深远性；另一方面是融资环境和产业生态也在发生变化。“‘531 新政’之后金融政策进一步收紧，尽管国家表达了坚定支持光伏产业的决心，但

银行对光伏政策的连续性抱有忧虑，分布式光伏贷款几乎全部停了，很多光伏制造企业甚至优秀的制造企业在融资上也有可能面临严峻的挑战。此外，多晶硅、硅片、电池、组件等环节已经基本处于微利状态，企业如果没有持续的赢利，会影响企业研发投入及光伏产业后续成长性。”

不难看出，受政策、行业发展环境影响，行业阵痛不可避免，而未来光伏行业的技术和成本优势将显露无遗。“新政的发布对于光伏行业来说既是挑战也是机遇。新政将倒逼光伏行业不得不增加新的增长动能，向储能方向发展，向综合能源系统发展，这将是能源革命总的方向。因此，相对于短期阵痛来说，对整个光伏行业和电力体制改革以及电力市场的完善，促使多种能源进入市场竞争也是一个驱动作用。”曾鸣说。

不过，曾鸣也提出，新政释放出了减少补贴的信号，希望通过光伏企业自身的创新来不断提高竞争力，参与市场竞争。但仅仅靠光伏企业自身进入市场是很困难的。因此国家必须在市场模式、市场结构、市场规则整体设计上给予支持和协调，这样才能给光伏企业搭建一个能够进入市场的平台。

王英歌也建议，国家出台更为清晰的可再生能源/光伏规划，落实巴黎气候协定，打赢三年蓝天保卫战；同时大幅度降低如土地、税费、融资成本等非技术成本；此外在我国中东部应该大力发展分布式光伏市场。而对于光伏企业自身，则需要练好内功，加大创新力度，保证产品品质，不断降低技术成本，才能从容应对并促进整个光伏产业健康、可持续发展。

▲▲未来分布式光伏和海外市场是方向

在“531 新政”发布之后的一段时间里，光伏行业将进入一个低谷期。尽管如此，一些业内企业仍然对太阳能光伏产业的发展信心满满。一家光伏企业负责人在接受本报记者采访时就表示，新政的内容主要是鼓励技术进步，推动平价上网项目的落地，与行业本身的未来发展方向是吻合的。这将使企业将重心更多地转向市场，将更多的精力投入到技术研发领域。同时，从市场的情况来看，未来，海外新兴市场将是光伏产业发展的一个重要方向。

晶科能源副总裁钱晶业也表示，虽然短期看“531 新政”对行业是打击，但是从长远来看有利于行业的长期健康可持续发展。就市场反应结果而言，新政有它积极的一面，比如为平价上网补上了最后一脚。

谈到平价上网，中来股份董事长林建伟在接受本报记者采访时表示，从光伏技术和转换效率提升角度，平价上网理论上已经不存在多大困难。但是在政策上仍存在着较大的挑战，特别是在具体操作过程中仍面临着很大的困难与不确定性。如过网费如何确定以及终端电价中包含一系列交叉补贴等问题都还可能需要时间与后续政策来过渡。

虽然业界对于新政实施后的光伏行业发展并不悲观，但也对新政提出了一些想法和建议。钱晶业表示，“531 新政”无预警的“一刀切”，让行业没有一个过渡缓冲期，这会让很多在建项目不知何去何从。因此，建议政府在未来政策制定和调整上，还是要留给市场和行业一段缓冲时间。

曾鸣也提出，建议今后国家在能源方面再出台相关政策时，可以做好一些定量、系统分析，可以借鉴国际上的经验，通过一些模拟仿真来提升政策的科学性和稳定性；此外要进一步加快推进电力市场改革，考虑到将来光伏、风电以及其他可再生能源与传统能源共同参与市场时，市场机制、结构、模式、规则等该如何设计，这些都需要国家顶层设计来统筹考虑，不能单一考虑；还有就是光伏产业要重点向分布式光伏发展，分布式光伏将是未来发展的大方向之一，可以通过区块链技术，分散式交易的模式，逐步研究，给予政策配套。

（本文摘自《人民政协报社财经周刊》）

3、【美将逆变器纳入新 301 关税名单 太阳能受贸易战波及】

中美贸易战战火不休，美国贸易代表处(USTR)10 日宣布再次启动 301 条款，拟额外对中国高达 2,000 亿美元商品征收 10% 关税，而原先逃过一劫的太阳能逆变器这次也中枪，或许又会再度影响中美太阳能产业。

美国在 4 月公布长达 45 页的 301 调查征税产品建议清单，包括 LED、资通讯、机器人、交通运输等 1,300 项、价值共 500 亿美元商品上榜，并于 6 月宣布将分批课以 25% 重税。而当时清单并没有出现太阳能逆变器，让不少厂商松了一口气，但话可能不能说太满，此次中国太阳能逆变器厂商或许在劫难逃。

USTR 10 日公布的清单共有 6,031 项，除了增加海鲜、水果、谷物等农作物，还新增钇、镨、铈等稀土与锂电池原料钴等高科技材料，更涵盖 av 与太阳能逆变器。其中逆变器可说是太阳能的心脏，负责将太阳能产生的直流电转换成

可并网或是直接使用的交流电，为太阳光电重要设备。

虽然跟先前课征太阳能电池与模组 30% 关税的 201 条款相比，这次可能对整体太阳能市场影响不大，对于住宅和工业太阳能而言，预估每瓦成本仅会增加 1-2 美分，公用事业电厂的影响更是不到 1 美分。

但这一波 301 清单对太阳能逆变器厂商就不是个好消息了，将大大影响中国华为、Sungrow、锦浪、固德威、Growatt、三晶等逆变器厂的市场布局。业内调研机构指出，美国 80% 以上住宅逆变器和逾 50% 工业逆变器都是来自中国。

美国逆变器厂商也不一定能借此受惠，像是美国住宅逆变器厂商 Enphase 的制造厂就设在中国，未来对他们来说在中国设厂或许不再划算了，相较之下，其对手 SolarEdge 的产线建在欧洲与北美，此次 301 可说是一点影响都没有。

Moskowitz 表示，大多住宅逆变器厂商在全球都设有代工厂，新一轮 301 条款通过后，如果要把产品输往美国，逆变器厂商可能会逐渐把中国生产线迁走。

而对于大功率、用于公用事业电厂的集中式逆变器(Central Inverter)来说，这次 301 影响可能不会像住宅逆变器市场那么大。美国前两大集中式逆变器厂商 SMA 和 Power Electronics 都在欧洲制造产品。

实际上，与欧洲制造的集中式逆变器相比，中国制价格更低、即使课征 10% 关税中国仍存有优势。但假如美国集中式逆变器厂商将产线迁回美国或是增加在地布局，中国厂商可能就不一定占优势了。

不过逆变器厂商也不用太悲观，在美国正式实施新一轮关税之前，会先进行公众预告与评论(public notice and comment)程序，这次的 2,000 亿美元关税行动也会经过 2 个月检视，并预定在 8 月 20-23 日举行听证会。

（本文摘选自《集邦新能源网》）

4、【2018 年我国光伏装机市场容量及行业规模分析】

从全球来看，光伏装机未来发展空间巨大。2017 年中国新增装机超预期，带动全球 2017 年的新增装机达到约 102GW。光伏装机成本仍然在快速下降中，未来日照条件好的区域将陆续进入平价上网时代，带给光伏装机巨大的增长空间。2018 年受中国政策影响，全球新增装机可能会出现自 2012 年以来的第一次下滑，但 2019 年起预计将重回增长。

2010-2017 年不同国家光伏电站安装成本下降比例

国家	2010-2017年光伏电站安装成本下降比例
中国	↓ 71%
日本	↓ 77%
德国	↓ 70%
美国	↓ 52%
意大利	↓ 79%
英国	↓ 76%
印度	↓ 75%

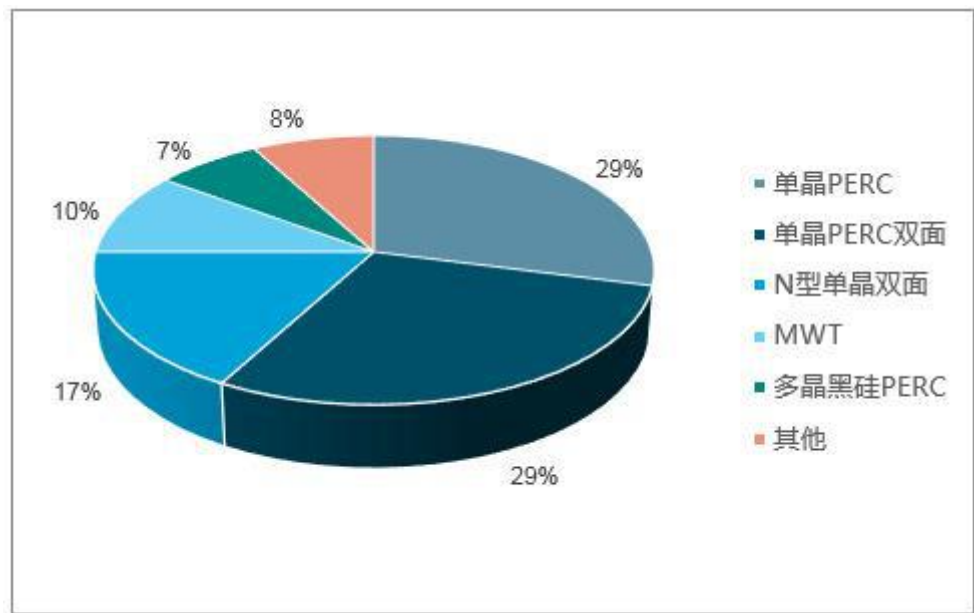
2017 年国内光伏实现新增装机约 53GW，同比增长 53.45%。这也是继 2016 年 34.54GW 的高基数上再次取得较快增长的装机成绩。细分来看，2017 年分布式光伏装机 19.44GW，同比增长了近 3.6 倍，分布式光伏成为拉动我国光伏新增装机的主要力量。国内光伏新增装机超预期的原因一方面在于“630”电价下调带来的抢装潮，另一方面来自于分布式装机的快速增长，在成本下降和转换效率提升的驱动下，终端电站的收益率保持较高的水平，因此下游的电站装机热情高涨。

2017 年底能源局公示第三批领跑者基地，包括 10 个应用领跑者基地合计 5GW 与 3 个技术领跑者基地合计 1.5GW。目前 10 个应用领跑者都已经公布中标结果，各个中标单位也已经开始陆续发布采购招标公告，除了这 5GW 项目以外，第二批领跑者中大约 1GW 项目未能在 2017 年实现并网，预计也将在 2018 年内并网，因此领跑者项目在 2018 年有望合计并网 6GW。能源局下发的 2017-2020 年的指标中，每年安排的领跑者项目为 8GW，第三批目前公布的项目是 6.5GW，剩余的 1.5GW 作为激励机制预留规模，根据评估情况对按要求按期并网发电、验收合格且优选确定的电价较光伏发电标杆电价降幅最大的 3 个基地增加等量规模接续用于应用领跑基地建设。由于技术领跑者项目和激励预留项目的顺延，2017 年并网的领跑者规模预计低于 8GW，但 2018-2020 年每年领跑者项目的并网有望达到 8GW。

从领跑者中标的技术类型来看，单晶占据绝对主导地位，在 5GW 中单晶项目达 4232MW，占比近 85%。从细分技术领域来看，PERC 技术占据主导地位，PERC 合计中标量达 3274MW，在总招标量中占比达 65%；其中单晶 PERC 中标量为

2901MW，在 PERC 中标量中占比达 88.6%。如果以双面作为技术分类，采用双面技术的中标量合计为 2583MW，在总量中占比达 52%，其中单晶 PERC 双面的中标量为 1452MW，占比近 30%。

第三批领跑者技术路线



根据能源局数据，2017 年国内风电新增装机并网量 15.03GW，同比下降 22.1%，已经连续两年下滑。随着电价下调预期、弃风限电改善等因素的共同促进，预计国内风电新增装机在 2018-2020 年间能够有所回暖。

风电上网标杆电价调整（2018 年）

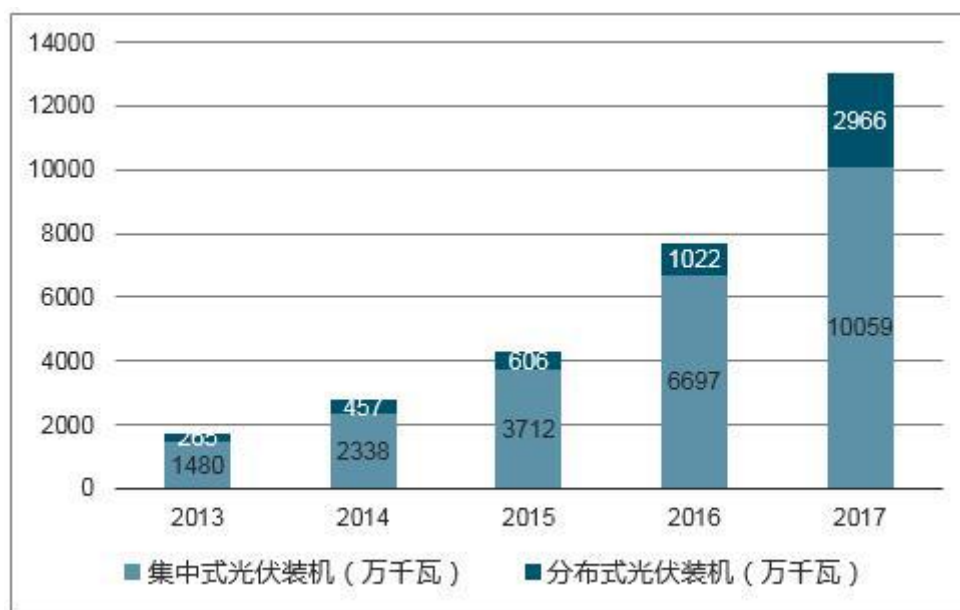
-	现行电价	2015年末调整方案	最终版	最终下调幅度
I类地区	0.47	0.44	0.40	14.89%
II类地区	0.50	0.47	0.45	10.00%
III类地区	0.54	0.51	0.49	9.26%
IV类地区	0.60	0.58	0.57	5.00%

2018 年电价调整政策要求 2018 年 1 月 1 日前核准的项目必须于 2019 年底前开工建设，才能执行 2018 年前电价，而且此次电价下调幅度较大，运营商有动力在电价调整之前进行建设，利好未来几年的装机。截至 2017 年底，有 67.3GW 已核准项目尚未吊装，这部分项目抢开工的意愿较强，预计 2018-2020 年的年均新增装机有望恢复至 25GW 以上。

2017 年，中国光伏发电累计装机容量 1.3 亿千瓦，占全部发电设备容量的

比例为 7.3%，同比提升 2 个百分点。光伏发电量在全部发电量中的比重，从 2016 年的 1.1% 提升到 2017 年的 1.8%。光伏发电装机结构进一步优化，分布式光伏在光伏装机中的比重达到 23%，同比增加 10 个百分点。

中国累计光伏装机（万千瓦）



2017 年，全国风力发电量为 3057 亿千瓦时，同比增长 26.3%，占全部发电量的 4.8%；全国风电平均利用小时数为 1948 小时，同比增加 203 小时。2018 年一季度全国风力发电量 979 亿千瓦时，同比增长 39%；全国风电平均利用小时数为 592 小时，同比增加 124 小时，风力发电量及利用小时数持续增长。

根据风电发展“十三五”规划，到 2020 年底，海上风电并网装机容量达到 5GW 以上，开工容量超过 10GW。截至 2016 年底，我国海上风电累计装机容量仅为 1.63GW，预计 2017 年以后海上风电将进入快速发展期。2017 年上半年我国海上风电建设活动有所提速，项目招标需求旺盛，广东、江苏、山东等省份积极布局海上风电发展。十三五期间海上风电市场有望加速启动。

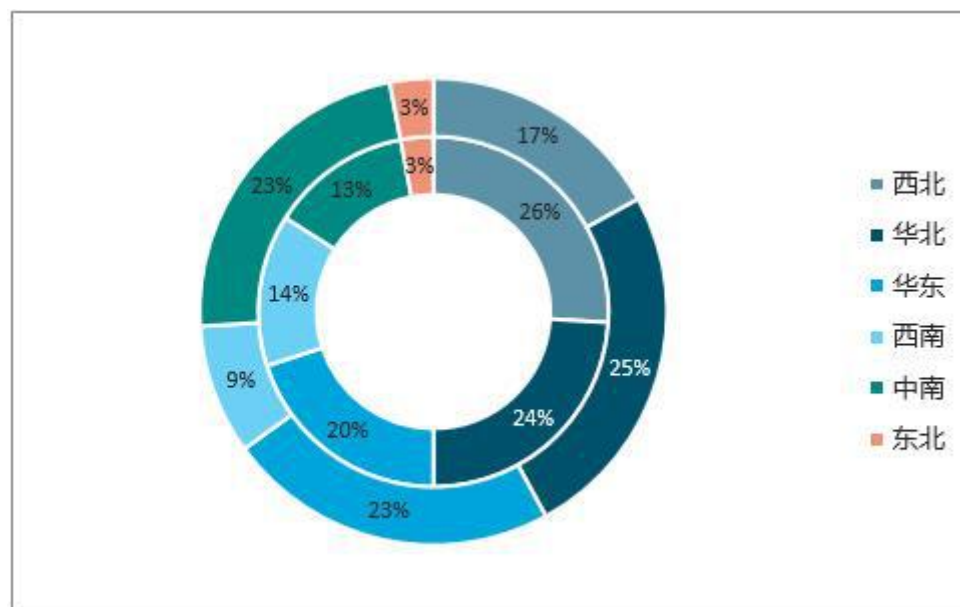
2016 年至 2020 年全球及中国风电装机市场容量情况具体如下：单位：MW

累计装机容量	2016年	2020年预计	预计年复合增速
全球风电	486,790	741,000	11.08%
中国风电	168,732	279,132	13.41%
中国海上风电	1,630	5,000	32.34%
新增装机容量	2016年	至2020年年均	
全球风电	54,642	63,553	-
中国风电	23,370	27,600	-
中国海上风电	590	843	-

2017 年国内风电弃风量为 419 亿千瓦时，同比减少了 78 亿千瓦时，弃风率同比下降 5.2 个百分点。2018 年一季度国内风电弃风量为 91 亿千瓦时，同比减少 44 亿千瓦时，弃风率 8.5%，同比下降 8 个百分点，第一季度通常而言是弃风比较严重的一个季度，因此 2018 年全年的弃风率有望控制在较低的水平。

2017 年以来，国内风电新增装机转移趋势持续。华东及中南区域装机快速增加。目前主要的风电运营商均以东南部区域作为自己开发运营的重要方向，减少限电带来收益的不确定性，未来风电向中东部转移的趋势仍将持续。

国内风电新增装机区域



而海上风电随着技术的不断成熟，装机成本已经有较大程度的下降，而上网电价维持不变使海上风电的投资吸引力逐步增强。

在最新的可再生能源电价调整中，海上风电的电价没有调整，依旧维持了潮间带风电 0.75 元/kwh 和近海风电 0.85 元/kwh 的电价，而陆上风电电价处于不

断下降的通道中，表明了国家对于海上风电依旧保持呵护的态度。

2017 年，中国海上风电新增装机 319 台，容量达到 116 万千瓦，同比增长 97%，累计装机达到 279 万千瓦。2013 年起海上风电新增装机每年保持了 50%以上增速，由于 2016 年底海上风电开发建设方案（2014-2016）中的项目核准大幅增加，预计未来几年已获核准的海上风电项目将陆续开工，保持海上风电新增装机的高速增长。

（本文摘选自《中国产业信息网》）

5、【发改委：上半年用电量为 2012 年以来同期最高】

7 月 17 日，国家发展改革委就上半年宏观经济运行情况召开发布会。相关新闻发言人表示，上半年全国发电量同比增长 8.3%，全社会用电量同比增长 9.4%，煤炭领域结构性去产能工作持续推进，迎峰度夏能源供需总体平稳。

新能源发电增速明显加快

太阳能发电同比增长 21.1%

记者从发布会了解到，上半年全国核电、风电、太阳能发电同比分别增长了 19.3%、11.4%和 21.1%。全国发电量同比增长 8.3%，增速较 1~5 月回落 0.2 个百分点。6 月当月全国发电量同比增长 6.7%，保持较快增长态势，其中新能源发电增速明显加快，火电水电增速有所回落；火电同比增长 6.3%，增速比 5 月回落 4.0 个百分点；水电增长 3.7%，回落了 3.2 个百分点。

数据显示，全国全社会用电量同比增长 9.4%，为 2012 年以来同期最高，增速较去年同期提高 3.1 个百分点。其中，一产、二产、三产和居民生活用电量同比分别增长 10.3%、7.6%、14.7%和 13.2%。受经济稳中向好、大部分地区气温较常年偏高等因素影响，6 月当月用电量同比增长 8.0%，增速同比提高 1.5 个百分点。

坚决处置“僵尸企业”

加快淘汰煤炭行业落后产能

2018 年是煤炭供给侧结构性改革的深化之年。据相关新闻发言人介绍，为达到退出煤炭产能 1.5 亿吨左右的去产能目标，上半年煤炭领域结构性去产能方面，重点推进了以下四方面工作。

一是坚决处置“僵尸企业”。督促指导各地系统梳理汇总 2016 年以来“僵尸企业”的处置情况，列出名单、制定计划、全面稽查、上报结果。二是加快淘汰落后产能。适当提高了南方地区煤矿产能退出标准，按照严格执法关闭一批、实施产能置换退出一批、通过改造升级少量提升一批“三个一批”的方式，逐步提升或淘汰退出。三是严格治理违法违规产能。按照追究责任、处理人员、办理手续、恢复生产“四个同步、四个到位”的要求，积极推动建设项目违法违规行为处理。对依法处理到位、具备相关条件的煤矿项目，协调加快办理相关手续，实现依法建设生产。四是统筹做好去产能、保供应和稳价格工作。

针对今年以来能源需求快速增长、异常天气频发的新形势，会同有关部门采取增加优质产能释放、强化运输协调保障、推进中长期合同签订履约、加强预期引导和市场监管等措施。

煤电油气消费量显著增加

迎峰度夏能源供需总体平稳

就迎峰度夏期间煤电油气运行情况，相关新闻发言人表示，今年以来，电力、煤炭、天然气消费量显著增加，其中，电煤消耗量同比增长超过了 1 亿吨，为近十年来少见，迎峰度夏期间能源供需形势更趋复杂。

为积极应对迎峰度夏期间能源保障供应的复杂形势，国家发展改革委重点部署安排三方面工作。一是通过加快优质产能释放、推进中长期合同签订履约、保障铁路运输等措施，增加煤炭供应。截至 6 月底，全国统调电厂存煤 1.2 亿吨，同比增长 9.2%，可用 23 天；环渤海五港存煤 2116 万吨，同比增长 27.8%。二是供给侧和需求侧协同发力，挖掘电力调峰资源潜力，加大清洁能源发电力度，提高输电通道利用效率，灵活组织跨省跨区交易，加强电力余缺互济，强化应急演练，保障民生等重点用电。三是加强天然气产供储销体系建设，深入挖潜国内气田增产，稳定增加进口资源，提高天然气管网系统整体供气的安全性、可靠性和灵活性，统筹兼顾做好储气库注气和保障当前供应等工作。

（本文摘编自《中国电力新闻网》）

6、【国家纳米中心有机太阳能电池界面修饰研究取得新进展】

近日，中国科学院国家纳米科学中心周惠琼课题组将 W0x 纳米颗粒与商业化

的 PEDOT:PSS 乳液混合用作有机太阳能电池的空穴传输层材料,改善了空穴传输层的表面自由能,优化了活性层的形貌,从而同时提高了器件的效率和填充因子,为高效有机非富勒烯太阳能电池提供了一种简单易行的空穴传输层修饰方法。该研究以 A Highly Efficient Non-Fullerene Organic Solar Cell with a Fill Factor over 0.80 Enabled by a Fine-Tuned Hole-Transporting Layer 为题发表在《先进材料》(Advanced Materials, 2018, 1801801)杂志上。

近年来,有机太阳能电池因其广阔的应用前景而备受关注。而填充因子则是有机太阳能电池中一个重要的光伏性能参数,主要受界面层和活性层性质的影响。

周惠琼课题组将 WO_x 纳米离子与 PEDOT:PSS 乳液混合,经过细致优化 WO_x :PEDOT:PSS 空穴传输层的组分和膜厚,基于 PBDB-TF:IT-4F 体异质结的非富勒烯太阳能电池实现了 80.79%的填充因子(FF)和 14.57%的转换效率(中国计量院验证效率为 14.15%)。阻抗分析和瞬态光电流光电压测试等表征揭示了相对于广泛应用的 PEDOT:PSS 薄膜, WO_x :PEDOT:PSS 空穴传输层具有更优越的电荷提取性能。AFM 和 RSoXS 测试发现具有不同表面自由能的空穴传输层(WO_x , WO_x :PEDOT:PSS, PEDOT:PSS)可以调控体异质结层的形貌。通过对比相区尺寸/纯度、载流子寿命、激子解离性能和载流子传输迁移率,研究人员认为 WO_x :PEDOT:PSS 器件具有高的 FF 来源于更平衡的载流子传输、更长的载流子寿命以及减弱的非辐射电荷复合。

该篇文章的第一作者是助理研究员郑众,是周惠琼课题组前期研究工作(Nano Energy, 2018, 50, 169–175; J. Mater. Chem. C., 2018, DOI: 10.1039/C8TC02933D; RSC Advances, 2017, 7, 12400–12406)的进一步拓展,与中科院化学研究所侯剑辉课题组(材料合成)、上海交通大学刘烽课题组(形貌表征)以及北京航空航天大学的张渊课题组(器件物理)共同合作的成果。研究工作得到了中科院百人计划和国家自然科学基金等项目的支持。

(本文摘选自《中国科学院网站》)

企业动态

1、【祝贺昱辉电力浙江地区光伏电站新项目顺利并网】

近日，昱辉电力分别与玉环长虹阀门有限公司、玉环华科设备制造有限公司以及浙江能达利集团有限公司合作建设光伏电站项目，目前 3 个项目全部顺利并网，共计装机容量 900KW，覆盖面积达 1.7 万 m²，每年发电量共计 96.5 万度。

玉环，隶属于浙江省，由台州市代管的县级市，位于中国浙江东南沿海黄金海岸线中段，风景优美，日照充足，经济发达，名列中国综合实力百强县前列。经济发展的同时，玉环常缺水缺电，对电力的需求非常迫切，且日照时间长，具备了良好的建站发电条件，非常适合光伏发电。

炎炎烈日下，昱辉电力安装团队不断推进项目进度，一刻也不松懈，严格按照标准完成安装，现 3 个光伏电站都已成功并网，正式交付使用。企业用电价格约为 0.85 元/度，比居民电价高出将近 50%，对企业来说，电费是一笔不小的开支。光伏电站采用自发自用、余电上网模式，不仅能够降低公司成本，间接增加公司的利润，还能将余电卖给电网局，获得盈利，且昱辉光伏组件质量好，具有长达 25 年以上的高效发电率，服务可靠，收益稳定。

昱辉电力，助力企业发展低碳、环保、节能、高效的绿色经济！

（本文摘自《昱辉阳光 ReneSola》）

2、【芯能科技张利忠：光伏行业下半场看分布式】

专注分布式光伏的芯能科技上市了。光伏行业的下半场会怎样走？芯能科技董事长、总经理张利忠认为，在国家政策、土地制约等因素的影响下，光伏地面电站建设将告一个段落，分布式光伏将成为光伏产业的主流。

分布式光伏引路人

“我们 7 月 9 日正式挂牌交易，这也是我们公司成立 10 周年纪念日。毫不夸张的说，分布式光伏发展到今天，我们是引路人之一。”提起做光伏的这 10 年酸甜苦辣，张利忠可以讲上三天三夜。而对于选择分布式光伏，张利忠说，今天的上市，就是对自己当初选择的最好交代和成绩单。

“分布式光伏是个苦活累活，当时有资源的公司看不上这个市场。”对于早在 2013 年就“吃”分布式光伏这个“螃蟹”，张利忠表示，那个时候，业主觉得省不了多少电费，怕麻烦又怕损坏屋顶并不愿意尝试。每个项目很小，管理和施工都不够经济，企业也没有推动的动力。

资料显示，2012 年在欧美“双反”夹击下，国内光伏产业陷入窘境，部分光伏企业更是举步维艰。2013 年，国家开启分布式光伏应用示范，嘉兴被列为浙江省光伏产业“五位一体”创新综合试点。

张利忠觉得这就是机遇。“1 万平方米光伏发电可以省下 450 吨煤，减少 900 吨二氧化碳排放，这相当于种了 15 万棵树，您看不上光伏发电的收益，就当做慈善吧。”张利忠常常这样苦口婆心地对业主说。一家一家去谈，一个问题一个问题解答，与工人一起在大太阳下施工，张利忠这样坚持了 2 年，芯能科技终于用技术和服务树立了口碑，打开了分布式光伏市场。

分布式光伏将成行业主流

光伏行业的下半场会怎样走？张利忠大胆预测，未来分布式光伏将成为光伏产业的主流。

6 月初，发改委等发布《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，叫停普通光伏电站、严控分布式光伏规模，并将新投入运营的电站上网电价统一降低 0.05 元/千瓦时。

“这个政策很及时，会引导光伏产业更加市场化，对行业长期发展也是好事情。”张利忠认为，随着技术的进步，度电成本快速下降，补贴已经成为行业不正当竞争手段。降低补贴不仅有利于行业建立长期有序竞争，也可以进一步倒逼技术进步。

由于地面电站趋向饱和，大量的资本和企业开始涌入分布式光伏市场，协鑫集成、英利等光伏巨头也跑步进场，2017 年被市场称为分布式光伏元年。

在张利忠看来，分布式光伏的潜在市场空间巨大。“我们有超过 13 亿城乡居民，按每户 4 人计算共计 3.5 亿户家庭，如果每户安装 3 千瓦，有 30%的家庭安装，家庭分布式光伏市场规模就可以达到 300GW，更别说更大量的厂房屋顶了。”有机构预测，未来几年，分布式光伏装机量有望以超过年均 20GW 的速度发展。

张利忠建议,本着节能减排的环保要求,应该引导新建厂房建设分布式光伏,并放开发电的隔墙交易。“分布式发电价格比电网更低,就地由业主消化掉,可以实现公司、业主、国家三方共赢。”

加大自持电站规模

芯能科技发展的“底气”从哪里来? 张利忠表示,底气就是分布式光伏的“自发自用”,使得行业成为一个长期可持续的良性生态。芯能科技自持电站所发电量,绝大部分都实现了“自发自用”。

据介绍,从公司的角度,“自发自用”的电费高于电网上网价格,又减少了输送损耗,从而提高公司电站发电的用电效率,这样就提高了公司的发电收入;而从用户的角度,用户用电又低于电网价格,除了降低用电成本外,还可以获得屋顶租赁收益,以及公司提供的屋顶修缮、用电监控、故障维修等一揽子服务。

由于看好长期收益,芯能科技下一步还将加大自持电站规模。“有人说我们盈利能力下降了,其实是因为加大自持电站所致。”张利忠表示,芯能科技长期看好分布式光伏,通过自持电站,将收益转化为长期稳定的现金流和收入。

资料显示,自 2015 年起,芯能科技开始自持分布式光伏电站。截至 2017 年 12 月 31 日,公司投资建设自持分布式光伏电站合计 127 个,累计装机容量 179 兆瓦,年发电能力约 1.8 亿度,这些电站可为公司带来持续 20 年的稳定现金流和收入。

张利忠还介绍,下一步,公司还将以自持电站为依托,开展智能微电网建设,通过优化客户的供电方案,为客户提供增值服务。

(本文摘自《上海证券报》)

光伏政策

1、【关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知】

发改运行〔2018〕1027 号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委(工信委、工信厅)、能源局、物价局,国家能源局各派出能源监管机构,国家电网有限公司、中国南方电网有

限责任公司，中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、华润集团有限公司：

习近平总书记在中央经济工作会议上强调指出，2018 年要加快电力市场建设，大幅提高市场化交易比重。李克强总理在政府工作报告中提出加快要素价格市场化改革。为全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真落实中央经济工作会议和政府工作报告各项部署，继续有序放开发用电计划，加快推进电力市场化交易，完善直接交易机制，深化电力体制改革，现就有关事项通知如下。

一、提高市场化交易电量规模

（一）各地要总结电力市场化交易工作经验，结合实际，进一步加快推进电力体制改革，加快放开发用电计划，加快放开无议价能力用户以外的电力用户参与交易，扩大市场主体范围，构建多方参与的电力市场，大幅提高市场化交易电量规模，统筹协调好扩大市场化交易规模和放开发用电计划。开展电力现货市场试点地区，可根据实际设计发用电计划改革路径。

（二）各地应结合实际，统筹发用电侧放开节奏，做好供需总量平衡，进一步明确放开各类发电企业、电力用户和售电企业进入市场的时间，明确放开比例，制定具体工作方案，并进一步完善和规范参与市场化交易的发电企业、电力用户和售电企业等市场主体准入标准、准入程序和退出机制，向社会公布。

（三）各地要取消市场主体参与跨省跨区电力市场化交易的限制，鼓励电网企业根据供需状况、清洁能源配额完成情况参与跨省跨区电力交易，首先鼓励跨省跨区网对网、网对点的直接交易，对有条件的地区，有序支持点对网、点对点直接交易，促进资源大范围优化配置和清洁能源消纳。北京、广州两个电力交易中心要积极创造条件，完善规则，加强机制建设，搭建平台，组织开展跨省跨区市场化交易。

（四）为促进清洁能源消纳，支持电力用户与水电、风电、太阳能发电、核电等清洁能源发电企业开展市场化交易。抓紧建立清洁能源配额制，地方政府承担配额制落实主体责任，电网企业承担配额制实施的组织责任，参与市场的电力

用户与其他电力用户均应按要求承担配额的消纳责任，履行清洁能源消纳义务。

二、推进各类发电企业进入市场

（一）加快放开煤电机组参与电力直接交易，《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）文件颁布实施后核准的煤电机组，原则上不再安排发电计划，投产后一律纳入市场化交易，鼓励支持环保高效特别是超低排放机组通过电力直接交易和科学调度多发电。

（二）在统筹考虑和妥善处理电价交叉补贴的前提下，有序放开水电参与电力市场化交易。消纳不受限地区，根据水电站多年平均或上年实际发电能力，综合考虑外送和本地消纳，安排优先发电计划，在保障优先发电优先购电的基础上，鼓励水电积极参与电力市场化交易。水电比重大或消纳受限地区，可根据实际情况有序放开水电，扩大水电参与市场化交易比例。进一步完善优先发电优先购电制度，建立水电等优质电源优先采购机制，提升对居民、农业等优先购电用户的保障能力。

（三）在确保供电安全的前提下，完善和创新交易规则，推进规划内的风电、太阳能发电等可再生能源在保障利用小时数之外参与直接交易、替代火电发电权交易及跨省跨区现货交易试点等，通过积极参与市场化交易，增加上网电量，促进消纳。各地要结合实际合理确定可再生能源保障利用小时数，做好优先发电保障和市场化消纳的衔接。

（四）拥有燃煤自备电厂的企业按照国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求，成为合格市场主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则参与交易。为促进和鼓励资源综合利用，对企业自发自用的余热、余压、余气发电等资源综合利用机组，继续实施减免系统备用费和政策性交叉补贴等相关支持政策。

（五）在保证安全的情况下，稳妥有序推进核电机组进入市场，在保障优先发电计划外，鼓励核电机组通过参与交易实现多发。

（六）有序开展分布式发电市场化交易试点工作，参与交易的应科学合理确定配电电价。

（七）参与交易的发电企业，其项目的单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。不符合国家产业政策、节能节水指标未完成、污染物排放未

达到排放标准和总量控制要求、违规建设、未取得电力业务许可证（依法豁免许可的除外）等发电企业不得参与。

三、放开符合条件的用户进入市场

（一）在确保电网安全、妥善处理交叉补贴和公平承担清洁能源配额的前提下，有序放开用户电压等级及用电量限制，符合条件的 10 千伏及以上电压等级用户均可参与交易。支持年用电量超过 500 万千瓦时以上的用户与发电企业开展电力直接交易。2018 年放开煤炭、钢铁、有色、建材等 4 个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。

（二）支持高新技术、互联网、大数据、高端制造业等高附加值的新兴产业以及各地明确的优势特色产业、技术含量高的企业参与交易，可不受电压等级及用电量限制。

（三）支持工业园区、产业园区和经济技术开发区等整体参与交易，在园区内完成电能信息采集的基础上，可以园区为单位，成立售电公司，整体参与市场化交易。园区整体参与交易的偏差电量，可探索建立在园区企业中余缺调剂和平衡的机制。

（四）条件允许地区，大工业用户外的商业企业也可放开进入市场，可先行放开用电量大、用电稳定的零售、住宿和餐饮服务行业企业（例如酒店、商场等），并逐步放开商务服务、对外贸易及加工、金融、房地产等企业参与交易。

（五）在制定完善保障措施条件下，稳妥放开铁路、机场、市政照明、供水、供气、供热等公共服务行业企业参与交易。

（六）结合电力市场建设进度，鼓励和允许优先购电的用户本着自愿原则，进入市场。

（七）各地可以结合实际情况，自行确定用户电压等级及用电量限制，扩大放开的范围，新增大工业用户原则上通过参与交易保障供电。参与市场交易的电力用户，其单位能耗、环保排放应达到标准。

四、积极培育售电市场主体

（一）积极推进售电企业参与交易，售电企业履行相关程序后，可视同大用户与发电企业开展电力直接交易，从发电企业购买电量向用户销售，或通过交易机构按规则参与各类交易。规范售电公司经营行为，鼓励售电公司依靠降低成本

和提供增值服务参与竞争。

（二）鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务。鼓励电能服务商、负荷集成商、电力需求侧管理服务商等扩大业务范围，帮助用户开展电力市场化交易。

（三）积极支持各类售电公司代理中小用户参与交易，帮助用户了解用电曲线，探索建立对售电企业的余缺调剂平衡和偏差考核机制，提高市场化意识，减少市场风险。

五、完善市场主体注册、公示、承诺、备案制度

（一）发电企业、电力用户和售电企业等市场主体需在电力交易机构注册成为合格市场主体；交易机构提供各类市场主体注册服务，编制注册流程、指南，对市场主体进行注册培训。

（二）发电企业、电力用户按要求和固定格式签署信用承诺书，向交易机构提交注册材料，并对提交材料的真实性、准确性、合规性和完备性负责，交易机构收到企业提交的注册申请和注册材料后，原则上在 7 个工作日内完成材料完整性核验，注册自动生效。售电企业按《售电公司准入与退出管理办法》有关规定进行注册。

（三）发电企业、电力用户和售电企业等市场主体完成注册程序后，纳入市场主体目录，获得交易资格。交易机构按期将市场主体注册情况向能源监管机构、省级政府有关部门和政府引入的全国性行业协会、信用服务机构备案，对市场主体目录实施动态管理。

六、规范市场主体交易行为

（一）发电企业、电力用户和售电企业注册成为合格市场主体后，自愿在电力交易平台按照批准和公布的交易规则参与各类交易，遵守有关规定，服从统一调度管理和市场运营管理，接受政府有关部门监管。市场主体选择进入市场，在 3 年内不可退出，通过市场竞争形成价格。各地区有关部门要最大限度减少对微观事务的干预，充分尊重和发挥企业的市场主体地位，不得干预企业签订合同，不得强制企业确定电量和电价，不得干扰合同履行，不得实行地方保护。

（二）发电企业与电力用户、售电企业进行直接交易的，为保障公平竞争，电力交易机构应开展对市场交易的审核，市场主体要严格执行包含政府性基金及

附加和政策性交叉补贴在内的输配电价，要切实承担清洁能源配额，落实优先购电责任，有关情况及时报告各地政府相关部门。

（三）电力用户原则上应全电量参与电力市场，可自主选择向发电企业直接购电或向售电企业购电。

（四）发电企业与电力用户、售电企业进行直接交易的，应按市场交易规则和电网企业签订三方购售电合同，明确相应的权利义务关系、交易电量和价格、服务等事项，鼓励签订 1 年以上中长期合同，可由各地组织集中签订，也可自行协商签订，签订的合同由电力交易机构汇总和确认，由电力调度机构进行安全校核。鼓励各地根据实际情况规范直接交易合同，推荐交易双方按统一合同样本签订中长期交易合同。

（五）电力交易机构要加强自身能力建设，搭建公开透明、功能完善、按市场化方式运行的电力交易平台，发挥市场在能源资源优化配置中的决定性作用。要切实发挥好电力交易机构在市场交易核查工作中的第三方监管作用，保证各类主体市场交易行为有序规范。

七、完善市场化交易电量价格形成机制

（一）促进输配以外的发售电由市场形成价格，鼓励交易双方签订中长期市场化交易合同，在自主自愿、平等协商的基础上，约定建立固定价格、“基准电价+浮动机制”、随电煤价格并综合考虑各种市场因素调整等多种形式的市场价格形成机制，分散和降低市场风险。电力用户的用电价格，由三部分相加组成，包括与发电企业、售电企业协商定价机制确定的价格、政府有关部门明确的输配电价（含损耗）和政府性基金及附加。

（二）协商建立“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制，基准电价可以参考现行目录电价或电煤中长期合同燃料成本及上年度市场交易平均价格等，由发电企业和电力用户、售电企业自愿协商或市场竞价等方式形成。

在确定基准电价的基础上，鼓励交易双方在合同中约定价格浮动调整机制。鼓励建立与电煤价格联动的市场交易电价浮动机制，引入规范科学、双方认可的煤炭价格指数作参考，以上年度煤炭平均价格和售电价格为基准，按一定周期联动调整交易电价，电煤价格浮动部分在交易双方按比例分配。具体浮动调整方式由双方充分协商，在合同中予以明确，浮动调整期限应与电煤中长期合同的期限

挂钩。

（三）探索建立随产品价格联动的交易电价调整机制。生产成本中电费支出占比较高的行业，交易双方可参考产品多年平均价格或上年度价格，协商确定交易基准电价、基准电价对应的产品价格、随产品价格联动的电价调整机制等，当产品价格上涨或下降超过一定区间或比例时，电价联动调整，由交易双方共同承担产品价格波动的影响。

（四）交易双方签订年度双边合同后，可探索建立与月度集中竞价相衔接的价格浮动调整机制，根据月度竞价结果，由双方自主协商，对双边合同价格进行调整确认。

（五）探索建立高峰用电市场化机制。积极推进电力现货市场建设，通过市场化机制形成不同时段价格，补偿高峰电力成本；现货市场建立前，参与市场化交易的电力用户应执行峰谷电价政策，合理体现高峰用电的成本和价值差异。

（六）2018 年放开煤炭、钢铁、有色、建材等 4 个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，通过市场化交易满足用电需求，建立市场化价格形成机制。具体实施方案见附件。

八、加强事中事后监管

（一）政府有关部门要有针对性地制定和完善相关法规政策，加强制度建设，着力保障电力市场健康运行。发电企业、电力用户和售电企业要牢固树立法律意识、契约意识和信用意识，合同一经签订必须严格履行。地方经济运行部门会同有关部门和单位对电力市场化交易合同履行情况实行分月统计，发挥大数据平台作用，电力直接交易相关信息纳入平台管理。能源监管机构对市场主体履行合同和执行市场运行规则等情况进行监管。

（二）各相关部门要建立健全交易合同纠纷协调仲裁机制，对市场主体在合同履行过程中产生的纠纷及时进行裁决，营造公平公正的市场环境，坚决避免因合同纠纷造成用户可靠供电受到影响，妥善解决因不可抗力因素造成合同难以执行等问题，避免市场主体受到不公平待遇。

九、加快推进电力市场主体信用建设

国家发展改革委、国家能源局会同有关方面加快推进电力市场主体信用体系建设，针对不同市场主体建立信用评价指标体系，引入全国性行业协会、信用服

务机构和电力交易机构，建立信用评价制度，开展电力直接交易数据采集工作，实行市场主体年度信息公示，实施守信联合激励和失信联合惩戒机制，强化信用意识，限制有不良信用记录的市场主体参与电力市场化交易。建立完善红名单、黑名单制度，对于遵法守信，信用评价良好以上的市场主体，纳入红名单，研究给予同等条件下市场交易优先等激励措施；对于违反交易规则和有失信行为的市场主体，纳入不良信用记录，情节特别严重或拒不整改的，经过公示等有关程序后，纳入失信企业黑名单；强制退出的市场主体，直接纳入失信企业黑名单。

国家发展改革委

国 家 能 源 局

2018 年 7 月 16 日

（本文摘选自《国家发改委》）

2、【630 前投运的有指标光伏电站执行 2017 年标杆电价（详见国网红头文件）】

加 急

国家电网有限公司文件

国家电网财〔2018〕571 号

国家电网有限公司关于贯彻落实 2018 年光伏发电相关政策的通知

各省（自治区、直辖市）电力公司：

为促进我国光伏行业健康可持续发展，国家发改委、财政部、国家能源局印发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823 号，以下简称“823 号文”，见附件 1），决定优化光伏发电新增建设规模，加快光伏发电补贴退坡，进一步加大市场化配置项目力度，促进光伏行业高质量发展。为做好新政策落地执行工作，现将有关事项通知如下：

一、关于光伏发电并网服务

各级电网企业要认真执行国家光伏发电并网管理相关政策。对符合国家政策的新能源项目，主动与项目业主沟通对接，提供

技术指导，按照国家要求切实做好并网服务；为新能源项目并网开辟绿色通道，做好接网工程建设，确保项目及时并网发电。

未纳入国家规模管理的光伏电站项目不能申请国家可再生能源电价补贴。省级电网企业要积极配合省级能源主管部门建立光伏电站管理台账，确定每个光伏电站的并网时间、首次并网容量、纳入国家规模管理等信息，为后续申请纳入财政部可再生能源补助目录做好准备。各级电网企业要积极配合地方能源主管部门，规范管理分布式光伏并网相关资料，为分布式光伏项目申请纳入国家认可规模管理范围提供支持。

二、关于光伏发电项目价格

各级电网企业要配合做好“823 号文”与《国家发展改革委关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（发改价格规〔2017〕2196 号）等文件的衔接。2018 年以前在国家能源局备案并纳入财政补贴规模管理的项目，2018 年 6 月 30 日以前投运的，执行 2017 年光伏电站标杆电价；2018 年 6 月 30 日之后投运的，执行“823 号文”规定的光伏电站标杆电价。各光伏电站执行上网电价以政府价格主管部门公布为准。

附件：国家发展改革委财政部国家能源局关于 2018 年光伏发电有关事项的通知（发改能源〔2018〕823 号）

国家电网有限公司

2018 年 6 月 29 日

（此件发至收文单位所属各级单位）

（本文摘选自《国家电网有限公司》）