



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2019.06.03-2019.06.09

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦..... 1

1、【我国光伏行业发展从舒适期进入差异化竞争新时代】 1

2、【业内预测 6 月起 国内光伏装机将快速启动 海外市场今年或增逾 40%】 3

3、【中国企业冲向海外储能“风口”】 5

4、【中方反制三连击】 6

5、【光伏如何改变能源领域】 9

6、【中外学者提升太阳能电池性能】 10

企业动态..... 12

1、【晶科能源七款新品惊艳亮相 2019 SNEC 引领产业加速迈入高效单晶时代】 12

2、【“昱”你一起 共创未来 昱能携多款新品亮相 2019SNEC】 13

光伏政策..... 15

1、【国家能源局关于 2019 年光伏发电项目建设有关事项的通知】 15

2、【国家能源局：2018 年度全国可再生能源电力发展监测评价】 25

行业聚焦

1、【我国光伏行业发展从舒适期进入差异化竞争新时代】

2019 年将成为光伏发展史上里程碑的一年，全球光伏都将快速走入全面平价的新时代，光伏行业发展从舒适期进入差异化竞争时代。

补贴的逐步退坡，平价时代的到来，倒逼光伏行业发展从舒适期进入差异化竞争时代，技术升级、产业整合、成本降低、系统优化、资源储备、海外市场等将是光伏从业者在新形势下需要关注的重点。

“SNEC2019 国际太阳能光伏与智慧能源(上海)展览会暨论坛”(简称“光伏两会”)于 6 月 3-6 日在上海浦东举行。记者从全球光伏大会主题论坛上获悉，中国在绿色能源方面的贡献突出，中国清洁能源的投资连续 9 年全球第一，其中光伏、风电发电容量是全球第一。有专家认为，我国从 2025 年开始光伏发电将逐步成为主力能源。

经过十多年的起伏，我国的光伏产业已经从制造环节逐步向应用环节转移，产业发展也将步入一个新的发展阶段。当前，可再生能源正处于加快融入能源系统的关键阶段。在很多地方可再生能源已开始成为电力建设的主力，光伏产业将成为推动能源转型和落实能源生产与消费革命最重要的力量。

全球光伏产业正快速进入全面平价时代

经过 20 多年的发展，光伏发电已成为全球第一大新增电力装机的能源，光伏发电的设备成本也降到原来的二十分之一。根据国际可再生能源署的预测，2025 年光伏发电在全球能源中的占比将从现在的 3%增长到 30%以上，能源的重构已经开始，太阳能光伏发电为主要推动力的时代已经来临。

“2019 年将成为光伏发展史上里程碑的一年，全球光伏都将快速走入全面平价的新时代。”全球太阳能理事会联合主席、中国光伏行业协会理事长高纪凡表示，随着国内政策发布，国内市场将会出现恢复性增长。

据悉，5 月 30 日，国家能源局发布了《关于 2019 年风电光伏发电项目建设有关事项的通知》，明确优先推进无补贴的平价上网项目建设，再开展需要国家补贴项目的竞争配置工作，这对风电光伏行业来说，将是一个重大转变。

去年 SNEC 闭幕后“531 新政”登场，一时间，国内光伏市场热情之火退却。自 2018 年下半年以来，国内主流光伏企业的心思都飘向了海外。由于光伏成本快速下降，2019 年海外市场全面增长，欧盟市场快速复苏，美国市场的需求在去年的基础上大幅度反弹，东南亚、拉美、中东等国家和地区的发展势头非常迅猛。光伏市场多样化的趋势愈加明显和突出，预计今年，海外市场将从去年的 60GW 大幅增长到 85GW 左右。

2025 年光伏发电将成为我国的主力能源

与此同时，我国光伏产业在经历了去年“531”补贴政策退坡的背景下仍然取得了不错的成果。据高纪凡介绍，在制造端，我国多晶硅产量超过 25 万吨，同比增长超过 3.3%；硅片产量达到 109GW，同比增长 19.1%；电池片产量 87.2GW，同比增长 21.1%，组件产量约 85.7GW，同比增长 14.3%，连续 12 年位居世界第一。

在应用端，国内装机超过 44GW 连续六年保持中国光伏第一大装机市场的地位。中国累计装机量超过 147GW，到去年年底，连续四年保持世界第一。与此同时，全国光伏发电，气光电量同减少 18 亿 kw/h，气光量同比下降 2.8 个百分点，实现了气光电量和气光率双降的局面。

中国电源学会副理事长、阳光电源股份有限公司董事长曹仁贤在演讲中表示，零部件和系统技术的创新迭代，将使得光伏发电的成本远低于煤电、核电、气电；光伏发电应用逐步呈现多元化趋势，各种地面和建筑屋面、立面应用将长期并存；光伏深度储能、光伏制氢将在 2025 年推广普及；2025 年光伏发电将成为中国的主力能源。

值得注意的是，我国光伏能源发展道路上并不平坦，仍然存在很多问题。“目前，中国的装机容量光伏是全球第一，2018 年统计达到 1.4 亿千瓦。但是，发电量与装机容量的匹配性还不够。”中国能源研究会特约副理事长钟俊表示，储能是新能源的发展需要解决一个很大的问题，储能是我们发展光能以及清洁能源的可靠保证。“同时，远距离的输送，补贴不到位等造成发电的造价高、成本高。要解决这些问题的关键是储能技术。”他说。

“中国还没有到真正的后工业时期，还需要大量大机组、电量、电力的支撑。新能源以及光伏发电发展的市场空间还很大。”钟俊认为，我国光伏产业需要提

高科技性，提高有效性，让利造价，把光能发展起来，真正做到西部的清洁能源往东部输送。

此外，他还认为光伏的发电要跟电网公司紧密合作。“没有电网公司的大力支持，我们的光伏和新能源推广难度会比较大。同时，我们也要智能电网的配合，因为光伏的发展未来一定是智能的。”

当前，应对全球气候变化越来越成为各国的共识。在巴黎气候大会 196 个国家签订二氧化碳减排承诺的背景下，全球已经有 146 个国家实现了可再生能源发展目标。美国的圣地亚哥确定了到 2035 年 100%使用可再生能源电力的目标，丹麦也实现了 2035 年百分之百电力来自于可再生能源。

上海的科技创新十三五规划明确指出，重点开展光伏和风电高效友好并网控制和智能运维新技术的研究，有效提高可再生能源发电并网的效率，降低运维成本。上海市科委也长期支持光伏技术应用研发的研究工作，也是在国内最早布局光伏发电技术研发应用的，在高校晶硅电池、柔性薄膜电池等，生产配套研发，光伏建筑一体化应用和光伏电池系统检测等领域都在持续关注和支持，也带动上海光伏产业的发展。

（本文摘选自《上海科经委》）

2、【业内预测 6 月起 国内光伏装机将快速启动 海外市场今年或增逾 40%】

一年一度的 SNEC 全球光伏大会昨天开幕，同期举行的 SNEC 光伏展也将在今天开展。尽管过去一年，光伏行业又经历了一轮大起大落、大悲大喜，多位业内人士还是在昨天的主题论坛——第十三届（2019）SNEC 国际太阳能光伏与智慧能源（上海）论坛上表达了对光伏市场前景的看好，纷纷预计国内市场 6 月起将快速启动，海外市场装机今年或增长 40%以上。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心主任、中国能源研究会可再生能源专业委员会主任委员李俊峰在会上表示，风电太阳能已进入平价上网时代。只要土地和融资成本达到一个比较公平合理的条件，甚至不需要优惠政策，风电光伏的成本都能和传统能源竞争。

“能源界现在有两个说法：一是美国的页岩油、页岩气给石油和天然气的价格封顶了；二是中国的风能和太阳能给发电的成本封顶了。你再说它们是高价电源已经没人相信了。”李俊峰说。

在他看来，当前一个很重要的目标就是要使中国的非化石能源占比大幅下降，还蓝天于民。“因为中国是煤炭大国，如果中国能改变了，全球所有的国家都能改变。如果你的煤炭也能降到像美国一样在 15% 以下，环境质量应该没有问题了，那时就会发现我们的中国故事可以讲得很美。”

中国光伏行业协会副理事长兼秘书长王勃华在大会讨论环节表示，随着上周国家能源局两个重磅文件的下发，预计 6 月份开始，中国市场会比较快速地启动，下半年仍会有比较好的装机前景。

“对全球市场的发展，我也非常乐观。光伏已成为大势所趋，是不可阻挡的历史潮流，肯定会越快越好。所以，有人说 5 年后全球市场新增装量不会接近 200GW，而我认为完全有可能。”王勃华说。

全球绿色能源联合会首任主席、亚洲光伏产业协会主席朱共山作主题演讲时表示，当前能源变革正加速推进并呈现电力泛在、万物互联的新特征，为全球光伏产业带来发展新契机。传统光伏发展模式所遭遇的时间限制、空间束缚等将会被打破，光伏产业将借此广泛融入能源大系统。

在他看来，能源大系统的成熟将推动光伏在多电源联合优化运行、多场景创新应用中获得更高的发展自由度。互联网、物联网、大数据等共性技术的进步成功打破了行业之间的壁垒。光伏与其他产业之间的跨产业、跨业态互融互补也越来越明显，催生智能光伏产业链，重构行业新生态，“在此背景下，一场光伏综合应用革命，正向我们急速赶来。”

全球太阳能理事会联席主席、中国光伏行业协会理事长高纪凡表示，由于光伏成本快速下降，2019 年海外市场全面增长，欧盟市场快速复苏，美国市场的需求在去年基础上大幅反弹，东南亚、拉美、中东等国家和地区的发展势头也非常迅猛，光伏市场多样化的趋势愈加明显。

“预计今年海外市场装机量将从去年的 60GW 大幅增长到 85GW 左右。国内市场也将会出现恢复性增长。”高纪凡说。

他表示，经过 20 多年发展后，光伏已成为全球第一大新增电力装机能源，

光伏发电成本也降到原来的 1/20。当前，在欧洲、拉美、中东很多国家，光伏发电的成本比火电更便宜。就在几周前，中国的平价光伏项目也正式公布。2019 年将成为光伏发展史上里程碑的一年——从此，全球光伏都将快速进入全面平价时代。光伏产业也将从少年时代走向青年时代，光伏能源将逐步走向能源舞台的中央。

（本文摘选自《上海证券报》）

3、【中国企业冲向海外储能“风口”】

海外储能市场的巨大机会，诱惑着国内企业向风口冲去。

2018 年，全球新增投运电化学储能项目装机规模 3545.7MW，同比增长 288%。累计装机已达到 6472.3MW。这其中，锂电池储能占据了绝对的大头。

目前来看，海外储能市场主要分为两类，一是像美国、日本、韩国、澳大利亚等成熟市场的稳定需求增长；二是巴西、爱尔兰、印度等新兴市场，正在爆发出新的需求增量。

在成熟市场，韩国来自于可再生能源并网与用户侧，英国以辅助服务为主，而美国、澳洲则得益于包括户用储能在内的用户侧市场。

在新兴市场，包括印度、巴西这些新兴经济体，在电网改造、新能源和电动汽车的趋势之下，正迎头赶上，相继发布了雄心勃勃的储能计划。

新老市场的叠加，让海外储能市场需求变的更为强劲多元。各国的市场禀赋不同，也让爆发点各有千秋，而围绕于不同的需求，中国储能相关企业正在加速落子布局。

高工锂电梳理发现，包括比亚迪、科陆电子、阳光电源、派能电池等一大批国内企业都在紧盯海外储能市场。

比亚迪的海外储能业务最为抢眼，自 2018 年以来，比亚迪在美国、澳大利亚、意大利、南非等多个国家和地区连续获签储能订单，和 LG、三星、特斯拉、KOKAM 处在同一阵营，比亚迪储能排名全球第三。

截止到 2018 年年底，比亚迪已经为全球合作伙伴提供了近百个工业级储能解决方案，储能产品已经远销 21 个国家，96 个城市，覆盖全球 6 大洲，全球出货总量超 600MWh。

阳光电源同样在加速海外储能的布局，2018 年上半年，阳光电源对光伏、储能业务进行了整合，依托海外光伏营销渠道的优势，其储能业务 2018 年相继在美国、德国、日本市场完成了突破。

作为国内储能领域的典型代表，派能电池是最早布局海外家庭储能的企业，过去几年，其家庭储能系统已在澳大利亚、英国、德国、荷兰、意大利、法国等国家成熟商用，成为欧洲及澳洲主要的家储锂电池供应商之一，与超过 15 家主要家储逆变器品牌实现联调互测，整体安装量已经超过 30000 户家庭。

业内分析指出，中国企业征战海外储能市场，具备的优势是，一是国内以锂电池为核心的储能产业链非常成熟，产在国内，销在海外的模式，坐拥全球做大的锂电池生产制造基地，将让中国产品更具产品竞争力。二是在技术路线选择上，相对于日韩竞争对手而言，中国储能企业在电池的选择上以磷酸铁锂为主，这就意味着在成本控制、寿命、安全性等多个层面更具优势。

但面对海外储能市场，对于国内企业而言同样危机重重，要想进入并占据这些市场，需要熟稔各国政策、电力市场，建立起基于不同应用场景的储能解决方案。

行业的一致判断是，开拓海外储能市场是一场“持久战”，如何强化自身技术实力，在整体解决方案能力上提升把控能力，加强本地化建设，与更多当地开发商、集成商建立战略合作关系。都是寻求海外储能风口的中国企业必须破解的命题。

（本文摘选自《高工锂电》）

4、【中方反制三连击】

君子之国，先礼后兵。今年 5 月以来，美方不断升级贸易摩擦，各种动作不断，使中美经贸磋商严重受挫。作为反制，中方对美 600 亿美元商品关税上调于 6 月 1 日 0 时正式生效。6 月 2 日，国务院新闻办公室发表《关于中美经贸磋商的中方立场》白皮书，系统梳理中美经贸摩擦的来龙去脉，阐明了中国政府的原则立场。

白皮书：重大原则问题上中方决不让步

白皮书强调，对于两国经贸分歧和摩擦，中国愿意采取合作的方式加以解决，

推动达成互利双赢的协议。但合作是有原则的，磋商是有底线的，在重大原则问题上中国决不让步。对于贸易战，中国不愿打，不怕打，必要时不得不打，这个态度一直没变。

值得注意的是，此次发表白皮书正值 G20 贸易部长会议即将举行之际，而 6 月底 G20 峰会将在日本召开。对中美关系而言，此次峰会普遍视为一个可能出现的转折点。

在商务部研究院国际市场研究所副所长白明看来，会议前夕发布白皮书，旨在亮明中方态度。对外经贸大学中国 WTO 研究院院长屠新泉则表示，白皮书主要释放两大信号。“一是贸易摩擦升级的责任在美国，美方一再出尔反尔并向中国‘泼脏水’，我们对此做出解释和反击，这是首要传达的信息。二是对下阶段中国采取的措施提出一个底线，明确接下来谈判的基础和原则。”

白皮书指出，把贸易逆差当作“吃亏”是算错了账。美国对中国采取的贸易限制措施不利于中国，也不利于美国，更不利于全球。

“在磋商之中，美方提出的很多问题，中方都克服困难，提出务实的解决办法。但是，美方出尔反尔，得寸进尺，坚持不合理的高要价，坚持在协议中写入涉及中国主权事务的一些要求，而且坚持不取消经贸摩擦开始以来加征的全部关税，并且以提高加征关税的税率来施压，致使双边经贸摩擦升级，致使谈判严重受挫。”商务部副部长兼国际贸易谈判副代表王受文在解读白皮书时表示。

对于重启谈判和达成协议的条件，在发布会上，王受文也明确：“如果要达成协议，必须是互利平等。如果要磋商，必须是相互尊重，必须相向而行，必须平等互利。”白皮书指出，中国再次强调，经贸协议必须是平等、互利的，在涉及中国核心利益的重大原则问题上决不会让步。双方达成协议的前提是美国取消全部加征关税，采购要符合实际，同时确保协议文本平衡，符合双方共同利益。

关税升级：600 亿美元商品清单精确制导

根据国务院关税税则委员会 5 月 13 日公布的 2019 年第 3 号公告，中国已于 2019 年 6 月 1 日 0 时起，对原产于美国的部分进口商品提高加征关税税率。根据公告，国务院关税税则委员会对原产于美国约 600 亿美元进口商品清单中的部分商品，分别实施加征 25%、20%、10% 的关税。对之前加征 5% 关税的税目商品，仍实施加征 5% 的关税。

此轮反击涉及商品类别约 5000 种。

从具体商品品类看，在 25%和 20%两档之中，多为农产品、化工原料以及部分日化用品。例如，25%的清单中包含了多种肉制品、蔬菜、棉纺织物、香水、护肤品等。同时，液化天然气也将加征 25%的关税。

从清单可以看出，中方打击面相当精准，主要针对美国农业、能源等领域，其中不少农业州都是美国现任总统特朗普所在共和党的传统票仓。

代表美国农业从业者利益的非政府组织美国农场联合会执行副总裁摩尔说，美国农民需要从贸易战中喘口气，他们正受到来自气候、经济和报复性关税的四面八方打击。他表示，美国农民已经坚忍克服困难很久了，对一些农民来说已经无法再忍受下去了。

不过，在中国反制措施生效之际，美国贸易代表办公室网站却发布消息，“考虑海关执法因素”，将原定 6 月 1 日开始加征 25%关税的期限，往后延了半个月。即 5 月 10 日前从中国出口，6 月 15 日前运抵美国港口的中国输美商品将继续维持 10%的税率。

“实际上，美方上调关税对美国经济影响很大，美国应该是考虑到国内因素，需要时间去调整和准备。” 商务部研究院外贸研究所研究员梅新育向北京商报记者解释称。

实体清单：首批名单将于近期出台

除关税升级外，近期，美国还频频向中国企业施压，先后对包括华为在内的多家公司进行了单边制裁。作为反击，5 月 31 日，商务部宣布将建立“不可靠实体清单”制度。

王受文表示，实体清单主要针对一些企业违背市场精神违背契约精神，非商业目的断供中国企业，危机国家安全公共利益，这样的做法列入清单为了保护企业之间稳定的公平的贸易秩序，对这一点不用过分解读。

对实体经济的制裁，也意味着中美摩擦已经从贸易领域溢出到了整个产业链和全球供应链。对于这一变化，屠新泉认为，这也说明美国的意图并不局限在贸易逆差上。“我们的反制措施也越来越直接，像出台不可靠实体清单，是对美国意图的认识发生了变化。美国不是来解决问题，而是来制造麻烦。”

长期研究 WTO 规则的屠新泉告诉北京商报记者，即便是在 WTO 解决贸易争端

也是有前提的，即贸易伙伴间的误解是基于对条款认识上的不一致，本质上还是基于善意的。显然，美国的做法并非是想在规则下去解决，它的单边制裁措施带有恶意的遏制中国的取向。在这种情况下，WTO 没法发挥有效作用。中国作为受害一方，采取反制的手段，一方面是要告诉对方，我们是不能容忍的，坚决反对的；另一方面，采取建立“不可靠实体清单”的做法，也是表明中国是有能力进行反制的。

据透露，目前，商务部正在履行相关程序，不可靠实体清单制度文件以及首批名单将于近期出台。

“美国企业在中国市场获得了许多机会，这一情况下，美国政府依然选择打压中国，这样很不道德。”白明进一步解释称，“我们制定清单后，可以对美国企业做一个筛选，挑选有诚意的公司进行合作，有利于中方企业进行识别。”

（本文摘自《北京商报》）

5、【光伏如何改变能源领域】

近年来，全球光伏的成本降低和产能扩大开辟了全新的可能性。正如德国弗劳恩霍夫太阳能系统研究所（Fraunhofer ISE）的科学家们所说，他们使这项技术成为“改变全球能源体系现状的力量”。但根据全球太阳能研究机构联盟（GA-SERI）发表在《科学》杂志上的一份最新文章，这一发展在带来更多机会的同时，也让行业面对着更多的挑战。

行业专家表示，光伏产业向多太瓦级市场的增长速度超过预期。截至去年年底，全球已安装了 500 吉瓦的太阳能装置。研究人员预计，全球规模将在 2030 年和 2050 年分别达到 10 太瓦和 30-70 太瓦。

“光伏组件的成本在过去 40 年中下降了两个数量级，到 2018 年底时已经低于每瓦 0.25 美元，” Fraunhofer ISE 负责人 Andreas Bett 说。这样的成本让太阳能在世界许多地方“具有绝对的竞争力”。与此同时，随着电力组合中光伏所占份额的增加，发电和输电系统将发生变化。Bett 认为，“我们能源体系的根本变化，促使我们发展储能和驱动器互连等配套技术。”

在文章中，研究人员共提出了五个行动领域。第一个是“电网和电力电子”。这个领域的重点是协调消耗和生产，即使是在更长的输电距离范围中。光伏系统

将越来越多地采用电网相关服务，比如电压调节和频率控制。新一代逆变器也针对此目的应运而生。但研究人员表示，虚拟振动控制器等新技术也带来了强大可靠的光伏系统。

第二个行动领域是储能。在过去八年中，锂离子电池价格下降了八成。鉴于产能扩张和技术开发，预计价格在未来将进一步降低。此外，科学家们正在研究采用更便宜的材料、具有更高的能量密度的替代方案。科学家将抽水蓄能电站视为另一种具有巨大技术潜力的选择。

国际研究人员所确立的第三个行动领域是产业耦合。为了给运输部门和建筑物供暖系统通电，可再生能源的使用在将来一定会大大增加。除了热泵和能源效率提高外，氢和氨也将发挥重要作用。后者有助于减少钢铁及化肥生产过程中的排放量。

第四个行动领域是电转 X 和电转气。低成本的太阳能和风能可用于产生氢气、甲烷和其他碳氢化合物，然后被用作化学工业的原料。借助电转 X 技术，我们可以长时间捕获并储存以太瓦计的风力和光伏电能。与此同时，电转 X 领域的科学家们仍在瞄准提高效率和降低成本的巨大潜力。

第五个行动领域涉及“研究和生产”。在过去的 40 年中，装机容量每增加一倍，组件成本就降低 23%。研究人员表示，这种趋势将持续下去。对于晶体硅光伏行业而言，采用钝化接触的低成本太阳能电池风头正劲，这使得提高效率成为了可能。即使在薄膜电池领域，近年来的技术进步也使现在的效率提高了 20% 以上。科学家们预测，基于硅的多结太阳能电池的效率潜力将超过 35%。对于发电领域而言，这样的增加幅度可能催生新的研发任务。因此关于材料供应、可持续性和回收的问题越来越受到关注。

除 Fraunhofer ISE 外，GA-SERI 的成员还包括来自日本国家先进工业科学与技术研究所（AIST）和美国国家可再生能源实验室（NREL）的研究人员。自 2016 年以来，这一国际专家组织定期探讨光伏技术面临的挑战。

（本文摘选自《pv-magazine》）

6、【中外学者提升太阳能电池性能】

针对单组分有机太阳能电池中共轭材料种类少、凝聚态结构调控困难、能量

转换效率低等问题，一个中外联合研究组最近取得新的突破。他们合成了一种新型双缆共轭聚合物，作为吸光层应用于单组分有机太阳能电池中，获得了 6.3% 的能量转换效率，这是目前单组分有机太阳能电池的最高效率。相关论文近日刊登于《焦耳》。

“该聚合物包含给体主链与受体侧链，在成膜过程中，给体与受体互相制约，难以形成有序纳米结构。我们发现，温度赋予这类聚合物二次结晶的机会。随着温度升高，聚合物薄膜中给体主链及受体侧链的堆积逐渐有序，从而大幅度提升电荷传输效率，并降低电荷复合几率。”课题组负责人、中国科学院化学研究所/北京化工大学教授李韦伟告诉《中国科学报》。

据悉，单组分有机太阳能电池与传统多组分本体异质结电池相比，其活性层只含一种组分，从而极大提高器件稳定性与简化器件制备工艺。而且，基于双缆共轭聚合物的单组分有机太阳能电池，由于给、受体通过化学键“绑定”，活动受限，其形貌稳定性已被证实优于对应的本体异质结电池。同时，在双缆型共轭聚合物中，给、受体界面以分子尺度均匀分布，利于激子在有限的寿命内扩散到界面。因此，基于双缆型共轭聚合物的单组分太阳能电池具备大规模工业化应用潜力。

这类电池虽然已有几十年研究历史，但目前其效率仍远低于本体异质结类电池。主要原因是单组分共轭材料合成复杂，同时分子内给/受体的相分离调控难度大。基于此，李韦伟课题组重拾历史难题——单组分有机太阳能电池研究。

此前，针对双缆共轭聚合物合成复杂问题，该课题组提出了一种“先侧链功能化，后聚合”的设计思路，成功制备了一系列结构明确的双缆共轭聚合物，深入探究了共轭主链、受体侧链与连接单元的分子结构对聚合物凝聚态结构的影响机制，使单组分有机太阳能电池效率从 0.51% 提升至 4.34%。

此次，李韦伟研究组联合德国纽伦堡大学、香港科技大学等机构研究人员，将苯并二噻吩二酮引入共轭主链合成了第四系列双缆共轭聚合物，并发现该聚合物在薄膜中的相分离形貌对温度敏感，随着退火温度升高，聚合物的给体主链及受体侧链的堆积逐渐变得有序，而相关太阳能电池获得了 6.3% 的光电转换效率。

研究人员还系统研究了该电池在工作中的诸多机制问题，同时发现其在连续 1 个太阳光强度照射 300 个小时后仍能保持 93% 的初始效率。

研究人员表示，这一系列研究证明随着新材料的开发和光电转换机理研究的不断推进，单组分有机太阳能电池“老壶装新酒”，拥有巨大的研究价值与应用潜力。

据悉，该论文第一作者为该课题组博士研究生冯贵涛，通讯作者为李韦伟及中科院化学所副研究员李诚。

（本文摘选自《中国科学报》）

企业动态

1、【晶科能源七款新品惊艳亮相 2019 SNEC 引领产业加速迈入高效单晶时代】

6 月 4 日，全球极具创新力的光伏企业（“晶科能源”或者“公司”）（纽交所代码：JKS）今日宣布，在 2019 上海 SNEC 展览会上，公司推出 7 款重磅产品，其中包括 Cheetah 猎豹和 Swan 双面两大系列高效组件，引领产业全面迈入平价上网高效单晶新时代。



作为晶科能源 Cheetah 系列旗下的明星新品，Swan 透明背板双面组件在功率、年发电量、可靠性和度电成本等各项指标上均实现了突破，引导行业双面组

件发展新趋势。依托于高效单晶 Cheetah 双面电池和杜邦™ 特能®透明薄膜的背板，Swan 组件正面输出功率最高可达 415W，背面发电增益最高可达 25%，并提供 30 年功率线性质保。

与此同时，更为轻盈的 Swan 组件也令安装过程变得更加便捷，由此也有效带动了系统成本的下降，并可为投资者最大程度降低度电成本，带来更高的投资回报率。基于这种种优势，Swan 透明背板双面组件作为唯一的组件产品，成功斩获 2019 年 Intersolar 光伏大奖。

在本届 SNEC 展上，同期亮相的 Swan N 型双面透明背板组件正面最高输出功率高达 425W，背面增益为 5%至 30%。通过晶科先进的 N 型 HJT 技术的应用，Swan N 型双面组件转化效率高达 20.76%。同时还叠加多主栅光伏电池片技术，在降低组件内部电流热损耗的同时，也使得电流的收集能力更为均匀。

值得注意的是，正面最高输出功率高达 460W 的 Swan Plus 双面组件也在本届 SNEC 上惊艳亮相，刷新了行业组件转换效率的纪录，尤为引人注目。通过多项先进技术的叠加运用，该组件背面增益可达到 5%至 30%。此外，低阻连接技术的运用，也有效降低了 N 型组件反向电流的热斑效应，为组件后期可靠运行提供了重要的技术支撑。

晶科能源 CEO 陈康平表示：“产业转型和技术迭代正在重构全球光伏版图，晶科能源引领产业率先迈入了高效时代。今后，我们也将持续推进技术革新，为全球光伏产业加快迈入平价上网强劲赋能。”

（本文摘自《SOLARZOOM 光储亿家》）

2、【“昱”你一起 共创未来 昱能携多款新品亮相 2019SNEC】

万众期待的第十三届 SNEC 展会于 6 月 4 日在上海国际博览中心盛大开幕，昱能科技携多款新品亮相 E5 馆，再次惊艳了我们的目光。

2019 是昱能成立的第 9 个年头，一路走来，每一届 SNEC，昱能的每一次亮相都充满了诚意和惊喜。

作为一家全系列 MLPE 产品+SaaS/私有化部署软件服务供应商，从 2009 年成立至今的十年间，昱能科技一直致力于 MLPE 技术的研发与创新，不断推陈出新，将打造安全智能屋顶光伏电站作为自己的使命。本届 SNEC，昱能科技携公司全

线产品盛装亮相，全方位展示昱能科技最新发展战略及其核心产品。

展会开幕当天，昱能科技就为其新产品发布进行了火热的宣讲活动，昱能科技公司、西门子(中国)有限公司、浙江中环赛特光伏科技有限公司的领导及负责人，及昱能科技优质经销商代表出席了本次的宣讲会，精彩的宣讲内容吸引了现场观众纷纷驻足围观。

昱能科技创始人、董事长兼 CEO 凌志敏博士为会议致辞。海归博士凌志敏于 2007 年从半导体行业进入光伏行业，2009 年创立了昱能。凌博士称，及今十载风雨，昱能仍坚持让光伏发电能够更加安全、智能的发展愿景，希望能和各位一起努力，共同推进光伏行业的发展！

昱能科技 CTO 罗宇浩博士在会议上为大家介绍了昱能 MLPE+的发展战略及 SaaS/私有部署业务核心。昱能的业务目前分为 4 大系列，分别是光伏行业最家喻户晓 APsystems-微型逆变器，直流系列的多型号 APsmart-功率优化、关断器、智能组件等，以及此次最新推出的 APstorage 储能系统和基于昱能 EMA 软件平台开发的 SaaS 软件服务平台 APsaas。



昱能 ESS 储能系统最大输出功率 4.5KW，最大充电功率 4.5KW，预计将于今年 Q4 季度实现量产。

MLPE+是基于昱能接近 10 年的全球 60,000 多套光伏系统的数据库，在硬件基础上构建的 MLPE 组件级智能光伏运维平台，昱能 SaaS/解决了组件级 MLPE 数据量大的运维痛点，通过大数据的分析，得出诊断报告，发现异常的设备和定位故障，发出运维派工单来帮助客户实现运维，该系统亦可实现私有化定制。

紧接着，西门子(中国)光伏事业部负责人周金先生与大家分享了 SaaS 监控

云平台的使用体验。作为昱能科技 SaaS 云监控平台的第一个定制客户，西门子的用户反馈具有重要参考价值。昱能与西门子联合开发了一个基于光伏组件级的可视化监控和运维平台，这个系统极大的优化了整个光伏行业尤其是对分布式光伏行业的运维和管理调度的功能。目前西门子的项目里面，主要是用到昱能科技 OPT700-RS/OPT700-RS2 外挂式的快速关断设备，通过关断器连接组件，可以实现整个串联侧的电压低于 120V，有效避免了高压触电的风险。数据通过 ECU 传输到云上，即使数据量庞大涌入，但监控平台的数据软件架构和数据调用依然不受影响，目前这套系统已经上线运行超过半年的时间，客户反应非常不错。西门子周金先生总结称，这是一个对将来新建、改造项目比较简单，易行运维方式。

昱能心怀感恩之心，为两位远道而来专为支持昱能的经销商进行了感谢，现场各位领导纷纷合影留念。

打入光伏界成为一匹黑马，快速占领了 MLPE 技术的高地，昱能凭借微逆突出重围，成为光伏行业中微型逆变器技术领导者。

高端的产品辅之以亲民的价格，一贯的高品质保证，架构全球服务网络为客户提供更好的体验，昱能良性发展，一路向前，期待 2020SNEC 与昱能再次不期而遇。

（本文摘选自《SOLARZOOM 光储亿家》）

光伏政策

1、【国家能源局关于 2019 年光伏发电项目建设有关事项的通知】

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，电规总院、水电总院，有关行业协会（学会、商会），各有关企业：

近年来，我国风电、光伏发电持续快速发展，技术水平不断提升，成本显著降低，开发建设质量和消纳利用明显改善，为建设清洁低碳、安全高效能源体系

发挥了重要作用。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，坚持创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，促进风电、光伏发电技术进步和成本降低，实现高质量发展，现就做好 2019 年风电、光伏发电项目建设有关要求通知如下。

一、积极推进平价上网项目建设

各省级能源主管部门会同各派出能源监管机构按照《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号）要求，研究论证本地区建设风电、光伏发电平价上网项目的条件，在组织电网企业论证并落实平价上网项目的电力送出和消纳条件基础上，优先推进平价上网项目建设。

二、严格规范补贴项目竞争配置

各省级能源主管部门应按照国家可再生能源“十三五”相关规划和本区域电力消纳能力，分别按风电和光伏发电项目竞争配置工作方案确定需纳入国家补贴范围的项目。竞争配置工作方案应严格落实公开公平公正的原则，将上网电价作为重要竞争条件，优先建设补贴强度低、退坡力度大的项目。各派出能源监管机构加强对各省（区、市）风电、光伏发电项目竞争配置的监督。

三、全面落实电力送出消纳条件

各省级能源主管部门会同各派出能源监管机构指导省级电网企业（包括省级政府管理的地方电网企业，以下同），在充分考虑已并网项目和已核准（备案）项目的消纳需求基础上，对所在省级区域风电、光伏发电新增建设规模的消纳条件进行测算论证，做好新建风电、光伏发电项目与电力送出工程建设的衔接并落实消纳方案，优先保障平价上网项目的电力送出和消纳。

四、优化建设投资营商环境

各省级能源主管部门应核实拟建风电、光伏发电项目土地使用条件及相关税费政策，确认项目不在征收城镇土地使用税的土地范围；确认有关地方政府部门在项目开发过程中没有以资源出让、企业援建和捐赠等名义变相向项目单位收费，没有强制要求项目单位直接出让股份或收益用于应由政府承担的各项事务，没有强制要求将采购本地设备作为捆绑条件。各派出能源监管机构要加强对上述有关事项的监督。

请各有关单位按照上述要求，完善有关管理工作机制，做好风电、光伏发电建设管理工作。请各省级能源主管部门认真做好政策的宣贯和解读工作，按通知要求规范项目程序，保障相关政策平稳实施。具体要求详见附件。

附件： 1. 2019 年风电项目建设工作方案
2. 2019 年光伏发电项目建设工作方案

国家能源局

2019 年 5 月 28 日

附件 2：2019 年光伏发电项目建设工作方案

为发挥市场在资源配置中的决定性作用，加速降低度电补贴强度，推进光伏产业健康持续发展，现就做好 2019 年光伏发电开发建设管理工作有关要求通知如下。

一、总体思路

坚持稳中求进总基调，坚持新发展理念，坚持推动高质量发展，坚持推进市场化改革，落实“放管服”改革要求，完善光伏发电建设管理。在光伏发电全面实现无补贴平价上网前，对于不需要国家补贴的光伏发电项目，由地方按《国家发展改革委国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号）规定自行组织建设；对于需要国家补贴的新建光伏发电项目，原则上均应按本通知由市场机制确定项目和实行补贴竞价。

二、优化国家补贴项目管理

（一）明确项目类别。自 2019 年起，对需要国家补贴的新建光伏发电项目分以下五类：（1）光伏扶贫项目，包括已列入国家光伏扶贫目录和国家下达计划的光伏扶贫项目；（2）户用光伏：业主自建的户用自然人分布式光伏项目；（3）普通光伏电站：装机容量 6 兆瓦及以上的光伏电站；（4）工商业分布式光伏发电项目：就地开发、就近利用且单点并网装机容量小于 6 兆瓦的户用光伏以外的各类分布式光伏发电项目；（5）国家组织实施的专项工程或示范项目，包括国家明确建设规模的示范省、示范区、示范城市内的光伏发电项目，以及跨省跨区输电通道配套光伏发电项目等。

（二）实施分类管理。根据国家确定的年度新增项目补贴总额，按照以下原则组织本年度新建光伏发电项目。其中，（1）光伏扶贫项目按国家相关政策执

行；（2）户用光伏根据切块的补贴额度确定的年度装机总量和固定补贴标准进行单独管理；（3）除国家有明确政策规定外，普通光伏电站、工商业分布式光伏发电项目以及国家组织实施的专项工程、示范项目（以下简称普通光伏项目），原则上均由地方通过招标等竞争性配置方式组织项目，国家根据补贴额度通过排序确定补贴名单。

三、户用光伏项目单独管理

（一）规范户用光伏管理。新建户用光伏应依法依规办理备案等手续，落实各项建设条件，满足质量安全等要求，年度装机总量内的项目以建成并网时间作为补贴计算起点执行固定度电补贴标准。文件发布前已建成并网但未纳入国家补贴范围的项目，可按本通知规定向所在地电网企业申报，经当地备案机关和电网企业联合审核、确认后纳入 2019 年财政补贴规模并按 2019 年户用光伏度电补贴标准享受国家补贴政策。

（二）完善项目申报程序。国家能源局于每年年初发布国家补贴支持的户用光伏年度装机总量。省级电网企业每月 10 日前对外公布上月新增并网（含新审核确认的文件发布前已建成并网但未纳入国家补贴范围的项目）和当年累计新增并网的户用光伏装机容量及项目名单，并于每月 12 日前向国家能源局和国家可再生能源信息管理中心报送相关信息，国家能源局于每月 15 日前对外公布当年截至上月底全国累计新增并网装机容量。当截至上月底的当年累计新增并网装机容量超过当年可安排的新增项目年度装机总量时，当月最后一天为本年度可享受国家补贴政策的户用光伏并网截止时间。

四、普通光伏发电国家补贴项目全面实行市场竞争配置

（一）扩大市场配置范围、实行项目补贴竞价。发挥市场在资源配置中的决定性作用，除光伏扶贫、户用光伏外，其余需要国家补贴的光伏发电项目原则上均须采取招标等竞争性配置方式，通过项目业主申报、竞争排序方式优选确定国家补贴项目及补贴标准。国家补贴资金优先用于补贴需求下降快、能尽快实现平价的项目和地区，充分发挥国家补贴资金支持先进企业和引领光伏平价的作用。

（二）严格实行竞争性配置。应当进行市场配置的所有光伏发电项目，均由地方通过招标等竞争性方式配置。各省应综合考虑发展规划、当地资源条件、监测预警、市场消纳、建设成本等因素，规范组织竞争性配置。

省级能源主管部门应按国家政策要求制定本地区统一的竞争性配置资源的工作方案，把预期上网电价作为主要竞争条件，并符合国家光伏发电价格政策规定。竞争配置工作方案要明确技术标准、环境保护、安全质量、建设条件等要求，坚持公开、公平、公正原则，保障充分合理竞争，严禁限价竞争或变相设置中标底线价格。

(三)明确项目竞争性配置和补贴竞价程序。项目补贴竞价由地方组织申报、国家统一排序。程序主要包括：

1. 省级能源主管部门根据国家安排和相关要求，发布年度拟新建项目名单。
2. 省级能源主管部门按国家政策和本省光伏发电项目竞争配置工作方案组织竞争性配置确定项目业主和预期上网电价，省级电网企业研究提出配套接网工程建设安排。
3. 省级能源主管部门按要求审核汇总后向国家能源局报送申报补贴项目及预期投产时间、上网电价等。普通光伏电站须提供接网消纳、土地落实的支持文件，工商业分布式光伏发电项目须提供土地（场地）落实的支持文件，具体见附件。通知印发前已并网的本年度新建项目须提供电网企业出具的并网时间证明。
4. 国家能源局根据修正后的申报补贴项目上网电价报价由低到高排序遴选纳入补贴范围的项目。修正规则为：

(1) 普通光伏电站和全额上网工商业分布式光伏发电项目：II 类资源区修正后的电价=申报电价-0.05 元/千瓦时，III 类资源区修正后的电价=申报电价-0.15 元/千瓦时。

(2) 自发自用、余电上网工商业分布式光伏发电项目：修正后的电价=申报电价-所在省份燃煤标杆电价+0.3 元/千瓦时，其中燃煤标杆电价不足 0.3 元/千瓦时地区的项目，申报电价不进行修正。

(3) 申报电价以 0.1 厘/千瓦时为最小报价单位。

修正后上网电价相同的项目根据各项目装机容量从小到大排序，直至入选项目补贴总额达到国家确定的当年新增项目补贴总额限额为止，并对外公布项目名单和各项目补贴标准。

业主在自有产权建筑物或场地自建光伏发电项目可不进行项目业主竞争配置，工商业屋顶光伏和企业已开展前期工作的项目，经地方政府确认后可不进行

项目业主竞争配置，上述项目在业主明确上网电价报价后，均可通过省级能源主管部门申报国家补贴竞价。

5. 项目业主依法依规办理相关手续、进行项目建设，在国家规定期限内建成并网，按申报确认的上网电价享受国家补贴。

（四）补贴申报和竞价安排。补贴申报和竞价原则上一年组织一次。

五、有关要求

（一）严格预警管理。新建光伏发电项目必须符合国家和本地区的相关规划，以及市场环境监测评价等管理要求，严禁“先建先得”。各省级能源主管部门应与当地省级电网企业充分沟通，对所在省级区域光伏发电新增装机容量的接网和消纳条件进行测算论证，有序组织项目建设。监测评价结果为红色的地区，除光伏扶贫项目、已安排建设的平价上网示范项目及通过跨省跨区输电通道外送消纳项目外，原则上不安排新建项目。监测评价结果为橙色的地区，在提出有效措施保障改善市场环境的前提下合理调控新建项目。监测评价结果为绿色的地区，可在落实接网消纳条件的基础上有序推进项目建设。西藏新建光伏发电项目，由自治区按照全部电力电量在区内消纳及监测预警等管理要求自行管理。

（二）明确建设期限。落实企业投资项目承诺制，列入国家补贴范围的光伏发电项目，应在申报的预计投产时间所在的季度末之前全容量建成并网，逾期未建成并网的，每逾期一个季度并网电价补贴降低 0.01 元/千瓦时。在申报投产所在季度后两个季度内仍未建成并网的，取消项目补贴资格，并作为各地光伏发电市场环境监测评价和下一年度申报的重要因素。各省级能源主管部门应在竞争配置和项目建设阶段采取适宜方式和切实有效措施，保障项目落实和如期建成并网。电网企业应按照《可再生能源法》和相关文件要求，本着简化流程和提高效率原则，做好光伏发电项目送出工程建设相关工作，保障项目及时并网。

（三）做好新老政策衔接

1. 列入以往国家建设规模、已开工但未建成并网的光伏发电项目，执行国家相关价格政策，2019 年底仍不能全容量建成并网的光伏发电项目（含二期光伏发电领跑基地项目），不再纳入国家补贴范围。

2. 列入以往国家建设规模、未开工的光伏发电项目，已经确定项目业主的，执行国家相关价格政策；尚未确定项目业主的，由地方单独组织竞争配置确定项

目业主和上网电价。2020 年底仍不能全容量建成并网的光伏发电项目（含二期光伏发电领跑基地项目），不再纳入国家补贴范围。对因红色预警不具备建设条件以及国家另有规定情形的，可以适当放宽建设期限。

3. 国家明确的跨省跨区输电通道配套光伏项目，本通知发布前已按相关规定竞争配置确定项目业主和明确上网电价的，继续执行原有政策；本通知发布前已核准输电通道建设、明确配套光伏装机容量但未明确项目业主和上网电价的，按国家能源局相关要求（另行制定）由地方单独组织竞争配置确定项目业主和上网电价；已明确项目业主但未明确上网电价的，按国家相关价格政策执行。

4. 示范基地等单独竞争配置的项目不进行补贴申报竞争排序，执行各项目竞争确定的上网电价和相应补贴标准。竞争配置项目时应将上网电价作为主要竞争条件，并参考同地区全国补贴竞价情况合理设置竞价上限。国家光伏发电实证基地项目另行规定。

5. 各类示范省、示范区、示范县、示范城市建设的光伏发电项目，已发文下达建设规模的，按已列入以往国家建设规模的相关电价政策执行。

（四）国家能源局各派出能源监管机构要加强对监管区域电网消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出落实、项目并网和消纳等事项的监管。

六、2019 年工作安排

根据财政部《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》等要求，2019 年度安排新建光伏项目补贴预算总额度为 30 亿元，其中，7.5 亿元用于户用光伏（折合 350 万千瓦）、补贴竞价项目按 22.5 亿元补贴（不含光伏扶贫）总额组织项目建设，两项合计不突破 30 亿元预算总额。在全国排序累计补贴总额时，各项目年补贴额为“度电补贴强度×装机容量×年利用小时数”，其中年利用小时数按《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）规定的最低保障收购年利用小时数计算，未规定最低保障收购年利用小时数的，按 II 类地区 1300、III 类地区 1100 基础小时数计算。

请各省（区、市）能源主管部门在地方组织竞争配置项目业主、对自愿申报国家补贴项目进行审核等工作基础上，于 2019 年 7 月 1 日（含）前按相关要求将 2019 年拟新建的补贴竞价项目、申报上网电价及相关信息报送国家能源局，通过国家能源局门户网站（网址：<http://www.nea.gov.cn>），登录国家可再生

能源发电项目信息管理系统填报相关信息，并上传各项支持性文件。

此前发布的有关光伏发电规模管理的文件规定，凡与本通知不一致的，以本通知为准。请各省（区、市）能源主管部门及各有关方面按照上述要求，认真做好光伏发电项目建设管理工作，共同促进光伏产业健康有序、高质量发展。

附件：XX 省（区、市）光伏发电国家补贴项目申报材料提纲（参考范本）

一、基本情况

简要介绍本省（区、市）太阳能资源、规划、建设、运行、管理情况。主要包括：

（一）太阳能资源情况：包括年平均太阳能辐射量、太阳能资源分区等。

（二）规划情况：“十三五”光伏发电规划新增装机和总装机目标。

（三）建设情况：本省（区、市）截至 2018 年底光伏发电并网装机情况，包括总装机容量，以及集中式光伏电站、分布式光伏（分户用分布式和工商业分布式）等分类统计情况。

（四）运行情况：2018 年光伏发电上网电量、利用小时数、弃光率，以及 2017 年和 2018 年光伏发电市场环境监测评价结果及分析等。

（五）消纳情况：简述 2018 年全省（区、市）光伏发电项目接网消纳、弃光、市场环境评价情况，分析存在问题及原因，并研究提出采取保障改善市场环境的有效措施。

（六）规划及政策落实情况：对照《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》等文件要求，提供本省（区、市）分年度规模管理及相关政策落实情况，包括有无先建先得、超规模超规划问题及相关情况。

二、国家补贴项目申报情况

（一）简述本次项目竞争性配置和补贴竞价申报、审核总体情况，包括：申报范围、工作组织、主要过程、审核相关情况，以及本次拟申报补贴项目总数量、总装机容量和预计年补贴资金总需求量。

（二）按普通光伏电站、工商业分布式光伏项目（全额上网模式）、工商业分布式光伏项目（自发自用、余电上网模式）三类分类描述申报项目情况，包括：汇总介绍每类申报项目总体情况（包括项目个数、总装机容量等），测算每类申报项目的预计年上网电量和年补贴资金需求量。

填报补贴竞价项目申报表，详见附表。

三、国家相关政策要求等落实情况

（一）全省总体情况

1. 接网消纳落实情况。简述本省（区、市）光伏发电保障性收购制度落实情况；结合本省（区、市）消纳情况简述本次全省申报项目消纳能力（光伏装机容量）、消纳区域和接网条件等。

2. 土地（场地）落实情况。简述本省（区、市）光伏发电土地（场地）资源条件，以及本次全省申报项目地区分布、土地（场地）类型和总体落实情况。

3. 其他政策要求落实情况

（1）规划要求落实情况，包括申报项目全部实施后是否超过规划目标。

（2）光伏发电市场环境监测评价相关要求落实情况。

（3）地方政府出台的光伏发电配套政策情况，包括光伏发电竞争配置工作方案、提高光伏消纳能力相关政策、对土地类型及成本的承诺、综合服务保障体系等。

（4）其他需要说明的情况或问题。

（二）普通光伏电站情况

1. 接网消纳落实情况

说明本次申报项目是否均在消纳能力范围内并逐一出具了支持性文件，分别列出本地消纳、外送消纳的装机容量。

说明本次申报项目接入送出工程是否均已明确由电网企业投资建设并可与项目申报的预计投产时间衔接一致。

2. 土地（场地）落实情况

说明本次申报项目是否均属于国家允许建设光伏项目的场地、不占用基本农田且不涉及生态红线等限制开发的区域，说明场地使用费用的范围。

（三）工商业分布式光伏项目情况

1. 接网消纳落实情况

说明本次申报项目是否均在消纳能力范围内；说明本次申报项目消纳区域（或就近利用范围/电压等级范围）。如存在由地市或省级电网企业针对多个分布式项目统一出具支持性文件的，还需说明新增分布式项目装机总量及附表中各

项目是否均已纳入该支持性文件。

2. 土地（场地）落实情况

说明本次申报项目场地是否均属于国家允许建设光伏项目的场地，并说明场地使用费用的范围。其中如有地面建设的，说明是否均不占用基本农田且不涉及生态红线等限制开发的区域；如有依托建筑物建设的，说明是否已落实场地使用权。

各类项目均须按附表填写每个项目的接网消纳、土地（场地）落实情况，并提供支持性文件。其中工商业分布式光伏项目可仅提供所在地市或省份的电网企业针对多个分布式项目（或新增分布式项目装机总量）统一出具的接网消纳文件。

四、主要支持性文件

（一）本省（区、市）电力消纳市场及接入系统研究报告。省级电网公司提供全省新增光伏消纳能力分析评价意见。

（二）地方政府支撑性文件。包括土地类型及成本、综合服务保障体系落实情况及配套支持政策。

（三）省级电网（地方电网）公司承诺文件。包括对全省申报项目和各申报项目消纳市场及接入系统方案的论证材料，以及接入系统建设承诺、消纳保障承诺等。

通知印发前已于本年度建成并网的新建光伏发电项目，须提供电网企业出具的并网时间证明材料。

以上文件为申报必须提供的材料，纸质版和电子版随文报送。其中工商业分布式光伏项目的接网消纳支持文件不用每个项目单独出具。

各省（区、市）能源主管部门应通过国家能源局门户网站（网址：<http://www.nea.gov.cn>），登录国家可再生能源发电项目信息管理系统填报附表相关信息，并上传所取得的各项支持性文件。

报送国家能源局纸质申报材料有关信息应与在线提交申报信息一致，如出现不一致的情况，以报送系统申报信息为准。

附表：XX 省（区、市）光伏发电国家补贴竞价项目申报表

附表

XX省（区、市）光伏发电国家补贴竞价项目申报表

[illegible]

说明：1.项目类型：填写“普通光伏电站（集中式光伏）”、“全额上网工商业分布式光伏”或“自发自用、余电上网工商业分布式光伏”。

2.项目地点：填写项目所在行政区域，具体到市、县。

3. 主要投资方, 填写最高级母公司名称。

4.预期年发电小时数和发电量：填写项目全容量并网后经营期预期发电小时数和发电量。

5.计划（申报）投产时间：未建成项目填写项目预计全容量并网发电时间，精确到年月；已建成项目填写申报投产时间（作为补贴起算时间点），其中普通光伏电站和工商业分布式光伏发电项目申报投产时间以电网企业出具的并网时间为准。

6.补贴竞价申报上网电价：对于未进行业主招标的，直接申报补贴竞价上网电价；对于竞争配置确定项目业主的，可按不高于竞争配置时的中标电价申报补贴竞价上网电价。

7.落实接网消纳的支持性文件：按照电网企业出具接网消纳函件填写，并附文号。工商业分布式项目可仅提供所在地市或省份的电网企业针对多个分布式项目（或新增分布式项目装机容量）统一出具的接网消纳函件，并附文号。

8. 通知印发时已于本年底建成并网的新建项目须提供由网企业出具的并网时间证明材料。

(本文摘选自《国家能源局》)

2、【国家能源局：2018 年度全国可再生能源电力发展监测评价】

国能发新能〔2019〕53号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，各有关单位：

为促进可再生能源开发利用，科学评估各地区可再生能源发展状况，确保实现国家 2020 年、2030 年非化石能源占一次能源消费比重分别达到 15%和 20%的战略目标。根据《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）和《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号），我局委托国家可再生能源中心汇总有关可再生能源电力建设和运行监测数据，形成了《2018 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》（以下简称监测评价报告）。

现将监测评价报告予以通报，以此作为各地区 2019 年可再生能源开发建设和并网运行的基础数据，请各地区和有关单位高度重视可再生能源电力发展和全额保障性收购工作，采取有效措施推动提高可再生能源利用水平，为完成全国非化石能源消费比重目标作出积极贡献。

附件：2018 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

国家能源局

2019 年 6 月 4 日

附件

2018 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

一、全国可再生能源电力发展总体情况

截至 2018 年底，全国可再生能源发电装机容量 7.29 亿千瓦，占全部电力装机的 38.4%，其中水电装机（含抽水蓄能）3.52 亿千瓦，风电装机 1.84 亿千瓦，光伏发电装机 1.75 亿千瓦，生物质发电装机 1781 万千瓦。2018 年全国可再生能源发电量 18670.34 亿千瓦时，占全部发电量的 26.7%，其中水电发电量 12329.27 亿千瓦时，占全部发电量的 17.6%，风电发电量 3659.60 亿千瓦时，占全部发电量的 5.2%，光伏发电量 1775.47 亿千瓦时，占全部发电量的 2.5%，生物质发电量 906 亿千瓦时，占全部发电量的 1.3%。

二、各省（区、市）可再生能源电力消纳情况

2018 年，包含水电在内的全部可再生能源电力实际消纳量为 18158.97 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 26.5%，同比持平。综合考虑各省（区、市）本地生产、本地利用以及外来电力消纳情况，2018 年各省（区、市）可再生能源电力消纳量占本地全社会用电量比重如下：

表 1 2018 年各省（区、市）可再生能源电力消纳情况

省（区、市）	可再生能源电力消纳量 （亿千瓦时）	可再生能源电力消纳比 重	同比增加百分点
北京	150.75	13.2%	1.1
天津	98.20	11.4%	0.4
河北	448.38	12.2%	0.6
山西	355.25	16.4%	2.3
内蒙古	624.34	18.6%	-0.6
辽宁	326.37	14.2%	2.0
吉林	186.53	24.9%	2.7
黑龙江	188.70	19.4%	-0.8
上海	503.23	32.1%	-1.2
江苏	902.91	14.7%	0.0
浙江	826.98*	17.8%	-1.5
安徽	317.06	14.9%	0.6
福建	439.71	19.0%	-5.2
江西	326.96	22.9%	-2.5
山东	583.60	9.9%	2.6
河南	578.39	16.9%	2.3
湖北	787.92	38.0%	-5.0
湖南	735.14	42.1%	-7.9
广东	2079.53	32.9%	0.5
广西	783.33	46.0%	-5.6
海南	44.28	13.6%	0.3
重庆	511.94	45.9%	-3.3
四川	2013.21	81.9%	-1.6
贵州	537.22	36.2%	0.6
云南	1399.74	83.4%	-2.2
西藏	61.42	89.0%	5.2
陕西	324.11	20.3%	4.3
甘肃	624.51	48.4%	1.5
青海	577.45	78.2%	13.3
宁夏	268.31	25.2%	2.2
新疆	573.50	26.8%	0.8
全 国	18158.97	26.5%	0

*2018 年浙江省因来水偏少造成水电发电量...灵绍特高压通道输送可再生能源电量占总输...量比重未达到国家规定比重等因素影响，实际消纳可再生能源电量偏少，浙江省购买可再生能源绿色电力证书折算可再生能源电力消纳量 20 亿千瓦时。

三、各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况

2018 年，全国非水电可再生能源电力消纳量为 6314.20 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 9.2%，同比上升 1.2 个百分点。综合考虑各省（区、市）本地生产、本地利用以及外来电力消纳情况，2018 年，各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳量占本地区全社会用电量比重如表 2。

从非水电可再生能源电力消纳比重水平来看，宁夏、青海、内蒙古和吉林最高，均超过 17%；从消纳水平同比增长来看，湖南、陕西和西藏三省（区）同比增长较快，分别上升 3.0 个百分点、2.9 个百分点和 2.9 个百分点；按照国家发展改革委、国家能源局《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发

改能源〔2019〕807号）公布的2020年各省（区、市）非水电可再生能源电力最低消纳责任权重，云南、宁夏、新疆等11个省（区、市）非水电可再生能源消纳比重已达到2020年最低消纳责任权重，江苏、广东、安徽、贵州、山东、内蒙古和广西距离达到2020年最低消纳责任权重不到1个百分点，京津冀、黑龙江、甘肃和青海非水电可再生能源电力消纳比重较2020年最低消纳权重仍有较大差距。

表2 2018年各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况

省（区、市）	非水电可再生能源电力消纳量（亿千瓦时）	非水电可再生能源电力消纳比重	同比增加百分点	2020年最低消纳责任权重	2020年最低消纳责任完成情况
云南	261.86	15.6%	1.4	11.5%	4.1
宁夏	237.47	22.3%	1.3	20.0%	2.3
新疆	315.17	14.7%	1.6	13.0%	1.7
辽宁	269.82	11.7%	2.5	10.5%	1.2
四川	107.70	4.4%	1.1	3.5%	0.9
江西	123.07	8.6%	2.1	8.0%	0.6
吉林	127.59	17.0%	0.6	16.5%	0.5
重庆	32.59	2.9%	0.5	2.5%	0.4
上海	51.93	3.3%	0.6	3.0%	0.3
海南	16.97	5.2%	0.5	5.0%	0.2
山西	312.35	14.5%	2.5	14.5%	0.0
江苏	427.43	7.0%	1.6	7.5%	-0.5
广东	221.08	3.5%	0.3	4.0%	-0.5
安徽	235.82	11.0%	2.2	11.5%	-0.5
贵州	66.68	4.5%	0.2	5.0%	-0.5
山东	555.62	9.4%	2.5	10.0%	-0.6
内蒙古	579.28	17.3%	-1.0	18.0%	-0.7
广西	71.35	4.2%	1.2	5.0%	-0.8
福建	114.44	4.9%	0.4	6.0%	-1.1
河南	322.05	9.4%	1.3	10.5%	-1.1
陕西	168.58	10.6%	2.9	12.0%	-1.4
浙江	259.56*	5.3%	1.1	7.5%	-2.2
湖北	155.76	7.5%	0.7	10.0%	-2.5
湖南	177.86	10.2%	3.0	13.0%	-2.8
北京	133.42	11.7%	1.3	15.0%	-3.3
河北	415.31	11.3%	0.9	15.0%	-3.7
天津	94.47	11.0%	0.6	15.0%	-4.0
黑龙江	157.51	16.2%	0.4	20.5%	-4.3
甘肃	173.28	13.4%	-0.4	19.0%	-5.6
青海	136.53	18.5%	0.0	25.0%	-6.5
西藏	16.97	16.9%	2.9	不考核	
全国	6314.20	9.2%	1.2		

*浙江省购买可再生能源绿色电力证书折算可再生能源电力消纳量20亿千瓦时。

四、风电、光伏发电保障性收购落实情况

2016年，国家发展改革委、国家能源局依照《可再生能源法》要求，核定了重点地区风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相

关要求。

2018 年，在规定风电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃省未达国家最低保障收购年利用小时数要求，其 II、III 类资源区实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数分别低 8 小时和 77 小时。

2018 年，在规定光伏发电最低保障收购年利用小时数的地区中，有四个省（区、市）达到光伏发电最低保障收购年利用小时数要求，分别是内蒙古、青海、陕西和黑龙江；有七个省（区、市）未达到要求，分别是甘肃、新疆、宁夏、辽宁、山西、河北和吉林，其中，甘肃 I 类和 II 类地区实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数分别低 172 小时和 200 小时，新疆 I 类和 II 类地区分别低 147 小时和 133 小时，宁夏 I 类地区低 124 小时，辽宁 II 类地区低 93 小时，山西 II 类地区低 45 小时，河北 II 类地区低 28 小时，吉林 II 类地区低 17 小时。

表 3 2018 年风电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购利用小时数	2018 年实际利用小时数	2018 年偏差小时数
内蒙古	I 类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2000	2254	254
	II 类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1900	2250	350
新疆	I 类	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	1900	2357	457
	III 类	除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1800	1897	97
甘肃	II 类	嘉峪关市、酒泉市	1800	1792	-8
	III 类	除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800	1723	-77
河北	II 类	张家口市	1900	2218	318
宁夏	III 类	宁夏	1850	1888	38
黑龙江	III 类	鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区	1900	2224	324
	IV 类	黑龙江省其他地区	1850	2121	271
吉林	III 类	白城市、松原市	1800	2019	219
	IV 类	吉林省其他地区	1800	2321	521
辽宁	IV 类	辽宁	1850	2264	414
山西	IV 类	忻州市、朔州市、大同市	1900	2267	367

表 4 2018 年光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购利用小时数	2018 年实际利用小时数	2018 年偏差小时数
内蒙古	I 类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	1500	1649	149
	II 类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1400	1525	125
新疆	I 类	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	1353	-147
	II 类	除 I 类外其他地区	1350	1217	-133
甘肃	I 类	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	1328	-172
	II 类	除 I 类外其他地区	1400	1200	-200
青海	I 类	海西	1500	1505	5
	II 类	除 I 类外其他地区	1450	1461	11
宁夏	I 类	宁夏	1500	1376	-124
陕西	II 类	榆林、延安	1300	1316	16
黑龙江	II 类	黑龙江	1300	1311	11
吉林	II 类	吉林	1300	1283	-17
辽宁	II 类	辽宁	1300	1207	-93
河北	II 类	承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400	1372	-28
山西	II 类	忻州、朔州、大同	1400	1355	-45

五、清洁能源消纳目标完成情况

根据 2018 年国家发展改革委、国家能源局印发的《清洁能源消纳行动计划

（2018-2020 年）》（发改能源规〔2018〕1575 号），所确定的分年度风电、光伏发电和水电消纳目标，2018 年，全国平均风电利用率 93%，超过了 2018 年风电利用率的目标，重点省区全部达到了 2018 年消纳目标；全国平均光伏发电利用率为 97%，超过了 2018 年平均光伏发电利用率的目标，重点省区中，新疆光伏发电利用率低于目标 0.5 个百分点；全国平均水能利用率 95%，达到了 2018 年平均水能利用率的目标，重点省区中，四川水能利用率低于目标 3 个百分点。

表 5 2018 年清洁能源消纳目标完成情况

	2018 年消纳目标		2018 年实际完成情况	
	利用率	弃电率	利用率	弃电率
一、风电				
全 国	88%	12%	93.0%	7.0%
新 疆	75%	25%	77.1%	22.9%
甘 肃	77%	23%	81.0%	19.0%
黑龙江	90%	10%	95.6%	4.4%
内蒙古	88%	12%	90.0%	10.0%
吉 林	85%	15%	93.1%	6.9%
河 北	94%	6%	94.8%	5.2%
二、光伏				
全 国	95%	5%	97.0%	3.0%
新 疆	85%	15%	84.5%	15.5%
甘 肃	90%	10%	90.2%	9.8%
三、水电				
全 国	95%		95%	
四 川	90%		87%	
云 南	90%		94%	
广 西	95%		100%	

六、特高压线路输送可再生能源情况

2018 年，20 条特高压线路年输送电量 3983 亿千瓦时，其中输送可再生能源电量 2084 亿千瓦时，占全部年输送电量的 52%。国家电网公司经营区覆盖范围内的 17 条特高压线路输送电量 3295 亿千瓦时，其中可再生能源电量 1396 亿千瓦时，占输送电量的 42%；南方电网公司经营区覆盖范围内的 3 条特高压线路输送电量 688 亿千瓦时，全部为可再生能源电量。

表 6 2018 年特高压线路输送电量情况

序号	线路名称	年输送量(亿千瓦时)	可再生能源(亿千瓦时)	可再生能源占比	占比同比
1	长南荆特高压	63.6	29.0	45.6%	10.8
2	榆横至潍坊特高压	38.0	0.0	0.0%	/
3	锡盟送山东	29.2	0.0	0.0%	0.0
4	皖电东送	677.4	0.0	0.0%	0.0
5	浙福特高压	69.4	0.0	0.0%	0.0
6	蒙西-天津南	78.9	0.0	0.0%	0.0
7	复奉直流	307.0	297.9	97.0%	1.9
8	锦苏直流	387.3	369.2	95.3%	4.1
9	天中直流	324.8	158.3	48.7%	-6.3
10	宾金直流	316.2	314.1	99.3%	0.7
11	灵绍直流	377.8	84.5	22.4%	-5.3
12	祁韶直流	177.3	83.3	47.0%	/
13	雁淮直流	180.3	9.0	5.0%	/
14	锡泰直流	56.2	0.4	0.7%	/
15	昭沂直流	13.8	1.9	13.9%	/
16	鲁固直流	150.3	47.5	31.6%	/
17	吉泉直流	47.6	1.1	2.3%	/
18	楚穗直流	254.4	254.4	100.0%	0.0
19	普侨直流	252.5	252.5	100.0%	0.0
20	新东直流	181.0	181.0	100.0%	0.0
全 国		3982.7	2083.9	52.3%	/

注：1-17 项数据为国家电网公司报送，18 + 项数据为南方电网公司报送。皖电东送中特高压年输送电量为 294.7 亿千瓦时。/表示由于线路新投产等原因没有同比数据。

七、国家清洁能源示范省（区）落实情况

浙江。2018 年，全部可再生能源电力消纳量为 827 亿千瓦时（含购买可再生能源绿色电力证书 20 亿千瓦时），实际消纳量占本省全社会用电量的比重为 17.8%，同比下降 1.5 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 260 亿千瓦时（含购买可再生能源绿色电力证书 20 亿千瓦时），实际消纳量占本省全社会用电量的比重为 5.3%，同比上升 1.1 个百分点。

四川。2018 年，全部可再生能源电力消纳量为 2013 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 81.9%，同比下降 1.6 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 108 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 4.4%，同比上升 1.1 个百分点。

宁夏。2018 年，全部可再生能源电力消纳量为 268 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 25.2%，同比上升 2.2 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 237 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 22.3%，同比上升 1.3 个百分点。光伏发电未达到最低保障收购年利用小时数要求，比要求低 124 小时。

甘肃。2018 年，全部可再生能源电力消纳量为 625 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 48.4%，同比上升 1.5 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 173 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 13.4%，同比下降 0.4 个百分点。风电和光伏发电均未达到最低保障性收购年利用小时数要求，风电 II 类和 III 类资源区分别低 8 小时和 77 小时；光伏发电 I 类和 II 类资源区分别低 172 小时和 200 小时。

青海。2018 年，全部可再生能源电力消纳量为 577 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 78.2%，同比上升 13.3 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 137 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重约为 18.5%，与 2017 年基本持平。

附件：可再生能源电力发展监测指标核算方法

1、各省（区、市）内消纳可再生能源电量，包括本地区可再生能源发电量，加上区域外输入的可再生能源电量，再扣除跨区送出的可再生能源电量。

省（区、市）内消纳可再生能源电量 = 本地区可再生能源发电量 - 跨区送出的可再生能源电量 + 跨区送入的可再生能源电量

2、各省（区、市）可再生能源电量消纳占比，等于各省（区、市）可再生能源消纳量除以本地区全社会用电量。

3、各省（区、市）的全社会用电量及可再生能源发电量，采用国家统计局和国家认可的电力行业信息机构发布的统计数据。

4、跨区跨省交易的可再生能源电量，采用国家电网公司、南方电网公司及内蒙古电力公司提供的数据。

5、可再生能源发电企业与省级电网企业签署明确的跨区跨省购售电协议的，可再生能源发电企业所发电量根据协议实际执行情况计入对应的购电省份；其他情况按以下原则处理：

（1）独立“点对网”跨区输入

非水电可再生能源电力项目直接并入区域外受端电网，全部计入受端电网区域的非水电可再生能源电力消纳量，采用并网计量点的电量数据。

（2）混合“点对网”跨区输入

采取与火电或水电等打捆以一组电源向区外输电的，受端电网接受到的非水

电可再生能源电量等于总受电量乘以外送电量中非水电可再生能源比例。

外送电量中非水电可再生能源的比例=送端并网点计量的全部非水电可再生能源上网电量/送端并网点计量的全部上网电量。

（3）“网对网”跨区输入

区域间或省间电网输送电量中的非水电可再生能源电力输送量，根据电力交易机构的结算电量确定。

5、跨省跨区可再生能源电力交易，存在“省送省”、“省送区域”两种情况。针对“省送区域”情况，如华东、华中接受外省输入的可再生能源电量时，按该区域内各省全社会用电量占本区域电网内全社会用电量的比重，计算各省输入的可再生能源电量。即：

i 省（区、市）内输入电量=可再生能源输入电量，n 表示区域电网内包含的各省（区、市）

6、京津冀电网（北京、天津、冀北、河北南网）是特殊区域，接入的集中式非水电可再生能源发电项目和区外输入的非水电可再生能源电量，按统一均摊原则计入比重指标核算，各自区域内接入的分布式非水电可再生能源发电量计入各自区域的比重指标核算。

（本文摘选自《国家能源局》）