



嘉兴市光伏行业协会
嘉兴市光伏产业联盟

光伏信息精选

2019.09.16-2019.09.22

嘉兴市光伏行业协会秘书处

目 录

行业聚焦	1
1、【浙江省最大建筑光伏项目并网发电】	1
2、【上半年光伏行业稳步回暖】	1
3、【推进能源利用清洁化 光伏发电潜力大】	4
4、【我国光伏产业步入发展新阶段】	6
5、【2010-2019 全球可再生能源投资达 2.6 万亿美元】	8
6、【科学家发明反向太阳能电池 可从黑暗中产生电光源】	10
企业动态	11
1、【大全新能源与晶科签署 2.8~3.6 万吨多晶硅供应协议】	11
2、【浙江鸿禧能源股份有限公司顺利通过 ISO9001 质量体系再认证】	12
光伏政策	13
1、【浙江售电市场正式开锣】	13
2、【关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知】	38

行业聚焦

1、【浙江省最大建筑光伏项目并网发电】

日前，舟山中远海运重工有限公司 19.9 兆瓦屋顶分布式光伏发电项目顺利并网发电，这是目前省内规模最大的建筑光伏一体化技术 (BIPV) 项目。

舟山中远海运重工有限公司 19.9 兆瓦屋顶分布式光伏发电项目总投资 1.2 亿元，在该公司 7 个车间约 17.5 万平方米的屋顶安装光伏组件。项目采用最新的建筑光伏一体化技术，总装机规模 19.9 兆瓦。项目投运后，年均发电量将达到 1824 万千瓦时，可节约标煤约 5854 吨，减排二氧化碳 18227 吨，目前已累计发电 206 万千瓦时。

据了解，该项目采用“自发自用，余电上网”的消纳模式，光伏发电量将大部分用于中远海运重工船舶修造业务，多余电量并入国家电网，每年可节约用电成本 300 万元左右。

该项目的顺利推广，标志着六横新能源产业发展迈出了实质性步伐，对改变我省能源生产和消费方式、促进产业结构优化升级、实现节能减排具有十分重要的意义，也是推动绿色发展、培育新的经济增长点的重要举措。

（本文摘选自《舟山日报》）

2、【上半年光伏行业稳步回暖】

光伏行业 2019 年上半年业绩出炉。据记者不完全统计，目前 A 股市场有 54 家光伏行业相关上市公司发布了半年报，涵盖光伏产业链上中下游。从这 54 家光伏上市公司看，经历去年“531 政策”后的业绩下滑，今年海外市场的旺盛需求正助力光伏企业业绩逐步回暖。同时，据国家能源局数据，今年上半年，全国光伏发电累计装机 18559 万千瓦，同比增长 20%，新增 1140 万千瓦。

光大证券等研究机构预计，下半年国内新增装机项目产品需求将放量，加之部分冷修产能复产及多家企业计划扩产，市场供应将保持稳定，下半年及明后年增长前景乐观。

海外市场持续增长

在记者统计的54家光伏企业中，上半年营业收入超100亿元的企业有6家，分别是上海电气、中天科技、特变电工、通威股份、正泰电器和隆基股份，营收分别达524.6亿元、185.77亿元、170.52亿元、161.24亿元、144.28亿元和141.11亿元；营收在50-100亿元的有5家，营收在10-50亿元的有17家。25家企业营收同比增长，占比约46.3%。

净利润方面，今年上半年净利润超10亿元的企业有6家，分别是隆基股份、上海电气、正泰电器、通威股份、中天科技和特变电工，净利润分别为20.1亿元、18.43亿元、17.84亿元、14.51亿元、10.86亿元和10.48亿元。净利润为正的企业有44家，另有10家亏损企业。相比去年，有22家企业净利润有所增加，占比44.74%。

对于隆基股份、正泰电器等多家业绩表现良好的企业来说，海外市场“功不可没”。

据隆基股份半年报，1-6月公司海外市场拓展成效显著，组件产品海外销售占比持续提升。其中，单晶组件对海外销售达2423吉瓦，同比增长252%，占单晶组件对外销售总量的76%。

正泰电气称，海外市场拓展中，公司在欧洲、中东地区、拉丁美洲和东南亚的出货量均超过年初目标。“尤其在新兴越南市场，公司获得了较高的组件销售份额。同时，公司合理布局海外电站及EPC业务，在发达国家与一带一路沿线国家均取得突破。报告期内，公司为韩国、越南电站提供了EPC服务，均顺利并网。去年开工的荷兰光伏电站也正按计划进行。”

中国光伏行业协会数据显示，上半年我国光伏产品出口总额达106.1亿美元，同比增长31.7%。从规模来看，上半年我国电池片出口量已超过2018年全年出口量，组件出口量同比增长近一倍。

“前6月，在海外市场的驱动下，我国光伏行业呈现产销两旺。”中国光伏行业协会副理事长兼秘书长王勃华说。

现金流压力趋缓

在光伏行业市场需求回升的情况下，上半年不少企业都走上了扩产之路。

5月，天合光能在江苏宿迁投资建设的一期光伏组件厂项目投产，二期项目也已于7月开始施工。

6月，东方日升“江苏金坛5吉瓦高效单多晶光伏电池、组件制造基地”二期2吉瓦高效电池、组件项目陆续投产。同时，据半年报，东方日升“义乌5吉瓦高效单多晶组件制造基地”一期工程的高效组件项目将按既定计划投产、“年产2.5吉瓦异质结高效太阳能电池与组件生产基地”正在有序推进中。

8月22日，横店东磁发布公告称，拟在浙江东阳横店光伏园区投资7.2亿元新建年产1.6吉瓦的高效晶硅电池项目，项目将于今年下半年启动，建成后，预计可实现年新增销售收入14亿元，新增利润1.39亿元。

“531政策”后，光伏企业现金流情况并不乐观，如今斥巨资扩张产能，是否会对公司现金流动造成压力？

有业内人士分析，此前，光伏企业大规模扩张和拓展业务都对经营现金流产生了负面影响。随着企业在各国市场布局逐步成熟，加之海外市场需求旺盛，报告期内销售数量提升，回款可观。考虑到不少企业经营活动产生的现金流量净额同比增长，目前来看，企业资金压力不会很大。

“从形势来看，由于补贴对行业企业的影响开始降低，资本市场对光伏企业的担忧逐渐消除。有金融公司和保险公司重新开始考虑对光伏企业的资本投入。”一位光伏企业高管告诉记者。

值得注意的是，8月28日，隆基股份市值破千亿大关，成为中国首家市值破千亿的光伏企业。

电站交易维持活跃

虽然与2018年下半年相比，不管是销售市场，还是资本市场，光伏产业整体发展势头向好。但是，仍有部分企业表示，由于受“531”政策等因素影响，公司经营并不乐观。

据亚玛顿半年报，亚玛顿将继续出售自建持有的光伏电站，减少债务及带来现金流的回收，有利于公司减少财务费用，提高资产流动性。

7月23日，爱康科技发布公告称，爱康科技及全资子公司无锡爱康电力已与华东新能签署了《股权收购意向协议》，华东新能拟受让公司全资子公司无锡爱康电力51%的股权，进而取得无锡爱康电力直接或间接持有的多个光伏发电项目的控制权。

此前，曾有行业内高管向本报记者表示，出售自建电站是公司经营模式之一，

由于经营规划和目的不一，对不同电站的处理方式也不尽相同。并且，自建电站的初衷是为了更好地推广产品，在达到这一目的的情况下，公司也会调整发展战略，出售电站项目。

有的企业甚至遭受“重创”。2018年12月，天龙光电就发布公告称，受行业波动及政策的影响，公司主要产品单晶炉、多晶炉市场需求急剧减少，近期未有新的订单，导致公司本部生产线全部停产。截至9月5日，天龙光电主要业务设备制造生产线仍未能恢复生产，并表示暂未有生产计划。

由于光伏行业受政策影响较大，业内有观点认为光伏企业单主业发展有一定风险。“531政策”后，不少企业开始加速布局其他主营业务。

饱受现金流问题影响的亚玛顿，2018年在公司主营业务中新增了电子玻璃及显示器系列产品和销售。数据显示，今年上半年该部分的收入已经超过2018年全年营收总和，增势较快。

据记者了解，也有不少企业选择了与光伏产业相关的储能，还有企业另辟蹊径，收购了医药企业，形成“医药+光伏”的双主业发展模式。但最终效果如何，还需要等待市场和时间的检验。

（本文摘自《中国能源报》）

3、【推进能源利用清洁化 光伏发电潜力大】

21世纪以来，全球人口、经济持续增长，世界能源需求增长强劲，油气资源竞争激烈，全球气候变化倍受关注，生态环境压力增大。在此背景下，优化能源开采和利用模式，提高水力、电力等的利用率，已经成为了人类社会实现可持续发展的不二选择。

电力是以电能作为动力的能源。不论是工业生产还是日常生活，都离不开电力的支持。通常来讲，人们对于水力发电、火力发电、地热发电等较为了解，对光伏发电相对陌生。那么，什么是光伏发电呢？

光伏发电是利用半导体的光生伏打效应将光能直接转换成电能的，基本的部件太阳能电池板，是光转电的方式。太阳能电池经过串联后进行封装保护，可形成大面积的太阳电池组件，再配合上功率控制器等部件就形成了光伏发电装置。外观看似简单的光伏发电装置，实际所起到的作用却很大。为推动光伏发电产业

的发展，我国有关部门先后出台了多项政策。

2019年5月，国家能源局正式发布了《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》。该通知明确提出，将对2019年度光伏发电项目建设实施分类管理，对需要国家补贴的项目采取竞争配置，积极推进平价上网项目建设，优先建设补贴强度低、退坡力度大的项目。

在相关政策的引导下，光伏发电项目建设有序开展。据统计，截至2019年6月底，全国光伏发电累计装机18559万千瓦，同比增长20%，新增1140万千瓦。其中，集中式光伏发电装机13058万千瓦，同比增长16%，新增682万千瓦；分布式光伏发电装机5502万千瓦，同比增长31%，新增458万千瓦。

在大力倡导节能环保理念的当下，太阳能光伏发电无枯竭危险、安全可靠、无噪声、无污染排放等优点广受赞誉。与传统的集中式发电不同的是，太阳能光伏发电是一种新型的、具有广阔发展前景的发电和能源综合利用方式，倡导就近并网、就近发电、就近转换以及就近使用的原则。

换个角度来看，太阳能光伏发电不仅能够有效提供同等规模系统发电量，还能有效解决电力在升压或长途运输中的损耗问题，而且使用寿命较长。随着技术的进步和成熟，“光伏+储能”将形成一个多元互补能源发电微电网系统，从而实现光伏余电存储，结合储能，达到较高的产能水平。

就二次再热发电技术而言，我国已经取得了相应进展，在火电设计、装备制造、运维管理等多个方面具有显著优势，特别是老百姓关心的环保排放也达到世界较佳水平，实现了烟气脱硫、脱硝、除尘超低排放，脱硫废水零排放，固废弃物利用率较高。

其实，物联网、云计算等前沿技术，也为电力行业实现智慧化转型升级提供着有力支撑。例如，5G通信技术。5G通信技术为泛在电力物联网发展提供了一种更优的无线通信解决方案，为泛在电力物联网带来了美好而光明的前景。

随着5G、物联网、大数据时代的到来，将数据中心的能力拓展到边缘已经成为了下一阶段技术发展的必然趋势，这对电力系统的通信网络提出了更高的要求。今后，移动通信网络服务商和供电公司之间的合作将愈加频繁，并共同探索5G、物联网等技术与电力系统深度融合的可能性，以此把握电力行业出现的发展新机遇。

清洁低碳已成为不可逆转的趋势，以新能源和信息技术深度融合为特征的能源革命正推动人类社会进入全新的能源体系。随着国家政策、资金等扶持力度的不断加大，以及科学技术的不断进步，光伏发电的效益将得到提升，用户体验感也会得到进一步优化。

（本文摘自《智能制造网》）

4、【我国光伏产业步入发展新阶段】

2013年到2018年，我国的光伏产业市场迎来了快速发展的时期，国内的光伏市场在这一时期很快就升级成了全球最大的光伏市场。随着时间的推移，我国的社会经济情况和市场环境都发生了巨大的变化。在各项政策的支持下，在消费者思想的不断转变下，一个更有利于我国光伏产业健康发展的、更完整的市场大环境已经初步建立，并日趋完善。曾经，我国的光伏产业还只是处在一个简单的制造环节，如今，企业更多需要思考的地方是如何将产品打入市场，如何让消费者更好地享受到光伏产品在教育中带来的红利。

政策推进光伏产业发展

我国的光伏产业能有今天这样的高速发展，政策的支持在其中起了关键性的作用。

2019年，我国光伏发电建设管理政策经历了一次重大改革和创新，直接将光伏行业发展从舒适期带入到差异化竞争时代。中国光伏行业协会副理事长兼秘书长王勃华表示，我国的光伏产业要从寻求增量变成存量清洗，从拼规模、拼速度、拼价格转向拼质量、拼技术、拼效益。

除中国光伏行业协会、中国可再生能源学会等行业组织之外，一批与光伏领域相关的企业联盟、分会、中介组织及地方性行业组织不断涌现；与光伏领域相关的专业媒体、专业咨询机构、专业分析人士层出不穷；相关标准制修订速度正在加快，检测测试认证机构逐步健全。越来越多的资源和力量被投入到了我国的光伏产业领域，确保了产业在高速发展的时候能及时得到支持。

目前，我国的光伏产业正在经历着升级变革的关键时期，技术的进步成为市场关注的焦点，掌握了新技术，就掌握了未来的主动权。

我国光伏产业要做好技术储备，需要政企合力。政府积极出台更多更有力的

政策措施，提高技术门槛和准入台阶、去除低效落后产能、加快提升技术装备水平；从融资渠道、专项资金、税收政策等各个方面引导、鼓励、支持企业大力提升技术装备水平，以增强中国光伏核心竞争力；支持培育科技型光伏领军企业，同时，加大企业知识产权的保护力度，鼓励企业加强技术研发投入，增强企业自身竞争力。

有数据表明，全球建筑活动所消耗的能源占总能耗近 50%，占自然资源总消耗量的 40%。凯盛集团生产的铜铟镓硒太阳能薄膜电池可以广泛应用于光伏建筑一体化、智慧农业、新能源汽车、电子产品等领域，特别是在建筑方面能成为实现未来建筑绿色、节能、环保的重要支撑。以发电建材来说，它改变了以往一味强调节能建材的理念，而是赋予了建材自我发电的功能。如今他们可以生产出 16 种不同颜色的薄膜太阳能电池，满足市场的不同需求。

近年来，在“一带一路”倡议下，中国光伏企业更是积极走出国门，积极布局海外市场，出口市场的多元化发展态势明显增强。

赛维集团董事长甘胜泉表示，中国光伏产业之所以在十几年的时间里迅速发展成世界光伏产业领导者，主要得益于三大要素：一是得益于改革开放政策，中国经济与世界经济接轨、融合，并在短短的数年间迅速发展成全球最大的光伏制造大国；二是中国光伏企业自强不息，努力开创国外市场，积极寻求在国外资本市场上融资，连续多年保持世界领先的光伏市场的地位。

国际舞台大放异彩

到今年年底，全球光伏市场新增规模预计可达 130GW，与 2004 年的 1GW 相比，15 年来的年均复合增长率为 38%，是世界范围内增长最快的行业之一。

面对如此庞大的国际市场，我国光伏企业也不会坐壁上观。目前，我国光伏企业“走出去”的步伐加大，国际话语权不断增强，国际舞台的“朋友圈”也越来越大，光伏发电也成为我国可同步参与国际竞争的优势产业。

从中国社科院研究生院国际能源安全研究中心发布的《世界能源发展报告（2019）》中可以发现，我国在太阳能光伏领域已成为全球最大投资者。

王勃华对全球光伏产业的发展也表达了自己的观点，现在全球的光伏产业都在蓬勃发展，欧洲市场也是老树发新芽。体量大的市场越来越多了，因此一定要去开拓国外的市场，这方面我们有优势。

面对机会不断增加的国际市场，我国的光伏企业在“走出去”的同时也有许多值得注意的地方。

甘胜泉表示，质量是企业也是行业生命线。在日益复杂化的国际竞争下，中国光伏企业应避免粗放型发展、体量竞争的老路，走高质量发展的路线，以高质量的产品和服务取信于市场，赢得更多的市场份额。

光伏企业在挖掘海外市场时要紧紧跟随国家战略指引，在重点区域布局和市场开拓方面，才有可能规避重大的风险。借助国家“一带一路”倡议，在产业链布局进行海外拓展，并建立更全面的全球销售网络。通过拓展业务线和多元化市场结构，来平抑单一国家贸易政策变化所带来的行业波动。

面对竞争激烈的国际光伏市场，凯盛集团选择要在开放的环境下的创新，绝不能关起门来搞，而是要聚四海之气、借八方之力，深化国际科技交流合作，融入全球科技创新网络，深度参与全球科技治理，在更高起点上推进自主创新，用新技术占领创新制高点。

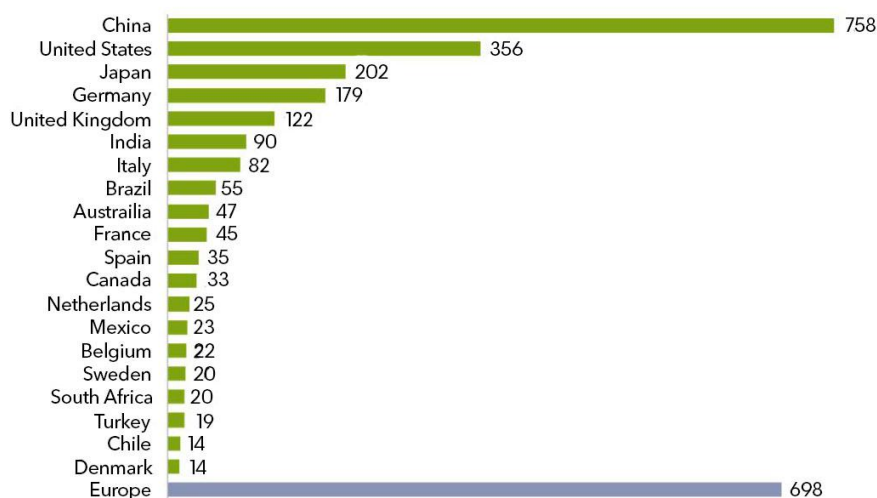
目前，我国的光伏企业在国际化的进程中处于一个关键阶段，复杂的海外市场形势，较为分散的海外市场布局，这对企业的经营和发展都是一个新的挑战。但机会与风险并存。把握国家政策，了解市场形势，确保产品质量，只要做到这些，企业就能有更多的机会在国际光伏市场上大放异彩。

（本文摘自《中国建材报》）

5、【2010-2019 全球可再生能源投资达 2.6 万亿美元】

根据彭博社新能源财经最新公布的数据显示，2010年至2019年新增可再生能源产能的全球投资达到2.6万亿美元，其中安装的太阳能发电容量将超过任何其他发电技术。

Renewable energy capacity investment by country,
2010 to the first half of 2019, in USD billions:



Source: Global Trends in Renewable Energy Investment 2019, based on data from BloombergNEF

根据联合国全球气候行动峰会之前发布的 2019 年可再生能源投资全球趋势报告，这项投资将可再生能源产能（不包括大型水电）容量从 2009 年底的 414 吉瓦增加至 1650 吉瓦（截止今年底）。

过去十年，太阳能电力投资占据半壁江山，总计 1.3 万亿美元。太阳能装机容量从 2010 年的 25 吉瓦将增至 663 吉瓦（截至今年底），足以满足美国近 1 亿户家庭的年度用电需求。

2018 年，全球可再生能源占电力结构比例达到 12.9%，较之上一年度的 11.6% 有明显提升。同时，这还减少了 20 亿吨二氧化碳的排放。2018 年，电力领域总排放量为 137 亿吨。

包括所有主要发电技术（化石和零碳）在内，十年将安装净装机容量为 2,366 吉瓦，其中太阳能占最大的单一份额（663 吉瓦），煤炭占第二位（529 吉瓦），其次是风能（487 吉瓦），天然气（438 吉瓦）。

十年来，可再生能源的成本竞争力也急剧上升。自 2009 年以来，太阳能光伏发电的平均电力成本（一种能够持续比较不同发电方式的措施）下降了 81%，陆上风电下降了 46%。

联合国环境规划署执行主任 Inger Andersen 表示，“投资可再生能源就是投资于可持续和盈利的未来。但我们不能自满。在此期间，全球电力部门的排放量增加了约 10%。很明显，如果我们要实现国际气候和发展目标，我们需要迅速加快全球转向可再生能源的步伐。”

2018年全球可再生能源投资达到2729亿美元。虽然这比上一年下降了12%，但2018年是连续第九年产能投资超过2000亿美元，连续第五年超过2500亿美元。这也是全球煤炭和燃气发电能力投资总量的三倍。

尽管太阳能和风能项目的资本成本持续下降，政策变化影响了下半年在中国的投资，但2018年仍然表现抢眼：完成了创纪录的167吉瓦新的可再生能源容量，高于2017年的160吉瓦。

就国家和地区而言，中国仍然处于领先地位。中国在过去十年中一直是可再生能源产能的最大投资者，2010年至2019年上半年已承诺投入7580亿美元，美国位居第二，3560亿美元，日本第三，达到2020亿美元。

同期欧洲可再生能源投资额累计达到6,980亿美元，德国贡献最多，1790亿美元，英国则为1220亿美元。

虽然中国仍是2018年最大的单一投资者，但全球可再生能源投资正在不断扩大，其中29个国家和地区投资均超过10亿美元，而2017年是25个。

（本文摘自《电缆网》）

6、【科学家发明反向太阳能电池 可从黑暗中产生电光源】

9月16日，据外媒报道，斯坦福大学的研究人员们发明了一种“反向太阳能电池”，可以利用夜间地球辐射的热量产生电光源。大多数太阳能电池板通过一种称为光伏效应的物理过程从太阳产生电能，光照在某些材料上就会产生电流。然而，科学家发明了另一种新装置，他们利用太阳和地球之间的温差来创造可用的能量。

在夜晚，地面比空气暖和，这意味着地球辐射热量，这一过程被称为天空辐射冷却。该装置利用这种温度交换并将其转换成电能。

虽然天空辐射冷却产生的能量比太阳能电池直接从太阳获取的能量要少得多，但足以点亮一个LED灯泡。研究人员声称，这有助于在全世界的离网地区提供可靠的能源。

研究人员指出，这款概念验证设备采用低成本、现成的商品组件制造，总成本不到30美元。它由一个涂有镀铝聚酯薄膜的聚苯乙烯盒子组成，上面有一个涂成黑色并粘在上面的200毫米铝盘充当“热发射器”。

热量从地地面入空气，通过盒子底部的一个小铝块进入圆盘，然后将热量向上辐射到空气中。这个测试能够产生每平方米 25 毫瓦的能量，足以为一个小 LED 灯提供能量。

同时，研究人员声称，在更高的绝缘和更干燥的气候条件下，他们将能够使每平方米磁盘的功率达到 0.5 瓦。

该装置也可以在白天反向工作，吸收太阳光，并从从太阳到磁盘的热量中产生电能。所产生的电能也可用于为偏远地区的小型传感器供电，它们的寿命不受电池的限制，而受热电模块寿命的限制，热电模块的寿命可延长一个数量级。

（本文摘自《环球网》）

企业动态

1、【大全新能源与晶科签署 2.8~3.6 万吨多晶硅供应协议】

大全新能源与晶科签署了为期两年的多晶硅供应协议，根据供应协议条款，大全新能源将在 2020 年和 2021 年向晶科能源供应多晶硅 12,000 至 14,400 吨和 15,600 至 21,600 吨。价格将根据市场定价按月确定。

大全新能源首席营销官 Shihua Su 表示：“这一供应协议进一步证明大全是可靠的高品质多晶硅的首选供应商。随着大全新疆多晶硅生产基地年底建成投产，届时大全的多晶硅产能将达到 7 万吨，大全将满足全球客户和光伏产业的快速发展的需求。”

根据晶科能源近期发布的 2019 年半年报，其首席执行官陈康平表示，晶科正在加速扩展高效单晶产能以满足全球不断增长的需求。2019 年年底，乐山单晶新产能将达到 5GW，预计随着产能扩张第二阶段完成，晶科产能将达到 16.5GW。“截至 2019 年 6 月 30 日，晶科内部年度硅片、太阳能电池片、太阳能组件产能分别达到 10.5GW，7.4GW 和 12.6GW。到 2019 年底，预计晶科内部年度硅片、太阳能电池片、太阳能组件产能将分别达到 15.0GW，10.5GW 和 16.0GW，其中包括 11.5GW 的单晶产能，9.7GW 的 PERC 电池片产能和 800MW 的 N 型电池容量。”陈

康平补充说。

（本文摘自《SOLARZOOM 光储亿家》）

2、【浙江鸿禧能源股份有限公司顺利通过 ISO9001 质量体系再认证】

2019年9月17日至19日，中国质量认证中心（CQC）审核组一行3位专家对浙江鸿禧能源股份有限公司的质量管理体系（简称鸿禧质量体系）进行了再认证审核。9月17日上午审核组举行了本次鸿禧质量体系再认证审核的首次会议。出席会议的有公司党支部书记、管理者代表、各中心总监及相关负责人二十余人。首次会议由体系主管王玉丰召集，CQC外审组长温春伟先生主持。审核组长重申了再认证审核目的、依据，核实审核范围，确定审核计划，说明审核原则、程序与作法等，并代表CQC审核组向鸿禧能源做出了保密承诺。

鸿禧能源吴永良副总经理以管理者代表的身份在首次会议上致词。吴副总对审核组专家的到来表示了热忱的欢迎，同时对各部门积极配合审核组完成本次审核任务提出了希望和要求。

持续两天半的审核，依据ISO9001：2015版审核准则，分别对公司领导层、办公室、生产运营各车间等从管理职责、资源提供、测量分析改进、过程监测、产品实现策划、生产服务提供控制、运行绩效监测等方面结合内部资料、监理现场，进行了认真细致的抽样审核。在审核现场，各部门负责人及员工高度重视，积极配合。审核中，CQC再认证审核组还与公司领导及接受审核的部门进行了体系运行情况的详细交流和指导。

审核组通过现场查阅文件、询问、观察、记录抽样等方法，收集了大量客观的证据，对鸿禧质量体系的有效运行和持续改进给予了中肯评价，对体系运行的有效性给予了充分肯定。一致认为，鸿禧质量体系是充分、适宜、有效的，较好地体现了“持续改进”的管理理念，能确保管理方针、目标的实现。

19日上午本次审核的末次会议在一栋行政中心会议室召开。会上审核组组长郑重宣布：审核组全体人员一致同意本次鸿禧质量体系再认证审核顺利通过，同意推荐鸿禧能源公司换发质量体系证书。对鸿禧能源在管理层的正确领导和全体员工的共同努力下顺利通过再认证表示祝贺。在肯定成绩的同时，审核组对鸿禧能源质量体系中发现的问题提出了中肯的意见和建议。希望公司各级领导和全

体员工继续认真学习标准，加深理解和认识，进一步提高体系运行的有效性；技术管理进一步规范化，提高风险意识，加强过程控制；在组织的环境和风险因素识别、重大危险源识别方面进一步加强针对性，以保证公司管理水平进一步提高。

管理者代表吴永良副总经理代表被审核方就质量工作做了相应的表态发言，并对审核组的尽职尽责努力付出表达了诚挚谢意。在总结发言中要求体系内各中心部门，严格执行体系标准要求，做我所写，写我所做，杜绝两张皮。同时也要求各中心对于审核组查出的问题和提出的意见建议，及时制定相应有效的纠正措施和管理实施计划，要结合公司信息化管理系统，不断完善管理体系，以推动公司质量体系持续、有效运行。最后，吴副总对于“体系建设再深化、管理水平再提升”提出了具体的要求。号召全体鸿禧管理团队进一步深化质量管理和体系建设，不断提升公司的管理水平，在李健董事长的领导下，为鸿禧能源新十年的再崛起而努力！

（本文摘自《浙江鸿禧能源股份有限公司》）

光伏政策

1、【浙江售电市场正式开锣】

省发展改革委 浙江能源监管办 省能源局

关于印发《浙江省部分行业放开中长期电力交易基本规则（试行）》的通知

各市发展改革委，各市供电公司：

根据《国家发展改革委 国家能源局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）关于全面放开部分行业发用电计划的要求，为进一步降低企业用电成本，规范我省中长期电力交易，现将《浙江省部分行业放开中长期电力交易基本规则（试行）》印发你们，请认真贯彻执行。

浙江省发展和改革委员会
国家能源局浙江监管办公室

浙江省能源局

2019年9月25日

浙江省部分行业放开中长期电力交易 基本规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范浙江中长期电力交易，构建公平、有序、安全、高效的市场结构和市场体系，依法维护市场主体的合法权益，促进电力市场健康发展，根据《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）及其配套文件，国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）和《浙江省电力体制改革综合试点方案》（浙政发〔2017〕39号）及其相关专项方案等文件和有关法律、法规规定，结合浙江实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于浙江直接交易阶段开展的售电市场交易，待浙江电力现货市场启动运行后，售电市场按照浙江市场运营规则进行交易，本规则自动失效。

本规则所称的售电市场交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的年、月等中长期电量交易。售电市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。电力批发交易是指电力用户或售电企业通过电力交易机构，与发电企业直接购买电能的交易；电力零售交易是指电力用户向售电企业购买电能的交易。

第三条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得利用市场支配地位或市场规则的缺陷，操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。

市场主体有自主交易的权利，任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条 浙江省发展和改革委员会（能源局）（以下简称省发展改革委（能源局））会同国家能源局浙江监管办公室（以下简称浙江能源监管办）等部门负责本规则的制定和实施工作，根据职能依法履行监管职责。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构等。

第一节 权利和义务

第六条 发电企业：

- （一） 按规则参与售电市场交易，签订和履行售电市场交易形成的购售电合同；
- （二） 获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （三） 执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；
- （四） 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；
- （五） 法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户：

- （一） 按规则参与售电市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供售电市场交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产、经营信息；
- （二） 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；
- （三） 自主选择交易对象、方式，自主进入或退出交易市场；
- （四） 按规定披露和提供信息，有权获得市场交易和输配电服务等相关信息；
- （五） 服从电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度机构要求安排用电；
- （六） 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰。
- （七） 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 不拥有配电网运营权的售电企业

- （一） 按规则参与售电市场交易，签订和履行购售电合同等。提供售电市场交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产、经营基本信息；
- （二） 获得公平的输配电服务；
- （三） 已在电力交易机构注册的售电企业不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区售电。售电对象为全省符合放开条件的电力用户；
- （四） 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

(五) 承担保密义务，不得泄露用户信息；

(六) 按照国家有关规定，在指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 拥有配电网运营权的售电企业：

(一) 具备不拥有配电网运营权的售电企业全部的权利和义务；

(二) 拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务；

(三) 承担配电网安全责任，按照要求提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和浙江省标准；

(四) 按照要求负责配电网的投资、建设、运营等工作，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电企业；

(五) 同一配电区域内只能有一家企业拥有该配电网运营权，并按规定收取由发电企业或售电公司与电力用户协商确定的市场交易价格、配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政府性交叉补贴）、配电网的配电价格、以及政府性基金及附加组成。配电区域内电力用户承担的国家规定的政府性基金及附加，由配电公司代收、省级电网企业代缴；

(六) 承担保密义务，不得泄露用户信息；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业：

(一) 保障输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

(三) 向本电网区域内市场主体提供报装、计量、抄表、收费、维修等各类供电服务；

(四) 按规定收取输配电价和政府性基金及附加等；

(五) 按政府定价为优先购电用户以及其他不参与市场交易的电力用户提供供电服务；签订和履行相应的供用电合同和购售电合同；当售电企业不能履行配售电义务时，承担自身配电网供电区域内相关放开电力用户的保底供电服务；

- (六) 按规定披露和提供信息；
- (七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构：

- (一) 组织售电市场交易，建设和运维售电市场交易平台；
- (二) 拟定相应电力交易实施细则；
- (三) 编制交易计划；
- (四) 负责批发市场主体的注册管理；
- (五) 提供批发市场交易结算依据及相关服务；
- (六) 监测和分析市场运行情况，不定期向省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办报告市场主体异常交易或违法违规交易行为，合同执行情况及处理建议；
- (七) 配合省发展改革委（能源局）和浙江能源监管办对市场运营情况进行分析评估，提出售电市场交易基本规则修改建议；
- (八) 配合开展市场主体信用评价，维护市场秩序；
- (九) 按规定披露和发布信息；
- (十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构：

- (一) 按调度管理权限负责安全校核；
- (二) 根据调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；
- (三) 向电力交易机构提供安全约束条件；
- (四) 合理安排电网运行方式，按照电力交易结果开展调度；
- (五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息；
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 市场准入与退出

第十三条 参与售电市场交易的发电企业、电力用户、售电企业，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可以参与相应电力交易。

第十四条 市场主体资格采取注册制度。参与售电市场的发电企业和电

力用户应符合国家、浙江省有关准入条件，在浙江电力交易机构完成注册后，可参与市场交易。浙江电力交易机构根据市场主体注册情况，及时汇总形成市场主体目录，并向浙江能源主管部门备案，及时向社会公布。

第十五条 发电企业市场准入条件：

（一） 依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）；新投产机组在取得电力业务许可证前，可凭项目核准文件先行办理注册手续，待取得电力业务许可证后再行补全；

（二） 符合国家产业政策，环保设施正常投运且达到环保标准要求；

（三） 并网自备电厂参与售电市场交易，须公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及政策性交叉补贴、支付系统备用费，并参与电网辅助服务与考核；

（四） 初期售电市场准入的发电企业为省内统调电厂；待条件成熟后，省外以点对网专线输电方式（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）向浙江省送电的发电企业，视同省内电厂（机组）参与浙江售电市场交易。

第十六条 电力用户市场准入条件：

浙江省内 10kV 及以上电压等级的电力用户。其中，110kV 及以上的电力用户统称为“批发市场用户”，可以选择参与电力批发交易或由售电企业代理参与电力零售交易；10kV 及以上、110kV 以下的电力用户统称为“零售用户”，由售电企业代理参与电力零售交易；具体放开行业根据国家有关规定和年度电力直接交易试点方案执行。电力用户参与市场实行负面清单管理，具体根据年度电力直接交易方案执行。

（一） 拥有自备电源的用户应当按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费等；

（二） 符合电网接入规范，满足电网安全技术要求；

（三） 微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

第十七条 售电企业市场准入条件：

（一） 按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格。

（二） 资产要求：

1. 资产总额不得低于 2 千万元人民币。

2. 资产总额在2千万元到2亿元人民币的售电企业,具体可从事的售电业务年售电量为:

Q 售电量=S 资产总额×30

Q 售电量:指售电企业可从事年售电量,单位:亿千瓦时;

S 资产总额:指售电企业资产总额,单位:亿元。

3. 资产总额在2亿元人民币以上的,不限制其售电量。

4. 拥有配电网经营权的售电企业,其注册资本不低于其总资产的20%。

(三)应具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台,能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。拥有10名及以上专业人员,掌握电力系统基本技术、经济专业知识,具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力,有三年及以上工作经验。至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。

(四)无不良信用记录,并按照规定要求做出信用承诺,确保诚实守信经营。

(五)拥有配电网经营权的售电企业应取得电力业务许可证(供电类),并符合其他有关规定

第十八条 参与市场交易的批发市场用户和零售用户两类电力用户,全电量进入市场,不得随意退出市场。电力用户合同周期内只能向一个售电企业购电,本规则另有规定除外。售电企业与电力用户合同期限到每年12月31日。

第十九条 市场主体在履行完所有交易合同和交易结算的情况下,可自愿申请退出市场。

第二十条 市场主体注册信息变更或者撤销注册,应向电力交易机构提出注册信息变更或撤销注册申请,经公示同意后,方可变更或者撤销注册,公示期为7个工作日。当已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时,给予一定整改期限,整改期限结束后,仍然不能满足市场准入条件的,经省发展改革委(能源局)和浙江能源监管办核实并从市场主体目录中剔除,电力交易机构负责撤销注册。

第二十一条 市场主体存在违反国家有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、发生重大违约行为、恶意扰乱市场秩序、未按规定履行信息披露义务、拒绝接受监督检查等情形的,由省发展改革委(能源局)、浙江能源

监管办根据职能组织调查确认，提出警告，勒令整改。拒不整改的，经过公示等有关程序后纳入涉电严重失信企业黑名单，强制退出市场的直接纳入黑名单，并书面通知电力交易机构和电网企业，由电力交易机构对市场主体进行强制注销，有关法人、单位和机构情况记入信用评价体系，不得再进入市场。构成行政违法的应当予以行政处罚，由浙江能源监管办依法调查处理。

第二十二条 符合准入条件但未选择市场交易的电力用户，仍执行目录电价。被强制退出市场的以及已参与后自愿退出市场的电力用户，原则上3年内不得再进入市场，由电力用户属地电网企业或其它拥有配电网运营权的售电企业履行保底供电义务，保底供电电度电价暂按政府核定的目录电价的1.2倍执行，超过目录电价部分收取的电费纳入偏差调整资金管理。

批发市场用户进入电力批发交易后自愿退出的，须售电企业代理参与电力零售交易。

第二十三条 市场主体被强制退出或者自愿退出市场的，按合同约定承担相应违约责任，电网企业要依法最大限度满足电力用户的用电需要。

第二十四条 售电企业因运营不善、资产重组或者破产倒闭等特殊原因退出市场的，应至少提前30个工作日通知省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办、电力交易机构以及电网企业和电力用户等相关方，并向电力交易机构提交撤销注册申请。退出之前，原则上售电企业应将所有已签订的购售电合同履行完毕，并处理好相关事宜，否则不得再参与市场。

电力用户无法履约的，应至少提前30个工作日书面告知电网企业、相关售电企业、电力交易机构以及其他相关方，并向电力交易机构提交撤销注册申请，原则上将所有已签订的购售电合同履行完毕，并处理好相关事宜。

第三节 市场注册

第二十五条 参加浙江售电市场交易的发电企业和电力用户（由售电公司代理的用户除外），按照承诺、注册、备案的流程，在电力交易平台办理市场注册手续，获取交易资格。

承诺流程：发电企业和电力用户按固定格式的信用承诺书，准确填写相关信息，由本单位法人代表签署并加盖单位公章。

注册流程：发电企业和电力用户在电力交易平台办理注册，填写包括企业基

本信息、商务信息、机组信息以及用电单元信息等注册信息，扫描上传公司营业执照等材料。电力交易机构在收到发电企业和电力用户的注册申请后，对注册信息资料进行形式检查，并将检查结果告知发电企业和电力用户。对资料提供不全或不规范的，发电企业和电力用户应按要求对信息和资料进行补充和完善。

备案流程：电力交易机构按月汇总发电企业和电力用户的注册情况，向省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办备案。

第二十六条 参加浙江售电市场交易的售电企业，按照“一承诺、一注册、一公示、三备案”的流程，在电力交易平台办理市场注册手续，获取交易资格。

“一承诺”：售电企业按固定格式的信用承诺书，准确填写相关信息，由本单位法人代表签署并加盖单位公章。

“一注册”：售电企业在电力交易平台申请注册，填写并提供包括企业工商基本信息、专业人员、公司资产、电力市场技术支持系统及经营场所等信息资料。电力交易机构在收到售电企业的注册申请后，对注册信息资料进行形式检查，并将检查结果告知售电企业。对资料提供不全或不规范的，售电企业应按要求对信息和资料进行补充和完善。电子资料形式检查合格后，售电企业按要求携带信用承诺书原件、相关资料原件及复印件，现场办理资料核对，核对通过的进入公示流程。

“一公示”：按规定将市场主体提交的满足准入条件的信息、材料和信用承诺书通过电力交易平台向社会公示，同步发“信用中国”网站，公示期为1个月。公示期满无异议的售电企业，注册手续自动生效。公示期存在异议的市场主体，注册暂不生效，市场主体可自愿提交补充材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，电力交易机构可向省直接交易试点工作小组办公室（省发展改革委（能源局））申请核实处理，由省直接交易试点工作小组办公室（省发展改革委（能源局））明确是否同意注册，并书面告知电力交易机构。

“三备案”：电力交易机构按月汇总售电企业注册情况向省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办和政府引入的第三方征信机构备案。

第二十七条 市场主体注册信息发生变化时，应在电力交易平台提出注册信息变更申请。电力交易机构完成信息变更形式检查后，注册信息变更生效。

第二十八条 售电企业的公司名称、法定代表人、资产总额等变更属于信息变更范畴。售电企业申请注册信息变更的，应再次履行公示手续。

第二十九条 市场主体需保证注册信息的真实性、完整性和准确性。如市场主体提供虚假注册材料、以及电力用户非法同时与多个售电企业在一个合同周期内签署购售电合同而造成的损失，均由责任方承担。电力交易机构收到市场主体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。

第四节 市场交易基本要求

第三十条 浙江售电市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是发电企业、售电企业、批发市场用户之间通过市场化方式进行电力交易活动的总称。电力零售交易是售电企业与零售用户开展的电力交易活动的总称。

第三十一条 电力批发交易可采用双边协商、集中竞价、平台挂牌等方式进行，其中电力交易双方的供需信息应在电力交易平台上发布。

（一） 双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成的交易。

（二） 集中竞价交易是指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量与成交价格等。

（三） 平台挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，根据集中竞价结果，分段申报、分段成交，经安全校核和相关方确认后形成的交易。

第三十二条 市场用户分为批发市场用户和零售用户，批发市场用户指可以参加电力批发交易的用电企业；零售用户指除批发市场用户以外、允许进入浙江售电市场的其他用电企业。所有准入的市场用户均须全电量参与市场交易，其全部用电量按市场规则进行结算。

第三十三条 现阶段，批发市场用户可以选择以下两种方式之一参与售电市场交易：

（一） 参加电力批发交易，即与发电企业开展年度双边协商交易，直接

参与月度集中竞价交易和平台挂牌交易。

(二) 参加电力零售交易，即全部电量在同一合同周期内原则上通过一家售电企业购电。选择通过售电企业购电的批发市场用户视同零售用户。

第三十四条 零售用户在同一合同周期内只可选择向一家售电企业购电。

第三十五条 同一投资主体（含关联企业）所属的售电企业，年度双边协商交易、月度集中竞价交易和平台挂牌交易总电量，原则上不应超过全省售电市场总电量的20%。

第三十六条 符合准入条件的发电企业可以与售电企业、批发市场用户签订年度双边协议，也可直接参与月度集中竞价交易和平台挂牌交易。发电企业参与售电市场交易的发电量折扣和用煤控制目标参照年度电力直接交易试点工作方案执行。

第三十七条 符合准入条件的售电企业可以代理电力用户参与售电市场，可以与符合准入条件的发电企业、电力用户签订年度双边协议，也可以直接参与月度集中竞价交易和平台挂牌交易。

第三章 交易价格

第三十八条 售电市场的交易成交价格由市场主体通过双边协商、集中竞价等市场化方式形成，第三方不得干预。

第三十九条 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易价格按照边际价格统一出清确定。

第四十条 发电企业的结算电价即为交易电价；市场用户结算电度电价由交易电价、输配电价（含线损及交叉补贴）、政府性基金及附加等构成。交易期间，国家调整我省上网电价的，各类交易价格不作调整。输配电价、相关政府性基金及附加等按国家及浙江省有关规定执行。市场用户参与售电市场交易继续执行峰谷分时电价、功率因素考核等电价政策。其中，峰谷分时电价按市场用户交易价格和对应的目录电价差值同幅增减。

第四十一条 集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可对报价设置上限；参与市场交易机组发电能力明显大于用电需求时，可对报价设置下限。

第四章 电力批发交易

第一节 交易时序安排

第四十二条 电力批发交易品种包括年度双边协商交易，月度集中竞价交易、平台挂牌交易等。

第四十三条 年度开展双边协商交易，市场主体根据交易结果，签订年度双边协商交易合同。

第四十四条 根据月度用电需求，组织开展月度集中竞价交易；集中竞价未成交部分组织购、售双向平台挂牌交易。

第二节 年度双边协商交易

第四十五条 参加年度双边协商交易的市场主体包括准入的发电企业、批发市场用户、售电企业。原则上年度双边协商交易应在年底前完成，售电市场启动时年度双边协商交易截止时间另行通知。

(一) 年度双边协商交易意向协议，购售电双方应约定年度交易总量及分月分解电量。

(二) 购售电双方约定交易价格。

第四十六条 年度双边协商交易启动前，电力调度机构向电力交易机构提供以下信息，通过电力交易平台等方式发布年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：标的年省内全社会、统调口径电力电量供需预测。

第四十七条 电力交易机构通过电力交易平台发布年度市场交易相关市场信息和交易公告，包括但不限于：

(一) 标的年省内全社会、统调口径电力电量供需预测；

(二) 标的年发电企业可参与年度双边协商交易电量的上限，电量上限由年度电力直接交易试点工作方案确定；

(三) 市场成员准入名单、交易开始时间、交易截止时间、交易总规模、结果发布时间等。

第四十八条 原则上每年11月初，年度双边协商交易开市。市场主体经过双边协商形成年度交易意向，并签署书面意向合同。

第四十九条 年度双边协商交易意向通过电力交易平台提交至电力交易机构，申报时间以交易公告为准。申报截止时间之前，市场主体可在任意时

间修改年度双边协商交易意向,但双边交易一方申报、另一方确认后不得再修改。

第五十条 年度双边协商协议应包括年度总量及全年各月的分解电量、交易价格等。

第五十一条 电力交易机构依据发电企业允许交易电量上限和批发市场用户、售电企业允许年度交易上限对年度双边协商意向进行规范性检查,形成年度双边协商无约束交易结果,并发布,同时转送电力调度机构进行发电侧安全校核。

第五十二条 电力调度机构原则上7个工作日内完成安全校核,并将校核结果及校核说明返回电力交易机构。

第五十三条 未通过安全校核的,由交易机构按照双边协商交易电量等比例调减,直至通过安全校核。

第五十四条 电力交易机构发布经过安全校核后的年度双边协商交易结果及安全校核说明。

交易结果发布后,交易双方签署正式年度双边协商交易合同。

第三节 月度集中竞价交易

第五十五条 原则上在每月25日前组织开展次月的月度集中竞价交易。

第五十六条 电力交易机构在不迟于交易日前的3个工作日前发布月度集中竞价交易预通知,包括交易的开市时间、交易主体范围等信息。

第五十七条 批发市场用户和售电企业在交易日的2个工作日前申报次月集中竞价电量需求,作为次月集中竞价可交易上限值。

次月集中竞价电量需求=次月用电预测-年度双边协商交易合同中该月合同量。次月集中竞价电量需求大于零时,开展次月月度集中竞价交易。

第五十八条 发电企业在交易日的2个工作日前申报次月集中竞价参与意向,意向包括本次交易本发电企业参与或不参与。申报截止时间前未申报视为不参与本次交易。

第五十九条 发电企业月度集中竞价电量上限按以下步骤确定:

(一) 根据批发市场用户和售电企业申报的次月集中竞价电量需求总量(Q月度),按照当年直接交易试点工作方案确定的上限比例(K直),确定发

电企业月度集中竞价电量上限总量（Q 总上限）。

$$Q \text{ 总上限} = Q \text{ 月度} \times K \text{ 直}$$

（二） 根据发电企业申报的参与次月集中竞价意向，确定月度全部发电企业装机总容量（MW 月总），确定各发电企业集中竞价申报电量上限。

某一发电企业月度集中竞价电量上限=（该发电企业装机容量/MW 月总）×Q 总上限。

第六十条 交易日的1个工作日前，电力交易机构通过电力交易平台发布次月集中竞价交易相关信息，包括但不限于：

（一） 月度集中竞价交易报价时间、报价规则等；

（二） 次月集中竞价交易总需求电量，即批发市场用户和售电企业申报的次月电量总需求（Q 月度）；

（三） 次月意向参与的发电企业名单及装机容量；

（四） 次月各发电企业申报上限电量；

（五） 次月发电机组、电网通道运行约束情况。

第六十一条 月度集中竞价交易申报要求如下：

（一） 发电企业、售电企业和批发市场用户均通过电力交易平台统一申报，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报；

（二） 卖方申报（发电企业）实行六段式报量、报价，每段电量不得超过其上限电量值的20%，报价价格逐段递增，每段价差不得小于3.0元/MWh；

（三） 买方申报（批发市场用户和售电企业）实行六段式报量、报价，每段电量不得超过其申报电量的20%，报价价格逐段递增，每段价差不得小于3.0元/MWh。

第六十二条 月度集中竞价交易排序与出清

（一） 月度集中竞价交易采用边际统一出清方式，按照“价格优先原则”对买方申报价格由高到底排序，卖方申报价格由低到高排序；

（二） 按市场边际成交价格统一出清，若买方与卖方边际成交价格不一致，则按两个价格算术平均值执行；

（三） 若出清价格由两家及以上报价确定，则按各家该报价段所报电量比例分配成交电量。

第六十三条 电力交易机构将无约束交易结果通过电力交易平台发布，并同时推送电力调度机构进行发电侧安全校核。

第六十四条 电力调度机构在3个工作日内完成安全校核，形成有约束交易结果。如存在未通过安全校核的机组，电力交易机构根据安全校核结果及集中竞价出清办法进行二次出清。

电力调度机构应将有关机组未通过安全校核的原因一并转交交易机构，由电力交易平台向市场主体发布。

第六十五条 电力交易平台向市场主体发布有约束交易结果和安全校核说明。

第六十六条 交易结果发布后，买方和卖方应及时对交易结果进行核对，若有问题应在1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构进行解释。逾期未提出问题的，视为无异议。交易出清后公告的各方交易结果，具备与纸质合同同等法律效力。

第四节 平台挂牌交易

第六十七条 月度集中竞价后，组织平台挂牌交易。集中竞价阶段的买方和卖方均可以挂牌，可分段申报、分段成交。买方、卖方可挂牌上限为集中竞价阶段上限值减去集中竞价成交电量。

第六十八条 同一笔挂牌电量被多个市场主体摘牌，则按照摘牌“时间优先”原则依序形成合同；若时间优先级相同，则按申报比例分配交易电量。电力交易平台即时滚动更新剩余交易空间。

第六十九条 市场主体申报总电量不得超过挂牌交易电量上限。

第七十条 挂牌交易闭市后，电力交易机构于第2个工作日对平台挂牌交易意向进行审核、汇总，形成平台挂牌无约束交易结果，并通过电力交易平台发布，同时推送电力调度机构进行发电侧安全校核。电力调度机构原则上在3个工作日内完成安全校核。未通过安全校核的，由电力交易机构按照平台挂牌交易电量等比例调减，直至通过安全校核。

第五章 电力零售交易

第七十一条 售电企业与零售用户签订购售电合同后，售电企业、零售用户需与电网企业签订三方合同（协议），并由售电企业登陆电力交易平台提

交绑定申请，填写相关信息，扫描上传三方合同（协议），电力交易机构通过电力交易平台推送给电网企业核实后完成绑定。

第七十二条 电网企业、售电企业和用户（包括批发市场用户、零售用户）签订三方合同（协议），合同中应包括但不限于以下内容：各方的权利和义务、用户在电网公司营销系统户号、计量表计编号及对应的用电性质，合同变更和终止程序以及违约责任等。

年度双边协商交易开市后，售电企业通过电力交易平台按规定的模板格式提交购售电合同。一个用户只能与一家售电企业签订购售电合同，合同有效期至每年12月31日。电网企业每月定期向电力交易机构推送所有参与中长期零售交易用户（含售电企业签约用户）的月度总用电量等相关信息，电力交易机构以此提供批发市场月度结算依据，推送电网企业进行结算。

第七十三条 用户变更售电企业包括用户与售电企业关系的建立、变更、解除。

（一）用户与售电企业建立购售电关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户与其他用户不存在转供用电关系；
3. 申请用户已与售电企业签订购售电合同以及三方合同（协议）；
4. 售电企业已在电力交易机构完成市场注册；

（二）用户与售电企业变更购售关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户拟转至的售电企业已在电力交易机构注册；
3. 申请用户应提供与原售电企业解除购售电合同及三方合同（协议）的证明材料；
4. 申请用户已与新售电企业签订购售电合同及三方合同（协议）。

（三）用户与售电企业解除购售关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户应提供与售电企业解除购售电合同及三方合同（协议）的证明材料。
3. 申请用户发生破产、清算等情况下解除购售电合同，按国家有关规定执行。

第六章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第七十四条 各市场主体应根据浙江能源监管办、电力交易中心提供的合同示范文本签订各类电力交易合同。

第七十五条 售电市场合同（协议）主要包括以下类型：

（一）电网企业、售电企业及其代理的电力用户签订三方购售电合同（含输配电价和政府性基金及附加）；

（二）售电企业与其代理的电力用户签订的购售电合同；

（三）发电企业与售电企业、电力用户签订的年度双边协商交易合同；

（四）电力交易机构出具的电力交易中标通知书有约束电力交易结果，与合同具备同等效力。

第二节 合同执行

第七十六条 电力交易机构根据年度双边协商交易合同中约定的月度电量分解安排和各类月度集中竞价交易成交结果，形成发电企业的售电市场交易电量月度发电安排。

第七十七条 电力调度机构负责根据经安全校核后的售电市场交易月度电量和其他发电计划，合理安排电网运行方式。

第七十八条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并于事后向省发展改革委（能源局）和浙江能源监管办书面报告事件经过。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

第三节 合同电量偏差处理

第七十九条 年度合同的执行周期内，在购售输电三方一致同意的基础上，保持后续月度总电量不变的前提下，允许在本月修改后续月的合同分月计划，修改后的分月计划需要提交电力调度机构安全校核通过后执行。

第八十条 批发市场用户或售电企业可以通过参与月度竞价交易等方式控制合同电量偏差。

第八十一条 发电企业、批发市场用户、售电企业售电市场的合同偏差电量，采取“月结月清”的方式结算偏差电量，不滚动调整。

第七章 计量和结算

第一节 计量

第八十二条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合国家技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第八十三条 电力用户应分电压等级分户号计量。同一个工商营业执照，有多个不同电压等级户号的电力用户，按照户号分别参加交易。

如计量点存在居民、农业等与工业电量混合计量的情况，应在合同中明确拆分方法。

为统计售电企业月度电量的偏差，应按照电网企业、售电企业与电力用户签订的三方购售电合同中明确的计量点，做汇总统计。

第八十四条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业和电力用户电能计量装置数据，并按照相关规定提交电力交易机构和相关市场成员。

第二节 结算的基本原则

第八十五条 电力交易机构负责向市场主体（不含电力零售用户）出具结算依据，市场主体根据相关规则进行结算。

第八十六条 各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变，并由电网企业承担用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第八十七条 发电企业售电市场电量电费与电网企业进行结算；售电企业电量电费按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第八十八条 电力用户的容量电价、政府基金及附加、输配电价、功率因素调整、峰谷比等按照电压等级和类别按实收取。

第八十九条 电力交易机构向各市场主体（零售用户除外）提供结算依据，包括以下部分：

（一）发电企业的结算依据。包括本月售电市场实际上网电量、每笔合同结算电量/电价、交易合同偏差电量/电价，每笔合同结算费用、交易合同偏差费用等信息；

（二）批发市场用户的结算依据。包括该用户分户号和电压等级的实际

用电量、每笔合同结算电量/电价、交易合同偏差电量/电价，每笔合同结算费用、交易合同偏差费用、总结算费用等信息；

(三) 零售用户的结算依据不由电力交易机构提供。售电企业根据电网企业提供的该用户分户号和电压等级的抄核电量，按照购售电合同约定，将包括分户号和电压等级的电量、电价以及偏差情况在内的结算方案，与零售用户核对确认后，形成售电市场零售用户电量结算依据，提供给电网企业进行结算。由售电企业代理的批发市场用户的结算依据按零售用户规定执行；

(四) 售电企业的结算依据由两部分组成，一是与发电企业签订的每笔合同结算电量/电价、交易合同偏差电量/电价，每笔合同结算费用、交易合同偏差费用等，由电力交易机构提供，电力交易机构与售电企业确认；二是由售电企业向电力交易机构提供其签约的电力用户每个户号的结算电量等，售电企业应保证提供与零售用户交易信息的准确性。上述两部分电费分别记账、结算；

(五) 电力交易机构将确认后的售电市场结算依据提供给电网企业，包括合同结算费用、交易合同偏差费用、总结算费用等；

(六) 市场主体接收电费结算依据后，应进行校核确认，如有异议在3个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第九十条 批发市场交易合同偏差费用由电力交易机构计算，并按规定提供结算依据，反馈给市场主体。批发市场用户交易合同偏差费用由电网企业在电费清单中单项列示；售电企业偏差调整电费纳入与电网企业结算范围，按照对冲抵消结果开具发票并单项列示；发电企业偏差调整电费在向电网企业开具上网或交易电费发票中扣减并单项列示。

第九十一条 售电企业可参照本规则在购售电合同中与零售用户约定交易合同偏差费用处理办法。

第九十二条 对于同一市场成员，多个用电户号共同签订售电市场交易合同的情况，按照各用电户号的实际用电量进行合同结算电量的拆分。

第三节 电力用户的结算

第九十三条 批发市场用户可以通过年度双边协商交易、合同分月计划调整、参加月度交易等方式，规避电量偏差调整风险；在此基础上，实际用电量与当月合同电量的偏差，纳入交易合同偏差费用。

第九十四条 批发市场用户电度电费参照其与发电企业签订的售电市场交易合同约定的分月计划进行结算，合同电量与实际用电量没有偏差，则批发市场用户电度电费结算价格为合同约定的价格；如有偏差，那么结算价格按下列规定执行。

其中：批发市场用户合同电量是指年度双边协商交易合同该月电量、月度集中竞价交易电量之和。

第九十五条 批发市场用户偏差调整结算：

（一）当批发市场用户实际用电量超过月度合同电量时，合同内电量按照合同约定电量和价格结算。超合同电量部分按用户目录电价进行结算，不进行偏差考核。具体不同用户结算价格按照第四十条规定执行。

（二）当批发市场用户实际用电量低于月度合同电量时，按照偏差比例分别处理如下：

1. 实际用电量在月度合同电量 95%至 100%之间时，实际用电量按照月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易电量和年度双边协商交易电量的顺序，以合同约定价格进行结算，不进行偏差考核；

2. 实际用电量在月度合同电量 80%至 95%之间时，实际用电量按照月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易电量和年度双边协商交易电量的顺序，以合同约定价格进行结算，低于 95%差值电量部分，按照当期浙江省燃煤机组标杆上网电价的 5%收取交易合同偏差费用；

3. 实际用电量在月度合同电量 80%以下时，实际用电量按照月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易电量和年度双边协商交易电量的顺序，以合同约定价格进行结算，低于 80%差值电量部分，按照当期浙江省燃煤机组标杆上网电价的 10%收取交易合同偏差费用，月度合同电量 80%与 95%之间的差值电量即 15%月度合同电量按照当期浙江省燃煤机组标杆上网电价的 5%收取交易合同偏差费用。

第九十六条 零售用户电度电费和交易合同偏差费用由其签约的售电企业出具结算方案，经零售用户确认后，提供给电网企业进行电费结算。交易合同偏差费用由售电公司代理参与批发市场的零售用户进行结算，由电网企业具体负责实施。

第四节 售电企业的结算

第九十七条 售电企业可以通过年度双边协商交易、合同分月计划调整、参加月度交易等方式，规避电量偏差调整风险；在此基础上，实际用电量与当月合同电量的偏差，纳入交易合同偏差费用。

第九十八条 售电企业参照其与发电企业签订的售电市场交易合同约定的分月计划进行结算，月度合同电量与实际用电量没有偏差，则售电企业电费结算价格为合同约定的价格；如有偏差，那么结算价格按下列规定执行。

其中：售电企业月度实际用电量是指与该售电企业签订三方合同（协议）、购售电合同的电力用户的月度实际用电量；月度合同电量是指年度双边协商交易合同该月电量与月度集中竞价交易电量之和。

第九十九条 售电企业偏差调整结算：

（一）售电企业月度实际用电量超过月度合同电量时，合同内电量按照合同约定价格结算。超合同电量部分结算价格按照浙江省燃煤机组标杆电价结算，不进行偏差考核。

（二）当售电企业实际用电量低于月度合同电量时，按照偏差比例分别处理如下：

1. 实际用电量在月度合同电量 95%至 100%之间时，实际用电量按照月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易电量和年度双边协商交易电量的顺序，以合同约定价格进行结算，不进行偏差考核；

2. 实际用电量在月度合同电量 80%至 95%之间时，实际用电量按照月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易电量和年度双边协商交易电量的顺序，以合同约定价格进行结算，低于 95%差值电量部分，按照当期浙江省燃煤机组标杆上网电价的 5%收取交易合同偏差费用；

3. 实际用电量在月度合同电量 80%以下时，实际用电量按照月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易电量和年度双边协商交易电量的顺序，以合同约定价格进行结算，低于 80%差值电量部分，按照当期浙江省燃煤机组标杆上网电价的 10%收取交易合同偏差费用，月度合同电量 80%与 95%之间的差值电量即 15%月度合同电量按照当期浙江省燃煤机组标杆上网电价的 5%收取交易合同偏差费用。

（三）售电企业与其代理的电力用户的交易合同偏差费用，由售电企业根据与电力用户的购售电合同约定进行结算。

第一百条 经营配电网业务的售电企业与电网企业之间的结算，在前文结算的基础上，按照供电线路电压等级和计量点实际电量，向电网企业支付输电费用。

第一百〇一条 经营配电网业务的售电企业与电网企业的结算，执行《有序放开配电网业务管理办法》。

第一百〇二条 交易机构根据市场运营情况，建立市场信用管理机制。现阶段，信用管理对象为参与售电市场的售电企业。售电市场保证要求和形式由电力交易机构制定实施细则。

第五节 发电企业的结算

第一百〇三条 发电企业按照签订的月度集中竞价交易电量、平台挂牌交易和年度双边协商交易电量的顺序，优先结算售电市场交易电量，不滚动调整。

第一百〇四条 发电企业月度可结上网电量大于其售电市场合同签订总电量时，售电市场电量按照合同价格进行结算。

第一百〇五条 因发电企业自身原因，其年度可结上网总电量小于年度双边协商交易和月度集中竞价交易电量之和，差额部分按照第一百零三条结算顺序，按其年度双边协商交易价格或月度集中竞价交易价格与当期浙江省燃煤机组标杆上网电价之差进行偏差调整，支付交易合同偏差费用。

第六节 电网企业的结算

第一百〇六条 批发市场中各市场主体的电度电费、交易合同偏差费用等结算依据由电力交易机构出具，电网企业根据电力交易机构提供的结算依据与市场主体进行电费结算。

第一百〇七条 对电力用户、售电企业、发电企业等收取的偏差调整资金由电网企业进行管理，实行收支两条线，专项补偿用于不可抗力因素导致的合同执行偏差费用等事宜。电力交易机构负责拟定合同偏差调整资金管理办法。

第七节 其他

第一百〇八条 发电企业因不可抗力欠发，售电市场相关合同仍参照发电企业欠发情况确定可结算电量，电力用户（含售电企业）因发电企业欠发

而超用部分形成的差额费用由偏差调整资金补偿，不收取其他考核分摊费用。

第一百〇九条 电力用户（含售电企业）因不可抗力少用，售电市场相关合同仍参照电力用户少用情况确定可结算电量，不进行偏差考核。

第一百一十条 市场主体因不可抗力造成偏差，经省发展改革委（能源局）认定后，在电力交易平台上提交偏差考核豁免申请。

第八章 信息披露

第一百一十一条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息，公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息，私有信息是指特定的市场成员有权访问并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第一百一十二条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

第一百一十三条 市场成员应该报送与披露包括但不限于以下信息：

（一）电力交易机构：交易约束条件及情况；交易电量执行，电量清算、结算等；每笔交易的公告，成交总体情况，成交结果公示等；电力交易计划和执行情况等；偏差电量责任认定、偏差调整资金收入及支出情况等。

（二）电力调度机构：输变电设备的安全约束情况；交易计划执行过程中因电网不可抗力造成的偏差电量责任认定情况；法律法规要求披露的其他信息。

（三）电网企业：发电总体情况、年度电力电量需求预测、电网项目建设进度计划信息、电网概况、检修计划、运行控制限额、输配电价标准、政府性基金及附加、输配电损耗率、电网安全运行情况、重要运行方式变化情况、新设备投产情况、机组非计划停运情况、机组启停调峰情况、机组调频调压情况、发电企业发电考核和并网辅助服务执行情况、电网电力供应和用电需求信息等。

（四）发电企业：公司名称、股权结构；发电企业的机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证等；已签合同电量、发电装机容量、剩余容量等；市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

（五）售电企业：公司名称、股权结构；市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

(六) 电力用户：公司名称、股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、年用电量、月度用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率等；直接交易需求、价格等信息；市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

第一百一十四条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责管理和维护电力交易机构网站，并为其他市场成员通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力交易平台、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第一百一十五条 能源监管机构、政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

市场合同成交价格、市场主体申报价格等信息属于私有信息，电力交易机构应在一定期限内保密。因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的，由省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办等组织调查并追究责任。

第九章 市场干预与中止

第一百一十六条 当出现以下情况时，省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办可做出中止售电市场交易的决定，并向市场交易主体公布中止原因。

- (一) 售电市场未按照规则运行和管理的；
- (二) 售电市场交易规则不适应市场交易需要，必须进行重大修改的；
- (三) 售电市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- (四) 电力交易平台、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；
- (五) 因不可抗力市场交易不能正常开展的；
- (六) 售电市场发生严重异常情况的。

第一百一十七条 电力调度机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预。电力调度机构进行市场干预应当向市场主体公布干预原因。

第一百一十八条 市场干预期间，电力调度机构、电力交易机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办备案。

第一百一十九条 当面临重大自然灾害和突发事件，省级以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急状态时，可暂停市场交易，全部或部分发电量、用电量应执行指令性交易，包括电量、电价，并免除市场主体的全部或部分违约责任。

第一百二十条 当市场秩序满足正常售电市场交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第十章 争议和违规处理

第一百二十一条 本规则所指争议是市场成员之间的下列争议：

- (一) 注册或注销市场资格的争议；
- (二) 市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- (三) 市场交易、计量、考核和结算的争议；
- (四) 其他方面的争议。

第一百二十二条 发生争议时，按照国家有关法律法规和国家能源局及浙江省的相关规定处理，具体方式有：

- (一) 协商解决；
- (二) 申请调解或裁决；
- (三) 提请仲裁；
- (四) 提请司法诉讼。

第一百二十三条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由浙江能源监管办按照《电力监管条例》等相关法律法规处理：

- (一) 提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- (二) 滥用市场支配地位，恶意串通、操纵市场；
- (三) 不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- (四) 市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- (五) 提供虚假信息或违规发布信息；
- (六) 泄露应当保密的信息；
- (七) 其他严重违反市场规则的行为。

第十一章 附则

第一百二十四条 售电市场交易的监管办法由浙江能源监管办另行制定。

第一百二十五条 本规则由省发展改革委（能源局）、浙江能源监管办负责

解释。

第一百二十六条 以往规定如与本规则不一致的，以本规则为准。

抄送：省国资委、省经信厅，省电力公司、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司、省电力交易中心，相关省内外发电企业、售电公司和电力用户。

浙江省发展和改革委员会办公室

2019年9月25日印发

（本文摘自《浙江省发展和改革委员会》）

2、【关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知】

自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知

（自然资规[2019]2号）

各省、自治区、直辖市及计划单列市自然资源主管部门、新疆生产建设兵团自然资源主管部门，中央军委后勤保障部军事设施建设局，国家林业和草原局，中国地质调查局及部其他直属单位，各派出机构，部机关各司局：

为落实党中央、国务院推进政府职能转变、深化“放管服”改革和优化营商环境的要求，现就以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的有关事项通知如下：

一、合并规划选址和用地预审

将建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见合并，自然资源主管部门统一核发建设项目用地预审与选址意见书（见附件1），不再单独核发建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见。

涉及新增建设用地，用地预审权限在自然资源部的，建设单位向地方自然资源主管部门提出用地预审与选址申请，由地方自然资源主管部门受理；经省级自然资源主管部门报自然资源部通过用地预审后，地方自然资源主管部门向建设单位核发建设项目用地预审与选址意见书。用地预审权限在省级以下自然资源主管部门的，由省级自然资源主管部门确定建设项目用地预审与选址意见书办理的层

级和权限。

使用已经依法批准的建设用地进行建设的项目，不再办理用地预审；需要办理规划选址的，由地方自然资源主管部门对规划选址情况进行审查，核发建设项目用地预审与选址意见书。

建设项目用地预审与选址意见书有效期为三年，自批准之日起计算。

二、合并建设用地规划许可和用地批准

将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证（见附件2），不再单独核发建设用地批准书。

以划拨方式取得国有土地使用权的，建设单位向所在地的市、县自然资源主管部门提出建设用地规划许可申请，经有建设用地批准权的人民政府批准后，市、县自然资源主管部门向建设单位同步核发建设用地规划许可证、国有土地划拨决定书。

以出让方式取得国有土地使用权的，市、县自然资源主管部门依据规划条件编制土地出让方案，经依法批准后组织土地供应，将规划条件纳入国有建设用地使用权出让合同。建设单位在签订国有建设用地使用权出让合同后，市、县自然资源主管部门向建设单位核发建设用地规划许可证。

三、推进多测整合、多验合一

以统一规范标准、强化成果共享为重点，将建设用地审批、城乡规划许可、规划核实、竣工验收和不动产登记等多项测绘业务整合，归口成果管理，推进“多测合并、联合测绘、成果共享”。不得重复审核和要求建设单位或者个人多次提交对同一标的物的测绘成果；确有需要的，可以进行核实更新和补充测绘。在建设项目竣工验收阶段，将自然资源主管部门负责的规划核实、土地核验、不动产测绘等合并为一个验收事项。

四、简化报件审批材料

各地要依据“多审合一、多证合一”改革要求，核发新版证书。对现有建设用地审批和城乡规划许可的办事指南、申请表单和申报材料清单进行清理，进一步简化和规范申报材料。除法定的批准文件和证书以外，地方自行设立各类通知书、审查意见等一律取消。加快信息化建设，可以通过政府内部信息共享获得的有关文件、证书等材料，不得要求行政相对人提交；对行政相对人前期已提供

且无变化的材料，不得要求重复提交。支持各地探索以互联网、手机 APP 等方式，为行政相对人提供在线办理、进度查询和文书下载打印等服务。

本通知自发布之日起执行，有效期 5 年。各地可结合实际，制订实施细则。

自然资源部

2019年9月17日

附件：

1. 附件 1-1 建设项目用地预审与选址意见书封面. jpg



2. 附件 1-2 建设项目用地预审与选址意见书内页. jpg

中华人民共和国

**建设项目
用地预审与选址意见书**

用字第_____号

根据《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国城乡规划法》和国家有关规定，经审核，本建设项目符合国土空间用途管制要求，核发此书。

核发机关
日期

项目名称	
项目代码	
建设单位名称	
项目建设依据	
项目拟选位置	
拟用地面积 (含各地类明细)	
拟建设规模	
附图及附件名称	

遵守事项

- 一、本书是自然资源主管部门依法审核建设项目用地预审和规划选址的法定凭据。
- 二、未经依法审核同意，本书的各项内容不得随意变更。
- 三、本书所需附图及附件由相应权限的机关依法确定，与本书具有同等法律效力。附图指项目规划选址范围图，附件指建设用地要求。
- 四、本书自核发起有效期三年。如对土地用途、建设项目选址等进行重大调整的，应当重新办理本书。

3. 附件 2-1 建设用地规划许可证封面. jpg



4. 附件 2-2 建设用地规划许可证内页. jpg

中华人民共和国	
建设用地规划许可证	
地字第_____号	
<p>根据《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国城乡规划法》和国家有关规定，经审核，本建设用地符合国土空间规划和用途管制要求，颁发此证。</p>	
发证机关 日 期	

用地单位	
项目名称	
批准用地机关	
批准用地文号	
用地位置	
用地面积	
土地用途	
建设规模	
土地取得方式	
附图及附件名称	

遵守事项

- 一、本证是经自然资源主管部门依法审核，建设用地符合国土空间规划和用途管制要求，准予使用土地的法律凭证。
- 二、未取得本证而占用土地的，属违法行为。
- 三、未经发证机关审核同意，本证的各项规定不得随意变更。
- 四、本证所需附图及附件由发证机关依法确定，与本证具有同等法律效力。

5. 附件 3 编号规则. doc

编号规则

证书实行全国统一编号。编号数字共 15 位，前 6 位数号码按照《中华人民共和国行政区划代码》（详见民政部网站 www.mca.gov.cn）执行，7-10 位数号码代表证书发放年份，11-15 位数号码代表证书发放序号。

（本文摘自《自然资源部》）