

国家能源局浙江监管办公室文件

浙监能市场〔2021〕2号

国家能源局浙江监管办公室关于印发《2020年浙江电力市场交易秩序重点监管报告》的通知

国网浙江省电力有限公司、浙江省能源集团有限公司、华能、大唐、华电、国家电投浙江分公司、国家能源集团浙江公司、华润电力东南大区、中核下属核电企业、浙江电力交易中心，各有关发电企业、售电企业：

根据《国家能源局关于印发〈2020年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2020〕26号）要求，我办于2020年5月至10月，组织开展了2019至2020年上半年浙江省电力市场交易秩序重点监管工作，形成了《2020年浙江电力市场交易秩

序重点监管报告》。现印发给你们，请各单位认真按照监管意见要求，举一反三做好整改工作。

附件：2020 年浙江电力市场交易秩序重点监管报告

国家能源局浙江监管办公室

2021 年 1 月 29 日

抄送：国家能源局市场监管司，浙江省发展改革委（能源局）。

国家能源局浙江监管办公室综合处

2021 年 1 月 29 日印发



附件

2020 年浙江电力市场交易秩序 重点监管报告

为贯彻落实好《国家能源局关于印发〈2020 年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2020〕26 号）、《关于加强电力中长期交易监管的意见》（国能发监管〔2020〕70 号）、《浙江电力市场监管实施办法（试行）》（浙监能市场〔2019〕17 号）等精神，国家能源局浙江监管办公室于 2020 年 5 月至 10 月，组织开展了 2019 至 2020 年上半年浙江省电力市场交易秩序重点监管工作。本次重点监管对象按照“双随机”方式确定，包括：国网浙江省电力有限公司、浙江电力交易中心有限公司、国网浙江综合能源服务有限公司、国电浙江分公司（现为：国家能源投资集团浙江电力有限公司）及其所属发电厂、售电公司等；监管内容涉及电力市场化交易、“三公”调度及跨省跨区交易、“两个细则”考核补偿、新建机组进入及退出商业运营管理、信息公开与信息披露、可再生能源全额消纳及消纳责任落实等 8 个方面。各受检单位高度重视，积极配合现场检查，按要求提供有关文件和资料，如实反映情况。现将有关情况形成监管工作报告。

一、基本情况

（一）电力供需情况

电力需求：2019 年，浙江省全社会用电量为 4706.22 亿千瓦时，同比增长 3.83%。其中：全行业用电合计 4065.27 亿千瓦时，同比增长 3.44%；城乡居民生活用电合计 640.95 亿千瓦时，同比增长 6.33%。

电力供给：截止到 2019 年底，浙江电网省统调装机容量达到 6221.20 万千瓦，同比增长 0.33%。其中：火电装机容量 5460.08 万千瓦，占总装机容量的 87.77%；水电装机容量 178.28 万千瓦，占总装机容量的 2.87%；核电装机容量 282.20 万千瓦，占总装机容量的 4.54%；光伏装机容量 249.56 万千瓦，占总装机容量的 4.01%；风电装机容量 51.08 万千瓦，占总装机容量的 0.82%。

浙江为外购电大省，受能源双控等影响，2019 年受电规模继续快速增长，共受入电量 1645 亿千瓦时，占全社会用电量 35.0%，同比增长 9.8%。

（二）电力交易情况

1、直接交易及发电权交易情况。2019 年，电力普通直接交易累计成交电量 1258 亿千瓦时，其中平台竞价 844 亿千瓦时，出清价格 0.3851 元/千瓦时。售电市场双边协商交易结算电量 26.75 亿千瓦时，成交均价为 0.3969 元/千瓦时。2019 年共开展

发电权交易 13 次，交易电量 54.73 亿千瓦时。2020 年 1-6 月，省内发电企业电力普通直接交易 898.33 亿千瓦时，共开展发电权交易 6 次，交易电量 48.76 亿千瓦时。

2、现货交易情况。2019 年-2020 年，浙江省共开展 3 次电力现货市场结算试运行，2019 年 9 月 20 日-26 日第一次结算试运行发电企业实际上网电量 31.44 亿千瓦时，全口径结算电费 13.44 亿元；2020 年 5 月 12 日-18 日，第二次结算试运行发电企业实际上网电量 48.86 亿千瓦时，全口径结算电费 21.02 亿元；2020 年 7 月 1 日-31 日，第三次结算试运行发电企业实际上网电量 195.46 亿千瓦时，全口径结算电费 82.43 亿元。

3、电力辅助服务开展情况。2019 年电力辅助服务“两个细则”考核总费用 1.20 亿元，补偿总费用 6.35 亿元；2020 年 1-6 月，考核总费用 1.01 亿元，补偿总费用 3.26 亿元。电力现货市场结算试运行期间，调频辅助服务采用与电能量深度耦合方式出清，同步实现结算试运行交易。调频市场三次结算试运行费用分别为 0.50、0.29、0.77 亿元。

（三）可再生能源全额消纳情况

2019 年浙江省内可再生能源消纳总量为 944.44 亿千瓦时，其中，省内可再生能源消纳 424.81 亿千瓦时，省间可再生能源消纳 519.63 亿千瓦时。2019 年可再生能源电力总量消纳责任权重为 20%、非水电可再生能源电力消纳责任权重为 6.7%。2020

年 1-6 月浙江省内可再生能源电力消纳总量 366.2 亿千瓦时，可再生能源电力总量消纳责任权重为 17.7%、非水电可再生能源电力消纳责任权重为 7.5%。

二、本次检查发现的主要问题

（一）未认真贯彻国家电力“三公”调度管理规定

一是国网浙江省电力有限公司调度机构（以下简称“省公司调度机构”）未按要求报送发电企业年度购售电合同实际执行偏差超过 2%的情况，不符合《国家能源局综合司关于学习贯彻〈国家发展改革委关于加强和改进发电运行调节管理的指导意见〉有关要求的通知》（国能综监管〔2014〕567 号）规定。根据 2019 年 12 月《关于调整下达 2019 年度统调燃煤电厂发电计划和发电用煤指标的通知》（浙发改能源〔2019〕492 号），北三电厂、乐清电厂 2019 年购售电合同偏差落后平均购售电合同进度超 2%。根据 1 月 21 日《关于调整确认 2019 年统调燃煤和天然气电厂发电计划的通知》（浙发改能源〔2020〕14 号），六横厂、牛山厂 2019 年购售电合同偏差超平均购售电合同进度 2%以上。上述情况省公司调度机构未做出合理解释。

二是国网浙江省电力有限公司错误统计年度购售电合同实际执行偏差数据。2019 年度电力交易与市场秩序报表中燃煤机组年度基数合同完成率统计时，未扣除同期电力直接交易电量，不符合《国家能源局综合司关于学习贯彻〈国家发展改革委关于

加强和改进发电运行调节管理的指导意见>有关要求的通知》(国能综监管〔2014〕567号)精神。

(二) 电力交易组织管理不规范

一是部分实际交易情况与交易公告不一致。1、国网浙江省电力有限公司个别市场化交易单交易时段超出交易公告的时段范围。2020年1月华东电网跨省电能交易单(KS-20200001-2)对应的交易时段为1月1-15日,超出《关于发布浙北-福州1000kV特高压交流输变电工程2020年年度交易成交结果的公告》的交易时段(《公告》中的交易时段为:1月2-15日)。2、浙江电力交易中心有限公司未按交易公告时限公布交易结果。2019年直接交易公告规定2月18日17:00前发布有约束出清结果,实际发布时间为4月1日。2020年浙江年度电力直接交易公告规定5月20日17:00前发布无约束交易结果,实际发布时间为5月22日;规定5月27日17:00前发布有约束出清结果,实际发布时间为6月2日。

二是个别安全校核不符合《电力中长期交易基本规则(暂行)》(发改能源〔2016〕2784号)、《发电权交易监管暂行办法》(电监市场〔2008〕15号)等规定。省公司调度机构在2019年6月份“以大代小”替代双边协商交易中的安全校核单意见为“安全校核不通过,一方面是目前外购电少送电量较大,后续不确定因素较多,统调燃煤电厂的年度基数发电计划有调整可能;另一

方面是受中美贸易战和气温不确定等因素影响，迎峰度夏期间(6月15日至9月15日)，省内电力电量供需形势尚不明朗；再一方面是建议迎峰度夏用电需求高峰过后再安排‘以大代小’替代交易。基于上述原因，本次被替代方电量调减为0亿千瓦时”。该笔交易校核意见未涉及交易时段通道阻塞管理，机组辅助服务限制以及不满足的校核参数等内容，未按规定向市场主体公布电网安全校核的相关参数条件，也未向我办报送。

三是跨区跨省交易合同签订不规范。1、部分跨省区交易合同逾期签订。2019年跨省（区）交易合同签订时间多数在2019年6月以后，其中2019年吉泉直流送华东年度交易合同签订时间为2020年1月，交易执行完成后，方才完成交易合同签订。2、部分年度购售电合同签订信息不完整。（1）2019、2020年签订的外购电合同或协议共计15份中，有14份的签订政策依据包含2017年已经废止的《跨省跨区电能交易基本规则（试行）》（办市场〔2012〕151号）。（2）2020年秦山二期、三期及方家山送浙江电能交易等5份合同和2019年浙江增购皖电东送电量年度挂牌交易合同中，均未签署签订日期。（3）2019年、2020年华东电网跨省电力交易单中输电方均未填写签订日期，部分交易单售电方、购电方未签署签订日期。

四是部分电力普通直接交易电费结算不规范。2019年度电力普通直接交易中，因信息披露机制不完善等原因，引发国网浙

江省电力有限公司与未签订直接交易合同(承诺书)的 22 家 35kV 以上电压等级的电力用户,按照电力普通直接交易方式开展电费结算,累计结算电量 31295.15 万千瓦时,与按照用户目录电价结算电费相比,降低用户电费支出 841.54 万元,不符合《2019 年度浙江省电力直接交易试点工作方案》(浙发改能源〔2019〕34 号)规定。

五是现货市场结算试运行必停机组设置存在问题。2020 年 7 月 23 日第三次现货结算试运行中省公司调度机构在日前市场将桐乡燃机#11、#12 机组设置为必开机组后,因机组缺陷无法开机,即将其设置为必停机组。

六是国网浙江省电力有限公司未按《浙江电力市场监管实施办法(试行)》(浙监能市场〔2019〕17 号)第三十三条等规定,于 2020 年 4 月 15 日前上报 2019 年度售电市场偏差调整资金收支情况报告。

(三) 未认真落实“两个细则”管理要求

一是省公司调度机构对部分黑启动机组考核补偿存在差错。未按《2019 年浙江电网 220 千伏黑启动方案》规定开展黑启动补偿,宁波溪口抽水蓄能电站 2 台黑启动机组,仅对其中 1 台机组开展了黑启动考核补偿。

二是部分发电企业黑启动管理不到位。宁波溪口抽水蓄能电站 1 号、2 号机组均为黑启动机组,2019 年该电站 2 号机组未按

省公司调度机构制定的《黑启动试验方案》开展黑启动试验。

三是部分非计划停运免考核不规范。2020年4月20日夏湖光伏因出线遇雷击跳闸导致整站失电，未经报告我办认定，省公司调度机构即以不可抗力为由予以免考核，不符合《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》规定。

四是未按要求完善“两个细则”技术支持系统。检查发现国网浙江省电力有限公司未按照《浙江省“两个细则”考核补偿执行情况专项监管报告》要求，完成“两个细则”系统升级改造，仍未实现差额资金分配功能。

（四）未认真贯彻执行《电网运行准则》等管理制度

一是省公司调度机构未按《电网运行准则》要求，实现宁波溪口抽水蓄能电站 AGC、AVC 闭环运行或使其具备闭环能力。

二是省公司调度机构未按《国家发展改革委关于促进抽水蓄能电站健康有序发展有关问题的意见》（发改能源〔2014〕2482号）规定，制定宁波溪口抽水蓄能电站的专用调度规程，明确规定该电站的调度原则、管理要求和具体运行指标等。

三是未按并网调度协议等要求实施调度管理。北仑第一发电厂有限公司两台 60 万千瓦机组的许可容量已于 2018 年 11 月变更为 63 万千瓦。省公司调度机构未按规定重新签订并网调度协议或补充条款，同时在两台机组并网调度协议载明容量仍为 60 万千瓦的情况下，按照两台 63 万千瓦机组实施调度。四是检修

计划管理不到位。国网浙江省电力有限公司未按《电网运行准则》6.3.2.4 规定，于每年 11 月底前向各设备运行维护单位发布次年发电设备检修计划。

（五）未认真落实《浙江电力市场监管实施办法（试行）》市场监管相关规定

一是浙江电力交易中心有限公司市场运营监控工作不深入。1、未对市场监控工作进行全面研究部署，未建立市场监控的相关指标体系，明确监控内容。2、未按规定定期向我办报送市场监控分析报告。3、2019 年市场交易出现个别售电公司参与零售交易后未在批发市场购电，个别售电企业未按规定结算电费 etc 市场异常，交易中心未能及时发现并报告有关情况。4、注册管理系统不完善，无法对市场注册审核时限进行监控。

二是省公司调度机构现货市场结算试运行运营监控管理不到位。1、未按照《关于做好浙江省电力现货市场第三次结算试运行市场运营监控有关工作的通知》（浙监能市场〔2020〕8 号）要求，于结算试运行完成后 15 日内报送运营监控情况报告。2、结算试运行期间出现了个别机组非停，线路跳闸等事件，省公司调度机构未按要求在运营监控日报中予以报送。

（六）机组进入和退出商业运营管理不规范

一是部分发电企业未按《关于贯彻落实国家能源局取消新建机组进入商业运营审批有关事项的通知》（浙监能市场〔2015〕1

号)精神,开展新建机组进入商业运营的自查自评。国电浙江分公司舟山风电未按照《风力发电场项目建设工程验收规程》形成启动验收委员会验收会议纪要,无法提供《并网后涉网试验验收合格报告》等资料。

二是部分在役机组退出商业运营管理不规范。1、浙江浙能镇海发电有限公司#3、#4 机组、神华国华(舟山)发电有限公司#1 机组分别于 2018 年 12 月和 2019 年 11 月实施关停,但未按规定办理退出商业运营手续。2、镇海电厂#3、#4 机组、舟山电厂#1 机组在未退出商业运营的情况下,省公司调度机构即同意机组退役,不符合《发电机组进入及退出商业运营管理办法》(电监市场〔2011〕32 号)精神。

三是国网浙江省电力有限公司未按《国家能源局浙江监管办公室关于贯彻落实国家能源局取消新建机组进入商业运营审批有关事项》(浙监能市场〔2015〕1 号)要求,每月汇总并报送全省新建机组进入商业运营的情况。

(七) 未认真执行可再生能源全额消纳管理等制度规定

一是省公司调度机构未按照《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第八条规定,制定符合可再生能源发电机组特性、保证可再生能源发电全额上网的具体操作规则,并报送我办。

二是可再生能源全额消纳责任权重统计存在差错。国网浙江省电力有限公司统计 2019 年、2020 年上半年可再生能源消纳权

重时，将华东统购统销水电重复计入浙江省水电消纳，不符合《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）规定。

三是国电浙江分公司舟山风电未如实报送可再生能源弃发电量。2019年11月、2020年7月国电浙江分公司舟山风电均发生因电网故障导致的弃风，累计损失电量100万千瓦时左右。2020年5月国电浙江分公司舟山风电、乐清正泰光伏均出现了非停考核，6月红山风电15台风机整组脱网。上述可再生能源发电企业均未按要求报送弃风、弃光情况。

四是省公司调度机构未按要求审查督促可再生能源发电企业弃水（光、风）情况。国电浙江分公司舟山风电、乐清正泰光伏、红山风电等部分可再生能源发电企业明显存在信息错漏，未按要求报送弃水、弃风情况时，省公司调度机构未按照《关于开展我省可再生能源发电企业（电站）弃水（光、风）情况报送工作的通知》（浙监能市场〔2016〕20号）要求，予以审查、督促。

（八）未认真落实售电公司独立运营等管理要求

一是个别发电企业下属售电公司未实现独立运营。国电浙江售电有限公司与国电浙江分公司合署办公，承担分公司营销部职能，售电公司人员均与国电浙江分公司签订劳动，售电公司员工工资等均由国电浙江分公司承担，“两块牌子、一套人员”，公司未挂牌，无独立经营场所。

二是国电浙江售电有限公司、国网浙江综合能源服务有限公司均未按照《浙江电力市场监管实施办法（试行）》（浙监能市场〔2019〕17号）规定，制定完善的售电服务制度。

三是国网浙江省电力有限公司未按照《浙江电力市场监管实施办法（试行）》规定，制定相应的工作规范，从人员、财务、办公地点、信息等方面确保参与市场交易的售电业务与其他业务独立运营。

四是部分售电公司信息变更不及时。国网浙江综合能源服务有限公司法定代表人于2020年4月23日变更，截至8月底仍未在浙江省电力交易中心办理注册变更。浙江大业能源管理有限公司初次注册时公司资产总额为2100万元，2019年末资产总额为158.8537万元，未按要求开展注册信息变更。

（九）信息报送与信息披露存在错漏、不及时问题

一是国网浙江省电力有限公司未按要求填报《电力交易与市场秩序报表》，未报送川电、秦山、皖电、宁夏、新疆等外来电年度送浙江交易记录。

二是省公司调度机构监管统计信息报送迟报问题突出，2019年1月至2020年6月（电网调度）发电机组运行情况表、电力电量平衡情况表未按规定在次月8日前上报，部分迟报时长超1个月。

三是国网浙江省电力有限公司未按《关于规范电能交易价格

管理等有关问题的通知》（发改价格〔2009〕2474号）精神，于每月20日前向各利益相关方公布上一月度的交易电量、送电价格、输电费用、输电损耗、购电来源、售电去向等交易情况。2019、2020年《电力交易与市场秩序报表》中未按规定披露跨省区交易信息详细情况。

四是省公司调度机构未按《电力调度机构信息报送与披露办法》如实填报有关信息。1、浙江电网主网500kV线路超190回、220kV线路超过1100多回，月报报表仅报送了80回左右220kV线路。2、2020年7月龙港市4次下发公告开展有序用电，停用有序用电对象的动力生产用电，仅保留办公用电、设备检修及保安用电负荷，总限电用户数超260多家，涉及10kV线路21条次，限电负荷超7.9万千瓦，损失电量17.85万千瓦时。省公司调度机构未按照《关于转发〈电力调度机构信息披露与报送办法〉的通知》（浙电监发〔2011〕57号）要求，报送当月10kV共用线路拉停条数及损失电量等情况。同时，当月“浙江电网调度信息月报报表”未如实填报此次有序用电相关情况。3、监管统计报送中镇海#5、#6机组于2019年1月已关停，舟山电厂#1机组2019年12月关停，但2019年报中均未按要求报送，未注明“退役”状态、未填写退役时间。

五是国网浙江省电力有限公司未按《电力企业信息披露规定》第六条规定向发电企业披露输电网结构等信息。

三、监管意见

我办针对此次重点监管发现的问题，共向被检单位下发责令整改通知书 7 份，涉及问题共计 51 项，要求各被检单位认真予以整改，分析原因并落实整改措施。对具备条件的问题事项，要求立查立改，对于暂不具备整改条件的，要求结合实际工作列出整改计划安排和时间表，有序推进整改措施落实。目前，各受检单位均上报了整改情况报告，部分问题已经完成了整改，对于拒不改正的问题事项我办将依法予以查处。结合本次重点监管情况，主要监管意见建议如下。

（一）强化责任落实，提高整改工作效率

各电力企业、售电公司、市场运营机构要高度重视本次重点监管检查发现的问题，举一反三，找准问题根源，确保整改措施落实到位，同时避免已经解决的问题出现反弹回潮。受检单位要认真组织本报告的学习，结合责令改正情况，逐条认领，分析原因，落实责任部门、责任人，采取切实有效措施限期予以整改，对尚未完成整改的问题要抓紧按照制定的整改计划落实整改措施，并于 2021 年 4 月 30 日前完成整改并报送相关材料。逾期未完成整改的，应当书面向我办报告原因，后续监管、现场检查中若继续出现本次检查涉及的类似问题，将认定为拒不改正，按《电力监管条例》等规定予以处理、处罚。此次现场检查未涉及的市场主体要对照本报告开展自查自纠，发现问题的应主动整改，避

免类似问题重复出现。

（二）调度机构要进一步做好相关调度规则、制度的落实工作

市场规则是规范市场运营的一系列规范、规则、规定、制度等的总称，是市场规范有序运营的基础，省公司调度机构要强化规则意识，依法依规落实调度“三公”要求。一是全面贯彻落实“三公”调度、《电网运行准则》等要求，要正确认识，主动适应电力体制改革要求，改进方式方法，不回避、掩盖矛盾问题，按照“三公”精神，准确统计发布、报送年度购售电合同执行偏差等“三公”指标。存在基数合同偏差超 2%或者存在统计计算困难等情况，应在正式发布报送前向我办报告。二是要进一步加强并网调度协议管理。全面开展自查，发现存在并网调度协议与机组实际数量、许可容量不一致的，应当及时重新签订并网调度协议或补充条款，并在 4 月 30 日前向我办报送自查结果。三是加强抽水蓄能电站调度管理，明确抽水蓄能电站调度原则、管理要求和具体运行指标等基础上，制定宁波溪口抽水蓄能电站的专用调度规程，充分发挥抽水蓄能电站调峰、调频等作用，优化电网运行。四是要规范开展发电权交易、电力直接交易、现货市场交易等各类交易的安全校核工作。要明确各类交易安全校核的原则、算法或计算模型等，应在交易申报截止前 24 小时向市场主体公布安全校核的相关参数条件并报我办，集中和双边发电权交

易未通过安全校核的应当说明原因并在校核完成后的 3 个工作日内报我办，确保安全校核规范有序和电力系统安全。

（三）市场运营机构应当进一步落实“谁运营、谁监控”职责，规范市场交易组织

一是要按照《浙江省电力市场监管实施办法（试行）》（浙监能市场〔2019〕17号）规定，加强市场运营监控管理，采取有效风险防范措施，加强对市场报价和运行情况、市场成员执行市场交易规则情况、网络阻塞情况、非正常报价、机组（AGC）非正常投退、市场结构化指标、市场异常事件等情况的监控分析，按规定提交市场监控分析报告。二是规范交易组织，对市场准入、合同备案等要严格按照规则组织开展，为市场主体提供可以预期的市场环境，提供公开、公平、公正的交易服务。各市场成员要做好信息披露工作，满足交易、调度、结算、支付等环节开展的信息披露要求，不因披露不足导致无法有效运行，也不能过度披露，影响市场主体合法权益。三是要严格按照交易公告组织开展交易，加强交易公告的权威性，确需对公告内容进行调整的，应提前向我办报告，同时向市场主体披露原因。

（四）电网企业要落实好相关合同签订与结算要求

国网浙江省电力有限公司要按规定加强交易合同（承诺书）签订和电费结算支付管理，严格执行国家相关价格政策。一是按照规定对于未签订直接交易合同的市场主体，不得开展直接交易

电费结算支付。本报告中指出的未签订 2019 年度电力普通直接交易合同（承诺书）的电力用户，应当按照目录电价结算电费，按规定追缴其与普通电力直接交易差额部分电费。二是要规范跨区跨省交易合同签订，做到按期签订，合同内容完善，并按规定向市场主体披露交易信息。确实存在问题或困难的，应在信息报送、披露或备案前的 5 个工作日内向我办报告有关情况。

（五）电力企业应进一步做好机组进入和退出商业运营有关工作

一是发电企业要按照规定，认真开展机组进入商业运营的自查自评，不具备进入商业运营条件的，应当按规定书面报告并申请核查。报告中存在问题的企业应当及时补充相关材料，满足进入商业运营要求。二是发电机组退出商业运营，应当按规定在计划中止商业运营前 30 日内提出申请，并提前与各方完成相关合同、协议的清算和解除工作。三是国网浙江省电力有限公司应当落实有关工作要求和信息报送责任，按规定格式每月如实汇总新建机组进入商业运营情况，确保新建机组进入商业运营规范有序。四是省公司调度机构做好在役机组退出商业运营有关制度落实情况，确保发电机组退役前，应当先行退出商业运营。

（六）切实做好信息披露及报送有关制度落实

一是市场运营机构要充分利用信息披露机制，规范披露信息数据的方式和形式，建立和完善市场运营监控信息系统（模块），

集中统计发布市场主体、电网企业披露的各类信息，综合分析研判市场运行状况，及时发现市场异常行为、异常事件等并及时报告。二是国网浙江省电力有限公司要落实电力交易与市场秩序信息报送有关文件要求，如实填报《电力交易与市场秩序报表》，按规定披露电网网架信息等，针对检查发现的问题，及时补充完善报表，确保信息完整、准确。三是省公司调度机构要按照《电力调度机构信息报送与披露办法》等精神，全面、如实报送或报告网络阻塞、网络故障、电力电量平衡、有序用电、线路潮流情况等有关数据信息、情况。四是各市场成员要提高对监管统计工作重要性的认识，提高报送的准确性和及时性，着力避免迟报、漏报、错报。

（七）深入贯彻落实可再生能源全额保障性收购有关政策

一是要按照国家有关规定，科学合理地组织负荷实测、电网检修、调度日计划方式安排和实时调度等各项工作，除因不可抗力或者危及电网安全稳定的情形，不得人为限制可再生能源发电出力。二是可再生能源发电企业要全面如实报送弃发电量、原因等信息，落实好可再生能源发电企业弃水（光、风）的报送主体责任。三是省公司调度机构要按规定加强对可再生能源发电企业（电站）弃水（光、风）情况报送的督促指导工作，报送情况明显与实际不符的，应当及时要求补充完善，同时报告我办。发现因电网原因导致弃水（光、风）的，应逐条逐次作出具体说明并

提出下一步改进措施，与《可再生能源发电企业（电站）弃水（光、风）情况表》一并报送。四是国网浙江省电力有限公司要进一步加强可再生能源消纳责任权重的统计管理，进一步提高统计数据的准确性，确保统计过程不错、不漏、不重。

（八）进一步提高“两个细则”考核补偿管理的规范性

一是进一步加强考核补偿工作的严肃性。应当纳入考核的机组、考核项目不得无故退出考核或免予考核。二是省公司调度机构要加强对机组黑启动的管理，避免出现黑启动机组未按规定开展黑启动试验，对于拒不按要求开展相关试验的发电企业应及时报告我办。三是进一步规范机组“免考核”工作，规范“免考核”工作流程，严格按照规定的程序 and 标准实施免考核。四是进一步优化“两个细则”考核补偿技术支持系统，按规定做好调试差额资金分配工作，规范管理调试差额资金。五是发电企业要落实机组辅助服务管理有关要求，切实承担机组辅助服务责任。宁波溪口抽水蓄能电站应当及时开展机组 AGC、AVC 改造，及时具备闭环运行能力，并按规定开展黑启动试验。

（九）市场成员应加快落实售电公司独立规范运营有关要求

售电公司独立规范运营，尤其是电网企业、发电企业所属售电公司独立运营是保障售电市场公平竞争的重要基础。一是国网浙江省电力有限公司应当按规定，尽快从人员、财务、办公地点、信息等方面确保参与市场交易的售电业务与其他业务独立运营，

制定相关工作规范并向社会公布，进一步提高售电市场公平性。二是发电企业（集团、分公司、省级公司等）应当按规定做好相关工作，确保下属售电公司独立经营，落实下属售电公司人员、资产、场地等，避免售电公司人员与发电企业（集团、分公司、省级公司）合署办公、兼职从业，界面不清。三是售电公司要做好规范经营，持续满足准入条件，按规定如实报送和披露信息，切实按市场规则参与市场交易。