

特急

国家能源局综合司文件

国能综通监管〔2021〕99号

国家能源局综合司关于强化市场监管 有效发挥 市场机制作用 促进今冬明春 电力供应保障的通知

各派出机构，国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心，北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司：

党中央、国务院高度重视当前能源供应保障工作，中央领导同志多次做出重要指示批示，确保经济社会平稳运行，确保能源安全保供，确保人民群众温暖过冬。为完整准确全面贯彻新发展理念，强化市场监管，有效发挥市场机制作用，促进今冬明春电力供应保障工作，经认真研究，现就有关事项通知如下。

一、充分发挥电力中长期交易稳定作用

（一）抓紧修订各地交易规则。各派出机构要会同地方政府有关部门和市场管理委员会等单位抓紧组织修订各地电力中长期交易实施细则相关条款，可采取补充通知等方式调整、细化有关内容，将深化燃煤发电上网电价市场化改革政策落实到位，按要求放开市场准入和扩大市场交易价格浮动范围。

（二）强化中长期合同电量履约。各派出机构要加强电力中长期交易合同电量履约监管，形成稳定的送电潮流，严禁发生未经送受双方协商一致随意减送或终止送电的行为，充分发挥电力中长期交易稳定电力、电量总体平衡的作用。鼓励市场主体自主协商签订补充协议，约定交易价格或浮动机制，相关部门和单位不得强制干预。

（三）优化交易组织执行。电力交易机构要根据供需形势变化和市场主体诉求，增加交易品种、缩短交易周期、提高交易频次，在年度、月度交易的基础上开展月内（周、多日）交易，为市场主体增设短期调整交易电量的市场渠道。电力调度机构、电力交易机构加强调度和交易环节的有序衔接，规范交易组织，提高交易效率。

（四）积极推进跨省跨区送电协议签订。各派出机构要会同配合地方政府有关部门认真落实国家电力战略规划，指导送受双方按照“利益共享、风险共担”的原则，尽快协商确定送受电电力和电量，送电价格可参照受端地区市场交易价格浮动幅度调整，切实发挥好输电通道送电能力。送电价格暂时无法达成一致的，可按照临

时电价先结算再清算，若无临时电价可参照最近一次交易价格结算、事后清算，或先送电后清算。

（五）增强合同调整灵活性。在受端地区电力供应出现缺口时，原则上送端应严格按合同约定送电；在受端地区相对宽松而送端供应紧张时，可协商调整合同电力电量执行方式，电力调度机构、电力交易机构要适时组织市场主体规范做好相关调整工作。鼓励市场主体通过合同转让、回购、置换等方式调整交易合同电量，减少电量偏差。

二、更好发挥电力辅助服务市场调节作用

（六）加大发电机组并网运行考核力度。各派出机构要于11月20日前抓紧修订调整“两个细则”相关条款、参数，严格落实“两个细则”考核要求，对能源保供期间非计划停运机组可以实行原标准2-5倍考核力度，抑制机组随意非计划停运，促进机组满发稳发、应发尽发。

（七）充分调动区域内省间辅助服务资源互济能力。相关派出机构要加快建立健全区域和川渝一体化调峰、调频、备用市场，运用市场化价格机制引导市场主体主动提供辅助服务，充分发挥市场配置资源、调剂余缺的作用，最大限度挖掘和整合系统潜力。

（八）推动辅助服务成本向用户侧疏导。各派出机构要尽快明确用户参与的辅助服务费用形成机制，指导电网企业和电力交易机构在2022年市场化交易电价中单列辅助服务费用。

（九）激发需求侧等第三方响应能力。贯彻落实《2030年前碳

达峰行动方案》有关要求，结合用户侧参与辅助服务市场机制建设，全面推动高载能工业负荷、工商业可调节负荷、新型储能、自备电厂、电动汽车充电网络、虚拟电厂、5G 基站、负荷聚合商等参与辅助服务市场，激励需求侧主动参与系统调节，减少系统运行峰谷差。

三、有效发挥紧急状态下跨省跨区支援作用

（十）建立健全应急调度机制。电力调度机构在电力系统出现保安全、保平衡需求，且市场化交易手段均已用尽后仍未完全解决问题时，可规范开展日前、日内应急调度，兜底保障电力电量平衡。通过新增临时交易、调减已有电力中长期交易等方式增减调度计划，统筹全网资源实现优化互济，按相关规则规定结算费用，原则上按相应时段的相关市场交易价格高价结算，体现稀缺价值。

（十一）明确应急调度边界条件。电力调度机构要按相关规定，结合各地实际情况，明确应急调度启动的边界条件和具体标准，做好与电力中长期市场、现货市场和辅助服务市场的有序衔接。根据运行需要，规范及时启动应急调度，做好原因和实施情况记录，及时向送受两端相关市场主体披露详细原因、实施启动终止时间、交易过程及结果等信息，并按要求向国家能源局派出机构和地方政府有关部门书面报告事件经过、信息披露等情况。

四、加强市场交易秩序监管

（十二）规范电力市场交易。各派出机构要加强电力市场交易秩序监管，督促电网企业和电力调度机构、电力交易机构及各类市场主体严格执行国家电价政策，遵守市场交易规则，完善交易组织

流程，强化安全校核，及时足额结算电费，规范组织开展市场化交易。

（十三）夯实市场运营机构主体责任。各派出机构要指导市场管理委员会建立市场自律监督工作机制，督促电力调度机构、电力交易机构采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况监控分析，做好电力电量平衡，合理安排检修计划，按规定做好信息披露和报送工作，确保各市场主体应知尽知。

（十四）加强非计划停运机组监管。各派出机构要会同地方政府有关部门和电力企业做好并网机组调度运行管理，协同做好非计划停运机组故障分析工作，明晰机组停运原因，建立非计划停运预警机制，督促非计划停运机组在确保安全的前提下及时启动并网，有效缓解煤电机组出力受阻。

（十五）加大违规行为查处力度。各派出机构要及时纠正以降价为目的的专场交易、设置不合理准入门槛、不当干预市场、限制市场竞争等行为，依法查处违规行为，配合地方政府有关部门严肃查处市场主体价格串通、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为。充分发挥 12398 能源监管热线作用，做好投诉举报处理工作。

五、加强并网燃煤自备电厂监管

（十六）督促自备电厂应开尽开。各派出机构要督促地方政府有关部门加强自备电厂监督管理，能源保供期间，电力调度机构和电网企业应督促燃煤自备电厂机组开机时间不得低于前三年平均利用小时数，拥有自备电厂的企业从电网购电量不得超过前三年平均

购电量，购电价格严格执行国家政策规定。

（十七）规范自备电厂购电行为。在电网启动有序用电或需求侧响应期间，原来反送电网或未从电网购电的，不得从电网购电；原来从电网购电的，不得超过自备机组正常启动时历史下网最小电力值。

（十八）加强高耗能行业自备电厂管理。对于违反相关规定的高耗能行业自备电厂，电力调度机构在紧急情况时，在维持正常保安用电的前提下，可按照《电网调度管理条例》《有序用电管理办法》等规定，对高耗能行业用户采取相关措施。

六、加强电网企业代理购电监管

（十九）研究建立工作机制。各派出机构要会同地方政府有关部门和市场管理委员会等单位抓紧研究开展对电网代理购电的监管工作，重点围绕电网代理购电的市场交易、信息公开、电费结算、服务质量等关键内容实施监管，积极推动工商业用户直接参与电力市场交易，不断缩小电网企业代理购电范围。

（二十）规范代理购电行为。各派出机构要督促电网企业规范代理购电行为和方式流程，严格执行市场交易规则和价格机制，优先发电中的低价电源应优先保障居民、农业用户用电，严格按照规定对特定用户执行差别化的代理购电价格，全面保障代理购电服务质量。

各单位要切实提高政治站位，加强协同配合，形成工作合力，落实相关工作要求，将今冬明春能源保供作为重点工作抓紧抓实。

要充分挖掘电力供应保障能力、激发系统调节潜力、优化资源配置，促进电力平稳有序供应和系统安全稳定运行。鼓励各地坚持系统思维和底线思维，因地制宜探索创新市场机制和工作措施，总结提炼并适时推广典型经验做法，形成规范化、制度化模式。工作中如遇重大情况，应及时报告。



（主动公开）