

# 江苏省发展改革委关于开展负荷快速响应能力 建设工作的通知

苏发改规发〔2026〕1号

各设区市发展改革委,省电力公司:

根据《电力需求侧管理办法(2023年版)》《江苏省电力条例》等文件要求,为充分挖掘和释放需求侧灵活资源潜力,提升电力系统应急调节能力与安全稳定运行水平,现就负荷快速响应能力建设工作有关事项通知如下。

## 一、明确应用场景

坚持市场化导向,积极引导具备条件的负荷资源参与快速响应,随时应对电网关键设备故障、局部输电断面过载、新能源出力骤降导致的短时功率缺额等突发紧急场景,快速削减特定时段用电负荷,逐步构建并完善“热备用”快速响应负荷资源库,为电网安全稳定运行提供实时、可靠支撑。

## 二、鼓励多元主体参与

支持虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体整合分散的用户侧资源以聚合体形式统一接入、统一响应,提升资源利用效率和专业运营水平。鼓励用户侧储能、非工空调、电动汽车充电桩、智能微电网等优质负荷资源通过技术创新与模式创新以直接控制方式参与快速响应,实现与电网的智能互动。鼓励大型工业用户根据自身负荷特性与调节能力以直接控制方式或自主响应方式接入新型电力负荷管理系统,形成可监测、可验证、可控制的快速响应能力。

## 三、强化安全保障

所有快速响应负荷资源均应接入新型电力负荷管理系统,具备负荷独立监测条件,满足相关安全技术标准,并逐步接入生产控制区实现在线监测。直控型资源,应满足与新型电力负荷管理系统双向通信安全标准、设备控制安全防护标准等,确保控制的实时性、准确性与安全性。自控型资源,应满足规范

操作安全管理标准,配备有资质的专业操作人员,制定内部操作预案(规程)。

#### 四、实施市场化激励

开展快速响应负荷市场化错峰并给予激励。拥有快速响应负荷资源的主体自主申报,按照“价格优先、容量优先”方式出清。考虑直控型与自控型部署成本不同,执行差异化的申报上限,参与2026年首次申报时,直控型申报上限暂定为15元/千瓦时,自控型申报上限暂定为10元/千瓦时;后续将结合调控需求、系统建设进展、用户响应程度等因素,持续优化申报上限。相关资金需求优先从全省尖峰电价增收资金中列支。参与并中标的负荷快速响应资源在同一时段内不得重复参与需求响应。鼓励具备快速响应能力的负荷资源主体积极参与电能量市场、辅助服务市场等,按市场规则获取更多经济收益。

#### 五、规范组织实施

各设区市发展改革委要加强组织协调,规范开展负荷快速响应能力建设,会同当地供电公司通过开展座谈、走访等方式宣传负荷快速响应能力建设的重要性和必要性,提高电力用户的认知度和参与度,为能源电力安全保供和全社会绿色低碳发展营造良好氛围。鼓励各地基于本地实际,配套出台地方性激励措施,进一步提高电力用户参与的积极性。各地各部门要统筹建立舆情监测和分析机制,做好舆情防控相关工作。

本通知自2026年6月23日起生效,有效期至2029年7月13日。

- 附件:1. 江苏省负荷快速响应能力建设实施方案  
2. 江苏省快速响应负荷市场化错峰管理协议(独立用户版本)  
3. 江苏省快速响应负荷市场化错峰管理协议(虚拟电厂/负荷聚合商版本)

江苏省发展改革委

2026年5月21日

## 附件 1

## 江苏省负荷快速响应能力建设工作方案

### 一、快速响应负荷定义及分类

快速响应负荷是指能够按照电网调控需求,在 0.5 小时内完成功率调整的负荷资源,分为直控型资源和自控型资源。

直控型资源是指通过新型电力负荷管理系统直接调控的负荷资源,包括智能微电网、用户侧储能、电动汽车充电桩、具备智慧调节能力的非工楼宇空调以及具备直控能力的聚合资源(含虚拟电厂、负荷聚合商)等。

自控型资源是指用户在接到指令后通过内部控制系统或现场操作方式自行调控负荷,主要为钢铁、水泥、金属制品等具备快速负荷中断能力的大型工业可调资源。

### 二、申请条件

快速响应负荷市场化错峰参与主体包括电力用户、虚拟电厂运营商、负荷聚合商等。

#### (一)电力用户

电力用户应当具有独立省内电力营销户号,具备完善的负荷管理设施及用户侧开关设备且运行状态良好,相关用户或设备设置独立计量点,已实现电能在线监测,并接入江苏省电力需求侧管理平台和新型电力负荷管理系统。

#### (二)虚拟电厂运营商、负荷聚合商

虚拟电厂运营商及负荷聚合商应当具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任。在接收电网通知后,能够实现对代理用户可调节负荷、储能、电动汽车等需求侧资源的调控。

#### (三)其他要求

1. 电力用户及其所属的可调节资源仅能独立,或被唯一虚拟电厂运营

商、负荷聚合商代理参与快速响应负荷市场化错峰。电力用户、虚拟电厂运营商、负荷聚合商等主体可选择直控或自控方式(仅限其中一种方式)参与快速响应负荷市场化错峰。

2. 拥有空调、储能、充换电设施、数据中心、基站、蓄冰制冷装置、微电网等其他具备可调节负荷的用户可通过独立户号、虚拟电厂运营商或负荷聚合商参与快速响应负荷市场化错峰。鼓励用户对不同品类负荷资源安装监控终端接入新型电力负荷管理系统,具备单一品类资源独立参与快速响应负荷市场化错峰能力。

3. 增量配电网区域内的电力用户参与快速响应负荷市场化错峰,与上述不同主体申请参与条件相同,对暂未接入新型电力负荷管理系统的用户由增量配电网集中申报。

### 三、职责分工

(一)省发展改革委负责全省快速响应负荷资源建设工作,牵头研究制定并完善工作实施方案,负责省电力需求侧管理平台功能建设完善,指导省电力公司、省负荷管理中心组织开展快速响应负荷市场化错峰。省电力公司负责电力供需平衡监测预警,规范启动市场化错峰,开展激励所需资金结算,指导市、县(市、区)供电公司做好快速响应负荷市场化错峰用户摸排、审核、能力评估、协议签订工作。省负荷管理中心负责快速响应负荷市场化错峰申报公示、出清、信息发布等工作,监测评估市场化错峰执行情况并向省发展改革委、省电力公司报备;制定快速响应负荷市场化错峰成效计算标准,分析错峰成效、统计激励所需资金。

(二)各地发展改革委负责牵头开展本地区快速响应负荷资源建设工作。各地供电公司负责本地区快速响应负荷市场化错峰用户摸排、审核、能力评估、协议签订工作,开展直控用户调控,做好参与用户电话提醒与用电安全服务工作,指导用户编制市场化错峰内部操作预案。各地负荷管理中心负责本地区快速响应负荷市场化错峰执行监测评估与报备工作,统计分析本地区错

峰成效和激励所需资金。

(三)电力用户(含微电网)、负荷聚合商、虚拟电厂运营商负责加强直控能力或自控能力建设,接受新型电力负荷管理系统直控指令或制定并熟练掌握内部自控操作预案,积极配合开展新型电力负荷管理系统接入与分路负荷控制接入,履约实施市场化错峰。

#### 四、业务流程

##### (一)组织申报

快速响应负荷市场化错峰每年度申报一次。省电力需求侧管理平台发布快速响应负荷市场化错峰工作公告,明确相关要求。

意向申报的电力用户应充分考虑流程工艺、安全生产等因素,合理安排生产,制定内部操作预案。各地发展改革委、供电公司应指导电力用户编制市场化错峰管理预案。

用户通过省电力需求侧管理平台报量报价,反馈可控设备、可调能力及意向激励标准,并上传内部操作预案。

##### (二)调控性能测试

各地供电公司在发展改革委指导下,对已申报用户开展一次调控性能测试,测试时间优先选择晚峰期间(17:00-22:00),测试能力规模不低于相应时段申报值的20%。直控型资源接入新型电力负荷管理系统的技术架构须至少支持以下一种模式:“云云”对接<sup>1</sup>、“云边”协同<sup>2</sup>、“端到端”直连<sup>3</sup>。直控型资源调控性能测试包括系统联调测试、调控时长测试、调控精度测试。开展直控系统与新型电力负荷管理系统联调测试,确保被控设备能够接收电网调控指令,联

---

<sup>1</sup> “云云”对接模式:通过新型电力负荷管理系统与聚合商或虚拟电厂的调控平台对接,适用于通过负荷聚合商/虚拟电厂实现用户侧资源灵活调控的场景。

<sup>2</sup> “云边”协同模式:通过新型电力负荷管理系统与用户能量管理系统对接,适用于大型工业用户、园区微网等自身已具备较完善本地能量管理系统的场景。

<sup>3</sup> “端到端”直连模式:通过新型电力负荷管理系统,直接调控可调设备。

调测试整体调控所需时长满足0.5小时以内要求,调控精度满足目标调控规模90%-150%的要求。测试完成后出具直控型调控性能测试报告,有效期为一年,作为直控型资源《快速响应负荷市场化错峰管理协议》签订的依据。

自控型资源调控性能测试包括预案演练、调控时长测试、调控精度测试。开展用户可调设备类型、生产排班等信息现场核对,综合评估申报错峰能力合理性,现场查看市场化错峰内部操作预案并指导用户开展预案演练测试,演练测试整体调控所需时长满足0.5小时以内要求,调控精度满足目标调控规模80%-120%的要求。测试完成后出具自控型调控性能测试报告,有效期为一年,作为自控型资源《快速响应负荷市场化错峰管理协议》签订的依据。

### (三)协议签订

各设区市发展改革委组织申报用户(负荷聚合商/虚拟电厂)、供电公司三方签订《快速响应负荷市场化错峰管理协议》(详见附件2、附件3)。跨地市聚合资源的虚拟电厂或负荷聚合商须与资源所在设区市的发展改革委、供电公司签订三方协议。市场化错峰管理协议中应明确调控方式(直控型/自控型)、调节能力、调控时段、调控负荷类型(储能/充换电/生产负荷/辅助生产负荷/非生产负荷等)等关键信息。

### (四)申报审核

用户完成协议签订后,登录省电力需求侧管理平台完成协议和性能测试报告上传,市供电公司、市发展改革委、省电力公司、省发展改革委依次开展线上审核。审核结束后,按照“价格优先、容量优先”原则,分别排定直控型和自控型用户参与次序,并在省电力需求侧管理平台公示,具体要求在每年的负荷快速响应实施工作通知中予以明确。

### (五)执行流程

1. 决策启动。因电网关键设备故障、局部输电断面过载、新能源出力骤降导致全省(含多地)或局部区域日内突发电力供应紧张,在采取增开备用机组、调用发电侧各类资源等手段后仍无法平抑缺口,经研判可用快速响应负荷

资源基本覆盖剩余缺口时,由省调控中心提出启动快速响应负荷市场化错峰需求,明确错峰目标规模、错峰时段,并向省发展改革委报告,确定调用资源类型(直控型或自控型)。

当局部区域存在突发供电缺口,各设区市发展改革委有权决策启动本地区快速响应负荷市场化错峰,但事前应报省发展改革委、省电力公司同意后实施。

2. 调用清单生成与执行通知。省负荷管理中心根据错峰目标规模、错峰时段、错峰时长,依托新型电力负荷管理系统开展用户“一键排序”<sup>4</sup>、错峰信息“一键发布”<sup>5</sup>至市、县(市、区)负荷管理中心。省、市、县(市、区)负荷管理中心依托新型电力负荷管理系统开展直控型资源“一键调控”<sup>6</sup>、自控型资源“一键通知”<sup>7</sup>。市、县(市、区)供电公司安排相关人员做好提示提醒,必要时发展改革委联合供电公司赴现场做好服务工作。

3. 执行与监测。电力用户接到市场化错峰执行通知后,按照协议约定主动错峰,加强用电管理,确保调控目标落实到位。执行期间,各级电力负荷管理中心依托新型电力负荷管理系统对市场化错峰实施效果进行实时监测。

4. 负荷释放与结果报备。待省调控中心通知电力供需形势缓解,省负荷管理中心依托新型电力负荷管理系统“一键通知”参与错峰用户有序释放负荷。市、县(市、区)负荷管理中心将执行监测情况报备至本级发展改革委、供电公司。省负荷管理中心将全省执行监测情况报备至省发展改革委、省电力

---

<sup>4</sup> **一键排序**:新型电力负荷管理系统同步省电力需求侧管理平台用户报量报价信息、错峰规模、错峰时段等信息,根据省发展改革委明确的调用资源类型,实现一键排定参与用户清单。

<sup>5</sup> **一键发布**:新型电力负荷管理系统将参与用户清单、错峰时段等信息一键发布至各市、县(市、区)负荷管理中心,各市、县(市、区)负荷管理中心可通过新型电力负荷管理系统查看辖区范围内参与用户清单,并做好服务工作。

<sup>6</sup> **一键调控**:针对直控型资源,各市、县(市、区)负荷管理中心通过新型电力负荷管理系统直接下发调控指令至客户端,完成调控工作。

<sup>7</sup> **一键通知**:针对自控型资源,新型电力负荷管理系统将错峰信息以短信形式,一键通知至用户,每个用户至少应通知2名联系人,包括企业负责人、电气负责人。短信为固定模板,应明确告知用户在接到通知后0.5小时内将负荷压降至目标规模。

公司。

### (六) 成效评估

快速响应负荷市场化错峰执行后第3个自然日(节假日顺延),省负荷管理中心根据基线负荷和错峰期间实际负荷评估快速响应负荷市场化错峰执行成效。

#### 1. 基线选择

基线负荷为判断快速响应负荷市场化错峰执行成效的依据,应排除负荷自然波动对错峰成效的干扰(如储能用户自然放电、工业用户常规下班)。

基线负荷制定分工作日、周六、周日、春节(除夕—初三)、春节调休日(初四—初七)、除春节外的法定节假日和普通调休节假日七种类型。工作日选取最近5个经拟合后的未参与快速响应负荷市场化错峰、需求响应、有序用电以及未因主配网输变电设备检修导致停电的工作日负荷作为负荷样本,剔除日电量低于5个样本日均电量25%或高于5个样本日均电量200%的样本后,剩余样本求取负荷平均值得到基线负荷。若所有样本均被剔除,再往前选取5个工作日,剔除日电量低于10个样本日均电量25%或高于10个样本日均电量200%的样本后,剩余样本求取负荷平均值得到基线负荷。

周六、周日、春节(除夕至初三)、春节调休日(初四至初七)、除春节外的法定节假日和普通调休节假日的基线负荷制定参照工作日,将选取样本数调整为3个,其中调休节假日的样本选取参考周日基线负荷制定,但不纳入正常周日基线负荷计算样本库。因调休导致的周末上班日视为工作日。

对于按照上述规则无法获取对应基线负荷的响应资源,按照异常处理,不提供基线,该用电户不得参与快速响应负荷市场化错峰。如个别时点采集数据缺失,截至D+2日仍无法采集到数据,则按采集失败区间前后时间点的负荷算术平均值进行拟合。虚拟电厂、负荷聚合商基线负荷为聚合的响应资源基线负荷之和。

#### 2. 评估标准

用户负荷曲线数据均取自电网企业新型电力负荷管理系统。错峰成效计

算以电网企业装设的关口电表冻结数据为依据。错峰持续时间应不少于0.5小时。用户不得刻意提高基线负荷,否则认定校核结果无效。

参加快速响应负荷市场化错峰的直控型资源在错峰过程中应同时满足:

(1)错峰时段最大负荷不高于基线最大负荷;

(2)错峰时段平均负荷低于基线平均负荷,其差值大于等于错峰能力申报值的90%,则视为有效错峰,否则视为无效错峰。其差值大于错峰能力申报值的150%,按照错峰能力申报值的150%计算。

参加快速响应负荷市场化错峰的自控型资源在错峰过程中应同时满足:

(1)错峰时段最大负荷不高于基线最大负荷;

(2)错峰时段平均负荷低于基线平均负荷,其差值大于等于错峰能力申报值的80%,则视为有效错峰,否则视为无效错峰。其差值大于错峰能力申报值的120%,按照错峰能力申报值的120%计算。

## (七)激励计算和发放

### 1. 激励计算

激励金额(元)=参与主体通过市场化方式申报并中标的快速响应度电激励标准(元/千瓦时)×错峰负荷(千瓦)×响应时长(小时)。

省负荷管理中心统计参与主体通过市场化方式申报并中标的快速响应度电激励标准,统计分析全省错峰成效和激励所需资金总额。市、县(市、区)负荷管理中心统计分析错峰成效和激励所需资金,并开展逐户核对工作。省负荷管理中心将全省错峰成效统计和激励所需资金,报省发展改革委审核。

### 2. 激励发放

对参与快速响应负荷市场化错峰的电力用户,根据错峰效果给予激励,按年度结算相应资金。省发展改革委会同省电力公司确定激励资金结算方案。省电力负荷管理中心根据方案完成每个参与用户激励资金测算,经省发展改革委审核确认后,在江苏省需求侧管理平台公示。公示结束后,省电力公司开展激励资金结算,其中用电客户通过电费账户完成激励资金结算,负荷聚合

商、虚拟电厂运营商通过银行账户完成激励资金结算。针对销户、过户等激励资金无法正常兑现的情况,省电力负荷管理中心在江苏省需求侧管理平台公示10个工作日,公示结束后,逾期未办理视为放弃该款项,将按相关法律法规办理。

### (八)奖惩机制

1. 负荷快速响应能力建设初期,全省将在迎峰度夏、度冬期间各组织1次快速响应负荷市场化错峰演练。各级负荷管理中心对参与用户市场化错峰执行全过程进行监测评估。经评估,对演练过程中,错峰执行到位的用户给予激励。

2. 快速响应负荷市场化错峰执行未达标的用户,不给予激励。一年内执行效果未达标2次及以上的用户,下一年度不再允许申报快速响应负荷市场化错峰。如情节严重影响电网安全的,采取分路负控远程跳闸、现场停电等强制措施,并依法依规追究相关责任。

## 五、技术要求

### (一)系统功能要求

1. 省电力需求侧管理平台应具备快速响应负荷市场化错峰公告发布、报量报价、出清、用户公示等功能,支持快速响应负荷市场化错峰申报工作,能够将申报信息同步至新型电力负荷管理系统。

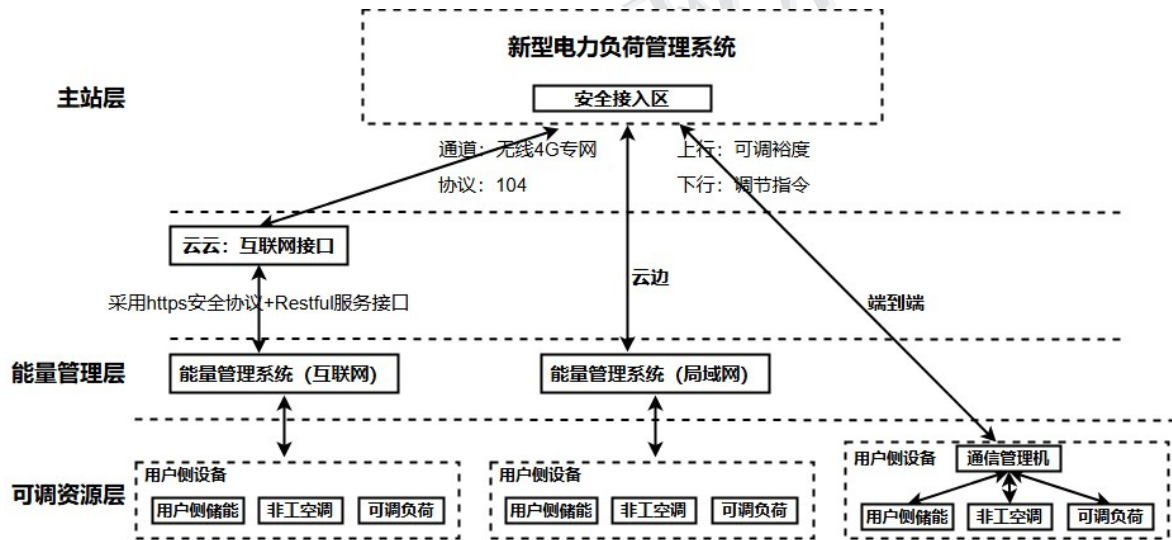
2. 新型电力负荷管理系统建设应具备参与用户“一键排序”、错峰信息“一键发布”、直控型用户“一键调控”、自控型用户“一键通知”功能,支持市场化错峰用户可调能力动态评估功能。在远期深化建设中,将与调度系统进一步贯通,能够实时接收调度发布的快速响应负荷市场化错峰启动指令,并自动生成市场化错峰策略。

### (二)直控型资源技术要求

#### 1. 技术架构

接入新型电力负荷管理系统通信架构主要包括可调资源设备层、能量管

理层、主站层。对于部署在互联网大区的能量管理系统(如资源聚合平台、虚拟电厂平台),宜采用“云云”对接的方式实现资源接入;对于部署在客户侧本地的能量管理系统(如微电网系统、负荷管理系统、EMS系统等),宜采用“云边”协同的方式实现资源接入;对于客户侧能量管理系统能力较弱或没有能量管理系统的用户,宜采用“端到端”直连方式实现资源接入。



## 2. 控制要求

(1) 优先级自适应。对端能源管理系统需具备控制优先级管理功能,合理处理好各类系统的控制指令需求,当控制出现冲突时,优先满足新型电力负荷管理系统的调控需求。

(2) 可靠控制流程。对端能量管理系统需具备控制指令下发、校核、执行监控、结果反馈等功能,执行失败应立即反馈,满足高可靠性的全流程管控。

(3) 控制速度要求。从主站指令下发到设备接收指令时间不超过10秒,控制异常信息反馈时间不高于10秒。

## 3. 可靠性要求

(1) 能量管理系统在正常情况下应能不间断的运行7\*24个小时,平台运行稳定。

(2) 具有良好的运行状态,CPU平均利用率<60%、内存平均使用率<75%,存储空间使用率<80%,系统资源使用情况保持在合理范围,系统负载保持在合

理区间。

(3)能量管理系统应具备服务程序异常自我监管功能,并能够自动重新恢复。

(4)能量管理系统应具备故障恢复能力,当出现平台异常、网络中断、数据异常等严重故障时,应在12小时内完成缺陷消除并恢复系统功能。

(5)能量管理系统以云云互联的方式接入新型电力负荷管理系统时,带宽 $\geq 10\text{M}$ ,时延 $< 1\text{s}$ ,可靠性大于99.9%。

(6)能量管理系统的可用率应大于99%。

#### 4. 数据采集要求

(1)遥测数据采集频率粒度应为1分钟,遥信类数据宜变化上送,遥信变位至主站时间 $\leq 5$ 秒。

(2)遥测综合误差 $\leq 1\%$ 。

(3)遥控命令从主站至云、边、端侧设备下发时间 $< 5$ 秒。

(4)遥控命令从云、边侧至设备端下发时间 $< 5$ 秒。

(5)能量管理系统采集数据延时不超过30秒,满足实时监测、分析以及调控策略分解下发等需求。

(6)当出现网络通信失败的情况时,能量管理系统能够快速恢复。

#### 5. 通信及网络安全要求

(1)客户侧能量管理系统满足新型电力负荷管理系统通信规范要求,具备通信加密功能。

(2)应使用身份认证、数字签名等技术手段,具备防重放攻击、防窃听、防篡改等能力。

(3)应具有安全本体,关闭高危端口、高危服务,与客户侧局域网应安全隔离。

#### 6. 计算分析功能

(1)可调能力预测功能。对端能量管理系统具备最大可调能力、实时可调

能力、可调能力预测,并上送新型电力负荷管理系统。

(2)可调能力分解功能。对端能量管理系统接受新型电力负荷管理系统指令调节目标值,并分解到客户内部设备执行,实时监控执行过程。

(3)自诊断功能。对端能量管理系统应具备核心运行状态自诊断功能,支持运行状态、控制状态、服务状态、资源状态等情况的监测,应支持控制状态、运行状态的上送。

### (三)自控型资源技术要求

所有自控型快速响应负荷资源均应接入新型电力负荷管理系统。应配备有资质的专业操作人员,制定规范操作安全标准与内部操作预案(规程),并报市、县(市)发展改革委和供电公司。

附件 2

江苏省快速响应负荷市场化错峰管理协议  
(独立用户版本)

甲方:xx市(设区市)发展和改革委员会

乙方:国网江苏省电力有限公司xx供电分公司

丙方:xx公司

甲乙丙三方在平等、自愿的原则下,经过充分友好协商,就快速响应负荷市场化错峰三方合作,达成了一致意见,现签订本协议。

一、用户信息

1. 用电户名:

2. 用电户号:

3. 行业类别:

4. 供电电压等级: kV

5. 合同容量: kVA

6. 运行容量: kVA

7. 日常生产排班方式:24小时连续生产/工作日 至 生产,周末单/双休/其它

二、参与方式

丙方自愿申报参与快速响应负荷市场化错峰,同意在 年 月 日至 年 月 日期间按照协议签订能力调整用电行为,调控方式为 直控型/自控型,调控负荷类型包括 ,调节能力如下。

表1 快速响应负荷调节能力信息

|                |             |             |             |             |             |             |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 时间             | 0:00-1:00   | 1:00-2:00   | 2:00-3:00   | 3:00-4:00   | 4:00-5:00   | 5:00-6:00   |
| 快速调节能力<br>(kW) |             |             |             |             |             |             |
| 时间             | 6:00-7:00   | 7:00-8:00   | 8:00-9:00   | 9:00-10:00  | 10:00-11:00 | 11:00-12:00 |
| 快速调节能力<br>(kW) |             |             |             |             |             |             |
| 时间             | 12:00-13:00 | 13:00-14:00 | 14:00-15:00 | 15:00-16:00 | 16:00-17:00 | 17:00-18:00 |
| 快速调节能力<br>(kW) |             |             |             |             |             |             |
| 时间             | 18:00-19:00 | 19:00-20:00 | 20:00-21:00 | 21:00-22:00 | 22:00-23:00 | 23:00-24:00 |
| 快速调节能力<br>(kW) |             |             |             |             |             |             |

备注:表格中快速调节能力应与系统申报值保持一致。

### 三、责任与义务

#### (一)甲方

1. 指导乙方做好快速响应负荷市场化错峰用户摸排、审核、能力评估、协议签订工作。
2. 协同乙方指导丙方编制市场化错峰内部操作预案。
3. 快速响应负荷市场化错峰执行期间,必要时联合乙方相关人员,对丙方进行现场指导。
4. 若因丙方执行错峰不力、负荷压降不及预期,可能影响电网安全的,甲方依法依规对丙方采取分路负控远程调控、现场停电等强制措施,乙方按要求执行。
5. 指导乙方组织开展用户调控性能测试工作。

#### (二)乙方

1. 配合甲方利用新型电力负荷管理系统,对快速响应负荷市场化错峰执行效果进行实时监测和分析。
2. 协同甲方指导丙方编制市场化错峰内部操作预案。

3. 快速响应负荷市场化错峰执行期间,必要时配合甲方相关人员,对丙方进行现场指导。

4. 指导丙方开展新型电力负荷管理系统接入、分路负荷控制接入等工作。

5. 在甲方指导下,组织开展用户调控性能测试工作。

6. 若因丙方执行错峰不力、负荷压降不及预期,可能影响电网安全的,乙方应依法依规采取分路负控远程调控、现场停电等强制措施。

### (三)丙方

1. 应主动配合开展负荷资源摸排,加强用电管理,制定具备可操作性的内部市场错峰预案报甲方审核,并定期进行安全演练与设备检查。

2. 应主动配合开展新型电力负荷管理系统接入、分路负荷控制接入等工作。

3. 主动配合甲方、乙方开展调控性能测试工作。

4. 应对参与市场化错峰负荷进行详细分析,确保均为可调节负荷,不含宿舍等居民生活用电负荷及保安负荷。

5. 应严格按照协议约定开展错峰,确保负荷压降满足协议约定要求。

6. 应确保本地系统稳定运行、网络通信安全与数据传输准确。

7. 对内部调控全过程安全负责,调控过程中若发生设备损坏、产品报废、人身伤害等事故,由丙方承担全部责任。

### 四、违约责任

丙方若未在规定时间内将负荷压降到位,甲方可采取远程调控、现场停电手段,相关责任由丙方承担;情节严重并可能影响电网安全的,依法依规追究相关责任。

### 五、争议解决

因履行本协议所发生的争议,首先友好协商解决。协商不成的,任何一方均有权向甲方所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。

## 六、协议生效与终止

1. 本协议的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律,如遇国家法律、政策调整时,则按调整后执行。本协议一式六份,甲、乙、丙三方各执两份,效力均等,自签订盖章之日起生效。

2. 由于国家政策调整、供用电能力变化或不可抗力等原因造成本协议无法继续履行时,甲乙丙三方协商一致后可终止本协议执行。

甲方:xx市(设区市)发展和改革委员会  
(盖章)

乙方:国网江苏省电力有限公司xx供电分公司  
(盖章)

法定代表人或授权代表

丙方:  
(盖章)

法定代表人或授权代表

签署日期: 年 月 日

附件3

**江苏省快速响应负荷市场化错峰管理协议**  
**(虚拟电厂/负荷聚合商版本)**

甲方:xx市(设区市)发展和改革委员会

乙方:国网江苏省电力有限公司xx供电分公司

丙方:xx公司

甲乙丙三方在平等、自愿的原则下,经过充分友好协商,就快速响应负荷市场化错峰三方合作,达成了一致意见,现签订本协议。

**一、基本信息**

1. 虚拟电厂运营商全称:
2. 虚拟电厂编号:
3. 统一社会信用代码:
4. 虚拟电厂所属地区:
5. 法定代表人/授权代理人:
6. 联系人:
7. 手机:
8. 通信地址:

**二、虚拟电厂平台信息**

1. 虚拟电厂运营平台名称:
2. 虚拟电厂运营平台投运时间:
3. 虚拟电厂运营平台开发厂家:

**三、参与方式**

丙方自愿申报参与快速响应负荷市场化错峰,同意在 年 月 日至 年 月 日期间按照协议签订能力调整代理用户的用电行为,调控方式

为 直控型/自控型 ,调控负荷类型包括 ,调节能力如表 1,代理用户明细见附表。

表 1 虚拟电厂快速响应负荷调节能力信息

|             |             |             |             |             |             |             |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 时间          | 0:00-1:00   | 1:00-2:00   | 2:00-3:00   | 3:00-4:00   | 4:00-5:00   | 5:00-6:00   |
| 快速调节能力 (kW) |             |             |             |             |             |             |
| 时间          | 6:00-7:00   | 7:00-8:00   | 8:00-9:00   | 9:00-10:00  | 10:00-11:00 | 11:00-12:00 |
| 快速调节能力 (kW) |             |             |             |             |             |             |
| 时间          | 12:00-13:00 | 13:00-14:00 | 14:00-15:00 | 15:00-16:00 | 16:00-17:00 | 17:00-18:00 |
| 快速调节能力 (kW) |             |             |             |             |             |             |
| 时间          | 18:00-19:00 | 19:00-20:00 | 20:00-21:00 | 21:00-22:00 | 22:00-23:00 | 23:00-24:00 |
| 快速调节能力 (kW) |             |             |             |             |             |             |

备注:表格中快速调节能力应与系统申报值保持一致。

#### 四、责任与义务

##### (一)甲方

1. 负责快速响应负荷市场化错峰决策启动,指导乙方做好快速响应负荷市场化错峰用户摸排、审核、能力评估、协议签订工作。

2. 协同乙方指导丙方编制市场化错峰内部操作预案。

3. 快速响应负荷市场化错峰执行期间,必要时联合乙方相关人员,对丙方进行现场指导。

4. 若因丙方执行错峰不力、负荷压降不及预期,可能影响电网安全的,甲方依法依规对丙方采取远程调控、现场停电等强制措施,乙方按要求执行。

5. 指导乙方组织开展用户调控性能测试工作。

##### (二)乙方

1. 配合甲方利用新型电力负荷管理系统,对快速响应负荷市场化错峰执行效果进行实时监测和分析。

2. 协同甲方指导丙方编制市场化错峰内部操作预案。
3. 快速响应负荷市场化错峰执行期间,必要时配合甲方相关人员,对丙方进行现场指导。
4. 指导丙方开展新型电力负荷管理系统接入、分路负荷控制接入等工作。
5. 在甲方指导下,组织开展用户调控性能测试工作。
6. 若因丙方执行错峰不力、负荷压降不及预期,可能影响电网安全的,乙方应依法依规采取远程调控、现场停电等强制措施。

### (三)丙方

1. 应主动配合开展负荷资源摸排,加强代理用户用电管理,指导、督促代理用户定期进行安全演练与设备检查。
2. 应主动配合开展新型电力负荷管理系统接入工作。
3. 主动配合甲方、乙方开展调控性能测试工作。
4. 应对代理用户参与市场化错峰负荷进行详细分析,确保均为可调节负荷,不含宿舍等居民生活用电负荷及保安负荷。
5. 应严格按照协议约定组织代理用户开展错峰,确保负荷压降满足协议约定要求。
6. 应确保本地系统平台稳定运行、网络通信安全与数据传输准确。
7. 对调控全过程安全负责,调控过程中若发生设备损坏、产品报废、人身伤害等事故,由丙方承担全部责任。

### 五、违约责任

丙方若未在规定时间内将负荷压降到位,甲方可采取远程调控、现场停电手段,相关责任由丙方承担;情节严重并可能影响电网安全的,依法依规追究相关责任。

### 六、争议解决

因履行本协议所发生的争议,首先友好协商解决。协商不成的,任何一方

均有权向甲方所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。

### 七、协议生效与终止

1. 本协议的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律,如遇国家法律、政策调整时,则按调整后执行。本协议一式六份,甲、乙、丙三方各执两份,效力均等,自签订盖章之日起生效。

2. 由于国家政策调整、供用电能力变化或不可抗力等原因造成本协议无法继续履行时,甲乙丙三方协商一致后可终止本协议执行。

甲方:XX市(设区市)发展和改革委员会

(盖章)

乙方:国网江苏省电力有限公司XX供电分公司

(盖章)

法定代表人或授权代表

丙方:

(盖章)

法定代表人或授权代表

签署日期: 年 月 日

