

内部

江苏省发展和改革委员会文件

苏发改运行发〔2022〕562号

省发展改革委关于印发《江苏省2022年度电力需求侧保供方案》和《江苏省2022年迎峰度夏电力需求侧管理演习方案》的通知

省电力公司，各设区市发展改革委、供电公司：

为统筹做好2022年全省电力保障工作，有效应对迎峰度夏（冬）用电高峰时期可能出现的电力平衡缺口，我委会同省电力公司编制了《江苏省2022年度电力需求侧保供方案》和《江苏省2022年迎峰度夏电力需求侧管理演习方案》，并已经省政府专题会、省委常委会审议通过，现予印发，请贯彻执行。

附件：1．江苏省2022年度电力需求侧保供方案

2．江苏省2022年迎峰度夏电力需求侧管理演习方案

江苏省发展改革委

2022年6月1日

（此件应严格控制知悉范围，严禁通过互联网、手机、微信等传播使用和对外发布）

江苏省发展和改革委员会办公室

2022年6月1日印发

附件1

江苏省2022年度电力需求侧保供方案

2022年，受国内外疫情、俄乌关系等多重因素的影响，全球能源供应紧张、价格大幅波动，能源电力保供形势严峻。针对今年迎峰度夏（冬）电力供需紧平衡态势，预计迎峰度夏（冬）期间可能存在硬缺口，如遇极端天气、机组非计划停运、天然气供应受限和特高压故障等情况，全省及部分分区电力供应缺口将进一步扩大。为有效应对迎峰度夏（冬）期间可能出现的供用电矛盾和突发情况，切实做好能源电力保障工作，确保电网安全稳定运行，维护社会用电秩序平稳，全力保障民生用电，积极服务于我省“六稳”、“六保”的工作大局，依据国家发展改革委《有序用电管理办法》和《电力需求侧管理办法（修订版）》，特制定本方案。

一、工作原则

（一）政府主导。有序用电工作政策性强、涉及面广，关系地方经济发展和社会和谐稳定，有序用电工作应坚持以各级人民政府为主导，主管部门组织协调，发电企业有效配合，电网企业为重要实施主体，指导电力用户落实有序用电措施。

（二）安全稳定。坚持保障电网运行稳定、电力用户人身和设备安全，综合考虑地区经济结构、电网负荷特性、用电构成等

因素，科学配置各地区电力资源，合理均衡采取有序用电措施，统筹全社会整体效益。

（三）有保有限。优先采用节电措施降低负荷需求，优先保障居民、农业、重要公用事业和公益服务用电，着力压限不合理用电需求，严格控制高耗能、高排放企业和产能过剩行业用电，促进地区产业结构调整和节能减排。

（四）注重预防。结合供需平衡情况科学编制预案，保证裕度充足。加强电力供需平衡监测，及时发布电力供需预警，建立健全有序用电工作管理制度、技术标准，细化企业内部负荷控制措施，确保有序用电各项措施落实到位。

（五）灵活高效。将需求响应作为有序用电前置手段及柔性方式，优先通过市场化手段缓解电力供需矛盾。充分挖掘用户侧需求响应潜力，提高电力系统调节灵活性和整体效能，保障企业生产安全运行。

二、电力供需形势分析预测

（一）全省电力供应情况

1. 省内资源方面。夏季高峰前，全省调度装机容量将达14620万千瓦，其中燃煤7895万千瓦、燃气2024万千瓦、核电660万千瓦、抽水蓄能10万千瓦、风电2232万千瓦、光伏1291万千瓦、生物质及其它507万千瓦。迎峰度夏期间，省内实际最高可调出力：午高峰10220万千瓦；晚高峰9720万千瓦，其中气电1400万千瓦，核电640万千瓦，风电光伏223万千瓦（光伏夏季晚高峰出

力为0)，抽水蓄能10万千瓦，煤电机组及其他出力7447万千瓦。

2. 区外受电方面。随着建苏直流高端和白鹤滩水电站部分机组投运，预测夏季全省计划区外受电可达2950万千瓦。其中雁淮直流588万千瓦、锡泰直流326万千瓦、锦苏直流636万千瓦、吉泉直流200万千瓦、建苏直流372万千瓦、阳城受电270万千瓦。

（二）全省用电需求预测

1. 用电情况分析。今年是落实“十四五”规划关键之年，江苏坚持“稳字当头、稳中求进、全面向好”的定位，统筹疫情防控和经济社会发展，保障全省全社会用电增速稳步增长。1-4月全省全社会用电量累计完成2219.29亿千瓦时，同比增长1.06%；累计完成工业用电量1491.71亿千瓦时，同比下降0.25%。1-3月，全省经济整体呈现复苏态势，制造业景气度较高。4月，受省内及周边省市疫情影响，第二、三产业用电量明显下滑。当前，疫情防控已有所成效，在逐渐好转的态势下，预计二三季度用电增速保持平稳增长势头。

2. 气候气温预测情况。据气象部门预测，今年7、8月份，降水量较常年同期偏多，降水时空分布不均，其中淮北地区较常年偏多2成以上，江淮地区和苏南地区较常年偏多1-2成。全省平均气温较常年偏高0-1℃。7月淮北地区接近常年，江淮之间和苏南地区较常年偏高；8月大部分地区较常年偏高。预计全省高温日数（日最高气温 $\geq 35^{\circ}\text{C}$ ）较常年同期偏多。预计今年夏季影响江苏的台风个数为2-4个，较常年偏多（常年值：全年3.1个，夏

季2.3个)，可能有1-2个影响较重。

3. 用电负荷分析预测。(1)基础负荷增长情况。通过对比2019-2021年的4月份最高调度用电负荷（同期平均气温约为20℃），如图1所示。2021年基础负荷平均水平较2020年、2019年均有一大幅度增长。在不考虑疫情影响，按照年平均增长率为8.45%考虑，预计今年基础负荷约为8700万千瓦。2021年1-8月全省累计完成新装增容141.85万户，完成容量增长4312.37万千伏安，预计2022年迎峰度夏前投产容量共计约3470万千伏安，综合考虑新装增容大户对全省负荷水平的影响，预计今年迎峰度夏前业扩提速增长带来的基础负荷增长量为400万千瓦左右。(2)空调降温负荷情况。2021年夏季最大降温负荷达4167.5万千瓦，经统计，2015-2021年最高降温负荷年均增速约5.5%左右，2021年较2020年有所下降，主要由于2020年持续高温，空调负荷充分释放，而2021年高温持续时间不长且伴有降雨，空调负荷未完全释放，如图2所示。以此测算，预计今年降温负荷约4300-5000万千瓦，若夏季出现持续性高温天气，则空调负荷将充分释放。(3)最高负荷预测。根据平均负载率法预测今年全省最高调度用电负荷12883.27万千瓦，同比增长6.99%；根据分类负荷叠加法预测今年全省最高调度用电负荷12890.5万千瓦，同比增长7.05%。综合考虑今年产业链调整、提质增效等经济形势，以及气温的不确定性，预测今年夏季最高调度用电负荷在12500-13200万千瓦之间，同比增长460-1158万千瓦，增长率为3.8%-9.6%。

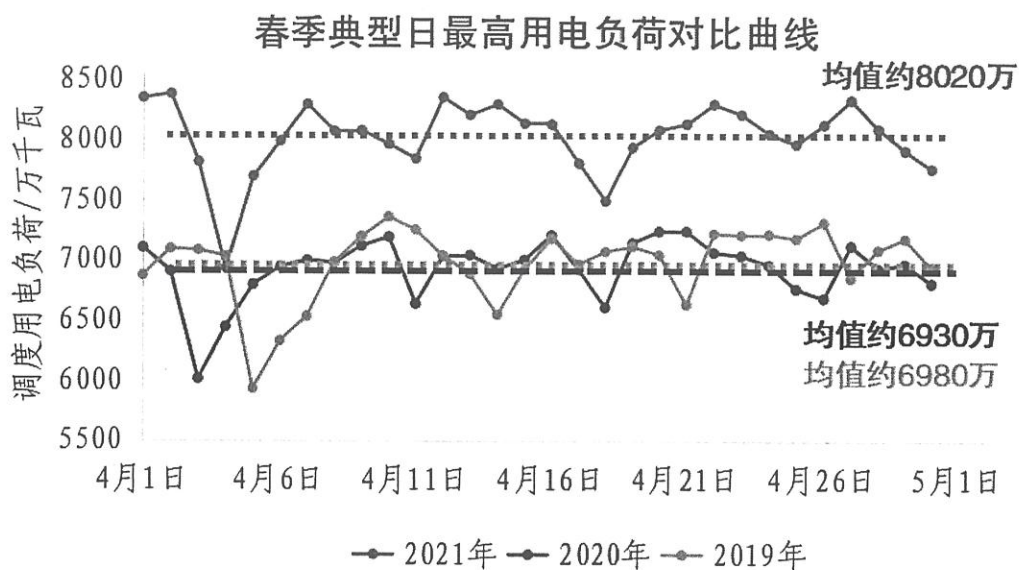


图1 江苏省近三年春季典型日最高用电负荷曲线



图2 江苏省近七年迎峰度夏期间降温负荷变化趋势

(三) 全网电力平衡情况

1. 全网电力平衡方面。统筹省内和省外电力供应能力，预留320万旋转备用容量，预计夏季高峰电网最大供电能力：午高

峰12850万千瓦；晚高峰12350万千瓦。当持续高温极端天气用电需求达到13200万千瓦时，全网将存在350-850万千瓦电力缺口。

预测今冬全省最高调度用电负荷约11900万千瓦，区外受电考虑400万千瓦白鹤滩水电入苏、燃气发电按照最小供热方式考虑，全网存在770万千瓦电力缺口。

2. 分区平衡方面。2022年相关迎峰度夏工程陆续投产后，部分分区供电紧张的局面将有所缓解，但苏州石牌分区、苏州西分区、常州武南分区共3个分区供电紧平衡，苏州吴江东分区、南通通西北分区存在供电缺口，但可通过负荷转移或方式调整等措施基本实现供电平衡，其余分区供电能力均满足要求。

三、方案调控目标分解

（一）指标分解

《2022年江苏电力需求侧保供方案》包括需求响应方案、有序用电方案、轮休方案，按照历史调度用电负荷的20%确定方案容量，其中，需求响应方案1000万千瓦、有序用电方案1600万千瓦、轮休方案1500万千瓦。经综合考虑各地区工业用电情况、行业负荷结构、业扩增长和各分区供电能力等因素，将调控容量目标分解至13个设区市，如表1所示。有序用电调控指标可根据负荷实际变化和工作需要适时调整。

表1 2022年全省电力需求侧保供方案容量分配表

单位：万千瓦

地区	需求响应方案容量	有序用电方案容量	轮休方案容量
全省	1000	1600	1500
南京	110	128	120
无锡	120	198	186
徐州	65	97	90
常州	82	139	131
苏州	239	428	402
南通	81	123	115
连云港	35	53	50
淮安	37	55	51
盐城	59	92	87
扬州	44	73	68
镇江	42	74	69
泰州	47	81	76
宿迁	39	59	55

各设区市按照全省分配的容量目标要求编制本地区保供方案，经省层面的统一评审修改后报地方政府批复（详见附件）。

（二）各市方案编制和评审

各设区市发改委会同当地供电公司组织各类电力用户，认真开展用电负荷摸底调查，建立数据上报、汇总等管理制度，及时向社会和相关电力用户公布有序用电方案及政策，优先考虑涉及电力用户提报的轮休和错避峰方案建议，根据下达的调控指标，统筹安排全市各参与用户有序用电计划，编制本地区（含所辖县、区）2022年电力需求侧保供方案，压限负荷能力满足指标要求。针对极端情况出现较大电力供需缺口，编制企业轮休方案。

省发改委会同省电力公司在各市方案编制完成后以视频会

议的形式对各市方案进行逐一审核，重点审核方案的可操作性和有效性，并提出方案优化完善建议。审核过程中针对可能出现的缺口情况进行情景预设，考察各市对方案的灵活组合运用能力，指导各地针对不同等级缺口大小，按照用户类型、响应速度等科学制定负荷调控措施。对审核未通过的设区市方案进行重点指导督促，在其重新调整完善后进行第二轮审核，确保各市方案做到科学精准、有序有效，将缺电对工业企业生产的影响降到最低。

四、方案简介

2022年，江苏省电力需求侧保供方案涉及用户123248户，最大可限负荷2925.1万千瓦，其中申报参与需求响应用户5285户，响应容量约1084.7万千瓦；有序用电（电力供应应急）方案涉及用户54201户，最大可限负荷2108.8万千瓦；轮休方案涉及用户103036户，最大可限负荷2061.8万千瓦。各地市有序用电方案、轮休方案、调休方案的用户及措施容量汇总明细表见附表，方案用户将根据用户生产变化情况进行滚动修订。

（一）需求响应方案。本方案适用区外来电减少、新能源发电出力波动、机组非计划停运等原因造成电网供电不足的情况。通过经济杠杆，引导用户自愿参与，自行削减尖峰负荷。需求响应以工业企业或负荷集成商为单位签订需求响应协议，在不影响主要生产的前提下，由企业主动降低用电负荷，并给予激励补贴。全省最大需求响应能力达预测最大负荷的6.5%以上，约为1084.7万千瓦，参与用户5285户。电网存在快速响应或紧急调控需求时，

可启动实时需求响应，经省发改委同意，由电网直接调用该部分负荷资源，事后予以响应激励，是处置不可预见突发事件等场景的重要调控手段。

（二）有序用电方案。本方案适用于区外来电减少、新能源发电出力波动、机组非计划停运等原因造成电网供电不足，在优先启动电力需求响应后仍存在电力供需缺口的情况。通过提前通知用户在规定时段内错避峰生产，必要时实施负荷控制，达到电网供需平衡。方案主要包含钢铁、水泥、化工、玻璃等“两高”项目用户、产能过剩行业用户，涉及用户54201户，最大可限负荷2108.8万千瓦。

（三）轮休方案。本方案适用于可预见的季节性电力需求增长引起电力供应短缺，造成较长时间地区电力供应不足的情况，或当主设备检修、较大设备故障等原因引起的电力供应严重受限，且较长时间难以恢复。为稳定用户生产经营预期，实现地区基础负荷的下降，由全省统一启动，组织全省工业企业实行有计划的轮休，执行方式主要包括“保五错二”或“保四错三”两种。“保五错二”方式平均每天可降低负荷529.4万千瓦，“保四错三”方式平均每天可降低负荷787.6万千瓦。若电网仍存有缺口，再启动有序用电方案中快速错避峰用户，满足整体的负荷调控要求。

（四）晚峰时段避峰生产方案。本方案适用于晚峰时段由于新能源出力不足、居民空调负荷陡升等原因造成全网晚峰出现用

电缺口情况。针对有序用电方案中在晚峰时段（20:00-22:00）生产的工业企业，启动晚高峰错峰生产方案，通过调整生产安排将晚间生产推迟至22:00以后，以达到降低晚峰用电负荷的目的。经初步梳理，可达到两小时内快速调整压降的生产负荷约为550万千瓦，可有效缓解晚高峰时段电网运行压力。

（五）调休方案。本方案适用于工作日突发极端较大电力供需缺口、且当天处于全时段缺电，组织企业错峰用电仍不能达到平衡要求的情况。通过调整非连续生产企业休息日的方式，将部分工作日用电负荷有效转移至休息日，达到负荷均衡目的。方案包含全省所有非连续性生产企业，涉及用户58863户，最大可转移负荷为1242.2万千瓦。

（六）空调亮化用户方案。本方案由各地根据地区用户情况将空调负荷较大的酒店、大型超市、商业综合体用户纳入方案。同时，与地区政府积极对接，在用电高峰时期，减少“亮化工程”、景观照明、广告用霓虹灯、灯箱等用电需求，以减轻电网运行压力。

五、分级调控措施

当高峰用电需求超出最大供电能力，电力供应出现缺口时，将平衡缺口占最大用电需求比列，按照Ⅰ级（特别严重、20%以上）、Ⅱ级（严重、10%-20%）、Ⅲ级（较重、5%-10%）、Ⅳ级（一般、5%）分成四个预警级别。根据不同缺口级别，按需科学精准实施需求侧管理措施。按照“先需求响应、后错峰避峰、再

有序用电、最后限额用电”原则，平稳有序组织实施，实现供需动态平衡，切实维护全省供用电秩序稳定。

（一）Ⅳ级（一般缺口5%以内）：全省需求响应能力已达到1000万千瓦以上，力争只采取市场化的需求响应方式解决供需缺口，引导用户转被动限电为主动错峰避峰。足额并留有一定裕度邀约用户自主调节降低用电负荷，主要调节企业非生产性负荷和辅助生产负荷。

（二）Ⅲ级（较重缺口5%—10%）：优先启动需求响应，仍不能覆盖缺口时，启动有序用电方案。平稳组织企业调整生产，精准有效错峰避峰，优先调控钢铁、水泥等具备快速响应能力的大型高载能用户及“两高”项目用电。

（三）Ⅱ级（严重缺口10%—15%）：根据每日全省电网可用最大电力资源，按照各地用电负荷占全省用电比例，科学合理下达用电限额。各地优先启动需求响应，并根据用电限额，确定有序用电实施容量及用户范围，必要时对用户执行负荷控制，确保在限额以下用电。若缺口持续时间较长（一周以上），则全省统一启动轮休方案中“保五错二”调控措施，压降基础负荷，同时叠加有序用电“快上快下”用户补充调峰，确保电力资源用好用足。

（四）Ⅰ级（特别严重缺口15%—20%）：根据每日全省电网可用最大电力资源，按照各地用电负荷占全省用电比例，科学合理下达用电限额。各地优先启动需求响应，并根据用电限额，

确定有序用电实施容量及用户范围，综合运行错峰避峰、执行用户负荷控制，或启动非连续生产企业调休等措施，确保在限额以下用电。若缺口持续时间较长（一周以上），则全省统一启动轮休方案中“保四错三”调控措施，压降基础负荷，同时叠加有序用电“快上快下”用户补充调峰，确保电力资源用好用足。

六、职责分工

在省委、省政府的领导下，能源保供协调小组负责统筹协调和指导全省电力保供工作，省发展改革委总体负责有序用电管理工作，省电力公司、各设区市发展改革委、供电公司、电力用户和发电企业在各自职责范围内负责相关工作。

（一）省发展和改革委员会：负责全省有序用电管理工作，落实省政府有关工作部署，确定全省有序用电调控指标并分解下达到各市，编制并组织实施全省有序用电方案，指导各地、电网企业、发电企业、电力用户开展有序用电工作，监督检查方案执行落实情况。

（二）国网江苏省电力有限公司：全省有序用电工作的重要实施主体，负责全省电力供需平衡监测预警，配合编制、组织实施有序用电方案和参与相关监督检查工作，牵头组织全省新型电力负荷管理系统建设、运行和维护，通报分析全省有序用电措施执行落实情况。

（三）市发展改革委：负责当地有序用电管理工作，发布电力缺口预警，编制并实施当地有序用电方案，组织方案演练，监

监督检查方案执行落实情况。

（四）市供电公司：负责本地区电力供需平衡监测，配合发改委编制、组织实施有序用电方案和配合开展应急演练、监督检查，按照政府要求向所供电力用户下达启动、变更和取消有序用电措施指令，落实负荷管理系统技术措施，指导电力用户科学、合理用电，统计上报本地区有序用电工作情况。

（五）电力用户：有序用电工作的执行主体，根据下达给本单位的调控指标，编制内部负荷控制措施，执行有序用电指令。结合自身实际，积极实施电力需求侧管理，提高电力使用效能。配合开展负荷管理终端功能升级改造，依序接入开关分路用电设备。结合所从事行业特点和本单位实际，统筹生产计划，编制班次、设备检修和生产调休等内部负荷控制措施，将压限负荷细化落实到具体的时段、车间、设备和班组，并将本单位内部负荷控制措施报本市（县、区）发改委、供电公司备案。

（六）发电企业：负责组织好燃料供应及储备，加强发电机组运行管理和检修维护，服从电网统一调度，提高机组出力水平，确保用电高峰时期机组满发稳供。

七、组织实施

（一）缺口预警。省电力公司密切跟踪电力供需走势，预测电网将出现电力缺口时，省发改委与省电力公司调控中心、营销部开展电力平衡会商，共同商定需求侧管理措施方案或限额指标，并立即下达至各市，同时迅速向社会发布预警信息。各级电

网企业(含增量配电网企业)定期发布本地区电力供需平衡预测、月度及短期供用电信息。发电企业按要求定期提供本月发电装机、生产及检修计划,燃料调运和储备情况等。

(二)方案启动。各市接到省下发的启动需求响应或有序用电通知后,立即通知所辖县(市、区)及相关电力用户,衔接组织好需求响应、错峰、轮休和调休方案的执行落实,依据确定的负荷调控指标,安排有关客户实施需求侧管理措施。原则上优先执行需求响应措施,再按照先错峰、后错峰、再限电的顺序执行。当电网供电能力发生变化时,均衡有序调整相关电力用户的用电限额,方便客户有计划地调整生产班次或轮休错峰用电,科学组织生产运营,尽量满足合理电力需求,减少限电损失。

(三)方案实施。(1)事前通知。各级电网企业(含增量配电网企业)应按照政府指令,严格执行政府批准的电力需求侧保供方案,在对用户实施、变更、取消有序用电措施前,要通过公告、电话、传真、短信等方式通知相关用户。(2)及时响应。方案涉及的电力用户接到有序用电指令时,要积极响应,加强用电管理,按照指令要求采取班次调整、设备检修和生产调休等措施,确保内部负荷调控指标落实到位。(3)监测跟踪。电网企业充分利用用电信息采集系统和电力负荷管理系统,对有序用电措施的实施效果进行实时监测,严格控制关停淘汰项目以及高耗能、高排放企业等不合理用电需求,保障重要用户电力供应。(4)紧急应对。紧急状况下,各级电网企业严格执行限电序位表、处

置电网大面积停电事件应急预案和黑启动预案，保障应对突发和紧急情况下的快速反应和应急处置能力。

（四）负荷释放。当全省电力供需平衡、有序用电工作结束时，应尽快释放负荷，解除有序用电措施，各级电网企业应及时告知方案涉及电力用户，及时恢复正常生产秩序，在负荷释放过程中尽可能从负荷最大的电力用户以及能够迅速组织生产的电力用户预先通知负荷释放，以确保电网负荷能够快速提高，将电力需求侧保供对电力用户生产用电的影响降至最低。

（五）统计上报。需求侧管理措施实施期间，各市供电公司指导所属区、县级公司认真做好有序用电影响用电负荷、用电量等统计工作，填报有序用电执行情况日报表，确保统计数据全面、准确。各市供电公司上午9点前将前一日有关情况报当地发改委、省电力公司，省电力公司汇总后于10点前报省发改委。各级发改部门及时向地方政府汇报当地有序用电执行情况。省发改委同省电力公司对有序用电各项限电措施的响应速度、影响范围和程度、实施效果等进行评估。

八、监督检查

为确保方案落实到位，各级发改委应建立健全监督管理机制，加大保供工作的监督检查和问题查处力度，确保工作规范有效，切实保障电力供应紧张时期电网运行和供用电秩序稳定。

（一）重点检查内容。一是有序用电组织体系建设和运行情况。是否建立有序用电工作协调机制，组织召开有序用电工作会

议，加强供需形势宣传，并按规定程序批准启动电力需求侧保供电方案，以及有序用电工作汇总上报情况。**二是**电力用户负荷调查情况。是否深入用户调查对接，了解掌握用户的用电特性、生产特性及实施有序用电的潜力。**三是**方案编制、审批情况。是否公正合理地分解落实有序用电调控指标，贯彻落实国家和省有关规定情况。**四是**有序用电措施执行落实情况。电力供需平衡预警发布情况，实施、变更及取消有序用电措施提前通知、事后告知义务履行情况，供电缺口减少时电力负荷释放情况，有序用电措施响应及执行情况。**五是**电力用户限额指标执行情况。是否严格按照限额指标，结合本单位生产计划，编制班次调整、设备检修和生产调休等内部负荷控制措施，电气设备运行情况，接入电力负荷管理系统的开关能否正确动作。**六是**地方公用及地调企业自备电厂出力潜力情况。有序用电执行期间，是否积极通过各项措施鼓励企业顶峰发电，努力缓解电力供需矛盾。

（二）主要奖惩机制。有序用电工作情况已纳入年度高质量发展绩效评价考核，电力需求侧管理保供工作情况已纳入全省发展改革系统年度综合工作考评。各地应强化目标管理和考核，建立有序用电管理奖惩机制，出台长效支持政策。**一是**对电力用户基础信息弄虚作假、不执行限电指令、用户侧设备改造达不到负荷控制要求的，不配合供电公司跳闸功能测试、接入的，破坏电力负荷管理终端的行为，予以制止、责令整改、通报处罚，必要时可依据国家有关法律法规停止电力供应。**二是**对违反电力需求

侧保供电方案和相关政策的电网企业责令改正，情节严重的给予通报批评。**三**是对非计划停机或长期降出力的发电企业核减年度发电量计划。**四**是对各地有序用电限额执行情况与后期限额调整实施挂钩考核，对限额执行及时到位的，适当提高后一阶段限额。

九、实战演习

迎峰度夏前组织开展需求侧管理实战演习，检验方案可靠性、有效性及联动处置能力。苏北地区重点演练需求响应、有序用电等应急处置全流程场景，苏州、南京等产业聚集地区重点演练“保供稳产”场景，省级层面重点演练全省实时需求响应场景，检验方案的可靠性、有效性及联动处置能力。

附表1

江苏省2022年度电力需求侧保供方案需求响应和有序用电措施汇总表

单位：户、万千瓦安、万千瓦

地区	需求响应措施	有序用电措施				
	总可限负荷	户数	总可限负荷	其中，快上快下		
				总可限负荷	0.5小时可限负荷	1小时可限负荷
南京	110.0	8662	188.7	49.4	6.9	14.0
无锡	130.0	5302	283.5	95.2	42.3	60.1
徐州	83.2	1863	121.1	67.8	10.0	24.7
常州	82.4	4292	178.5	66.8	29.8	60.1
苏州	239.5	14959	433.9	109.1	7.1	31.6
南通	94.0	1758	133.4	83.5	5.7	34.4
连云港	46.3	457	63.8	33.5	3.5	17.4
淮安	39.6	1162	87.8	44.5	1.9	16.2
盐城	69.8	6536	185.6	71.9	12.7	41.2
扬州	46.6	1480	97.9	46.2	12.7	25.2
镇江	42.5	3479	146.3	78.2	24.6	37.0
泰州	50.4	1421	102.0	50.3	2.4	17.0
宿迁	50.4	2830	86.5	38.8	5.2	16.2
合计	1084.7	54201	2108.8	835.04	164.6	395.1

附表 2

江苏省2022年度电力需求侧保供方案轮休和调休措施汇总表

单位：户、万千瓦安、万千瓦

地区	轮休措施				调休措施	
	户数	总可限负荷	保五错二		户数	总可限负荷
			可限负荷	保四错三 可限负荷		
南京	5485	124.1	39.7	49.6	2163	90.29
无锡	8799	234.1	68.2	97.9	6003	63.8
徐州	7000	97.7	27.9	41.9	1760	76.1
常州	6872	203.6	49.6	74.4	6804	209.2
苏州	17665	403.9	90.8	136.2	5686	133.3
南通	10213	251.0	62.3	93.4	5045	147.0
连云港	3531	74.9	21.4	32.2	3531	74.9
淮安	4006	70.8	18.0	35.0	3222	61.1
盐城	9397	203.0	60.1	90.0	3939	68.2
扬州	7739	110.5	31.6	47.4	609	56.9
镇江	3546	81.0	16.4	24.4	3479	144.2
泰州	10334	107.7	15.0	22.5	9782	48.6
宿迁	8449	99.5	28.4	42.7	6840	68.6
合计	103036	2061.8	529.4	787.6	58863	1242.2

江苏省 2022 年迎峰度夏 电力需求侧管理演习方案

一、演习目的

（一）为深入贯彻落实全省电力保障工作部署，科学研判发展形势和任务，进一步增强应急意识、社会责任意识和内部应急能力，深化电力需求侧管理工作，实现碳达峰、碳中和目标下的电力安全供应。为确保2022年江苏电网迎峰度夏各项工作的顺利开展，充分做好需求侧调节资源部署和调用准备，组织本次电力需求侧管理演习。

（二）2022年全省电力供需形势依然严峻，为进一步做好2022年电力供应保障工作，有效应对可能出现的供用电矛盾和突发情况，保障电网安全稳定运行，维护社会用电秩序平稳，促进电力资源优化配置，根据省发展改革委《关于做好2022年电力需求侧管理工作的通知》（苏发改运行发〔2022〕352号）中扎实开展电力需求侧管理实战演习工作要求，编制本演习方案。

（三）通过演习，提高全社会处置电力缺口的快速反应、整体联动能力，实现社会预警、社会动员、社会安定。设定2022年全省电网可能出现的电力缺口场景，检验电力需求侧管理措施执行效果。强化演习过程、演习现场和执行效果评估工作，及时

总结经验和不足，提出改进的措施和办法。锻炼电力需求侧管理队伍，不断提高方案执行科学性和熟练度，能快速有效处置电力供应短缺，并将损失降至最低，全面提升地区电力需求侧管理应急管理能力和水平。

二、演习依据文件

演习依据《有序用电管理办法》（发改运行〔2011〕832号）、《电力需求侧管理办法（修订版）》（发改运行规〔2017〕1690号）、《江苏省电力条例》、《江苏省电力需求响应实施细则（修订版）》（苏经信电力〔2018〕477号）、《省发展改革委关于做好2022年电力需求侧管理工作的通知》（苏发改运行发〔2022〕352号）等文件相关要求实施。

三、基本原则

必须遵循安全第一、组织严密、措施有效的原则，确保演练安全。必须从实战出发，有针对性、代表性、可操作性，覆盖主要场景，确保演练实效。采用统一领导、统一布置，分级负责、上下联动方法，确保演练各方协同高效。

四、演习特点

此次演习结合新型电力负荷管理系统建设及负荷侧保供机制日益完善，重点突出科学化、信息化、智能化、高效化四个特点。

（一）保供策略科学化。坚持“需求响应优先、有序用电保底”的原则，制定执行方案，多措并举降低负荷调控对经济社会的影响。

（二）演练流程信息化。依托新型电力负荷管理系统，实现全景监测、统一调度、统一指挥，各参演单位实现科学决策、精准执行、实时监控，参与用户及现场督查人员通过移动作业终端实时查看执行曲线，精准调节负荷，演练全链条全过程实现信息化、可视化。

（三）方案编制智能化。依据新型电力负荷管理系统等平台的大数据分析能力和智能决策能力，实现需求响应公平参与、执行过程实时精准监测和执行效果多维度展示。

（四）政企联动高效化。以省、市、县各级政府出台负荷侧保供政策为基础，形成各级政府承担属地负荷管理职责的政策保障环境，构建政电企一体化负荷管理组织体系，负荷管理工作统一指挥、高效协同，负荷调控措施有力有效。

五、演习组织机构

（一）演习总指挥部

总指挥： 省政府领导

副总指挥：省发展改革委、省电力公司领导

成 员： 省发展改革委、省电力公司相关领导

（二）导演组、技术保障组、参演单位

1. 导演组

省发展改革委经济运行调节局，省电力公司市场营销部。

2. 技术保障组

组 长： 省电力公司市场营销部相关处室负责同志

成 员： 省电力公司市场营销部相关人员

由省信通公司、方天公司、电力信息公司、高科公司有关人员提供新型电力负荷管理系统、用电信息采集系统、专变采集终端、短信平台、电视电话及视频监控系统等技术支撑。

3. 参演单位

省发展改革委经济运行局，省电力公司市场营销部、党委宣传部、调控中心，各市政府、发改委相关部门，各市供电公司相关部门、各基层供电公司，方案用户。

各参演单位均应设立相应的演习指挥及导演，对本单位演习的策划和实施总体负责。

六、演习内容及时间安排

（一）演习地点

1. 观摩席：省电力公司营销服务中心 4 楼大厅。

2. 各地市演习室：各地市供电公司电视电话会议室、电力负荷管理中心。

3. 用户现场：各市县用户现场。

（二）演习计划安排

表 1 演习时间计划安排表

时间	主要节点
5 月 25 日前	完成演习脚本编写
6 月 2 日前	完成演习相关视频拍摄及剪辑
6 月 10 日前	演习彩排，具备演习条件

6月上旬	正式演习
6月中旬	完成演习各项总结工作

（三）考察重点

1. 考察参演人员在全省供需出现缺口时的应急组织处置能力。
2. 考察电力需求侧管理措施执行到位情况。
3. 检验省市发改委、电网企业、相关电力用户之间的协作联动能力。
4. 考察电力需求侧管理业务人员、负控值班员的操作熟练度，检验规范执行相关规定，正确处置各类场景的能力。
5. 考察各地市 2022 年电力需求侧保供方案的可操作性。
6. 考察新型电力负荷管理系统的可用性和时效性。
7. 考察实时需求响应项目的实时调节能力。

七、演习工作要求

（一）对演练准备工作的要求

1. 为确保本次演练取得实际效果，各参演部门和相关人员应对演练方案严格保密，演练内容的酝酿、策划及准备工作仅限于参演指挥、导演，指挥和导演组成应相对固定。
2. 演练内容的编制要结合各地区的实际情况，做到整个演练在实操时间内，各单位参演人员完成适当的操作和处理任务。
3. 演习指挥至少应准备一部手机；导演应至少准备一部开

放本地网功能的行政电话和一部手机,参演人员应准备好上报联系表中号码的手机。实战演练期间,所有通讯通道应保持畅通。

4. 演练电话于演练前两天调试完毕,演练前两天熟悉演练场地,演练当天各部门和演练人员及通讯负责人提前一小时进入演练场地。实战演练期间,所有通讯通道应保持畅通。

5. 演练期间所有参演人员必须使用新型电力负荷管理系统对用户进行短信通知、参数下发、功控投入等指令的操作。

6. 市县两级分会场设置视频及通话情况监控设备,以保证省级演练现场观摩人员能实时看到、听到。

(二) 对演练实施工作的要求

1. 演练应按照实际操作的规范进行,操作新型电力负荷管理系统时,应有专人对参演人员进行监护,确保参演人员不对设备进行误操作。

2. 参演导演负责本单位演练和整体演练间的协调工作,演练内容全部结束后,及时向演练总指挥和其他相关部门汇报演练情况(演练经过、效果、在线监测工况、参加演练人数和有无失误等),演练结束后离场须得到演习指挥部同意。

3. 演练进行时,应向参演人员提供必要的文件资料。

4. 演练进行时,必须保障通信畅通。

5. 演练过程应安排新闻报道。

八、演习方案内容

本次演习模拟全省次日执行缺口控制情况,通过实战演练有

效组织用户参与邀约需求响应、实时需求响应，实战演练覆盖各地市区县单位，检验电力需求侧管理组织实施能力。

场景一：模拟次日全省最大 750 万千瓦供电缺口，实施约定需求响应

省气象台预报，晴热高温天气持续覆盖全省，次日最高气温飙升至 37℃，全省空调负荷进一步释放，预计全省用电负荷将达 1.3 亿千瓦。根据日前平衡分析结果，全网统筹平衡后在次日腰荷 13 时至 15 时存在 750 万千瓦电力缺口，需启动电力需求侧管理措施。全省自愿申报参与需求响应的“快上快下”资源用户 4269 户，响应能力 825 万千瓦，申报量的 90% 预计能够覆盖次日缺口。按照需求响应优先原则，优先启动实施全省范围用户腰荷需求响应，准备实时需求响应资源作为后备。

（一）场景设置的特点

全省在 2022 年度迎峰度夏负荷高峰期间某个时段全省出现固定电力缺口情况下，省级电力运行主管部门根据电力供需情况，与省电力公司进行会商，按照需求响应优先、有序用电保底的原则制定方案。

通过梳理全省需求响应资源，预判能够覆盖缺口。利用市场激励机制，通过需求响应提前邀约，优先启动实施全省范围用户腰荷需求响应。同时，预通知实时需求响应用户做好资源调用准备。

（二）考察要点

1. 考察省电力公司配合政府通过新型电力负荷管理系统快速分解缺口指标、确定启动方案，按照需求响应优先、有序用电保底的原则制定方案。

2. 考察各市县供电公司通过平台快速有效对全省已申报用户提前一天开展告知、邀约工作。

3. 考察各市县供电公司通过平台在执行过程中实时监控和对用户智能提醒，确保完成下达电力缺口指标。

4. 考察各市县供电公司通过平台在执行结束后进行统计分析，形成日报表，报市发改委和省电力公司，省电力公司将全省需求响应执行情况向省发改委进行报备。

5. 考察省市县出现电力缺口情况下，政企协同应急处置能力。

（三）处置过程

1. 7月18日10:00，省发改委和省电力公司共同召开供需平衡会议，预计7月19日最高调度负荷达1.3亿千瓦，明确全省需在腰峰（13:00-15:00）执行电力需求侧管理措施。省发改委要求全省范围内优先对“快上快下”用户按申报量的90%启动需求响应，并预通知实时需求响应用户做好资源调用准备。

2. 7月18日10:20，省发改委运行局根据国家发改委有序用电管理办法，向省政府办公厅、国家发改委经济运行调节局履行报备程序。

3. 7月18日10:30，省电力公司通知各地市供电公司电力

缺口情况，省电力负荷管理中心通过新型电力负荷管理系统将次日错峰负荷指标及执行要求下达 13 个地市电力负荷管理中心，同时由平台统一向全省范围推送需求响应邀约。

4. 7 月 18 日 10:40，各地市供电公司按照政府主导、政企联动的工作要求，与市发改委开展会商。

5. 7 月 18 日 11:00，接到通知后，各地市电力负荷管理中心值班人员登录新型电力负荷管理系统，查询申报用户应邀情况，并对重点用户进行电话告知。

6. 7 月 18 日 12:00，用户接到邀约后，立即组织相关部门召开讨论会，沟通安排需求响应执行预案。

7. 7 月 18 日 17:00，省电力负荷管理中心完成各地市电力负荷管理中心应邀响应量汇总统计。

8. 7 月 18 日 17:10，省电力负荷管理中心通过系统通知各地市电力负荷管理中心提醒应邀用户参与需求响应。

9. 7 月 18 日 18:00，各地市电力负荷管理中心利用新型电力负荷管理系统，通过站内信、手机短信、“网上国网” APP 等方式发送次日执行提醒。

场景二：模拟日内全省增加 50 万千瓦供电缺口，追加约定需求响应措施

7 月 19 日 11:00，由于当日风电出力不及预期，腰荷时段 13 时至 15 时，在昨日预测基础上，供电缺口扩大 50 万千瓦，此时距离负荷控制的时间只剩下不到 2 个小时，需要补充调用剩余全

部快上快下需求响应资源。

（一）场景设置的特点

由于新能源预测出力出现偏差，导致日内缺口扩大，需要补充调用剩余 10%的“快上快下”资源。

通过新型电力负荷管理系统，实现负荷资源精细管理、灵活调控、智能决策、指挥监控，并在全过程中实现与用户的友好互动。强调对“快上快下”资源的多举措调控，利用市场化手段，引导用户自主、快速、精准响应。

（二）考察要点

1. 考察负荷资源精细管理及智能调控水平。通过平台客户标签体系及智能决策算法，快速筛选最适合的快上快下资源。

2. 考察负荷实时监测、灵活控制水平。通过平台在执行时段实现分路实时监控执行效果，在经政府批准后，出现超限额情况能够快速实施负荷控制，当缺口消除后能够快速释放负荷。

3. 考察供需友好互动水平。通过平台采取 AI 语音、短信、网上国网等多种线上方式快速通知用户并进行确认，执行过程中用户可实时查看自身用电负荷曲线，实现用电负荷精准自控。

（三）处置过程

1. 7月19日11:00，省发改委和省电力公司紧急电话会商，明确全省需在腰峰（13:00-15:00）补充调用剩余 10%的快上快下资源，要求省电力公司做好实时需求响应措施准备工作。

2. 7月19日11:10，省发改委、省电力公司立即通知地市

发改委、供电公司共同组织实施。省电力负荷管理中心应用新型电力负荷管理系统统一向全省范围推送补充需求响应邀约通知。

3. 7月19日11:20，各地市发改委与供电公司在市电力负荷管理中心会商负荷调控方案。

4. 7月19日11:30，各地市电力负荷管理中心值班人员登录新型电力负荷管理系统，运用站内信、手机短信、“网上国网”APP、AI智能语音等渠道提醒“快上快下”用户登录系统查看追加响应要求。

5. 7月19日12:00，用户在系统中完成二次应邀操作后，立即组织相关部门召开协调会议，优化调整执行方案。

6. 7月19日12:10，各地市供电公司完成补充邀约需求响应容量确认统计，并向地方发改委进行汇报。

7. 7月19日12:20，省电力负荷管理中心向省发改委汇报全省补充需求响应邀约统计情况，并同时做好楼宇空调、用户侧储能、工业CPS等实时需求响应资源调用的准备工作。

8. 7月19日13:05，在需求响应执行时段，灵活调用“快上快下”资源，实现负荷有效压降。用户按照既定负荷调节预案，通过自主调整生产计划、设备运行状态，实现对不同时间尺度、不同类型负荷有效调节，支撑电网安全稳定运行。

9. 7月19日13:35，省电力负荷管理中心值班人员通过新型电力负荷管理系统对“快上快下”需求响应用户执行效果进行监测，发现部分地市未达到调控目标要求。省电力负荷管理中心

下发告警函，并发现某企业未按应邀容量执行到位。经短信、网上国网、AI 语音等线上方式提醒，以及督导人员现场督导，该企业仍未执行到位。经请示省发改委后，省侧值班人员立即通知地市值班人员详细核对需求响应用户可中断回路功率及负荷性质，按照功控轮次依次跳开可中断回路，直至用户满足邀约响应量。

10. 7 月 19 日 14:00，全省负荷得到有效控制。执行过程中，市县电力负荷管理中心值班人员通过新型电力负荷管理系统对执行方案用户负荷进行实时监测，分析判断执行效果，对于异常情况及时与现场督察人员做好沟通。经过监测，申报需求响应用户均已达到应邀响应量，电网整体供需形势平稳

场景三：模拟日内苏南地区降雨，增加 20 万千瓦供电缺口，实施实时需求响应

7 月 19 日 14:30，由于苏南地区天气预报存在较大偏差，多地市突降大雨，光伏出力受限，突增 20 万千瓦负荷缺口，需在 0.5 小时内紧急控制负荷 20 万千瓦，由于时间紧迫，需实施实时需求响应，以实现负荷紧急控制。

（一）场景设置的特点

执行过程突然出现光伏出力不足，需在 0.5 小时以内快速填补突然出现的负荷缺口，及时调用实时需求响应资源。体现在突然面临小范围缺口时，实时需求响应资源的应急处置作用，展现分钟级调控能力。

（二）考察要点

1. 考察新型电力负荷管理系统、实时需求响应项目的可用性和时效性。省电力公司通过平台对各类实时需求响应资源的一键调用、快速调节，发挥实时需求响应资源在面对电网突发电力缺口时的应急响应作用。

2. 考察通过平台执行实时需求响应的实际效果，以实时监测曲线展现调控效果，以实时监测数据展现对用户生产的影响。

3. 体现电力负荷无感调控。接收平台下达的指令，自动需求响应系统按照预案实时调控设备负荷，负荷调控过程悄然无声。

（三）处置过程

1. 日内执行阶段：

（1）7月19日14:30，省发改委和省电力公司再紧急电话会商，明确启动实时需求响应，要求省电力公司立即实施。

（2）7月19日14:31，省电力公司通过新型电力负荷管理系统一键调用实时需求响应资源，并通过平台实时监测响应用户负荷曲线、执行情况。

（3）7月19日14:32，省电力公司通过新型电力负荷管理系统将实时需求响应用户通知淮安、南京、苏州三个地市电力负荷管理中心，并要求做好用户沟通指导工作。

（4）7月19日14:36，连线淮安储能用户现场，查看客户侧储能资源参与实时需求响应情况。

（5）7月19日14:39，连线南京数据中心用户现场，查看

数据中心资源参与实时需求响应情况。

(6) 7月19日14:42, 连线苏州充电站用户现场, 查看充电站资源参与实时需求响应情况。

(7) 7月19日14:47, 省电力公司汇报实时需求响应整体执行效果。

2. 负荷释放阶段:

(8) 7月19日15:00, 全省高温天气逐步消退, 风电出力快速爬升, 供需平衡紧张形势有效缓解。省电力负荷管理中心下发负荷释放指令, 组织13个地市电力负荷管理中心通知用户释放负荷, 恢复生产。

(9) 7月19日16:00, 地市电力负荷管理中心通过新型电力负荷管理系统通知区县电力负荷管理中心做好用户服务。

(10) 7月19日16:30, 区县电力负荷管理中心通过新型电力负荷管理系统分析当日执行效果并自动形成日报, 报市电力需求侧管理专职。地市电力负荷管理中心统计汇总全市当日执行效果并形成日报, 报市发改委和省电力公司。省电力公司汇总分析全省当日执行效果报省发改委。

九、演习评估规则

(一) 用户基线负荷基线计算

约定需求响应选择电力用户在邀约日前5个正常工作日所对应响应时段的负荷曲线(采集周期为15分钟)作为基线; 实时需求响应选择电力用户在需求响应执行前2小时的负荷曲线

（采集周期为 30 秒）作为基线。

（二）用户实际负荷的计算

取用户执行需求响应时段的负荷作为用户实际负荷。

（三）用户削减负荷的计算

用户削减负荷=用户基线负荷-用户实际负荷

（四）响应效果计算

削峰响应时段平均负荷低于基线平均负荷，其差值大于等于响应能力确认值的 80%，则视为有效响应，否则视为无效响应。其差值大于响应能力确认值的 120%，按照响应能力确认值的 120% 计算。

十、安全保障措施

（一）基本安全措施要求

1. 终端巡视、开关试跳等工作，工作负责人按规定交代好危险点、预控措施，用户电气负责人掌握清楚后签字确认。

2. 进入作业现场，必须穿全棉长袖工作服、绝缘鞋（靴）、戴安全帽。

3. 操作前要使用验电笔对采集终端外壳进行验电，并确认外壳可靠接地。

4. 如需进行高处作业如检查屋顶天馈线，应使用安全带或在悬空处设置防护网，防止人员高空坠落。

5. 处理弱电控制回路时，应有绝缘包裹等可靠的防短路措施，断开终端跳闸端子，防止客户开关误动作。

（二）实控安全措施要求

1. 实控当日，电力公司、客户均应到场，履行工作票许可、确认手续后，方可进行带负荷实控。
2. 实控当日，电力公司须协调电力用户安排专业电工和开关厂家人员在现场配合，进行相关的设备保障。
3. 收到实控指令后，应认真核对试跳客户相关信息，核对无误后下发控制指令。操作过程中，应始终保证一人操作一人监护，严禁误操作。
4. 电力公司应严密监测终端工作状况，观测终端是否输出跳闸指令、用户开关是否同步跳闸。如遇异常，积极配合用电检查员、电力客户排查试跳过程中的相关问题。
5. 电力公司应督促客户做好电气设备预防性试验，确保设备运行安全可靠。