

江苏省经济和信息化委员会文件

苏经信电力〔2017〕916号

关于印发《江苏省有序放开发用电计划 工作方案》的通知

各设区市经信委，省电力公司，江苏电力交易中心有限公司，
有关发电（集团）企业：

为贯彻落实《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）和电改配套文件精神，根据省政府电力体制改革有关工作要求，编制《江苏省有序放开发用电计划工作方案》，现印发给你们，请遵照执行。

江苏省经济和信息化委员会

2017年12月18日



江苏省经信委办公室

2017年12月18日印发

江苏省有序放开发用电计划工作方案

为了贯彻落实《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)和电改配套文件精神,积极推进我省电力市场化改革,根据国家发展改革委、国家能源局《关于有序放开发用电计划的通知》(发改运行〔2017〕294号)要求,结合江苏实际,制定本工作方案。

一、总体思路和主要原则

(一) 总体思路

在保证电力供需平衡和社会秩序稳定的前提下,通过建立优先购电、优先发电制度,保障无议价能力用户用电,保障清洁能源、调节性电源发电优先上网,逐步放开其他发用电计划。通过直接交易等市场化方式,实现电力电量平衡从以计划手段为主向以市场手段为主的转变。

(二) 主要原则

1、坚持市场化方向。在保证电力安全可靠供应的前提下,通过有序缩减发用电计划,开展电力直接交易,不断扩大市场化电量的比例,推进电力市场机制的建立与完善。

2、坚持保障民生。保留必要的公益性、调节性发用电计划,确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务行业等用电。在有序放开发用电计划的过程中,充分考虑企业和社会的承受能力,保障基本公共服务的供给。常态化、精细化开展有序用电工作,

有效保障供需紧张情况下居民等重点用电需求不受影响。

3、坚持节能减排和清洁能源优先上网。优先保障水电和规划内的风能、太阳能、生物质能等清洁能源发电上网，促进清洁能源多发满发。

4、坚持电力系统安全和供需平衡。按照市场化方向，改善电力运行调节，统筹市场与计划两种手段，引导供给侧、需求侧资源积极参与调峰调频，保障电力电量平衡，提高电力供应的安全可靠水平。

5、坚持有序推进。综合考虑经济结构、电源结构、电价水平、送受电规模、市场基础等因素，分步实施、有序推进。

二、建立优先购电制度

（一）基本内容

优先购电用户按照政府定价优先购买电力电量，并获得优先用电保障。在编制有序用电方案时，优先购电用户列入优先保障序列，原则上不参与限电，初期不参与市场竞争。

（二）适用范围

第一产业用电，第三产业中的重要公用事业、公益性服务行业用电（包括党政军机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等涉及社会生活基本需求，或提供公共产品和服务的部门和单位用电），居民生活用电。

（三）电量构成

2016年，全省全社会用电量5458亿千瓦时，其中优先购电电量1699.7亿千瓦时，占31.1%。优先购电量中，城乡居民生活

用电合计 619.5 亿千瓦时，一产用电量 61.9 亿千瓦时，电力、燃气及水的生产和供应业用电量 595.9 亿千瓦时，重要公用事业、公益性服务用电量（含“交通、运输、仓储邮政业”、“金融、房地产、商务及居民服务业”、“公共事业及管理组织”）422.4 亿千瓦时。

根据《江苏省“十三五”能源发展规划》，2020 年，全省全社会用电量为 6500 亿千瓦时，预计优先购电电量 2400 亿千瓦时左右。

（四）保障措施

1、在保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，根据电力供需形势、电源结构、用户结构的实际情况，制定优先购电计划。

2、对于符合优先购电适用范围的电力用户，将其生产、提供服务及工作期间的用电量全额纳入优先购电计划。

3、电网企业与优先购电用户签订购售电合同，按照政府定价向优先购电用户保障供电。

4、电力交易机构确保优先购电用户购售电合同优先结算。

5、制定有序用电方案时，保障优先购电用户供电，出现电力缺口或重大突发事件时，由其他用户按照有序用电方案承担限电义务。

三、建立优先发电制度

（一）基本内容

优先发电计划用于保障清洁能源发电、调节性电源发电优先

上网。发电企业按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量，并通过优先发电计划予以保障执行。

（二）适用范围

1、一类优先发电：纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电。为满足调峰调频和电网安全需要发电。为提升电力系统调峰能力，促进可再生能源消纳，可再生能源调峰机组发电。为保障供热需要，供热方式合理、实现在线监测并符合环保要求的热电联产机组，按“以热定电”原则发电。

2、二类优先发电：跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电，水电，核电，余热余压余气发电。

（三）电量构成

2016年，优先发电量合计 2205.7 亿千瓦时。一类优先发电电量中，风能、太阳能、生物质能等可再生能源机组发电量 246.0 亿千瓦时，为满足调峰调频和电网安全需要的调峰调频发电量 311.70 亿千瓦时，按照“以热定电”原则的热电联产机组发电量 456.6 亿千瓦时，燃机电量 295.3 亿千瓦时（燃机进入市场前，考虑其调峰和供热作用，暂列入优先发电）；二类优先发电电量中，核电发电量 153.7 亿千瓦时，区外来电优先发电量 732 亿千瓦时。

2020 年，预计全省优先发电量 2830 亿千瓦时。其中电网调峰调频电量、燃机发电量考虑通过辅助服务市场获得相应补偿后由市场确定价格，跨省跨区送电中的优先发电电量逐步过渡到由市场确定价格。

（四）保障措施

1、留足优先发电空间。安排年度发电计划时，充分预留风电、太阳能发电、生物质发电、电网调峰调频、可再生能源调峰、跨省跨区送电、核电、余热余压余气发电等优先发电空间。

2、优先发电计划的编制，结合电力生产和消费实际，以保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应为前提，由电网企业保障执行。

3、在电力市场建立初期，优先发电计划分为执行政府定价和市场化方式形成价格两部分，随着电力市场机制的进一步完善，逐步建立优先发电计划的市场机制，逐步缩减优先发电计划。省内优先发电计划执行政府定价和市场化方式形成价格的比例，可根据电源特性和供需形势等因素，结合电力体制改革进程分类确定。跨省跨区优先发电计划落地价格按照《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2015〕962号），由送受电双方按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电价格。

4、优先发电计划中以市场化方式形成价格部分，如不能实现签约，指标可通过市场方式转让给其他优先发电机组。如指标无法转让，则由电网企业参考同类型机组平均购电价格购买，产生的结算盈余计入输配电价平衡账户。

四、有序放开发用电计划步骤

坚持保障电力安全和供需平衡，分步实施有序放开发用电计划。统筹市场与计划两种手段，引导供需两端积极参与调峰调频，保障电力电量平衡，保证电力可靠供应。综合考虑电源结构、电

价水平、市场基础等因素，按电源类型和用电用户类型等逐步放开发用电计划，为扩大电力市场规模创造条件。

（一）第一阶段（2017-2019年）：放开竞争性环节电量30%-80%，交易电量规模达到1300-3000亿千瓦时。

参与交易的30万千瓦及以上燃煤机组平均市场化电量占比达到40%-80%，核电机组市场化电量占比达到20%-50%。中发〔2015〕9号印发后核准的燃煤机组，原则上不再安排发电计划，投产后一律纳入市场化交易和由市场形成价格。进一步提高山西阳城电厂、皖电东送、锦苏特高压等区外来电的市场化电量比重，其中山西阳城电厂、皖电东送电量的市场化水平逐步与省内同类燃煤机组接轨。

全面放开20千伏及以上电压等级、部分放开10千伏电压等级的工、商业用户参与市场交易，非保障性用电用户可自愿参与交易。

（二）第二阶段（2020年），取消竞争性环节发电计划，推动优先发电计划逐步市场化，交易电量规模达到4000亿千瓦时。

放开13.5万千瓦及以上燃煤机组全部发电量计划，核电机组市场化电量占比达到60%，跨省跨区送电中的市场化交易电量700亿千瓦时。

放开除保障性用电用户以外的10千伏及以上电压等级所有工、商业用户的用电计划。

（三）第三阶段（2021年—）：逐步放开优先发电、优先购电计划，完善辅助服务交易机制，基本放开除优先购电权以外的

所有用电量。

逐步缩小优先发电权的范围，建立燃气机组、可再生能源发电参与市场交易的机制，进一步扩大跨省跨区送电的市场化份额，满足用电计划放开的需求。

推动优先购电用户参与市场交易，逐步缩小优先购电用户范围。

五、工作措施

在确保电力供需平衡，落实优先购电、优先发电制度的前提下，稳妥有序地放开发用电计划，扩大电力直接交易规模，为电力市场的建立和完善创造条件。

（一）明确煤电机组年度市场化电量

1、用电需求预测。每年年底，根据全省经济发展情况，结合经济增长与用电负荷的相关性，对次年全省用电量进行科学分析预测。

2、优先发电电量测算。风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电以及余热余压余气发电按照资源条件全额安排发电；调峰调频电量（含抽水蓄能电站电量）按照保障电网安全运行确定的机组最小开机方式测算；可再生能源调峰电量按照《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》（发改运行〔2016〕1558号）测算，实际电量根据调峰机组实际调峰次数和深度进行分配；热电联产机组根据供热在线监测系统数据，按照“以热定电”原则测算电量；跨省跨区送受电按照不低于上年实际水平或多年平均水平测算电量；核电机组在保证安全的情况下，根据《保障核电安全

消纳暂行办法》，兼顾调峰需要测算电量。

3、根据预测的全省总用电量，扣除优先发电电量，测算参与交易的煤电机组平均发电利用小时数。按照差别化电量原则，确定各类煤电机组基数电量及市场化电量。

（二）组织签订发购电合同

发电企业与电力用户、售电公司签订的发购电合同由电力交易机构汇总和确认，电力调度机构安全校核后，由电网企业保障执行。其中，燃煤发电企业年度发电利用小时不应超过省内燃煤机组年度发电小时数最高上限，综合考虑可再生能源消纳、电网安全、公平竞争和行业健康发展等因素测算最高上限值，由电力调度机构商省经济和信息化委确定。

加快放开无议价能力用户以外的电力用户参与市场交易，引导发电侧放开规模与需求侧相匹配。售电公司视同大用户与发电企业开展电力直接交易，中小用户无法参与电力直接交易的，可由售电公司代理参与交易。

（三）逐年减少既有燃煤发电企业计划电量

在优先支持已实行市场交易电量的基础上，配合用电计划放开的进展，逐年减少燃煤机组计划发电量比例。2020年，除优先发电计划外，其他电量均通过市场化交易实现。如因发用电计划放开不同步产生电费结算盈亏，计入输配电价平衡账户，可用于政策性交叉补贴、辅助服务费用等。

（四）新核准发电机组积极参与市场交易

在“中发〔2015〕9号”文颁布实施后核准的煤电机组，原则

上不再安排发电计划，不再执行政府定价，投产后一律纳入市场化交易和由市场形成价格，但签约市场化交易电量亦不应超过燃煤机组发电小时数最高上限。新核准核电等机组除根据相关政策安排一定优先发电计划外，其余电量参与电力市场交易，由市场形成价格。

（五）参与市场交易的电力用户不再执行目录电价

参加电力市场交易的电力用户，不再执行对应的目录电价。除优先购电、优先发电对应的电量外，发电企业其他上网电量价格主要由电力用户、售电公司与发电企业通过自主协商、市场竞争等方式确定。已参加市场交易的用戶又退出的，在通过售电公司购电或再次参与市场交易前，由电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，暂按政府核定的居民电价的1.2倍执行，保底价格由价格部门按照国家确定的上述原则确定。鼓励优先发电、购电用户参与市场交易，在电力市场体系比较健全时，全部放开上网电价和公益性电量以外的销售电价。

（六）完善应急保障机制

通过实施需求响应和有序用电方案，完善电力电量平衡的应急保障机制和体系。在面临重大自然灾害和突发事件时，暂停市场交易，全部或部分免除市场主体的违约责任，发电全部或部分执行指令性交易，包括电量、电价，用电执行有序用电方案。

（七）建立优先发电优先购电计划报送制度

每年年初，省经济和信息化委商省电力公司结合电力生产和

消费实际，测算全省优先发电、优先购电保障范围，向国家发展改革委上报优先发电、优先购电计划。省电力公司将上年度优先发电、优先购电计划完成情况和管理措施落实情况报省经济和信息化委。