

# 江苏省发展和改革委员会文件

苏发改能源发〔2016〕1518号

---

## 省发展改革委关于印发江苏省“十三五” 电力发展专项规划的通知

各市、县（市）发展改革委：

电力发展规划是指导电力工业可持续发展的纲领性文件，对于理顺电力工业发展思路、明确发展目标、优化产业布局、促进行业科学发展具有重要意义。根据省政府办公厅《关于做好“十三五”规划编制有关工作的通知》（苏政办发〔2014〕47号）和国家能源局《关于做好“十三五”电力发展规划编制工作的通知》（国能电力〔2014〕388号）要求，我委会同有关部门组织编制了《江苏省“十三五”电力发展规划》，现印发给你们，请结合

实际，认真组织实施。

附件：江苏省“十三五”电力发展专项规划

江苏省发展改革委

2016年12月27日

---

抄送：国家能源局，省政府办公厅，国家能源局江苏监管办，省各  
有关部门，省电力公司，各市、县（市）人民政府。

---

江苏省发展和改革委员会办公室

2016年12月28日印发

---

附件：

# 江苏省“十三五”电力发展专项规划

江苏省发展和改革委员会

二〇一六年十二月

# 目 录

序 言 .....	1
第一章 发展基础 .....	2
第一节 发展成就 .....	2
第二节 面临形势 .....	4
第二章 指导思想、基本原则和发展目标 .....	6
第一节 指导思想 .....	6
第二节 基本原则 .....	7
第三节 发展目标 .....	8
第三章 重点任务 .....	11
第一节 清洁高效发展煤电 .....	11
第二节 稳步发展燃气发电 .....	13
第三节 大力发展新兴能源 .....	14
第四节 优化发展热电联产 .....	16
第五节 有序利用区外来电 .....	17
第六节 推进电网结构完善 .....	18
第七节 加快建设智能电网 .....	19
第八节 加强调峰能力建设 .....	21
第九节 深入开展节能减排 .....	22
第十节 实施电力民生工程 .....	24
第十一节 推广电力先进技术 .....	25
第十二节 深化电力体制改革 .....	27
第四章 保障措施 .....	28

第一节 强化组织实施.....	28
第二节 完善配套政策.....	29
第三节 加强投资管理.....	30
第四节 健全监督考核.....	31
附图：2020 年江苏电网 500 千伏及以上电网地理接线图 .....	33

## 序 言

“十三五”时期，是全省全面建成小康社会的关键时期，也是全面深化改革的攻坚时期。全省经济发展已步入新常态，既面临环境保护与碳减排的双重压力，又面临全面推进能源生产、消费、技术和体制革命的新要求。为适应新形势发展需要，“十三五”时期应理顺发展思路，明确发展目标，以安全保供为首要任务，以优化结构为重点，以重大问题为导向，深入实施创新驱动核心战略，持续推进全省电力工业科学健康发展。

根据《江苏省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《江苏省“十三五”能源发展规划》，编制《江苏省“十三五”电力发展专项规划》。本规划以加快转变电力发展方式为主线，提出全省“十三五”期间电力发展的指导思想、基本原则、发展目标、重点任务、政策措施，是全省“十三五”电力发展的总体蓝图和行动纲领。

本规划基准年为 2015 年，规划期为 2016-2020 年。

## 第一章 发展基础

### 第一节 发展成就

供应能力不断增强。全省经济社会持续快速发展，电力需求不断增长，2015 年全省全社会最高负荷和全社会用电量分别达到 8573 万千瓦和 5115 亿千瓦时，“十二五”期间年均增速分别为 6.0% 和 5.8%。截至 2015 年底，全省发电装机已达 9529 万千瓦，五年累计新增装机 3070 万千瓦。全省电网初步形成“六纵五横”500 千伏主干网架，220 千伏电网分 25 片区运行，过江通道输电能力达到 1000 万千瓦。电力供应有力支撑了全省 GDP 年均 9.6% 的增长。

煤电结构持续优化。截至 2015 年底，全省煤电装机 7207 万千瓦，占全省发电装机的 75.6%，比 2010 年下降 8.5 个百分点。百万千瓦级超超临界煤电机组 18 台，60 万千瓦及以上煤电机组占比达到 59.5%，比 2010 年提高了 17.2 个百分点。全省煤电机组供电煤耗 301 克/千瓦时，“十二五”累计下降 21 克/千瓦时。全国首个百万千瓦级二次再热超超临界示范工程建成投运，供电煤耗 266.5 克/千瓦时，发电效率 47.8%，两项指标均位居全国之首。

清洁能源快速发展。截至 2015 年底，全省清洁能源发电装机 2127 万千瓦，占全省发电装机的 22.3%，比 2010 年提高 8.6 个百分点，其中，核电 200 万千瓦、天然气发电 868 万千瓦、风电 412 万千瓦、光伏发电 422 万千瓦、生物质发

电 111 万千瓦、小水电 4 万千瓦、抽水蓄能 110 万千瓦。田湾核电 3、4 号机组建设进展顺利，5、6 号机组通过国务院常务会议审议并开工建设。“十二五”期间，光伏发电装机呈现跨越式发展，年均增长 115.9%，风电、天然气发电和生物质发电实现较快发展，年均分别增长 24.6%、18.9% 和 11.9%。分布式光伏发电和海上风电装机规模位居全国前列。

节能减排大力推进。“十二五”期间，全面推进煤电节能减排升级改造，累计 275 台 5214 万千瓦机组实施节能改造，330 台 4100 万千瓦机组实施环保改造。2015 年，全省电力行业二氧化硫、氮氧化物排放总量分别为 29.9 万吨和 43.6 万吨，比 2010 年分别减少 31.6 万吨和 45.3 万吨；占全社会排放总量的比重分别为 35.8% 和 40.8%，比 2010 年分别下降 20.8 和 19.6 个百分点。截至 2015 年底，全省共计 50 台 2787 万千瓦机组达到超低排放水平，规模位居全国首位。“十二五”期间，全省累计关停 336.6 万千瓦落后煤电机组，位居全国第一。2015 年，全省全口径供电煤耗下降至 300 克/千瓦时，比全国平均水平低 14 克。“十二五”期间锦苏特高压直流工程建成投运，年输入区外清洁水电 340 亿千瓦时，年节约发电用煤约 1420 万吨。

区外来电稳步扩大。2015 年，全省接纳区外来电最大电力达到 1559 万千瓦，比 2010 年增加 678 万千瓦，占全社会最高用电负荷 18.2%；受电量 693 亿千瓦时，占全社会用电量 13.5%， “十二五” 累计净受电 2677 亿千瓦时。锦屏~苏州



特高压直流输电工程建成投运，最大输送电力已达到 720 万千瓦。淮南~南京~上海特高压交流工程、晋北~南京特高压直流工程和锡盟~泰州特高压直流工程通过国家核准并开工建设。

## 第二节 面临形势

**需求增速逐步趋缓。**近年来，全省经济发展进入新常态，电力需求增速有所放缓。“十三五”期间，预计全省地区生产总值年均增长 7.5% 左右，产业结构将进一步优化，二产特别是高耗能产业比重下降较快。根据预测，2020 年全社会用电量和全社会最高用电负荷将分别达到 6500 亿千瓦时和 11800 万千瓦，“十三五”期间年均增长 4.9% 和 6.6%，电力消费弹性系数 0.65 左右。

**环保约束逐步趋紧。**以雾霾严重为表现的环境污染日益突出，电力发展面临的环境约束进一步凸显。根据国家和省政府相关规划政策，到 2020 年全省非化石能源占一次能源消费比重达到 11% 左右；非水可再生能源电量占全社会用电量比重达到 7%。大力发展光伏发电、风电、核电等非化石能源，优化区外来电结构，提高煤炭清洁高效利用水平，将成为全省电力行业绿色低碳发展的重要任务。

**煤电建设空间受限。**2013 年，国务院印发《大气污染防治行动计划》，明确严格控制煤电总量和新增规模。为防范电力产能过剩风险，国家发展改革委和国家能源局已联合下发《关于促进我国煤电有序发展的通知》，实施“取消一批、

“缓核一批、缓建一批”政策，建立煤电风险预警指标体系，定期发布分省预警提示。省内煤电机组建设需按照国家规模控制等相关要求，纳入火电建设规划实施方案，同时落实煤炭等量减量替代、污染物等量减量平衡、关停落后机组等条件，煤电新增规模严格受控。

区外来电存在变数。“十三五”期间，国家能源局初步安排我省新增晋北~南京、锡盟~泰州特高压直流和准东直流分电江苏共计 1800 万千瓦区外来电，从目前送端电源前期工作进度看，存在较大不确定性。同时，淮南~南京~上海特高压交流工程过江段延期建成，将对“十三五”期间落点江北的两条特高压直流电力消纳带来较大影响。随着电力体制改革工作推进，市场竞价环境下的电力交易也将对区外来电输送电量产生一定影响。

综合效率亟待提高。“十二五”末，全省现役 30 万千瓦煤电机组共有 60 台，30 万千瓦以下煤电机组仍有 1000 万千瓦左右，部分机组容量偏小、设备老化、服役期较长，发电效率较低。由于缺乏政策配套，小热电特别是自备电厂关停替代存在较大难度。部分具备供热条件的大型燃煤机组，未按区域热电联产规划对外实施供热，能源综合利用效率未能得到充分发挥。受发电技术和价格政策等因素影响，天然气分布式能源尚未得到大规模推广应用。局部配电网结构相对薄弱，低压线损率仍然较高。

电网运行难度加大。“十三五”期间，我省将接纳多回大

容量、远距离特高压交直流来电，电网运行控制难度进一步增加。电力主干网架日趋紧密，系统短路电流控制难度不断加大。风电、光伏发电等大量接入，出力波动性和间歇性增强，发电侧调控难度增大。电动汽车和其他电能替代终端快速发展，需求侧随机性逐渐增大，电力系统实时平衡难度进一步增加。受气网和电网季节性、时段性不协调等因素影响，燃机调峰优势难以充分发挥。

电力改革势在必行。电力体制改革 9 号文及配套文件对新一轮电力改革的方向、路径和任务提出了具体要求。新一轮电力改革以市场化为主线，以优先保障民生用电和清洁能源发电为底线，对降低社会用电成本、拉动社会投资、实现能源革命具有重要的促进作用。电力体制改革是供给侧结构性改革的重要内容，通过深化电力体制改革将推进能源领域的制度变革、结构优化和要素升级，降低社会用能成本，提高资源配置效率和增加能源有效供给。

## 第二章 指导思想、基本原则和发展目标

### 第一节 指导思想

以中国特色社会主义理论、“三个代表”重要思想和科学发展观为指导，全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，深入贯彻习近平总书记系列重要讲话

特别是视察江苏重要讲话精神，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，深入贯彻“四个革命、一个合作”能源发展战略思想，以转变电力发展方式为主线，以保障电力供应安全为首要任务，着力推进电源结构优化，着力推进电力节能减排，着力推进坚强智能电网建设，着力推进科技装备升级，着力推进电力体制改革，努力构建清洁、高效、安全、可持续发展的现代电力工业体系，为建设“强富美高”新江苏提供坚实可靠的电力保障。

## 第二节 基本原则

**统筹协调。**把平衡协调作为实现电力工业科学发展的根本途径，统筹落实提供优质电力服务和推进生态文明建设的双重任务，协同推进增加电力有效供给和优化电力发展方式，努力实现总量与结构、省内与区外、电源与电网、化石能源与非化石能源协调发展，促进电力与经济、社会、生态环境健康可持续发展。

**安全经济。**把电力安全作为实现电力工业科学发展的首要任务，实现发、输、配、用等各个环节安全可靠运行。充分挖掘存量资源，优化配置增量资源，全面提高能源利用效率。综合考虑宏观政策、电力市场、电源布局和区外来电等各类因素，科学规划布局电源、电网等重要电力基础设施，确保电力负荷、电源建设、电网运行有效衔接。

**节能优先。**把节约能源作为实现电力工业科学发展的根本目标，通过推动技术进步、强化工程措施、改进供能模式、

加强管理引导、完善财税政策等手段，促进电力行业节能降耗，提高资源利用效率，降低发电煤耗、厂用电率和输电损耗，提升电力行业能源转化和利用效率。

**绿色低碳。**把优化结构作为实现电力工业科学发展的关键举措，大力发展可再生能源，安全发展核电，适度发展气电，优化区外来电结构，清洁高效发展煤电，严格控制各类污染物排放，加快提升传统能源低碳利用水平，电力供应实现从主要依靠传统化石能源发电向更多利用清洁高效、低碳优质能源发电转变，有力助推全省生态文明建设。

**创新驱动。**把科技进步作为实现电力工业科学发展的重要支撑，深入实施创新驱动核心战略，增强科技创新能力，加强新材料、关键技术的攻关和设备研制，在可再生能源和新能源发电、洁净煤发电、核能发电、智能电网等领域关键技术和科技装备取得新突破，推动电力装备制造业做优做强。

**深化改革。**把推进改革作为实现电力工业科学发展的内生动力，充分发挥电力市场在资源配置中的决定性作用，还原能源商品属性，构建有效竞争的电力市场结构和市场体系，加快推进电力体制改革，提高电力资源配置效率和效益，转变政府监管方式，建立健全法治体系。

### 第三节 发展目标

（一）电源发展目标。到 2020 年，全省发电装机达到 1.32 亿千瓦左右。其中，煤电 8315 万千瓦、天然气发电 2000 万千瓦（不含分布式发电）、核电 425 万千瓦、抽水蓄能 260

万千瓦、小水电 4 万千瓦、风电 1000 万千瓦、光伏发电 800 万千瓦、生物质发电 150 万千瓦、综合利用发电 244 万千瓦。区外来电 3300 万千瓦左右。

（二）电力结构目标。到 2020 年，全省煤电装机占全省发电装机比重下降至 63% 左右，清洁能源发电装机占比提高至 35% 左右，非化石能源发电装机占比提高至 20% 左右。

（三）电网发展目标。建成淮南~南京~上海特高压交流、晋北~南京特高压直流、锡盟~泰州特高压直流工程。500 千伏电网形成“六纵七横”网格式结构，“北电南送”过江输电能力达到 1400 万千瓦。220 千伏输电网分区优化为 28 片运行。加快配电网建设，110 千伏及以下电网新建及改造变电容量约 9270 万千伏安，新增线路约 6.3 万公里。

（四）节能减排目标。“十三五”期间，全省平均供电煤耗下降 5 克/千瓦时，关停小火电机组 250 万千瓦。电网线损率下降到 4.0% 以下。到 2017 年底，10 万千瓦及以上在役燃煤机组全部达到燃机排放标准（即在基准含氧量 6% 的条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米，下同），10 万千瓦以下燃煤机组全部达到重点控制区域特别限值排放标准。电力行业二氧化硫和氮氧化物排放总量累计分别下降不低于 43% 和 35%。

（五）民生服务目标。到 2020 年，全省城乡居民人均生活用电量达到 985 千瓦时。全面完成新一轮农村电网升级改造工程和城乡配电网改造工程，全省供电可靠率达到

99.986%，综合电压合格率达到 99.96%。电动汽车充电桩达到 17 万个以上，力争达到 20 万个，车桩比基本达到 1:1。

### “十三五”电力规划发展主要目标

项目	指标	2015 年	2020 年
电源 发展	省内装机 (万千瓦)	9529	13198
	其中：煤电	7207	8315
	气电	868	2000
	核电	200	425
	抽水蓄能	110	260
	小水电	4	4
	风电	412	1000
	光伏发电	422	800
	生物质发电	111	150
	综合利用发电	194	244
	区外来电 (万千瓦)	1500	3300
电力 结构	煤电装机比重 (%)	76	63
	清洁能源装机比重 (%)	22	35
	非化石能源装机比重 (%)	13	20
电网 发展	特高压电网	建成锦屏~苏州特 高压直流输电工程	建成淮南~南京~ 上海特高压交流， 晋北~南京、锡盟~ 泰州特高压直流 等工程
	500 千伏电网	形成“六纵五横” 网架结构，过江通 道输电能力达到 1000 万千瓦	形成“六纵七横” 的网格式结构，过 江通道输电能力 达到 1400 万千瓦
	220 千伏电网	分 25 片区运行	分 28 片区运行

项目	指标	2015年	2020年
	110千伏及以下配电网	变电容量3.5亿千伏安，线路长度34.1万公里	变电容量4.4亿千伏安，线路长度40.4万公里
节能 减排	全口径供电煤耗(克/千瓦时)	300	295
	小火电关停(万千瓦)	[ 336.6 ]	[ 250 ]
	电网线损率(%)	4.28	≤4
	污染物削减率(%)		
	其中：二氧化硫	[ 51.3 ]	[ 43 ]
	氮氧化物	[ 50.9 ]	[ 35 ]
民生 服务	城乡居民人均生活用电量(千瓦时/人)	663	985
	供电可靠率(%)	99.965	99.986
	综合电压合格率(%)	99.86	99.96
	电动汽车充电桩(个)	12211	17万以上，力争达到20万

备注：〔 〕中数据为五年累计数。

### 第三章 重点任务

#### 第一节 清洁高效发展煤电

严格项目管理。根据国家《关于促进我国煤电有序发展的通知》和《关于进一步落实煤电有序发展有关工作的通知》等政策要求，研究建立全省煤电风险预警指标体系，加强新建燃煤发电项目规模管理。实施《江苏省火电项目管理暂行办法》和《江苏省热电联产项目管理暂行办法》，根据能源消费总量、煤炭消费总量、能源消费强度“三控”要求，完善



全省新建燃煤发电项目优选办法，在国家下达新增规模内组织项目优选。坚持发展大容量、高参数和超低排放发电机组，坚持新建机组与关停落后挂钩，坚持煤炭等量减量替代，坚持污染物等量减量平衡，科学指导煤电项目建设。

**优化项目布局。**结合苏南现代化建设和区外来电建设“两个进程”，统筹兼顾用电负荷、环境容量“两个因素”，加快推进江南向江北、沿江向沿海“两个转移”。苏南不再新建除公用背压机组以外的燃煤发电项目，位于城区的燃煤热电联产机组，逐步实现清洁能源替代；苏中沿江地区从严控制煤电发展，不再新辟厂址新上煤电项目，原有厂址扩建的从严把控；支撑性电源建设重点转向苏北特别是沿海地区。

**有序推进项目建设。**按照国家推进燃煤发电示范项目的总体安排，结合区域电力电量平衡情况，积极争取先进燃煤发电示范项目落地我省并组织实施。优化发展以各类开发区（工业园区）生产经营单位为服务对象的工业生产型热电联产。在国家确定的燃煤发电规模内，优先发展淮北地区生活采暖型热电联产项目。根据区域热电联产规划，推进高效清洁燃煤背压热电联产项目规划建设，加快整合替代高污染、高排放、低效率的燃煤热电和锅炉。新建燃煤发电项目一律达到燃机排放标准。稳步推进大屯煤矸石热电联产、沙洲电厂二期、华电句容二期、中电投协鑫滨海、国电宿迁等已核在建项目建设进度。根据国家统一安排，适时推进永泰沛县、射阳港扩建等项目前期工作。

## 第二节 稳步发展燃气发电

充分发挥天然气发电对优化电源结构、缓解调峰压力、促进节能减排等优势，按照省发展改革委《关于推进天然气发电供热健康有序发展的意见》要求，在气源保障的前提下，稳步建设天然气调峰和热电联产机组。加强与中石油、中石化、中海油等上游资源企业的合作，扩大西气东输、川气东送、沿海LNG等天然气利用规模，进一步提高天然气发电比重。按照“因地制宜，区别对待”原则，分类推进天然气调峰和热电联产项目建设。

**热电联产机组。**按照“需求导向、注重效果”的思路，在生产生活用热存量较大、热负荷强度高、分散锅炉关停任务重、大气环境质量差的地区，实施“以气代煤”，以“热电比”达标为前提，积极有序地发展天然气热电联产，优先安排热电联产新增规模。在城市主城核心区、新城中心区和经济开发区，鼓励发展冷热电三联供等分布式能源，提高能源综合利用效率。

**调峰发电机组。**按照“统筹考虑，控制总量”的思路，在严格测算全省分片电网调峰需求和电力平衡需求的基础上，结合跨省特高压落点、LNG接收站布局、天然气管网枢纽节点，审慎稳妥地发展天然气调峰发电，结合电力体制改革，充分挖掘调峰机组潜力，发挥调峰机组作用。

**重点项目建设。**加快推进无锡东亚、华电扬州等调峰发

电项目建设，加快推进国信淮安、华电昆山、大唐金坛、中盛镇江、华兴张家港、华能江阴、无锡西区、大唐姜堰、华能苏州、华电通州、南京蓝天、国信高邮、国信仪征等热电联产项目建设，加快推进协鑫昆山、华电金湖、华润钟楼等天然气分布式发电项目建设，确保按期投运。建立项目储备制度、分类优选制度和后期评估制度，对储备项目分类组织优选，并根据优选结果指导地方政府和项目业主开展项目前期工作。

### 第三节 大力发展新兴能源

坚持优化结构和优化布局相结合、发展集中式和推进分布式相协调原则，努力提高核能、风能、太阳能、生物质能等非化石能源发电比重，推动清洁高效低碳优质能源逐步成为增量能源贡献主体。继续落实保障性收购制度，确保风电、光伏发电等可再生能源发电量全额消纳。

**核能发电。**坚持把安全放在首位，一手抓好在役机组安全运行，一手抓好新扩建项目规划建设。按照千万千瓦级核电基地建设目标，建成投运田湾核电3、4号机组，加快5、6号机组建设，争取7、8号机组纳入国家“十三五”核电发展规划。有序开展第二核电厂址选址和保护工作，适时推进项目前期工作。加强同中核、中广核、国核投等核电企业和相关科研机构合作，开展小型高温气冷堆前期研究，按照国家核安全规划和核电发展规划，结合区域供电和大规模供热需求，选择1~2个点适时开展前期工作。

**风力发电。**贯彻落实《关于促进风电健康有序发展的意见》、《江苏省风能资源开发规划研究报告》、《江苏省海上风电场工程规划》，按照沿海规模化发展和内陆分布式应用并举的思路，坚持海陆并举、以海为主的原则，积极推动连云港、盐城、南通等海上风电开发；全力推动《全国海上风电开发建设方案（2014-2016）》确定的18个项目前期工作和建设进度。因地制宜，有序推进沿海陆上风电和内陆低风速风电协调发展，促进内陆低风速风电尽快形成规模。组织开展分散式风能应用示范，推动接入低配电网的分散式风电建设。

**光伏发电。**贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，大力推进光伏发电建设，坚持分布式光伏发电与集中并网光伏电站协调发展的原则，重点利用工业园区、经济开发区、公共设施、居民住宅等城乡各类屋顶资源，广泛发展“自用为主、余电上网”分布式光伏发电。在“不影响生态功能，不改变用地性质，不影响生产功效”的基础上，因地制宜利用沿海滩涂、鱼塘水面、煤矿塌陷地、沿海风电场等空间资源，建设风光互补、渔光互补、与农业设施相结合的多方式多形态光伏电站。组织实施光伏“领跑者”计划，推动行业技术进步和发电成本降低。

**生物质发电。**按照综合利用、多元发展、政府扶持、市场推动的思路，科学规划布局，严格环保要求，稳步推进生物质直燃发电、气化发电、沼气发电和垃圾焚烧发电项目建

设。以纳入热电联产规划为前提，鼓励发展以秸秆和生物质残渣为燃料的热电联产。按照国家统一部署，探索开展高效清洁煤电耦合生物质（污泥）发电技术研究和试点示范。

#### 第四节 优化发展热电联产

**强化规划引导。**坚持按需定规、以热定电，多元互补、立足存量、布局合理，科学编制和修订热电联产规划。依据热电联产规划范围、城市总体规划、产业发展布局、可利用能源资源以及环境约束等外部条件，结合规划区域现有热源点布局和运行现状、燃煤小热电和锅炉关停计划、大型燃煤机组供热改造等情况编制区域热电联产规划，提高热电联产覆盖范围和综合效率。

**完善发展原则。**坚持控制增量、盘活存量，优先实现在役大型燃煤机组和生物质、资源综合利用发电机组供热改造，增加公用热源，替代自备热源。坚持公用为主、自备为辅，优先布局和发展以天然气、生物质、余气余压余热为初始能源的公用热电联产项目，限制布局和发展以煤炭为初始能源的公用热电联产项目，不布局不发展燃煤自备热电项目，鼓励各类自备热电联产机组转为公用。坚持以热定电、环保优先，对热电机组热电比实行分类考核，优先规划建设以可再生能源和可利用废弃资源为初始能源的热电联产项目，新建燃煤热电机组必须达到超低排放水平。对于现有工业大型抽凝热电机组，开展通过上大压小方式，按照等容置、减煤量替代原则，规划改建超临界及以上参数抽凝热电联产

机组试点。坚持能效优先、布局合理，鼓励突破行政区域界限实施供热。

**优化热网布局。**鼓励在技术经济合理的前提下，采用长距离输送热网技术，实现远距离热用户供热，扩大供热范围；科学规划管网路径，通过实施跨设区市、跨县（区、市）供热，合理控制并逐步减少规划范围内热源点数量；构建以热力管网为主的一张网、多热源联合供热系统，适度安排备用热源，实现热源间互补运行，保障供热安全可靠；统筹推进配套热网建设和老旧管网改造，实现供热区域热网互联互通。

**加强检查考核。**健全完善检查考核制度，定期开展热电联产项目检查考核。强化整合替代考核，新建热电机组需按照承诺关停小热电和燃煤锅炉，新建燃煤热电机组还需落实煤炭等量减量替代。强化能效环保考核，发电煤耗不得高于同类机组平均水平 5 克/千瓦时；主要污染物排放需达到省定标准。强化热电指标考核，新建燃煤和燃气机组年平均热电比需分别达到 70% 和 40% 以上。对考核不达标准的，责令限期整改。

## 第五节 有序利用区外来电

**扩大利用规模。**根据国家能源发展规划，加快建成锡盟~泰州、晋北~南京特高压直流工程，根据国家能源局《关于进一步调控煤电规划建设的通知》要求，会同送端省份适时控制配套电源建设进度。充分利用华东特高压 1000 千伏交

流环网和 10 条 500 千伏省际联络线，优化大规模区外来电下的电网调度运行方式，加强省际互济互供。到 2020 年，全省协议区外来电规模达到 3300 万千瓦左右。

**优化来电结构。**坚持“安全第一、清洁优先”的思路，区别对待不同性质的新增区外来电，有序利用区外水电，严格控制区外煤电。积极利用西部水电和内蒙古、山西等地可再生能源，扩大利用新疆、青海可再生电力电量。

**创新合作方式。**本着“科学布局、多方共赢”的原则，支持徐矿集团等能源企业积极参与特高压配套电源建设。按照国家电力体制改革相关要求，加快推进省际电力市场化交易。加强重大问题研究，妥善处理特高压直流输电对油气管道等设施影响，提前化解耦合风险，保障电网运行安全。

## 第六节 推进电网结构完善

**完善 500 千伏主网架。**适应特高压来电和大容量电源输送要求，全面消除 500 千伏电网薄弱环节，加强 500 千伏横向通道，形成覆盖全省的网格型“电力高速公路”。苏北地区着重增加 500 千伏变电站布点，贯通徐连、沿海输电通道，增强网络结构，满足沿东陇海、沿海产业聚集区用电增长需求。苏中地区着重加强与特高压交直流站的电网联络，形成 1000 万千瓦区外来电 500 千伏受电能力。苏南地区着重优化 500 千伏电网结构，通过调整网架结构、增加备用联络、应用新技术等措施，增容挖潜，全面提升苏南电网负荷中心受电能力和供电安全水平。到 2020 年，新增 500 千伏变电容

量 5350 万千伏安，线路 2511 公里，形成 500 千伏“六纵七横”主网架结构。

优化 220 千伏电网。围绕区域经济社会发展、500 千伏电网布局、常规电源和可再生能源送出需要，进一步增加 220 千伏变电站布点，全面优化分层分区运行，提高分区供电能力和区间保障能力。220 千伏各分区均衡供电，潮流分布合理，合理控制短路电流，充分发挥电网规模效益。220 千伏片区间设置备用联络线，具备解环条件，既可分区分片，又能保障可靠供电，区间互济备用，有效提高区域间事故支援和负荷转供能力。到 2020 年，全省 220 千伏电网划分为 28 个片区运行，其中苏南 16 个片区、苏中 5 个片区、苏北 7 个片区。

加快配电网建设。根据深化电力体制改革、加快配电网建设改造和推进微电网建设要求，积极实施全省配电网建设改造实施方案，以供电可靠性、配电智能化、服务均等化为目标，推动标准、技术、装备同步提升，科学构建强简有序、标准统一的配电网结构，积极提升配电网装备水平，适度超前建设配电网，全面解决城乡配电网薄弱环节。到 2020 年，全省 110 千伏及以下配电网变电容量达到 4.4 亿千伏安、线路长度达到 40.4 万公里。

### 第七节 加快建设智能电网

加强能源互联互通。推进主动配电网发展，提高系统运行灵活性，促进新能源、分布式电源和电动汽车等多元化负



荷灵活接入、高效消纳和友好互动。探索构建多种能源优化互补的综合能源供应体系，逐步构建以电力流为核心的能源管理平台。鼓励在工业园区（商业园区）等区域，开展多能互补示范工程，以光伏发电、风电、燃气冷热电三联供系统为基础，应用储能、热泵等技术，构建多种能源综合利用体系。以苏州主动配电网技术创新示范工程为着力点，掌握源-网-荷-储协同规划、控制运行、监测预测和电能质量控制方法，提升电网对分布式电源、储能与多元化负荷的即时接纳能力和协调控制能力，加快向智能电网转型升级。

**全面接纳清洁能源。**推广新能源发电功率预测和调度运行控制技术，推广分布式能源、储能系统与电网协调优化运行技术，增强服务和技术支撑，平抑新能源波动性。推广具有即插即用、友好并网特点的并网设备，满足新能源、分布式电源广泛接入要求。进一步提高电网潮流柔性管控能力，提升电网接纳新能源、分布式电源和多元化负荷的能力。鼓励在集中式风电场、光伏电站配置一定比例储能系统，健全广域分布式电源运营管理体系，完善分布式电源调度运行管理模式，实现风电、光伏等可再生能源持续全额消纳。

**提高配网自动化水平。**有序推进配电自动化建设，持续提升配电自动化覆盖范围，提高配电网运行监测、控制能力，实现配电网可观可控。加强智能电网调度控制系统建设，持续提高大电网驾驭能力和纵深风险防御能力。提高专网光纤覆盖率，全面提升带宽和可靠率，提高配电通信网对配电自

动化、用电信息采集、地县一体化调度等业务的支撑能力，积极探索电力光纤通信全业务和增值信息服务模式，全面支撑智能电网建设。

**构建智能互动体系。**积极利用互联网、信息通信和智能控制技术，探索云计算、大数据、物联网、移动通信等新应用，满足电网广泛互联、信息开放互动需求，逐步构建“互联网+”智能电网系统，促进电力流、信息流与业务流深度融合。推广智能计量技术应用，以智能电表为载体，完善多元化计量模式和互动功能，引导分时有序用电，打造智能服务平台，提供定制电力、能效管理等增值服务。全面支撑用户信息互动、分布式电源接入、电动汽车充放电、港口岸电、电采暖等业务，鼓励用户参与电网削峰填谷，实现与电网协调互动。

## 第八节 加强调峰能力建设

**加快发展水能调峰。**充分发挥抽水蓄能电站启停迅速、运行灵活、储能备用、调峰调频等优点，结合电力系统负荷分布情况和站址资源条件，因地制宜发展抽水蓄能电站。加快推进溧阳抽水蓄能电站、句容抽水蓄能电站建设，确保按期投运；积极推进连云港抽水蓄能电站前期工作并开工建设。到 2020 年，全省抽水蓄能电站规模达到 260 万千瓦。提高区外水电来电比重，提高夏季顶峰能力。

**有序发展非水调峰。**结合跨省特高压落点、LNG 接收站布局、分片电网调峰和气网调峰需求，优化发展燃气调峰电

站，提高电网调峰能力。研究提升火电运行灵活性措施，组织开展煤电机组灵活性改造，挖掘燃煤机组调峰潜力。推动完善跨省辅助服务市场，积极推进区外来电参与我省电力调峰，重点解决低谷调峰问题，提高区外来电送电曲线与全省电力负荷特性匹配度，缓解全省电力调峰压力。

**积极发展储能系统。**加强风电、光伏发电配套的储能设施建设，提高区域配电网调峰能力，促进风光等新能源消纳。推广用户侧储电、储热、储冷等技术应用，加快推进电池储能电站示范工程建设，积极开展空气压缩储能发电技术示范研究。加强电动汽车充电设施建设，引导用户低谷充电。进一步完善调峰补偿机制，提高电源、用户各方参与辅助服务的积极性。

## 第九节 深入开展节能减排

**深入实施煤电节能减排。**新建、扩建燃煤发电项目需同步落实小机组关停容量、煤炭等量减量替代和污染物等量减量平衡要求，并一律达到超低排放水平。深入推进节能低碳调度，最大限度减少一次能源消耗。严控非电用煤，持续加快工业锅炉用煤和生活散烧用煤治理，提高电煤消费比重。大力推广热电联产，整合替代高污染、高能耗燃煤小热电和锅炉，强化现有热电联产在线监控，限制热电比和热效率不达标机组发电。根据全省节能减排升级与改造行动计划和年度实施计划，加快推进现役煤电机组节能减排升级改造。到2016年底，百万千瓦级煤电机组全部达到燃机排放标准；到

2017 年底，10 万千瓦及以上煤电机组均达到燃机排放标准，10 万千瓦以下机组均达到重点控制区域特别限值排放标准。到 2020 年，全省供电煤耗比 2015 年降低 5 克/千瓦时。

**加快淘汰落后产能。**加快淘汰煤电行业落后产能，促进煤电行业结构优化，提升高效清洁发展水平。“十三五”期间，关停落后煤电机组 250 万千瓦。重点淘汰以下三类煤电机组：单机 30 万千瓦以下，达到或超过设计寿命，不具备供热改造条件的纯凝煤电机组；供电煤耗未能达到《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》规定的煤电机组；污染物排放不符合国家和省定环保要求的煤电机组。

**推进电网节能降耗。**应用节能降损技术，优先采用节能金具、节能主变和高导电率钢芯铝绞线，科学匹配导线截面和变压器规格，减少电能损失。加强系统无功规划和运行管理，实现各电压层级无功就地平衡，减少传输损耗。推广应用高效节能配电变压器、非晶合金变压器、高过载能力变压器、调容变压器，全面完成老旧配变、高损配变升级改造，进一步提高电网运行效率。2020 年电网综合线损率逐步下降至 4% 以下。

**加快推动电能替代。**制定推进电能替代工作方案，加快实施“清洁替代、电能替代”，提高电力在终端能源消费中的比重。在集中供暖、工商业、农业生产领域大力推广热泵、电采暖、电锅炉、双蓄等电能替代技术。推广港口岸电技术，加快船舶岸电受电系统建设、改造，推进空港陆电、油机改

电等新兴项目建设。在铁路、汽车运输等领域“以电代油”，提高交通电气化水平，加快建设电动汽车城市充电网络和城际快速充电网络，推广电动汽车有序充电、电动汽车入网（V2G）及充放储一体化运营技术。到2020年，实施改造电能替代电量约600亿千瓦时，电能占终端能源消费比重提高2个百分点。

**加强电力需求侧管理。**继续积极开展电力需求侧管理，提升电能管理水平，完善需求响应机制。推进电力需求侧管理平台建设，引导鼓励用户实现用电在线监测。完善峰谷电价制度，适时调整峰谷分时电价，鼓励低谷蓄能，推行可中断负荷和尖峰负荷电价，提高发电机组平均利用小时数。积极发挥苏州市作为全国电力需求侧管理城市综合试点的示范效应，进一步在全省范围内推广其成功经验。推行能源合同管理和节能服务，调动电力企业与用户节约能源的积极性，提高电力发输配用各个环节的效率，努力实现全社会节能目标。

## 第十节 实施电力民生工程

**实施新一轮农村电网升级改造工程。**完善新一轮农村电网升级改造组织机构，统筹指导各地深入推进农村电网改造升级工作。组织编制省、市、县农村电网改造升级五年规划，加快推进农村配电网建设，实施金坛等美丽乡村电网示范工程，结合农村人居环境整治，加大配电线路、配电台区和低压进户线改造，全面解决户均供电容量低、安全隐患多等问

题。到 2020 年，农村地区供电可靠率不低于 99.930%，用户年均停电时间不超过 6.13 小时。

大力推进充电基础设施建设。制定实施《江苏省“十三五”电动汽车充电设施专项规划》，以用户居住地停车位、单位内部停车场、公交及出租等专用场站配建的专用充电基础设施为主体，以城市公共建筑物配建停车场、社会公共停车场、路内临时停车位配建的公共充电基础设施为辅助，以独立占地城市快充站、换电站和高速公路服务区配建城际快充站为补充，以充电智能服务平台为支撑，加快建设布局合理、适度超前、通用开放、功能完善的充电基础设施体系。到 2020 年电动汽车充电桩达到 17 万个以上，力争达到 20 万个，车桩比基本达到 1:1。

强化应急体系。加快推进煤炭中转储备基地和天然气发电企业双（多）气源供应设施建设，提升应对自然灾害、资源供应短缺、价格剧烈波动的能力，维护基本电力供应秩序。健全安全风险防范和应急管理机制，完善全省及各设区市大面积停电预案和联合处置体系。推进电力企业应急能力建设评估，建立应急指挥系统，制订应急保障措施，加强应急队伍建设。开展电网调度反事故演习、大面积停电演练，“黑启动”试验等，锻炼应急队伍，提升各级政府和全社会电力应急处置能力。

### 第十一节 推广电力先进技术

推动重大技术攻关。发挥全省科研力量强、应用示范多、

潜力市场广的优势，集中力量，联合攻关，加快示范，重点突破一批共性关键技术。充分发挥泰州电厂二期二次再热项目示范效应，开展 700℃超超临界二次再热燃煤发电技术攻关。以燃煤机组节能减排升级改造为契机，积极开展煤炭高效清洁利用、污染物治理和低能耗二氧化碳捕集等新技术研究。以推广智能化为方向，鼓励企业加大技术攻关，重点突破先进电力电子、智能运维、电力大数据、储能、能源互联网、智能微电网等关键技术，抢占智能电网产业“制高点”。

推进重大装备研制应用。结合实施《中国制造 2025 江苏行动纲要》，依托重大项目促进电力装备发展。通过天然气发电和大型燃煤发电项目建设，推动燃机、超超临界燃煤机组等重大装备国产化。通过田湾核电扩建项目和核产业基地，推动核电站用压力容器、蒸发器、管道和数字化控制系统设计制造技术发展。加强特高压、超高压交直流一次和二次以及电力电子、数字系统控制、电力通信、传感器和智能用电终端等设备研发力度。鼓励电网企业在充分试点的基础上，加快智能巡检机器人在表计识别、带电检测、环境监控、安防报警、隐患排查、带电作业等电力领域的科技研发和推广应用。到 2020 年，力争建成 50 个以上电网智能机器人运维作业示范区，省内电网企业智能巡检机器人装备总数突破 5000 台（套）。对接“一带一路”战略实施，推动电力装备“走出去”，扩大产业制造规模和效益，有效提高市场竞争力。

提升电网运行技术水平。借鉴国际先进的统一潮流控制器（UPFC）技术，推广国内首个 220 千伏 UPFC 技术应用工程经验，加快推进 500 千伏 UPFC 示范工程建设，实现重要输电断面潮流灵活调节，充分发挥电网供电潜力，为国内城市中心地区破解电网供电瓶颈提供示范。推广高压串联电抗器技术应用，在苏州等地区电网加装 500 千伏串联电抗器，降低短路电流水平。结合高可靠性供电区用户需求，在典型城市成熟区域开展电网合环试点项目，实施继电保护、配电自动化、潮流均衡、经济调度等技术策略，缩短故障查找时间及非故障段隔离时间，实现故障状态下对系统潮流分布的定向控制，提高系统灵活运行能力和安全稳定水平。

## 第十二节 深化电力体制改革

根据国家和省电力体制改革总体部署，围绕电力体制改革“三放开、一独立、三强化”核心内容，立足全局、立足省情、立足实际，按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行的要求，蹄疾步稳地推进电力体制改革。

有序推进输配电价改革，加快放开输配以外的竞争性环节电价，确保 2017 年底前完成输配电价核定工作，推动价格监管从购销价格向管住中间输配电环节价格转变；制定《江苏省电力市场建设实施方案》和电力市场监管办法，加快推进电力市场建设，完善市场化交易规则和机制，推动电力市场从独买独卖向有效竞争转变，同时推进辅助服务市场化改革，建立辅助服务分担共享新机制；完成电力交易机构



组建，制定电力交易机构监管办法，组建市场管理委员会，推动交易机构从电网企业下属全资子公司逐步向相对独立的股份制公司转变；有序放开发用电计划，建立并完善中长期和现货市场相结合的交易机制和平台，逐步放开公益性和调节性以外的发用电计划，推动发电用电从计划管理向市场调节转变；稳步推进售电侧改革，制定《江苏省售电侧改革实施方案》和相关监管办法，有序向社会资本放开配售电业务，积极培育合格的售电市场主体，推动配电售电从独家经营向多元竞争转变；加强和规范自备电厂监督管理，制定《江苏省加强和规范自备电厂监督管理的指导意见》，推进升级改造，规范税费缴纳，逐步推进自备电厂与公用电厂同等管理。

## 第四章 保障措施

### 第一节 强化组织实施

强化规划引导。增强规划约束引导作用，通过规划与项目的相互结合和有机统一，增强规划对产业布局和项目投资的调控管理，促进规划有效实施，有序推进项目建设。根据电力“十三五”规划，编制全省智能电网、配电网、电动汽车充电设施等专项规划和区域热电联产、资源综合利用规划，落实电力规划提出的主要目标和任务，促进电力项目科学布局，顺利落地。

**做好衔接协同。**加强与国家能源、电力规划和省级能源规划的对接，促使电力规划主要成果和发展目标及时纳入、充分体现。加强与土地利用总体规划、城乡建设总体规划、环境保护规划、海洋功能区划以及交通、水利规划等相互衔接。建立健全协调机制，加强发改、经信、国土、环保、建设（规划）、水利、交通、物价、电力等部门之间的沟通协调，确保电力规划确定的重大项目按期实施。

**明确责任分工。**各级能源主管部门承担电力规划编制、实施、评价的主体责任。各有关部门依照职责分工，完善并落实各项配套支持政策。加强政策普及和舆论引导，为电力项目建设营造高效顺畅的社会环境，督导电力企业落实社会责任。电力企业积极配合各级政府及相关部门，做好项目前期论证和规划建设。

## 第二节 完善配套政策

**财税政策。**落实国家对可再生能源和分布式能源的扶持政策。积极争取中央预算内投资，支持城镇配电网和农村电网改造升级、可再生能源、节能减排等领域发展。对新能源汽车、电动汽车充换电设施给予适当补贴，落实国家对节能电器的扶持政策，促进新能源产品应用。积极争取税收扶持政策，继续执行可再生能源增值税返还政策，研究制定电动汽车充电基础设施、分布式电源接入配套电网工程等税收支持政策，研究制定燃气发电税收减免政策。

**金融政策。**加强信贷政策和能源产业政策的衔接配合，

创新金融产品和服务，为能源投资多元化提供便利。拓展企业融资方式和融资渠道，推广债券融资、融资租赁以及权益市场融资等方式，提高电力企业融资能力。通过政府和社会资本合作（PPP 模式）、建立能源发展基金、组织开展银企合作等途径，积极支持电力企业扩大融资规模。在依法依规、风险可控前提下，加大对农村电网改造项目及智能配电网项目的信贷支持力度，并根据实际情况适当安排专项财政资金给予贷款贴息。

**价格政策。**结合电力体制改革，完善可再生能源发电上网定价和补偿机制，研究实施新一轮可再生能源电价政策。继续执行脱硫、脱硝、除尘等燃煤电厂环保电价补贴政策。按照环保收益和成本分担统一原则，统筹制定天然气发电上网标杆电价和供热指导价格，逐步建立反映市场供需形势和资源稀缺程度的天然气发电、供热价格动态调整机制。按照“准许成本加合理收益”原则，有序推进电价改革，分电压等级核定输配电价，向社会公布，接受社会监督。优化尖峰负荷电价和差别化电价政策，完善调峰等辅助服务补偿政策，研究推行可中断负荷电价，提高电力系统整体利用效率。

### 第三节 加强投资管理

**提升政务服务水平。**按照国家投融资体制改革总体部署，扎实做好国家下放有关权限事项的省级衔接工作，进一步细化和完善行政审批制度改革后续工作。继续取消和下放一批行政审批事项，对于保留的审批、核准、备案事项，进

一步优化完善火电建设、热电联产建设和电网建设管理办法等规范性文件，进一步优化审批流程，简化办理程序。提高行政效率和透明度，提升服务水平，推动政府职能转变，减轻企业负担，释放市场活力和社会创造力。健全第三方咨询评估机制，规范市场化中介服务，进一步加强投资决策的科学性和民主性。

**强化事中事后监管。**实施项目全过程管理，制定项目竣工验收和后评价管理办法，全面开展项目竣工验收、后评价等中后期管理工作。实施项目开工告知性报备制度，按照国家项目管理有关规定，结合电力产业政策，严格项目开工条件，定期核查落实情况。实施建设项目目标管理责任制，完善重点项目季报制度，强化监督检查，发挥社会监督、群众监督作用。

**促进投资主体多元化。**积极营造公平竞争、平等准入的市场环境，发挥电力行业投资在稳增长中的关键作用，进一步促进投资多元化、便利化。发挥省内外大型能源企业在拓展市场、锁定资源、服务民生等方面的重要作用，扩大有效投资，提升管理水平，实现经济效益与社会效益的正向叠加。研究出台支持性配套政策，鼓励并引导民间资本积极参与电力基础设施建设。

#### 第四节 健全监督考核

**完善监督考核。**各级能源主管部门要建立健全电力规划实施监督考核机制，会同相关部门强化对电力项目环境影

响、新增能（煤）耗动态评估和定期考核。电力企业要自觉接受政府部门监督，落实规划、设计、施工、运维等业务流程和工作要求，加强电力规划建设全过程管控，提升精益化管理水平。开展电源和电网建设专项监管，研判监管过程中发现的情况和问题，依法依规提出处理意见。加强电网公平开放政策执行情况的监管，确保新建电源公平无歧视接入电网。

**加强跟踪评估。**完善规划监督执行制度，跟踪分析规划实施情况，掌握主要目标和任务完成进度。在规划实施过程中，适时组织开展全面评估，提出相关对策措施。需要对本规划调整时，及时研究提出调整方案，并组织评估调整。及时开展规划期中、期末评估，总结规划实施过程中的问题，为规划滚动调整和下一轮规划编制提供依据。

附图：2020年江苏电网500千伏及以上电网地理接线图

