

安徽新型储能发展概况及展望

目 录

01/ 安徽电力概况

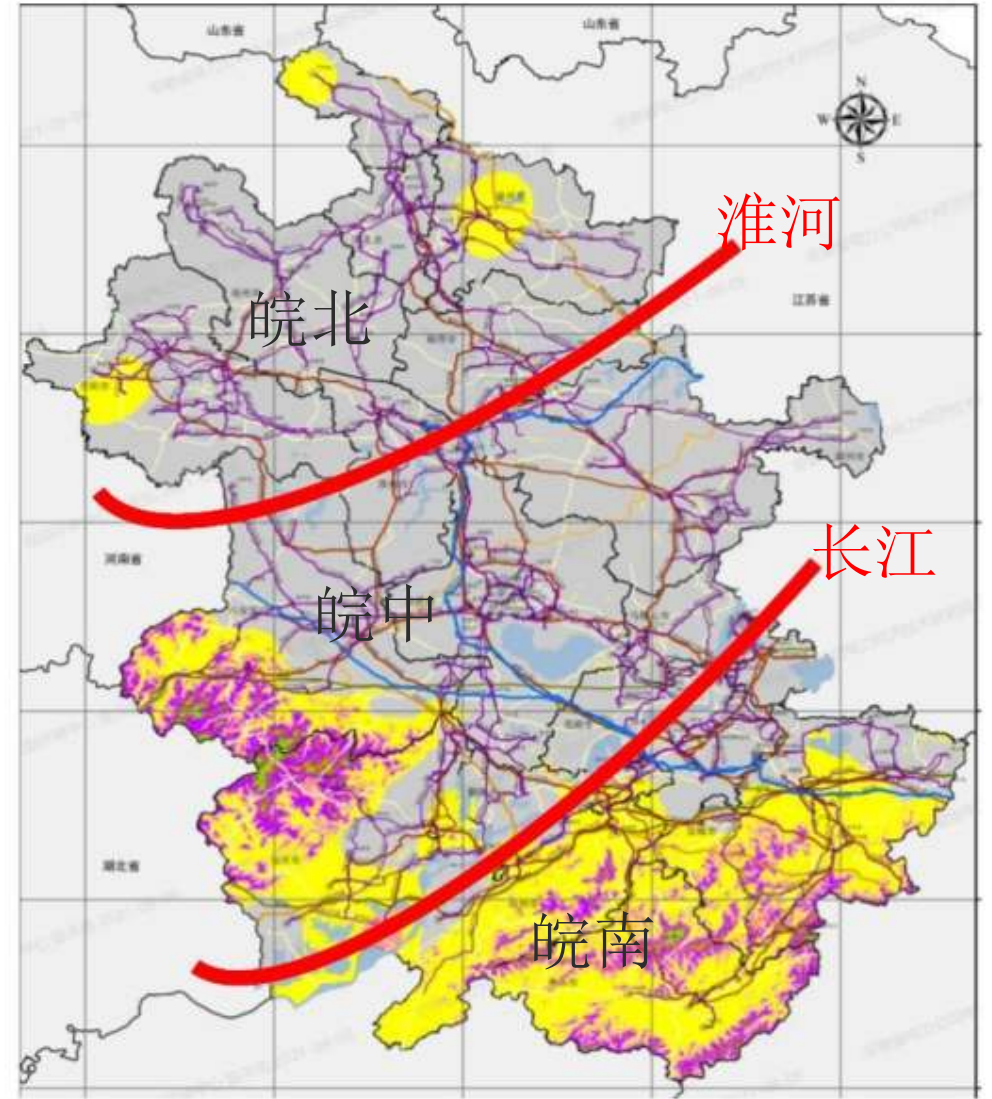
02/ 安徽储能政策

03/ 安徽储能发展现状

04/ 安徽储能发展展望

一、安徽电力概况

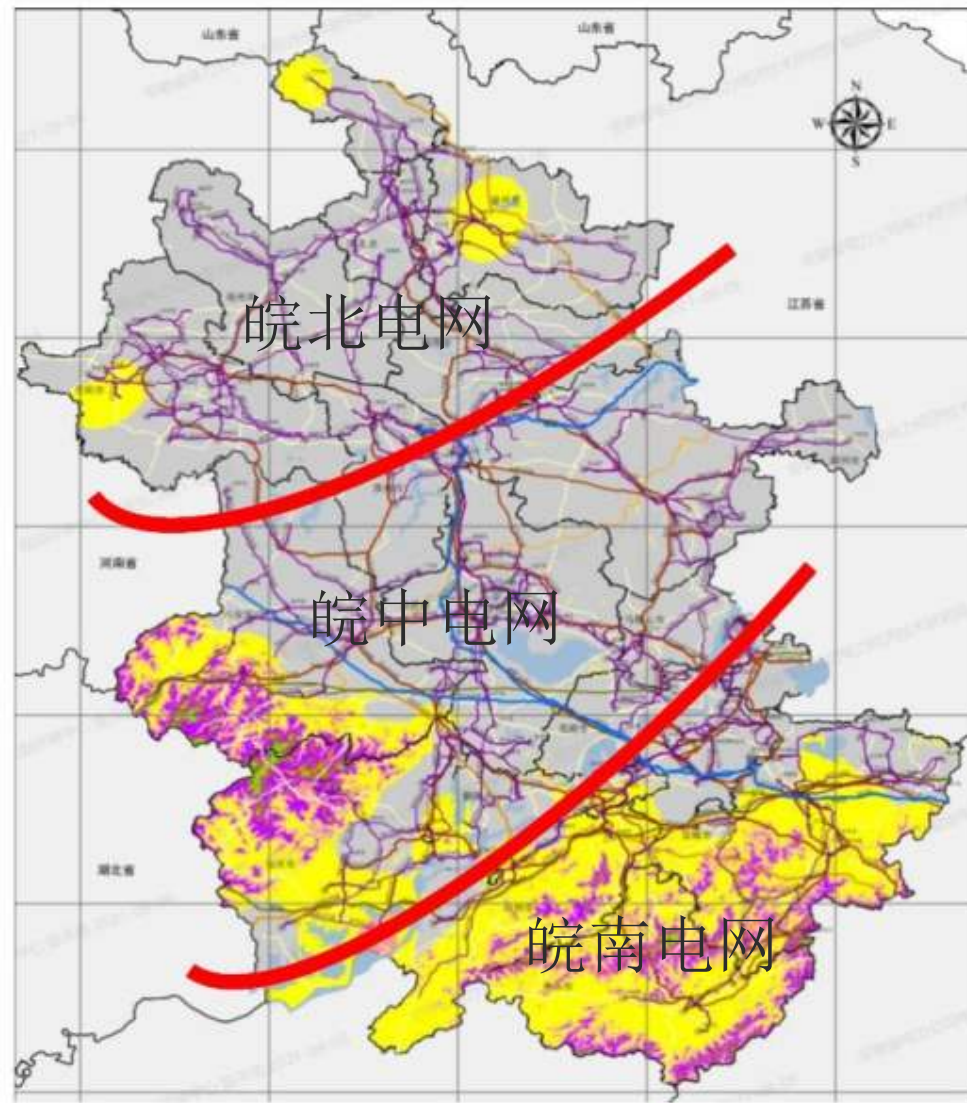
- 安徽省位于华东地区腹地，东连江苏省、浙江省，西接湖北省、河南省，南邻江西省，北依山东省，常住人口约5988万。
- 安徽境内地形多样，河湖交错，地跨长江、淮河、新安江三大水系，习惯上根据淮河和长江由北向南分为皖北、皖中和皖南，三个区域地形、文化、经济等差异较大。
- 京九、京沪铁路两大干线贯穿安徽南北，水陆交通发达，矿产繁多，资源丰富，煤炭储量约246.8亿吨，适宜建设大型坑口发电厂，为全国经济最活跃的长三角地区的延伸。



一、安徽电力概况

电网规模

安徽电网是华东电网的重要组成部分，同时承担着向华东电网送电的重要任务，其供电范围包括全省**16**个地市，省内电网习惯上按地理位置大致依淮河、长江自北向南分皖北、皖中和皖南电网，三片电网通过**500kV**主干线路和若干条**220kV**主干线路相联。

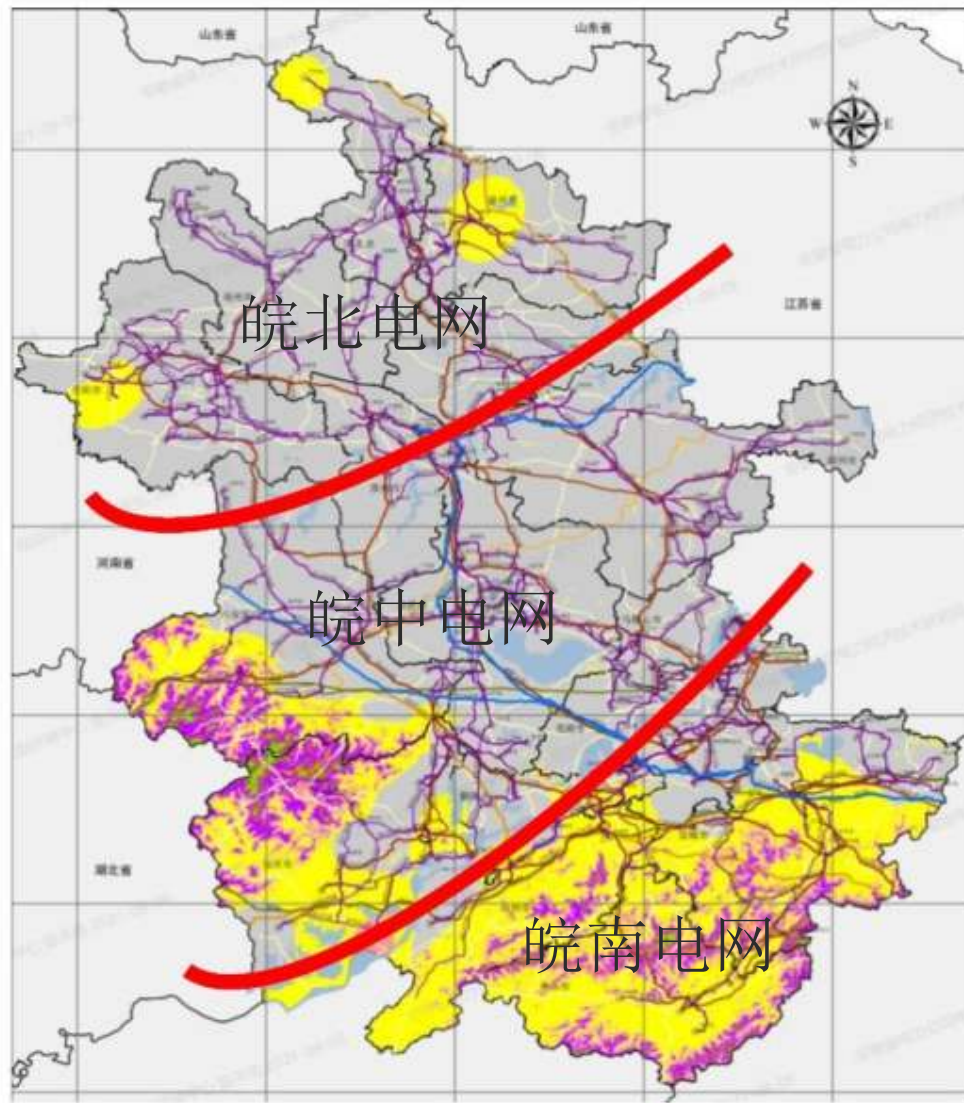
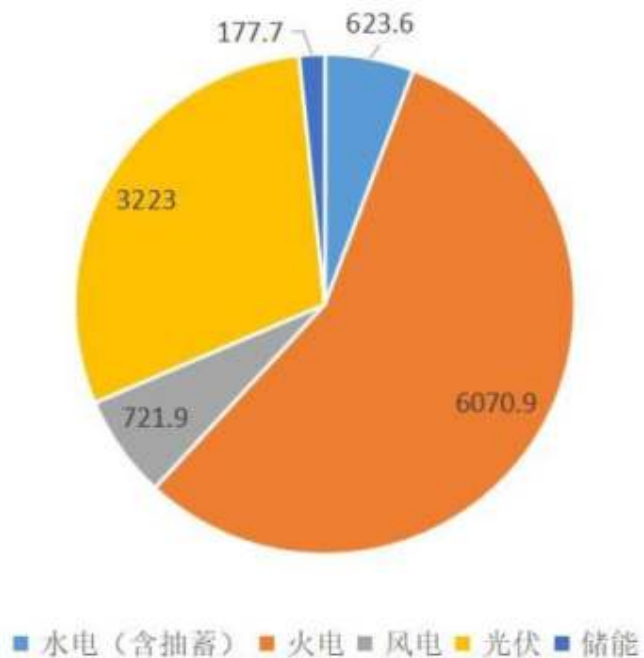


一、安徽电力概况

电源规模

2023年底安徽省全社会装机容量达10817.2万千瓦，其中火电装机6070.9万千瓦；水电623.6万千瓦(含抽蓄)；光伏发电3223.0万千瓦；风电装机721.9万千瓦；新型储能177.7万千瓦。

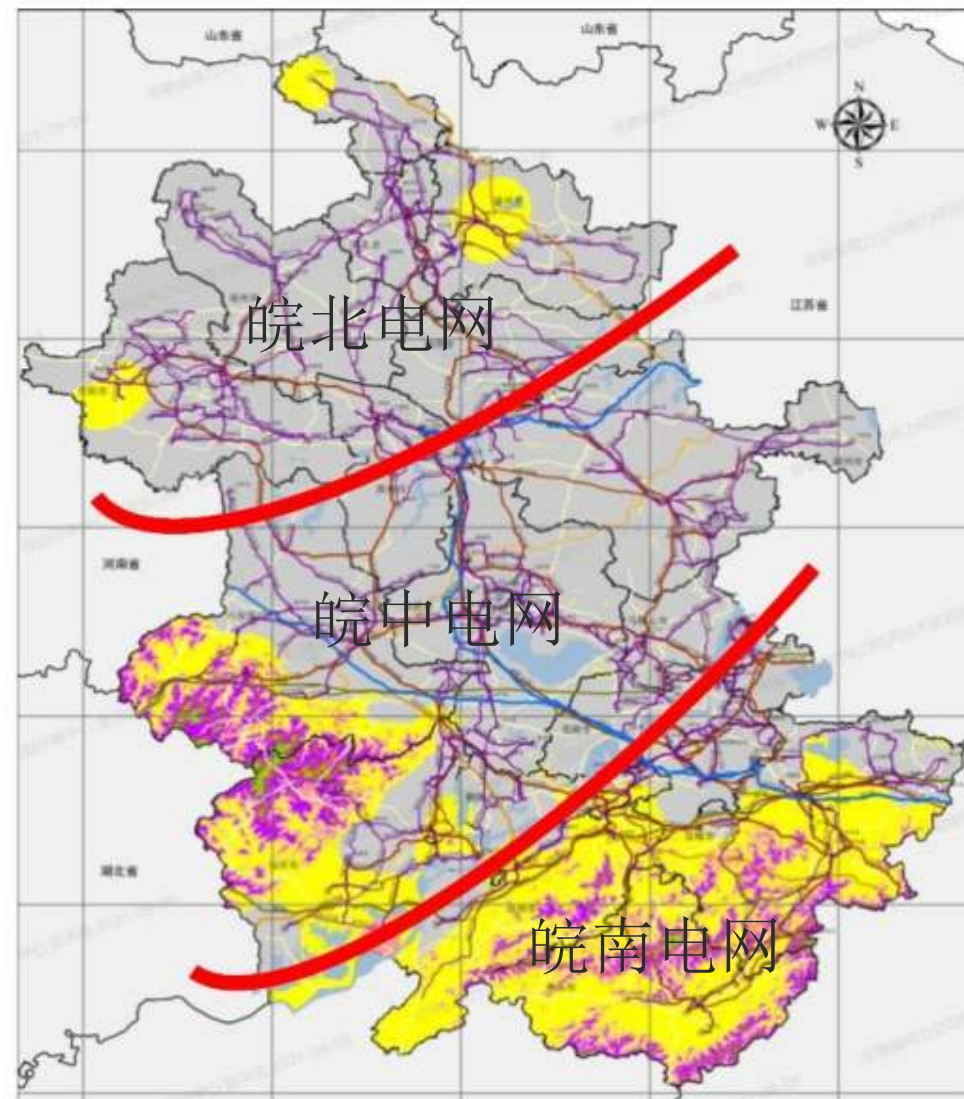
2023年底安徽省全社会装机规模（万千瓦）



一、安徽电力概况

负荷情况

2023年安徽电网统调最大负荷6200万千瓦，与上年度基本持平；全社会用电量3214亿千瓦时，同比增长7.38%。



一、安徽电力概况

电力主要特点

- 北电南送格局

安徽省的水能资源较少，两淮煤炭资源较丰富，故全省电源结构以火电为主，水电比重小，形成了北电南送的整体格局。火电厂主要集中分布在淮南、淮北为中心的两淮地区以及长江流域。

- 东部电网密集

全省地形上呈现西部、南部以山区为主，北部、东部以平原为主，用电需求也以东向偏南发展速度较快，东部电网密集程度逐年增加。

- 持续高速发展的潜力较大

相对华东其它省市，安徽电网人均用电量、人均负荷、负荷密度均较低，目前处于电网快速发展阶段，且长时间持续高速发展的潜力较大。

- 有相对集中的负荷中心

随着中部崛起战略推进，安徽经济社会发展仍呈现高速增长态势，在“十四五”期间将围绕合肥经济圈和皖江城市带形成产业集群，电力需求方面形成了相对集中的负荷中心。

目 录

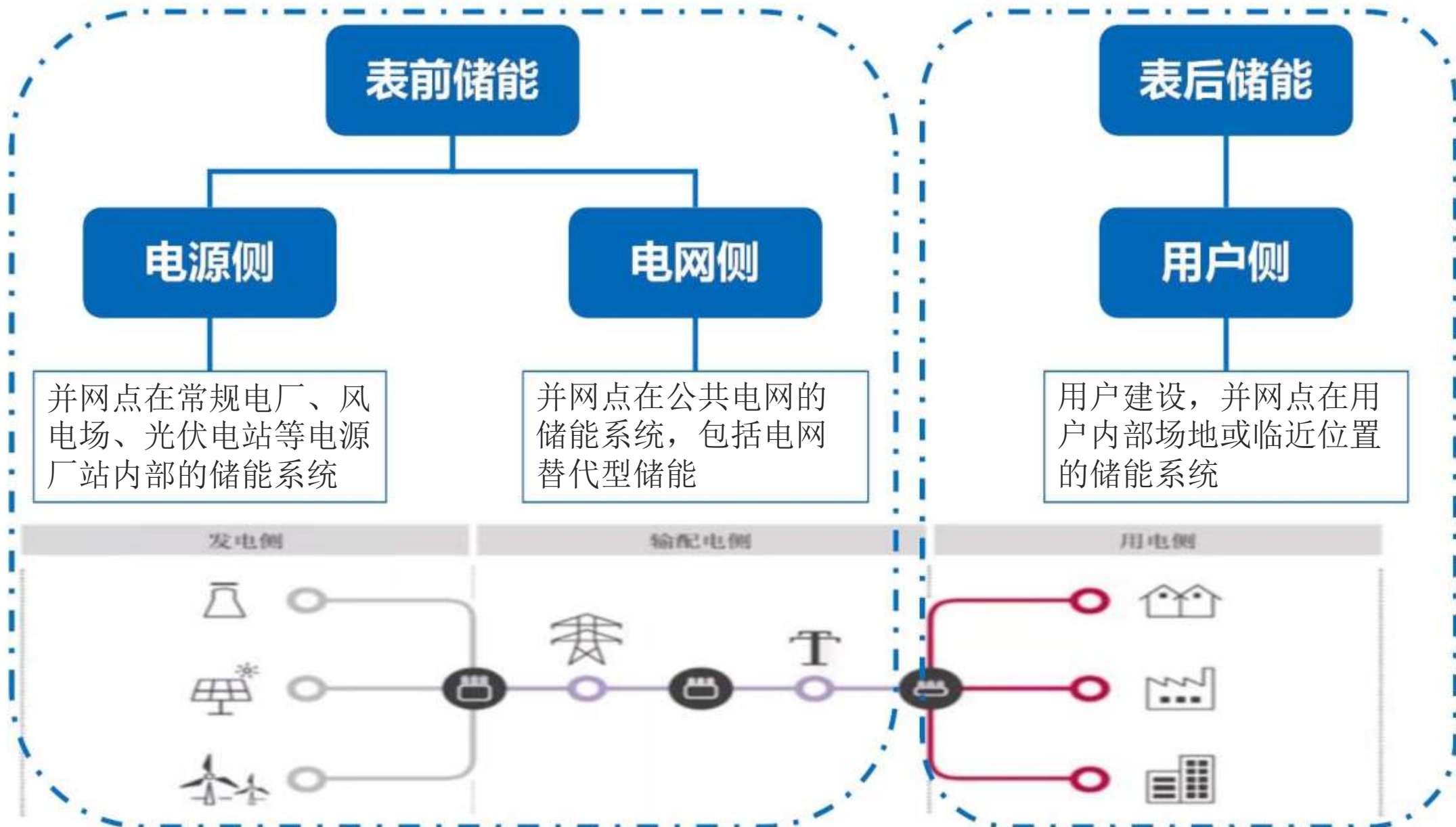
01/ 安徽电力概况

02/ 安徽储能政策

03/ 安徽储能发展现状

04/ 安徽储能发展展望

二、安徽储能政策



二、安徽储能政策

新型储能发展规划

- “十四五”期间，新型储能设施发展以电化学储能为主，积极推动新能源制氢、压缩空气、机械飞轮等新型储能技术研究和应用，探索共享储能等新模式、新业态。
- 到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，全省新型储能装机规模达到 300 万千瓦以上。
- 对安徽省各地市储能发展规模及接入点进行规划布局。
- 列举安徽省在建及拟建储能项目清单。

安徽省能源局文件

皖能源新能〔2022〕60号

安徽省能源局关于印发安徽省新型储能 发展规划（2022-2025年）的通知

各市及广德市、宿松县发展改革委：

现将《安徽省新型储能发展规划（2022-2025年）》印发给你们，请结合实际，认真组织实施。



二、安徽储能政策

新能源+储能机制

- 《安徽省能源局关于开展2023年风电和光伏发电项目建设规模竞争性配置工作的通知》皖能源新能[2023]49号。
- 承诺按相应比例配置电化学储能，可通过自建、合建共享或者购买服务等市场化方式，鼓励优先建设独立电化学储能电站。
- 光伏规模250万千瓦，风电规模150万千瓦，参考以往承诺配储比例，本次竞争性配置储能建设规模不低于1.65GWh。

安徽省能源局文件

皖能源新能〔2023〕49号

安徽省能源局关于开展2023年风电和光伏发电项目建设规模竞争性配置工作的通知

四、申报项目市场化并网条件落实情况（50分）

申报项目承诺配置电化学储能装机容量占申报项目装机容量的比例设为P，通过资格初审和电网接入条件审查的项目，去掉申报比例最高和最低的10%项目数，其余项目计算平均值P（平均）。

1. $P（平均） \leq 申报项目 P 值 \leq P（平均） \times 1.1$ ，得50分。

2. 每低于P（平均）0.5个百分点，减1分，减至零分为止。以P（平均）增加10%为基础，每提高0.5个百分点，减0.25分，减至零分为止。

3. 申报比例P不得低于5%。

4. 企业承诺配置新型储能项目投产后应按要求接受调度运行，且年度最大放电功率不得低于装机容量的90%。

电化学储能要求：（1）企业可通过自建、合建共享或者购买服务等市场化方式配置电化学储能，鼓励优先建设独立电化学储能电站，电化学储能电站按照国家和省能源局要求建设。（2）自建储能电站须不迟于发电项目投运。合建共享或者购买服务等市场化方式配置储能的按照省能源局关于独立储能建设有关要求执行。（3）电化学储能电站连续储能时长2小时，其他参数应满足相关法律法规和标准要求。

二、安徽储能政策

调峰辅助服务

2018年8月

《安徽省电力调峰辅助服务市场运营规则》
(试行)，2019年10试运行

2020年11月

华东能监局印发安徽调峰及两个细则
(华东监能市场 [2020]146、147)

2019年12月

《华东区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，
《华东区域发电厂并网运行管理实施细则》

二、安徽储能政策

调峰辅助服务

- **电力调峰辅助服务市场**:主要包括深度调峰交易、应急停机调峰交易和**电储能调峰交易**。
- **电储能调峰**:是指蓄电设施在电网调峰能力不足时段，根据调度指令**减少放电功率或者增加充电功率**，提供的辅助服务。
- 电储能既可在**电源侧**，也可在**负荷侧**，或者是**公用电储能**。
- 深度调峰调用时，电储能与燃煤火电机组同台竞争，相同报价是**优先调用**燃煤火电机组。

报价档位	机组负荷率	调峰报价上限（含税）
第一档	$45\% \leq \text{负荷率} < 50\%$	300
第二档	$40\% \leq \text{负荷率} < 45\%$	400
第三档	$35\% \leq \text{负荷率} < 40\%$	600
第四档	$0 < \text{负荷率} < 35\%$	800

二、安徽储能政策

调峰辅助服务

- 各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限，**调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。**
- 安徽省平价新能源项目上网电价0.3844元/kWh，即**原则上调峰服务价格上限不高于0.3844元/kWh。**



中华人民共和国国家发展和改革委员会
National Development and Reform Commission

热门搜索：油价 产业结构调整

请输入关键字

首页

机构设置

新闻动态

政务公开

政务服务

首页 > 政务公开 > 政策 > 通知

国家发展改革委 国家能源局关于 建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知

发改价格〔2024〕196号

二、优化调峰辅助服务交易和价格机制

(一) **完善调峰市场交易机制。**电力现货市场连续运行的地区，完善现货市场规则，适当放宽市场限价，引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市場不再运行。电力现货市场未连续运行的地区，原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体，研究适时推动水电机组参与有偿调峰，其他机组在现货市场未运行期间按规则自主申报分时段出力及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调峰出力。区域调峰、存在电能量交换的区域备用等交易，应当及时转为电能量交易。

(二) **合理确定调峰服务价格上限。**各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：
<https://d.book118.com/596103104234010232>