

揭阳市发展和改革局文件

揭市发改〔2024〕226号

揭阳市发展和改革局关于印发《揭阳市储能发展规划（2023-2030年）》的通知

各县（市、区）人民政府（管委会），市有关单位：

《揭阳市储能发展规划（2023-2030年）》已经市人民政府同意，现印发给你们，请认真组织实施。实施过程中遇到问题，请径向我局反馈。

揭阳市发展和改革局
2024年3月27日

揭阳市储能发展规划

(2023-2030年)

2024年3月

目录

前言.....	1
编制依据.....	3
规划范围及年限.....	4
第一章 储能发展方向分析.....	5
1.1. 新型储能政策发展情况.....	5
1.2. 揭阳市开展储能规划研究背景及目的.....	12
1.3. 储能技术分类.....	13
1.4. 储能应用场景.....	19
第二章 发展基础.....	22
2.1. 揭阳市电力系统现状.....	22
2.2. 揭阳市电力系统规划.....	32
2.3. 揭阳市储能产业发展基础.....	44
2.4. 揭阳市储能产业发展现状.....	47
第三章 总体思路.....	48
3.1. 基本原则.....	48
3.2. 发展思路.....	48
3.3. 发展目标.....	49
第四章 揭阳市储能电站布局规划.....	51

4.1. 新型储能布局规划.....	51
4.2. 抽水蓄能布局规划.....	81
4.3. 储能电站发展配套措施.....	86
第五章 揭阳市储能氢能产业发展规划.....	88
5.1. 发展定位.....	88
5.2. 发展机遇.....	89
5.3. 储能产业发展分析.....	92
5.4. 氢能产业发展分析.....	98
5.5. 储能氢能产业的布局.....	107
5.6. 储能氢能产业发展配套措施.....	1100
第六章 环境影响分析.....	114
6.1. 环境影响分析.....	114
6.2. 环境保护措施.....	114
6.3. 储能项目领域碳达峰分析.....	115
第七章 规范项目建设管理.....	116
7.1. 规范项目管理.....	116
7.2. 优化并网接入.....	116
7.3. 提高建设质量水平.....	116
7.4. 强化安全生产运行.....	117
7.5. 规范项目退出管理.....	117
第八章 保障措施.....	118

8.1. 加强组织领导.....	118
8.2. 强化规划衔接.....	118
8.3. 强化政策支持.....	119
8.4. 加快项目推进.....	119

前言

2020年9月，习近平总书记在第七十五届联合国大会上提出我国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。2021年3月，中央财经委员会第九次会议指出，“十四五”要构建清洁、低碳、安全、高效的能源体系，构建以新能源为主体的新型电力系统。2022年，党的二十大报告提出，“深入推进能源革命，加强煤炭清洁高效利用，加大油气资源勘探开发和增储上产力度，加快规划建设新型能源体系。”

根据《广东省推动新型储能产业高质量发展指导意见》（粤府办〔2023〕4号）、《广东省独立储能电站建设规划布局指引》（粤能电力〔2023〕36号）、《广东省促进新型储能电站发展若干措施》（粤发改能源函〔2023〕684号）、以及《广东省能源局关于新能源发电项目配置储能有关事项的通知》（粤能新能函〔2023〕396号）等文件精神，为促进源、网、荷、储协调发展，加快推动我市新型储能产业高质量发展，引导独立储能电站科学布局建设，规范项目建设管理，我市组织编制了本规划。[储能包含了电化学、压缩空气、飞轮、氢（氨）、热（冷）等新型储能项目及抽水蓄能项目]。

在实现“双碳”目标及“十四五”发展新阶段的双重背景下，储能在构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统中的地位更加凸显。随着我市新能源装机规模高速增

长，电网对新能源的消纳能力和电力系统调峰、安全运行面临巨大挑战，亟需加快储能产业发展。

新型储能是构建新型电力系统的重要支撑，具备建设周期短、选址简单灵活、调节速度快、运行效率高、技术路线多等优势。加快发展新型储能，是建设新型电力系统的内在要求，对推动能源绿色转型、保障能源安全、催生能源产业新业态具有积极意义。

编制依据

《“十四五”新型储能发展实施方案》

《广东省推动新型储能产业高质量发展指导意见的通知》

《广东省促进新型储能电站发展若干措施》

《广东省能源局关于新能源发电项目配置储能有关事项的通知》

《广东省独立储能电站建设规划布局指引的通知》

《揭阳市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》

《揭阳市能源发展“十四五”规划》

《揭阳市“十四五”电网规划》

《揭阳市国土空间总体规划（2021-2035 年）》

《普宁市国土空间总体规划（2020-2035 年）》

《揭西县国土空间总体规划（2020-2035 年）》

《惠来县国土空间总体规划（2020-2035 年）》

《揭阳市国民经济发展情况》

规划范围及年限

规划范围：揭阳市全境：榕城区、揭东区、揭西县、惠来县及普宁市，包括揭阳市产业园、高新产业开发区、大南海石化工业区、粤东新城等经济功能区，总规划陆域面积 5266 平方公里。

规划年限：2023 年-2030 年

第一章 储能发展方向分析

1.1.新型储能政策发展情况

1.1.1 国家储能政策分析

2021年2月，国家发展改革委、国家能源局发布了《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号），明确了源网荷储一体化和多能互补发展路径，鼓励合理配置储能，发挥储能在新能源消纳、优化电网运行中的重要作用。

2021年7月，国家发展改革委、国家能源局发布了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确了“十四五”期间新型储能装机规模达到3000万千瓦的发展目标，统筹开展储能专项规划，大力推进电源侧储能项目建设，积极推动电网侧储能合理化布局，积极支持用户侧储能多元化发展，国内首次对储能统筹规划、项目发展、技术创新、市场机制、标准建设等方面提出了具体的指导意见及针对性的发展举措，并明确了组织领导和监督保障的主体责任，为后续储能的健康、有序发展提出了重要指导方针。

2021年7月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》引导市场主体多渠道增加可再生能源并网规模。《通知》提出，要多渠道增加可再生能源并网消纳能力；鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企

业保障性并网以外的规模，初期按照功率 15%的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰能力，按照 20%以上挂钩比例进行配建的优先并网；允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模；鼓励多渠道增加调峰资源。

2021 年 9 月，国家能源局发布《新型储能项目管理规范（暂行）》，要求电网企业应公平无歧视为新型储能项目提供电网接入服务。电网企业应按照积极服务、简捷高效的原则，建立和完善新型储能项目接网程序，向已经备案的新型储能项目提供接网服务。电网企业应按照法律法规和技术规范要求，采取系统性措施，优化调度运行机制，科学优先调用，保障新型储能利用率，充分发挥新型储能系统作用。

2022 年 2 月，国家发展改革委和国家能源局联合印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》，进一步明确了到 2025 年新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件，其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上，2030 年新型储能全面市场化发展的目标。提出了新型储能在源、网、荷侧的应用模式和布局建议，以及研究建立新型储能价格机制、成本疏导方式及商业模式的探索。

2022 年 6 月 7 日，国家发展改革委颁布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》指出，“以配建形式存在的新型储能项目，在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求情况下，鼓励与所配建

的其他类型电源联合并视为一个整体，按照现有相关规则参与电力市场。各地根据市场放开电源实际情况，鼓励新能源场站和配建储能联合参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效消纳利用。随着市场建设逐步成熟，鼓励探索同一储能主体可以按照部分容量独立、部分容量联合两种方式同时参与的市场模式”。

2023年4月28日，中共中央政治局召开会议，分析研究当前经济形势和经济工作。中共中央总书记习近平主持会议。会议指出，要加快建设以实体经济为支撑的现代化产业体系，既要逆势而上，在短板领域加快突破，也要顺势而为，在优势领域做大做强。要夯实科技自立自强根基，培育壮大新动能。要巩固和扩大新能源汽车发展优势，加快推进充电桩、储能等设施建设和配套电网改造。

1.1.2. 广东省政策

2021年12月1日，《广东省电网企业代理购电实施方案（试行）》指出，明确现阶段辅助服务费用主要包括储能、抽水蓄能电站的费用和需求侧响应等费用，相关费用由直接参与市场交易和电网企业代理购电的全体工商业用户共同分摊。

2021年12月14日，《广东省“十四五”时期深化价格机制改革实施方案》提出，完善居民阶梯电价制度和峰谷分时电价政策，建立健全抽水蓄能、新型储能等调峰备用电源的价格机制。

2021年12月17日，《广东电力市场运营规则（2022

年试行版)》提出，独立储能可作为市场主体参与电力市场交易。

2022年4月13日，《广东省能源发展“十四五”规划》指出，通过新增抽水蓄能、新型储能等调节电源缓解系统调峰压力，做到资源供应有保障、产供储销有弹性、能源发展可持续全面提升能源系统的安全性。2025年新型储能规模预期达到200万千瓦。

2022年7月25日，《中共广东省委广东省人民政府关于完整准确全面贯彻新发展理念推进碳达峰碳中和工作的实施意见》，提出构建以新能源为主体的新型电力系统。优化电网建设，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力。加快推进源网荷储一体化，提高源网荷储协调互济能力。因地制宜推动综合能源示范，探索建设区域综合能源系统。加快调峰气电、抽水蓄能、新型储能等调节性电源建设。推进氢能“制储输用”全链条发展。

2023年3月20日，广东省人民政府发布《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》提出广东省新型储能产业发展目标是新型储能产业链关键材料、核心技术和装备自主可控水平大幅提升，全产业链竞争优势进一步凸显，市场机制、标准体系和管理体制更加健全，大型骨干企业规模实力不断壮大，产业创新力和综合竞争力大幅提升。到2025年，全省新型储能产业营业收入达到6000亿元，年均增长50%以上，装机规模达到300万千瓦。到2027年，全省新型储能产业营业收入达到1万亿元，装机

规模达到 400 万千瓦。

2023 年 5 月 25 日，广东省能源局印发关于《广东省独立储能电站建设规划布局指引》的通知，明确了广东省新型电力系统建设和新能源发展总体要求。要以满足电力系统调节需求为导向，引导独立储能电站科学布局建设，重点在新能源富集送出区域和负荷中心区域布局建设。鼓励引导社会投资主体优化独立储能项目选址布点，合理确定建设规模，有序推进建设，促进新型储能与新型电力系统各环节有机融合、协调发展，提升电力系统综合效率，支撑新型储能产业高质量发展。

2023 年 6 月 5 日，广东省发展改革委、广东省能源局发布《广东省促进新型储能电站发展若干措施》。为促进广东省新型储能电站规模化有序发展，助力将新型储能产业打造成为广东省战略性支柱产业，《若干措施》提出五个方面共二十五条具体措施。其中提及要促进新型储能与新型基础设施共享融合发展，要推进新能源发电配建新型储能。按照分类实施的原则，2022 年以后新增规划的海上风电项目以及 2023 年 7 月 1 日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的 10%、时长 1 小时配置新型储能，后续根据电力系统相关安全稳定标准要求、新能源实际并网规模等情况，调整新型储能配置容量；鼓励存量新能源发电项目按照上述原则配置新型储能。明确可采用众筹共建（集群共享）、租赁或项目自建等方式落实储能配置，其中第一种方式由项目所在

地市组织布局落实。配置新型储能电站投产时间应不晚于项目本体首次并网时间，原则上不跨地市配置。争取到2025年，全省新能源发电项目配建新型储能电站规模100万千瓦以上，到2027年达到200万千瓦以上，“十五五”期末达到300万千瓦以上。

2023年6月7日，广东省能源局发布关于《新能源发电项目配置储能有关事项》的通知。通知规定储能配置方式，新能源发电项目可采用众筹共建（集群共享）、租赁或项目自建等方式落实储能配置。

2023年7月4日，广东能源局发布《关于加强新型储能电站规范管理的通知》从新型储能项目规划与管理、备案与储备、建设管理、并网运维、应急消防、监管六方面对储能项目进一步加强规范管理。

2023年9月21日，广东省能源局、国家能源局南方监管局印发《广东省独立储能参与电量市场交易细则（试行）》提出建立健全独立储能参与电能量市场交易机制，构建独立储能价格市场形成机制，逐步完善广东新型储能商业运营模式，激励储能技术多元化发展。

2023年10月17日，广东省工业和信息化厅印发《开展省级促进经济高质量发展专项资金（新一代信息技术和产业发展）支持新型储能产业发展项目入库》支持新型储能产业领域具备较大竞争优势的电池产品及相关材料发展，给予专项资金。

1.1.3. 广东省各市政策

2023年2月7日，广东省深圳市发展改革委正式印发《深圳市支持电化学储能产业加快发展的若干措施》中，重点支持面向先进电化学储能技术路线的原材料、元器件、工艺装备、电芯模组、电池管理系统、能量管理系统、变流器、系统集成、建设运营、市场服务、电池回收与综合利用等重点领域链条，并按规定政策予以支持。

2023年5月12日，东莞市发展改革局正式印发《东莞市加快新型储能产业高质量发展若干措施》，《若干措施》围绕新型储能企业重点关注的用地、研发、设备、应用、金融、用人等方面支持诉求，拟定7大方面共20条措施。其中鼓励电源侧、电网侧、用户侧多元化应用场景开发，并对用户侧先进储能示范应用项目给予补贴，对建设一定规模的新型储能设施给予电力保障及优先支持。

2023年7月7日，惠州市人民政府印发《惠州市推动新型储能产业高质量发展行动方案》提出目标，到2025年，储能电池产能力争达到110GWh，新型储能装机力争达到300万千瓦。到2027年，储能电池产能力争达到160GWh，新型储能装机力争达到600万千瓦。

2023年7月10日，《江门市新型储能电站项目推荐布局实施方案（2023-2027年）》中提出：2025年江门市新型储能装机将达1.5GW以上，2027年江门市新型储能电站装机规模达2.6GW以上。2023年7月22日，江门市人民政府办公室印发《江门市推动新型储能产业高质量发展实施方

案》中提出：到 2027 年，新型储能产业产值规模超 500 亿元，储能电池产能达 40GWh，新型储能电站装机规模达 260 万千瓦以上。

2023 年 8 月 3 日，广州市人民政府办公厅发布《广州市人民政府办公厅关于推动新型储能产业高质量发展的实施意见》提出，力争全市新型储能产业营业收入到 2025 年达到 600 亿元以上，到 2027 年达到 1000 亿元以上，引进或培育 5—10 家具有国际影响力的行业领军企业，建成新型储能国家制造业创新中心等 2—3 个国家级创新平台和检验检测认证平台。

2023 年 9 月 15 日，中山市人民政府办公室关于印发《中山市推动新型储能产业发展行动方案（2023-2025 年）》提出：打造中山为储能电池产业集聚区、氢储能产业集聚区。到 2025 年，全市新型储能产业营业收入达到 200 亿元，装机规模达到 15 万千瓦。

1.2.揭阳市开展储能规划研究背景及目的

随着新型电力系统的发展，系统发输配用各环节的功能定位和特性将发生重大调整。储能作为一种优质的灵活性资源，可有效提升新能源并网友好性，提高新能源消纳水平，保障持续可靠电力供应，是全面建成新型电力系统的关键支撑。

根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈“十四五”新型储能发展实施方案〉的通知》（发改能源〔2022〕209 号）文件要求，到 2030 年，实现新型储能与电力系统

各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求。因此，在新型电力系统的不同发展阶段，有必要结合新型储能技术的发展趋势，研究电源侧、电网侧和用户侧储能的定位、功能及应用模式，对实现“碳达峰、碳中和”目标，保障区域电力供应安全具有重要意义。

1.3.储能技术分类

电能可以转换为机械能、电磁能、电化能、热能等形态存储，按照存储具体方式可分为机械、电磁、电化能和热储能、化学储能五大类型。其中分类示意图如下所示：



图 1-1 储能分类示意图

从储能技术的种类来看，根据各种应用场景对储能功率和储能容量的不同需求，各种储能技术都有其适宜的应用领域。

1.3.1. 机械储能

机械储能包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能。

(1) 抽水蓄能是当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源，其突出优点是规模大、寿命长、运行费用低，能量转换效率在70%~75%左右，其适用于地势和环境都满足要求的系统调峰、大型应急电源、可再生能源并入等大规模、大容量的应用场景。其缺点是建设受地理条件约束，需要配建上、下游两个水库，选址困难、依赖地势，受水资源的制约，且项目建设工期长，工程投资较大，建设条件受到限制。

(2) 压缩空气储能技术是另一种能实现大规模工业应用的储能方式，在电网负荷低谷期将富余电能用于驱动空气压缩机，将空气高压密封在盐穴、山洞、报废矿井和过期油气井中；在电网负荷高峰期释放压缩空气推动燃汽轮机发电。压缩空气储能具有储能容量较大、储能周期长等优点，主要用于大型系统的电力调峰。但是压缩空气储能电站的建设受地穴、矿井等特殊地形条件的限制，对地质结构有特殊要求，建设周期长，投资成本高。随着压缩空气储能技术的不断研究，还提出了许多基于压缩空气储能基本原理的衍生方案，比较具有代表性的衍生方案有：液化压缩空气储能、超临界压缩空气储能、压缩二氧化碳储能等，其采用压缩空气液化储存或高压气态储存在储气装置中，可摆脱对储气洞穴的依赖，但仍存在需进一步提升

系统性能，提高效率等难点。压缩空气储能也已实现了百兆瓦级规模项目的并网运行。如张北县 100MW 先进压缩空气储能示范项目已实现并网运行；金坛盐穴压缩空气储能国家试验示范项目已实现并网运行，一期储能为 60MW，远期建设规模 1000MW。

(3) 飞轮储能是一种功率型的新型储能技术。飞轮储能发电系统主要由电机、飞轮、电力电子变换器等设备组成。飞轮储能的基本原理就是在电力富裕条件下，将电力系统中的电能转换成飞轮运动的动能。而当电力系统电能不足时，再将飞轮运动的动能转换成电能，供电力用户使用。与其他储能技术相比，飞轮储能技术具有效率高、无污染、储能迅速、技术可靠等优点，受到各界广泛的关注。

1.3.2. 电磁储能

电磁储能包括：超导储能、超级电容储能。

(1) 超导储能。超导储能系统(SMES)利用超导体制成的线圈储存磁场能量，功率输送时无需能源形式的转换，具有响应速度快(毫秒级)，转换效率高($\geq 96\%$)、比容量(1-10Wh/kg)，比功率(104-105kW/kg)大等优点，可以实现与电力系统的实时大容量能量交换和功率补偿。SMES 可以充分满足输配电网电压支撑、功率补偿、频率调节、提高系统稳定性和功率输送能力的要求。由于超导状态要求线圈处于极低温度下才能实现，而低温需耗费大量能源，且不易小型化，所以该项技术正处于研究开发阶段。

(2) 超级电容储能。超级电容器根据电化学双电层理论研制而成，可提供强大的脉冲功率，充电时处于理想极化状态的电极表面，电荷将吸引周围电解质溶液中的异性离子，使其附于电极表面，形成双电荷层，构成双电层电容。电力系统中多用于短时间、大功率的负载平滑和电能质量峰值功率场景，如大功率直流电机的启动支撑、动态电压恢复器等，在电压跌落和瞬态干扰期间提高供电水平。

1.3.3. 电化学储能

电化学储能包括铅酸、锂离子、钠离子、燃料和固态等电池储能。电化学储能技术是指通过一种介质或者设备，把电能转换成电池的化学能存储起来，基于应用需要以电能形式释放出来的循环过程。在充电时，电网电压经过变流器整流转换为直流电压，对电池进行充电；放电时，电池电压经过变流器转换为与电网兼容的交流电压供给负载。电池储能系统主要由电池组和变流器两部分组成，其基本结构如图 1-2 所示。电化学储能由于安装环境及移动都便利、模块化结构组成灵活、可靠性高、寿命长、响应快（20ms 以内）、技术成熟、成本相对较低等特点，具有广阔的应用前景，成为目前研究热点和未来重点发展方向。目前，全球处于商用和示范应用、实验室研发或概念设计阶段的电化学储能电池已达 30 余种。传统铅酸电池已很难满足未来大规模储能应用的需求；而锂离子电池、铅炭电池和全钒液流电池等较为成熟的技术将在未来

几年进入示范或产业化应用，下一步应将降低成本、提高安全性、延长使用寿命，与可再生能源和电网联合运行等作为关注的重点。

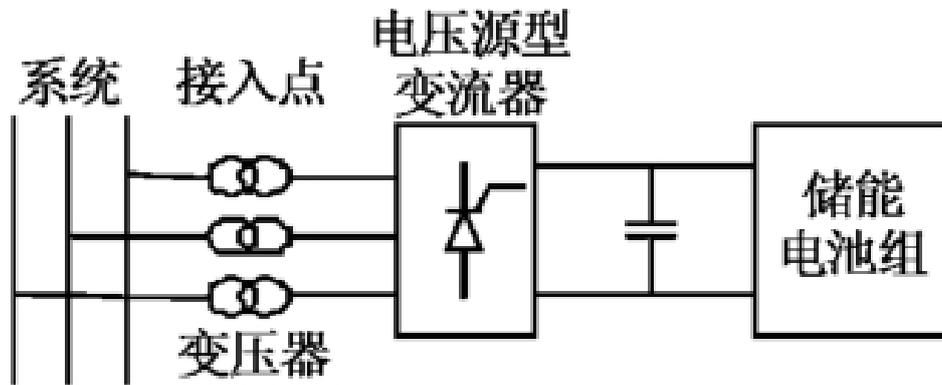


图 1-2 电池储能系统基本结构

电化学储能在新型储能中的商业化应用逐渐成熟，持续放电时间为分钟至小时级，充放电转换相对灵活，适用于短时间尺度调频调压场景。主要解决新能源波动性问题，提高新能源并网性能，改善电能质量、提供紧急功率支撑。

1.3.4. 热储能

热储能包括储热和储冷等，主要是利用物质的特性实现蓄热、传导热来实现储能，多需要热源和高温的运行环境，一般应用于光热大电厂和热电厂用来辅助储能，其使用场景受限。

例如熔盐储能，熔盐是指熔融态下的液体盐，工程中使用的熔盐通常指无机盐熔融体。熔盐具有高沸点、低粘度、低蒸汽压力和高体积热的特点，是一种优良的传热储

热介质。熔盐储能技术是以熔盐储能材料为媒介将太阳能光热、地热、工业余热、低品位废热、谷电等以热能的形式储存起来，在需要时释放，力图解决由于时间、空间或强度上的热能供给与需求间不匹配所带来的问题，最大限度地提高整个系统的能源利用率而逐渐发展起来的一种新兴技术。熔盐储能技术即利用熔盐在升温和降温过程中的温差实现热能存储。如甘肃敦煌百兆瓦级熔盐塔式光热电站已投产并网运行；金昌市 600MW/3600MWh 高温熔盐储能绿色调峰电站项目开工在建。

1.3.5. 化学储能

化学储能主要是指利用氢或者合成甲醇、天然气等作为二次能源的载体。

氢能是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源。氢储能系统可利用新能源出力富余的电能进行制氢，储存起来或供下游产业使用；当电力系统负荷增大时，储存起来的氢能可利用燃料电池进行发电回馈电网，且此过程清洁高效、生产灵活，适合长周期（季度）大规模存储。相比传统能源，氢能源环保且可持续发展，化学反应后只产生水，具有零污染、高效率、适合远距离输送的特点。氢能源可以实现气、液、固三态存储，存储过程自耗少、能量密度高、生产方式多样。氢能已成为全球未来能源重点发展方向之一，作为加快能源转型升级、培育经济新增长点的重要战略选择，并在部分领域实现了商业化应用。

综上所述，新型储能和抽水蓄能都能实现功率的正、反向调节；从响应时间来看，新型储能（除压缩空气）的响应速度在毫秒~秒级，抽水蓄能的响应时间在秒级~分钟级，从单站规模来看，新型储能电站规模约兆瓦-百兆瓦级，抽水蓄能电站规模约百兆瓦-千兆瓦级。新型储能和抽水蓄能将在新型电力系统中互相补充、协同运行，共同实现和保障不同时间尺度的电力电量平衡及系统的安全稳定运行。

抽水蓄能是目前发展最为成熟的储能技术，但抽水蓄能对地理条件要求较高，而新型储能具有建设周期短、不受地理位置限制、响应速度快的优势，预计“十四五”及远期，新型储能将大规模应用于电力系统中。新型储能对于推动落实碳达峰碳中和目标具有关键作用，是建设新型电力系统的重要支撑，将迎来广阔的市场发展空间，面临前所未有的发展机遇。

1.4.储能应用场景

从整个电力系统的角度看，储能可以分为发电侧储能、电网侧储能和用户侧储能三大场景。储能应用场景和综合效益如下表所示。

表 1-1 储能的应用场景和综合效益参照表

类型	应用场景	综合效益
电源侧	平滑输出功率波动、跟踪计划出力曲线、减弃增发、辅助频率调节、无功电压支撑	平滑功率波动、减少发电计划考核费用、超出备案容量的发电量消纳、调峰调频辅助服务收益、无功电压支撑等

电 网 侧	系统调峰调频、紧急功率支撑、系统黑启动、缓解输配电阻塞和电压越限	调峰调频辅助服务收益、缓解输电阻塞、无功电压支持、快速爬坡支持、紧急功率支撑 提高供电可靠性等
用 户 侧	削峰填谷、分布式电源就地消纳、应急供电保障、提升电能质量	峰谷套利、分布式电源消纳、降低购电费用、参与电网需求响应、减缓配电投资、提升供电保障能力和电能质量等

1.4.1. 电源侧

电源侧储能主要用于平滑输出功率波动、跟踪计划出力曲线、减弃增发、辅助频率调节、无功电压支撑等应用场景。当前电源侧新型储能回收成本模式主要包括新能源业主通过自建储能减少弃电量和满足系统运行要求，以及通过火储联合调频改善传统燃煤机组调频性能，前者主要满足新能源可靠并网需求，后者主要通过功率型储能提升机组调频性能进而增加调频收益。电源侧储能的综合效益体现在平滑功率波动、减少发电计划考核费用、超出备案容量的发电量消纳、调峰调频辅助服务收益、无功电压支撑等方面。

1.4.2. 电网侧

电网侧储能指的是指接入输电网或配电网、介于发电厂和用户侧与电网结算的计量关口表之间储能。包含了由各电网公司投资建设、成本纳入输配电价的电网替代性储能，以及接受调度机构统一调度参与电网调节、以市场化机制回收成本的独立储能电站两类。

电网侧储能的应用场景包括系统调峰调频、紧急功率支撑、系统黑启动、缓解输配电阻塞和电压越限问题等，其综合效益体现在调峰调频辅助服务收益、缓解输电阻

塞、无功电压支持、快速爬坡支持、紧急功率支撑提高供电可靠性等方面。

1.4.3. 用户侧

用户侧储能包括削峰填谷、分布式电源就地消纳、应急供电保障、提升电能质量等应用场景。负荷侧储能可提高用户供电可靠性，可利用峰谷价差实现盈利，依赖于分时电价政策（峰谷价差达到 0.7 元/KWh 以上时收益率较好），也可参与需求响应、虚拟电厂等应用获取收益。用户侧储能的综合效益体现在峰谷套利、分布式电源消纳、降低购电费用、参与电网需求响应、减缓配电投资、提升供电保障能力和电能质量等方面。

第二章 发展基础

2.1.揭阳市电力系统现状

2.1.1. 区域概况

(1) 行政区划

我市位于广东省东南部，地处粤港澳大湾区与海西经济区的地理轴线中心。1991年设立为地级市，辖榕城、揭东2区，揭西、惠来2县，代管普宁市，并设揭阳市产业园、高新区、大南海石化工业区、粤东新城等经济功能区，构建揭阳市中心城区、普宁主城区、揭阳市滨海新区（惠来）三个粤东城市群城市中心和揭西生态发展示范区“三中心一示范区”区域协调发展布局。全市陆地面积5266平方公里，海域面积9300平方公里，现有常住人口563.41万人；户籍人口712.7万人，是粤东地区面积最大、人口最多的地级市。

(2) 产业现状

我市是广东沿海经济带东翼主战场。揭阳市滨海新区是广东省委省政府专门规划、专项政策支持打造的广东沿海经济带重点平台，已经落户中石油年产2000万吨炼油+260万吨芳烃+120万吨乙烯炼化一体化、国电投90万千瓦海上风电、中海油粤东LNG一体化、吉林石化年产60万吨ABS、昆仑能源LNG、GE海上风电机组总装基地、明阳新能源综合基地等一批重大项目，并依托省支持政策规划建设粤东新城，初步形成粤东新城、大南海石化工业区、惠

来临港产业园“一城两园”发展框架，有望建成粤东城市群新城市中心和临港万亿级新兴产业集群。

我市是空铁港综合枢纽。揭阳市潮汕国际机场位于广东省东部潮汕地区中心位置。距离汕头、揭阳市、潮州三市各 20 公里左右。主要服务粤东地区，辐射闽西南、赣东南部分地区。机场于 2011 年 12 月 15 日投入使用，采用沥青道面，2019 年扩建为 4E 级，跑道延长至 3200 米。2020 年 2 月，机场航站区扩建，按满足 2025 年旅客吞吐量 1450 万人次，货物吞吐量 9.1 万吨，飞机起降 10 万架次的目标。扩建国内航站楼 5.3 万平方米、国际航站楼 5000 平方米，扩建后机位增至 49 个，配套建设综合交通换乘中心、能源中心等。

我市是广东制造业重要基地。拥有五金不锈钢、纺织服装、制鞋、医药、玉器等优势传统产业，荣获“中国五金基地市”“中国纺织产业基地市”“中国塑料时尚鞋之都”“中国中药名城”“亚洲玉都”“中德中小企业合作区”“国家电子商务示范市”“中国快递示范市”等称号，初步建成揭东经济开发区、中德金属生态城等重点产业园区，国际服装城、商品城、中药城等大型专业市场，以及中国中小企业中心（德国）、省级榕江实验室等创新服务平台，正围绕绿色石化、海上风电等重大项目产业链延伸，加快打造粤东先进制造业高地。

我市是宜业宜居宜游新兴城市。航空大都市建设全面启动，榕江新城、粤东新城加快规划建设，联合广东工业

大学筹备共建广东工业大学揭阳市校区，成功创建广东省文明城市，获提名创建国家文明城市。榕江、练江、枫江治理取得初步成效，三江水系连通、引韩供水等重大民生水利工程加快建设，城市环境质量持续改善。岭南最大孔庙揭阳市学宫、全国“三黄”瀑布之一黄满寨瀑布群、全球三山国王信仰发源地揭西霖田祖庙等风景名胜喜迎天下客，神泉湾滨海高端旅游度假区、榕江游轮日夜游、渔湖内河十八湾等全域旅游项目抓紧规划打造。

(3) 自然地理

我市位于广东省东南部的潮汕平原，地处粤东地区中心，地跨东经 $115^{\circ} 36' 30''$ 至 $116^{\circ} 37' 45''$ ，北纬 $22^{\circ} 53' 15''$ 至 $23^{\circ} 46' 30''$ ，是广东省 14 个沿海地级市之一。东邻汕头、潮州，西接汕尾，南濒南海，北靠梅州，处于珠三角和海峡西岸经济带的重要连接点，历来是粤东、赣南、闽西南一带的重要交通枢纽。地势北高南低，由北至南依次分布着山地、丘陵、盆地、平原等基本地貌类型，中部、南部和东南部是广阔肥沃的榕江冲积平原和滨海沉积平原。山地多属莲花山系，海拔在 500 至 600 米左右，主峰李望嶂海拔 1222 米，为我市第一高峰。全市土地资源总面积 5266 平方公里。

2.1.2. 揭阳市负荷现状及特性

2022 年我市全社会用电量 195.42 亿 kWh，同比增长 3.84%，全社会用电最高负荷 3711MW，同比增长 7.91%。供电量 185.55 亿 kWh，同比增长 4.27%，供电最高负荷

3641MW，同比增长 8.08%。

用电量按产业分，第一、二、三产业和居民生活用电量分别为 2.75 亿 kWh、112.4 亿 kWh、28.65 亿 kWh、51.6 亿 kWh，同比增长 4.35%、3.69%、7.5%、2.22%，占比 1.41%：57.52%：14.66%：26.4%。

从我市典型日负荷曲线为两峰两谷，曲线比较能反映出地方居民生活作息习惯，11 时、17 时负荷达到每日两个高峰；夏季天气炎热，制冷负荷比重增大，加之部分工业为减少成本，利用“峰谷电价”下半夜开始生产，使得地区负荷曲线比较平缓，峰谷差较小，负荷率达到最高；冬季气温下降，昼短夜长，下午 17 时~20 时之间，商业、居民生活、非工业行政办公等负荷高峰重叠，使得此期间达到最高峰，随着时间推移，负荷呈缓慢下降趋势，晚间 22:00 时的负荷主要为一些连续生产或利用“谷电”的部分工业用电、商业用电、用于照明的非工业用电。

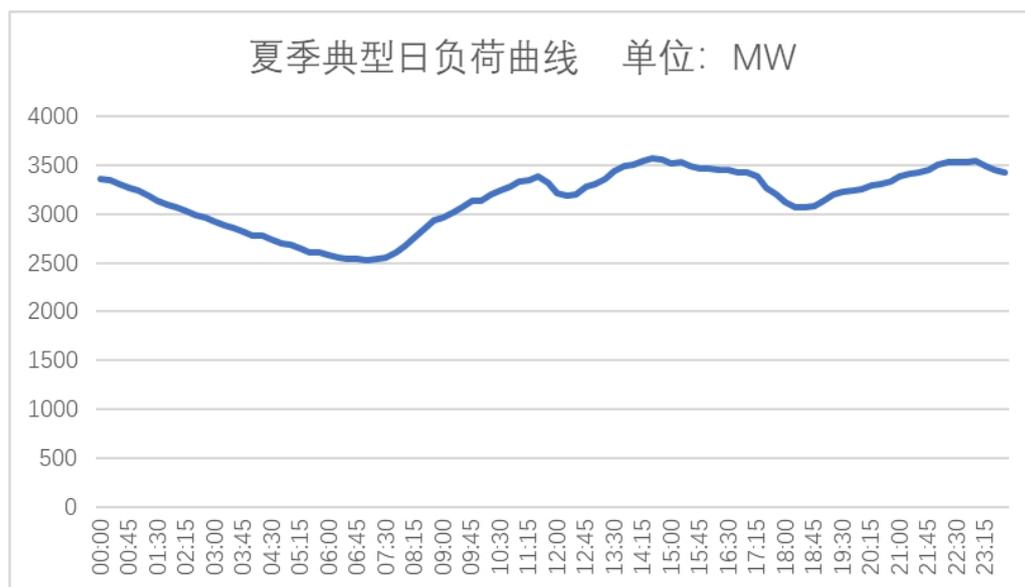


图 2-1 2022 年揭阳市电网典型日负荷特性曲线

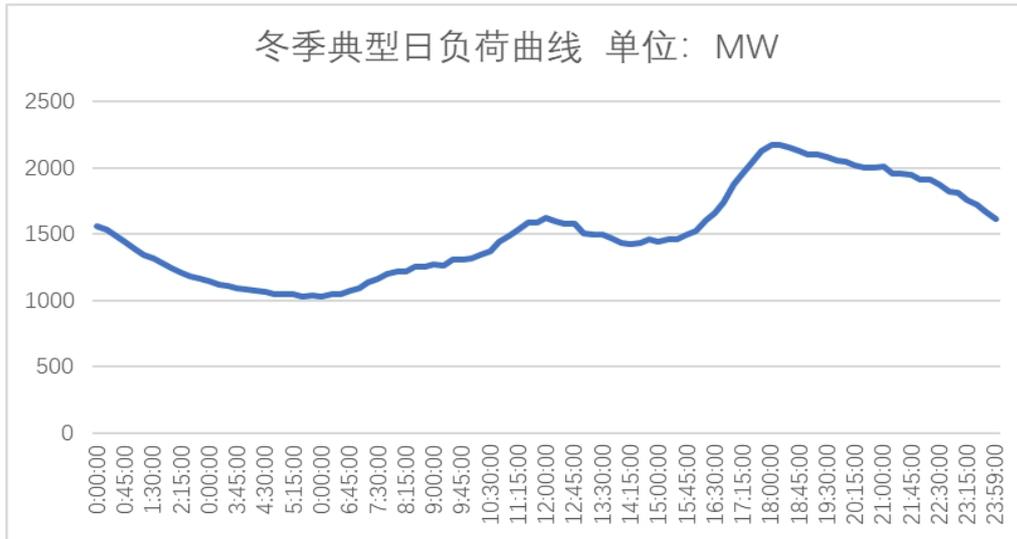


图 2-2 2022 年揭阳市电网典型日负荷特性曲线

2.1.3 揭阳市电源现状

截止 2022 年底，接入我市电网的电源装机约为 5203.7MW，其中：火电装机 3200MW、水电装机 227.7MW、海上风电装机 817.5MW、陆上风电装机 252.8MW、集中式光伏装机 208.8MW、分布式光伏 181.6MW、气电装机 228MW、生物质能及其他装机 87.3MW。

榕城区电源装机为 21.7MW，均为分布式光伏。

揭东区电源装机约为 330.9MW，其中：分布式光伏装机 43.9MW、水电装机 18.3MW、气电装机 228MW、生物质能及其他装机 40.7MW。

揭西县电源装机约为 189.1MW，其中：分布式光伏装机 47.3MW、水电装机 137.6MW、生物质能及其他装机 4.2MW。

普宁市电源装机约为 153.6MW，其中：分布式光伏装机 56.0MW、水电装机 55.2MW、生物质能及其他装机 42.4MW。

惠来县电源装机约为 4508.4MW，其中：火电装机 3200MW、海上风电装机 817.5MW、陆上风电装机 252.8MW、

集中式光伏装机 208.8MW、分布式光伏装机 12.7MW、水电装机 16.6MW。

我市 110kV 及以下电源装机主要为水电、陆上风电装机、光伏、水电，兼有部分余热发电、热电联产、垃圾发电及生物质能等。我市 110kV 及以下地方电源点多分布广，由于风力发电受季节变化及风力影响较大，出力不可控，对顶峰发电作用不大，但对我市电网电力供应起到一定的缓冲作用。光伏的日内波动幅度 100%，峰谷特性鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为 0，且会受到天气影响。水电方面，地调管辖的可调水电装机容量仅为 45MW，其余水电均为县级以下的径流式小水电，且装机容量较小，受降水影响大。

我市电力供应绝大部分依靠省网，地方电源只能作为补充的供电电源，随着地区负荷快速增长，对省网的依赖性也越来越大。如果省网重要线路、大机组发生故障或错峰，则需要限制负荷。

表 2-1 2022 年揭阳市各县区电源装机容量（单位：MW）

地区 类型	揭阳市	榕城区	揭东区	揭西县	普宁市	惠来县
火电	3200					3200
海上风电	817.5					817.5
陆上风电	252.8					252.8
集中式光 伏	208.8					208.8
分布式光 伏	181.6	21.7	43.9	47.3	56	12.7
水电	227.7		18.3	137.6	55.2	16.6

地区	揭阳市	榕城区	揭东区	揭西县	普宁市	惠来县
气电	228		228			
生物质及其他	87.3		40.7	4.2	42.4	
合计	5203.7	21.7	330.9	189.1	153.6	4508.4

2.1.4. 揭阳市电网现状

截至 2022 年底，我市有 500kV 变电站 2 座，主变 4 台，主变容量为 3500MVA，500 千伏出线 12 回，总长 1157km；有 220kV 公用变电站 18 座，主变 40 台，主变容量 7320MVA（不包括用户站 220kV 高铁牵引站，主变 2 台，主变容量 80MVA；220kV 扬帆站，主变 6 台，主变容量 1440MVA），220kV 出线 66 回，总长 1397.2km；110kV 变电站 68 座，主变 134 台，主变容量 5903MVA（不包含用户站 7 座，主变 14 台，主变容量 602MVA），110kV 线路 173 回，总长约 1509.9865km（含电缆 32.82km）。35kV 变电站 2 座，主变 4 台，主变容量 30.3MVA，35kV 线路 6 回，总长约 83.083km。

我市 500kV 电网是粤东网架的枢纽，目前通过 500kV 汕榕甲乙双回、500kV 嘉岐甲乙双回、500kV 榕茅甲乙双回，共 6 回 500kV 线路与广东电网主网相连。

220kV 电网基本上形成以 500kV 榕江站和岐山站为供电中心的电网，与周边地区 220kV 电网联系较为紧密，目前云路~汕头双回、桑浦~汕头双回、桑浦~谷饶双回、铁山~渡美单回和靖海电厂~两英双回共 9 回与汕头 220kV 电网联络；通过揭阳市~岗华单回 220 千伏线路与潮州

220kV 电网联络；通过岐山~丰顺双回、棉湖~畚江双回共 4 回 220 千伏线路与梅州 220kV 电网联络；通过陂美~星云单回 220 千伏线路与汕尾 220 千伏电网联络，目前我市共 15 回 220kV 线路与区外 220kV 电网联络。

2022 年揭阳市 220kV 及以上电网地理接线见下图，
2022 年揭阳市 35kV 及 110kV 电网地理接线见下图。

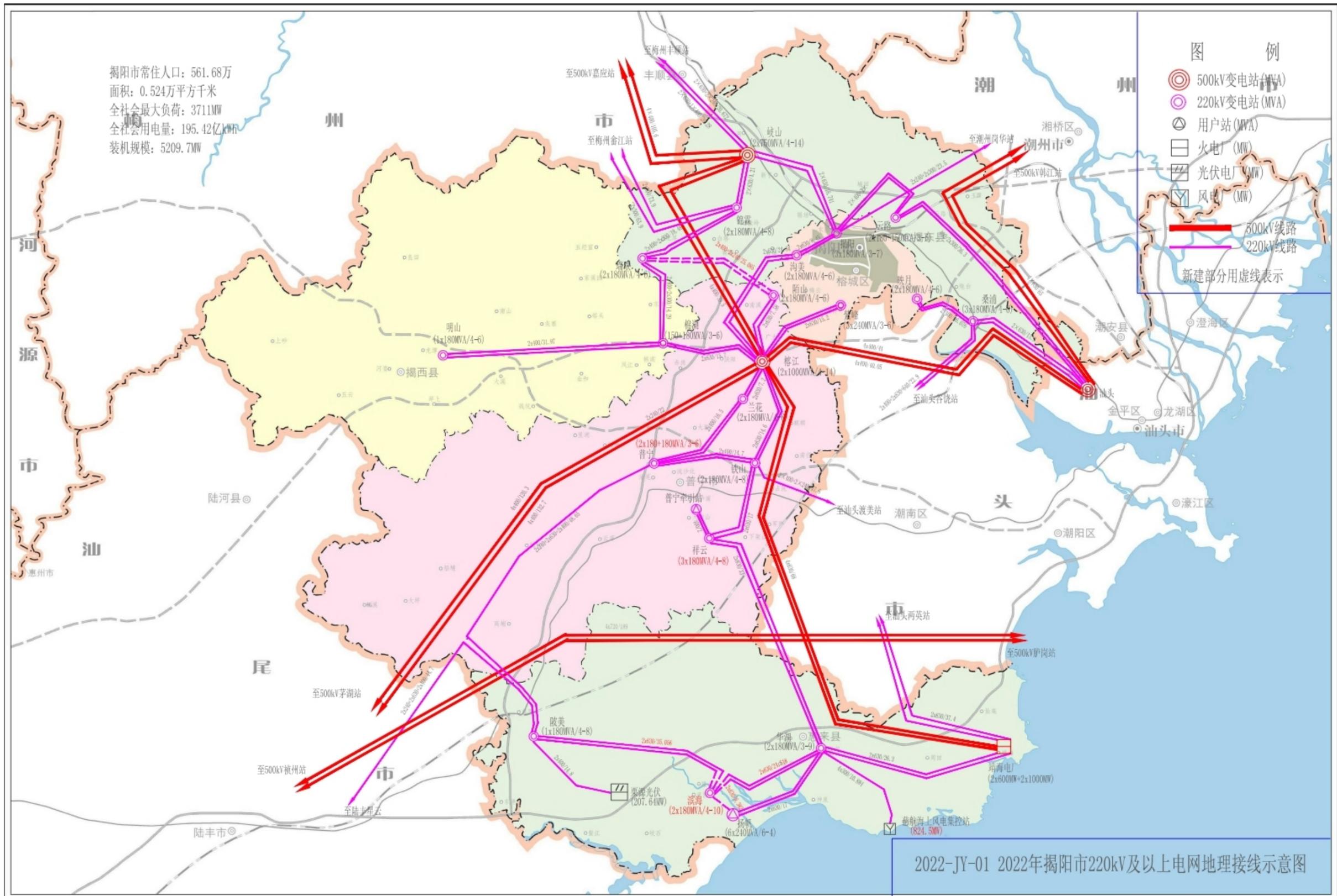


图 2-3 220kV 及以上电网地理接线图

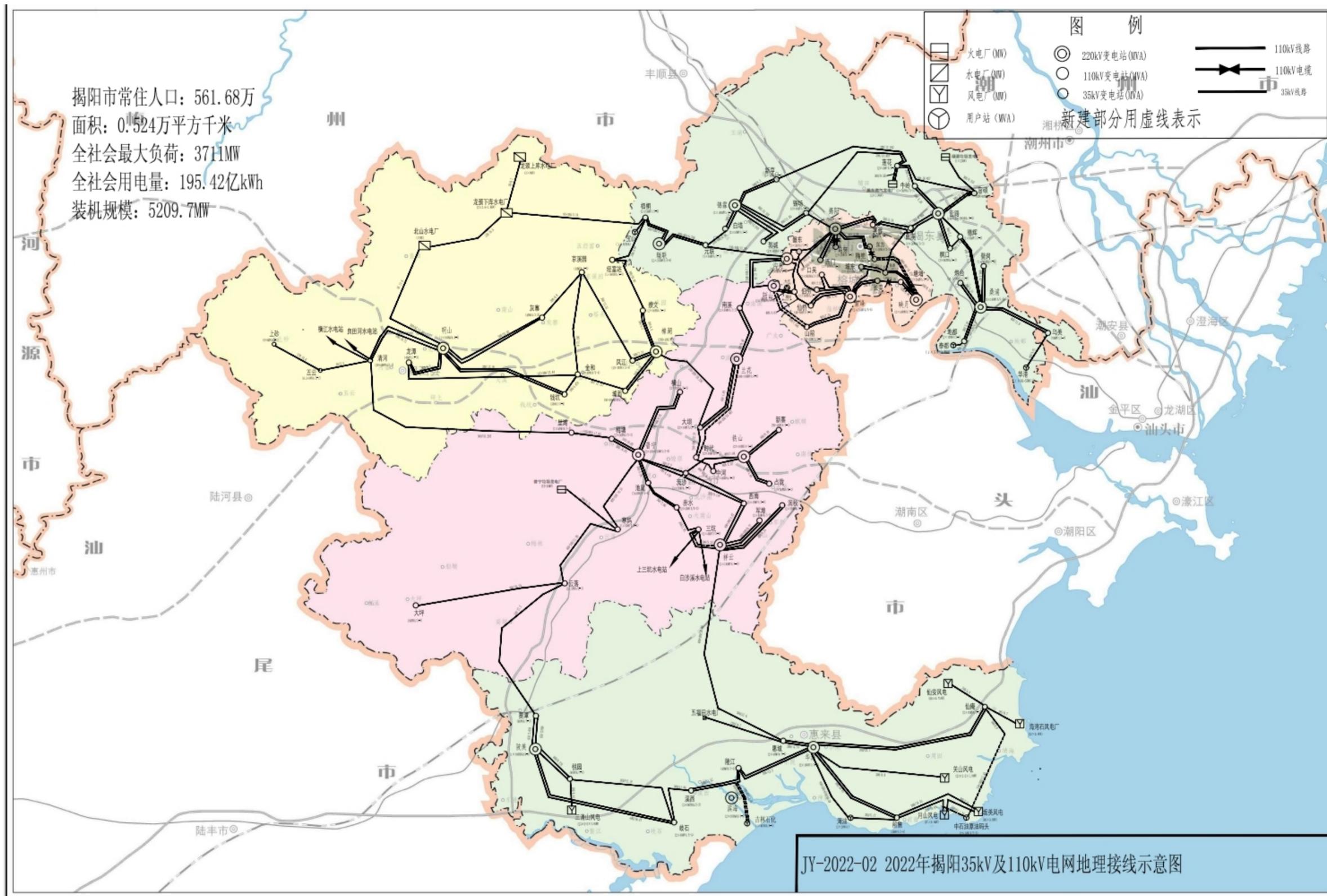


图 2-4 35kV 及 110kV 电网地理接线图

2.2.揭阳市电力系统规划

2.2.1. 电源规划

2.2.1.1 电源规划

截止 2022 年底，接入我市电网的电源装机约为 5203.7MW，其中：火电装机 3200MW、水电装机 227.7MW、海上风电装机 817.5MW、陆上风电装机 252.8MW、集中式光伏装机 208.8MW、分布式光伏 181.6MW、气电装机 228MW、生物质能及其他装机 87.3MW。

我市属粤东沿海地区，厂址资源条件较好。为适应电网发展，粤电惠来电厂 5、6 号机组扩建工程（2×1000MW）项目、国电投揭阳市前詹电厂、揭阳市大南海热电联产、国家电投揭阳市靖海 150MW 海上风电场增容等电源项目计划于“十四五”末期投产。国家电投揭阳市惠来海上风电场项目，揭西抽水蓄能项目等电源项目计划于“十五五”期间投产。远期有揭阳市近海深水区海上风电项目等电源项目计划投产。预计 2025 年接入揭阳市电网的电源总装机为 12964.3MW，其中：火电装机 4200MW、海上风电装机 3008.5MW、陆上风电装机 382.6MW、集中式光伏装机 2838MW、分布式光伏装机 848.8MW、水电装机 227.7MW、气电装机 1188MW、生物质能及其他装机 270.7MW。预计 2030 年接入我市电网的电源总装机为 26304.7MW，其中：火电装机 7200MW、海上风电装机 9308.5MW、陆上风电装机 436MW、集中式光伏装机 2948MW、分布式光伏装机 898.8MW、气电 1328MW、水电 3827.7MW、生物质能及其他装机 357.7MW。

详细见 2023~2030 年揭阳市电源装机进度见表 2-2。

表 2-2 2022~2035 年揭阳市电源装机进度表单位：MW

序号	项目	所属区域	电压等级	类型	装机容量 (MW)	备注	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2030 年
	电源装机容量										
一	500kV 电源										
1	靖海电厂	惠来县	500kV	火电	2000		2000	2000	2000	2000	2000
2	普宁军田蓄能	普宁市	500kV	水电	1200	全省规划					1200
3	揭西马头山蓄能	揭西县	500kV	水电	1200	全省规划					1200
4	揭西大洋抽水蓄能	揭西县	500kV	水电	1200	全省规划					1200
5	靖海电厂 5, 6 号机组	惠来县	500kV	火电	2000			•		1000	2000
6	国电投揭阳前詹电厂	惠来县	500kV	火电	2000						2000
7	粤东场址	惠来县	500kV	海上风电	8000					1700	8000
二	220kV 电源										
1	靖海电厂	惠来县	220kV	煤电	1200		1200	1200	1200	1200	1200
2	国家电投揭阳神泉一海上风电场项目	惠来县	220kV	海上风电	315.5		315.5	315.5	315.5	315.5	315.5
3	国家电投揭阳神泉一（二期）海上风电场项目	惠来县	220kV	海上风电	91			91	91	91	91
4	国家电投揭阳神泉二 350MW 海上风电项目增容项目	惠来县	220kV	海上风电	502		502	502	502	502	502
5	国家电投揭阳靖海 150MW 海上风电项目增容项目	惠来县	220kV	海上风电	400					400	400
6	广东能源葵潭农场光伏复合项目	惠来县	220kV	光伏	500		207.64	308.08	400	500	500
7	揭阳大南海热电联产	大南海石化工业区	220kV	气电	960				960	960	960
三	110kV 电源										
1	海湾石风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	10		13	13	13	13	13
2	石碑山风电厂（拆旧建新）	惠来县	110kV	陆上风电	200		100.2	100.2	200	200	200
3	仙安风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	49.5		47.5	47.5	47.5	47.5	47.5
4	关山风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	49.6		49.6	49.6	49.6	49.6	49.6
5	龙颈水电厂	揭西县	110kV	水电	23		23	23	23	23	23
6	北山水电厂	揭西县	110kV	水电	22		22	22	22	22	22
7	三清山风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	36		36	36	36	36	36
8	揭阳市绿源垃圾综合处理与资源利用厂	揭东区	110kV	生物质-垃圾发电	25		25	25	25	25	25
9	普宁垃圾发电厂二期	普宁市	110kV	生物质-垃圾发电	40		40	40	40	40	40
10	国家电投集团揭东燃气热电项目一期	揭东区	110kV	气电	228		228	228	228	228	228
11	惠来县鳌江镇 100MW 渔光互补光伏电站项目	惠来县	110kV	光伏	100				100	100	100
12	中委石化自备电厂	大南海石化工业区	110kV	余热发电	90					90	90
13	惠来县将军亭 100MW 渔光互补光伏电站项目	惠来县	110kV	光伏	100				100	100	100
14	普宁热电联产	普宁市	110kV	气电	140						140
15	南网能源公司揭西县五经富镇 3 万千瓦光伏发电平价项目	揭西县	110kV	光伏	30						30
16	揭东区白龙 200MW 农光互补光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	200					200	200
17	揭东区玉湖镇玉联工业园光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	40						40
18	华能揭阳揭东云路 40MW 渔光互补光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	40						40
19	惠来海湾石风电场二期项目	惠来县	110kV	陆上风电	30				30	30	30
20	揭阳市揭东区阳显新能源科技有限公司 85MW 复合型光伏发电综合利用项目	揭东区	110kV	光伏	85				85	85	85
21	揭阳市揭东区玉湖镇 978MW 生态农业与光伏旅游项目	揭东区	110kV	光伏	978					978	978
22	揭阳市电投智和智慧能源有限公司揭东区白塔渔光互补一期 60MW 光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	60					60	60

序号	项目	所属区域	电压等级	类型	装机容量 (MW)	备注	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2030 年
23	揭阳市揭东区阳显新能源科技有限公司 200MW 复合型光伏发电综合利用项目	揭东区	110kV	光伏	200				200	200	200
24	广东能源大池农场光伏复合项目	普宁市	110kV	光伏	150					150	150
25	揭阳市玉湖镇（玉牌村）乡村振兴 100MW 农光互补光伏电站	揭东区	110kV	光伏	100				100	100	100
26	大唐揭西京溪园镇 60MW 复合型光伏发电项目	揭西县	110kV	光伏	60					60	60
27	揭阳市区垃圾处理与资源利用厂（二期）项目	揭东区	110kV	生物质-垃圾发电	40				40	40	40
28	粤东内陆陆上风电规划（揭阳）-揭东	揭东区	110kV	陆上风电	53.4	全省规划					53.4
29	京能里湖 150MW 光伏项目	普宁市	110kV	光伏	150					150	150
30	广州发展揭东区玉湖镇浮山复合型光伏项目	揭东区	110kV	光伏	20				20	20	20
31	广州发展揭东区玉湖镇坪上复合型光伏项目	揭东区	110kV	光伏	60				60	60	60
32	广州发展揭东区龙尾镇珠坑复合型光伏项目	揭东区	110kV	光伏	75				75	75	75
四	35kV 电源										
1	揭东小水电	揭东区	35kV	水电	11.67		11.67	11.67	11.67	11.67	11.67
2	揭西小水电	揭西县	35kV	水电	106.8		61.8	61.8	61.8	61.8	61.8
3	普宁小水电	普宁市	35kV	水电	19.62		19.62	19.62	19.62	19.62	19.62
4	惠来小水电	惠来县	35kV	水电	6.6		6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
5	揭西县生活垃圾环保处理中心（揭西县环保能源产业园）	揭西县	110kV	生物质-垃圾发电	15				15	15	15
五	10kV 及以下电源										
1	揭东小水电	揭东区	10kV	水电	6.585		6.585	6.585	6.585	6.585	6.585
2	揭西小水电	揭西县	10kV	水电	30.81		30.81	30.81	30.81	30.81	30.81
3	普宁小水电	普宁市	10kV	水电	35.56		35.56	35.56	35.56	35.56	35.56
4	惠来小水电	惠来县	10kV	水电	10.06		10.06	10.06	10.06	10.06	10.06
5	惠来石沃风电	惠来县	10kV	陆上风电	6.45		6.45	6.45	6.45	6.45	6.45
6	揭阳市中德金属生态城生物质热电联产	揭东区	10kV	生物质-农林	10		10	10	10	10	10
7	揭阳市百畅环保能源有限公司	揭东区	10kV	生物质-沼气	5.7		5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
8	普宁垃圾发电厂	普宁市	10kV	生物质-垃圾发电	15		15	15	15	15	15
9	揭西县老虎垌垃圾填埋场填埋气综合利用发电项目（一期）	揭西县	10kV	生物质-沼气	4.186		4.186	4.186	4.186	4.186	4.186
10	普宁市云落镇垃圾填埋场沼气除臭应急工程（一期）	普宁市	10kV	生物质-沼气	2.4		2.4	2.4	2.4	4.8	4.8
11	惠来县“含尾坑”卫生垃圾处理场填埋气治理收集利用项目	惠来县	10kV	生物质-沼气	5.98			4.784	5.98	5.98	5.98
12	普宁北部生活垃圾处理中心项目	普宁市	110kV	生物质-垃圾发电	15				15	15	15
13	揭阳榕城区 10kV 光伏	榕城区	10kV	光伏	21.737		21.737	21.737	21.737	21.737	21.737
14	揭阳揭东县 10kV 光伏	揭东区	10kV	光伏	43.94		43.94	43.94	43.94	43.94	43.94
15	揭阳揭西县 10kV 光伏	揭西县	10kV	光伏	47.171		47.171	47.171	47.171	47.171	47.171
16	揭阳普宁市 10kV 光伏	普宁市	10kV	光伏	56.041		56.041	56.041	56.041	56.041	56.041
17	揭阳惠来县 10kV 光伏	惠来县	10kV	光伏	12.747		12.747	12.747	12.747	12.747	12.747
18	粤东沿海生物质发展规划（揭阳）	惠来县	10kV	生物质及其他	20	全省规划					20
19	粤东内陆生物质发展规划（揭阳）	普宁市	10kV	生物质及其他	67	全省规划					67
20	揭阳榕城区 10kV 光伏	榕城区	10kV	光伏	35	新增分布式				10	20
21	揭阳市政府控制的屋顶光伏资源特许经营项目	揭东区	10kV	光伏	347.2	新增分布式				347.2	347.2
22	揭阳揭东县 10kV 光伏	揭东区	10kV	光伏	260	新增分布式				260	260
23	揭阳揭西县 10kV 光伏	揭西县	10kV	光伏	45	新增分布式				20	35

序号	项目	所属区域	电压等级	类型	装机容量 (MW)	备注	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2030 年
24	揭阳普宁市 10kV 光伏	普宁市	10kV	光伏	45	新增分布式				20	35
25	揭阳惠来县 10kV 光伏	惠来县	10kV	光伏	30	新增分布式				10	20

规划期内我市电源结构以 220kV 及以上大型火电和海上风电为主，区内 110kV 及以下电源装机相对较少，主要为风电、水电、光伏、气电和垃圾发电。其中新能源出力受环境、季节等影响较大，2023~2030 年期间我市电网仍将主要依靠省网供电。2023-2030 年揭阳市电源规划见下表。

表 2-3 2022-2030 年揭阳市电源规划统计表单位：MW

揭阳市	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2030 年
火电	3200	3200.0	3200.0	4200.0	7200.0
海上风电	817.5	908.5	908.5	3008.5	9308.5
陆上风电	252.8	252.8	382.6	382.6	436.0
集中式光伏	208.8	308.1	1048.1	2838.0	2948.0
分布式光伏	181.6	181.6	181.6	848.8	898.8
水电	227.7	227.7	227.7	227.7	3827.7
气电	228	228.0	1188.0	1188.0	1328.0
生物质及其他	87.3	107.1	178.3	270.7	357.7
合计	5203.7	5413.7	7514.7	12964.3	26304.7

2.2.1.2. 新能源规划

海上风电规划方面，“十四五”及“十五五”期间，我市将全力推进重点项目落地落实，加速推进海上风电项目的核准，已建成投产近海浅水区揭阳市神泉一 315.5MW、神泉一（二期）91MW、神泉二 502MW 等 3 个项目共 908.5MW 装机。我市在“十四五”期间，将新增国家电投揭阳市靖海 150MW 海上风电项目增容项目建设 400MW 海上风电，在粤东千万千瓦级海上风电基地预计建设 10700MW 容量的海上风电，“十四五”末期开工建设 4400MW，规划并网目标 2191MW，“十五五”规划并网目标 8491MW。

光伏发电规划方面，“十四五”及“十五五”期间，我市将因地制宜建设集中式光伏电站项目，支持光伏发电与农业、渔业的融合发展，开展平价上网光伏复合项目应用示范。支持揭东区整区推

进屋顶分布式光伏开发试点，重点推进广东能源葵潭农场 500MW 光伏复合项目，屋顶光伏项目等共计 2640MW 集中式光伏，717.2MW 分布式光伏。

陆上风电规划方面，因地制宜发展集中式和分布式陆上风电，推进揭阳市惠来县石碑山风场"上大压小"（拆旧建新）、揭阳市惠来海湾石风电场二期项目等建成投产。

表 2-4 新能源项目投产年份表

序号	项目	所属区域	电压等级	类型	装机容量 (MW)	投产年限
1	粤东场址	惠来县	500kV	海上风电	8000	2030 年
2	国家电投揭阳神泉一海上风电场项目	惠来县	220kV	海上风电	315.5	已投产
3	国家电投揭阳神泉一（二期）海上风电场项目	惠来县	220kV	海上风电	91	已投产
4	国家电投揭阳神泉二 350MW 海上风电项目增容项目	惠来县	220kV	海上风电	502	已投产
5	国家电投揭阳靖海 150MW 海上风电项目增容项目	惠来县	220kV	海上风电	400	2025 年
6	广东能源葵潭农场光伏复合项目	惠来县	220kV	光伏	500	部分投产
7	海湾石风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	13	已投产
8	石碑山风电厂（拆旧建新）	惠来县	110kV	陆上风电	200	部分投产
9	仙安风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	49.5	已投产
10	关山风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	49.6	已投产
11	三清山风电厂	惠来县	110kV	陆上风电	36	已投产
12	惠来县鳌江镇 100MW 渔光互补光伏电站项目	惠来县	110kV	光伏	100	2024 年
13	惠来县将军亭 100MW 渔光互补光伏电站项目	惠来县	110kV	光伏	100	2024 年
14	南网能源公司揭西县五经富镇 3 万千瓦光伏发电平价项目	揭西县	110kV	光伏	30	2030 年
15	揭东区白龙 200MW 农光互补光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	200	2025 年
16	揭东区玉湖镇玉联工业园光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	40	2030 年
17	华能揭阳揭东云路 40MW 渔光互补光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	40	2030 年

序号	项目	所属区域	电压等级	类型	装机容量(MW)	投产年限
18	惠来海湾石风电场二期项目	惠来县	110kV	陆上风电	30	2024年
19	揭阳市揭东区阳显新能源科技有限公司85MW复合型光伏发电综合利用项目	揭东区	110kV	光伏	85	2024年
20	揭阳市揭东区玉湖镇978MW生态农业与光伏旅游项目	揭东区	110kV	光伏	978	2025年
21	揭阳市电投智和智慧能源有限公司揭东区白塔渔光互补一期60MW光伏发电项目	揭东区	110kV	光伏	60	2025年
22	揭阳市揭东区阳显新能源科技有限公司200MW复合型光伏发电综合利用项目	揭东区	110kV	光伏	200	2025年
23	广东能源大池农场光伏复合项目	普宁市	110kV	光伏	150	2025年
24	揭阳市玉湖镇(玉牌村)乡村振兴100MW农光互补光伏电站	揭东区	110kV	光伏	100	2024年
25	大唐揭西京溪园镇60MW复合型光伏发电项目	揭西县	110kV	光伏	60	2025年
26	粤东内陆陆上风电规划(揭阳)-揭东	揭东区	110kV	陆上风电	53.4	2030年
27	京能里湖150MW光伏项目	普宁市	110kV	光伏	150	2025年
28	广州发展揭东区玉湖镇浮山复合型光伏项目	揭东区	110kV	光伏	20	2024年
29	广州发展揭东区玉湖镇坪上复合型光伏项目	揭东区	110kV	光伏	60	2024年
30	广州发展揭东区龙尾镇珠坑复合型光伏项目	揭东区	110kV	光伏	75	2024年
31	揭阳榕城区10kV光伏	榕城区	10kV	光伏	35	2025年
32	揭阳市政府控制的屋顶光伏资源特许经营项目	揭东区	10kV	光伏	347.2	2025年
33	揭阳揭东县10kV光伏	揭东区	10kV	光伏	260	2025年
34	揭阳揭西县10kV光伏	揭西县	10kV	光伏	45	2025年
35	揭阳普宁市10kV光伏	普宁市	10kV	光伏	45	2025年
36	揭阳惠来县10kV光伏	惠来县	10kV	光伏	30	2025年
37	惠来石沃风电	惠来县	10kV	陆上风电	6.45	已投产
38	揭阳榕城区10kV光伏	榕城区	10kV	光伏	21.737	已投产
39	揭阳揭东县10kV光伏	揭东区	10kV	光伏	43.94	已投产
40	揭阳揭西县10kV光伏	揭西县	10kV	光伏	47.171	已投产
41	揭阳普宁市10kV光伏	普宁市	10kV	光伏	56.041	已投产
42	揭阳惠来县10kV光伏	惠来县	10kV	光伏	12.747	已投产



图 2-5 揭阳市“十四五”重点电源项目布局示意图



图 2-6 揭阳市“十四五”及中长期海上风电布局图

2.2.2. 电网规划

“十四五”期间，优化补强 500 千伏电网结构，规划新建 500 千伏盘龙站，满足中石油广东石化炼化一体化项目、吉林石化 ABS 和中石油揭阳市 LNG 等一批大项目电力负荷需求，同时兼顾石化区扩园供电负荷，优化惠来、普宁地区电网结构。至 2025 年底，我市 500 千伏变电站达 3 座，主变容量 5500 兆伏安，规划新建 500 千伏前詹升压站(用户站)，新建 500 千伏前詹~盘龙站单回线路，解决专属经济区海域风电新能源送出需求。新建 500 千伏前詹~盘龙线路工程、岐山~韩江线路工程，新增 500 千伏主变容量 2000 兆伏安，新建 500 千伏线路 54 公里。优化完善 220 千伏电网结构，规划新增陌山站、飞凤站、竹林站、滨海站和俊帆站等 5 座 220 千伏变电站；扩建沟美站、明山站、铁山站、兰花站和祥云站等 5 座 220 千伏变电站；增容改造揭阳市站和普宁站等 2 座 220 千伏变电站。新建 220 千伏揭东~飞凤双回线路、云路~飞凤双回线路、普宁~竹林单回线路、盘龙~竹林单回线路、盘龙~俊帆双回线路、盘龙~陂美单回线路、岐山~明山双回线路、滨海~中石油双回线路华湖~中石油双回线路、紫峰~映月双回线路工程、里湖~俊帆双回线路工程；新建 220 千伏中石油用户站接入系统线路工程、220 千伏神泉海上风电接入系统线路工程、里湖牵引站接入系统工程。

“十五五”期间，将扩建榕江第三台主变，至 2030 年，我市共计 3 座 500kV 变电站，主变容量 6500MVA；为满足海上风电送出，新建 500kV 前詹~盘龙线路工程，线路长度为 1×50km。新增 220kV 华美、大溪、英歌山、溪西等输变电工程；新增 220kV 映月、锦霖、棉湖、竹林、陂美等扩变工程；新增 220kV 普宁站增容

改造工程；新建盘龙～溪西双回线路工程等。

2.3.揭阳市储能产业发展基础

我市新型储能处于起步发展阶段，在试点应用、政策体系构建、装备制造产业布局等方面均开展了有益探索。

2.3.1. 区位优势

我市位于广东省东部，濒临南海，海岸线长，沿海岛屿多，作为广东省的新能源发展重要基地，拥有优质的风、光资源，清洁能源发展潜力很大，为能源企业提供了优质的投资土壤。

2.3.2. 资源禀赋丰厚

我市森林、河流、湖泊、海岸线等自然资源丰富，陆地面积5266平方公里、海域面积9300平方公里、海岸线136.9公里，榕江、龙江流域较为充足的水源可为工业发展提供淡水保证。我市海上风能资源充足，平均风功率密度约为680W/m²，仅次于我国第一风速区台湾海峡，可进行规模化开发利用，建设临海特色产业战略高地、打造全市新增长极，促进能源转型升级、绿色发展和低碳消费，助力实现经济社会发展主要预期目标。

2.3.3. 绿电资源丰富

“十四五”及“十五五”期间，我市未来新能源装机容量将快速增长，新增海上风电装机840万千瓦，新增陆上风电装机18.32万千瓦，新增集中式光伏装机264万千瓦，新增分布式光伏装机71.72万千瓦。同时根据《广东省独立储能电站建设规划布局指引》，我市惠来县作为新能源富集地区被推荐为独立储能电站布局区域。我市将依托本地可再生能源资源，充分发挥新能源装机容量快速增长的优势，积极布局建设新能源配套新型储能电站，发挥储能电站对电力系统调节以及优化电力曲线的作用，从发展储能的下

游应用场景入手，进一步带动新型储能设备制造项目落地。

2.3.4. 产业基础坚实

我市聚焦“坚持制造业当家，高质量建设产业强市”打造大产业、推进大招商、建强大平台、培育大企业，围绕“8+3”战略性新兴产业集群，建设实验室推进建立新型研发机构、技术创新联盟，培育建设制造业创新中心、工程研究中心、产业技术创新中心等高水平创新平台，加强技术研发和推广应用，推动关键核心技术和产品研发攻关，做强“2+1”（高端装备制造、新材料+服务业）产业。

2.3.5. 城产融合深化

我市大力完善园区道路、居住、商贸设施配套等基础设施建设，并充分利用好周边城镇的教育、卫生、文化等公共服务功能，加快产城融合发展。推进基础设施建设提质增效，优化发展环境，提升招商吸引力。

2.3.6. 对外合作紧密

我市位于南海之滨，是粤东改革开放“桥头堡”。依托地缘优势，我市落实国家“一带一路”战略，全面深化合作型创新，近年来积极融入湾区和沿海经济带建设，并主动开展面向港澳台、德国、奥地利等国家和地区的全方位深层次合作，搭建侨商汇聚平台，吸引海外侨胞的资本、人才、技术和产业集聚，着力将地缘和侨乡优势转化为开放发展动力。

2.3.7. 劳动力资源充沛

我市是人口大市，2022年，我市常住人口约563.41万，是粤东人口最多的地市，也是技术工人大市，用工市场广阔，凭借我市产业巨大的辐射力和吸引力，拥有大量技术熟练的产业工人，为储

能、氢能产业发展提供有力的技术工人保障。

2.3.8. 政策支撑强劲

除了全面贯彻落实国家、省的相关产业政策以外，我市还根据产业项目所属类型及项目具体情况，因地制宜地制定了系列扶持政策。入驻项目精准适用国家、省、市系列优惠扶持政策，为我市产业高质量发展提供有力支撑。

2.4.揭阳市储能产业发展现状

进入“十四五”以来，我市积极贯彻落实国家能源转型和升级战略，不断优化能源结构，积极推进“海上风电”等重大能源项目建设，产业能力持续增强，技术水平不断提高，具备一定的發展基础。

在新型储能应用方面开展有益探索。“十三五”期间，我市积极推动火储联调项目建设，积累了一定经验，为加快新型储能设施建设奠定了良好基础。目前，靖海电厂 18MW/9MWh 储能调频项目以及广东粤电靖海发电有限公司 30MW/15MWh 储能调频项目运行情况良好。“十四五”期间，我市积极推动独立储能项目建设，目前国家级新型储能试点示范项目-广东省新型储能创新中心揭阳市实证基地项目（100MW/200MWh）等多个独立储能项目已备案，预计“十四五”末投产。

积极引进储能产业。我市在燃料电池设备生产、水制氢设备制造、储氢设备生产等三大领域加快与头部企业合作，并积极同锂离子电池、飞轮储能等企业对接，着力对接引进一批头部储能电池制造的企业落户我市。

第三章 总体思路

3.1.基本原则

统筹规划、协同发展。强化规划引领作用，加强与能源、电力相关规划衔接。统筹储能产业上下游发展，差异化布局发展全产业链。针对各类应用场景，因地制宜多元化发展，优化新型储能建设布局，推动源网荷储各侧协同发展。

主体多元，示范先行。坚持技术多元、场景多元、投资多元，因地制宜发展新型储能。通过落实一批新型储能示范试点项目建设，以点带面形成典型经验，加快新型储能技术及项目应用推广，推动商业模式和体制机制创新。

市场主导、有序发展。打造开放包容的市场环境，支持社会资本进入储能领域，共同推动储能技术、机制及商业模式创新，更好发挥市场在资源配置中的决定性作用，加快推动形成新型储能合理的投资回报机制。

立足安全，规范管理。统筹安全和发展，坚守安全底线，强化新型储能安全，坚决杜绝储能设备火灾或爆炸事故。

3.2.发展思路

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，服务和融入新发展格局，抢抓新型储能产业发展的战略机遇期，坚持市场主导与政府引导相结合，坚持研发创新与推广应用相结合，坚持合作引进与重点培育相结合，坚持创新机制与安全保障相结合，推动

创新链、产业链、资金链、人才链深度融合，着力构建技术、市场、政策驱动良好局面。落实我国经济社会“十四五”规划和2035年远景目标纲要要求，积极服务构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，全面服务建设安全、可靠、绿色、高效、智能的现代化电网，结合国家及广东省储能发展政策和储能的功能定位，开展我市储能发展规划，推动构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，助力实现国家“碳达峰、碳中和”战略目标。

3.3.发展目标

为实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，逐步培育完善市场环境和商业模式，新型储能技术创新能力明显提高的目标，我市将在源、网、荷侧应用场景建设一批多元化新型储能项目。我市按照《广东省促进新型储能电站发展若干措施》中“2022年以后新增规划的海上风电项目以及2023年7月1日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的10%、时长1小时配置新型储能，后续根据电力系统相关安全稳定标准要求、新能源实际并网规模等情况调整新型储能配置容量；争取到2025年，全省新能源发电项目配建新型储能电站规模100万千瓦以上，到2027年达到200万千瓦以上，“十五五”期末达到300万千瓦以上。鼓励存量新能源项目按照上述原则配置新型储能。新能源项目可采用众筹共建(集群共享)、租赁或项目自建等方式落实储能配置。配置新型储能电站投产时间应不晚于项目本体首次并网时间，原则上不跨地市配置。”的有关要求，以分类实施和适度超前、合理布局、区域差别的原则，在新能源富集地区、负荷中心地区合理规划独立储能电站的规模、布点。电源侧、用户侧储

能电站按照市场化原则，科学论证，鼓励建设，不作具体布局要求。根据我市新能源装机进度，分阶段推进新能源发电项目配建储能，2025 年全市新能源发电项目配建新型储能电站规模争取达到 30 万千瓦，2027 年争取达到 60 万千瓦，2030 年争取达到 110 万千瓦。

第四章 揭阳市储能电站布局规划

4.1.新型储能布局规划

4.1.1.揭阳市电源侧储能配置分析

电源侧储能是指新能源按照一定比例配置的储能，其作用主要是保障新能源高水平消纳利用，解决新能源出力随机性、波动性、间歇性问题。

4.1.1.1.新能源并网影响分析

风电场、光伏电站分钟-小时级最大功率波动可达 15%-25%。而考虑整体区域新能源功率波动率，风电最大波动率约 6%，光伏最大波动率约 22%-27%，高比例新能源电力系统中，电力供需双侧都呈现随机波动的特性，常规电源不仅要跟随负荷变化，还要平衡新能源的出力波动，增大了电网调节的难度。储能的短周期调节能力解决了新能源机组出力随机性和波动性带来的系统频率和潮流控制困难的问题。

新能源出力特性与用电负荷特性匹配性较差，尤其是风电反调峰特性显著。负荷低谷时，风电出力往往处于较高水平；负荷高峰时，风电出力则处于较低水平，增大了系统峰谷差，给系统调峰带来巨大压力。最大负荷主要在晚高峰，此时光伏出力极低，无法提供有效电力支撑。日内调节能力要求重点解决风电反调峰特性加剧系统调峰压力，以及光伏在负荷晚高峰无法顶峰等问题。

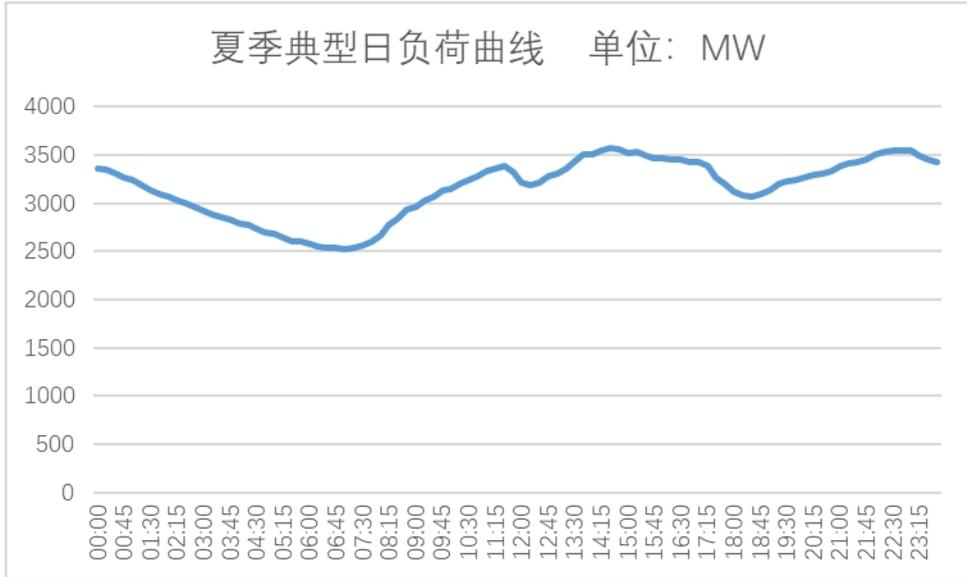


图 4-1 揭阳市夏季典型日负荷曲线

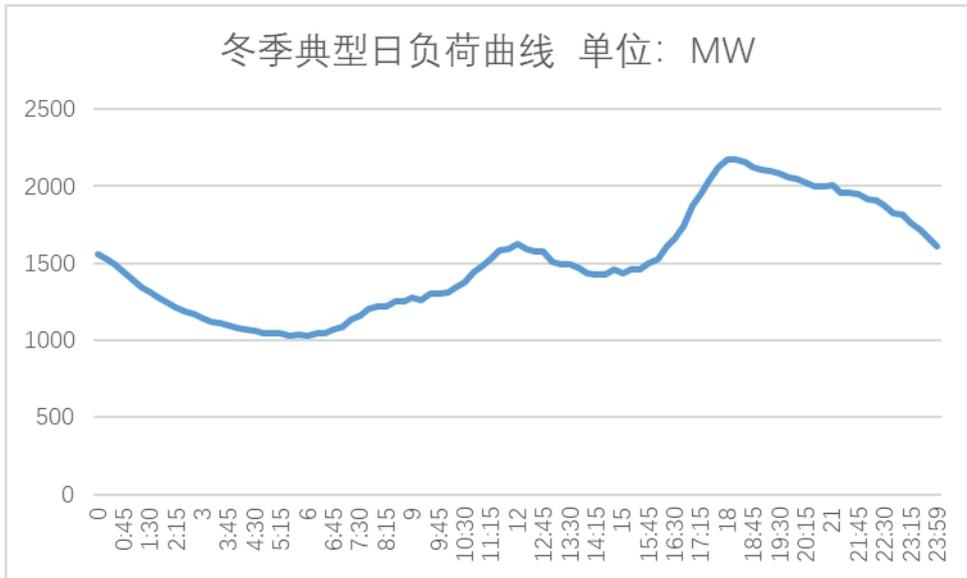


图 4-2 揭阳市冬季典型日负荷曲线

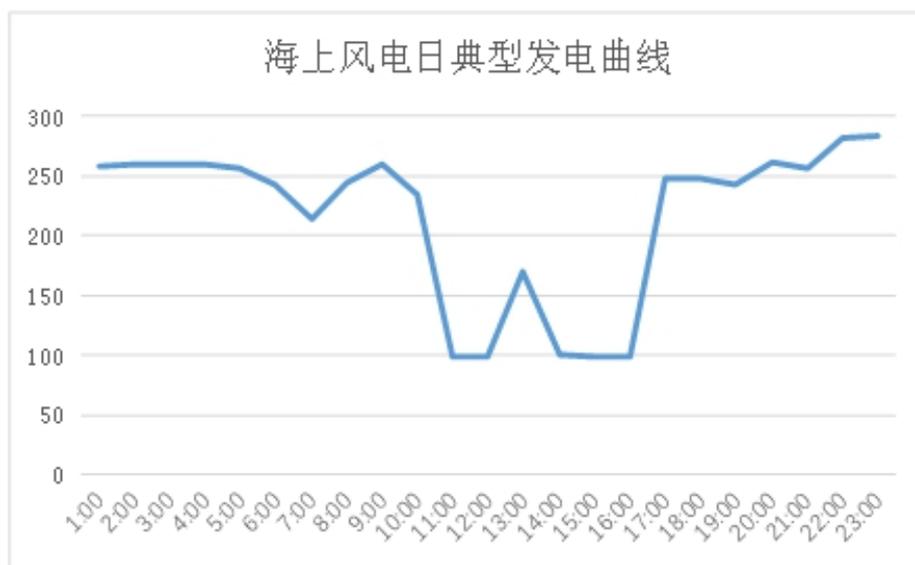


图 4-3 揭阳市海上风电日典型发电曲线

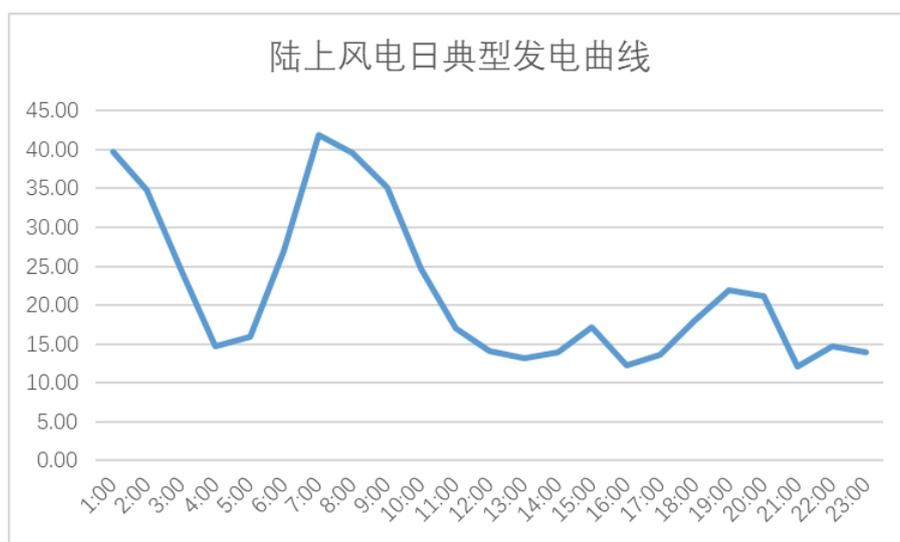


图 4-4 揭阳市陆上风电日典型发电曲线

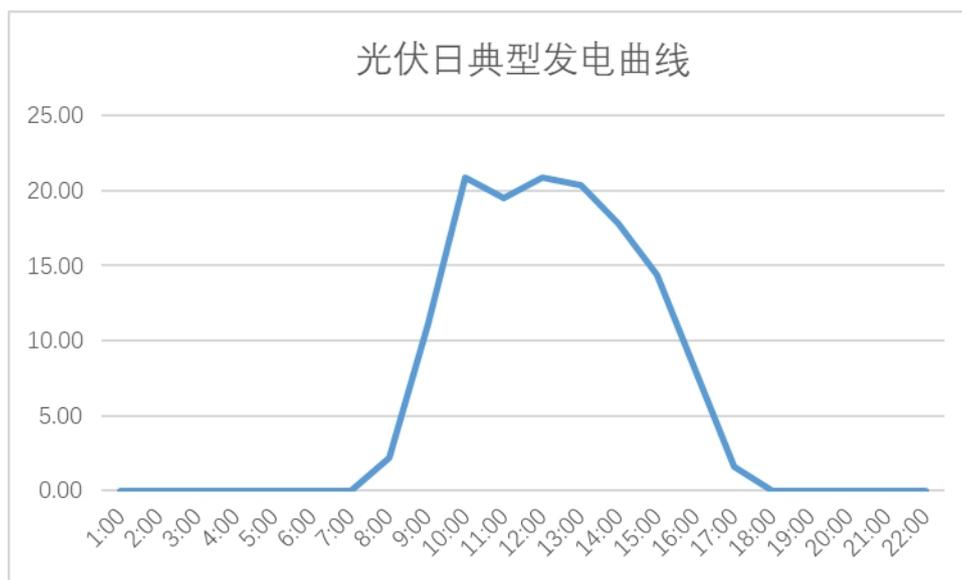


图 4-5 揭阳市光伏日典型发电曲线

4.1.1.2. 新能源并网事故

鉴于全球新能源的迅速发展，近年来，全世界范围内的电网发生了许多大停电事故。2003 年 8 月 14 日，美国东北部、中西部和加拿大东部联合电网发生大停电引起了全世界的震惊。随后，英国、马来西亚、丹麦、瑞典、意大利、中国和俄罗斯等国相继发生了较大面积的停电事故。这些大停电事故给社会和经济带来了巨大的损失。重要原因之一，近年来风力发电与太阳能发电在英国、澳大利亚电力结构中的比例快速攀升，而燃煤发电比例逐年下降，但又对高新能源渗透率下的电网运行特性（特别是频率响应特性）掌握不够、对电网安全运行裕度考虑不充分，缺少具有快速响应特性的灵活性资源。

4.1.1.3. 新能源配置储能的必要性

根据 2019 年底发布的强制性国家标准《电力系统安全稳定导则》(GB38755-2019)，电源均应具备一次调频、快速调压、调峰能力，且应满足相关标准要求，新能源配置储能的必要性主要体现在

在：

(1) 新能源消纳问题日趋突出，新能源配置储能可以抵消新能源出力不稳定的影响。与常规电源相比，新能源发电单机容量小、数量多、布点分散，且具有显著的间歇性、波动性、随机性特征，特别是风电还有明显的“反调峰”特性。风电的出力日内波动幅度最高可达 80%，出力高峰出现在凌晨前后，从上午开始逐渐回落，午后到最低点，“逆负荷”特性更明显。光伏的日内波动幅度 100%，峰谷特性鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为 0。而且风电光伏出力受气象因素影响较大，气象因素无法做长期预测，即使做短期预测，风速、风向和云量等因素变化也非常复杂，难以准确预测。这使得风电和光伏出力准确性下降，给电网运行调度造成了难度。储能电站可通过电力时移维持电网平衡。未来，我市将有大量的风光新能源项目投产，配置储能可以优化新能源出力特性，是促进电力电量平衡的重要举措。

(2) 满足新能源并网的系统调频需要

新能源配置一定规模的储能，可为新能源场站提供必要的一次调频和惯量支撑等能力。按照《电力系统网源协调技术规范》（DL/T1870-2018）以及《光伏发电站功率控制系统技术要求》（GB/T40289-2021）等要求，为使风电、光伏电站具备国标规定的一次调频和惯量支撑能力，建议按装机 10%、充放电时长不低于 1 小时来配置储能，提高电力系统安全稳定运行水平。

采用配置储能方案，系统响应速度更快。在接收到调频指令后，储能装置快速响应，达到稳定的技术指标，等风电光伏出力逐步跟上后，逐渐减少储能出力。通过灵活的充放电方案，无需限制

发电。即使在发电峰值，也具备提升出力的能力。

(3) 缓解新能源送出受阻

新能源发电具有随机性、波动性、间歇性的特点，与电网的负荷曲线峰谷特性不能完全拟合，随着新能源装机规模的日益增长，将对电网造成较大冲击。当新能源送出受阻、电网出现“窝电”现象时，可利用新型储能将不能向系统输送的多余出力储存起来，然后在输电通道富余时刻储能设备放电，可以有效避免可再生能源的浪费，提高新能源发电机组的利用小时数。同时储能电站具有快速响应的特点(20ms 以内)，通过实时调整电力储能系统的充、放电功率以及充放电状态的迅速切换，可解决新能源发电的随机性、波动性问题，实现新能源的友好接入和协调控制，有助于促进新能源消纳。同时，储能电站在实际运行中通过储能调节匹配负荷特性，可有效优化电力的送电曲线。

综上所述，电源侧储能主要用来解决新能源大规模并网带来的一系列问题，包括提供一次调频和惯量支撑能力，提升系统安全稳定性；在电网消纳困难区域，促进新能源有效消纳；提供有效保证容量支撑，保障电力系统安全稳定等。

我市按照国家节能降损的倡导，大力发展清洁能源。揭西、惠来等地区光伏、风电资源比较丰富，充分利用光伏发电，大力扶持海陆风电能源建设。预计到 2030 年，我市新能源装机容量将会达到 13591.3MW，新能源装机占比将会达到 51.67%，新能源装机比例的快速提升将会给电力系统带来巨大的挑战。由于新能源固有的间歇性、波动性、随机性特征，未来电网需要配置大量的灵活性资源，我市目前灵活性资源结主要以燃煤、燃气电厂为主，缺少储能

等灵活性资源，特别是当出现极端天气，导致系统发生重大故障时，地区可调电力容量严重不足。我市无保安电源可用，不具备黑启动的能力，抵御大的电网风险能力非常有限，事故处理恢复用户正常供电基本依赖省网电力恢复及用户自备电源。

4.1.1.4. 新能源配置储能的经济性

(1) 集中式光伏

目前，广东省光伏电站造价 3800-4200 元/kW，若按装机容量 10%，充放电时长 1 小时配置储能，造价增加 160-200 元/kW。根据相关研究成果，广东省光伏电站造价低于 4700 元/kW 左右可以实现平价上网，具体与区域光资源条件以及业主期望投资回报率有关，当广东省光伏电站造价低于 4300 元/kW 时可承受配置 10%，1h 的储能。在发生弃光情况下，合理配置储能后可保障业主回收成本并获得合理收益。

(2) 陆上风电

目前，广东省陆上风电造价 6000-7000 元/kW，若按装机容量 10%，充放电时长 1 小时配套储能，造价增加 160-200 元/kW。根据相关研究成果，广东省陆上风电造价低于 7000 元/kW 左右可以实现平价上网，具体与区域风光资源条件以及业主期望投资回报率有关，当广东省陆上风电造价低于 6000 元/kW 时可承受配置 10%，1h 的储能。在发生弃风情况下，合理配置储能后可保障业主回收成本并获得合理收益。

(3) 海上风电

受国补退坡影响，大量海上风电项目集中在 2021 年前建设投产，导致成本大幅上升，近期随着大容量海上风电机组价格大幅降

低，海上风电造价有望降低，广东省计划在十四五期间将海上风电装机提升至 18GW，是 2021 年底 4GW 目标的 4.5 倍，并且计划在全国率先实现海上风电平价并网。海上风电造价低于 15000 元/kW 可以实现平价上网，若按装机 10%，充放电时长 1 小时配套储能，造价增加 160-200 元/kW，当广东省海上风电造价低于 14000 元/kW 时可承受配置 10%，1h 的储能。在发生弃风情况下，合理配置储能后可保障业主回收成本并获得合理收益。

4.1.1.5. 电源侧配置储能比例依据

本规划根据新能源场站国家和行业相关安全稳定标准要求，并遵循广东省发展改革委、广东省能源局印发的《广东省促进新型储能电站发展若干措施》中提出推进新能源发电配建新型储能的相关要求。按照分类实施的原则，2022 年以后新增规划的海上风电项目以及 2023 年 7 月 1 日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的 10%、时长 1 小时配置新型储能，后续根据电力系统相关安全稳定标准要求、新能源实际并网规模等情况，调整新型储能配置容量；鼓励存量新能源发电项目按照上述原则配置新型储能。

4.1.1.6. 结论

“十四五”及“十五五”期间，我市有大量的风光新能源项目投产，配置储能可以优化新能源出力特性，是促进电力电量平衡的重要举措。基于新能源出力的不稳定特性，给电网运行带来极大挑战，在省网电力平衡方面，需要投入更多的常规机组作为备用，在新能源瞬间跌落时由自动功率控制调用常规机组，在新能源瞬间攀升的时候限制常规机组的出力，因此，急需配置一定比例的储能容

量以抵消新能源出力不稳定的影响。

在广东现行价格和市场机制下，新能源配储能暂无明确的成本回收机制，储能成本靠新能源发电项目内部消化，主要通过是在用电低谷期，利用储能集蓄新能源弃电，在用电高峰期再放电上网，解决新能源弃电问题，提高新能源的利用率，新能源项目可承受的配置储能规模取决于其单位千瓦造价。根据新能源项目市场情况，集中式光伏和陆上风电，海上风电已具备配置 10%，1 小时储能的成本消化空间。新能源发电项目也可采用众筹共建(集群共享)、租赁等方式落实储能配置，降低成本。

4.1.2. 揭阳市电网侧储能配置分析

4.1.2.1. 电网侧储能概述

电网侧储能是指接入输电网或配电网、介于发电厂和用户侧与电网结算计量关口表之间的储能。

目前，电网侧储能主要以接受调度机构统一调度、参与电网调节、以市场化机制回收成本的独立储能电站为主，大部分是由社会资本从投资收益的角度进行投资，也包括一小部分由供电企业投资建设的试点项目（由于独立储能的成本未能纳入输配电价核算范围，此类项目较少）。

相比于新能源强配储能而言，电网侧的独立储能成为业内主流，据统计，独立储能电站的装机容量约占目前电化学储能的 70%。

4.1.2.2. 电网侧储能经济性分析

基于国家及广东省独立储能的政策与规划，电网侧独立储能的收益模式分为三大部分，包括新能源租赁收益、电能量市场收益以

及辅助服务市场收益。

（1）新能源租赁

《广东省促进新型储能电站发展若干措施》提出新增新能源项目需要发电装机容量的 10%、时长 1 小时配置新型储能，可采用众筹共建（集群共享）、租赁或项目自建等方式落实储能配置。新能源配建储能政策的落地，明确了独立储能可获取新能源租赁收益。

（2）电能量市场

《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》提出，独立储能电站可作为独立主体参与电力中长期、现货和辅助服务市场交易。《广东省独立储能参与电量市场交易细则（试行）》则进一步明确，起步阶段，独立储能可分时参与现货电能量市场和辅助服务市场，即同一运行日内可选择分时参与现货电能量市场和区域调频市场，或分时参与现货电能量市场和跨省备用市场；具备条件后，推动同时参与现货电能量市场与区域调频市场。同一运行日内可分时或同时参与现货电能量市场和辅助服务市场，进一步提高了独立储能收益。

（3）辅助服务市场

在辅助服务市场中，独立储能通过参与深度调峰、一次调频、二次调频、黑启动以及无功补偿辅助服务品种获取收益。其中，参与现货市场交易的独立储能纳入“两个细则”深度调峰补偿计算，即可按 0.792 元/kWh 对其充电电量进行补偿。

（4）容量补偿

此外，《南方（以广东起步）电力现货市场建设实施方案（试行）》文件提出：为促进储能电站等固定成本有效回收，研究建立

容量补偿机制。后续叠加容量补偿收益，电网侧独立储能收益回收期将进一步缩短，商业模式未来可期。

4.1.2.3. 结论

广东省收益模式明确为“新能源租赁+电能量市场+辅助服务市场”三大部分，电网侧独立储能项目已具备经济可行性。同时随着储能设备成本的下降以及性能的提升，多元收益渠道将有效提高项目投资收益率，具有较好的投资前景。虽然政策层面利好不断，但独立储能参与电力市场或仍面临调用次数，实际性能等挑战。

4.1.3. 揭阳市用户侧储能配置分析

4.1.3.1 用户侧储能概述

用户侧储能是指由用电客户自行投资、将电池储能独立安装在用电客户端的储能。

用户侧储能目前多用于峰谷电价套利，用户可以在电价较低的谷期利用储能装置存储电能，在用电高峰期使用存储好的电能，降低用户的电力使用成本，实现峰谷电价套利。

同时，用户侧储能可以参与需求侧响应，增加收益渠道。目前，广东省已经建立市场需求响应机制，2022年4月，《广东省能源局 国家能源局南方监管局关于印发广东省市场化需求响应交易实施方案（试行）的通知》提出，储能可参与直控型可调节负荷竞争性配置交易、可中断负荷交易和日前邀约需求响应。其中竞争性配置交易中标或可中断负荷交易中标的响应资源不得参与日前邀约需求响应交易。因此，用户侧储能在峰谷套利基础上，可通过参与需求响应，获取更多收益。

4.1.3.2. 功能

(1) 节省电费支出

分时电价政策明确提出拉大峰谷电价差，并形成尖峰电价。用户侧储能可用于电能管理，帮助用户降低基本电费和电量电费，使用户主动管理其电能消耗及预算。用户在电价较低时给储能系统充电，在高电价时放电，不仅可以通过低充高放来降低整体用电成本，而且还不用改变用户的用电习惯，即使是在电价最高时也可以按照自己的需求使用电能。

(2) 提高需求响应能力

广东已经建立市场需求响应机制，2022年4月，《广东省能源局国家能源局南方监管局关于印发广东省市场化需求响应交易实施方案（试行）的通知》提出，用户侧储能联合负荷中心参与电能量交易和需求响应交易。其中，用户侧储能联合直接参与批发市场的电力大用户，在中长期市场参与年度、月度、多日等周期的双边协商、挂牌和集中竞争交易，在现货市场以报量不报价的方式参与交易；用户侧储能联合参与零售市场交易的电力大用户或一般用户，与售电公司签订零售合同。

而在需求侧响应方面，《方案》则要求用户侧储能联合电力用户参与日前邀约需求响应等交易品种，按照市场竞价出清价格和有效响应容量获得需求响应收益，对需求响应执行情况开展评价。

(3) 提高电能质量

一些对电能质量要求较高的用户，用户侧储能可以减少电压波动、频率波动、功率因数、谐波等对电能质量的影响。当电网电能质量不满足要求时，储能系统自动调节自身的运行状态，实时控制

电网电能质量指标。

4.1.3.3. 用户侧储能经济性分析

利用峰谷价差套利是目前用户侧储能最主要的盈利方式。晚上电网低谷时期为储能电站充电，白天用电高峰时放电，来达到节约用电成本的目的，辅以需求侧响应、降低基本电费、应急备用、配电增容等直接或间接收益等获利。

我省多项政策均提出大力鼓励用户侧储能发展，按照因地制宜、灵活多样的原则支持工商业企业、产业园区等配建新型储能电站。根据广东省《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》中相关规定执行峰谷电价政策，按照 1.7:1:0.38 的价差比，我市峰谷电价差可达到 0.8 元/kWh 以上，尖谷电价差能到 1.0 元/kWh 以上，已具备较好的价差收益。

以揭阳某用户侧储能项目为例，按照广东电网代理购电工商业用户（东西两翼地区，两部制，1-10kV）电价计算，以年运行天数 330 天，每天满充满放 2 次，项目的全投资收益率可达到 10% 以上。若考虑需求侧响应、降低基本电费等产生的收益，则项目的盈利空间将更加可观。

4.1.3.4. 光储充一体站

“光储充一体站”是目前使“绿电”和“新能源汽车”强强联合，是实现“终极低碳”的最佳方案之一。“光储充一体站”指将光伏发电、电能储存、车辆充电集成到一体的充电站，如图 4-6 所示，太阳能屋顶系统将太阳能转化为电能，并将产生电能储存在储能电池中，相当于自然界的可再生能源可以随时存取，通过充电设备就实现给新能源汽车充电，新能源汽车使用的就是清洁环保的

“绿电”。此外，光储充一体站还可实现与公共电网的智能互动，减少电网源、荷的不平衡。



图 4-6 光储充一体站概念图

光储充一体化项目适用于新能源汽车充换电站、各类停车场、工业园区等，既提高了建筑利用率，也能有效解决新能源发电间歇性、不稳定及消纳问题，让电动车充电更环保，余电上网还能增加经济效益，一举多得。

例如，汕汕高铁惠来站站前停车场工程（一期）项目总用地面积 82817.8 平方米（其中道路用地面积 58304.4 平方米，停车场用地面积 24513.4 平方米），总建筑面积约 5400 平方米（不含雨棚），主要建设站前停车场，停车位总数为 488 个，周边 5 条市政道路（站北路、站东路北段、站前路、北西支路、北东支路）及有关配套设施。考虑充分利用服务区建筑屋面（顶棚）、停车位、边坡等空间资源，根据服务区用能需求，合理规划分布式光伏发电设施、充电桩以及储能。规划建设充电桩 126 个，光伏装机 1600kWp，配合建设，集装箱式电储能系统 0.5MW×2h。

4.1.3.5. 结论

用户侧储能适用于用电量大、具有明显电价差，电价高峰时段用电量高，电价低谷时段用电量低的工商业园区，配置储能可起到，利用峰谷价差降低用电成本；平抑尖峰负荷、降低园区的基本电费，提高电能质量等收益，具有较好收益前景。

4.1.4. 揭阳市独立储能电站规划布局

4.1.4.1. 布局原则

需求导向，适度超前。储能电站布局运营应以满足电力系统调节需求和新能源发展为导向，服务新型电力系统建设，做好规划统筹，适度超前发展，提升电力系统调节能力、促进清洁能源消纳。

分层分区，区域调节。独立储能电站以服务区域电力系统调节需求为主，其充放电不宜远距离输送，宜分层、分区接入电网，就地满足电力系统调节需求，实现功率支撑、削峰填谷。

因地制宜、合理布局。统筹电力系统需求与资源条件，考虑更大范围内的资源优化配置，合理布局抽水蓄能电站，实现区域抽水蓄能电站协调发展。

储网协调、合理接入。以电力系统规划为基础，结合拟接入区域的负荷特性、电源结构、网架发展，合理确定储能电站建设容量、接入电压等级及接入点，确保储能对电力曲线、系统调节性能等起到优化作用。

4.1.4.2. 接入电网方案设计通用原则

(1) 新能源富集地区

根据新能源场站国家和行业相关安全稳定标准要求，考虑可再生能源发展和区域网架结构，在新能源富集地区或新能源高渗透率地区布局一批独立共享储能电站，为近区新能源提供租赁服务，使新能源场站具备国家和行业标准要求的装机容量10%的一次调频能力，保障系统安全稳定运行，为新能源增加电量时移调节能力。独立共享储能电站接入点应在新能源场站公共并网点或有多个新能源场站接入的公共汇集点，单个项目规模可在3-15万千瓦。

(2) 负荷中心地区

在峰谷差大、输电走廊和站址资源紧张、负载率高但尖峰负荷短的负荷中心地区合理布局独立储能电站，作为辅助调峰电源，缓解用电高峰时段系统供电压力，并兼顾提高设备利用率、辅助电力系统调频、延缓输配电设备扩容等作用。

独立储能电站单点接入容量宜在 5-10 万千瓦、充放电时长 2-4 小时，优先考虑以 110 千伏及以下电压等级接入电网。在受端电网、多直流落点近区合理布局独立储能电站，用于支撑电力系统频率、电压稳定，提高电网安全稳定水平。独立储能电站单点接入容量宜在 10 万千瓦左右、充放电时长 1 小时，优先考虑以 220 千伏电压等级接入电网。

本规划参考以上原则，统计我市 220kV 变电站负荷特性和新能源装机容量，片区内最大可接入功率选取等效负荷峰谷差的 50%和新能源装机容量的 10%中的较大值，我市独立储能可接入能力由各个 220kV 供电片区最大可接入功率累加得到。

4.1.4.3. 揭阳市独立储能建设容量

在新能源密集区域建设独立储能，平滑新能源出力曲线、辅助系统调频，并兼顾促进新能源消纳、减小反调峰影响等作用。根据揭阳市电源装机进度统计，新能源主要集中在惠来县，揭东区，揭西县（仅统计 220kV 及以下电压等级新能源）。

表 4-1 220kV 变电站的新能源装机容量（单位：MW）

		2025 年新能源 装机容量	2030 年新能源 装机容量	2025 年 新能源配储	2030 年 新能源配储
1) 榕城区					
1	揭阳市站				
2	紫峰站				

		2025年新能源 装机容量	2030年新能源 装机容量	2025年 新能源配储	2030年 新能源配储
3	沟美站				
4	映月站				
2)揭东区				162	170
1	云路站		40		4
2	桑浦站	20	200	20	20
3	锦霖站	1423	1463	142	146
4	瑞联站				
3)揭西县			90	6	9
1	棉湖站	60	90	6	9
2	明山站				
4)普宁市				30	30
1	普宁站	300	300	30	30
2	铁山站				
3	祥云站				
4	兰花站				
5	陌山站				
5)惠来县				300	938
1	华湖站	614		61	69
2	陂美站	492		69	69
3	远期	1700	8000	170	800

根据各县区的负荷中心区及新能源密集区最大可接入储能容量如下表所示：

在负荷中心区域建设电网侧独立储能，对于独立储能电站业主可有效保障设备利用率，对于供电企业可作为辅助调峰电源，发挥削峰填谷作用，缓解用电高峰时段主配网的供电压力，并兼顾提高设备利用率、系统调频、延缓输配电设备扩容、提供无功电压支撑、提高供电可靠性等作用。

依据上述计算原则，分别选取了揭阳市不同县区的日典型负荷曲线用于计算，如下图所示。

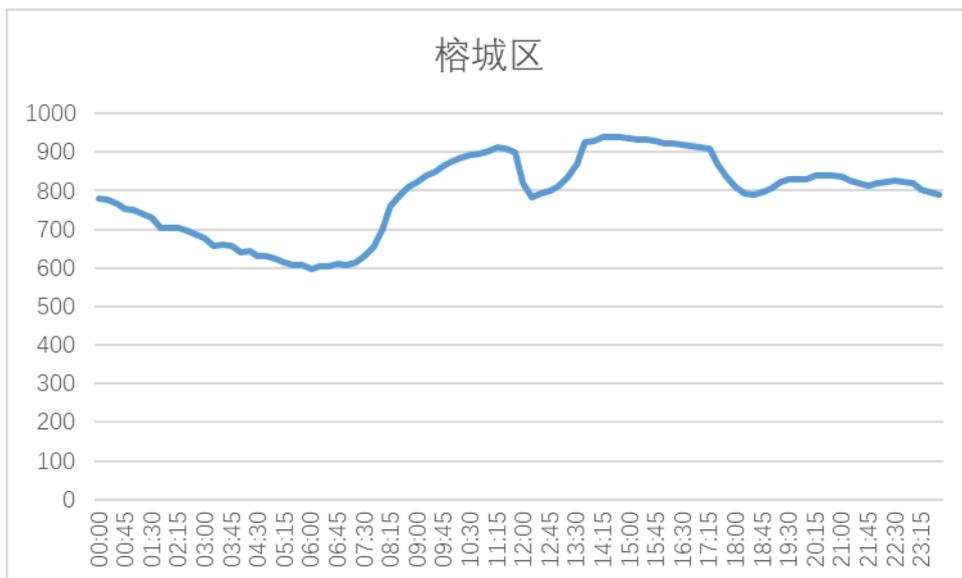


图 4-7 榕城区日典型负荷曲线

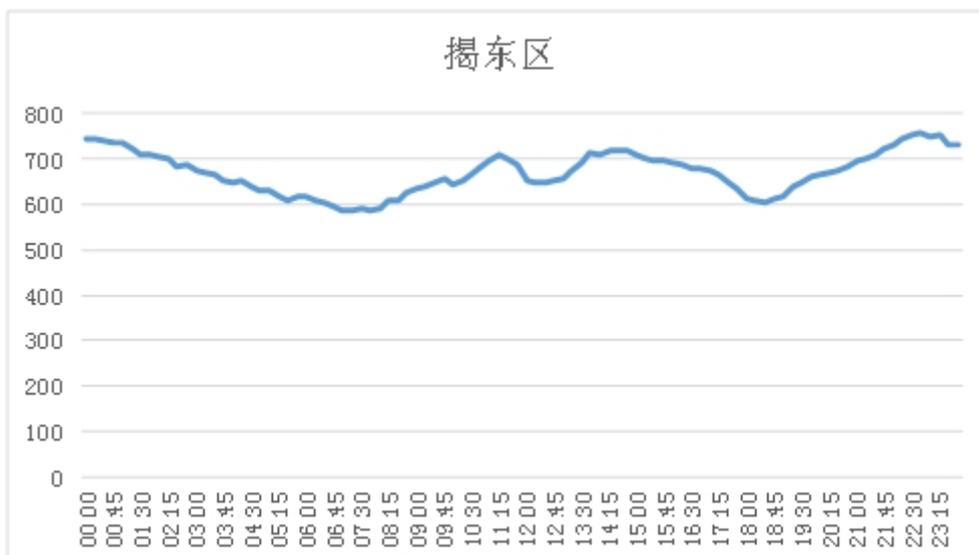


图 4-8 揭东区日典型负荷曲线

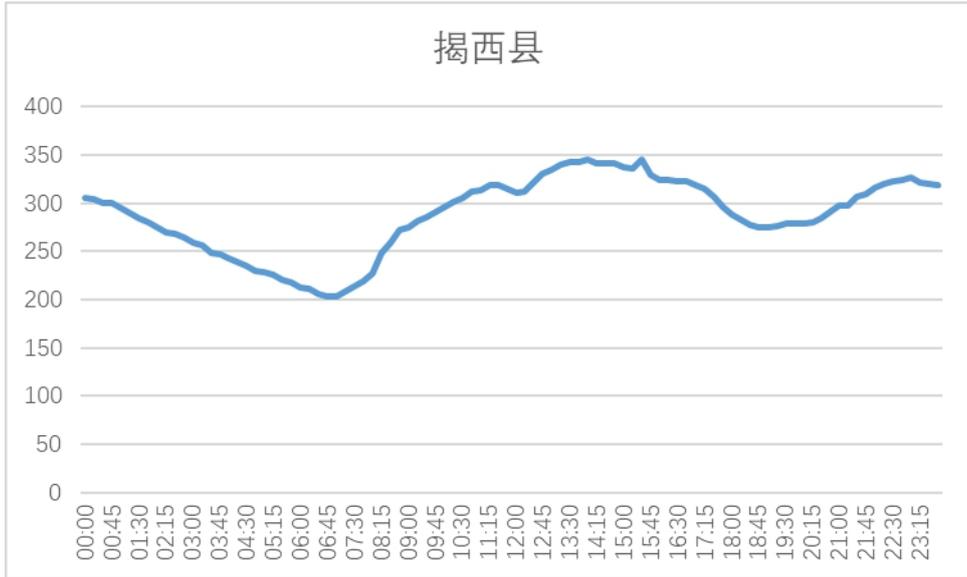


图 4-9 揭西县日典型负荷曲线

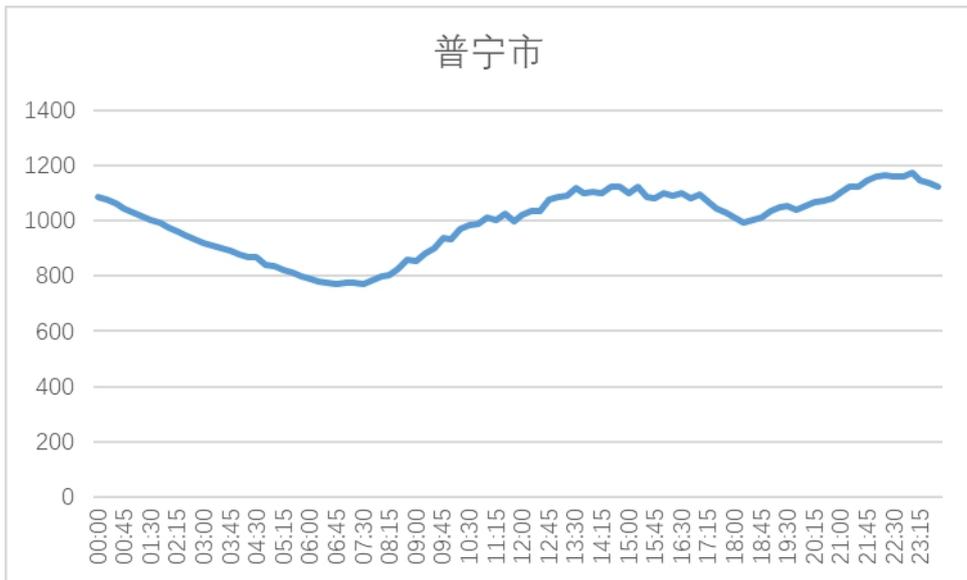


图 4-10 普宁市日典型负荷曲线

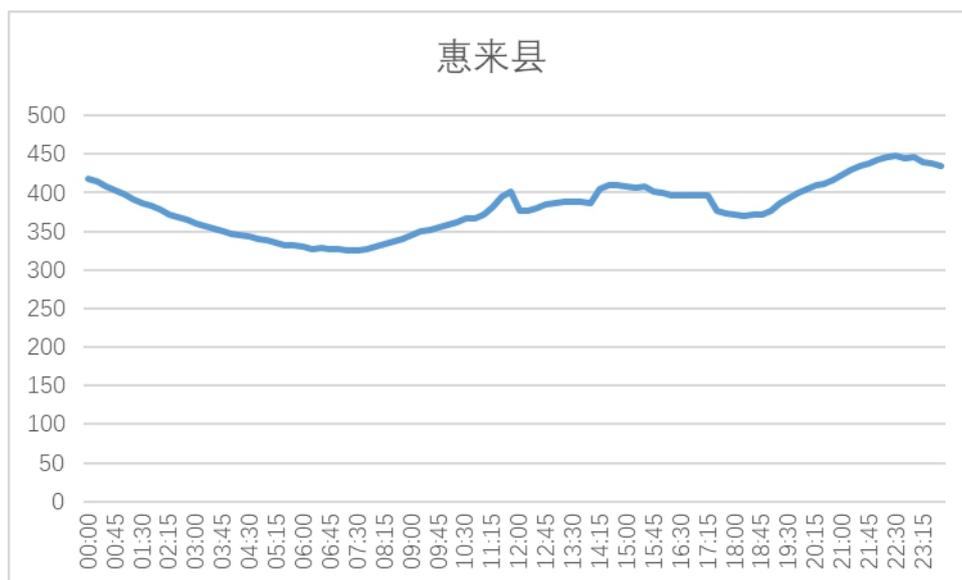


图 4-11 惠来县日典型负荷曲线

根据以上负荷曲线以及相关运行数据进行测算，各县区 220kV 变电站的峰谷差统计情况如下：

表 4-2 220kV 变电站的峰谷差（单位：MW）

		峰谷差的 50%（现状）	2025 年	2030 年
1) 榕城区		197.7	228	331
1	揭阳市站	64.6	74	108
2	紫峰站	47.5	55	80
3	沟美站	30.2	35	51
4	映月站	55.4	64	92
2) 揭东区		135.4	156	227
1	云路站	38.0	44	64
2	桑浦站	49.5	57	83
3	锦霖站	40.8	47	68
4	瑞联站	7.1	8	12
3) 揭西县		79.4	91	133
1	棉湖站	50.8	58	85
2	明山站	28.6	33	48
4) 普宁市		214.4	247	359
1	普宁站	71.2	82	119
2	铁山站	60.5	70	101
3	祥云站	35.7	41	60

		峰谷差的 50% (现状)	2025 年	2030 年
4	兰花站	25.2	29	42
5	陌山站	21.8	25	37
5) 惠来县		65.0	75	109
1	华湖站	45.3	52	76
2	陂美站	19.7	23	33
合计		692	797	1159

表 4-3 揭阳市各县区储能需求 (单位: MW)

时间段 县区	2025 年	2030 年
榕城区	228	331
揭东区	156	227
揭西县	91	133
普宁市	247	359
惠来县	300	938
合计	1022	1988

4.1.4.4. 揭阳市独立储能规划容量及站址推荐

独立储能电站选址需统筹考虑所在片区电力系统的现状和发展规划。我市电网总体呈富余风、光，新能源外送的特点，独立储能电站选址时需重点关注输电阻塞造成的新能源窝电问题，在新能源富集、电网送出断面受限、调峰调频困难、用电负荷增长较快及其他电网关键节点集中规划建设较大容量的独立储能电站。积极支持各类社会资本在电网关键节点集中建设新型储能，可较好保障每天两充两放，并提高电网安全稳定运行的水平，提升电网供电能力。

根据我市新能源装机进度，分阶段推进新能源发电项目配建储能，2025 年全市新能源发电项目配建新型储能电站规模争取达到 30 万千瓦，2027 年争取达到 60 万千瓦，2030 年争取达到 110 万千瓦。逐年规划容量，在“十五五”再进行滚动修编。

表 4-4 揭阳市逐年需配置储能规模(万千瓦)

揭阳市	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2030 年
海上风电	81.75	9.10	9.10	219.10	849.10
陆上风电	25.28	0.00	12.98	12.98	18.32
集中式光伏	20.88	9.93	103.93	262.92	273.92
合计新增		19.03	126.01	495.00	1141.34
储能		1.90	12.60	49.50	114.13

表 4-5 揭阳市规划逐年新增储能电站规划容量(万千瓦)

年份	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
新增规划容量	10	20	20	20	20	20	20
累计规划容量	10	30	50	60	70	90	110

考虑到独立储能电站在能实现“两充两放”的条件下可获取较好收益，根据我市各地区新能源以及负荷密度情况，为便于项目尽快落地，推荐在以下相关变电站附近建设独立储能电站，更容易实现“两充两放”。

如：220kV 陂美站、220kV 华湖站、220kV 滨海站、220kV 园区站等（基于目前新能源规划和电网结构推荐以下选址，对具体项目需按“一站一论”的原则，由独立储能电站的投资业主进一步分析论证，需同各个县市区国土空间总体规划相衔接，少占不占耕地，避让永久基本农田和生态保护红线，符合“三区三线”管控，满足安全距离，卫生距离等要求）。考虑到不同投资方的投资意愿和投资能力，推荐站址未明确具体容量规划，各投资方可根据自身投资需求，向电网公司提出接入系统方案审查申请。

表 4-6 “十四五”期间储能电站推荐接入站点

序号	所属区域	储能接入站	储能电站推荐容量(万千瓦)	类型	线路型式
1	惠来县	220kV 陂美站	10	新能源富集地区	架空线
2	惠来县	220kV 华湖站	10	新能源富集地区	架空线
3	惠来县	500kV 前詹站	10	新能源富集地区	架空线

表 4-7 “十五五”期间储能电站推荐接入站点

序号	所属区域	储能接入站	储能装机容量（万千瓦）	类型	线路型式
4	惠来县	220kV 滨海站	10	新能源富集地区	架空线
5	惠来县	220kV 园区站	10	新能源富集地区	架空线
6	揭西县	220kV 棉湖站	10	负荷中心地区	架空线
7	揭东区	220kV 锦霖站	10	负荷中心地区	架空线
8	榕城区	220kV 映月站	10	负荷中心地区	架空线
9	普宁市	220kV 祥云站	10	负荷中心地区	架空线
10	榕城区	110kV 口吴站	10	负荷中心地区	架空线
11	榕城区	220kV 桑浦站	10	负荷中心地区	架空线



图 4-12 储能电站推荐接入站点布局规划

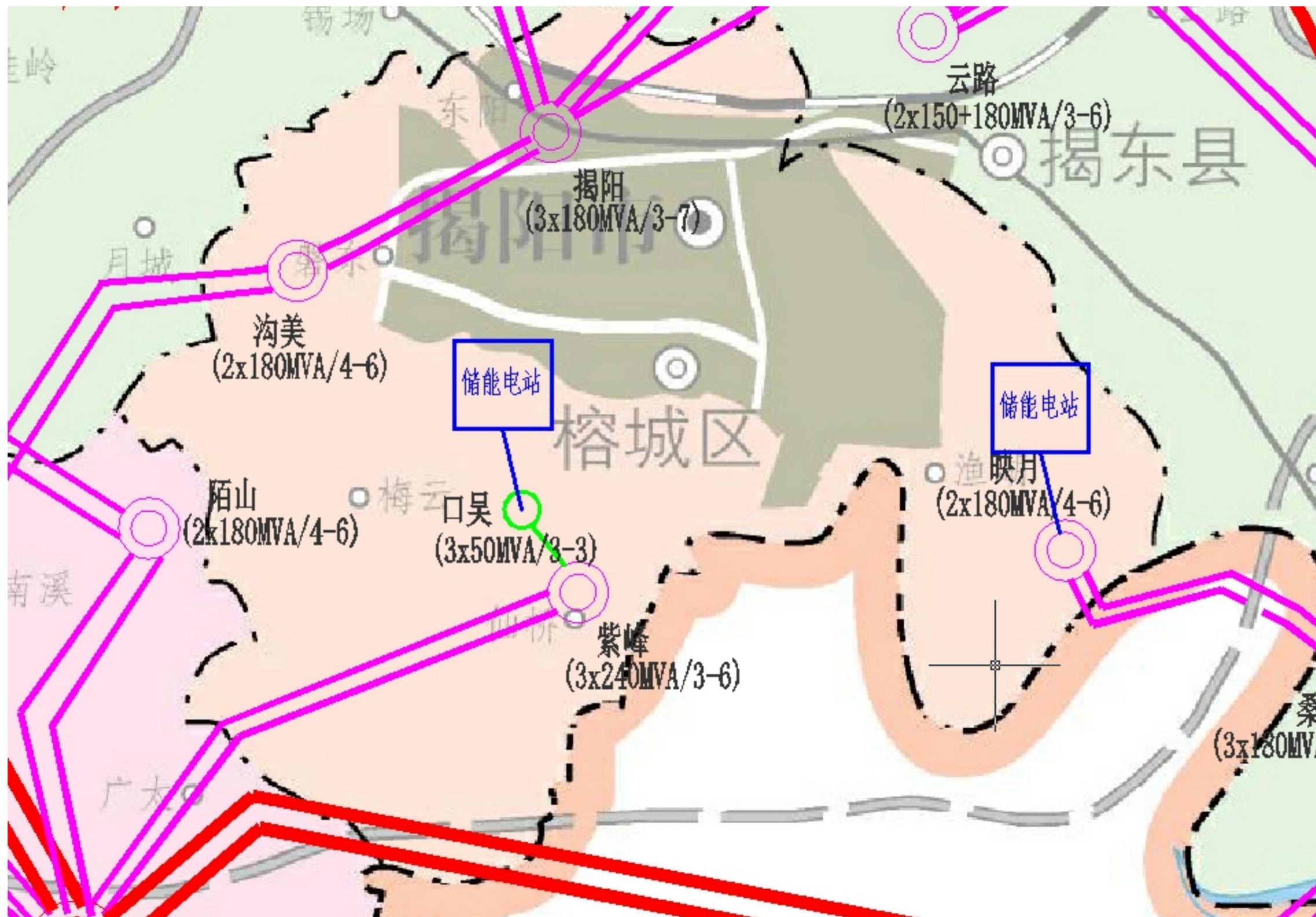


图 4-14 榕城区储能电站布局图

4.2.抽水蓄能布局规划

抽水蓄能是电力系统最可靠、最经济、寿命周期最长、容量最大的装置，是保障电力系统安全稳定运行的重要方式。抽水蓄能电站具有调峰、填谷、调频、调相、储能、事故备用和黑启动等多种功能，是建设现代智能电网新型电力系统的重要支撑，是构建清洁低碳、安全可靠、智慧灵活、经济高效新型电力系统的重要组成部分。

随着我国经济社会快速发展，产业结构不断优化，人民生活水平逐步提高，电力负荷持续增长，电力系统峰谷差逐步加大，电力系统灵活调节电源需求大。到2030年风电、太阳能发电总装机容量12亿千瓦以上，大规模的新能源并网迫切需要大量调节电源提供优质的辅助服务，构建以新能源为主体的新型电力系统对抽水蓄能发展提出更高要求。国家《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》中提出到2025年，抽水蓄能投产总规模6200万千瓦以上；到2030年，投产总规模1.2亿千瓦左右；到2035年，形成满足新能源高比例大规模发展需求的，技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。

抽水蓄能是大规模能量吞吐，放电时间在小时及以上，适合长时间尺度电网调峰及电力平衡场景。主要解决新能源间歇性问题，提升系统调峰能力、系统安全性、特殊天气场景下电力供应保障能力，发挥系统综合作用。抽水蓄能单个规模大，对电力系统平衡和电网安全作用明

显，宜统一在电网侧配置。抽水蓄能突出优点是装机容量和可调节范围大，一般具备连续运行 4 小时以上的能力，有利于满足大规模新能源调峰需求，且抽水蓄能电站使用寿命很长，一般可连续运行 30 年以上。

为满足系统调峰和清洁能源消纳需要，“十四五”、“十五五”、“十六五”广东分别需规划新增抽水蓄能电站约 500 万千瓦、1000 万千瓦、1000 万千瓦，其中粤东地区“十五五”、“十六五”分别新增抽水蓄能电站 440 万千瓦、450 万千瓦。

我市位于粤东沿海，海上风电资源丰富，为满足我市新能源消纳和系统调峰需求，我市需要合理规划布局抽水蓄能电站。自 2010 年以来，经过站址资源普查和比选，截至目前，我市站址资源条件最优的站址共有 3 个，分别为揭西县的大洋和马头山站址、普宁市的普宁站址。

(1) 揭西大洋抽水蓄能项目

揭西大洋抽水蓄能项目已纳入国家《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035)》和广东省 2023 年重点建设预备项目，并已于 2023 年 3 月，同南网储能签订合作开发建设框架协议。大洋项目站址位于揭阳市揭西县五经富镇境内，枢纽工程主要建筑物由上水库、下水库、地下输水发电系统等组成。上水库位于五经富镇庵堂，正常蓄水位 817m，调节库容 1512.2 万 m^3 ，集雨面积 2.3 km^2 ；下水库位于龙颈水库，正常蓄水位 79.5m，调节库容 1514.2 万 m^3 ，集雨面积 43 km^2 。工程建设不涉及搬迁人口，拟投资 130 亿。根据

初步规划，揭西大洋抽水蓄能电站装机容量 240 万 kW，安装 6 台 400MW 可逆式水泵水轮发电机组，额定水头 744m，满发利用小时数 10h。建成后主要服务广东电网公司，承担电力系统调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等任务。目前正有序推进前期工作，已进入启动项目预可研阶段。

(2) 揭西马头山抽水蓄能项目

揭西马头山抽水蓄能项目已纳入国家《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035)》，马头山站点上水库位于揭阳市揭西县龙潭镇，下水库位于揭西县河婆街道。下水库位于横江水库下游左岸支沟，集雨面积 13.4km²，目前存在两个上水库库址。

龙潭水库上水库库址方案：上水库利用龙潭水库库区，上水库集雨面积 1.8km²，初拟电站装机 1200MW，额定水头 399m，上下水库直线距离 3.5km，距高比 8.8，安装 4 台单机容量为 30 万 kW 的机组。初拟上水库正常蓄水位 540.00m，调节库容 722.00 万 m³，大坝初拟坝型为混凝土面板堆石坝，水库库周山体较雄厚，地形封闭，成库条件较好，坝顶高程 545.00m，最大坝高约 61.00m，坝顶长约 502m。初拟下水库正常蓄水位 140.00m，调节库容 688.00 万 m³，大坝初拟坝型为混凝土面板堆石坝，坝址两岸地形整齐，地层岩性以凝灰岩为主，岩体风化相对较浅，坝顶高程 147.00m，最大坝高约 91.00m，坝轴线长约 644m。下水库涉及已建小水电，上下水库均有道路直达，交通较为

便利。

南福田上水库库址方案：上水库库址位于揭西县南福田林场，上水库集雨面积 1.0km^2 ，初拟电站装机 1000MW ，额定水头 319m ，上、下水库直线距离 2.3km ，距高比 7.2 ，安装 4 台单机容量为 25 万 kW 的机组。初拟上水库正常蓄水位 475.00m ，死水位 440.00m ，调节库容 709.00 万 m^3 。上水库坝址右岸较为单薄，水库库尾为一单薄分水岭，山脊最窄处宽约 230m 。大坝初拟坝型为混凝土面板堆石坝，坝顶宽 10.00m ，坝顶高程 480.00m ，最大坝高约 106.00m ，坝顶长约 598m 。

初拟下水库位于河婆街道木石坑村，正常蓄水位 142.00m ，坝型与龙潭水库库址方案相同。

目前已完成现场查勘，初步规划方案，经过对外部因素排查进行排查，本项目两个库址方案均不涉及生态保护红线，不涉及国家森林公园，正在查实其他外部制约因素。

（3）普宁水北塘抽水蓄能电站

普宁水北塘抽水蓄能电站已组织设计单位编制《普宁水北塘抽水蓄能电站新增纳入抽水蓄能中长期规划项目初步分析报告》。该站址位于普宁市梅林镇，装机规模 1200MW ，共 4 台水泵水轮电动发电机组，站址额定水头 609m ，发电小时数 7h ，距高比为 5.8 。该站址工程建设条件较好，工程技术方案可行，经济指标优越，能够有效促进新能源开发和消纳，促进节能减排、环境保护，助力双

碳目标实现。建成后主要服务广东电网公司，承担电力系统调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等任务，有利于拉动有效投资、增加税收收入、促进就业旅游、推动乡村振兴，扎实推动高质量发展。

4.3.储能电站发展配套措施

4.3.1.支持新能源配建新型储能

支持“新能源+储能”发展，因地制宜配建新型储能设施，保障新能源高效消纳利用，提升新能源并网友好性和容量支撑能力，建设系统友好型新能源电站或集群。鼓励新能源发电企业采用众筹共建(集群共享)、租赁或项目自建等方式落实储能配置。

4.3.2.提升火电调节能力

火电机组合理配置新型储能联合参与调频、备用等辅助服务市场交易，持续拓宽火储联调的应用场景，加强示范项目跟踪评估。

4.3.3.鼓励用户侧储能发展

按照因地制宜、灵活多样的原则支持我市工商业企业，揭阳产业转移园、揭东经济开发区、临港产业园等产业园区建设用户侧新型储能电站。制造、通信、金融等用电量且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户、按需配置新型储能。加快推动分布式新能源、微电网配置新型储能、推动工业园区、商业楼宇开展冷、热、电、储综合能源服务。

4.3.4.探索氢储能等试点应用

加强与国内外风光可再生能源资源富集地区和国家级化工生产基地合作，特别是加强与海上风电资源富集的惠来县和大南海石化工业区的耦合发展。探索利用惠来海上风电资源，揭东、揭西等风光资源以及城市生活垃圾等生

物质资源生产绿氢、绿氨和绿色甲醇等，在揭阳市大南海石化工业区、港口码头、城市轨道交通等推动氢储能等试点应用。

4.3.5. 推进虚拟电厂建设

推动新型储能与工业可控设备负荷、充电站、光伏等灵活调节性资源聚合应用，配置“智能量测终端+多芯智能电表”实现独立计量，推动建设智能控制终端，开展虚拟电厂试点。统筹全市虚拟电厂接入、市场交易和协同控制，逐步培育形成百万千瓦级虚拟电厂响应能力。

4.3.6. 推动新型储能技术创新试点示范

加快推进国家级新型储能试点示范项目-广东省新型储能创新中心揭阳市实证基地 100MW/200MWh 固态电池项目建设，支持其依托项目开展固态电池商业化规模化实证研究。探索源网荷储一体化项目试点，开展储能“一体多用、分时复用”试点示范。支持固态电池、钠离子电池和液流电池、飞轮储能、压缩空气等新型储能电站试点示范，开展多种储能技术联合应用复合型储能试点示范，推动大容量、中长时间尺度新型储能电站试点示范。

4.3.7. 促进储能与新型基础设施共享融合发展

加快推进新型储能与大数据中心、5G 基站、数字电网等新型基础设施融合应用，在我市智能化改造升级直流公共快充站，试点建设直流双向充电桩，探索规模化车网互动。

第五章 揭阳市储能氢能产业发展规划

5.1.发展定位

我市未来工业经济新的增长点。新型储能产业（包括氢能产业，下同）市场前景广阔、潜力巨大。在“碳达峰、碳中和”战略背景下，高效率、高质量谋划和推动项目建设、完善产业布局，抢占新型储能产业制高点和产业发展前沿，推动新型储能产业成为我市未来工业经济新的增长点。

我市能源工业新业态的重要突破口。新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现“碳达峰、碳中和”目标的重要支撑。依托我市可再生能源资源，充分发挥新能源装机容量快速增长的优势，积极在电源侧布局建设新型储能电站，发挥储能电站对电力系统调节以及优化电力曲线的作用，从发展储能的下游应用场景入手，推动上中游储能产业链高端制造业落户，成为我市能源工业新业态的重要突破口。

我市绿色经济发展的新引擎。依托石化和海上风电优势，发挥市场在资源配置中的决定性作用，突出企业主体地位，推动新型储能产业集聚发展，探索氢能利用的商业化路径，将新型储能产业打造成为我市绿色经济发展的新引擎。

5.2.发展机遇

5.2.1. 绿色转型储能深受重视

新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，具有产品种类多、关联度高、服务领域宽、产品附加值高、生产技术密集等特点，既是推动能源革命的重要保障，也是富民强国的新兴产业，对于促进能源结构转型、保障能源安全供应、催生能源新业态、培育打造新的经济增长极具有重要推动作用。构建新型电力系统为新型储能发展提供重大机遇。新型电力系统具有绿色低碳、灵活高效、多元互动、高度市场化等特征。传统电力系统作为实时平衡系统，灵活调节能力不足，新型储能应用可以逐步克服这一缺陷，提升能源电力系统调节能力、安全保障能力和综合运行效率，助力构建以清洁电力为基础的低碳能源系统，并在构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统中发挥重要支撑作用。

“碳达峰、碳中和”战略目标下，新能源发展按下“加速键”，预计至2025、2030年我市新能源装机将分别达到5812.9MW、13669.7MW。风电、光伏发电等新能源出力稳定性差，新能源消纳压力和电网安全运行风险加大，亟需加快发展新型储能，提升电力系统灵活性，促进新能源高效消纳。

5.2.2. 储能政策相继出台

国家注重加强新型储能发展顶层设计，印发出台新型储能发展指导意见和实施方案从强化政策引导、推动技术

进步、完善体制机制、规范行业管理等方面完善新型储能产业政策；广东省从推动新型储能产业高质量发展，引导独立储能电站科学布局建设，明确新型储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类市场的主体地位，新能源配储等多个方面推动新型储能发展，新型储能迎来重要机遇期。

5.2.3. 储能技术不断突破

以锂离子电池为代表的电化学储能技术发展迅猛，近五年来能量密度提高了近一倍，系统成本下降约60%，目前锂电池储能系统初步具备规模化商业化应用条件。全钒液流、铁-铬液流电池已取得突破性进展，安全性能较高。百兆瓦级先进压缩空气储能技术得到示范应用，系统效率预计提升至70%以上，为商业化发展提供了技术支撑。固态电池、燃料电池、飞轮储能、储氢等创新储能技术正在开展关键技术攻关与示范。当前，各类储能技术正在加快研发示范，呈现出百花齐放的良好局面。

5.2.4. 储能产业发展面临挑战

一是大多新型储能技术处于应用示范或规模化推广起步阶段，锂电池技术相对成熟，但安全性有待进一步提高；液流电池安全性相对较好，但能量密度较低、成本较高；镍氢电池成本低、通用性强、安全性好，但能量密度相对较低、电池寿命相对较短；压缩空气储能虽已实现百兆瓦级示范应用，但受不同地质条件影响投资成本相对较大；飞轮、超导、超级电容、固态电池、金属空气电池、

储氢等新型储能尚处于技术研发试验示范阶段。二是储能项目建设和运营成本有待市场化疏导，需加大对“新能源+储能”、独立储能等建设模式的支持力度，研究制定新型储能电价政策。三是新型储能参与各类电力市场机制有待进一步完善，亟需加快推进电力市场体系建设，明确新型储能独立市场地位，营造良好市场环境。四是新型储能调度运行机制尚不健全，需进一步完善储能参与并网运行、辅助服务的相关规定，保障最大程度发挥储能作用。五是长期运行存在安全风险。新型储能特别是电化学储能具有易燃、易爆特征，随着电池能量密度和功率密度的提高，长期运行发生事故的危险性也将增大，有待相关安全体系制度的进一步建立。

5.2.5. 储能发展机遇广阔

一是提前在“后锂电池”时代布局，目前作为新型储能的固态电池、燃料电池、飞轮储能等以及氢能产业链相关技术还未成熟、产业布局还不完善，可抢抓机遇，引进或培育与新型电池、氢能相关的制造和配套企业。二是培育发展氢储能产业链。依托广东石化和海上风电优势，支持和鼓励企业开发氢能技术、绿电制氢技术。三是利用我市丰富的绿电资源，招引新型电池、氢能设备制造产业链项目在我市落地建设，逐步打造我市新型电池、氢能产业集群，加快融入全省燃料电池示范城市群建设。

5.3.储能产业发展分析

5.3.1. 储能发展现状

2022年，在全球通胀高企、传统行业增长缓慢的大背景下，我国储能行业展现出强劲的发展势头。根据中国能源研究会储能专委会/中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库不完全统计，截至2022年底我国已投运电力储能项目累计装机5980万千瓦，占全球市场总规模的25%，同比增长38.1%，继续领先全球。其中，抽水蓄能累计装机4610万千瓦，同比增长24.6%；新型储能累计装机1307.7万千瓦，同比增长128.2%。

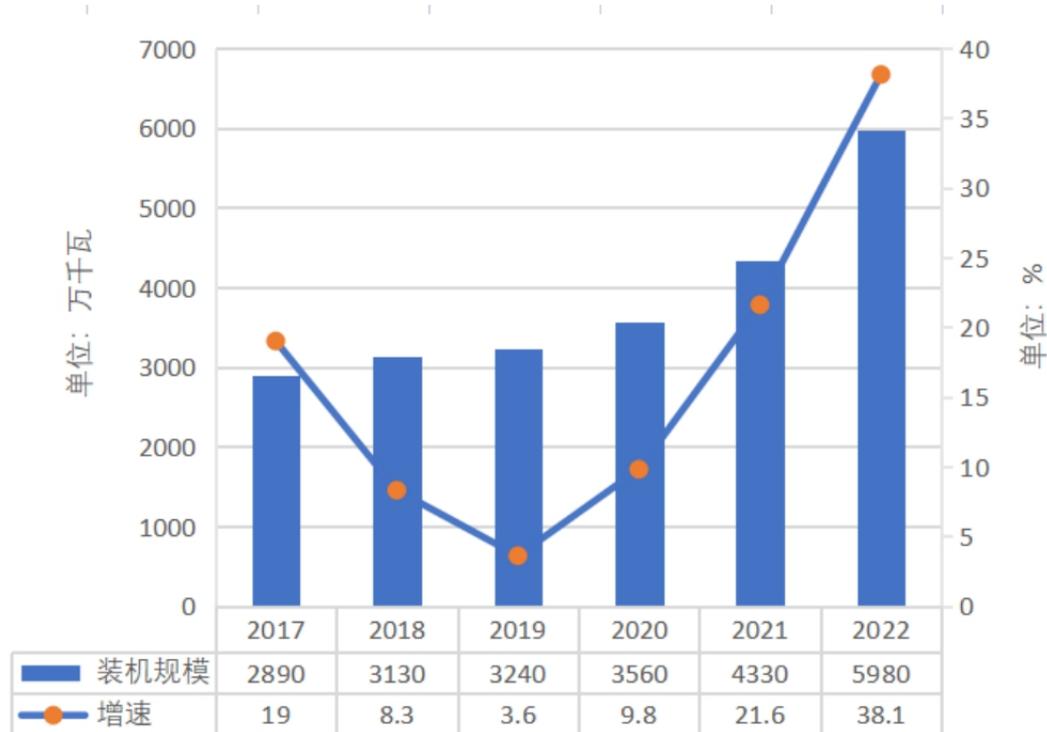


图 5-1 2017—2022 年已投运电力储能项目累计装机及增速

2022年，新增投运电力储能项目装机规模首次突破1500万千瓦，达到1650万千瓦。其中，抽水蓄能新增910万千瓦，同比增长75%；新型储能新增734.7万千瓦，功率规模同比增长200%，能

量规模同比增长 280%。新型储能中，锂离子电池比重上升至 94%，压缩空气储能、液流电池、钠离子电池、飞轮等其他储能技术路线的装机规模均有突破。

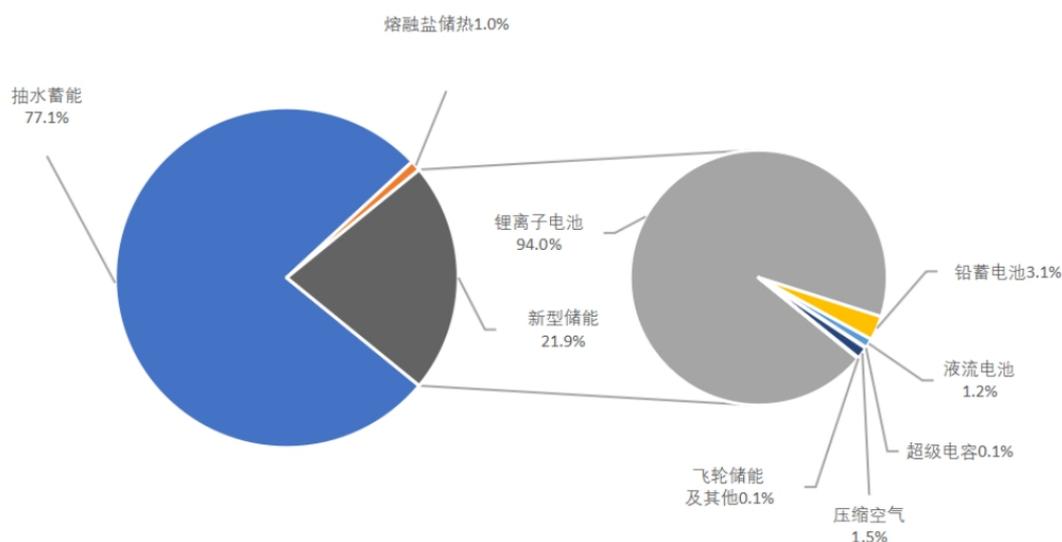


图 5-2 截至 2022 年底电力储能市场装机结构

(数据来源: CNESA 全球储能项目库)

从技术应用看，当前锂离子电池储能仍然占据主导地位，国内多家主流厂商为储能开发了专用 300 安时以上大容量电芯，个别厂商的电芯单体容量已达 560 安时；压缩空气储能加速发展，首个 100 兆瓦先进压缩空气储能电站并网发电，单机规模正向 300 兆瓦功率等级挺进；液流电池技术实现突破，首个 100 兆瓦全钒液流电池项目并网发电；飞轮储能等短时高频技术应用需求持续增长，已有 300 兆瓦以上规模项目进入建设阶段；固态电池技术进展频现，获得资本关注，有望在 2030 年开始商业化。

5.3.2. 储能产业链

储能产业链上游以磷酸铁锂电池原材料为主；中游为储能电池

系统与集成环节；下游为储能系统，应用于电源侧、电网侧、用户侧等场景。

磷酸铁锂正极材料占磷酸铁电池总成本比重为 45%，负极材料占比为 15%；磷酸铁锂正极材料和负极材料出货量逐年上涨，市场需求量大，相关企业毛利率波动幅度小，经营状况良好。储能电池中游电池芯生产商大部分拥有自主研发、生产和销售的能力，多采用直销的方式方便为客户进行电池定制化服务，在境内境外均有销售业务布局，主营业务呈现较为分散且多元化的局面。储能系统主要包括电池组、电池管理系统(BMS)、能量管理系统(EMS)、储能逆变(PCS)四个部分，其中最核心的是电池组。

5.3.2.1. 上游电池原材料环节

电化学储能产业链上游的电池原材料主要包括正极材料、负极材料、电解液、隔膜四大材料为主，占到电池原材料成本的 80%左右。正极材料性能直接影响锂离子电池各项性能指标，面对其他电池技术路线的兴起，目前亟需加速产品迭代；负极材料同样是电池性能的关键决定因素，新型负极材料的规模化应用仍需解决与其他锂电材料的匹配问题；电解液是电池四大主要原材料中技术最为成熟的品种，其发展方向围绕稳定性和安全性进行；隔膜是四大材料中技术含量最高的组件，目前全球市场占有率突破 70%。

5.3.2.2. 中游储能系统与集成环节

电化学储能产业链中游主要为储能系统的集成与制造，对于一个完整的储能系统，一般包括储能电池组、电池管理系统(BMS)、能量管理系统(EMS)、储能变流器(PCS)以及其他电气设备构成。电池组是储能系统最主要的构成部分，负责能量存储；电池管

理系统主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡等；能量管理系统负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。电池是电化学储能系统中最重要的部分，占储能集成系统成本的 60%，PCS 构成 20%，EMS 构成 10%，BMS 构成 5%，其他配件构成 5%。

5.3.2.3. 下游储能应用

电化学储能产业链下游的应用场景主要有发电侧、电网侧和用户侧储能等。近几年间，我国发电侧电化学储能装机占下游应用领域总装机的比重不断增长，而用户侧的电化学储能装机占比呈现下降趋势。随着新能源的快速发展，储能电站的需求规模越来越大，电化学储能应用场景将越来越丰富。

产业链排名靠前厂商：

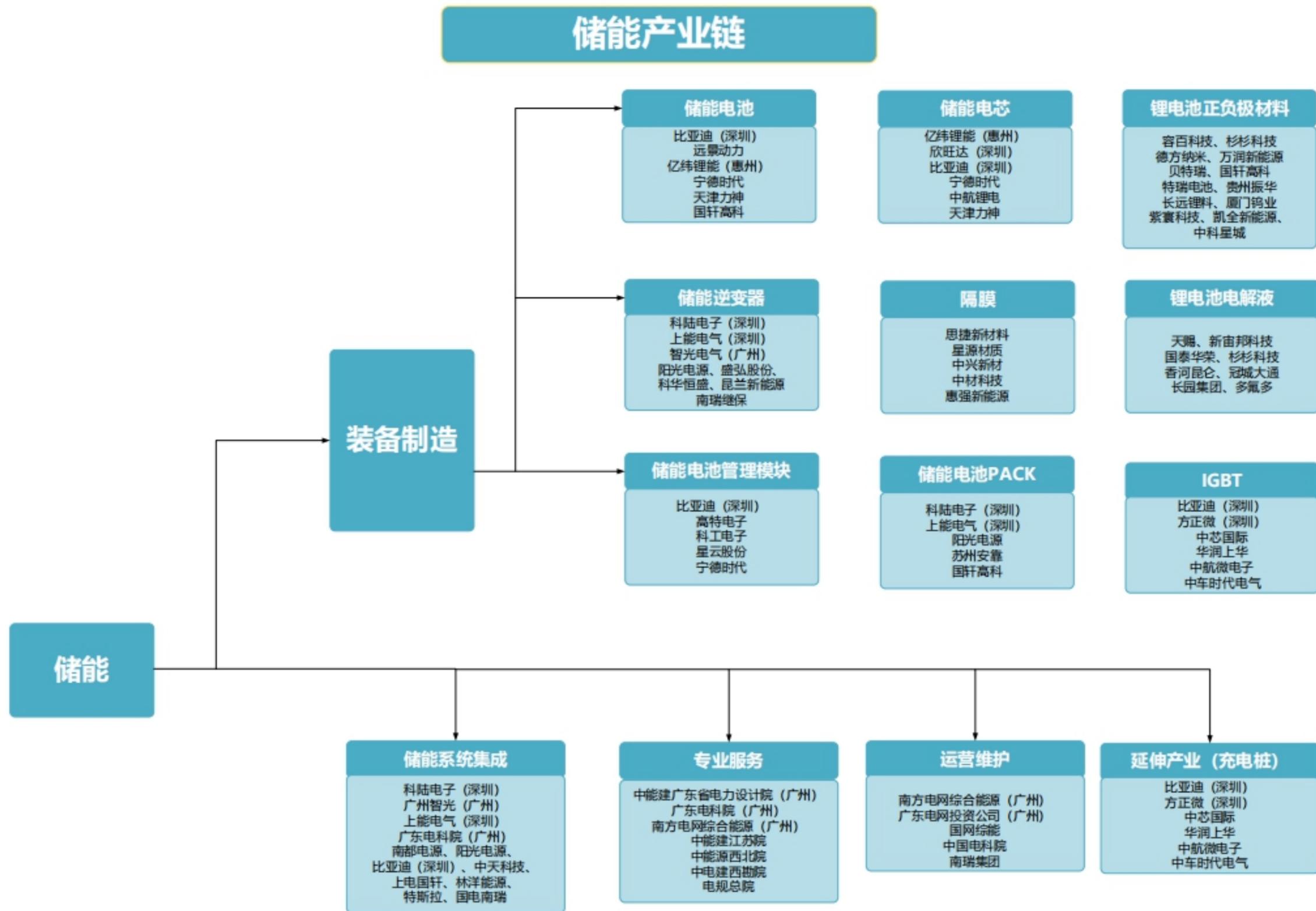


图 5-3 储能产业链概览

5.3.3. 推动储能产业链招商引资

把握新型储能产业发展的战略机遇期，以发展电化学储能方面的高端装备制造业为重点，以海上风电等绿电生产方和石化企业等绿电使用方的需求为导向，着力对接引进一批头部储能电池制造的企业落户我市，力争 2025 年前引进 1-2 个新型储能产业链链主企业，并围绕链主项目开展强链、补链、延链，引导新型储能产业链项目逐步聚集，培育新型储能产业成为我市制造业新的增长点。

表 5-1 储能高端制造产业重点招商引资企业

专栏 1 储能重点引进企业清单			
储能电池制造产业链	上游	正极材料	容百科技、贵州振华、长远锂料、厦门钨业、杉杉科技、德方纳米、万润新能源、贝特瑞、国轩高科、特瑞电池
		负极材料	贝特瑞、紫宸科技、杉杉科技、凯全新能源、中科星城
		电解液	天赐、新宙邦科技、国泰华荣、杉杉科技、香河昆仑
		隔膜	思捷新材料、星源材质、中兴新材、中材科技、惠强新能源
	中游	电池 PACK	远景动力、宁德时代、国轩高科、亿纬锂能、比亚迪、派能科技、鹏辉能源、比克动力
		电池管理 BMS	科工电子、高特电子、星云股份
		变流器 PCS	阳光电源、科华恒盛、盛弘股份、科陆电子、昆兰新能源
		系统集成 ESS	南都电源、阳光电源、科陆电子、中天科技、上电国轩、林洋能源、特斯拉、国电南瑞

5.4.氢能产业发展分析

5.4.1. 氢能发展现状

当今世界正经历百年未有之大变局，新一轮科技革命和产业变革同我国经济高质量发展要求形成历史性交汇。以燃料电池为代表的氢能开发利用技术取得重大突破，为实现零排放的能源利用提供重要解决方案，需要牢牢把握全球能源变革发展大势和机遇，加快培育发展氢能产业，加速推进我国能源清洁低碳转型。

从国际看，全球主要发达国家高度重视氢能产业发展，氢能已成为加快能源转型升级、培育经济新增长点的重要战略选择。全球氢能全产业链关键核心技术趋于成熟，燃料电池出货量快速增长、成本持续下降，氢能基础设施建设明显提速，区域性氢能供应网络正在形成。

从国内看，我国氢能产业发展迅速，2019年氢能首次写入政府工作报告，国家“十四五”规划纲要提出在氢能等前沿科技和产业领域，组织实施未来产业孵化与加速计划，氢能产业已成为战略性新兴产业和未来产业的重点方向。已在氢能领域培育出一批具备自主创新能力的上下游企业，初步掌握了氢气制备、储运、加注、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺。截至2023年底，我国可再生能源装机量全球第一，建成可再生能源制氢项目58个，合计规模达654.5MW；国内加氢站数量达428座，居全球第一，在清洁低碳的氢能供给上具有巨大潜力。预计到2030年，可再生能源制氢的装机规模或能突破1亿千瓦，到2060年绿氢产量可达到1亿吨，国内氢能消费规模可达8600万吨，产业规模达到4.6万亿元。

5.4.2. 氢能产业链

氢能源产业链包括三大环节，上游为制氢，中游为氢储运、加氢站，下游为多元化的应用场景，如交通、工业、发电以及储能等。产业链排名靠前厂商如下：

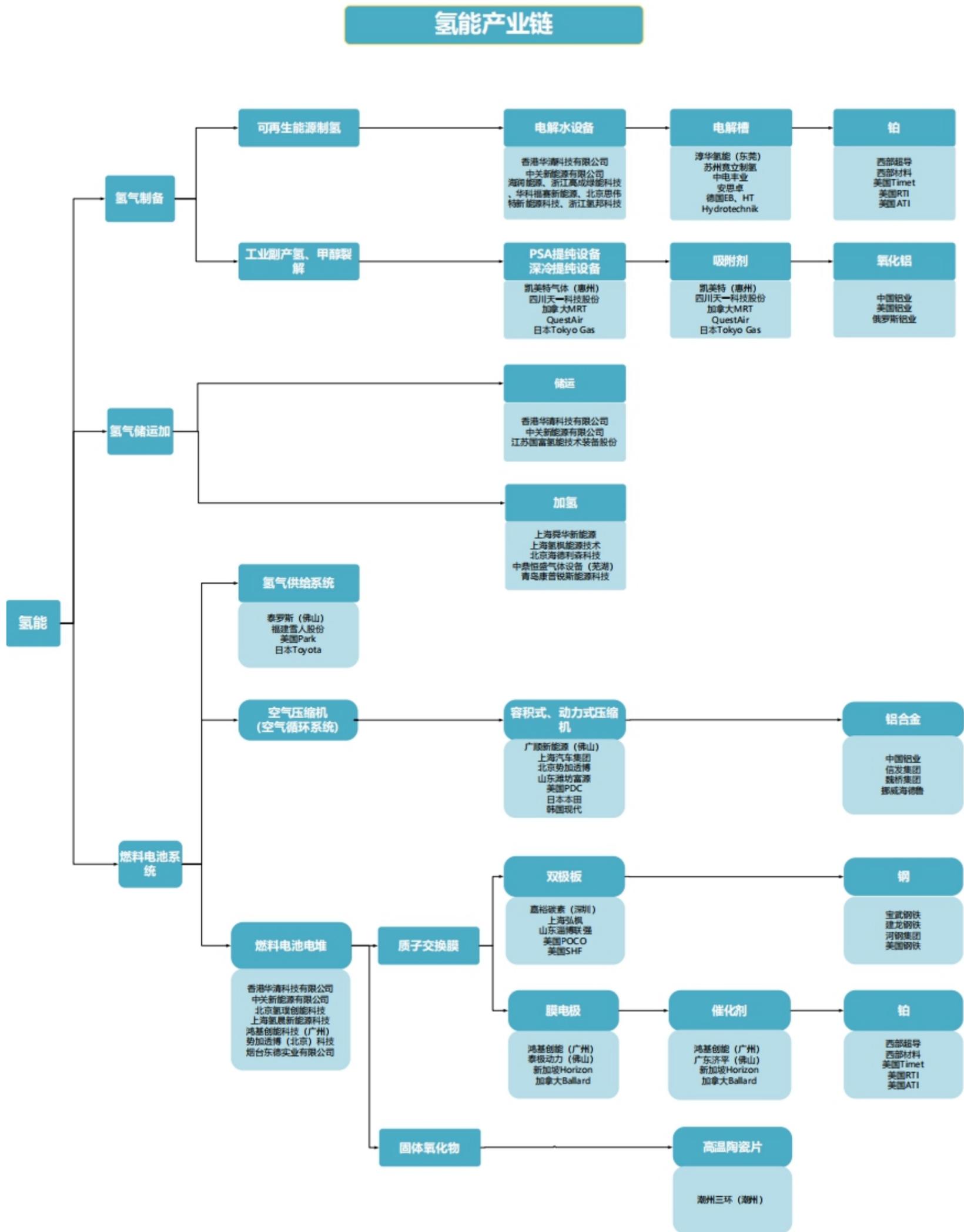


图 5-4 氢能产业链概览

5.4.2.1. 上游产业链

(1) 制氢

氢气的生产方式主要分为三种，分别是化石燃料制氢、工业副产制氢和电解水制氢。

1) 化石燃料制氢：这种方法以煤炭、天然气或石油等化石燃料为原料。在高温高压下，将碳转化为一氧化碳（CO）和氢气（H₂），这被称为合成气。随后，通过煤气净化、CO转化和H₂提纯等工序，最终产生纯净的氢气。这种方法的优点是成本较低，但由于使用化石燃料，它会产生大量的二氧化碳排放，不符合低碳经济的要求。

2) 工业副产制氢：这种方法是在工业生产过程中，利用废弃物或副产物中的氢气来制取氢气。一种常见的方法是变压吸附法（PSA），通过这种方法可以回收和提纯废气中的氢气。这种方法对环境友好，但取决于工业过程的类型和废气氢气的可获得性。

3) 电解水制氢：这是一种清洁的制氢方法，通过将水通电，将水分解成氢气和氧气。通常使用可再生能源如太阳能或风能来供电，以减少碳排放。电解水制氢的优点是在整个生产过程中几乎没有碳排放，因此被称为“绿氢”。绿氢是氢能利用最理想的形态，但目前受制于技术门槛和较高的成本，实现大规模应用还有待时日。

根据主要国际能源组织的预测，到2030年电解水制氢等绿氢产量占比将达34%，2050年全球绿氢产量将达3.23亿吨，低碳氢能将成为推动产业变革的重要力量，在工业、交通、建筑和电力部门实现规模部署，为低碳氢冶金、低碳氢基原料及燃料等新兴行业

发展带来巨大商机。

（2）氢气储运

根据氢的存在形态和储存方式的不同，可以将氢气的储存和运输方式分为三大类，分别是气态储氢、液态储氢和固态储氢。每种方式都具有一系列优点和挑战，其选择取决于特定的应用需求和技术成熟度。

1) 气态储氢：这是目前最常见的氢气储存方式。气态储氢的优点包括成本相对较低、充放速度快、能耗低、可在常温操作等。然而，氢气的能量密度较低，因此需要大容量的储氢容器，这可能导致储氢体积过大，增加了运输难度。此外，氢气在高压储存下存在泄漏和爆炸等安全隐患。

2) 液态储氢：液态储氢具有较高的能量密度和小体积的优点，因此在特定应用场景中被广泛使用。液态储氢的挑战在于转化液氢的成本较高，对绝热的要求较高，需要极低的温度来维持液态状态。这使得液态储氢主要用于特殊领域，如航天和军事。

3) 固态储氢：固态氢储存理论上是最理想的方式之一，具有安全性好、能量密度高、氢气纯度高、运输便利等优点。然而，目前固态氢的研发仍处于早期阶段，对工况要求较为苛刻，技术成熟度有限，尚未商业化应用。

（3）在氢气的运输方面，选择最佳的方式需要考虑多个因素，包括运输距离、规模、成本和安全性等。以下是一些常见的氢气运输方式：

1) 高压气态运输：适用于小规模、短距离的氢气运输。使用高压气体容器或长管拖车来存储和运输氢气。

2) 管道运输：适用于长距离、点对点、大规模的氢气运输。然而，管道运输的前期投资成本高，建设难度大，目前我国仍处于起步阶段。

3) 液氢运输：适用于大规模、中长距离的氢气运输。氢气液化后体积小，稳定性高，便于运输，通常用于海运等大规模应用。

(4) 加氢站

加氢站是为燃料电池汽车充装氢气燃料的专门场所，作为服务氢能交通商业化应用的中枢环节，是氢能源产业发展的重要基础设施。据不完全统计，全球共有 1089 座加氢站投入运营，分布在 33 个国家或地区。其中中国加氢站的数量正逐年增加，累计建成数量达 428 座，位居世界首位。

5.4.2.2. 中游产业链

燃料电池动力系统是氢能产业链的中游环节，它是将氢气和氧气反应产生电能的核心部件。这个系统由多个关键组成部分构成，其中包括燃料电池堆、催化剂、质子交换膜、气体扩散层、双极板，以及其他结构件如密封件、端板和集流板等。这些部件协同工作，将氢气的化学能转化为电能，驱动车辆或应用于各种电力需求场景。燃料电池动力系统是氢能产业链中游的核心，它的性能和稳定性直接影响着氢能技术的应用和发展。通过不断的研究和创新，可以改进这些关键组件，提高电池的效率 and 可靠性，推动氢能产业迈向更广泛的应用领域，包括交通运输、能源存储和工业生产等。

5.4.2.3. 下游产业链

(1) 交通领域

交通领域是目前氢能应用相对比较成熟的领域。氢能源在交通

领域的应用包括汽车、航空和海运等，其中氢燃料电池汽车是交通领域的主要应用场景。

（2）工业领域

1) 化工行业：国内氢能在工业领域主要用于化工：按照各省用氢企业主要产品划分，氢能在化工领域主要用来合成氨、合成甲醇、石油精炼、合成其他化工品。氨和甲醇是重要的化工产品和原料，它们的生产原料是氢气，生产技术成熟。甲醇是一种液体燃料，常温下可储存和运输，通过催化裂解反应可转化为氢气，成为氢能的化学储存介质。甲醇的储存和运输十分便捷，技术成熟，因此被认为是促进氢能储运和利用的重要手段之一。作为能源载体，甲醇可以结合 CCUS 技术将绿电就地转化为绿色利用的燃料或原料。一方面可以直接利用甲醇进行工业生产或能源利用，另一方面可通过催化重整技术制氢，促进氢能利用。重整后产生的二氧化碳通过碳捕集技术回收并再次用于甲醇生产，实现碳循环的闭环，无对外排放。

氢气在化工行业的应用正逐渐引领新的发展趋势，其中发展绿色合成氨技术和推动绿色甲醇的发展我们可以实现氢能的储存和运输并推动整个行业的脱碳，具有广阔前景。

2) 钢铁行业：钢铁冶炼业是全球碳排放的主要来源之一，中国作为全球最大的钢铁生产国之一，碳排放量庞大。针对碳减排压力，中国的钢铁行业需要采取创新性的技术和方法来实现碳减排目标。氢技术在钢铁制造中有巨大的应用潜力，尤其是氢冶金技术。

（3）电力领域

全球范围内，氢能发电技术逐渐崭露头角，成为能源行业的热

点。这种技术有望为电力产业的脱碳提供可行的途径，但与其他发电方式相比，目前仍面临较高的成本挑战。

一种常见的氢能发电方式是将氢气用于燃气轮机，通过吸气、压缩、燃烧、排气等过程来带动电机产生电流输出，这就是所谓的“氢能发电机”。这种发电方式可以与电网电力输送线路整合，实现用电低谷时电解水制备氢气，用电高峰时再利用氢气发电，以提高电能的合理利用效率，减少资源浪费。另一种常见的氢能发电方式是燃料电池技术，通过氢气与氧气（或空气）的电化学反应生成水并释放电能，从而产生电流，这一技术适用于固定或移动式电站、备用峰值电站、备用电源、热电联供系统等发电设备。

5.4.3. 推动氢能产业招商引资

我市能源发展“十四五”规划提出构建“清洁低碳、安全高效”的现代能源体系，建设成为广东省重要的清洁能源产业基地。目前，我市在燃料电池设备生产、水制氢设备制造、储氢设备生产等三大领域加快与头部企业合作，并以此为契机，全力推进氢能“建链”工作，加快推进“强链”“补链”“延链”，从制氢、加氢、储运、氢燃料电池等四个大方向，精准挖掘和引进一批氢能产业链项目，主动对接目标地区、重点企业开展招商引资。推动我市逐步形成氢能产业聚集的趋势，促进清洁能源以及区域经济高质量发展。

表 5-2 氢能产业重点招商引资企业

专栏 2 氢能重点引进企业清单
制氢： 重点招引香港华清科技有限公司、中关新能源（深圳）有限公司、中船（邯郸）派瑞氢能科技有限公司、苏州竟立制氢设备有限公司、海润能源、浙江高成绿能科技有限公司、华科福赛

新能源有限责任公司、北京思伟特新能源科技有限公司、浙江氢邦科技有限公司等企业。

加氢：重点招引上海舜华新能源系统有限公司、上海氢枫能源技术有限公司、北京海德利森科技有限公司、中鼎恒盛气体设备（芜湖）股份有限公司、青岛康普锐斯能源科技有限公司等企业。

储运：重点招引香港华清科技有限公司、中关新能源（深圳）有限公司、北京天海工业有限公司、北京中科富海低温科技有限公司、江苏国富氢能技术装备股份有限公司等企业。

氢燃料电池：重点招引香港华清科技有限公司、中关新能源（深圳）有限公司、北京亿华通科技股份有限公司、上海重塑能源集团股份有限公司、北京氢璞创能科技有限公司、上海氢晨新能源科技有限公司、鸿基创能科技（广州）有限公司、势加透博（北京）科技有限公司烟台东德实业有限公司等企业。

5.5.储能氢能产业的布局

按照产业聚集、因地制宜的原则，将专业聚集与功能融合相结合，合理引导新型储能产业、氢能产业聚集发展。

5.5.1. 优化储能产业布局

结合各园区产业发展基础和土地资源的优势，对储能产业的布局进行合理规划。**惠来县临港产业园**目前已经形成以国电投海上风电项目为龙头的海上风电产业全产业链布局，在此基础上，应充分利用当地丰富的海上风电资源，重点布局及风电配储、储能变流器及能源管理设备制造，有序发展储能产业全产业链；**大南海石化工业园**以中石油广东石化公司为龙头，重点发展石油化工产业，也是我市唯一的专业化工园区，支持该园区以市场需求为导向，适度谨慎布局新型储能电池材料生产项目；**揭阳高新区**以智能装备制造、新材料和现代服务业为核心，形成了“2+1”特色主导产业体系，重点布局储能变流器及能源管理设备制造(电池管理系统、能量管理系统)项目，打造新型储能系统集成集聚区；**中德金属生态城**重点布局理电池等回收利用，打造电池回收资源循环综合利用基地，有序布局储能项目。**揭阳产业园**(揭阳产业转移工业园)重点布局电力装备制造和新型电化学储能、氢能应用场景。**揭东经济技术开发区**主要发展高端制造业、环保装备产业和绿色电镀产业，重点布局电化学储能电池、电池组件及储能系统等储能装备制造，打造新型储能装备生产基地；**揭西县产业园**主导产业为电线电缆及其相关产业，在此基础上，重点布局新型储能产业配套的储能电缆等电工电气设备制造业。

5.5.2. 打造沿海氢能产业孵化基地

氢能产业的布局可依托我市的绿电优势，通过太阳能、风能等可再生能源发电直接制取，有利于大幅降低风、光、电的弃用率，将无法并网风、光、电充分利用起来，提高风光利用率，支持石化及相关企业研究开发利用风光等可再生能源制备绿氢、绿氨和绿色甲醇技术，布局氢能产业。推进惠来县临港产业园、大南海石化工业区共同打造沿海氢能产业链建设。**惠来临港产业园**依托海上优质风能、庞大风电市场和专业的海上风电母港，打造临港产业园产业平台和海上风电产业链。丰富的风能资源、优越的区位优势、便捷的交通体系，为我市发展氢能产业提供独特优势，在临港产业园重点布局电解槽、储氢罐等制氢储氢设备生产项目；**大南海石化工业园**以中石油广东石化公司为龙头，重点发展石油化工产业，拥有大量工业副产氢的资源条件，鼓励产业融合发展，充分利用当地副产氢气积极发展氢能产业，推动石化、氢能产业融合发展，培育氢能产业成为大南海石化工业区新的工业增长点，重点布局储氢产业，前瞻性谋划氢能应用场景；以市场需求为导向，适度谨慎布局新型储能电池材料及储氢罐用碳纤维生产项目。



注：以上招商产业布局以新型储能产业高附加值产品为主。

图 5-5 储氢能产业布局图

5.6.储能氢能产业发展配套措施

推动新型电力系统建设为新型储能技术与装备发展提供强大动力。新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，具有产品种类多、关联度高、服务领域宽、产品附加值高、生产技术密集等特点，既是推动能源革命的重要保障，也是富民强国的新兴产业，对于促进能源结构转型、保障能源安全供应、催生能源新业态、培育打造新的经济增长极具有重要推动作用。

5.6.1. 依托绿电优势，带动产业落地

“十四五”及“十五五”期间，我市未来新能源装机容量将快速增长，同时根据《广东省独立储能电站建设规划布局指引》，我市惠来县作为新能源富集地区被推荐为独立储能电站布局区域。我市将依托本地可再生能源资源，充分发挥新能源装机容量快速增长的优势，积极布局建设新能源配套新型储能电站，发挥储能电站对电力系统调节以及优化电力曲线的作用，从发展储能的下游应用场景入手，进一步带动新型储能设备制造项目落地。

5.6.2. 谋求储能产业发展

一是抓住与央企、省属企业合作共建的机遇，布局发展储能产业，带动整个产业链的延伸发展。二是利用可再生能源需要配备储能的机遇，招引头部储能产业链企业入驻。惠来县作为新能源富集地区被广东省能源局推荐为独立储能电站布局区域，规划未来加快配备储能电站，争取新型储能规模2025年可以达到30万千瓦，2027年可以达到60万千瓦，2030年达到110万千瓦。三是抓住大力开发海上风电资源的机遇。我市将在竞争性配置中全力争取更多的深远海海上风电开发指标，充分利用丰富的绿电资源和完善的海

上风电产业发展平台，吸引企业在我市建立新型储能产业链生产基地，提升企业产品的全球竞争力。

5.6.3. 培育发展新型储能其他产业和技术

一是培育发展氢储能产业链。依托广东石化和海上风电优势，支持和鼓励企业开发绿氢、绿氨和绿色甲醇生产技术。利用我市丰富的绿电资源，招引氢能设备制造产业链项目在我市落地建设，逐步打造我市氢能产业集群，加快融入全省燃料电池示范城市群建设。二是提前在“后锂电池”时代布局，目前作为新型储能科技的钠离子、镁离子、铝离子、液流电池等新型电池以及融盐储能、氢能等储能产业链相关技术还未成熟、产业布局还不完善，抢抓机遇，引进或培育与新型电池、氢能相关的制造和配套企业。

5.6.4. 加大优质企业招商引资力度

实施招商引资“一把手”工程，制定内外资招商一体化政策，围绕新型储能产业链编制招商图谱和路线图，运用专利导航决策机制建立产业链招商数据库，细化招商目标企业清单，强化以商招商、以链招商、以侨招商、靶向招商，积极引进一批新型储能高水平创新型企业、服务机构和产业辐射带动能力强的重大产业项目。利用好广交会、进博会、高交会、投洽会及粤港澳大湾区全球招商大会等重大经贸活动平台，吸引优质新型储能项目在粤落地。

5.6.5. 探索氢储能等试点应用

依托我市石油炼化、丙烷脱氢企业的制氢项目，加快培育从氢气制储、加运和应用的产业链，支持相关企业参与绿氢、绿氨和绿色甲醇生产基地，以及甲醇、液氢、液氨等储运基地建设。利用工业园区区域优势，招引氢能设备制造产业链项目在我市落地建设，逐

步打造我市氢能产业集群，采取“先商后乘”的推广思路，优先在交通运输领域开展氢能应用试点示范，加快氢燃料电池汽车试点示范，合理规划加氢站布局，加快融入全省燃料电池示范城市群建设。结合炼厂优势整合利用大型化工氢源，提升规模化低成本氢源供给水平。积极推进海上风电等可再生能源制氢，探索削峰填谷的氢电综合调峰站建设。

5.6.6. 支持重大项目建设

新型储能产业重大建设项目优先列入市重点建设项目计划，坚持“三年工程瞄准两年干”，发挥并联审批机制作用，全力以赴抓新型储能产业项目，努力形成更多实物工作量。落实加快先进制造业项目投资建设政策措施，对符合条件的新型储能产业项目按照新增实际固定资产投资额予以奖励。对新型储能产业链重点产业化项目给予支持，对符合条件的新型储能技术改造项目按规定给予事后奖励。

5.6.7. 加大关键技术研发力度

推动多元化技术开发。聚焦关键技术装备，探索实行“揭榜挂帅”“赛马”等制度，加快“大容量、低成本、长寿命、高安全、全气候、易回收”等新型电池技术及产品研究。调动企业，高校及科研院所等各方力量，鼓励龙头企业联合高校、科研院所开展重点领域的关键核心技术攻关，支持企业开展先进成型、加工等关键制造工艺及高端装备的联合攻关，落实首台（套）重大技术装备奖补政策，加快高端装备、核心基础零部件、先进基础工艺、关键基础材料的应用推广。支持企业和研发机构创建制造业创新中心、企业技术中心、工程研发中心、工业设计中心、重点实验室等产业创新平

台，鼓励企业联合高等院校、科研院所在储能领域部署一批新型研发机构，支持建设一批以企业为主体的产学研战略联盟。鼓励我市储能产业在大湾区设置“反向飞地”，借助大湾区的人才资源和前沿科研成果探索科技与人才反向飞地孵化模式。

第六章 环境影响分析

6.1.环境影响分析

通过本规划的实施，可帮助我市形成“多能互补”的电源结构，促进新能源电力的消纳，增加输电通道中清洁能源的占比及其利用效率，提高电网的电能质量。

“十四五”及“十五五”期间，随着新型储能的大力发展，我市新能源发电装机和消费占比将快速提升。支撑我市的非化石能源占能源消费总量比大幅提高，将大大降低二氧化碳、二氧化硫的排放。本规划安排实施的独立储能项目运营期内每年可带动6亿kWh的绿电消费，相当于减少发电用标煤约7.4万吨，减少二氧化碳排放约18万吨。

储能项目的建设可以抵消新能源出力不稳定的影响，促进电力电量平衡。而储能项目建设产生的污染物较少，在工程设计、设备选型和施工建设时，采取相应的污染防治措施，可以将对环境的影响减至最小。因此，储能站在建设和运行期，对周围环境影响不大。

6.2.环境保护措施

坚持绿水青山就是金山银山的理念，推进绿色低碳循环发展，推动形成节约资源和保护环境的产业结构、生产方式、生活方式，建立健全绿色发展法规政策体系，更好运用法律、经济、行政、技术手段提高环境治理能力。

规划实施过程中应严格执行环境影响评价制度，坚守生态保护

红线，在规划选址、并网线路等方面确保区域生态功能，避让环境敏感性因素。加强新型储能项目布局、建设、运营、退役全环节、全生命周期环境保护，严格落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单的要求，严格执行环保标准，做到环境保护设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投产”，预防和减轻环境影响。通过规划实施，“十四五”期间在推动新型储能健康发展的同时，实现与生态环境的友好共赢，为实现双碳目标做出重要贡献。

6.3.储能项目领域碳达峰分析

“十四五”期间，我市碳排放增量主要来自新增的石化、火电项目，同时非电力行业的天然气、成品油消费增长也将带来一定的碳排放增长；碳排放减量的驱动力主要是新能源规模增长和工业用煤的减少等。而新能源方面，“十四五”和“十五五”时期我市将会新增超过1000万千瓦的新能源，协同储能项目的实施可提高新能源的消纳能力，我市电力供应将出现盈余，区外调入我市电力蕴含的碳排放将清零。

根据规划，2023-2030年我市合计建设110万千瓦新型储能电站，上述储能项目的落实，是提高对新能源利用效率、促进碳减排的重要保障。“十四五”、“十五五”时期，是我市把握重大历史发展机遇，聚焦高质量发展，努力打造沿海经济带上的产业强市，加速发展成为世界级能源基地的关键期，我市将加快推进储能发展，在经济发展和能源需求持续增长的情况下，积极推动我市碳排在2030年左右进入达峰平台期。

第七章 规范项目建设管理

7.1.规范项目管理

各县（市、区）在备案项目前，要会同自然资源、生态环境、住房城乡建设、消防等部门和电网企业充分论证，并根据国家、省文件要求，将备案项目告知国家能源局南方监管局、市发展改革局，通过省投资项目在线审批监管平台进行备案。揭阳市发展改革部门会同市自然资源、生态环境、住房城乡建设、消防等部门和电网企业统筹考虑项目建设需求和技术、土地、安全、并网等条件，根据全省规划布局制定年度建设计划（不包括用户侧储能）并滚动修编，已经完成备案并纳入年度建设计划的项目、在办理各项建设手续后应及时开工建设。

7.2.优化并网接入

供电企业要简化并网流程和提供并网服务指引，配合做好并网调试验收等涉网服务。经过论证后同意备案的项目，供电企业应及时将储能电站配套接入项目纳入电网规划。对于经电网企业与新型储能电站双方协商后，由储能电站项目单位投资建设的配套接入项目，在办理项目备案手续时，由业主同步申报配套接入项目纳入广东省电网发展规划并提前开展配套线路前期和建设工作的。

7.3.提高建设质量水平

要求新型储能电站严格按照国家标准开展电站设计、安装、建设、竣工验收和运营。承担项目设计、咨询、施工和监理的单位应具有国家规定的相应资质。新型储能项目主要设备应满足相关标准

规范要求，通过具有相应资质机构的检测认证，涉网设备应符合电网安全运行相关技术要求，未经验收合格的新型储能电站及配套设施不得投入使用。中大型储能电站应选用技术成熟、安全性能高的电池。

7.4.强化安全生产运行

各有关部门要按照《揭阳市安全生产委员会 揭阳市消防安全委员会关于印发〈部分新业态新领域安全生产和消防安全工作职责〉的通知》（揭消安委〔2023〕9号）文件精神，落实好在项目生产运行过程中安全监管等责任。新型储能电站项目建设单位要严格遵守《电化学储能电站安全规程 GB/T42288-2022》、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范 T/CEC373-2020》等相关规范中对电化学储能电站设备设施、运行维护、检修试验、应急处置的安全要求。严格履行项目安全、消防、环保等管理程序，落实安全责任，开展电力技术监督工作，做好产品抽样检测和储能设施全寿命周期监管，制定电站运行和检修规程，定期开展设备运维检修和电池系统健康状态评估，加强人员专业技能培训和考核。按相关规定督促新型储能电站项目单位落实企业安全生产和消防安全主体责任，建立企业专职消防队伍或微型消防站，编制应急预案并定期进行事故演练。

7.5.规范项目退出管理

新型储能电站项目单位应定期请有资质的第三方检测单位进行检测，并及时组织论证和整改工作，在项目达到设计寿命或安全运行状况不满足相关技术要求时，应及时实施项目退役，并报告原备案机关。

第八章 保障措施

为深入贯彻落实党的二十大精神，按照省委十三届二次全会和全省高质量发展大会工作部署，我市将切实做好以下保障措施，促进储能电站规模化有序发展。

8.1.加强组织领导

充分发挥揭阳市发展改革部门规划实施总牵头作用，做好规划任务分解和责任分工安排，统筹协调、指导推进各项工作开展，将储能发展规划作为储能项目备案和建设指引，依据投资有关法律、法规及配套制度对我市新型储能项目实行属地备案管理，并将项目备案情况抄送上级能源主管部门及国家能源局南方监管局。要求各相关部门切实履行职责，强化协同联动，制定和完善相关配套政策措施，为规划实施创造有利条件。要求各县（市、区）聚焦重点任务，落实工作责任，加强要素保障，推进能源绿色低碳安全高效发展。加强储能规划动态管理，开展规划实施情况动态监测和中期评估，按规定程序适时进行中期调整。

8.2.强化规划衔接

加强储能规划的引领作用，明确相关主体工作责任，落实工作举措，共同推进落实规划目标和任务。储能规划以国土空间总体规划强制性内容为基础，强化与能源规划、电力发展规划、可再生能源发展规划、能源技术创新规划等专项规划之间的衔接，并将规划主要内容纳入详细规划中，做到储能与电源、电网工程同步规划、同步实施，促进储能发展与经济社会发展、城市发展相协调，发挥

规划对储能发展的引导调控作用。

8.3.强化政策支持

根据相关法规、政策和规划，制定和实施储能行业发展规划，实行“先规划、后项目”，坚持项目跟着规划走、资金跟着项目走。要求各县(市、区)有关部门落实国家和我省关于支持新型储能发展的有关政策，优化前期手续办理流程，提供便利服务，积极推动新型储能项目落地。推动各县(市、区)有关部门将符合条件的储能项目纳入重点项目清单，要指导帮助项目单位科学选址，对新型储能产业重大建设项目优先列入省重点建设项目计划，对符合条件的项目新增建设用地、能耗指标由省统筹安排；建设项目污染物排放总量指标原则上由我市解决，无法解决的再由省层面统筹协调。坚持“三年工程瞄准两年干”，发挥并联审批机制作用，全力以赴抓新型储能产业项目，努力形成更多实物工作量。有效利用现有资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目，在重大科技项目攻关、高新技术认定等方面给予倾斜支持，落实相应的企业税收优惠政策。

8.4.加快项目推进

加强储能项目要素保障和政策协调，对纳入规划的储能项目，实施有效储备、滚动开发，着力推进投资规模大、技术含量高、对产业发展拉动提升明显的重大储能项目，重点做好储能项目建设用地、环境总量指标平衡，促进能源项目科学布局和顺利落地，切实响应广东省储能产业相关政策，推进储能产业合理布局。储能项目完成备案后，应抓紧落实各项建设条件，在办理法律法规要求的其他相关建设手续后及时开工建设。