



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



福建专题

福建省新型电力系统建设 关键问题研究

电力圆桌项目课题组

2025年8月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目课题组



福建省电力企业协会（以下简称协会）由原国家电力监管委员会福州监管办公室、福建省电力有限公司、华电福建发电有限公司、华能国际电力股份有限公司福州电厂、福建省煤炭工业（集团）有限责任公司、厦门华夏国际电力发展公司等 6 家牵头单位发起，于 2006 年成立。协会现有单位会员 463 家，个人会员 300 多名，单位会员覆盖电力全产业链。下设碳中和发展研究中心、电力工程专委会、售电专委会、数字能源专委会、核能专委会、海上风电专委会、人工智能专委会。多年来，协会与能源电力类全国性协会等密切合作，设立有中电联信用体系建设办公室福建评价咨询中心、中电联电力行业技能等级认定直属分支机构和职业能力评价直属基地、中电联电力发展研究院福建省电力企业协会工作站、国网人才评价中心福建省电力企业协会工作站、中国能源研究会福建省电力企业协会会员中心、中国电力设备管理协会福建 ONC 中心等。此外，经福建省教育厅批准，协会牵头成立福建省电力行业职业教育指导委员会，并为主任单位。



德京碳中和经济研究院（以下简称研究院）作为德京集团有限公司的全资子公司，成立于 2023 年 6 月。研究院发轫宁德、深耕福建、面向全国、联系全球，与能源协会、能源高校、能源智库、能源基金会携手共建，形成资源共享、业务联动、合作共赢，围绕“双碳”背景下经济社会绿色低碳发展、现代化产业体系建设、能源生产和消费革命等核心议题开展研究、咨询、交流、服务，为地方政府和企业战略规划制定与实施提供助力。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

福建省新型电力系统建设关键问题研究

课题组成员

顾 问：史玉波、郑宝强

组 长：邓平强

副组长：林卫斌、林金义、陈闽新、邱辉艳

成 员：王永明、朱文毅、雷勇、陈崇民、官友政、邱向京、戴逸清、
张强林、宾雪、蔡小玲、吴亦昊、游淑淋、陈佳桥、林晓东、姜福丽、
王志强、夏诗尧、宋晓逸、范晓婷、刘凯、黄勇、秦鹏

感谢自然资源保护协会专家为本报告提供的宝贵建议。

2025年8月

目 录

摘要	1
研究背景	3
1. 福建省新型电力系统建设关键问题识别	5
1.1 电源侧关键问题分析	5
1.2 电网侧关键问题分析	7
1.3 需求侧关键问题分析	8
1.4 源网荷储关键问题分析	8
2. 加快推进福建省海上风电开发利用研究.....	10
2.1 福建省海上风电开发利用现状	10
2.2 福建省海上风电开发利用面临的挑战	12
2.3 加快推进福建省海上风电开发利用的方案	15
2.4 加快推进福建省海上风电开发利用的建议	16
3. 福建省智能微电网建设研究	18
3.1 福建省智能微电网建设现状	18
3.2 福建省智能微电网建设面临的挑战	21
3.3 推进福建省智能微电网建设的方案	23
3.4 推进福建省智能微电网建设的建议	24
4. 研究发现与行业建议	26
4.1 主要研究发现	26
4.2 相关行业建议	28
参考文献.....	31

摘要

福建建设新型电力系统具有良好的基础和独特的优势，但仍面临着多重挑战。本报告系统性地识别了新型电力系统源、网、荷、储四大环节中的关键问题，并聚焦作为“电源供给侧”增量主力的海上风电，以及作为“需求消纳侧”关键抓手的智能微电网，为福建省构建一个兼顾经济、安全、高效的新型电力系统提供参考。

课题组研究发现，尽管福建省在清洁能源总量上具有优势，但其能源结构依赖核电，导致风电、光伏等可再生能源发展相对滞后，呈现出“清洁能源优势下的可再生能源短板”。此外，系统性制约因素包括源、网、荷、储各环节的协同不足，体制机制与市场体系改革的滞后，以及跨部门协调机制的欠缺。

海上风电方面，其大规模开发面临多重制约，包括繁琐且耗时的审批流程、恶劣自然环境带来的高昂技术经济成本，以及并网与送出通道的瓶颈。智能微电网方面，其规模化推广存在多重壁垒，如其发、配、用、储一体化的特性与当前分环节管理的监管体系存在冲突，导致法律地位和管理职责不清；高昂的初始投资与现行电价机制下的价值回报不对等；以及缺乏针对不同应用场景的差异化技术标准与运行经验。

为破解上述难题，本报告从四大维度提出协同化建议。

在**健全统筹协调与规划管理体系**方面，建议由福建省政府牵头，成立跨部门协调机制，对重大项目实行快速决策与并联审批。同时，需深化电力规划与国土空间等规划的融合，并建立动态评估机制，以确保规划的科学与灵活性。

在**优化重点领域政策与审批**方面，针对海上风电，推行一体化联合审批，同时调整单一以低电价为主的竞争模式，转向多维度合理竞争，并探索建立合理的投资分摊机制。针对智能微电网，建议出台省级管理办法，明确其法律地位，并构建多元化价值实现机制，如探索隔墙售电试点，支持其参与辅助服务市场，并出台容量电价或备用容量补偿政策。

在**创新市场机制与价格信号引导**方面，应大力发展绿电交易市场，使新能源环境价值市场化。同时，健全辅助服务市场与成本疏导机制，建立“谁产生、谁承担，谁受益、谁付费”的市场化循环。此外，通过拉大峰谷价差等方式，强化分时电价的价格信号引导作用，鼓励用户侧储能发展。

在**加强关键技术攻关与产业支撑**方面，建议设立省级能源科技重大专项，通过“产学研用”深度融合，支持超大型抗台风风电机组、柔性直流输电、海上风电制氢等关键技术的研发与产业化。同时，培育壮大本土高端制造与服务产业，并构建多层次人才培养体系，为新型电力系统建设提供坚实的人才保障。

研究背景

福建新型电力系统在能源结构上具有清洁能源占比高、电源基础好等主要优势，清洁能源装机容量比重与发电量比重¹均领先于全国水平²，而扣除核电后可再生能源装机容量比重与发电量比重则低于全国水平，其中风光电的比重偏低。2025年1月1日起实行的《中华人民共和国能源法》明确了支持优先开发利用可再生能源，制定可再生能源消费最低比重目标。因此，在福建省层面可再生能源利用不足的现状下，结合国家确立的可再生能源开发利用导向，当下福建新型电力系统关键问题的重点在于可再生能源发展，特别是可再生能源的供给与消纳。

前期课题《福建新型电力系统建设示范路径与机制研究》研究发现，福建省新型电力系统面临着多重挑战，包括能源三角（安全、经济、清洁）统筹难度大、新能源消纳问题突出以及可再生能源发展路径缺乏统筹等体制机制障碍。在此基础上，自然资源保护协会支持课题组深入开展研究，本期课题立足于新型电力系统的源、网、荷、储四大要素，采取了“全面识别与重点突破”的思路，系统性地识别了各环节中的关键问题，并聚焦作为“电源供给侧”增量主力的海上风电，以及作为“需求消纳侧”关键抓手的智能微电网，旨在实现可再生能源供需两侧的双向发力，为福建省构建一个兼顾经济、安全、高效的新型电力系统提供决策参考。

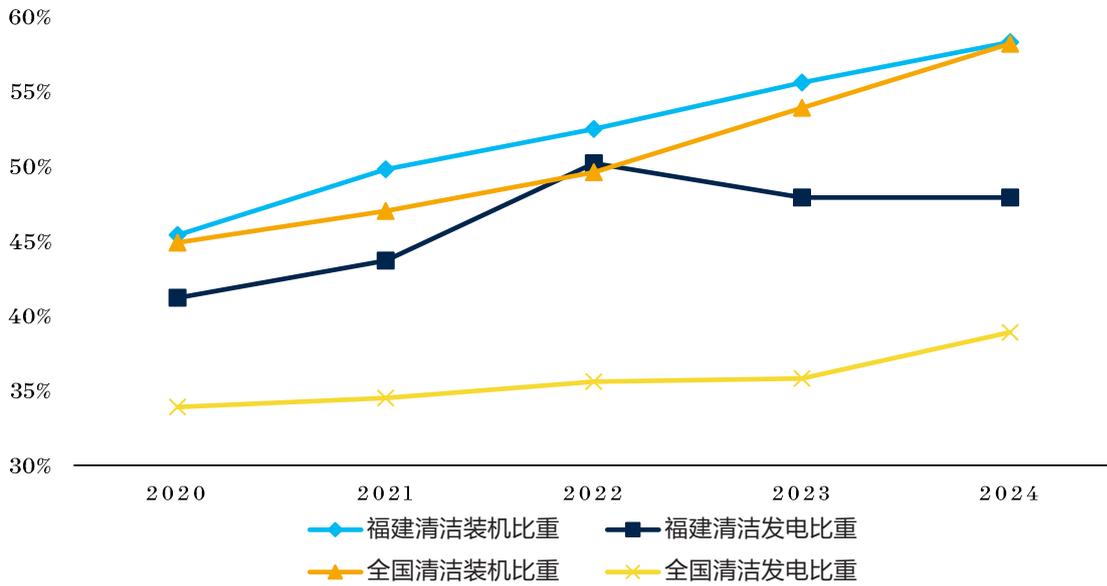


图 1 福建与全国清洁能源发电装机容量与发电量比重

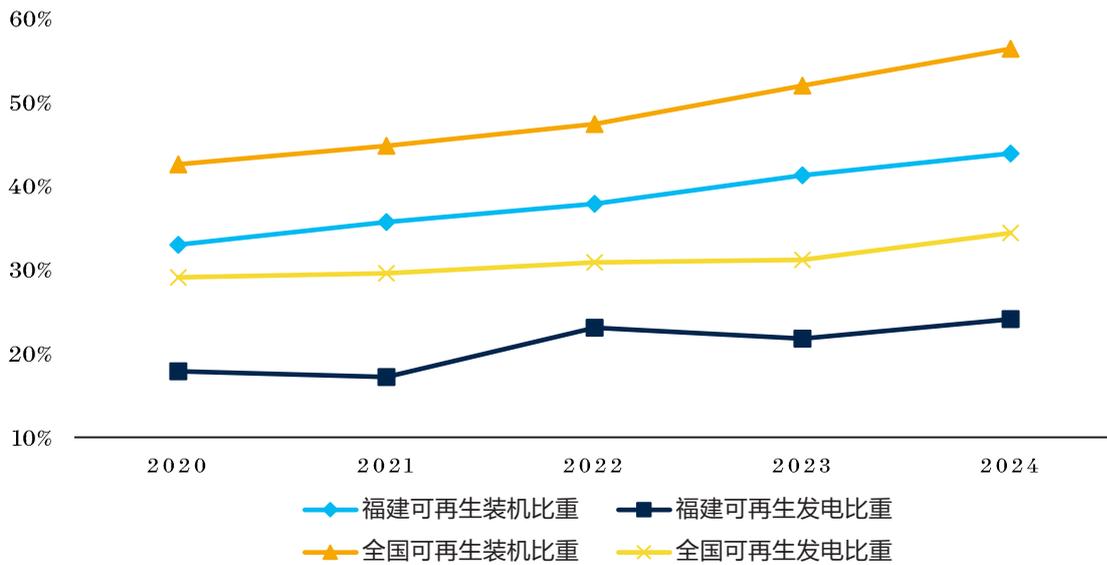


图 2 福建与全国可再生能源发电装机容量与发电量比重

福建省新型电力系统建设 关键问题识别

1.1 电源侧关键问题分析

福建作为全国清洁能源资源富集省份，具有电源侧高比例清洁能源的优势，但以风光为代表的可再生能源发展不足。因此，电源侧的关键问题在于如何充分利用福建省丰富的可再生能源、尤其是富集的海上风能资源，从而构建多元互补、清洁低碳的能源供应体系。

1.1.1 海上风电开发利用

福建省在发展海上风电方面具备得天独厚的地理和资源优势，年等效满负荷利用小时数可超过 4000 小时，福建省已将规模化开发海上风电作为能源增量的核心战略³。然而，这些资源优势向开发利用、产业优势的转化过程，面临着多重制约因素。一是审批协调的复杂性。海上风电项目开发涉及海域使用、航道通航等多重因素，需要协调交通、环保等多个部门，审批流程复杂且周期漫长。二是市场机制与成本压力。当前福建省海上风电项目主要通过竞争性配置获取开发权，申报电价是关键考核因素，过度竞争易压缩产业链利润空间，形成技术需求迫切与市场价格低迷之间的矛盾。三是技术挑战与环境适应性。台湾海峡的强台风、冬季高达 5 米以上的浪高、复杂的地质条件，对大型化风机组的抗台风设计、施工窗口期、基础结构和运维模式都提出了严苛要求。

1.1.2 农村分布式光伏推广

福建农村能源绿色低碳转型仍处于起步阶段，而福建省拥有优越的光照条件，2024 年全省太阳能发电量同比增长 54.8%，为农村地区充分利用空间资源发展“光伏+乡村振兴”模式提供了条件。然而，农村分布式光伏的大规模推广仍面临用地与效益的压力。一是用地规划的先天性制约。福建省超过 80% 的土地为山地丘陵，平坦连片土地稀缺，限制了大规模光伏的发展，并且“三区三线”政策对耕地和生态红线的严格保护，进一步压缩了光伏项目的设置空间。二是项目收益模式挑战。“农光/渔光互补”等复合项目，在实践中常出现重光轻农的现象，导致农业产出下降。同时，村民的收益模式较为单一，缺乏与项目发电效益挂钩的长期、动态的利益共享机制。三是市场环境变化风险。随着国家补贴的全面退坡和光伏上网电价的市场化，分布式光伏项目的投资回报周期被拉长，经济性有所下滑。

1.1.3 存量电源价值引导

福建省拥有较强的核电基础，截至 2024 年全省核电装机容量位居全国第二，全年核电发电量占总发电量的 23.8%，是保障新型电力系统安全稳定的压舱石。福建省化石能源资源相对匮乏，在新能源大规模并网的背景下，新型电力系统对灵活性资源的需求日益迫切，煤电主要实施低碳化改造并加速向灵活性调节电源转型，福建省 60 万千瓦及以上机组均已达到国家深度调峰能力要求。而这些存量电源主要面临着经济与技术的挑战。一是核电系统价值体现不充分。作为稳定、可调度的清洁基荷电源，核电的系统价值，如容量支撑、转动惯量、电压频率稳定等在当前以促进波动性新能源消纳为导向的电力市场中，未能获得充分体现。二是煤电灵活性转型面临技术与经济双重困境。将煤电改造为灵活性调节资源是系统所需，但深度调峰、热电解耦等技术改造，以及生物质、绿氨掺烧等低碳化改造，均面临技术成本高、产业链不完善等问题，单纯依靠现行的两部制电价和有限的辅助服务补偿，难以完全覆盖其转型成本和运营风险。

1.2 电网侧关键问题分析

福建省电网侧建设的核心任务是构建高弹性、智能化、互联互通的电网体系，支撑清洁能源大规模并网与外送，实现电力资源在更大范围内的优化配置。

1.2.1 跨省输电通道建设

为支撑未来大规模海上风电和核电的送出，福建正着力打造联结长三角、粤港澳、华中腹地及台湾的“四纵三横、沿海双廊”的主干网架。2024年与外省交换送出电量达280亿千瓦时，同比增长39%⁴，但通道建设速度仍与清洁能源的大规模增长存在差距。一是区域协调成为制约。跨省输电通道的建设，其核心瓶颈在于复杂的区域协调。项目涉及邻省的用地审批、规划博弈、成本分摊等，协调难度大、周期长。二是市场机制仍待完善。当前跨省电力交易仍以年度计划性合约为主，缺乏灵活高效的省间现货交易和互济机制来优化通道利用效率。三是先进输电技术应用不足。面对深远海风电的远距离、大容量送出需求，柔性直流输电技术是关键解决方案。但目前该技术应用范围有限，构成了未来大规模海电登陆的技术瓶颈和成本障碍。

1.2.2 省内电网系统适应

在省内层面，福建电网为适应大规模新能源的并网，已在物理网架、数字中枢以及市场机制全方位开展工作，但各层面也存在相应的瓶颈。一是配电网承载力制约。为适应分布式能源发展，福建正大力推进高能级智慧配电网建设。然而，分布式光伏在农村地区的爆发式增长，已使配电网的承载力问题日益凸显。高比例分布式电源的接入，导致潮流反向、电压越限等技术问题加剧，部分地区甚至出现暂停并网的“消纳红区”。二是数字化平台整合深度不足。福建正全力打造“闽电数智大生态”，但这些先进的数字化成果在实际应用中仍面临整合深度不足的挑战。省级新能源云平台、调度系统、需求侧管理系统等多个平台之间的数据壁垒尚未完全打破，业务协同水平有待提升。三是绿色协同机制有待发挥。福建正积极推动电力市场与碳市场、绿证市场的协同联动，但当前绿色协同机制尚处于探索阶段，如何将碳排放成本有效地传导至电力市场价格中，实现绿证交易与碳市场的顺畅衔接，相关的市场规则和核算体系仍在建立中。

1.3 需求侧关键问题分析

福建省需求侧建设的核心目标是构建柔性可调、互动响应、低碳高效的用能体系。面对大规模分布式新能源供应，需要将微电网作为解决特定场景下能源供需矛盾、提升系统韧性的关键抓手，从而全面提升需求侧的灵活性和响应能力。

1.3.1 智能微电网建设推广

福建海岛众多、山区偏远，微电网作为需求侧资源，是解决特定区域能源可靠供应和新能源就地消纳的关键形态。然而，微电网的大规模建设和推广，正面临着身份与效益双重困境。一是管理与政策协同不畅，主体身份模糊。微电网的“发、配、用、储”一体化特性，与当前分环节管理的传统电力监管体系存在冲突。其作为独立市场主体的法律地位、并网标准、调度关系、安全责任等界定尚不清晰，审批流程常涉及能源、住建、自然资源等多个部门，协调难度大。二是成本较高，经济效益受限。因配置储能和智能控制系统，微电网的初始投资较大，但在当前的电价和市场机制下，其为系统提供的可靠性、灵活性、延缓配网投资等多元价值难以获得充分的经济回报。

1.3.2 需求响应市场激励

为挖掘需求侧潜力，福建已形成初步探索经验。然而，这些以传统工商业负荷为主的需求响应模式，在推广过程中普遍受到了市场机制的制约。一是激励标准偏低，用户参与意愿不强。现有的需求响应补偿标准，可能不足以充分调动用户的参与积极性。二是商业模式不清晰，聚合商发展困难。负荷聚合商作为连接用户与电力市场的新型主体，盈利模式尚处于探索阶段，商业模式成熟度不高，难以支撑负荷聚合商大规模发展。三是新模式缺乏配套电价机制。电动汽车向电网反向送电目前缺乏独立的电价类别和定价机制，往往仅按燃煤基准价结算，可能出现价差倒挂现象，抑制了车主参与意愿。

1.4 源网荷储关键问题分析

福建省源网荷储协同的核心目标是构建“纵向贯通、横向协同、多能互补、智能互动”的新型电力系统运行体系，力求打造东南清洁能源大枢纽⁵，重点围绕资源统筹配置、动

态平衡调控，推动电力系统全环节高效耦合。实现这一目标，不仅需要健全的政策支持、市场机制和技术支撑，还需要进一步打破各环节之间的壁垒。

1.4.1 统筹规划的管理壁垒

源网荷储一体化项目的推进，首先面临的是传统条块分割管理体制的制约。一是缺乏常态化统筹协调机制。在现行管理体制下，电源、电网、负荷、储能等环节分属发改、工信、住建等不同政府部门管理，其规划周期、审批流程和监管重点各异，导致在多层级协同规划与动态匹配资源方面存在挑战。二是新业态监管存在真空。对于虚拟电厂、综合能源服务等跨界融合的新业态，市场准入、运营规范、安全监管等方面的责任主体与规则界定尚不明确，导致新模式推广面临制度性障碍。

1.4.2 价格调节的市场壁垒

有效的市场机制是引导源网荷储四个环节协同优化的核心。然而，当前的市场体系设计，尚不能完全地反映各环节的系统价值。一是灵活性资源的多元价值体现不充分。虽然福建正大力推广虚拟电厂的聚合模式，将分布式光伏、工业可调负荷、用户侧储能等分散资源聚合起来参与系统调节，但灵活性资源的多元价值如调峰、调频、备用等未能被充分量化并形成稳定、可预期的收益。二是绿色价值与系统成本传导不畅。虽然福建已在积极探索“电-碳-绿证”协同的交易体系，但如何将碳排放成本有效传导至电力市场价格中，相关的市场规则和核算体系仍在建立中。

1.4.3 协调互通的技术壁垒

实现对海量、异构的源网荷储资源的精准、协调控制，需要强大的技术体系支撑。福建正致力于建设适应高比例新能源接入的分钟级柔性调度体系，但技术上的互联互通仍是挑战。一是多系统数据标准不一，存在信息孤岛。目前电网调度系统、新能源监控系统、负荷管理系统等分属于不同的业务条线和主体，其数据标准、通信协议不统一，导致系统之间存在信息壁垒。二是跨环节协同控制技术不成熟。实现对源网荷储的协同优化调度，需要先进的算法模型和控制策略支撑，但目前标准化程度不高，增加了集成成本和复杂性。

2 加快推进福建省海上风电开发利用研究

2.1 福建省海上风电开发利用现状

2.1.1 福建省海上风电资源整体情况

福建濒临东海和台湾海峡，海岸线长度占全国总长的 18.3%，仅次于广东，居全国第二位。岸线多呈锯齿状，十分曲折，居全国之首，港湾众多，岛屿星罗棋布。曲折的海岸形成的天然港湾由北到南分别为沙埕湾、三都澳、罗源湾、兴化湾、湄洲湾、泉州湾、厦门湾、东山湾等。海岸岛屿、半岛众多，半岛地区和大部分海岛充分暴露于海面，下垫面粗糙度小，地形一般较平坦，再加上大气环流、台湾海峡狭管效应的共同影响，常年风速较大。福建沿海地区为典型的亚热带季风气候。台湾海峡总体上受季风气候影响，年平均风速较大，秋冬季以东北风为主，风向稳定，是风资源丰富的地区。其中福建省中部受台湾海峡“狭管效应”的影响，其年平均风速大，风向稳定，是风资源最丰富的地区，南部与北部海域风资源基本相当。

根据福建省气候中心近期对福建省海域风能资源评估的成果《福建省海上风能资源调查分析报告》，以 100m 高度为例说明福建海域年平均风速的分布特征：从闽江口以南到厦门湾以北，年平均风速较大，大部分区域的年平均风速在 10.25 ~ 9.5m/s 之间。

受台湾海峡“狭管效应”的影响，福建海域风能资源呈现出自海峡中部向南北两侧递减的格局，海峡中部风能资源最为丰富，年平均风速在 10m/s 以上。整体而言，福建海域的风能资源禀赋优秀，远期可开发装机潜力大。

2.1.2 福建省海上风电规划情况

福建省海域是我国海上风能资源最丰富的地区之一，海上风电年均可利用小时数达 4000h 以上，开发潜能巨大。福建省海上风电发展具有技术可行性、经济可行性以及环境和社会可行性。技术可行性方面包括单机容量不断增大、传动系统设计不断创新、叶片技术不断改进、永磁同步发电机的更多应用、智能型控制系统的应用；经济可行性方面包括技术革新驱动设备及运维成本显著下降、额外的绿证和绿电收益；环境和社会可行性包括对生态环境具有积极效益、政策支持体系完善、产业配套完整、属地化企业实力强劲、社会经济效益显著。

根据《福建省海上风电场工程规划（报批稿）》（2021年修编），福建省省管海域规划海上风电场址 31 个、共规划 1880 万千瓦容量，截止 2024 年底已配置资源 820 万千瓦，受“单三十”政策影响（见表 2-1 第一条），剩余场址规划容量不足 820 万千瓦；福建省国管海域闽南（厦门、漳州、泉州等地）海上风电基地场址规划 2020 万千瓦资源，目前已配置 160 万千瓦资源，剩余 1860 万千瓦。截至 2024 年 12 月底，福建省海上风电并网装机规模达到 382 万千瓦。此外，闽北的国管海域仍有丰富的可开发资源，全省国管海域规划将和全国深远海海上风电规划做好衔接，2029 年左右适时启动闽北基地的前期工作，有望进一步增大国管海域海上风电规划容量。

2.1.3 海上风电建设相关政策

福建省海上风电政策以竞争配置为核心，突出电价和储能要求，同时强调产业带动和本地化发展，环境约束较严。相比之下，其他省份在电价机制、储能比例、设备标准等方面差异显著。得益于全国独一无二的资源禀赋和较好的产业链优势，福建省海上风电开发建设走在全国前列，福建省海上风电开发建设主要遵循国家发展改革委、国家能源局等部门出台的相应政策，并根据省内实际情况制定了具体参照执行的政策和实施标准。

表 2-1 海上风电建设相关政策内容一览表

序号	方面	法规 / 政策	内容
1	用海	《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》	新增海上风电项目的，应在离岸 30 千米以外或水深大于 30 米的海域布局；近岸区域水深超过 30 米的，风电场离岸距离还需不少于 10 千米；滩涂宽度超过 30 千米的，风电场内水深还需不少于 10 米。并且，新增核准的集中式海上风电项目全部通过竞争方式配置，优先选择投资能力强、技术水平高、产业带动力大的企业。
2	电价	《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》	新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。福建省海上风电属于新能源项目，原则上 2025 年以后配置的海上风电项目开发建设均需遵循以上政策的规定。
3	生态环保	《海域使用管理法》	项目需符合国土空间规划、海洋生态保护、港口及通航安全等要求；确保场址不占用航道和军事敏感区。严格控制海上风电场实际占用海域面积，单位装机容量风电场面积等指标均要符合节约集约用海管控要求。鼓励立体复合利用，鼓励新增海上风电项目用海采用“风电+”的综合开发利用模式实现“一海多用”。
4	建设时序	福建省各年度海上风电市场化竞争配置工作文件	福建省海上风电需在配置资源后一年内完成核准手续，项目核准后一年内开工，配置后三~四年年内建成投产，若是由于投资主体的原因逾期的，将由政府收回开发权。

2.2 福建省海上风电开发利用面临的挑战

在福建省海上风电开发面临的主要挑战包括以下方面：

2.2.1 海域环境条件的影响

福建海域自然条件严苛，福建海域年均遭遇 3-4 次台风袭击，最大风速可达 60m/s（17 级），海域的水文地质条件复杂，冬季季风期浪高普遍超过 5 米，有效施工窗口期不足

180天/年；福建省内通航环境复杂，福建海域有外航路、中航路、内航路以及两岸直航客滚船推荐航路等航路设置，各规划场址周边交通流密集且复杂。虽然各场址在规划阶段已进行了初步的通航安全分析，但船只的活动存在不确定性，各年度的数据存在一定的差异，会对场址的通航安全分析产生一定的影响，省内绝大部分场址边界都因通航问题进行了缩减；风电场可能存在工程施工、钻孔、爆破等活动产生的噪音、震动对海洋生物生存和繁殖的影响，风机基础和支撑结构可能成为海洋生物的栖息地，风机电缆和管道敷设对海底生态系统造成一定的破坏等问题。

2.2.2 陆上用地及送出通道的制约

陆上集控站及储能用地问题难以解决，福建省经济发达、人口密集、土地资源紧张，可用于建设陆上集控中心和储能用地的场址较少，近期长乐、连江等项目在核准前期陆域部分选址时都遇到了极大困难，用地手续推进效率较低。随着海上风电向离岸30公里以上的深远海域拓展，传统高压交流（HVAC）输电因充电无功问题导致容量受限，而柔性直流（VSC-HVDC）技术虽能解决远距离输电难题，但成本较高且国内应用经验不足。海上风电送出通道的建设成本较高，包括海底电缆购置、敷设施工、海上变电站建设等方面。特别是对于深远海风电项目，随着离岸距离和水深的增大，建设成本呈指数级增长。海上风电项目分布较为分散，各项目的送出线路规划需要综合考虑海域使用、环境保护、渔业养殖等多方面因素，导致送出线路的规划难度较大。海上风电送出涉及海洋、能源等多部门，用海审批与生态红线冲突频发。

2.2.3 政策和管理体制机制的影响

一是福建省海上风电远海国管海域用海手续办理经验空白。省内暂无国管海域项目完成核准，国管海域风电开发利用政策尚不明确，空间规划尚为空白，同时还与渔业资源开发、海洋环境保护、海洋航运等相关领域的政策存在衔接问题。二是安全评估与技术标准体系不完善。福建省作为沿海省份，海上风电发展较周边省份相对较慢，针对灾害预防、施工时序、场地安全、结构安全、电气安全、应急处置和管理体系的全面评估规范化相应的起步较晚。三是安全保障手段不充分，福建省海上风电工程缺乏高质量海洋连续观测数据、历史资料和要素分析工具，会造成环境影响评估不全面。传统监管模式难以满足海上风电建设和运维期间安全监管的实时性、系统性要求。

2.2.4 市场机制因素的制约

电价机制方面，“抢装潮”之后的福建省海上风电电价多采用燃煤标杆电价政策，为项目提供了相对稳定的收益预期，吸引了众多企业投身海上风电开发。然而，为促进海上风电产业走向市场化，在福建省海上风电项目竞争性配置过程中，价格因素占比约 40%，导致竞配项目上网电价较低，项目收益较其他省份偏低。根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源工程造价管理报告 2023 年度》，不同场址条件下海上风电项目建设成本差异较大，福建由于受台风等极端风况的影响，且海洋水文和地质条件较为复杂，项目建设成本最高，达 12600 元 / 千瓦，项目整体的经济性较低，不利于海上风电全产业链的发展。市场消纳方面。福建省本地消纳空间有限，根据电力平衡分析，结合电量平衡计算结果看，随着海上风电的大规模增长，其提供的电量挤占了煤电的发电量和利用小时，在不考虑往区外送电的情况下，预计 2035 年煤电利用小时数不足 3000h。需考虑盈余电力通过 500kV 及以上电压等级送至更大范围内消纳的可能性。因此福建省需要参与全国统一电力市场建设，完善跨区域交易机制，推动闽粤联网等跨省输电通道建设，提升外送能力，提升海上风电消纳比例。

2.2.5 行业技术发展的限制

一是行业整体规划设计、建设管理、施工、设备制造方面还未完全成熟，海上风电成套技术体系缺乏标准，深远海风电场综合环境调查等方面的技术积累有限，深水风电基础设计理论和标准体系尚未形成，检测检验、运维服务水平不足，暂时缺乏公共研发、检测、认证等服务平台；二是海上风电核心技术设备有待突破，远海柔性直流输电设备关键技术、超长柔性叶片设计与制造材料问题紧迫，适应福建深水海域的船舶有限，高素质的人才和工人紧缺。核心技术设备存在“卡脖子”问题，深远海风电气象、水文、工程地质等综合环境调查装备与省外、国外先进水平还有明显差距，海上风电数字化设计基础受限于国外 BIM 基础平台，海上风电大数据产业链系统尚未建立。风机 - 塔筒 - 基础一体化设计仍未实现，各系统深远海数据的收集和交换存在一定障碍；三是在风电场规划选址阶段，为避让海域内的生态敏感区域，使得部分风电场址不规整，影响后续风机布置，削弱了风电场的整体发电效益。

2.3 加快推进福建省海上风电开发利用的方案

2.3.1 总体构想与工作思路

在总体构想方面，充分利用丰富的海上风能资源，以技术创新为驱动，以产业集群发展为支撑，以生态保护和能源安全为前提，加快海上风电开发建设，构建完善的海上风电产业链，将福建省打造成为国内领先、国际知名的海上风电产业基地，为实现碳达峰、碳中和目标提供有力支撑，同时推动海洋经济高质量发展。

在实践工作方面，坚持规划引领，科学布局海上风电场址，优化开发方案；加强科技创新，突破关键核心技术，提高装备国产化水平和项目建设运营效率；培育壮大产业集群，吸引产业链上下游企业集聚，提升产业配套能力；强化政策支持，完善相关法规和标准体系，营造良好的发展环境；注重生态保护，实现海上风电与海洋生态环境协调发展；积极开展国际合作与交流，提升福建省海上风电产业的国际竞争力。

2.3.2 路径分析

在路径分析方面，以“双碳”目标为引领，将海上风电作为福建省能源转型和海洋经济高质量发展的核心引擎，打造国家级深远海海上风电基地集群，形成“资源开发—装备制造—技术研发—多元融合”的全产业链体系。分阶段分步骤的推进福建省海上风电建设，初步建议按照以下时序开展：

（1）近期（2025 年底前）：重点推进省管海域 1030 万千瓦项目前期工作，实现省管海域约 422 万千瓦项目并网，保障莆田平海湾 DE 区海上风电场（40 万千瓦）项目按时并网；扎实推进近三年（2022 年 -2024 年）核准的市场化竞配和福建省发改委直配的海上风电项目。同时，依托三峡海上风电国际产业园等载体，培育千亿级海上风电装备制造集群，实现大容量机组国产化率超 90%。

（2）中期（2026-2030 年）：规模化开发闽南外海（浅滩）、台湾海峡深远海资源，实现单机容量 20 兆瓦级（及以上的大型）机组批量投产应用到实际建设中，同时推动漂浮式风电商业化应用，探索试点一批创新型的风机模式（多头、风墙型等）。初步打造一两个“海上能源岛”示范项目，探索通过“风电+养殖”“风电+制氢”等模式，实现海洋资源立体开发与生态保护协同增效，形成经济可行、高效安全的深远海风电建设模式。

(3) 远期(2030年后): 大力推广海上风电与制氢、储能、海洋牧场等深度融合, 形成多能互补的海洋综合能源系统, 建成以海上风电产业为核心的具备福建地方特色的国际一流的海洋经济示范区。

在区域布局方面, 可根据福建省沿海市域因地制宜开展集群化的产业建设和深远海风电建设, 可初步按以下区域推进:

(1) 核心开发带: 北部依托福清产业园发展大容量机组制造, 南部以漳州深远海产业园为核心, 布局漂浮式技术及海缆等先进技术的配套产业, 形成“一南一北”两大产业带。

(2) 深远海示范区: 优先开发闽南外海浅滩、平潭外海等离岸30公里以上、水深超30米的优质风区, 探索专属经济区风电开发国际合作机制。

(3) 融合试验区: 在莆田、漳州等海域试点“风电+养殖”“风电+制氢”“风电+旅游”等特色开发模式, 建设10个以上海洋牧场与风电场融合示范项目。

2.4 加快推进福建省海上风电开发利用的建议

为加速推进福建省海上风电产业发展, 建议从以下几个方面协同发力, 形成政策引领和产业发展取向一致性:

一是加强规划引导与协调, 进一步完善海上风电发展规划, 明确各阶段发展目标和任务, 加强与国土空间规划、海洋功能区划、生态保护红线等规划的衔接与协调。建立跨部门协调机制, 加强能源、海洋、环保、交通等部门之间的沟通与协作, 提高项目审批效率, 确保海上风电项目顺利推进。

二是建议开发主体提前熟悉国管海域用海相关政策, 必要时向国家能源局、自然资源部、生态环境部、交通运输部等部门学习最新政策要求, 与省内各厅建立长效沟通机制, 提升国管海域核准前期手续办理能力, 促进福建省深远海风电健康有序发展。此外, 还建议省级能源、海洋、海事等机关部门加强协调, 通过优化审批事项、简化审批流程等方式提高行政审批效率和土地、海洋利用效率。

三是建议政府选择合适部门牵头，开展规划场址通航环境问题，对于周边通航情况有重大变化的场址，若为已竞配的，宜与海事部门和相关专题单位策划场址优化方案；若为未竞配的，应提前向发改委汇报，寻求解决方案，避免场址出现颠覆性影响。建立跨部门联合审批平台，缩短用海手续周期。

四是加大对海上风电科技研发的政策支持和引导，鼓励企业、高校和科研机构开展产学研合作，突破关键核心技术，如大容量抗台机组、漂浮式基础、柔性直流输电、海上风电制氢等。加强海上风电专业人才培养，鼓励高校开设相关专业课程，建立实训基地，培养一批适应海上风电产业发展需要的技术研发、工程建设、运营管理等方面的专业人才，形成“产学研一体化”发展的良性循环。

除此之外，还可以从以下方面进行有益探索：强化政策支持与激励，出台税收优惠政策，对海上风电项目的投资、建设、运营等环节给予税收减免或优惠；设立专项补贴资金，支持海上风电技术研发、示范项目建设、关键设备国产化等；完善电价政策，吸引社会资本参与海上风电开发。加强海上风电产业链上下游企业之间的协同合作，形成产业联盟，共同开展技术研发、市场开拓和标准制定等工作。积极开展国际合作与交流，引进国外先进的技术和管理经验，支持企业参与国际海上风电项目投标和建设，提升福建省海上风电产业的国际影响力。

通过上述系统性政策支持和产业发展布局，福建省可充分发挥资源与产业优势，破解送出瓶颈与用海矛盾，建成国际领先的海上风电创新高地与产业集群。

3 福建省智能微电网建设研究

3.1 福建省智能微电网建设现状

3.1.1 智能微电网定义

根据《微电网接入电力系统技术规定》（GB/T33589-2017），微电网是指由分布式发电、用电负荷、监控、保护和自动化装置等组成（必要时含储能装置），是一个能够基本实现内部电力电量平衡的小型供用电系统。智能微电网依托先进的信息通信技术（ICT）、人工智能（AI）和大数据分析，实现微电网内部能源的动态优化、负荷管理和故障响应，从而提高能源使用效率，减少碳排放，支持双碳目标的实现。

在新型电力系统中，智能微电网将发挥更全面的作用，包括：（1）保供，保障微电网内部电力供应，在大电网供应紧张时起到有效支撑作用；（2）促安，提供秒级、分钟级、小时级的灵活响应能力，有效平抑新能源波动，保障电网安全稳定运行；（3）提效，提升用户能源整体利用效率，降低向大电网送电、受电规模，从而提高电力系统综合运行效率；（4）降本，整合冷热电等多品种能源，显著降低企业用能成本；（5）增绿，促进用户内部和大电网新能源消纳，降低碳排放。

3.1.2 典型智能微电网应用场景

结合微电网发展建设经验和演化历程，已经建成的微电网试点项目大致可分为城市微电网、工业园区微电网、海岛地区微电网、偏远地区微电网四类。

(1) 城市微电网多位于距离城市配电网主干网架距离较近的地区，集成新能源，可提供高质量及多样性的供电可靠性服务，实现冷热电综合利用，以并网型微电网为主。根据规模及定位不同，分为馈线型微电网、台区型微电网和工业园区微电网。城市馈线、台区型微电网主要为提高可再生能源消纳能力、增强馈线、台区供电可靠性，避免可再生能源倒送至上级电网；同时，提高电网资产利用率、促进电网的经济运行。

(2) 工业园区微电网用户聚集程度高、负荷规模大且相对平稳，多包含冷热电联供，形成综合能源微网，可建设以分布式光伏、储能为主的微电网，分布式电源优先满足园区用电需求，不足部分通过外部电网补充。结合峰谷电价机制，进一步降低用能成本。与城市能源电力系统更为高效互动，有效缓解城市电网的供电压力，提高城市电网的可靠性与韧性。

(3) 海岛微电网多考虑依托海岛新能源作为海岛供电的补充电源，并配置包括柴油发电机（稳定出力及电量电源）、电化学储能（调节平衡及电力电源）提高海岛供电的可靠性，解决海岛供电问题，可分为并网型海岛微电网和独立型海岛微电网。并网型海岛微电网的海岛电网与陆地主网连接主要依靠海底电缆，依据新能源出力程度调整海岛上新能源或主网线路等电源供电与电压水平，独立型海岛微电网只运行在离网工况下，与并网型海岛微电网转离网运行工况基本一致。

(4) 偏远地区微电网主要为地理位置较为偏远的山区、农村、近海域等远离城市主网架的末端电网，基础设施普遍相对落后，可分为并网型偏远地区微电网和离网型偏远地区微电网。山区、农村并网型微电网多采用架空输电线路供电，主要依靠小水电发电电源及主网线路供电为主，近海域并网型微电网多为海上渔排等相关行业用电项目，用电负荷较低，电源以分布式新能源出力为主。独立型偏远地区微电网只运行在离网工况下，主要以居民生活用电等需求为主，负荷分散功率较小且增长不均。

3.1.3 福建智能微电网建设现状

福建省沿海岛屿众多、距离陆地主网较远，连接主要依靠海底电缆。由于海底电缆造价较高，海岛电网与陆地主网大多数通过海底电缆连接，一旦海底电缆受到外力破坏等因素而出现损坏造成停电，则会引起海岛电网供电负荷损失。因此，偏远海岛的供电可靠性相对较弱、亟待提高。

西洋岛微电网是福建省典型的海岛型微电网，投运 3 台 2MW 风力发电机、2MWh 储能系统和 20.74kWp 的分布式光伏，项目于 2021 年 11 月建成投产后，已保障海岛连续不间断供电，末端低压用户由历史最低值 188V 提高至 223V，大大提高了供电稳定性。

陆地方面，福建省仍存在一些地理位置较为偏远的山区、农村、近海域等远离城市主网架的末端电网。偏远地区由于人口密度较小、社会经济发展较为薄弱，电网基础设施普遍相对落后，同样存在供电可靠性较弱的问题。另一方面，分布式风电、光伏大量接入电网后，由于其出力具有波动性、间歇性的特点，如果不加以引导和控制，会造成配电网供电可靠性降低等问题。为提高区域电网供电可靠性，通过改造区域电网，形成具备一定离网运行或区域互联能力的智能微电网可以缓解乃至解决上述问题。

福建省智能微电网建设具有政策支持与顶层设计、资源禀赋与应用场景、技术积累与创新实践、市场潜力与经济效益等有利条件。一是政策支持方面，福建省通过《推进绿色经济发展行动计划》等一系列政策，推动台山岛等风光储微电网、宁德三都澳海上渔排风光储微电网等项目，将微电网纳入绿色经济核心领域。国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》明确新能源项目可以通过直连线路向电力用户直接供给绿电，使得微电网的投资建设机制更加多元开放，发电用电计划更加灵活，更深入地参与电力市场，交易价格机制更加规范，新能源自发自用比例不断提高；二是资源应用方面，福建省拥有得天独厚的新能源资源，尤其是风能和太阳能资源。沿海地区的地理环境和气候条件，为发展海上风电和分布式光伏提供了天然的优势。城市楼宇、工业园区以及海岛与偏远地区存在多元能源需求；三是研发创新方面，福建省自主开发的多指标电能质量主动治理变流器，福州、厦门等地在智能微电网的数字化转型方面走在了前列；四是市场经济方面，智能微电网可以通过削峰填谷、参与容量租赁与需求响应、绿电交易

与车网互动 V2G 等方式，为企业降低用电成本提供了广阔的空间，积极探索了“微电网+虚拟电厂”聚合模式等商业模式创新。

3.2 福建省智能微电网建设面临的挑战

智能微电网是提升电网对清洁能源接纳能力的关键举措，需通过智能化改造和微电网建设，解决新能源消纳与电网稳定性问题。微电网的建设主要以保障特殊重要用户供电可靠性需求和满足偏远地区电力供应为主，然而福建省智能微电网在实际应用中还存在诸多挑战，主要是：微电网建设、运营模式与目前电力法规存在一定的冲突，相关政策尚不明晰。其次，微电网中应用的关键设备还不够完善，国家层面缺乏统一的技术标准，而且运行技术有待深入研究和验证。此外，微电网建设的投资成本高也成为了制约微电网发展的主要因素之一。

一是微电网政策指引不明晰，影响微电网规范发展。电价政策、补贴政策和市场交易方面的支持细则和机制尚未落实，福建省在 2023 年调整了峰谷价差等电价政策，调整后尖峰时段仅在 7-9 月执行，峰谷价差系数也降低，而微电网难以通过参与电力辅助服务等方式获取更多收益。严格按照标准建设的微电网，建设成本高于同等条件下的输配电网，采用直接并网方案比采用微电网方案将更加经济。国内对微电网的专项补贴政策主要依赖地方零星试点支持，支持力度相对较小，且缺乏系统性和持续性。并且并网型微电网享受与输配电网连接的诸多红利，但后者为此提供的备用容量缺乏合理的补偿机制，增加了输配电网的负担。国内体制与市场机制改革不到位，无法发挥微电网就近供电与售电的成本优势，以及支援系统的灵活性优势。微电网项目在“源网荷储”各环节可能存在多个投资主体，各主体利益诉求不尽一致，管理模式复杂多样，全流程管理规则缺失，安全职责界定相对模糊，增加了大电网的运行风险和压力。

二是社会各界对微电网认识不统一，导致对微网与大电网协同发展的核心工作认知不同。2015 年以来，国家颁布一系列政策和技术标准指导引领微电网发展，现行国家标准侧重从技术和物理层面进行定义，概念清晰明确。但相关政策没有严格与国家标准保持一致，对微电网电压等级和指标要求不统一，难以有效指导微电网与大电网的协同运行。社

会上的呼吁和诉求，则多出于个体或局部私利，借用微电网之名，行“隔墙售电”或拉专线供电之实，将增量配电、自备电厂、趸售用户等运营形式混淆为微电网，而非真正的微电网，导致微网与大电网发展方向不匹配。

三是微电网相关技术成熟度和稳定性还未完全满足大电网的要求。现阶段，微电网多为示范项目，方案定制化程度高，相关技术的成熟度、稳定性和“含金量”需要进一步提升。在规划设计方面，高温、高湿、高盐雾的特殊自然环境增大了海岛微电网开发的难度，海岛环境对设备可靠性要求更高，现有保护技术及模式切换控制技术仍需突破。分布式电源、储能单元及交直流负荷等均通过常规电力电子装置接入直流微电网，普遍存在功能单一和不具备即插即用等问题。高密度分布式能源和多元负荷接入交直流混合微电网，需要考虑系统网架结构设计、源-网-荷-储优化配置及运行与规划紧密耦合等因素。运行控制需要快速经济地实现运行模式间的无缝转换。微电网保护技术需要研发具备更快开断速度、更高开断容量以及更高效可靠的断路器、新型直流配用电保护技术等。

四是微电网投资经济效益低，在福建省微电网的建设过程中，初始投资成本过高成为了一道难以跨越的障碍。从整体投资结构来看，储能系统成本占比突出，这在很大程度上加重了投资的负担。除了储能系统，微电网还需要叠加光伏/风电设备、控制系统等。光伏设备的成本包括光伏板、逆变器等组件的采购费用，以及安装、调试等相关费用。风电设备则涉及到风力发电机、塔筒、控制系统等多个部分，其成本也不容小觑。控制系统作为微电网的“大脑”，需要具备高度的智能化和稳定性，这也使得其研发和采购成本较高。这些设备的总投资压力巨大，对于许多投资者来说是一个巨大的挑战。针对海岛智能微电网，其地理位置和规模限制了大型吊装机具的运输和安装，此外，福建省海岛属于亚热带海洋性季风气候，台风天气发生频繁，热带气旋影响强烈，雨期集中。高温、高湿、高盐雾以及多台风的自然环境对海岛微电网建设和运维提出了新的难题。

五是微电网电价机制限制，峰谷价差是微电网进行套利的重要基础。2023年福建省调整峰谷价差政策后，微电网通过辅助服务获取收益的空间进一步受限。海岛微电网建设成本高，但专项补贴缺乏系统性支持。这种变化削弱了微电网的套利空间。在调整之前，微电网可以通过在低谷时段低价购电，在高峰时段高价售电，从而获取较大的利润。但调整后，价差缩小，利润空间被大幅压缩。

六是微电网补贴力度不足。与欧洲和日本等国家和地区相比，国内对微电网的专项补贴政策尚未完善。在欧洲和日本，政府为了鼓励微电网的发展，出台了一系列完善的补贴政策，包括建设补贴、运营补贴等。这些补贴政策在很大程度上降低了微电网的投资成本和运营风险，提高了投资者的收益预期。而在国内，微电网项目主要依赖地方零星试点支持。这种支持力度相对较小，且缺乏系统性和持续性。地方试点项目往往受到资金、政策等多种因素的限制，无法全面覆盖微电网项目的发展需求。这使得微电网项目在发展过程中面临着较大的资金压力和市场风险，难以实现大规模的推广和应用。

综上，随着分布式发电渗透率的提升，微电网凭借其能源清洁、发电方式灵活、优质储能、利用环保、形式多样等优点得到发展。但目前来看，由于内部储能设备及其控制中心价格水平较高，微电网建设投资较大，同时还没有出台针对微电网上网电价与补贴形式的相关政策，从而导致现有条件下，对于同等规模的分布式发电，采用直接并网方案比采用微电网方案将更加经济。

3.3 推进福建省智能微电网建设的方案

结合福建省的地理特征、能源结构及政策环境，需多方面协同推进，实现能源结构优化与电网智能化升级。

区域协同与低碳转型方面。积极响应“双碳”目标，打造近零碳和能源互联网示范区，以优化能源结构、提高能效并促进新能源就地消纳。

数字化与智能化方面。积极实施“数字闽电”战略，发展数字孪生电网和能源大数据中心，提高电网运行效率与安全性。

技术与产业生态方面。一是聚焦储能、智能控制与通信等核心技术，利用物联网模组实现设备互联互通，提升微电网调节能力。二是通过组建产业联盟，完善标准体系，并建立跨部门协同机制，通过财政补贴和金融创新为项目提供多元化融资支持。

技术融合与场景创新方面。一是利用丰富的可再生能源资源，建设以“光储直柔”为核心的交直流混合微电网系统。二是针对充电站、工业园区、海岛等不同场景，探索多种

分布式智能电网建设模式，以实现高可靠供电和多能协同。三是鼓励微电网通过提供灵活调节资源（如储能系统参与调峰）、虚拟电厂聚合、交直流混合与多能互补等方式，平抑大电网波动，提升电能质量，并实现可再生能源的高效利用。

市场与政策方面。一是完善并网规则与电价机制，简化审批流程，鼓励多元投资，并探索电碳融合模式。二是健全分布式智能电网技术标准，明确并网要求，实现微电网的自主调峰与配电网协同调度。三是支持新型储能技术应用，完善虚拟电厂等新业态运营机制，并鼓励新主体参与电力市场。

3.4 推进福建省智能微电网建设的建议

一是完善智能微电网项目评估体系，推动项目落地。在项目规划阶段，应明确微电网的定位，并加强与配电网的协调，确保项目与配电网的衔接和协调。针对不同类型的微电网项目，建立科学合理的评估体系，明确评估指标和方法，客观评估项目在电力系统中的作用和价值。微电网的研发和推广给予正向的鼓励和引导，支持储能、智能用电、能源互联网等重点领域示范项目，鼓励金融机构拓展适合智能电网发展的融资方式和配套金融服务。鼓励微电网项目单位通过发行企业债券、专项债券、项目收益债券、中期票据等方式直接融资，享有绿色信贷支持。

二是提出适应微电网发展的市场政策机制，包括明确与配网间的价格结算机制、内部结算机制等，实现电网服务效益的公平分配。微电网内部各主体盈利模式如下：（1）是发电收入，取决于电量和电价；（2）是电力辅助服务市场收入，主要包括调峰（补偿）收入、调频收入等；（3）是充电桩收入，主要是收取充电服务费用，同时充电桩还享受部分建设补贴政策；（4）是碳排放收益，2021年2月1日起，《碳排放权交易管理办法（试行）》（部令第19号）正式施行。全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额，碳排放配额分配以免费分配为主，可以根据国家有关要求适时引入有偿分配，通过全国碳排放权交易系统交易进行，采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式；（5）是绿电收益，绿色电力交易是指以绿色电力产品为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电公司、电力用户等市场主体出售、购买绿色电力产品的需求，并为购买绿色电力产品的电

力用户提供绿色电力证书。省级能源管理部门应会同相关部门研究制定微电网所在地区需求侧管理政策，探索建立微电网可作为市场主体参与的可中断负荷调峰、电储能调峰、黑启动等服务补偿机制，鼓励微电网作为独立辅助服务提供者参与辅助服务交易。省级价格主管部门应研究新型备用容量定价机制，由微电网运营主体根据微电网自平衡情况自主申报备用容量，统一缴纳相应的备用容量费用。

三是完善峰谷电价政策。由前述各类型微电网经济效益分析中，可见目前微电网收益主要来源于微电网内部各电源主体通过发电可获得发电收入，即较高的综合电价，项目经济效益较好，因此基于电力负荷差异的峰谷电价差异为微网电价收益带来商业盈利机会，建议完善峰谷分时电价等电价政策，优化工商业分时电价峰平谷时段划分，拉大峰谷价差，扩大尖峰电价覆盖范围，立足电网功能定位，构建新型电力系统，引导电力用户主动投入储能装置，实现削峰填谷。

四是完善储能补贴机制。随着新型电力系统加快发展，仅依靠传统的调峰电源、抽水蓄能等资源将难以充分平抑风电、光伏等清洁能源规模快速扩张对系统的冲击，需要超前探索需求侧资源市场化交易机制，以市场化手段充分激活需求侧资源参与系统调控的潜力。支持储能项目作为新型、特殊的独立市场主体身份参与电力市场，推动完善价格形成机制。

五是探索负荷聚合商交易规则未来，在需求响应发展背景下，通过需求响应管理平台注册而成的新兴服务企业“负荷聚合商”，有望成为参与需求侧响应的主体之一。聚合商以聚合分布式电源方式参与绿电交易、电力辅助服务等，将绿电减排量在碳排放核算中予以抵扣，设置“双碳”资金池，单独记账、专户管理，在用于解决可再生能源补贴缺口问题的基础上进一步服务重点微电网项目建设。

4 研究发现与行业建议

4.1 主要研究发现

福建在推动能源清洁化转型方面虽已取得显著进展，但在新型电力系统建设进程，仍面临着一系列系统性的问题。下文将重点探讨新型电力系统关键问题的识别，并侧重海上风电开发利用与智能微电网建设两大议题。

4.1.1 福建省新型电力系统建设关键问题识别

福建省在推动能源清洁化转型方面取得显著进展，清洁能源占比位居全国前列，在新型电力系统建设进程仍呈现出以下问题。一是存在清洁能源优势下的可再生能源短板。福建清洁能源对核电依赖度较高，风电、光伏等可再生能源存在短板，扣除核电后，福建省可再生能源的装机、发电及消费比重均低于全国平均水平，特别是风光发电比重差距尤为明显。二是源网荷储各环节协同不足，共性制约因素突出。电源侧以海上风电为代表的能源增量主力面临开发制约，能源存量优势价值未能充分体现；电网侧外送与内消均存在瓶颈，复杂的区域协调和不完善的市场机制限制了消纳能力；需求侧以智能微电网为代表的需求侧解决方案，资源价值挖掘不足。共性制约体现在体制机制与市场体系改革滞后于发展需求，政府跨部门协调机制有待健全，规划滞后、审批周期长。

4.1.2 福建省海上风电开发利用存在制约

海上风电是福建能源转型的重要工作，是实现能源增量、构建新型电力系统的核心。福建地处台湾海峡，独特的狭管效应造就了世界顶级的风能资源，具备发展成为国家级乃至世界级海上风电基地的卓越潜力。海上风电充分发挥资源优势，进行大规模的开发利用仍面临着一系列制约因素，系统性地抬高了开发门槛，减缓了发展步伐。一是前期工作复杂性高，不确定性风险突出。海上风电项目开发涉及海事、环保、渔业等多个领域，审批协调链条长、周期久。二是技术经济性制约严峻，市场竞争加剧收益压力。台湾海峡恶劣的自然环境对风机抗台设计、基础结构、施工窗口期和运维模式提出了极高要求，导致福建海上风电的单位造价位居全国前列。三是并网消纳与送出通道存在瓶颈。大规模海上风电的集中并网对电网的调峰和消纳能力构成巨大压力。远海风电开发所依赖的柔性直流输电等先进技术，成本高昂且国内工程经验尚不充足，构成了电力送出的技术和成本瓶颈。

4.1.3 福建省智能微电网建设存在障碍

福建省拥有众多海岛、广阔山区，配电网末端相对薄弱，同时分布式光伏等新能源正在快速发展，这些独特的地理与电网特征，为智能微电网的部署提供了极其丰富的应用场景。智能微电网作为提升特定区域供电可靠性、促进分布式能源就地消纳的关键技术，其应用价值已得到广泛认可。然而，在规模化推广过程中，其理论价值与实际效益之间存在多重壁垒。一是身份与管理体制的障碍。微电网发、配、用、储一体化的特性与当前分环节管理的电力监管体系存在冲突。其作为独立市场主体的法律地位、并网标准、调度关系、安全责任等界定尚不清晰，导致项目审批流程复杂，管理存在壁垒。二是经济性与商业模式的障碍。微电网的初始投资成本高昂，但在现行电价机制和市场环境下，其提供的可靠性、灵活性、延缓配网投资等多重价值难以量化并转化为直接的经济回报。三是技术标准与运行经验的障碍。虽然国家和行业层面已出台部分标准，但针对不同应用场景的差异化技术标准体系仍不完善。

4.2 相关行业建议

为破解福建省新型电力系统建设中的关键问题，推动能源转型有序、高效发展，报告从顶层设计、重点领域、市场机制和产业支撑四个维度，提出一系列推动协同发展的建议。

4.2.1 健全统筹协调与规划管理体系

(1) 强化省级统筹协调机制。建议由福建省政府牵头，成立一个由发展改革、能源、监管、工信、自然资源、生态环境、交通、电网公司等单位共同参与的工作小组或会议制度的平台。核心目标是统筹全省新型电力系统建设的重大规划、重大项目和重大政策，针对海上风电、跨省输电通道等涉及多部门、跨领域的复杂项目，实行快速决策和并联审批，从而有效解决规划冲突、要素保障和审批瓶颈问题，显著提高决策与落地效率。

(2) 优化电力规划衔接。在编制中长期能源电力发展规划时，强化其与国土空间规划、海洋功能区划、生态保护红线、产业发展规划等的深度融合。组织统筹全省新能源与电网发展空间潜力，通过科学划定各类资源开发的适宜区、限制区和禁止区，为项目开发提供明确依据，从源头上避免后续的规划冲突，并为重要的海上风电场址、送出通道走廊、陆上配套设施以及抽水蓄能站址等战略性资源预留充足的发展空间。

(3) 建立规划动态评估机制。为确保规划的科学性、前瞻性和可实施性，应当改变传统规划周期固定的模式，建立年度或两年一度的规划执行评估与动态调整机制，及时响应新能源技术迭代、市场环境变化和成本下降趋势，对规划目标、项目布局和建设时序进行灵活调整，使规划能够始终紧跟行业发展。

4.2.2 优化重点领域政策与审批

(1) 针对海上风电：在疏通审批瓶颈方面，应积极向国家层面争取支持，探索建立涉海事项的绿色通道，并在省级层面推行一体化联合审批，为企业提供清晰稳定的政策预期。在优化竞争配置机制方面，调整当前以低电价为为主的竞争模式，转为包含技术方案、产业带动、系统友好性和电价等维度的合理竞争，引导电力市场健康发展。在加强并网与送出保障方面，要求电源与电网送出工程同步规划、同步建设，并探索建立合理的送出工程投资分摊机制，减轻项目主体的投资压力。

(2) 针对智能微电网：研究出台省级管理办法或实施细则，明确其法律地位、权责归属，并根据不同应用场景制定差异化的技术标准和运行规则。为使其多重价值得以实现，应构建多元化的价值实现机制，包括允许其与内部用户协商制定内部供电价格、探索隔墙售电试点。支持其作为一个整体公平参与电网的调峰、调频等辅助服务市场并获取收益。研究出台针对性的容量电价或备用容量补偿政策，为保障供电可靠性而进行的投资给予合理回报。

4.2.3 创新市场机制与价格信号引导

(1) 优化新能源项目配置与价值实现机制。大力发展福建省内的绿电交易市场，通过鼓励工商业用户直接购买绿色电力、积极融入全国绿证市场等方式，使新能源的环境价值得以显性化和市场化。为新能源项目提供电价之外的额外收益，有效引导全社会绿色消费。

(2) 健全辅助服务市场与成本疏导机制。建议推动建立覆盖更广、品种更全的省级辅助服务市场，引入爬坡、转动惯量等新品种，并允许新型储能、虚拟电厂等新兴主体公平参与。同时，必须建立市场化的补偿机制和合理的分摊机制，由导致系统调节需求增加的主体和受益方共同承担费用，形成“谁产生、谁承担，谁受益、谁付费”的良性循环。

(3) 完善适应新型主体的电价政策体系。进一步优化工商业分时电价政策，通过适度拉大峰谷价差、增设或延长尖峰电价时段等方式，强化价格信号的激励作用。此举将极大提高用户侧储能的经济性，引导用户主动通过配置储能或调整用电行为实现“削峰填谷”，从而为电网提供宝贵的灵活性资源，降低系统运行成本。

4.2.4 加强关键技术攻关与产业支撑

(1) 聚焦关键技术，组织协同攻关。建议设立省级能源领域科技重大专项，通过“产学研用”深度融合的模式，鼓励龙头企业牵头组建创新联合体，重点支持超大型抗台风风电机组、漂浮式基础、柔性直流输电、海上风电制氢、微电网控制器、高安全长寿命低成本储能、先进能量管理系统以及电力系统数字孪生等关键核心技术的研发、示范与产业化。

(2) 培育壮大本土高端制造与服务产业。依托福建现有产业基础，通过政策引导和

精准招商，补齐产业链短板，吸引关键零部件、高端装备制造、专业化运维服务等企业落地。大力支持省内龙头企业发展，鼓励其牵头或参与国家及行业标准制定，形成具有国际竞争力的产业集群。

（3）构建多层次人才培养体系。加强省内高校在新能源、储能、智能电网等相关学科的建设，并大力推动校企合作，建立实训基地，培养既懂技术又懂市场的复合型人才。同时，应实施更加积极灵活的人才引进政策，通过提供优厚的待遇和良好的发展平台，吸引国内外高端人才和顶尖团队来闽创新创业，为福建省新型电力系统建设提供坚实的人才保障。

参考文献

- [1] 福建省统计局 .2024 年福建省国民经济和社会发展统计公报 [R/OL].(2025-03-13)[2025-08-03].https://tjj.fj.gov.cn/xxgk/tjgb/202503/t20250313_6779048.htm.
- [2] 国家统计局 . 中华人民共和国 2024 年国民经济和社会发展统计公报 [R/OL].(2025-02-28)[2025-08-03].https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202502/t20250228_1958817.html.
- [3] 刘晓宇 . 福建 海上风电建设跑出加速度 [N/OL]. 人民日报 (2022-04-03)[2025-08-03].<https://www.peopleapp.com/column/30035597924-500005093997>.
- [4] 国网福建省电力有限公司 .2024 年 12 月福建省电力供需及电网建设情况 [EB/OL]. (2025-01-24)[2025-08-03]. http://fepa.com.cn/Informationmonthly_info.aspx?newsid=74376&NewsCateId=&CateId=.
- [5] 胡松坤 . 支持福建打造东南清洁能源大枢纽——访全国政协委员阮前途 [N/OL]. 福建日报 (2025-03-09)[2025-08-03].https://fjrb.fjdaily.com/pc/con/202503/09/content_435458.html.



自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: 010-5332-1910
www.nrdc.cn