



深圳市电力行业协会  
Shenzhen Electrical Power Trade Association

2024 **NO.52**

11-12 月刊

# 深电 信息

深圳市电力行业协会 编

## SHENZHEN ELECTRIC POWER INFORMATION



虚拟电厂：

# 聚荷赋能 圳创未来！



深圳市电力行业协会  
Shenzhen Electrical Power Trade Association





《深电信息》（原《深圳电力资讯》）于 2013 年 10 月创刊，它是一份面向深圳电力行业发行的会员类刊物，双月刊。

### 编辑委员会

主 任： 王益军  
委 员： 刘 猛 陈自强 廖晓霞 屠方魁  
蔡宗光 赵桂霞 符晓洪 包春霞

### 编辑部

主 编： 戴志勇  
编 辑： 宾 赛 郑志宇 竺 军 姜 波  
陈卓萍 刘敬楠 莫思佳 张一淼  
文字编辑： 李福权 李 婧 涂昊曦 彭 澎  
焦丰顺 徐 笑 李植鹏 崔建磊  
林育艺

美术指导： 琪 琪

美术编辑： 欧 桃

校 对： 欧 桃 姜 波 张一淼

发 行： 深圳市电力行业协会

电 话： 0755 - 8893 5378

地 址： 深圳市罗湖区桂园街道深南东路  
4020 号深圳市电力行业协会

邮 箱： szdlhangxie@163.com

本刊仅供深圳市电力行业协会会员单位内部研究交流。本刊所载的内容，仅代表该媒体和作者的立场和观点。

# SHENZHEN ELECTRIC POWER INFORMATION 目录

## 政情瞭望

- 国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见 ..... 05
- 国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知 ..... 10
- 国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》的通知 ..... 14

## 政策解读

- 国家能源局有关负责同志就《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》答记者问 ..... 20
- 一图读懂 | 强制性国家标准《电动汽车供电设备安全要求》 ..... 23

## 协会信息

- 深圳供电局有限公司联合深圳市电力行业协会开展 2024 年第二批配网不停电作业人员技能考评工作..... 27
- 深圳市电力行业协会一行赴广东省电力行业协会交流学习 ..... 29
- 深圳市电力行业协会一行赴广东省能源协会交流学习 ..... 30

## 专题报道

- 建设“超充之城”——深圳的“油电反转”实验..... 32
- 深圳类脑 AI 技术获省级工程认证，揭示未来智能管理新趋势 ..... 34

## 前沿技术

- 基于 DRU-HVDC 海上风电送出系统的关键技术研究 ..... 37

- 考虑需求侧管理和网络重构的配电网新能源承载能力评估..... 43
- 微型光伏并网逆变器实现高效变换的关键技术..... 50
- 微型燃气轮机在电力系统中的应用：用途与控制技术..... 55

## 高交会专版

- 新型电力系统及设备升级改造技术交流会..... 62
- 领导巡展及展会精彩图片 ..... 63
- 首届绿色电力装备设计大赛..... 64
- 中国电力联合会授牌仪式..... 65

## 专委会专版

- “漂浮光伏”助力印尼能源转型..... 67
- AI 大模型助力电力企业数字化转型 ..... 69
- 低碳新能源：可持续发展的核心动力..... 74
- 分布式光伏并网对配电网电能质量的影响..... 76
- 海上风电制氢技术发展现状..... 80
- 深圳市氢能产业技术经济分析与发展建议..... 82



## 国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见

发改能源〔2024〕1537号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、工业和信息化主管部门、住房城乡建设厅（委、管委、局）、交通运输厅（局、委）、能源局、数据管理部门，国家能源局各派出机构：

为全面贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，深入落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和重大决策部署，促进绿色低碳循环发展经济体系建设，推动形成绿色低碳的生产方式和生活方式，现就大力实施可再生能源替代行动，制定意见如下。

### 一、总体要求

大力实施可再生能源替代，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持统筹谋划、安全替代，正确处理传统能源和新能源“破”与“立”的关系，源网荷储一体推进，全面提升可再生能源安全可靠供应能力；供需统筹、有序替代，统筹可再生能源供给与重点领域绿色能源消费，加快推进增量替代，稳步扩大存量替代，稳妥推动可再生能源有序替代传统化石能源；协同融合、多元替代，协同推进可再生能源与工业、交通、建筑、农业农村等领域融合替代，经济高效推进发电、供热、制气、制氢多元发展和替代；科技引领、创新替代，大力推动新技术攻关试点，创新体制机制，加快培育可再生能源替代的新场景、新模式、新业态。“十四五”重点领域可再生能源替代取得积极进展，2025年全国可再生能源消费量达到11亿吨标煤以上。“十五五”各领域优先利用可再生能源的生产生活方式基本形成，2030年全国可再生能源消费量达到15亿吨标

煤以上，有力支撑实现2030年碳达峰目标。

### 二、着力提升可再生能源安全可靠替代能力

（一）全面提升可再生能源供给能力。加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，推动海上风电集群化开发。科学有序推进大型水电基地建设，统筹推进水风光综合开发。就近开发分布式可再生能源。稳步发展生物质发电，推动光热发电规模化发展。加快提升可再生能源资源评估、功率预测、智慧调控能力。推进构网型新能源、长时间尺度功率预测等新技术应用。因地制宜发展生物天然气和生物柴油、生物航煤等绿色燃料，积极有序发展可再生能源制氢。促进地热能资源合理高效利用，推动波浪能、潮流能、温差能等规模化利用。推动建立可再生能源与传统能源协同互补、梯级综合利用的供热体系。

（二）加快可再生能源配套基础设施建设。推进柔性直流输电、交直流混合配电网等先进技术迭代，加快建设数字化智能化电网。加强可再生能源

和电力发展规划的衔接，推动网源协调发展。推动电网主干网架提质升级，加强跨省跨区输电通道建设，优化调度控制，优先调度可再生能源电力。持续优化配电网网架结构，加快配电网一、二次融合和智能化升级，优化配电网调度机制，提升配电网灵活性和承载力，支撑分布式可再生能源快速发展。加强热力、燃气管网及氢能供应网络等基础设施建设和升级改造，强化管网互联互通，就近接纳更多非电可再生能源。

（三）深入挖掘需求侧资源调控潜力。积极拓宽需求响应主体范围，加快构建需求响应资源库。鼓励具备充放电能力的需求响应主体参与电力市场。支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价、拉大现货市场限价区间等手段引导电力用户调整用电行为。强化工业、建筑、交通等重点领域电力需求侧管理，优化工艺和生产流程，以可中断负荷、可控负荷等方式参与电力系统调节。

（四）多元提升电力系统调节能力。加强煤电机组灵活性改造，推动自备电厂主动参与调峰，优化煤电调度方式，合理确定调度顺序和调峰深度。研究推进大型水电站优化升级，有序建设抽水蓄能电站。加强新型储能技术攻关和多场景应用。推进长时储热型发电、热电耦合、中高温热利用等光热应用。鼓励生物质发电项目提供调峰等辅助服务。

### 三、加快推进重点领域可再生能源替代应用

（五）协同推进工业用能绿色低碳转型。科学引导工业向可再生能源富集、资源环境可承载地区有序转移，强化钢铁、有色、石化化工、建材、纺织、造纸等行业与可再生能源耦合发展。提高短流程炼钢占比，在冶金、铸造、建材、日用玻璃、有色、

化工等重点行业推广电锅炉、电窑炉、电加热等技术。在工业园区、大型生产企业等周边地区开展新能源源网荷储一体化项目，推动工业绿色微电网建设应用、绿色电力直接供应和燃煤自备电厂替代。加快在造纸、印染、食品加工等领域推广可再生能源中低温热利用。在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢氨醇一体化基地。在保障好居民冬季取暖前提下推进热电联产机组供热范围内燃煤锅炉关停整合，因地制宜推进耦合生物质燃烧技术改造，鼓励发展大容量燃煤锅炉掺绿氨燃烧。加快推动油气勘探开发与可再生能源融合发展，打造低碳零碳油气田。

（六）加快交通运输和可再生能源融合互动。建设可再生能源交通廊道。鼓励在具备条件的高速公路休息区、铁路车站、汽车客运站、机场和港口推进光储充放多功能综合一体站建设。加快发展电动乘用车，稳步推进公交车电动化替代，探索推广应用新能源中重型货车。积极探索发展电气化公路，加大铁路电气化改造力度。推进船舶靠港使用岸电，鼓励绿色电动智能船舶试点应用。推动可持续航空燃料应用，开展电动垂直起降航空器试点运行。有序推广车用绿色清洁液体燃料试点应用。支持有条件的地区开展生物柴油、生物航煤、生物天然气、绿色氢氨醇等在船舶、航空领域的试点运行。

（七）深化建筑可再生能源集成应用。把优先利用可再生能源纳入城镇的规划、建设、更新和改造。推动城镇新建建筑全面执行绿色建筑标准，不断提高可再生能源电力、热力和燃气的替代要求。推广超低能耗、近零能耗建筑，发展近零碳建筑，推动建筑柔性用电技术应用。推动既有建筑屋顶加装光伏系统，推动有条件的新建厂房、新建公共建筑应

装尽装光伏系统。推动新建公共建筑全面电气化，推广电热泵热水器、高效电磁炉灶等替代燃煤燃气产品，推动高效直流电器与设备应用。在太阳能资源较丰富地区及有稳定热水需求的建筑中积极推广太阳能热应用。因地制宜推进地热能、空气源热泵和集中式生物质能等供热制冷应用，偏远地区可按照就地取材原则利用户用生物质成型燃料炉具供暖。

（八）全面支持农业农村用能清洁化现代化。在具备条件的农村地区积极发展分散式风电和分布式光伏发电。推进农林废弃物、禽畜粪污等与农村有机垃圾等协同处理，合理布局生物质发电、集中式生物质清洁供暖和生物天然气项目。加快农村能源基础设施改造升级，探索推进微电网（微电网）建设。推进有条件地区生物天然气进入管网，因地制宜推进乡镇集中供热，优先利用地热能、太阳能等供暖，逐步减少直至禁止煤炭散烧。推动农村生产生活电气化改造升级，建设乡村能源站，提高农村能源公共服务能力。结合数字乡村建设提升乡村智慧用能水平，将乡村能源设施建设纳入乡村建设项目库，高质量建设农村能源革命试点。

（九）统筹新基建和可再生能源开发利用。加强充电基础设施、加气站、加氢站建设，完善城乡充电网络体系。优化新型基础设施空间布局，推动5G基站、数据中心、超算中心等与光伏、热泵、储能等融合发展。推动人工智能、物联网、区块链等与可再生能源深度融合发展。支持新型基础设施发展绿电直供、源网荷储一体化项目，开展绿证绿电交易和“绿电园区”建设，提高“东数西算”等战略工程中的新能源电力消费占比。支持国家枢纽节点中具有冷水资源的地区建设大数据中心。有序开展老旧基站、“老旧小散”数据中心绿色技术改造。

推动新建数据中心逐年稳步提升可再生能源使用比例。

### 四、积极推动可再生能源替代创新试点

（十）加快试点应用。开展深远海漂浮式海上风电、年产千万立方米级生物天然气工程等试点应用，推动光热与风电光伏深度联合运行。在工厂和园区开展绿色直供电试点，推进构网型、孤网运行、自备性质的可再生能源综合利用工程试点。结合资源条件因地制宜推进大型燃煤发电锅炉掺烧农林废弃物等耦合生物质燃烧技术改造。鼓励引导可再生能源设备更新升级和废旧设备设施循环利用。在钢铁、有色金属、石化化工和建材等领域推广低碳零碳生产工艺和工业流程再造技术应用。开展氢冶金和氢基化工技术推广应用。推动光储端信产业融合创新，探索开展光储充放一体化试点。支持园区、企业、大型公共建筑等开展发供用高比例新能源试点，大幅提升新能源电力消费占比。在具备基础的国家和省级经济开发区，以市场化方式打造新增能源消费100%由可再生能源供给的绿色能源试点园区。

（十一）推动业态融合创新。推动工业、交通、建筑、农业、林业等与可再生能源跨行业融合，推进光伏治沙、光伏廊道和海洋牧场等深层次立体化发展，形成深度融合、持续替代的创新替代发展局面。支持数字能源、虚拟电厂、农村能源合作社等新型经营主体发展壮大，培育适应能源清洁、高效、安全替代的新业态。鼓励能够促进可再生能源多品种、多领域、多形态替代的商业模式创新，大力发展能够支持供需高效协同的综合能源服务，加快车网互动、电碳资产管理等新商业模式落地。

### 五、强化可再生能源替代保障措施

(十二) 健全法律法规标准。建立健全支持可再生能源优先利用的法律法规，结合能源法、可再生能源法、电力法、节约能源法等制修订，明确各类主体在可再生能源开发利用中的相关权利义务和法律责任。加快完善可再生能源领域相关标准体系。结合重点领域标准制修订，将可再生能源替代利用纳入各领域绿色低碳发展标准规范体系。强化标准和规范实施，推进实施效果评价。

(十三) 完善绿色能源消费机制。全面落实非化石能源不纳入能源消耗总量和强度控制要求，使用绿证作为可再生能源电力消费核算的基础凭证，加强绿证与节能降碳政策的有效衔接。完善可再生能源电力消纳责任权重机制，将消纳责任落实到重点用能单位，加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束。加快建立基于绿证的绿色电力消费认证机制。

推进绿证绿电与全国碳市场衔接。将绿色电力消费要求纳入绿色产品评价标准，拓展绿色产品认证目录，研究制定政府采购支持绿色产品相关政策，推动主要采用绿色电力生产的产品享受绿色金融等政策。

(十四) 落实科技财政金融支持政策。利用好首台（套）重大技术装备推广应用有关政策和国家重点研发计划重点专项，支持可再生能源替代关键技术研发和试点应用。建立健全绿色金融机制，支持各领域各类主体投资可再生能源替代利用及基础设施建设和升级。鼓励开展信贷产品和服务创新，按照市场化法治化原则提供长期稳定融资支持。

(十五) 健全市场机制和价格机制。深化新能源上网电价市场化改革，建立和完善适应可再生能源特性的电力中长期、现货和辅助服务市场交易机制，支持可再生能源发电项目与各类用户开展直接



交易及与用户签订多年购售电协议。推动具备提供辅助服务能力的可再生能源发电或综合利用系统公平参与辅助服务市场。建立健全可再生能源供热、生物天然气、清洁低碳氢的市场机制。建立健全储能价格机制。对实行两部制电价集中式充换电设施用电在规定期限内免收需量（容量）电费。稳妥有序推动分布式新能源发电参与市场化交易，促进分布式新能源就近消纳。加强新能源在公平接入电网、参与电力市场及消纳利用等方面的监管。

(十六) 深化推进国际合作。加强与共建“一带一路”国家的绿色能源合作，深化绿色能源务实合作，推动建成一批绿色能源最佳实践项目。建立清洁能源国际合作统计分析平台，推动工业、交通、建筑、农业农村等重点领域可再生能源应用先进技术装备研发的国际合作。支持与国际机构开展绿证绿电交流，推动绿证走出去。推进“一带一路”科技创新行动计划，开展联合研究及交流培训。

(十七) 加强宣传引导。动员全民参与可再生能源替代行动，组织开展城市、乡村、社区、园区

可再生能源应用培训和试点活动，大力支持可再生能源产品的销售和使用，促进居民践行和推广绿色生活方式。

各级发展改革、能源、工业和信息化、交通运输、住房和城乡建设、农业农村、科技、财政、自然资源、生态环境、金融、数据、铁路、民用航空等部门按照职能分工加强协同配合，加强统筹协调和督促指导，推进本意见组织实施。各地区要充分认识可再生能源替代行动的重要性、紧迫性，结合本地区经济社会发展实际，以及新型电力系统建设工作，切实加快推进可再生能源替代。

国家发展改革委

工业和信息化部

住房城乡建设部

交通运输部

国家能源局

国家数据局

2024年10月18日



# 国家能源局关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位：

在碳达峰碳中和目标指引下，新能源装机占比快速提升，新型储能、虚拟电厂、分布式智能电网等新型并网主体广泛涌现，新型电力系统建设取得显著进展。但由于新能源和新型并网主体涉网安全管理相关规范标准较为分散，个别新型并网主体尚未纳入统一调度，导致涉网安全管理出现部分真空，影响电力系统安全稳定运行。为深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实《国家发展改革委国家能源局关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》《国家发展改革委国家能源局关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，进一步提升新能源和新型并网主体涉网安全能力，强化现有安全管理规范标准的刚性执行，现就有关事项通知如下。

## 一、准确把握涉网安全管理工作的总体要求

（一）高度重视涉网安全管理工作。加强新能源和新型并网主体涉网安全管理，保障其安全稳定运行，是服务新型电力系统高质量发展的基础和前提，并网主体一旦发生并网安全事故，既损害当前利益，更给行业长期发展带来不利影响。各单位要紧扣新形势下能源转型和电力保供目标，以高度的责任感和使命感，创新安全管理模式，有效管控安全风险，坚决防范并网安全事故发生。

（二）科学界定涉网安全管理范围。国家能源局派出机构应当会同地方电力管理部门，综合考虑系统安全需要、技术经济性及并网主体承受能力等

实际情况，根据新能源和新型主体并网类型、容量规模、接入电压等级、系统运行特性等，科学界定辖区内新能源和新型并网主体涉网安全管理范围，把必须管住的管到位。对于已纳入涉网安全管理范围但暂不满足涉网管理要求的存量新能源和新型并网主体，国家能源局派出机构应会同地方电力管理部门科学制定改造方案并稳妥推进。

（三）压实各方涉网安全管理责任。电力调度机构要加强对纳入涉网安全管理范围的新能源和新型并网主体的统一调度管理，依据有关法律法规和标准规范，做好涉网二次系统和监控系统的技术监督工作。电网企业要加强电网安全风险管控，为并网主体安全并网提供保障。纳入涉网安全管理范围

的新能源和新型并网主体的业主（单位）要严格履行主体责任，接受电力调度机构统一调度，执行涉网安全管理规章制度，满足系统安全稳定运行需求。

## 二、切实提升涉网安全性能

（四）优化涉网管理服务。电力调度机构要加强对并网主体的专业培训，帮助并网主体提升技术人员专业水平和工作能力。前置参与并网主体的设计、建设过程，畅通沟通渠道，及时指导并网主体解决遇到的涉网技术问题。并网前，电力调度机构要严格审核纳入涉网安全管理范围内的并网主体提供的涉网性能型式试验报告，报告应由具备 CNAS/CMA 资质（中国合格评定国家认可委员会认可或中国计量认证）或同等资质能力的第三方机构出具，审核同意后方可并网；并网后，电力调度机构要强化运行过程中的涉网性能评估，及时提出改进要求，确保涉网性能稳定。

（五）推动并网主体友好并网。新能源和新型并网主体的业主（单位）要对照《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）、《电力系统网源协调技术导则》（GB/T 40594-2021）以及风电、光伏、储能相关的国家标准及行业标准等规定要求，组织实施工程项目建设，保证继电保护、安全稳定控制装置、通信设备等二次系统配置符合要求，避免“带病并网”。其中，远端汇集（大基地等）的集中式新能源应具备快速调压、抑制宽频振荡等支撑能力，必要时配置调相机等装置，防止大规模脱网。

（六）推进技术创新与涉网技术标准制修订。积极开展新能源和新型并网主体涉网技术的研究验证及推广应用，提升其安全替代能力。推进新技术、

新设备的并网标准制修订工作，逐步构建与新型电力系统发展相适应的涉网安全性能。

## 三、加强涉网参数管理

（七）规范涉网参数管理流程。电力调度机构要加强对纳入涉网安全管理范围的并网主体涉网参数的统一管理。并网主体涉网安全相关设备的控制逻辑和参数、涉网保护定值等不得擅自调整，关键技术参数的升级或改造相关方案应经充分论证并提交电力调度机构审核同意后实施。控制逻辑或参数发生变化后，应在规定时间内开展涉网性能复核测试，确保满足涉网性能要求。

（八）强化建模及参数实测管理。电力调度机构要基于并网主体实测建模，对高比例电力电子设备接入电网开展电磁暂态仿真或机电-电磁混合仿真校核。并网主体要根据电力系统稳定计算分析要求，开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测，并网前并网主体应向电力调度机构提供并网发电设备相应型号的电磁暂态和机电暂态模型。未纳入涉网安全管理范围的新能源和新型并网主体，可由设备厂家代为提供。

（九）落实涉网参数复测要求。电力调度机构要完善并网主体涉网参数全周期、精细化管理机制，确保电力系统稳定计算分析结论科学准确。并网主体的 AGC、AVC、SVG、一次调频等涉网参数应定期开展复测，复测周期不应超过 5 年，检测应由具备 CNAS/CMA 资质或同等资质能力的第三方机构开展，试验方案、试验结果和试验报告应经电力调度机构审核确认。

#### 四、优化并网接入服务

（十）加强接入电网安全风险评估。电网企业要深入研究分析分布式新能源接入安全风险，配合做好分布式新能源接入电网承载力评估工作，引导分布式新能源科学布局、安全接入、高效消纳。地方电力管理部门在开展分布式新能源接入电网承载力评估工作时，应充分考虑分布式新能源接入对电网安全运行的影响。

（十一）执行并网调度协议管理。电力调度机构要坚持统一调度、分级管理，组织纳入涉网安全管理范围的新能源和新型并网主体签订并网调度协议。电力调度机构在与虚拟电厂签订并网调度协议时，可根据聚合可调节资源所在电网物理电气分区不同，将聚合可调节资源划分为一个或多个虚拟电厂单元。虚拟电厂内部接入的电源，要按照并网

电源要求进行涉网安全管理，虚拟电厂整体执行运行管理要求，不涉及涉网参数和性能管理。

（十二）强化并网接入过程管控。纳入涉网安全管理范围的新能源和新型并网主体应组织开展并网验收工作，确保一、二次设备及各类系统满足并网要求。电网企业及其电力调度机构应做好并网主体涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作，条件不满足的不得并网。并网后，各并网主体应完成全部涉网试验，在规定时间内将合格的试验结果提交电力调度机构。

#### 五、强化并网运行管理

（十三）强化容量变更管理。地方电力管理部门要会同电网企业建立新能源和新型并网主体容量（包括交流侧及直流侧）变更的申请、审核、测试



等管理机制，电网企业要完善并网主体停运、检修管理流程，确保并网主体并网运行期间发电及调节能力得到有效管控。并网主体要严格执行容量变更管理流程，严禁私自变更容量。

（十四）加强调控能力和信息采集能力建设。纳入涉网安全管理范围的并网主体应具备接收和执行电力调度机构控制和调节指令的能力，满足电网运行“可调可控”要求。并网主体应按照电网运行“可观可测”要求，实时上传主要设备运行信息，包括但不限于有功功率、无功功率、电压、电流等遥测量和主要设备位置、重要保护信号等遥信量，以及并网调度协议要求的其他信息。信息上传应满足分钟级采集要求，相关运行信息和调度控制功能应接入调度系统，通信方式、通信协议应满足电力调度机构要求。

（十五）强化虚拟电厂运行管理。纳入涉网安全管理范围的虚拟电厂按月向电力调度机构提交可调节资源清单和变更申请，月内原则上不得随意变换可调节资源及其容量，确需调整的，应在调整前向电力调度机构提交变更申请。虚拟电厂开展实时运行监测，实时掌握聚合可调节资源的运行状态，自动接收、严格执行参与市场的出清结果，并及时向市场运营机构自动报送执行情况，严禁私自篡改各类数据。

（十六）强化网络安全管理。并网主体要严格执行网络安全相关法律法规、国家标准及行业标准要求，优化电力监控系统网络安全防护体系，强化供应链安全管控，禁止擅自设置或预留任何外部控制接口。采用云平台等互联网技术进行监测的新能源和新型并网主体，应当按照法规、标准，安装网

络安全监测、隔离装置等网络安全设施，并向相应调度机构备案。虚拟电厂的技术支撑系统（或平台）的涉控功能的网络安全防护应当严格落实《电力监控系统安全防护规定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2014 年第 14 号令）要求。

（十七）强化通信运行管理。接入电力通信网的新能源和新型并网主体通信设备的运行条件应符合电力通信网运行要求，并由专人维护，通信设备应纳入电力通信网管系统统一管理，并严格执行通信调度运行检修管理要求。上送至电力调度机构的信息应完整、齐全、准确，通讯链路应可靠稳定。

#### 六、营造安全发展环境

（十八）健全监督管理机制。国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门应加强涉网安全监督管理，健全监督管理协调机制，定期组织对电网企业及其电力调度机构、并网主体开展监督检查。电力调度机构应加强并网主体涉网安全管理，对于并网主体为规避电力调度机构调控而采取破坏通信设备设施等的行为，要严肃调度纪律并按照相关规定进行考核，必要时按照规定履行电网解列程序，并将情况报告国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门。

（十九）加强宣传引导工作。加强政策文件宣传和解读，强化安全共治意识，凝聚安全发展共识，营造有利于并网主体发展的安全环境。积极宣传正面典型，及时总结推广各地在实践中探索的先进经验和有效做法。

国家能源局  
2024 年 9 月 30 日

# 国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》的通知

国能发新能规〔2024〕67号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关中央企业，水规总院、电规总院、各有关协会：

为贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，健全绿色低碳发展机制，按照《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）有关要求，我们制定了《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局  
2024年8月26日

## 可再生能源绿色电力证书 核发和交易规则

### 第一章 总 则

第一条为规范可再生能源绿色电力证书（Green Electricity Certificate（GEC），以下简称绿证）核发和交易，依法维护各方合法权益，根据《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）等要求，制定本规则。

第二条本规则适用于我国境内生产的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目电量对应绿证的核发、交易及相关管理工作。

第三条绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。绿证核发和交易应坚持“统一核发、交易开放、市场竞争、信息透明、全程可溯”的原则，核发由国家统一组织，交易面向社会开放，价格通过市场化方式形成，信息披露及时、准确，全生命周期数据真实可信、防篡改、可追溯。

### 第二章 职责分工

第四条国家能源局负责绿证具体政策设计，制定核发交易相关规则，指导核发机构和交易机构开展具体工作。

第五条国家能源局电力业务资质管理中心（以下简称国家能源局资质中心）具体负责绿证核发工作。

第六条电网企业、电力交易机构、国家可再生能源信息管理中心配合做好绿证核发工作，为绿证核发、交易、应用、核销等提供数据和技术支撑。

第七条绿证交易机构按相关规范要求负责各自绿证交易平台建设运营，组织开展绿证交易，并按要求将交易信息同步至国家绿证核发交易系统。

第八条绿证交易主体包括卖方和买方。卖方为已建档立卡的发电企业或项目业主，买方为符合国家有关规定的法人、非法人组织和自然人。买方和卖方应依照本规则合法合规参与绿证交易。交易主体可委托代理机构参与绿证核发和交易。

第九条电网企业、电力交易机构、发电企业或项目业主，以及交易主体委托的代理机构，应按要求及时提供或核对绿证核发所需信息，并对信息的真实性、准确性负责。电网企业还应按相关规定，做好参与电力市场交易补贴项目绿证收益的补贴扣减。

### 第三章 绿证账户

第十条交易主体应在国家绿证核发交易系统建立唯一的实名绿证账户，用于参与绿证核发和交易，

记载其持有的绿证情况。其中：

卖方在国家可再生能源发电项目信息管理平台完成可再生能源发电项目建档立卡后，在国家绿证核发交易系统注册绿证账户，注册信息自动同步至各绿证交易平台。买方可在国家绿证核发交易系统注册绿证账户，也可通过任一绿证交易平台提供注册相关信息，注册相关信息自动推送至国家绿证核发交易系统并生成绿证账户。省级专用账户通过国家绿证核发交易系统统一分配，由各省级发改、能源主管部门统筹管理，用于参与绿证交易和接受无偿划转的绿证。国家能源局资质中心可依据补贴项目参与绿色电力交易相关要求，设立相应的绿证专用账户。

第十一条交易主体注册绿证账户时应按要求提交营业执照或国家认可的身份证明等材料，并保证账户注册申请资料真实完整、准确有效。其中卖方还须承诺仅申领中国绿证、不重复申领其他同属性凭证。

第十二条当注册信息发生变化时，交易主体应及时提交账户信息变更申请。账户可通过原注册渠道申请注销，注销后交易主体无法使用该账户进行相关操作。

### 第四章 绿证核发

第十三条可再生能源发电项目电量由国家能源局按月统一核发绿证，稳步提升核发效率。

第十四条对风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源

发电项目上网电量，以及 2023 年 1 月 1 日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目上网电量，核发可交易绿证。对项目自发自用电量和 2023 年 1 月 1 日（不含）之前的常规存量水电项目上网电量，现阶段核发绿证但暂不参与交易。

可交易绿证核发范围动态调整。

第十五条 1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量。不足核发 1 个绿证的当月电量结转至次月。

第十六条绿证核发原则上以电网企业、电力交易机构提供的数据为基础，与发电企业或项目业主提供数据相对。

电网企业、电力交易机构应在每月 22 日前，通过国家绿证核发交易系统推送绿证核发所需上月电量信息。

对于自发自用等电网企业无法提供绿证核发所需电量信息的，可再生能源发电企业或项目业主可直接或委托代理机构提供电量信息，并附电量计量等相关证明材料，还应定期提交经法定电能计量检定机构出具的电能量计量装置检定证明。

第十七条国家能源局资质中心依托国家绿证核发交易系统开展绿证核发工作。对于电网企业、电力交易机构无法提供绿证核发所需信息的，国家可再生能源信息管理中心对发电企业或项目业主申报数据及材料初核，国家能源局资质中心复核后核发相应绿证。

## 第五章 交易及划转

第十八条绿证既可单独交易；也可随可再生能源电量一同交易，并在交易合同中单独约定绿证数



量、价格及交割时间等条款。

第十九条绿证在符合国家相关规范要求的平台开展交易，目前依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京、广州电力交易中心开展绿证单独交易；依托北京、广州、内蒙古电力交易中心开展跨省区绿色电力交易，依托各省（区、市）电力交易中心开展省内绿色电力交易。

绿证交易平台按国家需要适时拓展。

第二十条现阶段绿证仅可交易一次。绿证交易最小单位为 1 个，价格单位为元 / 个。

第二十一条绿证交易的组织方式主要包括挂牌交易、双边协商、集中竞价等，交易价格由市场化方式形成。国家绿证核发交易系统与各绿证交易平台实时同步待出售绿证和绿证交易信息，确保同一绿证不重复成交。

（一）挂牌交易。卖方可同时将拟出售绿证的数量和价格等相关信息在多个绿证交易平台挂牌，买方通过摘牌的方式完成绿证交易和结算。

（二）双边协商交易。买卖双方可自主协商确定绿证交易的数量和价格，并通过选定的绿证交易平台完成交易和结算。鼓励双方签订省内、省间中长期双边交易合同，提前约定双边交易的绿证数量、价格及交割时间等。

（三）集中竞价交易。按需适时组织开展，具体规则另行明确。

第二十二条可交易绿证完成交易后，交易平台应将交易主体、数量、价格、交割时间等信息实时

同步至国家绿证核发交易系统。国家能源局资质中心依绿证交易信息实时做好绿证划转，划转后的绿证相关信息与对应交易平台同步。

对 2023 年 1 月 1 日（不含）前投产的存量常规水电项目对应绿证，依据电网企业、电力交易机构报送的水电电量交易结算结果，从卖方账户直接划转至买方账户；电网代理购电的，相应绿证依电量交易结算结果自动划转至相应省级绿证账户，绿证分配至用户的具体方式由省级能源主管部门会同相关部门确定。

第二十三条参与绿色电力交易的对应绿证通过国家绿证核发交易系统，由国家能源局资质中心依绿色电力交易结算信息做好绿证划转，划转后的绿证相关信息与对应电力交易中心同步。绿色电力交易组织方式等按相关规则执行。

第二十四条绿证有效期 2 年，时间自电量生产自然月（含）起计算。

对 2024 年 1 月 1 日（不含）之前的可再生能源发电项目电量，对应绿证有效期延至 2025 年底。

超过有效期或已声明完成绿色电力消费的绿证，国家能源局资质中心应及时予以核销。

第二十五条任何单位不得采取强制性手段直接或间接干扰绿证市场，包括干涉绿证交易价格形成机制、限制绿证交易区域等。

## 第六章 信息管理

第二十六条国家绿证核发交易系统建设和运行管理由国家能源局资质中心组织实施，国家可再生

能源信息管理中心配合。

第二十七条国家绿证核发交易系统提供绿证在线查验服务，用户登录绿证账户或通过扫描绿证二维码，可获取绿证编码、项目名称、项目类型、电量生产日期等信息。

第二十八条国家能源局资质中心按要求汇总统计全国绿证核发和交易信息，按月编制发布绿证核发和交易报告。支撑绿证与可再生能源电力消纳责任权重、能耗“双控”、碳市场有效衔接，国家可再生能源信息管理中心会同电网企业、电力交易机构按有关要求及时核算相关绿证交易数据。

第二十九条国家能源局资质中心通过国家绿证核发交易系统披露全国绿证核发、交易和核销信息，各绿证交易平台定期披露本平台绿证交易和核销信息。披露内容主要包括绿证核发量、交易量、平均交易价格、核销信息等。

第三十条国家绿证核发交易系统和各绿证交易平台应按照国家相关信息数据安全要求，利用人工智能、云计算、区块链等新技术，保障绿证核发交易数据真实可信、系统安全可靠、全过程防篡改、可追溯，相关信息留存5年以上备查。

## 第七章 绿证监管

第三十一条国家能源局各派出机构会同地方相关部门做好辖区内绿证制度实施的监管，及时提出监管意见和建议。国家能源局会同有关部门做好指导。

第三十二条因推送数据迟延、填报信息有误、系统故障等原因导致绿证核发或交易有误的，国家

能源局资质中心或绿证交易平台应及时予以纠正。

第三十三条当出现以下情况时，依法依规采取以下处置措施。

（一）对于绿证对应电量重复申领其他同属性凭证，或存在数据造假等行为的卖方主体，以及为绿证对应电量颁发其他同属性凭证的绿证交易平台，责令其改正；拒不改正的，予以约谈。

对于扰乱正常绿证交易市场秩序的交易主体，责令其改正；拒不改正的，予以约谈。

（二）对于发生违纪违法问题，按程序移交纪检监察和司法部门处理。

## 第八章 附 则

第三十四条国家能源局资质中心依据本规则编制绿证核发实施细则，各绿证交易平台依据本规则完善绿证交易实施细则。

第三十五条本规则由国家能源局负责解释。

本规则自印发之日起实施，有效期5年。



# 02

# 政策解读

Policy interpretation

# 国家能源局有关负责同志 就《可再生能源绿色电力证书核发和交易 规则》答记者问

近日，国家能源局印发了《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》（以下简称《规则》）。国家能源局有关负责同志接受采访，回答记者提问。

## 问：《规则》印发的背景和意义是什么？

答：习近平总书记在中共中央政治局第十二次集体学习时强调，要顺势而为、乘势而上，以更大力度推动我国新能源高质量发展，为中国式现代化建设提供安全可靠的能源保障。党的二十届三中全会提出，要积极应对气候变化，健全绿色低碳发展机制。

国家能源局会同有关部门，认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，积极推动以绿证为基础的绿色电力消费制度体系健全完善，助力形成绿色低碳的生产方式和生活方式。2023年7月，国家能源局会同发展改革委、财政部联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号），明确绿证可再生能源电量环境属性唯一证明和可再生能源电力生产、消费唯一凭证地位，要求绿证核发全覆盖。文件印发以来，绿证核发全覆盖工作顺利推进，绿证交易规模稳步扩大，公众绿色电力消费意识明显增强，全社会绿色电力消费水平快速提升。

为进一步规范绿证核发和交易行为，我们在前期充分调研、广泛征求并充分吸纳有关方面意见基

础上编制了《规则》，明确了职责分工、账户管理、绿证核发、绿证交易及划转、绿证核销、信息管理及监管等方面的具体要求。《规则》的印发实施，有助于充分体现可再生能源项目绿色环境价值，更好培育绿证绿电交易市场，进一步在全社会营造绿色电力消费环境，对推动可再生能源高质量发展、支撑能源清洁低碳转型、助力经济社会绿色发展具有重要的现实意义。

## 问：《规则》明确绿证核发交易的总体原则是什么？

答：绿证核发和交易坚持“统一核发、交易开放、市场竞争、信息透明、全程可溯”的原则。

一是核发由国家统一组织。绿证由国家能源局电力业务资质管理中心（以下简称国家能源局资质中心）按月统一核发，并加盖国家能源局绿证专用章。

二是交易面向全社会开放。交易双方自主参与绿证交易，卖方为已建档立卡的可再生能源发电企业或项目业主，买方为符合《民法典》规定的法人、非法人组织和自然人等民事主体。

三是价格通过市场化方式形成。任何单位不得采取强制性手段直接或间接干扰绿证交易价格形成机制、限制绿证交易区域等。

四是绿证相关信息披露及时、准确。国家能源

局资质中心及时披露全国绿证核发、交易和核销信息，各绿证交易平台披露本平台绿证交易和核销信息。

五是绿证全生命周期数据可溯。国家绿证核发交易系统按照国家信息安全相关标准建设，利用人工智能、云计算、区块链等新技术，完整准确、安全可靠记录存储绿证申请、核发、交易和核销等全生命周期数据，保障绿证全过程数据防篡改、可追溯。国家绿证核发交易系统提供绿证溯源和防伪查询服务。

## 问：《规则》的适用范围和主要内容是什么？

答：《规则》适用于我国境内生产的可再生能源发电项目电量对应绿证的核发、交易及相关管理工作，香港和澳门地区用能单位或个人依需要自愿参与绿证交易。《规则》共8章35条内容，主要涉及5个方面。

一是明确绿证市场参与成员和职责分工。国家能源局（新能源司）负责绿证具体政策设计，指导核发机构和交易机构开展具体工作；国家能源局资质中心具体负责绿证核发工作；电网企业、电力交易机构、国家可再生能源信息管理中心配合做好绿证核发，并提供绿证核发、交易、划转、应用、核销等全过程数据和技术支撑；绿证交易机构负责各自绿证交易平台建设运营，组织开展绿证交易，并按要求将交易信息同步至国家绿证核发交易系统；绿证买卖双方可自主或委托代理机构参与绿证核发和交易。

二是明确绿证账户管理要求。各交易主体通过国家绿证核发交易系统开设和管理唯一实名绿证账户，记载其持有的绿证情况。卖方在可再生能源发

电管理平台完成建档立卡后，在国家绿证核发交易系统自动生成对应绿证账户。买方通过任一绿证交易平台提交绿证账户注册相关信息，注册相关信息自动推送至国家绿证核发交易系统并生成绿证账户；也可通过国家绿证核发交易系统直接注册绿证账户。此前，买卖双方已完成绿证交易平台注册的，按需补充完善相关信息后，在国家绿证核发交易系统自动生成对应绿证账户。买卖双方注册绿证账户时应按要求提交营业执照或相关身份证明材料，其中卖方还须提交仅申领中国绿证、不重复申领其他同属性凭证的承诺函。

为衔接可再生能源电力消纳责任权重，更好核算可再生能源电力消费量，以及接收存量常规水电绿证，国家统一设立省级绿证专用账户，具体由各省（区、市）发改、能源主管部门统筹管理。同时，为支撑参与保障性收购的补贴项目绿证绿电交易，适时为电网企业或可再生能源发展结算服务机构等设立绿证专用账户。

三是规范绿证核发具体方式。国家能源局依据电网企业、电力交易机构提供电量数据按月批量自动核发绿证。对于自发自用等电网企业无法提供绿证核发所需信息的，发电企业或项目业主可直接或委托代理机构提供电量信息及相关证明材料，经国家可再生能源信息管理中心初核、国家能源局资质中心复核后核发相应绿证。

四是明确绿证交易的具体要求。落实《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》有关要求，加快建设全国统一的绿证交易市场。

在交易平台上，通过中国绿色电力证书交易平台和北京、广州电力交易中心开展绿证单独交易；通过北京、广州、内蒙古电力交易中心开展跨省区

绿色电力交易，各省（区、市）电力交易中心具体负责省内绿色电力交易。

在交易方式上，主要包括挂牌交易、双边协商、集中竞价等三种方式。其中，对于挂牌交易，买方可同时将拟出售绿证信息在多个交易平台挂牌，买方通过摘牌完成交易；对于双边协商，买卖双方自主协商确定绿证交易的数量和价格，自由选择绿证交易平台完成交易和结算；集中竞价交易按需适时组织开展。国家绿证核发交易系统统一管理绿证库存，并与各绿证交易平台实时同步，确保同一绿证不重复成交。

在绿证划转上，国家能源局资质中心依绿证交易和绿色电力交易信息做好绿证划转。对于 2023 年 1 月 1 日（不含）前投产的存量常规水电对应绿证，由发电企业和用能企业直接交易结算的，依据电量交易结算结果从卖方账户直接划转至买方账户；属于电网代理购电的，根据电量交易结算结果自动划转至相应省级绿证专用账户，由省级能源主管部门会同相关部门确定绿证分配至用户的具体方式。

在绿证有效期上，《规则》明确绿证有效期 2 年，时间自电量生产自然月（含）起计算。对在可再生能源电力消纳责任权重等机制中使用绿证的，按相关规定执行。为充分保障不同时段可再生能源发电项目合法权益，《规则》设置了过渡期，对 2024 年 1 月 1 日（不含）之前的可再生能源发电项目电量，对应绿证有效期延至 2025 年底。

在绿证核销上，超过有效期的，由国家绿证核发交易系统予以自动核销；已声明完成绿色电力消费的，国家能源局资质中心依据用户提交的绿色电力消费认证或声明材料等，对相应绿证予以核销。

五是规范绿证核发交易信息管理。在信息系统上，国家绿证核发交易系统是开展绿证核发及交易管理的基础平台，系统建设和运行管理由国家能源局资质中心组织实施，国家可再生能源信息管理中心配合。绿证交易机构按相关规范要求完善各自绿证交易系统，支撑绿证交易有序开展。在信息统计上，国家能源局资质中心按要求汇总统计全国绿证核发和交易信息，并按月编制发布绿证核发和交易报告；国家可再生能源信息管理中心会同相关单位及时核算绿证交易数据，用于支撑绿证与能耗双控、消纳责任权重、碳市场等机制有效衔接。

#### 问：下一步如何推动《规则》有效落实？

答：《规则》正式印发后，拟从以下三方面推动落实。

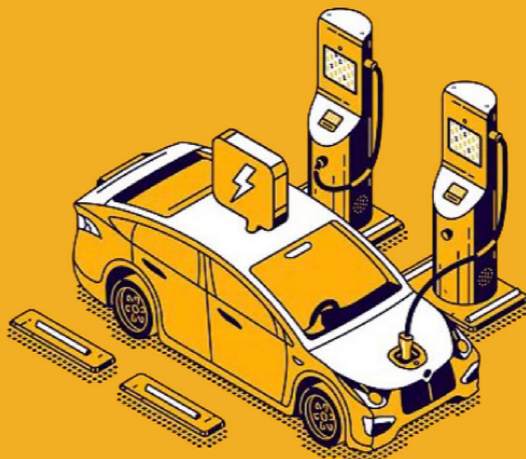
一是编制配套实施细则。国家能源局资质中心依据《规则》编制绿证核发实施细则，各绿证交易平台依据《规则》完善绿证交易实施细则，进一步细化绿证核发、交易相关要求，为绿证绿电交易构建统一高效、规范有序、公平公正的市场环境。

二是广泛开展绿证宣传。《规则》印发后，通过绿证业务培训、区域主题宣讲、宣传短视频、专家解读等多种方式，采用线上、线下不同渠道，向国际机构、国内各省级相关主管部门、企业、社会公众等做好绿证政策及配套规则细则宣介，推动社会各界更好认识绿证、购买绿证、使用绿证。

三是加强绿证市场监管。国家能源局各派出机构会同地方相关部门做好辖区内绿证制度实施监管，国家能源局会同有关部门做好指导。同时，切实加强对重复申领其他同属性凭证、数据造假，以及扰乱正常绿证市场交易秩序的监管。

## 一图读懂

### 强制性国家标准 《电动汽车供电设备安全要求》 《电动汽车传导充电系统安全要求》

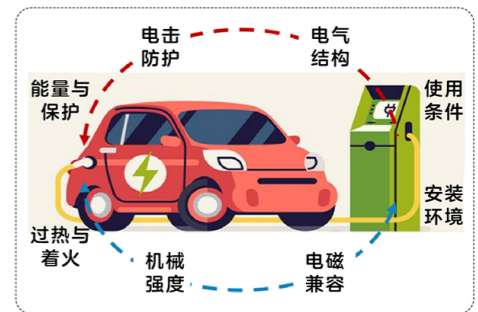


我国新能源汽车市场蓬勃发展，充电基础设施建设规模持续扩大，电动汽车供电设备质量和充电安全日益受到社会广泛关注。为深入学习贯彻党的二十届三中全会关于构建新型基础设施标准体系的重要部署，落实国务院办公厅《关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见》有关要求，提升电动汽车充电基础设施安全性、可靠性，健全完善标准体系，支撑产业高质量发展，国家能源局组织制定了强制性国家标准 GB 39752-2024《电动汽车供电设备安全要求》，与工业和信息化部共同制定了强制性国家标准 GB44263-2024《电动汽车传导充电系统安全要求》。两项标准已于近日发布，将于 2025 年 8 月 1 日起实施。

#### GB 39752—2024 《电动汽车供电设备安全要求》

#### 标准适用范围

本标准适用于连接电动汽车与供电网（电源）之间，额定输出电压为交流 1000 V 或直流 1500 V 及以下各类型供电设备，包括充电模式 2 的缆上控制与保护装置、充电模式 3 的交流充电桩，以及充电模式 4 的直流充电机。本标准规定了电动汽车供电设备的一般安全要素要求，以及标准的实施要求，相应试验方法。界定了使用环境、设备结构、电击防护、能量与保护、过热及防火、机械防护、电磁兼容等构成的充电安全问题，提出了防止供电设备与电动车辆严重损坏和重大人身危害发生的技术要求。



#### 标准主要内容

- ① 规定了电动汽车供电设备在室内和室外使用的环境分类。  
包括环境温度范围、环境湿度范围、污染等级要求、海拔要求、安全要求，以及在高温、高湿、高辐照、高盐雾等特殊环境下的使用要求。
- ② 规定了电动汽车供电设备的物理结构，在正常条件和故障条件下应承受的应力要求、防护等级，包括：  
——把手和手动控制装置；  
——连接和拼接；  
——布线；  
——外壳开孔；  
——防护等级。
- ③ 规定了电动汽车供电设备基本防护和故障防护等电击防护措施，包括：

- 绝缘措施;
- 剩余电流保护;
- 电气隔离;
- 电气间隙和爬电距离;
- 绝缘电阻;
- 介电强度。

#### 4 规定了电动汽车供电设备在充电过程中的能量与保护措施, 包括:

- 输出过电压保护;
- 输出过电流保护;
- 短路保护;
- 过温保护;
- 负载突降保护;
- 防逆流保护;
- 粘连保护;
- 门禁保护;
- 绝缘保护;
- 多车辆插头的直流供电设备模块切换。

#### 5 规定了电动汽车供电设备的可接触、可抓握部位的表面、部件、零件、绝缘和塑料材料的特定温度和安全温度要求, 包括:

- 允许表面温度;
- 耐热、耐燃、耐老化。

#### 6 规定了电动汽车充电设备的机械强度要求, 包括:

- 运动部件;
- 机械强度。

#### 7 规定了电动汽车充电设备的电磁兼容要求, 包括:

- 电磁兼容抗扰度;
- 电磁兼容发射。

#### 8 规定了电动汽车充电设备的产品标识、警告标识和指示要求, 包括:

- 产品标识、警告标识;
- 产品指示、警告指示。



## GB 44263—2024 《电动汽车传导充电系统安全要求》

### 标准适用范围

本标准适用于电动汽车交流充电系统和电动汽车直流充电系统, 其供电网侧额定电压不超过 1000 V (交流) 或 1500 V (直流)、电动汽车侧额定最大电压不超过 1000 V (交流) 或 1500 V (直流), 也适用于电动汽车充电系统中充电的安全要求。聚焦充电过程的安全性、可靠性和高效性, 保障用户和周围环境的安全, 防范潜在的电击、火灾和其他安全风险。通过制定明确的安全标准和试验方法, 提高充电系统的设计、制造和运维质量, 减少事故发生的可能性, 促进电动汽车的普及和发展。



### 标准主要内容

#### 1 规定了电动汽车传导充电系统总体要求

- 电动汽车充电模式使用条件
- 供电设备应符合 GB 39752《电动汽车供电设备安全要求》的规定
- 电动汽车应符合 GB 18384《电动汽车安全要求》的规定

#### 2 规定了充电接口安全

- 充电接口防护等级 (车 + 桩)
- 交流充电接口温度保护功能 (车 + 桩)
- 直流车辆接口温度保护功能 (车 + 桩)

#### 3 规定了交流充电安全

##### —系统设计安全

- 控制导引电路 (车 + 桩)
- 充电电缆载流能力检测功能 (桩)
- 设备供电能力声明功能 (桩)
- 接口锁止功能 (车 + 桩)
- 触点粘连检测功能 (桩)
- 短路保护功能 (桩)

##### —充电异常保护

- 设备侧 CC 回路异常保护 (桩)
- 车辆侧 CC 回路异常保护 (车)
- 设备侧 CP 回路异常保护 (桩)
- 车辆侧 CP 回路异常保护 (车)
- 供电网断电保护 (桩)
- 输出过电流保护 (桩)

#### 4 规定了直流充电安全

##### —系统设计安全

- 控制导引电路 (车 + 桩)
- 短路保护功能 (车 + 桩)
- 电容耦合 (桩)
- 泄放电路 (桩)
- 绝缘监测功能 (车 + 桩)
- 接口锁止功能 (车 + 桩)
- 高压直流接触器触点粘连检测功能 (桩)
- 启动电流限制功能 (桩)
- 热管理系统故障保护功能 (桩)

##### —充电异常保护

- 通信超时保护 (车 + 桩)
- 车辆侧 CC1 回路异常保护 (车)
- 车辆侧 CC2 回路异常保护 (车)
- 设备侧 CC1 回路异常保护 (桩)
- 直流供电回路异常保护 (桩)
- 车辆供电回路异常保护 (桩)
- 输出过电压保护 (桩)
- 输出过电流保护 (桩)
- 负载突降保护 (桩)

#### 5 规定了试验方法

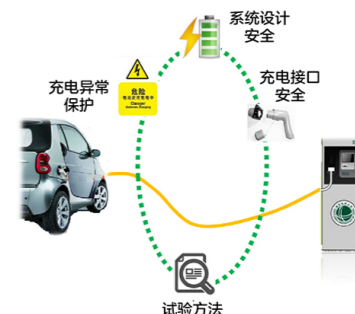
##### —检验规则

##### —试验条件

- 试验环境条件
- 试验电源条件
- 试验仪器要求

##### —试验系统

- 充电接口安全试验
- 交流充电安全试验
- 直流充电安全试验



### 标准实施意义

《电动汽车供电设备安全要求》《电动汽车传导充电系统安全要求》从供电设备本体的物理结构、电气回路、故障保护、机械防护等方面, 以及充电系统的设计、制造、使用、检测和运维全过程, 提出全面的安全要求和试验方法。两项强制性国家标准反映了充电最新的技术规范和最佳实践, 为充电设备制造、设施运营、市场监管和质量检验等提供了重要依据。两项强制性国家标准的实施将全面提升车桩充电的安全性和可靠性, 保障充电过程中的人身、设备和车辆安全, 推动充电基础设施产业向更安全、健康、可持续发展的方向, 同时为政府安全监管、企业监督管理和安全生产决策提供坚实的技术支持。

下一步, 国家能源局将联合相关部门组织开展标准宣贯解读工作, 推动标准有效实施, 配套开展相关标准制修订, 持续完善电动汽车充电设施标准体系。



指导单位 国家能源局能源节约和科技装备司、电力司  
制作单位 中国电力企业联合会

## 深圳供电局有限公司联合深圳市电力行业协会开展 2024 年第二批配网不停电作业人员技能考评工作

为加强配网不停电作业安全管理，按照《南方电网公司配电网不停电作业指导意见（试行）》有关要求，2024 年 10 月 31 日 -11 月 1 日，深圳供电局

有限公司联合深圳市电力行业协会，在深圳带电科技发展有限公司西部生产基地，开展了 2024 年第二批配网不停电作业人员技能考评工作。



理论考试现场图片

本次考评由理论考试和技能实操两部分内容组成。其中理论考试成绩占总成绩的 30%，技能实操成绩占总成绩的 70%。本次共有 108 名考生参加了

理论和技能实操考试，最终的考试结果会由深圳供电局有限公司配网部统一公布。

## 深圳市电力行业协会一行赴 广东省电力行业协会交流学习



2024年11月27日下午,深圳市电力行业协会(以下简称“电力行业协会”)秘书长戴志勇、监事长周军、联络部主任郑志宇等一行5人到广东省电力行业协会(以下简称“省行业协会”)交流学习。省行业协会丘浪文副秘书长和协会部门负责人一起参与了此次交流活动。

省行业协会丘浪文副秘书长对戴秘书长一行的来访表示欢迎,首先由省行业协会各部门分别就各部门的重点工作向参会人员一一做了介绍。

戴志勇秘书长向省能源协会在第26届高交会工作中给予大会的支持和帮助,表达了深深的感谢。戴



志勇秘书长说,此次率队来省行业协会,有2个主要目的:一是感谢,还有一个就是学习!戴秘书长着重听取了省行业协会在人民调解委员会、广东电建用工平台建设,广东省社会培训评价机构备案、行业高技能人才技能竞赛的几个业务板块的内容介绍。同时,深圳市电力行业协会的项目负责人也在会员管理、宣传推广、职称评审等方面和省行业协会进行了对接学习与取经。戴秘书长表示,省行业协会作为行业协会的龙头,行业的引领和示范作用突出。我们需要与省行业协会密切沟通与合作,虚心学习、资源共享,共同推动行业高质量发展。



技能实操现场考试图片

今年3月份,深圳市电力行业协会组织了第一批配网不停电作业人员技能考评工作,本次是今年的第二批次技能考评工作。通过定期的评价考核,可以有效提升相关专业技术人员的技能水平,提升服务形象,可以更好地支撑生产,从而达到为生产服务的目的。



## 深圳市电力行业协会一行赴 广东省能源协会交流学习

2024年11月27日上午，深圳市电力行业协会（以下简称“电力行业协会”）秘书长戴志勇、监事长周军、联络部主任郑志宇一行到广东省能源协会（以下简称“省能源协会”）交流学习。省能源协会副会长母慧华、秘书长助理朱青波、培训部主任何莉莉、会员部主任林奕群等热情接待了戴秘书长一行。

首先，母慧华副会长指引戴秘书长一行，参观了省能源协会办公区域。母慧华副会长从协会构架、会员构成、协会影响及荣誉、秘书处、党建、服务、培训基地等多方面，详细向大家介绍了省能源协会的发展历程。



参观办公区域之后，双方回到会议室，进行了深入的探讨和交流。戴志勇秘书长首先向省能源协会在第26届高交会工作中给予大会的支持和帮助，表达了深深的感谢。戴志勇秘书长说，此次率队来省能源协会，有2个主要目的：一是感谢，还有一个就是学习！

双方重点就人才培养、职称评审、会员服务及展会等方面进行了深入的探讨和交流，戴秘书长表示，要进一步加强沟通与合作，相互学习、优势互补，资源共享，共同推动行业高质量发展。



04

## 专题报道

Special report

# 建设“超充之城” ——深圳的“油电反转”实验

信息来源：新华社深圳 11 月 4 日

继今年 4 月底超级充电站数量首次超过传统加油站数量后，深圳的超充站建设再次取得新突破。最新数据显示，截至目前该市已建成超充站 670 座，并计划今年年底前累计建设 1000 座，这让深圳实现“超充之城”的梦想更近了一步。

作为中国“最电动”城市，深圳拥有全球销量最大的新能源汽车制造商比亚迪，全市新能源汽车数量超 100 万辆，占全市汽车数量的四分之一强。2024 年上半年新能源汽车渗透率达 72.6%，这意味着每 100 辆新上市的汽车中，就有大约 72 辆新能源汽车。

走进深圳市中心城区的莲花山超充站，这里有 4 台具备最大功率 600 千瓦充放电能力的超充桩。下班路上，新能源车主孙先生顺路来这里充电，“超充也就 20 分钟左右，续航近 500 公里，半个多月补一次电，足够我上下班通勤和周边游玩了。”

一辆家用使用慢充桩充满电通常需要 7 至 8 个小时，使用快充桩则需要 1 至 2 个小时，而使用超充桩可以在 10 分钟或者更短的时间内充电 80% 或以上，最快实现“一秒钟一公里”。

2023 年 6 月 29 日，深圳推出首个全液冷超充示范站并宣布启动“超充之城”建设。“随着充电

速度加快，元件快速释放大热量，如何高效散热，成为超充必须解决的问题。”华为智能充电网络领域总裁王志武介绍，全液冷超充让充电主机、电缆、枪头等均实现冷却液循环散热，不仅散热能力提升 30 倍，还能降低噪声、提升设备寿命。

目前，深圳应用超充技术、推广超充设施、布局超充站点的进程稳步推进，已初步构建遍布全城的超充服务网络。南方电网深圳供电局数据显示，前三季度深圳充电桩（桩）用电量 28.33 亿千瓦时，同比增长 6.95%，侧面反映出充电基础设施的有效运行。

越来越多高功率超充站接入，也给电网带来不小压力，新车型开发、智慧综合充电站建设、新型电力系统构建等也在同步进行，一场全方位的“油电反转”实验在深圳展开。

莲花山超充站就是一座集光伏、储能、超充、车网互动于一体的智慧综合充电站，接入 22 台 V2G（车网互动）充电桩，可以把新能源汽车当作“移动充电宝”，在用电高峰期反向放电，帮助电网调峰。“依托能源管理系统，充电站可以根据实时天气、电价、新能源车电池状态等，实现站内光伏、储能、汽车充电放电统一管理和智能调度。”南方电网深圳福田供电局副局长邓世聪说。

在能源管理系统方面，深圳打造的虚拟电厂平台，截至今年 9 月 9 日，已接入充电桩、楼宇空调、光伏等 9 类共计 5.5 万个可调负荷资源。今年 5 月 15 日，深圳开展大规模车网互动应用，由深圳虚拟电厂管理中心发出精准削峰需求，全市 1473 辆新能源汽车分别通过“有序充电”“反向放电”进行响应，历时 1 个小时，涉及充电站 500 座，削峰规模

达 4389 度，相当于 548 户家庭一天的用电需求，现场参与的车主，每放 1 度电还可以获得一定收益。

南方电网深圳供电局新兴产业部产业规划经理倪昌介绍，深圳新能源汽车车载电池的储能潜力可达 5000 万度，预计最大可控负荷超 300 万千瓦，几乎相当于 5 台中型燃煤发电机组的体量，随着车网互动应用的成熟，将成为支撑电网安全稳定的重要力量。

作为国内新能源产业重镇，深圳已形成良好的产业链生态，拥有超 2 万家新能源和数字能源企业。《深圳市新能源汽车超充设施专项规划（2023—2025 年）》提出，力争到 2024 年底，建成技术全球领先、场景多元覆盖的超充设施服务体系，推进“电力充储放一张网”电力需求调配互动机制日趋成熟，加快形成企业、技术、场景等生态优势。

深圳市发展和改革委员会相关负责人表示，超充市场参与主体多，产品五花八门，需要完善政策体系、发布超充地方标准，引导“超充之城”建设和超充行业发展。目前深圳正在构场景、精规划、立标准、强创新、建生态等方面齐头并进，加快推动形成统一开放、竞争有序、适度集中的建设运营市场体系。



# 深圳类脑 AI 技术获省级工程认证， 揭示未来智能管理新趋势

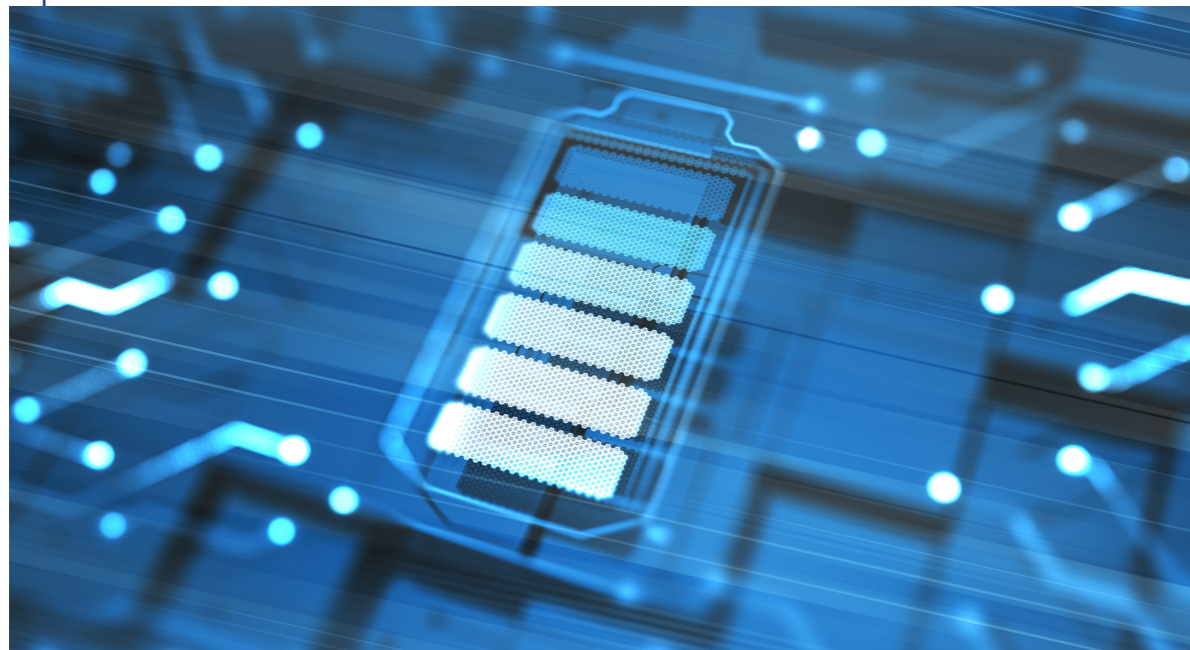
在 2024 年 11 月的广东能源产业科技创新暨新型储能产业高质量发展大会上，南方电网深圳供电局电力科学研究院牵头的项目“基于类脑 AI 芯片的数字能源海量终端智能管理关键技术及示范应用”成功入选“广东新型能源体系产业科技互促双强重点工程”。这一成果从 270 多个项目中脱颖而出，标志着类脑智能技术在数字能源领域的重要突破。

类脑智能技术旨在借鉴生物大脑的信息处理和认知机制，通过构建类脑智能算法、模型和系统，实现更接近人类思维的智能管理。与量子信息和可控核聚变等前沿技术并列，这项技术的战略布局可望引领未来智能化的发展趋势。项目团队的研究重

点，包括针对变电站、输电隧道和配电房等应用场景开发适配的解决方案。

深圳供电局项目团队在技术实施上，依托先进的生产指挥中心，设计了云边端的 AI 算力算法协同架构。他们在低功耗和高算力方面的技术优势显著，成功研发出了三款算力装置和两套管理软件，并在实际应用中投入了 100 台装置进行试点测试。此举不仅有效提升了端侧算力设备的性能，也为数字能源的智能管理铺平了道路。

展望未来，深圳供电局将进一步挖掘类脑智能在感知硬件和算法方面的潜力，致力于推动低功耗、



高能效比的算力感知设备的发展。随着数字生产管理体系的构建，技术团队将以实际应用需求为导向，逐步攻克各种技术难题，进一步提升数字能源的智能化水平。

从社会层面看，智能化管理的推进将影响传统能源管理的模式，为解决能源短缺、效率低下等问题提供新的解决方案。特别是在全球对于可持续发展日益关注的背景下，类脑技术的推广无疑为实现这一目标提供了新的切入点。

同样，在更广泛的人工智能领域，类脑智能技术的发展也启示我们对 AI 绘画、AI 写作等创作工具的思考。AI 技术如今已经渗透到艺术创作与内容生成等多个领域，促进了生产力的提升。在这方面，类脑算法的应用可以让 AI 工具更具创作灵感，提升用户体验，同时降低能耗。

在智能设备的使用案例中，这一技术所提供的显著优势体现在多场景应用的适配上。例如，在智能家居中，类脑技术的实时反应能力和自学习机制使得交互体验更加流畅，满足了用户对于便捷、舒适生活的追求。在各种娱乐和日常应用场景中，这种智能技术亦能带来更高效的信息处理和响应速度。

然而，也需警惕随之而来的挑战和风险。随着技术的飞速发展，数据安全、用户隐私等问题日益凸显，必须加强对此类问题的研究与监管。公正、理性的态度对于技术创新的健康发展至关重要，此时，更需要人们以人性关怀为出发点，建立合理的算法伦理和技术规范。

总结来看，深圳供电局的类脑 AI 技术项目不仅为智能能源管理提供了新的解决方案，更在一定程度上引领了 AI 技术在各个领域的广泛应用，随着技术的不断推进和完善，其未来发展空间值得期待。

## 基于 DRU-HVDC 海上风电送出系统的關鍵技术研究

### 摘要

本文综述了基于 DRU-HVDC 的海上风电送出系统的核心技术，重点分析了 DRU-HVDC 系统的拓扑结构、风机网侧逆变器控制策略及启动用辅助电源方案。通过探讨这些技术的优势与挑战，本文指出 DRU-HVDC 系统在启动困难、控制复杂性和低电压故障适应性等方面仍面临技术瓶颈，但其简单可靠性和经济性使其在远海风电输电中具有广阔的应用前景。最后，本文展望了未来研究方向，以推动 DRU-HVDC 技术的进一步发展。

**关键词：**DRU-HVDC；海上风电；高压直流输电、构网型控制

### 1. 引言

随着全球能源转型的加速，风能作为一种清洁、可再生能源，逐渐成为许多国家能源结构优化的核心部分。其中，海上风电因其具备风资源稳定、发电效率高、与人口密集地区距离近等优势，发展尤为迅速 [1]。根据国际能源署的预测，到 2050 年，海上风电将成为全球可再生能源的重要组成部分，装机容量将达到陆上风电的三倍以上。然而，随着海上风电场规模的不断扩大和远离陆地的趋势加剧，其发电输送和并网技术也面临诸多挑战。基于 DRU-HVDC 送出方案因其经济性备受关注 [2]。

本文旨在对基于 DRU-HVDC 的海上风电送出系统的核心技术进行系统综述。首先，从 DRU-HVDC 系统的拓扑特点入手，探讨其在输电效率、经济性和工程应用中的优势与不足；然后，总结风电机组构网控制、启动方法及动态特性优化等方面的研究

进展；最后，结合当前技术瓶颈，展望未来研究方向和可能的技术突破。

### 2. DRU-HVDC 系统拓扑结构

DRU-HVDC 系统，即基于二极管整流单元的高压直流输电系统，是一种专门为海上风电场远距离、大容量送电设计的输电方案。与传统的柔性直流（VSC-HVDC）和直流换流器（LCC-HVDC）相比，DRU-HVDC 因其结构简化、经济性强和运行可靠，逐渐成为大规模远海风电输电的研究热点。

DRU-HVDC 系统是为远海风电场的高效输电而设计的一种高压直流输电技术，其核心在于采用二极管整流单元（DRU）进行功率传输，简化了系统结构，降低了建设和维护成本。系统的整体拓扑结构包括三个关键部分：海上换流站（整流站）、高压直流输电线路和陆地换流站（逆变站）[3]，如图 1 所示。

海上换流站是系统的核心部分，其功能是将风电机组输出的三相交流电整流为高压直流电。整流站使用二极管整流单元（DRU），替代了传统柔性直流（VSC-HVDC）中的有源换流器。为了抑制谐波和提高系统的运行可靠性，DRU 通常采用星形-星形（Y-Y）和星形-三角形（Y-Δ）绕组变压器进行连接。这种简化的设计降低了换流站的复杂性和故障率，是 DRU-HVDC 在海上风电送出中具有成本优势的关键。

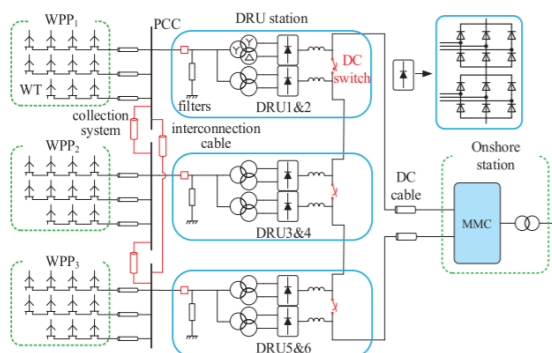


图 1 海上风电经 DRU-HVDC 送出系统

高压直流输电线路连接海上换流站和陆地换流站，承担远距离、大容量电力的传输任务。直流输电线路相比交流输电线路具有更低的损耗和更高的效率，非常适合海上风电场远距离送电的需求。

陆地换流站通过模块化多电平换流器（MMC）将高压直流电逆变为交流电，并接入陆地电网。MMC 具有高效、稳定的电力转换能力，能够适应大规模风电场的并网需求，为陆地电网提供稳定的电压和功率支撑。

与海上风电场经 MMC-HVDC 送出相比，DRU-HVDC 具有以下显著特点：

1. 由于其不可控性，直流输电（DRU）无法像多

机协调（MMC）对应设备那样提供形成海上频率和电压的能力。因此，海上风力涡轮机（WT）的线路侧变流器必须以电网形成控制模式工作，以有助于海上频率和电压的建立；

2. 由于其单向导电特性，DRU 无法像 MMC 那样提供启动能量；

3. 海上故障、\_DRU 故障、高压直流输电故障和陆上故障期间，DRU 具有独特的特性。

由于 DRU 换流站本身无源，系统的电压和频率支撑完全由风电机组承担，这对风电机组网侧逆变器的控制策略提出了更高的要求。风电机组不仅需要确保系统的动态稳定，还需实现多机并联时的功率协调。整个系统的设计理念在于通过简化换流站的复杂性，将电压和频率控制任务转移至风电机组，提高系统的整体经济性和运行效率。

### 3. 风机网侧逆变器控制策略

集中式控制具有设计简单的优点，但对通信的依赖限制了其应用。集中控制如图 2 所示。

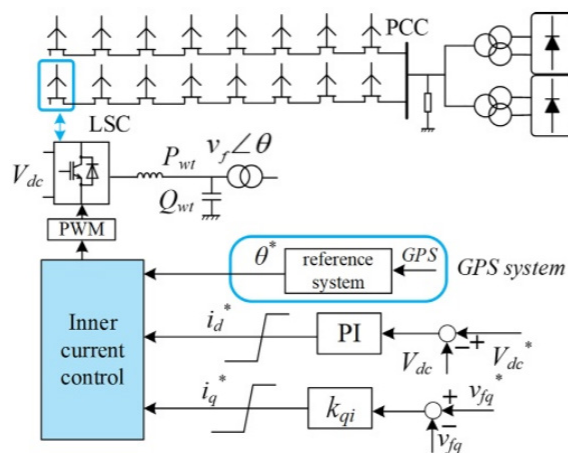


图 2 集中式控制

根据是否存在电压控制回路，分散控制可分为构网型控制和部分构网型控制。典型构网型控制框图如图 3 所示。

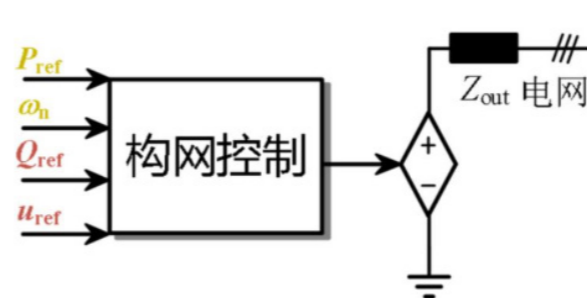


图 3 典型构网型控制框图

构网型控制在 OWF 与 DRU 失去连接或海上风速相对较慢时，在维持海上交流电网的建立方面具有优势。在构网型解决方案中，基于 PLL 的电网形成控制可以避免启动和正常运行模式之间控制策略的切换，并轻松实现即插即用能力 [4]，控制结构如图 4 所示。

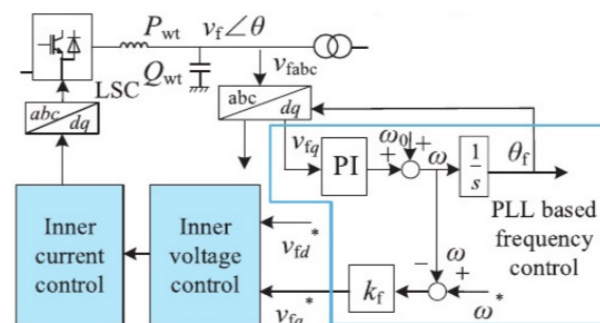


图 4 采用 PLL 的构网型控制

当构网型控制解决方案采用 P-V/Q-f 功率控制时，通过 WT 变频器 P-V 控制、WT-LSC 与 PCC 之间的电抗阻抗以及 Q-f 控制的组合相互作用来实现 WT 相位的变化，并通过 Q-f 下垂控制实现 OWF 与 DRU 之间的无功功率平衡以及 WT-LSC 之间的无功功率共享。采用 P-V/Q-f 控制的变化机制如图 5 所示。

$$(1) \quad P_{wti} = \frac{EV_{fi} \sin \theta_{ie}}{X_i}$$

$$(2) \quad Q_{wti} = \frac{(V_{fi} - E \cos \theta_{ie})V_{fi}}{X_i}$$

式中：有功功率主要取决于第 i 个风力涡轮机转换器滤波器电压相位角  $\theta_i$  与海上公共连接点相位角  $\theta$  之间的相位差  $\theta_{ie}$ 。同时，风力涡轮机的无功功率主要取决于风力涡轮机滤波器电压幅值。是风机滤波器与海上 PCC 之间的等效电抗。

当采用 P-f-V 功率控制时，对于构网型控制方案，WT 相位的变化通过 P-f 控制直接实现，而电压幅度的变化则通过 f-V 控制实现，该控制驱动其他 WT-LSC 和 DRU 的电压变化。然而，所有提出的构网型控制方案都需要相对复杂的控制回路，并且发电机侧变流器的控制设计必须改变。

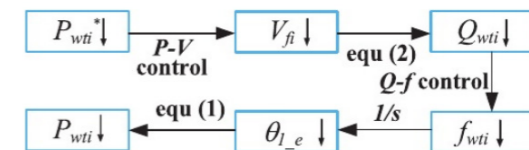


图 5 采用 P-V/Q-f 控制的变化机制

相反，部分构网型控制方案采用更简单的控制回路，并省去了 WT 发电机侧控制的改变。然而，一旦 DRU 电压钳位器丢失，就需要辅助设备或方法来形成海上交流电网，因为部分构网型控制没有交流电压控制回路。

### 4. 启动用辅助电源

在基于 DRU-HVDC 的海上风电送出系统中，黑启动过程通常从全停机状态开始，因此需要依赖可

靠的辅助电源系统来支持启动过程。由于海上风电场位于远海地区，无法直接从外部电网获得启动电源，必须设计独立、可靠且高效的辅助电源方案。以下是几种常见的辅助电源方案，它们可以在不同阶段提供所需的电力支持，确保系统的顺利启动 [5]。直流输电系统的启动解决方案如图 6 所示。

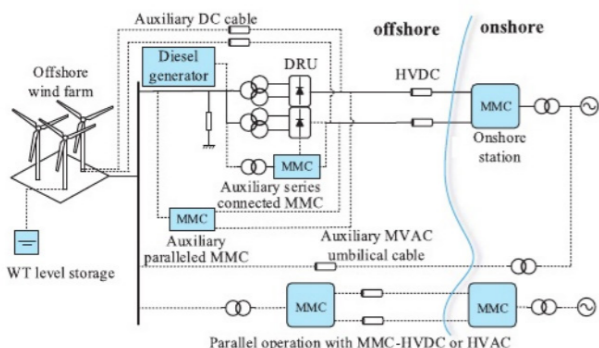


图 6 直流输电系统的启动解决方案

#### 4.1 电池储能系统

电池储能系统是常见的辅助电源方案之一，尤其适用于无法直接依赖外部电网的情况。在黑启动初期，电池储能系统能够提供短时间的大功率电流，满足系统控制、启动设备和风电机组等的电力需求。电池储能系统的优势在于其响应速度快、可靠性高，并且维护简单。为了确保电网恢复的顺利进行，BESS 需要具有足够的容量来支持风机和其他关键设备的启动，直到风机开始发电并向电网提供电力。

#### 4.2 柴油发电机组

柴油发电机组是另一种传统且可靠的辅助电源方案，尤其适用于紧急情况下。柴油发电机组具有较高的功率输出能力，能够在海上风电场没有外部电网电力输入时提供所需的电力。尽管柴油发电机组相较于电池储能系统在环保方面存在一定的劣势，

但其长期稳定运行和较高能量密度使其成为黑启动过程中不可或缺电源。在黑启动过程中，柴油发电机组可为控制系统、逆变器等设备提供必要的电力，帮助系统逐步恢复。

#### 4.3 小型风电机组

小型风电机组也可作为辅助电源之一。通过启动部分低功率风机，这些风电机组可以为系统提供初期电力支持，特别是在风速适中的情况下。与柴油发电机组不同，风电机组作为可再生能源，能够通过直接利用风能为系统提供电力，从而减少对传统化石燃料电源的依赖。该方案在海上风电场中具有较高的适应性和经济性，能够与其他电源系统协同工作，逐步恢复电网。

#### 4.4 超级电容器

超级电容器作为一种高功率密度的储能设备，在黑启动过程中具有较大的潜力。超级电容器能够在短时间内提供大电流输出，适合用于启动过程中对瞬时功率的需求。与电池储能系统相比，超级电容器的充放电速度更快，因此能够有效缓解电网电压波动和启动期间的过电流问题。在需要快速响应的场景中，超级电容器可以作为备用电源，为系统提供稳定电力。

在黑启动过程中，单一的辅助电源可能无法满足所有启动需求，因此将电池储能、柴油发电机组、小型风电机组和超级电容器等多种电源系统结合，能够确保在任何情况下都能提供足够的电力支持。这种多重备份方案可以根据实时电力需求动态调整各电源的输出功率，以确保系统稳定、平稳地恢复运行。

### 5.DRU-HVDC 的挑战与应用前景

尽管 DRU-HVDC 系统在海上风电送出中展现出显著的经济性和高效性优势，但其独特的技术特性也带来了一系列挑战。主要问题集中在系统启动、运行控制和复杂工况适应性等方面。然而，随着技术进步和研究深入，DRU-HVDC 的应用前景仍然广阔。

启动困难是 DRU-HVDC 系统的主要技术瓶颈之一。由于 DRU 系统具有单向潮流特性，海上换流站无法主动建立电压和频率，因此必须依赖外部辅助设备来启动系统。常见的启动方法包括使用辅助交流脐带电缆提供初始电压、通过风电机组的储能模块实现启动，或利用模块化多电平换流器（MMC）辅助启动。这些方法在理论和仿真中已表现出一定可行性，但在实际应用中仍面临设备成本、可靠性和控制复杂性等挑战 [6]。

此外，DRU-HVDC 系统的运行控制复杂性也给技术实施带来困难。由于海上换流站的无源特性，电压和频率的调节完全依赖风电机组的网侧逆变器，这对逆变器的控制提出了更高要求。特别是在弱电网环境下，如何实现快速的电压支撑和频率调节成为关键问题。同时，多机组并联运行时，风电机组之间的功率协调和动态耦合问题，也对系统的稳定性构成挑战。因此，需要更鲁棒的构网型控制策略来应对这些复杂工况 [7]。

另一个亟待解决的问题是 DRU-HVDC 系统在低电压故障和功率波动下的适应性。与 DRU-HVDC 相连的风电场故障如图 4 所示。低电压故障可能导致风电机组大规模脱网，而 DRU 系统在故障期间无法主动提供电力支撑，这对系统的稳定性提出了严峻

考验。此外，风速波动引发的功率波动也可能导致系统动态不稳定，因此，优化控制策略以保持系统稳定性仍是一个重要研究课题。

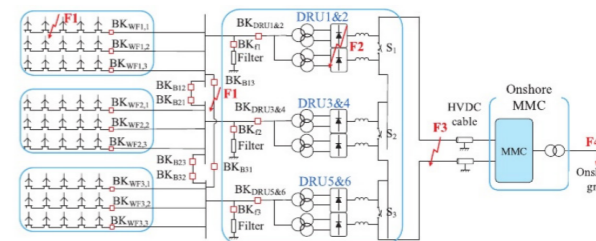


图 7 与 DRU-HVDC 相连的风电场故障

尽管面临这些技术挑战，DRU-HVDC 系统的应用前景仍然十分广阔。其简化设计和成本优势使其在远海风电场的大规模电力传输中具备显著的竞争力。随着风电场向更深海域扩展，DRU-HVDC 能够显著降低海上换流站的建设和运维成本，成为远海风电发展的重要支撑。随着储能技术的成熟和智能化控制策略的进步，DRU-HVDC 系统在启动和动态响应中的不足将得到逐步解决，提升其系统适应性和可靠性。

### 6. 结论

基于 DRU-HVDC 的海上风电送出系统具有显著的经济性和高效性，但其启动困难、运行控制复杂性以及在低电压故障和功率波动条件下的适应性等技术挑战，仍是当前的主要瓶颈。尽管如此，随着储能技术和智能控制策略的不断进步，DRU-HVDC 在远海风电输电中的应用前景依然广阔。其简化的设计和成本优势，使其在大规模远海风电输电中具备竞争力，并能显著降低海上换流站的建设与运维成本。未来研究应集中在优化启动方案、改进运行控制策略、提升弱电网适应性以及探索新型多端直流输电拓扑，以推动 DRU-HVDC 技术的发展，并为

海上风电输电提供更加可靠和高效的解决方案。

## 参考文献

[1] 赵东来. 中国海上风电运营优化及发展研究[D]. 华北电力大学(北京), 2020. DOI:10.27140/d.cnki.ghbbu.2020.001637.

[2] 李瑞, 郑涛, 俞露杰, 等. 基于二极管整流器的双极型复合式海上换流站及其控制策略[J]. 电网技术, 2024, 48(03): 1190-1203. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0436.

[3] Yu L, Xu L, Zhu J, et al. Impedance modelling and stability analysis of diode-rectifier based HVDC connected offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 37(1): 591-602.

[4] Xiao H, Huang X, Huang Y, et al. Self-synchronizing control and frequency response of offshore wind farms connected to diode rectifier based HVDC system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(3): 1681-1692.

[5] 俞露杰, 付子玉, 朱介北, 等. 远海风电 DRU-HVDC 送出系统构网控制与启动方法综述[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(24): 63-79.

[6] 徐政. 海上风电送出主要方案及其关键技术问题[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(21): 1-10.

[7] Ramachandran R, Poullain S, Benchaib A, et al. On the black start of offshore wind power plants with diode rectifier based HVDC transmission[C]//2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'19 ECCE Europe). IEEE, 2019: P. 1-P. 10.



## 考虑需求侧管理和网络重构的配电网 新能源承载能力评估

刘国伟<sup>1</sup>, 马楠<sup>1</sup>, 邓浩<sup>1</sup>, 程卓<sup>1</sup>, 曹毅<sup>2</sup>, 刘志文<sup>2</sup>

(1. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518010; 2. 南方电网能源发展研究院有限责任公司, 广东 广州 510663)

**摘要:** 提出了考虑需求侧管理和网络重构的配电网新能源承载能力评估方法。首先, 构建适用于配电网新能源承载能力评估的需求侧管理和网络重构模型; 然后, 以分布式新能源准入容量最大为目标, 建立考虑需求侧管理和网络重构的配电网新能源承载能力评估模型; 其次, 利用二阶锥松弛技术对模型进行转凸求解; 最后, 采用改进 IEEE 33 节点配电网为仿真算例, 对不同情景下系统分布新能源承载能力进行评估。结果表明, 考虑需求侧管理和网络重构可以有效提升配电网分布式新能源承载能力。

**关键词:** 分布式新能源; 需求侧管理; 网络重构; 承载能力

**DOI:** 10.11930/j.issn.1004-9649.202209096

## 0 引言

配电网分布式新能源承载能力是指配电网在安全稳定运行情况下允许接入的最大分布式新能源容量<sup>[1-2]</sup>。近年来, 中国出台多项措施鼓励分布式新能源快速发展, 但由于分布式新能源出力具有间歇性和波动性, 其大规模接入给配电网带来巨大冲击。因此, 亟须进行配电网新能源承载能力评估, 以指导新能源的优化布局以及有序接入<sup>[3-4]</sup>。

为了提升配电网的新能源承载能力, 已有相关文献对分布式新能源规模化接入配电网承载能力做了相关研究。文献[5]建立了开关切换次数最少和分布式新能源消纳最大的多目标重构模型。文献[6]分别建立各种情景下充电站的负荷概率模型, 采用综合评价法对系统承载能力进行评估。文献[7]采用网络重构, 提出适用于分布式新能源消纳的多目标优化模型与求解策略。文献[8]提出了一种考虑储能优化配置的分布式新能源消纳分析方法, 可有效提升分布式新能源的承载能力。

目前用于配电网承载能力模型的求解方法主

要有智能优化算法<sup>[9-10]</sup>和数学优化算法<sup>[11-12]</sup>。文献[13]建立配电网多目标无功协同优化模型, 采用 PESA-II 进化算法对模型进行求解。文献[14]根据典型日曲线, 提出了考虑分区分段的配电网开关优化配置方法, 并采用遗传算法求解。文献[15]采用混沌思想和改进粒子群算法对配电网分布式新能源消纳最大模型进行求解。文献[16]提出一种复合型线性化策略对新能源优化消纳模型进行求解。文献[17]通过采用二阶锥松弛对满足配电网运行约束的分布式新能源最大承载能力模型进行求解。

综上, 现有研究没有在配电网承载能力中综合考虑需求侧管理和网络重构的影响。基于此, 本文提出了计及需求侧管理和网络重构的配电网承载能力评估模型, 利用需求侧管理和网络重构提高配电网分布式新能源的消纳能力, 并利用二阶锥松弛技术转凸模型对其进行求解。通过改进 IEEE 33 节点算例验证考虑需求侧管理和网络重构方法的有效性。

## 1 需求侧管理和网络重构

### 1.1 需求侧管理

区别于全面参与电力市场的电力需求侧响应, 电力需求侧管理则是政府通过颁布措施引导

电力用户减少高峰时段用电，增加低谷时段用电，优化用户用电时段，减少电力峰谷差，可以有效减少供电压力，减少供电和用电双方成本<sup>[18-19]</sup>。

$$-\xi_{i,t} = \frac{\Delta P_{i,t}}{\Delta \rho_{i,t}} = \frac{P_{i,t}^{\text{cur}} - P_{i,t}}{\rho_{i,t}^{\text{cur}} - \rho_{i,t}} \quad (1)$$

$$\rho_{i,t}^{\text{cur}} = \begin{cases} \rho^{\text{peak}}, & t \in T^{\text{peak}} \\ \rho^{\text{valley}}, & t \in T^{\text{valley}} \end{cases} \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{cur}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T P_{i,t} \quad (3)$$

$$\rho_{i,t}^{\text{cur,min}} \leq \rho_{i,t}^{\text{cur}} \leq \rho_{i,t}^{\text{cur,max}} \quad (4)$$

式中： $\xi_{i,t}$ 、 $\Delta P_{i,t}$ 、 $\Delta \rho_{i,t}$ 分别为节点*i*在*t*时刻的电价弹性系数、需求侧管理前后的用电需求变化值、需求侧管理前后的电量变化值； $\rho_{i,t}$ 、 $\rho_{i,t}^{\text{cur}}$ 分别为节点*i*在*t*时刻需求侧管理前、后的电价； $P_{i,t}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cur}}$ 分别为节点*i*在*t*时刻需求侧管理前、后的负荷值； $\rho_{i,t}^{\text{cur,max}}$ 、 $\rho_{i,t}^{\text{cur,min}}$ 分别为节点*i*在*t*时刻需求侧管理前后电价的上、下限； $\rho^{\text{peak}}$ 、 $\rho^{\text{valley}}$ 分别为负荷的峰、谷电价； $T^{\text{peak}}$ 、 $T^{\text{valley}}$ 分别为峰、谷电价所属时间区间； $T$ 为划分的总时段数； $N$ 为总节点数。

## 1.2 网络重构

配电网重构是通过调整支路开关的开断状态，改变网络拓扑结构的一种方法<sup>[20-23]</sup>，即

$$\sum_{j \in \kappa(i)} F_{ij,t} - \sum_{k \in \rho(i)} F_{ki,t} = -1, i \in (2, 3, \dots, N) \quad (5)$$

$$\sum_{j \in \kappa(1)} F_{1j,t} = v \quad (6)$$

$$-M\alpha_{ij,t} \leq F_{ij,t} \leq M\alpha_{ij,t}, i, j \in \Omega_b \quad (7)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_b} \alpha_{ij,t} = N - 1 \quad (8)$$

式中： $F_{ij,t}$ 为*t*时刻从节点*i*流向节点*j*的虚拟功率； $\rho(i)$ 、 $\kappa(i)$ 分别为节点*i*的父节点集合与子节点集合； $M$ 为极大值； $v$ 为任意实数； $\alpha_{ij,t}$ 为*t*时刻支路*ij*状态变量，1表示连通，0表示断开； $\Omega_b$ 为配电网支路集合。

## 2 配电网新能源承载能力评估模型

配电网新能源承载能力评估模型中包含的决策变量为储能的实时出力、分布式新能源的实时

有功/无功出力、配电网线路的重构、需求侧管理措施。

### 2.1 目标函数

本文以分布式新能源准入容量最大为目标，目标函数表达式为

$$\max C = \max \left( \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} S_i^{\text{PV}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} S_i^{\text{WT}} \right) \quad (9)$$

式中： $C$ 为分布式新能源的最大准入容量； $N_{\text{PV}}$ 为新增光伏的节点数； $N_{\text{WT}}$ 为新增风电的节点数； $S_i^{\text{PV}}$ 为第*i*个节点新增的光伏容量； $S_i^{\text{WT}}$ 为第*i*个节点新增的风电容量。

### 2.2 约束条件

1) 配电网潮流方程约束。

配电网的潮流应满足 DistFlow 方程约束，即

$$P_{i,t}^{\text{inj}} = P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{dis}} - P_{i,t}^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{L}} \quad (10)$$

$$Q_{i,t}^{\text{inj}} = Q_{i,t}^{\text{PV}} + Q_{i,t}^{\text{WT}} - Q_{i,t}^{\text{L}} \quad (11)$$

$$\sum_{k \in \rho(i)} (P_{ki,t} - r_{ki} I_{ki,t}^2) + P_{i,t}^{\text{inj}} - \sum_{j \in \kappa(i)} P_{ij,t} = 0 \quad (12)$$

$$\sum_{k \in \rho(i)} (Q_{ki,t} - x_{ki} I_{ki,t}^2) + Q_{i,t}^{\text{inj}} - \sum_{j \in \kappa(i)} Q_{ij,t} = 0 \quad (13)$$

$$(U_{i,t}^2 - U_{j,t}^2) - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) I_{ij,t}^2 = 0 \quad (14)$$

$$I_{ij,t}^2 U_{i,t}^2 - P_{ij,t}^2 - Q_{ij,t}^2 = 0 \quad (15)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{inj}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{inj}}$ 分别为节点*i*在*t*时刻注入的有功、无功功率； $P_{i,t}^{\text{L}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{L}}$ 分别为节点的有功、无功负荷需求； $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 分别为节点的光伏和风机的有功出力； $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 分别为节点的储能充、放电功率； $Q_{i,t}^{\text{PV}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{WT}}$ 分别为节点的光伏和风机的无功出力； $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 和 $I_{ij,t}$ 分别为*t*时刻从节点*i*流向节点*j*的有功功率、无功功率和电流； $r_{ij}$ 和 $x_{ij}$ 分别为支路*ij*的电阻和电抗； $U_{i,t}$ 为*t*时刻节点*i*处电压。

2) 支路电流约束。

在配电网运行过程中，支路电流不应高于上限，且当支路断开时，其上流过的电流为0。支路电流约束为

$$|I_{ij,t}| \leq \alpha_{ij,t} I_{ij,\text{max}} \quad (16)$$

式中： $I_{ij,\text{max}}$ 为流经支路*ij*的电流上限。

3) 电压偏差约束为

$$(1 - \varepsilon_{\text{low}}) U_N \leq U_{i,t} \leq (1 + \varepsilon_{\text{up}}) U_N \quad (17)$$

式中： $\varepsilon_{\text{low}}$ 、 $\varepsilon_{\text{up}}$ 分别为节点电压偏差的下限和上限； $U_N$ 为标称电压。

4) 储能运行约束。

接入配电网节点*i*的储能的运行需要满足以下约束，即

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} \leq \gamma_{i,t} n_i^{\text{BES}} P_i^{\text{BES}} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} \leq (1 - \gamma_{i,t}) n_i^{\text{BES}} P_i^{\text{BES}} \quad (19)$$

$$E_{i,t+\Delta t}^{\text{BES}} = E_{i,t}^{\text{BES}} + \left( \eta_i^{\text{ch}} P_{i,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{i,t}^{\text{dis}}}{\eta_i^{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad (20)$$

$$S_{i,\text{min}} n_i^{\text{BES}} E_i^{\text{BES}} \leq E_{i,t}^{\text{BES}} \leq S_{i,\text{max}} n_i^{\text{BES}} E_i^{\text{BES}} \quad (21)$$

$$E_{i,0}^{\text{BES}} = E_{i,T}^{\text{BES}} \quad (22)$$

式中：0-1 变量 $\gamma_{i,t}$ 表征储能充放电状态，1 为放电，0 为充电； $P_i^{\text{BES}}$ 为单个储能模块的额定功率； $n_i^{\text{BES}}$ 为储能安装数量； $E_i^{\text{BES}}$ 表示单个储能模块的额定容量； $E_{i,t}^{\text{BES}}$ 为储能电量； $\eta_i^{\text{ch}}$ 和 $\eta_i^{\text{dis}}$ 分别为储能充、放电效率； $\Delta t$ 为相邻调度时刻之间的时长； $S_{i,\text{max}}$ 、 $S_{i,\text{min}}$ 分别为储能存储能量上、下限； $E_{i,0}^{\text{BES}}$ 和 $E_{i,T}^{\text{BES}}$ 分别为调度初始时刻与末尾时刻的电量。

5) 分布式新能源运行约束为

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \leq P_{i,t}^{\text{PV,max}} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT,max}} \quad (24)$$

$$Q_{i,t}^{\text{PV}} = P_{i,t}^{\text{PV}} \tan \varphi_{\text{PV}} \quad (25)$$

$$Q_{i,t}^{\text{WT}} = P_{i,t}^{\text{WT}} \tan \varphi_{\text{WT}} \quad (26)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{PV,max}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{WT,max}}$ 分别为光伏和风机的有功出力上限； $\varphi_{\text{PV}}$ 、 $\varphi_{\text{WT}}$ 分别为光伏和风机的功率因数。

同时还需要考虑需求侧管理约束式(1)~(4)和网络重构约束式(5)~(8)。

## 3 模型转化与求解

在上述模型中，潮流方程包含二次项、三角函数项，引入辅助变量 $l_{ij,t} = I_{ij,t}^2$ 和 $v_{i,t} = U_{i,t}^2$ 后，原模型中的电流平方项与电压平方项可以消除，结合 Big-M 法和凸松弛技术，DistFlow 方程约束可转化为以下二阶锥形式，即

$$\sum_{k \in \rho(i)} (P_{ki,t} - r_{ki} l_{ki,t}) + P_{i,t}^{\text{inj}} - \sum_{j \in \kappa(i)} P_{ij,t} = 0 \quad (27)$$

$$\sum_{k \in \rho(i)} (Q_{ki,t} - x_{ki} l_{ki,t}) + Q_{i,t}^{\text{inj}} - \sum_{j \in \kappa(i)} Q_{ij,t} = 0 \quad (28)$$

$$v_{i,t} - v_{j,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t} + M(1 - \alpha_{ij,t}) \geq 0 \quad (29)$$

$$v_{i,t} - v_{j,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t} - M(1 - \alpha_{ij,t}) \leq 0 \quad (30)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} 2P_{ij,t} & 2Q_{ij,t} & l_{ij,t} - v_{i,t} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq l_{ij,t} + v_{i,t} \quad (31)$$

相应地，电流幅值约束和电压偏差约束可分别等效为

$$0 \leq l_{ij,t} \leq \alpha_{ij,t}^2 I_{ij,\text{max}}^2 \quad (32)$$

$$(1 - \varepsilon_{\text{low}})^2 U_N^2 \leq v_{i,t} \leq (1 + \varepsilon_{\text{up}})^2 U_N^2 \quad (33)$$

通过二阶锥松弛技术转凸得到配电网新能源承载能力评估的线性化模型为

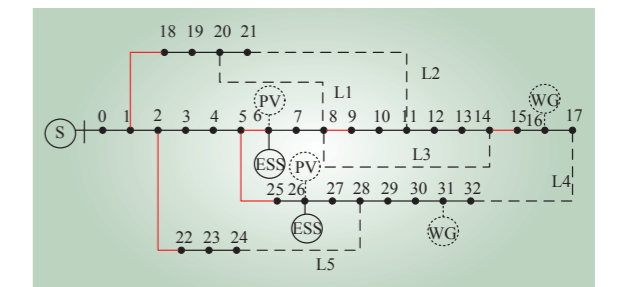
$$\begin{cases} \max C \\ \text{s.t. (10) ~ (11), (18) ~ (33)} \end{cases} \quad (34)$$

该模型可以基于 Matlab 平台中的 Yalmip 工具箱，采用 Cplex 算法包求解。

## 4 算例分析

### 4.1 算例设置

为验证本文所提模型的有效性，仿真算例采用改进 IEEE 33 节点配电网<sup>[24-25]</sup>，如图 1 所示，配电网节点电压上、下限设置为 1.1 p.u. 和 0.9 p.u.，系统的基准容量设置为 10 MV·A，图 1 中虚线为联络线，红线为可重构线路。光伏 PV<sub>1</sub>、PV<sub>2</sub> 安装在节点 6、26，风机 WT<sub>1</sub>、WT<sub>2</sub> 安装在节点 16、31。



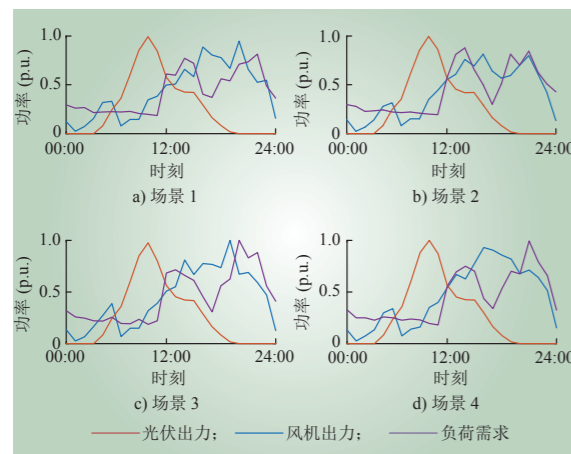


图2 分布式新能源与负荷典型日数据  
Fig. 2 Typical daily data of distributed new energy and load

表1 储能位置及参数信息  
Table 1 Energy storage installation location and parameters

储能 编号	节 点	$P_e^{\max}/$ kW	额定容量/ (kW·h)	最小荷电状态 SOC <sub>min</sub> /%	充/放电 效率
ESS <sub>1</sub>	26	200	1000	10	0.95/0.95
ESS <sub>2</sub>	31	200	1000	10	0.95/0.95

为研究需求侧管理和网络重构对配电网新能源承载能力的影响，本文在考虑储能接入配电网的情况下，设置如下4种情景进行对比分析：1) 不考虑任何措施的配电网新能源承载能力评估；2) 仅考虑网络重构的配电网新能源承载能力评估；3) 仅考虑需求侧管理的配电网新能源承载能力评估；4) 考虑需求侧管理和网络重构的配电网新能源承载能力评估。

#### 4.2 承载能力评估

经过模拟运行得到情景1~4的风电、光伏最大准入容量，如表2所示。

表2 风电、光伏最大准入容量  
Table 2 Maximum access capacity of wind power and photovoltaic

设备	情景1	情景2	情景3	情景4
PV <sub>1</sub>	182	232	191	271
PV <sub>2</sub>	228	263	263	464
WT <sub>1</sub>	181	211	300	323
WT <sub>2</sub>	209	273	378	395

由表2可知，对于间歇性较强的风电，需求侧管理可以有效提高承载能力。网络重构可以直接改变配电网的拓扑结构，影响功率的流动，从而可以较大程度地提高新能源的承载能力。考虑需求侧管理和网络重构可以极大提升配电网的新能源承载能力。

为深入分析需求侧管理与网络重构对配电网新能源承载能力的影响，分别统计不同情景下的分布式新能源渗透率、平均电压偏差、最大电压偏差、平均弃风弃光率，经过 min-max 标准化得到如图3所示的雷达图。其中，分布式新能源渗透率为正向指标，平均电压偏差、最大电压偏差、平均弃风弃光率为逆向指标。由图3可知，仅考虑网络重构的情景2相比于情景1新能源渗透率从21.56%提升至26.34%，平均弃风弃光率从2.96%降低至1.97%，最大电压偏差从4.39%降低至3.96%，平均电压偏差从3.53%降至2.94%；仅考虑需求侧管理的情景3相比于情景1新能源渗透率从21.56%提升至30.46%，平均弃风弃光率从2.96%降低至1.31%，最大电压偏差从4.39%降低至3.75%，平均电压偏差从3.53%降至2.71%；考虑需求侧管理和网络重构的情景4相比于情景1新能源渗透率从21.56%提升至39.12%，平均弃风弃光率从2.96%降低至1.31%，最大电压偏差从4.39%降低至3.75%，平均电压偏差从3.53%降至2.71%。该结果表明考虑需求侧管理和网络重构不仅可以提升配电网新能源承载能力，同时也可以减少配电网弃风弃光率，改善电能质量。

为进一步分析需求侧管理与网络重构对配电

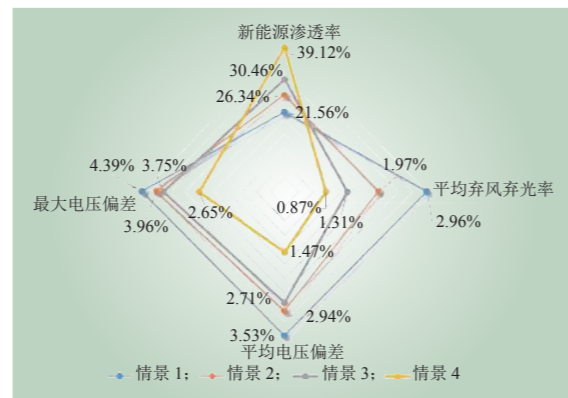


图3 各方案指标对比  
Fig. 3 Comparison radar chart of each scheme index

网的影响，典型场景4考虑需求侧管理前后的负荷曲线如图4所示，情景4的典型场景4用电低谷、高峰时段网络重构结果如图5、图6所示。由图4可知，需求侧管理之前负荷峰谷差为0.80 p.u.，需求侧管理之后负荷峰谷差为0.69 p.u.，负荷高峰期（12:00—16:00，18:00—23:00）的部分负荷平移到负荷低谷期（00:00—11:00，17:00，24:00）。该结果表明考虑需求侧管理对负荷最大

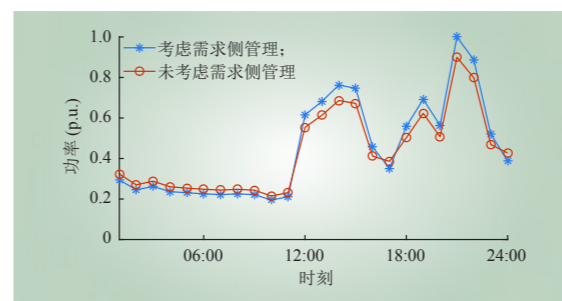


图4 典型场景4考虑需求侧管理前后负荷曲线  
Fig. 4 Load curve before and after considering demand side management for typical scenario 4

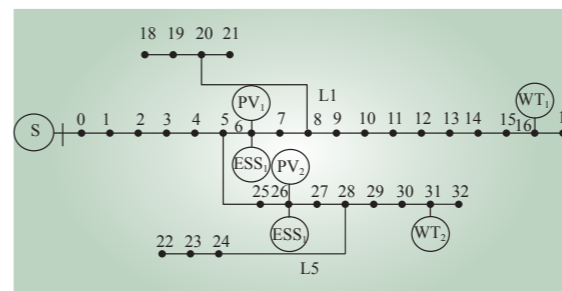


图5 情景4的典型场景4用电低谷时段网络重构结果  
Fig. 5 Network reconfiguration results during the valley period of electricity consumption for typical scenario 4 of situation 4

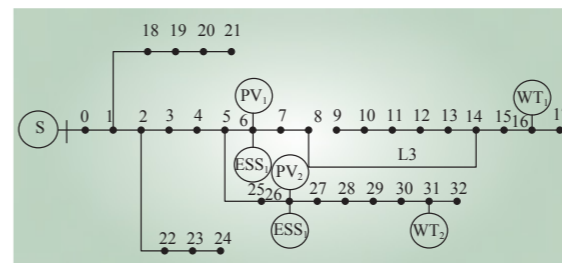


图6 情景4的典型场景4负荷高峰时段网络重构结果  
Fig. 6 Network reconfiguration results during the peak period of electricity consumption for typical scenario 4 of situation 4

峰谷差具有一定改善作用。

由图5、图6可知，情景4的典型场景4在用电低谷时段线路1—18、2—22的支路开关断开，联络线L1、L5的联络开关闭合，这是因为在负荷低谷时段需要通过联络线L1、L2向节点18—24供电以最大程度消纳分布式新能源的出力，提升配电网新能源承载能力；在用电高峰时段线路5—25、8—9的支路开关断开，联络线L3、L4的联络开关闭合，这是因为在负荷高峰时段线路负载较重，通过联络线L3连接，能够提升线路末端节点的电压，保障配电网的安全稳定运行。

## 5 结语

本文以分布式新能源承载能力最大为目标，建立考虑需求侧管理和网络重构的配电网新能源承载能力评估模型，利用二阶锥松弛技术对模型进行转凸求解，仿真算例采用改进 IEEE 33 节点配电网。实验结果表明，考虑需求侧管理和网络重构能够提高分布式新能源的承载能力。

## 参考文献：

- [1] OCHOA L, DENT C, HARRISON G. Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks[C]//IEEE PES General Meeting. Minneapolis, MN, USA. IEEE, 2010: 1.
- [2] CHEN C S, TSAI C T, LIN C H, et al. Loading balance of distribution feeders with loop power controllers considering photovoltaic generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1762–1768.
- [3] 王利利, 王皓, 任洲洋, 等. 计及灵活资源调节潜力的高压配电网新能源接入能力评估[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 124–131.  
WANG Lili, WANG Hao, REN Zhouyang, et al. Evaluation of renewable energy accommodation capacity of high voltage distribution networks considering regulation potential of flexible resources[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 124–131.
- [4] 陈岩, 靳伟, 王文宾, 等. 兼顾区域自律和消纳品质的配电网新能源消纳能力分析[J]. 中国电力, 2021, 54(9): 143–155.  
CHEN Yan, JIN Wei, WANG Wenbin et al. Analyzing method of the absorption capability of new energy in distribution network with consideration of regional self-discipline and absorption quality[J]. Electric Power, 2021, 54(9): 143–155.

[5] 陈卫, 杨波, 张兆云, 等. 计及电动汽车充电站接入的配电网承载能力评估与优化 [J]. 电工技术学报, 2014, 29(8): 27–35, 45.  
CHEN Wei, YANG Bo, ZHANG Zhaoyun, *et al.* Distribution networks supportability evaluation and optimization considering electric vehicles charging stations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 27–35, 45.

[6] 倪伟, 吕林, 李婷, 等. 考虑电热混合储能与重构联合优化的配电网风电消纳策略 [J]. 电力建设, 2017, 38(12): 112–120.  
NI Wei, LV Lin, LI Ting, *et al.* Wind power consumption strategy for distribution network considering joint optimization of electrothermal hybrid storage and network reconfiguration[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(12): 112–120.

[7] 陶琼, 王德顺, 叶季蕾, 等. 考虑储能配置模式的多数据源融合分布式光伏发电并网接纳分析方法 [J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1093–1098.  
TAO Qiong, WANG Deshun, YE Jilei, *et al.* Capacity analysis of distributed photovoltaic generation integrated into power grid considering energy storage configuration mode based on fusion of multiple data sources[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1093–1098.

[8] 刘科研, 盛万兴, 马晓晨, 等. 基于多种群遗传算法的分布式光伏接入配电网规划研究 [J]. 太阳能学报, 2021, 42(6): 146–155.  
LIU Keyan, SHENG Wanxing, MA Xiaochen, *et al.* Planning research of distributed photovoltaic source access distribution network based on multi-population genetic algorithm[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(6): 146–155.

[9] 陆立民, 褚国伟, 张涛, 等. 基于改进多目标粒子群算法的微电网储能优化配置 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15): 116–124.  
LU Limin, CHU Guowei, ZHANG Tao, *et al.* Optimal configuration of energy storage in a microgrid based on improved multi-objective particle swarm optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 116–124.

[10] 刘健辰, 刘山林. 基于二阶锥松弛和 Big-M 法的配电网分布式电源优化配置 [J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2604–2611.  
LIU Jianchen, LIU Shanlin. Optimal distributed generation allocation in distribution network based on second order conic relaxation and big-M method[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2604–2611.

[11] 肖遥, 别朝红, 黄格超, 等. 基于二阶锥最优潮流的机会约束分布鲁棒优化研究 [J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1505–1517.  
XIAO Yao, BIE Zhaohong, HUANG Gechao, *et al.* Chance-constrained distributional robust optimization based on second-order

cone optimal power flow[J]. Power System Technology, 2021, 45(4): 1505–1517.

[12] 金尚婷, 吴杰康, 覃炜梅, 等. 考虑风电消纳的配电网多目标无功协同优化 [J]. 广东电力, 2019, 32(1): 52–59.  
JIN Shangting, WU Jiekang, QIN Weimei, *et al.* Multi-objective collaborative reactive power optimization for distribution network considering wind power accommodation[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(1): 52–59.

[13] 王晓港. 提高光伏消纳能力的配电网联络开关优化配置 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(9): 134–140.  
WANG Xiaogang. Optimum configuration of distribution network interconnection switch for improving photovoltaic penetration rate considering partition and segment[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(9): 134–140.

[14] 栾伟杰, 蒋献伟, 张节潭, 等. 考虑主动管理的分布式光伏发电消纳能力研究 [J]. 电力建设, 2016, 37(1): 137–143.  
LUAN Weijie, JIANG Xianwei, ZHANG Jietan, *et al.* Consumptive ability analysis for distributed photovoltaic generation considering active management[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(1): 137–143.

[15] 姜云鹏, 任洲洋, 李秋燕, 等. 考虑多灵活性资源协调调度的配电网新能源消纳策略 [J]. 电工技术学报, 2022, 37(7): 1820–1835.  
JIANG Yunpeng, REN Zhouyang, LI Qiuyan, *et al.* An accommodation strategy for renewable energy in distribution network considering coordinated dispatching of multi-flexible resources[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(7): 1820–1835.

[16] 李超, 苗世洪, 盛万兴, 等. 考虑动态网络重构的主动配电网优化运行策略 [J]. 电工技术学报, 2019, 34(18): 3909–3919.  
LI Chao, MIAO Shihong, SHENG Wanxing, *et al.* Optimization operation strategy of active distribution network considering dynamic network reconfiguration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(18): 3909–3919.

[17] DOROSTKAR-GHAMSARI M R, FOTUHI-FIRUZABAD M, LEHTONEN M, *et al.* Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(3): 1879–1888.

[18] 张沈习, 袁加妍, 程浩忠, 等. 主动配电网中考虑需求侧管理和网络重构的分布式电源规划方法 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(增刊1): 1–9.  
ZHANG Shenxi, YUAN Jiayan, CHENG Haozhong, *et al.* Optimal distributed generation planning in active distribution network

considering demand side management and network reconfiguration[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(S1): 1–9.

[19] 周孟然, 王旭, 邵帅, 等. 考虑需求响应和碳排放额度的微电网分层优化调度 [J]. 中国电力, 2022, 55(10): 45–53.  
ZHOU Mengran, WANG Xu, SHAO Shuai, *et al.* Hierarchical optimal scheduling of microgrid considering demand response and carbon emission quota[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 45–53.

[20] 马丽叶, 王玉翠, 王楚通. 主动配电网中计及网络重构的分布式电源鲁棒规划 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 94–101.  
MA Liye, WANG Yucui, WANG Chutong. Robust planning of distributed generators in active distribution network considering network reconfiguration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 94–101.

[21] CAPITANESCU F, OCHOA L F, MARGOSSIAN H, *et al.* Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 346–356.

[22] RAPOSO A A M, RODRIGUES A B, DA GUIA DA SILVA M. Robust meter placement for state estimation considering Distribution Network Reconfiguration for annual energy loss reduction[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 182: 106233.

[23] CIVANLAR S, GRAINGER J J, YIN H, *et al.* Distribution feeder reconfiguration for loss reduction[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(3): 1217–1223.

[24] 黄鸣宇, 张庆平, 张沈习, 等. 高比例清洁能源接入下计及需求响应的配电网重构 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(1): 116–123.  
HUANG Mingyu, ZHANG Qingping, ZHANG Shenxi, *et al.* Distribution network reconfiguration considering demand-side response with high penetration of clean energy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1): 116–123.

[25] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Power Engineering Review, 1989, 9(4): 101–102.

#### 作者简介:

刘国伟（1988—），男，硕士，高级工程师，从事新能源配电网技术研究，E-mail: lgw07@qq.com；  
马楠（1983—），男，硕士，高级工程师，从事新能源并网、配网安全运行技术研究，E-mail: mananxjtu@139.com；  
刘志文（1981—），男，通信作者，博士，高级工程师，从事新能源并网与配电网规划研究，E-mail: lzw32347@126.com。

（责任编辑 王文诗）



# 微型光伏并网逆变器实现高效变换的关键技术

## 摘要

随着全球能源危机的加剧和环境污染问题的日益严重，寻找和利用可再生能源已成为世界各国研究的重点课题，太阳能作为一种清洁、可再生的能源，其开发和利用受到了广泛关注。微型光伏并网逆变器作为连接太阳能光伏板与电网的关键设备，其性能直接影响到整个光伏系统的效率和可靠性。本文综述了微型光伏并网逆变器的关键技术，包括逆变器拓扑结构、功率解耦技术以及孤岛检测技术，旨在为实现高效、低成本、高可靠性的微型光伏并网逆变器提供参考。

**关键词：**微型光伏并网逆变器，逆变器拓扑结构，功率解耦技术，孤岛检测技术。

## 引言

在 2021 年，我国电力行业的碳排放量占到了全年各行业总排放量的一半以上 [1]。然而，这些非可再生能源将在未来数十年至一个多世纪内耗尽，因此我国的能源体系迫切需要进行低碳转型和深化改革，其中，微型光伏并网逆变器因其高效率、高可靠性，易于集成，安排方便，配置灵活等优点，在光伏系统中得到了广泛应用。然而，随着技术的发展和市场需求，对逆变器的性能要求也越来越高。本文将探讨实现微型光伏并网逆变器高效变换的关键技术。

## 1. 单级式逆变器拓扑

单级式逆变器因其结构简单、集成度高、附加损耗低而成为研究趋势。这种拓扑结构通常包括 Buck-Boost 逆变器、H 桥逆变器和反激式逆变器等。

单级式逆变器能够实现最大功率跟踪、升压以及逆变等功能，且结构简单，效率相对较高。

### 1.1 反激式逆变器

反激式逆变器拓扑结构在电网电压负半周期利用了耦合绕组的反激原理。这种结构适用于小容量的光伏并网系统，但也存在开关管损耗高、控制复杂的缺点。交错并联反激式逆变器 [2] 如图 1.1:

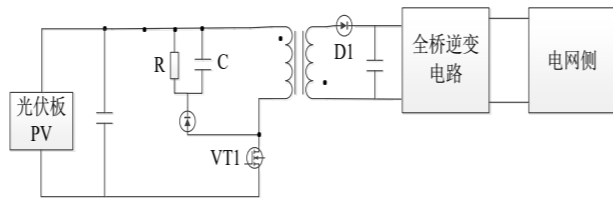


图 1.1 交错并联反激式逆变器

### 1.2 Buck-Boost 逆变器

Buck-Boost 逆变器能够在电网电压的正半周期

以 Buck-Boost 方式工作，在电网电压的负半周期以 Boost 方式工作，但是需要较为复杂的控制策略去抑制直流分量注入电网而影响输出电流质量，该种拓扑的优点是同时工作在高频的开关器件少、开关损耗低。

### 1.3 非隔离型半桥 Buck-Boost 逆变器

四开关非隔离型半桥 Buck-Boost 逆变器将输入端的光伏电源分成两部分，分别为两组 Buck-Boost 电路供电，两个 Buck-Boost 电路交替工作，每次工作半个电网电压周期。这种拓扑结构消除了电网正、负半周期内工作不对称的缺点，具有开关损耗低、电磁干扰弱和可靠性高等优点。

## 2. 多级式逆变器拓扑

多级式逆变器与单级式拓扑相比，多级式拓扑的控制算法更为简洁，但由于涉及多个功率转换阶段，这可能会对整体效率产生一定的负面影响。

### 2.1 DC-DC-AC 拓扑

这是目前常用的一种多级式逆变器拓扑结构。其前级为 DC-DC 变换器，用于实现电压调整和最大功率点跟踪（MPPT）功能，后级为 DC-AC 逆变器 [3]，用于实现输出电流正弦化并网、孤岛效应检测和预防等功能，由于单独具有一级最大功率跟踪环节，系统可以具有比较宽的输入电压范围，图 2.1 为 DC-DC-AC 拓扑结构图：

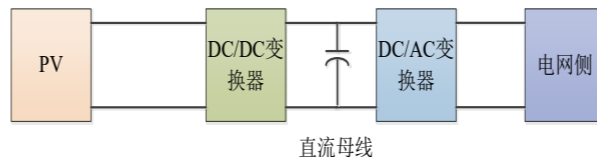


图 2.1 DC-DC-AC 拓扑结构图

### 2.1.1 两级式非隔离电压源型 Boost 逆变器

该拓扑结构由一个 Boost 型 DC/DC 变换器和一个电压型全桥逆变器构成。前级 Boost 变换器实现对 PV 阵列进行升压，后级逆变器利用 PWM 技术产生交流电并与电网并联工作。

### 2.1.2 两级非隔离型 Buck-Boost 逆变器

这种非隔离型拓扑虽然结构简单，但其直流电压变化允许范围小，电压转换率有限。在光伏阵列产生的直流输入电压非常低的情况下，带有高频变压器的隔离型拓扑能够提高其功率等级。

### 2.1.3 两级隔离型 Buck-Boost 逆变器

在电网与光伏发电系统之间采用反激变压器进行电气隔离，这种拓扑结构可以在 PV 阵列输出电压变化范围较大时，也能够产生较好的输出电流波形。

## 2.2 DC-AC-AC 拓扑

与单级逆变器相比，多级逆变器的电路结构较复杂，这可能会影响系统的可靠性

### 2.2.1 初级 DC-AC 逆变器电路

在这一阶段，光伏组件或其他直流电源产生的直流电压被转换成高频交流电压。这一步骤通常涉及到使用电力电子转换器，如全桥逆变器、半桥逆变器或推挽逆变器等，它们通过脉宽调制（PWM）等控制方法来生成交流电压。

### 2.2.2 次级 AC-AC 变频器电路

初级电路产生的高频交流电在这一阶段通过变

压器进行升压，然后连接到 AC-AC 变频器。AC-AC 变频器进一步调节输出电流，以完成并网过程。

整个 DC-AC-AC 拓扑结构图如图 2.2:

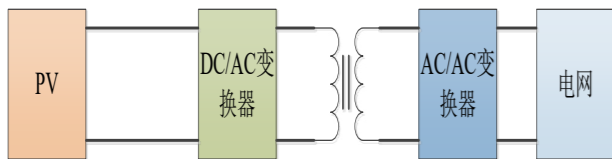


图 2.2 DC-AC-AC 拓扑结构图

### 3. 功率解耦技术

功率解耦技术是提高微型光伏并网逆变器效率的关键。通过合理的功率解耦设计，可以减少逆变器内部的损耗，提高系统的整体效率。并且由于逆变器的输入端是直流电源，其输入功率保持不变，而输出端为交流电，导致输出功率会存在波动，因此输入和输出功率之间可能会发生功率不匹配现象。为了解决这一问题，必须在光伏模块的输入端配置高容量的解耦电容器。研究中提到了不同解耦电容位置对微逆效率的影响，为设计提供了理论依据。同时，文章 [4] 提出了一种具有解耦电路功能的拓扑

结构，该拓扑在传统反激式逆变器的基础上引入功率解耦电路，将二倍频功率扰动通过解耦电路转移到解耦电容中，光伏电池输出侧仅需小容值电容滤去高频纹波。文章 [5] 介绍了一种新型的三开关三端口反激型单相并网光伏逆变器，该逆变器能够通过三个独立的开关向电力系统提供低总谐波失真的正弦波电流，显著提高了微型逆变器的稳定性和可靠性。

### 4. 孤岛检测相关研究

对于孤岛检测，主要分为被动孤岛检测和主动孤岛检测，而被动孤岛检测往往存在检测盲区，因此主动孤岛检测策略也是目前研究热点，在主动孤岛检测中，一是通过改变占空比然后检测电压幅值的变化来判断是否处于孤岛状态，正常情况下，由于会被电网电压钳位，因此并网点电压会处于正常范围，当孤岛发生时，占空比的变化导致并网点电压幅值超过正常范围，从而检测出孤岛，二是改变电流与公共耦合点电压的相位差来判断是否处于孤岛状态，但是该方法会导致电流质量的下降，因此为了能够兼顾电能质量和孤岛检测速度，不同文

章基于此也提出了不同的改进方法，文章 [6] 提出一种新的截断系数控制策略，并引入了模糊控制，即将公共耦合点电压频率的偏移量和偏移变化率作为两个输入变量，输出为截断系数  $f_s$ 。其表示逆变器输出电流的频率扰动强度，定义如下 [7]:

$$f_c = \frac{2t_s}{T} \quad (4-1)$$

式中  $t_s$  为逆变器输出电流的截断时间，其表示逆变器输出电流过零点超前或滞后 PCC 电压过零点的时间间隔， $T$  为公共耦合点处电压周期。

控制结构图如图 4.1:

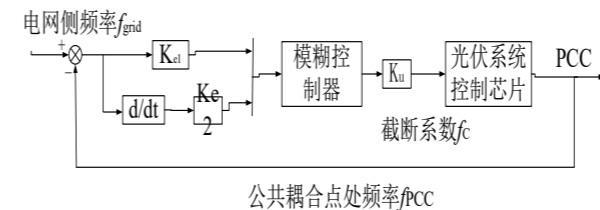


图 4.1 基于模糊控制的主动移频式孤岛检测控制结构图

文章 [8] 提出通过检测逆变器输出电压的幅值，频率和相位的变化大小再利用最优控制算法建立数学模型来实现基于最优控制的孤岛检测从而提高系统检测的可靠性和稳定性，除此之外，Sandia 频率偏移孤岛检测法，滑模频率漂移孤岛检测法等也是常用的策略。

首先对于 Sandia 频率偏移孤岛检测法，其计算公式为:  $f_c(k+1) = f_c(k) + k(\omega_u(k) - \omega_0)$  (4-2)

$f_c(k+1)$ ,  $f_c(k)$  分别为第  $k$ ,  $k+1$  时刻的截断系数， $\omega_u(k)$  为  $K$  时刻公共耦合点电压的频率，

$\omega_0$  为电网电压频率， $k$  为与  $\omega_u(k) - \omega_0$  同方向的增益系数，在系统正常工作时，公共耦合点电压与电网电压的频率差为零，当系统进入孤岛状态时，公共耦合点电压与电网电压的频率差的变化会引起输出电流频率的变化，从而改变公共耦合点处电压频率，通过正反馈来快速进行孤岛判断。

滑模频率漂移孤岛检测法基本思想与 Sandia 频率偏移孤岛检测法差不多，计算公式如下:

$$\theta_i = \theta_m \sin\left(\frac{\pi}{2} \times \frac{f - f_g}{f_m - f_g}\right) \quad (4-3)$$

$\theta_i$  为输出电流相位， $\theta_m$  为最大相位偏移量，一般可取 10 度左右， $f$  为公共耦合点处电压频率， $f_g$  为电网电压频率， $f_m$  为最大相位偏移时对应的频率，系统正常工作时，输出电流与电网电压基本保持同相位，而当孤岛发生时，与前面所述 Sandia 频率偏移孤岛检测法类似，公共耦合点电压与电网电压的频率差的变化会引起输出电流相位的变化，从而改变公共耦合点处电压相位，通过正反馈来快速进行孤岛判断。

### 5. 结论

微型光伏并网逆变器的高效变换依赖于合理的拓扑结构设计、功率解耦技术、以及孤岛检测技术等关键技术的改进。其中电路拓扑上的改进主要以降低成本，减少体积为目的，功率解耦技术以及孤岛检测技术主要是为保证系统性能，未来的研究应聚焦于进一步优化拓扑结构，选择合适的控制方法降低系统损耗，以实现微型逆变器整体效率的提升和寿命的延长。



## 参考文献

[1] 刘文华. 中国能源统计年鉴. 北京: 中国统计出版社, 2021。

[2] M. S. Akhtar and V. K. Singh. Comparative Analysis of Grid-Connected PV System Using Flyback Converter[A]. International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET), Patna, India, 2022:1-6.

[3] 汪飞, 徐新蔚, 吴春华. 光伏微型逆变器拓扑结构研究与分析 [J]. 电力自动化设备, 2018,38(03):24-33.

[4] H. Hu, S. Harb, N. H. Kutkut, Z. J. Shen and I. Batarseh, A Single-Stage Microinverter Without Using Eletrolytic Capacitors. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013,28(6):2677-2687.

[5] M. Hadi Zare, M. Mohamadian and R. Beiranv. A Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverter Based on a Three-Switch Three-Port Flyback With Series Power Decoupling Circuit[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017:2062-2071

[6] 邹培源, 黄纯, 白振宇, 石雁祥, 王永红. 低谐波畸变的快速主动移频式孤岛检测方法 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2018,30(01):58-63.

[7] 乔家振. 光伏并网系统低电压穿越与孤岛检测技术研究 [D]. 山东理工大学, 2019.

[8] 龚会茹, 易灵芝, 沈建飞等. 基于最优控制的快速光伏并网孤岛检测研究 [J]. 电源技术, 2014,38(04):694-696+740.



# 微型燃气轮机在电力系统中的应用： 用途与控制技术

## 摘要

微型燃气轮机（Micro Gas Turbines,MGT）因其高效率、低排放和灵活的运行特性，成为现代分布式能源系统的重要组成部分。本文重点探讨了微型燃气轮机在电力系统中的应用，包括其作为分布式发电设备、备用电源和冷热电联供（CHP）系统的用途，以及针对其高效稳定运行的控制技术。研究表明，通过优化控制策略和智能化管理，可进一步提升 MGT 的性能，为现代电力系统的可持续发展提供有力支持。

**关键词：**微型燃气轮机，分布式发电，冷热电联供，控制技术，电力系统

## 1. 引言

随着全球能源需求的增长和对碳排放控制的严格要求，分布式能源技术在电力系统中发挥着越来越重要的作用。微型燃气轮机因其小型化、模块化和清洁高效的特点，逐渐成为电力系统中的重要设备。近年来，研究表明，微型燃气轮机不仅在分布式发电和应急供电中具有显著的优势，还在冷热电联供系统中表现出优越性能 [3,4]。本文旨在通过分析其在电力系统中的用途与控制技术，为微型燃气轮机的进一步应用提供参考。分布式微网系统如下图所示 1 所示：



## 2. 微型燃气轮机的主要用途

### 2.1 分布式发电

微型燃气轮机作为分布式发电设备，能够以天然气、沼气和液化石油气等多种燃料为动力源，实现高效、灵活的电力生产 [5]。在工业园区、离网区域以及商业建筑中，MGT 能够通过模块化设计提供本地化电力供应，并减少输电损耗。研究表明，MGT 与可再生能源系统结合，可以提高系统整体效率，优化能源利用 [6]。可应用地点有居民区与商业建筑、工业园区和中小型工厂和偏远或离网区域。

在能源负荷需求较小但持续性要求较高的居民区和商业场所，MGT 可以与电网协同运行，提供高可靠性的电力输出，同时利用其余热满足热水和采暖需求。例如，写字楼和购物中心等商业建筑，尤其在高峰时段，通过 MGT 分担电网压力，实现经济效益最大化。

在需要稳定且高质量电力供应的工业园区，MGT 能够满足局部负荷需求，特别是在生产过程中对供电可靠性要求较高的行业，如精密制造业和食品加工行业。相比依赖电网供电的传统模式，MGT 可显著降低因电网故障导致的生产停工风险。

在电网覆盖不足的偏远地区或海岛，MGT 能够以天然气或沼气为燃料，为用户提供独立的能源解决方案。这种方式不仅解决了偏远地区的用电问题，还能利用当地资源（如沼气）实现能源自给。微型燃气轮机发电系统如图 2 所示：

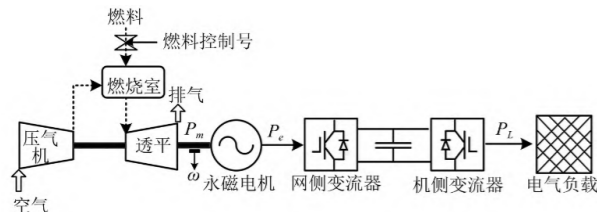


图 2 微型燃气轮机控制发电系统图

### 2.2 冷热电联供（CHP）系统

MGT 在 CHP 系统中的应用尤为突出，其废热通过热交换设备被充分回收，用于供暖或制冷 [1]。这一技术使得综合能源效率提升至 80% 以上，尤其适用于医院、学校和工业过程的热能需求场景。此外，与传统锅炉相比，MGT 的污染物排放显著减少，为低碳能源发展提供了重要支持 [7]。

MGT 的核心是燃气轮机，通过燃烧天然气或其他燃料，带动涡轮转动发电。在传统的燃气轮机中，大量的排气能量因未被利用而白白浪费，而在 CHP 系统中，这些排气热量被回收利用，经过热交换器转化为热水、蒸汽或冷能（通过吸收式制冷设备）。这一过程显著提高了系统的能源利用效率，综合效率通常可以达到 80% 以上。MGT 的废气温度一般在 500℃ 左右，适合用于提供蒸汽和热水，满足供暖或工业热能需求，结合吸收式制冷设备，废热可以进一步转化为冷水，供空调和制冷使用，尤其适用于商业楼宇和工业园区，同时，MGT 可持续为用户提供稳定的电力供应，与热能和冷能共同构成综合能源解决方案。

### 2.3 应急备用电源

在电网中断或负荷波动较大的情况下，MGT 可作为备用电源快速启动，为数据中心、通信基站和医疗设施提供持续的电力供应 [8]。与传统柴油发电机相比，MGT 不仅启动迅速，还具有更低的排放水平和运行成本。应用场所有医院、数据中心、通信基站和工业设施等。

在医院中，停电可能导致手术设备、生命支持设备等关键医疗设备无法运行，直接威胁患者生命

安全。MGT 作为备用电源，可以快速接管电力供应，保障医院的正常运行，并满足持续性能源需求，如制冷、供热等。

现代数据中心对电力供应的要求极为苛刻，短暂的停电都可能造成服务器中断和数据丢失。MGT 能够为数据中心提供高质量的不间断电力，特别是在长时间断电的情况下，表现出较高的可靠性。

在自然灾害或电网大面积中断时，通信基站、交通信号系统等设施需要保持运行，以确保社会的基本功能和应急指挥调度的正常进行。MGT 凭借其灵活性和稳定性，为此类设施提供了有效的应急电力解决方案。

对一些高精制造行业或连续性生产的工业设备而言，停电可能造成生产停滞甚至设备损坏。MGT 在电网供电中断时，能够迅速启动并稳定供电，避免不必要的经济损失。微型燃气涡轮发电机控制系统如下图 3 所示：

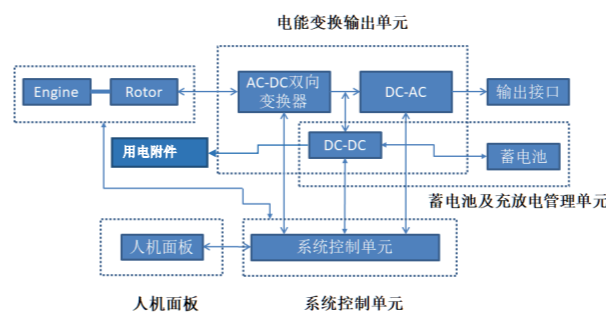


图 3 微型燃气涡轮发电机控制系统组成示意图

## 3. 微型燃气轮机的控制技术

### 3.1 转速 - 功率控制

由微型燃气轮机控制转速是目前应用较为广泛的整机控制策略 [5,8]。微型燃气轮机为电机提供机

械功率 P，并通过改变燃料量来改变自身和电机的转速，除此以外还要保证运行过程中温度和加速度不越限。微型燃气轮机的转速功率控制如图 4 所示，燃料给定值由转速偏差确定。

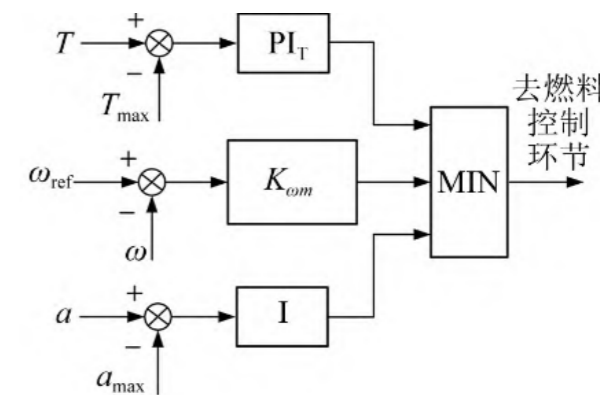
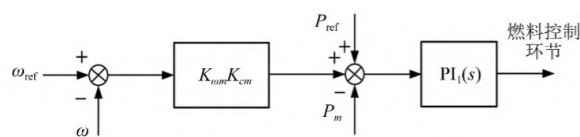


图 4 微型燃气轮机转速 - 功率控制框图

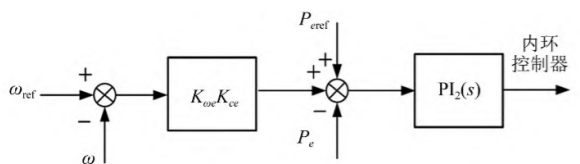
图 4 中：为设定转速；为最大允许温度；为最大允许加速度；为微型燃气轮机的转速增益。当负荷增加或电网调度指令增大时，暂态变化过程如下：电机转速由于机械功率与电功率不平衡而下降，微型燃气轮机检测到转速下降而增加燃料，逐步使系统功率恢复平衡。经过分析可见，微型燃气轮机的燃料控制主导了暂态过程，的波形取决于原动机输出功率的调节效果。

### 3.2 柔性协调控制策略

为改善微型燃气轮机发电系统在负荷变化过程中的响应，将微型燃气轮机和永磁同步电机协调配合共同参与转速和输出功率的控制，形成一种柔性控制方法。发电状态下，微型燃气轮机转速功率控制框图和电机侧变流器转速功率外环控制框图如图 4 所示。图 5 中：和分别为微型燃气轮机和电机的协调控制增益，用以分配转速偏差。



(a) 微型燃气轮机转速 - 功率控制框图



(b) 微型燃气轮机转速 - 功率控制框图

图 5 柔性协调控制框图

当控制系统达到稳态时，PI 环节输出保持稳定，对应 PI 环节的输入为零即有：

$$K_{om} K_{cm} (\omega_{m \text{ ref}} - \omega_m) + (P_{m \text{ ref}} - P_m) = 0 \quad (3-1)$$

可得到转速与机械功率的下垂特性关系：

$$\Delta\omega = -\frac{1}{K_{om} K_{cm}} \Delta P_m \quad (3-2)$$

同理，可以得到永磁同步电机转速与电功率的下垂特性关系：

$$\Delta\omega = -\frac{1}{K_{oe} K_{ce}} \Delta P_e \quad (3-3)$$

借助下垂特性，实现微型燃气轮机和电机的转速协调控制：下垂特性同时保证了功率调节量的协调分配。当仅由微型燃气轮机进行调速时，所有负荷变化，均由微型燃气轮机承担，有稳态关系：

$$\Delta P_L = \Delta P_m = -K_{om} \Delta\omega \quad (3-4)$$

而采用协调控制，则稳态关系为：

$$\Delta P_L = \Delta P_m + \Delta P_e = - (K_{om} K_{cm} + K_{oe} K_{ce}) \Delta\omega \quad (3-5)$$

对比可见，若不设协调增益，即  $K_{cm} = K_{ce} = 1$ ，等效的转速放大倍数因电机侧变流器控制投入而增大。

当  $K_{cm} = 1$ ， $K_{ce} = 0$  时，发电系统完全采取微型燃气轮机控制；当  $K_{cm} = 0$ ， $K_{ce} = 1$  时，发电系统完全采取变流器控制；当取值在区间  $[0,1]$  内时，发电系统采用柔性协调控制。

### 3.2 智能化与数字化控制

智能化控制通过物联网、大数据分析和 AI 优化燃气轮机的运行效率和稳定性 [9]。结合数字孪生技术，MGT 能够实现运行状态的实时监控与预测性维护，从而提升系统可靠性 [10]。其中包括：物联网 (IoT) 和传感器网络、人工智能 (AI) 技术和大数据与云计算。图 6 为微型燃气轮机控制电路图

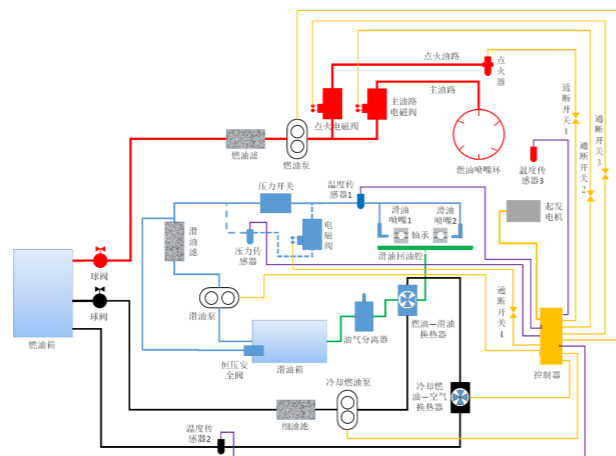


图 6 微型燃气轮机控制电路图

物联网技术通过分布式传感器实时监测 MGT 的

运行状态，包括温度、压力、排气成分、振动和功率输出等关键参数。传感器网络将这些数据上传至中央控制系统，为运行优化提供基础支持。

AI 技术在 MGT 智能化控制中扮演重要角色，特别是在运行优化和故障预测域。包括：运行优化、故障预测和自适应控制等方法。

大数据与云计算在 MGT 运行过程中产生的大量数据通过云计算平台进行存储和分析。包括：历史数据分析、动态调度优化和远程监控与控制等方法。

### 4. 结论

微型燃气轮机 (MGT) 作为一种分布式发电设备，能够高效、灵活地提供电力，广泛应用于工业园区、商业建筑、偏远地区以及小型工厂等场所。它能够利用天然气、沼气或液化石油气等多种燃料，并与可再生能源系统结合使用，提高整体能源利用效率。在需要持续高质量电力的工业园区和高精密制造业中，MGT 能够满足局部负荷需求，减少因电网故障导致的生产停滞风险。同时，MGT 在电网不覆盖的偏远地区能独立供电，利用当地资源如沼气实现能源自给。在冷热电联供 (CHP) 系统中，MGT 能回收废气热量用于供暖、制冷或生产蒸汽，系统综合效率可达 80% 以上，尤其适用于医院、学校等热能需求较高的场所。此外，MGT 低排放的特点有助于推动低碳能源的发展。在应急备用电源方面，MGT 能够在电网中断时迅速启动，为医院、数据中心、通信基站等关键设施提供持续电力，确保安全运行。在控制技术方面，MGT 采用转速 - 功率控制策略，并与永磁同步电机协同工作，形成柔性协调控制策略，同时结合物联网、大数据和人工智能技术，实现智能化和数字化控制，从而提升运行效率和可靠性。

### 参考文献

- [1] PILAVACHI P A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power[J/OL]. Applied Thermal Engineering, 2002, 22(18): 2003-2014. DOI:10.1016/S1359-4311(02)00132-1.
- [2] Capstone Turbine Corporation. Microturbine Technology Overview[R]. 2018.
- [3] Horlock J H. Combined Power Plants: Including Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants[M]. Pergamon, 2002.
- [4] NAYAK S K, GAONKAR D N. Fuel cell based hybrid distributed generation systems, "a review" [C/OL]//2013 IEEE 8th International Conference on Industrial and Information Systems. 2013: 525-530[2024-11-26]. https://ieeexplore.ieee.org/document/6732039. DOI:10.1109/ICIInfS.2013.6732039.
- [5] SENAPATI M K, PRADHAN C, SAMANTARAY S R. Improved power management control strategy for renewable energy-based DC micro-grid with energy storage integration[J/OL]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018[2024-11-26]. DOI:10.1049/iet-gtd.2018.5019.
- [6] Johnson G, Hodge B M. Power quality and grid stability considerations for micro gas turbines in distributed systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(5): 2334-2342. DOI: 10.1109/TPWRD.2015.2404978.

[7] De Oliveira J C, Silveira J L. Combined heat and power from microturbines: Thermodynamic and economic perspectives[J]. Energy, 2011, 36(12): 1215-1225. DOI: 10.1016/j.energy.2010.05.027.

[8] Verma S, Kaushik S C. Performance evaluation and environmental impact of microturbine-based energy systems: A review[J]. Environmental Progress & Sustainable Energy, 2018, 37(5): 1674-1684. DOI: 10.1002/ep.12919.

[9] Yang W, Wang J, Sun W. Application of artificial intelligence in gas turbine engines: A comprehensive review[J]. Energy Reports, 2018, 4: 576-583. DOI: 10.1016/j.egy.2018.07.004.

[10] Li X, Zhang Y, Zhou Y. Economic analysis of micro gas turbines as a distributed power generation source[J]. Energy Procedia, 2019, 158: 330-335. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.024.



06

# 高交会专版

High tech Fair Special Edition



# 01 新型电力系统及设备升级改造技术交流会

高交会精彩瞬间

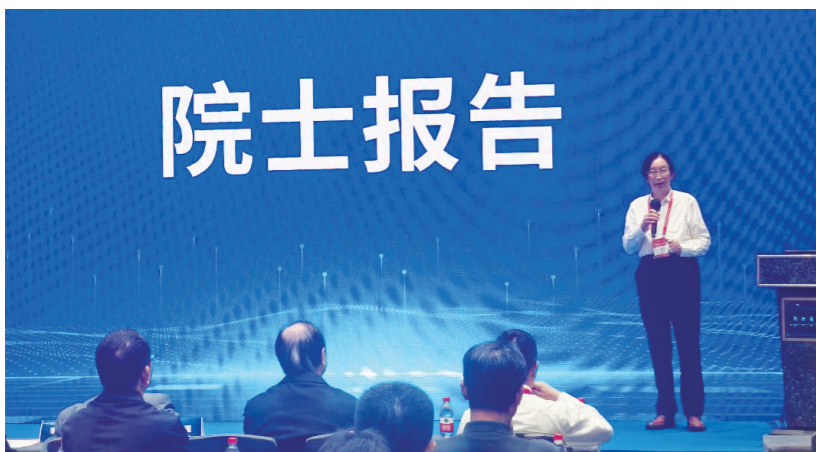


深圳市发改委一级调研员罗光亮致辞

技术交流会主持人：中国电力设备管理协会刘顺达会长



深圳供电局党委书记、董事长汤寿泉致辞



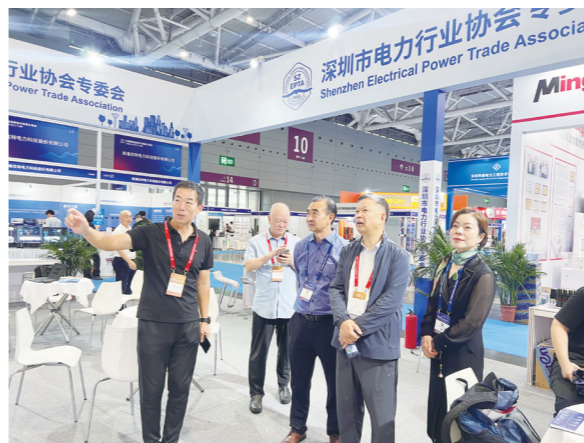
李立浯院士主旨报告



深圳市电力行业协会戴志勇秘书长讲话

# 02 领导巡展及展会精彩图片

高交会精彩瞬间



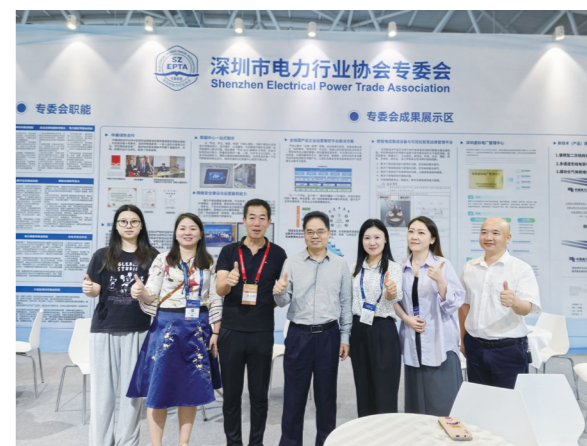
中国电力设备管理协会张建平副秘书长



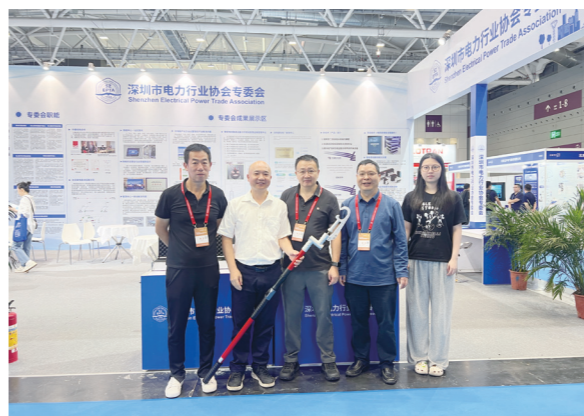
中国电力设备管理协会张建平副秘书长现场观展



中国电力设备管理协会张建平副秘书长与参展商代表合影留念



南网综合能源宋新明总经理观展



深圳市电力行业协会戴志勇秘书长观展



# 03 首届绿色电力装备设计大赛

高交会精彩瞬间



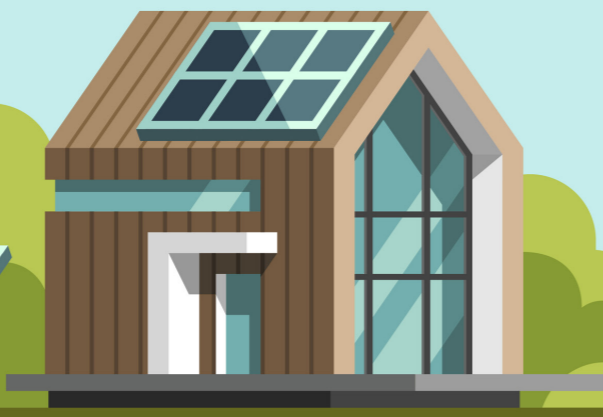
南京大全电气有限公司“关于安徽智飞龙科马生物制药产业园低压柜项目进线柜线束设计”，江苏平高泰事达电气有限公司“优化中置柜二次配线工艺路线，提升装配效率”获得二等奖。



山东安澜电力科技有限公司“淄博市 100MW 分布式光伏项目”，郝国兴设计的“福建三钢闽光股份有限公司 80 万吨大规格优质棒材项目”，山东寿光巨能电气有限公司“进线柜母排路径方案”获得三等奖。



中冶南方（武汉）自动化有限公司“沙钢铸轧薄带 CA7&CA8 机组供货项目工程”获得一等奖。



# 04 中国电力联合会授牌仪式

高交会精彩瞬间



## “漂浮光伏”助力印尼能源转型

由中企承建的芝拉塔漂浮光伏发电项目位于印度尼西亚西爪哇省芝拉塔水库，是迄今为止印尼乃至东南亚最大的漂浮光伏发电项目，是印尼清洁能源发展史上的一座重要里程碑，也是中印尼共建“一带一路”、携手构建人类命运共同体的一个缩影。

2023年11月9日，印尼时任总统佐科在芝拉塔漂浮光伏发电项目并网发电仪式上表示，“今天是历史性的一天，我们拥有大型新能源发电项目的梦想终于实现了”。他表示希望通过采用最新技术充分挖掘印尼可再生能源的潜力。该项目并网发电一年来，累计向爪哇、马都拉和巴厘岛电网提供267吉瓦时的清洁电力，对区域和国家经济增长产生了积极影响，成为印尼推动能源转型和发展绿色经济的重要举措。

芝拉塔漂浮光伏发电项目水面部分覆盖面积250公顷，共有13个光伏阵列，每个阵列约430米长、230米宽，包括48个子阵列，由超过2.8万片光伏板组成，总装机容量直流侧192兆瓦，预计年发电量达30万兆瓦时，占印尼目前新能源发电量的25%，将为印尼每年节约标煤11.7万吨，每年减少二氧化碳、煤粉尘、二氧化硫、氮氧化物排放量分别为21.4万吨、8.2万吨、0.9万吨和4500吨，可为约5万户家庭提供清洁电力。

芝拉塔漂浮光伏发电项目也是全球首个百米水深的漂浮光伏发电项目，项目所在水库深度80米至100米、水底坡度5度至20度、水位变幅最高达18米、淤泥层5米至10米，使得项目建设极具挑战性。据

了解，这是中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司首次承建如此大规模、高难度的漂浮光伏项目，从设计到建设过程中解决了不少难题，包括通过技术创新成功解决锚块滑移等问题，展示了中国速度、中国质量和中国技术的完美结合，擦亮了“中国建造”的金色招牌。

在项目建设中，中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司坚持本土化战略，使用当地的设计、施工、安装等团队，并为当地工人提供多项安全和技能培训，为印尼培养了约1000名从事水面光伏领域工作的优秀人才，建设期间直接和间接创造了超8000个就业岗位，提高了当地员工收入和生活水平。同时，项目组还组织专业人士到当地中学普及光伏知识，与当地政府合作接收印尼高校学生到项目部实习，培养相关专业人才。

芝拉塔漂浮光伏发电项目不仅具有可观的经济效益，减少了印尼对煤炭和其他化石能源的依赖，还具有不占用陆地的独特优势，成为进一步开发类似项目的先驱和典范。印尼能源和矿产资源部数据显示，印尼可建漂浮光伏发电项目的水库和湖泊多达257个，潜在装机容量14.7吉瓦。印尼正在推动建设西爪哇的萨古林水库、苏门答腊岛的辛克拉卡湖和东爪哇的卡朗卡特斯水库3个漂浮光伏发电项目，装机容量分别为60兆瓦、50兆瓦和100兆瓦，计划于2025年和2026年并网发电。当地媒体评论称，芝拉塔漂浮光伏发电项目为建设一个更加绿色、经济更加稳定的印尼展现了光明未来。



据了解，目前，印尼能源和矿产资源部正在考虑芝拉塔漂浮光伏发电项目再扩容计划。印尼能源和矿产资源部一位官员表示，印尼政府正在考虑进一步开发芝拉塔水库。根据 2023 年原公共工程和公共住房部部长第 7 号条例规定，漂浮光伏覆盖面积不得超过水库总面积的 20%。芝拉塔水库总面积为 6000 公顷，已建漂浮光伏项目所占面积不到 5%，还具有较大开发空间。

随着中印尼合作关系不断深入，越来越多的中国企业正以丰富的建设经验，高质量、高水平地提供“中国方案”，助力印尼绿色经济加快发展。

今年 8 月 28 日，由中国电建湖北工程公司承建的印尼最大陆地光伏项目——卡拉旺 100 兆瓦光伏项目正式交付使用。该项目位于西爪哇省，总占地面积约 80 公顷，规划直流装机容量为 100.78 兆瓦，预计每年可提供超过 1.5 亿千瓦时清洁电力，满足约 11.2 万户家庭年度用电需求，同时减少二氧化碳排放约 11.47 万吨，有效降低了当地电力成本。

展望未来，中国与印尼能源合作空间巨大。印尼一直致力于通过推进能源转型、发展清洁和可再生能源，实现经济绿色转型。印尼此前承诺，至 2030 年自行减排 31.89%，或在国际支持下减排 43.2%，到 2060 年实现净零排放。近日，印尼总统普拉博沃的特使哈希姆·乔乔哈迪库苏莫在出席第 29 届联合国气候变化大会时表示，印尼致力于加速推动能源转型，未来能够依托可再生能源实现能源自给自足，并促进国家经济增长。他说，“我们制定了未来 5 年的新战略，计划实现至少 8% 的绿色可持续经济增长”。他同时表示，未来 15 年，印尼将新增发电装机 100 吉瓦，其中 75% 来自太阳能、风能、地热能和核能等可再生能源。

此外，印尼拥有丰富的清洁能源潜能，包括太阳能、地热等，超过 3600 吉瓦，但尚未得到有效开发。截至去年 9 月份，太阳能潜力达到 3.2 太瓦，但仅利用了 345 兆瓦。印尼计划 2024 年的清洁能源在其能源结构中的占比达到 19.49%，并在 2025 年提高到 23%。

# AI 大模型助力电力企业数字化转型

庄伟祥、李海波、史会阳、陶文标、王栋  
(深圳市深鹏达电网科技有限公司, 广东 深圳 518000)

## 摘要

在数字化转型浪潮下，AI 大模型成为电力企业转型升级的重要驱动力。本文深入探讨了 AI 大模型在电力企业数字化转型中的应用，包括构建电力人工智能平台和数据中心，推动智能调度、线路智能巡检、生产安全管控智能化等电力业务的数字化转型。同时，阐述了 AI 大模型在促进能源电商、能源金融及数据服务等数字产业协同发展方面的积极作用。此外，本文还展望了 AI 大模型在电力企业中的前景，包括“AI+IOT+5G”技术融合、向能源互联网转变以及深化“碳达峰、碳中和”发展理念等趋势。本文研究内容为电力企业的未来发展提供了有益参考。

**关键词：**AI 大模型；电力企业；数字化转型；智能化

## 1. 引言

随着科技的飞速发展，AI 大模型作为新一代信息技术的杰出代表，正逐步成为推动企业数字化转型的重要力量。在电力行业中，这一趋势尤为明显。面对日益复杂多变的业务需求，电力企业急需借助 AI 大模型的力量，实现业务的智能化、自动化与高效化。AI 大模型依托数据、算力和算法三大支柱，通过深度融合云计算、大数据等信息技术，为电力企业提供了低成本、开放且通用的人工智能解决方案 [1]。本文旨在探讨 AI 大模型在电力企业数字化转型中的应用与前景，分析其在提升运营效率、优化资源配置、推动绿色发展等方面的积极作用，为电力企业的未来发展提供有益的参考与启示。

## 2. AI 大模型助力企业数字化转型

AI 大模型作为新一代信息技术的杰出代表，近年来发展迅速，对推动企业的数字化转型及赋能各行各业起到了关键作用。它作为驱动企业数字化转型的核心技术，促进了信息基础设施的重构。AI 大模型依托数据、算力和算法三大支柱，通过将云计算、大数据等信息技术深度融合，为社会提供了低成本、开放且通用的人工智能技术和产品。构建基础数据资源库是基础，云计算数据中心提供的算力支持是保障，而创新算法模型优化机器学习，以赋予特定场景 AI 能力，则是核心。可以说，推动人工智能技术的发展，也是优化升级企业传统 IT 基础设施、构建云平台、强化数据及安全能力的过程。

AI 大模型以其计算机视觉、智能语音、自然语言处理等技术优势，在多个应用场景中展现出独特优势，极大地提升了企业的运营效率。例如，在业务运营中，经过不断优化的智能机器人可以部分替代人类完成危险、规律且重复的工作；在安全生产领域，通过收集大量视频、音频等感知数据，可以快速了解人员和设备的安全状态，并及时发出预警；在客服领域，智能客服的引入显著提高了响应速度，降低了人工成本。然而，尽管 AI 大模型能基于大数据和机器学习提供决策参考，但它尚不能完全替代人类的决策，企业的数字化转型目标、方向和流程等仍需由人来定义。目前，AI 大模型仍需与人工进行大量协同工作。

### 3. AI 大模型在电力企业数字化转型中的应用

#### 3.1 基础设施的数字化转型

##### 3.1.1 电力人工智能平台的构建

在电力行业中，由于下属企业众多，业务数据类型丰富且应用场景复杂多变，因此急需构建一个标准化、通用化的人工智能平台，以赋能各企业进行快速的业务创新。为此，南方电网等多个电力企业积极响应，全力推进技术平台的建设与发展。例如，由南方电网公司提出的电力行业人工智能创新平台提供模型即服务（MaaS），支持模型快速迭代开发，并支撑电力人工智能资源面向全社会开放共享。在平台的构建过程中，百度提供了昆仑芯 AI 芯片、飞桨框架、开发套件等技术产品支持。

##### 3.1.2 电力数据中心的构建

电力企业坐拥海量业务数据与丰富的电力资源，

为建设数据中心基础设施提供了得天独厚的优势。基于此，南方电网等多个电力企业将能源大数据中心列为十大新基建任务的关键一环。例如，作为能源行业的骨干央企，南方电网公司积极融入和服务国家“东数西算”工程，全面布局“3+1+X”数据中心集群建设。截至目前，该数据中心总投资 14.5 亿元，规划约 5000 个 10 千瓦机柜，可容纳约 10 万台 1U 服务器，预计 2024 年年底投运首批 500 个 10 千瓦机柜 [2]。

#### 3.2 电力业务的数字化转型

##### 3.2.1 智能调度

借助知识图谱、自然语言处理及语音识别等先进技术，能够全面整合电力企业运行、检修规划、发电计划及电力拓扑信息，实现设备故障的智能化识别、停电范围的精确计算以及负荷的精准预估，确保调度中心的顺畅运作，维护电力调度的高效与稳定。这一成果得到了中央在杭州考察时的高度评价，通过参观展示智能调度及综合管控能力的数字驾驶舱，对电力看经济、电力抗疫、复工复产等应用场景给予了充分的肯定与赞赏。

##### 3.2.2 线路智能巡检

输电线路智能巡检是 AI 大模型在电力领域的重要应用实例。该系统利用巡检机器人、无人机、直升机及固定监控摄像头等手段收集巡检影像数据，进而构建典型缺陷样本库 [3]。通过结合视频处理分析、图像识别及深度学习技术，该系统实现了巡检缺陷的识别、诊断与检修一体化智能服务。目前，已有 25 家省级电力公司采用输电线路巡检图像智能分析云服务系统，显著提升了工作效率。以往，一

个熟练工人至少需要 2 小时才能识别 100 张图片，而现在，借助人工智能分析平台，这一过程仅需 2 分钟，极大地减轻了后期工作量。

##### 3.2.3 生产安全管控智能化

在人员安全领域，借助人脸识别与光学字符识别（OCR）技术，实现了作业人员身份的快速验证与工作信息的自动化采集，为作业现场提供了实时可视化、自动巡视、智能研判与高效管控的安全监管服务。而在设备安全方面，AI 大模型被用于构建设备分布图，以评估设备运行状况及潜在风险。该技术能够自动获取设备信息，动态分析设备全生命周期数据，跟踪设备性能，并对风险源进行预警，从而有效减少因设备故障引发的问题，确保电力企业运行的稳定性与安全性。

##### 3.2.4 智能客服机器人

在电力企业的客服中心，面对覆盖全国 27 个省（区）的庞大用户群体，传统的人工客服模式难以满足所有需求。为此，AI 大模型被广泛应用于智能客服机器人的研发中 [4]。这些机器人利用语音识别、语义理解及自然语言处理等技术，能够提供 24 小时不间断的在线服务，有效缓解了客服压力。同时，智能客服机器人还能够基于过往客户咨询电话记录进行深度挖掘，构建丰富的语言资源数据库和电力知识库。通过交互式的在线客户服务系统，机器人能够为用户提供更加精准、个性化的服务，极大地提升了电力企业的服务质量和数字化转型效率。

##### 3.2.5 业务流程自动化

电力企业通过机器人流程自动化（RPA）技术，

实现了业务流程的高度自动化，有效解放了员工的大量时间，使他们能够专注于财务分析、科学决策等高附加值工作。基于“财务核算+RPA 技术”，企业研发出流程自动化机器人，自动化处理核算工作，解决了财务核算中重复度高、时间紧迫且易出错等问题。不仅如此，AI 大模型还被广泛应用于企业的办公智能化、审计、舆情监控及供应链管理等多个领域，推动了企业经营管理的全面升级。可以说，AI 大模型已成为电力企业数字化转型的重要推手，为企业的高效运营与持续发展注入了强大动力。

##### 3.2.6 变电站智能感知

在电力企业的数字化转型中，AI 大模型被广泛应用于变电站的智能感知领域。通过高清摄像头、巡检机器人、各类传感器及在线监测装置，结合图像识别、声纹识别及知识图谱等技术，变电站的主辅设备得以全面监视，从而提升了变电运维管理的精益化水平。例如，江苏南京溧水区的 110 千伏南门变电站，利用“BIM+ 物联网+人工智能”技术，部署了 65 套智能感知元件及巡检机器人，实现了对变电站运行情况的实时监测与预警。这一创新应用显著提高了运维效率，为电力企业的数字化转型树立了典范。

#### 3.3 数字产业的协同发展

##### 3.3.1 能源电商

能源电商已成为电力企业数字化转型的重要一环。近年来，该业务快速发展，AI 大模型被广泛应用于商品推荐、库存智能预测等电商化交易流程中，显著提升了采购与交付效率，降低了运输与运营成本。某电力企业的商旅云服务平台与新零售平台，

基于消费者的日常搜索、浏览及购买行为，利用人工智能推荐算法，为消费者提供个性化服务，助力其快速定位所需产品。截至目前，这些平台已累计实现交易额逾万亿元，展现了 AI 大模型在能源电商领域的巨大潜力。

### 3.3.2 能源金融

在电力企业的数字化转型中，能源金融业务扮演着重要角色，成为产融结合的关键平台。基于线上产业链金融平台的企业交易数据，电力企业研发了基于电力大数据的人工智能决策引擎，并融合了区块链智能合约技术。这一创新应用能够针对不同风险特征的融资场景，实现智能化自动审批，依托核心企业为全链条上下游客户自动授信融资。通过新技术驱动，普惠信贷业务得以转型，有效破解了小微企业融资难的问题。截至目前，某电力企业的金融平台已提供逾百亿元的低成本普惠金融服务，展现了 AI 大模型在能源金融领域的显著成效。

### 3.3.3 数据服务

电力企业在数字化转型中，充分利用电网大数据资源，为政府和企事业单位提供强大的数据服务。在智慧城市建设领域，深入挖掘能源数据价值，助力数字城市的高效运行。在数据征信服务方面，通过信贷反欺诈、授信辅助等数据分析应用，为金融机构提供有力支持。此外，南方电网公司还举行南方能源行业数据空间生态合作倡议仪式，先行先试打造南方能源行业数据空间。在能源互联网生态构建上，与三十余家电力企业签署战略合作协议，预计带动产业链创造社会总价值超万亿元，为数字经济的发展注入了强劲新动力。

## 4. AI 大模型在电力企业数字化转型中的前景

### 4.1 “AI+IOT+5G”的技术融合

在电力企业的数字化转型进程中，AI 大模型在多个业务场景中展现出显著成效，尤其在业务运营、管理、服务等方面发挥了重要作用。与此同时，“AI+IOT+5G”的技术融合，为智能变电站、智能生产安全管控、数据赋能等多个领域带来了创新应用，极大地拓展了应用场景并提升了服务能力 [5]。通过广泛部署物联网传感器，构建起覆盖广泛的物联感知网络，实现对设施设备、人员安全及运行状态的实时监测，并采集大量感知数据。5G 网络则为这些业务场景提供了高效、经济的网络支持，确保高清视频、图片等数据的实时传输，为 AI 大模型的深入应用提供了重要输入。

### 4.2 “双轮驱动”向能源互联网的转变

当前，电力企业正经历从传统产、供、销单链条向多元互联平台的深刻转变，这一过程中，作为兼具产业数字化转型与数字产业化转型特征的两型企业，电力企业在两方面均展现出强劲动力。一方面，主业积极运用新一代信息技术，推动数字化转型；另一方面，数字产业深入挖掘电力大数据价值，探索创新发展路径。能源互联网作为连接能源生产与消费的桥梁，实现了互联网式的双向交互、平等共享及服务增值。电力企业业务数字化转型与电力数字产业创新发展相辅相成，形成双轮驱动，共同引领电力企业向数字化转型的必由之路迈进。

### 4.3 “碳达峰、碳中和”发展理念的深化

近年来，我国能源电力行业加速向绿色方向迈

进，减少煤炭消费，增加清洁能源比重。随着中央经济工作会议将碳达峰、碳中和列为重点任务，国家能源局在“十四五”电力规划中强调提升电力系统效率，推动绿色转型。依托 AI 大模型等新一代信息技术，电力企业正积极推动数字化转型，这一过程不仅提升了运营效率，更是实践“碳达峰、碳中和”绿色发展理念的重要途径，为实现能源电力行业的可持续发展贡献力量。

## 5. 结论

AI 大模型在电力企业数字化转型中发挥着举足轻重的作用。通过构建智能化平台与数据中心，优化电力业务流程，AI 大模型显著提升了电力企业的运营效率与安全性。同时，它促进了数字产业的协同发展，为电力企业开拓了新的增长点。展望未来，随着“AI+IOT+5G”技术的融合与能源互联网的发展，AI 大模型将持续引领电力企业向更加智能化、绿色化的方向迈进，为实现可持续发展目标贡献力量。

## [参考文献]

- [1] 杨杨 .AI+ 能源绿力迸发，赋“智”新型电力系统 [J]. 产城 ,2024,(05):40-41.
- [2] 费贵荣 .5G 通信技术在泛在电力物联网的应用 [J]. 科技资讯 ,2023,21(03):18-21.
- [3] 陈双辉 , 张飞飞 . 人工智能技术与电力行业深度融合 [J]. 上海信息化 ,2020,(05):38-40.

[4] 毛好 . 电力服务指挥“AI 小助手”的研究与应用 [J]. 科技资讯 ,2024,22(18):69-71.

[5] 刘舒巍 , 杨和辰 , 余夏 , 等 .AI 技术在电力系统发展中的应用与前景 [J]. 南方能源建设 ,2024,11(05):149-158.

## 作者简介:

庄伟祥 (1983-)，男，汉族，山东潍坊人，本科，助理工程师，主要研究方向：电能计量、智能配用电技术研究及推广等。

李海波 (1984-)，男，汉族，湖南娄底人，本科，工程师，主要研究方向：配电自动化、计量自动化技术研究及推广等。

史会阳 (1980-)，男，汉族，河南安阳人，专科，助理工程师，主要研究方向：配电自动化、计量自动化技术研究及推广等。

陶文标 (1984-)，男，汉族，浙江临海人，本科，助理工程师，主要研究方向：配电自动化、计量自动化技术研究及推广等。

王栋 (1985-)，男，汉族，湖北黄冈人，专科，助理工程师，主要研究方向：电能计量、计量自动化技术研究及推广等。



# 低碳新能源：可持续发展的核心动力

## 摘要

本文深入探讨了低碳新能源在应对全球气候变化、推动能源转型以及实现可持续发展中的关键作用。通过分析传统能源面临的挑战，阐述低碳新能源的种类、特点及其发展现状，揭示了新能源在降低碳排放、提高能源安全性和促进经济绿色增长方面的巨大潜力，并对其未来发展趋势进行了展望，强调了加快新能源技术创新与应用推广的必要性。

## 一、引言

随着全球工业化和经济的快速发展，传统化石能源的大量消耗带来了严重的环境问题，尤其是碳排放导致的全球气候变暖日益严峻。在此背景下，低碳新能源的开发与利用成为全球关注的焦点，是实现可持续发展战略目标的关键路径。

## 二、传统能源面临的挑战

传统化石能源如煤炭、石油和天然气，在全球能源结构中占据主导地位多年。然而，其不可再生性决定了资源终将枯竭。并且，燃烧化石能源产生的大量二氧化碳、二氧化硫等污染物和温室气体，造成空气污染、酸雨、温室效应等环境灾害，对生态平衡和人类健康构成严重威胁。

## 三、低碳新能源的主要类型及特点

### （一）太阳能

太阳能是一种取之不尽、用之不竭的清洁能源。通过太阳能光伏板将太阳光能直接转化为电能，或利用太阳能集热器将太阳能转化为热能。其分布广泛，但能量密度相对较低，且受天气、昼夜等因素

影响较大，具有间歇性和不稳定性。

### （二）风能

风能借助风力发电机将风能转化为电能。风能资源丰富的地区多集中在沿海、高原及开阔平原等地带。风能发电成本逐渐降低，但同样存在间歇性问题，风速不稳定会导致发电功率波动，对电网接入和稳定性提出挑战。

### （三）水能

利用水力发电站将水流的动能和势能转化为电能。水能是一种较为成熟的清洁能源，具有发电成本低、稳定性较好等优点。但大型水电项目可能对生态环境造成一定影响，如改变河流生态、影响鱼类洄游等，且可开发的优质水电资源有限。

### （四）核能

核能通过核反应堆中核燃料的裂变反应产生热能，进而转化为电能。核能具有能量密度高、碳排放量少等优势，在一定程度上可缓解能源供应压力。不过，核废料处理和核安全问题一直是核能发展面临的重大挑战，一旦发生核事故，将对周边环境和人类社会造成灾难性后果。

### （五）生物质能

生物质能是利用生物质如农作物秸秆、木材、有机废弃物等转化而来的能源，包括生物质发电、生物质供热和生物燃料等。生物质能具有可再生、碳中性的特点，有助于减少废弃物和促进农村经济发展，但原料收集、存储和转化技术仍有待进一步提高效率和降低成本。

## 四、低碳新能源的发展现状

近年来，全球各国纷纷制定政策推动低碳新能源的发展。在太阳能领域，光伏发电成本大幅下降，装机容量迅速增长，中国、美国、德国等国家在太阳能技术研发和应用方面处于世界领先地位。风能发电也在许多国家得到大力发展，海上风电逐渐成为新的增长点，丹麦、英国等在海上风电技术和项目建设方面积累了丰富的经验。水能开发在一些水电资源丰富的国家如中国、巴西等持续推进，同时注重生态保护措施的改进。核能方面，一些国家在确保核安全的前提下，继续发展新一代核电技术，如美国的 AP1000、法国的 EPR 等。生物质能利用在部分欧洲国家和美国已形成一定规模的产业，生物燃料在交通运输领域的应用逐渐扩大。

## 五、低碳新能源对可持续发展的重要意义

### （一）降低碳排放

新能源的广泛应用可显著减少二氧化碳等温室气体排放，有助于缓解全球气候变暖趋势，实现《巴黎协定》等国际气候目标，减轻气候变化对自然生态系统和人类社会的不利影响。

### （二）提高能源安全性

减少对传统化石能源进口的依赖，降低因国际能源市场波动和地缘政治冲突带来的能源供应风险。

通过发展本地可再生能源资源，增强国家和地区的能源自给自足能力，保障能源供应的稳定性和可靠性。

### （三）促进经济绿色增长

新能源产业的兴起带动了相关技术研发、装备制造、工程建设、运营维护等一系列产业的发展，创造大量就业机会，推动经济结构转型升级，形成新的经济增长点，促进经济向绿色、低碳、可持续发展方向。

## 六、低碳新能源的未来发展趋势

未来，低碳新能源将朝着更加高效、稳定、智能的方向发展。在技术创新方面，太阳能、风能等新能源的能量转换效率将不断提高，储能技术将取得重大突破，以解决新能源间歇性和不稳定性问题，如新型电池技术（锂离子电池、固态电池等）、抽水蓄能、储热技术等的发展。新能源与信息技术的融合将加速，实现智能电网、分布式能源系统的大规模应用，提高能源系统的灵活性和智能化水平，优化能源资源配置。此外，国际合作在新能源领域将更加紧密，共同攻克技术难题，促进新能源技术的全球推广与应用，推动全球能源转型和可持续发展进程。

## 七、结论

低碳新能源作为应对全球气候变化和实现可持续发展的核心动力，具有广阔的发展前景和重大的战略意义。尽管目前在技术、成本、政策等方面仍面临诸多挑战，但随着全球各国的共同努力和技术创新的不断推进，新能源必将逐步取代传统化石能源在能源结构中的主导地位，为人类创造一个更加清洁、安全、繁荣的未来。

# 分布式光伏并网 对配电网电能质量的影响

史帅彬

(广东深圳供电局有限公司 深圳 福田 518048)

## 1 分布式光伏并网发电特点

光伏阵列功率输出会受到太阳光的照度、强度以及实时温度等不定因素的影响。在全年之内,会受到季节、日照时段、雨雪天气等自然条件的影响,从而表现出不稳定性和不连续性,最终影响电压波动,对公共电网产生冲击。

通过逆变器,可以实现对分布式光伏并网频率以及点阿姨的控制。逆变器之中电力电子器件在日常的工作之中会产生谐波电流,进而对电网的安全高效运行带来影响。为了有效的遏制开关谐波污染电流,通过串联 LCL 型滤波器进行改善。但是滤波器本身也可能引发二次污染<sup>[1]</sup>。

当电网发生故障的时候,可能形成供电的孤岛,并且这一时段的频率不够稳定、电压波动较大,很难控制。负荷侧出现的电压波动与闪变会对用电设备造成影响;恢复供电或者是光伏并网瞬间,如果光伏的输出电压与公共电网电压不能够相互同步,就会有较大的冲击电流出现,对电网的稳定性带来影响。

## 2 分布式光伏并网对电网电能质量的有利影响

在电网中,光伏电源的渗透率逐渐提高,光伏并网会影响到传统的电力系统,但是在改善电能质量中,依旧会有诸多优势。

分布式光伏一般处于线路的末端,靠近终端负荷电气,实现了就近的电能功能,也可以降低馈线之中的功率传输;满足无功就地补偿的要求,并且还可以支撑接入点的电压。

分布式光伏并网发电系统可以同新能源并入到电网之中,可以实现与电网的相互支撑,达到保持电压、平抑系统扰动、保持频率稳定的作用;一旦出现自然灾害或者是大规模听,光伏供给负荷就可以满足自主独立的运行要求,确保负荷电力的供给<sup>[2]</sup>。

在电网末端,分布式光伏渗透率会逐渐提高,这样就会降低电网系统之中光伏供电负荷的比重,杜绝电网运行事故对于电能质量带来影响;降低系统本身的最大负荷,将发电设备的总容量减少,这样可以提升整体的利用率,确保电力系统可靠的、经济的运行。

## 3 配电网电能质量调节方案

经过有功/无功—电压调节的分布式光伏系统在实际运行环节控制方案设置后,就可以将配电网自身扰动、大容量负载投切以及光伏出力骤变等引起电压质量的问题逐一的解决。基于这一基础,分析电能质量调节功能的分布式光伏发电系统运行控制方案。

### 3.1 中心控制层

#### 3.1.1 电网调度的执行

在执行电网调度指令时,分布式光伏发电系统直接设定了逆变器的输出功率参考值。考虑到由波动性和间歇性存在与光伏阵列的输出功率之中,所以,就会有不匹配的功率存在于调度指令以及光伏电池的输出最大功率之间,利用超级电容器储能装置,可以实现调节处理以及抑制<sup>[3]</sup>。

#### 3.1.2 低电压穿越

当配电网出现超过 10% 的电压偏差的时候,就会紧急控制分布式光伏发电系统电压的问题。通过有功功率来削减处理容量之后,防范逆变器过流的问题出现。如果偏差处于 10% 之内,当有 1%  $U_N$  电网电压降低的时候,就会存在 5% 的分布式电源输出有功功率下降的情况。在将有功功率进行限制的时候,最大的可用容量就可以支撑无功电<sup>[4]</sup>。

#### 3.1.3 储能元件荷电状态的调整

确保光伏发电系统的正常运行,就需要确保端电压满足工作范围的要求,并且还需要确保可持续的运行,同时还可以及时的进行调整处理。

如果超级电容器端电压偏低,利用充电就可以满

足端电压的提升需求;如果端电压偏高,就需要放电,满足其正常值的要求。所以,利用恒功率充放电,这样就可以满足超级电容器能量状态的自我调节。

### 3.2 本地控制层

做好超级电容器与逆变器之间的配合,具体的控制结构如图 1 所示。

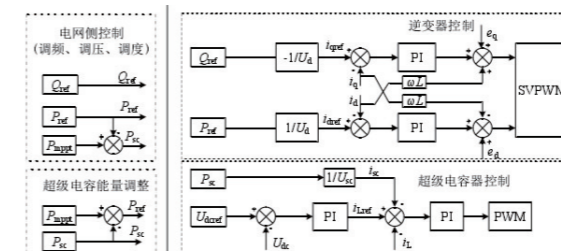
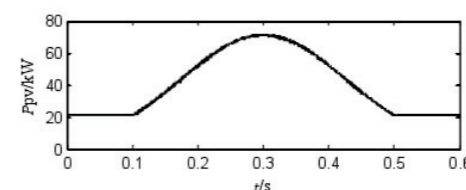


图1 双层控制系统结构框图

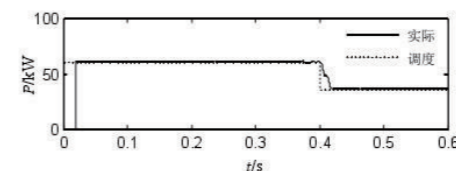
### 3.3 仿真分析

#### 3.3.1 电网调度模式

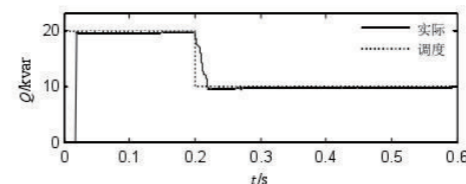
在仿真验证调度模式之下,其光伏电源本身具有稳定直流母线电压和执行电网功率调度指令的作用,经过仿真,结果如图 2 所示。



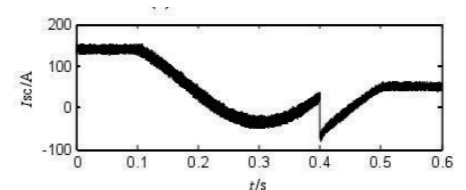
(a) 光伏阵列输出功率



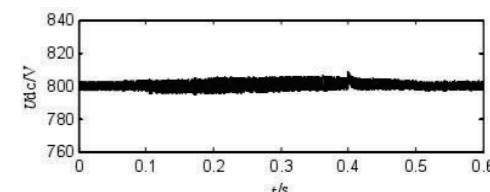
(b) 有功调度与跟踪



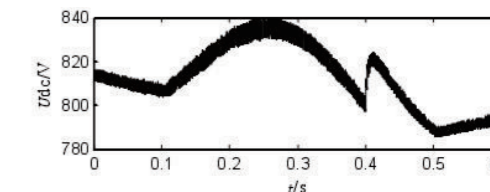
(c) 无功调度与跟踪



(d) 直流母线电压



(e) 有功功率前馈情况直流母线电压



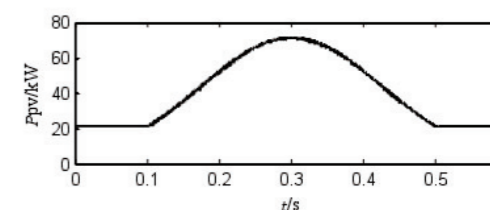
(f) 无功功率前馈情况直流母线电压

图2 电网调度模式仿真

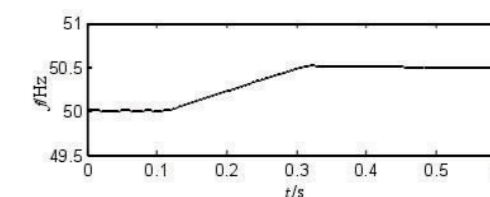
通过图 2 可以看出,处于 0.1~0.5 s 的时候,光伏阵列输出功率会突然的增加。在 0.2 s 与 0.4 s 的时候,出现了无功与有功调度指令的改变。因为超级电容本身的协调,就可以确保跟踪调度指令满足稳定的需求,并且其直流母线电压可以稳定在 800 V,其点电压的偏差不会超过 1%,拥有稳定直流母线电压的能力。基于图 2 (e)与图 2(f)的分析,就可以提升功率前馈环节之中的响应速度,并且还会降低直流母线的电压波动<sup>[5]</sup>。

#### 3.3.2 电网调频模式

经过仿真验证,一旦有频率的偏移发生在电网之中,就会让光伏电源融入调频过程当中,并且还可以满足直流母线电压稳定的能力,其仿真的结果如图 3 所示。



(a) 光伏阵列输出功率



(b) 电网频率升高

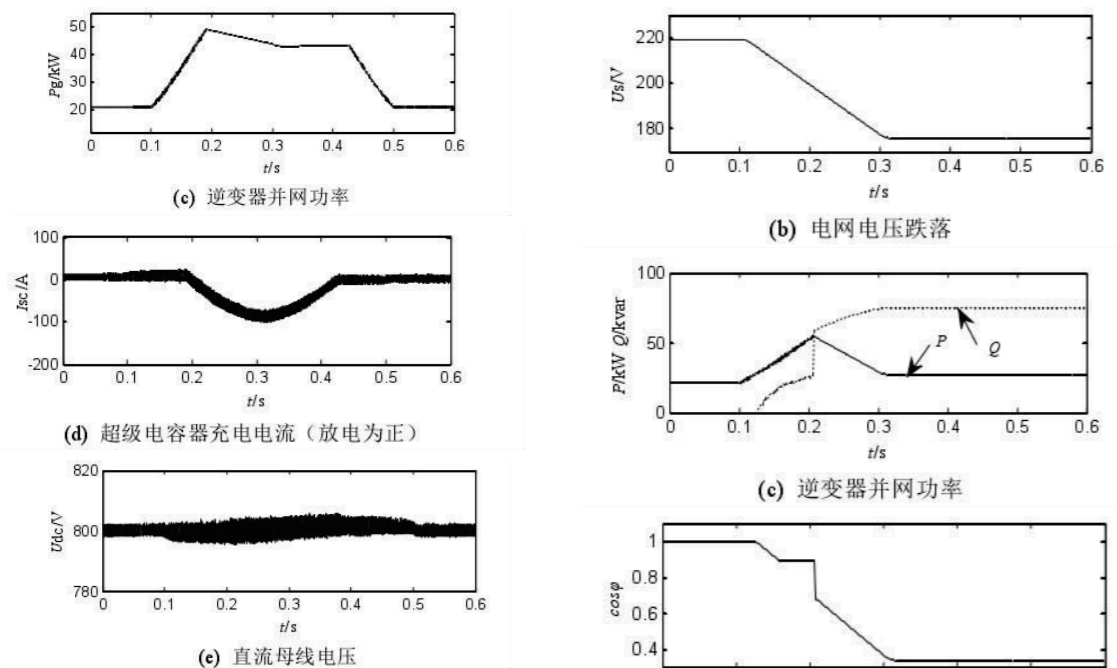
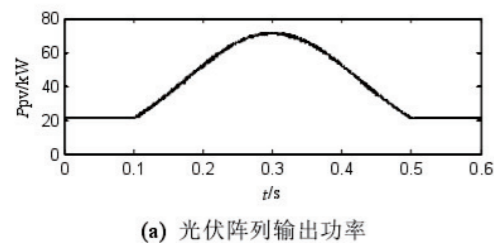


图3 电网调频模式仿真

由图3可以看出,在0.1 s~0.5 s时,光伏阵列功率突然增加,在前0.3 s的时候,电网频率会出现0.5 Hz的增加,如果低于50.2 Hz,那么光伏系统的并网功率本身就是光伏阵列的输出功率。当电网频率持续升高的时候,在0.1 Hz 4% $P_M$ 的速率下,就会减少光伏系统并网功率参考值。按照图3(c)可以看出,其输出的功率与参考值较高,并且基于功率并网的分析,超级电容器就会将剩余的功率直接的吸收掉;光伏阵列的输出功率就会低于这一个参考值,通过其输出功率就可以实现并网。通过图3(e)可以看出,在进行调频的时候,可以达到800 V的电压稳定要求,并且也可以控制在0.625%的电压偏差,提升直流母线电压稳定能力。

### 3.3.3 低电压穿越模式

对于电网电压的波动进行仿真验证,进行电网调压,并且在这一个过程中还可以满足对直流母线电压的稳定要求,其具体的仿真如图4所示。



(a) 光伏阵列输出功率

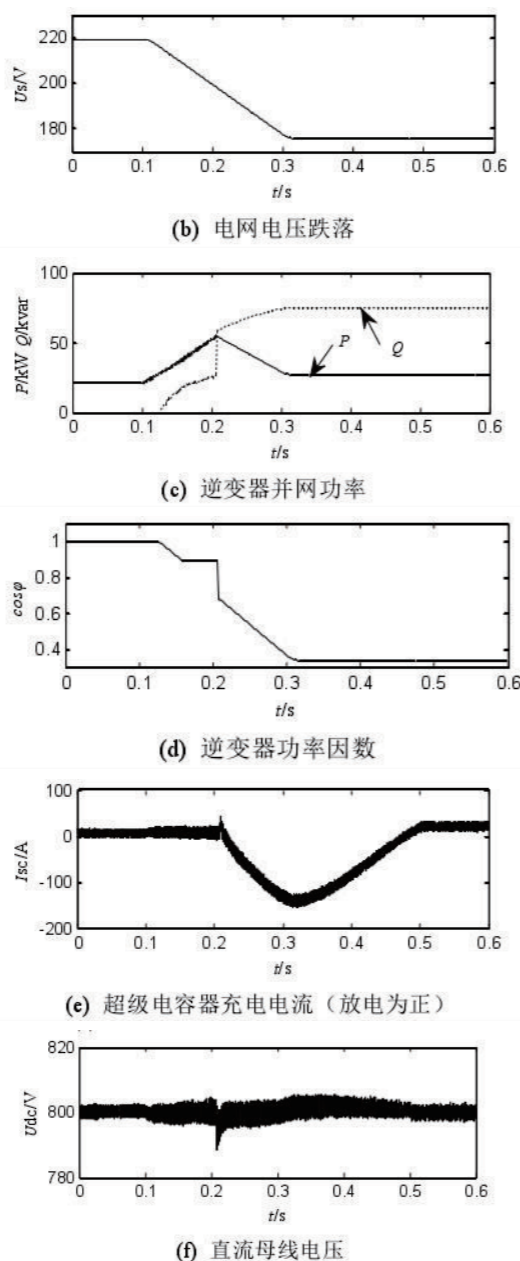


图4 电网调压模式仿真

由图4可知,光伏出力会在0.1~0.5 s的时候突然增加,并且在0.3 s的时候,会直接跌落到0.8  $U_N$ ,从图4的(c)和(d)可以看出,在低于0.98  $U_N$ 的电压时,逆变器就会将无功功率注入电网之中,进而满足电压需求。如果电压低于0.95  $U_N$ ,这样就可以限制并网的有功功率,并且电网电压的跌落程度与有功功率的削减之间也是正比的关系,并且基于最大的可用容量,逆变器就可以直接支撑无功电压。如图4(e)在超级电容器之中存入被削减的有功功率。由图4

(f)看出,在电网调压过程中因为有了光伏电源的参与,其直流母线电压可以直接稳定在800 V,最大的点差偏小低于1.25%,能够发挥良好的直流母线电压稳定的能力。

### 3.3.4 超级电容器荷电状态调整模式

在仿真验证电压偏离正常运行范围的时候,超级电容器在这个过程中就可以发挥直流母线电压稳定以及自身能量状态调整的能力。在端电压过低时,通过充电来调节其仿真过程,放电的过程与之类似,其结果如图5所示。

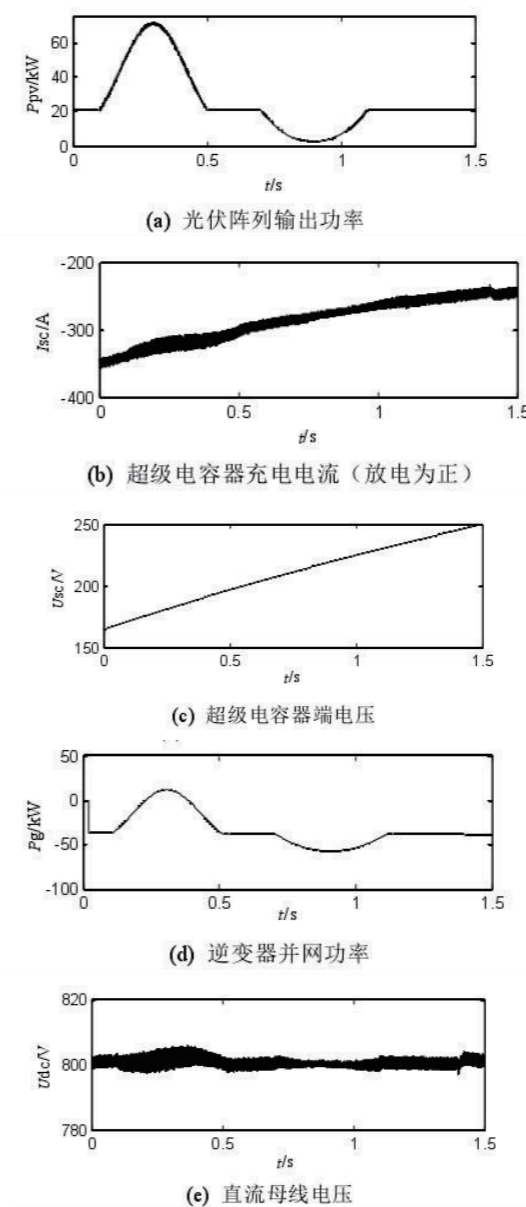


图5 超级电容器充电模式仿真

由图5看出,0.1~0.5 s,光伏阵列输出功率会突然的增加,在0.7~1.1 s,其输出功率会出现减少的情况,并且基于恒功率60 kW就可以实现超级电容器的充电控制,充电电流见图5(b)所示,端电压见图5(c)所示,光伏阵列输出功率与超级电容器的充电功率之间的差额功率见图5(d)。从图5(e)可以看出,虽然超级电容的端电压较低,但是因为可以进行调整,在恒功率充电的时候,就可以达到稳定电压的要求,并且也不会超出0.625%这一个偏差的范围,可以发挥电压稳定的能力。

### 4 结束语

总而言之,经过理论方面的研究,本文设计出配电网电能质量调节功能,并且直接提出了双层控制的方案,经过仿真可以看出,本次选择的方案能够对自身的储能元件能量状态进行调整,同时也可以满足直流母线电压稳定的要求。

### 参考文献

- [1] 包党泉. 分布式光伏发电并网对配电网的影响及对策[J]. 中国新技术新产品, 2017(12): 71-72.
- [2] 任国用, 江桂香, 王芳芳. 试论分布式光伏并网发电系统接入配电网电能质量分析[J]. 科技风, 2016(01): 1.
- [3] 李清然, 张建成. 分布式光伏对配电网电能质量的影响及调压方案[J]. 电力科学与工程, 2015(10): 1-6.
- [4] 陈沛华, 赵会茹, 李娜娜. 分布式光伏电源并网影响与应对措施[J]. 电气技术, 2015(01): 125-127.
- [5] 朴日石. 分布式光伏并网发电系统接入配电网电能质量分析[J]. 通信世界, 2014(20): 146-147.
- [6] 吴尤. 小型分布式光伏电源大规模并网技术的研究与应用[J]. 中国新技术新产品, 2017(24): 16-17.
- [7] 陆伟宏, 葛乃成, 聂宇本, 黄树俊, 庄立伟. 分布式光伏电源接入电网安全管理实践与研究[J]. 南方能源建设, 2016(S1): 186-189.
- [8] 姜楠, 王琦, 王思荣, 王华雷, V祥远, 封波, 张志福. 分布式光伏电源接入对配电网可靠性的影响研究[J]. 南京师范大学学报(工程技术版), 2016(02): 1-9.
- [9] 吴顺风, 江明, 杨晨悦, 陈晓宇. 分布式电源并网后的自适应负载反孤岛方法[J]. 电子测量与仪器学报, 2016(01): 52-57.
- [10] 贺铁光, 李明, 陈湘波, 秦传明, 包依平. 小型新能源混合电源并网方案的设计与应用[J]. 电工技术, 2016(01): 21-22.

(责任编辑:张峰亮)

# 海上风电制氢技术发展现状

## 摘要

随着双碳目标的提出，清洁能源利用成为焦点。氢能作为关键能源，目前主要来源于化石燃料（灰氢占 77.3%），而清洁的绿氢仅占 1.5%。远洋风电场通过深海风力发电技术进行海水电解制氢，有望成为重要绿氢来源。本文主要讨论了海上风电制氢技术的发展现状，及主流氢储运技术。

**关键词：**海上风电；海水制氢；氢气储运

近年来，随着能源和环境议题的突显，以及双碳目标的提出，人们关注度逐渐聚焦于清洁能源的利用。清洁能源发展中，氢能的有效应用被视为至关重要。然而，目前工业领域氢气制备主要依赖化石燃料加工，产出的“灰氢”占据主导地位，约占 77.3%；来自工业副产品的“蓝氢”比例为 21.2%，真正清洁、源自可再生能源的“绿氢”仅占 1.5%。远洋风电场拥有丰富的风能资源和独特的海水资源，利用深海风力发电技术进行海水电解制氢，有望成为绿氢的关键来源 [1]。

## 1. 海上风电海水制氢

海上电解水制氢可分为集中式与分布式电解水制氢。集中式电解水制氢是指将分散的海上风力发电装置生成的电力集中到海上的制氢平台，然后通过能源管道输送到陆地用于储存和应用；分布式电解水制氢的工作原理则是通过在风电机组塔底平台上设置水电解制氢设备模块，实现就地制取氢气，然后利用小流量管道将氢气集中输送至大容量管道，并最终输送至陆地。该方法的主要目的在于降低能源输送过程中的损耗，以此提高能源利用效率。当

前阶段，分布式水电解制氢技术仍需进一步完善发展。

根据水源的处理方式不同，海上风电生产氢气可分为海水直接电解和海水间接电解两类。海水直接电解制氢是将经简单处理的海水直接注入电解槽中进行电解。其产生的问题主要在于海水所含大量  $\text{Na}^+$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Ca}^{2+}$  等阳离子，以及细菌、微生物和小颗粒等杂质，在电解过程中会附着在电极和催化剂上，导致催化剂中毒、活性降低，最终影响电解速率以及使用寿命。海水间接制氢则需淡化处理去除海水中的离子，使其变为淡水后电解。与直接电解海水相比，间接电解海水制氢有利于保护电解池内的催化剂，提高电解速率和效率。同时，利用陆地上较为成熟的淡水电解经验，避免了特定催化剂的需求。尽管淡化海水会带来额外成本，柯善超等人的研究指出 [2]，采用反渗透技术淡化海水的能量消耗仅占海水电解总能量的一小部分，占比为 0.02%，占海水电解总能量的 0.7%。当前，海水淡化的费用已被限制在 4~4.5 元 / 吨，随着海上风电成本的进一步减少，其经济前景将更为乐观。据郑澳

辉等人研究显示 [3]，利用压缩空气储能驱动反渗透海水淡化系统，有望将淡水生产费用再减少 4.4%。

## 2. 氢气储存运输技术

储氢技术可分为三个主要类型：物理储氢、化学储氢和多孔材料吸附储氢。海上风电制氢通常采用物理储氢技术，具体包括高压气态、低温液态和低温高压储氢。其中高压气态储氢应用广泛，但其储氢密度较低。储存容器选择有人造复合材料压力容器和天然结构，如含水层和盐穴等天然结构利用。由于盐穴储氢显示出成本低、性能高的特点，多个国家已经开始研究其应用。低温液态储氢是将氢气降温至  $-253^{\circ}\text{C}$  后液化储存，存储密度为  $70\text{kg}/\text{m}^3$ 。国外已商业化应用此技术，国内在核心技术和设备方面有发展潜力。低温高压储氢技术结合了以上两种技术的特点，在增加储存密度和降低能耗方面具有较大前景，但至今尚未有应用 [4]。

## 3. 前景展望

我国规划的海上风电总装机容量为 166.386GW，因此，在海上风电领域进行氢能生产将充分利用丰富的电力资源。通过海上风电进行氢气制备，并利用各种储运技术将氢气输送到市场，开发新的能源渠道，为海上风电和氢能发展提供了可行途径，有助于维护国家能源安全。目前，海上风电制氢急需建设多个示范工程，实现大规模商业化、市场化和产业化推广，不仅能够改善我国能源系统所面临的矛盾和难题，同时也将催生多个新兴产业，为我国经济转型升级和快速发展提供新的路径。此举还有利于推动经济体制深化改革，成为我国全面深化改革的重要支撑。在国家规划和行业科技进步的推动下，海上风电制氢领域的发展前景愈发广阔。

## 4. 结论

海洋风力发电联产氢气，不仅拓展了海洋风力发电的发展前景，还为水电解制氢提供了环保能源，构建零碳排放制氢技术线路，二者融合可有力推动碳减排、碳中和目标的实现。海洋风力发电联产氢气将带来显著经济和社会收益，具有重要的理论研究和工程应用价值。未来，随着海上风电装机规模持续增长、电解水制氢技术取得突破并成本大幅降低，风电制氢有望广泛商业化。此外，氢气的存储和运输成本较高，存储运输安全性等问题成为阻碍氢能产业发展的主要瓶颈，存储运输技术必须得到进一步深入研究。

## 参考文献

- [1] 王峰，逯鹏，张清涛，等 . 海上风电制氢发展趋势及前景展望 [J]. 综合智慧能源 ,2022,44(05):41-48.
- [2] 柯善超，陈锐，陈刚华，马学亮 . 风电耦合海水淡化制氢技术研究 [J]. 分布式能源 ,2021,6(04):41-46.
- [3] 郑澳辉，曹峥，徐玉杰，陈海生，邓建强 . 压缩空气储能驱动反渗透海水淡化系统 [J]. 储能科学与技术 ,2021,10(05):1597-1606.
- [4] 张振扬，解辉 . 液氢的制、储、运技术现状及分析 [J]. 可再生能源 ,2023,41(03):298-305.



# 深圳市氢能产业 技术经济分析与发展建议

## 一. 氢能的分类

根据生产过程中碳排放量的强度，可将氢气分为三类：灰氢——通过化石能源直接制取的；蓝氢——通过化石能源+二氧化碳捕集与封存制取的；绿氢——通过可再生能源、核能电解水制取的。

绿氢是长期发展的战略方向，预计到 2060 年，我国以可再生能源制取的绿氢将达到 80%。但绿氢生产成本的下降需要一个过程，不仅需要光伏、风电等可再生能源的成本进一步下降，也需要制氢的电解槽的成本大幅下降。因此，由灰氢到绿氢的转换过程不可能快速、直接的迭代。而蓝氢作为灰氢向绿氢的过渡阶段，其发展主要取决于碳捕捉和碳封存技术的发展和成本的下降。目前有一些科学家发现蓝氢在降低二氧化碳排放方面并没有比灰氢好多少，排放量仅低于灰氢 9%-12%。世界主要氢能发展国家对于蓝氢的态度差异较大，鉴于我国目前的氢能来源占比和发展阶段，蓝氢应该会作为一个重点。

## 二. 氢能的特点

### 1. 氢能的优点

(1) 作为二次能源，氢燃烧后只产生水，既不产生二氧化碳，也不产生颗粒物，是真正的零排放能源。

(2) 氢燃料来源广泛，可以通过水或可再生能源获得，也可以从石油、天然气、煤炭中获得。

(3) 氢的能量转化效率也很高，为内燃机的 2-3 倍。

(4) 氢气无味无毒，不会造成人体中毒。此外，氢气分子量为 2，仅为空气的 1/14，因此氢气泄漏于空气中会自动逃离地面，不会形成聚集，不像其他燃油燃气在聚集地面时有易爆的危险（氢气易燃，燃烧时火焰垂直向上，但是不易爆）。

(5) 氢能作为二次能源，也是理想的能源载体。氢气可作为一种能源储存或运输，而且可以分散储存和长期储存。这点是目前锂电池储能所不具备的。氢能亦可进行大规模运输。

### 2. 氢能的缺点

(1) 生产、存储难，氢气密度小，很难液化，高压存储不安全。

(2) 氢能价格贵，现在的制氢技术下，氢能（尤其是电解水制氢）成本高昂，很难广泛使用。而化石能源制氢的过程中并不环保。

(3) 氢是高度易燃和易挥发的物质。

(4) 运输成本高，氢气的体积能量密度低，目前不管是气态还是液体储运，都不具有经济性。

## 三. 产业发展概况

### 1. 全球发展概况

(1) 日本

日本是目前全球氢能应用开发最全面和最坚定地国家，早在 20 世纪 70 年代就开始燃料电池技术探索。2013 年 5 月，安倍政府推出《日本再复兴战略》，把发展氢能提升为国家战略高度，并启动加氢站建设的前期工作。次年，日本政府制定“第四次能源基本计划”，明确提出了加速建设和发展“氢能社会”的战略方向。

截至 2021 年底，全球加氢站保有量接近 450 座。其中，日本加氢站 116 座，处于全球领先地位。但下游应用方面，现在日本国内坚定氢燃料电池汽车的只有丰田公司。

(2) 欧盟

根据欧盟氢能战略，将发展“绿氢”为主要目标，并将氢能分为三个发展阶段，为每个阶段均设定了目标，主要包括：2020-2024 年，支持在欧盟范围内建成 6 吉瓦的电解制“绿氢”，即利用可再生能源制取的氢能的产能，将“绿氢”的年产量提升至 100 万吨；2025-2030 年，使氢能成为欧盟能源体系内一个重要组成部分，并在欧盟范围内建成近 40 吉瓦的电解制“绿氢”产能，将“绿氢”产量进一步提升至 1000 万吨；2030-2050 年，使得“绿氢”技术完全成熟，并大规模用于难以通过电气化实现零碳排放的领域。

据查，截止 2020 年底，欧洲拥有 177 座加氢站，其中德国拥有 87 个排名第一，法国拥有 26 个加氢

站排名第二，此外法国还有 34 个计划中的加氢站，并有望进一步发展。

(3) 美国

2012 年时任美国总统奥巴马向国会提交的 2013 财年政府预算中，63 亿美元被拨往 DOE 用于氢燃料电池、氢能、车用替代燃料等清洁能源的研发和部署。总体来看，美国的相关政策主要有以下特点：控制时间和总量，且补贴额度呈递减趋势；按照车辆减排效率进行差异化分级补贴；采取税收抵扣的方式，减少现金直接补贴；对于企业的扶持领域主要为研发和相关基础配套设施，扶持方式以税收抵扣和低息贷款居多。

(4) 中东

除了日本和西方国家，中东主要产油国也加入了氢能的行列。沙特的 2030 愿景提出要发展清洁、安全和负担得起的能源，建立一个可再生能源市场成为重点目标之一。

中东地区不止拥有丰富的石油资源，由于其阳光热烈，风大，未开发土地多，也很适合风光发电。全球最低的光伏上网电价就总是在中东地区被刷新。现在 1.04 美分一度电的最低上网电价就是沙特的光伏项目。采用风光发电，再电解水制氢，不仅能实现真正的能源零排放，而且解决了能源远程出口的问题。欧盟、美国和日本也都纷纷瞄准了中东合作发展氢能。

### 2. 国内发展概况

中国是世界氢能第一大生产国，但主要以灰氢为主，蓝氢其次，绿氢占比极低。依据我国煤炭工

业协会数据，2020 年我国煤制氢占 62%、天然气制氢占 19%，工业副产气制氢占 18%，电解水制氢占 1%左右。目前我国正在加快氢能发展战略规划，加强顶层设计。我国于 2019 年首次将氢能写入政府工作报告。中国氢能联盟组织编写的《中国氢能及燃料电池产业白皮书 2020》提出四大核心观点，一是脱碳是本轮氢能产业发展的第一驱动力。二是可再生能源制氢成本有望在 2030 年实现平价。三是在 2060 年碳中和情景下氢能规模将达到 1.3 亿吨，在

终端能源消费占比中达到 20%，其中可再生能源制氢规模有望达到 1 亿吨，部署电解槽 500 吉瓦。四是完善低碳清洁氢政策体系是氢能助力碳中和的关键。

**国家大力支持关键技术攻关和市场推广。**我国自 2009 年起，陆续出台涵盖关键技术攻关、重点产品产业化、市场推广等多维度政策体系，全力推动氢能与燃料电池行业持续健康发展。

表 9 国内氢能技术与产业政策

政策	主要内容
节能与新能源汽车产业发展规划（2012-2020）（国发〔2012〕22 号）	到 2020 年氢燃料电池汽车、车用氢能源产业要达到与国际同步的水平。
国务院关于印发《中国制造 2025》的通知（国发〔2015〕28 号）	继续支持电动汽车、氢燃料电池汽车发展，形成从关键零部件到整车的完整工业体系和创新体系，推动自主品牌节能与新能源汽车同国际先进水平接轨。
《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》（发改能源〔2016〕513 号）	研究基于可再生能源及先进核能的制氢技术、新一代煤催化气化制氢和甲烷重整 / 部分氧化制氢技术、分布式制氢技术、氢气纯化技术，开发氢气储运的关键材料及技术设备，实现大规模、低成本氢气的制取、存储、运输、应用一体化，以及加氢站现场储氢、制氢模式的标准化和推广应用。研究氢气 / 空气聚合物电解质膜氢燃料电池（PEMFC）技术、甲醇 / 空气聚合物电解质膜氢燃料电池（MFC）技术，解决新能源动力电源的重大需求，并实现 PEMFC 电动汽车及 MFC 增程式电动汽车的示范运行和推广应用。研究氢燃料电池分布式发电技术，实现示范应用并推广。
节能与新能源汽车技术路线图（2016.10）	短期内实现氢燃料电池汽车在特定地区的公共服务用车领域大规模示范应用；中期内实现氢燃料电池的较大规模批量化商业应用；长期实现百万量规模的商业推广，形成以可再生能源为主的氢能供应体系建设与规模扩大支持氢燃料电池汽车规模化发展。
“十三五”战略性新兴产业发展规划（国发〔2016〕67 号）	进一步发展壮大与氢能源相关的新能源汽车、新能源，节能环保等战略性新兴产业。通过产业集聚，以产业链和创新链协同发展途径，培育新业态、新模式，发展特色产业集群，带动区域经济转型，形成创新经济集聚发展新格局。
汽车产业中长期发展规划（工信部联装〔2017〕53 号）	重点围绕氢燃料电池动力系统、插电 / 增程式混合动力系统创新链进行任务部署。

**地方政府发展氢能产业热度高涨。**各省市地方政府也积极响应国家政策，深圳、上海、佛山、武汉、张家口、张家港等 30 余个地市先后制定了氢能产业发展扶持政策。



图 1 地方氢燃料电池相关政策梳理

**多地区明确提出未来氢能与燃料电池产业发展目标。**上海市目标在 2020 年前氢燃料电池全产业链产值达到 150 亿元，氢燃料电池汽车保有量 3000 辆；武汉市目标在 2020 年前实现氢燃料电池汽车全产业链年产值超过 100 亿元，示范运行氢燃料电池汽车 2000-3000 辆，建设加氢站 5-10 座；苏州市在 2020 年前氢能产业链年产值突破 100 亿元，建成加氢站近 10 座，氢燃料电池汽车运行规模达到 800 辆。

3. 深圳发展概况

深圳目前拥有超过 70 家企业从事氢能技术和产品开发，具备相对丰富的氢能与氢燃料电池产业链资源，产业领域涵盖制氢、储氢、运氢、燃料电池电堆、燃料电池系统集成、整车制造、标准测试、储能应用等产业链上中下游。**在氢能基础设施方面，**

**我市企业可以提供氢源到加氢站建设一系列保障。**深圳市埃森新能源公司依托于珠海长炼石化有限公司，目前具备 40000kg/ 天的氢气产能，可供 40 座 1000 公斤级加氢站满负荷运营，保障 4000 辆氢燃料电池车的正常运行。深圳市凯豪达能源有限公司与澳洲新南威尔士大学联手合作，研发高效低成本电解水制氢设备，并在园区内完成了现场制氢加氢站的建设，为我市加氢站建设提供了技术和设备保障。**在燃料电池核心材料和零部件方面，我市拥有一批具有核心技术的企业。**南科燃料凭借南科大王海江老师团队，研发出了 30kW、60kW 及以上功率电堆，正在大力攻关质子交换膜、气体扩散层、双极板、膜电极等核心材料和零部件技术，实验室性能已经可以达到国际先进水平。南科动力依托南科燃料提供的电堆，开发了对应的氢燃料电池系统，

试验车辆已运行半年，并与东风、开沃、比亚迪等公司建立了合作意向。深圳福瑞电气、新锐科技等公司研发的氢燃料电池专用 DC/DC，伊腾迪公司开发的氢燃料电池车专用增湿器，在市场上具有较强的竞争力。**在燃料电池应用产品方面，我市呈现百花齐放的情景。**开沃汽车、五洲龙、深圳东风从事整车生产业务，可与本地燃料电池系统公司合作开发公交车、巴士、物流车、环卫车、专用车等应用产品，形成本地化生产闭环。深圳黑鲨科技、科比

特等公司，已经开发了一些列燃料电池无人机产品，获得了国内外订单，产品性能达到国际领先水平。

四 .深圳市产业链分析

根据现有的工业化实践，氢能产业链的上游为制氢，中游为氢储运、加氢站、氢燃料电池，下游则为多元化的应用场景，其主要应用场景分布于交通业、工业、发电以及建筑领域。

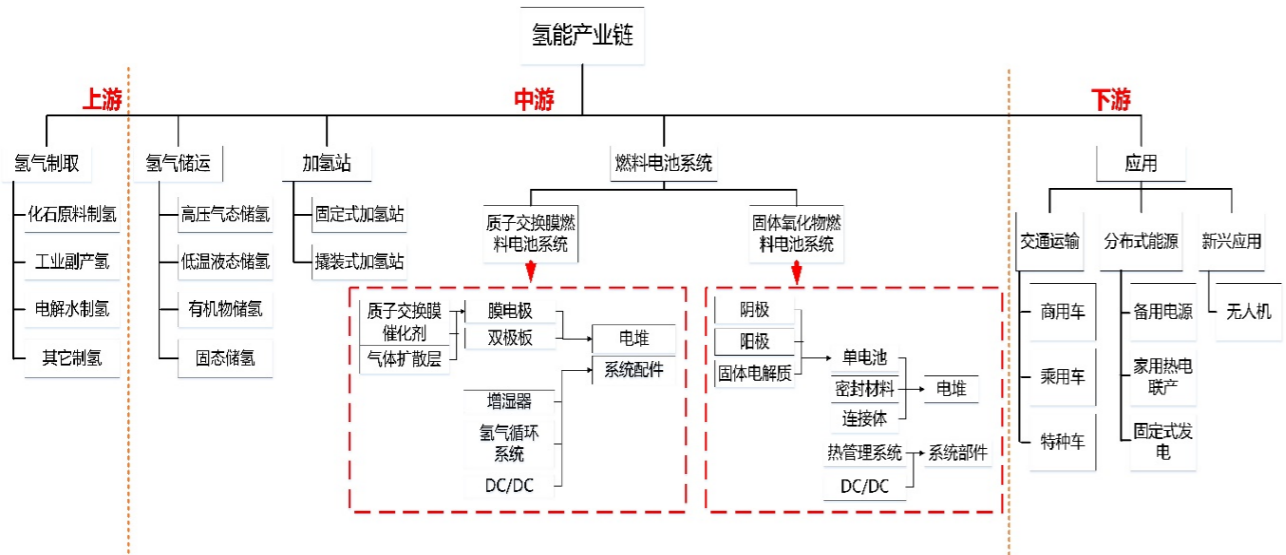


图 2 氢能产业链

1. 上游

**氢气制取：**目前，深圳有部分企业正布局制氢业务，主要为电解水制氢，同时由于缺乏制氢许可，仅有制氢产品，无法商业化使用。相关企业主要有凯豪达氢能源与宏洲气体，其中**凯豪达氢能源**与澳大利亚新南威尔士大学合作开发新型电解水制氢技术，具有催化剂成本低、制氢能耗少等特点，水电解制氢设备容量从 0.1Nm<sup>3</sup>/h-1000Nm<sup>3</sup>/h，工作压力可高达 5.0Mpa，综合能耗为 4.3-4.6kWh/Nm<sup>3</sup>，

技术水平为国际先进。**宏洲气体**是我市目前最大的氢气供应商，主要供应小量工业、实验用氢等，通过集装格和钢瓶进行运输。同时，深圳周边有较多潜在氢气供应资源，如联悦气体主要利用天然气制氢，在肇庆约有 5600Nm<sup>3</sup>/h 产能，并在深圳有设立分公司进行销售，其惠州产线在 2021 年投产；深圳巨正源在东莞沙田镇布局建设 60 万吨 / 年丙烷脱氢项目。此外，中海油惠州等石化项目也会有相应氢气产能。

2. 中游

(1) 氢气储运及加注

目前，深圳市主要有高压气态储运及固态储运两条技术路线。**中集安瑞科**从事高压气体储运装备制造，高压气态储氢是目前最常用、最成熟的储氢技术，其储存方式是将工业氢气压缩到耐高压容器中。中集安瑞科已经具备氢能源储存运输设备的技术和牌照，曾为上海世博会提供 45MPa 加氢车和加氢车储氢瓶组，参与的 2018 年国家 863 项目首座 70MPa 加氢站项目顺利验收。

目前国内车载储氢系统基本都采用 35MPaIII 型瓶（目前已商业化的高压储氢气瓶分为四种：I 型、II 型、III 型及 IV 型。I 型瓶由金属钢组成；II 型瓶采用金属材料为主，但是外层已经缠绕玻璃纤维复合材料；III 型、IV 型瓶则主要是基于碳纤维增强塑料材料，前者内胆为金属，后者内胆为塑料，外部通过碳纤维增强塑料缠绕加工而成）。IV 型瓶在国内的应用长期处于空白。挪威 Hexagon 为 IV 型储氢瓶领域“鼻祖”，在材料、工艺及装备上积累了丰富的经验，该公司的 70MPaIV 型瓶已经成熟应用在各种车型上。中集安瑞科拟通过与 Hexagon 的合作，涉足 IV 型瓶并将其引入中国市场。

表 11 高压气态储氢和合金储氢对比

技术领域	35MPa 高压气态储氢技术方案	合金固态储氢技术方案
重量	375—500kg（储氢量 15kg，系统储氢密度 3—4wt%）	1200—1500kg（储氢量 15kg，系统储氢密度 1.2wt%）
体积	800L（仅为储氢罐体积，储氢密度约 18g/L）	300L（仅为储氢罐体积，储氢密度约 50g/L）

供氢速度	≥ 500L/min	≥ 500L/min（可通过与燃料电池水热耦合利用，提高系统能效）
供氢纯度	≥ 4N（取决于充氢氢气品质）	≥ 5N（可实现对氢气纯化，提高氢气品质）
加氢方式	需建立专门的高压氢气加氢站	制氢现场在线加氢
储氢系统成本	15 ~ 20 万元（储氢量 15kg，包含高压储氢罐、氢气管路和阀门等）	20 ~ 30 万元（储氢量 15kg，以 100 套 / 年的批量估算）
加氢站成本	1200-3000 万元（设备成本，不含征地和基建成本，日供氢量 500kg）	650 万元（以上为设备成本，不含征地和基建成本，日供氢量 500kg）

(2) 燃料电池系统

A. 质子交换膜燃料电池系统

**电堆关键性能处于国内领先水平，单堆功率需进一步提升。**深圳南科燃料已经开发了 30、60kW 的石墨电堆，在体积比功率处于国内领先水平，但在寿命、性能方面还有待进一步验证，未来还有较大提升空间。

**膜电极功率、单位面积电流等指标国内领先，寿命仍是短板。**国内的性能指标在低电流密度下与国外相差不大，但在中电流密度，特别是大电流密度下与国外相差较大。

目前我市通用氢能、南科燃料、南科动力等部分企业在核心材料、零部件、应用等方面技术水平全国领先，在部分关键指标方面处于国际先进水平，但整体与国际先进水平相比，仍存在一定差距，其关键指标如表 12 所示。

表 12 关键技术指标对比

产业链环节	关键指标	单位	国外	国内（除深圳）	深圳（实验室）	代表企业
质子交换膜	质子传导率	mS/cm	≥ 100	≥ 100	≥ 100	通用氢能
	面电阻	Ωcm <sup>2</sup>	≤ 0.015	0.02	≤ 0.015	
	溶胀度	%	1.83	3.54	2.62	
	机械强度	MPa	43	28	38	
	加速老化试验	质量衰减 %/ 天	0.4	1.6	0.5	
催化剂	质量比活性	A/mgPt@0.9V	0.25	0.25	0.25	通用氢能
	铂颗粒尺寸	nm	2-3	3.5	3.5	
	电化学活性面积	m <sup>2</sup> /gPt	80	60	60	
气体扩散层	体电阻	mΩcm <sup>2</sup>	9.5	-	6.7	通用氢能
	拉伸强度	MPa	9	-	10	
	孔隙率	%	40-42	-	40-41	
双极板	导电率	S/cm	≥ 100	≥ 100	≥ 100	南科燃料
	抗弯强度	MPa	300（金属） ≥ 25（石墨）	≥ 100（金属） ≥ 25（石墨）	≥ 100（金属） ≥ 25（石墨）	
	腐蚀电流密度	uA/cm <sup>2</sup>	≤ 0.8	1.0	1.0	
	厚度	mm	0.8（金属） 1.2（石墨）	1.0（金属） 2.0（石墨）	1.4（石墨）	
膜电极	功率密度	@1A/cm <sup>2</sup>	0.7	0.65	0.72	南南科燃料
	功率	W/cm <sup>2</sup>	1	0.8	1.2	
	铂载量	g/kW	0.12	0.3	0.3	
	性能 @0.8v	mA/cm <sup>2</sup>	250	220	320	
电堆	单堆功率	KW	120	30 ~ 60	36 ~ 60	南科燃料
	体积比功率	kW/L	3.5	2.4	2.5	
	寿命	小时	≥ 20000	≥ 8000	≥ 5000	
	冷启动	℃	-30	-30	-30	
动力系统	低温启动能力	℃	-30	-20	-30	南科动力
	寿命	小时	20000	12000	12000	
	体积比功率	kW/L	0.35	0.2	0.25	

B. 固体氧化物燃料电池系统

当前固体氧化物燃料电池商业化应用较少，仅欧美、日本等企业有开发出商业化应用的 SOFC 发电系统。代表性的企业主要有美国的 Bloom Energy、

GE，日本的三菱、日立等企业。国内固体氧化物燃料电池产业起步较晚，最早研发生产 SOFC 的是深圳三环电子，代表国内最高水平，尤其是在固体电解质领域代表着全球最高水平，是全球最大的固体电解质供应商，占据全球 80% 的市场份额。然而与

国外先进水平相比，阴极材料批量生产稳定性、电导率长期运行稳定性，阳极材料三相界面线密度、三相界面服役稳定性，密封材料热膨胀性稳定性、密封效果稳定性，连接体导电率衰减等方面存在一定差距。

3. 下游

深圳是全国电子信息、新能源汽车等产业集聚基地，拥有港口、物流、园区、城际交通、民用便携式设备等广阔的市场资源，目前有汽车、固定式发电、无人机、微电网等众多应用场景，有利于氢能与燃料电池技术的示范应用。

**港口运输领域。**随着国家及地方政府环保政策的落地，碳排放的管控，港口出现了较大的新能源车辆的替代空间。早在 2012 年左右的时候，盐田港、大铲湾等港口已经进行了 LNG 车的应用，但受限于技术和成本方面的因素，推广并不顺利，如今更有利于技术更成熟、更环保的纯电动车或氢燃料电池车推广示范。

**公共交通领域。**深圳呈现东西狭长地形，同时在东部还有相距 100 多公里的深汕特别合作区，目前并没有便利的地铁交通覆盖，纯电动公交车受续航影响不适合长距离运输，因此，具备长续航能力的氢燃料电池巴士将发挥较大作用。

**物流运输领域。**截至目前，深圳市新能源物流车保有量达到 7.2 万辆，规模全国第一，受相关政策影响，中心城区禁止传统燃油物流车驶入，未来会有更大的物流车替代空间。

**固定式发电领域。**深圳市在大力推动 5G、人工智能、数据中心等新型基础设施建设，苹果、谷歌、

微软等国际知名公司均建设了以氢燃料电池为主供电或备用电源的系统。因此，深圳在新型基础设施备用电源的应用领域增加了新的空间。

**无人机领域。**我市大疆无人机占据消费级无人机 90% 以上的市场份额，科比特无人机成长为最大的工业级无人机企业，黑鲨科技拿下了乌兹别克斯坦价值 300 万美元的氢燃料电池军事无人机的订单。同时，深圳作为森林城市，拥有大片的绿化和森林，对于森林防火，线路巡检等有较大要求，具有长续航，大载重的氢燃料电池无人机恰好弥补了这项需求。

五 . 深圳市氢能发展存在问题

1. 关键技术有待进一步突破和提升

我市包括南方科技大学、哈尔滨工业大学（深圳）、清华大学深圳研究生院、雄韬电源、深圳三环电子等在内的科研机构和企业拥有较好研发基础，掌握了一定的质子交换膜、气体扩散层、催化剂、双极板等核心材料，膜电极、电堆、电极、密封材料、连接体等关键零部件，以及动力系统集成技术，产品相关性能指标处于国内先进水平，但与国际领先水平相比仍存在一定差距，量产后性能有待进一步验证。目前面临最大的问题是亟需进一步突破和提升核心材料和零部件等关键技术，解决规模化生产一致性难题。

2. 本地氢气资源匮乏，配套设施建设不完善

受深圳市产业政策和环境限制，没有大型化工厂，缺少廉价工业副产氢资源，目前，仅有宏洲气体、凯豪达两家企业采用电解水方式进行小批量氢气生产，提供给市内科研机构及小型化工企业作为试剂或原料使用。在深圳周边地区，惠州、东莞、珠海

等具备一定的工业副产氢资源，但是氢气目前仍然是作为危化品进行管理的，运输管理限制多，运输成本高，无法有效的保障深圳市氢燃料电池产业未来的需求。根据《深圳市首批危险化学品禁限控目录（试行）》政策，对在深圳本地生产氢气增加了限制。加氢站是氢能与燃料电池产业重要的配套设施，我市加氢站数量目前为“零”。加氢站安全规范要求严格，占地面积较大，投资成本较高，建设周期较长，审批手续复杂，需要提早布局。

### 3. 尚无氢能专项政策和规划出台

自 2017 年起，国内各地不断出台关于氢燃料电池产业的相关专项规划，制定了一系列技术路线图。上海、武汉、苏州、张家港、如皋、佛山、云浮等地均出台了氢能与氢燃料电池产业的专项政策和规划，在专项规划的支持下，各地明确建设目标和技术路线，扎实推进关键技术攻关和产业化，加快各类创新载体建设，稳步开展加氢站的建设，开发了多种氢燃料电池应用产品，如公交车、物流车，并开展应用示范和推广。我市目前尚无氢能与燃料电池专项政策和规划，氢燃料电池产业发展缺少纲领，产业发展缺少合力，产品开发和产业化缺少市场，针对电堆及其核心材料和零部件等“卡脖子”技术缺乏扶持计划。

### 4. 氢能技术标准缺位

目前，现行燃料电池相关国家标准有近 90 项，但存在技术覆盖面有限、标准体系不清晰、部分标准较为老旧、测试评价存在较大疏漏等问题，无法有效指导和规范氢燃料电池产业的发展。另一方面，标准制定是技术实力的体现，没有强大的开发实力和技术创新实力，是难以参与标准制定的。目前，

我市尚无任何技术标准发布，在氢燃料电池产业快速发展的阶段，倘若没有自己的标准，未来将只能作为跟随者，而不能争当引领者。

### 5. 氢能公共服务平台缺失

在氢能与燃料电池产业发展初期，需要通过搭建标准研究、检测试验、安全运营等公共服务平台来助力技术突破，提升氢能产业综合服务能力。上海、武汉、佛山等地区已抢先布局建设集技术创新、功能配套、应用示范等一体化服务平台，同时搭建氢能与燃料电池产品应用示范平台，开展氢燃料电池客车、物流车应用示范，有效拉动了本地上中下游产业的发展。目前，我市还尚未搭建解决行业共性需求的公共服务平台，尚未建设氢燃料电池产品示范运行的加氢设施，严重阻碍了我国氢能与燃料电池产业的快速发展。

## 六 .深圳市氢能发展思路和建议

### 1. 重点发展高附加值产业环节，推进相关平台建设

重点发展质子交换膜、催化剂、气体扩散层、双极板、电堆、储氢瓶、单电池、密封材料、连接体等氢能与燃料电池产业链上游高附加值核心材料和零部件技术与产业，加快推进检验检测中心、院士工作站、公共技术服务平台、标准研究平台、安全运营监测平台、重点实验室、工程研究中心等创新载体和平台建设，实施系列技术攻关计划，力争实现国产替代，达到国际先进水平。鼓励发展氢燃料电池中下游系统集成与应用技术及产业，针对不同应用场景开发多种类应用产品。鼓励多路径发展制氢、储运、加氢等技术，为产业未来发展提供技

术储备。

### 2. 开展小范围应用示范，为企业产品展示提供平台

借鉴我国新能源汽车产业发展经验，应用示范有助于推动核心技术发展，成本降低，有助于产业链的完善。深圳市拥有港口、物流、公安消防、大数据中心备用电、市内和城际交通等多种应用场景，可开展氢燃料电池公交车、校园巴士、物流车、叉车、重型专用车、无人机、大数据中心备用电等方面的应用示范，配套实现不同功率，不同应用产品的氢燃料电池核心技术的开发。通过一定规模的示范提升产品质量，拉动氢燃料电池核心材料和零部件产业的发展，降低核心材料和零部件产品的成本，提升各项性能指标，形成一批具有国际先进水平核心材料和零部件产品提供商。加氢站的建设涉及审批部门众多，缺乏统筹管理，导致加氢站建设缓慢，可借鉴佛山和武汉加氢站建设审批管理办法，明确住建局为加氢站建设的主管部门，制定加氢站建设审批办法。氢能配套设施可因地制宜，选取高压气态储运、低温液态储运、有机物储运和固态储运等多元化储运方式。另外，深圳市呈东西狭长地形，南山、福田、罗湖作为市中心区域，楼宇密集、人口众多，土地资源稀缺，不适合在早期开展加氢站的建设，而宝安、光明、龙岗、坪山、盐田等区，土地面积大，应用场景丰富，可建设一定量的加氢站，保障氢燃料电池产品在我市顺利开展应用示范的需求，助力产业安全、健康、稳步发展。

### 3. 引进和培育氢能产业高端人才团队

着重培育和引进一批具有国际竞争力的氢燃料电池领域核心人才团队。通过国家、省、市级重大

科技项目计划，重点引进核心关键技术开发的高端专业人才；依托南方科技大学、清华深圳研究生院、哈尔滨工业大学（深圳）等本地院校，加强与国内外知名高校和研究机构开展氢燃料电池相关合作，开设相关学科，加快本地人才培养；支持我市氢燃料电池企业引进国内外高端人才，建立科学薪酬体系和绩效评价体系，建立长效激励机制留住人才。

### 4. 强化标准规范，研究建立产业相关安全管理体系

鼓励行业协会、高校、企业等机构，研究建立包括燃料电池核心材料、关键零部件、燃料电池系统、汽车、无人机等各类应用产品在内的一系列行业标准和安全管理相关规范。开展质子交换膜耐久性与燃料电池电堆安全性标准、燃料电池电电混合系统安全性测试标准、燃料电池氢气泄露与排放的检测与安全性标准、燃料电池密封装置耐久性测试与燃料电池电堆安全性标准、燃料电池高 / 低环境温度运行时的可靠性与安全性检测标准等标准研究。在安全问题上，研究制定全产业链相关安全管理体系和相关规范，定期开展安全性能检测，加强日常消防安全检查及管理，及时消除安全隐患。

### 5. 加强科普宣传，消除民众对氢燃料的安全疑虑



当前整个社会存在一种“谈氢色变”的现象，虽然氢气和相关设备经过了严格的安全检验，但是，作为易燃易爆的危化品，在民众心中还存在一定的安全顾虑。因此，可充分发挥行业协会等第三方机构的作用，开展氢燃料电池技术科普宣传，消除民众对氢燃料的安全疑虑，营造氢能产业发展的良好氛围，推动示范运营项目顺利实施，助力我市氢能产业快速、健康发展。

# SHENZHEN ELECTRIC POWER INFORMATION



**深圳市电力行业协会**  
Shenzhen Electrical Power Trade Association

## 深圳市电力行业协会

-  深圳市深南东路4020号(518001)
-  0755-88932049 88935670
-  szdlhangxie@163.com
-  [www.szepta.org.cn](http://www.szepta.org.cn)



协会微信公众号  
(服务号)



协会微信公众号  
(订阅号)