

## 附件 1

# 国家发展改革委 国家能源局关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）

党的十八大以来，我国电力工业发展取得了举世瞩目的成就，有力支撑了经济社会平稳有序发展。但同时电力系统综合效率不高、源网荷等环节协调不够、各类电源互补互济不足等深层次矛盾日益凸显，亟待统筹优化。为提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，更好指导送端电源基地规划开发和源网荷协调互动，积极探索“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”（以下统称“两个一体化”）实施路径，现提出以下意见。

## 一、开展“两个一体化”的重要意义

“两个一体化”是实现电力系统高质量发展的应有之义，是提升能源电力发展质量和效率的重要抓手，符合新型电力系统的建设方向，对推进能源供给侧结构性改革，提高各类能源互补协调能力，促进我国能源转型和经济社会发展具有重要的现实意义和深远的战略意义。

（一）符合能源绿色低碳发展方向，有利于全面推进生态文明建设。增加以新能源为主体的非化石能源开发消纳，是提升非化石能源占比的决定性力量。通过优先利用清洁能源资源、充分发挥水电和煤电调节性能、适度配置储能设施、

调动需求侧灵活响应积极性，有利于发挥新能源资源富集地区优势，实现清洁电力大规模消纳，优化能源结构，破解资源环境约束，促进能源领域与生态环境协调可持续发展，推进生态文明建设。

（二）符合供给侧结构性改革要求，有利于提升电力发展质量和效益。着力提升供给质量和效率、扩大有效供给、实现多能互补，是电力工业发展的必然要求。通过明确传统电源与新能源、基础电源与调峰电源、源网荷各环节的分工定位，有利于打破各个领域间的壁垒，统筹各类资源的协调开发、科学配置，实现源网荷储统筹协调发展，提高清洁能源利用率、提升电源开发综合效益。

（三）符合合作共享互利共赢理念，有利于促进区域协调发展。扩大电力资源优化配置规模，是电力行业落实区域协调发展战略的重要抓手。通过新能源就地开发消纳，优化电力资源配置结构、扩大电力资源配置规模，有利于促进边疆地区繁荣稳定，推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升新能源电量消费比重，实现东西部地区共同发展。

## 二、总体要求

### （一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以新时代电力“安全、

绿色、高效”发展目标为方向，以满足人民日益增长美好生活所需的多元化用电需要为目标，将“两个一体化”作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建新型电力系统，促进电力工业转型升级。

## （二）基本原则

**安全第一，绿色优先。**尊重电力系统发展客观规律，坚守安全底线，加强配套电网建设，在确保电力系统安全稳定运行的前提下，优先考虑可再生能源电力开发消纳，促进能源转型和绿色发展。

**保障消纳，合理配比。**结合需求侧负荷特性、电源结构和调节能力，客观评估并发挥系统调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，挖掘新能源消纳能力，加强送端“风光水火储一体化”和受端“源网荷储一体化”发展的协调配合，确保开发规模与消纳能力匹配，缓解弃电问题。

**优先存量，优化增量。**通过提高存量电源调节能力和清洁能源比例、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

**市场驱动，政策支持。**发挥市场配置资源决定性作用，破除市场壁垒，依靠科技进步、提高效率、降低成本，不断提升竞争力。建立健全政策体系，加强引导扶持，试点先行，逐步推广。

### 三、“两个一体化”的范畴与内涵

#### （一）风光水火储一体化

“风光水火储一体化”侧重于电源基地开发，结合当地资源条件和能源特点，因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充，并适度增加一定比例储能，统筹各类电源的规划、设计、建设、运营，积极探索“风光储一体化”，因地制宜开展“风光水储一体化”，稳妥推进“风光火储一体化”。

**强化电源侧灵活调节作用。**挖掘一体化配套电源的调峰潜力，完善电力系统调峰、调频等辅助服务市场机制。优化综合能源基地配套储能规模，充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调峰能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源利用率在95%以上。

**优化各类电源规模配比。**优化送端配套电源（含储能）规模，结合送受端负荷特性，合理确定送电曲线，提升通道利用效率。结合关键装备技术创新水平、送端资源特性、受端清洁能源电力消纳能力，最大化利用清洁能源，稳步提升存量通道配套新能源比重，增量基地输电通道配套新能源年输送电量比例不低于40%，具体比例可在中长期送电协议中加以明确。

**确保电源基地送电可持续性。**充分考虑送端地区中长期自身用电需求，统筹综合能源基地能源资源禀赋特点和生态

环保约束，合理确定中长期可持续外送电力规模。对于煤电开发，必须在确保未来 15 年近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模；对于可再生能源开发，以充分利用、高效消纳为目标统筹优化近期开发外送规模与远期留存需求，超前谋划好电力接续。

## （二）源网荷储一体化

“源网荷储一体化”侧重于围绕负荷需求开展，通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源要素，以储能等先进技术和体制机制创新为支撑，以安全、绿色、高效为目标，创新电力生产和消费模式，为构建源网荷高度融合的新一代电力系统探索发展路径，实现源、网、荷、储的深度协同，主要包括“区域（省）级源网荷储一体化”“市（县）级源网荷储一体化”“园区级源网荷储一体化”等具体模式。

**充分发挥负荷侧的调节能力。**依托“云大物移智链”等技术，进一步加强电源侧、电网侧、负荷侧、储能的多向互动，通过一体化管理模式聚合分布式电源、充电站和储能等负荷侧资源组成虚拟电厂，参与市场交易，为系统提供调节支撑能力。

**实现就地就近、灵活坚强发展。**增加本地电源支撑，提升电源供电保障能力、调动负荷响应能力，推进局部电力就地就近平衡，降低对大电网电力调节支撑需求；构建多层次的电力安全风险防御体系，以坚强局部电网建设为抓手，提

升重要负荷中心的应急保障能力；降低一次能源转化、输送、分配、利用等各环节的损耗，提高电力基础设施的利用效率。

**激发市场活力，引导市场预期。**以国家和地方相关规划为指导，发挥市场对资源优化配置的决定性作用，通过完善电价和市场交易机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧要素主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

#### **四、分类开展“风光水火储一体化”建设**

**（一）开展“风光火储一体化”建设。**对于存量煤电发展为“一体化”项目，应结合送端新能源特性、受端系统条件和消纳空间，研究论证消纳近区风光电力、提升配套煤电调节性能、增加储能设施的必要性和可行性，鼓励存量煤电机组通过灵活性改造提升调节能力，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案。对于增量基地化开发外送“一体化”项目，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，以大型煤炭（或煤电）基地为基础，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，科学论证并严格控制煤电规模，明确风光火储一体化实施方案；对于增量就地开发消纳“一体化”项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用近区新能源电力，充分发挥配套煤电和储能设施调节能力，明确风光火储一体化实施方案。

**（二）开展“风光水储一体化”建设。**对于存量水电基地，

结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统条件和消纳空间，在保障可再生能源利用率的前提下，研究论证消纳近区风光电力、增加储能设施的必要性和可行性，鼓励存量水电机组通过龙头电站建设优化出力特性，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案。对于增量风光水储一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以西南水电基地为基础，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模，因地制宜明确风光水储一体化实施方案。

（三）开展“风光储一体化”建设。对于存量新能源外送基地，结合新能源特性、受端系统条件和消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性，明确实施方案。对于增量风光储一体化，积极探索以具备丰富新能源资源条件基地为基础，优化配套储能规模，充分发挥配套储能设施的调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升价格竞争力，明确风光储一体化实施方案。

## 五、分类开展“源网荷储一体化”建设

（一）开展“区域（省）级源网荷储一体化”建设。依托区域（省）级电力辅助服务市场、电力中长期和现货市场等市场体系建设，以完善区域（省）级主网架为基础，公平、无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，全面放开市场化交易，通过价格信号引导各类电源、电力用户、

储能和虚拟电厂灵活调节、多向互动，推动建立可调负荷参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。以本地区电力安全、绿色、高效发展为导向，以解决电力供需矛盾为切入点，研究提出源网荷储一体化实施的总体方案；依托现代信息通讯及智能化技术，加强全网统一调度，研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系，充分发挥区域电网的调节作用，落实各类电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场的机制。

（二）开展“市（县）级源网荷储一体化”建设。以保障重点城市清洁可靠用能、支持县域经济高质量发展和满足人民多元化美好用能需求为出发点，开展市（县）级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，梳理保障城市基本运转的重要负荷，研究局部电网结构加强方案，提出本地保障电源方案以及自备应急电源配置方案；结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究通过热电联产机组、新能源、灵活运行电热负荷一体化运营方案，实现能源的安全高效清洁利用，达到多能互补效果。

（三）开展“园区级源网荷储一体化”建设。以现代信息通讯技术、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，充分调动负荷侧的调节响应能力。在城市商业区、商业综合体，依托光伏发电、并网型微电网和电动汽车充电基础设施建设等，开展分布式发电与电动汽车灵活充放电相结合的园区级



源网荷储一体化建设；在工业负荷规模大、新能源资源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电工业园区建设。研究源、网、荷、储的综合优化配置方案，促进与多能互补示范园区、智慧综合能源服务的融合发展，在经济可行的条件下，提高自我平衡能力，减少对大电网调峰和容量备用需求。

## 六、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，强化国家能源主管部门的统筹领导作用，加强国家和地方电力发展规划与“两个一体化”项目规划的衔接，推动项目有序实施。在中介机构评估论证、充分征求送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的“两个一体化”项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各级能源主管部门应积极牵头组织相关电源企业、电网企业、咨询机构开展“两个一体化”项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳的“两个一体化”项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向的基础上，通过充分协商，达成初步意向，共同组织开展实施方案研究并行文上报国家能源主管部门。各地必须严格落

实国家电力规划，坚决防止借建设“两个一体化”项目名义，加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾。

（三）完善支持政策。纳入国家电力规划的“两个一体化”项目，优先使用各省（区、市）可再生能源发展规模总量指标；鼓励具备条件地区开展“两个一体化”项目试点示范，支持参与跨省跨区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易；鼓励“两个一体化”项目的多方投资主体通过成立合资公司等资本合作方式实现一体化开发运营；鼓励民营企业等社会资本参与“两个一体化”项目开发建设。

（四）加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对“两个一体化”项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动“两个一体化”有效实施和可持续发展。