

— 政策解读 —

新能源消纳和调控

从分类施策到综合治理

■ 介子九维 出品



2025年11月

目 录

1. 政策背景、目的与核心信息	1
1.1 新能源消纳挑战凸显	1
1.2 政策目的与定位	1
1.3 核心内容概要	2
2. 政策脉络梳理：分类施策走向综合治理	2
3. 文件全文深度解读：六大板块及其内在逻辑	7
3.1 “分类引导”新能源开发与消纳	7
3.2 新模式新业态：促进新能源消纳创新发展	9
3.3 增强新型电力系统对新能源的适配能力	10
3.4 完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系	13
3.5 强化新能源消纳的技术创新支撑	15
3.6 保障措施：压实责任分工与监督考核	17
4. 三大战略思考	19
4.1 “产业西迁”战略：区域协同的新格局	19
4.2 “数字能源革命”：智能化转型的驱动力	22
4.3 “安全观重塑”：灵活性资源价值新定位	23
5. 写在最后	26

◆ 引言

2025年11月10日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360号，以下简称“1360号文”），这份文件承前启后地整合了前期中共中央、国务院及国家有关部委的“分类施策”的政策单行本，在更高层面上实现了新能源开发与消纳、安全与创新的整体协调。

笔者将围绕1360号文的背景和主要内容展开政策解读，梳理其与“虚拟电厂”、“绿电直连”、“电力市场规则”、“新型储能”、“1+6”市场体系等前期政策的集成关系，深入分析其内部逻辑与创新要点，并从“产业西迁”、“数字能源革命”、“安全观重塑”三个独特的战略视角探讨其深远影响。

1. 政策背景、目的与核心信息

1.1 新能源消纳挑战凸显

近年来我国新能源装机规模高速增长，占比迅速提升，新能源天然的间歇性、波动性特点，使电网调峰保供压力骤增，部分地区出现风电、光伏消纳受限现象，如何统筹新能源开发与消纳已成为实现绿色低碳转型的重大课题。

党的二十大以来，中央密集强调完善新能源消纳调控政策，二十届三中全会要求健全新能源消纳和调控措施，二十届四中全会进一步要求加快建设新型能源体系；同时我国更新国家自主贡献（NDC）目标，对2030年前新能源发展提出更高要求。

1.2 政策目的与定位

1360号文旨在“深化改革、创新举措”，提升电力系统对高比例新能源的接纳、配置和调控能力，在新能源大规模开发的同时实现高质量消纳。

文件提出2030年和2035年两个关键节点目标：

到2030年，基本建立协同高效的多层次新能源消纳调控体系，保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行，每年满足新增2亿千瓦以上新能源合理消纳需求，新增用电量主要由新能源满足。

到2035年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场成为新能源资源配置的基础平台，新能源在全国范围优化配置、高效消纳，支撑实现国家自主贡献碳中和目标。

1.3 核心内容概要

1360 号文围绕新能源消纳和调控，从六个方面提出了 22 条举措。

一是按照“分类施策”原则，引导不同类型新能源开发与消纳；

二是大力推动新能源就地消纳的新模式新业态，包括新能源集成发展、产业融合、源网荷储一体化、绿电直连等；

三是增强新型电力系统对新能源的适配能力，全面提升电源侧调节能力、电网承载力、调度智能化水平和安全保障；

四是完善全国统一电力市场体系，健全市场和价格机制以适应新能源特性；

五是强化技术创新支撑，突破发电利用、储能调节、电网运行、智能调控等关键技术瓶颈；

六是落实保障措施，包括优化消纳管理机制、明确各方责任分工、强化监测监管等。

这些举措共同构建起“提出问题—解决路径—支撑体系—保障机制”的完备政策链条，为破解新能源消纳难题提供了顶层设计。

2. 政策脉络梳理：分类施策走向综合治理

进入 2025 年以来，国家层面围绕新能源消纳与调控相继出台了一系列政策文件，涵盖价格机制、电力市场、技术支撑、新业态模式等不同领域；早期政策多针对单一环节“分类施策”，各有侧重；1360 号文的发布则标志着迈向跨领域“综合治理”的新阶段。

下表汇总了 2025 年以来主要的部署新能源消纳的相关政策及要点：

日期	政策文件及文号	主要内容摘要 (新能源消纳相关要点)
2025/01/17	分布式光伏发电开发建设管理办法 国能发新能规〔2025〕7号	明确一般/大型工商业分布式接入电压与容量上限，规范备案、并网承载力评估与接入审核，强调“就地自发自用、余电上网”，提升配电网承载与调控能力，促进就地消纳。
2025/01/24	关于印发《抽水蓄能电站开发建设管理暂行办法》的通知 发改能源规〔2025〕93号	强化需求论证与总量控制，优化站址布局与全周期管理，健全辅助服务补偿机制，作为调峰调频与灵活调节资源支撑新能源并网与消纳。

日期	政策文件及文号	主要内容摘要 (新能源消纳相关要点)
2025/02/10	关于印发《新型储能制造业高质量发展行动方案》的通知 工信部联电子〔2025〕7号	到2027年形成高安全、长寿命、低成本储能产品供给体系，完善标准/检测认证与碳足迹管理，推动关键环节国产化与市场化应用，支撑新能源高比例并网与侧内消纳。
2025/01/27	关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知 发改价格〔2025〕136号	明确新能源上网电量原则上全部入市，通过“机制电价+差价结算”建立可持续机制（存量按基准价上限、增量竞价形成），完善现货与中长期交易并与绿证衔接，增强价格信号引导消纳。
2025/03/06	关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见 发改能源〔2025〕262号	建立按月自动核发与核销闭环，健全“强制+自愿”消费机制，提升重点行业和数据中心绿电比例并用绿证核算，完善绿证价格形成与指数，强化与绿色电力交易衔接，推动就近消纳。
2025/04/25	关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见 交规划发〔2025〕42号	统筹交通基础设施与清洁能源布局，完善公路水路充（换）电网络与电网协同，推动沿线新能源“就地就近消纳”，推广车船绿色燃料，推进交通用能“源网荷储”协同。
2025/04/03	关于印发《电力辅助服务市场基本规则》的通知 发改能源规〔2025〕411号	统一调峰、调频、备用等辅助服务市场机制；现货连续运行地区适当放宽限价、避免重复市场；建立运行评估与信息披露，通过合理补偿提升系统灵活性，释放新能源并网空间。
2025/04/11	关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见 发改能源〔2025〕357号	统一虚拟电厂定义与定位，鼓励聚合分布式电源、可调负荷与储能，参与需求响应、辅助服务和电力市场；明确安全管理与数据接口，培育多元主体与商业模式，增强负荷侧灵活性支撑消纳。
2025/04/16	关于全面加快电力现货市场建设工作的通知 发改办体改〔2025〕394号	明确时间表与路线图：2025年底前基本实现现货市场全覆盖、连续结算试运行；引入第三方评估与系统校验、纳入用户侧主体，强化价格信号引导新能源出清与消纳。
2025/05/16	关于深化提升“获得电力”服务水平 全面打造现代化用电营	拓展“三零”“三省”，压缩办电时限；配电网投资向分布式新能源与充换电设施

日期	政策文件及文号	主要内容摘要 (新能源消纳相关要点)
	商环境的意见 发改能源规〔2025〕624号	倾斜；组织发布分布式光伏接网承载力并制定提升措施；推进“供电+能效”服务和绿电消费。
2025/05/23	关于组织开展新型电力系统建设第一批试点工作的通知 国能发电力〔2025〕53号	围绕构网型技术、系统友好型新能源电站、智能微电网、算力与电力协同、虚拟电厂、大规模外送、新一代煤电等七方向开展试点，形成可复制的机制与路径，提升新能源消纳与系统安全。
2025/05/30	关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知 发改能源〔2025〕650号	明确绿电直连的定义与适用范围，以就地就近消纳为目标，按并网/离网分类管理；直连分布式光伏按分布式办法执行，规范计量、结算与责任边界。
2025/06/10	关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知 国能综通科技〔2025〕91号	开展绿氢制储用试点，推动电解制氢负荷与新能源出力协同，探索“氢储能”和柔性负荷在调峰中的应用，促进就地消纳。
2025/07/08	关于开展零碳园区建设的通知 发改环资〔2025〕910号	推动园区绿电直供/直购、储能与负荷管理协同，探索用能权交易与合同能源管理，建设“源网荷储”一体化就地消纳体系。
2025/07/11	关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函 发改体改〔2025〕915号	批复跨电网经营区常态化交易机制，明确组织模式、结算与风险管理安排，畅通跨网交易通道，扩大可再生能源跨省跨区外送与受端消纳空间。
2025/07/01	关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知 发改办能源〔2025〕669号	下达2025年消纳责任权重预期目标并提出落实要求，新增电解铝行业绿色电力消费比例监测；按物理量考核、未完成转移至下一年，指导保障性并网规模与通道绿电占比安排。
2025/07/18	关于印发《电力市场计量结算基本规则》的通知 发改能源规〔2025〕976号	统一计量点与结算原则，明确损耗分摊、偏差与违约处理，夯实现货与中长期交易结算基础，减少计量争议，支撑高比例新能源消纳。
2025/09/04	关于推进“人工智能+”能源高质量发展实施意见 国能发科技〔2025〕73号	构建“算力与电力协同”，推进大模型在电网、发电等场景应用，推广数据中心液冷与余热回收，完善智能化调度、预测与储能控制标准体系，优化新能源消纳。

日期	政策文件及文号	主要内容摘要 (新能源消纳相关要点)
2025/09/12	关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知 发改价格〔2025〕1192号	完善分时/峰谷/容量等电价机制，明确就近消纳项目的输配电费与系统备用费分担原则，支持源网荷储一体化和需求响应，鼓励多种就地消纳模式。
2025/08/27	关于印发《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》的通知 发改能源〔2025〕1144号	提出规模化建设目标与关键技术攻关、标准与试点应用，鼓励独立储能参与电力与辅助服务市场，推广构网型储能应用，增强系统调节能力以承接更高比例新能源。
2025/09/02	关于印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知 发改能源〔2025〕1171号	明确连续运行条件与指标体系、正式运行转换机制，纳入新能源实时/日前出清，加强信息披露与第三方评估，提升价格发现效率与消纳能力。
2025/09/16	关于印发《能源规划管理办法》的通知 发改能源规〔2025〕1216号	规范全国/省级能源规划编制、审查、实施与评估，强化与项目核准、输电通道和消纳权重的衔接及约束，提升系统性消纳能力。
2025/09/09	关于印发《跨省跨区电力应急调度管理办法》的通知 发改运行规〔2025〕1193号	统一应急调度标准与流程，细化启动条件、优先顺序、计量结算与责任认定，保障极端情况下新能源外送通道与系统稳定。
2025/09/19	关于印发《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》的通知 发改环资规〔2025〕1228号	明确申报方向、项目库与绩效管理，重点支持电网灵活性改造、储能与绿色低碳项目，间接提升新能源接纳能力。
2025/10/15	关于印发《电动汽车充电设施服务能力“三年倍增”行动方案（2025—2027年）》的通知 发改能源〔2025〕1250号	到2027年显著提升充电服务能力，加快高速与城际重卡充电网络，推广“源网荷储+充换电”协同，扩大交通领域绿电消费，带动就近消纳。
2025/10/23	中共中央二十届四中全会公报及《关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》	会议于10月20—23日举行并通过《建议》，强调加快建设新型能源体系、完善绿电消费和电力市场机制，为“十五五”时期新能源消纳与电力体制改革提供方向性指引。
2025/10/28	关于推进煤炭与新能源融合发展的指导意见 国能发煤炭〔2025〕89号	推进“光伏+矿区”、风光火储一体化与新一代煤电升级，强调安全、清洁、高效协同，提高系统调峰能力和可再生能源消纳水平。

日期	政策文件及文号	主要内容摘要 (新能源消纳相关要点)
2025/11/10	关于促进新能源消纳和调控的 指导意见 发改能源〔2025〕1360号	提出省内集中式与分布式差异化策略、优化开发结构和电网承载力，完善绿电消费机制与分布式承载力评估标准，鼓励新业态与就地就近消纳；到2030年基本建立协同高效的多层次消纳调控体系。

上述政策矩阵清晰展现了2025年以来新能源消纳政策从“分类施策”向“综合治理”的演进脉络，在前期，各政策各有侧重：

有的聚焦“价格机制”（如电价市场化136号文、1192号文），有的着力“市场规则”（如计量结算规则976号文构建统一市场框架），有的推动“新业态试点”（如虚拟电厂357号文、绿电直连650号文），也有的强化“技术与资源”（如储能1144号文），这些举措为新能源消纳问题分别提供了局部解决方案。

但由于新能源消纳牵涉发电、电网、用户、市场、技术、安全等全链条，单兵突进难以从根本上化解矛盾，1360号文正是在汇聚前期经验基础上承上启下：承接了分类政策的成果与思路，将其有机融合，并提升到“源、网、荷、储、调”一体统筹的新阶段。

文件通过总体设计，把新能源开发消纳、市场机制、技术支撑、管理保障等要素纳入统一框架，实现多部门、多环节政策协同发力。

这一组合拳标志我国新能源消纳工作进入综合治理新阶段，也为构建新型电力系统奠定了政策基石。

值得一提的是，1360号文与前期政策不是相互孤立，而是高度集成互补。

文件提出“充分发挥虚拟电厂聚合负荷侧调节作用，拓展车网互动规模化应用”，呼应了4月虚拟电厂357号文对提升负荷侧灵活性的部署；

文件强调支持“绿电直连”等就近消纳新业态，并在价格机制上要求“落实完善促进新能源就近消纳的电价机制”，与650号文和1192号文共同构建了绿电直供的模式+价格完整政策链条；

文件在“全国统一电力市场”部分提出完善新能源参与市场的规则体系，推动“‘沙戈荒’基地一体化模式、分布式新能源、储能、虚拟电厂”等参与市场，这与今年构建“1+6”电力市场规则体系的工作无缝衔接；

文件要求健全煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源的“容量电价机制”，也是对近期容量补偿政策和新型储能规模化发展的呼应与完善。

可以说，1360号文起到了“纲举目张”作用，它是以更高层次的综合治理理念，将分散的政策点串联成系统性政策网，为新能源消纳难题提供了整体解决方案。

3. 文件全文深度解读：六大板块及其内在逻辑

1360号文的正文可划分为六大板块（不含前言“总体要求”部分），每一板块针对新能源消纳的不同侧面提出举措，构成完整的逻辑链条，总体来看，各板块从发现问题入手，提出解决路径，并配套支撑体系和保障机制，共同支撑文件目标的实现。

下面笔者逐一解读六个板块内容及逻辑。

3.1 “分类引导”新能源开发与消纳

长期以来，我国新能源消纳工作主要聚焦于省内集中式新能源消纳，政策措施相对单一，这一板块（文件第二部分）着眼于不同类型新能源开发模式的消纳问题，提出“分类施策”的指导方针。

随着新能源开发模式日趋多元（特高压外送基地、大型水风光基地、海上风电基地、省内分散开发、分布式等），各类项目面临的消纳瓶颈各不相同，为此，1360号文首次将新能源开发消纳划分为五类场景，分别提出有针对性的引导措施，体现“统筹兼顾、分类指导”的思路：

3.1.1 “沙戈荒”基地外送与就地消纳并举

针对以沙漠、戈壁、荒漠地区为代表的大型风光基地（简称“沙戈荒”基地），文件要求“统筹外送和就地消纳”。

过去此类基地多依赖远距离输电外送，如“西电东送”模式，但外送能力受制于通道和东部接纳空间，不可能无限扩张；同时，西部当地用电需求相对小，新能源就地消纳比例低成为突出问题。

1360号文提出全面落实党中央防沙治沙部署和“沙戈荒”基地规划，在“重点沙漠化区域布局外送基地”的同时，提高基地就地消纳比例，为此，要“建立送受端国家战略责任体系”，既督促东部受端省份履行消纳责任，又引导西部输出省份积极挖掘本地消纳潜力。

文件提出了三条路径：通过新能源“集成发展”（下游产业链协同）、东部“产业梯度转移”至西部、以及西部地区“扩大用电需求”等方式，实现“沙戈荒”基地“规模化就地消纳”。

这一思路将大基地开发与本地消纳有机结合，在战略上继续发挥西部资源大省优势进行集中开发，同时以产业和负荷布局创新破解弃电困境。

3.1.2 水风光基地一体化开发与消纳

西南地区水电丰沛且具有调节库容，被视为消纳风光的天然“蓄电池”，针对西南水电基地

+风光的组合，文件强调“依托水电调节特性优化配置新能源”。

文件要求对已有水电外送通道，合理“增配新能源”，提升通道利用效率；在开发新的雅砻江下游水电基地时，同步优化风光配置及送出消纳方案，通过“水火（风光）打捆”，以水调风光、以风光补水枯，形成“互补外送”，既充分利用通道，也平滑可再生出力，此举体现“源网荷储”协调理念在区域基地的应用。

3.1.3 海上风电规范有序开发与消纳

海上风电具备资源潜力大但接入复杂、落点分散等特点，文件提出“科学布局近海与深远海风电基地”，继续稳步推进近海项目，有序启动深远海基地建设，同时要求统筹优化海上输电网络，集约化布局海底电缆走廊和上岸登陆点，实现基地电力集中送出，并“主要在沿海地区就近消纳”，也就是说，对海上风电坚持“两条腿”：合理规划开发规模和选址，避免无序上马；完善配套送出和消纳体系，确保建成的电量输得出、消纳得了。

3.1.4 省内集中式新能源开发与消纳

省内建设大型风电光伏场并网是传统的新能源开发模式，文件要求“综合考虑资源禀赋和用电增长”，科学布局省内集中式新能源项目，强调优化开发结构和建设节奏，配套加强调节能力、电网承载力建设，确保新能源高效消纳。

这里突出了“规划引导和节奏管控”的重要性，避免一哄而上导致阶段性消纳困难，同时提出开展新能源资源普查试点，为科学规划提供依据。

3.1.5 分布式新能源开发与消纳

针对分布式光伏、分散式风电等，文件提出“积极拓展分布式新能源开发场景”，挖掘资源潜力，要求增强分布式新能源“自调节能力”，提高自发自用比例，并“修订接网承载力评估标准”，释放公共电网可开放容量接纳更多分布式新能源。

这些举措与年初分布式光伏管理办法（7号文）精神一致，旨在促进分布式新能源在局部电网内实现消纳闭环，减轻对大电网的冲击。

通过以上“五类场景”分类引导，1360号文在问题导向上的放矢：外送基地如何兼顾本地，水风光如何互补，海上风电如何上岸消纳，省内集中式如何规划节奏，分布式如何自我平衡。

每类举措既提出了路径（如东部产业西迁、提升调节能力等），又嵌入了支撑手段（如建立责任体系、修订技术标准），这一板块体现出政策制定上的精细化，即针对不同开发模式“对症下药”，从源头上缓解新能源消纳难的结构矛盾。

值得关注的是，该板块中“‘沙戈荒’外送与就地消纳”的策略，和后文第三板块提出的“产业融合”新模式形成了逻辑呼应。

前者从“资源基地”角度提出要通过“产业梯度转移”来就地消纳电力，后者从“产业布局”角度明确鼓励“高载能产业西移”以协同新能源基地消纳，这正是文件内在逻辑的一大亮点，体现了新能源发展战略与产业布局战略的融合。

通过引导东部负荷跟着西部新能源走，实现能源流和产业流的同向配置，从根本上改善新能源消纳条件，这一思路在“‘沙戈荒’工程”与“产业西迁”中得到贯通，体现出综合治理的系统性。

3.2 新模式新业态：促进新能源消纳创新发展

文件第三部分聚焦于新能源消纳的新模式和新业态，提出三条举措（第六至第八条），旨在通过模式创新拓展新能源利用空间。

在“双碳”目标引领下，近年涌现出许多新能源消纳的新路径，如可再生能源制氢、“源网荷储”一体化、绿电直供、零碳园区等，1360号文顺应这一趋势，梳理归纳并指明了这些新模式新业态的发展方向和要求。具体包括：

3.2.1 新能源集成发展模式

文件提出“创新新能源集成发展模式”，支持“沙戈荒”等新能源资源富集地区“加强新能源上下游产业链协同”，建立集成发展产业体系。

“以绿造绿”是这一模式的精髓。提高新能源装备制造环节自身的绿电使用水平，实现用绿色能源再造绿色能源设备；同时，统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料的制-储-输-用一体化产业，打造灵活负荷来消纳新能源富余电力。

推动零碳园区建设也是集成模式的重要场景，这一举措瞄准新能源产业链内部协同和延伸，通过“能源与产业”深度融合来扩大新能源消纳，一方面，上游新能源电力可转化为氢、合成燃料等存储介质，实现跨时间跨领域的消纳；另一方面，下游制造业和园区用能通过“以绿造绿”实现低碳化，形成闭环。这体现出一种系统集成思维：把发电、制造、转换、消费环节联结为有机整体，以提高整体绿能利用率。

3.2.2 新能源与产业融合发展

这一举措明确了“产业西迁”的政策导向。

文件提出稳妥有序推动“高载能产业向西部清洁能源优势地区转移”，实现东部产业梯度转移与新能源基地就地消纳的协同对接；同时，鼓励传统产业创新工艺流程提升负荷灵活性，在供热、制冷等环节更多使用新能源；支持西部新能源富集地区发展信息技术、高端装备、新材料等战略性新兴产业并与新能源融合；加强新能源与算力中心协同布局，推动算力设施绿色发展。

这一系列措施直指“能源供需错配”的结构性矛盾。过去西部送电、东部用电，“西电东送”满足了东部负荷但也加剧西部消纳压力，“产业融合”策略则通过引导部分能源密集型产业向西转移，让能源生产和消费更多在资源地就地匹配，这样既优化全国电力资源配置，降低输电

损耗和弃风弃光，又为西部发展注入产业动力，提升用电需求。

“西电西用”，通过引导产业西移，使能源生产与消费在西部地区就近匹配，大大优化了全国电力资源配置格局，减少了西部地区弃风弃光现象，提高了电力系统灵活调节能力。

此外，产业西移还能降低高载能产业的用能成本和碳足迹，依托西部丰富且廉价的风光电，推进绿电直供园区和高载能企业，有助于增强这些产业的市场竞争力和绿色转型动力。

对于东部而言，逐步腾出能源和环境空间发展高端产业，实现区域分工优化；对于西部而言，承接产业带来经济增长点，同时要求做好资源与生态平衡，避免不顾条件盲目上马项目。

文件通过产业与新能源融合，开创了新能源消纳与区域产业协同的新模式，体现了能源战略与区域发展战略协同推进的理念。

3.2.3 新能源就近消纳新业态

文件最后提出“支持新能源就近消纳新业态健康发展”，点名了“源网荷储一体化”、“绿电直连”、“智能微电网”、“新能源接入增量配电网”等模式，这些业态都是近年来探索出的促进新能源“就地就近消纳”的有效途径。

文件要求分类制定完善支持政策、管理制度和技术标准，加强与电网规划统筹协调，明晰与公共电网的安全、经济和社会责任界面，提升自平衡、自调节能力，并强调“新能源弃电不纳入统计”（对就地消纳项目予以特殊政策鼓励）。

这一举措为各种分布式、新型电力系统业态正名和清障，确保它们有规范的政策环境成长，例如“源网荷储一体化”项目将发电侧、用户侧和储能等整合，有望实现局部区域的能源自成闭环；“绿电直连”模式在国家层面第一次得到明确，在前述 650 号文和 1192 号文支持下，允许新能源通过专线直接供电给用户，大幅提高新能源就近就地消纳水平；智能微电网和增量配电网为新能源接入提供新的载体和市场化运营机制。

文件对这些新业态一视同仁地提出“统筹协调、电网衔接、责任明确”的要求，显示管理层认识到它们对传统电力系统的补充和挑战，需要在规划、安全、收费等方面理顺关系，做到既鼓励创新又防范风险。

第三部分总体体现了“问题—路径—保障”的逻辑链：问题在于传统用能模式无法完全消纳爆发式增长的新能源，需要开辟新赛道；路径即通过模式创新（产业协同、绿氢储能、直供直连等）拓宽新能源利用渠道；而保障则是制定相应政策规范和标准，理顺与既有体制的接口，确保新业态可持续发展。

可以看到，文件在每项新模式后都跟进了如何管理和支持的措施，避免野蛮生长或政策空白，如对绿电直连，既有定义和目标，也已通过电价机制文件明确其经济责任界面，真正做到既放得开又管得住。

3.3 增强新型电力系统对新能源的适配能力

文件第四部分从电力系统本身出发，提出提升电网和电源对高比例新能源的适应性，这部分（第九至第十二条）可理解为从技术和工程角度，回答了这样的问题：当新能源大规模并网后，如何改造传统电力系统，使之既能安全可靠运行，又能充分接纳波动的新能源？

核心在于两个字：灵活性和协同。

具体措施包括：

3.3.1 提升系统调节能力

面对新能源发电出力的随机波动，电力系统需要足够的调节资源来平衡供需。文件强调“加快提升系统调节能力”，一方面，推进传统调节电源建设：如流域龙头水库和水电扩机改造（增强水电调峰能力），“加快抽水蓄能电站”建设并充分发挥削峰填谷作用，“适度布局调峰气电”，因地制宜建设光热电站等；另一方面，大力发展“新型储能”并挖掘新能源配套储能潜力，提高其利用水平；同时，推进新一代煤电转型升级，并逐步推动新能源替代燃煤自备电厂发电；负荷侧的调节也被纳入，比如要求充分发挥“虚拟电厂”聚合负荷侧资源的调节作用，拓展“车网互动（V2G）”规模化应用。

这一系列举措指向同一点：提供更多“灵活性容量”来对冲新能源的不稳定性。水电、抽蓄、气电、储能、可调负荷等构成灵活性资源“家族”，过去电力系统的安全依赖煤电等基础电源“硬顶”，如今则转向依赖这些“软调节”资源，正如业内所指出的，煤电正从传统“主力电源”向“调节性、保障性电源”转型，而储能、需求响应等承担起削峰填谷的重任。

此次文件明确要求“健全容量电价机制”，对煤电、抽蓄、新型储能等提供容量补偿，这是对灵活性资源市场价值重估的体现，通过经济激励确保足够的调节资源“养得起、留得住”。

可以预见，“灵活性资源就是安全保障”的观念将逐步确立，其地位和价值在新型电力系统中得到空前提升。

3.3.2 提高电网接纳能力

电网是承载新能源并网消纳的舞台，高比例新能源对电网提出了输送和消纳双重挑战：集中式新能源往往远离负荷，需要跨区输电，分布式新能源则接入配网冲击局部平衡。

文件从加强网架和优化运行两方面提出措施：

一是“构建主网、配网、微网协同的新型电网平台”，加快智能配电网建设改造，打造适应大规模分布式新能源接入的新型配电系统，这意味着在技术和规划上赋予配电网更强的自治和互动能力，使其能处理双向电流和多点接入。

二是“优化全国电力流向，扩大新能源资源配置范围”，稳步提升跨省区输电通道规模，合理布局“灵活互济”的电网工程以提升区域间余缺调剂能力，并强调加强主网架建设，提升新能源的并网接纳能力。

简而言之，就是要建设更“坚强智能的电网”，既横向加强区域互联互通，又纵向下沉控制到配网微网，使得无论集中式还是分布式新能源都“接得进、送得出、稳得住”。

这些举措的支撑包括利用特高压柔性直流等“先进输电技术”来远距离输送新能源，以及通过数字化手段提升电网对分散资源的动态感知和控制能力。

3.3.3 优化新能源调控模式

随着新能源逐渐成为主力电源，传统电力调度方式也需相应变革，文件提出“构建新型电力调度体系”，进一步厘清调度机构、各级电网、集中式新能源场站、分布式新能源等各方的调控关系和职责，要求加强市、县级调度机构力量，全面提升电网对可观、可测、可调、可控能力和智能化调控水平。

这意味着未来的调度体系将更加“分层分级”且“智能自治”，在央调、省调之外，地市和县级也将直接对接分布式新能源和微网，实现精细化调控；同时，文件鼓励“探索新能源基地集群协同调控模式”，比如“沙戈荒”基地群、水风光基地群、海上风电基地群等的统一调度，这打破了过去按行政区划或电网区域调度的惯例，以适应新能源基地跨区域、跨业主的特点。

文件还要求加快推动新能源与其配套储能一体化出力曲线调用，实现“源储联合调度”，以及修订电力调度管理制度、加强调度监管。

这些举措综合起来，勾勒出未来“新型调度”的雏形，即更加智能（AI和大数据应用于调度决策）、更加灵活（多主体、多电压等级协同）、更加公平透明（调度制度和监管完善）。

3.3.4 强化电力系统安全治理

确保系统稳定仍是重中之重，文件强调在新能源高比例接入背景下，要“完善涉网安全管理制度”，对新能源及新型并网主体的安全性能和参数实施全周期管控，严格执行性能评估程序，规范并网准入和运行管理，加强网络安全防护，要求在新能源基地规划阶段就开展电网安全稳定分析，在运行阶段强化安全稳定管理；此外，“有源配电网”的运行风险要加强管控，建立风险识别和监控体系。

这些措施表明，虽然新能源消纳需要最大化，但不能以牺牲安全为代价，必须通过技术标准和监管将安全底线前移到规划和并网环节。

文件特别提到“推广构网型控制技术”，提高新能源涉网性能和主动支撑能力，这指的是让新能源逆变器具备类似传统同步机的支撑电网能力，从根本上增强高比例电力电子电源的稳定性支撑。

可以预见，各类新能源并网技术标准将加快修订，以适应这一要求。

综上，第四板块以电力系统转型为主线，形成了“提升调节、强化电网、智能调度、保障安全”的闭环逻辑。

先通过增储能、调峰等解决“源随荷动”的问题，再通过建强主网架、下沉配网解决“网承载”的问题，接着通过改革调度解决“控得了”的问题，最后通过严格标准守住“安全”的底线。

其内在支撑是各种技术手段的发展应用：储能技术、柔性直流、电网数字化、人工智能调控、构网型逆变等。

正如文件第五部分将进一步详述的，技术进步被视为解决新能源适配性的底层驱动力。可以说，在能源转型中，科学技术是终极决定力量，而这一板块正是政策与技术相结合的体现，由政策指明方向和原则（如要提高调节能力、优化流向），由技术提供可操作的方法和工具（如新型储能、智能网架等），两者合力，方能破除高比例新能源并网的系统性障碍。

3.4 完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系

文件第五部分（第十三至第十五条）转向市场机制层面，提出建设和完善有利于新能源消纳的电力市场体系和价格机制，这体现出以经济手段驱动新能源消纳的思路。

相比行政下指标、规划，市场的力量更加灵活高效，也能发现和体现新能源的真实价值，第五板块是1360号文的重要创新点之一，被视为底层驱动逻辑之一。

主要举措包括：

3.4.1 拓展多层次新能源消纳市场化体系

文件提出适应新能源出力波动特性，“缩短中长期交易周期，实现灵活连续交易”，也就是要丰富中长期市场品种，从年、季、月交易细化到周、日乃至更短（国际上有周中、工作日/周末分段合同等），以便更准确匹配新能源的预测周期；同时“推广多年期购电协议（PPA）”机制，稳定新能源长期消纳空间。

文件还强调充分发挥“电力现货市场”功能，加强与“需求侧响应”机制衔接，引导系统调节资源主动参与调节，这实际上是要求将辅助服务和需求响应都融入市场，通过价格信号调动灵活性资源积极性，而非仅靠行政指令。

此外，文件提出合理设置电力辅助服务交易品种，完善费用向用户侧疏导机制，也就是说，将辅助服务成本通过市场化方式分摊给用电客户，避免过去免费由电网兜底，从而激励用户侧改善用电特性、参与调节。

最后，文件提到“以省间中长期交易压实新能源跨省消纳‘基本盘’”，以省间现货、区域互济交易灵活响应新能源短时消纳需求，推进跨电网经营区新能源电力交易常态化。

这一系列举措实质上在搭建一个“长稳+短灵、纵向+横向”的市场体系：长期合同提供稳定消纳，大幅降低新能源投资风险；短期现货和辅助服务提供灵活调节，解决实时平衡问题；省间市场消除区域壁垒，实现更大范围内新能源优化配置。

随着“1+6”市场规则全面落地，一个覆盖省间省内、贯穿中长期与现货、衔接传统与新型主体的全国统一电力市场图景正清晰展开，这种市场体系的变革，不仅重塑了交易规则，也为新能源消纳注入强劲的制度动力。

3.4.2 完善新能源参与电力市场的规则体系

文件针对现有市场规则不适应新能源特点的问题，提出“制定新能源参与市场的专项交易规则”，如“推动建立‘沙戈荒’基地、水风光基地一体化模式参与市场的规则”，允许一整个新能源基地（可能含源网荷储打包）作为一个市场单元参与交易；又如，“支持分布式新能源、储能、虚拟电厂等新型主体通过聚合或直接交易模式参与电力市场”，过去这类分散资源往往被排除在大电网市场之外，新规则将赋予它们身份和渠道。

再如，研究推动新能源发电企业、用户等主体参与跨省跨区电力市场直接交易，也就是让新能源可以不经省内中转，直接在更大范围寻找用户，打破省际藩篱，这与近期国家推动的省间现货市场试点、南方区域现货等工作是一致的。

文件还提出“构建符合新能源发电特性、分布格局的市场报价方式”，这暗示或将引入“新能源差别报价机制”，比如风光电可以报产能出力曲线或考虑气象概率的报价，区别于传统电源，并要求完善电力市场价格上下限等机制，充分发挥价格信号促进新能源消纳。

此外，强调积极推动“绿证市场高质量发展”，推进电力、绿证、碳市场协同，科学反映新能源的环境价值，这实际上把新能源的环境属性也纳入价值补偿，通过市场交易（买卖绿证、碳配额）为新能源发电增加收益来源。

综上，该举措通过制度创新，将新能源及各种新型主体真正融入市场竞争，让市场设计不再以传统火电为唯一基准，而是为新能源量身定制规则，这种与时俱进的市场规则改革，是保障高比例新能源电力系统良性运行的“关键支撑”。

正如有学者指出：“这是首次在国家层面构建系统完整的电力市场规则体系，让每个环节都有规可依”，统一但又灵活的市场规则既统一了基础框架，又为不同地区保留一定灵活空间去探索适合本地的交易模式。

3.4.3 创新促进新能源消纳的价格机制

价格是市场的灵魂，终端价格的信号传递，将激发“需求响应”潜力，促使更多用户参与调峰和消纳新能源。

文件在最后一节提出多方面的价格机制创新：

一是建立完善“跨省跨区新能源送电价格”形成和调整机制，鼓励外送基地各类电源整体打捆形成送电价格，这类似于过去“打捆外送电价”做法，但强调要“更灵活调整”，应对新能源电价随市场波动的情况；

二是提升跨省跨区输电价格机制的灵活性，并研究海上风电送出工程相关价格机制，即考虑

特殊项目（如海上风电海缆成本）在输电定价中的处理；

三是落实和完善促进新能源“就近消纳”的电价机制，这直接对应 1192 号文所建立的“就近项目输配电费分摊机制”等，通过价格杠杆，使就地消纳模式既享受合理优惠又承担应有成本，保障其健康发展；

四是健全完善“煤电、抽水蓄能、新型储能”等调节性资源的“容量电价”机制，这解决灵活性资源“出力少也要有收益”的问题，近期国家已在部分地区试点容量补偿，未来或将推向全国，使这些灵活资源获得稳定收益补偿其固定成本；

五是“加快市场价格信号传导至终端用户”，完善体现分时价值差异的零售价格机制，研究建立居民分时电价机制，也就是说，要把批发市场的波动价格传导到用户侧，促使用户调整用电行为，特别提到居民分时电价，意味着未来居民电价也可能根据峰谷有所差别，引导居民错峰用电、消纳中午富余光伏电等，这在我国将是重大改革方向。

第五板块各举措互为补充，形成“市场体系完善、规则优化、价格创新”的闭环逻辑，其出发点在于新能源消纳不仅是技术和管理问题，更是市场和利益问题，只有让市场机制合理覆盖并引导各利益主体，新能源消纳才能从“要我消纳”变成“我要消纳”。

市场和价格成为底层驱动力之一，通过价值信号引导资源优化配置和各方行为改变，如完善的现货和辅助服务市场使得电网能以市场化方式采购调频调峰服务，吸引储能、电动汽车充放电等参与进来；容量电价让火电站有动力保持灵活性备用而不必满发；长协+PPA 则给新能源吃下“定心丸”，扩大投资。

可以预见，全国统一电力市场的逐步成型将深刻改变新能源消纳格局，当新能源不再受省间壁垒、计划电量等束缚，市场会自发寻找到成本最低、效益最高的消纳途径，资源在全国范围“大流通”。

正如 1360 号文总目标所言，全国统一电力市场要在新能源资源优化配置中发挥基础作用，因此，本板块可以说为新能源消纳提供了“长效机制”保障，以市场化手段解决过去依赖行政指令解决的问题，让消纳变成各方共赢的交易行为而非额外负担。

这也体现了改革的方向，即通过电力体制改革深化，支撑能源革命目标的实现。

3.5 强化新能源消纳的技术创新支撑

文件第六部分（第十六至第十九条）聚焦技术创新对新能源消纳的支撑作用，这是另一个底层驱动：没有技术突破，前述许多举措将难以为继。

因此文件围绕发电、储能、电网、调控四个关键领域提出技术攻关方向，为新能源高效消纳提供长远动力。

3.5.1 新能源高效发电利用技术

提高新能源自身效率和可预测性，是消纳的基础，文件要求“加强高效低成本光伏、风电技术研发”，并试点建设超大功率深远海风电机组，这意在从源头上降本增效，让新能源项目本身更具有竞争力和更稳定。

与此同时，要求“加快提升新能源功率预测精度”，涵盖超短期、短期、中长期等不同时间尺度，预测精度直接决定调度安排和备用需求，是高比例新能源电力系统的“生命线”之一。

目前我国新能源预测仍有一定误差，未来借助人工智能、大数据有望显著改进，这对减少备用浪费、提高消纳率非常关键。

3.5.2 系统灵活调节技术

这是应对新能源波动性的核心，文件提出“创新应用多种新型储能技术”，加快突破大容量长时储能技术，同时点名如液流电池、压缩空气、重力储能等，这些都是相较锂电池更适合长时储能的技术路线，一旦突破可在日周期甚至更长时间尺度平滑新能源，还要求新建抽水蓄能电站具备“变速调节”能力（提升其调节性能范围）。

此外，文件强调深化“虚拟电厂协调控制技术、多元交易技术”应用，扩大“新型负荷灵活调节”技术应用，也就是要提高需求响应的技术水平，通过更智能的控制算法、更丰富的价格信号，让虚拟电厂更好地聚合管理负荷。

加快新一代煤电试点应用及推广也在此列，新一代煤电指高灵活性、深调节、低排放的煤电机组，可快速爬坡和低负荷稳燃，未来仍是提供托底调峰的重要技术路径。

通过这些技术攻关，系统在小时到日的调节能力将大幅增强，能够动态匹配更高比例的新能源。

3.5.3 电网运行技术

主要针对高比例可再生、高比例电力电子并网条件下的稳定控制难题，文件要求加强相关“高效仿真和稳定控制”技术研究，并开展“特高压柔性直流输电”、大容量高电压海上柔直、“多端直流孤岛运行”等先进输电技术试验，这些前沿技术有望解决远距离输送、高比例直流馈入下的稳定控制难题。

文件还提出“提升新能源基地弱送端系统稳定运行技术水平”，这涉及高比例新能源场站并网在弱电网条件下的电压支撑、振荡抑制等；“推广构网型控制技术”被特别强调，以提高新能源涉网性能和主动支撑能力，“构网型”逆变器是当前新能源并网技术革命的热点，它使得光伏、储能等通过控制算法模拟同步机特性，提供惯量、无功调节和电压支撑，被誉为保障新能源并网安全的“杀手锏”；另外，加快修订新能源并网技术标准也是配套举措，确保新技术能及时纳入标准、规范应用。

通过这些技术支撑，未来电网有望克服“看不见、摸不着、控制不了”的挑战，实现对成千上万新能源电源的协调控制和稳定管理。

3.5.4 智能化调控技术

文件提出推广“状态感知”技术，提升电网对分散资源的动态感知能力，强调将 AI、大数据、云计算等先进技术深度应用于电力调控领域，这意味着部署更多传感器、物联网设备，让调控中心随时掌握海量分布式能源和负荷状态；加快应用“海量源网荷储资源聚合控制技术”，完善新能源基地协同调控技术，就是发展更高级的能量管理系统（EMS）、虚拟电厂平台，实时优化众多资源的输出。

1360 号文这一要求与同期发布的“人工智能+能源高质量发展”实施意见相呼应，后者提出到 2027 年初步构建能源与 AI 融合创新体系，培育一批能源 AI 技术平台和“复合型人才”，在电力智能调控、新能源智能预测等方向取得突破。

可以预见，不久的将来，电网调控将从目前以人工和简单自动化为主，跃升到智能自主的新阶段：“AI 调度”根据海量数据自适应调整机组和储能出力、“机器人巡检”电网设备、“智能经纪人”撮合分布式交易等等，数字技术正引领电力调控向智能运营转型，成为能源革命的新引擎。

通过上述分析可见，第六板块从技术角度回答了“用什么技术支撑前面提到的那些政策措施”，无论是更精准的预测、更灵活的储能、更聪明的电网、更智能的调度，都需要科技进步来实现，技术创新是新能源大规模消纳的底座，决定了系统转型的高度和速度。

文件为技术创新指明了方向，各项攻关任务也已有相应部署（例如“新型储能”行动方案已经出台，“AI+能源”实施意见也发布），可以预料未来几年上述领域将成果密集涌现，“更高效的光伏组件、更大型的风机、更便宜的储能、更强大的智能电网”，这些都将逐步把文件描绘的愿景变为现实，而政府部门也将通过“科技项目支持、试点示范”等方式，引导产学研合力攻坚。

这体现了中国推进能源转型的一贯策略：政策、市场、技术三管齐下，在 1360 号文中，政策设计和市场机制已经安排妥当，而技术创新这一环也没有被忽视，从而形成闭环。

3.6 保障措施：压实责任分工与监督考核

文件第七部分（第二十至二十二条）属于保障措施范畴，主要解决组织实施和责任落实问题，这部分看似务虚，但对政策落地至关重要，体现出作者对政策执行链条的重视。

主要包括：

3.6.1 优化新能源消纳管理机制

文件要求强化规划指导作用，在五年电力发展规划中“分档设置不同地区新能源利用率目标”，也就是说，在宏观规划时就考虑各地消纳能力差异，分类设定利用率要求，而不搞“一刀切”；同时提出将新能源消纳评估由单一利用率指标“转向综合评价指标体系”，这意味着消纳考核将更全面，如可能加入弃电率、调峰能力指标、消纳量绝对值等，避免片面追求利用率反而限制新能源发展。

文件还要求各省级能源主管部门科学制定本地区年度新能源利用率目标及未来3年展望，明确年度新能源开发与消纳方案，并根据利用率目标和可再生能源电力消纳责任权重目标，统筹确定年度并网新能源新增规模，这实际是把新能源开发和消纳指标挂钩了：消纳跟不上，就须放缓新增节奏；反之，消纳条件好，可多发展。

最后，文件强调落实可再生能源消费最低比重目标要求（即强制绿电消费比例），加快建立“强制消费与自愿消费相结合”的绿证消费机制，进一步压实可再生能源消纳责任。

这一系列措施从“规划、指标、考核”全链条强化了新能源消纳管理，确保宏观有盘子、中观有路径、微观有考核。

3.6.2 明确责任分工

文件将新能源消纳和调控工作的责任主体进行划分：国家发改委、能源局负责“统筹推进”全国新能源消纳调控，指导各省优化利用率目标和开发规模；各省级能源主管部门是本地区新能源消纳的“责任主体”，全面落实各项消纳举措，实现消纳目标；电网企业是保障新能源“接网与调控运行”的主要责任单位，要持续加强电网建设、优化系统运行；发电企业则要提升新能源可靠替代能力（即提高可控输出能力），加强调节资源建设；各类市场经营主体也应积极参与电力系统互动（指用户、售电公司等应参与需求响应、市场交易等）。

这相当于给所有关联方都分配了任务，强调“协同合作”，尤其省级政府和电网公司的责任被突出，一个负责行政推动，一个负责技术运营，是消纳落地的两大关键。

以前部分地区出现新能源消纳不力，很大原因是地方政府对电网建设、产业配套等重视不够，电网企业对提升调峰能力投入不足，现在通过中央文件明确职责，将增强各方行动的“刚性约束”。

3.6.3 强化监测监管与目标执行

文件要求优化新能源利用率统计发布工作，完善监测统计办法。

各省能源主管部门要建立新能源“规划、建设、并网、消纳”全周期监测预警机制，及时分析本地区消纳情况，如果某地区新能源利用率显著下滑或未完成目标，应科学论证“暂缓新增并网”规模，避免利用率大幅下滑；国家能源局派出机构（区域监管局）将对新能源消纳和调控政策落实情况开展常态化监管，重大事项及时报告。这些措施强化了事中事后监管，尤其是对不按目标消纳的地区提出预警约束，必要时暂停其新增项目上马以促整改。

这种机制类似“红绿灯”，倒逼地方提高消纳管理水平，不敢只顾上项目不顾消纳条件，同时监管部门跟踪督促，也保证政策执行不走样。

可以说，这是在政策末端筑起一道“防火墙”，确保消纳政策和指标真正在地方落地，出了问题有人负责、有措施纠偏。

保障措施部分的逻辑很清晰：“定规则、明责任、强监督”，政策的生命力在执行，再好的

举措如果责任不清、考核不严也可能流于形式。

1360 号文通过这一系列保障安排，把任务压实到各级各类主体身上，并辅以监测考核机制，使“要我消纳”变成“我要消纳”，尤其是消纳与开发挂钩、地方政府负责制、差评暂停新增等制度，传递出强烈信号，新能源消纳将成为硬约束，完不成就别上新项目，这在过去是没有的（以前考核多停留在纸面）。

可以预见各地会更加重视提升本地消纳能力，包括加快电网和储能建设、引进消纳产业、开展需求响应等，以免在考核中落后影响后续发展指标。

总之，保障措施为整份文件画上“最后一笔”，使前面提到的战略、政策、技术举措都有了落实的制度保障，这体现出政策设计的“闭环思维”，从目标、措施到实施、考核，全流程考虑周全，唯有如此，宏伟的新能源消纳蓝图才能逐步变为现实图景。

4. 三大战略思考

1360 号文的出台，是我国新能源消纳政策由局部突破走向系统集成的里程碑，它不仅解决当前的消纳与调控问题，更具有长远的战略指引意义，下面从产业西迁、数字能源革命、安全观重塑三个前瞻性战略视角，对该政策可能引发的深层影响进行分析和启示。

4.1 “产业西迁”战略：区域协同的新格局

4.1.1 政策逻辑与战略考量

1360 号文将“引导高载能产业向西部清洁能源优势地区迁移”作为促进新能源就地消纳的重要举措，这实际上是能源战略与产业战略的深度融合，其背后的政策逻辑在于解决我国长期存在的能源资源与负荷逆向分布矛盾。

东部负荷中心能源匮乏，西部能源基地消纳不足，是制约新能源进一步发展的瓶颈，“产业西迁”通过“以负荷跟随资源”，让能源生产和消费更多在西部地区内部闭环，从国家层面优化了生产力布局。

从系统性战略来看，“产业西迁”可以说是“西电东送”战略的升级版和必要补充，过去 20 年“西电东送”将西部资源优势转化为经济优势，为东部发展提供电力支撑，也带动了西部电网等基础设施建设，但光靠输电，不足以全面激发西部活力。

面向“十五五”，国家能源局近期文章亦指出，要引导“高载能产业、灵活调节负荷等向可再生能源富集地区有序转移，推动西电西用”，就是要让西部更多自己消纳增量清洁电力，把能源优势“就地转化”为产业和经济优势，“产业西迁”正是这一战略的核心抓手。

因此，1360 号文中的产业融合举措并非孤立的能源部门想法，而是与国家区域协调发展、大气治理、碳中和等多重战略同频共振，它顺应了近年出现的“产业版图调整”苗头，由于东部环保和碳约束增强，以及中西部投资环境改善，部分高耗能行业呈现向中西部转移的趋势，政策

现在加以引导和规范，有利于产业转移“有序”而非无序。

4.1.2 机遇与挑战分析

这一战略将深刻影响三类主体：

西部省份：

机遇方面，产业西迁为西部带来经济增长新动能，西部地区可利用丰富的风光水能，打造“绿色电力优势”来吸引投资。例如内蒙古、甘肃等可承接更多电解铝、硅料、钢铁等项目，在保障清洁能源供应的同时发展下游制造业链条，延伸产业链，提高附加值；另外，算力中心等新兴“电老虎”产业也可能向西布局，促进数字经济发展；区域经济有望实现“资源优势向产业优势”转化，创造就业并提升城市化水平。

然而挑战也不容忽视：一是环保水资源约束。高载能产业往往伴随高耗水、高污染，西部脆弱生态能否承受？必须坚持“先立后破”，引进项目要符合环保、能效标准；二是产业集聚后可能面临市场与产能风险，若各地一窝蜂上项目，容易重复建设，需加强规划统筹，防止重蹈东部产业过剩覆辙；三是西部配套条件不足，如人才、物流等，需要提前布局。

因此西部应有选择地承接，优先布局那些与当地能源条件匹配、附加值较高的项目，同时完善水资源分配和环保监管，走绿色发展之路。

东部省份：

高载能产业转出，对东部既是挑战也是机遇，挑战在于一些地区可能面临“产业空心化”担忧，GDP 和就业短期承压，同时转出产业后需要保障电力供应稳定（更多依赖区外来电），但这是东部实现碳达峰、产业升级的必由之路，腾退出的能耗和环境容量，东部可以发展高端制造和现代服务业，加快转型为创新驱动型经济。

东部长期收益将是“更清洁的环境、更优化的产业结构”，增强可持续竞争力，关键是政府要做好规划和扶持，使劳动力、资本从退出行业顺利转向新兴行业，防止局部阵痛演变为社会问题；同时东部可通过产业共建模式参与西部项目，比如以资本、技术入股，在西部建分厂，实现产业链横跨东西协作。

当然，这也是一种机遇：形成“跨区域产业联盟”，东部输出技术管理，西部提供资源空间，共享收益，这需要建立相应“区际利益补偿机制”，探索能源输出与产业转移相结合的利益分享模式，有专家建议，建立能源资源使用的区际补偿机制，将能源输出、资金补偿和产业转移挂钩，吸引东部高载能产业向西部转移，这将提高东部转出的积极性，降低阻力，实现双赢。

能源服务及基础设施行业：

产业西迁将催生大量能源服务业机遇。

首先，西部能源输配网络需要扩容和升级，以承接新增负荷，“一带一路”沿线可能建设更

多本地电网、微电网和增量配网，电网企业、西部电力投资公司可在售电服务、配电网运营等方面拓展。

其次，大型工业用户直供电需求增加，“‘源网荷储’综合能源服务”市场将兴起，发电企业可与用户合建园区自备新能源电源，储能、微网集成商有用武之地。

第三，跨区域电力交易和绿电供应链金融也将扩展，能源大数据、碳管理平台等数字服务供给会增多，对能源服务企业而言，如何为西迁企业提供“稳定低价绿电”将成竞争焦点，促使其创新商业模式。

然而，挑战在于能源服务市场的政策和监管需跟上，如增量配网和直供电模式要规范经营边界、防范利益纠纷；此外，传统电力岗位也会受影响，当电源和负荷布局变化后，电网调度、运维模式要调整，相应岗位职责将重塑，这要求能源行业从业人员“区域流动”和技能再培训。

4.1.3 策略建议

为实现产业西迁的预期目标，各方需协同施策：

国家层面：建议制定专项规划或意见，统筹产业有序转移。明确鼓励哪些行业向西部清洁能源基地集聚，设定资源、环保门槛；完善“区际利益补偿机制”，比如建立东部购买西部绿电的长期协议，电价优惠部分转化为产业扶持资金；通过中央财政转移支付等手段，对承接产业转移的西部地区予以基础设施和公共服务支持，解决“人随产业走”的教育医疗问题，让产业和人口都能留得住；同时加强区域间电力合作规划，增建必要输电通道和枢纽电网，以满足东部剩余负荷对西部来电的依赖。

西部层面：西部省份应制定承接产业转移实施方案，明确自身优势产业和限制条件。对高耗能项目实行清单式管理，符合标准的有序引进，不符合的一律禁止，做到“带业绩也要带环保”；在园区建设中，推广“零碳园区”理念，配套自建新能源电源和储能，确保进入园区的企业能用上足量绿电；同时注重产业配套，引入上下游相关企业，避免孤立转移导致供应链不完整；对新增就业的技能需求，可提前与东部合作开展职业培训，使本地劳动力分享就业红利而不只是输出能源资源。

东部层面：东部地区要主动谋划产业升级。对计划转出的行业，做好人员安置和再就业培训，鼓励企业在西部建分支的同时，东部总部转型研发、品牌营销等高端环节，实现“退二进三”或“腾笼换鸟”；加强与西部对口合作，可结对共建产业园区，分享税收或收益；在能源方面，东部应加快建设绿电交易平台和认证体系，方便企业通过市场购买西部绿电（无论物理送达还是交易替代）；政府可给予采购绿电的企业一定激励（如碳减排奖励、荣誉等），提高参与度。

总之，“产业西迁”体现了未来能源布局与产业布局深度耦合的新思路，它有望破解长期困扰我国的区域发展不平衡和能源消纳难题，但也要求在规划、政策、机制上精雕细琢，方能实现“腾笼换鸟”、东西双赢的理想格局。

4.2 “数字能源革命”：智能化转型的驱动力

4.2.1 技术融合趋势

1360 号文多处体现了能源数字化、智能化对新能源消纳和电力调控的重要作用，如提出“升级智能化调控技术”，广泛应用人工智能、大数据、云计算于电网调控和分散资源管理；强调发展虚拟电厂这种以数字平台聚合资源的新模式；鼓励算力设施与新能源协同布局，推动算力绿色发展。

这些都折射出一场“数字能源革命”正在电力行业兴起，AI、物联网等新技术正加速嵌入能源系统各环节，使传统电力系统向“智能运营”转型。

在电力调控领域，“人工智能”展现出巨大潜力。从发电侧的风光功率预测、机组检修决策，到电网侧的负荷预测、故障诊断，再到用电侧的需求响应优化，AI 正以其强大的数据分析和自学习能力，帮助电力系统变得更“聪明”。

国家层面已明确，到 2027 年要初步构建能源与 AI 融合创新体系，在“电力智能调控、新能源智能预测”等方向取得突破，具体来说，可以期待“AI 调度员”诞生，利用深度学习模型实时算出最优调度方案，自动平衡源荷储；又如“无人机+AI”进行输电线路巡检，及时预警隐患；“智能电表和家电”通过算法自动响应电价信号调节用电。

这些应用场景在政策引导和技术成熟下，会越来越多地走入现实，随着“人工智能+能源”行动的推进，能源行业有望成为下一个数字化转型的热土。

4.2.2 新兴科技企业入局

数字化浪潮下，大批科技公司正跨界进入能源行业，“数实融合”成为潮流，一些互联网巨头开始提供能源领域解决方案，如阿里云、华为推出电力 AI 云平台，腾讯、百度涉足虚拟电厂和碳管理系统等；初创科技公司也瞄准市场痛点，开发预测软件、调度优化算法、储能控制系统等应用，能源数字化智能化政策的出台和市场需求增长，正驱动众多企业入局数字能源领域；传统电力设备制造企业也在转型，增设数字技术部门，为电站和电网提供智能运维、能源管理的软硬件一体化服务。

这种跨界融合将带来鲶鱼效应，提高整个行业的创新活力和服务水平。

对于传统电力企业而言，新兴科技企业的加入既是竞争也是合作机遇。一方面，科技企业敏捷创新的优势可以补足电力企业在数据、软件方面的短板，双方合作能产生 1+1>2 效果；另一方面，科技企业的进入也逼迫传统企业加快数字化转型步伐，以免市场份额被瓜分。

4.2.3 传统岗位变革

数字革命对电力行业就业形态也带来影响。一方面，复合型数字人才的需求激增。正如文件指出，要培养一批能源与人工智能复合型人才，未来电力企业将需要大量懂电力又懂算法、会操作数字平台的人才，这就要求现有从业者不断学习新技能。

行业内可能出现新的岗位，如“虚拟电厂运营师”、“能源数据分析师”等，而一些传统的劳动密集型岗位会减少，例如输电线路巡线员、人工抄表员等，可能被无人机巡检和智能电表取代。

但总体来说，数字化会创造更多高技术含量岗位，吸引年轻一代加入，提高行业人力资本水平。

另一方面，企业管理方式和组织结构也会调整。随着“人机协同”成为常态，决策链条将缩短，扁平化管理兴起，企业文化需要从过去强调经验和规程，转向数据驱动和持续创新；员工也需要转变心态，接受 AI 助手或决策支持系统成为日常工作搭档，“人机共生”提高效率。

这种工作模式的颠覆性改变要求员工具备开放学习心态和数字素养。

4.2.4 趋势展望和建议

“数字能源革命”已经是大势所趋，未来需注意以下几点。

标准与安全：数字技术在能源领域的大规模应用，需要制定相应的技术标准和接口规范，以确保互联互通和数据共享；另外网络安全至关重要，大量能源基础设施上云联网后，要防范网络攻击和数据泄漏风险；政策层面应加快能源数字化标准体系建设和网络安全防护规定。

试点示范：可选择典型场景开展数字化示范工程，如 AI 调度省试点、虚拟电厂城市示范、园区综合能源 AI 管家等，通过示范项目验证技术和商业模式，然后再推广复制。

人才培养：加强产学研合作培养复合型人才。高校应开设“能源+人工智能”交叉学科，电力企业内部也应开展数字技能培训，培养员工的数据分析和智能系统运用能力；引进行业外 IT 人才的同时，更要注重提高现有人才的数字化素质，实现“老树发新芽”。

企业转型：传统能源企业应制定清晰的数字化转型战略，可能需要调整组织架构，成立专门的数字技术板块或与科技公司合资成立混合所有制企业，鼓励企业在保障安全的前提下“勇于试错”，像互联网公司一样快速迭代升级数字产品和服务。

通过上述努力，一个“数字驱动、智能高效”的新型能源体系将逐步成型。能源供需双方通过数字平台高效对接，能源流、数据流融合畅通，调度决策更加优化，用户获得定制化的能源服务。这不仅有助于解决新能源消纳和电力系统平衡等技术难题，更将极大提升能源利用效率，降低全社会用能成本，催生新业态和新模式，成为经济增长的新引擎。

4.3 “安全观重塑”：灵活性资源价值新定位

4.3.1 核心变化

高比例新能源电力系统正在促使传统电力安全观发生深刻转变。过去，保障电力供应安全的核心在于发足够的电，所以更多关注装机容量充足与否，煤电等可用作“压舱石”的基础电源占比高低，然而，当新能源逐渐成为主体电源，电力系统安全的瓶颈不再是装机总量，而是实时的

灵活调节能力。因此，“灵活性资源”正取代“传统基荷”成为新的安全核心要素。

“灵活性资源”泛指所有可以快速调节平衡的要素，包括抽水蓄能、电网侧和用户侧储能、燃气机组、可中断负荷、需求响应、甚至新型的构网型光伏/储能等，1360号文多处着墨灵活性资源，提升调峰能力、聚合负荷侧资源、完善容量电价等，都是在重塑对安全保障因素的认识。

这种重塑源于新能源并网后的安全挑战变化。风光电输出随机，系统可能出现更大的功率波动和不确定性，如果缺乏灵活资源快速响应，再多的装机也可能在某时段失衡导致断电，因此现在评价一个地区电力安全，不仅看有多少发电容量，更看有多少可调节容量、调峰深度和速度如何，所以灵活性资源之于安全，就像“减震器之于汽车”，在平稳运行中变得无比关键。

4.3.2 价值重估

历史上，我国电力市场和价格体系对灵活性资源价值考虑不足，煤电提供调峰等辅助服务基本无补偿，抽水蓄能收益模式单一，新型储能更缺乏明确盈利渠道，需求响应未形成成熟市场，这导致灵活性资源发展滞后，企业投资意愿不强，1360号文和配套政策开始扭转这一局面。

首先，通过“容量电价”和辅助服务市场，给予煤电、抽蓄、储能合理的收益，让它们“待命有钱挣、出力有补偿”。例如广东、山东等地已出台调峰容量电费政策，中央也要求各地建立长效补偿机制。

其次，把“需求响应”等负荷侧灵活性正式纳入市场。文件要求健全用户侧参与现货和辅助服务机制，开放虚拟电厂聚合后参与交易，并在考核中认可其作用，这相当于给需求侧“身份”和“报酬”，愿意错峰、减负荷的企业和居民可以获得经济收益（如降低电费支出或得到补贴）。

再次，对“新型储能”的独立市场主体地位予以确认。1144号文提出推动储能以独立主体提供调频调峰等服务，1360号文进一步在市场机制上消除了进入障碍，让储能既可参与电能量市场套利，又可卖辅助服务或容量，这样储能多元收益模式逐步清晰，投资更有吸引力。

同时，一些“技术型灵活资源”价值也在提升。例如文件提及的“构网型光伏/储能”技术，使新能源具备支撑电网的功能，未来有望在市场中享有溢价，譬如两个光伏电站，有构网能力的在弱网地区就更有用武之地，调度会优先调度其出力，这激励新能源场站投资更先进逆变器技术，以获得更高并网许可和利用小时；再如数字化灵活资源（虚拟电厂聚合的负荷）通过提供削峰填谷，可以按效果得到补偿；“车网互动”（V2G）也可能获得政策补贴或市场收益，成为电网削峰利器。

总之，“灵活性就是服务，服务就应有价格”，正逐步成为共识。

这种价值重估带来了良性反馈，各路资本将更加青睐灵活性资源项目，大批社会资本正在涌入新型储能产业；抽水蓄能电站开发则空前繁荣，已纳入中长期专项规划并获得金融支持；燃气发电尽管成本高，但作为调峰调频角色，有望通过容量补偿弥补损失，也吸引一些地方建设应急调峰气电；用电企业也更愿意参与需求响应赚取收益；电网公司则在提升自身灵活调节能力上下

功夫，如改造变电站实现有源支撑、推广柔性互联设备等。这些都将极大增强整个系统的韧性。

4.3.3 市场和调度机制改变

随着灵活性资源重要性凸显，电力系统运行方式也在改变。

一方面，“调度理念”转变。过去调度以保障发电跟上负荷为目标，现在更注重协调各种资源跟上“净负荷”（负荷-可再生出力），国外提出“无碳调度”思想，即尽可能利用清洁能源，剩余缺口才由灵活资源填补，调度员从调煤机为主，变为调度多种资源的“资源协调员”。

另一方面，“市场运行”也更复杂但高效。现货市场需连续运作，才能给出精细的短时价格，让储能和可中断负荷根据价格充放电或调节用电，辅助服务市场更完善后，不同种类灵活资源各显其能，有的提供调频（如电池、飞轮），有的提供慢调峰（如需求响应、氢生产负荷）。

“价值排序”将由市场竞价来决定，谁响应快、成本低，谁就获得回报。像电池虽然贵但响应迅速，可从调频市场赚钱；工业负荷削峰可能慢但容量大，也能在削峰服务中分一杯羹。

通过市场优化组合，系统以最低成本获得所需灵活性，安全可靠也更高，对于电网安全稳定这种非经济性需求，未来也可能通过容量市场或合同方式确保。

4.3.4 “新安全观”启示

传统上，我们以为电力安全就是要建足够多电厂、不拉闸限电，而在新能源时代，安全更体现为“动态平衡能力和抗风险能力”，要塑造这种新安全，我们需要做到如下几点：

加快灵活资源建设：把发展抽蓄、储能、调峰气电、需求响应放在与新能源并列的重要位置，同步规划、同步建设。主要有风光基地项目要按要求配储能一定比例；新建园区应配套一定自备储能；煤电灵活性改造要尽可能完成等，做到规划不再只盯发电装机，而是综合考虑“装机+灵活性”指标，正如文件要求，在五年规划中给不同地区设新能源利用率目标，迫使各地一定要有相应调节资源配套。

创新商业模式：除了直接投资硬件，还可采用新的商业运作提升灵活性供给，如开展需求侧容量交易，负荷聚合商承诺在高峰期减少负荷，每年获得容量补偿费用，这类似于“能源版的‘削峰填谷合约’”；又如探索电动汽车聚合参与调频，给车主一定补贴以换取车辆闲置时为电网出力，政府可先试点基金补偿，验证效果后引入市场机制。

完善紧急支援机制：再灵活的系统也难免遇到极端情况，因此，仍需保留一定应急手段，如跨区应急调度（1193号文规范跨省区电力应急支援）、需求响应下的有序用电预案等，只是和过去相比，应急更多着眼于“罕见极端”，而常态调节交给市场资源，这也是安全理念的改变：常备不懈与应急防线并举。

总结而言，灵活性资源为核心的新安全观正在形成，它提醒我们，在迈向新能源占比不断提高的未来电网中，“只有动态的平衡，没有一劳永逸的富余”，安全的内涵更加丰富，既包括供应能力，也包括跟踪能力、稳定支撑能力，这要求我们投融资资源和管理精力做出相应倾斜。

1360 号文通过制度和市场安排，开始为灵活资源“正名”和“估值”，相信随着这些措施落地，我国电力系统将由此获得强大的韧性和弹性，“发得出、接得住、用得好”的目标也将真正实现。

5. 写在最后

1360 号文的发布，标志着我国新能源发展进入高质量消纳与系统优化的新阶段，这份重量级文件在梳理近年政策脉络的基础上，统筹提出了覆盖“源、网、荷、储、调”各环节的系统解决方案，从分类引导开发，到模式创新拓展消纳，从增强技术与市场适配能力，到落实责任保障执行，层层递进、环环相扣，体现出鲜明的系统观念和战略定力。

这份指导意见的意义，不仅在于解决“消纳难”这个发展阵痛，更在于通过政策创新推动观念变革：促使各方从单纯追求新能源装机规模，转向更加注重消纳质量和系统效率；促使区域发展从各自为政，转向能源与产业统筹、东西协同；促使电力安全观从依赖煤电兜底，转向多元灵活资源保障。

这种理念上的升级，为我国新能源大规模并网和高比例利用扫清了制度和思想障碍。

可以预见，在 1360 号文的指导下，未来几年我国将在强化规划管理、升级电网调度、丰富市场机制、推动技术攻关等方面持续发力，各地方、各部门将据此文件精神出台具体实施细则，能源企业和社会资本也将调整策略，投入到新能源全链条优化的新实践中。

当然，1360 号文提出的许多改革举措，也需要在实施中不断完善。例如跨省区市场的推进、价格机制的调整、灵活性资源的补偿标准等，都是全新课题，考验着政策执行力和创新智慧。对此，我们应秉持文件所倡导的“安全为基、创新驱动”原则，在保障电网安全运行的前提下大胆探索，通过试点示范逐步验证，将成功经验固化为新的制度，只要方向正确、措施得当、执行有力，我国有信心、有能力破解新能源消纳的种种瓶颈，将绿能潜力充分转化为绿色发展动能。

展望未来，我们期待以此为起点，在能源生产和消费革命的康庄大道上阔步前行，建设一个清洁低碳、安全高效的能源强国！