

# 中国新型电力系统建设 全景报告

## 大规模高比例新能源外送

2025 年 7 月

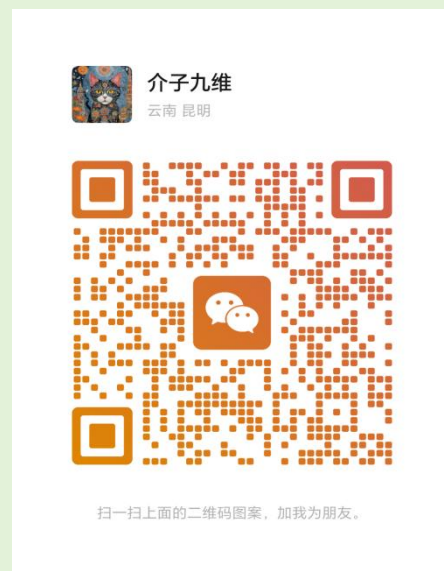
## 【版权及免责声明】

- 1.版权归属：本文系由公众号“介子九维”（微信号：jiezijuwei）所有者创作的原创作品，该作者依法享有该作品的完整著作权。
- 2.授权限制：未经本文作者书面许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或将其用于任何商业目的。
- 3.侵权责任：对于任何违反本声明第 2 条规定的侵权行为（即未经许可的转载或商业使用），本文作者保留依法追究其法律责任的权利。
- 4.使用目的与免责：本文内容仅供相关行业人士内部交流参考之用。任何基于本文内容而产生的理解、决策或行为，或因非授权使用（包括但不限于转载、改编、用于商业等行为）所导致的一切后果及损失，本文作者均不承担任何法律责任。

公众号：介子九维



微信号：介子九维



# 目 录

引言 .....	1
第一部分：政策解读 .....	2
1.1 战略背景与紧迫性 .....	2
1.2 文件精神解读 .....	2
1.3 突破性意义与考核指标 .....	3
第二部分：外送基地特征与挑战剖析 .....	4
2.1 西北“沙戈荒”基地-资源禀赋与核心挑战 .....	4
2.1.1 资源禀赋与出力特性 .....	4
2.1.2 核心技术挑战 .....	4
2.2 典型出力模型及需求分析 .....	5
2.3 西南“水风光一体化”基地-多能互补优势与技术难点 .....	6
2.3.1 内在优势 .....	6
2.3.2 面临挑战 .....	7
2.3.3 沙戈荒基地 vs 水风光基地 .....	8
第三部分：关键核心技术的原理、应用与对比分析 .....	10
3.1 柔性直流输电 (VSC-HVDC) .....	10
3.1.1 工作原理与优势 .....	10
3.1.2 应用于沙戈荒基地 .....	11
3.1.3 局限性与成本效益 .....	12
3.2 多源自适应换相直流 (SLCC-HVDC) .....	13
3.2.1 原理浅析 .....	13
3.2.2 解决痛点与应用场景 .....	14
3.2.3 局限与对比 .....	15
3.3 低频输电 .....	15
3.3.1 技术原理与优势 .....	15
3.3.2 技术挑战与设备成熟度 .....	17
3.4 构网型技术 .....	18
3.4.1 范式转变的革命性意义 .....	18
3.4.2 100%纯新能源外送中的作用 .....	19
第四部分：系统级集成优化与运行策略 .....	21
4.1 送端电源一体化优化方案 .....	21
4.1.1 多元电源类型与规模的合理配置 .....	21
4.1.2 多元电源协同控制架构 .....	22
4.2 输电通道的稳定与控制策略 .....	24
4.2.1 无功补偿和耗能装置的部署 .....	24
4.2.2 “纯新能源外送”技术方案探索 .....	25
第五部分：经济性、市场机制与政策建议 .....	30
5.1 经济可行性分析 .....	30
5.1.1 投资构成与度电成本 .....	30
5.2 电力市场机制创新 .....	31
5.2.1 现有市场机制不足 .....	31
5.3 政策支持与建议 .....	34

5.3.1 技术标准完善 .....	34
5.3.2 项目审批和监管 .....	34
5.3.3 电价和补贴机制 .....	35
5.3.4 跨省区利益协调 .....	35
第六部分：案例研究与未来展望 .....	37
6.1 国际对标案例经验 .....	37
6.1.1 欧洲北海风电外送 .....	37
6.1.2 美国德州风电集成 .....	38
6.1.3 其他案例与教训 .....	39
6.2 技术路线图预测 .....	40
6.2.1 电力电子与输电技术 .....	40
6.2.2 系统支撑和储能技术 .....	41
6.2.3 颠覆性技术展望 .....	42
6.2.4 当前亟需攻克的难题 .....	43
6.3 未来与展望 .....	44
6.3.1 战略定位明确，使命紧迫 .....	44
6.3.2 试点目标具有开创性 .....	44
6.3.3 两类基地各有难点与对策 .....	44
6.3.4 核心技术提供支柱能力 .....	45
6.3.5 系统集成与运行策略至关重要 .....	45
6.3.6 经济性可以逐步改善，需政策护航 .....	45
6.3.7 国际经验为鉴，自主创新为本 .....	46
6.3.8 未来充满机遇与挑战 .....	46

# 引言

中国“双碳”战略背景下，构建以新能源为主体的新型电力系统成为能源转型的核心任务。我国西北、西南等地区蕴藏丰富的风能、太阳能资源，但其消纳依赖跨区输电能力，而传统电网在高比例新能源接入下面临频率稳定、惯量支撑等技术瓶颈。

为此，国家能源局在首批新型电力系统建设国家级试点中提出“大规模高比例新能源外送”试点方向，旨在通过技术创新突破，实现西北“沙戈荒”风光基地和西南水风光一体化基地清洁电力的高效跨区输送，推动新能源从辅助能源向主导能源转型。

试点目标明确：在不依赖化石能源前提下，将输电通道新能源占比提升至80%以上，甚至探索100%纯新能源外送模式，为全球零碳电力系统提供中国方案。

当前，我国已建成3亿千瓦“西电东送”通道，但新能源波动性、间歇性与弱电网支撑矛盾突出，亟需柔性直流、构网型储能、低频输电等关键技术支撑，沙戈荒基地需解决短路容量不足、宽频振荡等难题，而西南水风光基地则需优化多能互补调度。

试点项目将围绕绿电占比、输电稳定性、经济性等核心指标展开，通过多元电源配置、智能控制和市场机制创新，探索高比例新能源外送的可行性。这一试点不仅关乎我国能源安全与减排目标，更将为全球新能源规模化输送与电网稳定运行提供宝贵经验，开启低碳电力系统的新纪元。

# 第一部分：政策解读

## 1.1 战略背景与紧迫性

“大规模高比例新能源外送”试点工作承载着中国“双碳”战略和新型电力系统建设的关键使命。在我国西北、西南等地区蕴藏的丰富风能、太阳能资源只有通过远距离输电才能大范围消纳，这是实现碳达峰、碳中和目标的必由之路。

目前我国已建成 21 条特高压交流和 20 条特高压直流输电工程，“西电东送”能力超过 3 亿千瓦，累计送电超 30 万亿千瓦时，支撑了中东部约 1/5 的用电需求。然而，随着新能源装机占比快速提升，传统电网的频率稳定、惯量支撑和电压支撑能力受到挑战，新型电力系统亟需突破性技术和模式来保障高比例可再生能源的跨区输送。

## 1.2 文件精神解读

国家能源局 2025 年下发的国能发电力〔2025〕53 号文件，将“大规模高比例新能源外送”列为首批试点方向之一。其核心目标是，在不依赖或极少依赖常规化石能源的情况下，将西北“沙戈荒”大型风光基地和西南流域水风光一体化基地的清洁电力大规模送往负荷中心，实现更高比例的新能源在受端地区消纳，并探索纯新能源外送的新模式。

这里“更高比例”意味着显著提高输电通道输送电量中新能源的占比（相较于以往约 50% 的水平进一步提升），而“纯新能源外送”则指在极端情况下输电通道所输送的全部电力均来自可再生能源，无需火电等常规电源“保底”。这

在传统电力系统中是革命性的变化，标志着新能源将从辅助走向主导地位。

### 1.3 突破性意义与考核指标

推动更高比例乃至纯新能源外送，意味着解决以往困扰特高压外送的瓶颈问题，比如送端弱支撑、电网低惯量和稳定性下降等。

这一试点成功与否，可以通过多维考核指标来衡量，一是绿电占比，即输电通道年输送电量中清洁能源电量比例，应显著高于现行 50%左右水平；二是输电利用率，即在高新能源渗透下仍保持输电通道高负载率和稳定出力（如年利用小时数保持在 5000 小时以上）；三是稳定性指标，如系统频率和电压偏差维持在安全范围，高比例新能源并网情况下零发生大面积停电或换相失败事故；四是经济性指标，如单位输送电量成本（度电成本）具有竞争力；此外，每年减少燃煤消耗数百万吨、减排二氧化碳上千万吨等碳效益也应纳入考核。

总之，“更高比例”新能源外送的探索具有里程碑意义——它将为我国乃至全球电网向零碳高比例可再生演进提供宝贵经验。

## 第二部分：外送基地特征与挑战剖析

### 2.1 西北“沙戈荒”基地-资源禀赋与核心挑战

#### 2.1.1 资源禀赋与出力特性

“沙戈荒”指我国西北沙漠、戈壁、荒漠地区，太阳能和风能资源禀赋优越且互补性一定程度存在。白天光照强烈，光伏出力在中午达到峰值；夜间太阳消失后，荒漠地区大气降温快，易形成大气压差和强风，风电在傍晚至夜间出力上升——这种日内“太阳能白天强、风能夜间强”的特征带来一定的时段互补。

然而，在季节尺度上仍有明显波动，冬春季可能风更大而光照较弱，夏季光伏充裕但风力趋于平稳。因此全年风电利用小时数约在 3200 小时左右，光伏约 1980 小时，风电年平均出力曲线和光伏年平均出力曲线风电容量因数约 36%，光伏约 23%。

由此可见，“沙戈荒”风光资源虽然丰富但具有强随机性和间歇性，出力曲线早晚高低起伏明显，年内有旱季丰季差异。如果不加调节，难以直接形成平滑的送电功率曲线。

#### 2.1.2 核心技术挑战

首先，送端电网支撑能力薄弱。西北荒漠地区本地负荷稀少，常规电源匮乏，短路容量低，一旦并入大规模新能源，等效短路比骤降，系统呈现“弱电网”特性。弱电网下新能源逆变器容易失稳，电压控制难度大，故障扰动后电压恢复慢甚至无法维持。

另外，弱支撑下换流站换相失败和暂态过电压风险高，打个比方，送端交流电压轻微跌落都可能导致传统 LCC 直流系统换相失败并引发风机过电压脱网。

其次，存在宽频域振荡风险。高比例电力电子并网在沙戈荒这样广阔区域可能诱发从次同步到高频的各种振荡模式（风机和逆变器控制相互作用导致），需要特殊阻尼措施。

第三，巨大的无功补偿需求，沙漠地区远离强电源且输电走廊长，输送大量功率时线路电抗和电容效应显著，需要海量无功补偿装置（电容器组、SVC/STATCOM 等）来支撑电压，特别是在日落或突变工况下，无功缺口会非常大，考验补偿装置的动态响应能力。

第四，极端环境考验设备，荒漠地区酷热昼夜温差大，沙尘暴频发。风沙会加速光伏组件和风机叶片磨损、降低发电效率，沙尘和盐碱也易造成绝缘子闪络，设备需具备耐高温、抗沙尘、防腐的高可靠设计，以满足沙漠无人区长期运行。此外，沙戈荒基地地域辽阔，风电场和光伏电站分散广布，通信和控制系统需要克服远距离、高延迟环境，实现广域协调。

## 2.2 典型出力模型及需求分析

为形象描述该区域新能源出力特性，我们构建了风光基地日内及季节变动的简化模型。如某沙戈荒基地装机风电 7GW、光伏 3GW，其典型夏季日出力曲线表现为凌晨时段以风电为主（约达到风电装机 50%以上出力），日出后风速略减而光照逐渐增强，中午前后光伏出力爬升至峰值（接近光伏装机的 80%以上），此时风电可能因大气对流增强也有所抬升。傍晚太阳落山光伏迅速跌零，而傍晚和夜间因地表降温

引发的风场作用，风电输出再次走高，形成一个日间“双峰”（风电夜间峰+光伏日间峰）的总出力特征。冬季则可能呈现“晚高峰”+“午谷”的马鞍形曲线——中午光伏有限且风力未起，晚上负荷峰时风电出力较高。

基于此模型可以看出，配套电源与输电方案必须满足两个需求：

（1）平抑功率波动：需要在早晚光伏陡升陡降、风电时强时弱时，提供调节手段保持送出功率尽可能平稳。比如在白天光伏爬坡阶段通过储能汲取多余能量、夜间光伏缺失时由储能或火电补足，以避免通道功率大幅波动。

（2）提供可靠支撑：弱网环境下要求有等效“虚拟惯量”和无功支撑的装置以支撑电压频率稳定。所以，对沙戈荒基地而言，送端迫切需要配置一定比例的调节性能强的电源（如调峰火电、储能）以及高效的输电技术（如柔性直流）来保障大规模外送的稳定进行。

## **2.3 西南“水风光一体化”基地-多能互补优势与技术难点**

### **2.3.1 内在优势**

西南地区（如四川、云南等主要流域）水能资源丰富，近年来风能、太阳能开发也在增加，形成“水-风-光”一体化新能源基地，与纯风光基地不同，多种能源在时间上具有一定互补性，水电具有巨大的调节能力——水库式水电站可以在季节和日内进行储能调度，被誉为“天然电池”。

在丰水期（雨季夏季），水电出力高而风光可能因阴雨有所下降；而枯水期（冬春季）水电出力下降，此时高山地区的风可能较强、光照条件也较好，可以部分弥补水力的不

足，这种季节错位可以缓解单一能源的波动。此外在日内调节上，水电机组启停和爬坡灵活，可快速平滑风光波动，例如白天光伏发力时水电可以扣减出力蓄水，夜晚光伏为零时水电加大出力填谷，从而实现风光水联合稳定送电。

同时，水电机组本身是同步发电机，具有较大惯量和短路容量，先天具备电网支撑能力，可提供无功电压支撑、调频调峰甚至黑启动能力。这使得水风光混合基地在技术上较纯风光基地更易保持电力系统稳定，被视为新型电力系统的重要发展模式之一。

### 2.3.2 面临挑战

首先，水电的强季节性导致资源不稳定。以西南某流域为例，丰水期水库来水充裕，不得不开闸弃水或满负荷发电，而枯水期可能出力骤减至不到丰水期的一半。“丰枯矛盾”使得全年电量分布极不均匀，如果风光在枯水期不能顶上，外送通道可能面临季节性闲置或反之在丰水期超载。

第二，风光与水电时序匹配问题。理想情况下风光发电高峰应对应水电谷期，以实现出力平滑，但现实中，西南地区的日照和风况未必与水电调度完全协调，如夏季午后光伏高峰恰逢水电因来水猛增也在高出力，两者峰值叠加可能过剩；而夜间风电出力上升时水电由于生态下泄要求也可能持续出力，不一定自动降低。这需要优化联合调度策略，充分利用水库蓄能能力，将多余的水能在风光旺盛时段存储，在风光不足时释放。

第三，复杂地形下电网建设与稳定控制难。西南山区地形险峻，建设特高压通道和大型变电站工程量大、成本高，输电线路需跨越高山峡谷，面临滑坡泥石流等地质风险，对

线路可靠性提出更高要求，同时山岭地区长距离输电可能出现低频振荡和次同步振荡（因为发电机和长线路耦合），需要特别设计阻尼控制器。

在电网稳定控制方面，西南电网结构相比华北偏弱，大规模送出时受端（例如华东华中）可能出现“空心化”——本地同步机少、系统惯量低，易发生角不稳定和电压崩溃，这要求在送端和受端配置额外的支撑设备（如同步调相机、动态无功补偿）以保证安全。

此外，多种能源并存还带来调度协调难度，既要考虑流域间梯级水库的联合作用，又要平衡各风电光伏场站的出力，传统调度体系需要升级为更加智能的源网协调控制系统。

### 2.3.3 沙戈荒基地 vs 水风光基地

外送特性差异及对策，两类基地因资源结构不同，外送特性存在显著差异。

（1）送出功率稳定性：沙戈荒基地依赖风光，两者波动均大，若无其他调节电源，送电功率固有波动性强，相比之下，水风光基地因为水库调节相当于自带“大型储能”，可以实现较平稳的出力。因此，在沙戈荒场景下需大规模配置新型储能或一定比例火电作为“压舱石”；而水风光场景下则更多依赖水电调度即可达到平衡，储能需求相对较少。

（2）电网支撑要求：沙戈荒基地本地无同步机，必须通过电力电子装置构网来支撑电网（如设置构网型储能、SVG等）；而水风光基地自带水电同步发电机，可以将部分水轮发电机调成调相运行模式提供无功和惯量支撑，对电力电子设备依赖降低。

因此，沙戈荒外送更适合采用柔性直流等对弱网友好的输电技术，而水风光外送在一定范围内仍可采用常规直流或交流方案（因有强大的水电系统支撑换相和稳定）。

（3）输电通道技术选型：针对沙戈荒这类纯新能源基地，选用电压源型直流（VSC-HVDC）意义重大，它不需要强交流电压支撑就能独立运行，可避免换相失败，快速调节功率和无功。反之，西南水风光基地由于水电支撑，可继续沿用成熟的电网换相直流（LCC-HVDC），发挥其大容量、低损耗优势；甚至部分地区距离不太远时，可通过建设特高压交流输电网来送出水电和就地消纳风光。

而在运行策略上，沙戈荒通道可能需要恒定功率外送模式以平滑输出，并预留备用容量应对风光波动；水风光通道则可以通过计划分配水电日调节来实现送电曲线跟随负荷需求（比如白天减少外送、晚上提高外送以配合受端用电高峰）。

简言之，沙戈荒模式下更强调“源随网走”（通过储能火电调节源出力满足输电安全），而水风光模式下可以更多采用“网待源动”（利用水电调整让外送功率满足计划）。两种模式对新技术配置的需求有所不同，前者需要更大量的储能和高性能直流技术，后者则侧重于优化多能调度和加强受端支撑。

## 第三部分：关键核心技术的原理、应用与对比分析

本部分将深入解析文件中提出的几项外送关键技术，包括柔性直流输电、多源自适应换相直流、低频输电和构网型技术，阐明其原理机制、应用场景及优缺点对比。

### 3.1 柔性直流输电 (VSC-HVDC)

#### 3.1.1 工作原理与优势

柔性直流输电是基于电压源型换流器 (VSC) 的高压直流技术。与传统晶闸管换流的 LCC-HVDC 不同，柔直采用全控型器件 (IGBT 等)，可以通过控制器独立调节直流输送功率和交流无功输出，其换流器内部有直流电容支撑直流电压，外部通过调制可以将直流变为所需幅值、相位的交流电压源。这一机理带来了根本优势：

**【a】** 无需依赖交流系统换相：VSC 换流站自身产生交流电压，能够在受端电网电压很低甚至孤网状态下正常运行，不存在换相失败风险，反之 LCC 需要交流系统提供一定电压相位才能换相，弱网时易失步停运。

**【b】** 有功无功解耦控制：柔直站的有功和无功可以分别快速调节，实现四象限运行（既可输送功率又可独立提供感性或容性无功），因此它可以充当大型静止同步补偿器，动态支撑并稳定交流电压。这对沙戈荒等弱交流场景极为宝贵，可有效解决短路容量下降、惯量降低带来的电压支撑问题。

【c】快速响应调节：VSC 典型响应时间在数十毫秒级，远快于常规机组秒级调节，可在新能源出力剧烈波动时及时调整输送功率，减少频率偏差，甚至在交流短路故障后，柔直能迅速降功率避险并在故障清除后无缝恢复，全过程自动完成，保持系统稳定。

【d】黑启动与孤岛运行能力：柔直换流站本质上可看作一个可控交流电源，因而能够在无外部电源时“自激”建网，给局部负荷供电（黑启动功能），多个柔直站还能组成纯直流支撑下的微电网。综上，柔性直流被视为高比例新能源外送的关键支柱技术，可大幅提升接入与送出能力。

### 3.1.2 应用于沙戈荒基地

针对沙戈荒这类送端弱交流、纯新能源外送场景，柔直发挥不可或缺的作用。

【a】在接入环节，风电和光伏汇集站通过 VSC 并网，不但向直流输送有功，还能向当地交流母线输出无功，稳住电压；同时 VSC 的电压源特性为新能源场站提供“参考电压”，避免多个逆变器无主导竞争导致的不稳定，特别是在风光出力低迷、本地无常规电源时，柔直站可设定为构网型控制，主动维持区域电压频率，这样即便 100%可再生，系统仍可正常运行。

【b】在输电环节，柔直允许频繁调节功率来匹配风光变化。传统 LCC 直流由于受换流变压器分接头和交流滤波器寿命限制，日内无法频繁大幅度调功，而柔直不存在这类限制，可按照调度指令或自动控制连续调节，实现“风随网动”。

【c】在故障支撑方面，沙戈荒远距离送电可能发生受端故障导致功率骤降，此时柔直站可自动降低风光出力或切

换孤岛模式，避免风机因过频过压跳闸，从而提升整体送电可靠性。

### 3.1.3 局限性与成本效益

当然，柔性直流也有短板和成本方面的考量。

#### 3.1.3.1 技术瓶颈

当前柔直最大电压等级和容量相对 LCC 略低。虽然我国已掌握 $\pm 500$ — $\pm 800$  kV 等级的大容量 VSC-HVDC 技术，但实现 $\pm 800$  kV、输送容量超过数百万千瓦仍具挑战，需要研制更高电压、更大容量的模块化多电平换流阀和高压大容量 IGBT/IGCT 器件。

另一个瓶颈是直流故障的快速切除——传统 VSC 需要配备直流断路器来切除故障，但超高压直流断路器技术复杂成本高，目前仅有实验室和示范应用，全面工程化尚需攻关。

#### 3.1.3.2 损耗与运维

由于采用全控器件，柔直换流站损耗率一般在 11.5% 每端，略高于 LCC 换流站的 0.7% 左右损耗，另外换流站设备（阀、直流电容、阀厅空调等）维护费用也较高。不过，相比之下柔直省去了巨大的交流滤波场地和无功补偿装置，占地可能反而更小，总体运维性在改进。

#### 3.1.3.3 投资成本

按经验，柔直系统初始投资约为同等级 LCC 直流的 1.2—1.5 倍。不过随着制造规模扩大，单位造价正持续下降。更重要的是柔直带来的系统综合效益，包括减少了备用机组容量、提高了新能源利用率和改善了稳定性能，这些隐性收

益往往能抵消其额外投资。以某沙漠基地为例，如果不采用柔直而用 LCC，则需增加至少两台大型同步调相机和更多储能来弥补稳定性，不仅投入高且调节性能有限。

因此在成本-效益分析中，柔直虽一次性投资高，但能换取更高的绿电外送比例和更安全的运行，是实现纯新能源外送的核心使能技术。

## **3.2 多源自适应换相直流 (SLCC-HVDC)**

### **3.2.1 原理浅析**

“多源自适应换相直流”（SLCC）是一种结合常规直流换流器(LCC)和静止无功补偿器(SVG，即静止同步补偿器)的混合拓扑技术。简单来说，就是在传统晶闸管换流器的交流侧并联接入一个大容量电力电子装置（SVG），使换流站具备部分自换相能力和增强的无功支撑能力，其工作机制类似于给 LCC 换流站加装了一台“副发动机”——当交流系统电压波动或相位不理想时，SVG 能够主动注入或吸收无功电流，调整交流侧电压相位，从而帮助晶闸管顺利换相。

这种“自适应换相”方式克服了传统 LCC 对交流强电压的依赖，即使送端交流系统弱到短路比很低，SLCC 也能通过 SVG 提供所需的换相电压支撑，避免换相失败。此外，SVG 还能快速补偿谐波和无功，因此大量交流滤波器可被省去，形象地说，SLCC 为 LCC 安装了“智能助推器”，遇到交流扰动时自动加力，确保直流系统稳定运行。

### 3.2.2 解决痛点与应用场景

SLCC 技术正是针对大规模新能源接入下 LCC 直流容易发生的换相失败和过电压难题而生。

#### 3.2.2.1 典型应用场景

高比例风电通过特高压直流外送时，若受端交流故障导致直流功率下降，送端风电可能出现暂态过电压并脱网。许继电气研发的 SLCC 解决方案通过抑制 LCC 直流电流峰值、提高 SVG 动态无功调节速率，成功将弱系统下风电场故障暂态过电压由 1.35pu 降低到 1.14pu，使电压保持在安全范围。这表明 SLCC 有效缓解了换相失败传导引起的送端过电压瓶颈。

从经济性看，SLCC 融合了常规直流大容量、低损耗、低成本的优点和 SVG 快速无功补偿的优点，与完全采用 VSC 直流相比，SLCC 改造在换流站内增加 SVG 单元，成本相对温和，却可提升直流输电适应新能源的性能，是一种高性价比方案。

#### 3.2.2.2 适用场景

在送端交流支撑稍弱但仍有部分常规电源的情况下（如送端有少量火电或同步调相机），SLCC 足以保障直流可靠运行，性价比优于造价高昂的全柔直。对于已有 LCC 直流改造，SLCC 是理想选择——通过加装 SVG 等装置，无需完全更换换流阀，就能大幅提高系统耐受新能源波动的能力。

因此 SLCC 可视为现有特高压直流的升级途径，也可新建工程中采用，为系统提供一种折中方案。比如在沙戈荒外送中若暂不具备建设全柔直条件，可选用 SLCC 技术配合一定同步调相支撑，实现较高比例新能源送出，同样在西南水

电送出并附带新能源的场景，SLCC 可降低对水电支撑的依赖，使部分直流通道去“煤”运行成为可能。

### 3.2.3 局限与对比

相比柔直，SLCC 本质上仍是基于晶闸管换流，因此无法独立构网，需要交流电压存在。同时其调节能力虽较传统 LCC 有提升，但终究不如 VSC 那样灵活，SVG 只能提供无功，不直接输出有功，故无法像 VSC 那样调节直流功率（功率调节仍靠 LCC 本身机械调整）。在极端弱交流（短路比 $<1.5$ ）条件下，SLCC 可能也难以支撑，此时仍需要一定同步电源介入。换言之，SLCC 是“锦上添花”型技术，适用于中等强度系统提升性能，而柔直是“雪中送炭”型，可在最困难条件下单独撑起一片天。

成本方面，SLCC 增加 SVG 单元及其附属系统，会提高换流站造价和损耗，但相比全 VSC 仍低不少。因此未来一段时期，在新能源占比中高但尚未 100% 的外送通道中，SLCC 可能成为主流选择，既充分利用了成熟的大容量 LCC 技术，又通过自适应换相保证新能源输送的安全性，随着 SVG 等功率器件成本下降，SLCC 有望以较小增量投入换取显著稳态和暂态性能提升，是对柔直的有力补充。

## 3.3 低频输电

### 3.3.1 技术原理与优势

低频输电是指将交流电力降低频率（如 16.7Hz、20Hz 等远低于常规 50Hz），以交流形式进行远距离输送的一种新型技术。其核心理论依据在于，降低频率可显著改善交流输电的物理特性。

首先，输电线的感抗  $X=2\pi fL$ ，频率降到原来的  $1/3$  或  $2/5$  时，线路感抗也同步降低，同电压下允许输送的有功功率上限提高，输电容量增大。

同时，线路对地电容的容抗  $1/(2\pi fC)$  提高，工频交流长线路的充电无功在低频下成比例减少，等效上线路损耗和无功电压降显著降低，因此低频交流可以比 50Hz 交流输送更远距离而无需中途补偿。

从实际数据看，在海上风电场景下 50Hz 海缆经济距离约 80km，再长无功电流过大难送，而 20Hz “柔性低频交流”可轻松送出 70-250 公里的海上电力且具经济优势。对于陆上大基地，研究表明低频交流可实现半径 100 公里范围内的广域新能源电站组网，并可在 500 公里距离内寻优并网点位置。

其次，低频交流仍保留交流电流过零特点，便于开关设备开断，且允许多点联网而无需像直流那样借助复杂的换流站，这意味着多个风电光伏场站可以通过低频交流电网互联成网，灵活调配功率，具备比直流更好的互联性和冗余。

再次，对于新能源侧来说，低频输电可使发电设备直接输出低频电。现代风电、光伏本身发电是直流或变频的，经逆变后通常输出 50Hz 并网；若采用低频方案，逆变器只需输出 20Hz 等目标频率，从设计上可以优化控制，甚至风机可以直接按低频运行点设计，提高发电效率。

此外，由于采用电压源型交-交交流实现频率转换，低频输电还兼具柔性直流类似的优点，换流器可控，实现潮流双向调节、无功补偿和电压支撑等。

因此低频输电被誉为融合了工频交流和柔性直流优势的新途径，在远距离、大容量输电特别是海上风电外送中显示出独特的吸引力。

### **3.3.2 技术挑战与设备成熟度**

#### **3.3.2.1 低频变压器与发电机**

“频率降低，铁芯增大”——这曾是低频的一大障碍。传统变压器在频率减半时需增加铁芯截面积以避免饱和，导致体积重量剧增，然而我国科研团队通过新型磁性材料和优化设计，提出了低频变压器的轻型化方案，可在高温高湿、高盐雾的海上环境下可靠运行。

同样，发电机若直接按低频运行，需改变绕组和铁芯设计，目前更多是采用电力电子实现从工频到低频的转换，因此发电机保持工频，对机组影响不大。

#### **3.3.2.2 低频断路器**

50Hz 交流断路器已有成熟产品，但在 20Hz 时电弧持续时间更长，熄弧困难。我国攻克了低频长电弧开断技术，改进触头材质和灭弧室结构，使 20Hz 断路器寿命大幅提升，满足工程要求，另外还研制了低频可控避雷器，降低操作过电压，并预研用于海上风电场景的耗能限压装置。

#### **3.3.2.3 换流器与控制**

低频输电一般通过交-交变频器（如基于 MMC 的 AC/AC 变流器）来将 50Hz 电网电能转换到 20Hz 输出。国网智研院等历经 9 年攻关，掌握了成套柔性低频输电系统设计与装备，在杭州建成了 220 kV/30 万千瓦柔性低频输电示范工程，该

示范验证了从控制保护、交流异频能量交互机理到设备研制的一系列关键技术，标志着低频输电已从理论走向工程实用。

然而，目前投运的电压等级和容量与特高压直流相比仍有限（220 kV，300 MW），向更高电压、更大容量拓展（如±500 kV 等效低频交流）需要进一步验证装备可靠性和经济性。应用边界一般认为，当输电距离超过交流极限又未到直流划算距离时，低频交流是理想选择，如 70--300 公里的海上风电、岛屿供电可优选低频方案；陆上若有多个分散新能源基地在 200--500 公里范围内，可考虑组建低频网将电力汇集后就近平滑接入主网；对于更远距离（数百至上千公里）、超大容量（数 GW 以上）输电，特高压直流仍具更成熟的优势，目前低频方案竞争力有限。

但低频输电作为交流输电的创新形态，与直流形成互补，它保留了多落点接入的灵活性，减少了换流站成本，在中长距离、大规模可再生能源送出中具有广阔前景。未来，随着关键设备标准化量产，低频交流的成本将进一步降低，在区域新能源外送领域可能涌现更多示范应用。

## **3.4 构网型技术**

### **3.4.1 范式转变的革命性意义**

传统并网型新能源逆变器是“跟网型”，它把自己视作电流源，依赖电网已有电压频率参考来输出电流，一旦电网没有可靠的频率基准（如系统断电黑启动阶段），跟网型逆变器就无所适从，无法独立向电网供电，构网型技术则颠覆了这一模式。

构网型逆变器/储能像传统同步发电机那样，内部设定一个参考电压和频率，通过控制输出电压的相位和幅值来主动“构建”电网电压，它本质上是一个可控的电压源，能够自主调节有功/无功以支撑系统稳定，更关键的是，构网型逆变器模拟了同步发电机的转动惯量和阻尼特性，当系统负荷突增、频率下降时，它会瞬时释放其储能元件（电池或电容）中的能量，表现出类似转子减速释放动能的惯量支撑作用；相反频率上升时则吸收功率，形成惯性响应。

同时，它还可在控制中注入虚拟阻尼，对 0.1 Hz~几 Hz 范围的振荡提供衰减，就像发电机的阻尼绕组和功率系统稳定器(PSS)那样提高系统阻尼比。

此外，由于构网型逆变器输出电压，自身短时过载能力可以设计提高（例如 1.2 倍额定电流持续 10 秒等），发生故障时它能像同步机一样提供短路电流，提高继电保护灵敏度和系统短路容量。

这些特性综合起来，使得新能源电源从“被动适应电网”跃升为“主动支撑电网”，在构网技术加持下，风电场、光伏电站可以具备准同步机功能，提供惯量支撑、频率调节、无功支撑，甚至能够黑启动电网。这意味着未来电力系统在没有任何传统旋转机械的情况下也能可靠运行，实现真正意义上的“全新能源电力系统”。

### **3.4.2 100%纯新能源外送中的作用**

要实现输电通道 100%由新能源供电（即纯新能源外送），构网型技术几乎是不可或缺的关键。经验研究表明，当电网中全部是由电力电子资源供电时，大约需要 30%左右的资源具备构网（GFM）特性才能维持系统稳定。换言之，如果输

电通道送端电源全部为风电、光伏，那么其中约三成容量必须配置为构网型运行（例如配置足够容量的构网型储能或让部分风机具备构网控制模式），以提供足够的惯量和频率支撑，这个比例并非绝对固定，取决于系统拓扑和其余跟随型资源的控制细节，但 30% 是一个有参考价值的数量级。

在实际方案中，构网型储能是实现此目标的最有效手段，它可在光伏骤减时立即放电支撑，在风电突增时迅速充电吸收，实现毫秒级平衡功率。比如某弱网区域部署了 50MW/100MWh 的构网型电池储能电站，具备 1.5 倍短时过载能力作为惯量，通过测试验证显著提升了当地新能源并网的频稳和电压支撑水平。这种储能系统被形象地称为大电网的“稳定器”，它能在离网和并网模式间无缝切换，黑启动后再同步并网，确保即使输电通道两端一度失去同步也能迅速恢复供电。

需要指出，构网型技术和前述直流技术并非孤立，各自优势互补，在送端，构网型储能+柔性直流是理想搭档——储能保持交流侧稳定，柔直保证输电可靠，两者协同可构建完全由新能源和储能组成的独立电力系统，并稳定向受端输送功率。在受端，如果没有足够旋转机组支撑，也可采用构网型换流站（即构网控制的 VSC-HVDC）来形成受端电压基准，让直流输电像连接两个虚拟同步电网一样顺畅。

综合来看，实现纯新能源外送需要一定比例（约 1/3）的构网型资源配置，它们与柔性直流等共同构成稳定运行的基础，前者管稳频稳压，后者管能量高效远送，缺一不可。

## 第四部分：系统级集成优化与运行策略

### 4.1 送端电源一体化优化方案

#### 4.1.1 多元电源类型与规模的合理配置

面对沙戈荒这类以风光为主的外送基地，必须统筹规划风、光、火、储的装机配比，以兼顾高新能源利用和送电稳定性。当前实践中，一个典型配置是“风光火储一体化”，例如哈密-重庆外送基地总装机 1420 万千瓦，其中风电 700 万、光伏 300 万、新型储能 120 万千瓦 4.8GWh，火电（先进超超临界机组）400 万，新能源装机占比超过 70%，火电约占 30%。

火电机组作为“稳定器”和“调节器”发挥作用，平时以低负荷运行提供惯量和可靠备用，在风光过剩时降低出力甚至空转，在风光不足时及时爬坡顶上，从而让外送功率维持稳定，这种传统火电方案虽然可靠，但为了最终实现“去煤”，可以设想以储能电站部分替代火电功能。

储能的优化容量需根据风光出力概率分布和输电功率要求来确定，一方面要足够平抑日内波动，满足 2-4 小时的调峰需要；另一方面也不能过大以免成本过高。某研究采用时序生产模拟+优化模型，以最大化可再生能源送出电量占比为目标，对不同火电与储能配置进行了仿真优化。结果表明，在保证年送电 45 TWh 情况下，若火电配置降低而增加储能，绿电占比可从 45%提升至 57%以上，但过度降低火电（完全无火）会导致送电量下降或弃风弃光上升，需要在绿电比和利用率之间寻优。理想状态下，通过足够储能可实现年度 100%绿电外送，但这要求储能容量巨大以跨季节平衡

（应对冬春连续无风日等），目前经济性较差。

因此，短期内更现实的模式是“新能源+少量支撑火电/调峰气电+中短期储能”，而对于西南水风光基地，由于水电本身可视为长周期储能，优化重点在于水风光装机比例和库容调节能力。

总体而言，送端电源配置应遵循清洁低碳、经济合理的原则，优先利用风光等可再生，加大新型储能比重，同时保留必要的调节性电源（火电或大型储能）以确保可靠供应，通过仿真优化，可得到各类电源最优容量配比，使输电通道既满载绿电又能稳定连续运行。

#### **4.1.2 多元电源协同控制架构**

合理的配比还需辅之以先进的控制调度体系才能发挥作用，为此，需要构建“源网荷储一体化”的协同控制平台。在送端，应设立一个集中式的新能源基地能量管理系统(EMS)，负责统筹风电场、光伏电站、储能电站和火电机组的运行。

其架构包括，日前计划层根据天气预测、负荷和输电计划，优化各电源出力曲线（如通过优化模型先期算出次日各时段火电出力、储能充放电计划，使外送功率曲线平滑且满足合同）；实时控制层通过高速通信和广域测量，监视各场站出力及交流联络点状态。

当风光出力偏离计划时，EMS 下达控制指令，如风电骤降则立即指令储能放电、火电升负荷，光伏骤增则下达充电或风机退力命令，保持总送出功率恒定在目标。这种集中协调类似一个“虚拟发电厂(VPP)”，将多个异质电源打包成一个可控单元与大电网对接，为了实现高速和安全，控制架

构一般采用分层分布式，上层 EMS 算全球最优，下层各场站控制器本地快速响应，在秒级完成功率调整，特别对储能和火电这类调节资源，需要预留裕度并设置自动频率控制 (AFC)/自动发电控制 (AGC) 接口，实现与电网调度的联动。

另一方面，逆变器层面需要引入统一的并网控制策略，比如各风机/光伏逆变器按照下垂曲线参与系统频率和电压调节，当频率变化时按比例改变有功出力，以模拟传统机组的一次调频响应。这要求新能源场站具备“系统友好型”改造，如安装储能或超额备用容量，在高峰时提供一定的持续出力。

此外，构网型储能等关键设备要配置高性能控制器并接入广域测控系统，使其在毫秒级扰动（如短路、电压骤降）时能迅速介入支撑。为了保障多设备协调过程不发生不稳定振荡，需要先进的控制算法（例如模型预测控制、广域协调控制）以及完善的测试和标准来规范。这也是当前试点的一项重要内容。

总体来说，一个可能的先进控制系统框架是，“调度主站+基地能量控制中心+场站控制单元+设备本体控制”四级架构，主站下达计划，基地中心实时优化协调，场站单元执行分解指令并管理本场内部设备（风机/逆变器），各设备本体按设定控制律快速响应。通过这样的多层协同控制，才能真正实现风光火储电源的一体化有序调度，将沙戈荒和水风光基地打造为“可控的高比例新能源电厂”而非一盘散沙。

## 4.2 输电通道的稳定与控制策略

### 4.2.1 无功补偿和耗能装置的部署

在超长距离大功率送电中，无功电压问题和故障能量泄放问题突出，需要合理配置补偿与耗能设备，无功补偿方面，根据不同场景可选择静止同步补偿器(STATCOM)、静止无功补偿器(SVC)以及同步调相机等。

【a】STATCOM (SVG) 是电压源型的无功发生装置，响应快、输出无功电流可在满容量范围平滑调节，适合动态电压支撑，它几乎已成为大型风电汇集站和换流站的标配，可在数毫秒内调节无功，稳定电压并抑制电压闪变。

【b】SVC 基于可控电抗/电容，虽然响应稍慢（几十毫秒）且调节离散，但成本较低，可用于基本无功平衡和稳态调压，如在长线路每隔一定距离安装 SVC 以补偿线路充电无功。

【c】同步调相机是一种运行中的空载同步电机，本质上提供惯量和无功源。调相机的独特之处在于既能输出无功支撑电压，又由于其转子旋转提供短时有功支撑和故障电流，相当于“只发不供电的发电机”，在受端电网“空心化”时，调相机可以大幅提高短路容量，改善继电保护性能，并缓解多逆变器并网时的低频振荡问题。

因此在很多特高压直流受端换流站，都增设了 2 台以上 300Mvar 级同步调相机。对于沙戈荒送端弱网，也可部署小型分布式调相机，以增强本地短路比、提供电压支撑和惯量。

耗能装置方面，这是指在特殊情况下用来耗散电网多余能量、维持系统稳定的装置，典型如直流快速放电器或交流

侧制动电阻。当外送通道突发故障（如直流闭锁）时，送端风光可能瞬间无处送电，导致频率飙升，此时耗能装置自动投入，将过剩能量转化为热耗掉，防止设备过压或频率失稳。比如张北柔性直流工程就配置了直流耗能支路，在风电急卸载时迅速吸收功率，确保直流电压安全。

另一个应用是在黑启动或孤岛运行时，耗能装置充当假负荷，稳定逆变器的电压频率，合理部署这类装置相当于给系统加装“安全阀”和“减震器”，在极端工况下保护系统。

总的来说，无功补偿与耗能设备的配置要成套考虑、协调应用，正常状态下，由调相机提供基础无功和惯量，STATCOM/SVC 提供动态电压支撑；扰动时，由构网型储能和调相机提供惯量/频率支撑，必要时耗能装置参与稳定直流/交流参数。通过仿真分析不同故障情景，可以确定各类装置的容量和布点以及协同控制策略，使它们在不同时间尺度（毫秒级的 STATCOM，秒级的调相机，紧急状态下的耗能元件）发挥各自作用，确保输电走廊从稳态到暂态全方位稳定运行。

#### 4.2.2 “纯新能源外送”技术方案探索

基于上述关键技术，我们可以设计多种纯新能源外送的方案雏形，并评估其技术可行性和经济性边界：

方案 A：

柔直+构网型储能方案（全电力电子方案）。在送端配置大量储能（功率约相当于风光装机的 30%及以上）并采用构网控制，所有风机、光伏通过 VSC 柔性直流并网送出，受端同样采用 VSC 换流站并可配置一定储能。正常运行时，储能平滑风光出力，VSC 保证电压稳定、功率按计划外送；当

直流故障或交流故障时，构网储能支撑本地电网不崩溃，柔直站可快速降功率并与受端解列成孤岛运行。一旦故障恢复，又能无缝并网。

这套方案的技术可行性已经在较小规模上得到验证，如张北柔性直流网架曾实现新能源不经常规电源，独立向北京冬奥配电网供电，期间光伏波动由储能和柔直协调平抑，供电质量良好；稳定边界方面，此方案基本不依赖同步机，但要求储能容量足够应对最大发电缺口（如连续阴天下无光无风情况），否则就需要通过控制策略限电或寻求外部支援。

因此稳定运行的边界取决于储能时长和容量比，储能时长至少覆盖几个小时的风光空窗期，容量比需保证惯量和备用充足（达到系统容量 30% 上下）。

经济性上，目前此方案成本最高，超大规模储能和 VSC 换流站投资巨大，度电成本可能偏高（ $>0.3$  元/kWh）且随储能循环寿命衰减需折旧。不过，若考虑不烧煤的碳减排收益和未来储能成本下降的趋势，长期回报有望改善，一旦储能成本下降到每度电 0.1 元以下且循环寿命提升，此方案将变得具有竞争力。

#### 方案 B:

SLCC 直流+调相机方案（混合增强方案）。该方案利用 SLCC 技术改造传统 LCC 特高压直流，使其能在无火电机组支撑下运行，并辅以同步调相机和中短时储能。送端换流站采用晶闸管换流阀+SVG 组成 SLCC，并在交流侧配置两台大型调相机（比如  $2 \times 300$  Mvar）提供短路容量和惯量，风电、光伏直接接入换流站交流母线或经升压站汇集。

当光伏骤变或负荷扰动时，SVG 立即输出无功维持电压，

调相机由于惯性作用缓冲频率变化，SLCC 直流可靠地将功率送出，在极端情况下（如受端故障导致换流站换相失败），调相机和 SVG 协同防止送端电压过冲，直流系统可迅速重新建立功率传输。

此方案下，送端几乎无火电，全部由新能源供电，仅有调相机这类辅助设备消耗少量电能（转子损耗）。技术上，该方案贴近已有工程，许多在运直流具备加装 SVG 提升性能的条件，调相机技术成熟易实现，因此可快速部署。

其稳定性边界取决于调相机容量和 SVG 性能，需要保证送端短路比不低于某临界值（例如 2.0），这通过装设足够容量的调相机可达到，同时要确保 SVG 容量足以在最大功率波动时提供无功支撑（一般按直流额定功率的 10-20% 配置 SVG）。

与方案 A 相比，此方案在送端电网暂态支撑上稍逊色，因为没有快速大量的有功支撑（储能）参与，但只要调相机惯量足够大、风电场本身采取了惯量控制，频率稳定也可维持在可接受范围内。

经济性上，方案 B 显著优于方案 A。它沿用了成熟 LCC 通道，大部分投资集中在 SVG 和调相机（相对整个工程占比很小），没有长时储能投入，使度电成本降低。然而，其弊端是对受端仍需部分常规电源支撑，完全纯新能源外送可能在受端故障恢复上存在困难（因为送端没有真正的黑启动电源，调相机不能提供有功）。

故方案 B 更适合作为“接近纯新能源”的过渡——送端不烧煤，但在极端紧急情况下可能仍需要受端支援或有限的燃气机启动。总体而言，方案 B 以较小成本换取了高比例新能源外送，是当前技术条件下很具吸引力的折中方案。

### 方案 C:

低频交流广域送出方案（交流互联方案）。考虑到沙戈荒基地内分布广，这一设想是先在区域内建立低频交流汇集网，然后通过点对网联络送往受端，例如在基地内部构建一个 20Hz、220kV-330kV 电网，将方圆数百公里内的风场光场接入，然后在基地边缘通过一组变频站连接到常规 500kV 交流电网或特高压直流起点。

低频网自身由多个构网型变流器支撑，具有类似微电网的自治运行能力，一旦主网出现故障可切换为孤岛运行，维持区域新能源不间断供电。正常时，低频网各变流站将功率发送到主网的多个接口点，实现多点外送，降低了单一通道阻塞或故障的风险。

此方案的优势在于能更充分利用基地内局部平衡，如果某片区风光出力过剩，可经低频网实时调剂到另一片区负荷或备用站，不必都挤上单一外送通道；并且多落点并网减少了对某一受端断面的压力，有利于提高绿电消纳比例。

但挑战在于，变频站投资大、控制复杂，低频网与主网之间需精细协调以避免潮流环流，同时整体效率较直流方案略低（两级变换损耗）。

可行性方面，目前已有 220kV 低频工程的经验，扩展到跨区规模仍需示范，经济上短期看不占优，因为双重投资（低频网+接口）。因此方案 C 更适合在基地周边有较大就地负荷，且有多个方向送电需求的情况，可实现“就地消纳+外送并举”，对于单一走廊长距离送重庆这类场景，方案 C 意义不大，不如直流直接高效。但随着未来电力系统向“网络型”发展，低频交流可能作为直流的补充手段出现。

综上，各方案各有侧重，方案 A 技术最前沿、零碳但成本高，方案 B 技术可靠、经济性好但纯度略逊，方案 C 灵活多点但复杂昂贵。目前试点项目可能会选择方案 B 或 A 的部分组合——例如“SLCC 直流+构网型储能+调相机”的混合方案，在投资可控范围内尽量提升新能源占比并验证纯新能源运行的关键技术边界。通过这些试点运行数据，将为今后更大规模、更彻底的纯新能源外送提供科学依据。

# 第五部分：经济性、市场机制与政策建议

## 5.1 经济可行性分析

### 5.1.1 投资构成与度电成本

大规模高技术外送项目涉及电源和输电两大部分投资。

#### 5.1.1.1 电源侧

包括风电场、光伏电站、储能电站以及配套调峰电源建设。比如哈密-重庆工程基地投资约 547 亿元，建成风电 7GW、光伏 3GW、光热 0.2GW、煤电 4GW、储能 1.2GW/4.8GWh 的庞大电源群。以此计算，新能源发电侧平均投资约 3.8 元/W 左右，火电约 2.5 元/W，储能按容量计约 4-5 元/Wh（初始）。

#### 5.1.1.2 输电侧

特高压±800kV 直流线路加换流站投资约 286 亿元，输送容量 8GW，全长 2260km，相当于单位输电投资 3.6 亿元/每万千瓦，总计下来，基地+输电总投资 833 亿元，对应输出功率 8GW，平均每千瓦投资约 1 万元。如果按寿命期 30 年、年输送电量 360 亿度来摊销（不考虑融资成本），单纯资本摊销成本约 0.10-0.15 元/千瓦时，加上运维及燃料成本（火电燃料、设备维护），实际度电成本会更高。

根据某多能互补基地研究结果，含火电和储能联合外送的基地综合电价约 0.268 元/千瓦时（含税）。这个价格相对于当地煤电标杆电价具有竞争力，也略低于部分受端地区的购电价，表明通过规模效应和优化调度，新能源外送可以做到经济可行。

然而，若要完全去除火电，增加储能容量，度电成本将上升，储能充放电损耗和折旧推高成本，粗略估计纯新能源+储能模式度电成本可能达到 0.35-0.4 元/千瓦时以上（假设储能电量占送出 30%，循环寿命 4000 次）。因此，当前阶段适当保留部分低碳燃煤机组（采用超超临界+CCUS 技术，每度电碳排放大幅降低）反而有助于控制成本，使项目具备融资吸引力。

长期经济回报方面，这类项目一般具有 20 年以上寿命，前期投资巨大但运营成本低。随着碳信用和绿色电力溢价的引入，其收益不仅来自电能量销售，还包括减排收益。若碳价逐步提高，每减少 1 吨 CO<sub>2</sub> 可带来一定收益，则外送绿电每度可额外获得几分钱收入（以当前欧洲碳价折算约 0.05 元/度）。同时，大基地项目往往能带动当地产业和就业（例如设备制造、施工等），产生外部经济效益，这些都可纳入广义回报考量。

综合研判，在技术路线合理、政策支持完善的情况下，大规模新能源外送项目的内部收益率有望达到 8-10%，具备吸引电网和发电企业投资的可行性，关键是要通过优化配置降低度电成本，包括提高线路利用小时（减少闲置）、扩大规模摊薄固定成本，以及引入竞争机制降低设备造价等。

## **5.2 电力市场机制创新**

### **5.2.1 现有市场机制不足**

目前电力市场主要针对电能量和部分辅助服务交易，高比例新能源外送所提供的系统稳定价值尚未得到充分体现。在传统市场中，发电侧提供的惯量支持、无功支撑等属于无偿公共品，新型电力电子设备的贡献无法直接获得补偿，这

导致投资主体缺乏动机去超配诸如构网型储能、调相机等纯支撑型设施。

同时，跨省区外送电量交易主要通过中长期合同锁定电量电价，缺少灵活调节的市场手段，新能源出力的不确定性在市场中难以高效对冲，可能造成偏差考核问题和消纳风险。因此，需要创新市场机制来适应新能源大规模外送。

#### **5.2.1.1 容量和灵活性市场**

建议建立容量市场或功率容量拍卖机制，对提供可靠容量（尤其在外送通道发生故障或低可再生时依然可顶上的电源）给予额外补偿，这将激励建设必要的储能和备用机组。类似的，可以引入灵活性服务的补偿机制，例如对能提供快速爬坡、深度调峰的火电机组给予调节性能补贴，对长时储能提供季节调节容量费。

#### **5.2.1.2 惯量和频率响应服务**

创建惯量市场/频率响应市场，比如每年由调度机构测算系统所需的虚拟惯量总量，通过竞标方式让构网型储能、同步调相机等参与竞价，按其能提供的等效惯量 MJ 或初始频率响应功率来支付服务费。

在我国，完全市场化惯量交易尚属前沿概念，可考虑在区域调频辅助服务中增加“快速频率响应”产品，由储能和新能源场站（通过控制改造）提供，市场出清价格反映惯量/响应的稀缺性。无论如何，将惯量纳入市场价值对于激励构网技术投资十分重要。

### 5.2.1.3 无功及电压支撑服务

传统无功电压保障由电网公司垫付设备投资，没有市场交易，未来可在辅助服务市场增设无功支撑产品，允许调相机、SVG所有者申报无功容量价，在电压支撑需要时获得补偿，这不仅可促进社会资本投资调相机等设备，也能引导这些设备在关键节点运行，提高整体经济效率。

值得注意的是，因无功区域性强，价格机制需分区设计。广东等地已开展无功成本分摊改革，可在此基础上引入市场化成分。（跨区协同机制），高比例新能源外送涉及发送端、接收端、电网公司多个主体，需要建立跨省区利益分担机制，比如当为提高通道新能源占比而需要送端增加储能或调峰设施投入时，可通过协商将部分成本计入输电费率，在受端侧回收，或者由国家层面设立新能源外送专项基金，对送端企业投资储能等给予补贴，受端电网减少备用投资亦受益。

市场层面，可以推出可再生能源消纳权交易，让受端省份在完成自身消纳责任外，通过交易获得兄弟省份富余的新能源电量消纳权，这样受端有动力接受更多外送绿电，从而提高通道利用率。

总之，要通过政策和市场相结合，明确各类主体责任，将基地开发、通道利用等成本在发电侧、电网侧和用户侧合理疏导分摊。因此可制定考核，若外送通道利用小时未达标，则相关方（送端发电企业、电网）在市场中受到惩罚或补偿相应损失，促进各方配合保障高效利用。

市场机制创新的目标是在保障安全的前提下，把新能源的灵活性、环境价值通过价格信号体现出来，激励源网荷各侧协同投资和运行，推动新型电力系统下资源的优化配置。

## 5.3 政策支持与建议

### 5.3.1 技术标准完善

首先建议国家尽快制定和完善构网型电源并网技术标准和测试规范。目前构网型储能和新能源逆变器在一些示范中出现，但统一标准缺失，不利于大规模推广，应明确构网型设备的性能指标（如惯量响应时间、稳态电压精度、短路比要求等）和测试方法，指导厂商研发和电网验收的对比框图以及一系列构网控制指标需要转化为标准条文。

从国际经验看，英国、澳洲电网已在其电网规范中要求新建风电场具备一定的虚拟惯量能力，我国也应逐步将此写入并网规范。在直流输电方面，应推进特高压柔直和 SLCC 装备标准，包括换流阀、直流断路器、电磁兼容等，为工程应用提供依据。另外，低频输电作为新生事物，也需要在国家或行业标准层面开展基础标准制定，以便后续示范工程有章可循。

### 5.3.2 项目审批和监管

当前跨省区输电工程的审批涉及多方协调，流程较长。建议对试点性质的纯新能源外送项目开辟“绿色通道”，由国家能源局牵头，协调发改、电网、环保等部门，简化可研评审和核准流程，在生态红线、土地指标等方面给予倾斜，这类项目往往包含新技术和新模式，可采用“监管沙盒”思路，在早期对其商业模式和运行规则实行特别监管机制。比如，对于试点期间出现的计划偏差、电量消纳等问题，监管机构可适当宽容处理，不纳入常规考核，从而给予创新一定试错空间，一旦试点成功，及时总结经验，上升为制度。

与此同时，需要强化对外送项目全流程的监管评估，包括工程进度、投资完成情况、技术性能达标、实际消纳效果等，建立效果评估机制。对达标的试点项目给予表彰和推广，对未达预期的分析原因优化改进，确保示范项目真正起到示范作用。

### 5.3.3 电价和补贴机制

电价政策直接影响项目收益。建议完善外送新能源电价形成机制，鼓励签订长期稳定的外送电量合同，并探索“固定+浮动”的电价模式，固定部分覆盖项目基本成本，浮动部分跟随受端市场电价或燃料价格，以实现利益共享和风险共担。

此外，可考虑由中央财政或绿色发展基金对纯新能源外送部分给予奖励性电价，比如每度电额外补贴几分钱，弥补储能等成本。这种补贴应有明确退坡机制，随技术成熟逐步退出，以防长期依赖，对于提供调频、备用等辅助服务的储能和电源，应落实相应补偿电价或补贴。

目前国家已有新型储能电价补偿试点政策，可以把构网型储能纳入其中，按照其输出功率和时长给予容量电价补偿。碳交易方面，外送绿电因减少受端化石发电，应在全国碳市场上让受端电力企业获益，从而激励其多消纳外来绿电，这需要完善跨省区碳核算和交易规则，使外送清洁电力的碳减排量在交易中予以认可。

### 5.3.4 跨省区利益协调

大基地+跨区外送往往涉及“送端投资、受端受益”的局面，需要统筹区域利益，可借鉴特高压输电早期经验，由

中央层面牵头签订跨省利益共享协议，送端获得发电收入和财政税收，受端获得清洁电力和环保收益，对于电量盈亏按照事先约定公式进行经济补偿。若受端当年消纳外送电量未达协议，则需向送端支付一定违约补偿金，反之则分享部分节约的环保成本。国家也可设立可再生能源外送绩效考核，对各省区完成外送消纳指标情况进行评估，对积极推进者在可再生能源补贴、项目安排上予以倾斜，对消极者曝光约谈，以促进合作共赢。

此外，还需要加强送受端电网在规划阶段的协调，建议建立统一规划机制，在核准外送项目的同时，同步明确受端配套电网和消纳电源建设，由能源主管部门挂牌督办，确保两端建设进度匹配、功能衔接。只有当利益分配合理且规划同步，外送通道才能物尽其用、长期良性运营。

总之，政策层面应提供从顶层设计到微观激励的全方位支持。通过完善技术标准降低工程风险，优化审批提高效率，创新电价和市场机制保障收益，协调区域利益消除阻力，才能为大规模新能源外送项目的落地和推广创造良好的制度环境。

## 第六部分：案例研究与未来展望

### 6.1 国际对标案例经验

#### 6.1.1 欧洲北海风电外送

欧洲在海上风电并网和跨国电力互联方面积累了丰富的经验，北海区域计划开发数百吉瓦级海上风场，需要通过远距离海底电缆送往负荷中心（英国、德国、荷兰等）。目前已建成多条海上风电 VSC-HVDC 输电线路，例如英国 Dogger Bank 风场通过 ±320 kV 柔直向陆地送电，以及德国的 BorWin 系列工程将北海风电以 ±300 kV 柔直接入本土电网。

这些项目证明了柔直技术在大型风场并网中的可行性，但也暴露出一些问题，如 BorWin1 工程初期由于换流阀散热和控制问题，投运后不稳定，经历改造才正常运行，这提示我们新技术应用初期调试和可靠性挑战很大，需要充分的测试。

欧洲正致力于构建北海海上电网，即通过多端柔直将多个风场和多国电网互联，这类似于把风电外送从“点对点”升级为“网络”，能提高灵活性和互济。但是，由于缺乏成熟的直流保护开关和协调控制策略，多端直流网工程推进较慢，目前仅有小规模示范，尚无全压等级商用案例。

经验教训是，标准化和协同规划极为重要——欧洲的风电汇集和跨国输电协调涉及多国利益，通过欧盟层面立法和资助（如 TEN-E 规划）才得以实施，这是中国跨省外送项目也可借鉴的（需中央统筹）。

在稳定运行方面，欧洲遇到的突出问题是系统惯量下降。

以英国为例，风电出力高时同步机停机，系统转动惯量骤降引发频率稳定隐患。英国国家电网公司因此出资安装了多台旋转稳定器（本质为飞轮或退役机组改造成调相机），并开展“拍卖”服务购买惯量，从而在无火电情况下维持足够惯性。这个案例说明，高比例新能源地区必须及早部署惯量补偿装置，并设计好市场机制购买稳定服务，否则只能被迫弃风以维持安全。

欧洲还在分布式柔性互联、电力市场融合等方面提供了经验，市场层面，北欧电力市场实现了风电与跨国输电容量的联合拍卖，通过价格信号调控风电出力和输电流向，以缓解拥塞并提高可再生消纳。这对于我国未来构建全国统一电力市场、优化外送电流安排具有借鉴意义。

### 6.1.2 美国德州风电集成

美国德克萨斯州（ERCOT 电网）是大规模风电并网的典型案例。十多年前，德州通过建设 CREZ 输电通道，将西德州丰富的风能送往东部负荷中心，一举解决了风电消纳瓶颈，使风电装机跃居全美首位。CREZ 工程本质上是超前规划输电的成功范例，在风电开发之前，政府先行建设了数千公里高压线路，结果风电投资者看到了送出保障，蜂拥而至完成了装机目标。这印证了“电网先行”对于新能源大基地的重要性。

然而，随着风电渗透率不断升高（峰时刻 ERCOT 风电+光伏供电占比达 60%以上），德州电网也暴露出惯量和调频不足的隐患。特别是 2015 年以来，ERCOT 多次发布报告称系统瞬时惯量降至历史低点，如果再下降将无法满足不同 N-1 稳定准则。

为此，德州近年开始安装同步调相机及引入快速频率响应，在风电集中的西德州 Panhandle 地区增设了多台 300MVar 同步调相机，提高短路比和惯量；同时要求大型风电场具备一次频率响应能力（通过控制风机预留 5% 的功率备用）。

尽管如此，ERCOT 仍不得不在某些极端低负荷、高风情况下人工限制风电出力，以维持足够的火电在线提供惯量。这一教训表明，系统强度约束是一道硬门槛，如果不及时用新技术弥补稳定支撑，那么高比例可再生并网将遭遇运行极限，被迫限发。

德州在市场机制上也遇到挑战，其能源市场为能量单一制，缺乏容量补偿，导致常规电源盈利困难而过早退役，进而埋下供应和稳定风险（2021 年冬季极端事件正反映了弹性不足的问题）。这提示我国在推动新能源外送的同时，不能忽视电力保供能力，需要通过容量电价等手段确保必要的调节电源存在。

德州案例的积极一面是创新应用了大型电池来提升稳定性，例如部署 100MW 级电池提供调频服务，大幅提高了频率控制质量，这证明储能在提高系统韧性上效果显著，是值得推广的措施。

### 6.1.3 其他案例与教训

澳大利亚南澳州曾在 2016 年发生全州停电事故，部分原因是风电穿越故障能力不足、逆变器控制不当。这之后南澳大力加强了逆变器标准，并成为全球首个大规模引入构网型储能的电网（特斯拉 100MW 电池就在南澳投用）。南澳经验说明，电网友好型新能源标准必须未雨绸缪地制定，否则事故会反逼我们提升标准。

再看南美洲的巴西，其特高压直流将亚马逊水电送往东南部负荷中心，送端基本无本地负荷，全靠长直流。这种模式因水电是同步机且容量巨大，相对稳定，但巴西也为增强稳定性在受端安装了多个同步调相机。这与我国西南水电外送很类似，证明了同步调相机+长直流的经典组合在提高系统稳定方面作用明显。

最后，德国“能源转型”过程中，由于北风南送线路建设滞后，导致大量北部风电限发、南部电价上涨，并引发电网频繁启停应急调度。这警示我们，输电通道规划建设必须跟上新能源扩张节奏，否则新能源消纳困难重重。

所以，总结国际经验，提前规划、技术护航、市场配套三者缺一不可。对中国试点而言，应吸收这些教训，在工程实施前做好充分仿真验证，在政策机制上同步设计好市场/补偿措施，在建设进度上力避滞后，从而避免重蹈覆辙。

## 6.2 技术路线图预测

展望未来，大规模新能源外送技术将沿着更高电压、更高灵活性、更高智能化方向演进，并可能出现颠覆性新技术：

### 6.2.1 电力电子与输电技术

特高压柔性直流有望进一步突破，目前±800kV级VSC换流阀正在研发，不久将出现单回容量10GW以上的柔直输电；半导体材料升级（如SiC器件）将使换流阀损耗降低、体积减小，提高经济性；直流断路器和直流保护技术预计成熟，支撑构建大规模直流电网（Multi-terminal DC grid）；到2035年前后，可能在我国西部沙戈荒地区先期建成直流环网示范，实现多条特高压直流之间互联互通，提高外送可

靠性。

低频交流输电则有望推广至海上风电汇集领域，形成近海低频交流网络，通过几个枢纽变频站接入各沿海国家电网。随着装备国产化和标准完善，低频输电成本将下降并逐步工程化，可望在 2030 年前后出现 500kV 级低频交流线路，输送距离扩展到数百公里。

另一可能的方向是嵌入式直流，即利用现有交流走廊，架设直流导线或叠加直流输电，以极小改动提高走廊输送能力。这项技术已经在研究，将来或可应用于东部负荷区内部，把直流输电嵌入交流网缓解断面压力，也有助于新能源外送落地消纳。光伏和风电本身的发电技术也在进步，如更高效的光伏组件（钙钛矿叠层等）和更大功率风机（20MW 级海上风机），它们降低了新能源度电成本，使大基地开发更具经济吸引力。

## 6.2.2 系统支撑和储能技术

未来电力系统的惯量和调节能力更多将由新型设备提供。“新能源+储能+电网”的深度融合会诞生新形态的电源，例如储能调相机（将电池或飞轮与同步调相机结合，在需要时同时输出有功和无功），也可能出现高惯量电力电子，通过在逆变器直流侧附加飞轮、超级电容，逆变器本体提供数倍于现在的惯量，变成真正意义上的“电子同步机”。

2030 年左右，随着电化学储能成本进一步下降以及新型储能（如液流电池、氢储能、压缩空气等）商业化，长时储能（4-12 小时）将大规模部署于新能源基地，用于跨日乃至跨周调节。

再远一些，跨季节调节则可能依赖绿氢制备，即在丰水

期/风季利用富余电力制氢储存，枯水期再通过燃料电池或氢气发电机发电。这相当于构建电-氢耦合系统，实现季节性能源转移。它虽然不直接属于输电技术，但可以大幅提高外送通道的利用效率和清洁度（避免弃水弃风）。

因此，新能源外送基地未来或将成为综合能源枢纽，电力远送同时，输出氢气、合成燃料等化学能载体，多元消纳新能源；在输电走廊的安全稳定控制方面，广域智能控制和自适应保护将发挥更大作用；大量 PMU（相量测量装置）部署和高速通信，使得对整条外送链路实现实时动态监测成为可能；AI 技术可以融入调度与控制，通过机器学习预测风光出力 and 负荷，优化外送计划；在事故发生时 AI 辅助决策切负荷或调整功率，实现准自主控制，提高系统韧性。

### 6.2.3 颠覆性技术展望

在更长的时间尺度上（20 年以上），一些今天看来前沿的概念可能成为现实。比如超导直流输电，利用高温超导材料制成输电电缆，在 $-200^{\circ}\text{C}$ 附近无电阻损耗传输电流，若技术和成本突破，超导电缆可实现每回数十 GW 容量，电压仅几十千伏，地下铺设损耗几乎为零。它将彻底改变远距离输电版图，使得“西电东送”效率大增甚至可以全球联网。

还有太空太阳能发电方案，在地球同步轨道部署巨型太阳能电站，全天发电并以微波形式将能量传输到地面。若此成为现实，将从根本上颠覆能源格局，届时目前讨论的风光地面外送可能不再是瓶颈。

当然，这仍属设想阶段，短期内难以影响当前路径。更实际的变革可能来自数字化与区块链技术对市场的冲击，当大量分布式新能源接入并通过区块链交易时，传统集中式外

送模式也许需要转型为更灵活的“撮合平台”，但对于亿千瓦级的能源基地，集中输电在可见未来依然是最有效模式。

#### 6.2.4 当前亟需攻克的难题

尽管前景光明，现实中依然存在重大科研难题等待解决：

其一，高比例电力电子电力系统的稳定机理尚未完全掌握。过去电网稳定理论基于同步机，面对构网型逆变器、柔直、储能高度交互的新系统，我们缺乏完整的建模和分析工具。如何准确评估 100%电力电子系统的稳定裕度？如何防止控制系统之间产生未知的新振荡模式？这些都需要深入研究和大规模数字-物理混合仿真试验验证。

其二，多直流馈入大电网的协同控制是难点。目前我国东中部电网接受多回特高压直流，已出现低频振荡、换相失败耦合等问题，未来当更多柔直和 SLCC 接入时，如何协调控制策略以避免相互干扰，是工程界迫切关心的问题。

其三，大规模储能的经济性和寿命。虽然电池成本在降，但上 GWh 规模储能的寿命、安全、梯次利用仍需科技突破。如新型电池材料、高可靠电池管理系统、回收利用技术，这些将直接决定储能在外送系统中的可行性。

其四，电磁脉冲、网络攻击等极端事件防御。高度电力电子化意味着系统对电磁干扰和网络攻击可能更敏感，需要开发新的保护和防御体系，确保电网安全。

其五，真正的全球互联标准和治理问题。当中国的西部新能源想送往更远甚至周边国家时，需要国际间标准融合和协作机制，这超出技术范畴但对未来很重要。

## 6.3 未来与展望

通过上述全面分析，我们可以提出以下核心论点和结论：

### 6.3.1 战略定位明确，使命紧迫

大规模高比例新能源外送是中国实现“双碳”目标、新型电力系统构建的关键一环。它将源源不断的西部清洁能源输送到东中部负荷中心，在保障能源安全的同时深度减碳。试点方向的提出，标志着我国电网发展从“输煤输电”向“输清洁能源”为主的范式转变。

### 6.3.2 试点目标具有开创性

“更高比例”意味着外送电量中清洁能源占比要显著提升（力争 80%、甚至 100%），这在全球范围尚属首次实践。“纯新能源外送”更是电力系统的一场革命，要求在没有传统发电支撑的情况下维持大电网稳定运行。这对技术提出了前所未有的挑战，也将为新能源从补充能源变为主导能源树立标杆。

### 6.3.3 两类基地各有难点与对策

沙戈荒风光基地因资源波动大、弱支撑，必须依赖先进的电力电子和储能技术来稳网稳输，需要配置一定火储比确保平稳出力。水风光基地则充分利用水电调节和惯量，但受季节制约，需通过跨季节调度及跨流域优化实现稳送，侧重源网协同优化，两者代表了我国可再生能源开发的两种典型模式，相辅相成。

### 6.3.4 核心技术提供支柱能力

柔性直流、SLCC、低频输电、构网型技术构成了纯新能源外送的技术支柱。其中柔直赋予弱网以输电利器，SLCC以小改进解决大问题，低频交流开拓远距离联网新途径，构网型技术则支撑了高比例新能源系统的频稳和电压稳基本盘。这些技术的综合应用，使100%新能源供电的大电网从理论走向现实成为可能。尤其构网型储能，被誉为新型电力系统的“稳定器”，是保障纯新能源外送的关键使能要素。

### 6.3.5 系统集成与运行策略至关重要

技术单元只有融合集成才能发挥最大效益。通过“一体化”设计基地源荷储配置和多层级协同控制，实现源随网动、网随源调的协调运行，才能把间歇的风光出力转化为稳定的送电功率，无功、电压和故障控制需要多种装置配合，整体设计。试点方案需要在实践中不断调整优化，探索最优的组合，比如SLCC直流+构网储能+调相机的混合方案，有望兼顾技术可靠性和经济可行性，是值得重点验证的路径。

### 6.3.6 经济性可以逐步改善，需政策护航

虽然纯新能源外送初期成本较高，但随着规模扩大和技术进步，度电成本有望降低到与化石能源相当甚至更低。长期来看，碳减排收益和环保效益将使其社会效益显著，为渡过初期“经济坎”，需要创新市场机制和政策支持，比如容量补偿、辅助服务补偿、利益分摊等。政府应发挥统筹作用，为项目提供完善的政策保障体系，确保投资者有合理回报且消费者享受公平电价。

### 6.3.7 国际经验为鉴，自主创新为本

对比国际案例，我们认识到超高比例可再生电力系统是全球性挑战，没有现成答案。我们应充分借鉴欧洲、北美在高比例可再生并网、市场设计方面的经验和教训（如欧洲的惯量服务、德州的限电教训等），少走弯路。同时更要立足自主创新，因为我国的资源禀赋、网架结构独一无二，必须走出具有中国特色的技术路线。通过试点工程的实践，我们有机会引领世界新能源输电技术的发展。

### 6.3.8 未来充满机遇与挑战

在未来，我们将见证新型电力系统从雏形走向成熟，大规模新能源外送技术体系也将不断演进完善。可以预见，特高压柔直、多端直流网架、全国统一调度和市场、一批“无人值守”新能源基地等都会渐次实现，中国的绿电将不仅西送东，还可能远送邻国甚至互联亚洲欧洲。

最大的挑战在于确保稳定安全——这要求我们在基础理论、控制技术、材料装备等方面持续攻坚，通过首批试点项目的探索，我们将识别薄弱环节，逐步突破瓶颈，为后续更大规模、更高比例新能源外送铺平道路。

综上所述，“大规模高比例新能源外送”试点承载着创新和变革的重任。我们有理由相信，在科学规划、技术创新和政策支持的合力下，这一试点将取得成功，为中国乃至世界能源转型贡献宝贵经验。

在本报告所提出的框架和分析基础上，建议下一步重点关注试点项目的实施效果评估，将经验快速反馈到标准和政策中；同时，加大科研投入解决关键难题，培养跨学科人才

队伍，最终实现新型电力系统的美好蓝图，让源源不断的清洁能源安全、经济地送得出、用得上、稳得住。

电网

## 【版权及免责声明】

- 1.版权归属：本文系由公众号“介子九维”（微信号：jiezijuwei）所有者创作的原创作品，该作者依法享有该作品的完整著作权。
- 2.授权限制：未经本文作者书面许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或将其用于任何商业目的。
- 3.侵权责任：对于任何违反本声明第 2 条规定的侵权行为（即未经许可的转载或商业使用），本文作者保留依法追究其法律责任的权利。
- 4.使用目的与免责：本文内容仅供相关行业人士内部交流参考之用。任何基于本文内容而产生的理解、决策或行为，或因非授权使用（包括但不限于转载、改编、用于商业等行为）所导致的一切后果及损失，本文作者均不承担任何法律责任。

公众号：介子九维



微信号：介子九维

