



中国新能源基地化开发与 新型抽水蓄能

刘泽洪

全球能源互联网发展合作组织

2023年9月



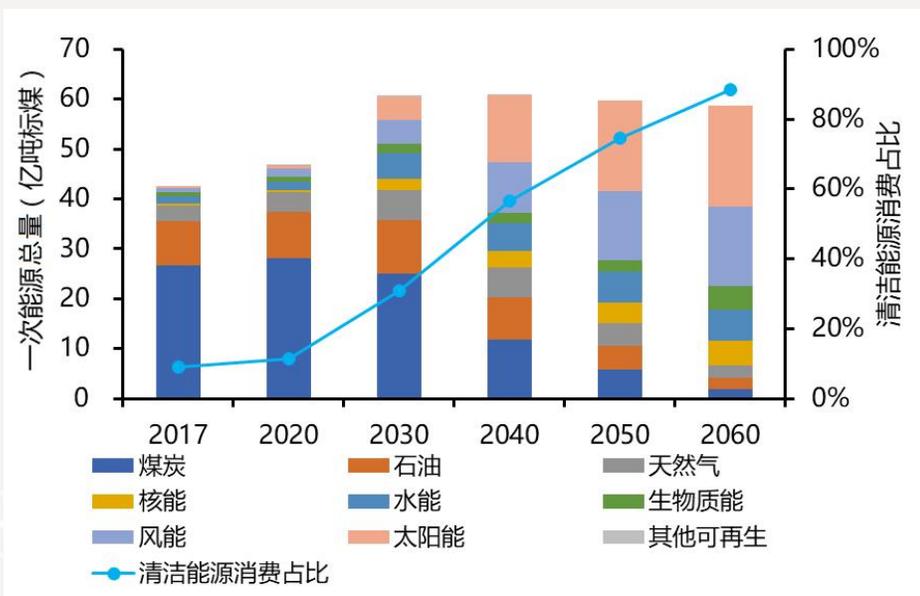
一、中国新能源基地化开发

二、传统抽水蓄能发展展望

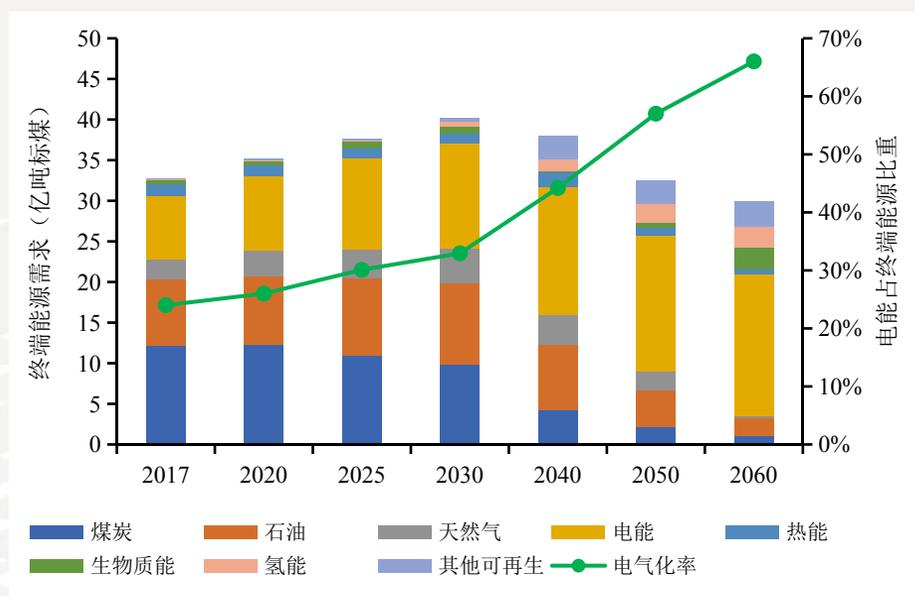
三、新型抽蓄与西部调水

1.1 大规模发展清洁能源的战略意义

- **加快能源低碳转型，实现“双碳”目标**：要求大规模开发风能、太阳能、水能等清洁能源，推动“两个替代”（生产侧以清洁能源替代化石能源发电，消费侧以电能替代化石能源终端燃烧），大幅提高清洁能源在一次能源结构中的比重。
- **保障电力可靠供应，提高能源安全水平**：要求自主开发取之不尽、用之不竭的风能和太阳能等新能源，减少对有限化石能源的消耗，降低对进口油气的依赖，保障能源安全。



我国一次能源消费结构和清洁能源占比



我国终端能源消费结构和电能占比

1.2 新能源开发潜力



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 资源分布

中国风能、太阳能资源主要分布在西部北部地区，资源**总量大、条件好、成本低、互补性强**，具备集中式、基地化开发的良好条件和多重优势

1 资源总量大

风电、光伏、光热技术可开发量约**63、1100、200亿千瓦**，占全国集中式资源量的**95%以上**

3 开发成本低

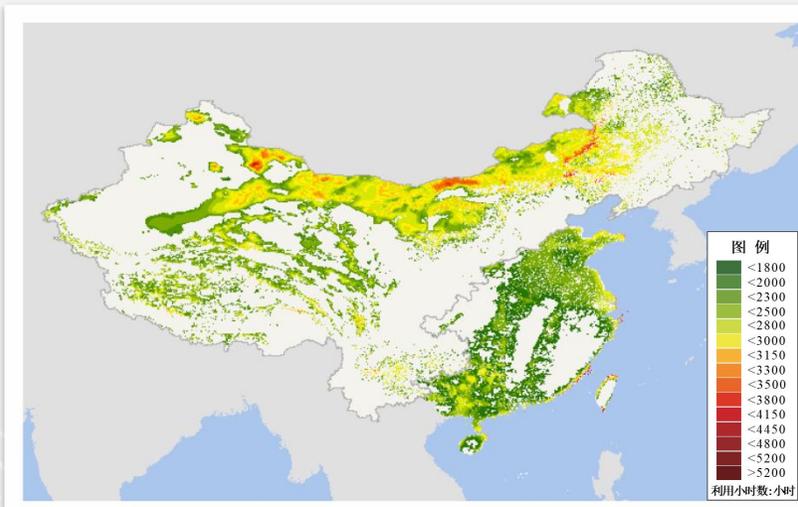
西部北部新能源发电成本已普遍低于**0.3元/千瓦时**并有进一步下降潜力，通过特高压送至东中部仍具有显著竞争力

2 开发条件好

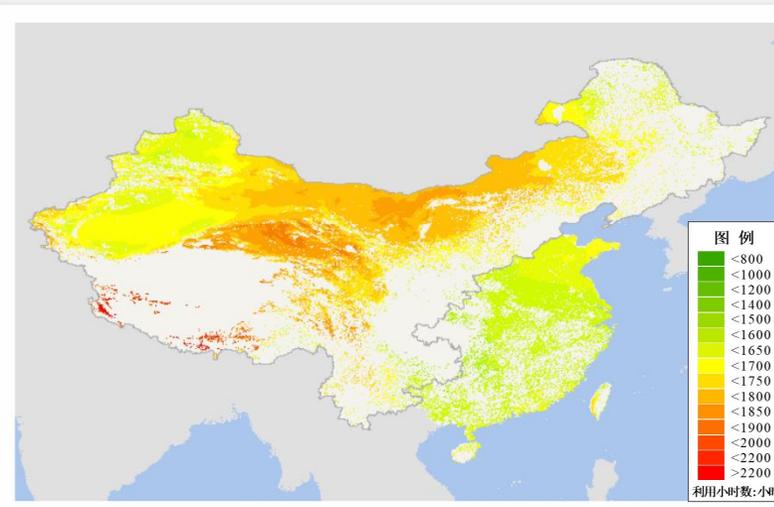
多沙漠、戈壁、荒漠，适宜集中式开发风电、光伏的土地面积分别达**176、312万平方公里**，相当于东中部面积的**75%、130%**

4 多能互补强

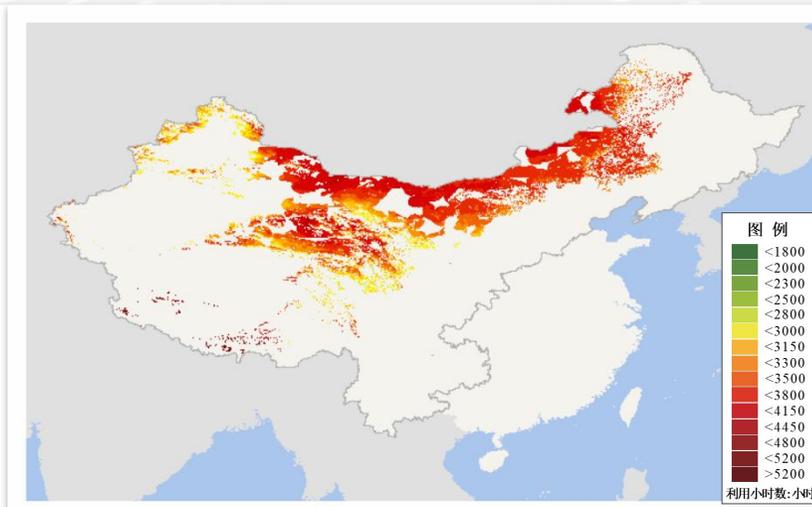
较强时空互补特性：**时间上**，西南水电丰水期为风电小风期；**空间上**，西北和西南的风光出力具备互补性



风电技术可开发区域及利用小时分布



光伏技术可开发区域及利用小时分布



光热技术可开发区域及利用小时分布

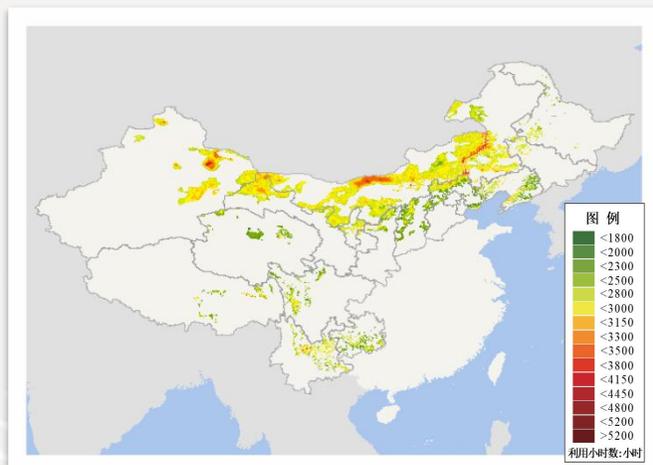
1.2 新能源开发潜力

■ 基地化开发潜力

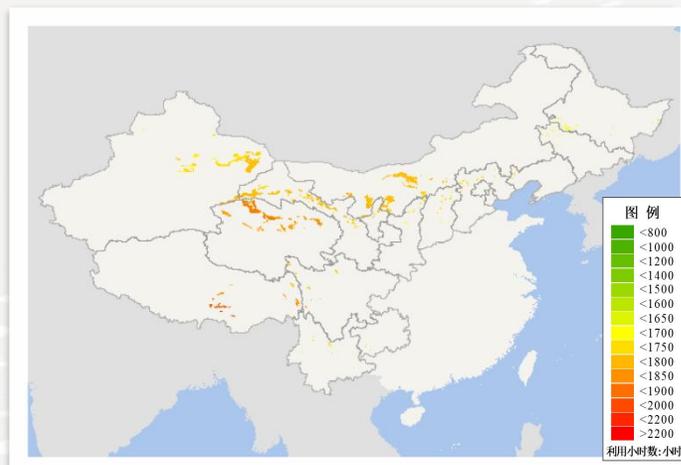
- 风光资源基地化开发需要统筹考虑**资源禀赋、开发成本、配套设施**（交通、电网）等条件，科学准确评估其适宜区域和开发潜力
- 经评估，西部北部大型风光基地开发潜力超过**80亿千瓦**（风电、光伏、光热分别约29亿、50亿、4亿千瓦），平均度电成本可低至**0.13元**

新能源基地化开发评估结果

新能源	基地化开发潜力（亿千瓦）	年利用小时数	2030年度电成本（元/千瓦时）	主要分布
风电	29	2750	0.15	内蒙古、新疆、甘肃
光伏	50	1770	0.13	青海、新疆、内蒙古
光热	4	4070	0.55	青海海西、内蒙古阿拉善、新疆哈密



风电基地化开发区域及利用小时分布



光伏基地化开发区域及利用小时分布



光热基地化开发区域及利用小时分布

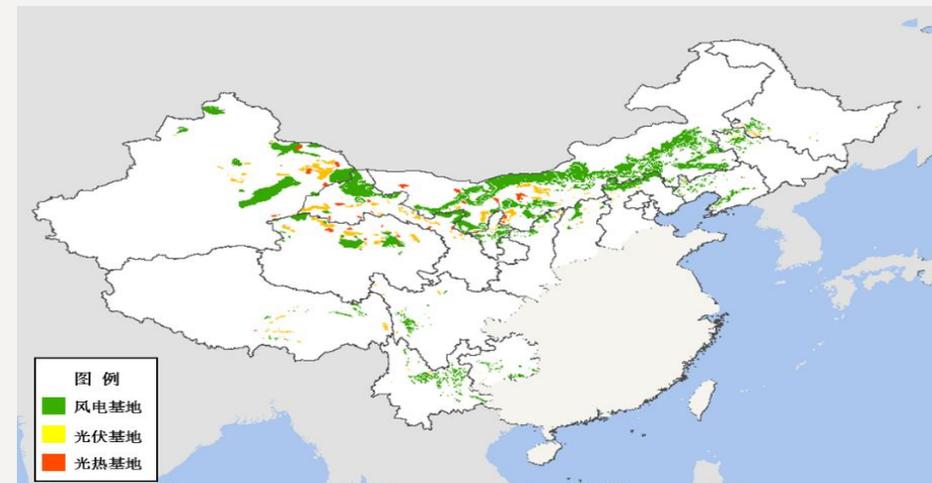
1.2 新能源开发潜力

■ 基地布局 and 开发时序

开发大型风光基地需要**科学选址、优化布局**，合理安排建设规模和时序，兼顾西部北部各省用电需求和向东中部外送需求，兼顾本地消纳、局部平衡和区域互补、全局平衡，实现综合最优。

大型风光基地装机规模（万千瓦）

序号	区域	省份	2030年			2050年		
			风电	光伏	光热	风电	光伏	光热
1	西北	陕西	800	2000		3200	3000	
2		甘肃	3000	10000	1000	20000	52000	2000
3		青海	1500	10000	1600	10000	70000	4000
4		宁夏	1200	2000		2000	3000	
5		新疆	6000	10000	800	33000	60000	4000
6	东北	黑龙江	800	1500		2000	3000	
7		吉林	1200	1000		2000	2000	
8		辽宁	500	800		1000	1000	
9	西南	四川	500	1000		1500	5000	
10		贵州	600	800		1000	2000	
11		云南	500	800		2500	3000	
12		西藏	800	1000		2000	20000	2000
13	华北	河北	800	2000		3200	3000	
14		内蒙古	11000	14000	1600	69000	50000	8200
15		山西	800	1500		2000	3000	
		总计	30000	58400	5000	154400	280000	20200



2050年西部北部大型风光基地总体分布

- **2030年**，建成**45个**大型基地、装机**9.5亿千瓦**，风电、光伏、光热基地分别3亿、6亿、5000万千瓦；
- **2050年**，建成**127个**大型基地、装机**45亿千瓦**，风电、光伏、光热基地分别15亿、28亿和2亿kW，西北规模最大（26.6亿）、华北次之（12.8亿），然后是西南（3.9亿）和东北（1.1亿）

1.3 新能源大规模开发面临的挑战与应对

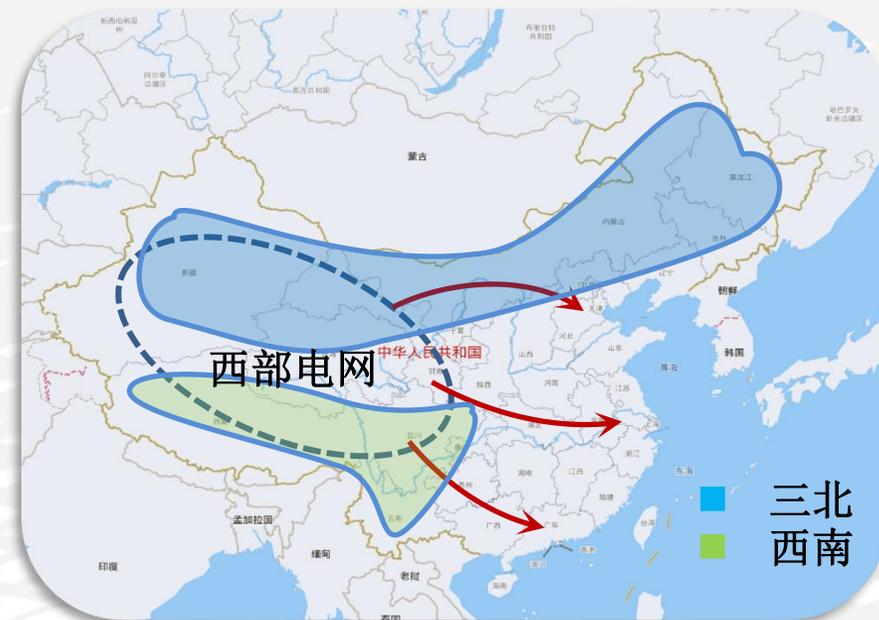


■ 面临的挑战——高比例新能源并网与消纳问题

风电、光伏出力“靠天吃饭”，具有随机性和间歇性，与传统发电机组特性差异显著。随着西部北部新能源大规模开发，电力系统**电源结构、技术基础、运行特性**发生重大改变，如何安全高效地实现高比例新能源并网和消纳，保障电力可靠供应面临巨大挑战。

■ 应对方案——增加电力系统灵活调节能力

应对新能源的不可控性，要发挥不同新能源基地出力的**互补特性**以及**西南水电调节能力**，通过**电网跨省跨区互联**扩大电力平衡范围。同时也要大规模建设**储能**，将“随机性”转为“可控性”，平抑新能源功率波动。总的来说，就是要**多措并举提高系统灵活调节能力**，支撑新能源大规模开发和外送。

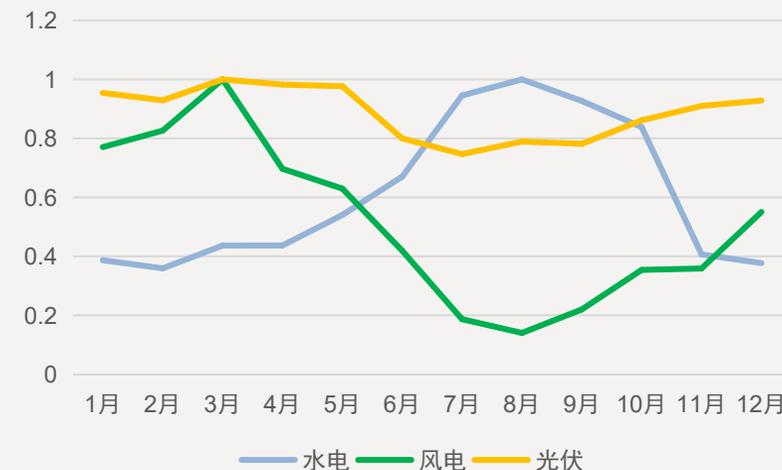


1.4 应对措施

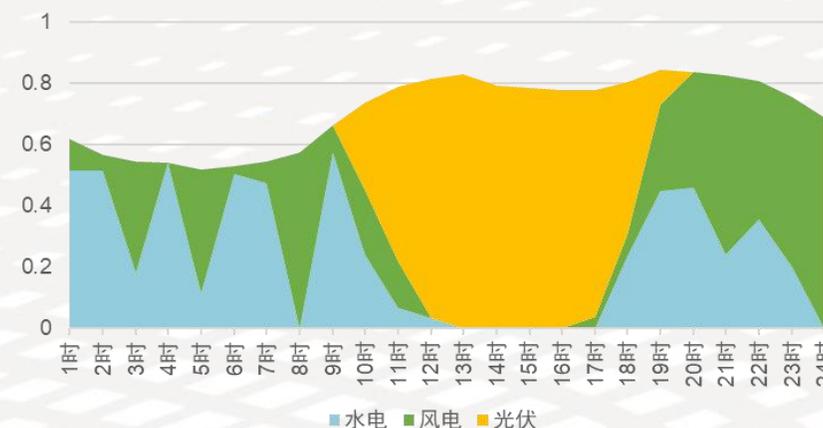


■ 推动西南水电与大型风光基地协同开发

- **水电定位**：我国水能资源主要集中于西南“八大流域”，目前还有超过**2亿**千瓦技术可开发量。水电发展要从“**供应清洁电量为主**”向“**电量供应与调节能力并重**”转变。随着更多大型电站特别是流域龙头电站的建设，西南水电将拥有更强调节能力，预计2050年具备季调节及以上能力装机超过**1.3亿**千瓦。
- **资源互补**：西南水电与西南和西北地区的风电、光伏都有较强的时空互补特性。**从年特性看**，水电丰水期（5月到10月）新能源出力小，枯水期（11月到次年4月）新能源出力大。**从日特性看**，由于水库调蓄作用，水电出力可以根据风光出力灵活调节，实现日内互补运行。
- **协同开发**：充分利用互补特性，依托流域和跨流域梯级电站联合调节能力，统筹规划水电和新能源建设，实现区域（西南）和跨区域（西南与西北）水风光多能互补、协同发展。



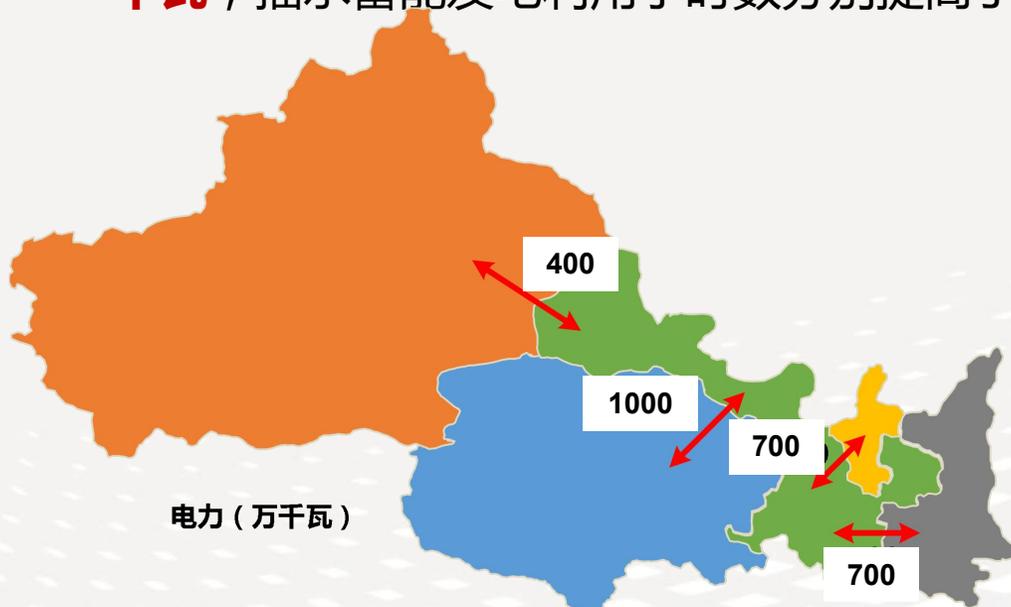
西南水风光年内互补特性



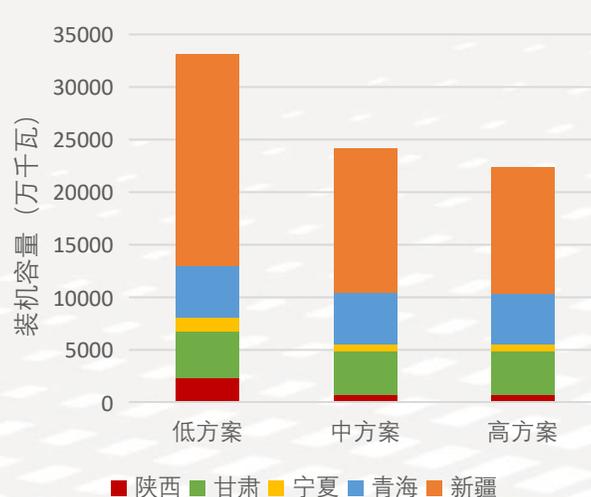
西南水风光日内互补特性

■ 加强电网跨省跨区互联——省间互济

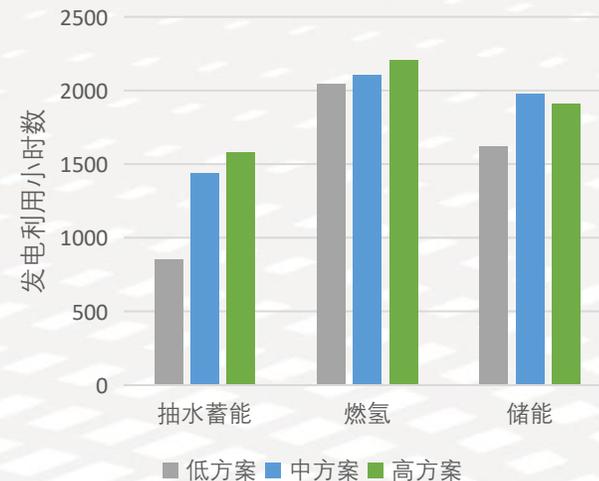
- 西北各省都面临新能源大规模开发消纳的迫切需求，加强省间电网互联可使集中的调节性资源在更大范围发挥作用，减少总体储能和备用，提升灵活调节能力。
- 西北当前省间互联容量2800万千瓦，预计2050年，在西北750千伏主网架结构基础上提升省间电力交换能力至5200万千瓦（中方案）和8200万千瓦（高方案），可分别减少储能装机**1800万千瓦**和**1.1亿千瓦**，抽水蓄能发电利用小时数分别提高了**10%**和**85%**，调节资源利用率显著提高。



西北电网省间电力交换能力现状



储能装机容量变化



调节电源利用小时数

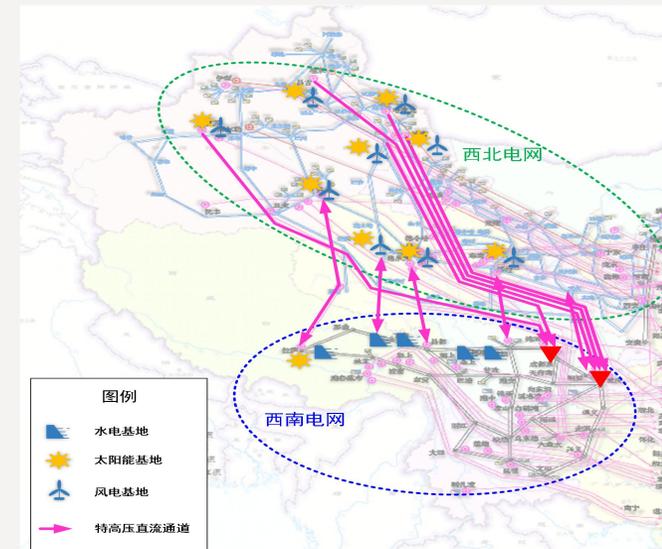
1.4 应对措施



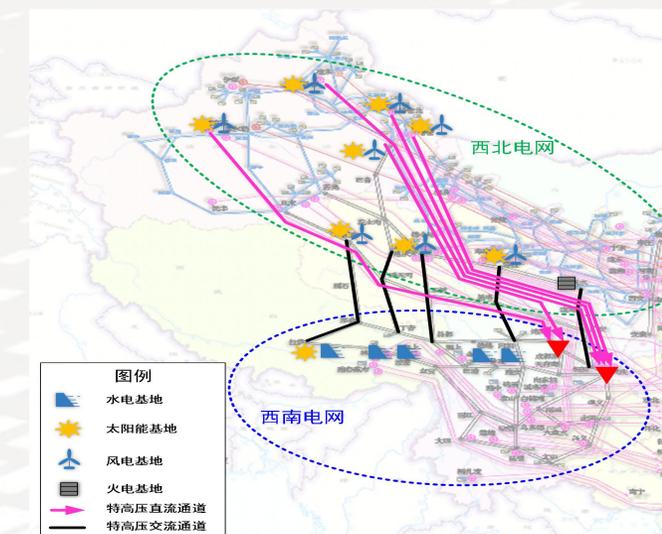
■ 加强电网跨省跨区互联——西北西南互联

充分发挥西南水电调节能力，跨区共享灵活性资源，促进新能源开发利用。同时，还能提升送端电网在极端天气下供电可靠性和适应能力，增强系统安全稳定水平和抵御严重故障的能力。

- **交直流互联方案**：在川渝特高压交流同步电网基础上，通过特高压交直流实现西北、西南联网，形成西北-西南特高压交流同步电网，实现多能互补互济，提升西部电网安全运行水平和抵御严重故障的能力。
- **柔直互联方案**：利用柔性直流灵活组网的特点，构建覆盖西北、西南主要新能源基地、龙头水电站、负荷中心的柔性直流电网，依托先进的电网控制技术，实现清洁能源互补互济和安全可靠运行。



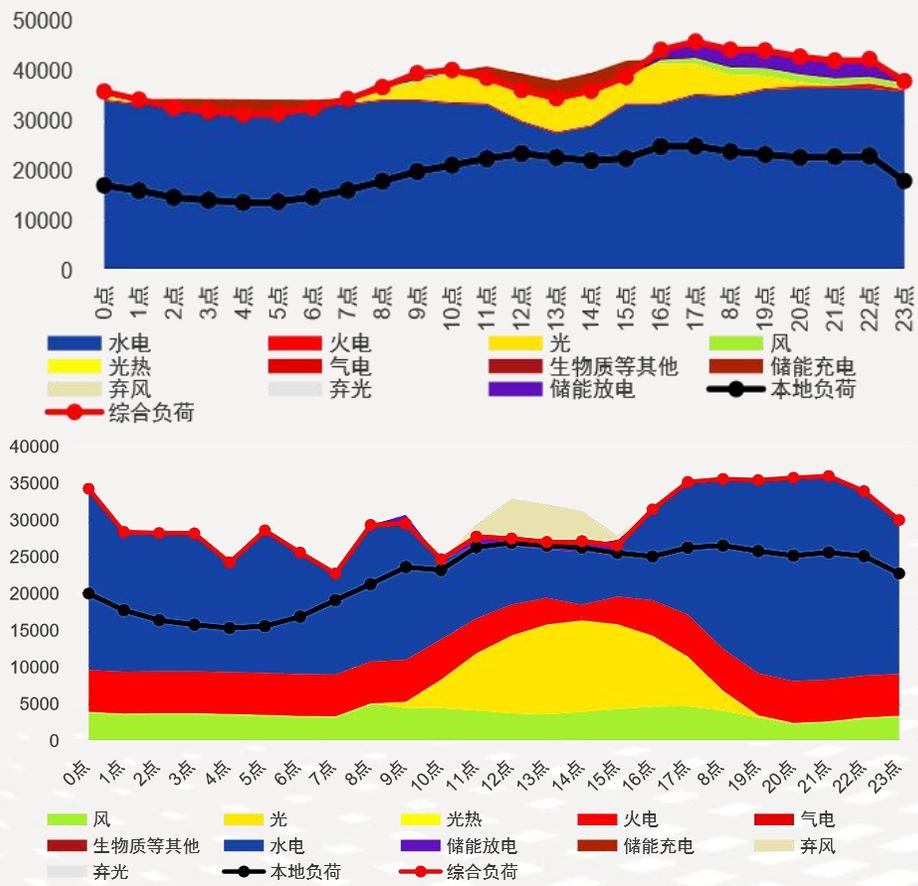
柔直互联方案示意图



交直流互联方案示意图

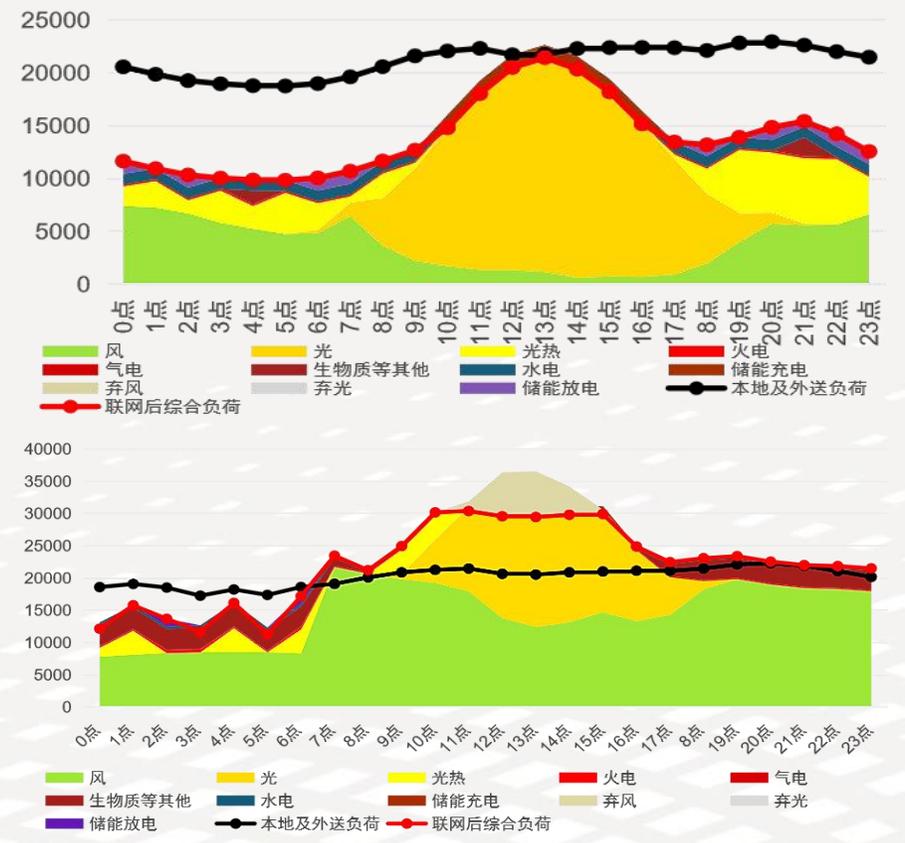
1.4 应对措施

西北-西南联网后统一调节运行，可提升新能源消纳能力**1.2亿千瓦**，发挥错峰效应降低最大负荷**3600万千瓦**，减少新型储能容量**7000万千瓦**。



西南地区丰、枯期典型日互济运行曲线

丰水期



西北地区丰、枯期典型日互济运行曲线

1.4 应对措施



■ 大力发展储能系统

- **抽水蓄能**是目前最成熟、最可靠、最经济、最有效的大规模储能方式。
- **电化学储能**响应速度较快，转换效率高，建设周期短，布局灵活，装机容量增长迅速。
- **压缩空气储能**场地限制少、建设规模潜力大。

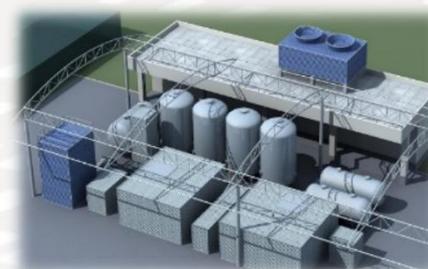
储能形态	功率等级	容量等级	效率水平
抽水蓄能	>1000MW	>10GWh	75%~85%
压缩空气	>300MW	>1800MWh	50%~60%
电化学储能	>100MW	>400MWh	85%~90%



抽水蓄能



电化学储能



压缩空气储能



一、中国新能源基地化开发

二、传统抽水蓄能发展展望

三、新型抽蓄与西部调水

2.1 我国抽水蓄能快速发展



■ 总体情况

- 随着电力系统对大规模储能和调节能力需求增加，我国抽水蓄能发展显著加速。
- 截至2022年底，我国在运抽水蓄能装机容量**4579万千瓦**，2022年新核准装机**6890万千瓦**，较上年翻5倍，在运装机和在建规模均为世界最大。
- 国家能源局抽水蓄能中长期规划：到2025年抽蓄投产规模达**6200万千瓦**，2030年达**1.2亿千瓦**。

全国运行及在建抽水蓄能电站分布图



2.1 我国抽水蓄能快速发展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 河北丰宁——全球最大抽水蓄能电站

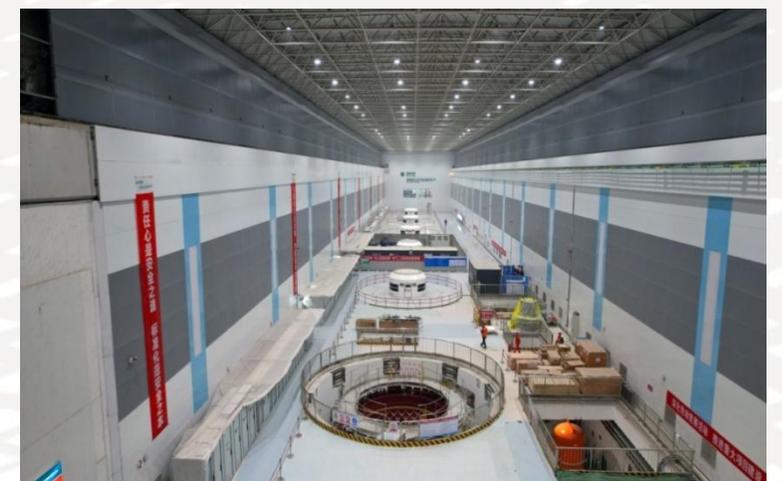
- 安装12台30万千瓦机组，设计年发电量66.12亿千瓦时，2021年12月首批2台机组发电，预计2024年上半年全部机组投运。
- **创造四项世界第一**：装机容量**最大**（360万千瓦）；储能电量**最大**（近4000万千瓦时）；地下厂房规模**最大**（长度414米）；地下洞室群规模**最大**（累计长度超50公里）。
- **实现三个首次**：**首次**实现抽蓄电站接入柔性直流电网；**首次**在国内采用大型变速抽蓄机组；**首次**系统性攻克复杂地质条件下超大型地下洞室群建造关键技术。



丰宁抽水蓄能电站上水库大坝



丰宁抽水蓄能电站下水库



丰宁抽水蓄能电站地下厂房

2.2 抽水蓄能技术新进展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 抽蓄机械化施工（TBM）

- 2019年以来，加快开展抽蓄洞室机械化施工关键技术研究 and TBM掘进试点。
- **小洞径TBM**（直径3.5米）已在文登、宁海、洛宁、缙云、桐城、平江等6个项目厂房排水洞中成功应用，累计掘进超20公里。
- **首台大洞径**（直径9.5米）超小转弯半径TBM（转弯半径90米，约洞径10倍）于2022年10月24日完成抚宁项目通风洞、厂房顶拱、交通洞全线贯通，最大月进尺超过300米，掘进效率是传统人工钻爆法的3倍。
- **斜井TBM**完成装备生产下线，即将在洛宁项目应用。



文登项目排水廊道TBM
掘进效果（直径3.5米）



抚宁项目应用世界首台大直径（直径9.5米）
超小转弯半径TBM



洛宁项目斜井TBM（直径7.2米）
生产下线

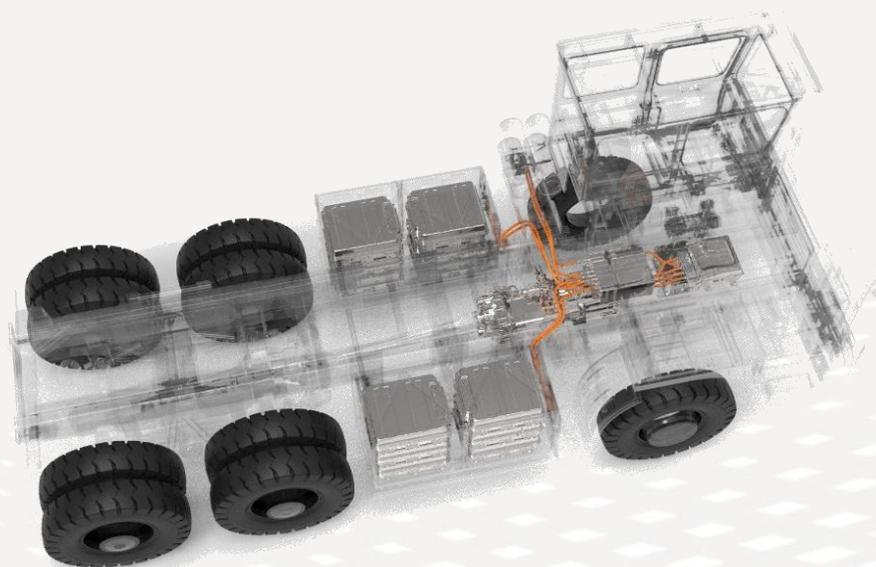
2.2 抽水蓄能技术新进展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 抽蓄施工装备电气化

- 2021年以来，易县项目投入国内首套纯电动隧洞施工“挖、装、运”设备，完成交通洞500余米进尺出渣作业，实现作业“零排放”，显著改善了洞室环境。目前，易县、缙云等项目正继续应用电动车辆施工。
- 在建抽水蓄能电站全部完成施工设备电气化后，可减少二氧化碳排放500万吨。



基于传统燃油车身的电动化改造



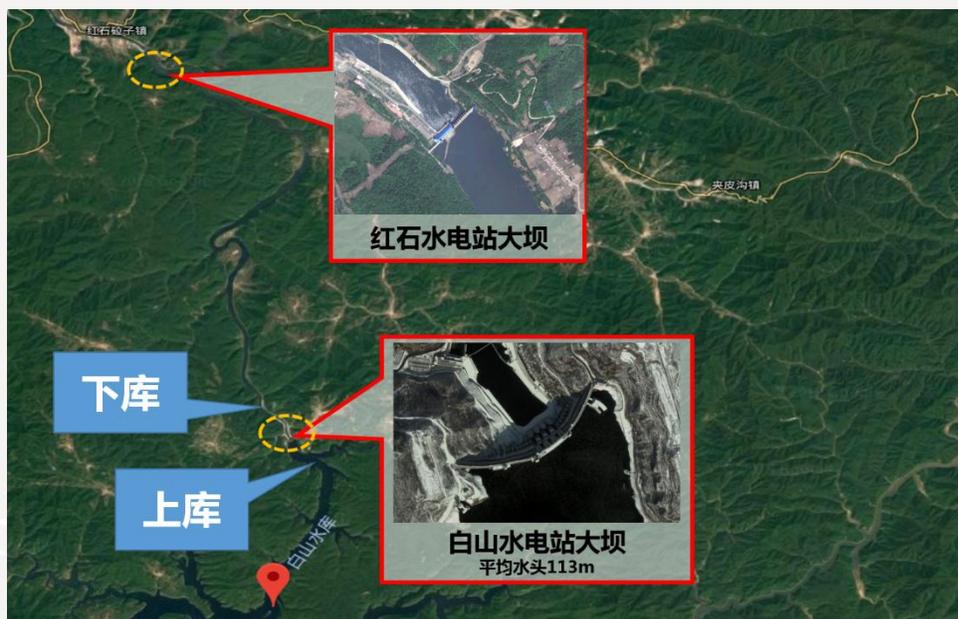
易县抽水蓄能电站电气化土方车辆

2.3 抽水蓄能开发形式多样化

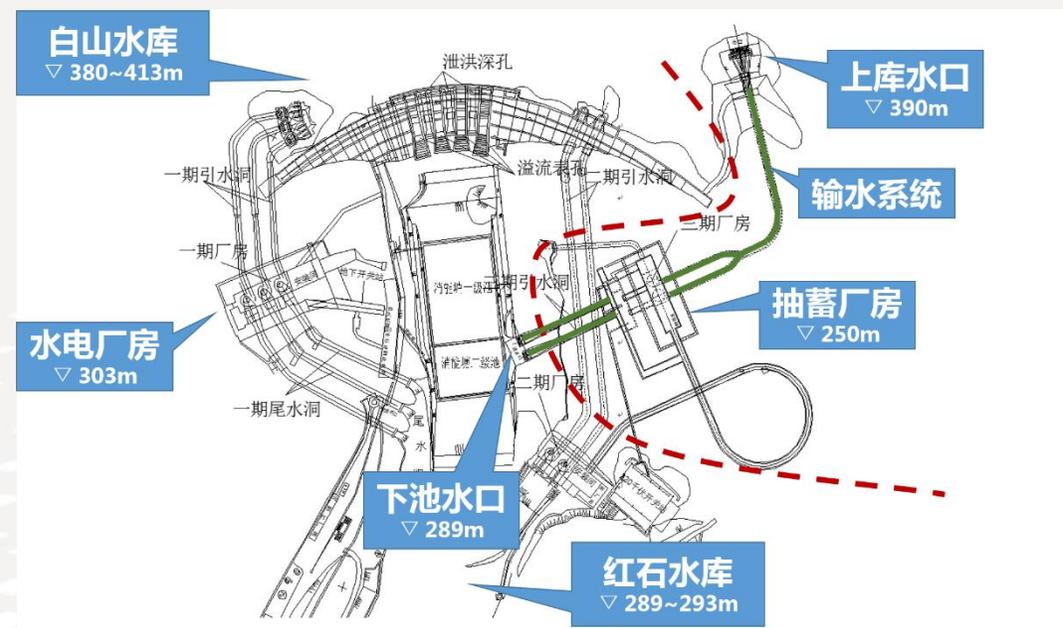


■ 利用常规水电站开发抽水蓄能——梯级共用

- **站点资源的有限性**日益成为传统抽蓄发展的主要制约因素，利用常规水电站开发抽蓄能够节省投资、缩短建设周期、减小环境影响，丰富了抽水蓄能开发形式，前景广阔。
- **梯级共用**即利用梯级水电站的两个水库分别作为上库和下库，仅新建抽蓄机组、输水系统、厂房等。**吉林白山抽蓄**（30万千瓦）采用该模式，以红石水电站水库为下库、白山水电站水库为上库，2006年投运。



吉林白山抽水蓄能电站地理卫星图



白山水电和抽蓄电站厂房布置图

2.3 抽水蓄能开发形式多样化



■ 利用常规水电站开发抽水蓄能——上水库共用

- **上水库共用**即利用常规电站已建水库作为抽蓄上库，**新建下水库**、抽蓄机组、输水系统、厂房等。**河北潘家口抽蓄电站**（27万千瓦）与常规水电共用潘家口水库，下游建设抽蓄下水库，1992年投产。河北岗南、北京密云、安徽响洪甸等抽蓄电站也采用相同模式。



河北潘家口抽蓄电站示意图



新建抽蓄输水系统及厂房布置示意图

2.3 抽水蓄能开发形式多样化



■ 利用常规水电站开发抽水蓄能——下水库共用

- **下水库共用**即利用常规电站已建水库作为抽蓄下库，**新建上水库**、抽蓄机组、输水系统、厂房等。**青海哇让**项目以黄河上游拉西瓦水库作为下水库，在右岸高台地建设上水库，装机规模280万千瓦，8月开工建设。山东泰安、湖北白莲河及正在建设的浙江建德抽蓄都采用此模式。



青海哇让抽水蓄能电站效果图



山东泰安抽水蓄能电站



一、中国新能源基地化开发

二、传统抽水蓄能发展展望

三、**新型抽蓄与西部调水**

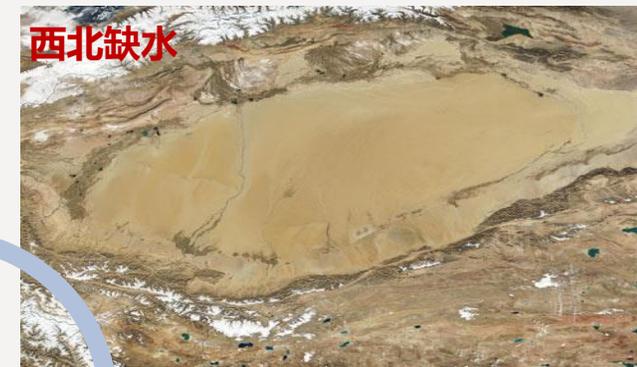
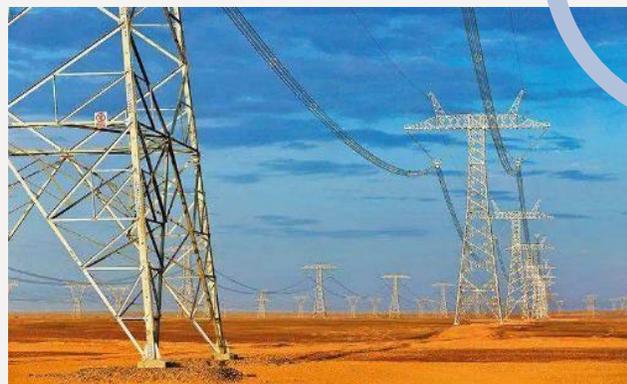
3.1 为什么提出新型抽水蓄能

能源与水资源都是人类生存发展不可或缺的重要物质基础，两者具有密切的联系，也面临发展难题：

- **水的问题**：水资源分布不均，西北严重缺水，西南水量充沛，进行西部跨流域调水，实现水资源优化配置意义重大，需求非常迫切。
- **电的问题**：西部风光资源富集，由于电力系统灵活调节能力不足，使新能源大规模开发和消纳受到制约。



如何支撑新能源大规模开发利用



如何解决水资源分布不均



电+水

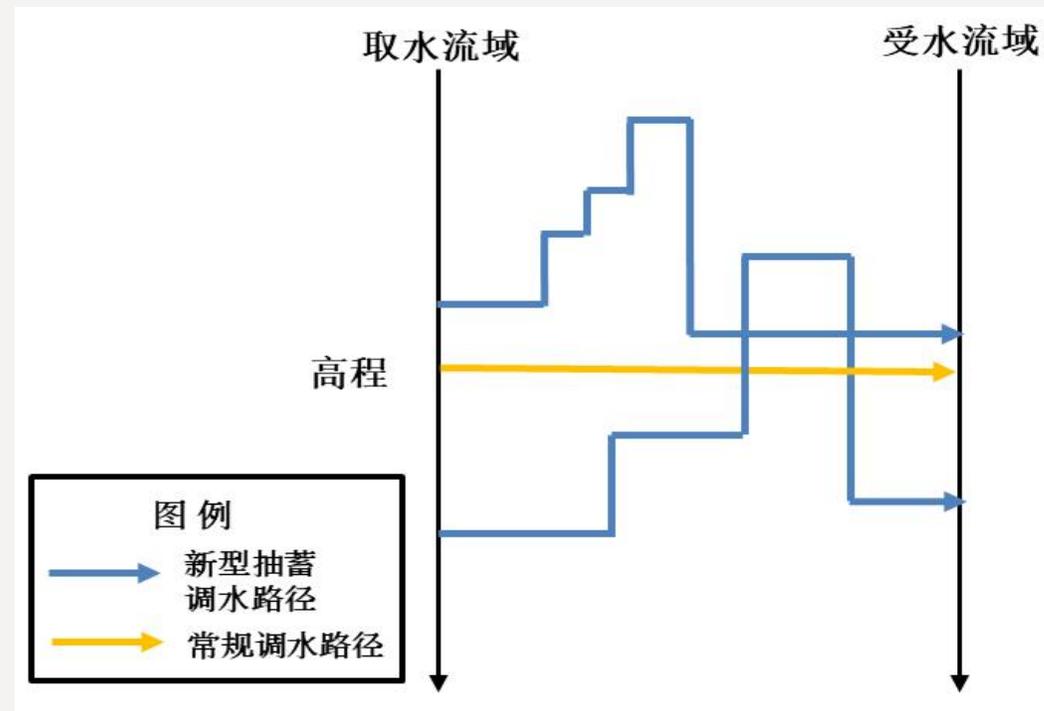
思路：是否可将电与水的发展协同起来，统筹解决**支撑新能源开发的系统灵活性**和**实现水资源优化配置**两大难题？

3.1 为什么提出新型抽水蓄能



- **传统调水**：以寻找**自流路径**为核心，利用高位水体自身重力实现空间转移，由于西南地区高山峡谷特殊地貌，往往难以找到连续自流路径，必须建设大量深埋长隧洞，工程难度大、投资大。电泵提水由于持续耗能、运行成本高，在传统调水工程中极少采用。
- **传统抽蓄**：在上库与下库之间就地循环抽水和发电，单纯发挥电力储能作用，能改变水体高度而不进行空间转移。

抽水蓄能和调水相结合，将传统抽蓄的抽水与发电环节分离，以新能源作为提水电源，在发挥储能作用的同时实现调水功能，即可同时解决电和水两大难题



传统调水与新型抽水蓄能调水对比示意图



新型抽水蓄能

3.2 什么是新型抽水蓄能

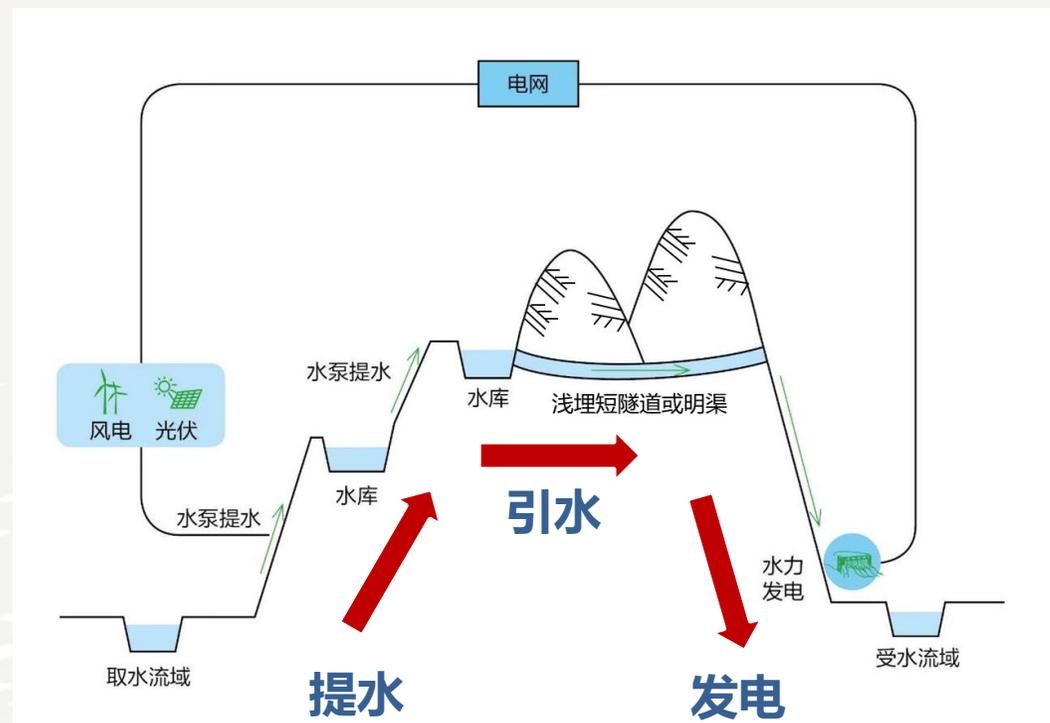


■ 概念定义

新型抽水蓄能是以新能源为主要动力，在流域间建设一系列**调蓄水库**、不同高程的**短距离引水道**、可逆式**水泵水轮机组**和**水轮发电机组**，实现跨流域调水和电能存储的综合性水利水电工程。

新型抽蓄由**提水**、**引水**、**发电**三部分组成。

- **改变了**传统抽蓄在同一组上、下水库间就地循环抽发的方式，实现抽发分离；
- **改变了**常规水流方向由重力决定的特点，由新能源驱动在不同高度间自由流动，克服地形障碍；
- **连接了**水系统和电系统，兼具调水和蓄能功能，实现电水两种资源协同优化和高效利用。



新型抽水蓄能概念示意图

3.2 什么是新型抽水蓄能



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 运行方式

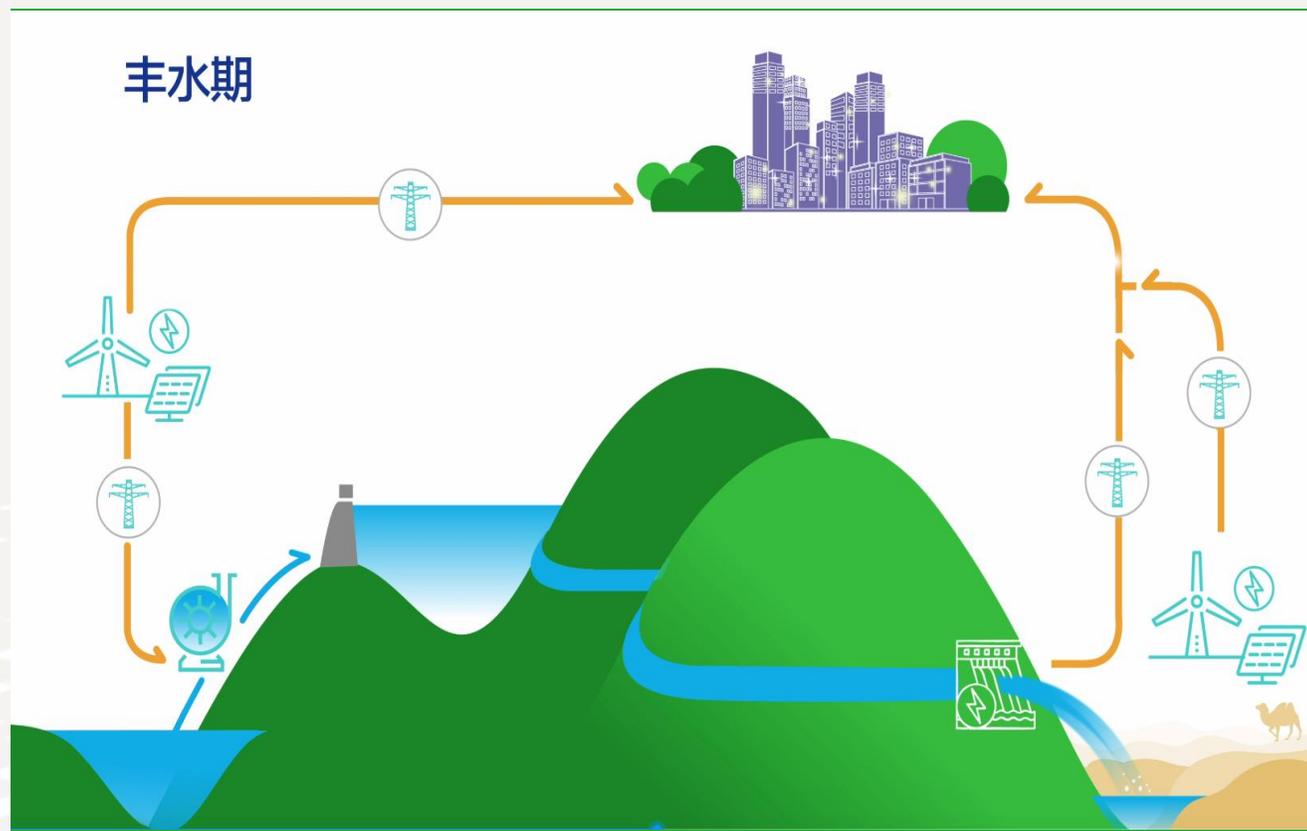
根据取水流域丰枯变化和新能源出力波动情况，灵活采用**异地抽发**和**就地抽发**两种运行方式，在完成调水前提下，为电力系统提供灵活调节能力。

- **丰水期：异地抽发为主，调水量大。**

新能源大发，提水工程作为灵活负荷，从取水点抽水并存于水库；新能源出力下降，根据系统需要减少或停止取水端提水，提高受水端发电出力。

- **枯水期：就地抽发为主，调水量小。**

新能源大发，从取水点抽水并存于水库；新能源出力下降，提水工程停止提水，甚至改为发电模式，将水放回取水流域。



3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案

■ 方案总览

利用详实水文数据、高分辨卫星影像和数字高程模型，考虑保护区分布等情况，初步设计了西部调水工程新方案。自“五江一河”取水，包含**7**个跨流域段的**35**个调水通道，年调水量**400亿立方米**，全长**1.1万公里**，最远到达新疆和田。



西部调水方案路径示意图

3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案

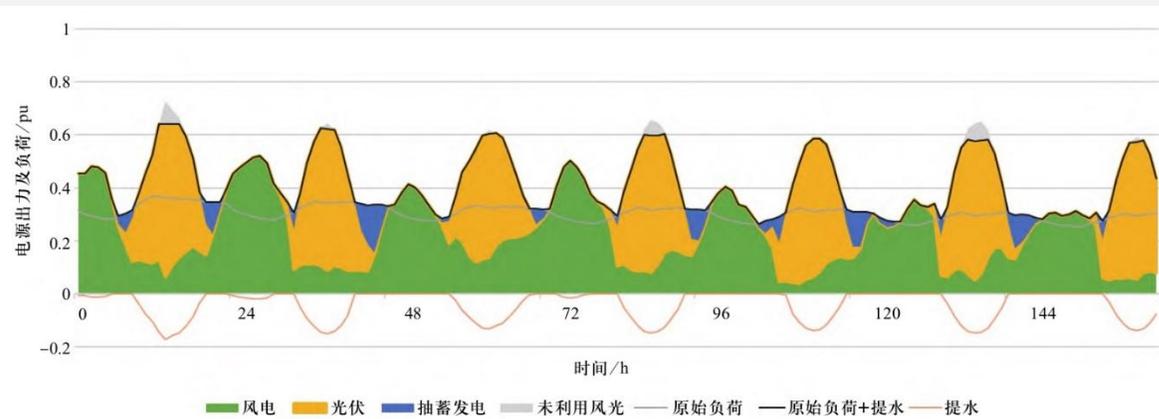


■ 新型抽蓄优化建模

- 建立包含新能源发电、抽蓄机组、水库及输水的电-水联合优化模型，以**系统总成本最低**为优化目标，统一优化新能源和抽蓄装机，水库数量、库容、水流量等变量，确定最优调水方案。
- **引水工程总长度11267公里**；**新建水库270座**，**总库容330亿立方米**；
- **提水装机6.5亿千瓦**，**发电装机1.9亿千瓦**。年用电**1.23万亿千瓦时**、发电**1.06万亿千瓦时**，净耗电**1700亿千瓦时**，储能效率**86%**，超过常规抽蓄。

$$\arg \min f(C_w^W, C^{\text{pump}}, S_r^{R, \max}, C^{\text{gen}}) =$$

$$\sum_{w=1}^{N_W} I_w^W C_w^W + \sum_{r=1}^{N_R} I_r^R S_r^{R, \max} + I^{\text{pump}} C^{\text{pump}} + I^{\text{gen}} C^{\text{gen}} + C_{\text{sys}}^{\text{oper}}$$



丰水期新型抽蓄运行模拟



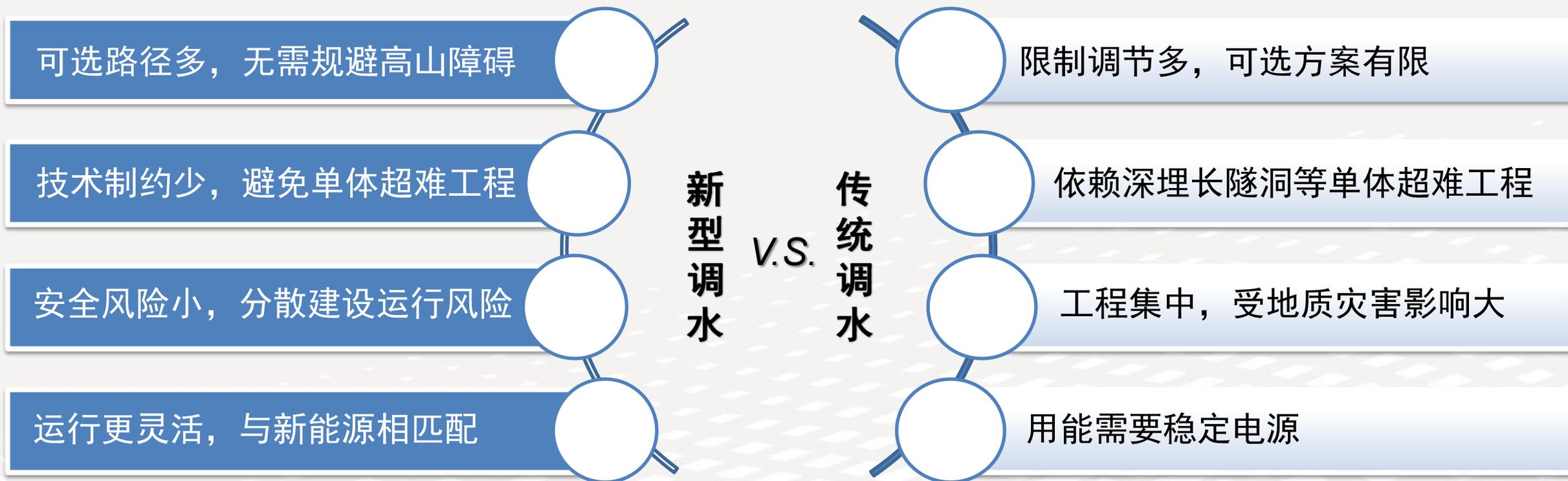
枯水期新型抽蓄运行模拟

3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案



■ 技术优势

基于新型抽蓄的西部调水新方案突破了传统调水工程局限，同时完美契合西部新能源大规模开发需求，实现以电换水、电水同输，可**分段、分期**建设，具有**可选路径多、技术制约少、安全风险小、运行更灵活**等突出优势。





■ 综合价值

基于新型抽水蓄能推动西部调水和清洁能源大规模开发利用，是一项战略性、系统性、创新性工程，能够有力促进西部经济、社会、环境协调可持续发展，有力支撑“双碳”目标实现，为我国高质量发展注入强劲动力。

- **开发绿电、调配水源。** 打通“五江二河”间水系通道，串联西南西北诸河，形成统一大水网格局。
- **促进转型、保障安全。** 以新增抽蓄和发电装机支撑西部**15~20亿千瓦**风光新能源的基地化开发，保障了高比例可再生能源电力系统的安全稳定运行。
- **减少排放、改善生态。** 促进区域“水-能-粮”协同发展，新增西北灌溉面积10万平方公里，提高谷物产量**6800万吨**，将当前全国水平增加**10%**以上，保障国家粮食安全；每年减排二氧化碳**45亿吨**，在西北恢复再造大规模绿洲，重塑西北地区生态格局。
- **开发西部、泽济民生。** 拉动GDP增长**9.6万亿元**，为西部大开发奠定坚实的水、电基础保障，打造新的经济增长点，促进西部经济社会环境协调可持续发展。



《新型抽水蓄能与西部调水》 《中国清洁能源基地化开发研究》 已于今年2月、5月正式出版，欢迎关注！





Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织



谢谢！