



# 全球储能市场-需求季度报告

2025Q1

Green Energy Research / 2025 Feb.



报告中包含的分析、意见和建议旨在帮助我们的客户，在全面收集信息和判断的基础上，可迅速做出明智的决定。本文的信息和统计数据是从被认为可靠的来源获得，但不能保证信息的准确性和完整性。集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)不提供任何保证和担保表示，并且对其准确性或完整性不承担任何责任。报告中的信息和分析构成截至本报告日期的判断，如有更改，恕不另行通知。对于因使用集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)提供的任何信息而造成的利润损失、业务中断和信息丢失不管是直接的、间接的、附带引起的、特别的、惩罚性的或者间接性的损失或损害赔偿，集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)不承担任何责任。除非特别说明，报告中提供的所有内容均受集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)的著作权法、国际著作权法及其他相关法律的保护。报告之全部知识产权均归属集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)所有。客户有权将报告中的信息用于内部使用，但是，未经集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)事先书面同意，不得以任何形式修改、复制、重制、重印、公开播送、改作、散布、发行、公开发表报告的任何部分。如有违反，集邦咨询顾问（深圳）有限公司(TrendForce)得依法请求停止任何侵害权利之行为，并得依法请求赔偿。本报告的内容和所有附件均包含机密信息，请确保对于本报告内容之机密信息严守保密之义务。

# CONTENT

## 全球储能市场

### 全球储能市场概况

#### 亚太地区

- 涵盖国家：中国/印度/日本/澳大利亚/东南亚

#### 欧洲地区

- 涵盖国家：德国/英国/意大利/西班牙/爱尔兰/  
波兰/法国/比利时

#### 美洲地区

- 涵盖国家：美国/加拿大/巴西/智利/墨西哥

#### 中东非地区

- 阿联酋/南非/以色列

## 报告框架及分析逻辑<sub>3</sub>

### 全球储能市场概况

- 四大区域市场储能装机预测（未来五年）
- 户储/工商储/大储的细分类别装机预测（未来五年）

### 各国家及地区储能装机需求分析框架

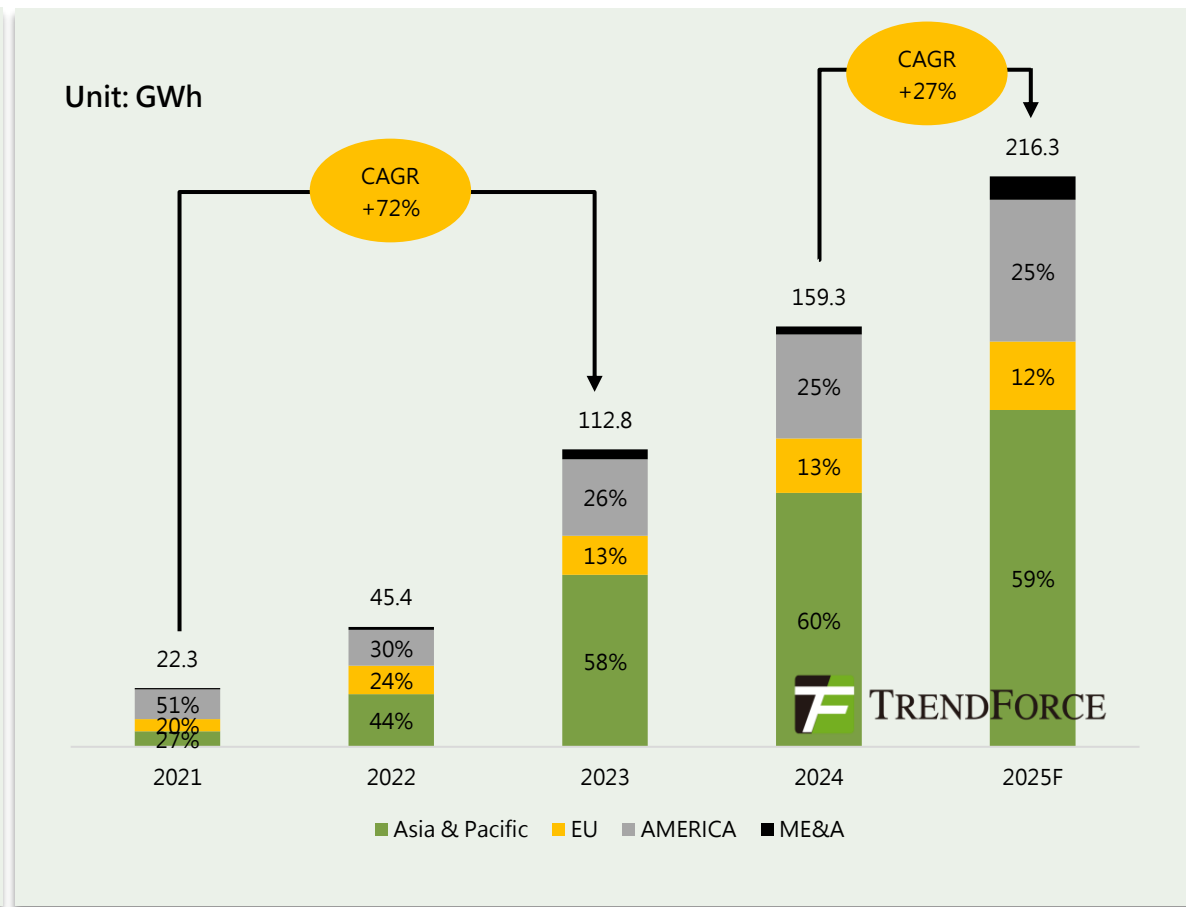
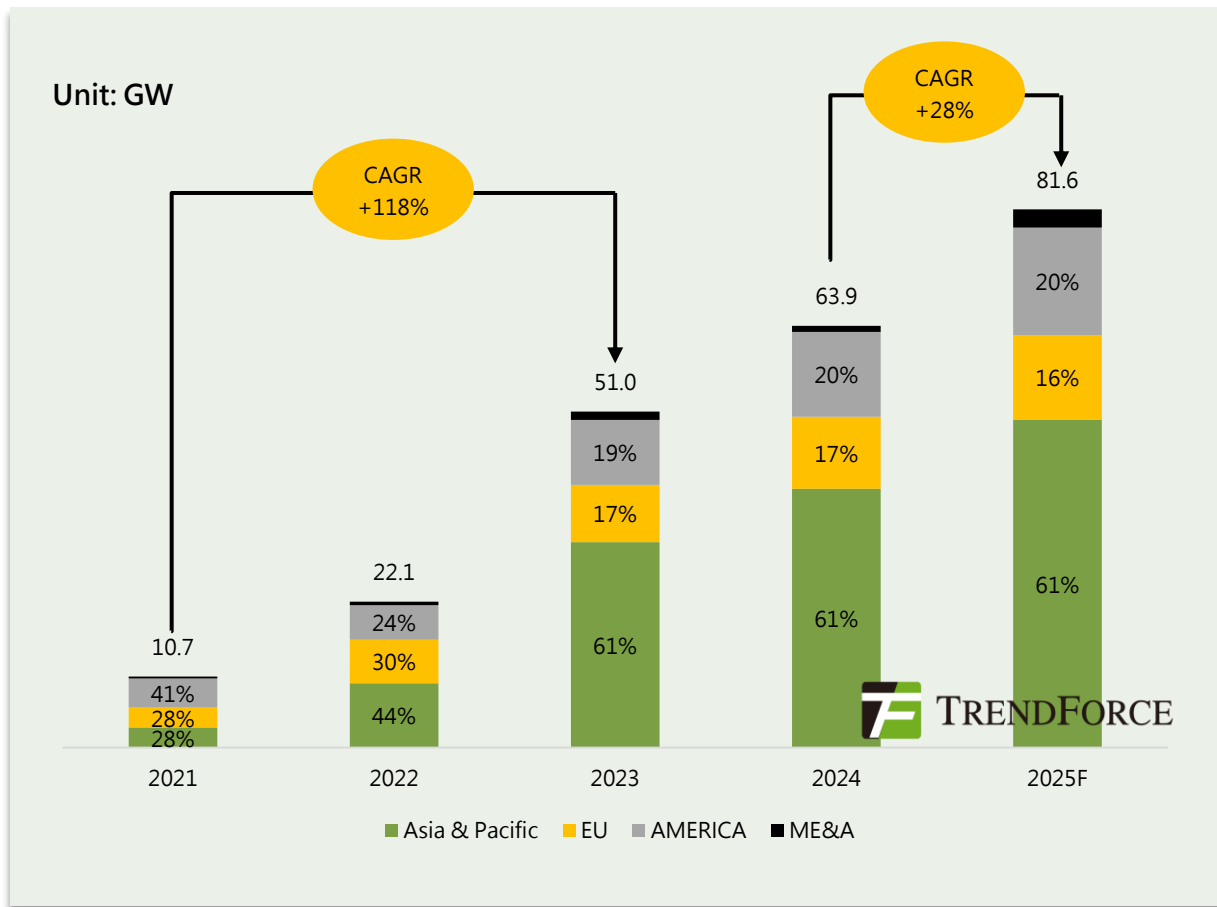
- 当下市场装机表现（月度/季度官方装机数据）
- 未来市场装机展望（未来五年）含细分类别
- 驱动/抑制储能装机需求的因素汇总
- 能源/储能顶层政策规划分析（装机目标）
- 能源/储能相关政策变化分析（财务补贴等）
- 储能相关招投标分析（容量拍卖、创新拍卖等）
- 区域市场主要玩家的业务布局/市场占比/主流产品等

A background image showing a business meeting. In the foreground, a person's hand is pointing at a bar chart on a document. Another person is holding a tablet and a pen. There are stacks of books, a calculator, and a pair of glasses on the table. The scene is brightly lit, suggesting a professional office environment.

# 全球储能市场概况

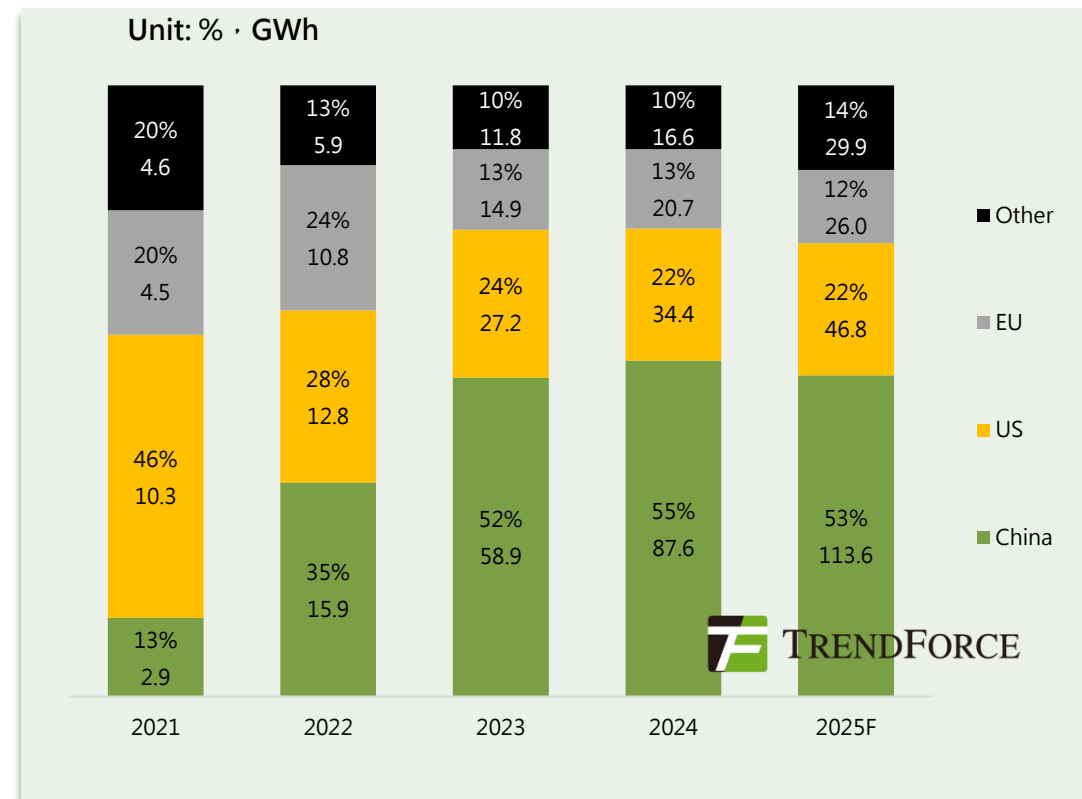
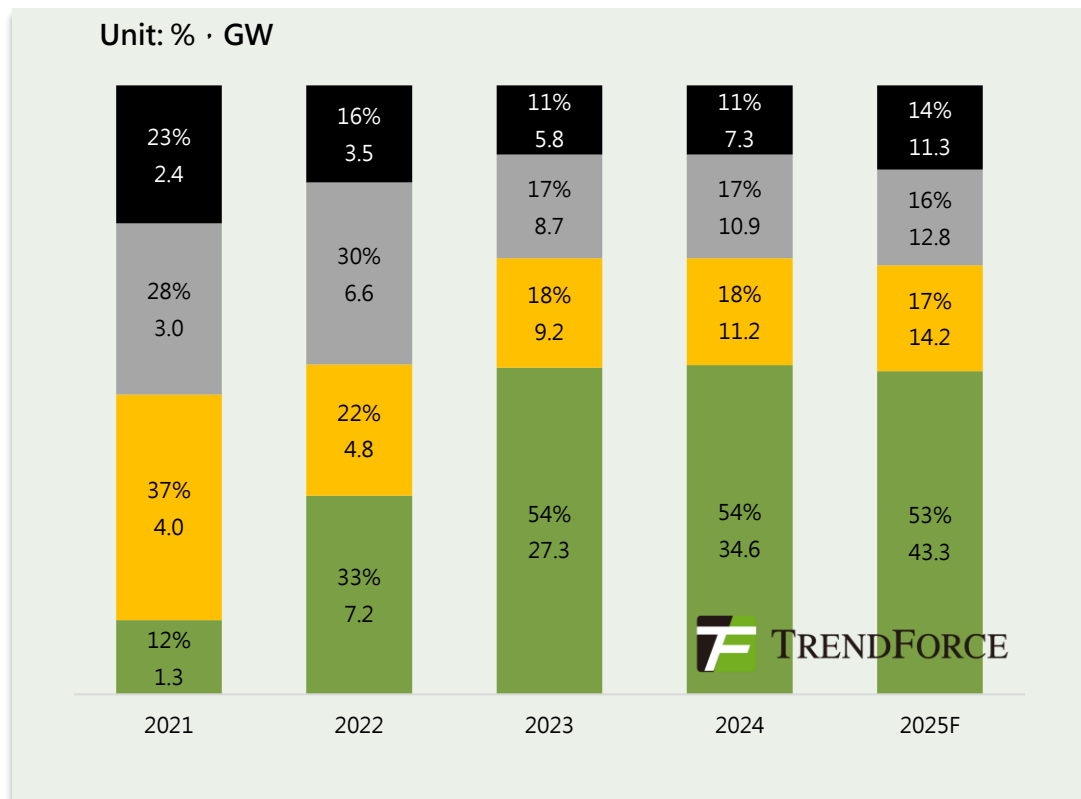
需求端

# 2025年全球储能装机保持高增但增速有所放缓，欧美占比有所回落



- 2021年~2023年，全球电化学储能总装机由11GW跃升至51GW，年复合增长率达118%，呈快速上升态势。2024~2025年全球储能装机虽仍持续高增，但整体增速大幅放缓；
- 2025年全球储能装机需求继续保持高速增长，平均储能时长稳步增长；2025年全球储能新增装机有望达 82 GW/ 216 GWh，同比 + 28%/36%（中性预期），平均储能时长约为 2.6 小时（2024年平均储能时长2.5小时）。
- 亚太、欧洲和美洲市场装机需求占比基本稳定，中东非市场稳步增长；美洲和中东非市场平均储能时长分别达 3.3 小时和3.2小时。

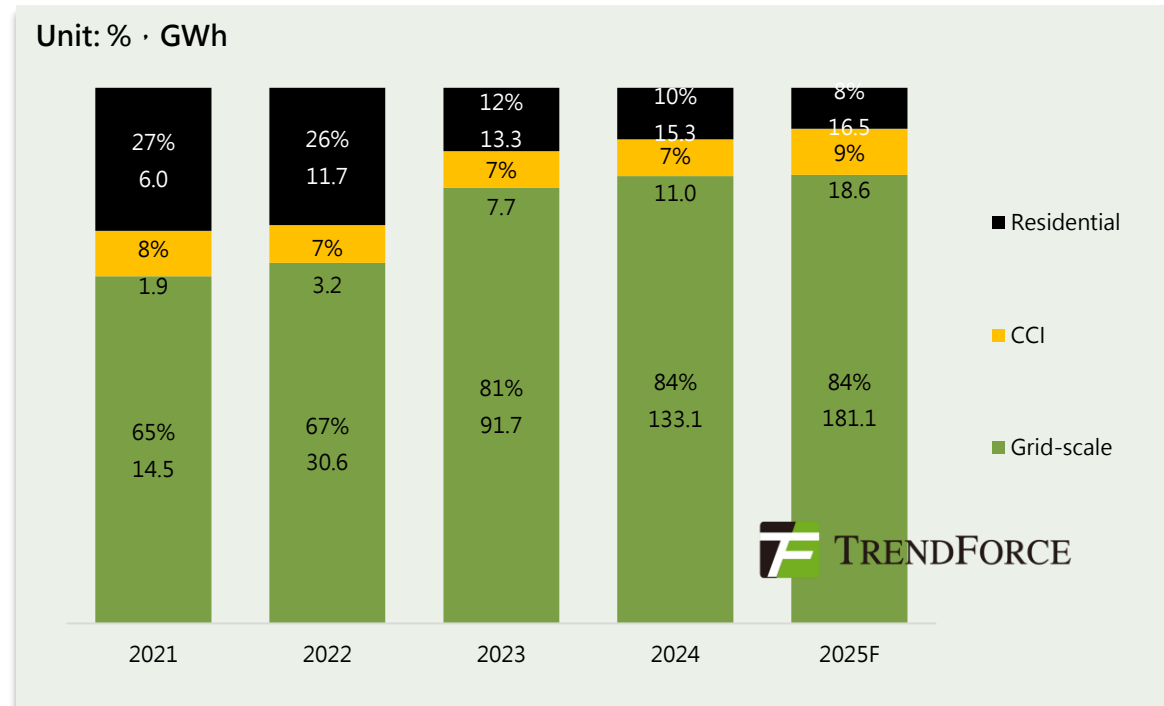
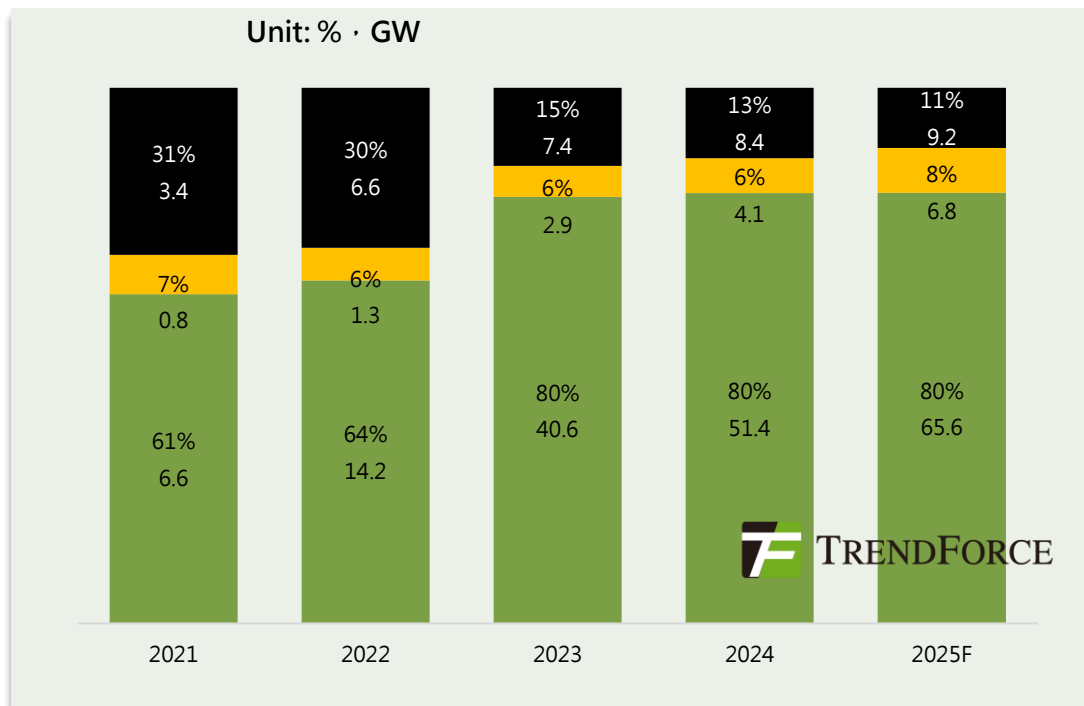
# 中美欧储能新增装机占全球的 86%，继续引领全球储能需求增长



全球储能装机区域分布


- 全球储能需求蓬勃增长，中、欧、美为主要市场；2025年中美欧三大市场装机占据了全球新增装机的86%；
- 中国：2024/2025年新型储能新增装机88/114GWh，增速分别为49%/30%，大储加速布局，工商储增长强劲；
- 美国：2024/2025年新型储能新增装机34/47GWh，增速分别为26%/36%，装机以大储为主。
- 欧洲：2024/2025年新型储能新增装机21/26GWh，增速分别为39%/26%，部分地区补贴退出导致户储需求减少，但大储需求高增，整体装机呈现正增长。

# 2025年大储仍是全球新增装机主要类型，新兴市场户储需求启动



全球新增储能细分类别装机占比预测

- 大储仍为全球储能新增装机的主要类型；2025年全球大储装机66GW/181GWh，占新型储能装机比重约80%/84%；中国、美国是大储主要市场，欧洲、中东市场也逐渐起步；国内通过电力市场化建设的逐步完善，海外通过补贴激励和市场化回报，推动大储商业模式逐渐完善，装机不断增加；
- 户储为第二大装机类型，预计2025年市场需求较2024年小幅下降，不同区域表现分化；虽欧洲部分地区户储补贴退坡，然电价和气价依旧保持高位，装机迫切性仍在，增速小幅回调，美国以及亚非拉新兴市场在高电价及电力短缺等因素驱动下有望迎来增长；
- 工商业储能装机体量相对较小，国内通过分时电价机制鼓励工商储装机，在广东、浙江等地，单日两充两放等效价差已超1.2元/kWh，投资回报率良好，装机呈现快速增长。海外工商储当前体量较小，主要由于欧、美工商业电价较低，激励机制不足，而新兴市场则处于验证阶段，海外工商储市场空间有待打开，后续增量待辅助服务市场和容量市场成熟。

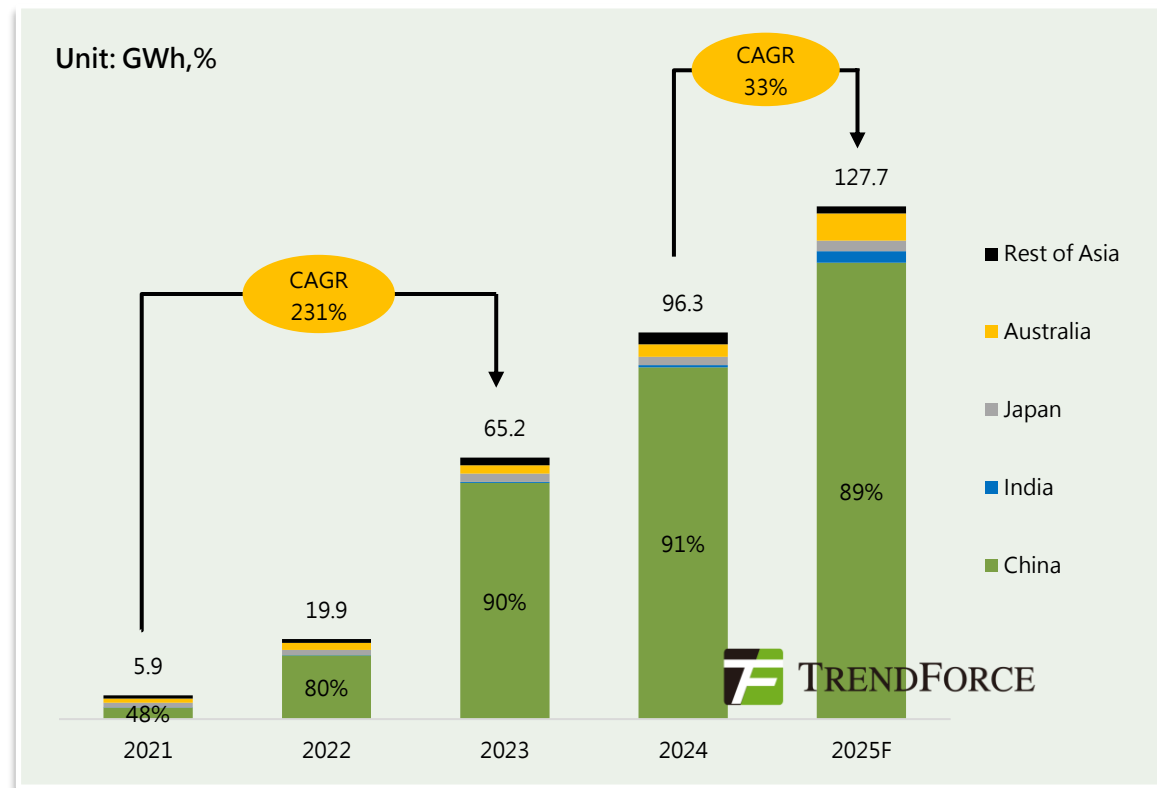
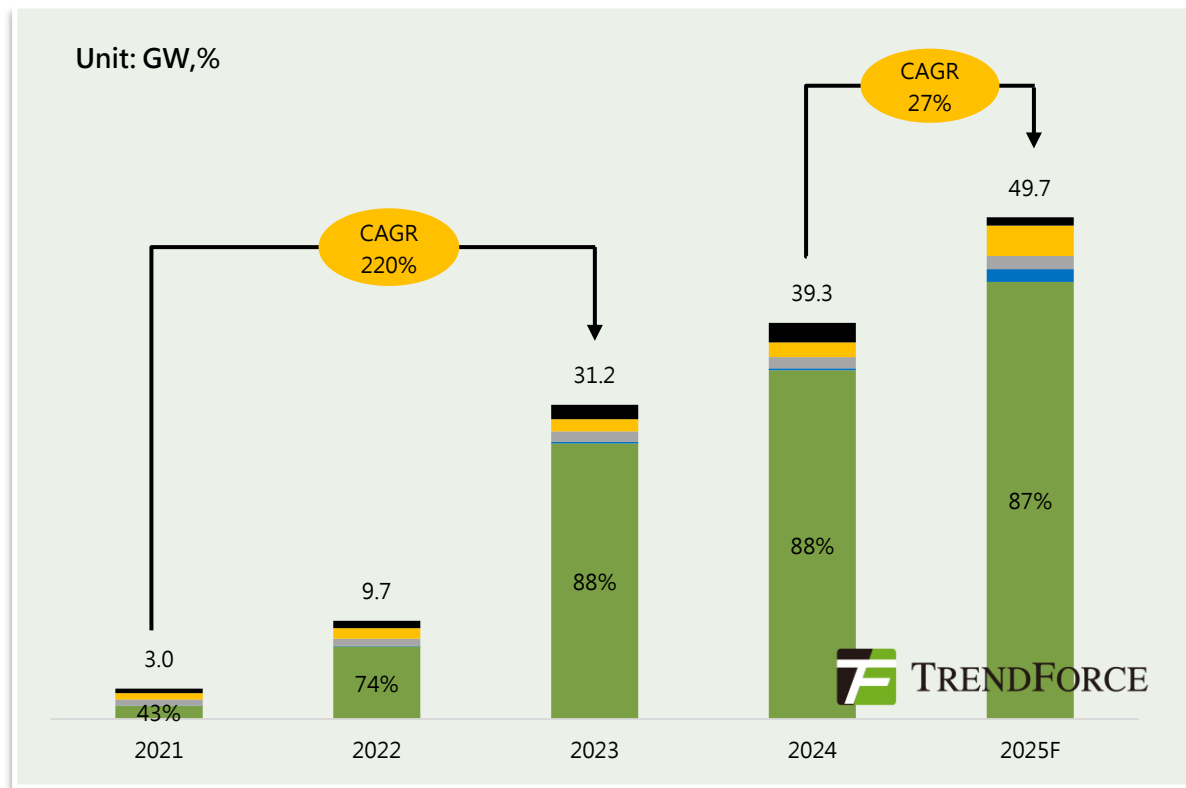
A background image showing a business meeting. In the foreground, a person's hand is writing on a document with a pen. The document features a bar chart with blue and orange bars and a pie chart. To the left, a pair of glasses and a spiral notebook are visible. In the background, another person is holding a tablet and a pen. The scene is brightly lit, suggesting a professional office environment.

# 亚太地区

中国 印度 日本 澳大利亚 东南亚

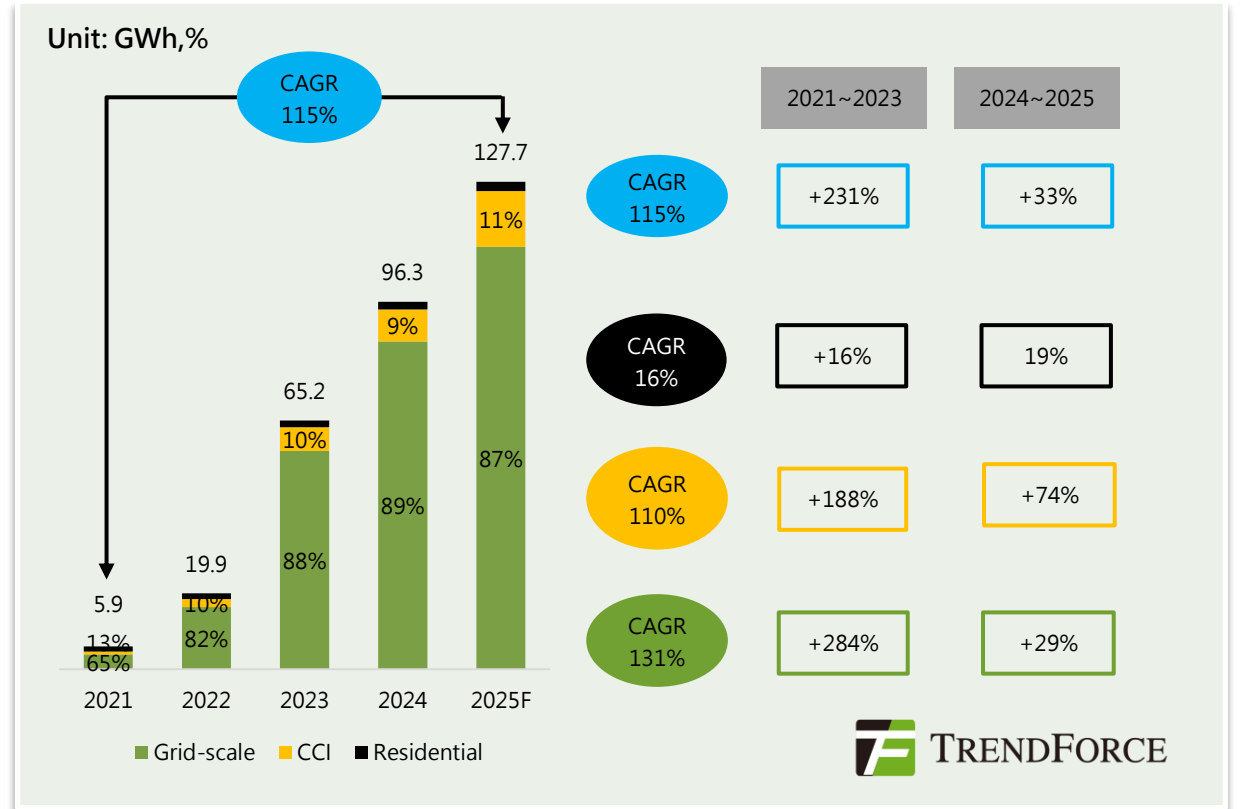
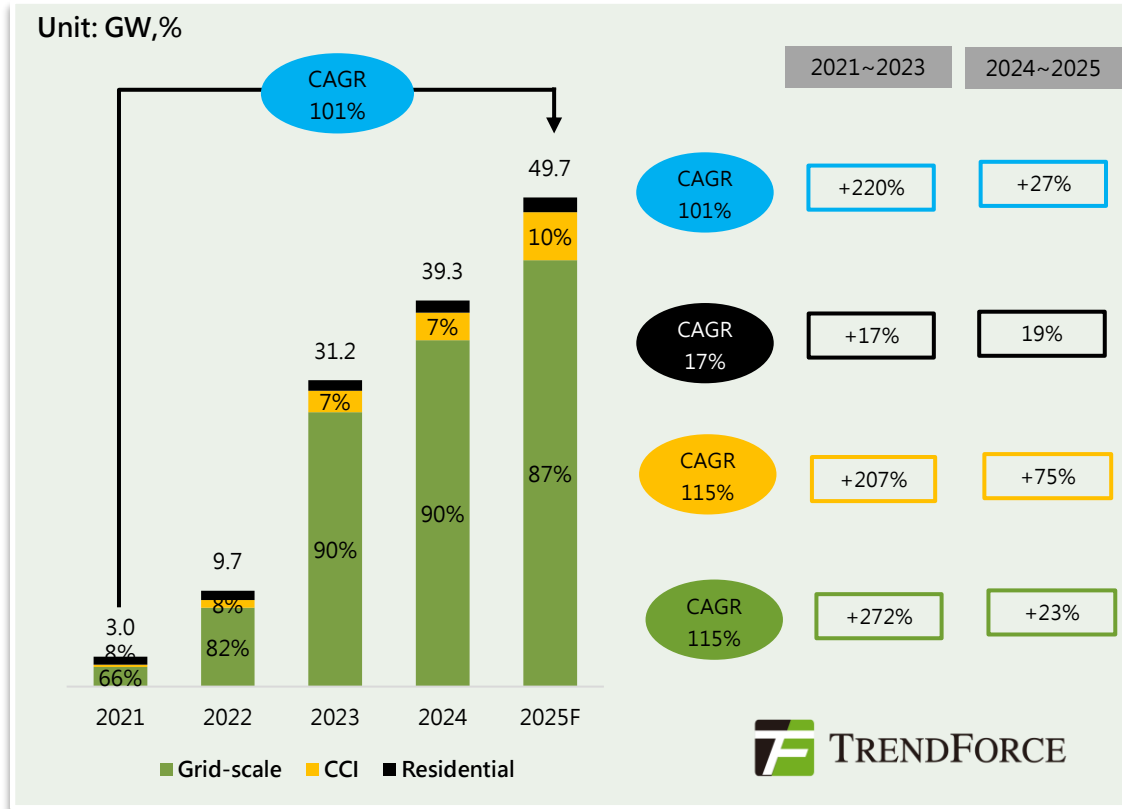
# 亚太区可再生能源及储能相关政策分析

国家	可再生能源目标	光伏目标	储能目标	激励政策	备注
中国	Net Zero Emission (2060)	775 GW (2025)	67.85 GW (2025)	强制配储	各省份对可再生能源提出强制配储的时长及比例，平均配储时长为2小时，配储比例为10%。
				直接补贴	多个地区对储能项目按充放电量、装机规模、投资金额等类型计算补贴额度，补贴上限由30万元至500万元不等。
				项目竞标	2024年H1中国储能招投标市场保持高增，招标/中标容量达 72 GWh/ 43 GWh，同比+59%/60%。
印度	Net Zero Emission (2070)	186 GW (2027)	8.7GW/ 34.7GWh (FY2026-27)	GTS税率	印度商品和服务税委员会在2018年将锂离子电池的商品及服务税从28%降至18%。
				PLI生产激励计划	减少电池行业的进口依赖度，扶植本土企业发展，印度提出先进化学电池（ACC）的 PLI 生产激励计划，预计将实现 50 GWh 的电池产能。
				净计量政策	Gujarat、Karnataka、Tamil Nadu等邦出台了净计量电价制度，一定程度上刺激了光伏市场发展，但部分邦已经开始逐步缩小净计量电价制度的应用范围或直接取消，并且中央政府设定了10kW上限。
				免除输电费用	到2025年6月为止，在电池储能项目使用的电力至少51%来自光伏或风能项目的前提下，对输电费用及馈电损失实行全额免除
				项目竞标	地方政府/中央政府/SECI等大型电力公司/私人企业举行储能相关项目招投标的频率加快，推动印度储能市场的发展。2023年共发布 8 GW/11.6 GWh 项目招标，完成约 4 GW 的项目中标。
日本	36%-38% (2030)	14%-16% (2030)	分布式储能 24GWh (2030)	FIP	日本明确从2022年4月起，将由FIT转向FIP制度，即光伏发电按电力市场规则竞价上网，政府为光伏提供溢价补贴。
				分布式储能补贴	自2019年起，日本政府及省政府大力推行分布式光储/储能系统补贴政策，推动当地的居民及企业的配储需求。
				高电价	日本市场电力零售价格较高（户用零售电价~\$0.24/度），一定程度上刺激了民众对安装光储系统的需求。
				蓄电池产业战略	为完善蓄电池制造和利用环境，该战略将在电动汽车和储能等领域投资约240亿美元，目标在2030年日本电动车和储能电池行业的总产能达到150GWh。
				RE100计划	以索尼、大和住宅为代表的30多家日本企业均加入了RE100计划，积极履行企业可再生能源责任，对日本光伏市场的发展也有刺激作用。
澳大利亚	到2030年碳排放的目标提升至43%	51GW (2030)	集中式：18 GW 分布式：4.8 GW (2030)	可再生能源证书	针对<100kW的光伏项目，安装后可以获得STC点数，并在现货市场交易，获得价值补偿。
				清洁能源创新基金	主要面向处于早期发展阶段、需要成长资金的清洁能源项目，为其提供债务和股权融资支持。
				直接补贴	QLD、VIC、SA等州为住宅或企业的光储/储能系统提供直接补贴和无息贷款，提高储能系统覆盖范围。
				绿氢	绿氢在澳大利亚的发展将进一步促进风能和光伏的需求增长。



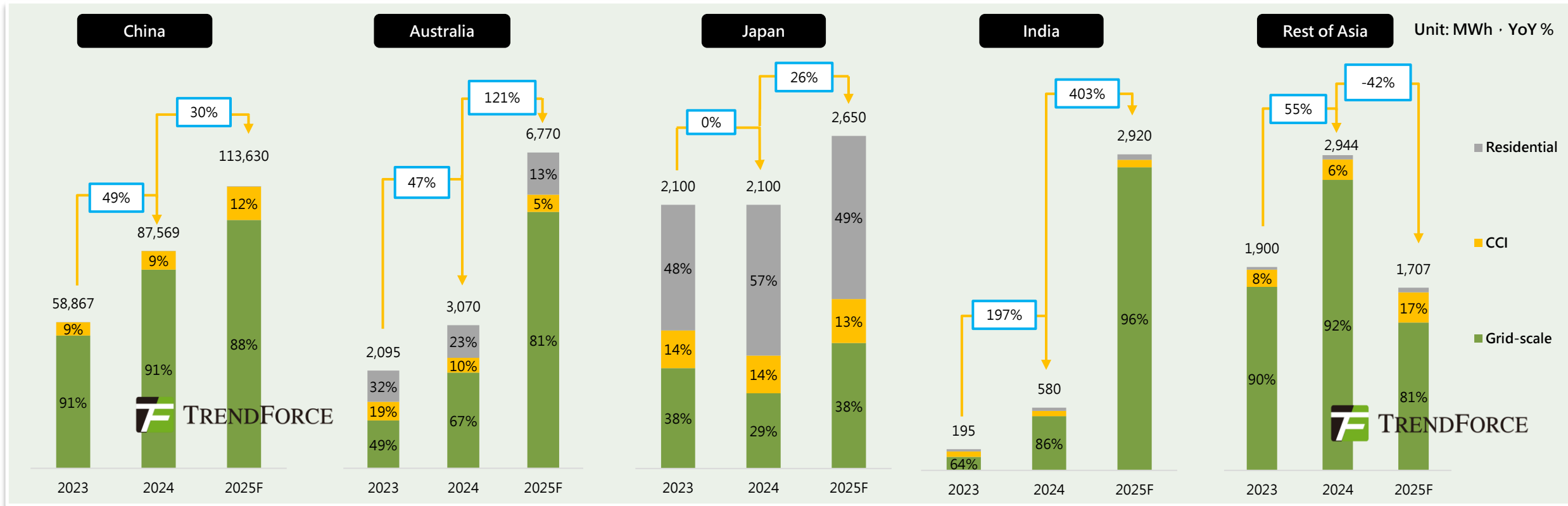
■ 中国是全球以及亚太最大的新型储能市场，澳大利亚、日本和韩国也在积极推动储能项目的发展。我们预计2024/2025年亚太市场储能装机分别为96GWh/128GWh，同比增长48%/33%。

# 亚太：2025年亚太市场大储装机持续高增，中国及澳大利亚贡献主要增量



- 2025年亚太市场大储装机持续高增，中国及澳大利亚贡献主要增量；2025年亚太大储装机量将达111GWh，同比+29%，占比高达87%，大储装机主要以中国和澳大利亚为主；工商储装机量将达14.6GWh，同比+74%，占比约11%，体量相对较小，主要系中国增速较快；

# 亚太：2025年储能装机需求将保持高增 中国需求仍占主导



- **中国**：大储：装机以大储为主，大储装机近九成。2025年取消强制配储，短期影响部分项目建设；工商储：由于分时电价机制的执行渗透率也在逐步提升；户储：由于国内居民电价较低，户储装机经济性较弱，规模相对较小；
- **澳大利亚**：电网不稳定叠加能源转型加速，储能需求体量庞大。此外，电力市场波动较大、负电价次数频发为储能盈利创造良好条件；根据澳大利亚输电运营商AEMO统计数据，目前预期及计划中的储能项目为100GW，其中计划于2025、2026年开始商业运行的大储项目规模分别约为10GWh、13GWh。潜在项目的释放将支撑2025年大储装机的高增；
- **日本**：户用、工商业储能仍是日本储能装机主力，2025年占比达62%；主要系日本为加强供电稳定性，更重视分布式可再生能源发电和储能。日本首次储能拍卖中标已于2024年4月底公布，预计2026-2027年储能并网规模爆发。
- **印度**：2025年出台的强制配储政策草案短期驱动效应较弱，储能部署仍在早期起步阶段，装机规模有限，早期主要以小型工商业储能为主，在补贴及政府主导的招投标等政策的驱动下，大型新能源配储（电源侧）及电网侧项目有望加速释放，成为印度储能项目部署的主力场景。
- **其他**：供电和输电能力相对较弱的东南亚、南亚等市场户储装机有望快速渗透；

# 2-1 2024年中国新增新型储能装机规模约为42.37GW/101.13GWh

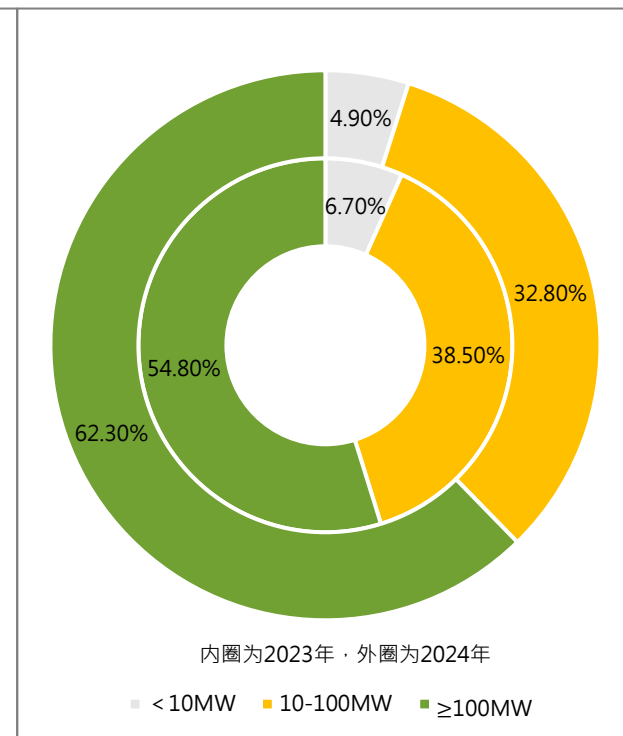
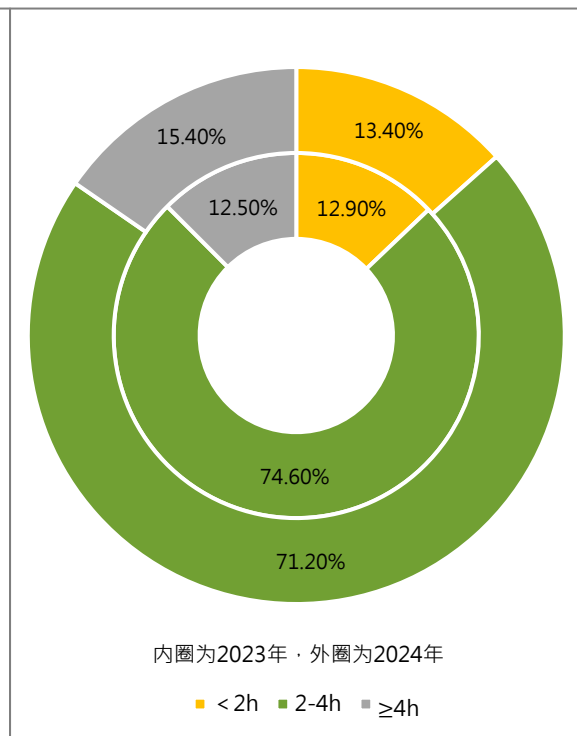
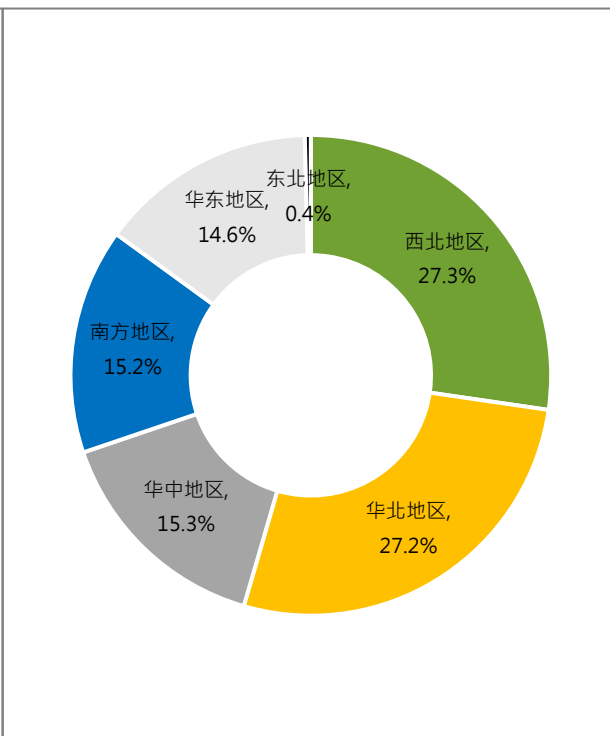
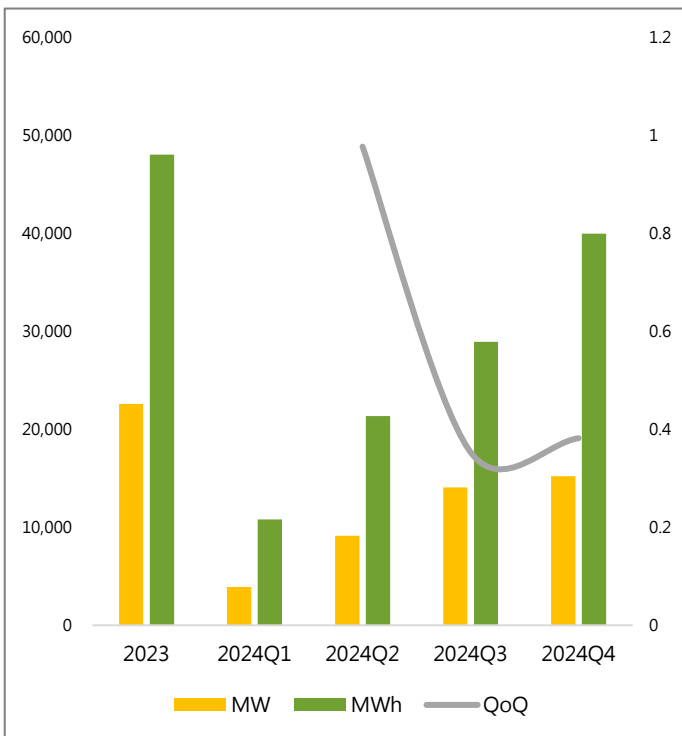
- 据国家能源局数据显示，2024年中国新增新型储能装机规模约为42.37GW/101.13GWh（储能时长约2.39小时，较2023年增加约0.26小时），截至2024年12月底，全国已建成投运新型储能73.76GW/168GWh，约为“十三五”末的20倍，较2023年底增长超过130%；从地区来看，河北、浙江、甘肃、广东、湖南、广西、河南、安徽、湖北、贵州等10省区装机规模超过200万千瓦。华北地区已投运新型储能装机规模占全国30.1%，西北地区占25.4%，华东地区占16.9%，华中地区占14.7%，南方地区占12.4%，东北地区占0.5%。
- 从储能时长看，4小时及以上新型储能电站项目逐步增加，装机占比15.4%，较2023年底提高约3个百分点，2~4小时项目装机占比71.2%，不足2小时项目装机占比13.4%。从单站装机规模看，新型储能电站逐步呈现集中式、大型化趋势；截至2024年底，10万千瓦及以上项目装机占比62.3%，较2023年提高约10个百分点，1万—10万千瓦项目装机占比32.8%，不足1万千瓦项目装机占比4.9%。

2024年中国新型储能新增装机 42.37 GW/ 101.13 GWh

2024年中国已投运新型储能新增装机地区分布

2023-2024年中国新型储能时长占比分布

2023-2024年新型储能电站装机规模分布

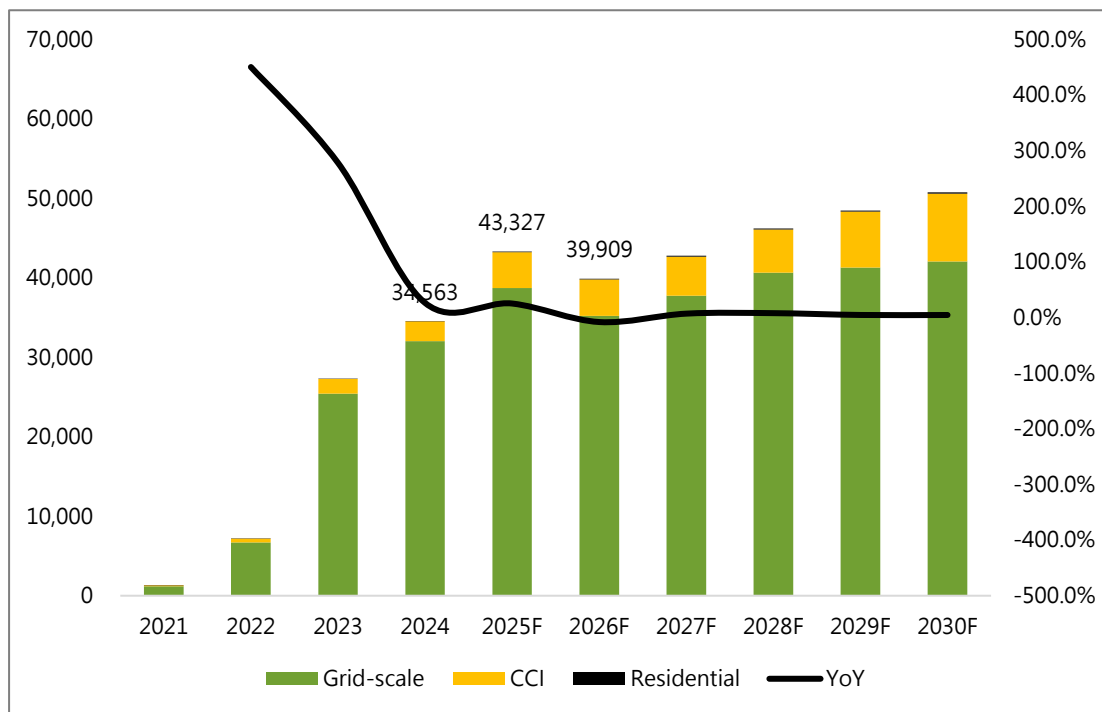


The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

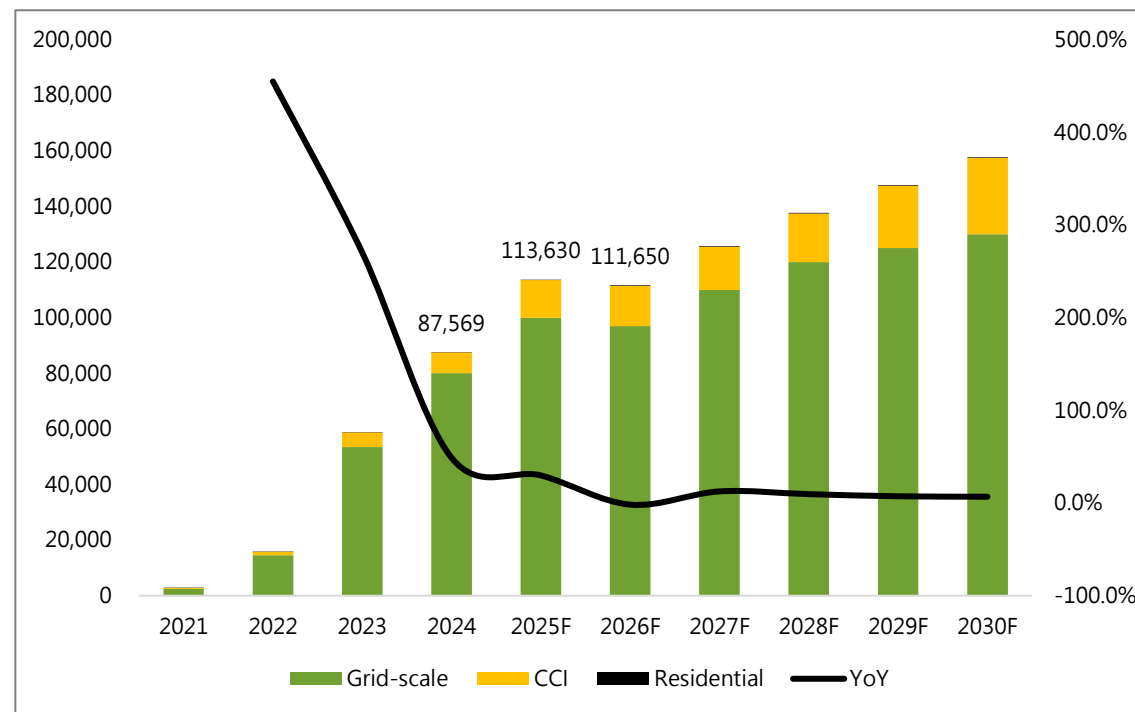
## 2-1 中国2025年新增装机有望达 43 GW/ 114 GWh，增速保持高位

- 2025年中国储能新增装机有望达 43 GW/ 114GWh，同比 + 25%/ 30%，增速将持续保持高位；
- 户储：国内电力基础设施建设较为完善，居民用电价格处于世界中低水平，储能项目经济性低，短期内难见增量涌现；工商储：分时电价政策的不断完善，工商业储能的经济性得到明显提升；此外，“136”号新政取消强制配储、推动电价市场化等新政策的出台，短期内虽会导致装机需求出现观望，然长期来看随着新能源电力入市交易，电网的波动性会更高，工商业储能经济性有望显著增强。此外，政策对储能参与电力辅助服务市场、需求响应机制等也逐步放开，为工商业储能创造了多元盈利路径；经济性提升及盈利模式多元化因素支撑下，2025年起中国工商业储能渗透率有望逐步提升；大储：强制配储政策的取消或阶段性抑制大储装机需求，但短期内尤其是2025年装机仍具备一定的支撑。一方面，存量中标项目体量庞大，业主违约可能性相对较低。另一方面，地方政策尚未出台，现行政策依旧需要配储；长期来看，在新能源发电渗透率不断提升、新能源上网电价市场化改革的背景下，经过短期的调整后，配储将由政策驱动转为市场驱动，中国大储装机仍将延续增长趋势。

图：2021-2030年中国储能装机需求预测，Unit：MW



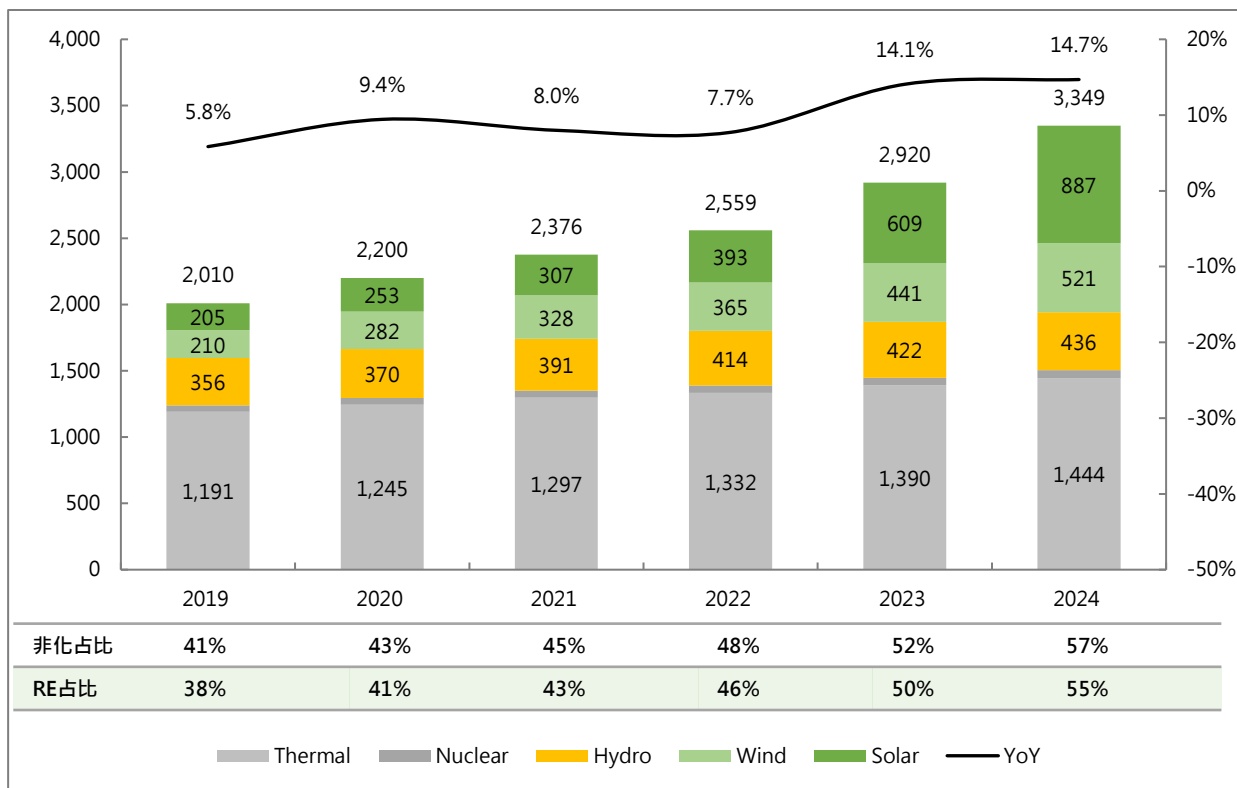
图：2021-2030年中国储能装机需求预测，Unit：MWh



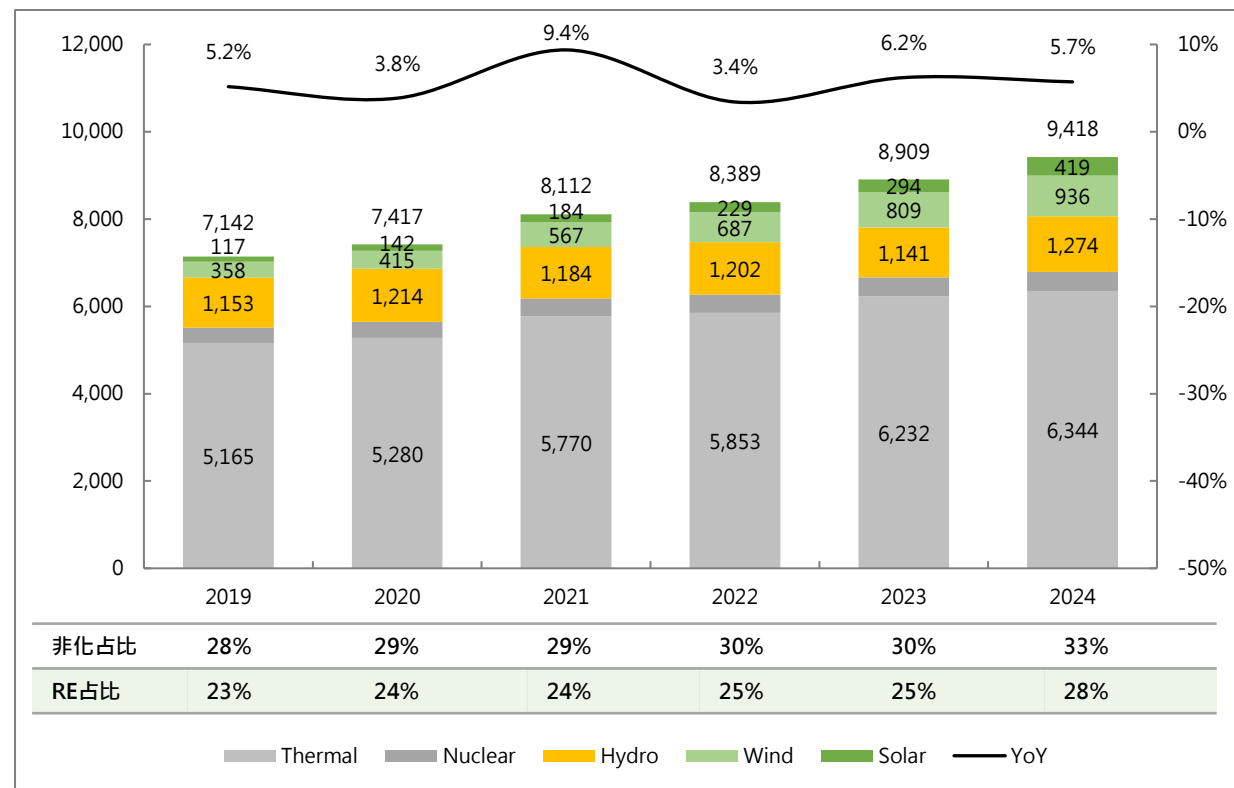
## 2-1 中国2024年可再生能源装机占比达55%，光伏发电量同比上涨43%

- 2024年可再生能源装机占全国发电总装机容量的55%，较2023年提升5个百分点；其中光伏、风能、水力发电装机比重分别为26%、16%、13%，光伏已成第二大能源。按增速来看，2024年光伏、风能和水电新增装机同比增速分别为27.8%、4.5%和79.2%。近年来，中国能源总装机容量增长主要依赖风光装机高增，并在2023年创下近10年增速的最高点，风能、光伏在电力结构中的主体地位愈加巩固。
- 2024年火力发电占比进一步下降，光伏发电增速领先；根据国家统计局发布的数据，2024年，规模以上工业发电量9418 TWh，同比增长4.6%。其中，规模以上工业火力发电量6344 TWh，同比增长1.5%，占比达67.4%，火力发电占比进一步下降；规模以上工业可再生能源发电2629 TWh，同比增长17.2%，占比28%，其中太阳能发电量达419TWh，同比增长达43%，大幅领先其他发电类别。此外，2024年全年，全国风电利用率95.9%，光伏发电利用率96.8%，仍保持较高利用水平。

图：2019-2024年中国各能源装机容量变化趋势，Unit：GW



图：2019-2024年中国各能源发电量变化趋势\*，Unit：TWh

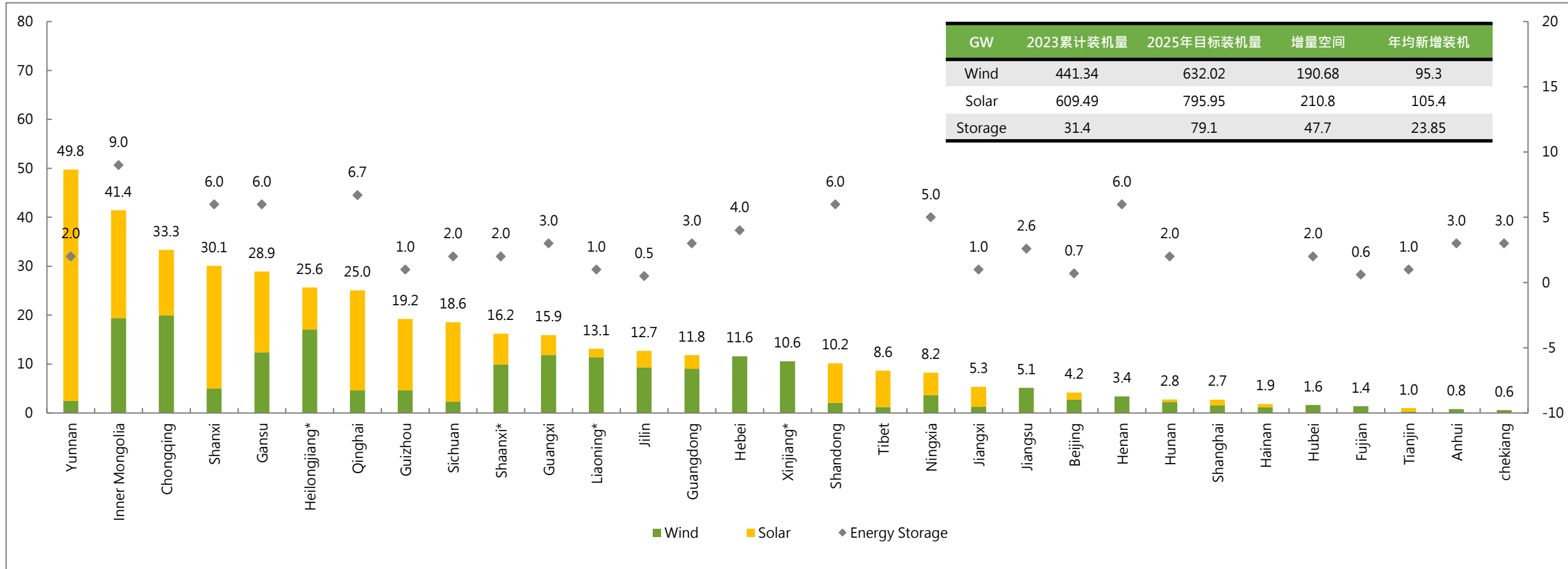


注：\*据国家统计局数据显示，各能源发电量的统计范围为规模以上工业法人单位，即年主营业务收入2000万元及以上的工业企业。因部分光伏发电量由分布式项目贡献，在该维度下未纳入统计，故未能反映真实的光伏发电情况。

# 2-1 十四五规划下，2024-25年新型储能年均新增装机需达 24 GW/ 48 GWh

■ 有25个省份发布针对新型储能的十四五装机目标，按平均配储时长2小时进行测算，2025年新型储能累计装机量达 79.1 GW/ 158.2 GWh，24-25年均增量约为 23.9 GW/ 47.8 GWh。其中，内蒙古（5 GW → 9 GW）、河南（2.2 GW → 6 GW）、广东（2 GW → 3 GW）、广西（2 GW → 3 GW）、天津（0.5 GW → 1 GW）均上调其储能装机目标，而吉林则从原来的 2.25 GW 下调至 0.5 GW。

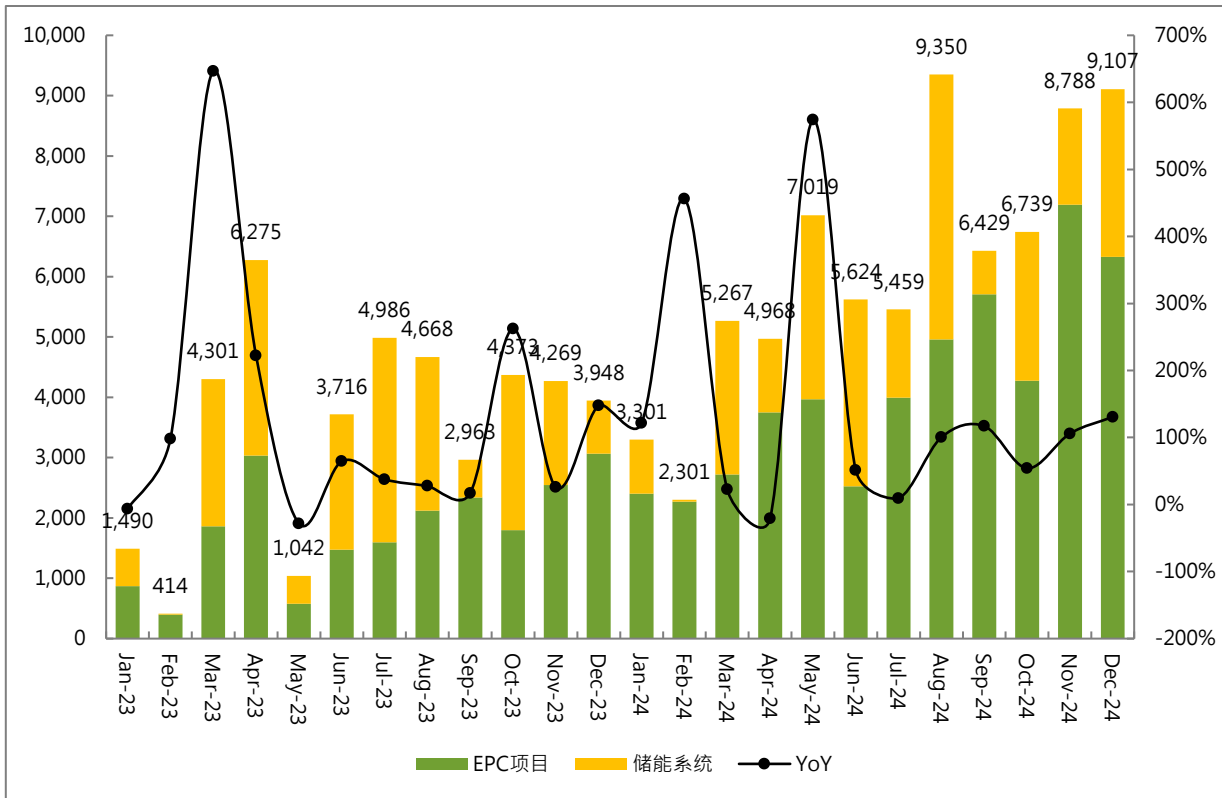
图：“十四五”规划下新型储能累计装机目标及2024-2025年风光储装机规划增量空间，Unit：GW



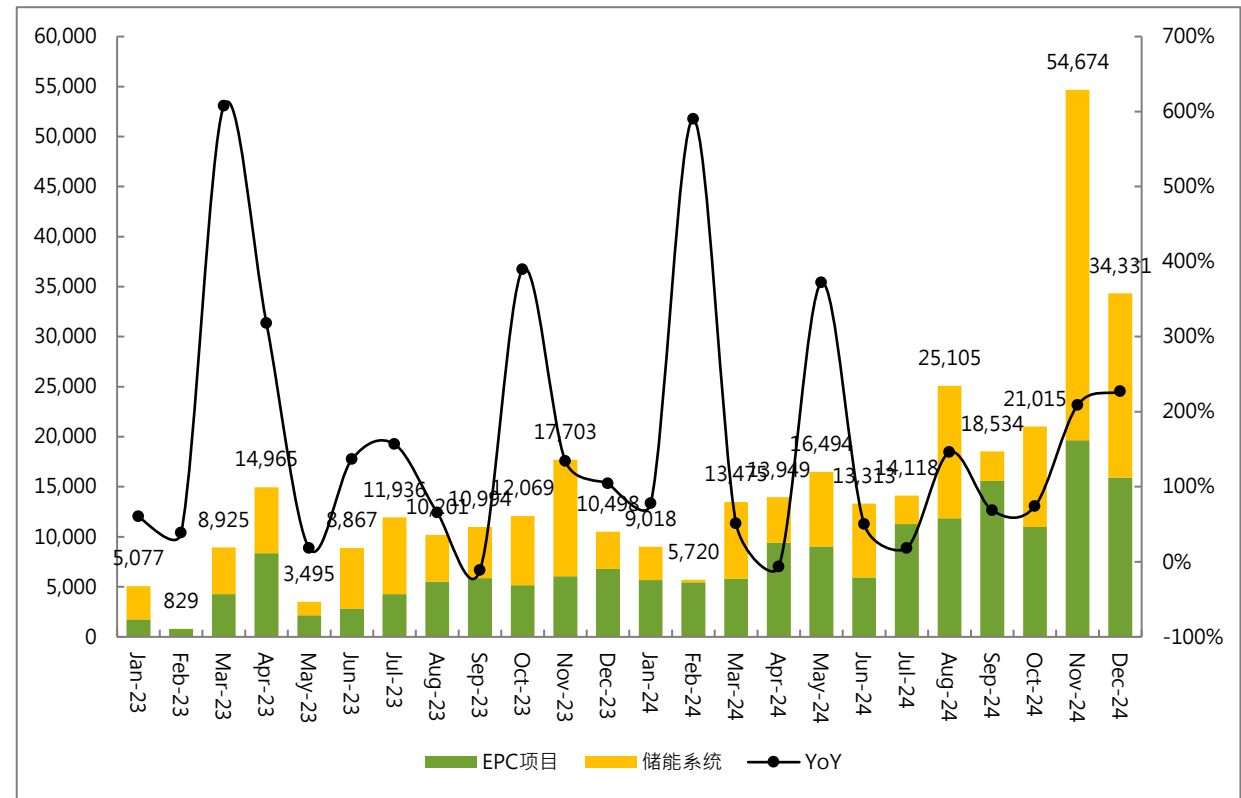
注：图表中带\*号的省份仅提出可再生能源总体规划装机规模，尚未标明光伏、风能等规划装机容量，上述省份\*装机容量为预估值。  
注：已有9个省份完成“十四五”光伏装机规划，此处光伏增量空间为零显示；全国增量空间是在剔除已完成装机目标的省份后计算得出的。

■ 2024年储能招标规模突破200GWh，其中EPC招标同比增速超100%；2024年全年累计招标量为 74.35 GW/239.75GWh，平均储能时长为 3.2 小时，同比 +75%/ +107%。其中，EPC项目年度累计招标量为 50.09 GW/ 126.51GWh，同比 +131%/135%；储能系统年度累计招标量 24.26GW/ 113.23 GWh，同比+17%/83%。此外，2024年11月招标规模创历史新高，单月招标规模突破50GWh。

图：2024年中国储能新增招标量 74.35GW (同比+75%)



图：2024年中国储能新增招标量239.75GWh (同比+107%)

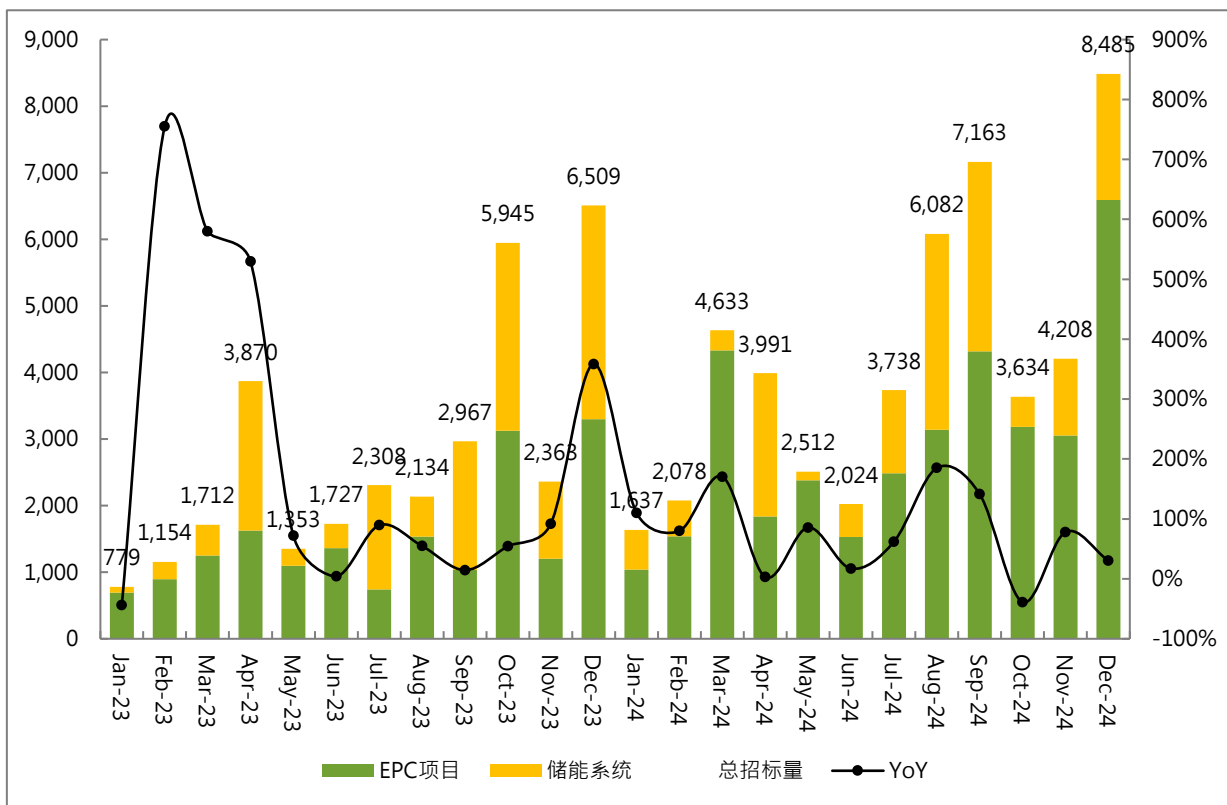


注：中国储能招标数据仅包含EPC/PC和储能系统，可研、建安工程、勘探、监理等未纳入统计范畴内。

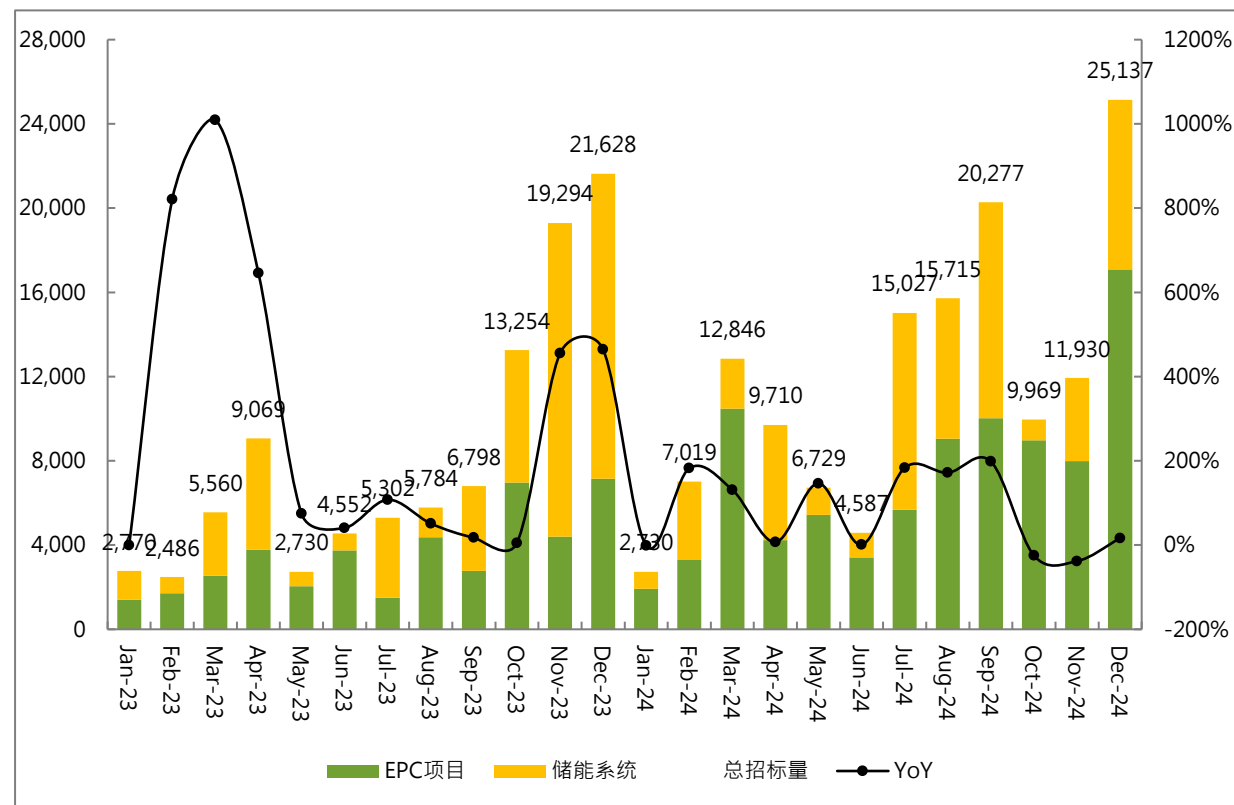
# 储能中标：2024年中国储能系统年度累计中标量 14.76 GW/ 54.13GWh

■ 2024年储能中标规模高速增长，其中，EPC中标同比增速接近100%；2024年全年累计中标量为 50.19 GW/ 141.68 GWh，平均储能时长为 2.8 小时，同比 + 53% / 43%。其中，EPC项目年度累计中标量为 35.42 GW/ 87.54 GWh，同比 +98%/107%；储能系统年度累计中标量 14.76 GW/ 54.13GWh，同比-1%/-5%。

图：2024年中国储能新增中标量50.19 GW (同比+53%)



图：2024年中国储能新增中标量 141.68GWh (同比+43%)

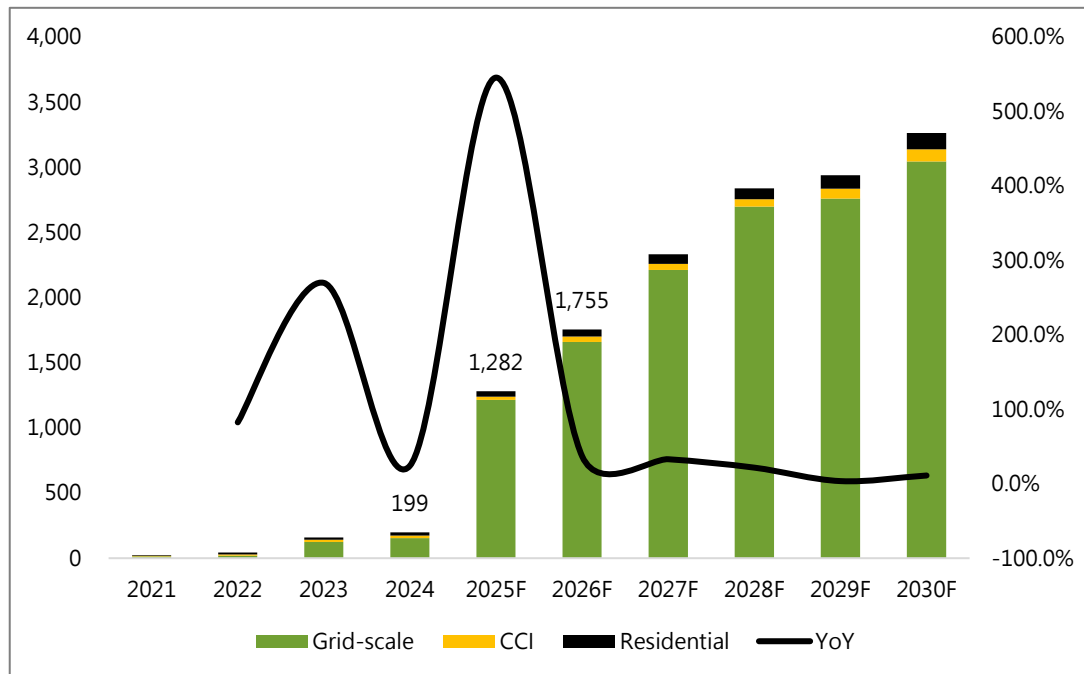


注：中国储能中标数据仅包含EPC/PC和储能系统，可研、建安工程、勘探、监理等未纳入统计范畴内。

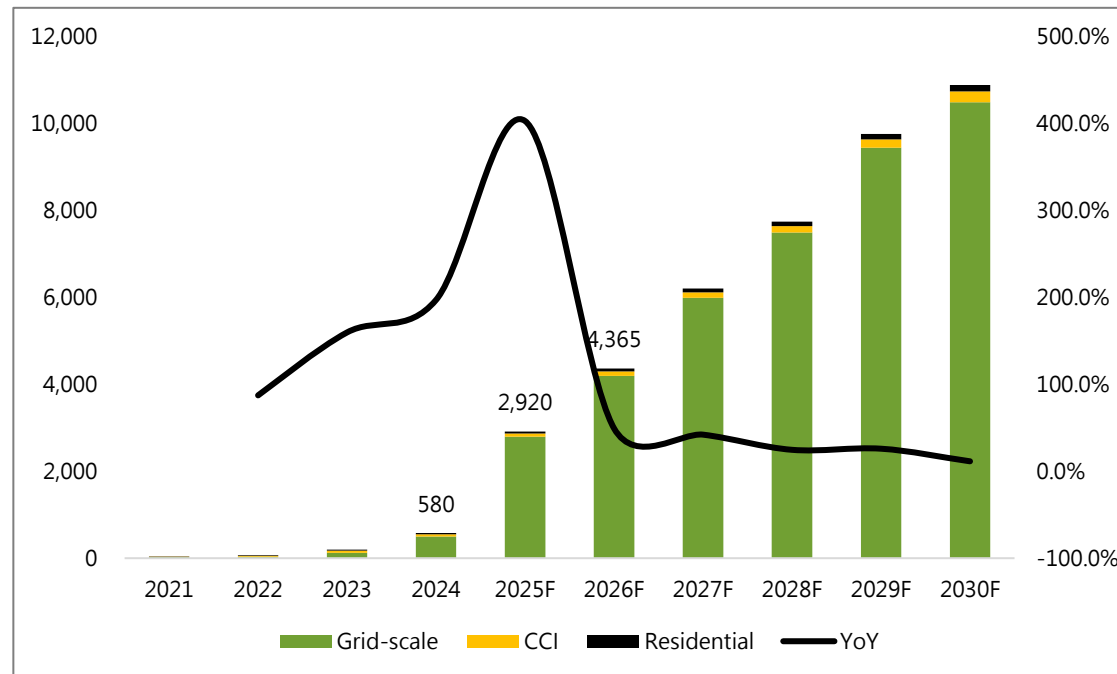
## 2-2 印度发布光伏强制配储新规建议书，或推动未来6年储能装机增长近2倍

- 截至2024年12月31日，印度的储能装机容量为4.86GW，其中4.75GW为抽水蓄能（PSP），0.11GW为电池储能系统（BESS）。根据电力部的估算，印度的能源系统到2031-2032年将需要73.93GW/411.4GWh的储能容量（包括26.69GW/175.18GWh的抽水蓄能和47.24GW/236.22GWh的电池储能系统），以与364GW的太阳能和121GW的风能进行配套。为实现储能装机目标，政策端，印度政府当前主要由可行性缺口基金计划（VFC）、储能购买义务（ESO）、招投标、强制配储（电力部已发布建议书）来驱动；产业端，印度政府发布先进化学电池计划（ACC PLI），积极推动电芯本土化建设，提升本土电池产能；在政府举措、政策支持和国际投资的推动下，印度储能市场即将迎来迅速扩张。
- 印度发布光伏强制配储新规建议书，或推动未来6年储能装机增长近2倍；2025年2月18日印度电力部（MoP）发布了一项重要的监管更新，该建议书面向所有可再生能源实施机构（REIA）和州级公用事业公司，要求所有新的太阳能光伏电力招标项目必须配备至少2小时的协同储能系统（ESS），其容量需达到太阳能项目装机容量的10%；配电许可证持有者也被授权在屋顶太阳能电站中强制要求2小时的储能系统，以提高供应的可靠性，并在太阳能发电时避免电力过量注入电网，从而减轻配电公司的压力。根据这一新储能条款，印度电力部预计到2030年将安装约14GW/28GWh的储能系统。

图：2021-2030年印度储能装机需求预测，Unit：MW

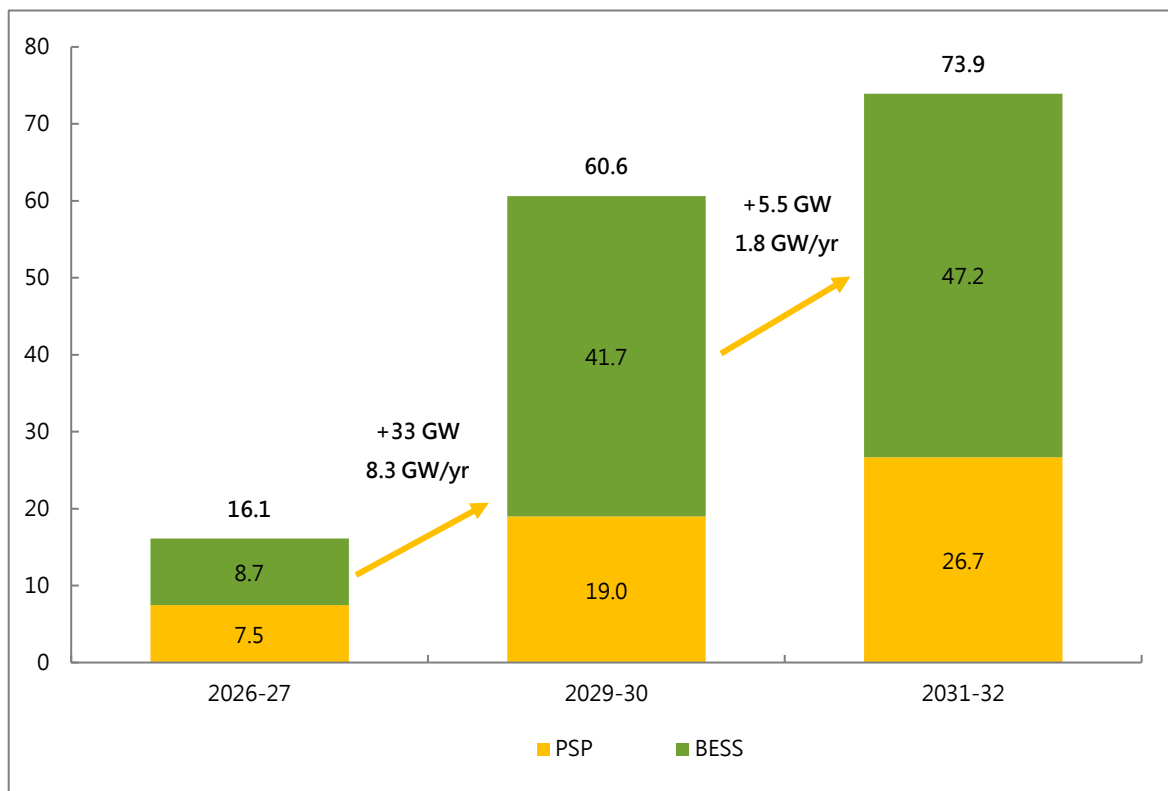


图：2021-2030年印度储能装机需求预测，Unit：MWh

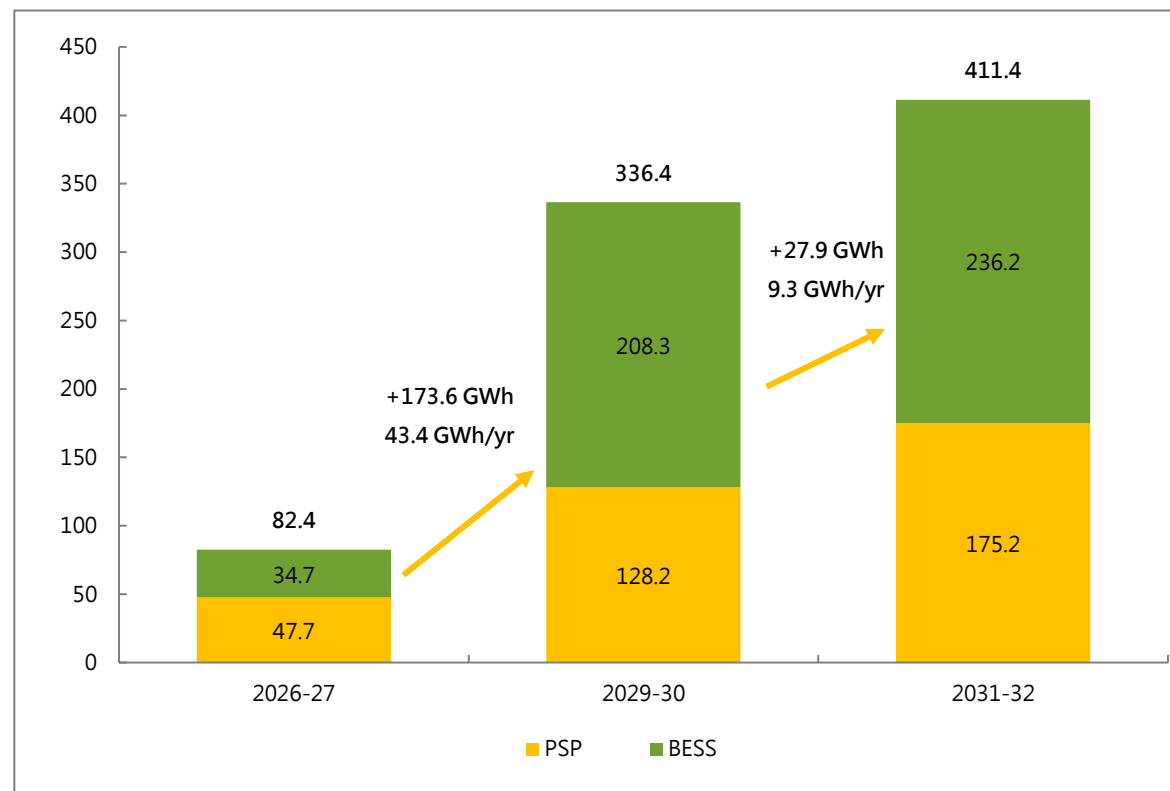


- 印度公布2031财年BESS装机目标为73.9GW/236.2GWh，70%集中在NR地区；印度中央电力局（CEA）于2023年5月发布正式版《国家电力计划2022-32》，其中提到2026-27财年电池储能（BESS）装机目标为8.7GW/34.7GWh（配储时长约为4小时），年均增量需达2.2GW/8.7GWh，以实现在高风光并网量下对电网的支撑。此外，该计划还指出，由于北部地区（NR）所需的峰时用电容量较大，BESS的部署将重点集中在该地区（占2031财年BESS装机目标的70%）。

图：印度国家电力计划 2022-32（NEP2023）储能装机目标，Unit：GW



图：印度国家电力计划 2022-32（NEP2023）储能装机目标，Unit：GWh



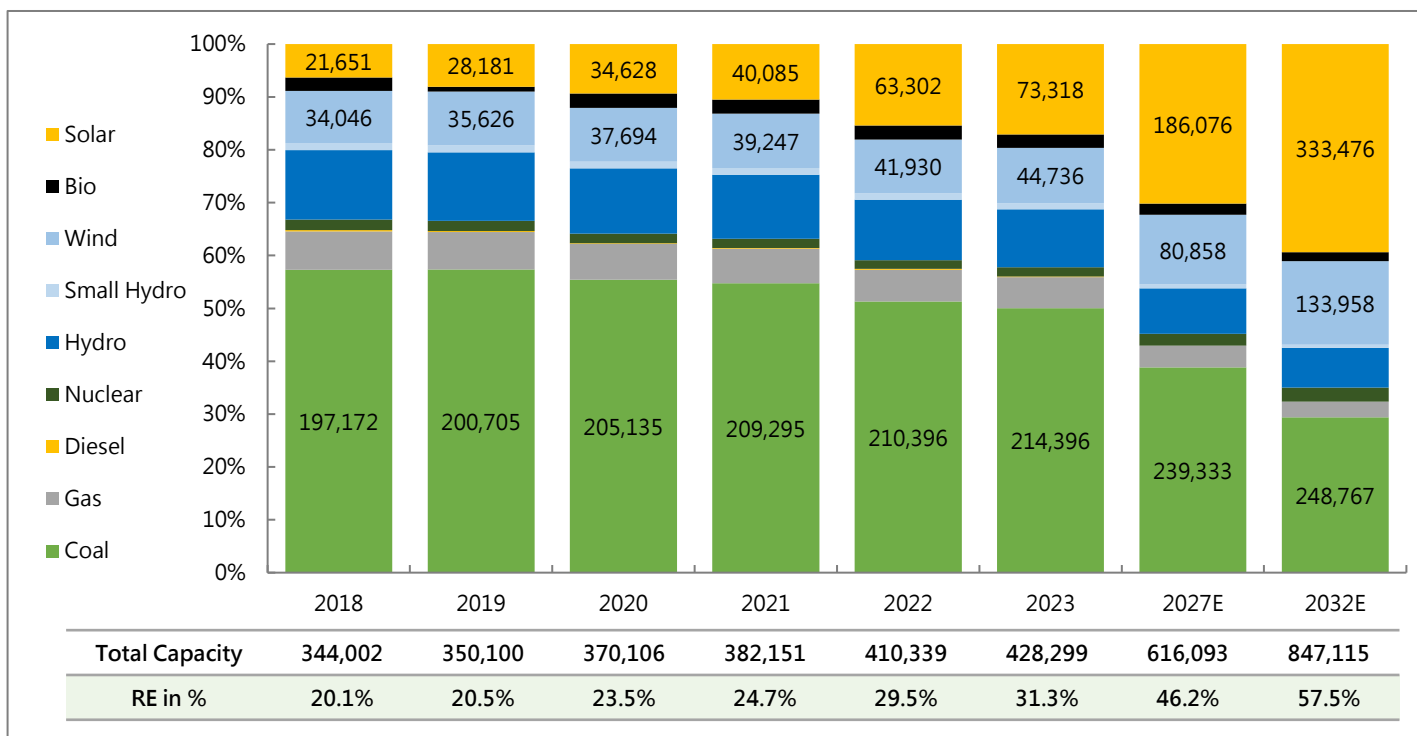
注：印度政府采用财年作为各项规划的具体时间单位，如：2026-27财年指2026年4月1日至2027年3月31日。

注：印度国家电力计划中，假设2022年之前BESS的累计装机量为零，故2026-27所设立的8.7GW/34.7GWh累计装机目标，亦为2022-2026所规划的新增装机量。

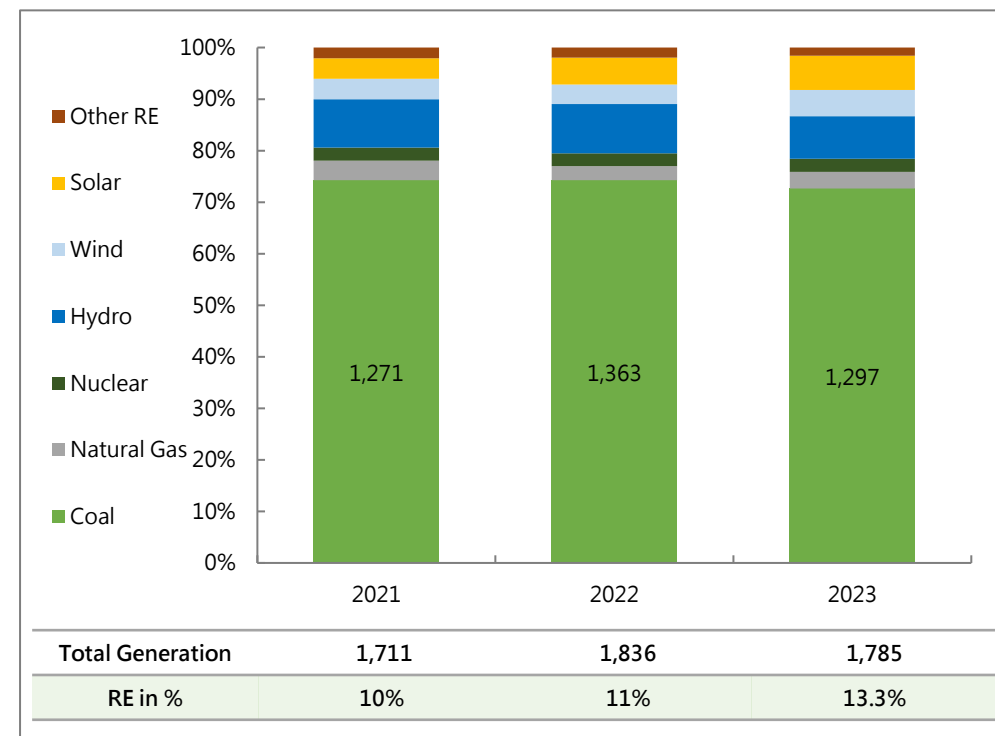
## 2-2 印度2023年光伏装机占比持续提高，燃煤机组将延迟退役

- 印度2023年煤电装机容量稳步增加，光伏装机占比持续提高；印度2023年总电力装机容量为 428.3 GW，累计同比+4.4%，其中可再生能源\*装机容量达 133.9 GW，占比 31.3%。光伏在装机增量、增速上均为表现最好的能源类别，占总装机量的 17.1%；此外，印度政府取消煤电退役计划，原定在2022-2027能源计划草案提到的退役计划（约4.6GW的燃煤发电机组将于2022-2027年间退役）亦将取消。为保障未来能源供需稳定，在2030年前将不再执行煤电退役计划，并计划延长老化煤炭发电机组的服役年限。
- 2023年燃煤发电占比受煤炭供应趋紧影响有所下降，可再生能源则稳步提升；受煤炭供应趋紧及缺乏降雨影响，2023年发电量的主要变化由燃煤发电（-66 TWh）、天然气（+7 TWh）、水力发电（-28 TWh）、可再生能源（+36 TWh）贡献。2023年可再生能源（除水力发电）发电占比为13.3%，较去年提升2.3%。

图：2018-2023年印度各能源装机容量变化趋势及2027、2032年装机规划，Unit：MW，%



图：2021-2023年印度各能源发电量变化趋势，Unit：TWh



注：\*印度传统水力发电不纳入可再生能源范畴

## 2-2 印度2025年6月前并网的储能系统将有资格免除输配电费用

- 印度政府目前正试图通过激励政策将主要依赖进口的电池生产技术本土化；印度电池储能行业对锂离子电池的需求高企，具有较大的增长潜力。然，印度锂离子电池的大部分原材料均依靠中国进口，从长远来看，印度正在努力减少对外部的依赖，例如与澳大利亚签署协议以获得稳定的锂和钴材料供应。

表：印度储能相关政策

	政策名称	发布时间	政策内容
战略 规 划	国家智能电网任务 ( NSGM )	2015.03	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NSGM是一种用于规划、监控和实施与智能电网运行相关的政策和计划的体制机制。针对开发智能电网和微型电网项目，预计投入约183 亿印度卢比</li> <li>• 在NSGM的机制下，推动可再生能源电力、能源效率以及储能的发展</li> </ul>
	便携式和固定式电池存储变革任务	2019.03	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 启动分阶段制造计划 (PMP) 有效期五年至 2024 年，以支持国内电池制造</li> <li>• 此外，目标之一是实现电动汽车全产业链的国产化</li> </ul>
	先进化学电池国家计划 ( NPACC )	2021.05	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 计划通过生产挂钩激励 ( PLI ) 计划实现 50 GWh 的 ACC 和 5 GWh 的创新 ACC 制造能力。</li> <li>• PLI 计划将由重工业部实施，预计支出约 1810 亿印度卢比。</li> <li>• 除中央政府的补贴之外，印度各邦对锂离子电池生产厂的设立也提供了其他补贴。</li> </ul>
	《2003年电力法》修正案	2022.01	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 印度电力部将储能系统归类到电力系统价值链的一部分，储能系统可独立设置或与可再生能源项目共址；建立储能系统不再需要单独的许可证</li> <li>• 电网规模的储能系统已被定义为基础设施，自 2022 年 4 月 1 日起生效，使其能够获得更多的金融机构贷款限额以及中央、邦政府的担保。</li> </ul>
	电池储能的 采购与使用指南	2022.03	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 出台明确的电池储能招标标准及流程，其中提到邦内与邦际之间的最小储能招标容量分别为 1 MW 和 50 MW，小于 250 MW 和 250 MW以上的储能中标项目需分别在中标结果公布后的18个月和24个月内完成并网。</li> </ul>
	《可再生能源和储能电力 捆绑火/水发电》修正案	2022.09	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 所有新增或现有的火电和水电项目都可以建立配储/不配储的可再生能源项目</li> <li>• 无需签署额外的PPA</li> </ul>
财 务 补 贴	《可再生能源 强制配储》修订案	2022.10	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 该政策指明，配电许可证持有人等实体必须确保可再生能源的最低消耗量。</li> <li>• <b>购买义务</b>：在 2023 年至 2024 年的时间范围内，光伏/风能通过储能消耗的总能源比例设定为 1%，到 2029 年至 2030 年逐渐上升至 4%。当每年采购和存储的能源中至少有85%来自可再生能源时，即可认为完成了储能义务指标。</li> </ul>
	FY23财政预算-可行性缺口资金	2023.02	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 可行性缺口资金 ( VGF ) 将支持 4 GWh 的电池储能系统建设 ( 基础补贴为20%，最高可达40% )，以推动电网级规模的电池储能系统的加速建设。</li> </ul>
	免除电池存储的州际 输电费及馈电损失	2023.03	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 在电池储能项目使用的电力至少51%来自可再生能源项目 ( 风能、光伏等 ) 的前提下，对输电费用 ( ISTS ) 及馈电损失实行全额免除 ( 约0.5卢比/kWh )，时间长达12年 ( 适用于2025年6月之前运行的储能系统 )。</li> </ul>

## 2-2 印度政府积极推动电芯本土化建设，提升本土电池产能

- 印度政府积极推动电芯本土化建设，提升本土电池产能；2021年5月，印度政府正式将先进化学电池计划（Advanced Chemistry Cell，\*ACC Project）纳入生产关联激励计划（Production Linked Incentive，\*PLI），投入1810亿卢比资金，通过补贴的方式激励电池企业在印度实现本地化生产，计划产能规模达50GWh。ACC PLI第一轮招标于2022年3月结束，共四家公司获得50GWh总产能：印度电动汽车公司Ola Electric Mobility Pvt Ltd获20GWh，Reliance New Energy Ltd和Rajesh Exports的储能子公司ACC Energy Storage各获5GWh，后因现代汽车集团发表全球声明，表示现代环球汽车（Hyundai Global Motors Company Limited）与现代汽车毫无关联。印度政府对现代环球汽车合规资质存疑，最终取消其中标的20 GWh额度。2024年8月，政府就剩余20 GWh重新招标，Reliance中标其中的10 GWh，另外10 GWh仍在审议中；
- 政策补贴力度空前但约束条件多，本土电池产能落地难度较大；① 电池制造涉及复杂的技术研发和工艺要求，印度在这一领域的技术积累相对薄弱；② 建设经验薄弱，工期存在滞后可能：由于印度本土电池工厂建设经验较少，对于政策要求的2年内投运，难度较大。③ 政策补贴滞后，企业前期资金压力较大PLI需要企业投产且达到25%国内增加值的情况下，开始按季度兑现补贴。这相当于在项目前期，企业需要使用自有资金，支撑项目建设。锂电本身是重资产项目，高额的前期投入，将加重企业营运负担，项目的可持续性受到挑战；④ 原材料供应链依赖印度在关键原材料（如锂、钴等）及锂电四大主材的供应上高度依赖进口，尽管政策鼓励本地化生产，但印度短期内暂无法解决本土供应的问题，政策要求的本土增加值门槛达标难度较大。

表：印度ACC（先进化学电池计划）PLI政策要点

政策要点	细节
激励金额与预算规模	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 政府计划在政策实施的五年内，拨款1,810亿卢比（约21.6亿美元），在印度本土建立总计50 GWh先进化学电池产能，以及额外5 GWh高性能电池产能。项目产能的分配将以招投标的形式进行。</li> </ul>
补贴细节	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>时间限制</b>：企业的制造工厂必须在两年内投入运营。</li> <li>■ <b>国内增加值及投资强度要求</b>：企业必须确保在两年内达到至少25%的国内增加值（domestic value addition），并且投资强度需要达到每GWh 22.5亿卢比（约合每GWh 0.27亿美元）。另外，企业需要在五年内达到至少60%的国内增加值。</li> <li>■ <b>补贴发放时间</b>：制造项目投运，同时国内增加值达到25%以上，补贴开始发放。补贴按季度发放，连续五年。</li> <li>■ <b>补贴金额计算</b>：适用的每千瓦时补贴金额*期间实现的增值百分比*实际销售的先进化学电池数量（以每千瓦时计），具体的每千瓦时补贴金额将由一系列的评议流程所决定。补贴上限：补贴金额上限为电池销售价格（不含消费及服务税，Goods and Service Tax）的20%。</li> </ul>

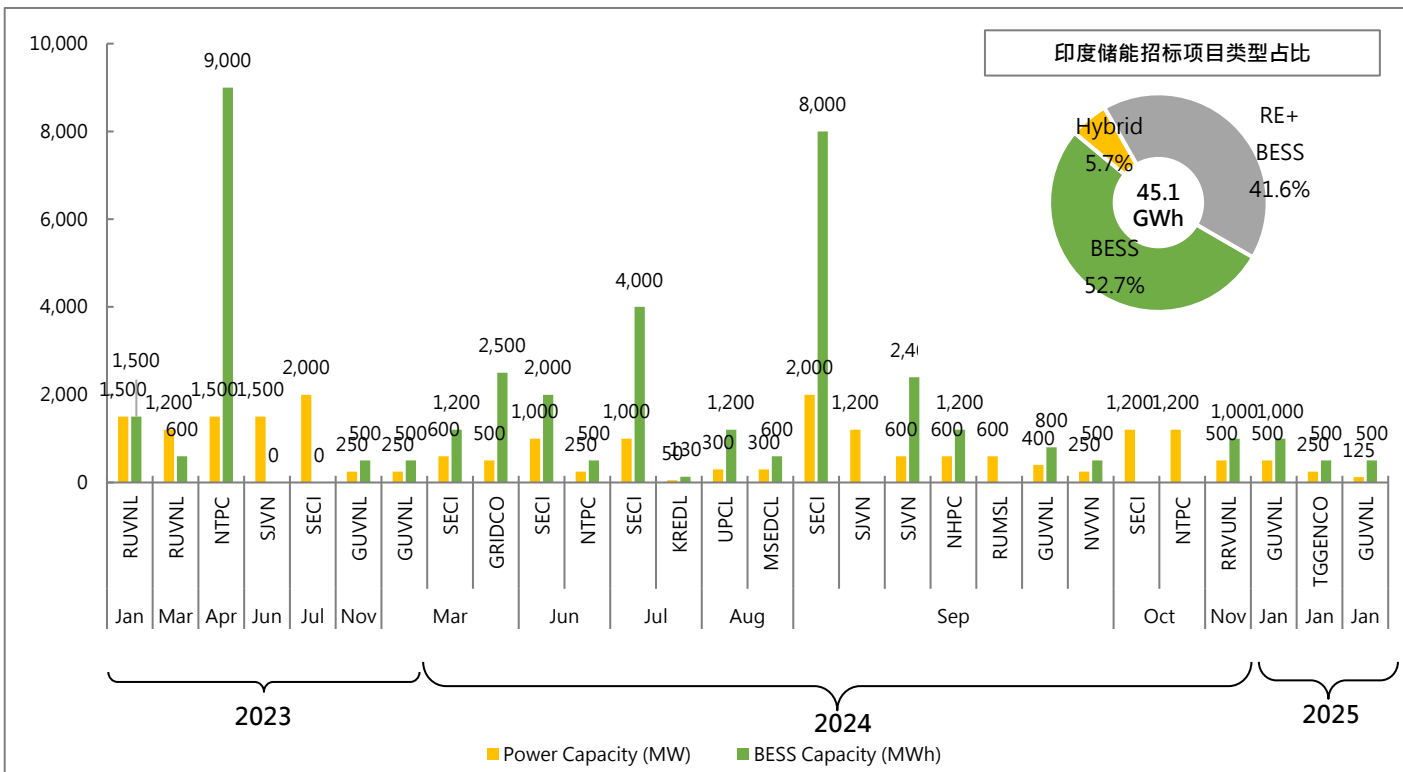
表：印度ACC PLI中标结果

中标者	电池产能配额（GWh）
Ola Electric Mobility Pvt Ltd	20
Reliance New Energy Ltd	15
Rajesh Exports	5
TBD	10

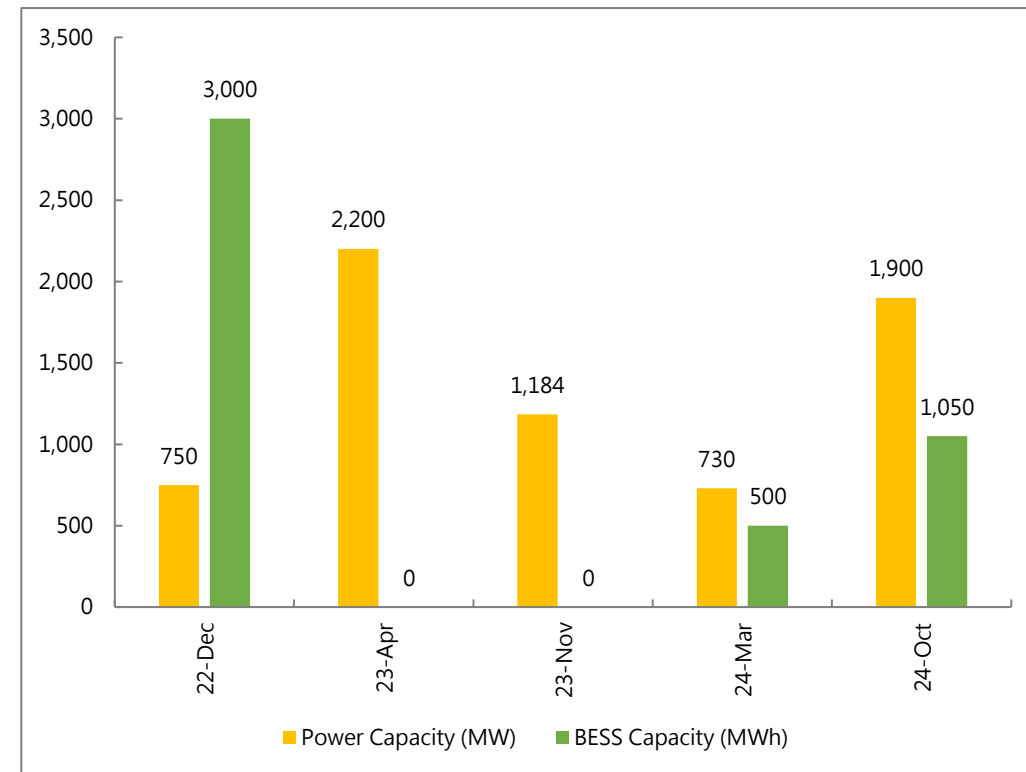
## 2-2 2024年印度储能招标量约为12.8GW/ 26.53 GWh，独立储能正在逐步起量

- 印度目前以大规模/特大规模储能项目招标为主，容量均在 500 MWh 以上，预计2024年储能招标需求将保持持续增长，以匹配印度可再生能源市场的高增长及为落后的电网系统减轻峰时供电压力。
- 2024年储能相关项目招标量约为 12.8GW/ 26.53 GWh；其中9月单月储能招标量约5.65GW/12.9GWh，占2024年招标总量约44%/49%；从项目类型来看独立储能和新能源配储项目正在逐步起量，响应印度电网负荷加重，可再生能源馈电上网压力涌现，预计该占比将持续增长。

图：2023-2025年2月印度储能项目招标容量，Unit：MW，MWh



图：2023-2025年2月印度储能项目中标容量，Unit：MW，MWh

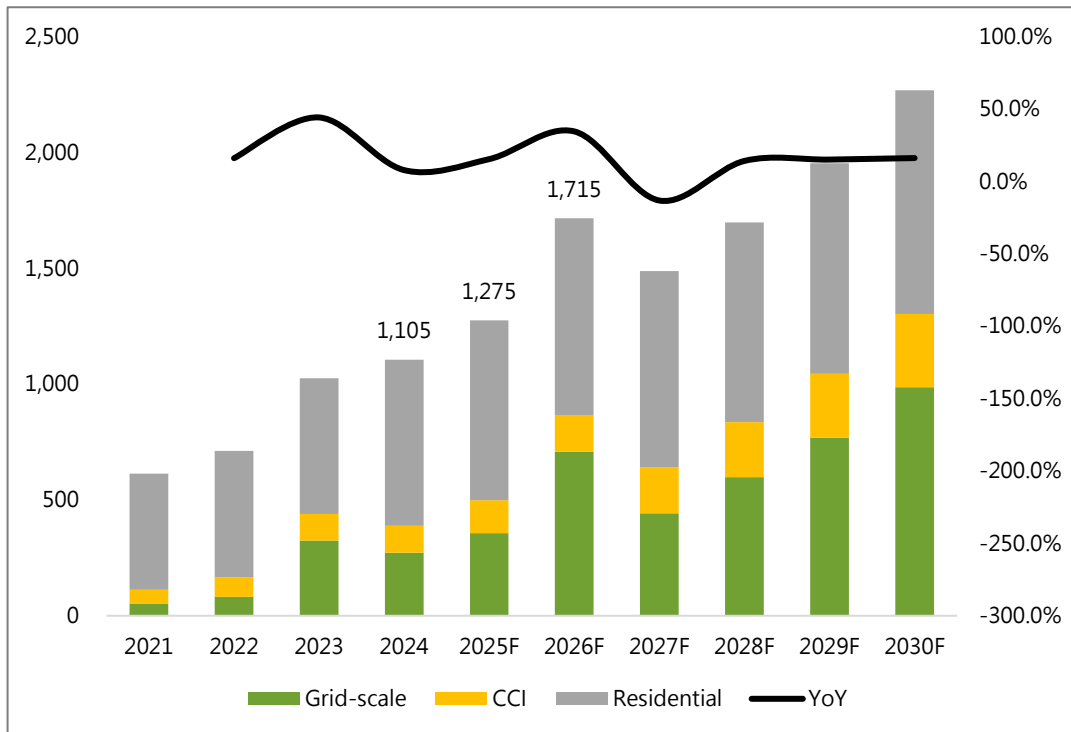


注：① 部分招标及中标项目未公开电池储能能量容量（MWh）；② 招标/中标项目类型包含独立储能、可再生能源配储及尚未确定技术路线的储能项目

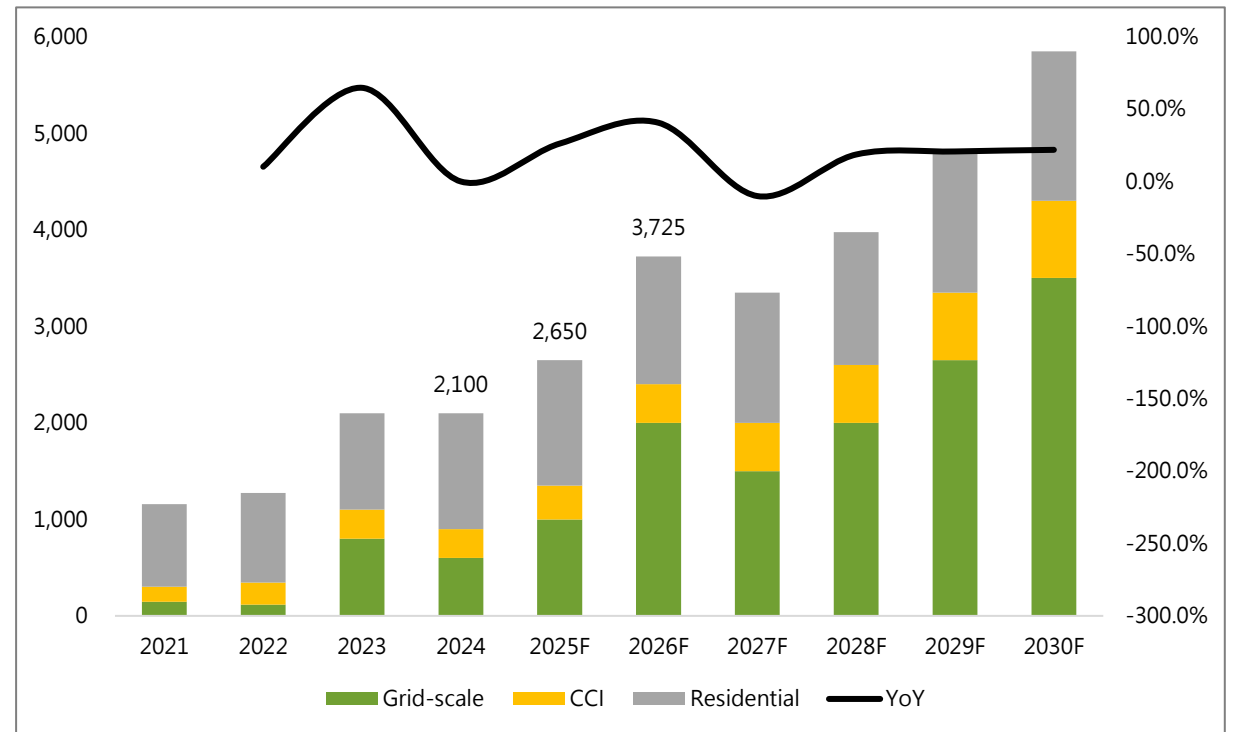
## 2-3 日本储能供给端本土化要求政策或将趋于宽松，推动储能装机提升

■ 短期内日本更重视用户侧储能支持和补贴；日本国土面积小、能源需求量占比大，相比大规模太阳能发电站，更倾向于发展屋顶光伏产业和分布式电站；分布式储能：日本当前主要以分布式储能为主，核心驱动因素包括自然灾害和居民限电政策导致的应急备电、较高的居民电价、FiT补贴退坡、住宅补贴政策等；大储：电力市场建设日趋完善，形成日前、日内市场以及远期市场的多市场交易体系，创建了非化石电力交易市场、基荷电力市场、间接输电权市场、容量市场、供需调节市场（辅助服务）5个新市场。整体来看，日本调节性资源需求整体较高，但由于供给端的本土化要求较高，并网调节严格导致存量储能需求未能得到释放。长期来看，日本与其他国家电网互联较少，储能成为未来电力发展的必需品，储能供给端政策或将趋于宽松，推动储能装机提升。

图：2021-2030年日本储能装机需求预测，Unit：MW



图：2021-2030年日本储能装机需求预测，Unit：MWh

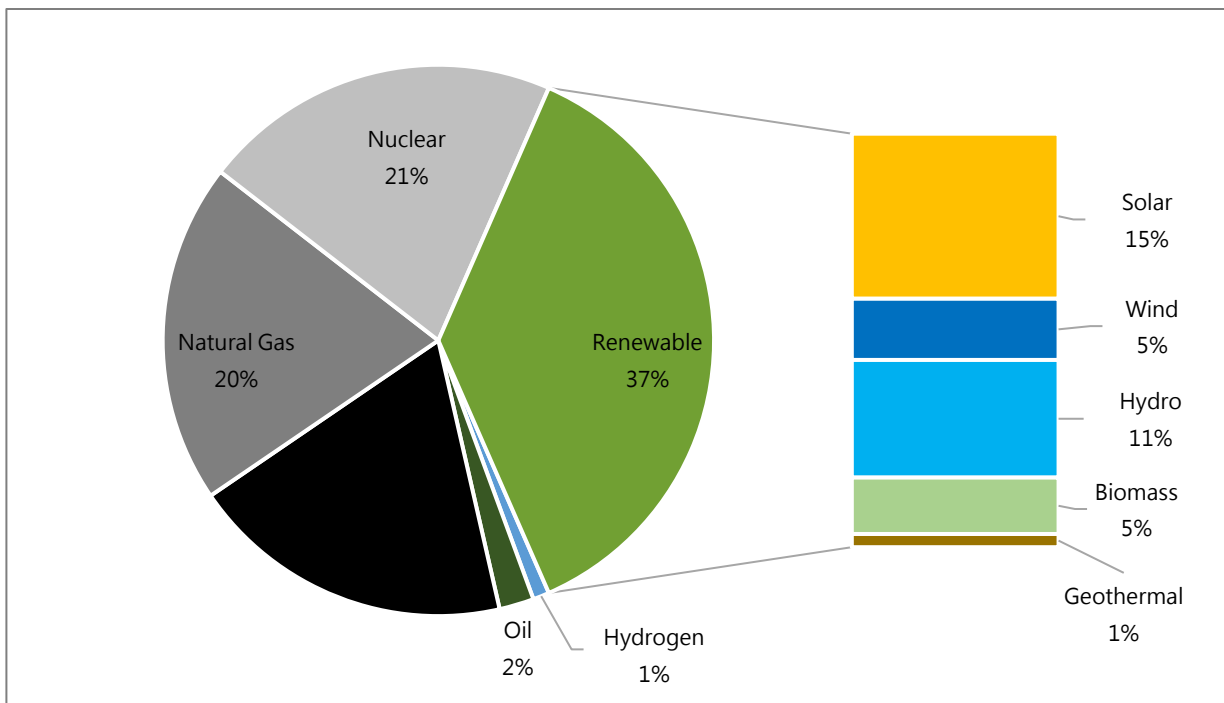


The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

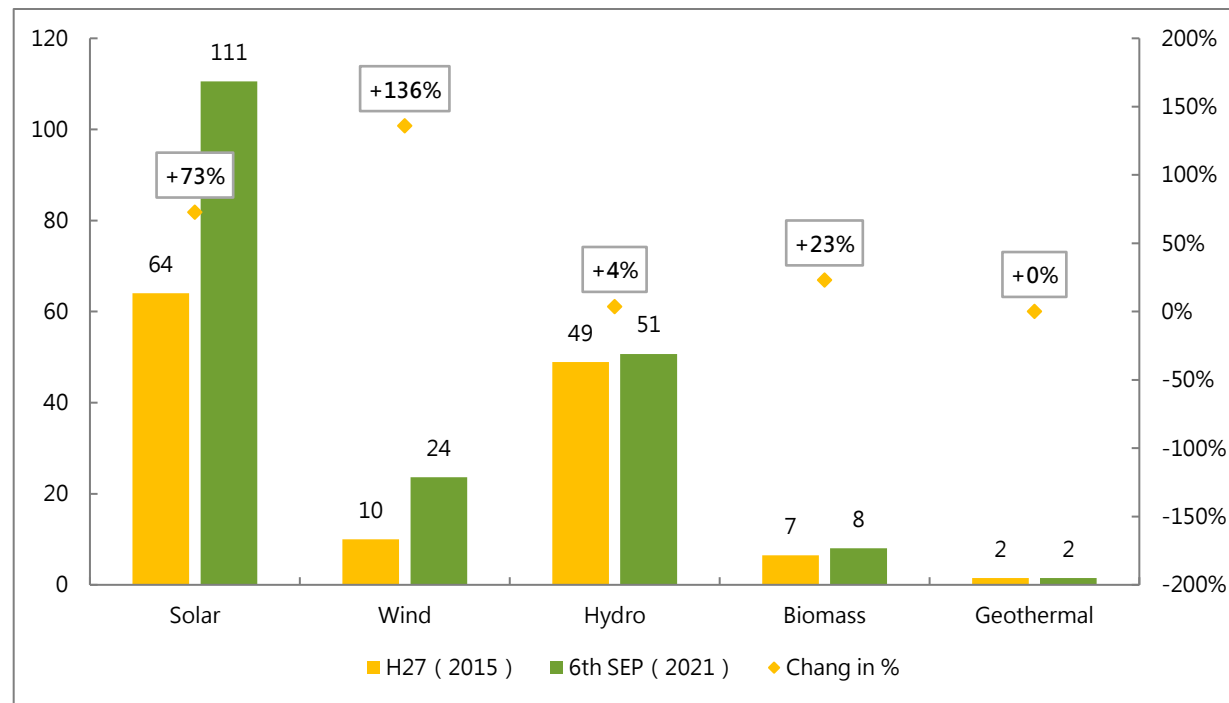
## 2-3 日本2030年分布式储能装机目标达 24.4 GWh，户储占比超90%

- 2030分布式电池储能目标装机容量为 24.4 GWh；日本政府在2021年6月发布的《绿色成长战略》中对固定式电池储能设定了较高的目标：到2030年，分布式储能累计装机容量要达到24.4GWh（户储：22GWh，工商业储能：2.4GWh）。其中，户储2020年累计装机为 2.4 GWh，2021-30年增量空间为 19.6 GWh，年均增量需达 1.96 GWh；工商业储能（不包含应急电源UPS等）2020年累计装机为 0.4 GWh，2021-30年增量空间为 2 GWh，年均增量需达 200 MWh。
- 可再生能源部署再度明确，未来8年内，以风光为首的大型项目将加速建设；日本经济产业省（METI）于2021年10月发布了《第六版能源战略计划》，2030财年可再生能源发电占比提升至36%-38%；较第五版目标（22%-24%）大幅上调；并计划到2050年实现碳中和，形成可再生能源主导的能源结构；计划将火电发电占比从2019年的76%，降低至41%，并大力发展可再生能源，特别是光伏、水力发电、风电。其中，光伏发电占比有所上调（7% ->14%~16%），风能、水力发电、生物质能也有一定程度的上调。
- 风光目标装机量大幅上调，带动电化学储能需求；《第六版能源战略计划》提到，可再生能源的2030目标装机量由2015年提出的131GW上调至194GW，其中上调幅度最高的为光伏、风能，分别上涨了73%、136%的装机量。上调风光装机量的同时，并将带动以电化学储能为主的配储需求。

图：2030年日本各能源目标发电量占比，Unit：GWh，%



图：2030年日本各能源目标装机变化，Unit：GW，%



## 2-3 日本储能补贴现已覆盖各应用场景

■ 在储能激励政策上，日本政府及地方政府提供高额补贴，鼓励户用及工商业安装光储/独立储能系统；日本政府还另外设立大储补贴申请通道，单体项目最高可获10-25亿日元补贴。

政策名称	发布时间	政策内容
蓄電池战略	2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>明确在2020年将镍氢等大型储能电池系统的电力成本降至与抽水储能发电成本相当的目标</li> </ul>
二次電池技术 发展路线图	2013.08	<ul style="list-style-type: none"> <li>提出阶段性電池及電池材料的研发目标和路线</li> </ul>
能源环境技术 创新战略2050	2016.04	<ul style="list-style-type: none"> <li>将电化学储能技术纳入五大技术创新领域，提出重点研发低成本、安全可靠、可快速充放电的先进储能電池技术</li> </ul>
2050碳中和 绿色增长战略	2021.06	<ul style="list-style-type: none"> <li>针对電池等14个产业链提出具体的发展目标和重点发展任务</li> </ul>
第六版能源战略计划	2021.10	<ul style="list-style-type: none"> <li>上调可再生能源发展目标，激发储能行业需求</li> </ul>
电力业务法修正案 (EBA)	2022.05	<ul style="list-style-type: none"> <li>通过部分修正能源使用合理化法律以建立稳定的能源供需结构法：对部分满足METI条例中的某些特定条件的独立電池储能归类成发电业务，并允许独立储能项目申请并网。相关规定修订后的 EBA 将于 2023 年 4 月 1 日生效。</li> <li>在相关立法生效后，市场通常可能需要一到两年的时间才能在实践中为此类新业务的实施和运营做好准备。</li> </ul>
蓄電池产业战略	2022.08	<ul style="list-style-type: none"> <li>强调電池产业对移动设备的电气化和促进可再生能源的使用至关重要，从投资液态锂电池、提升全球竞争力、开发下一代電池市场3个方面，制定了7大行动举措。</li> <li>日本政府将在电动汽车和储能等领域投资约240亿美元，目标在2030年日本电动车和储能電池行业的总产能达到150GWh，全球产能达到600GWh，并计划通过规模效应和技术创新，将国产储能電池价格降至7万日元/kWh（2019年平均价格在13-15万日元/kWh之间）。</li> </ul>
GX实现基本方针	2023.02	<ul style="list-style-type: none"> <li>目标是加速 GX（绿色转型）计划，在稳定的能源供应和脱碳领域创造新的需求和市场，增强日本经济的竞争力并带动经济增长。</li> <li>需求响应将引入储能系统，并将为分布式储能接入电网制定连接框架</li> </ul>

战略  
规划

## 2-3 日本储能补贴现已覆盖各应用场景

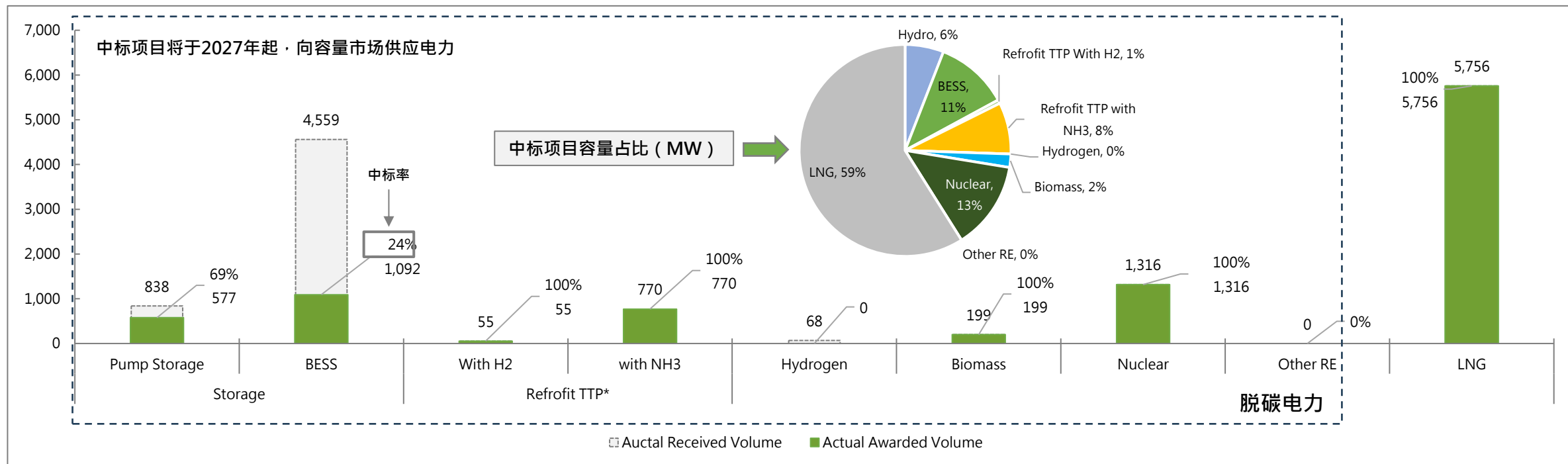
政策名称	发布时间	政策内容
国家 2022年大储补贴	2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本政府发布了针对大型储能项目的试点性补贴，申请补贴最低储能容量为1MW。本次补贴总预算为170亿日元。</li> <li>1MW-10MW的储能系统可获最高总建造成本1/3的补贴，10MW以上则可获得最高1/2的补贴，单体项目补贴上限为25亿日元。（中标结果已于2023年4月公布）</li> </ul>
国家 2023年大储补贴	2023	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>电网级储能建设补贴</b>：总预算为31亿日元，1MW-10MW的储能系统可获最高总建造成本1/3的补贴（单体补贴上限：10亿日元），10MW以上则可获得最高1/2的补贴（单体补贴上限为20亿日元）。（中标结果已于2023年7月公布）</li> <li><b>电网级储能用工补贴</b>：总预算为4000万日元，项目容量在20MW以上的电网级储能具备申请资格，单体项目补贴比例在1/2以内，最高额度2000万日元。该项补贴仅适用于支付员工工资等相关人事支出。（中标结果已于2023年7月公布）</li> </ul>
国家 (DER) 蓄电池补贴	2021-2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>户用电池储能系统补贴额度分两类为：家庭自购（3.7万日元/kWh）和TPO模式（5.2万日元/kWh），补贴率为总成本的三分之一</li> <li>工商业电池储能系统补贴额度为6.3万日元/kWh，补贴率为总成本的三分之一</li> </ul>
国家 支持引入户用储能、工商业储能系统”计划	2024.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本政府已从补充预算中拨款约90亿日元补贴。该补贴通过促使更广泛的需求侧响应，参与调节电网的供需，来提高户用储能和工商业储能的应用。该计划还将增加现有资源参与需求响应，其中可能包括空调机组、太阳能发电、工业生产装置和储能系统等。</li> <li>7月2日，SII发布了上述一份包含9家聚合商（一般指上承电网、下接设备的能源聚合商）的名单。7月12日，公布了一份经批准的户用储能产品名单，其中包括来自14家制造商的95种不同产品型号。</li> <li>清单里的聚合商只可以调度户用储能或者工商业储能其中之一，业主公司可以通过与批准的聚合商签订需求响应（DR）协议，申请储能设备采购和项目建设成本的补贴。每个工商业储能项目的补贴可覆盖约1/3的项目成本，单个项目的补贴最高可达3亿日元。90亿日元补贴资金总额，预计大部分将用于户用储能，大约15亿日元用于工商业储能，申请日期截至12月6日，如果补贴被提前申请完，申请期则提前结束。</li> </ul>
东京 自用计划业务	2020-2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>2021年户用电池储能系统补贴额度下调至7万日元/kWh，42万日元封顶</li> <li>该项补贴力度由每年财政预算拨款决定</li> </ul>
东京 户用储能补贴	2019-2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>新安装户用电池储能系统的家庭可申请补贴抵免近50%的购置及安装成本；补贴额度为10万日元/kWh，60万日元封顶。</li> </ul>
东京 推进蓄电池入户补贴	2020-至今	<ul style="list-style-type: none"> <li>新安装户用光储系统的家庭可根据电池容量（10万日元/kWh）或光伏装机容量（20万日元/kW）进行补贴申报，最高补贴上限为100万日元。</li> <li>安装户用独立电池储能系统的家庭亦可申请10万日元/kWh的补贴额度，但最高补贴上限则为80万日元。</li> <li>2022财年该项补贴总预算额度为337亿日元</li> </ul>

财务  
补  
贴

## 2-3 日本90亿日元分布式储能补贴计划申请通道开启，有望带来增量涌现

- 日本分布式储能补贴计划公布适用聚合商、集成商名单，总预算达90亿日元；日本政府于2024年7月公布《支持引用家庭、工商业用途的储能系统计划》中的适用聚合商、集成商名单，该计划主要是为鼓励住宅、工商业加装BTM（表后侧储能）以用于调节电网的需求。工商业业主可与符合资格的聚合商签署需求响应（DR）协议，并申请部署储能系统成本的补贴。补贴额度最高可达1/3的系统成本，单个工商储项目最高补贴金额为3亿日元。而90亿日元的总预算预计大部分降落在户储上，其中的15亿日元将用于工商储。申请渠道截止日期为2024年12月6日。
- 首轮长期脱碳电力拍卖结果公布，电池储能获超额认购；日本输电运营商跨区域协调组织（OCCTO）于2024年4月26日公布 FY2023 “长期脱碳电力拍卖” 计划的中标结果，总中标量基本于计划招标量持平（LNG不计入在内）。原计划针对储能（抽水蓄能+BESS）的招标容量上限为 1 GW，因现有火电厂改造类别投标量不足，则将部分该类别招标量划向储能类别。电池储能类别在该轮招标中实现超额认购，为实际中标量的4倍之多，平均中标容量为 36 MW（远高于10MW以上的容量限制，平均储能时长在3小时以上）。该现象反映当地大储开放商投标意愿较高，容量拍卖对于日本大储项目而言长期收益稳定且明确（20年固定收益），能有效拉动当地大储需求增长。此外，该轮脱碳电力类别的加权平均合同价格为 5.8 万日元/kW/yr，是政府所设定的中标价格上限的60%。

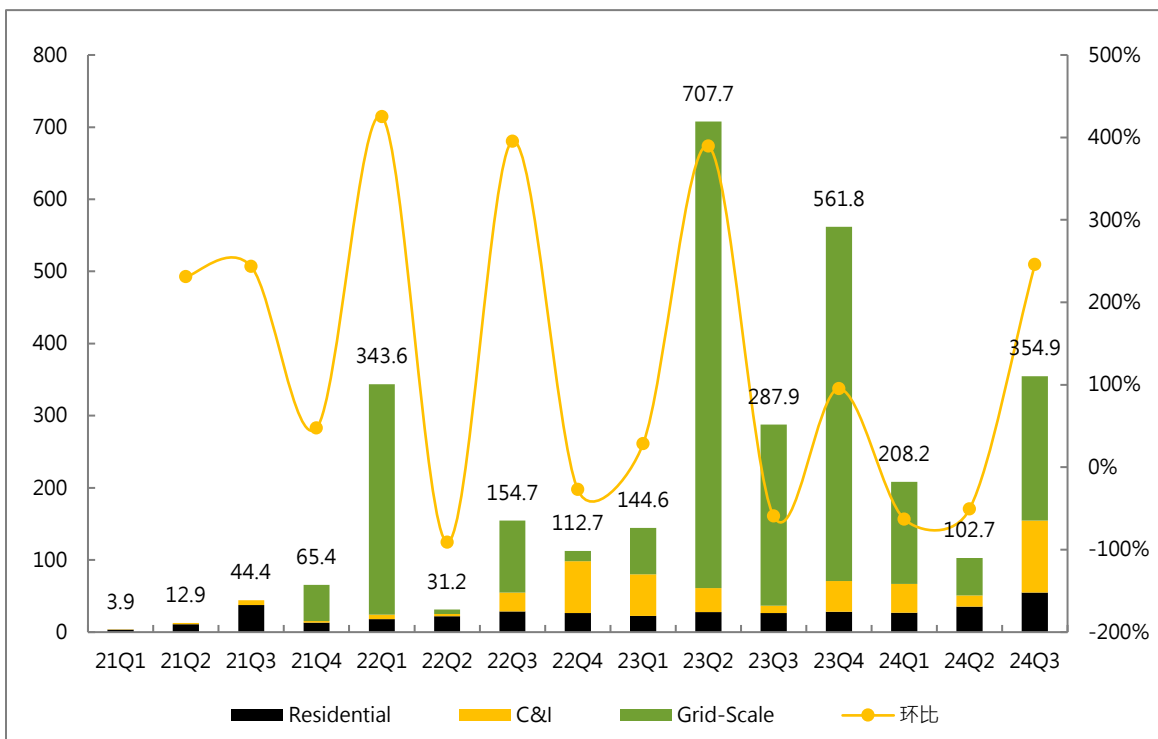
图：2023财年度《长期脱碳电力拍卖》投标及中标结果，Unit：MW，%



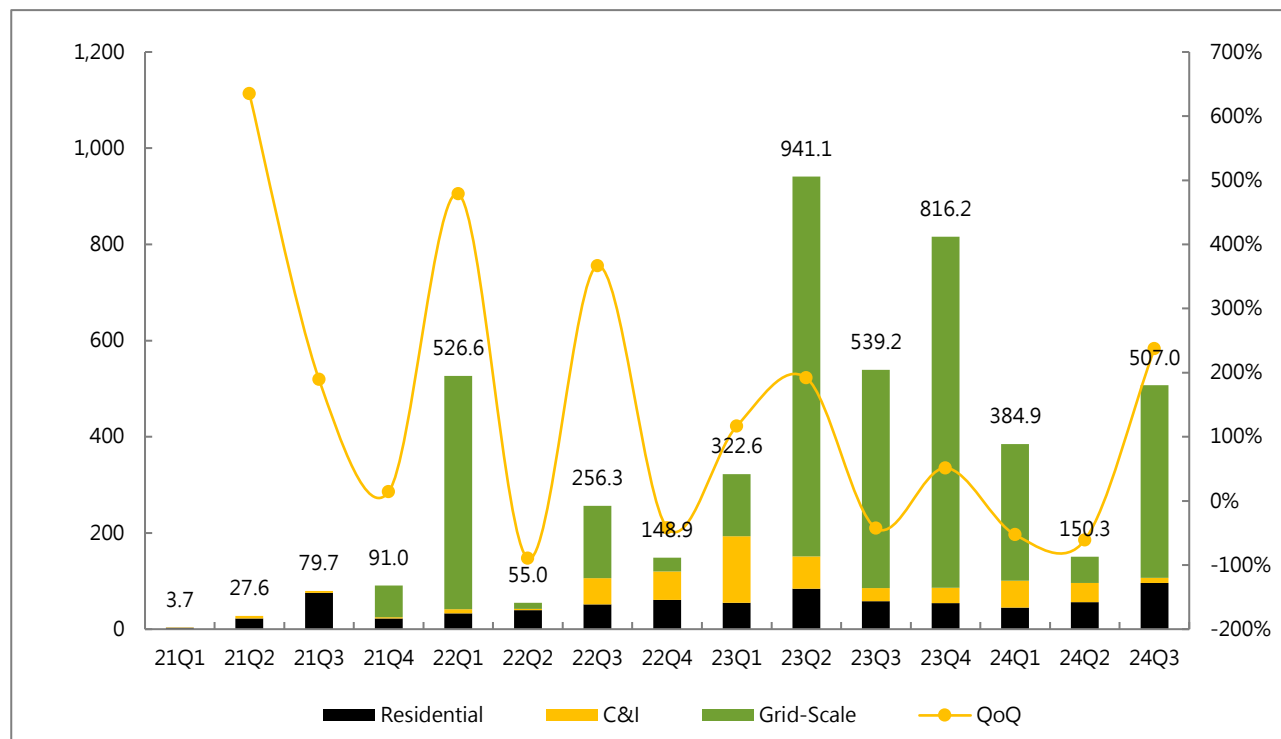
## 2-4 澳洲2024年Q2缺乏大储并网项目支撑，同环比出现较大跌幅

- 2024年Q3澳大利亚储能新增装机 355 MW/ 507 MWh ( 平均储能时长为 1.43 小时 ) ,同比 +23%/-6% · 环比+246%/+237% ; 环比实现高增主要系两个200MWh大储项目在三季度并网 ;
- 户用储能 : 新增装机 55 MW/ 96.1 MWh · 同比+108%/64% · 平均储能时长降至 1.75小时 ; FIT退坡/到期导致户用光伏馈网收益下降 · 叠加户储补贴刺激光伏存量+增量市场配置储能系统 · 户用光伏配储率不断提升 · 2024年增量的爆发点或将落在下半年 · 主要系QLD补贴政策已发放完毕 · 安装期限为2024年的Q3-Q4 · 工商业储能 : 新增装机达99.6MW/ 10.9 MWh · 平均储能时长约为 0.11 小时 ; 批发电价下降趋势延续 · 能源危机时的非理性上涨已难再现 · 故即便是补贴政策仍在的情况下 · 工商储短期内仍缺乏增长动力 ·
- 大储 : 新增装机达200MW/ 400 MWh · 平均储能时长约为 2小时 · 同比-20%/-12% ; 因大储项目主要由联邦政府及各州政府牵头推动 · 政府提供专项资金、融资渠道、降低审批难度等一系列措施 · 故受外部市场环境干扰影响较小 · 2024年下半年开始大储项目落地仍将加速 ·

图：澳大利亚2024年Q1-Q3储能新增装机 665.8 MW · 同比-42% ( AEMO )



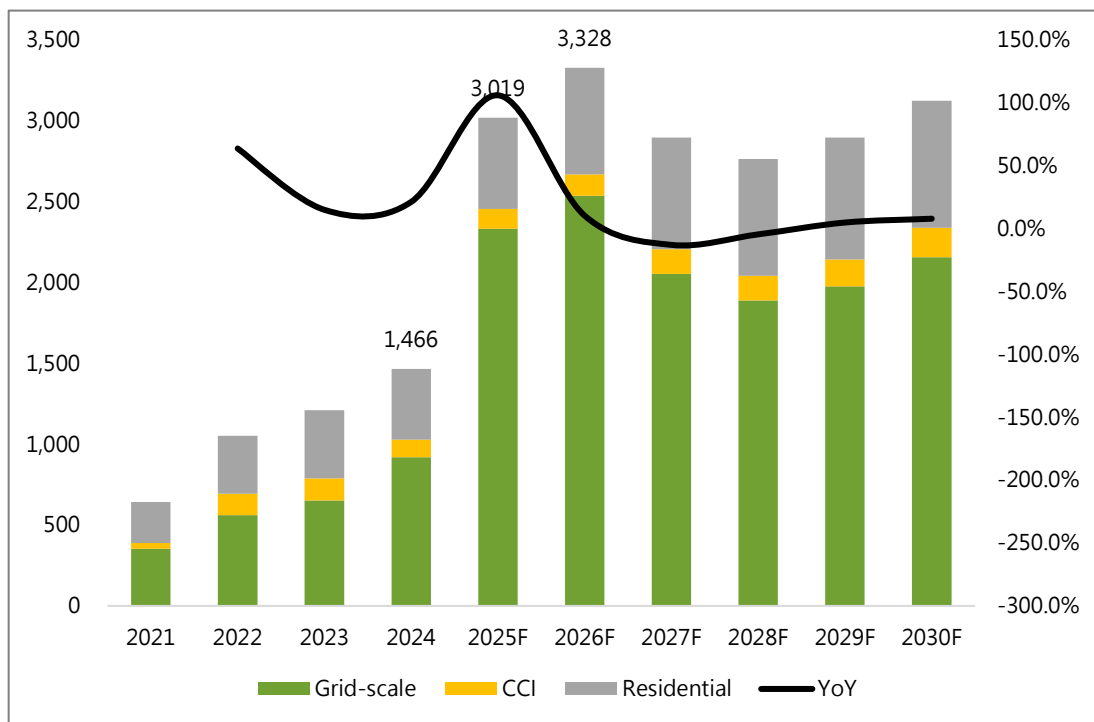
图：澳大利亚2024年Q1-Q3储能新增装机 1042 MWh · 同比-42% ( AEMO )



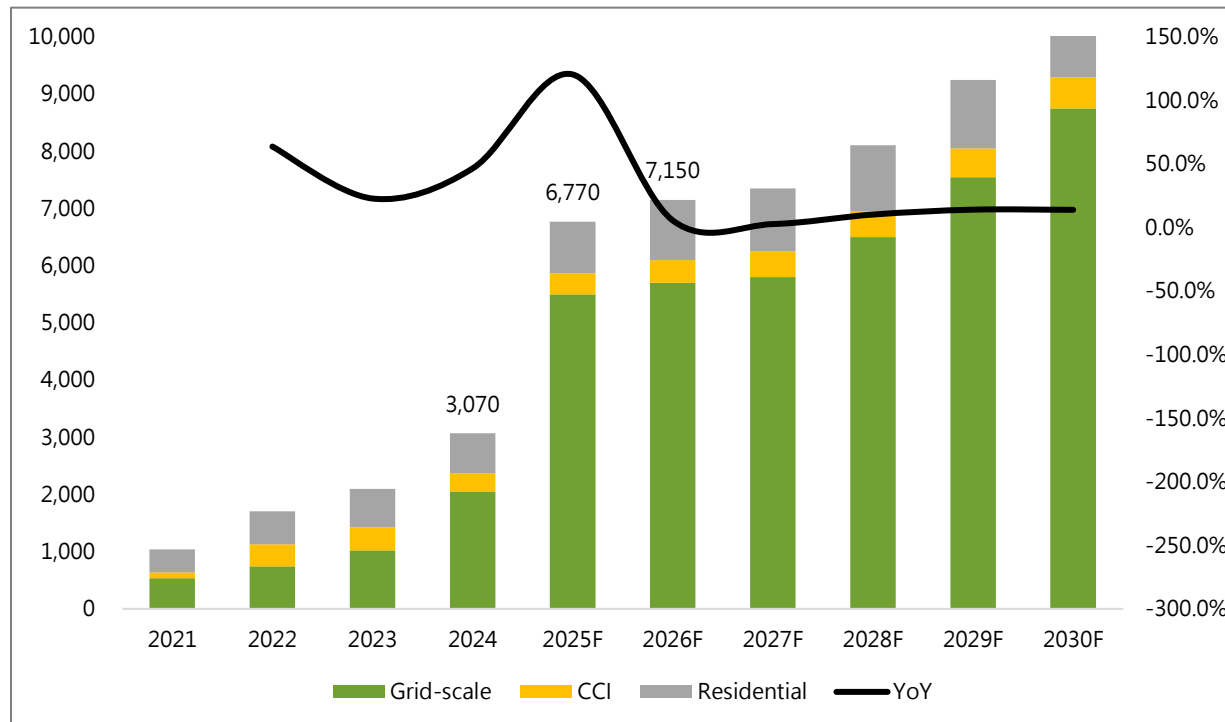
The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

- 2025年澳大利亚储能新增装机有望达 3GW/ 6.8GWh，同比 + 106%/ 121%，根据澳大利亚输电运营商AEMO2024年10月统计数据，目前规划中的储能项目规模约97GW，其中计划于 2025、2026 年开始商业运行的大储项目规模分别约为10GWh、13GWh，潜在项目的释放将支撑2025-2026年大储装机的高增；
- 澳洲储能市场发展较早，储能相关监管框架较为完善，且燃煤发电厂退役在即，以及联邦政府及各州政府对储能发展高度重视，补贴及政策扶持力度大，具备大规模部署储能项目的先决条件。**澳洲储能市场** 未来将以大型储能为主要增量，户储和工商业协同增长的发展路径。

图：2021-2030年澳洲储能装机需求预测，Unit：MW



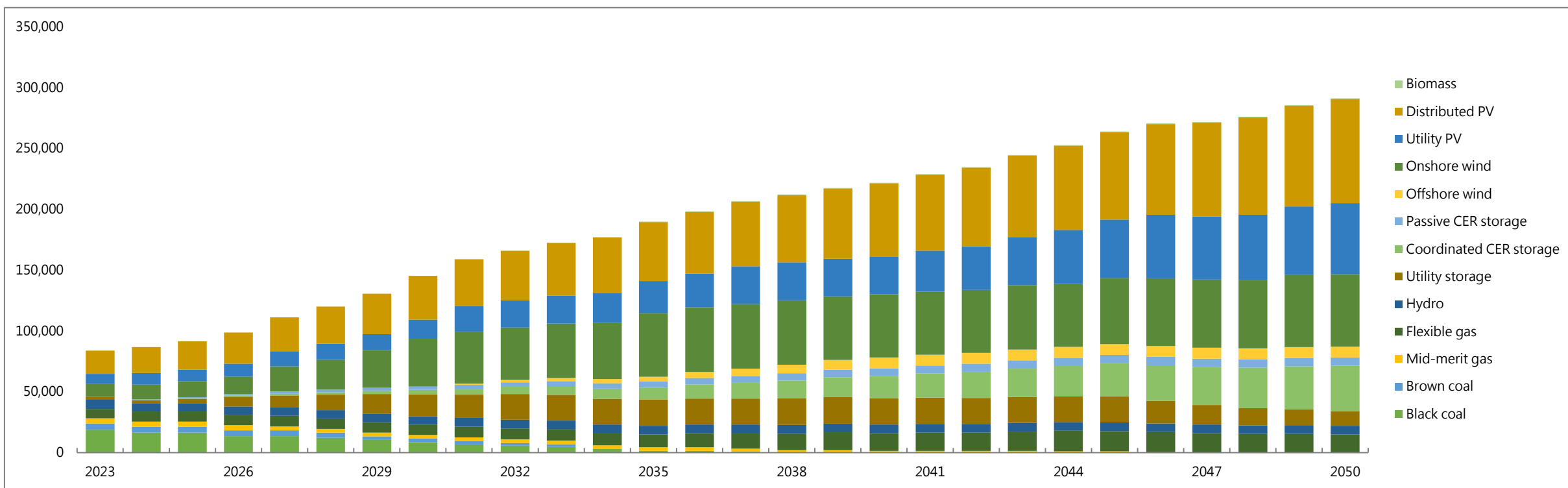
图：2021-2030年澳洲储能装机需求预测，Unit：MWh



## 2-4 澳大利亚ISP 2024大幅加快了短时储能（4小时以内）的建设节奏

■ 澳大利亚能源市场运营商（AEMO）于2024年6月26日公布《2024年综合系统规划（ISP）》最终版；ISP 作为引导澳洲电力系统实现能源转型的路线图（每两年更新一次），旨在以最优成本下实现制定的2050碳中和目标。在ISP的规划下，预计澳洲将在2030年实现 82% 可再生能源发电，并在2038年实现煤炭发电的完全退役。该计划中，对未来能源转型路径设定了三种情景：① **Step Change**；② **Progressive Change**；③ **Green Energy Exports**。按当前发展进度来看，AEMO 认为 Step Change 情景是最有可能实现的。其中，煤炭发电机组的退役速度或将较原计划较快，拉升对填补发电缺口的迫切性；光伏装机目标为 59.6 GW（2030）/144 GW（2050），分布式光伏 36.1 GW/85.7 GW，集中式 15.6 GW/58 GW；为应对风光装机高增，与上一版ISP相比，新版规划大幅加快了短时储能（4小时以内）的建设节奏。根据2022版ISP规划，到2030-2031年澳大利亚短时储能规模为1GW/1GWh，而2024版规划将同期短时储能目标上调到11GW/17GWh，反映出当前澳大利亚电网对短时储能需求的紧迫性。

图：Step Change情景下澳大利亚集成系统计划 2024（ISP）可再生能源装机规划，Unit：GW



## 2-4 澳洲各州储能政策

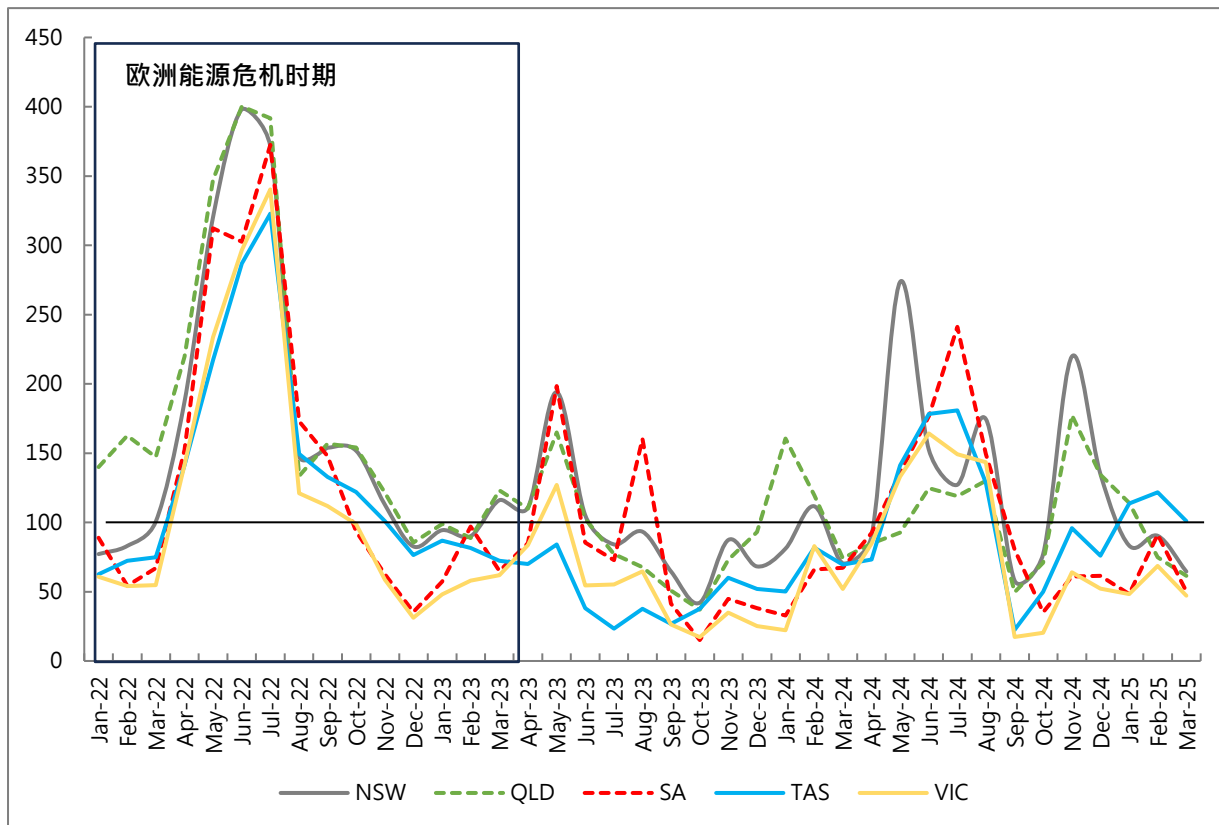
官方投资机构	具体职能
澳大利亚可再生能源机构 (ARENA)	自2010年起至今累计投资43个电池储能相关项目，总项目成本达11.1亿澳元，其支持各种应用场景的储能示范项目，对验证储能技术，推动储能在这些场景中的规模化应用发挥了重要的作用。
清洁能源金融机构 (CEFC)	一家国有绿色能源投资银行。CEFC 基金为能够带来良好回报的可再生能源项目提供债务和股权融资。清洁能源金融公司(CEFC)利用约80亿澳元支持了约200个大型项目和1.8万个较小规模的项目，包括商业太阳能和风能项目，以及储能等项目。
清洁能源创新基金	ARENA 和 CEFC 共同管理清洁能源创新基金，基金主要面向处于早期发展阶段、需要成长资金的清洁能源项目，为其提供债务和股权融资支持。政府还立法要求CEFC 管理 10 亿澳元的电网可靠性基金，该基金旨在鼓励私人投资发电、储能和输电项目，以平衡电网供需以及保障低成本用电。

州份	启动时间	激励政策	储能目标
堪培拉	2016-至今	<ul style="list-style-type: none"> <li>Next Gen Energy Storage program：符合条件的用户可获得最高 AUD 3,500 (户用) 和 AUD 35,000 (工商业) 的现金补贴，储能容量限额分别为30kW和50kW。(已结束)</li> <li>Sustainable Household Scheme：为单个家庭提供高达1.5万澳元的无息贷款，用于购置光伏系统、储能电池及其他节能产品。</li> </ul>	-
新南威尔士州	2021.12-2022.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>Empowering Homes Solar Battery Loan Offer：向家庭提供最高 AUD 9,000 (储能系统) 和 AUD 14,000 (光储系统) 的无息贷款额度。(已结束)</li> </ul>	28GWh (2034)
	2024.11	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incentives for residential batteries：适用于家庭或企业，安装 2-28 kWh 的电池储能系统可获得 1,600 - 2,400 AUD 的补贴，连接虚拟发电厂可额外获 250 - 400 AUD 奖励；收入限制：家庭年收入 &lt; 18万澳元</li> </ul>	
	2024.11	<ul style="list-style-type: none"> <li>除了州一级的PDRS退税外，兰德威克市议会还提供自己的可持续发展退税。自2024年11月起，企业可在屋顶太阳能和太阳能电池系统安装费用的基础上获得高达10%的折扣，最高退税额度为1000澳元；</li> </ul>	
北领地	2024.12	<ul style="list-style-type: none"> <li>户用及工商业光储系统补贴：将户用及工商业光储系统补贴额度自5000澳元提升至12000澳元（折合400澳元/kWh有效容量），配套接入流程简化并将Tesla Powerwall 3列入补贴名录。该补贴计划总预算600万澳元，将于2025年6月或预算耗尽时终止。</li> </ul>	-
昆士兰州	2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Affordable Energy Plan：提供免息贷款和返利以刺激电池的使用；凡是在州数据库上注册他们储能系统的所有者能获得 50 AUD 奖励；为 1,000 个家庭和小型企业，提供最高 AUD 3,000 的补助以及 AUD 10,000 的免息贷款。(已结束)</li> </ul>	6 GW (2035)
	2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>Battery Booster Rebate Scheme：为现有或新增屋顶光伏（5 kW 及以上）的家庭提供高达 4,000 AUD 的退税补贴，该计划于2024年2月实施，针对年应税收入在18万澳元以下的家庭。新增的储能系统容量需不少于 6 kWh，并需在批准的电池储能系统清单内选择。总预算为 1,200 万澳元。(已结束)</li> </ul>	
南澳	2018-2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>Home Battery Scheme：为 4 万户家庭提供了 1 亿澳元的补贴，外加 1 亿澳元的额外贷款 (CEFC 提供)；单个家庭购置及安装电池储能系统可获得 200 - 300 AUD/kWh 的补贴，最高补贴上限为 3,000 AUD。(已结束)</li> </ul>	-
维多利亚州	2018.09-至今	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solar Home Programme：为年收入低于18万澳元的10万个自住家庭，提供最高 AUD 4,835 的配储补贴，覆盖50%的电池储能系统购置及安装成本；补贴额度逐年递减，2022 年最新补贴额度为 AUD 2,950 (已于2023年6月结束)；取而代之的是，针对户储的单笔最高 AUD 8,800 的无息贷款。</li> </ul>	2.6 GW (2030)
	2021-至今	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neighbourhood Battery Initiative (NBI)：为社区或商业的电池储能系统所有权和运营模式的试点、试验和示范提供资金；该计划共分三轮实施，总预算为1092万澳元。目前第一、二、三轮均已完成分配，第三轮入选结果已于2023年8月26日公布。(已结束)</li> <li>100 Neighbourhood Batteries：作为NBI的后续补贴计划，第一轮将提供1千万澳元预算，单个项目最高补贴金额为30万澳元，项目容量规模在25 kW/ 50 kWh- 5 MW/ 10 MWh 之间的电化学储能；申请通道将于2023年10月31日关闭，入选结构将于2024年2月公布。</li> </ul>	6.3 GW/18 GWh (2035)

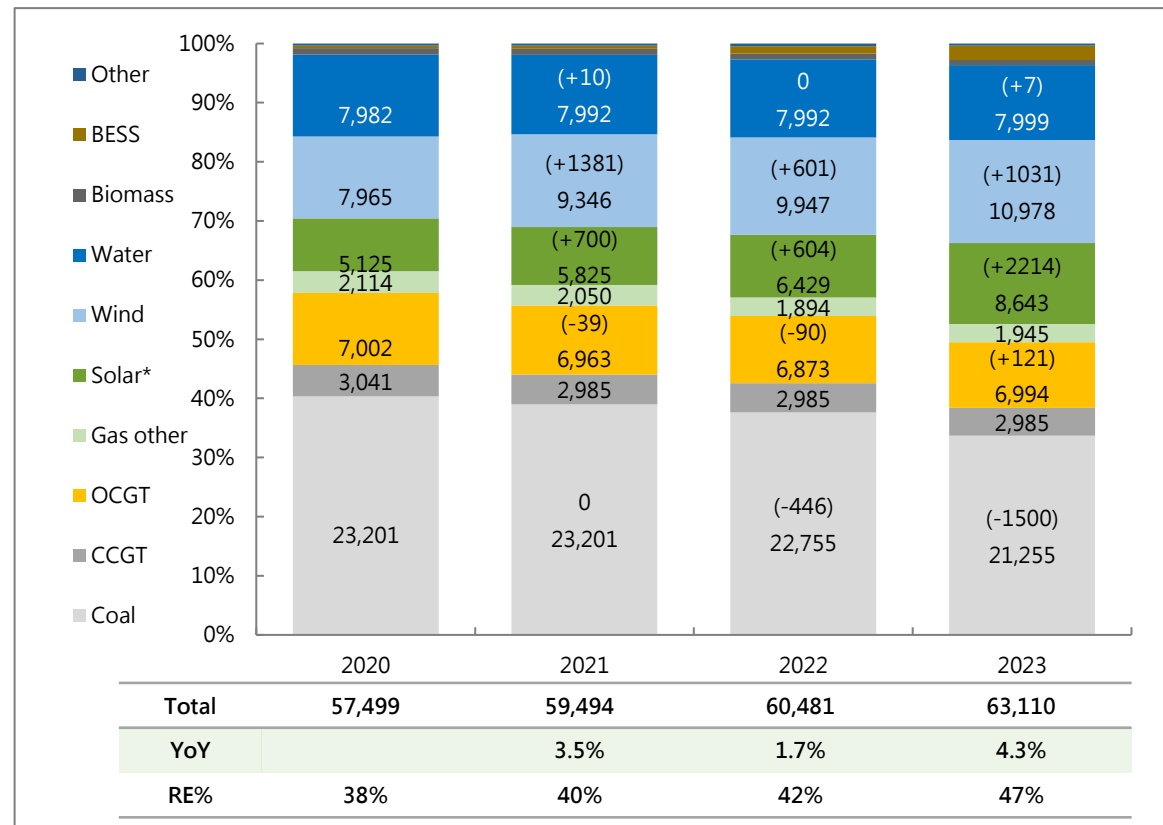
## 2-4 澳洲批发电价Q4持续下降，维多利亚州批发电价仍然是澳大利亚最低

- 澳大利亚能源市场运营商 (AEMO) 于2025年1月30日发布的季度能源动态报告表示，维多利亚州的批发电价仍然是澳大利亚最低的。2024年第四季度，维多利亚州的电价降至每兆瓦时45澳元，几乎是澳大利亚平均电价88澳元/兆瓦时的一半，是全国电力市场 (NEM) 地区最低的。与2024年第三季度相比，维多利亚州、南澳大利亚州和塔斯马尼亚州 (所有可再生能源发电量高的州) 的价格大幅下降，而新能源市场北部地区的价格则有所上涨。新南威尔士州和昆士兰州的批发价分别升至143美元和127美元/兆瓦时，主要系对价格较高且日益不可靠的煤炭发电的依赖。

图：澳大利亚2022-2025年各州批发电价变动趋势，Unit：AUD\$/MWh



图：2020-2023年澳大利亚各能源装机量变化趋势，Unit：MW

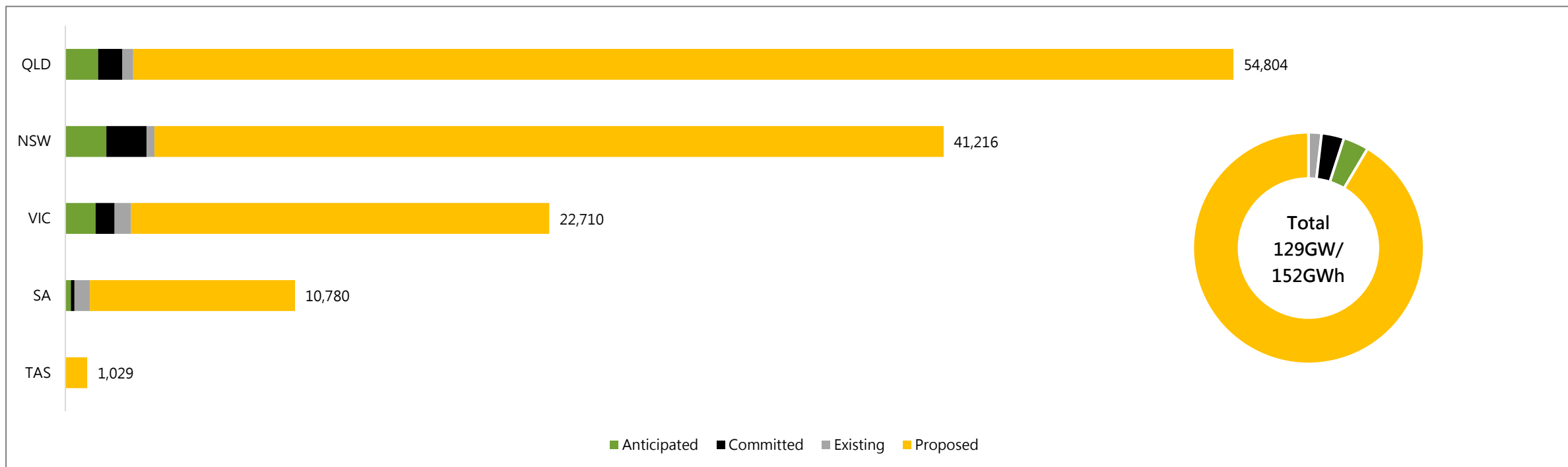


招标轮次	招标容量	中标容量	招标公布日期	中标公布日期	商业运营日期
Pilot tenders CIS South Australia-Victoria tender	0.6GW/2.4GWh	995MW/3626MWh	2023年	2024年9月	2027年起
Pilot tenders CIS NSW tender	930MW	1075MW/2980MWh	2023年	2023年11月	2025年12月前
Tender 1 – NEM Generation	6GW	1151MW/3562MWh	2024年5月	2024年12月	N.A
Tender 2 – WEM Dispatchable	0.5GW/2GWh	尚未公布	2024年7月	2025年3月	N.A
Tender 3 – NEM Dispatchable	4GW/16GWh	尚未公布	2024年10月	2025年三季度	2029年12月31日之前(新南威尔士州2027年7月1日之前)
Tender 4 – NEM Generation	6GW	尚未公布	2024年11月	2025年10月	N.A

## 2-4 各州大储管道储备量充足，昆州和新州已与维州拉开差距

- 截止2025年1月澳大利亚计划中大储项目容量达118GW/125GWh；截止2025年1月，澳大利亚运行中和建设中的大型电池储能项目总容量达 6.4 GW，更多项目从待建进入到动工阶段，待建成（Anticipated）项目容量为4.59GW，计划中的大储项目容量已达 118 GW；
- 各州并网管道储备量充足，昆州和新州已与维州拉开差距；澳大利亚运行中的大储项目主要分布在维多利亚州（VIC）、南澳大利亚州（SA）、昆士兰（QLD）；在待建成的储能项目中，短期大储增量释放落在 QLD、VIC、NSW 三州上。从计划（Proposed）项目储备层面看，未来大储增量主要集中在 VIC、NSW 两个具有明确储能目标的大州以及在新财政预算中规划对电池储能进行大规模投资的QLD。

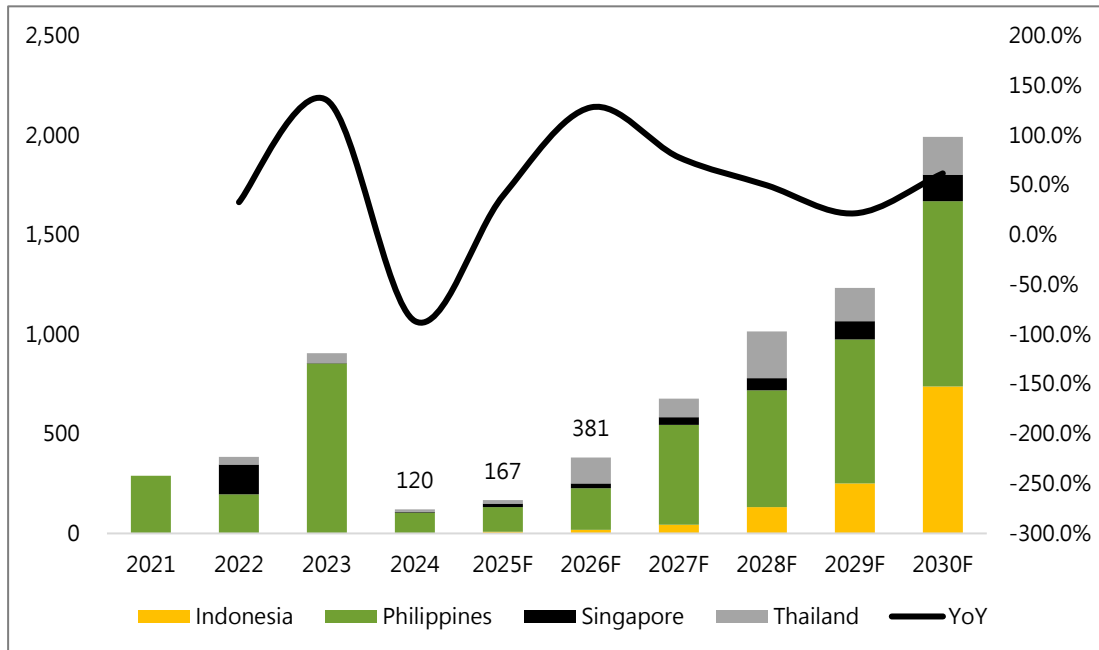
图：澳大利亚各州电池储能项目建设进度分析，Unit：MW



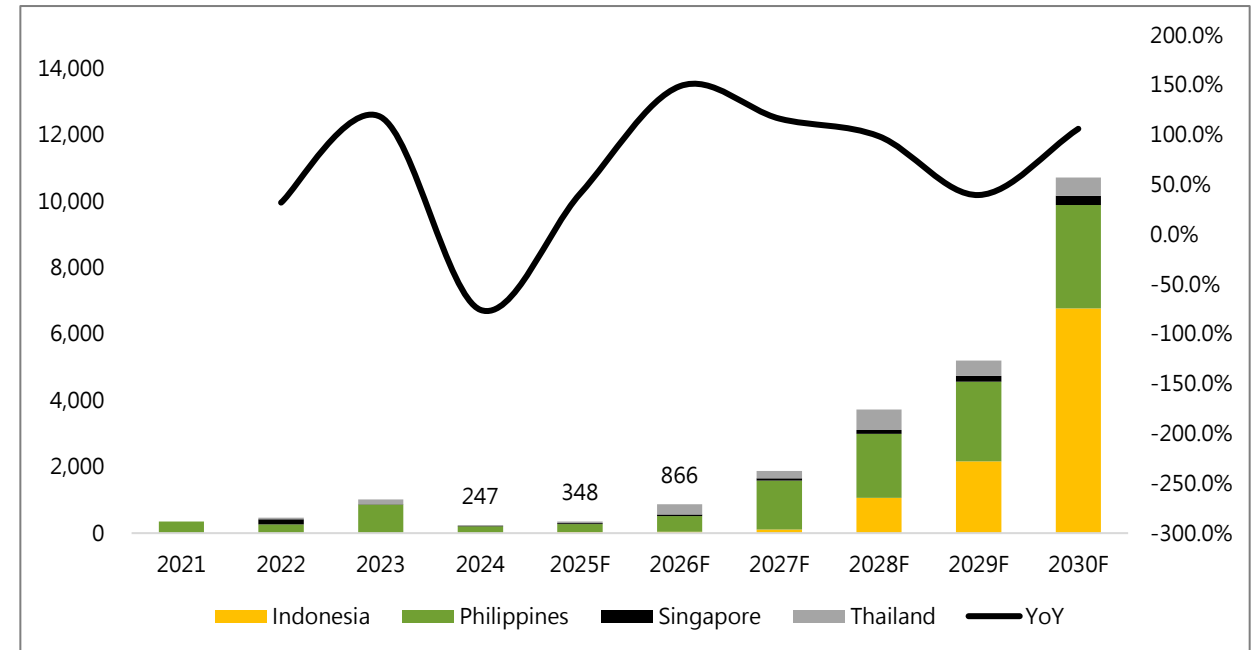
## 2-5 未来3-5年东南亚储能装机需求将呈高速增长趋势

- **未来3-5年东南亚储能装机需求将呈高速增长趋势**；一方面，其化石能源资源不足、电力供应存在缺口、电价较高等问题凸显；另一方面，岛屿众多，部分群岛国家电网以离网为主，各国电力基础设施较为薄弱，导致其无论是对户储还是大储都有着巨大的刚需；尤其马来西亚、菲律宾、印度尼西亚、泰国、越南、新加坡等国均在通过不同形式推动着当地可再生能源的发展，未来3-5年东南亚储能装机需求将呈高速增长趋势；
- **户储**；菲律宾、越南、缅甸引领东南亚户储市场增长，产品需求以高性价比+离网型产品居多；菲律宾由岛屿组成、电网薄弱、电价较高，离岛微网项目装机潜力十足；越南的南北电力结构差异导致结构性缺电，叠加户用光伏补贴即将到期，导致需要储能提高自发自用能力；缅甸电网投资性价比低，发展微网离网项目前景较好；
- **工商储**；随着东南亚地区经济的持续增长，工业和商业领域对电力的需求不断攀升。同时，部分国家电力供应不稳定、电价波动较大，促使企业寻求更可靠、经济的电力解决方案。预计未来 5-10 年，东南亚工商业储能市场规模将迎来快速增长。其中，新加坡、马来西亚等经济较为发达的国家，商业综合体、数据中心等对电力稳定性要求极高的行业，将率先大规模采用工商业储能系统，保障关键业务的持续运行；而在制造业发达的越南、泰国等国家，工业企业为降低用电成本、提高生产效率，也会积极投入工商业储能建设；
- **大储**；随着能源需求的不断攀升以及对可再生能源利用的重视，各国纷纷加大对大型储能项目的投入。东南亚地区大型储能市场呈现出稳步增长的态势。其中新加坡、马来西亚和印度尼西亚等国在大型储能领域处于领先地位。新加坡通过建设多个大型储能示范项目，有效提升了电网的稳定性和灵活性；马来西亚则在可再生能源丰富的地区布局大型储能设施，促进太阳能、风能等清洁能源的消纳。长期来看，随着各国对能源安全和电网稳定性的重视程度不断提升，及相关配套政策的不断完善，大储装机也将迎来高速增长趋势。

图：2021-2030年东南亚储能装机需求预测，Unit：MW



图：2021-2030年东南亚储能装机需求预测，Unit：MWh

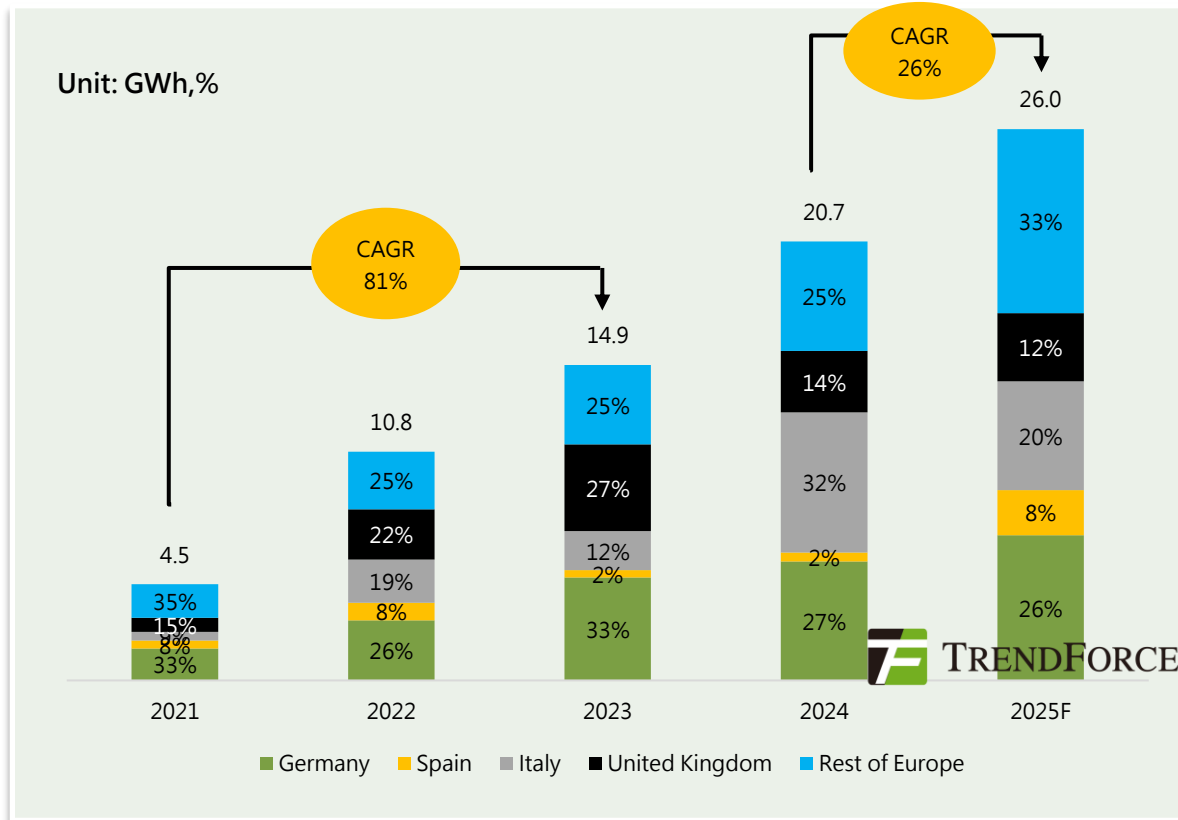
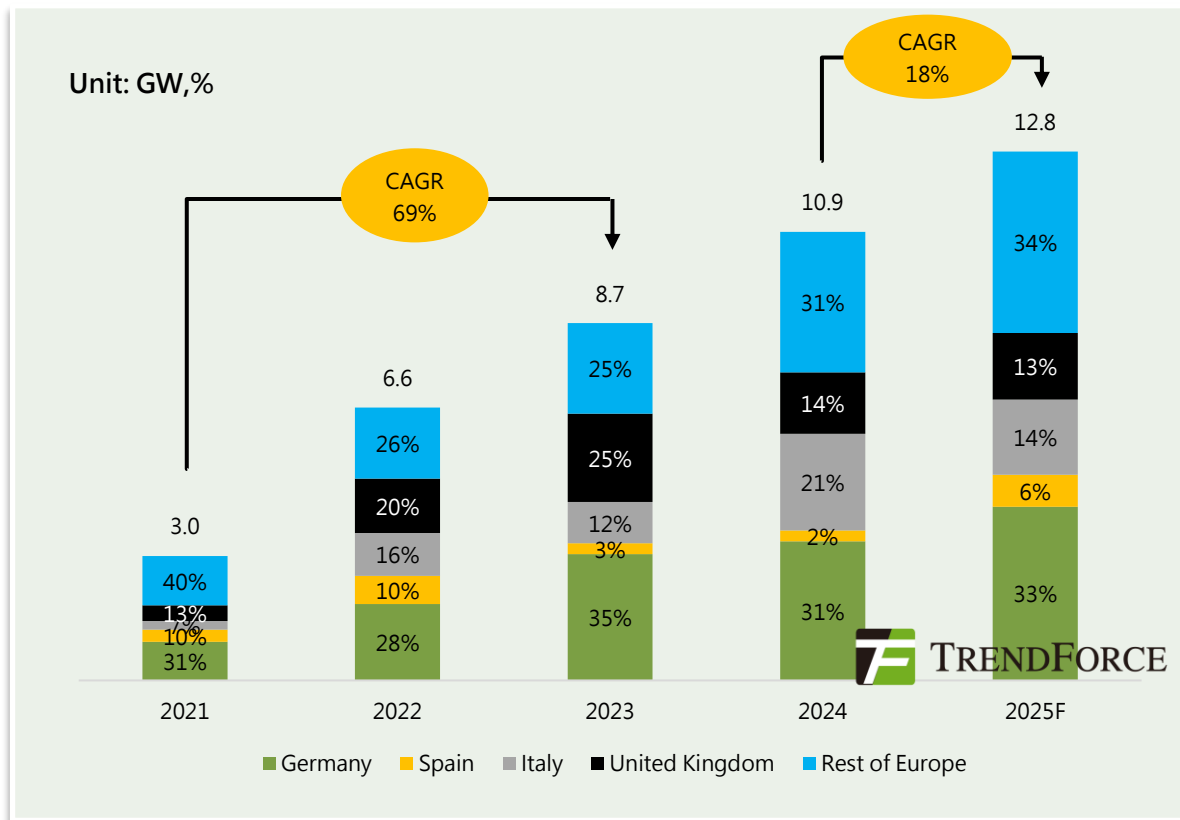


A background image showing a business meeting. In the foreground, a person's hand is pointing at a bar chart on a document. To the left, a pair of glasses and a spiral notebook are visible. In the background, another person is holding a tablet and a pen, and there are stacks of books and a cup on a desk. The scene is brightly lit, suggesting an office environment.

# 欧洲

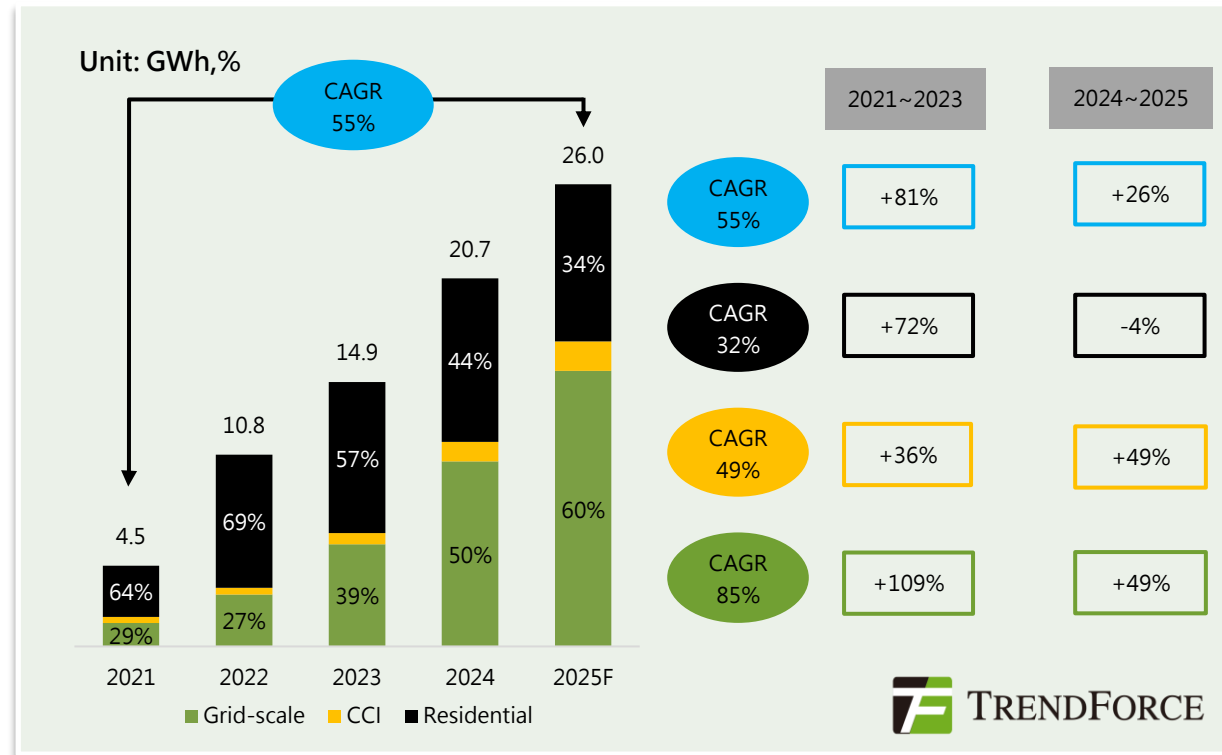
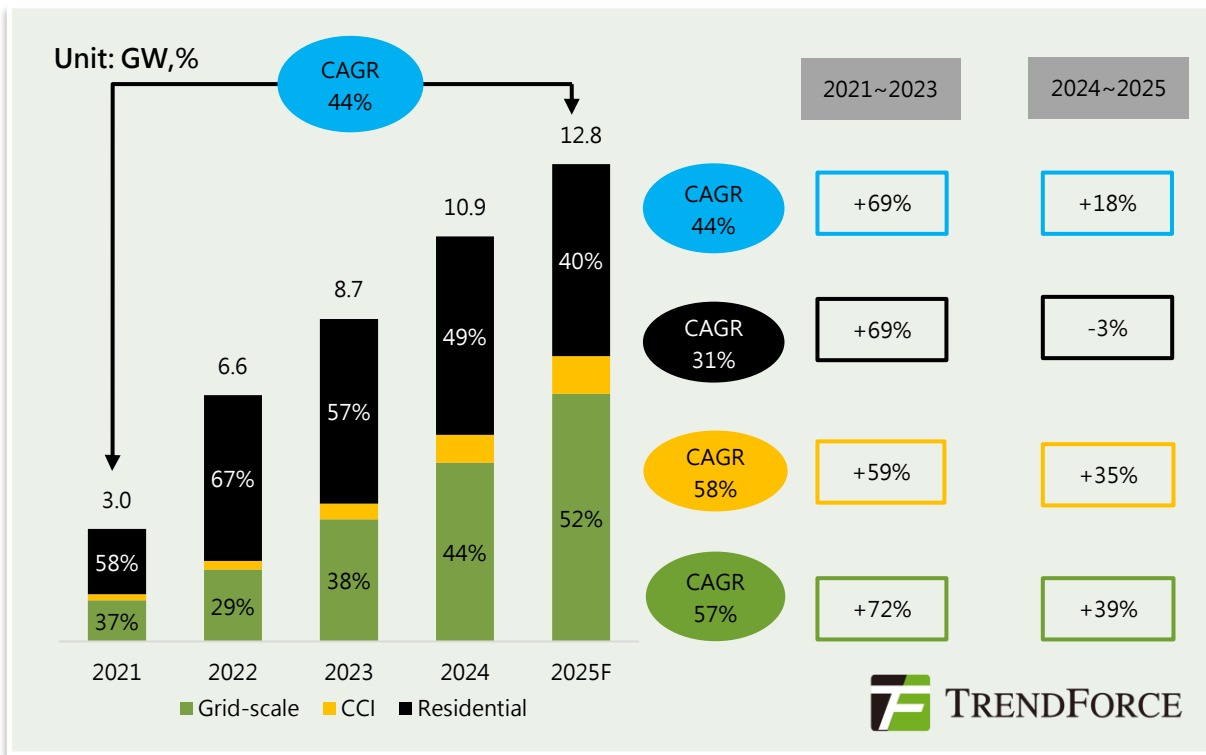
德国 英国 意大利 西班牙 爱尔兰 波兰 法国 比利时

# 欧洲：2025年储能装机增速有所放缓，德英意三国占主导地位



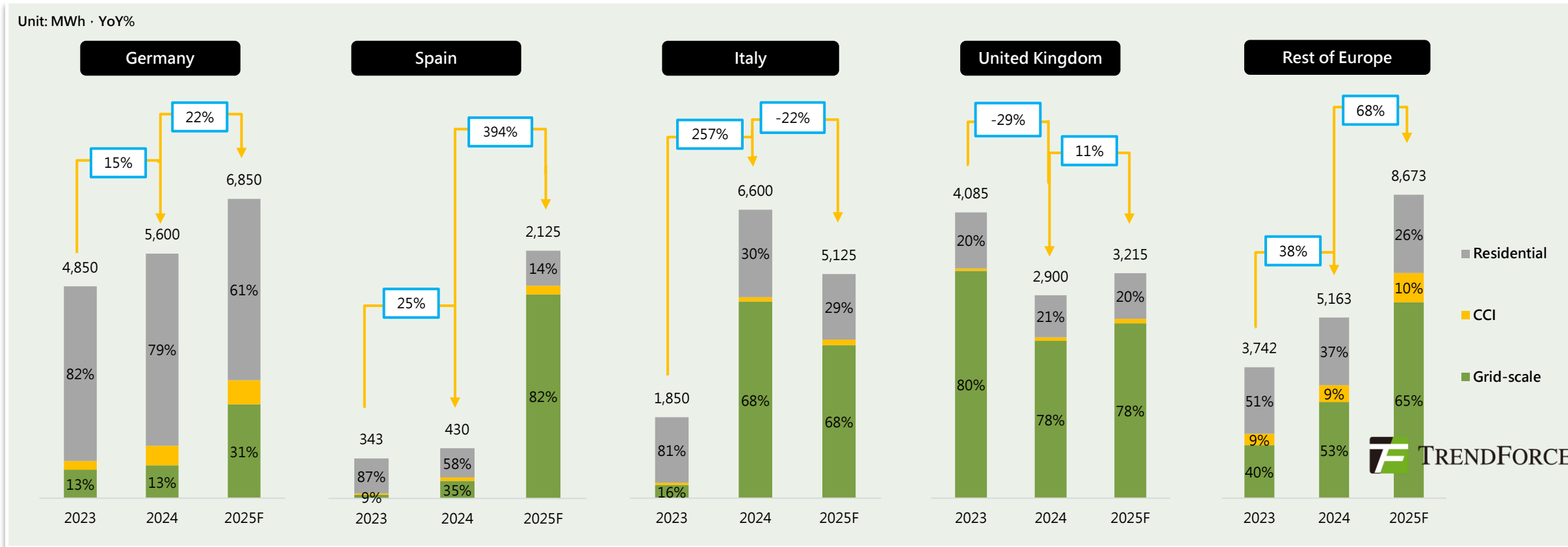
除德国、意大利、英国外，欧洲地区其余各国风光发电量占比提升也较为明显，储能需求有望开始逐步释放，2024年下半年比利时、塞浦路斯、西班牙、保加利亚等多个欧洲国家均有大储项目取得积极进展。随着欧洲其余各国储能盈利机制逐步明确，需求景气度有望进一步向上。我们预计2024/2025年欧洲储能装机分别为21GWh/26GWh，同比增长39%/26%。

# 欧洲：2025年户储需求阶段性回调，大储有望起量



- 2025年欧洲大储装机量占比或将超户储；2025年欧洲大储装机量将达16GWh，同比+49%，2025年大储装机占比达60%，超越户储40%的装机占比，欧洲储能市场将逐步从以户储为主导转向以大储为主导；
- 2025年大储装机将以英国与意大利为主，欧洲大储有市场化的盈利模式，系统集成价格或接近美国市场，将为在欧洲市场有渠道和产品布局的中国龙头企业贡献增量。

# 欧洲：2025年储能装机增速有所放缓，德英意三国占主导地位



- **德国**：户储装机需求2025年将有所放缓；大储：随着风光等可再生能源渗透率的提升，导致电网及电力现货市场价格大幅波动，能够提供辅助服务和具备套利机会的储能电站收益提升明显，受益于良好的项目收益率，大储需求有望在2025年起开始加速释放；
- **西班牙**：2023年举行的储能拍卖项目大多数将于2025年投入运营，2025年西班牙将迎来大储并网潮；目前大储仅能参与批发市场，辅助服务收入有限和容量市场尚未启动，西班牙政府目标在2025年重启新的容量市场，若最终正式启动，有望在2028年释放GW级装机。
- **意大利**：大储将接力户储，储能容量获取机制（MACSE）的建立有望驱动意大利大储需求持续释放；
- **英国**：项目储备充裕，盈利模式多元化，叠加并网条件逐步改善，潜在项目加速释放有望保障英国2025年储能装机持续增长。

# 欧洲储能市场将在2025-2026年从户储为主导转向大储

- 欧洲储能市场将在2025-2026年从户储为主导转向大储；欧洲储能装机仍以德国、英国和意大利为主，德国和意大利将成近两年大储主要增量市场。随着欧洲各国户储补贴退坡，欧洲储能市场正从以户储为主转向大储为主。户储：驱动因素由补贴转向高电价背景下节约用电成本和用电安全。工商储：目前整体基数较小，仅在部分工业国家，以峰谷价差套利为主，随着工商储逐步参与电网服务，有望迎来高增。大储：随着各国可再生能源发电占比提升，对电网灵活性和稳定性要求逐渐提高，叠加市场化盈利机制逐步完善，大储装机需求将得到释放。
- 竞争环境相较于美国更为友好，中国厂商在欧洲市场将迎来更多发展空间；美国IRA法案对欧洲本土储能产能的虹吸效应正在加剧，在欧洲市场发展的本土/国际集成商与中国上游企业合作将更为密切。中国厂商可借此机会加速渗透欧洲市场，提高企业品牌影响力，为未来以储能系统集成出货做准备。

细分类别	核心要点	主要驱动因素	竞争格局
Grid-Scale (60%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025年全年新增装机有望达 15.5 GWh，同比+49%。</li> <li>预计2025年起，欧洲大储装机需求将保持高速增长；储能时长2-4小时居多，电网侧储能进入快速发展期。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各国对储能逐步开放容量市场</li> <li>电力市场改革（调峰调频）</li> <li>能源转型的迫切性（可再生能源装机目标）</li> <li>消纳风光发电</li> <li>降低整体电网改造或新建线路成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧洲大储的系统集成商，头部企业主要为Nidec（31%）、Tesla（22%）、BYD（15%），合计占比约68%。</li> <li>欧洲的政策敏感度偏低（对比美国而言），中国企业占比较高，不再是单纯以供货商的身份进入市场。</li> <li>终端储能系统出货多以欧洲/国际集成商为主，采用外采电芯策略。中国电芯企业则多以电芯-电池簇-Pack-直流舱全环节自主生产，最终以直流舱的形式出货较多。</li> <li>欧洲集成商分三类：①具备PCS技术的集成商：仅采购电芯环节，其他环节自主生产；②具有客户资源的集成商：一般采用外购电芯+其余环节代工或自己集成+外采PCS。③具有较强价格优势的集成商：全环节自主生产（除PCS外），议价能力较强</li> </ul>
C&I (6%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025年全年新增装机有望达 1.7 GWh，同比+49%。</li> <li>预计2025年起，欧洲工商储装机需求将保持较高增速，但基数较小</li> <li>因其装机需求主要源于高耗能企业为减少电力开支所投资，目前欧洲电价仍处高位，有望刺激工商储需求增长。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高耗能企业减少用电费用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧洲户储竞争更为激烈，PCS企业市占份额更高：头部企业主要为 HUAWEI（28%）、Goodwe（14%）、Growatt（10%）、SMA（8%）、Pylontech（6%）、Sonnen（5%）。</li> </ul>
Residential (34%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025年全年新增装机有望达 8.8 GWh，同比-4%。</li> <li>居民用电价格依旧高位，户储经济性仍在，然主要装机国家补贴政策退坡/预算用尽，装机增速由增转跌。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>光储系统提升经济性，备用电源需求增多</li> <li>欧洲部分国家对户储系统免征增值税</li> <li>部分国家对户储仍有补贴政策</li> <li>电改政策定价机制仍与天然气挂钩</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧洲户储竞争更为激烈，PCS企业市占份额更高：头部企业主要为 HUAWEI（28%）、Goodwe（14%）、Growatt（10%）、SMA（8%）、Pylontech（6%）、Sonnen（5%）。</li> </ul>

- 欧洲储能盈利模式多元化，为储能收入提供稳定支撑；目前欧洲储能项目主要盈利模式包括日前/日内市场、调频辅助服务、备用辅助服务和容量市场。调频辅助服务是目前储能项目的主要盈利模式，从2024年起，调频辅助服务市场逐步饱和，其他盈利模式份额逐渐提升，尤其是现货市场套利交易和容量市场增速较快，为储能项目收入提供稳定支撑。
- 需注意，虽欧洲储能盈利模式相对成熟，仍面临诸多挑战：①储能双重征税问题：虽大多数国家已取消，仍有部分国家实行；②储能作为市场主体参与市场化交易占比仍较低：受限于传统能源挤占和电力市场机制滞后。

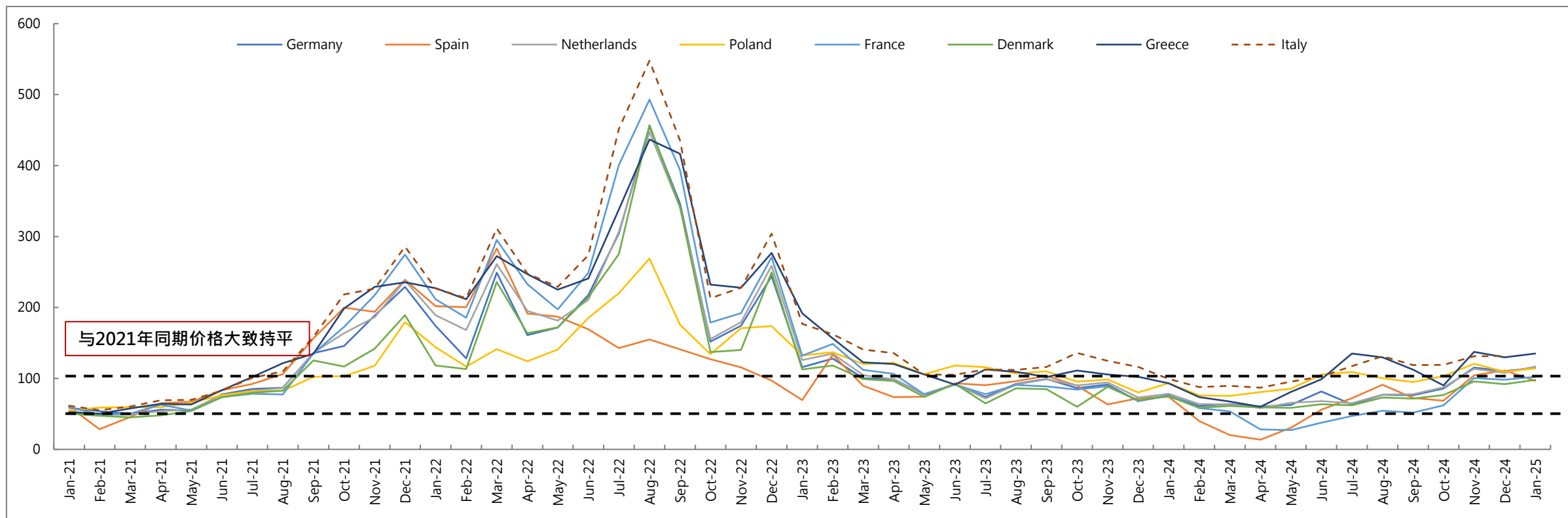
表：欧洲各国储能准入盈利模式

市场类型		德国	英国	意大利	西班牙	爱尔兰	波兰	法国	比利时
日前市场		√	√	√	√	√	√	√	√
日内市场		√	√	√	√	√	√	√	√
调频辅助服务	FCR	√	√	X	X	√	√	√	√
	aFRR	√	√	√	√	√	√	√	√
	mFRR	√	√	√	√	√	√	√	√
备用辅助服务		√	√	√	√	√	√	√	√
容量市场		√	√	√	X	√	√	√	√

# 俄乌天然气过境协议终止，2025年1月欧洲整体电力现货价格继续上涨

- 现货价格：2025年1月欧洲整体电力现货价格呈现小幅上涨态势，较2023年同期上涨22%-52%，月均价在 97-135 €/MWh 区间波动；价格上涨主要是受三大因素影响：①冬季气候影响，可再生能源出力减少；②德国核电关停导致电力短缺，转而进口电力，拉高其他国家电价；③俄乌天然气过境协议终止，天然气价格上涨。近年来，欧洲深受能源供应不足的困扰，尤其在冬季更为明显。欧洲各国电力互联性强，牵一发而动全身，因此对于储能的需求愈发强烈。
- 居民电价：受现货价格下降趋势影响，欧洲居民电价较2022年峰值高位有所回落，然仍略高于2021年同期水平；需注意，因可再生能源快速扩张所催生的新建/改造电网线路需求，其建设资金或将由全体电力消费者承担（德国已计划实施），最终电网升级改造的成本将体现在终端用电价格中，不排除居民电价下降速度不及预期的情况出现。

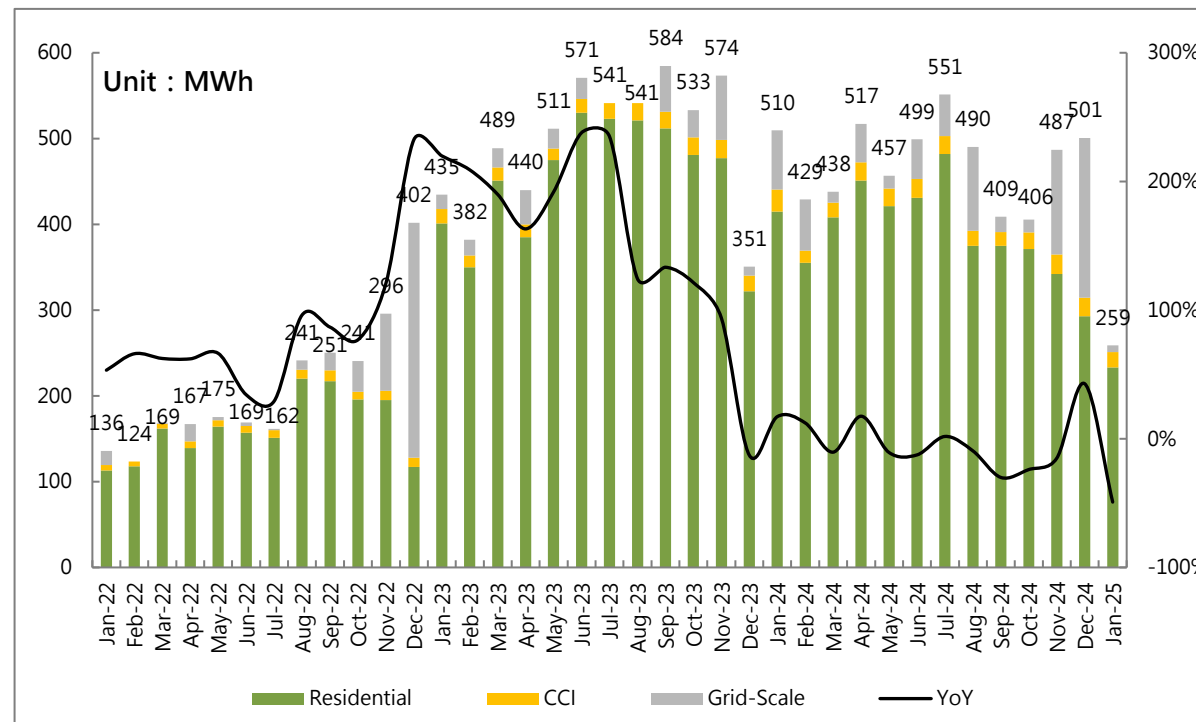
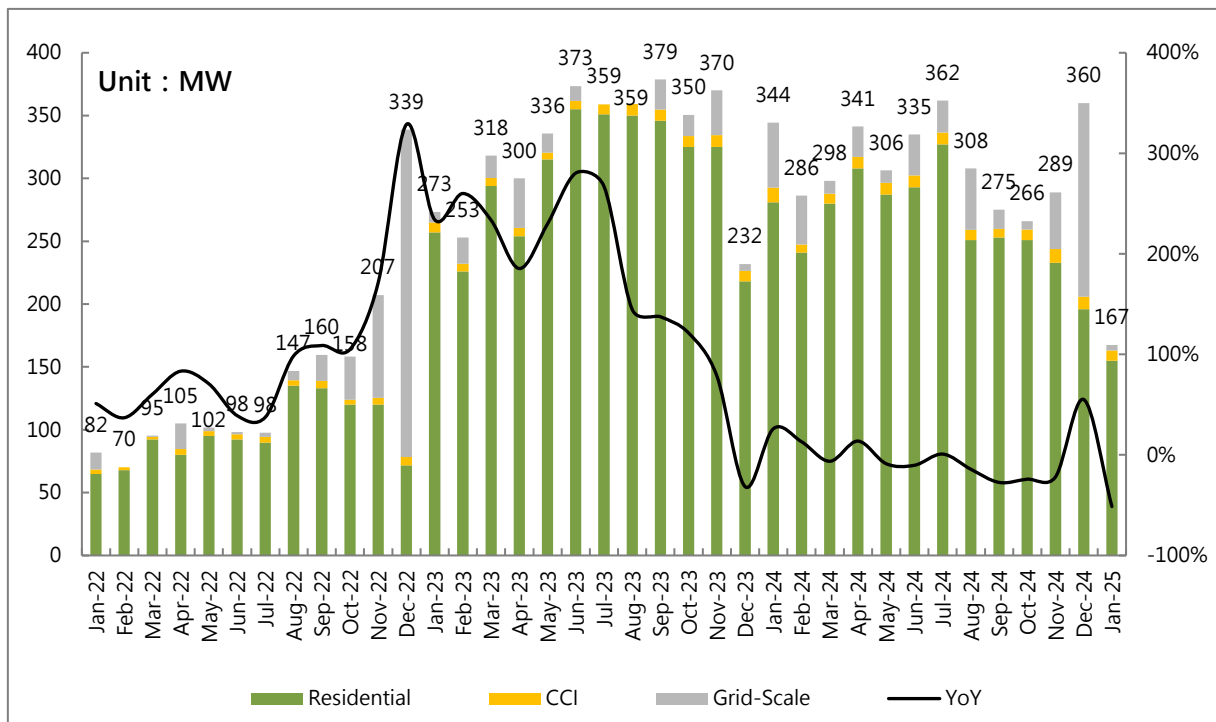
图：2021-2025年1月 欧洲各国月度电力现货市场价格波动，Unit：€/MWh



# 3-1 德国2024年储能新增装机3.77GW/5.69GWh，户储仍为主导占比约85%

■ 2025年1月德国储能新增装机 167.5 MW/ 258.9 MWh (平均储能时长: 1.6 小时)，同比-51%/-49%，环比-53%/-48%；户储：新增装机 155 MW/ 233 MWh，同比-45%/-44%，环比-21%/-20% (平均储能时长: 1.5 小时)。工商业：新增装机 8.2 MW/ 17.9 MWh，同比-30%/-30%，环比-17%/-17% (平均储能时长: 2.19 小时)；大储：新增装机 4.3 MW/ 8 MWh，同比-92%/-88%，环比-97%/-96% (平均储能时长: 1.86 小时)；从2024年全年数据来看，新增装机3.77GW/5.69GWh，同比-3.4%/-4.4%；其中，户储：新增装机3.2GW/5.07GWh，同比-11%/-13%，占比84.9%；工商业：新增装机107MW/239MWh，同比+17%/+15%，占比3%。大储：新增装机463MW/734MWh，同比+137%/+133%，占比12%；主要依赖数个由创新招标所推动的 10 MW 以下规模储能项目贡献。德国户储目前仍占主导地位，但预计未来装机需求有所放缓。大储增速显著提升，随着大储盈利模式逐渐清晰，预计未来大储占比将持续走高。

图：德国2025年1月储能新增装机 167.5 MW/ 258.9 MWh，同比-51.4%/-49.2% (MaSTR) 累计装机 11.8 GW/ 18.2 GWh

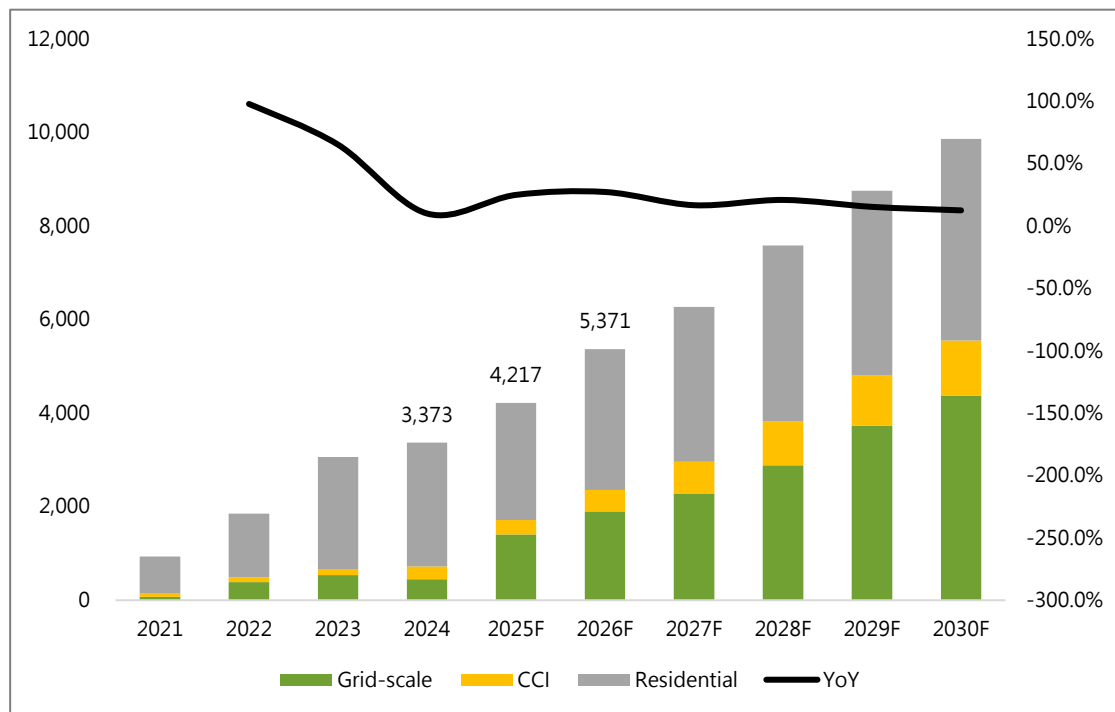


注：德国月度储能装机数据仅包含已登记于MaSTR的储能项目

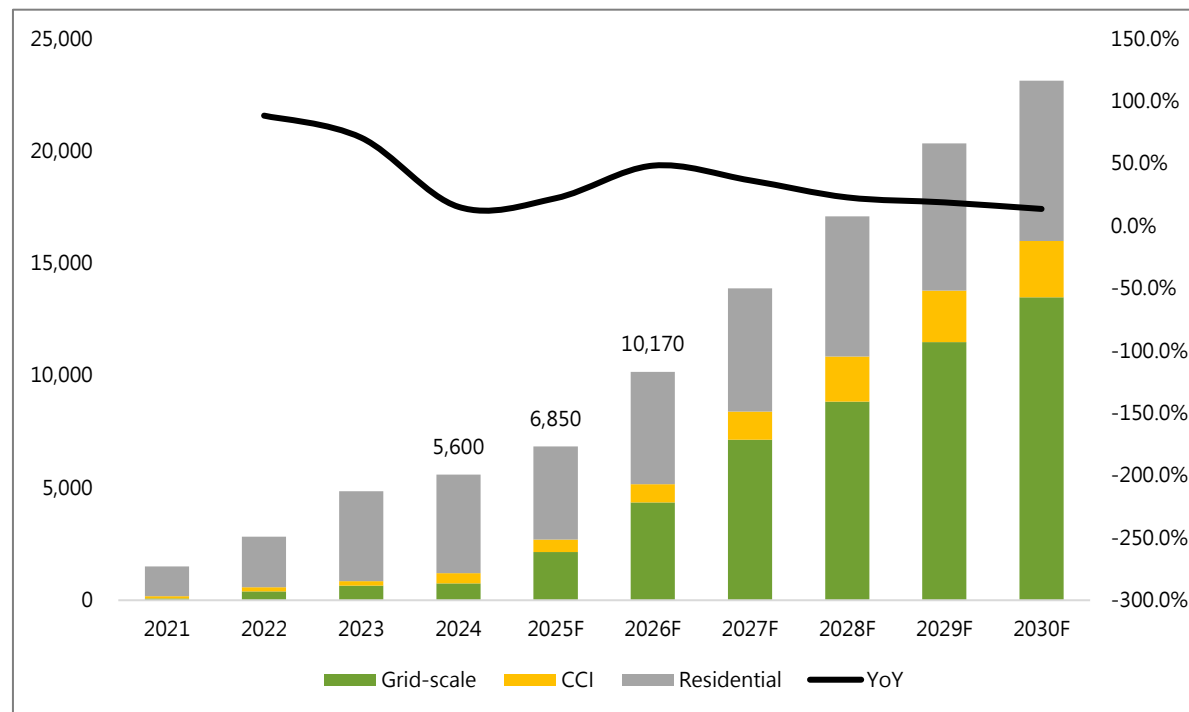
# 3-1 2025年德国户储阶段性回调，大储需求有望启动

- 2025年德国储能新增装机有望达 4.2 GW/ 6.9 GWh，同比+25%/+22%；户储阶段性回调，大储需求有望启动。
- 户储：2025年起各州补贴陆续到期，此前依赖补贴驱动的户储装机需求或将回落。目前居民安装户储更多倾向于光伏配储带来的经济性：①20年前安装的光伏系统上网电价补贴到期，配储增加收益；②高电价下，光伏配储减少用电成本。预计2025年户储阶段性回调，中长期来看随着户储经济性的提升，装机需求将由补贴驱动转向市场化驱动，仍将继续稳步增长；**工商储**：目前工商储规模较小，主要受限于盈利模式单一，未来随着辅助服务市场准入，盈利模式成熟，工商储装机渗透率有望逐步提升；**大储**：电网需求和市场化收益机制是德国大储发展的主要驱动因素。目前德国大储的盈利模式主要包括：①频率调节服务：包括初级频率调节 (FCR) 和自动频率恢复储备 (aFRR)；②电能量交易：储能系统可以在日前和日内电力市场进行峰谷价差套利来获取收益；③容量市场（尚未引入）：德国政府正在考虑引入容量市场机制，以确保电力系统拥有足够的可靠容量。随着盈利模式的多元化，德国大储装机需求有望开始陆续启动。

图：2021-2030年德国储能装机需求预测，Unit：MW



图：2021-2030年德国储能装机需求预测，Unit：MWh



### 3-1 德国通过太阳能峰值法案，光储一体化项目有望保持增长

- 德国通过太阳能峰值法案，光储一体化项目有望保持增长**；2025年1月31日，德国联邦议院通过了《关于修改能源工业法以避免暂时性发电过剩的法律》（太阳能峰值法案），旨在提高电力系统灵活性和避免出现发电过剩。主要内容：①新建光伏系统出现负电价时取消上网电价。补偿机制：可以延长原本20年的补贴期。用户可以自愿选择新法规，选择新法规的用户将获得0.6欧分/kWh的补贴；②光伏发电系统（功率>7kW）的最大馈入电网容量被限制为其安装容量的60%，安装智能计量系统（iMSys）的除外。2026年起将强制安装iMSys；③完全自发自用型和小型插座式光伏设备不受影响；④允许储能系统暂存电网电力，不仅可以用于自用，还可以用于电力交易和系统服务。该法律在联邦议院通过后，将提交联邦参议院，联邦参议院将于2025年2月14日召开下次会议，若参议院通过，法律将在《联邦法律公报》公布，并于次日生效。
- 从德国太阳能峰值法案中的主要内容不难看出，德国通过取消上网电价和限制馈入功率两大手段来提高电力系统灵活性和避免发电过剩。然，德国依旧给予了一定的补偿措施以鼓励用户继续安装光伏系统。此外，2025年2月1日，ZEREZ系统注册要求将正式生效，部分未注册设备或面临并网障碍。短期看，光伏需求面临政策调整压力，长期看，负电价期间无补贴，光伏系统需配备储能系统来提高整体经济性。此外，储能系统允许暂存电网电力，并可用于电力交易和系统服务，有望打开电力市场化交易空间，进一步提高电力系统灵活性，预计光储一体化项目将继续保持增长趋势。

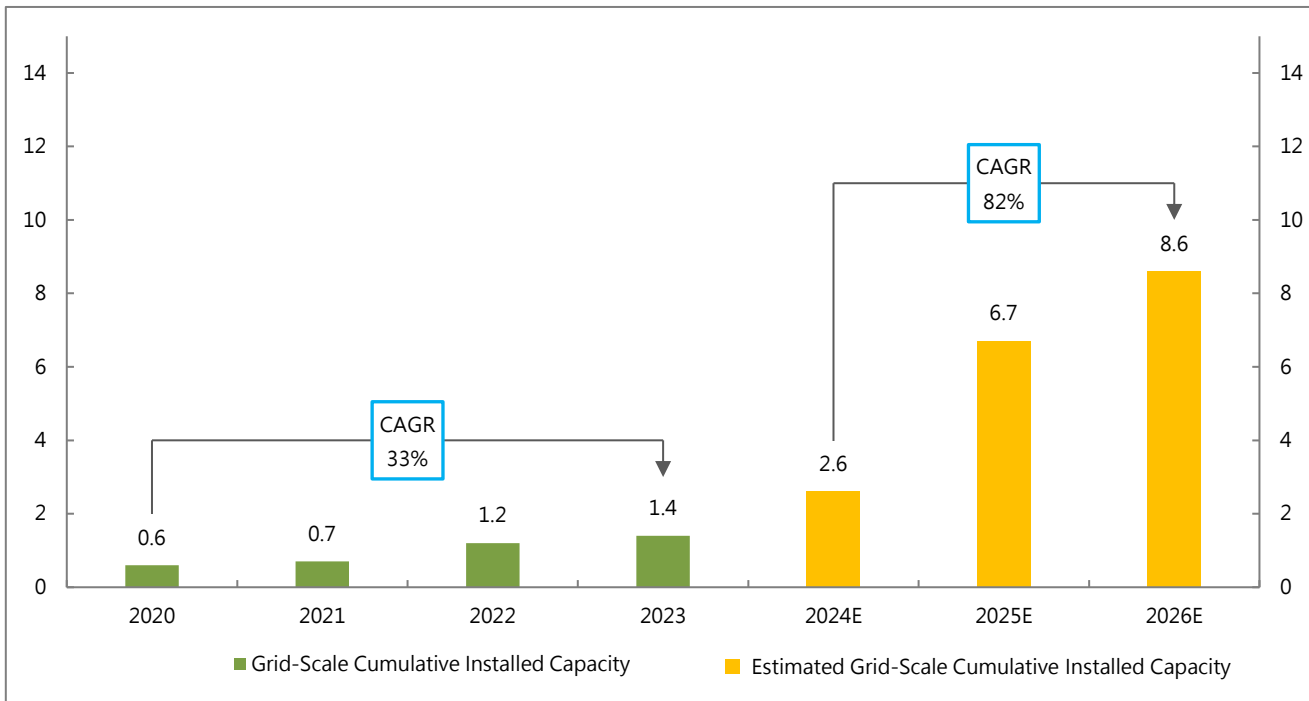
表：德国《太阳能峰值法案》影响分析

是否受影响	分类	要求
受影响的系统	新安装系统（功率>7kW）	2026年起，强制配备智能计量系统（iMSys）
		未配备iMSys，上网功率限制为60%
	负电价期间	无法获得上网补贴
		上网补贴期延长
		自愿参与新法规的用户将获得0.6欧分/kWh的补贴
不受影响的系统	配备智能计量系统（iMSys）	
	完全自发自用型系统	
	小型插座式光伏设备（阳台光伏）	功率≤2kW，逆变器≤800W

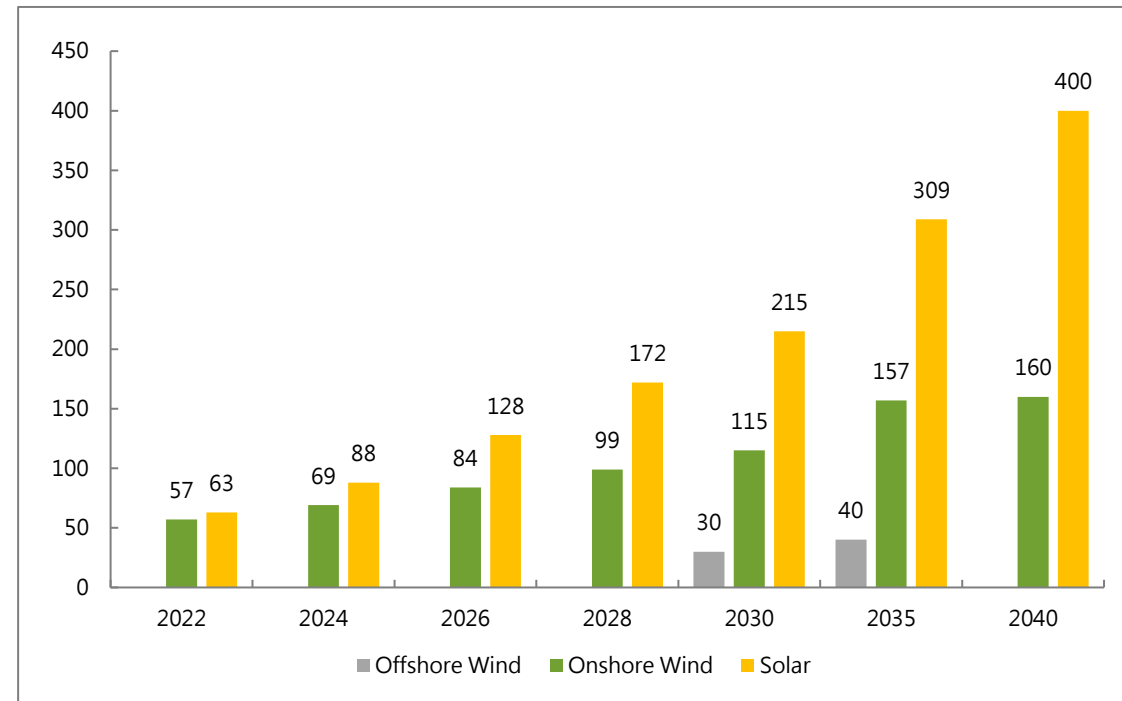
# 3-1 2025年起，德国大储有望率先放量，静待政府出台储能规划目标

- 2025年起，德国大储有望率先放量，静待政府出台储能规划目标；根据德国太阳能行业协会（BSW-Solar）预测，从2025年起，德国大储装机将迎来快速增长，到2026年大储装机容量将达8.6GWh，CAGR<sub>2024-2026</sub>达82%，远高于CAGR<sub>2020-2023</sub>的33%。据BSW统计，目前德国超80%的小型屋顶光伏已搭配储能系统，而工商业和大储装机容量仍较低。若未来光伏发电占比加大，因光伏较风能更具有波动性，电力系统将加大对储能的需求。截至2025年2月，德国政府仍未出台对储能未来的整体规划，大储项目商缺乏指向性装机目标。然，大储盈利模式逐渐成形，相较于工商储单一的盈利模式，德国大储将率先放量。
- 德国2023《可再生能源法》（EEG）最新修订案已于2022年7月30日生效，2030年可再生能源发电占比需达到80%；该修订案上调了2030年光伏累计装机目标由原200GW至215GW，2040年达400GW，为达成其2030年目标，年均光伏装机增量需达19GW。

图：德国未来两年大储装机容量预测（BSW-Solar），Unit：GWh



图：EEG2023中风能、光伏2040年装机目标，Unit：GW



# 3-1 德国户储市场正从直接补贴转向市场化发展

■ 目前德国户储装机大州补贴逐步退坡，部分州尚未发布户储补贴政策，德国户储市场正从直接补贴转向市场化发展，随着储能系统价格下跌，安装商通过提供优惠套餐和增值服务来吸引用户安装光储一体化项目。

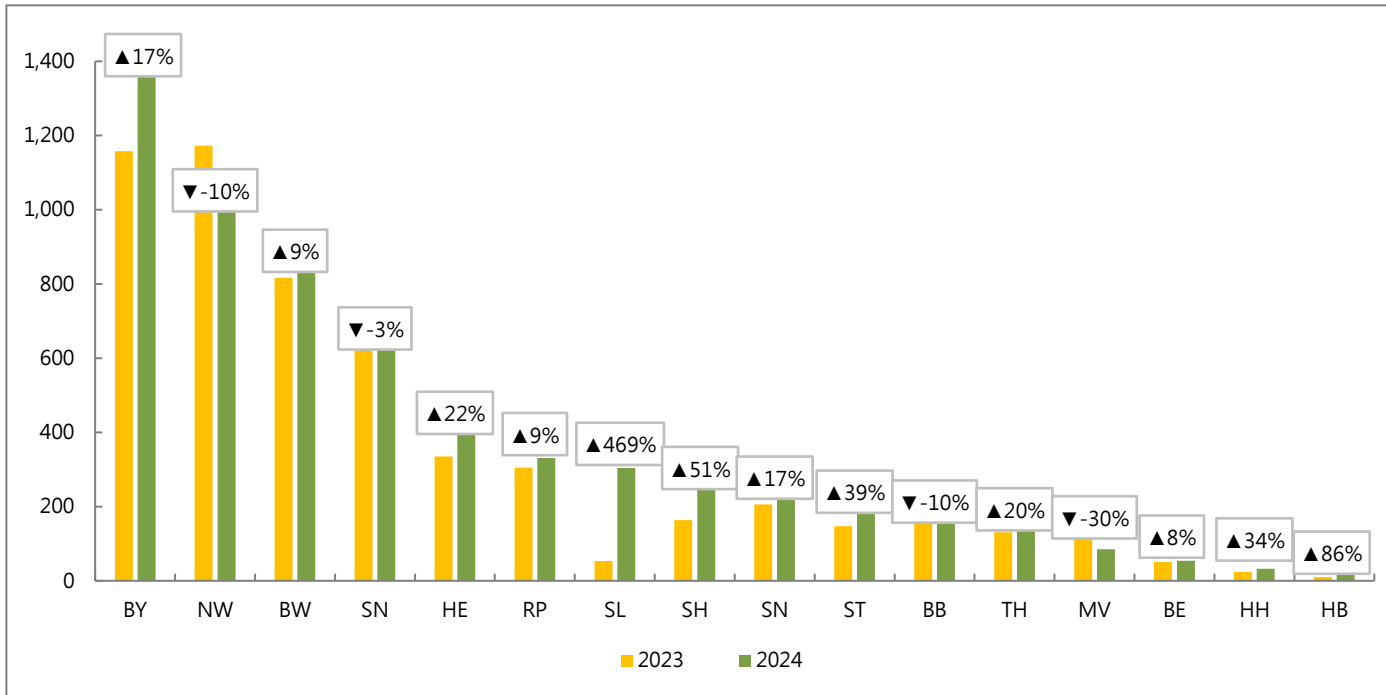
提炼点	相关政策	政策内容
取消用户光伏所得税及光储增值税	2022年税收法案	德国内阁通过2022年税收法案，宣布于2023年起，对一般用户（30kW以下的单户住宅以及15kW以下的多户住宅）、小型工商业和公寓型建筑的光伏系统的发电量免征所得税（原税率约为14%-15%），并对光储系统的采购、进口和安装免征增值税，法案已于2023年年初实施；该法案对屋顶光伏“余量上网”和“自发自用”两种收益模式分别给予针对性税收优惠，将进一步提升屋顶光伏的装机经济性，降低光储系统的装机门槛，从而有望刺激光伏装机需求并推动分布式装机中光储系统渗透率的上升。
无补贴低息贷款	“Kfw 270”计划	德国政府在2013-2018年通过“Kfw 275”计划对容量大小为30kWp及以下的光伏系统用户提供补贴及贷款优惠，以支持其用户加装电池储能系统；2017H1补贴率为电池成本的19%，随后每隔半年下调3%，并为储能贷款提供固定低息利率，补贴在贷款批准后的12个月内可全额领取。而现行全国性支持政策为“Kfw 270”计划，仅提供低息贷款，无额外补贴，对德国储能市场激励力度偏小。
延长大储项目的电网费用豁免期	《关于令能源行业法律适应欧盟法律要求》法案	2023年11月10日德国联邦议会通过了一项法案（§118 EnWG），该法律决定将储能的电网费用豁免期再次延长3年，直至2029年（原：2026年结束豁免）。此次豁免期延长，有利于大储项目装机需求的发展，为储能项目开发商提供更多确定性。对于在2029年前完工的大储项目，电网费用的豁免期限是20年，已覆盖其全生命周期。
制定未来储能发展方向及优化监管框架	发布《储能发展战略》	德国联邦经济事务和气候行动部（BMWK）于2024年3月发布《储能发展战略》。主要内容：①明确绿电和灰电（电网充电获得的电力）的区别化补贴；②确保电网系统稳定；③延长免缴电网费的规定，对电网建设和储能并网进行补贴；④储能系统的并网审批时长或将缩短，优先并网政策有望从可再生能源配储项目扩大至所有储能项目；⑤州市政府有望陆续出台更多的储能补贴政策。

州份	启动时间	补贴名称	补贴内容
北莱茵-威斯特伐利亚州	2016.09	“可再生能源和节能”计划	为输出功率大于30kW的光伏系统配备储能，可获得其投入成本的50%，作为资金补贴。单个储能系统可获得的最大补贴总额为75,000欧元。（已于2019年结束）
	2024.01	“市政建筑推广光储”计划	该补贴计划于2022年3月启动，政府部门及具备公益性质的协会可申请获得光储补贴，补贴额度高达350,000欧元，补贴比例最高可达90%，所安装的储能系统容量需为光伏系统容量的两倍，并保证系统的自用率至少80%。申请通道将于2024年6月30日关闭。2024年1月，北威州再次出资6000万欧元补贴光储项目，补贴额度最高依旧为350,000欧元，补贴比例提升至95%。该补贴计划旨在实现到2028年，北威州可再生能源装机达5GW（截至2024年底已安装超3.6GW）。
巴登符腾堡州	2018.03	“电网友好型光伏电池存储”计划（一）	为新建光伏系统配套的储能提供资助，对储能的容量补贴高达300欧元/kWh，其可获得的补助高达净投资成本的30%，最高补助金额为7,500欧元。（已于2019年底结束）
	2021.03	“电网友好型光伏电池存储”计划（二）	第二轮补贴对输出功率大于30kWh的光储系统提供补贴，最高额度为300欧元/kWh，此外，还对100kW以上的光伏系统提供一次性2500欧元补贴。（已于2021年5月结束）。截至2025年Q1尚无恢复该补贴计划信息。
勃兰登堡州	2018.03	1000储能激励计划	针对已有光伏系统通过改造新增储能系统或者新建光储系统提供资金补贴。该计划最初将为1,000个符合条件的住宅侧储能用户提供补贴，补贴金额最高可达储能系统总支出的50%最多7,000欧元。（已于2018年9月结束）。截至2025年Q1尚无恢复该补贴计划信息。
	2019.11	“小型存储”计划	针对住宅楼的户用光储系统，储能容量必须至少为2 kWh，其补贴金额取决于系统成本和自用比例，最多可提供3,000欧元的补助或储能系统总支出占比的30%；申请名额为500个。（已于2020年结束）。截至2025年Q1尚无恢复该补贴计划信息。
图林根州	2019.03	太阳能投资计划	如果电力用于自用，对光伏系统和储能的投入将得到补贴。如果电力由用户消耗，则投资带有用于存储光伏发电（仅电池储能）的固定储能系统的光伏系统可获得高达4,000欧元或投资成本40%的补贴。此外，独立电池储能系统也可获得200欧元/kWh或高达投资成本20%的补贴。（已于2022年12月31日结束）。截至2025年Q1尚无恢复该补贴计划信息。
巴伐利亚州（拜仁）	2019.08	光伏储能计划	在“10,000间房屋计划”中新添加了“光伏储能计划”部分，主要资助对象为新建的光储设备。补贴容量为5kWh-30kWh，补贴金额为500欧元-2,375欧元不等，具体补贴金额视储能系统容量而定。（已于2022年4月22日关闭申请）。截至2025年Q1尚无恢复该补贴计划信息。
柏林	2019.10	太阳能储能补贴计划	自2019年10月起，柏林住宅用户可以在购买光伏系统的同时购买储能系统并获得额外补贴。柏林储能资助计划提供300欧元/kWh，最高可达15,000欧元的补贴，用于户用光储设备的购买和调试。（已于2022年8月31日结束） 自2022年11月1日起，柏林资助计划SolarPLUS接力原太阳能储能补贴计划，继续为住宅用户提供同等额度的储能补贴。此外，还对工商业用户提供45%-65%的补贴比例，最高额度达30,000欧元。
萨克森州	2024.04	能源和储能补贴计划	针对光伏、热泵、储能等节能技术提供贷款及补贴，其中电池储能可获高达合格成本的20%贷款抵免，但需搭配光伏系统（峰值容量需在30kW至1MW之间）。个人、私营企业及市政府所属企业均可获得申请资格。需注意，光伏系统成本不纳入贷款抵免计算，仅提供无息贷款。整个系统的贷款额度限制在3.5万欧元至500万欧元之间。故本次补贴计划更多适用于激励户储和工商储装机需求。

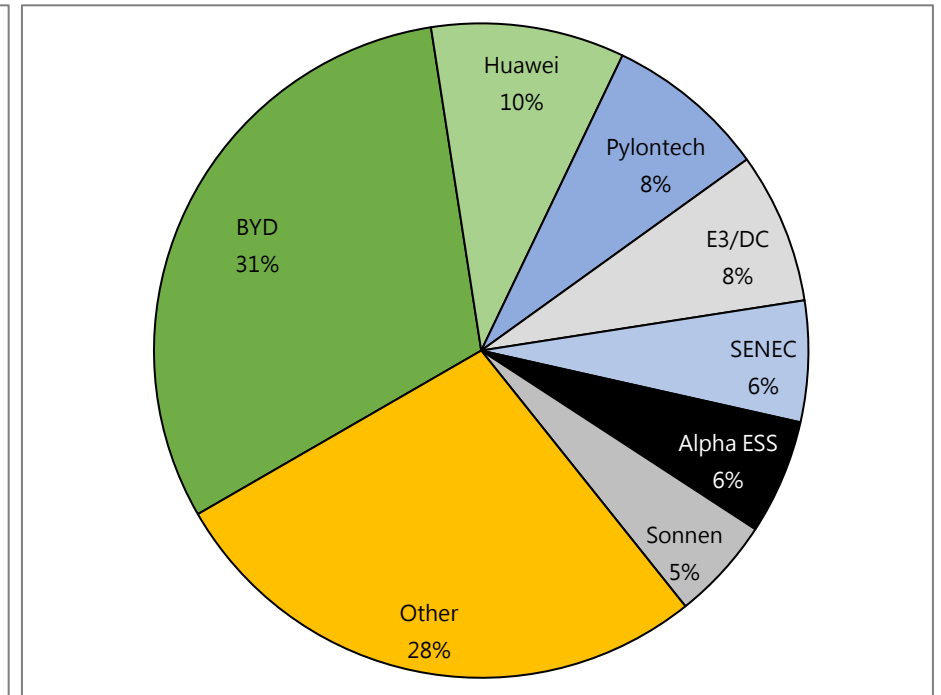
### 3-1 2024年德国储能装机大州仍以拜仁、北威州、巴符州为主

- 2024年德国三大储能装机市场依旧为拜仁、北威州、巴符州，2024年1-12月新增储能装机分别为 1.4 GWh、1.0 GWh、0.9 GWh（累计：3.9 GWh、3.2 GWh、2.6 GWh）。其中各州新增装机仍主要集中在户用储能，户储容量占比达83%，较2023年（84%）微幅下降；**户用储能**：由各州光储/独储政策补贴计划推动需求，以光储配套系统为主，户储装机大州仍集中在屋顶光伏装机大州。**大储及工商业储能**：早期因缺乏储能相关监管框架、目标和盈利模式，叠加多项税费，装机发展缓慢。随着大储盈利模式逐渐清晰，大储装机将迎来高速增长。
- 德国TOP3 户储供应商均为中国企业，约占 49% 的市场份额；BYD、Huawei、Pylontech均为中国企业，BYD 主要通过深度绑定补贴计划与其他企业拉开差距，而派能主要是与德国头部户储系统集成商合作。总体来看，整体德国户储市场头部企业竞争加剧，集中度将有所下降。此外，德国本土厂商Senec的户储系统在2022-23年多次出现爆炸事故，消费者对该品牌信任度有所减弱，为中国厂商进一步拉开市占创造契机。

图：2023-2024年德国各州储能新增装机量及同比，Unit：MWh，%



图：2023年H1德国户用储能市场份额，Unit：MWh，%

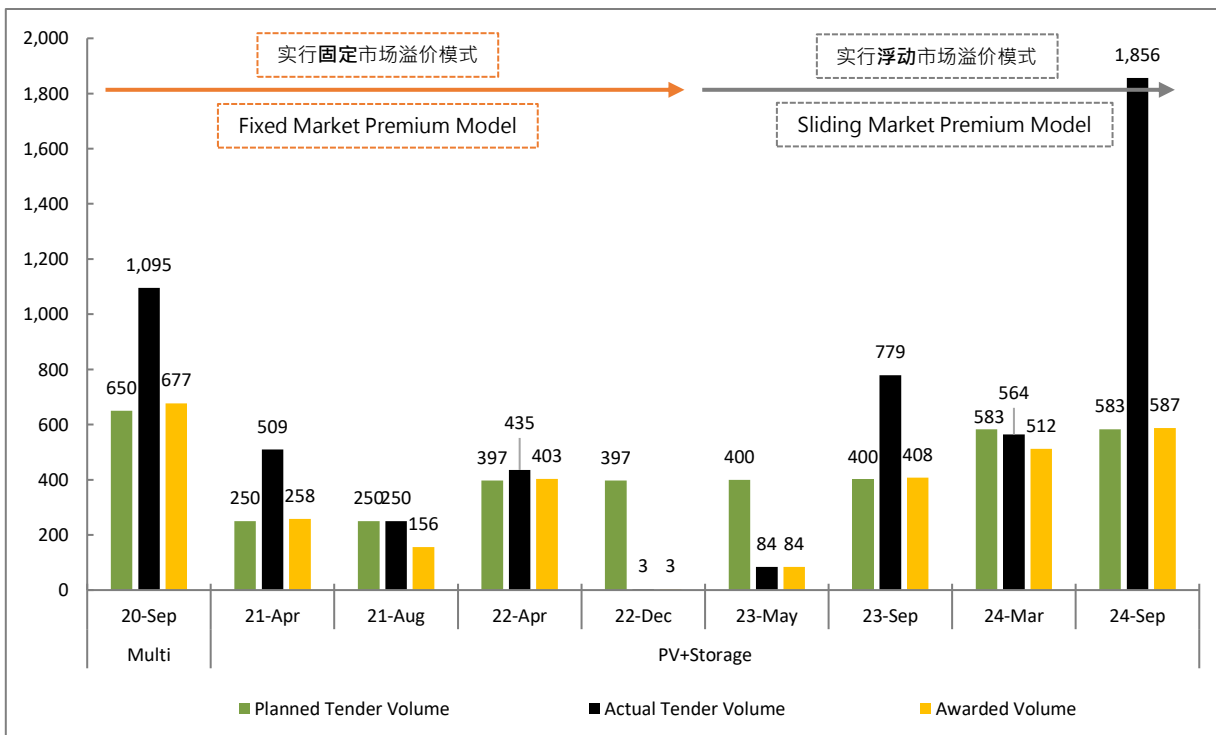


注：左图中X轴坐标为德国各州缩写

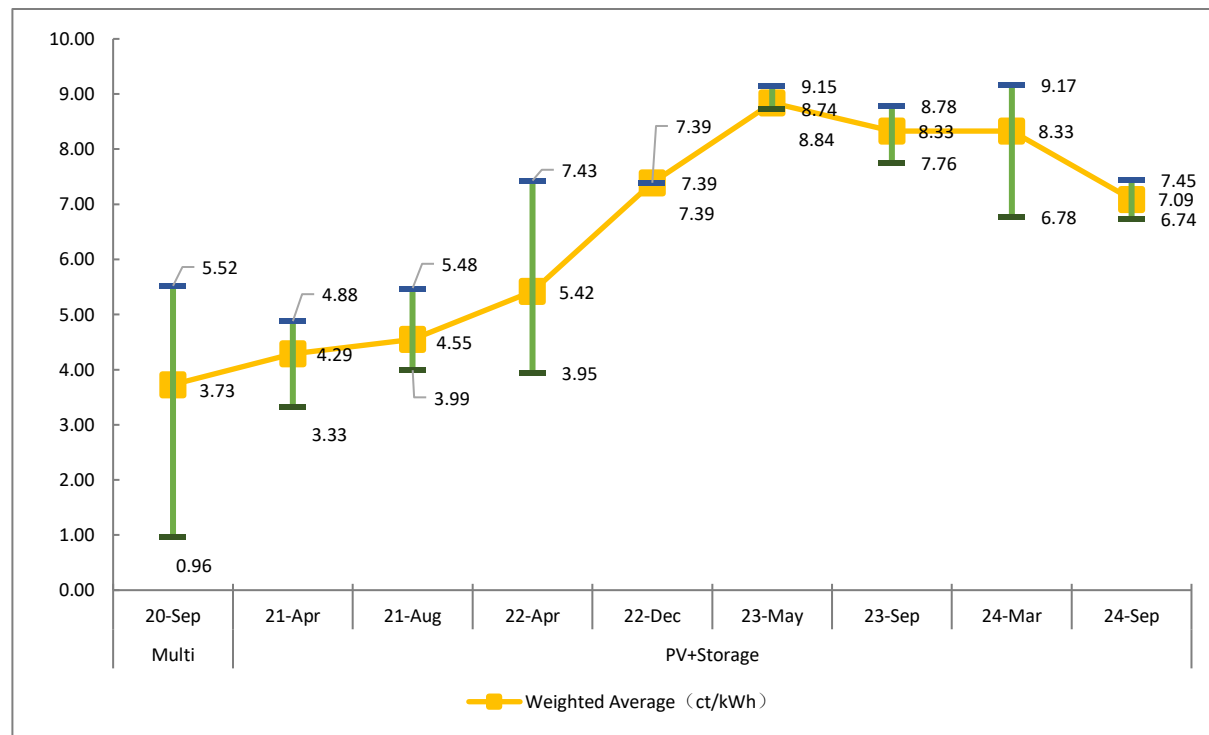
# 3-1 德国第九轮创新招标超额认购，加权平均中标价格大幅下降

- 德国创新招标溢价模式改变，中标项目收益下降；德国政府至今已完成9次创新招标。除第1轮为混合类别项目中标外，其余8轮为光储项目中标，累计招标/中标量为 3911 MW/ 3087 MW。2022年12月的创新招标轮次从原来的“固定市场溢价模式”转变成“浮动市场溢价模式”，项目商无法在高电价时获得过渡补偿（市场电价收益+固定市场溢价），政府仅保障低电价时的差价（市场电价低于发电成本），项目收益下滑。在排除组件价格波动的影响下，机制上的改变或将导致后续的创新招标无法重现2021年时的超额认购现象。
- 德国第九轮创新招标超额认购，加权平均中标价格大幅下降；德国联邦网络局（BNetzA）于2024年10月公布第九轮创新招标结果，招标量/投标量/中标量分别为 583 MW/ 1856 MW/ 587 MW，加权平均中标价格为 7.09 ct/kWh，同比-15%，虽此次创新招标首次对风储项目投标，但中标项目均为光储项目。项目拟建在贫困地区耕地和草原地区，此次创新招标加权平均中标价格远低于此前设置的9.18 ct/kWh的中标价格上限，其中，巴伐利亚州获得总容量为 228MW，其次是梅克伦堡-西波美拉尼亚州的 115 MW和莱茵兰-普法尔茨州的 57 MW项目。此外，第十轮创新招标定于 2025 年 5 月 1 日举行。

图：德国创新招标项目招投标结果，Unit：MW



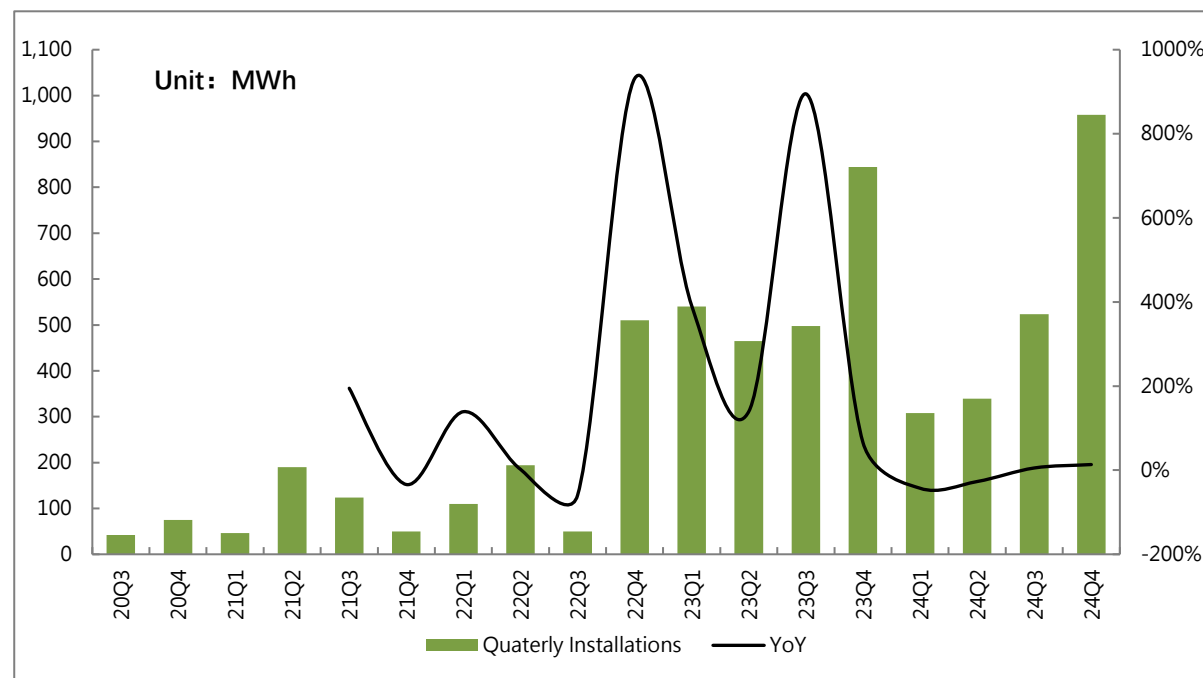
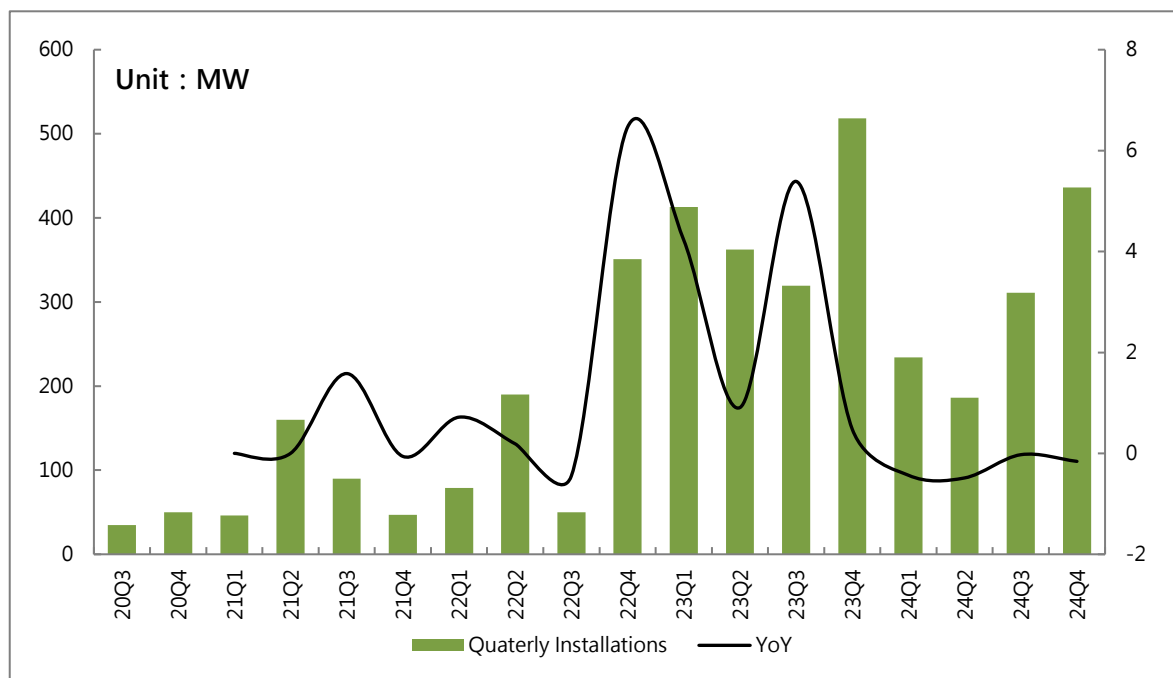
图：德国创新招标项目中标电价，Unit：ct/kWh



## 3-2 英国储能逐步转向长时储能，并网延期问题仍待解决

- 2024年Q4英国电网级储能新增装机 436 MW/958 MWh (平均储能时长2.2小时) · 同比-16%/+13% · 环比+40%/+83%；2024年Q4实现单季度最大容量装机新增，且98%的新增容量储能时长超过2小时，英国储能逐步转向长时储能。2024全年新增新增装机 1.2 GW/2.1 GWh · 同比-26%/-9% · 累计装机达 4.8 GW/6.8 GWh。并网时间延迟现象在不断加剧：根据并网管道的数据显示，截至2024年Q3英国累计30.5GW储能项目等待并网，理论上小于50MW的项目并网审批周期在8-13周，大于50MW的项目在1.5-2年，由于电网容量不足和大量清洁能源和储能项目（约722GW）积压等待并网，储能项目并网审批流程被拉长。根据阳光电源与英国储能公司Fidra Energy签订的4.4GWh独立储能项目审批流程看，独立储能并网审批流程在2-3年。目前英国正制定更加严格的监管措施来筛选优质并网项目，以实现其2030目标。
- ESO主导并网流程优化，储能项目管道中部分项目提前4年并网；英国电力运营商（ESO）在2023年11月宣布已为规划在英格兰和威尔士规划落地的约 10 GW 电池储能项目给予新的并网日期，平均较原协议早4年。此外，还将为储能共址项目提供加快电网审批流程的服务，早前因审批制度缺陷所导致的共址项目需求迟迟未得到发展，或将得到有效改善。预计从2024年起，每年完成并网审批的电池储能项目将攀升至 3 GW 以上（2023年已完成安装并通过并网审批的量约为 1.5 GW）。

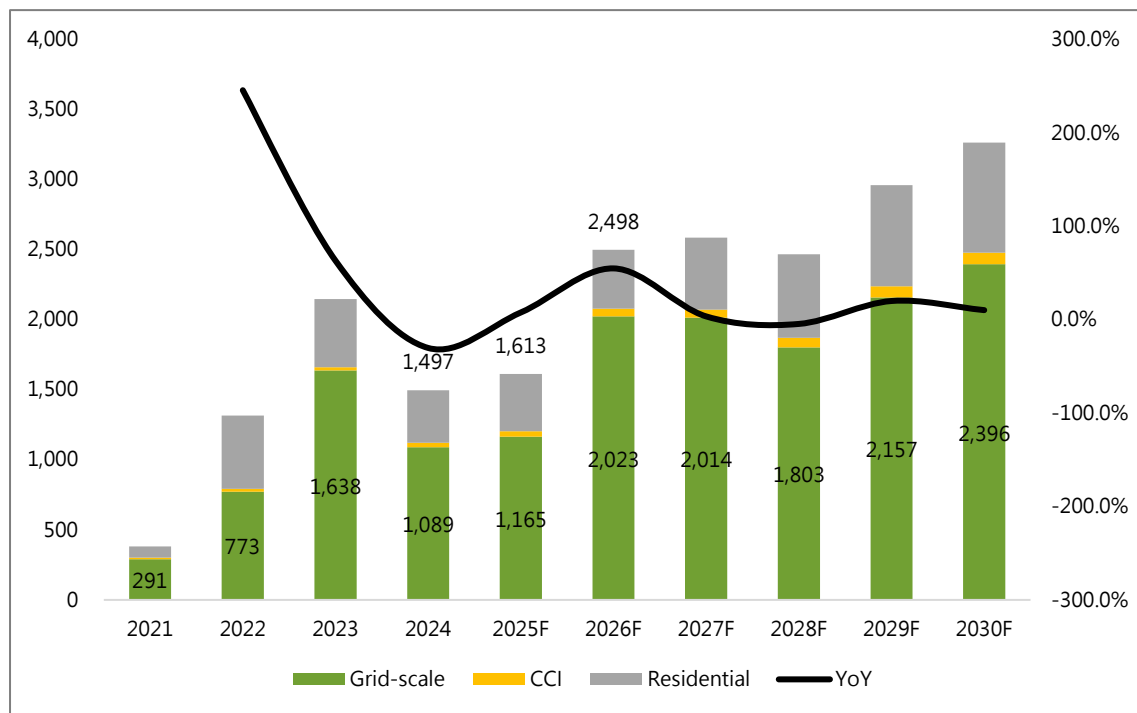
图：英国2024年电网级储能新增装机 1.2 GW/2.1 GWh · 同比-28%/-9% · 累计装机达 4.8 GW/6.8 GWh (modo)



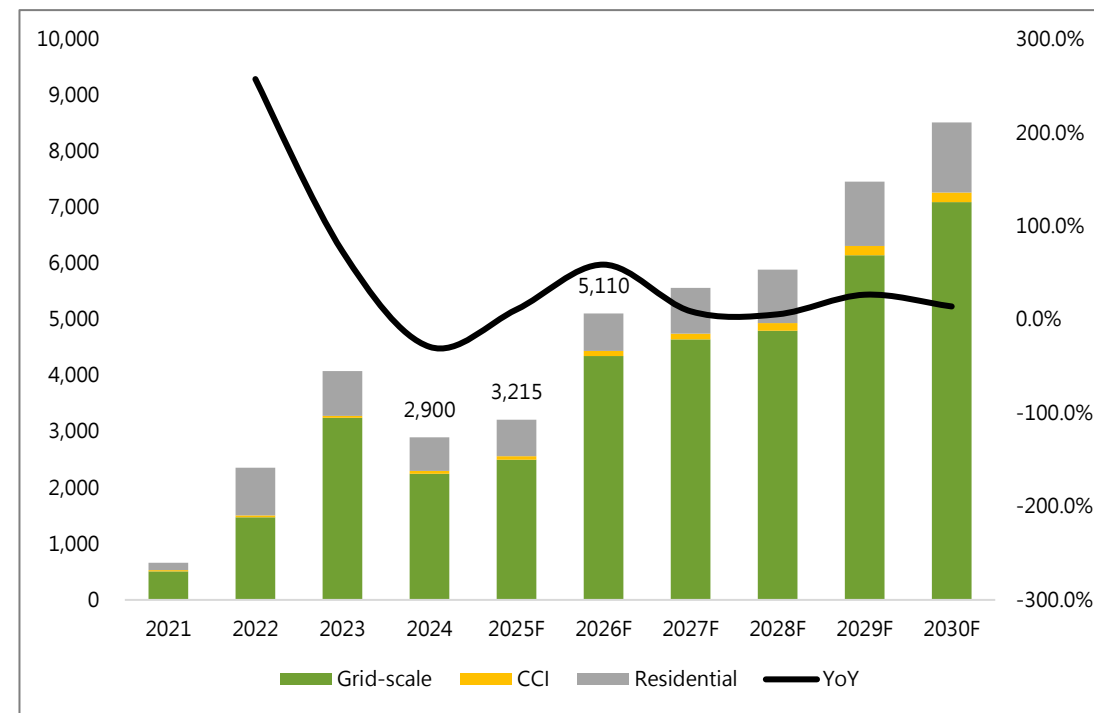
## 3-2 英国在大储多元化盈利模式刺激下，2025年装机需求增长将持续发酵

- 2025年英国储能新增装机有望达 1.6 GW/ 3.2 GWh，同比+7.7%/ +10.9%；依旧以大储为主导，户储需求因免税政策推动，或将出现较大幅度拉升。
- 表前侧：英国退煤和核电建设周期长带来的电力缺口需由风光发电填补，亟需储能提高灵活性。盈利模式愈发多元化，通过容量市场招标（提供1-15年的容量合同）、日前现货交易（峰谷价差获利）和 DC/DM/DR 调频辅助服务，可实现3-4年的静态回报期，高度的确定性刺激着独立储能需求的发展。此外，第4-6轮CfD差价合同拍卖，部分风光中标项目配置的储能系统已开始开工建设，有望带动共址储能需求回升。需注意，目前辅助服务市场逐渐饱和，叠加电网互连限制，或影响部分项目进展；
- 表后侧：户储：居民零售电价高于接替FIT政策的SEG平价电价，以及户用光伏配储免增值税（原税率为20%）的政策激励下，户用光储经济性提升。工商储：受工业电价波动和高耗能企业对电能质量要求驱动。目前体量较小，主要受限于投资回报期较长，未来随着工商储参与电网服务以及补贴政策，投资回报期缩短有望迎来增长；
- 容量市场对大储需求日益趋旺，预计未来1-2年英国储能市场增长将以大型独立储能项目为主要支撑。然，仍需关注电网接入延迟问题持续提高项目建设/并网时间点的不确定性。

图：2021-2030年英国储能装机需求预测，Unit：MW



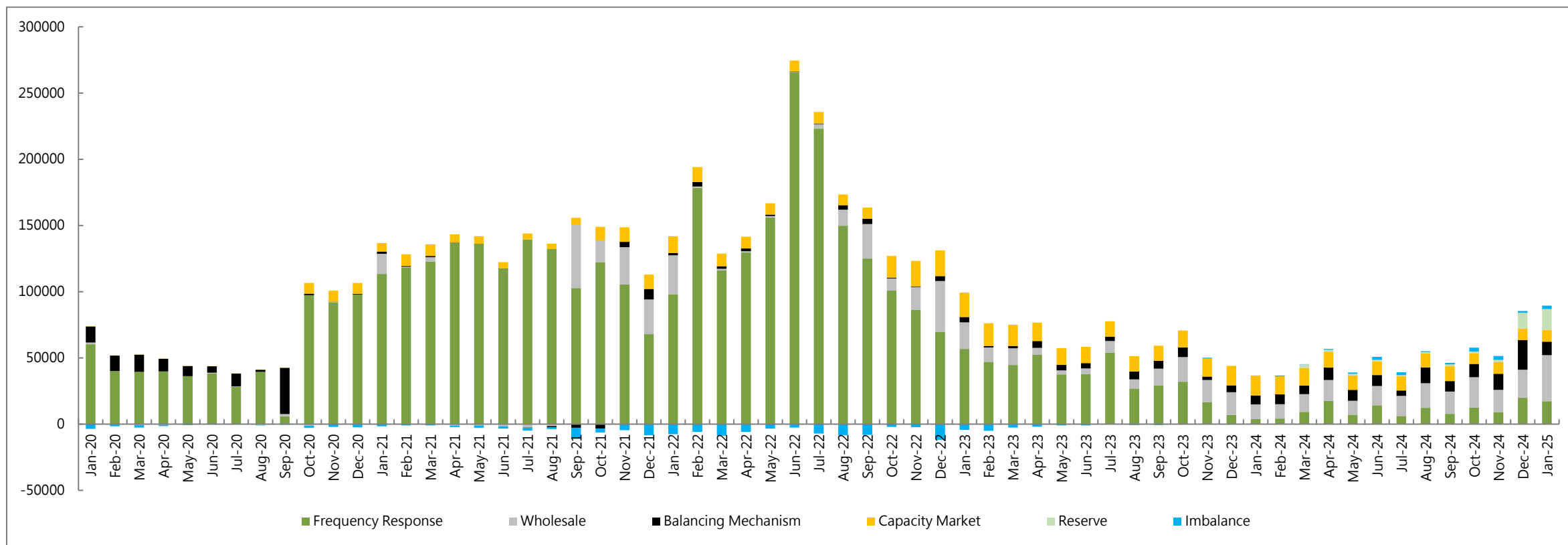
图：2021-2030年英国储能装机需求预测，Unit：MWh



## 3-2 英国储能盈利模式趋向多元化，有望进一步释放储能灵活性价值

- 英国电网级储能的盈利模式趋向多元化，主要收入来源包括频率响应、批发市场、容量市场、平衡机制、储备服务及不平衡补偿等；2020-2023年，频率响应是英国储能的主要收入来源，占比超80%。2024年起，随着频率响应市场逐步饱和，该类别收入占比逐渐下降，2024年全年平均占比降至20%，批发市场和容量市场收入占比逐步提升，2025年1月，批发市场和容量市场收入占比分别为38.8%和9.9%，主要系英国冬季电力需求高增，风电出力减少，电力供不应求导致批发电价暴涨。未来随着可再生能源占比逐步提升和市场机制的完善，将进一步释放储能灵活性价值。

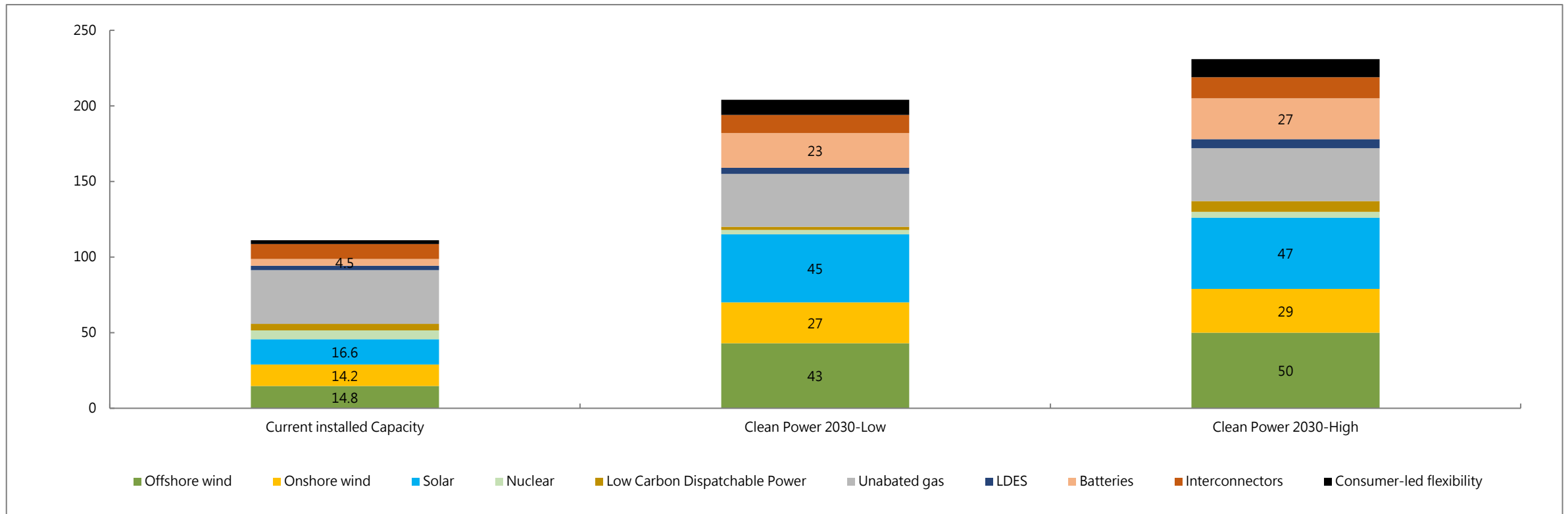
图：英国电网级储能收入占比（modo），Unit：GBP/MW/year



## 3-2 英国《2030年清洁电力行动计划》大规模部署电池储能和长时储能

- 2024年12月13日，英国政府出台《2030年清洁电力行动计划》，到2030年实现可再生能源装机容量大幅增长，重点发展海上风电和太阳能光伏，大规模部署电池储能和长时储能。
- 核心内容：①**装机目标**：到2030年，太阳能光伏装机达45-47GW（有望突破47GW），风电装机70-79GW（海上风电装机43-50GW，陆上风电装机27-29GW），计划安装23-27GW电池储能和4-6GW长时储能，并发展天然气碳捕集利用与封存（CCUS）、氢能等灵活技术。天然气储备容量维持在35GW以保障电力供应安全；②**屋顶光伏**：计划推动仓库、工业及室外停车场安装屋顶光伏，英国仓储协会（UKWA）预计所有仓库安装光伏系统可释放高达15GW的屋顶光伏装机容量。2025年启动停车场安装屋顶光伏调研；③**CfD**：a.公布拍卖时间表和即将到来的分配轮次的容量目标信息来提高拍卖透明度；b.计划延长目前15年的合同期限。预计于2025年夏季开始的CfD7施行调整政策；④**资金支持**：太阳能技术已纳入 Warm Homes Local Grant 和 Warm Homes Social Housing Fund中，为太阳能光伏的发展提供了重要的资金支持。此外，英国预计在2025年至2030年期间每年平均投资约400亿英镑来实现2030目标；⑤**电网改革**：明确指出改革电网连接流程，减少连接排队，优先并网2030年所需项目。

图：英国2030清洁能源装机目标，Unit：GW



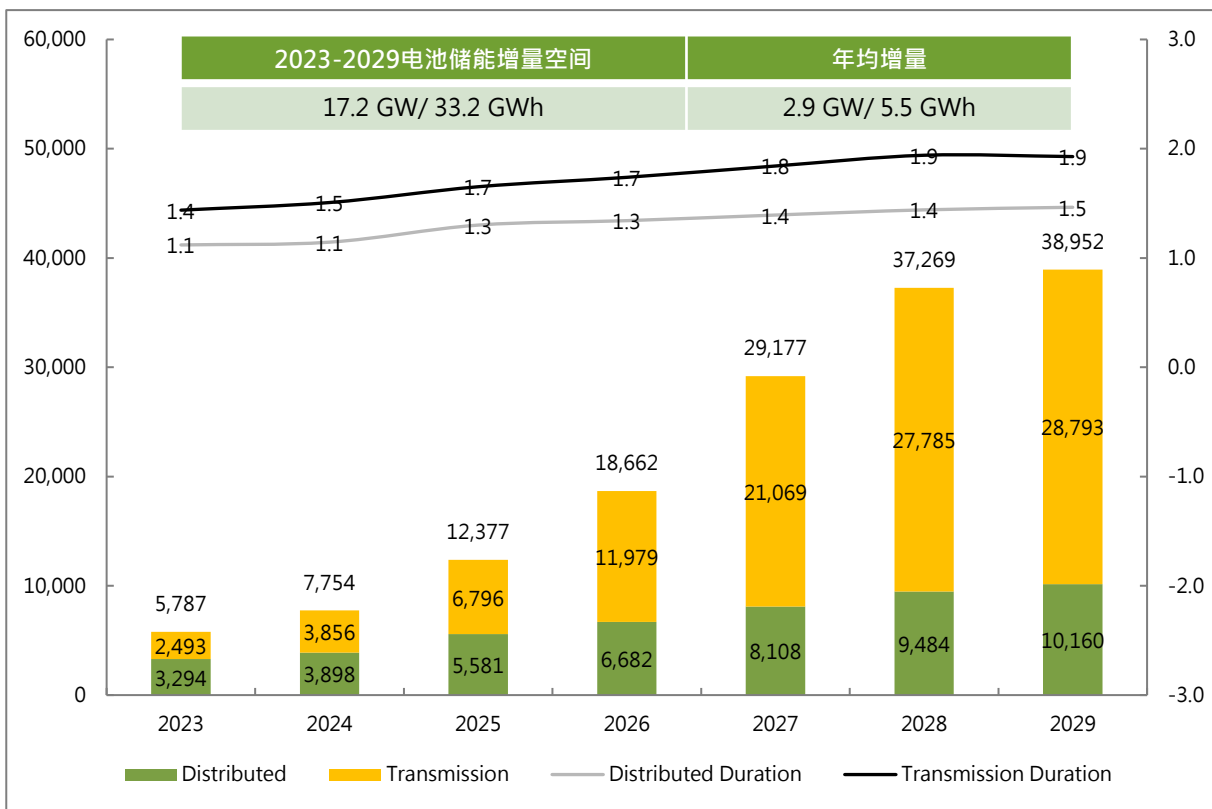
The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

注：Current installed Capacity数据截至：2024Q2；LDES：长时储能；Low Carbon Dispatchable Power：生物质能、生物质能CCS、天然气CCUS和氢气；Unabated gas：未减排天然气；Consumer-led flexibility：自用型发电设备

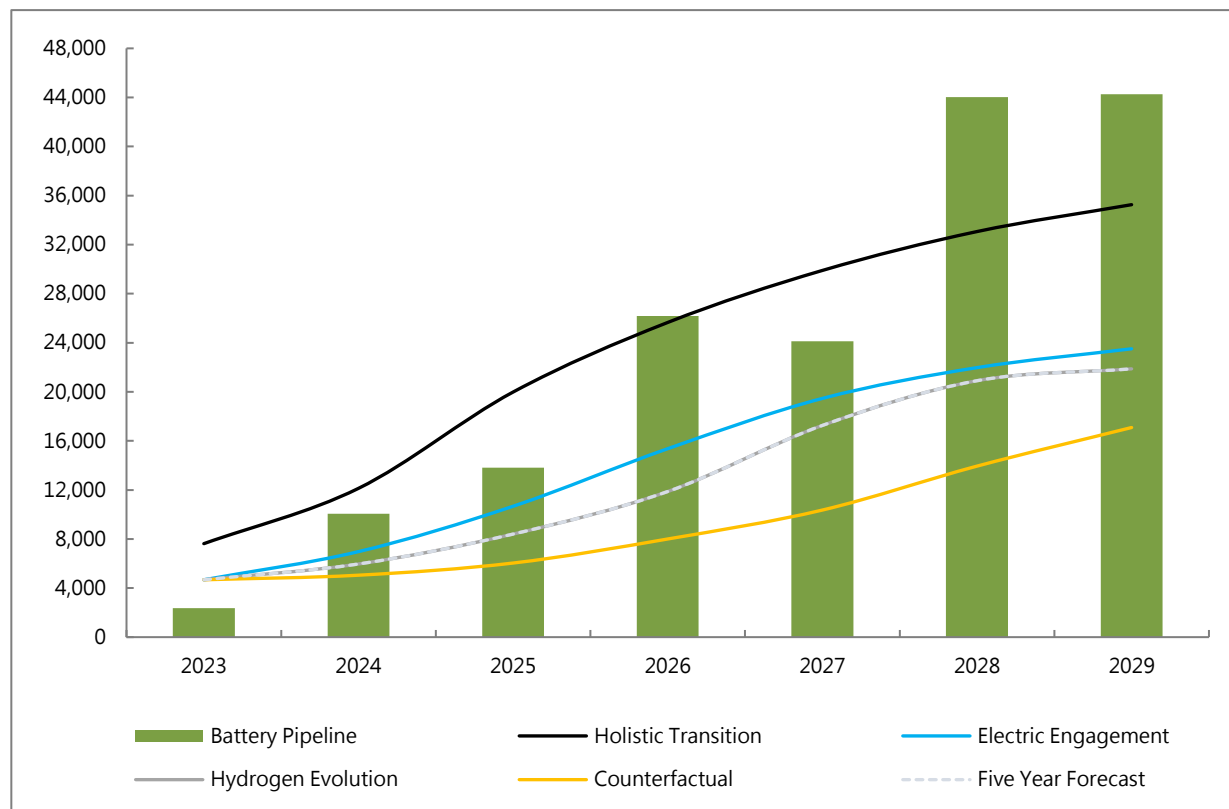
# 3-2 FES 2024大幅上调储能装机预期，2025年起有望打开增量空间

- ESO预测2023-29年英国电池储能装机增量空间为17.2GW/33.2GWh，以电网级储能为主；2024年7月英国国家电网ESO发布《未来能源情景 FES 2024》，预计2029年电池储能累计装机可达21.9GW/39.0GWh，容量占比为74%（电网级储能）和26%（分布式储能）。此外，英国储能未来布局将集中在英国南北部，中部地区储能装机需求较弱。
- 新版FES大幅上调储能装机预期，为加速储能部署进度释放明显信号；相较于2023年版，新版FES大幅上调英国储能装机预期（尤其是大储），短期内英国储能需求或将通过政府出台相应激励政策推动增长，长期看，英国电网侧储能装机需求将持续走高。根据FES未来5年装机预测，英国储能需求将在2025-2028年呈现快速增长态势。结合英国储能项目管道数据，英国未来储备项目充足，并网堵塞问题将是主要瓶颈。

图：英国国家电网ESO电池储能未来5年装机预测，Unit：MWh，hrs



图：不同FES Scenarios电池储能装机目标与现有管道储备对比，Unit：MW

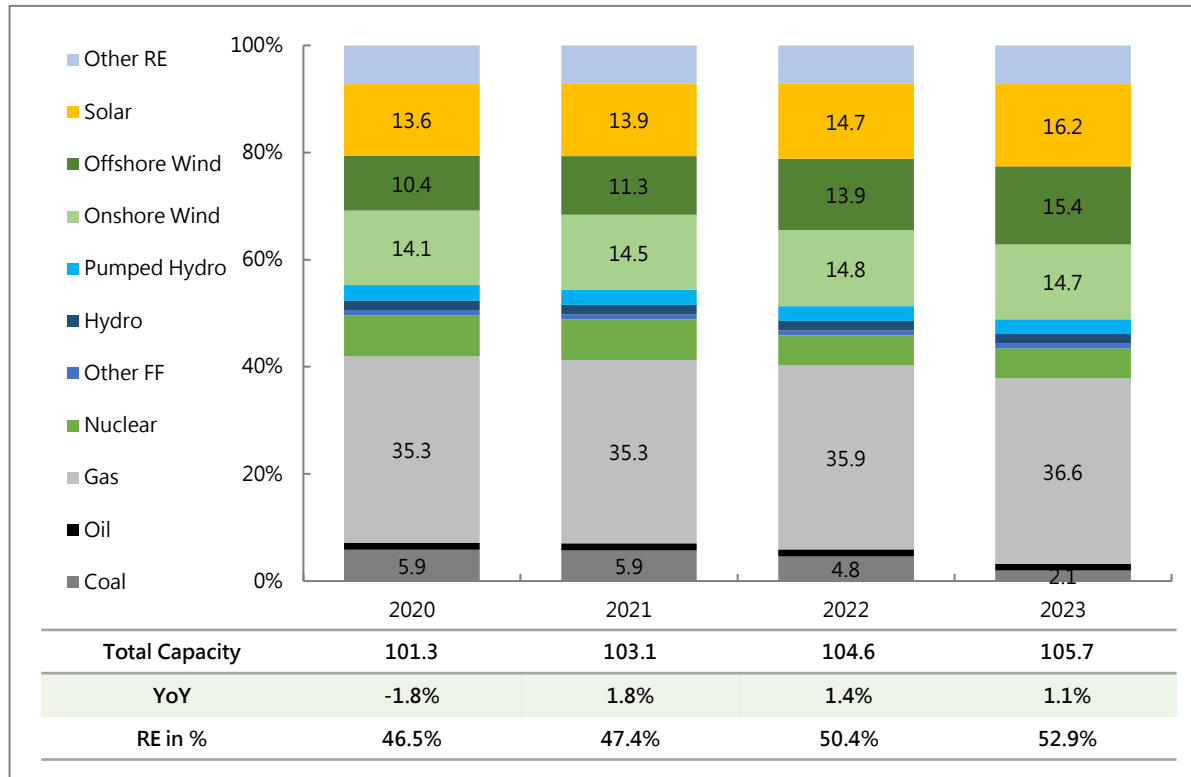


注：Transmission 指的是电网级储能项目（即大型储能）；Decentralised 指的是容量等于或大于1MW的分布式储能项目

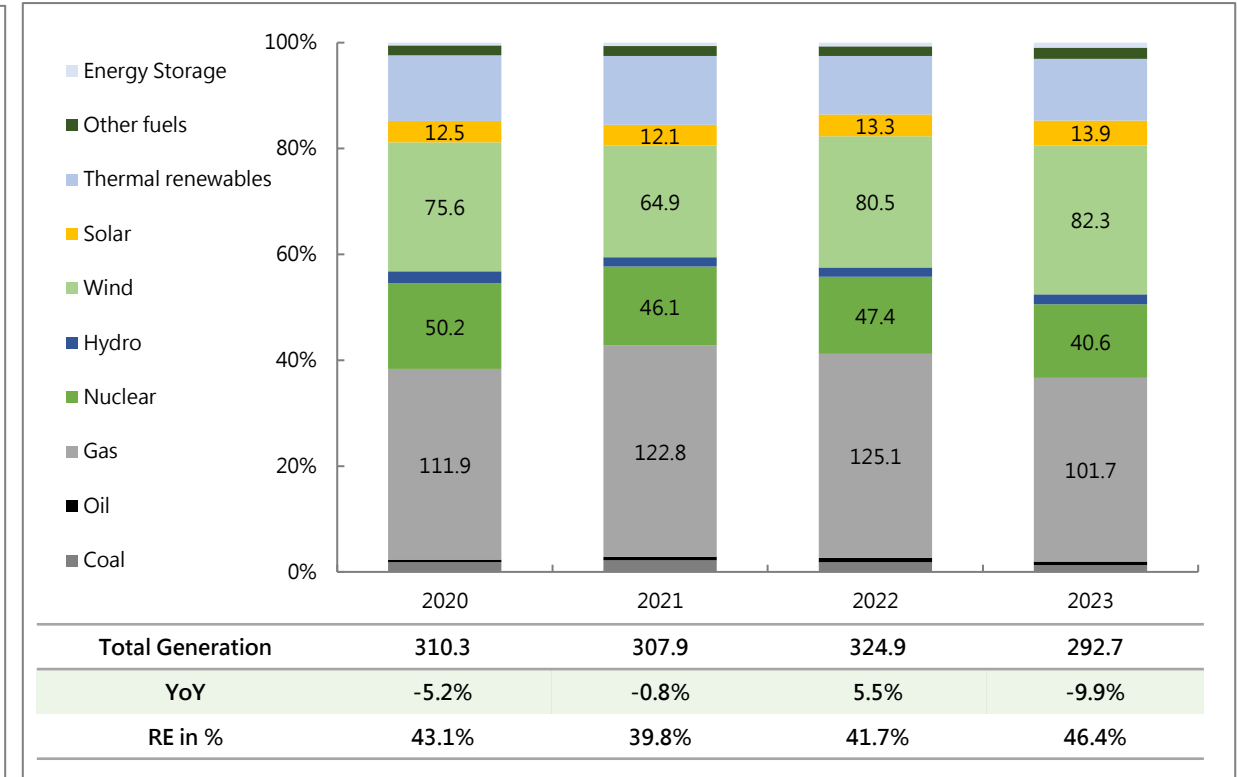
# 3-2 英国2023年因用电需求下降，供需压力减轻，可再生能源发电占比接近50%

- 2023年英国总装机容量达 105.7 GW，其中可再生能源占比达 52.9%，风能/光伏占比为 29%/15%；与2022年同期对比，非可再生能源中，煤电容量减少 2.7 GW；英国政府计划在2024年10月之前关闭所有的燃煤电厂（目前仅剩一座 2 GW 燃煤发电厂）。可再生能源中，风能/光伏容量增加 1.4 GW/ 1.6 GW。因英国海陆风力资源丰富，该国致力于推进风力发电，预计未来英国可再生能源侧，风能仍占主导地位，但光伏与其容量差距将不断拉近。
- 电力需求减少叠加多个传统发电机组退役/关停，致英国可再生能源发电占比逼近50%；2023年英国发电量较22年减少 32 TWh，受整体欧洲电力需求减少影响，英国从22年的净出口国回归净进口国（进口互连线上的其他国家电力更为便宜）。此外，燃煤、天然气、核能等发电机组退役或关停，使其发电量进一步回落。这也导致在可再生能源发电量无明显增长的情况下，发电占比出现显著提升，已逼近50%的关口。

图：2020-2023年英国各能源装机占比及容量，Unit：GW，%



图：2020-2023年英国各能源发电结构变化趋势，Unit：GWh



\*：Pumped Hydro 由于其存储的电力并非来自于水电，在英国不计入可再生能源范畴

## 3-2 英国提出电价上下限机制，刺激长时储能投资

- 2024年10月10日，英国净零排放和能源安全部（DESNZ）提出一项新计划，旨在刺激对该国长时储能（LDES）领域的投资。新的支持计划采用电价上限与下限机制，储能开发商将获得最低收入保障。这将确保公司至少能够回收投资成本，但收入上限意味着他们必须分享超过一定水平的利润。该机制旨在克服目前长时储能缺乏投资的问题，这一机制将通过保证高于商定最低限度的收入来为投资者提供收入确定性，并通过将收入限制在商定的上限来为消费者提供保护。

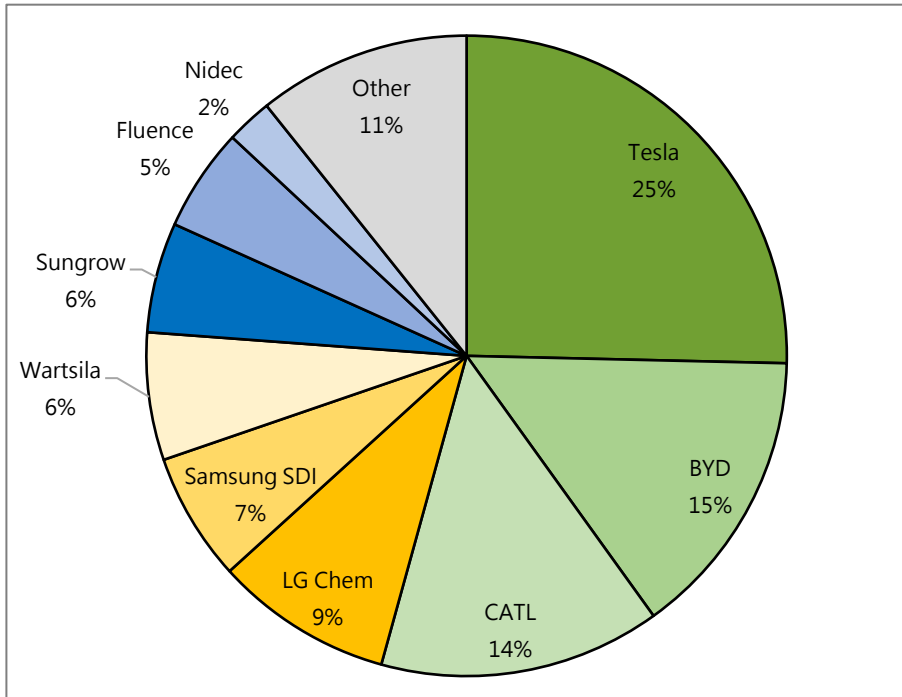
表：英国储能相关政策

政策类型	发布日期	政策名称	政策内容
资金支持	2017.09	法拉第电池挑战	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国企业可通过可行性研究或创新项目申请拨款，实现提高电池性能、降本、可回收等方面的进步。该项目总预算为5.41亿英镑。</li> <li>原计划于2022年结束，后获延期至2025年3月结束。</li> </ul>
	2020.11	净零创新组合	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国政府投入10亿英镑到“净零创新组合”项目，以加速低碳技术创新，降低英国低碳转型付出的成本。</li> <li>其中，1亿英镑用于支持储能和电力灵活性创新过程中面临的挑战，以及不同时长储存技术，用于提高可再生能源在电力系统中的占比。</li> </ul>
并网机制/ 补贴政策	2017.07	智能系统和灵活性计划	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国修订电力法，明确储能的许可证和规划制度，将储能的定义从发电资产转变成电力系统的组成部分，因此在现有规则体系下，电网运营商可以对储能项目进行投资。</li> </ul>
	2017.12	容量市场*开放	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国政府针对不同技术路线的储能项目设定了不同的技术规格要求和结算指标，充放周期更长的储能项目将获得更高的收入回报。</li> </ul>
	2019.05	SEG政策替代FiT	<ul style="list-style-type: none"> <li>在SEG（Smart Export Guarantee）框架下的户用光伏系统受益严重下滑，FiT政策正式退坡。</li> </ul>
	2020.05	取消双重收费制度	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ofgem通过对电价征收制度审查，于2020年上半年对这些电价政策进行修订，批准取消针对电储能的“双重收费”，使储能设施只支付发电时的网络使用费</li> </ul>
	2020.05	容量市场新增碳排放限制	<ul style="list-style-type: none"> <li>BEIS发布了关于容量市场制度的最新政策性文件，其中的主要变化之一是加入了对碳排放量的限制，导致高排放的传统能源发电项目在容量市场的竞标参与度受限，而可再生能源以及储能项目将获得更大的中标容量空间。</li> </ul>
	2020.07	取消电池储能项目容量限制	<ul style="list-style-type: none"> <li>此前英格兰和威尔士区域对审批储能项目资格设有容量上限，分别为50MW、350MW，超过该规模的储能项目需统一通过国家重大基础设施项目（NSIP）审核，方可建设施工。对于大型储能项目而言，NSIP的审核时间过长，项目从立项到开始施工需耗时1-2年，限制了对储能投资意愿。</li> <li>英国内阁通过了二级立法，取消电池储能项目容量限制，允许在英格兰和威尔士分别部署规模在50MW以上和350MW以上的储能项目。取消审核储能项目容量上限有助于大型储能项目缩短其3-4个月规划周期，同时也将刺激大量投资进入储能领域，电池储能项目数量有望增加两倍。</li> </ul>
	2023.12	户用储能系统免征增值税（VAT）	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国政府宣布在2024年2月1日起正式取消储能系统的增值税（20%）</li> <li>免税政策早前仅覆盖新增的户用光储系统，现延伸至独立储能或现有光伏系统后期加装储能的项目。</li> </ul>
	2025.01	威尔士政府绿色能源项目补贴	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025年1月3日，威尔士政府宣布2025年起，向32个社区绿色能源项目提供高达1000万英镑的补贴，此次补贴覆盖太阳能电池板、电池储能系统、电动车充电桩和热泵等设备，包括学校、休闲中心、养老院、商务园区和社区中心等多应用场景（细分补贴金额未公布）。</li> </ul>
2025.01	英国“温暖家园”补贴计划	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国政府计划通过向民众提供补贴和低息贷款，推动家庭安装光伏和储能系统，以实现2030年清洁能源目标。补贴资金来自66亿英镑的“温暖家园”计划，并计划在明年的支出审查中进行分配。政府还考虑提高房主向电网“出售”未使用电力的收益，以激励更多家庭参与。目前该政策仍在制定中，预计于2025年6月公布具体补贴细节。</li> </ul>	

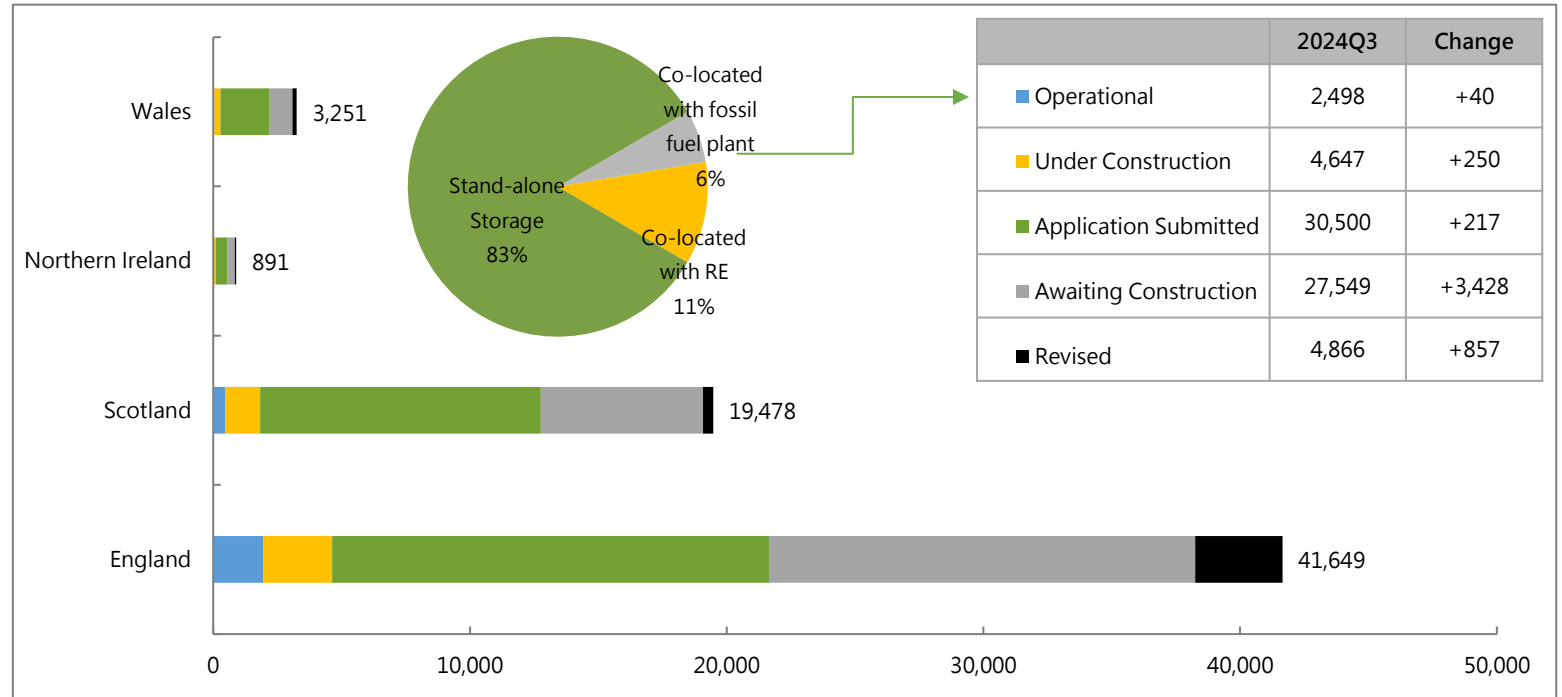
## 3-2 随着NPPF对大型风光项目审批进行修订，有望带动更多共址项目的涌现

- 截止至2024年Q3，英国可再生能源项目数据库（REPD）中，在役大型电池储能项目装机量为 2.5 GW，其中独立储能/可再生能源配储/化石能源配储占比分别为 83%、11%、6%。**辅助服务**：因英国储能市场早期发展依赖频率响应服务（电网侧），储能项目通过固定频率响应服务（FFR）、增强频率响应（EFR）或动态遏制（DC）等获取稳定受益。**容量市场**：目前调频服务市场容量接近饱和，储能系统收益下滑。故独立储能项目逐步转向容量市场竞争，储能中标容量呈上升趋势，清算价格相较于辅助服务更具有吸引力。**共址项目**：因风储项目对电池要求更为严苛，目前大多数共址项目以光储一体为主。虽并网审批缓慢、缺乏成熟SPV 框架、复杂的承购协议等因素一直制约着储能共址项目的发展，但此情况预计在国家规划政策框架（NPPF）的修订后将得到一定程度的改观（鼓励大型风光项目落地，简化审批流程，降低共址项目并网难度与审批时长）。
- 在运储能项目集中在英格兰和苏格兰，占总在运电池储能容量的 98 %；截至2024年Q3全国在建项目容量约为 4.65 GW，较上季度新增 250 MW 项目动工。此外，2024年Q2提交申请的项目大部分在Q3通过，新增 3.4GW待建项目，有望陆续转化为装机量。

图：英国大储项目系统集成供应商累计占比，Unit：%



图：英国各区域电池储能装机情况（截至2024年Q3），Unit：MW

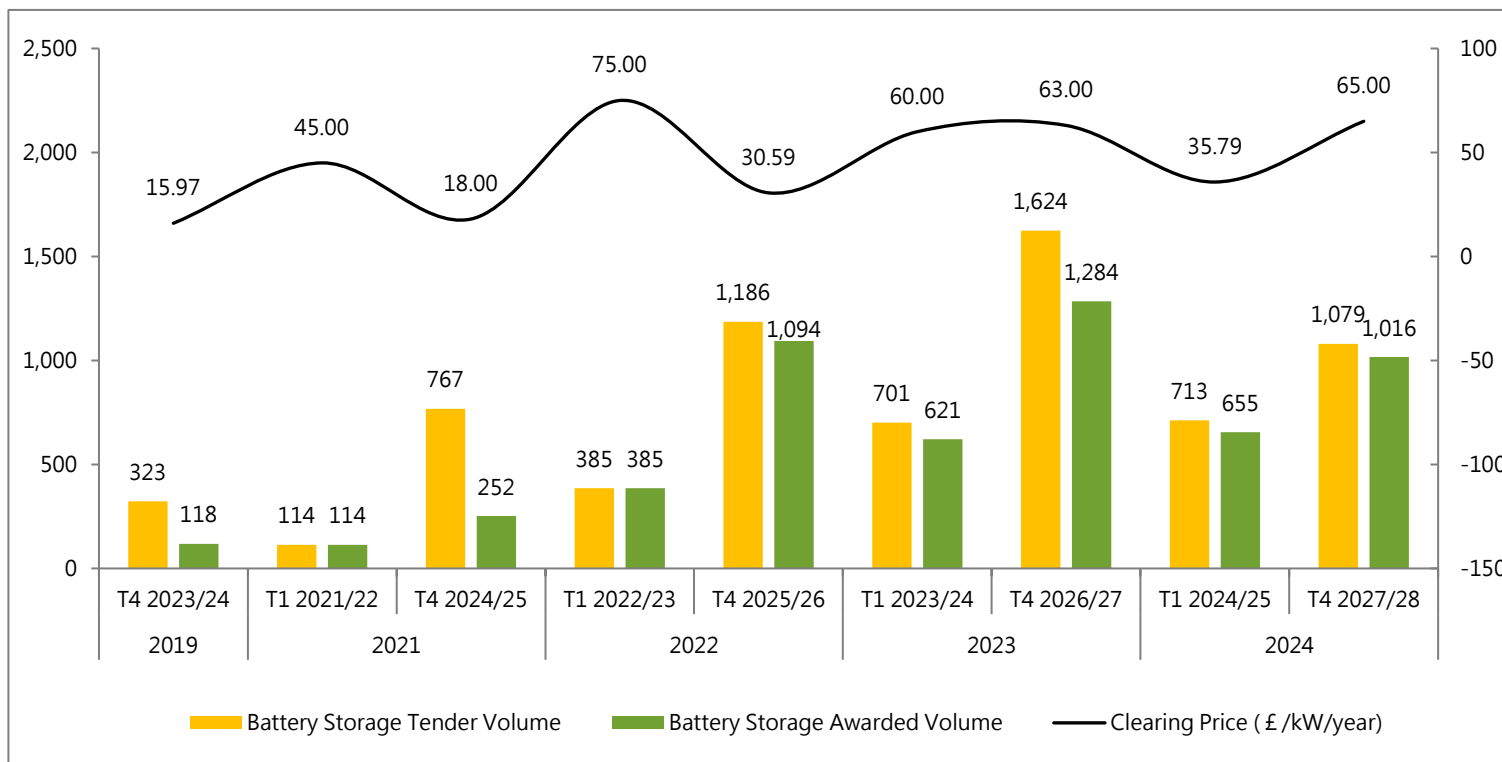


注：REPD数据库中储能项目状态更新有延迟，并不能代表实际并网量。

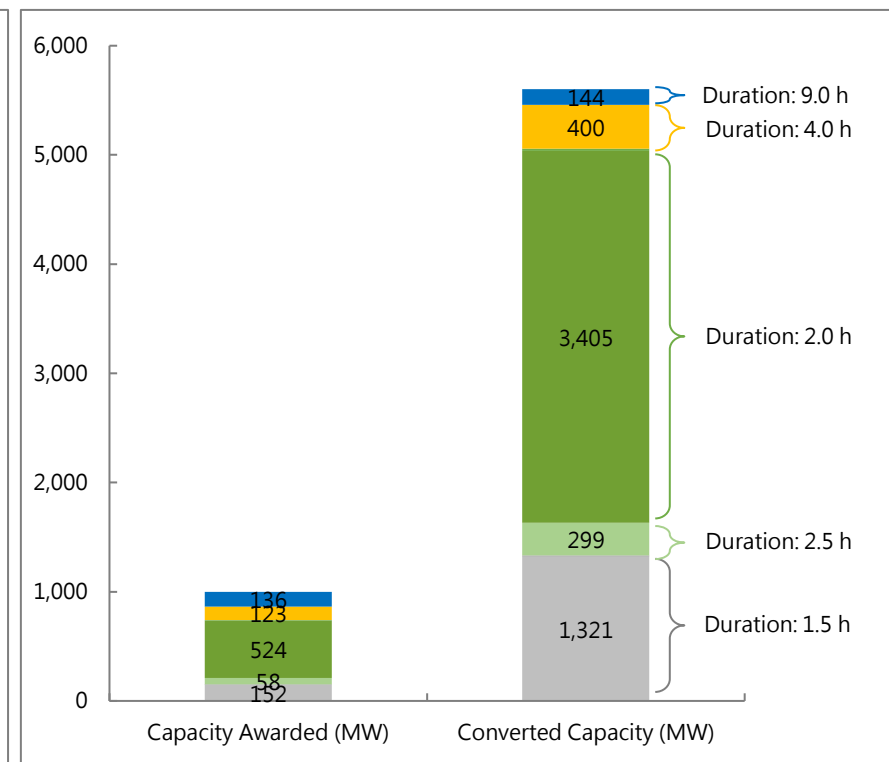
# 3-2 英国 T4 2027/28 容量拍卖结果公布，清算价格再创新高

- 容量市场T4清算价格再创新高，电池储能在新建中标容量占主导低位；英国EMR平台于2024年2月27日公布 T4 2027/28 容量拍卖结果，清算价格为 65 £/kW/yr ( 82.42 US\$/kW/yr )，较上轮 ( T4 2026/27 ) 同比+3.2%。该轮储能投标/中标量\*为 1,079.2 MW/ 1,016.3 MW，中标率为 94%，储能时长为2小时的项目居多。需注意，该轮针对电池储能的降额系数有所下调 ( 1小时储能：12% → 8%；2小时储能：24% → 15% )，这意味着投标方需要更高的实际容量才能获得相同的中标容量合同 ( 通过容量合同牟定的收益占比下降 )。中标容量中的新建项目容量为 998.3 MW ( 除单个3.4MW储能项目获得 1 年容量合同外，其余项目均获得 15 年容量合同 )，预计将于2026-27年完成并网。
- 为确保随着波动性更大且发电量不可预测的可再生能源电站项目投产，未来英国容量拍卖需求将持续保持强劲。此外，电池储能在容量拍卖中的占比正在逐步提升，在容量市场的参与度不断提高。

图：英国2019-2024年容量招标储能中标项目，Unit：MW，£/kW/year



图：英国 T4 2027/28 轮次新建储能中标容量，Unit：MW

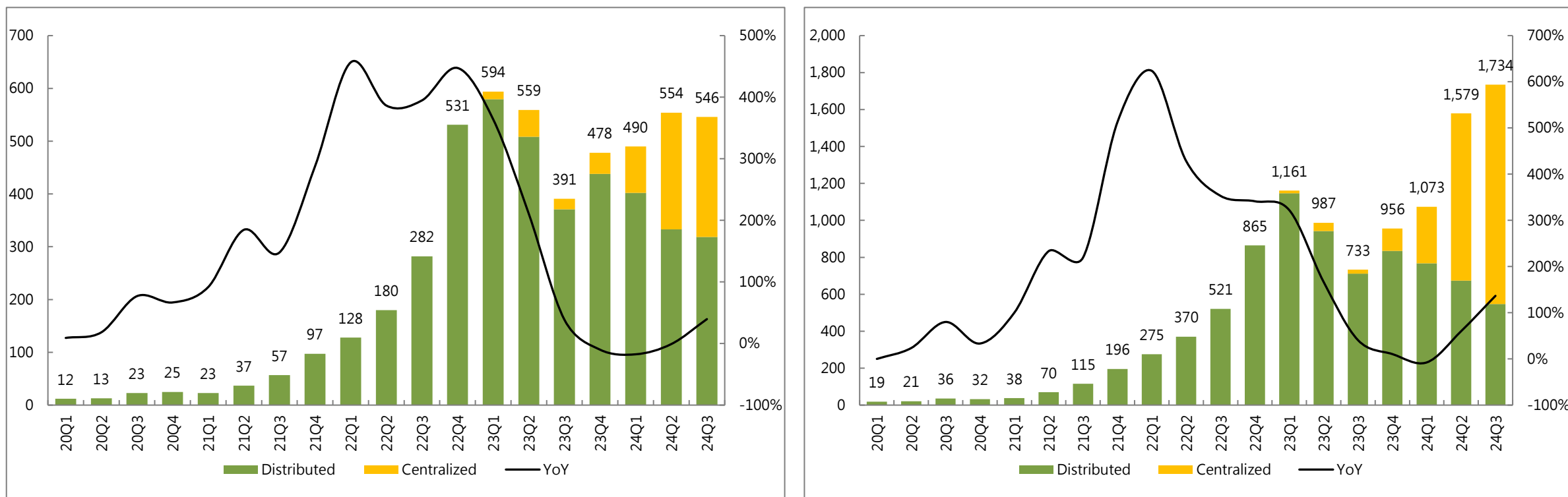


注\*：英国容量拍卖中的中标容量为降额系数后的容量 ( Capacity Awarded )，需除以降额系数 ( de-rating factor ) 才可得出实际建设容量 ( Converted Capacity )。  
注：2024年2月27日当日的英镑兑美元汇率为 1 : 1.268

### 3-3 意大利户储装机持续下滑，增量市场或转向工商储和大储

■ 2024年Q1-Q3意大利储能新增装机 1590 MW/ 4,386 MWh，同比+3%/+52%；其中，分布式（户储为主）：新增 1053 MW/1988 MWh，同比-28%/-29%。户储装机在2023年Q4因最后一批符合Super Bonus 110 补贴资格的项目并网期限临近而出现小幅上涨后，2024年Q1-Q3户储装机呈现持续下滑的趋势，工商业虽有增量涌现，但基数较小。预计未来分布式的增长动力转向高电价，以节省电费为主，增量空间或转向工商储。**集中式（电网侧为主）**：新增 537 MW/ 2398 MWh，同比+532%/+2877%。集中式储能能在2024年Q2开始涌现较大增量，在运/待建项目基本上都是独立储能，主要依赖Terna主导的容量市场和MACSE 储能拍卖机制。随着宏观经济放缓及补贴退坡影响，户储装机降幅持续，主要增量将由工商业和大储支撑。

图：2024年Q1-Q3意大利储能新增装机 1590 MW/ 4,386 MWh，同比+3%/+52%，累计装机达 5.2 GW/ 11.0 GWh ( ANIE )

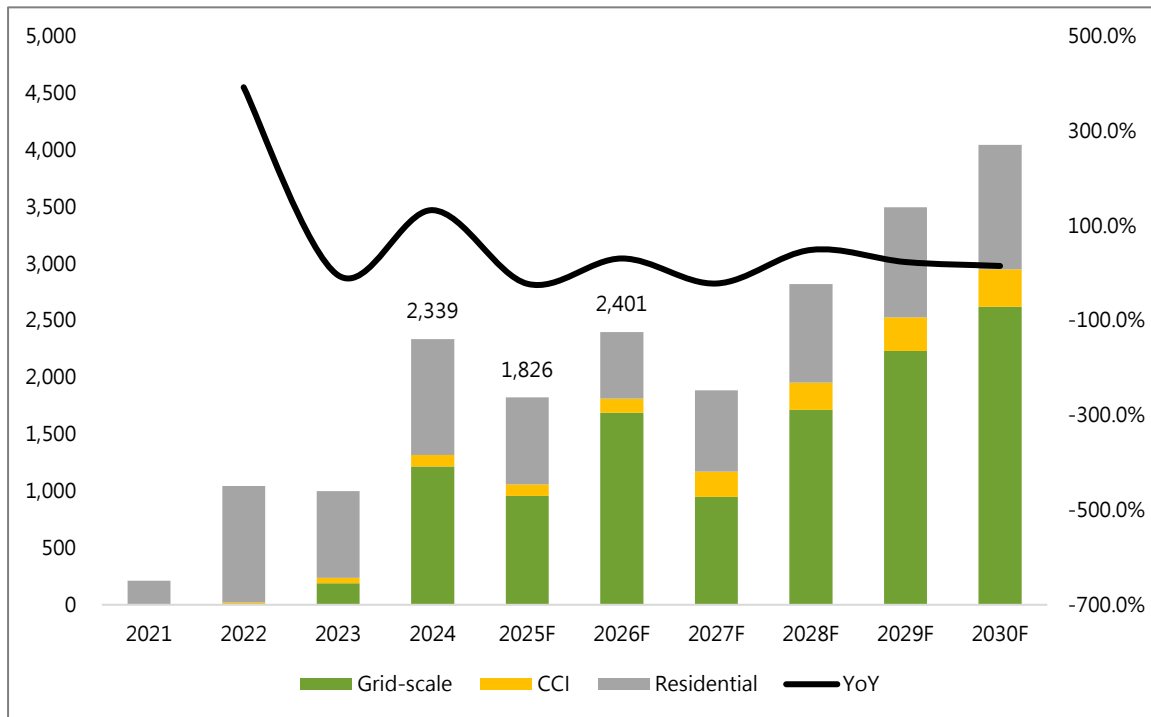


注：ANIE注明2024Q3数据为临时数据，后续会因Terna更新而变化

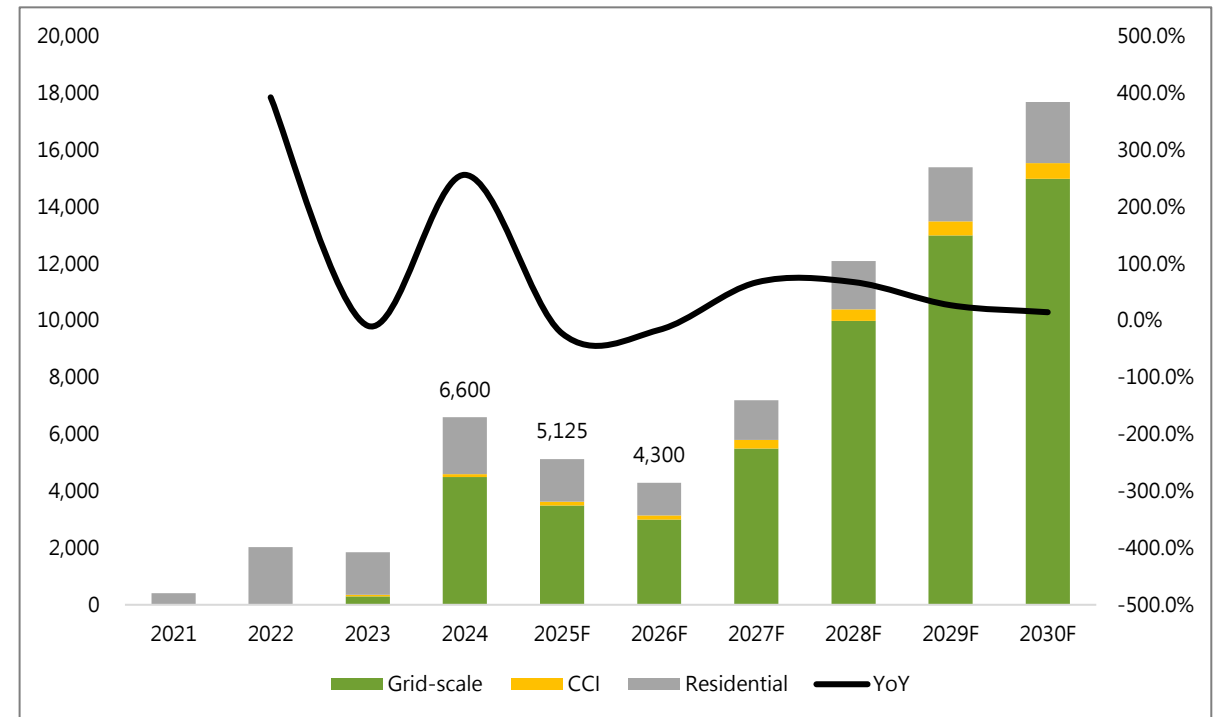
### 3-3 意大利2025年储能装机需求将大比例向大储项目倾斜

- 2025年意大利储能新增装机有望达 1.8 GW/ 5.1 GWh，同比-21.9%/ -22.3%；补贴政策退坡导致户储装机需求下滑，在容量市场及MACSE机制的驱动下大储装机需求开始加速释放。
- 表后：因 Super Bonus 110 退坡所导致的装机需求大幅回落，户储驱动力将转向安装光储系统以节省电费。
- 表前：意大利计划2030年可再生能源发电占比大63%，由于南部光伏和北部水电分布不均，电网亟需储能解决区域不平衡和弃光弃风率问题。此外，容量市场拍卖和 MACSE 储能拍卖机制将为大储装机需求做有效支撑。容量市场储能项目储能时长平均为4h，而MACSE储能拍卖机制要求为大于4h，未来长时储能占比将持续提升；
- 总的来看，意大利储能早期的高速增长长期主要源于户储的高额补贴（110%），随着税收抵免逐步退坡、信贷转移受阻，户储需求有所放缓。随着2024年大储项目加速建设，叠加具备177亿欧元预算支持的MACSE储能拍卖规划有望在2025年启动，意大利储能市场将快速切换到以大储为主导的市场结构。需注意的是，2025年8月起，所有容量 > 2kWh或重量超5kg的电池以及储能电池PACK，需提供电池护照和碳足迹认证。而目前碳足迹认证对于生产、运输过程中的排放量测算界定尚未清晰，届时或将影响厂商向意大利的出货顺畅度。

图：2021-2030年意大利储能装机需求预测，Unit：MW



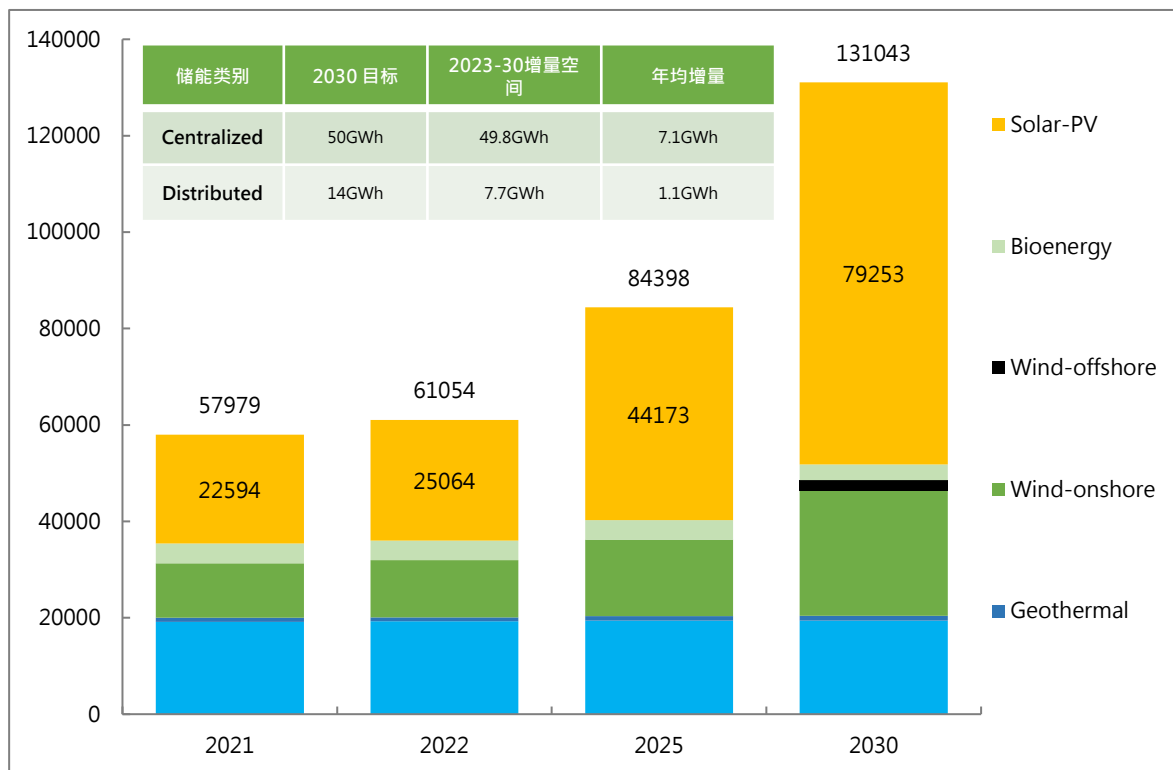
图：2021-2030年意大利储能装机需求预测，Unit：MWh



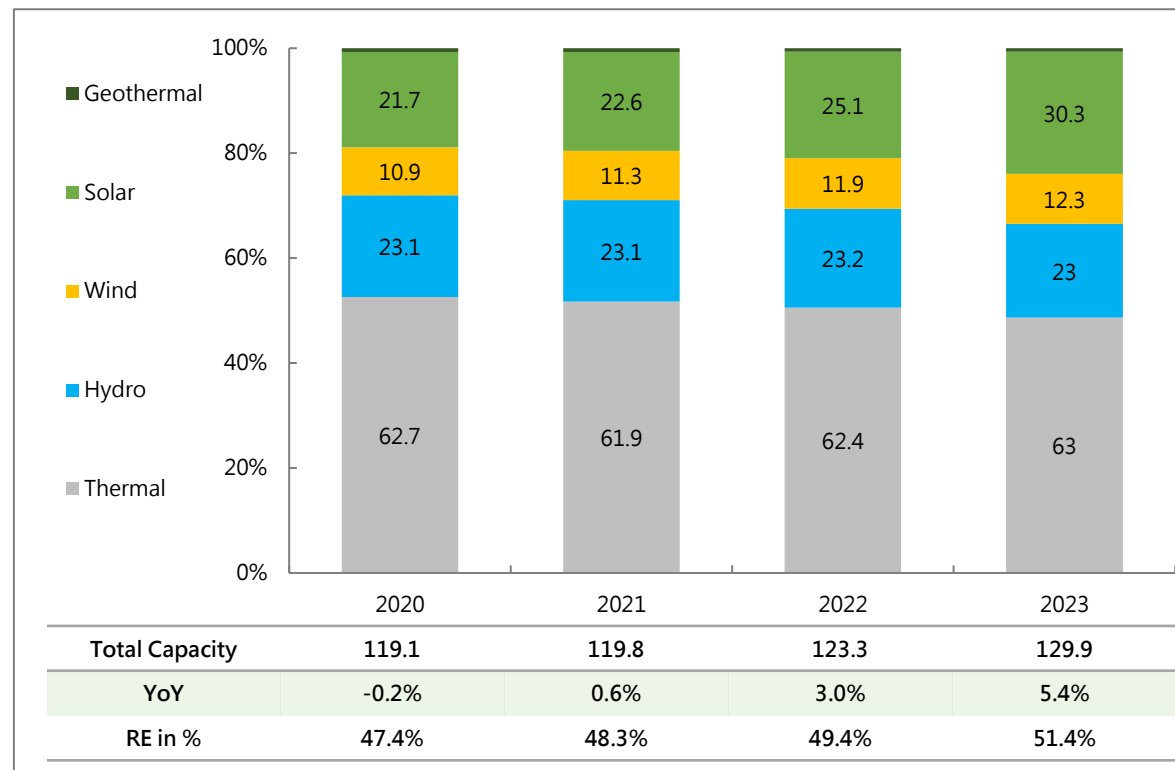
### 3-3 风光装机目标上调至107GW，新能源消纳刺激储能装机需求增长

- 风光装机目标上调，新能源消纳刺激储能需求增长；2024年7月1日，意大利环境与能源安全部 (MASE) 提交了国家能源和气候综合计划 PNIEC 最终版，根据最终战略规划，政府计划到2025年淘汰煤电（除撒丁岛外），2030年将可再生能源发电量占比提高至63.4%（原55%）；2030年风光装机目标上调至为 107.4 GW（原：71.3 GW）。风光装机目标大幅上调必将催生更多储能需求，最终规划的储能装机目标：2030年储能装机 71.5 GWh，其中表前储能50GWh，表后储能14GWh，还有7.5GWh已在容量市场拍卖并签订合同。
- 意大利电力结构以火力发电为主，光伏为增长最快的能源类别；意大利电力结构煤炭、石油等稳定的传统发电类别占比偏小，高度依赖天然气，叠加可再生能源发电功率的不稳定性，在欧洲能源危机下，意大利的能源安全性略显不足；此外，意大利居民电价相较于2022年的高位（68.71 c€/kWh），已在2025年1月回落至 33.46 c€/kWh，然仍远高于能源危机前的平均值（~20 c€/kWh）。

图: PNIEC 2021-2030年可再生能源装机目标，Unit：MW



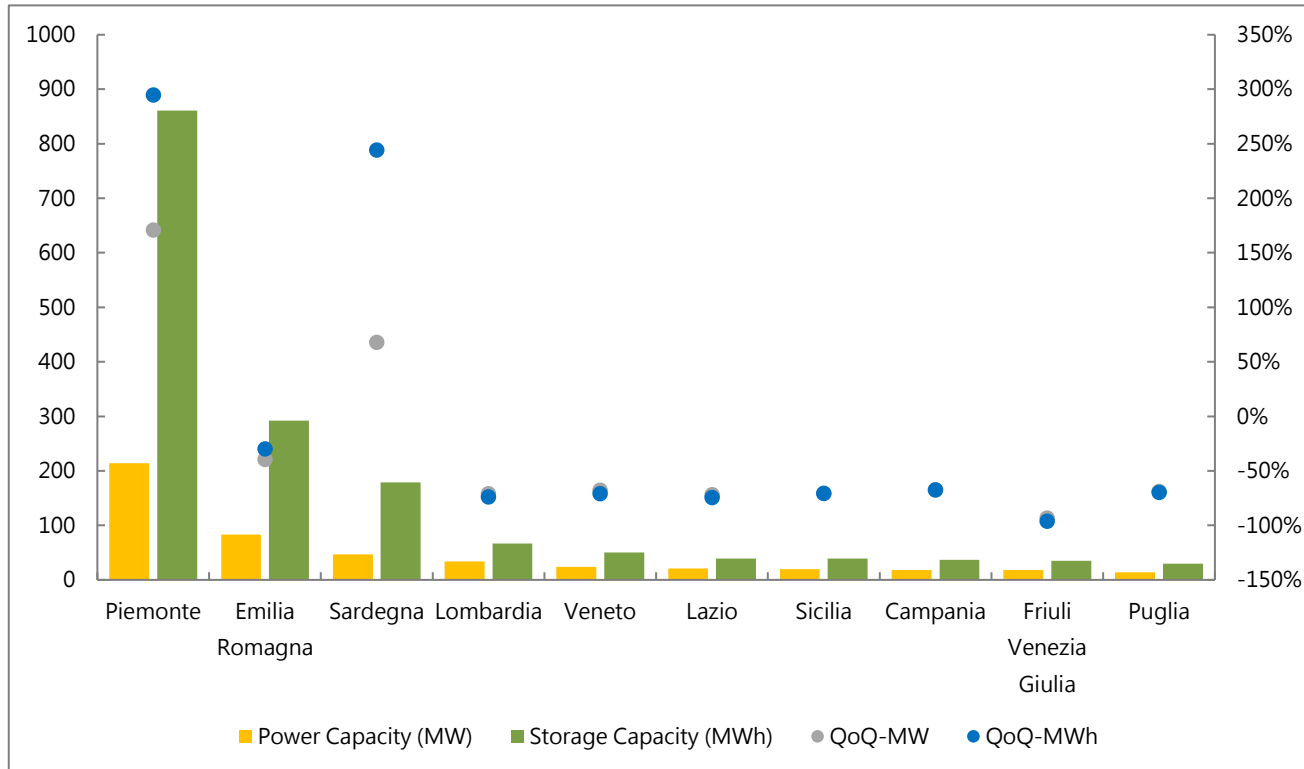
图：2020-2023年意大利各能源装机占比变化趋势，Unit：%，GW



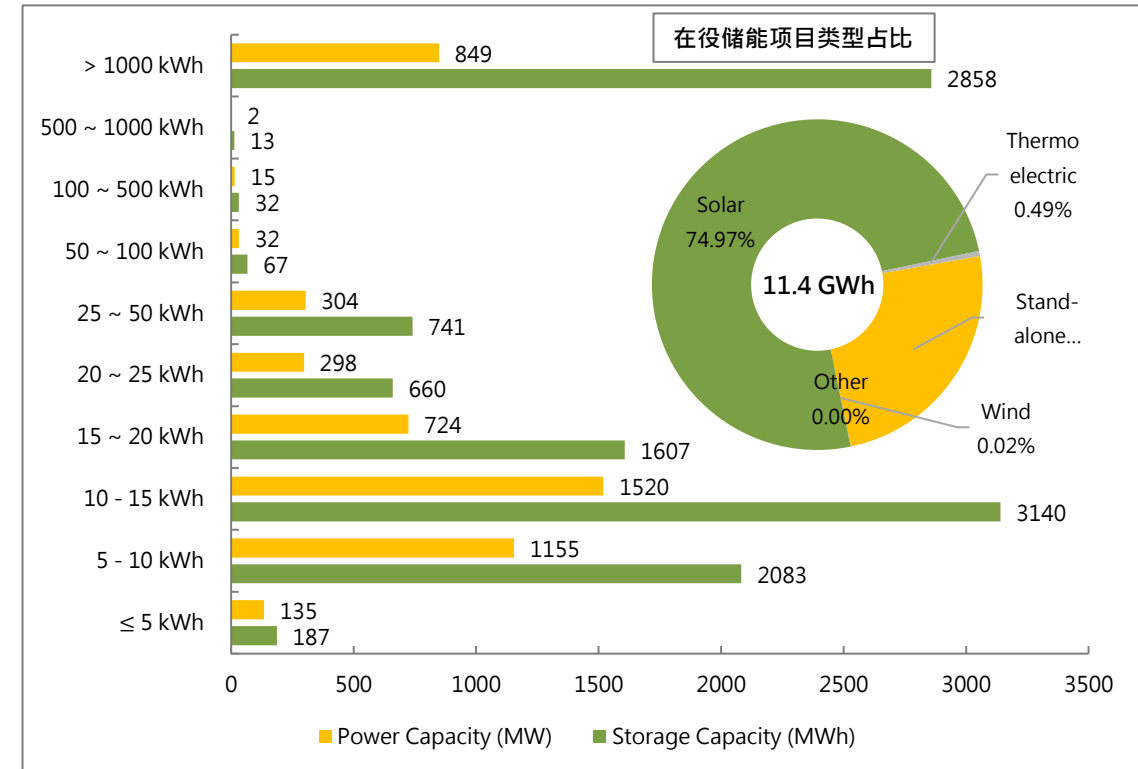
### 3-3 意大利储能仍集中在北部地区，南部侧重能量时移，北部侧重电网服务

- 意大利储能仍集中在北部地区，南部侧重能量时移，北部侧重电网服务；2024年Q3意大利储能新增装机前三大区域市场为皮埃蒙特大区（Piemonte，214MW/861MWh）、艾米利亚-罗马涅（Emilia Romagna，187MW/346MWh）和撒丁岛（Sardegna，47MW/179MWh），三大区域市场占意大利新增储能总容量的77%。目前意大利储能主要集中在北部地区，以光储项目为主，侧重电网服务。预计大储将集中在南部地区，以能量时移为主。
- 主流户储系统容量占比下滑，大储占比显著提升；意大利在役的电池储能项目容量为5.0 GW/11.4 GWh（平均储能时长提升至2.3小时），较上季度环比+12%/+18%。其中光储项目容量占比达75.0%，较2024年Q2（83.5%）下降8.5个百分点，独立储能容量占比24.5%，较2024年Q2（15.9%）上涨8.6个百分点。50 kWh及以下的储能项目能量容量占比达74%（SuperBonus 储能补贴容量上限为48 kWh），较2024年Q2（82%）占比下降8个百分点，1000kWh以上的储能项目能量容量占比达25%，较2024年Q2（18%）占比上涨7个百分点。

图：2024年Q3意大利各地区电池储能新增装机量，Unit：MW，MWh



图：截至2024年Q3意大利在役电池储能项目容量分布，Unit：MW，MWh



### 3-3 177亿欧元援助资金落地，重点支持表前侧储能项目建设

- **177亿欧元援助资金落地，意大利大储需求将迎来快速增长**；欧盟委员会于2023年12月21日宣布批准177亿欧元的意大利国家援助计划，用于推动表前储能系统的发展。计划中提到，该援助资金将用于推动超过 9 GW/ 71 GWh 储能系统（包含抽水蓄能）的落地。援助将以年度付款的形式为储能开发商支付投资和运营成本，政府将通过Terna主导的储能招投标，对符合资格的储能项目支付相关援助金额。此外，作为计划的一部分，Terna 将建立一个新的“能量时移交易平台”，以供储能项目业主与第三方（多数为可再生能源项目业主）进行储能容量的市场化交易。
- **Super Bonus 退坡方案再度调整，但对未来增量影响变化不大**；2023年9月，意大利政府宣布调整 Super Bonus 退坡方案，对2022年9月30日之前施工进度超30%的独栋单家庭的户储用户仍保留110%的税收抵免延长至2023年底（原2023年9月30日）。此外，公寓、多户家庭和NGO群体若在2022年底开工建设的储能系统仍能获得110%的税收抵免。2023年2月起，意大利政府已禁止对各项补贴的信贷转让，申请者无法通过信贷转让实现一次性补贴获取，Super Bonus 驱动下的户储装机需求将有所回落。

表：Super Bonus 补贴计划细则

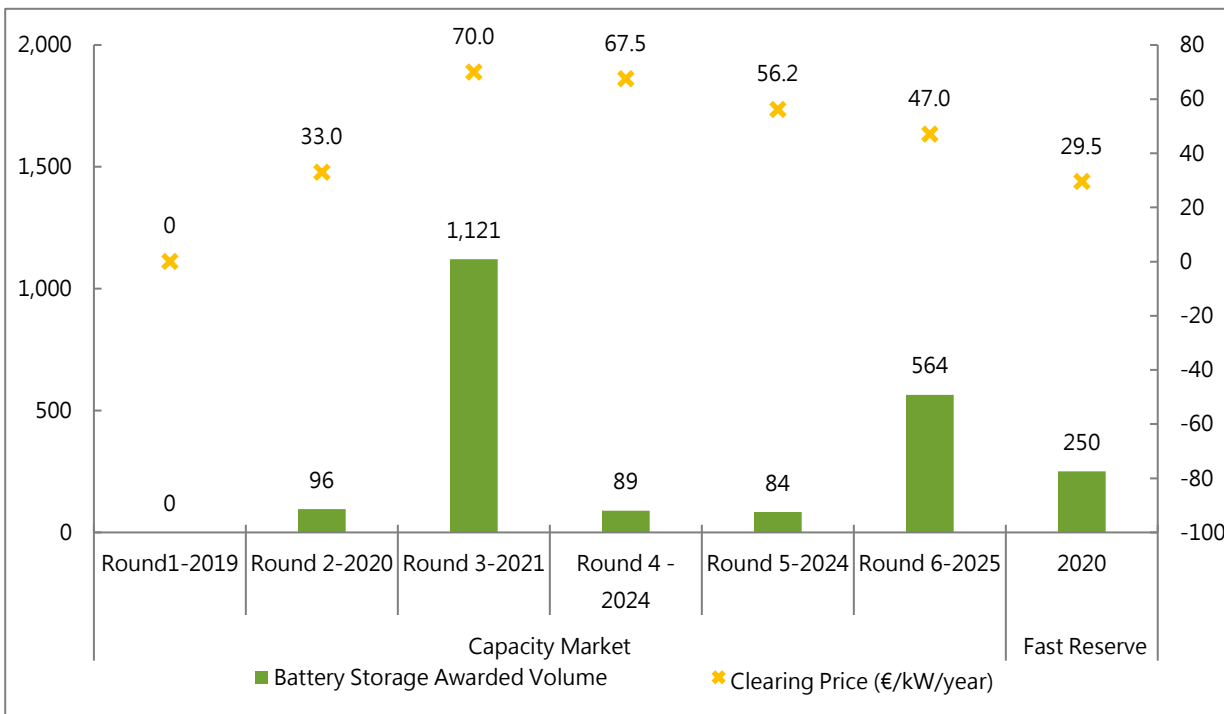
System Type	Residential PV	Residential Storage	Type of Applicants	Year	2022	2023	2024	2025	
<b>Subsidy Amount</b>	2,400 €/kW	1,000 €/kWh		<b>Suitable Range</b>	<b>Before Dec 31<sup>st</sup></b>	<b>Jan 1<sup>st</sup></b>	<b>Jun 30<sup>th</sup></b>	<b>Dec 31<sup>st</sup></b>	
<b>Maximum Subsidy Amount</b>	€ 48,000	€ 48,000	Apartment/ Multi-family Buildings/ NGO	General Condition	110%	90%	70%	65%	
<b>System Size Limit</b>	20 kW	48 kWh		Construction Start Before 2022/12/31	Not applicable	110%	Not applicable		
<b>Subsidy Ratio</b>	[50% - before 2020] -> [110% - 2020 to 2022] -> [90% or 110% with conditions - 2023] -> [70% - 2024] -> [65% - 2025]			Reconstruction Application Submitted Before 2022/12/31	Not applicable	110%	Not applicable		
<b>Installment</b>	5 years (before 2022) -> 4 years (2022) -> 10 years		IACP/ UOC	General Condition	Not applicable	110%	90%	70%	65%
<b>Credit Transfer</b>	Banned From 2023/2			Construction Finished 60% at 2023/6/30	Not applicable	110%	Not applicable		
			Earthquake Impacted Area	General Condition	110%				

The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

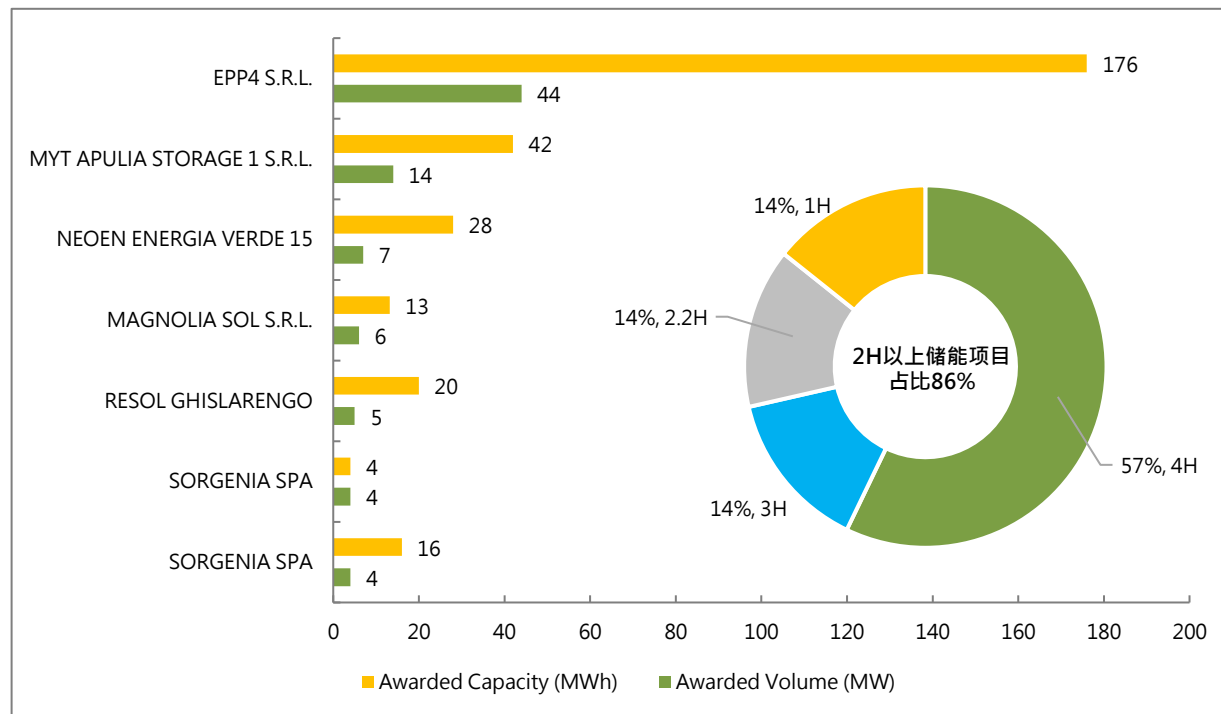
### 3-3 意大利公布第6轮容量招标中标结果，MACSE延期至2025年9月

- **MACSE 储能拍卖机制实施**，将推动电网级储能装机规模大幅攀升；意大利电网运营商 Terna 于2023年11月宣布通过第 210/21 号法令规定（电力市场法令）引入新的电力储存容量供应机制（MACSE），其目的在于缓冲高风光瞬时发电量所造成的阶段性电力过剩问题。该机制将允许储能项目通过Terna主导的竞争性拍卖获得长期供应合同。Terna近日宣布，其首轮 MACSE 竞标将延期至2025年9月。主要涉及两个储能技术路线（电池储能和抽水蓄能），中标的电池储能项目要求建设周期约为1-3年，供应合同年限在12-14年之间，而抽水蓄能建设周期则为5-7年，合同年限在30年以内。
- **第6轮容量招标公布中标结果**，总中标容量为 **38 GW**，中标项目将于 **2026 年** 交付；意大利电网运营商 Terna 于2025年2月27日公布第六轮容量拍卖结果，中标量合计 **38 GW**，其中新建项目594MW，新建电池储能中标约564MW（95%），较上一轮增长572%，其中77%的项目位于北部地区。2025年2月13日公布第5轮容量拍卖结果，中标量合计 **42.77 GW**（现有发电机组：38.3 GW；海外发电机组：4.37 GW；新建发电机组：140 MW）。本轮电池储能项目共中标7个项目，总计84MW/299.2MWh，其中储能时长为2H以上的储能项目占比86%。

图：意大利2020-2025年容量招标储能中标项目，Unit：MW，€/kW/year



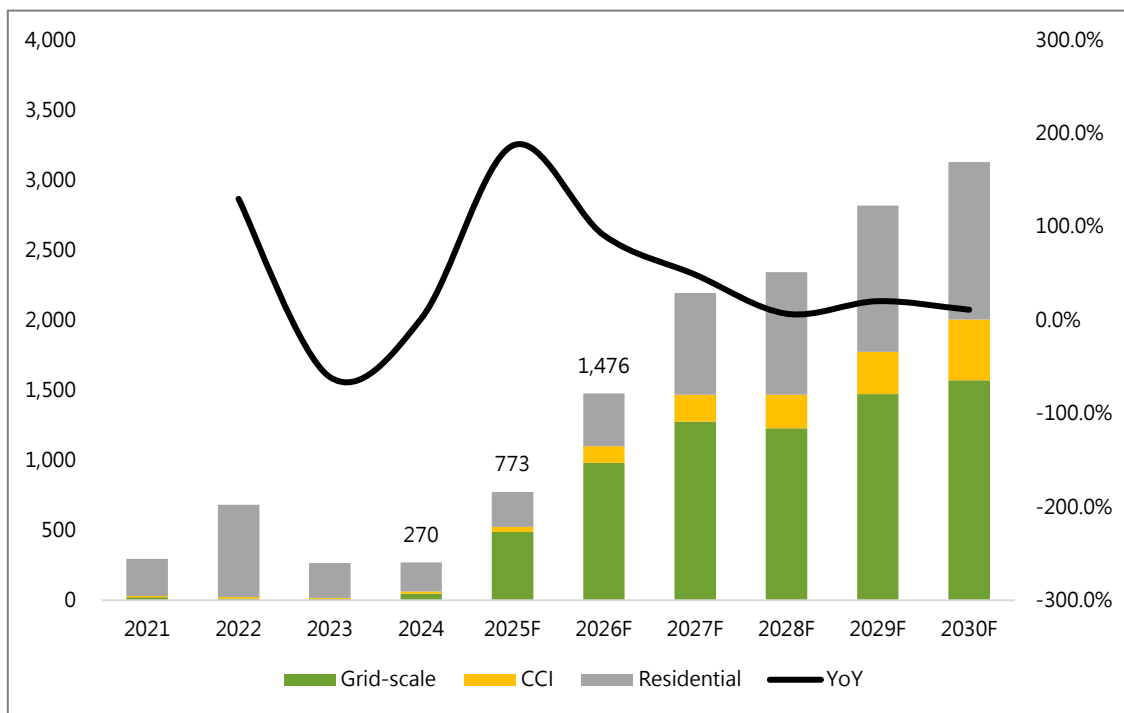
图：意大利第5轮容量拍卖储能中标项目商，Unit：MW，MWh



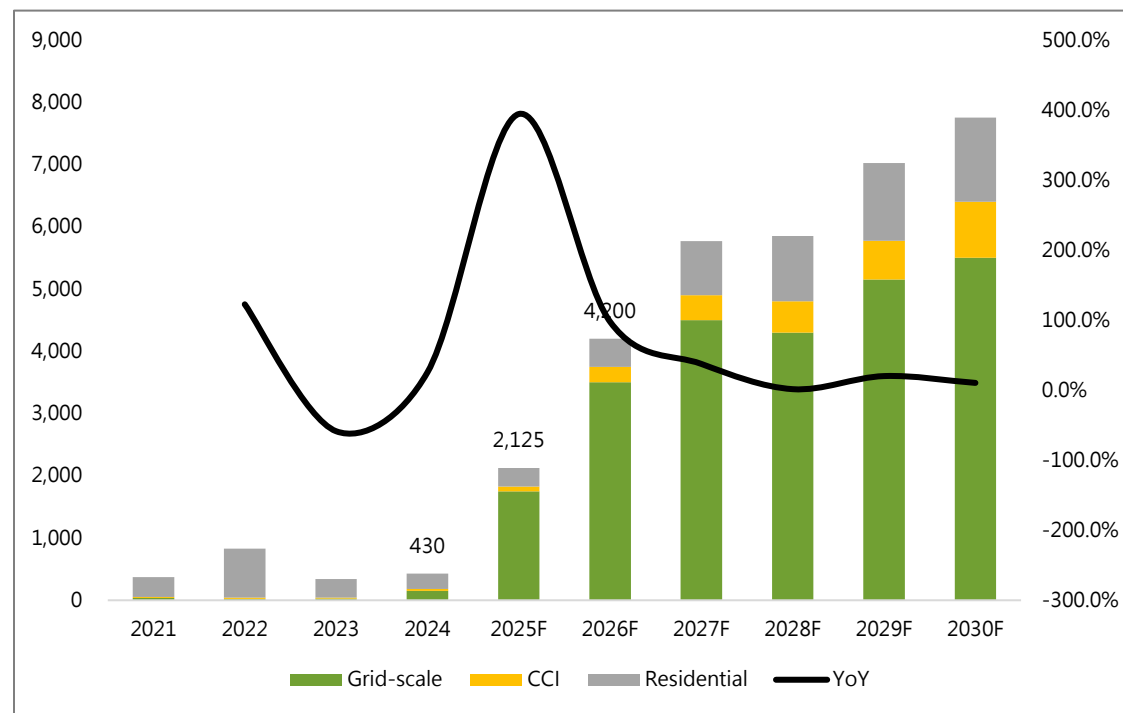
# 3-4 西班牙2025年大储迎来并网潮，增量需待容量市场启动

- 2025年西班牙储能新增装机达 0.8 GW/2.1 GWh，同比+189%/+394%；补贴到期导致户储增速放缓，在补贴政策及即将启动的容量市场、调频服务市场的驱动下大储装机需求将迎来高速增长。
- 表后：早期西班牙户储依靠补贴政策推动。目前随着补贴到期，户储驱动力不足，增速将大幅放缓；表前：2022年以前，西班牙储能年均装机仅为数十兆瓦，制约大储需求释放的主因为缺乏对明确定义储能的法律法规和完善的监管框架。由于西班牙当地的风光项目已实现去补贴化，PPA价格低于欧洲平均水平，若配备储能作共址项目，在无法参与更多电力市场交易并获得额外收益的情况下（目前大储仅能参与批发市场，辅助服务收入有限和容量市场尚未启动），项目经济性大幅下降。此外，NECP2030风光装机目标上调，瞬时发电量过剩（高弃光率）、电网容量不足等因素凸显大储（独立/共址）未来的装机潜力。2023年举行的储能拍卖项目大多数将于2025-2026年投入运营，2025-2026年西班牙将迎来大储并网潮。
- 容量市场、调频服务市场、储能专项招标（已开放）有望在未来两年内开放，市场化大储项目将逐步起量；若调频服务市场（FCR）机制尽早完善，大型电池储能项目将迎来快速放量，预计该市场容量约为 600 MW。西班牙政府目标在2025年重启新的容量市场，若最终正式启动，有望在2028年释放GW级装机。短期内储能市场仍以分布式光储/风储项目和大型共址储能项目作为主要增长驱动力。

图：2021-2030年西班牙储能装机需求预测，Unit：MW



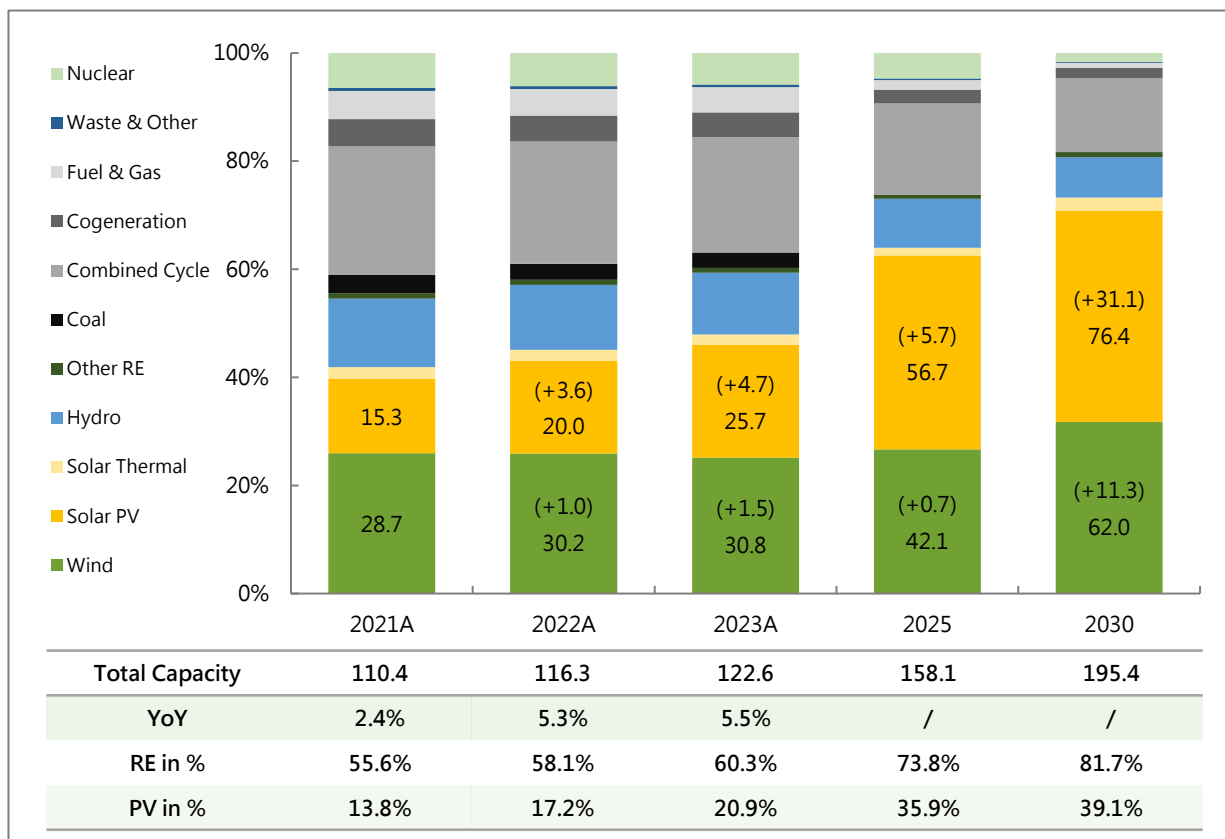
图：2021-2030年西班牙储能装机需求预测，Unit：MWh



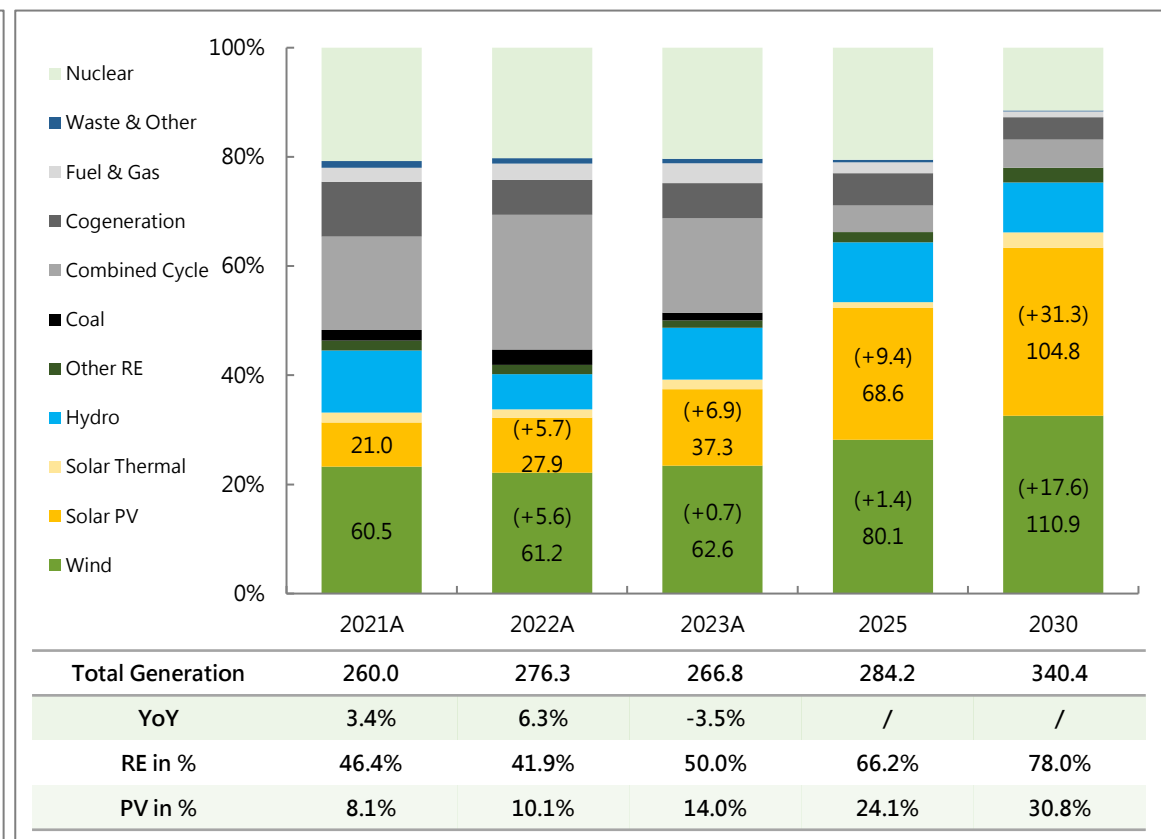
# 3-4 2030年储能装机目标上调至 22.5 GW，年均增量达2.6GW

- 2024年9月24日，西班牙部长会议批准更新国家综合能源和气候计划（PNIEC 2023-2030）的皇家法令，以响应生态转型和人口挑战部（MITECO）的提案。该草案于2023年年中进行了公众咨询。PNIEC 2023目标到2030年可再生能源装机/发电占比分别达160GW/81%（PNIEC 2021：113GW/74%）。到2030年，光伏装机达76GW（较上版本目标提升95%，占比48%），其中自发自用型光伏装机19GW；按此计划推算，年均新增需达6.2GW，其中自发自用型年均新增1.7GW。此次PNIEC上调了2030年储能装机至22.5GW（此前为22GW），年均增量达2.6GW。其中，12.5GW用于平衡日间和周间电力供需波动，10GW用于季节性储能（长时储能）。
- 此外，西班牙计划在2025年之前完全淘汰煤炭发电，新增12GW电解槽容量以生产绿氢。PNIEC 2023预计总投资3080亿欧元，其中37%用于可再生能源发展。

图：NECP 2023-2030能源计划草案-西班牙电力结构规划，Unit：GW



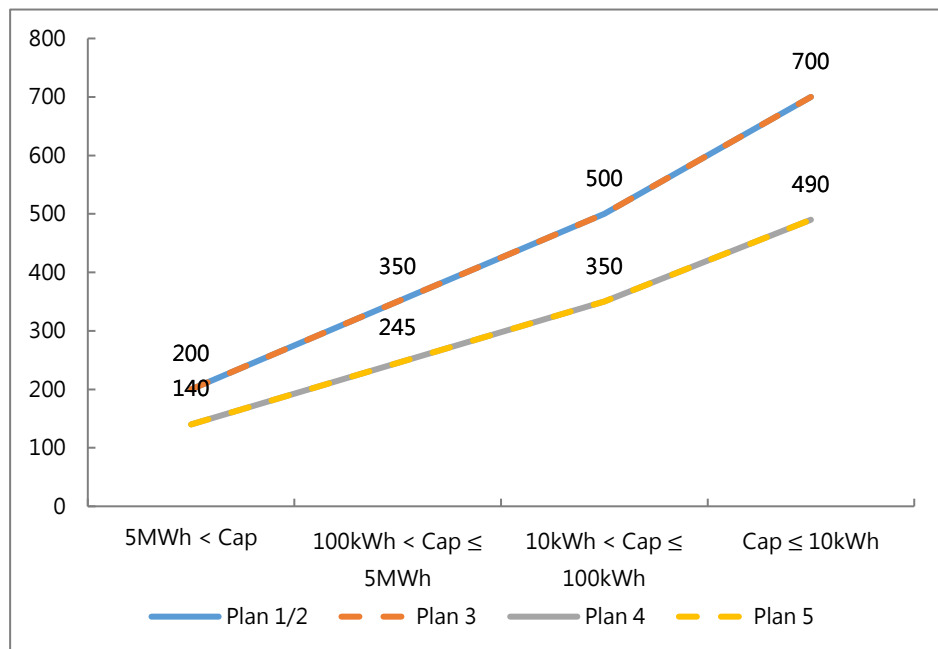
图：NECP 2023-2030能源计划草案-西班牙发电结构规划，Unit：GWh



注：NECP 2023-2030能源计划草案并未对 Storage 进行类别划分，其中包含 Pumping Storage 和 Battery Storage。  
注\*：草案中提及目前对电池储能的规划配储时长为2小时，故按该比例测算其储能容量（GWh）。

- 截至2024年9月，西班牙政府共发起4个大储项目补贴计划；① 共址储能项目（已结束）：MITECO于2022年12月底发起共址储能项目援助（总预算约1.5亿欧元），补贴比例为总投资成本的40%-65%，单体项目（容量规模需在 0.5 MW/1 MWh 以上，配储时长2小时及以上）最高可获 1,500 万欧元。其中中标结果已于2023年11月公布，实现超额认购，皆为可再生能源配储。中标容量达 904 MW/ 1,870 MWh。其中计划在2025年完成并网的中标容量达 840 MW/ 1,734 MWh，26年并网量为 63.6 MW/ 135.6 MWh；② 创新储能项目（独立/共址储能）：MITECO于2023年6月发起，预算为1.6亿欧元，并无储能技术路线限制，补贴对于单体项目（容量规模需在 5 MW/20 MWh 以上，配储时长4小时及以上）可覆盖项目成本的40%-65%。2024年12月，MITECO拨款1.56亿欧元补贴45个创新储能项目，预计新增779MW/3400MWh；③ 蓄电设施建设：欧盟委员会于2023年7月通过西班牙3.5亿欧元的推动蓄电设施建设计划，单体项目最高可获 5,000 万欧元投资补贴，预计推动约1GW的储能项目落地。中标项目将于2024年底之前选出，2026年底完成并网。
- 西班牙分布式储能补贴将带来超 250 MWh 的储能增量；MITECO于2022年6月18号更新第 477/2021 号皇家法令，为刺激可再生能源装机需求提供6种补贴激励计划。Plan 1/2/3（工商业）和 Plan 4/5（户用、公共设施）为可再生能源+储能现金补贴，按照不同容量实施不同的补贴力度。西班牙户用光伏需求正处于高速增长，该计划将激发户用光伏存量+增量市场配储需求，按补贴预算进行测算，将刺激最低 254.7 MWh 的分布式储能装机增量。此外，此次更新还对储能装机容量与发电功率之比由 2kWh/kW 提高到 5kWh/kW（可申请补贴的储能系统配储时长：2小时 -> 4小时）。

图：西班牙自我消费激励计划储能补贴额度变化，Unit：€/kWh



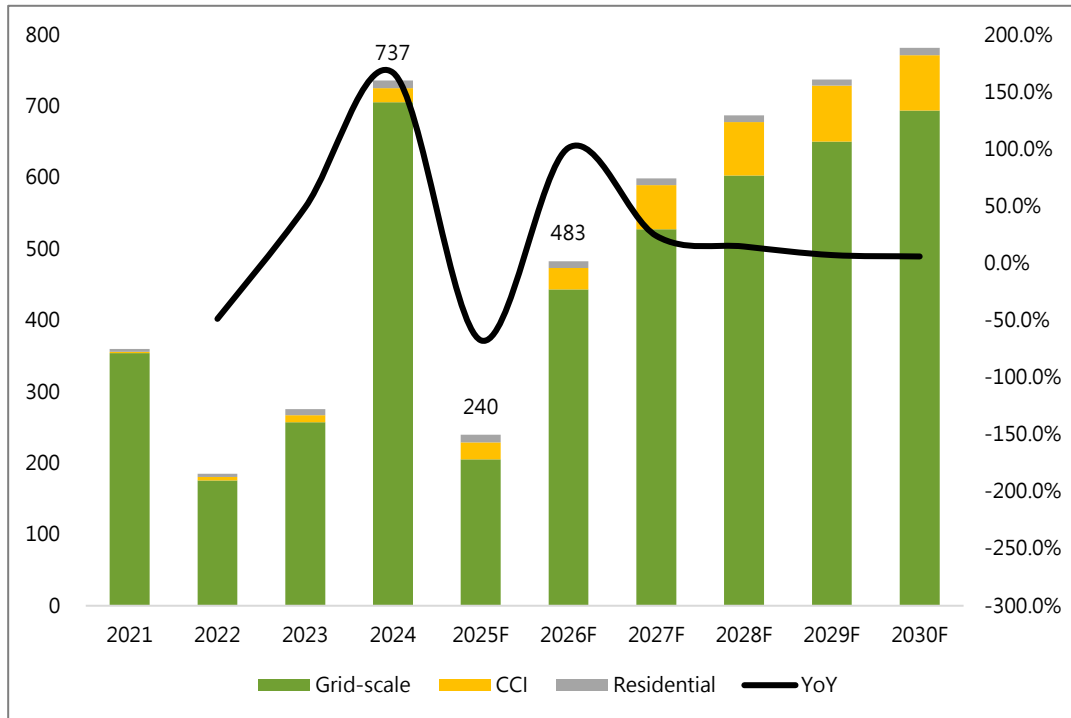
表：西班牙六项自我消费激励计划（1-5项计划涵盖储能补贴）

Type of Plan	Applicant	PV	Wind	Storage
Plan 1/2	C&I	460-1,188 €/kWp (15%-45%)	1,070-4,732 €/kW (20%-50%)	200-700 €/kWh (45%-65%)
Plan 3	C&I	Self-consumption Generators installed		200-700 €/kWh (45%-65%)
Plan 4-1	Residential	300-600 €/kWp	650-2,900 €/kW	140-490 €/kWp
Plan 4-2	Public Facilities	500-1,000 €/kWp	1,150-4,100 €/kW	140-490 €/kWp
Plan 5	Residential, Public Facilities	Self-consumption Generators installed		140-490 €/kWp
Budget Distribution		€ 900 million (max)		€ 220 million (max)
Total Budget		€ 660 million (may increase to € 1,320 million)		
Application Deadline		2023/12/31		

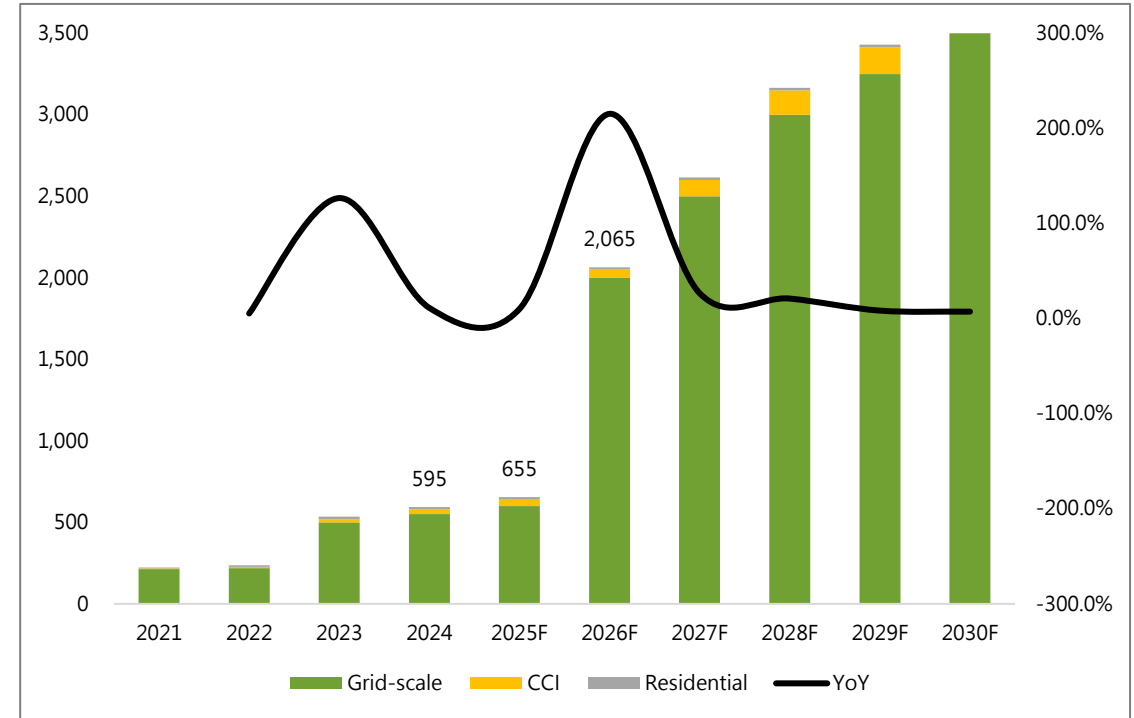
# 3-5 爱尔兰仍以电网侧储能为主，储能时长以2-4h为主

- 2025年爱尔兰储能新增装机达 240 MW/655 MWh，同比-67%/+10%；爱尔兰储能主要集中在表前储能（电网侧为主），光储配套系统有望驱动表后储能发展。
- **表后储能**：由于缺乏相关激励政策，表后储能市场接受度不高，发展缓慢。2024年7月4日，爱尔兰环境、气候和通信部发布了首个《电力储存政策框架》（Electricity Storage Policy Framework for Ireland 2024），其中提到鼓励户储用户参与电网调度，通过峰谷价差套利减少用电成本的同时提高电网灵活性，光储配套系统有望驱动户储发展，期待后续颁布具体政策指引。**表前储能**：爱尔兰可再生能源发电以风电为主，由于风电间歇性需配备长时储能（至少4h以上），目前受限于技术成本，风储项目有限，主要以独立储能和光伏配储项目为主。此外，爱尔兰国土小，电网调节相对集中，目前短时和中等时长储能（2-4h）更适合当前市场机制。此外，由于调度系统存在限制，目前大储无法参与日内市场（IDM）和平衡市场（BM），限制了储能参与电力批发市场套利的空间。目前DS3辅助服务和容量拍卖是大储主要的收入来源，DS3电价政策原本计划于2024年4月终止，但随后延长至2026年4月，有望保障大储长期收益。《电力储存政策框架》中提到政府正致力于解决电网调度问题，以保证储能可以完全参与电力批发市场。

图：2021-2030年爱尔兰储能装机需求预测，Unit：MW



图：2021-2030年爱尔兰储能装机需求预测，Unit：MWh

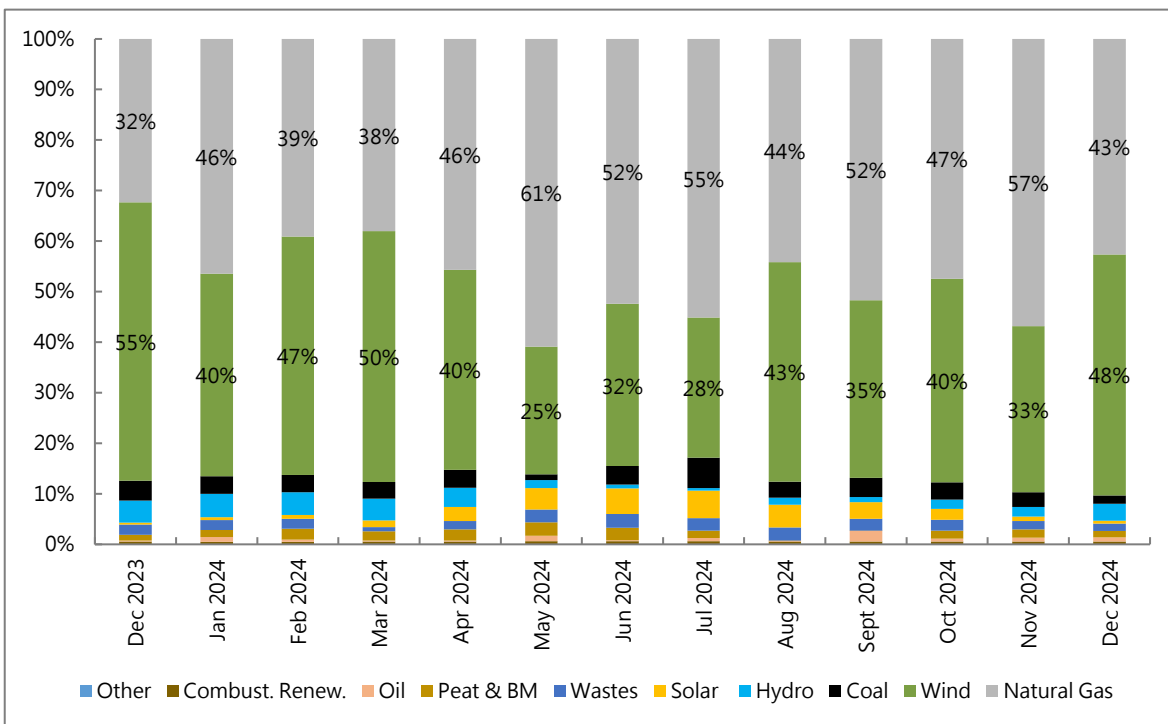


注：DS3 ( Delivering a Secure, Sustainable Electricity System ) 是爱尔兰和北爱尔兰电网运营商EirGrid推出的辅助服务项目，旨在通过快速频率响应 ( Fast Frequency Response, FFR ) 来增强电力系统的灵活性和稳定性

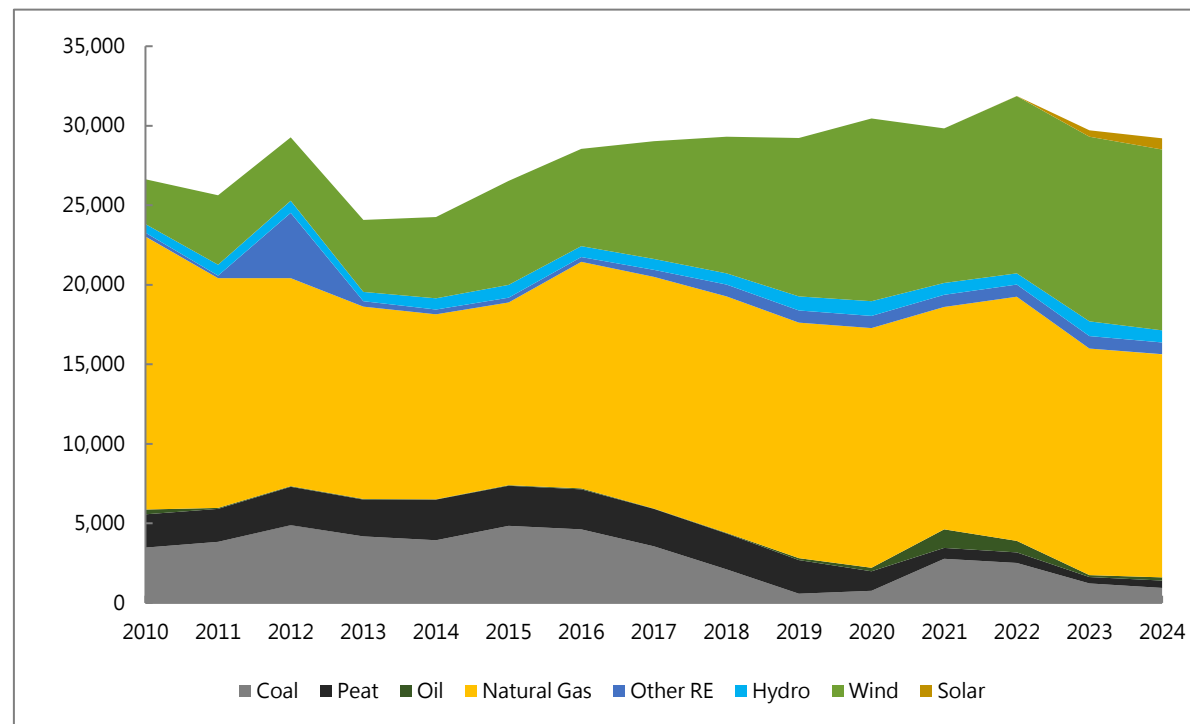
# 3-5 爱尔兰再次上调2030风光装机目标，中长时储能需求有望释放

- 爱尔兰再次上调2030风光装机目标，鼓励部署中长时储能；《气候行动计划2024》最终版本于2024年5月21日获得政府批准。该计划对可再生能源的装机目标提出了更清晰的发展路径，2030年可再生能源（RES）目标发电占比提高至80%（2021版：70%）。其中，风能/光伏/2030年目标装机分别为 14 GW/ 8 GW（2021版：13GW/2.5GW），计划逐步淘汰并停止使用煤炭和泥炭进行发电，将由新建可再生能源+电池储能+天然气发电机组的组合填补该发电缺口。此外，该计划敦促爱尔兰发布储能政策，支持进一步部署储能系统，尤其是中长时储能的部署（8小时以上）。
- 爱尔兰可再生能源发电占比逐年提升，季节性波动有望驱动储能需求高增；2024年爱尔兰可再生能源发电占比达46.5%，天然气发电占比依旧高达48%。爱尔兰可再生能源发电以风力发电为主，夏季，爱尔兰风力较低，风电出力占比下降，冬季风力强劲，风电出力攀升，因此爱尔兰季节波动性有望驱动储能需求高增。

图：2023年12月-2024年12月爱尔兰发电结构，Unit：GWh



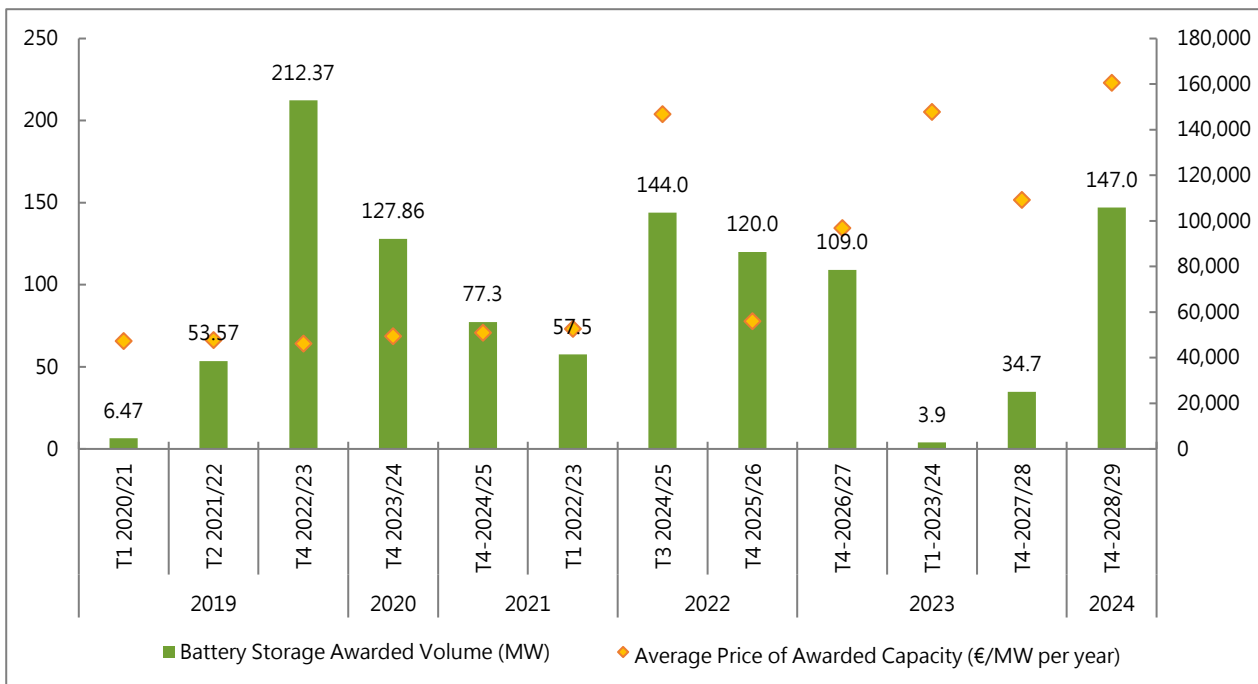
图：2010-2024年爱尔兰发电结构变化趋势，Unit：TWh



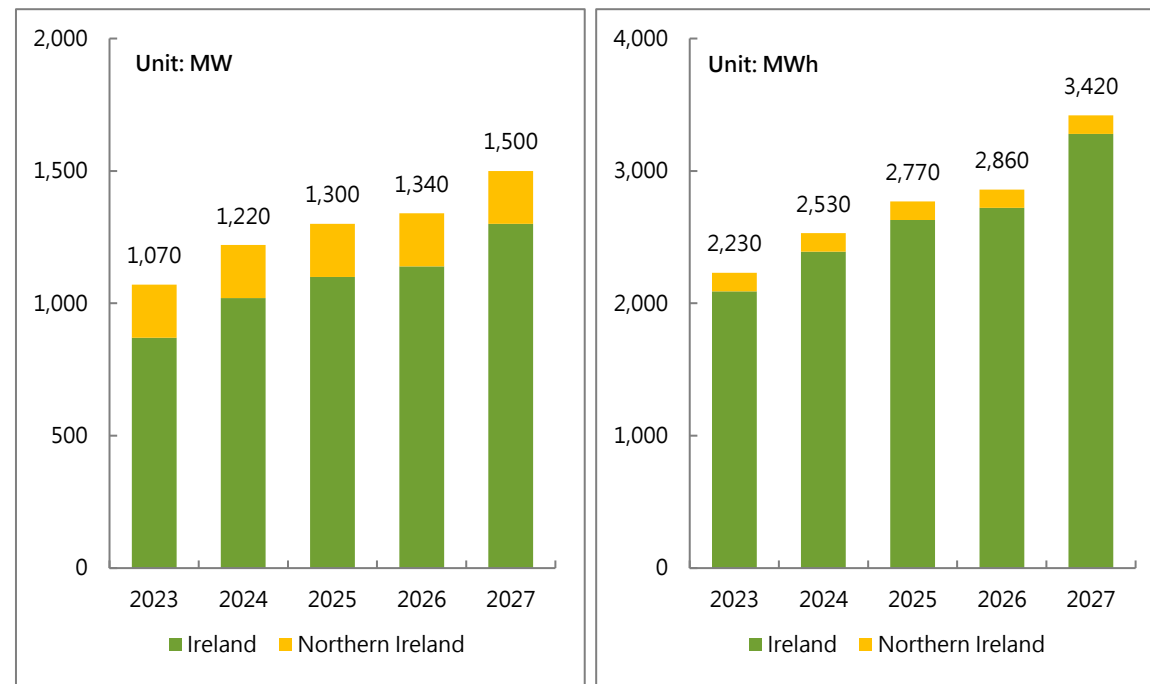
# 3-5 爱尔兰2028/29 T4容量拍卖，147 MW储能项目中标

- 爱尔兰单一电力市场 (SEM) 容量拍卖在2019年正式将电池储能纳入招标范畴，截至2024年12月已有12轮容量拍卖包含储能项目，累计中标容量达 1094 MW，其中T3、T4容量拍卖 (中标容量将于未来3年、4年后完成并网) 为储能主要中标的拍卖类型。T4-2028/28 容量拍卖于2024年12月公布中标结果，电池储能中标容量\*为 147 MW (已建 14.5 MW，新建 132.5 MW)，平均中标价为 160,577 €/MW/year。
- 电池储能在 SEM 有两种主要收入机制：SEM 容量拍卖和 DS3 系统服务；DS3 系统服务的目的是通过对储能等具有稳定电力输出能力的项目进行激励投资，以确保在高强度非同步可再生能源发电 (高达75%的瞬时渗透率) 下，电力系统可实现稳定安全运行。根据当前的 DS3 系统服务安排，电池有两种合同方式，即管制收费 (不封顶) 和封顶收费。当前 DS3 安排下的管制关税适用于通过 DS3 系统服务合同测试的任何发电机 (包括电池)。封顶收费采购流程于 2019 年结束，并向总计 110 MW 容量的三个电池储能项目授予定期合同，以提供特定的高可用性备用服务；而 SEM 容量市场的目标是确保提供足够的现有容量和新容量 (包括存储、需求侧单元和互连器容量) 以实现短期-中期电网平衡供应和安全运行的需求。在现行合约容量测算下，2027年容量市场下运行的储能容量将达 1.5 GW。

图：爱尔兰容量市场拍卖储能中标项目，Unit：MW de-rated，€/MW per year



图：2023-2027年爱尔兰和北爱尔兰储能中标预计并网容量

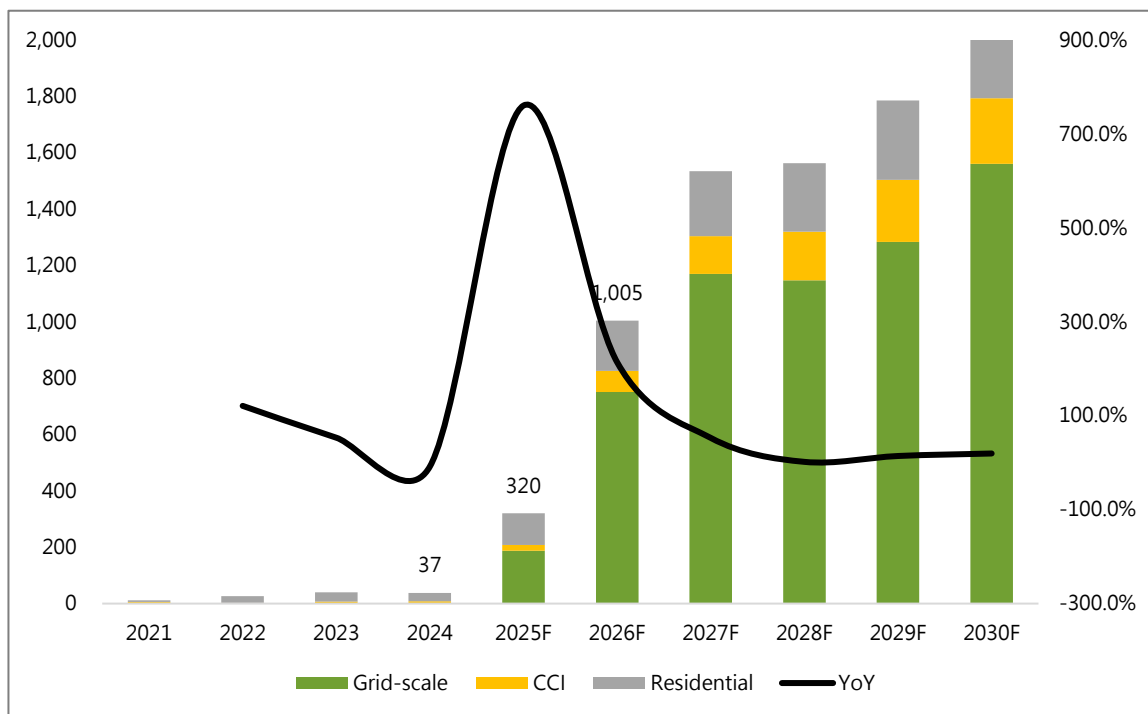


注\*：容量市场拍卖中的中标容量均为降额容量，非实际所需建设容量

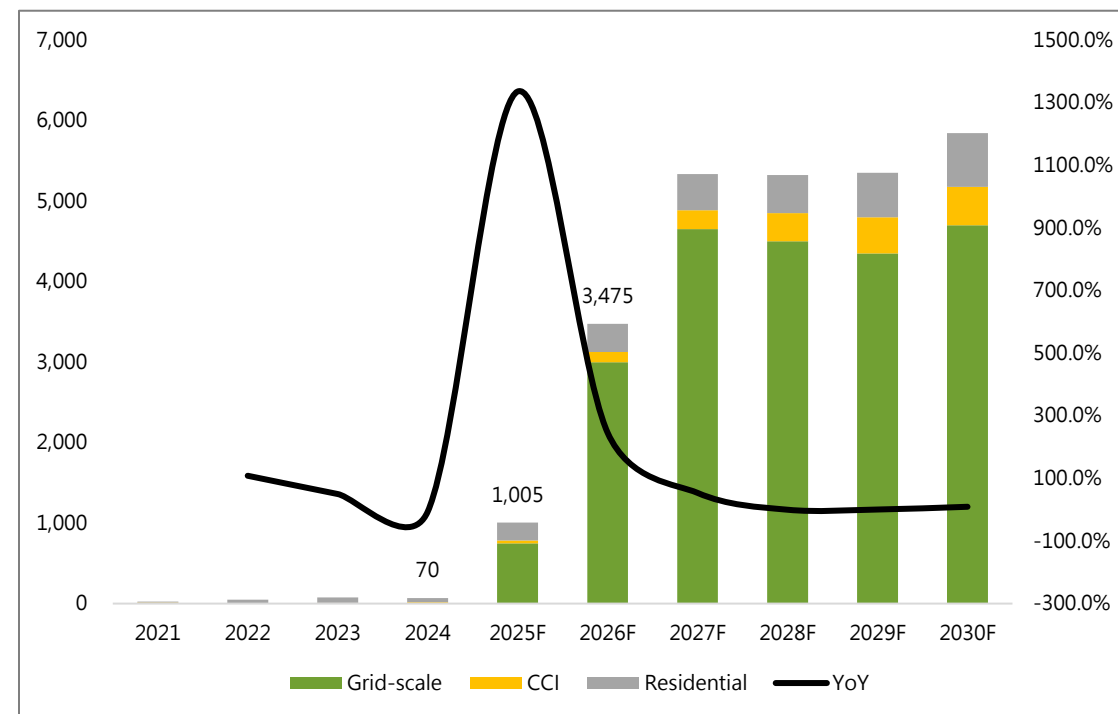
### 3-6 波兰户储受益于My Electricity补贴，辅助服务和容量拍卖推动大储增长

- 2025年波兰储能新增装机有望达 320 MW/ 1005 MWh，同比+761%/ +1336%；大储增量显现需在2025年之后。
- 户储：第6轮 My Electricity 计划从光伏选择性配储转向强制配储，叠加净计费制度的全面实施，家庭发电系统向自发自用方向倾斜，推动户用储能需求保持增长。
- 工商储：波兰作为一个工业国家，工商业用电量且具备脱碳需求，故当地企业对安装光储等减碳措施意愿较高。但受制于从配电系统运营商（DSO）获得许可程序所需文件和审批时间过于冗长且缺乏政府补贴，目前仅有极少数项目涌现，增量短期内难以呈现，有待相关部门作出相应改革措施。
- 大储：由于当地电网设施老旧且无对电网进行大规模扩容或升级的计划，而用电企业对PPA的需求逐渐涌现，大型光伏地面电站将面临并网瓶颈，新能源侧配储将成为支撑未来波兰储能市场增长的主要动力。随着储能监管框架的逐步完善，2024年6月波兰开放辅助服务市场，容量拍卖市场为储能项目提供17年的稳定收入，叠加国有电力企业纷纷公布其储能部署计划。预计波兰大储将从2025年起保持较快增速，大面积并网潮将落在2026-2028年。

图：2021-2030年波兰储能装机需求预测，Unit：MW

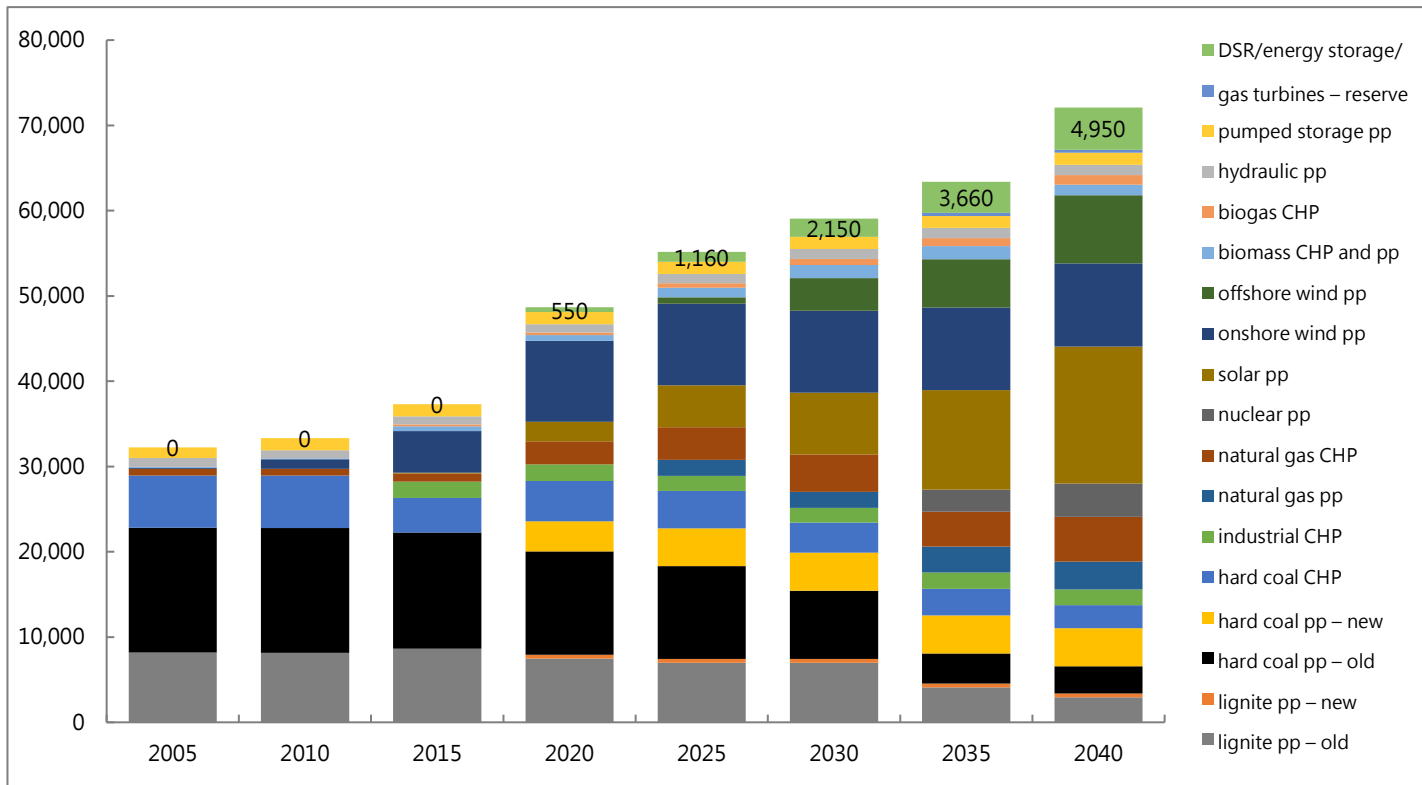


图：2021-2030年波兰储能装机需求预测，Unit：MWh

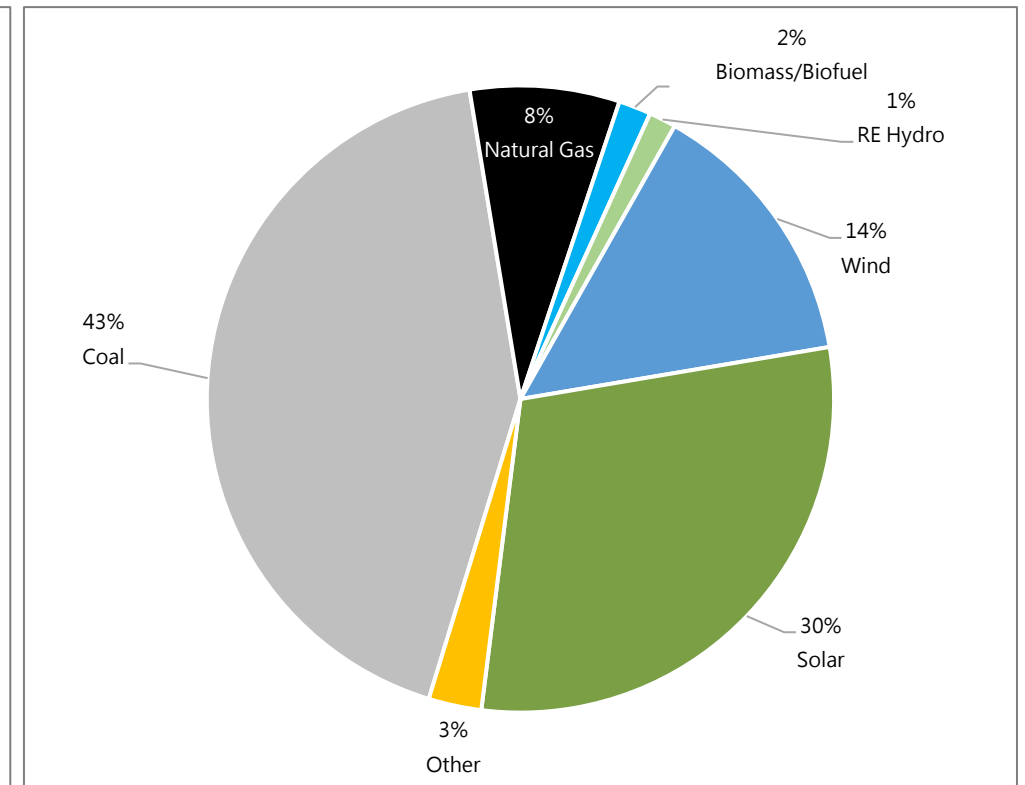


- 2024年波兰可再生能源装机容量占比47%；2024年波兰总装机70.6GW，其中煤炭装机30.1GW，占比43%，较2023年下降4个百分点；可再生能源装机达33.1GW，占比47%，较2023年增长4个百分点，其中光伏装机占比升至30%。虽然可再生能源装机容量占比逐年提升，但波兰目前仍严重依赖煤炭发电，完全淘汰煤电具有较大挑战，波兰是欧盟中唯一一个没有正式终止煤炭发电日期的国家。
- 此外，波兰能源部门在对未来储能需求量（EPP2040-2021版）的测算中，预计2025、30年将分别需要约1.16、2.15 GW 的储能装机量以保障风光占比提升后电网的稳定性。波兰气候与环境部已于2023年4月提交EPP2040修订版的初稿至议会，6月议会反馈其修订版需大范围修改，定稿预计要在2025年正式推出。

图：EPP2040能源计划中未来能源结构规划，Unit：MW



图：2024年波兰电力结构，Unit：%，GW



## 3-6 波兰多项储能补贴出台，户储、大储装机需求有望保持增长

- 波兰上调My Electricity 6.0补贴预算，强制配储有望驱动户储增长；2024年10月10日，波兰气候与环境部宣布将My Electricity 6.0补贴预算从4亿PLN（约1.04亿美元）提升至12.5亿PLN（约3.2亿美元），资金来自欧洲基础设施、气候、环境基金计划，申请截止到2024年12月20日或资金用完之日。①**补贴申请条件**：适用于2021年1月1日至2027年12月31日期间安装光伏的净计费用户，且光伏装置必须并网。2024年7月31日之前安装的光伏装置（功率范围2-10kW），不需要配置储能或储热设施就可获得补贴；2024年8月1日起，安装光伏（功率范围2-20kW）必须配置储能（容量至少2kWh）或储热设施（热水存储量至少20L）才能获得补贴。②**补贴金额**：不配置储能的光伏系统最高补贴6000PLN，配置储能的光伏系统最高补贴7000PLN。储能系统最高补贴达16000PLN，储热系统最高补贴5000PLN。最高补贴金额不超过28000PLN（即1台光伏装置配置1台储能和储热系统）。自9月初补贴申请开始，反响热烈，截至10月9日，已有4.9万份申请，其中1.84万份申请（超2.62亿PLN）是关于储能配套的项目。
- 欧盟批准波兰大储补贴计划，推动至少5.4GWh电池储能；波兰国家环境保护和水管理基金（NFOŚiGW）于2024年7月提出了一项针对大储的补贴计划草案，以供公众咨询。总预算达40亿PLN（36亿直接赠款，4亿融资贷款），赠款形式的补贴额度最高可达总投资成本的45%（小型企业可达65%，中型企业可达55%）。该计划对新建储能项目容量进行限制，不得低于2MW/4MWh，但对项目接入配电网络的电压等级没有限制。2024年10月3日欧盟委员会批准该计划，支持波兰安装至少5.4GWh电池储能系统。

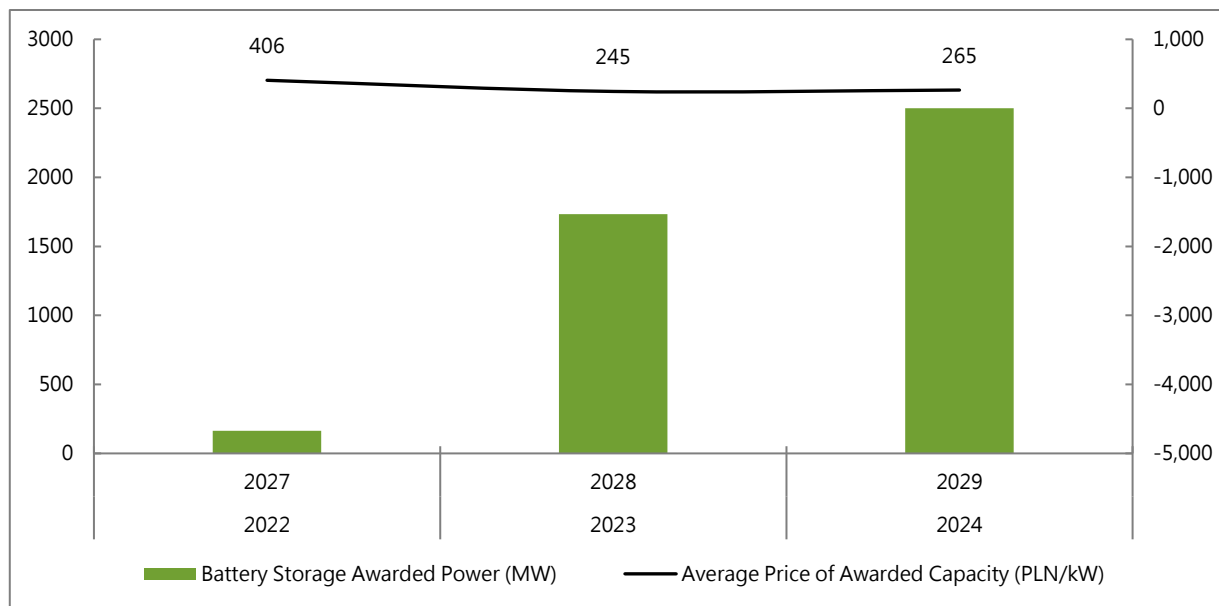
表：波兰储能相关政策

政策	详细内容
小型储能系统并网豁免电网许可	2021年5月，波兰议会通过一项关于储能处理和定义的国家能源法修正案。《能源法》对于储能系统的定义是，将电网或发电机组输出的电能进行储存，并有能力将电能输送至电网的装置。该修正案规定超过10MW的储能设施需要获取电网许可，而50kW-10MW的储能设施则需向当地的输电系统运营商或配电系统运营商进行等级，无需获得电网许可。但产销者（Prosumer）-配备光伏或其他小型发电系统的用户，新增的储能设施则必须上报至其配电系统运营商。
取消双重电网收费	在储能定位尚未明确的国家，大多数存在对储能设施的存储（消费者）、输电（发电机）实行双重收费。波兰现已取消双重计费，电网费用将仅针对消耗的能源和注入电网的能源之间的差额收取。
储能设施并网费用减半	一般发电机组并网需建设电力连接设施，该类成本均有该发电机组的所有者承担。但对于储能而言，所有者仅需承担并网费用的50%即可，剩余的50%由输电系统运营商承担。

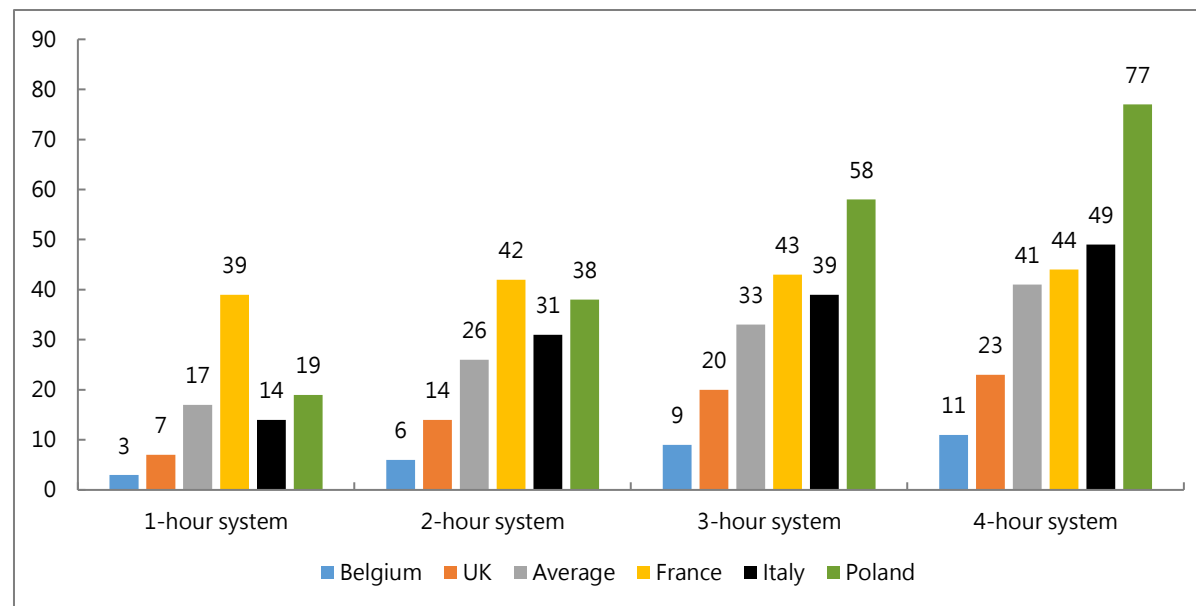
# 3-6 波兰2029年容量拍卖储能中标容量大幅攀升，达 2.5 GW

- 2029年容量拍卖结果公布，储能中标容量达 2.5 GW；2029年容量拍卖结果于2025年1月公布，中标容量约 12 GW，其中储能项目中标容量高达 2.5 GW，较上一轮增长44%，平均中标价格为 PLN 265 /kW（USD 66.72 /kW），较上一轮增长8.2%。中标项目分别由Axpo公司、OX2公司、R.Power公司、FRV公司和波兰能源集团（PGE）等公司获得。
- 波兰输电系统运营商 PSE 在2022年12月公布其2027年容量市场拍卖结果，储能系统首次获得容量市场合同。本次容量拍卖共签订 5,379 MW的容量合约，其中 550 MW 为外国发电机组，平均中标价格为 PLN 406.35/kW/year（USD 92.11/kW/year）。2028年拍卖中，共有4个储能项目中标，均为新增机组，中标容量达 160.8 MW/ 604.4 MWh，合约时长为 17年。
- 波兰已在容量机制下举行过多轮容量招标，储能在2027年容量招标中首次中标，1-4小时配储时长的储能中标价格均高于欧洲平均水平，并在3-4小时配储时长中具备高度竞争力。目前波兰容量市场对储能接纳度逐步提高，预计将有更多具备资金实力的外国投资商进入波兰储能市场，推动该国储能需求增长。

图：2022-2024年波兰容量拍卖储能中标情况，Unit：MW、PLN/kW



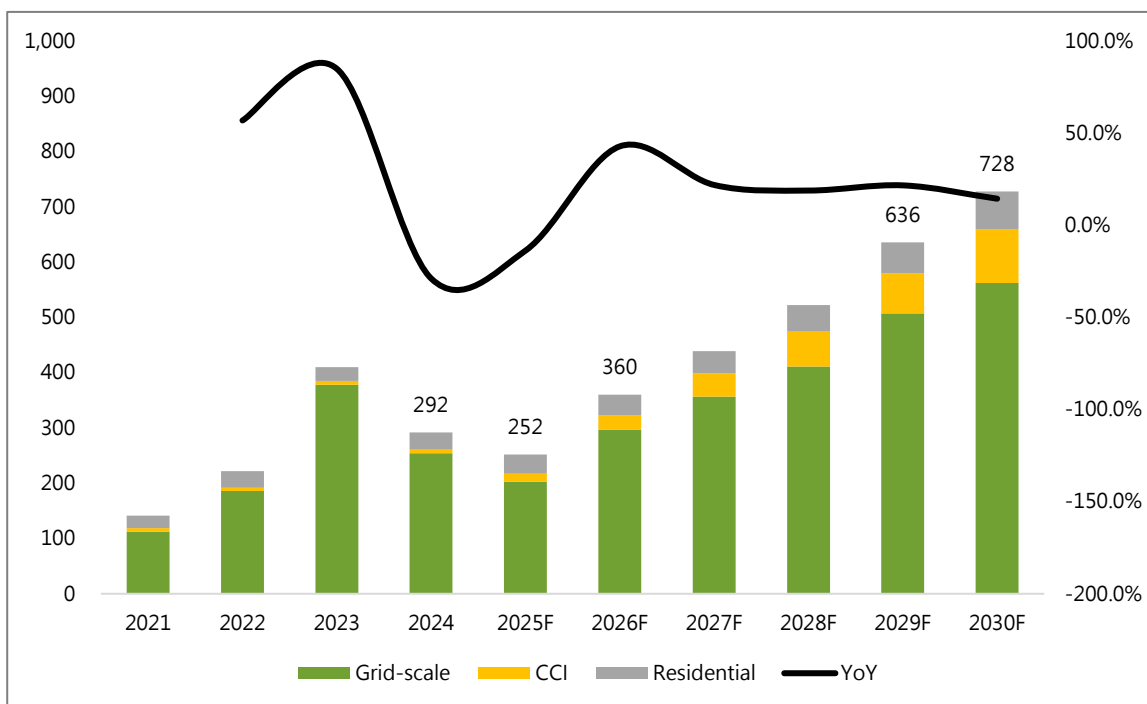
图：欧洲主要市场储能系统容量拍卖价格（截止2022年底），Unit：k€/MW/year



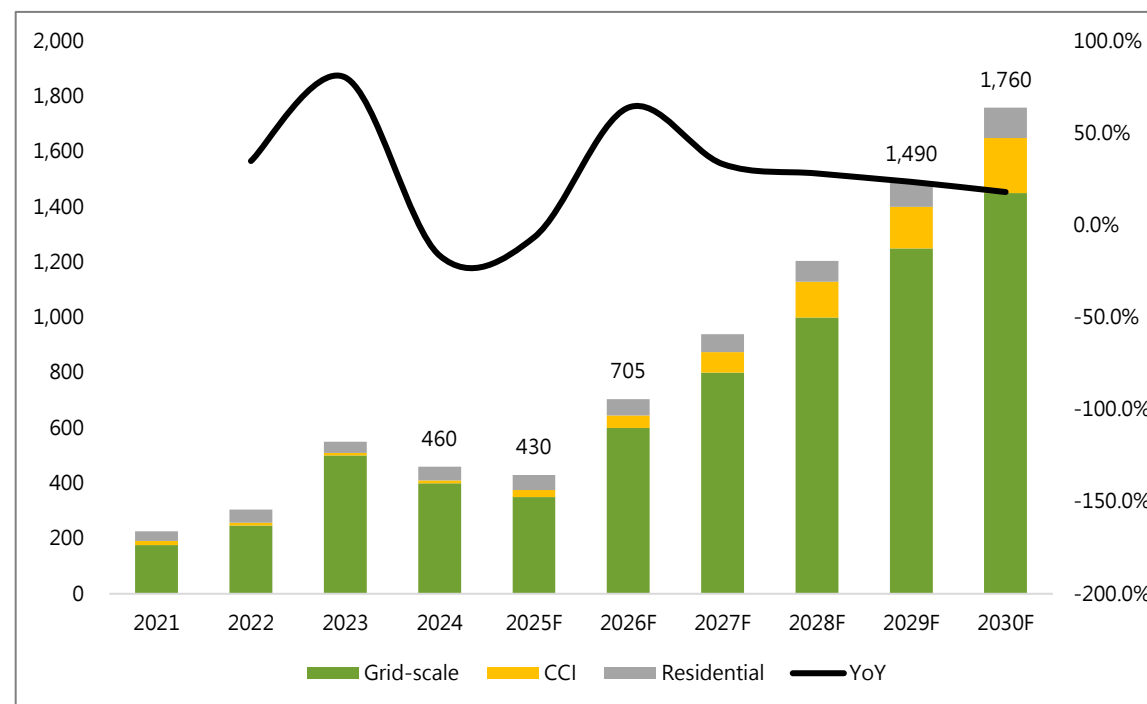
注：1 PLN=0.25 USD (2025.2.19)

- 2025年法国储能新增装机有望达 252 MW/ 430 MWh，同比-14%/ -7%；法国储能市场仍处于发展初期，储能项目主要集中在电网侧和工商业储能领域，户用储能发展缓慢，可再生能源占比较低和邻国电网互联性较强制约其储能发展。此外，法国政府倒台，政治局势剧变，光储产业发展或将受新政影响，不确定性增加；
- 表前：目前储能项目依靠容量拍卖推动，以1h为主。短期或受益于2024年开放的自动频率恢复储备（aFRR）市场，为电网侧储能提供额外盈利途径，长期看，法国仍缺乏进一步的储能激励政策。
- 表后：法国的住宅储能市场规模相对较小，预计在未来几年内也将保持较低的增长率，主要系电池补贴的缺乏、较低的能源价格以及动态电价推广缓慢，这些因素都抑制了住宅储能的发展；

图：2021-2030年法国储能装机需求预测，Unit：MW



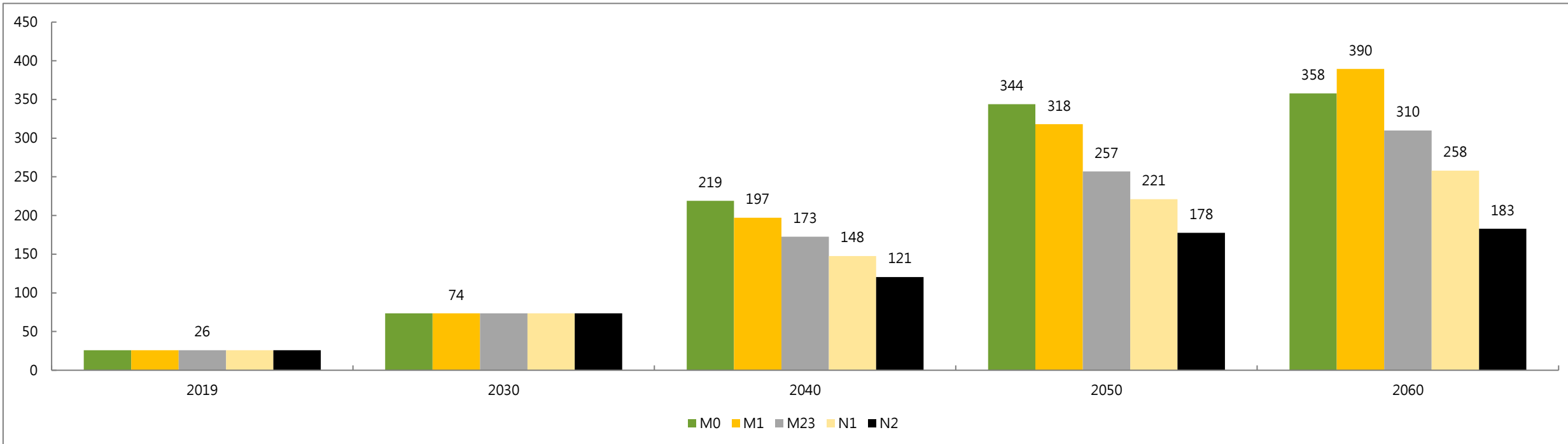
图：2021-2030年法国储能装机需求预测，Unit：MWh



# 3-7 法国aFFR市场于2024年7月重新开放，电网侧储能需求凸显

- 法国储能市场以用于电网辅助服务的大储为主导，主流配储时长为1小时；法国能源监管机构（CRE）于2024年1月宣布将重新开放aFFR二级调频市场，生效日期为2024年7月。现储能系统和需求响应提供商获得二级调频的认证量显著高于21年的水平。此举有望带动电网级储能系统其储能时长向2小时迈进。户储及工商储在电价持续上涨的驱动下，将迎来增长。
- 2050年风光装机目标为 257 GW，并网量激增将带动电网侧储能需求凸显；法国输电网络运营商 Rte 于2022年2月发布的《能源展望2050（FE2050）》中提及了六种碳中和情景，结合法国总统马克龙提出的2050年光伏装机目标（超 100 GW），M23情景下的各能源装机目标较符合当前规划。虽目前法国共址储能（光储、风储）项目数量较少，单体项目多为 1 MW 左右，分布在非互联地区（NIZ），但风光并网量激增加重电网负荷，电网侧储能需求将进一步凸显。
- 法国居民用电价格持续上涨，未受电力现货价格回落影响；在2022年能源危机中因核电机组检修、煤炭天然气高度依赖进口，导致法国电力现货价格呈指数级上涨，一度接近 500 €/MWh的水平。随着天然气供应逐步稳定，核电机组恢复运行，现货价格回归理性。2024年12月现货价格为 94.02 €/MWh，同比+37%。然，同期法国居民用电价格为 29.1 €cent/kWh，较能源危机时期变化不大。

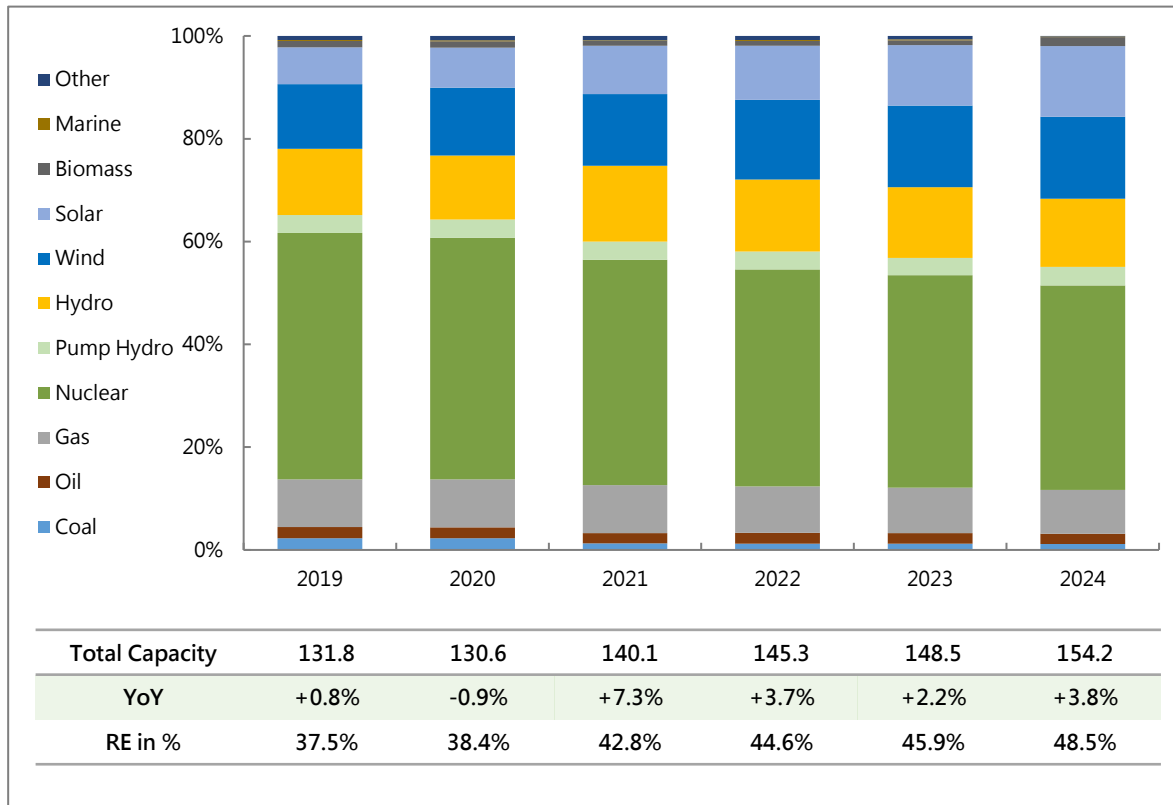
图：FE2050能源计划中未来风光装机规划，Unit：GW



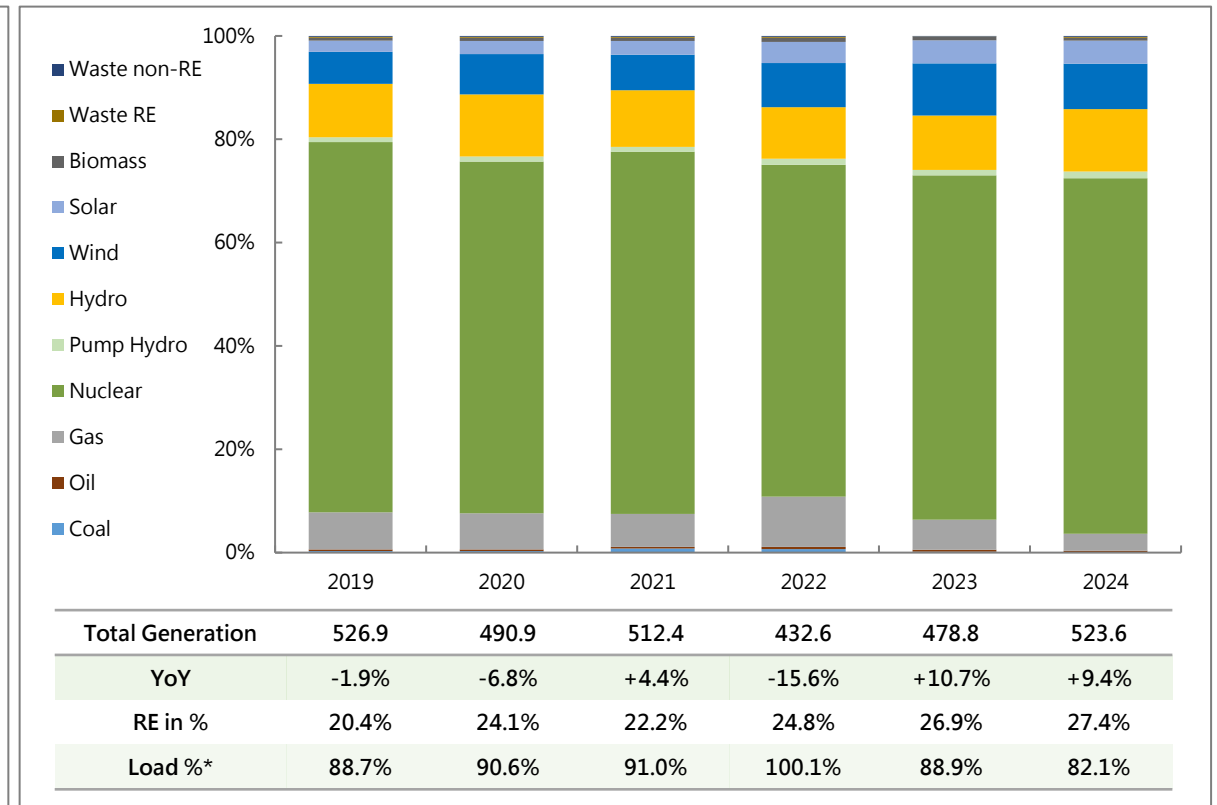
# 3-7 法国储能招投标逐步完善，新一轮招标即将出台

- 储能招标框架及条款的完善，新一轮储能招标即将出台；法国于2021年8月22日《气候与复原力法案》第85条创建了《法国能源法》第L.352-1-1条，规定使用招标来开发电力存储能力。2022年5月6日第2022-788号法令规定了实施招标流程的条款和条件，预计将在2023年纳入到PPE招标框架中。
- 法国发电量在2022年出现骤减（核电机组停机检修所致），故首次从电力出口国变成进口国。然情况在2023年得到好转，整体电力供应水平恢复正常，负荷与发电比恢复到能源危机前的水平。法国发电结构将长期保持以核电（2024年占比：69%）为核心，风光水（2024年占比：9%/4%/12%）为辅。2023年5月通过的《加速核能发展法案》中，取消“2035年核电占比不超50%”的上限，并通过简化审核流程，缩短单体核电站2年的建设期。推动风光装机的动力更多来自减少对进口煤炭和天然气的依赖，实现能源独立的需求。

图：法国2019-2024年各能源装机量占比变化趋势，Unit：GW，%



图：法国2019-2024年各能源发电量占比变化趋势，Unit：TWh，%

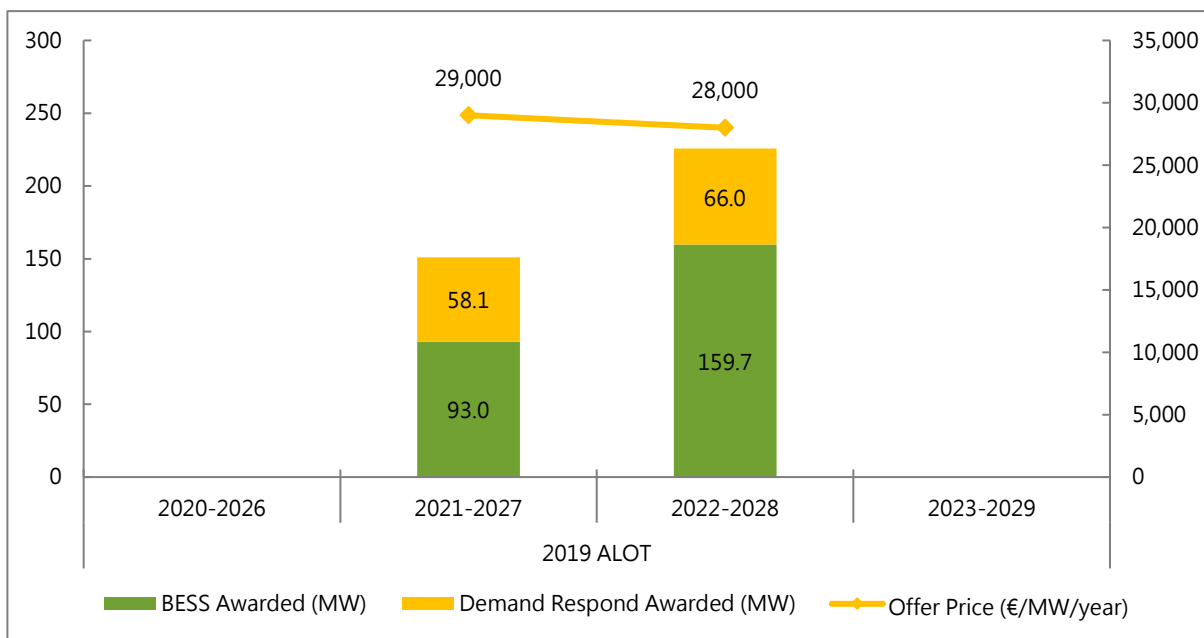


注\*：Load %指的是法国当年用电量除以发电量得出的百分比

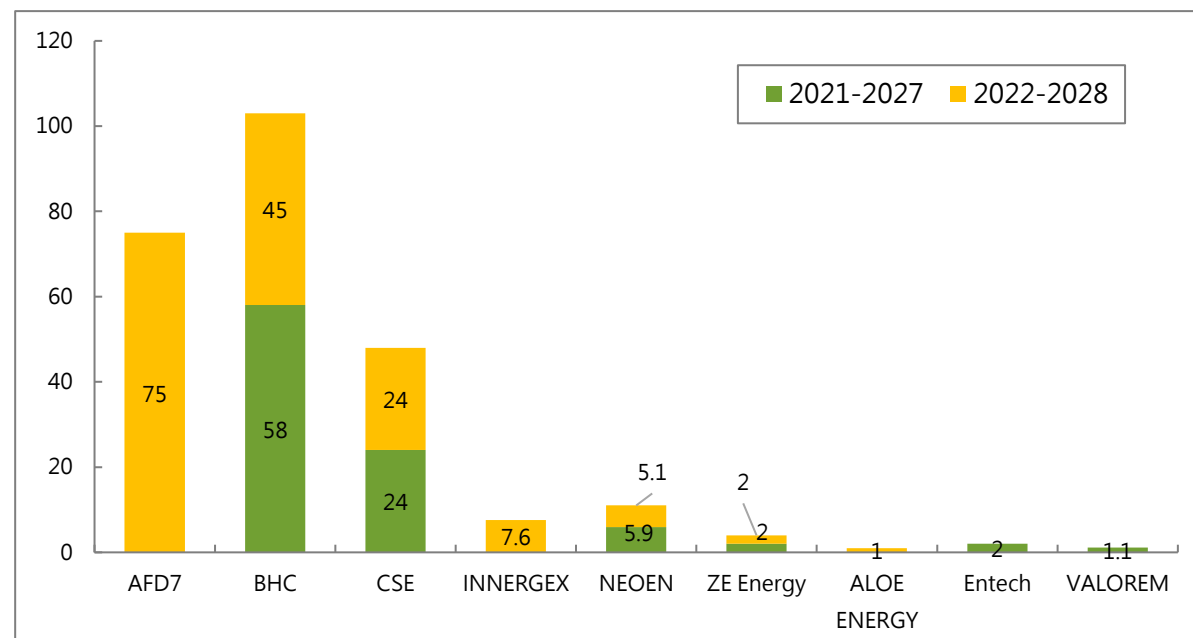
# 3-7 法国 Ringo Project 48MWh 储能项目有望在2023年并网

- 法国输电网络运营商 Rte 于2020年2月公布 ALOT 容量市场拍卖结果，共有 253 MW 储能项目中标；此次拍卖仅针对储能和需求侧响应（DSR）并对中标项目设置了 200 gCO<sub>2</sub>/kWh 的碳排放限制，共开放4轮7年容量合约投标。其中2020-26轮次和2023-29轮次因投标价格均高于授予价格，故无企业中标。上述中标储能项目均在2021、2022年完成并网，配储时长约为1小时。
- Ringo Project 电池储能项目容量达 36 MW/85 MWh，其中 24MW/48MWh 将于2023年并网；法国能源管理委员会 CRE 于2019年批准的三个 Ringo Project 储能试点项目（用于电网支撑服务）已陆续开工建设，部分项目已完成并网。Vingeanne 的 12MW/37MWh 锂离子储能项目已于2021年并网，由日本 Nidec ASI 负责；Bellac 的 12MW/24MWh项目预计在2023年完成并网，由法国本土电池企业 Saft Groupe 负责；Ventavon 的 12MW/24MWh 项目同样将于2023年并网，由法国本土企业 BlueSolutions 负责开发。
- 此外，法国曾针对其未与主大陆电网连接的岛屿地区（非互联地区）举办光伏+储能招标，规定每兆瓦光伏项目需至少配备0.5MW/0.5MWh的电池储能系统；而实际上其配备的储能系统往往为 0.75MW/1.5MWh，平均配储时长在2小时左右，有利于在晚间峰时套利，提高经济性。目前，法国储能招投标项目大多以用于电网辅助服务为主，配储时长约为1小时。

表：2019年法国ALOT长期容量招标储能中标容量，Unit：MW



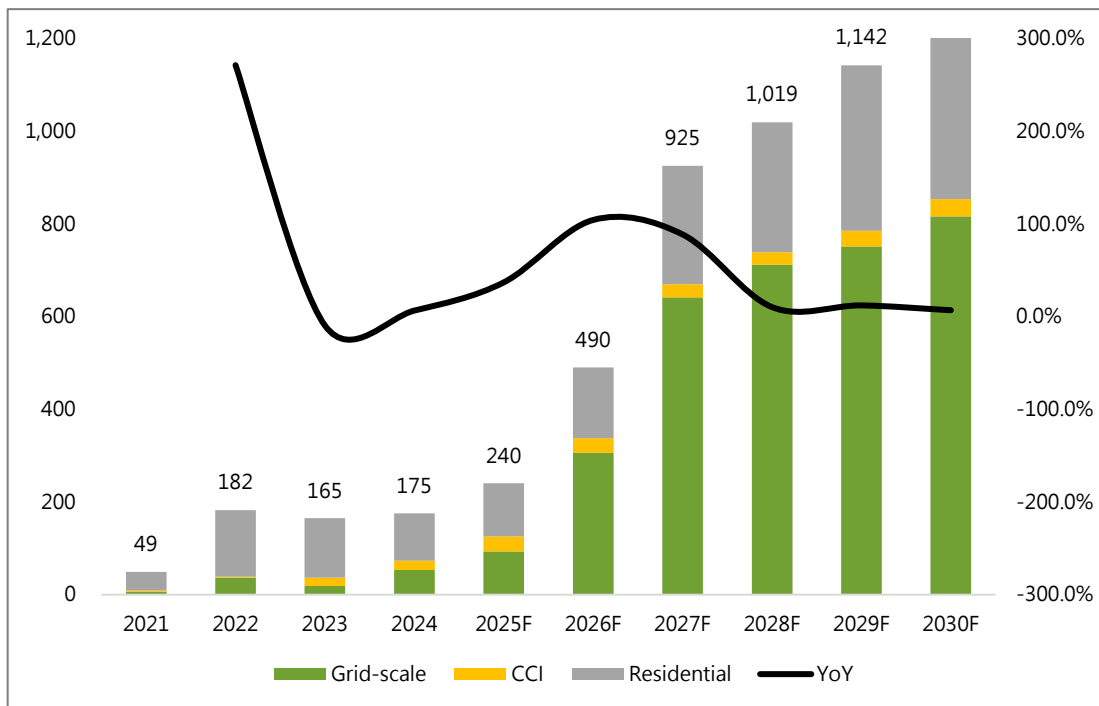
图：A LOT容量招标中标企业及中标规模，Unit：MW



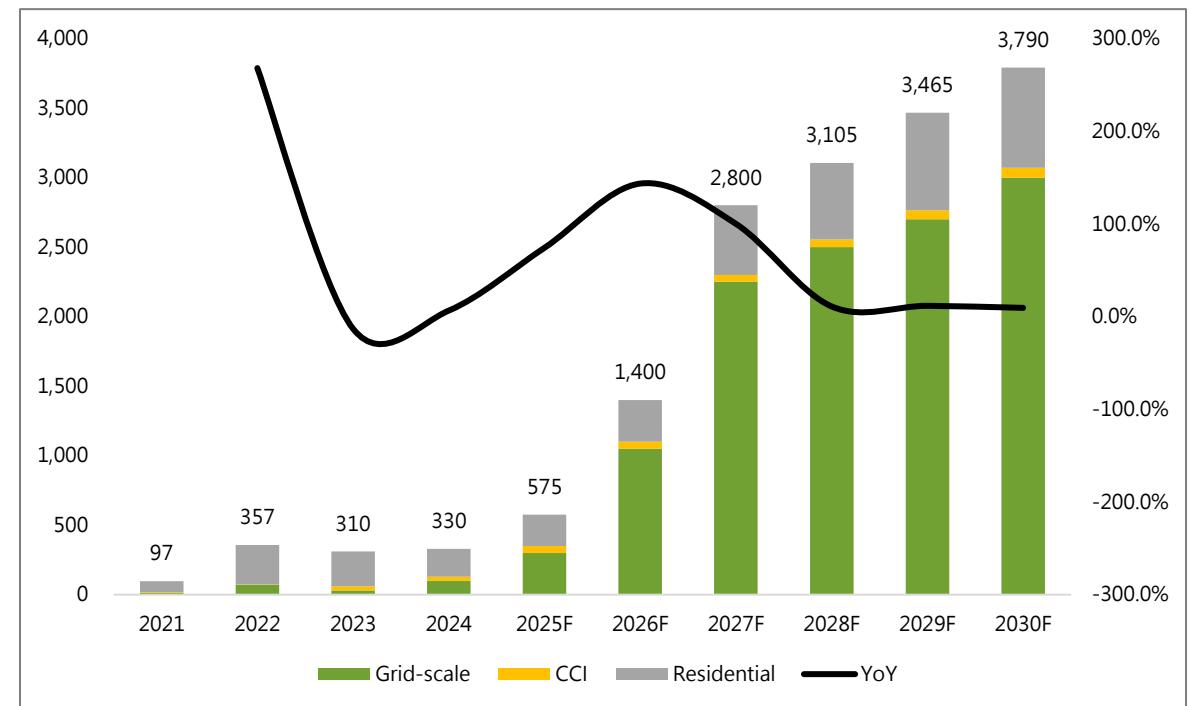
The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

- 2025年比利时储能新增装机有望达 240 MW/ 575 MWh，同比+37%/+74%；未来比利时储能从户储转向电网侧储能。
- 表后：净计量制度于2021年正式结束，户用光伏装机需求转向光伏配储，投资回报期可达8年左右；此外，户用电价收费改革亦在推动户储装机需求在比利时快速增长，电价结构中的配电费用将由月度用电峰值容量决定，而非之前实行的由总用电量决定。若配置储能将降低家庭的用电峰值容量，将为单一家庭节省数百欧元/每年的电费。
- 表前：当地电力市场对电池储能保持开放的态度，电网侧储能盈利模式较为多元（容量市场+现货市场+FCR+aFRR）；现行政策免除大储的输电成本，储能项目可以获得更加低廉的充放电成本。新建项目的储能时长均为3-4小时，预示着大储市场已在逐步从辅助服务市场转向能源交易。在多项驱动因素的推动下，比利时大储需求将保持较高增速。此外，当地电网缺乏灵活性，且大部分老化的核电站将于2025年关闭，具备较强的储能装机迫切性。

图：2021-2030年比利时储能装机需求预测，Unit：MW



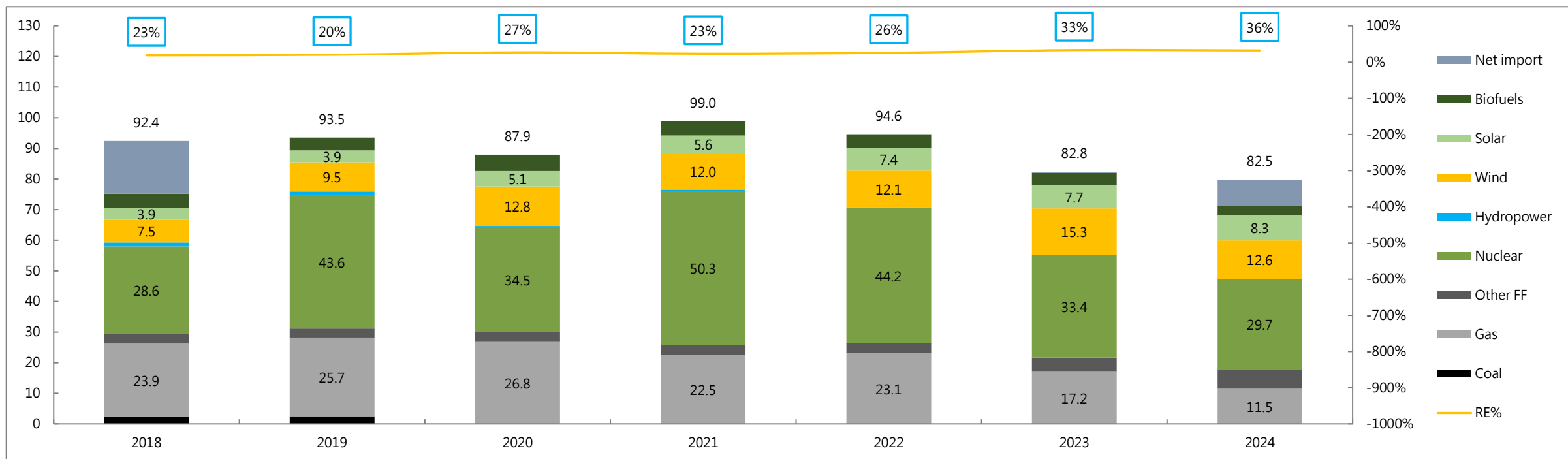
图：2021-2030年比利时储能装机需求预测，Unit：MWh



### 3-8 比利时能源转型正处于第三阶段，可再生能源渗透率提升增加储能装机迫切性

- 比利时发电结构仍以天然气和核能为主，煤炭发电机组已于2019年全部退役；该国发电结构变化主要分三个阶段，2015年以前：主要依赖天然气+煤炭+核能；2015-2021年：煤炭发电机组完成退役，核能发电占比达 40-50%，主要依赖天然气+核能。可再生能源稳步提升；2022-2025年：目前比利时在役核电站有2座（Doel 4 号和 Tihange 3 号），2023年12月比利时将在役2座核电站退役时间延期至2035年，老化的核能发电机组 Doel 3（2022年9月关闭）和 Tihange 2（2023年1月关闭）已完成退役。整体发电结构将开始向可再生能源过渡，核能发电机组退役所导致的供电缺口将由可再生能源搭配储能的形式填补。
- 2021-2024年期间，比利时可再生能源发电占比逐年提升，2024年达36%，主要由风能和太阳能发电贡献，分别占比17%和11%。2024年比利时总发电量较2023年基本持平，其中约89%产自国内，约11%来自进口，比利时大量进口法国低价电力，导致本土天然气发电将至历史最低水平。随着可再生能源渗透率的提升，储能需求有望迎来高增。

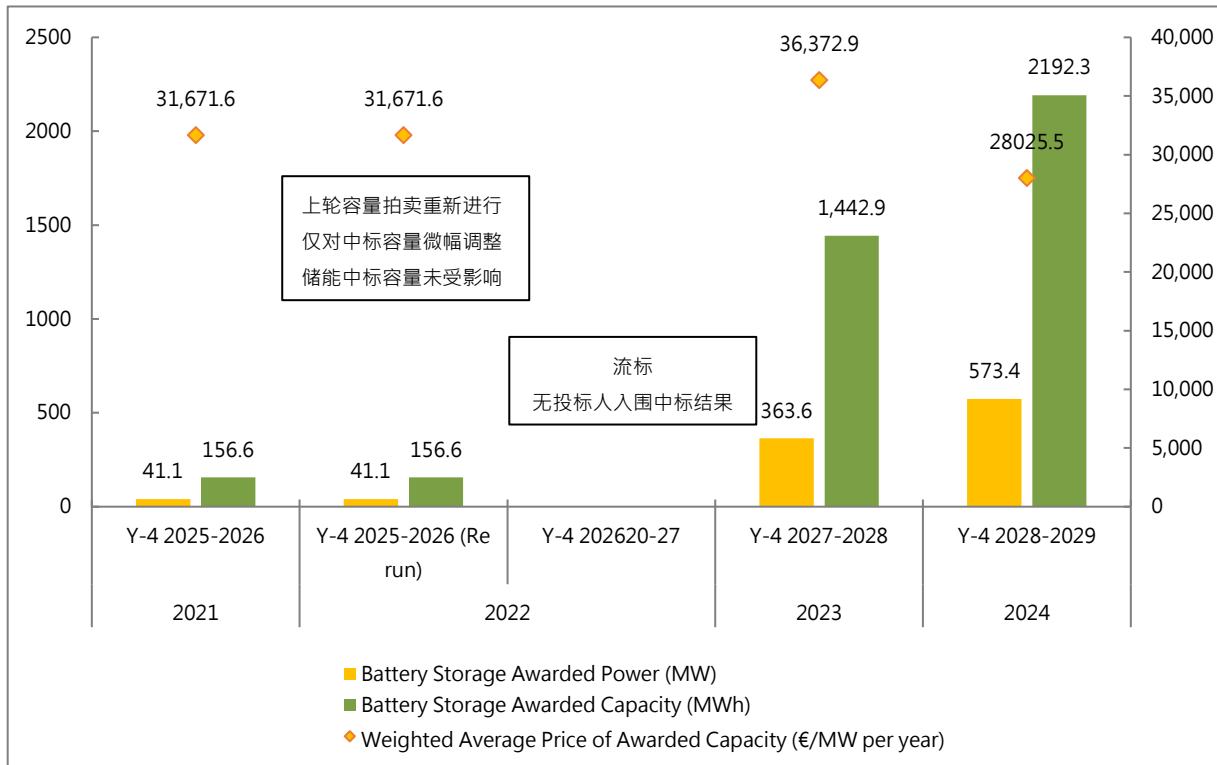
图：2018-2024年比利时发电结构变化趋势及可再生能源发电占比，Unit：TWh、%



# 3-8 比利时第四轮容量拍卖结果公布，储能中标容量达 2.2 GWh

- 比利时容量拍卖储能累计中标容量为 978.2 MW/ 3791.7 MWh；截至2024年，比利时电力运营商 Elia 共发起过4轮容量拍卖，拍卖以四年远期容量合同为主。第一轮于2021年10月公布中标结果，中标容量为 4.46 GW。其中电池储能项目中标容量为 41.1 MW/ 156.6 MWh，共有4个中标项目（除1个 2.64 MW 项目为1小时储能时长外，其余均为4小时储能时长）。
- 2024年容量拍卖（第四轮）中标结果公布，大量4小时储能项目中标；第四轮储能中标容量为 573.4 MW/ 2192.3 MWh（较上轮同比+58%/+52%），共有17个新建项目（572.4 MW/ 2191.02 MWh）+1个已建项目（1.3 MW/ 1.3 MWh）中标。对于储能项目商而言，储能项目获得容量合同将有利于向银行争取更低的融资成本。在保证长期稳定收益的情况下，储能中标项目亦可参与其他市场（FCR 和 aFFR）获得额外收入来源。
- 由此可见，比利时容量拍卖市场对电池储能项目的接受度正在逐步提高，一年举办一次的容量拍卖有望确保比利时储能需求保持高速增长。

图：2021-2024年比利时容量拍卖电池储能中标结果，Unit：MW



表：Y-4 2028-2029第四轮容量拍卖电池储能中标项目详细信息

Company	Awarded Power (MW)	Awarded Capacity (MWh)	Duration (hr)	Contract Period (Years)
Aspiravi	12.6	50.4	4	15
Centrica Business Solutions Belgium	2.64	2.64	1	8
Electrabel	53.29	213.16	4	15
Electrabel	53.29	213.16	4	15
Harmignies Energy Storage NV	39.58	158.32	4	15
Nala Renewables Belgium BV	8	32	4	15
Ruien Energy Storage	5.28	21.12	4	15
Storm 67	25.2	100.8	4	15
Storm 90	57.6	230.4	4	15
Storm 91	115.2	460.8	4	15
Total Renewables SASU	11.7	35.1	3	15
Auvelais Energy Storage	36	108	3	15
Bureau d'Etudes Pierre Berger	16.72	33.44	2	15
Centrica Business Solutions Belgium	1.3	1.3	1	15
Centrica Business Solutions Belgium	4.2	8.4	2	15
Electrabel	53.87	215.48	4	15
GIGA Green Turtle BV	57	228	4	15
HybriX Energy	19.95	79.8	4	15
<b>Total</b>	<b>573.42</b>	<b>2192.32</b>		

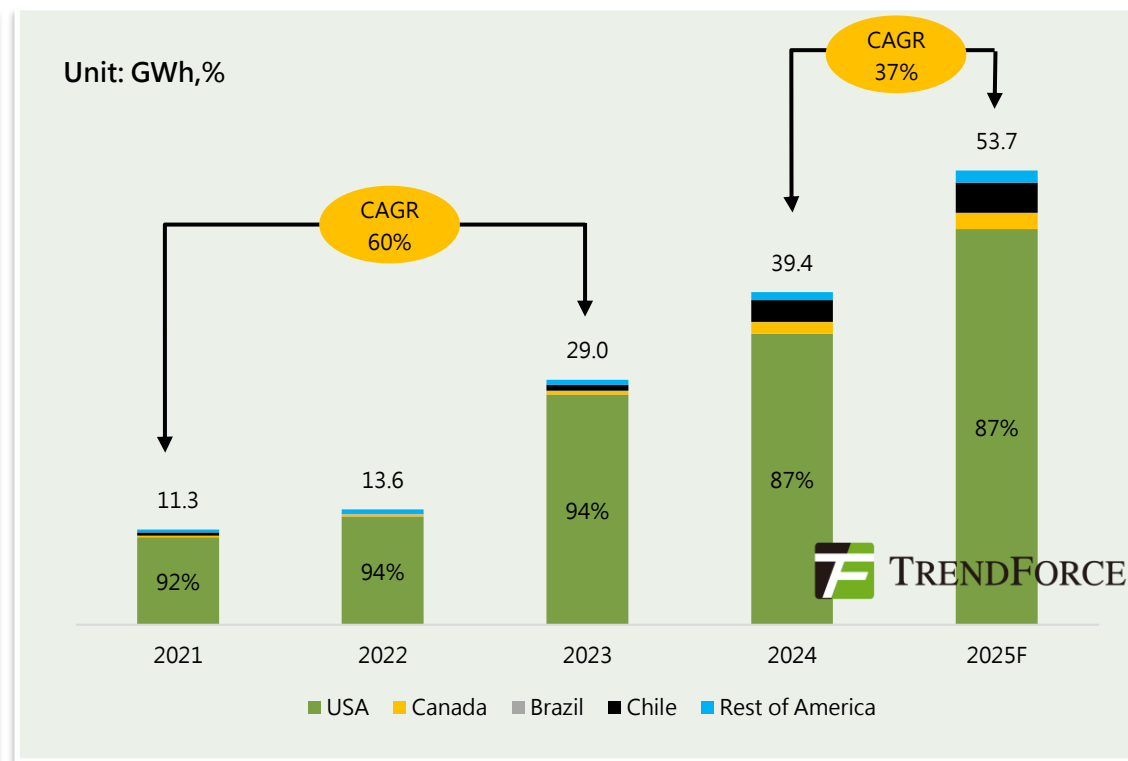
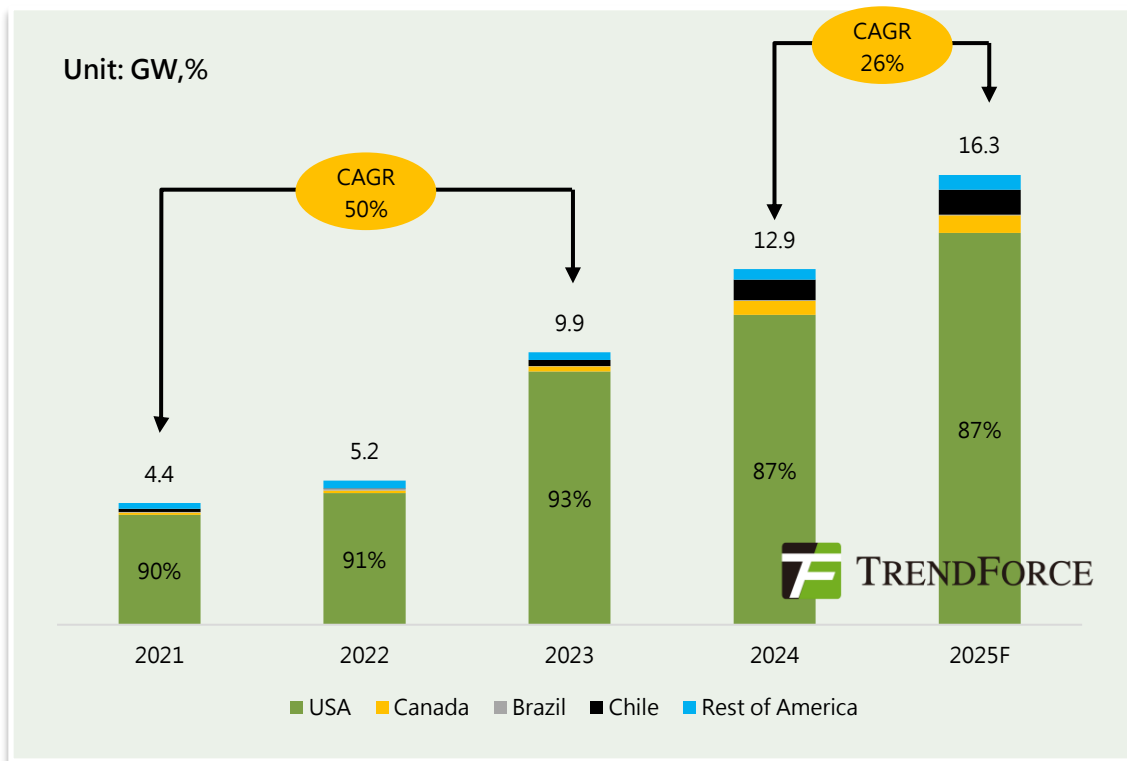
A background image showing a business meeting. A person in a light blue shirt is holding a tablet and a pen. Another person's hand is pointing at a document with a bar chart and pie chart. A calculator, glasses, and a stack of books are also visible on the table.

# 美洲

美国 加拿大 巴西 智利 墨西哥

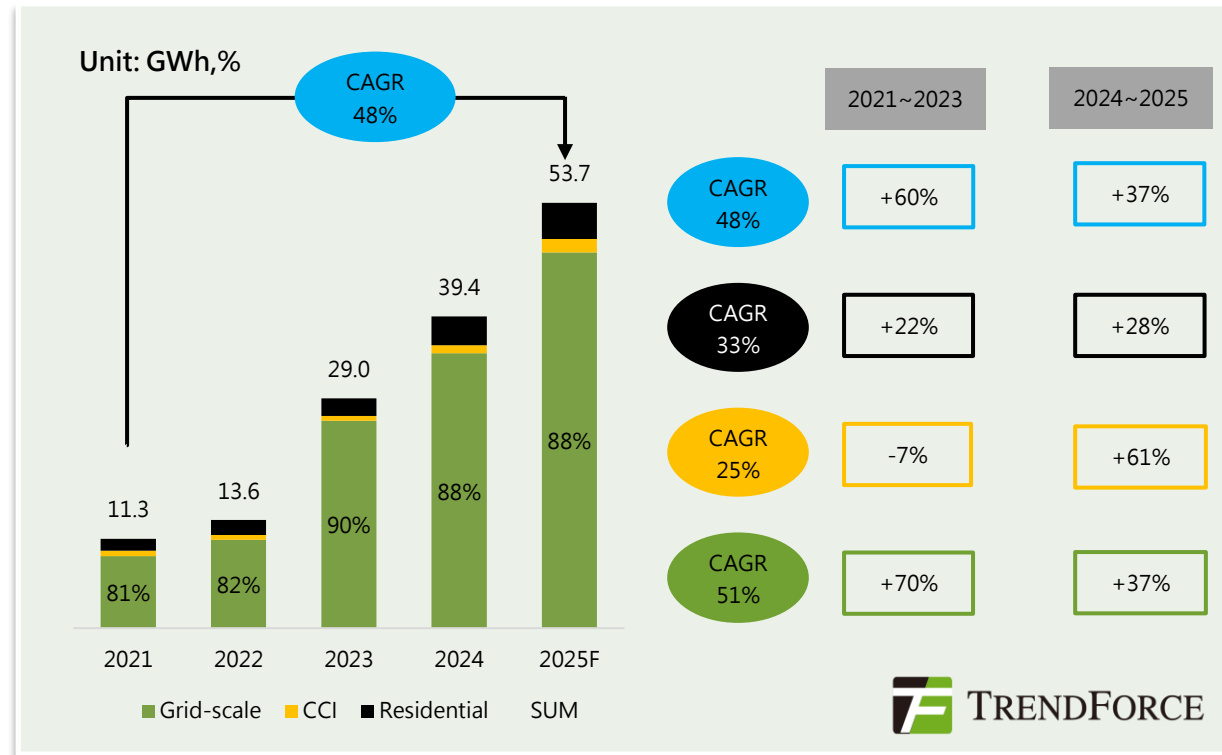
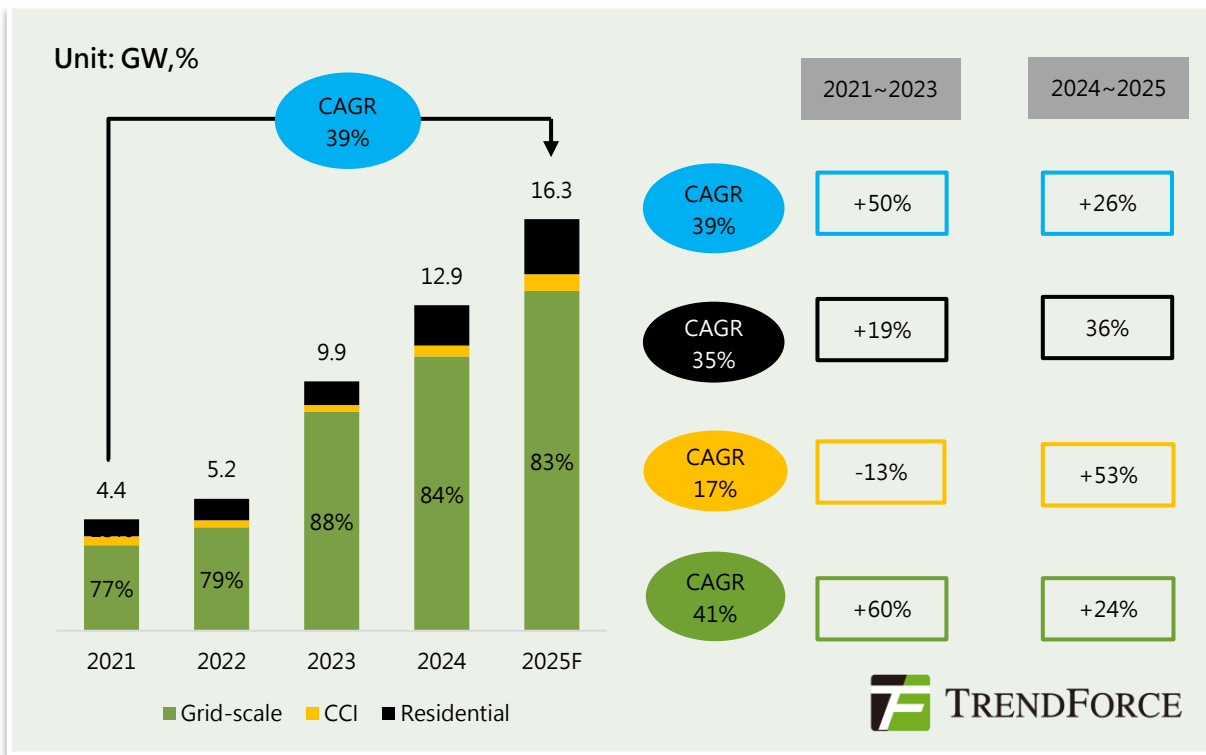
国家	可再生能源目标	光伏目标	储能	政策	备注
美国	100%无碳电力 (2035)	-	190GW (2050)	ITC	通胀削减法案 (IRA) 将ITC政策延期10年, 并首次将独立储能纳入补贴范畴; 2022-2032年的用户光储或独立储能系统都将获得30%的税收抵免, 工商业及大储则拥有获得30%-70%的抵免资格。
				RPS	以州为单位推行可再生能源配额制 (Renewable Portfolio Standard, 简称“RPS”), 要求美国各地区推动可再生能源使用, 各地区向电网中输送的电力要有一定比例来自可再生能源, 不同地区配额比例与实现时间皆不一致, 其中夏威夷州要求在2030年配额比例达到40%; 已有20个州承诺2050年实现100%清洁能源。
				SGIP补贴 (加州)	SGIP2022补贴由通用预算、平衡预算以及平衡弹性预算三个部分组成。①通用预算: 针对不同规模的储能分轮次进行补贴, 补贴力度依次下降, 申请过ITC补贴的大于10kW储能项目其补贴力度将被削减; ②平衡预算: 是为推动弱势社区储能发展, 对安装储能设备的政府相关部门、公共设施及家庭等相关建筑和低收入家庭进行补贴, 以抵免部署电池储能系统的部分成本。③平衡弹性预算: 在符合平衡预算的条件下, 针对临近自然火灾高发地的地区, 提高对当地紧急公共服务建筑和家庭的储能覆盖程度, 保障电力稳定供应; 此外, SGIP中提到加州制造津贴: 若安装的储能系统中, 加州本土制造商制造的零部件价值等于或超过总成本的50%, 将符合资格获得额外20%的补贴激励;
				净计量政策	Net-Metering支撑美国户用光伏及储能发展, 目前已有38个州实施强制性净计量规则, 且各州的净计量激励程度不同。
加拿大	净零排放 (2050)	7.2GW (2030)	42-68GW (2050)	净计量政策	FIT政策结束后, 安大略省的净计量政策支撑了分布式光伏的发展, 规模在500kW以下系统市场前景更为可观。
				补贴政策	针对清洁能源技术高达30%的ITC抵免将于2023年正式出台, 2034年结束, 包含电池储能
				Auctions	安大略省政府于2022年10月下令通过独立电力系统运营商 (IESO) 采购约4 GW 的电力供应设备合同 (RFP), 其中包含1.5GW-2.5GW容量的储能设备并应用于发电侧和电网侧。LT-1 中标结果公布, 共有 1.88 GW 电池储能项目中标。
巴西	83% (2031)	44.2GW (2031)		净计量政策	针对≤5MW的分布式发电用户, 可自发自用, 余电上网, 且可再生能源发电≤30MW的项目, 输配电税降低50%。
				隔墙售电	分布式发电划分为局部自消费、远程自消费、共享发电、自发自用等形式, 可通过电网输送将电力卖给其他区域的电力用户。
				减免关税	减免进口太阳能组件、光伏逆变器和跟踪器的税率。
				Auctions	巴西矿业和能源部计划在2025年6月举办大型储能项目拍卖活动
智利	碳中和 (2050)	9.82GW (2030)		净计量政策	针对 < 300kw的分布式发电, Net Billing “自发自用, 余电上网” 政策将起到助推作用, 但规模上限及融资困难等因素限制其发展。
				PMGD	针对 < 9MW的分布式发电, PMGD政策以固定电价签署协议, 避免了现货电价波动带来的风险, 成为大型分布式项目增长的主要原因。
				Auctions	2022年, Zapaleri 以 38.36US\$/MWh 的价格中标 126 GWh发电量的光储项目, 已于2023年开工建设 253 MW 的光伏容量和超过1 GWh 的储能容量, 最快 2026年投入运营。智利公布2025-2028年的能源拍卖计划, 共计约22500GWh。
				公共土地分配储能计划	在特定地理区域内直接分配储能项目的土地, 2024年, 智利公共土地分配计划在阿塔卡马、阿里卡及帕里纳科塔地区的6个区域内招标13GWh的储能项目
墨西哥	35% (2031)		~4.6GW (2036)	政策	墨西哥新任总统支持新能源发展: 新任总统上台后, 制定到2030年将可再生能源发电占比提升至37.8% (原计划为33%), 同时鼓励可再生能源领域的私人投资。
				净计量政策	Net Metering政策允许分布式光伏项目进行余电上网, 本质是利于墨西哥分布式光伏的发展, 但CFE (国家电网) 因自身利益阻碍分布式发电项目并网, 限制、延迟了墨西哥分布式光伏的发展。

# 美洲：2025年装机仍以美国为主，智利和加拿大贡献较高增量



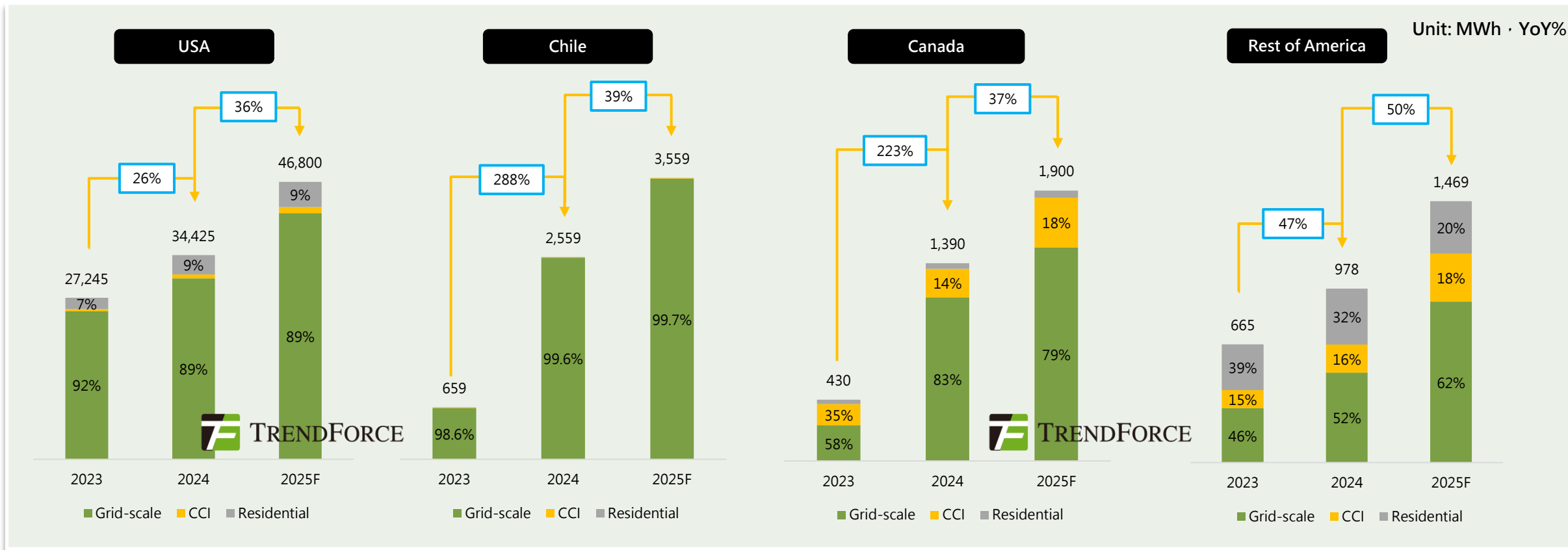
■ 我们预计2024/2025年美洲储能装机分别为39GWh/54GWh，同比增长36%/37%。美洲装机需求仍由美国主导，智利和加拿大贡献较高增量。

# 美洲：2025年美洲市场大储+工商储装机持续高增，占比达87%



- 2025年美洲市场大储+工商储装机持续高增，占比达91%；2025年美洲大储装机量将达48GWh，同比+37%，占比高达88%，大储装机主要以美国、智利和加拿大为主；工商储装机量约1.7GWh，同比+61%，占比约3%，体量相对较小；

# 美洲：2025年装机增量仍以美国为主，智利和加拿大贡献较高增量



- **美国**：2025年大储项目新增装机继续高增；主要得益于项目储备规模较大，近期特朗普再次对中国储能电池及系统加增关税，至2026年起，进口中国储能电池及系统关税将达48.4%，预计2025年美国大储备货激增，大储项目建设进度有望加快；
- **智利**：在容量机制、现货市场、能源招投标等多项利好因素驱动下，以光储为主的大储装机需求2025年有望持续高速增长；
- **加拿大**：主要以大储及工商储为主，降息+ITC补贴（30%）是其核心驱动因素。此外，政府储能项目采购订单对加拿大储能装机需求长期增长提供了保障；
- **巴西**：储能市场处于发展初期，体量尚小，由于缺乏监管及激励政策，储能项目经济性尚差，短期内主要以少量分布式光伏配储为主；政府正在研究允许储能项目参与备用容量拍卖，为未来大储能项目的发展提供更多可能性；

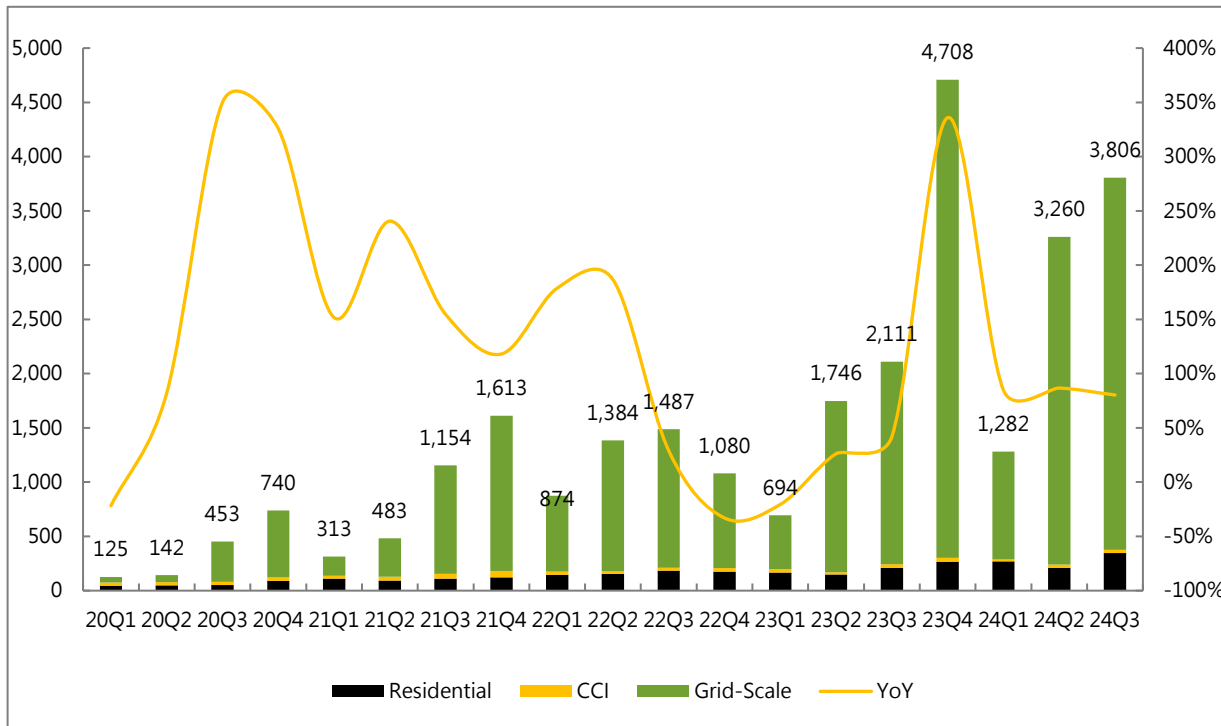
- 目前美国储能项目发展的驱动因素主要是：电网不稳定+补贴政策+降息+较高IRR收益。
  - ①电网落后：美国电网发展仍显零碎，区域间缺乏大规模电力互联能力，三大联合电网之间仅由少数低容量的直流线路连接，根据美国能源部的统计，70%的输电线路和电力变压器运行年限已在25年以上，电力设施急需改造升级，而建设这些线路可能需要7至15年时间，此外，目前由于AI算力及工商业用电量高增，美国电网基础设施建设速度无法跟上用电量的增长，未来或面临较大的用电缺口，光储项目将有效缓解美国用电压力及电网容量不足的问题。
  - ②补贴政策：2022年8月美国出台IRA法案，对储能项目进行补贴，提升项目IRR收益。
  - ③降息：2024年9月，美联储三年来首次降息，将利率从5.5%降至5%。据TRADING ECONOMICS预测，到2025Q3美国联邦基金目标利率将降至3.75%，稳定的降息政策有望使储能项目IRR收益进一步提升；
  - ④较高IRR收益：根据LAZARD，加州独立储能补贴后IRR高达28.9%，德州的风光配储的IRR分别为25.5%和21.1%，储能项目收益率十分可观。

细分类别	核心要点	主要驱动因素	竞争格局
Grid-Scale (87%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 预计2024年新增装机 10.3GW/ 31.4 GWh，同比+33.1%/38.3%；2025年全年新增装机有望达 11.5 GW/36.9 GWh，同比+10.8%/17.7%。</li> <li>▪ 预计2025-2026年，美国大储装机需求将保持高速增长，增速有所放缓；平均储能时长有望逼近3.5小时，发展前景较为乐观。</li> <li>▪ 风险点：新总统或对现行补贴政策进行调整。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ IRA法案刺激储能供应链+需求端增长</li> <li>▪ 电网协调性差且缺乏远距离输电能力</li> <li>▪ 风光发电比例大幅提升</li> <li>▪ 储能盈利模式愈发多元化</li> <li>▪ 国家&amp;各州制定明确装机目标</li> <li>▪ 风光存量项目</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 美国大储和工商业储能系统基本上由同一批系统集成商供货，2023年头部企业主要为Tesla (21%)，NextEra (16%)，Powin (11%)，Fluence (8%)，Wärtsilä (7%)。</li> <li>▪ 因政策敏感性，上述集成商具备自研EMS。</li> </ul>
C&I (3%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 预计2024年新增装机 357 MW/ 1.1 GWh，同比+2.9%/6.9%；2025年全年新增装机有望达 439 MW/ 1.4GWh，同比+23%/30.8%。</li> <li>▪ 预计2025-2026年，美国工商储装机增速将高于大储，但由于基数较小，预计在27年新增装机规模有望突破 3 GWh。</li> <li>▪ IRA法案降低该类别对于州级激励政策的依赖，但需求大规模上量仍需等待工商业用电缺口的涌现。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ IRA法案刺激储能供应链+需求端增长</li> <li>▪ 多个州份推出C&amp;I储能激励政策</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 终端储能系统出货多以美国本土集成商为主，中国集成商参与较少。中国企业多参与在电芯、电池簇和电池柜直流舱环节。</li> <li>▪ 美国本土集成商分两类：①专业系统集成商，②具有开发商背景的集成商；第一类一般采用 外购电芯+自己集成 模式；第二类则采用 外购直流舱 ( 电池舱 ) + PCS ( 部分 ) +自己集成 模式。</li> </ul>
Residential (9%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 预计2024年新增装机 1.4 GW/ 4.4 GWh，同比+41.7%/47.2%；2025年全年新增装机有望达 1.7 GW/ 5.5 GWh，同比+18%/25.3%。</li> <li>▪ 预计2025年，NEM 3.0对储能需求的实际推动将得到体现。主要户用光伏的州份，光储系统将成为主流。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ IRA法案刺激储能供应链+需求端增长</li> <li>▪ 加州SGIP等州级储能激励政策</li> <li>▪ NEM 3.0 推动光储IRR收益大于光伏系统</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 美国户储竞争两超多强，2024H1头部企业主要为Enphase(45%)、Tesla (33.5%)、FranklinWH(7%)、SolarEdge (3.5%)、EG4 (2.8%)。</li> <li>▪ Enphase和Tesla在美具有较强的品牌影响力。</li> </ul>

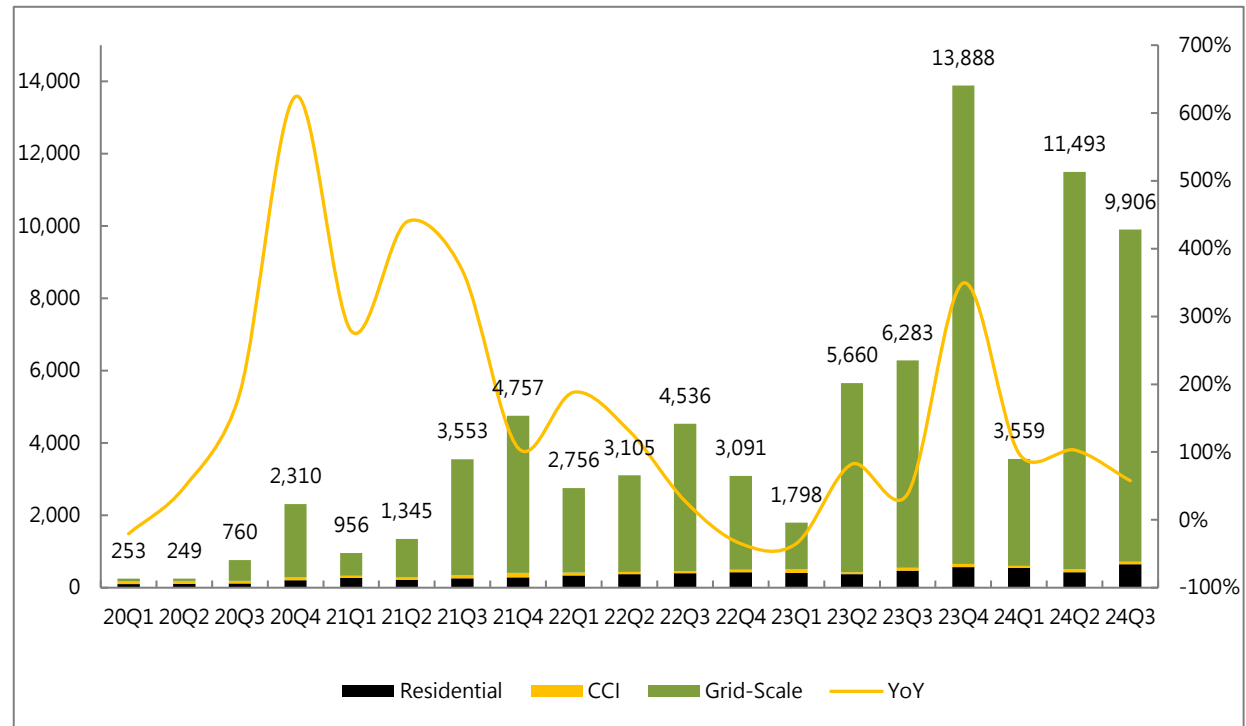
# 4-1 美国2024年前三季度新增装机8.3GW/25GWh，大储占比超9成

- 据ACP数据统计，2024年Q3美国储能新增装机 3.8GW/ 9.9 GWh（平均储能时长为约2.6h），同比+80%/58%，环比+17%/-14%；大储：2024年Q3新增3.4GW/ 9.2 GWh（平均储能时长约2.7h），同比+84%/+60%，环比+14%/-16%。德州和加州的装机容量占三季度总装机容量的 93%；工商储：2024年Q3新增29MW/73MWh（平均储能时长约2.5小时），同比-6%/-11%，环比+0%/-16%，装机相对平稳；户储：2024年Q3新增346MW/645MWh（平均储能时长为1.86小时），同比63%/36%，环比+64%/51%，户储新增装机数据创下新高；加州Q3户储新增环比增长56%，达214.5MW，占美国Q3户储新增装机总量的62%，此外受储能安装成本下降以及光伏发电的出口补偿率政策影响，亚利桑那州户储市场环比+73%；北卡罗来纳州则得益于杜克能源的PowerPair激励计划影响，与2024年第二季度相比，新增装机增长100%。
- 2030年美国储能总装机量或达700GWh。2025年1月28日，美国太阳能产业协会（SEIA）发布了《美国能源存储愿景》白皮书，提到到2030年，要部署1000万个分布式储能系统，总的储能容量得达到700GWh，以提高电网的可靠性和弹性，同时充分利用到2030年将接入电网的数千吉瓦可再生能源发电设施，美国太阳能产业协会表示，目前，美国20%储能系统部署在住宅、商业和社区，并连接配电系统，其余80%则连接输电系统。预计到2030年，连接配电系统的储能系统将增至140GWh，而连接输电系统的储能系统则将增至560GWh。然而，要实现美国太阳能产业协会制定的2030年目标，仍需关键政策支持。该协会呼吁各州、区域输电组织和联邦政府采取行动，加速储能部署和制造。

图：2024年Q1-Q3美国储能新增装机 8.35 GW，同比+83.4%（ACP）



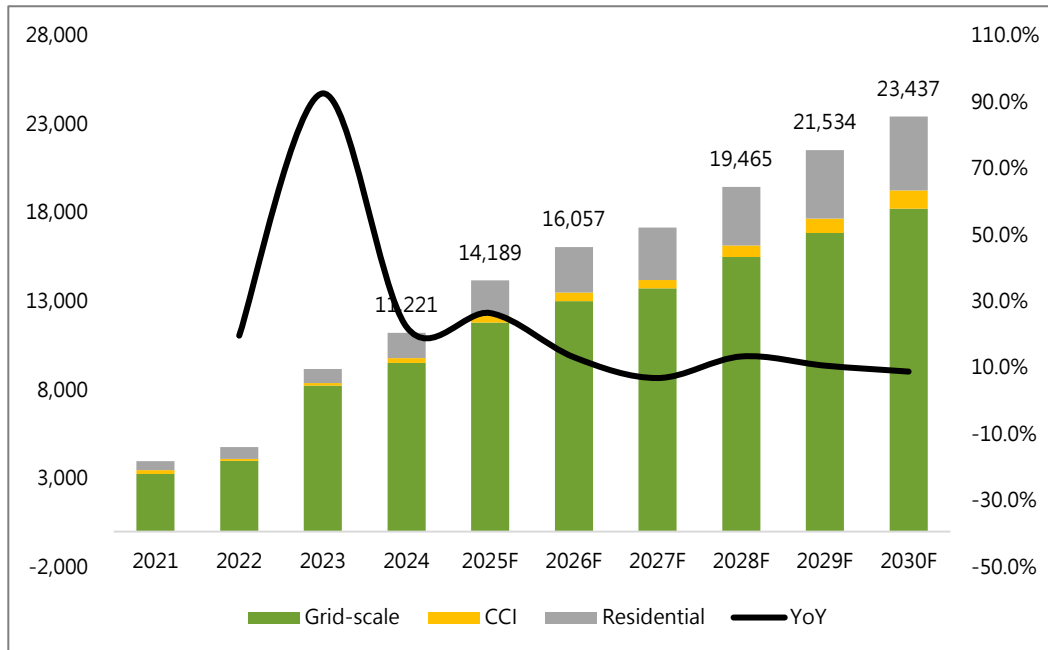
图：2024年Q1-Q3美国储能新增装机24.96 GWh，同比+82%（ACP）



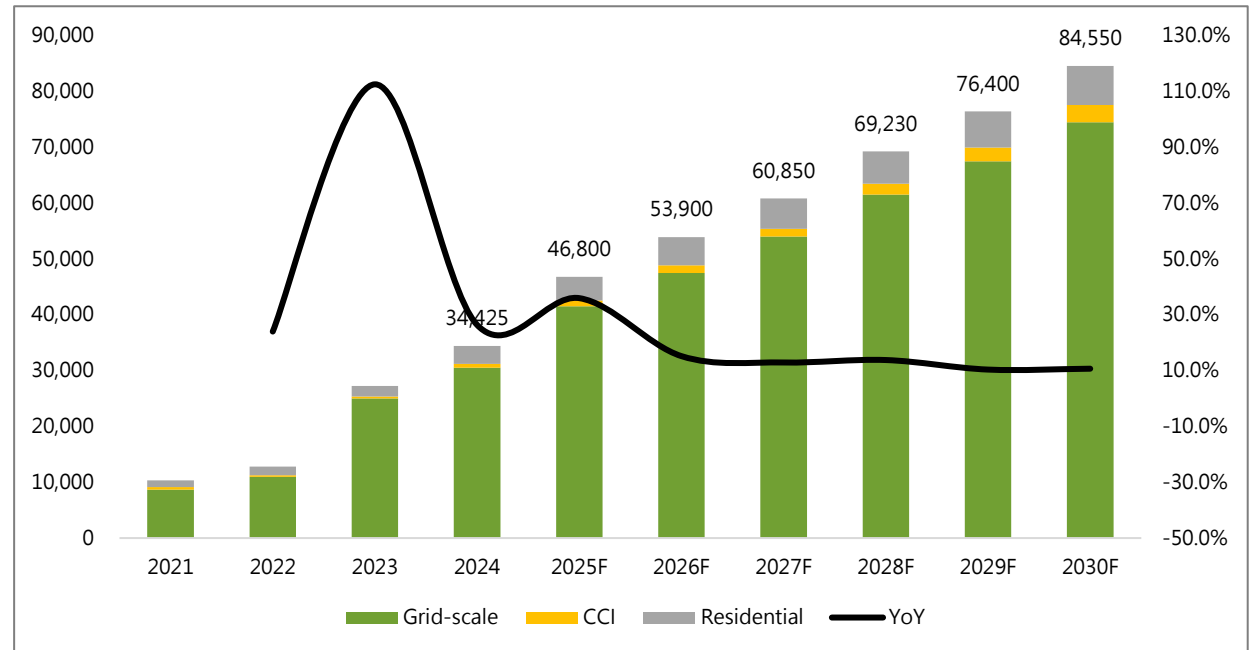
# 4-1 降息预期+加征电池关税政策下，2025年美国大储装机有望迎来抢装潮

- 2025年美国储能新增装机有望达 14.2 GW/ 46.8 GWh，同比 + 27%/ 40%**，降息预期+加征电池关税政策下，2025年美国大储装机有望迎来抢装潮；**户储**：加州NEM 3.0实施以来余电上网经济性大幅下滑，光伏配储意愿提升明显，叠加联邦ITC税收抵免政策延续有望支撑未来数年美国户储装机需求延续增长；**工商储**：美国当前工商业储能规模较小，然净计费政策（NEM3.0）预计2026年开始执行，叠加降息预期+系统成本下降+各州相应储能激励计划的推出，美国工商业储能装机需求2027年后有望开始实现规模化增长；**大储**：核心驱动因素是当地电网协调性差以及风光发电占比提升，新301关税出台，进口中国储能电池将在2026年起将征收25%的301关税（原：7.5%），利好中国储能厂商在2024-2025年对美出货节奏加快，终端项目商或将对自有待并网储能项目加快建设进度，互连队列拥堵问题持续改善、大储在美终端价格降幅扩大，以及持续降息预期下，2025年有望成为大储抢装年。
- 2025年1月美国新增开工项目、新增待审批项目超预期增长**；从EIA披露的项目进度看，已获省批、尚未投运的项目规模录得22.04GW，同比+65%，环比+20%；等待审批尚未开工的项目规模录得18.06GW，同比+251%，环比+2%，两项长期指标均出现超预期增长，表明美国储能需求韧性较强。新增申请审批项目规模为4.27GW，较去年同期增长861%，且项目覆盖2025-2029年。通过审批的新开工项目规模录得3.96GW，较去年同期增长81%。两者均反映出在特朗普叫停补贴后美国储能市场需求仍较为旺盛；

图：2021-2030年美国储能装机需求预测，Unit：MW



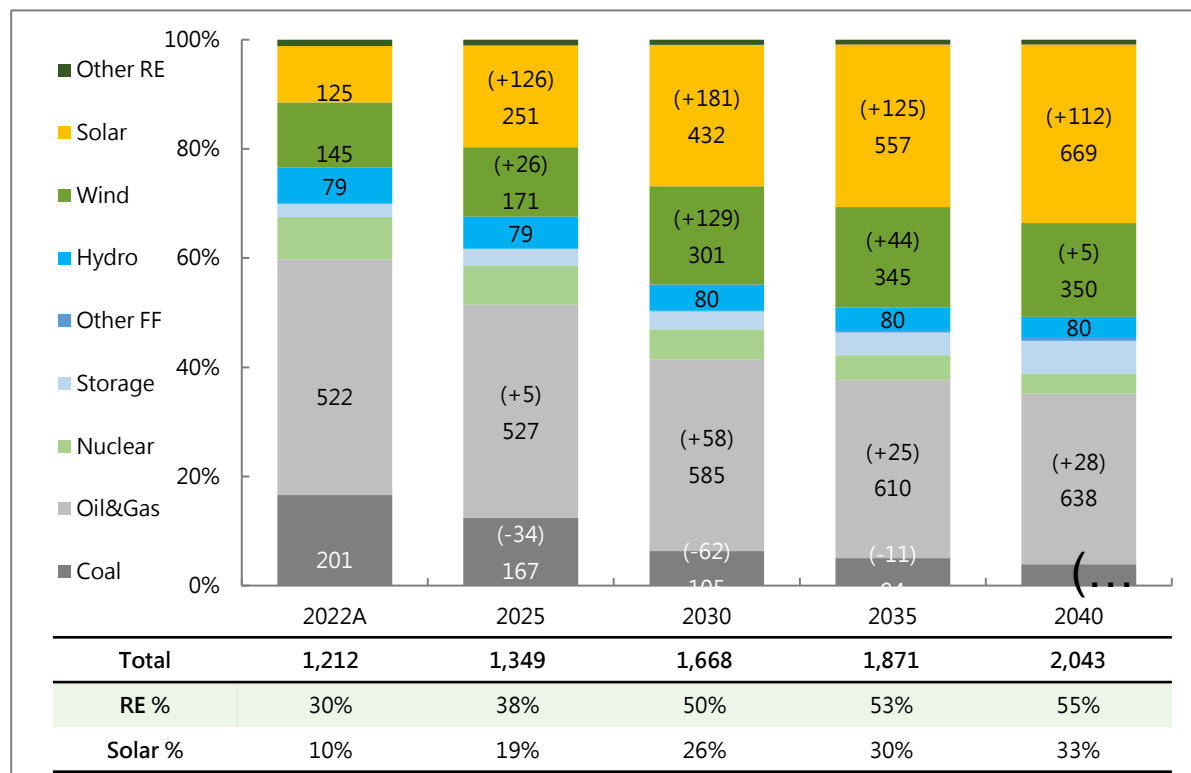
图：2021-2030年美国储能装机需求预测，Unit：MWh



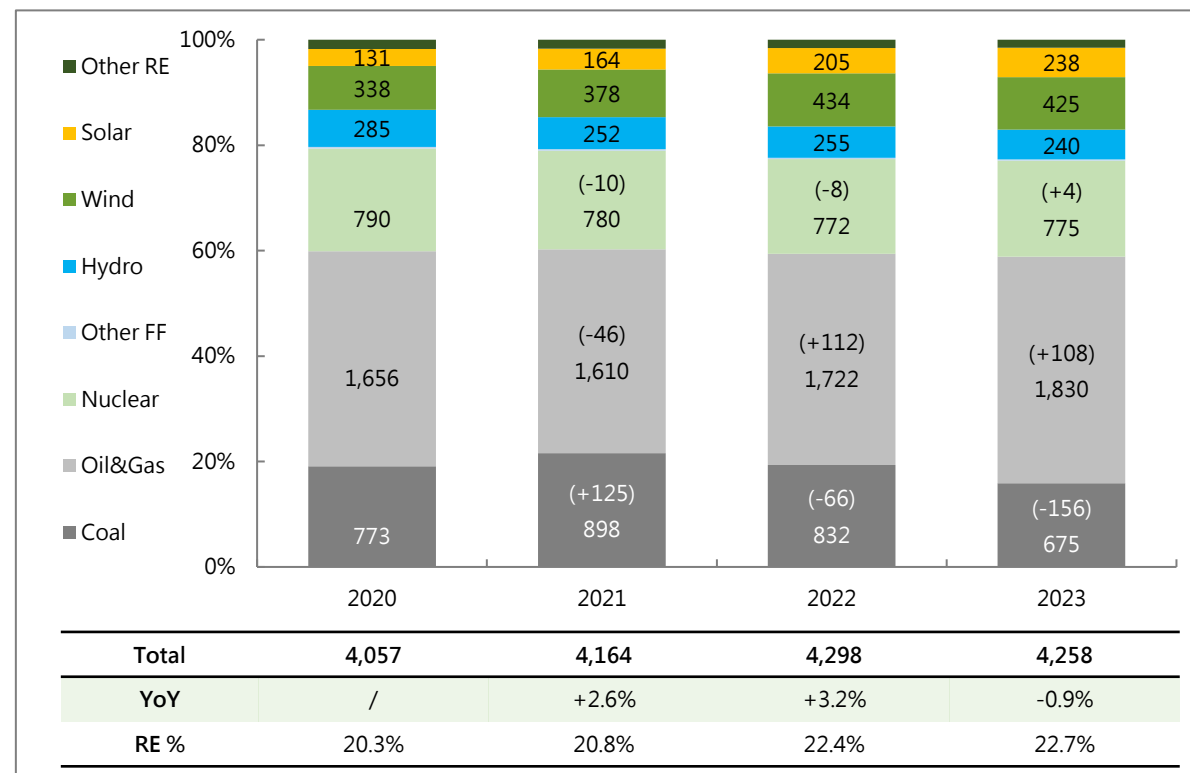
# 4-1 伴随煤炭发电产能大规模退役，24-30年将进入光伏装机高增阶段

- EIA预测2024-30年为光伏装机高增阶段，随后增量将有所萎缩；美国能源信息署（EIA）于2023年3月发布《能源年度展望》（AEO2023）中提到，在常规预期下，光伏累计装机量将从125 GW（2022，占比：10%）拉升至432 GW（2030，26%）和669 GW（2040，33%），整体可再生能源装机占比将在30年实现过半。从增量空间上看，2024-30年风光增量空间明显大于2031-40年，填补同一时间段内的煤炭发电产能大规模退役（-96GW）。
- 2023年美国可再生能源发电占比停滞不前，天然气激增对冲燃煤发电减产影响；据EIA统计，2023年美国全国总发电量为4,258 TWh，同比-0.9%。燃煤发电量骤减，天然气占比持续增长，燃煤发电量减少156 TWh，但天然气同比新增发电量108 TWh；可再生能源发电占比基本处于停滞状态，其中2023年光伏发电量为238 TWh，同比+16.1%，为增幅最高的发电类别。

图：2022-2040年美国各能源装机预期（AEO2023），Unit：GWac



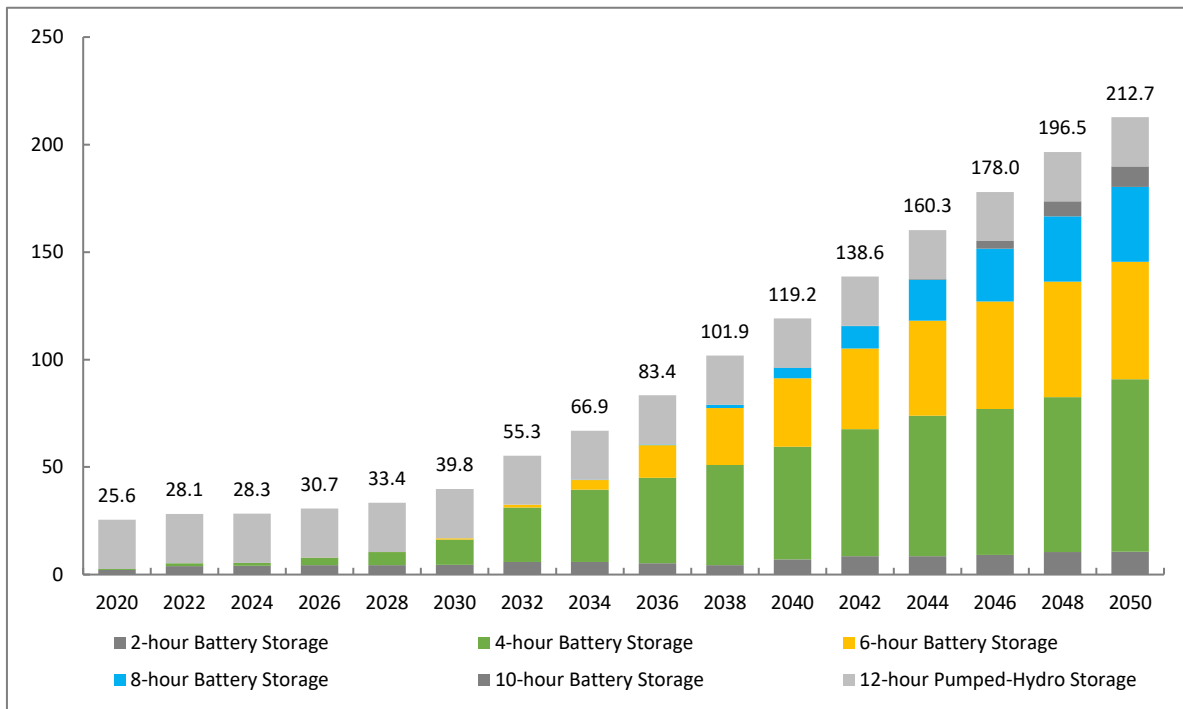
图：2020-2023年美国各能源发电量变化趋势，Unit：TWh



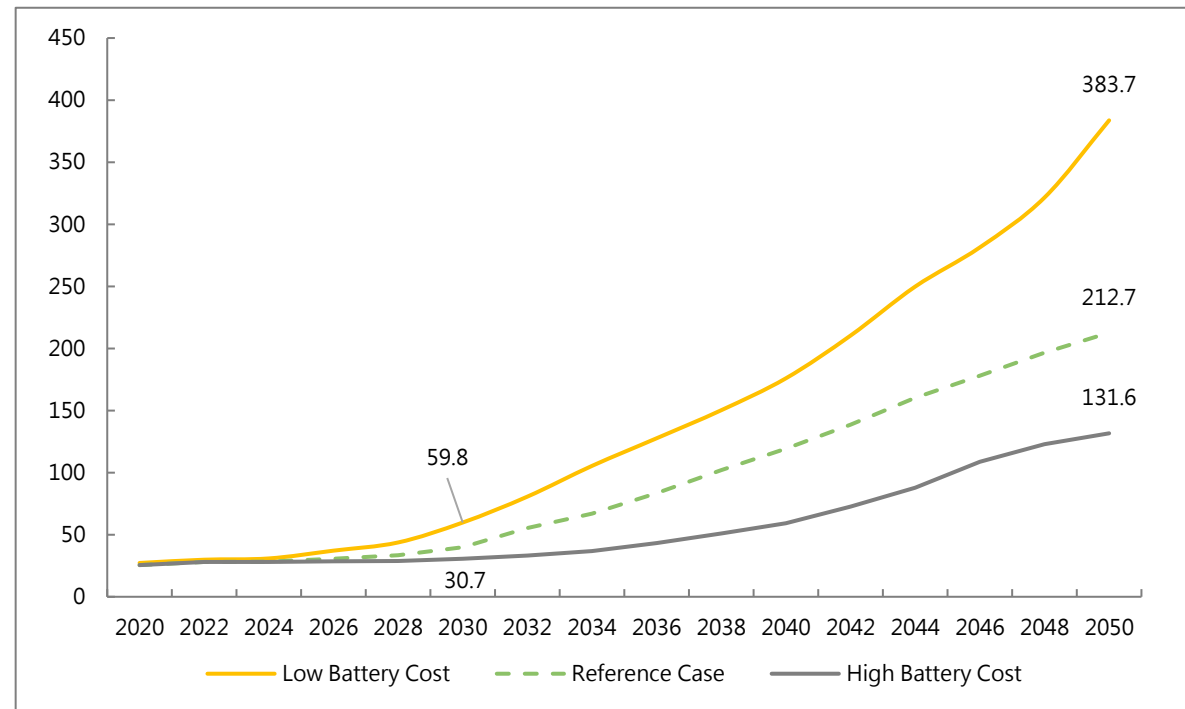
# 4-1 光储需求远高于其他新能源配储，叠加独立储能支撑储能装机增长

- 2021年5月，美国能源部联合NREL发布美国未来储能研究报告（SFS），该报告在多种情景下对2050美国储能（小于12小时）部署进行测算，为实现2035年无碳电力目标，可再生能源将大规模接入电力系统，计划于2035年风能、光伏供应全国60%-80%的发电量，若储能容量无法匹配，美国电力系统将面临季节性负荷过载和随机性波动增加，电网不稳定性加剧等问题；在中性情景下，2050年电化学储能累计装机量达190GW/1,043.7GWh。测算下的美国储能发展趋势将分为两个阶段：2020-2035年由短时储能（2-4小时）为主导，期间储能增量为49.7GW/205.5GWh；2035-2050年由长时储能（4-6小时）为主导，期间储能增量则为137.5GW/825.3GWh；此外，在低电池成本预期下，2050美国储能装机容量更有望达到383.7GW/1,783GWh。
- 相较于风能，光伏发电其波动性更强，对储能的需求更为迫切；结合AEO2023，光伏装机增量的上调，预示着未来美国电力系统脱碳将主要通过光伏发电实现。光伏系统降本路径明确，电网渗透率稳步提高，光储需求也将随之而扩大。在未来的光储一体化项目中，储能能量时移的作用将更加明显。预计美国电化学储能需求短期内由光伏配储项目作支撑，随着未来储能系统持续降本，长期来看将由独立储能主导市场需求。

图：中性情景下2020-2050年美国储能装机变化展望，Unit：GW



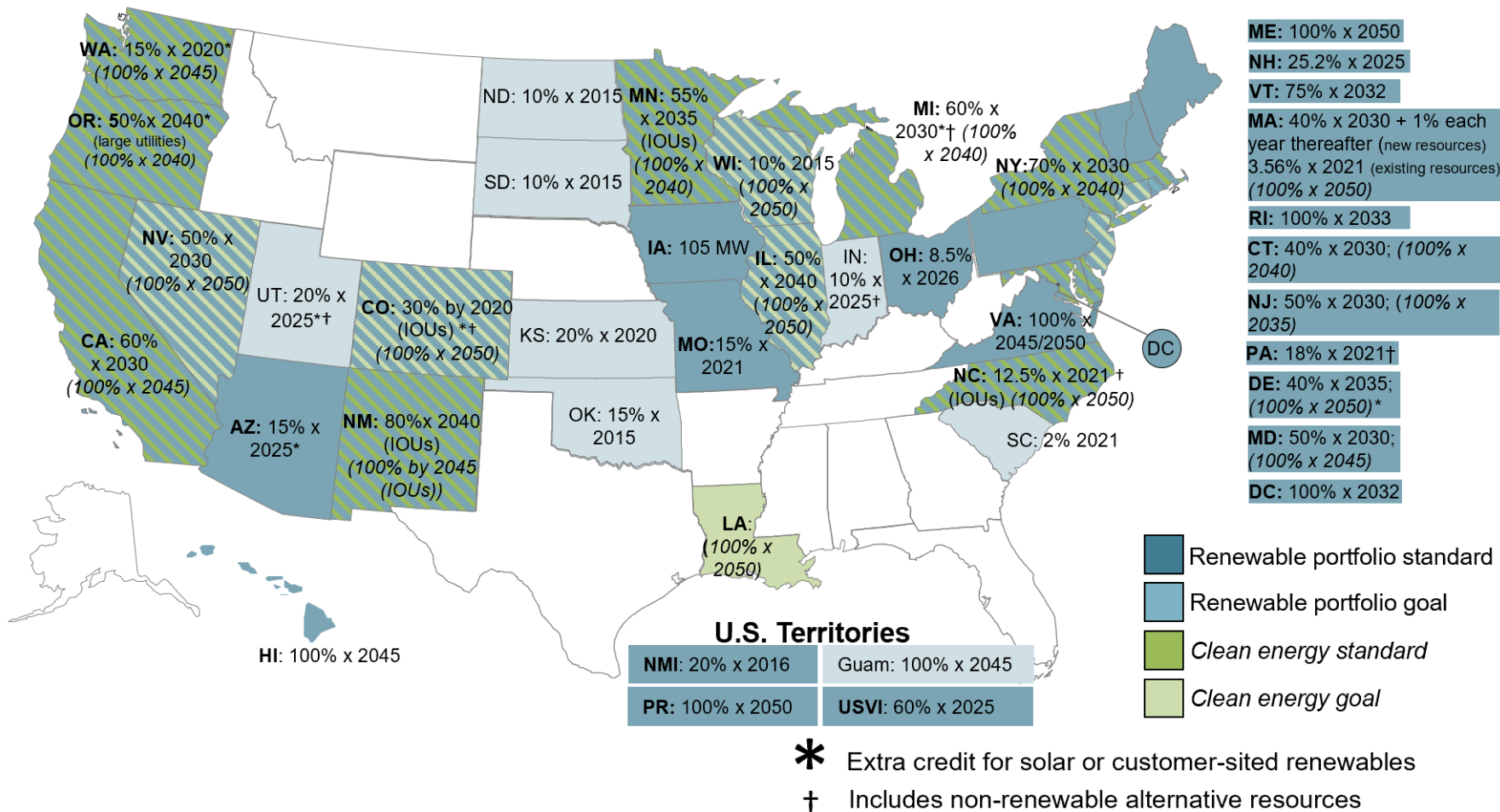
图：三种情景下美国储能装机量变化对比，Unit：GW



\*以上美国未来储能装机量数据均包含抽水蓄能，抽水蓄能装机量为22.9GW，无计划新增装机量

# 4-1 美国各州可再生能源政策实施力度差异大，且仅11个州具有储能目标

■ 2023年州级可再生能源政策仍集中在东西海岸，中部与南部已有少量州份跟进并制定RPS政策；截至2023年底，共有39个州和华盛顿特区（DC）出台了具有法律约束力的可再生能源组合标准（RPS）或清洁能源标准（CES）政策，共有23个州承诺在2050年前实现100%清洁电力。此外，有11个州出台具体的储能容量目标，大多数目标的时间节点定在了2030或2035年。



State	Storage Target
California	19.5 GW ( 2035 ) 52 GW ( 2045 )
Connecticut	1GW (2030)
Maine	400MW (2030)
Massachusetts	1GWh (2025)
Nevada	1GW (2030)
New Jersey	2GW (2030)
New York	6GW (2030)
Oregon	5MWh (2020)
Virginia	3.1GW (2035)
Michigan	4GW (2040)
Maryland	3GW ( 2033 )

图：2023年美国各州可再生能源组合标准（RPS）与清洁能源标准（CES）

表：2022年美国各州储能目标

# 4-1 政策提供市场制度保障及补贴支持，推动本土上下游需求

- 自 2008 年以来，美国联邦政府逐步完善储能相关机制；在政策的强力助推下，美国储能已实现爆发式增长。
- 目前，美国储能项目通过多项制度保障，已实现多元化盈利模式；分布式储能除100kW以上项目外，有望在2022年实现参与美国7个区域输电组织（RTO）/独立系统运营商（ISO）管理下的批发电力市场。但不同州份电力基础设施及电网结构发展程度不同，对适应DER并网存在不确定性。

政策类型	发布日期	政策名称	政策内容
制度保障	2008	719 号法令	<ul style="list-style-type: none"> <li>为储能进入电能批发市场提供制度保障</li> </ul>
	2011	745 号法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>电力公司和零售商支付大客户利用储能来替代电网调费的费用。</li> </ul>
	2013	784 号法令	<ul style="list-style-type: none"> <li>提出输电网运营商可以选择从第三方直接购买辅助服务以及电储能提供辅助服务的结算机制</li> </ul>
	2018	FERC 第 841 号法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>电池储能可作为独立的主体参与到电力辅助服务和电力批发市场，消除储能进入容量、电能和辅助服务市场的障碍</li> <li>将储能准入门槛由1MW下调至100kW</li> </ul>
	2020.09	FERC 第 2222 号法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>RTO 和 ISO 为分布式能源提供财务机制，用户侧部署的分布式储能可参与批发市场</li> <li>100 kW以下的储能项目可通过多个单体项目合并上网参与市场</li> </ul>
	2023.07	FERC 第 2023 号法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>旨在解决互联队列积压问题，提高并网过程中的确定性（该法案的最终并网规则已于2023年11月6日生效）</li> <li>新规更新了大型发电设施（20MW以上）及小型发电设施（20MW以下）的并网程序，从①并网审批规则、②并网审批效率、③技术进步和并网升级融合三类主要规则进行变更。①：将从传统并网申请‘First Come, First Served’调整为‘First Ready, First Served’，同一节点下的并网项目将从单独申报改为集群申报；②：通过设立更严格的申报标准与惩罚制度来避免开发商投机性申报，进而提升申请项目质量与整体审批效率，加快互联队列处理速度；③：允许优先使用并网点富裕容量、配置储能等方式以提高发电机组并网的灵活性</li> </ul>
战略规划	2024.05	输电规划和成本分摊规则 FERC 第 1920 号法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>长期规划：输电提供商必须制定长达 20 年的区域输电计划（RTP），每 5 年更新一次，且必须考虑规划的经济性、可靠性和极端天气的影响。</li> <li>在某些特殊情况下，输电规划部门必须重新评估已获批准但尚未建成的输电项目；在区域输电规划过程中，输电网运营商应考虑使用先进输电技术，如输电线路动态输送容量技术（Dynamic line rating, DLR）、先进的潮流控制设备、先进的导体和输电开关等，这些技术可提高线路的输送能力。</li> <li>新法案要求输电网运营商必须修改开放接入输电资费（OATT）；允许公用事业公司、电力设备供应商及州政府设计与各自投入资金规模相匹配的成本分配方案，确保为电网的升级改造和运维提供相应的资金支持。</li> <li>此外，FERC还将继续推行在建工程（CWIP）激励机制，该机制允许电网运营商在项目建造过程中回收成本。</li> </ul>
	2020.12	“储能大挑战”路线图	<ul style="list-style-type: none"> <li>到2030年建立并维持美国在储能利用和出口方面的全球领导地位，美国本土制造可满足当地储能市场需求，建立弹性、灵活、经济、安全的能源系统</li> </ul>
	2024.12	能源存储战略和路线图（SRM）草案	<ul style="list-style-type: none"> <li>促进能源存储技术的安全可靠部署，加速新技术的开发，以满足当前和未来的消费者需求。</li> <li>通过提供公正、基于事实的信息和分析，提高决策者就能源存储投资、政策和目标做出明智决策的能力</li> <li>利用能源部在全球能源存储领域的领导地位，通过有效和持久地参与创新生态系统，加速从创新到商业化的道路，使所有美国人受益。</li> </ul>
财务机制/资金扶持	2019	BEST 法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>未来五年内联邦政府在储能技术研究、开发和示范方面的创新投资上提供10.8亿美元资金支持</li> </ul>
	2019	储能相关法案	<ul style="list-style-type: none"> <li>运行准备和发电技术法案（H.B.1744）、推进电网储能法案（H.R. 1743）、电池储能创新法案（H.R. 1742）</li> <li>三个储能法案主要关注储能系统的贷款和研究的机会，通过储能的应用来提高电网的可靠性，并促进可再生能源的发展</li> </ul>
	2021.03	储能税收激励和部署法案（H.R.1684）	<ul style="list-style-type: none"> <li>对于 ≥ 5kWh 储能容量的工商业可再生能源配套储能系统，到 2022 年前给予最高 26% 的 ITC 抵免，2024 年后安装仍享有10%的 ITC 抵免。</li> <li>对于 ≥ 3kWh 储能容量的户用光伏配套储能系统到 2022 年前给予最高 26% 的 ITC 抵免，2024 年之后安装则不享有 ITC 抵免优惠</li> </ul>
	2021.07	“长时储能攻关”计划	<ul style="list-style-type: none"> <li>在 10 年内将数百GW的清洁能源引入电网，并将储能时长超过 10 小时的系统成本降低 90%以上；美国能源部将拨款116 亿美元于该计划</li> </ul>
	2021.11	基础设施投资与就业法案（H.R.3684）	<ul style="list-style-type: none"> <li>为可再生基础设施建设分配高达730亿美元投资，以容纳更多可再生能源电力</li> <li>为电池供应链发展提供60亿美元资金，用于矿采、加工（50%）和电池制造、回收（50%）</li> <li>为储能示范项目提供超5亿美元，加速下一代储能技术商业化</li> </ul>
	2022.08	通胀削减法案（IRA）	<ul style="list-style-type: none"> <li>ITC抵免退坡延至2032，独立储能首次纳入ITC申请范围</li> <li>户用、工商业储能基础抵免皆为30%，满足特定条件下的综合抵免额度最高可达70%</li> </ul>

The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

## 4-1 加州推行新净计量制度 NEM3.0，推动光储需求增长

- 2022年4月加州政府发布2022自发电激励计划 ( SGIP2022 )，SGIP2022补贴由通用预算、平衡预算以及平衡弹性预算三个部分组成；截至2023年5月，主要针对平衡预算和平衡弹性预算的第六、第七阶补贴配额已完成约 80%。SGIP激励计划中还提到了补贴削减机制，对补贴支持的储能电池容量以及配储时长作出限制，小于2MW且配储时长2小时以内的储能项目补贴力度最大，大于6MW或配储时长6小时以上的储能项目将无法获得SGIP补贴。总体来看，SGIP有效推进加州储能项目建设，储能补贴预算占比由往期的75%提升到88%，预计未来两年仍将加大投入，推动4小时以内电化学储能的发展。
- NEM 3.0制度下上网电价降幅达75%，刺激加州光伏用户加装储能系统以获取更多收益；2022年12月，NEM 3.0 正式发布，而在4月生效期之前安装并获得上网许可的新光伏系统将仍享受为期 20 年的 NEM 2.0 制度上网电价。此举将推动加州用户用光伏市场转向自用消费，主流装机需求亦将切换至光储系统。预计在NEM 3.0 生效后，加州当地的光伏配储率将由原来的 10%-15% 提高至 70%-80%。

表：美国加州2022版SGIP储能补贴预算分类，Unit：\$/Wh

Type of Budget	Type of Storage	Step 1	Step2	Step 3	step 4	Step 5	Step 6	Step 7
General Budget	Large Storage (>10 kW)	0.50	0.40	0.35	0.30	0.25	-	-
	Large Storage Claiming ITC	0.36	0.29	0.25	0.22	0.18	-	-
	Residential Storage (≤10kw)	0.50	0.40	0.35	0.30	0.25	0.20	0.15
Equity Budget	-	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
Equity Resiliency Budget	-	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total Budget		\$ 813 million ( 88% for Energy Storage) 2020-2024						

表：加州NEM制度变化对比

	NEM 2.0 (2016)	NEM 3.0 Inital (Dec. 2021)	NEM 3.0 Final (Dec. 2022)
PV Net-Metering Tariff	\$0.30– \$0.40/kWh	\$0.08/kWh (-75%)	\$0.08/kWh (-75%)
Monthly Grid Charge	×	\$8/kW/month	×
Additional Feed-in Tariff	×	×	\$0.02–\$0.04/kWh Valid to 2028/4
Est. Payback Period	5 to 6 years ( standalone PV )	10 years ( PV+Storage )	7 to 9 years ( PV+Storage )
Est. System Cost		\$2.34/Wdc	\$3.30/Wdc
Start Date	NEM 3.0 Active in 2023/4/15 ( The date NEM 2.0 expired)		

- 通胀削减法案 (IRA) 正式实施 · ITC抵免税额时效获延长 · 对美国光伏/储能市场需求影响显著；2022年8月 · 通胀削减法案 (IRA) 中提出将ITC政策延期10年 · 现法案已正式生效。
- 储能新ITC抵免资格条件：旧版的ITC抵免要求需使用自有光伏发电的储能系统方才具备抵免资格 · 其中户用储能充电需使用100%的光伏发电 · 工商业储能则需至少75%；而IRA法案下的ITC抵免仅对电池容量作出限制 · 户用、工商业光储项目或独立储能仅需分别配备至少3kWh、5kWh的电池容量方可获取抵免资格 · 取消充电限制 · 以下补贴额度适用于2033年前开始建设的光储/独立储能项目。

表：美国IRA法案实施后ITC ( Investment Tax Credit ) 补贴 · Unit : MW

Project Type		Basic ITC	Bonus ITC ( Start in 2023/1/1 )			ITC Rate
Residential	PV+Storage/Standalone Storage (> 3kWh )	30%	无			30%

Project Type	Basic ITC	Bonus ITC ( Start in 2023/1/1 )			ITC Rate	
		Domestic Content	Energy Community	Low Income Community OR Indian Land/ Low Income Residential Buildings ( Under 5MW )		
CCI & Utility	< 1MW	30%	10%	10%	30%-70%	
	> 1MW	Meet Labor Requirements	( 6%+24% )	8%	8%	30%-66%
		——	6%	2%	2%	6%-30%

**特定用工条件：**在满足现行工资的前提下 · 项目建设总工时的 10% 必须由合格的学徒完成 · 2023年比例将升至12.5%。

**本土制造：**2025年之前动工的项目需使用100%产自美国的钢铁 · 并满足美国产原材料占比40%。2026年占比将提高至50% · 2027年起占比将提高至55%。

**能源社区：**指的是①退役煤电机组或已关闭的煤矿附近的普查区；②对化石燃料有税收依赖或满足一定就业门槛且失业率高于全国平均水平的大都会统计区 ( MSA ) 和非大都会统计区 ( Non-MSA ) ；③根据综合环境响应、补偿和责任法案 (CERCLA) 定义的旧工业区。

**低收入社区或印第安保留区/低收入户用建筑 ( 5MW以下 )：**2023年该项额外抵免限额为1.8 GWdc · 低收入社区户用建筑将获得 700 MW 配额；印第安保留区获 200 MW；符合条件的低收入住宅楼的设施获得 200 MW 的申报配额；符合条件的低收入经济效益项目的设施 · 包括有助于降低家庭能源费用的社区太阳能项目 · 获得 700 MW 配额。

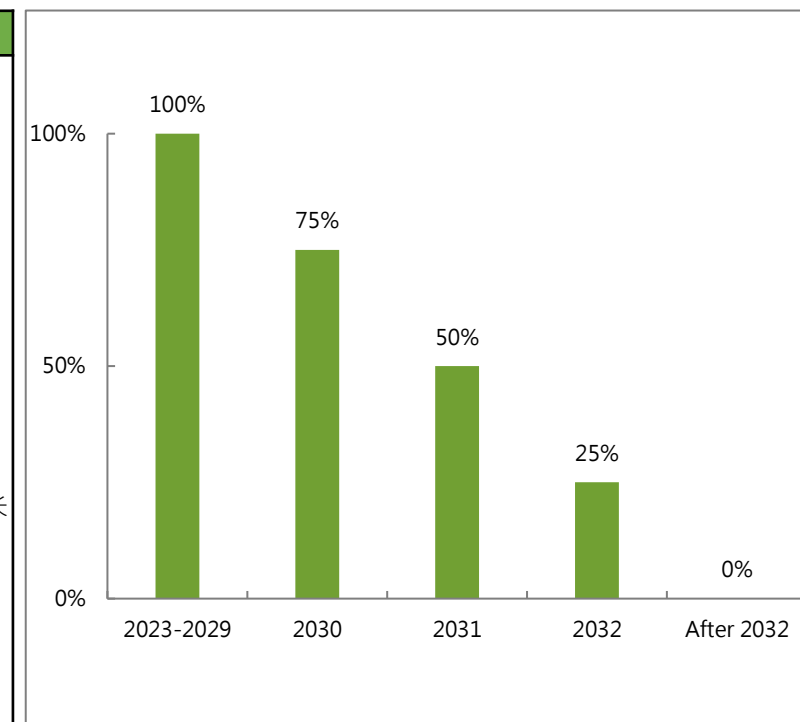
# 4-1 取消 45X 先进制造业税收抵免可能性较小，特朗普政府或寻求其他方式制裁中国企业

- IRA法案对美国本土光伏及相关产业链提供两个补贴选项，先进制造生产税收抵免（45X MPTC）和先进能源项目投资税收抵免（48C ITC）：45X MPTC 针对制造商在美国本土制造的清洁能源零部件进行单位税收抵免，而 48C ITC则是直接提供总投资成本的6%作为税收抵免，若满足特定用工条件，补贴额度可达30%。
- IRA政策补贴丰厚，多家电池巨头将扩产计划移至美国，但储能电池短期内仍需依赖东亚进口；以 Tesla 为首的头部电池厂商因IRA法案提供的资金支持力度大于其他地区，优先将扩产计划落地在美国。此外，电芯等核心产业链环节补贴力度远高于其他环节，美国计划通过此类政策提高本国可再生能源相关制造业的核心竞争力，引导先进产能落地美国。目前，海外电池厂商赴美建厂呈两极态度：日韩系厂商 - LG 于24年7月宣布暂停储能碳酸铁锂电池产能建设（亚利桑那州）；中国厂商 - 国轩高科部分电池产能投产，海辰储能 10 GWh储能电池+系统集成产能陆续推进。
- 取消 45X 先进制造业税收抵免可能性较小，特朗普政府或寻求其他方式制裁中国企业。2024年11月20日，美国国会议员 John Moolenaar 和 Jared Golden 提出了新的两党立法，以阻止中国公司获取第 45X 条先进制造业生产税收抵免补贴。目前该法案需要得到众议院和参议院的通过，然后由特朗普批准。美国出台 IRA的初衷是助力其本土制造业的发展，若提案通过将极大阻碍本土可再生能源发展，预计特朗普可能会通过其他方式来阻碍中国企业在美建厂获得补贴。

表：储能相关各环节补贴（45X MPTC）

Supply Chain	Section	ITC Rate	Budget	Impact
Battery	Critical Minerals	10%	\$ 30.6 billion (FY2022-2031)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 推动美国本土电池产业链的建设进度。</li> <li>▪ 短期美国对东亚锂电产能依存度较高，预计未来1-2年内仍以东亚进口为主。</li> <li>▪ 中国、日韩等电池厂商亦有计划在海外开设新的电池产能，以获得政策支持。</li> <li>▪ 长期来看，美国本土光+储产能将大幅增长</li> </ul>
	Electrode Active Materials	10%		
	Battery Cell	35 \$ct/kWh		
	Battery Module	10 \$ct/kWh		
	Battery Module ( No Cell )	45 \$ct/kWh		
PV Module	Solar-grade Polysilicon	3.0 \$/kg		
	PV Wafer	12 \$/m <sup>2</sup>		
	PV Cell	4.0 \$ct/W		
	PV Module	7.0 \$ct/W		
	Polymeric Backsheet	40 \$ct/m <sup>2</sup>		
Inverter	Central Inverter	0.25 \$ct/W		
	Utility Inverter	1.5 \$ct/W		
	Commercial Inverter	2.0 \$ct/W		
	Residential Inverter	6.5 \$ct/W		
	Microinverter	11 \$ct/W		

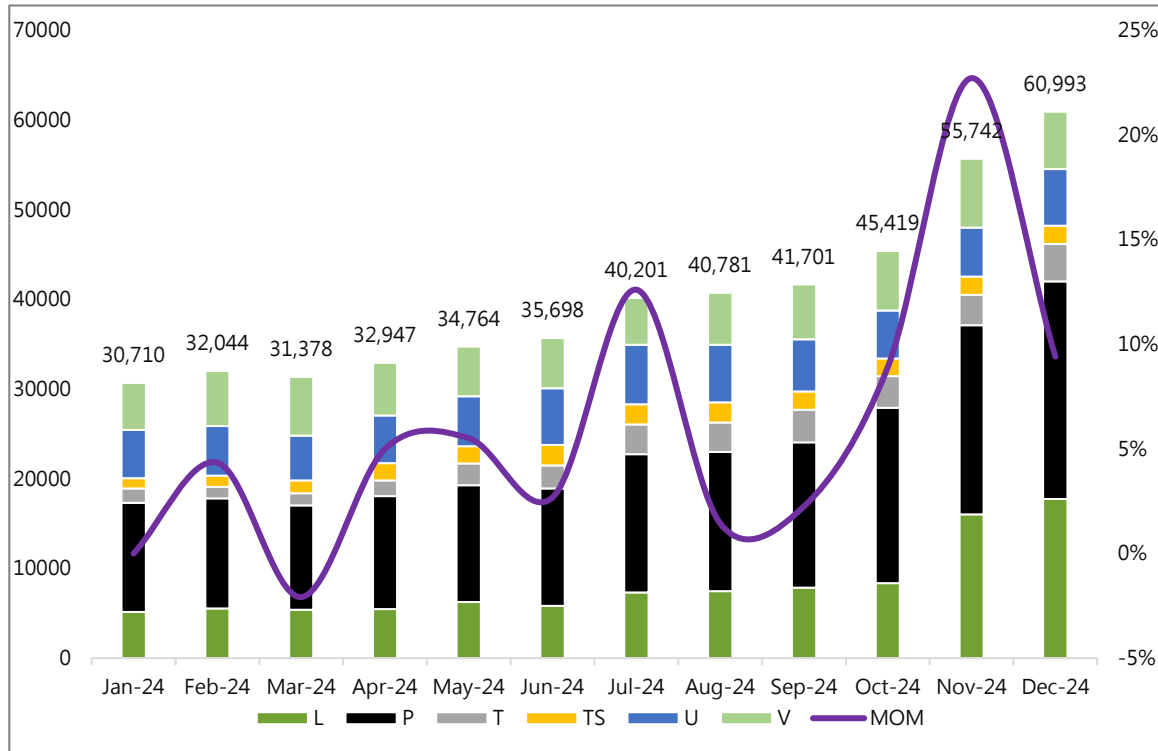
图：45X MPTC补贴退坡时间表，Unit：%



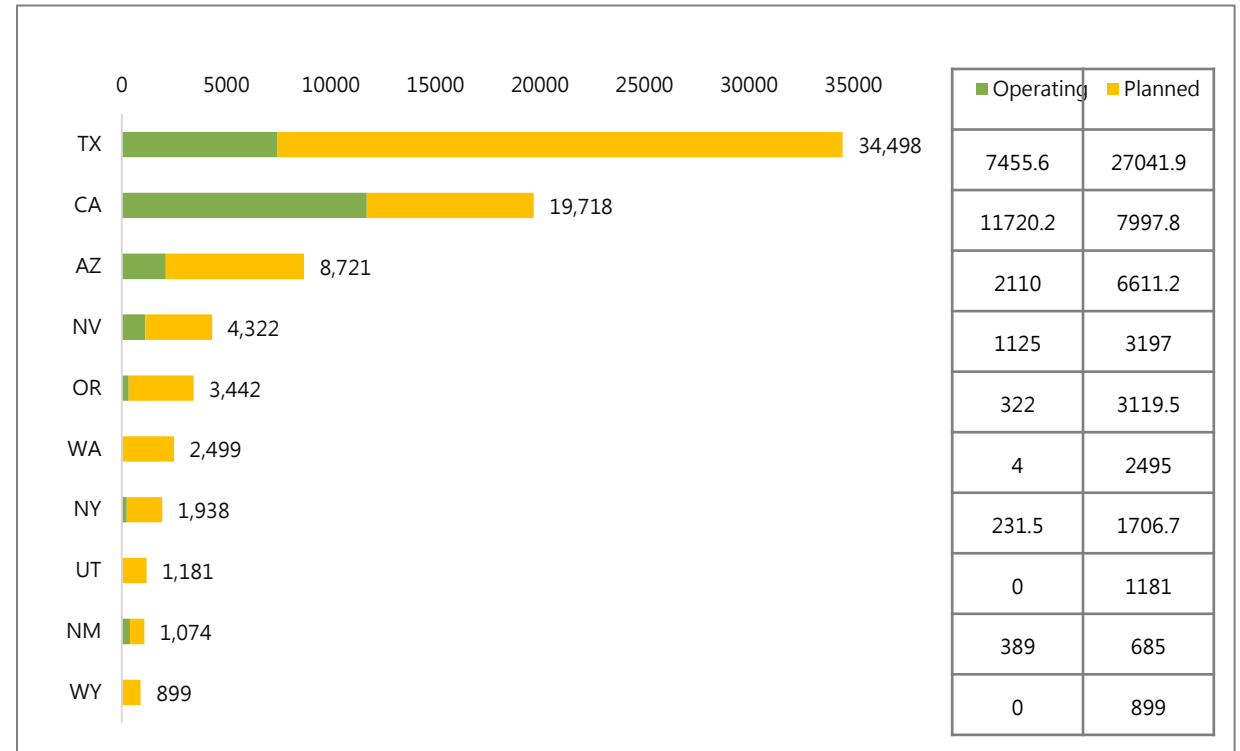
# 4-1 美国德州因传统发电机组老化且用电需求激增，独立储能需求凸显

- 从项目管道来看，德州储能长期增长预期高于加州；美国三大储能区域市场为加州-CA/德州-TX/亚利桑那州-AZ，截至2024年11月累计大储并网量分别为 11.7 GW/7.5 GW/ 2.1 GW；其中，加州光伏装机高居全国首位，大型地面电站配储及支撑电网工作的独立储能需求占比较为平均；德州因传统发电机组老化（非计划停机频繁）且比特币挖矿+AI数据中心大幅抬高用电需求，独立储能需求会远大于风光配储项目。
- 美国储能系统成本下降，企业积极投资储能项目；2024年12月美国储能项目计划中/已过审/建设中的项目容量为 42 GW/ 4.2 GW/ 12.8 GW，其中状态为计划中及已过审的项目规模仍在增加，原因在于储能系统价格持续下降，叠加部分政策支持，企业积极投资储能项目。

图：2024年12月美国储能并网管道项目容量，Unit：MWac



图：截至2024年12月美国前十大州大储实际并网及规划容量状态，Unit：MWac

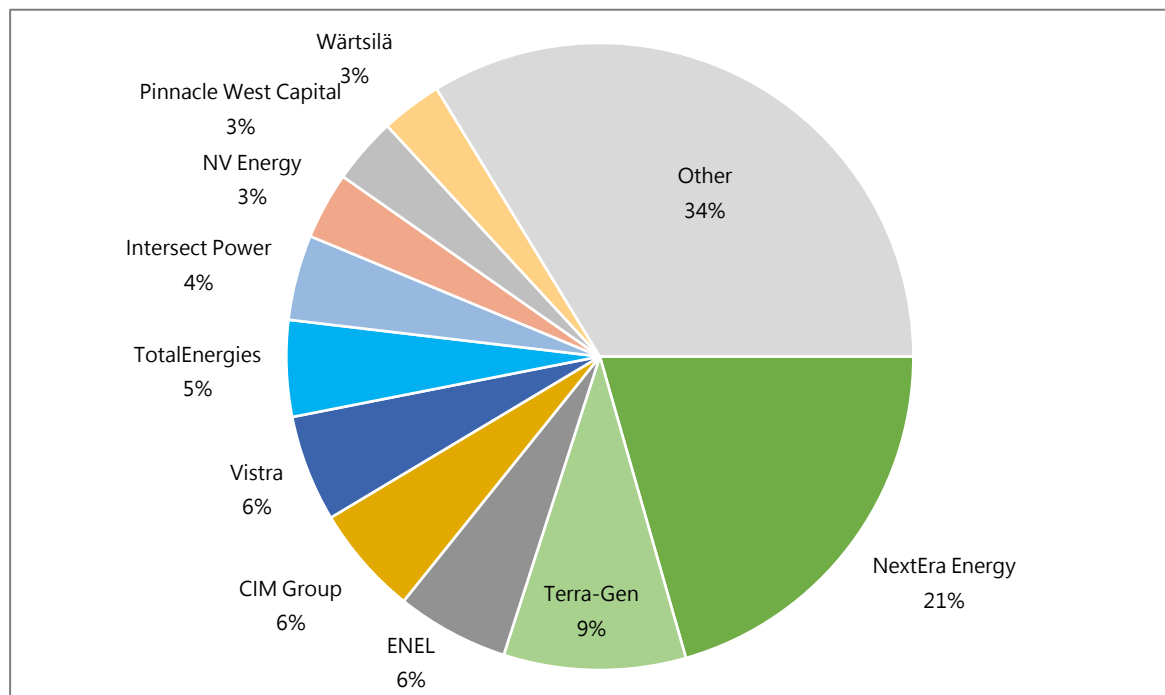


注：L：Regulatory approvals pending. Not under construction；P：Planned for installation, but regulatory approvals not initiated；T：Regulatory approvals received. Not under construction；TS：Construction complete, but not yet in commercial operation；U：Under construction, less than or equal to 50 percent complete；V：Under construction, more than 50 percent complete

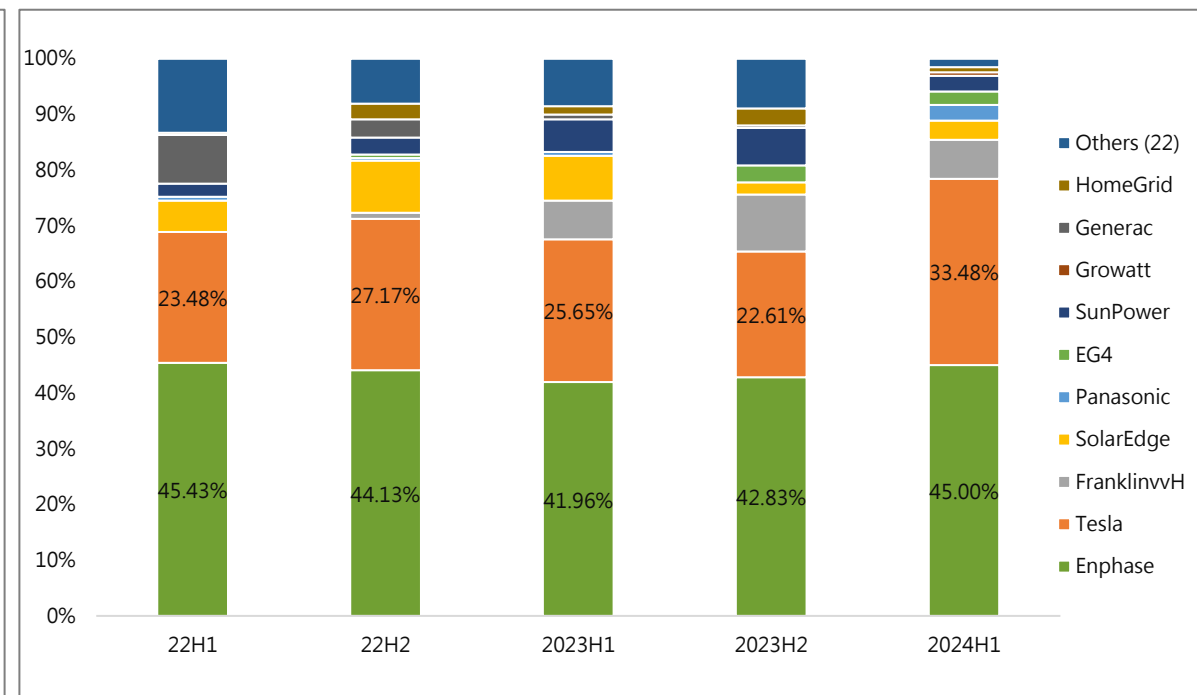
## 4-1 美国户储TOP2厂商份额占比提升至75%，市场竞争加剧

- 美国大储开发商竞争格局突变，除NextEra外各家占比变化较为明显；在23年完成并网的大储项目中，其所属开发商的占比出现明显变化。本土能源企业：如 NextEra Energy 凭借丰富的项目资源以及储能集成能力，在项目量级和占比上优势明显（22-23年占比变化：17% → 21%）；跨国能源企业：以欧洲企业为主，如Enel（意大利）、RWE（德国）、EDF（法国）、ACCIONA（西班牙）等借着供应链和丰富项目经验优势，正在逐步开拓美国储能市场；此外，金融企业（基金公司）亦正涌入，其通过收购或参与光伏、储能项目建设，以获得ITC退税额度，为高净值个体提供免税服务。总的来看，不同类型的开发商充分参与到市场中，2023年的竞争格局更为分散，2024年该现象有望持续。
- 美国户用储能系统Top2厂商份额上升明显，尾部竞争尤为激烈；据EnergySage统计，2024H1美国户储市场中Enphase + Tesla占比突破75%，受此影响市场竞争更为激烈。主要是Tesla采用低价策略，致使市场份额由23年的22.5%上涨到2024年的33.5%，（目前Tesla储能系统价格要比Enphase品牌低35%）。
- 美国光储逆变器及安装商市场，Tesla依托强大的品牌力均居首位；据LBNL统计，2021年户用光储安装商市场格局高度集中，CR5达86%，其中Tesla、Sunrun占比远高于其他厂商，分别占比50%和30%。2021年户用光储逆变器市场则呈现相同的竞争格局，Tesla与SolarEdge共占81%的市场份额，未来微逆龙头Enphase、Generac等有望发力瓜分头部厂商的市场份额。

图：2023年美国大储开发商市场份额，Unit：%



图：2024年H1美国户用储能系统市场份额，Unit：%



## 4-1 美国最新储能系统成本参考表发布，本土供应商数量有望明显增加

- **美国最新储能系统成本参考表发布，确定相关产品是否满足额外10%的投资税收抵免 (ITC) 条件。** 2025年1月16日，在名为“2025-08”的通知中，美国国税局 (IRS) 提供了光伏组件及电池储能系统产品的最新成本比例参考表。这些成本比例数据将用于确定相关产品是否满足额外10%的投资税收抵免 (ITC) 条件。该税收抵免适用于在建项目，目前要求美国本土制造比例为40%，并计划自2027年起逐步提高至55%。此次发布的成本比例参考表格与2024年5月发布的版本相比，虽在结构上略有调整，但仍涵盖了相同的四个主要适用项目组件 (APC) 类别，包括电芯/电箱、逆变器/变流器、电池系统结构件/集装箱、基础设施中使用的钢铁或铁制品。具体来说：对于大规模电网级 (容量超过 1 MWh 的项目)，电芯/电箱的比例从 72.4% 下降至 65.6%，而储能设备结构件/外壳的成本比例则从 22.3% 增加到 29.8%，这两个 APC 类别 (电池及其所有外壳和结构件) 的总比例从之前的 94.7% 增加到现在95.4%。
- **美国本土储能产品供应商数量明显增加。** 受2026年即将上调进口中国储能产品的301关税及支持本土储能产品制造的 45x 税收抵免政策影响，美国本土储能产品供应商数量将明显增加。据清洁能源协会(CEA)统计，目前美国宣布的用于储能系统的电池产能已超过80GWh，预计将在2028年前实现这一目标；而据Anza Renewables 发布的数据显示，目前美国有5家 BESS 制造商，预计到 2027 年上半年将增加到9家。对于完整的-储能系统 BESS 解决方案，2025 年下半年将出现2家，到 2027 年上半年将扩展到7家。

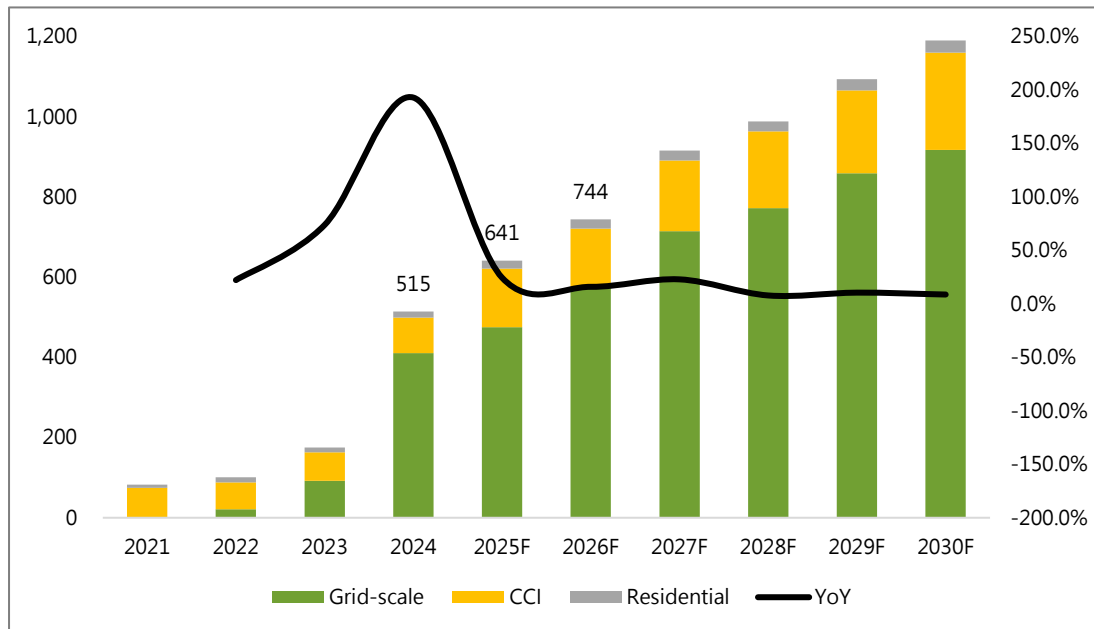
APC	MPC	Grid-scale BESS	Distributed BESS
Battery Pack/Module	Cells	52%	26.9%
	Packaging	5.6%	13.4%
	Production	8%	2.9%
Inverter/Converter	Printed Circuit Board Assemblies	1.4%	5.4%
	Thermal Management System for Inverter	0.4%	—
	Electrical Parts	0.5%	—
	Enclosure & Skids	0.4%	1%
	Production	1.9%	4.3%
Battery Container/Housing	Enclosure	14.8%	22.8%
	Battery Management System	7.4%	10.1%
	Thermal Management System for Battery Container/Housing	5.6%	10.1%
	Production	2%	3.1%
Steel or iron reinforcing products in foundation	—	Steel/Iron Product	—
Total	—	100%	100%

# of Suppliers by Delivery Date	1H 2025	2H 2025	1H 2026	2H 2026	1H 2027
U.S. BESS containers	5	6	7	9	9
U.S. BESS modules + containers	4	6	7	9	9
U.S. BESS cells + modules + containers	0	2	3	6	7

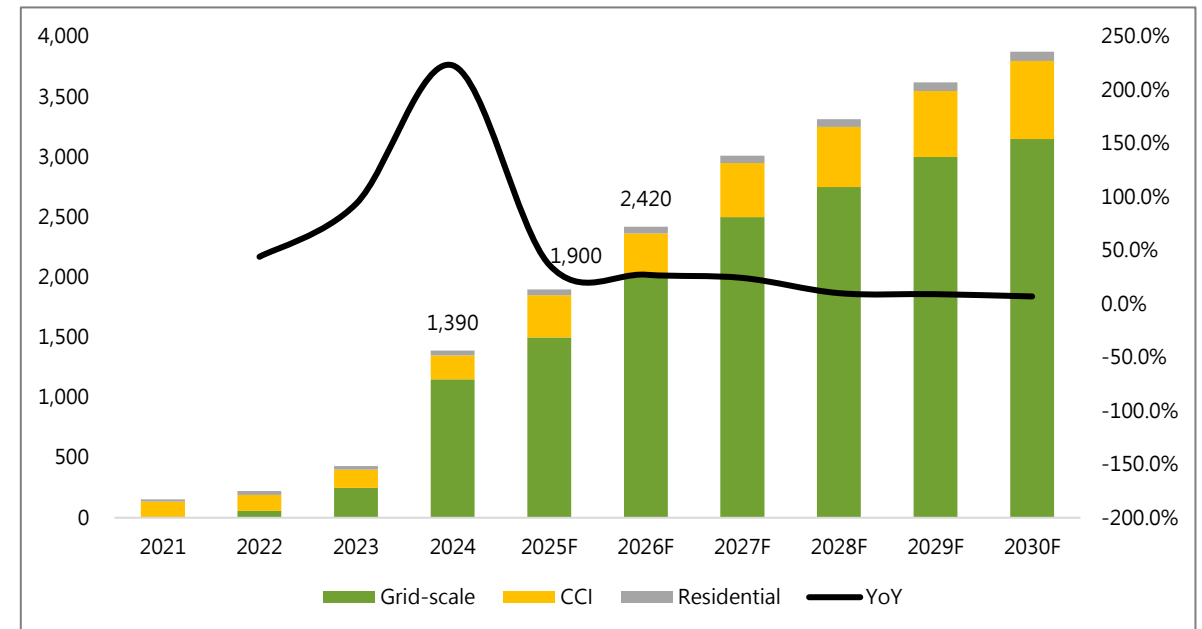
## 4-2 加拿大以大储及工商储为主，降息+ITC补贴（30%）是其核心驱动因素

- 2023年加拿大电网级储能项目累计装机量为 356 MW/ 538.3 MWh，同比增长 64.8%/ 54.4%；据加拿大可再生能源协会（CREA）的统计，2023年加拿大电网级储能新增装机量达 160 MW/ 190 MWh，主要是由阿尔伯塔省带动（功率占比超80%），该地区是碳密集型能源工业活动的发源地，对清洁能源需求较大，进而对大储需求较高。在监管框架、采购合同以及高工业电价的推动下，加拿大储能市场需求将从工商业储能作支撑转变为大储和工商业协同发展，主要装机类别以光储/独立储能项目为主，预计2025年储能装机需求达641MW/1900MWh。
- ITC法案或将极大推动当地工商业及大型储能项目建设。加拿大于2022年推出了投资税收抵免法案(ITC)，最高免税额度可达到30%，将极大推动当地工商业及大型储能项目建设。需注意，互连队列造成的延迟或将导致当地装机需求未能如期释放（阿尔伯塔省项目审批暂停状态虽已于24年3月恢复政策，但仍存在一定风险）。
- 安大略省家庭和小企业安装光储系统最高可获30%补贴。2025年1月7日，安大略省政府宣布推出两项新的节能计划，包括家庭节能改造计划和小企业激励计划。家庭节能改造计划将于2025年1月28日启动，针对窗户、门、隔热、空气密封、智能温控器、热泵、屋顶太阳能和储能系统等节能升级项目提供最高30%的费用补贴，单户补贴最高可达8900加元。小企业激励计划则为符合条件的智能温控器提供75加元奖励，并为持续参与的设备每年额外奖励20加元。新计划年预算约6000万加元，整体节能项目年均投入将从此前的3.42亿加元增加至9亿加元。

图：2021-2030年加拿大储能装机需求预测，Unit：MW



图：2021-2030年加拿大储能装机需求预测，Unit：MWh



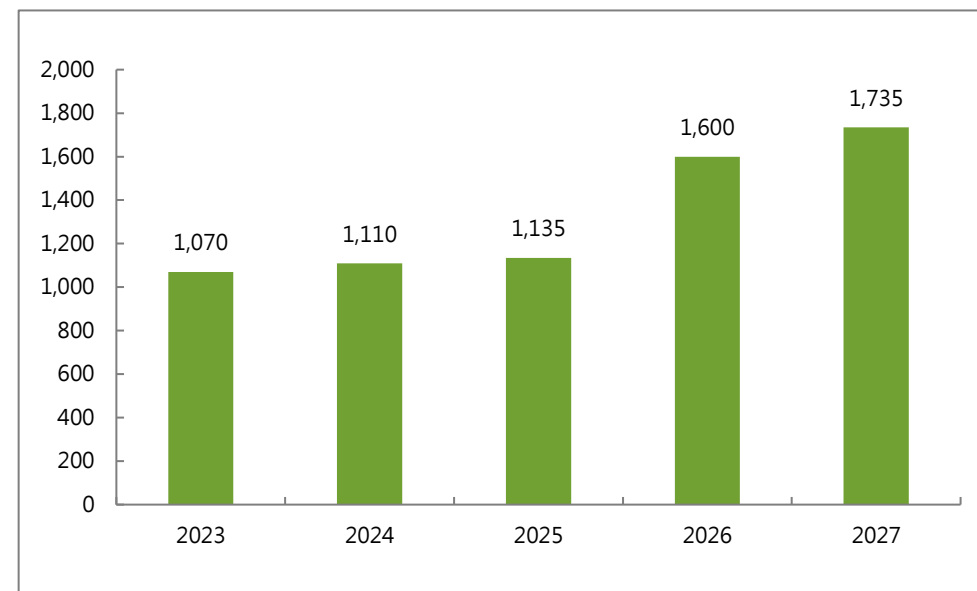
## 4-2 加拿大ITC补贴推动当地新建储能一体化产能，一期 7 GW 已获批

- **ITC税收抵免政策为期6年，对光伏等可在生能源提供 15-30% 的税收抵免**；加拿大政府于2023年3月公布2023年预算对税收抵免（ITC）的执行细节，其将清洁能源经济纳入至多年预算计划的三大支柱之一，计划通过为期6年的税收优惠政策，推动加拿大电网在2035年实现净零排放。在发电项目投资方面，此次ITC抵免针对的是工商业及集中式可再生能源项目，不包含户用分布式项目。户用分布式项目由绿色家园补助金和绿色房屋贷款提供补贴以及资金支持。
- **推动当地低碳劳动力需求，刺激本土低碳产业发展**；加拿大政府将从2023年起，五年内向加拿大就业与社会发展部（ESDC）提供2.5亿加元资金，为未来增长空间巨大的低碳产业做人力储备，保障在可再生能源等低碳设备安装需求激增的情境下，避免面临用工短缺的情况。具体措施中提到，未来将促使3.5万名加拿大工人具备绿色能源的相关技能。
- **ITC补贴已推动储能企业落地加拿大，一期 7 GW 产能已获批**；加拿大魁北克政府已于2023年11月批准 RAQ 科技公司建设储能制造项目（一期：7 GWh；二期：20 GWh）。RAQ 计划建设一体化产能（电池、电池PACK、系统集成），生产电芯容量为 300 Ah，预计一期工程将于2024年开始动工，单吉瓦时建设成本约为 5,000 万美元。

表：加拿大2023年预算中ITC补贴额度，Unit：MW

ITC Type	Green Focus	Rates	Labour Requirements	Phase-In	Phase-Out	Applicant
清洁技术	光伏、风能、水能、储能、地热能、核能等清洁技术	30%	✓	2023年3月28日起生效	2034: 15% 2035: 结束	应税实体
清洁电力	无碳排放发电系统 (光伏、风能等) 储能设备 (电池、抽水蓄能等) 电力传输设备	15%	✓	将于2024年预算中提供 (适用于2023年3月28日 后启动的项目)	2035: 结束	非应税实体 (如国营公司和公有公用事业公司等)
清洁制造	清洁能源制造所需关键矿物的提取、加工或回收 零碳排能源产能的部署 电网级储能设备产线等	30%	×	2024年1月1日起生效	2032: 20% 2033: 10% 2034: 5% 2035: 结束	

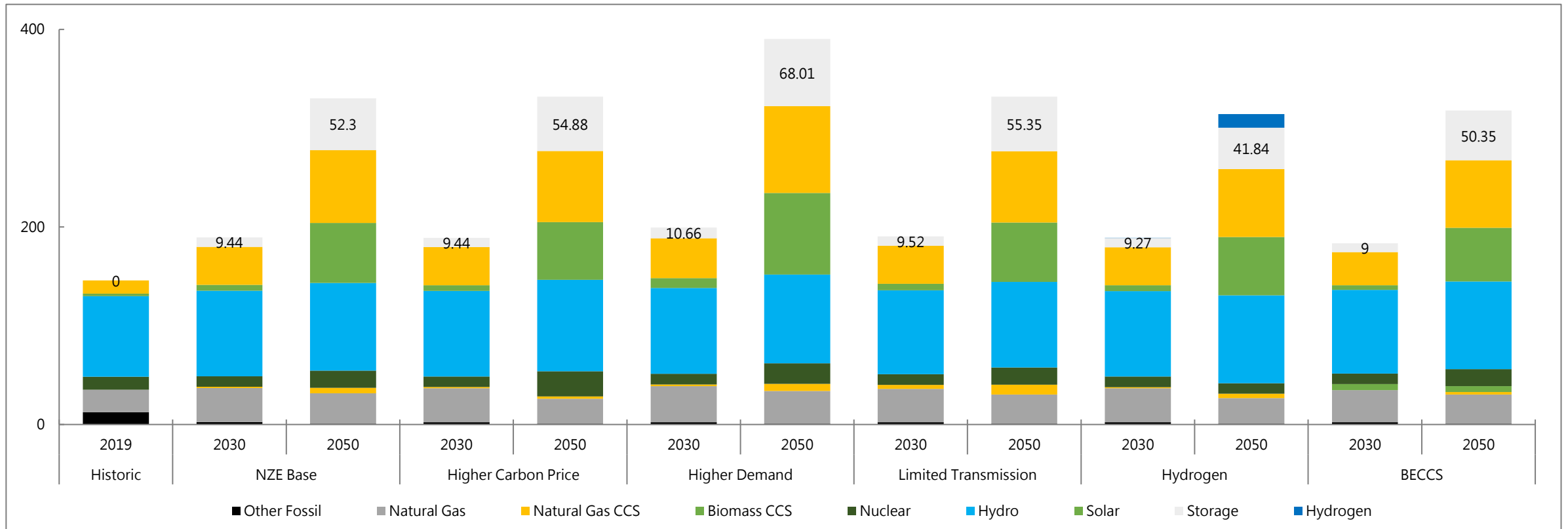
图：加拿大ITC抵免政策年度预算规划，Unit：Million Can\$



## 4-2 加拿大2030年表前储能容量有望达到 9-11 GW

- 加拿大能源监管机构 ( CER ) 于2022年5月更新的《迈向净零：电力场景》中提出为实现电力部门的净零排放，对储能等能源装机进行六种情景预测，当中的储能类型为4小时的电池储能，预计2030年加拿大表前市场储能容量将达到9-11GW/38-43GWh，并在2050年有望达到42-68GW/167-272GWh。净零电力基准情境下 ( NZE Base )，清洁能源 ( 水力、核能、太阳能、风能 ) 在2030年将生产93%的电力，其和储能将占到2030年总能源装机量的80%。未来在应对用电需求增长的情况下，由风能、太阳能、电化学储能和小型循环燃气轮机满足，确保电力系统的稳定性。电池储能作为可变发电资源 ( 风能、太阳能等 ) 的电力系统中关键的一环，将存储约7.5%的风光发电量，并于用电高峰期馈电上网。

图：加拿大净零电力情境 ( NZE ) 下各能源装机情况，Unit : GW

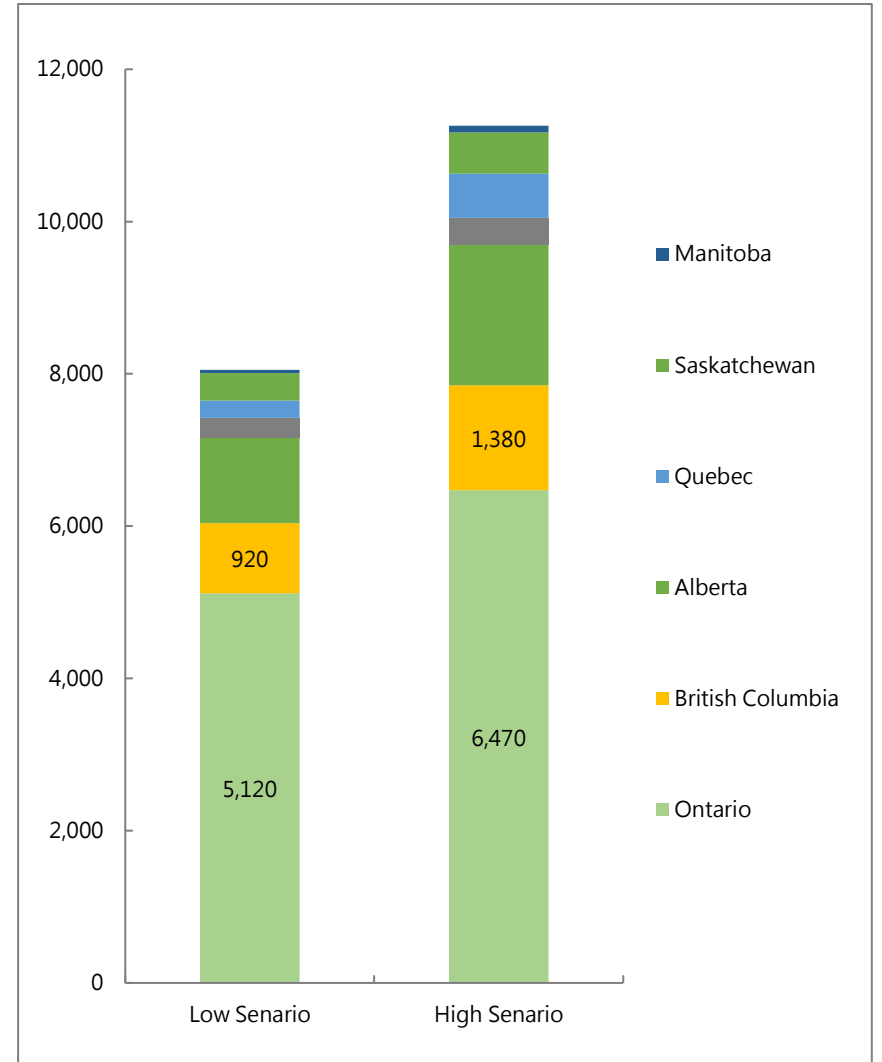


# 4-2 加拿大安大略省公布LT-1中标结果，电池储能共获约 1.9 GW 中标容量

■ 目前，加拿大储能市场增量主要集中在安大略和阿尔伯塔省，二者未来装机需求将占到全国需求的74%。

Policy	Policy Details	Impact	Impacted Storage
<b>安大略省 (Ontario)：目前是以工商业储能为主，用电企业对降低峰值用电费用的需求较大</b>			
Global Adjustment Charge 政策机制	大中型工业用电企业若在用电高峰时间段内用电需额外支付其在 GA 成本中的份额。	<ul style="list-style-type: none"> <li>此举促进当地大型工业实体加装兆瓦级的大型表后工商业独立储能系统，以降低其电力成本。</li> </ul>	Behind the Meter (表后工商业储)
电力供应设备合同 (RFP)	安大略省政府于2022年10月下令通过独立电力系统运营商 (IESO) 采购约 4 GW 的电力供应设备合同 (RFP)，其中包含1.5GW-2.5GW容量的储能设备并应用于发电侧和电网侧。	<ul style="list-style-type: none"> <li>ELT-1 能源容量采购合同公布，共有780MW (第一轮)、150MW (第二轮) 电池储能中标，中标项目预计在2025 (第一轮)、2026年 (第二轮) 年底完成并网。</li> <li>LT-1 中标结果公布，共有 1.88 GW 电池储能项目中标。</li> <li>下一轮采购 (LT-2 RFP) 预计将在2024年启动。</li> </ul>	Front Meter (表前大储)
储能监管框架	IESO制定了长期储能部署的计划并建立允许储能参与IESO容量拍卖的模式。针对简化分布式能源 (DER) (包含储能) 接入电网的《配电规范》修正案已于2022年10月1日生效。		/
<b>阿尔伯塔省 (Alberta)：当地储能市场发展程度高，具备财政激励措施和储能并网监管框架，以工商业和大储为主</b>			
储能发展路线图	该省的独立系统运营商 (AESO) 于2019年发布其储能路线图，对储能与现有电力资产整合方式进行了规划，目前正处于该路线图的第二阶段，对优化储能进入电力市场的相关细节进行长期规划。		/
电力法规修正法案	阿尔伯塔省政府在2022年5月通过第22号法案 (电力法规修正法案)，明确承认储能作为输出电能的技术或过程，让市场拥有选择多种电力类型的权利，并推动建立公共与私人参与到储能这一类能源资产的框架。该法案将于2024年4月生效，以确保储能可参与该省电力和辅助服务市场交易。		/
储能ISO调整	目前ISO费率将储能视为系统上任何其他负载 (Load)，并未对储能实施额外ISO费率；2023年春季，AESO启动针对储能电价 (Tariff) 调整研究工作，以确保储能可以获得具备竞争性的上网电价，预计将在2024年出台。		/
AESO并网清单	<ul style="list-style-type: none"> <li>截止至2023年11月，共有23个拟建/在建储能项目在AESO的并网清单上，其中在建项目 (Stage 5) 均为光储项目，预计23-25年完成并网。</li> <li>较2022年，AESO并网清单中出现更多百兆瓦级别的独储和光储项目，如 TransAlta 的独储项目将连接至 Ghost Lake 水力发电设施，并在非高峰时段为 180 MW 容量的电池充电；大规模的光储项目也正在筹备中，包括 Greengate Power Corporation 为其 Lunar Solar+ 太阳能园区项目配套建造的 160 MW/ 320 MWh，一期将于2024年Q2动工，二期将于2025年的Q2动工。</li> </ul>		

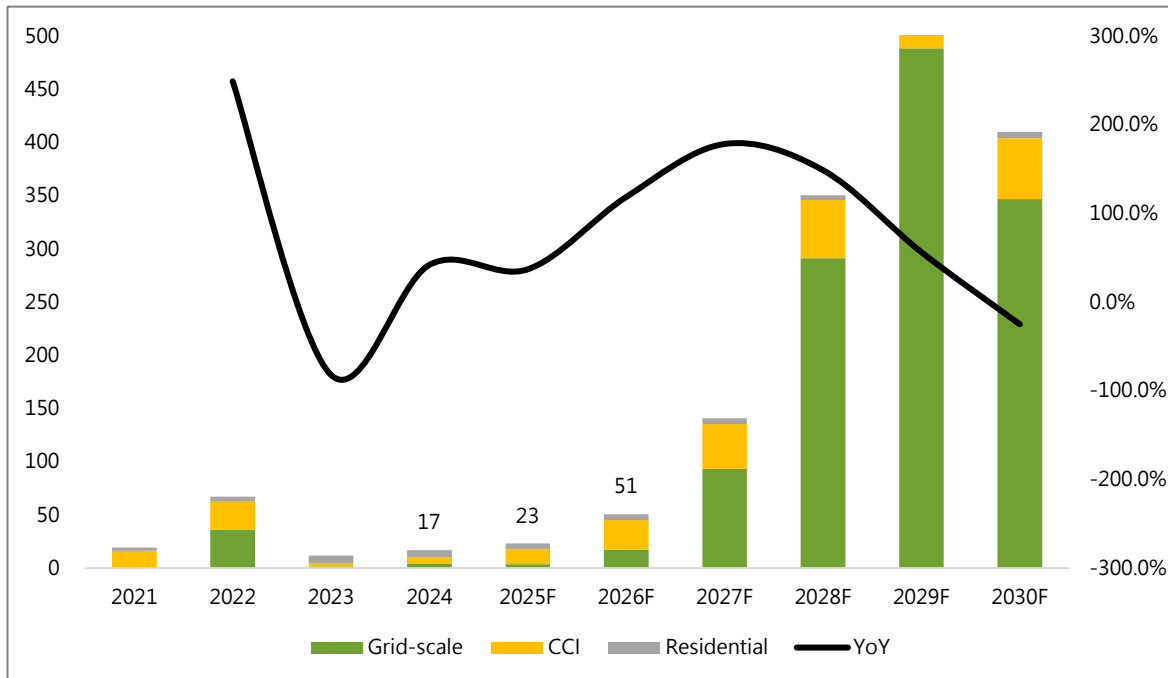
图：加拿大2035年各省储能装机预测，Unit：MW



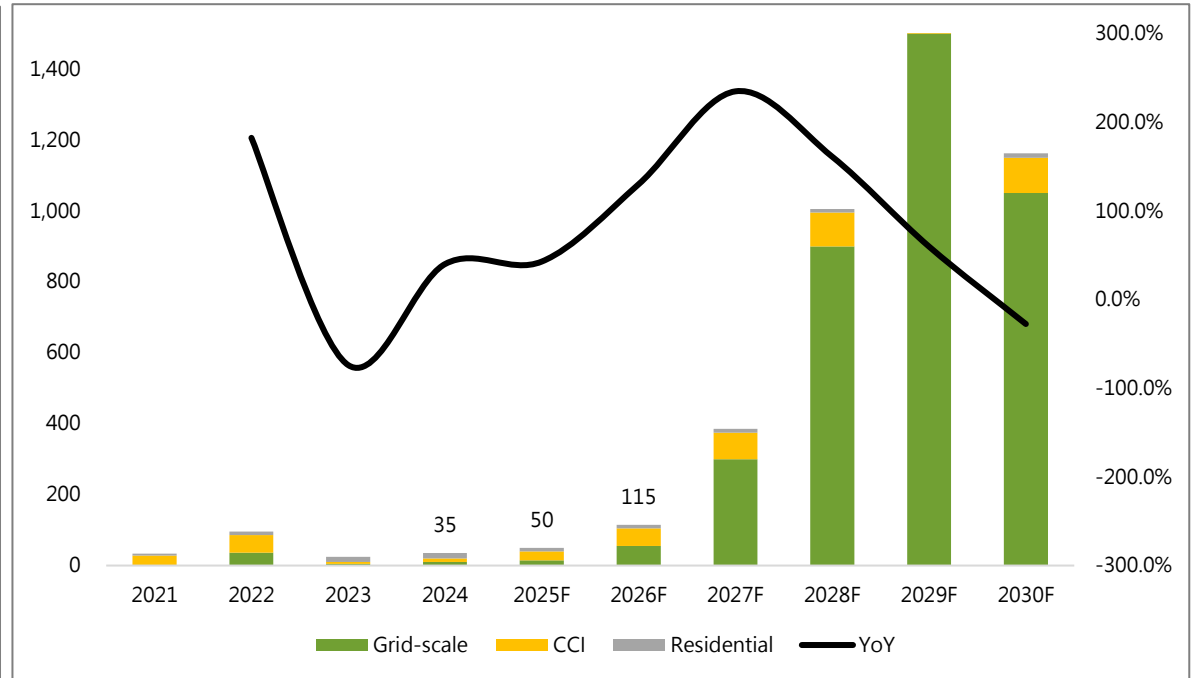
## 4-3 2025年巴西将启动大型储能项目拍卖，大型储能项目有望实现增长

- 巴西储能市场处于发展初期，2025年新增储能装机达 23 MW/ 50 MWh，同比+37%/43%，短期装机需求将集中在分布式。
- 表后：2023年巴西分布式光伏累计装机达 25.8 GW（占比达69%）。当地电网基础设施难以支撑高速增长的光伏发电量（缺乏可调度电力），配储需求凸显。随着经济发展和电力需求的增加，特别是储能设备成本的降低，居民对不间断供电的需求日益增加。预计户用和商用储能市场将迅速崛起；表前：随着可再生能源比例高增，为保证能源安全，巴西矿业和能源部计划在2025年6月举办大型储能项目拍卖活动，包括 300 兆瓦的能源购买容量，估计可带动中标者投资 4.5 亿美元，拍卖规定，从 2029 年 7 月起签订为期十年的合同，这些系统必须以固定价格提供每天四小时的最大电力供应，其最低可用功率为 30 MW，或将极大推动当地大储项目发展。
- 巴西对储能征收较高的税率，部署储能系统经济性低；巴西对储能征收的国家税率为65.18%，进口设备税率高达79.82%，阻碍储能在巴西当地的需求增长。该现状有待巴西行政部门对储能的进口税（II）和工业产品税（IPI）进行调整，以确保储能在本国的经济性。
- 巴西储能容量备用拍卖面临五大制度性障碍。巴西政府能源研究就2025年储能容量备用拍卖发布了制度设计征询草案。针对该草案，机构Aurora Energy Research指出，目前巴西储能监管框架存在五大挑战：1.锂电池项目资本性支出中税费占比高达25%；2.电网费用分类争议限制储能项目商业模式发展；3.强制要求储能项目的峰谷套利收益注入政府公共资金池(CONCAP)，开发商无法保留套利收入；4.辅助服务补偿机制未明确；5.光储一体化项目参与拍卖机制的规定暂未明确。ANEEL将在2025年5月发布储能系统相关规范，该规范的核心目标是在政策层面为储能系统的建设及运营建立合法性。

图：2021-2030年巴西储能装机需求预测，Unit：MW



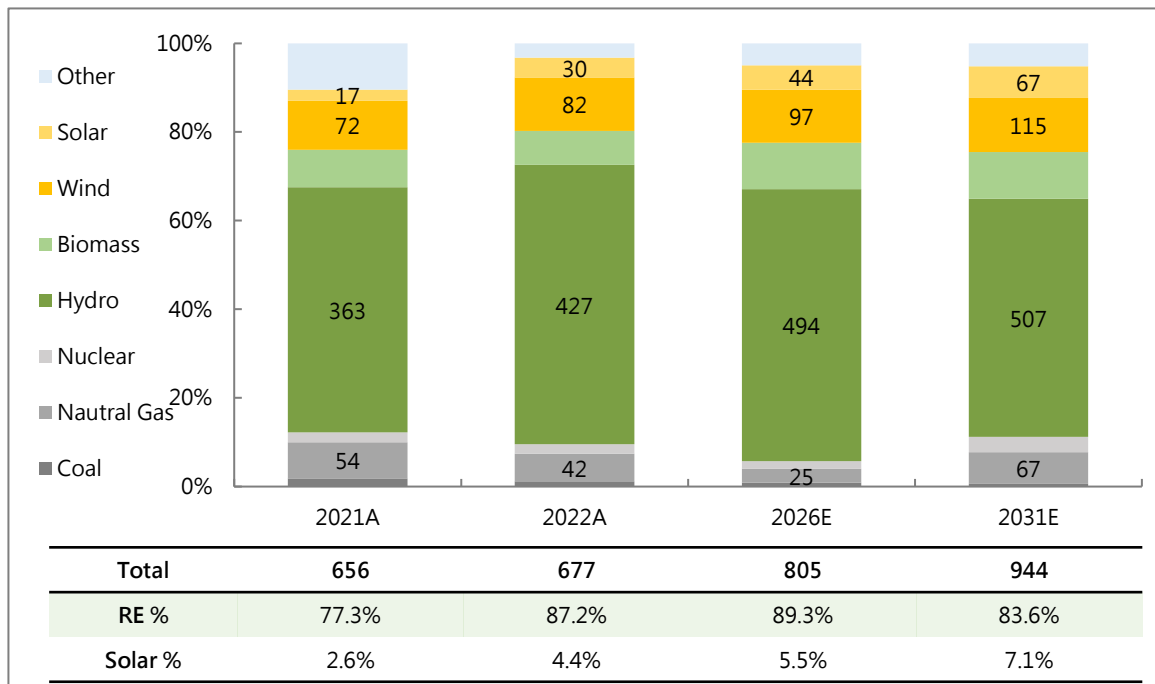
图：2021-2030年巴西储能装机需求预测，Unit：MWh



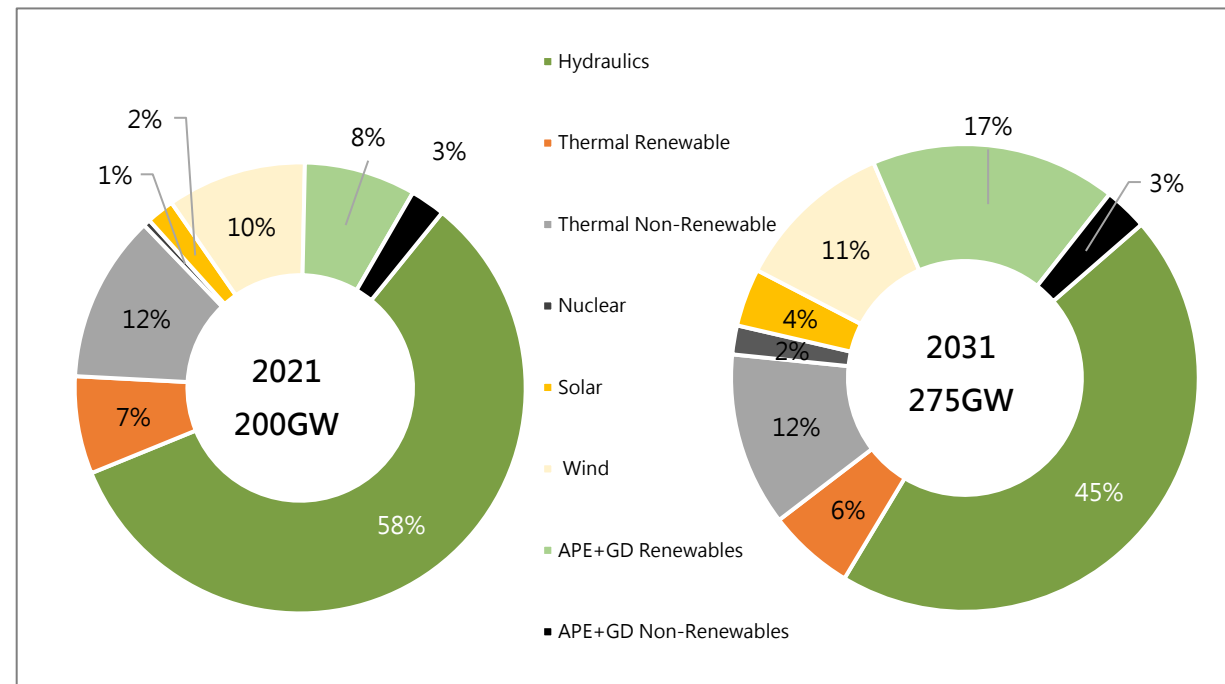
## 4-3 巴西政府批准国家能源转型政策，推动绿色能源发展

- **巴西发布 PDE2034 子文件，预计分布式光伏装机仍占据主导地位。** 2024年6月13日，巴西能源研究公司（EPE）联合矿业和能源部（MME）发布《2034年—十年能源扩张计划》（PDE2034）分布式发电系统和储能部分子文件，预计2034年。微型和小型分布式发电系统（MMGD）装机区间在46.9-70.5GW，其中光伏装机占比达98.3%，即分布式光伏装机区间在46.1-69.3GW，在参考情景中（reference）中，分布式光伏装机为57.8GW。PDE 2034 正式文件预计2024年底前发布，预计分布式光伏装机仍占据主导地位。
- **巴西政府批准国家能源转型政策，推动绿色能源发展。** 8月26日，巴西国家能源政策委员会（CNPE）举行特别会议，批准国家能源转型政策（PNTE），该政策旨在刺激本国绿色经济发展，主要涉及工业、交通、石油和天然气、电力、采矿等领域，预计将在清洁和可再生能源上投资约2万亿雷亚尔（约合4000亿美元）。据悉，2024年内巴矿能部将起草一份国家能源转型计划，制定长期发展规划；此外，将成立由联邦政府、州政府、民间社会和相关领域企业代表组成的国家能源转型论坛，主要职能为政策咨询，每年向国家能源政策委员会提交一封关于能源政策的建议书。

图：2021-2031年巴西各能源发电量变化趋势，Unit：TWh



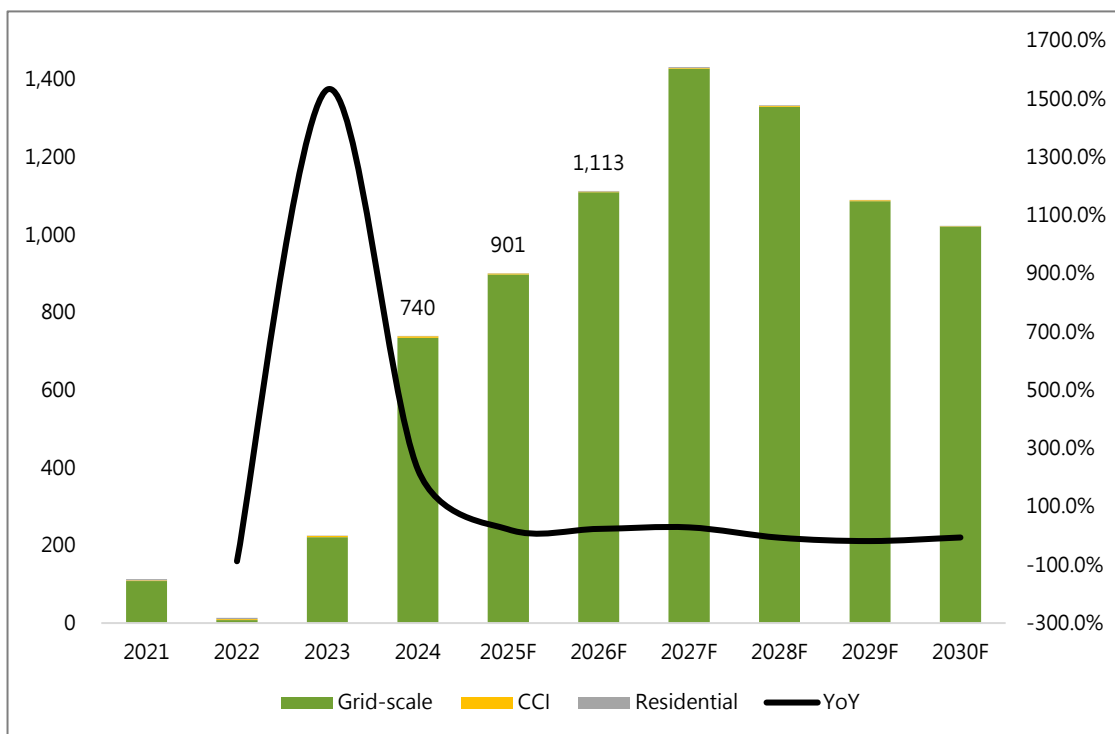
图：2021-2031年巴西各能源装机量变化，Unit：GW，%



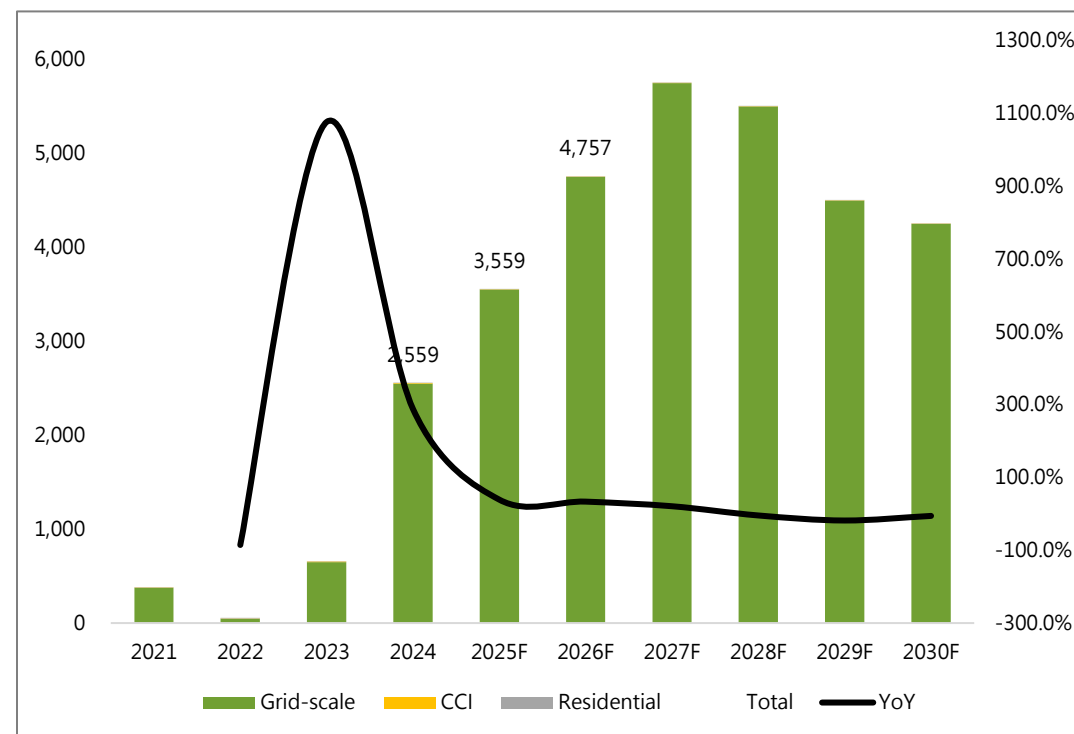
## 4-4 电网压力增大+能源地域时间错配，为智利储能发展带来极大空间

- 智利2025年新增储能装机有望达 901MW/ 3559MWh，同比+22%/39%。针对可再生能源发电园区的强制配储政策分配项目有望在2025年开工，推动储能需求在2025年保持高速增长。
- 电网压力增大+能源地域时间错配，为储能发展带来极大空间。随着能源转型的不断推进，智利可再生能源的装机规模持续扩大，2024年9月，智利可再生能源发电量在电力系统占比已大幅提高到45.5%，导致电网压力逐渐增大；同时受限于地理环境影响，中部负荷中心和南北能源中心距离遥远，输电能力不足，形成能源地域错配；此外，光伏发电高峰与用电高峰时段不匹配也为储能带来极大发展空间；
- 智利当局正在制定储能发展战略路线，旨在释放更多风光并网空间，减小输电压力；①储能被纳入容量市场机制：允许储能项目根据其提供容量的能力获得报酬，配储时长若在5小时及以上，可实现储能容量全额上网，未来随着容量市场的逐步建设，储能发展机会将从以政府规划为主导，转向更多由市场需求驱动的模式；②优化电网协调，允许储能设备从电网充电；③新一轮能源招标将为4小时以上储能提供额外夜间馈电激励；④独立储能系统可直接在智利国家电力市场获取收益，无需依附可再生能源系统。此外，《电力服务一般法》（提高储能收益）已于2024年正式出台，为储能需求长期高增奠下基石。

图：2021-2030年智利储能装机需求预测，Unit：MW



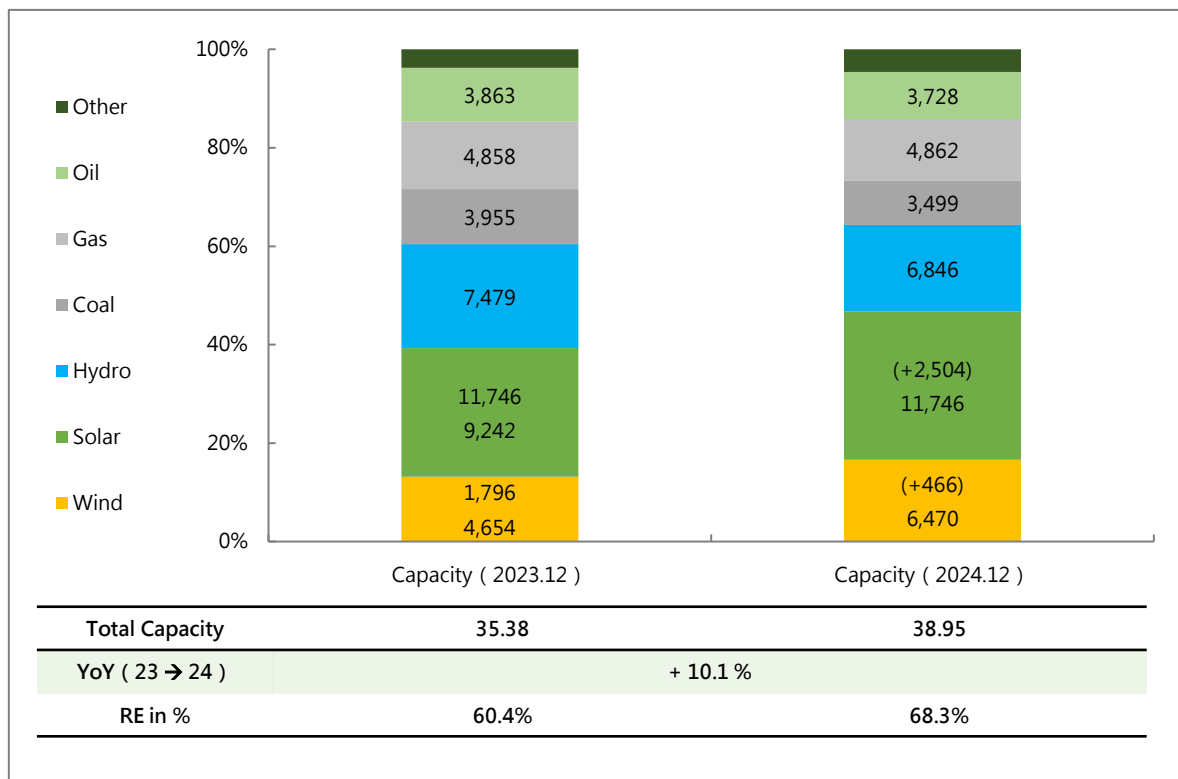
图：2021-2030年智利储能装机需求预测，Unit：MWh



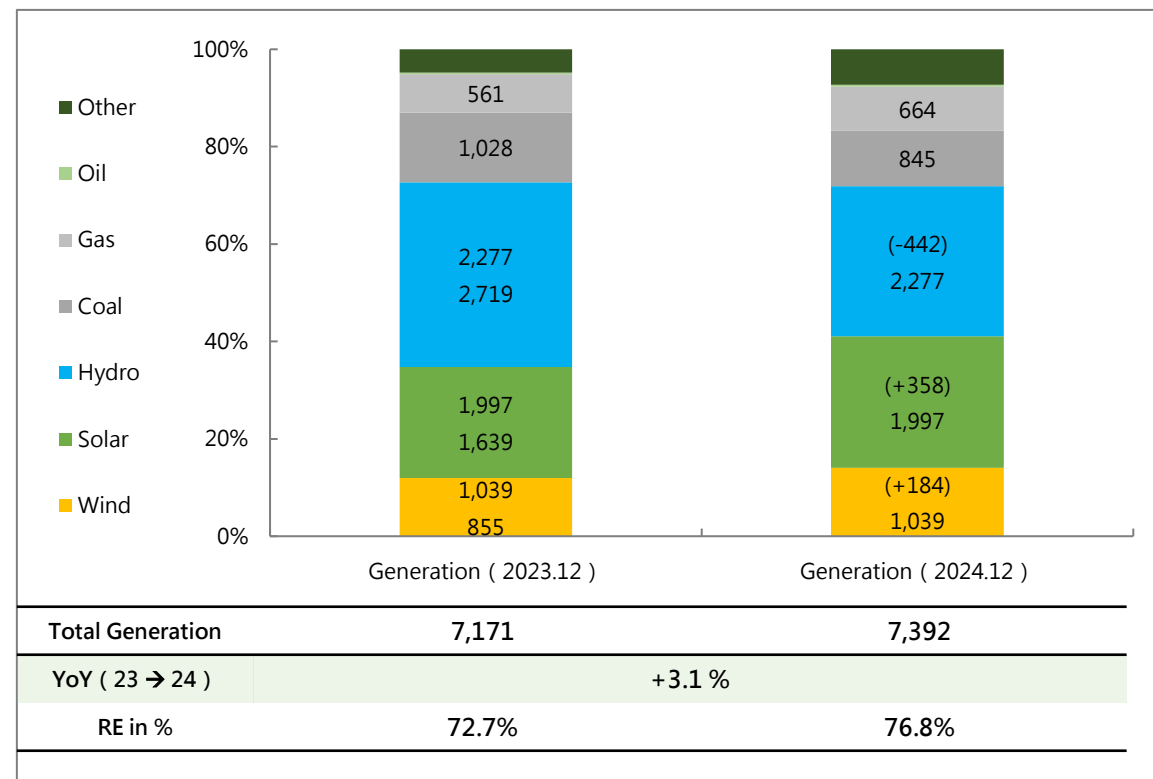
## 4-4 智利火力发电量骤减，发电结构实现由可再生能源主导

- 能源转型路线图更新，计划加速能源结构转型，可再生能源装机规划有待更新；2022年6月国家电力协调局（CEN）发布《加速能源转型路线图》，拟在2030年达成100%可再生能源供电；在原国家电力发展规划中，光伏装机目标需在2030/2040年分别达到 9.82 GW（25.3%）/ 17.11GW（31.4%）并于2050年达到碳中和。ACERA 提到，2030年智利将有28座煤炭发电厂停产（退役容量达 10 GW），较原计划了提前10年，到 2030 年必须额外安装 12.5 GW 的新可再生能源和超过 3.5 GW 的储能容量以填补发电缺口。
- 电力结构：可再生能源占比稳步增长，光伏装机容量占比最大；2024年12月，智利总装机量达38.95GW，同比+10.1%，其中，非常规可再生能源（ERNC，不包括大型水力发电厂）装机占比达 50.8%，达 19.8 GW，同比+28.4%，增量以风光装机为主；2024年12月，智利总发电量达7.4TWh，同比+3.1%。燃煤、天然气等火力发电量持续减少，发电结构已实现可再生能源主导，可再生能源发电占比由 72.7%上升至 76.8%。

图：2024年12月智利各能源装机占比变化，Unit：GW·%



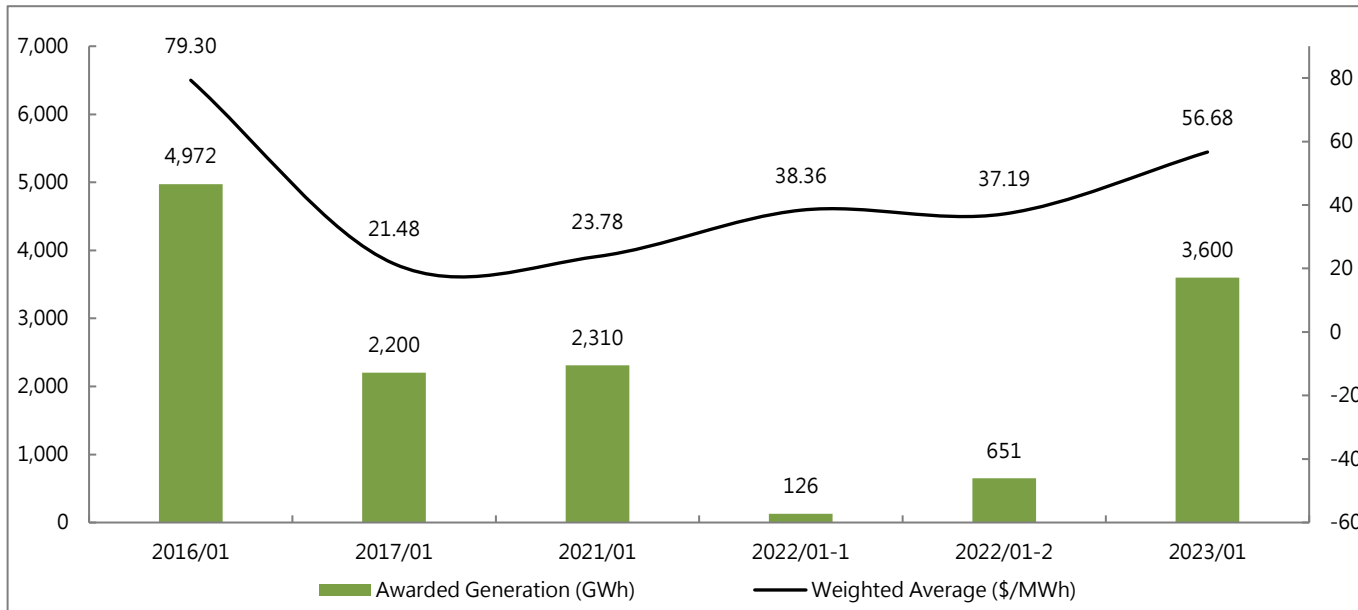
图：2024年12月智利各能源发电量占比变化，Unit：GWh·%



# 4-4 智利公布2025-2028年能源拍卖计划，共计约22500GWh

- 智利公布2025-2028年的能源拍卖计划，共计约22500GWh，以满足其不断增长的电力需求。2024年10月30日，智利国家能源委员会 (CNE) 发布了《电力供应招标最终报告》，其中提到从 2025 年到 2028 年将执行六次招标，总共招标 22,500 GWh能源项目：①2025年计划招标2000GWh的项目；②2026 年将对三个能源区块\*进行招标，分别为 1,300 GWh、1,000 GWh 和 3,400 GWh，计划于 2029 年至 2031 年间并网；③2027 年，将对两个能源区块进行招标，分别为 1,800 GWh 和 7,000 GWh。计划于 2032 年至 2033 年间并网；④2028年计划招标6000GWh的项目，将于2034年并网。
- 智利2022/01能源拍卖结果公布，中标项目将最早于2026年投入运营；智利国家能源委员会 (CNE) 于2022年2月发起了新一轮能源拍卖2022/01，旨在从2027年起的15年内为国家电力系统提供5.25TWh/年的电力；中标结果已于2022年8月公布，可再生能源总中标发电量为777GWh，共有两个项目中标，其中Zapaleri 以 38.36US\$/MWh 的价格中标 126 GWh发电量的光储项目，将于2023年开工建设 253 MW的光伏容量和超过1GWh的储能容量，预计2026年投入运营；FRV Development Chile I 以 37.19US\$/MWh 的价格中标 651 GWh的风光一体化项目。2017年中标约600MW可再生能源项目将于2023年完成并网。
- 智利2023/01可再生能源拍卖结果公布，Enel 独揽 3,600 GWh/yr 中标容量；2024年5月9日，智利国家能源委员会 (CNE) 宣布Enel Generacion Chile SA以 56.679 USD/MWh 的价格赢得了 标段1 (1500 GWh/yr) 和 标段2 (2100 GWh/yr) 的所有投标。据了解，此次共有5家公司投标，投标容量达 4,779 GWh。此次中标后，Enel Generacion 公司有权在 2027 -2028 年起的 20 年内，根据购电协议向配电公司供应所承诺的电力，最终为居民用户和小型企业供电。

图：智利历年可再生能源拍卖项目中标发电量和加权平均中标价格，Unit：GWh，\$/MWh



表：智利 2023/01 可再生能源供应招标规划

Supply Area	Auction Volume	Commission Year	Contract Period
BS1	1,800 GWh → 1,500 GWh	2027	Past: 15 years Now: 20 years
BS2	3,600 GWh → 2,100 GWh	2028	
Total	5,400 GWh → 3,600 GWh		

2023/01 Renewable Energy Tender Timeline

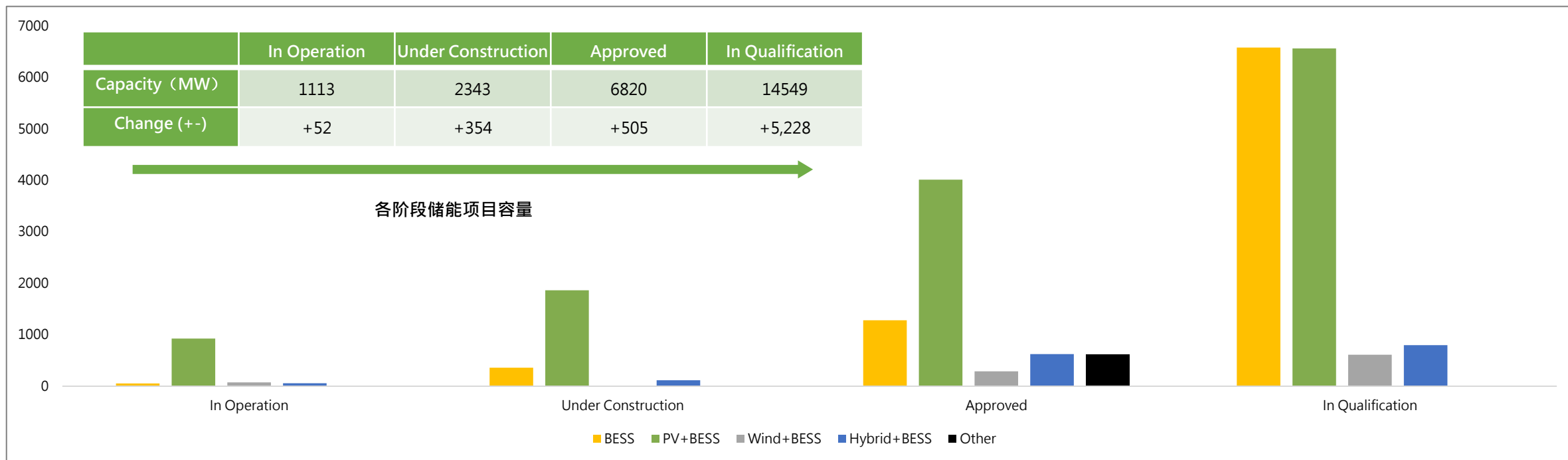
Call for national & International Tenders	2023/07/14
Consultant Period	2023/09/15
Tenders Submission Closed	2023/12/13
Tenders Submission Closed (NEW)	2024/05/02
Announcement of Awarded Projects	2024/01/10
Announcement of Awarded Projects (NEW)	2024/05/08-14

注\*：智利的可再生能源招标通常将项目分为不同的能源区块，每个区块有特定的电力供应需求和时间段

## 4-4 智利以大型光储项目为主，在建项目储备约8GWh

- 智利储能需求集中在表前，以光储项目为主；据智利可再生能源和储能协会（ACERA）统计，截至2025年1月，智利在运电池储能项目容量为 948 MW/ 3727MWh，平均储能时长为 3.93 小时，光储项目的能量占比高达 82%。而在建项目管道（共2.34 GW/ 9.4 GWh）中，储能项目类型主要集中于光储项目（1.87 GW/ 7.85 GWh），而独立储能仅为361MW/ 970 MWh。按当前管道储备量来看，智利未来储能装机将大比例倾向大型光储项目。此外，风储/风光储能项目备案量增量涌现，可再生能源配储将成为智利储能装机类型的主流。越来越多的储能项目状态从已审批进入施工阶段，叠加储能系统价格下行，2025年其建设速度有望加速。
- 在逐渐淘汰火电机组和可再生能源迅速增加的背景下，智利政府在考虑把电力系统中安装储能定为重要任务。智利的储能项目主要集中在可再生能源资源丰富北部和中部地区。受到早年全面推行市场化、解除价格管制等影响，智利拥有开放的电力市场，发输配售各环节均为私营企业，且外国资本广泛参与其中，参与的全球知名企业包括LG、比亚迪、特斯拉等。目前，智利的大型储能项目主要分为两类：一类是用于提升电网的运行能力，另一类是服务于智利矿区的储能需求，这些项目的单体规模通常达数百MWh。

图：截止至2025年1月，智利储能相关项目并网管道情况，Unit：MW

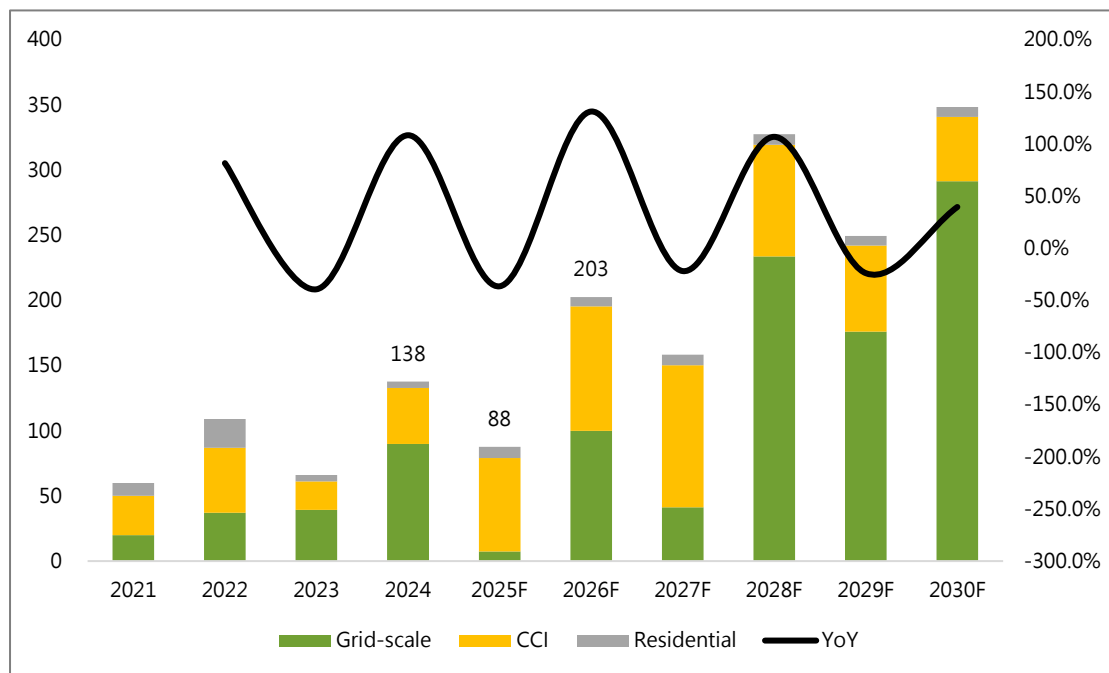


注：Change (+-) 表示与 2024年11月（上次报告）数据的变化量

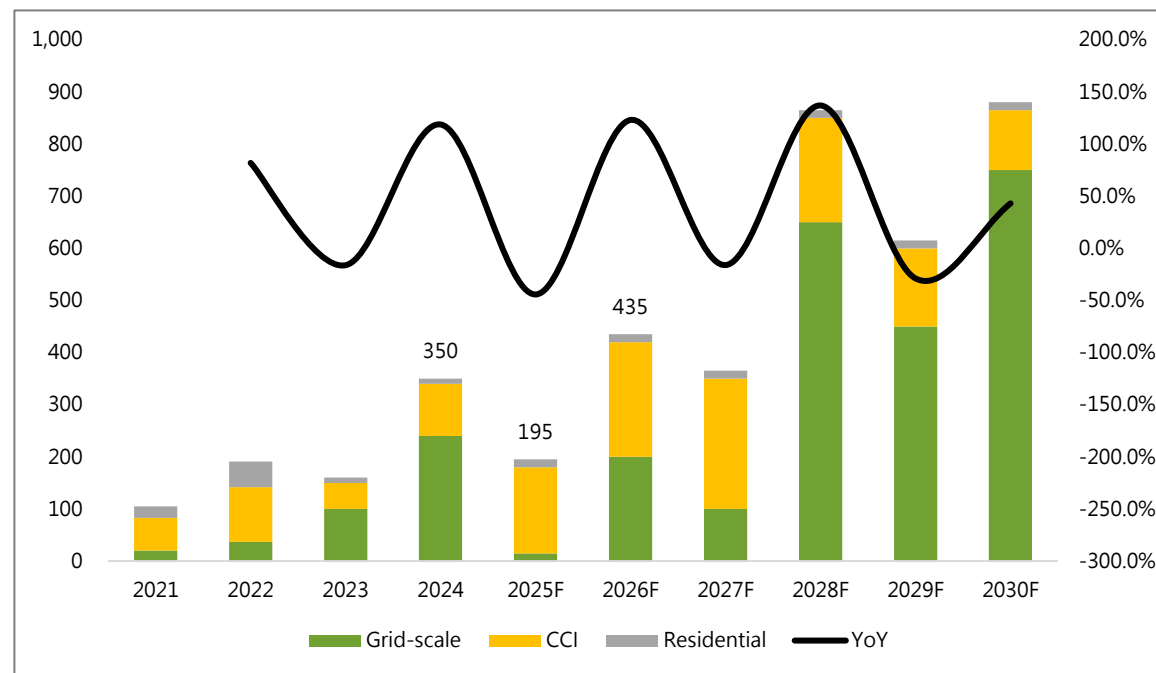
## 4-5 墨西哥在储能领域面临多项挑战，需出台新政策促进储能发展

- 受高增的工业用电需求及高昂的零售电价影响，当前墨西哥储能市场以工商业为主；墨西哥电力基础设施远落后于工业发展的需求，企业用电审批流程缓慢，用电额度有限，多数企业需要从电力期货市场额外购买电力，同时零售电价昂贵，此背景下当前墨西哥工商业储能实现快速发展。但墨西哥在储能领域仍面临多项挑战，需新政策促进储能发展并鼓励对储能基础设施的建设：挑战之一是现有电力基础设施难以发挥储能系统功能，NSS 的输电和配电网络需要现代化，以有效管理电力在储能系统中的流动；此外，项目初始建设成本依然很高，储能项目缺乏资金，墨西哥仍需加快发布新的政策以进一步促进储能项目发展，并鼓励对储能基础设施的投资。
- 2024年5月墨西哥能源监管委员会发布《关于将电池储能纳入国家电力系统的一般管理规定》，为储能系统（EAS）集成到国家电力系统（SEN）中制定了明确的条件和方式：① 新法规概述了五种储能模式：与发电厂相关的储能模式（SAE-CE）、负荷中心储能模式（SAE-DC）、隔离供电计划中的储能系统（SAE-AA）、非关联 SAE：这种模式允许 SAE 独立于发电厂或负载中心运行，将能量直接注入国家输电网络（RNT）或总配电网络（RGD）；② 互联申请必须遵守《发电厂互联和负荷中心连接手册》的规定，适用于所有模式，但 SAE-GE 除外，SAE-GE 必须遵守《发电厂互联手册》，容量小于 0.5 MW；③ 为颁发许可证，CRE 将核查企业、法律、技术和财务能力以及项目说明。储能系统还必须符合电网规范、NOM-001-SEDE-2012 电气安装规范以及运输商和分销商的规范。电力批发市场（MEM）交易所所需的测量系统必须安装在互连点或连接点上；④ 对于现有发电厂，集成 SAE 将被视为一项技术改造，需要向 CENACE 提交研究申请，并向 CRE 提交许可证修改申请。新规定提供了一个明确的监管框架，允许储能系统参与电力批发市场（MEM），并将其整合到输配电网络中。

图：2021-2030年墨西哥储能装机需求预测，Unit：MW



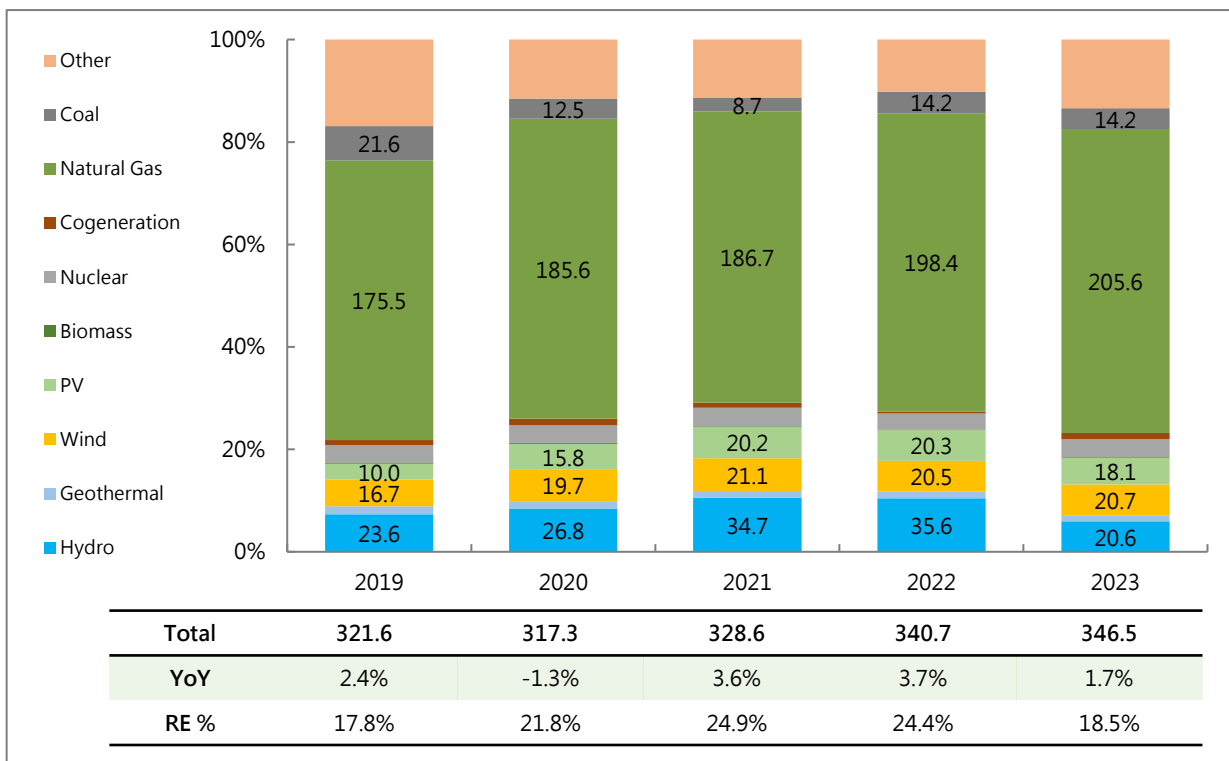
图：2021-2030年墨西哥储能装机需求预测，Unit：MWh



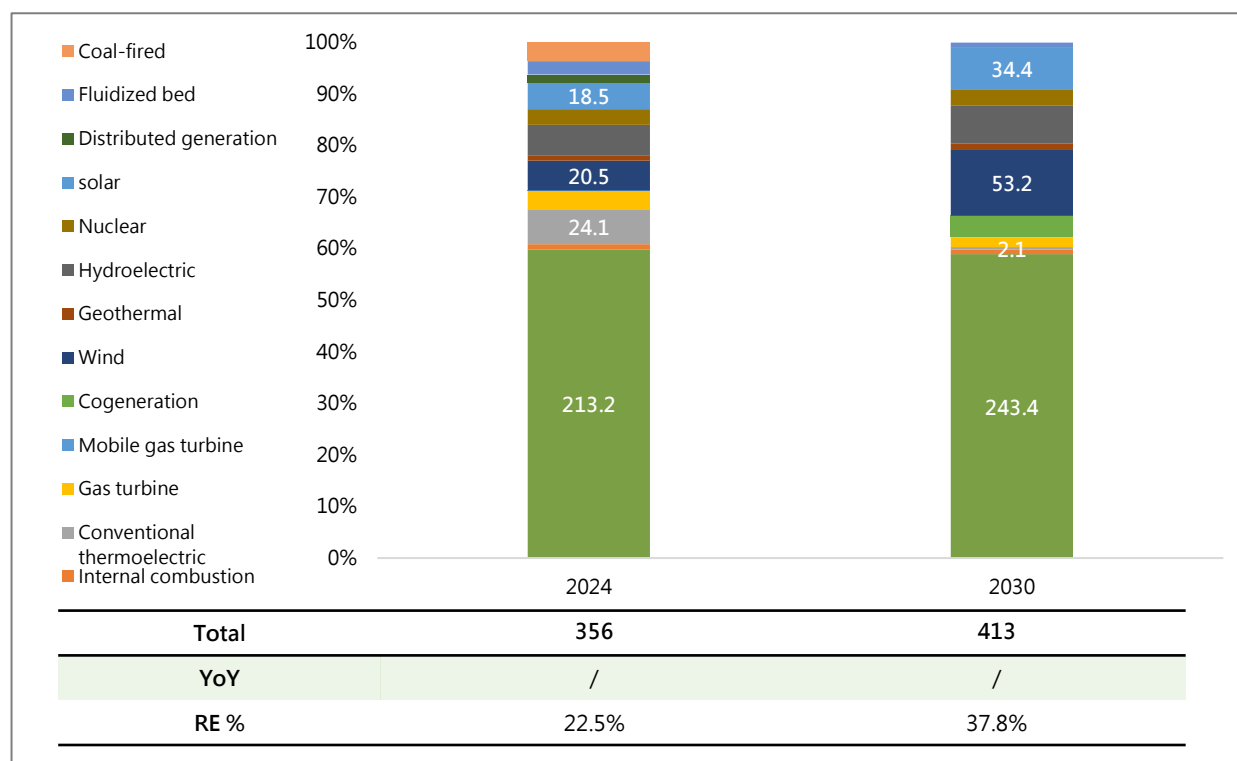
# 4-5 墨西哥2024-2030年计划淘汰煤炭能源，转向发展可再生能源

- 2023年，该国分布式发电总装机容量达3.36GW，其中光伏项目占99.334%，为3.34GW，墨西哥发电结构以传统燃料发电为主，2023年可再生能源占比仅为19%，受气候干旱影响，水利发电大幅下降，带动2023年可再生能源发电占比大幅下降。尽管墨西哥政府在推动清洁能源方面有长期目标，但短期内缺乏明确的资金支持和激励政策，减缓了可再生能源项目的实际落地和扩展速度，2023年墨西哥可再生能源发电量为 85.53 TWh，同比+3%（21年同比+18.4%）。
- 墨西哥2024-2030年计划淘汰煤炭能源，转而使用太阳能、风能和水力发电等可再生能源。克劳迪娅·谢因鲍姆·帕尔多 (Claudia Sheinbaum Pardo) 政府在《2024-2030 年墨西哥计划》中详细阐述了其能源转型设想，考虑将清洁能源发电量从2024年的22.5%提高到2030年的37.8%，其中，太阳能发电量占比从 5.2% 增至 8.3%，风能发电量占比从 5.8% 增至 12.9%，水力发电量占比从 5.9% 增至 7.5%，地热能发电量占比从 1% 增至 1.1%，同时淘汰煤炭能源。

图：2019-2023年墨西哥各能源发电量变化趋势，Unit：TWh



图：2024-2030年墨西哥各能源装机占比变化趋势及规划，Unit：TWh

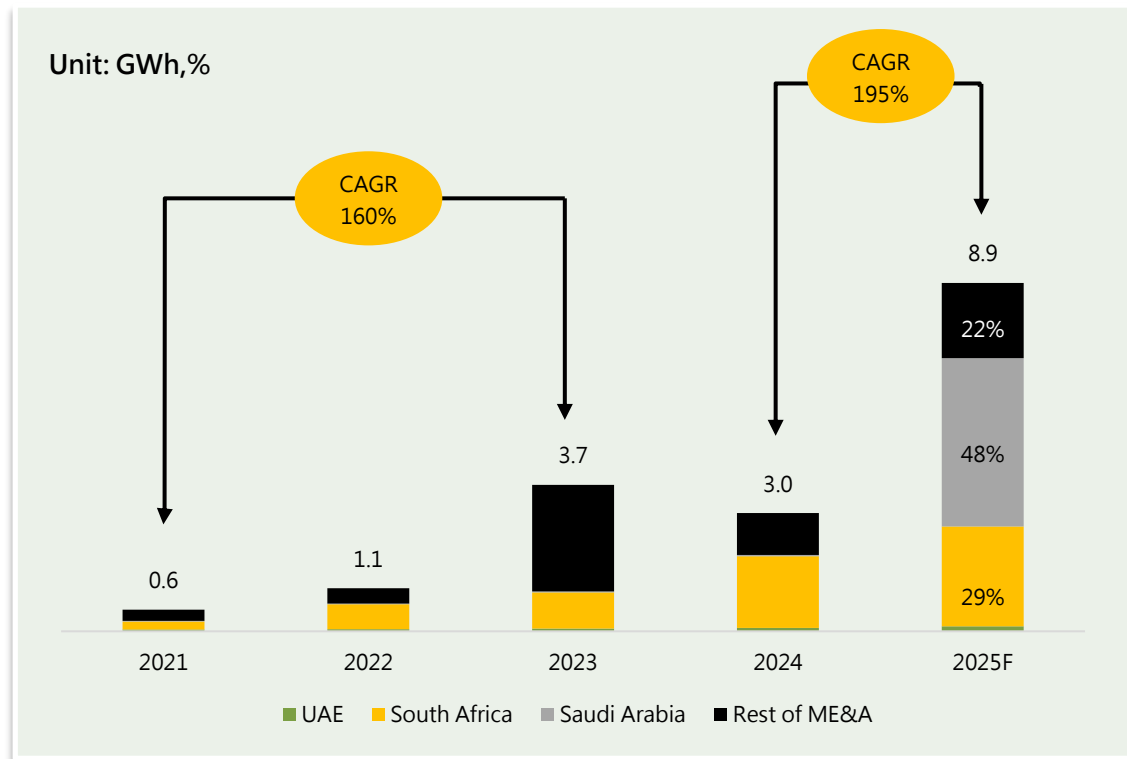
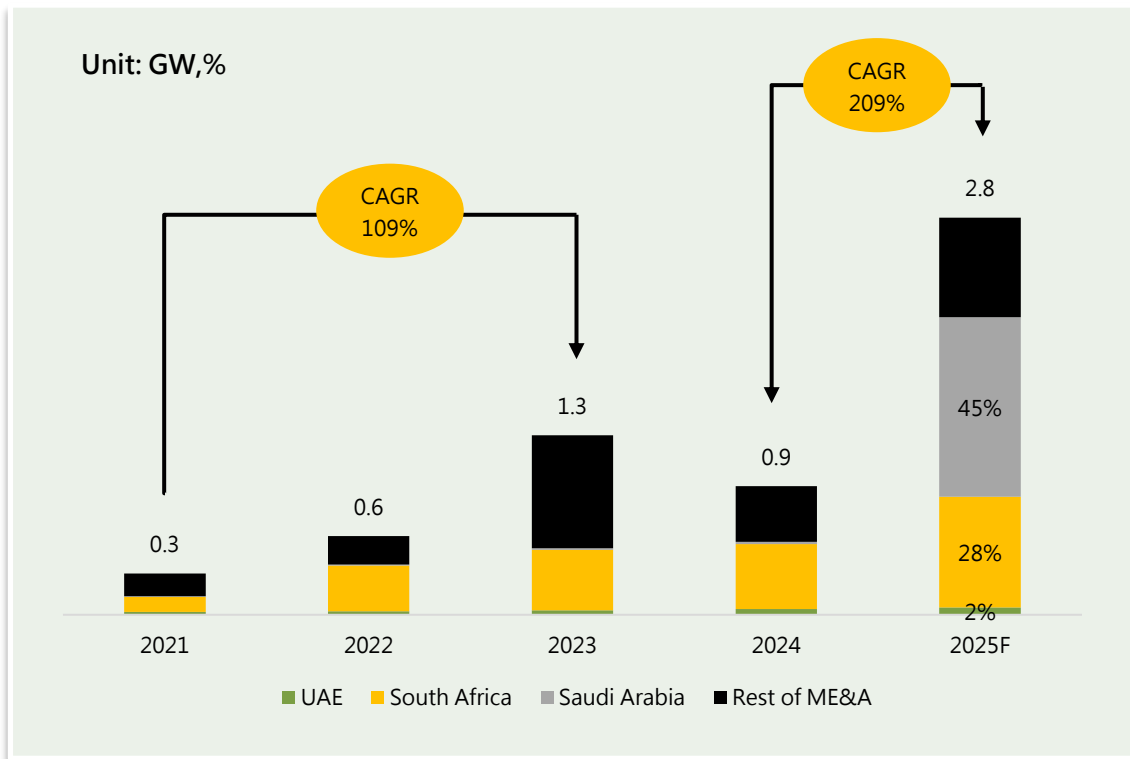


A background image showing a business meeting. In the foreground, a hand in a blue suit sleeve points at a bar chart on a document. To the left, a pair of glasses and a spiral notebook are visible. In the background, another person in a light blue shirt is using a tablet and a pen. A calculator and a stack of books are also on the table. The scene is brightly lit, suggesting a professional office environment.

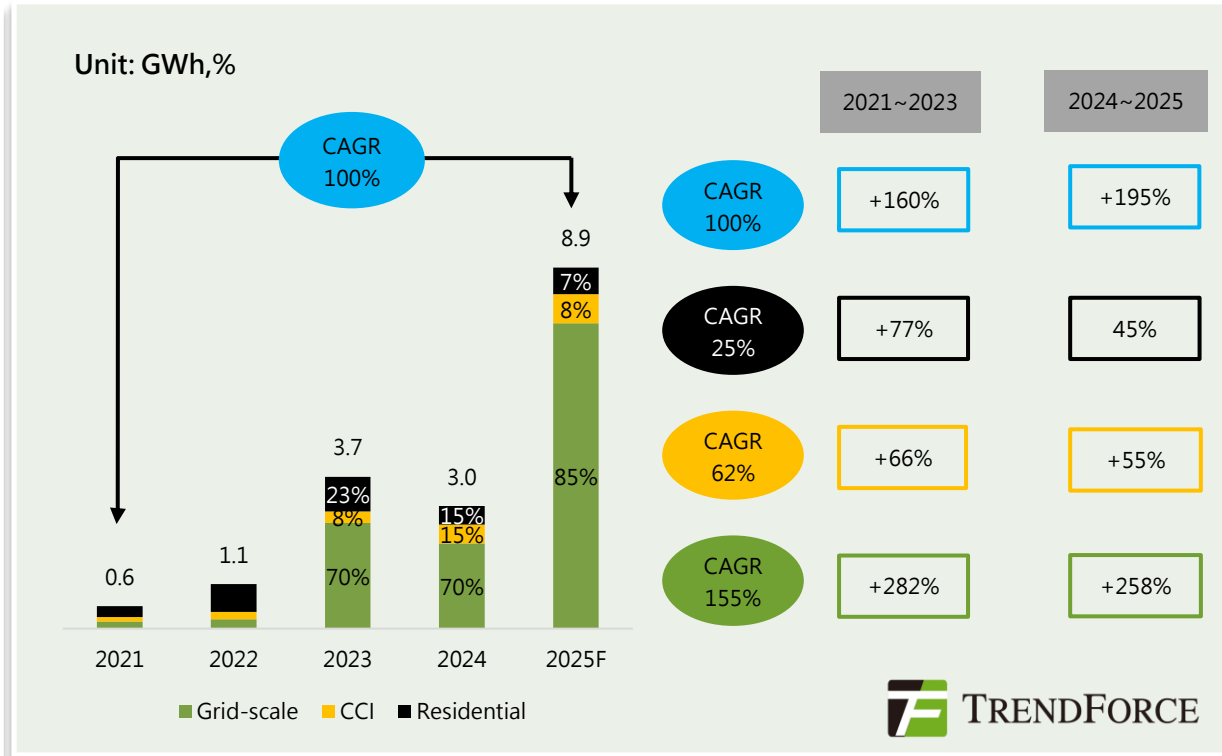
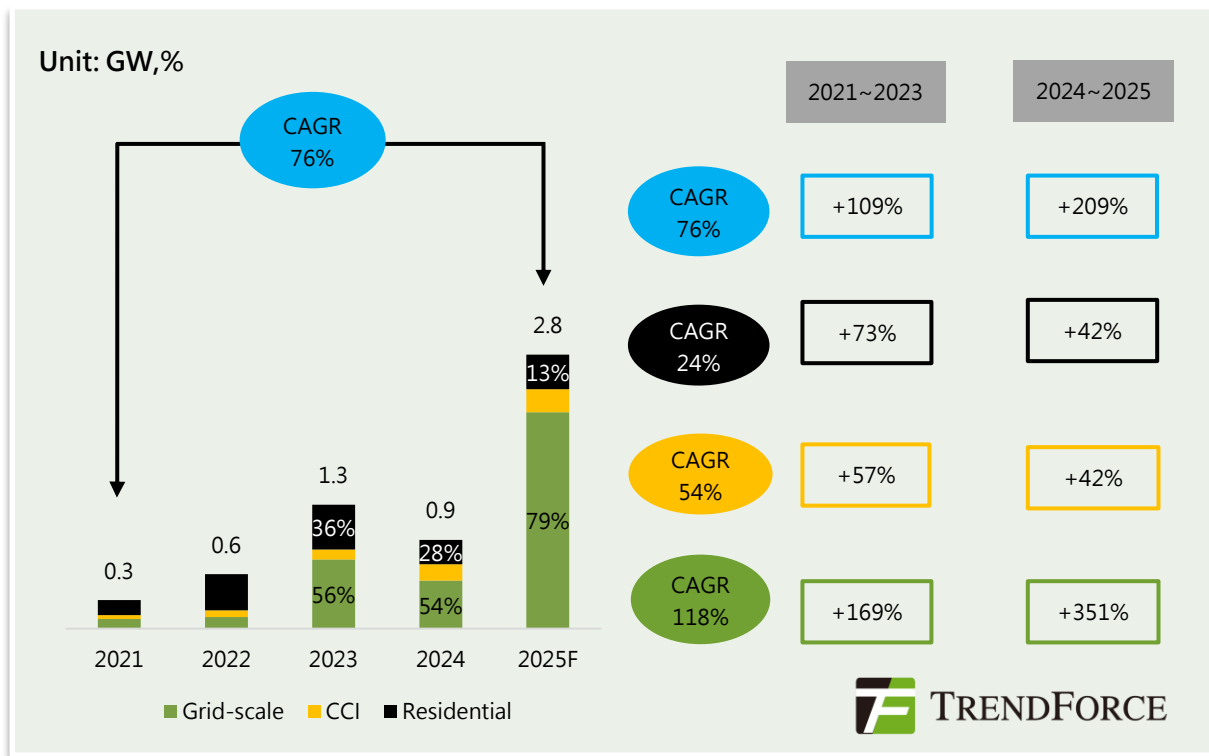
# 中东非

沙特阿拉伯 阿联酋 南非

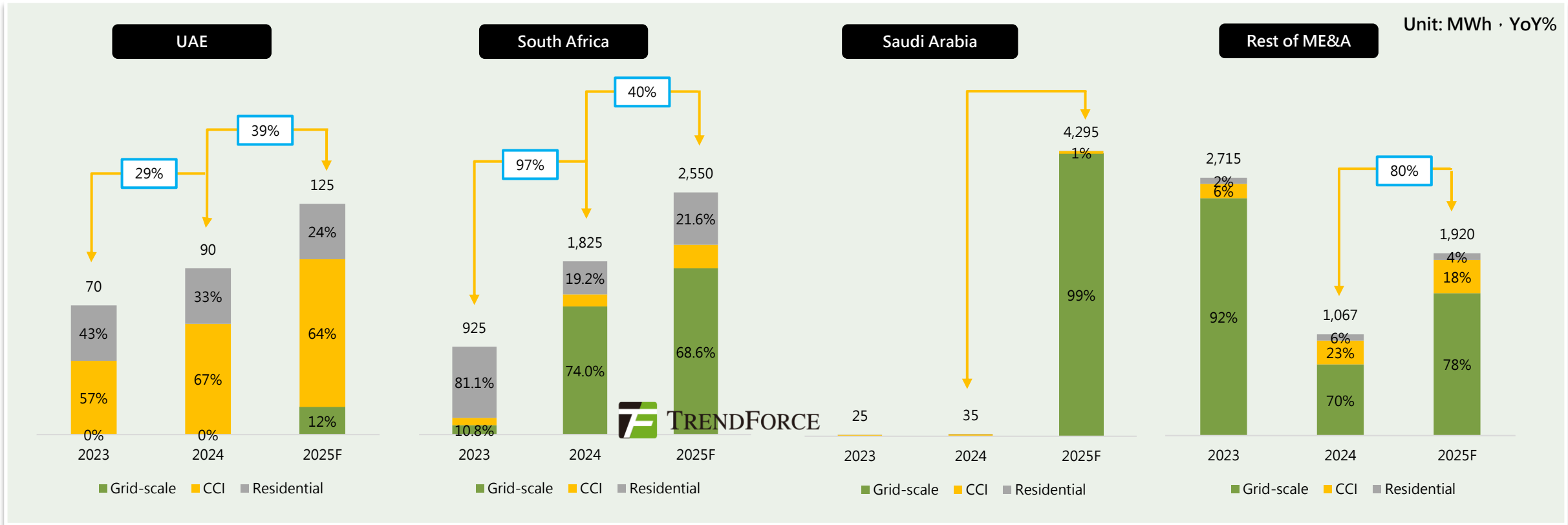
国家	可再生能源目标	光伏目标	储能目标	政策	备注
阿联酋	50% (2050)	7.3 GW 阿布扎比 (2030)	-	净计量电价制度	迪拜：2015年3月推出，针对户用和工商业项目，未设置规模限制；2020年5月，迪拜DEWA出台新规，将地面型工商业项目排除在净计量制度之外，并设置了2MW的规模上限；阿布扎比：2017年着手针对50kW-5MW项目建立净计量，计划推进缓慢，具体细则还有待发布。
				综合能源计划 (IRP)	阿联酋发布国家2050能源战略 (Energy Strategy 2050)，计划总投资1,63亿美元，到2050年将全国清洁能源比例从25%提升至50%，主要是光伏发电。
沙特阿拉伯	130 GW (2030)	40 GW (2030)	48GWh (2030)	净计量电价制度	2018年7月实施净计量电价制度。针对1kW-2MW大小的住宅和商业光伏系统，如属于同一配电区的多个场所，则总容量不超过5MW。分配地区的光伏总容量不超过上一年该区域内负载峰值的3%。
				Auctions	在沙特能源部监管下，制定了2024年到2025年24GWh的BESS (电池储能) 项目计划。其中，2023年释放2GWh项目，2024年上半年释放6GWh项目。在执行四个项目总计8GWh，2024年下半年将再次招标五个项目总计10GWh。
南非	20.4GW (2030)	8.3GW (2030)	2.09 GW (2030)	分布式发电许可简化	2021年8月将分布式发电许可门槛从1MW提高到100MW，为了改善流程，免除开发商申请发电许可证，新规还规定向国有公用事业公司Eskom支付用于维护和保养其输送能源的基础设施费用。
				屋顶光伏激励政策	从2023年3月1日起，新增屋顶光伏系统的住宅用户可以申请高达其组件购置成本25%的退税，最高可达1.5万ZAR (约合US\$ 824)。该退税计划有效期为一年；新增工商业光伏系统的企业可获得125%的税收抵免，对新增的光伏系统无容量限制，从2023年3月起，为期两年。
				上网电价	作为南非上网电价的先行城市，开普敦已为住宅和企业提供上网电价 (78.98 c/kWh 基础电价+25 c/kWh 激励电价)，并计划在未来将上网电价提高10.15%。
				综合能源计划 (IRP)	根据IRP-2019，2030年南非能源结构将包括33.3GW煤(42.6%)、1.86GW核能(2.4%)、4.6GW水力发电(5.9%)、2.9GW抽水蓄能(3.7%)、2.09GW电池储能(2.7%)、8.3GW光伏(10.6%)、17.7GW风能(22.7%)；自2022年1月起，南非政府宣布将碳税税率提高至9美元，以维护其COP26承诺。
				Auctions	第一轮 BESIPPP 储能独立电力招标计划已于2023年11月底公布部分中标结果，计划招标共计 513 MW/ 2052 MWh 的电池储能项目，配储时长为4小时，应用场景均为电网侧。此外，BESIPPP 第二轮 (615 MW/2,460 MWh) 和第三轮 (616 MW/ 2,464 MWh) 分别于23年12月和24年5月陆续启动招标程序。
以色列	17GW (2030)	9.15GW (2025)	5.5 GW/ 33 GWh (2030)	净计量电价制度	≤15Kw 为 0.48ILS/kWh (合0.15美元/kWh)，15kW~100kW 则为 0.45ILS/kWh (合0.14美元/kWh)；
				双边购电协议	以色列政府引入了新条款，授权独立电力生产商 (IPP) 和终端用户之间的双边购电协议。新规定仅适用于连接到高压电网的光伏电站，项目容量在 620 kW 至 16 MW 之间。这些合同是在自由市场环境下完成的，不受政府干预。新的监管框架只有光伏项目适用，风电项目仍然受到现行法规的限制。
				Auctions	以色列电力局 (PUA) 在2020年至今共举办了3轮光储招投标，总中标容量达 3.3 GWh；前两轮中标项目的原定并网期限在2023年1月和6月，但因2022年光伏及储能设备成本上涨，海运问题影响，建设进度不如预期，PUA决定将前两轮中标项目的并网期限延后至2023年9月和2024年2月。



■ 预计2024/2025 年中东非储能装机分别为3GWh/8.9GWh，同比-19%/+195%。中东装机需求主要以沙特为主，长期来看，阿联酋在能源转型及绿氢战略的带动下大储有望加速释放。非洲市场主要以南非为主，虽然当前非洲储能产业规模有限，但在电力短缺、电价继续上涨预期背景下，埃及、摩洛哥、尼日利亚等国家都作出了清晰的新能源发展规划，长期来看，储能装机需求仍有成长空间。



- 2025年中东非市场大储装机持续高增，占比达85%；2025年中东非大储装机量将达7.5GWh，同比+258%，占比达85%，大储装机主要以沙特、南非为主；用户侧储能装机量约1.4GWh，同比+50%，占比约15%，体量相对较小；

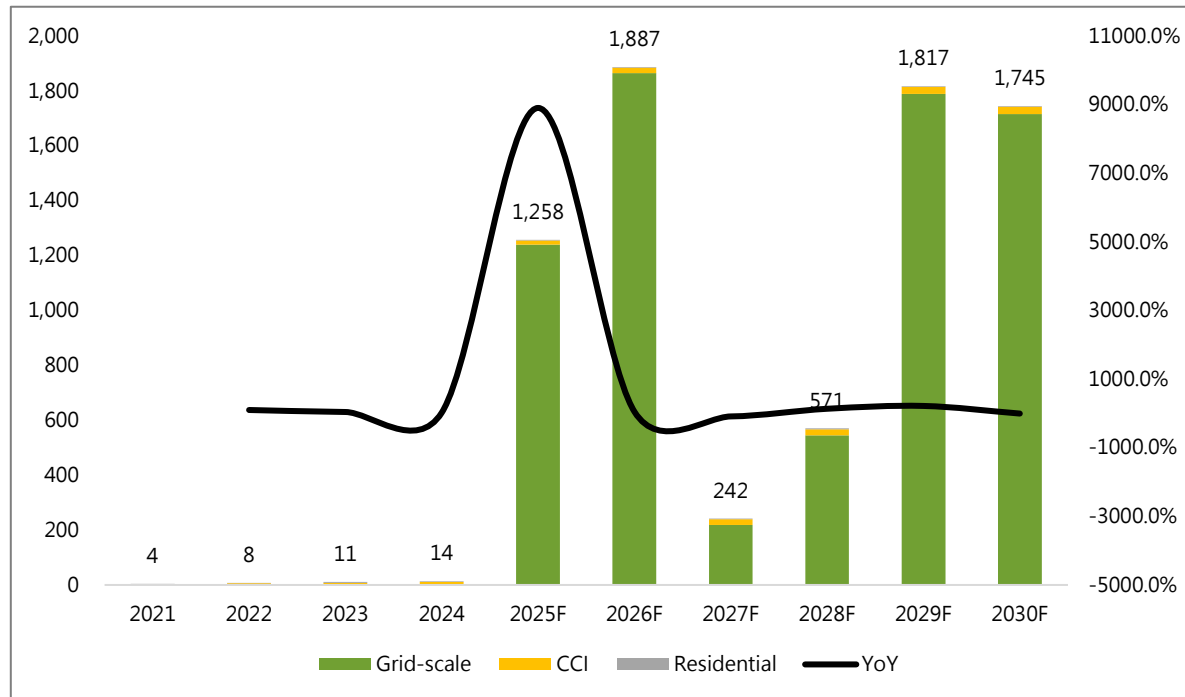


- **沙特**：能源转型战略的驱动下，大储需求有望爆发；沙特能源部制定了2024-2025年24GWh储能系统招标计划，其中，2024年大储项目招标规模已达18.6GWh，潜在的项目储备将支撑沙特2025年以大储为主的装机有望实现高速增长；
- **南非**：主要以大储和户储为主，**户储**：停电现象未完全改善，电价仍有上涨预期，南非用户侧储能装机需求仍有向上增长的空间；**大储**：主要依赖政府以及电网公司主导的招投标项目，前期招标项目有望陆续转化为装机，带动南非市场2025年大储装机增长。

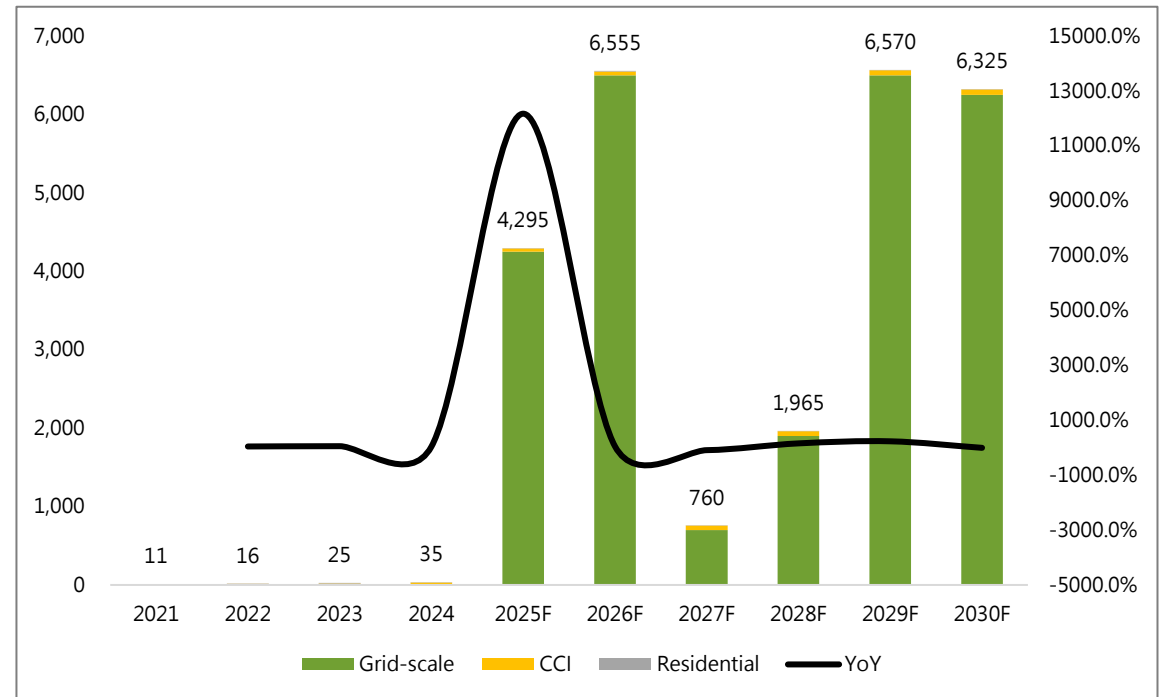
## 5-2 可再生能源目标上修+绿氢需求爆发，将推动沙特储能市场持续高增

- 因储能系统跌价持续且光伏装机长期高增，为储能落地营造有利条件，大量招投标落地推动大储项目需求涌现；沙特相较于其他中东非国家，储能市场发展的时间较短，作为价格敏感度价高的区域市场，早前因储能系统价格偏高且光伏装机容量基数较低，沙特政府未对储能相关项目提供扶持。目前储能系统价格持续走低，且光伏装机量持续高增，为当地部署储能系统创造有利条件。当地储能市场的发展与早期的光伏相似，均有国家资本提供资金出台大规模招投标创造储能装机需求，以大储为绝对主导。
- 可再生能源目标上修+绿氢需求爆发，将推动大量储能项目落地；沙特阿拉伯于2023年底对其《“2030愿景”发展战略》中的可再生能源装机目标进行大幅上调（58.7 GW → 130 GW），计划在2030年实现可再生能源发电占比 50%，但并未提及各类可再生能源的具体装机目标。此外，沙特计划在2030年实现400万吨的氢气产量，若全部使用光伏发电制成绿氢（大概率），其催生的光伏装机需求量将达 60 GW。可再生能源发电和绿氢项目均存在大量配储需求，就目前招投标项目类型而言，储能的应用主要落在制氢和支撑电网稳定性上，光储需求预计在未来将成为主流应用场景。

图：2021-2030年沙特阿拉伯储能装机需求预测，Unit：MW



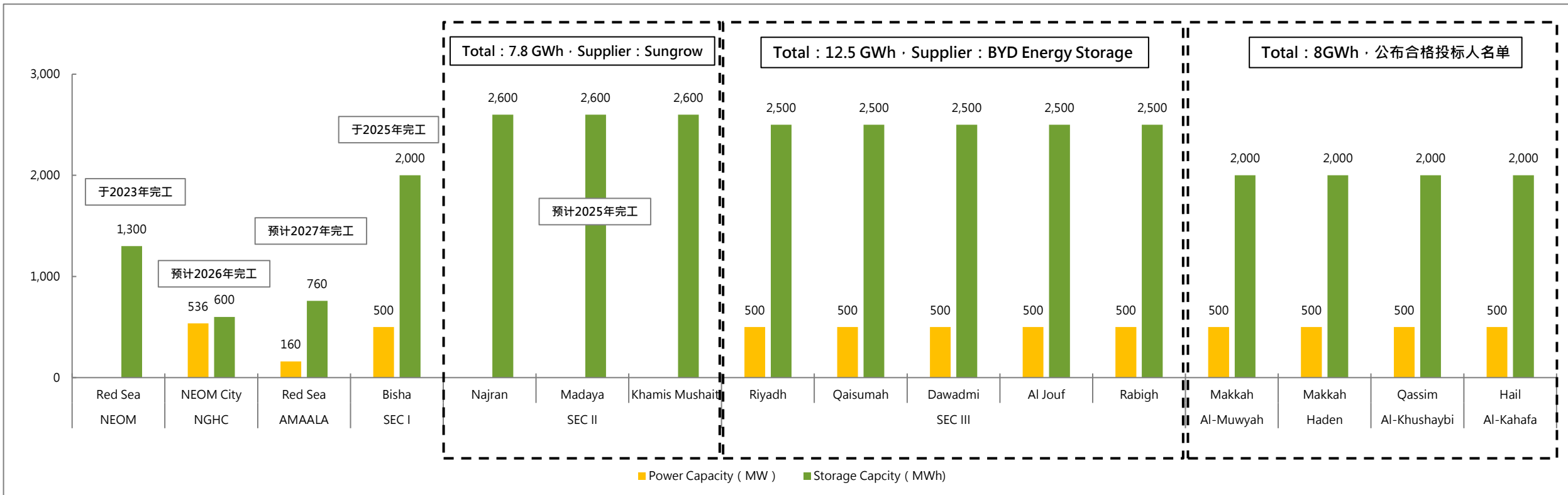
图：2021-2030年沙特阿拉伯储能装机需求预测，Unit：MWh



# 5-2 沙特 2GWh Bisha 电池储能项目并网，比亚迪储能签署12.5GWh储能大单

- 沙特储能项目投资主要由本土财团和基金会引领，代国家出面进行投资；其中，ACWA Power（电力水务开发公司，由沙特国家主权财富基金控制）、Aljihaz Holding（多元投资公司，100%沙特持股）这两家公司是为沙特储能项目提供资金支持的主要企业。截至2025年Q1，现已完成招标的储能项目容量达 24.96 GWh，项目所在地主要集中在红海地区（NEOM新城附近）、各大中心区域（用电中心）以及新能源资源丰富区。此外，2024年12月30日，沙特电力采购公司（SPPC）公布第一批电池储能系统项目合格投标人名单，共计33家企业成功入围，其中，21家入围技术和管理类，12家入围管理类，该项目于2024年11月启动招标，采用建设-拥有-运营（BOO）模式，总规划容量达2000MW/8000MWh，涉及四个子项目。
- 沙特 2GWh Bisha 电池储能项目并网，比亚迪储能签署12.5GWh储能大单：2025年2月14日，2GWh Bisha 电池储能项目并网运行，沙特跻身全球十大储能市场，该项目是中东非最大的储能项目之一，由比亚迪储能提供电池储能系统，另外，2025年2月，比亚迪储能与沙特电力公司（SEC）签署12.5GWh储能大单，将为五个项目提供电池储能系统。沙特国家可再生能源计划目标为到2030年实现48GWh的储能容量，截至目前，已有26GWh的储能项目完成招标，并处于不同的开发阶段。根据迄今为止宣布的储能容量，沙特的目标是到 2025 年运营 8 GWh 的储能项目，到 2026 年运营 22 GWh，使其成为仅次于中国和美国的第三大储能项目市场。后续，在绿氢及电网消纳需求不断增加的背景下，沙特储能项目管道厚度将持续叠高。

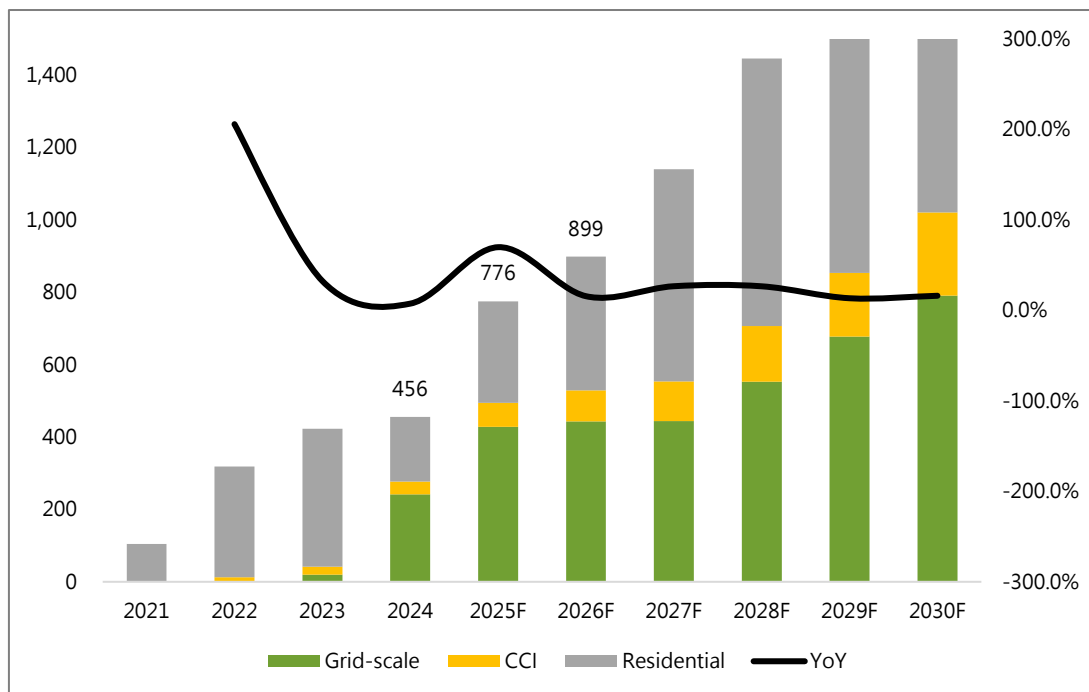
图：沙特储能相关招投标情况汇总，Unit：MW，MWh



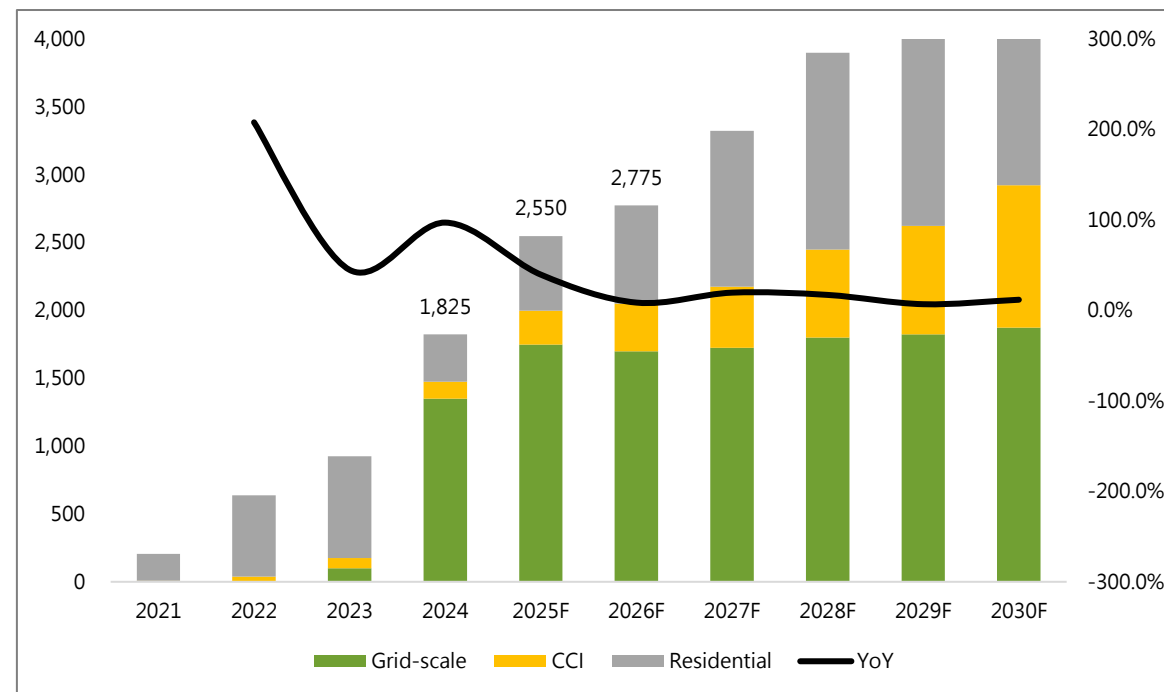
## 5-2 限电危机叠加电价上涨，南非户储、工商业储能装机需求有望增长

- 2025年南非储能新增装机有望达776MW/ 2550MWh · 同比 + 70%/ +40%；以大储和户储为主；
- 户储：2024年上半年在总统选举期间，南非政府采用柴油发电的方式保障供电，停电情况有所缓和，一定程度减缓了居民对户储的需求。然南非缺电问题持续发酵，轮流停电现象卷土重来，2025年1月31日，Eskom 宣布1月31日至2月2日期间实施三级限电措施，2025年2月23日，Eskom 宣布实施六级限电措施，2025年2月24日凌晨00:30起限电措施降至第四阶段，然持续性的电力危机仍待解决。此外，2025年2月22日，NERSA批准 Eskom 零售电价计划 ( RTP )，家庭用户整体用电成本呈上升趋势，预计2025年南非户储装机需求将持续增长。
- 工商业储能：2025年1月30日，NERSA批准 Eskom 2026-2028 财年的收入申请 ( MYPD6 )，在 2025/26 财年电价上涨12.74%，2026/27和2027/28财年分别上涨 5.36% 和 6.19%，远低于 Eskom 最初申请涨幅 ( 2025-2027财年分别上涨 36.15%、11.81%、9.10% )。在限电危机、高电价预期下，叠加工商业储能产品的成熟及价格的下降，2025年南非工商业储能将逐渐起量。
- 大储：南非大储需求主要依赖政府或电网公司主导的招投标拉动增长。目前，主要受资金短缺因素影响，Eskom 主导的中标项目建设进度趋缓，仅完成 100 MWh ( 原定：833 MWh )，有望在2025年加快建设进度。其他由能源部主导的 RMIPPP 和 BESIPPP 储能招标下的中标项目有望按预定时间完成交付，以缓解电力紧缺问题。前期招标项目有望陆续转化为装机，带动南非市场2025年大储装机增长。

图：2021-2030年南非储能装机需求预测，Unit：MW



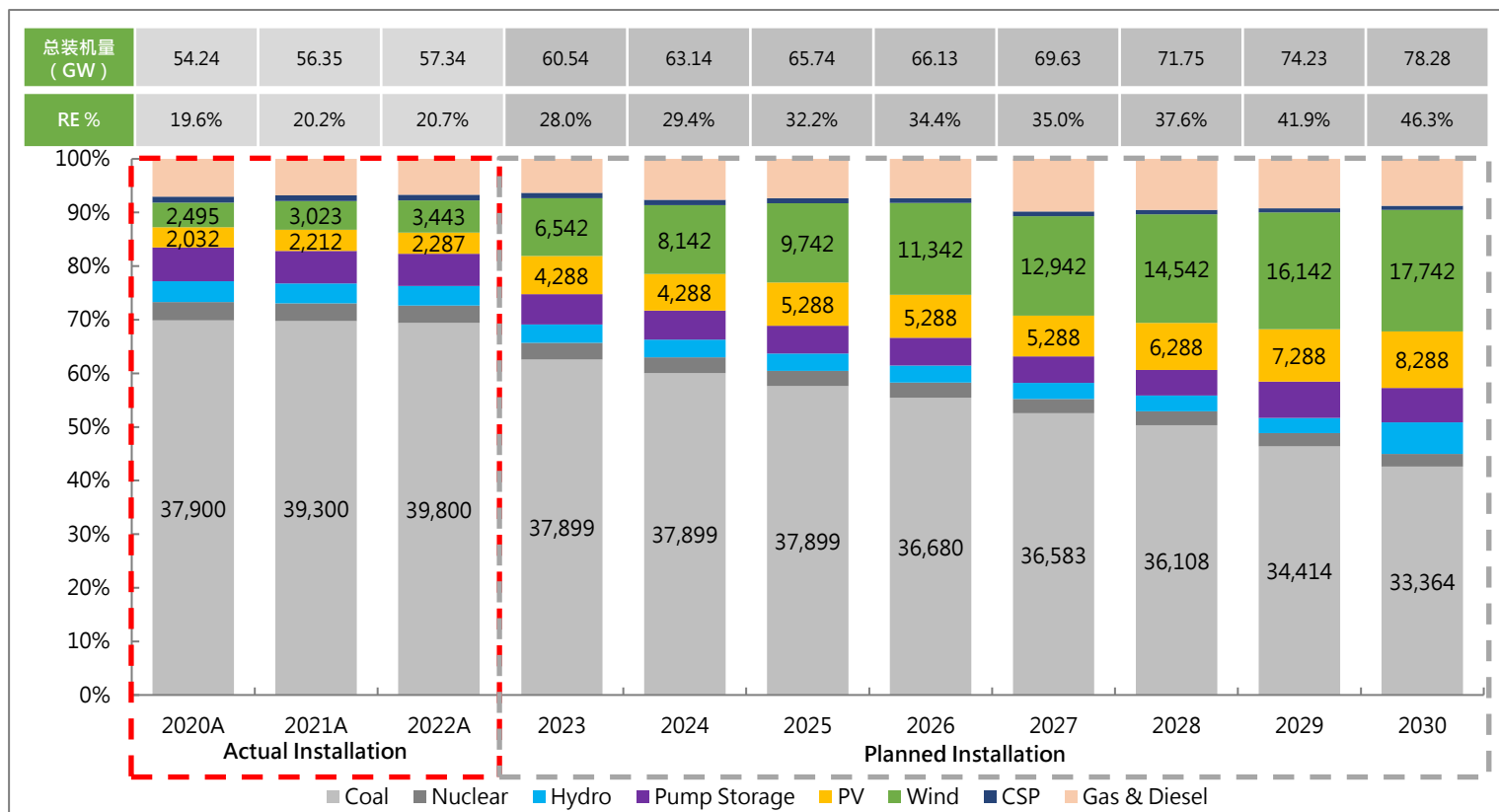
图：2021-2030年南非储能装机需求预测，Unit：MWh



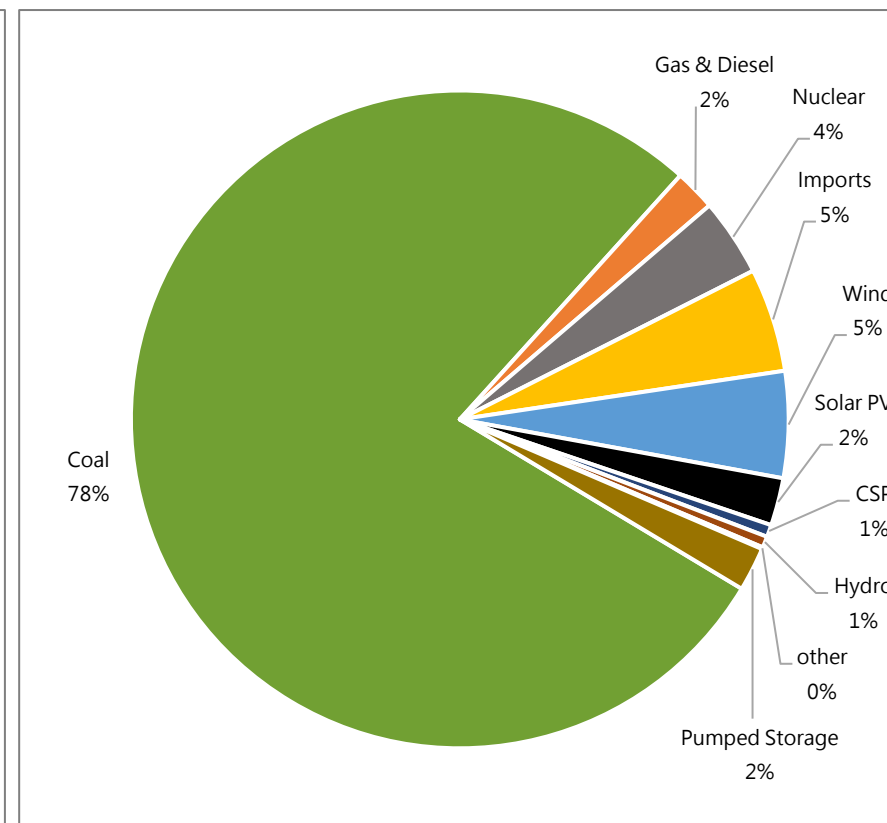
## 5-2 南非 IRP2023 草案发布，计划推迟燃煤发电机组退役

- 当下能源结构已偏离南非政府制定的“IRP-2019”电力规划，大储项目部署进度需提速；根据IRP-2019，2030年南非可再生能源装机占比需达到46.3%，风能/光伏累计装机量需达17.7 GW/ 8.3 GW。回顾2022年各能源实际装机情况，煤炭机组退役情况不容乐观，光伏新增装机基本处于停滞状态，当前南非能源结构已偏离IRP-2019既定的规划路线。当前短期缓解南非能源困局的唯一解为储能系统，需加快大储项目部署进度方才能释放风光电站项目需求，带动能源转型步伐回归正轨。
- 南非矿产资源和能源部于2024年1月8日发布IRP 2023草案，计划推迟燃煤发电机组退役并启动新核电机组招标；在2024-30年间完成新增发电项目建设：风能(+4.5GW)，光伏(+3.7GW)，天然气(+7.2GW)，电池储能(+4.1GW)，上述项目将均通过政府主导的招投标完成。此外，草案中倾向推迟五个关键燃煤发电机组的退役，并计划新增2.5GW的核能发电机组，以保证未来南非用电安全。

图：南非IRP2019规划中的各能源装机占比及装机量变化趋势，Unit：MW，%



图：南非2023年各能源发电占比，Unit：TWh，%



注：南非政府所指的清洁能源为天然气、核能、清洁煤发电技术，并不包含光伏、风能等可再生能源。

## 5-2 南非BESIPPP第2轮公布8家首选投标人，第三轮33个投标方案参与竞逐

- 南非政府在2020年8月启动 2 GW 的风险缓解独立发电商采购计划 (RMIPPP)，中标项目进展缓慢；其中，位于开普敦的三个由Scatec负责的 1.14 GWh 光储项目已在2023年底完成并网，其余项目仍处在计划动工阶段，并网节点在25年后。
- 第一轮 BESIPPP 储能独立电力招标计划已于2023年11月底公布部分中标结果，EDF 成最大赢家；计划招标共计 513 MW/ 2052 MWh 的电池储能项目，配储时长为4小时，应用场景均为电网侧，中标项目部署在北开普省的5个变电站附近，其中，Oasis Aggeneis、Oasis Mookodi、Oasis Nieuwehoop以及Mogobe BESS四个项目已完成财务结算（合计规模360 MW/1440 MWh），预计2026年年底完工。北开普省因其丰富的光伏、风能资源，部署了大量风光发电项目，亦因此造成其输电线路的高度负荷，已无法容纳新的发电容量并入。该项招标计划的顺利落地将一定程度上缓解当地输电拥堵问题。此外，BESIPPP 第二轮（615 MW/2,460 MWh）和第三轮（616 MW/ 2,464 MWh）于分别于23年12月和24年3月陆续启动招标程序，其中，BESIPPP 第二轮于2024年12月底公布8家首选投标人，Mulilo 成最大赢家（5个变电站站点首选中标人）；第三轮已于2024年11月28日公布投标人名单，共有33个投标方案竞逐5个电池储能系统项目，所有投标均位于 Eskom 拥有的变电站，每个投标的容量在 123MW 到 124MW 之间。

图：南非储能相关招投标结果，Unit：MW

Auction Round	Auction Volume	Release Date	Substations	Projects Name	Power Capacity ( MW )	Storage Capacity ( MWh )	Awarded Bidders	Technology	Tariff ( R/MWh )	Contracted Period	Estimated Completion Date
RMIPPP	2,000 MW	2021-Jun	Unknown	Scatec Kenhardt 1	225	1,140	Scatec	PV+BESS	Unknown	20 Years	2023/12
				Scatec Kenhardt 2							2025E
				Scatec Kenhardt 3							2025/05
				Oya Energy Hybrid Facility	94 (BESS)	242	G7 Power	Hybrid + BESS			2026Q2
				Umoyilanga Energy	75	264	EDF	Hybrid + BESS			Unknown
				ACWA Power Project DAO	150	1,200	ACWA	PV+BESS			
				Karpowership SA Coega	450	Unknown	Karpowership	LNG			
				Karpowership SA Richards Bay	450	Unknown					
				Karpowership SA Saldanha	320	Unknown					
				Mulilo Total Coega	198	Unknown	Mulilo	PV+BESS			2025E
Mulilo Total Hydra Storage	75	500									
Eskom	343 MW/ 1,449 MWh	2022-Aug	Unknown	Stage 1	199	833	Hyosung Heavy Industries & PingGao Group	Lithium Ion	Unknown	Unknown	2023/11 ( Partially Completed )
				Stage 2	144	616					2024/12
BESIPPP BW1	513 MW/ 2,052 MWh	2023-Dec	Aggeneis	Oasis Aggeneis	77	308	EDF	Lithium Ion	443.62	15 Years	2026/11
			Mookodi	Oasis Mookodi	77	308	EDF	Lithium Ion	408.29		2026Q4
			Nieuwehoop	Oasis Nieuwehoop	103	412	EDF	Lithium Ion	409.06		2026/11
			Ferrum	Mogobe BESS	103	412	Scatec	Lithium Iron Phosphate	414.83		2026Q4
			Garona	Garona	153	612	Globeleq	Not Announced			Unknown
BESIPPP BW2	615MW/2,460 MWh	2024-Dec	Ararat	Oasis Ararat	77	Unknown	EDF	Not Announced	Unknown	Unknown	
			Bighorn	Rooikoppies BESS	77	Unknown	Mulilo				
			Mercury	Mulilo MercuryBESS	76	Unknown	Mulilo				
			Carmel	Welverdiend BESS	77	Unknown	Mulilo				
			Hermes	HartebeesfonteinBESS	77	Unknown	Mulilo				
			Ngwedi	Gainfar Project	77	Unknown	AMEA				
			Midas	Leeuwpoor BESS	77	Unknown	Mulilo				
			Marang	Boitekong Project	77	Unknown	AMEA				
BESIPPP BW3	616 MW/ 2,464 MWh	2024年11月28日公布投标人名单，共有33个投标方案竞逐5个电池储能系统项目，每个投标的容量在 123MW 到 124MW 之间									

## 5-2 中东非地区在建/规划储能项目梳理

- 据TrendForce集邦咨询不完全统计，目前中东非地区储能储备项目约 14.37GW/77.84GWh (在建/规划项目)，以沙特、阿联酋、南非三个国家为主，合计规模 10.49GW/66.09GWh (占比73%/84.9%)，其中，沙特储备项目 5.2GW/29.66GWh，阿联酋储备项目1.4GW/25.8GWh，南非储备项目 3.9GW/10.63GWh。中东非地区大型储能项目以政府或政府授权机构主导的招投标为主，在各国能源转型战略的驱动下，中东非地区大储有望加速释放。

图：中东非主要地区在建/规划储能项目

Project	Country	Development status	Awarded Company	Power Capacity ( MW )	Storage Capacity ( MWh )
NGHC	Saudi Arabia	预计2026年完工	Sungrow	536	600
AMAALA		预计2027年完工	Sungrow	160	760
Najran		预计 2025 年实现并网	Sungrow		2,600
Madaya		预计 2025 年实现并网	Sungrow		2,600
Khamis Mushait		预计 2025 年实现并网	Sungrow		2,600
Riyadh		2025年2月签约	BYD Energy Storage	500	2,500
Qaisumah		2025年2月签约	BYD Energy Storage	500	2,500
Dawadmi		2025年2月签约	BYD Energy Storage	500	2,500
Al Jouf		2025年2月签约	BYD Energy Storage	500	2,500
Rabigh		2025年2月签约	BYD Energy Storage	500	2,500
Al-Muwyah		公布合格投标人名单		500	2,000
Haden		公布合格投标人名单		500	2,000
Al-Khushaybi		公布合格投标人名单		500	2,000
Al-Kahafa		公布合格投标人名单		500	2,000
EWEC 400MW BESS		UAE	规划中		400
1000 MW BESS	2024 年 11 月 14 日启动招标			1,000	6,000
RTC ( round the clock )	预计2027年投入运营		CATL		19,000
Benban	Egypt	2024年12月开工			600
Abydos		建设中			300
100MW/200MWh BESS		正在开发		100	200
Banban		规划中			500
Zafarana		规划中			1,000

The contents of this report and any attachments are contain confidential and legally protected from disclosure.

## 5-2 中东非地区在建/规划储能项目梳理

Project	Country	Development status	Awarded Company	Power Capacity ( MW )	Storage Capacity ( MWh )
Oya Energy Hybrid Facility	South Africa	预计2025年完工	G7 Power	94	242
Umoyilanga Energy		预计2025年5月完工	EDF	75	264
ACWA Power Project DAO		预计2026年Q2完工	ACWA	150	1,200
Karpowership SA Coega		未知	Karpowership	450	未知
Karpowership SA Richards Bay		未知		450	未知
Karpowership SA Saldanha		未知		320	未知
Mulilo Total Coega		未知	Mulilo	198	未知
Mulilo Total Hydra Storage		预计2025年完工		75	500
Stage 1		2023年部分完工	Hyosung Heavy Industries & PingGao Group	199	833
Stage 2		预计2024年12月完工		144	616
Oasis Aggeneis		预计2026年11月完工	EDF	77	308
Oasis Mookodi		预计2026年Q4完工	EDF	77	308
Oasis Nieuwehoop		预计2026年11月完工	EDF	103	412
Mogobe BESS		预计2026年Q4完工	Scatec	103	412
Garona		未知	Globeleq	153	612
Oasis Ararat		未知	EDF	77	2,460
Rooikoppies BESS		未知	Mulilo	77	
Mulilo MercuryBESS		未知	Mulilo	76	
Welverdiend BESS		未知	Mulilo	77	
HartebeesfonteinBESS		未知	Mulilo	77	
Gainfar Project	未知	AMEA	77		
Leeuwpoor BESS	未知	Mulilo	77		
Boitekong Project	未知	AMEA	77		
BESIPPP BW3		公布投标人名单	616	2,464	
Noor Midelt III	Morocco	公布投标人名单	400	400	
ACWA Power wind & BESS plant		规划中			2,000
NECSOM	Somalia	2025年1月启动招标		20	
Beco		2025年1月启动招标		160	
WinPower	Cape Verde	计划2025年Q2起实施，2026年完成		26	
Mali PV energy storage plant I	Mali	规划中		25	

## 5-2 中东非地区在建/规划储能项目梳理

Project	Country	Development status	Awarded Company	Power Capacity (MW)	Storage Capacity (MWh)
20-Jul	Israel	并网期限2023年9月3日	Doral Group Renewable Energy Resources Ltd.	100	400
20-Jul		并网期限2023年9月3日	Enlight Renewable Energy Ltd	48	192
20-Jul		并网期限2023年9月3日	Alomai Capital Ltd.	20	80
20-Dec		并网期限2024年2月4日	Doral Group Renewable Energy Resources Ltd.	200	800
20-Dec		并网期限2024年2月4日	Energix Tenders A, Limited Partnership	80	320
20-Dec		并网期限2024年2月4日	Solgreen Ltd.	95.6	382.4
20-Dec		并网期限2024年2月4日	Enlight Renewable Energy Ltd.	82	328
20-Dec		并网期限2024年2月4日	Mishkim & Partners	40	160
20-Dec		并网期限2024年2月4日	IDF Renewable Energies Israel Ltd	90	360
20-Dec		并网期限2024年2月4日	Energy Housing and Construction Ltd	21.35	85.4
21-Dec		并网期限2024年12月31日	Shikun & Binui	300	210
Gilboa		规划中		200	800
Gilboa		规划中		200	800
Gilboa		规划中		200	800
Gilboa		规划中		200	800
Northern Israel		预计 2027 年开始运营	Bi-Liht	150	
Northern Israel		预计 2027 年开始运营	Allied	150	
Northern Israel		预计 2027 年开始运营	Ormat	150	
Northern Israel		预计 2027 年开始运营	Noy Agira	70	
Western Negev (Tekuma area)		预计 2027 年开始运营	Enlight	150	
Western Negev (Tekuma area)		预计 2027 年开始运营	Noy Agira	150	
Western Negev (Tekuma area)		预计 2027 年开始运营	Noy Agira	110	
Western Negev (Tekuma area)		预计 2027 年开始运营	EDF	150	
Arava		预计 2027 年开始运营	Enlight	150	
Arava	预计 2027 年开始运营	EDF	150		
Arava	预计 2027 年开始运营	EDF	120		

# 集邦咨询&拓璞产业研究院

研究领域



半导体与  
集成电路



存储器



LED



新型显示



智能手机



智能穿戴设备



光伏



电池与储能



汽车电子



物联网



通讯网络



人工智能



云计算与大数据



政府与企业顾问服务



## 客户服务

联络我们

### 半导体研究处

DRAM, NAND Flash, Foundry  
**何凤玲**  
+86-755-82838931 ext. 2101  
linnahe@trendforce.cn

### 新能源研究处

Solar PV  
**王建**  
+86-755-82838931 ext. 2501  
fayewang@trendforce.cn

### 光电研究处

Micro LED, Mini LED, VCSEL, UV, Video Wall, Lighting  
**王春胜**  
+86-755-82838931 ext. 6800  
perrywang@trendforce.cn

### 显示器研究处

TFT-LCD, OLED, Smartphone, Tablet, NB, Monitor/AIO, TV  
**王春胜**  
+86-755-82838931 ext. 6800  
perrywang@trendforce.cn

### 通讯暨应用科技研究处

Communication & Broadband, Consumer Electronics, Innovative Technological Applications, Automotive, Industry 4.0, Gov. & Ent.  
**王春胜**  
+86-755-82838931 ext. 6800  
perrywang@trendforce.cn  
**董文**  
+86-13901243538  
sandydong@trendforce.cn

### 郭艳华

+86-13901098113  
Jkathyguo@trendforce.cn

# 谢谢观赏

若想更清楚了解TrendForce集邦咨询，请扫描下方二维码

或者手动输入官方网址，即可阅读完整资讯。



简中网站  
[www.trendforce.cn](http://www.trendforce.cn)



繁中网站  
[www.trendforce.com.tw](http://www.trendforce.com.tw)



英文网站  
[www.trendforce.com](http://www.trendforce.com)