

An aerial photograph of a large concrete dam with multiple spillways, situated in a deep valley. The reservoir behind the dam is a deep blue color. The surrounding landscape is covered in dense forests with trees showing autumn colors. The sky is clear and blue. The image is framed by a large, curved orange graphic element on the left and bottom.

填补长时储能的政策空白： 战略储备与市场机制

Hana Chambers, Margaux
Daly, 杨璞, Simon Sharpe
和 Michael Grubb





致谢

这份简报由S-Curve Economics和伦敦大学学院(UCL)共同撰写,供中英电力市场改革咨询小组参考。

谨向以下同行审稿人深表感谢:思克莱德大学(Strathclyde University)的Keith Bell、伦敦大学学院(UCL)的Oliver Broad和Francisca Jalil-Vega、长时储能委员会(LDES Council)的Will Broad和Mahika Krishna、能源经济与金融分析研究所澳大利亚分支机构(IEEFA Australia)的Johanna Bowyer、清华大学的郭鸿业和石梦舒、英国天然气与电力办公室(Ofgem)的Shai Hassid、睿博能源智库(Regulatory Assistance Project)的Alejandro Hernandez、Neil Lessem、Monika Morawiecka和Dominic Scott、牛津能源研究所(Oxford Institute of Energy Studies)的Anders Hove、国际能源署(International Energy Agency)的Camille Paillard,以及章鱼能源(Octopus Energy Group)的Jack Pardoe。

本报告内容仅代表作者本人观点,不代表英国政府、资助方或作者所属机构的立场。

关于S-Curve Economics

S-Curve Economics CIC 是一家非营利研究机构,致力于深化各界对能源转型中的经济学与外交议题的理解。我们的分析聚焦于电力、道路交通和钢铁行业,以及经济学、政策评估和外交等交叉领域议题。了解更多信息,请访问 www.scurveeconomics.org。

关于伦敦大学学院

伦敦大学学院净零市场设计中心(**Centre for Net Zero Market Design, CNZMD**) 隶属巴特莱特可持续资源学院,致力于提供独立、循证的研究与分析,为英国能源系统快速脱碳提供政策支持。其研究聚焦于英国电力行业转型所需的市场监管改革,重点关注如何在保持投资吸引力的同时改善储能与系统灵活性,从而有效降低终端电费支出。基于前期利益相关方的工作成果及与英国政府《电力市场安排评估》(Review of Electricity Market Arrangements, REMA) 的合作和后续项目,该中心将独立政策研究、国际比较分析、利益相关方能力建设与新一代电力市场专业建设有机结合,为构建一个为企业和消费者高效运作、可供投资的电力市场提供助力。

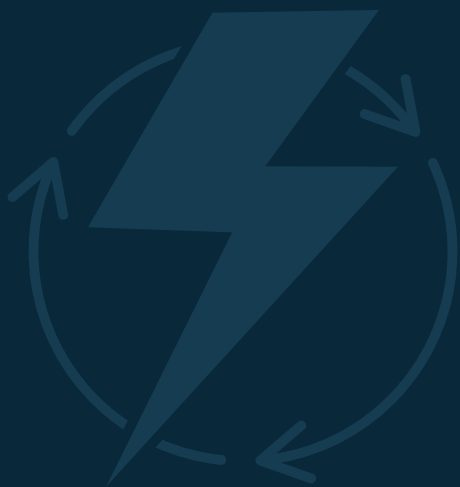
目录

主要结论	4
介绍	6
储能分类目录	7
短时储能	9
长时储能	10
➤ 长时储能的需求增长	10
➤ 储能需求在不同时长类别中如何变化	17
➤ 制定长时储能政策的必要性	18
➤ 政策如何适配不同时长类别的长时储能	21
➤ 跨日长时储能	22
➤ 跨季节长时储能	25
➤ 跨周长时储能	28
结论	29
附录	30

主要结论

1. 像英国这样风电占主导的电力系统,需在短时电池储能之外配置长时储能(long-duration energy storage, LDES),从而保障供电安全,并实现对大规模、低成本可再生能源电力的积极利用。
2. 由于交通、工业和供暖的电气化进程加快,预计到2050年,英国最终能源需求中的电力占比将从当前的18%增至70%。
3. 英国持有战略石油储备,并正试图恢复天然气储备。随着电力逐步取代此前石油及天然气发挥的诸多作用,供电的战略充足同样值得高度重视。长时储能是解决方案的重要组成部分。
4. 根据所服务的市场和相关技术,可以将储能划分为四种不同时长区间:短时(0-10小时)、跨日(10-48小时)、跨周(48-300小时)和季节性(>300小时)。细分储能类别有助于明确何时需要何种储能、使用频率如何,并有针对性的设计政策来支持其部署和运营。
5. 短时储能(Short-duration energy storage, SDES)已在英国迅速部署,这主要得益于多元化的收益渠道:电力批发市场、平衡市场、辅助服务市场及容量市场。短时储能的部署速度与系统需求基本持平。
6. 部分具备政策保障机制的国家(如英国的容量市场),因为能为短时储能提供可预测的和/或稳定的收益,其短时储能部署规模比其他国家更大。长时储能由于收益不确定性更高、技术成熟度更低,因此对政策支持的需求更高。尽管需求迫切,但目前出台长时储能专项政策的国家仍屈指可数。
7. 长时储能项目周期较长,从规划、获批、建设到并网,整个过程可能耗时长达5到15年。这意味着,当前阶段的政策路径选择,将直接决定2030年中期电力系统的长时储能规模。
8. 英国的长时储能收益上下限机制(LDES Revenue Cap-and-Floor Mechanism)作为初始政策举措,有助于扩大长时储能部署规模,但这一机制仍需改革,以推进长时储能技术和时长类型的多样化,满足英国未来能源系统的需求。

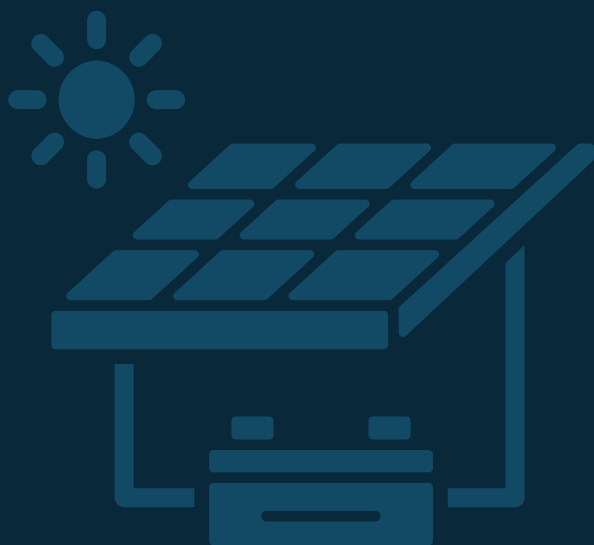


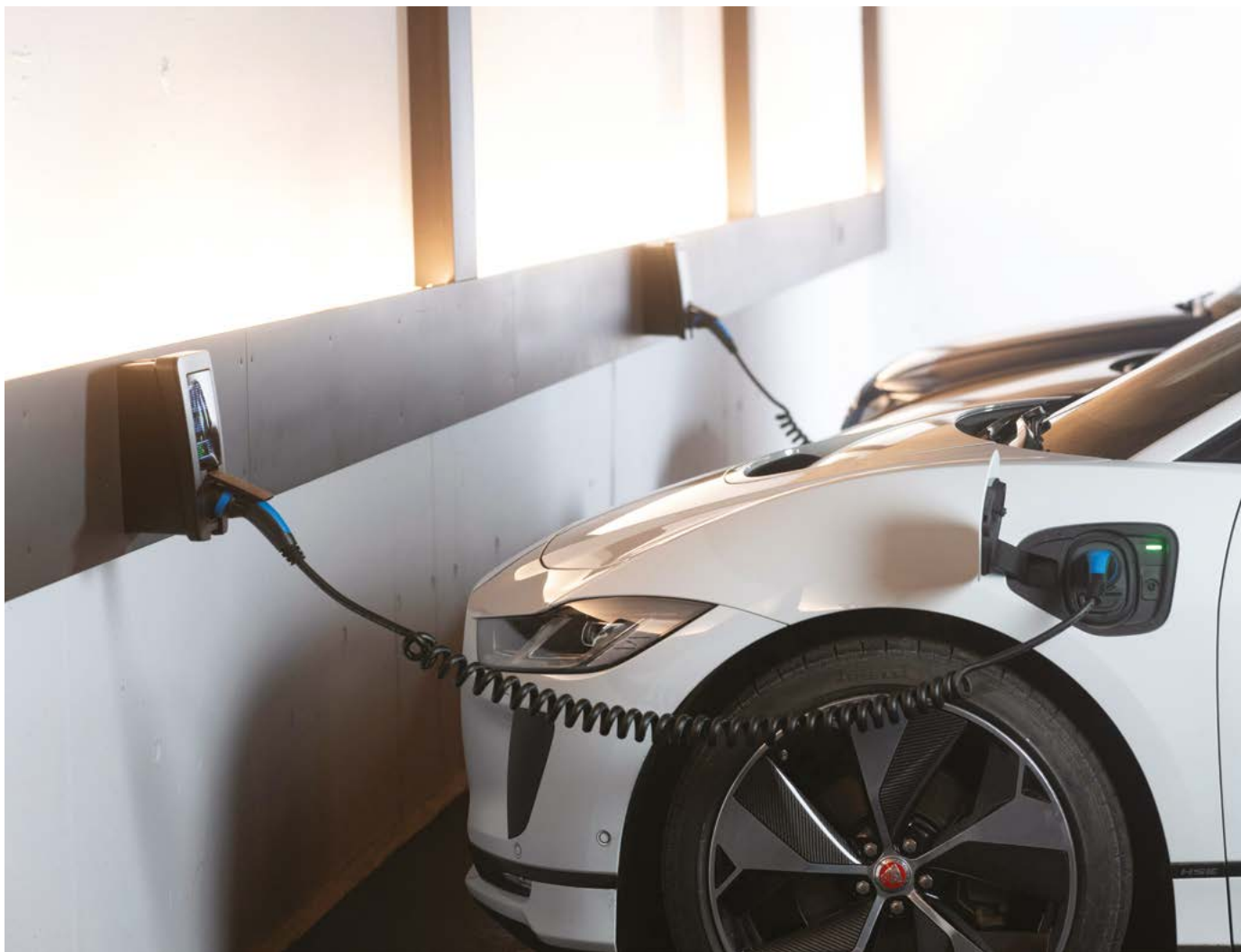


11. 跨周长时储能预计每年仅需调用数次(本文的预测是在2030年、2035年及2040年,每年约调用10次),用于应对发生频率较低、但潜在影响严重的电力紧缺事件。鉴于供电安全保障对于未来经济运行日益重要,为确保跨周长时储能资产在关键时刻可供调用,实行集中调度可能优于自主调度(self-dispatch)。未来,是通过改革储能收益上下限机制以部署足够的跨周长时储能并使其按系统需求运营,还是将这类长时储能纳入战略储备更为有利,尚需进一步评估。

9. 长时储能收益上下限机制最适用于**跨日长时储能**(约10–48小时)。十年内,这种长时储能就可实现每年使用约100次,调节源自风光核发电出力盈余和短缺时期。通过调整长时储能收益上下限机制,包括为各种最小时长储能提供单独拍卖“类目”(pots),降低最低技术成熟度(TRL)要求,放宽最低项目规模限制,都将有效引导资金进入跨日长时储能,以满足电力系统的需求。

10. 需要跨季节长时储能保障供电安全的情形极为罕见,通常只出现在风光出力持续数周偏低而需求高涨的极端特例中。无论是为激励充分部署跨季节长时储能,还是确保这种储能关键时刻可供调用,长时储能收益上下限这类市场政策未必奏效。在战略储备体系中,跨季节长时储能由国家所有并运营,不仅能提供更高的供电安全保障,成本也与市场机制相当甚至更低。





引言

英国电力系统脱碳与经济电气化同步推进，受天气影响的可再生能源电力（尤其风电）逐渐占据主导地位。这些资源在供电能力上的不确定性，将导致更频繁出现电力供应过剩或短缺的状况。同时，随着交通、供暖及工业的持续电气化，供电安全的重要性与日俱增。预计到2050年，电力在最终能源消费中的占比将从当前的20%左右升至40-70%。¹

可以通过一系列技术保障供电安全，包括：不同长时的储能、低碳可调节技术（如安装碳捕获、利用与存储【CCUS】装置的天然气及氢能发电）、需求侧灵活性、电网互联与未安装CCS装置的热力发电等。虽然热力发电目前仍是英国能源安全的主要保障，但由于英国加紧推进2030年清洁电力目标和2050年净零排放目标，对未安装CCS装置天然气的使用将下降，需要储能和低碳燃料发挥更大的作用。

这份简报对英国发展储能（尤其是长时储能）的必要性进行了探讨，目的是（1）增加对可再生能源潜在“盈余”的积极利用，并且（2）保障供电安全。报告分析了四种时长的储能：短时储能、跨日中长时储能、跨周长时储能和跨季节长时储能，每种储能类型可提供不同的系统服务。鉴于英国在持续部署短时电池储能方面已具备成功经验，本文将重点分析长时储能所面临的挑战及可能的政策路径选择，以对不同长时储能技术的投资和运营提供支持。对于不同长时的长时储能，需要不同的采购机制和运营规则，我们建议，跨季节长时储能可建立国有战略储能储备，跨日及跨周长时储能可采用不同的市场化政策。

1. 取决于不同情景。根据NESO 未来能源情景，“电力参与”（Electric Engagement）路径中，最终能源消耗有60-70%来自电力，“全面转型”（Holistic Transition）路径中这一比例是45-60%，“氢能发展”（Hydrogen Evolution）路径中是40-60%。NESO (2025) FES。英国能源安全与净零排放部（DESNZ）发现，这一占比到2050年约为一半。参见DESNZ (2020)，《2050年模型：电力系统分析》（Modelling 2050: electricity system analysis）请注意，2050年最终能源需求可能远远低于当前预测，原因在于电气化技术（特别是电动车和热泵）将提高效率。

根据时长和系统需求创建一份储能分类目录，既实用又极具价值。

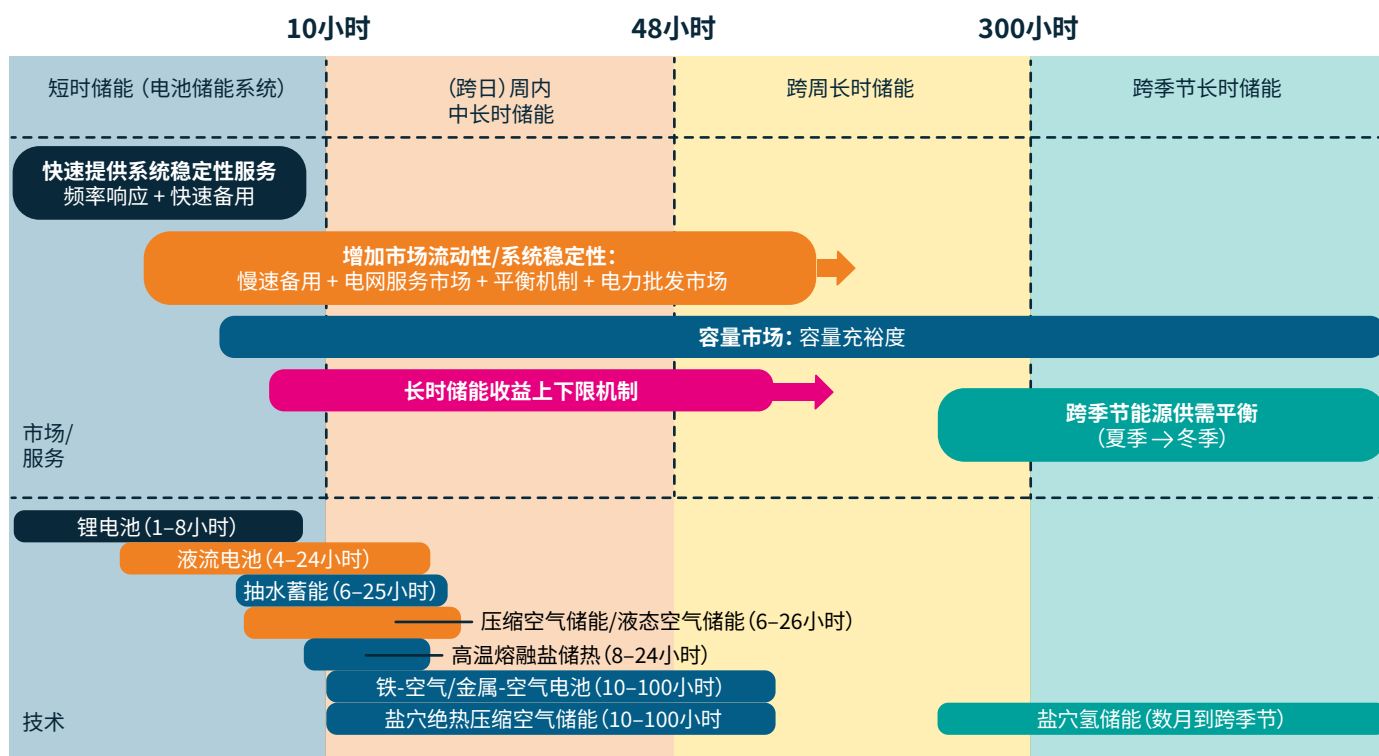
储能分类目录

储能是一个技术中立 (technology-agnostic) 的术语，由具备吸收与释放电能的双向调节型资产组成。关于储能资产的讨论，通常围绕电能容量、功率及放电时长展开。比如英国政策将长时储能定义为持续放电8小时及以上的技术。但这些技术根据所能提供的系统服务有不同的应用场景，包括能量时移、容量充裕度和市场流动性，进而会对装机容量和电网建设产生影响。因此，从系统规划和配套政策的角度来看，根据时长和系统需求创建一份储能分类目录，既实用又极具价值。本简报使用了伦敦大学学院研究人员研发的分类目录 (taxonomy)，该目录根据各类储能技术以及对应的市场及服务，将储能时长划分为四种不同类型 (图1)。²

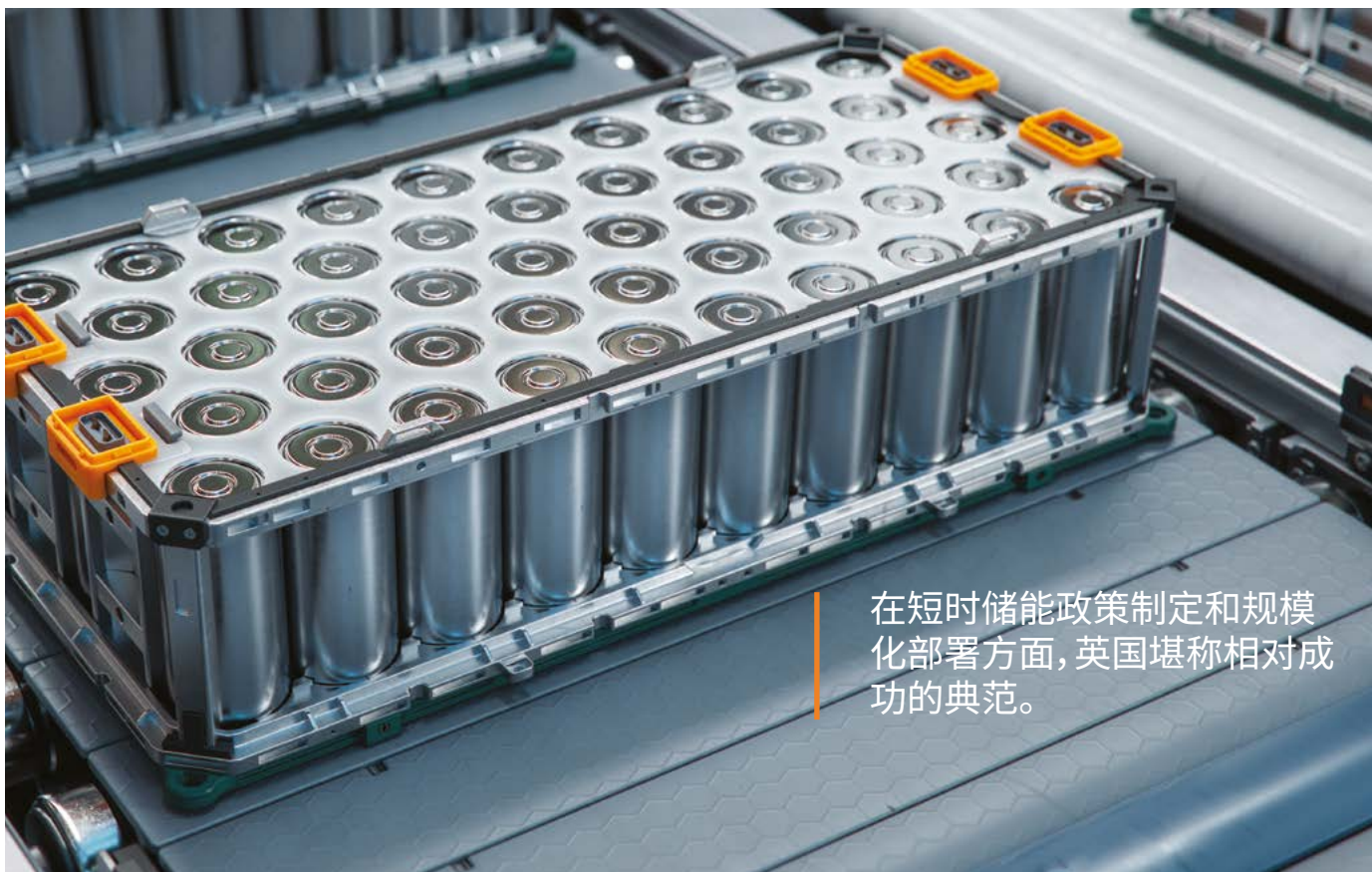
2. Ragazzi等人 (2026)。《适用电力系统发展的储能模型》(Energy storage modelling for evolving power systems)。

1. **短时电池储能系统 (BESS, 约1-10 小时) :** 提供频率响应和其他快速辅助服务, 并通过能源套利保持市场流动性。这类储能以时长1-4小时的锂离子电池为主, 单循环配置可长达8小时左右。英国运行的储能大多属于这一类别, 平均时长1-2小时。
2. **跨日中长时储能 (M-LDES, 10-48小时) :** 可在数小时乃至数天内持续调配电力, 其核心作用是为市场增加流动性, 可降低对少量热电厂的依赖。相关市场包括爬坡、平衡机制, 以及电力批发市场套利。这类储能采用的技术包括液流电池 (4-24 小时)、抽水蓄能 (PSH) (6-25小时)、压缩空气储能 (CAES) 和液态空气储能 (LAES) (6-26小时)、高温熔融盐储热 (8-24小时)、盐穴绝热压缩空气储能 (10-100小时) 等。
3. **跨周长时储能 (Inter-week LDES, 48-300小时) :** 可在数天或两周左右的时间内持续调配电力, 在发生“黑暗无风期” (dunkelflaute, 风光出力低迷时段) 等重大极端天气事件时, 提供充足的容量并保障系统可靠性。原则上, 英国可提供市场信号的政策包括容量市场 (Capacity Market) 和长时储能收益上下限机制 (LDES Revenue Cap-and-Floor), 但两者目前对跨周长时储能均未提供支持。抽水蓄能和压缩空气储能等各类衍生技术, 以及储能时长约为50-100小时的铁-空气电池或金属-空气电池储能, 是与之相关的主要技术类型。
4. **跨季节长时储能 (Seasonal LDES, 300小时以上, 数周到数月不等) :** 提供跨季节电力供需平衡, 应对夏季电力盈余到冬季电力短缺的问题。这一领域市场和政策架构尚不健全: 英国电力市场尚无“商业信号”覆盖跨季节调节, 长时储能收益上下限机制规定项目最小储能时长为8小时, 但也仅能覆盖部分时长区间。盐穴氢储能是这一时长范围的候选技术, 但当前在英国尚未投运。

图1. 根据主要系统服务划分的储能时长分类目录



来源: Ragazzi等人 (2026), 伦敦大学学院。技术名称及英文缩写分别是: 电池储能系统 (battery energy storage systems, BESS)、抽水蓄能 (pumped storage hydro, PSH)、压缩空气储能 (compressed air energy storage, CAES)、液态空气储能 (liquid air energy storage, LAES)、高温储热 (High-T)。此处所列技术并不全面, 而是侧重于技术成熟度较高的选项。



在短时储能政策制定和规模化部署方面，英国堪称相对成功的典范。

短时储能

在短时储能政策制定和规模化部署方面，英国堪称相对成功的典范。多元化的收益渠道（包括容量市场、电力批发市场及辅助服务）是电池储能系统实现经济可行性的关键。³ 容量市场之所以尤其重要，是因为可以提供稳定的收益来源，尽管其平均收益贡献水平不及平衡机制或电力批发市场套利，但后两者的波动性极高。⁴ 由于这种收益叠加潜力，英国成为欧洲最大的电池储能市场，投运规模约为7.3吉瓦（GW）/12吉瓦时（GWh）。⁵

英国“清洁电力2030”（Clean Power 2030）的目标是，到2030年电池储能系统容量增至23–27 GW（约46–108 GWh）。⁶ 由于市场化采购策略，现有电池储能系统项目储备已达到上述目标规模的四倍，并且其中不少是可行性项

目。⁷ 然而，受并网延迟、电网故障波及电池测试通电、供应链瓶颈的影响，预期投运装机规模或将下调，部署规模也可能难以完成2030年既定目标。⁸ 上述问题表明，采购周期在很大程度上受制于更广泛的系统性条件。以系统运行效率为例，引入更强的区位信号（locational signals）以缓解电网阻塞，便是值得考虑的政策改进方向之一。不过，这类改善短时储能采购条件的举措虽有其重要性，却并非本文所要探讨的重点。

3. 伦敦大学学院（2025）。《押注电池：欧洲大型电池储能系统的动态财务评估》（Banking on batteries: a dynamic financial appraisal of utility-scale BESS in Europe）。

4. 2025年8月1日至2026年7月1日期间，英国电池储能系统收入平均约为£57,984/MW/年，其中容量市场平均贡献约为£7,447/MW/年，占比13%左右，这一比例从未跌出8%–22%区间，反映了容量补偿机制可预测、以可用性为基础的特点。冬季期间，英国电池储能系统总收入下滑（2026年2月跌幅高达22%），而容量市场的贡献比例却有所上升。而在同一年，平衡市场和电力批发市场套利的贡献比例在正负值区间摇摆，分别为-21–64%和-15–68%，两者年度平均贡献分别为£13,563/MW/年（占比23%）及£11,624/MW/年（占比20%）。Modo Energy在线指数，截至2026年7月14日数据。

5. Modo Energy在线指数，截至2026年5月1日数据。

6. “清洁电力2030”电池储能目标所对应的电能容量（GWh）区间，是基于新建电池储能时长介于2小时至4小时的假设得出，而根据Modo Energy数据，2025年新建电池储能项目中，95%的时长达到2个小时及以上。详见Modo Energy（2026）。《英国电池储能系统2026年1季度新增》（GB BESS buildout Q1 2026）。

7. 根据容量市场合约，加上新增的17GW 储能项目，到2029年，英国储能容量将从现有基础上增至21–23 GW左右，另有两场拍卖。DESNZ（2025）。《法定供电安全报告》（Statutory security of supply report）。另参见Modo Energy（2026）。

8. Modo Energy（2026）（GB BESS buildout Q1 2026）。

长时储能

本文首先从整体上考察对长时储能日益增长的需求,然后再说明这一需求在不同时长类别中的差异。

长时储能的需求增长

与短时储能相比,英国亟需加快推进长时储能的部署,在保障供电安全的同时,经济高效地利用可再生能源,从而迈向“清洁电力2030”目标,进而实现2050年净零排放目标。目前,英国投运长时储能约为3 GW (约48 GWh),其中2.8 GW是抽水蓄能,平均时长17小时,另有约35 GW灵活容量来自未安装CCS装置的天然气。长久以来,未安CCS装置的天然气一直是英国供电安全的主要保障;由于这些资产逐步接近商业生命周期的终点,英国必须在燃料类型、技术路径与配套政策方面决策,以维持电力系统的安全运行。根据《2030年清洁电力行动计划》,英国长时储能目标装机规模将增至4–6 GW (约40–120 GWh),作为40–50 GW “可调度、长时灵活性容量”的一部分,其余容量由低碳燃料补充,包括安装碳捕集、利用与封存 (carbon capture, utilisation and storage, CCUS) 装置的天然气发电,以及氢能发电 (也可视作一种可补充的储能形式)。⁹

根据长时储能投资时间表要求,投资决策需比投运节点提前5到15年作出。因此,2030年中期长时储能装机规模,很大程度上取决于当前阶段的政策路径选择。

利用不同技术路线建造长时储能系统,电池储能 (液流电池或大型锂离子电池) 需耗时2年左右,抽水蓄能需5–10年或更久,最具规模化潜力的技术往往需耗时3–6年。此外,规划、审批及并网延迟还需额外增加2–5年交付时间。

展望2050年,各方对英国长时储能容量需求的预估差异较大。英国皇家学会 (Royal Society) 预计,在2050年净零排放情景下,需要多达100 TWh长时储能,作为风光发电和核电的补充。¹⁰ 而在英国国家能源系统运营商 (National Energy System Operator, NESO) 发布的《未来能源情景》(Future Energy Scenarios, FES) 中,尽管预测数值低一个数量级,但若想满足2050年需求,¹¹ 长时储能容量需求可能仍需是英国政府2030年目标的四倍。¹² 鉴于未来能源组合、电力需求、天气条件及系统可靠性标准均存在不确定性,相关预测也会存在较大差异。¹³ 尽管如此,所有的分析都呼吁,大规模部署长时储能势在必行,专家对此也已达成共识,认为电网脱碳需要几十太瓦小时的储能。¹⁴

英国正在构建以风电为主导的、波动性可再生能源占比高 (high-VRE) 的电力系统,因此天气不确定性带来的挑战尤为严峻。随着电力系统越发依赖天气条件,供电情况变得更加不稳定。这就创建了电能转移需求:1) 能在当天所需时段释放电能 (短时储能适配这项服务),2) 能在数日或数周的时间跨度里,发电量高时消纳更多盈余电量,受天气影响出力紧张时保障供电安全。这些关键的服务都需要部署时长更长的储能。图2呈现了VRE渗透率与长时储能需求之间的这种相互关联。

9. DESNZ (2025)。《2030年清洁电力行动计划》(Clean Power 2030 Action Plan)。关于术语的一项说明:在本简报中,长时储能 (long-duration energy storage, LDES) 包含长时储电和氢储能,DESNZ将其类为长时灵活性容量。《2030年清洁电力行动计划》将二者列为两类可调度电源。

10. 皇家学会 (2023)。《大规模储电》(Large-scale electricity storage)。推荐采用的长时储能技术为盐穴储氢,因为其单位储能成本最低。者发现,由于氢储能成本较低,先机的压缩空气储能技术效率较高,因此两种技术混合使用可能更具成本效益,建议对此进一步调查研究。

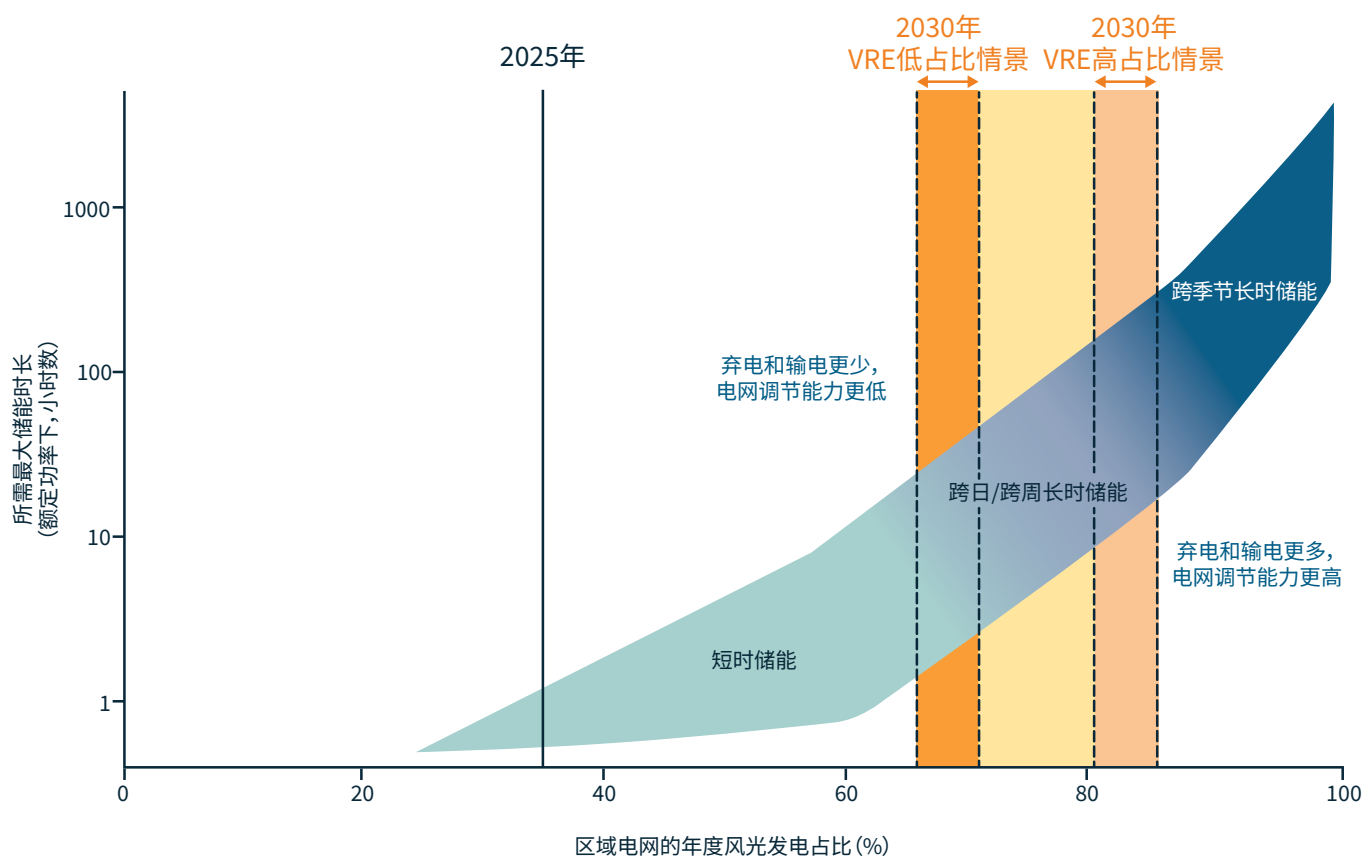
11. NESO FES“全面转型”路径预计,2050年需要3.334 TWh长时储能:其中包括3,310 GWh氢储能、120 GWh抽水蓄能、58 GWh电池储能、22 GWh液态空气储能及4 GWh压缩空气储能。这一规模水平的长时储能表明,尽管存在不同技术组合的变化,实际容量与“清洁电力2030”目标基本持平。NESO (2025) FES,图17。

12. 为与“清洁电力2030”中40–50GW长时储能目标对比分析,针对皇家学会估算的100 TWh (氢储能为主) 储能放电时长,本文作出了相应假设。对于皇家学会的预测,根据作者在本文表8里的氢储能容量数据,可推断,氢储能可维持1GW出力,持续636个小时,时长约为1个月。在此期间,100 TWh长时储能容量预计可以稳定供电150GW。

13. 目前对长时储能需求的分析存在短板,例如并未考虑短时储能、电网互联及其他灵活性资源,这些也可能影响长时储能需求;并非所有压力测试预测均利用长期气象数据 (历史数据和未来天气预测) 捕捉罕见天气事件;针对英国的研究也寥寥无几。需要在不同情境和假设下做进一步分析,以检测长时储能预测的敏感度。

14. 英国上议院科学与技术委员会 (House of Lords Science and Technology Committee, 2024),《长时储能:加快推进,刻不容缓》(Long-duration energy storage: get on with it)。

图2. 特定VRE渗透率下, 满足电力需求所需最大储能时长的半定量概览



为实现风光发电在总电量中占比50–80%，需要短时储能（8小时以下）；VRE渗透率达到70–90%时，需要跨日及跨周长时储能（多达100小时）；VRE渗透率超过90%，则需要至少100小时时长的长时储能。在NESO情景下，英国VRE占比变化趋势如顶层所示。根据英国政府对“2030年清洁电力占比达到95%”的定义，风光发电占比预计将达到65–85%（具体数值取决于不同情景）。¹⁵ 这表明届时将需要更多跨日及跨周长时储能，在VRE发电占比更高的情景下，还需要配置跨季节长时储能。NESO FES 2050年路径给出了类似预测，VRE发电占比将高达80%。¹⁶

来源：Albertus等人（2020）¹⁷，以及作者补充标注的英国VRE发电占比，2030年和2050年范围数据分别基于NESO“清洁电力2030”情景（2025）与NESO FES路径（2025）。

15. DESNZ (2025)。《2030年清洁电力行动计划》。《迈向2030年的路径：定义清洁电力目标》章节，图7。与当前发电量相比，在NESO“更多灵活性和可再生能源”新调度情景下2030年发电量（TWh）。

16. NESO (2025)。《FES 2025 数据工作手册》（FES 2025 Data Workbook）。NESO FES预测的风光发电在总电量中的占比，在“电力参与”路径中为75–80%，在“全面转型”中是70–75%，在“氢能发展”中是65–70%。

17. Albertus et al. (2020). Long-Duration Electricity Storage Applications, Economics, and Technologies. Joule, Volume 4, Issue 1



在没有储能或其他灵活性资源的情况下,预计到2030年,英国电力系统全年约有一半时间将出现低碳电力盈余情况。而通过配置储能,出现盈余的时间比例可降至20%左右。¹⁸

VRE渗透率不断提高(图3)为更大容量、更久时长的储能创造了机会。通过消纳盈余电力,储能资产有助于提高发电资产的经济利用水平。这一点尤为关键,因为几乎所有VRE资产都能通过差价合约机制(Contracts-for-Difference, CfD)及可再生能源义务政策(Renewables Obligation, RO)获得政府补贴。

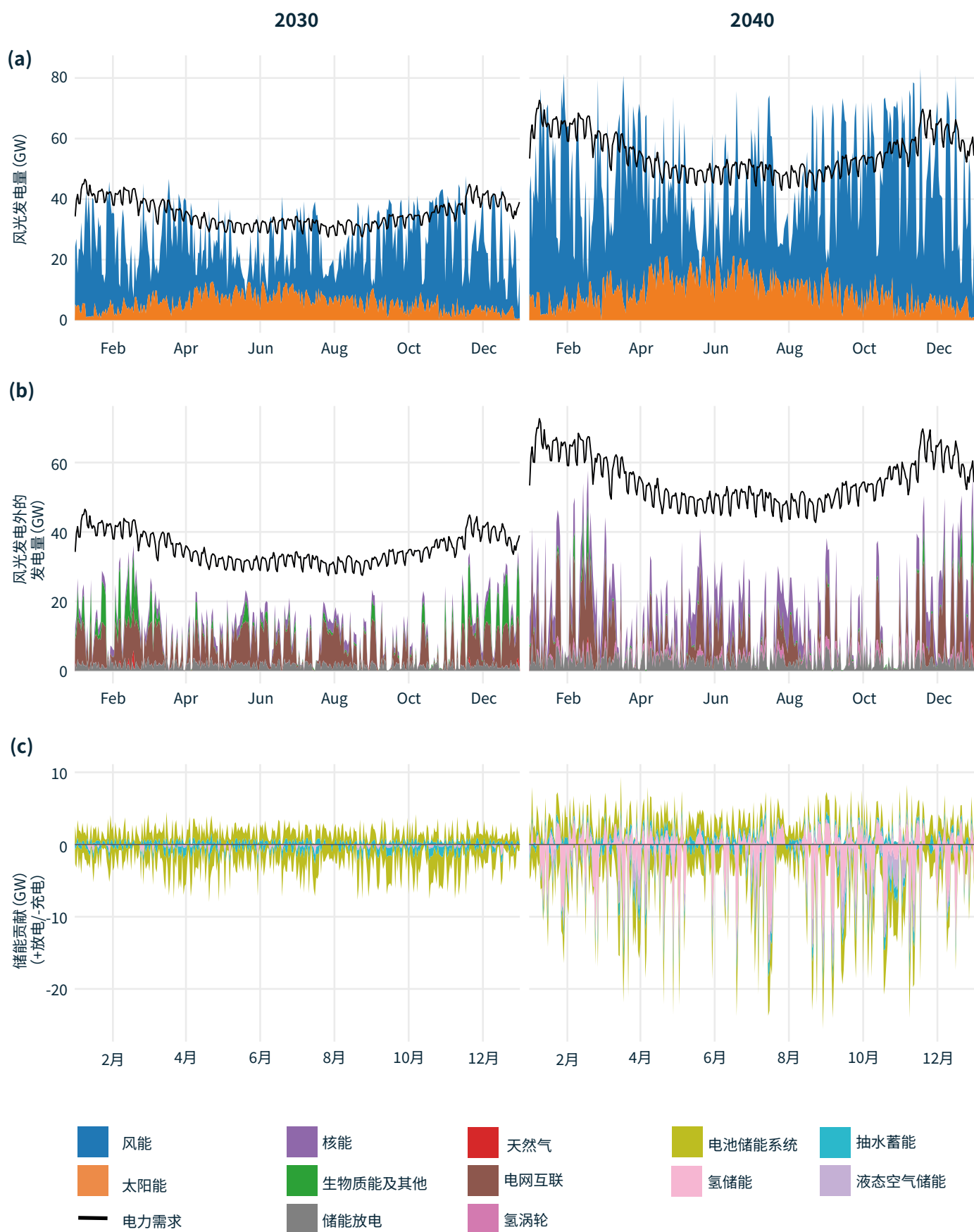
除此之外,通过减少弃电及限电补偿金,以及避免风光发电装机过度建设,储能可有效降低系统成本;根据政府研究数据,到2050年可节省130亿英镑到240亿英镑,¹⁹因此最终惠及消费者,推动电费下行。因此,长时储能投资不仅有望降低电力系统成本,还有助于推动通货膨胀和利率走低。

从系统可靠性角度来看,随着VRE渗透率不断提高,其发电缺口也将持续扩大:一方面,受天气条件影响,“黑暗无风期”导致供电不足时段延长;另一方面,由于各类可再生能源出力存在相关性,用电高峰与供电低谷之间的差距也随之扩大(图3a)。储能有助于填补上述两类供需缺口,尤其是跨周及跨季节长时储能。这点如图3b所示,相比2030年,储能在2040年电力组合中发挥了重要作用。图3c也呈现了2040年氢储能对电力系统的贡献,氢储能被频繁调用,可消纳盈余电力19 TWh、向电网供电6.5 TWh,主要运行于剩余需求曲线中短时电池储能难以覆盖的幅度深、持续时间长的尾部区段。

18. Brown等人(2024)。《电力盈余:大规模部署可再生能源的机遇与挑战》(Generating surplus: the challenges and opportunities of large-scale renewables deployment)。“潜在盈余”(potential surplus)是指,在不引入任何“系统灵活性”的前提下,即不考虑储能、灵活需求响应、英国与邻国电网互联,以及该国内部的输电约束,2030年英国风光核发电合计出力超过预期基础电力需求的小时数。

19. 英国商业、能源与产业战略部(Department for Business, Energy & Industrial Strategy, BEIS)和AFRY管理咨询(2022)。《长时储能的益处》(Benefits of long-duration electricity storage)。

图3. 英国电力系统电力盈余与短缺情况预测 (2030年及2040年)



来源: 作者基于PyPSA-GB的建模结果。研究结果基于全网络小时级优化模型,采用2010年气象数据(风能低迷年份),根据NESO 2025年《未来能源情景》中的“全面转型”路径,以两周为周期滚动计算得出上述结果。图中板块(a)呈现的是风光发电量。板块(b)是其他可调度电源的发电量。板块(c)呈现的是储能的贡献。



研究表明,英国未来发生电力紧缺情况的频率可能变少,但持续时间可能变长。²⁰

图4呈现了英国电力盈余与电力短缺的规模,即在考虑了风光发电与必须运行的可靠电源(如核能、生物质能、转废为能和氢能)后,基于41个气象年份数据,2030年与2040年英国电力系统剩余需求与剩余盈余的时间占比。

图4c和4d所呈现的是基于成本优化模型,在风能出力低迷时期(2010气象年份),英国电力剩余需求和盈余的规模,以及储能可能发挥的“削峰填谷”的作用。年度

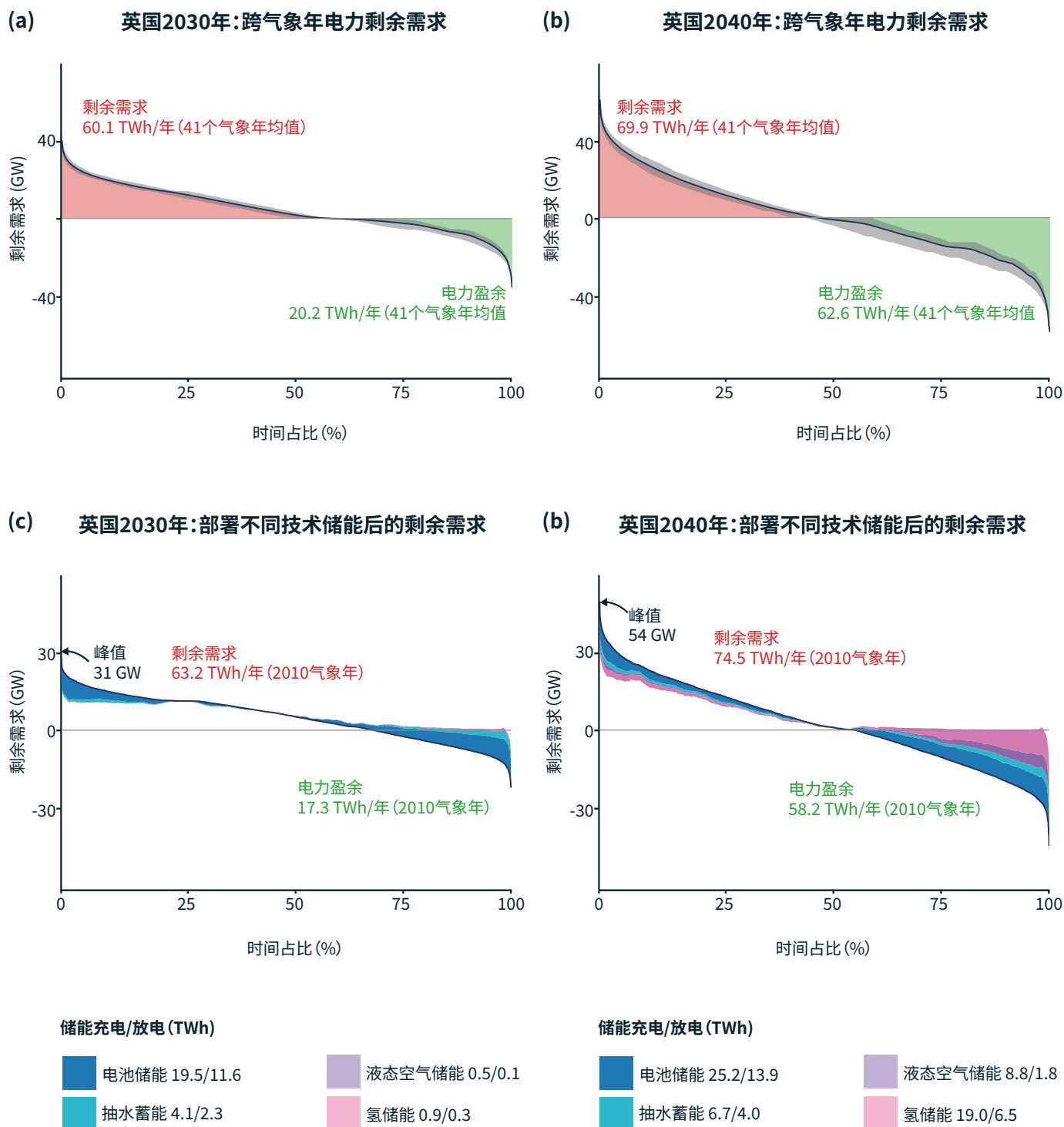
电力剩余需求从2030年的63 TWh/年增至2040年的75 TWh/年,年度电力盈余增速更快,从2030年的17 TWh/年翻了约三倍,增至2040年53 TWh/年。短时电池储能系统能够发挥一定作用:2040年可削减约13% (54 GW到42 GW) 的剩余电力需求,消纳40%的电力盈余。但只有部署长时储能(包括氢储能),才能消纳全部电力盈余,并进一步缩减剩余需求(虽然不能完全消除)。²¹ 这表明,满足电力需求最具成本效益的方式可能是:让长时储能系统与电网互联、²² 需求侧灵活性等资源协同工作,同时,可能仍然需要使用低碳燃料(安装CCS的天然气或安装CCS的生物质能)或继续使用未安装CCS装置的天然气,提供全面的供电保障。

20. Bloomfield (2025)。《气候变化背景下英国能源行业合理最坏情景压力测试》(Reasonable worst-case stress-test scenarios for the UK energy sector in the context of the changing climate)。气候变化委员会 (Committee on Climate Change, CCC); DESNZ (2023)。《探索净零转型中的可靠性标准指标》(Exploring Reliability Standard Metrics in a Net Zero Transition)。

21. 发电、储能和制氢容量均按FES 2025“全面转型”路径外生给定。2040年的高消纳水平主要来自FES规划的氢能,但该氢能容量同样服务于工业及供热需求,这些需求不在纯电力模型范围内。

22. 电网互联在英国电力结构中将继续发挥可调度电源的作用,并对长时储能所需容量构成影响。2025年,通过电网互联,英国电力净进口量为29.7 TWh,约占英国总电量需求的9% (DESNZ, 2026)。未来,由于英国及欧洲邻国的电力系统越发依赖受天气条件影响的可再生能源,这些国家的电力供需关系可能趋于同步,电网互联在进口保供与出口消纳过剩可再生能源方面的作用或均有所减弱。参见DESNZ (2026)《能源趋势:2026年3月》(Energy Trends: March 2026)。

图4. 英国电力系统剩余需求曲线 (2030年及2040年)
——有/无储能情景下电力短缺或盈余的时间占比



来源: 作者基于PyPSA-GB的建模结果模型。剩余需求是电力需求减去风光发电、必须运行的可靠电源 (如核能、生物质能以及其他低碳能源) 后, 横轴从左到右按电力短缺最大时段至盈余最大时段排序, 红色代表剩余需求, 绿色代表电力盈余。

(a) 和 (b): NESO FES 2025“全面转型”路径下, 41个气象年份 (1985–2025), 单节点模型, 气象年平均值 (深蓝色线) 和 P10-P90区间 (灰色带)

(c) 和 (d): 同一路径下, 2010年气象年 (风能出力低迷期), 全电网调度情况, 以两周为周期滚动计算。

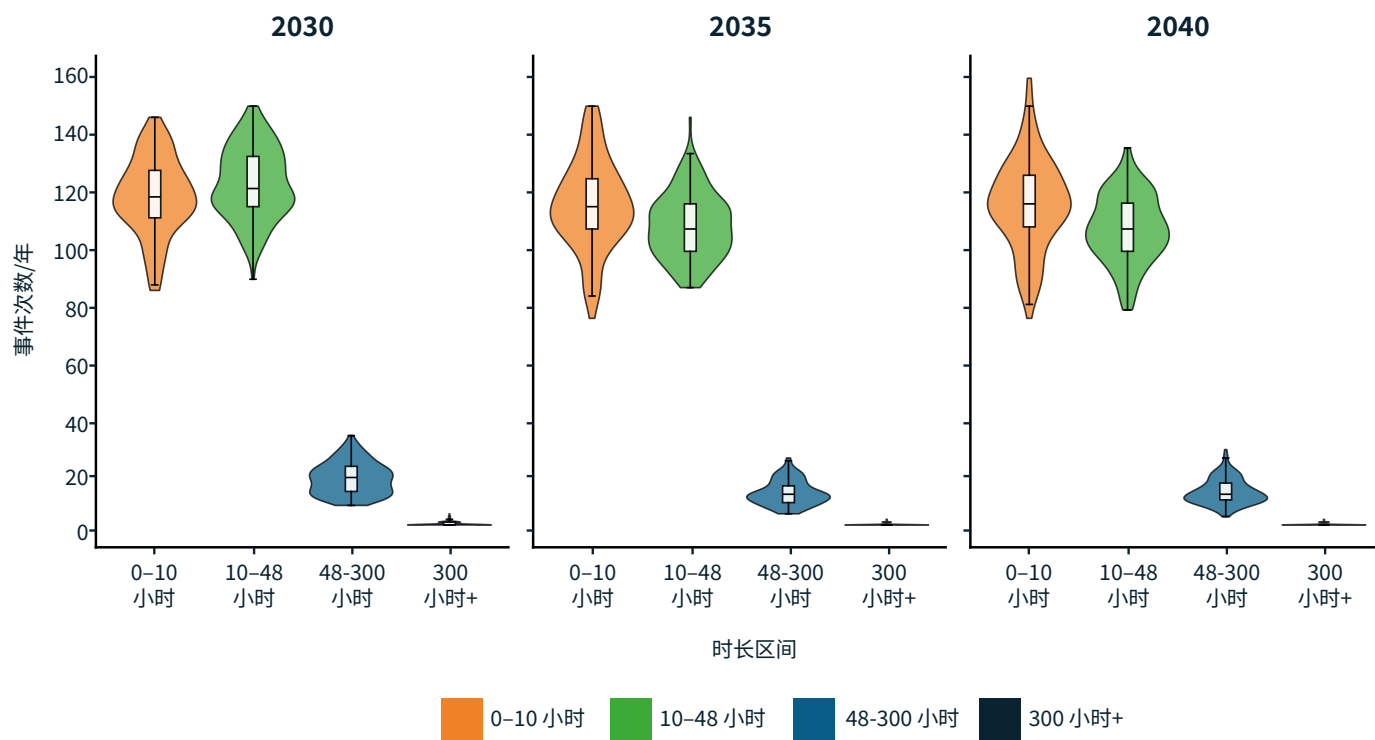


储能需求在不同时长类别中如何变化

可根据VRE出力短缺的预期发生频率及持续时间判断,为满足剩余电力需求,各类时长储能(连同电网互联、需求侧灵活性与低碳燃料)分别需要调用的频率。图5展现了未来VRE发生短缺(电力需求超过VRE发电量与可靠电量之和)长达0-10小时、10-48小时、48-300小时及超过300个小时的频率,模型的计算是基于数十年气象数据及英国未来能源系统四种情景。分析表明,VRE短缺持续0-10小时或

10-48小时的情况,每年大概会发生100次,持续48-300小时的短缺大概每年10次,持续时间超过300小时的短缺大概十年一遇。因此,根据模型预测,电池储能系统、抽水蓄能、压缩空气储能或液态空气储能等短时储能技术,每年会用到100次左右,而跨周及跨季节长时储能技术的调用频率较低。

图5. 英国不同持续时长VRE短缺事件的频次分布(2030年、2035年及2040年)



来源: 作者利用完整的ERA5气象数据(1985-2025),在NESO FES 2025四种路径下,对英国电力需求与低碳发电之间逐小时供需平衡进行建模。x轴代表VRE短缺事件持续时间,y轴基于41年气象数据,结合NESO FES四种路径,呈现每年VRE短缺事件数量的分布。VRE短缺时期的定义是,当电力需求超过VRE可用电量与可靠电量(包括核能、生物质能、转废为能、沼气、大型水电、垃圾填埋气、先进生物燃料、污水气及地热)之和的时间段。



制定长时储能政策的必要性

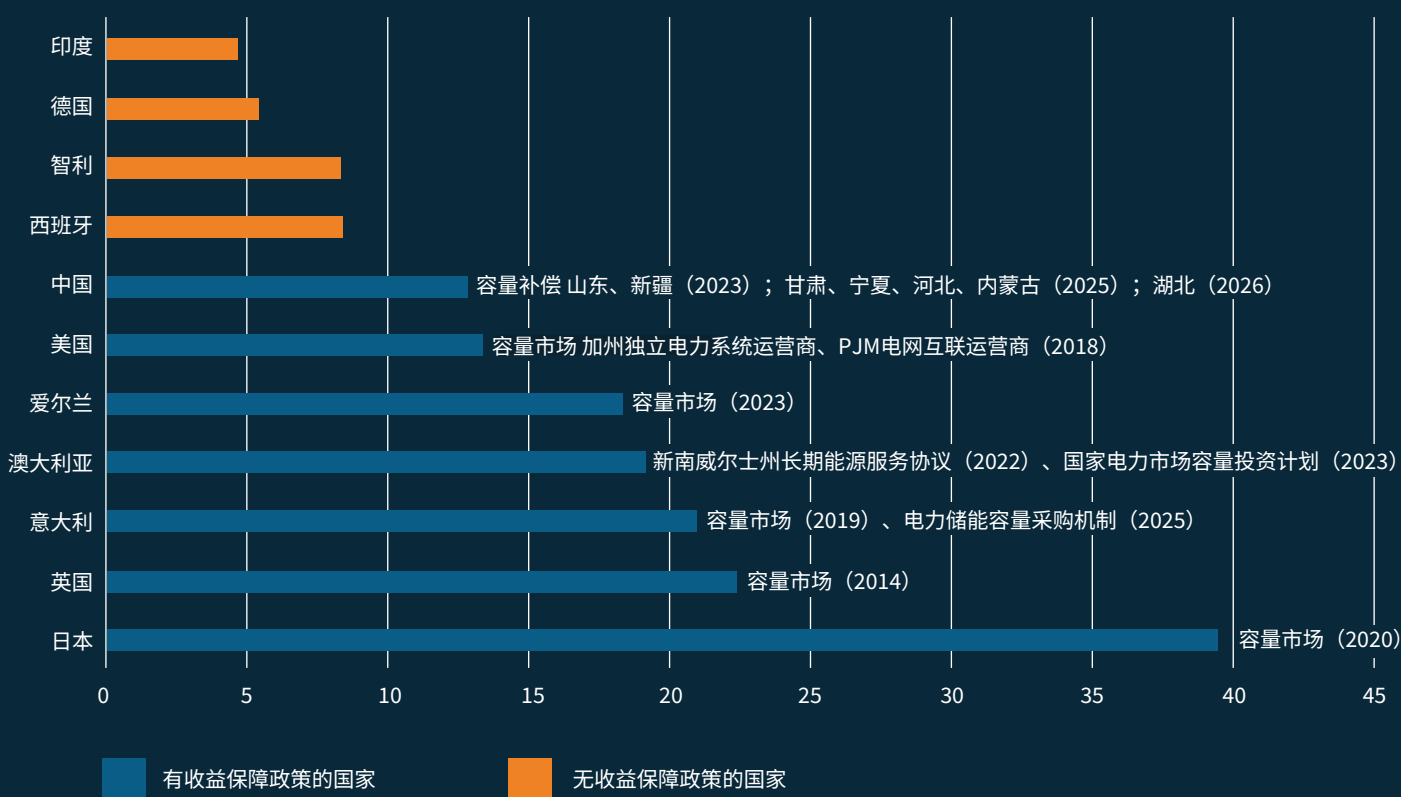
与短时储能相比，长时储能投资面临的挑战更大，主要表现为收益不确定性更高，并且技术成熟度更低。

储能时长越长，这两个方面的问题就越突出。在缺乏政策支持的情况下，长时储能将面临“缺失的资金”问题删掉“丢钱现象”，(missing money)，即市场收益可能难以覆盖成本，进而导致投资不足。若能充分考虑长时储能发挥

的多元化作用，包括提升系统稳定性、减少弃电、降低平衡成本以及对化石燃料调峰电厂的依赖，对系统更具成本效益的投资水平理应更高。²³

对各国储能政策和部署率进行比较发现，除了允许储能参与现货价差套利及辅助服务外，若同时具备有助于稳定收益的保障机制(如容量市场对储能开放，或储能部署专项政策)，将对储能部署规模产生积极影响(图6)。

图6. 各国储能部署比较(有/无收益保障政策)



来源：作者根据全球能源监测组织 (Global Energy Monitor, GEM) 风光发电及抽水蓄能运行装机容量数据 (2026) 以及 Modo Energy 等来源的电池储能数据 (2026-26)，计算得出各国储能容量相对于VRE总装机容量的比例(%, MW)。“储能容量”是指每个市场抽水蓄能和电池储能的总和。所选市场均为可获得可比数据的最大电力市场。数据标注了政策名称、相关地方电力市场(如非全国性政策)，以及政策实施年份。相关英文缩写如下:CC, 容量补偿;CM, 容量市场;CAISO, 加利福尼亚独立系统运营商;PJM, 宾夕法尼亚-新泽西-马里兰电网互联运营商;NSW, 新南威尔士州;LTESA, 长期能源服务协议;CIS, 容量投资计划;MACSE, 电力储能容量采购机制。

23. 部署长时储能所面临的挑战，许多可以从市场失灵的角度理解，包括：除短期市场外，缺乏体现长时灵活性价值、跨季节价差及系统充裕度的长期市场；容量市场不足；系统和碳排放的外部性；关于未来电价、系统灵活性需求、政策变化、长时储能新技术的成本及表现，相关信息不足；了解更新技术的溢出效应；运行大型长时储能项目(如抽水蓄能)的市场失灵，原因在于项目前期成本极高、建设周期长，并且难以分阶段进行。同时，长时储能保障系统灵活性和供电安全方面所发挥的作用，在效率与韧性(应急保障能力)之间权衡后，往往超出了市场有效调节范围。另参见Ofgem (2026)。《评估拟议长时储能组合的影响，“障碍和市场失灵”》(Assessment of impacts of the proposed LDES portfolio, ‘Barriers and market failures’。



收益保障政策对于长时储能的重要性远超短时储能。长时储能资产前期资金成本高于短时储能，跨周及跨季节长时储能可在电力紧缺时可用，也无法通过频繁充放电循环将商业收益最大化。长时储能收益的不确定性较高主要表现在以下几个方面：

- 与储能时长较短的电池相比，长时储能的需求频率较低（如图5所示），因此对长时储能的需求更难预测；这种不确定性会随储能时长增长而加剧。
- 长时储能的收益水平，取决于其与电力系统中发电及灵活性调节技术之间的相互作用关系，而这些技术未来的部署规模尚不确定，加之电力需求的波动及VRE出力受天气条件制约，都进一步增加了收益预期的不确定性。
- 长时储能收益还会受到未来政策走向或市场机制设计变化的影响。

长时储能资产的生命周期往往长达20年或更久，因此上述各种因素不确定性较大。长时储能项目面临收益不确定性较高、建设周期较长的挑战，而且多数技术尚属新兴，还未进入商业应用阶段，在当前条件下，若无政策保障稳定收益，则会让其商业模式吸引力不足。

英国政府为满足其未来所需的长时、低碳、灵活容量需求，近期已出台或正在制定鼓励长时储能投资的相关政策：长时储能收益上下限机制（基于电网互联上下限补贴模型的成功经验）、关于安装CCUS装置天然气的可调度电力协议（Dispatchable Power Agreement, DPA）及正在制定的氢能发电商业模式。²⁴ 凭借长时储能收益上下限机制，英国对长时储能的政策支持走在世界前列。

鉴于长时储能技术选项众多且技术成熟度不足（附录1），短期内还需要创新激励政策。除抽水蓄能和锂离子电池外，多数长时储能技术仅在示范项目中运行，尚缺乏通过“干中学”实现降本增效的经验。在长时储能新兴技术走向大规模市场应用之前，需要通过战略性投资与规模化示范，带动相关技术的早期投入，并评估哪些技术路线最契合英国未来能源系统的发展需求。²⁵

可考虑的创新政策举措包括，针对新兴的长时储能技术，推出限定期限和规模的部署合同，例如五年期试点项目，或五年内加速示范及测试兆瓦级装机的方案。作为配套举措，英国还应积极参与国际合作，与其他探索长时储能技术的国家互通经验、借鉴成功做法，例如通过英国联合牵头的“创新使命”（Mission Innovation）中的清洁电力倡议推进。²⁶

24. Ofgem (2025)《长时储能技术决策文件》(Long Duration Electricity Storage Technical Decision Document)；DESNZ (2022)《碳捕获、利用与存储：可调度电力协议商业模式总结》(Carbon Capture, Usage and Storage: Dispatchable Power Agreement business model summary)；DESNZ (2025)《氢能发电成本及障碍》(Hydrogen to Power Costs and Barriers)。

25. 参见Grubb (2015)。《论能源系统特征和创新》(On the distinguishing features of energy systems and innovation)。

26. 《创新使命：绿色电力未来》(Mission Innovation Green Powered Future Mission)。



政策如何适配不同时长类别的长时储能

不同时长类别的长时储能, 因其投资运营风险、可提供的服务及可参与的市场各不相同, 因此可能需要差异化的支持政策。

从宏观层面看, 投资路径主要有两种选择: 一是基于市场的机制, 如收益上下限机制或容量市场; 二是更大范围的国家参与, 例如通过建立战略储能储备。此外, 还需在英国现有的自主调度模式 (self dispatch) 与集中调度模式之间做出选择。²⁷ 不同路径的选择取决于其在以下方面的表现: 投资能否有效推动部署规模符合系统需求, 储能资产在需要时能否保障供电安全, 以及对系统运行效率的改善能力。

以下我们将讨论最适合每种时长类别的政策选择, 重点关注国家在投资和运营方面的参与程度。

27. 统一调度 (centralised dispatch), 常见于美国电力市场, 是指系统运营商依据报价、出价及电网约束, 优化并调度发电厂、储能设施及部分负荷的实际出力。自主调度 (self-dispatch) 是英国采用的模式, 市场参与者通过双边及交易所交易自行安排发电计划, NESO 则主要在接近实时的平衡机制中实施干预。



跨日长时储能

跨日长时储能（10–48小时）主要用于提供市场流动性及容量充裕度，对于供电安全并非不可或缺，因为针对此类时长的电力短缺，届时将有多种应对方案可供选择，不过，它可发挥其他有益作用，并有望与短时储能一样参与相同的市场。

为满足未来能源系统剩余电力需求，每年大约需要启动100次跨日长时储能，频次与短时电池储能相同，但其单次充放电的电能容量规模更大，这意味着，巨大的经济价值可通过此类长时储能循环传导。因此，市场收益可以成为论证跨日长时储能商业可行性的重要支撑。这表明，在政策支持到位的前提下，私人投资即可带动形成足够规模的容量落地，而无需国家直接投资。

在运营层面，跨日长时储能依据价格信号及电力紧缺预测进行自主调度，这一方式预计足以满足运营需求。基于用电需求及气象数据的预测，在未来一两天内准确度较高，因此极大降低了跨日长时储能在需要时不可用的风险。

英国政府此前曾考虑，通过改革容量市场实现目标长时储能部署，但最终否决了这一政策选项，理由是即便对容量市场进行改革，鉴于长时储能资金成本较高，技术存在不确定性，也不足以吸引投资。²⁸ 容量市场在设计上与技术路径无关，而长时储能若要参与竞争，就必须面对其他技术的挑战——这些技术能以更低的成本提供可用容量，但无法像长时储能那样提供所有其他的系统服务。容量市场或因此始终无法以足够高的价格签订合同，难以推动长时储能的部署。为不同类别的长时储能创建一个单独的“类目”，与容量市场其他技术竞争，或能解决这一问题，但这基本等同于取消了上限的长时储能收益上下限政策。

长时储能收益上下限机制或许是个适配方案，能够解决部署跨日长时储能所面临的障碍。

该机制通过设立专门面向长时储能技术的独立拍卖，避免了长时储能在容量市场里直接竞争可能面临的问题。但我们建议，政策设计应进行调整，以适配更多元化的长时储能技术及时长类型，从而满足英国未来能源系统的需要。

28. DESNZ (2024), 《长时储能意见征询》(Long duration electricity storage consultation)。



长时储能收益上下限机制首轮申请窗口 (Window 1) 招标的目标是, 采购的长时储能项目到2030年或2033年可交付投运, 共有70多个时长8–32小时的储能项目参与竞标。由于对竞标项目设置了最低8小时的时长门槛, 对技术成熟度的要求也较高, 项目还需达到最低容量标准,²⁹ 这些申请要求对项目多元化构成限制: 其中三分之二都是锂离子电池项目, 另包括少数抽水储能及液流电池项目, 以及一个压缩空气储能项目。³⁰ 英国能源监管机构天然气与电力办公室 (Ofgem) 从中筛选出覆盖多种技术及不同地区、时长较长的储能项目, 建议投资者予以关注。入围项目可为电力系统提供总计7.6 GW/136.9 GWh的储能装机。³¹ 如果这些容量均获得支持并成功部署, 则将提供极大的跨日灵活性, 符合英国政府实现2030年长时储能目标的需求。

第二申请窗口期的目标是, 采购2035年和2050年需要的长时储能装机容量, 届时电力系统将需要更长持续时间的储能。第二窗口期后的招标, 可将项目按不同最短时长划分为多个“类目”, 以采购未来所需的各类长时储能容量 (类似于差价合约中的拍卖类目, 用以支持不同技术成熟度的可再生能源)。每一储能类目的目标时长及容量可能基于两项考量, 即英国VRE渗透率和储能时长的关系模型, 和/或本文早先提出的时长分类目录: 跨日长时储能 (10–48小时时长) 和跨周长时储能 (48–300小时), 或这两个类目下的细分类目。但正如下文所建议, 跨周长时储能可能需要额外监管, 跨季节长时储能可能会受益于一种完全不同的方法。

扩展后的长时储能收益上下限机制或需在后续分配窗口中纳入更多新兴技术, 原因在于其中许多技术具备作为跨周或跨季节选项高效运作的潜力, 但目前尚无法借此机制进入市场。为此, 可将技术成熟度 (又称技术就绪水平) 降至7级, 这样液态空气储能或非钒液流电池等试行技术也可加入。项目最低容量要求也可考虑放宽, 允许部分50 MW以下的项目参与一定数量的竞标 (例如最多开放10个合约名额)。这将有助于新兴储能技术获得收益保障, 得以在英国开展运营、实现规模化并构建供应链, 同时不会大幅增加Ofgem行政负担。

全球实施长时储能部署政策的国家屈指可数, 因此对于英国而言, 几乎没有可供参考的市场替代机制。部分国家建立了基于容量的储能补偿机制, 用于采购时长不足8小时的储能。其中, 意大利的电力储能容量采购机制 (MACSE) 颇为有趣, 它将长期收益稳定与系统运营商统一运营管理结合。³² 而澳大利亚即将在2027年推出的电力服务准入机制 (Electricity Services Entry Mechanism), 将为“可靠的”电力服务提供长期合约, 也是值得关注的案例。³³ 应进一步开展政策路径的国际对标研究, 探讨适用于长时储能的各类市场化部署政策的利弊。

29. 上下限机制首轮申请窗口要求, 2030年交付的“第一批”项目最低容量为100 MW, 技术成熟度为9级 (TRL 9; 具备市场化条件, 实现商业化规模应用, 已在英国或国际上投运), 2033年交付的“第二批”项目最低容量为50 MW, 技术成熟度为8级 (已通过商业运行验证、超越示范阶段的项目)。

30. Modo Energy (2025)。

31. Ofgem (2026)《首轮申请窗口意见征询: 长时储能项目初步意向决定》(Consultation Window 1: Minded-to decisions – Long Duration Electricity Storage)。

32. 电力储能容量采购机制 (Mechanism for the Acquisition of Storage Capacity, MACSE) 是意大利通过竞拍实现的独立储能长期容量采购方案, 由输电系统运营商Terna运作。入选项目拥有基于系统的调度义务, 包括强制参与Terna用于保障系统安全的调度服务市场。2025年第一轮拍卖采购了10 GW 电池储能系统, 签订了15年固定年付合约, 中标项目平均储能时长为7小时。参见Modo Energy (2025) MACSE结果。

33. 澳大利亚根据国家电力市场审查报告 (National Electricity Market Review), 正讨论制定电力服务准入机制 (Electricity Services Entry Mechanism, ESEM), 计划从2027年起取代代有机制。新机制将根据系统可靠性需求和排放目标确定的目标, 对关键服务进行长期合约招标, 服务包括: (1) 散装零排放能源; (2) 电力时移调节, 即把电力调配到一天中实际需要的时段 (需求侧灵活性、储能电池); 和 (3) 电力保障服务, 即长时可调度容量。第四类基本系统服务是交叉领域, (如调频和电压调节、惯性、系统强度), 提供其他服务的项目也能提供此类服务。目前, 澳大利亚政府正就这些合约设计对业界进行咨询。对于英国来说, 澳大利亚的电力保障服务合约可能是个有趣的研究比较。参见澳大利亚气候变化、能源、环境和水资源部门 (DCCEEW, 2025)。《全国电力市场批发市场审查评估》(National Electricity Market wholesale market settings review)。



跨季节长时储能

跨季节长时储能(大于300小时) 主要提供跨季节能源平衡服务,这是其他技术无法替代的独特功能,因而对保障供电安全发挥着关键作用。

此类长时储能可能大约每十年才需要使用一次,用于填补可变电、可靠电源发电量与电力需求之间持续时间最长的缺口。由于其主要应用场景是应对影响大但概率低的事件,因此收益不确定性极高。即便有政策支持,例如在长时储能收益上下限机制内开设一个大于300小时的专属类目,即便有政策支持,例如在长时储能收益上下限机制内设立一个专用的“大于300小时”拍卖类目,对私人投资者而言,这可能仍不足以构成有吸引力的投资方案,无法激励其在需要之时建成足够的储能容量。正如海上风电差价合约第五轮拍卖所显示的那样,拍卖可能以流标告终。同样,当投入成本上涨时,项目也会被叫停。³⁴ 鉴于英国未来经济电气化程度较高,跨季节长时储能对供电安全极为关键,投资方面的不确定性可能会转化为重大经济风险。

运行层面的考量同样重要。容量市场通过向相关资源付费,确保其在供电紧张时保持可用,从而成功保障了供电安全。这种方法适用于热电厂,因为可用容量基本与燃料采购环节分离。但对于长时储能而言,关键挑战不仅在于可用容量,还涉及储存能量的可用性。容量补偿机制可以保障长时储能资产建成且技术可用,但无法保证设施始终维持足够电量,应对长时间电力紧缺状况。若将长时储能收益上下限机制涵盖跨季节储能,同样会面临类似的不确定性。

Ofgem正在研究如何通过合理设计长时储能收益上下限项目的许可条件,降低在需要时但长时储能资产处于未被充电的风险。³⁵ 在英国现有电力自调度系统中,通过全面监管(包括抽检、违约罚款),以及长时储能运营商对供电紧张情况的有效预测,可以部分消除这种储能不可用风险。然而,由于长时储能资产所有者追求利润最大化的诉求,与保障供电安全的公共利益之间可能存在不一致,因此相关风险始终难以完全消除。

更简单有效的方法可以由NESO决定跨季节长时储能运营时间并进行直接管理。这样,储能资产就可完全为了供电安全的公共利益运行,减少储能不可用的风险。(提前数日准确预测复杂天气事件的难点在于,风险永远无法完全消除)。在电力统一调度模式中,可安排跨季节长时储能在风光充足及电力需求较低的时期充电(类似于欧洲天然气“夏储冬用”的运作方式:在气价较低的温暖月份储气,以满足冬季的需求),并基于预测的供电紧张时段进行放电。调度顺序可以进行优化安排,优先调度成本较低的长时储能资产,同时使跨季节长时储能与其他灵活性资源协同运作,例如需求侧管理措施、备用可持续燃料(或未安CCS装置的天然气)产能。需要设定明确的调度规则,以避免造成市场扭曲(例如,过早或频繁调用跨季节长时储能,而非仅在紧急情况下启用,从而压低短缺电价)。

鉴于跨季节长时储能或在保障供电安全方面发挥关键作用,而且使用频率可能极低,因此有充分理由将其纳入战略储备。

通过这种方法,国家直接投资确保供电安全所需容量的采购及运营;即便资本成本较高、收益存在不确定,也不会构成投资层面的风险。NESO在电力市场外运营这些储能资产,完全出于保障供电安全、满足系统韧性需求的目的。这些储能将作为国有资产,由英国政府(能源安全与净零排放部【DESNZ】或财政部)或一个国资实体直接运作管理,很可能是大英能源公司(Great British Energy, GBE)或类似欧洲中央石油控股这种非营利组织。

国有战略储能储备机制很可能在成本与市场机制相当甚至更低的情况下,提供更高的供电安全保障。战略储备中的储能采购将采取竞争性方式,与市场化机制的运作原则一致。政府通过税收减免或电费征税,而非私人投资,为战略储能储备的建设运营提供资金。考虑到长时储能资产前期投入较高,而在政府政策支持下,其资金成本可能低于私人融资,这一做法有望大幅节约成本。

34. 例如,英国差价合约机制对未能按时交付的项目设置了罚款,但仍有签约项目已被取消。近期值得关注的案例包括TwinHub项目(2022年第四轮分配获得差价合约,2026年3月终止)、Hornsea 4项目(2024年第六轮分配获得差价合约,2025年终止)。参见Renewables Now (2026),《英国首个获差价合约的漂浮式海上风电项目TwinHub终止》(First-ever UK floating wind CfD for TwinHub project terminated); 以及Ørsted (2025),《Ørsted叫停Hornsea 4海上风电项目》(Ørsted to discontinue the Hornsea 4 offshore wind project in its current form)。

35. Ofgem针对获得长时储能收益上下限支持的资产,将就运营保障措施征求相关意见,以确保项目“像长时储能运营”,一直维持长时储能容量及就绪状态。Ofgem (2026)。《就长时储能特别许可条件拟稿征求意见》(Call for Input on LDES Draft Special Licence Conditions)。



长时储能资产是国有还是私营，两者的运营成本可能差别不大。战略储能储备游离于市场机制之外，仅在紧急情况下偶尔运行。即使私营性质的跨季节长时储能参与市场，很可能也会受到严格的监管限制，以确保其能为紧急情况做好准备，但却抵消了市场原本可释放的运营效率信号。目前尚不清楚，与由国家直接持有长时储能资产、运营成本记入政府资产负债表相比，向私营长时储能资产所有者支付长期固定收益合约以维持其可用性、辅以监管和罚款手段限制其参与市场，这一做法是否能节约成本。

目前尚无国家建立战略储能储备，但国际上已有可类比的相关做法。爱尔兰国有输电系统运营商（EirGrid）在其长时储能采购机制中，将一份实际上是战略储备的方案作为选项之一，在肯定这种做法收益的同时，也指出方案实施需修改监管规定，以允许输电系统运营商直接管理运营此类资产。³⁶ 澳大利亚、中国和德国等国家已部署电网侧储能资产，支持电力系统运作。³⁷ 关键的是，许多国家（包括英国）为确保能源安全，建立了战略石油储备和/或天然气储备。这些储备旨在能源供应中断时应急启用，而非完全依赖市场调节。如图7所示，随着英国电气化程度日益加深，转向可再生能源电力驱动，它对

化石燃料的依赖也逐渐减弱，建立一个与传统储备对等的战略储备以保障电力安全，其必要性和紧迫性愈发凸显。出于这个原因，英国国家基础设施委员会（National Infrastructure Commission, NIC）已提出建议，在2040年建成可发电25 TWh的战略储备，并由政府管控，以支持能源和经济安全。³⁸

英国在建立市场主导型天然气储备供应方面的困境表明，国家所有并运营战略储备在保障供电安全方面具备显著优势。英国战略石油储备水平相当于至少90天的净进口量（或无石油进口情景下23天全国石油消费量），³⁹ 英国并未建立战略天然气储备。2017年森特里克公司（Centrica）决定关闭英国最大储气库Rough时，单纯依靠市场机制的缺点就已彰显无遗。这导致英国严重依赖天然气短期进口，而且在2021–22年能源危机期间，英国与拥有战略天然气储备的欧洲邻国相比，更容易受到气价波动的影响。英国政府已推动Rough重启，但如今容量仅为15亿立方米（约16 TWh）左右，⁴⁰ 仍不及其历史峰值33亿立方米（约35 TWh，为9天左右全国用气需求）的一半。⁴¹ 政府也未说明将如何替代Rough之前储气容量。

36. EirGrid 2025年针对长时储能采购机制咨询提出一个“完全由输电系统运营商管控”（Full TSO Control）的选项，这实际上是一种战略储能储备：长时储能资产没有市场准入的情况下，完全由输电系统运营商按照合约运营，由其决定长时储能资产充放电的时间，目的是最大限度提高长时储能资产的价值，尽量减少重新调度和支持系统操作。其长时储能资产只有一种收益来源。意见征询推荐的政策选项是，为4小时以上的储能制定收益上下限机制。EirGrid (2025)。《长时储能采购机制意见征询》（Long Duration Energy Storage [LDES] Procurement Mechanism Consultation）。

37. 在中国，电网侧储能资产的成本由所有用户均摊。在德国，“电网助推器”（grid booster）电池被视为电网的组成部分，用于缓解电网阻塞。澳大利亚也有类似模式。

38. 英国上议院科学与技术委员会（2024），《长时储能：加快推进，刻不容缓》；《NIC委员尼克·温瑟口头证词》（2023）：<https://committees.parliament.uk/oralevidence/13769/html/>（问询53）。选择25 TWh作为战略储能储备容量，是因为相当于2040年英国能源系统中不可再生能源约两个月的电量。讨论中的战略储能储备技术路径包括，氢储能（短期可能是天然气）、压缩空气或液态空气储能，或液流电池。

39. 英国石油观察（UK Oil Watch, 2026）。《英国柴油储备：23天到底意味着什么》（UK Diesel Reserves: What 23 Days Actually Means）。

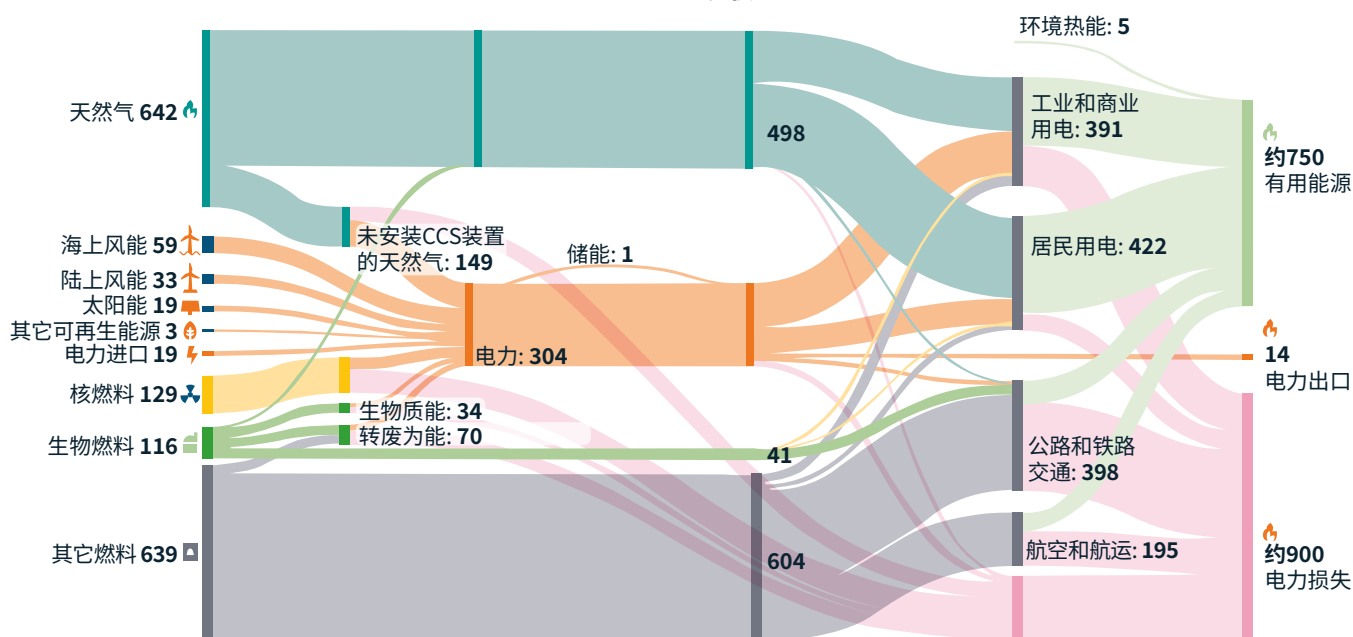
40. Ofgem（2025年1月），《2025年大不列颠储气设施》（GB gas storage facilities in 2025）。

41. iNews（2022）。《英国最大气库难满负荷，指望救急恐落空》（UK's largest gas storage site Rough unlikely to hit capacity by Christmas despite hopes it would ease crisis）。

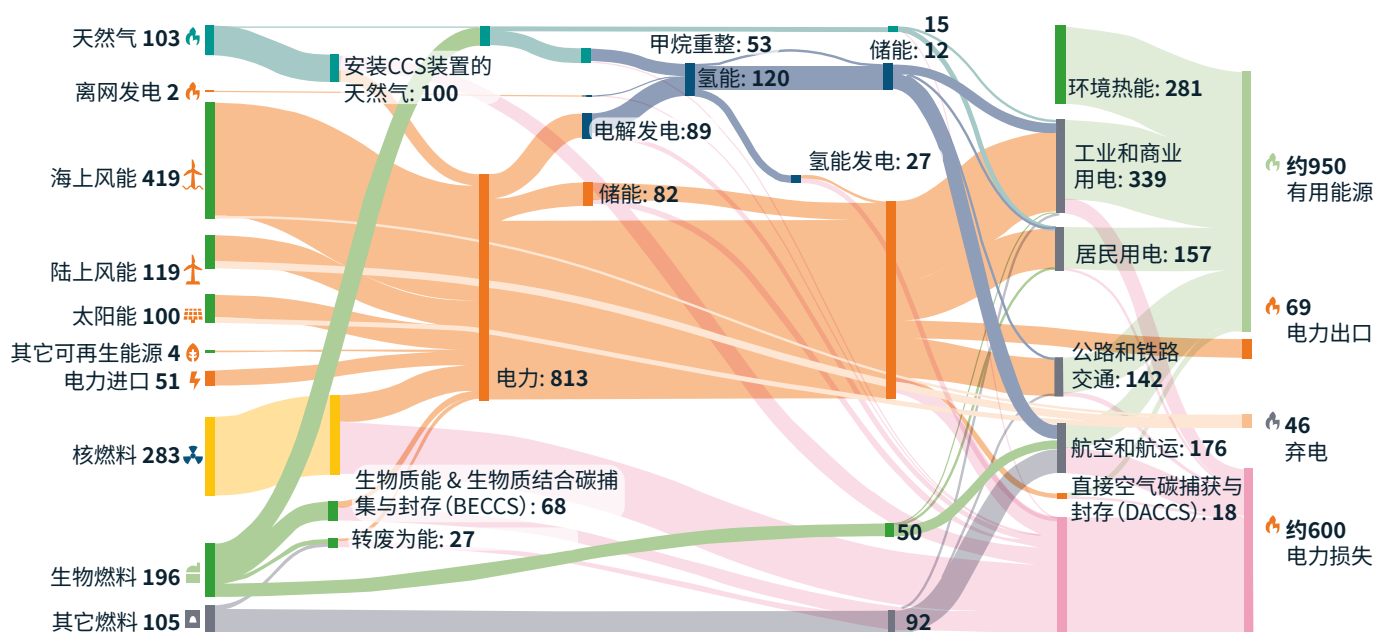
42. 桑基图来自NESO FES（2025）：<https://www.neso.energy/document/364541/download>；石油储备数据来自DESNZ（2026）：<https://www.gov.uk/government/news/uk-joins-iea-members-in-coordinated-oil-stock-release>；天然气储备数据来自英国议会（2025）：<https://questions-statements.parliament.uk/written-questions/detail/2025-05-30/55907>；战略储能储备基于皇家学会（2023）的预测，到2050年长时储能需求将达到100 TWh。

图7. 英国的能源使用情况 (现状及2050年情景)

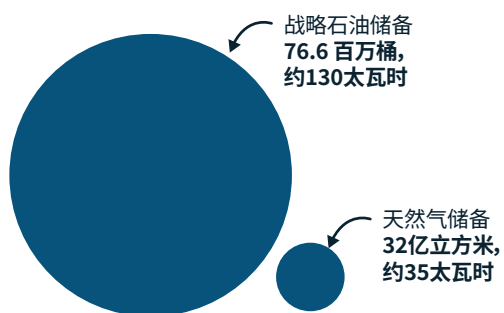
现状



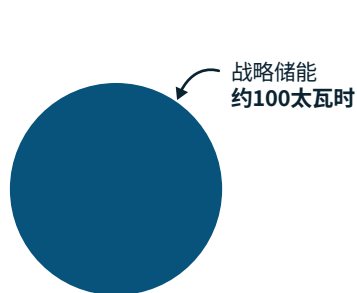
2050年“全面转型”路径



现状



2050年



来源: 英国当前和2050年能源系统桑基图 (Sankey diagrams) 来自 NESO FES (2025), 作者添加了现有石油库存、现有天然气储量、对战略储能储备容量的上限估算。⁴² 石油和其它燃料是指, 石油或柴油 (现有能源系统里第二大子类)、转废为能、其它小型热力发电、地热或海洋等可再生能源。



跨周长时储能

跨周长时储能(48–300小时)提供了一系列服务,包括容量充裕度、系统韧性和市场流动性。

对这一类储能的需求不太频繁,大约每年10次左右,以满足VRE发电不足。(如上所示,对跨周长时储能的需求频率比跨日长时储能低一个数量级,比跨季节长时储能高一个数量级)。因此,相对低的需求频率将对跨周长时储能收益造成较大的不确定性。再加上前期资本成本较高、新兴技术成熟度较低,需要政策支持降低投资风险。但即便有政策扶持,私人投资者能否将跨周长时储能部署到位、达到满足系统所需水平,仍是未知数。

上述特征表明,跨周长时储能面临一个选择:是基于市场机制部署,如拓展的收益上下限机制,还是通过战略储备,实行国家直投、所有和运营。两条路径孰优孰劣,目前尚难定论。建立战略储备机制,有助于降低投资和运营风险,对供电安全至关重要,但将部署跨周长时储能作为战略储能储备的一部分,也会影响其充分发挥提供更多系统服务的潜力。或许更合理的做法是,将跨周长时储能留在市场中,辅以适当的政策扶持与监管。关于如何部署此类储能,仍需进一步研究以确定恰当的政策路径。

基于市场机制部署跨周长时储能,需要调整长时储能收益上下限机制,增加最低48小时时长资产的拍卖“类目”。可采用统一调度的方式,确保这些资产在保障供电时能随时投运;但这样做不可避免的代价是,优先将储能资产用于此目的,将减少其通过更频繁充放电循环所带来的系统效益,也会降低这些长时储能资产可获得的收益。

另一个替代方案是采用受监管的资产基础模型(regulated asset base, RAB)⁴³部署跨周长时储能,资产回报将受到监管约束,其收益水平基本不受市场表现影响。这有助于解决前期资本成本较高问题,吸引长期私人投资;这种方式可能比收益上下限机制更为有效,因为收益的确定性更高。但允许这类储能资产参与市场,与长时储能收益上下限机制相比,会对其他灵活性资产(如需求侧灵活性或短时储能)构成更高竞争风险,因为RAB模型相对不受市场收益影响。

43. 受监管的资产基础模型(RAB模型)在英国能源行业用于资本密集型大型基础设施,这些设施提供关键的公共服务并具有垄断的特征:电力和燃气输配网络、新建战略能源基础设施,包括Sizewell C核电站、近期使用的RAB模型框架,支持CCUS及氢能运输与存储网络,从而吸引长期私人投资。了解更多信息,请参见DESNZ(2023)《能源安全法案概要:二氧化碳运输与存储的监管投资模式》(Energy Security Bill factsheet: Carbon dioxide transport and storage regulatory investment model);DESNZ(2023)《氢能运输与存储基础设施:倾向建议》(Hydrogen transport and storage infrastructure: minded to positions)。

结论

根据储能的服务类型、服务市场以及相关技术,可按不同时长将其分为四种类型:短时储能(0-10小时)、跨日长时储能(10-48小时)、跨周长时储能(48-300小时)及跨季节长时储能(大于300小时)。理解储能的特点有助于确定储能的类型,以及需要储能的时机、需求频率以及其部署与运营所需的政策支持。

按国际标准来衡量,英国在短时储能部署上表现相对良好,尤其是用于日内调节的电池储能系统,不过运营层面仍面临一定挑战。长时储能的情况则有所不同。由于英国电力系统日益由风光发电为主导,经济电气化程度不断提高,发展长时储能的需求越发迫切,因为它能够消纳大量可再生能源电力盈余,并能在数天至数周时间内放电,以保障供电安全。当前支持长时储能的政策未必能吸引到足够的投资,关注更长时长的储能,尤其是跨周长时储能或跨季节长时储能,现有政策或也无法保障这些储能设施按系统所需运行,特别是在发生罕见但影响极大的电力紧缺事件时。

部署长时储能有两种定义宽泛的政策路径:一种是市场机制,本报告关注改革后的收益上下限政策;另一种是由国家所有并运营的战略储能储备。本简报从宏观层面比较得出的结论是,对于跨日长时储能来说,拓展的收益上下限

机制可鼓励充分投资与高效运营;对于跨季节长时储能,将其纳入国家战略储备,很可能更能保障供电安全,成本也与市场机制相当甚至更低;对于跨周长时储能而言,由于目前尚难确定最佳政策路径,将市场化部署政策与统一调度相结合,或许能够在两方面取得平衡:一方面确保相关储能资产可用于保障供电安全,另一方面使其也能为增加容量充裕度及市场流动性作出贡献。这些初步结论应进行检验,通过进一步分析证实。

这一政策制定领域尚需在若干方面开展进一步研究。当前对未来长时储能需求的预测,应基于英国未来能源系统不同情景,对不同时长的长时储能进行经济水平敏感性分析,包括测试以下方面的假设:短时电池储能系统的作用、需求侧灵活性、电网互联以及能与长时储能竞争的发电技术。对长时储能需求的预估也应进行罕见天气事件影响的压力测试,利用数十年历史气象数据集和未来天气预测,以确定VRE主导的电力系统和电气化经济所需的资源充裕度水平,以及满足这种需求可接受的风险水平。另一个值得探究的方向是,判断哪些长时储能技术的学习率可能更高,更适合提供英国未来能源系统所需的服务。进一步梳理各国长时储能政策,或为政策制定提供新的思路。最后,有必要进一步研究长时储能及低碳灵活性资源对系统成本的影响,并与热电厂调峰能力进行对比分析。

附录1. 长时储能技术一览表⁴⁴

技术类型	日内电化学储能	日内压缩气体储能	日内热泵储能	多日储能	储热 (TES)
描述	先进的化学电池, 如钠硫电池 (NaS)、钒液流电池 (VRBs) 和铁盐液流电池。	压缩空气或二氧化碳储能系统, 如压缩空气储能、液态空气储能。	利用热泵将电力转化为热能, 利用热机将热能重新转化为电力	按应用场景而非技术类型界定的宽泛分类。横跨化学储能 (如电燃料、可逆燃料电池、热化学储热)、电化学储能 (如液流电池、金属空气电池)、各类机械储能 (如压缩空气储能、地质储能、液态空气储能)、特定改进型储热及热泵系统。	电能产生的热能以显热或潜热的形式存储在介质中。存储的热能可通过工业使用过程或电力循环来发电。
储能容量 (MWh)	1,000	1,000	1,000	1,000	500
放电容量 (MW)	100	100	100	10	25
放电时长 (小时)	~10	~10	~10	100+	~20
技术成熟度 (TRL)	4-6+	4-6+	4-5	4-5	4-6+
工厂总成本 (美元/kWh)	224-358	118-445	236-338	26-38	20-82
工厂总成本 (美元/kW)	2,442-3,578	1,181-4,449	2,355-3,384	2,641-3,796	400-1,639
功率密度 (MW/英亩)	100-400	16-95	74-218	75-2,041	1,650-1,786
资源生命周期 (年)	25	30-35	30-60	30-40	20-30
往返效率 (RTE) (%)	65-75	57-72	57-62	50-70	95-97
储能容量衰退 (%/年)	0.00-0.10	假设可忽略不计	0.01-0.20	假设可忽略不计	0.10-0.99

成熟技术	锂离子电池(小)	锂离子电池(大)	抽水蓄能
容量(MW)	10	100	838
放电时长(小时)	4	4	10
隔夜资金成本(美元/kWh)	451	385	379

附注:

新型长时储能技术的数据由长时储能委员会(LDES Council)和美国电力研究会(EPRI)通过行业研究收集整理,锂离子电池和抽水蓄能数据分别由EPRI和落基山国家实验室(National Laboratory of the Rockies)提供。上表呈现了2030年拟签约长时储能项目相关数值(LDES委员会和EPRI曾要求提供2025年成本及数值,但各类别所获数据不足)。所列出的数值区间,分别对应资本支出最低与最高的长时储能项目。相关技术按类别进行了分组,以保持调查对象及其商业敏感数据的匿名性。每种长时储能技术仅被归入一个组类。为对比同类别内不同的技术,LDES委员会和EPRI对部分技术的容量和时长进行了统一调整。为便于成本比较,资本支出、运营及维护成本被统一换算至同一地区基准。成本以工厂总成本(total plant cost, TPC)的形式列出,基于资本支出(CAPEX)和资产全系统成本,包括电力和储能子系统,而非平准化储能成本(levelised cost of storage, LCOS)。LCOS将年度成本除以年度交付电量,对于在明确运营模式下频繁充放电的储能系统,是个更适用的指标。该指标不适用于衡量使用频率较低、但用于提供备用电力的长时储能资产,因为它会显著推高成本,低估长时储能对系统可靠性的经济与系统效益。

