

新能源“二哥”风电产业分析

目录

风能简单介绍 & 发电原理

风电 vs 光伏

市场缘何一下子宠上了风电？

趋势 1：风电大型化

趋势 2：海上风电

趋势 3：特高压电网的加持

趋势 4：储能的发展助推风电消纳

**储能的发展

产业链 & 趋势对产业链的影响

风能简单介绍 & 发电原理

风能 (英语为:Wind power) 是指风所产生的能量，即大规模气体流动所产生能量以及其应用，主要应用为风力发电，系利用风带动风力发动机运转；另可用于非电力应用，例如帆船、风车等。在电力应用普及以前，人们就懂得利用风能，例如在西元前人们就已经用帆船横渡大海，另外会利用风车来磨谷或抽水。

估计地球所吸收的太阳能有 1%到 3%转化为风能，总量相当于地球上所有植物通过光合作用吸收太阳能转化为化学能的 50 至 100 倍。上了高空就会发现风的能量，那里有时速超过 160 公里（100 英里）的强风。这些风量最后和地表及大气间摩擦，而以各种热能方式释放。

风力发电厂由多组风力发电机组成，并连接到输电系统中。岸上风力发电是一种低成本的发电方式，在某些地区，发电成本比传统发电还低（例如:燃煤发电、燃气发电及核能发电）。但是岸上风力发电厂会影响风景，并且比起其他发电厂需要更多的土地面积[5][6]。同时也必须建设在野外或是乡村地区，这也可能导致农村工业化（industrialization of the countryside）[7]，或造成栖息地破坏[6]。

离岸风力发电比岸上风力发电更强、更稳定，同时在视觉上的影响更小，但建造和维护的成本则更高。小型的岸上风力发电厂可以作为一种微型发电，为电网提供一些电力，或是为隔离于电网之外的偏远地区提供电力来源[8]。

人类对于风能的利用，其实早于太阳能。公元前 3500 年前，古埃及人就发明了帆船，凭借风力驰骋在尼罗河。文献中的中国帆船则首次出现于汉朝的《南州异物志》。

风力推磨，风力提水等“风能-机械能”转换，也逐渐步入应用。

风电发电原理：是将机械能转化为电能。通过风力吹动叶片，叶片带动转子在磁体内转动，切割磁场时产生电流。

由于风能量丰富、分布广泛、碳排放相较于火力发电低甚多，为许多国家积极推动的永续能源以及可再生能源技术之一。并且对比于燃烧化石燃料，风能对环境的影响较小。现今风能已为全球电力供应的主要来源之一，根据英国石油公司的估计，2018 年，全球风力发电占全球总发电量 4.8%[9]，并为欧盟提供了 14% 的电力。

然而，风是一种间歇性可再生能源，无法根据需求而增减发电[11]。虽然每年的总发电量变化不大，但可在一天或是数天内有很大的变化。因此，风力发电必须与其他的电力来源或储存设施一起使用，才能够提供稳定的电源。随著地区的风力发电增加，可能需要更多像是燃气发电可快速调整输出的电厂来备用或稳定电网，或是需要升级电网[12][13]。但在许多的状况下，可以使用电力管理技术来解决这些问题，像是调度不同的再生能源与不同地理分布的发电机组，向邻近区域的进出口电源、存储能量等方法[14]。此外天气预报可以为风力发电可能的变化做准备，进而减少须要的备用发电容量。[15][16]。

但数千年来，风能技术发展缓慢，没有引起人们足够的重视。但自 1973 年第一次石油危机以来，在常规能源告急和全球生态环境恶化的双重压力下，风能作为新能源的一部分才重新有了长足的发展。风能作为一种无污染和可再生的新能源有著巨大的发展潜力，特别是对沿海岛屿，交通不便的偏远山区，地广人稀的草原牧场，以及远离电网和近期内电网还难以达到的农村、边疆，作为解决生产和生活能源的一种可靠途径，有著十分重要的意义。即使在发达国家，风能作为一种高效清洁的新能源也日益受到重视。

（快速发展阶段）

风力发电技术早在上世纪 80 年代就开始逐步发展，到了 90 年代中期欧盟进入风电规模化阶段，之后美国，以及中国、印度都先后进入了规模发展阶段。

2003 年美国的风力发电成长就超过了所有发电机的平均成长率。自 2004 年起，风力发电更成为在所有新式能源中已是最便宜的了。在 2001 年风力能源的成本已降到 20 世纪 6、70 年代时的五分之一。

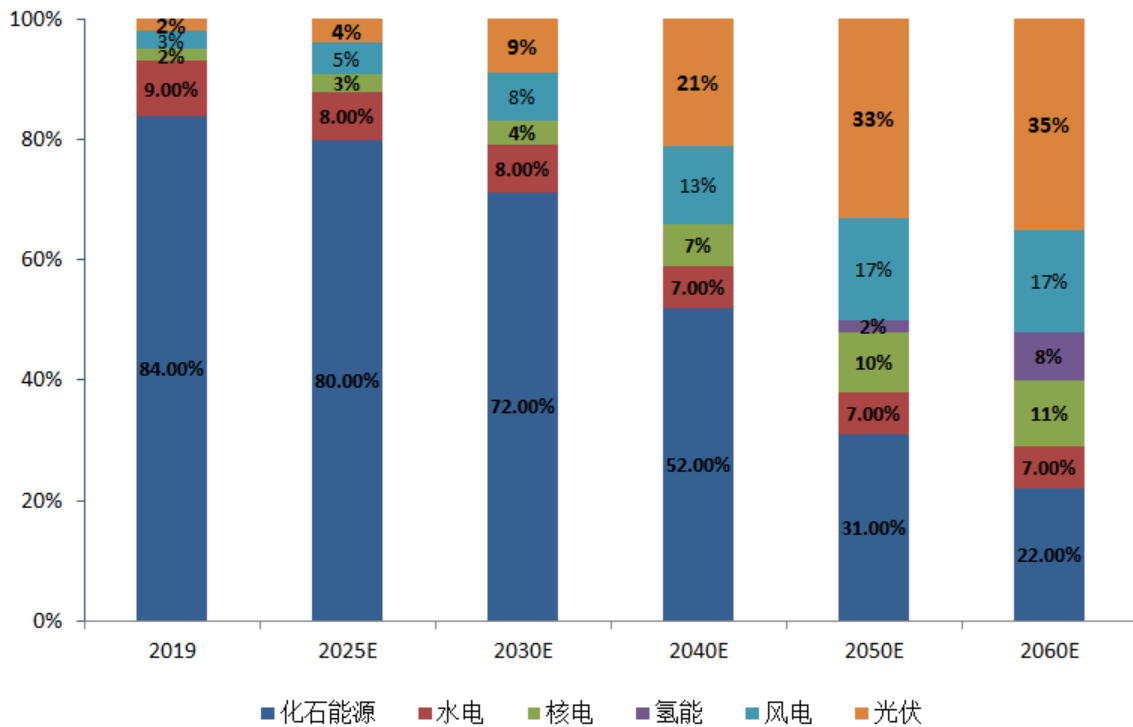
早在 2009 年，全球的风电总装机容量就达到了 1.58 亿 KW，风电成为继水电之后，第一个超过亿千瓦的可再生能源发电技术，这一年，光伏还是不起眼的小跟班。

风力的熟练应用，使得风力发电的应用早于光伏，早期装机量亦力压光伏。

但自十二五开始，全球风电的增长却慢了下来——十二五期间中国年均装机 20GW，十三五期间年均装机 25GW，几乎没有增长。而光伏却后来者居上，在此期间大幅增长 2 倍以上。

风电 vs 光伏

2020 年，我国正式提出“双碳目标”。展望未来三、四十年，可再生能源将逐渐主导整个能源体系，最终形成风、光、水、核、氢多能互补的能源格局。尤其是风电、光伏将占据能源体系的半壁江山，堪称新能源“双雄”。



但在这场能源竞赛中，资本市场只认第一。具体而言，现在风电是仅次于水电的新能源，未来风电仍然稳居前二，仅次于光伏，远高于水电、核电、氢能，但风电的关注度跟光伏比起来就像是后妈生的，这主要是因为光伏的占比从 2%提升到 35%，提升 17 倍，决定了其实增长空间最大的，格局也就打开了。

先来看数据对比，在我国的电力装机结构中，风电占比 13%，仅次于水电，高于光伏的 11%；在 2020 年的新增发电装机中，风电占比 37.55%，名列第一。

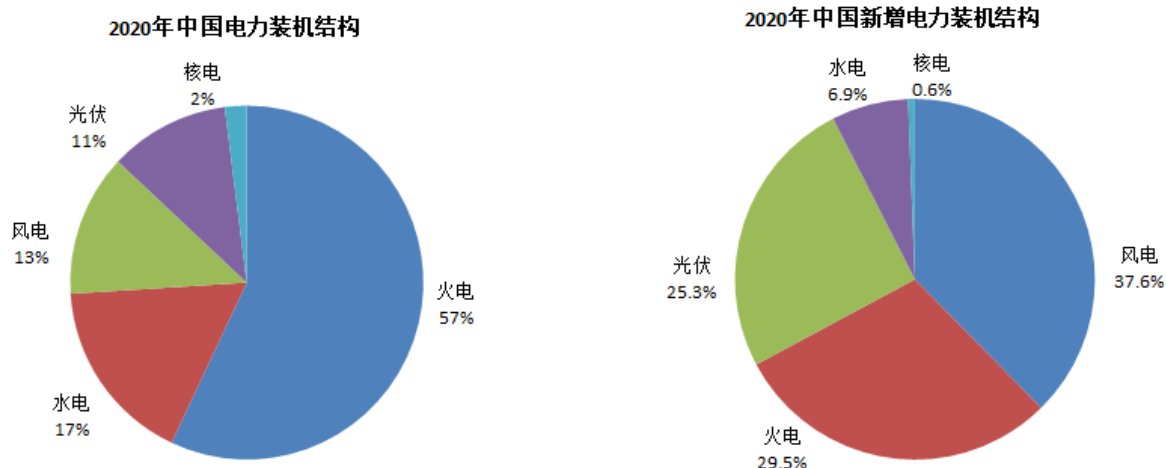


图 2：2019 年我国电力结构，资料来源：中电联

然而资本市场却偏爱光伏板块，风电一直是绿叶般的存在。市场已经把这种偏好演绎到了极致，截止目前，120 家光伏上市公司总市值已经超过 4 万亿，市值超过 1000 亿的光伏企业超过 10 家。而风电至今没有诞生一家 1000 亿市值公司。

为什么风电明明也有格局，却被资本忽略？

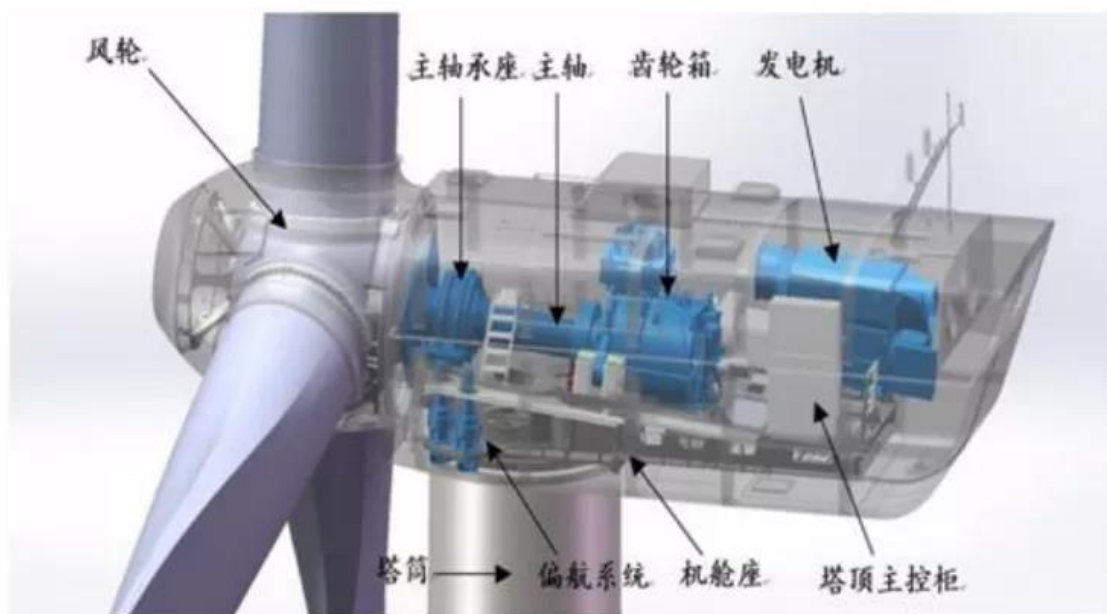
其一，从行业本质来看，光伏和风电虽然最终都实现了发电，但按原理划分，两者却是两个完全不同的行业。

光伏的原理，是光生伏特效应，这是 19 世纪上半叶发现的半导体的第一个特征。其发展迭代，自然也具备明显的半导体属性，半导体的发展迭代之快从摩尔定律就可得知，集成电路芯片上所集成的电路的数目，每隔 18 个月就翻一番。

这一点同样适用于光伏，光伏发展过程中出现了多次的产业革命，例如硅片的变革、金刚线切割技术取代砂浆、从单晶取代多晶、大尺寸硅片取代小尺寸、电池片革命、PERC 取代铝背场电池、再到未来的 TOPCON/HJT 取代 PERC/PERC+等等。

其中，光电转换效率更是以月作为单位，实现迭代。比如今年 6 月某股份宣布 P 型 TOPCon 电池转换效率创造 25.30%的新世界纪录。在短短一个月时间后，隆基电池研发中心的单晶 P 型 TOPCon 电池研发，就实现了高达 25.42%转换效率。

而风力与光伏发电原理的不同，导致了差别的存在。风电发电原理，是将机械能转化为电能。通过风力吹动叶片，叶片带动转子在磁体内转动，切割磁场时产生电流。



资料来源：明阳科技招股书

只要我们对物理有所了解，那么就会立刻想到，由于能量转化方式的不同，无论机械技术再如何迭代，也不可能超越半导体的效率。

这种行业的属性制约导致过去十年的风电的降本幅度远不如光伏，这也是风电被众多投资者诟病最多的地方。

如果说光伏降本的速度是运动员百米冲刺，那么风电的降本速度就像是马拉松比赛，前路漫漫。

根据 IRENA 的统计，过去十年间中国陆上/海上风电的平均度电成本分别由 2010 年的 0.071/0.178 美元降至 2020 年的 0.033/0.084 美元，下降幅度为 54%/53%，明显低于同期国内光伏度电成本的下降幅度 86%。

我们从国内风电机组的报价也可见一斑，2010 年，风电机组报价首次低于 4000 元/KW，结果十年过去了，去年的风电机组报价仍然超过 3000 元/KW。

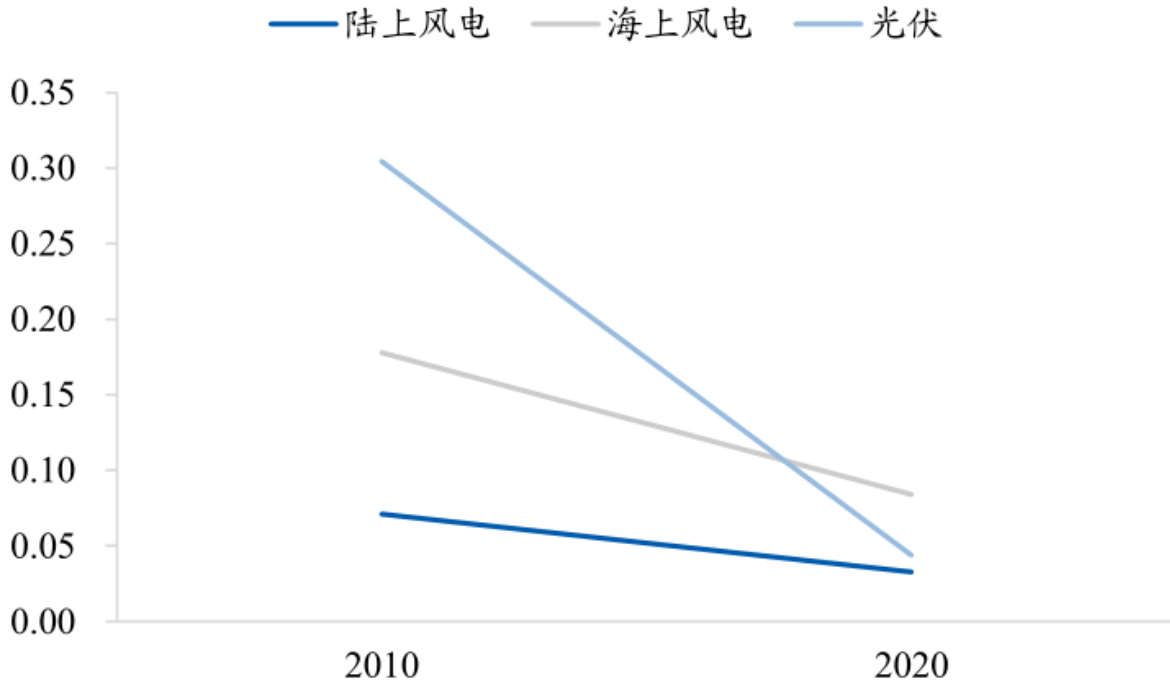
另外，从材料上看，风电主要是是合金钢、碳素钢和不锈钢等金属材料，原材料成本占产品成本的比重较高，不涨都算好了。反观光伏，作为泛半导体行业自然就有足够的成本下降空间，硅的资源丰富廉价，成本主要在生产制造，有可能会跟芯片一样，规模扩大、技术深化之后部分材料成本都可以忽略不计了。

***不过话说回来，这也怪不得风电，毕竟风电的发展远早于光伏，其降本的高速期早已过了，至少现阶段陆上风电的度电成本是低于光伏的，这方面是不容忽视的。

***风能的降本的高速期???

风力发电技术早在上世纪 80 年代就开始逐步发展，到了 90 年代中期欧盟进入风电规模化阶段，之后美国，以及中国、印度都先后进入了规模发展阶段。

早在 2009 年，全球的风电总装机容量就达到了 1.58 亿 KW，风电成为继水电之后，第一个超过亿千瓦的可再生能源发电技术，这一年，光伏还是不起眼的小跟班。



}

其次，从国内技术和规模出发，光伏是优于风电的。虽说我国的风电产业链在世界上也首屈一指，但是跟光伏整体比起来，还是有些差距。

毕竟，现在的光伏企业大多经过海外市场多轮打击，战斗力十足，去年全年，我国光伏产品出口总额高达 197.5 亿美元。而国内风电企业一直较少参与海外市场的竞争，欧洲和美国这两大海外市场主要由维斯塔斯、西门子-歌美飒等巨头主导，风电“出海”任重道远。

2020年欧洲市场风机市场份额情况

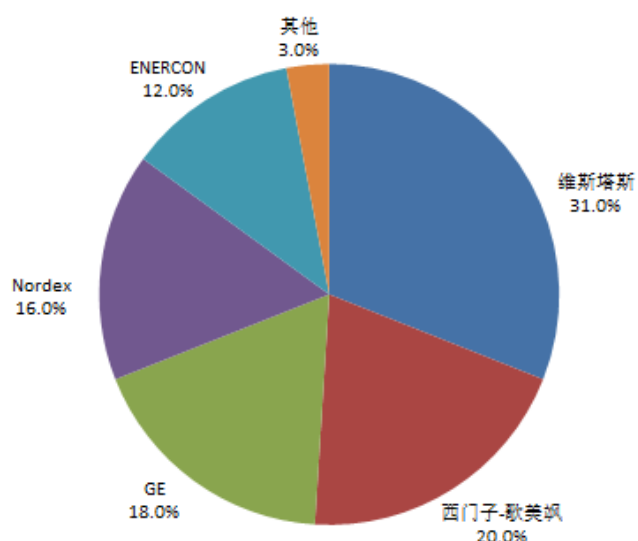


图 3：2020 年欧洲市场风机市场份额情况，资料来源：ENERCON

其三，风电基地同时需要土地审批、线路外送等跨部门协调，天然适合大型电力央企集团化开发，不是一般民营企业可以染指的。

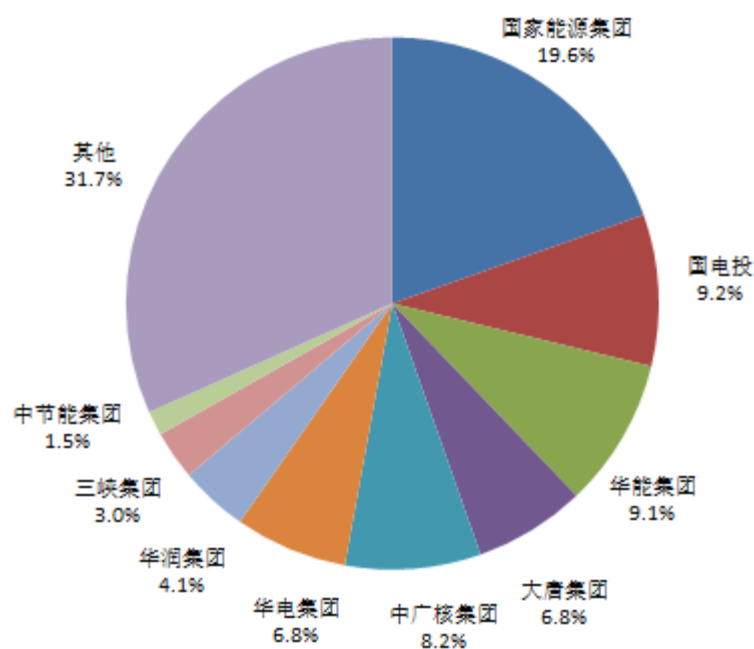


图 5：2019 年我国风电装机前 9 大均为央企，资料来源：各集团公告

最后一点，风电的运输和安装远不如光伏方便。

风电机组属于超大和超重的机械设备，尤其是海上风电还要采用特制的运输安装船进行运输和安装。你看海上风电机组在安装实施前还必须对安装全过程进行三维动画模拟，以确保安装成功。光伏就方便快捷多了，从戈壁沙漠到工厂厂房再到农村屋顶，随用随安。

市场缘何一下子宠上了风电？

不过最近风电市场走到了舞台中央。从今年5月初起，风能的累计回报率一路暴涨，从71%到7月18日的166%（万德数据库）。

尽管风电存在着属性上的天然短板，但却仍然不失为清洁能源的较好方式。也正因为如此，国家在多年时间内，始终坚持给予风电行业补贴，以确保这个行业能够有动力发展。

但国家层面的产业态度，既有保护的一面，也有鼓励竞争，强调淘汰的一面。

2019年5月，国家发改委印发了《关于完善风电上网电价政策的通知》，提出自2021年1月1日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴；先前已核准但未在2021年底前完成并网的项目，国家不再补贴。

补贴退坡的政策，带动了2020年的抢装潮，使得新增风电并网装机量达到历史级的71.67GW。

这种变化不光影响到装机量，也逐步渗透到产业链格局的重塑。

原有产业链中，零部件利润丰厚，存在着供需错配，一方面抢装爆发的需求会让零部件厂商扩大产能，抢装结束产能过剩竞争加剧，自然而然地就降本了；另一方面扩大规模生产也会促使成本下降。

这形成了一个良性循环，在2021年在成本下降带动下风电实现了需求与利润的双增。

而在碳减和电力需求增加的大背景下，降本-放量-降本的产业逻辑循环使得风电在历经抢装潮后仍旧保持着较高的增长率。

2021年中国风电新增装机51GW，即使在2020年抢装后，相较2019年仍有73%的装机增长，这意味着，风电需求持续乐观。

图表：2008-2025年中国风电历史新增装机（GW）



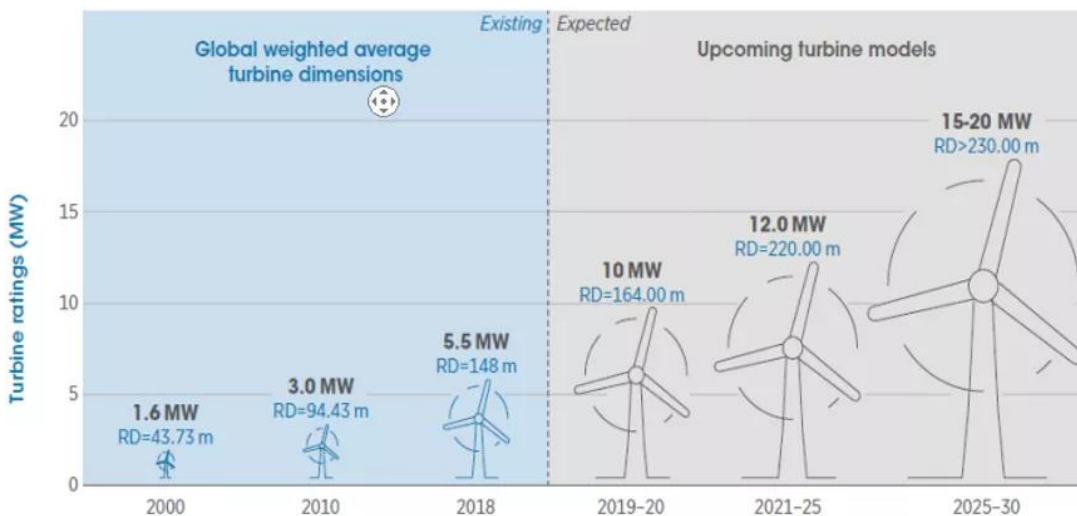
此外，光伏的成本飙升也构成了对风电的利好一面，2022 年上半年硅料由于供不应求价格从年初的 8.5 万/吨上涨到 23.58 万/吨，涨幅超过 184%。涨价压力传导到下游，硅片、电池片、组件纷纷涨价。平价上网背景下，电站企业利润过低的话会选择停建，故而许多需求转向了风电。

这就是风电大热的原因，而更为重要的是，规模制造使得风电的技术加速了发展，其中，大型化是未来进一步降本的核心环节。

***但是投资者一定有新的疑问，风电成本并不占优，且陆上风电 2021 年底就已经全面取消补贴，海上风电也将在 2022 年取消，届时风电将迎来无补贴时代，未来如何自力更生？

我们看到的趋势(也是投资者看好的趋势)：

趋势 1：风电大型化



资料来源：国际可再生能源署，中金公司研究部

机组大型化趋势加速：据 CWEA 统计，国内风电新增装机平均单机，功率在 2011 年和 2017 年分别突破了 1.5MW 和 2.0MW，历时 6 年平均功率提升仅 0.5MW；2019 年，中国新增装机的风电机组平均单机容量为 2454kW，同比增长 12.4%，主流机型的单机容量从 2MW 级升至 3MW 级。而从 2021 风电项目的招标情况来看，陆上机组单机容量基本都在 3MW 以上，低风速区域也有 4.65MW-182、5.0MW-191 级别的大容量风电机组参与，中高风速区投标中也出现 5.0MW、5.2MW 机型，北方大基地风电项目招标单机容量已可达 6MW 以上，风机大型化显著提速。

按照行业发展规律，风机单机功率越大风电的度电成本越低。海外发达国家早就开始推出大功率风机，相比之下，我国风机的平均功率长期落后于欧美等海外地区，这同样是我国风电的竞争力不如光伏的原因之一。未来风机大型化将成为我国风电降本的主要途径。

一方面，随着单机容量的增加可以显著的降低单位容量的风机物料成本，对应的零部件用量将整体摊薄，从而降低单位容量的风机造价。

另一方面，风机大型化以后，同样的场所其需要安装的风机数量减少，在风机基础、输电线路、施工安装及设计费用的投入都会降低，又节省了施工时间，总体初始投入成本降低了。

最后，从全生命周期看，大风机可充分利用高风速机位点，直接提高了风机的发电量和利用小时数，相当于风电场在不增加土地的情况下，间接提升了开发容量。而且风机的减少，大大降低了后期运维费用，综合算下来风电场的收益自然就提高了。

以明阳智能海上风机系列产品参数为例，可以看到当风机从 5.5MW 升级到 8.3MW，尽管配套的叶轮直径也大了不少，但整体物料成本依然有明显的下降，单位容量的成本也降低了。

随着风机大型化的发展，降本增效已经体现在了今年的风机招标价格上，根据今年风电项目中标情况，2021 年三北、西南地区大型风电项目的风机中标价格已低至 2300-2500 元/kW，较 2020 年同期的价格大幅度下降。

趋势 2：海上风电

首先，从全球范围来看，现阶段海上风电整体处于发展初级阶段。根据全球风能理事会的统计，截至 2020 年全球海上风电累计装机规模为 35GW，在总装机中的占比仅为 6%。

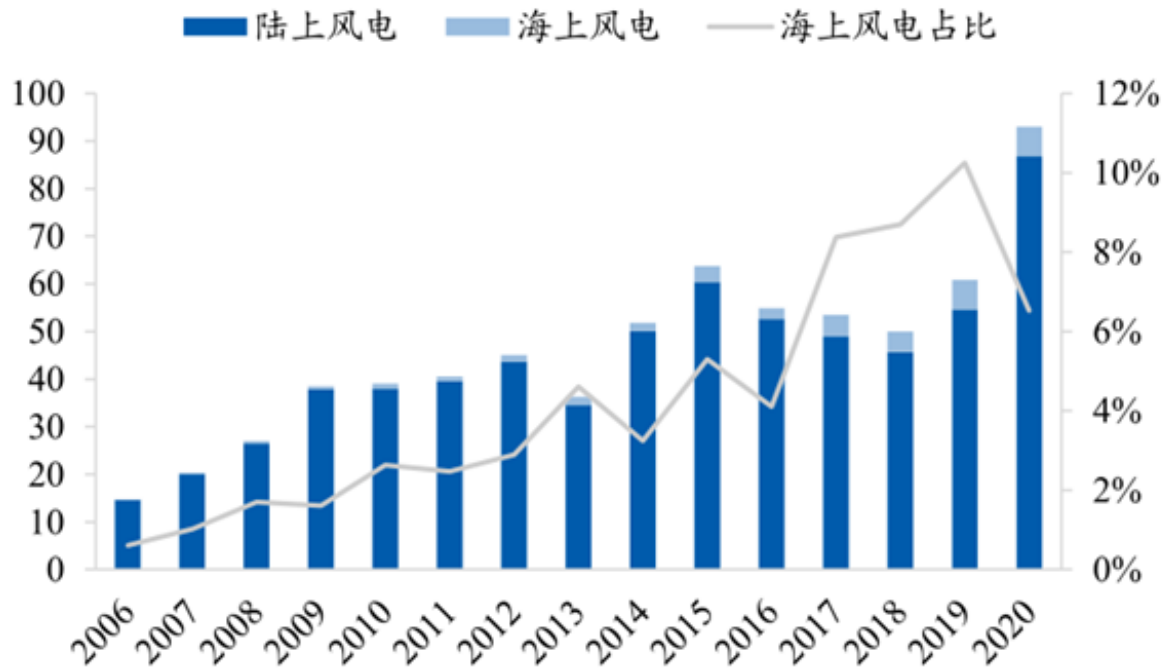


图 8：全球陆上/海上风电装机情况 (GW)，资料来源：GWEC，东北证券

再结合我国的地域特点，我国海上风电资源丰富，海岸线长约 1.8 万公里，先天资源禀赋突出。根据中国风能协会评估，我国海上风资源技术开发潜力超过 3500GW，远超陆地风电，尤其是浙江、福建、广东沿岸。而这几个省本身就是用电需求大省，长期需要外省的电力输入，海上风电和沿海用电负荷中心可以说是最佳拍档。



让人振奋的消息是，广东、江苏、浙江等沿海省份出台的能源“十四五”规划中都将海上风电作为未来的重点发展方向，提出的装机目标均较现有规模成倍增长。

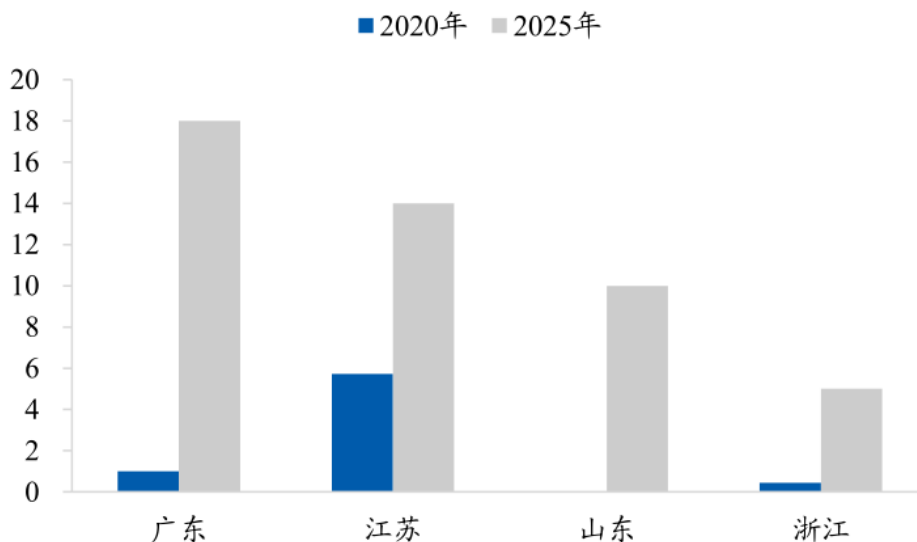


图 10：部分省份的海上风电规划，资料来源：东北证券

其次，海上风电与“西电东送”的水电可以在出力上形成季节互补。

其三，海上风电自带运行效率高、输电距离短、不占用土地、适宜大规模开发等特点。

最后，风力发电时长远高于光伏和陆地风电，这一点是至关重要的。

不难理解，发电时长决定了发电量的多少，衡量的指标是发电小时数。陆地风电在这一方面优于光伏，全年可利用小时数光伏 1300H VS 风电 2500H，而海上风电则可以轻松达到 3000H 以上。

但是，提及海上风电的缺点也同样明显。

海上的气候条件比起陆地差得多，海啸、台风等因素使得海上风电设施增添了风险，同样对材料提出了更高的要求；并且由于海上风电远离陆地，增加了高昂的运维成本，是陆地的 2 倍以上，故障的维修涉及到出海作业也是一个问题。

此外，对技术的要求远超陆地风电，海上风电安装过程与海洋工程技术结合较为紧密，包括海底电缆的铺建、海上风机吊装以及海上风电基础设施建设搭建等。

这就导致在所有新能源发电成本里面，海上风电成本是最高的。

发电方式	装机成本 (元/瓦)	年发电小时数	标杆电价 (元/度)	度电成本 (元/度)
火电	5—8	4360	0.3—0.5	0.25—0.35
水电	10—12	3610	0.2—0.4	0.1—0.3
光伏	4—4.5	1115	0.5—0.7	0.15—0.3
陆上风电	6—7.5	2095	0.4—0.57	0.15—0.3
海上风电	15—18	2900	0.75—0.85	0.3—0.55
核电	8—12	7500	0.43	0.25—0.35

但是，能源革命注定是一场长跑赛，短期的成本因素并不影响其在我国能源体系中的长期价值。拿光伏产业来说，虽然现在光伏达到平价阶段，人人称好，可当初光伏的装机成本和度电成本也是高的离谱。

即便存在着些许的困难，但是新能源的发展历史告诉我们，崛起的行业巨头，其成功要素全部都是坚守第一原则，那就是降本增效，这对于海上风电同样适用。



数据来源：中闽能源公告，兴业证券经济与金融研究院整理
备注：该项目施工建设期间为2018年2月-2020年9月。

我们从海上风电成本图可以明显看出来占据海上风电成本最大的是发电机组，高达61.7%。可以说发电机组的成本下降时间决定了海上风电的平价时间。

值得欣慰的是风机大型化降本速度超出预期。

风机大型化后，零部件单位耗量会被大幅摊薄。仅花了 1 年半时间，风机成本已经大幅下行，招标价格从 19 年底 4000 元/kW 降至目前 2500 元/kW，随着进一步大型化和核心零部件国产化，25 年可能降至 1800 元/kW 以下。

随着装机量的规模扩大，成本效应此时也开始凸显，据 IRENA 测算，2020 年全球海上风电的装机容量每增加一倍，整体装机成本将下降 9%，LCOE 将下降 15%。

从下图可以看出，在 2010-2020 年期间，全球海上风电的平准化度电成本（LCOE）由 0.162 美元/千瓦时降至 0.084 美元/千瓦时。



资料来源：GWEC《海上风电回顾与展望 2020 报告》、IRENA、华泰研究

与此同时，未来海上风电沿着大型化的路径继续发展，这便形成了成本下降的良性循环。

除了发电机组外，施工建设也是占据海上风电的重要成本之一，近年来，随着海上风电的逐步推广，海工装备巨头纷纷开始了布局。

其中，具有创新性的一项是油改气，海上油气基础设施基本可以用在海上风电上，通过对钻井平台的改造，摇身一变成风力发电的载体。

另外，海上风电也可以向储能、制氢的应用场景发展，将远海难以输送的电力或者是富余的电力储存起来，也可以直接进行电解水制氢。

技术的突破、成本的下降和不断增长的需求形成良性循环，这使得海上风电处于高速发展中，2025 年国内装机有望达到 80GW。

相较 2019 年，CAGR 达到 25%，未来五年国内风电将保持高成长性。2025 年全球新增装机有望接近 150GW，海外市场也将带来新的需求增量，海上风电发展的未来路径已经逐步清晰。

在这个过程中，海上风电是最契合大型化的路径，这让应用场景贫瘠的风电再度找到了突破口，也为新能源发电找到了新的增长曲线。

趋势 3：特高压电网的加持

在风电发展早期，由于电网不够完善，而国内风力基地主要分布在“三北”地区，与中东部用电需求区严重不匹配，导致风电无法及时有效的跨区域输送。

随着国家特高压的快速建设，“三北”地区的风电正源源不断的输送到中东部经济带。截至2020年底，我国已建成“14交16直”共计30条在运特高压线路。按照“十四五”的规划，期间将建成7回特高压直流，500千伏及以上电网建设投资约7000亿元，特高压建设将迎来第二轮建设高峰期。电网输电能力持续提升，充分助力风电等可再生能源的跨区域输送。

趋势4：储能的发展助推风电消纳

从经济性角度，较高的弃风率（所谓弃风率，是由于用电需求不足或电网接纳能力不足而导致部分风机停止发电，这部分应分电量与总装机容量的比值就是弃风率）不仅严重影响项目的收益预期，也降低了开发商对风电投资的积极性，这是所有间歇性能源发展的痛点。在2012年以及2016年两个阶段性弃风率高点，当时的弃风率水平甚至超过17%，电发出来没有并网就白白浪费掉了。

仅从2019年上半年看，弃风较为严重地区：新疆、甘肃和内蒙古，弃风率分别为17.0%、10.1%和8.2%。而风电、光伏的发电量占比还处于个位数阶段，预计2030年将提升至25%，到那时候，这个矛盾会更加凸显。

光伏和风电这个先天不足的毛病目前可以靠调峰解燃眉之急，当终极方案只有储能，在光伏和风能充足时将电能储存起来，在需要时释放储能的电力。

借此机会，谈谈储能

何谓储能？

所谓储能，主要指的是电能的存储，分为热储能、电储能和氢储能等。其中抽水蓄能是最早储能技术，已有100多年历史，发展至今，已成为技术最成熟、装机量最大的储能技术，截止2019年，抽水储能的装机容量占比高达93.4%。

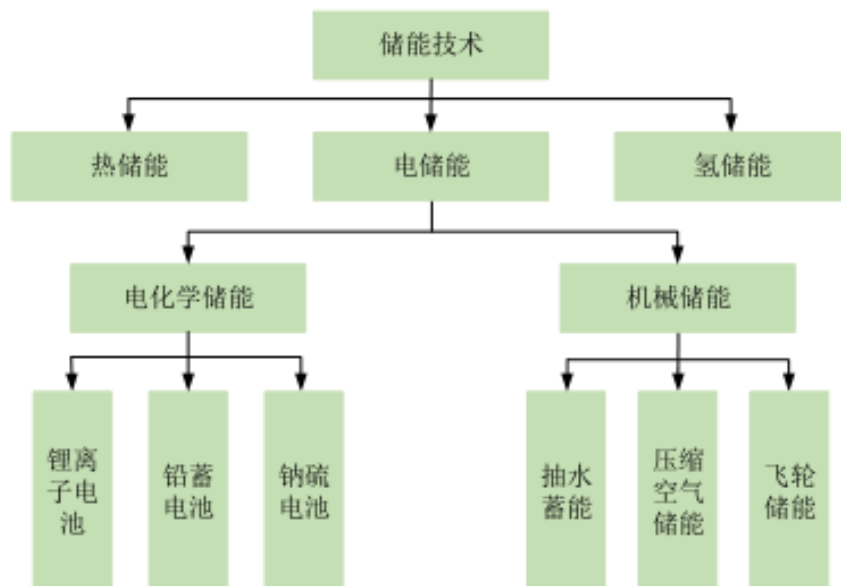


图 2：储能的分类，资料来源：派能科技招股说明书

但抽水蓄能自身有个最大的局限，就是得建在具备丰富水源和高低落差的地区，而能满足条件的地区是有限的，可以说建一处少一处，所以肉眼可见，抽水蓄能的空间是有限的。现在全球抽水蓄能的装机增速已经逐年下降了，增速从巅峰时期的 13.44% 降至 2019 年的 -0.35%。

相反，现在地位并不高的电化学储能，得益于安装灵活、建设周期短，应用范围更广的优势，却是业内公认的最具发展前景储能技术，全球装机量占比从 2017 的 1.7% 上升到 2020 3Q 的 5.9%，也就是说电化学储能的理论提升空间有 20 倍。

从技术路径上来看，电化学储能的实现基本要靠锂电池——是不是很熟悉，这又绕回到了宁德时代的老本行。而在电化学储能技术中，当属锂电池储能最优秀，从 2013 年以来，锂电池的装机量一直占电化学装机量的最大比例，并且一直在增加。

截止 2019 年，全球锂离子电池累计装机占电化学储能 87.3%，毫不夸张的说，未来电化学储能领域就是锂电池的天下。

2019 年全球投运电力储能项目的装机规模占比

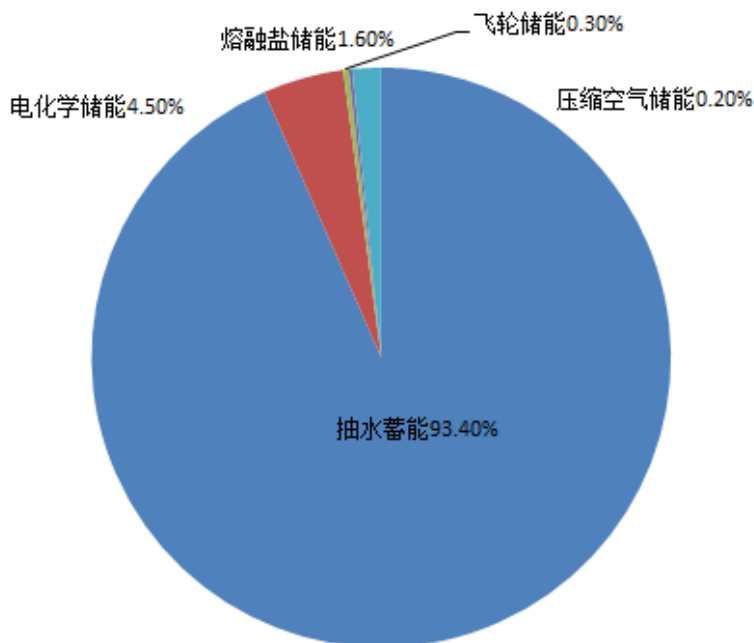


图 3：全球储能装机当前仍以抽水蓄能为主，资料来源：CNESA

2019年全球电化学储能装机规模占比

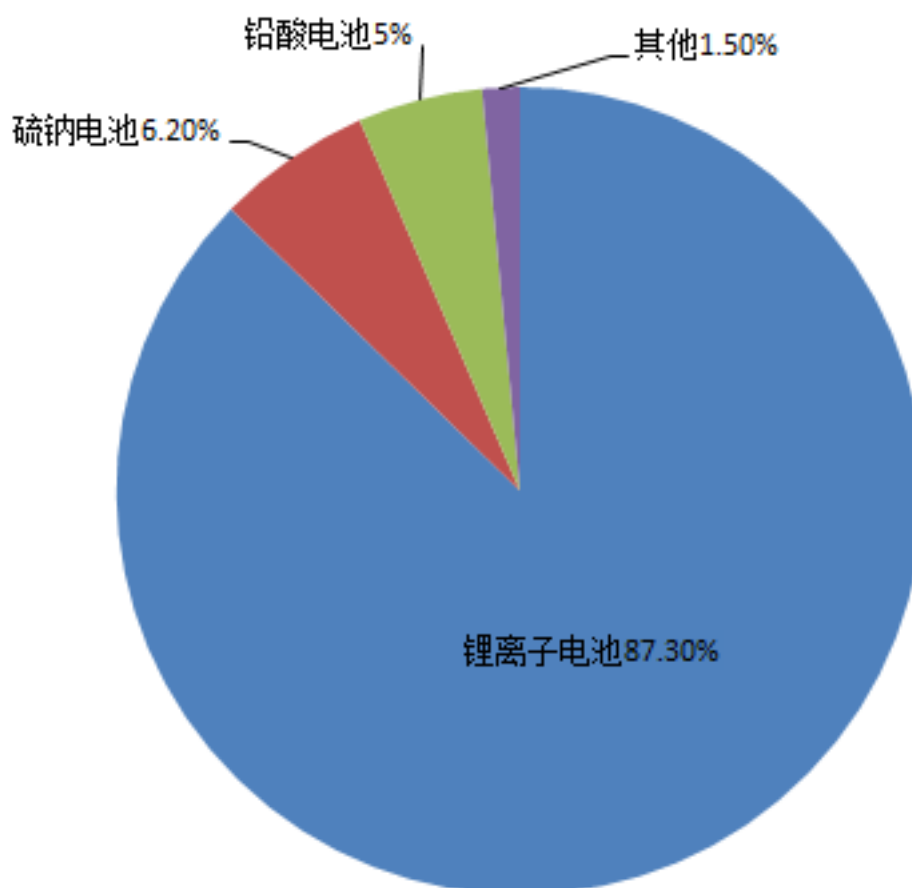


图 4：锂电池在电化学储能中占主导地位，资料来源：CNESA，川财证券

目前在储能电池成本方面，国内企业虽然确实已经取得不错的进展，但是储能电池要发挥其最大潜力，三个核心驱动力就是便宜、便宜还是便宜。

储能行业真正的高光时刻是在 2020 年，这一年，中国向全世界宣布，将力争 2030 年前实现碳排放达峰，2060 年前实现碳中和，也就是所谓的 30-60 目标。

而要实现碳中和的终极目标，主要途径是发展光伏、风电等可再生能源来替代化石能源。

但是光伏和风电这类可再生能源是典型的间歇性能源，什么意思？以风电作为例子，一般在凌晨是风力发电的高峰，但却是用户用电的低峰，发那么多电，用不完；等到早上用电高峰来了，结果风停了，用户又用不上风电。说白了，光伏和风电，靠不住。

仅从 2019 年上半年看，弃风较为严重地区：新疆、甘肃和内蒙古，弃风率分别为 17.0%、10.1% 和 8.2%。而目前风电、光伏的发电量占比还处于个位数阶段，预计 2030 年将提升至 25%，到那时候，这个矛盾会更加凸显。

光伏和风电这个先天不足的毛病目前可以靠调峰解燃眉之急，当终极方案只有储能，在光伏和风电充足时将电能储存起来，在需要时释放储能的电力。

另一层面可能大家平常接触不到，就是光伏和风电虽然是清洁能源，但是对电网却一点也不友好。众所周知，电能以光速传送，从发电、输电到用电几乎是同步完成，整个电网是要求时刻保持发电端和用电端动态平衡。

由于可再生能源发电量大小不定，显著增加了电网工作量，也会造成电力设备额外的损耗，严重时候导致电网频率崩溃，造成大面积停电，这时候在电网上配置储能设备，可以充了“缓冲器”的重要角色。

因此 2021 年，国家电网表示，未来 5 年，将年均投入超过 700 亿美元，推动电网升级，促进能源清洁低碳转型，助力实现碳中和目标。

浓缩成一句话，要实现碳中和的宏伟蓝图，离不开储能和可再生能源的共同进步。

迄今为止，国内已有 20 个省份出台鼓励可再生能源+储能的政策。其中对储能配置比例有明确要求的包括：山东 2020 年光伏竞价项目要求配 20%储能；山西 2020 年光伏项目建议配置 15-20%储能；内蒙古 2020 年优先支持光伏建设配置 5%储能，贵州 2021 年风光配置 10%储能，湖北 2020 风电项目不低于 10%配置储能。

根据全球最大的能源顾问公司之一的 Wood Mackenzie 公司预计，到 2025 年，全球储能部署量将增长 13 倍，达到 230GWh，全球储能投资总额预计将从 2019 年的 180 亿美元增加到 2025 年的 1000 亿美元。

这将是下一个万亿大市场，这么大的蛋糕，试问谁不动心？

锂电池作为储能系统的最主要部分，占储能系统价值量达 40%。像宁德时代这类的企业是可以分到最大块的蛋糕，因为龙头动力电池厂商切换到储能电池拥有得天独厚的优势。

首先，储能对电池能量密度要求不高。

对于动力电池企业，工程师们绞尽脑汁在汽车底盘有限的空间死磕，为的是让电动车多跑 1 公里，如今在集装箱的体积上设计储能产品，并且储能电池安装在户外，有的是空间让你堆电池，再也不用疯狂追求高能量密度。简单说，让动力电池企业去做储能电池就是降维，这自然也难不倒宁德时代。

其次，储能锂电池普遍沿用动力电池产线，可以充分利用动力电池产线的产能。

第三，磷酸铁锂是储能系统的最佳搭档。

当前应用于储能的锂电池主要是磷酸铁锂和三元两种路线，国外以三元路线为主，而国内以磷酸铁锂为主。由于储能的核心需求在于价格、稳定性、循环寿命等，正符合磷酸铁锂电池成本低、放电稳定、安全性高、循环寿命长的特点。这也是宁德时代擅长的路线。

最后，跟动力电池同样，储能电池同样非常注重安全。

储能系统的安全关系到电网和用户用电安全，如果某个电池失控着火，不但会影响整个储能系统运行，甚至会造成电站火灾和电网线路烧毁等事故，造成用户端大面积停电。

产业链分析

在 2020 年 12 月 12 日的气候雄心峰会上，到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上（约 1200GW）。当前是什么水平呢？风电装机 2.8 亿千瓦，太阳能装机 2.5 亿千瓦，假设到 2030 年风电、光伏装机量相等，则风电装机量将达到 600GW 以上，据此推算，2022-2030 年风电装机将至少保持每年 30GW 的装机规模。

在能源系统大变局的背景下，风电迎来价值重估的投资机会，作为开篇，我们首先来梳理下风电的产业链构成，其实风电的产业链构成也相对简单，主要包含上游零部件，中游整机制造及配套以及下游的风电运营三大环节，投资机会也就是顺藤摸瓜。

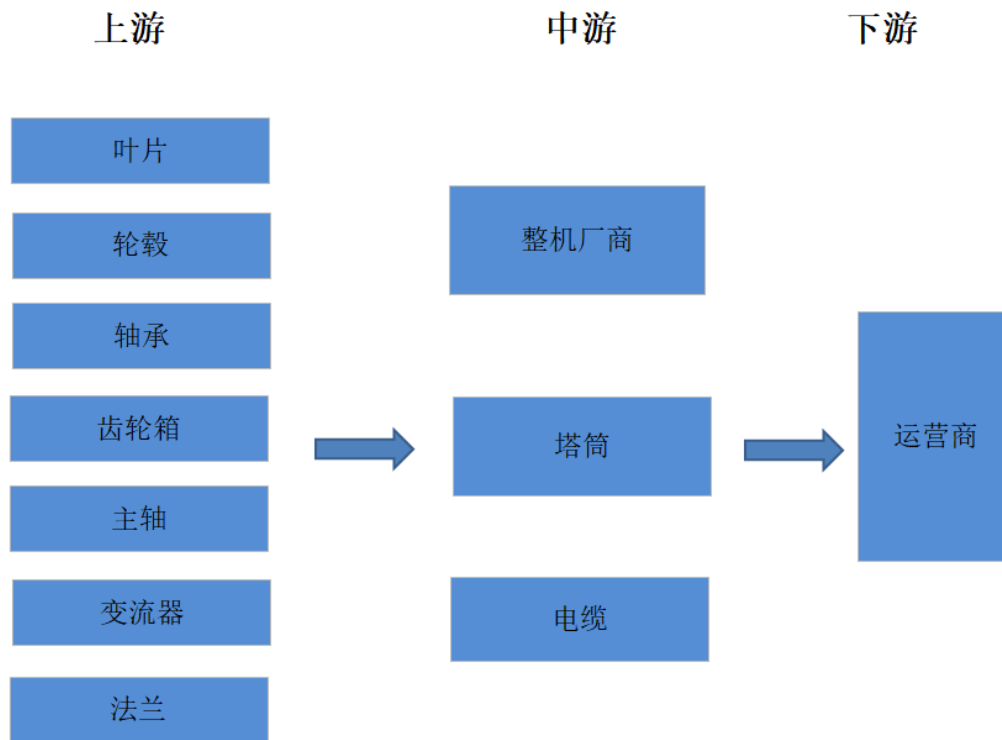


图 13：风电产业链构成

在前文中，我们提到风机正在往大型化发展，齿轮箱、电机、轮毂、叶片等核心零部件相应的需要更大规格，而大型机组所适配的零部件产能相对稀缺。头部企业具备更强的上游资源整合和生产制备能力，在风电机组大型化浪潮的推动下，龙头企业在大型风机市场的主导权将更加稳固。

另外，随着海上风电的兴起，其配套的塔筒与海缆业务将享受最大的增量。先讨论下塔筒，同样装机容量，海上塔筒需要的基础、管桩、导管架的用量成倍的增加，相对陆上塔筒，海上塔筒的业务量增加 3 倍之多。

而海缆可以类比于海上特高压，分为有场内和送出海缆两种。场内是连接线，普遍使用 35KV-66KV，风机大型化后电压升高；送出电缆目前主流 220KV，如果以后做到深远海使用 400-525KV 左右的柔性直流。可以预见的是，海缆的用量和价值量都会同步提升。

当然，还有叶片、轴承等诸多零部件的增量，以及运营商的成长空间。