

DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2019.02.002

# 平价上网助力海上风电行业发展

## ——未来五年海上风电从业同仁的使命

### Grid Parity Speeds up the Development of Offshore Wind Power Industry——the Practitioner Mission of Offshore Wind Power in the Next Five Years

中国海洋工程咨询协会海上风电分会会长 蔡绍宽

中图分类号: TM614; TK89

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2019)02-0007-09



当今,随着中国社会对风能资源和太阳能资源的认识不断全面深入;风能和太阳能的应用科学技术取得关键性突破,经济性的比较优势逐步凸显;环境保护对人类生存环境重要性的民众意识正在前所未有地提高;水能资源进一步开发的经济性的比较优势逐渐丧失这四点关键性影响因素的产生,让中国步入了电力能源结构调整的转型期、电力能源区域平衡战略调整的转折期。从中国可经济利用的电力能源资源区域规模分布再认识来看,可以预见,中国电力能源发展变化的未来五到十年,将出现两大趋势性特征:(1)以风电和太阳能发电的迅速发展加存量水电低速发展的微小增量,可再生清洁能源将占电力发展增量的绝对主导地位,其占比将大大提高;(2)国家实施了三十五年之久的“西电东送”能源大平衡战略必将出现重大调整,即以“西电东送”为主逐步转向以“西电东送”为辅,以“区域自我平衡”为主,最终形成区域全面自我平衡的新格局。

在这个重大变化的历史进程中,海上风电既承载着重大的历史使命,又肩负着“降成本、减补贴,直至降成本、去补贴”的神圣使命和艰巨任务。“去补贴”,就是要实现“平价上网”,这里,引申出三个问题:一是平价上网电价如何确定;二是如何降

低成本实现平价上网;三是用多长的时间实现平价上网目标。

我们把“降成本、去补贴”的过程称为“平价化”过程,我们必须清楚地认识到财政补贴电价只能是政府引导性的过渡期政策,靠补贴电价是难以支撑产业规模化发展的。从海上风电产业发展的逻辑关系分析,必然得出“只有平价化,才能实现规模化”的规律性结论,只有实现产业的规模化发展,也才能支撑产业链相关行业长期全面规模化发展。因此,实现“降成本、去补贴”即“平价化”的目标是海上风电产业相关产业链从业企业共同的历史使命,前景可期,任务艰巨,不得不为。

在当前社会进步和市场经济条件下,决定电力能源结构调整的基本依据有二:一是价格竞争力,二是环境保护制约。因此,对电价趋势的分析必将成为中国未来电能结构发展趋势研究的切入点,并应同时针对环保制约这一限制性约束条件加以研究。

首先,我概略性地归纳阐述各类电力能源的电价现状和现行电价体系的状况。

## 1 火电电价

一直以来,以煤电为主的火电在电力能源结构中的占比长期维持在70%~80%之间,维持该高比例有其必然的基础条件。我国社会经济长达三十多年的高速发展,电力能源的供需关系一直处于需大于供的状况。而火电具有“建设周期短、电价低、见效快、电能质量高、靠近负荷中心建设”等优势,且还有带动地方基础设施建设、就业、相关产业集群、税收等惠及负荷消纳区的社会效益,在很多方

收稿日期: 2019-05-21 修回日期: 2019-05-31

作者简介: 蔡绍宽(1955-),男,中国海洋工程咨询协会海上风电分会会长,中国长江三峡集团公司原总经理助理兼发展研究院院长,教授级高级经济师,博士生导师,主要从事能源战略研究工作(email)caisk2011@163.com。

面具有其他电力能源不可比拟的优越性。在本文中,我们暂时只关注其电价表现。

火电行业面临着与环境协调发展的问题,为了打赢“蓝天保卫战”,国家限批甚至禁批燃煤电厂是必然趋势。但是从上网电价和电能质量角度来看,燃煤电厂在现在和将来很长时期都有其他电力能源不可比拟的优势。煤电清洁化发电与煤电保障新能源发电决定了煤电是我国能源中长期清洁发展基础的历史使命。2018年火电1~11月利用小时达到3 946 h,同比增长175 h,火电作为各电源种类中消纳排序最靠后的电源,火电利用小时的大幅提升反映出我国电力供需关系的显著改善。

当前的火电行业,除了总量存在产能过剩的问题外,布局、结构也存在问题,尤其是在东南沿海,包括长三角、珠三角,未来不能再建火电厂。目前火电还是最便宜的能源,是最能够在负荷中心建立的电源。

我们来看看目前中国大陆煤电价格的大概状况:山东、江苏、福建、重庆、四川、云南(正常情况下)6个省,脱硫煤电电价在0.40元/kWh左右;上海、湖北、海南、浙江、江西、广西6个省(市、区),脱硫煤电电价(含税)在0.42元/kWh左右;北京、天津、河北、河南、吉林、黑龙江、陕西、贵州8个省(市)脱硫煤电电价(含税)在0.37元/kWh左右;广东、湖南2个省脱硫煤电电价(含税)在0.45元/kWh左右;山西、青海、甘肃、蒙东4个省(区)脱硫煤电电价(含税)在0.32元/kWh左右;蒙西、宁夏、新疆三个地区脱硫煤电电价(含税)在0.25~0.29元/kWh;新疆电价全国最低,脱硫煤电电价(含税)为0.25元/kWh左右;西藏电价最高,达到脱硫煤电电价(含税)约在0.50元/kWh。为了鼓励新疆电力东送,“疆电东送”上网电价为脱硫煤电电价(含税)在0.28元/kWh。

仅仅从电价竞争力的角度看,长三角、珠三角关停火电后,可以通过特高压直流输电从西部产煤大省调电,改变原来北煤南运的状况,运煤变成空中送电,实现全国范围的合理布局。现在正在架设的“准东—皖南±1 100 kV特高压直流输电工程”,起点在新疆昌吉,落在淮南宣城的古泉,输电线路全长3 309 km,正负110万伏的输电线路,输送功率12 GW,年输送电量660亿度,总投资407亿

元,单位电度投资0.617元/kWh,输电线路过网费按合理投资回报率测算,准东煤电上网电价加过网费,应与华东电网当地煤电上网电价相当。

## 2 核电电价

2019年4月,国家发展改革委发布《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》,明确未来三年三代核电首批项目试行上网电价。其中广东台山一期核电项目试行价格为0.435元/kWh;浙江三门一期核电项目试行价格为0.420 3元/kWh;山东海阳一期核电项目试行价格为0.415 1元/kWh,沿海三代核电在运机组上网电价均接近沿海的燃煤标杆电价。预期规模化建设的三代核电上网电价将降至0.40元/kWh左右,未来经过革命性的技术进步,如以快堆为代表的新一代核电技术获得成功,核电价格将可能降到0.35元/kWh以下。如核聚变发电实现技术突破,甚至能将成本降至0.10元/kWh以下,那无疑会对中国社会生活和生产带来重大的改变。核电作为低碳、安全、稳定、经济的本地化非化石能源,可有效替代一部分煤电的发电电量,发挥大规模减排作用,提高我国能源供给安全。预计2035年前后我国核电装机规模可达150 GW左右,核电在我国清洁低碳能源构成中的比重进一步提高。

## 3 水电电价

西部水电的分布和电价是什么状况?当前正在开发建设即将于“十四五”期间投产的大型水电装机规模达40 GW以上,今后如果要继续开发建设新项目,在7条大江即黄河、大渡河、雅砻江、金沙江、澜沧江、怒江上游和雅鲁藏布江下游,其具有输电距离很长、电站建设成本高的两大特征。西部现在的所有水电都在藏区,大渡河上游、黄河上游、金沙江上游、澜沧江上游、怒江上游,还有个未开发的处女地——雅鲁藏布江下游。这些地方全在藏区且主要建材和机电设备运输距离遥远,加上高原缺氧,因此水库淹没处理、环保处理措施费、建材价格、火工材料耗量、人工费等都相当的高。由于高原缺氧机械效率低,因此其具有输电距离很长、电站建设成本高的两大特征。在这些地区的电价不可能低于0.40元/kWh。所以西部就再也没有低于0.40元/kWh的水电电价了。

今后开发的西部大型水电,供电目标地区拟为以上海为代表的华东沿海地区,以广州为代表的华南沿海地区,输电距离都将超过1 500~1 800 km以上,过网费都将高于0.15元/kWh。

## 4 陆上光伏电价

中国陆上光伏电价经历了示范(初始投资补贴)、定价(政府核准电价)、调整(特许权招标定价)、市场化平价(竞争性无补贴)上网四阶段,历时16年,人们把这个国内光伏电价发展全过程称为“从4元/kWh到0.31元/kWh走向平价时代”。

目前,国内最低的光伏项目中标电价青海格尔木领跑者项目0.31元/kWh(注:由于领跑者计划附加了若干非市场化优惠条件,不能作为比较基础),已经低于当地的脱硫煤电价0.3274元/kWh,也低于全国平均的脱硫煤电价。毫无疑问,2019年的光伏市场,将是“补贴项目”和“平价项目”并存,即“存量补贴、增量平价”的时代。

电价下降最重要的原因,是光伏系统成本的下降。其中,主要是光伏组件价格的下降。

按真正市场竞争电价水平,当前光伏电价应为0.40~0.45元/kWh。

## 5 陆上风电电价

### 5.1 中国陆上风电电价定价机制及其演变过程

中国陆上风电从20世纪80年代开始迅速发展,陆上风电总装机容量(除台湾地区外)从1989年底的4.2 MW增长到2018年的19.3 GW,位居世界第一,成为全球风力发电规模最大、增速最快的市场。回望中国风电发展的短短几十年时间,大致经历了以下六个阶段<sup>[1-2]</sup>。

1)初期示范阶段(1986—1993年):中国风电行业从无到有。主要利用国外赠款及贷款,建设小型示范风电场,政府的扶持主要在资金方面,试验示范给予投资建设阶段的风电场项目和风机研制直接补贴,风电电价与各地区燃煤电价持平。如1986年山东荣成马兰湾风电场上网电价约0.28元/kWh,90年代达坂城风电场的上网电价不足0.3元/kWh。

2)产业化探索阶段(1994—2003年):首次建立了强制性收购、还本付息电价和成本分摊制度,由于投资者利益得到保障,贷款建设风电场逐渐增

多。但由于技术和政策上的重重障碍,中国风电发展依然步履维艰,每年新增装机不超过100 MW。这一时期的上网电价由风力发电厂与电网公司签订购电协议,各地价格主管部门批准后,报国家物价部门备案,因此风电价格各不相同。最低的仍然是采用竞争电价,与燃煤电厂的上网电价相当,如张北风电场上网电价为0.38元/kWh,浙江括苍山风电场上网电价则高达1.2元/kWh。

3)产业化发展阶段(2003—2007年):主要通过实施风电特许权招标来确定风电场投资商、开发商和上网电价,将竞争机制引入风电场开发,以市场化方式确定风电上网电价。通过施行《可再生能源法》及其细则,建立了稳定的费用分摊制度,迅速提高了风电开发规模和本土设备制造能力。这一时期中国的风电电价政策属于招标电价和核准电价并存的时期。各省核准的电价差别较大,一般采取当地脱硫燃煤电厂上网电价加上不超过0.25元/kWh的电网补贴。

4)规模化发展阶段(2008—2012年):在风电特许权招标的基础上,国家发改委于2009年7月首次正式颁布了陆地风电上网标杆电价政策,分别为0.51元/kWh、0.54元/kWh、0.58元/kWh和0.61元/kWh。这个阶段风电项目开发商较为集中,风电设备主要依赖进口,国内主机设备产业链尚未成熟;结合北方区域优质的风资源条件,风电项目普遍具备良好的收益水平。

5)国产化发展,风电补贴退坡,弃风限电凸显阶段(2013—2017年):三北区域由于自身消纳能力有限和送出通道建设的滞后,南方区域对环境要求更加严格,陆上风电新增装机容量显著下降,弃风限电的问题快速凸显,国内风电项目开发开始向中东部和南方低风速市场转移。同时风电补贴“退坡”,陆上风机装备制造行业产能过剩,风电新增装机容量显著下降。在此期间风电开发主体也开始呈现出多样化的特点,民营资本开始活跃在风电开发领域。风电标杆电价在这一阶段末期稍有降低,到2017年年底分别为0.47元/kWh、0.54元/kWh、0.54元/kWh和0.60元/kWh,仍具备较高的补贴水平。

6)平价化竞争性配置资源阶段(2018—2020年):国家能源局2018年提出风电项目要通过竞价方式配置,结合平价大基地的崛起,“风火同价”的

时代已经到来。在此期间,以“特高压+大基地”建设为契机,以“竞价上网”乃至“平价上网”为目标,国内风电发展重心开始回归北方区域。陆上风电标杆电价进入随时间推移、技术进步、成本降低逐步下调,直至竞争性配置资源实现平价上网的阶段,也就是目前中国风电电价政策。

## 5.2 最新陆上风电上网电价

2019年5月国家发展改革委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号)<sup>[3]</sup>,给出了陆上风电上网的最新电价政策:

1)将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定,不得高于项目所在资源区指导价。

2)2019年I~IV类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为0.34元/kWh、0.39元/kWh、0.43元/kWh、0.52元/kWh(含税、下同);2020年指导价分别调整为0.29元/kWh、0.34元/kWh、0.38元/kWh、0.47元/kWh。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱销、除尘电价,下同)的地区,以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。

3)参与分布式市场化交易的分散式风电上网电价由发电企业与电力用户直接协商形成,不享受国家补贴。不参与分布式市场化交易的分散式风电项目,执行项目所在资源区指导价。

4)2018年底之前核准的陆上风电项目,2020年底前仍未完成并网的,国家不再补贴;2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目,2021年底前仍未完成并网的,国家不再补贴。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。

至此,中国陆上风电电价完全进入了平价化上网时代。若计入一、二类风电场资源区均需远距离输电,加上过网费后,实际上风电价格还高出沿海负荷中心煤电和核电电价较多。

## 6 海上风电电价

我国的海上风电发展历程,以2008年上海东大桥102 MW海上风电场核准为标志,中国海上风电已经经历了11年的发展历程。从上网电价价格变迁的角度看,可以分为三个阶段:核准电价阶段、标杆电价阶段、标杆电价为指导价的竞争性配

置资源阶段,可以肯定地推测,下一步就是价格形成机制的终点站——平价上网条件下的竞争性配置资源阶段。

从2008—2014年,我国海上风电经历了6年核准确定电价的阶段;到2014年,国家发改委下发《关于海上风电上网电价政策的通知》([2014]1216号)文件,根据文件规定,非招标的海上风电项目,2017年前投运的近海海上风电项目上网电价为0.85元/kWh,潮间带风电项目上网电价为0.75元/kWh。按照当时海上风电1.6万元/kW~2.0万元/kW的造价成本测算,虽然收益率不高,但足以保证开发商盈利。海上风电在沉寂多年之后开始加速发展。

四年之后,第二阶段来临,2018年5月政府颁发了《国家能源局关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》(国能发新能[2018]47号),推行竞争方式配置风电项目。从此,发改委要求尚未印发2018年度风电建设方案的省(自治区、直辖市)新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。已印发2018年度风电建设方案的省(自治区、直辖市)和已经确定投资主体的海上风电项目2018年可继续推进原方案。从2019年起,各省(自治区、直辖市)新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。各省(自治区、直辖市)能源主管部门会同有关部门参照随本通知发布的《风电项目竞争配置指导方案(试行)》制定风电项目竞争配置办法,抄送国家能源局并向全社会公布,据此按照《指导意见》确定的分年度新增建设规模组织本地区风电项目竞争配置工作。据此,各省市开始陆续出台竞争性配置资源政策。但在标杆电价没有调整之前,大家的竞争理念还是在心中有一个参照价位也就是原标杆电价,加之当前海上风电的成本仍然较高,产业链上相关企业均是微利甚至亏损经营,因此,竞价水平可能会在0.85~0.75元/kWh价位区间内。

第三阶段过早来临,当从业人士还在受“竞争性配置资源”影响的惊魂未定之时,仅仅1年后的2019年5月21日,国家发展改革委就颁发了《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格[2019]882号)文件<sup>[3]</sup>,不仅指明了陆上风电的上网电价,同时也明确了海上风电的上网电

价：(1)将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价；(2)2019年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为0.8元/kWh，2020年调整为0.75元/kWh。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价。

如果按照理性竞争原则分析，在指导价以下0~0.10元/kWh范围内竞争即竞争价位范围在0.70~0.80元/kWh(2019年)和0.65~0.75元/kWh(2020年)，如果出现很难防止的非理性竞争情况，则很可能竞争价格会在0.65元/kWh(2019年)和0.60元/kWh(2020年)甚至更低。

这就是海上风电从业者不得不面对的现实！

## 7 海上风电平价上网的价格如何确定

那么，社会公众最关心的问题必然提出来了，海上风电到底多少电价算平价上网？我们需要有一个比较基准论证。下面，我来试证一下。

从以上归纳展示的归类电源电价已经清楚地看到：火电，绝大部分为0.42元/kWh以下；核电，绝大部分为0.43元/kWh以下；水电，东部存量电站为0.42元/kWh以下，西部存量电站为0.35元/kWh以下，西部增量电站为0.40元/kWh以上，过网费为0.15元/kWh以上；太阳能发电，西部光伏为0.42元/kWh左右、过网费为0.15元/kWh以上；陆上风电，已经进入平价上网时代但均只能就地消纳或参与小范围内的平衡，原因是电能质量较低形成过网费过高；海上风电，存在补贴较高、规模化道路艰巨等问题。从六种电力能源的价格分析研究结果来看，火电、核电在当前以电价作为主要比较因素来比较，仍然具有其他电力能源不可比拟的价格优势。

但是，煤电的排放是公认的造成污染最严重、导致地球温室效应不断提高的罪魁祸首之一。因此煤电价格本身已经不是价格的问题，而是一个保卫我们的地球家园、保卫我们的健康生活环境的的问题，因而限制其发展是一个国家战略的决策。因此，煤电的未来前景，是禁批增量、逐步淘汰存量，不能成为平价上网的衡量对象；核电的电价水平较低，甚至可能还有降价空间，也具有不可比拟的价格优势，但是，由于公众接受度很低，致使核

电的前景只能是微增长，不可能成长为主力电源，不能成为平价上网的衡量对象；由于资源最丰富且开发条件最优的西北部陆上风电和陆上光伏受电能质量差过网费高的影响，只能成为就地消纳或较小区域内平衡的电源。综上所述，显而易见，作为未来我国负荷大规模集中的东南部沿海地区，平价上网定价的比较电源增量种类只能是西部大水电和海上风电之间的比较。因此，科学的结论是：平价上网电价是零补贴的电价，靠补贴是不可能规模化发展的；环保要求和公众安全忧虑导致低价煤电不再增长、低价核电微小增长；西北部光伏、风电均已进入平价上网时代，但由于其大幅波动性、不可预测性、随机性导致的电能质量差，大容量远距离输电过网费一般为水电和火电的1.3~1.5倍，也不可能大规模地参与东南部沿海负荷中心的电力平衡；只有西部大水电和东南部沿海海上风电才有参与东南部负荷中心负荷增量的电力电量平衡。因此，西部大水电送到东南部沿海负荷中心的落地电价就必然成为海上风电平价上网的定价基础，别无他途。可以说，发展海上风电比较的价格，是在清洁能源之间的比较，而在与清洁能源的比较中，又主要是与待开发的西部大水电相比较。西部大水电中将来上网电价都高于0.40元/kWh，送到东南沿海的过网费都高于0.15元/kWh，则海上风电平价上网的标准就应该确定为0.55元/kWh。有人会说，这个价格太高了，无法接受！但是我们必须清醒地认识到，社会发展需要电力供应做支撑，而电力供应的增量和即将逐渐淘汰的存量煤电只能靠西部大水电或近海风电解决，这是唯一的选择，别无他途！当然，随着输变电技术进步也可能降低高电压远距离大容量直流输电成本，因此，更远期的未来平价上网的电价标准也可能降为0.5元/kWh。

需要特别关注度是：不管发生怎样的情况，不能推高终端用户供电价。降成本不仅仅是发电侧的任务，也必须由输变配环节承担一部分责任，因此我认为，电网公司环节在现有基础之上，承担再降0.05元/kWh环节成本是比较合适的。这样，就比较合理地解决了“发、输、配、用”四个环节的合理综合平衡协调难题。

由以上论证，可以得到四条结论：

1)比较基准负荷区域：以上海为代表的华东沿海地区、以广东为代表的华南沿海地区。

2)可以参与比较的电源类型:清洁能源电源。

3)比较电价标准方法:上网电价加过网费之和。

4)海上风电平价上网的电价标准:初期0.55元/kWh,后期0.5元/kWh。

## 8 实现平价上网的进程即时间表研判

### 8.1 社会要求

尽管中国已经从高速发展进入中高速发展阶段,由于经济基数很大,所以电力需求增速仍然强劲。而西部大水电以乌东德、白鹤滩两个千万千瓦级水电站为代表的40 GW以上水电站将于2023年前后投产发电,这批水电站平均上网电价已经超过0.40元/kWh,平均过网费超过0.15元/kWh。这种情况的出现,使东南部沿海地区面临艰难选择:由于煤电零增长、核电微增长、海上风电补贴高难以大规模开发、西北部的光伏和风电落地电价更高且波动性高,经济增长将会受电力瓶颈制约,回到二十年前经历过的那种境况!海上风电能不能做出应有的贡献就自然成为了社会的首选期待。

### 8.2 行业间竞争要求

从电力行业角度来说,谁占有中国东南部地区的市场,谁就拥有了无限发展的空间!中国海上风电能不能有光明的前景,取决于能不能在2023年前后把上网电价降到初期0.55元/kWh,2025年降到0.5元/kWh。

### 8.3 本行业生存与发展要求

中国海上风电历经了11年的发展之路,已经形成了非常巨大的产能,巨大的产能只能靠巨大的市场才能支撑,而市场本质特征是“只有实现平价化才能实现规模化”,如果中国海上风电不能在2023年至2025年实现平价化,围绕海上风电开发的产业公司就必然面临亏损甚至巨额亏损直至破产的前景,必须全产业链降成本,在市场竞争的困境中“杀开一条血路”,迎来生存与发展的美好前途。

### 8.4 行业科学技术进步的可实现性能力

2014年国家发改委确定的标杆电价,是建立在投资水平为1.6万元/kW~2.0万元/kW背景之下的。经过这几年国内国外业者的不懈艰苦奋斗,产业链各环节的科学技术水平得到了突破性的进展,单位千瓦投资特别是单位电度投资已有不少的降低,还具有更大幅度降低的中期前景,2023—

2025年的目标,经过努力是可以实现的。

设想一下今后七年平价化进程:2019年政府指导价0.80元/kWh,竞价配置竞争实际达到0.75元/kWh;2020年政府指导价0.75元/kWh,竞价配置竞争实际达到0.70元/kWh;2023年,大部分增量风电场上网电价达到0.55元/kWh;2025年,大部分增量风电场上网电价达到0.50元/kWh,至此,“微利经营、竞价血拼”的时期到达尾声,此后的“科技进步、降本增效”成为未来盈利的主要竞争力,而不再是弥补补贴的主要来源,海上风电迎来良性发展的美好前景。任务艰巨、使命光荣、持续攻坚、定能实现!

说到这里,一定有人要问:福建和广东东部沿海海床条件和飓风条件都较差,能一概而论吗?还有人问:中国除了福建和广东东部沿海风资源的利用小时能到4000h左右外,其他地区近海海域风电资源的利用小时都差不少,能一概而论吗?

我们应该感谢自然界是公平的,我国福建和广东东部沿海风能资源好,利用小时高,但海床条件差、飓风条件恶劣,因而单位千瓦投资较高;其他海域风能资源较差,利用小时较低,但其海床条件好、飓风很少很小,因而单位千瓦投资较低。因此,我国大部分近海海域的海上风电在2023年实现平价上网,真的是可以“一概而论”的!

## 9 海上风电降成本的途径

通过全产业链分析,海上风电大体可以分为十一个方面降低投资成本:(1)大功率单机;(2)新材料新结构叶片;(3)法兰与塔筒结构优化;(4)新型基础研发;(5)大型新型海工装备;(6)低成本海缆;(7)交直流送出工程技术;(8)风、光、渔、游综合利用;(9)一体化设计;(10)专业化信息化运维;(11)电网配售电降本增效。

1)大功率单机的研发与应用。经过十多年的努力,海上风电单机机组容量已经进入大功率单机6 MW~10 MW甚至12 MW时代。大功率单机从6 MW到10 MW进军,解决了投资成本降低的哪些问题呢?第一是单位千瓦的海域占用费用大大降低,单位海域面积的装机功率不一样了,大大增加了,就不需要占用那么多海域;第二是单位千瓦的基础分摊投资下降了;第三是单位千瓦海上施工成本降低了;第四是箱变、控制设备及其安装调试的

单位千瓦投资降低了。综合起来，大功率单机使风电场本身投入产出比提高了。因此大功率单机的贡献率是不可低估的。

2) 新材料新结构叶片。随着大型机组的使用，新材料和叶片新结构也是成本构成的重要部分，在降低海上风电投资成本也具有不可忽视的重要作用。

3) 新型法兰与塔筒结构优化。法兰与塔筒结构优化，即从塔筒和钢结构提高投入产出比。从塔筒和法兰的钢结构总成来看，我们的重点已经不在塔筒，而是在法兰。例如，三峡新能源有个金海科技，他们的反向平衡法兰技术，使造价没有变化的情况下，很好地改善了塔筒受力条件，提高了可靠度，从原来的刚性连接，变成了相对弹性的连接，但是本身可靠度提高，也相当于降低了造价。

4) 新型基础研发。现在单桩、三桩、…、多桩高桩承台，再在上面装法兰，再装塔筒，再装风机、叶片等，其中基础部分占了很大比例投资。福建率先搞嵌岩桩，福建的海床特点是海沟、礁石比较多。海床条件包括海床地形和海床地质，这两方面决定了不同形式基础的适应性。三峡集团组织相关科研设计单位开展了十年的科技攻关，研究了一个具有巨大突破性的新型技术，即海上风电复合筒形基础一步式安装技术科研项目，在陆地预制基础，然后装上塔筒，吊装风机，接入系统试运行后解列，完成后装船，运到现场进行沉放安装施工，响水电站的两个塔已经运行一年多了，据两年多来不间断连续观测的数据来看，比单桩的各方面指标都好。从2018年以来，江苏大丰一个300 MW风电场基础招标中有11台3.3 MW、2台6.45 MW风机选用了该技术做中试，其中6.45 MW风机复合筒型基础投标价格比单桩基础价格降低了30%。我详细查阅了道达风能公司投标组价计算书，得知尽管投标报价已经低了30% 仍然还有10%左右的合理利润。这个基础的基础筒直径大概是36 m直径。江苏响水项目单机为3 MW和4 MW，基础筒是30 m直径，塔筒直接放下去，海床相对平整，下面是软基，只需要简单进行扫海即可实施。我国大部分海域都适用这种技术。实践已经证明，各种基础形式的技术进步一定能使未来风电造价大幅下降。

5) 大型新型海工装备。新型化、大型化、专业

化的海工装备极具降造价潜力。现在很多公司在做海上风电施工专用船，固泊在海上很稳定，大大加长了施工时间窗口期，降低了施工成本，提高了工程施工安全度，解决这个问题的条件是，我们大规模投资开发，规模化使得他们能够承受成本。我们经常讲，海上施工的窗口期，一年到底多少天，可能是100~180天，120~150天的多一些，超过180天的年份就很少了。如果采用新技术，施工窗口期大大增加，建设进度能够加快，这方面的技术进步也能使我们的造价能够有较大的下降空间。

6) 低成本海缆。关于高电压大功率输电的三相同心无接头海缆，以前我们的供应商是独家垄断，没有竞争，非常昂贵。现在有好几家都在做，中天科技、宁波东方、江苏亨通、山东鲁缆等等。随着技术的进步与成熟，生存竞争的加剧，价格明显下降。所以这一块大家别小看，投资也很高，尤其我们再往深海走，现在的输电技术，我们的瓶颈大概40 km左右，再往深海超过50 km以上，技术上就有很多困难和问题。220 kV 50 km无接头海缆正在攻关，500 kV 40 km无接头也在攻关，一条海缆从7千吨左右向1万吨进军，难度空前；还有海缆敷设施工技术，也是挑战世界之最。电缆本身的制造技术攻克的同时必须降造，所以技术进步，不仅仅是攻克技术难关，还有一个很大的任务就是降造价的任务。

7) 交直流送出工程技术。当前，业界正在攻克50 km三相同心无接头海上电缆制造技术，但是50 km以上怎么办？尤其江苏，黄海大量是淤积形成的海床，浅海海域很长，江苏大丰我们最远的风电场超过离岸90 km了，很大部分风电场区块超过离岸80 km，怎么办？柔性直流可能是解决这个难题的出路，但柔性直流又带来一个新的问题，大规模海上风电汇流的时候，海上变电站、换流站的面积和体积就比较大，导致其造价的提高，那么怎么降低这个造价？以上这些问题，就是我们今天在接入系统方面带来的代价。

接入系统还有个代价，就是海岸变电站接入资源的代价。什么是海岸接入资源呢，比如海岸边上一个变电站用来接入风电场，一般我们都是200 MW、300 MW接入一个点，这个变电站能够匹配输送容量的接入间隔就是接入资源。如果这一片风电场是3 GW，5 GW，岸边接入资源即变电站能够匹

配相应容量的间隔就没有了，接入系统间隔也是有限的。我们对这样的问题，可能利用柔性直流技术，使用较低电压交流短距离在海上汇集升压换流站，经柔性直流再往陆地输送的技术要求呼之欲出。而且本身经济指标也会好得多，所以现在我国沿海各个省的电力设计院，都有跟能源局做工作的责任，在能源局做宏观规划的时候，就要考虑若干家海上风电开发商，统一通过一个换流站，然后经柔性直流送往陆地，目前有的电网公司也在做此项工作。

8) 风、光、渔、游综合利用。海上风电在实现风力发电功能目标时，同时也形成了其他产业的海上固泊条件，从当前的认识水平，人们研究发现了“风、光、渔、游”四个方面的相关利用前景。风电基础的综合利用，既能解决“光、渔、游”的海上固泊难题，又能分摊一部分基础成本，形成多种产业低价实用的广阔应用前景。

9) 一体化设计。当前海上风电产业链的各个产业环节的技术设计都是各自为阵独立设计，导致各产业的技术标准、安全可靠系数不能全面系统科学确定，这也是海上风电投资成本偏高的重要原因。探索全产业链化一体化设计，必将为海上风电降低成本作出较大贡献。

10) 专业化信息化运维。海上风电运维具有信息获取成本、运维成本两高的特点，各个风电场都独立组建运维专业团队和装备，进一步提高了海上风电上网电价，因此，统筹兼顾组建少量的专业化信息化运维团队，负责所有海上风电的运维，是降低上网电价的有效管理方式。

11) 电网配电降本增效。海上风电的最佳社会利用，不能仅仅是海上风电投资开发产业链相关企业的社会责任，也应该是输变配相关企业的社会责任，国家和地方政府行政主管部门，也应该对处于垄断地位的输变配企业下达该环节的降成本指标。

以上十一个方面就形成了下一步海上风电上网电价能进一步较大幅度下降达到平价上网目标的主攻方向。

## 10 平价上网助力行业发展

这些说完之后，我们是不是已经描述完了未来将面临怎么样的情景？当然没有！还有一个很重要问题被业界忽略了，这个问题跟我们具体的风电场

技术本身无关，只跟资源评价与规划有关。当我们把海上风电大功率单机做出来之后，叶轮直径可达到170~180 m左右；海上风电利用的高度，从原来规划的50 m、70 m达到现在的140 m、160 m甚至180 m，短期内将很快超过200 m。这使得可供社会使用的风能资源量大幅增加，甚至可能翻番，利用小时也大幅提高。如江苏省沿海海域，原来海上风电利用小时只有2 200 h左右，现在将要到3 000 h以上。这种情况下，利用小时到3 000 h以上，造价在13 000元/kW左右，我们的电价承受能力可以到0.65元/kWh，这个距我们追求的0.55元/kWh平价上网已经不远了。

我们再看看福建、广东东部是什么状况。虽然福建、广东东部沿海海床的地理和地质条件都较差使投资水平比其他区域高，单位千瓦投资，但是利用小时也在大幅增加，单位电能投资并不高。2015年我去看过莆田县的海岸边陆上风电场，陆上风电利用小时为4 200 h以上，利用小时最高的一个风塔接近5 000 h，这一区域的海上风电的利用小时基本都超过4 000 h。所以尽管造价比江苏、河北、山东要高，但是利用小时很高，所以指标比江苏还好些。当然，这些问题的分析、认识与判断，都是建立在经验与实测资料基础之上的，由于从宏观上讲，缺乏在新的利用情景条件下的国家层面的资源普查与规划成果，形不成国家层面的产业引导政策。业界使用的仍然还是将近十年前做的风能资源普查成果“我国5~25 m水深、50 m高度海上风电开发潜力约200 GW，5~55 m水深、70 m高度海上风电开发潜力约500 GW”。

此外，我再强调规模化开发、平价化开发指日可待。规模化开发如果不达到平价化，我们就没法谈规模化，因为政府财政补不起。现在发展缓慢，本质上有探索期的问题，也有政府补不起的问题。由于补贴欠费，现在新能源行业出现了我们经常讲的一种现象，叫做“有利润、没有现金流”。为什么这么说，因为我们支付体系，我们到每个地方去，搞新能源，电网公司，除了调度上技术上比较困难外，他们是没有抵触的，尤其现在国家有政策，所以他们能消纳的尽可能消纳。电网公司支付的是当地脱硫脱硝的标杆煤电价格。如某地开发新能源，当地火电价格0.37元/kWh，电网公司每个月结算就按0.37元/kWh及时支付，剩下的价格差额就是



国家补贴，国家补贴没钱怎么办，拖着呗，在西方有个词，叫电费赤字，我们叫拖欠补贴。但是我们的跟西方的不一样的，欧美电费赤字不仅要给欠费，而且还要给银行贷款同期资金成本，我国的欠费半年至三年后给，不会支付资金成本，只给原始电费金额，所以我们的新能源一看有利润啊，表都很好看，但是口袋里没钱，基本快到资金链断裂的情况，等几年后拿到，倒贴多年的资金成本。因此与项目投资评价时使用的财务模型有了较大差别，最后的结果是不赚钱甚至年年亏损。因此苦不堪言。我想告诉大家：我们规模化发展的基本条件，就一定是平价化上网，否则国家财政补贴不起，我们就没有资金，行业就没有生命力，用3~5年时间，实现平价化是我们大家的刚性任务。

我呼吁我们每个公司、每个业务、每个环节，都必须为平价上网做贡献！这个贡献不是白白贡献，是因为我们每个产业都要生存发展，前提是依托海上风电的规模化发展，没有这个规模化发展，我们的产业也很难发展，而要规模化发展，就必然需要平价化，这是我们共同的命运所系！我们的追求，用5~7年的努力，实现平价上网。同时也需要国家政策的支持，我们现在青海很多地方光伏领跑者计划项目，在招标的时候给的政策，是土地不要钱了，（当然，因为是沙漠或戈壁），那么我们的海域能不能不要钱？如果不要钱了，我们的渔民又怎么办，渔场损失赔偿，我们有些省的风塔，受到海洋渔业厅的高度重视，他们想做成海上牧场，这么大的塔围起来，做海上养殖。现在近海已经无鱼可打了，只能去远海打鱼，渔民很辛苦、风险高、成本高、收成少。把海上风电做成生态措施、做成海上牧场来发展，那么我们将来海域，能否不交钱，或者少交钱，这个也是行业将来的责任和努力目标之一。

所以，现在目标明确后，大家都应该支持平价上网，不要政府一说降价就反感，就怨声载道。而应在竞争过程中，追求适度的合理回报。应用科技进步增强我们的竞争力，通过合理回报减少我们的怨言，因为我们要规模化，所以不要政府一说降价我们就很反感，因为这个是规模化的必经之路。如果没有降价到平价上网，规模化发展永远是空话。我们怎么抵消电从远方带来的影响，我们想想，准东到皖南，一条线路就是12 GW，我们哪有那么多

空闲负荷来了就供呢？而且以CO<sub>2</sub>为主的温室气体并没有减少。它本身的电过来后都有个消纳期，我们现在是基本平衡，基本平衡就是我们几年的发展来满足我们新的电源的消纳。新的负荷发展我们还有新的限制：（1）现在光伏都是分散式光伏；（2）薄膜化与柔性化是光伏发展趋势，其具有移动式、分散式、便携式三个特点；（3）全太阳能汽车，只要达到转换效率35%左右，表面积有4 m<sup>2</sup>，其年行驶里程就能达到2万 km。一般来说，家用轿车年行驶里程1万~1.5万 km，上面也有电池，电池用于自身储电来驱动，也有充电桩链接设备，停车状况下可卖电给电网公司；（4）还有农业光伏大棚，建筑光伏等等。这些分散式移动式便携式能源，大大抑制了社会供电的负荷增长，原来我们6%的负荷增长率，如果系数为1，那我们电力增长就是6%，我们东部地区没有1，只有0.7左右，我们GDP增长6%的话，0.7就是4.2的增长，如果有移动式的这些负荷，增长可能降低到2点几甚至1点几。因此，我们不但要追求平价化发展，还要追求尽快实现平价化，才能抢抓到增量负荷市场，因为我们海上风电规模化发展，背景是平价化发展，形成我们能就地平衡，不需要外部送电，我们用清洁能源来平衡西部煤电东送的电，使我们海上风电达到这个目标，这就是平价化发展的重要意义。

综上所述，只有平价化发展，才能达到规模化发展；只有规模化发展，才能实现海上风电行业企业的超常规发展，企业超常规发展，才能带动行业的综合性全面发展，才能走向全球，我们把国内的事做好了，就能走向海外，贡献全球。

我衷心期待，中国的海上风电征服中国市场，走向全球，为世界的清洁能源事业作出重大贡献！

#### 参考文献：

- [1] 中国可再生能源专业委员会. 中国风电及电价发展研究报告[R]. 北京：中国可再生能源专业委员会，2009.
- [2] 国际能源网团队. 关于风电竞价/平价时代招采体系的研究[EB/OL]. 风电头条. (2019-05-28)[2019-05-31]. <https://mp.weixin.qq.com/s/yA7mOejmLmshAXvmvLq4A>.
- [3] 国家发展改革委. 关于完善风电上网电价政策的通知：发改价格[2019]882号[EB/OL]. (2019-05-21)[2019-05-31]. [http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201905/t20190524\\_936689.html](http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201905/t20190524_936689.html).