

风电机组选型的几个关键问题研究

摘要：风电机组选型在风电项目开发过程中至关重要，项目有盈利可能是进行选型的前提。本文回顾了我国风电电价发展历程，给出了收益率、电价与风资源的定量关系；研究了风电机组等级与GL型式认证的相关问题；澄清了一些对可利用率、可靠性的混淆认识；论证了国内风电机组理论功率曲线偏高问题。

1. 前言

如今，风电发展已跨越初期示范阶段，进入大规模产业化时代，追求利润最大化成为投资的主要目的。决定风电项目盈利水平的要素包括风资源状况、电网接入状况、上网电价、机组选型和运维水平等。项目核准后，前三项基本已成定局，机组选型的重要性显而易见。据《2009年中国风电机组制造商竞争态势与投资分析研究报告》分析，截止到2008年10月1日，中国境内的风电机组整机生产商已经达到76家目前，其中真正有产品推出的内资与合资企业共10多家，加上几家在中国市场表现积极的外资企业，总数在20左右。而每个厂家还有不同等级、不同轮毂高度、不同容量、不同应用环境的多种机型，如何从中抉择出高安全性、高性价比的机组，成为风电投资必须面对的问题。

2. 机组选型的前提

进行机组选型的前提是项目有盈利的可能。众所周知，电价越高风，风资源越好，项目的盈利水平就越高，先来看电价。

1) 我国风电电价发展历程

我国风电并网电价的形成大体经历了四个不同的历史阶段：1) 发展初期，机组多由国外资金援助，竞争上网，电价很低，每千瓦时约0.3元；2) 1994年起，电力部全额收购风电上网电量，差价全网均摊，各地由价格主管部门审批，致使风电价格参差不齐，低的与火电相当，高的每千瓦时超过1元；3) 2002年开始，招标电价和审批电价并存，特许权招标项目的招标由国家发改委牵头组织，电价区间趋于稳定；4) 2009年，国家发改委下发《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，《通知》按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，并制定相应的风电标杆上网电价，见表1，今后新建陆上风电项目统一执行。这对风电的投资预期起到很好的引导作用，消除了不确定性，增强了可持续性，有利于竞争格局的稳定，标志着我国风电上网电价机制基本成熟。

资源区	标杆上网电价 (元/kWh)	各资源区所包括的地区
I类	0.51	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
II类	0.54	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
III类	0.58	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV类	0.61	除I类、II类、III类资源区以外的其他地区

表1 各风能资源区风电标杆电价

按表1本文绘制了我国风电标杆电价图，见图1，基本与我国风资源分布图（图2）相吻合。

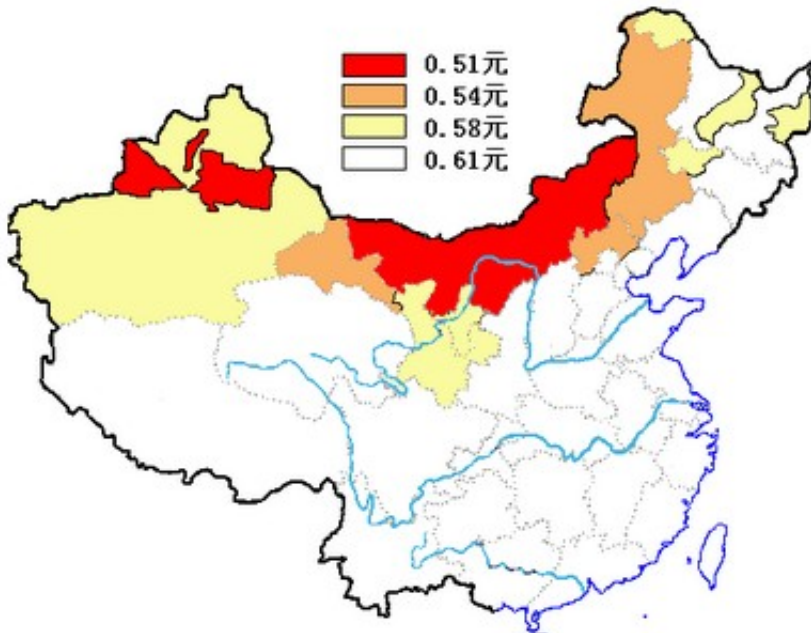


图1 我国风电标杆上网电价图

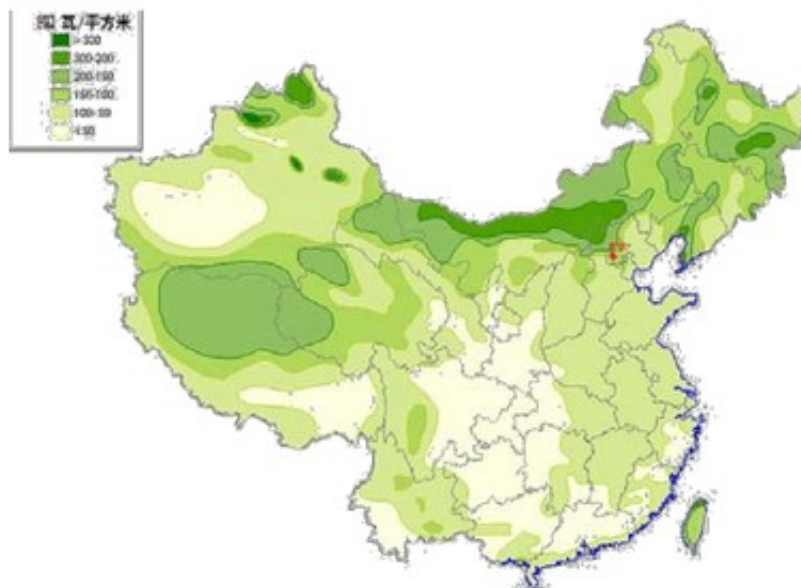


图2 我国风电资源分布图

2) 电价、风资源与项目收益的关系

那么到底风资源、电价达到什么水平，项目才具备盈利能力呢？这一般靠经验定性判断，定量关系很难给出，本文按风电较为常见的边界条件（表2），通过文献[1]提出的经济性分析工具和Wasp软件计算，定量的给出图3所示的关系图：黄色区域上限为10%收益率，下限为8%收益率，橙色区域收益率较高，绿色区域收益率低于8%，很难盈利。需要强调的是，此图仅供现行常规风电项目参考，不适于特殊风频分布等情况，若遇政策变动也需重新绘制。

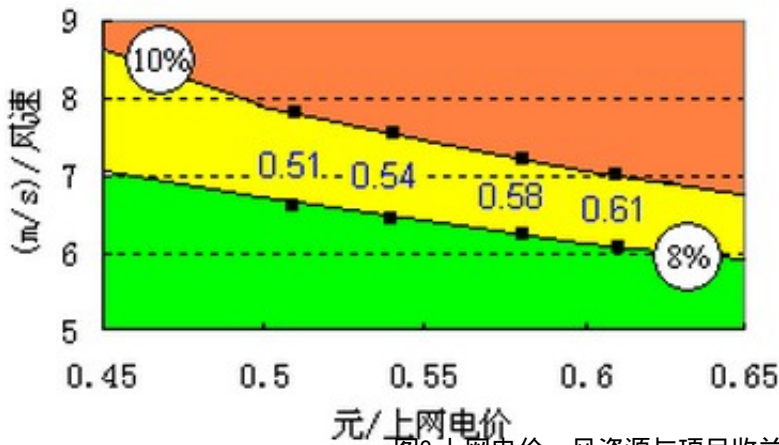


图3 上网电价、风资源与项目收益的一般关系图

	收益率	千瓦造价	折减系数	形状参数	功率曲线	长期平均利率	抵扣进项税
上限	10%	10000	0.7	2	某 II 类机型	7.2	10%
下限	8%	9000	0.8				

表2 主要边界条件

3. 关于风电机组等级

有人讲风场是某某等级的风场，所以要用某某等级的风电机组，这种说法不够准确。没有两个风况完全相同的风场，风场本身是没有等级的，或者说是有无数等级的。制造商一般不会为某个风场专门设计机型，而是将风电机组设计成诸如I类、II类一些等级，通过批量生产这几种等级的机型来降低成本。打个比方，这相当于为众人大小不一的脚，设计了有限几种尺码的鞋，不一定最合脚，但因规模化而大幅降低成本。归根结底还是经济问题，当带来的额外发电收益高于设计成本时，为某一风场甚至某些机位专门设计机型，也并非不可能，如同为博尔特设计专用跑鞋。最近，随着技术的进步和设计成本的下降，国内一些主机制造商开始推出专门设计的概念。

机组等级的划分，IEC、DIBT等已有相关标准，如IEC

61400-1先后推出的三个版本的标准，现列于表3至表5，表中的Vref为50年一遇最大风速的参考值。

表3 1994年e1版

Parameters 参数	Wind turbine class 风电机组等级				
	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s) 参考风速	50	42.5	37.5	30	Values to be stated by manufacturer
V_{ave} (m/s) 年均风速	10	8.5	7.5	6	
I_{ave} 年均湍流强度	0.17				具体值由制造商确定

表4 1999年e2版

WTGS class 风电机组等级	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s) 参考风速	50	42.5	37.5	30	Values to be specified by the designer
V_{ave} (m/s) 年均风速	10	8.5	7.5	6	
A I_{ref} (-) 参考湍流强度	0.18				具体值由设计者确定
B I_{ref} (-) 参考湍流强度	0.16				

表 5 2005 年 e3 版

Wind turbine class 风电机组等级	I	II	III	S
V_{ref} (m/s) 参考风速	50	42.5	37.5	Values specified by the designer 具体值由设计者确定
A I_{ref} (-) 参考湍流强度	0.16			
B I_{ref} (-) 参考湍流强度	0.14			
C I_{ref} (-) 参考湍流强度	0.12			

e3版和e2版相比，取消了IV类机组，取消了平均风速的限制，但对湍流强度的要求更加苛刻，传达出的信息是如果湍流强度不高，平均风速大一些也允许。一些国外机组制造商出于技术延续性的考虑，仍坚持采用e2版本。

我们还可以从这样的角度理解IEC标准的变化，风电起源和发展于“上帝偏爱”的欧洲大陆，气象条件优越。而当它扩展到世界各地时，发现有的区域参考风速与平均风速偏离了5倍关系，台风、低温、低空气密度、台风、沙尘、雷暴、冰冻等特殊情况也接踵而来，IEC不得不放宽了机组等级的界限，即降低特殊性以保证普遍性。显然，考虑了自身特点的区域性标准更具实用价值，也是未来的发展方向，但这类标准的制定需要大量深入的、有针对性的工作，而不应简单地向上等同。

我国东南沿海多台风，平均风速小而参考风速大；内蒙地区远离海洋，受西伯利亚寒流影响，平均风速大而参考风速小；风资源丰富的东北山区，地形复杂，易形成局部小气候，湍流强度往往偏高。期待我国在IEC标准的基础上出台“更中国”的风电标准，也期待风电制造商在掌握风电核心技术后，大胆创新，多开发适合我国风资源特色的风电机组。

4. 关于风电机组GL认证

“认证”是指由认证机构证明产品、服务、管理体系符合相关技术规范中的强制性要求或标准的合格评审活动。我国近几年风电产业发展迅猛，业主对风电机组性能的认知很难赶上机组推陈出新的速度，机组性能亟需权威机构的评判，因此风电机组认证在选型过程中显得尤为重要。在全球风力发电领域，德国劳氏船级社风能事业部GL Wind是世界上公认的权威检测、认证机构。目前，全球一半以上的大型风电项目认证由GL完成的，在近三十年的风力发电发展过程中，GL发展、发布了全球最完整的认证规则规程体系，并被广泛采纳为IEC国际标准。本文仅简单介绍风电机组的GL型式认证流程，并提供一些判断风电机组认证情况的实用方法。

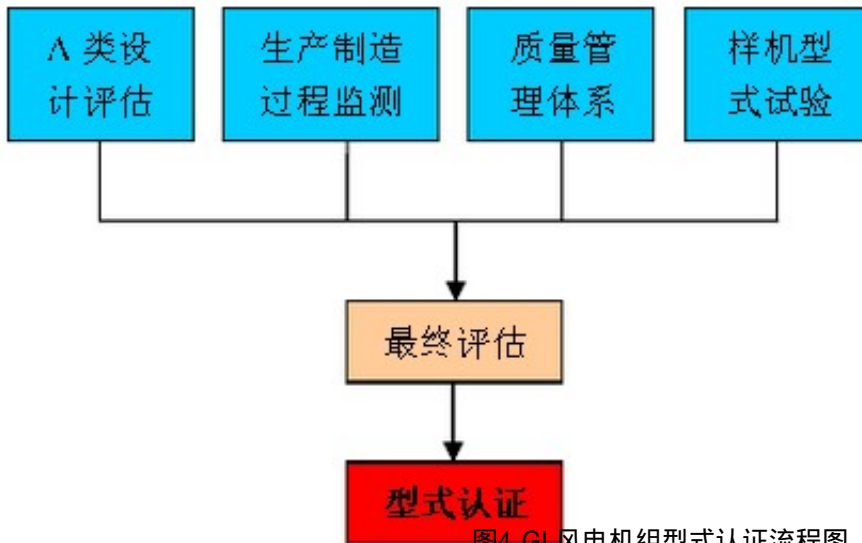


图4 GL风电机组型式认证流程图

GL风电机组认证是指型式认证，其流程如图4所示，图中A类设计评估的“A”不代表湍流强度，样机型式试验包括功率曲线测试、噪声测试、电气性能测试、机组性能测试、机械载荷测定等。

(1) “设计认证”的概念在GL风电规程体系里是不存在的，仅存在“设计评估”（英文是Design Assessment）。国内有些主机制造商经常以GL设计评估报告作为GL“设计认证”进行宣传，是有背实际的。

(2) “设计评估”是分等级的，C类设计评估只需在设计文件基础上，对样机进行合理性校核，相对容易通过；要拿到A类或B类设计评估，需要首批安装的机组通过试运行，需要进行设计分析的全方面考核。若存在一些即使与安全无关的瑕疵，也只能获得B类评估。可见，型式认证的门槛是非常高的。

(3) 设计评估报告或型式认证都是有有效期限的，过期需要重新审核，否则无效。如C类设计评估，有效期为2年或满负荷情形下4000小时以内。

(4) 任何主要部件不得变动，否则认证失效。详细的部件清单列在载荷评估报告的附件里。

(5) 进行风电机组的型式认证是非常漫长的过程。据GL介绍，如一切顺利，拿到C类载荷评估约需3个月，C类到B类约1年，B类到A类约1.5年，A类载荷评估到最终的型式认证约2年。目前尚无国产机组拿到GL型式认证。

5. 关于风电机组可利用率

1) 可利用率的计算

风电机组的可利用率计算目前非常混乱，运营商与主机制造商的算法不一，各主机制造商的算法也不尽相同。这里既有天气、电网限电等不确定因素的干扰，也有各方利益出发点不同带来的影响。归纳起来，有三种算法：

$$(1) \quad A_o = G/T, \text{ 称为运行可利用率 (Operational Availability) ;}$$

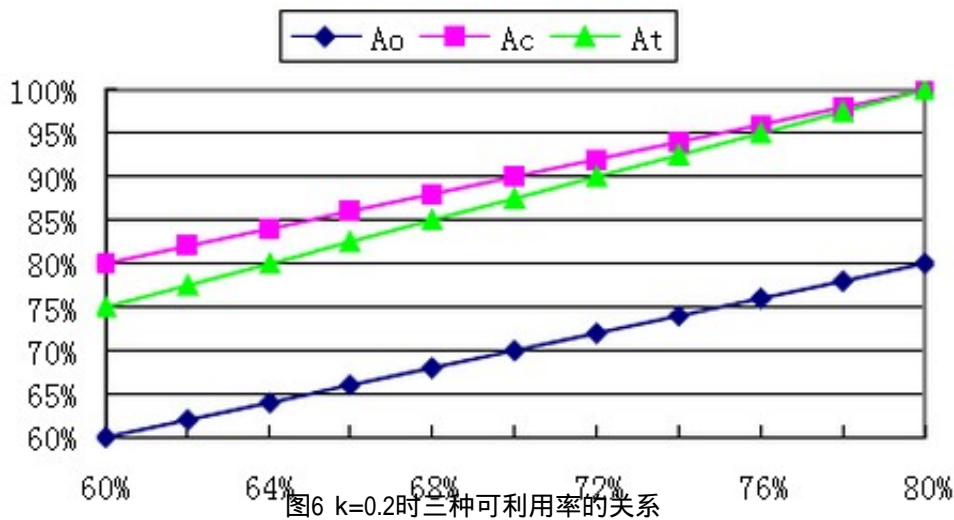
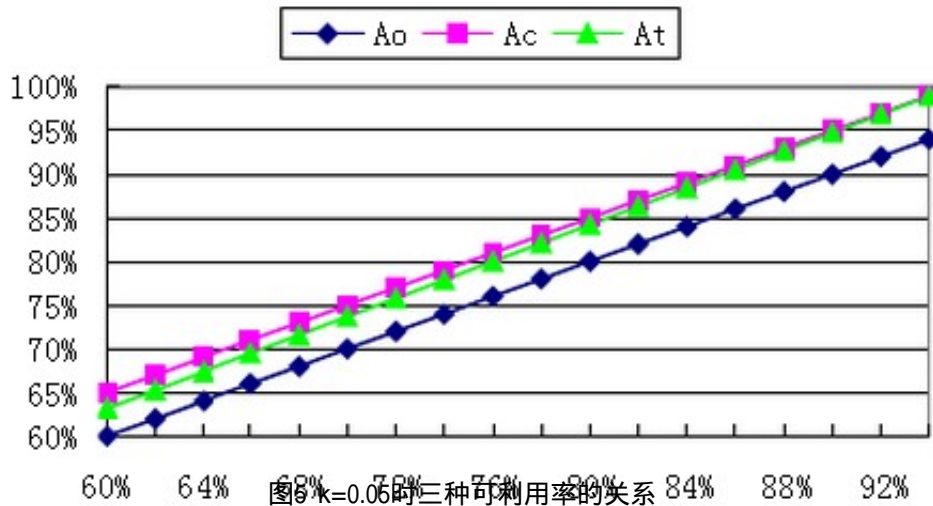
$$(2) \quad A_t = G/(T - W), \text{ 称为技术可利用率 (Technical Availability) ;}$$

$$(3) \quad A_c = (G + W)/T, \text{ 多见于我国风电场的可利用率计算，不妨称之为Chinese Availability.}$$

以上三式，G为发电时间，T为总时间，如以一年计算为8760小时。(2)、(3)式中W为等待时间，意为既不发电也不算故障的时间。G、T含义明确，关于W的争议较多，如微风时间、切出时间、电网限电时间、电网故障时间、备件或维修人员到场时间、故障修理后等待测试的时间、以上时间的重叠时间等是否计算在内。若统一了W的计量

方法，再选定(2)式或(3)式的可利用率算法，可利用率问题就迎刃而解。下面分析三种可利用率间的相互关系：

定义等候时间与总时间的比 $k = W/T$ ，则 $A_c = A_o + k$ ， $A_t = A_o / (1 - k)$ ，显然若 $k=0$ ，三者完全相同，当 k 增大时，则三者关系如图5~6所示，图中横轴为 A_o 。



这说明：1) 若以代表纯发电时间的 A_o 衡量风电可利用率会更较低，以 A_c 衡量会较高；2) 当等候时间比重较小时， A_c 与 A_t 基本重合，两种计算方法基本相同；当等候时间比重较大时，两者差别拉大，尤其是可利用率较低时，绝不能混为一谈。

2) 可利用率与可靠性的关系

可利用率与可靠性是关系密切而概念完全不同的两个量，前者是设备某段时间内工作时间与总时间的比值，后者是设备在指定时间内连续正常工作的概率。对陆上风电场，我们可以笼统的说某某设备可用率非常高，所以很可靠。而到了海上风电场，由于可接近性差，维护难度大而成本高，我们应该强调可靠性的重要，举例来讲：

机组故障服从指数分布，平均一年内发生1次故障，每次故障持续10天，则可利用率为 $355/365=97.3\%$ ，机组1个月无故障的可靠性为 $\exp(-30/365)=92.1\%$ 。若机组平均每年发生5次故障，每次故障持续2天，可利用率仍为 97.3% ，而机组1个月无故障的可靠性锐减为 $\exp(-30/73)=66.3\%$ 。

由此可见，对海上风电机组选型增加可靠性指标非常重要，为方便执行，建议业主对机组单位时间的故障次数提出要求。

6. 关于风电机组功率曲线

功率曲线与可利用率称得上评价风电机组最重要的参数指标。在风电机组选型过程中，标准功率曲线或待建风场空气密度下的功率曲线，决定着发电量估计、度电成本计算、经济性分析等关键环节。以上两者都属于理论功率曲线的范畴，但真正发挥作用的是机组的实际功率曲线，这就存在一个功率曲线验证问题。然而，功率曲线的验证比可利用率计算难度更大、耗费时间更长；绝大多数国产机组尚未获得功率曲线认证；设备采购合同里制定了相应的罚则，但缺乏可操作性；尽管IEC早已制定相应标准，目前未见有业主开展功率曲线验证的报道，这些给项目收益带来难以预知的风险。

业界普遍认为，一些国内制造厂商给出的功率曲线有浮夸的成分，图7也初步印证了这一点：这里机组均为77m叶轮直径、1500kW功率，蓝色曲线为发电表现出众的GE 77，紫色曲线为五种典型国产机型的平均值。

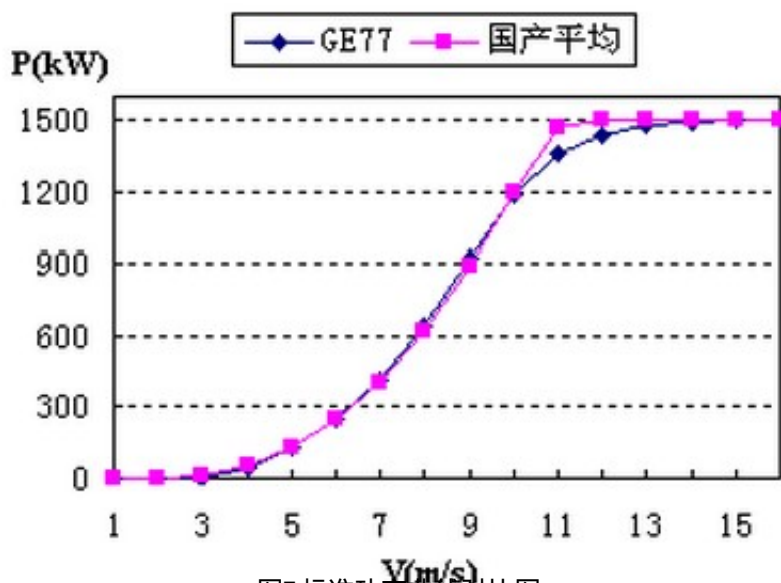


图7 标准功率曲线对比图

7. 结论

风电机组选型还有若干问题，这里不能面面俱到。例如发电量估算，折减系数的设定过于随意，而分析各种不确定因素影响的创新性工作不够，尽管市场上不断推出如metedyn WT等新型软件，发电量估算精度仍无明显改善，相当于用一架高精度的天平毛着测量带包装物品的净重。再如进行机组经济性比选，常用静态的分析方法，而且忽略了相互差异较大的维护成本。

当然，以上一系列问题都属于发展中的问题，相信随着风电市场的成熟稳定，会一一得到妥善解决，关键是如何使解决成本最低。机组选型相关工作衔接设计施工与生产运行，衔接着制造商与投资商，需要全行业共同努力。有些具备公用性质的工作，需要权威机构来做，如定期发布各机组制造商的实际功率和可利用率，以防个体视角的偏颇和狭隘；有些具备超前性的创新工作，需要龙头企业率先做，以拉动其它企业的发展，如适合我国风资源特色的新机型研制；有些工作需要尽早做，后期的技改成本肯定高于前期设计的微调成本。从国家层面上看，只有这样才能优化我国风电产业的资源配置，确保风电又好又快发展。（范子超）

参考文献

1. 范子超. 风电经济性分析工具及其应用研究。
2. 李育玲. 风力发电机组选型的主要指标与方法。

3. IEC64100-1。

4. 国家发改委，《关于完善风力发电上网电价政策的通知》。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/58254.html>