

今日头条 | 重磅 | 创新驱动，合理建设中国先进煤电

原创 中国电力报发电部

创新驱动，合理建设中国先进煤电

倪维斗¹、秦中一²、毛健雄³、王凡⁴

2021年10月11日，李克强总理在国家能源委员会上提出：当前国际环境和全球能源格局、体系发生深刻变化，我国能源发展和安全保障面临新挑战。能源安全事关发展安全、国家安全。我国仍是发展中国家，发展是解决一切问题的基础和关键。供给短缺是最大的能源不安全，必须以保障安全为前提构建现代能源体系，着力提高能源自主供给能力。要针对以煤为主的能源资源禀赋，优化煤炭产能布局，根据发展需要合理建设先进煤电，继续有序淘汰落后产能。并且强调：创新是能源高质量发展的重要动力。要加强能源领域关键核心技术和装备攻关，强化绿色低碳前沿技术的研发。李克强总理的这一讲话，对于在当前形势下，通过技术创新合理建设先进煤电实现煤电在新形势下高质量发展，具有重大的指导意义。

我国建设先进煤电的必要性

煤电行业是主要的碳排放源之一。在30/60碳达峰碳中和的“双碳目标”下，我国已经明确了未来大力发展低碳新能源，尤其是风电、太阳能发电的方向，并提出了2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的发展目标。据统计，截至2020年底，我国风电、光伏并网装机容量分别达到2.8亿、2.5亿千瓦，合计5.3亿千瓦，距离2030年12亿千瓦的目标还有6.7亿千瓦的差

距，表明风电、光伏（以下简称“风光”）新能源电力将在未来10年乃至更长的时间内高速发展，会逐渐成为我国电力供应的主力之一。

但需要指出的是，“风光”新能源发电量比例的提高，不可避免会带来电网安全方面的一系列问题，主要可以归纳为以下三类：第一类是“风光”新能源电力靠天吃饭，不可调，不能“源随荷动”，因而“风光”电源的大规模接入，会对传统电网带来巨大影响。在风、光电电源侧的大规模储能系统未发展起来以前，风、光发电系统均不具备调峰调频、无功补偿的能力。随机的气象条件，使得机组出力时刻变化，对电网形成较大冲击，使得电网需要为风、光发电系统建设相应的调峰调频及对电压进行有效的控制和调整，需要相应增加常规的火电电源提供补偿调节力。对于电网日常运行调节方面带来挑战；第二类，是“风光”新能源自身对于电网电压和频率波动的适应能力较差，容易脱网；第三类，是发生极寒天气等“黑天鹅”事件（如2008年南方雪灾和2021年3月美国德州雪灾）时，“风光”新能源基本归零，单靠现有储能技术难以保障电网安全和社会用电。

近期发生在我国多地的用电紧张，尤其是东北地区的“拉闸限电”现象，对工业经济发展，甚至是社会民生都产生了一定的负面影响。究其原因，是发电量无法满足用电需求，甚至导致电网频率过低。而造成发电量偏低的主要原因，是东北地区风电占比过高，导致发电量容易受到天气因素的影响，且一旦风电供给不足需要依靠其他电网调度电力以满足用电需求。据了解，7月28日东北地区因风力不足，风电出力几乎归零。有分析指出，在煤炭产能持续受到限制的情况下，仅依靠光伏、风电等新能源装机容量的提升难以满足电力缺口。由于光伏、风电等新能源并不稳定，再加上储能技术的限制，占整体电力供应的比重短期内难以大幅提升。换句话说，如果目前煤电占主导地位的电网基荷容量无法持续扩容，新能源装机容量提升也将受到限制。因此，未来3-4年内电力供应紧张的情况仍可能经常出现。

有鉴于此，李克强总理从我国能源发展和安全的角度，强调能源安全事关发展安全、国家安全。我国仍是发展中国家，发展是解决一切问题的基础和关键。

因此提出“根据发展需要合理建设先进煤电，继续有序淘汰落后煤电。”这是统筹当下和未来我国发电行业保障用电安全和低碳发展这两方面重要任务的关键举措。我国总装机约11亿千瓦的煤电机组在护航“风光”新电源发展和兜底保障电网安全方面有着难以替代的重要作用。例如，对于电网日常运行调节方面，煤电机组灵活可调的特点可以有力地支撑电网对于“风光”新能源的消纳，支撑电网对于频率的调节；煤电机组汽轮发电机转子提供的转动惯量可以第一时间有效平抑电网频率波动，而且无论煤电机组负荷多低，哪怕到了20%，转动惯量也总是100%；煤电机组还可提供可观的电压（无功）调节能力，且机组负荷越低，无功调节能力反而越大，等等。因此，无论从我国能源安全的角度，还是从推动和支持“风光”新能源发电发展的角度，合理建设先进煤电都是十分必要的。

我国应该建设什么样的先进煤电机组

我国在现有煤电技术的基础上，需要合理建设先进煤电机组，一个核心问题是：我国应该建设什么样的先进煤电机组？或者说，满足哪些条件的煤电机组才是先进的？以及，我们现在有没有在现有煤电技术的基础上再进一步大幅度提高煤电性能的技术？笔者认为，创新是能源高质量发展的重要动力，实现先进煤电机组的关键是技术创新，正如习近平总书记深刻指出的：要着力实施创新驱动发展战略，抓住了创新，就抓住了牵动经济社会发展全局的“牛鼻子”。抓创新就是抓发展，谋创新就是谋未来。我们必须把发展基点放在创新上，通过创新培育发展新动力、塑造更多发挥先发优势的引领型发展，做到“人无我有、人有我强、人强我优”。自改革开放以来，我国的煤电技术和装备，从引进、吸收、消化到自主创新，几十年来，建成了11亿千瓦世界

技术最先进，容量最大，效率最高、排放最低的煤电机组，为我国的能源和电力安全 and 经济快速发展做出了重大的贡献，其中涌现出大量的创新人物和创新技术。仅根据笔者多年来与申能上海外高桥第三发电厂和申能电力科技公司及其总经理冯伟忠的了解和长期的深入交流合作，他们所研发的多项煤电创新技术及其应用的实例，就有力地证明了，这些创新技术是推动我国煤电进一步高质量发展实现先进煤电的根据和保障。冯伟忠是我国燃煤发电界著名的创新人物，至今已获得的专利授权共73项，其中国内发明专利17项，国际发明专利7项，实用新型专利49项。2011年其《1000MW超超临界机组系统综合优化和节能减排关键技术研究及应用》获“国家科技进步二等奖”；经国家能源局批准，2014年授予外三电厂全国唯一的“国家煤电节能减排示范基地”称号；2015年，国际著名的电力杂志《POWER》授予外三电厂“顶级燃煤电厂奖”，这是国内自三峡水电2012年后获此奖的第二个，也是中国首个获此奖的燃煤电厂；2016年，美国机械工程师学会（ASME）授予冯伟忠当年唯一的最高奖“最佳创新者”奖，这是该奖项自1954年创立以来获此奖项唯一的中国人；国际著名的“Peabody全球洁净煤领导奖”于2017年颁发给外三电厂，同时还给外三颁发了“Peabody燃煤电厂热耗和性能领导奖”及“Peabody燃煤电厂NO_x排放和性能领导奖”。“国际能源署洁净煤中心（IEACCC）”赞誉外三为“世界上效率最高排放最低的燃煤火电”。因此，仅从上海外三、申能科技和冯伟忠这里，中国煤电具有足够的创新能力实现先进煤电的发展。那么，满足哪些要求和采用什么创新技术的煤电机组才是先进的？根据我们的理解，先进煤电至少应该满足如下几方面要求：

1. 尽可能高的效率和良好的低负荷性能

高效就是减排和减碳，是先进煤电的首要标志，其重要性毋庸置疑。对于现有煤电机组，包括超超临界、超临界和亚临界机组，还有没有进一步较大幅度提高效率降低煤耗的可能？仅举外

高桥第三发电厂和冯伟忠他们采用其创新技术实现了包括超超临界和亚临界机组几个项目为例，证明采用创新技术，可以大幅度提高包括现有超超临界在内所有类型的燃煤机组的效率和降低其供电煤耗。举例如下：

- 1) 上海外高桥第三发电厂通过持续改造，投产时设计供电煤耗为291.5/千时和设计供电效率为42.1%的2台100万千瓦超超临界机组，2011年全年平均实际供电煤耗达到276克/千瓦时，全年平均实际供电效率达到44.5%。
- 2) 铜山电厂2台100万千瓦超超临界机组改造，降低供电煤耗超过10克标煤/千瓦时。
- 3) 曹妃甸新建2台100万千瓦一次再热超超临界机组，由冯伟忠领衔的申能电力科技公司提供全套创新技术进行优化设计，目标是“复制外三，超过外三，成为外三升级版”，建成投产后的正式测定结果为：额定工况供电煤耗：262.75克/千瓦时，额定工况供电效率46.7%，按其各负荷段的性能试验值和环境条件折算的年平均供电煤耗为270克/千瓦时，其性能超过了已经投产的百万级二次再热超超临界机组，但其单位造价却不到二次再热机组的80%。
- 4) 徐州电厂32万千瓦亚临界机组升级改造至供电煤耗降低至285克/千瓦时，达到百万千瓦等级超超临界机组实际运行煤耗水平，每度电降低供电煤耗35克标煤。

我国现有超超临界机组302台，总容量达2.5亿千瓦，从上面外三、铜山和曹妃甸电厂的实例可见，即使百万等级超超临界机组，仍然有非常大的升级改造空间。对于亚临界机组，我国现有亚临界机组约990台，总容量达3.56亿千瓦。如果这些亚临界机组都能像徐州电厂那样就行升级改造，大幅度降低供电煤耗，仅亚临界机组节能减排的贡献就极其巨大。据了解，申能科技已经将升温提效及深度调峰综合升级改造的技术路线延伸到超临界机

组和亚临界以下机组，进行了技术研发储备。对于超临界机组可以实现与亚临界机组相当的节能幅度（超过10%），且能同步实现安全经济的20%深度调峰；对于亚临界以下机组提效幅度更大，例如对于高压参数热电联产机组可达20%以上。这对于我国现役装机约2.85亿千瓦的超临界机组和1.9亿千瓦的亚临界以下机组的节能和减碳而言，价值重大。

对于新建煤电机组，从国际和国内煤电机组高效化发展的路径来看，二次再热超超临界机组是最高效的技术路线。然而，必须指出的是，二次再热技术由于系统更加复杂，尤其是第二次再热的长距离大直径高温高压蒸汽管道问题，其系统和参数的优化问题更加关键，否则容易出现“事倍功半”的困局。据调研，国内投产的二次再热超超临界机组，其额定工况下供电煤耗的真实水平普遍超过270克/千瓦时，相比一次再热超超临界机组，经测算，在相同的边界条件下（给水温度、背压、主再热蒸汽参数等），增加一次再热所带来的效率收益仅为约4克/千瓦时，未能充分发挥二次再热的优势。

由冯伟忠主持设计和策划的国家煤电示范项目——申能淮北平山二期135万千瓦高低位双轴二次再热超超临界机组（以下简称平二项目），突破性地采用了高低位双轴布置汽轮机这一独创技术。该技术一方面使得机组在容量、循环参数和缸效等方面均获得了最优化，另一方面又大幅缩短了会造成相当效率损失且价格昂贵的主再热蒸汽管道，实现了“扬长避短”。结合一系列已经在上海外三电厂和曹妃甸电厂取得成功应用的专项节能技术的升级版，机组额定工况下供电煤耗设计值为251克/千瓦时。该机组已于2021年6月建成，一次并网成功并通过了168小时试运，运行数据显示机组的实际效率有望优于设计值。相比常规二次再热机组，煤耗降低20克/千瓦时，相当于领先至少两代技术。

值得强调的是，在双碳目标下，煤电仅追求额定工况下的高效是片面的，甚至是误导性的。因为在以新能源为主体的新型电

力系统中，煤电将从原先的主力角色转变为调节保障电源。因此运行在低负荷甚至是超低负荷将会成为煤电今后的新常态，如果机组在低负荷下煤耗飙升，则其年均运行煤耗必然高企，也就是说额定的高效不代表实际运行的高效。在低负荷下，煤电机组面临着汽轮机热耗快速升高、锅炉效率下降、厂用电率飙升的挑战。而对于二次再热机组，再热汽温尤其是二次再热汽温明显低于设计值更会导致机组效率雪上加霜。据公开论文报道，国内某百万千瓦二次再热超超临界机组就出现了75%负荷以下再热汽温大幅低于设计值，导致部分负荷下机组效率加速下降的问题。

作为对比，平二项目由于采用了广义回热系列技术、弹性回热技术、集中变频技术等诸多针对低负荷提效的专项技术，使得机组在低负荷下煤耗升高的速率明显低于常规机组，为机组全负荷范围的高效打下了坚实基础。

2. 深度调峰的灵活性

煤电机组的灵活性，从广义上主要包括三个方面：一是启停机的灵活性，二是升降负荷速率，三是能够安全环保稳定运行的负荷区间，即深度调峰。其中最重要、最关键的是深度调峰能力。今年以来，我国各地对于现役煤电机组深度调峰改造的要求明显提速，京津冀、山东等地区和省份已经明确提出了要求煤电机组十四五期间实现20%-100%深度调峰的目标，预计其他地区也会跟进。

需要指出的是，超低负荷对于机组的安全、环保和可靠运行提出了巨大的、全方位的挑战，这些挑战可以概括为如下六个方面：①锅炉稳燃差；②锅炉水动力不稳定；③SCR脱硝系统入口烟温过低；④空预器冷端堵塞腐蚀；⑤机组煤耗大幅升高；⑥热电联产机组热电解耦困难。

针对这六个方面的问题，业内目前相当一部分解决方案是“头痛医头、脚痛医脚”，具有较强的局限性。例如，对于锅炉稳燃差问题，运行调整主要从配风方面入手，效果有限；燃烧器改造针对不同燃烧器有不同方案，有局限性；辅助燃烧投油或等离子

助燃，高能耗高费用。在深调压力已经到来且会继续增加的压力下，不少机组在没有合适技术方案的无奈下，选择牺牲机组的经济性、设备的安全性来实现深度调峰，例如有些机组通过开旁路来实现锅炉热负荷与汽机电负荷的不匹配，导致机组煤耗上升可达200-300克/千瓦时。这在某种程度上是得不偿失的，用高耗能来为风光新能源让路，与低碳理念实在南辕北辙。

根据我们的了解，外三电厂采用冯伟忠的创新技术，早在其百万机组上实现了在15%的热负荷下不用油助燃而能够稳定运行的良好灵活性。此后由上海申能电力科技公司于2019年完成的世界首例徐州电厂高温亚临界综合升级改造项目中，不仅实现了大幅提效，使得300MW等级亚临界汽轮机改造后煤耗水平达到现役超超临界机组较为先进水平，节能量超过10%，而且同步实现了20%深度调峰，认证试验由电网授权第三方机构完成。2021年5月，全面应用申能科技相关技术的“平二项目”135万千瓦高低位分轴布置二次再热超超临界机组，在调试期间成功实现了20%负荷下干态运行（锅炉并未转湿态），此时根据在线数据机组煤耗约为320克/千瓦时，在尚未进行优化调整的情况下，也仅比额定工况煤耗升高约70克/千瓦时。在世界上单机容量最大的两次再热机组上成功实现20%深度调峰，尤其是锅炉保持干态运行的深度调峰，难度最大，具有重大示范意义。

3. 长期保效

自上世纪90年代以来，随着材料技术的突破，以蒸汽温度600°C为标志的超超临界火力发电技术在全世界范围内广泛应用。然而伴随而来的，是管道的蒸汽侧氧化及由此引起的汽轮机叶片及旁路阀芯的固体颗粒侵蚀（SPE）问题愈发突出，导致机组效率不断下降，同时也对机组的安全可靠性造成威胁。

据了解，在平二项目之前世界上设计效率最高的丹麦Nordjylland电厂3号机组（额定工况设计净效率47%，折合供电煤耗261克/千瓦时），投产后实际效率明显低于设计值，其中的

一个主要原因就是机组遇到了较为严重的SPE问题，导致汽轮机效率下降严重。而据资料显示，国内这些年来投产的超超临界机组，无论是一次再热还是二次再热，普遍受到SPE问题的困扰，表现为投产时汽轮机缸效即不达标，且随着机组运行时间推移而不断下降，许多机组已经进行了或正在打算进行汽轮机通流改造。

据笔者调研，申能科技所研发的针对SPE问题的系列技术，在包括上海外三电厂、神华安庆电厂、华润曹妃甸电厂等百万超超临界机组上均取得了良好的效果，突出表现为机组投产时缸效达到甚至优于原设计值，且能持久保持高效，相关技术也已在平二项目上得到全面应用。

4. 具备FCB（孤岛运行）能力

FCB，即Fast Cut Back。意思是机组在电网故障时能迅速转为带厂用电作“孤岛运行”，待电网故障消除后能作为“星星之火”而迅速激活电网内其它机组并恢复对重要用户的供电。该功能对于电网的“兜底”保障作用和重要性不言而喻。

然而，由于实现FCB功能对整个机组各系统的要求很高，因此国内鲜有成功案例。据调研，部分欧洲煤电机组也具备该功能，但是花费巨大、造价高昂，对我国的参考意义不大。但是，上海外三电厂成功攻克了该技术难题，研发出了一套经济可行的FCB技术，2008年3月17、18日外三第1台百万千瓦超超临界机组全真运行工况的75%和100%负荷FCB试验圆满成功后，5月21日第2台百万千瓦超超临界机组调试工作再次以圆满实现满负荷的FCB而结束。2010年上海世博会期间，外三两台机组作为电网保障电源，证明FCB功能对于保障电网安全意义重大。

5. 合理的单位造价和性价比

通常，更高的机组效率意味着更高的单位造价。例如，若采用700°C等级蒸汽温度的机组，暂且不论材料的成熟性问题，在相同的设计边界下，其造价约为600°C等级机组的两倍，但煤耗

的下降量却仅不到20克/千瓦时，显然其经济性太差，性价比很低，这也是700°C计划在国际上一再推迟、至今遥遥无期的重要原因之一。目前国内的常规二次再热机组，由于增加了再热次数，相应增加了锅炉受热面、管道和汽缸等设备材料，导致单位造价明显上升，然而其煤耗收益并不与造价增加成正比，因此性价比降低。

然而根据笔者的调研，平山二期项目135万千瓦机组虽然应用了一系列创新技术，如广义回热、烟气余热综合利用、固体颗粒侵蚀综合防治、FCB孤岛运行、广义集中变频以及20%深度调峰等一系列节能、安全、灵活性创新技术，相应增加了投资，但该项目的最终单位造价却与常规二次再热超超临界机组相当，而供电煤耗却降低达6%以上！

究其原因，关键是高低位布置技术等既节能又降造价的创新技术以及大幅的节能量，相应降低了与煤耗相关的系统和设备造价，对冲了其他造价上升的因素。对于新建机组，提效降耗意味着与总煤耗相关的所有设备和系统的造价将相应下降。例如，平山二期1350MW二次再热机组，锅炉最大蒸发量3447吨/小时，与之对比，美国130万千瓦一次再热机组，锅炉最大蒸发量4300吨/小时，推算至135万千瓦时最大蒸发量达4465吨/小时，前者的蒸发量仅为后者的77.4%。这就意味着整个机组的汽水系统、烟风系统、制粉燃烧系统、环保系统、锅炉受热面、汽轮机本体、泵和风机等辅机以及土建结构等设备和系统的容量规模均会相应下降，造价也会相应下降。

因此，新建电厂采用节能技术通常会增加相应投资，但节能同时也相应降低了造价，关键是这两者对造价的影响因子孰重孰轻。我们应当推崇的节能技术应该是有着优秀的性价比，尤其是要更多地研发和应用诸如“高低位布置”这类既降低造价又能提高效率的技术。

综上所述，需要新建的先进煤电机组，应该是最高效率、最灵活、能长期保效、具备FCB功能且具有合理的单位造价和性价

比的。由于我国煤电机组的超低排放技术已经非常成熟，因此笔者认为这是默认条件，并未将其单独列出。此外，先进煤电机组的性能指标应该是真实的，未加“修饰”的，经得起核查的。如此才能真正引领煤电机组发展的先进方向。

国家煤电示范项目——平二项目，通过创新的高低位双轴布置技术，结合一系列专项技术，很好地统筹实现了上述几方面要求，是一个极佳的标杆。据了解，在平二的基础上，申能科技通过进一步研究，开发了汽轮机全高位单轴布置二次再热超超临界技术。该技术作为双轴布置技术的升级版，除了能全面传承高低位双轴机组的一系列创新技术，还能弥补高低位布置技术存在的不足，进一步简化系统，降低设备投资，同时提高了机组的经济性。该技术方案已经通过了院士专家的评审，建议尽快实施。

煤电零碳化和负碳化的发展方向：生物质燃料替代煤炭

前述先进煤电机组应该具备最高效和最灵活的特点，最高效是尽量降低自身碳排放，最灵活是支撑低碳风光新能源发电，实现结构性碳减排。但是，这些对于煤电机组实现零碳化发展，还是远不够的，也是很多人对于继续发展煤电的主要担心和顾虑。其实，煤电机组在最高效和最灵活的基础上，有一条完全可行的实现零碳化发展的“康庄大道”，那就是使用生物质颗粒燃料替代煤炭，实现原料脱碳，从而实现近零碳排放。

根据目前国际上广为接受的“碳中和（Carbon Neutral）”的概念：生物质在替代煤炭燃烧过程中产生的碳排放与其生长过程中吸收的二氧化碳可视为相互抵消，对环境并不新增加二氧化碳，因此掺烧生物质可以显著降低煤电的碳排放，而纯烧生物质被视作碳近零排放。根据联合国气候变化专家委员会发布的数据，风电的碳排放强度是12克CO₂/千瓦时，光伏发电是48克CO₂/千瓦时，而生物质发电是18克CO₂/千瓦时，而煤电的碳排放强度则高达1001克CO₂/千瓦时因此，煤电是高碳排放电源，

而生物质发电和风光电一样，都是低碳的可再生能源电源。欧盟国家从上世纪末开始研发和应用燃煤电厂燃用生物质发电，目前已积累了20多年的丰富经验，其主流技术路线是采用生物质颗粒燃料在锅炉中直接与煤混烧或100%纯烧。英国最大的燃煤电厂——Drax电厂的6台66万千瓦亚临界机组，2018年已完成了4台机组改造成100%纯烧生物质颗粒燃料。这一成功案例说明，燃煤电厂的燃料脱碳在技术上完全可行。需要强调的是，当燃煤电厂转型成为100%纯烧生物质燃料后，该电厂的性质就转变为近零碳排放的可再生能源火电厂，并且具备燃煤电厂的全部优点，实际上是一种更优质的新能源电力。

而在生物质燃料供应方面，仅靠以往收集农林废弃物是远远不够的。据了解，武汉兰多生物科技有限公司从2012年开始，联合中科院、华中农业大学等科研院所，运用现代生物工程组培育种技术，从我国境内200多种野生芦竹中，选出优秀品种，通过基因改良培育出一代超级芦竹已有五个品种，并已具备年培育1亿株优质种苗的能力，可供15万亩种植。超级芦竹一次种植可连续收割15年以上，干生物质量达5-10吨/亩/年，且不占用耕地良田，采用智能机械化种植、收割、打捆、运输，可实现大规模、低成本生产。用其制成的生物质颗粒燃料，热值达4000-4500大卡/公斤，完全可替代动力煤，且环保无污染，有很好的价格竞争力。折算标煤产量2.86-6.43吨/亩/年，平均值4.64吨/亩/年。

我国2020年发电用标煤约14亿吨，按照4.64吨标煤/亩/年产量测算，仅需约3亿亩土地种植超级芦竹即可满足需求。我国除基本农田18亿亩以外，有边际土地25亿亩、盐碱地15亿亩、草原50亿亩、森林33亿亩，仅前两项就共计有40亿亩，是3亿亩的13倍。所以说，我国有足够的非耕种土地可用来种植超级芦竹，足够支撑数倍于目前11亿千瓦装机容量的煤电机组完成向“零碳生物质火电”的历史性转型，将会为实现习近平总书记提出的“构建以新能源为主体的新型电力系统”做出巨大贡献，同时还可以拉

动相关产业发展，并对推动乡村振兴农民致富作出贡献。未来零碳的生物质火电结合CCUS技术实现烟气脱碳，甚至可以成为负碳排放的减碳手段，对双碳目标而言更加意义非凡。

由于生物质颗粒燃料在仓储和燃用等特性方面与煤有所不同，因此对现役机组燃用生物质颗粒要对生物质颗粒燃料输送、储存和燃烧系统进行改造。而新建煤电机组则完全可以在燃料运输存储和制粉燃烧等系统的设计之初就考虑掺烧甚至纯烧生物质颗粒燃料，几乎不明显增加建造成本，在燃用生物质方面存在着先天优势。因此，笔者强烈建议，新建先进煤电机组，除了满足上述各方面性能的要求外，还应该积极地同步推进掺烧甚至纯烧生物质颗粒燃料的应用工作，在煤电零碳化和负碳化发展方面作出示范，从而尽早实现习总书记提出的“构建以新能源为主体的新型电力系统”。

我国先进煤电低碳发展

实现“碳中和”三步走路线图的建议

1. 通过政策驱动升级改造现有煤电机组和根据发展需要适当新建最先进煤电机组

有序淘汰落后煤电机组，升级改造现有煤电机组和适当新建最先进的煤电机组，以更显著地降低供电煤耗，具体建议是：

1. 将其纳入“十四五”规划；
2. 制定国家政策加以推动；
3. 由企业实施先进煤电升级改造；
4. 采用市场运作；
5. 创新改造先进技术竞争选优。

2. 煤与生物质耦合混烧发电，进一步大幅度降低煤电的碳排放

1. 制定相应政策，激励和推动现有煤电机组积极开展煤与生物质耦合混烧发电；
2. 制定政策积极推动发展能源生物质作物如超级芦竹等的大规模发展，大力发展生物质燃料；

3. 推动和建立大型先进生物质颗粒燃料的加工制造，形成中国生物质燃料供需市场。
- 3. 推动CCUS的研发和示范，使其早日实现商业化，最终实现煤电碳的零排放甚至是负排放。**

本文作者：

- 1.倪维斗，中国工程院院士，清华大学原副校长
- 2.秦中一，原能源部总工程师，三峡公司原副总经理
- 3.毛健雄，清华大学能源与动力工程系教授
- 4.王凡，中国能源研究会副秘书长、节能减排中心主任

END