

第二届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会



毛健雄

清华大学热能工程系教授，曾任清华大学热能工程系副主任，1993年被聘为英国煤炭科学研究院顾问，1995年被英国DeMontfort大学授予荣誉技术博士学位，1999年被选为英国能源学会高级会员。长期从事燃烧理论和燃烧设备、锅炉设计和洁净煤技术、清洁煤燃烧发电技术、超临界和超超临界燃煤发电技术及燃煤电站二氧化碳捕获和封存技术等教学、科研和国际交流工作，至今已有50多年。发表论文上百篇。

会议主席致辞

2016年7月12-13日 呼和浩特

第二届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会

关于超低排放和节能改造

毛健雄

清华大学 热能工程系

2016年7月12-14日

内蒙古 呼和浩特

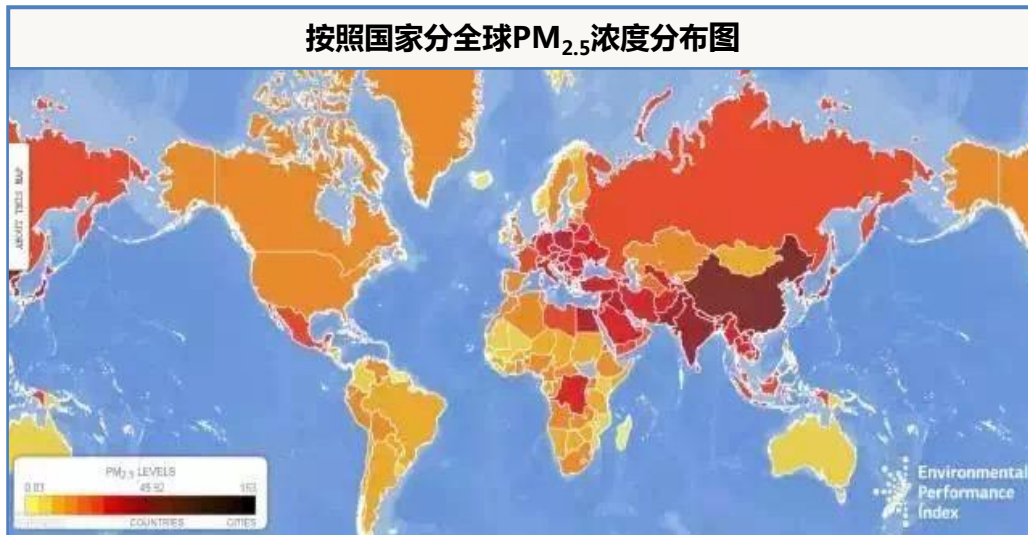
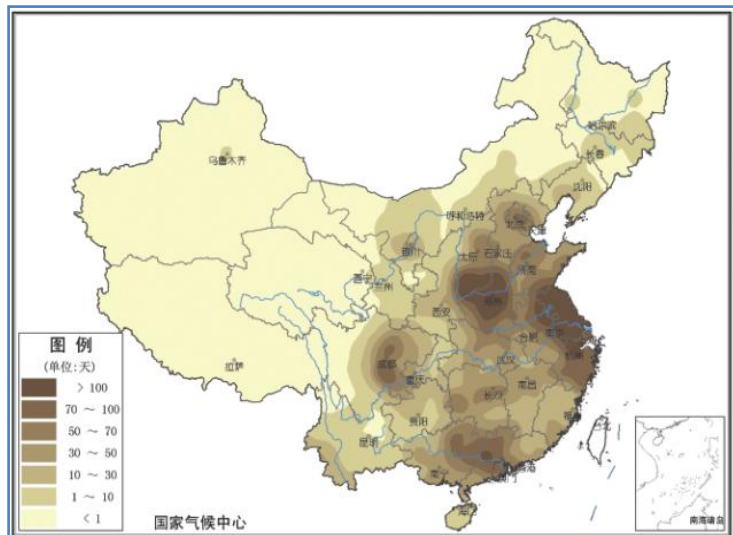
热烈祝贺《第二届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会》开幕

- 作为本次会议的主席，我和徐锭明局长热烈欢迎大家参加《第二届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会》。感谢和欢迎各位与会嘉宾参会和各位专家在这次研讨会上发言。
- 现在全国煤电正在掀起一个空前的煤电超低排放和节能改造的高潮，时间短任务重，不同的电厂采用的技术路线和方案不尽相同，要使“煤电超低排放和节能改造”成为铁打的工程，做到低成本和低能耗，使之立于不败之地，已经完成超低排放改造和计划要进行改造的煤电企业之间亟需加强及时的交流与研讨，以促进我国十三五这一战略工程的圆满完成。
- 因此，继2016年3月9-11日在山东济南召开了《第一届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会》之后，又紧接着在呼和浩特召开《第二届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会》，希望能够有助于进一步推动这一重大工程的顺利进展。

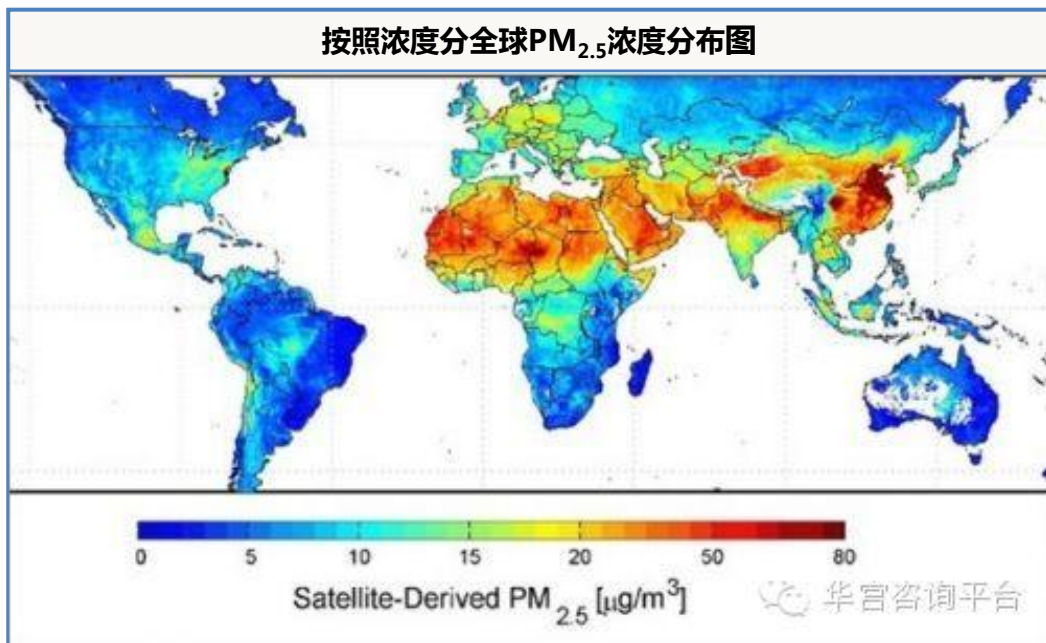
当前中国燃煤火电所面临的形势特点

- 在中国的经济的发展进入中高速发展的新常态后，当前中国的燃煤火电出现了以下的一些特点：
 1. 中国煤电无论在容量、参数还是效率和煤耗，均达到世界领先的水平，成为世界上具有超超临界机组的数量最多，装机容量最大，蒸汽参数最高和供电煤耗最低的国家。
 2. 到2015年底，中国的火电装机容量已达9.9亿千瓦，但年均火电发电设备平均利用小时数则下降到4329小时，是1978年以来火电利用小时数最低的一年，出现了严重的产能过剩现象,这表明我国煤电发展已经进入深度调整期，亟需升级改造。
 3. 面对严重的产能过剩，在十三五期间，要取消、缓核、缓建一批煤电项目，新的煤电机组建设步伐将会大大放缓，同时将会有超过2000万千瓦落后的煤电产能被淘汰。同时，这也是现役燃煤机组进行大规模超低排放和节能改造的一个难得的机遇期。
 4. 在全国严重雾霾和气候变化二氧化碳减排的巨大压力 and 政策的驱动下，煤电超低排放和节能改造成为当前煤电重中之重的任务，中国正在形成一个空前的现役煤电机组节能减排和节能改造的高潮。

超低排放和节能改造的驱动力之一：严重的雾霾问题



2013年，我国雾霾面积最高达143万平方公里，波及15%国土面积，平均灰霾日35.9天，部分地区超过100天。而2015年雾霾更有过之而不及。大气雾霾已成为重大民生问题。

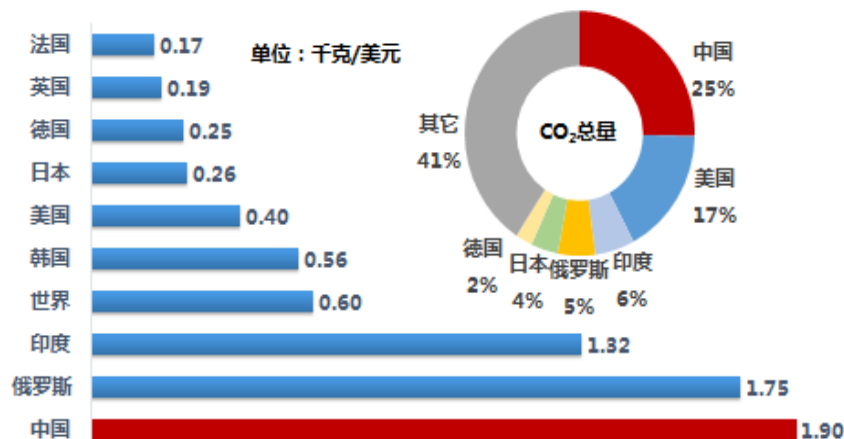


超低排放和节能改造的驱动力二：最大的CO₂排放国

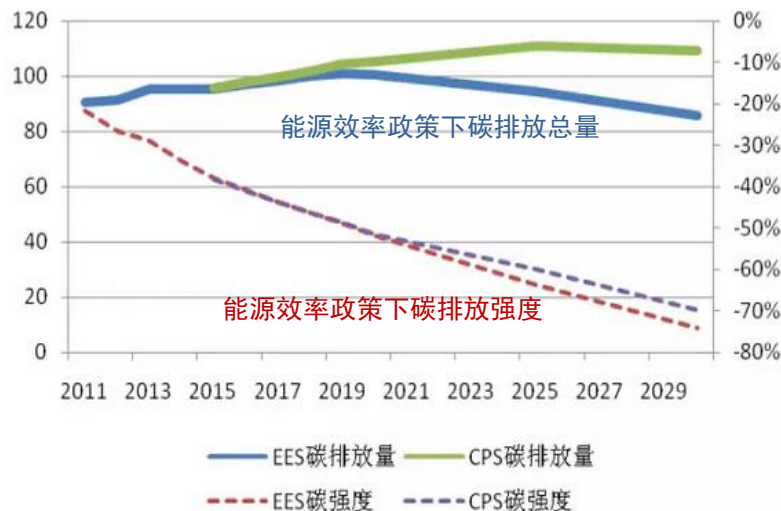
我国以煤（化石燃料）为主的能源结构，导致中国现在成为世界上最大的二氧化碳排放国，因而也面临最大的减排二氧化碳的挑战

- 我国CO₂排放总量占世界的1/4，单位GDP碳排放水平是世界平均值的3倍以上；
- 我国计划在2020年单位GDP碳排放水平比2005年降低40%~45%，目前，已下降了18%，未来还需继续下降22%以上；
- 中国承诺在2030年单位GDP碳排放水平比2005年降低45%~60%，并在2030年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达到峰值。
- 中国是世界上最大的碳排放国，煤炭是中国最大的碳排放源，用煤行业均面临最大的二氧化碳减排的挑战。

世界各国碳排放总量占比及单位GDP碳排放水平



中国在现行节能政策下碳排放总量发展趋势碳排放预测



国家的强烈意志和煤电企业的绿色发展社会责任相结合 推动了超低排放和节能改造的大发展

- 距2012年“史上最严排放标准”颁布才两年，2014年9月就出台了《煤电节能减排升级与改造行动计划》提出了超低排放的要求。近两年来煤电“超低排放”在学界和业界本来还是一个存在有很大争议的概念，一下子就变成了“十三五”规划限期全国所有煤电机组必须完成的国家政策，其背景是在严重雾霾和气候变化碳减排的巨大压力下，真实体现了**国家推进煤电实现节能减排达到清洁高效的紧迫感和强烈意愿**。
- 从今年初开始国家政策层面将煤电超低排放“提速扩围”，是因为全国各地和各发电企业在超低排放工作方面表现出了出乎意料的积极性，正如国家能源局总工程师韩水所说：“各地煤电企业自发自觉的主动作为，彰显了**煤电企业的一种绿色发展的社会责任**”。
- 这种国家的强烈意志和煤电企业的绿色发展社会责任感相结合，同时调动了政府和企业积极性，极大地推动了超低排放和节能改造的大发展，是当前我国煤电出现超低排放和节能改造一片大好形势的根本原因。

当前全国超低排放改造的特点

- 2004年以来，中国燃煤火电企业对超低排放和节能改造空前的重视，表现出极大的积极性，主动性和创造性，出现了一批受到国家能源局表扬和授牌为“国家煤电节能减排示范基地”称号和“国家煤电节能减排示范电站”称号的电厂。
- 五大发电集团均表示，他们的所有煤电机组分别在2017和2018年会全部完成超低排放改造。到今年5月神华集团已经完成了其京津冀地区的全部燃煤电厂的超低排放改造。华润电力共有45台机组（2269万千瓦）已经实现了超低排放，占总运营燃煤装机的65.22%；其在辽宁、河北、河南、浙江、广东共六个省区的煤电已实现了超低排放。
- 截至2015年底，全国近1.5亿千瓦煤电机组已经完成了超低排放技术改造，正在进行技术改造的超过8000万千瓦，占煤电装机容量的10%。
- 国家能源局预计，到2020年，中国将会有约5.8亿千瓦的煤电完成超低排放改造任务，全国煤电超低排放建设和节能改造正在掀起一个高潮。据环保部测算，超低排放改造完成全部达标后，中国煤电的粉尘、SO₂和NO_x的排放会全部下降60%，将为我国大气污染防治做出重要贡献。

国家能源局授予的国家煤电节能减排示范基地和示范电站

国家能源局

国家能源局综合司关于授予上海外高桥第三电厂等企业“国家煤电节能减排示范基地（电站）”称号的通知

国电集团、神华集团，申能集团、浙能集团：

为鼓励煤电企业节能减排技术创新，提升我国煤电高效清洁发展水平，树立典型，引导燃煤电厂做好节能减排工作，推进煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）顺利实施，经电力规划设计总院评估，现授予上海申能外高桥第三电厂“国家煤电节能减排示范基地”称号；授予浙江浙能嘉华电厂、河北国华三河电厂与内蒙古国电布连电厂“国家煤电节能减排示范电站”称号。

希望上述企业继续保持当前在节能减排方面的先进水平，不断创新，积极发挥行业引领作用，促进我国煤电节能减排再上新台阶。

特此通知。



国家能源局于2014年10月授予上海申能外高桥第三发电厂“**国家煤电节能减排示范基地**”称号金牌。



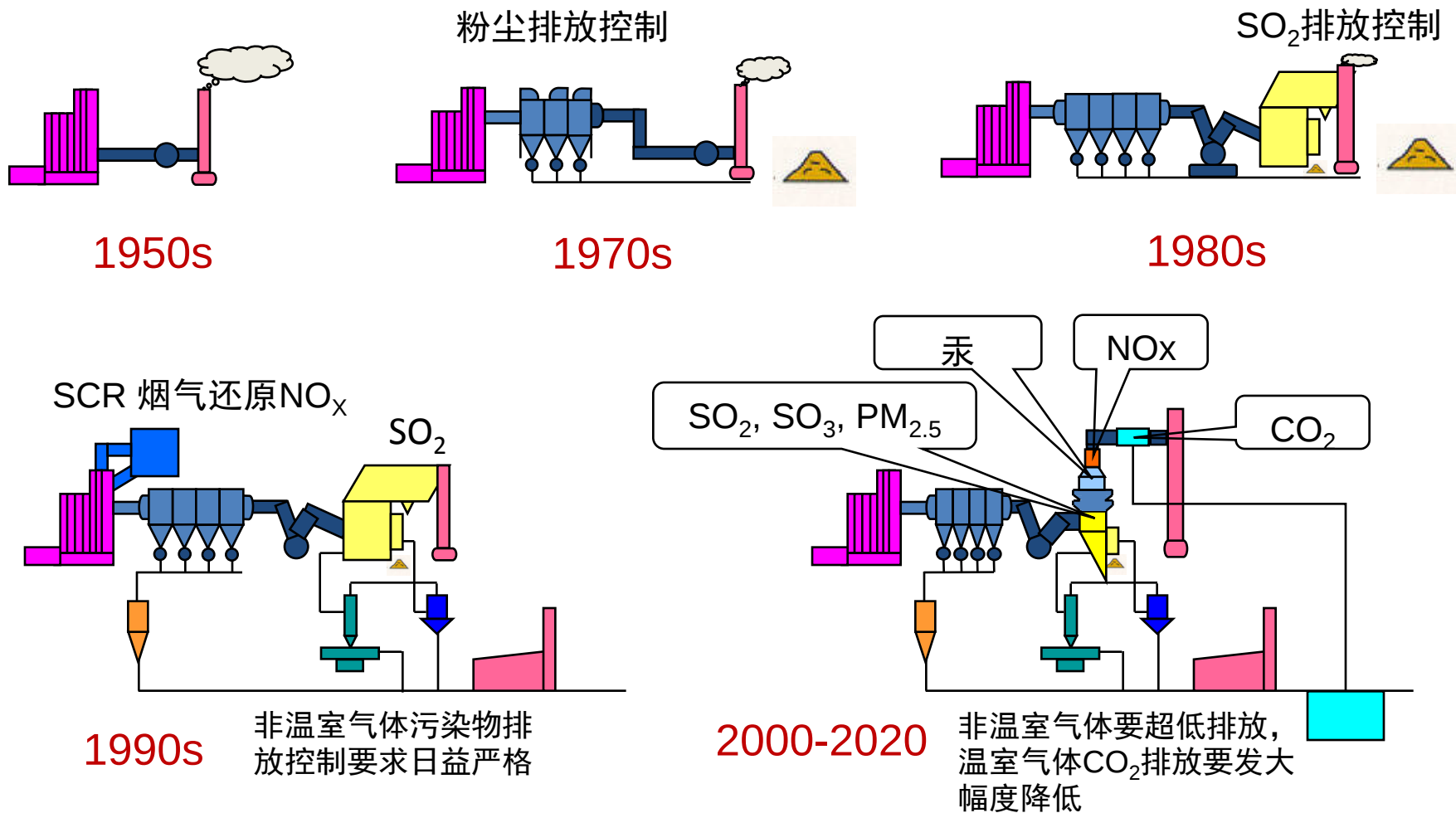
国际能源局于2014年10月和2016年4月分别授予浙江浙能嘉华、河北国华三河、内蒙古国电布连、国电泰州、华能长兴和山西国际电力瑞光等6家电厂“**国家煤电节能减排示范电站**”称号银牌。

应当把超低排放改造和节能改造结合起来， 实现节能型超低排放

- 需要强调的是，十三五的要求是“对燃煤机组全面实施超低排放和节能改造”，因此，在当前的超低排放改造的高潮中，如何将超低排放改造和节能改造结合起来，实现提高效率，降低煤耗和超低排放的统一，是一个重要的课题。
- 超低排放改造面临的一大挑战，是如何避免越改减排设备越多，系统越改越复杂，从而带来严重的“三高”问题——高投资、高能耗和高运行成本，并降低了供电效率和提高了供电煤耗，造成一方面降低了非温室气体的排放，但另一方面却增加了温室气体CO₂的排放。
- 因此，应当推动和促进技术创新，实现节能型超低排放，一方面尽可能减少超低排放设备和降低排放控制系统的能耗，另一方面，在超低排放的改造中，应该和节能改造结合起来，用节能改造来带动超低排放改造，不仅要实现非温室气体的粉尘、SO₂和NO_x的超低排放，同时要重视减排温室气体CO₂的紧迫性和重大的意义。

燃煤火电厂污染物排放控制技术的发展历程

排放要求日益增多和严格，排放设备日益增多和复杂，排放成本和能耗日益增加

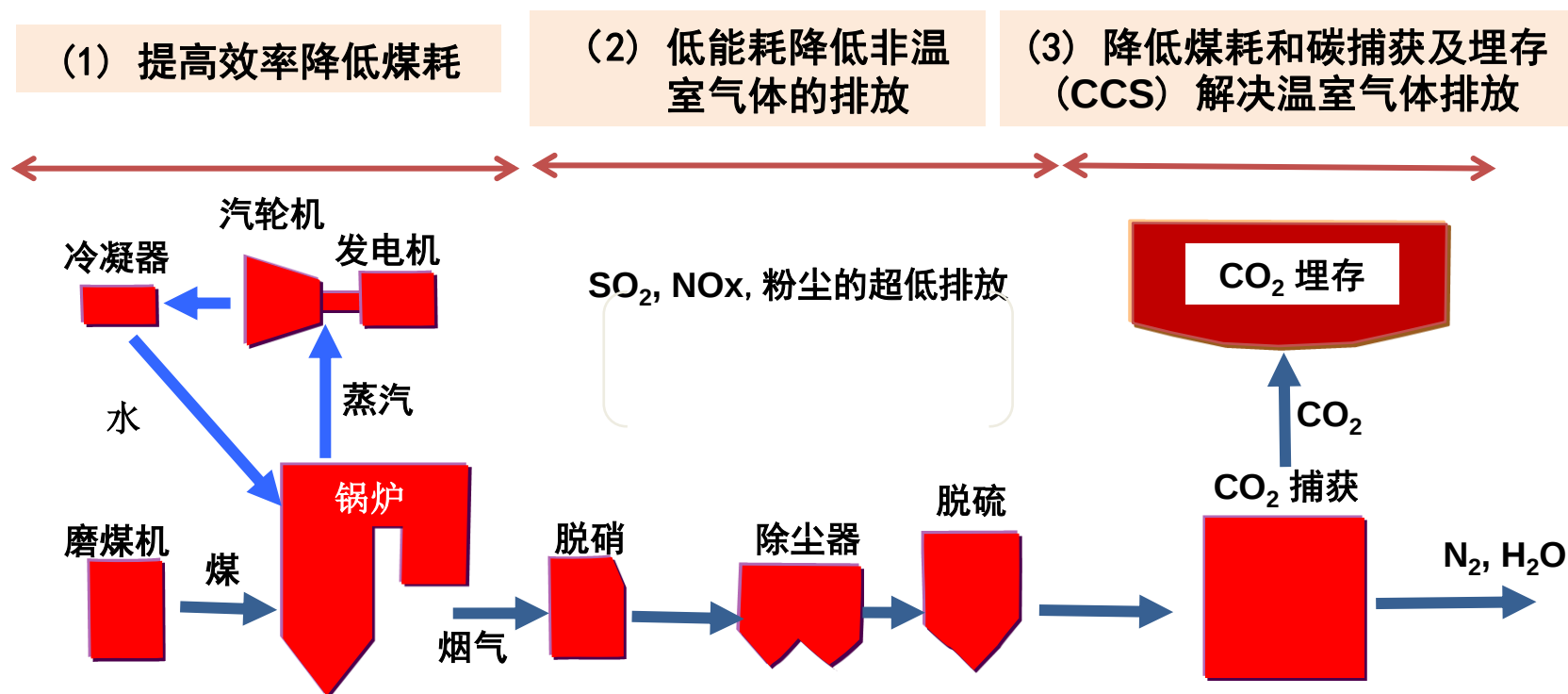


现在，燃煤火电厂的所有污染物的排放均要求控制，就需要更多的污染物排放控制设备和电厂自身能耗，随着排放标准的日益严格，排放控制系统将日益增多和复杂化，从而影响电厂的成本和净效率。因此，面临的挑战是能否避免高投资、高能耗和高运行成本而发展低成本和低能耗的火电厂减排技术。

技术创新是实现燃煤火电机组更高效率和更低排放的关键

只有创新技术才能使已经是高效率和低排放的超临界和超超临界机组更进一步降低煤耗和排放， 包括温室气体(CO_2) 和非温室气体(NO_x , SO_2 , 粉尘)

燃煤火电超低排放和节能改造创新技术包括三个方面：



通过技术创新，煤电能否实现节能型超低排放

- 节能本身就是减排。煤电大幅度地提高效率，降低煤耗，就是最有效的和最可靠的减排。因此，在提高效率和降低煤耗的基础上，进一步实现低能耗的超低排放，是当前煤电“超低排放和节能改造”的要求和面临的一个挑战。应对这一挑战，实现节能和减排并举的关键是**思想解放，技术创新**。
- 上海外三电厂采用多项创新技术，是煤粉炉电厂实现节能型超低排放的典型。
- 清华大学和太原锅炉厂合作，开发出的节能型超低排放循环流化床技术，是对循环流化床电厂实现节能和超低排放并举的另外一个典型。

上海外三厂2015年1- 6月运行性能平均数据

- 发电量：53.13 亿度
- 平均负荷率：75.87%
- 平均供电煤耗：273.81克/千瓦时
- 综合厂用电率：2.65%
- 平均污染物排放：
 - 二氧化硫：14.94毫克/标米（采用无腐蚀低温省煤器技术，平衡了脱硫系统的能耗，称为“零能耗脱硫”）
 - 氮氧化物：17.57毫克/标米（采用广义回热技术，确保脱硝SCR 全天候高效运行，在50%负荷工况下，可降低汽轮机热耗57kJ/kw，相当于降低煤耗 2.18g/kWh，为节能型SCR）
 - 粉尘：0.74毫克/标米（为准确测量粉尘排放浓度，外三厂最于2015年4月29日请上海环保局认可的有资质的上海敏友环境检测技术有限公司对其8号锅炉在烟囱进口处，采用 ISO12141 固定污染源-低浓度颗粒物浓度测定的手工重量法实测了在90万千瓦负荷时的粉尘排放浓度数据，共采集了10个采样，称重得出其平均粉尘排放浓度为0.74毫克/米）
（电除尘改造后能耗从871kW降低至266kW,节能 70%）

污染物	外三电厂排放值 (毫克/标米)	中国超低排放要求 (毫克/标米)	中国天然气燃气轮机排放标准 (毫克/标米)
二氧化硫	14.94	35	30
氮氧化物	17.57	50	50
粉尘	0.74	20	10

开发和利用节能减排创新技术的关键

- 根据上海外高桥三电厂节能减排创新技术的经验，要使节能和减排相结合，关键是要从热力系统的整体入手，借鉴中医“全身疗法”理论，重视系统分析，采用跨设备、跨系统、突破传统工艺的设计思路，注意抓住影响煤电热力循环中造成损失的几个要害问题：
- 抓住汽轮机侧的最大损失 —— 凝汽器的冷端损失；
- 抓住锅炉侧的最大损失 —— 烟囱排烟的热损失；
- 抓住影响锅炉运行性能下降的关键因素 —— 低负荷运行；
- 抓住影响汽轮机效率下降的固体颗粒侵蚀问题 —— 保效比增效更加重要；
- 抓住低能耗低成本排放控制技术 —— 煤电减排技术的关键。

超低排放和节能改造的重点之一是要抓住锅炉

- 锅炉是所有污染物的产生源头，锅炉的最大损失是排烟热损失，如果能够提高锅炉效率，较大幅度地降低烟气流量，就能大大降低排烟热损失，而要能够大幅度地降低烟气流量，就需要在保持高的燃烧效率时实现低氧燃烧，
- 如果能够实现低氧燃烧，就有利于在炉膛出口处降低NO_x的浓度，降低烟气流量就有利于电除尘器提高除尘效率和降低辅机电耗。
- 实现高燃烧效率的低氧燃烧，不仅要大大降低空预器的漏风率，更要重视对磨煤机和制粉系统的改造，因为改善磨煤机的煤粉细度，提高磨煤机排出石子煤的能力，降低磨煤机出口的风粉比，降低磨煤机电耗等，所有这些均是实现锅炉低氧燃烧、改善在低氧条件下煤粉的着火性能、保证锅炉优化燃烧和低氮燃烧的基础。

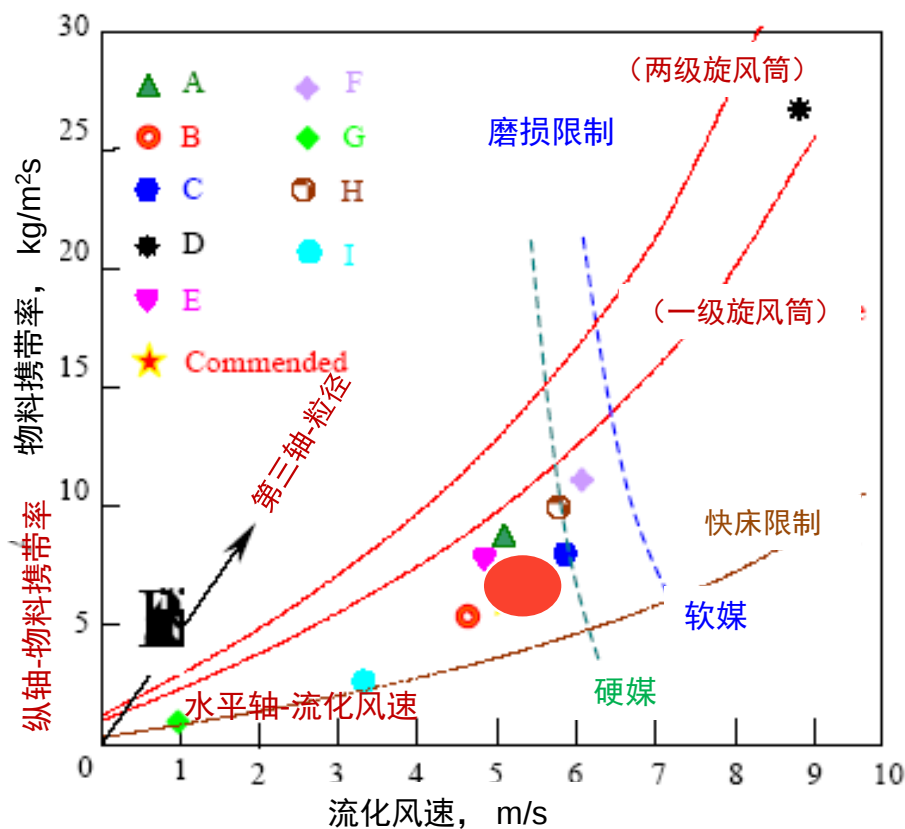
外三是把全面实施超低排放和节能改造结合起来的典型

- 上海外高桥第三发电厂根据其创新思维，在大力降低能耗的同时，努力开发节能型低成本超低排放技术。他们采用的创新技术包括：“广义回热技术”、“抽汽加热给水的冷态启动技术”、“烟气余热回收技术”、“低氧燃烧技术”、“锅炉辅机集中调频技术”、“锅炉低负荷运行优化技术”、“空预器密封技术”等等，把烟气流量降低了20%，真正实现了低氧燃烧、低氮燃烧和高效燃烧，达到了节能和减排的高度统一。
- 在降低锅炉和热力系统能耗的同时，利用其开发的一系列节能型超低排放技术，不但实现了超低排放，而且在各项排放逐年降低的同时，其供电煤耗也逐年降低，达到了600°C等级一次再热1000MWe机组最高的供电效率和最低的供电煤耗。外三厂是把全面实施超低排放和节能改造结合起来的典型，不但实现了非温室气体污染物的超低排放，而且把CO₂排放降低到非常低的水平。

循环流化床燃煤锅炉的技术创新

清华大学岳光溪院士团队发展循环流化床技术的三个里程碑：
可靠性-低能耗-超低排放

三轴流态化图谱奠定了循环流化床燃煤锅炉作为清洁煤
燃烧技术的理论基础， 并在实践中得到应征。



循环流化床三轴流态化图谱：

水平轴-流化风速：
解决CFB锅炉的可靠性问题

纵轴-物料携带率：
解决CFB锅炉的高能耗问题

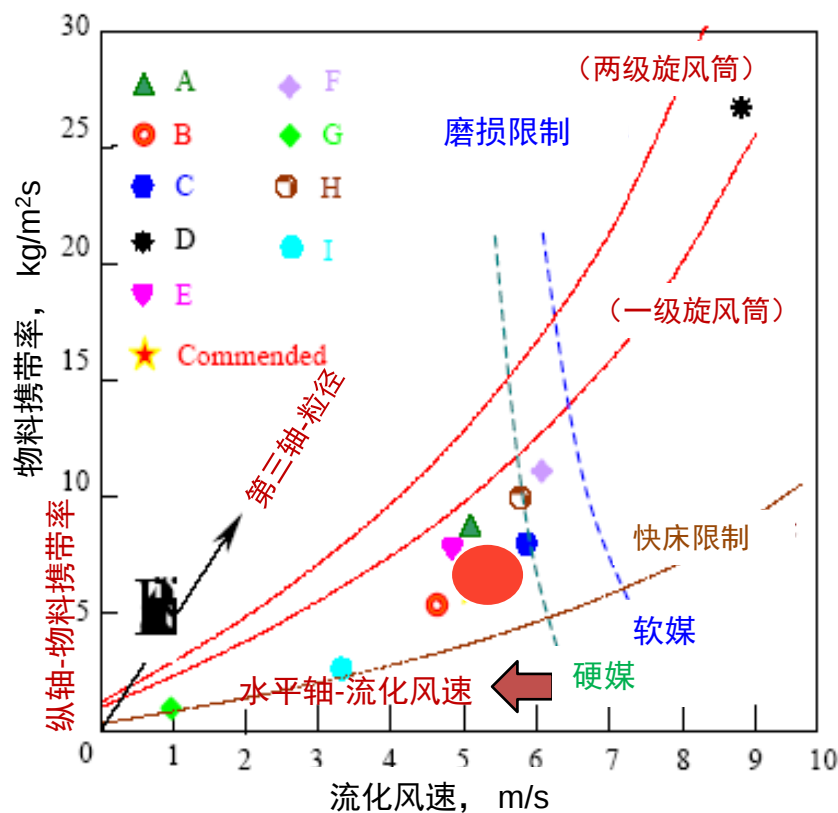
第三轴-床料粒径：
解决CFB锅炉的超低排放问题

水平轴-流化风速：循环流化床锅炉的可靠性

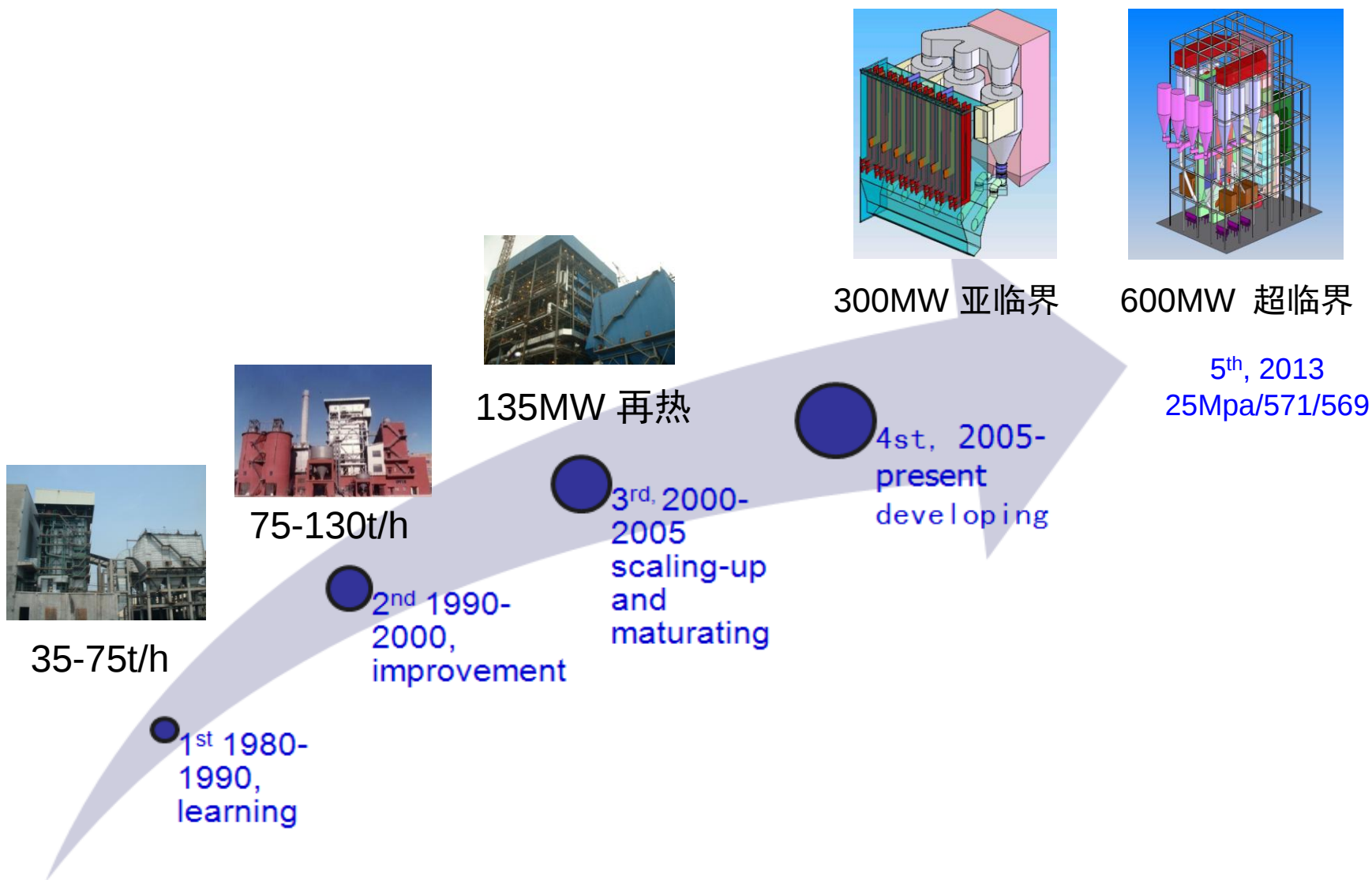
第一代国产循环流化床锅炉的发展

在流态图谱上对水平轴-流化风速设计流态进行了修正调整，大大缓解了燃烧室磨损，提高了可用率和煤种适应性。形成了中国第一代循环流化床技术。

第一代技术覆盖了从35-560吨/时工业锅炉，116MW以下容量供暖热水锅炉，135-300MW亚临界再热循环流化床发电锅炉及以致世界最大容量最高参数，600MW超临界循环流化床。主导了中国市场，并打入国外市场。



中国自主发展循环流化床锅炉的历程



纵轴-物料携带率：流态重构节能型循环流化床燃烧技术

- 传统循环流化床技术存在高能耗和下部磨损的问题：厂用电比煤粉炉高2-3%。燃烧室膜式壁下部磨损，影响可用率。

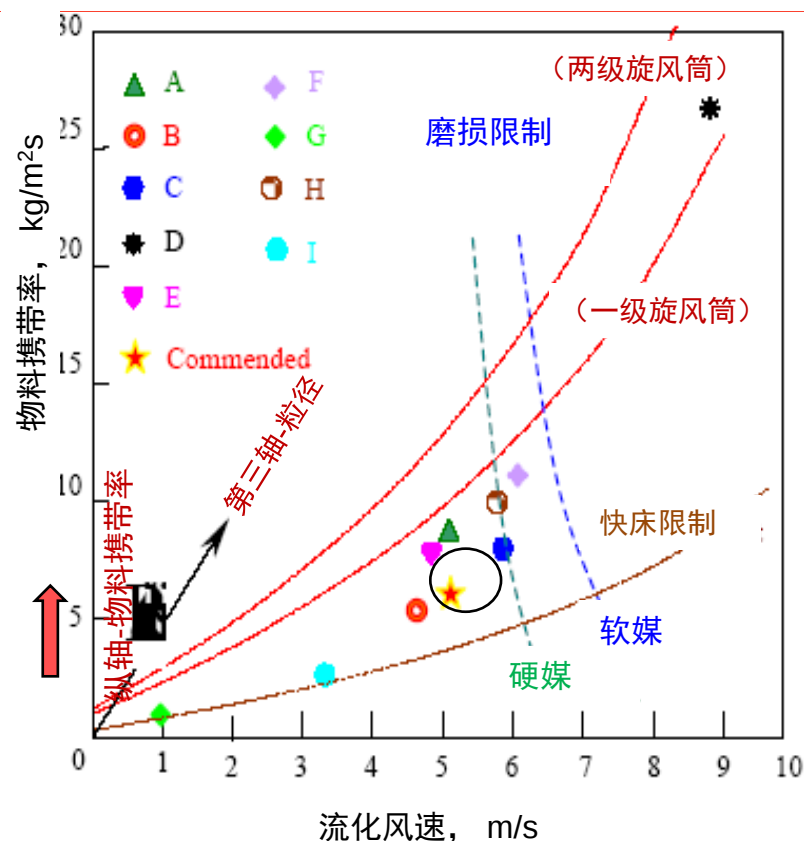
- 为解决上述问题。清华大学建议再次更动循环流化床流态图谱的**纵轴-物料携带率**，改变传统循环流化床流态设计定态区域，以达到减少流化风机压头节能和减少燃烧室磨损的建议。

- 该设想突破了循环流化床燃烧原有流态专利范围。是世界首创的新技术。

- 在三台 75T/h 燃用洗中煤和泥煤的循环流化床锅炉实验结果证明可以将床压降运行在3.2KPa而不影响满负荷。

- 运行一年没有发生燃烧室水冷壁磨损。可用率超过95%。

- 一年运行节约厂用电5百万度。



流态重构节能型CFB技术在经济性与可靠性方面取得了本质突破

- 节电：风机节电30%
- 节煤：节煤达到2-3%
- 低磨损：受热面几乎没有磨损；连续运行不小于 6500小时；年运行不小于8000小时

流态重构节能型循环流化床燃烧技术

流态重构节能型循环流化床技术的应用

自2007年第一台投运后已经在太原锅炉厂形成产品系列，在国内中小容量循环流化床市场快速扩展占有率，并打入国外市场。

75t/h

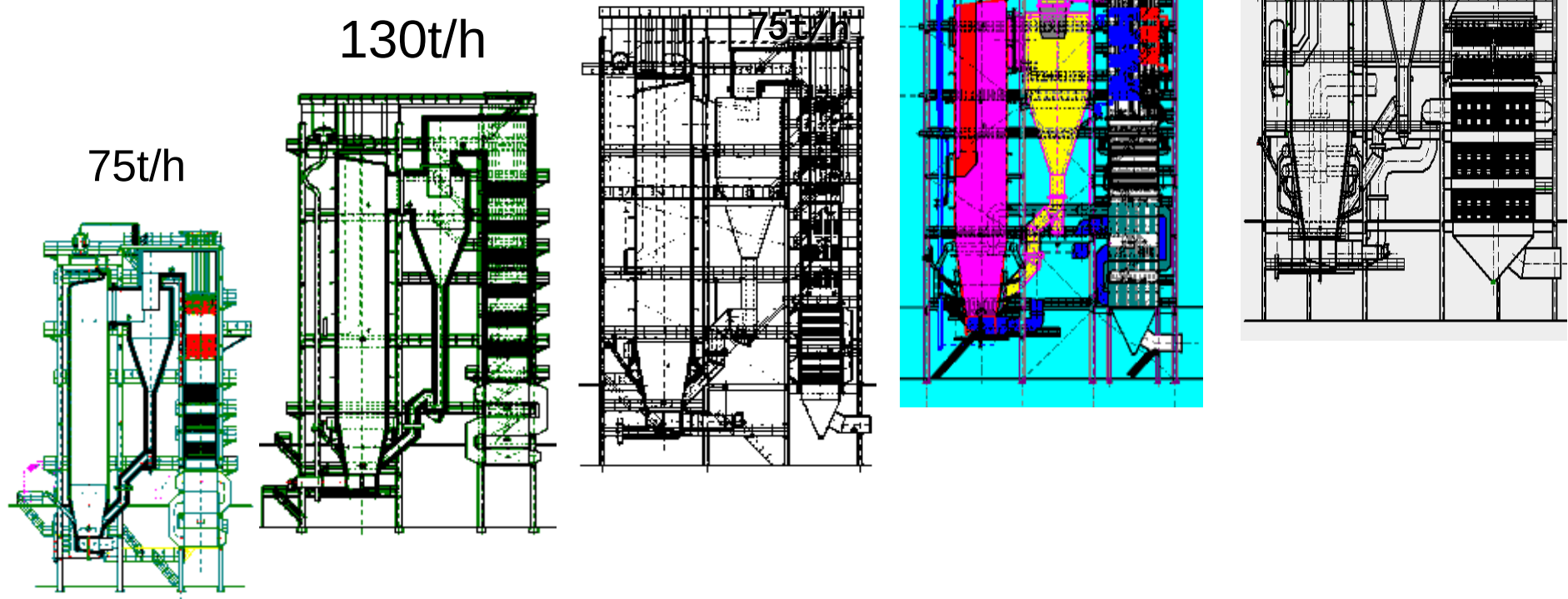
130t/h

220t/h

75t/h

480t/h

1025t/h

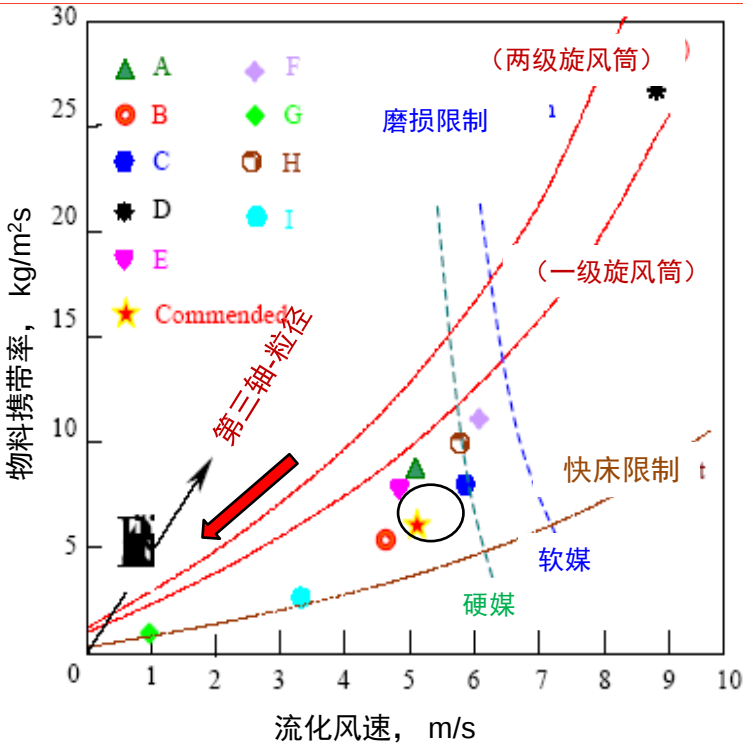


第三轴-床料粒径：超低排放循环流化床燃烧技术

循环流化床燃烧污染控制的新思路

在流态重构节能型循环流化床基础上进一步提高床质量（即调整流态图谱第三轴-粒径），通过降低石灰石粒度，提高石灰石比表面积以加强其反应性，从而炉内脱硫效率。

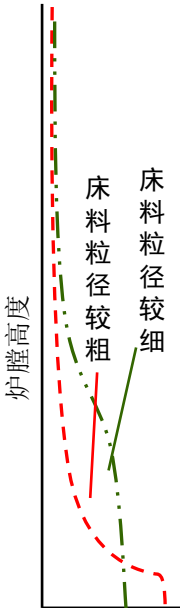
稀相区的物料粒度减小，浓度进一步提高，扩展了炉内还原性气氛的高度以强化主要燃烧过程还原性，从而进一步降低NO_x排放。



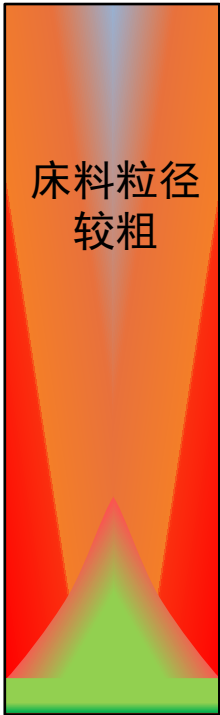
流态图谱的第三轴—循环物料粒度



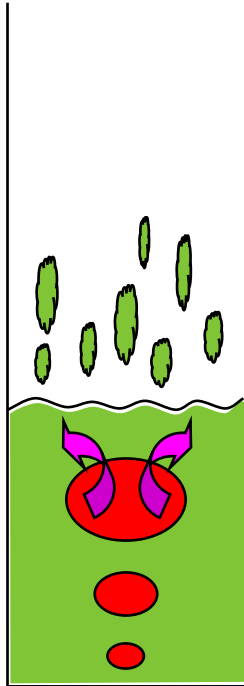
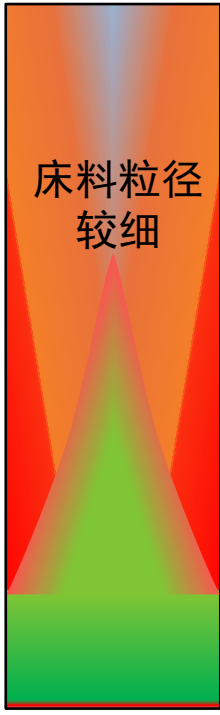
清华早期发现的密相区燃烧还原性气氛



物料浓度分布



炉内还原性气氛

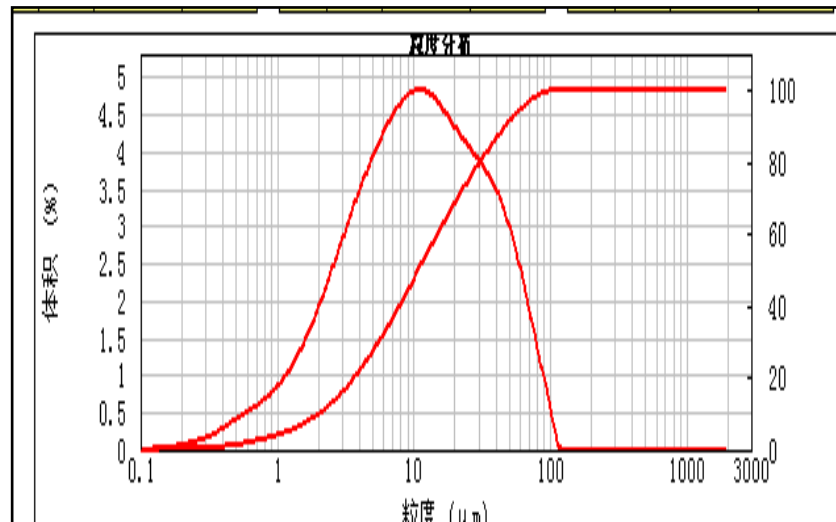


超低排放循环流化床锅炉示范工程排放效果

国内外公认传统循环流化床燃烧 炉内脱硫脱硝的能力：

炉内脱硫： 在 $\text{Ca/S} = 2=2.5$ 时，
高硫煤，脱硫效率 $>95\%$ ， SO_2 排放：300-400 mg/Nm^3
低硫煤，脱硫效率 $=90\%$ ， SO_2 排放 $< 200\text{mg/Nm}^3$

炉内脱硝：
高挥发分煤， NO_x 原始排放 $< 200\text{-}300\text{mg/Nm}^3$
低挥发分煤， NO_x 原始排放：100-150 mg/Nm^3



超低排放原理在山东淄博热电260吨/时 循环流化床锅炉进行示范的结果

1. 燃料：贫煤，工业分析： $\text{Mt}:3.3\%$ ， $\text{A}_{\text{ad}}:33.01\%$ ， $\text{V}_{\text{ad}}: 14.03\%$ ； $\text{FC}_{\text{ad}}:52.80\%$ ； $\text{St}_{\text{ar}}: 0.58$ ；热值：5054Kcal/kg
2. 飞灰切割粒径降至10微米。循环灰中位粒径接近10微米。
3. 炉膛上部平均压降提高到60Pa/m。
4. **NO_x 原始排放**：19.91 mg/Nm^3 ，经反多单位测试，稳定在20-30 mg/Nm^3
5. **SO_2 排放** ($\text{Ca/S}=1.5$):24.4950 mg/Nm^3 ，经反复多单位测试，稳定在 $\text{SO}_2<50\text{mg/Nm}^3$

淄博热电工程之后，相继的超低排放循环流化床改造运行结果证实了淄博热电的示范结果

1. 江西560吨/时循环流化床锅炉在燃用4000大卡烟煤山西霍州260吨/时燃用烟煤煤泥循环流化床得到相同的超低排放结果。
2. 山西山阴上锅300MW和国锦东锅300MW循环流化床在高物料浓度运行时，也显示 NO_x 排放降低的明显降低。

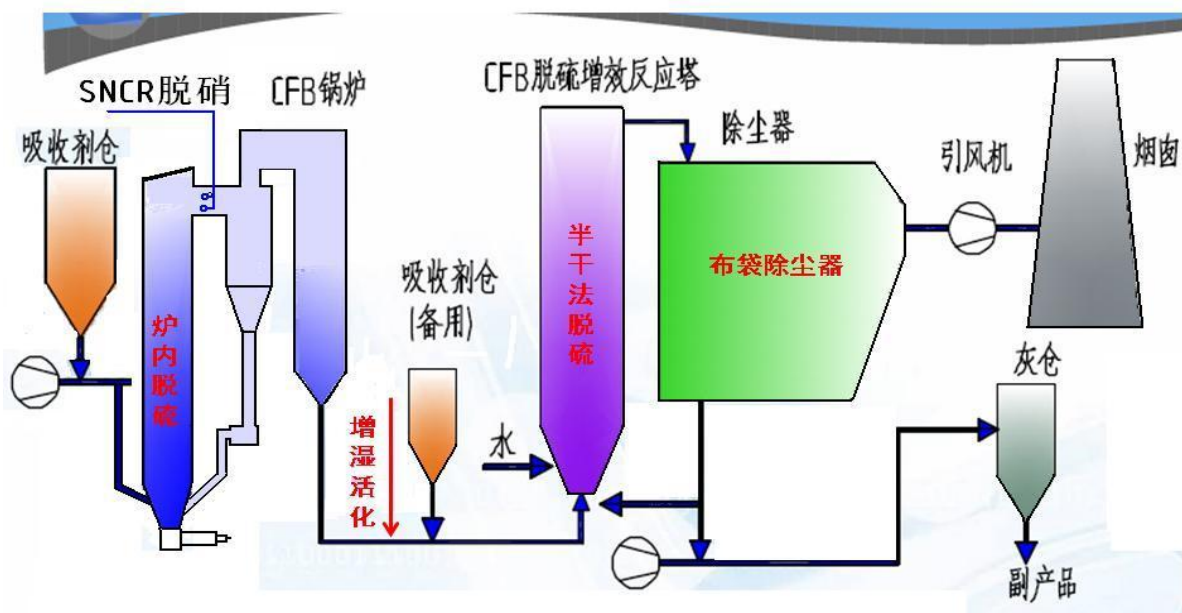
上述成果超出了国内外对循环流化床污染控制能力的认知底线。引起国外学术界的重视。
近期在国内得到政府环保部门的注意，在热电行业有巨大反响。形成一批新建项目及锅炉环保改造项目。

超低排放循环流化床技术路线

清华大学正在开展本技术内在机理的深入研究，以期能够在所有煤种和不同容量锅炉上推广。清华大学的合作伙伴太原锅炉厂正在更多的新建工程和改造工程推进实施。双方确认在现阶段比较理想的低成本循环流化床燃煤锅炉的超低排放技术的基本路线是：

超低排放CFB + 炉内石灰石脱硫 + 袋式除尘为基础装备

作为补偿性污染控制措施，可考虑增加SNCR及半干法增湿活化二次脱硫，以保证全煤种达到超低排放指标。



这条技术路线已经在吉林某热电工程得到成功。

在山西国锦300M循环流化床发电项目168小时运行结果得到证实。

该技术路线，投入少，运行成本低，没有湿法脱硫带来的废水处理问题和盐类引起的PM2.5排放问题。直接解决了未来关于重金属排放的要求。

从CO₂减排的角度看煤电节能的重要性

碳排放将受到严格限制

2015巴黎气候变化大会

《巴黎协定》：195个国家和地区一致通过了《巴黎协定》，各方将加强对气候变化威胁的全球应对，把全球平均气温较工业化前水平升高控制在2℃之内，并为把升温控制在1.5℃之内而努力。要实现全球温控目标，关键是加快推动全球能源结构的清洁化进程，大幅消减占全球温室气体排放2/3的化石能源消费。从2023年开始，每5年将对全球行动总体进展进行一次盘点，以帮助各国提高力度、加强国际合作，实现全球应对气候变化长期目标。

中国

我国已建立北京、上海、天津、重庆、广东、深圳和湖北等7个碳排放权交易试点。截至2015年8月底，7个试点累计交易地方配额约4024万吨，成交额约12亿元人民币；累计拍卖配额约1664万吨，成交额约8亿元人民币。2014年平均交易价格35.8元/吨。

中国计划于2017年启动全国碳排放交易体系，将覆盖钢铁、电力、化工、建材、造纸和有色金属等重点工业行业。届时，燃煤发电成本将会增大。

欧盟

欧洲碳排放交易体系（EU ETS）

2005年开始实施，是世界上第一个多国参与的排放交易体系，采用总量控制及交易制度。2014年，碳排放交易量84亿吨，平均交易价格5.64欧元/吨。

美国

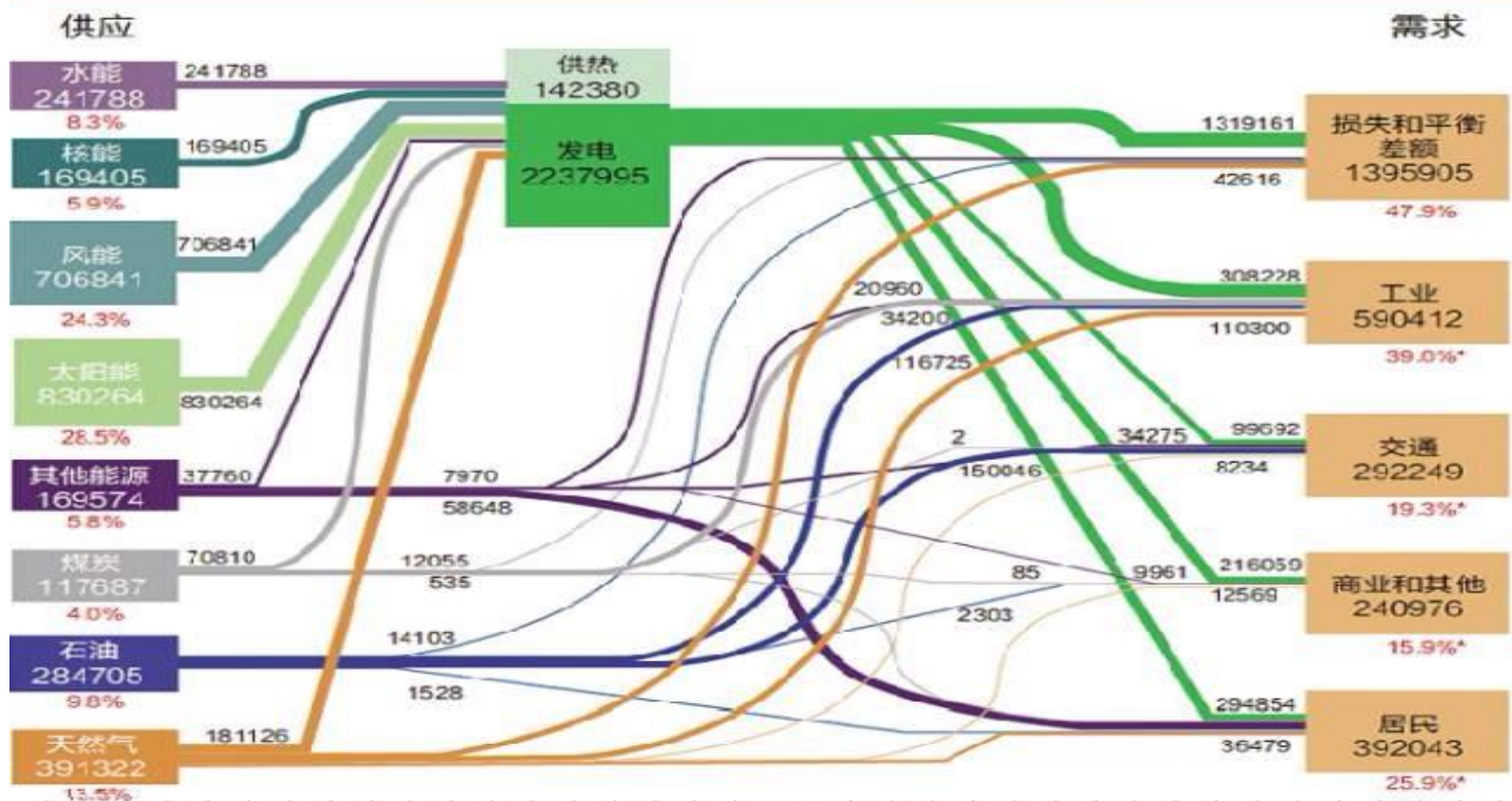
芝加哥气候交易所（CCX）成立于2000年。2007年前，碳排放交易价格低于3美元/吨；2008年，碳排放交易价格升至7-8美元/吨。加州碳排放交易制度2012年1月开始施行总量控制及交易制度的规则；2013年碳排放交易价格基本在11-14美元/吨之间。

日本

自主参加行国内排放量交易制度及二氧化碳补偿抵消制度。东京都及埼玉县实行了排放量削减和交易的相关制度。东京是世界第一个削减对象涵盖商务

全球平均温升2°C的情景下2050年世界能流图

2°C情景下的 2050 年世界能流图



注：① 单位为万吨标准煤；② 水能、核能与其他非水可再生能源发电量按化石燃料替代法折算一次能源；③ 发电能源消费含供热用能；④ 工业用能含非能利用；⑤ 损失含发电、供热、洗选煤、炼焦、炼油、制气、天然气液化等加工转换过程的净投入和能源输储损失；⑥ *表示占终端能源消费的比重；⑦ 因四舍五入，分品种、分部门能源平衡可能存在微小差异。

全球CO₂减排目标对燃煤火电的要求

- **2015巴黎气候变化大会的《巴黎协定》**要求，各方将加强对气候变化威胁的全球应对，把全球平均气温较工业化前水平升高控制在2℃之内，并为把升温控制在1.5℃之内而努力。
- 为达到此目标，国际能源署（IEA）、世界自然基金会（WWF）等的研究结论是，全球燃煤火电的现有高效率低排放（HELE）技术，无法在2050年以前满足全球减排CO₂的目标。他们的研究认为，煤电的CO₂排放强度能够满足要求的水平是40 -100 gCO₂/kWh。
- 其研究结论认为，如果不采用CCS技术，为达到全球煤电的碳减排目标，必须在2016-2040期间，关停全球84%的燃煤火电厂。如果不关停全球3/4的燃煤火电厂，这些电厂则必须全部采用CCS技术来减排CO₂。
- 预计，从现在至2040年，全球计划还要新建1400GW的燃煤电厂。即使这些新的燃煤电厂全部采用最先进的（HELE）技术，也无法满足为实现在2050年前将全球升温控制在2℃之内燃煤火电必须承担的减排CO₂任务，除非它们全部采用CCS技术。
- 为实现全球减排目标，即使全球燃煤火电全部采用CCS技术，CCS碳捕获效率也必须非常高，从而能够达到目的CO₂排放强度为40 -100 gCO₂/kWh。
- 考虑到CCS技术的高能耗、高成本，再加上采用CCS所带来的技术、经济、政策和社会等方面的许多障碍，全球采用CCS技术来将煤电的CO₂排放强度低于40 -100 gCO₂/kWh，在2050年以前能否实现全球煤电的“CCS化”是非常不确定的。

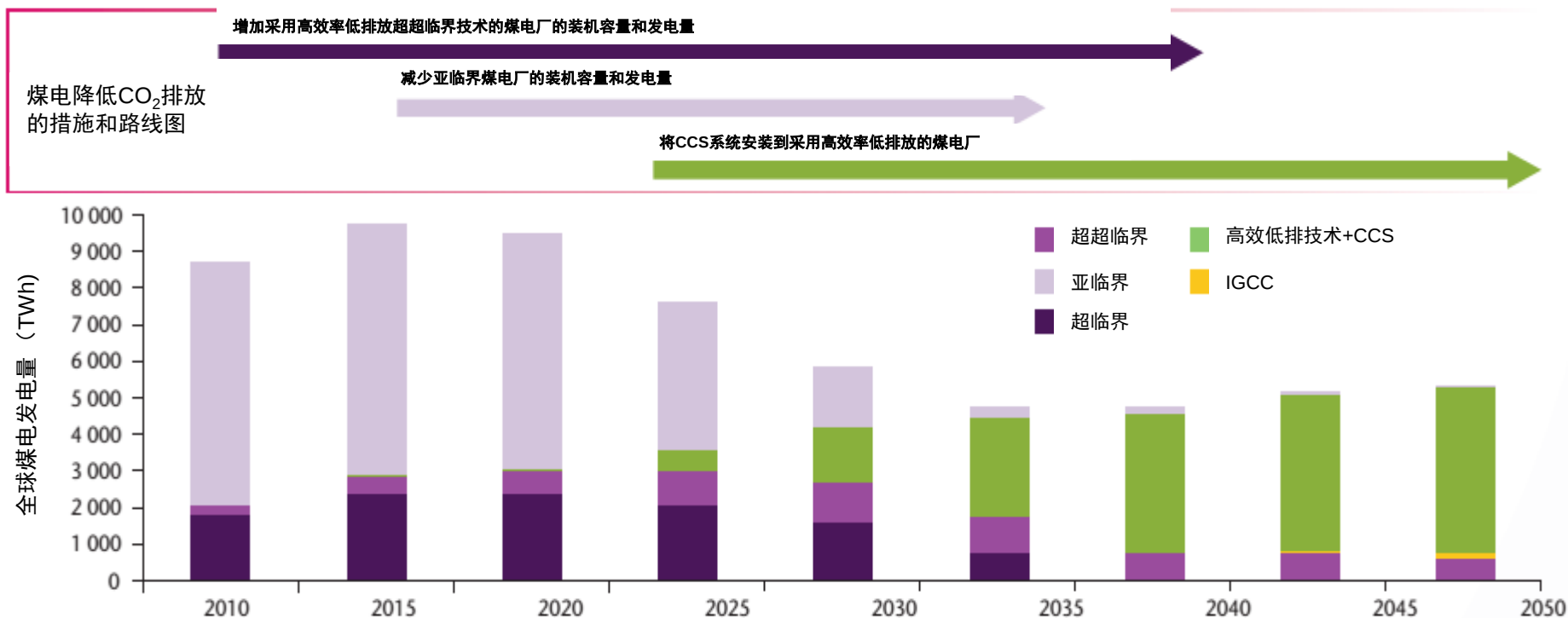
中国能源发展只能坚持绿色低碳战略方向

- 在治理雾霾和应对气候变化及全球变暖，必须大力减排非温室气体和二氧化碳的大背景下，中国能源只能而且必须走绿色低碳的发展方向，这就是要着力增加非化石能源和天然气等清洁能源消费比重，最后根本改变中国以煤为主的能源结构。据此，国家能源局规划的中国能源发展的战略步骤是；
- 2020年非化石能源和天然气占一次能源消费比重分别达到15% 和10%；
- 2030年非化石能源和天然气占一次能源消费比重则分别达到20% 和15% 左右；
- 目前煤炭仍然是中国的主体能源，约占一次能源消消费总量的64%，因此，中国的能源革命要分三个阶段进行：
 - （1）第一阶段，煤炭逐渐进入峰值期，非化石能源和天然气等清洁能源快速发展，成为能源供给增量的主体；
 - （2）第二阶段，石油消费进入峰值期，煤炭消费下降；
 - （3）第三阶段，中国能源需求进入饱和期，天然气消费达到峰值，煤炭消费继续下降，非化石能源逐渐成为能源供应主体。

按照中国能源发展的战略步骤的规划，到2030年非化石能源和天然气占一次能源消费比重将为35%，到那时尽管煤炭的比重会降低到50%以下，但仍然会是我国能源供应的主体，只是到2030年以后，煤炭的主体地位才会发生根本改变。在电力行业，估计煤电为主的情况还要持续更长的时间。

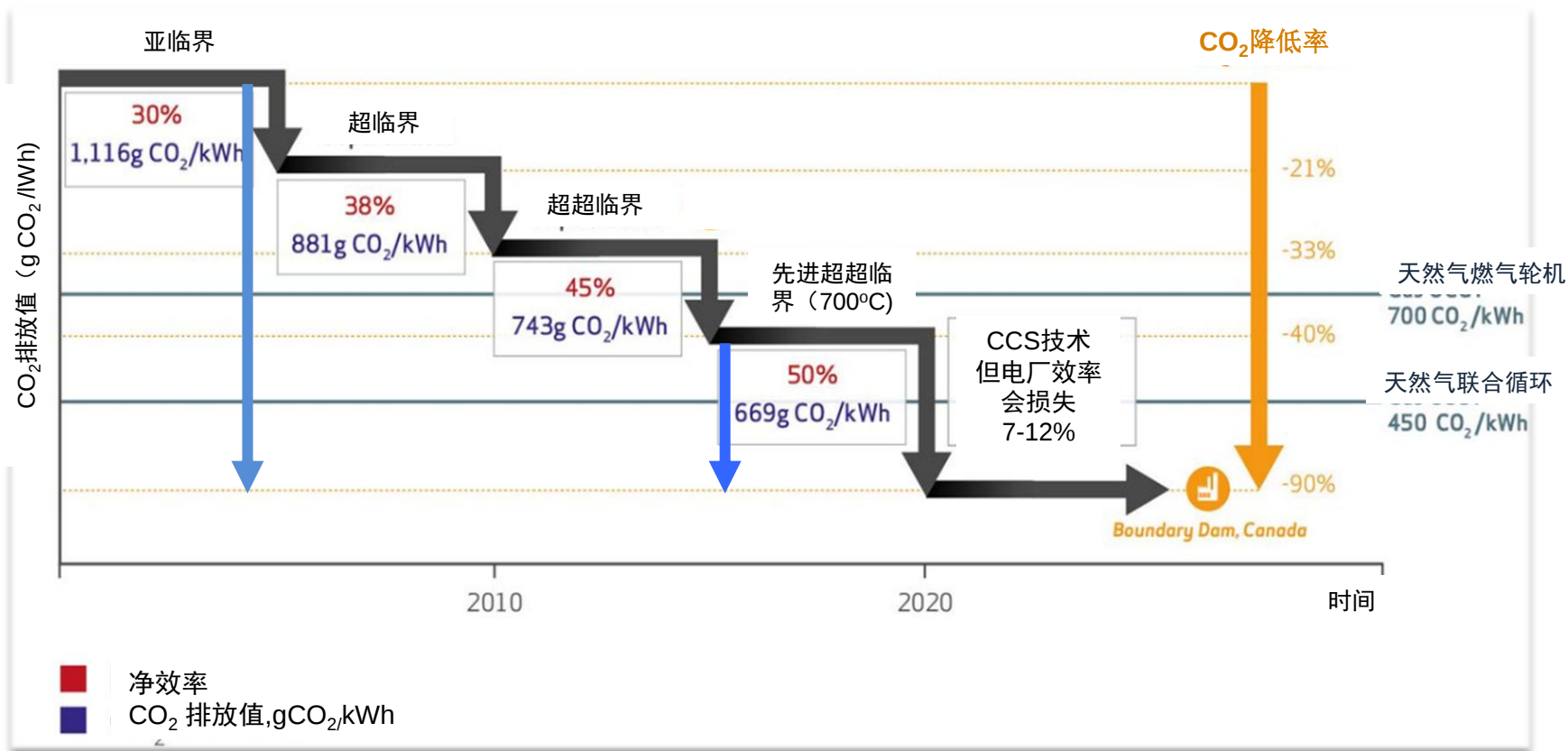
国际能源署（IEA）高效低排煤电路线图

- 要建设高效率低排放燃煤电厂来取代那些低效率高污染的电厂以大大提高高效率低排放电厂的比例；
- 当前高效率低排放的煤电技术包括超超临界、先进超超临界（700度）和IGCC技术；
- 当前全球煤电的平均净效率为35%；
- 当前全球煤电的装机容量占全球总装机容量的~40%，因此煤电采用高效率低排放技术能够显著降低全球CO₂的排放；
- 但是，2015年在全球建成的燃煤电厂中，只有 50% 的电厂是超临界机组，因此，需要在发展中国家大力推动采用高效率低排放技术以大幅度提高平均的净效率；
- 一旦 CCS 技术达到可大规模推广的时期，煤电的大幅度CO₂减排只能够建立在高效率低排放技术的基础上。

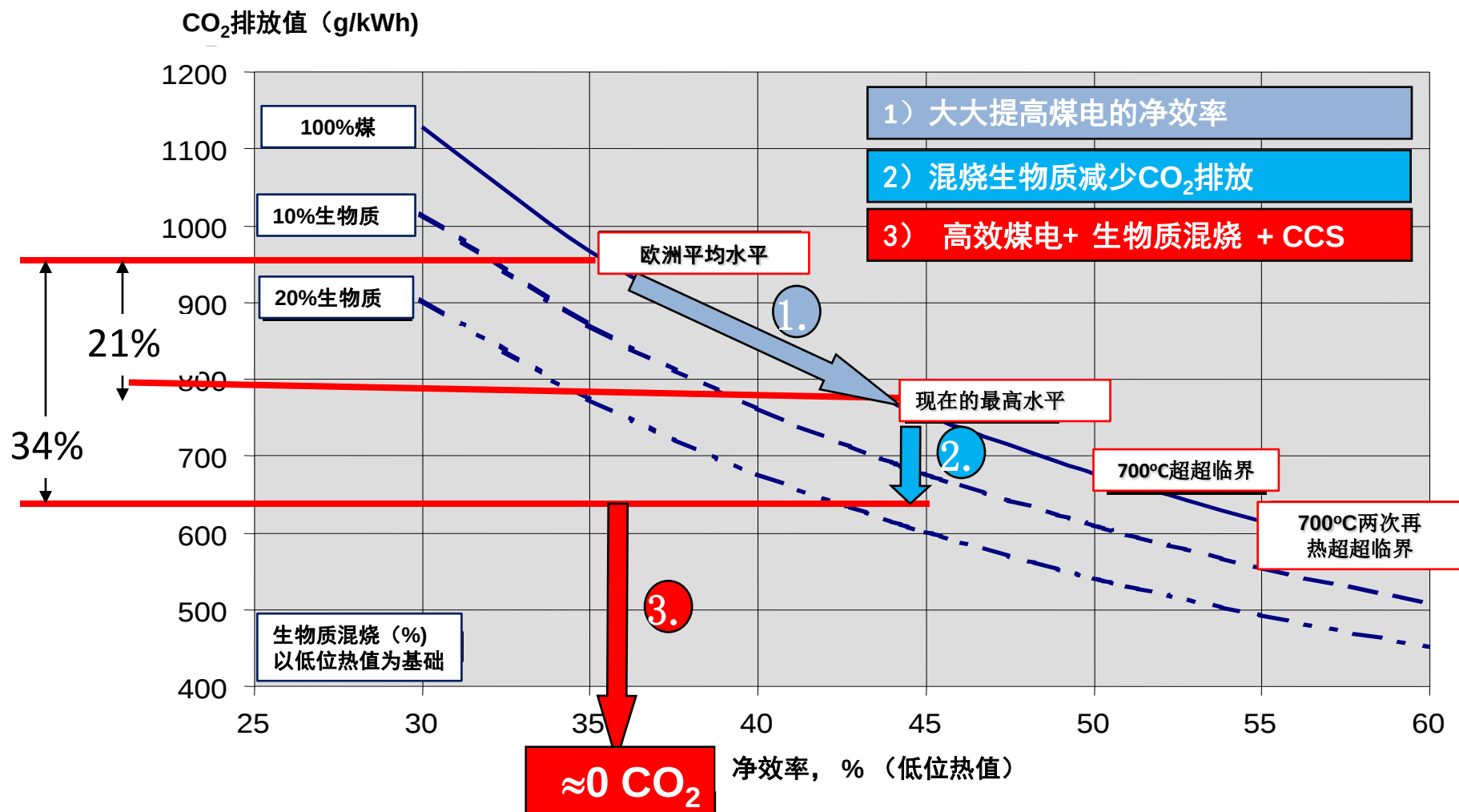


燃煤电厂通过提高效率降低CO₂排放的潜力

- 如果全球煤电的平均净效率增加4–7%，就相当于降低了全球煤炭排放的CO₂ 15-20%，或者说，全球减排10-20亿吨的二氧化碳；
- 创新的高效率低排放技术还可以进一步提高煤电的净效率；
- 因此现有在役燃煤电厂仍有升级改造的空间并需要进行升级改造。



煤电减排CO₂的可能方案

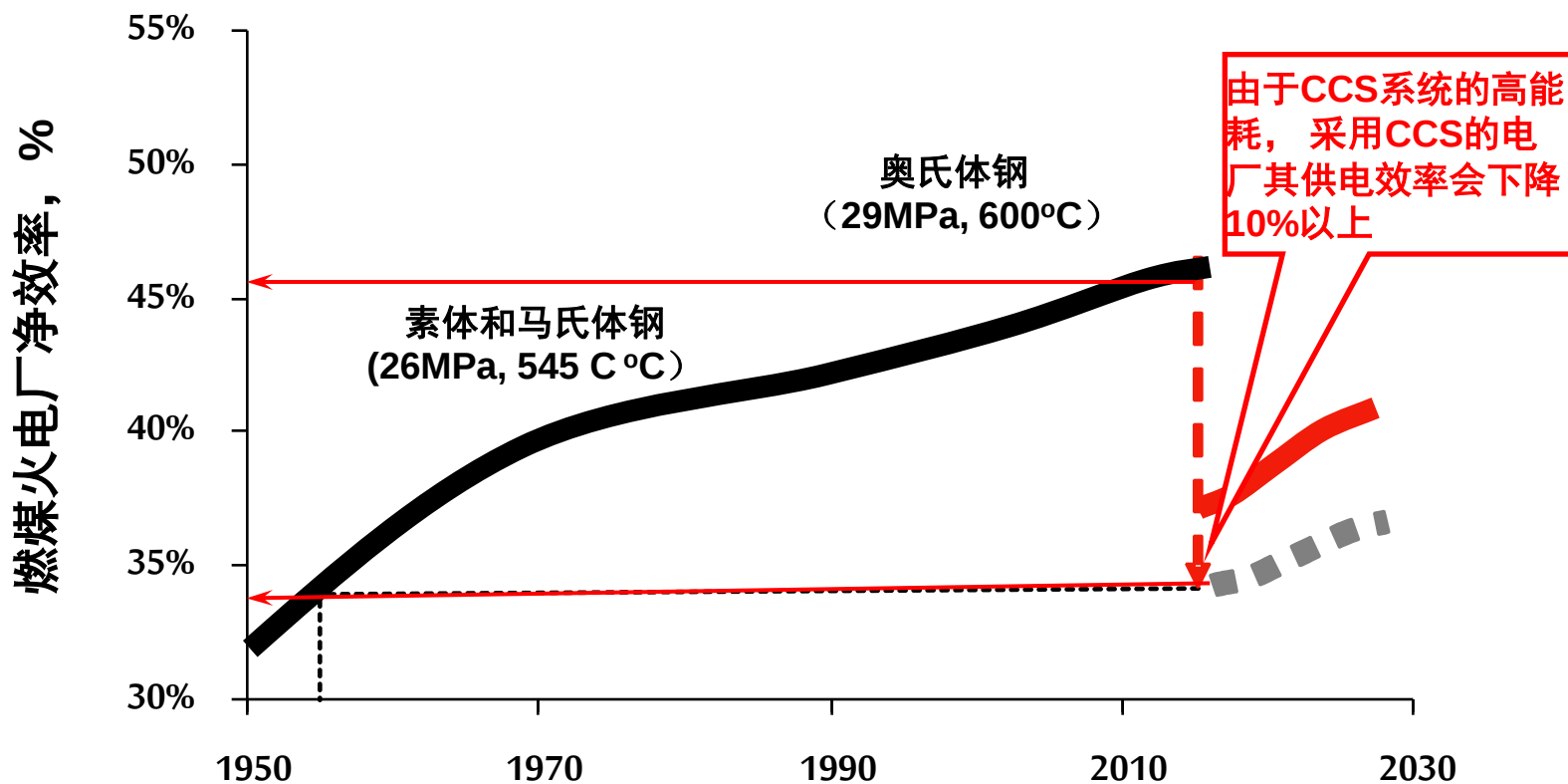


CCS是一个高能耗、高成本和高水耗的系统

能够大规模推广CCS技术降低CO₂排放的前景现在是非常不确定的

- CCS是高能耗系统。不算 的运输和封存，仅在火电厂进行CO₂捕集和压缩这部分就会消耗大量的电量，使电厂效率平均下降10% 以上。捕集的CO₂越多，电厂对外供电越少。
- CCS是高成本无经济回报的系统，现在减排一吨CO₂，包括捕集、输送和埋存在内，其成本约为65美元/吨CO₂。如果一个年用煤100万吨的火电厂，其年CO₂排放量约为200万吨，每年减排这200万吨CO₂的成本将达4亿元人民币。
- CCS是高水耗的系统，采用CCS后电厂的水耗要比原来的增加一倍以上。
- CCS是一套占地面积很大的装置，以一座800MWe超超临界燃煤火电厂为例，如果采用燃烧后捕集技术，则其装置包括4台直径为9米高40米的吸收塔和4台同样尺寸的解析塔，以及溶剂罐、压缩系统、液态CO₂ 储罐、泵和管道系统等，其占地面积大于火电厂的全部发电设备和热力系统。

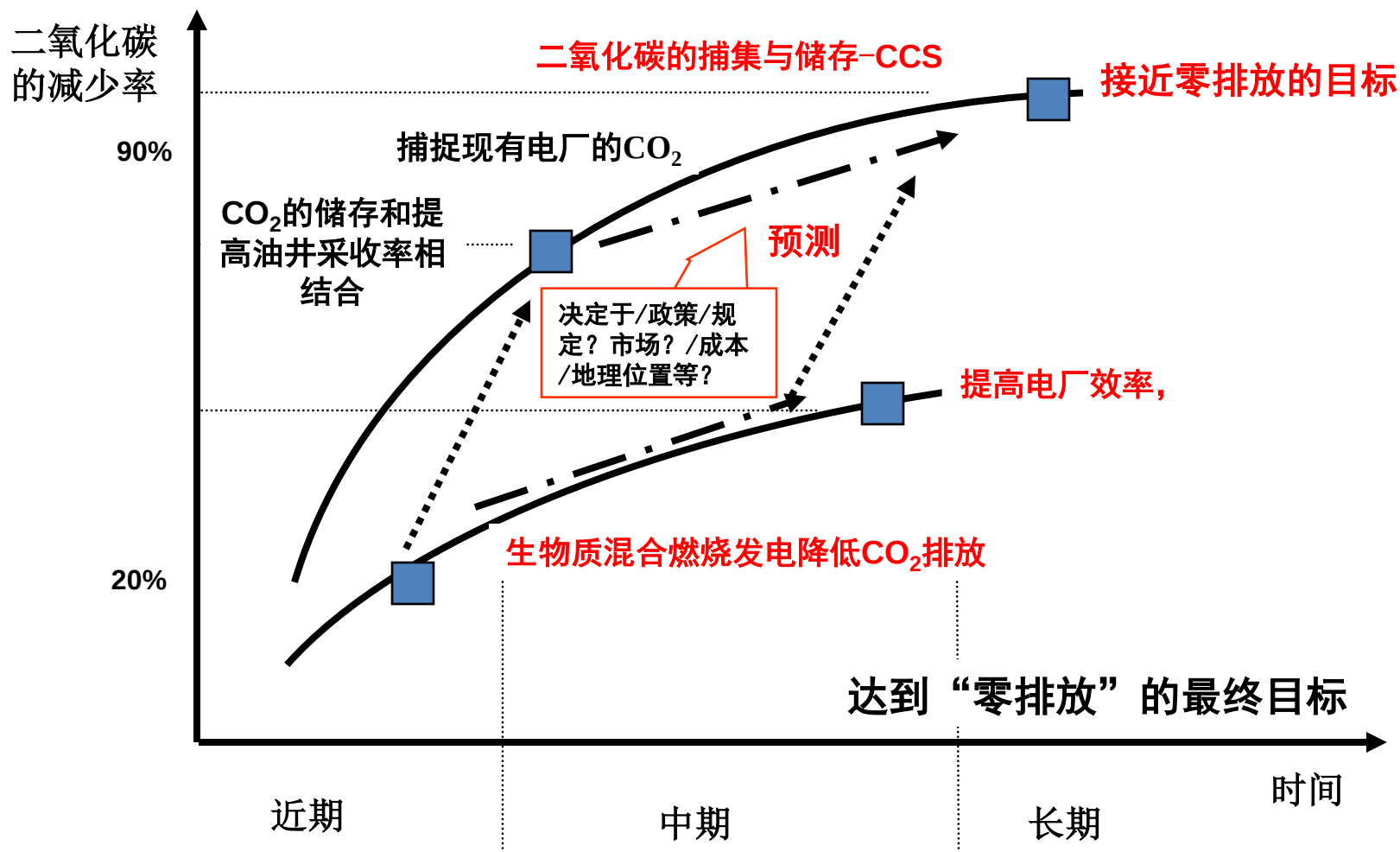
**采用CCS将会使燃煤火电厂净效率大幅降低, 但是
如果采用CCS,那真是: “辛辛苦苦几十年, 一下回到解放前”**



经过50年的发展, 材料的改进, 蒸汽参数的提高, 使发电净效率提高到今天45%的水平, 但是采用CCS后, 由于CCS系统的巨大能耗, 会使效率下降10-12%, 又回到60年以前。

CO₂减排最终达到零排放的技术路线

最终实现接近零排放的路线图应该是：最大限度地提高效率、可能条件下采用生物质混烧，在条件成熟时过渡到CCS



煤电技术与二氧化碳排放强度的关系

煤电技术	每千瓦时发电量的二氧化碳排放 (以发电煤耗为基础) gCO ₂ /kWh
先进超超临界（USC）凝汽式电厂	750
整体式煤气化联合循环（IGCC）	700
先进超超临界USC+12.5%蒸汽供热的热电联产	640
美国环保局煤电二氧化碳排放标准（2015年8月）	636
先进超超临界（USC）+14%蒸汽供热的热电联产	630
上海外三电厂设计的平山二期二次再热 600 °C 超超临界（USC）	623
IGCC+高质煤	627
整体式煤气化超临界CO ₂ 布莱登（Brayton）循环	603
上海外高桥三电厂二次再热 700 °C 超超临界（USC）	599
整体式煤气化燃料电池（IGFC）联合循环	603
先进超超临界USC+25%蒸汽供热的热电联产	568
IGCC+1700°C燃气轮机联合循环	567
整体式煤气化三循环	527
燃料电池（IGFC）+ 催化煤气化	501
燃料电池（IGFC）+ 加压固体氧化燃料电池（SOFC）	498
先进超超临界（USC）+ 50%蒸汽供热的热电联产	465
燃料电池+催化煤气化+加压固体氧化燃料电池	430

以上海外三厂创新技术为基础的不同超超临界机组的性能比较

设计参数	供电/发电效率 %	厂用电率 %	供电/发电 标准煤耗 g/kWh	CO ₂ 排放值 (gross) gCO ₂ /kWh
外三一次再热600℃超超临界	46.50/48.19	3.5	264.16/254.91	666.87
外三二次再热600℃超超临界 (平山二期1350MW机组)	49.80/51.61	3.5	248.5/238.03	622.69
外三二次再热700℃超超临界	53.00/54.64	3	231.76/224.81	588.21

- 注：1. 表中标准煤的热值为7000 kcal/kg或者29307.6kJ/kg。
2. 表中的效率、厂用电率、煤耗和CO₂排放值均为设计工况数据。
3. 表中的CO₂ 排放值按照碳排放系数2.70进行计算。
4. CO₂排放（gross）：单位MWh的整个功率（包括上网功率及所有泵、马达、风机等辅机自身功耗之和）对应多少kg的CO₂排放值。
5. CO₂排放（net）：指单位MWh的上网功率对应多少kg的CO₂排放值。

不同设计的 600°C超超临界机组设计性能比较

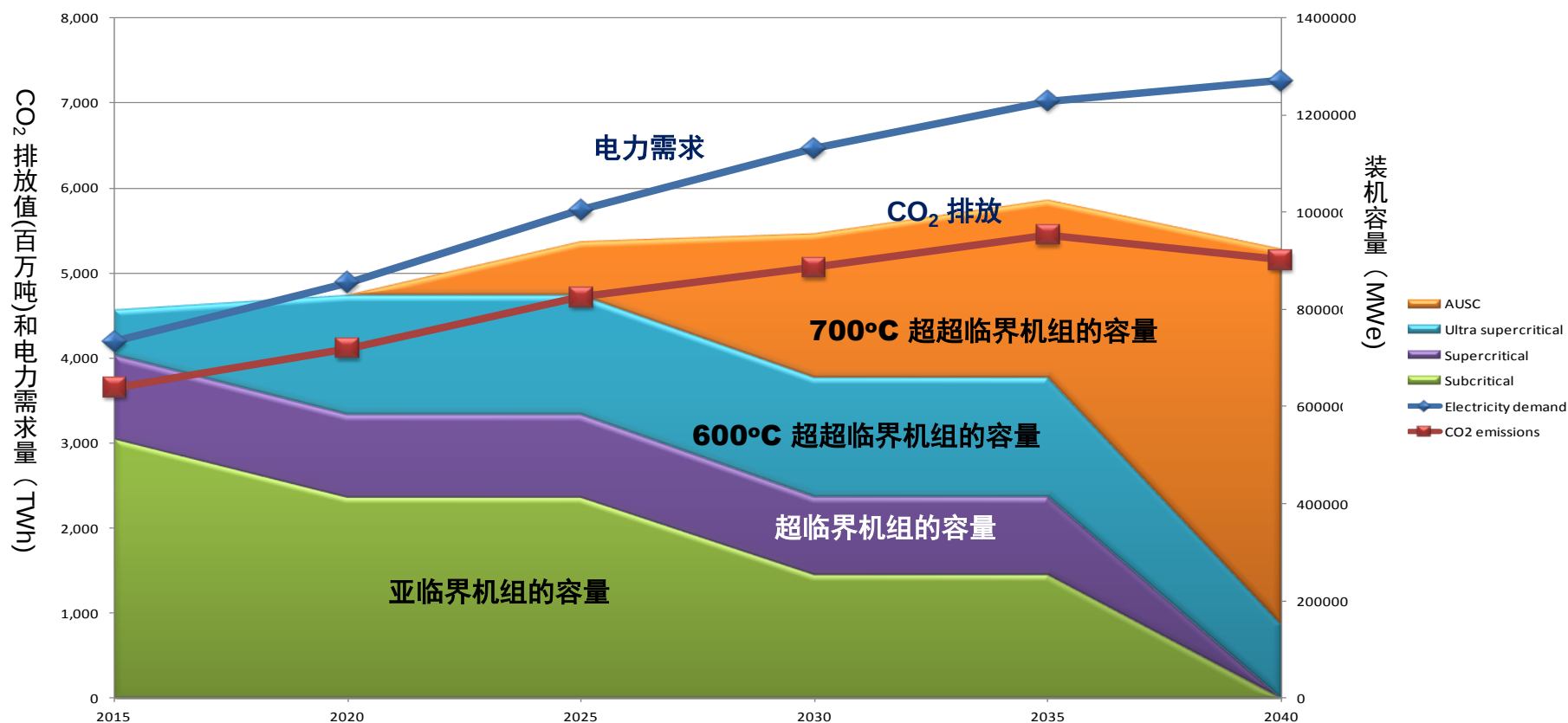
项目	中国典型的 1000MWe 600°C一次再热 超超临界机组	常规设计 1000MWe 600°C二次再热 超超临界机组	高低位设计的平 山电厂1350MWe 600°C二次再热 超超临界机组	700°C高低位 双轴布置二次 再热汽轮 发电机组
热耗（kJ/kWh）	7320	7120*	6882	6621
厂用电率（%）	4.5	3.5	3.5	3.0
锅炉效率（%）	93.6	95.5	95	95
管道效率（%）	99	99	99	99
供电效率（%）	43.5	46	49.40	53
供电煤耗（g/kWh）	282	267	248.5	231
CO ₂ 排放(gCO ₂ /kW·h)	763	721	623	588

注：* 常规布置的1000MWe二次再热的设计热耗为 7120 kJ/kWh，外三为平山电厂设计的1350MWe二次再热的设计热耗为 6882 kJ/kWh，比常规布置的1000MWe二次再热的设计热耗低238 kJ/kWh，其中包括外三创新技术本身降低的热耗91 kJ/kWh和因为高低位布置及1350 分轴技术降低的热耗147 kJ/kWh。

中国煤电技术发展和CO₂排放的25年（2015 - 2040）展望

国际能源署洁净煤中心预测：如果中国的燃煤火电能够坚持“上大压小”，不断采用高效的超临界/超超临界大机组，淘汰低效率亚临界机组，中国燃煤火电CO₂排放量的增长将会远远低于燃煤发电量需求的增长。在700°C最高效率的超超临界技术可用时，大力采用最先进的700°C超超临界技术，这样，中国有望在2030-2035年使排放量达到峰值，虽然到2040年时电力需求会有较大的增长，但2035-2040年就能实现CO₂排放量下降。

国家发改委和能源局最近发布的《能源技术革命创新行动计划》提出：2030年前建成700°C超超临界电厂，到2050年，700°C超超临界电厂的供电效率要达到6-60%



预祝这次煤电超低排放和节能改造 技术交流研讨会圆满成功！

- 这次研讨会上的发言专家，他们代表了我国与煤电超低排放和节能改造技术有关的许多主要的发电企业、发电设备制造厂、设计院、研究院和高等学校，是一次群英荟萃的会议。
- 这次研讨会发言的题目和内容，涵盖了与煤电超低排放和节能改造技术有关的几乎所有方面，包括超低排放创新技术的开发，超低排放和节能改造的实践经验，超低排放和节能改造存在问题的探讨等，是一次内容丰富的高水平会议。
- 因此，在今天会议开幕的时候，我们有理由相信并预祝会议圆满成功！

再一次谢谢大家！