

OF week 智能电网半月观察

2011.12.16-2011.12.31

目 录

目 录.....	1
【新能源开发的中国现实】	2
【新能源汽车的心脏 汽车电池技术介绍】	6
【盘点 2011 年智能电网、特高压等建设亮点纷呈】	15
【中国新能源汽车政策盘点】	22
【特高压实现“中国引领”】	31
【新能源上网电价超出部分将由《可再生能源基金》补足】	34
【太阳能业“意恐迟归” 风电能否引领新能源发展】	40
【中国风电 2011 年要闻及点评】	42

新能源开发的中国现实

当前，我国地方政府和相关企业发展新能源态度非常积极，由此提出许多加快发展的建议。比如：“不要争论，不要怕乱，先干起来”，“在发展中解决发展过程中的问题”等等，其迫切心情可以理解。

然而，发展一个产业的迫切心情和愿望，不能代替对该产业各环节“技术可行、经济合理”的基本要求。每个环节都具备技术的可行性和经济的合理性，才是该产业链正常运转和健康发展的真正保障。新能源产业投资规模巨大，对包括大量政府补贴资金在内的各类社会资源占用总量巨大。只有这个产业中所有设施都实现了按设计水平正常运行，才能收到拉动经济、增加就业等期盼效果。

能源特性决定开发特性

按照许多开发利用新能源比我国早的发达国家经验，新能源开发适宜将分散的资源分散利用。欧洲风电和太阳能发电采用了分散开发、就地供电模式。由于新能源具有能量密度低、带有随机性和间歇性、尚不能商业化储存的特性，根据技术经济约束条件，宜采用分散式、分布式开发方式，将其就地、就近利用。

例如大家熟悉的北欧诸国，风电机组星罗棋布、三三两两，还有许多是单台接入20~10千伏以及电压等级更低的电网，大都直接接到供电系统。德国光伏发电容量为1732万千瓦，2011年底将达2300万千瓦，超过我国三峡水电站装机规模，基本都分散地建在用电户屋顶，分布式接入系统。即使风电集中程度最高的美国，单个风电项目规模仍很小，在全美现有风电装机4000万千瓦中，大于20万千瓦的风电场个数仅占总数的4%~5%。

用电户可以投资风电光电，自建自发自用，调度机构优先调度、系统整体平衡调节，富余电量可向电力市场出售，供电不足则由大系统补给。如此开发模式，优点显而易见：一是电力就地消纳，基本不弃风不弃光，电量得到充分利用；二是不用远距离送电，故不用配套新建大量高压、超高压输变电设施，节省大量投资并减少大量输电损耗；三是电源分散，故接入系统电压等级很低，好比在“毛细血管系统”里运行，出力不稳定的风电电力对涉及主系统安全和电能质量的电压和频率等重要参数指标影响甚微。

现阶段，新能源发展离不开政府补贴，但补贴政策需要贯彻效率原则，政策实施要靠竞争和比较机制，并应体现阶段性变化，不断降低补贴幅度，尽可能减轻因发展新能源给国民经济带来的负担。

政府补贴资金全部取之于民，是国民经济为使用新能源付出的额外成本。所以，补贴政策，一是要体现阶段性。仅在新能源技术、产业尚不能与传统能源竞争的特定阶段实行。今天补贴是为了明天减少补贴和后天不再补贴；二是要考虑成长性。对商业化新能源项目补贴的对象，应是已经具有成长性的技术且能够通过自身技术进步和商业化规模扩大，不断降低成本的企业；三是要紧扣实际业绩。实践证明，度电补贴模式可靠性相对较高，政府补贴看的是实际发电业绩，“先发电后结算”，谨防五花八门的“骗补”现象；四是要建立竞争和比较机制。国内外实践都证明，政府新能源补贴政策的实施，应当也能够通过竞争和比较机制实现。例如，目前风电的度电价外补贴额度已从几年前的 0.4~0.5 元，下降到目前的 0.2 元左右，使有限的补贴资金发挥出更大作用。

与此相关的问题还包括保障电网企业的合理收入。目前，我国电网企业的收入仍然是全部来自发电环节与终端销售环节之间的“价差”。新能源“自发自用”一度电，则直接导致电网企业减少一度电的价差收入。

在电网企业应得收入总量及其保障机制尚未落实的情况下，电网企业不愿接受千家万户自建的分布式新能源发的电，不同意实行这种全世界都已经普及的“自发自用”模式。

按照“厂网分开”的电力改革基本思路，经营输电网的企业属于自然垄断企业，其任务是为所有发电商和用电户提供公共服务，不以多盈利为经营目标。电网企业“只负责传输电力，不参与买卖电力”，其应得收入，与发电企业和电力用户的交易和收支隔离开来，这样一来电网企业年收入总量也可以得到保障。

只有在这种条件下，用电户与发电企业之间才有可能建立起电力市场，才有可能形成千家万户建设、使用新能源，大规模、高效替代化石能源的局面。这个体制设计正是中央十年前下发的电力行业市场化改革方案的核心内容，在国务院 2003 年批准的电价改革方案中都有表达。但令人遗憾的是，随后的电价市场化改革停滞。

例如，当前越来越多的屋顶光伏项目陷入困境，本可用 380 伏电压直接使用的分布式光电装置，却因“供电专营”的规定，被要求原地升压至 10 千伏以上上网计价，再降回 380 伏按销售价格结算，无端增加了大量输变电投资。这显然是不合理的。

前些年在建立“市场配置资源，供需形成价格”的现代电力市场体制方面，我们已经落后于世界“一大步”。而面对当今全球范围内分布式新能源和与之相互依存的智能微电网大趋势，我国的电价机制又历史性地落后了“第二大步”。

分散开发的现实优势

主张集中开发新能源的观点认为，中国北方土地辽阔，风能光能资源非常丰富，但电力负荷小、电网薄弱，不能按照欧洲那种“分散上网、就地消纳”的模式发展，只能是采用“大规模—高集中—远距离—高电压输送”的发输模式。

如果可以无条件地开发某地资源，上述观点无可非议。然而，开发资源必定要受到技术、经济等方面诸多条件的制约，在一定发展阶段内，“丰富的资源”并不是都能够开发利用的。最基本的方法还是做技术经济综合比较，考虑上述新能源特性和科学道理，以寻求技术可行、经济合理的最佳模式和方式。

目前，风电发展关键问题是电网消纳。北方风电集中开发地区大都遭遇较严重的弃风限电问题，东北一些地区冬季弃风限电比例已近 50%；西北主要风场因数次脱网事故，目前限电竟高达 70%~80%。风能资源最好的一些地区，设备年利用小时数还不到 1400。

当前在西部地广人稀、用电负荷很小的地区又掀起了集中大规模建设太阳能发电的热潮，其电力消纳同样遇到远送的问题，有的要输送 700~800 公里才到省负荷中心，而省内又无力全部消化，还要向东部输送……

光伏发电年利用小时数仅 1700 左右，在荒漠地区开发比风电还“稀薄”的电能，同样需要为层层升高电压而配套新建一系列高压、超高压甚至特高压输变电装置，才能将昂贵的光电输送到上千公里甚至数千公里以外去使用。

在远离用电负荷中心的地区集中建设巨型风电场和光伏电站，优点是项目建设、管理的效率较高。如果经论证具备经济合理性，当然不失为一种高效率开发模式。然而，为了远距离输送风电光电，需要层层升高电压，配套新建从 10 千伏至 750 千伏之间各个电压等级全套输变电设施。

以某风电场 300 万千瓦项目投资概算为例，风电本体投资 225 亿元，另配套送变电工程投资高达 66.7 亿元。而且这 66.7 亿元投资中尚未包括受端电网从 750 千伏至 10 千伏之间层层降压所需新增输变电投资。相比之下，以低电压分散接入系统的风电项目，新增输变电投资就少得多。

风电设备发电年等效利用小时数为 2000 多，光电更少，由此连带降低了输电系统效率。加之输送昂贵的光电，长距离线损和层层变损对输电经济性影响颇大，过网费进一步降低了经济竞争力。而就地消纳的新能源电力就没有这些成本。同时，在最高电压等级的电网上注入随机波动的能量流，有点像在“主动脉系统”里随机地供应间歇性“血流”，对整个大系统，特别是受端电网安全稳定运行和电能质量带来较大负面影响。

比如，2010年某企业在蒙西达茂旗某个大风电场附近做了个试验。在一座35千伏配电变电站墙外建设了4台1.5兆瓦风电机组，直接接入用电端。经过一段时间运行，结果令人振奋。这4台风机因无需建设场内送变电工程，造价比相邻风电场低1300元/千瓦，节省建设投资16%。风机日常出力与变电站平均负荷相当，发电量直接消纳，不用升压返送。特别是由于接入电压等级很低，对蒙西电力系统运行主要参数没有影响，从未出现“被弃风”情况，其折算年发电利用小时数达2500左右。而在距其不远处以220千伏电压接入高压系统的大风场，时会弃风限电，发电利用小时数明显低于试验机组。

辩证看待“快”、“慢”

如果新能源发展速度太慢，则不能满足我国调整能源结构紧迫形势的要求。经过一段时间的实践证明，高度集中开发风电、光电的模式，给装备工业和设备制造领域带来跨越式飞速发展，能创造“快”的奇迹。然而，设备仅是“工具”，最终要的是新能源并网发电电量。

目前，电网企业在系统安全平稳运行和风电电量消纳方面遇到较大困难，出现较多弃风和数次系统稳定事故，使超大规模集中并网的风电对电网运行安全性影响受到关注，大量限电使风电项目经济性降低，风电设备产能大量积压，产量大起大落。在出现较多问题的情况下，即使要继续原有开发模式，也需要认真总结经验，尽快解决已经发生的矛盾和问题。这也是当前风电发展速度出现放缓局面的原因所在。

然而，分散的风机可以同时建设，千家万户都来建，可谓“聚沙成塔、积少成多”。西班牙国土面积还不到内蒙古的一半，采用比较分散的开发模式，单个风电项目规模都不大，“遍地开花”，发展速度并不慢，风电装机总量达到了“风电三峡”的规模水平，风电电量占到全部电量的16%，风电运行容量占日负荷比例曾达到创世界纪录的53%。

以甘肃省为例，该省各地风能资源条件都不错。全省用电环节10千伏配电变电站有12.3万座。保守地假设，即使其中的90%都不具备建设和接入风机条件，那么可以接入风机的用电变电站还有1.2万座。如果考虑在每座10千伏用电变电站附近各建设并接入1台风机，很快就可以建成1.2万台。而现在，甘肃全省运行的风电机组数量仅3000多台。这个设想仅考虑了10千伏一个电压等级，还有上千座35千伏和110千伏配电设施可以容纳更大量风机，消纳更多风电电量。甘肃一个用电小省尚且如此，推广到全国呢？

而且，随着我国风电设备技术进步、性价比不断提高，适合低风速地区的风机发展很快。以往认为平均风速低于每秒6.5米的风能资源没有开发价值，现在若采用低风速风机，每秒5.5米的风能资源都具有了经济上的可开发性。过去山区、丘陵地带

设备运输困难，也因有了分段桨叶技术而得到解决。这些都为全国各地分散开发建设风电提供了有利条件。（作者为国家能源局新能源和可再生能源司司长）

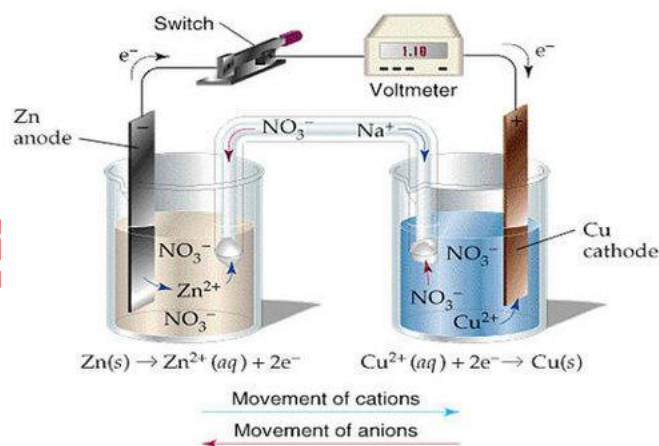
新能源汽车的心脏 汽车电池技术介绍

内燃机汽车的心脏是动力系统，但是新能源车的心脏则是电池系统，因为电池系统的优劣直接关系到车的行驶里程、使用便利性等情况，而目前新能源动力车型最大的技术瓶颈也恰恰限制在了电池系统上，比如充电时间、充电效率、能量密度以及体积、材质、安全或者质量等等。

电池三大分类

汽车所使用的电池主要分为三大类，即为化学电池、物理电池以及生物电池，分别为：化学电池，化学电池是利用物质的化学反应发电的电池系统，其中主要分为原电池、蓄电池以及燃料电池和储备电池四种。

1、原电池，其实就是一次性电池，是指电池放点后不能用一般的充电方法使活性物质复原而继续使用的电池，如锌-二氧化锰干电池、锂锰电池、锌空气电池以及一次锌银电池等都是此类一次性电池。



原电池工作原理

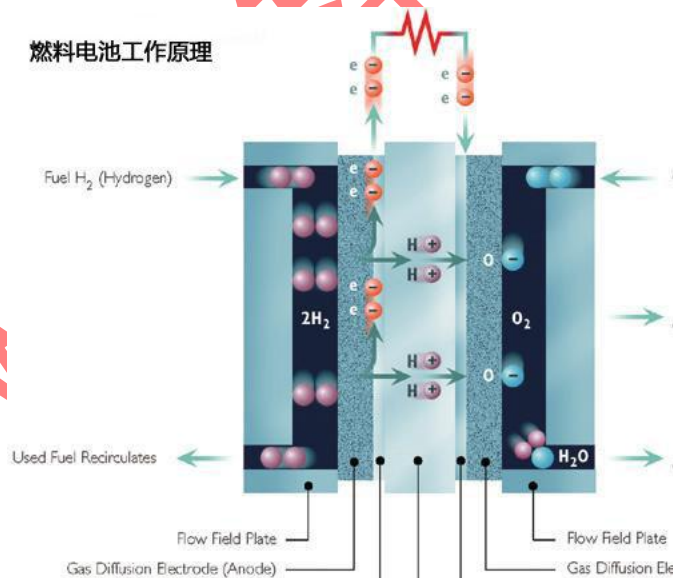
2、蓄电池，又称二次电池，是指电池在放电后可以通过充电的方法是活性物质复原而继续使用的电池，其实也就是我们目前最常见的充电电池，比如铅酸蓄电池、镍镉电池、镍氢电池以及锂离子电池等等。



蓄电池是目前汽车上最常见的一种电池

3、燃料电池，燃料电池又称联系电池，是指参加反映的活性物质从电池外部连续不断的输入电池，或者说其实燃料电池就是一个发电站，比如质子交换膜燃料电池、碱性染料电池、磷酸燃料电池等等。

燃料电池工作原理



4、储备电池，这种电池是指电池正负极与电解质在储存期间不直接接触，使用前注入电解溶液使正负极接触，此后电池进入待放电状态，如镁电池、热电池等等。



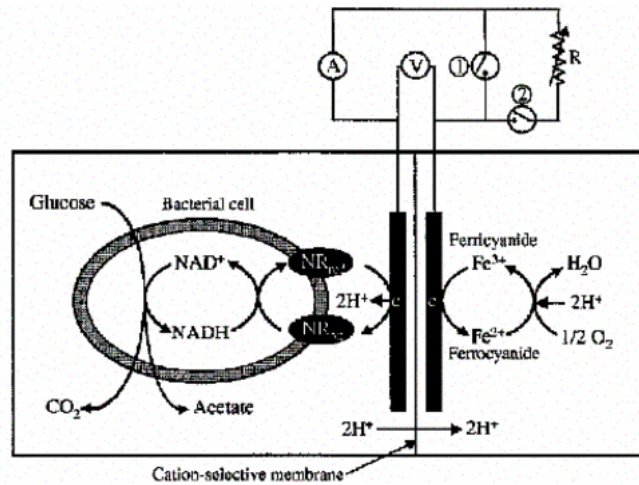
储备电池

物理电池，物理电池是利用光、热、物理吸附等物理能量发电的电池，如太阳能电池、超级电容器以及飞轮电池等。



太阳能电池

生物电池，生物电池是利用生物化学反应发电的电池，如微生物电池。酶电池以及生物太阳电池等等。



微生物电池工作原理

新能源车对于电池系统的要求

就像对于内燃机车对于发动机的各种要求，新能源车对于电池组也有着苛刻的要求，而这几项对于电池组的要求则直接关系到新能源车在电动驱动方面的效能等问题：

- 1、比能量，为了提高电驱动的续航里程，要求汽车上动力电池需要最大限度的存储能量，但其前提是不能过多的增加车体自重、占用空间，所以需要电池组需要有很高的比能量。
- 2、比功率，为了能使电驱动的加速性能。爬坡性能以及负载性能与内燃机车相提并论，所以对于电池组的比功率会有很高的要求。
- 3、充放电效率，电池中能量必须经过充电-放电-充电的循环，高德充放电效率对于电驱动的行驶效率有着至关重要的作用。
- 4、稳定性，电池组应当在快速充电和放电的往复工况中保持性能的稳定性的，使其在动力系统使用条件下能达到足够的放电循环次数。
- 5、成本，除了降低电池的初始购买成本，还要提高电池的使用寿命。
- 6、安全性，电池不能引起自燃或者燃烧，同时发生在发生车辆碰撞的时候，不会对驾乘人员造成人身伤害。

铅酸蓄电池

铅酸蓄电池自 1958 年发明以来，其使用和发展已经有了 100 多年的历史，其广泛应用于内燃机车的动力端，而新能源车所使用的铅酸蓄电池因为需要为车辆提供动力，所以它的主要发展方向是提高比能量，增大循环使用的寿命。铅酸蓄电池是最成熟的新能源电池系统，1881 年，世界第一辆电动三轮车使用的就是铅酸蓄电池，犹豫铅酸蓄电池成熟、可靠性好、原材料价格低廉，同时比功率也基本上可以满足电动驱动的动力要求，所以在新能源汽车中广泛应用。



铅酸蓄电池

铅酸蓄电池的优点：

- 1、除锂离子电池外，在场用蓄电池中，铅酸蓄电池的电压最高，即为 2.0V；
- 2、制造成本低廉；
- 3、可以做成小至 1Ah 大至几千 Ah 的各种尺寸和结构的蓄电池；
- 4、高倍率放电性能良好，可用于发动机启动；
- 5、电能效率可以达到 60%；
- 6、高低温性能良好，可以在-40℃~60℃条件下工作；
- 7、易于浮充使用，没有“记忆”效应，且易于识别荷电状态。

铅酸蓄电池的缺点：

- 1、比能量低，在新能源车重所需要占用的整体质量以及体积比较大，一次充电可行驶的历程比较短；
- 2、使用寿命短，且后期使用成本高；
- 3、充电时间长；
- 4、铅是重金属，存在污染，与新能源动力车的概念背道。

镍氢电池

镍氢电池是 20 世纪 90 年代发展起来的一种新型电池，它的正极活性物质主要由镍制成，负极活性物质则由氢合金支撑，属碱性电池。镍氢电池具有高比能量、高功率，适合大电流放电、可循环充放电、无污染，属于一种绿色能源，目前很多新能源动力车型所使用的电池组都会选择镍氢电池。



大众的 Hybrid 版途锐所使用的电池即为镍氢电池

镍氢电池的特点：

镍氢电池具有无污染、高比能、大功率、快速充放电、耐用等诸多特性，与铅酸蓄电池相比，镍氢电池具有比能量高、质量轻以及循环寿命长等特点，同时还具有一下特点：

- 1、比功率高，目前商业化的镍氢电池功率可以达到 1350W/kg；

2、循环次数多，目前应用在电动车辆上的镍氢动力电池组，80%放电深度循环可以达到 1000 次以上，为铅酸电池的三倍以上，100%DOD 循环寿命也在 500 次以上，在混合动力的汽车上可以使用五年以上；

3、无污染，镍氢电池不含铅、镉等对人体有害的金属；

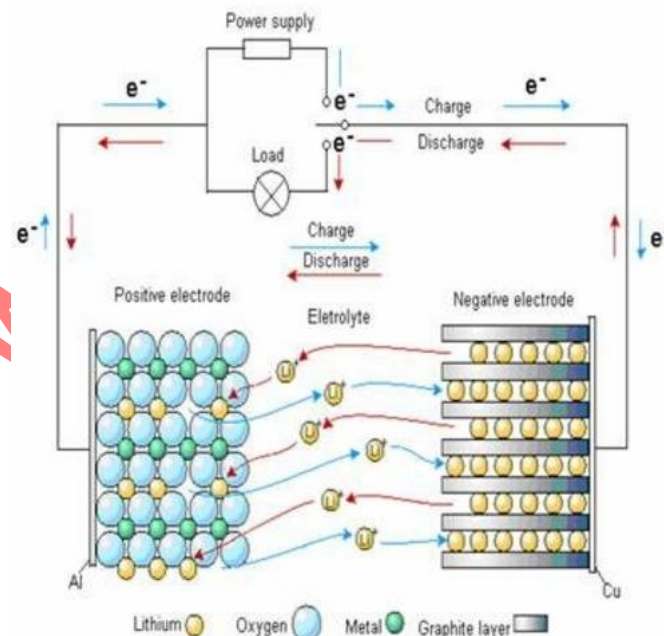
4、耐过充过放，无记忆效应；

5、使用温度范围大，正常使用温度范围在-30~50℃，存储温度范围-40~70℃

6、安全，可以抵抗短路、挤压、针刺、跌落、加热、震动等情况，且不会发生爆炸或者燃烧现象。

锂离子电池

锂离子电池最早在 1990 年由日本的索尼公司推向市场，是目前世界上最新一代的充电电池系统，与其它电池相比，其有电压高、比能量高、充放电寿命长、无记忆效应、无污染、更快的充电、自放电率低一级工作温度范围宽和安全等优势，相比较镍氢电池，混合动力汽车采用锂离子电池，可是电池系统的质量下降 40%~50%、体积减小 20%~30%，能源效率也有提升。



锂离子电池工作原理(磷酸铁锂电池其实只是锂离子电池的一个分支)

锂离子电池按照不同的正极材料可以分为锰酸锂离子电池、磷酸铁离子电池以及镍钴锂离子电池(镍钴锰离子电池)等,大多数新能源车型所使用的第一代锂离子电池均为锰酸锂离子电池,其成本更低、安全,但是循环寿命欠佳,同时在高温状态下循环寿命短,甚至在高温状态下会出现锰离子溶出现象,而现在大多数新能源车型所使用的第二代电池组为磷酸铁离子电池,也是未来锂离子电池的发展方向所在。

锂离子电池优点

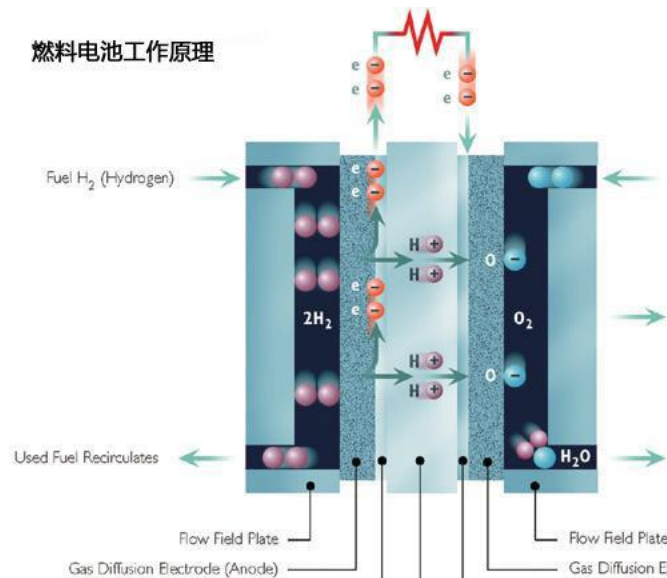
- 1、工作电压高,其工作电压为 3.6V,是镍氢、镍镉电池工作电压的 3 倍;
- 2、比能量高,其比能量达到 150Wh/kg,是镍镉电池三倍,镍氢电池 1.5 倍;
- 3、循环寿命长,其循环寿命可以达到千次以上,在低放电深度下可以达到几次,超过了其它几种二次电池;
- 4、自放电率低,锂离子电池的自放电率仅为 6~8%,远低于镍镉电池和镍氢电池。
- 5、无记忆性、无污染、随意塑形。

锂离子电池缺点

- 1、成本高,主要是正极材料的 LiCoO_2 的成本高,但按单位瓦时的价格来计算的话,其实已经低于镍氢电池,与镍镉电池持平,但高于铅酸蓄电池。
- 2、必须有特殊的保护电路,以防止过充现象。

燃料电池

燃料电池(Fuel Cell, FC)是一种化学电池,它直接把物质发生化学反应时释放的能量转化为电能,工作时需要连续地向其供给活物质(起反应的物质)燃料和氧化剂。犹像它是把燃料通过化学反应释放出的能量变成电能,所以成为燃料电池。燃料电池的发展是以电化学、电催化、电极过程动力学、材料科学、化工过程和自动化等学科为基础的,而最早的燃料电池在 1839 年格洛夫使用电解水产生的氢气和氧气而制造出了最早的燃料电池。



燃料电池优缺点

其实根据燃料电池车的工作原理来说，其所谓的燃料电池其实就好象串联式混合动力车的工作原理，其燃料电池并不是纯粹意义上的电池，而是一个输送电能的“发动机”，其将化学能转化为电能后输送给电池，尔后再将电能输送给电动机，或者其实称它为串联式混合动力车也未尝不可，但是它的优点却更多：

- 1、比如它的能量转换的效率更高。过氢氧化和作用将其所释放的化学能转变为电能，而不通过热机过程，也不受卡诺循环的限制；
- 2、无污染。其排放物仅为可食用的纯净水，或者说开车不需要带太多的饮用水了。
- 3、结构简单。燃料电池车(质子交换膜燃料电池)的电池模块是一种积木化的结构，使得电池组的组装以及维护都非常方便，同时因为其工作为误解些运动部件，以及工作中只会产生水，所以其在运行中的噪音也会更低。
- 4、氢能源来源充分。氢是一种来源非常广泛的能源，且是一种可再生资源，比如可以通过石油、天然气、甲醇、甲烷等进行重整制氢、光解水制氢等方法得到氢气。

不过缺点同样存在，其成本与其它新能源动力一样会非常高，同时对氢的纯净度要求非常高，以及因为氢属于活性物质，所以对于其储存器具的要求也颇为严苛，致使其在科技含量以及成本上都不会比其它新能源动力低，而这也正是制约燃料电池发展的主要瓶颈，虽然奔驰汽车在燃料电池方面有着不错的发展，但是其瓶颈则依然卡在了电池能量密度、制造成本等问题之上。

盘点 2011 年智能电网、特高压等建设亮点纷呈

站在“十二五”开局之年回望 2011 年，我国电网建设可以称得上气势恢宏、热点不断。一批世界瞩目的电网工程不断开工、建成、运行，巨额投资让我国电网更加坚强可靠，自主创新使得我国电网建设面貌一新。

其中，“电力天路”青藏直流联网建成试运行，标志我国内地电网全面互联；电网设备、技术等对外合作不断深化，国家电网不仅成功收购并接管运营巴西 7 家输电特许权公司，还与美国电力公司签署协议共同推进特高压、智能电网和新能源建设；在特高压长距离输电领域，中国已经成为世界的领跑者；在坚强智能电网方面，智能变电站、电动汽车充换电网络建设不断深入，将成为世界标准的制定者；在未来物联网建设方面，我国电网已率先起步……不论是规划布局、投资规模，还是科技创新水平，我国电网携其巨大体量逐步实现弯道超车，逐步在世界占据领先地位。

架电力天路

12 月 9 日，连接青海和西藏的一条能源大动脉——青藏电网联网工程建成试运行，结束了西藏电网长期孤网运行的历史，标志着我国内地电网全面互联，实现了北京国家电力调度中心对西藏电力的直接调度，为从根本上解决西藏城乡居民生活和工农业生产用电问题打下基础。而且，解决了青海海西电网结构薄弱、供电不足等问题，满足柴达木循环经济试验区快速增长的用电需求。

青藏直流联网工程是世界上海拔最高、高寒地区建设规模最大、施工难题最多的输变电工程，主体工程连接青海格尔木和西藏拉萨，全长 1038 公里。除直流输电线路和两座±400 千伏换流站外，还配套建设了西宁—日月山—海西—格尔木 750 千伏输变电工程、藏中 220 千伏电网工程。

点评：

青藏联网工程挑战沿线海拔最高、施工冻土区最长“两个世界之最”，需要攻克“高原生理健康保障困难、高原生态环境极其脆弱、高原高寒地区冻土基础施工困难、高海拔过电压与绝缘配合及设备研制难度大等四大工程难题。同时，通过青藏联网工程将西藏电网与西北(青海)电网互联，能够在枯水季节外调电力支援西藏，在丰水季节将富余电力外送，彻底优化西藏电力供应结构，从根本上解决西藏缺电问题。据有关部门测算，青藏联网工程开通后，预计“十二五”期间将向西藏送电约 40 亿千瓦时，可节约标准煤 136 万吨，减少二氧化碳排放 355 万吨。

两大电网确定“十二五”发展目标

1月9日闭幕的国家电网公司2011年工作会议透露，“十二五”期间，国家电网公司规划建设联接大型能源基地与主要负荷中心的“三纵三横”特高压骨干网架和13项直流输电工程（其中特高压直流10项），形成大规模“西电东送”、“北电南送”的能源配置格局。到2015年，国家电网公司110千伏及以上线路长度超过100万公里、变电容量超过40亿千伏安，年均分别增长8.4%和12.5%；售电量达到3.8万亿千瓦时，比2010年增长42%；国家电网公司跨区资源配置能力达到2.5亿千瓦……

1月19日，南方电网公司2011年工作会议明确，南方电网公司“十二五”期间的重点是突出保证安全可靠供电，提高对大电网的驾驭能力。为此在接下来的五年里，南方电网公司将进一步加大电网发展投入，其中固定资产投资将超过5000亿元。南方电网公司“十二五”期间将新增西电东送1730万千瓦，2015年西电东送总规模将达到4300万千瓦。此外，南方电网公司还表示，支持清洁能源和新能源发展，加快解决新能源、可再生能源、分布式综合供能系统有效接入电网问题……

点评：

输电已被认为是继公路、铁路、水路、航空和管道运输之后的“第六种运输方式”，将对建设现代能源输送通道带来强劲活力，对构建安全、稳定、经济、清洁的现代能源产业体系具有重要作用。对此，我国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要明确指出：“适应大规模跨区输电和新能源发电并网的要求，加快现代电网体系建设，进一步扩大西电东送规模，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，依托信息、控制和储能等先进技术，推进智能电网建设，切实加强城乡电网建设与改造，增强电网优化配置电力能力和供电可靠性。”

亚洲首条柔性直流输电工程运行

7月25日，亚洲首条柔性直流输电示范工程——上海南汇风电场柔性直流输电工程投入正式运行。该工程联结上海南汇风电场与书柔换流站，输送容量20兆瓦，直流电压等级±30千伏，输送距离8.6公里，是我国首条拥有完全自主知识产权、具有世界一流水平的柔性直流输电线路，也是我国在大功率电力电子领域取得的又一重大创新成果，标志着国家电网公司成为继ABB、西门子之后全球第三家掌握柔性直流输电技术的公司。

柔性直流输电是当前国际公认的风电场等可再生能源并网最佳技术解决方案，采用基于电压源换流器的新一代直流输电技术，可以独立地控制输出电压相位和幅值，从而快速、灵活地调节输出有功和无功功率，具有运行方式灵活、可控性强、适用场合多、占地面积小、环保性好等突出优势，具备优异的风电场并网性能和较强的抗干扰能力，能有效改善低电压穿越能力，满足并网系统对暂态性能的要求，在新能源并网、孤岛和城市配网供电领域具有广阔的应用前景。我国风能、太阳能资源开发集中

度高，且远离负荷中心，柔性直流输电技术以其显著的技术特点和优势，在我国新能源并网领域具有广阔的应用前景。

点评：

柔性直流输电示范工程成功投运，标志着国家电网公司已占领了大功率电力电子领域的技术制高点，为我国风电场的大规模、集中式开发奠定了坚实的技术基础，对于推动我国能源领域向绿色环保方向发展具有积极意义。国家电网公司将以上海柔性直流输电重大科技示范工程的成功投运为新起点，不断总结经验，全力推进柔性直流关键技术深化研究和成果应用，力争在更高电压等级、更大输送容量、更高技术水平上取得新的突破，努力实现从技术追赶到技术引领的跨越，并在未来国际竞争中把握发展的先机和主动权。

“十二五”农网改造聚焦产权问题

5月16日，国务院办公厅转发的国家发改委《关于实施新一轮农村电网改造升级工程的意见》《意见》指出，“十二五”期间，全国农村电网将普遍得到改造，农村居民生活用电得到较好保障，农业生产用电问题基本解决，县级供电企业“代管体制”全面取消，城乡用电同网同价目标全面实现，基本建成安全可靠、节能环保、技术先进、管理规范的新型农村电网。

《意见》明确指出，“十二五”期间，要深化农村电力体制改革，全面取消县级电网企业“代管体制”，按照建立现代企业制度要求和公平自愿原则，通过无偿划转、股份制改造等多种形式，建立有利于促进农村电力健康发展的体制机制。地方管理的电网企业也要深化改革，鼓励与大电网企业通过各种形式的合作或融合，提高供电能力和服务水平。

点评：

农村电网改造的难点在于现有的农电管理机制造成农网产权不清，因此，“十二五”期间深化农村电力体制改革中的首要问题是产权归属问题，使用权、所有权、经营权的划分必须按照现代企业管理机制加以解决，推动农村电力公司的规范化、市场化改造，逐步改变管理机制僵化的问题。随着代管体制的破除，电网公司将在农网改造中成为投资主体。当然，改革中仍会遇到一些问题，比如电网公司和县政府之间的利益划分等，但是改革的趋势已经不可避免，新一轮的农网改造对农村经济发展的推动作用将会逐步显现出来。

淮南—上海特高压获核准特高压项目建设提速

9月28日，国家电网公司副总经理舒印彪称，规划建设的淮南—上海特高压交流输电线路已获得国家发改委核准，这意味着停滞了近2年之久的特高压交流审批工作破冰，特高压交流输电工程开始加快发展步伐。

《关于印发皖电东送淮南—上海输变电工程补充可行性研究报告评审意见的通知》中明确，淮南—上海输变电工程途经安徽、浙江和上海，新建淮南、皖南、浙北、沪西四座变电站(开关站)，新建1000千伏线路2×656公里，静态总投资204亿元。工程建成后，两淮煤电基地可新增外送电能力790万千瓦左右。据介绍，无论是线路长度、投资还是输电容量，淮南—上海的特高压交流项目比晋东南—荆门示范工程规模都要大一倍以上。

此前，5月24日，国家能源局在“疆电外送”专题会议上明确提出，同意新疆开展哈密—郑州±800千伏特高压直流外送工程前期工作。同时，国家能源局向国家电网公司发函，同意溪洛渡左岸—浙西±800千伏特高压直流输电工程开展前期工作。此外，锡盟—南京1000千伏特高压交流输变电工程前期工作也取得重要进展。

点评：

随着国家对煤炭产量进行控制、煤炭对运输造成的压力越来越大，以及日本福岛核事故对我国核电发展产生的深远影响，我国东中部地区缺煤、缺电现象将长期存在。在这种情况下，过度依赖输煤的能源配置方式和就地平衡的电力发展方式，已难以适应能源发展方式转变和经济社会发展的要求。因此，支持特高压输电技术的发展和运用，加快跨区跨省电网建设，充分发挥电网在配置能源资源中的作用无疑是缓解“电荒”的重要手段之一。

世界最大电动公交充电站薛家岛投运

7月11日，世界上功能最全、规模最大、服务能力最强的电动公交车充换电站——青岛薛家岛电动汽车智能充换储放一体化示范电站投入运行。电站主要为途经胶州湾隧道的公交线路和黄岛区部分公交线路，约280辆电动公交车提供充换电服务。整个电站由位于薛家岛公交枢纽站内的公交车充换电站以及相邻的北庄变电、集中充电站，电池配送站三部分组成。

在充电方面，公交车充换电站可同时为120辆公交车电池充电，集中充电站可同时为360辆乘用车电池充电。公交车每次更换电池组时间为6—8分钟，每天可更换540车次，可满足280辆公交车充换电需求，占黄岛区公交车总量的50%以上。在配送功能上，集中充电站配置电池1440组，可满足黄岛区10个配送站的电池需求。

薛家岛电站的另一大亮点是电站具备电力的储放功能。据介绍，目前建设的集中充电站实现了55968千瓦时的电能储存，最大放电功率7020千瓦。可以在地方电网电

力充裕时利用电池存贮电能，在用电高峰和紧急情况下反过来可以向电网释放电量，峰谷调节负荷最大可达 10520 千瓦。

点评：

薛家岛充换电站模式或许将成为我国纯电动汽车发展最有效模式。如果该模式大规模推广，可以在西部北部不具备建设抽水蓄能电站的地区实现与抽水蓄能电站相同的削峰填谷的功能，对于电网将来大规模吸纳风电、太阳能等新能源入网，保持电网的平稳稳定运行意义重大。

中俄直流背靠背联网进入调试投运阶段

10 月 10 日，中俄能源电力合作项目——中俄直流背靠背联网工程进入调试投运阶段。这是目前规划建设的中国从境外购电电压等级最高、容量最大的输变电工程，将架起中俄两国能源互惠合作的桥梁。中俄开展电力合作，尤其是中俄直流背靠背联网输电工程的建设，提高了中国东北特别是黑龙江地区电网输送能力，为中国从俄罗斯远东大规模购电解决了电力输送问题。

中俄直流背靠背联网工程的另一大亮点在于设备国产化。据了解，500 千伏中俄直流联网黑河背靠背换流站容量 750 兆瓦，安装 6+1 台换流变压器。在换流站工程中，国内直流输电技术国产化的成果得到了充分应用，成套设计、工程设计、设备制造和现场施工调试均实现全部自主实施。国家发改委副主任、国家能源局局长刘铁男在视察 500 千伏黑河换流站工程建设情况时这样评价：“主设备国产化率达 100%，同时在中俄 500 千伏交流线路上全部采用国产线路保护产品，这也为国产设备进入俄罗斯市场奠定了基础。”

点评：

中俄作为邻国，又是世界能源消费大国和生产大国，因此，能源合作在双方关系中有举足轻重的作用。中俄直流背靠背联网工程丰富了中俄能源合作内涵，积累了合作经验。同时，中俄能源合作更像一个杠杆，撬起的是中俄合作的新天地。中俄直流背靠背联网工程在提高俄远东地区能源利用率，推动黑龙江省建成并加强与特高压相协调的“西电东送，北电南送”的东北网架，扩大中俄两国间能源项目合作，加强中俄两国优势互补的同时，也将极大促进中俄边贸及地方经济发展。

世界首个±660 千伏直流输电工程投运

2 月 28 日，400 万千瓦来自宁夏东部的清洁电能，通过 1300 多公里长的宁东直流输电线路输入山东电网，标志着国家电网公司又一项重要的跨区电网直流输电工程——宁东—山东±660 千伏直流输电工程全部建成投运。宁东直流输电工程是世界上第

一个±660千伏电压等级直流输电工程，是国家“西电东送”的重点电网建设项目、山东省实施“外电入鲁”战略的标志性工程，是西北电网向华北电网送电的重要通道。

宁东直流输电工程的建成投运，实现了将西北地区黄河上游的水电和宁东的火电打捆直送山东的梦想，输送电量相当于在山东新建7台60万千瓦机组。随着宁东直流输电工程全部建成投运，将更好地发挥电网配置能源资源的网络功能，实现能源资源优化配置，促进科学合理的能源综合运输体系的建立，缓解煤炭运输压力，节约燃煤，减少二氧化碳等温室气体排放。

点评：

宁东直流输电工程是我国新电压等级自主化水平最高的直流输电工程。工程的建成投运，丰富和完善了我国直流输电电压标准序列，填补了±660千伏等级直流输电空白，取得了丰硕的技术创新成果，成功解决了±660千伏电压等级过电压与绝缘配合、电磁环境与外绝缘、直流系统成套设计、阀厅设计和不同技术路线融合等技术难题，首次独立实现了新电压等级直流系统的自主设计、主设备自主研发、自主成套、自主建设和自主调试运行，极大提高了民族装备制造业自主创新能力和核心竞争力。

国网首批农网智能化试点工程验收

经过两年辛勤耕耘，国家电网公司农网智能化建设喜获丰收。10月25日，浙江鄞州农网智能化试点工程通过国家电网公司专家组验收，至此，农网营配调管理模式优化首批3个试点项目全部验收过关。

该项目于2010年1月启动，总投资8000多万元，紧密围绕坚强智能电网发展总体目标，立足农村供电特点，研究解决农网智能化建设中的基础性关键技术问题，组织开展农村智能配电网试点，为大规模推进农网智能化建设提供理论和实践依据。经过两年建设，智能配电台区设备、中低压电网统一数据采集与集中监控平台、无线蜂窝通信网络等关键成果相继问世，一些有代表性的建设模式初步形成。

今年，国家电网公司进一步扩大农网营配调管理模式优化建设范围，将山东高密和蓬莱、安徽肥西、河南荥阳和孟津、辽宁沈北新区列为2011年试点，并于3月全面启动项目建设。据了解，第二批试点工程预计于2012年年底建成。今后，国家电网公司将拓宽智能配电台区、农网配电自动化等关键技术的覆盖面，结合国家电网公司发展方式转变，进一步加强重点技术、设备和管理模式研究，突出抓好县域电力通信网建设，逐步建立农网智能化系列标准。

点评：

智能电网最终将覆盖到我国的广大农村地区，新一轮的农网改造升级应配合今后的智能电网建设，作出一些前瞻性的规划和设计。农网智能化试点项目在提高农村电网供电能力、供电可靠性与电能质量，降低中低压电网电能损耗，优化资源配置，降低管理成本等方面取得了良好的经济和社会效益，为探索不同地区农网智能化建设模式提供了实践经验，为进一步扩大农网智能化建设范围奠定了良好的基础，将引导农村走低碳、绿色发展之路。

世界最高电压等级智能变电站投运

3月1日，位于陕西省延安市洛川县的国家电网陕西750千伏延安智能变电站投入运行。据了解，这是目前世界电压等级最高的智能变电站。延安变电站正式投运，标志着国家电网公司智能变电站试点工程取得突破性进展。

750千伏延安智能变电站采用先进、可靠、集成的智能设备，综合运用智能传感、网络通信、实时监测等技术，采集全景数据、应用高级功能，从主系统到辅助系统全面实现变电站测量数字化、控制网络化、状态可视化、操作程序化、检修状态化，具备无人值班功能。

延安变电站综合技术含量高，实现了多项历史性突破。其智能站超高压电子式互感器、断路器和变压器等智能设备为世界首台首套；设置统一状态监测平台，实现了超高压智能变电站大规模、多参量在线监测后台系统整合和远程应用。该站首次采用利于节能的750千伏变压器智能通风系统，首次在750千伏变电站采用交直流一体化电源，首次在超高压变电站全面应用基于DL860标准的保护、计量及测控装置。

点评：

从北川110千伏智能变电站到220千伏西泾智能变电站，从500千伏兰溪变电站到世界最高电压等级的智能变电站——750千伏延安变电站，再到国内首座以“镜像”方式布局的500千伏智能变电站——500千伏常熟南变电站投运，我国智能变电站试点工程不断取得新进展，已经成为引领世界变电站技术发展的中坚力量。同时，国家电网公司还制定了15项智能变电站标准，形成了世界首个智能变电站系列技术标准。申请专利126项，整体技术水平国际领先。

中国新能源汽车政策盘点

新能源汽车作为汽车工业新时代的“制高点”，其产业发展将带来例如交通能源消费结构优化，城市空气污染减少等巨大的经济和社会效益。新能源汽车产业化发展的直接推动力就是国家的相关扶植政策。国际经验证明，国家政策对于产业的快速发展和市场的启动，有着极其重要的作用，面对其他汽车生产大国的竞争，中国政府也将新能源汽车列为汽车产业转型升级的关键。

我国新能源汽车产业始于 21 世纪初。2001 年，我国启动了“863 计划”电动汽车重大专项，涉及的电动汽车包括 3 类：纯电动、混合动力和燃料电池汽车，并以这 3 类电动汽车为“三纵”，多能源动力总成控制、驱动电机、动力蓄电池为“三横”，建立“三纵三横”的开发布局。基本跟上了全球的步伐，大体站到了世界同一“起跑线”。这在我国汽车史上还是头一次。自 2004 年起，在国家的长远规划和能源政策中，新能源汽车产业和技术的发展被多次强调。2004 年国家发展和改革委员会发布的《汽车产业发展政策》中就提到：要突出发展节能环保、可持续发展的汽车技术。从 2005 年开始，我国政府出台了优化汽车产业结构，促进发展清洁汽车、电动汽车政策措施，明确了 2010 年电动汽车保有量占汽车保有量的 5%~10%；2030 年电动汽车保有量占汽车保有量 50%以上的发展目标。为完成上述目标，国家“863 计划”节能与新能源汽车重大项目确定北京、武汉、天津、株洲、威海、杭州 6 个城市为电动汽车示范运营城市。

2006 年财政部针对实施新消费税政策时，明确规定：对混合动力汽车等具有节能、环保特点的汽车将实行一定的税收优惠。我国从 2007 年起开始通过国家“863 计划”组织力量研发新能源车，投入近 20 多亿元。

2007 年 11 月 1 日起，《新能源汽车生产准入管理规则》正式开始实施。该规则对新能源汽车进行了定义：新能源汽车是指采用非常规的车用燃料作为动力来源（或使用常规的车用燃料、采用新型车载动力装置），综合车辆的动力控制和驱动方面的先进技术，形成的技术原理先进、具有新技术、新结构的汽车；包括混合动力汽车（Hybrid Electric Vehicle, HEV）、纯电动汽车（Electric Vehicle, EV，包括太阳能汽车）、燃料电池电动汽车（Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV）、氢发动机汽车、其他新能源（如高效储能器、二甲醚）汽车等。该规则还对新能源汽车的生产企业资质、生产准入条件以及申报要求等内容作了具体的规定。这意味着新能源车有了自己规范的行业准则，也被业界看作是国家真正鼓励发展新能源车及市场化的开始，被誉为我国新能源汽车发展史上的一座里程碑。

2007 年 12 月 18 日，国家发展和改革委员会发布了《产业结构调整指导目录（2007 年本）》。在新目录中，引人关注的一条就是：在 2005 年版《征求意见稿》中还处于

汽车鼓励类的“先进的轿车用柴油发动机开发制造”一项内容，却在新目录中被删除，说明国家发展和改革委员会已不再鼓励发展柴油轿车；而新能源汽车正式进入国家发展和改革委员会的鼓励产业目录。《产业结构调整指导目录（2007年本）》显示，压缩天然气、氢燃料、生物燃料、合成燃料、二甲醚类燃料以及灵活燃料汽车和混合动力汽车、电动汽车、燃料电池汽车等新能源汽车整车，以及燃料电池及电催化器、电极、复合膜和双极板等电池关键材料，质子交换膜等关键零部件的开发及制造，都已列入了国家鼓励范围，享受鼓励政策。

2008年8月31日，在2008（首届）中国绿色能源汽车发展高峰论坛上，科技部部长首次提出了新能源汽车发展的明确目标：到2012年，国内将有10%新生产的汽车是节能与新能源汽车。

2009年，我国新能源车的发展被放到了非常重要的高度，政策支持力度前所未有的。2009年1月14日，国务院原则通过汽车产业振兴规划，首次提出新能源汽车战略，安排100亿元支持新能源汽车及关键零部件产业化。根据国务院关于“节能减排”及一系列产业振兴战略决策精神，为推动节能与新能源汽车产业化。2009年1月23日，财政部、科技部颁发《关于开展节能与新能源汽车示范推广试点工作的通知》（财建[2009]6号）在北京、上海、重庆、长春、大连、杭州、济南、武汉、深圳、合肥、长沙、昆明、南昌13个城市开展节能与新能源汽车示范推广试点工作。这一示范推广应用工程旨在以科技创新和产业振兴政策支持自主创新，以财政政策鼓励在公交、出租、公务、环卫和邮政等公共服务领域率先推广使用节能与新能源汽车。同时，财政部、科技部特制定《节能与新能源汽车示范推广财政补助资金管理暂行办法》（财建[2009]6号），该财政补贴办法中明确，中央财政重点对试点城市购置混合动力汽车、纯电动汽车和燃料电池汽车等节能与新能源汽车给予一次性定额补助。

补助标准主要依据节能与新能源汽车与同类传统汽车的基础差价，并适当考虑规模效应、技术进步等因素确定，参与示范推广试点的低排放、低能耗混合动力汽车，视车型以及最大电功率比和节油率不同，可以得到0.4万元~42万元不等的成本差价财政补贴；而参与示范推广试点的零排放纯电动和燃料电池汽车也会得到6万元~60万元不等的成本差价财政补贴。该财政补贴办法同时要求地方财政安排一定资金，对节能与新能源汽车配套设施建设及维护保养等相关支出给予适当补助，保证试点工作顺利进行。这一财政补贴措施对我国节能与新能源汽车的市场培育、投资拉动和产业发展正在产生重大影响。

2009年2月，科学技术部和财政部共同启动了“十城千辆”电动汽车示范应用工程和百辆混合动力公交车投放，决定在3年内，每年发展10个城市，每个城市在公交、出租、公务、市政、邮政等领域推出1000辆新能源汽车开展示范运行。“十城千辆”是北京奥运会后我国新能源汽车走向产业化非常重要的一步。以每辆车验证行驶10万或20万公里计，“十城千辆”总计就将行驶10亿~20亿“车公里”。2009年2月5

日，财政部发文，确认了中央财政对购置新能源汽车给予补贴的对象和标准。2009年2月17日，财政部、科技部、国家发展和改革委员会、工信部共同在京召开节能与新能源汽车示范推广试点工作会议，为13个试点城市授牌。这是国家最新推出的实现交通领域节能减排重要举措，是应对全球金融危机、推动汽车产业转型升级、促进汽车产业振兴的共同行动，标志着汽车产业走向新的发展阶段。

2009年3月20日，国务院办公厅出台《汽车产业调整和振兴规划》，提出实施新能源汽车战略，还进一步提出了电动汽车产销形成规模的重大战略目标，为新能源汽车描绘了发展蓝图。规划提出，到2011年，形成50万辆纯电动、充电式混合动力和普通型混合动力等新能源汽车产能，新能源汽车销量占乘用车销售总量的5%左右；推动新能源车及关键零部件产业化，形成10亿安时动力电池产能；主要乘用车生产企业应具有通过认证的新能源汽车产品。该《汽车产业调整和振兴规划》作为汽车产业综合性应对措施的行动方案，规划期为2009年~2011年。规划提出，启动国家节能和新能源汽车示范工程，由中央财政安排资金给予补贴，支持大中城市示范推广混合动力汽车、纯电动汽车、燃料电池汽车等节能和新能源汽车。县级以上城市人民政府要制订规划，优先在城市公交、出租、公务、环卫、邮政、机场等领域推广使用新能源汽车；建立电动汽车快速充电网络，加快停车场等公共场所公用充电设施建设。地方政府也积极响应配合国家整体战略规划。

2009年4月，我国政府宣布向购买纯电动汽车的消费者提供6万元补贴，并投资在一些城市兴建汽车电池充电站。2009年5月6日，国务院决定以贷款贴息方式，安排200亿元资金支持技改，包括“发展新能源汽车，支持关键技术开发，发展填补国内空白的关键总成产品”。

2009年6月17日，工业和信息化部首次发布了《新能源汽车生产企业及产品准入管理规则》，对新能源汽车的范围进行了定义：“新能源汽车”是指“采用非常规的车用燃料作为动力来源(或使用常规的车用燃料、采用新型车载动力装置)，综合车辆的动力控制和驱动方面的先进技术，形成的技术原理先进、具有新技术、新结构的汽车”；具体包括：“混合动力汽车、纯电动汽车(包括太阳能汽车)、燃料电池电动汽车、氢发动机汽车、其他新能源(如高效储能器、二甲醚)汽车等各类别产品”。简而言之，新能源汽车即指在燃料或动力系统上与传统内燃机汽车有所区别的汽车。有专家总结，新能源汽车实际就是新燃料汽车和新动力汽车的总称。《新能源汽车生产企业及产品准入管理规则》规定了新能源汽车企业及产品的准入条件，并将新能源车清晰的划分为起步期、发展期和成熟期三个不同的技术阶段。燃料电池车、氢发动机汽车和二甲醚汽车被列入起步期；锂离子动力蓄电池为动力的混合动力乘用车、商用车以及纯电动汽车属于发展期；使用铅酸蓄电池和镍氢蓄电池的混合动力乘用车则为成熟期。按照新规则对新能源汽车技术阶段的划分，就动力源而言，铅酸蓄电池在混合动力乘用车、纯电动乘用车、纯电动商用车中的应用均处于成熟阶段，意味着这三类以铅酸蓄电池为动力的新能源汽车可以产业化；镍氢蓄电池在混合动力汽车上应用的

成熟度优于锂离子蓄电池，尤其在混合动力乘用车上的应用完全具备产业化条件；锂离子蓄电池在纯电动汽车应用方面的条件优于镍氢蓄电池，但尚处于发展期，可以在区域内示范推广；超级电容器在混合动力汽车应用方面处于发展期，在纯电动汽车应用方面处于起步期；其他包括锌空气蓄电池、燃料电池、氢发动机汽车、二甲醚汽车等均处于起步期。准入管理规则是政府对企业进入新能源产业设置的政策门槛，它可以对未来新能源汽车出现的产能过剩或者是一哄而上的结构性问题进行调控。

2009年7月11日，为落实《汽车产业调整和振兴规划》提出的发展电动汽车的规划目标，我国汽车工业协会把发展电动汽车作为一项专项行动来开展工作，组织召开上汽、东风、广汽、北汽、华晨、奇瑞、江淮等行业前十位整车企业一把手会议，讨论新能源汽车的联合行动问题。在统一思想的基础上，共同签署了《电动汽车发展共同行动纲要》，制定了“积极引领、联合行动、突出重点、创新发展”的行业电动车发展战略。科技部部长万钢在2009年9月5日的我国汽车产业发展国际论坛上说，我国政府高度重视汽车工业的可持续发展，将继续加大投入，大力支持以电动汽车为代表的新能源汽车研发和市场应用。电动汽车在我国正进入快速发展的新阶段。

2009年11月3日，温家宝总理发表题为《让科技引领中国可持续发展》的讲话，指出新能源汽车已成为全球汽车工业发展方向，当前紧迫的任务是尽快确定技术路线和市场推进措施，推动新能源汽车工业的跨越发展。

2009年11月17日，在美国总统奥巴马访华期间，中美两国领导人就双方在清洁能源、环保方面的合作达成共识，其中包括在未来5年内各出资一半，合作建立中美清洁能源联合研究中心；启动中美电动汽车倡议，使两国在未来数年有几百万辆电动汽车投入使用，启动煤炭高效利用技术合作协议、再生能源伙伴关系、中美能源合作项目等。

2009年12月3~4日，全国汽车标准化技术委员会电动车辆分技术委员会在北京召开2009年工作会议，对《纯电动乘用车技术条件》、《电动汽车用动力蓄电池规格尺寸》等7项新能源汽车国家标准和行业标准进行了审查。

2009年12月9日，国务院总理温家宝主持召开国务院常务会议，决定2010年将节能与新能源汽车示范推广试点城市由13个扩大到20个，选择5个城市进行对私人购买节能与新能源汽车给予补贴试点，补贴幅度和标准将接近公共服务领域购买新能源车的补贴办法。

2010年是新能源汽车产业发展的里程碑，世界主要经济体相继推出一系列优惠政策，旨在促进新能源汽车的产业化进程，以抢占产业制高点。我国新能源汽车的发展也进入实质性政策扶持阶段。2010年3月的全国两会，“着力突破新能源汽车、高速铁路、工农业节水等一批重大关键技术”写入政府工作报告，新能源汽车成为低碳概念中惟一入选政府工作报告的子行业。2010年5月，政府在全国范围内开展“节

能产品惠民工程”。财政部、国家发展改革委、工业和信息化部于2010年5月26日联合发布了关于印发《“节能产品惠民工程”节能汽车（1.6升及以下乘用车）推广实施细则》的通知，对购买节能小排量汽车给予3000元补贴，私人消费者能够享受相关政策的实惠。2010年5月31日，财政部、科技部、工业和信息化部、国家发展改革委联合印发了《关于扩大公共服务领域节能与新能源汽车示范推广有关工作的通知》（财建[2010]227号），在原有13个试点城市的基础上，增加天津、海口、郑州、厦门、苏州、唐山、广州7个试点城市。第3批又增加沈阳、呼和浩特、成都、南通和襄樊5个试点城市，节能与新能源汽车示范推广范围进一步扩大到25个城市。根据试点城市实施方案和资金申请，财政部通过省级财政部门将示范推广补助资金预拨给试点城市。2010年6月1日，财政部颁布《私人购买新能源汽车试点财政补助资金管理暂行办法》（财建[2010]230号），选定上海、深圳、杭州、长春和合肥5个城市作为试点（后来又增加了天津、海口、郑州、厦门、苏州、唐山和广州等7个城市），对私人购买新能源汽车（插电式（plug-in）混合动力乘用车和纯电动乘用车）给予一次性补助；对动力电池、充电站等基础设施的标准化建设给予适当补助；对满足支持条件的新能源汽车，按3000元/千瓦时给予补助；插电式混合动力乘用车最高补助5万元/辆；纯电动乘用车最高补助6万元/辆。

2010年10月10日，国务院公布《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》（国发〔2010〕32号，以下简称《决定》），明确将新能源汽车列入战略性新兴产业范围。《决定》指出，根据战略性新兴产业的特征，立足我国国情和科技、产业基础，现阶段重点培育和发展节能环保、新一代信息技术、生物、高端装备制造、新能源、新材料、新能源汽车等产业。

2011年2月25日，第十一届全国人民代表大会常务委员会第十九次会议通过了《中华人民共和国车船税法》，同日，国家主席胡锦涛签署第43号主席令予以公布，自2012年1月1日起施行。《车船税法》第四条中规定，“对节约能源、使用新能源的车船可以减征或者免征车船税”。在随后推出的《中华人民共和国车船税法实施条例（征求意见稿）》中，第十三条明确规定，“车船税法第四条所称的节约能源、使用新能源的车辆包括纯电动汽车、燃料电池汽车和混合动力汽车。纯电动汽车、燃料电池汽车和插电式混合动力汽车免征车船税，其他混合动力汽车按照同类车辆适用税额减半征税。”

面对未来10年新能源汽车发展的战略机遇期，中国高度重视电动汽车的发展，在2011年3月出台的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中，中国把新能源汽车列为战略性新兴产业之一，提出要重点发展插电式混合动力汽车、纯电动汽车和燃料电池汽车技术，开展插电式混合动力汽车、纯电动汽车研发及大规模商业化示范工程，推进产业化应用。

在国内使用多种手段扶持的同时，我国还日益加强与世界各国在新能源汽车方面的国际交流与合作。2011年6月，国务院总理温家宝访德期间，同德国总理默克尔在柏林共同主持了首轮中德政府磋商，双方就中德在替代动力、电动交通以及相关并网技术方面的合作进行了深入交流，并就此于2011年6月28日发表了《中德关于建立电动汽车战略伙伴关系的联合声明》。双方表示，每年至少召开一次由相关部门参加的司级以上联席会议，会议轮流在中国和德国举行。双方将各指定一名电动汽车战略伙伴关系协调人，负责两国政府间合作的联络事宜；鼓励双方企业、研究机构建立合作伙伴关系；鼓励两国地方政府和企业参与合作，如共同在示范项目、商业运营和电动汽车推广方面开展合作等。中德两国在新能源汽车相关科技、生产和市场方面各有优势，全面加强相关领域合作符合两国和两国人民的利益。中德电动汽车战略伙伴关系的建立可以一定程度上弥补我国在新能源汽车领域核心技术方面的不足，从而促进我国电动汽车产业的发展。在交流合作的同时，我国应更进一步加强自主研发，真正提升自主产品的技术水平，肩负起中国汽车工业“弯道超车”的历史重任。

2011年7月14日，科技部出台了《国家“十二五”科学和技术发展规划》，在这个规划中，新能源汽车被摆在重要位置。《国家“十二五”科学和技术发展规划》提出：全面实施“纯电驱动”技术转型战略，实施新能源汽车科技产业化工程。这意味着最终“纯电驱动”战略目标不变，仍然坚持“三纵三横”的研发布局（“三纵”就是混合动力汽车、纯电动汽车与燃料电池汽车；而“三横”则是指多能源动力总成控制系统、电机及其控制系统和电池及其管理系统。）目前的任务是在全面掌握核心技术的基础上、加快整车系统技术成果的产业化和规模示范，形成整车及零部件工业体系，建设新能源汽车基础设施、产业标准体系和检验检测系统。重点推进关键零部件技术（电池-电机-电控）、整车集成技术（混合动力-纯电驱动-下一代纯电驱动）和公共平台技术（技术标准法规-基础设施-测试评价技术）的研究与攻关。继续实施“十城千辆”工程，到2015年，突破23个重点技术方向，在30个以上城市进行规模化示范推广、5个以上城市进行新型商业化模式试点应用、电动汽车保有量达100万辆、产值预期超过1000亿元。这与原来的保有量目标有些调整，同时不再提2020年500万辆的目标。《国家“十二五”科学和技术发展规划》提出要发展与电动汽车关系密切的智能电网，特别是大规模间歇式电源并网与储能、高密度多点分布式电流并网、电动汽车充电设施与电网互动协调运行技术、分布式供电、大电网智能分析与安全稳定控制系统、输变电设备智能化等核心技术。我们发展新能源汽车的目的是为了减少对石油燃料的依赖，但是不能因为电动汽车的增加而加大对煤炭发电的依赖，电动汽车最理想的模式是利用储存太阳能来保证充电，而太阳能利用适合于分散的方式，国内外对这一模式已经有了大量的实验探索，如果能与电动汽车发展结合起来，意义更大。

政策与规划是节能与新能源汽车健康发展的保障。2011年7月16日出版的2011年第14期《求是》杂志，发表了中共中央政治局常委、国务院总理温家宝的重要文章：《关于科技工作的几个问题》。温家宝指出：培育和发展战略性新兴产业，首先必须

选择好方向和技术路线，其次对具有战略方向性关键共性技术，要集中资金和研究力量实施重点突破。

“正是这一点上，暴露出我国体制上的一些突出问题，各部门、各行业往往不能在国家目标上形成一致和分工合作。体制问题是影响战略性新兴产业发展的一大障碍。”造成的后果“一是无序发展，一些地方热衷于铺摊子，重复投入、重复建设；二是缺乏核心技术，许多领域还处于起步和跟踪模仿外国技术阶段；三是条块分割，科技资源分散，产学研脱节”。温总理还具体谈到，“新能源汽车发展方向和最终目标是什么，现在重点发展的混合动力车和电动车是不是最终产品，并不十分明确。混合动力车现在有了一些进展，但技术上与发达国家还有较大差距。电动车开发刚刚起步，总体上还处于初级探索和跟踪外国技术阶段，主要设备和材料都依靠进口。发展新能源汽车下一步要集中解决哪些问题，包括技术路线问题、关键核心技术问题、投入问题、政策支持问题，必须尽快明确下来”。

为贯彻落实 2011 年 7 月 27 日国务院常务会议关于加强交通等重点领域安全生产的会议精神，切实保障节能与新能源汽车示范运行安全，2011 年 8 月 17 日科技部、财政部、工业和信息化部、发展改革委等四部门向各节能与新能源汽车示范推广试点城市发出《关于加强节能与新能源汽车示范推广安全管理工作的函》（国科办函高[2011]322 号），要求各试点城市充分认识节能与新能源汽车示范推广安全管理的重要意义，加强节能与新能源汽车示范运行安全管理的具体措施。通知要求，试点城市立即开展全面、系统、彻底的安全隐患排查；进一步加强示范运行车辆的安全监控；建立事故预警信息系统及事故紧急处置机制；加强对相关从业人员的技术培训；车辆运营单位要建立车辆定期检查、维护制度；充电站运营单位要制定严格的安全管理规章制度；试点城市应积极开展节能与新能源汽车安全技术研究；节能与新能源汽车整车及关键零部件设计、制造单位要建立汽车产品质量责任制，强化产品安全技术研究与试验等。目前，我国节能与新能源汽车正处于规模化进入市场的起步阶段，也是市场培育和产业化发展的关键时期，节能与新能源汽车示范推广的安全问题不仅涉及到人民群众的生命财产安全，也关系到战略性新兴产业的培育，事关节能与新能源汽车发展大局。各试点城市和节能与新能源汽车生产、运营单位应高度重视生产安全，把保障安全放在工作首位，在产品的设计、制造安装、运行使用等环节，牢牢把握安全关，确保节能与新能源汽车安全示范推广。

自 2010 年 6 月 1 日财政部、国家发展改革委、工业和信息化部启动节能汽车推广工作以来，我国节能汽车市场占有率大幅提升，节能汽车技术进步明显加快。为继续引导和鼓励汽车生产企业加大节能技术研发投入，促进产品结构优化升级，逐步降低油耗水平，根据行业节能技术进步、油耗标准推进等情况，财政部、国家发改委和工信部决定对现行节能汽车推广补贴政策进行调整。2011 年 9 月 7 日，财政部、国家发展改革委、工业和信息化部三部联合印发了《关于调整节能汽车推广补贴政策的通知》（财建[2011]754 号），现行节能汽车推广补贴政策执行到 2011 年 9 月 30 日，从

2011年10月1日起调整并实施新的节能汽车补贴政策。与旧版相比，新的补贴政策主要是将纳入补贴范围的节能汽车门槛提高，百公里平均油耗从6.9升降低到6.3升；补贴标准不变，即对消费者购买节能汽车继续给予一次性3000元定额补助，由生产企业在销售时兑付给购买者。提高推广补贴的门槛，目的是为了进一步促进汽车节能技术进步和产品结构优化升级，继续引导节能汽车消费。从符合新标准的车型中可以看出，大多数都采用了新的发动机技术和变速箱技术等。门槛的提高将促使汽车生产企业不断加大节能技术研发投入，推动整车厂技术升级。

2011年9月8日，商务部、发展改革委、科技部、工业和信息化部、财政部、环境保护部、海关总署、税务总局、质检总局、知识产权局等十部委联合发布了《关于促进战略性新兴产业国际化发展的指导意见》（商产发[2011]310号，以下简称《指导意见》）。《指导意见》提出，国际化是培育和发展战略性新兴产业的必然选择。新能源汽车产业是国际化推进七大重点之一。我国新能源汽车的国际竞争力较弱，与发达国家存在的差距较大。从整体来讲，我国新能源汽车目前还不具备产业化、大规模生产的条件。新能源汽车动力集成控制系统等关键技术仍处在研发阶段，动力电池本身还不完善，安全问题并未完全得到解决。针对核心技术的欠缺，我们认为新能源汽车发展要建立以企业为主体的创新体系，加大自主创新能力建设，通过科技进步和创新带动自主品牌的建立。突破和掌握关键核心技术是新能源汽车发展的前提和基础，应该优先发展和重点扶植。因此，《指导意见》指出：“推动传统汽车制造企业向新能源汽车领域发展，培育本土龙头企业和新能源汽车跨国公司；鼓励境外申请专利；鼓励参与国际标准制定，逐步与国际标准接轨；建立产业联盟和行业中介组织，规范市场秩序；鼓励新能源汽车零部件企业‘走出去’，在海外投资建厂。”

为进一步做好试点工作，2011年11月10日，国家财政部、科技部、工信部及国家发展改革委联合下发《关于进一步做好节能与新能源汽车示范推广试点工作的通知》（财办建〔2011〕149号，以下简称《通知》），对试点城市和示范产品生产企业均提出了更多要求。《通知》的着力点集中在为新能源汽车创造消费环境和加快提升产品品质两方面，最大的亮点是对车企提出更明确的销售底线，并全方位促进新能源汽车的消费。《通知》表示，将严格执行新能源汽车企业及产品准入管理制度，对进入推广目录的产品，定期进行市场销售量核查，对1年内未销售的产品，取消该产品目录；并将对目录产品在试点城市的实际运行状态进行抽样测试。如果不达标，车企将面临取消产品目录及参与试点的资格。通知还要求车企配备相应的售后服务体系、回收处理体系等。《通知》强调建立公平竞争的市场秩序，要求2011年年底各试点城市主动清理已有的相关地方性政策法规，涉及外地产品在招投标、享受地方优惠政策等环节的歧视性政策要予以废止。试点城市要公开发布示范运行产品需求信息，采用招标方式，促进生产企业发挥技术、质量、价格、服务优势，有序参与市场竞争。《通知》还特别指出，要加大自主创新产品示范推广力度，确保实现年度车辆推广目标。这意味着，在推广运营期间，自主品牌汽车制造商的新能源业务可能获得更多的支持。此外，针对充电设施不足的现状，《通知》要求充电桩与新能源车辆的配比不得低于1:1，

充电网络要覆盖住宅小区、工作场所停车位，在政府机关和商场、医院等地设置专用停车位及充电桩。而在促进新能源汽车销售方面，《通知》要求各试点城市提升购车、用车及报废多环节的便利性。

试点城市政府应积极研究针对新能源汽车落实免除车牌拍卖、摇号、限行等限制措施，并出台停车费、电价、道路通行费等扶持政策。《通知》还要求，加强对示范运行的监控和评价。对示范运行车辆、动力电池

和配套基础设施日常运行状态进行监控，采集、统计和分析运行数据，规范数据档案管理，定期进行技术状态和运行效果评估。与以往不同，本次《通知》对车企提出了更明确的销售底线，并在购买、使用、回收等环节作出了全方位的要求，表明了国家对新能源汽车推广的决心。《通知》让新能源汽车产业的发展前景更加明朗，也将促使产业链各环节的发展走向更加务实。当然，该《通知》的内容主要是宏观框架，而最终的落实还需要具体实施细则的支撑。

2011年11月14日，工信部公布了此前印发的《“十二五”产业技术创新规划》（下称简称《规划》），在其重点项目中，对节能与新能源汽车在技术开发有了更高的要求。节能与新能源汽车作为《规划》中装备制造业的重要组成部分，其高效内燃机、先进变速器、普通混合动力专用发动机和机电耦合装置设计制造技术，先进汽车电子控制技术，低阻零部件、轻量化材料与激光拼焊成型技术，高比能先进动力电池新材料、新体系的前瞻性研究和新结构、新工艺等应用技术，驱动电机系统与核心材料技术，燃料电池电堆、燃料电池发动机及其关键核心技术等都被列为重点开发项目之中。《规划》指出，重点围绕战略性新兴产业的培育和发展需要，加大重大关键技术研究开发力度，突破产业核心关键技术，推动重大科技成果应用，支撑战略性新兴产业的发展壮大。

我国的新能源汽车产业无论是从技术，还是从产业化进程来看，目前都不是十分成熟，消费短期内可能很难显著增长。尽管政府出台的一系列鼓励政策对新能源汽车的发展来说是一个重要机会，但要取得成功还需要付出更多的努力。当然，新能源汽车作为国家重点支持的新兴产业，其发展前景毋庸置疑。如果说过去五年是新能源汽车的示范运行期，那么进入“十二五”，我国新能源汽车将迎来产业化攻坚期，攻坚期更需要政府的正确引导。可以预见，“十二五”期间将是节能与新能源汽车的政策密集出台期。据媒体报道，《节能和新能源汽车产业发展规划（2011-2020年）》目前正在修改，有可能在数月后出台。未来，在更多政策的支持下，我国的节能与新能源汽车产业必将健康有序快速向前，从而带动汽车工业跨越式发展。

特高压实现“中国引领”

在电力迎峰度冬的关键时刻，我国电力“高速路”成功扩容。

12月16日，我国南北向的重要能源输送通道、世界上首个正式商业投运的特高压线路——晋东南—南阳—荆门特高压交流线的扩建工程正式投运。此次扩建，将这条电力“高速路”的“车道”拓宽近一倍，至此，该线路成为目前世界上电压等级最高、技术水平最高的输变电工程，输电能力超过500万千瓦，创造了世界单回交流输电容量的最高纪录。

随着扩建工程的投运，华北、华中两大区域电网的联系更加紧密，山西、河南、湖北的煤电，以及三峡的水电都将汇入大电网，电力交换、水火互济和节能输电等能力将显著增加，可以有效缓解煤电油运紧张局面。

水火互济、南北互供构成坚强电网

在国家电网公司的特高压地图上，我们看到，从晋东南的左权、王曲等主力电厂汇集的电量，通过特高压线路，经河南南阳，到达湖北荆门，然后通过当地500千伏电网分配到省内各地，部分电量还送往湖南、重庆、江西等省份。

“线路满负荷运转后，可为湖北新增北方火电逾500万千瓦，相当于再建了两座葛洲坝水电站。”国网能源研究院院长张运洲指着地图介绍。不仅如此，在夏季丰水期，三峡的水电也可以送往华北，不仅降低了华北的煤炭消耗，也提高了清洁能源的利用率。

据了解，仅一期工程，晋东南—南阳—荆门特高压线路每年南北互济电量就高达90亿千瓦时。“二期扩容后，南阳也建立接入点，山西、河南、湖北三省电网全部互联，南北互济、水火互济的电量将会更多。”张运洲说。

12月9日14时14分，我们在长治特高压变电站主控室的大屏幕上看到，输出电压达到1000.78千伏，输出功率达到503.078万千瓦。“这条特高压线的设计目标是1000千伏、500万千瓦，现在这一运行目标已经达到。”国网公司特高压试验示范工程系统调试长治站试验指挥郭强告诉我们。

1000千伏、500万千瓦的电力输送能力意味着什么？

这意味着更大的电力输送效率和更小的电力输送损耗。1000千伏交流线路的自然输送功率约为普通500千伏线路的4至5倍，而同等条件下的电阻损耗仅为500千伏线路的1/4。

这意味着大量运力可以节省。若晋东南—南阳—荆门特高压线路按此负荷运行 24 小时，输送电量可达 1.2 亿千瓦时，折算成原煤约 59515 吨，可少用载重 50 吨的运煤车 1191 辆，或者可少用每节载重 60 吨的普通列车 992 节。

这意味着更高的土地利用效率。与输煤相比，不仅输电线路占用土地比交通线占地少，而且将占地更多的火电厂布局在土地资源相对富余的中西部，能够为中东部地区腾出更多价值较高的土地资源开发空间。与 500 千伏普通电压输电相比，1000 千伏特高压输电输送同等电量，又可节省一半的土地。

此外，特高压输电还可以有效减少煤炭运输中间环节，提高能源输送效率。据测算，由于输煤方式链条长、环节多、费用名目繁多，当前中间环节费用几乎占到东部地区煤炭到厂价的 50% 左右。

“正因如此，2006 年 8 月，国家发改委在对该项工程核准的批复中曾明确指出，我国资源、生产力分布不均衡，尽快研发、实施输电容量大、线损小、节约土地资源的特高压输电技术很有必要。” 国网能源研究院辛颂旭介绍。

“中国创造”实现“中国引领”

特高压，号称世界输电技术领域的“珠穆朗玛峰”。在晋东南—南阳—荆门 1000 千伏特高压交流试验示范项目之前，我国的电力输送等级最高只有 750 千伏。从 750 千伏到 1000 千伏，不是简单的技术升级，而是对电磁、电晕、过电压及变电设备、绝缘等进行全新设计。这条世界上首条特高压交流输电工程的建设，用众多的“中国创造”实现了在特高压输电领域的“中国引领”。

升压，是实现特高压交流输电的前提。我国研制成功了世界上首台额定电压 1000 千伏、单体容量 1000 兆伏安的双支柱特高压变压器，单柱容量达到 500 兆伏安。

开关，是电网必不可少的装置。我国研制成功了世界上电压最高、电流最大、电流开断能力最强的特高压开关，实现了国际高压开关制造技术的重大突破。

安全，是特高压输电管理的重中之重。国网公司开展全站抗地震性能联合计算分析，在世界上率先进行了特高压避雷器、支柱绝缘子、旁路开关等设备的真型抗地震试验，整体工程实现了 7 度设防目标。

发展特高压，设备是关键。走在长治、南阳、荆门的特高压变电站里，到处可见天威保变、平高电气等国产电力设备厂商的字样。“在特高压交流工程上，没有一台进口设备，所有设备全部实现国产化。” 国网公司特高压长治站试验指挥郭强介绍。

向前的脚步是谨慎的。1000 千伏、500 万千瓦的特高压大负荷输电不是一步到位实现。2009 年 1 月 16 日，晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程正式投运。“这条特高压交流试验示范工程作为我国首个特高压工程，是以验证特高压输电的技术可行性、设备可靠性、系统安全性、环境友好性和经济合理性，提升我国电力技术水平和电工装备制造水平为主要目标的试验示范性工程，国际上没有成熟的经验可以借鉴，需要立足国内、自主创新，在世界上率先研究开发全套特高压输电技术。

因此，国家批准的建设规模并未达到工程设计的最大负荷。一期工程商业投运近 3 年来，运行总体稳定可靠。2010 年 12 月 29 日，国家发改委正式核准建设扩建工程，全面实现 1000 千伏、500 万千瓦特高压输电。”郭强介绍。

为全面考核扩容后工程的输送能力，国家电网公司在世界上首次进行了 450 万千瓦和 500 万千瓦大负荷试验、168 小时大负荷试运行，其中 500 万千瓦大负荷累计试验时间达到了 8 小时，创造了单回交流输电工程输送能力的世界纪录。

2009 年，中国机械工业联合会在对该工程设备国产化验收报告中写道：“特高压设备的成功研制，标志着我国输变电设备设计制造水平跃居国际先进行列，已全面掌握了特高压交流设备的核心技术，并具有自主知识产权；工艺装备和综合试验能力达到国际先进水平，已形成特高压交流设备批量生产能力……”

截至目前，国家电网公司在特高压领域申报专利 711 项，已获授权 457 项；编制国际标准 4 项，已发布国家标准 16 项、行业标准 10 项、企业标准 130 项。

特高压技术创新，推动我国率先形成了一系列特高压技术标准，我国的特高压交流标准电压被国际电工委员会、国际大电网组织推荐为国际标准电压；国际电工委员会成立了高压直流输电新技术委员会，并将秘书处设在中国。

依托工程实践，国内骨干电工设备制造企业的自主创新能力得到了进一步增强，综合竞争力迈上了新台阶，特高压设备已成为我国电工设备制造企业走向世界的金色名片。

我国特高压将会如何发展？

依据国家电网公司的规划，特高压已经成为未来我国坚强电网的重要组成部分。

由于我国的煤电基地主要分布在陕西、蒙西、山西和新疆等地，水电主要分布在四川、云南、西藏等地，风电和太阳能也主要分布在西北部，远离中东部负荷中心，因此需要通过建设坚强电网，实施远距离、大规模输电，在全国范围优化配置能源资源。

“特高压输电的远距离、大容量、低损耗特点正好能满足这一需求。”中国电力科学研究院名誉总工程师印永华说。

展望“十二五”，我国能源供应与需求分布不均衡的问题依然存在，其中中东部地区依然是我国的电力负荷中心，预计到2015年中东部地区用电仍占全国用电的2/3以上。而电源装机布局上，东部地区受资源和环境容量限制，新增装机将明显放缓。在装机结构上，中西部的风电、水电、太阳能等可再生能源比重将大幅上升。

以华东为例，在加快发展本地核电及风电等新能源的基础上，2020年接受外来电力的比例仍将高达30%。若扩大同步电网规模、提高电压等级，与华中、华北紧密互联，建成“三华”电网，联接各大煤电基地、大水电基地、大核电基地、大可再生能源基地和主要负荷中心，这对于建设坚强受端电网、提高受端电网接受外来电力的能力和保证能源安全，具有十分重要的意义。

“未来电力供需形式将主要取决于一批特高压等跨区电网和配套电源项目的核准与建设进度。”国网能源研究院研究员韩新阳说。

随着特高压技术的不断发展、成熟，我国的特高压建设正不断推进。今年9月，我国第二个特高压交流项目——淮南—上海特高压交流工程获得国家发改委核准建设。

依据规划，“十二五”期间，国家电网公司特高压电网建设投资有望达到2700亿元，将在全国建设“三横三纵”特高压交流骨干网架，实现电力的大规模、远距离、高效率输送，构建起中国经济发展的“能源血脉”。

新能源上网电价超出部分将由《可再生能源基金》补足

近日，中国财政部、国家发展改革委、国家能源局共同发布《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》(以下简称《基金管理办法》)，就可再生能源发展基金的资金筹集、使用管理和监督检查等方面进行了详细说明。该可再生能源基金将直接补贴风力发电、太阳能光伏发电、生物质能源等多种形式的的项目。以光伏为例，目前推出的1.15元/千瓦时和1元/千瓦时上网电价，其超出目前脱硫脱硝火力上网电价的部分将由该基金补足。该《基金管理办法》将自2012年1月1日起实施。

基金规模增加及征收方式

可再生能源发展基金的来源主要包括国家财政公共预算安排的专项资金(简称:可再生能源发展专项资金)和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等。可再生能源发展专项资金来自于中国中央财政从年度公共预算,不含国务院投资主管部门所安排的中央预算中的基本建设专项资金。

可再生能源发展基金的主要收入来源于可再生能源电价附加。可再生能源电价附加是指在除西藏自治区以外的全国范围内,向各省、自治区、直辖市扣除农业生产用电(含农业排灌用电)后的所有销售电量征收,征收标准为8厘/千瓦时。该标准是在2011年12月1日开始实施的,此前的标准为4厘/千瓦时(点击参见PV-Tech此前详细报道)。该征收标准未来将根据可再生能源开发利用中长期总量目标和规划及可再生能源电价附加收支情况作适时调整。

《基金管理办法》还明确了征收可再生能源附加电价所覆盖的销售电量的种类,包括省级电网企业(包括各级子公司)的销售电量、企业自备电厂自发自用电量、地方独立电网销售电量等六种类型。

可再生能源电价附加将由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处按月向电网企业征收并直接缴入中央国库,在次年3月底前完成对相关企业全年应缴可再生能源电价附加的汇算清缴工作。向电力用户征收的可再生能源电价附加将由电网企业代征,电网企业将获得代征额的2%作为代征手续费;具体方式有四种,详见《基金管理办法》文件。基金面向对象可再生能源发展基金将主要用于支持可再生能源发电和开发利用。其中可再生能源发展专项资金将主要用于可再生能源开发利用,包括相关科学技术研究、标准制定和示范工程;农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目;偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设;资源勘查、评价和相关信息系统建设;促进可再生能源开发利用的本地化生产等。可再生能源电价附加则用于可再生能源发电相关的事项。主要包括以下

三种:

1. 可再生能源所发生费用与高出常规能源发电平均上网电价计算所发生费用间的差额。受补贴的可再生能源电力电价需要按照国务院价格主管部门确定的上网电价或根据《中华人民共和国可再生能源法》有关规定通过招标等竞争性方式确定的上网电价;

2. 执行当地分类销售电价,且由国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统,其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分;

3. 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用,不能通过销售电价回收的部分。

基金监管

《基金管理办法》安排财政、价格、能源、审计部门分工对可再生能源电价附加的征收、拨付、使用和管理情况进行监督检查。而各省级电网和地方独立电网企业必须及时足额上缴可再生能源电价附加。

根据《可再生能源法》相关规定，电网企业应全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。而此次公布的《基金管理办法》并未明确可再生能源电价附加补助资金的申报、审核、拨付等具体办法，相关内容会由财政部同国家发展改革委、国家能源局另行共同制定。PV-Tech 将继续对可再生能源电价附加的相关政策保持关注。（《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》）

关于印发《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》的通知

财综[2011]115号

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局、物价局，财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古自治区电力有限责任公司：为了促进可再生能源的开发利用，根据《中华人民共和国可再生能源法》有关规定，财政部会同国家发展改革委、国家能源局共同制定了《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，现印发给你们，请遵照执行。

财政部国家发展改革委国家能源局

二〇一一年十一月二十九日

附件：可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法

第一章 总则

第一条 为了促进可再生能源的开发利用，根据《中华人民共和国可再生能源法》的有关规定，制定本办法。第二条 可再生能源发展基金的资金筹集、使用管理和监督检查等适用本办法。

第二章 资金筹集

第三条可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等。

第四条可再生能源发展专项资金由中央财政从年度公共预算中予以安排（不含国务院投资主管部门安排的中央预算内基本建设专项资金）。第五条可再生能源电价附加在除西藏自治区以外的全国范围内，对各省、自治区、直辖市扣除农业生产用电（含农业排灌用电）后的销售电量征收。

第六条各省、自治区、直辖市纳入可再生能源电价附加征收范围的销售电量包括：

- （一）省级电网企业（含各级子公司）销售给电力用户的电量；
- （二）省级电网企业扣除合理线损后的趸售电量（即实际销售给转供单位的电量，不含趸售给各级子公司的电量）；
- （三）省级电网企业对境外销售电量；
- （四）企业自备电厂自发自用电量；
- （五）地方独立电网（含地方供电企业，下同）销售电量（不含省级电网企业销售给地方独立电网的电量）；
- （六）大用户与发电企业直接交易的电量。

省（自治区、直辖市）际间交易电量，计入受电省份的销售电量征收可再生能源电价附加。

第七条可再生能源电价附加征收标准为 8 厘/千瓦时。根据可再生能源开发利用中长期总量目标和开发利用规划，以及可再生能源电价附加收支情况，征收标准可以适时调整。

第八条可再生能源电价附加由财政部驻各省、自治区、直辖市财政监察专员办事处（以下简称专员办）按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库。

电力用户应缴纳的可再生能源电价附加，按照下列方式由电网企业代征：

- （一）大用户与发电企业直接交易电量的可再生能源电价附加，由代为输送电量的电网企业代征；

(二) 地方独立电网销售电量的可再生能源电价附加，由地方电网企业在向电力用户收取电费时一并代征；

(三) 企业自备电厂自发自用电量应缴纳的可再生能源电价附加，由所在地电网企业代征；

(四) 其他社会销售电量的可再生能源电价附加，由省级电网企业在向电力用户收取电费时一并代征。

第九条可再生能源电价附加收入填列政府收支分类科目第 103 类 01 款 68 项“可再生能源电价附加收入”。

第十条省级电网企业和地方独立电网企业，应于每月 10 日前向驻当地专员办申报上月实际销售电量（含自备电厂自发自用电量，下同）和应缴纳的可再生能源电价附加。专员办应于每月 12 日前完成对企业申报的审核，确定可再生能源电价附加征收额，并向申报企业开具《非税收入一般缴款书》。省级电网企业和地方独立电网企业，应于每月 15 日前，按照专员办开具《非税收入一般缴款书》所规定的缴款额，足额上缴可再生能源电价附加。

第十一条专员办根据省级电网企业和地方独立电网企业全年实际销售电量，在次年 3 月底前完成对相关企业全年应缴可再生能源电价附加的汇算清缴工作。

专员办开展汇算清缴工作时，应对电力用户欠缴电费、电网企业核销坏账损失的电量情况进行审核，经确认后不计入相关企业全年实际销售电量。

第十二条中央财政按照可再生能源附加实际代征额的 2% 付给相关电网企业代征手续费，代征手续费从可再生能源发展基金支出预算中安排，具体支付方式按照财政部的有关规定执行。代征电网企业不得从代征收入中直接提留代征手续费。

第十三条对可再生能源电价附加征收增值税而减少的收入，由财政预算安排相应资金予以弥补，并计入“可再生能源电价附加收入”科目核算。

第三章 资金使用

第十四条可再生能源发展基金用于支持可再生能源发电和开发利用活动：

(一) 可再生能源发展专项资金主要用于支持以下可再生能源开发利用活动：

1. 可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；

2. 农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目；
3. 偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设；
4. 可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；
5. 促进可再生能源开发利用设备的本地化生产；
6. 《中华人民共和国可再生能源法》规定的其他相关事项。

(二) 可再生能源电价附加收入用于以下补助：

1、电网企业按照国务院价格主管部门确定的上网电价，或者根据《中华人民共和国可再生能源法》有关规定通过招标等竞争性方式确定的上网电价，收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额；

2、执行当地分类销售电价，且由国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分；

3. 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，不能通过销售电价回收的部分。

第十五条相关企业申请可再生能源发展专项资金补助的具体办法，按照《财政部关于印发〈可再生能源发展专项资金管理暂行办法〉的通知》（财建[2006]237号）等有关文件的规定执行。

可再生能源发展专项资金用于固定资产投资的，还应按照中央政府投资管理的有关规定执行。

第十六条电网企业应按照《可再生能源法》相关规定，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。

第十七条可再生能源电价附加补助资金的申报、审核、拨付等具体办法，由财政部会同国家发展改革委、国家能源局另行制定。

第十八条可再生能源发展专项资金支出填列政府收支分类科目中第211类12款01项“可再生能源”；可再生能源电价附加支出填列政府收支分类科目中第211类15款01项“可再生能源电价附加收入安排的支出”（新增）。

第四章 监督检查

第十九条财政、价格、能源、审计部门按照职责分工，对可再生能源电价附加的征收、拨付、使用和管理情况进行监督检查。

第二十条省级电网企业和地方独立电网企业，应及时足额上缴可再生能源电价附加，不得拖延缴纳。

第二十一条未经批准，多征、减征、缓征、停征或截留、挤占、挪用可再生能源电价附加收入的单位及责任人，由财政、价格、能源、审计等相关部门依照《中华人民共和国价格法》、《财政违法行为处罚处分条例》、《价格违法行为行政处罚规定》等法律法规追究法律责任。

第五章附则

第二十二条本办法由财政部会同国家发展改革委、国家能源局解释。

第二十三条本办法自 2012 年 1 月 1 日起施行。

太阳能业“意恐迟归” 风电能否引领新能源发展

过去几年，随著气候变迁议题备受关注，非石化的新兴洁净能源成为市场新宠，不少投资者以及大企业也纷纷投入包括太阳能、风力发电、地热能等开发。其中，太阳能以及风力发电的发展最为迅速，除政府大力补贴外，企业也看好获利前景而大力投资。

不过，在 2011 年陆续爆发欧美债务及财政危机后，太阳能产业却突然出现大幅下滑，主要因欧美市场需求大幅下滑，过去几年的过多生产、盲目扩张导致企业产能过剩、库存成本大幅上扬，不少企业不堪亏损而纷纷倒闭，或苦苦支撑，俨然已步入寒冬。

而相对于太阳能产业的衰退，风力发电则成为未来几年最被看好的再生能源产业，该产业也正透过购并、集成，逐渐形成寡占市场，以避免如太阳能产业般过于松散、各自为政、小企业资本不足的窘境。

太阳能产业在过去几年的繁荣时期大幅扩张，正成为目前产业进行集成的主要原因。但即便集成购并后的大型企业也难以承受因欧美需求大减、产能过剩的成本压力，纷纷裁员自保，如尚德、英利等。

而为保护自家产业，美国国际贸易委员会(ITC)也于日前初步裁定，中国国内输美太阳能电池存在反倾销、反补贴疑虑，对美国相关产业造成实质性损害；对此中国国内方面则反驳，认为美国正实施保护主义，破坏市场竞争。若美国 ITC 正式裁决对中国国内太阳能电池等征收反倾销、反补贴惩罚性关税，将进一步伤害中国国内太阳能业者。

但事实上，太阳能这般的新兴产业有著修正、集成的过程实属正常，就如过去的个人计算机(PC)产业、家电产业等，在蓬勃时期整体产业可能超过数百、数千家业者之多，但随后则开始集成并步入稳定发展期，转为成熟产业。

其次，因目前太阳能产业在所谓的新兴开发中国家尚不盛行，因为这些国家正面临快速发展期，所需资源庞大，如太阳能等新能源的建设成本过高，且成熟度也远不如石化能源，因此太阳能相关产品仍主要输往欧美等已开发市场。但如今，这些市场正饱受债务与财政危机，导致需求下降。一旦欧美市场需求复苏、全球太阳能市场日趋成熟，相信该产业仍有未来。

风力发电未来几年可望投资增加

国际市场研究机构 Pike 咨询公司(PikeResearch)发布报告，未来 5~6 年，风力发电产业的投资将大幅增加，成为洁净能源市场最具实力的产业。

报告预测，到 2017 年，全球在风力发电项目的投资，将由 2011 年的 770 亿美元增至 1,530 亿美元，新装机的累积投资总额将升至 8,200 亿美元，全球总装机容量(包括陆地与海上风力发电项目)也将由 2011 年的 2.36 亿千瓦(KW)增至 5.63 亿千瓦。

而未来几年全球风力发电产业，主要将由亚洲、欧洲以及北美 3 大市场所主导。其中，北美地区由美国带领，目前风力发电占美国总发电量约 3%，截至 2011 年的总装机容量约达 750 万千瓦，预估 2013 年前将倍增，主要因 2012 年下半起预计经济将回稳，企业也将增加投资。

在美洲部分，巴西预计将扩大风力发电投资，希望能在 2020 年前将总装机容量由目前的 150 万千瓦，大幅增至 1,150 万千瓦，将风力发电引入电网，并藉此将风力发电价格，由目前的每小时 1,000 千瓦 166 美元，下调至 111 美元、甚至是 55 美元的低价位，与水力发电的每小时 1,000 千瓦 27~30 美元竞争。

而欧洲虽受财政预算等问题缠身，但仍是全球风力发电最发达与普及的地区，据欧洲风能协会(EWEA)最新研究报告指出，欧盟 27 国中的 17 国目前在建、已批准或正在规划的离岸大型风力发电，总装机容量达 1.38 亿千瓦，是目前已投入运行的 400 万千瓦的 35 倍之多，预估到 2020 年将占欧盟总发电量的 13.1%。

预计到 2020 年，欧盟离岸大型风电前 10 国将分别是：英国的 4,860 万千瓦、德国的 3,125 万千瓦、挪威的 1,139 万千瓦、瑞典的 828 万千瓦、西班牙的 680 万千瓦、法国的 600 万千瓦、荷兰的 599 万千瓦、希腊的 489 万千瓦、芬兰的 429 万千瓦，以及爱尔兰的 378 万千瓦。此外，EWEA 报告也指出，欧盟离岸风电在未来 10 年创造 16 万个、未来 20 年则将创造 30 万个就业岗位。

而在亚洲地区，风力发电仍主要由中国国内为领头羊。根据中国国内十二五能源发展规划，到 2015 年风力发电总装机容量将达 1 亿千瓦、2020 年达 2 亿千瓦、2030 年达 4 亿千瓦、2050 年达 10 亿千瓦，预计将分别占总用电量的 2%、5%、8% 以及 17%，预估未来 40 年将累计投资人民币 12 兆元。此外，为避免太阳能产业发生的情况重现，中国国内政府将井然有序的发展风力发电，包括重新集成、资源配置改善、不浪费、不盲目发展，以推动产业健康发展。

根据彭博(Bloomberg)新能源财经风力发电部门调查研究，未来 5 年陆地风力发电的成本将下降约 12%，届时的设备成本降低、发电效率却相对提升的情况下，可望与火力发电、天然气、核能发电等竞争。调查显示，当陆地风力发电装机容量每增加 1 倍，成本就会降低 7%；目前的装机成本约为每小时 1,000 千瓦为 88 万欧元(约 116 万美元)，远低于 1984 年的 200 万欧元。

同时，技术不断创新也使得发电效率快速提升；加上整体营运和维护成本也因技术成熟而逐渐降低，预估到 2016 年，陆地风力发电整体发电成本将降至每小时 1,000 千瓦 52 欧元。若与目前火力发电平均成本的每小时 1,000 千瓦 46 欧元相比，差距并不大，更何况若再把碳排放因素考量进去的话，风力发电的竞争力将非常大。

中国风电 2011 年要闻及点评

2011 年是风电转折年，这不仅体现在风电场大规模脱网等事故高发，还体现在风电企业业绩全面下滑，更体现在国家能源主管部门各种政策的集中、连续出台和重新审视思考上。

其实，风电产业目前面临的技术、质量、产能、政策、电力体制等瓶颈在 2005 年风电产业发展之初就已预测到了，只是高速的发展暂时掩盖了这些问题，现在，这些问题到了必须要解决的时刻，解决好则风电继续快速发展，解决不好，则会失去发展的内在动力。

对风电来说，“十一五”时期是把比较容易的事干了，“十二五”时期才是真正要解决难题的时候，并且是根本上的解决，发展模式、电力体制、电价等方面将会触动各强势集团的利益，改革难度可想而知。不敢乐观估计，只能拭目以待。

一、酒泉、张家口等地风电机组大规模脱网事故

5月5日，国家电监会通报了三起风机大规模脱网事故及原因：2月24日，甘肃中电酒泉风力发电有限公司桥西第一风电场因一个开关间隔的电缆头故障绝缘击穿，造成三相短路，导致包括这个风电场在内的10座风电场的274台风电机组因不具备低电压穿越能力在系统电压跌落时脱网，引起系列反应，致使本次事故脱网风机达598台，损失出力占到事故前酒泉地区风电出力的54.4%，造成西北电网主网频率由事故前的50.034赫兹降至最低49.854赫兹。

此外，4月17日，甘肃瓜州、河北张家口的风机脱网事故均造成了较严重的后果。

点评：2010年，全国共发生80起风电场脱网事故，2011年1-8月，这个数字上升到了193起，并且大规模脱网事故（一次损失风电出力50万千瓦以上）由1起升至12起。到底是谁的责任？

国家电监会给出的结论是：事故发生主要由风电设备、风场管理、电网接入以及运行安全监管等四方面问题导致。看来，涉及风电场开发的各方均难辞其咎。

然而，在随后的整改中，几乎所有的矛头都指向了相对最为弱势的风电整机设备商——风电机组不具备低电压穿越功能，发电集团、电网企业似乎成了行业的评判者。

对此，风电整机制造商虽有牢骚却只能私下发发，毕竟，订单权和舆论权牢牢地掌握在强势的发电商和电网企业手中。风电“整风”整到机组缺失低电压穿越功能为止了。

在此，我们试问两个问题：第一，为什么风电装机规模最大、上网风电量最多的内蒙古少有或没有大规模脱网事故，而甘肃省却频发事故？难道安装在内蒙古（尤其是蒙西）的风机都具有低电压穿越功能，甘肃的风机就不具有此功能？在脱网事故中电网的责任到底应占多大比例？要知道，蒙西地区由内蒙古电力公司掌管，其独立于国家电网；第二，如果风电机组具备了低电压穿越功能，是不是就不会发生风电脱网事故了呢？如果仍然会，那么是不是就可以得出脱网事故的主要责任并非在低电压穿越功能缺失呢？有了成绩都往自己身上找，出了问题都往弱势集团身上推，也许这样的思维方式才是中国风电前进中最大的问题。

二、中国单机容量最大的风电机组出产

5月31日，华锐风电科技（集团）股份有限公司宣布，由其自主研发的中国首台6兆瓦风电机组日前在其江苏盐城综合产业基地正式出产。这是目前中国单机容量最大的风电机组。

这台机组取名为“华锐风电 SL6000 系列风力发电机组”，可广泛应用于陆地、海上、潮间带各种环境和不同风资源条件的风场。机组叶轮直径长达128米，增加了扫风面积，提升了捕风能力，大大提高了风资源的有效利用率；同时可适应-45摄氏度的极限温度，并通过了62.5米/秒的极限风速测试。

点评：据第三方资料，商业化利用的风电机组中6兆瓦算是最大级别的了，这至少证明了中国的风电机组在单机功率上已经达到了世界先进水平，并已经给国外风电巨头带来恐慌，据悉，世界第一的维斯塔斯在闻听华锐风电生产出6兆瓦机组后，马上发布信息说自己正在研发7兆瓦机组。也许单机功率越大不见得越好，但其代表了先进的设计制造技术。在中国，风电机组大型化是普遍的趋势，这是由经济技术特点和风电发展模式决定的：单机功率越大，则发电的单位成本越低，是风电可持续发展的根本动力；另外，中国风电的主导发展模式是“大基地”，单机功率大的风机占据优势。

虽然有些厂商不认为单机功率可以说明一切，但各国都在紧锣密鼓地开发更大级别的风电机组，如英国提出，其陆地风电将最好采用10兆瓦机组，而海上风机则以15兆瓦为佳。

曾记得，国外风电巨头在欧洲市场销售大功率风机，在中国倾销落后的小功率风机，人为分割市场，凭借的就是中国无法自己生产出先进的风机。如今，在华锐风电等一批中国企业的引领下，国外最先进的风机陆续来到了中国市场。

中国乃至世界的风电行业竞争绝不仅是产能、市场的竞争，更重要的是技术领先、自主创新以及优质服务的竞争。要想在全球风电市场竞争中树立领导地位，打造自身的核心竞争力，就必须走自主研发之路，否则就会面临被淘汰的危险。

三、《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》出台

7月15日，国家能源局与国家海洋局联合制定并出台了《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》（以下简称《细则》）。该细则的出台，旨在进一步完善海上风电建设管理程序，促进海上风电健康有序发展。

《细则》共有21条规定，适用于海上风电项目前期、项目核准、工程建设与运行管理等海上风电开发建设管理工作，对海上风电规划的编制与审查、海上风电项目预可研和可研阶段的工作内容和程序、建设运行管理中的要求等作了具体规定。

根据该细则，海上风电规划应与全国可再生能源发展规划相一致，符合海洋功能区划、海岛保护规划以及海洋环境保护规划。要坚持节约和集约用海原则，编制环境影响评价篇章，避免对国防安全、海上交通安全等的影响。

海上风电场原则上应在离岸距离不少于 10 公里、滩涂宽度超过 10 公里时海域水深不得少于 10 米的海域布局。在各种海洋自然保护区、海洋特别保护区、重要渔业水域、典型海洋生态系统、河口、海湾、自然历史遗迹保护区等敏感海域，不得规划布局海上风电场。

点评：海上风电大幕早已拉开，而亮相的演员却寥寥无几。除了一些试验示范工程，规模化、商业化的海上风电场还没有突破性的进展。我国首轮海上风电特许权招标项目工作早已结束，两个近海风电场、两个潮间带风电场至今没有一台风机竖起，风电开发项目招标与建设脱节的现象在海上风电中表现得尤其突出。

主要原因还在于前期工作没有做到家。如，能源局与海洋局、军队的协调还不够完善和畅通，致使各家的规划相互冲突，有消息称，上述特许权招标项目中的选址要重新规划，其中一个将在预定选址的基础上向深海推进 15 公里，这样一来，按原址计算的成本将大大升高，之前的中标电价不足以弥补迁址的损失，风电场开发商陷入进退两难的境地，若要重新确定价格，就需重新招投标，这无异于否定了第一轮招标的结果，对决策单位带来的负面影响太大而不可行；又如，海上风电的相关政策还没有到位，或者制定得有些匆忙，存在先有项目后定规则的现象。项目的停滞同样造成整机商库房产品积压，几家在江苏设立基地的整机商开工率很低。

此次《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》的出台虽说滞后，也还算及时，使能源项目建设和海洋经济、环境保护、军事用海等方面更加协调，对进一步完善海上风电建设管理程序起到了应有的作用。预计今年下半年进行的第二轮海上风电特许权招标没有如期到来，最起码要等到第一轮四个项目破土动工才好进行，接下来的项目从电价、选址、施工等方面将更加理性和规范。

四、国家能源局连发 18 项风电行业标准

8 月 5 日，国家能源局召开能源行业风电标准化工作会议，批准《风力发电机组振动状态监测导则》等 17 项能源行业风电标准（2011 年第 5 号公告文件），加上之前发布的《大型风电场并网设计技术规范》，11 月份起将有 18 项风电“行标”正式实施。

点评：18 项风电标准迟早要出台，而风电事故开始频频露头，加快了能源主管部门制定标准的步伐。相对于中国风电产业的快速发展，标准建设的工作进展显得滞后了。

风电标准分为国际标准、国家标准和行业标准，风电领域的国家标准以1999年为分水岭，在此之前，全国风力机械标准化委员会的重点工作是离网型风电机组，1999年以后才转至并网型机组，目前，关于并网机组的国家标准已经颁布40项，尚有26项正在编制中，而后26项标准更加适用于中国的情况。

上述18项标准则属于行业标准，国家能源主管部门发挥了关键作用，它的制定和出台更能跟上行业发展的步伐。去年3月，国家能源局召开能源行业风电标准化工作会议，全面启动中国风电标准体系建设，并发布了《风电标准体系框架（讨论稿）》（以下简称《标准框架》），涉及七大类标准，拟制定标准173项，第一次较全面地梳理了风电标准，可以作为风电标准体系建设的纲领性文件。

按照风电标准一级分类，18项标准涉及风电并网、风电场运行维护管理、风电场规划设计、风力机械设备和风电电器设备，覆盖了风电产业的关键核心部分，而风能资源测量评价和预报、风电场施工与安装的标准还在制定中，不久也会问世，届时，一套全面完整的风电标准体系将在中国首次确立。

接下来就是国际标准的适用问题，国际标准制定中始终缺少中国代表的身影，这与中国的风电大国形象不相匹配，中国正试图参与到国际标准的制定中。

五、《风电开发建设管理暂行办法》规范风电规模和速度

8月25日，国家能源局发布《风电开发建设管理暂行办法》（以下简称《办法》），《办法》明确，省级政府投资主管部门核准的风电场工程项目，要按照报国家能源局备案后的风电场工程建设规划和年度开发计划进行。风电场未按规定程序和条件获得核准擅自开工建设的，不能享受国家可再生能源发展基金的电价补贴，电网企业不接受其并网运行，违规擅自开工建设的项目一经发现，省级以上能源主管部门将责令其停止建设，并依法追究有关责任人责任。

点评：原本可独立批准5万千瓦以下风电场的地方政府，从今开始不能再轻易审批风电项目了，风电审批将正式纳入国家统一规划。地方政府在审批项目之前，需要先向国家能源局申请计划。《风电开发建设管理暂行办法》的出台，被认为是国家能源局上收审批权的手段。

根据以往政策，地方政府对于装机规模在5万千瓦以下的风电项目具有审批权。在地方政府积极开发当地风能资源的带动下，近些年风电市场出现了“4.95万千瓦”现象，也就是电站项目规模均为4.95万千瓦，低于5万千瓦。这在一定程度上促进了国内风能资源的开发，以及风电装机市场的增长，但由于缺乏统一的规划，快速发展的风电市场也带来了一系列的问题，例如并网困难等。

综合来看，国家能源局收回风电项目地方审批权，有利于国家的统一规划和管理，但是对国内风电装机积极性将产生一定负面影响，预计国内风电发展将进一步趋缓。一方面，地方政府对风电资源开发的推动作用将减弱，风电项目的审批难度加大。另一方面，国家能源局对风电项目的审批，将更多的综合考虑并网难度、电网消纳能力等问题，考虑到前些年风电装机过快增长带来的并网难题尚未解决，预计国家对风电的规划目标将减少。

近期由国家能源局统一审批的第一批 2600 万千瓦项目开发计划已下发到各地，并计划于 2012 年前完成。而除此之外的地方审批项目，将不被列入统一并网规划，同时不再享受可再生能源电价附加补贴。

六、受困稀土上涨，电励磁风机下线

9 月 29 日，湘电风能公告称：今年以来，由于稀土价格的暴涨，制约了公司直驱永磁风力发电机的批量生产，为了应对市场变化，公司迅速作出了研发电励磁风力发电机新产品的决定。近日，公司首台电励磁风力发电机型试验在国家风力发电机试验中心获得成功，各项数据均达到了设计要求，这标志着公司在风电产业领域又一重大结构性突破。公司首台电励磁风力发电机型试验在国家风力发电机试验中心获得成功，各项数据均达到了设计要求，这标志着公司在风电产业领域又一重大结构性突破。

点评：湘电风能转向电励磁技术路线，既是迫不得已又是顺应趋势。今年 6 月份，永磁电机的主要原材料稀土比年初上涨了 10 倍，着实给了湘电这样的直驱永磁风机生产商重重一拳。一台电机的价格才一两百万元，而一台电机用的永磁体成本高达二三百万元，卖一台风机基本上亏 100 万元，一个风电场 24 台风机就亏 2400 万元，那么 30 个风电场呢？湘电风能副总经理龙辛称不敢想象。如果从风机的造价来看，稀土价格的上涨致使每台风机成本上升 100 多万。转投电励磁直驱风机成为湘电风能最终的选择，无独有偶，航天万源等也纷纷加入永磁改电励磁的队伍中。

目前国内的风电机组主要分为两种，一种是应用最多的双馈异步式风力发电机，另一种则是永磁直驱风力发电系统。永磁风电机组的核心原材料钕铁硼是第三代的稀土永磁材料。世界上用稀土做为风机材料来源的厂商少之又少，德国干脆就不认可这样的技术路线，而更加倾向于电励磁，稀土这种稀有的材料做风机到底值不值，各行业一直有争论。

今年 2 月 16 日的国务院常务会议提出，力争用 5 年左右时间，形成合理开发、有序生产、高效利用、技术先进、集约发展的稀土行业持续健康发展格局等四点措施，被业内称为“国 4 条”。5 月 19 日，国务院发布《关于促进稀土行业持续健康发展的若干意见》，被业内称为“国 22 条”。稀土业“国 4 条”和“国 22 条”的颁布，一个直接的作用是使稀土价格大幅上涨。尽管稀土价格已从高位回落，但稀土价格回归价值这一大的趋势将不可扭转。永磁电机面将面临进退两难的境地。

七、三季报风电整机业绩集体下滑

今年三季报显示，排名前三甲的整机制造商华锐风电、金风科技各项指标降幅较大。

华锐风电营业收入 83.9 亿元，同比减少 27.3%，净利润 9.01 亿元，同比下降 48.51%，每股收益 0.45 元。华锐风电预计，2011 年全年累计净利润与上年同期相比减少 50% 以上；金风科技表现更加惨淡，其三季报显示，公司净利润 6.15 亿元，同比下降了 59.85%。世界排名第一的丹麦维斯塔斯公司也未能幸免。10 月 31 日维斯塔斯宣布，公司第三季度出现亏损，并于前一天发出警告，其 2011 年全年利润与营收可能低于预期。维斯塔斯将其 2011 年营收预期从最初估测的 79 亿欧元下调至 64 亿欧元，并将其运营利润率预期值从最初的 7% 降至 4% 左右。维斯塔斯宣布，扣除一次性成本之前，第三季度息税前亏损为 9200 万欧元，而上年同期盈利 2.71 亿欧元。第三季度运营利润率为 -6.9%，而上年同期为 +14.1%。

点评：各大风电上市公司的三季报最能看出今年是风电产业的转折年，上半年国内主要风电制造企业整体利润水平下降受到社会各界的广泛关注，对此，需要有全面、客观的认识。一方面，应该承认这是风机制造行业发展到一定阶段后，从高额利润回归社会平均利润的正常现象，符合新兴产业发展的一般规律。

另一方面，当前风机制造业利润下降也是内外部多种因素共同作用的结果。一是综合生产成本，主要是原材料成本和人工成本近期大幅增加，挤压了利润空间。特别是稀土价格去年以来大幅提高，金风、湘电等以永磁直驱风电机组为主的风机制造企业受到明显影响。二是产能过剩导致行业同质化竞争加剧，造成风机价格下降。资料显示，风机造价从 2008 年的 6500 元/千瓦，降至 2009 年的 5400 元/千瓦，2010 年跌破 4000 元/千瓦，2011 年风机最低中标价低于 3500 元/千瓦。三是受国家信贷紧缩政策及协议付款时间延长的影响。

尽管如此，未来中国风电行业的发展前景依然看好。风电是目前技术最成熟、最具规模化开发条件和商业化发展前景的新能源，风电作为国家战略性新兴产业的重要地位不会改变。按照有关发展规划，“十二五”时期我国风电仍将保持年均新增 1500 万千瓦左右的发展速度，市场需求潜力巨大。在我国风电标杆电价不变的情况下，随着风机单位造价的下降，风电开发商的利润仍然十分丰厚。初步测算，风电场单位千瓦静态投资下降 1500-200 元/千瓦，度电成本下降 0.05-0.1 元/千瓦时。而国家能源局近期启动的风电分散开发的试点，一旦有所突破，将极大地刺激中东部地区小型风电的开发。基于以上分析，未来中国风电行业发展空间依然广阔。

八、司长撰文谈新能源引发业界新思考

11月21日，国家能源局新能源和可再生能源司司长王骏在《中国能源报》发表署名文章《新能源发展探析》，该文引发了业界对风电发展的重新思考。

点评：虽不属于新闻事件，但王骏司长的《新能源发展探析》一文在电力界引起了强烈的震动，从某种意义上说，甚至可以作为2011年风电新闻的头条，因为文中论述了新能源发展的核心问题，即电力体制改革、电价形成方式、经济技术特性、新能源发展模式等，为新能源发展指明了方向。

文章以风电等新能源的经济技术为出发点，论述了关于集中开发与分散开发的比较问题；关于大规模集中并网的风电、光电远距离输送和消纳问题；关于如何看待“快”与“慢”的问题；关于政府补贴政策实施方式问题；关于“自发自用”电量对电网运营成本的影响问题；关于积极与慎重的关系问题。提出下一阶段我国新能源发展思路需要在分散开发、就近接入电网、补贴的原则和方法以及电力体制改革等方面积极转变。

实施新思路的基础在于电力体制改革，尤其是电网运作方式和电价形成方式的改革。从世界范围看，我国的电力体制处于越落越远的境况，不能再为了一小部分集团的利益而有损亿万民众和整个中国经济的利益，改革进展快，则新能源发展好，反之，则失去了继续大规模发展的内在动力。

九、可再生能源电价附加翻番至8厘/度

11月30日，国家发改委宣布，自12月1日起，上调销售电价和上网电价，其中销售电价全国平均每千瓦时涨3分钱，上网电价对煤电企业上涨每千瓦时2分6，对居民实行阶梯电价制度。同时，本次调整还将可再生能源电价附加标准由现行每千瓦时0.4分钱提高至0.8分钱。

点评：可再生能源电价附加翻番对风电行业是一个利好消息，我国2006年通过的《可再生能源法》规定，电网企业按照中标价格收购风电、光电等可再生能源，超出常规火电上网标杆价格的部分，附加在销售电价中分摊。可再生能源电价附加的征收标准最初为0.002元/千瓦时，即每度电征收2厘，2009年11月起调高至0.004元/千瓦时。

按照2010年我国发电量4250亿度来计算，4厘/度的电价附加可征收100亿左右的资金用于补贴非水可再生能源发电。然而，随着我国可再生能源发电的迅猛增长，4厘/度的电价附加已经不能满足对可再生能源发电的补助需求。

电监会的数据显示，2010年可再生能源发电同比增长近50%，2010年征收的100亿可再生能源电价附加补贴，仅能满足国内企业70%的补贴资金需求。而今年我国可再生能源发电增速也在50%左右。如果不提升电价附加标准，今年的资金缺口可能会超过

100 亿。此外，相关资金调配时效性较差，补助资金经常存在半年乃至一年的迟滞，这使得风电场和光伏发电企业的资金链普遍处于紧绷状态。

据测算，从 2009 年到 2020 年，如果按照 4 厘/度提取可再生能源电价附加，共可累计筹集 2572 亿元资金用于可再生能源发电补贴；而如果提升到 8 厘/度提取，则累计筹资额将超过 5000 亿元，基本可以保障再生能源的发展。不过，使用可再生能源的代价将在一定时期内加到所有电力消费者身上，能否在此期间降低可再生能源发电的价格成为评判可持续发展的关键。