

关于我国新能源发展的思考

中国电力企业联合会规划发展部张琳



张琳 教授级高工
中国电力企业联合会规划发展部副主任

未来电网发展将围绕清洁能源开发布局，建设西电东送、北电南送跨区输电工程，构建跨区域的风、光、水和火电多能互补特高压主干电网。

近年来，我国风电持续快速发展，装机和发电量逐年大幅增长，在我国能源结构优化中发挥了重要作用。新能源发电不同于常规电源，出力具有间歇性、随机性，而电力系统发电、输电及用电是同时完成的，随着新能源大规模发展，消纳瓶颈问题日益突出。

新能源国内外发展现状分析

前几日，“最强雾霾”席卷中国北方，20多个城市启动雾霾天红色预警，多地PM2.5指数“爆表”。要根治雾霾，治理大气污染问题，需要加快清洁能源发展。

截至2015年底，我国风电并网装机达到1.29亿kW，居世界首位；占全国装机8.6%，成为煤电、水电之后的第三大电源；“十二五”年均增长34%，保持高速发展态势。风电发电量占全社会用电量为3.3%。2010~2015年风电装机和发电量情况如图1所示。

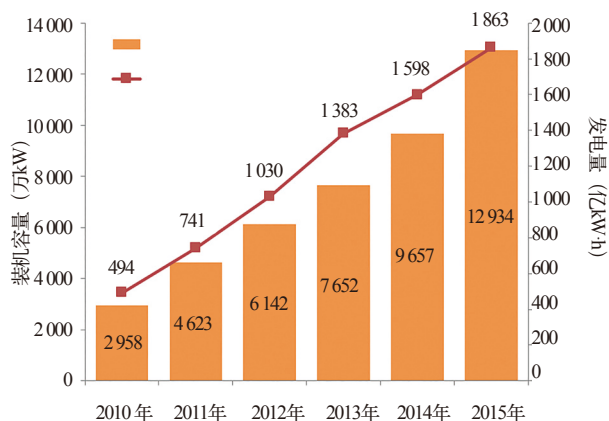


图1 2010~2015年风电装机和发电量情况

截至2015年底，我国太阳能发电达到4319万kW，居世界首位，太阳能发电量占全社会用电量为0.7%。

“十二五”太阳能发电基本是从无到有，实现了跨越式发展。2010~2015年并网光伏发电装机和发电量情况如图2所示。

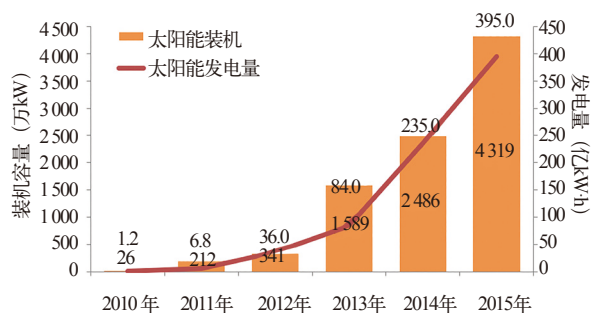


图2 2010~2015年并网光伏发电装机和发电量情况

我国新能源发电主要集中在“三北”。2015年，“三北”并网新能源装机占比达82%。内蒙、新疆、甘肃和河北风电并网容量超过1 000万 kW；甘肃、新疆和青海光伏发电装机超过500万 kW。分布式光伏浙江、江苏和广东容量居全国前三，分布式容量很小。有人说35 kV以下属于分布式，也有人说“自发自用”属于分布式，所以目前对分布式的定义国内还没有统一的标准。

2015年，蒙东、冀北、甘肃和蒙西风电发电量占当地总发电量的比例分别达到23%、16%、14%和14%；风电瞬时出力占当地发电出力的最大比例分别达到45%、35%、32%和28%。如图3和图4所示，风电占比情况与国外先进水平基本相当。

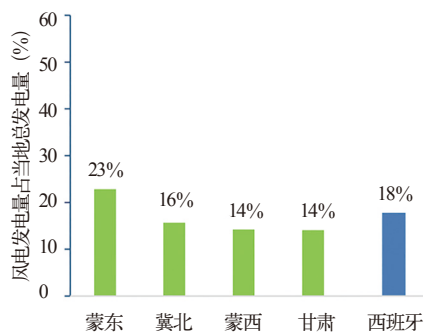


图3 2015年风电发电量占当地总发电量比例

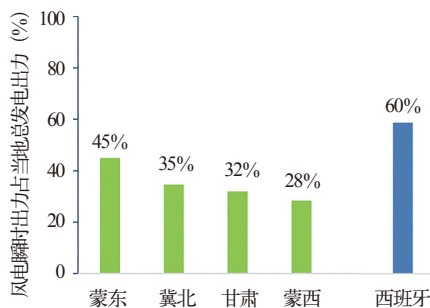


图4 2015年风电瞬时出力占当地总发电比例最大值

2015年，全国弃风电量339亿kW·h，平均弃风率达15%。弃光电量46.5亿kW·h，弃光率达11%。

对于国外新能源的发展，有一些经验可以借鉴。以

西班牙、丹麦、美国和德国为例，简单介绍一下国外新能源发展的一些经验。

1) 西班牙。2015年西班牙风电2 300万kW，发电量占全社会用电量的比例为18.4%，全年风电利用小时数约2 104 h。西班牙主要是依靠灵活调节电源消纳风电。截至2015年底，西班牙主网电力总装机10 830万kW。其中，风电占21%；水电、联合循环和燃气燃油等灵活调节电源装机容量占34.3%，是风电装机容量的1.45倍，具备大规模消纳风电的条件。

2) 丹麦。依靠欧洲大电力市场，借助挪威等邻国水电机组良好的调节性能，是丹麦风电实现高比例消纳的重要条件。丹麦与挪威、瑞典等国电网通过16回线路连接，总输电容量达到800万kW，与全国年最大负荷相当，电网互联互通能力强。需求侧响应机制是丹麦风电高比例消纳的重要手段。在风电多发的低谷时段，电力市场电价很低，用户启动电锅炉/热泵设备用于风电供暖，电动汽车开始充电，这些措施都极大促进低谷时段风电消纳。同时，还有几个市场化机制：竞价机制，由于政府给予风电补贴，风电可依靠其边际发电成本基本为零的优势，通过低报价自动实现优先上网；负电价机制，低谷时段通过负电价引导各类电源参与调峰；补偿机制，负荷高峰时段电价较高，在风电出力不足时，火电可以获得较高收益。

3) 美国。美国的风能资源与中国相似，即集中发布，而且也出现过弃风率比较高的时候。加强风电与电网的协调规划，依托输电通道支撑风电发展是美国德克萨斯州解决弃风问题的重要手段。针对部分风电富集地区出现的弃风问题，政府层面积极推动风电建设与输电网建设的统一规划，引导风电场选址，并超前布局输电方案。投资68亿美元、新建345 kV输电线路3 600 km，支撑德州1 850万kW风电并网。自项目实施以来，德州弃风已经从2009年的17%降低到2013年的1.2%。所以弃风并不可怕，我国现在的任务就是尽快把弃风的情况进行扭转。

4) 德国。近年来大力发展光伏发电、风电等可再生能源，光伏发电发展尤为成功。截至2015年底，全国装机1.8亿kW，灵活调节电源占比约17%，风电光伏发电装机7 010万kW，占比约39%，其中光伏发电主要是分布式。随着分布式光伏发电接入规模越来越大，德国通过加强更大范围电网互联、充分发挥大电网资源优化配置平台作用，确保光伏发电大规模外送消纳。

综上所述，丹麦、西班牙及德国等国家大规模新能源并网运行的经验表明，在电源侧提高电源灵活性，在负荷侧实施需求侧管理，在电网侧扩大电网范围，加之完

善的市场机制，是实现新能源高比例消纳的重要途径，如图5所示。

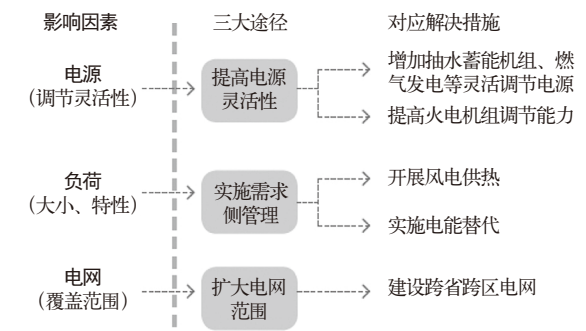


图5 新能源高比例消纳的途径

新能源发展存在的问题

与国外相比，我国新能源发展集中、规模大，远离负荷中心，消纳问题更为复杂严峻。2016年1~9月，全国弃风电量395亿kW·h，平均弃风率19%。弃风比例超过20%的有新疆、甘肃、吉林及内蒙古4省区。我国弃风弃光的主要原因如下。

1) 灵活调节电源比重低，调峰能力严重不足。长期以来，我国电源结构以火电为主，目前占比达到67%。全国抽水蓄能、燃气等灵活调节电源比重仅为6%，“三北”地区不足4%，其中，东北、西北地区分别为1.5%、0.8%，这样如果没有灵活调节电源对新能源有很大问题。还有“三北”地区的供热机组比重也是影响系统调峰的重要因素。冬季采暖季，供热机组为保证供热，不能深度调峰，调峰能力下降较大，一般仅为20%左右，低于常规火电机组50%的调峰能力。目前，“三北”地区火电机组中，供热机组占有很大比重，7个省区超过40%，电网调峰更加困难。

2) 跨区通道建设滞后，风电在更大范围消纳受限。国家规划的9个千万千瓦风电基地，其中7个在“三北”地区，目前，风电发展已形成规模，但电网项目核准明显滞后。“十二五”9个千万千瓦风电基地外送通道建设情况如表1所示。

表1 “十二五”9个千万千瓦风电基地外送通道建设情况

风电基地	哈密	酒泉	蒙西	蒙东	吉林	黑龙江	张北
2015年规模 / 万kW	1000	1100	1300	800	600	600	800
输电通道安排情况	建成	2017年建成	2017年建成		2018年建成		未安排

3) 市场化机制缺失，影响新能源消纳。与国外相比，我国促进新能源消纳的市场化机制已经严重滞后，

仅局部地区开展了风火发电权交易、辅助服务交易等试点。由于缺乏常规电源提供辅助服务补偿机制，煤电企业普遍没有为新能源调峰的积极性。市场化机制国内外对比情况如表2所示。

表2 市场化机制国内外对比

市场机制	国外	中国
竞价机制	各类市场主体通过竞价确定发电用电计划，新能源自动实现优先上网	没有
补偿机制	火电参与调峰、调频和备用等辅助服务市场获得相应收益	局部试点
分时电价	每5 min一次报价，引导电源和用户参与调节	没有
容量市场机制	火电参与容量市场报价，获得相应收益	没有

新能源发展展望

近日，关于《电力发展“十三五”规划》、《风电发展“十三五”规划》和《太阳能发展“十三五”规划》相继发布，上述《规划》均提出，到2020年风电规模达到2.1亿kW以上；太阳能发电规模达到1.1亿kW以上。全国风电新增装机约8 000万kW，年均增长10.4%；全国太阳能发电新增装机7 000万kW，年均增长20.7%。

上述《规划》针对新能源开发和消纳问题，提出了6个方面的开发布局、重点任务和保障措施。

1) 优化调整开发布局。按照集中开发与分散开发并举、就近消纳为主的原则优化风电布局；统筹开发与市场消纳，有序开发风电光电。陆上风电，消纳弱则调整节奏，解决弃风限电问题。消纳强则加快力度，中东部及南方新增规模占1/2；海上风电，积极稳妥推进开发，在苏、粤和闽等地因地制宜推进项目建设；屋顶光伏，全面推进分布式光伏，重点发展屋顶光伏。实施光伏建筑一体化工程；太阳能光热，推进光热发电试点示范工程。

2) 增加系统灵活性电源。实施煤电灵活性提升工程。到2020年完成对全国范围内的2.2亿kW煤电机组的灵活性提升改造，其中热电机组1.33亿kW。尽快明确自备电厂的调峰义务和实施办法，推进自备电厂参与调峰。推进各类灵活调节电力设施建设。“十三五”期间抽水蓄能电站建成1 700万kW，2020年达到4 000万kW，开工建设6 000万kW；建设500万kW的单循环调峰气电。

3) 科学优化输配电网建设。依托电力外送通道，推进“三北”地区新能源跨省区消纳，已建在建特高压

可以送4 000万kW的新能源。推动智能电网建设，满足分布式电源接入需要。

4) 制定相关支持政策和激励机制。完善丰枯电价、峰谷电价及分时电价政策；建立健全常规电源为新能源调峰的辅助服务补偿机制和市场机制。

5) 推动新型储能技术发展和应用。加快新型储能技术的研发创新和应用推广，提高新型储能技术的转换效率和使用寿命，降低单位度电使用成本。

6) 全面提升电能替代水平。在民生采暖、生产制造及交通运输等领域全面推进电能替代；探索利用电动汽车的储能作用，促进电动汽车与电网的电能双向互动，提高清洁能源的消纳能力。

对解决新能源的接入和消纳问题有以下建议。

首先，解决“三北”地区弃风弃光燃眉之急，有的措施要先行落地。建设抽水蓄能电站工期要7~8年，新型储能技术应用近期难以实现，所以对企业自备电厂全部参与系统调峰、推广应用峰谷分时电价政策、制定辅助服务补偿办法等措施要先行出台，否则，“十三五”初期弃风弃光局面难以扭转。重点任务与具体措施如表3所示。

表3 重点任务与具体措施

重点任务	具体措施
灵活性电源建设和改造	实施煤电灵活性提升工程
	推进自备电厂参与调峰
	推进各类灵活调节电力设施建设
科学优化输电网建设	特高压跨区输电通道建设
	配电网建设
制定相关支持政策和激励机制	峰谷分时电价政策
	辅助服务激励政策
推动新型储能技术发展和应用	加快新型储能技术的研发创新和应用推广
全面提升电能替代水平	民生采暖、生产制造等领域实施电能替代
	探索利用电动汽车的储能作用

其次，新能源规划布局要结合发展实际滚动调整，新能源发展要进行长远谋划。目前，新能源开发布局主要是在“三北”地区，截至2015年底，全国新能源开发规模1.7亿kW，其中82%分布在“三北”。《风电发展“十三五”规划》提出布局调整，“十三五”期间，加快中东部和南方地区风能资源规模化开发。部分西部省

区已建在建风电规模现在已经达到规划规模，能否实现新能源布局调整，可能具有不确定性。从长远发展看，

“三北”地区仍然是我国新能源开发的重点区域，要从可持续发展方面，谋划新能源发展。从资源分布看，我国陆地50 m高度3级以上风能资源潜在开发量约为23.8亿kW，80%集中在“三北”地区，全国太阳能资源技术可开发量超过50亿kW，60%以上集中在西部北部；从资源品质看，我国优质的I、II类风资源区，全部在“三北”地区，西北地区全年日照时数、辐射量优于其他地区；从建设条件和开发成本看，东中部土地资源日益紧张，西部还有大量的戈壁荒漠待开发，多数工业屋顶在前期开发建设中已经利用（集中空调器、太阳能热水器），屋顶光伏剩余优质屋顶资源较少，光热发电占地面积较大（5万kW电站占地约2.3 km²）。

然后，破解新能源消纳难题，要创新发展思路。西南电网水电与西北电网风、光电互补运行，对新能源高效利用将发挥重要作用。利用水电的快速调节能力，能够有效平抑风电、光伏发电的波动性。《风电发展“十三五”规划》提出：在四川、云南和贵州等地区，发挥风电与水电的季节性、时段性互补特性，实现风水互补协调运行。风、光和水电互补不应局限在西南电网，要扩大到西南电网水电与西北电网风、光电互补运行，建设更大范围的同步电网。若实现西南水电与西北风、光电互补运行，据有关方面的计算（2020年左右），可以减少清洁能源弃电570亿kW·h，弃电比例由14%下降到5%，效果十分明显。

最后，做好网源协调规划，发挥好电网资源优化配置的作用。我国油气资源匮乏，适应新能源发展需要的灵活调节电源主要是抽水蓄能和煤电灵活性改造。我国抽水蓄能资源主要分布在中东部，根据《水电发展“十三五”规划》，开工建设的抽水蓄能电站有60%是在中东部地区。《电力发展“十三五”规划》提出：“十三五”期间，实施热电联产机组和常规煤电灵活性改造规模分别达到1.33亿kW和8 600万kW，增加调峰能力4 500万kW。目前，国家已正式启动灵活性改造示范试点项目。煤电灵活性改造大范围推广应用后，潜在的调峰能力也就是现在的煤电布局，也主要分布在中东部。天然气发电也主要布局在中东部。这样，新能源资源主要在“三北”，调节能力主要在中东部，必然要发挥好电网跨区域配置的作用。

未来电网发展将围绕清洁能源开发布局，建设西电东送、北电南送跨区输电工程，构建跨区域的风、光、水和火电多能互补特高压主干电网。同时，加快智能配电网建设，满足分布式电源接入需要。EA