

甘肃唯有深化改革才能根本解决消纳问题



甘肃是我国陆上风能资源集中开发的典型省份，其境内酒泉千万千瓦级风电基地有“陆上三峡”之称。同时，甘肃也是国内弃风弃光最严重的地区之一，连续两年弃风率在30%以上并被国家能源局列入风电投资监测红色预警区域。就清洁能源消纳问题而言，甘肃是各种矛盾集中爆发的地方，也是我们团队最重视的调研地点。

甘肃弃风限电的背后，是省内电力供需的严重失衡，是煤电矛盾，是网架结构和输送能力的不足，是省间交易的壁垒和利益的博弈。

1如何定义和解读“弃风率”？

新能源的弃电限电成为媒体关注的焦点话题已有数年。以风电为例：甘肃省2016年、2017年、2018上半年的弃风电量分别为104亿千瓦时、92亿千瓦时、30亿千瓦时，弃风率分别为43%，33%，20%[1]。应该怎样解读这两组数字？“弃”字给人的直观感觉是“浪费了”、“可惜了”，再联系到风力发电零边际成本的基本常识，人们很容易认为风电场应该是“来多少风就发多少电”，尽量把弃风率压到最低。

然而，这样的理解存在两个误区，一个是理论层面的，另一个是实操层面的。

理论上，风电、光伏等可再生能源电力具有零边际成本的经济效益和零排放的环境效益，但其出力的间断性、随机性会增加电网安全运行的系统成本，因此科学的决策应该是在效益和成本间权衡，寻找一个长期最优的平衡点，而这一点对应的最优的“弃风率”一定是大于零的。当然，由于技术进步、市场波动、信息不对称等因素，长期、科学的决策是很难实现的。

实操上，各主体对“弃风电量”、“弃风率”的测算和解读存在一定分歧。以单一风电场“弃风率”的测算为例，业界的惯例是：在风场中选择10%的风机作为“典型风机”，要求其其在空间布局上能够代表整个风场的平均来风情况；这组“典型风机”全年不限电运行，则其年发电量的10倍可作为整个风场不限电运行年发电量的理论值；理论值与风场实际年上网电量的差值即为“弃风电量”，“弃风电量”与理论值的比值即为“弃风率”。

如此测算的“弃风率”存在三方面的局限性。一是“典型风机”的选择难以科学定夺，因而也就存在人为投机的可

能：选择风资源超过风场平均水平的风机即可高估“弃风率”，反之即可低估“弃风率”。二是指标的合理性依赖于“来多少风就发多少电”的价值取向，这样不仅不能反映风电对于电力系统整体的成本效益，还会过度反馈来风条件的年度变化。三是测算方法没有结合风电项目开发、建设并网以及配套电源、电网规划建设等环节的实际考量。每个风场都有自己的“设计年利用小时数”，由当地的风资源条件、用电负荷水平、是否有配套的调峰资源和送出通道等因素决定。甘肃境内的风场设计小时数大多在1800~2500小时之间，存在个体差异。因此，秉持“事后评估与事前规划相一致”的原则，用风场的实际利用小时数与设计利用小时数的偏差除以设计利用小时数作为“弃风率”指标更合乎情理；而现行的“弃风率”会凸显非人为可控因素的影响。以西北能监局统计的甘肃省过去三年的风电利用小时数和弃风率的数据为例（见下表）：推算得2016年与2017年相差213“理论小时数”，2017年上半年与2018年上半年相差119“理论小时数”，波动之大，反映的是每年来风条件的变化，也是测算“弃风率”所需的“基准线”的变化。

年份	实际利用小时数	弃风率	理论利用小时数
2016 上半年	591	46.6%	1107
2016 全年	1124	43.11%	1976
2017 上半年	675	34.7%	1034
2017 全年	1473	32.7%	2189
2018 上半年	917	20.44%	1153

综上，政策制定者需要重新审视对新能源“弃电量”、“弃电率”的统计和解读，使其能够正确反馈新能源的系统成本和效益，进而引导理性投资决策，避免其沦为舆论宣传和媒体炒作的工具。

2蛋糕就这么大，再怎么切都不够分

截至2018年8月底，甘肃省总发电装机5026万千瓦，其中火电2063.67万千瓦，风电1282.13万千瓦、太阳能发电786.59万千瓦，其余是水电。与此相比，甘肃省内最高用电负荷1400万千瓦，供需比例严重失衡。

这样的情况下，甘肃省要保用电、保经济、保消纳，但能把控的也只有省内的电量、电价，就必然面临取舍。以2017年为例，按照全社会用电量推算出全年省内统调发电量空间为942.6亿千瓦时，其中自备电厂自发自用电量110.38亿千瓦时，火电为满足调峰调频和电网安全需要的调峰调频电量为194.81亿千瓦时，为保障供热需要在供热期按“以热定电”原则安排热电联产机组189.72亿千瓦时，水电按照“以水定电”预计发电量312亿千瓦时，另安排生物质发电2.1亿千瓦时，在这样的环境条件下，预计全年省内可消纳新能源133.66亿千瓦时。这部分电量基本全部按照标杆上网电价与新能源企业结算，对应的也就是新能源的基数小时数。

甘肃省有I、II类风能资源区和II、III类光能资源区，其对应的最低保障收购年利用小时数分别为1800小时、1800小时、1500小时和1400小时。“最低保障”指的是该小时数对应的电量全部以当地新能源标杆上网电价结算，则刚好保证企业最低合理收益[2]。理论上是这样，但在甘肃的现状下很难实现：省内的小时数能保价但量不够分，外送能提升电量但价格会被压得很低。总体上，甘肃的风电企业近年来无法实现预期收益，外加补贴发放的拖欠，现金流上也存在一定压力。

然而在甘肃，新能源企业的经营压力远不及火电。新能源消纳困难只是甘肃发电侧结构性困境的表象之一，更大的危机，在于火电企业的存续。

3火电企业全面亏损，从“无电可发”到“无电可用”危机潜伏

经济下行、装机过剩、市场化交易、煤价高企...近年来，甘肃省火电企业生存环境逐年恶化，亏损态势不断蔓延。截至2017年底，省内火电企业整体亏损达140多亿元，75%的火电企业资产负债率超过100%，6家火电企业累计亏损超

过10亿元。大唐甘谷电厂、大唐连城发电公司分别于去年4月份、今年4月份全面停产，国电靖远电厂和国投靖远公司也向政府提出申请将所属的四台机组中的两台进行封存。

新能源的高比例消纳、电力系统的安全稳定运行以及城市的供热供暖都需要火电作为保障。在水电“不弃水”和热电“以热定电”的调度原则下，受省内用电空间的限制，火电一方面要压低出力为新能源“让路”，另一方面要在低负荷区域持续运行以保证系统有足够的调峰、调频能力。这样的运行方式下，火电的生存空间被压缩，而其提供的价值并没有在现行体制下得到合理的补偿。“火电不是你想用，想用就能用。”火电机组的频繁启停是很不经济的，而长期停机封存的机组在技术和经营管理上都存在无法恢复生产的风险。长期的“无电可发”将推动火电企业的关停潮，加大系统性风险，若逢其余电源（水电、新能源）全面出力不足则可能出现“无电可用”的局面。

4 新能源外送消纳被寄予厚望，但困难重重

2017年，甘肃省新能源外送电量103.82亿千瓦时，其中作为主力的祁韶直流送电58.7亿千瓦时。体量上，火电-新能源打捆中长期交易和富余新能源跨省跨区增量现货交易为主，交易量分别为71.04亿千瓦时和32.78亿千瓦时。

新能源外送，通道要先行。2017年6月，总投资262亿元的酒泉-湖南±800千伏特高压直流输电工程（即“祁韶直流”）全线带电投运，据其设计输电能力估算，一年可向湖南送电400亿千瓦时。截至2018年4月底，祁韶直流累计向湖南送电96亿千瓦时，由于多种因素制约，该通道利用率未达其设计值的一半。

新能源的外送需要配套火电调峰，配套电源投入的滞后必定影响通道输电能力的发挥。祁韶直流配套的常乐4×100万千瓦调峰火电是《甘肃省“十三五”能源发展规划》中的火电重点项目。祁韶直流于2015年5月正式获国家发改委核准开工，但由于恰逢国家严控煤电项目建设，常乐电厂1、2号机组于2017年9月才得以开工并计划于2019年11月和2020年2月建成投产，其余两台机组则被要求推迟至“十四五”及以后。曾有专家指出，祁韶特高压规划时并非只有800万千瓦输电能力一个方案，也有400万千瓦、300万千瓦等方案，现在回过头来看，或许后两者与甘肃既有的电源布局、网架结构以及湖南的消纳空间更协调[3]。

对受端市场空间和支付意愿的高估，也是甘肃新能源外送受阻的重要因素。2017年6月30日，即祁韶直流投产一周后，湖南省经信委发出通知，鉴于防汛形势紧急，要求国网湖南省电力公司暂停从祁韶直流向外省购电[4]。同年10-12月，湖南省政府牵头组织通过祁韶直流购电，按照入湘落地电价与湖南电网平均购电价格测算，度电价差以100元/兆瓦时为指导[5]，而同时期湖南省内直接交易价差最高4元/兆瓦时[6]。低价外购电是湖南省电力市场化改革红利的主要来源，是湖南省政府定向扶持本省企业的重要手段。2018年5月18日，湖南省发改委发布通知，要求2018年祁韶直流送电价差空间的40%用于省内重点企业和贫困县参与市场交易的企业，40%用于除重点企业和贫困县企业以外的参与市场交易全体企业，20%用于补偿发电企业[7]。如此由政府主导的省间电力交易，是否符合通过市场化配置资源的改革初衷，有待探讨。

同时，由于甘肃外送需求迫切，湖南在议价时更有话语权。2018年上半年两省间中长期交易均价0.308元/千瓦时[8]，这里的价格是湖南侧的落地电价，折算到甘肃侧的火电、新能源的交易均价（考虑到打捆比例）分别为0.262元/千瓦时和0.078元/千瓦时。在煤电价格持续走高的情况下，火电打捆外送几乎无盈利空间。新能源则更不能依靠交易价格生存，而是通过外送增加发电量以换取国家补贴，但随着补贴退坡、平价上网政策力度的加大，这样的盈利模式难以为继。

新能源的跨省跨区消纳，名为交易，实为改革各种边界条件的约束下人为分割出的一个子市场。甘肃新能源的外送，无论是中长期还是现货，对以省为主体的管电体制和以发用电计划为前提的调度机制都没有明显突破。这两种交易模式下，送端发电企业只报量不报价，而若欲实现与受端电力用户的直接交易或同一集团内发电企业的发电权交易，则至少需要通过政府间的协商安排和电网输电通道的安全校核两关，此间发电企业的话语权、市场信息的透明度仍有待加强。现状下，发电企业参与跨省跨区交易，难免有一种“被安排”的感觉。

5 唯有深化改革才能根本解决消纳问题

跳出局部看整体，其实无论是煤电矛盾、电源电网规划的不协调，还是省间博弈、地方利益偏离国家意志，都是各方主体在面对改革的契机时一种短视的投机行为，把机遇当做零和博弈，看不到更大格局下的红利共享和更长时间跨度里的全局最优。分析更深层的成因，这里不仅有单纯的技术壁垒或基础设施的匮乏，更有既得的体制和利益格局下人的惯性思维、惯性行为的局限性。

然而因果相生，新的游戏规则可以激励玩家去学习、进化，进而从内部突破现有格局。从新能源消纳的角度，加强

市场监管和信息披露、推进省级电力市场融合、落实以需求侧责任为主的可再生能源电力配额制，都能进一步改善制度环境，有助于新能源从理性开发到高效利用的良性循环。

电改已进入深水区，唯有坚持打破壁垒、减少无效博弈，才能促进红利的进一步释放和全社会效益的提升。（作者：于子超 吴疆 RUC我们能行）

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/128765.html>