

谷峰：“十四五”电源规划的“不可能妥协”

原创 谷 峰 中国电力企业管理 5天前

点击蓝字关注我们

随着“十三五”渐渐走到尾声，“十四五”已经向我们走来。可再生能源与传统电源在“十四五”的容量占比，成为目前规划工作争论的焦点，且呈越来越热的趋势。冲突最为激烈的两方，一方认为以煤电为代表的传统电源，应当“只关不建”，敢于为保护环境付出经济代价，这样才能达到德国等可再生能源量占比较高国家的水平，并且完成国际义务；另一方的观点针锋相对，明确必须提高煤电等的发展速度，否则“十四五”期间部分地区将面临缺电或者电价大幅上升的威胁。两种观点持有者均坚持立场，难以互相说服，争论大有走向“鸡同鸭讲”、“各说各话”的趋势，德国等国家转型经验也在不同场合被反复提及。“可再生能源+电化学储能”大于快上观点的持有者是没有规划责任的，正面与反面的意见都容易提，规划的主导者则需要弄清可再生能源与传统能源之间的关联关系，既不能简单地被极端环保主义绑架，又要实现国家能源革命的要求；既要保证电力系统安全稳定运行，又要实现“靠天吃饭”的可再生能源全额消纳；既要保证“十四五”期间的电力供应，又要确保总体电价水平在经济发展的承受能力范围之内。

“既要”和“又要”是新经济发展阶段对规划工作的新要求，也是新经济发展阶段对各方面的要求，与“既要”和“又要”已经推动电力工业的运营机制从计划体制走向电力市场一样，当电力工业走到了供应有余阶段，特别是以电力现货市场为核心的现代电力市场体系已经逐步掀开面纱，规划工作需要与时俱进，要把规划工作放到电力市场，特别是电力现货市场的大背景下考虑，依靠新的技术手段去寻求“经济、可靠、清洁”的“不可能妥协”。



可再生能源与传统电源的关系

在谈“十四五”可再生能源与传统电源容量比例之前，必须弄清可再生能源与传统能源为什么会产生关系？产生的关系是什么？

问题一：大电网和电化学储能是什么关系？

大电网和储能技术都能够基本解决可再生能源的波动性问题。解决的技术方案各有千秋，但是在经济性上，大电网和电化学储能技术是竞争技术（相互替代）关系，也就是俗话说的“你死我活”关系。大电网通过电力市场机制调动包含负荷侧在内的各种调节资源，抵消可再生能源间歇性和季节性波动的缺点，实现可再生能源在能源占比中的不断提高。储能，特别是电化学储能，直接通过存储电能方式，实现可再生能源电能生产的时空转移。大电网技术和电化学储能的经济性非常容易比较，只要化学电芯每公斤重量能够存储的电能超过4千瓦时，就相当于每公斤化学电芯能够承载的能量超过1200克标煤（大约2000克原煤），在经济性上大电网就没有存在的必要，燃料输送将变化为电芯的输送。

目前，主流电芯技术每公斤大约能存储经济性战胜大电网技术所需能量的十分之一到二十分之一左右，毫无竞争力。从另一个角度看，现有主流电化学储能技术存放一度电的成本大约为5毛钱，任何电源与之配合产生的上网价格都是我国发电综合电价的1.5倍以上，所以在可预见的时间内，电化学储能技术（电能量应用）在大电网技术的经济性面前尚不构成本质挑战。因此，可再生能源的消纳，“十四五”期间必须主要依靠大电网技术。消纳方式使可再生能源和传统电源在大电网中发生了“紧密”的联系。

问题二：可再生能源的大幅增长对大电网产生了什么影响？

目前到“十四五”期间，“上网”仍是可再生能源消纳的最主要手段，虽然分布式供电已经兴起，但是“十四五”期间仍然难以作为可再生能源发展的主要方式，即使分布式供电也大多不能单独成为一个孤立用能系统，仍然是以并网分布式为主。大型电网正常运行的首要需求是什么呢？在“N个9”可靠性的要求下，答案会变得非

常简单：安全可靠、稳定供应。

不能连续稳定供电是可再生能源与生俱来的天赋，即使建有龙头水库的水电，也不能摆脱来水极枯造成发电出力下降的可能。当然，随着可再生能源预测技术的进步，可再生能源的预测越来越准确，这个问题能够得到一定程度的解决，但是可再生能源靠天吃饭的一次动力¹注定了，在现有的技术经济条件下，可再生能源预测不可能完全准确，也不可能按照系统需要的精度和速度进行大幅调节。

与此同时，随着社会经济的发展和人民生活水平的提高，特别是我国已经达到很高的供电可靠性，电力用户承受停电的能力和心里预期不断下降，换另一句话说，电力用户不接受频繁和长周期的意外停电。两方面的此消彼长，造成可再生能源的运行特性确实相对电力系统的稳定运行是个不友好的短板，相对电力用户高质量用电的期望也是个不友好的短板，大量接纳存在弱点的可再生能源，而不考虑其他措施，一定会引起电力系统的可靠性下降，没有煤电等传统电源，电力系统也无法运行。因此，所谓煤电等传统电源快速退出实在是“无稽之谈”，但是保持或增长煤电等传统电源并不意味着，负荷电量增长会由煤电等传统电源分享，而实际上煤电等传统电源的总发电量呈快速下降趋势。

问题三：传统电源为了大电网能够更多容纳可再生能源提供了什么服务？

以煤电为代表的传统电源，由于一次能源（主要是煤炭）可以在厂内存储，运行特点就是稳定可靠，可以随负荷变化大幅度进行波动，实际上煤电通过提供调节服务实现可再生能源出力进行时空转移方面与电化学储能的作用是一样的。我国金牌煤电机组已经可以做到数年不出现非计划停运，可靠性更是上了一层楼。因此，煤电机组为代表的传统电源非常适合大电网生产需要，不但“自己不惹事”，还能“替别人平事”，能够满足大电网运行离不开的电压支撑、负荷跟随、系统稳定等角色需要。

大电网消纳风电、光伏等可再生能源最为需要的是煤电等可调节机组提供的快速爬坡服务和容量备用服务，消纳水电等可再生能源最需要的是煤电等可调节机组提供的季节性容量备用²。容量备用服务容易理解，即可再生能源往往具有季节性³和波动性，在可再生能源出力不足，不能满足用电需要的时期，需要依靠煤电等传统电源提供用户所需电能。快速爬坡服务通俗的讲，是指煤电等传统电源处于热备用状态下，能够以较高的速度增加出力，用以填补可再生能源间歇性出力期间造成的用电缺口，也可以较高的速度减少出力，用以满足可再生能源的突然出力增加。国外煤电等可调节机组的灵活性改造主要方向之一，就是提升可调节机组增减出力的速度，用以冲抵可再生能源突然失去（增加）出力⁴对系统的影响。实际上，可再生能源渗透率达到一定水平后，每增加一个百分点，对电力系统快速爬坡能力的要求都是质的变化。在目前的技术经济条件下，依靠可调节机组提供快速爬坡服务是有一定物理限制的。

传统电源为可再生能源提供的快速爬坡服务有物理极限，因此，通过电力现货市场调动负荷侧响应大电网需要，成为电力市场化国家的主流努力方向，德国的“工业4.0”重要内容就是让负荷响应弥补可再生能源瞬时损失的出力，替代传统电源的快速爬坡。但是无论如何，传统电源能够提供的季节性容量备用是负荷响应无法替代的，因为用户能响应以上能量调节的能力在经济上难以接受。

的，因为用户能实现日以上能重移动的能力在经济上难以接受。

另外还要指出，大电网的联网理论上可以减少备用，在同等传统电源装机容量的情形下，更加充分的利用备用，实现不增加传统电源装机容量而增加大电网消纳可再生能源的目的。但是，实践中我国主要以直流线路跨区联网的方式，一方面难以灵活共享两侧备用，另一方面为了保证直流的稳定和预防直流线路失电产生的冲击，送受两端所需要的备用在一定情况下不减反增。如以交流方式联网还面临经济性和安全的讨论。因此，实践经验证明大电网扩大范围达到一定规模后，持续扩大电网覆盖范围，并不一定能够减少对传统电源容量增长的要求。

从以上三个问题的答案看，传统能源的发展与可再生能源的发展密切相关，在让出电量空间的前提下，是可再生能源发展最为可靠、可行的依靠力量。

确定“十四五”可再生能源 与传统电源规划容量比例的基本思路

显然，“十四五”期间持续发展可再生能源是行业的共识。然而，可再生能源装机容量（万千瓦）与可再生能源消纳量（万千瓦时）没有绝对的等比例关系，很可能存在装机越多，弃电越多的情况。长期来看，在电力负荷持续增长的情况下，规划中需要量化常规电源与可再生能源的配置规模。电力不可能三角，即经济、可靠和清洁三个目标无法同时达到，总是需要至少一个目标来作出牺牲。但同时，作为硬约束的可靠性不能作出牺牲，随着负荷增长，由于风光发电无法为系统提供足够的有效容量，需要在规划中配套常规发电电源以确保系统供电可靠性。因此，如果希望获得既清洁又可靠的电能供应，就需要支付更多的成本。这是确定“十四五”可再生能源和传统电源容量占比的基本出发点。

可再生能源虽然清洁以及能够以越来越低的成本提供电能，但是其难预测、间歇性、不受控的不友好特性决定了其对电力系统的从规划到运行的全时段的影响。到底一个电力系统能够安全可靠地接纳多少可再生能源需要从多个维度着手考虑，按照确定宏观目标、构建边界条件、量化分析影响、寻求解决方案的步骤及其迭代分析，最终确定合理可行的可再生能源及传统电源的规划。

一是确定宏观目标方面。可再生能源的发展目标以及宏观电力能源的发展目标是未来所有配套的基础。在电力系统规划领域，可再生能源发展目标本质上是对电量的消纳目标，单纯提出可再生能源的装机容量没有意义。同时，针对不同省区的需求和特点，需要相应提出诸如供电可靠性标准、碳排放上限、用户电价上限等其他硬约束，实现综合的宏观发展目标。

二是构建边界条件方面。在宏观目标给定的基础上，需要确定研究目标省区的资源禀赋：一次能源资源特性，包括煤、气的未来价格预测和可获得量，风光资源情况等；现有和未来规划常规发电机组构成，包括核电、火电、燃机等；电网结构，包括输电网规划以及跨省跨区输送通道；电力负荷，即未来负荷的增长情况以及负荷日内、跨季节的特性。

三是量化分析影响方面。重点要解决的是基于边界条件，是否能够实现可再生能源以及综合电力能源的发展目标。规模化可再生能源并网对电力系统有全时空的影响。在系统层面需要量化分析：间歇性可再生能源增加了系统秒至分钟级的波动导致自动发电控制（AGC）需求的提升量，由于可再生能源预测误差和波动性提高了系统的短时备用的需求的提升量，由于可再生能源反调峰特性导致的调峰需求增加量（适用于非现货地区），引入可再生能源后对电力系统供电可靠性指标的影响量。在市场主体层面：需要量化分析可再生能源的可消纳电量，或弃风弃光量，煤机燃机等常规电源的发电小时数的变化量，需要分析近零变动成本的可再生能源引入后的现货市场价格变动。在全社会层面：如果未来存在排放目标或构建碳市场，则需要分析可再生能源进入后对碳排放总量以及碳价格的影响。

四是寻求解决方案方面。在量化分析影响的基础上，回答如果实现不了可再生能源以及其他综合发展目标，例如，消纳风光总量达不到要求或化石能源发电占比过高，仅增加风光不增加常规机组造成供电可靠性降低等问题，则需研究应该采用什么额外的手段向目标方向靠近。典型地，需要增加有效装机容量（煤机、燃机、水电）提升由于可再生能源导致的系统供电可靠性下降、增加优质可调节资源（可控负荷、燃机直至电化学储能）满足可再生能源的爬坡、调峰调频等需求⁵。更关键的是，选择哪几种技术路线及其配套装机容量规模能够在实现达到清洁和可靠供电目标基础上的全社会成本最低。构建解决方案后，再次迭代量化分析新电源构成下的各种影响，最终实现电力和能源的综合目标，并求得相应电价水平。

确定“十四五”可再生能源与传统电源容量比例的具体手段

确定“十四五”可再生能源与传统电源容量比例，需要分地区进行可再生能源并网及常规电源配套研究，关键要考虑可再生能源时序的连续功率特性以及常规电源的协调运行，包括分钟级、小时级、日内、日间、季节间等。原有规划方法中，传统的以夏大、冬大的大方式的分析方法（潮流计算、静态安全分析等），难以捕捉可再生能源的运行特性，更无法分析其对电力系统各个环节的影响，也不能够考虑电价水平的约束限制。稳态条件下，针对可再生能源与传统电源容量占比确定及各类影响分析，在电力市场环境，最合理工具是基于电力现货市场的电力系统时序生产模拟，也称为市场规划仿真，英文通常叫做Production Cost Simulation。

市场规划仿真是通过离线计算的手段模拟电力市场在一段时间（短至一天，长至一年）的连续运行情况。例如，仿真系统可以模拟某年某省的电力系统运行，如果以1小时为最小运行模拟间隔，则仿真系统会优化计算每个小时每台发电机组开机状态、出力，并进行潮流计算，自动地滚动模拟全年365天/8760小时的电力系统运行。市场规划仿真输入数据包括电源数据、电网数据、负荷数据、燃料价格等。市场规划仿真算法的核心为发电调度优化和潮流计算，以全系统发电成本最小为目标，根据负荷曲线调整机组出力，满足负荷平衡约束、机组运行约束和电网安全约束，以实现最优

的发电调度。市场规划仿真输出数据包括各类电源的开机状态、出力水平、发电成本及收入状况等。最后系统将计算规划人员所关注的物理和经济方面的各项统计指标。上述介绍可以看出市场规划仿真和电力现货市场的仿真有很多相似的地方。

在现货市场中，市场规划仿真与传统生产模拟的主要差异包括：一是市场规划仿真严格执行市场流程，采用考虑电网安全约束的机组组合（SCUC）决定日前开机，采用考虑电网安全约束的经济调度（SCED）决定日内机组出力；二是生产模拟对经济性考虑较少，市场规划仿真会计算系统出清电价，特别是节点电价体系的电力市场，需要计算每个电网节点的电价，以用于各个市场主体的经济性评估；三是生产模拟通常仅考虑网源平衡，市场仿真更加重视输电网运行约束的建模，包括单个输电设备（线路和变压器）热稳约束、输电断面约束以及其他调度机构考虑的安全约束。

可再生能源与传统电源容量占比相关的分析，应采用市场规划仿真计算的内容包括：合理运行备用需求量化分析、调节需求量化分析、弃风弃光（即可再生能源消纳量量化分析）、常规机组发电量影响量化分析、现货市场价格影响量化分析、排放量及碳交易影响量化分析、系统供电可靠性（计算LOLE、EENS等）影响量化分析、传统电源的最优规划。

根据分析需求和基本思路，使用国产某市场规划仿真系统，以山东省可再生能源与传统电源容量占比情况分析过程举例：根据2019年山东电力系统主要数据为基础，省内负荷峰值约8400万千瓦，省内总装机14044万千瓦，煤电10029万千瓦，其中直调煤电5805万千瓦，光伏装机约1600万千瓦，风电装机约1400万千瓦，外来电送电功率峰值约2000万千瓦。对未来消纳情况、现货市场电价影响以及对电力系统供电可靠性影响三个方面基于市场规划仿真进行量化分析。

仿真结果显示，山东省只在春节低谷负荷有少量弃电，全年弃电率为0.002%，与实际执行情况相同（侧面证明了市场规划仿真程序的准确性）。在不增加火电容量及其调节能力的情况下，构建增加风光装机量50%、80%和100%三个场景，市场规划仿真系统计算得出以下结论。

消纳情况方面：仿真计算得出弃电率分别为1.12%、3.19%和5.01%，可见山东在不增加火电容量及其调节能力的情况下，弃电率增速明显高于风光装机容量增速。

在现货价格方面：仿真计算出2019年山东5月现货市场，日均价格为265元/兆瓦时，同时，仿真计算获得的三种增加风光装机量场景下，5月现货日均价格分别为235元/兆瓦时、215元/兆瓦时和203元/兆瓦时。随风光装机量增加现货日均价格下降较为明显，受价格影响煤电总体发电量下降。

在供电可靠性方面：2019年基础算例可靠性指标LOLE（失负荷期望）仿真值为14.9小时，高于99%。在不增加火电容量情况下，假设负荷峰值和风光同时增加800万千瓦，仿真系统显示系统可靠性下降至LOLE为1788.9小时（造成失负荷明显增多的原因包括，负荷高峰时段风光出力不足、风光出力波动大同时火电爬坡速率不足、风光日前预测值高于日内实际出力导致日前开机不足）。可见山东在不增加火电容量及其调节能力的情况下，电力系统供电可靠性“断崖式”下跌。

得出上述结论后，模拟配套风光的增长增加火电容量，构建增加200万、400万和600万千瓦煤电机组场景，仿真获得可靠性LOLE指标分别为860.3小时、283.6小

时和63.2小时。即在增加至少600万千瓦煤机情况下，才能保证供电可靠性高于99%。可以看出，风光的置信容量很小（通常为5%~20%），在负荷增长的情况下，需通过增加常规发电机组（视资源禀赋，比选煤机、燃机、水电等）确保系统整体的发电容量充裕度以及供电可靠性。必须要指出的是，算例中600万煤电机组的容量电价将大幅抵消现货价格由于风光参与市场带来的价格下降。

通过市场规划仿真可以得出结论6，假如山东省“十四五”期间，风光各增加800万千瓦，在负荷增加800万千瓦的情况下，相应必须增加煤电容量600万千瓦以上。如投资电化学储能，也能达到相应效果，但是考虑到在连续输出能量约束下，电化学储能的造价远远高于煤电机组，投放煤电机组仍是最为经济的手段。风光装机的增加能够有效降低现货价格，但是新增煤电机组的容量电价会抵消现货价格降低幅度，用户的感受则是电价呈上升态势。

展望“十四五”规划

通过上述分析，为保证“十四五”可再生能源和传统电源容量比例确定的科学性，在国内供需普遍较为宽松和市场建设进程加快的背景下，展望“十四五”规划工作，建议注意以下三方面内容：

一是不能盲目制定全国性可再生能源的消纳目标，需要较为准确的量化分析。规划工作必须考虑经济、可靠、清洁的不可能三角，“不惜代价”、“人定胜天”、“建起来再说”的思维方式，必须在可再生能源消纳目标的制定过程中得到彻底的摒弃。规划工作要更加注重定量分析，而非定性决策。“决策拍脑袋、保证拍胸脯、出事拍屁股”的做法不但会让规划成为“鬼话”，还会给我国的电力工业造成巨大的经济损失。在学习对象选择过程中，要重视谋全局，而非谋一隅，“人云亦云”、“抓个榜样就照搬”的方式不可取。例如对于欧洲经验的学习，要更多地看欧盟28国，而非德国一隅，因为欧洲联网电力交换频繁，且欧洲电力现货市场进展迅速，德国就有大量的交流线路与邻国相连，德国的高消纳率案例本质上与我国云南、青海的高消纳率非常近似，可以作为部分省份的参考，而不足以作为全国性的学习榜样。

二是为达成消纳目标，需要研究配套容量资源和灵活性调节资源。可再生能源转型，并不需要歧视某一类型机组，更不能忌讳继续发展煤电。煤电机组的利用小时数应当继续下降，但是煤电机组的装机容量持续发展是非常现实的。可再生能源转型的“模范生”欧盟28国近十年来风电、光伏的装机容量增长在两倍以上，但是在欧盟总用电量呈持续下降趋势的背景下，所谓的基荷机组（大部分为传统调节性电源）总装机容量并未发生大的改变。德国虽然在去煤化的路上走得很快，但是其邻国波兰却在波德边境线附近投产很多煤电机组，用户是谁自然也不言而喻了，结论到底是德国去煤还是德国煤电异地“上大压小”还有待商榷。遑论与欧盟28国不同，我国负荷还在较快增长通道当中，可靠性方面相对欧盟更加需要增加传统电源来保障。

三是随着现货市场的普及，市场仿真将成为主要的分析手段。世界上进行能源转型的主要经济体，大部分完成了电力工业市场化过程，而后进行能源的清洁化转型，我国与之情况不同，是市场化与用能清洁化并行。我国困难更多、任务更重的同时有希望效率更高，两件事都办好的关键就是清洁化要以市场化为基础条件。“十三五”拉开了我国电力市场化的大幕，特别是电力现货市场开始掀开面纱，可以预见“十四五”是我国电力现货市场建设普及的五年，因此，“十四五”电力规划，应当主动将思维转向基于电力现货市场的规划方式，将市场仿真作为规划的基本量化手段，培育国产市场仿真规划软件企业，培养熟悉市场仿真规划的人才队伍。

“十四五”将是我国电力市场建设蓬勃发展的五年，将对我国电力工业的规划、运营、价格产生天翻地覆的影响。可再生能源与传统电源的容量占比只是其中一个小问题，电力市场优化的红利量级远远达不到科学规划可能产生的红利。“十四五”电力规划任重道远，愿与电力现货市场携手登程！

注1：季节性、波动性、间歇性。

注2：拥有多年调节水库的水电站需要的是来水极枯年的容量备用。

注3：水电分为枯期和汛期，风电有大风期和小风期。

注4：无论可再生能源预测技术如何进步，可再生能源出力预测的精度也不会是百分之百。

注5：此处提到的电化学储能应用指功率型应用，而非能量存储型应用。

注6：本算例仅依靠公开部分数据设置边界条件，仅为说明市场规划仿真手段的有效性，并不能代替山东的规划结论。

本文刊载于《中国电力企业管理》2020年5期，作者系本刊特约撰稿人

本文系《中国电力企业管理》独家稿件，版权所有，如需转载、使用或翻译成其他语言，需经本刊同意并注明出处。