

储能经济性研究

孙振新，刘汉强，赵喆，丁鹄，郭桦，常程

(国电新能源技术研究院，北京市昌平区102209)

摘要：分析国内电力体制的特点，讨论在我国电力体制下储能系统经济性的分析模型。首先半定性的分析了储能系统的潜在收益，以及国内电力市场、火力发电、新能源应用和辅助服务等内容。提出评估储能成本的重要指标，结合国内电力市场情况建立了合适的分析模型。基于模型分析了储能产业的发展状况，提出3方面建议：1) 鼓励发电企业提供储能系统解决方案；2) 通过储能系统的合理应用降低新能源、分布式能源和微网的综合发电成本；3) 建议电力辅助服务市场化。

引言

随着可再生能源发电的快速增长，负荷和发电的矛盾日益突出。以辽宁省为例，2012年7月底，辽宁省的总装机容量达到36.6GW，其中4.56GW是风力发电，占12.46%。风电成为省内仅次于火电的第2电源。预计到2020年风力发电将达到13.8GW，占装机总容量的20.5%。由于风能、太阳能等新能源不能人为调控，导致风电与电力负荷不匹配，因而风电并网问题是面临的主要瓶颈。风电并网问题在我国的“三北”地区比较突出，尤其是东北和西北地区，是风资源集中地区，但当地的负荷需求却很低，外送通道有限，因而每年风电的弃风量居高不下。

风电、光伏等新能源的波动性和间歇性影响新能源的并网，而储能系统能够平滑输出，提高电源质量，削峰填谷，可为新能源发电提供一条有效地解决途径^[1]。

国内电力市场体制在一定程度上限制了储能产业的发展。以美国调频市场为例，美国的电力市场化交易，电力调频在需求旺盛的时候有较高的价格，储能系统由于具备快速响应的特点存在盈利的可能。而国内的储能系统由于没有市场机制无法实现盈利。同时，储能产业在国内刚刚起步，产业发展在工程示范阶段，典型的示范工程如国家电网公司的张北风光储输一体化项目。项目采用18MW的锂离子电池和2MW的液流电池，全面对储能系统调峰、调频等功能开展实验。国电集团的卧牛石风电场，采用5MW液流电池储能是目前国内最大的液流电池储能示范工程。此外南方电网等电力企业均在储能应用方面建设了示范工程。同时，行业政策和法规尚不健全。对比国内脱硫、脱硝等环保产业发展，国家对于储能系统的支持政策尚不具备。目前国家的政策还集中在对于示范工程的支持，因此还没有有效的经济模式和分析方法。

在国内现行体制下，形成一种综合有效的评价储能系统价值的方法是本文的主要探讨内容。杨裕生院士提出了一项储能经济性的判据，可以全面评估储能的经济性。通过判据的分析表明，抽水蓄能，压缩空气储能，液流电池，锂离子电池是最佳选择。

文章在分析中主要使用压缩空气储能技术为例。从国内电力市场体制分析入手，介绍了涉及储能系统的各项收益，之后分析了储能系统除目前国内电力市场之外的各项潜在收益，将两部分收益叠加形成储能的总体收益。本文参考了文献中提到的储能经济性的判据，并重新建立了评价储能经济性的模型用以分析压缩空气储能、液流电池储能等储能技术。最后通过新模型的计算和分析，对储能产业发展进行讨论，提出相应的结论和建议。

1国内电力市场

国内电力市场分为六大区域电力市场，分别是华北、东北、华东、华中、西北和南方电力市场。2002年，国内电力体制改革实现了厂网分开，电力市场成为单一买方也称作发电竞争模式。目前东北电网等已逐步开展直购电试点，电力市场改革在不断向批发竞争模式发展^[2]。

随着电力市场的制度变迁，中国的电价改革也进行了一系列的探索和实践，并取得了显著成效。电价改革的长期目标是：随着电力体制改革的深化，电价划分为上网电价、输电价格、配电价格和销售电价。上网电价和销售电价由市场决定竞争，输、配电价格由政府部门设定。

目前销售电价由上网电价、输配电价和线损3部分构成^[2]，计算公式为

$$P_S = P_{on} + P_{T\&D} + P_L \quad (1)$$

式中： P_S 为销售电价； P_{on} 为上网电价； $P_{T\&D}$ 为输配电价； P_L 为线损。

上网电价是发电企业卖电给电网的价格，一般由发改委等政府部分规定，火电不同省市执行不同的价格；风电则根据不同的风资源状况执行不同的标杆电价；核电执行标杆电价；光伏、水电等执行一厂一价的定价机制。

输配电价没有明确的形成机制，因而电网公司根据买卖电价的差值确定。

在现行的电价体制下，辅助服务的价格包含在输配电价中^[3]

。区域辅助服务的补偿方法有两种：电量补偿和价值补偿。电量补偿是指电网对于辅助服务完成较好的发电企业给予增加发电量的补偿方法，同时对于辅助服务完成较差的发电厂则减少一定的发电量。价值补偿的原理与电量补偿类似，区别在于价值补偿是用辅助服务的基金补贴发电企业。辅助服务的补偿办法强调的原则是辅助服务应当由发电企业提供，而与电网企业无关。但是目前抽水蓄能的费用由电网公司承担。

2 储能的潜在收益

2.1 储能潜在收益的分类

储能的收益在Sandia实验室的一项研究中被分为5大类17种，如表1所示^[4]

。针对发电侧储能系统的应用分析包含发电容量、削峰填谷、负荷跟踪和区域调频等，可以借鉴这种分类方式分析国内的储能应用案例。此外电力系统增加储能装置后，在一定程度上能够提高火电厂的发电效率，因而这部分也可以算作储能系统的收益。

表 1 5 类储能应用

Tab. 1 Five types of energy storage applications

应用类别	发电容量	辅助服务	电网系统	电力用户	可再生能源并网
应用名称	削峰填谷	负荷跟踪	输电支持	能源消费管理	可再生能源移峰
	发电容量	区域调频	延缓输电系统阻塞	充电需求管理	可再生能源稳定输出
		备用容量	延缓输配电系统扩容	供电可靠性	电能质量
		电压支持	变电站电源		

潜在收益是指在目前的电力市场条件下所有收益都无法量化，在分析储能系统的收益时只能参考已有的计算值进行半定量的分析。下面将对不同收益的具体情况进行详细分析。

2.2 发电容量

发电容量可以节约火电等常规发电项目的建设投资。储能电站的投运可以增加电力系统应对尖峰负荷的发电容量。以上海地区为例，在2004—2006年期间，上海地区为解决每年183.25h的尖峰负荷，电网每年投入的建设费用高达2,1010 ¥。而这部分的利用率不足2%。储能系统的应用可以节约大量的投资，仅电厂建设费用，以火电为例可以节约4500 ¥/kW。

2.3 提高发电效率

该应用并未在表1中列出，但对电力系统存在一定的影响。若储能系统得到广泛应用，火电可以在最优的工况下运行，进而降低火电的煤耗

。煤耗在火力发电成本中约占70%，以浙江省1GW的某火电厂为例^[5]

，从50%的输出功率到满发，供电煤耗可降低10%，因而总的成本降低约7%。李世东等^[6]在文章中也提到抽蓄电站可为火电降低5%的供电煤耗^[7]。

2.4 削峰填谷

由于国内发电侧没有峰谷电价，削峰填谷的收益可以通过抽蓄电站的价格来间接衡量。发改委2004年71号文件中提到：抽水蓄能电站的运营计入电网的输配电成本。抽蓄电站电价有3种方式计量：单一电价制，两部制电价和租赁电价。3种方式的主要目的是涵盖抽水蓄能电站的成本。以两部制电价为例，两部制电价由容量电价和电量电价构成，容量电价用于覆盖电站的建设成本，电量电价用于涵盖运营成本。例如，安徽的天荒坪电站，每年容量电价是470 ¥ / kW，电量电价是0.1462 ¥ / kW。

2.5 负荷跟踪与调频

储能系统可以为电力系统提供调频服务[8-9]。南方电网在相关细则中规定，火电的自动发电量控制(automatic generation control, AGC)标准调频费用是32.7 ¥ / kW。

3 储能系统的经济型判据

杨裕生院士在《规模储能装置经济效益的判据》一文中简化了经济性分析的边界条件，首次建立了简单的模型用于分析储能系统的经济性[10]。模型中考虑了储能电价、电池效率、初始投资、运行成本、放电深度和循环寿命等因素，计算公式为

$$Y_{YCC} = \frac{R_{total}}{C_{total}} = \frac{R_{out} - \frac{R_{in}}{\eta}}{\frac{C}{D_{OD}L} + C_0} \quad (2)$$

$$P_m = (Y_{YCC} - 1) \times 100\% \quad (3)$$

式中: Y_{YCC} 为储能经济性的判据因子, 若 $Y_{YCC} > 1$, 说明该技术是可以盈利的; R_{out} 为储能电站向电网卖电的价格; R_{in} 为储能电站从电网买电的价格; C 为储能项目初始投资; C_0 为运营成本; L 为循环寿命; D_{OD} 为相应的放电深度; P_m 为项目收益率。

Y_{YCC} 模型是简化了的分析模型, 对于分析储能的经济性有一定的参考意义, 各类电池计算结果如表 2 所示。通过 Y_{YCC} 模型得到的比较有经济性的电池种类为液流电池和铅酸电池。

表 2 储能系统的收益率计算

Tab. 2 Benefits calculation of energy storage system

类型	效率 $\eta/\%$	$(D_{OD} \times L)/\%$	初始投资 $C_0/$ (¥/(W·h))	运营成本 $C/$ (¥/(kW·h))	收益率 $P_m/\%$
铅酸电池	75	0.70 × 4 500	1.0	0.05	63
镍氢电池	85	0.4 × 40 000	15.0	0.05	-37
锂离子电池	95	0.3 × 20 000	4.5	0.05	-20
液流钒电池	80	1 × 13 000	10.0	0.10	26
锌溴电池	64	1 × 2 500	9.5	0.10	-85
钠硫电池	62	1 × 3 000	7.0	0.10	-63

注: 买入电价为 0.15 ¥/(W·h), 卖出电价为 0.8 ¥/(W·h)。

4 优化分析模型

4.1 模型建立

基于对储能项目本身的收益和 Y_{YCC} 模型的分析思路, 国内储能项目的经济性分析可以通过对比潜在收益和成本来较合理的评判。 Y_{YCC} 模型简化了储能系统的电价计算方法, 进而简化储能系统的收入来源, 在优化的分析模型当中重点分析如何将储能系统潜在收益体现出来。

新的模型在计算收益时应当包含前面所提到的所有潜在收益。在成本的计算中也同样需要包含所有的储能项目成本。参考 Y_{YCC} 模型用收益和成本的比值 S 来分析储能的经济性。

$$S = \frac{R}{C} \quad (4)$$

式中 R 和 C 分别为储能系统在全生命周期中的收益和成本。

在优化的模型当中, 当 $S > 1$ 时, 收益高于成本将形成潜在的效益。容量电价收益用 B_1 表示, 发电效率提升用 B_2 表示, 削峰填谷用 B_3 表示, 调频用 B_4 表示, 考虑政府的补贴政策再增加 I_{gov} 作为一部分收益, 那么综合分析下储能系统的收益为

$$R = B_1 + B_2 + B_3 + B_4 + I_{gov} \quad (5)$$

储能系统成本可分为初始投资成本 C_0 和运行成本 C_e 。 C_0 为常数, C_e 为度电运行成本, 由于 C_e 和电池本身特点有关, 本文仍采用 Y_{YCC} 模型的分析数据, 计算公式为

$$C = C_0 + nC_e \quad (6)$$

因此有

$$S = \frac{B_1 + B_2 + B_3 + B_4 + I_{gov}}{C_0 + nC_e} \quad (7)$$

式中 n 为电池系统在全生命周期的发电量。

4.2 收益来源

基于以上模型，在分析收益来源的合理性时，有必要明确各种收益的来源。

与储能系统收益相关的是电力系统中的发电企业、电网企业和政府。储能系统的收益来源应当为3方共同分担，陈建斌等^[11]在储能发展模式中也提到各方的利益关系。

储能系统的收益中明确和发电企业相关的是发电效率的提升，因而发电效率收益B2由发电企业提供更为合理。辅助服务收益B3、B4属于电网的功能范畴，由电网企业提供更为合理。同时从目前蓄能中占有绝对地位的抽蓄电站的情况来看，抽蓄提供的辅助服务收益成本也由电网公司承担。对于发电容量的潜在收益B1，由于这项收益对于电网和发电均有利，很难界定由哪一侧承担更为合理，还需形成其他的机制。

5 讨论

以压缩空气储能和液流钒电池储能技术为例，根据上述模型进行半定量的估算分析。为进一步简化模型对于辅助服务部分的影响，只计算目前可以量化的B4，同时设 I_{gov} 为零。考虑储能系统规模差异问题，计算中单位均简化为千瓦级的储能装置，相关参数如表3所示^[12]，计算公式为

$$S = \frac{B_1 + B_2 + B_4}{C_0 + nC_e} \quad (8)$$

式中: B_1 为 4 500 元/kW; B_2 可根据火电的上网电价进行估算, 储能电站每发一度电可节约相应火电成本的 7%。参考辽宁的上网电价标准 0.373 8 元, 单位储能可节约的系数 $R_{B_2} = 7\% \times 0.373 8 = 0.026$ 元。用 $H/2$ 作为实际的发电小时数, 则 B_2 为

$$B_2 = \frac{\eta R_{B_2} LH}{2}$$

B_4 是由于储能系统提供辅助服务产生的收益,

表 3 液流电池和压缩空气储能技术参数

Tab. 3 Parameters of flow batteries and CAES

类型	容量/ h	规模 P/MW	效率 $\eta/\%$	寿命 L/a	初始投资 $C_0/(\text{元}/\text{kW})$	运行成本 $C_e/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	运行时间 H/(h/a)
VRB	8	5	80	10	4000	0.10	2 000
CAES	8	100	65	20	3000	0.05	2 000

注: 上表有如下假设条件: 1) 运营成本采用文献[11]中参数; 2) 运行时间为充电时间与放电时间之和, 充放电时间 1:1; 3) 效率采用文献[11]中的最高效率。

同样采用南方电网的相关参数进行估算, 其单位千瓦的收益系数为 $R_{B_4} = 32.7 \text{ 元}/(\text{MW}\cdot\text{h}) = 0.032 7 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。考虑充放电的差异用系数 $(1+\eta)/2$ 进行修正。所以有

$$B_4 = \frac{(1+\eta)R_{B_4} LH}{2}$$

运行成本参数 n 计算公式为

$$n = \frac{1}{2} LH$$

计算可得 $S_{\text{VRB}} = 1.06$, $S_{\text{CAES}} = 1.47$ 。从估算数据可以看出, 在优化的模型中, 压缩空气储能技术的效益可观。另一方面由于压缩空气储能技术可以利用电厂余热^[13], 效率将有 30% 的提升, 因而进一步计算 $S_{\text{CAES}} = 1.53$ 。另外如果将 B_3 等收益也计算在内, S 将还会升高。

6结论

通过半定量分析优化模型，能够找到一种合理分析储能经济价值的方法。本方法包含了储能系统的所有潜在收益，可以更加深入的分析研究储能的经济性。通过分析可得到如下结论：1) 电力市场化的推进有助于量化并实现储能的潜在收益和价值；2) 鼓励发电侧应用储能技术一方面可以提高收益(余热利用)，同时可提高火电效率；3) 储能技术和产业的发展仍需一定的激励政策。

参考文献

- [1]林朔，张静，杨洋．储能产业白皮书[R]．北京：中关村储能产业技术联盟，2011．
- [2]刘玮．电力市场环境下发电企业成本分析及竞价策略研究[D]．北京：华北电力大学，2010．
- [3]范斌．电价规制与应用方法研究[D]．北京：华北电力大学，2010．
- [4]Jim E．Energy storage for the electricity grid：benefits and market potential assessment guide[R]．California．and Garth Corey：Sandia National Laboratories，2010．
- [5]卫炜，焦莹．节能调度下的火电机组节能减排效果研究[J]．华东电力，2010，38(1)：31-33．
- [6]李世东．抽水蓄能电站节煤效益计算[J]．水电能源科学，1990，8(3)：264-272．
- [7]王建军，黄阮明，杨增辉．华东地区抽水蓄能电站的节能效益分析[J]．华东电力，2012，40(4)：613-616．
- [8]黎孟岩，朱涛，王达达，等．电力市场环境下云南电网AGC辅助服务问题[J]．南方电网技术，2011，5(6)：60-63．
- [9]钱梦迪．京津唐地区AGC辅助服务补偿及市场化研究[D]．北京：华北电力大学，2011．
- [10]杨裕生，程杰，曹高萍．规模储能装置经济效益的判据[J]．电池，2011，41(1)：19-21．
- [11]陈建斌，胡玉峰，吴小辰．储能技术在南方电网的应用前景分析[J]．南方电网技术，2010，4(6)：32-36．
- [12]Chen H H，Thang N C，Wei Y，et al．Progress in electrical energy storage system：A critical review[J]．Progress in Natural Science，2009，19：291-312．
- [13]Reinhard M，Jochen L．Economics of centralized and decentralized compressed air energystorage for enhanced grid integration of wind power[J]．Applied Energy，2013

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/89356.html>