

概 述

1.1 储能技术的发展

储能技术是指将电能、热能、机械能等不同形式的能源转化成其他形式的能量存储起来，在需要时将其转化成所需要的能量形式释放出去。简言之，任何一种以转化的能源形式储存并释放能量的技术，都属于储能技术。

按照我国的学科分类，储能技术为一个二级学科，从属于工程与技术科学门类中的能源科学技术。储能技术主要指电能的储存。

储能技术是伴随着新能源产业和现代电力系统的发展而逐渐发展起来的。20 世纪 70 年代以来，新能源的开发利用受到世界各国高度重视，许多国家将开发利用新能源作为能源战略的重要组成部分，提出了明确的发展目标。储能技术，尤其是大规模储能技术，在电力系统发电、输电、配电、用电等环节逐渐得到应用和推广。这不仅对传统电力生产和应用起到优化的作用，有效提高电网能源资源配置能力，而且也给电网的规划、设计、布局及运行管理等带来革命性变化。

储能技术总体上主要分为两大类：① 物理储能，主要包括抽水储能、压缩空气储能、飞轮储能、超导储能和超级电容器储能；② 化学储能，主要包括锂离子电池、液流电池和钠盐电池等。

储能通过将电力存储起来并用于以后其他时段，有效地打破了发电和用电的这种耦合关系。在电力系统发、输、配、用四个环节配置储能环节，是增强电力系统柔性控制的重要手段。

风能、太阳能等可再生能源发电具有明显的不连续、不稳定、不可控的非稳态特性。可再生能源发电的普及应用，面临着电网接入和消纳问题。而储能技术是解决风能、太阳能等可再生能源发电非稳态特性的关键技术。因此，经济、高效的储能技术成为促成电力系统发展的关键环节。

1.2 建设储能电站的必要性

“天有不测风云”。由于区域性天气变化，区域内风电场的总出力经常发生大幅度波动。这种出力变化会影响输电和供电环节的安全可靠运行水平，相关的问题包括：

- (1) 在任意时段内的功率预测存在不确定性，导致调度困难。
- (2) 出力波动影响电网电压稳定性，当波动较大时需要特殊应对措施。

这种变化性以往是通过常规机组的有功调节进行平衡，相当于把风电出力作为一种波动的负荷处理。

电网为满足连续变化的负荷需求，需要安排响应率不同的各类电厂共同满足基荷、腰荷和高峰负荷的需求。通过调度和缩减常规发电厂可以平衡需求变化和风电场及其他新能源的出力变化。结果是电网可能需要增加热备用的常规机组容量。当接入的新能源规模很大时，原有的热备用容量成本也相应增加，经济性要求导致了风电场储能电站的开发和应用需求。

通过构建大规模储能电站，可有效地对风电场并网点功率进行平滑，减小功率波动对电网侧造成的不利影响，同时通过配套大规模储能电站，结合风电场配置的功率预测系统，可以有效提高风电场跟踪计划发电能力，从而将风电场并网功率特性由不可预测、不可控的非稳态特性调整为具有较高预测精度、可调度利用的类似火力发电电源的特性，这样从电网侧调度方面来讲，就可以像火力发电一样对风力发电进行调度，从而为风电等可再生能源的开发和利用提供有力的技术支撑。

1.3 相关基本知识

利用储能技术可以在能量富余的时候将能量储存起来，在能量不足时释放出来，从而调节能量供求在时间和强度上的不匹配，提高能源利用体系的效率，促进可再生能源（如风能、太阳能）发电的发展。

电能是目前应用最广泛的二次能源形式，储能的变化大多与电能的生产和利用相关，所以本书所描述的储能技术均是指将电能转化成其他形式能量（化学能、势能等）存储起来，需要时再将其转化成电能释放出的相关技术。

储能技术根据规模大小可以分为动力储能和规模储能两大类。动力储能主要是指用于充当动力电源的小功率储能形式，而规模储能主要是指用于电力系统的需要较大功率和容量的储能形式。

为适应不同应用领域对储能技术的需要，人们已探索和研究开发出多种电力储存（储能）技术，图 1-1 给出了已开发的各种储能技术及其适用范围，越向右上方的储能技术，其储能规模越大。这些储能技术各自具有独特的技术经济性，适合于大规模储能的技术主要包括抽水储能技术、压缩空气储能技术、锂离子电池技术、钠硫电池技术等，它们在能源管理、电能质量改善和稳定控制等电力系统应用中具有良好的发展前景。

1.3.1 抽水储能技术

抽水储能技术是指，在电力负荷低谷期将水从下池水库抽到上池水库，将电能转化成重力势能储存起来，在电网负荷高峰期释放的能源储存方式。抽水储能技术发展历史很长，世界上第一座抽水储能电站于 1882 年诞生在瑞士的苏黎世，至今已有一百多年的历史。

图 1-2 给出了抽水储能电站俯瞰图。抽水储能电站有上、下两个水库。下水库可以是传统水力发电站的储水库，也可以是自然湖泊或人工水库。上水库建在高于下水库的地理位置上。

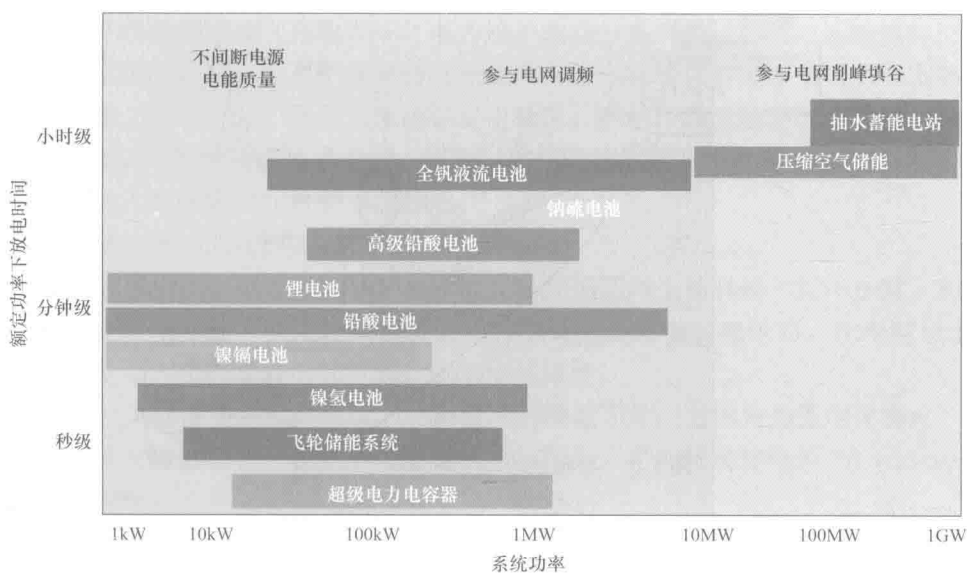


图 1-1 各种储能技术及适用范围

资料来源: Electrical energy storage technology options Report 1020676, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, 2010。



图 1-2 抽水储能电站俯瞰图

图 1-3 给出了抽水储能电站的运行工作原理。抽水储能电站通常安装有抽水/发电两用机组，既能抽水，又能发电。在供电低谷时期，通过水泵将下水库中的部分水抽到上水库中，将部分电能转化为上水库水的势能，提高电网低谷时期的负荷。在供电高峰期，通过水轮发电机将水的势能转化为电能，向电网释放。水库中的水可以反复多次循环使用，完成电能的储存和释放。

抽水储能技术的优点是：

(1) 技术成熟度高。抽水储能技术是目前最成熟的大规模储能技术，占据了储能市场的绝大部分份额。

(2) 储能容量大，储能时间长。抽水储能通常规模可以达到 100 万 kW 甚至 200 万 kW 以上，抽水储能电站的供电时间从数小时到数天不等，特别适合于电力系统“削峰填谷”。

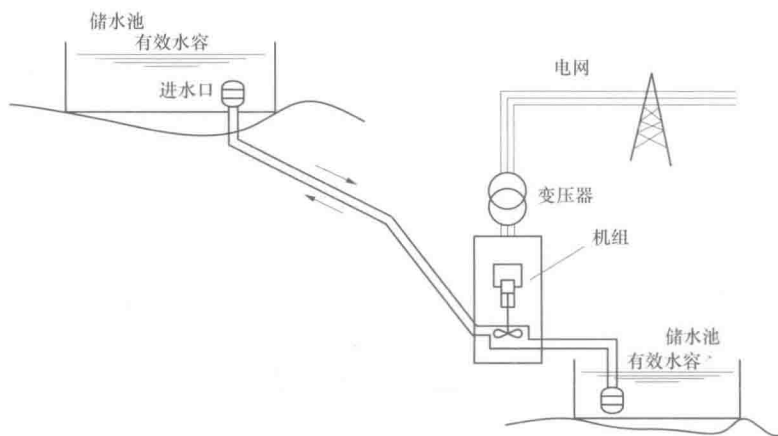


图 1-3 抽水储能电站的运行工作原理

(3) 抽水储能电站起动迅速, 运行灵活, 具有较高的爬坡速率, 尤其适合于承担电网调频、调相、事故备用等任务, 同时也可用于电力系统“削峰填谷”, 不仅使电力系统总体燃料得以节省, 降低电力系统运行成本, 而且提高了电网的可靠性。

(4) 相对较高的能量转换效率。据报道, 抽水储能电站综合效率达到 75% 左右。

抽水储能技术也有其自身缺点, 列举如下:

(1) 抽水储能电站的建设受地形、生态环境等条件的限制, 例如, 站址需要具有水平距离小, 高、低水位储水池高度差大的地形条件, 岩石强度高、防渗性能好的地质条件, 以及充足的水源条件以保证储能用水的要求。

(2) 建设周期长。

(3) 工程总投资巨大。

1.3.2 压缩空气储能技术

压缩空气储能 (Compressed Air Energy Storage, CAES) 诞生于 20 世纪 70 年代, 是配合核电的发展, 作为核电的配套储能设施而提出的。CAES 是一种大容量的电力储能技术, 是少数几种能够适用于长时间 (数十小时) 和电站等级功率 (几百到数千兆瓦) 储能应用的技术。

CAES 是基于燃气轮机技术发展起来的一种能量存储系统。通过高度压缩的空气形式来进行电力储能。在储能时, 空气被压缩并存储在密封的地下空洞或地上的容器中, 将能量转化为压缩后的势能存储起来; 在放电时, 高压空气被释放后, 进入燃气轮机燃烧室同燃料一起燃烧后, 驱动涡轮机发电, 如图 1-4 所示。

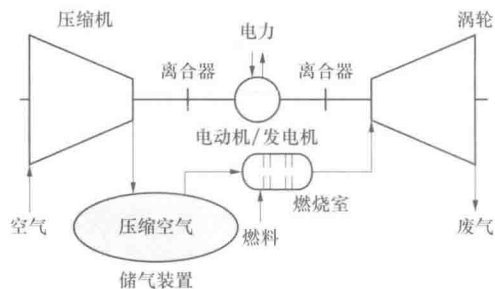


图 1-4 CAES 原理图

CAES 主要由压缩机、汽轮机、发电机组、高压空气储存装置等组成。CAES 储能关键技术涉及面比较多, 主要包括高效压缩机技术、汽轮机技术、储热技术、储气技术和系统集成与控制技术等。除了在某些不同时刻发生的压缩和扩张操作之外, 压缩空气储能的操作在很多方式上与传统的燃气轮

机的操作相似。在压缩模式（充电）下，电力用于驱动一系列的压缩机，压缩机将空气压缩并储存于高压密闭的岩穴、废弃矿井等储气设施内，将电能转化为压缩空气的气压势能储存起来。扩张操作（放电）时，将空气从储存室中抽出，燃料在高压的空气中燃烧，燃烧的产物膨胀重新发电。与其他储能技术不同，传统压缩空气储能需要用燃料（如天然气），在高度压缩的冷空气进入膨胀阶段前对其进行加热。

压缩空气储能电站的优点是：

（1）储能容量较大、储能时间长，是少数几种能够适用于长时间（数十小时）和电站等级功率（几百到数千兆瓦）储能应用的技术，特别适合于用做调峰电站，在电网用电高峰，释放高压空气发电，在电网用电低谷时，压缩空气储能。

（2）压缩空气储能电站起动灵活，具有较高的爬坡速率。当作为热备用设施时，可以在几秒内达到其最大输出功率。紧急起动时间为 5~7min，正常起动时间为 10~12min，爬坡速率为每分钟 30%。

CAES 也有其自身缺点，列举如下：

（1）压缩空气储能技术的缺点是能量效率较低。据悉，德国某压缩空气储能电站的能量效率只有 42%。

（2）传统的压缩空气储能系统不是一项独立的技术，它必须同燃气轮机配套使用，而且依赖燃烧化石燃料提供热源，一方面面临化石燃料逐渐枯竭和价格上涨的威胁，另一方面其燃烧仍然产生氮化物、硫化物和二氧化碳等污染物。

（3）同抽水储能系统相似，压缩空气储能系统需要特定的地理条件（如岩石洞穴、岩洞和废弃矿井），大大限制了压缩空气储能系统的应用范围。

1.3.3 锂离子电池技术

锂离子电池是以含锂的化合物作为正极，在充放电过程中，通过锂离子在正负极之间的往返脱出与嵌入实现充放电的一种二次电池。与其他化学电源相比，锂离子电池具有能量密度高、寿命长、自放电小、无记忆效应等优点，现已在电子产品中获得广泛应用，产业较为成熟。近年来，随着材料和电池技术的发展以及低碳经济的兴起，大容量型锂离子电池及其在电动汽车和储能两个领域的应用成为热门发展方向。我国业已跃居世界三大锂离子电池制造国之一。

根据正极材料不同，锂离子电池可以分为锰酸锂电池、磷酸铁锂电池、三元材料锂电池、钴酸锂电池等多种电池体系。考虑到大规模储能应用时的高安全性、长寿命、低成本的需求，目前比较适合于大规模储能的主要有锰酸锂电池、磷酸铁锂电池、三元材料锂电池和钴酸锂电池，不同类型锂电池比较见表 1-1。

表 1-1 不同类型锂电池比较

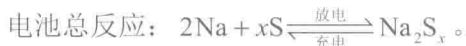
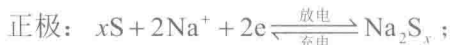
电池类型	能量密度 (Wh/kg)	放电倍率 (C)	循环寿命 (次)	电池成本 (元/kWh)	系统成本 (元/kWh)
磷酸铁锂电池	80~100	3~5	2000	900~1200	2600~3300
锰酸锂电池	90~100	3~5	500	450~650	1250~1850
钴酸锂电池	150~180	0.5~3	300	850~1100	2450~3200
三元材料锂电池	120~170	1~3	1000	750~950	2200~2700



1.3.4 钠硫电池技术

钠硫电池是一种以金属钠为负极、硫为正极、陶瓷管为电解质隔膜的二次熔盐电池，由美国福特公司于 1967 年发明。这种电池能量密度高，同时电池原料储量丰富，成本低。电池的最关键技术是电解质，在人们找到可以在高温下（300℃）高效传递钠离子的材料 β - Al_2O_3 之后，钠硫电池逐步得到发展。

钠硫电池的反应方程式如下：



由于钠硫电池在第一次组装完成时，正负极分别为硫单质和钠单质，电池已经处于充电状态，因此电池首先必须要经过一次放电过程。钠硫电池放电时，负极的钠单质在 β - Al_2O_3 界面氧化成钠离子，放出电子到外电路，钠离子则通过 β - Al_2O_3 迁移到正极，正极的硫单质被还原，并与迁移过来的钠离子发生反应生产多硫化钠。充电时，正极的多硫化钠失去电子，被氧化，分解生成硫单质和钠离子，钠离子则通过 β - Al_2O_3 迁移到负极，并且在负极被还原为钠单质。由于多硫化钠的熔点为 300℃左右，且 β - Al_2O_3 只有在 300℃左右时才具有高离子电导率，因此钠硫电池工作温度一般要超过 300℃。钠硫电池开路电压达 2.08V。充放电工作原理示意图如图 1-5 所示。

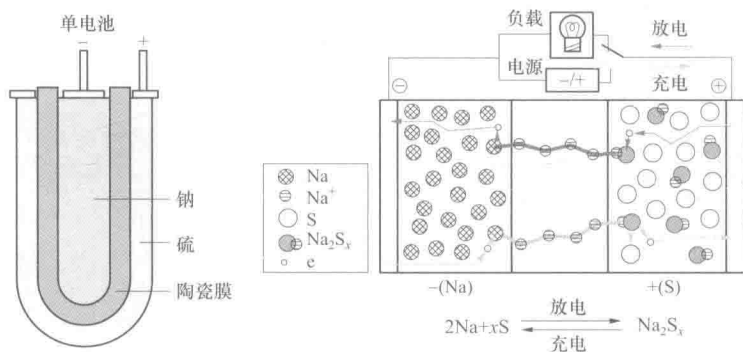


图 1-5 钠硫电池充放电工作原理示意图

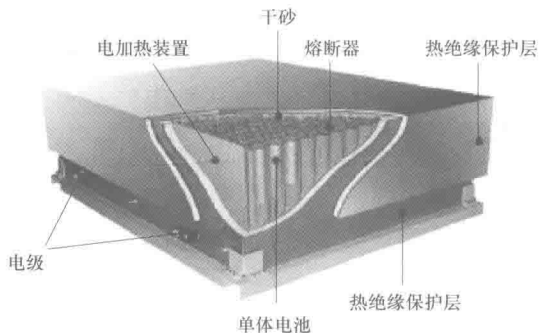


图 1-6 钠硫电池的模块结构示意图

钠硫电池的模块结构如图 1-6 所示。正极活性物质是熔融态的硫单质，负极材料是熔融态的金属钠。 β - Al_2O_3 离子导电陶瓷管起到电解质的隔膜的双重作用，这是钠硫电池的核心部件。金属钠放置在不锈钢管中，通过下端小孔与陶瓷管少量接触，以提高安全性。单质硫分散在多孔石墨毡中，陶瓷管上端通过热压工艺和一个不锈钢环紧密结合，不锈钢环再和不锈钢外壳焊接在一起。由于钠和硫是化学性质活泼的物质，因此电池的正负极要做到完全密

封、隔绝空气才能安全运行，因此密封件是钠硫电池的又一核心部件。

将一定数量的钠硫单体电池连接集成成为电池模块，实现功率和容量的放大。模块内部安装加热装置，外壳兼具保温功能。多个模块的叠加组合构建客户需求规模的电池系统。

钠硫电池与其他电池相比，特点如下：

(1) 能量密度高。理论能量密度高达 760Wh/kg。实际应用中，由于电池其他辅件，尤其是加热保温装置等存在，实际电池能量密度已达到 300Wh/kg 左右。

(2) 功率特性好。可以大电流、高功率放电，其放电电流密度一般可达 200~300mA/cm²，功率密度约 60W/kg。能量转换效率达 85%。

(3) 原材料钠和硫在自然界的储量非常丰富，价格便宜。

(4) 循环寿命受放电深度影响大。在正常使用条件下，理论可以连续充放电近 20 000 次，实际放电深度 100%时充放电约 2500 次。

(5) 存在剧烈燃烧、爆炸等潜在风险，在安全运行方面面临挑战。高温液态下的钠和硫如果发生接触，将发生剧烈的化学反应，并释放大量的热。

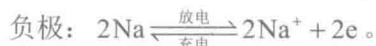
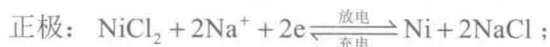
(6) 起动和停止需要较长时间。钠硫电池从冷态到可充放电状态需要 1~2 周时间。

(7) 在使用过程中不能随意发生断电，这样将导致电池报废。因此，钠硫电池一般采用柴油发电机做 UPS。

1.3.5 钠镍电池技术

20 世纪 70 年代末，在钠硫电池的基础上，南非科学家 Johan Coetzer 教授在南非科学与工业研究院的一项研究计划——Zeolite Battery Research Africa Project (ZEBRA) 中提出以金属氯化物为正极的高温二次电池，称为钠/金属氯化物电池。因此，后来人们也将钠/金属氯化物电池简称为 ZEBRA 电池。其主要特点与钠硫电池相同，不同的是其正极活性物质采用金属氯化物代替多硫化钠，金属氯化物可以是镍、铁、铬、铜等过渡金属氯化物。目前，研究和应用最广泛的钠/金属氯化物电池是钠/氯化镍电池，简称钠镍电池。

钠镍电池以金属钠为负极活性物质，正极活性物质为氯化镍，电池的正负极反应如下：



充电时，镍单质与氯化钠在正极发生反应，镍单质被氧化，并与氯离子结合为氯化镍，剩下的钠离子则通过β-Al₂O₃ 迁往负极，并在负极被还原为液态钠单质，电子通过外电路由正极迁往负极形成电流。电池充电完毕后，正极为氯化镍，负极为液态钠。放电时，液态钠在负极被氧化为钠离子，氯化镍在正极被还原为镍单质，钠离子由负极迁往正极，与氯离子结合为氯化钠，电子通过外电路由负极迁往正极。在电池充放电过程中，液态钠在正负极间往复迁移。钠镍电池标准电动势为 2.46V，300℃ 下开路电压为 2.58V。理论能量密度达 790Wh/kg。电池工作温度在 270~350℃ 之间。

氯化镍正极材料为固体多孔结构，为提高钠离子传导性，通常添加 NaAlCl₄ 熔盐（熔点为 157℃）充当第二液体电解质，在β-Al₂O₃ 管表面与固态多孔氯化镍之间起传导钠离子作用，由于负极的钠和 NaAlCl₄ 熔盐反应后生成氯化钠和金属铝，即





即使电解质破裂，氯化钠和金属铝也会阻止正负极活性物质的直接接触，所以钠镍电池的安全性比钠硫电池的安全性好，这是钠镍电池的显著优势。另外，钠镍电池可以在待充状态下组装电池，装配时只需往正极内装入金属镍和氯化钠，然后对电池进行充电，便在负极生成液体钠，在正极生成氯化镍，这样减少了装配时操作金属钠的危险。钠镍电池目前仍处于研究和开发阶段，尽管钠镍电池的安全性比钠硫电池的安全性有所提高，但其高温运行和潜在的破损风险仍限制了其大规模应用。其性能对比见表 1-2。

表 1-2 钠镍电池与钠硫电池的性能对比

电池特性	钠镍电池	钠硫电池
能量密度 (Wh/kg)	790 (理论), 100 (实际)	760 (理论), 100 (实际)
容量与放电率关系	无关 (电池主要为欧姆内阻)	无关 (电池主要为欧姆内阻)
开路电压 (V)	2.58 (300℃)	2.08 (350℃)
工作温度 (℃)	270~350	320~350
制造环境	干燥气氛 (无液态钠操作)	惰性气氛 (有液态钠操作)
连接方式	可任意组合 (单电损坏呈短路导通)	需旁路系统 (单电损坏呈开路断开)
过充过放	可 (NaAlCl ₄ 可参与反应)	不可 (无其他反应发生)
冷热循环	能承受	很敏感
安全程度	可靠性好 (无低沸点, 高蒸汽压物)	可靠性差 (有低沸点, 高蒸汽压物)

2011 年, 美国通用电气公司 (GE) 运输系统集团表示, GE 考察了多种储能电池, 经过慎重考虑, 结合能量储存、安全和环保的充分考量, 最终选定钠镍电池作为 GE 进入储能领域的主攻方向, 并以 Durathon™ 命名推出其首款钠镍电池产品。为了制造新的钠镍电池, GE 公司已在纽约的斯克内克塔迪开设了一个大型工厂, 以期实现钠镍电池的商业化。

1.3.6 液流电池技术

液流电池通过活性物质发生电化学氧化还原反应来实现电能和化学能的相互转化。与传统二次电池直接采用活性物质做电极不同, 液流电池的电极均为惰性电极, 其只为电极反应提供反应场所, 活性物质通常以离子状态存于电解液中, 通过循环泵实现电解液在管路系统中的循环。

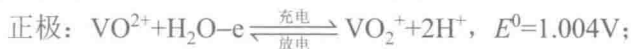
根据发生反应的电对不同, 液流电池可以分为全钒液流电池 (VFB)、锌溴液流电池 (ZBB)、多硫化钠/溴液流电池 (PSB)、铁铬液流电池等, 见表 1-3。其中全钒液流电池技术相对成熟, 已进入商业化示范应用阶段。

表 1-3 不同类型液流电池比较

液流电池类型	开路电压 (V)	能量密度 (Wh/kg)	AC-DC-AC 循环效率 (%)	循环寿命 (次)
VFB	1.26	25~35	70~85	10 000
ZBB	1.8	60~70	60~75	2000
PSB	1.5	20~30	60~75	2000

1. 全钒液流电池的工作原理

全钒液流电池的活性物质是不同价态的钒离子。在硫酸水溶液中，钒离子有 VO_2^+ 、 VO^{2+} 、 V^{3+} 、 V^{2+} 四种价态，正极半电池电解质溶液的活性电对为 $\text{VO}_2^+/\text{VO}^{2+}$ ，负极半电池电解质溶液的活性电对为 $\text{V}^{3+}/\text{V}^{2+}$ ，其电极反应如下：



全钒液流电池的工作原理如图 1-7 所示。充电时，正极的 VO^{2+} 失去电子形成 VO_2^+ ，负极的 V^{3+} 得到电子形成 V^{2+} ，电子通过外电路从正极到达负极形成电流， H^+ 则通过离子交换膜从正极传递电荷到负极形成闭合回路。放电过程与之相反。正极反应的标准电极电势为 1.004V，负极反应的标准中极电势为 -0.255V，故全钒液流电池的标准开路电压为 1.259V，但由于运行过程中钒离子浓度、酸浓度及充电状态等因素均会对其电极电势造成一些影响，因此在实际使用中，电池的开路电压一般为 1.4~1.6V。

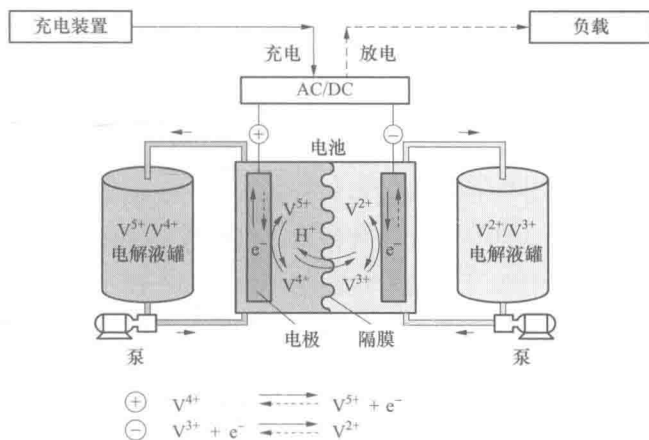


图 1-7 全钒液流电池的工作原理

其电极电势造成一些影响，因此在实际使用中，电池的开路电压一般为 1.4~1.6V。

2. 技术特点

与其他储能技术相比，全钒液流电池储能技术具有以下优点：

(1) 循环寿命长：全钒液流储能电池的充放电循环寿命可达 10 000 次以上，日历寿命超过 15 年。由于全钒液流储能电池的活性物质——钒离子存在于液态的电解液中，在电池反应过程中，钒离子仅发生价态变化，而无相变，且电极材料本身不参与反应，因此电池寿命较长。25kW 的全钒液流电池模块在实验室中运行，充放电循环次数超过 16 000 次，日本住友电工公司为风电场配套使用的 4MW/6MWh 电池系统，在 3 年的应用中实现充放电循环 27 万次。

(2) 充放电特性良好：全钒液流电池储能系统具有快速、深度充放电而不会影响电池的使用寿命的特点，且各单节电池均一性良好。另外，钒离子的电化学可逆性高，电化学极化也小，因而非常适合大电流快速充放电。与传统电池相比，全钒液流电池更加适应在过充、欠充、局部 SOC 区间等电网实际工况条件下运行的要求。

(3) 功率和容量独立设计：全钒液流电池储能系统的显著优势之一是功率和容量相互独立。全钒液流电池的功率由电堆的规格和数量决定，容量由电解液的浓度和体积决定。因此，功率的扩容可通过增大电堆功率和增加电堆数量实现，容量的提高可以通过增加电解液体积实现。功率和容量相互独立，使得设计更加灵活。输出功率范围从几千瓦到几十兆瓦不等，储电容量范围为每小时数十千瓦到数百兆瓦。

(4) 安全、环保: 相比于其他类型的储能系统, 全钒液流电池储能系统在常温、常压条件下工作, 这不但延长了电池部件的使用寿命, 并且表现出非常好的安全性能。另外电解质溶液可循环使用和再生利用, 环境友好, 节约资源。电池部件多为廉价的碳材料、工程塑料, 使用寿命长, 材料来源丰富, 加工技术成熟, 易于回收。

(5) 可实时、准确监控电池系统荷电状态(SOC): 全钒液流电池开路电压(OCV)高低表征储能电池系统的容量状况。通过电化学滴定方法测定正负极电解液浓度可以准确计算储能系统的容量状况(SOC), 并与OCV进行对应, 获取储能电池系统的SOC与OCV函数关系曲线。将函数关系曲线耦合到电池管理系统中, 可以通过测量系统开路电压对储能系统容量状况进行精确测算。该特性有利于电网进行管理、调度。

综上所述, 全钒液流电池具备规模储能所要求的安全性好、循环寿命长等关键要求, 因此在电力系统大规模储能电站方面具有非常好的应用前景。

1.3.7 电池管理系统

由于化学电池内部反应的复杂性, 人们不断提高电池本身性能的同时, 也在不断地研究和发展电池的使用和管理技术, 以充分发挥电池的性能, 提高电池效率及使用寿命, 保障电池系统运行安全。随着电池电子技术的不断发展与应用, 电池的应用、监控和管理已经成为了电池应用不可缺少的关键技术。尤其对于大规模储能技术来说, 电池管理系统对于保证电池系统、模块、单体电池的性能稳定及安全至关重要, 成为大规模储能技术开发的重点之一。

电池的充放电过程是一个复杂的电化学反应过程, 其复杂性表现如下:

(1) 多变量。影响电池充放电的因素很多, 单体电池内阻、电解质溶液浓度、充放电环境温度等都对电池充放电具有直接的影响。

(2) 非线性。一般而言, 充放电过程不能只用简单的恒流或恒压控制充放电全程, 充放电电流经常在末期发生非线性变化。

(3) 单体电池间的不一致性。即使是同一类型、同一容量的电池, 随着各自使用时充放电历史不同, 剩余电量也不一样, 充放电能力有很大差异。由于功率容量的需求, 电池在使用过程中由于各单体电池之间存在不一致性, 连续的充放电循环导致的差异将使某些单体电池容量加速衰减, 串联电池组的容量是由单体电池的最小容量决定的, 同时也会导致电池系统的寿命缩短。

上述复杂性都对电池管理系统提出更高要求, 因此电池管理系统处于电池系统监控运行和保护关键技术中的核心地位, 它不仅能够有效延长电池的使用寿命, 而且可以保护电池不受损害, 避免事故的发生。

1. 电池管理系统的功能及其实现

电池管理系统是由微型计算机技术、监测技术等构成的装置, 它对电池组和电池单元运行状态进行动态监控, 精确测量电池的剩余电量, 同时对电池进行充放电保护, 使电池系统工作在最佳状态, 提高电池系统的可靠性, 达到延长其使用寿命、降低运行成本的目的。一般而言, 电池管理系统要实现以下几个功能:

(1) 准确估测电池系统的荷电状态。电池系统的荷电状态表示电池系统的剩余电量状态。该参数对于各种类型电池系统及储能系统能量管理来说, 是一个关键参数。通过控制SOC在合理的范围内, 可防止电池系统过充电或过放电对电池系统的损伤, 还可以根据SOC值准确

预报电池系统还剩余多少能量，还可以充多少能量，从而为储能系统的能量管理及调度提供依据。因此，要求电池管理系统具有较高的 SOC 测量精度。

(2) 动态监测电池组、电池单元的工作状态。在电池系统充放电过程中，电池管理系统要实时采集电池组中电池单体或电堆的端电压和温度、充放电电流及电池组总电压，防止电池发生过充电或过放电现象。同时对电池状况做出判断，挑选出有问题的电池，保持电池组、电池单元运行的可靠性和高效性。另外，电池管理系统要建立电池系统数据历史档案，为分析存在的问题、进一步优化和开发更加完善合理的电池系统提供离线数据。

(3) 均衡功能。电池管理系统的均衡功能主要针对锂电池、钠硫电池及其他类型固态电池。固态电池单体电池不一致性问题及在规模储能状况下电量单体的串并联，使得其在充放电过程中部分单体电池可能出现过充电和过放电，如果不采取均衡充电管理技术，这种不平衡趋势会更加恶化，极易导致电池出现短路、燃烧和爆炸的危险。

对于全钒液流电池来说，由于其活性物质在运行过程中始终处于循环流动状态，保证了每节单电池内部流过的活性物质都处于同一 SOC 状态下，避免了单电池单体电压出现不一致的现象。所以全钒液流电池系统的电池管理系统不需要单体电池间的均衡功能。这是全钒液流电池技术区别于其他类型固态电池技术的特点之一，简化了电池管理系统功能，降低了电池管理系统的复杂程度，电池管理系统设备成本也大幅度降低，提高了电池系统运行的可靠性和安全性。

单体电池实现均衡充放电，使电池组中各个电池达到均衡一致的状态，是目前全世界正在致力于研究与开发的一项电池能量管理关键技术。

(4) 实现与就地监控及能量管理系统协调运行。大规模储能系统应用于电力系统，根据电力系统不同需求，接受能量管理系统调度。不同于电动车用动力电池的电池管理系统，储能电池系统所配置的电池管理系统除了要监控电池系统状态，保证电池系统安全运行之外，另一重要的功能是要实现与就地监控及能量管理系统的通信联系，上传电池系统实时状态，尤其是 SOC，为能量管理系统进行能量管理提供数据支撑和快速响应。

从功能实现的设计角度出发，目前各类电池系统的电池管理系统常采用模块化设计。按照所要实现的不同功能，设计不同的功能模块。目前常用的功能模块如下：

- (1) 电源模块：用于给电池管理系统中各种用电元器件提供稳定电源。
- (2) 微控制单元 (MCU) 模块：用于采集、分析数据、收发控制信号。
- (3) 继电器控制模块：通过控制继电器的吸合、断开来控制电池是否向外供电。
- (4) 电流、电压检测模块：采集充放电过程中的充放电电流和电压。
- (5) SOC 检测模块：测量电池系统充放电电量状态。
- (6) 温度检测模块：检测电池组充放电过程中电池系统的环境温度等。
- (7) 均衡控制模块：对电池均衡充电进行控制。
- (8) 绝缘检测模块：监测电池系统对地绝缘性能是否符合要求。
- (9) 通信收发模块：进行与能量管理系统、各功能模块间的数据通信及程序的标定与诊断。
- (10) 电池管理系统自诊断模块：用于电池管理系统状态监控、程序标定及参数的修正。
- (11) 显示模块：显示电池管理系统状态，参数的显示、设定及下发控制命令。



(12) 存储模块：用于存储电池系统运行状态信息，可以根据需要设置容量，存储规定时间内电池系统运行信息，以便进行电池系统的分析与管理。当电池系统出现报警或故障时，可调取存储信息，还原故障前电池系统运行状态，分析电池系统产生报警及故障的原因。

2. 大规模储能电池系统电池管理系统的特点

相比于电动汽车用动力电池组电池管理系统，电力系统配套用储能电池系统有其自己的鲜明特点。

一般情况下，储能电池系统在功率和容量配置上规模都比较大，为了达到功率和容量需求，电池组需要数量更大的单体电池进行串并联组合，对于固态电池来说，如锂电池、铅酸电池或钠硫电池等，电池充放电均衡管理功能具有更加重要的位置。为了实现单体电池在运行过程中的均衡一致，电池管理系统需要解决的关键问题及难点是需要采集和记录每块单体电池的电压、温度和充放电电流。

另外，为了充分实现大规模储能系统在电力系统中所起的功能，需要精确掌握电池系统的剩余容量情况，即需要在电池管理系统中建立确定每个电池组模块 SOC 的较精确的数学模型。然而由于固态类型电池技术的固有特点，电池组单元模块实时 SOC 的估算精确度依然不高，一般情况下误差不低于 10%，为电池系统的安全、可靠运行带来隐患。SOC 精确估计一直以来是国内外专家和学者重点关注和研究的问题。

对于全钒液流电池系统来说，其电池管理系统有自己的特点。

首先，如前所述，全钒液流电池技术在工作原理上已经解决了单体电池一致性问题，在电池管理系统中不需要单体电池均衡管理功能，这就使得全钒液流电池的电池管理系统大为简化，无需对电池系统的每个单体电池的电流、电压和温度等进行实时监测，测量变量数目大幅降低，不仅提高了系统运行可靠性，而且减少了大量测量传感器的使用，降低了系统成本。

其次，全钒液流电池电解质溶液在运行过程循环流动，在充放电过程中，电堆内部因各种极化而产生的热量经流动的电解质溶液带出电堆，通过在电解液管路上配置换热器，可以进行有效的热管理，而且能够对电解液温度进行精确测量，避免了固态类型电池技术存在的单体温度测量不准确的问题，提高了电池系统运行的安全可靠。

另外，通过将循环流动的电解质溶液引入带有正负极的单体电池中，可以有效测量全钒液流电池正负极的开路电压，从而能够对 SOC 进行精确计算。根据能斯特方程，电池的开路电压为

$$OCV = \Phi_+ - \Phi_- = 1.004 - (-0.255) - 0.592 \lg \left(\frac{[VO^{2+}][V^{3+}]}{[VO_2^+][H^+]^2[V^{2+}]} \right)$$

对于负半电池， $SOC_- = [V^{2+}] / ([V^{2+}] + [V^{3+}])$ ，故 $1 - 1/SOC_- = [V^{3+}] / [V^{2+}]$ 。

对于正半电池， $SOC_+ = [VO_2^+] / ([VO_2^+] + [VO^{2+}])$ ，故 $1 - 1/SOC_+ = [VO_2^+] / [VO^{2+}]$ 。

开路电池正负极用同样浓度的电解液，正负极两侧反应动力学平衡，即 $SOC_+ = SOC_- = SOC$ ， $OCV = 1.291 - 0.0592 \lg [(1/SOC - 1)^2 / (H^+)^2]$ 。

根据上式，通过精确测量的开路电压，能够换算出精确的 SOC 值。通过实验证实，全钒液流电池系统 SOC 测量计算误差小于 5%。高精度 SOC 的实时测量为储能系统管理调度及电池系统安全、长寿命运行奠定了基础。

通过对比可以看出,相比于锂电池、铅酸电池、钠流电池等常用固态类型电池技术,全钒液流电池的电池管理系统所需测量的变量大幅度减少, SOC 测量精确度高,这在规模储能技术应用中将会有更大的优势。

3. 大规模储能技术电池管理系统发展的趋势

综上所述,无论是固态类型电池技术,还是液流电池技术,目前的电池管理系统还不能很好地满足大规模储能技术应用的需求。为了更好地适应大规模储能电池系统的运行及管理需求,电池管理系统功能需要进一步优化和完善。

(1) 建立电池管理系统与能量管理系统间更加高效的互动功能。有效地支持能量管理系统对储能电池系统进行调度,在保证电池寿命不受影响的前提下,最大限度发挥电池系统的充放电特性,充分利用电池系统的功率容量和能量容量。

(2) 建立更加高效合理、准确可靠的 SOC 测量及计算方法。

(3) 建立基于电池实际容量和 SOC 的高效均衡策略。

(4) 根据电池特性,开发出电池输出功率预测技术,为能量管理系统的功率管理提供依据。

(5) 开发电池组或单元电池寿命预测技术,为整套储能系统的维护运营提供支持。

总之,随着大规模储能项目的示范及应用进一步推广,关于电池管理系统的经验及功能需求将进一步得到丰富和充实,构建实时性强、测量准确、抗干扰能力强、结构简单、应用方便、价格低廉的电池管理系统是下一步开发的重要方向。

1.4 国内外储能电站发展现状

1.4.1 抽水储能电站

1882 年世界上第一座抽水储能电站建造于瑞士的苏黎世,已有上百年的历史,但是具有近代工程意义的设施,则是在 20 世纪 60 年代之后得到了迅速发展。从 20 世纪 50 年代起,由于各国电力系统迅速扩大和发展,电力负荷的波动幅度不断增加,调节峰谷负荷的要求日趋迫切,遂出现了以电网调节为主要作用的纯抽水储能电站和混合式抽水储能电站,在电力系统中用于调峰和调频,其运行方式为日循环或周循环,抽水储能电站从此进入了一个新的发展阶段。20 世纪 70~80 年代是国外抽水储能电站发展最快的时期。以美国、日本和西欧各国为代表的工业发达国家带动了抽水储能电站的大规模发展。

截至 2015 年底,日本共有抽水储能电站 45 座,总装机容量 25 756MW,占日本电力系统总装机容量的 10.99%。大型的抽水储能电站主要集中在日本 10 大电力公司和独立运作的电源开发公司。其中,东京电力公司拥有 9 座抽水储能电站,装机容量 6808MW,占 26.43%;独立运作的电源开发公司拥有 9 座抽水储能电站,装机容量 5000MW,占 19.41%;关西电力公司拥有抽水储能电站 5 座,装机容量 4916MW,占 19.08%;中部电力公司拥有抽水储能电站 6 座,装机容量 3360MW,占 13.04%。随着日本电力系统的不断发展,尤其是核电比例的逐渐增加,日本规定,建设一座核电站时必须同时建设一座用于“削峰填谷”的电站。抽水储能在总装机容量中的比例不断提高,从 1960 年的 0.3%大幅增至 2009 年底的 10.99%。日本历年抽水储能装机容量比例变化情况如表 1-4 所示。



表 1-4

日本历年抽水储能装机容量比例变化情况

项 目	年份	1960	1970	1980	1990	2015
装机容量 (MW)	总体	23 657	68 202	143 696	195 000	234 219
	抽水储能	71	3404	11 510	17 615	25 756
装机容量比例 (%)	抽水储能	0.30	5.00	8.01	9.03	10.99

美国抽水储能电站装机容量目前居世界第二，抽水储能装机容量超过 20 000MW。美国抽水储能电站发展主要发生在 20 世纪 90 年代以前，之后抽水储能电站建设主要集中在对老电站的技术升级改造。

法国电源结构最大的特点是以核能为主，核电占总装机容量的 80%以上。为了配合核电运行，建设了相当多的抽水储能电站，抽水储能电站占总装机的比例为 13%，法国抽水储能电站装机容量超过了 15 100MW。

在欧盟其他国家中，由于电网中风能发电等可再生能源发电所占的比例较大，为保持电网发电与用电负荷的实时平衡，以保持电网供电稳定性，需要建设规模储能技术进行“削峰填谷”，平衡负荷，抽水储能电站建设也得到快速发展。截至 2015 年底，西班牙风电装机占总装机容量 20%，发电量占 8.7%，抽水储能约占 10%；德国风电占总装机容量 17%，发电量占 7%，消纳风电措施除与欧洲电网强联外，建设的抽水储能电站超过总装机容量的 10%；丹麦风电装机已达总容量 25%，发电量占 16%，规划 2025 年风电比例达 50%，全国电网与北欧电网相联，利用北部挪威水电大国错峰储能，很好地实现匹配调峰，从而提高丹麦风电利用率。

近年来，中国抽水储能电站迅速发展，主要是由于中国国民经济的高速发展，促进了中国抽水储能电站的大发展。主要抽水储能电站如表 1-5 所示。

表 1-5

中国抽水储能电站装机情况

抽蓄电站名称	总装机容量 (万 kW)	地点	抽蓄电站名称	总装机容量 (万 kW)	地点
十三陵抽蓄电站	80	北京	半岭抽蓄电站	120	福建
张河湾抽蓄电站	100	河北	天堂抽蓄电站	7	湖北
西龙池抽蓄电站	120	山西	白莲河抽蓄电站	120	湖北
潘家口抽蓄电站	27	河北	黑麋峰抽蓄电站	120	湖南
泰山抽蓄电站	100	山东	峪宝泉抽蓄电站	120	河南
天荒坪抽蓄电站	180	浙江	回龙抽蓄电站	12	河南
桐柏抽蓄电站	120	浙江	白山抽蓄电站	30	吉林
溪口抽蓄电站	8	浙江	蒲石河抽蓄电站	120	辽宁
沙河抽蓄电站	10	江苏	羊湖抽蓄电站	9	西藏
宜兴抽蓄电站	100	江苏	广州一期抽蓄电站	120	广州
响洪涧抽蓄电站	100	安徽	广州二期抽蓄电站	120	广州
琅琊山抽蓄电站	60	安徽	惠州抽蓄电站	240	惠州
响洪甸抽蓄电站	8	安徽	清远抽蓄电站	128	清远

截至 2015 年底,我国已建成抽水储能电站 26 余座,总装机容量为 2279 万 kW,占全网装机容量的 1.49%。而一般工业国家抽水储能电站装机占比在 5%~10%,其中日本 2015 年抽水储能装机占比已经超过 10%。我国抽水储能电站占比明显偏低,随着国内核电及大型火电机组的建设,我国抽水储能电站建设明显加速。据可再生能源“十二五”规划中关于抽水储能的规划,到 2020 年,抽水储能需达到 7000 万 kW。截至 2015 年底,国家能源局已批复福建、海南、陕西、辽宁等 22 个省(市、自治区)抽水蓄能选点规划,共批复 2020 年推荐站点 59 个,合计装机容量 7485 万 kW。另外,备选站点 14 个,合计装机容量 1660 万 kW。

1.4.2 压缩空气储能电站

压缩空气储能技术问世已 40 多年,目前在世界范围内共有两个 100MW 以上级大规模压缩空气储能电站,分别建在德国和美国。

在德国不莱梅附近的 HUNTORF 电站是世界上第一个压缩空气储能电站。它建成于 1978 年,由 ABB 公司设计和制造。该电站额定功率为 290MW,其压缩空气储存在距离地面 600m 左右的两个溶盐洞穴中,洞穴总体积合计 31 000m³,气压运行范围为 4.8M~6.6MPa。设计之初,该电站可以额定输出功率持续出力 2h,后经过设备改造,该电站可以额定输出功率持续出力 3h。据报道,该电站在 1979~1991 年期间共起动并网 5000 次,平均起动可靠性 97.6%,平均可用率 86.3%。该电站的主要功能是为附近的核电站提供黑起动和“削峰填谷”服务。

美国 McIntosh 电站是世界上第二个 100MW 以上级压缩空气储能电站项目。该项目由美国亚巴拉马州电力公司建造,于 1991 年开始运行。该电站压缩空气储存在地下 450m 的单一岩洞中,岩洞体积约为 560 000m³,气压操作范围为 4.5M~7.5MPa,设计额定功率为 110MW,在额定功率下能够连续 41h 储能和提供连接 26h 的额定输出电能,机组从起动到满负荷约需 9min。尽管该电站在运行初期发生过停运事故,但通过系统设备改造和优化,电站的平均起动可靠性达到 90%以上。

1998 年,日本开始建设输出功率为 2MW 的压缩空气储能示范系统,该系统位于北海道空知郡,于 2001 年投入运行。它利用地下 450m 处废弃的煤矿坑作为储气容器,最大压力为 8MPa。

美国爱荷华州曾规划建设全球第三座 100MW 级大型压缩空气储能电站。该电站计划充分利用该州丰富的风力资源作为压缩空气储能电站的运行能源,但因其地质评估而终止建设。

我国对压缩空气储能系统的研究开发开始比较晚,但随着电力储能需求的快速增加,压缩空气储能技术的研究逐渐被一些大学和科研机构所重视。中国科学院工程热物理研究所、清华大学、华北电力大学、西安交通大学、华中科技大学等单位对压缩空气储能电站的热力性能、经济性能等进行了研究,但大多集中在理论和小型实验室研究层面,目前还没有投入商业示范运行的压缩空气储能电站。

1.4.3 锂电池储能电站

全球范围内锂电池储能系统较多,其中规模较大的储能电站主要有美国 A123、Valence,韩国三星 SDI 和 LG、日本松下、索尼及中国比亚迪、中航锂电、万向、东莞新能源等。



表 1-6 列举了锂离子电池电网级储能领域的典型项目。

表 1-6 锂离子电池电网级储能领域的典型项目

日期	电池供应商	储能规模	应用领域	用户及项目情况
2010-02	A123	2MW/50kWh	调频	美国加利福尼亚州, 美国 SANO 调频服务试点项目
2010-10	松下	1.5MW/1.5MWh	太阳能并网	日本 Kasai, 三洋 Kasai 绿色能源区
2011-01	比亚迪 中航锂电	3MW/12MWh 1MW/4MWh	调峰、调频	中国深圳, 南方电网宝清储能电站
2011-12	比亚迪 中航锂电 东莞新能源 万向	6MW/36MWh 3MW/9MWh 4MW/16MWh 1MW/2MWh	可再生能源并网	中国张北风光储输示范项目
2012-03	比亚迪	2MW/6MWh	微电网	美国加州, 圣丽塔监狱微电网项目
2012-05	A123	20MW/5MWh	调频	智利安托法加斯塔
2013-09	三星 SDI	4MW/8MWh	变电站	KEPCO
2014-09 (在建)	三星 SDI	2MW/6MWh	变电站	美国 San Diego
2014-09 (在建)	三星 SDI	6MW/11MWh	变电站	英国 Leighton Buzzard

1.4.4 钠硫电池储能电站

日本 NGK 公司是世界上首家也是唯一一家将钠硫电池技术成功商业化的企业。其钠硫电池产品占据世界化学储能市场的绝大部分份额。2008 年, NGK 公司获得 290MW 订单, 2009 年上半年达 600MW。2009 年 8 月, NGK 公司宣布获得阿拉伯联合酋长国成员国阿布扎比酋长国约 650 亿日元 (约合人民币 47 亿元) 的 300MW 的钠硫电池订单, 引起世界范围内的轰动。根据 NGK 公司发布的数据, 截止到 2014 年 6 月, 世界范围内安装的钠硫电池储能系统已经达 450MW/3000MWh (包括在建的 95MW, 日本国内装机容量达 270MW), 占到全部电池储能技术安装容量的一半以上。主要项目情况如表 1-7 所示。

表 1-7 NGK 公司的典型钠硫电池项目

年份	地点	用户单位	规模	用途
1998	日本 Ohito Substation	TEPCO	6MW/48MWh	削峰填谷, 紧急功率支撑
2002	日本东京	Bureau of Sewerage	1MW/7MWh	削峰填谷, 紧急功率支撑
2008	日本 Rokkasho Futamata 风场	Japan Wind Development Co. Ltd.	34MW/224MWh	风电接入
2009	德国柏林	Yunicos	1MW/7MWh	太阳能
2011	阿联酋阿布扎比	Water&Electricity Authority	8MW/53MWh	削峰填谷
2012	美国新墨西哥州 Los Alamos 实验室	NEDO	1MW/7MWh	微网与测试
2014 (在建)	意大利那不勒斯		35MW/230MWh	输电侧投资递延
2014 (规划项目)	阿联酋阿布扎比		108MW/650MWh	削峰填谷, 提高电网效率
2015~2017 (规划项目)	日本 Okinoshima 岛	Chugoku Electric Power	4.2MW/30MWh	微网与孤岛

在 2010 年和 2011 年 9 月发生的钠硫电池着火事故致使钠硫电池的市场化态势受到重创。NGK 公司当即表示在查明原因之前停止该产品销售。人们重新开始审视钠硫电池的应用可行性。

钠硫电池的安全性问题一直是关注的焦点。从 2014 年 NGK 公司发布信息看,着火的原因主要是单体电池破裂后,活性物质流入电池模块间填充的沙层,引起短路、发热,进而起火。目前 NGK 对其钠硫电池单体和模块进行了重新设计,以提高其安全性,主要措施有:增加单体电池自熄灭与防蔓延设计、双层不锈钢与真空绝缘封装、单体电池间填充沙子以减缓燃烧、电路熔断绝缘、单体电池周围设计防火层、电池模块上部和下部设计防火板、监控单体电池电压与模块温度等。

我国钠硫电池的发展是以中国科学院上海硅酸盐研究所为代表的。20 世纪 60 年代至 90 年代期间,面向车用动力电池进行开发钠硫电池,后来由于钠硫电池本身的局限性和在移动领域应用的困难,研究工作一度暂停。2006 年,上海硅酸盐研究所与上海电力公司的合作并转向大容量储能用钠硫电池研究。2007 年 1 月,容量达到 $650\text{A}\cdot\text{h}$ 的单体钠硫电池制备成功。2006 年钠硫电池研制项目被列为国家电网公司“十一五”重点发展。2007 年国家科学技术部通过支撑项目给予钠硫电池支持。钠硫电池的研究得到上海市地方政府和中国科学院方的大力支持。2010 年世界博览会期间,中国科学院上海硅酸盐研究所提供在 $100\text{kW}/800\text{kWh}$ 钠硫电池储能系统在上海世博园智能电网综合示范工程中并网运行,是国内唯一公开报道的钠硫电池示范项目。

1.4.5 全钒液流电池储能电站

经过多年的研究与开发,国内外全钒液流电池在技术开发、应用示范、产业建立等方面取得了重要进展。

1. 日本住友电工公司 (SEI)

SEI 从 20 世纪 90 年代初开始研究全钒液流电池,1985 年开始瞄准固定型电站调峰用全钒液流电池储能系统,并于 20 世纪 80 年代末和 90 年代末分别建成 60kW 、 450kW 级的液流电池储能系统。进入 21 世纪,主要集中风场用在兆瓦级全钒液流电池储能系统的研究。2005 年在日本北海道苫前町建立了 $4\text{MW}/6\text{MWh}$ 全钒液流电池储能系统,用于与 30.6MW 风力发电站匹配,平滑风电输出,这是当时国际上最大的一套全钒液流电池储能系统示范工程。从 2005 年开始测试,持续 3 年,成功进行充放电 27.6 万次。2011 年,SEI 应用其新一代技术,以城市智能微电网为目标市场,在横滨建造了 $1\text{MW}/5\text{MWh}$ 全钒液流电池储能系统。2013 年宣布承建北海道电力公司投资的 $15\text{MW}/60\text{MWh}$ 全钒液流电池储能系统,用于提高新能源接入电网比例。

2. 奥地利 GILDEMEISTER 公司

GILDEMEISTER 公司从 2002 年开始研发全钒液流储能电池,成功开发出 $10\text{kW}/100\text{kWh}$ 及 $200\text{kW}/400\text{kWh}$ 两种型号电池系统,产品主要与太阳能光伏电池配套,用于偏远地区供电、电动车充电站、通信及备用电源领域。目前尚无兆瓦级产品的应用示范。

3. 北京普能世纪科技有限公司

该公司收购了加拿大 VRB 公司,建设了北京基地,开展了国家电网河北张北风光储输示范项目中 $2\text{MW}/8\text{MWh}$ 全钒液流电池储能系统的应用示范。

