

10 MW 级深冷液化空气储能发电系统 自动启动控制方法研究

王维萌¹, 葛俊², 司派友¹, 宋亚军¹

(1. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院(华北电力科学研究院有限责任公司), 北京 100045;

2. 国网冀北电力有限公司, 北京 100054)

摘要:以 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统为研究对象, 简要介绍了技术原理、系统构成、主要设备及工艺流程, 并从自动控制视角, 分别设计了储、释能阶段的启动方法。基于该自动启动方法, 可完成储能阶段空气净化及压缩、空气液化、储热和蓄冷子系统的联合运行以及释能阶段储热、蓄冷和膨胀发电子系统的联合运行, 实现了储能阶段自动达到额定出液量及释能阶段自动满足额定发电量的需求, 提高了能量型机械储能系统对电网负荷变化的响应速度。

关键词:可再生能源; 深冷液化空气; 储能; 发电系统; 自动启动控制

中图分类号:TK02 **文献标识码:**A **DOI:**10.16146/j.cnki.rndlge.2020.02.002

[引用本文格式] 王维萌, 葛俊, 司派友, 等. 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统自动启动控制方法研究[J]. 热能动力工程, 2020, 35(2): 9-17. WANG Wei-meng, GE Jun, SI Pai-you, et al. Study on automatic control methods of start-up for 10 MW power generation system based on liquid air energy storage technology[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(2): 9-17.

Study on Automatic Control Methods of Start-up for 10 MW Power Generation System based on Liquid Air Energy Storage Technology

WANG Wei-meng¹, GE Jun², SI Pai-you¹, SONG Ya-jun¹

(1. State Grid Jibei Electric Power Co. Ltd., Research Institute(North China Electric Power Research Institute Co. Ltd.), Beijing, China, Post Code: 100045; 2. State Grid Jibei Electric Power Co. Ltd., Beijing, China, Post Code: 100054)

Abstract: In this paper, the technical principle, system structure, main equipment and the technical flow process of 10 MW power generation system based on liquid air energy storage technology is briefly introduced. Then automatic control methods for start-up for energy storage and release are designed. Based on the methods, the subsystems including air purification and compression, air liquefaction, cold energy and thermal storage can be combined and run in energy storage stage, while the subsystems including cold energy and thermal storage, power generation can be also combined and run in energy release stage. As a result, the rated liquid air yield needed in energy storage stage and the rated capacity in energy release stage can be achieved, and the response speed of energy-type mechanical storage system to the change of network load is also improved.

Key words: renewable energy, liquid air, energy storage technology, electric power system, automatic control for start-up

收稿日期: 2019-04-14; 修订日期: 2019-05-26

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目资助(张家口可再生能源示范区重大科技示范工程运维关键技术研究, 52018K170028)

Fund-supported Project: Science and Technology Foundation of SGCC (Research on Operation and Maintenance Technologies of Science and Technology Demonstration Projects in ZHANGJiakou Renewable Energy Demonstration Area, 52018K170028)

作者简介: 王维萌(1988-), 男, 黑龙江大庆人, 国网冀北电力有限公司电力科学研究院工程师。

引 言

压缩空气储能技术是一种重要的能量型机械储能技术,依据燃料利用方式可将其分为传统补燃及新型非补燃两大类。现有的新型非补燃压缩空气储能技术根据高压空气存储形式的不同,又可分为先进绝热及深冷液化两种技术路线。新型非补燃式深冷液化空气储能技术不需要传统化石燃料的输入,同时引入技术成熟的制冷液化设备将空气低压液化存储,安全性高,能量密度可达传统高压储气方式的 20 倍,并且不需要天然地下岩穴作为储气室,摆脱了地理和水资源条件的限制,具有较广泛应用前景^[1-4]。

传统补燃式压缩空气储能电站在上个世纪 70 年代就已出现,各国已广泛投入商业运行^[5-10]。近 10 年来,国外学者对新型非补燃式压缩空气储能技术开展了大量的研究和实践工作^[11-12]。国内对新型非补燃式压缩空气储能技术的研发起步较晚,但伴随着我国新能源行业迅猛发展,大量可再生能源消纳对电网安全经济运行产生了极大压力,研发大容量、长寿命以及高可靠性的储能技术可作为缓解上述问题的一种重要手段。因此,对新型非补燃式压缩空气储能发电系统的研究,得到国内相关科研院所、电力行业和政府部门的高度重视,也成为了当前大规模储能发电领域的研发热点^[13-15]。国家发改委在《河北省张家口市可再生能源示范区发展规划》中明确指出将针对可再生能源发储输用四大环节,组织着力实施大容量储能应用等四大工程,加大压缩空气储能等技术研发力度,开展规模化储能试点。国家电网公司以推进大容量储能试点及规模化应用作为四大任务之一,于 2018 年在江苏同里搭建一整套深冷液化空气储能冷热电联供实验样机,预计功率 500 kW、发电时间 1 h,后续将以该样机为技术研发基础,建设 MW 级储能发电示范工程,示范应用大容量、高能量密度、无地理条件限制的深冷液化空气储能电站。

综上所述,现阶段深冷液化空气储能技术发展路线仍处于实验样机及示范平台阶段,只用于进行技术验证,并未进行大规模工业化投产,也未形成标准统一的可借鉴工程应用模式。而深冷液化空气储能发电系统涉及到空分制冷及发电领域的众多单体

设备,监测及控制点数量庞大、种类繁多,各热控参数间关联性强,调节复杂,同时由于运行工况复杂多变,系统频繁启停,运行人员需短时间内快速完成各类设备的启停、切换及参数调整,精神压力大,工作强度高,增加了系统的运行安全风险,甚至造成设备及人身伤害。为了提高储能发电系统启停过程中的安全性和自动化程度,秉承以人为本的原则,本文以 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统为例,研究其自动启动控制方法,为后续同类型储能发电系统的设计和调试提供依据。

1 深冷液化空气储能发电系统简介

1.1 技术原理

如图 1 所示,深冷液化空气储能发电系统包含压缩、制冷、液化、储热、蓄冷、汽化和膨胀发电等一系列复杂热力过程。系统运行模式分为储能和释能两个阶段,两者独立运行。储能阶段,利用电能压缩、冷却并液化空气,同时存储压缩热用于释能阶段加热空气;释能阶段,加压、汽化液态空气,并使其推动膨胀机发电,同时存储汽化过程的冷能,用于储能阶段冷却空气。

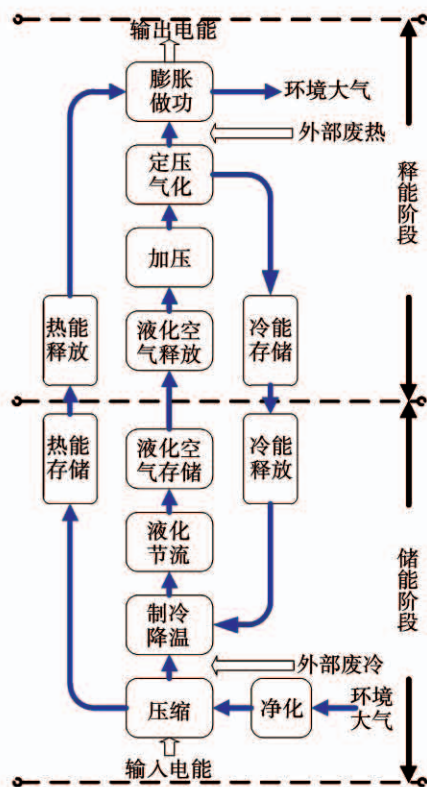


图 1 深冷液化空气储能发电系统技术原理图

Fig. 1 Technical principle diagram of system

1.2 系统构成及主要设备

典型 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统如图 2 所示。依照功能可将系统分解为空气净化及压缩、液化、储热、蓄冷及膨胀发电五个子系统。

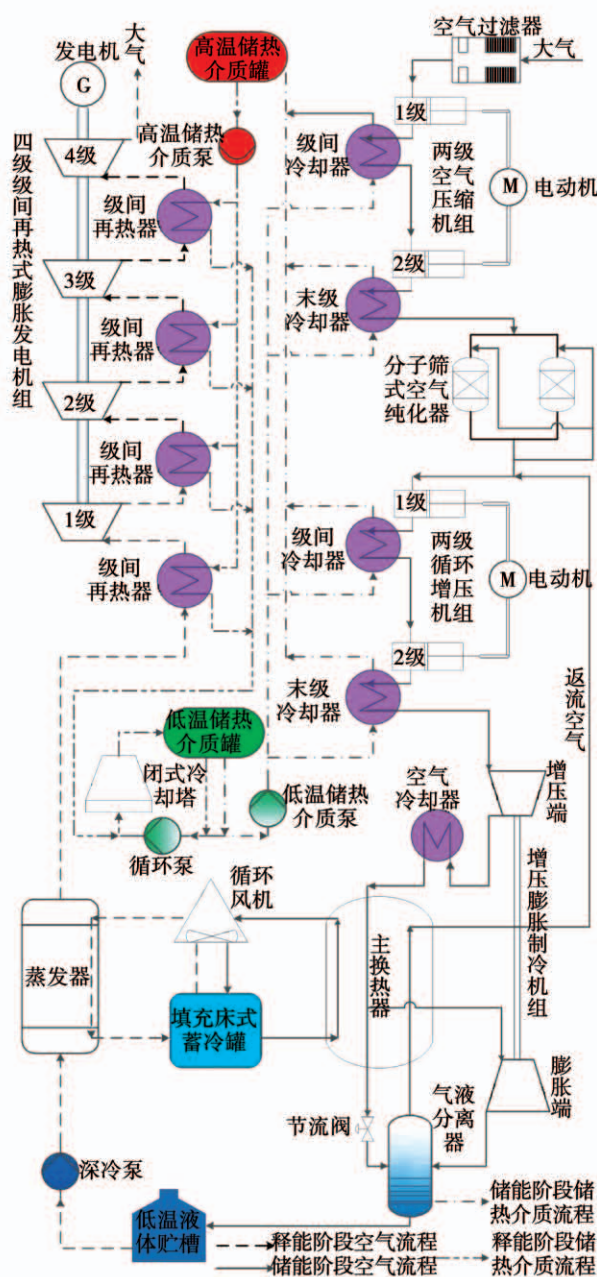


图 2 深冷液化空气储能发电系统流程图

Fig. 2 Flow diagram of system

储能阶段夜间连续运行,需要空气净化及压缩、液化、储热及蓄冷子系统相互配合作;释能阶段白天连续运行,需要储热、蓄冷及膨胀发电子系统相互配合作。

空气净化及压缩子系统主要单体设备有空气过滤器、空气压缩机组、分子筛式空气纯化器以及循环

增压机组等。其主要功能是通过空气压缩机组和循环增压机组利用多余电能压缩上游经过滤和纯化后的空气,以满足下游空气液化需求。

液化子系统主要单体设备包括增压膨胀制冷机组(包括增压及膨胀端)、主换热器、气液分离器和节流阀以及空气冷却器等。其主要功能是将上游纯化后的高压常温干燥空气逐渐冷却至低温,以获得符合工艺条件的液化空气。

储热子系统主要单体设备包括各级间及末级冷却器、各级间再热器、高/低温储热介质罐、储热介质泵和循环泵及闭式冷却塔等。其主要功能是储能阶段将低温储热介质送入级间和末级冷却器存储压缩热能,释能阶段将高温储热介质送入各级间再热器释放存储的热能,实现了热能的回收再利用。

蓄冷子系统主要单体设备包括低温液体贮槽、深冷泵、蒸发器、填充床式蓄冷罐及循环风机等。其主要功能是释能阶段存储蒸发器内液化空气相变释放的冷能,在储能阶段将冷能输入液化子系统,实现了冷能的回收再利用。

膨胀发电子系统主要由四级级间再热式膨胀发电机组构成。该子系统是储能发电系统的核心组成部分。在释能阶段,蒸发器出口的高压空气经各级再热器加热后推动各级膨胀机对外做功,实现能量的释放。

1.3 工艺流程

1.3.1 储能阶段

如图 2 所示,经空气过滤器净化后的原料空气在空气压缩机组内进行两级压缩冷却,然后通入分子筛式空气纯化器。纯化后的空气与来自主换热器的返流空气汇合后再进入循环增压机组内进行两级压缩冷却。从循环增压机组末级冷却器流出的中压空气直接进入增压膨胀制冷机组的增压端,增压后再经空气冷却器冷却并进入主换热器。该股增压空气在主换热器中被返流空气及来自填充床式蓄冷罐的外部冷源空气冷却至一定温度后,又分为两路。一路被送入增压膨胀制冷机组的膨胀端做功;另一路继续在主换热器中冷却液化,出主换热器后再经节流阀节流。两路空气最终一起进入气液分离器进行气液分离。气液分离后的返流空气经主换热器加热到常温后,回到循环增压机组的吸入口处继续循环压缩;分离出的液化空气则进入低温液体贮槽

存储。

在储热子系统,低温储热介质罐内 20 ℃ 的储热介质进入泵增压,然后送入 4 台级间及末级冷却器将各级压缩机排气冷却至 25 ℃ 左右,同时储热介质被加热至高温并汇集送入高温储热介质罐中,实现压缩过程热能的存储。

在蓄冷子系统,填充床式蓄冷罐中存储的冷能通过循环空气输入液化子系统。循环空气首先在循环风机中增压,然后进入填充床式蓄冷罐降温,再通入主换热器被加热至接近常温后返回到循环风机入口,实现冷能的利用。

1.3.2 释能阶段

在蓄冷子系统,液化空气从低温液体贮槽内流出经深冷泵加压,并在蒸发器内气化释放冷能。

在膨胀发电子系统,气化后接近常温的高压空气进入膨胀机组进行四级膨胀发电,为提高单位质量空气发电量,在各级膨胀机入口处设置级间再热器以提高膨胀机入口空气温度。在高温空气驱动下四级膨胀机组带动发电机做功发电并送入电网,完成空气释能与电能的转化。

在储热子系统,高温储热介质罐内的储热介质进入泵增压,然后送入 4 台级间再热器加热膨胀空气,实现了压缩热能的利用。由于系统设计存储的压缩热能大于加热膨胀空气所需的热能,同时考虑到系统启停或变工况过程也会发生热能剩余,因此会导致封闭式冷却塔前汇流的储热介质温度过高,无法实现塔的设计温降,因此先采用循环泵将低温储热介质罐中 20 ℃ 的储热介质增压至封闭式冷却塔入口,混合冷却汇流的储热介质,两者汇合后再经封闭式冷却塔冷却至 20 ℃,最终返回低温储热介质罐中。

在蓄冷子系统,蒸发器内相变释放的冷能通过循环空气存储至填充床式蓄冷罐。循环空气由循环风机增压送入蒸发器中被冷却,得到的低温空气送入填充床式蓄冷罐,从而将冷能传递至填充床式蓄冷罐中以实现冷能的回收存储。低温空气被罐内蓄冷材料加热至接近常温后再返回到循环风机入口完成一次循环。

2 自动启动控制方案

现有深冷液化空气储能发电系统均属于实验平台性质,在储/释能阶段无法实现系统在全停状态下

的自动启动,并且当储、释能阶段的启动程序运行至某一步时,若该步条件不满足,无法继续启动程序的运行,需要人为干预,这大大增加了工作量和人力成本,甚至若不能及时完成系统的启动,还会影响机组的安全稳定运行。为解决上述问题,提出了一种可应用于 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统的自动启动控制方案。

通过对储、释能阶段及各子系统进行启动需求分析,将储能发电系统再细分为 7 个独立组成部分,各部分关系如图 3 所示。

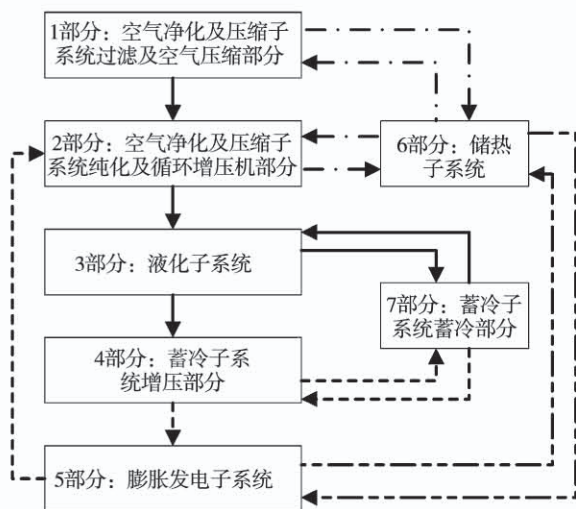


图3 系统结构框图

Fig. 3 Structure diagram of system

2.1 储能阶段自启动流程

2.1.1 储能阶段自启动允许条件

(1) 释能阶段未启动;(2) 空气压缩机润滑油系统运行正常;(3) 循环增压机润滑油系统运行正常;(4) 增压膨胀制冷机润滑油系统运行正常;(5) 低温储热介质罐液位正常;(6) 辅机冷却水系统运行正常;(7) 厂用及仪表用压缩空气系统运行正常。当上述条件全部满足后,储能阶段被允许进入自启动流程。

2.1.2 启动储热子系统(图4)

(1) 启动封闭式冷却塔内风机;(2) 打开低温储热介质泵及循环泵进口阀 6-1 和 6-38,关闭低温储热介质泵出口阀 6-2 及循环泵出口调阀 6-39,打开低温储热介质泵再循环调阀 6-18 及隔离阀 6-17,打开冷却器 1~4 的各进出口阀 6-3~6-10,打开各冷却器至封闭式冷却塔进口阀 6-16,打开

闭式冷却塔进/出口阀 6-36 及 6-37,关闭各冷却器至高温储热介质罐进口调阀 6-15,关闭各再热器至闭式冷却塔进口阀 6-35;(3) 启动循环泵;(4) 打开调阀 6-39;(5) 调阀 6-39 投压力自动控制;(6) 循环泵变频器投温度自动控制;(7) 启动低温储热介质泵;(8) 打开出口阀 6-2;(9) 调阀 6-18 投流量自动控制及低温储热介质泵变频器投压力自动控制;(10) 使各冷却器流量调阀 6-11~6-14 开度满足预定值并使调阀 6-15 投温度自动控制。

上述步骤用于启动闭式冷却塔风机、低温储热介质泵及循环泵,并导通相应管路,同时投入各调阀及变频器的自动控制,为存储压缩热能做准备。

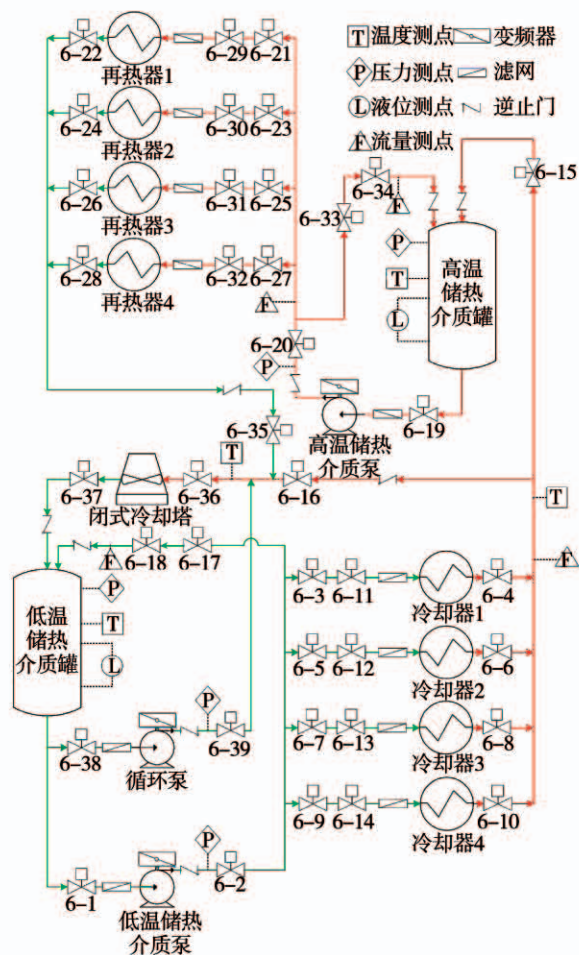


图4 储热子系统(6部分)

Fig.4 Structure diagram of section 6

2.1.3 启动过滤及空气压缩机部分(图5)

(1) 打开空气过滤器入口反吹自清洁控制阀 1-1 及 1-7;(2) 等待空气过滤器差压降至预定范

围;(3) 打开空气压缩机出口放散调阀 1-6,关闭空气压缩机出口阀 1-5,关闭冷凝水吹除阀 1-2~1-4;(4) 冷却器流量调阀 6-11 和 6-12 投气侧温度自动控制;(5) 启动空气压缩机第 1、2 级;(6) 调阀 1-6 投压力自动控制,空气压缩机第 1、2 级变频器投负荷自动控制,空气压缩机组辅助油泵停运且油系统压力正常。

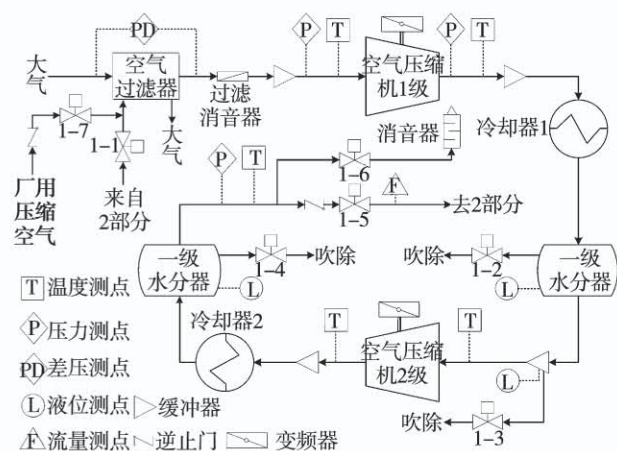


图5 过滤及空气压缩机部分(1部分)

Fig.5 Structure diagram of section 1

上述步骤用于反吹空气过滤器,启动空气压缩机并投入各调阀及变频器的自动控制,同时停运辅助油泵,改由主油泵驱动润滑油循环。

2.1.4 启动纯化及循环增压机部分(图6)

(1) 打开分子筛式空气纯化器泄压阀 2-3、2-4,关闭分子筛式空气纯化器进口阀 2-1 和 2-2、出口阀 2-9 和 2-10,打开分子筛式空气纯化器放散阀 2-7;(2) 等待两分子筛 1 和 2 之间压力小于预定值;(3) 关闭分子筛式空气纯化器泄压阀 2-3、2-4;(4) 打开分子筛式空气纯化器反吹气进口调阀 2-11 和 2-12,打开分子筛式空气纯化器反吹气出口调阀 2-5 和 2-6,关闭分子筛式空气纯化器压力平衡阀 2-8,关闭分子筛式空气纯化器反吹气自供进气阀 2-13 且打开外供进气阀 2-14;(5) 启动电加热器;(6) 等待电加热器运行时间满足预定值;(7) 停运电加热器;(8) 等待阀 2-14 全开时间满足预定值;(9) 关闭分子筛式空气纯化器放散阀 2-7,关闭调阀 2-11 和 2-12、2-5 和 2-6,关闭阀 2-14;(10) 关闭循环增压机进口阀 2-15;(11) 打开空气压缩机出口阀 1-5,打开分子

筛1的进口阀2-1、出口阀2-9或分子筛2的进口阀2-2、出口阀2-10(即分子筛单列运行),分子筛式空气纯化器投自动切换程序(该程序采用PLC就地控制,为设备自带);(12)等待空气出分子筛式空气纯化器的CO₂浓度降至预定值。

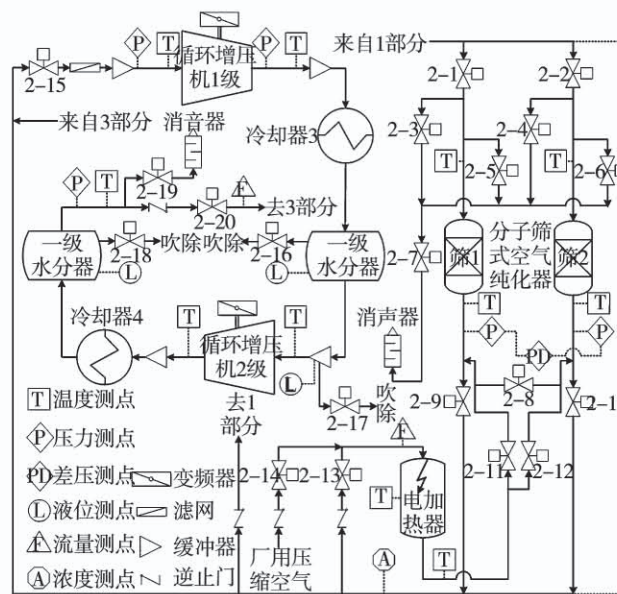


图6 纯化及循环增压机部分(2部分)

Fig. 6 Structure diagram of section 2

上述步骤用于再生分子筛式空气纯化器,并导通相应管路以及投入分子筛式空气纯化器的自动控制。

(13) 打开循环增压机出口放散调阀2-19,关闭循环增压机出口阀2-20,关闭主换热器返流空气调阀3-12,关闭冷凝水吹除阀2-16~2-18;(14) 打开循环增压机进口阀2-15;(15) 冷却器流量调阀6-13和6-14投气侧温度自动控制;(16) 启动循环增压机第1、2级;(17) 调阀2-19投压力自动控制,循环增压机第1、2级变频器投负荷自动控制,循环增压机组辅助油泵停运且油系统压力正常。

上述步骤用于启动循环增压机并投入各调阀及变频器的自动控制,同时停运辅助油泵,改由主油泵驱动润滑油循环。

2.1.5 启动液化子系统(图7)

(1) 关闭增压端进口阀3-1,打开增压端再循环阀3-2,关闭增压端出口阀3-6,关闭膨胀端进口关断阀3-8和进口喷嘴3-9,关闭膨胀端出口

阀3-10,关闭气液分离器出口调阀3-11,关闭低温液体贮槽进口阀4-1,打开主换热器返流空气调阀3-12,关闭主换热器节流阀3-7,打开冷却水进出口阀3-3、3-4,关闭冷凝水吹除阀3-5;(2) 打开阀3-10;(3) 使喷嘴3-9开至预定初始值;(4) 打开阀3-6;(5) 打开循环增压机出口阀2-20;(6) 等待循环增压机出口压力满足预定值;(7) 打开阀3-1;(8) 等待膨胀端进口压力满足预定值;(9) 打开阀3-8;(10) 打开喷嘴3-9使膨胀端转速升至暖机值;(11) 等待膨胀端在暖机转速下运行时间满足预定值;(12) 继续打开喷嘴3-9使膨胀端转速升至额定值,关闭阀3-2,增压膨胀制冷机组辅助油泵停运且油系统压力正常;(13) 等待主换热器返流空气温度达到预定值。

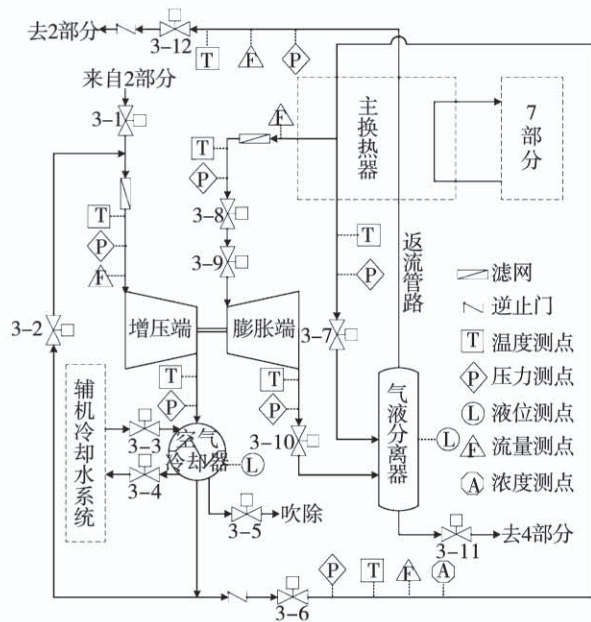


图7 液化子系统(3部分)

Fig. 7 Structure diagram of section 3

上述步骤用于导通循环增压机至增压膨胀制冷机的管路,并启动增压膨胀制冷机开始制冷,同时停运辅助油泵,改由主油泵驱动润滑油循环。

2.1.6 启动蓄冷子系统蓄冷部分(图8)

(1) 关闭填充床式蓄冷罐至循环风机进口隔离阀7-6,关闭蒸发器进口阀7-1、出口阀7-2,打开循环风机出口至填充床式蓄冷罐隔离阀7-3,打开填充床式蓄冷罐进口阀7-5、出口阀7-4,打开主换热器出口阀7-9、进口阀7-8及进口隔离阀7

-7,打开循环风机进口阀7-11及进口隔离阀7-10,打开厂用压缩空气系统补气进口隔离阀7-12,厂用压缩空气系统补气进口调阀7-13投压力自动控制;(2)启动循环风机。(3)气液分离器出口调阀3-11投液位自动控制;(4)等待气液分离器液位达到预定正常值;(5)主换热器返流空气调阀3-12投温度自动控制,循环风机变频器投流量自动控制(流量定值跟踪电网输入负荷变化),打开低温液体贮槽进口阀4-1,节流阀3-7投温度自动控制;(6)等待储能阶段各个子系统运行参数正常。

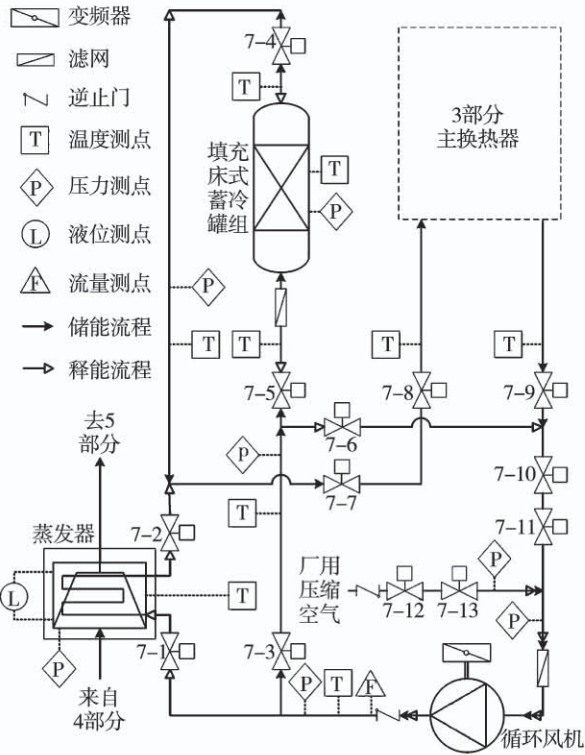


图8 蓄冷子系统蓄冷部分(7部分)
Fig.8 Structure diagram of section 7

上述步骤用于启动循环风机并导通相应管路从而为主换热器输入外部冷能,直至满足液化子系统的额定出液要求。至此,储能阶段自启动流程结束。

2.2 释能阶段自启动流程

2.2.1 释能阶段自启动允许条件

(1) 储能阶段未启动;(2) 膨胀发电机组润滑油系统运行正常;(3) 低温液体贮槽液位正常;(4) 低温储热介质罐液位正常;(5) 辅机冷却水系统运行正常;(6) 厂用及仪表用压缩空气系统运行正常。当上述条件全部满足后,释能阶段被允许进入自启

动流程。

2.2.2 启动蓄冷子系统增压部分(图9)

(1) 打开深冷泵进口阀4-3、4-4及低温液体贮槽出口阀4-2,关闭深冷泵出口阀4-9和4-10,打开深冷泵再循环调阀4-12及隔离阀4-11,关闭深冷泵出口母管调阀4-13;(2) 打开深冷泵体排气阀4-5和4-6,关闭深冷泵体回气阀4-7,打开深冷泵体排气放散阀4-8;(3) 等待深冷泵预冷及泵体排空完成(可通过人工确认);(4) 关闭阀4-8且打开阀4-7;(5) 启动深冷泵1;(6) 调阀4-12投流量自动控制;(7) 打开阀4-9;(8) 深冷泵1变频器投压力自动控制(压力定值跟踪发电负荷变化);(9) 深冷泵2投入联锁;(10) 打开阀4-10。

上述步骤用于对两台深冷泵进行预冷、排空及启动,并导通相应管路,同时投入各调阀及变频器的自动控制以及联锁。

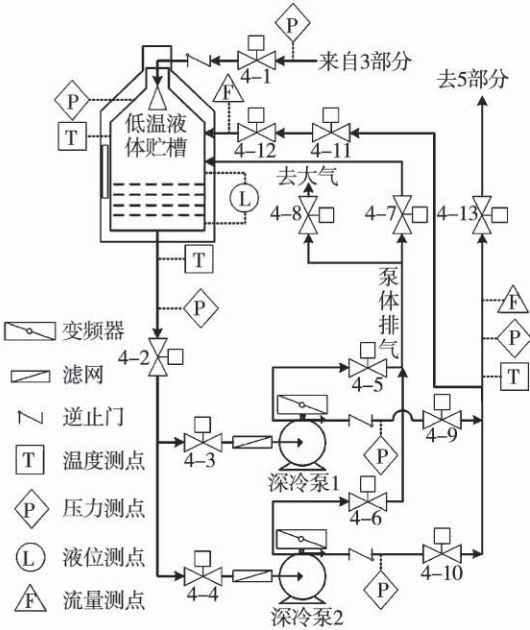


图9 蓄冷子系统增压部分(4部分)
Fig.9 Structure diagram of section 4

2.2.3 启动蓄冷子系统蓄冷部分(图8)

(1) 关闭主换热器出口阀7-9、进口阀7-8及进口隔离阀7-7,关闭循环风机出口至填充床式蓄冷罐隔离阀7-3,打开蒸发器进口阀7-1、出口阀7-2,打开填充床式蓄冷罐出口阀7-5、进口阀7-4以及填充床式蓄冷罐至循环风机进口隔离阀7

-6, 打开循环风机进口阀 7-11、进口隔离阀 7-10, 打开厂用压缩空气系统补气进口隔离阀 7-12, 厂用压缩空气系统补气进口调阀 7-13 投压力自动控制; (2) 启动循环风机; (3) 循环风机变频器投流量自动控制 (流量定值跟踪发电负荷变化)。

上述步骤用于启动循环风机并导通相应管路从而将蒸发器冷能存入填充床式蓄冷罐。

2.2.4 启动储热子系统 (图 4)

(1) 启动闭式冷却塔内风机; (2) 打开高温储热介质泵及循环泵进口阀 6-19 和 6-38, 关闭高温储热介质泵出口阀 6-20 及循环泵出口调阀 6-39, 打开高温储热介质泵再循环调阀 6-34 及隔离阀 6-33, 打开再热器 1~4 的各进出口阀 6-21~6-28, 打开各再热器至闭式冷却塔进口阀 6-35, 打开闭式冷却塔进/出口阀 6-36、6-37, 关闭阀 6-16 及调阀 6-15; (3) 启动循环泵; (4) 打开调阀 6-39; (5) 调阀 6-39 投压力自动控制; (6) 循环泵变频器投温度自动控制; (7) 启动高温储热介质泵; (8) 打开出口阀 6-20; (9) 调阀 6-34 投流量自动控制及高温储热介质泵变频器投压力自动控制; (10) 使各再热器流量调阀 6-29~6-32 开度满足预定值。

上述步骤用于启动闭式冷却塔风机、高温储热介质泵及循环泵, 并导通相应管路, 同时投入各调阀及变频器的自动控制, 为向膨胀发电机组输入热能做准备。

2.2.5 启动膨胀发电子系统 (图 10)

(1) 关闭蒸发器出口阀 5-1, 打开蒸发器出口旁路调阀 5-2, 关闭一级膨胀机进口关断阀 5-3 及二级膨胀机进口喷嘴 5-4, 打开四级膨胀机出口阀 5-5; (2) 深冷泵出口母管调阀 4-13 投液位自动控制; (3) 调阀 5-2 投压力自动控制 (压力定值跟踪发电负荷变化); (4) 蒸发器出口压力及温度达到膨胀发电机组启动所需预定值; (5) 打开阀 5-1 及 5-3; (6) 各再热器流量调阀 6-29~6-32 投气侧温度自动控制; (7) 按预定速率打开喷嘴 5-4 使机组转速升至暖机值; (8) 等待机组各运行参数正常; (9) 等待机组保持暖机转速满足预定时间; (10) 按预定速率打开喷嘴 5-4 使机组转速升至额定值; (11) 等待机组各运行参数正常; (12) 机组辅助油泵停运且油系统压力正常; (13) 机组并

网; (14) 等待机组各运行参数正常; (15) 通过喷嘴 5-4、循环风机变频器及深冷泵 1 变频器的协调调节使机组负荷满足预定初始值; (16) 等待机组各运行参数正常; (17) 通过喷嘴 5-4、循环风机变频器及深冷泵 1 变频器的协调调节使机组负荷满足额定值; (18) 等待机组各运行参数正常。

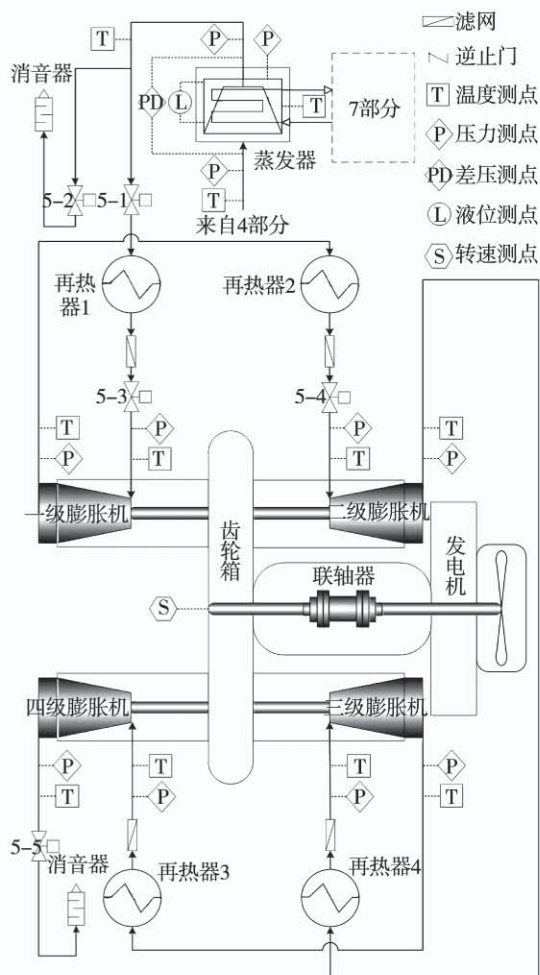


图 10 膨胀发电子系统 (5 部分)

Fig. 10 Structure diagram of section 5

上述步骤首先用于启动膨胀发电机组、暖机并升至额定转速, 同时停运辅助油泵, 改由主油泵驱动润滑油循环。然后用于膨胀发电机组的并网升负荷直至满足额定负荷要求。至此, 整个释能阶段自启动流程结束。

3 结 论

基于 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统, 本文从自动控制这一视角, 分别研究了储、释能阶段的启动方法, 可在储能阶段完成储热子系统、过滤及空

气压缩机、纯化及循环增压机、液化子系统、蓄冷子系统蓄冷等部分的联合运行;在释能阶段完成蓄冷子系统增压、蓄冷子系统蓄冷、储热子系统及膨胀发电系统等部分的联合运行。实现了储能阶段自启动允许条件判断,闭式冷却塔风机、低温储热介质泵及循环泵的启动及管路导通,空气过滤器反吹,空气压缩机组启动,分子筛式空气纯化器再生、切换及投运,循环增压机组启动,增压膨胀制冷机组启动,循环风机启动及管路导通,满足系统的额定出液要求;同时实现了释能阶段自启动允许条件判断,深冷泵预冷、排空、启动及管路导通,循环风机启动及管路导通,闭式冷却塔风机、高温储热介质泵及循环泵的启动及管路导通,最终满足膨胀发电机组启动、暖机、转速升至额定、并网、负荷升至额定的需求。

该自启动方法可使 10 MW 级深冷液化空气储能发电系统更加快速、灵活地响应电网负荷的多变需求,增强了能量型储能系统对负荷及时间的调节能力,极大缓解了大规模可再生能源接入带给电网安全经济运行的压力并提供了更大的新能源消纳空间。随着国内储能发电系统自动化水平的不断提高,其它型式压缩空气储能发电系统自动启动均可以此方法为基础进行改良和设计,因此该方法具有广泛的推广和应用价值。

参考文献:

[1] 刘佳,夏红德,陈海生,等. 新型液化空气储能技术及其在风电领域的应用[J]. 工程热物理学报, 2010, 31(12): 1993-1996.
LIU Jia, XIA Hong-de, CHEN Hai-sheng, et al. A novel energy storage technology based on liquid air and its application in wind power[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2010, 31(12): 1993-1996.

[2] LUO X, WANG J, DOONER M, et al. Overview of current development in compressed air energy storage technology[J]. Energy Procedia, 2014, 62: 603-611.

[3] 郭欢. 新型压缩空气储能系统性能研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院(工程热物理研究所), 2013.
GUO Huan. Performance study on novel compressed air energy storage systems[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Science(Institute of Engineering Thermophysics), 2013.

[4] HOLDEN P, MOEN D, DECORSO M, et al. Compressed air energy storage (cases) plant improvements[M]. Handbook of Clean Energy Systems, John Wiley & Sons, Ltd, 2015.

[5] FERTIG E, APT J. Economics of compressed air energy storage to integrate wind power: A case study in ERCOT[J]. Energy Policy, 2011, 39(5): 2330-2342.

[6] RAJU M, KHAITAN S K. Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: A case study of the Huntorf plant[J]. Applied Energy, 2012, 89(1): 474-481.

[7] XIA C, ZHOU Y, ZHOU S, et al. A simplified and unified analytical solution for temperature and pressure variations in compressed air energy storage caverns[J]. Renewable Energy, 2015, 74: 718-726.

[8] JENKINS N. Exergy and exergoeconomic analysis of a compressed air energy storage combined with a district energy system[J]. Energy Conversion & Management, 2014, 77(1): 432-440.

[9] LINDEN S V D. Bulk energy storage potential in the USA, current developments and future prospects[J]. Energy, 2006, 31(15): 3446-3457.

[10] MAHLIA T M I, SAKTISAHDAN T J, JANNIFAR A, et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2014, 33(33): 532-545.

[11] BRETT G, BARNETT M. The application of liquid air energy storage for large scale long duration solutions to grid balancing[C]. EDP Sciences, 2014: 03002.

[12] MORGAN R, NELMES S, GIBSON E, et al. Liquid air energy storage-Analysis and first results from a pilot scale demonstration plant[J]. Applied Energy, 2015, 137(3): 845-853.

[13] 薛小代, 梅生伟, 林其友, 等. 面向能源互联网的非补燃压缩空气储能及应用前景初探[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 164-171.
XUE Xiao-dai, MEI Sheng-wei, LIN Qi-you, et al. Energy internet oriented non-supplementary fired compressed air energy storage and prospective of application[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 164-171.

[14] 陈来军, 梅生伟, 王俊杰, 等. 面向智能电网的大规模压缩空气储能技术[J]. 电工电能新技术, 2014, 33(6): 1-6.
CHEN Lai-jun, MEI Sheng-wei, WANG Jun-jie, et al. Smart grid oriented large-scale compressed air energy storage technology[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering & Energy, 2014, 33(6): 1-6.

[15] 刘斌, 陈来军, 梅生伟, 等. 多级回热式压缩空气储能系统效率评估方法[J]. 电工电能新技术, 2014(8): 1-6.
LIU Bin, CHEN Lai-jun, MEI Sheng-wei, et al. Cycle efficiency evaluation method of multi-stage RCAES system[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering & Energy, 2014(8): 1-6.