

DOI:10.12158/j.2096-3203.2022.03.014

冰蓄冷装置参与能量互补的微网自律协同控制研究

唐明¹, 李玉杰², 王林杰³, 徐卓凌³, 蒋伟毅³, 陆水锦⁴

(1. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610213; 2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103; 3. 国网江苏省电力有限公司超高压分公司, 江苏 南京 211102; 4. 浙江清华长三角研究院, 浙江 嘉兴, 314001)

摘要:为增强含冰蓄冷装置的多能微网的运行灵活性和可靠性, 高效接纳分布式发电单元和储能单元, 文中从系统全局出发, 提出一种自律协同控制策略, 包含交、直流微网控制及互联装置控制。交、直流微网松弛单元外环采用有功功率-频率($P-f$)下垂控制和有功功率-直流电压($P-V$)下垂控制。交流微网互联装置包含互联功率控制、虚拟同步控制和电压瞬时值闭环控制; 直流微网互联装置包含互联功率控制和移相控制。通过所提控制策略可实现: 电能富足时, 冰蓄冷、蓄电池等装置按照其额定容量自适应吸纳电能, 合理承担储能能量; 负荷高峰时, 优先投入冰蓄冷装置, 其余冷负荷等效电负荷以及电负荷使用其他储能装置并按照额定容量比合理承担。最后通过仿真验证该控制策略的有效性。文中从系统层面研究微网协同控制方法, 为多能微网系统控制器设计提供新的思路。

关键词:多能微网; 自律协同控制; 电池储能; 冰蓄冷装置; 下垂控制; 虚拟同步

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2022)03-0118-07

0 引言

微网是指由分布式电源、储能装置、负荷、监控和保护装置等汇集而成的小型发配电系统^[1-2], 可高效接纳分布式电源, 提高可再生能源的利用效率, 提高供电可靠性和电能质量^[3-5]。微网可工作于并网模式和孤岛运行模式^[6-7], 当工作于孤岛运行模式时, 可为偏远地区或者海岛独立供电^[8-9]。

在单一交流微网中, 直流源及直流负载须通过相应 DC/AC 换流器接入; 同理, 在单一直流微网中, 交流源及交流负载须通过相应 AC/DC 换流器接入。相比于单一交(直)流微网, 交直流混合微网可灵活高效地接纳交(直)流源及负载, 减少中间转换步骤, 提高能源利用率, 降低成本^[10-15]。随着微网内用电负荷的不断增加, 单个微网的容量约束以及供电稳定性等问题突出。若将邻近交、直流微网以集群形式柔性互联运行, 可以高效灵活地接纳交、直流可再生能源以及负荷, 同时增强系统的供电可靠性和运行稳定性^[16-20]。

冰蓄冷兴起于 20 世纪 80 年代, 采用冰作为储能介质, 使大型空调机组在用电低谷期储存能量, 并在电网的供电高峰期供应冷负荷。冰蓄冷具有以下优点: (1) 可缓解用电高峰期的负荷, 达到移峰作用; (2) 利用地区峰谷电价差获得运营收益; (3) 系统中制冷设备满负荷运行比例增大, 状态稳定,

可提高设备利用率^[21-23]。

文献[24]分别采用线性与非线性优化对某办公楼冰蓄冷系统进行了对比分析; 文献[25]从节能及碳排放角度, 研究了北京市某办公楼冰蓄冷空调系统的控制策略。然而, 目前针对冰蓄冷的研究仅针对单一设备, 并没有充分考虑冰蓄冷装置与多能微网其他设备间的协调与互动, 未从系统级层面研究含冰蓄冷装置的多能微网的可控性。

因此, 文中研究了如何通过有效的系统级控制策略, 有效合理地利用冰蓄冷及分布式储能装置, 实现多能微网的稳定控制及功率平衡。首先介绍了多能微网的拓扑结构, 然后详述了自律协同控制策略的控制目标以及详细控制策略, 进而在 PSCAD/EMTDC 中搭建多能微网系统仿真模型, 验证了所提自律协同控制策略的有效性。

1 含冰蓄冷装置的多能微网

1.1 冰蓄冷装置工作原理概述

冰蓄冷装置利用冰的相变潜热进行冷量存储, 由于冰的单位体积蓄冷量比水大, 因此贮槽所占容积较小。冰蓄冷装置制冰温度一般为 $-8 \sim -4$ °C。按照蓄冰形式, 可分为静态蓄冰和动态蓄冰。

静态蓄冰是在盛冰容器内或冷却管外结冰, 冰始终处于相对静止状态, 具体可分为冰球式、冰盘管式。而动态蓄冰技术则彻底改变了原有的传热方式, 在不同空间完成传热环节和相变环节, 传热时不结冰, 结冰时不传热, 传热过程始终为高效的

收稿日期: 2021-11-25; 修回日期: 2022-02-13

基金项目: 浙江省重点研发计划资助项目(2019C01149)

液体强制对流方式,进而消除蓄冰过程中的冰层热阻,提高制冰换热器的效率。

作为城市大型建筑必不可少的组成部分,中央空调系统耗电量巨大,尤其在夏季高峰时段,易与工业用电负荷叠加,形成电力尖峰。将冰蓄冷装置配置于多能微网中,在用电低谷时段制冷,用电高峰时段释放冷量,充分利用冰蓄冷装置的移峰填谷能力,可提高能源利用率,发挥更大的节能效益。

1.2 多能微网结构

含冰蓄冷、分布式发电单元以及储能单元的多能微网结构如图1所示。其中,交、直流区域以并联方式通过电力电子接口装置接入公共直流母线,可高效灵活地接纳分布式发电单元和储能单元,为本地负荷提供高可靠性供电。冰蓄冷纳入多能微网控制框架后,可利用多能互补充分挖掘用户的可调控潜力,提高用户用能灵活性。

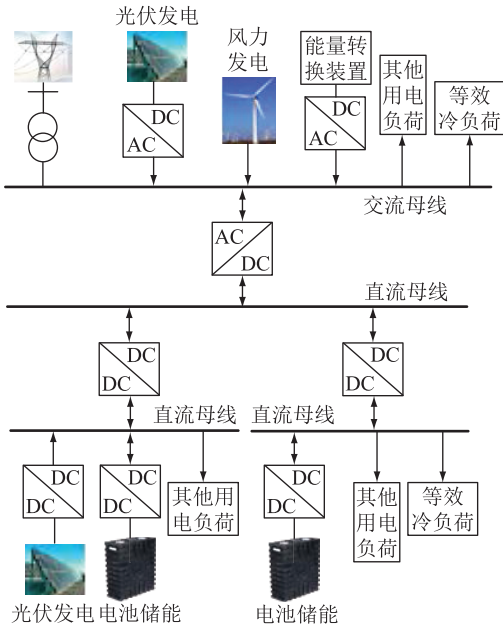


图1 多能微网结构

Fig.1 Topology of multi-energy microgrids

为便于阐述文中所提多能微网系统自律协同控制,将图1所示多能微网系统结构等效为图2所示多能微网等效模型。系统包含1个交流微网和2个直流微网。每个微网内均包含松弛单元(如能量转换装置、蓄电池等储能装置、可控型分布式电源等)和功率单元(如新能源发电、负荷等),其中松弛单元用于维持电压/频率(交流区域)和直流子网(直流区域)稳定。采用最大功率控制的可再生能源分布式发电单元或功率调度模式下的储能单元及负荷等均可看作功率单元。交、直流微网分别通过相应互联装置(DC/AC或DC/DC)与公共直流母线相连。

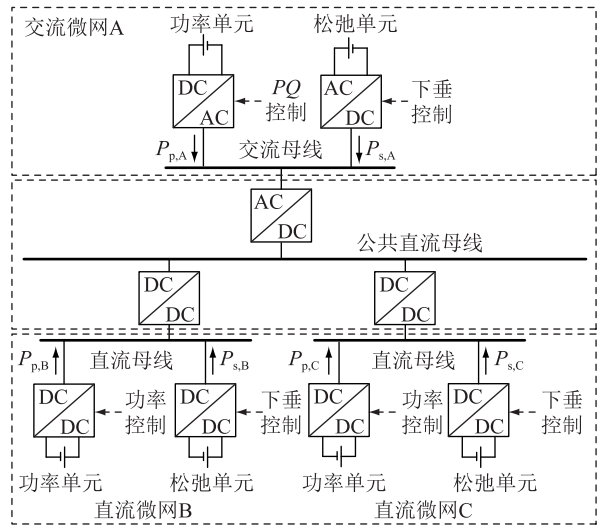


图2 多能微网等效模型

Fig.2 Equivalent model of multi-energy microgrids

图2中, $P_{p,A}$, $P_{p,B}$, $P_{p,C}$ 分别为微网A、B、C的功率单元输出功率,即负荷和其余新能源发电单元出力的净功率,以注入相应母线为正方向; $P_{s,A}$, $P_{s,B}$, $P_{s,C}$ 分别为微网A、B、C内松弛单元的实际储能功率。

2 多能微网自律协同控制策略研究

2.1 多能微网控制框架及目标

为实现图2所示多能微网稳定控制,提出如图3所示的多能微网自律协同控制策略基本框架,期望实现以下暂稳态运行控制功能:

(1) 多能微网物理层面包括直流微网以及交流微网柔性互联的分布式区域。每个微网利用就地控制器实现微网内自律控制目标,微网间的协同控制由上层集中控制器实现控制。

(2) 多能微网中各微网通过互联装置互联,可接受上层集中控制器控制和调度,利用多能互补充分挖掘用户的可调控潜力,实现全系统相应优化运行目标。

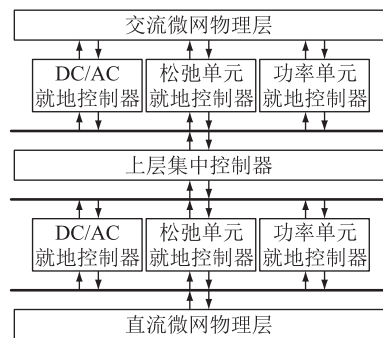


图3 多能微网控制框架

Fig.3 Control framework of multi-energy microgrids

通过多能微网系统级自律协同控制,实现以下控制目标。

(1) 储能阶段:电能富足,分布式能源发电,或电价较低从网上购电时,冰蓄冷、蓄电池等分布式储能装置按照其额定容量吸纳电能,合理承担储能能量。假定交流微网 A、直流微网 B 和直流微网 C 内松弛单元额定容量分别为 $P_{os,A}, P_{os,B}, P_{os,C}$,且其容量比满足 $P_{os,A} : P_{os,B} : P_{os,C} = a : b : 1$ 。当多能微网正常运行时,期望通过自律协同控制策略保证 3 个微网内松弛单元的实际储能功率 $P_{s,A}, P_{s,B}, P_{s,C}$ 能够按照其额定容量比(即 $a : b : 1$)合理承担,提高多能微网内松弛单元利用效率。

(2) 释能阶段:负荷高峰时段,优先投入冰蓄冷装置,其余冷负荷等效电负荷以及电负荷由其他分布式储能装置按照其额定容量比合理承担。

2.2 交/直流微网松弛单元控制策略

2.2.1 交流微网松弛单元控制策略

交流微网 A 内功率单元采用恒功率控制策略,松弛单元控制策略如图 4 所示。外环通过有功功率-频率($P-f$)下垂控制和无功功率-电压($Q-V$)下垂控制,分别生成内环电压瞬时值闭环控制系统的电压参考值相位信号 θ_A 和电压幅值信号 $V_{ref,A}$,然后经过电压内环控制系统完成最终控制目标。

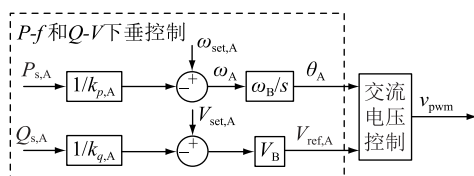


图 4 交流微网松弛单元控制框图

Fig.4 Control block diagram of AC microgrid relaxation unit

图 4 中, $Q_{s,A}$ 为交流微网 A 松弛单元实际输出无功功率; $\omega_{set,A}, V_{set,A}$ 分别为下垂特性曲线的交流频率设定值和交流电压幅值设定值; ω_A 为交流微网 A 的角频率; ω_B, V_B 分别为交流电压的额定频率和幅值基准值; $k_{p,A}, k_{q,A}$ 分别为 $P-f$ 下垂控制和 $Q-V$ 下垂控制的下垂系数; v_{pwm} 为用于控制逆变器的脉宽调制信号输入。为减小稳态误差,提高系统动态响应,电压内环通常采用比例谐振 (proportional-resonant, PR) 控制。

由图 4 可得交流微网 A 内松弛单元输出有功功率与频率具有以下稳态下垂特性:

$$\omega_A = \omega_{set,A} - P_{s,A}/k_{p,A} \quad (1)$$

2.2.2 直流微网松弛单元控制策略

直流微网 i ($i=B, C$) 内功率单元采用恒功率控制策略,松弛单元控制策略如图 5 所示。外环通过

有功功率-电压($P-V$)下垂控制产生内环电压参考值 $u_{ref,i}$,经过内环电压/电流控制完成最终控制目标。图 5 中, $u_{set,i}, k_{p,i}$ 分别为直流微网 i 松弛单元的直流电压设定值和下垂系数; $k_{pu,i}, k_{iu,i}$ 分别为电压外环比例积分 (proportional-integral, PI) 控制器的比例系数和积分系数; $k_{pi,i}, k_{ii,i}$ 分别为电流内环 PI 控制器的比例系数和积分系数; u_i 为直流微网 i 母线电压; $i_{Ls,i}$ 为负载电流测量值; $i_{sref,i}$ 为负载电流给定值; $d_{s,i}$ 为电压/电流控制器的输出值。

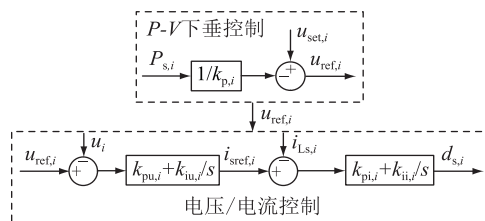


图 5 直流微网松弛单元控制框图

Fig.5 Control block diagram of DC microgrid relaxation unit

当直流微网 i 采用图 5 所示直流电压下垂控制策略时,可用式 (2) 的下垂控制特性描述直流微网母线电压和系统内平衡单元输出稳态功率关系。

$$u_i = u_{set,i} - P_{s,i}/k_{p,i} \quad (2)$$

2.3 多能微网互联装置控制

多能微网互联装置控制策略是实现 2.1 节控制目标的关键。基于交/直流微网松弛单元下垂特性,提出一种多能微网互联装置控制策略,如图 6 所示。其中 $P_{ref,A}, P_{ref,i}$ 分别为交流微网 A、直流微网 i 接口互联装置的实际有功功率参考值; $P_{IC,A}, P_{IC,i}$ 分别为交流微网 A、直流微网 i 接口互联装置的实际有功功率; $Q_{ref,A}, Q_{IC,A}$ 分别为交流微网 A 接口互联装置的实际无功功率参考值和实际无功功率; $\Delta\omega_A$ 为互联功率控制环节引入的交流微网 A 的角频率差值; $\omega_{IC,A}$ 为交流微网 A 互联功率控制的角频率给定值; ω_0 为角频率标准值; ΔV_A 为互联功率控制环节引入的交流微网 A 电压差值; $V_{set,A}$ 为交流微网 A 的电压给定值; V_0 为交流电压控制器的输入值; d_i 为移相控制器的输出值; K_p, H_p 分别为 $P-f$ 控制下垂系数和惯性参数; K_q, H_q 分别为 $Q-V$ 控制下垂系数和惯性参数; $G_p(s)$ 为移相控制传递系数。

交流微网互联装置控制包含互联功率控制、虚拟同步控制以及电压瞬时值闭环控制三部分;直流微网互联装置包含互联功率控制和移相控制两部分。互联功率控制系统的设计是实现多能微网功率协调控制的关键,核心思路如下:首先,假定图 2 所示多能微网公共直流母线处含 1 个虚拟松弛单元,构造式 (3) 所示的虚拟直流电压下垂控制曲线。

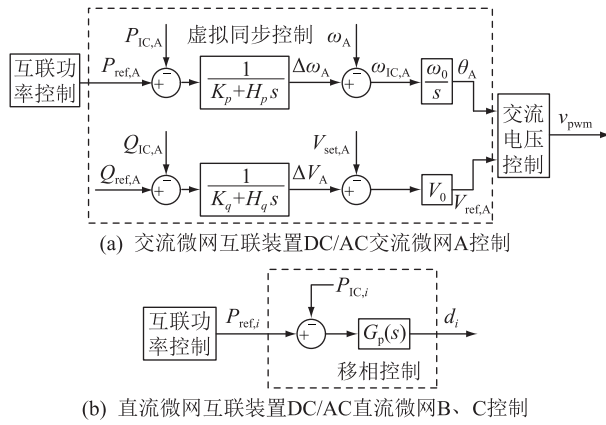


图6 互联装置控制

Fig.6 Control of interlinking converters

$$U_{dc} = U_{deref} - P_{dc}/k_{dc} \quad (3)$$

式中: U_{dc} 为公共直流母线电压; U_{deref} , P_{dc} 分别为虚拟直流电压下垂控制中直流电压设定值及虚拟储能单元注入直流系统功率; k_{dc} 为下垂系数。

定义功率误差如下:

$$\begin{cases} \Delta P_A = P_{s,A} - aP_{dc} \\ \Delta P_B = P_{s,B} - bP_{dc} \\ \Delta P_C = P_{s,C} - P_{dc} \end{cases} \quad (4)$$

式中: ΔP_A , ΔP_B , ΔP_C 分别为交流微网 A、直流微网 B 和直流微网 C 的功率误差。

此外, 由于各交、直流微网中松弛单元实际输出功率和公共直流母线处虚拟储能单元的注入功率分别具有式(1)~式(3)所示下垂运行特性, 因此式(4)中各功率误差可进一步表示为:

$$\begin{cases} \Delta P_A = (\omega_{set,A} - \omega_A)k_{p,A} - a(U_{deref} - U_{dc})k_{dc} \\ \Delta P_B = (u_{set,B} - u_B)k_{p,B} - b(U_{deref} - U_{dc})k_{dc} \\ \Delta P_C = (u_{set,C} - u_C)k_{p,C} - (U_{deref} - U_{dc})k_{dc} \end{cases} \quad (5)$$

在式(5)基础上, 可设计图6所示互联功率控制系统, 表述如下:

$$\begin{cases} P_{ref,A} = \Delta P_A G_{IC,A}(s) \\ P_{ref,B} = \Delta P_B G_{IC,B}(s) \\ P_{ref,C} = \Delta P_C G_{IC,C}(s) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $G_{IC,A}(s)$, $G_{IC,B}(s)$, $G_{IC,C}(s)$ 分别为相应互联功率控制系统的控制器, 文中均为 PI 控制器。

DC/AC 互联装置内环采用虚拟同步控制策略。DC/DC 互联装置内环控制可直接采用功率闭环或电流闭环, 实现功率跟踪控制。

综上所述, 互联装置采用文中所提控制策略, 可充分利用各交、直流微网电压及频率信息, 并将其有效耦合在一起, 互联装置可对各子网内功率扰动或故障引起的电压/频率波动进行响应, 并将其波动信息传递给其他正常运行的微网, 实现全系统

联动, 使得整个多能微网成为有机整体, 提高系统的灵活性和可控性。

3 自律协同控制仿真验证

3.1 多能微网仿真系统建模

在 PSCAD/EMTDC 中搭建多能微网系统仿真模型, 交流微网 A 中能量转换装置等效为松弛单元, 直流微网 B、C 中蓄电池、可控型分布式电源等效为松弛单元。选择交流微网 A、直流微网 B、直流微网 C 内松弛单元额定容量 $P_{os,A}$, $P_{os,B}$, $P_{os,C}$ 均为 100 kW, 比例关系为 $a:b:1=1:1:1$ 。即当多能微网处于储能阶段时, 期望通过文中所提控制方法实现微网中松弛单元实际储能功率 $P_{s,A}$, $P_{s,B}$, $P_{s,C}$ 按照其额定容量比(即 $a:b:1=1:1:1$)合理承担, 提高多能微网内松弛单元利用效率。在该仿真算例中, 交流微网松弛单元、直流电网松弛单元、交流微网接口变流器 DC/AC 及直流微网接口变流器 DC/DC 控制参数分别见表 1—表 4, 功率基值为 100 MW。表中, $k_{pu,A}$, $k_{Ru,A}$ 分别为交流微网 A 中电压内环 PR 控制的比例系数和谐振系数; k_p , k_i 分别为 PI 控制器的比例系数和积分系数。

表1 交流微网松弛单元控制参数

Table 1 Control parameters of relaxation unit in AC microgrid

控制模块	参数	数值
P - f 下垂控制	$\omega_{set,A}/p.u.$	1
	$k_{p,A}$	100
Q - V 下垂控制	$V_{set,A}/p.u.$	1
	$k_{q,A}$	25
PR 控制	$k_{pu,A}$	0.9
	$k_{Ru,A}$	8
	$\omega_0/p.u.$	0.06

表2 直流微网松弛单元控制参数

Table 2 Control parameters of relaxation unit in DC microgrid

控制模块	参数	数值
P - V 下垂控制	$u_{set,i}/p.u.$	1
	$k_{p,i}$	25
电压环 PI 控制	$k_{pu,i}$	1.2
	$k_{iu,i}$	45
电流环 PI 控制	$k_{pi,i}$	0.004
	$k_{ii,i}$	6

3.2 不同工况仿真结果对比

基于上述仿真系统, 文中主要针对以下工况进行仿真验证, 以此来验证所提基于柔性直流互联的多能微网自律协同控制策略。

表 3 DC/AC 控制参数

Table 3 Control parameters of DC/AC

控制模块	参数	数值
功率控制	k_p	1.2
	k_i	10
P - f 下垂控制	$\omega_A/\text{p.u.}$	1
	K_p	120
	H_p	0.15
	$V_{\text{set,A}}/\text{p.u.}$	1
Q - V 下垂控制	K_q	10
	H_q	1.5

表 4 DC/DC 控制参数

Table 4 Control parameters of DC/DC

控制模块	参数	数值
功率控制	滤波时间常数/s	0.01
外环 PI 控制	k_p	0.4
	k_i	25
内环 PI 控制	k_p	0.02
	k_i	120

工况 I : 储能阶段。在该仿真工况中, 首先测试和验证了多能微网通过各自互联装置进行柔性直流互联的平滑启动; 然后通过在线调整交、直流微网内功率单元输出功率来模拟微网内分布式电源或负荷波动, 以此来测试和验证文中所提控制策略的控制效果。

工况 II : 释能阶段。优先投入交流微网冰蓄冷装置, 其余冷负荷等效电负荷及其他电负荷由其他分布式储能装置按照其额定容量比合理承担。

3.2.1 储能阶段

储能阶段中, 功率单元输出功率、公共直流母线电压、直流微网电压、交流微网频率、各交直流微网松弛单元输出功率及互联装置输出功率分别如图 7—图 10 所示。

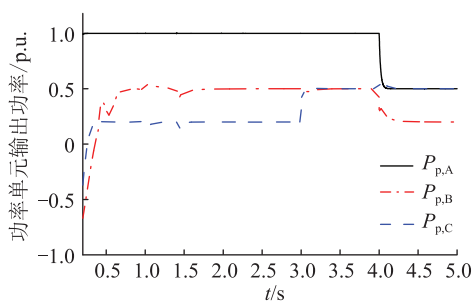


图 7 功率单元输出功率动态

Fig.7 Dynamics of power outputs of power units

$t < 0.4$ s 时, 3 个微网功率单元输出功率分别为 $P_{p,A} = 100$ kW (即 1 p.u.), $P_{p,B} = 50$ kW (即 0.5 p.u.), $P_{p,C} = 20$ kW (即 0.2 p.u.), 交/直流微网接口

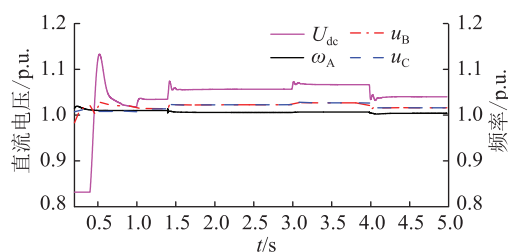


图 8 直流电压和频率动态(储能阶段)

Fig.8 Dynamics of DC voltages and frequency (stage of energy storage)

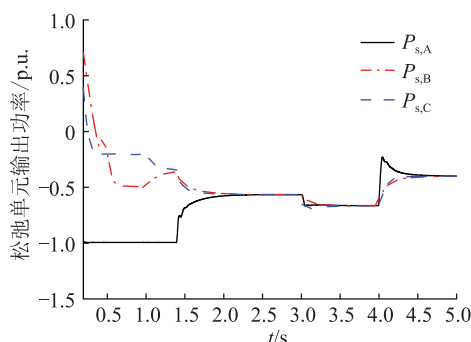


图 9 松弛单元输出功率动态(储能阶段)

Fig.9 Dynamics of power output of relaxation units (stage of energy storage)

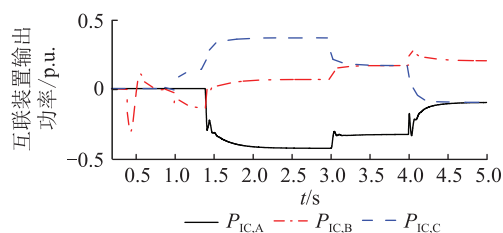


图 10 互联装置输出功率动态(储能阶段)

Fig.10 Dynamics of power output of interlinking converters (stage of energy storage)

变流器处于待机状态。

t 处于 0.4~3 s 时, 多能微网互联装置 DC/DC (直流微网 B)、DC/DC (直流微网 C) 以及 DC/AC (交流微网 A) 分别于 0.4 s, 0.8 s, 1.4 s 依次投入运行。由图可知, 经过暂态波动后, 公共直流母线电压、直流微网电压以及交流微网频率均能维持恒定, 且各松弛单元(储能装置)储能功率按照其额定容量比(即 $a:b:1 = 1:1:1$)进行分配。

t 处于 3~5 s 时, 为模拟功率扰动, $t = 3$ s 时, 直流微网 C 功率单元输出调整为 $P_{p,C} = 50$ kW (即 0.5 p.u.); $t = 4$ s 时, 交流微网 A 以及直流微网 B 功率单元输出分别调整为 $P_{p,A} = 50$ kW (即 0.5 p.u.), $P_{p,B} = 20$ kW (即 0.2 p.u.)。由图可知, 正常功率扰动下, 经过暂态调节后, 公共直流母线电压、直流微网电压和交流微网频率均能维持恒定, 且各松弛单

元(储能装置)储能功率可按照其额定容量比合理承担,验证了文中所提控制策略的有效性。

3.2.2 释能阶段

根据冷负荷需求,优先投入所有冰蓄冷装置,其余冷负荷等效电负荷以及电负荷由其他分布式储能装置按照其额定容量比合理承担。此时,公共直流母线电压、直流微网电压、交流微网频率、各交流微网松弛单元输出功率及互联装置输出功率分别如图11—图13所示。

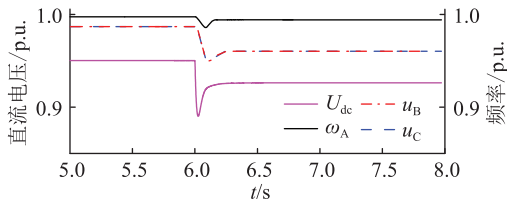


图11 直流电压和频率动态(释能阶段)

Fig.11 Dynamics of DC voltages and frequency (stage of energy release)

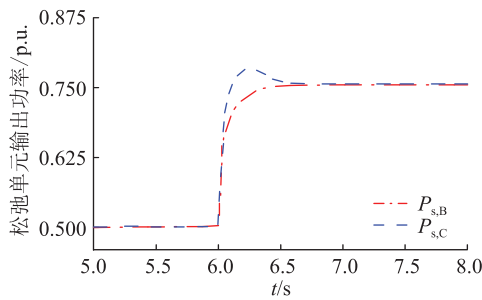


图12 松弛单元输出功率动态(释能阶段)

Fig.12 Dynamics of power output of relaxation units (stage of energy release)

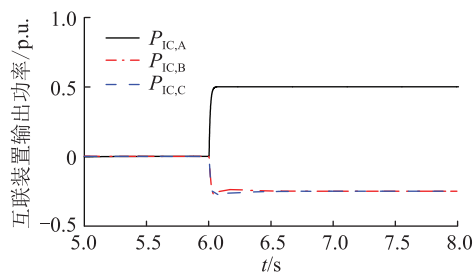


图13 互联装置输出功率动态(释能阶段)

Fig.13 Dynamics of power output of interlinking converters (stage of energy release)

$t < 6$ s时,3个微网功率单元输出功率分别为 $P_{p,A} = -50$ kW(即 -0.5 p.u.), $P_{p,B} = -50$ kW(即 -0.5 p.u.), $P_{p,C} = -50$ kW(即 -0.5 p.u.),交流微网松弛单元(能量转换装置)储能 $P_{s,A} = 50$ kW(即 0.5 p.u.)。多能微网互联装置DC/AC(交流微网A),DC/DC(直流微网B)以及DC/DC(直流微网C)均已投入运行且达到稳态。

t 处于 $6 \sim 8$ s时,假定在 $t=6$ s时等效冷负荷为 100 kW,其他电负荷共 100 kW,优先投入交流微网冰蓄冷装置,此时,交流微网A松弛单元将不再参与微网频率控制,交流微网频率需要得到其他微网支撑。由图11和图12可知,交流微网A频率得到有效支撑,直流微网B以及直流微网C的松弛单元输出功率仍按照其额定容量比分配。

4 结语

文中针对含冰蓄冷装置的多能微网,从系统全局出发,提出一种自律协同控制策略,合理利用冰蓄冷及储能装置多种能量,实现多能微网公共直流母线电压、直流微网电压、交流微网频率稳定控制。仿真结果验证了文中所提控制策略的有效性,该控制策略使得全系统形成整体,可提高整个系统的灵活性和可控性,为含冰蓄冷装置的多能微网系统层面控制设计提供了一条新思路。

本文得到国网江苏省电力有限公司科技项目(J2019052)资助,谨此致谢!

参考文献:

- [1] 王成山,王守相. 分布式发电供能系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2008,32(20):1-4,31.
WANG Chengshan, WANG Shouxiang. Study on some key problems related to distributed generation systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 1-4, 31.
- [2] 王成山. 微电网分析与仿真理论[M]. 北京:科学出版社,2013.
WANG Chengshan. Analysis and simulation theory of microgrids[M]. Beijing: Science Press, 2013.
- [3] 张勤进,庄绪州,刘彦呈,等. 直流微电网多源并联自主均流控制策略[J]. 电网技术,2020,44(3):887-896.
ZHANG Qinjin, ZHUANG Xuzhou, LIU Yancheng, et al. Autonomous current sharing control strategy for parallel micro-sources in DC microgrids[J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 887-896.
- [4] GUPTA A, DOOLLA S, CHATTERJEE K. Hybrid AC-DC microgrid: systematic evaluation of control strategies[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 3830-3843.
- [5] 曾红梅. 直流微电网分布式协同控制研究[D]. 杭州:浙江大学,2016.
ZENG Hongmei. A decentralized and cooperative control strategy for DC microgrid[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2016.
- [6] 高扬,艾芊,王靖. 多智能体系统的交直流混合微电网一致性协同控制[J]. 高电压技术,2018,44(7):2372-2377.
GAO Yang, AI Qian, WANG Jing. Consensus cooperative control of AC/DC hybrid microgrids based on multi-agent system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(7): 2372-2377.
- [7] OUAMMI A, DAGDOUGUI H, DESSAINT L, et al. Coordinated model predictive-based power flows control in a cooperative net-

- work of smart microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015,6(5):2233-2244.
- [8] WANG C S, LIU Y X, LI X L, et al. Energy management system for stand-alone diesel-wind-biomass microgrid with energy storage system[J]. Energy, 2016,97:90-104.
- [9] PASHAJAVID E, SHAHNIA F, GHOSH A. Provisional internal and external power exchange to support remote sustainable microgrids in the course of power deficiency[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017,11(1):246-260.
- [10] JIA L H, ZHU Y Q, DU S F, et al. Analysis of the transition between multiple operational modes for hybrid AC/DC microgrids[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2018,4(1):49-57.
- [11] LOH P C, LI D, CHAI Y K, et al. Autonomous operation of hybrid microgrid with AC and DC subgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013,28(5):2214-2223.
- [12] LOH P C, LI D, CHAI Y K, et al. Autonomous control of interlinking converter with energy storage in hybrid AC-DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2013,49(3):1374-1382.
- [13] 夏杨红. 多子网型交直流混合微电网协同控制技术研究[D]. 杭州:浙江大学, 2019.
XIA Yanghong. Coordinated control for hybrid AC/DC microgrids with multiple subgrids[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2019.
- [14] 李世伟. 交直流混合微网分布式协同控制研究[D]. 北京:北方工业大学, 2020.
LI Shiwei. Research on distributed cooperative control of AC-DC hybrid microgrid[D]. Beijing: North China University of Technology, 2020.
- [15] 郭天宇. 交直流混联的多能微网多时间尺度实时协同调控方法研究[D]. 北京:华北电力大学(北京), 2021.
GUO Tianyu. Research on multi-time scale real-time coordinated operation and control method of AC/DC hybrid multi-energy microgrid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [16] XIA Y H, WEI W, YU M, et al. Decentralized multi-time scale power control for a hybrid AC/DC microgrid with multiple subgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018,33(5):4061-4072.
- [17] XIA Y H, WEI W, YU M, et al. Power management for a hybrid AC/DC microgrid with multiple subgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018,33(4):3520-3533.
- [18] HE M, GIESSELMANN M. Reliability-constrained self-organization and energy management towards a resilient microgrid cluster[C]//2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). Washington, DC, USA. IEEE, 2015.
- [19] 杨剑峰, 张长, 董杰, 等. 故障场景下含多微网的配电网主动协同控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021,33(10):66-72.
- YANG Jianfeng, ZHANG Chang, DONG Jie, et al. Active collaborative control strategy for distribution network with multi-microgrid in fault scenario[J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2021,33(10):66-72.
- [20] 张黎明, 侯梅毅, 朱国防, 等. 基于电压电流协同控制的微网运行模式无缝切换策略[J]. 电力系统自动化, 2019,43(5):129-135, 158.
ZHANG Liming, HOU Meiyi, ZHU Guofang, et al. Seamless transfer strategy of operation mode for microgrid based on collaborative control of voltage and current[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(5):129-135, 158.
- [21] YANG Lian, TAI Nengling, FAN Chunju. Regulation and stabilization by ice storage air-conditioning and battery energy storage system in microgrids[J]. IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering, 2017,12(2):176-184.
- [22] 丁庆, 段绍辉, 王执中, 等. 冰蓄冷空调在高峰谷负荷差地区应用的经济性[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014,26(1):72-75, 80.
DING Qing, DUAN Shaohui, WANG Zhizhong, et al. Economy of ice-storage air-condition used in the area of high peak-valley load difference[J]. Proceedings of the CSU-EPSSA, 2014,26(1):72-75, 80.
- [23] 葛卫梁, 李哲, 谢虎, 等. 微电网中储能/冰蓄冷协调运行的策略研究[J]. 供用电, 2017,34(7):28-33, 20.
GE Weiliang, LI Zhe, XIE Hu, et al. Research on optimal coordinated operation for micro-grid with energy storage and ice storage system[J]. Distribution & Utilization, 2017,34(7):28-33, 20.
- [24] 周李鹏. 某办公楼冰蓄冷系统的线性与非线性优化对比分析[J]. 应用能源技术, 2020(4):21-26.
ZHOU Lipeng. Comparison and analysis of linear and nonlinear optimization of an office ice storage system[J]. Applied Energy Technology, 2020(4):21-26.
- [25] 梁康元, 孙云增, 吴忠名, 等. 北京某办公楼冰蓄冷空调系统控制策略分析[J]. 暖通空调, 2020,50(4):79-81, 96.
LIANG Kangyuan, SUN Yunzeng, WU Zhongming, et al. Control strategy analysis of ice cool storage air conditioning system in an office building in Beijing[J]. Heating Ventilating & Air Conditioning, 2020,50(4):79-81, 96.

作者简介:



唐明

唐明(1986),男,博士,高级工程师,从事智能电网优化运行与控制、能源物联网相关工作(E-mail:tangming@tsinghua-eiri.org);

李玉杰(1991),男,硕士,高级工程师,从事高电压技术、电力设备智能检测技术相关工作;

王林杰(1991),女,硕士,工程师,从事高电压技术、电力设备检测技术相关工作。

Optimization strategy for multi-fault repair of distribution system based on adaptive NSGA-II algorithm

CHEN Chuzhao, SUN Yunlian

(School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: Traditional strategy for multi-fault repair of distribution relies on decision-maker to make the subjective judgment, which is apparently lack of scientific basis. It is easy to make mistakes in judgment. The emergency repair resources cannot be reasonably allocated and the power supply cannot be restored at the first time. In order to solve the problem, an optimization model for multi-fault repair in distribution system is established, which has comprehensively considered multi-group collaboration and rush-repair order. The non dominated sorting genetic algorithm (NSGA)-II algorithm with adaptive parameters is designed. After the Pareto front is obtained, the knee solution algorithm based on angle selection can directly solve a relatively ideal scheme without the participation of decision maker. Simulation results of the distribution network in a town show that the adaptive parameter adjustment strategy can improve the global search ability in the early stage of population evolution and the local search ability in the later stage of evolution. The final repairing scheme obtained by the knee solution algorithm based on angle selection can be selected directly from multiple feasible schemes, which can reduce the burden of decision-makers and it is suitable for practical emergency repair work.

Keywords: distribution network; multi-fault repair; multi-objective optimization; non dominated sorting genetic algorithm (NSGA)-II; adaptive parameters; knee solution

(编辑 方晶)

(上接第 124 页)

Autonomous coordinated control for microgrids considering multi-energy complementary with ice storage devices

TANG Ming¹, LI Yujie², WANG Linjie³, XU Zhuoling³, JIANG Weiyi³, LU Shuijin⁴

(1. Tsinghua Sichuan Energy Internet Research Institute, Chengdu 610213, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211103, China;

3. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Extra High Voltage Branch, Nanjing 211102, China;

4. Yangtze Delta Region Institute of Tsinghua University, Zhejiang, Jiaxing 314001, China)

Abstract: In order to enhance the flexibility and reliability of multi-energy microgrids with ice storage systems, integrate with distributed generations and energy storage systems effectively, an autonomous cooperative control is proposed in this paper, which consists of control of alternating current (AC) and direct current (DC) microgrids and interlinking converters (ICs). Slack terminals in AC and DC microgrids adopt $P-f$ and $P-V$ droop control respectively. The control of the IC with AC microgrid consists of interlinking power control loop, virtual synchronous control and inner voltage control. The control of the IC with DC microgrid includes interlinking power control and phase shift control. With the proposed method, it is possible to achieve followings. When electric energy is abundant, ice storage, storage battery and other devices absorb electric energy adaptively according to their rated capacity and bear the energy storage energy reasonably. At peak load, the ice storage device is put into operation preferentially, and other energy storage devices is used for other cooling loads, equivalent electrical loads and electrical loads, which is reasonably borne according to the rated capacity ratio. The effectiveness of the proposed control is verified by simulation. It should be noted that the proposed method improves the stability and controllability of the whole system, which provides a novel idea for system-level controller design for multi-energy microgrid.

Keywords: multi-energy microgrid; autonomous coordinated control; battery energy storage; ice storage device; droop control; virtual synchronous

(编辑 方晶)