

模块化混合储能系统及其能量管理策略

苏浩^{1,2}, 张建成¹, 冯冬涵², 王宁¹, 宋兆鑫¹, 赵霖晴¹

(1. 华北电力大学 分布式储能与微网河北省重点实验室, 河北 保定 071003;

2. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240)

摘要:针对孤岛直流微网功率缺额补偿和多类型储能介质、多组储能单元间的功率分配问题,设计了一种“储能单元-混合储能模块-混合储能系统”的模块化系统集成架构,并提出相应全局优化与局部分配相结合的双层能量管理策略。上层优化根据直流母线电压越限情况,快速计算微网的功率缺额;进而考虑各储能模块的最大可支持功率和剩余容量,借助“能者多劳”的原则,寻求运行经济性最佳的模块间功率分配方案。下层分配根据各模块内储能单元的荷电状态分区组合,动态决策储能单元的运行优先级,将上层结果在各单元间进一步细分。算例结果表明,所提策略能够在保证直流微网稳定运行的同时,兼顾储能系统的运行经济性。

关键词:混合储能系统;多储能单元并联;模块化;能量管理

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2019.01.019

0 引言

储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、能源互联网的重要组成部分和关键支撑技术^[1]。近年来,随着风/光等新能源发电的快速兴起、功率变换器性能的显著提升以及新型材料的不断进步,储能技术正以其灵活的功率调节能力和良好的可控性,展现出前所未有的发展前景。

混合储能系统 HESS (Hybrid Energy Storage System) 因兼有能量密度大、功率密度高的双重属性而备受关注。通过理论推导^[2]和实验验证^[3]可以证明,混合储能系统相比单一储能介质具有更加显著的性能优势。当前关于混合储能技术的研究大多集中于协调控制策略^[4-5]与容量配置^[6-7]两方面:前者的实质是关于储能介质间的功率分配;而后者是关于储能容量的确定,需要前者作为支撑。因此,寻求多类型储能介质之间的功率分配方案,成为该领域的热点问题。

另外,随着新能源发电的迅速发展,电网需配备的储能系统容量也越来越大。为了满足各储能设备灵活接入和变换器容量限制的需要,发电侧储能系统往往采用共直流母线^[8]多组储能单元并联^[9]的形式。各单元独立工作、分散接入,降低了对储能变换器容量和可靠性的要求。因此,如何在各储能单元间合理分配充放电功率,成为影响储能系统运行效率以及电网安全稳定的关键。文献^[10]设计了一种

一种无主从自均流的电池系统,以提高多机并联的可扩展性;文献^[11]介绍了储能系统多机并联的阻尼控制策略;文献^[12]结合电池荷电状态 SOC (State Of Charge),采用下垂控制对储能功率进行分配。上述研究大多直接通过电压、电流控制环节实现储能单元间的能量管理,对于储能系统的优化运行、经济性分析考虑较少。而对于大型储能电站而言,通过运行优化提高整体循环寿命、降低运行成本,是十分必要的^[13]。

综上所述,发展大容量混合储能技术一定会涉及 2 个层面:不同储能介质、不同储能单元之间的功率分配问题。目前,绝大多数研究往往仅着眼于上述某一层面,同时考虑多介质类型、多单元情况下储能功率分配的研究鲜有报道。另外,对于孤岛直流微网而言,维持其接入点母线电压基本稳定是储能系统的主要任务。根据电能的供需关系确定功率缺额从而借助储能系统及时补充缺额,是微网稳定运行的关键^[14]。

针对孤岛直流微网功率缺额的计算,以及含多类型储能介质、多组储能单元混合储能系统的优化运行问题,本文设计了一种“混合储能介质模块化、储能模块系统化”的架构方式,提出相应的“分散自治、集中协调”的双层能量管理策略,通过信息交互,使上、下层能量管理方案无缝对接,保证微网的稳定运行。

1 模块化混合储能系统及其能量管理策略

模块化混合储能系统(下文简称储能系统)的架构如图 1 所示。储能系统由多个混合储能模块组成,每个模块内部可包含 1 或 2 组储能单元(不同介质)。与当前多组单元并联控制结构^[9-12]不同,该种架构具有以下特点。

a. 将多个变换器支路划归同一储能模块主体管

收稿日期:2018-05-04;修回日期:2018-10-25

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477097);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2016MS89);河北省科技计划项目(16214504D)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51477097), the Fundamental Research Funds for the Central Universities (2016MS89) and the Science and Technology Program of Hebei Province (16214504D)

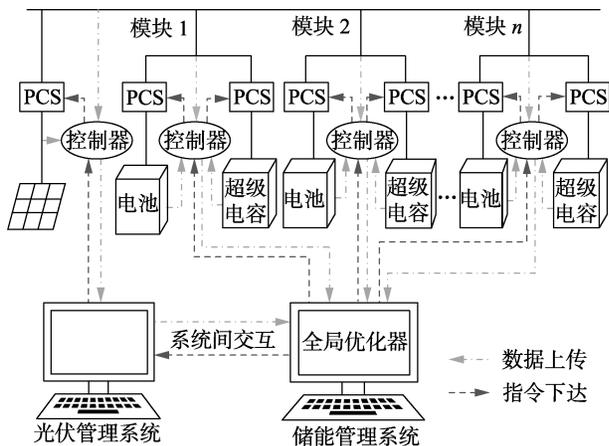


图1 模块化混合储能系统架构

Fig.1 Framework of modular HESS

理,减少了控制器的数量,提高了混合储能技术集成度;有利于不同种类储能介质的模块化接入,便于系统分阶段检修和扩容。

b. 增加了全局优化环节,提高了统筹各单元分配功率的能力;全局优化与局部控制的分离,减轻了底层控制器的运算压力,使得各模块的自主性得到了显著的提高。

信息流方面与上述物理结构相适应,借助上层全局优化器和下层局部控制器,完成整个储能系统的信息交互与运行控制,如图2所示。

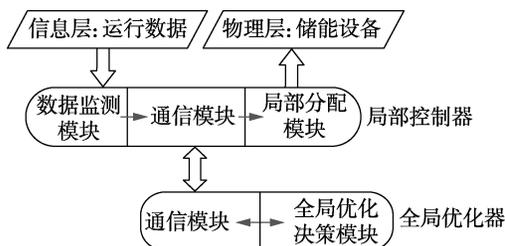


图2 全局优化器和局部控制器结构

Fig.2 Structure of global optimizer and local controller

全局优化器是整个系统功率统筹优化分配的核心。其依据各局部控制器上传的状态数据(如母线电压、储能单元运行电压、荷电状态等)及光伏出力信息,计算储能系统的总出力;通过优化求解得到满足各储能模块运行约束且经济性最优的功率分配指令,并将指令下达至各储能模块局部控制器。

局部控制器是物理层、信息层的交汇口,同时也是各模块自主控制的基础。一方面,将采集的运行状态数据通过通信网上传至全局优化器;另一方面,接收全局优化器的功率指令,进一步完成功率在模块内各储能单元间的分配。通过定功率控制方式,产生脉冲信号驱动变换器的开关管,达到控制目标。

综上所述,本文所提双层能量管理策略架构如图3所示。图中, U_{dc} 为直流母线电压; P_{HESS} 为储能系统总功率; $P_{i\#}$ 为第*i*个模块分配的功率; P_b 、 P_{sc} 分别为模块内电池、超级电容单元的功率。

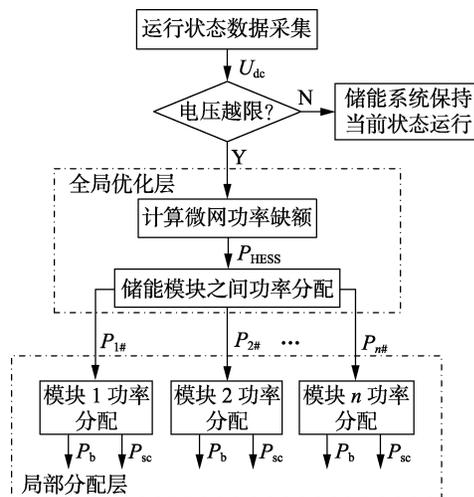


图3 模块化混合储能系统能量管理策略

Fig.3 Energy management strategy of modular HESS

2 孤岛直流微网功率缺额计算

根据电压越限情况,利用储能技术补充相应的供需不平衡功率,可以保证直流电压基本稳定。孤岛模式下直流微网负载主要为电阻性负载和恒功率负载(还包括各类损耗),在功率缺额计算时将其统一等效为动态电阻。假设某时刻,在光伏和储能系统的共同作用下,微网处于稳定运行状态,即满足:

$$P_{PV} + P_{HESS} = U_e^2 / R \quad (1)$$

其中, U_e 为直流母线额定电压; R 为微网中各类负载、损耗的等效电阻; P_{PV} 为该时刻光伏出力;规定 $P_{HESS} < 0$ 时储能系统充电, $P_{HESS} > 0$ 时储能系统放电。若下一采样时刻光伏出力以及负载发生变化,分别变为 P'_{PV} 、 R' ,即满足:

$$P'_{PV} + P_{HESS} = U^2 / R' \quad (2)$$

为了使此时的运行电压 U 恢复至额定值,需调整储能系统的出力。由于采样间隔较短,故在一个采样周期内,认为光伏出力、负载以及损耗保持不变,则有:

$$P'_{PV} + P'_{HESS} = U_e^2 / R' \quad (3)$$

其中, P'_{HESS} 为调整后储能系统的应当出力。进一步,结合式(2)、(3)可得:

$$P'_{HESS} = U_e^2 (P'_{PV} + P_{HESS}) / U^2 - P'_{PV} \quad (4)$$

其中,等号右边的各变量均可由信息系统采集得到。为了满足实际运行需要,划定 $[U_{min}, U_{max}]$ 为电压允许波动范围。若某时刻直流电压在此区间内,说明储能系统保持当前出力即可维持电压稳定,无需调节;当电压超出划定区间上界 U_{max} 时,以 U_{max} 为调整目标,计算储能充电功率;当电压跌至划定区间下界 U_{min} 以下时,以 U_{min} 为基准改变储能输出功率。即 P'_{HESS} 满足:

$$P'_{\text{HESS}} = \begin{cases} \frac{U_{\text{max}}^2}{U^2} (P'_{\text{PV}} + P_{\text{HESS}}) - P'_{\text{PV}} & U > U_{\text{max}} \\ P_{\text{HESS}} & U_{\text{min}} \leq U \leq U_{\text{max}} \\ \frac{U_{\text{min}}^2}{U^2} (P'_{\text{PV}} + P_{\text{HESS}}) - P'_{\text{PV}} & U < U_{\text{min}} \end{cases} \quad (5)$$

这种“电压越限”事件驱动的触发方式避免了控制指令频繁变动,减轻了下层控制系统的压力,有助于延长储能设备的使用寿命。

3 功率分配的全局优化模型

储能模块之间的功率分配需满足各模块功率约束、剩余容量约束。为了使分配的结果更优,本文提出综合考虑“能者多劳”和运行经济性的全局优化策略。“能者多劳”指横向比较各储能模块的功率吞吐能力和能量存储状态,使最大可支持功率高、剩余容量大的模块尽可能多地承担功率,使最大可支持功率低、剩余容量少的模块承担较小的功率,从而有利于充分发挥不同储能设备的工作特性。运行经济性体现在将各储能模块在全生命周期中的总费用折算到单位充放电电能上,每次功率分配使等效总费用最低。

3.1 “能者多劳”功率分配

不同储能模块的最大可支持功率可能存在差别,实时剩余容量也不尽相同。在储能模块间进行功率分配时,单一考虑最大可支持功率因素,可能会使得该因素占优的储能模块一直高功率工作,不利于各模块荷电状态的宏观合理调控;单一考虑剩余容量因素,可能导致部分该因素占优的储能模块过载(超出最大支持功率)运行。为了避免以上单因素分配带来的分配结果不合理的问题,本文综合考虑各储能模块功率吞吐能力、实时能量存储状态这 2 个参量在整个储能系统所占的比重,建立如下功率分配模型:

$$P_i = (\alpha p_{\text{max},i} + \beta e_{\text{left},i}) P'_{\text{HESS}} \quad (6)$$

其中, P_i 为第 i 个储能模块应承担的功率; $p_{\text{max},i}$ 、 $e_{\text{left},i}$ 分别为第 i 个储能模块的最大支持功率能力和剩余容量能力,分别如式(7)、式(8)所示; α 、 β 为引入的能力因子($\alpha, \beta \in [0, 1]$)。

$$p_{\text{max},i} = P_{\text{max},i} / \sum_{m=1}^n P_{\text{max},m} \quad (7)$$

$$e_{\text{left},i} = E_{\text{left},i} / \sum_{m=1}^n E_{\text{left},m} \quad (8)$$

其中, n 为储能模块数; $P_{\text{max},i}$ 、 $E_{\text{left},i}$ 分别为第 i 个储能模块的最大可支持功率、剩余容量。考虑到支路变流器效率 η 及各储能单元充电效率 η_c 、放电效率 η_d ,则有:

$$P_{\text{max},i} = \begin{cases} \sum_j (P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j}) & P'_{\text{HESS}} > 0 \\ \sum_j (P_{\text{max},i,j} / \eta_{i,j}) & P'_{\text{HESS}} < 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$E_{\text{left},i} = \begin{cases} \sum_j (E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j}) & P'_{\text{HESS}} > 0 \\ \sum_j (E_{\text{left},i,j} / \eta_{i,j}) & P'_{\text{HESS}} < 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$E_{\text{left},i,j} = \begin{cases} (\text{SOC}_{i,j} - \text{SOC}_{\text{min}}) k E_{i,j} \eta_{d,i,j} & P'_{\text{HESS}} > 0 \\ (\text{SOC}_{\text{max}} - \text{SOC}_{i,j}) k E_{i,j} / \eta_{c,i,j} & P'_{\text{HESS}} < 0 \end{cases} \quad (11)$$

其中,下标 i, j 表示第 i 个储能模块中第 j 组储能单元; E 为储能单元的额定容量; k 为容量折损系数; SOC_{max} 、 SOC_{min} 为防止储能单元过充过放而设置的储能荷电状态限值。忽略各储能单元的自放电效应,则其实时荷电状态为:

$$\text{SOC} = \begin{cases} \text{SOC}_0 - (1/\eta_d) \int P dt / E & P > 0 \\ \text{SOC}_0 - (\eta_c) \int P dt / E & P < 0 \end{cases} \quad (12)$$

其中, SOC_0 为上一时刻某储能单元的荷电状态; P 为某一周期内该储能单元的实际充放电功率。

3.2 约束条件

a. 最大可支持功率约束。

储能模块承担的功率不应大于该模块的最大可支持功率,即:

$$|P_i| \leq P_{\text{max},i} \quad (13)$$

b. 剩余容量约束。

储能模块在采样周期 ΔT 内的吞吐电能不应大于该模块的剩余容量,即:

$$|P_i \Delta T| \leq E_{\text{left},i} \quad (14)$$

c. 多储能单元功率约束。

对于含多组储能单元的储能模块,仅靠以上 2 类约束无法保证其运行的合理性。若模块内某一储能单元已无可用容量,但约束 **a** 中仍将其支持功率计算在模块最大可支持功率内,进而可能导致功率分配时该模块分配的功率过大,超出内部介质的承受范围。为了解决该问题,构造更具普遍性的约束,如式(15)所示。

$$|P_i| \leq \begin{cases} \sum_j \min \{ P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j}, E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j} / \Delta T \} & P'_{\text{HESS}} > 0 \\ \sum_j \min \{ P_{\text{max},i,j} / \eta_{i,j}, E_{\text{left},i,j} / (\eta_{i,j} \Delta T) \} & P'_{\text{HESS}} < 0 \end{cases} \quad (15)$$

可以证明,若某模块的功率 P_i 满足式(15),则 P_i 一定能被模块内的各单元在同时满足式(13)、(14)所示约束的情况下完全分配。具体证明过程见附录 A。

d. 等式约束。

储能模块的出力应满足总功率缺额要求,即:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P'_{\text{HESS}} \quad (16)$$

3.3 目标函数

IEC60300-3-3 标准^[15]规定,设备的全生命周期成本(LCC)包括购置成本(AC)、运维成本(OC)和处置成本(DC)。杨裕生院士在文献[16]中提出将储能设备的购置费用折算到1 kW·h 充放电能上,用来评估储能的经济效益。结合以上两者,并考虑对多单元情况的适用性,构建本文经济性最优的目标函数如下:

$$\min F = (C_1 P_1 + C_2 P_2 + \dots + C_n P_n) \Delta T \quad (17)$$

其中, F 为采样周期内储能系统的综合费用; C_i 为第*i*个储能模块充放电能1 kW·h 时全生命周期平均费用,如式(18)所示。

$$C_i = C_{ac,i} + C_{oc,i} + C_{dc,i} \quad (18)$$

其中, $C_{ac,i}$ 为第*i*个储能模块的购置成本(折算到1 kW·h),如式(19)所示; $C_{oc,i}$ 、 $C_{dc,i}$ 分别为第*i*个储能模块充放电1 kW·h 时的运维成本、处置成本,分别如式(20)、式(21)所示。

$$C_{ac,i} = \sum_j Q_{i,j} / \sum_j (E_{i,j} L_{i,j} D_{i,j}) \quad (19)$$

$$C_{oc,i} = K_{oc,i} C_{ac,i} \quad (20)$$

$$C_{dc,i} = K_{dc,i} C_{ac,i} \quad (21)$$

其中, $L_{i,j}$ 为第*i*个储能模块中第*j*组储能单元的放电深度; $D_{i,j}$ 为相应放电深度下的循环使用寿命; $Q_{i,j}$ 为第*i*个储能模块中第*j*组储能单元的投资费用; $K_{oc,i}$ 、 $K_{dc,i}$ 分别为第*i*个储能模块的运维成本系数和处置成本系数,其含义分别为运维总费用、处置总费用与购置总费用之比。

3.4 模型求解

上述模型可简化为关于 α 、 β 的线性规划问题,采用人工变量M单纯形法对其进行求解。该算法的实质是将最优解的求取范围缩小至凸集的各极值点,计算量小,求解速度快,能通过有限次换基迭代明确得到解的性质,即最优解、无界解或无可行解。其中,出现无界解的前提是原规划问题的可行域无界,而本文所建模型的各种约束均无发散条件,故不会出现该情况。若无可行解,说明原问题无可行域,即微网的功率需求超出了各储能模块的功率能力,此时调整储能系统的各模块直接以最大功率运行。具体求解过程如附录B中图B1所示。

4 局部分配策略

如第1节所述,全局优化与局部分配的分离使得各局部控制器相对独立,可采用多种不同控制方

法和分配策略。鉴于超级电容的循环寿命长,与电池配合可节约后者的充放电次数;超级电容的功率密度大,可以为电池提供紧急大功率支援,为此本文提出以下基于荷电状态分区的充放电优先级动态调整协调策略。

分别引入超级电容充电电压阈值 $V_{sc,c}$ 、放电电压阈值 $V_{sc,d}$ 及蓄电池充电荷电状态阈值 $SOC_{b,c}$ 、放电荷电状态阈值 $SOC_{b,d}$,对2种储能介质电能存储量进行分区,如图4所示。用 C_{MAX} 表示储能介质的最大充放电能力,如式(22)所示。

$$C_{MAX} = \begin{cases} \min\{P_{max}\eta, E_{left}\eta/\Delta T\} & P_i > 0 \\ \min\{P_{max}/\eta, E_{left}/(\eta\Delta T)\} & P_i < 0 \end{cases} \quad (22)$$

其中, P_{max} 、 E_{left} 分别为模块内各介质的最大可支持功率、剩余容量。

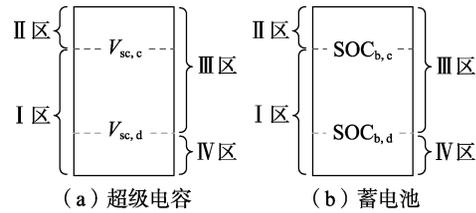


图4 超级电容和蓄电池电能存储量分区

Fig.4 Partition of energy storage of super-capacitor and battery

(1) 充电状态($P_i < 0$)。

a. 若 $V_{sc} < V_{sc,c}$,则超级电容的剩余容量充裕,优先充电。若 $|P_i| < C_{MAXsc}$,则超级电容的给定功率 $P_{ref,sc} = P_i$,蓄电池的给定功率 $P_{ref,b} = 0$;否则需两者配合完成,此时蓄电池优先以预设额定功率 P_{bN} 运行, $P_{ref,b} = -P_{bN}$, $P_{ref,sc} = P_i - P_{ref,b}$,若无法满足功率限制要求,则 $P_{ref,sc} = -C_{MAXsc}$, $P_{ref,b} = P_i - P_{ref,sc}$ 。这种“超级电容优先充电,蓄电池优先以额定功率充电”的模式,可有效限制蓄电池的使用次数,减少蓄电池功率的频繁波动。

b. 若 $V_{sc} > V_{sc,c}$ 且 $SOC_b \leq SOC_{b,c}$,则蓄电池的剩余容量充足,为了避免因超级电容能量满额而造成单元整体功率能力下降,蓄电池优先充电:若 $|P_i| < C_{MAXb}$,则 $P_{ref,b} = P_i$, $P_{ref,sc} = 0$;否则两者配合完成,此时 $P_{ref,b} = -C_{MAXb}$, $P_{ref,sc} = P_i - P_{ref,b}$ 。

c. 若 $V_{sc} > V_{sc,c}$ 且 $SOC_b > SOC_{b,c}$,则2种介质均接近能量满额,依其最大充放电能力按比例分配功率: $P_{ref,sc} = P_i C_{MAXsc} / (C_{MAXsc} + C_{MAXb})$, $P_{ref,b} = P_i - P_{ref,sc}$ 。

(2) 放电状态($P_i > 0$)。

a. 若 $V_{sc} \geq V_{sc,d}$,则超级电容的剩余容量充足,优先放电。若 $P_i < C_{MAXsc}$,则 $P_{ref,sc} = P_i$, $P_{ref,b} = 0$;否则两者配合完成,此时蓄电池优先以预设额定功率运行, $P_{ref,b} = P_{bN}$, $P_{ref,sc} = P_i - P_{ref,b}$,若无法满足功率限制要求,则 $P_{ref,sc} = C_{MAXsc}$, $P_{ref,b} = P_i - P_{ref,sc}$ 。

b. 若 $V_{sc} < V_{sc,d}$ 且 $SOC_b \geq SOC_{b,d}$,则蓄电池的剩

余容量充足,为了避免因超级电容电量过低而造成储能单元整体功率能力下降,由蓄电池优先放电。若 $P_i < C_{MAXb}$, 则 $P_{ref,b} = P_i, P_{ref,sc} = 0$; 否则 2 种储能介质配合运行, $P_{ref,b} = C_{MAXb}, P_{ref,sc} = P_i - P_{ref,b}$ 。

c. 若 $V_{sc} < V_{sc,d}$ 且 $SOC_b < SOC_{b,d}$, 则 2 种介质的电量均接近不足, 此时依其最大充放电能力按比例分配: $P_{ref,sc} = P_i C_{MAXsc} / (C_{MAXsc} + C_{MAXb}), P_{ref,b} = P_i - P_{ref,sc}$ 。

(3) 当 $P_i = 0$ 时, DC/DC 电路闭锁, 无功率输出。

5 算例分析

5.1 模型检验

为了验证本文所提能量管理策略的有效性, 搭建仿真模型进行检验。算例参数如下: 光伏电池的出力为 90~150 kW; 负荷由随机负荷和恒功率负荷组成, 随机负荷为 78~126.5 kW, 恒功率负荷分阶段分别投入 10 kW(3 min)、40 kW(15 min)、5 kW(20 min)、20 kW(23 min)。储能系统在 90 s 时投入, 由 2 个储能模块构成。为了充分验证本文所提策略对模块内部储能单元种类、数量的普适性, 模块 1 采用锂电池和超级电容组成的混合储能, 模块 2 只含铅酸电池单元。3 组储能单元的初始荷电状态分别为 0.49、0.5、0.4, 超级电容电压阈值 $V_{sc,c} = 0.89V_{sc,e}$ 、 $V_{sc,d} = 0.63V_{sc,e}$ ($V_{sc,e}$ 为超级电容的额定电压, 此时对应荷电状态 $SOC_{sc,c} = 0.8$ 、 $SOC_{sc,d} = 0.4$), 2 组电池单元的荷电状态阈值均为 $SOC_{ba,c} = 0.7$ 、 $SOC_{ba,d} = 0.3$ 。储能系统的具体参数如附录 C 中表 C1 所示。直流母线的额定电压为 400 V, 允许波动的范围为 $\pm 5\%$, 变换器效率 $\eta = 0.8$, 储能容量折损系数 $k = 1$, 采样间隔为 0.3 s。

为了检验功率频繁波动情况下储能系统的响应效果, 光伏出力和负荷波动间隔设为 3 s, 如图 5 所示。

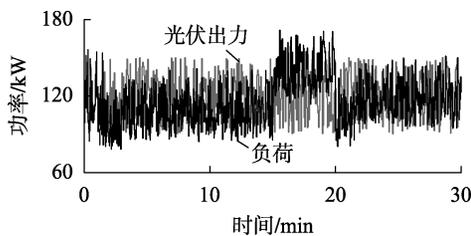


图 5 光伏发电和负荷波动曲线

Fig.5 Fluctuation curves of PV and load power

90 s 后储能系统投运, 图 6 记录了实时计算得到的储能系统的应当总出力, 以及经过上层全局优化器得到的储能模块 1、2 的功率分配情况。图 7 给出了分配过程中最大功率能力因子 α 、剩余容量能力因子 β 的优化值。

根据附录 C 中表 C1 可知, 储能模块 1 的最大支持功率、储能总容量均高于储能模块 2; 由图 6 所示功率分配结果可看出, 储能模块 1 承担的功率同样

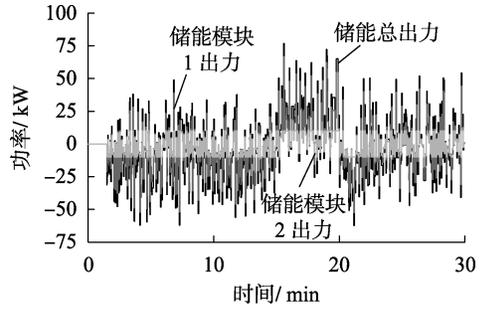


图 6 储能系统总出力和模块间功率分配结果

Fig.6 Total output of HESS and distribution power of modules

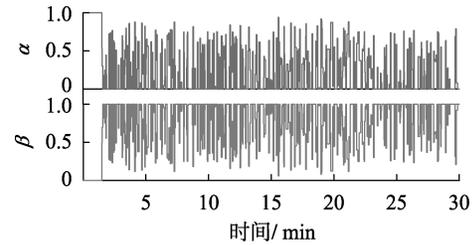


图 7 α 、 β 的优化值

Fig.7 Optimization values of α and β

高于储能模块 2, 这初步反映了“能者多劳”分配策略的有效性。进一步地, 由图 7 可看出, 在功率优化分配过程中, 虽有 $\alpha = 0$ 、 $\beta = 1$ 的情况 (表示只按剩余容量因素分配), 但更多时候 $\alpha \neq 0$ 、 $\beta \neq 1$, 这说明综合考虑最大支持功率和剩余容量因素比只考虑剩余容量因素具有更好的分配效果。

下层局部控制器控制下的各模块内部储能单元的具体出力情况如图 8 所示。超级电容承担了高频波动功率, 两储能模块中的电池充放电功率均保持在配置范围内。特别地, 在局部分配策略的引导下, 储能模块 1 中磷酸铁锂电池的充放电次数大幅减少。储能模块 1 的荷电状态如图 9 所示。可见, 当模块内超级电容的荷电状态达到 80% (如 4 min) 或低于 40% (如 16 min) 时, 改由电池优先充放电, 尽可能避免因超级电容容量不足而导致模块整体充放电能力下降。

在储能系统的参与下, 直流母线电压如图 10 所示。考虑到数据通信、计算和实际控制带来的延时, 为了保证直流电压的波动范围在 $\pm 5\%$ 之内, 电压限

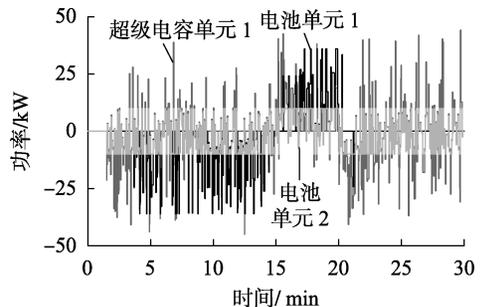


图 8 各储能单元的实际出力

Fig.8 Actual output of energy storage units

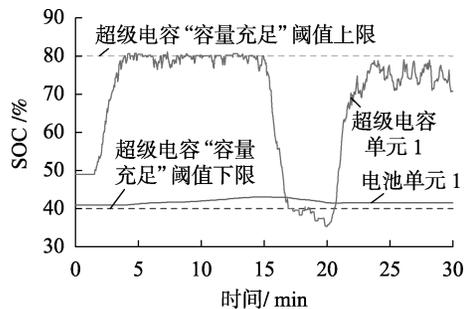


图 9 储能模块 1 的荷电状态

Fig.9 SOC of energy storage module 1

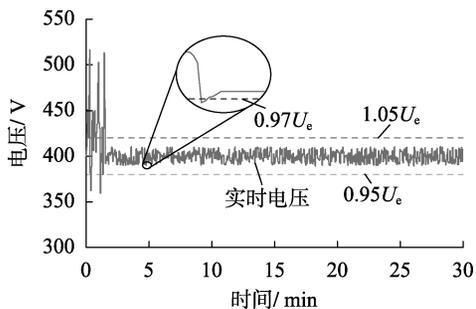


图 10 直流母线电压

Fig.10 Voltage of DC bus

值需留有一定的裕度:令 $U_{\max} = 1.03U_e$, $U_{\min} = 0.97U_e$ 。由图 10 可见,在光伏、负荷高频波动的情况下,储能系统投运前电压波动越限较严重;90 s 时投运储能系统后,直流母线电压基本保持稳定。从微观图上也可看出,当 4 min 56 s 电压跌落低于 U_{\min} 时,经储能系统调整后,电压最终回升至 U_{\min} 附近。

5.2 对比验证

为了探究优化因子 α 、 β 对功率分配结果的影响,同时验证本文所提全局优化策略的有效性,设置 3 种方案与之对比。方案 1 在进行模块间功率分配时,采用固定 $\alpha=0$ 、 $\beta=1$ (只按剩余容量因素分配) 准则;方案 2 采用固定 $\alpha=1$ 、 $\beta=0$ (只按最大支持功率因素分配) 准则;方案 3 在进行全局优化时不限定分配准则(去除式(6)), 仅以各模块总功率满足微网电压稳定要求为目标函数。3 种方案的其余环节(功率缺额计算、局部分配)均与本文方案相同。各方案功率分配结果及相应成本统计(按分钟结算)如图 11—14、附录 C 中图 C1 所示。

可以看出,完全按照剩余容量进行分配(方案 1)具有最佳的经济性,但难以保证模块功率在单元内的合理分配(电池单元 2 超最大功率 10 kW 运行),实际运行表现为:该周期内储能系统无法完全满足电压稳定的功率需求。按最大支持功率因素分配(方案 2)的经济性较差,且使得电池单元 2 一直以小功率运行,整个算例周期内荷电状态波动较小,电池容量没有得到充分利用。方案 3 能够满足微网的功率需求(各单元功率均未越限),但同样存在经济成本较高的缺点。综上所述可以得出结论:本文

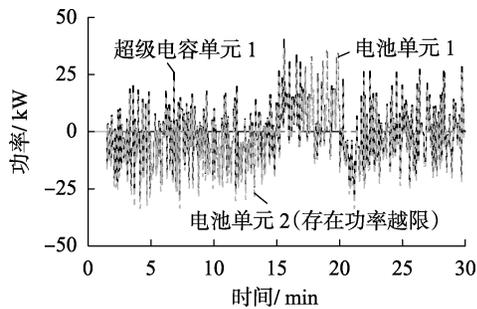


图 11 方案 1 的功率分配结果

Fig.11 Power distribution results of Scheme 1

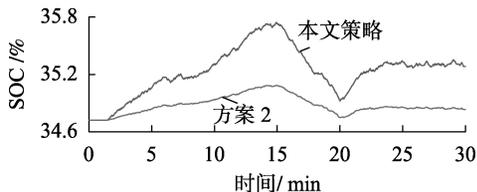


图 12 电池单元 2 的荷电状态

Fig.12 Comparison of SOC of battery unit 2

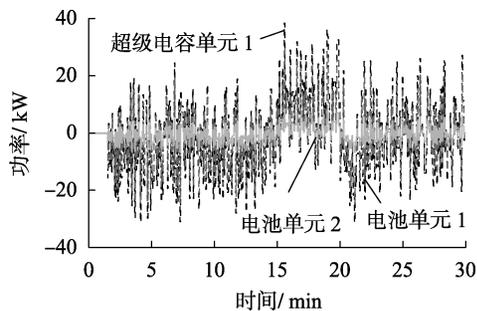


图 13 方案 3 的功率分配结果

Fig.13 Power distribution results of Scheme 3

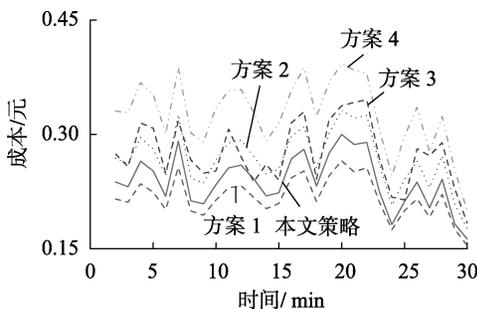


图 14 各方案成本对比

Fig.14 Comparison of cost among schemes

所提策略实际上是通过动态调控 α 、 β , 牺牲部分经济性以保证各单元功率均不越限;在保证满足储能总需求的前提下,寻求经济性最佳的运行方式。

经计算,仿真时长内储能系统共吞吐电能 8.22 kW·h。本文所提策略消耗总储能成本 7.03 元,方案 1—3 的总储能成本分别为 6.41 元、7.89 元、8.35 元。

最后,将本文所提策略与某储能系统示范工程所用分配策略(方案 4)进行对比。该工程中储能系统由锂电池组、超级电容组构成,每个组内各储能单元间采用功率等分模式(各电池单元配置相同)。

为了与前述算例形成对照,方案 4 的储能系统同样采用附录 C 中表 C1 所示参数,在沿用该实际工程分配思想的同时,修改电池组内各单元功率分配方式为 18:5,以保证各电池单元功率均不越限。这是因为附录 C 中表 C1 所示的两电池单元的容量基本相等,最大可支持功率之比为 18:5。该方案的运行成本、功率分配结果分别见图 14、附录 C 中图 C2。可以看出,方案 4 也较好地满足了微网的功率需求,但由于未涉及功率出力的优化,其经济性较差。

6 结论

多储能单元间的功率分配是大容量储能系统集成应用的基础。针对混合储能技术的规模化运行,本文设计了一种模块化集成架构,提出了基于功率平衡的储能总出力快速计算方法,并通过双层能量管理策略完成了功率在系统级-模块级-单元级间的梯次分配。另外,本文提出的架构具有较高的模块自主性,不同模块内可采取不同的局部控制策略,其功率分配不受全局优化的管控,从而将双层功率分配有效解耦,进一步提高了系统的模块化程度。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家发展改革委,财政部,科学技术部,等. 关于促进储能技术与产业发展的指导意见[Z]. 北京:国家发展改革委,2017.
- [2] DOUGAL R A, LIU S, WHITE R E. Power and life extension of battery-ultracapacitor hybrids[J]. IEEE Transactions on Components and Packaging Technologies, 2002, 25(1): 120-131.
- [3] JARVIS L P, ATWATER T B, CYGAN P J. Hybrid power sources for land warrior scenario[J]. IEEE Aerospace and Electronic Systems Magazine, 2000, 15(9): 37-41.
- [4] 蒋玮,周赣,王晓东,等. 一种适用于微电网混合储能系统的功率分配策略[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 38-43. JIANG Wei, ZHOU Gan, WANG Xiaodong, et al. Power allocation strategy of hybrid energy storage system for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 38-43.
- [5] 丁明,林根德,陈自年,等. 一种适用于混合储能系统的控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 1-6. DING Ming, LIN Gende, CHEN Zinian, et al. A control strategy for hybrid energy storage systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 1-6.
- [6] JIANG Q, HONG H. Wavelet-based capacity configuration and coordinated control of hybrid energy storage system for smoothing out wind power fluctuations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1363-1372.
- [7] 李军徽,朱星旭,严干贵,等. 模块化 VRB-EC 混合储能系统配置与控制的优化[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 67-71. LI Junhui, ZHU Xingxu, YAN Gangui, et al. Optimal configuration and control of modular VRB-EC hybrid energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 67-71.
- [8] KAKIGANO H, NISHINO A, MIURA Y, et al. Distribution voltage control for DC microgrid by converters of energy storages considering the stored energy[C]//IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Atlanta, USA: IEEE, 2010: 2851-2856.
- [9] 高明杰,惠东,高宗和,等. 国家风光储输示范工程介绍及其典型运行模式分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 59-64. GAO Mingjie, HUI Dong, GAO Zonghe, et al. Presentation of national wind/photovoltaic/energy storage and transmission demonstration project and analysis of typical operation modes[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 59-64.
- [10] 赵彪,于庆广,王立雯,等. 无主从均流并联并网电池储能系统[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(21): 108-112, 117. ZHAO Biao, YU Qingguang, WANG Liwen, et al. Parallel grid-connected system of non-master-slave and current-sharing battery energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21): 108-112, 117.
- [11] 李建林,徐少华,惠东. 百 MW 级储能电站用 PCS 多机并联稳定性分析及其控制策略综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4034-4047. LI Jianlin, XU Shaohua, HUI Dong. A review of stability analysis and control strategy of multi-parallel PCS for hundred MW level energy storage power station[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4034-4047.
- [12] 陆晓楠,孙凯,黄立培,等. 直流微电网储能系统中带有母线电压跌落补偿功能的负荷功率动态分配方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 37-46. LU Xiaonan, SUN Kai, HUANG Lipai, et al. Dynamic load power sharing method with elimination of bus voltage deviation for energy storage systems in DC microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 37-46.
- [13] XING H, LIN Z, FU M, et al. Distributed algorithm for dynamic economic power dispatch with energy storage in smart grids[J]. IET Control Theory and Applications, 2017, 11(11): 1813-1821.
- [14] CHEN D, XU L. Autonomous DC voltage control of a DC microgrid with multiple slack terminals[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1897-1905.
- [15] International Electrotechnical Commission. Life cycle costing: 60300-3-3[S]. [S.l.]: International Electrotechnical Commission, 2004.
- [16] 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. YANG Yusheng, CHENG Jie, CAO Gaoping. A gauge for direct economic benefits of energy storage devices[J]. Battery Bimonthly, 2011, 41(1): 19-21.

作者简介:



苏 浩

苏 浩(1992—),男,山东泰安人,博士研究生,研究方向为混合储能系统集成与协调控制技术(E-mail: soul0811@126.com);

张建成(1965—),男,河北深县人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为新能源发电控制、大容量混合储能系统集成与

协调控制技术;

冯冬涵(1981—),男,浙江杭州人,教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为智能电网、综合能源网的优化运行和运营策略(E-mail: seed@sjtu.edu.cn)。

(下转第 140 页 continued on page 140)

- [17] 岳超源. 决策理论与方法[M]. 北京: 科学出版社, 2003: 31-51.
- [18] 李春杰, 程艳从, 赵会茹. 基于效用函数的电力普遍服务综合评价[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(22): 50-54.
LI Chunjie, CHENG Yancong, ZHAO Huiru. Comprehensive utility evaluation of electric power universal service based on utility function[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(22): 50-54.
- [19] VALENTIN R, GEORGIOS C, RAMACHANDRA K, et al. Rewarding cooperative virtual power plant formation using scoring rules[J]. Energy, 2016, 117: 19-28.
- [20] OMIE. Our electricity markets[EB/OL]. [2017-03-10]. <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.

作者简介:



秦 婷

秦 婷(1993—), 女, 江苏南通人, 硕士研究生, 主要研究方向为虚拟电厂和电力市场(**E-mail**: qinting888@tju.edu.cn);

刘怀东(1963—), 男, 山东东明人, 副教授, 主要研究方向为新能源电力系统、电力市场等(**E-mail**: hdliu@tju.edu.cn);

王锦桥(1992—), 男, 辽宁朝阳人, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源电力系统(**E-mail**: jin-qiaowang@tju.edu.cn)。

Profit allocation model of cooperative distributed energy resources based on bargaining game theory

QIN Ting¹, LIU Huaidong^{1,2}, WANG Jinqiao¹, FANG Wei¹, FENG Zhiqiang¹

(1. School of Electrical and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: The cooperative DERs(Distributed Energy Resources) in a VPP(Virtual Power Plant) usually belong to different interest entities, so a fair and reasonable profit allocation of VPP is crucial. A profit allocation model of DERs' joint participation in the short-term energy market is built based on bargaining game theory, which uses the utility function to reflect the degree of risk aversion, and comprehensively considers the quantified bargaining power levels of factors such as the marginal contribution, the forecasting accuracy of intermittent power generation, the punishment strength of balancing market, etc. The feasibility and rationality of the proposed model are verified by the actual case analysis of VPP. The proposed model can effectively evaluate the characteristics of each DER, guarantee relative allocation fairness and coalition stability, form a positive incentive and guide for DERs' behaviors, and improve economic interests.

Key words: VPP; distributed energy resources; game theory; profit allocation; bargaining power

(上接第133页 continued from page 133)

Modular hybrid energy storage system and its energy management strategy

SU Hao^{1,2}, ZHANG Jiancheng¹, FENG Donghan², WANG Ning¹, SONG Zhaoxin¹, ZHAO Jiqing¹

(1. Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Microgrid of Hebei Province, North China Electric Power University,

Baoding 071003, China; 2. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion of Ministry of

Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: Aiming at the problems of power shortage compensation of the islanded DC microgrid and the power allocation among multiple types of energy storage media and multiple energy storage units, a modular integrated architecture of "ESU(Energy Storage Unit)-HESM(Hybrid Energy Storage Module)-HESS(Hybrid Energy Storage System)" is designed, and the corresponding dual-level energy management strategy combined with global optimization and local allocation is proposed. The upper-level optimization calculates the power shortage of the microgrid quickly based on the over-limit of DC bus voltage, and then considering the maximum supportable power and residual capacity of each HESM and making use of the principle of "able one should do more work", the power allocation scheme among HESMs with the best operation economy is found. The lower-level controllers decide the operation priorities of ESUs and allocate the upper level results among ESUs based on the partition combination of SOC(State Of Charge) of each ESU. The example results show that the proposed strategy can maintain the stable operation of the DC microgrid while ensuring the good operation economy of the HESS.

Key words: hybrid energy storage system; multiple energy storage units in parallel; modularization; energy management

附录 A

a. 若式 (15) 成立, 则必同时满足式 (13)、(14)。

以 $P'_{\text{HESS}} > 0$ 为例, 式若 (15) 成立, 则有 $|P_i| \leq \sum (P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j})$ 、 $|P_i| \leq \sum (E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j} / \Delta T)$ 成立, 根据式 (9) 有 $|P_i| \leq P_{\text{max},i}$ 、 $|P_i| \leq E_{\text{left},i} / \Delta T$, 即满足式 (13)、式 (14)。

b. 若式 (15) 成立, 则功率 P_i 必可被模块内各储能单元完全分配。

以 $P'_{\text{HESS}} > 0$ 为例, 若式 (15) 成立, $\min\{P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j}, E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j} / \Delta T\}$ 表示第 i 个储能模块内第 j 组储能单元的实际可提供功率, $\sum_j \min\{P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j}, E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j} / \Delta T\}$ 表示第 i 个储能模块的实际可提供功率, 全局优化分配给第 i 个储能模块的功率 P_i 小于该模块的实际可提供功率, 则 P'_{HESS} 肯定能被各单元分配 (极限情况是功率 P_i 恰好为 $\sum_j \min\{P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j}, E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j} / \Delta T\}$, 则此时各单元均以各自 $\min\{P_{\text{max},i,j} \eta_{i,j}, E_{\text{left},i,j} \eta_{i,j} / \Delta T\}$ 输出功率即可)。

附录 B

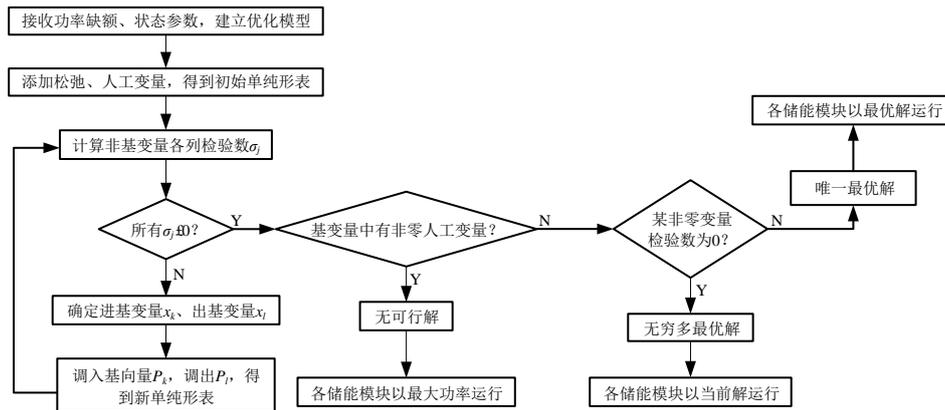


图 B1 人工变量 M 单纯形法求解过程
Fig.B1 Solving process of big M simplex algorithm

附录 C

表 C1 储能系统参数

Table C1 Parameters of energy storage system

参数	储能模块 1		储能模块 2
	锂电池	超级电容	铅酸电池
额定容量/(A h F ⁻¹)	180	75	180
额定电压/V	336	320	360
最大功率/kW	36	46	10
SOC _{max} /%	100	100	100
SOC _{min} /%	10	10	10
单体数	84	60	40
单体容量/(A h F ⁻¹)	60	500	90
单体电压/V	12	16	18
单体价格/元	600	800	350
充放电深度/%	50	100	50
循环寿命/次	600	200000	500
充电效率	0.96	0.9	0.9
放电效率	0.96	0.9	0.9
运维成本系数		0.12	0.10
处置成本系数		0.08	0.04

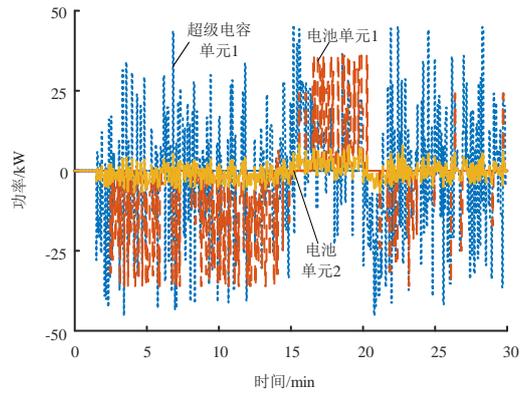


图 C1 方案 2 的功率分配结果

Fig.C1 Power distribution results of Scheme 2

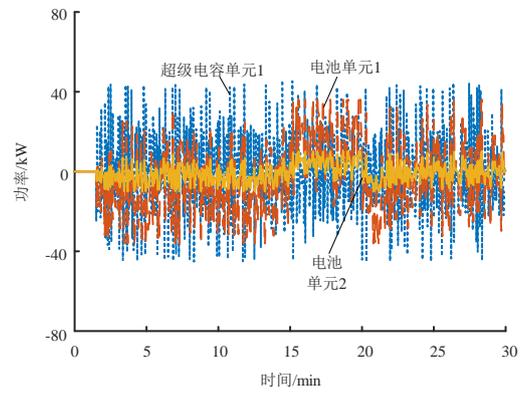


图 C2 方案 4 的功率分配结果

Fig.C2 Power distribution results of Scheme 4