

园区综合能源系统互联安全性与运营模式研究

王旭东¹, 丁一², 马世乾², 曹宝夷³, 张黎明¹

(1. 国网天津市电力公司, 天津 300010; 2. 国网天津市电力公司电力科学研究院, 天津 300384;
3. 国网天津市电力公司东丽供电分公司, 天津 300000)

摘要:首先提出了基于公共储能的园区综合能源系统互联方案,系统间通过公共储能的直流母线互联,在低压侧实现闭环运行;其次,提出实时动态组网技术提升故障时系统供能安全性,提出综合能源优化调配技术实现分布式电源的完全就地消纳;再次,分析了园区综合能源系统互联前后的供能安全性和技术经济性,针对互联后产生的增量收益,提出了多主体参与的商业运营模式,实现了储能投资商、能源服务公司和用户的三方共赢;最后,将研究成果应用于实际的园区综合能源系统改造工程,运行结果验证了理论技术的先进性。
关键词:公共储能;综合能源系统;供能安全性;动态组网;商业模式

中图分类号:TM 761;F 407.61

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201908030

0 引言

目前,配电网中的可再生能源较多地以分布式形式接入,而分布式电源出力的随机性和波动性给配电网的建设和运行带来了巨大挑战^[1]。另外,随着智能园区的兴起,综合能源系统由于可以实现各种能源的协同优化,实现多能源互补,因而得到了广泛的关注和应用^[2-4]。

相比于单个综合能源系统,电气距离相近的多个综合能源系统之间可以进行互联。互联后的综合能源系统虽然结构层次、控制策略更复杂,但由于综合能源子系统(以下简称“子系统”)之间的能量互济与电压支撑,可提升系统整体运行安全性和经济性,能在满足不同子系统运行目标的同时实现区域内分布式能源的综合优化利用。

目前,国内外学者已对综合能源系统开展了大量研究。文献[5-8]提出了考虑分布式电源出力随机性的综合能源系统运行优化方法,文献[9]提出了一种采用分布式算法求解综合能源系统优化调度问题的方案,文献[10]提出了综合能源系统中多种储能的经济性配置方法。然而,现有研究主要针对单个综合能源系统,对互联综合能源系统的供能安全性和运行经济性研究较少。另外,现有研究较少地考虑多投资主体的收益分配模式^[11-15]。

针对上述问题,本文结合实际的综合能源系统改造工程,设计了基于公共储能的互联综合能源系统架构与动态组网策略,提出了面向多主体

的园区综合能源系统商业运营模式,对比分析了互联前后的运行经济性和供能可靠性,为高比例分布式能源接入下的互联综合能源系统建设提供了解决方案。

1 综合能源系统的互联

1.1 交直流互联结构

分布式光伏、地源热泵机组、燃气三联供在拥有冷热电等综合能源需求的园区中应用越来越广泛。其中,分布式电源通常采取“自发自用、余电上网”模式,面临如下几个工程难题:①由于分布式能源容量限制,一旦发生严重故障,部分负荷将被切除,影响系统安全性和供能可靠性;②在节假日等负荷较低的情况下,光伏发电反送到电网;③在夏冬两季,冷热电联供机组运行在以冷定电或者以热定电模式,在冷热供应量较大的情况下,所发电量反送电网。

综合能源系统互联是提高园区分布式电源就地消纳率、供能可靠性和运行经济性的有效手段。构建基于公共储能和共直流母线的综合能源系统交直流混合互联结构,可避免由低压侧交流互联形成中低压电磁环网,如图1所示。

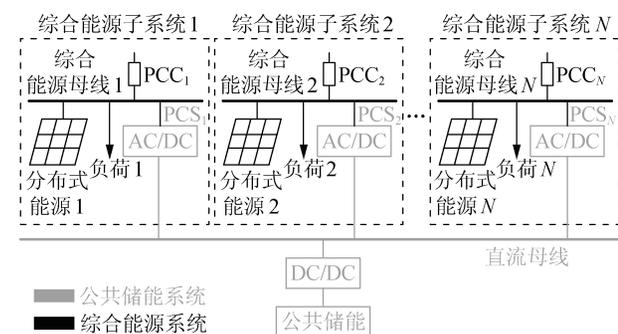


图1 基于公共储能的园区综合能源系统互联结构示意图
Fig.1 Schematic diagram of park level integrated energy system based on public energy storage

收稿日期:2019-03-11;修回日期:2019-06-28

基金项目:国家高技术研究发展计划(863计划)项目(2014AA05-2003);国家电网公司科技项目(SGTJDK00DWJS1500177)

Project supported by the National High Technology R&D Program of China(863 Program)(2014AA052003) and the Science and Technology Program of State Grid Corporation of China(SGTJDK00DWJS1500177)

1.2 基于公共储能及动态组网的园区综合能源系统供能安全性提升策略

本文采用系统平均停电时间 SAIDI(System Average Interruption Duration Index)、系统平均停电频率 SAIFI(System Average Interruption Frequency Index)、能量不足期望值 EENS(Expected Energy Not Supplied)和能量不足概率 LOLP(Loss Of Load Probability)4项指标来分析子系统互联前后供能安全性的变化^[16]。

以图 1 为例,设子系统总数为 n ,各子系统备用容量为 S_i ,负荷为 $f_i(t)$ 。假定第 i 个子系统在 t_1 时刻发生故障,故障修复时间为 T_1 。

(1)当故障类型为内外部同时故障时,故障期间该子系统无法向用户供电,用户停电时间为 T_1 。

(2)当故障类型为外部故障时,该子系统备用容量可向用户供电至 t_2 时刻,有:

$$\int_{t_1}^{t_2} f_i(t) dt = S_i \quad (1)$$

令 $F_i(t)$ 为 $f_i(t)$ 的原函数,可得出:

$$t_2 = F^{-1}[S_i + F(t_1)] \quad (2)$$

用户停电时间为:

$$T_2 = T_1 - \{F^{-1}[S_i + F(t_1)] - t_1\} \quad (3)$$

(3)当各子系统经公共储能互联后,非故障子系统均可向故障子系统提供备用,类似地,用户停电时间为:

$$T_3 = T_1 - \left\{ F^{-1} \left[\sum_{i=1}^n S_i + F(t_1) \right] - t_1 \right\} \quad (4)$$

对比可知,当子系统出现严重的内外部故障时,经公共储能互联后的园区综合能源系统可显著降低故障停电时间,提升系统安全性和供能可靠性。

1.3 基于公共储能的综合能源优化调配策略

公共储能通过直流母线实现了各子系统间的柔性互联,可以充分发挥不同子系统的用能互补特性,提高分布式电源就地消纳能力。以图 1 为例,设子系统总数为 y ,功率由子系统流至电网为正(上行子系统),反之为负(下行子系统)。功率为正的子系统个数为 m (假设这些子系统的序号为 1— m)。综合能源系统能量互济调配流程如下。

(1)结合实时分布式电源出力预测、负荷预测和各子系统与配网间的交换功率 p_i ,计算综合能源系统的总上行功率 p_{up} 和总下行功率 p_{down} :

$$\begin{cases} p_{up} = \sum_{i=1}^m p_i \\ p_{down} = \sum_{j=m+1}^y |p_j| \end{cases} \quad (5)$$

(2)计算需要直流母线转移的负荷限额 p_i :

$$p_i = \begin{cases} 0 & m \in \{0, y\} \\ \min(p_{up}, p_{down}) & m \notin \{0, y\} \end{cases} \quad (6)$$

(3)若 $p_{up} > p_{down}$,则从第 1 至第 m 个上行子系统中选取 k 个子系统,使得:

$$p_{down} = \sum_{i \in k} p_i \quad (7)$$

将公共储能系统中对应的 k 个功率变换系统(PCS)设置为充电模式,将公共储能系统中第 $m+1$ 至第 y 个 PCS 设置为放电模式,功率数值保持不变;

(4)若 $p_{up} < p_{down}$,则从第 $m+1$ 至第 y 个下行子系统中选取 u 个子系统,使得:

$$p_{up} = \sum_{i \in u} |p_i| \quad (8)$$

将公共储能系统中对应的 u 个 PCS 设置为放电模式,将公共储能系统中第 1 至第 m 个 PCS 设置为充电模式,功率数值保持不变。

1.4 收益分配模式

由公共储能将多个子系统互联后,可实现能量在子系统间的局域调配,提高分布式电源的就地消纳率,提升综合能源系统各方收益。公共储能根据不同运行场景,可在“谷充峰放”和“转移消纳”2种模式间自动切换。

1.4.1 “谷充峰放”工况收益分配模式

当各子系统内部能够实现分布式电源的就地消纳时,公共储能运行在“谷充峰放”模式,即低谷时段以高于低谷电价的价格倍率充电、尖峰时段以低于尖峰电价的价格折扣放电,使储能投资商、微电网运营商(能源服务公司)和用户均能获得收益。增量收益资金流如图 2 所示。

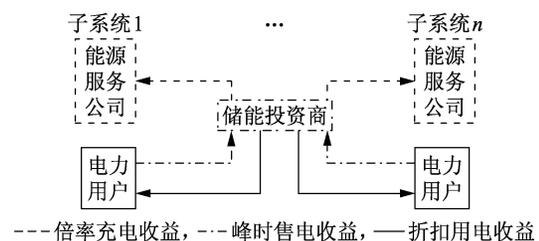


图 2 “谷充峰放”工况增量收益资金流

Fig.2 Incremental revenue flow during “valley charging and peak discharging” mode

设峰时电价为 s_1 ,储能放电倍率为 δ_1 ,谷时电价为 s_2 ,储能充电倍率为 δ_2 ,公共储能容量为 Q_s ,储能充放电效率为 η_s ,则按照上文所述的方案,各主体增量的收益如表 1 所示。

表 1 “谷充峰放”工况各主体增量收益分配

Table 1 Incremental revenue distribution during “valley charging and peak discharging” mode

收益方	新增收益
能源服务公司	$s_2(\delta_2-1)Q_s$
电力用户	$s_1(1-\delta_1)Q_s\eta_s$
储能投资商	$s_1\delta_1Q_s\eta_s-s_2\delta_2Q_s$

1.4.2 “转移消纳”工况收益分配模式

当各子系统内部无法实现分布式电源的就地消纳时,公共储能运行在“转移消纳”模式,即按光伏发电上网电价倍率消纳光伏余电,按市电实时电价折扣放电,将无法内部消纳的分布式电能通过直流母线转移至其他子系统中消纳,避免分布式电源低价上网,提升园区综合能源系统各方收益。增量收益资金流如图3所示。

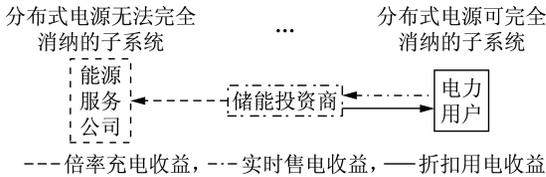


图3 “转移消纳”工况增量收益资金流

Fig.3 Incremental revenue flow during “transfer absorption” mode

设分布式电源上网电价为 k_3 ,储能充电倍率为 δ_3 ,实时电价为 k_4 ,储能放电倍率为 δ_4 ,则按照上文所述的方案,各主体增量收益如表2所示。

表2 “转移消纳”工况各主体增量收益分配
Table 2 Incremental revenue distribution during “transfer absorption” mode

收益方	新增收益
能源服务公司	$k_3(\delta_3-1)Q_s$
电力用户	$k_4(1-\delta_4)Q_s\eta_s$
储能投资商	$k_4\delta_4Q_s\eta_s-k_3\delta_3Q_s$

2 经济运营模型

在上述互联架构下,园区综合能源系统互联支撑形成新的商业运营模式。综合能源系统的经济效益分析首先需要充分考虑影响其盈利的因素,明确成本构成、收益来源和边界条件,最后结合其运行参数,综合计算综合能源系统全寿命周期效益。本节将重点对比分析互联前后综合能源系统全寿命周期下的经济性。

2.1 运行成本

综合能源系统中的运行成本主要包括投资成本、燃料成本、运维成本和购电成本4类。

2.1.1 投资成本

投资成本的计算公式如下:

$$a_1 = \sum_{i=1}^n (a_{11i} + a_{12i} + a_{13i}) \quad (9)$$

其中, a_i 为投资成本; a_{11i} 和 a_{12i} 分别为第*i*个设备采购成本和土建安装成本,可根据工程投资数据和市场价格确定; a_{13i} 为配套的二次设备成本,本文按采购及安装成本的8%计算,如式(10)所示。

$$a_{13i} = 0.08(a_{11i} + a_{12i}) \quad (10)$$

2.1.2 燃料成本

综合能源系统中燃气三联供机组会涉及燃料成本。计算公式如下:

$$a_2 = s_g T_g P_g q / \eta_{gp} \quad (11)$$

其中, a_2 为燃料成本; s_g 为天然气价格; T_g 为燃机年发电小时数; P_g 为燃机额定发电功率; η_{gp} 为燃机发电效率; q 为运行年限,本文按20 a考虑。

2.1.3 运维成本

运维成本的计算公式如下:

$$a_3 = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha a_{ii}(1-\beta^q)}{1-\beta} \quad (12)$$

其中, a_3 为运维成本; a_{ii} 为第*i*个设备的投资成本; α 为第一年运维成本占投资成本的比例; β 为运维成本逐年递增的比例。

2.1.4 购电成本

地源热泵、储能和水蓄能等设备工作时可能需要从电网购电,购电价格按当地一般工商业实时电价计算。计算方式如下:

$$a_4 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^3 Q_{ij} s_j \quad (13)$$

其中, a_4 为购电成本; Q_{ij} 为第*i*个设备在*j*时段(峰、谷、平)从电网的购电量; s_j 为*j*时段的电价。

2.2 运行收益

园区综合能源系统的运行收益主要包括售电收益、供冷/热收益和补贴收益3类。

2.2.1 售电收益

售电收益可分为自发自用售电收益、余电上网售电收益及储能充放电价差收益三部分。

$$b_1 = b_{11} + b_{12} + b_{13} \quad (14)$$

其中, b_1 为售电收益; b_{11} 为自发自用售电收益; b_{12} 为余电上网售电收益; b_{13} 为储能充放电价差收益。

由于园区工作日和节假日的负荷特性明显不同,分布式光伏的消纳率也不同,应分别考虑。各部分收益计算方式如下:

$$b_{11} = \sum_{i=1}^{n_d} \sum_{j=1}^3 (T_{wi}\theta_w + T_{hi}\theta_h) P_i s_j q \quad (15)$$

其中, T_{wi} 和 T_{hi} 分别为第*i*种分布式电源工作日和节假日的年发电小时数; θ_w 和 θ_h 分别为第*i*种分布式电源工作日和节假日所发电量的自用率; P_i 为第*i*种分布式电源的额定功率。

$$b_{12} = \sum_{i=1}^{n_d} [T_{wi}(1-\theta_w) + T_{hi}(1-\theta_h)] P_i s_{pg} q \quad (16)$$

其中, s_{pg} 为余电上网电价。

$$b_{13} = (\eta_s s_1 - s_2) Q_s \omega_s \quad (17)$$

其中, ω_s 为储能累计满充满放次数。

2.2.2 供冷 / 热收益

微网的供冷 / 热收益可计算如下:

$$b_2 = \sum_{i=1}^{n_d} [(T_{cwi} + T_{chi}) P_{ci} s_c + (T_{hwi} + T_{hhi}) P_{hi} s_h] \quad (18)$$

其中, b_2 为供冷 / 热收益; T_{cwi} 和 T_{chi} 分别为第 i 个设备在供冷季工作日和节假日的年利用小时数; T_{hwi} 和 T_{hhi} 分别为第 i 个设备在供热季工作日和节假日的年利用小时数; P_{ci} 和 P_{hi} 分别为第 i 个设备的额定制冷和制热功率; s_c 为供冷价格; s_h 为供热价格。

2.2.3 补贴收益

补贴收益主要为国家对分布式光伏发电的补贴, 计算方式如下:

$$b_3 = P_{pv} T_{pv} q \delta_{pv} \quad (19)$$

其中, b_3 为补贴收益; P_{pv} 为光伏额定功率; T_{pv} 为光伏年发电小时数; δ_{pv} 为光伏度电补贴。

2.3 目标函数

本文重点考虑经济收益, 目标函数如下:

$$\max f = \sum_{k=1}^{\lambda} b_k - \sum_{t=1}^{\tau} a_t \quad (20)$$

其中, f 为园区综合能源系统总收益; τ 为综合能源系统成本类费用数量; λ 为综合能源系统收益类费用数量; b_k 为综合能源系统第 k 类收益; a_t 为综合能源系统第 t 类成本。

2.4 利润及投资回报率

投资回报率 γ 的计算方式为:

$$\gamma = \frac{\sum_{k=1}^{\lambda} b_k - \sum_{t=1}^{\tau} a_t}{\sum_{t=1}^{\tau} a_t} \times 100\% \quad (21)$$

2.5 系统运行约束条件

园区综合能源系统的系统运行约束条件主要包括冷热电功率平衡约束、设备运行约束、设备功率变化率上限约束、设备启停约束和能效约束^[5]。

2.6 求解方法

本文将燃机、地源热泵、储能、水蓄能等供能设备约束条件中的非线性约束简化为线性约束, 将非线性问题转化为混合整数线性规划问题^[17], 并采用相应的软件进行求解。

3 互联综合能源系统实证工程

以某园区内含高比例分布式电源的综合能源系统示范工程为例。改造前, 园区综合能源系统结构如图 4(a) 所示。园区内共有 2 个区域, 区域 I 主要为商业负荷, 区域 II 主要为机械、动力负荷, 区域间无电气联络。园区内含 3 个子系统, 子系统 I 含 173.2 kW 分布式光伏, 子系统 II 含 70 kW 分布式光伏、1.5 MW 燃气三联供机组、0.3 MW 水蓄能、1 MW 地源热泵等设备, 子系统 III 含 400 kW 分布式光伏、0.3 MW 水蓄冷、1 MW 地源热泵等设备和 300 kW·h 的锂电池储能设备。改造后, 形成基于公共储能 (400 kW·h) 的综合能源互联系统, 如图 4(b) 所示, 实现了区域 I 和区域 II 的低压闭环运行。

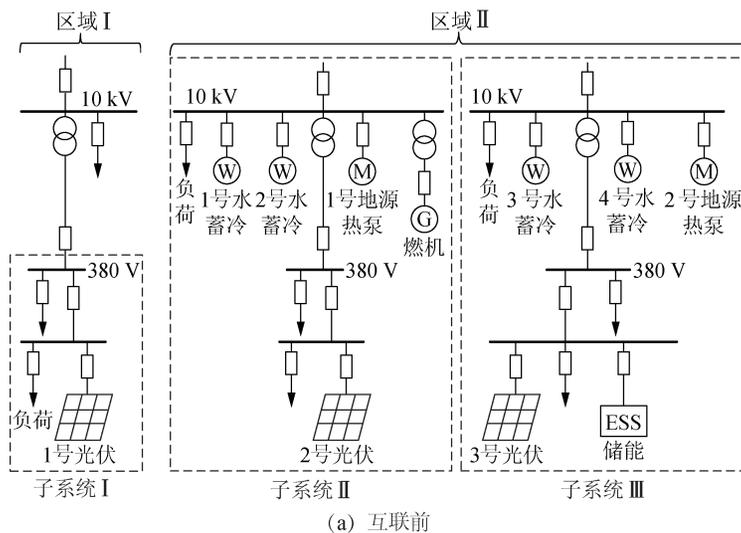
3.1 交直流互联综合能源系统动态组网

3.1.1 供能安全性分析

结合图 4(b) 所示的电气结构图, 3 个子系统之间通过联络开关 (LS) 实现互联, 简化拓扑图如图 5 所示。

互联前, 若子系统发生故障, 只能通过系统内非故障区域为负荷供能, 负荷转带能力和持续供能时间有限, 若内外部电源同时故障, 则会造成负荷全停。互联后, 当子系统发生故障时, 通过及时断开相应进线开关 (PCC), 闭合联络开关, 实现实时动态组网, 非故障子系统可通过联络线向故障子系统供能, 显著提升负荷转带能力, 减少负荷损失。表 3 为该园区综合能源子系统互联前后的供能安全性评估结果 (括号内为互联前的结果)。

可以看出, 子系统互联后, 通过实时动态组网,



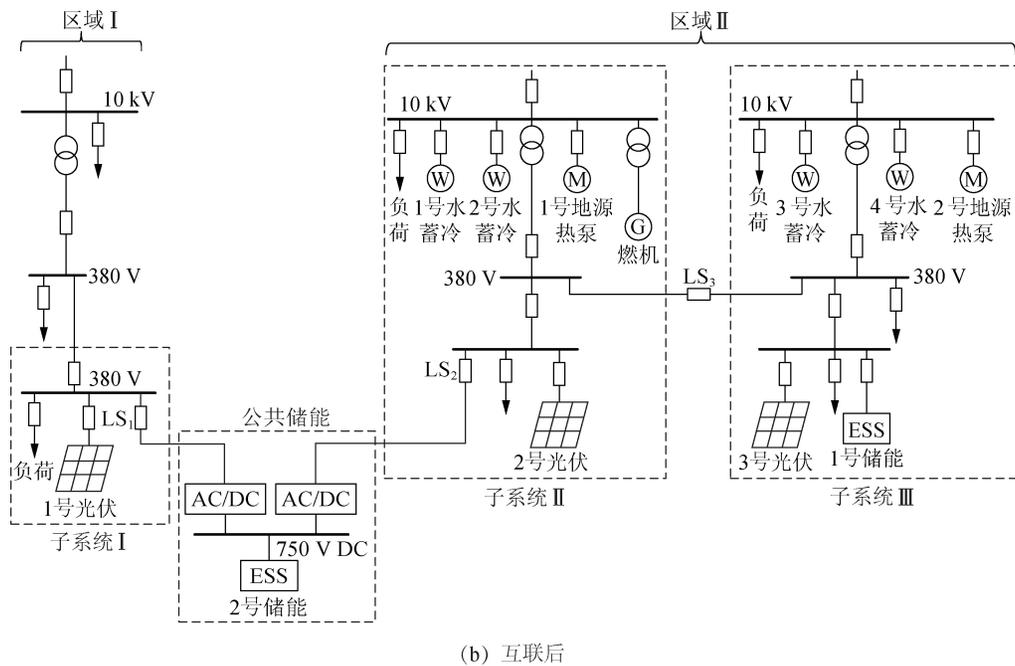


图4 某综合能源系统示范工程互联前、后结构图

Fig.4 Structure of an integrated energy system before and after interconnection

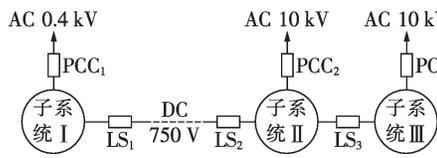


图5 互联综合能源系统简化拓扑图

Fig.5 Simplified topology of interconnected integrated energy systems

表3 互联前后供能安全性评估结果

Table 3 Energy supply security evaluation results before and after interconnection

子系统	SAIDI / (h·a ⁻¹)	SAIFI / (次·a ⁻¹)	EENS / (kW·h·a ⁻¹)	LOLP
I	0.034 (0.038)	0.021(0.029)	21.35 (22.56)	0.332×10 ⁻⁵ (0.434×10 ⁻⁵)
II	0.112 (0.148)	0.083(0.106)	62.18 (79.96)	1.279×10 ⁻⁵ (1.689×10 ⁻⁵)
III	0.067 (0.082)	0.051(0.062)	38.59 (45.66)	0.765×10 ⁻⁵ (0.936×10 ⁻⁵)

可实现故障下负荷的迅速转带,供能安全性指标明显提升。

3.1.2 分布式能源消纳率分析

园区内区域 I 内主要为商业负荷,工作日负荷相对较高,节假日明显降低,分布式光伏在节假日时无法完全就地消纳;区域 II 内主要为包括供冷/热设备在内的机械、动力负荷,夏冬季开启时电负荷较高,春秋季明显降低,分布式光伏在春秋季时无法完全就地消纳。典型的春秋季工作日和夏冬季节假日下,2个区域的光伏、负荷曲线如图6所示(阴影部分为无法就地消纳的光伏电量)。

由于2个区域负荷特性不同,经公共储能互联

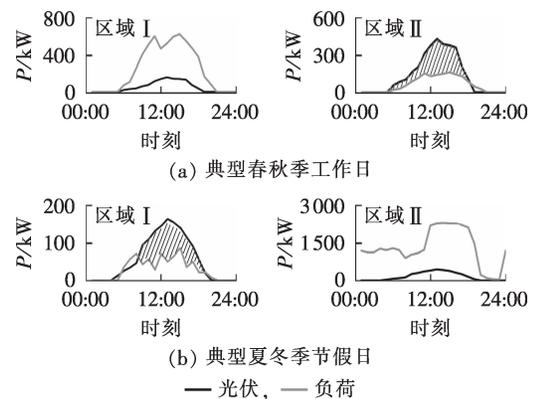


图6 2个区域的光伏、负荷曲线图

Fig.6 PV and load curves of two districts

后,可将2个区域作为一个整体进行能量调配,在春秋季工作日和夏冬季节假日可实现分布式光伏完全就地消纳,从而提高综合能源系统的运行经济性。互联后春秋季工作日和夏冬季节假日的光伏、负荷曲线如图7所示。

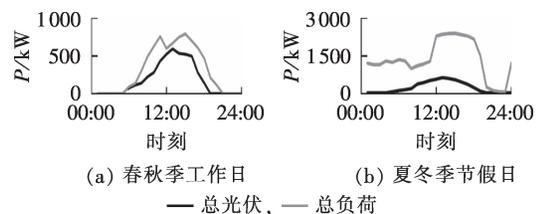


图7 互联后园区综合能源系统的光伏、负荷曲线图

Fig.7 PV and load curves of integrated energy system after interconnection

储能投资商对综合能源系统改造后产生了增量收益,提高了整体效益。但改造后综合能源系统的

主体变得多元化,需要明确一种收益分配、运维方式等商业运营模式,使储能投资商、能源服务公司和用户均能从中受益。

3.2 收益分配模式

由 3.1 节可知,工作日和节假日区域 I 负荷特性明显不同,夏冬季和春秋季节区域 II 负荷特性也明显不同,组合起来共有 4 种情形,对应公共储能的 2 种运行模式:“谷充峰放”模式和“转移消纳”模式。因此,增量收益的分配需要分别分析。

3.2.1 “谷充峰放”工况收益分配模式

夏冬季工作日和春秋季节节假日时,公共储能运行在“谷充峰放”工况。按照 1.2 倍低谷电价倍率充电、95% 倍高峰电价折扣放电、每年夏冬季工作日 170 d、春秋季节节假日 37 d 计算,20 年内公共储能“谷充峰放”模式下的增量收益分配如表 4 所示。

表 4 “谷充峰放”工况增量收益分配
Table 4 Incremental revenue distribution during “valley charging and peak discharging” mode

收益方	单日充放收益	年收益	全寿命周期收益
能源服务公司	36	7452	149040
电力用户	24	4968	99360
储能投资商	421	87147	1742940

3.2.2 “转移消纳”工况收益分配模式

夏冬季节假日和春秋季节工作日时,公共储能运行在“转移消纳”工况。按照 1.2 倍上网电价倍率充电、95% 倍实时电价折扣放电、每年夏冬季节假日 73 d 计算,20 年内夏冬季节假日的增量收益分配如表 5 所示。

类似地,按照每年春秋季节工作日 85 d 计算,20

表 5 夏冬季节假日增量收益分配

Table 5 Incremental revenue distribution during summer and winter weekends

收益方	单日充放收益	年收益	全寿命周期收益
能源服务公司	72	5256	105120
电力用户	50	3650	73000
储能投资商	518	37814	756280

年内春秋季节工作日的增量收益分配如表 6 所示。

表 6 春秋季节工作日增量收益分配

Table 6 Incremental revenue distribution during spring and autumn weekends

收益方	单日充放收益	年收益	全寿命周期收益
能源服务公司	72	6120	122400
电力用户	50	4250	85000
储能投资商	518	44030	880600

可见,公共储能接入后的增量收益分配模式实现了储能投资商、能源服务公司和用户的三方共赢。

3.3 运维模式

公共储能及配套设备、能量协调优化控制系统属于储能投资商的资产,由储能投资商负责日常运维,并提供技术指导、系统升级等服务;能源服务公司具有设备和系统的使用权,并向储能投资商支付一定的费用。

3.4 技术经济性分析

参照上文所述的成本收益模型和边界条件,分析互联前后园区综合能源系统示范工程的技术经济性,其中,采用空间负荷预测法考虑全寿命周期内的负荷变化,分析结果如表 7 所示,运行期限为 20 a。

由表 7 可得,互联前、后的利润分别为 730.89、

表 7 园区综合能源系统互联前、后技术经济性分析结果

Table 7 Technical economy analysis of park level integrated energy system before and after interconnection

类别	互联前				互联后			
	容量 / (kW·m ⁻³)	投资成本 / 万元	燃料成本 / 万元	运维成本 / 万元	容量 / (kW·m ⁻³)	投资成本 / 万元	燃料成本 / 万元	运维成本 / 万元
燃气轮机	1500	2741.54	4095	3330.61	1500	2741.54	3924.6	3330.61
光伏	987.5	554.58	0	673.74	987.5	554.58	0	673.74
储能	300	64.8	0	78.72	700	151.2	0	78.72
地源热泵	2000	777.6	0	944.68	2000	777.6	0	944.68
水蓄能	3000	664.2	0	731.25	3000	664.2	0	731.25
购电成本 / 万元	1071.99				0			
总计 / 万元	14333.27				13282.24			
类别	互联前				互联后			
	发电 / 冷 / 热量 / (MW·h)	电 / 冷 / 热收益 / 万元			发电 / 冷 / 热量 / (MW·h)	电 / 冷 / 热收益 / 万元		
发自自用	27682	2823.84			30368.6	3097.9		
余电上网	390.2	137.12			121.54	42.71		
储能充放	60	39.08			140	91.18		
供冷	23264.1	7560.83			23253.73	7557.68		
供热	13970.4	3492.6			14009.4	3503		
国家补贴 / 万元	1010.69				1010.69			
总计 / 万元	15064.16				15303.16			

2 020.92 万元,相应的投资回报率分别为 5.10%、15.22%。可以看出,配置公共储能和能量协调优化控制系统后,园区综合能源系统的投资回报率提升超过 10%,经济效益显著。主要原因为新增公共储能后,一方面利用峰谷电价差提高了售电收益,另一方面提高了分布式光伏就地消纳率,避免光伏电量低价上网,提升收益。

4 结论

(1)基于公共储能互联的园区综合能源系统可根据配电网状态实时动态组网,实现了故障下的负荷转带,提高了系统供电安全性。

(2)能量协调优化控制系统可以优化园区综合能源系统内供电设备的运行方式,实现园区综合能源局域最优调配,减少购电成本,提高设备使用寿命;与公共储能配合,提高了分布式能源就地消纳率,显著提升了园区综合能源系统运行效益。

(3)提出的多主体商业运营模式实现了三方共赢,提高了能源服务公司和用户对园区综合能源系统建设改造的积极性,可为后续园区综合能源系统的建设运营提供借鉴。

参考文献:

- [1] 余贻鑫,秦超. 智能电网基本理念阐释[J]. 中国科学:信息科学,2014,44(6):694-701.
YU Yixin, QIN Chao. Expatiation on the basic ideas of smart grid[J]. Science China Information Sciences, 2014, 44(6):694-701.
- [2] 王成山,武震,李鹏. 微网关键技术研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2):1-12.
WANG Chengshan, WU Zhen, LI Peng. Research on key technologies of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2):1-12.
- [3] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6):3-10.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):3-10.
- [4] 加鹤萍,丁一,宋永华,等. 信息物理深度融合背景下综合能源系统可靠性分析评述[J]. 电网技术, 2019, 43(1):1-11.
JIA Heping, DING Yi, SONG Yonghua, et al. Review of reliability analysis for integrated energy systems with integration of cyber physical systems[J]. Power System Technology, 2019, 43(1):1-11.
- [5] 朱承治,陆帅,周金辉,等. 基于电热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6):138-143, 151.
ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6):138-143, 151.
- [6] 张宇帆,艾芊,郝然,等. 基于机会约束规划的楼宇综合能源系统经济调度[J]. 电网技术, 2019, 43(1):108-115.
ZHANG Yufan, AI Qian, HAO Ran, et al. Economic dispatch of integrated energy system at building level based on chance constrained programming[J]. Power System Technology, 2019, 43(1):108-115.
- [7] 杨家豪. 区域综合能源系统冷-热-电-气概率多能流计算[J]. 电网技术, 2019, 43(1):74-82.
YANG Jiahao. Probabilistic multi-energy flow calculation for regional integrated energy system containing cooling, heating, electricity and gas[J]. Power System Technology, 2019, 43(1):74-82.
- [8] 张思德,胡伟,卫志农,等. 基于机会约束规划的电-气互联综合能源系统随机最优潮流[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(9):121-128.
ZHANG Side, HU Wei, WEI Zhinong, et al. Stochastic optimal power flow of integrated power and gas energy system based on chance-constrained programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9):121-128.
- [9] 史佳琪,胡浩,张建华. 计及多个独立运营商的综合能源系统分布式低碳经济调度[J]. 电网技术, 2019, 43(1):126-134.
SHI Jiaqi, HU Hao, ZHANG Jianhua. Distributed low-carbon economy scheduling for integrated energy system with multiple individual energy-hubs[J]. Power System Technology, 2019, 43(1):126-134.
- [10] 熊文,刘育权,苏万煌,等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1):118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhuang, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1):118-126.
- [11] 张义勇,王小君,和敬涵,等. 考虑供热系统建模的综合能源系统最优能流计算方法[J]. 电工技术学报, 2019, 34(3):562-570.
ZHANG Yizhi, WANG Xiaojun, HE Jinghan, et al. Optimal energy flow calculation method of integrated energy system considering thermal system modeling[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(3):562-570.
- [12] 田兵,喻磊,雷金勇,等. 工业型用户侧微网储能运行方式与微网的运营模式[J]. 南方电网技术, 2016, 10(8):48-55.
TIAN Bing, YU Lei, LEI Jinyong, et al. Energy storage operation mode and business mode of industrial type user-side micro grid[J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(8):48-55.
- [13] 李蕊. 基于不同商业运营模式的分布式电源/微网综合效益评价方法[J]. 电网技术, 2017, 41(6):1748-1758.
LI Rui. Comprehensive benefit evaluation method of distributed generation/microgrid projects based on different business models[J]. Power System Technology, 2017, 41(6):1748-1758.
- [14] 汤森垚,程浩忠,曾顺奇,等. 不同微网合作开发模式对电网公司收益的影响[J]. 南方电网技术, 2017, 11(2):28-33.
TANG Senkai, CHENG Haozhong, ZENG Shunqi, et al. Comparison of the revenue of power grid company under different cooperation development modes of microgrid[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(2):28-33.
- [15] 周楠,樊玮,刘念,等. 光伏微网的多主体合作运营模式及效益分配[J]. 电网与清洁能源, 2016, 32(5):134-141.
ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Multi-subject coopera-

tive operation model and profit allocation of PV-based microgrid[J]. Power System and Clean Energy,2016,32(5):134-141.

[16] 张兴友. 微网及区域多微网系统随机性建模与评估[D]. 天津:天津大学,2016.

ZHANG Xingyou. Study on stochastic modelling and assessment of microgrid and multi-microgrids system [D]. Tianjin: Tianjin University,2016.

[17] 吴雄,王秀丽,王建学,等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(28):1-9.

WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer linear programming[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(28):1-9.

作者简介:



王旭东

王旭东(1984—),男,河北涿州人,教授级高级工程师,博士,主要研究方向为智能配电网、微电网和综合能源(E-mail: tjwangxudong@sina.com);

丁一(1990—),男,内蒙古通辽人,工程师,硕士,通信作者,主要研究方向为智能配电网保护与控制(E-mail: dy_cqu@163.com);

马世乾(1988—),男,天津人,高级工程师,博士,主要研究方向为分布式发电、配电网(E-mail: msq112358@126.com)。

Research on interconnection security and operation mode of park level integrated energy system

WANG Xudong¹, DING Yi², MA Shiqian², CAO Baoyi³, ZHANG Liming¹

(1. State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300010, China;

2. State Grid Tianjin Electric Power Research Institute, Tianjin 300384, China;

3. State Grid Tianjin Dongli Electric Power Company, Tianjin 300000, China)

Abstract: Firstly, an interconnection scheme of park level integrated energy system based on public energy storage is proposed. The system interconnected with DC buses of public energy storage can operate in closed-loop mode at low voltage side. Secondly, the real-time dynamic networking is proposed to improve system energy supply security, and the comprehensive energy optimization and dispatching technology is developed to realize the complete consumption of distributed power generation in local area. Meanwhile, the energy supply security and technical economy of the park level integrated energy system are analyzed and compared before and after interconnection. Aiming at the incremental revenue, a multi-investment business pattern is proposed to achieve tripartite win-win situation among energy storage investors, energy service companies and users. Finally, the research achievements are applied to a practical park level integrated energy system renovation project, and the operation results verify the innovation of the theoretical technology.

Key words: public energy storage; integrated energy system; energy supply security; dynamic networking; business pattern

(上接第 276 页 continued from page 276)

Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage

SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, YAN Wei

(College of Economics Management, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The anti-peak regulation characteristic of wind power and the “power determined by heat” mode in the heating season lead to serious phenomenon of wind curtailment, resulting in energy waste. With the promotion of energy internet, the development of integrated energy system and the emergence of various energy storage modes, the utilization rate of wind power can be improved by establishing the operation mode of integrated energy system which contains three energy storage modes of electricity, gas and heat. The battery, heat storage electric boiler and P2G (Power to Gas) technology are applied to the microgrid system, and the economic optimal operation model of the microgrid integrated energy system is established with the minimum cost as its objective function. Four schemes are compared and analyzed, the feasibility of the scheme is verified by examples, and the influence of wind power output and load uncertainty on benefits is analyzed. The results show that the integrated energy system containing three energy storage modes can decrease the abandoned wind power, reduce the costs of environmental pollution control, improve the economic benefits, and have a good application prospect.

Key words: integrated energy system; wind curtailment; power to gas; heat storage electric boiler; electric batteries; energy storage; microgrid; economic operation; models