

DOI: 10.19650/j.cnki.cjsi.J1804599

区域微电网群两级能量调度策略优化研究*

程逸帆¹, 乔飞², 侯珂¹, 金立军¹

(1. 同济大学电子与信息工程学院 上海 201804; 2. 中国电建集团装备研究院有限公司 上海 200233)

摘要:针对现阶段微电网能量管理技术发展趋势,在满足其内部经济调度的基础上,还需要关注微电网间的能量互补机制。对并网型区域微电网群提出了一种两级能量优化调度模型。引入条件风险指标(CVaR)衡量可再生能源与负荷预测误差对调度方案造成的影响,结合微电网运行收益,作为微电网内部能量调度的优化目标;采用多目标粒子群优化算法(MOPSO)进行求解,研究收益风险比作为优化调度策略的筛选指标,提出微电网内部能量优化调度策略;以区域微电网群公共并网点有功功率梯度变化最小化为前提,获得最佳微电网净功率组合方案,由此平抑微电网群对配电网造成的功率波动;考虑电力传输距离制定了微电网间净功率互补机制,提高功率传输效率。算例仿真结果表明,该模型能够合理实现微电网内与微电网间经济运行与功率平衡,为微电网群日前调度计划提供了有效设计流程。

关键词: 区域微电网群; 两级能量调度; 条件风险指标; 多目标优化

中图分类号: TM73 TH70 **文献标识码:** A **国家标准学科分类代码:** 470.40

Research on bi-level energy dispatching strategy optimization for regional microgrid cluster

Cheng Yifan¹, Qiao Fei², Hou Ke¹, Jin Lijun¹

(1. College of Electronics and Information Engineering, Tongji University, Shanghai 201804, China;

2. PowerChina Equipment Research Institute, Shanghai 200233, China)

Abstract: Aiming at the development trend of microgrid energy management technology at the present stage, on the basis of satisfying its internal economic dispatching, attention should also be paid to the energy complementation mechanism among microgrids. In this paper, a bi-level energy optimal dispatching model for grid-connected regional microgrid cluster is proposed. Conditional value at risk (CVaR) is introduced to measure the impact of renewable energy sources and load forecasting errors on dispatching scheme, which is taken as the optimization objective of internal energy dispatching in the microgrid combining with the microgrid operation income. The multi-objective particle swarm optimization (MOPSO) algorithm is adopted to obtain the solution. The income-risk ratio is formulated as the screening index of optimal dispatching strategy, and the internal energy optimal dispatching strategy in the microgrid is proposed. On the premise of minimizing the active power gradient variation at the common coupling point of the regional networked microgrid cluster, the optimal combination scheme of the net power of the microgrids is obtained, which can suppress the power fluctuation caused by the microgrid cluster to distribution network. Then, considering the power transmission distance, the net power complementation mechanism among the microgrids is formulated to improve power transmission efficiency. The simulation results of examples show that the model can reasonably realize the economic operation and power balance within the microgrids and among the microgrids, and provide effective design process for the day-ahead dispatching plan of the microgrid cluster.

Keywords: regional microgrid cluster; bi-level energy dispatching; conditional value at risk (CVaR); multi-objective optimization

0 引言

以新能源和互联网为主体的能源互联网技术正在兴起^[1]。其中,风能、光能等可再生能源作为重要电能来源得到了大力发展^[2],一方面,其广泛应用带来了电力局部消纳困难和长距离输送低效等问题;同时,波动能源固有的随机性和间歇性也带来了如系统的功率波动过大、调度能力不足和电能质量扰动等问题^[3]。为了提高可再生能源利用效率,由分布式电源、储能系统、负荷、监测等组成的微电网技术应运而生^[4-6]。在相近的地理区域内,对由多个微电网构成的局域网进行协同调度^[7-8],能够进一步提高利用可再生能源的可持续性、安全性和可靠性。因此研究区域微电网群运行调度的经济、可靠能量配置问题具有重要意义。

现今微电网应用场景包括工业园区、商业区、智能住宅区等,针对上述场景的研究工作对改进区域微电网能源管理做出了重要贡献^[9-10],包括去中心化电力交易模型^[11]、电价定制策略^[12]、需求侧响应技术^[13]、新能源发电波动平抑技术^[14]、海量电力信号分析与处理技术^[15]等。然而,由于多个微电网发电计划之间存在相互作用与影响,仅针对微电网内部调度或微电网群协调调度进行研究,尚存欠缺。故兼顾微电网内外不同目标的能量调度优化模型具有实际应用价值。

现阶段考虑运行风险的微电网经济调度研究,是通过建立源荷预测误差统计模型实现的,该模型对风、光以及负荷不确定性造成的损失进行定量分析。研究中,一般采用负荷损失概率(loss of load probability, LoLP)^[16]或电量缺额期望值(expected energy not supplied, EENS)^[17]作为风险指标,确定分布式电源能量经济调度计划和旋转备用容量。虽然文献为解决考虑风险的微电网经济调度问题提出了几种较为典型的模型,但缺少风险与收益关系的定量描述模型,难以达到最优折中结果。

本文提出了一种区域微电网群两级能量配策略优化模型,以协调微电网新能源收益与运行风险,并降低微电网群公共并网点的功率波动,提高能量传输效率。第1级对微电网日前能量调度策略进行优化,采用条件风险(conditional value at risk, CVaR)模型评估负荷缺额与新能源余电造成的运行风险,结合新能源消纳及售电收益,建立了微电网收益风险模型;并应用多目标粒子群优化算法(multi-objective particle swarm optimization, MOPSO)进行求解,通过构建单位风险收益指标进一步筛选解集。第2级在微电网完成内部优化调度的基础上,通过微电网净功率特性最佳组合方案,以及微电网间功率互补机制,有效降低区域微电网公共耦合点(point of common coupling, PCC)的有功功率波动,并提高电力传输效率。

通过山东某地微电网群拓扑结构,对所提出的两级能量优化配置流程开展的测试结果证明,该模型实现了微电网内部经济调度以及微电网群整体功率平衡。

1 两级能量优化调度模型

1.1 微电网内部多目标优化调度

针对含有分布式能源的微电网,在满足系统运行的约束条件下,通过就地消纳分布式电源出力,有利于提高微电网能源利用效率。对于不同容量微电网,为配合不可控的新能源发电量以及负荷功率,选取储能装置以及微型发电机作为优化变量进行功率辅助调节。

然而,由于风能和负荷的随机性,当微电网内后备能量不足时,可能出现负荷损失、溢风或溢光。需要在优化目标中描述风光以及负荷的预测不确定性带来的风险。解决经济调度问题的主要目标是使微电网内部运行收益最大化和风险最小化。

1) 优化目标

微电网的经济收益主要包括并网模式下新能源消纳和余电上网带来的收益,成本包括配电网购电成本 C_{Grid} 及发电机燃料成本 C_{Fuel} ,如式(1)所示。

$$f_c = \sum_T (P_1 \times Price + P_2 \times Price_s - C_{Grid} - C_{Fuel}) \quad (1)$$

其中,在 t 时刻下, P_1 为负荷消纳的风光功率, P_2 是余电上网功率; C_{Grid} 由分时电价 $Price$ 与电网输入的功率计算可得; $Price_s$ 为新能源上网电价。

将燃料损耗分为空载损耗和边际运行损耗2部分,表示^[18]如下:

$$C_{Fuel} = F_0 \times P_{Gen,rate} \times s + F_1 \times P_{Gen} \quad (2)$$

式中: F_0 为燃料曲线的截距系数, $F_0 = 0.08$; F_1 为燃料曲线的斜率, $F_1 = 0.25$; $P_{Gen,rate}$ 为发电机的额定容量; P_{Gen} 为发电机输出功率; $s = 1$ 表示开机状态, $s = 0$ 为发电机关机状态。

采用CVaR系数^[19]对微电网运行风险进行评估。微电网风险可能发生在2种情况下:1)如果实际风光发电资源小于预测值,并且后备能量不足以补充,则会发生负荷损失;2)如果实际新能源发电量大于预测值,蓄电池充电能力不足,微电网内部无法消耗多余的可再生能源。虽然外部电网可以对并网型微电网缺电与余电进行功率交互调整,但通过2种损失的风险计算与优化,可以减少微电网对于配电网的依赖,从而有利于微电网稳定运行。2类风险的惩罚函数如下:

$$\begin{cases} H_{1,t} = \alpha_1 \times P_{L,Load,t}, & P_{L,Load,t} \geq 0 \\ H_{2,t} = \alpha_2 \times P_{L,WT+PV,t}, & P_{L,WT+PV,t} \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: $H_{1,t}$ 和 $H_{2,t}$ 分别为 t 时刻微电网运行过程中负荷缺

额与风光余电溢出的惩罚函数; α_1 为负荷损失惩罚系数, $\alpha_1 = 1 \text{ CNY/kW} \cdot \text{h}^{[20]}$; α_2 为新能源溢出惩罚系数, $\alpha_2 = 0.2 \text{ CNY/kW} \cdot \text{h}^{[20]}$ 。优化方案在 t 时刻负荷损失功率与新能源溢出功率分别为 $P_{L, \text{Load}, t}$ 和 $P_{L, \text{WT}+\text{PV}, t}$, 计算方法如下:

$$P_{L, \text{Load}, t} = \{ P_{\text{Load}} - (P_{\text{WT}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{Bat}} + P_{\text{Gen}}) \mid P_{\text{Bat}} > 0 \}_t \quad (4)$$

$$P_{L, \text{WT}+\text{PV}, t} = \{ P_{\text{WT}} + P_{\text{PV}} - (P_{\text{Load}} - P_{\text{Bat}}) \mid P_{\text{Bat}} < 0 \}_t \quad (5)$$

式中: P_{Load} 、 P_{WT} 、 P_{PV} 、 P_{Bat} 和 P_{Gen} , 分别为 t 时刻, 微电网负荷、风电、光伏、蓄电池与发电机的功率。 $P_{\text{Bat}} > 0$ 为蓄电池输出能量, $P_{\text{Bat}} < 0$ 为蓄电池吸收能量。

2 种风险函数的计算如式(6)、(7)所示。

$$H_{1, \text{CVar}, t} = H_{1, t} \times f(P_{L, \text{Load}}) / (1 - \beta) \quad (6)$$

$$H_{2, \text{CVar}, t} = H_{2, t} \times f(P_{L, \text{WT}+\text{PV}}) / (1 - \beta) \quad (7)$$

式中: β 为风险发生的置信度, $\beta = 0.95$; $f(P_{L, \text{Load}})$ 和 $f(P_{L, \text{WT}+\text{PV}})$ 分别为负荷与风光基于高斯型预测误差的概率密度函数^[21], 由式(8)、(9)计算可得。

$$f(P_{L, \text{Load}}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \times \sigma_{\text{Load}}} \times e^{-\Delta P_{\text{Load}, t}^2 / (2\sigma_{\text{Load}}^2)} \quad (8)$$

$$f(P_{L, \text{WT}+\text{PV}}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \times \sigma_{\text{WT}+\text{PV}}} \times e^{-\Delta P_{\text{WT}+\text{PV}, t}^2 / (2\sigma_{\text{WT}+\text{PV}}^2)} \quad (9)$$

式中: $\Delta P_{\text{Load}, t}$ 与 $\Delta P_{\text{WT}+\text{PV}, t}$ 为 t 时刻负荷与新能源发电量的预测误差; σ_{Load} 与 $\sigma_{\text{WT}+\text{PV}}$ 为预测标准差, 分别设为 3%^[22] 与 10%^[23]。由式(8)、(9)可知, 随着预测误差的增大, 风险系数也将增大。

由于受到天气条件和用电习惯等因素的影响, 风光资源与负荷的随机性为源荷预测带来了误差, 增加了微电网供需平衡的调度难度, 而准确的源荷预测技术是保障微电网稳定运行的重要研究方向之一, 也是微电网优化调度计划能够有效实行的基础与前提。为了提高源荷预测值对于微电网内部调度计划制定的适用性, 本文通过运行风险指标 f_{CVar} 将预测误差纳入目标函数, 提高调度方案对于源荷随机性的容纳能力。以高斯型概率密度函数描述微电网预测误差的概率分布, 避免低概率误差极值造成的风险指标失衡; 并且, 可以通过统计大量预测结果调整标准差 σ_{Load} 与 $\sigma_{\text{WT}+\text{PV}}$, 形成季节、节假日等典型的源荷预测误差概率密度函数, 进一步提高上述风险指标量化微电网运行状态的可扩展性, 使微电网内部调度优化流程能够适应天气条件及负荷状态差异性的日前经济调度。由此, 微电网在 t 时刻的整体风险指标为:

$$f_{\text{CVar}} = \sum_t (H_{1, \text{CVar}, t}) + \sum_t (H_{2, \text{CVar}, t}) \quad (10)$$

式(10)综合微电网负荷缺电与风光溢出 2 种情况, 建立了调度计划与微电网内部功率平衡状态的关系。

综上, 在第 1 级优化时, 定义了最大收益 f_C 与最小风险 f_{CVar} 微电网多优化目标, 计算 1 天周期 24 h, 每小时的收益与风险, 建立了多目标微电网内部能量调度, 如式(11)所示。

$$F(x) = [\max f_C, \min f_{\text{CVar}}] \quad (11)$$

2) 约束条件

在优化过程中, 应考虑微电网系统总功率平衡的运行约束。

$$P_{\text{WT}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{Grid}} + P_{\text{Gen}} = P_{\text{Load}} - P_{\text{Bat}} \quad (12)$$

电池功率上下限可以由式(13)描述。

$$P_{\text{Bat}, \text{min}} \leq P_{\text{Bat}} \leq P_{\text{Bat}, \text{max}} \quad (13)$$

式(14)、(15)表示电池的荷电状态(SOC)计算与约束, 由于寿命的考虑避免蓄电池过充过放, 电池的 SOC_t 需要被限制在 SOC_{min} ~ SOC_{max} 范围内。BAT_{cap} 为储能额定容量, Δt 为调度时间间隔。

$$\text{SOC}_{t+1} = \text{SOC}_t + (P_{\text{Bat}} \times \Delta t) / \text{BAT}_{\text{cap}} \quad (14)$$

$$\text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC}_t \leq \text{SOC}_{\text{max}} \quad (15)$$

柴油发电机功率满足式(16)上下限约束。

$$P_{\text{Gen}, \text{min}} \leq P_{\text{Gen}} \leq P_{\text{Gen}, \text{max}} \quad (16)$$

1.2 区域微电网群策略组合与功率互补

区域微电网群虽然处于风光资源相似条件下, 但地理环境及选址条件造成了各微电网可容纳风光发电设备容量及种类不同, 从而导致了微电网新能源发电量及净功率方向存在差异。为充分利用优势能源互补, 避免波动能源长距离并网传输, 通过临近微电网之间进行协同消纳。

故第 2 级优化目的为通过灵活选择各个微电网不同日前调度策略的净功率组合方案, 使配电网输入区域微电网群的功率波动最小。采用区域微电网群 PCC 有功功率梯度方均根, 为选择区域微电网最佳输出特性的准则。

使有功功率梯度变化率最小化的净功率组合保证了 PCC 功率平滑。在 24 h 内, 如式(17)所示。

$$G_1 = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{t=2}^{N=24} \left(\frac{P_{\text{PCC}, t} - P_{\text{PCC}, t-1}}{P_{\text{PCC}, t-1}} \right)^2} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{PCC}, t}$ 和 $P_{\text{PCC}, t-1}$ 分别为当前时刻与上一时刻的 PCC 有功功率值。由于分布式电源随机性, 配电网与区域微电网的交互功率较难通过有规律的定量关系进行描述, 因此采用有功功率随调度时间间隔的变化率描述波动性。

$$G_2 = \ln(|P_{i,t} / D_{i,t}|) \quad (18)$$

由于长距离配电路径会导致电能传输损耗, 因此需要对微电网间能量互补进行合理规划, 避免在 PCC 功率变化率不高, 而实际电力交互传输频繁与浪费。以式(18)最大化为目标, 对微电网间能量互补进行优

化规划。 $P_{i,t}$ 和 $D_{i,t}$ 分别为在 t 时刻第 i 次互补功率值以及包括配电网与各微电网的互补对象之间的距离。

2 区域微电网两级能量调度策略优化流程

采用基于 Pareto 占优的 MOPSO 算法求解得到第 1 级优化解集。

MOPSO 具有的良好多目标全局寻优能力以及易于实现、精度高、收敛快等优点。在微电网内部多目标优化问题中,采用风光和负荷预测值以及蓄电池和发电机的功率范围进行算法初始化,得到符合约束条件的占优解集。

由式(10)可见,微电网收益受到风险的影响主要来源于 2 部分:1) 新能源余电溢出将通过并网增加收益; 2) 负荷缺额需要通过电网购电得到满足,降低了收益。但是,由于收益通过分时电价计算,2 类风险 $H_{1,CVaR,t}$ 与 $H_{2,CVaR,t}$ 在不同时段增加将对微电网经济增长趋势产生不同影响,通过构建单位风险增加的收入增益进行描述,如式(19)所示。

$$\eta = df_c / df_{CVaR} \quad (19)$$

在算法取得的多目标优化非劣解集中,筛选出 η 值最高的解。筛选出的解表明,当风险增加时,收益也有更高提升;筛选结果避免了风险高、收益偏低的情况,同时这一结果也是第 2 级优化的候选策略。

区域微电网两级优化调度总体流程如图 1 所示,主要步骤如下。

1) 以各自的能源结构和 24 h 风速、光照强度与负荷,初始化 n 个微电网。假设微电网在上午 9:00 至次日 8:00 的 24 h 调度周期内调度 1 次/h。

2) 根据式(1)与(10)分别计算微电网收益与风险指标,通过约束条件与辅助条件对粒子进行占优筛选,剔除超出目标粒子数的相对不占优粒子。迭代完成后,求得符合多目标优化模型的解集,实现第 1 级微电网内部能量调度计划制定。

3) 为了便于第 2 级进行微电网间净功率配合互补,需要进一步精简各自的内部调度计划数量以减少计算复杂度。通过式(19)保留解集内具有较高单位风险收入指标 η 所对应的调度计划 m 组,为了在风险增加时,尽量减少收益损失。

4) 通过式(17)以区域微电网 PCC 功率梯度变化率最小化,从各微电网 m 组计划中,得到最佳净功率组合,同时也确定了各微电网最终的内部调度计划。

5) 按式(18),计算电力传输路径对微电网间能量传输效率的影响,求得具有较高功率传输效率的微电网群净功率互补方案。

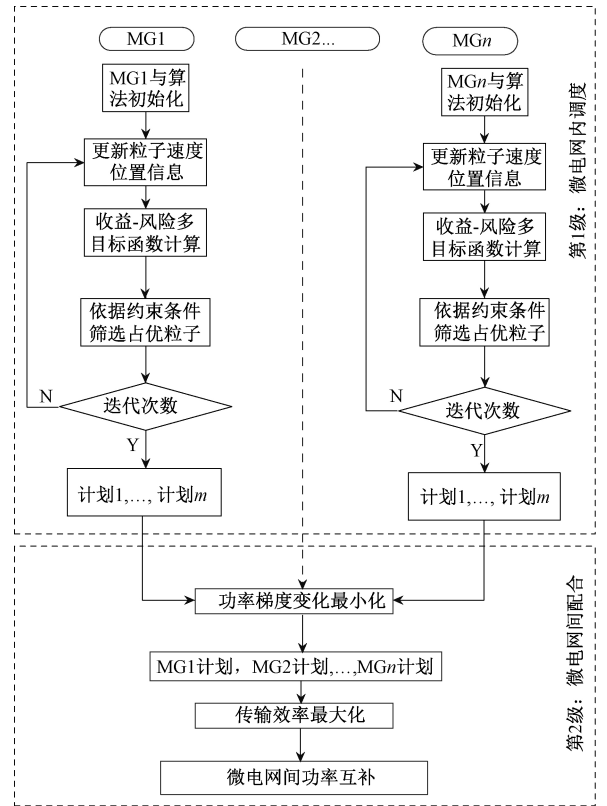


图 1 微电网群能量调度策略两级优化流程

Fig.1 Flowchart of the proposed bi-level energy optimization dispatching strategy for the microgrid cluster

在求解过程中,为了使微电网负荷优先消纳可再生能源余电功率,本文选取了调度功率差(d_1, d_2)作为调整粒子寻优方向的辅助条件。依据式(20)计算功率平衡,保留解集中 $d_1 < d_2$ 的粒子,如图 2 所示。与其他能源形式相比,负荷消纳的风光功率更多,最佳情况为负荷完全由风光发电功率满足($d_1 = 0$)。

$$\begin{cases} d_1 = P_{Load} - [P_{WT} + P_{PV} - |P_{Bat}| - |P_{Grid}|], \\ P_{Bat} < 0, P_{Grid} < 0 \\ d_2 = P_{Load} - (P_{Gen} + P_{Bat} + P_{Grid}), \\ P_{Bat} > 0, P_{Grid} > 0 \end{cases} \quad (20)$$

式中: d_1 为负荷消耗新能源发电量后的剩余功率; d_2 为负荷由配电网、蓄电池和微型发电机供电后的剩余功率。

3 算例验证

3.1 算例系统参数及初值

为验证本文提出的两级区域微电网群能量调度优化方法,采用的测试系统为山东某地已建成微电网群结构,如图 3 所示,详细配置如表 1 所示。该区域微电网群由

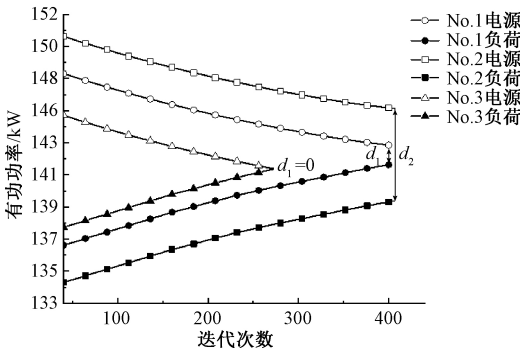


图2 3组电源与负荷的功率对应关系

Fig.2 The active power corresponding relationship of 3 groups of power sources and loads

5个微电网构成,记为MG1, MG2, ..., MG5。新能源售电电价 ($Price_s$) 为 0.3 CNY/kW·h, 购电采用分时电价 $Price$, 如表2所示。

表1 微电网群容量配置

Table 1 Capacity configuration of the microgrid cluster

微电网编号	P_{WT}/kW	P_{PV}/kW	$P_{Bat}/(kW \cdot h)$	P_{Gen}/kW
1	100	200	200	60
2	0	50	50	10
3	100	300	150	0
4	200	500	200	100
5	0	100	100	0

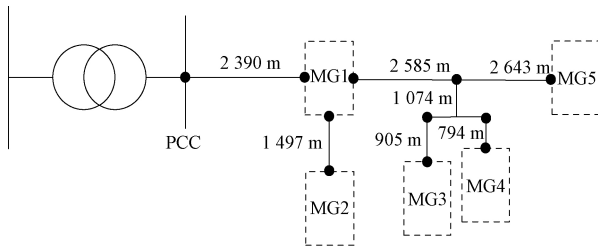


图3 某区域微电网群拓扑结构

Fig.3 The topological structure of a networked microgrid cluster in a certain region

表2 峰平谷分时电价

Table 2 The peak/flat/valley electricity prices

时间	电价类型	分时电价/(CNY/kW·h)
08:00~11:00, 16:00~21:00	峰	0.979
12:00~15:00, 22:00~23:00	平	0.662
23:00~07:00	谷	0.346

选取包含风光储能的微电网MG1对第1级微电网内部能量优化调度进行测试, $SOC_{max} = 80\%$, $SOC_{min} = 20\%$ 。

蓄电池是实现微电网内部功率平抑的重要辅助装置。在MG1中,采用200 kW·h的蓄电池以平抑源荷波动,但是受到经济成本限制,储能装置容量有限,尚未完全消除可再生能源与负荷波动。因此,在微电网内部优化调度后,净功率依然存在波动。故需通过具有不同优势能源的微电网间能量互补,进一步降低区域微电网群的功率波动和对配电网的影响。

表3所示为算例MG1采用的夏季某日源荷功率预测误差^[24],以计算风险指标,负误差为实际值小于预测值。

表3 MG1负荷与风光资源预测误差

Table 3 The prediction errors of the load and wind & light energy resources in MG1 example

时间/h	负荷误差/%	风光误差/%	时间/h	负荷误差/%	风光误差/%
1	6.75	8.36	13	-9.51	8.37
2	-8.54	-12.04	14	0.34	-11.28
3	-9.38	10.49	15	-6.46	3.76
4	8.68	9.70	16	-8.98	14.77
5	2.95	7.44	17	-1.83	6.90
6	10.20	12.88	18	8.73	15.38
7	-5.37	-13.44	19	6.30	12.07
8	1.07	-11.81	20	9.56	-3.78
9	9.52	-7.23	21	-3.46	6.02
10	-9.66	6.82	22	11.96	13.81
11	8.55	-7.71	23	-7.43	-2.86
12	9.78	-9.67	24	9.08	-4.70

3.2 微电网日前调度策略制定与分析

通过使用MOPSO求解微电网内部多目标优化调度模型,获得Pareto解集,应从中选出一组方案作为实际应用。表4所示为在优化解集中 η 最大和最小的10个值,可见,解集中产生了 $\eta < 1$,说明存在着风险大于收益的结果,如负荷消耗的发电机或电网购电成本,通过新能源售电收益无法弥补。当 $\eta_1 = 1.449$ 和 $\eta_{21} = 0.826$ 时,2种不同调度策略对应的微电网净功率如图4所示。在13:00~15:00, η_{21} 方案的余电上网量更高,其售电收益高于 η_1 方案,是因为发电机提供了负荷功率,使余电上网功率增加,然而在该方案下发电机成本大于售电收益,导致了总收益下降。因此,增加微电网收益除了余电上网,还需要考虑其中各组成部分。

采取 $\eta_{max} = 1.449$,制定MG1日前调度方案,如图5所示。在11:00~17:00负荷优先消耗光伏发电量,在风光功率超出负荷时,利用蓄电池进行存储,或将余电出

表 4 MG1 收益风险比极值

Table 4 The maximum and minimum of η in MG1

方案编号	η_{max}	方案编号	η_{min}
1	1.449	21	0.976
2	1.439	22	0.949
3	1.426	23	0.925
4	1.423	24	0.901
5	1.421	25	0.906
6	1.419	26	0.889
7	1.415	27	0.887
8	1.394	28	0.884
9	1.382	29	0.881
10	1.289	30	0.862

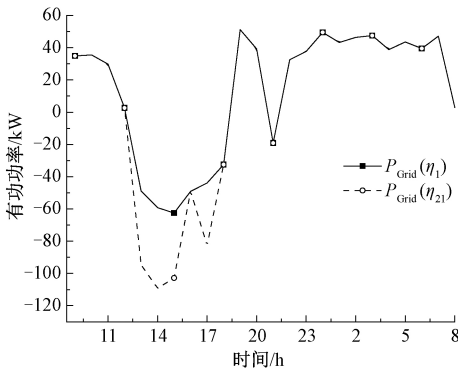


图 4 不同风险收益比的 MG1 净功率比较

Fig.4 Comparison of the MG1 net powers for η_1 and η_{21}

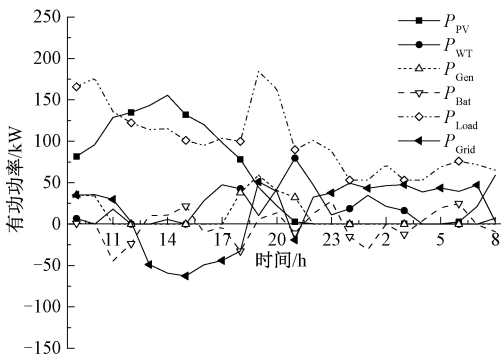


图 5 MG1 优化调度策略

Fig.5 The optimal dispatching strategy of MG1

售获得收益;对于 17:00~20:00 夜间负荷主要通过风电、发电机和电网购电满足,利用蓄电池灵活应对风电功率波动,保持系统稳定。

5 个微电网在各自 η_{max} 策略下优化调度后的净功率 P_{Grid} 如图 6 所示,主要表现为配电网为微电网提供能量。

但由于 MG1 和 MG5 具有较高的光伏发电功率,能够余电上网。与附近可再生能源不足的微电网进行功率互补,实现优势能源充分利用。

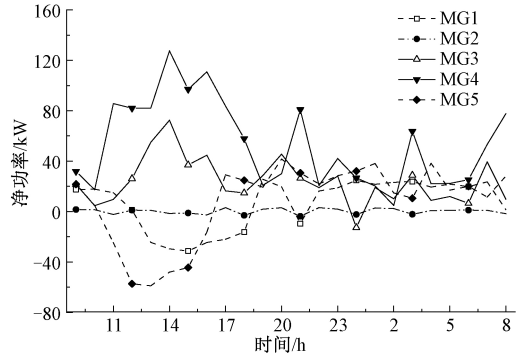


图 6 各微电网净功率曲线(η_{max})

Fig.6 The net power curves of the microgrids(η_{max})

各微电网在解集中保留了 3 组具有最大 η 值的调度方案为第 2 级提供候选,如表 5 所示,列出了各方案的收益与风险。MG1、MG5 因余电能力具有额外的售电收益;MG4 的收益最低,同时其风险收益比也为最低,说明在 MG4 中主要存在负荷缺额风险,负荷缺额的提高将使得微电网购电成本增加,收益不断下降,进一步恶化 η 值;MG2 与配电网的净功率最理想,基本满足了微电网内部自给自足。通过微电网调度方案组合及微电网间功率交互,能够为其他微电网提供能量,减少区域微电网对配电网的功率需求,改善 PCC 功率特性,提高输电效率。

表 5 各微电网 3 组备选调度方案收益与风险

Table 5 The profit and risk of the three groups of the candidate dispatching schemes in microgrids (CNY)

方案	指标	MG1	MG2	MG3	MG4	MG5
1	收益	508	433	371	330	544
	风险	351	307	284	263	343
2	收益	503	429	355	321	519
	风险	350	306	278	268	333
3	收益	494	424	360	316	527
	风险	346	304	288	280	344

3.3 区域微电网群策略组合与微电网间能量配置

1) 微电网群调度计划优化组合

每种净功率组合包括 5 个微电网,并且各微电网只选取一个内部调度方案所对应的净功率特性曲线,因此在采用式(18)分析 3^5 个组合方案的有功功率方均根值, $\min G_1$ 是微电网优化调度策略的最佳组合方案。

在表 5 各微电网的 3 种后备调度策略中,高亮标出了 {MG1(1), MG2(3), MG3(3), MG4(2), MG5(1)} 对

应的净功率曲线为微电网群的最佳调度方案组合。

图7所示为最佳净功率组合方案, $\min G_1 = 2.85$ 所对应的 PCC 功率曲线以及由图6中 η_{\max} 微电网净功率曲线得到的 PCC 功率曲线, 其方均根指标 $G_1 = 18.01$ 。 $\min G_1$ 的组合方案带来了 1.33% 的收益损失, 但降低了大部分功率峰值, G_1 降低了 83.4%, 有效缩小了功率波动范围。

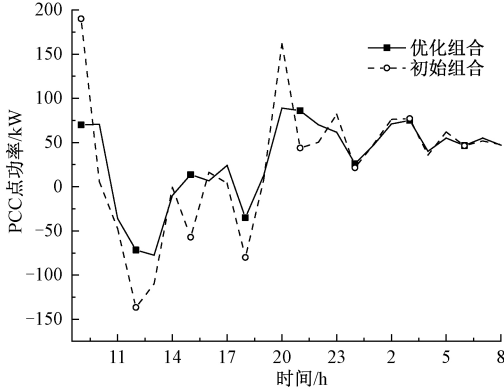


图7 PCC 功率曲线

Fig.7 The power curves at the PCC

对结果进一步分析可知, 最优调度组合对 PCC 功率波动改善较大的区域为 11:00~18:00, 该时间段内, 光伏发电量集中且充足, 而负荷在 12:00~16:00 相对不是用电高峰, 因此风光发电量在满足微电网内部负荷后, 余电上网能力提高。通过选取的最佳净功率组合, 微电网之间能够进行充分的功率互补, 降低了部分微电网的购电成本, 也降低了 PCC 的余电上网功率, 使功率曲线平缓。

在 1:00~8:00, 微电网内风光发电量受时段所限供应不足, 负荷需要依赖于配电网, 配电网持续为微电网群提供能量。由此可见, 采用 G_1 进行微电网群最佳策略选择, 能够针对新能源, 特别是光伏发电, 具有较好的功率波动抑制作用, 而风电在全天内均有可能存在发电条件, 没有明显的昼夜发电特性区分, 会造成更大的消纳难度。

2) 微电网间功率交互策略优化

11:00~18:00、21:00 和 24:00, 为风光具有较强发电能力的时间段, 针对上述时间, 通过式(18), 对上一步净功率优化组合进行功率互补。由图3可见, MG5 距离 PCC 最远, MG5 同时具有较强的余电上网能力, 因此, 在交互机制中, 需要附加考虑在微电网间优先消纳 MG5 余电。

如表6所示, 描述了各微电网输入功率来源及其功率正值, 此外, 通过 PCC 向配电网售电以功率负值表示。

由表6可知, 在互补周期内, 各微电网余电与负荷缺

额为由近及远依次配置, 初步实现互补原则。并且, 在 11:00~17:00, MG1 与 MG5 是能量提供方, 优先将 MG5 余电满足 MG4 与 MG3 的负荷缺额, 避免远距离传输至 PCC 上网, MG1 与 PCC 距离最短, 通过 MG1 对微电网群补充功率平衡后, 进行余电上网; 而在 18:00 之后, 微电网群内部调度功率不足, 需要配电网进行辅助, 区域内余电优先满足距离较远的 MG5 与 MG3, 剩余负荷缺额通过微电网进行补充。MG2 在配置时间内功率平衡性好, 较少参与微电网间功率互补配置。

表6 微电网群主要时间段能量互补方案

Table 6 The energy complementations scheme for the microgrid cluster in the maintime periods

时间/h	MG1	MG2	MG3	MG4	MG5
11	Grid-50	-	MG1/MG2 29/18	MG5 30	-
12	Grid-60	-	MG1/MG2 25/20	MG1/MG5 47/31	-
13	Grid-75	MG1 15	MG1/MG5 30/23	MG1/MG5 29/33	-
14	Grid-21	-	MG1/MG2 40/30	MG5 79	-
15	-	-	MG5/Grid 30/30	MG1/MG5 29/22	-
16	Grid-13	MG1 26	MG1 43	MG5 50	-
17	Grid 38	-	MG2 15	MG5 47	-
18	MG2/Grid 20/39	-	MG5 28	MG5/Grid 33/34	-
21	MG2/Grid 16/35	-	MG5/Grid 20/47	Grid 32	-
24	MG2/Grid 14/37	-	MG4/Grid 16/15	-	MG4 50

微电网群优化互补前后的功率传输效率 G_2 , 如图8所示。24 h 累积 G_2 值从 46.66, 提高了 1.24 倍, 达到 57.79, 功率传输效率有所提高。在 13:00, 传输效率 G_2 值提升效果最大, 为 2.5 倍。可见, 对于大量新能源余电时间段, 微电网间的互补方法尤为重要。通过有目的性的功率互补, 提高了传输效率, 另外, 传输效率的提高能够相应减少微电网群在相同路径上重复的往返功率交换, 意味着这也是减少微电网群以及配电网线路损耗的有效手段。

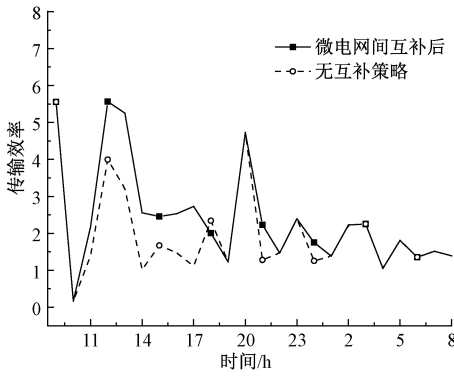


图 8 微电网间互补策略前后传输效率对比

Fig.8 Comparison of the transmission efficiencies before and after using complementation strategy among microgrids

4 算法应用对比分析

通过具有不同优势能源的微电网群,验证本文提出的两级能量调度优化流程的实际应用价值,当地微电网内部调度计划采用经济收益最大为目标进行制定,并且各个微电网独立并网,不存在互补策略。配置方案如表 7 所示。以风光储能微电网#1 为例,分析 2 种微电网调度计划的净功率曲线波动性。源荷预测功率如图 9 所示,经济性计算参考本文所述电网分时电价以及新能源上网电价。

表 7 微电网配置

Table 7 Microgrid configuration

微电网编号	P_{WT}/kW	P_{PV}/kW	$P_{Bat}/(kW \cdot h)$	P_{Gen}/kW
1	500	500	300	200
2	0	300	150	0
3	200	0	100	0

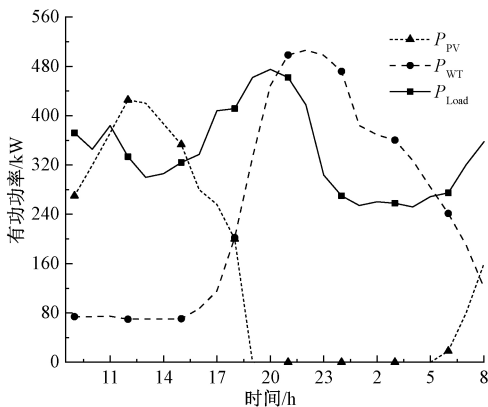


图 9 微电网#1 源荷预测功率

Fig.9 The forecasting power of the source and load in microgrid #1

如图 10 所示,在原调度计划下,微电网#1 净功率 P_{Grid} 波动较大,购电功率最大峰值差高达 331.44 kW,是优化调度策略的 1.92 倍。结合表 8 所示的综合性能可知,相比于优化策略,原调度计划通过售电盈利使微电网#1 获得了较高的经济收益 f_c 。但是,优化策略的运行风险 f_{CVaR} 与净功率波动性指标 G_1 均降低了约 38%,能够减轻微电网功率平衡对于配电网容量的依赖性,有利于微电网扩容与新增;另一方面,通过微电网间互补,提高微电网群功率传输效率指标 G_2 在 50% 以上。

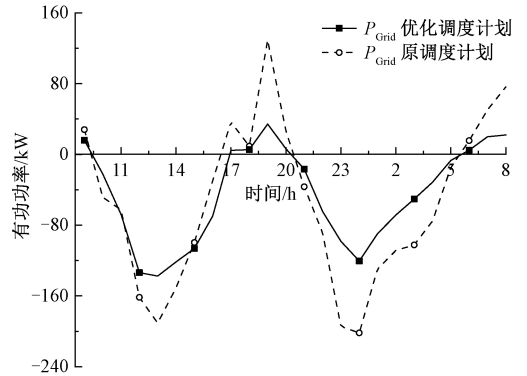


图 10 2 种调度计划下微电网#1 净功率曲线

Fig.10 The net power curves of the microgrid #1 under two dispatching schedules

表 8 优化调度策略与原调度计划的结果对比

Table 8 The result comparison between the proposed optimal dispatching strategy and the existing dispatching scheme

	f_c/CNY	f_{CVaR}/CNY	η	G_1	G_2
两级微电网调度	834	615	1.36	1.84	84.10
原微电网调度	896	993	0.90	2.96	53.23

5 结 论

本文构建了区域微电网群两级能量调度策略优化模型,第 1 级求解微电网内部能量优化调度策略集;第 2 级获取最佳微电网策略组合与相应微电网间能量配置方案,并在案例结构中进行了验证。

对于各微电网内部能量调度策略,根据收益风险比,对多目标优化解集进行了分析与筛选,均衡满足新能源电力优先消纳与盈利目标。根据第 2 级微电网间优化互补流程得到的运行策略组合,与第 1 级各微电网 η_{max} 最佳方案相比,以收益减少了 1.33% 为代价,在 PCC 功率方均根指标 G_1 上降低了 83.4%,有效平缓了并网点功率波动;进一步考虑实例中电力传输距离影响下的微电网间能量互补机制,在新能源发电,特别是日间光伏发电量

较高的情况下,将输电效率指标 G_2 在 24 h 内提高了约 1.2 倍,实现了由近及远的微电网余电互补目的,微电网群达到了较好的功率平衡与传输线路利用率。与原微电网调度计划相比,两级能量调度策略在降低运行风险和净功率波动,以及提高传输效率等方面均达到了更好的性能,验证了该方法的有效性和应用前景。

研究结果表明,区域微电网群两级能量调度优化流程,能够实现微电网内部能量调度策略以及微电网间能量互补方法的优化制定,为区域微电网整体或单个的日前能量调度策略提供了收益风险均衡、可再生能源就近消纳的制定流程。在后续工作中,还应考虑区块链、对等交易等电力市场领域方法,对微电网间能量互补机制开展深入研究。

参考文献

- [1] WANGK, YU J, YAN Y, et al. A survey on energy Internet: Architecture, approach, and emerging technologies[J]. IEEE Systems Journal, 2018, 12(3): 2403-2416.
- [2] ISMAEL S M, ABDEL ALEEM S H E, ABDELAZIZ A Y, et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation[J]. Renewable Energy, 2018(103): 1002-1020.
- [3] 高海翔,陈颖,黄少伟,等. 配电网韧性及其相关研究进展[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(23): 1-8.
GAO H X, CHEN Y, HUANG SH W, et al. Distribution systems resilience: An overview of research progress[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 1-8.
- [4] ZIA M F, ELHOUSSIN E, BENBOUZID M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions and prospects [J]. Applied Energy, 2018(222): 1033-1055.
- [5] MENGELKAMP E, GÄRTTNER J, ROCK K, et al. Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn microgrid [J]. Applied Energy, 2018(210): 870-880.
- [6] TARIQ S, ANURADHA M A. Controls for smart grids: Architectures and applications [J]. Proceedings of the IEEE, 2017, 105(11): 2244-2261.
- [7] WANG R C, WU J D, QIAN Z N, et al. A graph theory based energy routing algorithm in energy local area network[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(6): 3275-3285.
- [8] MUBASHIR H R, MARTIN R, ABDERREZAK R, et al. Integrating renewable energy resources into the smart grid: recent developments in information and communication technologies [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(7): 2814-2825.
- [9] RINALINI L, CHANDRA P G. Energy management of cooperative microgrids with high-penetration renewables[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(6): 680-690.
- [10] CHEN T, SU W C. Local energy trading behavior modeling with deep reinforcement learning [J]. IEEE Access, 2018(6): 62806-62814.
- [11] KOFINAS P, DOUNIS A, VOUROIS G A. Fuzzy Q-learning for multi-agent decentralized energy management in microgrids[J]. Applied Energy, 2018, 219(1): 53-67.
- [12] 余岳,栗梅,孙尧,等. 基于 Stackelberg 博弈的多 V2M 电力交易研究[J]. 仪器仪表学报, 2017, 38(10): 2606-2614.
YU Y, SU M, SUN Y, et al. Multi-V2M energy trading via Stackelberg game [J]. Chinese Journal of Scientific Instrument, 2017, 38(10): 2606-2614.
- [13] JALALI M M, KAZEMI A. Demand side management in a smart grid with multiple electricity suppliers[J]. Energy, 2015(81): 766-776.
- [14] 王项南,张原飞,夏海南,等. 我国自主研发潮流能发电装置的现场测试与评价分析[J]. 仪器仪表学报, 2018, 39(7): 226-234.
WANG X N, ZHANG Y F, XIA H N, et al. Field test and evaluation of self-developed tidal power generation device[J]. Chinese Journal of Scientific Instrument, 2018, 39(7): 226-234.
- [15] 于华楠,杜瑶,马聪聪. 电力系统信号与数据的压缩传感技术综述 [J]. 仪器仪表学报, 2017, 38(8): 1943-1953.
YU H N, DU Y, MA C C. Survey of compressed sensing technology for signal and data of power system [J]. Chinese Journal of Scientific Instrument, 2017, 38(8): 1943-1953.
- [16] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Optimizing the spinning reserve requirements using a cost/benefit analysis[J]. IEEE Transactions on Power System, 2007, 22(1): 24-33.
- [17] JAEFARI-NOKANDI M, MONSEF H. Scheduling of spinning reserve considering customer choice on reliability[J]. IEEE Transactions on Power System, 2009, 24(4): 1780-1789.
- [18] FARRET F A, SIMOES M G. Integration of Alternative Sources of Energy [M]. New York: IEEE Press, 2006;

379-418.

- [19] TYRRELL ROCKAFELLAR R, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk [J]. *Journal of Risk*, 2000(2): 21-42.
- [20] ORTEGA-VAZQUEZ M A, KIRSCHEN D S. Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration [J]. *IEEE Transactions on Power System*, 2009, 24(1): 114-124.
- [21] TEWARI S, GEYER C J, MOHAN N. A statistical model for wind power forecast error and its application to the estimation of penalties in liberalized markets [J]. *IEEE Transactions on Power System*, 2011, 26(4): 2031-2039.
- [22] RAHMAN S. Formulation and analysis of a rule-based short-term load forecasting algorithm [J]. *IEEE Process*, 1990, 78(5): 805-816.
- [23] CHEN N, QIAN Z, NABNEY I T, et al. Wind power forecasts using gaussian processes and numerical weather prediction [J]. *IEEE Transactions Power System*, 2014, 29(2): 656-665.
- [24] CHENG Y F, JIN L J, HOU K. Short-term power load forecasting based on improved online ELM-K [C]. *International Conference on Control, Automation and Information Sciences (ICCAIS)*, 2018: 128-132.

作者简介



程逸帆, 2013年于同济大学获得学士学位, 现为同济大学博士研究生, 主要研究方向为新能源发电与微电网。

E-mail: yifanop@sina.com

Cheng Yifan received his B.Sc. degree from Tongji University in 2013. Now he is a Ph. D. candidate in Tongji University. His main research interests include renewable energy power generation and microgrid.



金立军(通信作者) 2000年于西安交通大学获得博士学位, 现为同济大学教授, 博士生导师, 主要研究方向为电气设备检测与诊断、高电压技术、电器智能化及电磁场仿真和智能电网等。

E-mail: jinlj@tongji.edu.cn

Jin Lijun (Corresponding author) received his Ph. D. degree from Xi'an Jiaotong University in 2000. Now he is a professor and Ph. D. supervisor in Tongji University. His main research interests include electrical equipment detection and diagnosis, high voltage technology, electrical intelligentization, electromagnetic field simulation and smart grid etc.