

考虑机组灵活性的独立微网日前日内协调优化调度

黄弦超, 封 钰

(华北电力大学 电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要:作为高效利用分布式能源以及补充大电网灵活性的有效手段之一,微网的优化调度越来越受到重视。在全面考虑各类分布式资源调度灵活性的基础上,从日前和日内2个时间尺度出发,建立以总运行成本最小为目标的独立微网优化调度模型。日前调度计划为日内调度提供参考,必要时在日内调度中可调整满足灵活性要求的分布式资源的启停状态;日内调度采用滚动优化方式,并通过制定各类分布式资源的调整优先级,指导日内调度计划的优化调整。将蓄电池初始荷电状态作为优化变量,与分布式资源的调度计划同时进行优化,以进一步提高微网运营经济性。对该模型进行线性化处理,并调用CPLEX求解器求解该混合整数规划问题。算例分析结果验证了所提调度策略的合理性。

关键词:独立微网;灵活性;经济调度;滚动优化;多时间尺度;混合整数规划

中图分类号:TM 727

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202004007

0 引言

近年来,出于缓解化石燃料短缺和环境污染等问题的现实需要,以风光为主的新能源发电形式迅速发展。然而由于其随机性和波动性大的特点及预测技术的局限,新能源渗透率的增长也意味着电力系统需要更高的灵活性^[1-2]。关于电力系统灵活性的定义,北美电力可靠性委员会NERC(North American Electric Reliability Council)将其表述为通过调节用电系统资源满足负荷变化的能力^[3]。国际能源署IEA(International Energy Agency)的定义则更全面,认为其是指电力系统响应各类因素所引起的电源及负荷方面大幅度变化的能力^[4]。在各类电源中,启停速度更快和调峰能力更好的燃气轮机、柴油发电机(DE)等相对火电有着更高的灵活性,储能系统和可控负荷也能极大增加系统的灵活性。

针对微网优化调度问题,众多学者已进行广泛研究。文献[5-7]从电源侧出发,充分考虑不同类型电源的功率特性和成本,以微网运行费用最小为目标建立调度模型。但以上研究均局限在日前调度范围。文献[8]引入多时间尺度对的概念对微网进行优化调度。文献[9]从日前和日内2个角度展开,但日内阶段仅引入各类电源的附加成本,日前和日内联系不紧密。文献[10-13]以微网运行成本最小为目标,提出以日前调度结果为参考,在日内调度中结合风光负荷的更新预测信息进行滚动优化的调度策略,进而优化机组出力 and 启停状态。区别在于,文献[10-12]中日前调度确定的机组组合方案(包括机组

启停状态、可中断负荷(IL)调用状态和储能系统充放电状态)在日内调度中不可改变,且储能状态接近于日前调度中,而其余发电设备和可中断负荷的功率按需调整;文献[13]则以日前日内调度中蓄电池(SB)充放电功率差别为惩罚项协调两者的关系,日内调度的计算方法与日前调度相同。值得注意的是,上述文献在日内调度进行滚动优化时,均认为日前计划中确定的机组启停方案在日内不可调整,这点并不适用于以灵活性资源为主要构成的微网日内调度。

考虑到风光负荷的预测误差随时间尺度减小而减小的特点,本文提出一种包含日前和日内调度的多时间尺度优化调度策略。其中,日前调度以1 h为间隔,优化未来24 h机组出力、可中断负荷中断容量和蓄电池充放电功率。日内调度以15 min为间隔、4 h为滚动周期进行滚动优化调度。日内调度以日前调度计划中确定的各资源调度状态为参考进行优化调整,但在必要时可更改满足灵活性要求的分布式资源的调度状态。此外,本文并未将蓄电池初始荷电状态(SOC)设为定值,而是将其作为优化变量,与调度计划同步优化求解。通过充分发挥各分布式资源的灵活性,最大限度地降低微网运营总成本。

1 日前与日内协调调度策略

在微网中,分布式资源的灵活性不同:微型燃气轮机组(MT)和柴油发电机能方便地改变其出力与启停状态,具有较快的爬坡速率,且调整成本相对较低;可控负荷是很好的灵活性资源,能快速响应,但对其调用需较高的经济成本;储能系统同时具备源荷特性,蓄电池和超级电容都是当前应用较多的储能方式,从充放电速率上看,超级电容在秒级单位内即可完成自身的充放电过程,但其能量密度只有蓄电池的1/10左右,因此,可将超级电容作为短时间内

收稿日期:2019-09-28;修回日期:2020-02-10

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51107037)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51107037)

的调节资源,而将蓄电池用于更长时间尺度上的系统供需平衡。

本文以包含微型燃气轮机、柴油发电机、风电机组(WT)、光伏发电(PV)以及可中断负荷、超级电容(SC)和蓄电池的微网为研究对象,分别制定日前和日内2个时间尺度的调度策略,通过两者的协调优化,充分发挥各类调度资源的灵活性,实现微网经济运行。

1.1 日前调度策略

日前调度以1 h为调度间隔,综合考虑各类分布式资源的调度约束,以规划周期(24 h)内微网总运行成本最低为目标进行优化调度,共计24个调度时段。所生成的日前调度计划为日内调度提供参考。

1.2 日内调度策略

日内调度以15 min为间隔,4 h为周期进行滚动优化调度^[14],共计96个调度时段。日内调度以日前调度确定的各资源调度状态和出力大小作为参考,以规划周期(4 h)内微网总运行成本最低为目标。

为了尽量减少对发电企业生产计划的影响,本文假定只有在所有可调整的机组出力、储能充放电功率以及可中断负荷容量均已达到极限时,才允许日内调度更改日前调度计划中确定的资源调度状态。极限的含义如下:当开机的微型燃气轮机和柴油发电机全部按最大出力或按负负荷约束限制的最大出力发电,超级电容器和处于放电状态的储能均按当前最大放电功率放电,已调度的可中断负荷中断容量为当前时段的最大值时,仍不能满足负荷需求。此时,为了避免重要负荷停电,必须更改日前调度计划,启动新的机组或蓄电池放电来增加出力。

在制定日内计划的过程中,若在 t 时段需要改变资源的调度状态,则需要根据最新预测的4 h内的风光负荷数据以及 $[t+4, 24]$ 时段的原始预测数据,重新生成 $[t, 24]$ 时段的调度计划替代原来的日前调度计划,作为日内调度在下一个滚动周期的参考值。

此外,考虑到蓄电池的充放电计划具有时序性,而超级电容器灵活的调节能力可更好地应对实时调度中的突发状况,因而在优先利用风电、光伏发电的前提下,日内计划出力调整的顺序如下:调整运行中的可控机组出力和已调度的可中断负荷中断容量>启动超级电容器充放电>调整蓄电池充放电功率>改变日前计划中确定的资源调度状态。

2 优化模型

本文建立的前日和日内调度模型有所差别,具体为:由于本文的前日调度以1 h为间隔,日内调度以15 min为间隔,灵活性高的柴油发电机和微型燃气轮机调节能力较好,在1 h内可以完成从冷态启动到满负荷运行,因而无需考虑爬坡约束,而在日内调

度时则需要考虑爬坡约束;日前调度需要进行机组组合,因此需要考虑机组的最小运行时间、关机时间约束及可中断负荷的中断间隔约束,而日内短期调度不改变机组运行状态,因而不需要考虑这些约束。

此外,超级电容不参与日前调度,仅作为灵活调节电源参与日内调度。

2.1 日前调度

2.1.1 优化目标

日前调度优化目标为日调度总成本最小^[15-16]:

$$C_{\text{total}} = \min(C_{\text{operation}} + C_{\text{demand}} + C_{\text{pollution}}) \quad (1)$$

其中, C_{total} 为日调度总成本; $C_{\text{operation}}$ 为日运行费用; C_{demand} 为可中断负荷日调度成本; $C_{\text{pollution}}$ 为污染排放成本。

(1)日运行费用 $C_{\text{operation}}$ 。日运行费用主要考虑微型燃气轮机和柴油发电机的燃料成本和启停费用,以及蓄电池因充放电造成的寿命损失成本,如式(2)所示。

$$C_{\text{operation}} = \sum_{t=1}^T |P_{\text{BS}}(t)| K_{\text{BS}} \Delta T + \sum_{m \in M} \sum_{t=1}^T (\gamma_m \Delta T + C_m^{\text{su}} S_m^{\text{up}}(t) + C_m^{\text{sd}} S_m^{\text{down}}(t)) \quad (2)$$

其中, $P_{\text{BS}}(t)$ 为蓄电池在 t 时段的充放电功率,在充电时取负值,放电时取正值; K_{BS} 为蓄电池的单位充放电电量造成的寿命损失成本; ΔT 为调度间隔; T 为调度周期; M 为微型燃气轮机和柴油发电机集合; γ_m 为机组 m 的燃料成本函数; C_m^{su} 和 C_m^{sd} 分别为机组 m 的启、停机成本; $S_m^{\text{up}}(t)$ 和 $S_m^{\text{down}}(t)$ 分别表示机组 m 在 t 时段的开机和关机行为,均为0-1变量,其值取1时表示在 t 时段发生了开机或关机行为。

微型燃气轮机和柴油发电机的燃料成本函数分别为^[17-18]:

$$\gamma_{m1} = aP_m^3 + bP_m^2 + cP_m + d \quad (3)$$

$$\gamma_{m2} = \gamma_0 Y_m + \gamma_1 P_m \quad (4)$$

其中, a 、 b 、 c 、 d 为微型燃气轮机的成本系数; P_m 为机组 m 的输出功率; γ_0 和 γ_1 分别为柴油发电机燃料曲线的截距系数和斜率; Y_m 为机组 m 的装机容量。

(2)可中断负荷日调度成本 C_{demand} 。可中断负荷日调度成本表示如下^[19]:

$$C_{\text{demand}} = \sum_{t=1}^T u_{\text{IL}}(t) \alpha P_{\text{IL}}^*(t) C_{\text{price}}^{\text{cut}} \quad (5)$$

其中, $C_{\text{price}}^{\text{cut}}$ 为可中断负荷的调用价格; $u_{\text{IL}}(t)$ 表示可中断负荷在 t 时段的调用状态,为0-1变量,其值取1表示可中断负荷在该时段被调用; $P_{\text{IL}}^*(t)$ 为可中断负荷在 t 时段的原始负荷需求; α 为可中断负荷调用比例系数, $0 \leq \alpha \leq 1$ 。

(3)污染排放成本 $C_{\text{pollution}}$ 。微型燃气轮机和柴油发电机的污染排放成本为:

$$C_{\text{pollution}} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{MT}}(t) \Delta TK_{\text{MT}}^{\text{pu}} + P_{\text{DE}}(t) \Delta TK_{\text{DE}}^{\text{pu}}) \quad (6)$$

其中, $K_{\text{MT}}^{\text{pu}}, K_{\text{DE}}^{\text{pu}}$ 分别为微型燃气轮机和柴油发电机单位发电量的污染成本; $P_{\text{MT}}(t)$ 和 $P_{\text{DE}}(t)$ 分别为微型燃气轮机机和柴油发电机在 t 时段的出力。

2.1.2 日前调度约束条件

(1) 功率平衡约束。

$$P_{\text{load}}(t) = P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{BS}}(t) + P_{\text{MT}}(t) + P_{\text{DE}}(t) + P_{\text{il}}(t) \quad (7)$$

$$P_{\text{il}}(t) = u_{\text{il}}(t) \alpha P_{\text{il}}^*(t) \quad (8)$$

其中, $P_{\text{il}}(t)$ 为可中断负荷在 t 时段的实际负荷需求; $P_{\text{load}}(t)$ 为微网在 t 时段的负荷需求(含可中断负荷); $P_{\text{PV}}(t), P_{\text{WT}}(t)$ 分别为光伏和风电在 t 时段的出力。

(2) 微型燃气轮机和柴油发电机运行约束。

a. 运行状态约束^[19-20]。

$$O_m(t+1) = O_m(t) + S_m^{\text{up}}(t) - S_m^{\text{down}}(t) \quad (9)$$

其中, $O_m(t)$ 表示机组 m 在 t 时段的运行状态, 为 0-1 变量, 其值取 1 时表示机组运行。

b. 最小运行时间和停机时间约束。

$$O_m(t) \geq \sum_{z=t-T_m^{\text{up}}}^{t-1} S_m^{\text{up}}(z) \quad (10)$$

$$1 - O_m(t) \geq \sum_{z=t-T_m^{\text{down}}}^{t-1} S_m^{\text{down}}(z) \quad (11)$$

其中, T_m^{up} 为机组 m 的最小运行时间; T_m^{down} 为机组 m 的最小停机时间。

c. 机组出力约束。

$$P_m(t) \leq P_m^{\text{max}} O_m(t) - (P_m^{\text{max}} - P_m^{\text{su}}) S_m^{\text{up}}(t-1) \quad (12)$$

$$P_m(t) \leq P_m^{\text{max}} O_m(t) - (P_m^{\text{max}} - P_m^{\text{sd}}) S_m^{\text{down}}(t) \quad (13)$$

其中, $P_m^{\text{max}}, P_m^{\text{min}}$ 分别为机组 m 的最大出力和最小出力; $P_m^{\text{su}}, P_m^{\text{sd}}$ 分别为机组 m 在开机时刻和关机前一时刻的最大出力, 考虑到在启停机时刻, 受机组升降负荷速率和启停机过程的影响, P_m^{su} 和 P_m^{sd} 均低于机组的最大出力。

(3) 其他约束。风电和光伏机组出力约束、储能电池运行约束以及可中断负荷调度约束详见文献[5]。

2.2 日内调度

2.2.1 优化目标

日内调度的优化目标同样是运行成本最优, 但是求解过程中通过添加带有系数的附加项来满足出力变动时的调整顺序。

$$C_{\text{total}} = \min \left(C_{\text{operation}} + C_{\text{demand}} + C_{\text{pollution}} + K_r \sum_{r \in R} |p_r - P_r| + K_{\text{sc}} \sum_{t=1}^T |p_{\text{sc}}(t)| \Delta T \right) \quad (14)$$

其中, K_r 为第 r 类资源的调整权重系数, 基于调度优先级先后设置存在数量级差别, 即权重系数大小相差 10 的幂指数倍, 用以约束出力调整顺序; R 为微型

燃气轮机、柴油发电机、可中断负荷、超级电容和蓄电池集合; p_r 为第 r 类资源的日内调度出力; P_r 为第 r 类资源的日前调度出力, 其中超级电容日前出力为 0; K_{sc} 为超级电容的单位充放电电量造成的寿命损失成本; $p_{\text{sc}}(t)$ 为超级电容在 t 时段日内调度的充放电功率, 在充电时取负值, 放电时取正值。

2.2.2 日内调度约束条件

风电、光伏、蓄电池和可中断负荷的运行约束与日前调度完全相同。超级电容的运行约束除了不存在自放电率, 其余约束与蓄电池类似, 此处不再赘述。日内调度中, 微型燃气轮机和柴油发电机运行约束需考虑爬坡约束:

$$O_m(t) = o_m(t) \quad (15)$$

$$p_m(t) - p_m(t+1) \leq P_m^{\text{rd}} O_m(t) + (P_m^{\text{sd}} - P_m^{\text{rd}}) S_m^{\text{down}}(t) \quad (16)$$

$$p_m(t+1) - p_m(t) \leq P_m^{\text{ru}} O_m(t+1) + (P_m^{\text{su}} - P_m^{\text{ru}}) S_m^{\text{up}}(t) \quad (17)$$

其中, $o_m(t)$ 表示机组 m 在日内调度的运行状态, 为 0-1 变量, 其值取 1 时表示机组运行; $p_m(t)$ 为机组 m 在 t 时段日内调度的出力; P_m^{ru} 和 P_m^{rd} 分别为机组 m 在 15 min 内的最大增、减出力。

3 优化求解

本文采用 MATLAB 编程, 调用 CPLEX 求解器, 应用混合整数线性规划(MILP)算法求解所建模型。微型燃气轮机燃料成本为非线性函数, 可利用分段线性化的方法对其进行线性化。其他如 0-1 变量与整数变量相乘以及绝对值的线性化方法可参考文献[5], 此处不再详述。

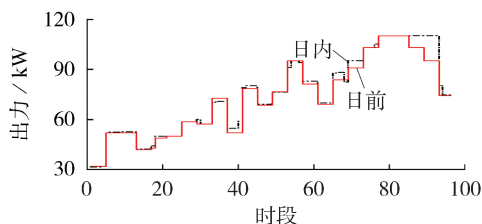
4 算例分析

4.1 基础数据

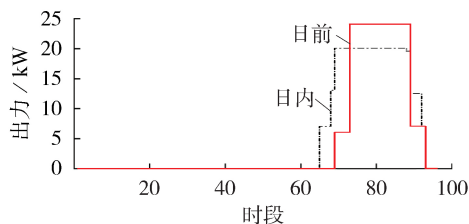
以某虚拟微网典型日数据为例进行计算, 各电源参数见附录中表 A1—A5。对于日前和日内调度的风光及负荷预测, 本文采用在真实值上叠加扰动的方法。考虑到预测误差随着时间缩短而降低, 本文假设日前风光和负荷预测误差分别为 20% 和 5%, 日内风光和负荷预测误差分别为 6% 和 1%, 即在典型风光出力及负荷曲线(如附录中图 A1—A3 所示)上, 加上期望为 0、标准差为实际值与预测误差乘积的白噪声^[16], 得到日内风光和负荷预测曲线, 见附录中图 A4—A7。从图 A4—A7 中可看出: 风电和光伏主要在日内时段 37—44、65—72 存在较为严重的负偏差, 而在其余时段大都存在正偏差; 负荷主要在时段 65—72 存在正偏差, 在时段 73—88 存在负偏差。总体而言, 微网在日内时段 37—44、65—72 需增加发电出力, 在时段 73—88 需减少发电出力。

4.2 算例1

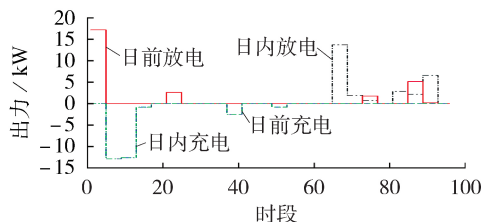
根据本文所提调度策略和优化模型,计算得到优化调度结果如图1所示,对比不同类型分布式资源的初始日前调度结果与实际日内调度结果。



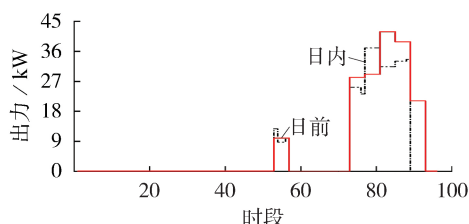
(a) 微型燃气轮机日前、日内出力对比



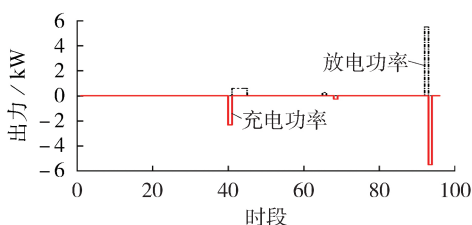
(b) 柴油发电机日前、日内出力对比



(c) 蓄电池日前、日内充放电功率对比



(d) 可中断负荷日前、日内调用容量



(e) 日内调度超级电容充放电功率

图1 优化调度结果

Fig.1 Optimal scheduling results

从图中可以得出如下结论。

(1)在日内调度时段65之前,柴油发电机一直处于关机状态,蓄电池充放电状态及出力完全相同,仅微型燃气轮机、可中断负荷与超级电容出力发生改变。在此期间,风光负荷预测差别较小,无需更改分布式资源调度状态。以下以日内时段33—48和53—56为例,分析各分布式资源出力调整的合理性。

在日内调度时段41—44,已开机的2台微型燃气轮机最多增发1.6 kW,不能满足日内功率平衡约束要求。为了避免改变蓄电池的荷电状态,在日内时段33—48的滚动窗口中,安排超级电容器在时段40充电2.32 kW,在时段41—44分别放电0.58 kW。

在日内调度时段53—55中的时段53,为了满足日内供需平衡,除了微型燃气轮机按最大爬坡速率增加出力外,还大量调用可中断负荷。而在时段54和55,微型燃气轮机中未达到最大出力的机组继续提升出力,可中断负荷调用量下降。

(2)在日内调度时段65(即日前调度时段17)启动新的柴油发电机,新生成的调度计划替代原始日前调度计划中时段17—24的调度计划。

从附录中图A4—A7可以看出,在日内调度时段65,风电和光伏的预测出力合计降低10.99 kW,而负荷的需求预测增加13.94 kW,功率缺额为24.93 kW。原始日前调度计划中时段16和17的机组出力见表1。

表1 时段16和17日前调度结果

Table 1 Day-ahead scheduling results of 16th and 17th intervals

时段	出力 / kW						
	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄	DE ₁	DE ₂	IL
16	0	50	0	19.06	0	0	0
17	0	48.65	5	30	0	0	0

可看出,原始时段17微网内一共仅运行3台微型燃气轮机。机组MT₃受开机出力约束,在日内最多可增加出力3 kW;机组MT₂受最大出力约束,在日内最多可增加出力1.35 kW;超级电容即使按最大放电功率10 kW出力,在日内合计可增加出力14.35 kW,仍低于缺口24.93 kW。因而,原始日前计划中确定的运行机组无法满足日内调度时段65的供需平衡约束,须更新原始日前调度计划以增加电力供应。

按照既定的调度策略,程序将重新生成日前时段17—24的调度计划,并替代原始日前调度计划,作为日内滚动调度优化的参考。更新后的日前时段17调度结果如表2所示。

表2 更新后的日前时段17调度结果

Table 2 Updated day-ahead scheduling results of 17th interval

时段	出力 / kW						
	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄	DE ₁	DE ₂	IL
17	0	50	8	30	0	7	13.58

从表2可以看出,新的调度计划在原始计划的基础上增开了1台柴油发电机DE₂,并且调度蓄电池进行了大量放电。

4.3 与传统调度策略的对比

本文调度策略与传统调度策略最大的不同在于,当日日前调度提供的分布式资源调度状态无法满

足日内调度需求时,允许日内计划在必要时修改分布式资源的调度状态,并更新剩余时段的日前调度状态,为日内调度提供最优化的参考。在传统调度策略中,为避免日内与日前调度状态的差异,有3种方法:第一种方法是采用并网型微网作为研究对象,通过调整联络线的交换功率来满足较大的负荷及风光出力偏差;第二种方法是设置充足的、可随时调用的可中断负荷,通过负荷侧的响应来应对较大的功率偏差;第三种方法是在制定日前调度计划时设置较大的旋转备用,以确保有充足的备用保证负荷的供应。但本文研究对象是独立型微网,且考虑可中断负荷的调度约束,即可中断负荷的调用受其最大中断时长、最小调度间隔时长的约束,不满足随时调用的要求,因此前2种方法都不适合设计对比算例。

本文的对比算例采用在制定日前计划时设置较大的旋转备用的策略(以下简称“对比方案”)。旋转备用整体上按照风光总预测出力的10%和负荷的2%设置。鉴于本文算例中机组调度状态改变的原因在于,时段17系统可提供的发电出力不足,为了确保在本文算例中日内调度不需要新开机组,将时段17的备用调整到12 kW,以便于方案的对比。所增设的旋转备用曲线如附录中图A8所示。

下面对本文算例(以下简称“基本方案”)和对比方案的调度结果进行分析。计算结果表明,对比方案的日前调度成本增加了36.77元,如附录中表A6所示。造成成本差异的原因有2种:一种是为了满足备用需求,需要调用更多的可中断负荷或增开机组,比如调度时段11对比方案采用多调用3.9 kW的可中断负荷替代微型燃气轮机出力的方式来满足备用的需求,而在调度时段16,则增开机组 MT_1 来满足旋转备用容量;另一种则是启用蓄电池放电,如在调度时段6,对比方案采用使电池多放电1.4 kW替代微型燃气轮机出力的方式来满足备用的需求。从总体上看,基本方案的启停次数对比方案少1次,可中断负荷调用量少7.9 kW,蓄电池调用容量少22.5 kW,同时,基本方案中的微型燃气轮机和柴油发电机的负荷率高于对比方案,受燃料成本特性的影响,在较高的负荷率下平均发电成本较低,因而基本方案中这2类机组的平均发电成本低于对比方案。

在日内调度结果方面,对比方案的日内调度成本增加了22.01元。由于在制定日内调度计划时遵循“尽量减少对日前调度计划的调整”的原则,因而在日内的调度时段1—64,虽然2个方案的机组启停次数相同,但由于日前调度计划中出力水平的差异,基本方案较对比方案少调用7.96 kW的可中断负荷和6.14 kW的蓄电池容量。在调度时段65—96,基本方案改变分布式资源的调度状态,这使得基本方案较对比方案减少了2次机组启停,少调用20.05 kW可中断负荷,但多调用7.56 kW蓄电池容量。造成

基本方案蓄电池调用容量较大的原因在于,对比方案安排了充足的旋转备用,当负荷增加时可以通过增加机组出力来满足负荷需求,而基本方案则选用调用蓄电池的策略。比如在调度时段90,基本方案调用蓄电池放电6.51 kW,同时 DE_1 处于关机状态,而对比方案中则是 DE_1 处于开机状态,且 DE_2 出力大于基本方案。因此,在全天范围内,2个方案的蓄电池调用量基本持平,日内调度成本差距要小于日前调度成本。总体而言,在全天范围内,基本方案较对比方案减少了2次机组启停,少调用28.01 kW可中断负荷,多调用1.42 kW蓄电池容量。同时基本方案中的微型燃气轮机和柴油发电机的负荷率高于对比方案,机组的平均发电成本低于对比方案。因而,从总成本来看,基本方案更为经济。

4.4 蓄电池初始状态的优化设置

蓄电池初始荷电状态 F_{soc0} 会影响蓄电池的充放电计划,从而影响整体优化结果。尽管蓄电池初始荷电状态与前一天调度结果有关,但由于本文侧重于典型日的调度优化结果,因而蓄电池初始荷电状态存在优化空间。本文将蓄电池的初始荷电状态作为优化变量,与各分布式资源的调度计划同时进行优化。基于本文算例,蓄电池初始荷电状态最优化值为0.4795。此外,由于本文中选取的蓄电池荷电状态的下限和上限分别为0.3和1,选用2个极端状态作为对照能够更好地突出荷电状态作为优化变量时对结果的改善程度,因此本文选择 F_{soc0} 分别为0.3和1与优化方案进行对比分析。

下面分别对 F_{soc0} 为0.4795和0.3时进行计算,选取日前时段1—4机组出力差异进行分析,见表3。

表3 蓄电池初始荷电状态分别取0.4795和0.3时的机组出力差

Table 3 Unit output deviation with initial SOC of SB respectively as 0.4795 and 0.3

时段	出力差/kW			
	MT	DE	SB充电	SB放电
1	7.05	10	0	-17.05
2	-22.83	10	-12.83	0
3	-5.88	4	-1.88	0
4	-0.87	0	-0.87	0

注:出力差为 $F_{soc0}=0.3$ 时的出力减去 $F_{soc0}=0.4795$ 时出力的值;MT、DE分别指表2中 MT_1-MT_4 、 DE_1-DE_2 的总和。

在调度时段1,当 $F_{soc0}=0.4795$ 时,蓄电池放电17.05 kW,而当 $F_{soc0}=0.3$ 时,蓄电池无法放电,导致增开1台成本较高的柴油发电机。在调度时段2—4,从附录中图A3可以看出,负荷持续下降。当 $F_{soc0}=0.4795$ 时,由于蓄电池在调度时段1大量放电,因而其可以在调度时段2—4多补充电能,从而提高微型燃气轮机出力,使其运行在更经济的出力水平。2种不同初始荷电状态差异的根源在于,初始荷电状态取0.3时,蓄电池无法在时段1有效放电。由此可

见,在本文算例中蓄电池初始荷电状态取值较高时具有更好的经济性。

下面分别对 F_{SOC0} 为1和0.4795时进行计算。结果表明,蓄电池的放电方案完全相同,但充电方案有所差异,如表4所示。

表4 蓄电池初始荷电状态分别取1和0.4795时的机组出力差

Table 4 Unit output deviation with initial SOC of SB respectively as 1 and 0.4795

时段	出力差/kW			
	MT	DE	SB充电	SB放电
2	-7.37	0	-7.37	0
24	7.37	0	7.37	0

注:出力差为 $F_{\text{SOC0}}=1$ 时的出力减去 $F_{\text{SOC0}}=0.4795$ 时出力的值。

对于时段1—4负荷持续下降的情况,蓄电池初始荷电状态取值1和0.4795这2种情况时均在时段1放电17.05 kW,而在时段2—4充电。但当 $F_{\text{SOC0}}=1$ 时,蓄电池初始电量过高,这使其在电价较低的时段2—4能够补充的电量较小,因而造成蓄电池初始荷电状态取1和0.4795时在调度时段2的充电功率存在7.37 kW的差异。当 $F_{\text{SOC0}}=0.4795$,在调度时段4结束时,蓄电池的荷电状态提高至0.5497,已满足后续时段的放电需求;而当 $F_{\text{SOC0}}=1$ 时,蓄电池的荷电状态恢复至1。

在调度时段24,为保证电量守恒,当 $F_{\text{SOC0}}=1$ 时,蓄电池需进行充电。该时段机组的平均发电成本较调度时段2的高,造成微网总运营成本的增加。由此可见,在本文算例中,蓄电池初始荷电状态取值过高也会造成系统总成本的增加。

通过以上对比发现,通过优化蓄电池初始荷电状态,能够更好地利用蓄电池进行充放电调节,既能避免在需要蓄电池放电的时段由于初始荷电状态过低导致无法大量放电,也能避免蓄电池因初始荷电状态过高错过最经济的充电时段。因此,蓄电池初始荷电状态存在优化的必要性。

综上,蓄电池在不同的初始荷电状态下的调度总成本的差异如表5所示。

表5 蓄电池初始荷电状态不同取值下调度成本对比

Table 5 Comparison of scheduling cost among different initial SOC values of SB

初始荷电状态	日前调度成本/元
0.3	2353.61
0.4795	2346.34
1	2347.27

5 结论

本文充分考虑了微网中不同分布式资源的调度灵活性差异,提出一种独立微网日前日内协调优化调度策略,经过仿真计算验证得到如下结论。

(1)由于风光负荷的预测误差,日前调度计划中所确定的机组组合方案可能无法满足微网的供需平衡约束,为了避免重要负荷停电,日内调度计划在必要时可对不合适的日前调度计划进行后续时段的更新优化,以提高微网运营的经济性。

(2)蓄电池初始荷电状态可作为优化变量与各分布式资源调度计划同时进行优化,以进一步提高微网运营的经济性。在实际工作中,通过优化计算得到下一个调度日蓄电池的初始荷电状态后,可在条件允许的情况下,调整蓄电池的充放电计划,尽量使上一个调度日结束时蓄电池荷电状态接近优化值。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 孙伟卿,田坤鹏,谈一鸣,等.考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价[J].电力自动化设备,2018,38(7):168-174.
SUN Weiqin, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, et al. Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 168-174.
- [2] 肖定奎,王承民,曾平良,等.考虑可再生能源电源功率不确定性的电源灵活性评价[J].电力自动化设备,2015,35(7):120-125,139.
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 120-125, 139.
- [3] North American Electric Reliability Corporation. Special report: accommodating high levels of variable generation[R]. Princeton, American: North American Electric Reliability Corporation, 2009.
- [4] AGENCY I. Empowering variable renewables-options for flexible electricity systems[M]. France, Paris: OECD Publishing, 2009: 11-13.
- [5] 黄弦超.计及可控负荷的独立微网分布式电源容量优化[J].中国电机工程学报,2018,38(7):1962-1970.
HUANG Xianchao. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone microgrid considering controllable load[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1962-1970.
- [6] 汪隆君,许海林,王钢.计及分布式电源功率特性的微电网经济调度模型[J].电力系统自动化,2016,40(11):31-38.
WANG Longjun, XU Hailin, WANG Gang. A day-ahead flexible dispatch method for power system with wind power considering correlation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 31-38.
- [7] 孙川,汪隆君,许海林.用户互动负荷模型及其微电网日前经济调度的应用[J].电网技术,2016,40(7):2009-2016.
SUN Chuan, WANG Longjun, XU Hailin. An interaction load model and its application in microgrid day-ahead economic scheduling[D]. Power System Technology, 2016, 40(7): 2009-2016.
- [8] 唐巍,高峰.考虑用户满意度的户用型微电网日前优化调度[J].高电压技术,2017,43(1):140-148.
TANG Wei, GAO Feng. Optimal operation of household microgrid day-ahead energy considering user satisfaction[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(1): 140-148.
- [9] 王丹.微网系统多时间尺度调度运行优化方法研究[D].沈阳:沈阳工业大学,2017.

- WANG Dan. Study on the multi-time scheduling operation optimization of microgrid system[D]. Shenyang:Shenyang University of Technology, 2017.
- [10] 张海涛,秦文萍,韩肖清,等. 多时间尺度微电网能量管理优化调度方案[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1533-1542.
- ZHANG Haitao, QIN Wenping, HAN Xiaoqing, et al. Multi-time scale optimization scheduling scheme of microgrid energy management[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1533-1542.
- [11] 郭思琪,袁越,张新松,等. 多时间尺度协调控制的独立微网能量管理策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 122-129.
- GUO Siqi, YUAN Yue, ZHANG Xinsong, et al. Energy management strategy of isolated microgrid based on multi-time scale coordinated control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 122-129.
- [12] 曹大卫. 考虑不确定性的微网多时间尺度能量优化调度研究[D]. 北京:华北电力大学, 2018.
- CAO Dawei. Research on multi time scale energy optimal dispatch of microgrid considering uncertainty[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [13] 李振坤,李一骄,宋煜毅,等. 独立型微电网日前与日内协调优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(2): 50-58.
- LI Zhenkun, LI Yijiao, SONG Siyi, et al. Multi-time scale optimal dispatch of isolated microgrid based on model predictive control[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(2): 50-58.
- [14] 张有兵,任帅杰,杨晓东,等. 考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 55-62.
- ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 55-62.
- [15] 夏永洪,吴虹剑,李建波,等. 考虑风/光/水/储多源互补特性的微网经济运行评价方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 63-69.
- XIA Yonghong, WU Hongjian, XIN Jianbo, et al. Evaluation of economic operation for microgrid with complementary DGs and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 63-69.
- [16] 包宇庆,王蓓蓓,李扬,等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.
- BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4600.
- [17] BILAL B O, SAMBOU V, KÉBÉ C M F, et al. Methodology to size an optimal stand-alone PV / wind / diesel / battery system minimizing the levelized cost of energy and the CO₂ emissions[J]. Energy Procedia, 2012, 14: 1636-1647.
- [18] 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 programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-9.
- [19] 张有兵,任帅杰,杨晓东,等. 考虑价格型需求响应的独立型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(7): 55-62.
- ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 55-62.
- [20] MEUS J, PONCELET K, DELARUE E. Applicability of a clustered unit commitment model in power system modeling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2195-2204.

作者简介:



黄弦超

黄弦超(1980—),女,湖北黄梅人,副教授,博士,研究方向为电力市场及配电网优化运行(E-mail: hxc241@163.com);

封钰(1996—),男,江苏徐州人,硕士研究生,研究方向为电力市场及配电网优化运行(E-mail: fengyuhm@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of stand-alone microgrid considering unit flexibility

HUANG Xianchao, FENG Yu

(School of Electrical & Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: As one of the effective means to effectively use distributed energy and supplement the flexibility of large power grid, the optimal scheduling of microgrid has received more and more attention. On the basis of comprehensive consideration of scheduling flexibility of various distributed resources, an optimal scheduling model of stand-alone microgrid is built from two time scales of day-ahead and intra-day, which takes the minimum total operation cost as its objective. The day-ahead scheduling provides reference for intra-day scheduling, and the start-stop state of the distributed resource that satisfying flexibility requirement can be adjusted in the intra-day scheduling if necessary. The rolling optimization mode is adopted in the intra-day scheduling, and the adjusting priority of various distributed resources is made to guide the optimal adjustment of intra-day scheduling. The initial state of charge of the storage battery is taken as the optimal variable, which is optimized together with the scheduling of the distributed resources to further improve the operation economy of microgrid. The model is linearized and CPLEX solver is applied to solve the mixed integer programming problem. The results of case analysis verify the rationality of the proposed scheduling strategy.

Key words: stand-alone microgrid; flexibility; economic scheduling; rolling optimization; multi-time scale; mixed integer programming

附录：

(1) 分布式电源参数。

表 A1 储能电池参数

Table A1 Parameters of battery cell

参数	参数值
额定容量/(kW·h)	100
额定功率/kW	20
充电和放电效率	0.95
SOC _{min} /%	30
SOC _{max} /%	100
自放电率/%	0.01
寿命损失成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.5832

表 A2 柴油发电机参数

Table A2 Parameters of DEs

参数	参数值	
	DE ₁	DE ₂
$P_{\max}$ /kW	12	20
$P_{\min}$ /kW	4	6
燃料费用/(元·L ⁻¹)	6.6	6.6
污染成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.145	0.145
最小开机时间/h	3	2
最小关机时间/h	3	2
启动成本/(元·次 ⁻¹)	2	2.5
关停成本/(元·次 ⁻¹)	0.05	0.05
爬坡上限/kW	5	7
爬坡下限/kW	5	7
启动爬坡上限/kW	4	7
关停爬坡下限/kW	4	7
γ_0 (燃料曲线截距系数)/[L·(kW·h) ⁻¹]	0.007	0.011
γ_1 (燃料曲线的斜率)/[L·(kW·h) ⁻¹]	0.19	0.17
初始运行状态	0	0

表 A3 可中断负荷参数

Table A3 Parameters of IL

参数	参数值
最大中断持续时长/h	4
最小调度间隔时长/h	3
调用成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1.3

表 A4 微型燃气轮机参数

Table A4 Parameters of MTs

参数	参数值			
	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄
功耗曲线参数	γ_1	γ_1	γ_2	γ_2
最大出力/kW	15	50	15	30
最小出力/kW	5	10	5	10
最小运行时间/h	3	3	3	3
最小停机时间/h	3	3	3	3
启动成本/元	2	4	1.5	3
关停成本/元	0.15	0.3	0.105	0.21
污染成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.163 2	0.163 2	0.163 2	0.163 2
15min 增出力上限/kW	5	10	5	10
15min 降出力上限/kW	5	10	5	10
启动时刻出力上限/kW	8	16	8	16
关停时刻出力上限/kW	8	16	8	16
初始运行状态	0	0	0	0

$$\gamma_1 = 0.0002P_m^3 - 0.019P_m^2 + 1.2904P_m + 0.2148$$

$$\gamma_2 = 0.00024P_m^3 - 0.0188P_m^2 + 1.2964P_m + 0.8627$$

表 A5 超级电容参数

Table A5 Parameters of SC

参数	参数值
额定容量/(kW·h)	50
额定功率/kW	10
充放电效率	0.95
SOC _{min} /%	30
SOC _{max} /%	100
SOC 初始值	70
寿命损失成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1

(2) 风机、光伏及负荷典型功率曲线。

风机和光伏的典型日出力曲线如图 A1、A2 所示。

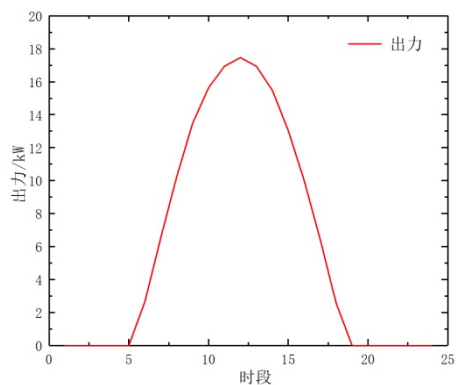


图 A1 光伏电池典型出力曲线
Fig.A1 Typical output of photovoltaic cell

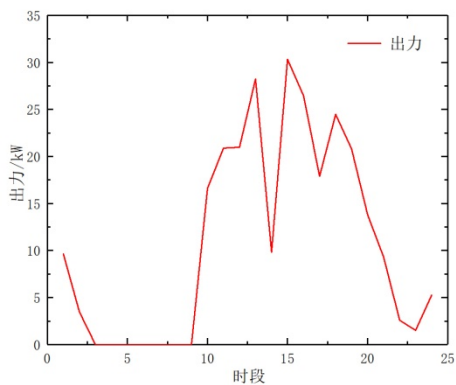


图 A2 风机典型出力曲线
Fig.A2 Typical output of wind turbine generator

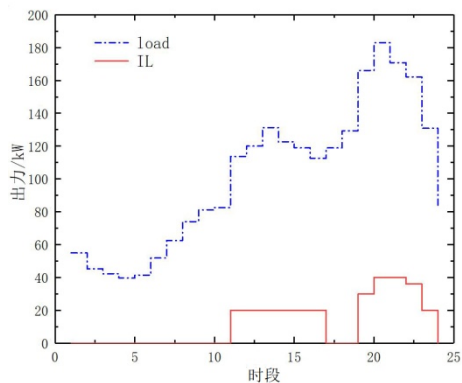


图 A3 微网典型日负荷曲线
Fig.A3 Typical daily load curves of microgrid
(3) 风光及负荷预测。

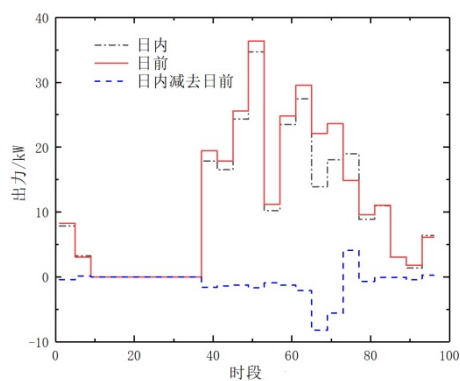


图 A4 风电预测曲线
Fig.A4 Wind power forecast curves

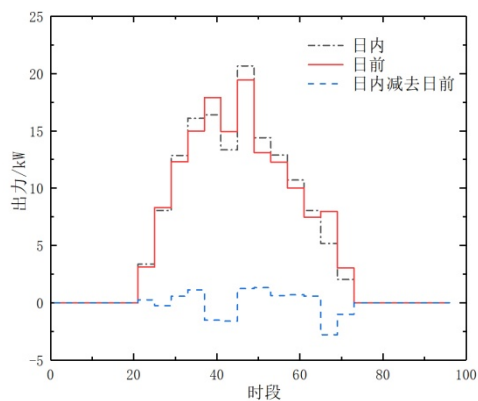


图 A5 光伏预测曲线
Fig.A5 Photovoltaic forecast curves

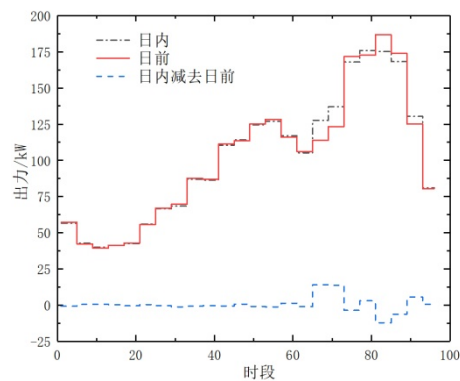


图 A6 负荷预测曲线
Fig.A6 Load forecast curves

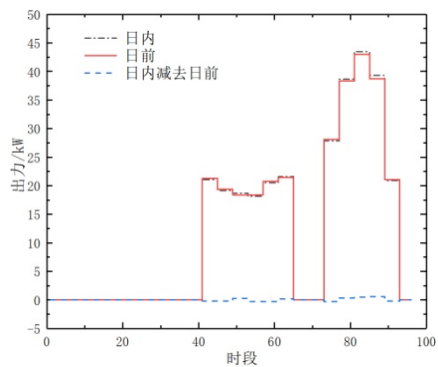


图 A7 可中断负荷预测曲线

Fig.A7 IL forecast curves

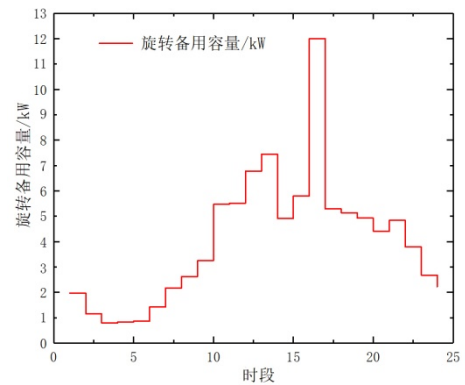


图 A8 旋转备用容量曲线

Fig.A8 Spinning reserve curve

表 A6 基本方案 and 对比方案日前调度结果对比 (kW)

Table A6 Comparison of day-ahead scheduling plan between basic and comparative case

时段	对比方案							基本方案										
	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄	DE ₁	DE ₂	IL	SB	SB	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄	DE ₁	DE ₂	IL	SB	SB
								充	放								充	放
								电	电								电	电
1	0	16	0	16	0	0	0	0	17.0	0	16	0	16	0	0	0	0	17.0
2	0	42	0	10	0	0	0	12.8	0	0	42	0	10	0	0	0	12.8	0
3	0	42	0	10	0	0	0	12.6	0	0	42	0	10	0	0	0	12.6	0
4	0	42	0	0	0	0	0	0.9	0	0	42	0	0	0	0	0	0.9	0
5	0	42.9	0	0	0	0	0	0	0	0	42.9	0	0	0	0	0	0	0
6	0	48.6	0	0	0	0	0	0	4.0	0	50	0	0	0	0	0	0	2.6
7	0	48.7	0	10	0	0	0	0	0	0	48.7	0	10	0	0	0	0	0
8	0	47.3	0	10	0	0	0	0	0	0	47.3	0	10	0	0	0	0	0
9	0	42.7	0	30	0	0	0	0	0	0	42.7	0	30	0	0	0	0	0
10	0	50	0	10	0	0	0	10.5	0	0	42	0	10	0	0	0	2.5	0
11	0	44.5	0	30	0	0	3.9	0	0	0	48.4	0	30	0	0	0	0	0
12	0	50	0	18.6	0	0	0.01	0	0	0	50	0	18.6	0	0	0	0	0
13	5	42	0	29.5	0	0	0.01	0.9	0	5	42	0	29.5	0	0	0	0.9	0
14	15	50	0	30	0	0	9.9	0	0	15	50	0	30	0	0	9.9	0	0
15	5	46.1	0	30	0	0	0	0	0	5	46.1	0	30	0	0	0	0	0
16	5	50	0	14.1	0	0	0	0	0	0	50	0	19.1	0	0	0	0	0
17	5	50	5	17.6	0	6	0	0	0	0	48.6	5	30	0	0	0	0	0
18	0	50	10.7	30	0	6	0	0	0	0	50	10.7	30	0	6	0	0	0
19	0	50	15	30	4	20	28.1	0	9.7	8	50	15	30	4	20	28.1	0	1.7
20	0	50	15	30	6.6	20	38.3	0	3.1	15	50	15	30	4	20	29.0	0	0
21	8	50	15	30	6	20	43.0	0	3.8	15	50	15	30	4	20	41.8	0	0
22	15	50	15	30	4	20	36.8	0	0	8	50	15	30	4	20	38.7	0	5.1
23	8	50	8	30	4	7	16.3	0	0	0	50	15	30	0	7	21.1	0	0.2

时段	对比方案									基本方案								
	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄	DE ₁	DE ₂	IL	SB	SB	MT ₁	MT ₂	MT ₃	MT ₄	DE ₁	DE ₂	IL	SB	SB
								充	放								充	放
								电	电								电	电
24	0	47.8	0	30	0	0	0	3.5	0	0	50	5	19.3	0	0	0	0	0

注：此表中各时段对应数值依次为微型燃气轮机（MT₁—MT₄）、柴油机（DE₁—DE₂）、可中断负荷（IL）、蓄电池（SB）充放电功率。