

考虑时段耦合的带有蓄电池的用户光伏系统 优化运行研究

曹 炜¹, 钱一鸣¹, 施焕健²

(1. 上海电力学院电气工程学院, 上海 200090; 2. 国网浙江省慈溪市供电公司, 宁波 315300)

摘 要: 考虑到光伏出力、负荷变化以及电价都有明显的以一天为周期的变化规律, 建立以天为一个运行优化周期, 一天内又可分为任意多个时段的带有时段耦合的配蓄电池的用户光伏系统的运行优化模型。该模型在整个优化周期表现为非线性模型或分段线性模型, 通过控制变量分拆的方法将其改造为等价全局线性模型, 以便运用高效快捷的线性规划单纯形算法对其求解。与非线性模型在相同条件下进行比较, 该模型不仅可在分时电价、实时电价下得出最佳运行方案, 更重要的是在运算时间上也有极强优势, 所以不但可用于日前优化方案的制定, 也可用超短时优化方案的制定。最后在某省现行分时电价下应用该模型预测了蓄电池配在光伏系统中可实现盈利的折旧费或投资成本。

关键词: 光伏系统; 蓄电池; 优化运行; 分时电价; 实时电价; 剩余容量; 时段耦合; 单纯形法

中图分类号: TM74

文献标识码: A

0 引 言

随着化石燃料的日渐枯竭, 由新能源引出的新型发电方式, 特别是光伏发电, 愈来愈受到社会的重视。虽然光伏资源分布广泛, 但其具有间歇性, 且能量早晚弱、中午强, 波动与负荷波动并不同步, 因此在有的光伏系统中配置了蓄电池, 以改善系统的功率输出性能。这种带有蓄电池的光伏系统, 往往建在用户自己的配电区内, 自发自用, 余电上网。在实行峰谷电价或实时电价的区域, 如果能对这样的用户光储系统中的蓄电池充放电能量进行管理, 根据电价起伏合理选择蓄电池的充放电时间, 则能在为用户节约能源成本的同时, 帮助电网削峰填谷, 做到用户和电网双赢。

蓄电池在微网系统中应用较多, 诸多学者都将其作为微网中的可控源之一, 文献[1, 2]建立离网运行的模型, 文献[3]则建立并网运行的模型, 从微网运行层面展开对于蓄电池的能量管理运行优化研究。文献[1~10]都是以运行费用最小为目标函

数, 不过文献[4, 5]还考虑系统的环境效益、污染物排放费用最小等条件来建立多目标函数, 大多考虑潮流方程约束, 为非线性优化模型, 并采用鲁棒性较强的“粒子群”^[3, 6]、“布谷鸟”^[4]、“遗传算法”^[5]等求解, 但未明确说明是否考虑时段耦合。

文献[7]建立包含蓄电池、光伏发电单元的并网系统, 在处理优化模型时, 将其拆分为有功优化模型和无功优化模型分别求解, 虽在无功优化模型运用中建立罚函数求解出最优解, 但并未考虑时段耦合。而文献[8]则提出考虑时段耦合、包含蓄电池的光伏并网系统, 建立只考虑有功优化的非线性模型, 采用非线性算法求解。

文献[9]在考虑时段耦合的基础上, 分别建立考虑潮流方程约束的非线性优化模型和不考虑潮流方程约束的线性优化模型, 在不同调度时间、不同调度时段数下, 比较线性与非线性模型的优化效果和求解时间, 得到2种模型的优化效果接近但求解时间却相差极大的结论。虽然该文中所建立的模型中未包含蓄电池, 但其考虑时段耦合对比出的

收稿日期: 2017-03-31

基金项目: 上海绿色能源并网工程技术研究中心资助项目(13DZ2251900)

通信作者: 曹 炜(1963—), 女, 硕士、副教授, 主要从事电力系统分析与控制方面的研究。cw-jenny@163.com

线性和非线性模型的相似求解效果和相差悬殊的求解时间,对本文研究连网的带有蓄电池的用户光伏系统优化运行,具有重要的参考价值。

考虑到光伏出力、负荷变化以及电价均有明显的以 1 d 为周期的变化规律,本文建立以天为 1 个运行优化周期,1 d 内又可分为任意多个时段,各时段控制变量存在相互耦合关系的配蓄电池的用户光伏系统的运行优化模型。该模型在整个优化周期表现为具有分段线性特征的非线性模型,本文通过控制变量分拆的方法将其改造为等价全局线性优化模型,以便运用高效快捷的线性规划单纯形算法对其求解,得到整个优化周期(在 1 d 内)的全局最优解。最后用具体算例对比普通非线性优化模型和全局线性优化模型的相差悬殊的计算速度,证明本文算法不但可应用在日前优化运行计划的制定,由于其快速性还可用在日内根据新的预测对日前计划进行滚动修正。最后,作为本文算法的其他应用,在某省现行分时电价下应用该模型预测了蓄电池配在光伏系统中可实现盈利的允许最高折旧费或投资成本。

1 带有蓄电池的用户光伏系统构成

本文所研究的用户光储系统包括用户配网、光伏发电单元、蓄电池以及负荷,各部分相互关系及其与公共配网间关系见图 1。

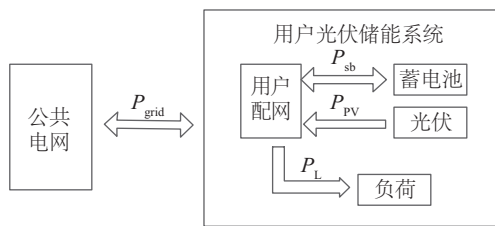


图 1 带有蓄电池的用户光伏系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of photovoltaic system with battery

1.1 光伏发电单元和负荷

光伏发电单元将太阳能转变成电能,电能经由用户配电网送给负荷、蓄电池或电网。光伏发电单元能够输出的最大功率与光伏电池本身性能(材料、面积、清洁程度)、日照(强度、角度)、环境(温度)都有关系,而日照强度和温度以日为周期变化,因此,光伏发电单位能够输出的最大功率也以日为周期变化,出力集中在有日光的时段。

用户的电功率需求和用户性质或生活、生产规律有关,通常也以日为周期变化,有明显的峰谷差。

一般可采用统计方法根据气象预测和历史数据预测得到光伏出力预测曲线和负荷预测曲线,在本文中两曲线均设为已知。

1.2 蓄电池

1) 蓄电池的初始成本与折旧

随着蓄电池的不断使用,其存储容量将不断降低,直至不能使用。法国国家太阳能研究所(INES)储能实验室的研究表明:在合理的充放电深度下,蓄电池的寿命可用其生命周期内总的充放电量表示^[7]。因此,可将蓄电池的初始投资成本蓄电池生命周期内的充放电总量之比,做为折旧系数,其充、放电 1 kWh 时的折旧成本为:

$$f_d = \frac{C_{\text{cost}}}{Q} \quad (1)$$

式中, f_d —— 蓄电池折旧系数, ¥/kWh; Q —— 其生命周期内总的充放电量 kWh; C_{cost} —— 蓄电池的考虑了初始投资成本。

2) 蓄电池的运行维护费用

蓄电池的运行维护费用与蓄电池剩余容量的变化量呈线性关系^[7,10],单位蓄电池剩余容量变化量的运行维护成本系数记为 f_m (¥/kWh)。

2 用户光储系统的初始优化模型

2.1 目标函数

以用户光储系统的全日运行成本最小为目标值来进行优化。其成本费用包括光储并网系统与配电网的电费交互费用、蓄电池的折旧成本与维护成本。因此,其目标函数如下:

$$\min F = \sum_{i=1}^N \left[f_{\text{grid}+i} P_{\text{grid}+i}(t) + f_{\text{grid}-i} P_{\text{grid}-i}(t) + \sum_{j=1}^M (f_{d,j} + f_{m,j}) |\Delta E_{ij}(t)| \right] \Delta t \quad (2)$$

式中, N —— 1 d 分割的时段数; M —— 蓄电池的组数; $f_{d,j}$ —— 第 j 组蓄电池的折旧成本, ¥/kWh; $f_{m,j}$ —— 第 j 组蓄电池的维护成本, ¥/kWh; $f_{\text{grid}+i}$ —— 在第 i 时段时用户系统向电网购电的电价, ¥/kWh; $f_{\text{grid}-i}$ —— 在第 i 时段时用户系统向电网售电的电价, ¥/kWh; $P_{\text{grid}+i}(t)$ —— 在第 i 时段时用户

系统与电网之间的交互功率, kW; $\Delta E_{ij}(t)$ ——第 j 组蓄电池在第 i 个时段内的剩余容量变化量, kWh, 如式(3)所示。

当 $P_{\text{grid},i}(t) > 0$ 时, 用户系统向电网购电, 此时 $f_{\text{grid}+i} > 0$, $f_{\text{grid}-i} = 0$; 当 $P_{\text{grid},i}(t) < 0$ 时, 用户系统向电网售电, 此时 $f_{\text{grid}-i} > 0$, $f_{\text{grid}+i} = 0$ 。

$$\Delta E_{ij}(t) = P_{\text{sb},ij}(t)\eta_{-j} + \frac{P_{\text{sb},ij}(t)}{\eta_{+j}} \quad (3)$$

式中, $P_{\text{sb},ij}$ ——第 j 组蓄电池在第 i 时段的充放电功率, kW, 以蓄电池放电为正方向; η_{+j} ——第 j 组蓄电池的放电效率; η_{-j} ——第 j 组蓄电池的充电效率。当 $P_{\text{sb},ij} > 0$ 时, 即蓄电池放电, 此时 $\eta_{+j} > 0$, $\eta_{-j} = 0$; 当 $P_{\text{sb},ij} < 0$ 时, 即蓄电池充电, 此时 $1/\eta_{+j} = 0$, $\eta_{-j} > 0$ 。

2.2 约束条件

1) 联络线功率约束

$$-P_{\text{gmax}-i} \leq P_{\text{grid},i} \leq P_{\text{gmax}+i} \quad (4)$$

式中, $P_{\text{gmax}+i}$ ——第 i 时段系统向电网购电的最大功率, kW; $P_{\text{gmax}-i}$ ——第 i 时段系统向电网售电的最大功率, kW。以购电功率方向为正方向。

2) 系统功率平衡约束

$$P_{\text{PV},i} + \sum_{j=1}^M P_{\text{sb},ij} + P_{\text{grid},i} = P_{\text{L},i} \quad (5)$$

式中, $P_{\text{PV},i}$ ——第 i 时段光伏发电单元的预测出力, kW; $P_{\text{L},i}$ ——第 i 时段有功负荷功率预测值, kW。

3) 蓄电池充放电功率约束

$$-P_{\text{sbmax}-j} \leq P_{\text{sb},ij} \leq P_{\text{sbmax}+j} \quad (6)$$

式中, $P_{\text{sbmax}-j}$ ——第 j 组蓄电池充电的最大功率, kW; $P_{\text{sbmax}+j}$ ——第 j 组蓄电池放电的最大功率, kW。以放电功率方向为正方向。

4) 蓄电池的剩余容量约束

第 j 组蓄电池的放电深度不能低于其最小剩余容量 $E_{\text{min},j}$, 充电不能超过蓄电池的最大剩余容量 $E_{\text{max},j}$ 。

$$E_{\text{min},j} \leq E_{ij} \leq E_{\text{max},j} \quad (7)$$

其中, 对于第 j 组蓄电池在第 i 时段的电池剩余容量 E_{ij} 应有:

$$E_{ij} = E_{0j} + \sum_{k=1}^i \Delta E_{kj} \quad (8)$$

式中, E_{0j} ——一个优化周期开始时第 j 组蓄电池初始剩余容量, kWh。

5) 蓄电池在一个优化周期始末电量不变

$$\sum_{i=1}^N \Delta E_{ij} = 0 \quad (9)$$

在所有约束条件中, 约束条件式(4)、式(5)存在时段耦合, 约束条件(3)存在不同蓄电池组间的耦合。

3 优化算法的选择与初始优化模型的改造

3.1 优化算法选择

以上优化模型, 决策变量为各蓄电池组每个时段的充放电功率, 由于有剩余容量日周期约束的存在, 同一蓄电池组各个时段的决策变量是相互耦合的; 又由于有整个系统的功率平衡约束, 所以不同性能的蓄电池组对应的决策变量也是相互耦合的, 这样目标函数和约束条件需在整个系统的整个充放电周期中联立求解。

如果 1 个优化周期分成 N 个时段, 且整个系统中共有 M 组不同性能的蓄电池, 则在整个优化周期内有 MN 个决策变量。因此如果不妥善选择优化算法, 则寻优效率将非常低, 影响优化方法的实际使用。

仔细考察前述优化模型中的目标函数和各个约束条件的具体表达式, 该优化模型接近线性模型。因为在目标函数中蓄电池剩余容量上存在绝对值符号, 且蓄电池充放电效率不相同, 购售电价也不相同, 所以第 2 节所述的初始优化模型从严格意义看并不是线性模型, 而是分段线性模型。

文献[8]将蓄电池充放电功率这 1 个物理量用两个决策变量表示, 即充电功率和放电功率, 但由于同一蓄电池的这 2 个决策变量实际为 1 个物理量, 故在同一时段这 2 个决策变量一定有 1 个为 0, 所以该文又增添了 1 个非线性约束条件, 即同一蓄电池在同一时段的充电功率和放电功率的乘积等于 0, 最后求解 1 个决策变量 $L=2MN$ 的非线性规划, 因此寻优时求解计算量较大、求解时间较长。

本文将蓄电池的充放电功率拆解为 2 个决策变量, 且将和公共电网的交互功率也拆解为 2 个变量, 重新列写前述初始优化模型。但和文献[8]不

同的是,本文方法不显式采用同一电池组同一时段的充放电功率的乘积为 0 这一约束条件,而是通过妥善的改写初始优化模型,使由同一物理量拆出的 2 个决策变量(本文称为关联决策变量)在约束条件中总是成对出现,并使其系数列向量尽量线性相关,以便于应用线性规划模型的单纯形法求最优解,且因为 2 个关联决策变量在约束条件中总是线性相关的,它们不会同时成为单纯形法中的基变量,由此就保证了 2 个关联决策变量之一必定为 0。

线性规划本质上为凸规划,其可行域为凸集(对于存在 L 个决策变量的模型,这个凸集有 L 个顶点),其最优解一定是可行域的某个顶点。单纯形法从一个初始可行顶点出发,通过按规则进行的表上运算,去寻找更优的顶点,直到按规则判断出再也不存在更优的顶点,则最后的那个顶点对应的决策变量的数值即为最优解。因此其优化过程中搜寻的方案不会按决策变量数呈指数增长,当决策变量较多时,单纯形算法效率明显优于其他算法。和采用非线性算法相比,因为计算量较小,求解效率较高,使在考虑时段耦合时仍能高效找到最优解。

综上所述,本文将初始优化模型中的变量进行必要的拆解,并注意改写约束条件时将其表达为符合一定规范的线性规划模型,新模型的可行域范围将大于原模型,但最优解仍在原模型可行域中,因此最优解也必是原模型的最优解。

3.2 优化模型改进

在初始模型中,考虑到蓄电池充放电效率以不同数学表达作用于充放电功率,且系统向电网的购电电价与售电电价也不一定相等,需要将光储并网系统与外电网交互功率 $P_{\text{grid},i}(t)$ 拆分成用户系统向

电网售电功率 $P_{\text{grid}-,i}(t)$ 、用户系统向电网购电功率 $P_{\text{grid}+,i}(t)$;将蓄电池的充放电功率 $P_{\text{sb},ij}(t)$ 拆分成蓄电池充电功率 $P_{\text{sb}-,ij}(t)$ 、蓄电池放电功率 $P_{\text{sb}+,ij}(t)$,如图 2 所示。

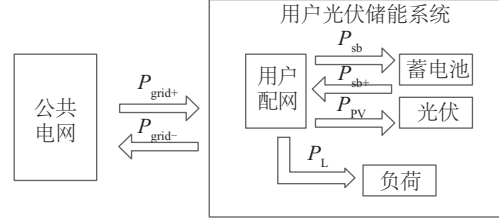


图2 决策变量拆分示意图

Fig. 2 Decision-making variable split

为了免于增加文献[8]中由 1 个物理量拆分而得的 2 个变量的乘积为 0 这一约束条件,还需注意在拆分后列写各约束条件时这 2 个变量必须成对且以相同的系数比出现,即需要保证这 2 个变量的系数列向量线性相关。因为单纯形法的基变量的系数列向量一定是线性无关的,所以使 1 个物理量拆分成的 2 个变量的系数列向量线性相关可保证这 2 个变量不会同时出现在单纯形法的基变量中。而单纯形法中非基变量的取值必定为 0。这样就最终保证了同一蓄电池组的充电功率和放电功率必定有 1 个为 0 或 2 个同时是 0,用户系统向电网售电功率和用户系统向电网购电功率必定有 1 个为 0 或 2 个同时是 0,而无需像文献[8]那样显式增加非线性的约束条件。

4 改进能量优化模型

4.1 目标函数

根据初始模型,可将其目标函数式(2)改写为式(10):

$$\min F = \sum_{i=1}^N [f_{\text{grid}+,i} P_{\text{grid}+,i}(t) - f_{\text{grid}-,i} P_{\text{grid}-,i}(t)] + \sum_{j=1}^M (f_{\text{d},j} + f_{\text{m},j}) \left(\frac{P_{\text{sb}+,ij}(t)}{\eta_{+,j}} + P_{\text{sb}-,ij}(t) \eta_{-,j} \right) \Delta t \quad (10)$$

式中, $P_{\text{grid}+,i}(t)$ ——在第 i 时段时系统向电网购电的功率, kW; $P_{\text{grid}-,i}(t)$ ——在第 i 时段时系统向电网售电功率, kW; $P_{\text{sb}+,ij}(t)$ ——第 j 组蓄电池在第 i 时段的放电(售电)功率, kW; $P_{\text{sb}-,ij}(t)$ ——第 j 组蓄电池在第 i 时段的充电(购电)功率, kW; $f_{\text{grid}+,i} P_{\text{grid}+,i}(t) - f_{\text{grid}-,i} P_{\text{grid}-,i}(t)$ ——用户光储系统与电

网的电能交互费用, ¥。

4.2 约束条件

1) 改写用户系统向电网购售电功率约束条件式(8)为:

$$\begin{cases} P_{\text{grid}-,i} - P_{\text{grid}+,i} \leq P_{\text{gmax}-,i} \\ P_{\text{grid}+,i} - P_{\text{grid}-,i} \leq P_{\text{gmax}+,i} \end{cases} \quad (11)$$

式中, P_{gmax+i} ——第 i 时段系统向电网购电的最大功率, kW; P_{gmax-i} ——第 i 时段系统向电网售电的最大功率, kW。如 3.2 节所述, 式(11)中保证了实为 1 个物理量的 2 个决策变量 P_{grid+i} 、 P_{gmax-i} 成对以相同的系数比出现, 以便使优化结果中 2 决策变量中之一必定为 0。

2) 改写第 j 组蓄电池在第 i 时段的充放电功率上下限约束式(10)为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{sb+i,j} \leq P_{sbmax+j} \\ 0 \leq P_{sb-i,j} \leq P_{sbmax-j} \end{cases} \quad (12)$$

为保证代表 1 个物理量的 2 个决策变量以相同系数比成对出现, 将式(12)进一步改写为:

$$\begin{cases} \frac{P_{sb+i,j}}{\eta_{+j}} - P_{sb-i,j} \eta_{-j} \leq \frac{P_{sbmax+j}}{\eta_{+j}} \\ P_{sb-i,j} \eta_{-j} - \frac{P_{sb+i,j}}{\eta_{+j}} \leq P_{sbmax-j} \eta_{-j} \end{cases} \quad (13)$$

式中, $P_{sbmax+j}$ ——第 j 组蓄电池放电的最大功率, kW; $P_{sbmax-j}$ ——第 j 组蓄电池充电的最大功率, kW。

3) 第 i 个时段系统功率平衡:

$$P_{grid+i} + P_{PV,i} + \sum_{j=1}^M P_{sb+i,j} = \sum_{j=1}^M P_{sb-i,j} + P_{grid-i} + P_{Li} \quad (14)$$

式中, $P_{PV,i}$ ——第 i 时段光伏发电单元的预测出力, kW; P_{Li} ——第 i 时段有功负荷功率预测值, kW。

4) 蓄电池剩余容量上下限:

$$E_{min,j} \leq E_{0,j} + \sum_{k=1}^i \left(P_{sb-i,j}(t) \eta_{-j} - \frac{P_{sb+i,j}(t)}{\eta_{+j}} \right) \Delta t \leq E_{max,j} \quad (15)$$

5) 对于第 j 组蓄电池一个运行周期的电量约束条件, 保证蓄电池在一个周期内的充放电量相等:

$$\sum_{i=1}^N \left(P_{sb-i,j}(t) \eta_{-j} - \frac{P_{sb+i,j}(t)}{\eta_{+j}} \right) \Delta t = 0 \quad (16)$$

在上述目标函数以及约束条件中, 用户系统向

电网售电功率和用户系统向电网购电功率、蓄电池充电功率和蓄电池放电功率, 都是成对且以相同的系数比出现。只在功率平衡这个约束条件中是例外, 在式(14)蓄电池充、放电功率并不以和出现在其他约束条件中时相同的系数比出现。因此, 在单纯形法的基变量中并不能保证蓄电池充放电功率有一个必定为 0, 但观察目标函数式(10), 可知若蓄电池的充放电功率均不为 0, 其目标函数值必然大于使其中之一为 0 的解, 所以一定不是最优解, 换言之, 最优解里一定能保证蓄电池充、放电功率其中之一必定为 0。

5 算例

5.1 分时电价算例

选取 2 组参数不同的蓄电池组, 蓄电池 $\eta_{+} = \eta_{-} = \eta$, $E_0 = E_{min}$, 蓄电池参数见表 1。需要特别说明的是表 1 中设定的折旧费用并非某种电池的实际折旧费, 而是低于任何一种电池的实际折旧费。这是因为如果设定较高的折旧费, 一定是不让蓄电池(即任何时候蓄电池充放电功率均为 0)系统运行最优, 这也是目前蓄电池价格过高, 不能实现商业化运营的实际反映。但应用本算法, 设定一个比实际情况低的折旧费既可在一定条件下得到高发低充的蓄电池运行方案, 又可减少蓄电池运行的实际亏损。因为毕竟在目前状况下光伏系统配有蓄电池是为了实现盈利之外的其他实验性的原初目的, 如平抑光伏系统的随机波动。但在光伏并网条件下, 大多数分布式光伏系统提供的功率对大电网来说好比沧海一粟, 大电网对光伏系统的波动有很好的吸纳作用, 配置蓄电池的原初目的不一定是最对电网运行最有利的, 反而是所配蓄电池根据电价波动高发低吸帮助电网削峰填谷对电网更有利。

表 1 蓄电池参数

Table 1 Battery parameters

j	η	$P_{sbmax,j}/\text{kW}$	$P_{sbmax-j}/\text{kW}$	$E_{max,j}/\text{kWh}$	$E_{min,j}/\text{kWh}$	$f_0/\text{¥}$	$f_m/\text{¥}$
1	0.8	400	320	800	160	0.03	0.03
2	0.9	100	80	200	40	0.03	0.03

同时将 1 d 分为 24 个时段的分时电价, 谷时段为 00:00~08:00、11:00~13:00 和 22:00~24:00, 平时段为 09:00~12:00、14:00~19:00 和 21:00~22:00, 峰

时段为 19:00~21:00, 对应的系统购电电价、系统售电电价、预测光伏、预测负荷在本文中作为已知数据, 如图 3 所示。

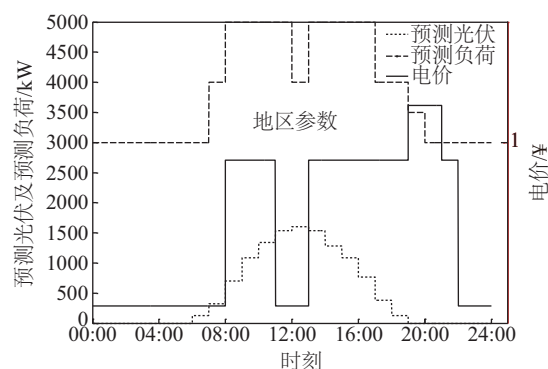
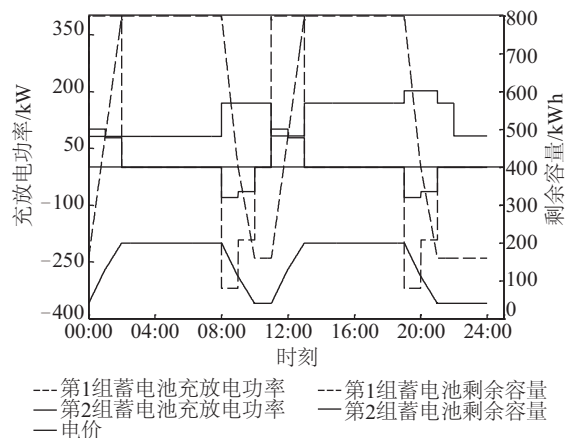


图3 光伏、负荷及电价日曲线

Fig. 3 PV, load and electricity price in a day

根据本文提出的优化模型,得出2组蓄电池在各个时段的充放电功率方案,如图4所示。图中阶梯状实线和连续型实线分别对应第1组蓄电池的充放电功率和剩余容量,虚线对应第2组蓄电池,0线以上的实线部分为电价趋势曲线。

图4是用本文线性模型的优化结果,左轴表示蓄电池充放电功率,其零线以上表示充电,以下表示放电,右轴表示蓄电池的剩余容量。为了方便比对分析,在该图中还画出了电价趋势,电价具体数值参看图3。可看出,随着电价在一天内经历2次峰谷,2组蓄电池也经历了2次充放电,蓄电池充电的时段对应购售电价的谷时段,放电对应购售电价的峰时段。而且蓄电池的第2次放电未在充电后的次高电价马上进行,而是等到更高时段进行放电,以取得更大收益,这是因为本模型考虑了时段耦合,蓄电池的最佳充放电方案是对一个完整的充

图4 分时电价下的两组蓄电池充放电方案及
剩余容量变化Fig. 4 Charging and discharging scheme with time-of-use
electricity tariff

放电周期的全局优化的结果。如果不考虑时段耦合,优化按照时间顺序一个一个时段依次进行,将过去时段的输出作为下一个时段优化的输入,进行某一时段决策时不考虑优化周期内未来时段的电价变化对本时段优化决策的影响,会使得蓄电池的第2次放电不一定出现在峰时段,系统的收益不一定能达到最优。

同时,蓄电池的充放电方案满足各个约束条件,包括蓄电池的剩余容量在1个充放电周期内的变化量之和为0这个约束。

需要注意的是,因为现阶段蓄电池成本过高,而电价峰谷差又不够大,如果按蓄电池的实际折旧和现行电价水平代入本文方法,蓄电池针对电价的低充高放带来的电价收入不足以弥补其折旧成本和效率损失,所以最优方案将会是蓄电池不充不放即蓄电池不工作。但考虑到目前实际系统中配蓄电池带有探索和示范性质,配置时并未考虑盈利。而一旦配置,从资源充分利用的角度,还是希望蓄电池尽量发挥作用,以减小闲置浪费并尽量取得更多的收益。这种情况下相当于可不考虑或少考虑蓄电池折旧,重点计及其效率损失来考察其运行收益。例如通过实例计算,在图3所示分时电价下,折旧费用为0.000~0.139 ¥/kWh时,最优方案为2组蓄电池均进行充放电,且充放电趋势一致;当折旧费用为0.140~0.225 ¥/kWh时,最优方案只有充放电效率较高的第2组蓄电池工作实现盈利,而效率较低的第1组蓄电池放弃工作不进行充放电;当折旧费用为0.226 ¥或更大时,2组蓄电池均不进行充放电。通过实例计算也知道,折旧费用在一定范围内时,充放电方案对其具体取值不敏感。

5.2 实时电价算例

本模型不仅适用于分时电价,同时也适用于实时电价。同样,取2组蓄电池在实时电价下进行仿真,结果如图5所示。图中实线和虚线分别对应第1组和第2组蓄电池的充放电功率和剩余容量变化量。

图5中放入实时电价趋势在05:00、08:00、10:00、14:00、15:00、19:00时电价最大,为1.123 ¥/kWh;在11:00时电价最小,为0.357 ¥/kWh。从图5可知,在时段00:00~01:00、05:00~07:00、10:00~11:00、16:00~17:00电价低,蓄电池组充电;时段04:00~05:00、

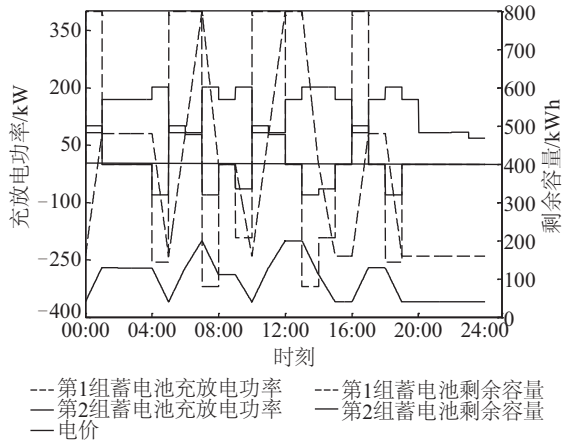


图5 实时电价下的两组蓄电池充放电方案及
剩余容量变化

Fig 5 Charging and discharging scheme with real time
electricity price

07:00~08:00、09:00~10:00、13:00~14:00 时段、18:00~19:00 电价高,蓄电池组放电;时段 01:00~04:00、08:00~09:00、11:00~13:00,电价虽较高,但紧接该时段,会有更高电价,故蓄电池组在前一时段充电之后维持不变,到更高电价时放电;时段 14:00~16:00 和时段 19:00~24:00,蓄电池组剩余容量达到最小值,既不充电也不放电。

从图 5 可看出 2 组蓄电池在一个周期中,经过了多次充放电,而且,2 组蓄电池的充放电时段是相对应的。同时,也不难发现,当电价较低时,2 组蓄电池充电,但并不是在下个时段就开始放电,而是在接下去的一块区域中的某一个高电价时进行放电,进而使得系统的利益在整个优化周期内最大化,充分体现了考虑时段耦合的好处。

6 算法比较

6.1 对比算法的描述

上文中提到对于由一个物理量拆分出的 2 个决策变量,如由蓄电池充放电功率拆分为充电功率、放电功率这 2 个决策变量,要保证至少其中之一为 0,文献[8]的做法是增加 1 个约束条件,蓄电池充放电功率 2 个变量相乘为零,即:

$$P_{sb+ij} \times P_{sb-ij} = 0 \quad (17)$$

由于本文还采用了与电网交换功率的约束,所以按文献[8]做法,还需增加约束条件:

$$P_{grid+i} \times P_{grid-i} = 0 \quad (18)$$

接下去,本文分 2 种不同情况对比非线性模型和本文提出的线性模型所需求解时间和优化效果。

6.2 时段数不同

在实时电价下,1 天可能不止分为 24 个时段,下面把 1 天分为 24、48、96 个时段,对比 2 种算法的求解时间。取 2 组参数不同的蓄电池组,求解结果如图 6 所示。

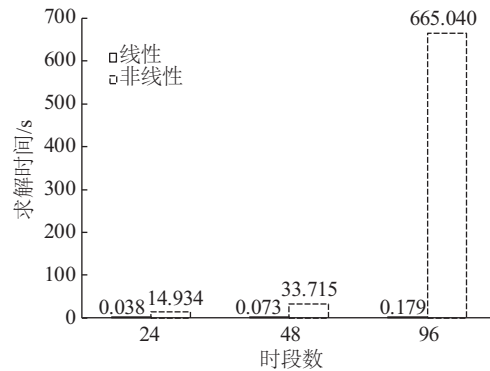


图6 不同时段数下的求解时间

Fig 6 Solving time under different numbers of time segments

对于优化结果而言,在不同的时段下得到的非线性模型与本模型得到的目标函数值近似相等,且采用本模型后目标函数值更小,即更具优越性,对比如表 2。不过在仿真时间上确有明显的差距,随着时段数不断增加,本模型的所需的运行时间也在增加,但增加量不大可近似忽略,而非线性模型所对应的仿真时间增加量很明显,其增长方式呈现指数增长趋势,从 48 个时段到 96 个时段的时间更是突增至 665 s。2 种模型对应所需的时间相差几十倍甚至几百倍。随着时段数的增加,这个差距也在不断扩大,因此对于相同蓄电池组数,不同分时电价的时段数而言,本模型的运算速率明显快于非线性模型。

6.3 蓄电池组数量不同

在 96 个时段的实时电价环境下,取各个参数不同的蓄电池组,比较非线性模型与本模型的运行时间,结果如图 7 所示。

本模型对应的运行时间依旧很少,近似可以忽略。非线性模型所对应的运行时间在 3 组蓄电池及以上增加量不多,却依然保持着增长的趋势。2 个模型对应时间的数量级相差几百倍甚至几千倍。

在相同时段数的分时电价下,对于不同蓄电池

组数而言,本模型在运算速率上仍优于非线性模型。

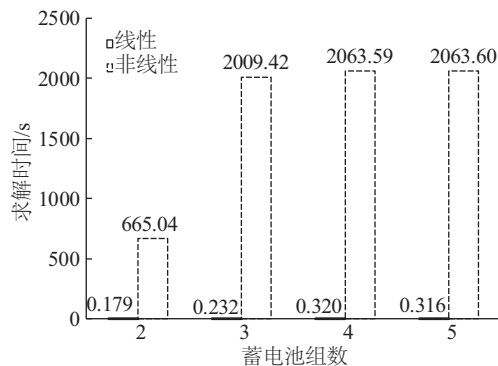


图7 不同蓄电池组数下的求解时间

Fig 7 Solving time under different numbers of batteries

7 结论与展望

本文分析光伏发电单元、蓄电池等物理特性,建立考虑时段耦合的包含蓄电池的光储用户系统的运行优化模型,并将其改造为等值的线性规划模型,使之能应用单纯形法求解,不但使得能在一个完整的优化周期内取得全局最优解,还提高了求解效率,使该方法更具有实用性。本文算法可具体应用在:

1)实时滚动形成蓄电池充放电方案

由于本算法的快速性,便于根据最新光伏、负荷、电价预测,实时滚动形成新的充放电方案,用于修正既定方案,取得更好收益。

2)蓄电池折旧与盈利预测

由于本算法能在整个优化周期进行全局优化,所以可通过改变折旧成本对蓄电池进行盈利预测。也可采用目前蓄电池的实际折旧成本,通过改变峰谷电价差,探索有利于引导蓄电池产业发展的电价分时补贴政策。通过本项研究,笔者认为如果对蓄电池有政府补贴的话,不宜进行投资补贴,而应进行峰谷电价补贴,即在公共电网的峰时段,对蓄电池放电进行电度补贴,在公共电网的谷时段,对蓄电池充电进行电度补贴,这样才有利于真正引导蓄电池发挥其削峰填谷的作用。

【参考文献】

[1] 石庆均, 耿光超, 江全元. 独立运行模式下的微网实时能量优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32

(16): 26—35.

- [1] Shi Qingjun, Geng Guangchao, Jiang Quanyuan. Real-time optimal energy dispatch of standalone microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32 (16): 26—35.
- [2] 石庆均, 江全元. 独立运行方式下的微电网能量优化管理[J]. 机电工程, 2012, 29(4): 428—433.
- [2] Shi Qingjun, Jiang Quanyuan. Optimal energy management of microgrid in standalone operation mode [J]. Journal of Mechanical & Electrical Engineering, 2012, 29(4): 428—433.
- [3] 毛晓明, 陈 深, 吴杰康, 等. 分时电价机制下含蓄电池微网的优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1192—1197.
- [3] Mao Xiaoming, Chen Shen, Wu Jiekang, et al. Optimal dispatching of microgrid containing battery under time-of-use price mechanism [J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1192—1197.
- [4] 徐 多, 李 鹏. 基于布谷鸟搜索算法的微网多目标优化运行研究[J]. 陕西电力, 2014, 42(9): 1—5, 10.
- [4] Xu Duo, Li Peng. Study on multi-objective optimal operation of micro-grid based on cuckoo search algorithm [J]. Shaanxi Electric Power, 2014, 42(9): 1—5, 10.
- [5] 陈 洁, 杨 秀, 朱 兰, 等. 微网多目标经济调度优化[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(19): 57—66, 19.
- [5] Chen Jie, Yang Xiu, Zhu Lan, et al. Microgrid multi-objective economic dispatch optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 57—66, 19.
- [6] 牛 铭, 黄 伟, 郭佳欢, 等. 微网并网时的经济运行研究[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 38—42.
- [6] Niu Ming, Huang Wei, Guo Jiahuan, et al. Research on economic operation of grid-connected microgrid [J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 38—42.
- [7] Cao Wei, Du Yang, Li Wanxin. Review of economic operation optimization strategy of photovoltaic grid-connected system [J]. Advanced Materials Research, 2014, 860-863: 272—279.
- [8] Loudiyi K, Berrada A. Operation optimization and economic assessment of energy storage [A]. 2nd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC) [C], Ouazazate, Morocco, 2014.
- [9] 徐立中. 微网能量优化管理若干问题研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2011.
- [9] Xu Lizhong. Research on microgrid optimal energy

- management[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2011.
- [10] Liu Xiaoping, Ding Ming, Han Jianghong, et al. Dynamic economic dispatch for microgrids including battery energy storage[A]. 2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems[C], Hefei, China, 2010.

RESEARCH ON OPTIMAL OPERATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH TIME COUPLED STORAGE BATTERIES

Cao Wei¹, Qian Yiming¹, Shi Huanjian²

(1. College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. State Grid Zhejiang Cixi Electric Power Supply Company, Ningbo 315300, China)

Abstract: Considering the PV output, load change and the electric price has obvious cycle for one day, the operation optimization model for photovoltaic system with time coupled batteries was established. The model is nonlinear model or rather piecewise linear model in the whole optimization cycle. In order to use efficient linear programming algorithm to solve it, the model is transformed into the global equivalent linear model by piecewise splitting some control variables and equivalently rewrite some constraints. Compared with the original nonlinear model, the transformed linear model can not only get the best operation scheme under both time-of-use price and real-time price, but also can be solved very quickly. So it can be used in the day-ahead operation scheme as well as the real time optimization. By varying the depreciation coefficient, the profitable depreciation or the profitable battery cost is predicted with the actual time-of-use electricity tariff in a province in Southeast China.

Keywords: photovoltaic system; battery; optimal operation; Tou power price; real-time electricity price; residual capacity; time interval coupling; simplex method