

计及电动汽车车主意愿的集成光热充电站优化运行策略

齐 峰¹, 张华一¹, 文福拴^{1,2}, 孙 磊¹, 李 梁³, 毛建伟³, 李 波³

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江 杭州 310027;

2. 文莱科技大学 电机与电子工程系, 文莱 斯里巴加湾 BE1410;

3. 国网浙江省电力公司电动汽车服务分公司, 浙江 杭州 310007)

摘要: 光热发电(CSP)电站具有良好的运行特性,能和电动汽车(EV)充电站联合运行,由此形成的光热充电站具有较好的应用前景。在此背景下,提出了一种 CSP 电站与 EV 充电站的集成架构。根据 EV 车主对充电功率的选择和是否允许 EV 向电力系统放电,将 EV 车主细分为激进型、保守型和友好型 3 种类型,并对不同类型 EV 的充放电行为进行建模。然后,建立了 CSP 电站与 EV 充电站集成系统运行优化的混合整数线性规划模型,以总体运营收益最大为优化目标,并充分考虑了集成系统的发电成本、运维成本、EV 采用不同充放电模式的收益以及集成系统各单元之间的功率流约束。最后,采用 AMPL/CPLEX 求解所建立的优化模型,并通过算例分析说明了所提方法的基本特征。

关键词: 配电系统; 光热发电; 电动汽车; 充电站; 集成模式; 车主意愿; 运行策略

中图分类号: TM 732; U 469.72

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.06.030

0 引言

作为应对环境污染、化石能源短缺、全球气温变暖的措施,近年来可再生能源和电动汽车 EV(Electric Vehicle)在国际上受到广泛关注^[1-6]。目前,我国 75%~80% 的电能由燃煤电厂生产,与燃油汽车一样, EV 也无法摆脱对传统化石能源的依赖^[7]。但是,随着间歇性可再生能源发电渗透率的不断提高, EV 较燃油汽车的优越性会逐步得以体现。EV 有助于消纳间歇性可再生能源发电,二者有机集成可形成可再生能源充电站,其不仅具有较好的经济和环境效益,还可缓解二者单独入网时对电力系统可能造成的负面影响^[8-11]。

针对利用可再生能源发电的 EV 充电站,国内外已有一些研究报道,且主要集中在利用光伏发电的 EV 充电站模式及其容量配置等方面。文献[12]设计了一种针对工作场所的光伏充电站模式,并提出 EV 动态充电策略以减小充电站对电力系统的依赖。文献[13]提出一种模块化的光伏充电站控制策略,以提高各模块间的能量传输效率。文献[14]考虑了光伏发电系统和 EV 充电站与电力系统之间的能量交互,论证了光伏发电系统作为充电站电源的技术和经济可行性,并指出了配备储能系统的必要性。但是,由于光伏发电出力具有间歇性,并且受光照强度等环境因素的影响很大,其难以为 EV 充电站提供

稳定的电力。

近年来,光热发电(CSP)技术得到了比较快速的发展。与传统光伏发电不同, CSP 首先将太阳能转变为热能,再利用热能驱动动力装置,通过汽轮机组发电,其发电出力特性与传统发电机组相似^[12-14]。根据国际能源署的预测,在相关政策支持下,到 2050 年全球 CSP 累计装机容量可望达到 980 GW^[15]。文献[16]给出了 CSP 电站内部的详细结构,并用美国加利福尼亚州一个实际运行的 CSP 电站说明了其经济效益。文献[17]从 CSP 电站运行机理出发建立了其调度模型,并分析了其并网的潜在经济效益。文献[18]将 CSP 电站与风电机组构成联合系统,并建立了 2~4 日多种情形下的自调度模型。CSP 电站具有良好的运行特性,与传统光伏电站相比,其更适合与 EV 充电站集成。但是目前尚未有 CSP 电站与 EV 充电站集成方面的研究报道。

在上述背景下,本文设计了一种 CSP 电站与 EV 充电站的集成模式,并按 EV 车主意愿对 EV 充放电模式进行了分类。在充分考虑集成系统内部以及集成系统与电力系统间能量交互的前提下,建立以最大化集成系统运营收益为目标的混合整数线性规划模型,并采用基于 AMPL 平台的 CPLEX 求解器求解。最后,用算例说明了所提方法的基本特征。

1 集成光热充电站运行模式

CSP 与传统光伏发电一样,都是以太阳能作为一次能源,几乎没有碳排放问题^[19]。但是, CSP 电站首先由太阳能产生热能,然后利用换热装置产生高压蒸汽驱动汽轮机组发电^[20],其发电出力特性类似于传统汽轮机组,爬坡能力和调节特性都比较强。此

收稿日期:2017-03-03;修回日期:2017-05-09

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2013-CB228202);国网浙江省电力公司科研项目(5211DF150007)

Project supported by the National Basic Research Program of China(973 Program)(2013CB228202) and State Grid Zhejiang Electric Power Company Project(5211DF150007)

外,CSP 电站一般配备储热系统(TSS),可在无光照等极端情况下支持满负荷发电约 15 h^[21]。

所提出的集成光热充电站模式如图 1 所示,其主要包括 CSP 单元和 EV 充电站两部分,集成系统与电力系统之间有能量交换。

如图 1 所示,CSP 电站通常由光场、TSS、发电环节 3 个单元组成。热能量在它们之间的传递主要依靠导热液体(HTF)完成。大多数现有的 CSP 电站采用导热油作为 HTF 介质^[22]。在光场中,温度低于 300℃ 的低温导热油被加热到近 400℃ 的高温,然后依次通过过热器、蒸发器等装置,将收集到的太阳能以热能形式交换给动力回路中的蒸汽,产生 10.4 MPa / 370℃ 的过热蒸汽,驱动汽轮机发电^[23]。TSS 中的介质通常都是兼具高效率和低成本的熔盐材料,当遇到极端天气或者夜间太阳能供应不足时,可以利用 TSS 中的熔盐储热持续为发电环节提供蒸汽动力,在给定时间段内维持连续、稳定的发电出力。关于常见的 CPS 电站组成结构的详细介绍可以参见文献[19-23]。

由于家庭用车大多在白天出行、夜间充电,即充电负荷集中在夜晚无光照期间,CSP 电站可以实现对太阳能能量的平移,为夜间充电负荷提供电力。传统的光伏电源在夜间则不能发电。

2 EV 车主分类

EV 车主充电习惯的差异主要在于充电方式的选择,即选择快充还是慢充、是否允许 EV 电池向电力系统放电。在分析集成光热充电站之前,根据 EV 车主充电习惯的不同先将 EV 车主细分为 3 类,即下述的激进型、保守型和友好型。相应地,充电站对不同充放电方式采用的收费标准也不同。本文假定采用“分时电价+充电服务费”的形式收取充电费用。

a. 激进型 EV 车主。

激进型 EV 车主采用快速充电方式,要求从接入电力系统时刻开始即用最大功率对其充电,且不向电力系统反向送电 V2G(Vehicle to Grid)。

设第 n 辆激进型 EV 的额定充电功率为 E_n^r ($n=1,2,\dots,N_r$)。定义激进型 EV 的充电状态变量为 $x_n^r(t)$,其取 1 时表示该 EV 正在充电,取 0 时表示该 EV 停

止充电。在时刻 t 第 n 辆激进型 EV 的充电功率 $e_n^r(t)$ 可描述为:

$$e_n^r(t) = x_n^r(t) E_n^r \quad (1)$$

在时刻 t 激进型 EV 的充电费用可描述为:

$$p^r(t) = p(t) + \rho_r \quad (2)$$

其中, $p(t)$ 为时刻 t 的实时电价; ρ_r 为充电站对激进型 EV 收取的充电服务价格; $p^r(t)$ 为时刻 t 激进型 EV 的充电电价。

b. 保守型 EV 车主。

保守型 EV 车主采用慢速充电方式,且不提供 V2G 服务,但允许在电价高峰时段暂停充电。

设第 n 辆保守型 EV 的额定充电功率为 E_n^m ($n=1,2,\dots,N_m$)。定义保守型 EV 的充电状态变量为 $x_n^m(t)$,其取 1 时表示该 EV 正在充电,取 0 时表示该 EV 停止充电。在时刻 t 第 n 辆保守型 EV 的充电功率 $e_n^m(t)$ 可描述为:

$$e_n^m(t) = x_n^m(t) E_n^m \quad (3)$$

由于保守型 EV 充电功率较小,对电力系统造成的冲击影响相比激进型 EV 要小,所以其充电价格就相对便宜,可用下式描述:

$$p^m(t) = p(t) + \rho_m \quad (4)$$

其中, $p^m(t)$ 为时刻 t 保守型 EV 的充电价格; ρ_m 为充电站对保守型 EV 收取的充电服务价格。

c. 友好型 EV 车主。

友好型 EV 车主和保守型 EV 车主一样采用慢速充电方式,但其可以提供 V2G 服务。利用 V2G 可为电力系统提供调频和旋转备用等辅助服务, EV 车主可以获得一定的收益^[24]。

设第 n ($n=1,2,\dots,N_f$) 辆友好型 EV 的额定充电功率 $E_{n,c}^f$ 和额定放电功率 $E_{n,d}^f$ 相等。定义友好型 EV 充电状态变量和放电状态变量分别为 $x_{n,c}^f(t)$ 和 $x_{n,d}^f(t)$,变量取 1 时分别表示 EV 处于充电和放电状态,取 0 则分别表示 EV 停止充电和放电。时刻 t 第 n 辆友好型 EV 的充电功率 $e_{n,c}^f(t)$ 和放电功率 $e_{n,d}^f(t)$ 可分别描述为:

$$e_{n,c}^f(t) = x_{n,c}^f(t) E_{n,c}^f \quad (5)$$

$$e_{n,d}^f(t) = x_{n,d}^f(t) E_{n,d}^f \quad (6)$$

在整个充放电过程中,友好型 EV 在必要时会向充电站放电,充电站需对这部分放电量支付相应的费

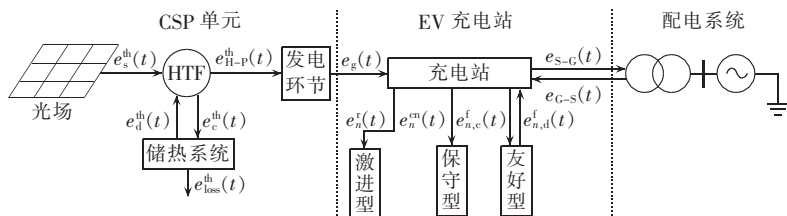


图 1 集成光热 EV 充电站

Fig.1 Integration of EV charging station and CSP station

用,这部分费用可描述为:

$$p_c^f(t) = p(t) + \rho_f \quad (7)$$

$$p_d^f(t) = p_c^f(t) \varepsilon \quad 0 < \varepsilon < 1 \quad (8)$$

其中, $p_c^f(t)$ 和 $p_d^f(t)$ 分别为时刻 t 友好型 EV 的充电和放电价格; ρ_f 为充电站对友好型 EV 收取的充电服务价格; ε 为放电价格与充电价格的比例系数, 介于 0~1 之间。

3 集成光热充电站运行优化模型与求解方法

3.1 目标函数

以一天内充电站与 CSP 电站、EV、配电系统之间各种形式能量交换所产生的收益最大化为优化目标, 并考虑 CSP 电站的发电成本和整个集成系统的运行维护成本, 可构造优化运行的目标函数如式(9)所示。

$$\begin{aligned} \max \sum_{t=1}^T \left[\sum_{n=1}^N p^r(t) e_n^r(t) + \sum_{i=1}^{N_n} p^{cn}(t) e_i^{cn}(t) + \right. \\ \left. \sum_{j=1}^{N_f} p_c^f(t) e_{j,c}^f(t) + p_{s-g}(t) e_{s-g}(t) - p_{g-s}(t) e_{g-s}(t) - \right. \\ \left. \sum_{j=1}^{N_f} p_d^f(t) e_{j,d}^f(t) - p_g(t) - p_m(t) \right] \quad (9) \end{aligned}$$

其中, 系数为正的项均表示集成充电站的收益, 而系数为负的项则为发电和运行成本; T 为调度周期; $e_{s-g}(t)$ 为时刻 t 充电站向配电系统输送的功率; $p_{s-g}(t)$ 为时刻 t 充电站向配电系统送电的电价; $e_{g-s}(t)$ 为时刻 t 配电系统向充电站输送的供电功率; $p_{g-s}(t)$ 为时刻 t 配电系统向充电站供电的电价; $p_g(t)$ 为发电成本, 常采用二次函数表示, 这里采用文献[16]的方法将其作分段线性化处理, 以方便求解; $p_m(t)$ 为整个系统的维修费用。

优化变量包括: 保守型 EV 车主的充电状态; 友好型 EV 车主的充放电状态; TSS 的充放热状态。

3.2 约束条件

约束条件包括集成系统热能量和电能量守恒约束、TSS 能量约束、EV 电池荷电状态(SOC)约束和线路输送功率上限约束 4 类。

3.2.1 热能量守恒约束

$$e_s^{\text{th}}(t) = \eta_s A_s I_s(t) \quad (10)$$

$$e_s^{\text{th}}(t) + e_d^{\text{th}}(t) = e_c^{\text{th}}(t) + e_{\text{H-P}}^{\text{th}}(t) \quad (11)$$

$$e_g(t) = e_{\text{H-P}}^{\text{th}}(t) \eta_e \quad (12)$$

$$\begin{aligned} e_g(t) + e_{g-s}(t) + \sum_{j=1}^{N_f} e_{j,d}^f(t) \geq \sum_{n=1}^{N_f} e_n^r(t) + \\ \sum_{i=1}^{N_n} e_i^{cn}(t) + \sum_{j=1}^{N_f} e_{j,c}^f(t) + e_{s-g}(t) \quad (13) \end{aligned}$$

$$e_g(t) \leq e_{g,\max} \quad (14)$$

$$x_{j,c}^f(t) + x_{j,d}^f(t) \leq 1 \quad j=1, 2, \dots, N_f \quad (15)$$

其中, $e_s^{\text{th}}(t)$ 为 CSP 电站在时刻 t 接收到的太阳能热功率; η_s 为光-热转换效率; A_s 为光场面积; $I_s(t)$ 为

时刻 t 的光照强度; 式(11)表示 CSP 电站内部热功率守恒, $e_{\text{H-P}}^{\text{th}}(t)$ 、 $e_c^{\text{th}}(t)$ 和 $e_d^{\text{th}}(t)$ 为电站各相关模块间的热功率交换, 功率交换形式如图 1 所示; $e_g(t)$ 为发电单元产生的电功率; η_e 为热-电转换效率; 式(13)表示集成系统的电功率平衡, $e_n^r(t)$ 、 $e_i^{cn}(t)$ 和 $e_{j,c}^f(t)$ 、 $e_{j,d}^f(t)$ 分别为激进型 EV 的充电功率、保守型 EV 的充电功率和友好型 EV 的充、放电功率; 式(14)表示机组最大出力约束; 式(15)表示同一辆 EV 不能同时处于充电和放电状态。

3.2.2 TSS 能量约束

与 TSS 相关的能量交换形式如图 1 所示, 与该环节相关的约束如下:

$$W^{\text{th}}(t) = W^{\text{th}}(t-1) + \mu_{\text{th}} e_c^{\text{th}}(t) - e_d^{\text{th}}(t) / \mu_{\text{th}} - e_{\text{loss}}^{\text{th}}(t) \quad (16)$$

$$e_{\text{loss}}^{\text{th}}(t) = \gamma W^{\text{th}}(t) \quad (17)$$

$$W_{\min}^{\text{th}} \leq W^{\text{th}}(t) \leq W_{\max}^{\text{th}} \quad (18)$$

$$W_{\max}^{\text{th}} = \rho^{\text{FLH}} e_{g,\max} / \eta_e \quad (19)$$

$$0 \leq e_c^{\text{th}}(t) \leq x_c^{\text{th}}(t) e_{c,\max}^{\text{th}} \quad (20)$$

$$0 \leq e_d^{\text{th}}(t) \leq x_d^{\text{th}}(t) e_{d,\max}^{\text{th}} \quad (21)$$

$$x_c^{\text{th}}(t) + x_d^{\text{th}}(t) \leq 1 \quad (22)$$

$$\sum_{t=1}^T \left[\mu_{\text{th}} e_c^{\text{th}}(t) - \frac{e_d^{\text{th}}(t)}{\mu_{\text{th}}} - e_{\text{loss}}^{\text{th}}(t) \right] \Delta T = 0 \quad (23)$$

其中, 式(16)表示 TSS 热能量守恒, $W^{\text{th}}(t)$ 为时刻 t TSS 储存的总能量, $e_c^{\text{th}}(t)$ 、 $e_d^{\text{th}}(t)$ 分别为时刻 t 的充、放热功率, μ_{th} 为充放热效率, $e_{\text{loss}}^{\text{th}}(t)$ 为时刻 t TSS 的热耗散功率; γ 为热耗散系数; 式(18)表示储能系统的容量限制约束, 最大容量用满负荷发电最大利用小时数 ρ^{FLH} 表示[18]; 式(20)和(21)分别表示充热和放热功率限制约束, $x_c^{\text{th}}(t)$ 和 $x_d^{\text{th}}(t)$ 分别为 TSS 的充热和放热状态变量, 取 1 时分别表示 TSS 处于充热和放热状态; 式(22)表示在同一时刻, TSS 不能同时处于充热和放热状态; 式(23)表示在一个调度周期内, TSS 的放热能量和能量损失之和与充热能量相等, 用以保证在一个调度周期起始时刻 TSS 的状态保持一致。

3.2.3 EV 电池的 SOC 约束

$$0 < S_n(t) \leq 1 \quad (24)$$

$$S_{n,a} = S_n(t_{n,a}) \quad (25)$$

$$S_{n,\text{lg}} \leq S_n(t_{n,1}) \leq 1 \quad (26)$$

$$\begin{aligned} S_n(t) = \begin{cases} S_n(t-1) + \mu_e \frac{e_n^r(t)}{b_n} & n=1, 2, \dots, N_f \\ S_n(t-1) + \mu_e \frac{e_n^{cn}(t)}{b_n} & n=1, 2, \dots, N_{cn} \\ S_n(t-1) + \mu_e \frac{e_{n,c}^f(t)}{b_n} - \frac{e_{n,d}^f(t)}{\mu_e^d} \frac{1}{b_n} & n=1, 2, \dots, N_f \end{cases} \quad (27) \end{aligned}$$

其中, 式(24)表示电池的 SOC 约束, $S_n(t)$ 为第 n 辆 EV 在时刻 t 的 SOC 值; 式(25)定义了初始 SOC, $t_{n,a}$ 为第 n 辆 EV 的入网时刻, $S_{n,a}$ 为第 n 辆 EV 的初始

SOC; $S_n(t_{n,l})$ 和 $S_{n,lg}$ 分别为第 n 辆 EV 在充电结束时刻 $t_{n,l}$ 的 SOC 和目标 SOC; 式(27)表示在充电过程中 3 种类型 EV 随时间变化的 SOC 值, b_n 为第 n 辆 EV 的电池容量, μ_e^c 、 μ_e^d 分别为 EV 充电效率、放电效率。

3.2.4 线路输送功率约束

$$e_{S-G}(t) \leq x_{S-G}(t) e_{line, max} \quad (28)$$

$$e_{G-S}(t) \leq x_{G-S}(t) e_{line, max} \quad (29)$$

$$x_{S-G}(t) + x_{G-S}(t) \leq 1 \quad (30)$$

其中, 式(28)和(29)分别表示充电站和配电系统间互联线路的输送容量约束, $x_{S-G}(t)$ 和 $x_{G-S}(t)$ 为输送功率状态变量, $x_{S-G}(t)$ 取 1 表示在时刻 t 功率由充电站向配电系统方向输送, 取 0 则表示时刻 t 充电站不向配电系统输送功率; $x_{G-S}(t)$ 取 1 表示在时刻 t 功率由配电系统向充电站输送, 取 0 表示时刻 t 配电系统不向充电站输送功率; $e_{line, max}$ 为线路最大传输功率; 式(30)表示在同一时刻 t 功率不能双向输送。

3.3 求解方法

前文所建立的集成光热充电站综合效益最大化模型为混合整数线性规划问题。AMPL 是适用于求解大规模优化问题的建模语言, CPLEX 是求解大规模混合整数线性规划的商业求解器^[25]。本文采用 AMPL/CPLEX 求解所建立的优化模型, 模拟并优化一天 24 h 内集成系统中充电站、不同类型 EV、配电系统间能量交换所产生的效益。

4 算例分析

4.1 参数设置

假设: CSP 电站发电容量为 300 kW, TSS 容量为 1500 kW; EV 快速和慢速充电的额定功率分别为 19 kW 和 3.5 kW; EV 数量为 150 辆, 每个 EV 的电池容量均为 23.5 kW·h; 3 种类型车主的数量相同, 均为 50 位; EV 初始 SOC $S_{n,a}$ 和充电结束时预期达到状态 $S_{n,lg}$ 分别为在 $[10\%, 30\%]$ 和 $[80\%, 100\%]$ 内均匀分布的随机数; 采用文献^[26]中给出的如图 2 所示的某夏季典型日光照强度曲线; EV 出行开始和结束时刻分别服从式(31)和式(32)所描述的概率密度函数^[27]。

$$f_1(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \exp\left[-\frac{(x-\mu_1)^2}{2\sigma_1^2}\right] & 0 < x \leq \mu_1 + 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_1} \exp\left[-\frac{(x-24-\mu_1)^2}{2\sigma_1^2}\right] & \mu_1 + 12 < x \leq 24 \end{cases} \quad (31)$$

$$f_a(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_a} \exp\left[-\frac{(x+24-\mu_a)^2}{2\sigma_a^2}\right] & 0 < x \leq \mu_a - 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_a} \exp\left[-\frac{(x-\mu_a)^2}{2\sigma_a^2}\right] & \mu_a - 12 < x \leq 24 \end{cases} \quad (32)$$

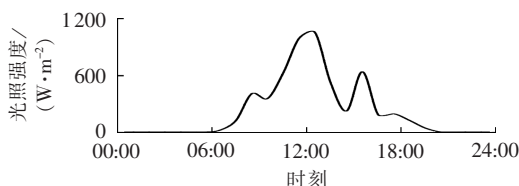


图 2 夏季典型日光照强度曲线

Fig.2 Illumination curve of typical summer day

其中, $\mu_1=8.92$, $\sigma_1=3.24$; $\mu_a=17.47$, $\sigma_a=3.41$ 。

考虑到私家车一般在下午并网充放电, 次日上午离网, 因此给定调度周期为当日 12:00 至次日 12:00, 且单位调度时段时长为 1 h^[28]。

分时电价 $p(t)$ 的数据采用北京市中石化 EV 充电站标准, 即 10:00—15:00 及 18:00—21:00 之间的电价为 1.4182 元/(kW·h), 23:00 至次日 07:00 之间的电价为 0.4058 元/(kW·h), 其余时段电价为 0.8995 元/(kW·h)。对激进型、保守型和友好型 EV 收取的充电服务费分别取 0.5 元/(kW·h)、0.3 元/(kW·h)、0 元/(kW·h)。友好型 EV 放电价格与充电价格的比例系数 $\varepsilon=0.50$ ^[26]。集成系统与配电系统之间存在双向能量输送, 集成系统将多余电能馈入电力系统时, 售电电价 $p_{S-G}(t)=p_{G-S}(t)-0.2$, 其中从电力系统买电电价 $p_{G-S}(t)$ 取分时电价 $p(t)$ 。系统维修费用按总运行费用的 5% 选取^[29], 热—电转换效率 $\eta_e=35\%$, 热耗散系数 $\gamma=0.031\%$, EV 充电效率 μ_e^c 和放电效率 μ_e^d 均为 92%^[14-19]。

4.2 仿真结果与分析

采用 AMPL/CPLEX 求得的仿真结果如图 3 所示。图中展示了 24 h 期间的 EV 充电负荷、CSP 电站发电功率和集成充电站系统等效充电负荷。集成充电站系统等效充电负荷为实际充电负荷减去同一时刻 CSP 电站发电功率; 当 CSP 电站的发电功率大于实际充电负荷时, 集成系统向配电系统输送功率, 可认为此时的等效充电负荷为 0。居民小区 EV 充电负荷多集中在夜晚, 由图 3 可知, TSS 使得部分 CSP 电站发电功率被平移到负荷高峰期, 这样就平滑了系统等效负荷曲线, 有效削减了负荷尖峰。

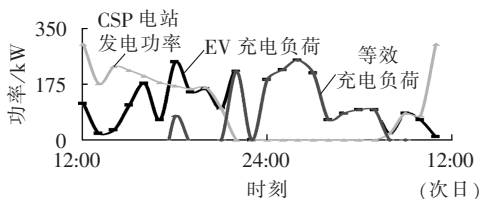


图 3 EV 充电负荷、CSP 电站发电功率和集成充电站系统等效充电负荷

Fig.3 Curves of EV charging load, CSP station generation power and equivalent charging load of integrated station

图 4 展示了 TSS 的能量变化情况以及 2 种可控 EV 的充放电功率变化情况。由图 4 可知,TSS 的放热集中在电价峰值阶段,尤其是 18:00—21:00 期间。由此可知,TSS 使 CSP 机组在夜晚无光照期间仍然维持连续出力。此外,由于激进型 EV 车主的充电负荷是不可控的,图 4 中仅展示了保守型 EV 的充电功率和友好型 EV 的充放电功率。由图 4 可知,可控 EV 负荷的充电功率集中在电价谷值时段,而放电负荷则集中在电价较高时段。

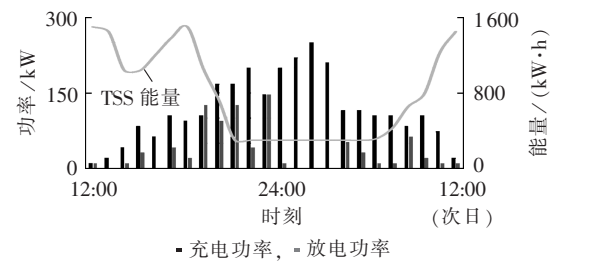


图 4 TSS 能量曲线和 2 种可控 EV 的充放电功率曲线

Fig.4 TSS energy curve and charging/discharging power curves of two controllable EVs

图 5 展示了典型的 3 种不同类型 EV 车主在并网期间的充放电状态。激进型 EV 车主在接入充电站后即以最大功率对 EV 进行充电,达到设定的 SOC 后不参与放电;保守型 EV 车主采用慢速充电方式,且 EV 的充电过程可以中断,但不参与放电;友好型 EV 车主在整个并网期间允许 EV 参与 V2G,充电需求以集成光热充电站的收益最大化为目标确定充放电计划。

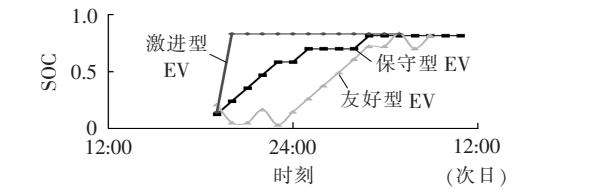


图 5 SOC 变化情况
Fig.5 SOC curves

计算求得该集成光热充电站一天的收益为 3 122.49 元。表 1 展示了不同类型 EV 每次充电的平均充电成本。由于友好型 EV 在参与 V2G 过程中有一定收益,其平均充电成本最低。

表 1 3 种类型 EV 的平均充电成本
Table 1 Average charging cost of three EV owner types

EV 类型	平均充电成本/ (元·次 ⁻¹)	EV 类型	平均充电成本/ (元·次 ⁻¹)
激进型	31.61	友好型	15.45
保守型	26.89		

4.3 友好型 EV 占比对优化结果的影响

改变友好型 EV 数量占 EV 总量的比例,可求得

不同情形下集成充电站的等效充电负荷,仿真结果如图 6 所示。由图 6 可看出,随着友好型 EV 比例增大,等效充电负荷在 18:00—22:00 的负荷高峰期明显减小,且集中在凌晨电价谷段。可见,友好型 EV 有助于平抑系统峰荷。

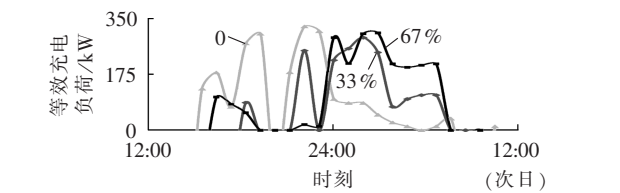


图 6 等效充电负荷随友好型 EV 占比的变化情况
Fig.6 Curves of equivalent charging load for different proportions of friendly EV owner

5 结论

本文提出一种集成 CSP 技术的 EV 充电站模式,并按 EV 车主充电习惯将其分为 3 类,构建了使该集成系统运行收益最大化的优化模型,并采用 AMPL/CPLEX 求解。通过算例对所提方法做了说明,展示了 CSP 电站和 EV 充电站集成系统的经济特性,分析了不同类型 EV 车主的充电成本特性和平抑充电负荷方面的效果。CSP 电站目前的建设成本较高,但随着储热技术的进步,其经济特性会得以改善,进而具有更好的应用前景。

参考文献:

[1] 中华人民共和国国务院. 节能与新能源汽车产业发展规划 (2012—2020 年)[EB/OL]. (2012-06-28)[2017-02-20]. <http://www.gov.cn/jwqk/2012-07/20/content2187770.htm>.
[2] 赵俊华,文福拴,杨爱民,等. 电动汽车对电力系统的影响及其调度与控制问题[J]. 电力系统自动化,2011,35(14):2-10.
ZHAO Junhua,WEN Fushuan,YANG Aimin,et al. Impacts of electric vehicles on power systems as well as the associated dispatching and control problem[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(14):2-10.
[3] 朱永胜,王杰,瞿博阳,等. 含电动汽车的电力系统动态环境经济调度[J]. 电力自动化设备,2016,36(10):16-23.
ZHU Yongsheng,WANG Jie,QU Boyang,et al. Dynamic environmental and economic dispatch of power system with EVs[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(10):16-23.
[4] 郭建龙,文福拴. 电动汽车充电对电力系统的影响及其对策[J]. 电力自动化设备,2015,35(6):1-9.
GUO Jianlong,WEN Fushuan. Impact of electric vehicle charging on power system and relevant countermeasures[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(6):1-9.
[5] 邵成成,王锡凡,王秀丽. 发电成本最小化的电动汽车分布式充放电控制[J]. 电力自动化设备,2014,34(11):22-26,40.
SHAO Chengcheng,WANG Xifan,WANG Xiuli. Decentralized EV charge/discharge control with minimum generation cost[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(11):22-26,40.
[6] 吴晨曦,文福拴,陈勇,等. 含有风电与光伏发电以及电动汽车的

- 电力系统概率潮流[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(10): 8-15.
- WU Chenxi, WEN Fushuan, CHEN Yong, et al. Probabilistic load flow of power system with WFs, PVs and PEVs[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(10): 8-15.
- [7] 肖湘宁, 陈征, 刘念. 可再生能源与电动汽车充放电设施在微电网中的集成模式与关键问题[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 1-14.
- XIAO Xiangning, CHEN Zheng, LIU Nian. Integrated mode and key issues of renewable energy sources and electric vehicle's charging and discharging facilities in microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 1-14.
- [8] SABER A Y, VENAYAGAMOORTHY G K. Plug-in vehicles and renewable energy sources for cost and emission reductions[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1229-1238.
- [9] LIU Yang, TANG Yuejin, SHI Jing, et al. Application of small-sized SMES in an EV charging station with DC bus and PV system[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2015, 25(3): 1-6.
- [10] 路欣怡, 刘念, 陈征, 等. 电动汽车光伏充电站的多目标优化调度方法[J]. 电工技术学报, 2014, 29(8): 46-56.
- LU Xinyi, LIU Nian, CHEN Zheng, et al. Multi-objective optimal scheduling for PV-assisted charging station of electric vehicles[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 46-56.
- [11] 刘念, 成敏杨, 邹福强, 等. 商业楼宇光伏充电站的运营模式及其综合效用评估[J]. 电力建设, 2015, 36(7): 202-208.
- LIU Nian, CHENG Minyang, ZOU Fuqiang, et al. Operation mode of PV charging station for commercial building[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(7): 202-208.
- [12] MOULI G R C, BAUER P, ZEMAN M. System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces[J]. Applied Energy, 2016, 168: 434-443.
- [13] GAMBOA G, HAMILTON C, KERLEY R, et al. Control strategy of a multi-port, grid connected, direct-DC PV charging station for plug-in electric vehicles[C] // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Atlanta, GA, USA: IEEE, 2010: 1173-1177.
- [14] BRENNAN M, DOLARA A, FOIADELLI F, et al. Urban scale photovoltaic charging stations for electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(4): 1234-1241.
- [15] International Energy Agency. Technology roadmap: solar thermal electricity[R/OL]. (2014-09-20)[2017-02-20]. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-solar-thermal-electricity-2014-edition.html>.
- [16] PRICE H, LUPFERT E, SUN X A, et al. Advances in parabolic trough solar power technology[J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2002, 124(2): 109-125.
- [17] 陈润泽, 孙宏斌, 李正烁, 等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(19): 1-7.
- CHEN Runze, SUN Hongbin, LI Zhengshuo, et al. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 1-7.
- [18] 晋宏杨, 孙宏斌, 郭庆来, 等. 含大规模储热的光热电站-风电联合系统多日自调度方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(11): 17-23.
- JIN Hongyang, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Multi-day self-scheduling method for combined system of CSP plants and wind power with large-scale thermal energy storage contained[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 17-23.
- [19] DOMINGUEZ R, CONEJO A J, CARRIÓN M. Operation of a fully renewable electric energy system with CSP plants[J]. Applied Energy, 2014, 119(12): 417-430.
- [20] SIOSHANSI R, DENHOLM P. The value of concentrating solar power and thermal energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2010, 1(3): 173-183.
- [21] USAOLA J. Operation of concentrating solar power plants with storage in spot electricity markets[J]. IET Renewable Power Generation, 2012, 6(1): 59-66.
- [22] NITHYANANDAM K, PITCHUMANI R. Cost and performance analysis of concentrating solar power systems with integrated latent thermal energy storage[J]. Energy, 2014, 64(1): 793-810.
- [23] KLAIB H, KÖHNE R, NITSCH J, et al. Solar thermal power plants for solar countries: technology, economics and market potential[J]. Applied Energy, 1995, 52(2-3): 165-183.
- [24] WANG Guibin, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. Dispatch strategy of PHEVs to mitigate selected patterns of seasonally varying outputs from renewable generation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 627-639.
- [25] FOURER R, GAY D M, KERNIGHAN B W. AMPL: a modeling language for mathematical programming[M]. 2nd ed. NM, USA: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003: 15-18.
- [26] TUSHAR W, YUEN C, HUANG S, et al. Cost minimization of charging stations with photovoltaics: an approach with EV classification[J]. IEEE Transactions on Intelligent Transportation System, 2016, 17(1): 156-169.
- [27] 姚伟峰, 赵俊华, 文福拴, 等. 基于双层优化的电动汽车充放电调度策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 30-37.
- YAO Weifeng, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. A charging and discharging dispatching strategy for electric vehicles based on bi-level optimization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(11): 30-37.
- [28] YAO Weifeng, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2768-2778.
- [29] SIIRTO O K, SAFDARIAN A, LEHTONEN M, et al. Optimal distribution network automation considering earth fault events[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 1010-1018.

作者简介:



齐峰

齐峰(1993—),男,河南新乡人,硕士研究生,主要研究方向为电动汽车和能源互联网(E-mail: qifengzju@zju.edu.cn);

张华一(1993—),女,河南许昌人,硕士,主要研究方向为能源互联网和电力市场;

文福拴(1965—),男,河南林州人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统故障诊断与系统恢复、电力经济与电力市场、智能电网与电动汽车;

孙磊(1989—),男,安徽宿州人,博士研究生,主要研究方向为电力系统恢复。

Optimal operating strategy considering EV owner’s willingness for
CSP-based EV charging station

QI Feng¹,ZHANG Huayi¹,WEN Fushuan^{1,2},SUN Lei¹,LI Liang³,MAO Jianwei³,LI Bo³

(1. College of Electrical Engineering,Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Department of Electrical and Electronic Engineering,Universiti Teknologi Brunei,
Bandar Seri Begawan BE1410, Brunei;

3. Division of Electric Vehicle Service, State Grid Zhejiang Electric Power Company, Hangzhou 310007, China)

Abstract: Since CSP(Concentrating Solar Power) station may operate well together with EV(Electric Vehicle) charging station due to its favourable operating performances,an integrated framework of CSP station and EV charging station is proposed. According to their selection of charging power and willingness of discharging from EV to the power system,the EV owners are classified into three types:radical,conservative and friendly,and the charging/discharging behaviour models are built for three EV owner types. A mixed integer linear planning model is then established to optimize the operation of CSP-based EV charging station,which takes the maximum total operational profit of the integrated station as its objective and considers fully the power generation cost,maintenance cost,EV owner’s benefits in different charging/discharging modes,and power flow constraints among units of the integrated station. AMPL/CPLEX is applied to solve the developed optimization model and examples are analyzed to illustrate the basic features of the proposed method.

Key words: distribution system; concentrating solar power; electric vehicles; charging station; integrated mode; EV owner’s willingness; operating strategy