

基于配电网限制条件与市场控制的协调电动汽车充电方案研究

Geert Deconinck^{1*}, Klaas De Craemer², Bert Claessens²

摘要: 电动汽车 (EV) 充电会对配电网产生影响, 其充电成本取决于充电时的电价。为了最大程度地降低成本, 一个负责大 EV 集群的集中器可采用基于市场的控制算法来协调车辆充电。在这一优化中, 不考虑连接 EV 的配电网的运行参数。这可能会导致不符合电网技术限制条件的情况出现 (如电压偏低、相位不平衡); 例如, 当电价较低时大量汽车开始同时充电。同时考虑经济方面和技术方面的多目标优化是比较复杂的, 因为该优化必须将市场层面的时间驱动型控制与运行层面的事件驱动型控制结合起来。不同的案例研究调查了在何种情况下协调 EV 充电的基于市场的控制会与配电网的运行限制条件发生冲突。尤其是在弱电网中, 相位的失衡和电压问题会随着 EV 的高份额而出现。如果局部电压较低, 在 EV 的充电位置可以采用低水平电压下垂控制器, 通过降低充电功率来满足电网的运行限制条件。虽然这一操作意味着会偏离成本最优运行点, 但结果表明该方法对集中器工作状况的影响是非常有限的, 即使是在承载大量 EV 的弱配电网中, 也能够满足配电网技术的限制条件。

关键词: 电动汽车充电, 配电网, 技术目标与经济目标的结合, 分散控制

1 引言

在智能电网中, 需求侧的作用是平衡电网功率的关

键。需求响应 (DR) 使电力需求能适应不同类型的电力供应 (如来自可再生能源的供电)。一些能源服务公司的出现将小型电器的需求汇聚成可在电力市场中发挥一定作用的响应资源。本研究重点关注的是集中器, 它利用了通过配电网进行充电的电动汽车 (EV) 的灵活性。为控制配电网的 EV, 集中器通常是基于电能价格 (经济目标) 确定负荷群体的集体充电时间表。但在充电时, EV 实际上是被连接到低压配电网, 这在本质上是受到了基础设施的限制。为确保配电网的正常运行, 配电系统运营商 (DSO) 可采用电网拥塞管理机制来实施技术限制。

在 EV 充电协调中, 为了整合集中器 (经济目标) 和 DSO (技术目标) 的目标, 研究者确定了两个运行层面 [1, 2]。

- 市场运行层面要求优先遵循电力批发市场上的交易量目标, 电力批发市场的交易时间相对较长 (月、季度) 且交易量以电能表示 (单位通常为 MW·h), 时隙为 15 min 或 1 h。时间驱动型方法在此处非常适用。

- 实时运行层面要求能满足瞬时用户的需求也能满足局部电网限制条件 (如电压限制条件)。由于这一层面的变化和控制相对来说更具有瞬时性和动态性, 所以实时运行 (或技术运行) 通常用功率表示, 如 kW。其间隔的时间范围从几秒到几分钟。在这一层面, 快速响应非常重要, 并且需要限制通信量。事件驱动型方法在此处非常适用。

有关 EV 集成的大部分研究的目标是以最优的方法协

¹ KU Leuven-EnergyVille, Leuven 3001, Belgium; ² VITO-EnergyVille, Mol 2400, Belgium

* Correspondence author. E-mail : geert.deconinck@kuleuven.be

Received 9 September 2015; received in revised form 27 November 2015; accepted 1 December 2015

© The Author(s) 2015. Published by Engineering Sciences Press. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)
英文原文: Engineering 2015, 1(4): 453–465

引用本文: Geert Deconinck, Klaas De Craemer, Bert Claessens. Combining Market-Based Control with Distribution Grid Constraints when Coordinating Electric Vehicle Charging. *Engineering*, DOI 10.15302/J-ENG-2015095

调市场运行层面的充电情况，提高可再生能源的份额，提供系统范围的辅助设施或最大程度降低充电的电力成本[3-5]。同时，针对EV的使用也开展了大量的研究工作，如避免电网超载或减少电网损失[6-10]，这些是技术运行层面的优化目标。

在协调EV充电时，往往不会考虑经济市场运行与技术实时运行间的相互作用[2]，除非在相同背景下发生了汽车到电网的能量转移[11, 12]。然而，经济层面和技术层面可能存在矛盾，这种现象通常会在配电网达到限制条件时(即电压、电流、不平衡等)发生。此时，技术目标将会影响经济目标。当市场运行不发挥作用了，实际消耗量可能偏离集中器所拟定的消耗量，从而影响集中器的工作状况。

本文通过在一组不同配电网方案中对技术、实时运行层面的模拟，分析了这两个方案对经济市场运行层面的影响。对市场运行而言，已协调的EV充电采用了既有事件驱动的基于市场的控制(MBC)。当实时运行出现限制时，将优先考虑这种方法。此外，可使用电压下垂控制器来减轻局部电压的限制。本文还将对在市场层面上采用下垂控制方法对集中器目标所产生的定量影响进行分析。

第2节探讨了市场运行层面和实时运行层面的既有算法和模型。第3节详细介绍并推进了市场运行层面的算法选择。第4节介绍了一组相关配电网方案，并对该方案中的模拟模型和假设进行了解释。在第5节中，对预先定义方案中的选定算法进行了模拟，并深入分析了实时运行对市场层面目标产生的影响。

2 背景

2.1 市场层面的运行

根据所采用的优化方法，可以利用集中、分散以及整合-调度的算法对经济市场层面的DR集群参与的设备优化和协调相关的研究进行大致划分(图1)。

对于集中式算法，中央执行器收集来自DR设备的信

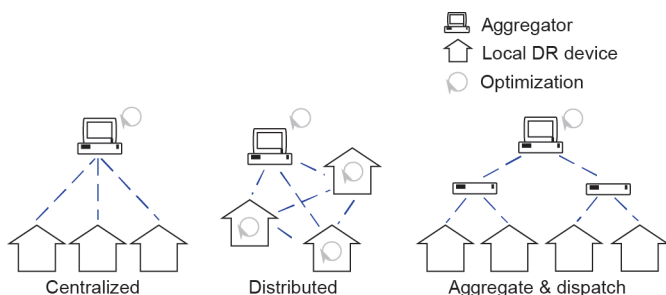


图 1. 市场层面三类算法和需求响应 (DR) 协调图。

息。这些信息可包括个别限制条件和截止时间或舒适度设置。运用所收集到的信息(也可能包含类似预测等的其他信息)，中央协调器将进行单一优化，即返回一个能同时满足所有限制条件的最佳时间表。随着参与设备的数量不断增加，优化过程变成了计算密集型过程，因此，这一过程在本质上使集中式算法的扩展性变得更低。此外，对中央执行器的通信也造成了潜在障碍。有研究者提出了若干有助于克服追踪性问题的解决方案[11, 13]。

另一方面，分布式算法在参与设备优化的过程中起到了重要作用。也就是说，寻求合适解决方案的计算复杂地遍布在整个集群中。尤其是在采用迭代过程中，信息在参与的设备之间实现交换。该分布式不排除负责启动或协调迭代收敛的实体的存在。分布式算法在研究中所占的比例是基于分布式优化技术的，其中，一个大的优化问题被划分为可通过迭代解决和独立解决的较小部分[14-17]。特别是在运用梯度上升算法及其衍生算法时，如常见的对偶分解法。

整合-调度算法在一定程度上结合了这两种方法。它们对由该方法所计算结果的分配目标的优化进行解耦。整合-调度机制允许汇集来自或去往中央实体的信息(如限制条件)，从而降低优化的复杂性，改善了该方法的可扩展性，但给相关结果的最优性带来了一定的限制。参考文献[18-20]的相关研究证实了这一观点。

虽然在给定的设备约束或市场数据情况下分布式算法和集中式算法能确定最优的需求响应方案，但它们也带来了一些与计算时间、复杂性或通信有关的不利影响。整合-调度机制是一种折中的机制，其考虑了在有限的最优化损失条件下的一种可扩展的和低成本的实施[3]。本研究选择了MBC作为整合-调度算法的一个特定实例(见第3节)。

2.2 实时层面和输电阻塞

当电网不能实现物理连接时，“输电阻塞”一词指的是对有功功率的需求超出了电网标称功率传输能力的情况[21]。输电阻塞可被看成是违反了电网连接点的一个或多个限制条件。本文中，这些违反的表现形式主要是配电网中的电能质量问题，可归因于配电网的电阻性和不平衡性。

2.2.1 电网拥塞的度量

EN 50160标准是关于公共配电系统供电电压特性的，除此之外，该标准还介绍了下列重要规范。

- 过压和欠压：每周所测得的10 min平均RMS电压偏差不应超过±10%。对于欠压，该值在测量过程中所允

许的偏差范围较大：为-15%~-10% (同一周内最多相差5%)。

- 电压骤降：允许每年1000次的电压骤降，在此期间，1 min内的电压降最大为标称值的85%。每年发生中断(持续时间短于180 s)的次数应少于500次。

- 电压不平衡系数(VUF)：每周测量得到的VUF的10 min平均RMS值应该在95%的时间内低于2%。

2.2.2 拥塞缓解

面对电网拥塞问题，DSO可作为若干缓解策略中的一项选择。

- 通过无功功率和电压控制提高(局部)传输能力：该策略已被运用在连接中压电网的风力发电机中。在配电网中，可通过采用抽头转换开关和电容器组来实现无功功率和电压控制，利用负荷预测来设计它们之间的切换。在实际操作过程中，需要自动和远程可控有载抽头转换开关，但在配电网中，由于成本因素，它们的使用仍停留在少数试验案例中。

- 通过改变或减少需求侧功率来协调功率流[21]：通过执行DR或强制执行如电压下垂控制等机制，可能实现该策略。

- 通过更换或升级设备(增设或更换电缆、安装更大的变压器等)来提高局部电网的传输能力：虽然该方案具有吸引力，但因为限制了DSO的参与度(在无预测情况下发挥被动作用等)，且该方案的成本可能较高，因此仅在其他方案已使用或认为其他方案不可行时才考虑此方案。

本文根据第二个方案来考虑拥塞管理：通过电压下垂控制法来协调电网阻塞位置处的有功功率的需求。

2.2.3 电压下垂控制

配电线路起电阻作用，而非电感作用。当从电网得到大量有功功率时，该特性将造成线路的电压偏差。由于EV的充电速率具有可变性，电压偏差会受到影响。因此，除市场层面的协调外，可在充电器内部[22, 23]执行一次快速的电网支撑操作；此操作在欠压情况下可降低充电速率(或在过压情况下提高充电速率)。这种电压下垂控制方案稳定并且易于执行，因为该方案仅要求测量局部电压以及对局部有功功率或无功功率的设置进行调整。该方案无需通信。图2是一个关于EV充电器电压下垂控制曲线的例子。当连接点的电压在低于标幺值0.9的范围内下降时，功率将直线下降至标幺值0.85，此时充电停止。

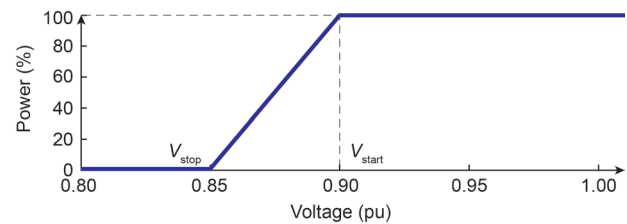


图2. 电动汽车(EV)充电器电压下垂控制特性实例。pu为标幺值。

从不利的方面看，技术运行层面电压下垂的激活将影响经济市场层面的协调[24]。例如，集中器会将它的最优功率设置点或均衡优先级发送给汽车代理商，但由于局部电网的问题，迫使充电器降低功率；这一情况会导致该方案偏离了最优市场层面的能源方案，并可能会成为集中器的潜在的障碍。

3 市场层面的运行：针对EV的MBC

MBC的概念植根于微观经济学，其中，经济活动被定义为追求私人利益的个别相关方之间的一种互动[25]。市场机制提供了一种去刺激这些相关方(所谓经济代理)的方法，它以一种特定的方式去发挥作用。在参考文献[26]中，DR集群中的设备由多代理系统(MAS)中的软件代理来代表。它们控制了一个或多个局部过程(如加热水或给EV电池充电)，但它们在均衡市场上与其他代理争夺资源(电力)。

3.1 架构

MBC系统已被应用于大量的现场试验中，在商业上被称为PowerMatcher。在参考文献[26, 27]中，按照一定的周期(如15 min的时隙长度)或根据使用事件进行了市场清算，并采用了分层、树状方式去执行[25]。

在层级顶端是直接大量的集中器代理相连接的拍卖商代理。拍卖商代理是一种特殊的集中器代理，负责定价过程，正如Walrasian拍卖中的代理。层级较低的集中器代理对其子代理的需求函数进行整合。由于在各级之间采用了统一的接口，可采用数量不受限制的集中层级。最后，位于层级底端的是设备代理。

考虑到被控制设备的具体的限制条件，设备代理收集了能代表其支付和消耗电力意愿的需求函数，需求函数被传递给上级，拍卖商代理与生产代理商执行着相符的流程。一种均衡价格被传回给生产代理，生产代理在此均衡水平上开始消费或生产。图3描述了该流程。

如果将均衡价格视为纯粹的控制信号，使其与能源成本不直接挂钩，那么MAS MBC机制可被看成一种调

度集中器工作状况的方法。在此方案中，将需求函数数据作为调度算法的输入，将均衡价格(或较好的均衡优先级)视为将集群引向其结果的一种信号。

3.1.1 EV 设备代理的需求函数

构建典型的需求函数可采用不同的方法，但在EV案例中，一种直接的方式是通过将各代理*i*的电能需求 ${}^i E_{\text{req}}$ 、离开前的时间 ${}^i \Delta t_{\text{dep}}$ 和最大充电功率 P_{max} 相结合，构建一条倾斜曲线 ${}^i P_{\text{dem}}$ (式(1))，正如图3(a)和(b)中所示的EV。如果剩余的时间不足以满足电能需求(如在当前时间之前所出现的 t_{critical})，可运用固定的需求函数，这样，无论控制信号如何，都可实现在最大功率率时进行充电(式(2))。

$${}^i P_{\text{dem}} = f({}^i E_{\text{req}}, {}^i \Delta t_{\text{dep}}, {}^i P_{\text{max}}) \quad (1)$$

$${}^i t_{\text{critical}} = t \mid {}^i E_{\text{req}} = {}^i P_{\text{max}} \cdot {}^i \Delta t_{\text{dep}} \quad (2)$$

参考文献[2, 3]对在该情况下构建的EV需求函数进行了详细介绍。

3.1.2 集中器代理和整合

在集中器代理这一级，将*n*个代理的每个需求函数整合成单一曲线 $P_{\text{dem}}^{\text{agg}}$ (式(3))，如图3(c)所示。在拍卖商代理这一级，利用整合曲线寻找与DR集群的期望功率设置值 P_{ctrl} 相对应的均衡优先级 P_{equi} (式(4))。

$$P_{\text{dem}}^{\text{agg}} = \sum_{i=1}^n {}^i P_{\text{dem}} \quad (3)$$

$$P_{\text{equi}} = P_{\text{dem}}^{\text{agg}} \Big| P_{\text{ctrl}} \quad (4)$$

P_{ctrl} 的值由工作代理确定。

3.2 MAS MBC 的优势和劣势

正如PowerMatcher所示，DR采用MAS MBC系统

具有几大优点：

- 可扩展性：在集中式系统中，中央实体需处理所有传入和传出的消息($O(n)$)，并同时迅速创造一种通信瓶颈。由于PowerMatcher中多层级的整合，每个代理需处理的消息量可减少到 $O(\log n)$ 。

- 低复杂性：需求函数数据的结构和与之相符的流程是比较简单的，且不用依据任何模型。在开发过程中就可以确定设备的需求函数。

- 开放性：由于运行仅取决于需求函数和价格的交换，所以任何一种设备都可以集成到集群中。不具备灵活性的设备可用非弹性需求函数表示。

- 隐私性：由于整合了需求函数，所以收集所有信息的中央实体并不存在。此外，设备物理流程、投标策略和用户激励均可通过其需求函数得到概括。

然而，原始的PowerMatcher方法存着一个明显的不足，即缺乏预见性。

3.3 增加调度功能和控制目标

对于可以存储电能的负荷，如EV，可使用能源限制图去获取特定时间范围内的可用灵活性。在文献[3]的研究中介绍了该图。对于第*i*辆电动汽车EV_{*i*}，在信息 ${}^i P_{\text{dem}}$ (从设备代理发送到拍卖商代理)中增加了两个矢量 ${}^i E_{\text{max}}$ 和 ${}^i E_{\text{min}}$ (式(5))。

$$\begin{aligned} {}^i E_{\text{max}} &= \{ {}^i E_{\text{max}}(t) \mid {}^i E_{\text{max}}(t) = \min({}^i P_{\text{max}}, {}^i E_{\text{req}}) \\ &\quad \forall t \in \{0, 1, \dots, {}^i \Delta t_{\text{dep}}\} \} \\ {}^i E_{\text{min}} &= \{ {}^i E_{\text{min}}(t) \mid {}^i E_{\text{min}}(t) = \max({}^i E_{\text{req}} - ({}^i \Delta t_{\text{dep}} - t) \cdot {}^i P_{\text{max}}, 0) \\ &\quad \forall t \in \{0, 1, \dots, {}^i \Delta t_{\text{dep}}\} \} \end{aligned} \quad (5)$$

矢量 ${}^i E_{\text{max}}$ 为EV代理*i*的能量通道中的最大值，如果

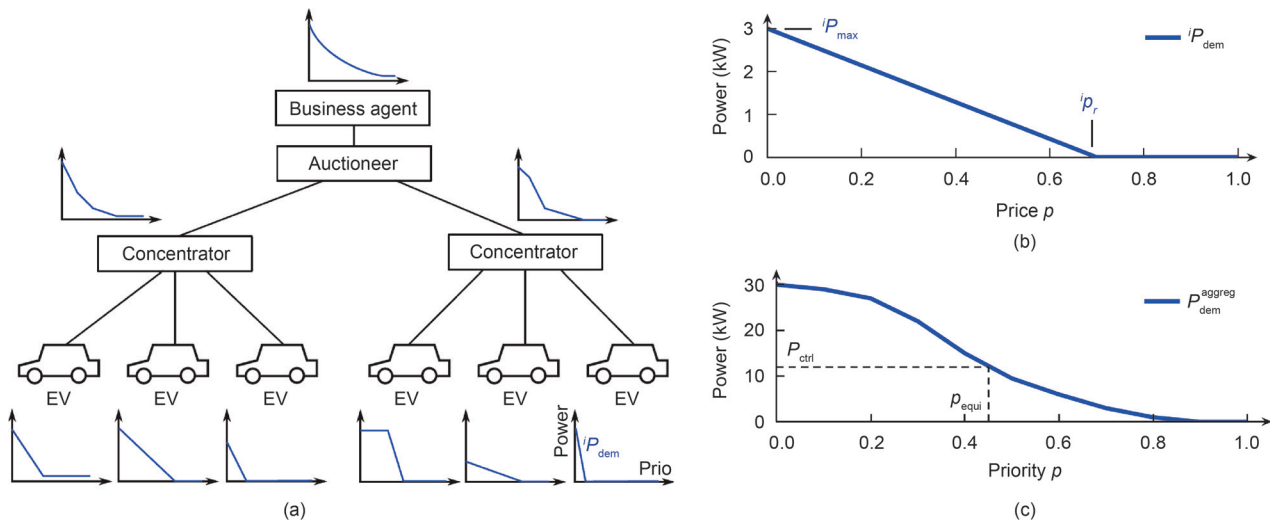


图3. (a) MAS MBC 的控制框架；(b) 由设备代理从充电EVs向上发送的需求函数 ${}^i P_{\text{dem}}$ ；(c) 整合个别需求函数后，确定了均衡优先级 P_{equi} 并返回给代理。

必须要在最大功率条件下立即开始充电，那么（在 t_{idle} 条件下）请保持不充电直到离开时间 t_{depo} 。另一方面， E_{min} 表示了尽可能推迟充电（直到 $t_{critical}$ ）的情况。这些情况用式（5）表示，并用图4(a)显示。 E_{max} 和 E_{min} 之间的所有区域都代

费用。

$$E_{opt} = \arg \min_E \sum_{t=0}^{t_{horizon}} C(E_t) \quad (7)$$

with $C(E_t) = p_t E_t$

因为该目标属于线性目标，所以EV的开关控制行为可以被预测。

• 组合平衡，组合平衡中集中器的目标是利用EV的灵活性将其组合的风力发电限制在不平衡市场内。此目标意味着在一定范围内为EV寻求一种最优的能源轨迹 E_{EV} ，以最大程度减小风能短期预测 E_{wind} 与其日前市场指定电能 E_{nomin} 之间的偏差（式（8））。

$$E_{opt} = \arg \min_E \sum_{t=0}^{t_{horizon}} \left(E_{EV,t} + E_{wind,t} + \frac{1}{4} E_{nomin,t/4} \right)^2 \quad (8)$$

在该具体案例中，要求日前指定电能采用以小时为基础的供应方式，而对短期风力的预测要根据季度获知（提前15 min）并被限定在24 h之内，如图5所示。而EV的控制变量可基于任意时间。

因此，在指定电能后，随着风力预测越来越准确，优化过程将会试图利用EV去减少差异，同时，由于二次项的存在，优化过程将有利于其在整个时间范围内对其余的不平衡情况进行扩散，直至达到所要求的时间范围。

4.2 EV、风电和负荷模型

在模拟试验中，（插电式）EV的模型包括两个主要部分：电池模型和使用/驱动配置。

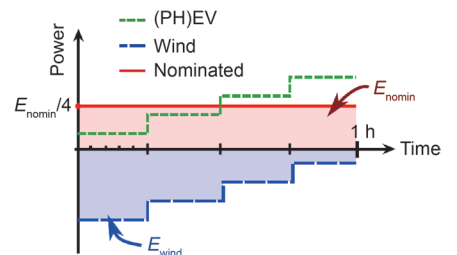


图 5. 平衡目标图。

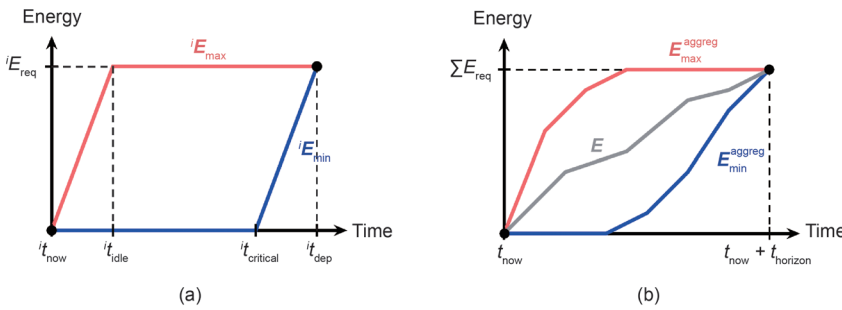


图 4. (a) 单一汽车 i 的能源限制图；(b) 整合能源限制图和通过其的某一计划路径 E 。

表示了充电过程的灵活性。

为了表示由 n 辆汽车组成的整个EV集群的电池限制条件，在中间代理和拍卖商代理层级，将个别限制条件整合到集群电池限制条件 E_{max}^{agg} 和 E_{min}^{agg} 中。拍卖商代理现在可以根据某一功能函数 C （式（6）），使用集体能源限制条件去确定最优范围 $t_{horizon}$ 内的最优路径 E_{opt} ：

$$E_{opt} = \arg \min_E C(E)$$

with $E = \{E_t\}$

s.t. $P_t \leq P_t^{limit} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, t_{horizon}\}$,
 $E_{min,t}^{agg} \leq E_t \leq E_{max,t}^{agg} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, t_{horizon}\}$,
 $E_{t+1} = E_t + P_t \Delta t \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, t_{horizon} - 1\}$

式(6)中， E_t 为 t 时集群的总电量； P_t 为 t 到 t 的时间范围内集群所消耗的电力。任何目标 $C(E)$ 均可确定EV集群的路径；第4.1节探讨了这两类目标。

4 模拟目标和模型

一个集中器是基于市场层面的目标对一个EV集群进行协调的，本文对这个情况作了调查，但大部分或全部EV均处在一个薄弱的或受限的配电网内。这就引发了各种问题，例如：

- 在消除或降低电网拥塞问题时，使用电压下垂控制器的效果如何？
- 技术目标对集中器的商业运行状况的影响有多大？

为了回答这些问题，研究者开发了一个仿真框架。该框架基于Java的部分允许模仿代理之间互动，而在采用CPLEX的Matlab中进行了市场层面的优化。为了模拟电压下垂控制器对配电网电压产生的影响，将一种基于Matlab的向后-向前扫频的负荷求解器集成到框架中。除该框架外，还要求有若干模型和数据集，以便能准确地显示执行器及其行为。

4.1 市场层面的集中器目标

对于拍卖商代理来说，要考虑两个市场层面的目标。

• 使用分时电价(ToU)，集中器的目标是基于随时间变化的电费 p_t ，采用一种优化的线性方案(LP)（式（7））以最大程度地降低汽车群的充电

- 所有EV都具有20 kW·h的相同的可用电池容量。例如，该容量对应于一个25 kW·h电池的10 %和90 %充电状态。假定汽车需要到离开时将其可用电池容量充满。

- 可变功率水平在0~3.3 kW，通过单相接入配电网进行充电。

- 根据参考文献[28]获取有关当天汽车状态的数据(如闲置在家、驾驶、不可用等)以及在驾驶时的能耗。

- 有关风机所产生的可再生能源的数据是依据参考文献[29]得到的，该数据适合于2.5 MW_p的风机。

为了模拟这些因素对配电网电压质量的影响，还需要获取实际的家庭消耗概况。有研究者采用了从“线性”智能电网项目中获取的概况[30]，该数据基于一年的100个家庭的测量值，时间分辨率为15 min。

4.3 弱电网拓扑结构和代理架构

在调查协调充电对配电网状态所产生的影响时，应关注弱电网的配置，因为弱电网的配置更有可能出现问题。

图6显示了模拟过程中所采用的基本拓扑结构。在该结构中有一个400 kVA的变压器，该变压器同时向几条并联馈线供电。每条馈线又向许多家庭供电，这使得等效变压器的供电负荷达到191个家庭之多。其中的一条馈线(馈线0)与线路段连接，同时向38个单相家庭连接点供电。

这些连接点被分别连接到1~3相，间距为D2。变压器与第一个家庭的连接距离为D1。自该连接点起，从这条线路向家庭供电终端引入长为D3的线缆。在模拟模型中，由于对连接到变压器的其他馈线和负荷(153个家庭)所产生的影响没有进行过详细研究，所以将其合成一个单一实体(馈线1)。

电缆参数取自地下配电电缆NBN C33-322的设计规格。主馈线和线路(D1、D2)采用EIAJB 1 kV型电缆(3 mm × 70 mm + 1 mm × 50 mm)，而用来连接家庭供电终端和主电缆(D3)的线路采用EXVB 1 kV型电缆(4 mm × 16 mm)。

表1显示了该拓扑结构的变化，在后续章节中对这些变化进行了评估。在NS和NL案例中，变压器与第一个家庭终端(100 m)之间的电缆相对较短。在NL和FL案例中采用了相当长的总电缆长度(914 m和805 m)，这是因为家庭连接点之间的距离较长。

如图6(b)所示，代表充电汽车的软件代理组织是独立于电网拓扑结构的。但是，本研究假定物理上连接到相同变压器的所有汽车代理都被划在了单一集中器代理下的一组内。同时，为了确保集中器层级的市场运营能发挥适当的作用，集群中的可用灵活性应高于基本拓扑结构中38辆汽车所提供的灵活性。为此，本研究根据该方案对集群进行了扩展，共有200~1000个汽车代理参与了协调充电。这些额外的代理不属于电力潮流计算的部分。

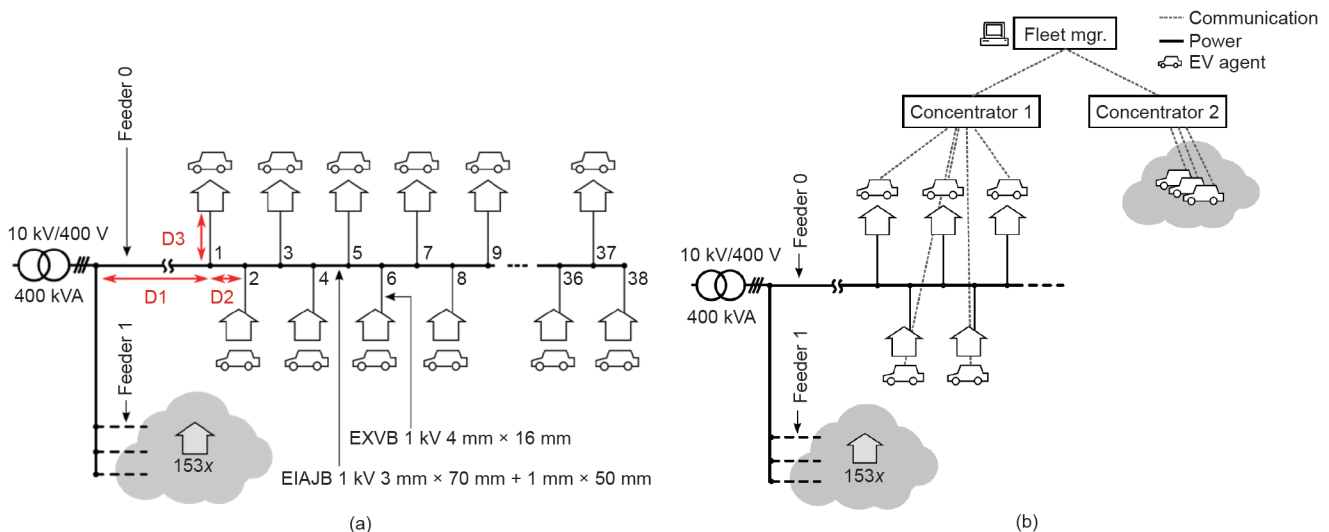


图 6. (a) 单个物理电网拓扑结构实例；(b) 涉及物理电网的代理拓扑结构。

表 1. 基于物理的拓扑结构的变化 (代表各弱电网)

Case name	Abbreviation	D1 (m)	D2 (m)	D3 (m)	Total length (m)
Near transformer short cable	NS	100	15	20	655
Near transformer long cable	NL	100	22	20	914
Far transformer short cable	FS	250	7	20	509
Far transformer long cable	FL	250	15	20	805

为了测试弱配电网内部EV的额外比例，通过采用构建成倍数的基本拓扑结构的方法创建了代理结构的额外变化。这些倍数如表2所示。案例编号的后缀确定了拓扑结构中所用代理的比例。

表 2. 代理拓扑结构的变化 (代表弱电网内不同数量的汽车)

Case name	EVs inside weak grid
x-38	38
x-114	38 × 3
x-380	38 × 10
x-760	38 × 20

5 集中器案例：模拟和结果

本节根据上一节配电网方案中有关局部电网拥塞的市场层面目标，调查了协调充电所带来的影响。除前文概述的MAS MBC基于事件的执行情况外，还包括不协调充电 (不可控充电) 方案。在此方案中，汽车在插上电源并在达到最大额定功率 P_{max} 后开始充电。

第一组方案涉及了在已知特定ToU电费的情况下，最大程度降低EV车队充电成本的集中器 (第5.1节)。第二组方案考虑了平衡因包括风力发电致使偏离日前市场投资组合的集中器 (第5.2节)。

两组方案根据实时层面结果讨论了技术限制条件，根据市场层面结果讨论了经济因素。

5.1 持 ToU 成本目标的集中器

在ToU方案中，集中器的目标是对24 h范围内的ToU电费做出响应，并以此来最大程度地降低车队的充电成本。该方案中24 h电费依据的是每小时Belgian BELPEX日前市场的电能批发价。

由于家庭消耗和电价的季节性影响，配电网问题与一年中的时间存在关联性。为了减弱日期的选择对结果的影响且得到全局性的概况，研究者设定了几组随机方案参数并对其进行了测试。随机参数包括实行特定电费的时间、汽车行驶概况和家庭负荷概况。针对各案例的

100个随机参数组，研究者提供了符合EN 50160标准的电压问题的相关结果。

根据以下几个方面，采用不同方案对问题空间进行了举例：

- 物理电网拓扑结构，代表了电网的不同弱度 (NS、NL、FS、FL)；
- EV普及率，代表了不同EV的比例 (x-38、x-114等)；
- 协调技术 (仅家庭 (HHOnly) = 没有EV的基准案例，不可控充电 = 不协调充电，事件 = 仅考虑成本目标的MBC，事件+电压下垂 = 考虑经济限制条件和技术限制条件)。

5.1.1 实时层面结果

从图7的HHOnly结果来看，显然，只要不引入EV，选定的拓扑结构就能很好地起作用。当用不协调的方式对EV充电时，电压问题远远不在EN 50160所规定的范围内，这时即认定电网拓扑结构为“弱电网”。在超过5%的时间内，电压在标么值0.9以下有规律地下降，如图7(a)所示，而且在此事件期间，电压下降到标么值0.85以下，如图7(b)所示。以上两种情况是十分常见的。此外，在此过程中也发生了许多相间不平衡的情况，如图7(c)所示。在出现不平衡相的连接、较高充电电流和不断增加的家庭负荷的情形下，这些问题将变得更突出。

配电网问题的严重性仍然取决于电网拓扑结构，如案例NS、NL、FS和FL所示。在案例FL中，有与负荷连接的最长的电缆段，这致使电压幅值达到最高并带来了大量的VUF问题。但是，在案例NS和FS中，这种相关的问题最少。

但是，本研究所观察到的趋势是相同的：在同时出现家庭负荷高峰的晚间，高峰时段以不协调充电为主。如果充电协调的目标仅是基于最大程度地降低ToU成本，那么它将会带来较少的电压问题；但是许多电压问题仍然存在。问题持续存在的原因在于，尽管家庭负荷和汽车充电不同时存在，但现在要求所有可用汽车在一天中的一个或两个时间点同时开始充电。这一同时性产生

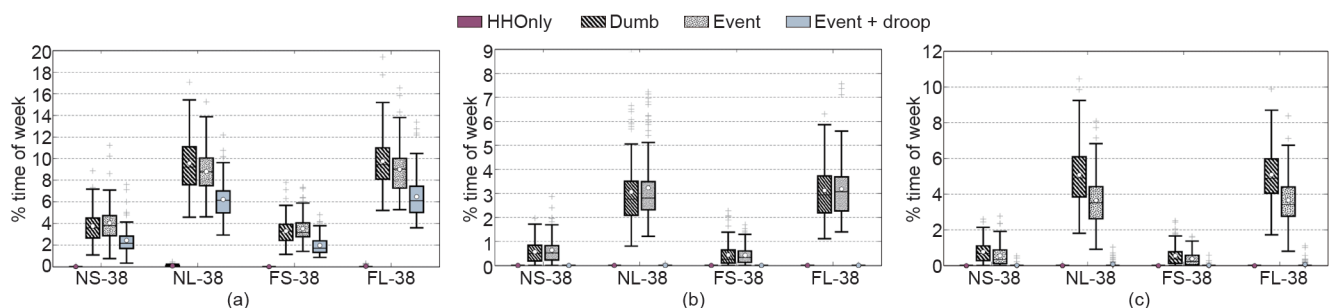


图 7. 符合 EN 50160 标准的电压幅值以及七天内的不平衡问题 (随机 100 天)。(a) 电压标么值在 0.9 以下；(b) 电压标么值在 0.85 以下；(c) VUF 大于 2%。

了足以造成电压问题的新的高峰时段。在使用电压下垂控制器后，电压偏差的严重性将会得到缓解。但由于电压下垂控制只有在电压低于标幺值0.9时才激活，所以标幺值0.9偏差测量值仍常在EN 50160标准规定的5%范围之外。与标幺值0.85以下电压相关的问题也完全解决了。通过调整控制器设定点使控制器能立即进行干预（如标幺值0.95电压时），这样，弱电网可完全符合EN 50160标准的规定。

5.1.2 市场层面结果

表3所示为200辆EV的充电成本。由于受技术条件的限制，研究人员对以下8种案例分批进行模拟。由于各批次生成的随机参数集不同，所以不能简单地比较不同类型电动汽车之间的总的（充电）成本值。

表 3. ToU 方案的成本结果和由于在电动汽车充电器中采用电压下垂控制而产生的差异，以及由于未送达电能而造成的成本差异

Case name	Dumb	Event MBC	Event MBC + droop		Cost difference due to voltage droop
			w/o E_{deficit}	w E_{deficit}	
NS-38	€805.46	€595.00	€596.71	€598.03	+0.28%
NL-38	€795.83	€589.72	€594.25	€600.02	+0.77%
FS-38	€814.26	€604.59	€606.71	€608.20	+0.35%
FL-38	€806.75	€603.77	€609.84	€616.50	+1.00%
NS-114	€792.28	€580.16	€585.32	€589.99	+0.89%
NL-114	€823.00	€611.03	€626.54	€645.26	+2.50%
FS-114	€816.26	€614.34	€620.61	€625.55	+1.02%
FL-114	€819.28	€610.95	€630.91	€653.93	+3.27%

在电压下垂控制的干预期间，有些车辆在离开时间为 t_{dep} 时电池最终可能还未被充满电。由于这会影响到成本数，所以成本必须与相应的能量亏损联系在一起。 E_{deficit} 等于所需电池电量和车辆离开时电池电量之差（式(9)）：

$$E_{\text{deficit}} = \sum_i \left(\sum_i E_{\text{req},i} - E_{\text{batt},i} \Big|_{t = t_{\text{dep}}} \right) \quad (9)$$

该能量亏损将造成 $50 \text{ 欧元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$ 的损失。毫无疑问，亏损的数额与遭受电网配电问题影响的车辆的数量直接相关。显然，弱电配电网之外的车辆最终将不会出现能量损失的情况。

虽然电压下垂控制器对电压问题的产生有积极的影响，但由于在不利时段更多的能量会被消耗，车辆充电成本也随之提高了。如果不考虑车辆离开时的能量亏损，x-38案例的成本已小幅上涨0.6%，x-114案例的成本上升约2%，在这些案例中，大约有60%的EV处于弱电配电网中。如果考虑 E_{deficit} ，则该成本的增加值将会翻倍，而且累计的电池电量亏损值将占到总输送电量的1.15%。

5.1.3 关于 ToU 方案的结论

由结果可知，基于ToU控制的电动汽车的充电方法很可能会造成明显的电力质量问题，由于在市场价格较低时，该方法倾向于同时切入大量受控负荷，会导致功率峰值很高。

在不采用协调充电（不可控充电）方法的情况下，基于ToU的优化方案对配电网状态产生的影响可能恶化。实际上，此种情况包含两个特殊的缓解因素：家庭连接点各相位沿线路交替分布，集中器采用的电价水平可使车辆的充电高峰避开家庭的晚间用电高峰。如果没有这两个因素，则EN 50160的结果将更差。

从积极的一面来看，使用简单电压下垂控制器能够解决所有遇到的电力质量问题，同时还能通过一些调整使相对较弱的配电网符合EN 50160的要求。但是，使用电压下垂控制器对集中器的工作运行状况会产生一种消极影响，如充电成本的上升及一部分车辆在离开时并未达到电量充电要求。然而，从量化角度来说，只有当弱电网中集中器所占的比例较大（> 50%）时，差异才开始变得明显（> 2%）。

5.2 有平衡目标的集中器

在前面的章节中，市场层面协调充电的目标是在考虑了未来24 h内ToU电价以及车辆限制的前提下降低整个车队的充电成本。

或者，集中器可在作出日前承诺后利用集群的灵活性降低其组合方案的不确定性，从而减少其在平衡市场中的受影响程度。在欧洲，平衡服务是在单独的市场上而不是能源批发市场上进行交易的[31]。虽然这些服务的价格与能源市场上此类服务的价格有关，但平衡服务的价格更高。平衡的责任和成本通常由接入负责方（ARP）来承担。接入负责方更愿意重新安排自己的发电组合方案，而不愿意受到平衡市场的影响。

例如，对风力发电厂来说，风功率预测用来建立所估算的发电曲线图以及所要求的日前指定电能。由于预测并不完善，所以一天之内的实际输出电量会与日前预测的电量发生偏离，而且，如果对这种情况不进行干预的话，就会导致积极或消极的不平衡，从而产生附加成本。通过利用充电车辆的能源灵活性，集中器可降低风力发电的不平衡。

假设风力发电厂与连接EV的配电网不是直接相连的；也就是说，只有风力发电产生的有功功率需要通过电动汽车进行平衡，而且电压分布不受风力发电厂的影响。

然而，补偿EV风能预测误差的主要困难是较大的不平衡需要调动相当大一部分车队的可用灵活性。由于车队的行驶操作存在24 h周期性，并且在一段时间内是比较稳定的，每天的充电量有相同的特点。此外，一天之内的风功率预测误差并不会抵消，反而会持续较长时间。因此，较早地利用所有电动汽车的灵活性就意味着无法补偿之后的不平衡。这里有一个可能的解决方案，该方案由随机优化和为了改善调度过程的日内预测更新组成。

为了平衡光伏或其他可再生分散能源的变化，笔者考虑了一种类似的推理。

引起不平衡的另一个可能来源就是这些指定电能的时间分辨率；用于比利时日前市场的指定电能需要以小时为基础的能量值。然而，不平衡量是以15 min为基准设定的。即使ARP对其组合方案预测的分辨率和准确度非常高，但不平衡现象仍然会出现，因为被指定的值是每小时的平均值。前面的4.1节对此优化问题进行了描述(式(8))。被指定的电能 E_{nomin} 由EV集群的提名和日前风电预测组成(预测分辨率为1 h，时间为24 h)(式(10))。

$$E_{\text{nomin},t} = E_{\text{EV,nomin},t} + E_{\text{wind,nomin},t} \quad (10)$$

此类指定电能必须由ARP或集中器来确定；例如，采用历史记录或估计的方法。由于整个集群(若足够大)的行驶操作是稳定和可预测的，所以集群指定电能采用前一天或前一周的功率分布图是合理的。

若使用历史能量约束图，则可通过遵循图中能量路径按照固定的比例使任意给定时间的灵活性总量最大化，例如， $E_{\text{max}}^{\text{aggreg}}$ 和 $E_{\text{min}}^{\text{aggreg}}$ 之比为1/2或1/3。图8所示的是该计划路径。为了获得 $E_{\text{EV,nomin},t}$ ，可将与该路径对应的功率值转化为每小时的能量值。

通过添加额外衰减项 γ ，可减少目标函数中长期信息的影响(式(11))。

$$E_{\text{opt}} = \arg \min_E \sum_{t=0}^{h_{\text{horizon}}} \gamma^{t/h_{\text{horizon}}} \left(E_{\text{EV},t} + E_{\text{wind},t} + \frac{1}{4} E_{\text{nomin},t/4} \right)^2 \quad (11)$$

当 $\gamma < 1$ 时，将给在时间上最接近的一刻钟不平衡值分配一个较高的优化成本。在极限情况下， $\gamma \rightarrow 0$ 意味着这个系统是缺乏远见的，因为系统没有考虑未来的信息。如果系统在不作规划的情况下按照MAS MBC算法运作，可使瞬时的不平衡最小化。

为了评估采用此目标的好处，新加入一个“不可控”方案，在该方案中，集中器只尽可能地使能量消耗与指定电能保持接近(简称用车队追踪指定电能)。所有方案均采用基于事件的MAS MBC系统来协调集群，但在追踪方案中，所有用来使指定电能差异最小化的优化方案

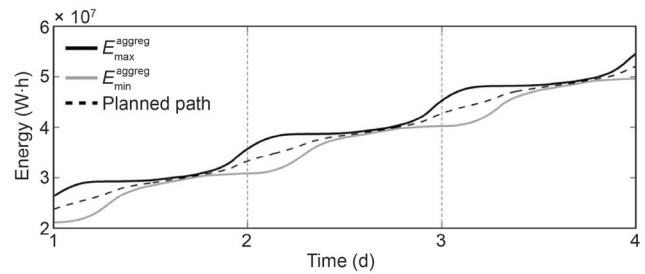


图8. 基于历史整合能量的限制数据的EV充电过程示例。

均未采用短期风电数据。

5.2.1 模拟方案和性能指标

由于模拟时间相对较长，同时需要准备风力和EV指定的电能数据，以及呈指数形式增长的参数集，因而在模拟中采用了固定模拟方案。为将前三天风电不平衡相对较小，后三天风电不平衡相对较大的某一周包括在内，笔者选择了一种情况，在这种情况下，一周的风电和汽车曲线开始于数据集中的特定某一天。为了获得较高的能源灵活性，EV集群由1000辆汽车组成，而不是此前案例中的200辆。与上述ToU方案类似，本模拟方案选择的情形在弱电配电网内车辆的份额是不同的(表2)。

主要性能指标由余下总能量的一刻钟不平衡以及相应的成本组成，数据来源于2012年比利时市场积极和消极的不平衡价格的市场数据。

除非能源灵活性与风电的比例非常高，否则在高风电条件下很难最终保持平衡，这时对其进行预测也是很困难的。但是，目标的二次性有利于尽可能地分散这种不平衡，从而当 $\gamma = 1$ 时可获得相对平滑的不平衡曲线图。因此，只将剩余的不平衡量看成性能措施不符合算法目标的意图。实际上，有一种近似的算法在降低剩余不平衡量方面表现出的效果更好，该算法可使不平衡指数与EV的灵活性立即匹配。

由于这种消除或影响不平衡产生的能力可能对ARP十分有利，所以，关注不平衡曲线图的可变性是有意义的。不平衡曲线图的频谱成分是通过将32个曲线图样本滑动窗口的傅里叶变换进行求和得来的。然后，减去平均值以去除DC成分，并且保留频谱图下方的区域(用kW Hz表示)。该值越高，剩余不平衡的功率分布图的可变性就越大。

为了评估实时层面的影响，此处也采用了EN 50160的规范和ToU案例中的一些性能指标。

5.2.2 市场层面结果

第一个模拟只调查了市场层面行为，完全忽略了配电网。在图9(a)中，标绘出了七天模拟期中15 min不平衡

量的不同 γ 值。显然，基于事件的平衡能成功地降低指定电能的不平衡总量。较小的 γ 值会导致上述的短视行为，同时会迫使不平衡曲线图趋近于0，直到集中器超出短期灵活性为止。

在图9(b)中标绘出了傅里叶变换的不平衡量。因此，此图包含不平衡量的频率组分。在平衡优化方案中，不平衡曲线图含有的高频成分明显比不采用平衡优化时的少。这一研究证实了图9(a)所示的结果，也就是说， $\gamma = 1$ 时的平衡优化方案在分散剩余不平衡的能力方面要比 $\gamma < 1$ 时的更好。

在上述方案中，为了使风电输出功率的峰值达到 1.25 MW，用风电指定电能和测量值除以系数 $W = 0.5$ 。同时，还测定了风电和车辆之间的不同比例情况，结果如表4所示。

在追踪案例中，剩余的平衡量的提升范围为 20%~30%。在七天的模拟过程中，较小的 γ 值产生的剩余不平衡量也较小。但是，由于优化的目标与优化时域内的二次不平衡有关，所以基于总剩余不平衡量的近视算法效果更好的结论具有误导性。必须将这一结论与剩余不平衡的“分散”一起考虑，剩余不平衡量可用表4“Volume difference”栏内所示的频谱成分来表示。

风电换算系数越大，风电功率预测误差就越大，剩余不平衡量的提升范围就降至 16%~21%。同时研究还发现了频谱成分值的类似影响。根据此平衡方法可推断

出，每1000辆EV补偿1~1.25 MW的风电比较合适。风电比例的升高或降低都将导致系统效率的下降。

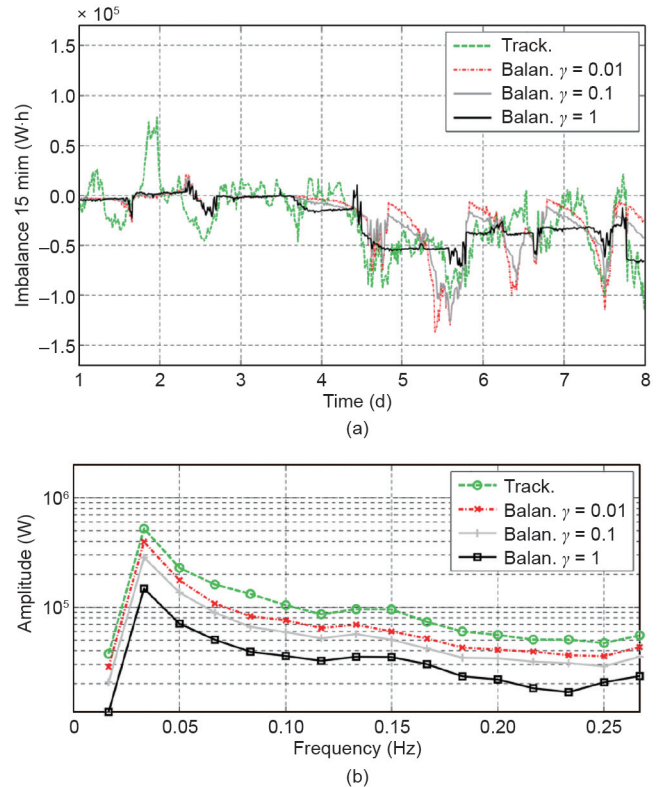


图 9. (a) 关于七天内不同 γ 值剩余不平衡曲线图的不平衡方案，风电输出功率的峰值为 1.25 MW ($W = 0.5$)；(b) 剩余不平衡可变性的功率分布频谱图。

表 4. 不同风电比例参数 W 和折现系数 γ 条件下 1000 辆 EV 集群连续七天的平衡案例模拟结果

Parameter		Imbalance volume (MW-h)	Imbalance cost	Volume difference (%)	Spectrum (kW Hz)	Spectral difference (%)
$W = 0.05$ (0.125 MW _p)	Tracking nomination	2.543	€171.2	0	2.7	0
	Balancing $\gamma = 1$	2.087	€128.7	-17.9	2.5	-7.4
	Balancing $\gamma = 0.1$	1.988	€120.9	-21.8	3.1	+14.8
	Balancing $\gamma = 0.01$	1.967	€117.1	22.7	3.5	+29.6
$W = 0.2$ (0.5 MW _p)	Tracking nomination	8.633	€580.3	0	9.3	0
	Balancing $\gamma = 1$	6.832	€434.3	-20.7	3.3	-64.5
	Balancing $\gamma = 0.1$	6.322	€397.8	-26.8	6.2	-33.3
	Balancing $\gamma = 0.01$	6.131	€379.7	-28.9	8.0	-14.0
$W = 0.5$ (1.25 MW _p)	Tracking nomination	21.056	€1413	0	23.2	0
	Balancing $\gamma = 1$	16.680	€1091	-20.8	7.6	-67.2
	Balancing $\gamma = 0.1$	15.775	€1014	-25.1	13.2	-43.1
	Balancing $\gamma = 0.01$	15.313	€989.4	-27.3	16.9	-27.2
$W = 0.7$ (1.75 MW _p)	Tracking nomination	29.364	€1970	0	32.5	0
	Balancing $\gamma = 1$	23.888	€1570	-18.6	12.2	-62.5
	Balancing $\gamma = 0.1$	22.860	€1471	-22.1	18.9	-41.2
	Balancing $\gamma = 0.01$	22.216	€1443	-24.3	23.8	-23.8
$W = 1.0$ (2.5 MW _p)	Tracking nomination	41.830	€2806	0	46.4	0
	Balancing $\gamma = 1$	35.112	€2324	-16.1	20.8	-55.2
	Balancing $\gamma = 0.1$	33.762	€2186	-19.3	29.2	-37.1
	Balancing $\gamma = 0.01$	33.141	€2150	-20.8	34.9	-24.8

5.2.3 实时层面的结果

对配电层面上的效果来说，不同的方案会再次发挥作用。由上一节的测试参数可知，风电比例保持在 $W = 0.5$ ，这是因为该参数在市场层面的性能最佳，此时 $\gamma = 1$ ，这是最通用的应用。

为了提高清晰度和避免重复，图10将被动配电网方案和主动配电网方案的EN 50160结果分为一组。这些图只给出了FL案例的结果，忽略了HHOnly的结果，这是因为HHOnly的结果与上一节的结果一样。

与ToU结果相比，该方案存在的问题较少，但电压仍然降到了标么值0.85以下。采用电压下垂控制方法可使几个剩余电压问题降至EN 50160标准以下。

由于追踪方案已经试图遵循指定电能（在EV集中能源约束图上为一平滑曲线），在引入电压下垂控制器后，电压偏差相对小了。

5.2.4 电压下垂控制对市场层面目标的影响

充电受到电压下垂激活影响的车辆将对市场层面的工作状况产生影响。由此可知，案例FL-38至案例FL-760的改变可使剩余不平衡量上升，因为集中器的可用峰值的灵活性较低。

由图11可知，案例FL-38和FL-114中的不平衡量是恒定的，该案例弱电配电网中所有电动汽车的不平衡量分别为4%和21%。

案例FL-380中，当车队在弱电配电网中的比例为38%时，不平衡量小幅上升了2.4%。最后，在案例FL-760中，当76%的EV处于受限电网中时，不平衡量上升了10.3%。在后一种案例中，“不可控”追踪方案也受到了轻微影响，其不平衡量略微上升了0.95%。

如图12所示，在平衡优化方案中使用电压下垂控制器可使功率峰值更少、更低。特别是在追踪方案中，功率并未增加，这是因为该方案试图准确地遵循日前指定EV的能量要求。

5.2.5 平衡案例的结论

平衡概念在一个由风力发电和EV充电构成的组合中得到了成功的验证。优化方案降低了源自日前指定电能每小时离散的不平衡量，同时还降低了由于不准确的风力速度预测导致的不平衡量。通过风力发电所产生的短期信息也可以在一段时间内分散不平衡量，这对集中器而言是有利的，因为其他发电机组可在其组合中冲抵剩余不平衡量。

此外，本研究还指出了改变 γ 所造成的影响。在优化方案中将 γ 作为一个变量可能会使剩余不平衡量指向具有经济效益的时间点，如通过使用不平衡市场价格的随机信息。

就电网约束而言，（二次）平衡目标对电网造成的负荷比（线性）ToU目标对电网造成的负荷少。这是因为在

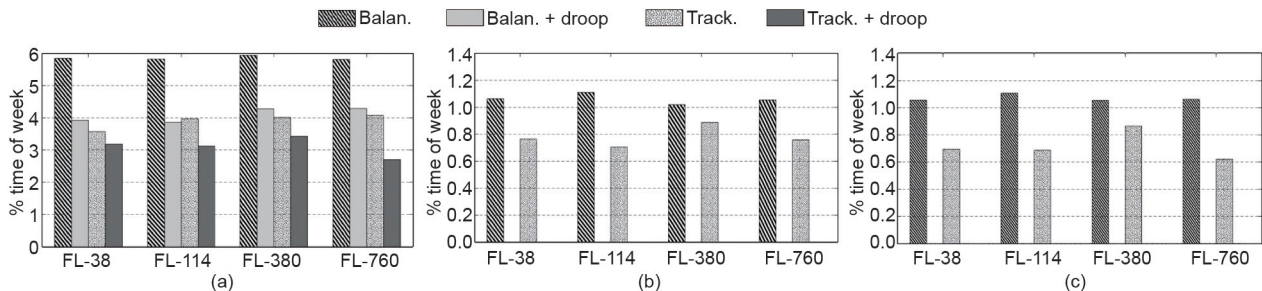


图 10. 集中器平衡方案的 EN 50160 电压幅值统计数据。(a) 电压低于标么值 0.9；(b) 电压低于标么值 0.85；(c) VUF 大于 2%。

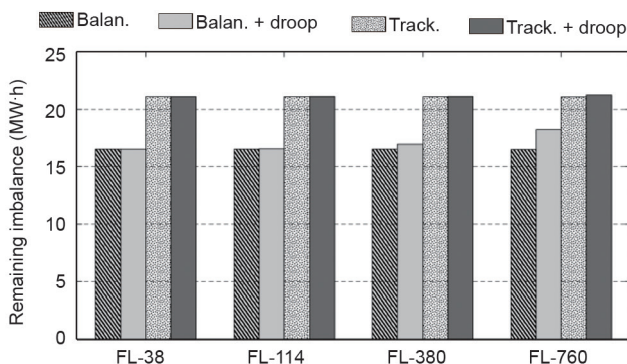


图 11. 弱电配电网中 EV 不同份额情况下七天后的总剩余不平衡量。份额越大，对剩余不平衡量的影响越大，这是因为集中器未能补偿电压下垂控制器的激活作用。

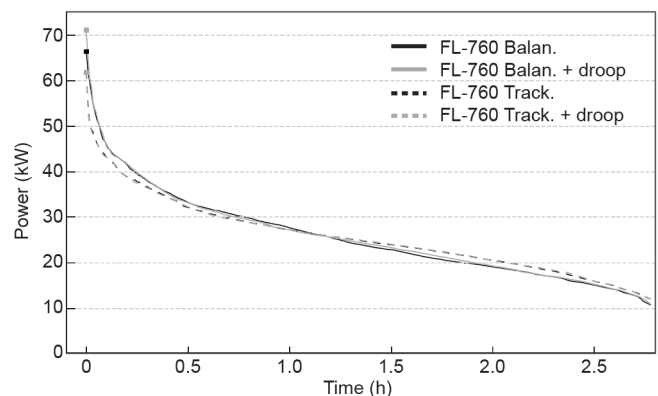


图 12. FL-760 平衡方案中馈线 0 的负荷持续时间曲线。

制定指定充电电能时，有意地分散了EV的灵活性，进而使其灵活性不能被同时启用。

在ToU案例中，EV充电器中的电压下垂控制器能够成功地缓解弱配电网的问题。为了寻找一个设定值（在该设定值时，整个仿真时间内所有节点的电网状态都处在EN 50160规范要求范围内），需要对电压下垂控制器的参数进行一些调整。

除非在弱电配电网内集中器的EV所占比例很高，否则集中器的工作状况实际上是不会因局部采用电压下垂控制方法（在使用本研究采用的协调系统时添加的）而受到影响的。本研究建议的最佳选择是形成基于事件的快速响应，并在集中器中采用补偿回路。以上两种做法的结合可确保在电压下垂控制器激活时，平衡优先级改变的速度足够快，保证其他车辆的灵活性能得到分配，从而对时间段内未能供应给EV的预期电能给予补偿。

6 结论

根据引言中讨论的问题，可总结得出以下结论：

- 确定了两个DR操作层面之间的区别。市场操作层面负责EV集群的工作状况，并与能源市场共同运作。技术或实时操作层面采用工作状况确定的设定值，同时使用事件驱动架构去有效地调配EV充电控制信号的约束条件。在市场层面上，采用基于MBC的算法进行EV协调（考虑未来灵活性）同时在技术层面上，整合电压下垂控制器以满足局部电网约束条件（主要为欠压）。

- 检验了采用市场层面目标对弱电配电网拥塞产生的影响。特别是对于EN 50160标准而言，使用ToU成本最小化目标对欠压的出现产生了消极影响。在DR应用中可避免大量可控负荷同时用电。

- 除ToU成本最小化目标外，本文还介绍了可采用快速响应EV集群限制集中器在平衡市场中的受影响程度。市场层面上的优化方案确定了EV集群的设定值，该值可分散一段时间内被预测和被指定的风力发电量与较新的短期预测值之间的剩余不平衡量。这对集中器而言是有利的，因为其他发电机组可在其组合中平衡剩余的剩余不平衡量。此外，为了表达当存在成本效益时所具备的剩余不平衡的优先性，可在优化方案中加入一个变量 γ 。

- 缓解电网拥塞的一个直接且常见的方法就是使用电压下垂控制器。尽管电压下垂控制器响应快速、价格便宜、可独立于任何中央协调器进行运行，但其激活会对工作状况造成干扰。在文献中，技术目标经常推翻市场操作层面上的目标，这也是一个有待解决的主要挑战。由第5节的结果可知，除非弱配电网中EV集群的份额很

高，否则电压下垂控制器的激活对工作状况的影响并不大。此类轻度影响是由于计划输送到EV但实际并未输送到EV的电能总量是有限的，同时也因为存在采用DR集群中的其他部分对这一部分电能进行补偿的可能性（基于事件驱动的方法）。

致谢

欧盟委员会通过P2P-Smartest项目“点对点智能配电网”（H2020-LCE-2014-3，项目646469）为本项目提供部分支持。

Compliance with ethics guidelines

Geert Deconinck, Klaas De Craemer, and Bert Claessens declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

References

1. K. De Craemer, S. Vandael, B. Claessens, G. Deconinck. Integration of distribution grid constraints in an event-driven control strategy for plug-in electric vehicles in a multi-aggregator setting. In: S. Rajakaruna, F. Shahnia, A. Ghosh, eds. *Plug in Electric Vehicles in Smart Grids: Energy Management*. Singapore: Springer, 2015: 129–171
2. K. De Craemer, S. Vandael, B. Claessens, G. Deconinck. An event-driven dual coordination mechanism for demand side management of PHEVs. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2014, 5(2): 751–760
3. S. Vandael, B. Claessens, M. Hommelberg, T. Holvoet, G. Deconinck. A scalable three-step approach for demand side management of plug-in hybrid vehicles. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2013, 4(2): 720–728
4. Q. Huang, Q. S. Jia, Z. Qiu, X. Guan, G. Deconinck. Matching EV charging load with uncertain wind: A simulation-based policy improvement approach. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2015, 6(3): 1425–1433
5. R. J. Bessa, M. A. Matos. Economic and technical management of an aggregation agent for electric vehicles: A literature survey. *Eur. Trans. Electr. Power*, 2012, 22(3): 334–350
6. K. Clement-Nyns, E. Haesen, J. Driesen. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2010, 25(1): 371–380
7. S. Shao, M. Pipattanasomporn, S. Rahman. Grid integration of electric vehicles and demand response with customer choice. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2012, 3(1): 543–550
8. F. Geth, N. Leemput, J. Van Roy, J. Buscher, R. Ponnelle, J. Driesen. Voltage droop charging of electric vehicles in a residential distribution feeder. In: *Proceedings of 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. Berlin, Germany, 2012: 1–8
9. E. Sortomme, M. M. Hindi, S. D. J. MacPherson, S. S. Venkata. Coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicles to minimize distribution system losses. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2011, 2(1): 198–205
10. A. F. Ali, M. Abdel-Akher, Z. Ziadi, T. Senjyu. Coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicle for voltage profile enhancement of dis-

- tribution systems. In: *Proceedings of the IEEE 10th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*. Kitakyushu, Japan, 2013: 399–404
11. J. Xu, V. W. S. Wong. An approximate dynamic programming approach for coordinated charging control at vehicle-to-grid aggregator. In: *Proceedings of 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. Brussels, Belgium, 2011: 279–284
 12. E. Sortomme, M. A. El-Sharkawi. Optimal scheduling of vehicle-to-grid energy and ancillary services. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2012, 3(1): 351–359
 13. R. N. Anderson, A. Boulanger, W. B. Powell, W. Scott. Adaptive stochastic control for the smart grid. *Proc. IEEE*, 2011, 99(6): 1098–1115
 14. N. Gatsis, G. B. Giannakis. Residential load control: Distributed scheduling and convergence with lost AMI messages. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2012, 3(2): 770–786
 15. N. Gatsis, G. B. Giannakis. Cooperative multi-residence demand response scheduling. In: *Proceedings of 2011 45th Annual Conference on Information Sciences and Systems (CISS)*. Baltimore, MD, USA, 2011: 1–6
 16. Z. Fan. A distributed demand response algorithm and its application to PHEV charging in smart grids. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2012, 3(3): 1280–1290
 17. S. Weckx, J. Driesen, R. D’huilst. Optimal real-time pricing for unbalanced distribution grids with network constraints. In: *Proceedings of 2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Vancouver, BC, Canada, 2013: 1–5
 18. M. D. Galus, R. La Fauci, G. Andersson. Investigating PHEV wind balancing capabilities using heuristics and model predictive control. In: *Proceedings of 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Minneapolis, MN, USA, 2010: 1–8
 19. B. Biegel, P. Andersen, T. S. Pedersen, K. M. Nielsen, J. Stoustrup, L. H. Hansen. Smart grid dispatch strategy for ON/OFF demand-side devices. In: *Proceedings of 2013 European Control Conference (ECC)*. Zurich, Switzerland, 2013: 2541–2548
 20. S. Koch, J. L. Mathieu, D. S. Callaway. Modeling and control of aggregated heterogeneous thermostatically controlled loads for ancillary services. In: *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference*. Stockholm, Sweden, 2011: 1–8
 21. P. Bach Andersen, J. Hu, K. Heussen. Coordination strategies for distribution grid congestion management in a Multi-Actor, Multi-Objective Setting. In: *Proceedings of 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. Berlin, Germany, 2012: 1–8
 22. K. Clement-Nyons, E. Haesen, J. Driesen. The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electr. Pow. Syst. Res.*, 2011, 81(1): 185–192
 23. T. Loix. Participation of inverter-connected distributed energy resources in grid voltage control (Doctoral dissertation). Leuven, Belgium: KU Leuven, 2011
 24. R. Garcia-Valle, J. A. P. Lopes. *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*. New York: Springer Science & Business Media, 2012
 25. K. Kok. The PowerMatcher: Smart coordination for the smart electricity grid (Doctoral dissertation). Amsterdam, the Netherlands: Vrije Universiteit Amsterdam, 2013
 26. J. K. Kok, C. J. Warmer, I. G. Kamphuis. PowerMatcher: Multiagent control in the electricity infrastructure. In: *Proceedings of the 4th International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems*. Utrecht, the Netherlands, 2005: 75–82
 27. J. K. Kok, M. J. J. Scheepers, I. G. Kamphuis. Intelligence in electricity networks for embedding renewables and distributed generation. In: R. R. Negenborn, Z. Lukszo, H. Hellendoorn, eds. *Intelligent Infrastructures*. Dordrecht: Springer, 2010: 179–209
 28. J. Van Roy, N. Leemput, S. De Breucker, F. Geth, P. Tant, J. Driesen. An availability analysis and energy consumption model for a Flemish fleet of electric vehicles. In: *Proceedings of 2011 European Electric Vehicle Congress*. Brussels, Belgium, 2011: 1–12
 29. A. J. Brand. Wind power forecasting method AVDE. In: *Proceedings of China/Global Wind Power Conference*. Beijing, China, 2008: 1–6
 30. B. Dupont, et al. LINEAR breakthrough project: Large-scale implementation of smart grid technologies in distribution grids. In: *Proceedings of 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. Berlin, Germany, 2012: 1–8
 31. M. Baritaud. Securing power during the transition: Generation investment and operation issues in electricity markets with low-carbon policies. Paris: International Energy Agency, 2012