

基于智能体的联网级可再生能源接入模拟及需求响应研究

David P. Chassin^{1,2,3}, Sahand Behboodi^{1,2}, Curran Crawford^{1,2}, Ned Djilali^{1,2,4*}

摘要: 本文收集并综合了基于智能体的联网级模型准稳态模拟的技术要求、实施和验证方法, 特别关注了可再生发电的接入和可控负荷方面的问题。介绍了已接入可控负荷的建模方法, 并将其作为联网规划研究的发电资源置于同一控制与经济建模架构中。本文利用系统参数检验模型的性能, 这些参数为联网所用的标准参数, 其规模接近西部电力协调委员会 (WECC) 规定的规模, 控制区域约为系统的 1/100。检验结果被用于说明和验证所述的方法。

关键词: 联网研究, 需求响应, 负荷控制, 可再生能源接入, 基于智能体的模拟, 电力市场

1 引言

在电力企业不断满足稳定电力需求的同时, 气候变化问题正促使其寻求降低温室气体排放量的方法。在这些方法中, 主要的方法为采用作为发电资源投资组合主要构成因素之一的可再生能源进行发电。在某些电力联网中, 可再生能源的增长已达到一定水平, 使得既有频率调节资源对某些偏差的响应与过去相比更加频繁[1]。在响应过程中, 一些企业有时被迫计划和调用更昂贵的储备资源和/或缩减价格低廉的可再生能源的用量。该响应要求其他储备资源的购买价格高于间歇性资源的边际

成本, 从而增加可再生能源的有效成本[2]。

采用其他储备资源和调控资源的备选方案使负荷能够以与发电相同的方式对频率偏差作出响应。这种一般方法最初是在30多年前被提出的[3]。模拟研究[4]和示范[5, 6]说明了负荷有作为短期快速虚拟发电机以及有助于初调的频率调整资源的潜力。

常规的直接负荷控制主要集中在作为欠频甩负荷资源的负荷的使用上。该类资源的控制模型主要基于负荷对较大频率偏差的脉冲响应构建而成[7]。然而, 就频率调整而言, 负荷控制设计必须检验系统小信号的稳定性[8]。后一种方法不仅考虑了可控负荷的总装机量的大小[9, 10], 还考虑了总负荷增益量、闭合回路控制反馈效应以及资源利用造成的负荷状态多样性的影响。

在有序能源市场中缺乏对负荷因素的考虑是电力需求响应技术的一个主要障碍[11]。此外, 成本、装机容量和可控负荷通信系统的可靠性削弱了公共部门将负荷作为可调度发电可靠替代品的信心[12]。就可供用于响应的负荷数量、负荷影响时间以及负荷释放时的回弹程度而言, 能源市场还存在巨大的不稳定性[13]。最后, 发电资源的分配变化会影响输电能力以及 $N-1$ 意外情况可靠资源的选择, 还会带来额外的运营成本[14]。

将负荷用作资源由来已久, 其始于需求侧管理(DSM)计划以及分时电价(TOU)。DSM计划通过节能措施利用

¹ Department of Mechanical Engineering, University of Victoria, Victoria, BC V8W 2Y2, Canada; ² Institute for Integrated Energy Systems, University of Victoria, Victoria, BC V8W 2Y2, Canada; ³ Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA 99352, USA; ⁴ Renewable Energy Research Group, King Abdulaziz University, Jeddah, Makkah 21589, Saudi Arabia

* Correspondence author. E-mail: ndjilali@uvic.ca

Received 31 October 2015; received in revised form 25 November 2015; accepted 30 November 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): 422–435

引用本文: David P. Chassin, Sahand Behboodi, Curran Crawford, Ned Djilali. Agent-Based Simulation for Interconnection-Scale Renewable Integration and Demand Response Studies. *Engineering*, DOI 10.15302/J-ENG-2015109

季节性长期需求弹性,在工业化国家负荷增长速度下降时通过抑制最大负荷以延迟容量增加。TOU计划是采用日间中期需求弹性实现对最大负荷持续性的基于电价控制的一种有效策略。通过利用恒温负荷的伪储能潜力,将一些发电能力转移至短期弹性中[15]。高峰时段折扣、临界峰值电价以及实时电价信号已被用于更直接地揭示需求的短期弹性[16]。

就实时电价(RTP)需求响应系统而言,市场定价是一个巨大挑战[17],可通过开发“交换控制”功能来解决这一难题。在这些双向系统中,有关可用资源及其保留价格^{*}方面的信息可从需求资源中收集,并且这些信息包括在一个双侧竞价市场中利用供应和需求曲线确定供需平衡时的价格。该机制在效用尺度[18]方面已被用于解决实时资源容量分配问题,但调整资源分配问题尚未被仔细研究[19]。

本文主要目的在于评估和审核基于智能体的模拟的设计要求、实施考虑因素以及检验方法,使其能够辅助负荷控制策略设计。进而实现通过模拟就能够帮助电力企业解决他们在减轻常规发电机组温室气体排放过程中遇到的可再生能源接入的难题。这些模拟环境必须体现联网的机电动力、可调度 and 可再生发电资源、市场设计和市场参与者、控制领域及调控机构操作以及无响应和响应负荷的所有突出特征。同时,为了研究对跨行政区相互交流极其重要的大型联网区域,这些模拟在计算上必须是易处理的。

本文的结构如下所述。第2节介绍了用于解决联网、发电资源和市场准稳态模型问题的基于智能体的模拟方法,尤其关注了系统一小时内行为。第3节主要讨论了在该时间尺度下对单个负荷、总负荷以及负荷控制

进行建模的问题。根据西部电力协调委员会(WECC)计划模型确定的验证难题和初步结果在第4节和第5节中进行了讨论。

2 系统模型

自早期数字模拟[7]装置出现以来,对较复杂的联网系统的复合行为进行建模对于工程师们来说一直是一个大的挑战。最近,在基于智能体计算方面所取得的进步已帮助工程师们克服了模拟中的许多障碍,特别是为子系统模型基本不兼容的微分方程多重系统找到了解决办法[20]。GridLAB-DTM为克服这些挑战的一个模拟环境的实例,尽管其实施带来了验证方面的难题[21]。特别是,缺乏分析解决方案和稳定性证明会持续妨碍作为控制系统设计工具的基于智能体的时域模拟的可用性。尽管如此,基于智能体的模拟仍十分有效,因为当特定命题或策略未能按预定起作用时,模拟环境仍能够进行试验,获得经验和详细情况以及通过否定式进行快速示范。

之前已经观察到了可再生能源间歇性的带宽、短期需求响应以及频率调整符合性,如图1所示。需求响应主要工作带宽和风电间歇性之间的定位既为系统规划人员带来了机会,也带来了挑战。需求响应和间歇性资源之间的耦合可能性意味着,如果控制装置设计不当,任何反馈机制和延迟均能导致不稳定的产生。然而,由于同样的原因,从经济和控制装置性能角度而言,精心设计的控制装置会带来高效的性能。

2.1 市场

在不产生额外成本的情况下,发电机组不能在其工作范围内进行启动、停机或移动等操作。一般而言,当其试图跟踪记录负荷并对发电机输出波动进行调整时,如何确定机组实时运行输出的电量的问题是基于系统区域控制

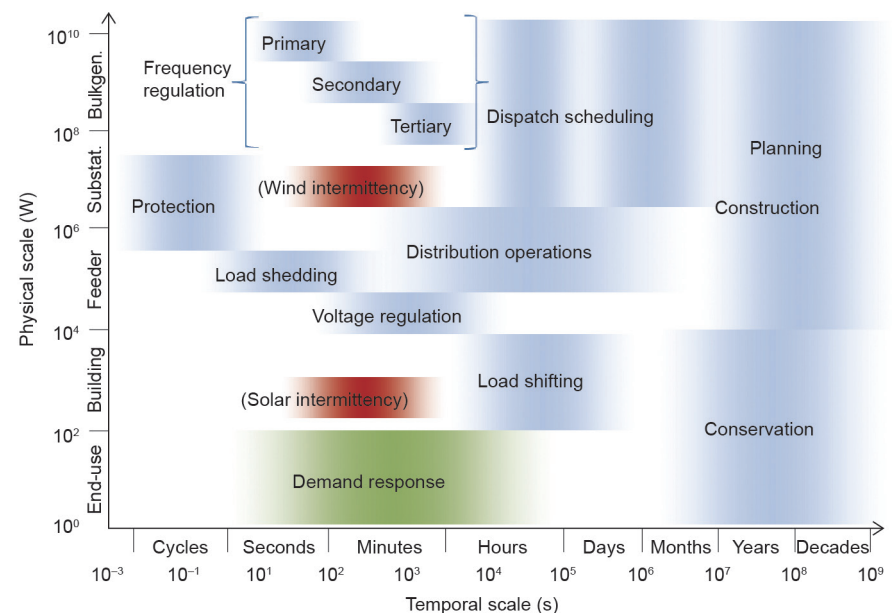


图 1. 各电力系统流程的时间尺度。

^{*} 保留价格被定义为不考虑资源因素时采用的最低销售价格。就电力生产商而言,这属于较低的价格约束,而对于用户而言,这属于较高的价格约束。

反馈。下一小时可能的输出电量范围取决于机组过去几小时的情况。通过双结算系统解决了自相关的财务影响[22]。该系统将实时交易与任何远期交易分开，并且即使远期交易未发生，也能保证资源实时发生作用，使得它们与远期市场发生的误差相比显得无关紧要，从而鼓励使用远期市场增加实时市场的利润，反之亦然。

在标准双结算系统中，按差异合同的规定，负荷方向应向发电商支付现价与合同价之间的差价。如果在不会对其他各方造成负面影响的情况下这样做有利可图时，即使这一差价要求发电商向用户付费，并允许双方偏离合同条件下的差价，此要求仍适用。如果他们在一潜在拥堵联络线上进行交易，金融输电权可对输电价格提供同样的保证。双结算系统能够保证低效的远期交易在不对交易者造成危险的情况下得到实时修正。事后定价案例会导致现货价格差异，对交易者造成无法规避的输电成本风险。差异合同不能避免这些低效现象，而且风险仍然存在。该问题是市场设计正在研究的一个领域。

机组组合演练确定了分配的发电机组与需求响应资源以及任何特定时间间隔内实际可行的和最经济有效的生产或需求水平。因为激励兼容市场设计会引发机组和负荷自动准确地提供正确解决组合问题所需的数据，所以市场会影响解决该问题的方式。联合电力系统通过确保激励兼容市场设计来直接解决机组组合问题，尽管电力交换忽视了机组组合问题，迫使机组和负荷解决该问题，从而完全避免了激励兼容性问题的产生。

大多数有序市场都提前一天为各控制区域制定每小时改变的发电机组组合方案。采用供应报价的方式对发电资源的可用性进行说明。所有可调度发电资源的组合供应曲线都被加入到间歇性发电预测中。各机组或装置按照成本从低到高按优先顺序排列。除需求响应按照支付意愿从高到低按优先顺序排列之外，该流程类似于需求曲线流程。采用需求报价的方式对需求响应资源进行说明。此外，联络线交换被纳入了从机组组合(小时计划)到经济调度(每五分钟重新调度)调节流程的全过程中。

这些流程的组合效应见图2。供应和需求曲线清楚地说明了可用供电、响应需求 Q_R 和无响应需求 Q_U 。当全球性电力过剩在所有控制区域达到最大，导致需要非零联络线电力潮流时，经济调度和优化电力潮流的解决方案是联网级电力潮流。主要调度程序并非本文研究对象，但其每小时的输出电量对调度和调整问题而言至关重要。

机组组合问题会导致电力交换中传统平衡的缺失，

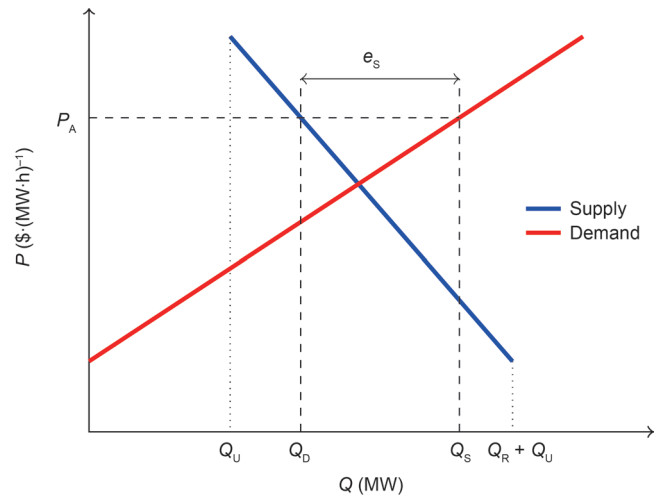


图2. 每小时输出资源调度的市场情况。

表明联合电力系统存在严重缺陷[22]。当某些发电机作为优化调度的一部分且不考虑发电机启动成本时，该问题就成为可再生能源收入充足性问题的一个前兆。联合电力系统通过随时针对不同成本设定价格以及提供包括实施调度所需启动成本在内的转移支付解决该问题。调整资源储备市场为决定这些与主要能源市场分开的旁支付提供了一个组织有序的市场机制。

作为大容量发电系统运行的一个主要问题，控制区域计划问题包括机组组合和调度问题。资源间歇性一般被视为由其有限的可预测性引起的运行问题。运行(机组组合)的常规机组的最佳选择和最佳电力输出水平(调度)在可再生能源出现时发生了变化[23]，同时，在发生重大需求响应时有望进一步发生变化。该问题的大多数解决方案仅解决了供应间歇性问题，并采用了Monte Carlo方法[24]、供组合负荷和风力使用的密度概率功能函数[25]或成本评估的概率统计方法[26]。机组组合和需求响应已被视为一个优化问题[27]，并与风力发电[28, 29]相结合。随机机组组合已经被提出[30]，同时，它能够解决由风力发电和需求响应的不确定性造成联合影响问题。

这些方法均要求进行时域模拟，以明确地解决计划问题。但是，就基于智能体的模拟而言，采用分布式方法足以确定优化结构并完全避免预测和中心日前机组组合问题。采用基于市场的方法恰好能解决这些问题，例如，假定系统将全球电力过剩问题最大化，且这类假设不包括在测试的假设条件中，那么交换控制允许构建一种模拟模型。

实现能源市场运营双结算系统非常有用，它能够确保该模拟与日前市场模型的存在无关。假定市场设计具

有激励兼容性而且所有资源报价反映了设计成本,那么由远期价格缺失引起的任何不确定性均可通过实时市场运行来取消[22]。除非我们试图研究激励兼容性或策略定价,否则仅需对实时市场进行建模即可。同样的原理可进一步用于调整资源分配的所有多结算方法,即不必对第三调度市场(如每小时计划)或第二调度市场(如每五分钟重新调度)进行建模,因为仅初级调整响应(如四秒)的成本与实际频率之间的偏差会对直接支付款项产生影响。鉴于此,笔者认为应对基于市场的调度问题进行相关的调整控制。

2.2 调整

在当今大多数系统中,上述讨论的能源市场并不会与调整流程相连接,这时可以采用辅助服务市场克服这些缺点。然而,改变这种状况是我们的目标,在讨论怎样将其与能源市场连接之前,我们有必要对目前应怎样调整进行审核。

根据供需平衡、惯量和减幅对联网频率进行计算。当大规模能源市场和多时间范围实时调整集中于一点时,对控制区域单独进行操作。在主频率控制(调速器/速度下降率)条件下的发电机组根据它们的死区对任何频率偏差作出反应,而在二次频率控制条件下的机组还对联络线偏差作出响应。二次控制系统的作用在于将联络线潮流恢复至拟定值,并采用最经济的发电机组消除稳态频率偏差。鉴于此,笔者对区域控制误差(ACE)进行了计算,以通过选择发电机调整其电力输出。负荷与至少一个能够进行调度的市场及远期能源市场共同组成了零售能源交换市场。调度市场与奥林匹克和哥伦布示意图中所示的市场

类似[16, 18],即供用电设备负荷和配电使用的分散式市场,给大容量供电带来了馈电限制。系统频率控制图见图3。当负荷对频率作出响应时,控制区域调整包括三大构成要素:电网保护负荷(L)、压降控制发电(G_D)以及ACE控制发电(G_A)。负荷和压降仅受频率偏差影响,而ACE发电则受联络线潮流误差和频率偏差两个方面的影响。

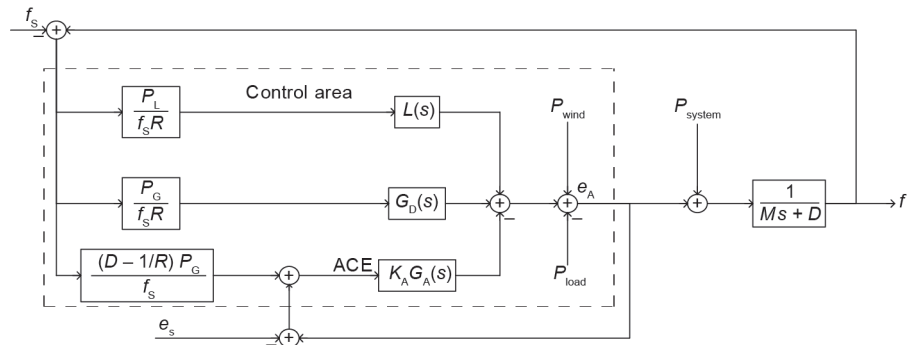


图3. 系统频率和控制区域输出调整控制图。

调整控制根据每小时的机组组合、经济调度和最佳潮流计划中的频率和联络线潮流之间的偏差进行,其详情不在本文的研究范围内。初级调整控制一部分被用于发电机压降控制、欠频甩负荷以及所谓的电网保护负荷,另一部分则对ACE信号进行响应。各控制区域内,每隔4 s采用下述公式对ACE信号进行大致更新:

$$ACE = (e_A - e_s) + B(f - f_s) \quad (1)$$

式(1)中, $(e_A - e_s)$ 为联络线上实际净输出 e_A 与指定净输出 e_s 之间的偏差; B 为控制区域的频率偏差; $(f - f_s)$ 为联网频率 f 与指定频率 f_s 之间的偏差。注意ACE信号一般都被过滤。采用转移函数 $1/(1 + sT_A)$ 对本次过滤进行建模,其中 T_A 的值大于10 s。

2.3 基于智能体的建模

20世纪90年代,由于数字模拟的复杂性随着计算能力的进步而增加,基于智能体的建模变得更受欢迎。如今,基于智能体的建模脱离了传统的模拟方式,它把基于时域结果的预期平衡点嵌入到了代表单个元素行为的微分方程系统中。因而基于智能体的模拟代表了单个元素和子系统行为,其允许结果从内生性和外生性条件的相互作用中显现出来。基于智能体的模型实现了更自然的“由下而上”的描述,且在其复杂性和模拟期间观察到的现象方面具有更大的灵活性[31]。特别是,基于智能体的模型将不同等级的整合及采用的近似值同时考虑在内,使得这些模型特别适用于跨专业模拟研究。虽然与传统的模拟方法相比,这些优势十分重要并且是选择基于智能体的模拟的一般推动力,但是基于智能体的模拟的模型验证仍面临大的挑战。

在基于智能体的模拟出现后的20年时间内,出现了成千上万的与之相

* 总体而言,管理控制和数据采集(SCADA)系统不能够保证所有设备在同一时间或以同样的速度进行取样。

关的文献，而且其在目前的研究领域、软件使用领域和模拟领域的应用同时开始出现，特别是验证技术和标准为模拟提供了规范。在文献调查方面，Heath等[32]总结了采用基于智能体的建模工具固有的六大主要挑战，这些挑战独立于现场研究、工具和相关问题而存在。

(1) 基于智能体的建模工具的开发需要独立于实施模拟的软件而存在，并且结果中需要公布软件的详情和获得这些结果所采用的数字方法，从而使其他人能够重现这些结果。

(2) 基于智能体的建模的开发需要在模拟专业范围内发展成为一门使用整个领域通用语言的独立的专业。

(3) 模拟设计人员需要为基于智能体的模型设立预期值，以使这些值与拟定用途相匹配。

(4) 有关模拟的完整说明必须可用，以使其他人在支持这些结果的时候能够独立地对模型的适用性和有效性进行评估。

(5) 所用的模型必须被完全地验证，并被完整地记录在文中。

(6) 需要专门设计和开发统计和非统计验证技术，以便将性能目标传达至这些构建的模型中。

因为这些问题是基于智能体的模拟的固有问题，所以其带来的挑战均很难克服。首先，我们应将所获得的系统的宏观行为与单个主体的微观行为特征的挑战一分为二地看待。第二，基于智能体的模拟对这些高非线性瞬变现象的模拟特别有效，因为分析方法不会始终可用，且一般很难通用。最后，能从基于智能体的模拟中收集到的数据量一般远多于其模拟的实际系统获得的数据量，即使对最稳健的统计和分析方法来做比较，也是很困难的[33]。尽管有这些因素存在，基于智能体的模拟仍被普遍视为最适合采用基于市场机制解决电力调度相关问题的方法[21]。

3 资源建模

笔者所寻求的供应和需求的多层/多时段模型要求从电力批发市场结算获得每小时的计划信息，这些信息将被纳入每隔五分钟的调度市场报价的考虑范围内。同样地，每隔五分钟的调度市场结算的信息必须被纳入调整控制的考虑范围内。在本节中，笔者对计划、调度以及调整的供需模型进行了检验，以确定需要交换的信息。

3.1 供电

供电报价行为同样适用于计划和调度，采用不同等级装置(如可再生能源、基本负荷、中等负荷以及峰负荷)的基本和边际价格对该行为进行说明，如表1所示。

表 1. 发电机组调度价格和容量比例

Class	Base price (\$·(MW·h) ⁻¹)	Marginal price (\$·(MW ² ·h) ⁻¹)	Mix (%)
Renewable	0	NA	10
Base-load	15	0.08	40
Mid-load	25	0.32	25
Peak-load	65	1.10	25

表中的数值用于构造渐近供给曲线[34]：

$$P(q) = c_0 + c_1 \left(1 - \frac{q - q_w}{q_m} \right)^{-c_2} \quad (2a)$$

式(2a)中， q_w 为调度的风力发电量； q_m 为最大可用发电量，包括风力发电和资源储备量；表1所示的适用于价格和资源比例的曲线参数为

$$c_0 = 11.0 \quad c_1 = 4.0 \quad c_2 = 2.6 \quad (2b)$$

必须对液压机组、热力再热机组以及热力非再热机组这三类发电机组进行建模，以供调整系统使用。控制机组装置的转移函数(与电力控制相对应的电力输出)，包括其调速器，如下所述。

液压机组：

$$G_h = \underbrace{\left(\frac{1}{1 + sT_G} \right)}_{\text{Governor}} \underbrace{\left(\frac{1 + sT_R}{1 + s \frac{R_T T_R}{R_p}} \right)}_{\text{Compensator}} \underbrace{\left(\frac{1 - sT_W}{1 + 0.5sT_W} \right)}_{\text{Turbine}} \quad (3a)$$

热力再热机组：

$$G_s = \underbrace{\left(\frac{1}{1 + sT_G} \right)}_{\text{Governor}} \underbrace{\left[\frac{1 - sF_{HP} T_{RH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \right]}_{\text{Turbine}} \quad (3b)$$

热力非再热机组：

$$G_c = \underbrace{\left(\frac{1}{1 + sT_G} \right)}_{\text{Governor}} \underbrace{\left(\frac{1}{1 + sT_{CH}} \right)}_{\text{Turbine}} \quad (3c)$$

式(3a~3c)中， $T_G = 0.2 \text{ s}$ ， $T_R = 0.5 \text{ s}$ ， $R_T = 0.38$ ， $T_W = 1.0 \text{ s}$ ， $T_{RH} = 7.0 \text{ s}$ ， $T_{CH} = 0.3 \text{ s}$ ， $R_p = 0.05$ ， $F_{HP} = 0.3$ ，这些值均为标准值[7]。可再生能源机组转移函数值为零，因为这些机组不会提供压降或ACE响应。所有控制发电机的组合响应参见转移函数 $G = \omega_h G_h + \omega_s G_s + \omega_c G_c$ ，式

* 由于当风力发电量未达到预期发电量时，多结算系统将提供适宜的转移支付，因此目前不需要进行风力预测。

中 ω_h 、 ω_s 和 ω_c 分别为控制系统中的液压发电机、再热发电机和非再热发电机所占比例。

需要注意的是，对将调度结算纳入调整系统的相关事宜尚未规定，因为这属于正在进行的研究应考虑领域，而且各文献就怎样规定未达成一致。事实上，现有模型需要被用于支持这类研究的实施。

3.2 价格响应需求

引入了综合负荷模型来表现馈线上的总负荷，该模型正确反映了变化的终端使用负荷量的影响[35]。虽然，该模型能够复制配电系统中常见的许多负荷行为，包括电机停转以及热力保护，但是其不能复制与需求响应控制相关的一些重要行为，当负荷被用作可靠资源时，这些行为能带来大规模的系统动力。特别是，模型不能够表现实时定价系统中基于状态的报价反馈效应，也不能表现电网保护频率响应性能，如奥林匹克项目中所展示的性能。不幸的是，许多总需求响应模型太复杂，以至于不能采用低位线性模型[36]进行建模，尽管某些备选负荷控制设计采用极低位负荷模型[37]为快速总需求响应建模提供了可能。

采用随机效用模型[38]能够部分表现出需求调度行为。该模型已被运用到用电设备价值研究和用电设备比较判断问题中[39]。交换控制系统似乎适合采用随机效用模型，因为该模型带来了适用于交换系统的两个关键假设。

- 当用电设备(或作为用电设备的装置)必须做出是/否决策(如运行或不运行空调)时，用电设备的选择属于离散事件。用电设备(或装置)不能选择下一时间间隔以部分负荷运行。

- 特定选择对用电设备的吸引属于随机变量，该变量在时间上变化非常慢，而且在这种情况下，其与最佳舒适度相对应。就零售而言，我们采用术语“吸引力”，但我们也可仅采用“效用”这一术语就能符合经济理论的要求。无论如何，这属于最佳舒适度的随机性，对该假设至关重要；而且，假定作为用电设备的装置将根据用电设备规定的最佳舒适度合理选择最高效用的结果。

在不了解所需用电设备数量的情况下，根据温度限制在有限域中的恒温器的离散选择统计数据推导出总需求曲线。例如，当放弃需求的价格低于最低销售价格时，恒温器必须选择一个报价。这属于对待提交报价的一种排他性选择，而且这是目前必要的选择，因为其要求以结算价格确保用电。就两分选择而言，理由如下： U 有

利于用电设备(经济理论中的效用)，采取特定措施获得的恒温器能够带来最佳的用电设备。可假定该净利益取决于不可见的特征值 α ，该特征值具有逻辑分布特点，以及可见的特征值 β ，该特征值具有逻辑分布特点。净利益被定义为 $U = \alpha + \beta x + \epsilon$ ，式中， x 为用电设备决策， ϵ 为随机独立误差。如果 $U > 0$ ，则针对选择采取相应的措施。采取措施的相对概率则为

$$\rho\{x\} = e^{-(\alpha + \beta x)} \quad (4)$$

当将取得积极成果的成本最小化时，最佳用电设备报价拥有利益最大化的价格。当积极成果的边际效益等于消极成果的边际成本时，该条件得到了满足。在无法进行可靠价格预测的情况下，当 $x = -\alpha/\beta$ 时，出现该条件的概率为1/2，即用电设备的当前条件有50%被满足。对恒温器而言，这相当于根据当前观测温度 T_a 、理想温度 T_d 、舒适度 K ，以及近期价格的平均值 P_A 和方差 P_D^2 来给出报价 p ，写成方程的形式为 $p = \pm K(T_d - T_a)/P_D + P_A$ ，其中舒适度 K 的正负符号选择取决于整个过程是加热还是冷却。用电设备最佳舒适度为基项，数量为 β ，恒温器用此代表用电设备进行选择。因此，各用电设备的参数应由实际家用室内气温与用电设备理想温度之间的差函数给出，即 $\Delta T = T_d - T_a$ 。一台用电设备的效用为

$$U(\Delta T) = \alpha(\Delta T) + \beta[p(\Delta T) - p_c] + \epsilon \quad (5)$$

式(5)中， p_c 为电力结算价格，并假定随机独立误差正常，大量用电设备取 $\epsilon \rightarrow 0$ 。

当设备状态多样性最大化且总负荷稳定时，示范项目采用的交换控制系统处于均衡状态。当配电报价与平均价格对称分布且相对方差相同时，准稳态将形成。随机系统实际数量和无响应需求 Q_U 根据价格 p 和响应需求 Q_R 进行调整，价格 p 处的总需求为[34]

$$Q(p) = Q_U + \frac{Q_R}{1 + e^{2\eta\left(1 - \frac{p}{P_A}\right)}} \quad (6)$$

式(6)中， $\eta < 0$ 指需求的短期弹性。 2η 和 $-2\eta/P_A$ 的值分别代表所有用电设备所用 α 和 β 的总和。

该曲线不能准确代表需求响应的不稳定行为。特别是当负荷状态多样性按照价格偏差分布时，曲线随负荷响应变化并且从价格干扰中恢复过来，先倾斜至左侧，然后再倾斜至右侧。对多样性干扰之后的需求响应的总体行为进行建模属于正在进行研究的领域，但是总体行为将在状态多样性衰减的时间常量范围内消除干扰的影响。

3.3 电网保护负荷

电网保护负荷，如奥林匹克示范项目中研究的负荷，将提供非常迅速的频率响应。在过去的几年里，研究人员拟定了各种欠频和过频电网保护策略[3, 40–42]。这些策略的细节各不相同，就本文的目的而言，不能开发出单个模型。但总体而言，笔者能够总结出任何电网保护响应的预期特征，如下所述。

- 初始响应非常迅速，大约在1 s内就达到了峰值。
- 峰值响应在很大程度上是与频率偏差成比例的，并能持续超过10 s。
- 对应于零整体误差反馈负荷恢复延迟的响应衰减一般小于2 min，尽管在特定条件下衰减的时间可能更长。

表现出这些行为的负荷转移函数为

$$L(s) = \frac{s}{T_L s^2 + s + K_L} \quad (7)$$

式(7)中，快速响应时间常量取标准值 $T_L = 0.2$ s；整体误差反馈增益为 $K_L = 0.02$ 。

3.4 联合资源调度

对短期和中期需求响应经济调度的设计在多个市场中连续发生。能源的小时预期价格 P_A 根据能源批发市场而确定，并用于设定5 min零售容量市场的预期价格。需求响应资源采用该平均价格以及价格波动的预期值来确定提交供缩减调度市场使用的报价，该报价为针对可用供电量进行结算的价格，如图4所示。

在控制区域内，该调度价格每隔5 min传递至所有可控资源。尽管资源根据其报价而作出响应，但是应避免对价格变化作出纯粹的阶跃响应。对于响应快于发电机的负荷来说，可通过在调度价格信号中加入一个过滤器来实现这一目的：

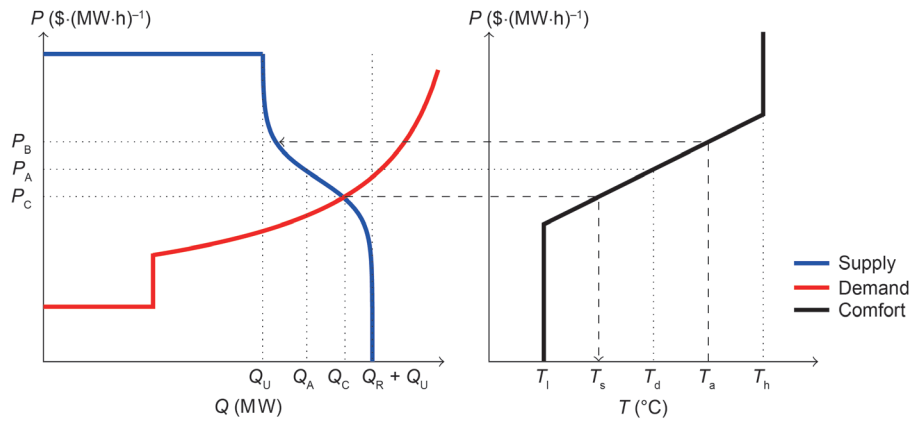


图4. 实时(5 min)资源调度双向竞价(左)以及需求资源控制(右)。

$$Q(t - t_c) = Q(t_c) + [Q_c(t_c) - Q(t_c)]e^{-\frac{1}{T_L}(t - t_c)} \quad (8)$$

式(8)中， t_c 为市场结算的时间； $Q_c(t_c)$ 为调度数量； T_L 为衰减速度，该速度不能超过控制区域随负荷变化的速度，例如，在10 s内实现的约98 %的响应仅采用了发电资源。这表明，合理的取值为 $T_L \approx 2.5$ s。随着快速需求资源的增加，该值随之降低。在奥林匹克示范项目中总频率响应为在0.4 s内达到约90 %，或 $T_L = 0.2$ s[5]，该值通过本地频率测量过滤装置的时间常量来确定，且第4节采用了该值。

值得注意的是，笔者不采用恒定的缓变率，因为随着阶跃式的信号输入，响应可能在本地控制系统中产生不良的边际稳定性问题。虽然阶跃式的信号输入或缓变率输入将分别引入一个或两个零极点，但是衰减输入会在不引入稳定性问题的条件下于 $s = -1/T_L$ 处引入单个负实极点。

3.5 调整成本

采用基于需求(R_D)和能源供应(R_S)调度边际价格的“电网保护”负荷进行调整控制定价，单位是 $\$·(MW^{-2}·h)^{-1}$ ：

$$R_D = \frac{Q_R P_A}{2\eta(Q_U + Q_R - Q_C)(Q_C - Q_U)} \quad (9a)$$

和

$$R_S = \frac{c_2(P_C - c_0)}{Q_S - Q_C} \quad (9b)$$

这些边际调度能源价格为每兆瓦的供应和需求提供线性能源价格，分别供未来5 min的分配和调整控制使用。供应和需求曲线的斜率为供应和需求调整资源响应定价的依据，并作为将系统返回至计划条件所需响应幅度的函数。调整价格为

$$P_R = P_C + \frac{\Delta Q_{reg}}{\frac{1}{R_S} - \frac{1}{R_D}} \quad (10)$$

式(10)中， ΔQ_{reg} 为将频率和联络线交换返回至计划条件所需的额外电量，ACE的当前值是该量的合理近似值。边际能源价格也用于计算参与系数，以供供应和需求调整资源分配使用：

$$\rho_s = \frac{R_D}{R_D - R_S} \quad (11a)$$

$$\rho_D = \frac{R_S}{R_S - R_D} = 1 - \rho_s \quad (11b)$$

这些参与系数是供应和需求调整控制的增益量，会带来经济可行的最佳调整措施。有关这些系数怎样被纳入调整控制的问题仍属于开放式研究领域的问题。

尽管调整用边际调度能源价格通常因供应和需求资源的不同而不同，但就特定频率偏差而言，不论是供应还是需求资源，对偏差响应的所有资源的调整能源价格是相同的，如图5所示。

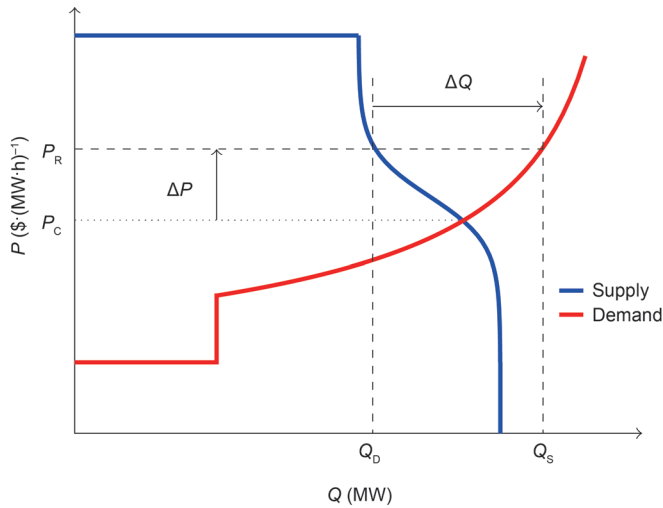


图 5. 当 $e_s = 0$ 时的调整资源响应价格。

频率发生的任何变化 Δf 将导致控制区域净输出量的变化 ΔQ ，该变化与能源价格的变化 ΔP 相对应。需要能源价格变化带来供应和需求的总体变化，以对控制区域输出进行调整，从而提供预期的 5% 的频率下降响应。所有仅通过下降提供调整服务的供应资源的成本不应高于总调整成本：

$$C_R = P_R \Delta Q + Q_C \Delta P \quad (12a)$$

在此时提供调整响应。

因为边际调度成本 $P_c Q_c$ 已在调度时进行了支付，所以不需要再对其进行收集，仅考虑能源调整成本与调度成本之间的偏差即可。就速度下降控制装置而言，仅针对实际调整性能 ΔQ_{SDC} 进行付款：

$$C_{SDC} = C_R \frac{\Delta Q_{SDC}}{\Delta Q} \quad (12b)$$

对需求响应资源提供的补偿根据实际调整控制响应 ΔQ_{DR} 进行了类似的计算：

$$C_{DR} = C_R \frac{\Delta Q_{DR}}{\Delta Q} \quad (12c)$$

就对 ACE 作出响应的供应资源而言，计算必须包括纠正联络线偏差的补偿值。因此笔者采用 ACE 控制装置的实际响应值 ΔQ_{ACE} ：

$$C_{ACE} = C_R \frac{\Delta Q_{ACE}}{\Delta Q} \quad (12d)$$

将这些因素均考虑在内，就各调度 $(0, T)$ 而言，总调整价格为

$$C_{REG} = \int_{t=0}^T P_R(t) \Delta Q(t) + Q_C \Delta P(t) dt \quad (13)$$

该机制如同荷兰式拍卖一样，目前，最快的移动资源捕获了最高的价格，而较慢的资源仅能就其较低的价格和延迟响应收到相应的付款。就每 5 min 调度和每小时计划而言，该机制是实时调整市场所必需的降低可置换性的重要基础。

不必从产生调整措施的机组获取调整成本，如波动负荷、间歇性可再生能源以及不进行重新调度的发电机组。为正确考虑这些成本，调整价格必须作为对偏离计划和/或每 5 min 重新调度的本土资源收取的罚金。根据这些偏离罚金对实施分离失衡市场的必要性进行评估。然而，局部调整价格不能简单地应用于联络线偏差，因为这些价格可能在联络线的各端存在一定差异。这些问题似乎需要进一步的研究。

计划和调度背景下调整模型的整体结构见图 6。总体而言，针对能源、容量和调整资源的供应和需求报价达到了每小时计划的要求，能够构建供应和需求曲线，该曲线用于确定每小时平均价格 P_A 和联络线计划 e_s 。平均价格和联络线计划通过每 5 min 调度加以使用，用于确定每隔 5 min 重新调度的价格和数量以及供应和需求的调整边际价格，分别为 R_S 和 R_D 。为确定①保持联络线计划所需的数量偏差 ΔQ 以及②获得数量所需的调整价格 P_R ，每秒钟进行一次调整响应测量。调整价格 P_R 中的任何波动均被用于估算下一调度时间间隔的价格标准偏差 P_D ，并且数量偏差 ΔQ 被用于调整下一调度和下一计划，使得对计划和调度变化的阶跃响应将系统的现有状态考虑在内。

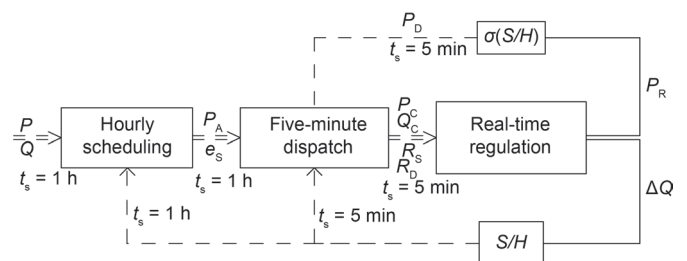


图 6. 跨时期信息流程图。

4 验证

模拟验证通常采用Zeigler模型有效性层级[43]加以考虑，即重复验证、预言性验证以及结构性验证。分类法中存在这种验证方法[44, 45]，但是，就基于智能体的模拟的验证而言，Klügl提案仅采用了两个层级[33]。

- 表面验证。这种模型评估分下面三个步骤：专家通过对大量仿真结果的观察来评估这个仿真的宏观行为是否能复制实际系统的行为；为评估模拟的宏观行为是否能够复制实际系统的行为，人类专家对仿真进行了观察；人类专家对模拟输出进行了评估，以确定在给定条件下这些输出是否可信。

- 经验验证。本次验证也分三个步骤进行：敏感性分析，说明不同参数的作用；校准以确定数值是否适用；采用不同的数据集进行统计验证，以确保模型不仅适用于特定的方案。

在基于智能体的经济体中确定了三种备选方法，即间接校准、Werker-Brenner方法以及计量保护方法[46]，这些方法可能适用于基于智能体的工程设计。间接校准在其关注的问题方面更微观，该方法首先进行验证，然后通过关注与输出验证一致的参数对模型进行间接校准。Werker-Brenner方法也许是与基于智能体的工程设计模型的校准最具相关性的一种方法，因为其包括了验证输出的一种Bayesian干扰流程[47]，并允许根据理论认知和经验认知之间的兼容性对各模型的规格进行分配。该方法被称为“方法论诱导”，而且该模型并不是根据假定的前提条件构建而成的，该方法仅将适用于模型和即将采用的实际系统的共同特点考虑在内。Windrum 等认为该方法具有降低自由度数量的优势，并且能够根据少量历史数据集避免验证缺陷，为根据经验数据进行的模拟提供更严格的模拟方法[46]。与Werker-Brenner方法一样，计量保护方法也是首先进行校准，但是与前者相比，其更易于被纳入事迹记录或日常知识记录中。但是，与间接校准方法一样，其关注的问题更微观。

Windrum 等还指出，当前基于智能体的模型验证的研究中存在一些重要研究缺口[46]。应特别指出的是，目前尚无任何方法能够克服基于智能体的模型过度参数化这一问题。单个智能体层面实际的假设通常在宏观层面造成多维自由度的存在，致使运行模型生成任意结果，这些任意结果大大降低了模型本身原有的解释力，从而使得模型只是略好于随机游动。假设和结果之间因果关系的研究变得很难。通常这些问题可以通过降低自由度的数量得到解决，这为模型构建者从备选方案中进行选择留下了许多选择空间。

尚未得到解决的第二个问题是对模型反事实输出的解释。从模型观察特定输出的概率尚不清楚，现实世界中，在各个代表性输出中均有可能观察到同样的输出，换言之，我们并不确定如何对模型解释的程度进行评估。

最后，在模型验证过程中，经验数据集的可用性、质量和偏差属于重要的考虑因素。并不是所有的记录都被保存，通常仅对“相关”事件进行记录，而对“不相关”的数据进行删除，实质上，经验数据覆盖了可能的临界偏差。

5 结果和讨论

联合经济电力系统模型的基于智能体的模型验证仍是一门不成熟的学科。笔者将第4节中的讨论作为一般指导，用于帮助说明本节所述的验证方法。为说明这些验证方法，笔者对该模型的三大要素进行了检验。首先检验了单个控制区域对频率干扰的开路响应，以及联网过程中可再生能源发电输出波动产生的联络线交换。然后检验了系统对另外控制区域电能损失应急的闭路响应。最后，对在需求响应存在情况下的系统调整成本的变化进行了检验。

5.1 控制区域响应

在控制区域、联网开路环境工作的发电模型和负荷模型中进行了调整调度验证，换言之，这些频率和联络线潮流受到作为边界条件的联网的影响，但不会影响联网本身。控制区域验证参数见表2，模拟结果见图7。

结果表明该模型代表了控制区域层面可接受的调整响应，就每5 min重新调度、可再生能源间歇性以及需求响应资源可用性给出了合理的假设。特别是，启动后约35 min以及最后约20 min的时间段内，与风力超速切断器相对应的可再生能源的电能损失量巨大。其他需求响应的可用性表明对相同外生频率和控制区域出现的联络

表 2. 单个控制区域验证参数。

Parameter		Value	Unit
Generation	Intermittency (1σ)	0.25	MW·s ⁻¹
	ACE filter T_A	78	s
	ACE gain K_A	0.4	(Unitless)
Demand	Average short-term elasticity η	-4	(Unitless)
	Stdev short-term elasticity σ_η	1	(Unitless)
	Unresponsive load volatility	0.05	%·s ⁻¹
	Responsive load volatility	0.05	%·s ⁻¹
Interconnection	Tieline volatility (measured)	0.09	%·s ⁻¹
	Frequency volatility	0.5	mHz
	Firm reserve requirement	25	%
	Non-rm reserve requirement	85	%

线波动进行响应的ACE信号的幅度和方差大幅降低,表明在出现11%和<1%的需求响应的情况下,控制系统性能得到了改进。

5.2 系统响应

通过观察联网的另一控制区域内单个控制区域对1%(系统)电能损失的响应,在高峰日的高峰时段进行了欠频响应验证,结果表明联网的所有控制区域都出现闭路响应。联网和控制区域模型参数见表3。

就需求响应可用性的不同层面而言,10 s和每5 min闭路系统响应分别见图8和图9。增加需求响应(DR)调度时的甩负荷快速响应增加量见图8(c)。接下来2 min内相应的恢复情况见图9(c)。此外,还可从图8(a)和(b)中得知增加的需求响应调度使偏移幅度和保存输出所需的发电量减少。总体而言,在所有需求响应调度层面,总输出仍保持一致,这表明对系统的总体影响如预计的一样对每隔5 min重新调度的反应相对迟钝。

5.3 调整成本

上述闭路系统方案的调整成本见表4。引入额外10%的需求响应资源对调整成本具有重大影响,将调整的总成本降低了65%。此外,对需求响应的调整付款大幅增加,控制区域总调整付款从2.4%增加到了22%。

研究的控制区域的调度、调整以及偏离惩罚价格见图10。资源的下降可置换性清楚可见,每5 min的调度价格低于实时调整价格。偏差罚金在很大程度上与调整价格相对应,但并不完全准确。这种差异由联络线偏差造成,这种偏差不能被用作在控制区域范围内收集的局部调度偏差罚金。用于确定联络线偏差罚金的机制要求调节联络线连接区域的惩罚价格,目前该模型尚不支持这种功能。

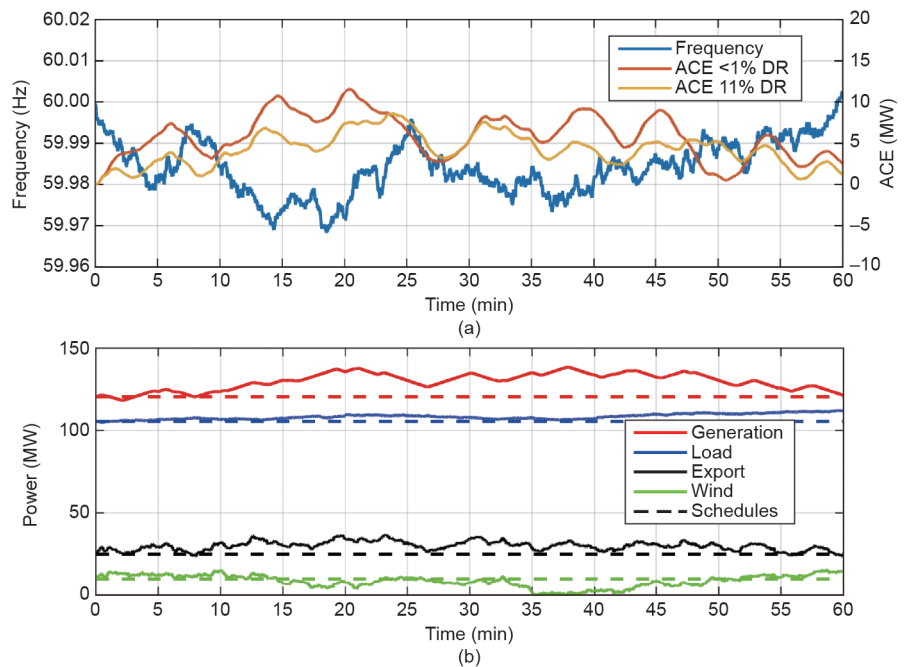


图 7. 开路控制区域测试。(a) 频率和 ACE; (b) 电力调整。

表 3. 联网和控制区域模型参数

Parameter	Value	Unit
System	Capacity	100
	Inertia	9
	Damping	1
Control area	Capacity	1000
	Renewable	10
	Hydro	10
	Thermal (reheat)	60
	Thermal (non-reheat)	20

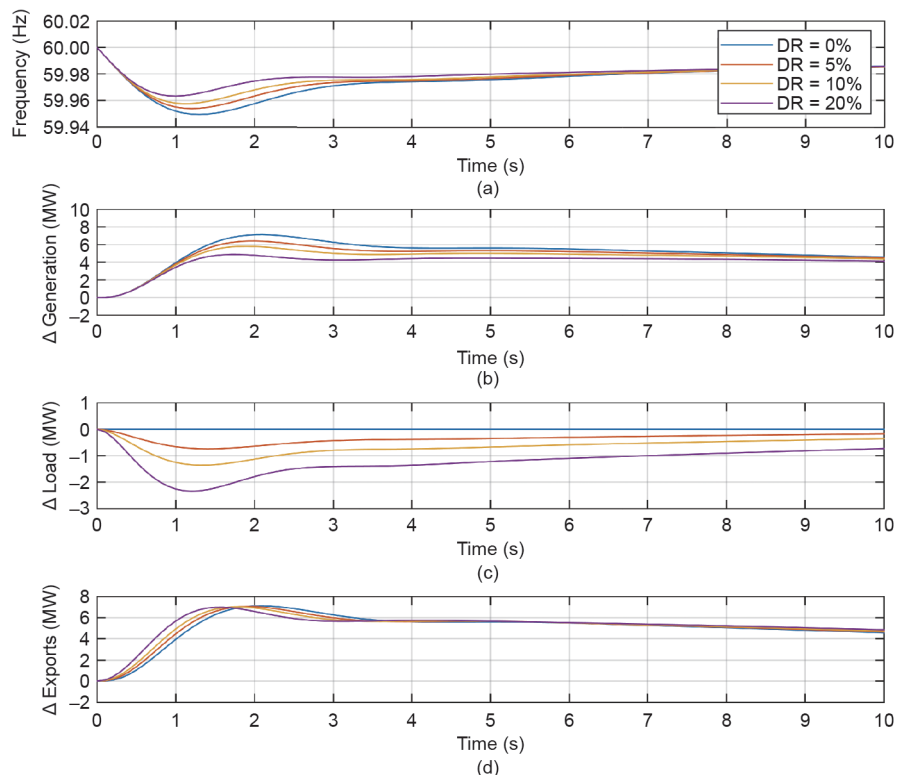


图 8. 联网欠频响应(10 s 窗口)。(a) 频率; (b) 发电变化; (c) 负荷变化; (d) 输出变化。

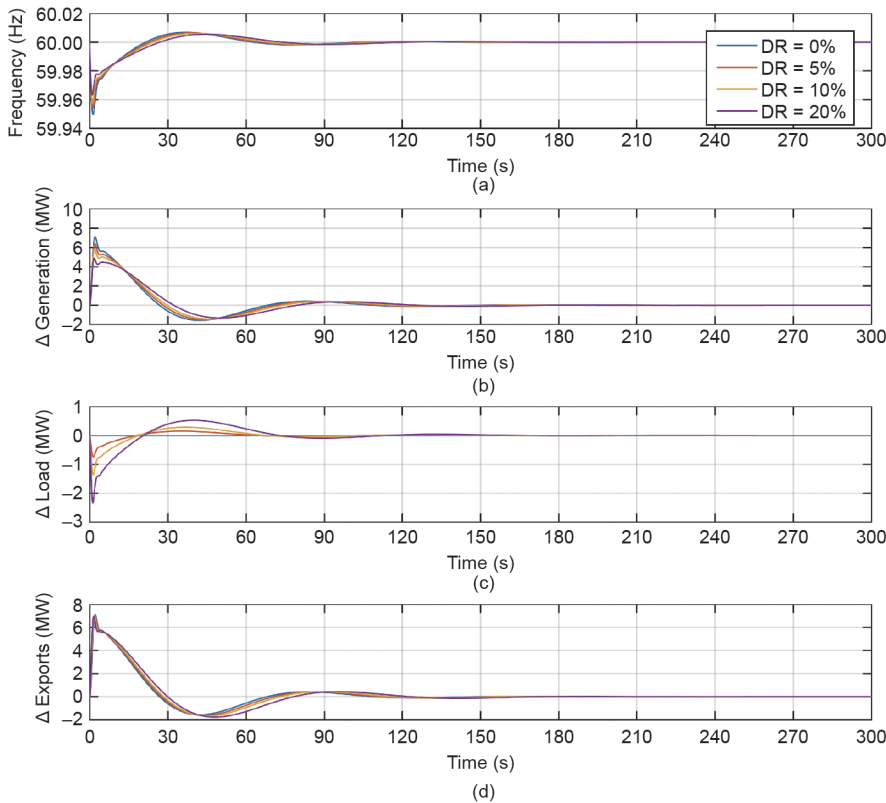


图 9. 电网欠频响应 (5 min 窗口)。 (a) 频率; (b) 发电变化; (c) 负荷变化; (d) 输出变化。

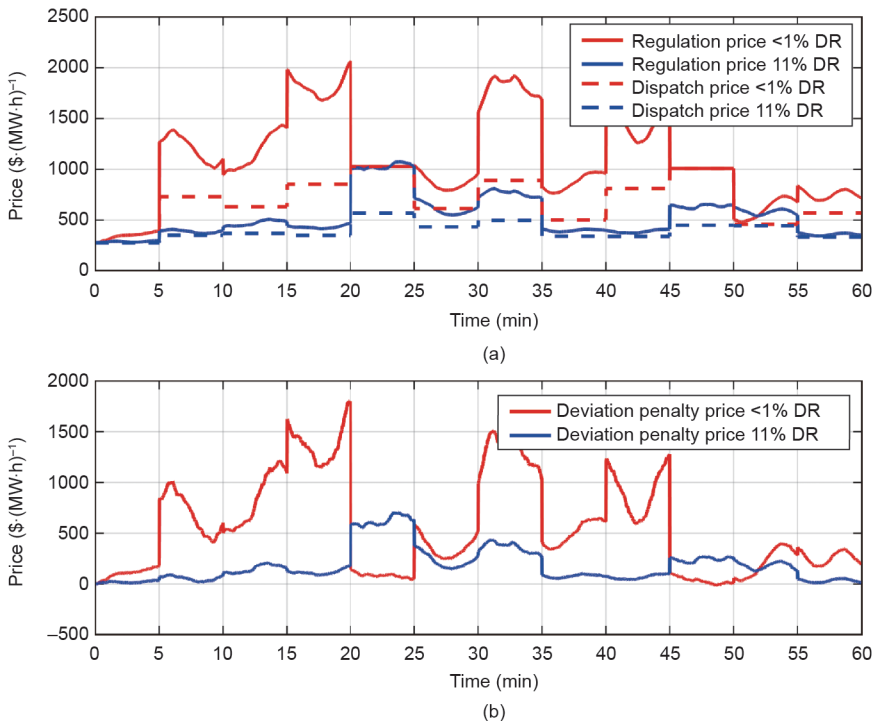


图 10. 需求响应对 (a) 调度和调整成本及 (b) 偏差惩罚价格的影响。

6 结论

本文对技术建模要求、实施结构和算法以及联网级模型基于智能体的准稳态模拟所需的验证技术进行了汇总, 这些方面是利用可再生能源接入发电以及可控负荷进行调整响应研究所必需的。笔者提出了当在间歇性可再生能

表 4. 按资源类型调整成本。

Cost element	DR < 1%	DR = 11%
Generation	58.3	17.1
Droop	52.5	15.4
ACE	5.8	1.7
Demand response	1.2	3.9
Total	59.6	21.0

源发电存在的情况下采用大量需求响应进行联网计划和运营研究时, 应实施可在相同的经济条件和控制建模框架中用作发电资源的整合可控负荷建模的方法。

基于智能体的模拟在需求响应控制设计、可再生能源接入研究、控制区域性能优化策略和市场设计研究中有望成为广泛的系统研究的依据。具有该性能模型和参数系统通常接近WECC规定的联网规模, 同时, 约为系统大小的1/100的控制区域被用于验证提出的各种方法。结果表明采用基于智能体的建模方法能够形成预期的宏观系统以及无论数量不等的需求响应存在与否均起作用的控制区域。

下述开放式研究问题目前尚未通过这种模型得到解决。首先, 将全球电力过程最大化的最佳潮流每小时计划的计算仍属于未建模流程, 而且必须提供一个边界条件。第二, 目前采用整体式机器对联网进行建模, 但事实上, 许多单个控制区域之间具有不同的机电和经济强度联系。第三, 事实上当根据类似的发电比例和需求响应进行调整时, 联络线偏差的调整被假定为仅对联络线另一端进行发电。最后, 如果未能针对所有参与主体(包括负荷和间歇性发电)征收计划和调度偏差罚金, 那么联络线偏差成本将无法完全恢复。

致谢

本文部分工作由加拿大自然资源部和美国能源部巴特尔纪念研究所根

据DE-AC05-76RL01830合同运营的美国能源部西北太平洋国家实验室提供资金支持。

Compliance with ethics guidelines

David P. Chassin, Sahand Behboodi, Curran Crawford, and Ned Djilali declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

Nomenclature

ACE : area control error (MW)
 B : frequency bias of the control area ($\text{MW} \cdot \text{Hz}^{-1}$)
 c_0 : supply curve cost parameter ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 c_1 : supply curve scaling parameter ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 c_2 : supply curve scarcity parameter (unitless)
 D : system damping coefficient (unitless)
 e_A : actual tieline exports from the control area (MW)
 e_S : scheduled tieline exports from the control area (MW)
 f : current interconnection frequency (Hz)
 f_S : scheduled interconnection frequency (Hz)
 $G(s)$: generation control transfer function (MW/MW)
 K_A : generation ACE control fraction (pu · P_G)
 K_I : load recovery response integral error feedback gain (unitless)
 $L(s)$: demand response function (MW/MW)
 M : system inertial constant (s)
 p : price function variable ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 P_A : expected average energy price for the current scheduling interval ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 P_B : bid price in five-minute dispatch market ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 P_G : total firm generation (MW)
 P_L : dispatched responsive load (MW)
 P_{load} : local load disturbances (MW)
 P_{system} : system disturbances (MW)
 P_{wind} : local wind generation disturbances (MW)
 $P(q)$: supply price function ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 Q_A : expected hourly average (i.e., scheduled) total dispatch quantity in a control area (MW)
 Q_C : actual five-minute total dispatch quantity in a control area (MW)
 Q_D : demand dispatch quantity in a control area (MW)
 Q_R : total response load (MW)
 Q_S : supply dispatch quantity in a control area (MW)
 Q_U : total unresponsive load (MW)
 $Q(p)$: demand quantity function (MW)
 q_m : maximum generation capacity (MW)
 q_w : renewable (non-dispatchable) generation quantity
 R_D : marginal price of demand response at dispatch quantity ($\$ \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h})^{-1}$)
 R_S : marginal price of supply at dispatch quantity ($\$ \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h})^{-1}$)
 s : transfer function complex frequency variable (Hz)
 T_A : area control error filter time constant (s)
 T_a : actual indoor air temperature ($^{\circ}\text{C}$)
 T_d : desired indoor air temperature ($^{\circ}\text{C}$)

T_G : generation speed governor time constant (s)
 T_h : maximum indoor air temperature ($^{\circ}\text{C}$)
 T_l : minimum indoor air temperature ($^{\circ}\text{C}$)
 T_L : load frequency response time constant (s)
 T_R : generation reset time (s)
 T_S : indoor air temperature set-point ($^{\circ}\text{C}$)
 t : time variable (s)
 t_C : market clearing time (s)
 x : consumer utility function decision variable ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 α : unobservable consumer utility decision parameter (unitless)
 β : observable consumer utility decision parameter ($\text{MW} \cdot \text{h} \cdot \$^{-1}$)
 ΔP : price impact of net quantity deviation in control area ($\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$)
 ΔQ : net control area dispatch deviation (MW)
 η : short-term (i.e., five-minute) elasticity of demand (unitless)
 ρ_D : demand regulation participation factor (unitless)
 ρ_S : supply regulation participation factor (unitless)

References

1. Y. V. Makarov, C. Loutan, J. Ma, P. de Mello. Operational impacts of wind generation on California power systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, 24(2): 1039–1050
2. L. Kane, G. Ault, S. Gill. An assessment of principles of access for wind generation curtailment in active network management schemes. In: *Proceedings of the 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Stockholm, Sweden, 2013: 0237
3. F. C. Schweppe, R. D. Tabors, J. L. Kirtley, H. R. Outhred, F. H. Pickel, A. J. Cox. Homeostatic utility control. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, 1980, PAS-99(3): 1151–1163
4. D. Trudnowski, M. Donnelly, E. Lightner. Power-system frequency and stability control using decentralized intelligent loads. In: *Proceedings of 2005/2006 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference and Exhibition*. Dallas, TX, USA, 2006: 1453–1459
5. D. J. Hammerstrom, et al. Pacific Northwest GridWise™ Testbed Demonstration Projects: Part II. Grid Friendly™ Appliance Project, PNNL-17079. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2007
6. J. Kondoh, N. Lu, D. J. Hammerstrom. An evaluation of the water heater load potential for providing regulation service. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2011, 26(3): 1309–1316
7. P. Kundur. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw Hill, Inc., 1994
8. D. S. Callaway. Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy. *Energy Convers. Manage.*, 2009, 50(5): 1389–1400
9. R. G. Pratt, C. C. Conner, B. A. Cooke, E. E. Richman. Metered end-use consumption and load shapes from the ELCAP residential sample of existing homes in the Pacific Northwest. *Energ. Buildings*, 1993, 19(3): 179–193
10. D. Baylon, P. Storm, B. Hannas, K. Geraghty, V. Mudford. Residential building stock assessment: Multifamily characteristics and energy use, 13–263. Portland: Northwest Energy Efficiency Alliance, 2013
11. F. Rahimi, A. Ipakchi. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2010, 1(1): 82–88
12. J. Ma, Y. V. Makarov, C. Loutan, Z. Xie. Impact of wind and solar generation on the California ISO's intra-hour balancing needs. In: *Proceedings of 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, CA, USA, 2011: 1–6
13. A. J. Conejo, J. M. Morales, L. Baringo. Real-time demand response model. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2010, 1(3): 236–242

14. M. D. Ilic, Y. Makarov, D. Hawkins. Operations of electric power systems with high penetration of wind power: Risks and possible solutions. In: *Proceedings of 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Tampa, FL, USA, 2007: 1–4
15. N. Lu, P. Du, Y. V. Makarov. The potential of thermostatically controlled appliances for intra-hour energy storage applications. In: *Proceedings of 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, CA, USA, 2012: 1–6
16. D. J. Hammerstrom, et al. Pacific Northwest GridWise™ Testbed Demonstration Projects: Part I. Olympic Peninsula Project, PNNL-17167. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2007
17. A. Faruqui, R. Hledik, J. Tsoukalis. The power of dynamic pricing. *Electr. J.*, 2009, 22(3): 42–56
18. S. E. Widergren, et al. AEP Ohio gridSMART® Demonstration Project Real-Time Pricing demonstration analysis, PNNL-23192. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2014
19. K. Subbarao, J. Fuller, K. Kalsi, R. Pratt, S. Widergren, D. Chassin. Transactive control and coordination of distributed assets for ancillary services, PNNL-22942. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2013
20. D. Fabozzi, T. Van Cutsem. Simplified time-domain simulation of detailed long-term dynamic models. In: *Proceedings of 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Calgary, AB, Canada, 2009: 1–8
21. D. P. Chassin, J. C. Fuller, N. Djilali. GridLAB-D: An agent-based simulation framework for smart grids. *J. Appl. Math.*, 2014(2014): 492320
22. S. Stoft. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Piscataway: Wiley-IEEE Press, 2002
23. B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W. L. Kling, A. J. Brand. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch. *IEEE Trans. Energy Convers.*, 2007, 22(1): 44–51
24. R. Billinton, G. Bai. Generating capacity adequacy associated with wind energy. *IEEE Trans. Energy Convers.*, 2004, 19(3): 641–646
25. L. Soder. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system. *IEEE Trans. Power Syst.*, 1993, 8(2): 564–571
26. A. Fabbri, T. G. S. Román, J. R. Abbad, V. H. M. Quezada. Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2005, 20(3): 1440–1446
27. M. Govardhan, F. Master, R. Roy. Economic analysis of different demand response programs on unit commitment. In: *Proceedings of 2014 IEEE Region 10 Conference*. Bangkok, Thailand, 2014: 1–6
28. C. Zhao, J. Wang, J. P. Watson, Y. Guan. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2013, 28(3): 2708–2717
29. M. Kia, M. M. R. Sahebi, E. A. Duki, S. H. Hosseini. Simultaneous implementation of optimal demand response and security constrained unit commitment. In: *Proceedings of the 16th IEEE Conference on Electrical Power Distribution Networks*. Bandar Abbas, Iran, 2011: 1–5
30. A. Papavasiliou, S. S. Oren. A stochastic unit commitment model for integrating renewable supply and demand response. In: *Proceedings of 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, CA, USA, 2012: 1–6
31. E. Bonabeau. Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.*, 2002, 99(Suppl 3): 7280–7287
32. B. L. Heath, R. R. Hill, F. W. Ciarallo. A survey of agent-based modeling practices (January 1998 to July 2008). *JASSS-J. Artif. Soc. S.*, 2009, 12(4): 9
33. F. Klügl. A validation methodology for agent-based simulations. In: *Proceedings of the 2008 ACM symposium on Applied Computing*. Fortaleza, Ceara, Brazil, 2008: 39–43
34. S. Behboodi, D. P. Chassin, C. Crawford, N. Djilali. Renewable resources portfolio optimization in the presence of demand response. *Appl. Energy*, 2016, 162: 139–148
35. D. Kosterev, et al. Development and implementation of composite load model in WECC. In: *Proceedings of CIGRE 2015 Grid of the Future Symposium*. Philadelphia, PA, USA, 2015
36. W. Zhang, J. Lian, C. Y. Chang, K. Kalsi. Aggregated modeling and control of air conditioning loads for demand response. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2013, 28(4): 4655–4664
37. D. P. Chassin. New residential thermostat for transactive systems (Master's thesis). Greater Victoria: University of Victoria, 2014
38. D. McFadden. Quantal choice analysis: A survey. *Ann. Econ. Soc. Meas.*, 1976, 5(4): 363–390
39. K. G. Pillai, C. Hofacker. Calibration of consumer knowledge of the web. *Int. J. Res. Mark.*, 2007, 24(3): 254–267
40. P. Jazayeri, et al. A survey of load control programs for price and system stability. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2005, 20(3): 1504–1509
41. N. Lu, D. J. Hammerstrom. Design considerations for frequency responsive Grid Friendly™ appliances. In: *Proceedings of 2005/2006 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference and Exhibition*. Dallas, TX, USA, 2006: 647–652
42. J. Xie, C. C. Liu, M. Sforna. Distributed underfrequency load shedding using a multi-agent system. In: *Proceedings of 2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. Eindhoven, the Netherlands, 2015: 1–6
43. B. P. Zeigler, H. Praehofer, T. G. Kim. *Theory of Modeling and Simulation: Integrating Discrete Event and Continuous Complex Dynamic Systems*. 2nd ed. San Diego: Academic Press, 2000
44. K. M. Carley. Validating computational models. Pittsburgh: Carnegie Mellon University, 1996
45. M. Richiardi, R. Leombruni, N. Saam, M. Sonnens. A common protocol for agent-based social simulation. *JASSS-J. Artif. Soc. S.*, 2006, 9(1): 15
46. P. Windrum, G. Fagiolo, A. Moneta. Empirical validation of agent-based models: Alternatives and prospects. *JASSS-J. Artif. Soc. S.*, 2007, 10(2): 8
47. C. Werker, T. Brenner. Empirical calibration of simulation models, Papers on Economics and Evolution # 0410. Jena: Max Planck Institute for Research into Economic Systems, 2004