RAP™ 睿博能源智库

需求响应：
通过市场机制管理高峰缺电

国际经验总结以及对中国的建议

Bob Taylor，Colin Taylor

2015 年 3 月

引言

电力“需求响应”（DR）是电力公用事业公司在政府支持下开展的项目，旨在改变电力用户用电方式，降低或转移高峰用电需求。需求响应项目依靠市场机制、通过特殊激励政策、价格体系或两者结合的方式促使用户改变用电需求。发达国家的电力公司采用此类项目管理电力短缺，而不是依靠行政手段。他们还把需求响应作为比新建和运行昂贵的峰荷发电机组、供电基础设施，或启用快速调峰等更经济的成本替代方案来满足用电需求。

发达国家有法律法规来约束电力企业，要求他们必须满足所有消费者的用电需求。不能满足用电需求会遭到公众和政府的强烈抨击，通常会处以高额罚款（直接或间接罚款）。比如在英国，电力部门会因不履行供电义务而面临惩罚，须缴纳高出因投资不足而致使断电所获相关收益 2.5%以上的罚款[1]。需求响应项目已在过去几十年里成为电力行业用来保障因需求峰值波动而出现的可靠性问题的重要手段之一，它可以减少用于发电的昂贵投资和支出，以及很少会用到的输配电能力的需求。经验表明，需求响应项目是具有高可靠性的负荷管理工具。此外，它还越来越多地用来帮助可变发电资源的并网，例如：风能和太阳能的并网。未来，通过需求响应项目发掘的需求响应资源也应该纳入电力行业综合规划中[2]。需求响应项目如果能在降低峰值负荷（kW）之外，减少带来污染的峰荷发电机组的发电量(kWh)，就可以促进电力系统减排。

1 OFGEM, 2012

2 睿博能源智库，2013

在中国，拥有并经营国家供电系统的电力企业的供电义务相对发达国家较为有限。中国常常出现电力供不应求的情况（有时严重缺电），电力公司无法在现行价格上完全满足所有用户的用电需求是可以理解的。因此，中国长期以来一直采取行政措施来控制缺电时期的用电负荷并实行供电配给，这些限电和配给体制在之前的计划经济中是正常且合乎逻辑的。然而，中国在上世纪 90 年代迈入市场经济后，尽管已经过改进，在某种程度上仍然保留了限电和配给制度[3]。一个关键原因就是电力系统很难快速扩充到可以满足所有需求。虽然 1991 年到 2010 年间发电量以惊人的速度增长（年增长平均达到 10.2%），系统发电能力增加了 850 兆瓦。此外，季节性高峰用电需求和日负荷的增长超过了整体用电增长，这主要归咎于空调负荷的增长。因此，在电力企业与大客户之间的供电合同中，仍对最高用电负荷进行了限定，任何超过此值的用电需求都必须向供电企业和主管政府部门申请批准。

“有序用电”方案是中国的行政管理手段，用于在缺电期间实行电力配给，由地方配电公司具体实施，但由地方政府负责管理。每年在高峰用电季（东部及南部沿海地区为夏季）之前，对这一方案进行微调——政府和电网公司共同制定方案，当电网公司按约定方法预计其供电能力相对于需电量有缺口时由政府命令电网公司执行。尽管首先要通过各种需求侧管理和自愿行动尽量避免限电，但仍有可能根据年度方案中详细确定的供电优先级别下达强制性限电令[4]。2011 年颁布的国家法规保护居民用户不受行政配给制度约束，强制限电的重负就首当其冲落在工业用户头上，这些工业用户的用电量占全国总电量的 70%。比如，2013 年沿海地区遭遇酷暑，优先供电名单外的多家工业企业被迫将部分甚至是全部主要生产设施停运两个星期，造成了严重的经济损失[5]。

随着中国市场经济改革的进一步深化，市场驱动的“需求响应”措施被逐渐引入电力系统来弥补电力短缺，这可以大大提升经济效益，而且或许会比行政化配给制度更加公平。首先，消费者可以基于项目中设定的电价或激励政策选择最小影响、最有利的负荷削减时间表和削减量，将经济损失降至最低。其次，相对低成本的需求响应项目还可以为中国节省下建设高峰供电设施的大笔投资（像其他国家一样），从而降低电力零售成本和价格。最后一点，随着越来越多的可再生能源的并网（包括地方电网），需求响应可以在确保系统可靠性中发挥重要作用。

基于需求响应项目的多重效益，本文首先简要介绍发达国家需求响应项目的发展，然后阐述四种典型的不同类型的项目。之后一章将探讨新的趋势。最后一章列出一些可能对中国有用的需求响应方法，同时还将讨论如何可持续地为需求响应项目提供资金。

[3] 国务院，1996 年

[4] 国家发改委，2011 年

[5] 对企业员工的个人采访。

需求响应项目简介

自首批大型“需求响应”项目推出以来，全球在 40 余年的时间里积累了大量经验、建立了各种各样的需求响应模式。首批大型需求响应项目主要是在美国和欧洲兴起的。随着中央空调在上世纪 70 年代逐渐普及，炎热季节出现了用电需求高峰，因此电力公司开始引入激励措施，刺激消费者自愿响应电力公司的调度中断或限制负荷。这样做是为了保证供电系统可靠性、为电力公司省下用于高峰期供电的昂贵成本。通常，这些激励措施的形式是：向参与项目的用户提供总体优惠电价、或每月为用户提供电费补贴[6]。最初的需求响应项目一般只针对一小部分用户，技术水平也很有限，但在最近十年里发展得极为迅速，变得更加成熟、可靠。需求响应的发展得益于新电表和通讯技术的支撑、基于早期项目经验的改进、第三方服务商的崛起等。

需求响应项目的种类

美国联邦能源监管委员会（FERC）将需求响应项目分为两类：激励型和时间型[7]。激励型项目依靠的是支付补贴或降低电价的方式，以鼓励用电客户按照系统运营商的调度减少或取消用电需求；时间型项目是依靠用户自己对电价变化随时做出响应。应当注意的是，许多项目中揉和了源于两种类型的元素。

典型的激励项目有以下几种：

- 直接负荷控制 — 用户允许电力公司或提供需求响应的第三方按具体说明的条件和参数远程断电或周期性运转其电气设备（如空调、热水器甚至照明设备等）。
- 紧急需求响应— 客户在紧急情况下根据系统运行商的指令削减负荷，以保证电网的可靠运行。
- 可中断负荷项目 — 按电网运营商要求限电或断电。有些情况下，电网系统运营商可以远程进行负荷控制或者完全断电。
- 将负荷减少视为容量资源 — 在电网系统运营商要求时客户降低事先指定的负荷量，从系统可靠性的角度来看，这些节约量与新增发电类似，应该同样对待。
- 非旋转备用、旋转备用和调峰服务 — 这些项目赋予了电网系统运营商调节用电需求的能力，以便每日对供需平衡进行实时管理。

6 Hurley, 2013

7 FERC, 2012

时间型项目包括：

- 尖峰电价 — 在一定的天数或小时内收取高终端电价，目的是阻止在较高的电力批发价格（或整体系统供电成本高于正常水平）时用电。这一方法既可以和直接负荷控制方法相结合，也可以单独使用。
- 高峰时段节电补贴 —客户如果相对于设定的基准用电量，在高峰时段减少用电，会换取一定的补贴。
- 分时电价 — 电价在每周每日不同时间段按之前设定的时间安排变化，通常以小时（或以上）为时间段，反映不同时间的一般供电成本。
- 系统峰值响应输电费 — 是面向高峰时段减少用电需求的用户的优惠政策，这样可以降低输电成本。
- 实时电价 — 价格在每小时（或更短时间间隔内）变动，反映实际的批发电价。

需求响应项目的可靠性

随着不断发展，需求响应项目如今已演变为一种可靠性日渐提高的电力系统资源。早期一些需求响应项目遇到了一些问题——客户并未按调度减少用电，比如佛蒙特州的一个滑雪场就拒绝在一个假日周末关掉造雪设备，因为这些设备是它的命脉。但在新的需求响应项目中，这类问题大多已得到解决[8]。确保需求响应项目可靠性的一条途径就是“直接负荷控制”——直接对用户的用电设备调度，根除了不履约的隐患。但经过验证，这种战术的必要性越来越小，下面的巴尔的摩天然气与电力公司（Baltimore Gas & Electric）就是一个实例。这是因为，随着需求响应项目的频繁实施，消费者越来越有可能对激励政策作出响应。此外，在电网系统运营商要求进行需求响应时，需求响应项目参与方数量的增加和多元化也降低了单个用户不履约所带来的风险。

需求响应项目精选

本节将介绍长期以来采用的需求响应项目的四个代表性实例。第一例是 Xcel Energy（埃克西尔能源公司），是纯激励型项目的典型。后面三例则采用两种类型的混合，同时借助了提高某些时段电价的做法，何时是需要减少高峰用电的时段由电网系统运营商决定。在混合类型的三个实例中，PG&E（太平洋燃气电力公司）的需求响应项目主要针对大型工业和商业用户；而 BG&E（巴尔的摩燃气与电力公司）的项目和 EDF（法国电力公司）的 Tempo 项目则面向居民用户，这些居民用户项目的概

[8] Hurley, 2013

念和原理也适用于大客户项目。所有这些例子都极具代表性，揭示了不同激励机制是如何成功应用于需求响应项目中的。

“可中断负荷”大客户直接激励项目— Xcel Energy（埃克西尔能源公司）

Xcel Energy 是一家位于科罗拉多州的配电公司，向愿意且能够按调度要求减少负荷的用户按月支付补贴。若要获得参与此项目的资格，用户必须能够在 Xcel 给予信号后转移至少 300kW 的用电需求。参与这一项目的用户，每月可按约定负荷减少量得到每千瓦 4-9 美元的补贴，如能满足以下条件，每月的补贴就会超过 4 美元：

- 用户同意收到通知 10 分钟后转移负荷（而不是标准的提前 1 小时通知）；
- 同意可削减负荷发生在夏季（而不是冬季）；
- 用户愿意接受更长的响应调度的时间（有每年 40/80/160 小时的各种方案可选）；
- 用户削减负荷持续时间可短于常规要求的最少 4 小时，或不限于 4 小时（24 小时之内）；
- 用户接受更高电压服务。

简言之，在该激励政策下，如果能给电网系统运营商提供更多有用的需求响应资源，则用户得到的补贴就越高。在此项目中，系统运营商调度用户的需要每年都有很大不同。例如，2008 年仅有 20 次需求响应事件对用户进行了调度，但 2009 年就有 41 次[9]。类似 Xcel 这样的项目在美国相当普遍，但是，许多州正在逐渐淘汰对大客户月付补贴的做法，因为标准的月度补贴往往不能反映负荷减少量对系统的价值，也无法做到在客户实际被调度更多次数的情况下提高补贴额度。

分时电价项目 — Tempo

由法国电力公司（EDF）自上世纪 90 年代初开始运作的法国 Tempo 项目取得了很大成功，该项目面向小型终端客户实行峰谷分时电价（TOU)，是一个杰出的例子。几乎所有峰谷分时定价项目都要求参与方安装智能电表，用来计量不同日期不同时段内的用电情况。用户采取自愿参与的方式，不参与的用户须按标准电价支付其用电量。参与 Tempo 项目的客户，其电价根据不同日以及每日用电时段(高峰/非高峰）变化，全年分为 300 个低电价“蓝色”日、43 个较高电价的“白色”日（预计高峰用电会超出正常值）和 22 个最高电价“红色”日（预计此时系统峰值达到最高)。表 1 显示的是 2014 年的电价表，在 300 天的“蓝色”日里，参与该项目的用户享受的价格远低于其他用户——非高峰电价几乎低了 40%，高峰电价也低了 27%。但在“白色”日的高峰用电时段，这些用户必须支付比其他用

[9] Xcel Energy, 2014. 详见 www.xcelenergy.com/staticfiles/xe/Marketing/Files/CO-Business-ISOC-Info-Sheet.pdf

户稍高一些的电费；而在“红色”日，参与项目的用户电价则远高于其他用户，高峰用电电价几乎高出 5 倍。因此，参与项目的用户必须在每年的 22 个“红色”日里谨慎管理用电，节省电费开支。2014 年的高峰“红色”日电价是“蓝色”日非峰时电价的 6.6 倍[10]。

表 1：法国 TEMPO 项目下小型零售业用电客户的 2014 年电价

	每年天数	非峰时电价（欧分/千瓦时）	峰时电价（欧分/千瓦时）	固定电价（欧分/千瓦时）
非参与方	365			13.72
参与方				
蓝色日	300	8.4	10.03	
白色日	43	11.85	14.00	
红色日	22	21.42	55.94	

资料来源： Electricite de France (EdF) 2014

法国电力公司于前一天晚 8 点前确定并宣布第二天的“日颜色”。用户将显示屏插入房中的任何插座上，即可接收法国电力公司纹波控制系统发出的信号，告知第二天的“日颜色”和当前的电价，用户可据此决定是否关掉电器和取暖设备来降低电耗。一些客户还安装了系统，当电价超过设定值时会自动切断耗电装置。该项目取得的成功，从参与用户在“白色”日和“红色”日分别比“蓝色”日节电 15%和 45%就可见一斑[11]。

继 Tempo 项目开展后，法国电力公司又推出了一些其它峰谷分时定价方案，其中包括一套实时定价项目，客户可以选择按任何一个指定时间段的市场电价支付电费[12]。

面向大客户的组合型项目 —— PG&E（太平洋燃气电力公司）

PG&E 公司于上世纪 80 年代末采用了结合时间型和激励型项目的需求响应这一模式。该项目主要结合了以下几种方法:（a）采用普通分时电价——针对大多数类型用户（已装有合适的计量仪表）;（b）对同意响应调度减少用电或完全断电的用户可以选择容量和电量电价都低于标准、可靠供电的电价；（c）在最大允许的情况下，根据用户同意减少负荷或中断用电的程度可享受不同的电价优惠。

10 EDF.com, 2014，更多信息详见（法文）.：https://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html

11 Crossley, 2008

12 EDF.com, 2014，更多信息详见（法文）.：https://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html

尽管这样的电价体系相当复杂（见表 2），但用户可以在多种方案中选择，另外，鼓励参与的货币激励完全是在电价体系内完成的[13]。

分时电价（TOU）适用于所有用户（A1 类和 A10 类小型用户除外）。这种定价方法既鼓励了可靠供电用户,又激励了需求响应项目参与者减少高峰用电。对于 A6 类和 A11 类客户（他们没有其它可选的需求响应项目），高峰时段价格定为非高峰时段的 3.8 和 2.4 倍。但对于确实有其它需求响应项目可以选择、最高需求至少达到 500 千瓦的用户来说（比如 E20 类用户），高峰时段电价则定为非高峰时段的 1.5-1.8 倍[14]。

E20 类大型用户可选择可靠供电的标准电价，也可以选择限电或中断供电——电价优惠幅度相当大。 参与优惠电价项目的用户，必须至少将用电负荷降至比前六个月最低平均峰值负荷低 500kW 的水平，或者在调度要求时完全转移负荷。这一需求响应项目要求用户在配电公司发出信号时按照事先约定的协议管理用电负荷，而该项目本身并不包含直接负荷控制。同时，还出台了一套严厉的处罚细则，防止客户不履行协议，对第二次违约的处罚力度是初次违规的双倍[15]。

在限电方案下，用户需保证在收到公司指令时减少部分负荷，以换取电价上的优惠。在可中断供电方案下，用户需承诺在接到调度要求时完全切断负荷，以换取更高的电价优惠。

参与项目的大型用户有两种电价优惠类型：（a）降低或者甚至免收向可靠供电客户收取的每月每千瓦 8.1 美元的高峰用电容量费;（b）电量电价优惠（包括高峰时段、非高峰时段和峰肩时段电价）。对于负荷有尖峰特性的用户,高峰容量费用降低是关键—这种情况下产生的节约幅度可能会比电量电价减少取得的更大[16]。

在每一需求响应方案下，用电客户都可以有不同选择，每种选择决定了停电或断电限度（表 2 中的项目 A、B 或 C）。三个选项中，电力公司按预先约定进行限电的最短提前通知时间从 10 分钟到 60 分钟不等，每年最大的需求响应事件次数（15-45 次），每年负荷减少或中断的总时数也不尽相同[17]。

参与需求响应供电项目的用户需每月支付 190-200 美元固定费用,而可靠供电的 E20 类用户的月固定费是 100 美元。对于大型用电客户，这一费用比起他们的电费总开支可谓微不足道，对于小型用

13 Wilson, 1993

14 Ibid.

15 Wilson, 1993

16 Ibid.

17 Ibid.

户来说，这一费用则是一笔可观的额外支出。这一固定费用至少可以在某种程度上反映管理参与该项目的客户的交易成本，对小型用户来说相比起参与得到的益处这个交易成本要大一些[18]。

总之，电价可以为具有不同特点的客户按电力系统运营商的需要改变用电行为提供动力。例如，有的用户偶尔才运行一次高耗电设备（比如电炉），他们可以通过部分取消或全部取消高峰容量费用来大幅降低电费开支，也有可能通过避免高峰时期用电而获得整体更低的电量电价。另外一种类型的用户，负荷波动小但能够在可能出现系统峰时负荷事件时段重新安排工作时间，这样就可以从整体更低的电量电价中获得收益（包括更低的峰肩时段和非高峰时段电价）。有些间歇运行的工厂，只要设定好相应的开停机时间表即可相当容易地根据调度指令完全转移负荷，此类客户若能选择积极的可中断服务，则会大幅节省电费开支。

这一电价体系详见表 2。该项目体现了当时的重大创新——有宽泛的选择方案，并将分时电价与限电价格/可中断电价结合在一起应用。

表 2：太平洋燃气电力公司 1988 年需求响应电价方案

			容量收费（美元/千瓦）		电量收费（美分/千瓦时）			限额			罚款（美元/千瓦）	
	供电类型	固定收费（美元/月）	高峰	最大	高峰	峰肩	非高峰	警告时间	事件次数	持续时间（小时）	初次	再次
可靠供电	A1	0	0	0	10.404	10.404	10.404					
	A6	0	0	0	24.895	12.447	6.473					
	A10	50	0	2.85	8.658	8.658	8.658					
	A11	50	8.1	2.85	12.746	10.197	5.405					
	E20	100	8.1	2.85	7.633	7.269	4.264					
可限电供电(E20)	A	290	4.87	2.85	7.631	7.266	4.265	60	15	50	3.11	6.23
	B	290	3.4	2.85	7.626	7.261	4.264	30	30	100	4.89	9.79
	C	290	0	2.85	7.494	7.136	4.226	10	45	200	8.45	16.9
可中断供电(E20)	A	300	0	2.85	6.886	6.557	4.128	60	15	50	11.12	22.24
	B	300	0	2.85	6.392	6.088	4.036	30	30	100	13.34	26.69
	C	300	0	2.85	5.701	5.428	3.908	10	45	200	16.46	32.91

太平洋燃气电力公司电价（1988）

资料来源： Wilson, 1993

太平洋燃气电力公司 1988 年的电价体系比较复杂，包含了上述所有可选方案（见表 2）。但这一电价体系巧妙地包括了对定价体系的大范围调整，从而可以引导需求行为，使之与电力系统运营商的需要相一致。整个电价体系处处体现了创新，每个环节都值得有兴趣发展需求响应项目的人分开单独考虑，这些创新包括：（a）将分时电价与基于时间型需求响应系统结合起来（时间型需求响应系统包括对事先约定的负荷减少量进行调度）；（b）除电量电价优惠外，还采用了容量电费补贴来鼓励需求

18 Ibid.

响应；（c）容量收费价格补贴和电量电价补贴档次多样化，视承诺负荷减少的水平而定；（d）对不遵守协议处罚措施进行评估；（e）逐一评估了每个用户的固定包月费（与能源需求水平无关），透明地向用户收取管理项目的交易成本。

该项目的一个明显的缺点就是它的复杂性。此外，还需要事先设定价格补贴水平，这就意味着很难设定一个恰好与电力系统实际能获得的收益相一致的价格，因为实际负荷在不断变化，难以准确预测。尽管这一项目总体上可为电网和用户带来诸多益处，但从后续的每年评估中看到，不可避免地出现了价格设置过高或过低的现象。此外，每年需求响应事件的次数和持续时间不定，也加剧了这一问题的严重程度，不仅会进一步使得电力系统运营商定价更为复杂，还会产生用户选择哪种项目来满足自身需求的不确定性。最后一点，该项目没有给参与的用户留有选择何时中断负荷的余地，而是所有参与者都按照电网公司的指令限电或断电，却没有说何时可能会发生这种情况。

太平洋燃气电力公司目前已经废止了这一早期采用的需求响应项目，把目光投向了一些新的途径。该公司正在运作三个不同的需求响应项目：一个是激励型项目，每月向用户提供补贴，类似于上述 Xcel 项目；另一个项目是，利用远期容量市场（将在下文介绍），让用户进入加州的“日前市场”拍卖容量节约量;第三个项目是，让愿意中断负荷的用户选择事件发生时间并以此获取奖励。此外，太平洋燃气电力公司仍在使用分时定价方法，这一方法仍可与上述任何一种项目组合使用[19]。新项目种类的多元化使得用户进行需求响应时具有更多的灵活性，这也符合以下会叙述的美国联邦能源监管委员会（FERC）第 745 号令的要求。

面向住宅用户的组合项目 — BG&E（巴尔的摩燃气与电力公司）

最先进的美国住宅用户需求响应项目之一是由马里兰州巴尔的摩燃气与电力公司（BG&E）运作的。BG&E 公司在其“峰值奖励”（PeakRewards） 项目下，已开展对空调进行直接负荷控制的项目多年。该项目在概念上与美国其它许多州相似：自愿参与，参与程度由用户自行选择。用户同意在 BG&E 发出“非紧急事件”或“紧急事件”信号时循环开关空调。非紧急事件是指：BG&E 在批发电价极高的情况下或为了保证当地电网可靠性，所有参与方应在该事件期间每小时内循环关闭 50%的空调运行时间。对于紧急事件，用户可以选择在事件期间循环关闭 50%、75%或 100%的运行时间。由此得到的奖励相当可观：选择 50%循环关闭的用户可获得每年 50 美元（外加 50 美元初次奖励）的奖金，而选择在紧急事件期间 100%循环关闭者可收到每年 100 美元（外加 100 美元初次奖励）的奖励[20]。

19 PG&E, 2014. 更多信息详见：http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/tips/demandresponse/index.shtml

20 Bgesmartenergy.com, 2014

BG&E 公司新推出了一项创新项目："智能能源奖励项目"（Smart Energy Rewards Program）。该项目是继马里兰州在美国联邦政府支持下为所有公司服务范围内的用户安装新型数字智能电表活动之后推出的。BG&E 公司预计每年夏季宣布 5-10 个"节能日"，选定在预计峰值负荷达到超高水平的时段内，BG&E 公司通过电子邮件或手机短信提前一天通知用户。在事件期间，参与项目的用户每少用一度电（与相似天气平均耗电量基线相比）即可享受 1.25 美元的补贴。这种对高峰期间节电量补贴，几乎高出 BG&E 供电区内居民平均电价的 10 倍。"节能日"过后，用户可收到电子邮件或短信告知他们的节电量以及相应补贴金额，这笔款项会贷记到用户下一期的电费帐单中。2013 年，用户每个"节能日" 平均可获得 6-10 美元的补贴[21]。BG&E 公司将负荷减少量在区域电能市场上按照规则拍卖（拍卖规则将在以下"发展趋势"一节中讲述），从而得到基于市场价值的补偿。

该项目有别于其它项目之处是：该项目是所有安装了智能电表用户的默认选择，不愿参与的用户必须选择退出，这一点和邀请用户参与的传统项目正好相反。该项目已证明是相当成功的，因为退出率还不到 1%。这是因为该项目只会降低用户电费，并没有包含对负荷的直接控制，除非客户同时还参与了并行的"峰值奖励"项目。

电力系统获得了巨大收益。2013 年推出该项目时，30 万参与者在 5 次事件中平均减少负荷 15%，总削减量达到整个系统负荷的 5%。另外一个更值得注意的发现是：削减量的比例随高峰负荷的上升和事件频率的增加而上升。基于上述成功， BG&E 筹划 2014 年将该项目扩大到 100 万用户以上[22]。该项目的经验也表明了需求响应项目可用于几乎所有用户，减少高峰负荷的成效显著、可靠。

发展趋势

需求响应补偿体系问题

美国的用户补贴体系普遍朝着提供更多运行灵活性、更好地将补贴与电力系统效益相匹配的方向转变，通过美国许多高电耗地区开发的电力批发市场就可以实现上述转变。公用事业公司推出的项目事先预定了价格折扣，或每月发放一定的补贴，以此换取用户同意限电或断电。这些项目虽然对于推动需求响应、使之成为管理高峰用电的有效工具有很大作用，但事先预定优惠价格的激励政策难以与系统效益真正匹配。我们在 Xcel Energy 公司的例子中也提到，用户被要求限电的频次每年都有很大差异，用户难以判断参与这项项目是否划算。这种不确定性还为电力公司和监管机构确定最有效的

---

21 Ibid

22 与 O-Power 的 Neel Gulhar 和 Jacob Levine 的个人通信(电话采访, 2014 年 7 月 8 日)

补贴水平带来了难度，因为无法提前数月精确确定参与水平和对系统的价值。过去，这一问题往往导致需求响应的参与高于必要水平，以及在需求响应上的投入高于市场所需。例如，有些公用事业公司好几年都没有对参与可中断负荷项目的用户实施调度，而当最终需要调度时，却发现用户极不情愿削减负荷，尽管已经享用了多年补贴或优惠电价[23]。

将需求响应资源引入远期电力市场拍卖

鉴于需求响应补贴遇到的问题，联邦能源管制委员会（FERC）鼓励需求响应资源直接进入电力批发市场竞标，并最终发布了 FERC 第 745 号令，要求根据减少用电对系统的实际价值对需求响应资源予以经济补偿，按批发市场上形成的区域边际电价（LMP）定价[24,25]。根据该行政令，先前通常参与月补贴项目的大型用户和集成商现在必须直接进入市场拍卖负荷减少量，由市场运营商来决定调度和补贴。这一改革缓解了上述用户限电/断电优惠电价和月补贴的问题，客户如果在电力公司要求限电或断电时并没有实际减少用电，就不会享受任何补贴。这样一来，也避免了需求响应项目的参与水平不足，因为给用户的补偿会随着市场清价的上升而上升一直到需求响应参与水平足够大到形成新的市场清价。此外，这一改革还提供了一个基于市场的机制，用以补偿诸如 BG&E 这样采用面向居民的需求响应项目的公司[26]。

新英格兰独立系统运营商

目前，新英格兰独立系统运营公司（ISO-NE）已在美国东北部实施一项符合 FERC 745 号令的项目。拥有需求响应资源的用户若要参与该项目并进入新英格兰地区电力批发市场，必须能够至少减少 100 千瓦的负荷或者通过集合小型用户来达到此水平。这些用户必须安装有分时电表，以便准确及时地传递用电量信息。这些需求响应市场的参与者可在需要中断负荷的提前一天将第二天早 8 点到晚 6 点间的负荷减少提交至市场进行拍卖，如果拍卖价不高于供应侧发电替代方案的成本（即日前的区域边际电价），则会被接受要求提供一天内一个或多个小时的需求响应服务。即使报价因不低于日前 LMP（区域边际电价）而未被接受，参与方在提供的价格低于当天预期的实时区域边际电价的情况下

---

[23] Hurley, 2013

[24] FERC, 2011

[25] 在 FERC 第 745 号令下对需求响应补偿的要求仍在进行法律争议。2014 年 5 月 23 日，美国华盛顿法院回绝了 FERC 令，但是 FERC 到 2014 年 12 月 16 日仍可以按此令执行，因为 FERC 在准备向美国最高法院上诉。2015 年 1 月已提交上诉。

[26] 需求响应资源可以在电力批发市场上拍卖（以千瓦时为单位，在指定时限内），如果存在容量市场的话也可以进入远期容量市场拍卖（以千瓦为单位）。电力批发市场拍卖只针对指定期间内负荷减少产生的一定额度稳定的节电量 kWh。

仍可能得到需求减少的补偿[27]。

这种方法已证明是相当有效的，2012 年的需求响应潜在资源（已在 ISO-NE 公司登记参与需求响应项目并在容量市场拍卖的需求响应资源）达到 2769 MW，占 ISO-NE 高峰负荷的 10.7%，这一比例在全美所有独立系统运营商中夺得头魁，为美国开辟了一条最有效的需求响应途径。但并非所有登记的潜在需求响应资源都被要求减少负荷，例如，在 2013 登记的潜在资源中，实际上在最高峰负荷期间仅调度了 200MW，这一部分是按日前区域边际电价或低于此价格拍卖的负荷减少量[28]。

第三方需求响应集合商

实践证明，第三方需求响应集合商可在许多场合下推动需求响应的发展，将资源打包推向市场。通常，这些集合商招募用户参与需求响应项目、签订合同补贴用户的负荷响应、向用户提供技术和设备来帮助用户在被调度时降低负荷。之后，他们将这些打包负荷减少量在批发市场上拍卖、或者与配电公司签订合同获得补贴。这些集合商以供电公司和用户之间桥梁的角色提供附加值，他们向潜在的参与者宣传推广、并为他们参与需求响应项目提供便利。此外，他们还将用户编组，以便分散个别用户未能履约的风险从而增加了资源的可预见性和可靠性。同时还定制捆绑不同的用户需求响应资源，如何定制取决于这种捆绑能否作为一种容量资源、电能资源或旋转备用资源而进入市场。这些第三方集合商的影响可从过去十年全美快速扩张的需求响应中窥得一斑。据悉，2006-2012 年间的负荷减少潜力翻了一番，最大的增长来自批发客户（包括第三方集合商）[29]。这些集合商已经蔓延到世界各国（从欧洲到南非到新西兰）。

先进的计量技术创造了新的机遇

先进计量设备的引进，大大刺激了需求响应项目的发展。传统的累计型计量仪表，难以实施时间型项目或按实际负荷减少为用户提供补贴，因为根据电表的信息不可能确切知道用户的用电量发生在哪个时间。但在过去十年里，先进计量技术越来越普及，到 2012 年，美国的先进计量仪表普及率已从 2006 年的 0.7%上升至 22.9%[30]。随着使用量的增加，不仅能推动时间型项目和需求响应项目进入批发市场，还能帮助用户有效减少负荷（因为仪表能提供用户各时段用电量的精确数据）。正如我们在上面的 BG&E 案例中提到，先进的计量仪表为该公司的“节能日”项目奠定了基础，另外 BG&E 公司的先进计量仪表所收集的数据不但为用户提供一天内的每小时用电量图表，还可提供与邻居用电量对

[27] ISO-NE, 2013

[28] FERC, 2013.

[29] FERC, 2012

[30] Ibid

比的图表，这有助于用户识别节电机会，跟踪改变行为所产生的结果。此外，先进的计量仪表还能为供电公司提供需求响应资源的实时活动情况。

在中国开展需求响应项目

如今，中国可以广泛开展各种各样的需求响应项目，这些项目必定会改善电力系统运行并为国家和消费者带来巨大经济贡献。设计完善的需求响应项目有助于在低成本下可靠地减少用电负荷，可避免为满足高峰需求供电所需的昂贵投资，为国家节省人力和物力。如果将需求响应项目作为基于市场的工具纳入有序用电计划，还可以减少对工业生产活动的影响，利用用户对激励和价格信号的响应找到最经济的措施在系统缺电时期减少电力负荷。需求响应项目可以用来减少或最终消除强制断电的需要，因为这会导致生产损失、引发当地企业怨声载道，而且比投资于供电侧的的合理费用还要高。但是，若要大规模开发与其巨大经济潜力相匹配的需求响应项目，必须要对有序用电和电价的相关政策进行调整。而在此之前，应尽快在中国开展更多的试点项目，这样才能获得中国特定国情下的经验、证实需求响应的可行潜力。

更多地引入需求响应试点项目

需求响应试点项目可以作为缺电不十分严重情况下（比如缺电情况不至于严重到进行强制限电时、或者部分类型的限电措施刚刚开始实施时）的一项措施而纳入到地方有序用电计划之中。地方政府和公用事业部门在设计这些项目时，可考虑借鉴国际上大量成功实例。

试点项目的实施（即使是很小规模的试点项目）能够在以下几点及其他方面积累宝贵经验：(i）在电力用户、地方配电企业部门以及政府管理机构之间进行有效协调；(ii）实践计量、定义和启动需求响应事件和记录结果等具体操作；(iii）试用不同技术方法（直接负荷控制、客户自我管理的和基于合同的对需求响应事件进行的负荷削减、依靠电价体系的时间型项目)；(iv）对实际潜力和选择最佳用户组进行评估；(v）对需求响应（作为减少峰值负荷及其他领域的资源）进行可靠性评估，等等。若能分析计算出实施具体试点项目所能成功避免的强制性限电效果，将有非常深远的意义。

2014 年，上海试行的需求响应项目为其他城市树立了典范，其他城市包括目前正在参与国家需求侧管理城市试点项目或后续国家项目的城市也可以尝试。需求响应试点项目还可以纳入到更多的城市的能效-需求响应-分布式发电综合规划与实施方案中，广东各城市就与南方电网公司讨论过此方面的合作。

用户的有效参与需要有效的激励措施。对于试行项目来说，起步时选择适量外部资金，或由供

电公司从收入中划出少量资金就足够了。有些企业为了维护与供电公司关系和出于声誉考虑，可能会愿意参与项目。但若要使大规模需求响应项目持久下去，必须配套消费者激励措施，比如：电费补贴、电价优惠，或者更远期的，通过批发市场拍卖需求响应为用户提供补偿。需求响应资源虽然并不算昂贵，但也需要给予回报，正如供应侧资源需要回报一样。

从理论上讲，只要有可持续收入来源作为需求响应激励措施的后盾（尤其是通过电价体系），就能在逐步扩大试点项目的过程中取得实质性进展。例如，引入尖峰电价就能为需求响应项目提供可持续的收入来源。此外，尖峰电价结合需求响应激励政策可以为消费者提供受欢迎的选择方案：要么在高峰时段选择付高电费，要么享受在需求响应各种可中断负荷方案下的电价折扣，选择付低电费（也许金额与目前持平）。

广泛适用的非可中断电价：一条发掘需求响应潜力的途径

中国是唯一一个拥有发达成熟电力系统和先进的工业企业，却在每年缺电期间习惯性地依赖行政配给供电的大国，也不允许企业擅自投资足够的独立备用发电。而在其他成熟的工业经济国家，企业是不会接受几乎年年都有数日甚至数星期断电而造成经济生产严重中断的。中国需趁电力需求涨幅较先前有所放缓的时机进行必要改革，确保持续地为经济生产提供稳定可靠的供电，通过向消费者提供补贴，避免因非自愿负荷中断造成经济损失。大规模需求响应项目可以作为更为经济有效的体系中的重要一环，作为减少成本和解决可靠性需求的机制。

从理论上讲，改革的中心点是：向目前在有序用电计划下面临限电的用户引进非可中断电方案，同时制定更高的非可中断电价。修订后的配电公司与消费者间供电协议应体现出这一变化。消费者应受到保护，除紧急情况外不得中断供电。反过来，这些消费者必须支付更高的电费，按非中断供电电价计费。

从非中断供电电价取得的收入增量，至少可以部分用于向用户提供需求响应激励补贴。这种激励措施可以包括：对缺电时期的直接负荷控制或对用户自行负荷减少进行补贴。

消费者可以继续选择较低电价的可中断电方案，类似于目前有序供电项目下非优先级用户的情况，但供电协议更为具体、且明确定义了限电要求与程序。

这样一来，工业用户就有了选择余地：要么选择以较高的电价换取不间断供电，要么选择以较低的电价参与需求响应项目，在规定的条件下获得可中断供电。毫无疑问，在目前有序用电计划下不得不接受限电的用户会非常欢迎这种选择，这种选择机会能大幅减少生产中断。

这种改革能保持收支持平 — 平均电价总体保持不变。相比于为了确保电力系统资源短缺时提供可靠供电而投资于发电侧大规模项目，这样的做法会大大节省国家的开支。

将从本质讲，这样的体系上最终会形成一个类似于北美和欧洲的框架，在这一框架下，电力公司必须保证向用户提供充足供电，同时建立起各种各样的需求响应项目，为国家带来利益、同时也能为消费者提供受欢迎的电价优惠。

将需求响应项目与远期电力批发市场相结合

一些地方表示如果电力系统改革会继续使得市场成为可能，他们对发展电力批发市场会有浓厚兴趣。改革会赋予发电厂、输配电企业之间合同的灵活性和透明性。加上发电调度改革能极大提高经济效益，定能推动批发市场的大范围发展，这一市场的发展具有深远意义。需求响应项目可以成为电力批发市场的一个有效环节（美国就是如此），把需求响应项目与批发市场的运作结合起来，至少从理论上会有助于优化这些项目的系统效益。

需求响应方案可以进入远期电能市场或容量市场拍卖[31]。将需求响应措施有效整合到电力市场进行拍卖的过程中，特别要注意的一点是地点差异 — 拍卖需要指定地点，拍卖量和价格必须和给定高峰时段系统资源最为短缺的地方匹配时才能成交。应当指出的是，之前提到的美国联邦能源管理委员会第 745 令号召拍卖价应与区域边际价格进行比较。另一个应关注的问题是第三方集合商的重要作用。在美国，集合商在需求响应进入电力市场拍卖中发挥了重要作用，颇有成效。他们通过捆绑打包需求响应措施来最大程度满足市场运行要求。

但是也应该记得需求响应项目不一定要结合电力批发市场才能变得有效。简单的项目，如前所述的可中断负荷项目，由电网向参与者支付奖励或者提供电价优惠，在现阶段，就可以通过减少生产中断，以及降低提供峰值负荷服务的成本来提供主要的经济收益。

结语

发展扩大电力需求响应项目可为中国带来诸多效益。需求响应项目能发挥以下作用：

- 提供一套有用的工具，帮助中国摆脱经济效率低下、依靠行政配给制度解决缺电和电力系统紧张问题致使生产中断的体系，从而迈向以市场为基础的高效体系；
- 通过发掘低廉的需求侧资源，避免过度建设峰荷发电容量进行不必要的投资，为国家节省资金、节约资源、实现环保；
- 为电力用户提供更多的供电选择，为他们节省资金、减少代价极高的停工停产。
- 帮助有效地将可变的可再生能源并网。

---

[31] 近期在中国国情下的对能效和需求响应电力市场发展的论述，请参见 Crossley 2014。

中国在制订发展需求响应项目时，应借鉴国外在过去几十年积累的经验，根据中国国情采用最有前景的设计理念。应在地方层面上尽快开展一些试点项目，以验证概念、积累经验。若要使试点项目得到可持续发展，可以利用来自电费的收入（比如尖峰电价的收入）为客户提供价格折让或其他奖励，以换取明确定义的负荷削减或中断。若要真正开发与中国巨大潜力相匹配的需求响应项目，建议调整电价，包括引入：（i）非中断/可靠供电（电价稍高）和（ii）一系列的价格折让或其他类型的激励政策来激励消费者参加需求响应项目。这种电价的调整最好能做到收支平衡。

参考资料

BGE. (2014). *BGE Smart Energy Savers Program.* Retrieved from http://www.bgesmartenergy.com

Crossley, D. (2008). The Role of Advanced Metering and Load Control in Supporting Electricity Networks. IEA Demand Side Management Programme.

Crossley, D. (2014, July 28). 关于上海市节电交易的方案[PPT 演讲稿]，睿博能源智库和上海市经济和信息化委员会

EDF. (2014). Les Offres d'Electricite. Retrieved from https://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html

FERC. (2011). Order No. 745: Demand Response Compensation in Organized Wholesale Markets. Retrieved from http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20110315105757-RM10-17-000.pdf

FERC. (2012). *Assessment of Demand Response and Advanced Metering.* Retrieved from https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf

FERC. (2013). *Assessment of Demand Response and Advanced Metering.* Retrieved from https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2013/oct-demand-response.pdf

Hurley, D., Peterson, P., and Whited, M. (2013). *Demand Response as a Power System Resource: Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States.* Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project.

ISO-NE. (2013). Market Rule 1, Appendix E1: Demand Response. Retrieved from http://www.iso-ne.com/regulatory/tariff/sect_3/mr1_append-e.pdf

中华人民共和国国家发展和改革委员会（2011 年 4 月 21 日），*有序用电管理办法*

中华人民共和国国家发展和改革委员会(2013 年 6 月 8 日). *Opinions on Doing Work Well to Meet Electric Power Peak Demand During the Summer of 2013* [in Chinese].

OFGEM. (2012). Electricity Distribution Annual Report for 2010-2011. Retrieved from https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/46553/electricitydistributionannualreportfor201011.pdf

PG&E. (2014). *Demand Response Frequently Asked Questions.* Retrieved from http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/tips/demandresponse/index.shtml

睿博能源智库（2013 年 10 月）．对中国电力行业政策的建议：应对能源、气候和空气质量挑战的实用解决办法．Montpelier, VT: RAP. Retrieved from http://www.raponline.org/document/download/id/6869

中华人民共和国国务院（1996 年 4 月 17 日），*中华人民共和国电力供应与使用条例*

Wilson, R.B. (1993). *Nonlinear Pricing.* Electric Power Research Institute. Oxford University Press.

Xcel Energy. (2013). *2013 Colorado Interruptible Service Option Credit.* Retrieved from http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xe/Marketing/Files/CO-Business-ISOC-Info-Sheet.pdf