

Influential Article Review - Development of Open-Loop Coordination Strategies

Loretta Wallace

Abel Swanson

Allen Mann

This paper examines demand. We present insights from a highly influential paper. Here are the highlights from this paper: The activation of flexible loads through demand side management offers opportunities for more efficient power systems operations. Price-based incentives are a straight-forward form for decentral coordination of these flexible loads. However, their applicability has recently been seen more pessimistic as they may induce new load peaks due to herding effects. We revisit these results by characterizing desynchronized posted pricing approaches. Illustrating highly flexible load by means of electric vehicle charging, we show that these desynchronized rates can mitigate the occurrence of extreme load spikes, improve the utilization of renewable generation and in summary create significant system cost savings. Our results show that simple open-loop pricing can almost match the efficiency of closed-loop adaptive pricing in settings with limited system flexibility. We find that the more renewable generation and flexible load are present in the system, the better more complex pricing schemes fare compared to simple ones. This insight may guide regulators and utilities in establishing more effective pricing schemes in retail electricity markets. For our overseas readers, we then present the insights from this paper in Spanish, French, Portuguese, and German.

Keywords: Smart grid, Electricity pricing, Demand side management, Electric vehicles, Renewable energy sources

SUMMARY

- To assess the effect of different coordination approaches on the system level, we simulate twelve weeks for different microgrid configurations with varying EV penetration and renewable generation capacity scenarios.
- Table 1 summarizes average utilization of the gas turbine as well as the weekly average reserve usage and the maximum reserve requirement over the simulation horizon. Results for conventional generation are in line with the observations described before. Closed-loop adaptive pricing mitigates load synchronization. This regime requires the lowest peak reserve and total reserve amount and at the same time achieves the highest gas turbine utilization levels. On the other hand, open-loop real-time and time-of-use prices lead to significant over-coordination. Compared with these standard

dynamic pricing approaches, TOU with power surcharge and group pricing successfully increase gas turbine utilization and reduce reserve usage .

- Open-loop real-time and time-of-use schemes have very low gas turbine utilization and lead to excessive reserve needs. The proposed desynchronization approaches achieve high gas turbine utilization and at the same time greatly reduce reserve requirements.
- Aggregate system costs. Figure 5 shows system costs and cost components for different control regimes, flexible load penetration levels, and installed renewable generation capacities. Furthermore, the percentage differential to the uncoordinated scenario is shown. Naturally, system costs are decreasing in higher RG capacities and increasing in EV penetration level. However, the various coordination approaches handle the scenarios with very different results. Independent of the scenario, open-loop real-time and time-of-use pricing system costs greatly exceed the cost under the uncoordinated regime. The described rate modifications help reduce power system costs compared to the flat pricing benchmark case. Looking in more detail at the desynchronization approaches it can be observed that power surcharges perform best in situations with limited load flexibility. Group pricing distributes charging load over more time slots and thus improves system efficiency in scenarios with a larger number of EVs. The highest savings are realized in the scenario with large wind capacity and intermediate EV penetration where TOU-P decreases system costs by 26 % and randomized group pricing achieves reductions of almost 21 %.
- In summary, we find that the more renewable generation and flexible load are present in the system, the better more complex pricing schemes fare compared to simple ones. In the scenario with low RG and limited flexibility the flat tariff does fairly well. This resonates with recent observations that RES integration does not require system changes up to levels of 20 % .
- Group design sensitivity. Group pricing achieves promising results with respect to over-coordination and RES utilization. To better understand its application in practice, we investigate the effects of the randomization amount and the number of groups to provide design guidelines for implementing effective group tariffs. This analysis relies on the challenging scenario with high RG capacity and 100 % EV penetration.
- The left panel of Fig. 6 depicts the 2.5 % highest load values over a 12 weeks simulation period for different randomization levels and group sizes. The peak loads are decreasing in both the number of groups and the noise level applied for creating randomized electricity rates. Given greater randomization, group rates will be less homogeneous which reduces load concentration. Similarly, more groups reduce the number of vehicles reacting to a specific rate. Most of the peak load reduction potential can already be achieved with 25 groups. The center panel shows the average weekly conventional generation over the simulation period. We can observe an interdependency between the number of groups and the rate randomization level: With a single group CG usage is increasing in the rate randomization level. In this case, the random component dilutes the information on wind generation availability, resulting in the same load concentrations as under open-loop RT pricing while ignoring availability of wind generation.

HIGHLY INFLUENTIAL ARTICLE

We used the following article as a basis of our evaluation:

Flath, C. M., & Gottwalt, S. (2016). Price-based load coordination revisited: augmenting open-loop coordination approaches. *Business Research*, 9(1), 157–178.

This is the link to the publisher's website:

<https://link.springer.com/article/10.1007/s40685-016-0033-8>

INTRODUCTION

An efficient integration of volatile renewable energy sources into the power grid calls for a more flexible demand side to minimize the need for expensive balancing power and storage capacity. Smart grids enhance the existing grid infrastructure through the provision of bi-directional information and communication technology (Blumsack and Fernandez 2012). Using dynamic electricity rates, utilities can tap into demand side flexibility (Faruqui et al. 2010). However, recent research has been more pessimistic with respect to the coordination capabilities of price signals due to the tendency of creating herding or load synchronization effects (Gottwalt et al. 2011; Sioshansi 2012). Ramchurn et al. (2012) note that [Real-time pricing] “can create unexpected peaks in demand, when all individuals respond to a signal in the same way, and inadvertently synchronize with others”. They conclude that “demand-side management technologies that simply rely on reacting to control or price signals will not be enough”. This calls for adaptive customer prices dynamically reflecting current grid conditions in the spirit of optimal spot pricing (Schweppe et al. 1988). At the same time, Dütschke and Paetz (2013) point out that customer acceptance will require simple and reliable pricing schemes.

Can this obvious disparity between customer preferences (simple and reliable price signals) and system requirements (effective load coordination) be softened? To facilitate the integration of ever higher levels of renewable generation, finding a solution to this challenge is of great interest to utilities and regulators around the globe. This paper revisits this price-coordination conundrum and explores rate design options to reduce synchronization under exogenously specified electricity rates in different power system configurations. Specifically, we want to address the following research questions:

What are suitable desynchronization approaches for posted price schemes and to what extent do they limit herding effects?

What is the effect of different price regimes on system costs under varying renewable generation capacities and flexible load penetration?

To what extent can simple posted pricing schemes achieve satisfying coordination results and when do they fail?

The remainder of this paper is structured as follows: Sect. 2 provides an overview of related research. To analyze the impacts on the aggregate power system, Sect. 3 introduces a local microgrid model featuring renewable wind and conventional generation as well as flexible and inflexible loads. Using different pricing schemes, we then analyze the aggregate charging load of an EV fleet in Sect. 4. Here, we start with standard rate designs (flat, real-time, time-of-use) and subsequently introduce additional design elements (power surcharges, randomized group rates) to reduce load clustering effects. In Sect. 5 we analyze the system costs of different rates in different configurations of a local microgrid and we carry out a sensitivity analysis for randomized group rates to identify important parameters for rate design. Finally, Sect. 6 concludes and presents an outlook for future research opportunities.

CONCLUSION

Recent research has been somewhat pessimistic concerning the potentials of price-based coordination for demand side management due to the occurrence of load synchronization effects. Starting from regular real-time and time-of-use pricing approaches, we argue that careful modifications of these rates can reduce these load synchronization effects. This motivates the introduction of rate desynchronization approaches. First, we presented a power-based surcharge that induces more distributed charging behavior. Furthermore, we proposed individualization of residential electricity rates and present group tariffs.

Our analysis indicates that in a system with a low share of flexible loads and low renewable generation capacities flat pricing may be sufficient. Yet, increasing levels of renewable generation increases the benefits that can be tapped into by means of demand response and higher levels of flexible loads expand the number of options for system control. Standard price coordination approaches (OL-RT, TOU) result in load synchronization and lead to higher system costs than under flat pricing. The presented rate modifications can greatly reduce this over-coordination and help to reduce costs through improved

integration of renewable generation. Power surcharges perform best in situations with limited load flexibility. Group pricing achieves the most promising results in scenarios with a large number of EVs. This pricing regime effectively balances between reduction of load-synchronization and incentives to exploit high generation hours. With increasing renewable generation and flexible load penetration the performance gap between closed-loop adaptive pricing and group pricing increases.

Policy recommendations

Reforming electricity pricing is a key task for all regulators faced with the integration of high levels of renewable generation (Kiesling 2010). While adaptive prices and local markets may achieve higher coordination efficiency than open-loop posted prices, their implementation may be prone to failure due to lack of customer acceptance (Woo et al. 2008; Dütschke and Paetz 2013). Hence, closed-loop adaptive pricing remains a somewhat distant vision for retail markets. In the short and medium term, regulators should strive to implement dynamic yet reliable price signals. Group pricing as outlined in this article extends today's control of storage heaters in residential households. Digital smart grid technologies facilitate easy and effective grouping of customers. Adapting such pricing schemes would not expose customers to price or quantity risk but energy suppliers would retain the possibility of coordinating flexible loads. Therefore, the introduction of randomness allows providers to improve utilization levels and profitability (Jerath et al. 2010). On the other hand, customers are given access to new lower cost consumption options.

Limitations and opportunities for future research

Naturally, the reported results are affected by the underlying assumptions. We want to discuss these limitations and suggest avenues for future research to explore extensions or relaxations of the work at hand. Price-based control can be combined with direct control options in a more comprehensive DSM portfolio design problem. Furthermore, other appliances also offer significant DSM potentials with distinct individual characteristics (for example appliances with fixed load profiles). Accounting for heterogeneous load types offers new opportunities for group composition based on customer segmentation and would increase the generality of our results. Our electric vehicle optimization assumed perfect knowledge of future driving plans on behalf of the drivers. This assumption overestimates electric vehicle flexibility (Schuller et al. 2015). Finally, participation constraints on behalf of customers may also reduce the effectiveness of the proposed coordination schemes and may result in additional (contracting) costs. This may be solved by applying mechanism design principles (Fahrioglu and Alvarado 2000) or considering non-uniform participation rates in the evaluation (Wijaya et al. 2013).

APPENDIX

FIGURE 1
OPEN-LOOP AND CLOSED-LOOP DECISION MAKING SCHEMES FOR DECENTRAL COORDINATION

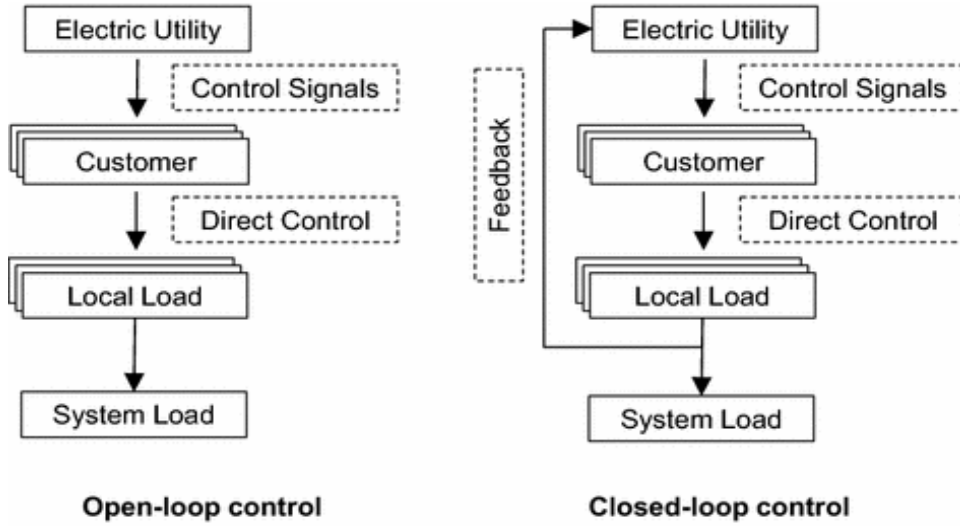


FIGURE 2
OVERVIEW OF SIMULATION FLOW

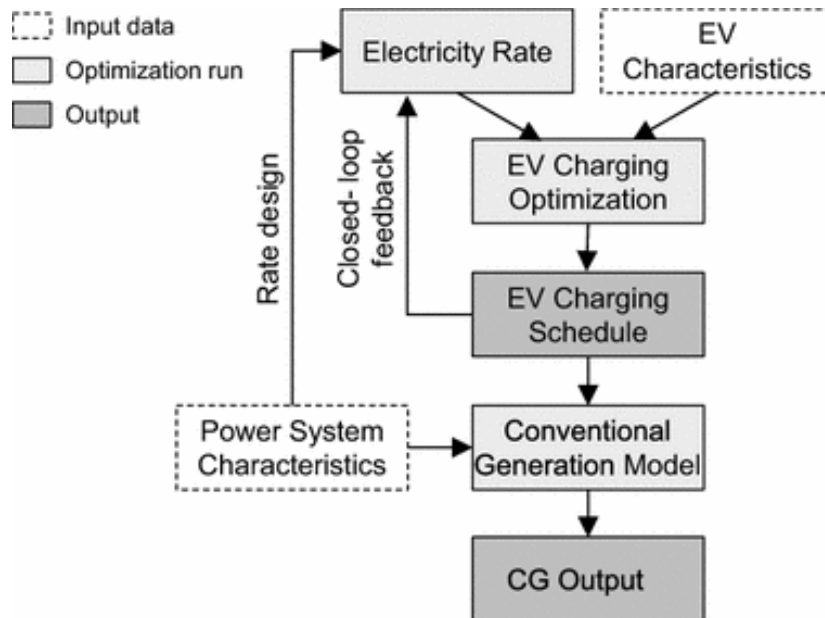


FIGURE 3

RATE STRUCTURE AND THE CORRESPONDING LOAD AND GENERATION BEHAVIOR FOR FLAT, OPEN-LOOP REAL-TIME AND TIME-OF-USE PRICING (Y-AXIS IS BROKEN TO ACCOMMODATE THE LOAD SPIKES UNDER OPEN-LOOP RT AND TOU PRICING)

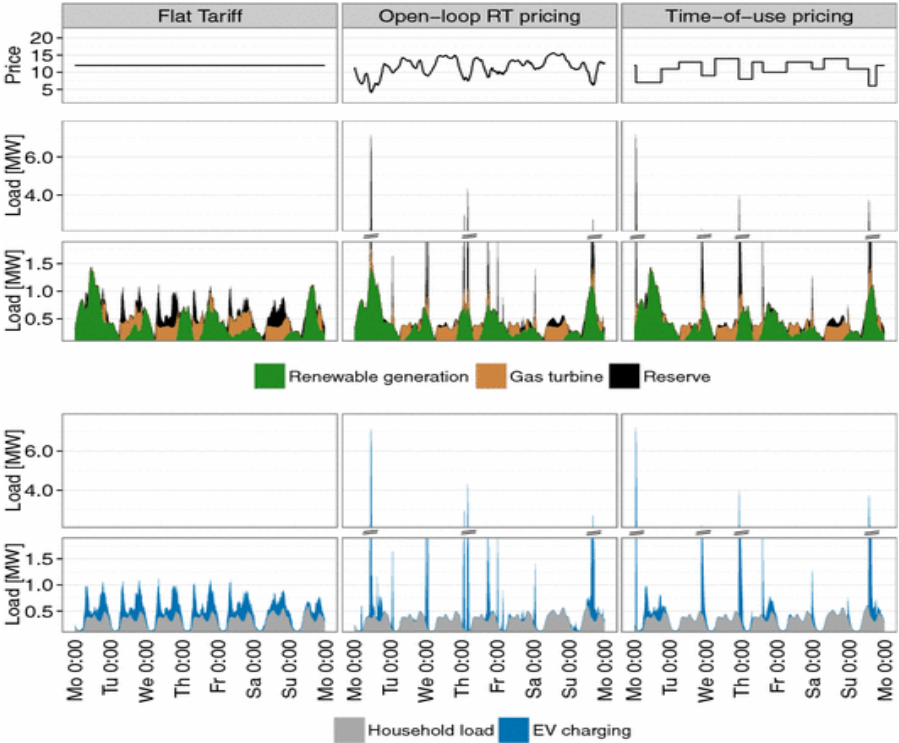


FIGURE 4

RATE STRUCTURE AND THE CORRESPONDING LOAD AND GENERATION BEHAVIOR FOR LOAD DESYNCHRONIZATION APPROACHES

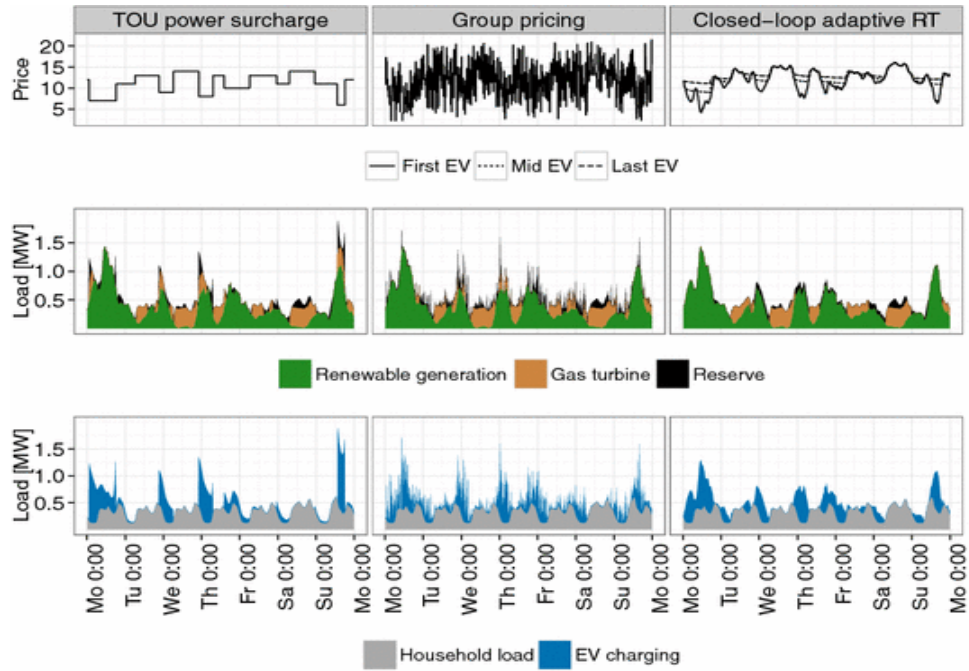


FIGURE 5

SYSTEM COSTS AND COST COMPONENTS FOR DIFFERENT CONTROL AND POWER SYSTEM SCENARIOS

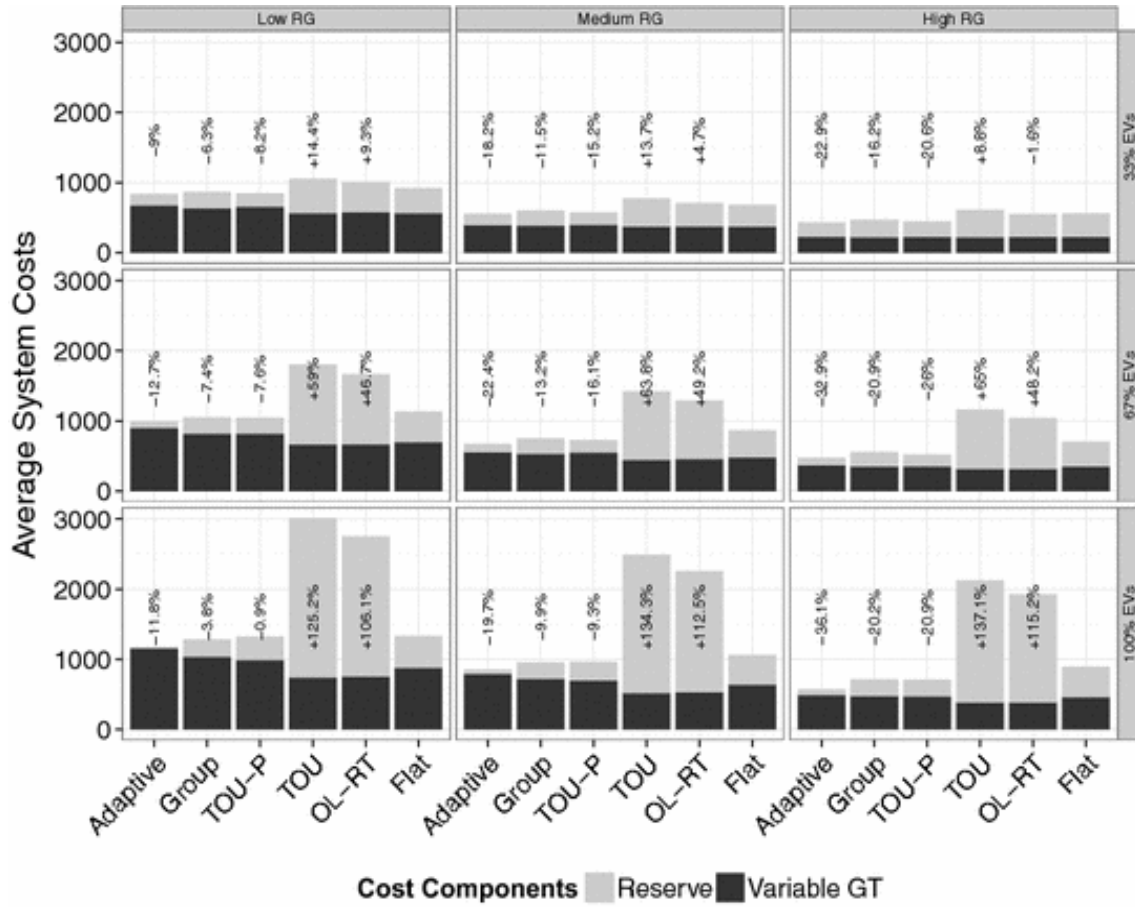


FIGURE 6
EFFECTS OF NOISE LEVEL AND THE NUMBER OF GROUPS ON AGGREGATE CHARGING LOAD (97.5 % QUANTILES), CONVENTIONAL GENERATION USAGE AND POWER SYSTEM COSTS

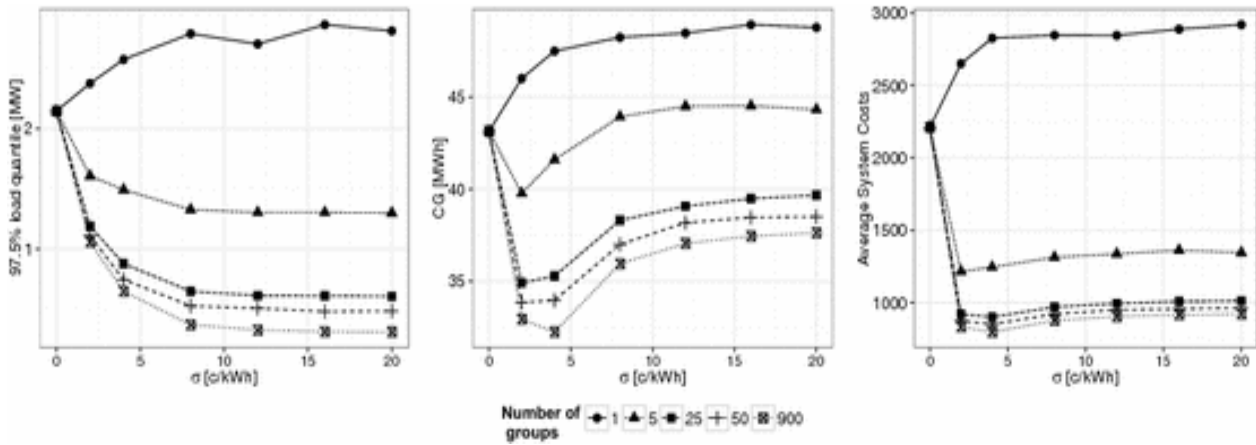


TABLE 1

GAS TURBINE UTILIZATION AND CAPACITY AND RESERVE REQUIREMENTS FOR DIFFERENT CONTROL AND POWER SYSTEM SCENARIOS

	Tariff	Low wind			Mid wind			High wind		
		Gas turbine	Reserve		Gas turbine	Reserve		Gas turbine	Reserve	
		Util.	Sum	Peak	Util.	Sum	Peak	Util.	Sum	Peak
		[MWh]	[kW]		[MWh]	[kW]		[MWh]	[kW]	
1/3 EV Penetration		$K = 280$ kW			$K = 240$ kW			$K = 164$ kW		
	Adaptive	0.801	6.75	307	0.547	6.63	331	0.471	8.1	391
	Group	0.754	9.44	392	0.535	8.82	500	0.454	9.86	398
	TOU-P	0.78	7.87	346	0.553	7.29	331	0.461	8.82	391
	TOU	0.675	14.1	2995	0.516	12.1	2967	0.449	12.4	2778
	OL-RT	0.688	13	2785	0.523	10.8	2681	0.454	11.2	2488
Static	0.674	14.2	406	0.52	12.1	428	0.462	12.9	490	
2/3 EV Penetration		$K = 344$ kW			$K = 304$ kW			$K = 260$ kW		
	Adaptive	0.872	3.9	243	0.599	5.05	267	0.467	4.39	295
	Group	0.791	9.11	957	0.579	8.72	795	0.446	8.24	637
	TOU-P	0.793	8.71	941	0.598	6.98	1146	0.453	6.72	809
	TOU	0.635	19.2	6093	0.488	17.2	5976	0.405	15.4	5627
	OL-RT	0.64	18.3	6003	0.494	16	5676	0.406	14.5	5387
Static	0.674	16.9	543	0.531	14.7	577	0.455	13.3	615	
Full EV Penetration		$K = 460$ kW			$K = 404$ kW			$K = 332$ kW		
	Adaptive	0.827	1.09	164	0.633	2.47	190	0.484	3.48	223
	Group	0.736	8.77	1488	0.584	8.62	1078	0.471	8.96	1302
	TOU-P	0.699	11.2	1605	0.563	9.16	2028	0.468	8.35	1377
	TOU	0.519	26.5	9232	0.418	23.9	9188	0.379	21.4	8662
	OL-RT	0.524	25.7	9143	0.422	22.9	8856	0.376	20.8	8575
Static	0.636	17.1	665	0.528	15.7	712	0.469	15.7	775	

REFERENCES

- Albadi, M.H., and E. El-Saadany. 2008. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research* 78(11): 1989–1996.
- Bitar, E., Low, S., 2012. Deadline differentiated pricing of deferrable electric power service. In *IEEE conference on decision and control*, 4991–4997.
- Blumsack, S., and A. Fernandez. 2012. Ready or not, here comes the smart grid!. *Energy* 37(1): 61–68.

- Bohn, R. E., 1982. Spot pricing of public utility services. Ph.D. thesis, Massachusetts Institute of Technology, Energy Laboratory.
- Borenstein, S., M. Jaske, and A. Rosenfeld. 2002. Dynamic pricing, advanced metering, and demand response in electricity markets. Technical report, Center for the Study of Energy Markets, Berkley
- Callaway, D.S., and I.A. Hiskens. 2011. Achieving controllability of electric loads. *Proceedings of the IEEE* 99(1): 184–199.
- Dütschke, E., and A.-G. Paetz. 2013. Dynamic electricity pricing—which programs do consumers prefer? *Energy Policy* 59: 226–234.
- Fahrioglu, M., and F.L. Alvarado. 2000. Designing incentive compatible contracts for effective demand management. *IEEE Transactions on Power Systems* 15(4): 1255–1260.
- Faruqui, A., and J. Palmer. 2012. The discovery of price responsiveness—a survey of experiments involving dynamic pricing of electricity. *EDI Quarterly* 4(1): 15–18.
- Faruqui, A., D. Harris, and R. Hledik. 2010. Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the eu: how increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the eu’s smart grid investment. *Energy Policy* 38(10): 6222–6231.
- Fay, S. 2008. Selling an opaque product through an intermediary: the case of disguising one’s product. *Journal of Retailing* 84(1): 59–75.
- Flath, C.M., 2013. An optimization approach for the design of time-of-use rates. In *Proceedings of the 39th annual conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, Vienna.
- Flath, C.M., J.P. Ilg, S. Gottwalt, H. Schmeck, and C. Weinhardt. 2014. Improving electric vehicle charging coordination through area pricing. *Transportation Science* 48(4): 619–634.
- Franke, T., I. Neumann, F. Bühler, P. Cocron, and J.F. Krems. 2012. Experiencing range in an electric vehicle: understanding psychological barriers. *Applied Psychology* 61(3): 368–391.
- Gan, L., U. Topcu, and S.H. Low. 2013. Optimal decentralized protocol for electric vehicle charging. *IEEE Transactions on Power Systems* 28(2): 940–951.
- Goett, A.A., K. Hudson, and K.E. Train. 2000. Customers’ choice among retail energy suppliers: the willingness-to-pay for service attributes. *The Energy Journal* 21(4): 1–28.
- Gong, Q., S. Midlam-Mohler, V. Marano, and G. Rizzoni. 2012. Study of PEV charging on residential distribution transformer life. *IEEE Transactions on Smart Grid* 3(1): 404–412.
- Gottwalt, S., W. Ketter, C. Block, J. Collins, and C. Weinhardt. 2011. Demand side management—a simulation of household behavior under variable prices. *Energy Policy* 39(12): 8163–8174.
- Grünwald, P., E. McKenna, and M. Thomson. 2014. Keep it simple: time-of-use tariffs in high-wind scenarios. *Renewable Power Generation IET* 9(2): 176–183.
- Hastings, B. 1980. Ten years of operating experience with a remote controlled water heater load management system at Detroit Edison. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS* 99(4): 1437–1441.
- Homburg, C., D. Totzek, and M. Krämer. 2014. How price complexity takes its toll: the neglected role of a simplicity bias and fairness in price evaluations. *Journal of Business Research* 67(6): 1114–1122.
- IEA. 2014. The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems. Technical report, International Energy Agency
- Jerath, K., S. Netessine, and S.K. Veeraraghavan. 2010. Revenue management with strategic customers: last-minute selling and opaque selling. *Management Science* 56(3): 430–448.
- Jiang, Y. 2007. Price discrimination with opaque products. *Journal of Revenue and Pricing Management* 6(2): 118–134.
- Kiesling, L.L. 2010. Promoting innovation in the electricity industry. *Economic Affairs* 30(2): 6–12.
- Kishore, S., Snyder, L.V., 2010. Control mechanisms for residential electricity demand in smartgrids. In *IEEE international conference on smart grid communications*, 443–448.
- Lamparter, S., Becher, S., Fischer, J.-G., 2010. An agent-based market platform for smart grids. In *Proceedings of the 9th international conference on autonomous agents and multiagent systems*:

- industry track, 1689–1696. International Foundation for Autonomous Agents and Multiagent Systems.
- Lopes, J.P., S.A. Polenz, C. Moreira, and R. Cherkaoui. 2010. Identification of control and management strategies for LV unbalanced microgrids with plugged-in electric vehicles. *Electric Power Systems Research* 80(8): 898–906.
- Los, H., de Jong, C., van Dijken, H., 2009. Realistic power plant valuations. *World Power*, 48–53. London: Isherwood Production.
- Mohsenian-Rad, A., V.W. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, and A. Leon-Garcia. 2010. Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid* 1(3): 320–331.
- Muratori, M., and G. Rizzoni. 2015. Residential demand response: dynamic energy management and time-varying electricity pricing. *IEEE Transactions on Power Systems* PP(99): 1–10.
- Petersen, M., Edlund, K., Hansen, L., Bendtsen, J., Stoustrup, J., 2013. A taxonomy for modeling flexibility and a computationally efficient algorithm for dispatch in smart grids. In *American control conference*, 1150–1156.
- Qian, K., C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan. 2011. Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems* 26(2): 802–810.
- Ramchurn, S.D., P. Vytelingum, A. Rogers, and N.R. Jennings. 2012. Putting the 'Smarts' into the smart grid: a grand challenge for artificial intelligence. *Communications of the ACM* 55(4): 86–97.
- Ramchurn, S.D., Vytelingum, P., Rogers, A., Jennings, N., 2011. Agent-based control for decentralised demand side management in the smart grid. In *10th international conference on autonomous agents and multiagent systems*.
- Schuller, A., B. Dietz, C. Flath, and C. Weinhardt. 2014. Charging strategies for battery electric vehicles: economic benchmark and V2G potential. *IEEE Transactions on Power Systems* 29(5): 1–9.
- Schuller, A., C.M. Flath, and S. Gottwalt. 2015. Quantifying load flexibility of electric vehicles for renewable energy integration. *Applied Energy* 151: 335–344.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors, and R.E. Bohn. 1988. *Spot pricing of electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Shinwari, M., A. Youssef, and W. Hamouda. 2012. A water-filling based scheduling algorithm for the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid* 3(2): 710–719.
- Sioshansi, R. 2012. Modeling the impacts of electricity tariffs on plug-in hybrid electric vehicle charging, costs, and emissions. *Operations Research* 60(3): 506–516.
- Sioshansi, R., R. Fagiani, and V. Marano. 2010. Cost and emissions impacts of plug-in hybrid vehicles on the Ohio power system. *Energy Policy* 38(11): 6703–6712.
- Strbac, G. 2008. Demand side management: benefits and challenges. *Energy Policy* 36(12): 4419–4426.
- Subramanian, A., M.J. Garcia, D.S. Callaway, K. Poolla, and P. Varaiya. 2013. Real-time scheduling of distributed resources. *IEEE Transactions on Smart Grid* 4(4): 2122–2130.
- Van Den Briel, M., Scott, P., Thiébaux, S., 2013. Randomized load control: A simple distributed approach for scheduling smart appliances. In *Proceedings of the twenty-third international joint conference on artificial intelligence*, 2915–2922. AAAI Press.
- van Dijken, H., van Abbema, D., Los, H.S., de Jong, C., 2010. The value of starting up the power plant. *World Power*, 48–53. London: Isherwood Production.
- Vandael, S., N. Boucké, T. Holvoet, K. De Craemer, and G. Deconinck. 2011. Decentralized coordination of plug-in hybrid vehicles for imbalance reduction in a smart grid. In *The 10th international conference on autonomous agents and multiagent systems*, Richland, SC, 803–810.
- Varaiya, P.P., F.F. Wu, and J.W. Bialek. 2011. Smart operation of smart grid: risk-limiting dispatch. *Proceedings of the IEEE* 99(1): 40–57.
- Wijaya, T.K., Papaioannou, T.G., Liu, X., Aberer, K., 2013. Effective consumption scheduling for demand-side management in the smart grid using non-uniform participation rate. In *Sustainable internet and ICT for sustainability (SustainIT)*, 1–8. doi:10.1109/SustainIT.2013.6685188

- Woo, C., E. Kollman, R. Orans, S. Price, and B. Horii. 2008. Now that California has AMI, what can the state do with it? *Energy Policy* 36(4): 1366–1374.
- Wunderlich, P., J. Kranz, D. Totzek, D. Veit, and A. Picot. 2013a. The impact of endogenous motivations on adoption of IT-enabled services: the case of transformative services in the energy sector. *Journal of Service Research* 16(3): 356–371.
- Wunderlich, P., Kranz, J., Veit, D., 2013b. Beyond carrot-and-stick: How values and endogenous motivations affect residential green IS adoption. In *Proceedings of the international conference on information systems*.

TRANSLATED VERSION: SPANISH

Below is a rough translation of the insights presented above. This was done to give a general understanding of the ideas presented in the paper. Please excuse any grammatical mistakes and do not hold the original authors responsible for these mistakes.

VERSION TRADUCIDA: ESPAÑOL

A continuación se muestra una traducción aproximada de las ideas presentadas anteriormente. Esto se hizo para dar una comprensión general de las ideas presentadas en el documento. Por favor, disculpe cualquier error gramatical y no responsabilite a los autores originales de estos errores.

INTRODUCCIÓN

Una integración eficiente de las fuentes de energía renovables volátiles en la red eléctrica requiere un lado de la demanda más flexible para minimizar la necesidad de costosas potencias de equilibrio y capacidad de almacenamiento. Las redes inteligentes mejoran la infraestructura de red existente mediante el suministro de tecnología bidireccional de información y comunicación (Blumsack y Fernandez 2012). Utilizando tarifas de electricidad dinámicas, los servicios públicos pueden aprovechar la flexibilidad del lado de la demanda (Faruqui et al. 2010). Sin embargo, investigaciones recientes han sido más pesimistas con respecto a las capacidades de coordinación de las señales de precios debido a la tendencia de crear efectos de pastoreo o sincronización de carga (Gottwalt et al. 2011; Sioshansi 2012). (2012) señalan que [Precios en tiempo real] "pueden crear picos inesperados de demanda, cuando todas las personas responden a una señal de la misma manera, y sin darse cuenta se sincronizan con los demás". Concluyen que "las tecnologías de gestión del lado de la demanda que simplemente se basan en reaccionar al control o a las señales de precios no serán suficientes". Esto requiere precios de clientes adaptables que reflejen dinámicamente las condiciones actuales de la cuadrícula en el espíritu de un precio al contado óptimo (Schweppe et al. 1988). Al mismo tiempo, los sres. D-tschke y Paetz (2013) señalan que la aceptación del cliente requerirá esquemas de precios sencillos y fiables.

¿Se puede suavizar esta evidente disparidad entre las preferencias del cliente (señales de precios simples y fiables) y los requisitos del sistema (coordinación eficaz de la carga)? Para facilitar la integración de niveles cada vez más altos de generación renovable, encontrar una solución a este desafío es de gran interés para los servicios públicos y los reguladores de todo el mundo. Este documento repasa este enigma de coordinación de precios y explora las opciones de diseño de tarifas para reducir la sincronización bajo tarifas de electricidad especificadas exógenamente en diferentes configuraciones del sistema de energía. Específicamente, queremos abordar las siguientes preguntas de investigación:

¿Cuáles son los enfoques adecuados de desincronización para los esquemas de precios publicados y en qué medida limitan los efectos de pastoreo?

¿Cuál es el efecto de los diferentes regímenes de precios en los costes del sistema en diferentes capacidades de generación renovables y la penetración flexible de la carga?

¿Hasta qué punto los esquemas de precios publicados simples pueden lograr resultados de coordinación satisfactorios y cuándo fallan?

El resto de este documento se estructura de la siguiente manera: La secta 2 ofrece una visión general de la investigación relacionada. Para analizar los impactos en el sistema de potencia agregada, la Secta 3 presenta un modelo de microred local con generación eólica renovable y convencional, así como cargas flexibles e inflexibles. Utilizando diferentes esquemas de precios, analizamos la carga de carga agregada de una flota de vehículos eléctricos en la sección 4. Aquí, comenzamos con diseños de tarifas estándar (plana, en tiempo real, tiempo de uso) y posteriormente introducimos elementos de diseño adicionales (recargos de potencia, tasas de grupo aleatorios) para reducir los efectos de agrupación en clústeres de carga. En la sección 5 analizamos los costos del sistema de diferentes velocidades en diferentes configuraciones de una microred local y llevamos a cabo un análisis de sensibilidad para las tasas de grupo aleatorizadas para identificar parámetros importantes para el diseño de tarifas. Por último, la Sección 6 concluye y presenta una perspectiva para futuras oportunidades de investigación.

CONCLUSIÓN

Investigaciones recientes han sido algo pesimistas con respecto a los potenciales de la coordinación basada en precios para la gestión lateral de la demanda debido a la ocurrencia de efectos de sincronización de carga. A partir de enfoques regulares de precios en tiempo real y en tiempo de uso, argumentamos que las modificaciones cuidadosas de estas tasas pueden reducir estos efectos de sincronización de carga. Esto motiva la introducción de enfoques de desincronización de velocidades. En primer lugar, presentamos un recargo basado en energía que induce un comportamiento de carga más distribuido. Además, propusimos la individualización de las tarifas de electricidad residencial y las tarifas actuales del grupo.

Nuestro análisis indica que en un sistema con una baja proporción de cargas flexibles y bajas capacidades de generación renovables, los precios fijos pueden ser suficientes. Sin embargo, el aumento de los niveles de generación renovable aumenta los beneficios que se pueden aprovechar mediante la respuesta a la demanda y los mayores niveles de cargas flexibles amplían el número de opciones para el control del sistema. Los enfoques estándar de coordinación de precios (OL-RT, TOU) dan lugar a la sincronización de la carga y conducen a costos del sistema más altos que bajo precios fijos. Las modificaciones de tarifas presentadas pueden reducir en gran medida esta sobre-coordinación y ayudar a reducir los costos a través de una mejor integración de la generación renovable. Los recargos de alimentación funcionan mejor en situaciones con flexibilidad de carga limitada. Los precios de grupo logran los resultados más prometedores en escenarios con un gran número de vehículos eléctricos. Este régimen de precios equilibra eficazmente entre la reducción de la sincronización de carga y los incentivos para explotar las horas de alta generación. Con el aumento de la generación renovable y la penetración de carga flexible, la brecha de rendimiento entre los precios adaptativos de bucle cerrado y los precios de grupo aumenta.

Recomendaciones de políticas

La reforma de los precios de la electricidad es una tarea clave para todos los reguladores que se enfrentan a la integración de altos niveles de generación renovable (Kiesling 2010). Si bien los precios adaptativos y los mercados locales pueden lograr una mayor eficiencia de coordinación que los precios publicados en bucle abierto, su implementación puede ser propensa a fracasar debido a la falta de aceptación del cliente (Woo et al. 2008; 2013). Por lo tanto, los precios adaptativos de bucle cerrado siguen siendo una visión algo distante para los mercados minoristas. A corto y medio plazo, los reguladores deben esforzarse por implementar señales de precios dinámicas pero fiables. Los precios de grupo como se describe en este artículo amplían el control actual de los calentadores de almacenamiento en hogares residenciales. Footnote11 Las tecnologías de red inteligente digital facilitan una agrupación fácil y eficaz de clientes. La adaptación de estos esquemas de fijación de precios no expondría a los clientes al riesgo de precios o cantidad, pero los proveedores de energía conservarían la posibilidad de coordinar cargas flexibles. Por lo tanto, la introducción de la aleatoriedad permite a los proveedores mejorar los niveles de utilización y la rentabilidad (Jerath et al. 2010). Por otro lado, los clientes tienen acceso a nuevas opciones de consumo de menor costo.

Limitaciones y oportunidades para futuras investigaciones

Naturalmente, los resultados notificados se ven afectados por los supuestos subyacentes. Queremos discutir estas limitaciones y sugerir vías para futuras investigaciones para explorar extensiones o relajaciones del trabajo en cuestión. El control basado en precios se puede combinar con opciones de control directo en un problema de diseño de cartera DSM más completo. Además, otros aparatos también ofrecen potenciales de DSM significativos con características individuales distintas (por ejemplo, aparatos con perfiles de carga fija). La contabilidad de los tipos de carga heterogéneos ofrece nuevas oportunidades para la composición de grupos basadas en la segmentación de clientes y aumentaría la generalidad de nuestros resultados. Nuestra optimización de vehículos eléctricos asumió un conocimiento perfecto de los planes de conducción futuros en nombre de los conductores. Esta suposición sobreestima la flexibilidad del vehículo eléctrico (Schuller et al. 2015). Por último, las limitaciones de participación en nombre de los clientes también pueden reducir la eficacia de los planes de coordinación propuestos y pueden dar lugar a costos adicionales (contratación). Esto puede resolverse aplicando los principios de diseño del mecanismo (Fahrioglu y Alvarado 2000) o considerando las tasas de participación no uniformes en la evaluación (Wijaya et al. 2013).

TRANSLATED VERSION: FRENCH

Below is a rough translation of the insights presented above. This was done to give a general understanding of the ideas presented in the paper. Please excuse any grammatical mistakes and do not hold the original authors responsible for these mistakes.

VERSION TRADUITE: FRANÇAIS

Voici une traduction approximative des idées présentées ci-dessus. Cela a été fait pour donner une compréhension générale des idées présentées dans le document. Veuillez excuser toutes les erreurs grammaticales et ne pas tenir les auteurs originaux responsables de ces erreurs.

INTRODUCTION

Une intégration efficace des sources d'énergie renouvelables volatiles dans le réseau électrique exige une demande plus souple afin de réduire au minimum le besoin d'un équilibre coûteux de la puissance et de la capacité de stockage. Les réseaux intelligents améliorent l'infrastructure existante du réseau grâce à la fourniture de technologies bidirectionnelles de l'information et de la communication (Blumsack et Fernandez, 2012). En utilisant des tarifs d'électricité dynamiques, les services publics peuvent tirer parti de la flexibilité du côté de la demande (Faruqui et coll., 2010). Toutefois, des recherches récentes ont été plus pessimistes quant aux capacités de coordination des signaux de prix en raison de la tendance à créer des effets d'élevage ou de synchronisation de la charge (Gottwalt et coll., 2011; Sioshansi 2012). Ramchurn et coll. (2012) notent que [les prix en temps réel] « peuvent créer des pics inattendus de demande, lorsque tous les individus répondent à un signal de la même manière et se synchronisent par inadvertance avec les autres ». Ils concluent que « les technologies de gestion de la demande qui reposent simplement sur la réaction aux signaux de contrôle ou de prix ne suffiront pas ». Cela exige des prix adaptatifs pour les clients reflétant dynamiquement les conditions actuelles du réseau dans l'esprit d'une tarification au comptant optimale (Schweppe et coll., 1988). Dans le même temps, Dütschke et Paetz (2013) soulignent que l'acceptation par les clients nécessitera des systèmes de tarification simples et fiables.

Cette disparité évidente entre les préférences des clients (signaux de prix simples et fiables) et les exigences du système (coordination efficace de la charge) peut-elle être atténuée? Pour faciliter l'intégration de niveaux toujours plus élevés de production d'énergie renouvelable, trouver une solution à ce défi est d'un grand intérêt pour les services publics et les organismes de réglementation du monde entier. Cet article revisite cette énigme de coordination des prix et explore les options de conception tarifaire pour réduire la synchronisation sous des tarifs d'électricité exogènement spécifiés dans différentes configurations de système d'alimentation. Plus précisément, nous voulons répondre aux questions de recherche suivantes :

Quelles sont les approches de désynchronisation appropriées pour les systèmes de prix affichés et dans quelle mesure limitent-elles les effets de l'élevage?

Quel est l'effet des différents régimes de prix sur les coûts du système en fonction des différentes capacités de production renouvelable et de la pénétration flexible de la charge?

Dans quelle mesure de simples systèmes de tarification affichés peuvent-ils obtenir des résultats satisfaisants en matière de coordination et quand échouent-ils?

Le reste de cet article est structuré comme suit : la section 2 donne un aperçu de la recherche connexe. Pour analyser les impacts sur le système d'alimentation globale, la section 3 présente un modèle de microgrid local comportant l'énergie éolienne renouvelable et la production conventionnelle ainsi que des charges flexibles et inflexibles. À l'aide de différents systèmes de tarification, nous analysons ensuite la charge globale d'un parc de véhicules électriques dans la section 4. Ici, nous commençons par les conceptions tarifaires standard (plat, en temps réel, heure d'utilisation) et introduisons par la suite des éléments de conception supplémentaires (suppléments de puissance, taux de groupe randomisés) pour réduire les effets de clustering de charge. Dans l'article 5, nous analysons les coûts du système de différents taux dans différentes configurations d'un microgrid local et nous effectuons une analyse de sensibilité pour les taux de groupe randomisés afin d'identifier des paramètres importants pour la conception des taux. Enfin, la section 6 conclut et présente des perspectives pour les possibilités de recherche futures.

CONCLUSION

Des recherches récentes ont été quelque peu pessimistes quant aux possibilités de coordination fondée sur les prix pour la gestion du côté de la demande en raison de l'apparition d'effets de synchronisation de la charge. À partir d'approches régulières de tarification en temps réel et en temps d'utilisation, nous soutenons que des modifications minutieuses de ces tarifs peuvent réduire ces effets de synchronisation de la charge. Cela motive l'introduction d'approches de désynchronisation des taux. Tout d'abord, nous avons présenté un supplément basé sur l'alimentation qui induit un comportement de charge plus distribué. De plus, nous avons proposé l'individualisation des tarifs résidentiels d'électricité et des tarifs actuels du groupe.

Notre analyse indique que dans un système avec une faible part de charges flexibles et de faibles capacités de production renouvelable, des prix fixes peuvent être suffisants. Pourtant, l'augmentation des niveaux de production d'énergie renouvelable augmente les avantages qui peuvent être exploités au moyen de la réponse à la demande et des niveaux plus élevés de charges flexibles augmentent le nombre d'options pour le contrôle du système. Les approches standard de coordination des prix (OL-RT, TOU) entraînent une synchronisation de la charge et entraînent des coûts système plus élevés que sous un prix fixe. Les modifications tarifaires présentées peuvent réduire considérablement cette sur-coordination et contribuer à réduire les coûts grâce à une meilleure intégration de la production renouvelable. Les suppléments de puissance sont les plus performants dans les situations où la flexibilité de charge est limitée. La tarification du groupe obtient les résultats les plus prometteurs dans les scénarios avec un grand nombre de VE. Ce régime de tarification équilibre efficacement entre la réduction de la synchronisation de la charge et les incitations à exploiter les heures de haute génération. Avec l'augmentation de la production renouvelable et la pénétration flexible de la charge, l'écart de performance entre les prix adaptatifs en boucle fermée et les prix du groupe augmente.

Recommandations politiques

La réforme des prix de l'électricité est une tâche clé pour tous les régulateurs confrontés à l'intégration de niveaux élevés de production renouvelable (Kiesling, 2010). Bien que les prix adaptatifs et les marchés locaux puissent obtenir une plus grande efficacité de coordination que les prix affichés en boucle ouverte, leur mise en œuvre peut être sujette à l'échec en raison du manque d'acceptation des clients (Woo et coll., 2008; Dütschke et Paetz 2013). Par conséquent, les prix adaptatifs en boucle fermée demeurent une vision quelque peu éloignée pour les marchés de détail. À court et moyen terme, les régulateurs devraient s'efforcer de mettre en œuvre des signaux de prix dynamiques mais fiables. Les prix du groupe tels qu'ils sont décrits dans cet article étendent aujourd'hui le contrôle des appareils de chauffage de stockage dans

les ménages résidentiels. Note de bas de page 11 Les technologies numériques de réseau intelligent facilitent un regroupement facile et efficace de clients. L'adaptation de tels systèmes de tarification n'exposerait pas les clients à des risques de prix ou de quantité, mais les fournisseurs d'énergie conserveraient la possibilité de coordonner des charges flexibles. Par conséquent, l'introduction du hasard permet aux fournisseurs d'améliorer les niveaux d'utilisation et la rentabilité (Jerath et coll., 2010). D'autre part, les clients ont accès à de nouvelles options de consommation à moindre coût.

Limites et possibilités de recherche future

Naturellement, les résultats rapportés sont affectés par les hypothèses sous-jacentes. Nous voulons discuter de ces limites et proposer des pistes pour de futures recherches afin d'explorer des extensions ou des assouplissements des travaux en cours. Le contrôle basé sur les prix peut être combiné avec des options de contrôle direct dans un problème plus complet de conception de portefeuille DSM. En outre, d'autres appareils offrent également d'importants potentiels DSM avec des caractéristiques individuelles distinctes (par exemple des appareils avec des profils de charge fixes). La comptabilisation des types de charges hétérogènes offre de nouvelles opportunités de composition de groupe basées sur la segmentation des clients et augmenterait la généralité de nos résultats. Notre optimisation des véhicules électriques suppose une parfaite connaissance des futurs plans de conduite au nom des conducteurs. Cette hypothèse surestime la flexibilité des véhicules électriques (Schuller et coll., 2015). Enfin, les contraintes de participation au nom des clients peuvent également réduire l'efficacité des systèmes de coordination proposés et entraîner des coûts (contractuels) supplémentaires. Cela peut être résolu en appliquant les principes de conception des mécanismes (Fahrioglu et Alvarado, 2000) ou en tenant compte des taux de participation non uniformes à l'évaluation (Wijaya et al., 2013).

TRANSLATED VERSION: GERMAN

Below is a rough translation of the insights presented above. This was done to give a general understanding of the ideas presented in the paper. Please excuse any grammatical mistakes and do not hold the original authors responsible for these mistakes.

ÜBERSETZTE VERSION: DEUTSCH

Hier ist eine ungefähre Übersetzung der oben vorgestellten Ideen. Dies wurde getan, um ein allgemeines Verständnis der in dem Dokument vorgestellten Ideen zu vermitteln. Bitte entschuldigen Sie alle grammatikalischen Fehler und machen Sie die ursprünglichen Autoren nicht für diese Fehler verantwortlich.

EINLEITUNG

Eine effiziente Integration flüchtiger erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz erfordert eine flexiblere Nachfrageseite, um den Bedarf an teurer Ausgleichsleistung und Speicherkapazität zu minimieren. Smart Grids verbessern die bestehende Netzinfrastruktur durch die Bereitstellung bidirektionaler Informations- und Kommunikationstechnologie (Blumsack und Fernandez 2012). Mit dynamischen Stromtarifen können Versorgungsunternehmen die Flexibilität auf der Nachfrageseite nutzen (Faruqui et al. 2010). Jüngste Forschungen waren jedoch pessimistischer in Bezug auf die Koordinationsfähigkeiten von Preissignalen aufgrund der Tendenz, Herden- oder Lastsynchronisationseffekte zu erzeugen (Gottwalt et al. 2011; Sioshansi 2012). Ramchurn et al. (2012) beachten Sie, dass [Echtzeit-Preise] "unerwartete Nachfragespitzen erzeugen können, wenn alle Individuen auf ein Signal auf die gleiche Weise reagieren und sich versehentlich mit anderen synchronisieren". Sie kommen zu dem Schluss, dass "nachfrageseitige Managementtechnologien, die einfach darauf angewiesen sind, auf Kontroll- oder Preissignale zu reagieren, nicht ausreichen werden". Dies erfordert adaptive Kundenpreise, die die aktuellen Netzbedingungen im Sinne optimaler Spot-Preise dynamisch

widerspiegeln (Schweppe et al. 1988). Gleichzeitig weisen Dütschke und Paetz (2013) darauf hin, dass die Kundenakzeptanz einfache und zuverlässige Preisgestaltungen erfordert.

Lässt sich diese offensichtliche Diskrepanz zwischen Kundenpräferenzen (einfache und zuverlässige Preissignale) und Systemanforderungen (effektive Lastkoordination) aufweichen? Um die Integration immer höherer erneuerbarer Energien zu erleichtern, ist es für Versorgungsunternehmen und Regulierungsbehörden auf der ganzen Welt von großem Interesse, eine Lösung für diese Herausforderung zu finden. In diesem Beitrag wird dieses Preis-Koordinierungs-Problem erneut untersucht und die Optionen für die Preisgestaltung untersucht, um die Synchronisierung unter exogen festgelegten Strompreisen in verschiedenen Stromsystemkonfigurationen zu reduzieren. Insbesondere möchten wir folgende Forschungsfragen ansprechen:

Welche Entsynchonisierungsansätze eignen sich für gebuchte Preisschemata und inwieweit begrenzen sie die Herdeneffekte?

Welche Auswirkungen haben unterschiedliche Preisregelungen auf die Systemkosten unter unterschiedlichen Kapazitäten für erneuerbare Energien und flexibler Lastdurchdringung?

Inwieweit können einfache gebuchte Preissysteme zufriedenstellende Koordinierungsergebnisse erzielen und wann scheitern sie?

Der Rest dieses Beitrags ist wie folgt aufgebaut: Abschnitt 2 gibt einen Überblick über verwandte Forschung. Um die Auswirkungen auf das Aggregatstromsystem zu analysieren, führt Sect. 3 ein lokales Mikronetzmodell mit erneuerbarem Wind und konventioneller Erzeugung sowie flexiblen und unflexiblen Lasten ein. Anhand verschiedener Preissysteme analysieren wir dann die gesamtaumsolange Ladelast einer EV-Flotte in Abschnitt 4. Hier beginnen wir mit Standardtarif-Designs (Flat, Real-Time, Time-of-Use) und führen anschließend zusätzliche Designelemente (Leistungszuschläge, randomisierte Gruppenraten) ein, um Lastclustering-Effekte zu reduzieren. In Abschnitt 5 analysieren wir die Systemkosten unterschiedlicher Raten in verschiedenen Konfigurationen eines lokalen Mikronetzes und führen eine Sensitivitätsanalyse für randomisierte Gruppenraten durch, um wichtige Parameter für die Ratenplanung zu identifizieren. Schließlich schließt Abschnitt 6 und gibt einen Ausblick auf zukünftige Forschungsmöglichkeiten.

SCHLUSSFOLGERUNG

Jüngste Forschungen waren etwas pessimistisch hinsichtlich der Potenziale einer preisbasierten Koordination für das nachfrageseitige Management aufgrund des Auftretens von Lastsynchronisationseffekten. Ausgehend von regelmäßigen Echtzeit- und Time-of-Use-Preisansätzen argumentieren wir, dass sorgfältige Änderungen dieser Raten diese Lastsynchronisationseffekte reduzieren können. Dies motiviert zur Einführung von Ratendesynchronisationsansätzen. Zunächst haben wir einen strombasierten Aufschlag vorgestellt, der zu einem stärker verteilten Ladeverhalten führt. Darüber hinaus haben wir eine Individualisierung der Stromtarife für Wohnimmobilien und die derzeitigen Gruppentarife vorgeschlagen.

Unsere Analyse zeigt, dass in einem System mit einem geringen Anteil an flexiblen Lasten und niedrigen Kapazitäten für erneuerbare Energien eine flache Preisgestaltung ausreichen kann. Doch die zunehmende Erzeugung erneuerbarer Energien erhöht die Vorteile, die durch die Nachfragesteuerung und höhere flexible Belastungen genutzt werden können, und erweitern die Anzahl der Optionen für die Systemsteuerung. Standardpreiskoordinationsansätze (OL-RT, TOU) führen zu einer Lastsynchronisation und zu höheren Systemkosten als bei Flat Pricing. Die vorgestellten Tarifänderungen können diese Überkoordinierung erheblich reduzieren und durch eine verbesserte Integration der erneuerbaren Erzeugung zur Kostensenkung beitragen. Leistungszuschläge schneiden in Situationen mit begrenzter Lastflexibilität am besten ab. Die Gruppenpreise erzielen die vielversprechendsten Ergebnisse in Szenarien mit einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen. Dieses Preissystem gleicht effektiv zwischen der Reduzierung der Lastsynchronisierung und Anreizen zur Nutzung von Stunden der hohen Generation aus. Mit zunehmender Erzeugung erneuerbarer Energien und flexibler Lastdurchdringung steigt die Leistungslücke zwischen adaptiven Preisen im geschlossenen Kreislauf und Gruppenpreisen.

Politische Empfehlungen

Die Reform der Strompreise ist eine zentrale Aufgabe für alle Regulierungsbehörden, die mit der Integration hoher erneuerbarer Energien konfrontiert sind (Kiesling 2010). Während adaptive Preise und lokale Märkte eine höhere Koordinationseffizienz als offene gebuchte Preise erreichen können, kann ihre Umsetzung aufgrund mangelnder Kundenakzeptanz anfällig für Fehler sein (Woo et al. 2008; Dütschke und Paetz 2013). Daher bleibt die adaptive Preisgestaltung im geschlossenen Kreislauf für die Einzelhandelsmärkte eine etwas weit entfernte Vision. Kurz- und mittelfristig sollten sich die Regulierungsbehörden bemühen, dynamische, aber zuverlässige Preissignale umzusetzen. Die in diesem Artikel beschriebene Gruppenpreisgestaltung erweitert die heutige Kontrolle von Speicherheizungen in Privathaushalten. Footnote11 Digitale Smart-Grid-Technologien ermöglichen eine einfache und effektive Kundengruppierung. Die Anpassung solcher Preisregelungen würde die Kunden nicht dem Preis- oder Mengenrisiko aussetzen, aber die Energieversorger würden die Möglichkeit behalten, flexible Lasten zu koordinieren. Daher ermöglicht die Einführung der Zufälligkeit den Anbietern, Auslastung und Rentabilität zu verbessern (Jerath et al. 2010). Auf der anderen Seite erhalten Kunden Zugang zu neuen kostengünstigeren Verbrauchsoptionen.

Grenzen und Chancen für zukünftige Forschung

Natürlich werden die gemeldeten Ergebnisse von den zugrunde liegenden Annahmen beeinflusst. Wir wollen diese Einschränkungen diskutieren und Wege für zukünftige Forschung vorschlagen, um Erweiterungen oder Lockerungen der arbeit zur handstehenden Arbeit zu erkunden. Preisbasierte Steuerung kann mit direkten Steuerungsoptionen in einem umfassenderen DSM-Portfolio-Designproblem kombiniert werden. Darüber hinaus bieten auch andere Geräte signifikante DSM-Potenziale mit unterschiedlichen individuellen Eigenschaften (z.B. Geräte mit festen Lastprofilen). Die Bilanzierung heterogener Lasttypen bietet neue Möglichkeiten für die Gruppenzusammensetzung auf Basis der Kundensegmentierung und würde die Allgemeinheit unserer Ergebnisse erhöhen. Unsere Elektrofahrzeugoptimierung ging im Auftrag der Fahrer von perfektem Wissen über zukünftige Fahrpläne aus. Diese Annahme überschätzt die Flexibilität von Elektrofahrzeugen (Schuller et al. 2015). Schließlich können Beteiligungsbeschränkungen im Namen der Kunden auch die Wirksamkeit der vorgeschlagenen Koordinierungssysteme verringern und zu zusätzlichen (Vertrags-)Kosten führen. Dies kann durch Anwendung von Mechanismusdesignprinzipien (Fahrioglu und Alvarado 2000) oder unter Berücksichtigung uneinheitlicher Beteiligungsquoten an der Bewertung (Wijaya et al. 2013) gelöst werden.

TRANSLATED VERSION: PORTUGUESE

Below is a rough translation of the insights presented above. This was done to give a general understanding of the ideas presented in the paper. Please excuse any grammatical mistakes and do not hold the original authors responsible for these mistakes.

VERSÃO TRADUZIDA: PORTUGUÊS

Aqui está uma tradução aproximada das ideias acima apresentadas. Isto foi feito para dar uma compreensão geral das ideias apresentadas no documento. Por favor, desculpe todos os erros gramaticais e não responsabilize os autores originais responsáveis por estes erros.

INTRODUÇÃO

Uma integração eficiente das fontes de energia renováveis voláteis na rede elétrica exige um lado mais flexível da procura para minimizar a necessidade de uma capacidade de equilíbrio e de armazenamento dispendiosa. As redes inteligentes melhoram a infraestrutura de rede existente através do fornecimento de tecnologias de informação e comunicação bidirecionais (Blumsack e Fernandez 2012). Utilizando taxas de eletricidade dinâmicas, os utilizadores podem aproveitar a flexibilidade do lado da procura (Faruqui et al. 2010). No entanto, as investigações recentes têm sido mais pessimistas no que diz respeito às capacidades de coordenação dos sinais de preços devido à tendência de criação de efeitos de pastoreia ou de

sincronização de carga (Gottwalt et al. 2011; Sioshansi 2012). Ramchurn et al. (2012) notam que [os preços em tempo real] "podem criar picos inesperados na procura, quando todos os indivíduos respondem a um sinal da mesma forma, e inadvertidamente sincronizam com os outros". Concluem que "as tecnologias de gestão do lado da procura que dependem simplesmente de reagir ao controlo ou aos sinais de preços não serão suficientes". Isto exige preços adaptativos dos clientes que reflitam dinamicamente as condições atuais da grelha no espírito de preços ideais à vista (Schweppe et al. 1988). Ao mesmo tempo, A Dütschke e a Paetz (2013) salientam que a aceitação do cliente exigirá esquemas de preços simples e fiáveis.

Poderá esta disparidade óbvia entre as preferências dos clientes (sinais de preços simples e fiáveis) e os requisitos do sistema (coordenação eficaz da carga) pode ser suavizado? Para facilitar a integração de níveis cada vez mais elevados de geração renovável, encontrar uma solução para este desafio é de grande interesse para os serviços públicos e reguladores em todo o mundo. Este artigo revisita este enigma de coordenação de preços e explora opções de design de tarifas para reduzir a sincronização sob taxas de eletricidade especificadas exogenicamente em diferentes configurações do sistema de energia. Especificamente, queremos abordar as seguintes questões de investigação:

Quais são as abordagens adequadas para a dessincronização dos regimes de preços registados e em que medida limitam os efeitos de pastoreia?

Qual é o efeito de diferentes regimes de preços nos custos do sistema em função das diferentes capacidades de produção renovável e da penetração flexível da carga?

Até que ponto os simples regimes de preços publicados podem alcançar resultados de coordenação satisfatórios e quando é que falham?

O restante deste trabalho é estruturado da seguinte forma: Seita. 2 fornece uma visão geral da investigação relacionada. Para analisar os impactos no sistema de energia agregado, a Sect. 3 introduz um modelo local de microgrelha com energia eólica renovável e de geração convencional, bem como cargas flexíveis e inflexíveis. Utilizando diferentes esquemas de preços, analisamos então a carga de carregamento agregada de uma frota EV em Sect. Aqui, começamos com designs de tarifas padrão (plano, em tempo real, tempo de utilização) e posteriormente introduzimos elementos de design adicionais (sobretaxas de potência, taxas de grupo aleatórias) para reduzir os efeitos de agrupamento de carga. Em Seita. 5 analisamos os custos do sistema de diferentes taxas em diferentes configurações de uma microrede local e realizamos uma análise de sensibilidade para taxas de grupo aleatórias para identificar parâmetros importantes para o design de tarifas. Por último, a Seita. 6 conclui e apresenta perspetivas para futuras oportunidades de investigação.

CONCLUSÃO

Estudos recentes têm sido um pouco pessimistas em relação às potencialidades de coordenação baseada nos preços para a gestão do lado da procura devido à ocorrência de efeitos de sincronização de carga. Partindo de abordagens regulares de preços em tempo real e tempo de utilização, argumentamos que modificações cuidadosas destas taxas podem reduzir estes efeitos de sincronização de carga. Isto motiva a introdução de abordagens de dessincronização de taxas. Primeiro, apresentámos uma sobretaxa baseada em energia que induz mais comportamento de carregamento distribuído. Além disso, propusemos a individualização das taxas de eletricidade residenciais e as tarifas de grupo atuais.

A nossa análise indica que num sistema com uma percentagem baixa de cargas flexíveis e de baixas capacidades de produção renovável, a fixação de preços fixos pode ser suficiente. No entanto, o aumento dos níveis de geração renovável aumenta os benefícios que podem ser aproveitados através da resposta à procura e níveis mais elevados de cargas flexíveis alargam o número de opções de controlo do sistema. As abordagens padrão de coordenação de preços (OL-RT, TOU) resultam na sincronização da carga e conduzem a custos de sistema mais elevados do que sob preços fixos. As alterações às taxas apresentadas podem reduzir consideravelmente esta sobreordenação e ajudar a reduzir os custos através de uma melhor integração da produção renovável. As sobretaxas de energia têm um melhor desempenho em situações com flexibilidade de carga limitada. Os preços do grupo alcançam os resultados mais promissores em cenários com um grande número de evs. Este regime de preços equilibra-se efetivamente entre a redução da sincronização de cargas e os incentivos à exploração de horas de alta geração. Com o aumento da geração

renovável e a penetração flexível da carga, o fosso de desempenho entre os preços adaptativos em ciclo fechado e os aumentos dos preços em grupo.

Recomendações políticas

A reforma dos preços da eletricidade é uma tarefa fundamental para todos os reguladores confrontados com a integração de elevados níveis de produção renovável (Kiesling 2010). Embora os preços adaptativos e os mercados locais possam alcançar uma maior eficiência de coordenação do que os preços registados em ciclo aberto, a sua implementação pode ser suscetível de falhar devido à falta de aceitação do cliente (Woo et al. 2008; Dütschke e Paetz 2013). Por conseguinte, os preços adaptativos em ciclo fechado continuam a ser uma visão um pouco distante para os mercados retalhistas. A curto e médio prazo, os reguladores devem esforçar-se por implementar sinais dinâmicos mas fiáveis de preços. Os preços em grupo, tal como descritos neste artigo, alargam o controlo de aquecedores de armazenamento em casas residenciais. Nota de rodapé 11 As tecnologias de rede inteligente digital facilitam o agrupamento fácil e eficaz dos clientes. A adaptação destes regimes de preços não exporia os clientes a riscos de preço ou de quantidade, mas os fornecedores de energia manteriam a possibilidade de coordenar cargas flexíveis. Por conseguinte, a introdução da aleatoriedade permite que os fornecedores melhorem os níveis de utilização e a rentabilidade (Jerath et al. 2010). Por outro lado, os clientes têm acesso a novas opções de consumo de custos mais baixos.

Limitações e oportunidades para investigação futura

Naturalmente, os resultados reportados são afetados pelos pressupostos subjacentes. Queremos discutir estas limitações e sugerir caminhos para futuras investigações para explorar extensões ou relaxamentos do trabalho em questão. O controlo baseado em preços pode ser combinado com opções de controlo direto num problema de design de portefólio DSM mais abrangente. Além disso, outros aparelhos também oferecem potenciais DSM significativos com características individuais distintas (por exemplo, aparelhos com perfis de carga fixos). Contabilizando tipos de carga heterogénea oferece novas oportunidades de composição de grupo com base na segmentação do cliente e aumentaria a generalidade dos nossos resultados. A nossa otimização de veículos elétricos assumiu o conhecimento perfeito dos futuros planos de condução em nome dos condutores. Esta suposição sobrestima a flexibilidade dos veículos elétricos (Schuller et al. 2015). Por último, os constrangimentos de participação em nome dos clientes podem igualmente reduzir a eficácia dos regimes de coordenação propostos e podem resultar em custos adicionais (contratantes). Isto pode ser resolvido aplicando princípios de conceção do mecanismo (Fahrioglu e Alvarado 2000) ou considerando taxas de participação não uniformes na avaliação (Wijaya et al. 2013).