



Universiteit Utrecht

alllander

BARRIERS TO THE INTRODUCTION OF RESIDENTIAL DEMAND RESPONSE IN THE NETHERLANDS

Master's Thesis

Mathijs Weck

April 2015

Colophon

Institution:

Utrecht University
Faculty of Geosciences
Master's Programme Energy Science
System Analysis track

Host institution:

Alliander N.V.
Advisory Group

Author:

M.H.J. Weck BSc
m.h.j.weck@students.uu.nl / mathijs.weck@alliander.com

Supervisor Utrecht University:

Dr. W.G.J.H.M. Van Sark
w.g.j.h.m.vansark@uu.nl

Second reader:

Dr. Ir. M.A. van den Broek
m.a.vandenbroek@uu.nl

Supervisor Alliander:

J. Van Hooff MSc
jeroen.van.hooff@alliander.com

Executive Summary

Demand response, defined as the shifting of electricity demand, can have value both for the grid as well as for the market: by reducing peak demand, less grid capacity is needed. By matching demand more closely to supply, consumers can profit from lower prices and more renewable electricity can be used. Due to these reasons, demand response is widely applied at households at some parts of the world. However, residential demand response programmes lag behind in the Netherlands, where it is not yet introduced on a large scale. This research has identified the reasons why.

An extensive literature study revealed many possible barriers to the introduction of residential demand response in the Netherlands. These barriers have been analysed and discussed with a broad range of experts in various interviews, leading to the identification of the barriers, which are relevant for the Dutch situation.

These barriers depend both on the type of demand response programme that is introduced as well as on the organiser of the programme, i.e. a market player such as an electricity supplier, or a distribution system operator. Two types of demand response programmes are the most promising options for households: price-based demand response and direct load control. In total ten barriers have been identified which obstruct the introduction of residential demand response in the Netherlands, as shown in Table 1.

Table 1: Barriers to residential demand response per organisers and type

	Market player:	Distribution system operator:
Price-based demand response:	Uncertain benefit to consumers. Allocation and reconciliation process. Lack of interest of consumers.	Need for new billing systems. Privacy concerns about data sharing. Creation of new demand peaks. Regulation.
Direct load control:	Low prices on market. Technology to control appliance.	Uncertain benefit to a DSO. Regulation. Technology to control appliance.

Preface

The research described in this thesis has been conducted as part of the master's programme Energy Science of the Utrecht University. It has been written at the Dutch distribution system operator Alliander in Arnhem, as part of the demand response programme. The outcome of this research gives a better understanding of the current situation regarding demand response at Dutch households and gives an overview of the barriers that obstruct the introduction of residential demand response in the Netherlands.

This thesis would not exist without the help of many people. I would like to thank everybody who contributed to this research. This includes all interviewed experts, as well as my colleagues at the 'afdeling Energiebesparing' and the demand response programme at Alliander. I am especially grateful to Wilfried van Sark, my supervisor at Utrecht University, Jeroen van Hooff, my supervisor at Alliander and Michiel van Werven, manager of the demand response programme at Alliander.

Table of content

COLOPHON	2
EXECUTIVE SUMMARY	3
PREFACE	4
UNITS AND ABBREVIATIONS	7
UNITS OF MEASURE	7
LIST OF FIGURES AND TABLES	8
1: INTRODUCTION	9
2: BACKGROUND	11
2.1 Categories of demand response	11
2.2 Price-based demand response	11
2.3 Incentive-based demand response	14
3: METHODOLOGY	17
3.1: Selection of barriers	17
3.2 Literature study	17
3.3: Expert interviews	18
4: RESULTS	20
4.1 Selection of barriers	20
4.2 Results of the literature study	21
4.2.1 Barriers to price-based demand response	21
4.2.2 Barriers to Direct Load Control	29
4.2.3. Overview of hypotheses	33
4.3 Results of the interviews	35
4.3.1 Barriers to price-based demand response	35
4.3.2 Barriers to Direct Load Control	45
4.3.3 New barriers	49
4.4 Overview of results	50

5. DISCUSSION	51
5.1 Implications and recommendations	51
5.2 Limitations	51
5.3 Recommendation for further research	52
6. CONCLUSION	53
REFERENCES	55
APPENDIX A: INTERVIEW TRANSCRIPTS	62
Interview A	62
Interview B	73
Interview C	77
Interview D	86
Interview E	94
Interview F	104
Interview G	113
Interview H	122
Interview I	133
Interview J	144
Interview K	149
Interview L	150
Interview M	157
APPENDIX B: NVIVO	161

Units and abbreviations

APX: Amsterdam Power Exchange

BRP: Balance Responsible Party

CPP: Critical Peak Pricing

DLC: Direct Load Control

DSO: Distribution System Operator

EU: European Union

EV: Electric Vehicle

IGCC: International Grid Control Cooperation

PBDR: Price-Based Demand Response

PTU: Programme Time Unit

PV: Photovoltaic

RTP: Real-Time Pricing

TSO: Transmission System Operator

TOU: Time-Of-Use

Units of measure

kW: kilowatt

kWh: kilowatt-hour

MW: megawatt

MWh: megawatt-hour

List of figures and tables

Figures:

- Figure 1: Categories of demand response (based on U.S. Department of Energy (2006) & Albadi & El-Saadany (2008))11
- Figure 2: Example of time-of-use rates.....12
- Figure 3: Example of critical peak pricing13
- Figure 4: Example of real-time pricing14
- Figure 5: Overview of demand response options (based on U.S. Department of Energy (2006) & Albadi & El-Saadany (2008)).....16
- Figure 6: Classification of barriers17
- Figure 7: Profile of a household on the 5th of January 201524
- Figure 8: Electricity demand per pricing programme (based on Ramchurn et al. (2011))25
- Figure 9: Use of regulating power 2010-2014 (based on TenneT (2015)).....32
- Figure 10: Screenshot of NVivo161

Tables:

- Table 1: Barriers to residential demand response per organisers and type..... 3
- Table 2: Overview of labels18
- Table 3: Overview of companies of at which interviewees were employed18
- Table 4: Network costs per household.....26
- Table 5: Overview of barriers to price-based demand response29
- Table 6: Overview of barriers to direct load control33
- Table 7: Overview of hypotheses34
- Table 8: Overview of accepted and rejected hypotheses about price-based demand response44
- Table 9: Overview of accepted and rejected hypotheses about direct load control49
- Table 10: Overview of final barriers50
- Table 11: Barriers to demand response for each category and organiser.....54

1: Introduction

The growth of renewable power generation has been strong in recent years: since 2006 the pace accelerated to 5.5% per year (IEA 2014b). However, in order to continue this growth and to reach the goal set by the European Union (EU) of 20% of renewable energy in 2020 (EC 2007) and at least 27% in 2030 (EC 2014) some challenges regarding renewable electricity must be resolved. Besides the high costs, the main barrier to large scale implementation of renewable electricity from sources such as wind and sun is the intermittency of these sources, which poses difficulties for integration in the grid (Justus 2005). In the current electricity system, supply follows demand: electricity is produced when users need it. The production of electricity by wind turbines and photovoltaic cells depends however on the weather, which creates a system where supply is variable and difficult to control. This creates large variances in production and could cause imbalances in the electricity system. Since demand and supply of electricity have to be balanced at all times, the electricity price varies over the day to create an incentive for producers and consumers of electricity to either adapt production or demand to changing circumstances. The variances in production and risk of imbalance between supply and demand lead to fluctuating electricity prices, which sometimes become even negative (Schaps & Eckert 2014) and to higher costs to the system.

A significant part of the growth of renewable energy is due to local electricity production, such as solar photovoltaic (PV) energy at households (Hekkenberg & Verdonk 2014). This adds a second challenge to the system: historically electricity was produced centrally and transported to household via the high-voltage transmissions system. Nowadays, a large share of electricity, including wind and solar PV energy, is produced locally and directly inserted in the lower voltage distribution system (Vonk 2013). Because local systems produce simultaneously, large electricity peaks are created on the grid, especially in the summer (Van Melle et al. 2014). Furthermore, the diffusion of electric vehicles (EV) and heat pumps to households leads to a higher electricity demand, especially in the winter (Bles et al. 2013). The use of electricity for transport and heating is part of what Kok (2013: 3) calls “the electrification of everything” and will lead to much higher electricity peaks on the network. This increase in local electricity production and higher electricity demand could mean large investments in distribution networks are needed to create additional grid capacity (IEA 2014c). Since these developments mainly take place at households, this problem is especially relevant for the residential sector and less for the commercial or industry sector.

Storing electricity could solve both problems, because an energy storage device such as a battery could either supply or take-up electricity and thereby balance demand and supply and reduce peaks. But due to its high cost storage of electricity is not implemented on a large scale yet (IEA 2014a). Another solution would be to let demand follow supply, instead of the other way around. “Demand response” supplies consumers “with control signals and/or financial incentives to lower or adjust their consumption at strategic times” (SEDC 2014: 2), meaning that consumers are influenced to either increase or decrease their electricity demand, depending on whether there is an abundance or shortage of electricity, respectively.

Demand response can solve both problems: by bringing demand more closely together to supply, demand response programmes can reduce fluctuations in the electricity price and thereby reduce costs for the system. And by reducing the peaks in electricity demand, demand response programmes can reduce electricity peaks in the grid. Lower peaks in the electricity grid mean less risk for overloading the network and, since the maximum capacity of the electricity grid is determined by the electricity peak in the grid, a lower peak could mean that a lower capacity is needed. By keeping the needed maximum capacity of the network lower, investments to enlarge the capacity by the owners and operators of the grid,

the Distributions System Operators (DSOs), can be deferred. So demand response is beneficial to both electricity producers and consumers, because it stabilises and lowers prices, and also to DSOs. Model studies show different results for the ability of demand response programs to reduce the demand peak: peak reduction has been estimated to be 5% (Corradi et al. 2013) and 20% (De Jonghe 2011) and for some local areas even between 35% and 67% (Veldman et al. 2013). Real life cases show similar varying outcomes: sometimes the reduction is between 3% and 6% (Faruqui & Sergici 2010) but in some cases it can be as high as 50% (Breukers & Mourik 2013). The decrease depends strongly on the chosen programme (Stromback et al. 2011).

In the Netherlands, a few demand response programmes have been tested, for example in some of the smart grid field experiments in which Dutch distribution network operators, electricity suppliers and IT companies work together to advance the development of smart grids. But demand response has not been introduced in the Netherlands on a larger scale, contrary to for example the developments in the United States, where demand response programmes have been offered to hundreds of thousands of consumers (Lee et al. 2014; Delurey et al. 2014) by hundreds of utilities (see for an overview of parties involved in the United States David Kathan et al. (2012)). The reason why the development of demand response in the Netherlands is lagging behind is unclear. Some research has been done to barriers to the development of demand response. But this gives either only an overview of some categories of barriers specific to the United States (Greening 2010) or focusses only on one type of demand response programme in the United States (Hirst 2002). Research has been done on barriers to demand response in Europe, but only on the demand response programmes organised by aggregators and those studies either have a European perspective (Stromback 2010) or focus on other European countries (SEDC 2011) or only give a short situation overview (SEDC 2014). An in-depth analysis of what obstructs the introduction of demand response programmes in the Netherlands is lacking. To fill this gap in the literature, the aim of this research is to identify barriers that obstruct the introduction in the Netherlands of the demand response programmes that are available. Therefore the research question is:

What barriers obstruct the introduction of residential demand response programmes in the Netherlands?

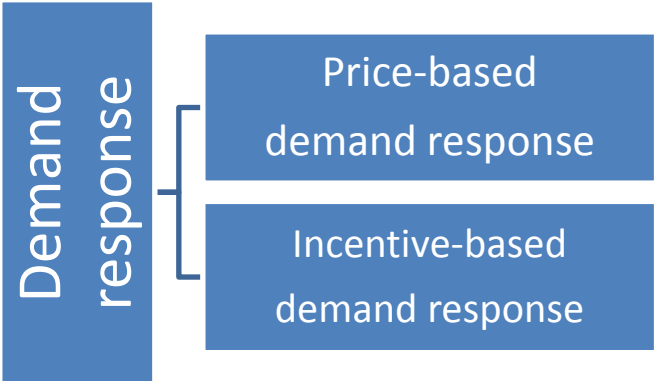
This identification of the barriers has been twofold. First, they have been identified from the literature. Secondly these barriers have been discussed with experts. A more detailed description of the analysis is given in the methodology section. An answer to the research question does not only have scientific relevance by giving a better understanding of the specific Dutch situation and filling a gap in the literature but is also relevant to all parties interested in the development of demand response in the Netherlands by making clear what barriers need to be overcome to make a success of the introduction of demand response. This way it could contribute to a faster development of demand response for households in the Netherlands.

2: Background

2.1 Categories of demand response

In the literature, many demand response programmes have been described. In order to create an overview, a categorisation method is needed. Even though multiple classifications have been proposed (Conchado & Linares 2010), the categorisation of demand response by the United States Department of Energy is the most widely used. It makes a distinction between tariff options and programme options, where the former is also described as price-based demand response and the latter as incentive-based demand response (U.S. Department of Energy 2006). This distinction is also used by other energy institutes such as the International Energy Administration (Cooke 2011) and the Federal Energy Regulatory Commission (Kathan et al. 2012) and in scientific literature (e.g. Albadi & El-Saadany (2008); Aalami et al. (2010); Parsa Moghaddam et al. (2011)), where price-based demand response is sometimes also described as time-based demand response. Based on this classification, shown in Figure 1, an overview of demand response programmes is given, including some information from model studies and real world experiments about their performance.

Figure 1: Categories of demand response (based on U.S. Department of Energy (2006) & Albadi & El-Saadany (2008))



2.2 Price-based demand response

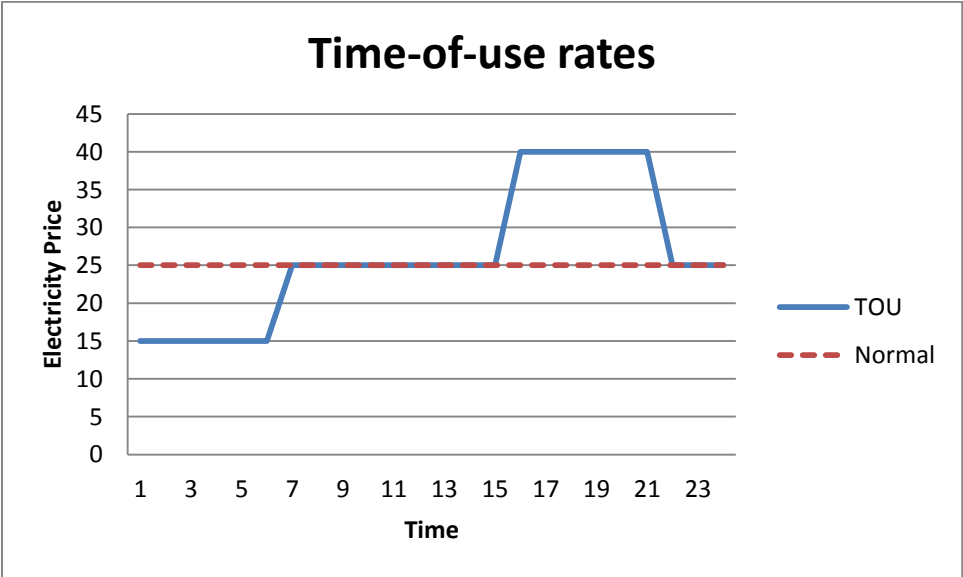
Price-based demand response (PBDR) includes dynamic pricing programmes, in which the price of electricity is not fixed but varies in time. The most important options are time-of-use rates, critical peak pricing and real-time pricing (U.S. Department of Energy 2006). These programmes have the same goal: to reduce electricity use during certain periods. This is done by setting a higher than normal price during these period. In the Unites States, over three million customers are involved in a price-based demand response programme (Lee et al. 2014).

Time-of-use (TOU) rates work by dividing a day in multiple periods and making the electricity price different for each period. In periods in which electricity demand is high, for example at the end of the afternoon or at the beginning of the evening, prices are higher than normal. In periods in which demand is low, such as during the night, the electricity price is lower than normal. This creates a financial incentive for consumers to shift their electricity use from a period with a high demand (and therefore high price) to a period with a low demand (and therefore low price). An example of TOU rates is given in Figure 2.

TOU rates are the most widely applied demand response method. In the United States, even though the number of entities offering TOU rates to consumers decreased between 2008 and 2010, its popularity rebounded and in 2012 more than two million customers had TOU rates (Aghae & Alizadeh 2013; Kathan et al. 2012). The majority of customers enrolled have been offered TOU rates as default option, but the opt-out rates are low (Lee et al. 2014). TOU rates are also offered to consumers in other countries, ranging from China to many European countries including France, Italy, Spain and the UK (Wang et al. 2010; Stromback 2010; Torriti et al. 2010). In the Netherlands, the widely used option to have a separate electricity price for the day and the night can be considered to be a form of this type of price-based demand response.

The results of implementing time-of-use rates vary. Model experiments show a decrease in peak use of 50 to 7.6%, but no benefits to consumers: instead the cost to consumers increased (Aalami et al. 2010; Parsa Moghaddam et al. 2011). This is caused both by higher (average) prices and by a larger electricity use. The latter is induced by the lower tariffs during the off-peak period. This effect, of demand response programmes on total electricity use, is uncertain: Torriti et al. (2010: 1582) found that “while it is clear what DR initiatives – e.g. time of use tariffs – can achieve in terms of demand shifting from peak periods, limited knowledge has been developed about its overall energy saving capacities”. Furthermore, the outcomes of these models are very dependent on price responsiveness, i.e. the reaction of consumers to the higher or lower prices. This includes both own price elasticity (the change in electricity use due to changes in the electricity price) and substitution elasticity (the shifting of use to a different period) (Faria & Vale 2011). The price responsiveness of consumers to variable electricity prices is also different in the short-run than in the long-run, because for example in the long-run users improve their responsiveness with automation of appliances (Spees & Lave 2007). Furthermore, it varies per consumer class and region (Cooke 2011). For all price-based demand response programmes, price elasticity is an important parameter. However its real value is not only not constant and very dependable on other factors, but also unknown. Earlier research showed values ranging from -0,05 to -1,1 meaning a ten percent increase of the price can lead to a decrease of the electricity use between 0.5% and 11% (Lyesen 2007). Experiments in the real world showed TOU rates lead to a reduction in peak use of three to six percent (Faruqui & Sergici 2010).

Figure 2: Example of time-of-use rates

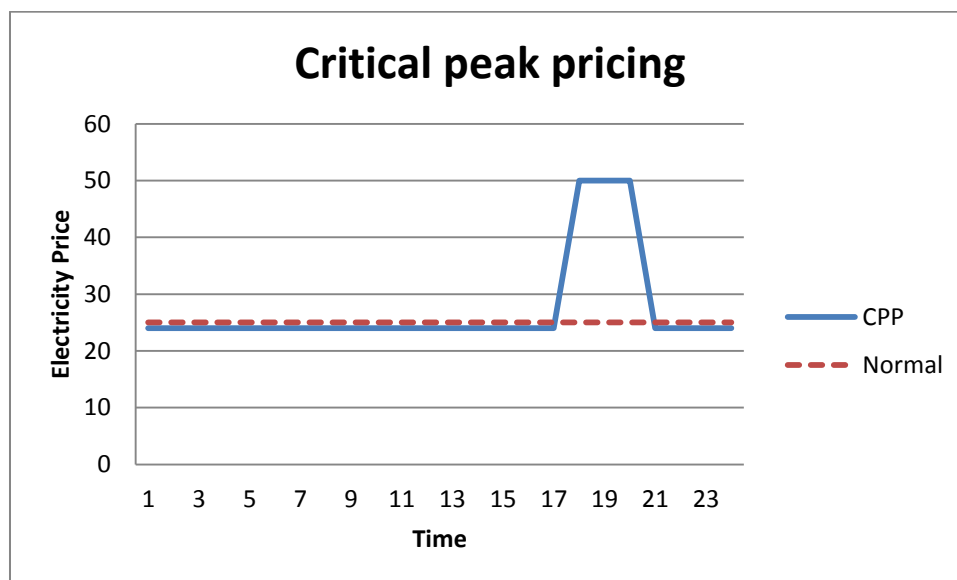


Critical peak pricing (CPP) works by raising the price of electricity strongly during certain peak periods in order to reduce demand. These events are not known beforehand: in most

programmes, these periods are communicated to the users shortly in advance. However, the duration and (maximum) number of these periods is determined in advance and known to the end-user (Breukers & Mourik 2013). Users are compensated for the temporary higher tariffs by offering them a lower base tariff. An example of CPP is given in Figure 3. Breukers & Mourik (2013) state that CPP is the most suited pricing method to reduce peaks.

Model outcomes depend strongly on the chosen price responsiveness, but real experiments have proven CPP is far more efficient than TOU rates in reducing peak demand. However, the exact amount of reduction varies greatly, ranging from 13 to 20% without automation and of at least 30% with automation (Faruqui & Sergici 2010; Newsham & Bowker 2010). Even values of 50% have been reported in practice (Breukers & Mourik 2013). But it should be noted that this peak reduction happens only at during the peak periods, while TOU rates reduce the peak every day (Stromback et al. 2011). Furthermore, model studies have indicated that the cost to consumers can be high, because some electricity use cannot be shifted to another period and the electricity price during the peak period is usually much higher (Aalami et al. 2010; Parsa Moghaddam et al. 2011). Finally, CPP and TOU rates can be combined (Faruqui & Sergici 2010), which is used on a large scale in France and could be a promising option for the Netherlands (Breukers & Mourik 2013).

Figure 3: Example of critical peak pricing



Real-time pricing (RTP) is similar to TOU in the sense that it includes both periods with a lower than normal price and periods with a higher than normal price. But in this case, the periods and the prices are not known in advance. It “constitutes the purest form of dynamic pricing in which customers pay electricity prices that are linked to the wholesale cost of electricity” (Faruqui et al. 2010: 6222). Only a maximum and a minimum price are set in advance and the price can vary continuously between these limits. An example of RTP is given in Figure 4. In some RTP programmes, a price period with a fixed duration (for example of one hour) is included and the tariffs are communicated to the customer one day in advance, creating a form that has some characteristics of TOU rates and is known as quasi-RTP (Gottwalt et al. 2011). Models showed RTP is more efficient in peak load reduction than TOU rates and leads to both a higher economic benefits for consumers and in total (consumers and producers) (Spees & Lave 2008; Chao 2010). But results depend again strongly on the elasticity of demand (Faria & Vale 2011). However, Gottwalt et al. (2011: 8172) found that even when customers are highly responsive (by using automation) “savings in electricity bill hardly exceed additional costs and make investments in smart appliances unattractive”. In this model study, prices were based on German intraday market prices in 2008, showing that not only the price responsiveness, but also the chosen prices have a

strong influence on the outcomes of the model studies, which was observed earlier by Almas Heshmati (2012). (Roscoe & Ault 2010) found even lower monetary savings. Furthermore Darby (2006) notes that consumers are usually not enthusiastic about RTP and “there is also a danger that it would penalise some low-income householders with lifestyles that make it very difficult to alter their consumption patterns” (p. 14) (in the case the lower prices during off peak periods due not compensate for the higher prices during peak periods for these households). Real life studies in the United States show load reduction ranging from to 12 to 33% of consumers aggregate peak demand (Barbose et al. 2004).

Figure 4: Example of real-time pricing



2.3 Incentive-based demand response

Incentive-based demand response is described as “an agreed fixed rate payment for customer participation that reflects the savings associated with switching off during peak price events” (Cooke 2011: 13). Most authors follow the distinction of the U.S. Department of Energy and include six programmes under this name. These six programmes can be roughly divided further in two types: classical and market-based (Albadi & El-Saadany 2008). In classical forms of incentive-based demand response programmes consumers are paid for their participation. Classical programmes include direct load control and interruptible/curtailable load. The other programmes can be considered market-based and are discussed later. In the United States, incentive-based demand response involves over five million customers (Lee et al. 2014) and is responsible for around 90% of the available flexibility (Cappers et al. 2010)

Direct load control (DLC) gives an electricity supplier or system operator the possibility to reduce load by remotely shut down household appliances on a short notice (U.S. Department of Energy 2006). Not all appliances can be controlled: for example, consumers would most likely not accept the electricity supplier to shut down lighting and put them in the dark for a while. Shao et al. (2013: 2) make a distinction between controllable load, “which can be controlled without noticeable impacts on consumers’ life styles” and critical load, which cannot be controlled. The former includes space cooling and heating, appliances such as washing machines and the heating of water, but EV could also be possible. The most commonly used appliances in these programmes are air-conditioners, water heaters and swimming pool pumps (Strbac 2008). DLC programmes can also include an override option to consumers, which gives them the option to keep using their appliance. Research showed

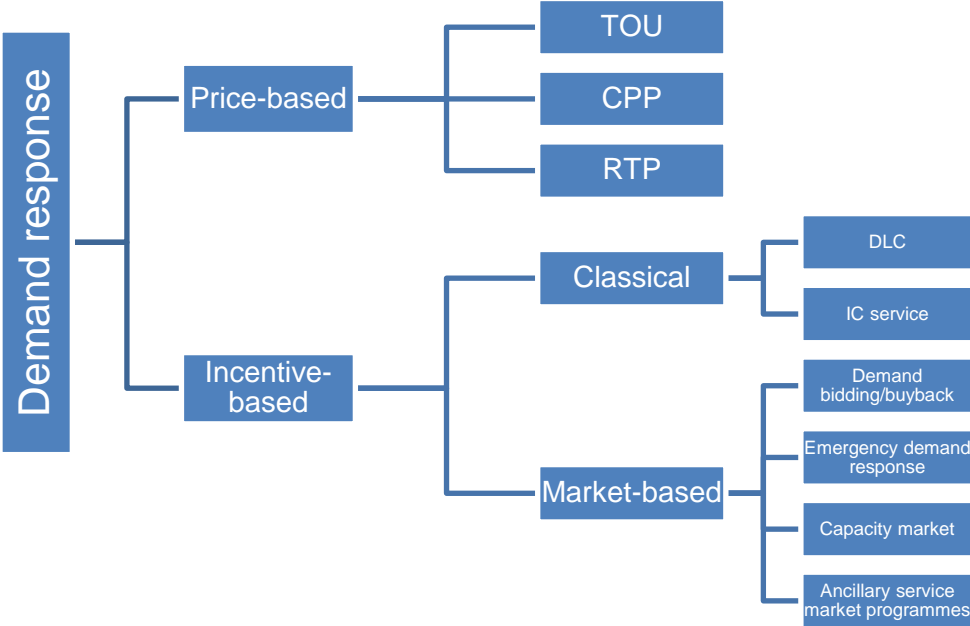
that this override option is highly appreciated, but seldom used by consumers, suggesting that “the override option provides people with the “insurance” they desire, while preserving the peak demand reduction value” (Newsham & Bowker 2010: 3295). This form of demand response is mostly offered to small scale users, such as household or small-businesses (Cooke 2011), especially in the United States. The largest example is the On Call programme from the Florida Power & Light Company, which has more than 800 thousands participants (FPL n.d.). But many other utilities offer similar programmes: the U.S. Department of Energy (2006) found over one hundred utilities offering residential DLC programmes. Often payment is done in the form of a fixed reward, which is independent of the number of events in which the utility makes use of its possibility to control an appliance. In Europe, many experiments are underway with DLC (e.g. Attema et al. 2014; Belmans et al. 2014) but it is not applied on a large scale.

Interruptible/curtailable service is a programme in which users get rewarded for reducing their load to a certain, pre-defined level for a short period of time, such as an hour. However, users that do not comply may be fined or removed from the programme. This type of programmes has usually been offered only to large electricity users (U.S. Department of Energy 2006). It is also known as interruptible supply contracts (Cooke 2011). Interruptible/curtailable service has been applied on a large scale in the United States, where it was the most important source of demand response when measured by peak load reduction in the United States, with a potential of over ten gigawatt (U.S. Department of Energy 2006). But the number of entities offering this type of demand response programme was already in decline and decreased further in later years (Kathan et al. 2012). It has also been applied in China and Europe, but on a much smaller scale and mostly to industry (Wang et al. 2010; Aghae & Alizadeh 2013).

Market-based demand response programmes include demand bidding/buyback, emergency demand response, capacity market and ancillary services market programmes (Albadi & El-Saadany 2008). These programmes offer users the ability to sell their flexibility on a market. Users are paid for their performance, so they receive a price per amount of load reduction, meaning per power or energy unit (for example per kW or MWh). The price is determined on the market, so this type of demand response will mostly be used during critical periods in which the price is high. Market-based programmes vary in multiple ways, such as on which market the flexibility is sold, if a capacity tariff is paid and whether fines are levied for non-compliance.

An overview of the categories of both incentive-based and price-based demand response is given in Figure 5.

Figure 5: Overview of demand response options (based on U.S. Department of Energy (2006) & Albadi & El-Saadany (2008))



3: Methodology

As described in the introduction this research has been build up in two parts. The methodologies that have been used to get an answer to the research question are discussed in detail below.

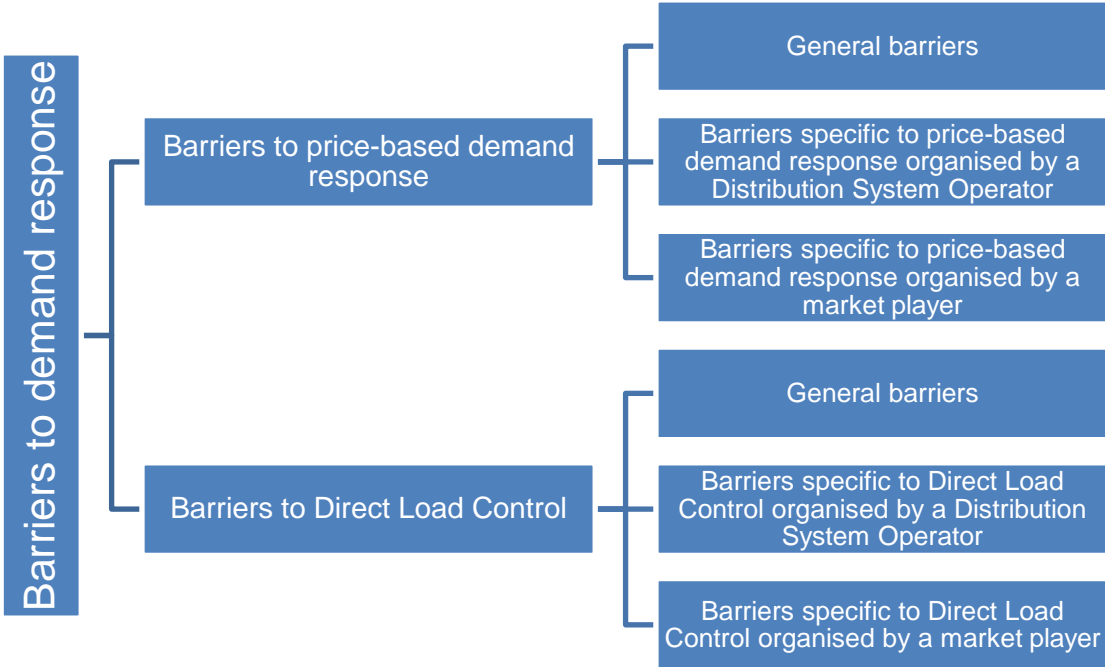
3.1: Selection of barriers

All electricity consumers, whether these are residential, commercial or industry can make use of demand response programmes. However, not all programmes are suitable for demand response at Dutch households. Therefore the first step was to make a selection of the various identified demand response option, in which options that were unsuited for Dutch households were dropped. This has led to the selection of two categories of demand response. More details on the argumentation and criteria can be found in section 4.1.

3.2 Literature study

After identifying the relevant demand response programmes a first answer to the research question was formulated by using a deductive approach to identify seventeen barriers which obstruct the introduction of the two selected categories of demand response options for Dutch households. Furthermore, the barriers in each category were further classified based on whether the barrier was applicable to the situation in which the demand response programme would be organised by either a market player, a DSO or both. In the latter case the barrier was classified as a general barrier. An overview of the classification is given in Figure 6.

Figure 6: Classification of barriers



Furthermore, every barrier has been labelled. The labelling categories have been taken from the classification of barriers by Hirst (2002) and Greening (2010). An overview of the labels is given in Table 2.

Table 2: Overview of labels

Label:	Based on:
Customer	Hirst (2002)
Regulatory	Hirst (2002); Greening (2010)
Technical	Hirst (2002); Greening (2010)
Institutional	Greening (2010)

The method used for this final step of part one was a literature study. In earlier research, various authors had identified a barrier to demand response or noted some problems obstructing its development. Based on an extensive literature study, these barriers were identified, analysed and listed. The publications have been found by using the search engines Scopus, PiCarta and Google Scholar. Since many demand response options are not yet applied on a large scale but only tested in experiments and field studies, using only literature as a method to identify the barriers could risk overlooking recent developments. Therefore the literature study of public sources has been complemented by visiting two international conferences on the outcomes of field studies to demand response at households. In November the final workshop of the ADVANCED project was visited in Rome. In this project, the results of four different demand response pilots in Germany, France, Spain and Italy were presented (Attema et al. 2014). In December the closing event of the Linear project was attended in Brussel, in which the outcomes of a large pilot study in Belgium was presented (Belmans et al. 2014). In these projects both types of demand response programmes that are relevant for this research were tested.

3.3: Expert interviews

In the second part of the research another deductive approach has been used to test the barriers identified in part one and be able to give a more reliable answer to the research question: the outcomes of the literature study have been validated by discussing the findings with experts. The method used for this analysis has been a semi-structured interview with thirteen selected experts, because this method makes it possible to test the outcomes of the first part while also giving room to extra input from the experts. The selection of interviewees has been based on the goal to get a broad spectrum of experts, from multiple backgrounds and multiple organisations. A list of the organisations at which the interviewees were employed is given in Table 3.

Table 3: Overview of companies of at which interviewees were employed

Company:	Type of organisation:	Interview transcript:
Alliander	DSO	A, G, I
CE Delft	Consultancy	F
E.D. Mij	Electricity supplier	K
Eemflow Energy	Consultancy	B
Eneco	Electricity supplier	M
Enexis	DSO	D
Greenchoice	Electricity supplier	E
NL Noodvermogenpool	Aggregator	J
Stedin	DSO	L
TenneT TSO	Transmission System Operator	C
TNO	Research institute	H

The interviews took place at various locations, mostly at the office building of the company where the interviewee worked. Two interviews took place by phone; the other eleven were conducted in person. All interviews were conducted in Dutch. The interviews were recorded and transcribed afterwards. A copy of the transcription has been sent to each interviewee. Two of the interviewees used this opportunity to make slight changes to the transcriptions. One interviewee objected to recording the interview, meaning twelve transcriptions from the total of thirteen interviews are available in Appendix A. An interview guide has been made in which the found barriers were formulated as hypotheses and discussed to test the validity of the hypotheses. The hypotheses are developed and described in section 4.2. After introducing the subject and explaining the goal of the interview, each expert was explicitly asked if he or she considered the identified problem as barrier to the development of demand response in the Netherlands. Since the interview was semi-structured, there was room to discuss the replies of the interviewee more carefully. Also, the order of questions was not fixed: while a structure was devised, this was sometimes abandoned when a different sequence of questions was felt to be more suited or when the interviewee started talking about another barrier. Furthermore, in case the interviewee was not an expert on all subjects related to the barriers, some hypotheses were not discussed. Finally each interviewee has been asked if he or she believed there are more barriers to the introduction of demand response in the Netherlands than the ones identified from literature and mentioned in the questions. This part of the interview was unstructured, because this way of interviewing gives more room to discuss in-depth the possible extra barriers identified by the interviewee.

The data retrieved from the interviews has been coded. Coding “means that we attach labels to bits of data to distil it and give us a handle for comparing data” according to Charmaz (2006: 3, in Silverman 2011: 68). All relevant statements of experts made in the recorded interviews have been coded. The categories to which a statement has been coded are either one of the earlier identified barriers or, when a problem or barrier that was not yet covered was brought up by an interviewee, a new category.

For the coding the computer program NVivo 10 (QSR International 2012), developed by QSR International was used. The coding categories are called “nodes” in this programme and are defined as “a collection of references about a specific theme, place, person or other area of interest” (Bryman 2008: 570). A screenshot showing how this computer program works can be found in Appendix B. For a detailed description of the how the computer program works, see Chapter 23 of Bryman (2008).

After the coding was completed, each node, i.e. barrier, was analysed. The arguments made by the experts in the interviews were examined. Based on the analysis of the coded data, some hypotheses have been rejected and others accepted as is shown in section 4.3 of the results chapter. Another possibility would be that the interviews revealed that a barrier was only relevant to the situation in which the demand response programme was organised by a specific organiser, instead of all possible organisers. In that case the barrier was accepted but reclassified. Together, all accepted hypotheses formed an answer to the research question.

4: Results

4.1 Selection of barriers

In the background section, many demand response programmes have been identified and described. Not all demand response programmes are equally suited for households. Two categories, namely market-based demand response and interruptible/curtailable service have inherent disadvantages that make these programmes unsuited for residential demand response.

As explained earlier, market-based demand response rewards the consumer per amount of demand reduction supplied. For example, when a consumer receives a signal to reduce electricity use, he or she is rewarded for the amount of kWh not used. But this amount of electricity not used is difficult to determine. Because the electricity use of a household varies strongly over time, comparing with the moment before the signal is received is not a suitable way to determine the reduction. A better way would be to determine what would have been the electricity use without the signal: by subtracting this from the real use the amount of reduction becomes clear. If the electricity use would be relatively constant, for example in the case of a factory with a continuous industrial process, this could be fairly well estimated. But for an individual household, this is almost impossible. Electricity use varies per minute, per hour, per day, per month and per year and is subject to random actions, which makes the prediction of an individual consumer's baseline (i.e. the reference curve showing the expected electricity use of the customer in time without the influence of any signals or incentives) unreliable, or as Chao (2010: 8) describes it: "the customer baseline is a counterfactual consumption level that cannot be observed". Furthermore, even if a baseline is created, the consumer can try to manipulate this baseline to increase the rewards he or she will get for reducing demand, for example by creating an artificially increased baseline. Chao (2010: 11) concludes that "given that customers alone know their true demand, it is impossible to foresee all possible gaming strategies".

Field experiments to determine how much consumers have reduced their electricity use after they received a signal to do so, confirmed the difficulty of establishing a baseline on the individual household level (Attema et al. 2014). These experiments also showed that when the experiments are continued over a long time, the baseline itself is also influenced by the experiments. Furthermore, even if a reliable baseline could be developed, it would be necessary to make a personal baseline for each participating household, which is much work. Because of these reasons market-based demand response is considered unsuited for households.

Interruptible/curtailable service has mainly been used for largest industrial electricity users (U.S. Department of Energy 2006), because it has some intrinsic properties that make it less suited for household demand response programmes. As explained before, customers get rewarded for decreasing their electricity use to a pre-defined level. For a household this is much more difficult than for example for a factory with several continuous processes. First of all, most households are not aware of their current power use. Secondly, this power use is highly variable and strongly influenced by events, such as electrically heating drinking water. It would be quite an effort for a household to keep electricity use below a certain threshold. Therefore interruptible/curtailable service is considered unsuited for households.

Due to the inherent disadvantages of market based demand response and IC service for households, these two programmes are not considered to be realistic options for Dutch households. Therefore the identification of barriers will not focus on these two options.

Instead only barriers to price-based demand response and direct load control will be examined.

4.2 Results of the literature study

Based on the literature review, multiple barriers to the large-scale introduction of price-based demand response and Direct Load Control to households in the Netherlands have been identified. These barriers are discussed below and formulated as hypotheses, which have been tested in the interviews. First barriers to price-based demand response are discussed. Hereafter the barriers to DLC are reviewed. Furthermore, as explained in the methodology section, a second distinction is made between three types of barriers: barriers specific to situation in which a market player initiates the programme, barriers specific to the situation in which a DSO runs the programme and general barriers. General barriers are barriers that apply both to the situation in which the program is organised by a market player as well as by a DSO. More explanation is given below and an overview of the classification is given in Figure 6 in the methodology section.

4.2.1 Barriers to price-based demand response

Price-based demand response can be organised either by an electricity supplier or a DSO, since these two parties influence the electricity bill of consumers (via the electricity price per kWh and the network tariff respectively) and both have an incentive to use price-based demand response: an electricity supplier can use price-based demand response for example to have a lower demand when prices on the market for electricity are high, leading to lower average procurement costs. This financial benefit can be partially or wholly transferred to the consumer, via lower electricity prices. A DSO can use price-based demand response to reduce peaks in the grid.

An electricity supplier can introduce price-based demand response by making the electricity price per kWh dynamic, which is therefore called a dynamic electricity price. A DSO can do this by making the network tariff, which is now fixed amount per year, dynamic, i.e. per kWh and different per time period. This is called a dynamic network tariff. An important difference between the dynamic electricity price from the electricity supplier and the dynamic network tariff from the DSO is that, when introduced, the latter would be mandatory. This would be done to prevent that only small electricity users would choose this option to pay per kWh while the large users would choose the option of a fixed amount independent of the electricity use, because that would mean the DSO would lose revenue.

So because an electricity supplier is the only market player able to influence the electricity price, the distinction between a market player and DSO is replaced by a distinction between an electricity supplier and DSO in the case of price-based demand response. This difference between price-based demand response organised by either the DSO or by the electricity supplier has influence on the barriers: some barriers are only applicable to the case in which the DSO organises the demand response program (dynamic network tariffs) while other barriers are only applicable to situations in which an electricity supplier is responsible for the program (dynamic electricity prices). Therefore a further classification of barriers is made: first, general barriers are discussed, which are barriers that are independent of the organiser of the demand response programme. Hereafter barriers that are specific to dynamic network tariffs or specific to dynamic electricity prices are discussed. For each barrier a hypothesis is formulated, as mentioned earlier. The hypotheses related to price-based demand response are given the letter P and numbered from one to twelve.

4.2.1.1 General barriers

Barrier 1: Benefit to consumers uncertain

While the benefits of price-based demand response to the electricity market and system are clear, it is essential for its success that consumers also benefit from the programme. However, many researchers have described possible negative aspects or consequences of dynamic tariffs and it is doubted if the financial benefits from price-based demand response would be enough to persuade customers: “for some customers, DR programmes may not provide a sufficient financial incentive to participate, and customers may find it hard to estimate the benefits of switching to a dynamic tariff” (Faruqui et al. 2010: 6226). The authors added that “customers may be risk-averse, worrying that their bills will increase if they switch to a dynamic tariff, rather than focusing on the potential savings. Customers may feel that they do not know how to shift demand to make the most of dynamic pricing” (Faruqui et al. 2010: 6226). So not only might savings be limited, they are also uncertain.

Furthermore, while research showed that most customers benefit financially from dynamic tariffs, this is not the case for all customers. Customers who use a larger share of their electricity use during high price periods than the average customer and do not change their use pattern, might have to pay more than they did before. Joskow & Wolfram (2012: 384) explained that “under flat-rate pricing, customers whose demand is relatively constant across hours are subsidizing customers whose demand is “peakier,” i.e., who consume a greater share of their energy at times when wholesale prices are the highest. If those customers do not change their consumption patterns under dynamic pricing, their bills may go up considerably.” Darby (2006) noted that this can be especially problematic for low-income households that have difficulties to change their consumption pattern. Joskow & Wolfram (2012: 384) claimed that “the fear of large redistributions across customers is possibly the largest impediment to further adoption of dynamic pricing”.

To summarise: because the price becomes variable, the benefit to consumers of price-based demand response is uncertain. This creates a barrier to the introduction of price-based demand response, as formulated in the first hypothesis:

Hypothesis P1: The uncertain benefit to consumers forms a barrier to price-based demand response for households in the Netherlands.

Barrier 2: Uncertainty in forecasting and balancing

At the moment balance responsible parties (BRPs) and the transmission system operator (TSO) TenneT are able to make a reliable forecast of the electricity demand of households over the day using standard profiles. But “traditional forecasting treats demand as if it was not responsive to short-term prices. With Price Responsive Demand, a single MW quantity, irrespective of short-term prices, is not the best representation of forecast demand” (Centolella 2010: 1570). The introduction of price-based demand response will change this situation. Also Roscoe & Ault (2010: 17) argue that demand forecasting has to change to include price-responsive demand and add that “more intelligent demand-forecasting algorithms are required”. Without this improved forecasting, price-responsive demand will create imbalance between supply and demand, because household demand will be different than expected. Predicting the changes due to price-based demand response in demand is difficult because the demand function is unknown, as for example Yousefi et al. (2011) showed in their model study. This uncertainty in forecasting and balancing forms a barrier to DSOs or electricity suppliers to introduce price-based demand response. Therefore, the second hypothesis is formulated:

Hypothesis P2: The negative consequences for demand forecasting and balancing form a barrier to price-based demand response for households.

Barrier 3: Smart meter required

Dynamic pricing programmes require a smart meter to be able to determine the electricity use in each separate tariff period, as many authors including Strbac (2008), Greening (2010) and Faruqi et al. (2010) noted. In the Netherlands the large-scale smart meter roll-out has started in January 2015 and should be completed by the end of 2020 (Kamp 2014), meaning it will take six years for all households to have received a smart meter. If a consumer wants dynamic tariffs before 2020 but has not received a smart meter yet, he or she has to pay around 70 euro to let the old meter be replaced by a smart meter, while the financial benefits of price-based demand response to a consumer are uncertain as noted before. This forms a barrier to electricity suppliers and DSOs to introduce demand response in the Netherlands as formulated in the third hypothesis.

Hypothesis P3: The limited number of households with a smart meter and the cost for installing a smart meter form a barrier to price-based demand response for households.

Barrier 4: New system required for consumer billing

At the moment, calculating the final electricity costs of a household is easy: since the network tariff and the electricity price per kWh are fixed, only the yearly electricity use is needed. A dynamic tariff that can vary per day, per period or per hour requires new billing systems that are able to determine the final network or electricity costs for the consumers for each period and in total, as was noted in a study about the possible contribution of the Dutch IT sector to the energy sector by Hess et al. (2011) but also by researchers including Strbac (2008) and Bles et al. (2013). Therefore the DSO or electricity supplier should know the electricity used in each period so needs to have access to this information. The cost of creating such a system forms a barrier to the party organising the price-based demand response programme.

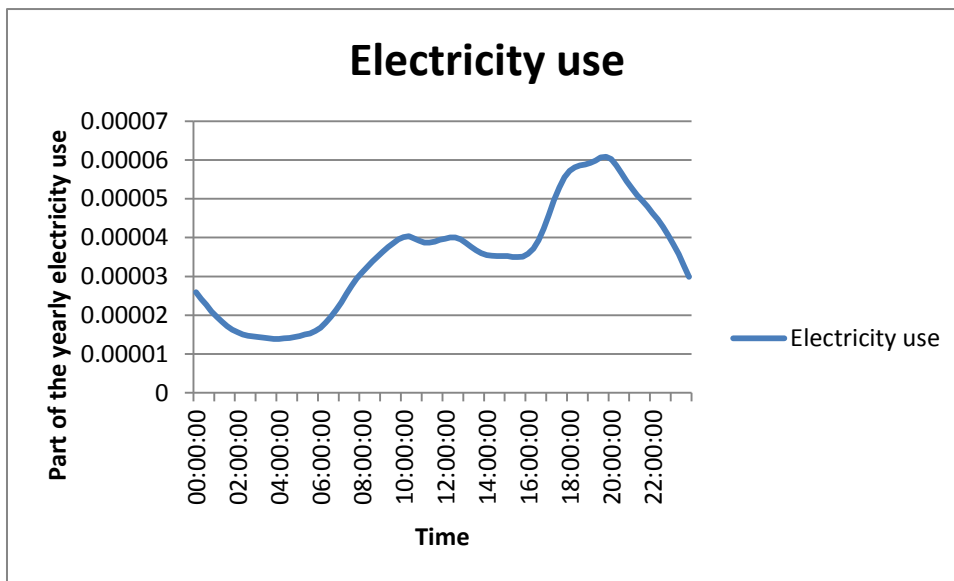
Hypothesis P4: The need for new billing systems forms a barrier to price-based demand response for households.

Barrier 5: New system required for allocation and reconciliation

In the current system, a BRP has to make sure enough electricity is bought to meet the expected electricity demand of its customers for each fifteen minutes period (known as PTU¹¹) of the day. Afterwards, this is compared with the actual electricity use of its customers as measured by the DSOs, which can be higher or lower than expected. The difference is calculated for each of these periods and the BRP either has to pay (in case electricity use was higher than expected during that period) or receives money back (in the case electricity use was lower than expected period). Note that for each period the electricity price can be different, since the price that is used in this process is the one determined on the APX (Amsterdam Power Exchange), the Dutch electricity spot market. This process is called reconciliation (Van Duren 2006). The difficulty is that the actual electricity use of a household in each PTU is not known. Instead, the actual electricity use is estimated based on profiles, which is called allocation (Van Duren 2006). An example of such a profile is shown in Figure 7 for a day in January. The Y-axis shows the part of the yearly electricity use that is used during each PTU.

¹¹ PTU means Programme Time Unit and represents a fifteen minutes timeframe. Therefore each day consist out of 96 numbered PTU's (Godfried et al. 2004).

Figure 7: Profile of a household on the 5th of January 2015



In the case an electricity supplier introduces price-based demand response, it will buy less electricity in advance for the peak periods and more for non-peak periods, because it expects its customers to shift electricity use from peak periods to the non-peak periods. However, if allocation is still based on the standard household profile (in which the reaction of a consumer to a dynamic tariff is not included) the electricity supplier will in the end (wrongfully) have to pay extra during reconciliation, because according to the allocation based on the standard profile, electricity use was higher during peak periods and lower during non-peak periods than the electricity supplier expected. In other words, with the current allocation process the electricity supplier will not see any financial benefit from price-based demand response. This forms a barrier to electricity suppliers to introduce price-based demand response.

Hypothesis P5: The current allocation and reconciliation process forms a barrier to price-based demand response for households.

Barrier 6: No access to data due to privacy concerns

The introduction of smart meters led to concerns and discussions about privacy (Lee et al. 2013; Kamp 2013) and this issue might resurface when dynamic tariffs are introduced. Because in order to create a correct bill for the customer, the electricity supplier or DSO needs to know the electricity use in each separate pricing period and therefore needs access to the data from the smart meter. At the moment, a consumer needs to give explicit permission to make this possible (Kamp 2014). If this situation does not change, an electricity supplier or DSO needs to ask permission to gain access to this data before dynamic tariffs can be introduced. Consumers might not be willing to share this data because they might not want others to know their electricity use for each separate period or they fear this information is not save in the hands of the electricity supplier or DSO. If due to these privacy concern consumers refuse to share their data it will be impossible for the DSO or electricity supplier to create a correct bill. This form a barrier to price-based demand response for households to DSOs or electricity suppliers, as formulated in hypothesis P6:

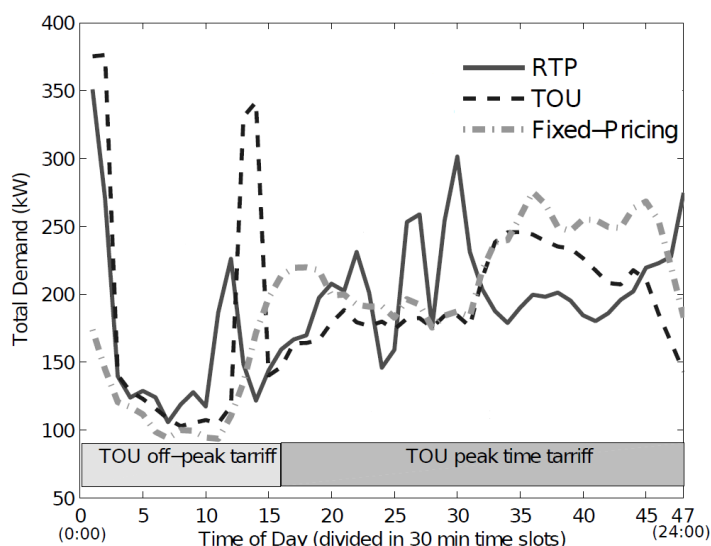
Hypothesis P6: Privacy concerns about data sharing form a barrier to price-based demand response for households.

Barrier 7: New demand peaks

One of the most important goals of demand response is to reduce peaks in the electricity demands. It has been proven that dynamic tariffs reduce peak demand, but research also revealed that dynamic tariffs can create new peaks in demand, which could even be larger. Gottwalt et al. (2011: 8171) found this effect when modelling a form of dynamic pricing and explained: “day-ahead TOU tariffs introduce a sequential game where the electricity supplier moves first by setting electricity prices for the next day given their beliefs about consumer behaviour. Afterwards the household optimizes its electric energy usage based on the previously announced prices and potentially supported by automatically operating load-shifting appliances. Like this, original demand peaks are eliminated but alternative peaks occur usually in those hours where off-peak pricing takes over from peak-pricing”. Other authors, including Strbac (2008), Roscoe & Ault (2010) and Ramchurn et al. (2011) also found this effect and concluded that automated devices are the most important cause. Roscoe & Ault (2010: 17) explained that “if automated energy display panels or smart appliances are used within households to implement load-shifting, then the possibility exists for all households to correlate their re-scheduled loads to the same times, causing a new demand spike where one otherwise would not have existed”. Ramchurn et al. (2011: 5) added that this effect will be stronger in the future because “the fact that increasingly more and more features of the home are likely to be electrified in the future (e.g., the use of heat pumps for space and water heating), means that more significant peaks may be created due to the reactive behaviour of the smart meters”.

An example is given in Figure 8, which shows electricity demand in a fixed pricing schedule as well as two price-based demand response programmes (real-time pricing and time-of-use rates). The figure, taken from Ramchurn et al. (2011), shows higher demand peaks in the price-based demand response programmes than in the fixed-pricing programme.

Figure 8: Electricity demand per pricing programme (based on Ramchurn et al. (2011))



These new peaks can cause problems on the grid and higher prices on the market. This forms a barrier to price-based demand response for a electricity supplier or DSO, as stated in the next hypothesis:

Hypothesis P7: The creation of new demand peaks forms a barrier to price-based demand response for households.

Barrier 8: Different interests electricity supplier and DSO

Even though both a DSO and an electricity supplier could profit from price-based demand response, this does not necessarily mean that both would benefit at the same time. Greening (2010: 1521) wrote that “these parties may have different interests and benefit from demand reduction at different times” and this possible conflict between DSOs and electricity supplier has also been described by other researchers, including Aalami et al. (2010) and Bles et al. (2013). An example of a situation in which such a conflict could arise is when the load on the grid is very high due to a high demand. If consumers are on a RTP programme and at the same time wholesale electricity prices are decreasing, an electricity supplier would lower its prices. This lower price could lead to even more consumer demand and aggravate the grid problems for the DSO.

Furthermore, a situation could arise in which both parties have a price-based demand response programme: not only would a complex situation for the consumer arise when for example one party chooses to use RTP while the other chooses CPP, but since interests differ a situation could arise in which one party tries to increase demand while at the same time the other party tries to decrease demand.

The fact that a programme from a electricity supplier could have negative consequences for a DSO and vice-versa creates a barrier to electricity suppliers and DSOs to introduce price-based demand response, as stated in the following hypothesis:

Hypothesis P8: The different interests of Distribution System Operators and electricity suppliers form a barrier to price-based demand response for households.

4.2.1.2. Barriers specific to dynamic network tariffs

Barrier 9: Higher costs for large users

At the moment, all households have to pay the same fixed network tariff. Introducing a dynamic network tariff based on the amount of kWh used would change this situation and would create a situation in which large differences per household arise (Bles et al. 2013). Large users would end up paying much more than small users. While this would reward energy savings and small users would profit from this new system, it has negative consequences. First and foremost, since there is a large spread in electricity use per household (Gerdes et al. 2014), many households with a relative large electricity use would end up paying much more. An example is given in Table 4.

Table 4: Network costs per household

Household	Current use (kWh) ²	Current cost ³	New costs ⁴	Extra costs
1 persons	2010	€227.63	€136.99	-€90.64
2 persons	3360	€227.63	€228.99	€1.36
4 persons	4580	€227.63	€312.14	€84.51

² Based on NIBUD (2015)

³ Based on tariffs of DSO Enexis (Enexis 2015b)

⁴ Based on the assumption that costs would stay the same for an average household (using 3340 kWh per year) (NIBUD 2015; Enexis 2015b)

Furthermore, at the moment adding extra electric appliances to a household has no influence on the network tariff, because this tariff is fixed. The introduction of dynamic network tariffs would change this situation. Due to a new tariff per kWh, large electric appliances will become much more expensive to use. For example, estimates by Bles et al. (2013) showed the new tariff would lead to an increase in annual electricity costs for a heat pump of around €600,-. This will have a negative influence on for example the diffusion of heat pumps and EVs. Especially EVs are strongly supported by the government (Eurlings & Van der Hoeven 2009; Verhagen et al. 2011). Hypothesis P9 describes this barrier to DSOs to introduce price-based demand response programmes.

Hypothesis P9: The negative consequences for large electricity users of an increase in the price per kWh form a barrier to dynamic network tariffs for households.

Barrier 10: Not allowed by regulation

EU legislation creates some room for price-based demand response. An EU directive demands that “member states shall ensure the removal of those incentives in transmission and distribution tariffs that (...) might hamper participation of demand response” (Schulz & Mavroyiannis 2012: 22). In addition, a recent report prepared for the European Commission states that “network tariffs should promote peak demand management and aim to reduce infrastructure cost for peak demand” and “tariffs should encourage system flexibility, e.g. distributed generation, demand response and energy efficiency” (Refe et al. 2014: 28). This was already advocated by the association of the European electrical power industry, who wrote: “alternative pricing options that allocate the additional costs of network reinforcement and grid losses to the network customers responsible for creating those costs (more closely following marginal costs) should be explored” and therefore argued for “network tariffs that penalise energy use at peak hours” (Rodrigues Da Costa et al. 2013: 20).

However, a variable network tariff is not allowed for Dutch consumers at the moment (Ten Heuvelhof et al. 2010). Since 2009 the Electricity Act demands that the tariffs of a DSO should be based on capacity (Elektriciteitswet 1998). The main reasons are that a capacity tariff reflects costs adequately, since users with a larger capacity have to pay more and that a capacity tariff is simple to administrate (Bles et al. 2013; Rodrigues Da Costa et al. 2013). But the Electricity Act leaves no room for a dynamic network tariff. So even though developments on the European level create room for demand response, the Dutch law prohibits it. This forms a barrier to DSOs to introduce price-based demand response as described in hypothesis P10.

Hypothesis P10: Dutch law forms a barrier to dynamic network tariffs for households.

Barrier 11: Uncertain income Distribution System Operator

Dutch DSOs are paid a fixed amount per consumer, based on the capacity of the consumer. This creates a stable yearly income for the DSOs. If a DSO would introduce a dynamic network tariff per kWh, the income for the DSO would become dependent on the yearly electricity use and also on the amount of electricity used per period. This creates uncertainty for the DSO and creates the possibility that if the electricity use is lower than expected, or if consumers shift more of their electricity use from the high-price period to the low-price period than expected, revenue will be less than expected and possibly not enough to cover the costs. Since revenue adequacy is key to DSOs (Rodrigues Da Costa et al. 2013), this uncertainty in income forms a barrier to the introduction of dynamic network tariffs by DSOs. Therefore the following hypothesis has been formulated:

Hypothesis P11: The uncertainty about the income of a Distribution System Operator forms a barrier to dynamic network tariffs.

4.2.1.3 Barriers specific to dynamic electricity price

Barrier 12: Consumers are not interested

Electricity is considered to be a low-interest good (Fischer 2008). Fischer (2008: 80) notes that “electricity differs in significant ways from other consumer goods. It is abstract, invisible, and untouchable. It is not consumed directly but indirectly via various energy services” and electricity “is hardly a product to be proud of, to show around, or to worry about. Consumers regard electricity as a necessary, but unspectacular everyday product of which security of supply is important, but specific features do not matter much”. Furthermore she notes that “neither do its costs usually make up for an important share of a household’s budget”. Because of these reasons, consumers do not pay a lot of attention to electricity. It has been noted that this lack of interest could form a barrier to dynamic electricity prices: Greening (2010: 1521) stated that “customers lack experience with time-varying electricity pricing and thus believe that electricity prices should be flat”. But “if total electricity costs are relatively small in comparison to other expenditures, both residential and small commercial customers will not devote the effort necessary to understand time-varying pricing” (Greening 2010: 1520).

To overcome this barrier and increase the number of consumers with a dynamic electricity price it would be an option to offer it by default instead of letting consumers choose for dynamic electricity prices. This means that it would be the standard option, unless the customer opts-out. This has been done in the United States and results show the opt-out rates are low: for example, results from a study in California revealed that only 2% to 7% of the default customers opted-out before the start of the programme and only 4% to 8% dropped out of the programme in the first two years (Delurey et al. 2014). However, as Faruqi et al. (2010) noted, there is no retail competition in the electricity market of the United States, meaning consumers cannot leave their utility. In the Netherlands however, the electricity market is liberalised and consumers can easily switch to another electricity supplier. So electricity suppliers might not dare to offer all their customers a new dynamic pricing plan as default option, because they fear some of their customers will switch to another electricity supplier. This could mean that “customers would have to actively choose a dynamic tariff” (Faruqi et al. 2010: 6226), while consumers are not interested in electricity. Therefore hypothesis A12 is:

Hypothesis P12: The lack of interest of consumers forms a barrier to dynamic electricity prices for households.

4.2.1.4. Overview of barriers to price-based demand response

An overview of all barriers to price-based demand response, including the labels is given in Table 5.

Table 5: Overview of barriers to price-based demand response

Number:	Barrier:	Label:
	General barriers:	
1.	Benefit to consumers uncertain	Customer
2.	Uncertainty in forecasting and balancing	Technical
3.	Smart meter required	Technical
4.	New system required for consumer billing	Technical
5.	New system required for allocation and reconciliation	Regulatory
6.	No access to data due to privacy concerns	Customer
7.	New demand peaks	Technical
8.	Different interests electricity supplier and DSO	Institutional
	Barriers specific to dynamic network tariffs:	
9.	Higher costs for large users	Customer
10.	Not allowed by regulation	Regulatory
11.	Uncertain income Distribution System Operator	Institutional
	Barriers specific to dynamic electricity prices:	
12.	Consumers are not interested	Customer

4.2.2 Barriers to Direct Load Control

Similar to the situation in section 4.2.1, barriers are divided in general barriers and barriers specific to either DLC organised by a DSO or by market players. The latter category includes all parties that could use this flexibility on a market, such as electricity suppliers and aggregators. Again for each barrier a hypothesis is formulated. The hypotheses regarding direct load control are labelled with the letter D and numbered one to five.

4.2.2.1 General barriers:

Barrier 13: Lack of large suitable appliances.

As mentioned earlier, the most common household appliances used for DLC are water heaters, air-conditioners and swimming pool pumps (Strbac 2008). The reason these appliances are frequently used are that these appliances can be controlled without having a large impact on the life of consumers (Shao et al. 2013) and have a large electric load. Because of this large electric load, these appliances have a much larger impact on peak use than small appliances. In the Netherlands, electricity use of households is relatively low compared to other Western countries (World Energy Council 2013), because there are not a lot of large electricity using appliances. Not many households use large air-conditioners, electric water heaters or swimming pumps, nor are there many households with other large electric appliances. This could form a barrier to the introduction of DLC by DSOs or electricity suppliers in the Netherlands.

Some electric appliances that are widespread in Dutch households have been identified to be suited for direct load control, such as tumble dryers, dish washers and washing machines (Gottwalt et al. 2011; Pina et al. 2012; Kok 2013; Veeken n.d.). But recent research by Staats (n.d.) showed the potential of these appliances is limited. Besides the fact that the electricity use of these appliances is lower than the use of for example air-conditioners or water heater, these appliances have two other important drawbacks. First of all, they have been found to be highly asymmetrical (Belmans et al. 2014). This means that when these appliances are controlled, it is much easier to suddenly increase demand than to decrease demand. This is caused by the fact that appliances are not often switched on all together, so neither can they be all switched off together. In other words, the coincidence factor described by Strbac (2008) is low. Also, these appliances are not designed to be switched off during their use and doing so could have negative consequences. This asymmetry limits the usefulness of these

appliances for demand response. The second limitation of these appliances is that due to energy efficiency demands and technical improvements, newer versions have a much lower electricity use than older version (Gombert 2015). The new versions, which will gradually take over when households replace their appliances, will be less suited for demand response due to their lower electricity use. So in the future these appliances will be less suited for demand response. These limitations create a barrier to organisations that want to organise DLC programmes. Other interesting appliance could be the refrigerator (Mathieu et al. 2012), but the latter limitation also applies to this appliance.

However, in recent years two types of large appliances have become more popular to households: heat pumps and electric vehicles. These two types of appliances have a large electricity use and can be controlled. This development might help to overcome the aforementioned problem. The number of installed heat pumps using air was around 30 thousand units per year in three consecutive years 2011, 2012 and 2013 and the number of installed heat pumps using water was almost six thousand per year in 2011 and 2012, but decreased to around three thousand in 2013 (Centraal Bureau voor de Statistiek 2014). The number is expected to increase further: the Dutch Heat Pump Association (DHPA) set a target of 500 thousand heat pumps in 2020 (Kleefkens 2014). The number of electric cars in the Netherlands increased rapidly in recent years and was around 35 thousand in the first half of 2014 (Hekkenberg & Verdonk 2014) of which the majority was a plug-in hybrid or included a range extender. In 2020 this number is estimated to reach 200 thousand, which is the target of the government (Eurlings & Van der Hoeven 2009).

It would be very beneficial for DLC if these expectations are met and these two types of appliances become widespread in the Netherlands. But it is uncertain if these targets will be reached and it will take some years. So at the moment, the lack of appliances might form a barrier to DLC for DSOs or market players. The first hypothesis about DLC for households in the Netherlands is therefore:

Hypothesis D1: At the moment, the lack of suitable appliances forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.

4.2.2.2 Barriers specific to Direct Load Control organised by a Distribution System Operator:

Barrier 14: Value to the Distribution System Operator uncertain

The fact that in the United States many utilities, including for example Florida Power & Light and the Pacific Gas and Electric Company (Kathan et al. 2012) offer DLC programmes shows that a viable business case can be made for this demand response programme. However, DLC has not only value to these companies because of the effect on the grid, but also because the reduced demand lowers the amount of electricity these companies have to buy for their customers during these (extremely) high price periods. Since in the Netherlands the operation of the grid is split from the production and supply of electricity, Dutch DSOs do not have this second incentive. Therefore Dutch DSOs will benefit less from demand response.

The monetary value of a lower household peak use for the New Zealand grid was estimated by Gyamfi & Krumdieck (2012) to be less than a 100 euro per year, but it is unknown how these outcomes apply to the Dutch case. A study by Ecofys, a consultancy, gave estimated of the value of peak reduction for the Dutch situation and found the value to be between 200 and 740 euro per kW per household in total (Van Melle et al. 2014). This range shows that the value is highly dependent on local differences in the capacity of the current grid and the household density. A DLC programme only has value to the DSO if the cost of the

programme, including the installation of control equipment and the payments to participants, is less than the cost of the current solution, i.e. enlarging the capacity of the grid. The earlier mentioned Ecofys study showed that in 2050 DLC with heat pumps and EVs can be cheaper than enlarging the capacity, but only between 5 and 23 euro per household per year, assuming customers participate for free and without taking inflation into account (Van Melle et al. 2014). Therefore the financial benefit of DLC is uncertain which creates a barrier to Dutch DSOs, as formulated in the second hypothesis about DLC for households:

Hypothesis D2: The uncertainty of the benefit to the Distribution System Operator forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.

Barrier 15: Regulation obstructs the Distribution System Operator

Dutch DSOs are regulated by the state and some regulations have implications for DLC. Dutch law states that a DSO should abstain from any form of discrimination between consumers (Elektriciteitswet 1998). This could imply that the DSO is not allowed to reward some consumers (for example with a fee or via a discount on their bill) for participation in a DLC programme if this offer is not extended to all consumers. However, most consumers will not be living in areas with possible grid constraint, so the DSO has no incentive to offer DLC to those consumers. If it would be mandatory to offer it to all consumers, the DLC program would become much larger and much more expensive, while having no extra benefits to the DSO. This regulation forms a barrier to the DSO, which is stated in the third hypothesis about DLC.

Hypothesis D3: Regulation forbidding Dutch Distribution System Operators to offer Direct Load Control only to some consumers forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.

4.2.2.3 Barriers specific to Direct Load Control organised by market players:

Barrier 16: Not enough value to market players

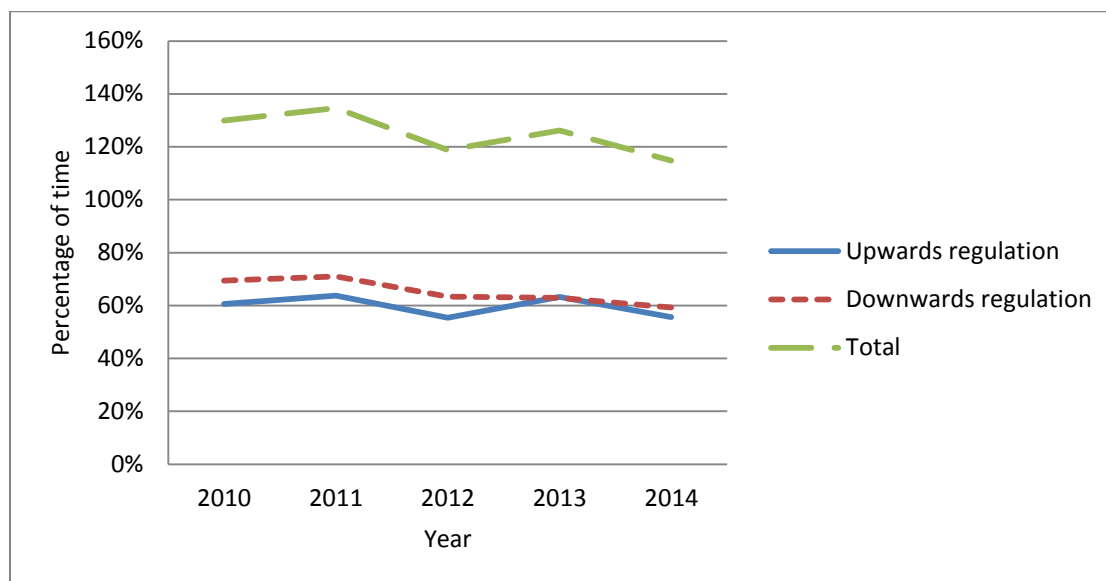
For an electricity supplier or BRP, DLC could be interesting if the flexibility could be used on a market. For example, on the imbalance market the Dutch TSO TenneT pays for extra or less electricity production, in order to keep demand and supply in the Dutch electricity system balanced (Godfried et al. 2004). Instead of increasing electricity production to balance the system (“opregelen”, upwards regulation) DLC could be used to decrease demand. And vice-versa, instead of lowering electricity production (“afregelen”, downwards regulation) DLC could be used to increase demand to balance the system. Research by Mathieu et al. (2012) showed that this imbalance market is a highly interesting market for residential demand response because of the relatively high potential revenues.

However, the business case is uncertain. The price paid by TenneT on the imbalance market for downwards regulation is usually less than 100 euro per MWh, meaning ten eurocent per kWh (TenneT 2015). In the last three years, the price has been more than 300 euro per MWh only around twenty times per year and it never has been above 500 euro per MWh. TenneT pays more often for upwards regulation, so more money can be earned here. For example, during 12% of the periods in 2012 and 2013 TenneT paid more than 100 euro per MWh for extra electricity production. But prices never exceeded 600 euro per MWh.

Furthermore, the number of times TenneT had to use regulating power decreased over the last five years. Figure 9 shows how many times regulating power was used each year since 2010, displayed as a percentage of the time of each year. Values are shown for both upwards as downwards regulation as well as both combined. All lines show a declining trend.

For downward regulation it should be noted that the price is not always negative, while negative prices are most interesting for households⁵. In fact, this happened only 5.8% of the time in 2014.

Figure 9: Use of regulating power 2010-2014 (based on TenneT (2015))



Even when it is taken into account that due to the increasing share of renewables in the energy system imbalance could increase and prices could become higher in the future, the price paid for flexibility in the Netherlands is low compared to the 25 eurocents a household usually pays or receives per kWh. The average price in 2014 was 69 euro per MWh for upward regulating power and 19 euro per MWh for downward regulating power. This means prices in the situations when regulating power was necessary were on average between 6.9 and 1.9 cents per kilowatt-hour. The price difference of four cents is low compared to the 25 cents a household usually pays or receives per kWh. These low prices form a barrier to DLC for market players. Hypothesis D4 describes the barrier:

Hypothesis D4: The low prices on the balancing market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.

Barrier 17: Unsuitable for the regulating market.

In the United States DLC can be used on electricity markets, including the regulatory market, via aggregators called Curtailment Service Provider (Spees & Lave 2007; PJM 2014). In the Netherlands the balancing market is controlled by TenneT, which is the only buyer on the market. TenneT contracts 300 MW of regulatory power in advance, but it can also be offered on the spot. If an electricity supplier wants to use its DLC programme to offer regulating power on this market, there are requirements that must be met (TenneT 2014). These requirements include that the minimum amount of a single bid is 4 MW (TenneT 2014). In order to compare this scale with a household, it should be noted that the peak use of an average household is 0.8 kW on an average winter day and its night use is 0.2 kW (Bles et al. 2013). However, peak use and the load available for flexibility are expected to increase in

⁵ The fact that prices for downwards regulating power are positive most of the time, meaning a producer has to pay TenneT for reducing production instead of receiving money, is due to the fact that for a power station paying TenneT for producing less can be beneficial since fuel is saved. For households, positive prices mean cheaper energy, but only with negative prices does downward regulating power lead to receiving money for their flexibility.

the coming years due to the introduction of heat pumps and EVs. Still, in order to actively participate in this market, aggregators controlling appliances of thousands of households will be needed.

Furthermore, “regulating power must be able to be directed by the national FVR (Frequency Power Regulator) of TenneT” and TenneT demands that “regulating power can be continuously regulated in discrete steps of 1 MW” (TenneT 2014: 1). Finally there are demand about the minimum regulating speed and reaction time. If enough appliances are contracted by the electricity supplier, it might be able to conform to these demands. However, it is unknown if TenneT accepts households DLC on the imbalance market, which forms a barrier to market players to introduce DLC.

Hypothesis D5: The criteria of the imbalance market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.

To summarise, an overview of all identified barriers to DLC for Dutch households is given below in Table 6. Also labels are added.

Table 6: Overview of barriers to direct load control

Number:	Barrier:	Label:
	General barriers:	
13.	Lack of large suitable appliances.	Technical
	Barriers specific to Direct Load Control organised by a Distribution System Operator:	
14.	Value to the Distribution System Operator uncertain	Institutional
15.	Regulation obstructs the Distribution System Operator	Regulatory
	Barriers specific to Direct Load Control organised by market players:	
16.	Not enough value to market players	Institutional
17.	Unsuited for the regulating market.	Regulatory

4.2.3. Overview of hypotheses

The literature study has led to the formulation of seventeen hypotheses. An overview of all hypotheses is shown in Table 7.

Table 7: Overview of hypotheses

Number:	Hypothesis:
P1	The uncertain benefit to consumers forms a barrier to price-based demand response for households in the Netherlands.
P2	The negative consequences for demand forecasting and balancing form a barrier to price-based demand response for households.
P3	The limited number of households with a smart meter and the cost for installing a smart meter form a barrier to price-based demand response for households.
P4	The need for new billing systems form a barrier to price-based demand response for households.
P5	The current allocation and reconciliation process forms a barrier to price-based demand response for households.
P6	Privacy concerns about data sharing form a barrier to price-based demand response for households.
P7	The creation of new demand peaks forms a barrier to price-based demand response for households.
P8	The different interests of Distribution System Operators and electricity suppliers form a barrier to price-based demand response for households.
P9	The negative consequences for large electricity users of an increase in the price per kWh form a barrier to dynamic network tariffs for households.
P10	Dutch law forms a barrier to dynamic network tariffs for households.
P11	The uncertainty about the income of a Distribution System Operator forms a barrier to dynamic network tariffs.
P12	The lack of interest of consumers forms a barrier to dynamic electricity prices for households.
D1	At the moment, the lack of suitable appliances forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.
D2	The uncertainty of the benefit to the Distribution System Operator forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.
D3	Regulation forbidding Dutch Distribution System Operators to offer Direct Load Control only to some consumers forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.
D4	The low prices on the balancing market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.
D5	The criteria of the imbalance market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.

4.3 Results of the interviews

The analysis of the interview data revealed that the experts recognised some barriers, while other barriers were not considered to be relevant to the Dutch situation. The results are discussed for each barrier. First, the barriers to price-based demand response are discussed. Hereafter barriers to direct load control are discussed.

4.3.1 Barriers to price-based demand response

4.3.1.1 General barriers

Barrier 1: Benefit to consumers uncertain

The majority of experts believed that the uncertain financial consequences of a dynamic tariff for a household would form a barrier to price-based demand response. Consumers might not like the inherent uncertainty of a dynamic electricity price, since it could mean people will have to pay more than they do in the current system. Savings result from changing behaviour and reacting to the prices. When consumers do not react enough, they might have to pay more. One expert explained: “making an offer by which you can guarantee people they will save money is a much easier message than having to say people might have to pay more. Nobody wants that. They would prefer their old tariff” (Appendix A, Interview H). This expert also added that this barrier was not properly understood, since in most pilot projects either the price was virtual instead of real or consumers were protected by a maximum tariff, making sure they could not lose money.

Two experts did not consider the uncertainty to be a barrier, referring to the large number of people in the Netherlands that uses the so-called day and night tariff (Interview D, F, Appendix A). This tariff also leads only to monetary savings when people change their behaviour. However, the difference between the day and night tariff is small and the system is simple: consumers know each moment what the electricity price is and what it will be later.

Two other experts, both working at an electricity supplier, brought up another interesting argument against this barrier (Appendix A, Interview E, K): in the current system the consumer has a fixed price, so is protected from possible price-increases. In exchange, the consumer has to pay a “fee”, which is included in the price. Since in dynamic pricing this risk is transferred from the electricity supplier to the consumer, the consumer does not have to pay this fee and receives on average a lower price (Appendix A, Interview E). This reduces the chance that consumers end up paying more than they did before with their fixed price. However, it is uncertain if the financial benefit resulting from the on average lower price is large enough to compensate users who use more than average during higher price periods. It is also not known if it is enough for consumers to compensate for the uncertainty.

Another argument against this barrier was the possibility of introducing a cap: a maximum price (Appendix A, Interview E). This could protect consumers against high prices in case a real-time tariff would be introduced. However, even though it somewhat reduces the risk, consumers who use more than average during higher price periods could still end up paying more.

Finally, an expert added that this might not be a barrier to all people: some part will most likely not have problems with the uncertainty. He explained: “if you can influence the behaviour of 25% of your customers this way, I believe that is enough to have a large impact on the network and on electricity production” (Appendix A, Interview E).

However, this percentage is uncertain and even when the uncertainty is not a problem to all consumers, the uncertain benefit to consumers forms a barrier to price-based demand response organised by a electricity supplier for most households in the Netherlands. For price-based demand response organised by a DSO, it does not form a barrier because the tariffs are regulated and consumers have no possibility to choose. Therefore hypothesis P1 is accepted, not as a general barrier but as a barrier to dynamic electricity prices.

Barrier 2: Uncertainty in forecasting and balancing

In the interviews, experts on this subject agreed that dynamic prices for households have an effect on forecasting and balancing by BRPs, which at the moment is based on a standard profile for all households. Since dynamic pricing will make consumers change their electricity use, “BRPs will have to change the way they make predictions” stated one expert (Appendix A, Interview A). However, the experts did not consider it to be a barrier, since they believe the BRPs are able to adapt. One expert, working at a TSO, explained that a BRP “will notice in the beginning that it has large imbalances” after which the BRP “has to change its estimations” (Appendix A, Interview C). Another expert added: “the effect of dynamic pricing on the profiles [the average electricity use of an households over time, which is used for predictions] will be uncertain in the beginning, but they will quickly gain experience. Just like the current situation, in which they are able to make a very good prediction of how much electricity will be needed. So I do not consider it to be a barrier to dynamic tariffs” (Appendix A, Interview I).

Another expert, working at an electricity supplier, suggested that when real-time pricing is introduced, the extra costs incurred for creating imbalance could be made part of the dynamic electricity price (Appendix A, Interview K). In other words, the consumers could pay the real costs, including the price paid for creating imbalance. In this situation, the consequences of the wrong predictions would be attributed to the consumer. This would make sure it would not form a barrier to the BRP, while the consumer would be compensated with lower prices, as explained earlier.

So the negative consequences of price-based demand response for demand forecasting and balancing are limited, because BRPs are expected to be able to adapt and make new, better projection, and the possible costs can be passed on to the consumer. Therefore it does not form a barrier to price-based demand response for households and hypothesis P2 is rejected.

Barrier 3: Smart meter required

The interviewed experts had different opinions about the statement that the lack of smart meters in the Netherlands forms a barrier to households demand response. While multiple experts believed that at the moment there are not enough smart meters installed, two experts, both working at an electricity supplier, state that there are already enough smart meters (Appendix A, Interview E, M). One of them noted that between ten to fifteen percent of his company’s customers has a smart meter already and since he did not expect electricity suppliers to offer the product straight away to every customer, this will be enough to start offering dynamic tariffs (Appendix A, Interview E). Another expert, working at a consultancy, added that since it is possible for consumers to buy a smart meter right away instead of waiting until it will be installed for free, he did not consider it to be a barrier at the moment (Appendix A, Interview F).

Even though some experts did consider it to be a barrier at the moment, the large majority of experts noted that since the large scale roll-out of smart meters has started in the Netherlands, they expected the lack of smart meters to disappear in a few years and therefore they did not consider it to be a barrier to dynamic tariffs. An expert working at a

DSO noted that even though public opinion could turn against the smart meter, obstructing its diffusion, in the most likely scenario every household will have been offered a smart meter by 2020, meaning there will be enough smart meters (Appendix A, Interview I). One of the experts added that since he expected it will take some years to change the allocation and reconciliation process, which is essential as described at barrier five, there will be enough smart meters by the time it is even possible to offer dynamic tariffs on a large scale (Appendix A, Interview E).

Since a large majority of experts stated that because the large scale roll-out of smart meters has started a lack of smart meters will not be an issue, hypothesis P3, “the limited number of households with a smart meter and the cost for installing a smart meter form a barrier to price-based demand response for households” is rejected.

Barrier 4: New system required for customer billing

Not all experts agreed with each other on the subject of the need for a new billing system. While one of the experts, working for an electricity supplier, agreed that the difficulty of creating a system capable of working with dynamic electricity prices formed a barrier (but one he expected his company would be able to overcome) (Appendix A, Interview M), another expert, working for a different electricity supplier, bluntly stated that his company had already a billing system able to work with dynamic electricity prices and therefore he did not expect it to be a barrier at all (Appendix A, Interview K). A third expert, working for yet another electricity supplier and involved in a pilot project with both a dynamic electricity price and a dynamic network tariff, also claimed his company had such a billing system and explained that it would not be a problem to calculate, based on the electricity use of a customer in each different pricing period, the average price that the customer would have to pay for the electricity used (Appendix A, Interview E). This expert did identify some issues, such as the computer power needed in case dynamic electricity prices would be applied on a large scale, the fact that sometimes data from the smart meter for some days was missing and that it would be less transparent for a customer wanting to see all the details. However, he did not consider these issues to form a barrier to dynamic tariffs. A fourth expert, working at a DSO and involved in a different pilot project, also stated that such a system was used in a pilot project and that she did not consider it to be a barrier since “plenty of people are able to create such a system” (Appendix A, Interview L).

However, in case a DSO introduces dynamic network tariffs, more is needed for consumer billing than just a new system to calculate the final price for a consumer. At the moment, the DSO has no direct contact or contract with households. The network tariff is a fixed amount that is collected by the electricity supplier and passed on to the DSO. The fact that the DSO has no direct contact with consumers could be problematic when the bill is different for each consumer or for example when the consumer disagrees with the bill he or she receives via the electricity supplier. Experts considered this system to be much more difficult than the current system, while two other experts, both working at a DSO, referred to the cost of implementing a new system on such a large scale, which could be in the range of tens of millions of euro’s (Appendix A, Interview A, G).

Overall, even though not all experts agreed on this subject, the need for a new billing system for an electricity supplier is not considered to be a barrier since multiple experts who are working or have worked with dynamic electricity prices claimed to already have such a system. However, due to the extra system changes needed, it is considered a barrier for a DSO that wants to introduce a price-based demand response programme. Consequently, hypothesis P4 is accepted not as a general barrier but as a barrier to dynamic network tariffs.

Barrier 5: New system required for allocation and reconciliation

All interviewed experts considered the current allocation and reconciliation process to be a barrier to price-based demand response, because at the moment the actual electricity use of households is not known or measured but estimated based on the standard profile. This means that even if households move part of their electricity use to cheaper periods, the electricity suppliers cannot profit from this development and cannot buy less electricity during expensive periods because in the end, it is still assumed that households followed the standard profile, meaning according to an expert (Appendix A, Interview A) that “it is impossible to make money”. To prove the household is behaving differently, allocation based on the smart meter is essential, with another expert, working at an electricity supplier, explaining: “if you want to do this [dynamic tariffs] on a large scale, you will first have to make sure these customers are taken out of the profile” and describes price-based demand response as “useless” without this change in the allocation and reconciliation process (Appendix A, Interview E).

According to the interviewed experts, work on changing the current process is in progress. One expert, working at a research company, referred to the “Pantheon” programme (Appendix A, Interview F), which is working on abolishing the reconciliation process and using data from the smart meter instead for direct allocation on the household level (Bouwhuis & Van Der Mark 2014). Another expert expected this would not happen until at least the end of 2018 (Appendix A, Interview E). Using the data from the smart meter means the smart meter is not only essential for billing, as described at barrier four, but also for the allocation process. Consumers that do not want a smart meter or do not want to share their data, cannot participate in a price-based demand response programme. This is discussed in more detail at barrier six.

While DSOs are involved in the allocation and reconciliation process, the way of allocating electricity use is irrelevant for dynamic network tariffs. For a DSO, it would be enough to collect and process the data as described earlier at barrier four. So the current allocation process does not form a barrier to dynamic network tariffs.

So based on the fact that electricity suppliers cannot make a profit with dynamic pricing as long as the electricity use of households is allocated using the standard profile, the current allocation and reconciliation process is considered a barrier to price-based demand response organised by an electricity supplier. Therefore hypothesis P5 is accepted, not as a general barrier but as a barrier specific to dynamic electricity prices.

Barrier 6: No access to data due to privacy concerns

The interviewed experts more or less share the same opinion on the subject whether privacy concerns form a barrier to consumers to share the data collected by the smart meter (which is needed for correct billing) and thereby form a barrier to dynamic tariffs. In general the experts believe this is not an issue for the majority of households. Some experts noted that they believed the attention that was given to this issue in politics or in the media does not reflect the opinion of the majority of the people (Appendix A, Interview A, F, L). One expert revealed that her research showed none of the participants in a dynamic pricing pilot considered the collection of data a violation of their privacy (Appendix A, Interview D). Multiple arguments were put forwards. Some experts, referring to the Internet or Facebook, mentioned that people nowadays care less about privacy. In order to get the collection of data accepted, multiple experts mentioned two issues that would be critical. The first is to offer a clear benefit in exchange: “if it adds enough value to the end-user, I don’t think it will be a problem” stated one expert (Appendix A, Interview H). The second is to be transparent to the consumer and explain, as an expert put it: “what you do with the data, who has access to it and how it is processed” (Appendix A, Interview D).

However, many believed there still would be a small group objecting to the collection of data. One expert, working at a research institute, suggested an opportunities for independent, trusted third parties to take over the billing process (Appendix A, Interview H). Another expert, working at an electricity supplier, suggested that, since an electricity supplier needs the data for billing but does not need real-time data, the data from the smart meter could be transferred with a delay of a week (Appendix A, Interview K). This could remove the fear that the data reveals whether the consumer is at home and what he or she is doing at the moment. Another expert, working at an electricity supplier, stated that “dynamic pricing should never be mandatory. I believe it should be a choice made by the customer” (Appendix A, Interview E). This way, households that do not want to share their data cannot get dynamic pricing, but their objections would not form a barrier to offering dynamic tariffs to other households.

However, offering dynamic network tariffs only to the households that want it is not an option because as one expert working at a DSO explained, this would lead to ‘gaming’: users would pick the cheapest tariff. For example, households with a lower electricity use would opt for a tariff based on the amount of kilowatt-hour used, while large users would pick the fixed tariff (Appendix A, Interview G). This would lead to a loss of income for the DSO.

In general, the experts believed privacy issues would not be an issue for the majority of people. This is caused by less sensitivity about privacy, the benefit that lower tariffs offer in exchange and being open about why the data is needed and what is done with it. Because of these reasons and because not every household is needed, privacy concerns about data sharing do not form a barrier to price-based demand response programmes organised by an electricity supplier. But in case the programme is organised by a DSO, it does form a barrier since these tariffs are regulated and all households have to participate. Therefore hypothesis P6 is accepted, not as a general barrier but as a barrier to dynamic network tariffs.

Barrier 7: New demand peaks

The majority of experts acknowledged that dynamic tariffs could create new demand peaks. One expert explained that they already found such a situation in a pilot project with an industrial company (Appendix A, Interview I). Most experts came up with suggestions to overcome this problem: in the case the dynamic tariff would be combined with DLC, the experts expected it would be possible to prevent new demand peaks by letting a central system take this effect into account and start appliances one by one instead of all together (Appendix A, interview A, H, L). However, in case dynamic tariffs are introduced without DLC, so without central coordination, the majority of the experts considered the creation of new demand peaks not only to be a possibility but also a problem, at least in the case consumers introduce automation in their home.

Two experts suggested the possibility of introducing different tariff structures for different households in the same neighbourhood (Appendix A, Interview H, L). But introducing multiple programmes and making sure customers in the same neighbourhood choose differently would make introducing demand response much more difficult for electricity suppliers or DSOs. Another expert proposed building into smart appliances a random function, so the appliance would react not instantly to a price-signal but only after a random period of time (Appendix A, Interview I). But this would require the producers of smart appliances to work together and introduce this extra feature.

So in the interviews it has become clear the creation of new demand peaks is a problem. But to determine if it is a barrier to price-based demand response, an important distinction needs to be taken into account: the difference between the two possible organisers of the dynamic pricing scheme. Because to an electricity supplier, creating new peaks is not a problem,

since the electricity supplier is not responsible for the grid. Furthermore, it would be unlikely that these new peaks are large enough compared to the total national electricity use to have a significant impact on the electricity market. It is therefore unlikely that this problem would form a barrier to the electricity supplier to introduce dynamic tariffs. However, for a DSO reducing peaks in the grid is the main reason to introduce price-based demand response and therefore the creation of new peaks does form a barrier to introducing dynamic network tariffs.

So based on the acknowledgment of the problem by the interviewed experts and the difference between a DSO and electricity supplier, it is concluded that the creation of new demand peaks only forms a barrier to price-based demand response for households in case it is organised by a DSO. Therefore hypothesis P7 is confirmed not as a general barrier, but as a barrier to dynamic network tariffs.

Barrier 8: Different interests electricity supplier and DSO

While all interviewed experts recognised that a price-based demand response programme by an electricity supplier could work against the interests of a DSO and vice-versa, only two experts considered this to be a barrier (Appendix A, Interview G, L). The majority of experts had a different opinion and did not consider the different interests to form a barrier. The first argument made was that even though conflicting situations could arise, for example when an electricity supplier wants to increase electricity demand while at the same time a DSO wants to decrease electricity demand, it was expected to seldom happen (Appendix A, Interview E). Furthermore it was expected that when an electricity supplier would try to lower the price while a DSO would try to raise it this would lead to a sub-optimal outcome for at least one of the parties, but this would not be problematic (Appendix A, Interview D, H, E). As long as the price-incentive of the DSO would be strong enough to prevent demand reaching the maximum capacity of the grid, the consequences would be limited. It could even be argued that for the system as a whole, an optimal price is reached, since the interests of both parties are included in the final price.

So even though the interest of an electricity supplier and DSO could conflict, the consequences would be limited and most likely it would seldom happen. Therefore it is concluded that the different interests of Distribution System Operators and electricity suppliers do not form a barrier to price-based demand response for households. Consequently hypothesis P8 is rejected.

4.3.1.2. Barriers specific to dynamic network tariffs

Barrier 9: Higher costs for large users

The interviewed experts all recognised that a dynamic network tariff based on the amount of kilowatt-hours would lead to higher costs for large users, but they reacted differently to the questions whether they considered this to be a barrier to price-based demand response.

For most experts, the subject was strongly related to the question whether this would be fair or not. Some of the experts did not consider a higher tariff for large users to be a problem, stating that this would be more fair than the current system in which almost every household pays the same amount (Appendix A, Interview A, E). Two other experts added this higher price per kilowatt-hour would create a stronger incentive for energy efficiency (Appendix A, Interview I, H). On the other hand, two experts, both working at a DSO, noted that the costs for a DSO are based on the peak use in kilowatt since this determines the maximum capacity needed (Appendix A, Interview I, G). So the number of kilowatt-hours used is less relevant to a DSO, making it not a fair base for the tariff.

However, even if it would be fairer than the current system, this does not mean it would not be a barrier, since it is likely households that would have to pay more would protest (Appendix A, Interview H). But another expert expected less protests (Appendix A, Interview G) and a third expert concluded that even when some people would protest, this would only be a minor problem (Appendix A, Interview F). This claim is supported by the fact that the system has been changed without problems before: in 2009, the network tariffs were changed from a system based on the number of kilowatt-hours to a system based on the size of the needed capacity.

An expert, who worked at a DSO and was involved in the change of systems in 2009, added another perspective. He explained that when the system was changed, much effort was put into making sure the transition would not have a large financial impact on many consumers. Therefore the structure of the energy tax was also adapted: by changing the tax per kilowatt-hour and the fixed tax deduction, large increases were prevented for many consumers while keeping an incentive for energy efficiency (Appendix A, Interview G). If the system is changed again, the energy tax could again be used to prevent large negative effects for some users.

It is likely that when dynamic network tariffs would be introduced, again measures would be taken to prevent large price increases for some households, for example by changing the energy tax again. Furthermore, while even in that case the dynamic network tariff can be negative for some households, it is not considered to be serious enough to form a barrier to price-based demand response. Because of these reasons the fact that dynamic network tariffs would lead to higher costs for some, i.e. large users, is not considered to be a barrier to price-based demand response organised by a DSO and hypothesis P9 is rejected.

Barrier 10: Not allowed by regulation

The current system, in which the network tariff is capacity based, is enshrined not in the Electricity Act but in a by-law, a so-called ministerial order, according to an interviewed expert working at a DSO (Appendix A, Interview G). While changing such a by-law should be possible, the interviewed experts believe changing the current network tariff system will be a difficult process, which can take years. So the current regulation forms a barrier to dynamic network tariffs. But according to the experts, the principles on which the current system and regulation is based and the reasons why this system was chosen, are the most important causes of this barrier, more than the time and effort it would take to change regulation as such.

An important principle here is that DSOs have to work in a non-discriminatory way towards anybody who wants access to the grid. This principle could prohibit DSOs from introducing price-based demand response only in certain network areas or only for certain connections, such as EV charging points (Appendix A, Interview G). While offering dynamic network tariffs to all household could be possible, it is not necessary since in most network areas there are no problems with peak capacity (Appendix A, Interview I).

Since the current system was introduced in 2009, the reasons and arguments to choose this system are highly relevant when trying to change the system again. One of the reasons to choose the current system was the fact that it is easy to administer (as discussed at barrier four) while a new system would be more complex. Secondly the current capacity based tariff matches more with the costs of the DSO, which are determined by the capacity, not the amount of kilowatt-hours. This was another important reason to choose the current capacity based system. Finally privacy (discussed at barrier six) is safeguarded more in the current system, creating another reason not to change regulation.

So the current regulations, especially the principals behind it and the reasons why this system was introduced in 2009, form a barrier to dynamic network tariffs. Therefore hypothesis P10 is accepted.

Barrier 11: Uncertain income Distribution System Operator

All interviewed experts confirmed that the introduction of dynamic network tariffs by a DSO would create uncertainty in the income of a DSO, with one expert noting that “energy savings by households would lead to higher network tariffs” since DSOs would compensate for the loss of income by raising tariffs (Appendix A, Interview E). However, most experts did not consider this to be a barrier to dynamic network tariffs. An expert, working at a DSO, explained “this will mean we have a lower income, but we can ask for more [money] in the next year. And our company is financially strong enough to handle those fluctuations in our income” (Appendix A, Interview I). Since in the current system the tariff in a given year is based on the situation in three earlier years, the latter expert is right in stating that this can be compensated in later years, even though this might not be directly and fully compensated. Also the credit ratings of the largest three Dutch DSOs⁶ confirm his statement about the strong financial position (Alliander 2013; Enexis 2015a; Eneco 2014). Another expert, working at a DSO, concluded: “it is a disadvantage, but it is not enough reason to not do it” (Appendix A, Interview G).

Based on the possibility for Dutch DSOs to compensate for missed income in later years by raising tariffs and the strong financial position of the DSOs, the uncertainty about the income of DSOs due to a dynamic network tariff is not considered to be a barrier to price based demand response and hypothesis P11 is rejected.

4.3.1.3 Barriers specific to dynamic electricity prices

Barrier 12: Consumers are not interested

All interviewed experts confirmed consumers are not interested. Several experts referred to the relative low price, with one of the experts even stating: “of course it is a low-interest product. It is way too cheap for people to bother” (Appendix A, Interview H). Other experts added that the complexity of dynamic pricing and the effort needed to move electricity demand to other pricing periods would be an extra reason why consumers would not be interested.

However, two experts added that even though the majority of consumers is not interested, a smaller group is. One of the experts, working at an electricity suppliers, stated: “you will never get everybody involved but maybe you can reach 25% [of the people]. I really believe there is a group of people that is interested” (Appendix A, Interview E). Besides the financial benefit, he considered the benefit to the environment to be a strong argument to reach this group. Another expert, working at a consultancy, was more specific and considered people who invest in either an electric car, in solar panels or in “domotica” [home automation] to form an interesting niche market (Appendix A, Interview F). A third expert added that more people might become interested when the benefits of a dynamic electricity price would become more clear to consumers, explaining: “I believe that when it is introduced and the financial differences become larger and my neighbour is doing it (...) and he saves some money, (...) a virtuous circle can appear, making it a large success” (Appendix A, Interview A). However, it remains uncertain how strong this effect will be, as well as how much of the people in these niche markets are really interested.

⁶The largest DSOs in the Netherlands are Liander (part of Alliander) Enexis and Stedin (part of Eneco).

Since these niche-markets are relatively small and uncertain and all interviewed experts confirmed the lack of interest of consumers, hypothesis P12 is accepted: the lack of interest of consumers forms a barrier to dynamic electricity prices for households.

4.3.1.4 Summary of barriers to price-based demand response

Based on the interviews five out of the twelve hypotheses have been rejected. Seven hypotheses have been accepted, of which five partially, meaning these hypotheses have been reclassified. Three have been reclassified as barrier to dynamic network tariff instead of general barrier. Two have been reclassified as barrier to dynamic electricity price instead of general barrier. Therefore no general barriers remain. An overview is given in Table 8.

Table 8: Overview of accepted and rejected hypotheses about price-based demand response

Number:	Hypothesis:	Accepted / Rejected:	Category:
P1:	The uncertain benefit to consumers forms a barrier to price-based demand response for households in the Netherlands.	Accepted	dynamic electricity price
P2	The negative consequences for demand forecasting and balancing form a barrier to price-based demand response for households.	Rejected	N/A
P3	The limited number of households with a smart meter and the cost for installing a smart meter form a barrier to price-based demand response for households.	Rejected	N/A
P4	The need for new billing systems form a barrier to price-based demand response for households.	Accepted	dynamic network tariffs
P5	The current allocation and reconciliation process forms a barrier to price-based demand response for households.	Accepted	dynamic electricity price
P6	Privacy concerns about data sharing form a barrier to price-based demand response for households.	Accepted	dynamic network tariffs
P7	The creation of new demand peaks forms a barrier to price-based demand response for households.	Accepted	dynamic network tariffs
P8	The different interests of Distribution System Operators and electricity suppliers form a barrier to price-based demand response for households.	Rejected	N/A
P9	The negative consequences of an increase in the price per kWh for large electricity users form a barrier to dynamic network tariffs for households.	Rejected	N/A
P10	Dutch law forms a barrier to dynamic network tariffs for households.	Accepted	dynamic network tariffs
P11	The uncertainty about the income of a Distribution System Operator forms a barrier to dynamic network tariffs.	Rejected	N/A
P12	The lack of interest of consumers forms a barrier to dynamic electricity prices for households.	Accepted	dynamic electricity prices

4.3.2 Barriers to Direct Load Control

4.3.2.1 General barriers

Barrier 13: Lack of large suitable appliances.

Almost all interviewed experts confirmed that at the moment not many large suitable appliances were available at households. Experts were sceptical about the wet appliances (tumble dryer, dishwasher and washing machine) as well as refrigerators and freezers and considered the available flexibility to be insufficient. In order to have a meaningful impact, either on the grid or on the market, controlling a very large number of these appliances would be required. One expert, working at a consultancy, even stated: “I am surprised electricity suppliers and DSOs put so much focus on households (...). For flexibility, it makes no sense. The question is: how do you do it as cheap as possible with the largest potential. Our analysis shows you should focus on industry” (Appendix A, Interview F). Multiple other experts referred to energy efficiency improvements, meaning the available load at households will decrease even further.

But many experts believed the situation would improve, with one expert explaining: “it is expected to get better because new appliances, such as heat pumps and electric vehicles, will bring a large amount of flexible load” (Appendix A, Interview B). This statement is supported by the fact that at the moment, more than hundred thousand heat pumps (Centraal Bureau voor de Statistiek 2014) and 50 thousands EV’s (RVO 2015) are available in the Netherlands. However, besides the already mentioned uncertain diffusion of these appliances, there are other limitations. One expert noted: “not everybody can participate: people want their car to be fully charged when they want to leave. They want their house to be warm. Those are the limits. So not everybody can participate. Only a part of the potential is controllable in practise” (Appendix A, Interview F). But even when these limitations are taken into account, heat pumps and EV offer a substantial controllable load. Another expert, working at an electricity supplier, explained that his company recently started offering DLC of EVs, albeit in combination with dynamic electricity prices (Appendix A, Interview M).

One expert, working at a DSO, explained that for DLC organised by a DSO, a lack of suitable appliances does not form a barrier: “if there are not enough appliances, that means there is no reason to worry about [peak] electricity demand” (Appendix A, Interview D). While it could be that in the future large appliances appear that are not controllable, which would create a problem, this is not expected. Instead, appliances such as the heat pump or EV can be controlled. Since the problem is caused by the same appliances that form the solution, for a DSO a lack of suitable appliances means there is no problem. Or as another expert put it: “it increases linearly with the rise of the problem” (Appendix A, Interview I). Therefore a lack of suitable appliances does not form a barrier to DLC by a DSO.

Based on the fact that a lack of suitable appliances does not form a barrier to DLC by a DSO and the large number of heat pumps and EVs, it is concluded that it does not form a barrier to DLC and hypothesis D1 is rejected.

4.3.2.2 Barriers specific to Direct Load Control organised by a Distribution System Operator

Barrier 14: Value to the Distribution System Operator uncertain

The interviewed experts are divided about whether the value to the DSO of using DLC instead of enlarging the capacity of the grid is high enough to justify the introduction of the former. While some experts are convinced using DLC is cheaper, citing for example the high costs involved in enlarging the capacity of the grid (Appendix A, Interview A) or referring to studies that indicate DLC might be cheaper (Appendix A, Interview F), others believe this is not the case.

Another issue is highly relevant for the value to the DSO: reliability. One of the main arguments of the experts who believe DLC is not a viable option is the uncertainty about the reliability of DLC. An expert, working at a consultancy, explains: “it is not sure if all load is available, because you will always have to deal with people in a neighbourhood that do not want to cooperate” and concludes that “the uncertainty over the appliances you control is too large to be able to consider it as a replacement of enlarging the capacity of the grid” (Appendix A, Interview B). Another expert, working at a research company, refers to the media attention a DSO receives when the grid fails, stating “this is the worst what can happen to a DSO” and concludes that DSOs “prefer to put copper into the ground than take into account a consumer that might participate or not” (Appendix A, Interview F). This uncertainty could be reduced by creating a pool of appliances, to reach a larger capacity than necessary, to compensate for moments some appliances are unavailable. But this would further increase costs.

Based on both the uncertainty about if DLC is cheaper than the conventional solution of enlarging the capacity of the grid, it is concluded that hypothesis D2 is accepted: the uncertainty about the value of DLC forms a barrier to DLC organised by a Distribution System Operator.

Barrier 15: Regulation obstructs the Distribution System Operator

The interviewed experts considered the current regulation to form a barrier to DLC programmes organised by the DSO. Besides the fact that adapting laws and regulation is a “very long and difficult process” as one of the experts put it (Appendix A, Interview A), two main difficulties were emphasized.

First of all, the interviewees confirmed that the principle to work in a non-discriminatory way hinders not only price-based demand response, as described at barrier ten, but also DLC programmes. This requirement obstructs the DSO to offer DLC only in certain areas (Appendix A, Interview G), while offering DLC to all households is expensive and unnecessary, as explained before. Secondly, one expert, working at a consultancy, explained that “at the moment a distribution system operator is not allowed to do anything behind the meter, which I consider to be an even larger problem. Everything behind the meter belongs to the household and the distribution system operator is not allowed to do anything with it” (Appendix A, Interview B). Another expert, working at a DSO confirmed that “the distribution system operator cannot do anything behind the transfer point [the meter]” (Appendix A, Interview G). This would make it impossible for the DSO to control household appliances.

Due to these two regulatory demand and the difficulty of changing regulation it is concluded that regulation obstructs the DSO and forms a barrier to DLC in the Netherlands. Therefore hypothesis D3 is accepted.

4.3.2.3 Barriers specific to Direct Load Control organised by market players

Barrier 16: Not enough value to market players

Almost all interviewed experts agreed that at the moment, the monetary value of flexibility is too low, with one expert, working at a consultancy, explaining: “both at the APX as well as at the imbalance market, the number of price peaks as well as the height of the peak is too low to give a proper remuneration to households” (Appendix A, Interview B). However, most experts believe the value will increase as more solar PV and wind power will be installed, since these two sources of electricity are intermittent and difficult to predict.

However, it is not sure that the increase of wind and solar PV power will automatically mean the value of flexibility will increase significantly. Besides the already observed trend that even though installed solar PV and wind power increased, the use of regulating power by TenneT has decreased in the last five years, three extra arguments have been made:

First of all, an interviewed expert working at a TSO referred to the International Grid Control Cooperation (IGCC) (Appendix A, Interview C), in which “the TSOs of each country will exchange current power imbalances occurring in their control zones” (TenneT 2012). By working together the involved TSOs avoid counter balancing. Instead of activating regulating power, power imbalances are “netted” (compensated) by a power imbalance in the opposite direction in other regions. This greatly reduces the need for regulating power, so has a downward influence on prices. Nowadays the IGCC includes, beside the Dutch TSO TenneT, TSOs from Germany, Denmark, Czech Republic, Switzerland and Belgium (Baritaud & Volk 2014). Further European expansion and deeper cooperation of the TSOs could mean the trend of less use of regulating power continues.

Secondly, as one expert working at a consultancy explained, the imbalances created by wind and solar PV power are mainly due to errors in prediction (Appendix A, Interview B). But predictions, such as wind forecasting, has improved strongly in recent years (Vonk 2013). For example, in Spain the day-ahead errors in forecasting of the output of wind-power plants have been reduced by one-third between 2008 and 2012 (Philibert et al. 2013). If predictions continue to improve this will lead to lower prices on the balancing market.

Thirdly, if other options, such as storage or regulating the output of gas turbines, are cheaper to use for balancing than DLC at households, these options will be preferred. This reduces the need for TenneT to set high prices. Multiple experts also referred to demand response at the industry and commercial sector, with one expert explaining: “if you want to create more flexibility to balance the system, working with households is very expensive. You should use industry” (Appendix A, Interview F). Relative to the amount of flexibility gained the cost at households might be higher. These costs include the costs for metering and controlling appliances, but as the earlier mentioned expert pointed out, also “marketing campaigns and visiting customers are expensive, which is often forgotten” (Appendix A, Interview F).

Overall, the interviewed experts considered the value of flexibility to be too low, but expected it to increase in the future due to the increase of solar PV and wind power. However, considering the decrease in the recent years, IGCC, better prediction and other options for flexibility, this is no guarantee the value will increase enough to make DLC at households possible. Therefore the low prices on the balancing market are considered a barrier to direct load control programmes of market players in the Netherlands and hypothesis D4 is accepted.

Barrier 17: Unsuitable for the regulating market.

The interview with an expert working at a TSO (Appendix A, Interview C) revealed that household demand response using DLC is not suitable for use by a TSO. In the Netherlands, the national TSO TenneT makes use of three types of reserves to balance demand and supply: regulating power, reserve power and incident reserve.

Using DLC for regulating power is not possible since it needs to be directed by the automatic Frequency Power Regulator, meaning it should be controllable on a four seconds basis. Furthermore, it should be possible to prove the requested power was delivered, meaning real-time metering on a four seconds basis is necessary. This is beyond the capabilities of the smart meter, so would require extra measuring equipment. The cost needed to fulfil these requirements for control and measuring do not outweigh the benefits.

Using household for reserve power would be possible, according to the expert working at a TSO, since it does not have to be controlled directly by TenneT and a longer reaction time is permitted. However, reserve power is only used two or three percent of the time. Furthermore, the cheapest option is chosen first. Also, a market player would need to control hundreds or maybe thousands of appliances to reach the minimum amount of megawatts. Due to these reasons it is highly unlikely that a market player can make a viable business case out of this.

Incident reserve is also not possible. First of all, even though it is not directly controlled by TenneT, fines are levied when the reaction of the aggregator is too slow or incomplete. Secondly a minimum amount of 20 MW is required. Aggregators combining various household appliances could maybe reach this threshold, but another interviewed expert, working at an aggregator, added that an individual connection smaller than 500 kW was not viable to use for incident reserve, since the cost for control and metering of each separate connection, are higher than the benefits (Appendix A, Interview J). This expert concluded about incident reserve: "TenneT will never do this. They will never start controlling households".

Multiple other interviewed experts confirmed that household demand response is not of interest to TenneT. However, TenneT is not the only party that tries to balance the system. On the contrary, as an expert working at a TSO explained: "the BRPs do the real balancing. TenneT has three hundred megawatt of regulatory power to control fifteen to twenty thousand megawatt. The rest of the 19700 MW is controlled by the BRPs. They are doing the real job" (Appendix A, Interview C). In this process, the price paid by TenneT is crucial, with the expert explaining: "the amount of power we activate, the energy we put or take out of the system, is not important. The price signal we give is much more important" (Appendix A, Interview C). This price is not only paid to the parties that supplied regulating power, but to each party whose personal imbalance counters and thereby reduces the national imbalance. One of the interviewed experts, working at an electricity supplier, explained that they were already using the flexibility of industrial companies to create imbalance in their own portfolio in the opposite direction of the national imbalance (Appendix A, Interview K). This way the BRP helps to balance the system and is paid by TenneT. So the system is largely balanced "passively" by the BRPs, instead of "actively" by TenneT. One expert explained about this balancing by BRPs: "TenneT doesn't care, because when a BRP screws up he himself gets the bill" (Appendix A, Interview A), referring to the situation in which a BRP increases instead of decreases the national imbalance and has to pay instead of getting paid.

So the criteria of TenneT make the use of DLC at households for "active" balancing impossible, but BRPs can still use the flexibility for "passive" balancing. Therefore the criteria

and regulation do not form a barrier to the use of DLC on the imbalance market and hypothesis D5 is rejected.

4.3.2.4 Summary of barriers to Direct Load Control

Based on the interviews, three out of the five hypotheses about DLC have been accepted. Two hypotheses have been rejected. An overview is given in Table 9.

Table 9: Overview of accepted and rejected hypotheses about direct load control

Number:	Hypothesis:	Accepted/ Rejected:	Organiser:
D1	At the moment, the lack of suitable appliances forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.	Rejected	N/A
D2	The uncertainty of the benefit to the Distribution System Operator forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.	Accepted	DSO
D3	Regulation forbidding Dutch Distribution System Operators to offer Direct Load Control only to some consumers forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.	Accepted	DSO
D4	The low prices on the balancing market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.	Accepted	Market player
D5	The criteria of the imbalance market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.	Rejected	N/A

4.3.3 New barriers

As explained in the methodology section, the interviewees were not only asked about their opinion on each barrier, but were explicitly asked if they believed other barriers existed besides the ones identified from literature. The results are discussed in this section.

Many experts considered the technology needed to control appliances to be a barrier to DLC. At the moment, smart appliances are scarce: almost all household appliances cannot be controlled. One expert, working at a research institute, stated: “how many people have a smart washing machine? Only a handful, and those are the ones we handed out for free during pilots” (Appendix A, Interview H). Therefore in most experiments the appliances are controlled with smart plugs, but the experts involved in pilots with these plugs are not content with the quality. An expert, working at a consultancy, explained: “the hardware we have now, such as hardware from NET2GRID or Plugwise, is not good enough to be used for demand response” (Appendix A, Interview B).

Another expert stated that not only the quality of hardware forms a barrier but also the cost of installing the hardware. He stated: “the moment you have to install hardware to make it [demand response] possible for an appliance, it’s over” (Appendix A, Interview A). Another expert, working at a DSO added that it is not only about the hardware, but also about the

software needed to control the appliances and explained that here the lack of standardization augmented this problem: “if there is no standard and every supplier creates his own protocol, and you switch from one supplier to another, while all hardware cannot be used by the new supplier, that forms a huge barrier” (Appendix A, Interview I). It should be noted that while most interviewees explicitly referred to hardware, an important part of smart appliances and smart plugs is the software.

Based on the arguments of the experts as well as the fact that more than half of the experts brought up the lack of hardware and software needed to control the appliances in the interviews, the technology is considered to be an extra barrier to DLC, both for a DSO as well as for market player.

4.4 Overview of results

Based on the interviews, several hypotheses formulated after the literature study have been rejected. In total, seven out of the seventeen hypothesis have been rejected. Furthermore, an extra barrier has been added as described in section 4.3.3. Finally, two hypotheses describe a similar barriers: hypotheses P10 and D3, which were both accepted, described how regulation obstruct a DSO to introduce demand response programmes. Therefore these two hypotheses form one barrier. In total, this has led to the identification and confirmation of ten different barriers to the introduction of demand response. An overview of the final results is given in Table 10.

Table 10: Overview of final barriers

Type:	Barriers:	Label:	Organiser:
Price-based demand response	The uncertain benefit to consumers forms a barrier to price-based demand response for households in the Netherlands.	Customer	Market player
	The need for new billing systems form a barrier to price-based demand response for households.	Technical	DSO
	The current allocation and reconciliation process forms a barrier to price-based demand response for households.	Regulatory	Market player
	Privacy concerns about data sharing form a barrier to price-based demand response for households.	Customer	DSO
	The creation of new demand peaks forms a barrier to price-based demand response for households.	Technical	DSO
	Dutch law forms a barrier to dynamic network tariffs for households.	Regulatory	DSO
	The lack of interest of consumers forms a barrier to dynamic electricity prices for households.	Customer	Market player
Direct load control	The uncertainty of the benefit to the DSO forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.	Institutional	DSO
	Regulation forbidding Dutch Distribution System Operators to offer Direct Load Control only to some consumers forms a barrier to Direct Load Control in the Netherlands.	Regulatory	DSO
	The low prices on market form a barrier to Direct Load Control programmes of market players in the Netherlands.	Institutional	Market player
	Technology to control appliance	Technical	Market player & DSO

5. Discussion

In this section, the implications of this research will be discussed and recommendations will be made. Secondly, the limitations of this research will be discussed. Finally, recommendations for further research will be made.

5.1 Implications and recommendations

By identifying the barriers to the introduction of demand response to Dutch households, this research contributes both to theory as well as practice. It fills a gap in the literature about demand response by shedding a light on the specific situation of Dutch households and by giving a clear and extensive overview of what obstructs the introduction of residential demand response in this particular case. Furthermore, the identification of barriers has value to society for two reasons. First of all, the identification of barriers can give direction to which steps have to be taken in order to overcome these barriers and introduce demand response at households. This way it can contribute to the introduction of new products or services for consumers and ultimately to more renewable electricity in the Netherlands. Secondly, since four demand response options were examined (based on two possible categories and two possible organising parties) it gives information on which of these options is the most viable to introduce.

Based on the results, some recommendations regarding the best demand response option can be made. The results have revealed there are many barriers to demand response programmes by a distribution system operator, both to price-based demand response as well as to direct load control. This includes doubt about the advantages, for example the financial benefit and the effect on reducing peaks in the network, as well as difficulties in implementation, due to regulation, costs and technical issues. There are less barriers to demand response programmes organised by market players and these are most likely easier to overcome than barriers to programmes organised by a distribution system operator. This suggests that to successfully introduce demand response to Dutch households, the focus should first be on demand response organised by market players.

5.2 Limitations

However, the chosen research methods do have some limitations, which could impact the outcomes of this research.

First of all, the literature study, which constituted the first part of the methodology, has been extensive but not exhaustive due to two reasons. First of all, some journals could not be accessed since these were not publicly available nor did Utrecht University have an agreement with the publisher. Therefore some articles about demand response, including articles from IET Renewable Power Generation and IEEE Transactions on Power Systems, could not be accessed. Secondly, the method for selecting articles was not exhaustive. Articles were found by searching on Scopus, Google Scholar and PiCarta for several relevant key-words in their title and abstract, or when referred to in an earlier retrieved article, but no structured approach to determine relevant keywords was used. This could mean some relevant articles might have been missed, which might have had a negative effect on the reliability of the research.

The possible negative effect of these limitations on the reliability of this research has been reduced by collecting an extensive amount of articles as well as adding a second step to the research, i.e. the interviewing of experts. Still the research might have benefited from better access to journals and a more structured method for collecting articles.

The second part of the methodology, the interviews, has a similar limitation. The selection of experts can be considered to be somewhat arbitrary. The selection approach was not well structured: some experts were selected because in their field, they were the easiest to get in contact with. Secondly, some experts declined to be interviewed. This could mean some experts with a different view or more expertise have been missed, influencing the reliability of the process in which the hypotheses were either rejected or accepted.

The possible consequences of this limitation have been reduced by interviewing a relatively large number of experts, as well as a broad spectrum of experts, both in function as well as in organisation. Still the research might have benefited from a more structured approach to the selection of experts for interviews.

Thirdly, the research design, in which first a literature study was done to identify barriers and secondly experts were interviewed to examine the earlier found barriers, might have been too narrow. Some barriers might not yet have been described in the literature and thereby missed. A more open design, in which first unstructured, open interviews were conducted to let the experts freely identify barriers, which would later be checked by a study of literature, could have led to the identification of new barriers.

The possible consequences have been limited by conducting a broad literature study, leading to a relative large number of barriers. Furthermore, interviewees were asked if they believed other barriers existed besides the ones identified in the literature in this research.

Even when these limitations to the research are taken into account, possible other explanations of why the introduction of residential demand response in the Netherlands is obstructed can be rejected. The structured approach of the research leads to a high internal validity, because possible other explanations, i.e. other barriers, have been taken into account but have been rejected after discussion with the experts in interviews.

5.3 Recommendation for further research

Based on the outcomes of this research, three interesting directions for further research can be identified. First of all, further research could focus on how the identified barriers could be overcome. Overcoming the barriers and introducing demand response in the Netherlands could reduce the fluctuation and high prices on the electricity market. By mitigating these negative consequences of renewable energy, further research could contribute to more renewable electricity in the Netherlands.

Secondly, this research has focussed on the Dutch situation. Further research could focus on different countries, to identify if similar barriers apply. Identifying barriers in other countries could give valuable information about which country would be the most suitable to introduce residential demand response first.

Thirdly, this research has limited its focus on demand response categories in which consumers are rewarded financially for their participation. Some interviewees referred to possible changes in consumer's behaviour, i.e. changes in electricity demand, for other than financial motives. However, not a lot is known about the effectiveness of these methods and little information is available in literature. Further research could examine if these methods face different barriers and maybe barriers that are easier to overcome. This way further research could examine an underdeveloped field of research and contribute to the introduction of demand response.

6. Conclusion

Based on the results from the literature study and the interviewing of experts, an answer can be formulated to the research question. The research question was:

What barriers obstruct the introduction of residential demand response programmes in the Netherlands?

The barriers that obstruct the introduction of residential demand response depend on who introduces the programme, which can be either a distribution system operator (DSO) or a market player such as an electricity supplier. It also depends on which demand response programme is introduced: the two most likely options for households are price-based demand response and direct load control. With price-based demand response, the electricity price per kilowatt-hour is not fixed anymore but changes in time. With direct load control, consumers receive a fixed reward in exchange for giving a DSO or market player the ability to remotely control appliances at home.

A DSO can introduce price-based demand response by changing its fixed network tariff into a tariff per kilowatt-hour which changes in time: a dynamic network tariff. The literature study and expert interviews revealed four barriers to a dynamic network tariff. The first barrier is the need to change the current billing system, since a new system is needed to bill all consumers. The second barrier is formed by privacy concerns, which make it impossible to make dynamic network tariffs mandatory for every Dutch household. Thirdly, even though price-based demand response can reduce peaks in the demand, it can also create new demand peaks, which limit the effectiveness of the programme. Finally, regulation, especially the requirement to work in a non-discriminatory way (while grid problems are a local issue), forms a barrier. So the need for a new billing system, privacy concerns, new demand peaks and regulation form barriers to price-based demand response organised by a DSO.

An electricity supplier can introduce price-based demand response by changing its fixed electricity price per kilowatt-hour into a price that changes in time. When this dynamic electricity price is introduced, three different issues form a barrier. The first is the current allocation and reconciliation process, in which electricity suppliers have to pay for the assumed electricity demand by their residential customers instead of the real electricity demand and thereby limits their ability to reward customers for shifting demand. Secondly, the financial benefit to a household depends on their ability to shift demand, which is uncertain and can be limited. Thirdly, consumers are not really interested in electricity and therefore most likely also not really interested in a dynamic electricity price. So the three barriers to price-based demand response organised by an electricity supplier are the current allocation and reconciliation process, the uncertain benefit to consumers and the lack of interest from consumers.

Direct load control faces different barriers than price-based demand response. Three barriers obstruct a direct load control programme introduced by a DSO. First of all, it is uncertain if a DSO will benefit financially from using direct load control instead of using the current solution, which is to enlarge the capacity of the grid. Secondly, similar to the price-based demand response by a DSO, regulation obstructs the DSO, especially the requirement to work in a non-discriminatory way and the limited role behind the meter. Finally, at the moment the hardware and software needed to control appliances is unsatisfactory. So the three barriers are the uncertainty of the benefit to a DSO, regulation and the hardware to control appliances.

The last barrier to direct load control organised by a DSO, the hardware to control appliances, also applies to the situation in which the programme is organised by a market player. Secondly, the financial reward for flexibility is too low to compensate for the costs of installing and running a residential demand response programme and it is uncertain if prices will increase enough to change this situation. So the hardware and software as well as the limited financial benefit form a barrier to direct load control organised by a market player.

In total, ten different barriers obstruct the introduction of demand response programmes for households in the Netherlands. An overview of all barriers for each category of demand response as well as for each possible organiser of the programme is given in Table 11.

Table 11: Barriers to demand response for each category and organiser.

	Market player:	Distribution system operator:
Price-based demand response:	Uncertain benefit to consumers. Allocation and reconciliation process. Lack of interest of consumers.	Need for new billing systems. Privacy concerns about data sharing. The creation of new demand peaks. Regulation.
Direct load control:	Low prices on market. Technology to control appliance.	Uncertainty of the benefit to the DSO. Regulation. Technology to control appliance.

References

- Aalami, H.A., Parsa Moghaddam, M. & Yousefi, G.R., 2010. Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs. *Applied Energy*, 87, pp.243–250.
- Aghae, J. & Alizadeh, M.-I., 2013. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, pp.64–72.
- Albadi, M.H. & El-Saadany, E.F., 2008. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78, pp.1989–1996.
- Alliander, 2013. Credit rating. Available at: <https://www.alliander.com/en/investors/financing/credit-rating>.
- Almas Heshmati, 2012. *Survey of Models on Demand, Customer Base-Line and Demand Response and Their Relationships in the Power Market*, Bonn. Available at: <http://ftp.iza.org/dp6637.pdf>.
- Attema, R. et al., 2014. *Report describing the preliminary conclusions of the cross-case analysis*,
- Barbose, G., Goldman, C. & Neenan, B., 2004. *A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing*,
- Baritaud, M. & Volk, D., 2014. *Seamless Power Markets*, Paris. Available at: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/SEAMLESSPOWERMARKETS.pdf>.
- Belmans, R. et al., 2014. *Linear The Report* W. Cardinaels & I. Borremans, eds., Genk: the Linear consortium.
- Bles, M., Smit, M.E. & Rooijers, F.J., 2013. *Variabiliseren transporttarieven - Effecten voor de consument, netbeheerder en samenleving*, Delft. Available at: http://www.ce.nl/art/uploads/file/CE_Delft_3825_Variabiliseren_transporttarieven_def.pdf [Accessed January 5, 2015].
- Bouwhuis, R. & Van Der Mark, A., 2014. Kansen en obstakels voor de energiesector. *Energy Insight*. Available at: <http://insights.eurogroup.nl/wp-content/uploads/2014/07/De-komst-van-slimme-allocatie-kansen-en-obstakels-voor-de-energiesector.pdf>.
- Breukers, S.C. & Mourik, R.M., 2013. *The end-users as starting point for designing dynamic pricing approaches to change household energy consumption behaviours.*, Arnhem. Available at: http://nbn-assets.netbeheernederland.nl/p/32768/files/Duneworks_Deel_1_Engelse_rapportage_Final.pdf.
- Bryman, A., 2008. *Social Research Methods* 3rd ed., Oxford: Oxford University Press.
- Cappers, P., Goldman, C. & Kathan, D., 2010. Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*, 35, pp.1526–1535.

- Centolella, P., 2010. The integration of Price Responsive Demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power markets and system operations. *Energy*, 35, pp.1568–1574.
- Centraal Bureau voor de Statistiek, 2014. *Hernieuwbare energie in Nederland 2013*, Den Haag/Heerlen.
- Chao, H., 2010. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World. *The Electricity Journal*, 23(1), pp.7–20.
- Charmaz, K., 2006. *Constructing grounded theory*, London: Sage.
- Conchado, A. & Linares, P., 2010. *The economic impact of demand response programs on power systems*, Available at: <http://www.eforenergy.org/docpublicaciones/documentos-de-trabajo/WP02-2010.pdf>.
- Cooke, D., 2011. *Empowering customer choice in electricity markets*, Paris. Available at: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/empower.pdf>.
- Corradi, O. et al., 2013. Controlling Electricity Consumption by Forecasting its Response to Varying Prices. *IEEE Transactions on power systems*, 28(1), pp.421–429. Available at: http://henrikmadsen.org/wp-content/uploads/2014/05/Journal_article_-_2013_-_Controlling_Electricity_Consumption_by_Forecasting_its_Response_to_Varying_Prices.pdf.
- Darby, S., 2006. *The effectiveness of feedback on energy consumption*, Oxford.
- Delurey, D. et al., 2014. Demand response: now that we can measure it, why not price it? In Washington, D.C.: The Association for Demand Response and Smart Grid.
- Van Duren, M., 2006. *Ketengovernance in de elektriciteitsmarkt*. Universiteit Twente.
- EC, 2014. *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*, Brussel: European Commission. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>.
- EC, 2007. *An Energy Policy for Europe*, Brussel: Commission of the European communities. Available at: http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/01_energy_policy_for_europe_en.pdf.
- Eneco, 2014. Key figures. Available at: <http://www.eneco.com/about-us/finance/>.
- Enexis, 2015a. Credit ratings. Available at: <https://www.enexis.nl/over-enexis/investor-relations/nl/financiering-en-credit-rating?pageid=90>.
- Enexis, 2015b. Periodieke netwerktarieven voor elektriciteit. Available at: <https://www.enexis.nl/consument/diensten-en-tarieven/tarieven/elektriciteit/periodieke-netwerktarieven-e?pageid=44>.
- Eurlings, C.M.P.S. & Van der Hoeven, M.J.A., 2009. *Brief van de Ministers van Verkeer en Waterstaat en van Economische Zaken*, Den Haag. Available at: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-31305-145.html>.

- Faria, P. & Vale, Z., 2011. Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach. *Energy*, 36, pp.5374–5384.
- Faruqui, A., Harris, D. & Hledik, R., 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, pp.6222–6231.
- Faruqui, A. & Sergici, S., 2010. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), pp.193–225.
- Fischer, C., 2008. Feedback on household electricity consumption: a tool for saving energy? *Energy Efficiency*, 1, pp.79–104.
- FPL, Save on your electric bill. Available at: <https://www.fpl.com/save/pdf/oncall.pdf>.
- Gerdes, J., Marbus, S. & Boelhouwer, M., 2014. *Energietrends 2014*,
- Godfried, M. et al., 2004. *Transparantie voor onbalanssystematiek*, Den Haag.
- Gombert, B., 2015. *Dynamic Electricity Management - Flexibility of demand in the Dutch electricity market*. Utrecht University.
- Gottwalt, S. et al., 2011. Demand side management — A simulation of household behavior under variable prices. *Energy Policy*, 39, pp.8163–8174.
- Greening, L.A., 2010. Demand response resources: Who is responsible for implementation in a deregulated market? *Energy*, 35, pp.1518–1525.
- Gyamfi, S. & Krumdieck, S., 2012. Scenario analysis of residential demand response at network peak periods. *Electric Power Systems Research*, 93, pp.32–38.
- Hekkenberg, M. & Verdonk, M., 2014. *Nationale Energieverkenning 2014*, Petten. Available at: <https://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-O--14-036>.
- Hess, S. et al., 2011. *Werkgroep Topsector Energie: Voorselectie focusonderwerpen* ,
- Ten Heuvelhof, E.F. et al., 2010. *Op weg naar intelligente netten in Nederland*,
- Hirst, E., 2002. *Barriers to Price-Responsive Demand in Wholesale Electricity Markets*, Available at: http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Hirst_Barriers_PRD_6-02.pdf.
- IEA, 2014a. *Technology Roadmap Energy storage*, Paris. Available at: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>.
- IEA, 2014b. *Tracking Clean Energy Progress 2014*, Paris. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Tracking_clean_energy_progress_2014.pdf.
- IEA, 2014c. *World Energy Investment Outlook*, Paris. Available at: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weio2014.pdf>.

- De Jonghe, C., 2011. *Short term demand response in electricity generation planning and scheduling*, Heverlee: Katholieke Universiteit Leuven.
- Joskow, P.L. & Wolfram, C.D., 2012. Dynamic Pricing of Electricity. *The American Economic Review*, 102(3), pp.381–385.
- Justus, D., 2005. *Wind Power Integration into Electricity Systems*, Paris. Available at: <http://www.oecd.org/environment/cc/34878740.pdf>.
- Kamp, H.G.J., 2014. *Besluit grootschalige uitrol slimme meters*, Den Haag. Available at: <http://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/slimme-meter/documenten-en-publicaties/kamerstukken/2014/03/10/kamerbrief-over-besluit-grootschalige-uitrol-slimme-meters.html>.
- Kamp, H.G.J., 2013. *Stand van zaken uitrol slimme meters*, Den Haag. Available at: <http://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/slimme-meter/documenten-en-publicaties/kamerstukken/2013/02/18/kamerbrief-stand-van-zaken-uitrol-slimme-meters.html>.
- Kathan, D. et al., 2012. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*, Washington D.C. Available at: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf>.
- Kleefkens, O., 2014. *Status rapportage warmtepompen*, Available at: <http://www.dhpa-online.nl/wp-content/uploads/2011/03/Statusrapportage-Warmtepompen-2014-11-11.pdf>.
- Kok, K., 2013. *The PowerMatcher: Smart Coordination for the Smart Electricity Grid*. Vrije Universiteit Amsterdam.
- Lee, M.P. et al., 2014. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*, Washington D.C. Available at: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/demand-response.pdf>.
- Lee, M.P. et al., 2013. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*, Washington D.C. Available at: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2013/oct-demand-response.pdf>.
- Lyesen, M.G., 2007. The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, 29, pp.249–258.
- Mathieu, J.L., Dyson, M. & Callaway, D.S., 2012. Using Residential Electric Loads for Fast Demand Response: The Potential Resource and Revenues, the Costs, and Policy Recommendations. *Proceedings ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, pp.189–203.
- Van Melle, T., Ramaekers, L. & Terlouw, W., 2014. *Waarde van slimme netten*, Utrecht.
- Newsham, G.R. & Bowker, B.G., 2010. The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: A review. *Energy Policy*, 38, pp.3289–3296.

- NIBUD, 2015. Energie en water. Available at: <http://www.nibud.nl/consumenten/energie-en-water/>.
- Parsa Moghaddam, M., Abdollahi, A. & Rashidinejad, M., 2011. Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets. *Applied Energy*, 88, pp.3557–3569.
- Philibert, C., Holttinen, H. & Chandler, H., 2013. *Technology Roadmap Wind energy*, Paris. Available at: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf.
- Pina, A., Silva, C. & Ferrão, P., 2012. The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity. *Energy*, 41, pp.128–137.
- PJM, 2014. *Retail Electricity Consumer Opportunities for Demand Response in PJM's Wholesale Markets*, Available at: <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx>.
- QSR International, 2012. NVivo. Available at: http://www.qsrinternational.com/products_nvivo.aspx.
- Ramchurn, S.D. et al., 2011. Agent-Based Control for Decentralised Demand Side Management in the Smart Grid. In Y. S. and S. Tumer, ed. *Proceedings of the 10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems – Innovative Applications Track*. Taipei, pp. 5–12.
- Refe, Mercados & Indra, 2014. *Study on tariff design for distribution systems: Draft Final Report*,
- Rodrigues Da Costa, M. et al., 2013. *Network tariff structure for a smart energy system*, Brussel.
- Roscoe, A.J. & Ault, G.W., 2010. Supporting high penetrations of renewable generation via implementation of real-time electricity pricing and demand response. *IET Renewable Power Generation*, 4(4), pp.369–382.
- RVO, 2015. Cijfers elektrische vervoer. Available at: <http://www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers>.
- Schaps, K. & Eckert, V., 2014. Europe's storms send power prices plummeting to negative. *Reuters*. Available at: <http://www.reuters.com/article/2014/01/09/us-europe-power-prices-idUSBREA080S120140109>.
- Schulz, M. & Mavroyiannis, A.D., 2012. *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency*, Strasbourg. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:en:PDF>.
- SEDC, 2014. *Mapping demand response in Europe today*, Brussel. Available at: http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04111.pdf.

- SEDC, 2011. *The Demand Response Snap Shot*, Brussels. Available at: <http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-DR-Snap-Shot.-FINAL.pdf>.
- Shao, S., Pipattanasomporn, M. & Rahman, S., 2013. Development of physical-based demand response-enabled residential load models. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2).
- Silverman, D., 2011. *Interpreting qualitative data* 4th ed., London: Sage.
- Spees, K. & Lave, L., 2008. Impacts of Responsive Load in PJM: Load Shifting and Real Time Pricing. *The Energy Journal*, 29(2).
- Spees, K. & Lave, L.B., 2007. Demand Response and Electricity Market Efficiency. *The Electricity Journal*, 20(3).
- Staats, M., 2015. *Using wet appliances for demand side management: current state assessment and potential exploration*. Universiteit Utrecht.
- Strbac, G., 2008. Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 36, pp.4419–4426.
- Stromback, J., 2010. *Demand Response Market Drivers & Barriers*, Available at: <http://www.vaasaett.com/wp-content/uploads/2010/05/Market-Drivers-Economic-FINAL-.pdf>.
- Stromback, J., Dromacque, C. & Yassin, M.H., 2011. *The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison*, Helsinki. Available at: <http://esmig.eu/sites/default/files/empower-demand-report.pdf> [Accessed November 13, 2014].
- TenneT, 2015. Data systeem & Transport. Available at: <http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/index.aspx>.
- Tennet, 2012. *Information on the International Expansion of the Grid Control Cooperation by Addition of the Dutch Control Block*, Available at: http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About_Tennet/Publications/Other_Publications/plugin-Market_information_IGCC_tcm43-20521.PDF.
- TenneT, 2014. *Product information on regulating power*, Available at: http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About_Tennet/Publications/Technical_Publications/20140728_Eng-SO-SYS_14-011_Productinformatie_regelvermogen.pdf.
- Torriti, J., Hassan, M.G. & Leach, M., 2010. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35, pp.1575–1583.
- U.S. Department of Energy, 2006. *Benefits of demand response in electricity market and recommendations for achieving them*, Available at: http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf.
- Veeken, L., *Determination of the Economic Potential of Demand Response for the Dutch Residential Sector*, Unpublished.

- Veldman, E. et al., 2013. Scenario-based modelling of future residential electricity demands and assessing their impact on distribution grids. *Energy Policy*, 56, pp.233–247. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513000189>.
- Verhagen, M.J.M., Atsma, J.J. & Donner, J.P.H., 2011. *Elektrisch rijden in de versnelling*, Den Haag. Available at: <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/richtlijnen/2011/10/03/bijlage-2-plan-van-aanpak-elektrisch-vervoer-elektrisch-rijden-in-de-versnelling.html>.
- Vonk, D., 2013. *Electricity Networks: Infrastructure and Operations*, Paris.
- Wang, J. et al., 2010. Demand response in China. *Energy*, 35, pp.1592–1597.
- Wijers, G.J., *Elektriciteitswet 1998*, 's Gravenhage.
- World Energy Council, 2013. Average electricity consumption per electrified household. *Energy Efficiency Indicators*. Available at: <http://www.wec-indicators.enerdata.eu/household-electricity-use.html>.
- Yousefi, S., Parsa Moghaddam, M. & Johari Majd, V., 2011. Optimal real time pricing in an agent-based retail market using a comprehensive demand response model. *Energy*, 36, pp.5716–5727.

Appendix A: Interview Transcripts

Interview A

Date: 10th of February 2015

Ik wil graag beginnen met Direct Load Control, ook omdat ik dacht dat jij daar meer in zit dan flexibele elektriciteitsstarieven. Wat ik merk dat een barrière is op dit moment, wat ik veel tegen kom, is dat er binnen huishoudens gewoon niet genoeg geschikte apparaten zijn, niet genoeg flexibiliteit beschikbaar.

Met Direct Load Control bedoel je op afstand bedient iemand het apparaat?.

Of dat nou een idee is van een PowerMatcher die het aanstuurt of echt een persoon hou ik er nog even buiten, maar wel dat iemand anders dan de huiseigenaar die beslissing maakt. Daar heb je ook verschillende varianten in. PowerMatcher is daar een van. Mooie daarvan vind ik dat je de klantwens er in mee kan nemen, bijvoorbeeld wat jij noemt van de wasmachines. Ik ken ook andere voorbeelden, bijvoorbeeld in de VS heb je airco's. Dan krijgt de klant geld, 85 dollar per jaar, die koop zo'n stekker. Centraal bepaalt het energiebedrijf wanneer die uitgaat. Natuurlijk op de warmste dag, dus dat vind ik heel klantvriendelijk. Dat vind ik ook een barrière, de klantvriendelijkheid daarvan.

Zie je dat er niet genoeg flexibiliteit in een huishouden beschikbaar is als een probleem?

Nee, dat hangt van het apparaat af. In Nederland, je hebt het me al vaker horen zeggen, consumenten kun je helemaal niks mee, rendabel bedoel ik dan. Je kan er geen geld mee verdienen, behalve met elektrische vervoer en warmtepompen. Wellicht in de toekomst ook nog wat meer met elektrische verwarming en koeling maar in andere landen ligt dat weer anders, heeft ook vaak met klimaat te maken. In heel veel landen heb je gewoon heel veel airco's. Je hoeft een airco niet perse aan en uit te zetten, je kan ook zeggen: als het heel warm is, mag het dan een paar graadjes warmer worden. Dan ontsluit je ook al flex. Doe dat met 100 duizend airco's, dan kom je ook wel ergens.

Verwacht je dat we in Nederland wel zoiets kunnen bereiken? Met wat je zegt warmtepompen, elektrische auto's? Dat zodra dat er is het wel goed komt?

Daar ben ik ook letterlijk mee bezig. Sterker nog, net gesprek gehad met iemand, met warmtepompen concreet op zoek. Ben met drie trajecten bezig met slim laden. Dus in het geval dat, het kan nu al en het is nu al een positieve business case, voor elektrische auto's. Dus een huishouden met elektrische auto, die kan al 100 tot 200 euro besparen op inkoopkosten als hij het systeem gaat REX'en met Powermatcher technologie. Het is geen verpot, maar het is een positieve case.

En een tweede barrière: stel dat een netwerkbedrijf dit zou doen. Denk je dat het voor een netwerkbedrijf genoeg oplevert? Dat je dus met dit soort technieken de piek verlaagd en dat ze daardoor kunnen besparen op de investeringen? Denk je dat dat een business case is?

Ik denk dat dat een hele grote business case is. Misschien wel de allergrootste. Als je ziet hoeveel geld er in netten wordt geïnvesteerd, dat zijn hele grote bedragen. Graven is gewoon heel erg duur. Vooral het graven is duur, die kabel een beetje dikker of dunner koper maakt niks uit. En door de steeds meer duurzame energie gaan alle stromen anders lopen, dus er komen gewoon issues. Nu denk ik dat dat in Nederland nog wel meevalt, maar op lange termijn is dat een hele grote business case. De barrières die je daar nu ziet is dat het juridisch en regulatorisch gewoon ontzettend complex is om individuele eindklanten te belonen wanneer zij hebben bijgedragen aan het voorkomen van net investeringen, omdat eigenlijk is alles gericht op: iedereen moet gelijk behandeld worden, dus je mag geen individuen..

Dat is een goede, die heb ik inderdaad hier staan, de regulering. Maar om voor nu nog heel even te blijven bij de business case, jij verwacht wel dat het rond kan komen? Dat het een goedkopere methode kan zijn dan investeren in kabels?

Ja honderd procent. Ik zeg ook wel eens: smart grids? Laat die netten lekker dom en meet alles goed en doe slimme IT dingen, oplossingen zoals slim laden van auto's waardoor je pieken eruit haalt en netinvesteringen voorkomt, dan is dat voor BV Nederland by far de goedkoopste oplossing voor een deel van de gevolgen van de energietransitie. En misschien moet je dat dan wel een smart grid noemen.

Wat je zelf al aanstipte heb ik staan als de derde barrière hier: de regulering. En dan vooral binnen de regulering de eis dat een netwerkbeheerder niet mag discrimineren in de zin dat hij bepaalde huishoudens anders mag behandelen dan de rest. Verwacht je dat dat een probleem is?

Onder andere. Ik denk dat dat regulatorische... Daar ben ik geen experts in, dus pin me daar niet op vast. Volgens mij is dat een van de inhoudelijk regulatorische uitdagingen om daar allemaal regels voor te krijgen. Nog los van in z'n algemeenheid dat het ontzettend langdurige trajecten zijn om wetgeving en codes te veranderen. En al helemaal op een onderwerp waar het nog echt niet helemaal duidelijk is hoe dat er in de toekomst uit gaat zien. Het is complexe materie. Ga maar eens uitrekenen hoeveel je dan bespaard. Dat is gewoon... Iedereen denkt daar anders over en daar is geen eenduidig antwoord op. Mijn oplossing is dan altijd: maak gewoon wat scenario's. En ga dan kijken in het slechtste scenario of het positief uitvalt en zo ja, dan moet je het gewoon doen met z'n allen. Ben ik altijd heel pragmatisch in. Maar ik weet uit ervaring dat dat hele langdurige, moeilijk trajecten zijn. Zelf met kleine regeltjes heb je dat al. Laat staan met zoiets groots als dit. Ben ik ook wel een beetje bang voor en dat is ook de reden dat wij daar nu eigenlijk geen of nauwelijks aandacht aan besteden. Omdat we denken dat dat nog wel even duurt. En wij willen nu nieuwe marktmodellen laten werken in de huidige markt, binnen de regels.

Binnen de niet-gereguleerde markt?

Ook binnen de gereguleerde markt. Binnen de huidige bestaande regels.

En als we dan gaan kijken naar wat als flexibiliteit niet ingezet wordt voor de netwerkbeheerder maar voor marktpartijen. Dan heb ik gekeken naar de balanceringsmarkt, de onbalansmarkt van Tennet en wat voor prijzen daar betaald worden. Ik heb de afgelopen vijf jaar aan kwartierwaarden. En dan zie je eigenlijk dat de prijs in de afgelopen jaren zelden boven de 50 cent per kilowattuur uitkomt.

500 euro per megawattuur is dat.

Wat er echt voor een kilowatt voor een huishouden betaald wordt

Je zegt het zo alsof dat weinig is. Dat is echt hartstikke veel.

Ik ben heel benieuwd hoe jij daar over denkt, want het lijkt mij weinig 50 cent, om een huishouden te betalen.

Hoeveel betaal jij thuis?

25.

Ja maar daar zit elf cent energiebelasting in en daarover nog BTW. Hoeveel betaal jij netto voor een kilowattuur? Iets van zes of zeven cent. Dus die pieken zijn al zeven keer zoveel als jij ervoor betaald en dat is veel. Jij gaat geen zeven euro voor een pak melk betalen, dat vind je ook veel toch?

Klopt.

Een biertje op Ibiza...

Maar stel je dus voor de situatie dat je mensen wil betalen om een periode niet te gebruiken. Het Amerikaanse voorbeeld wat je aanhaalde: dat ze betalen om hun airco tijdelijk uit te kunnen zetten. Voordat een huishouden een kilowattuur bij elkaar heeft, duurt eventjes. Dan kan je 'm dus maximaal 50 cent voor geven. In mijn ogen klonk het dus niet zo als een businesscase waar je huishoudens warm voor kan krijgen.

Exact. Je bevestigd mijn eerdere woorden. Consumenten. Is toch te weinig geld mee... Er is gewoon nog te weinig geld mee te verdienen. Maar goed als je denkt aan een elektrische auto of een warmtepomp, kan best wel het elektriciteitsverbruik verdubbelen. Als je daar wat flex in ontsluit en je gaat rekenen met de cijfers die jij net noemde, gewoon netto, geen belasting en BTW meegenomen, dat hoeft ook niet, dan kom je wel op een besparing van 100 of 200 euro per jaar. Moet ook nog wat dingen van betaald worden. Er vallen ook nog wat kosten weg, wat marge, als je ze rechtstreeks aan de markt koppelt. Dan heb je een positieve business case. Maar goed, 100, 200 euro per jaar, dat is natuurlijk niet waardoor het storm zal lopen. Van de andere kant, kijk zelf altijd op gaslicht.com en pak de goedkoopste. Ohja, nu doen ik met Vereniging eigen Huis mee. Als er een 200 euro goedkoper is dan een andere dan kun je echt wel veel klanten bereiken. Die moeten dan wel een warmtepomp hebben of een elektrische auto. Dus geen grote markt ook. Weinig winsten, kleine markt nog. Ga maar eens aan een wasmachine rekenen. Kan je misschien een euro per jaar verdienen. Daar gaat niemand aan beginnen.

Je verwacht dat het wel een barrière vormt tegen wasmachines maar dat het wel uit kan komen met elektrische auto's, warmtepompen, dat soort apparaten, als ik je goed begrijpt. Ja en ik zeg er nadrukkelijk bij: op dit moment. Op lange termijn verwacht ik, als we meer windmolens krijgen worden markten volatieler en kun je met dezelfde flexibiliteit meer geld verdienen.

Dus jouw verwachting is dat de prijzen daar omhoog zullen gaan?

Ja. Maar goed niemand kan in de toekomst kijken. Een andere ontwikkeling die je ziet: al die fabrikanten van apparaten zijn allemaal al bezig om hun apparaten connected te krijgen voor allemaal andere toepassingen. Zoals, je koelkast kan dan zelf pak melk bestellen. Weer een pak melk... Als die nieuwe koelkast staat en dat ie ze zelf besteld bij de Appie weet je wel? Als dat er al ligt dan kun je met alleen een beetje software ineens een miljoen koelkasten hiervoor gebruiken. Dus de combinatie van volatielere markt, trends moet ik het eigenlijk noemen, internet of things. Kan er misschien voor zorgen dat dit ooit gaat gebeuren. Je hoort hoe voorzichtig ik daar in ben. Ik ga over 10 jaar nog even kijken hoe het ervoor staat.

Toen ik naar die onbalansmarkt keek, juist omdat dat in mijn ogen nu de markt is waar het meeste geld te verdienen is, zit je ook nog, naast de prijs, met de regulering die daar is. TenneT stelt best wel strikte eisen aan wat je moet kunnen doen om daarop actief te mogen zijn. Bijvoorbeeld in minimale hoeveelheden in megawatt, maar ook in opschakelsnelheden of beschikbaarheid. Verwacht je dat dat een probleem is? De eisen die er nu gesteld worden aan deelname op zo'n markt?

Om op de onbalansmarkt mee te doen moet je gewoon PV'er zijn. Dan stuur je een dag van tevoren je E programma en word je afgerekend op onbalans. Dat zijn wel zaken waar je rekening mee moet houden. Daar moet je een oplossing voor vinden maar dat is allemaal wel te doen. Dat is ook precies wat wij doen he? Of wat ik doen. Ik probeer apparaten met flexibiliteit met behulp van PowerMatcher technologie, op de APX day-ahead markt slim in te kopen of verkopen en op de dag zelf precies te doen wat je geleverd hebt tenzij je op de onbalans wil reageren en dan doe je dat. Dat is precies wat de REX dienst doet. En daarvoor.. de winst valt bij een PV partij.

Je verwacht wel dat PV partijen die flexibiliteit daar kunnen gebruiken zonder dat bijvoorbeeld een TenneT zegt, nou die gascentrale aan en uit vertrouw ik wel, maar ik vertrouw niet dat jij je apparaten zo kan sturen?

Dat maakt TenneT helemaal niks uit. Als die PV'er het verkloot... Nu heeft die PV'er een kerncentrale, kolencentrale en gascentrale en that's it. Misschien nog wat klein spul. Daar

komt gewoon een flexibel ding bij, namelijk een cluster van apparaten die ook flexibel zijn. Dus het maakt TenneT helemaal niks uit want als een PV'er het verkloot krijgt hij zelf ook de rekening. Dat zit namelijk in die marktssystematiek van de onbalansmarkt verweven.

Dus je verwacht niet dat dat een probleem is?

Geen enkel probleem zelfs. Dan vind ik ook wel het mooie aan het model in Nederland. Dat eigenlijk de balans door commerciële PV partijen gehouden in Nederlands. En het laatste beetje stuurt TenneT bij. TenneT heeft nog wat andere instrumenten zoals regel en reserve en noodvermogen om echt goed in te grijpen als het misloopt. Maar in principe houden PV partijen in Nederland de boel in balans. Zo zit het systeem in elkaar, heel mooi.

Dan heb ik de eerste barrières voor het direct aansturen van apparaten wel gehad. Ik zou zo willen kijken naar de flexibele prijzen, maar zie jij nog barrières waarvan je denkt: die zie je over het hoofd?

Ik heb niet jouw rijtje barrières paraat.

Een beetje de onderwerpen die we net besproken hebben.

Het gesprek zoals we het nu voeren dan vertel ik eigenlijk ook wel hoe ik het zie en wat de barrières zijn. Bijvoorbeeld kleine volumes van huishoudelijke apparaten. Lage prijzen. Er is hardware voor nodig om een wasmachine aan te sturen. Als dat er nog niet is, hup meteen weg die case. Je hebt een slimme meter nodig om echt afgerekend te worden als je flexibiliteit in zet op wholesale markten. Dat is een randvoorwaarde. Op dit moment, prio plaatsing: 70 euro. Zou ik ook laten doen: nog steeds geen factuur gekregen. Ik wacht het rustig af, maar dat is een ander verhaal.

Naast de dingen die we al besproken hebben, meer de hardware wat je zegt. Het controleren van de apparaten zelf?

Dat vind ik een afzonderlijk te noemen barrière: Op het moment dat je hardware neer moet leggen om het mogelijk te maken voor een apparaat dan kun je het al vergeten. Dan heb je het over een kastje en moet de monteur langs. En dat kastje een paart tientjes, en de monteur een paar tientjes, en als ie nog een keer terug moet komen nog een paar tientjes. Vergeet het maar dan. Warmtepomp zou kunnen, maar stel je verdient honderd euro per jaar met een warmtepomp. Je bent zo al een paar honderd euro kwijt aan een relais, een communicatiekanaal, dan heb je nog ons platform, wij willen ook betaald worden natuurlijk. En een PV partij waar de winst valt, die wil ook iets overhouden. Dan zit je al snel op terugverdiendtijden van drie, vier, vijf jaar en dat is best wel lang.

Begrijp ik het dan goed als je zegt retrofitten is niet mogelijk? Om het nu nog aan te passen in een huis is niet mogelijk: het moet er al in zitten?

Dat helpt enorm je business case. En wat ik ook wel bij grotere klanten zie... Of neem bijvoorbeeld particuliere laadpalen, of überhaupt laadpalen. Er zijn voorbeelden te noemen dat... die palen zijn al connected naar een of andere platform van diegene die die laadpalen neerzet, dus daar kun je zonder te investeren in hardware, als die auto is aangestekkerd kun je al sturen op, knijpen op hoeveel je oplaad die auto. Dat zijn voorbeelden waar de hardware er al ligt, wat enorm veel kosten bespaard. Wat je hoeft niks meer te installeren, dat ligt er al. Gewoon een systeem, je hoeft alleen software te maken. En wat andere dingen regelen...

En je noemde ook de slimme meter. Maar in de situatie dat jij die apparaten dus controleert en je betaalt mensen puur om deel te nemen, dan heb je toch eigenlijk geen slimme meter nodig?

Nee dat klopt maar dan heb je ook geen echte demand response waar je geld mee verdient.

Kan je dat verder toelichten? Want stel je voor je betaald die mensen, een paar tientjes per jaar. Voorbeeld over de Amerikanen wat je noemde. In ruil daarvoor controleer je hun apparatuur.

Hoe kom jij aan je geld?

De onbalansmarkt, als je het daar in kan zetten.

Je kan meedoen op de onbalansmarkt. Moet je ook een aparte afspraak maken met een PV partij. Achteraf zal je met werkelijke meet data gealloceerd moeten worden. En op die meet data kun je afspraken maken waar je mee dus.. Op de basis van die meet data kan je bijvoorbeeld afspraken maken met een PV partij dat je afgerekend wil worden met die hoeveelheden data op de APX markt of op de onbalansmarkt. En dan kun je echt geld verdienen met die flexibiliteit door er slim mee om te gaan. Als je dat niet doet dan wordt er gewoon geprofileerd gealloceerd en dat is met alle kleine aansluitingen in Nederland en midden-kleine aansluitingen in Nederland, alles wat niet telemetrische bemeten wordt, dus alles onder de 100 kW, dus dat is veel meer dan alleen consumenten ook, maar dat gaat allemaal op de grote hoop en wordt geschat, dus dan kun je niet achteraf zeggen je hebt zoveel bijgedragen, dat kun je niet vaststellen dan. Dus kan je er ook geen geld mee verdienen.

Dus voor marktpartijen, om die flexibiliteit op de markt in te zetten zie jij dat Amerikaanse model om het zo maar even te noemen, je betaald de klant om deel te nemen en in ruil daarvoor krijg je toegang tot de flexibiliteit, niet werken tenzij je aan kan tonen hoeveel dat was?

Exact. Tenzij je.. Eigenlijk halen we een aantal dingen door elkaar. In de VS zie je dat de flexibiliteit gebruikt wordt als noodvermogen om een paar pieken per maand of per jaar of 10 keer per jaar. Een paar pieken naar beneden te brengen zodat er niet in netten geïnvesteerd hoeft te worden. Daar zit dan een verdienmodel achter: Het is het energiebedrijf zoveel geld waard om die pieken eraf te halen. Daar kunnen ze die paar tientjes aan vele consumenten wel betalen. Waar ik het over heb is als je flexibiliteit continue wil in zetten en er slim mee in wil kopen. Continue op energiemarkten, en wil reageren op onbalans, dat is eigenlijk ook gewoon een energiemarkt. Dus dat zijn eigenlijk al twee verschillende soorten verdienmodellen, die je met flexibiliteit toepast.

Dus eigenlijk het inzetten op de markt, waar je wel moet weten hoeveel het was en dus een slimme meter voor nodig hebt en puur voor het net waar je wel voor het simpele model van een paar tientjes per jaar kan gaan en niet de slimme meter nodig hebt.

Dat kan. En wat ze in de VS doen daar hebben ze afspraken gemaakt voor een rekensommetje. Er is vastgesteld hoe je dat moet uitrekenen. Dat ze het standaardprofiel van een klant kennen en als er een dal in zit op het moment dat er noodvermogen is afgeroepen dan heeft die klant gereageerd en wordt hij uitbetaald. Als dat niet zo is dan wordt hij niet uitbetaald. Dat is dus geen foutloos systeem. Als iemand net zijn bouwlampen aanzet op het moment dat hij wel met zijn airco reageert dan kan het dat elkaar opheft snap je? Maar ook die berekening wordt trouwens wel gedaan op basis van de kwartierwaarden van de slimme meter. Dus daar zit ook wel complexiteit. Ook als wij aan de slag gaan met warmtepompen, die zitten achter een slimme meter. Maar achter de slimme meter zit ook nog het profielgebruik van een klant dus dan moet je ook nog een trucje bedenken, ook dat kan, weer een complexiteitje erbij, we gaan in het contract met die PV partij, zeg je de profilering van het verbruik is business as usual, doen we zoals we altijd gedaan hebben. Maar wat er over blijft, en dat af van de data die gemeten wordt met de slimme meter. En dat is wat je met je warmtepomp heb gedaan en daar rekenen we op een andere manier mee af, namelijk per uur zoals de APX markt werkt, of per kwartier zoals de onbalans werkt of allebei. En dan verdien je weer geld met flexibiliteit. Het kan allemaal, maar het is wel een beetje omslachtig. Daarom hoop ik dat we in de toekomst hele betrouwbare of comptabele metingen of apparaat-niveau gaan komen. Dan kun je allemaal diensten op apparaat-niveau gaan bieden en haal je ook weer een drempel weg voor demand response.

Het lastige wat ik tegen ben gekomen, als je mensen echt wil belonen voor de hoeveelheid flexibiliteit die zij geleverd hebben dan moet je eigenlijk weten wat ze anders hadden gebruikt, al had je ze niet aangestuurd. En meten wat je niet hebt gebruikt is lastig.

Ja precies. Dus ik wil gewoon een contract op uur basis met de klant afspreken. Dan heb je dit probleem niet. Dan koop je slim in en dat bereken je door aan de klant. En het liefst heel transparant en de klant betaald de betreffende leverancier die meedoet met dit trucje een tientje per maand voor servicekosten ofzo. Dat zou ik graag willen.

Dan zou ik nog willen kijken naar de price-based demand response. Het invoeren van flexibele tarieven. Dan opnieuw op twee manieren: En vanuit de netbeheerder en vanuit een marktpartij. En in dit geval is dat natuurlijk de utility. Dus een Eneco, een Essent. Dat die hun tarieven flexibel gaan maken. Dus die beide opties zou ik dan willen bekijken. Maar er zitten ook een aantal overeenkomsten in en barrières die eigenlijk voor beide opties gelden en die zou ik eerst willen bekijken. Eigenlijk de eerste, wat ze zelf al noemde, opnieuw je hebt een smart meter nodig, een slimme meter. Om dit te kunnen doen en om af te kunnen rekenen op uurbasis, kwartierbasis of meerdere prijsblokken. Verwacht je dat dat wel een barrière is? Wat je al noemde met de plaatsing, dat je er nu voor moet betalen?

Als we nu iets zouden willen doen dan is dat een barrière. Vanaf dit jaar worden er grootschalig slimme meters aangeboden. Dus het is er ook eentje die snel aan het verdwijnen is.

Dus nu een barrière maar het lost zichzelf wel op, als ik jou goed begrijp?

Ja want het is de bedoeling dat in 2020 80% van de meters hangen ofzo. Duurt wel weer even maar het lost zichzelf op.

Daarnaast, stel dat die tarieven ingevoerd worden, dan komen we weer bij de rol van de PV: Het zal hele onzekere gevolgen hebben voor balancering. Nu wordt dat afgerekend op basis van een standaardprofiel van een huishouden. Maar als dat huishouden in gaat spelen op een wisselende prijs, soms een elektriciteitsprijs die hoog is en soms laag, dan klopt dat profiel weer niet. Dat zal voor de PV partijen, die op basis van dat profiel berekenen hoeveel zij moeten opwekken, vervelende gevolgen hebben.

Daar hebben we het net al over gehad: Als je echt de waarde van flexibiliteit wil verzilveren, haal je ze uit die profielallocatie en ga je ze met echte meetwaarden alloceren.

Dus dan zou eigenlijk zo'n PV'er geen gebruik meer moeten maken van het standaard profiel van huishoudens?

Dat heeft ie nog steeds nodig om een goede schatting te kunnen maken maar daarbovenop heeft hij een flexibel stukje verbruik waar die mee kan spelen. En dat is geld waard.

In het geval van flexibele tarieven van de leverancier, dan zou dat profiel ook niet meer kloppen waarmee ie z'n voorspellingen maakt.

Nee dat klopt. Je hebt nu een huis met een gewoon profiel, wordt profiel gealloceerd. Stel daar wordt een warmtepomp in gezet dan betekent dat dat je nog steeds het standaard profiel hebt voor je elektriciteitsverbruik plus het verbruik van je warmtepomp. En je zal geen of veel minder gasverbruik hebben, afhankelijk van of mensen koken op gas, en douchen op gas, warm water. Dus je zult iets moeten doen met de manier waarop je schat als PV'er, ja dat klopt. Nu is het allemaal standaard profiel en de wet van de grote getallen, dat werkt heel goed op dit moment. Als je flexibiliteit gaat ontsluiten dan moet je daar iets mee. En waarom? Omdat al die verschillende verbruiken of opwek loopt via dezelfde meter en daar wordt op afgerekend. Dat wordt ook iets complexer.

En verwacht je dat dat een barrière vormt voor partijen om dat nu niet te doen?

Niet zozeer de gevolgen voor de programmering maar ze moeten weer iets meer doen. Ik zie het zo: Laten we het alleen op elektriciteit houden, want daar hebben we het over. Dus eerst doe je niks, heb je gewoon een profiel, standaard manier van schatten en inkopen dat is business as usual. Dan wordt er een flexibel apparaat ontsloten of toegevoegd. Dat betekent

dat je nog steeds gebruik kan maken van dezelfde profiel schatting en afzonderlijk een schatting moet maken van het flexibel apparaat, maar ik noem dat niet eens meer schatting. Want ook wat REX weer doet: je weet dat dat apparaat, of een hele groep apparaten, wat dat doet, dus daarmee ga je slim inkopen en wat je inkoopt stop je in je E-programma. Dus dat wordt er toegevoegd eigenlijk

Dus dat zou je eruit willen halen.

Dat zal wel moeten ja. En een contract op baseren waarmee je wordt afgerekend.

Een volgende barrière die ik zou willen bespreken met de flexibele prijzen, namelijk het voordeel voor consumenten. Zit er genoeg voordeel in? En dan vooral omdat het natuurlijk onzeker is. Als je een consument flexibele tarieven aanbiedt dan weet hij van te voren niet of hij daar voor of achteruitgaat. Verwacht je dat dat een barrière vormt?

Dat is ook een barrière maar dat zie je ook bij de grootverbruikers. Die hebben nu gewoon vaak ook een vaste prijs per kilowattuur en soms wat meer differentiatie... Sommige vinden het echt heel fijn om dat gewoon te weten, zodat ze daar geen risico lopen. Op het moment dat je dingen met flexibiliteit gaat doen en je spreekt met elkaar een contract af... Van, je kan heel veel besparen als je het goed doet maar als het misgaat betaal je ook veel meer, dan is dat een barrière ja. Voor consumenten zou ik zeggen: keep it simple. Zeg gewoon: als je meedoet krijg je 10 euro korting en wij pakken het risico wel. Dat zou ik niet bij de Consument gaan leggen. Dan moet je dadelijk de consument gaan uitleggen dat ie... eerst heb je met je warmtepomp per uur ingekocht op de APX day-ahead markt voor dit bedrag per uur. Vervolgens op de dag zelf hebben we ook nog die en die kwartieren op de onbalansmarkt gereageerd dus daar wordt je ook op afgerekend. En het totaal onder de streep kom je hier op uit. Vind ik machtig interessant, zou ik wel willen. Ik zou zo wel afgerekend willen worden maar de gemiddelde consument niet denk ik.

Ik bedoel nu het simpelste voorbeeld: dat je consumenten alleen afrekenen op de kilowattuurprijs. Dus bijvoorbeeld per uur afrekenen.

Ik zou heel graag wilend dat dat zou gebeuren ja. En laat mensen vooral zelf kiezen of ze dat willen. Ik zou het al een enorm mooie, belangrijke stap vinden in de consumentenmarkt als dit zou gaan gebeuren. En er zijn ook een paar aanbieders die pretenderen dat ze dat doen. Dus het is al bijna mogelijk, dus het is al mogelijk maar dan doen ze het niet helemaal netjes. Ik denk dat dat ontzettend kan bijdragen aan het bewustwordingsproces van mensen dat energie geen vaste prijs heeft maar ook per uur of per kwartier een verschillende waarde heeft. En naarmate we meer windmolens krijgen wordt het alleen maar erger. Ik denk dat dat misschien nog wel voor grootgebruikers, ook voor consumenten, een van de grootste barrières is. Dan kom je op: zit niet aan m'n core-business. Ga niet aan m'n vriezer zitten, ik moet kip verkopen weet je wel? Of ik bepaal zelf wel of ik m'n wasmachine aan doe, of m'n verwarming. Dat is m'n comfort, blijf van m'n comfort af.

En als we blijven bij de situatie dat je dus flexibele elektriciteitstarieven invoert, van de leverancier, of in dit geval van beide. Om daar op af te kunnen rekenen, om dus op kwartier basis af kunnen rekenen, moet de data die de slimme meter verzamelt bij de leverancier, of als we spreken over dynamische netwerktarieven, dan moet het bij de netwerkbeheerder belanden. Verwacht je problemen met privacy? Of zie je het als een barrière?

Vanuit de netbeheerders gezien wordt er... Nee, ik zie niet zoveel problemen nee. Er wordt ontzettend veel aandacht aan besteed vanuit de netbeheerder. Dan zag je laatst dat het toch best wel mis gaat, maar dat is toch meer bij derde partijen die de data mogen ontsluiten uit de slimme meter, uit de P1 poort, nee ook de P4, en die daar andere diensten op mogen bouwen, ODA's en leveranciers. Als die er dan onzorgvuldig mee om gaan staat het ook weer in de krant. Maar dat is ophef... als je echt privacy schendingen... daar geloof ik totaal niet in, want wat moet je nou met iemand z'n meet data? Als ik inbreker ben en wil kijken of iemand op vakantie is kijk ik wel op Facebook. Dan ga je niet de moeite nemen om die slimme meter data te hacken. Het is ook alleen een issue in Nederland eigenlijk, in de rest van de wereld niet.

Duidelijk. Daarnaast, stel dat we de dynamische tarieven in gaan voeren en mensen gaan daar zelf op reageren.

Netbeheerder of leverancier?

In dit geval allebei, maakt nog niet uit. Stel dat een van de twee het invoert en mensen gaan daar op reageren. Bijvoorbeeld, als het goedkoop is gaan ze hun apparaten aan zetten en als het duur is zetten ze ze uit. Waarschijnlijk zullen mensen dat gaan automatiseren, grote kans. Een gevaar dat in de literatuur naar voren komt is dat zodra de prijs periode van hoog naar laag gaat, dus na een paar dure uren gaan we naar een paar goedkope uren: de vrees dat dan in een klap automatisch alle warmtepompen. Of in één klap alle elektrische auto's gaan laden. En dat we dus eigenlijk van de regen in de drup belanden. In dit geval dus flexibele tarieven en verder zoeken de mensen het thuis uit. Hoe denk jij hierover?

Ik denk... Een ander voorbeeld: Allocatie op kwartierwaarden, alloceren met slimme meter data: Er zijn ook mensen in de sector die zeggen: als we alle slimme meter in een keer, ineens moeten gaan alloceren dan heb je zoveel data, zoveel meters, ongelooflijk moeilijk. Dat kan bijna niet. Terwijl ik denk, houdt op met je angst scenario. Maak gewoon een geleidelijk model, dat mensen die dit kunnen en willen doen, met kunnen bedoel ik: die hebben een elektrische auto of warmtepomp. En die willen het doen, laat die rustig beginnen. De dag dat we zulke grote klappers zouden maken... Ik vind dat onrealistisch om nu al te denken en ik vind dat echt een argument dat gebruikt wordt om dingen niet te doen. Ik vind het totaal niet realistisch. Als het gaat gebeuren, want het zou kunnen, ik ontken niet dat het zou kunnen gebeuren, dan moeten we TzT wel een oplossing voor bedenken en die is er ook: denk aan PowerMatcher technologie, die houdt het wel in de hand. Dan fixen we dat dan wel.

(...)

Ik vind het echt een ontzettend succes als we zo ver zouden komen. Ik vind het echt een kulargument. Ik vind het vooral theoretisch moet ik zeggen, in de praktijk gaat het niet gebeuren.

Ok duidelijk. Verder heb ik nog staan, we kwamen er net al op, het verschil tussen de netwerkbeheerder en een marktpartij. In de literatuur wordt beschreven dat die verschillende belangen kunnen hebben die kunnen botsten. Ik kan er een voorbeeld van geven: Stel we zitten nog steeds bij die dynamische elektriciteitsprijzen: De netwerkbeheerder merkt dat er veel load op zijn netwerk zit en die zou de prijs willen verhogen, terwijl het heel hard waait dus de stroom goedkoop is en de elektriciteitsleverancier juist lage prijzen zou willen. Zo kan je situaties bedenken...

Waarom zou een leverancier lage prijzen willen?

Zodat hij meer kan verkopen: als zijn inkoopkosten laag zijn kan hij zijn klanten belonen met lage tarieven.

Eigenlijk is dit een voorbeeld van een grid-constraint. Er is ergens een netwerk... waardoor vraag en aanbod niet goed vrij kunnen werken.

Dat ze tegengestelde belangen hebben, verwacht je dat dit een barrière vormt? Dat flexibele tarieven er niet komen omdat of als een netwerkbeheerder het probeert de leveranciers het niet willen. En als de leveranciers het proberen dat de netwerkbeheerders in opstand komen?

Het is ook wel een barrière voor andere dingen. Ik was vorige week in Engeland en wat je daar heel vaak hebt: mooi initiatieven, die willen ook windmolens neerzetten, waait nogal hard dus gaat lekker. In Engeland weer de regeltjes, de wetgeving dat als iemand ergens productie plaatsten en daarmee een netinvestering triggert, omdat het net het gewoon niet aankan. Dan moet degene die de productie plaatst meebetalen aan de netinvestering. Dat gaat natuurlijk om enorme bedragen waardoor heel veel cases niet van de grond komen. Het is wel een iets anders voorbeeld dan wat jij nu noemt. Wat jij nu noemt relateer ik niets zo aan flexibele tarieven. Kom ik ook weer op REX, maakt gebruik van PowerMatcher technologie, daar wordt dit gecombineerd in een markt. Dan is het voor de netbeheer ook

gewoon wat waard om die load laag te houden waardoor toch beide werelden geoptimaliseerd worden, samen. Dat vind ik weer de charme van PowerMatcher technologie: Dat je die twee samenbrengt en niet zozeer gaat kijken naar hoe ze elkaar tegenwerken maar hoe optimaliseer je ze samen. Dat zie ik als oplossing voor dit probleem. Wij zijn ook wel eens aan het denken: pak gewoon het fysieke net. Dan heb je overal nodes, knooppunten. Stel dat we ooit zover komen dat er echt heel veel gridconstraint zijn hier en daar, vanwege alles gaat anders stromen, zonnepanelen en wind overal, de decentrale opwek zeg maar. Dan zou je zelfs per knooppunt aparte prijzen kunnen afspreken, vanuit de netwerkbeheerder gezien. Dan maak je wel een heel complex systeem, volledig geautomatiseerd ook waarmee je beide werelden helemaal optimaliseert.

Dus eigenlijk zou je een andere oplossing voorstellen. Het kan misschien een probleem zijn voor het invoeren van dynamische prijzen, per kilowattuur?

Er is oplossing en ik mag graag in oplossingen te denken. Ik probeer ook een metafoor te bedenken. Een kolenmijn en dat de vrachtwagentjes kolen naar de haven moeten brengen en de weg is te smal ofzo, dat is wat er aan de hand is. Kun je tol gaan heffen, zoiets. En dan wordt het weer duurder, gaan ze minder rijden.

Ik heb er nog een paar staan en dan ga ik echt kijken naar die splitsing: wat als een netwerkbeheerder dit invoert. Dus een prijs per kilowattuur in plaats van zoals we nu eigenlijk doen per capaciteit, dat je per aansluiting betaald.

Bedoel je niet een prijs per kilowatt?

Nee, in dit voorbeeld zou ik echt zeggen kilowattuur. Stel dat Liander echt een prijs per kilowattuur in zou stellen.

Vroeger was dat zo

Ik heb begrepen dat dat voor 2009 het geval was.

Toen betaalde elke consument een vast bedrag plus een bedrag per kilowattuur.

De huidige wetgeving verbiedt dat dan weer.

Voor kleinverbruikers wel.

Verwacht je dat we terug kunnen naar de oude situatie...

Moet je het gewoon afspreken.

... klopt, alleen net gaf je aan, wetsveranderingen...

...duurt wel een jaar of 10.

Dus niet echt een barrière?

Ik weet dat er.. ik denk ook niet dat dit zomaar gaat gebeuren. Maar er worden al wel andere proefjes gedaan, met andere oplossingen. Om gewoon tussen zes en acht 's avonds, of vier en acht, dat je gewoon een ander tarief krijgt waardoor je gestimuleerd wordt minder te gebruiken tijdens de avondpiek, daar komt het op neer. Ik kwam in Engeland een leuke term tegen. Van een netbeheerder. Die gaan een pilot doen met een sunshine-tariff. Als de zon schijnt, dat je minder betaald. Om zo ook maar... op die manier heel eenvoudig, met een heel eenvoudig middelje te sturen op die load. Zonder allerlei complexe technologieën waar je allemaal hardware en IT voor nodig hebt.

Hele simpele oplossing om de pieken eruit te halen.

Zo heb je ook demand response toepassingen, van geef iemand gewoon een berichtje van nu moet je je apparaten uit zetten. Om een mailtje, of geautomatiseerd telefoontje of sms, whatever. Kan allemaal.

En verwacht je dat... het zou wel veel onzekerheid creëren voor de netwerkbeheerder wat betreft zijn inkomsten. Nu is het een voordeel dat een netwerkbeheerder weet hoeveel geld hij binnenkrijgt: Aansluitingen maal het aansluitingstarief. Als je teruggaat naar een situatie waarin je met dit soort prijsprykkels gaat werken creëer je heel veel onzekerheid. Verwacht je dat dat een barrière zal zijn voor netwerkbedrijven?

Ik denk dat er sterke lobby's zijn om daarom die wetgeving er niet doorheen te krijgen. Want het is toch wel lekker he, als je inkomsten weet veilig te stellen, toch wel lekker.

Ik heb er nog twee staan. De een na laatste voor de netwerkbedrijven is, als we terug zouden gaan naar de oude situatie, omdat het, wat jij ook aangeeft, een hele makkelijke oplossing is om de pieken eruit te halen, en een prijs per kilowattuur zou opleggen. Dan zou je wel een groot verschil krijgen in groot gebruikers, huishoudens die nu 1 of 2 keer meer dan gemiddeld gebruiken, die een stuk meer aan netwerktarief zullen moeten betalen dan de gebruikers die niet zoveel stroom gebruiken.

Met een variabele prijs per kilowattuur bedoel jij je betaalt meer voor je verbruik tussen zes en acht 's avonds dan de andere uren.

Zodat de netwerkbeheerder op die manier z'n pieken uit z'n net kan halen.
Huishoudens die veel gebruiken.

Zullen automatisch meer moeten betalen.

Absoluut gezien. Relatief gezien, maakt het toch niet uit?

Hoe bedoel je dat?

Stel je hebt twee huishoudens met exact hetzelfde profiel. Alleen de ene een twee keer zo groot profiel. Dan betaald hij twee keer zoveel. Absoluut gezien en relatief gezien ook. Hartstikke eerlijk. Op elk uur betaalt hij twee keer zoveel als de ander, en niet in de piekuren drie keer zoveel, dus ik snap je vraag eigenlijk niet.

Dat nu elke Nederlander even veel bijdraagt aan het net. En dat principe laat je overboord als je af gaat rekenen op kilowattuur basis. Want dan zullen grote verbruikers, die meer kilowattuur gebruiken, keer zeg maar zeven cent netwerkkosten per kilowattuur, meer moeten gaan betalen dan kleine verbruikers

Maar die betalen toch ook zeven cent per kilowattuur?

Maar die verbruiken minder kilowattuur. Verwacht je dat dat een probleem zou zijn?

Nee. Ik snap de vraag niet zo goed. Misschien bedoel jij als het ene huishouden heeft een helemaal vlak profiel, extreem voorbeeld, en een ander huishouden doet al z'n verbruik in de dure uren. Die betaalt meer. Dat vind ik heel goed uitlegbaar door te zeggen de vervuiler betaalt.

Maar je zal ook situaties krijgen als we af gaan rekenen per kilowattuur, dat grote gebruikers überhaupt meer moeten gaan betalen dan wat ze nu deden. Want het capaciteitstarief, Zeg 2, 250 euro per jaar is gewoon voor iedereen gelijk, heel simpel. Maar als je zo met tarieven gaat rekenen, dan zal je ook hebben dat grote...

Oh zo bedoel je. Nu snap ik wat je bedoelt. Het is een subjectieve vraag misschien wel. Je zou ook kunnen zeggen capaciteiten tarief is helemaal niet eerlijk. Twee gezinnen betalen hetzelfde aan transportkosten en die ene die verbruiken veel minder: dat is toch niet eerlijk? Zo ben ik eerder geneigd te denken.

Dus het zou het juist eerlijker maken, in jouw opzicht?

Het gaat om meer dan is het eerlijk of niet. Het gaat om wat wil je ermee bereiken, best wel complexe shit, komen veel dingen bij kijken. Ook operationeel gezien heeft dat wel wat voeten in de aarde. Denk ook aan de eenmalige implementatiekosten in Nederland. Daar kun je heel veel leuke dingen voor doen, dat kan ik je ook vertellen. Dan moet je aan tientallen miljoen denken. Alle netwerkbeheerders op die nieuwe manier laten factureren, dan ben je zo tientallen miljoenen kwijt.

Als we blijven bij dynamische tarieven, maar dan weer gaan kijken als de leverancier het invoeren. Verwacht je dat daar interesse voor is? Want over het algemeen is elektriciteit toch een low-interest good. Mensen geven er niet echt om. Zouden mensen geïnteresseerd zijn als leverancier aan gaan bieden: daltarieven, piektarieven, per uur afrekenen.

Mensen zijn niet zo geïnteresseerd... Ik hoop nog niet. Want af en toe verwonder ik me... Ik ben pas sinds een paar jaar een beetje op mijn energieverbruik gaan letten. Terwijl ik ook wel eens denk... heel veel mensen die een telefoonabonnementje van een paar tientjes moeten afsluiten struinen drie dagen lang heel internet af om een euro goedkoper te zijn. Ondertussen waait het gas het huis uit. Dat kost tientjes per maand. Letten mensen minder op. Ik vind dat best wel een vraagteken. Het heeft heel veel te maken met dat mensen zich echt niet bewust van zijn. Toch zien ze elke maand die afrekening. Ik vind het een hele grote vraag, geen antwoord op eigenlijk.

Ik denk, maar het zegt wel dat mensen nu over het algemeen niet in geïnteresseerd zijn. Ik denk als het dadelijk gaat komen en de verschillen worden steeds groter en m'n buurman doet het ook, dat is ook een belangrijk argument, en die is ook nog een paar tientjes goedkoper uit, dan denk ik wel dat er een vliegwiel aan kan gaan of een positieve spiraal kan ontstaan waardoor het wel heel groot kan worden. Dat geloof ik wel dat dat kan gebeuren en dat hoop ik ook heel erg.

Ok duidelijk. Dan beng ik door al m'n barrières heen. Zijn er nog dingen waarvan jij het gevoel hebt, dus rondom die dynamische tarieven, dat we onderwerpen gemist hebben?
Nee er schiet me niet zozeer iets te binnen. Een beetje onderbelicht onderwerp is, hoewel het wel terugkomt, wat heeft de klant eraan? Wat vind de klant ervan? Jij stelt mij letterlijk de vragen waarom de leverancier flexibelere tarieven aan zou bieden, waarom de netwerkbeheer, die heeft er belang bij. Maar wat wil de klant nou eigenlijk? Heel erg belangrijk. En vooral als je het over demand response hebt, en dat kom ik ook dagelijks tegen, vooral bij de grote klanten... Het is leuk als je er geld mee kan verdienen en soms best veel maar de grootste uitdaging is, bij grote klanten in ieder geval, om eindklanten te vinden die mee willen doen, mee durven doen. Want ga met het core-business proces zitten trucken om wat geld te besparen op energie wat vaak een sluitpost is op de begroting. Dat zijn geen kleine stappen voor een producent van iets. Dat is de grootste uitdaging.

Zie je dat ook bij huishoudens?

Ja, gedoe en comfort en je krijgt twee euro per maand: Ja dag. Kom je er bij mij niet in.

Al laatste vraag, we hebben veel onderwerpen besproken, wat zijn voor jou de belangrijkste bezwaren rond vraagrespons. Zou je zeggen: deze onderwerpen zijn echt de kernproblemen?

Ik zou het graag positiever willen bekijken: het is allemaal oplosbaar. Voor consumenten ben ik wel duidelijk geweest: Focus je alsjeblieft niet op vaatwassers, die dingen die, wat doen ze, verwarmen tegenwoordig ook nog maar heel efficiënt vijf liter water. Daar ga je geen geld mee verdienen. Dat gaat niet vliegen. Misschien over tien of twintig jaar maar dat zien we dan wel. Begin met grote klanten. Veel logischer toch? Je begint eerst met de krenten in de pap.

Duidelijk. Bedankt.

Interview B

Date: 10th of February 2015

Dan zal ik meteen van start gaan met de eerste: het probleem, eigenlijk wat u zelf al noemde in ons vorige gesprek: een gebrek aan geschikte apparatuur binnen huishoudens. U gaf toen al aan dat u dat ook al tegen was gekomen, begrijp ik dat goed?

Ja, dat klopt. Wat ik al zei, wij hebben onderscheid gemaakt tussen de vijf grote elektriciteitsgebruikers. Verschuifbare apparaten: wasmachines, afwasmachines en drogers. En interrompeerbare apparaten: ijskasten en vriezers, en koelvriescombinaties. En vooral de verschuifbare apparaten zijn natuurlijk moeilijk op afstand te verschuiven omdat je niet goed kan communiceren met die apparaten behalve dan Miele die uitgerust is met een eigen chipje. Dus dat maakt het al lastig. Dus daar moet je al aannames voor nemen. En voor de interrompeerbare apparaten is het ook lastig omdat de koelcycli niet allemaal gelijk lopen, dus je moet behoorlijk was ijskasten afroepen om een behoorlijke hoeveelheid vermogen te krijgen die je dan zou kunnen inzetten als flexibele elektriciteit.
(...)

In eerder onderzoek ben ik ook tegengekomen dat er heel erg sprake is van asymmetrie, waarmee bedoeld wordt dat als je die apparaten controleert die u opnoemt, dat het veel makkelijker is om het elektriciteitsverbruik te verhogen, namelijk door al die apparaten aan te zetten, dan het elektriciteitsverbruik op een moment te verminderen, namelijk, die apparaten staan gewoon niet vaak aan. Dus dat het veel makkelijker is om te verhogen dan te verlagen. Ben u dat ook tegen gekomen?

Nou dat geldt met name voor de verschuifbare load. Dat zijn de afwasmachines, afwasmachines en droger. Voor de afschakelbare apparaten, vriezers en ijskasten, die kan je wel degelijk afschakelen. Je kan een ijskast bijna een uur uitzetten en dan behoudt ie toch nog z'n koeling. Dus mijn observatie is dat dat dat met name de verschuifbare apparaten betreft.

Ok duidelijk. Daarnaast wordt er veel gesproken over de toekomstige ontwikkelingen. Enerzijds dat huidige apparaten nog minder interessant worden omdat ze efficiënter worden. Maar anderzijds de opkomst van de warmte pompen en elektrisch vervoer. Ziet u daar wel meer mogelijkheden?

Ja. Ten eerste zijn dat veel grotere vermogen. En zeker als je kijkt naar accu's in auto's dan zijn die relatief makkelijk aan te zenden. Als stuurbaar vermogen.

En u kijkt dan vooral nu naar elektrische auto's, ziet u daar meer mogelijkheden in dan warmtepompen, als ik u goed volg?

Nou het hangt een beetje af van over wat voor warmtepomp je het hebt. Warmtepompen zijn erg gevoelig als je ze anders dan het standaard programma in gaat zetten. Als je het hebt over warmtepompen die gebruik maken van grondwater, dan zijn die moeilijk in te zetten. Maar je hebt ook lucht/water warmtepompen, die zijn makkelijker in te zetten.

Dus als ik u goed volg dan zegt u: op dit moment is er niet echt genoeg flexibiliteit beschikbaar, of niet echt genoeg apparaten, maar de verwachting is dat dit in de toekomst beter wordt.

Ja de verwachting is dat het in de toekomst beter wordt omdat de apparaten die erbij komen dus warmtepompen en elektrisch vervoer, behoorlijk hoeveelheden aan flexibel vermogen met zich mee brengen. Dus dat is meer en ze zijn in principe beter inzetbaar.

Ok duidelijk. Dan zou ik graag naar de volgende barrière willen kijken. U noemde al op dat u keek naar de mogelijkheid om flexibiliteit te gebruiken om het netwerk minder te belasten. Dus dat het relevant is voor netwerkbeheerders om pieken daar uit te halen. Denk u dat dat opweegt tegen de huidige optie? Namelijk het gewoon verzwaren van het net. Dat het voor de netwerkbeheerder goedkoper zal zijn om het op deze manier aan te pakken, dus met flexibiliteit, dan een dikkere kabel aan te leggen?

Nou ja dat is, ik denk het eigenlijk niet. Omdat het ook onzeker is dat je dat vermogen beschikbaar hebt. Je hebt t altijd te maken met dat als je het centraal wil afschakelen in een hele wijk dat een aantal mensen gewoon niet mee doen. Dus je wilt die piekvraag verminderen met een X percentage, dat je dat vermogen niet beschikbaar is door bijvoorbeeld allemaal sociale barrières. En dan heb je toch alsnog een flexibel vermogen nodig of dikkere kabels of een grotere trafo. Dat hangt ook een beetje vanaf of je nou met spanningswisselingen te maken hebt of dat het echt over de piekcapaciteit gaat. Waar netwerkbedrijven het voor willen gebruiken. Dus ik zou zeggen in principe niet. In principe op dit moment is de onzekerheid van het af te roepen vermogen zo groot, dat je het niet kan zien als een vervanging voor netverzwaring.

Dat is duidelijk. Dan zou ik de derde barrière willen bespreken. Op dit moment dwingt de regulering netwerkbeheerders om alle klanten gelijk te behandelen. In de zin van dat het niet mogelijk is om bepaalde klanten andere tarieven in rekening te brengen dan de rest. Ze mogen niet discrimineren, niet discriminatoir handelen. Een vraagresponse programma waar bepaalde huishoudens wel betaald worden en de rest van de huishoudens niet zou mogelijk een conflict kunnen vormen met deze regulering. Ziet u dat ook zo als een barrière? Ik begrijp niet helemaal wat daarmee bedoeld wordt. Op dit moment mag een netwerkbeheerder ook niet achter de meter komen, dat zie ik als een groter probleem. Dus alles wat achter de meter is is eigenlijk van het huishouden zelf en daar mag een energiebedrijf of een netwerkbedrijf helemaal niet mee doen. Dus dat zou als eerste moeten aangepast worden. Ik begrijp niet helemaal wat je met de vraag bedoelt dat alle klanten gelijk behandeld moeten worden? Wat bedoel je daar precies mee? Op dit moment is de grootste barrière dat bijvoorbeeld een salderingsmogelijkheid bestaat. Mensen hebben nu... Mensen die zonnepanelen op hun daken hebben, en daar wordt zeg maar de grootste verstoring voor het netwerkbedrijf van verwacht, die mogen hun kilowattuurtes salderen dus die hoeven niet optimaal te kijken naar hoe ze dat in huis gebruiken. Er is geen stimulans zeg maar, om die elektriciteit op te slaan of op een ander moment te gebruiken. Ik weet niet of je bekend bent met de salderingsregeling?

Jazeker.

Maar dat zie ik wel als een barrière.

Ok. Wat ik bedoelde met regulering: Is dat stel je voor dat je bepaalde klanten die bijvoorbeeld elektrische auto's hebben of warmtepompen hebben, wil aanbieden om mee te willen doen in een vraagrespons programma. Dat is alleen relevant in bepaalde wijken. Het zal niet zo zijn dat al deze klanten zich in een situatie bevinden dat het netwerk in hun wijk niet geschikt genoeg is en dat daarom dit soort maatregelen genomen moeten worden. Daarom dat het een probleem zal zijn dat netwerkbeheerder bepaalde klanten anders behandelen dan anderen. En zij dit volgens de regulering eigenlijk niet mogen. Dat zou kunnen, maar ik ben niet bekend met die wet. Ik weet in ieder geval nu al dat klanten die warmtepompen hebben een zwaardere aansluiting moeten hebben. En daar de kosten ook voor dragen. Dus in die zin worden mensen met warmtepompen al anders behandeld.

Ok dan ga ik nu kijken naar de laatste twee barrières. Dan richt ik me meer op als de flexibiliteit ingezet kan worden op de markt. Denk bijvoorbeeld op de onbalansmarkt, of als regelvermogen. Op dit moment zijn de prijzen op de markt van regelvermogen, die liggen, een paar keer per jaar zullen ze de 10 cent per kilowattuur passeren, of zeg de 100 euro per megawattuur. En bij uitschieters bereiken ze prijzen van 500 euro per megawattuur. Dus zeg 50 cent per kilowattuur. Voor een consument is een prijs van 50 cent om een kilowattuur aan flexibiliteit aan te bieden niet per se een sterke motivatie, zou ik denken. Ben u het er mee eens dat er op dit moment niet genoeg geld mee te verdienen is, of ziet u dat anders? Nee, zowel op de APX als op de onbalansmarkt zijn gewoon het aantal prijspieken en de hoogte van de prijspieken te gering om daar een behoorlijk vergoeding voor door te kunnen geven aan huishoudens, dus dan zullen die huishoudens dat ook niet doen.

Ziet u dit nog veranderen?

Ja dat zie ik, in de toekomst gaat dat mogelijk veranderen omdat er veel meer, met name zon-energie gaat komen maar vooral ook wind energie. Waar altijd een voorspelfout in zit. Dat daardoor, zou het mogelijk kunnen zijn dat de volatiliteit, of de beweeglijkheid van prijzen op de APX en vooral op de onbalansmarkt grotere uitschieters laten zien die mogelijk tot hogere vergoedingen zouden kunnen leiden. Dus als de energietransitie door zet, conform zeg maar het energieakkoord, dan zou het zo kunnen zijn dat die prijzen regelmatig hoge pieken krijgen, dan zou dat kunnen.

Duidelijk. Dus als ik u goed begrijp dan vormen de prijzen nu nog een barrière, maar verwacht u dat het in toekomst beter wordt?

Ja, mijn verwachting is: Dat zou kunnen. Ik hou een slag om de arm.

Begrijpelijk. Dan zou ik de laatste barrière aan u voor willen leggen. Voor een programmaverantwoordelijk die nu natuurlijk zijn programma op orde moet hebben, er zijn best wat eisen die gesteld worden aan vermogen dat hier voor gebruikt kan worden. Bijvoorbeeld: er zijn eisen over minimale hoeveelheden die ingezet moeten worden, of het tempo van het op- en afschakelen. Verwacht u dat vraagresponso met huishoudelijke apparaten hiervoor ingezet kan worden? Of dat de regulering en eisen en de huidige markt hier nog een barrières toe vormt?

Je hebt het niet over de PV, maar nu over regel en reserve en noodvermogen neem ik aan? Dus vermogen wat de netbeheerder TenneT afroept om de systeembalans te handhaven? Is dat het vermogen wat je bedoelt?

Ja, laten we daar eerst naar kijken.

Regel en reserve en nood vermogen. Ik denk het eigenlijk niet: Je weet niet hoeveel vermogen je gaat afroepen, je zit altijd met een sociale factor. Dus ik denk ook niet dat je dat vermogen van huishoudens daar goed voor in zou kunnen zetten.

Ok.

Dat zou je dan moeten aankleden met allerlei penalty's bij huishoudens voor als ze het vermogen niet leveren zoals dat nu ook gedaan wordt voor klanten die regel en reserve vermogen leveren en ik denk niet dat huishoudens dat graag willen. Maar aan de andere kant is het ook zo dat, stel je voor dat je dat allemaal zou kunnen regelen. Dan is demand response vermogen best vermogen dat je snel zou kunnen afroepen en daarvoor zou kunnen inzetten. Dus ik zie meer een sociale barrière dan een technische barrière daarvoor.

Dus dan wordt regel- of reservevermogen inderdaad lastig. Zou het gebruikt kunnen worden door programmaverantwoordelijken? In hun programma?

In principe wel. In hun eigen portfolio zou een programmaverantwoordelijke dat wel kunnen doen ja.

Dus daar ziet u meer ruimte voor vraagresponns dan bij regelvermogen?

Wij hebben daar ook naar gekeken. Op dit moment vrij beperkt. Dat vermogen dat geleverd zou kunnen worden aan een PV verantwoordelijke. Dus als je kijkt hoe vaak het ingezet kan worden en met hoeveel vermogen, dan is dat op dit moment vrij beperkt.

Ok dat is duidelijk. Dan ben ik op dit moment door de onderwerpen heen die ik wil bespreken. Heeft u als laatste vraag het gevoel dat er nog onderwerpen zijn, barrières, problemen die we gemist hebben in dit gesprek? Dat er nog zaken zijn die ik over het hoofd zie?

Ik denk dat stuurbaar vermogen voor huishoudens straks eerst intern gebruikt zal gaan worden. Dus wat ik verwacht is dat in de slimme meter straks een algoritmetje zit dat kan praten met alle apparaten die uitgerust zijn met software daarvoor. Dat dat algoritmetje er voor zorgt dat vraag en aanbod in het huis eerst geoptimaliseerd worden. Dan kan je je afvragen hoeveel flexibiliteit blijft er dan nog over om in te zetten voor een netwerkbedrijf, PV partij of in te zetten op de markt. Dus daar zou ik nog wel even naar kijken.

Dus u verwacht eerst een oplossing op huishouden niveau.

Eerst een oplossing op huishouden niveau. Daarnaast is de apparatuur zoals we die nu hebben zoals bijvoorbeeld apparatuur van NET2GRID of Plugwise is gewoon niet voldoende geëquipeerd om daar vraagsturing mee te doen. Ik zie de applicaties om vraagsturing mee te doen, dat die op dit moment nog niet technische geavanceerd genoeg zijn om dat ook echt te doen. Je krijgt geen gegevens over, de koeltemperatuur van een ijskast of de cycli van wasbeurten. Heel veel van die informatie heb je ook nodig omdat efficiënt in te kunnen zetten. Dus dat zie ik op dit moment ook als een grote barrière.

Ok dat is duidelijk. Dan wil ik u heel erg bedanken voor deze mogelijkheid om u te interviewen.

Interview C

Date: 11th of February 2015

Als we eerst beginnen met direct load control, stel een situatie waarin een marktpartij dus direct apparaten aan kan sturen. Eerder noemde u al de prijzen op de balanceringsmarkt, dus voor regel- en reservevermogen: 50, 400 euro per megawattuur. Als je nu die prijzen doorkijkt, heb ik gedaan voor de afgelopen vijf jaar, dan is dat een beetje de prijsrange. Het komt niet echt vaak boven de 500 uit. Dus dat betekent, stel je voor dat je een huishouden zou belonen voor op- of afschakelen, dan zou die maximaal 50 cent per kilowattuur kunnen krijgen. Voordat een huishouden een kilowattuur op- of afgeschakeld heeft, dan moet alles wel flink uit. Dus veel mensen verwachten dat dit een barrière is: voor huishoudens is er gewoon niet genoeg geld te verdienen, mocht het lukken om hun flexibiliteit in te zetten voor regel- of reservevermogen. Bent u het daarmee eens?

Als je het alleen van de onbalansprijs doet dan zal dat lastig worden. Maar als netwerkbedrijven ook geen kabels hoeven leggen dan zijn dat ook opbrengsten in de business case. Een kilowattuur is voor een huishouden inderdaad veel dus zal de vergoeding in verhouding moeten zijn om deelname te stimuleren

Sommige mensen verwachten ook dat gezien er meer wind beschikbaar komt de komende jaren de onbalansmarkt groter zal worden. Dat de situatie verergert en hogere prijzen daarvoor betaalt zullen worden.

Je noem het tussen neus en lippen, maar dat is een breed onderwerp. Dan zit je in de discussie tussen centrale opwek en decentrale opwek en de behoefte aan leveringszekerheid, het zogenaamde vangnet. Je ziet nu in de meeste systemen een soort overgangsfase: het oude systeem wordt volledig in stand wordt gehouden omdat die nieuwe systemen nog niet volwassen genoeg zijn om 24 uur de zaak over te nemen. Die kunnen het wel als het waait en de zon schijnt. Maar het kan goed zijn dat de onbalansprijs dan negatief is omdat er een overschot is omdat bijvoorbeeld de weersvoorspelling niet correct was. De ontbrekende schakel is op dit moment opslagmogelijkheden. Zonder opslag kunnen de huidige alternatieven nog niet het conventionele systeem vervangen. Ze kunnen op sommige momenten produceren, maar dan hangt het van de marktprijs af of dat gunstig is. Zoals dat in Duitsland is gedaan de eerste jaren heeft ook problemen gegeven doordat alle windenergie geaccepteerd moest gewoon in het systeem waarna de TSO's verantwoordelijk waren. Niemand zit nu te wachten 's nachts op een paar duizend megawattuur wind. Door marktconforme prijzen te vergoeden, inclusief negatieve prijzen bij grote overschotten dwing je af dat ook windvermogen regelbaar wordt gemaakt.

Dat zou uw suggestie zijn.

Als je een aspect bekijkt, bijvoorbeeld direct load control, dat snap ik, te weinig te verdienen. Hoeveel had je willen geven? Noem maar een prijs wat je redelijk vindt, waar doen ze het wel voor. Dan kun je mensen interviewen, zeggen ze daar wil ik zoveel voor hebben. Als dat vier keer de normale elektriciteitsprijs is, dan lukt dat niet.

Zeker omdat met de huidige prijzen het onzeker is of het rond komt. Of je huishoudens daar in mee kan laten doen.

Ik denk het niet. Doe ik het ook niet voor. Ik ga niet voor een paar kwartjes mezelf opzadelen met beperkingen of ongemak... Het moet interessant genoeg zijn.

Wat u zelf ook al noemde, nu is de oplossing omdat met conventionele centrales te doen. Zou het mogelijk zijn, stelt u voor dat een marktpartij het lukt om honderden, misschien wel duizenden apparaten te controleren, kan hij dan meedoen op de regel- en reservevermogen markt? Want er zijn ook strikte eisen aan, bijvoorbeeld minimale opschakeltijden, minimale hoeveelheden, stappen in megawatt die je moet kunnen zetten.

Onbalansmarkt is een begrip wat aan het begin, zeg maar rond 2000 toen de markt veranderd is officieel nog niet bestond. Alleen de marktpartijen noemde het onbalansmarkt. TenneT sprak daar nooit want het systeem was zo opgezet dat TenneT verantwoordelijk was voor de onbalans. De hele markt zou volgens de regelgeving al zijn flexibiliteit aan TenneT aanbieden, zodat TeneT de goedkoopste of meest efficiënte oplossing zou kunnen kiezen. Maar dat is niet de praktijk geworden want door reserve achter te houden en je eigen positie stabiel te maken of betrouwbaarder dan die van je concurrent kun je ook concurrentie introduceren. Als die concurrent een probleem heeft, had jij natuurlijk reserve aan TenneT kunnen bieden, maar daar moet je als aanbieder zelf vooraf de prijs voor bepalen, dat is al heel lastig. Dus je kan alles aan TenneT aanbieden. Staat ook nog in de wet, de systeemcode: alles wat jij kan op- en afregelen moet je als reserve aan TenneT aanbieden. Dat is de theoretische kern van onze systematiek. Dat betekent dat iedereen op de goedkoopste manier, of meest efficiënte manier geholpen wordt. Maar dat is een beetje strijdig gebleken met concurrentie en prijsvorming. Dus in de praktijk gingen alle partijen zelf ook balanceren. In hun eigen programma, met hun eigen middelen, met van alles, load control zou daar een onderdeel van kunnen zijn. TenneT is feitelijk alleen nog overkoepelend actief als het landelijk niet goed gaat. De partijen doen het ergens niet goed genoeg en dan blijft er een landelijk fout over en dan grijpt TenneT in. En als TeneT ingrijpt activeren we de middelen die beschikbaar gesteld zijn door de markt zelf. Die capaciteit hebben we deels moeten contracteren, anders stellen ze mogelijk altijd voldoende beschikbaar. Het gaat dan om vele miljoenen om die capaciteit voor ons te reserveren zodat het in de vorm van biedingen beschikbaar wordt gesteld. Dat activeren wij indien nodig en de inzetprijs is dan bepalen voor de onbalansprijs. Het activeren van biedingen bepaalt de prijs voor het kwartier. Dit is heel globaal, maar alle details staan op internet. En met het activeren van biedingen geven we dus prijsprikkels aan de markt. Dus het vermogen wat we activeren, de energie die we toevoegen of uit het systeem halen, of laten halen, is in de praktijk vaak niet het belangrijkste. Bij grotere storingen is de prijsprikkel die wij geven belangrijker. Als wij met een bieding van 50 euro opregelen, wordt daar niemand warm of koud van, want dat zit waarschijnlijk dicht bij de APX marktprijs, dat wordt gezien als ongeveer hetzelfde als ik er zelf voor betaald heb op de markt: Marginaal. Als er echt een probleem is dan gaan we door naar 400 euro of 500 euro. Plotseling is er serieus geld te verdienen en komen partijen in actie. Maar die actie hadden ze eigenlijk aan TenneT beschikbaar moeten stellen. Die hadden ze eigenlijk aan moeten bieden aan TenneT maar hebben dat om bepaalde redenen niet gedaan.

Ze kunnen wel voor 500 euro aan TenneT aanbieden. Heb je kans dat je het hele jaar niet afgeroepen wordt. Want als iemand anders het voor 300 euro aanbiedt kan kom je nooit aan de beurt. Kom je gewoon nooit aan de beurt. Heb je er niks mee kunnen verdienen. Het systeem is nu, in Nederland zijn we daar goed in, soort gedoog systeem. Iedereen kan balanceren. Alleen TenneT is de overkoepelende TSO, wij zijn verantwoordelijk voor de landelijke balans. Grijpen in als de partijen het niet goed voor mekaar hebben. Dan pas activeren we iets. Als partijen dus mee willen doen in de onbalansmarkt dan is de vraag van: moet je dat aan TenneT aanbieden of ga je dat gewoon zelf controleren... Zie je daar genoeg voordeel in binnen je eigen portfolio. Tuurlijk kan je het aan TenneT aanbieden, prima vinden we dat. Als wij het activeren krijg je van ons een inzetvergoeding. Dat is gedekt. Als jij zelf helpt en de markt kantelt omdat iedereen gaat helpen, dan draait het probleem om en gaat TenneT natuurlijk de andere kant op regelen. Plotseling heb je geen hulp geboden maar heb je onbalans. En in plaats van dat jij 400 euro krijgt uitbetaald, wat er op de website staat. Staat er in een kolommetje verder, afregelprijs, -40. Dat betekent dat jij 40 euro bij moet betalen voor wat je gedaan hebt. Dacht je dat je TenneT hielp...

Maar dat zou, als ik het goed begrijp, het logischer maken om het allemaal wel aan TenneT aan te bieden en niet binnen je eigen programma te doen, als je het risico loopt dat het allemaal omslaat...

We moet niet te ver afdwalen, straks moet je het straks allemaal uittypen. Maar je hebt natuurlijk centraal geregelde systemen waarin als je allemaal samenwerkt en niemand wil meer hebben dan de ander. Je kunt dan zelfs denken aan de , communistische leer, beetje vergaand voor dit, maar dat zou dan de ideale wereld moeten zijn. Maar zo werkt het niet want er zijn altijd mensen die meer willen verdienen, die winst willen maken. Winst maak je altijd ten koste van iemand die verlies lijdt, die meer betaald. zo werkt het in de praktijk dus niet. Daarom werkt ons systeem dus anders dan eind vorige eeuw bedacht is. Er is gedacht: TenneT gaat gewoon alles regelen want in de SEP tijd ging dat ook zo. Ondertussen zijn de bedrijven overgenomen en heten nu Vattenfall, Eon, RWE etc. Dus overgenomen door een internationale organisatie, die hebben minder met het Nederlandse sentiment. Die willen geld verdienen natuurlijk. Dat is ook hun goed recht, als je dat maar zuiver houdt. Dat je weet wat iemand z'n doelstelling is.

En als we dat koppelen aan vraagrespons voor huishoudens. Dus als ik u goed begrijp, stel er is een partij die zoveel vermogen controleert dan kan hij dat aanbieden aan TenneT voor regel- of reservevermogen? Dan zouden ze het ook accepteren maar u verwacht dat ze dat eerder in hun eigen programma gaan gebruiken?

Er zijn meer aspecten. Als je het aan TenneT aanbiedt krijg je de inzetvergoeding. Als het regelvermogen is.... regelvermogen is de input voor de automatische landelijke frequentievermogensregeling. De momentane regeling. Dat gaat van vier seconden tot vier seconden. Als je dat vermengt met energieregelingen(dus per kwartier, ons hele administratieve systeem en prijssysteem is gebaseerd op energiewaarden per kwartier.) Als je dat gaat mengen dan weet je zeker dat je een black-out krijgt in Europa want binnen een kwartier kun je zoveel variatie hebben. Het zijn echt twee verschillende domeinen. Dat betekent dat wij het regelvermogen continue controleren van leveranciers. Als wij nu tien megawatt meer vragen dan moeten ze binnen een minuut ook die tien megawatt meer doen. Anders hoeft het misschien al niet meer. Een black-out ontstaat altijd binnen een minuut. Als er een grote uitval is dan daalt de frequentie niet stapsgewijs. Secondewerk moet je je voorstellen. Als je dan geen respons hebt, maar dacht gemiddeld zit ik wel goed met mijn energie, ik ga het volgende kwartier wel wat doen. Of de prijs is niet hoog genoeg voor mij, dan werkt het niet. Dus regelvermogen wordt gecontroleerd. Dat betekent dat als je duizend huishoudens hebt die samen een beetje regelvermogen leveren, dan moet je wel heel veel meten wil je kunnen aantonen aan TenneT dat jij inderdaad binnen die minuut die tien megawatt ook hebt opgeregeld.. Dat is een andere dimensie, meettechniek. Het kortste meetinterval is nu vijf minuten voor energiemetingen. Maar zelf dat is nog te lang voor regelvermogen. Dat zijn real-time metingen. Procesmetingen op vier seconde basis. Maar goed, reservevermogen op kwartierbasis is wel een optie. Dat wordt ook niet gecontroleerd. Dat merk je alleen in je onbalansverrekening van energie achteraf.

Dus het zou voor reservevermogen wel kunnen omdat je dan het kwartier hebt om het aan te bieden en op te schakelen, maar binnen regelvermogen niet mogelijk zijn?

Regelvermogen is nu technisch, met de huidige meetmethode niet mogelijk.

Reservevermogen... omdat alle partijen zelf meebalanceren, gaat het meestal wel goed. Die doen allemaal hun best want die willen allemaal geld verdienen of geen verlies leiden, net hoe je het ziet. reservevermogen wordt door TenneT maar twee procent, drie procent van de tijd gebruikt. Dus als je een heel uitgebreid systeem gaat optuigen waar alle huishoudens inzitten en die twee procent van de tijd maar gebruikt. En dan gebruiken we eerst nog de goedkoopste, dus die het goedkoopst aangeboden hebben. Het gros van het systeem zal dan nooit gebruikt worden, of eens in de zoveel jaar. Dat is economisch natuurlijk niet rendabel, om daar allemaal investeringen voor te doen.

Zijn de momenten waarop dat reservevermogen ingezet wordt, zijn dat de momenten dat je niet uitkomt met regelvermogen?

Ja.

Dus waarschijnlijk zijn dat wel de momenten waarop de prijzen hoog, zijn op dat moment.

Het zijn twee dingen. Wanneer je niet uitkomt met regelvermogen, en het lijken hele snelle veranderende omstandigheden zijn, wil niet zeggen dat je e dan reserververmogen gaat afroepen. Reservevermogen krijg je als TSO pas het volgende kwartier. Dan is het probleem bijvoorbeeld al in Duitsland opgelost. Door onze bedrijfsvoerders wordt reservevermogen met de hand afgeroepen, Niet telefonisch, maar het lijkt op telefonisch afroepen. Soort Teletekst systeem. Je stuurt een melding naar een leverancier: het volgende kwartier wil ik tien megawatt van je hebben. Dan moet die leverancier dat maar gaan doen. Dat moet je als TenneT maar afwachten of ie dat gaat doen, want er is geen closed-loop control over. Dat is een tijdsdomein waar die bedrijfsvoerders hier, in de vermogensregeling geen direct zicht op hebben... Om reservevermogen in te zetten moet je al inschatten dat het probleem langdurig is. Daarom wordt het zo weinig gebruikt. Wij willen dat graag automatiseren. Die bedrijfsvoerders krijgen performance-indicatoren, hoe goed zij hun werk doen. Een van die indicatoren is hoe efficiënt zij reservevermogen in zetten. Zij mogen dus een deel van de tijd ernaast zitten. Zij moeten de situatie inschatten. Maar ze moeten inschatten wat alle marktpartijen in Nederland over een kwartier gaan doen, of ze dat wel of niet kunnen. Niet alles is aan TenneT aangeboden. Dus je weet nooit hoeveel ze achter de hand hebben. Neem een draaiende centrale van 600 megawatt: Weet je nooit wat hij op dat moment echt kan, misschien is hij lokaal wel beperkt tot 550. Dan kan een bedrijfsvoerder bij ons denken dat ding is 600 daar komt straks nog vijftig uit. Maar als ze daar bij wijze van spreken een kolenmolen aan het poetsen zijn dan komt die 50 MW niet. Ze kunnen alleen maar kijken naar internationale uitwisselingen en de frequentie. Details over locaties, informatie van marktpartijen, die kennen ze niet. Die kent die marktpartij deels wel. Zo is het met jouw load control ook: hoe dichter je bij de bron komt, hoe meer detail, hoe kleiner je invloed, maar hoe nauwkeuriger je informatie.

Dus de kans is vrij groot met het afroepen dat het al niet meer nodig is.

Nee, als de voorspelbaarheid van de markt groter zou worden, dan kom je in dat centraal geregeld systeem. Kan je altijd van blijven dromen, zijn nog steeds mensen die dat doen. Het is een mooi systeem als je alles samendoet en allemaal evenveel winst maakt maar dat is niet het huidige marktmodel. Je kunt het ook anders organiseren dat je zegt: je krijgt er altijd geld voor. Dat betekent dat je als partij die dat organiseert, de facilitator, of de aggregator, ze hebben er allemaal mooie woorden voor verzonnen, dat je gewoon af en toe je verlies neemt, maar wel een vaste prijs aan je deelnemers betaald. Je kan nooit altijd winst maken. Maar als je weet dat je tachtig procent van de tijd winst maakt en ook nog die momenten meepakt waarin de maximale winst te pakken is dan kun je winstgevend zijn... Je zal altijd een paar keer misgokken. Statistiek is niet heilig. Dat is risicospreiding.

Duidelijk.

We hebben wel gecontracteerd reservevermogen, dat noemen we incident reserve, dus alleen voor incidenten. Incidenten herkennen we aan het verloop van de onbalans, dus bij grote sprongvormige veranderingen. En vaak ook extra meldingen die we binnen krijgen dat er een centrale uitgevallen is, of een gelijkstroomkabel naar Engeland of Noorwegen. Als die uitvalt dan weten we al: dit gaat zichzelf niet snel genoeg oplossen. Want binnen Europa moet je als TSO elke grote storing binnen een kwartier weggewerkt hebben. Internationale afspraak. Daar contracteren we ook de middelen voor. Daar hebben we dus incident reserve voor gecontracteerd, dat is deels afschakelbare belasting.

Is dat het noodvermogen?

Dat is het noodvermogen ja. Die naam staat in de codes, maar er is geen nood aan de orde. Het is gewoon reserve om de grote storingen en snelle storingen op te vangen. Dus we noemen het tegenwoordig incident reserve, ook om internationaal het product uit te kunnen

leggen. Want als wij met emergency reserves komen dan zie je plotseling dat je andere mensen om tafel komt te zitten, want die gaan over de emergency situaties en dit is gewoon de reserve die wij hebben om dat kwartier te halen. Daar zit wel afschakelbare belasting bij van grootgebruikers.

Zou direct load control daar nog een rol kunnen spelen? Of ga je dan over zulke hoeveelheden praten...

Daar zit het al in. Een van onze leveranciers is NL Noodvermogenpool. Een pool van, zover mij nu bekend, vooral ziekenhuizen, waarvan de noodstroomvoorzieningen gecontracteerd zijn. Het mes snijdt aan twee kanten, ik ken de meneer die dat georganiseerd en bedacht heeft, mooi initiatief. Dat zijn installaties van vier, vijf megawatt vaak bij ziekenhuizen. Die moeten ook getest worden. Pas nog in het nieuws dat bij een ziekenhuis dat het licht niet aanging toen er een stroomstoring was. Ze worden automatisch nu getest Omdat als wij het nodig hebben dan roepen wij het af en worden al die installaties gestart. Je hebt automatisch vaker je noodstroomvoorziening test. De ziekenhuizen verdienen er ook geld mee. De inzet is incidenteel. Laatste tijd vaker omdat er veel eenheden in proefbedrijf zijn waardoor erwat vaker grote uitvallen zijn. Dan verdienen ze vaker geld. Dat model dat werkt. Maar goed, dan heb je het wel over installaties van enkele megawatten. Waarom? Het moet allemaal bemeten zijn en aantoonbaar gedaan zijn.

Zou het haalbaar zijn om de flexibiliteit binnen huishoudens daar voor in te zetten? Of krijg je dan zoveel bemetingen, zulke kleine hoeveelheden...

Ik vrees van wel en moet er eerlijkheidshalve bij zeggen dat er ook klachten zijn van PV partijen over dat incident reserve. Omdat ze blijkbaar niet altijd weten dat het in hun portfolio zit en wanneer het is geactiveerd. Die ziekenhuizen, dat zijn gewoon klanten van ze en die communicatie tussen die aggregator en het ziekenhuis en de PV partij die erachter zit is wel nodig. Als je dat niet goed afstemt en als er wel metingen beschikbaar zijn dan ziet plotseling de PV partij dat de productie is zijn gebied met acht megawatt omhoog gaat terwijl het niet in zijn programma zit. Dus die gaat afregelen. Dus die gaat noodvermogen ongedaan maken. Dus die PV moet eigenlijk volledig op de hoogte zijn, zodat ie dat in stand houdt. Dat is als het ware een dynamische aanpassing in zijn gebied is. Dat zijn administratieve hobbels die nog niet helemaal zijn weggenomen.

Als ik het goed begrijp dan werkt de reactie van de PV partij het noodvermogen tegen?

Tenzij de PV partij op het scherm kijkt van Nederland, dan ziet hij dat er noodvermogen is geactiveerd . Kan je realtime volgen. Behalve dat de activering van regel en reservevermogen wordt gepubliceerd wordt ook de activering van noodvermogen met een vlaggetje gemeld. Dan zie je er is noodvermogen geactiveerd.. Het is niet slim om af te regelen als noodvermogen wordt ingezet in Nederland. En dan bedoel ik noodvermogen voor tekort, dus opregelend noodvermogen. Binnenkort krijgen we ook afregelend noodvermogen. Dat hebben we ook nodig, wanneer er grote overschotten zijn.

Als noodvermogen opregelend of Incident reserve opregelend is geactiveerd, dan is het niet slim om snel af te regelen. Dat is wanneer de prijzen pieken dus dan kan je beter teveel gedaan hebben dan te weinig. Maar goed er zitten wel wat meettechnische, organisatorische haken en ogen aan.

Dus als we het zo doorspreken, de rol wat direct load control bij huishoudens voor de balanceren kan betekenen, dan zijn er wel mogelijkheden maar het is wel lastig.

Het is lastig om daar een economisch model van te maken, van het levert elk jaar winst op, of gemiddeld zeker winst... Dat is lastig ja.

En als we kijken naar direct load control bij huishoudens en we hebben het nu redelijk doorgesproken, ziet u nog gebieden over het hoofd?

Ik nooit, ik zie nooit gebieden over het hoofd.(grapje)

Ik bedoel in dit gesprek. Dit hebben we nog niet besproken, daar hebben we nog niet aan gedacht?

Ik heb net genoemd: opslag. Hier op het terrein staat een vliegwiel. Er draait hier een vliegwiel, prototype vliegwiel van één megawatt. Op het moment dat je opslag gaat doen dan krijg je wel wat in handen. Dan kan je met je resources gaan spelen. Dan heb je flexibiliteit en dat is natuurlijk waar het om draait in dit geval. Als je dat zelf op kan slaan en in kan zetten wanneer het zeker geld oplevert... En als het een grotere installatie is, dus niet al die huishoudentjes, maar in de wijk staat een vliegwiel. Een vliegwiel van bijvoorbeeld vier megawatt. Die vier megawatt dat kun je wel vermarkten. In relatie tot de capaciteit, hoeveel kilowattuur of megawattuur er uit kan komen. Dit prototype is nog niet zo dat het meteen een economisch model is. Ze hebben het over tientallen kilowatturen. Het draait maar staat vrij snel weer stil. Maar aan vermogen kan hij wel een megawatt opleveren.

Daar ziet u meer ruimte voor, grootschalige opslag?

Dat is het sleutelwoord. Batterijen zijn in opkomst. Wordt ontzettend veel aan gedaan. Iedereen ziet daar de mogelijkheden.

(...)

Dan zou ik graag willen kijken naar de tweede optie over vraagreponse: wat als er flexibele tarieven komen? Stel, in dit geval een leverancier, biedt huishoudens flexibele tarieven aan. Een van de opties: misschien afrekenen per uur, misschien in plaats van twee blokken per dag, namelijk dag en nacht, zes blokken per dag, daar kunnen allerlei opties in ontstaan. Maar ook dat zou gevolgen kunnen hebben. Dan wil ik allereerst kijken naar de gevolgen voor het balanceren. Want op dit moment, als ik het goed begrijp, rekenen PV partijen, omdat de kleine gebruikers niet bemeterd worden, wordt dat gedaan met een standaardprofiel. Het standaardprofiel klopt niet voor individuele huishoudens maar gemiddeld klopt dat goed. Mocht er op een grootschalige manier flexibele tarieven ingevoerd worden en mensen gaan daarop reageren, dus hun piekverbruik verplaatsen van het hoge tarief naar het lage tarief, dan zal dat gemiddelde profiel niet meer kloppen. Zou dat dan ook negatieve gevolgen hebben voor de balancering?

Dat ligt ervan af wie daar allemaal in acteren. Als die PV partij/leverancier, die weet wat voor afspraken hij maakt, die weet dus hoe het gaat verschuiven z'n tarieven goed zijn en hij een aanpassing voldoende beloont... Maar goed, hij kan dat meten. Hij merkt de eerste tijd wel als hij gigantische onbalans heeft dat hij de tarieven verhogen of hij moet z'n inschatting van verschuivingen bijstellen. Daar zit dan de sleutel of zoiets gaat werken of niet. TenneT ziet alleen maar het eindresultaat. We hebben nu dag en nachttarief. Ik heb daar vanuit mijn functie en regeldoelstellingen een ontzettende hekel aan. Uitermate beroerd. In heel Europa heb je tariefwisselingen. Tariefwisseling betekent dat er enorme verschuivingen ontstaan, onder andere ook in opwekking. Als het tarief in een land verandert en in het andere land niet dan zie je natuurlijk dat er plotseling verandering in transport is, maar ook verandering in locatie waar energie opgewekt wordt. Hetzelfde idee als waarom files ontstaan. Waarom ontstaan files? Optrekken en remmen gaan gewoon niet in dezelfde tijdsdomeinen. Als dat net zo snel zou gaan dan was er nooit een file. Je zit op elkaar te wachten tot de volgende aan de beurt is. Wat zie je: In Frankrijk hebben ze waterkracht. Daar gingen ze een beetje onbenullig met waterkracht om. Daar schakelden ze gewoon op een bepaald tijdstip vijfduizend megawatt waterkracht aan om vol te pompen. 's Avonds, want de belasting neemt dan af, dus dan blijven die kerncentrales, ze hebben veel kerncentrales in Frankrijk, dat is geen geheim, en die hebben ze het liefst doordraaiend want de brandstofkosten zijn niet zo hoog, de kosten komen veel later. Dan pompen ze die spaarbekken vol maar als je in een keer vijfduizend megawatt bijschakelt moet iemand anders vijf duizend megawatt op gaan wekken. Want die kerncentrales die lieten ze gewoon op hetzelfde niveau doordraaien. Dat was bijvoorbeeld een afspraak met Duitsland. We gaan nu vijf duizend megawatt van jullie importeren... Duitsland moet dan nog de bruinkoolcentrales en kolencentrales bij gaan regelen. Want die hadden ze al afgeregeld, want hun belasting nam ook af. Dan zie de omschakelingen, dat geeft gigantische onbalansen. Gigantische transporten in Europa.

Tegenwoordig met alle marktpartijen zitten overal portfoliomanager en economen en je hoeft ze maar te noemen. Allemaal nieuwe opleidingen, mensen die daar in gestudeerd hebben. Dat kan voor een tiende cent zijn. Automatisering programma's, misschien hebben ze een dode band van een cent. Het zal ze een worst wezen. Als het maar genoeg kilowatturen zijn dan levert een tiende cent ook al veel op. Dan zie je, voor bijvoorbeeld duizend euro krijg je een verandering van transporten van een paar duizend megawatt. Daar worden TSO's niet blij van. En een paar uren later weer terug! En jij gaat nu meer schakelmomenten maken met tarieven? Als er maar genoeg schakelmomenten zijn dan worden die overgangsstapjes natuurlijk kleiner. Maar dat hangt dus helemaal af van het samenspel van al die partijen. We zien nu nog dat internationale afspraken op uur basis zijn. De markt en dan bedoel ik de beurzen, de APX en alle andere beurzen doen het nog op uur basis. Wij zien de grootste frequentie sprongen en fluctuaties rond uur overgangen, omdat dan het fenomeen optreedt. Vooral in de belastingstijging 's ochtends. Tussen zeven uur en negen uur 's ochtends. En dan vanaf negen uur 's avonds tot twaalf uur 's nacht. Dan gaat iedereen naar bed toe natuurlijk. De belastingflanken zijn dan het steilst. Dan moet er dus heel veel variatie komen, omdat die gradiënt zo hoog is van die belastingverandering zijn die afwijkingen meteen duizenden megawatt in Europa.

En als ik dat goed begrijp komt dat niet omdat de huishoudens zo scherp reageren op prijsveranderingen, maar omdat leveranciers zo scherp reageren op prijsveranderingen. Het is omdat de internationale afspraken op uur basis zijn. De handel vindt op uur basis plaats. De huishouden gaan gewoon naar bed toe. Maar het is een trapvormig, stapvormig programmaprofiel zet je op een gelijkmatig verlopend belastingprofiel. In een periode met een grote gradiënt van verandering dan zijn de afwijkingen maximaal. Wij zien dus frequentieafwijkingen van ongeveer honderd millihertz rond uur overgangen. Wij weten van uitval van weer die kerncentrales in Frankrijk die zijn interessant omdat het de grootste machines zijn, dertienhonderd megawatt, veertienhonderd megawatt, die vallen dan uit door storingjes. Meestal beveiligingen die niet goed zijn ingesteld, of mogelijk ook andere dingen. Dat is mooi meetmateriaal. Dan heb je het over 40 tot 50 millihertz. Dat is dus ordegrrootte twaalf tot vijftienhonderd megawatt. Dat betekent gewoon dat die uur overgangen met 100 millihertz, dan heb je het over drieduizend megawatt onbalans tussen productie en opwek, omdat er programmaveranderingen zijn. Locatieveranderingen van opwek. Dat is dus fors en dat neemt nog toe zien we. Met de nieuwe technologieën weet ik niet welke kant het opgaat. Een oplossing zou bijvoorbeeld zijn om alles op kwartierbasis te doen internationaal. Dan zie dat dat uitvlakt, afvlakt, dan maak je vier stapjes en dan kom je op een 25 millihertz, dat is al normale ruis geworden. Maar dat kost je meer dan tien jaar om dat te organiseren. Er wordt ook aan gewerkt, internationale afspraken en discussies om naar een kwartier toe te gaan. Dus met meer tarieven, hoe meer tariefwisselingen des te beter omdat dan de stapvormige veranderingen... Omdat niet alle partijen dezelfde dingen doen en alle landen ook niet, krijg je dan minder overlast.
(...)

Dan denk ik dat ik wat betreft het aanbieden van flexibele tarieven voor huishoudens er wel ben.

Zelf nog even een opmerking, ik vind elektriciteit niet zo interessant als huishouden. Ten opzichte van de gasprijs. Aan mijn energieverbruik zie ik... elektriciteit is niet marginaal, maar valt wel mee, maak ik me niet zo druk om ten opzichte van de verwarming waar ik niks aan kan doen. Dus dat heeft met motivatie... Je kan korting krijgen op de elektriciteitsprijs, ik wil liever korting op de gasprijs! Dus het zal niet meevallen om daar voldoende marge te creëren om mensen hun verbruik aan te laten passen. Behalve dan het verbruik zoal koelkasten. Prima, je mag mijn koelkast ook elke uur vijf minuten uitzetten.

Dan denk ik dat ik er wel ben...

En mijn motivatie is ook voor een deel de bijdrage voor het milieu, wat is gunstig of ongunstig, ik denk dat je daar zeker ook steun van het publiek... ik hoef helemaal geen geld

voor te hebben als mijn koelkast elke vijf minuten uitgaat als ik denk dat ik daar iets goed mee doe voor het milieu. Want die paar kwartjes of een paar euro's die ik op jaarbasis zou kunnen verdienen. Waar je al die metingen voor nodig heb en al die dingen. Als de leveranciers van koelkasten daar een apparaatje in zetten en ik merk er verder niet van...

Dat raakt weer aan onze vorige discussie over direct load control. Stel als je dus al die huishouden apparatuur zou kunnen controleren, wat u suggereert, dan bleek uit onze eerste helft van het gesprek dat het erg moeilijk is om dat ergens in te kunnen zetten, bijvoorbeeld voor reservevermogen, noodvermogen...

Dat klopt, maar het helpt de PV partij om zijn positie ten opzichte van... Zolang we in stand houden dat PV partijen het echte balanceren doen. TenneT heeft driehonderd megawatt regelvermogen gecontracteerd. Dat is driehonderd megawatt om vijftien- tot twintigduizend megawatt onder controle te houden. Dus het zit niet in het vermogen van TenneT... De andere negentienduizendzevenhonderd dat zit bij de PV partijen. Die doen het echte werk. Die halen ons nu door de belastingkromme over de dag heen. Als die dat wel ter beschikking krijgen, dan kunnen die daar hun voordeel mee doen.

Dat willen we graag, concurrentie, daarom hebben we die hele markt opgetuigd. Dat je het beter doet dan de concurrenten. Als je wettelijk op gaat leggen dat iedereen het moet doen, verplicht, dan is er ook geen prikkel meer voor een marktpartij om zich daar verder in te ontwikkelen. Dan verdien je alleen nog als je de eerste bent. Daarna heeft iedereen het. Gelijke kansen.

Die volg ik niet helemaal...

Als je als PV partij veel geld wil verdienen moet je iets beter doen dan je concurrent. Kan met inkoop te maken hebben... Maar als zuivere PV partij, dus zelf geen productie, dan moet je gewoon iets slims hebben om slimmer te zijn en dus beter in te kunnen spelen op onbalansprijzen, meer informatie hebben op wat voor manier dan ook. Bijvoorbeeld van je onderliggende aansluitingen. Als iedereen dat heeft dan kun je daar geen winst meer mee maken, want dan reageert iedereen op de veranderingen in whatever, het weer. Bij volledige transparantie, gelijkheid van informatie, dan is er geen prikkel meer voor een partij om daar diep in gaan investeren. Tenzij je denkt dat je dat langdurig kan uitnutten of winst mee kan maken.

Al zou een PV partij dit doen en die hoeveelheden controleren. Dan nog zou het lastig zijn om uit te rekenen hoeveel geld het oplevert. Hoeveel hij besparen of verdienen kan. En hoeveel er dan nog overblijft om huishoudens te betalen om daaraan mee te doen.

Daarom zou ik zo'n aggregator als NL Noodvermogenpool, zou je eigenlijk moeten interviewen. Hoe die hun financiële model hebben opgetuigd. Het is logistiek al een enorm gedoe om die ziekenhuizen aan te sturen. Je moet ze aansturen, als het niet goed gaat komen er boetes etc etc.

Dan is het ook meteen een flinke sanctie, als je het niet goed gerealiseerd hebt. Dan verandert de winstuitkering natuurlijk. Zij hebben daar ook modellen van gemaakt maar blijktbaar is het succesvol, het groeit nog steeds. Dat is het leuke van de balanshandhaving, bijna iedereen zit erin en doet eraan mee.

Heeft u nog het gevoel dat we wat betreft vraagrespons bij huishoudens nog barrières gemist hebben in het gesprek?

Nee, ik denk het niet. Geen barrières die vanuit een TSO ofzo... de meest zal je wel weten. Dat zeg ik al: het heeft te maken met hoe interessant het is. Daarom noemde ik ook die ziekenhuizen nogmaals. Ik vind het super interessant. Super goed dat die vaker getest worden. Ik kom ook af- en toe in het ziekenhuis en dan weet je die mensen die aangesloten zijn die hebben gemiddeld vaker start-ups van hun noodvermogen installatie. Een ziekenhuis is toch... Het kost geld om dat ding te starten en het geeft altijd risico's. Altijd meegewogen. Je zou het niet moeten hebben, het omschakelen naar noodvermogen. Vaak starten ze 'm alleen maar stand-alone om te kijken of het ding überhaupt wel start. Meestal gaan ze niet over op de echte noodvermogenvoeding. Maar goed, dat is al een meerwaarde en zo heb je

win- win situaties waardoor het mede aantrekkelijk is. Voor het verkooppraatje was het natuurlijk een enorm goed argument. Zeer recent nog gezien een ziekenhuis waar het niet startte. Ik ben er bijna van overtuigd dat die niet aangesloten was bij NL Noodvermogenpool, want dan was ie vaker online geweest. Dus zo'n model waarbij je twee kanten... daarom noemde ik het milieu ook.

Ok, duidelijk. Dan heb ik alles gehad en wil ik u heel erg bedanken voor de medewerking.

Interview D

Date: 12th of February 2015

Dan zou ik graag willen beginnen met de eerste barrière, die volgens mij vraagrespons in de weg staat. Dan richt ik me in eerste instantie op price-based demand response, dus de flexibele tarieven. Meteen gerelateerd aan de consumenten, namelijk dat voor veel consumenten, als ze zouden kunnen kiezen in de toekomst voor een dynamisch tarief, dat of dus per uur verandert of met vier vijf tijdsblokken op een dag, dat het voordeel daarvan onzeker voor ze is. Dat ze niet van tevoren weten hoeveel ze er op vooruit gaan of misschien zelf achteruit gaan. Hoe zie jij dat? Zie je dat als een barrière?

In die zin hebben we eigenlijk nu al een flexibele tarief waar mensen zich op inschrijven, het dag nacht tarief. En de mensen die daar aan meedoen weten ook van tevoren niet precies wat het financieel voordeel is, wat ze daar uit halen. Of misschien zelf nadeel inderdaad, als ze hun patroon niet goed aanpassen. En nu weet ik niet de getallen van hoeveel mensen dat nu doen, maar we merken wel, bijvoorbeeld bij Jouw Energie Moment zijn er wel veel deelnemers die door willen blijven gaan met dynamische tarieven. Dat is natuurlijk wel na dat ze het hebben kunnen ervaren, wat het voor hen kan doen. Maar ze geven echt aan dat ze mee willen blijven doen, juist met dynamische tarieven. Ik weet het niet wat daar het antwoord... Dat soort dingen moet je gewoon uitproberen. Je kunt wel van tevoren zitten raden of ze daar dan op tegen zullen zijn, niet weten waar ze aan toe zijn... Je kunt het ook gewoon aanbieden en kijken hoe mensen erop reageren.

Vonden jullie ook dat veel mensen er echt voordeel uithaalde?

Ja, bij ons besparen ze wel lekker. Niet alleen door verplaatsen, het tarief zit zo in elkaar dat de energie, het leveringstarief, gaat mee met de APX Day-Ahead markt. En dat heb je het netwerktarief, dat is eigenlijk een soort van peak-price die alleen op de dure momenten omhoog schiet. En dat dan bij elkaar opgeteld plus de belasting is het dynamische tarief. En wat er dus ook veel gebeurt is omdat je het netwerk netwerktarief kilowattuur afhankelijk maakt, en er zijn veel deelnemers die in een wat kleiner huishouden wonen en het is gedimensioneerd op een normaal huishouden, volgens EDSN, zie je dat mensen ook al besparen omdat ze een wat kleiner huishouden zijn. Dus wat minder kilowattuur gebruiken. En dat is ook nog wel een probleem hoor, wat ik zie met dynamische tarieven. Hoe ontwerp je een tarief wat daadwerkelijk ook je doelstelling reflecteert. Want op zich is het goed als mensen minder gebruiken, maar mensen die minder verbruiken betalen gemiddeld gezien meer per kilowattuur en allemaal van dat soort rare effecten krijg je, die we niet per se hoeven te hebben.

Ik vind het interessant dat zowel het leverancierstariefflexibel is als de netwerkkosten. Want een andere barrière die ik vond is dat als je het netwerktarief ook per kilowattuur maakt, dus wat je noemde, dan gaan de kleine verbruikers erop vooruit maar grote verbruikers zullen daar op achteruit gaan omdat zij nou eenmaal veel meer kilowattuur gebruiken en als de prijs per kilowattuur wordt moeten zij meer betalen. Dus zelfs als zij zouden verschuiven zouden ze er waarschijnlijk nog op achteruit gaan. Ben je dat ook tegengekomen?

Bij ons in de pilot kon dat niet. Je betaalt zeg maar max. Dus het enige wat je kan is erop vooruit gaan.

Zou je dat wat meer uit kunnen leggen?

In het kader van de pilot en de wetgeving, hebben we ook gezegd: op het moment dat jij boven het capaciteitstarief uitkomt, het normale capaciteitstarief wat je anders zou betalen, krijg je dat geld terug. Dat is het maximumbedrag. Dus het enige wat zij konden was erop vooruit gaan en eventueel hetzelfde uit zijn.

Dus een piek op gezet wat je maximaal kwijt zijn aan het capaciteitstarief. Zie je dat dan ook, stel dat dit ingevoerd zou worden, als een realistische oplossing voor dit probleem? Of was dit meer voor de proef?

Het hoofddoel van deze proef was: Reageren mensen erop en voor ons zelf om ervaring op te doen. Dat is prima geslaagd maar ik denk niet dat dit specifieke dynamische tarief het wordt. Juist om wat ik net zei. Het aantal kilowattuur is niet per se wat wij mee wilden nemen en dat het dan duurder wordt per kilowattuur is ook niet helemaal... Mensen besparen nog steeds wel maar je krijgt wel rare incentives. Dus ik denk niet dat dit dynamische tarief het wordt. En ik weet ook niet... dat is niet mijn pakkie-an gelukkig. Ik denk wel dat er iets van een financiële beloning moet zijn. Want vaak is dat voor mensen niet zozeer een reden om mee te doen, maar meer een randvoorwaarde om mee te doen. Het is fijn dat het wat voor jezelf scheelt. Ook om het een beetje goed te praten voor jezelf dat je aan zoiets meedoet. Omdat het wat oplevert voor jezelf en niet alleen maar goed is voor het systeem en maatschappij. Maar ook voor jezelf wat oplevert.

Dus als ik je goed begrijp dan is de prijsprikkel is een randvoorwaarde. De hoofdreden zou toch meer, zijn het maatschappij of milieu. Of begrijp ik dan verkeerd?

Nee, dat zou ik niet willen zeggen. Wat ik nu zie en ik moet nog die analyses definitief maken maar als ik kijk naar goed gedrag. En goed gedrag correleert met het feit dat zij zeggen ik ben er mee bezig, ik verschuif mijn energievraag in de tijd. Als ik dan die motivaties in een lineair regressie model stop en kijk naar het goede gedrag zoals ik dat in een cijfer heb uitgedrukt dan zie ik dat helemaal niet correleren. Ik denk meer dat... Op een gegeven moment moet het ook gewoon routine worden. Het is ook een beetje van waarom zou je het niet doen? Dat soort dingen zijn veel belangrijker dan redenen. Echt gemotiveerd zijn, nee je moet niet niet gemotiveerd zijn. Je moet het niet allemaal belachelijk vinden. Maar het gaat meer over: hoeveel moeite kost het? Hoeveel tijd kost het? Past het een beetje bij mijn leefstijl? Dat soort dingen zijn veel meer belangrijk. Op het moment dat ze het een beetje in de routine krijgen. Een beetje kunnen gaan doen zonder er over na te denken. Dat zijn meer indicatoren die aangeven dat mensen het blijven doen. Volgens mij dan.

Een andere barrière die ik ben tegengekomen: als je op dit soort manier met een flexibel tarief wil gaan afrekenen, dan moet je af kunnen rekenen op kwartierbasis. En toegang hebben tot de data van de slimme meter. En dat dit voor veel mensen uit privacy overwegingen een bezwaar is. Dat iemand toegang heeft tot al die data. Ben je dat ook tegengekomen? Zie je dat als een barrière?

Vind ik wel grappig dat dit bij Jouw Energie Moment wel meevalt, want ik heb letterlijk de stelling in mijn vragenlijst gezet van ik ervaar Jouw Energie Moment als een inbreuk op mijn privacy. Met die stelling waren ze het voor deelname, was er nog wel een enkeling die was het er mee eens. Niemand was het er zeer mee eens. Maar tijdens deelname was niemand het überhaupt meer met die stelling eens. En dat is ook onderzoek van Linda Steg van de RUG volgens mij... Op het moment dat je er een fatsoenlijk voordeel tegenover stelt en je geeft ook aan, want we hebben ook natuurlijk gezegd wat we met die data doen, wie het kan zien, hoe het anoniem wordt verwerkt. Allerlei van dat soort factoren. Dat maakt denk ik dat privacy niet een issue is. Je geeft een voordeel en je geeft goed aan wat je er mee doet en wie wat er mee doet. Ik denk dat die combinatie dat heeft teweeggebracht. Dat is een beetje met de slimme meter: mensen begrijpen het ook niet helemaal. Wat ga je doen dan? Ze horen slechte verhalen in de media en die denken: Moet ik dat dan willen? What's in it for me? Ontbreekt een beetje.

Als we bij die slimme meter blijven, in jullie proef had waarschijnlijk elk huishoudens standaard een slimme meter. Maar als je dit grootschalig aan zou willen pakken dan heb je die slimme meter nodig en de meeste huishoudens hebben die nog niet.

Nee maar daar zijn ze druk mee bezig. Daar heb ik wel vertrouwen in.

Jij zit dat niet als een barrière?

Nee. Zo'n mega project. Het heet ook de grote uitrol, of inmiddels de grootschalige aanbidding, want uitrol was niet het goede woord. Nee, dat zie ik niet als barrière.

Duidelijk. Daarnaast nog een interessante kwestie dat, zoals ik al eerder noemde, zowel marktpartijen kunnen voordeel hebben van een flexibel tarief, als dat voordeel kan hebben voor het netwerk. Nu zijn er situaties in te denken waarin de belangen van die partijen botsen. Een voorbeeld zou kunnen zijn dat we een moment hebben waarop de load op het netwerk heel hoog is. En juist op dat moment het harder begint te waaien en prijzen op de markt lager worden. Dan zou het zo kunnen zijn dat een marktpartij, in dit geval een leverancier, juist de tarieven wil verlagen terwijl de netwerkbeheerder juist tarieven zou willen verhogen. Denk je dat dit soort conflicterende belangen problematisch kunnen zijn om dit in te voeren?

Ik denk niet problematisch. Het is wel grappig dat je in je vraagstelling expliciet hebt gekozen voor barrières en niet voor kansen. Ik denk niet problematisch. Het is marktwerking. Op het moment dat het transporteren van die energie het geld waard is om het net te verzwaren dan moet het net verzwakt worden. Als dat een betere oplossing is dan die windenergie weggooien, windmolen uitzetten en dan vervolgens weer met kolencentrales verder moeten. Op een gegeven moment moet je de afweging gaan maken. Dan is het niet zozeer een conflict maar: wat is de balans? Een daar het optimum in zoeken. Maar er zijn inderdaad wel verschillende belangen en je moet daar balans in vinden. En het niet alleen maar netbeheerder en energieleverancier, het is de gebruiker van energie die een bepaald belang heeft.

Binnen Jouw Energie Moment is beide gecombineerd. Flexibel leveringstarief en flexibel netwerktarief. Hoe is dat precies dan gegaan?

We zitten in Zwolle en Breda beide in een consortium met een energieleverancier. Dat is expres gedaan, we willen experimenteren met daadwerkelijk afrekenen. Dat is niet iets wat de netbeheerder doet, dus dan heb je een energieleverancier nodig. Ik denk dat juist dit soort projecten, als je het samen op pakt, veel meer levensvatbaar zijn. Ze zijn misschien wat lastiger op te zetten, maar als je het eenmaal hebt weten op te zetten samen, dat je dan ook meer in handen hebt dan dat je in je uppie je ideale wereld aan het bedenken ben geweest.

En je zag bijvoorbeeld het voorbeeld dat ik schetste er niet int terug? Dat er andere belangen waren? Bijvoorbeeld met de prijzen: dat er momenten waren dat de leverancier de prijs wilde verlagen en de netbeheerder verhogen?

Nee want dat berekent de computer dan automatisch. Die voorspelt pieken op het net en zet het nettatarief omhoog. Die weet wat de APX doet, of gisteren heeft gedaan. Het kan wel dat hier een dal zit maar als daar een piek zit kan er netto nog steeds een klein piekje zijn of een klein dalletje. Dat waarschijnlijk niet, want het capaciteitstarief dat marcheert redelijk door de paar cent van de APX heen. Nee, het gaat uiteindelijk niet om enorme... Ik denk dat dat soort conflicten eerder zouden kunnen ontstaan bij grote afnemers.

Hoe bedoel je dat?

Zo'n conflict gaat dan om een paar cent op zo'n moment. Een paar cent. Maar goed het kan natuurlijk zijn als er echt huishoudens zijn met veel accu opslag... Nee, ik zie dat niet gebeuren. Het kan, maar het is een kwestie van bij elkaar optellen en kijken wat het totaal is.

Ga ik verder naar de volgende barrière. Door wetgeving is het op het moment niet toegestaan om die flexibele netwerktarieven per kilowattuur grootschalig uit te rollen. Voor de proef is een uitzondering gemaakt. Zie je dat als een barrière dat het buiten de proeftuin niet mag?

Als klanten erom vragen dan zou het moeten kunnen, maar dat gebeurt natuurlijk niet. Dan zou het moeten kunnen en dan zouden netwerkbeheerders dat volgens de wet moeten mogen aanbieden vind ik. Alleen het is dat klanten... je moet klanten beschermen die het niet willen. Maar als je dat vrijwillig maakt, dat je mee kan doen aan een dergelijk systeem of

tarief... Absoluut niet dat het dynamische netwerktarieven moeten worden. Niet waar ik voor wil pleiten. Consument en netbeheerder dat zelf met elkaar... Dat daar niet per se wetgeving tussen moet zitten. Je moet de klanten beschermen die business als usual zijn. Er niet mee te maken willen hebben. Klanten die wat anders willen die krijgen nu ook niks anders omdat het niet mag. Dat is wel een beetje stom.

Dus jij zou het, als ik het goed begrijp, meer zien als een optie dat klanten voor die structuur kunnen kiezen maar niet dat het de nieuwe structuur wordt dat het per kilowattuur gaat.
Als je het kan aanbieden als een nieuw type abonnement, zoiets.

Zou je dan niet vrezen dat alleen de hele kleine gebruikers, die niet zoveel kilowattuur per jaar gebruiken, kiezen voor zo'n tarief? En dat grote gebruikers vast houden aan...
Dat weet ik niet. Wat ik denk is dat er nog heel veel werk te doen is aan een goed tarief ontwerpen. Die hebben we echt nog niet. Het werkt, het functioneert en mensen reageren erop dus dat deel gaat goed. Alleen de hele balans tussen... Uiteindelijk moeten we het ook ergens van kunnen betalen dat wij het hele netwerk onderhouden en aanleggen. Dat moet ergens van betaald worden. Op het moment dat je dit gaat aanbieden krijg je je inkomsten wel binnen? Daar moet goed naar gekeken worden. Maar zover zijn we nog niet. We hebben alleen gekeken: het functioneert en mensen reageren erop: top. Dus zover zijn we eigenlijk. Er zijn zeker discussies gaande: hoe moet je dit inrichten? Daar ben ik zelf een voorstander van dit zo simpel mogelijk te houden en dynamische tarieven is heel complex. Mijn persoonlijke mening is dan, niet namens mijn bedrijf, mijn persoonlijke mening is dat het te complex is en dat je beter iets veel simpeler aan kan bieden en alleen maar voor bijvoorbeeld mensen met een elektrische auto moet zeggen: ik wil je laadpaal aansluiten maar dan is wel de afspraak dat als jij 's avonds thuis komt, dat we het inschakelen als je niet meer aan het koken bent. Zo iets zou je over na kunnen denken. Voor all-electric wijk. Maar dat zijn nieuwe concepten.

Dan zou je eerder kijken naar direct load control, direct aansturen van bepaalde apparaten dan een breed, groot flexibel tarief.

Ja. Ik denk dat een flexibel tarief voor een netbeheerder niet helemaal goed reflecteert wat onze doelstelling is. Het net ligt in de grond, kan je eigenlijk altijd gebruiken. Er is een procent van de tijd per jaar dat het een beetje kritiek wordt. Als we dat een beetje kunnen clippen dan worden we daar heel blij van. Als dat het is: een procent van de tijd van het jaar.

Dan zou een flexibel tarief te radicaal zijn?

Precies, veel te radicaal, veel te overgedimensioneerd voor wat eigenlijk je doelstelling is. Dan laat ik wel buiten beschouwing wat de energieleverancier willen, die met wind zitten. Dat is natuurlijk een ander verhaal. Ik denk deels dat het afschaffen van salderen, wat geloof ik gaat gebeuren, dat dat eigenlijk al een soort van dynamisch tarief is. Mensen worden gestimuleerd om hun eigen zonne-energie te gebruiken op het moment dat ze het opwekken. Wat betekent dat ze 's avonds minder nodig hebben en bovendien niet overdag al hun energie het net op sturen. Waar wij ook last van hebben. Als de hele wijk zonnepanelen heeft.

Dat zou in jouw ogen een oplossing kunnen zijn voor de piek van zon PV?
Voor zon PV is dat een mooie oplossing ja.

Dan zou ik nog even bij de flexibele tarieven willen blijven. Wat je al aangaf, als energieleveranciers daar naar zouden kijken. We hadden het eerder al over dat het mogelijk onzekerheid geeft voor een klant, of hij er op kan verdienen. Maar wat je ook ziet is dat mensen helemaal niet bezig zijn met elektriciteit. Dat het een low-interest good is. Dus stel dat energieleverancier dit aan gaan bieden en mensen er voor zouden moeten kiezen, dat ze hier helemaal niet mee bezig zijn omdat energie ze niet bezighoudt. Zie jij dat ook als een barrière?

Ik vond het wel mooi toen ik hier mee begon waren er ook vriendinnetje met wie ik er over praten en een die zei: Gaan ze het nog complexer maken? En het zijn wetenschappelijk opgeleide, slimme dames. De ander zei aan de hand van de liberalisering: super irritant, nu moet ik ineens een energieleverancier kiezen. Terwijl ik anders er gewoon een had en die werd in de hand gehouden door de overheid, allemaal prima. Niet aan de hand van die twee, maar het is inderdaad... mensen zijn niet heel erg in geïnteresseerd. Maar wat ik wel merk, als ze zelf energie produceren lijken ze meer geïnteresseerd te raken in wat een kilowattuur überhaupt is. En dat het een leuke gevoel geeft om je eigen aardbeien te pukken bij wijze van spreken, je energie binnen huis probeert te houden en zoveel mogelijk probeert je onafhankelijk te voelen.

Maar dat zou nog niet hoeven betekenen dat mensen meer voor dynamische tarieven zouden kiezen maar wel dat ze meer geïnteresseerd raken bedoel je?

Ja. Wat ik net ook al zei, ik pleit dus heel erg voor een niet complex systeem en ik vind dynamische nettarieven veel te complex. En zeker als je die ieder kwartier gaat variëren en in centen gaat uitdrukken. Dat moet je helemaal niet willen.

Ik begrijp het inderdaad wat betreft het dynamische netwerktarief. Maar zie je diezelfde barrières ook voor een dynamische elektriciteitstarief? Het is te complex? Mensen zullen het daardoor niet willen?

Niet zozeer niet willen. Je hebt best wel wat te doen met de uitleg. Dat hebben we met Jouw Energie Moment ook wel gemerkt. Uiteindelijk geven ze in de enquêtes aan dat helemaal niet weten wat ze besparen maar dat ze dat het toch wel de moeite waard vinden. Volgens mij gaat het niet daarom. En ook het hele ieder kwartier real-time variëren met de energiebalans mee. Dat moet je of automatisch laten doen of je moet mensen van tevoren, van "morgenavond liever tussen zeven en acht wat minder". Van tevoren meegeven wat ze moeten doen. Dat helpt wel.

Dus als ik je goed begrijp een simpele oplossing. Niet elk uur een andere prijs, eerder bepaalde blokken op de dag.

Ik denk dat dat een van de hoofd aandachtspunten is. Dat het wel simpel blijft. Want energie is al vrij complex voor veel mensen. Moeilijk te begrijpen. Als je daar ook nog een heel erg complex tarief over heen gaat smijten dan vraag ik me af wat je respons is. Tenzij je het automatisch, met direct load control... Dat is een beetje een vies woord. Maar ik denk wel dat je bijvoorbeeld...

Wat ook interessant was: bij PowerMatcher City doen ze alles heel dynamisch en veel met direct load control. Ik heb ook een van die deelnemers daar gesproken en die zei: ik zie op een moment dat het duur is, dan gaat toch m'n warmtepomp aan en hoe kan dat dan? Voor het gehele systeem is dat dan beter... Het is niet uit te leggen. Dan was ie op vakantie en dan ging nog z'n warmtepomp aan omdat er teveel zonne-energie was. Maar hij was er niet, hij had het helemaal niet nodig! Dat soort dingen. Ik geloof wel in vraagsturing maar het staat nog in de kinderschoenen. De oplossingen die er nu zijn die zijn of te overgedimensioneerd of... met name te over gedimensioneerd. Maar dat was met de computers ook. Toen het allemaal begon waren het enorme systemen. Inmiddels heeft iedereen een smartphone, een klein computertje. Dus ik denk dat dat sowieso zo gaat. Van heel erg complex wordt het steeds...

(...)

Dan zou ik willen vragen, we hebben al redelijk wat onderwerpen besproken rondom flexibele tarieven en mogelijke barrières, zie jij nog onderwerpen of barrières die we nog niet behandeld hebben in dit gesprek, die we gemist hebben?

Weet ik niet. Kan ik zo niet zomaar op komen.

(...)

Dan zou ik nog even willen kijken naar direct load control. We kwamen er al even langs met de elektrische auto, alleen wat je nu ziet is dat er niet heel veel apparaten zijn die veel flexibiliteit beschikbaar hebben. Mogelijk gaat dat in de toekomst veranderen als we meer warmtepompen en elektrische auto's krijgen. Zie je dat als een barrière, dat er niet genoeg apparaten zijn?

Nee. Want als er nog niet genoeg apparaten zijn betekent dat dat er niet genoeg energievraag is om ons zorgen over te maken. Er komen wel elektrische auto's, maar dat zijn flexibele lasten. Warmtepompen net zo. Met het huidige apparaten assortiment gaat het allemaal prima en ik zie niet zomaar dat er een apparaat bij komt. Een enorme energievragen die niet flexibel is? Ik kan me niet echt een voorstelling maken welke dat dan zou zijn.

Binnen Jouw Energie Moment hebben jullie veel gebruik gemaakt van de wasmachine toch?
Ja.

En daar was wel genoeg mee te doen?

Die wasmachines worden steeds zuiniger, dus gaan steeds minder voorstellen in het grote geheel. Dus ik geloof niet dat de toekomst is om met wasmachines, of met witgoed te gaan lopen schuiven. Maar wat het wel oplevert is dat mensen het principe beginnen te begrijpen van balans in de energievraag en aanbod. Het zal je verbazen hoeveel mensen denken: dat wordt toch opgeslagen? Die bewustwording krijg je een beetje. En op het moment dat je die bewustwording hebt... Dat mensen kunnen zien: als ik hier aan mee doe dan levert mij dat ook wat op, dus waarom zou ik niet daaraan meedoen? Dat is wel grappig ook in Breda, hadden ze ook warmtepompen. En wij waren met die slimme wasmachine bezig maar zij zagen dat elke keer die warmtepomp zich daar niks van aantrok. Vet irritant. Op een gegeven moment hadden we zo'n bewonersavond en daar hebben ze letterlijk gevraagd: kunnen jullie daar wat mee doen? Waren we al mee bezig en we hebben gezegd: kunnen we wel en zijn we ook gaan doen. Uiteindelijk hebbe we die warmtepomp slim aan kunnen sturen. Het grappig is dat ze een optie hebben om het uit te zetten maar niemand dat doet. Ze vinden wel de functie heel fijn. Toch het gevoel hebben dat je de eindcontrole hebt.

Ja dat ben ik eerder tegen gekomen, dat mensen het heel erg waarderen om de mogelijkheid te hebben, maar er niet zo heel veel gebruik van maken.

Het is de optie open houden. Ze zijn er ook heel blij mee. Die wasmachine heeft dus teweeggebracht dat ze die warmtepomp ook wilden. Dan krijg je technology-pull en dat is wat je wilt natuurlijk.

Dus waarschijnlijk zit er geen toekomst in het huidige witgoed, maar is het wel heel interessant voor bewustwording?

Het helpt wel hoor. Het is pak 'm beet 5% van de piek als je droger, wasmachine daar weg trekt en wat efficiënter gebruik van je zonne-energie, die je lokaal produceert. Het helpt wel en dat heb ik ook de deelnemers gevraagd toen ze die slimme aansturing kregen: Nu mijn warmtepomp slim wordt aangestuurd heeft het geen zin om mijn wasmachine te schuiven, heb ik letterlijk zo gesteld. Waren ze het eigenlijk niet echt mee eens. Ook wel weer grappig... Dat het klein is in vergelijking met de warmtepomp, maar dat ze er wel mee bezig waren. Het helpt wel. Alle kleine beetjes helpen. Maar het is wel een klein beetje.

Ok. Dus dit aansturen van apparaten kan grote voordelen hebben voor de netwerkbeheerder. Wat je al aangaf: we hebben één procent van de tijd een probleem en dat kunnen we hiermee weg halen. Geloof je ook dat het een betere oplossing zal zijn dan het verzwaren van het net?

Op het moment dat wij elektrische auto's krijgen wordt het één procent probleem natuurlijk groter. Ik denk dat wat we nu hebben... Het is sociaal om iedereen ongelimiteerd toegang te geven tot ons netwerk. Dat is de regel. Dat is de wet. Maar je kunt je afvragen, op het moment dat er allerlei, met name vaak rijkelui zijn die dit soort mooie energie technologieën, zoals auto... heeft ook niet iedereen. Hoe sociaal het is dat die kosten voor de verzwaren van de netten over iedereen wordt uitgespreid? Ik vind het niet zo sociaal, persoonlijk. Je kunt wel zeggen we verzwaren het net wel, maar die kosten zijn gesocialiseerd. Naar mate je aansluiting goedkoper is betaal je meer, maar iedereen met dezelfde aansluiting betaalt wel hetzelfde. Dat dat zo uitgesmeerd wordt, die investeringen, dat vind ik niet zo fraai, persoonlijk.

Dus je zou los van het kostenplaatje, het ook een sociaal meer wenselijke oplossing vinden?
Ja. In het grote geheel ook betaalbaarder en dus ook betaalbaarder voor de mensen die het niet zo goed kunnen betalen. Ja.

En als we het voorbeeld elektrisch laden en warmtepompen nog even vasthouden, hoe zou je mensen daarvoor belonen? Als we blijven bij direct load control, zonder flexibele tarieven. Maar we zouden wel graag willen sturen of willen knijpen op bepaalde momenten. Zou je dan mensen financieel willen belonen? Of misschien wat je eerder noemde: doe het asjeblieft niet tussen vijf en zeven? Of het verbieden?

Ik denk dat je op het moment als je zo'n apparaat aanschaft, afspraken over zou kunnen maken met een klant. Een auto is gewoon een verdubbeling van het huishouden verbruik. Er moet ook een tweede aansluiting voor komen, een drie fase aansluiting. Daar betaal je ook een jaarlijks bedrag voor. Zou je bijvoorbeeld kunnen zeggen: of je krijgt een ongelimiteerd abonnement en dan betaal je dit, of we mogen je af en toe knijpen en tussen zes en acht dan laad je sowieso niet en dan betaal je dit. Zoiets zou ook nog kunnen. Een soort jaarlijks bedrag.

Wat dat nog in de weg staat is dat netwerkbeheer niet mogen discrimineren, of discriminatoir handelen. Dus dat je eigenlijk geen onderscheid mag maken tussen klanten. Zie je dat nog als een barrière? Wan dan zou je dat principe over boord moeten laten als je bepaalde mensen een contract of een deal aanbiedt die je niet aan iedereen geeft.

Sommige mensen hebben nu al een aansluiting achter hun eigen meter... Dus dat zie je met de auto: die zit op dezelfde hoeveelheid capaciteit als het huis. De auto heeft dezelfde bandbreedte: die moeten ze delen. En dan wordt het ineens interessant voor de persoon zelf om even niet te laden als hij aan het koken is want dan moet hij een grotere aansluiting aanvragen. En een grotere aansluiting aanvragen dat scheelt al gauw driehonderd euro per jaar Dat is er al een. Maar dan zou je niet non-discriminatoir... Dan zou je naar huishoudens moeten gaan kijken en niet naar aansluitingen. Wat nu volgens mij gebeurt is dat je het bekijkt per aansluiting, wat je aan capaciteit geeft en dat geld wat je daar voor krijgt. En niet naar een huishouden als unit. Dus als een huishouden en een aansluiting voor z'n huis heeft en voor z'n auto bijvoorbeeld, dan maken we daar één combideal van. Maar ik weet niet hoe die wet precies in elkaar zit. Ik weet wel dat maar een bepaald scala aan type aansluitingen hebben en dat we daar maar een bepaald bedrag voor mogen vragen. Dus niet zoveel in mogen variëren.

(...)

Zou ik eigenlijk nog twee vragen willen stellen: Heb je nog het gevoel dat we bepaalde onderwerpen of barrières gemist hebben? Problemen die in de weg zouden kunnen staan?

In het algemeen denk ik dat er een hoop moet gebeuren.

(...)

Ik denk dat de grootste barrière gebrek aan urgentie is. Je voelt het nog niet echt. Zeker niet als huishouden. Ver van je bed. Wat ik al zei, mensen denken dat het gewoon wordt opgeslagen ergens. Die denken er echt niet over na, waarom die lamp brand. Vroeger was energie productie best wel dicht bij mensen thuis en het werd steeds verder van ze weggehaald en daarom is het een steeds abstracter product geworden. Het komt nu langzaam naar ze toe en ik denk dat dat wel helpt.

Ok. Zou je dat ook echt als de belangrijkste bestempelen? Het gebrek aan urgentie?

Ook bedrijven. Niet alleen maar huishoudens. Wat er gebeurt in de energiesector op het gebied van... dat grote bedrijven het behoorlijk moeilijk hebben, ook door de kleine startende energieleverancier en de mensen die zelf energie produceren. Dat is allemaal heel lastig. Soms moet er aan een systeem een beetje gerammeld worden willen ze weer beter worden. Ze worden allen maar groter, logger, complexer, onbestuurbaarder. Wat dat betreft denk ik dat die verandering wel goed is. Maar het gaat nog niet heel hard en dat komt denk ik door een gebrek aan urgentie.

Duidelijk. Dan ben ik door mijn barrières heen en zou ik je heel erg willen bedanken, en af willen sluiten.

Interview E

Date: 13th of February 2015

Dan zou ik graag willen beginnen met de eerste barrière: het voordeel van flexibele tarieven voor de consument is onzeker. Omdat je van tevoren als consument niet weet of je erop voor of achteruit zal gaan ten opzichte van de situatie waarin je een vast prijs hebt per kilowattuur. Dat klopt. Als je een dynamische prijs hebt, dan weet je pas een dag van tevoren wanneer het goedkoop is en als de omstandigheden dusdanig veranderen in die tijd, dan kan het zijn dat je duurder uit bent dan als je het vast had gezet. Dus dat is dan een nadeel. Andersom is ook het voordeel dat als de marktomstandigheden de andere kant op veranderen dat de klant er ook direct een voordeel van heeft. Dan heeft hij niet een vaste prijs afgesproken die weer hoger is.

Binnen de proeftuin, binnen Jouw Energie Moment...

Ik kan nog een ding aangeven: Het is wel zo met de APX, als jij een future hebt, dus op de Endex langere tijd wil gaan inkopen, dat je daar een iets hogere premie voor betaalt dan de APX, omdat de APX een hele korte termijn is. Dat weet je zeker dat iemand kan leveren. Dus dan heb je vaak een iets lagere opslag. Dus dat op de langere termijn je iets voordeliger uit kan zijn.

Met de dynamische tarieven bedoel je?

Met dynamische tarieven. Omdat het eigenlijk verhandeld wordt op de korte termijn in plaats van op de lange termijn. Maar je hebt wel onzekerheid daarvoor in de plaats.

Binnen zo'n proef doen mensen wel mee, omdat het een experiment is. Maar stel dat je dit groter zou uitrollen over Nederland, denk je dat het een bezwaar zal zijn voor heel veel consumenten? Dat die onzekerheid een reden zal zijn om het niet te doen?

Dat denk ik wel. Maar de vraag is of je 100% van de mensen nodig hebt om het een succes te laten zijn. Als jij 25 procent van de klanten op die manier zou kunnen sturen, dan denk ik dat voldoende is om een grote impact te hebben op het netwerk en productie. Denk niet zozeer dat dat een heel groot probleem is. Je hebt wel nog technische uitdagingen.

Dus als ik je goed begrijp zeg je het kan voor sommige consumenten wel een barrière zijn maar we hebben niet iedereen nodig?

Nee. Er zijn partijen zoals een datacentrum, die kan helemaal niet sturen. Dat is gewoon een continue load die op het net zit. Die kan niet computers even uitzetten. Je zal altijd partijen hebben die het niet kunnen en die het wel kunnen. Dus dat is niet zo'n heel groot probleem.

Een tweede barrière die ik zou willen bespreken is, stel je voor dat dit grootschalig uitgerold wordt en veel huishoudens dit soort dynamische tarieven krijgen. Nu maak een programmaverantwoordelijke een schatting op basis van het profiel, het standaardprofiel. En de MCF. Je maakt ook een inschatting wat de MCF zal zijn.

Wat is de MCF?

Meet correctie factor. Dus je hebt een profiel dat uitgaat van het langdurige gemiddelde en een bepaald tijdstip in het jaar. Maar er zijn wel andere omstandigheden. Bijvoorbeeld nu is het zonnig. Dan zal je minder elektriciteitsverbruik hebben dan als het niet zonnig is. Als het koud is zal het meer zijn omdat er toch nog mensen zijn die op elektriciteit verwarmen. Dus het profiel heb je, maar er wordt ook nog geprobeerd te voorspellen wat die MCF zal zijn. Dat gezamenlijk is de allocatie.

Als die flexibele tarieven er zouden komen dan creëer je nog een onzekere factor erbij. Want mensen zullen reageren, dus ze verplaatsen hun verbruik van de duurdere tariefuren naar de goedkopere. En dan zou het profiel niet meer kloppen. Zou je verwachten dat dat problemen gaat geven voor de voorspelling en balancerings?

Dit is meer een technisch punt. Als we echt dynamische tarieven zouden willen in Nederland moet je er voor zorgen dat je slimme meter allocatie hebt. Dus dat je die klanten op dezelfde manier benaderd als telemetrie aansluiting. Dat je op die manier je allocatie krijgt. Zorgt wel voor enorme hoeveelheden data. Dus het is de vraag of dat zin heeft, maar misschien voor de toekomst wel. Uiteindelijk houd je het profiel over en dat is het resterende. En waarschijnlijk zal dat een steeds minder goed profiel worden, waardoor klanten die in het profiel zitten steeds meer eruit zullen gaan. Uiteindelijk zijn de klanten die veel aan vraagrespons doen, omdat ze dan voordeliger uit zijn, die zullen waarschijnlijk wel meedoen en degene die onvoordelig uit zijn zullen dat niet doen. Dus dan ontstaat uiteindelijk een profiel wat veel ongunstiger is, waardoor het veel duurder zal zijn voor klanten om in te zitten. Nu wordt het gesocialiseerd. Straks dan niet meer.

Verwacht je dan dat dat de oplossing zal zijn voor PV partijen? Dat iedereen die een flexibel tarief heeft ook bemeterd zal worden? Dat er voor die mensen niet meer met profielen gewerkt zal worden?

Dat is de vraag. Je kan je afvragen... In principe zijn de groep huishoudens redelijk goed voorspelbaar. Het is niet een heel moeilijk profiel. Iedereen volgt op grote hoeveelheden hetzelfde patroon. De vraag is of dat echt een groot verschil gaat maken met betrekking tot het uiteindelijke afnamepatroon. Het is wel zo dat als klanten er voor beloofd worden, dat ze ook aanpassingen gaan doen in hun gedrag. Inderdaad pieken gaat vermijden. Als er veel wind is misschien meer gaan afnemen. Op die manier de prijs goedkoper kan maken, maar ook dat je beter productie en afname op elkaar kan afstellen. Ik denk wel dat dat een kwestie is van heel veel gewinning. Ik denk niet dat klanten dat zomaar en snel grootschalig zullen doen. Jouw Energie Moment is wel een voorbeeld. Daar zie je duidelijk dat het verbetert, dat het echt een ander patroon wordt. Maar daar heb je wel heel veel tijd en aandacht voor nodig. De klanten zijn heel erg bij de hand genomen. Heel veel informatie gekregen. Allemaal meetings gehad. Dat zou je grootschalig nooit kunnen doen. Het heeft wel tijd nodig. Ik denk ook dat de techniek daarbij wel kan helpen.

Stel dat het lukt, dat je 25% van de Nederlanders op een dynamisch tarief krijgt en de mensen reageren ook echt. Dan werkt dat profiel niet meer voor die groep mensen.

Maar ik ga er van uit dat mensen dan buiten dat profiel staan. Dynamische prijzen die wij hebben gedaan binnen Jouw Energie Moment kunnen in de huidige systematiek niet. Wij krijgen die klanten als profiel afgerekend aan de inkoopkant. Het is puur een pilot. We gaan niet kijken naar de inkoopkant, we kijken puur naar de vraagzijde: verandert daar wat? Als jij echt dit grootschalig wil toepassen dan zal je er eerst voor moeten zorgen dat die klanten uit het profiel worden gehaald. Dan pas kan je dit echt toepassen op grote schaal.

Inderdaad. In deze barrière kijk ik wat het profiel betekent voor het voorspellen. Als een PV partij een voorspelling aanbiedt op basis van het profiel. Maar het werkt natuurlijk ook omgekeerd, met allocatie en reconciliatie. Als je afgerekend wordt als PV partij na afloop, op basis van dat standaardprofiel, terwijl jouw klanten zich niet meer naar dat standaardprofiel gedragen maar gunstiger dan heb je daar geen voordeel aan.

Ik verwacht dan ook niet meer dat er reconciliatie zal zijn. Als je een slimme meter hebt die voor elk kwartier afleest, dan kun je in principe die gegevens gebruiken om volumes toe te kennen. Ik denk dat het dan nog steeds per netgebied zal gebeuren, het is even de vraag hoe dat precies gebeurt. Maar uiteindelijk moeten die klanten wel uit het profiel gehaald worden en niet meer meegaan met de grote hoop. Anders heb je er niks aan. Dus ze moeten echt uit het profiel worden gehaald. En vervolgens blijven klanten over, die nog steeds in dat profiel zitten, en die hebben dan ook een ander profiel.

Verwacht je dat dat te doen is? Om alles af te gaan rekenen op de smart meter in dat proces?

Ja. Het is heel veel data. Het is vooral heel veel berekeningen maken. Nu is het nog best wel lastig als je zulke hoeveelheden gaat doen. Maar als je kijkt naar de ontwikkelingen van computers, hoe veel sneller die worden in berekeningen uitvoeren, denk ik dat het op de lange termijn prima mogelijk is. Dat is het probleem niet. De vraag is wel of consumenten het fijn vinden.

Interessant, die heb ik als volgende barrière staan. Privacy issues, bijvoorbeeld. Als je dit wil doen moet je toegang hebben tot die data, op kwartierbasis.

En niet alleen de leverancier moet toegang hebben, maar ook de netwerkbeheerder en de programmaverantwoordelijke. Dat betekent wel dat die data overal beschikbaar moet zijn. Het is niet zo dat een willekeurige medewerker daar in gaat zitten neuzen, maar het is wel mogelijk om te doen. En sommige klanten vinden dat niet fijn, en daar kan ik me ook wel iets bij voorstellen. Maar ik denk dat het altijd mogelijk moet blijven om wel in het profiel te blijven. Dus als jij dat niet wil, moet je gewoon in het profiel kunnen blijven.

Bedoel je met in het profiel blijven: die klant krijgt geen dynamische tarieven?

Nee, die kan geen dynamische tarieven krijgen en die wordt afgerekend op dezelfde manier als nu. Eens per jaar een jaar nota. Misschien vaste prijs of een die eens per half jaar aangepast wordt en dat is het dan. Dan krijg je verschillende soorten producten. Er zijn klanten die een dynamisch product en klanten die gewoon een conventioneel product nemen.

Maar in dat systeem zal het een vereiste worden dat klanten die dynamische tarieven willen, toestemming geven om hun data uit te laten lezen.

Absoluut. Dat is essentieel.

En verwacht je dat die privacy issues een barrière vormen? Dat er veel klanten zullen zijn die denken: daarom wil ik het niet.

Ja. Ik denk zeker in het begin dat dat zo zal zijn. Je ziet nu al met de slimme meter wordt er veel mee gedaan. Er is maar een heel klein groepje geen slimme meter wil. Zit ergens rond een procent. Maar hoeveel klanten van die 99 ook echt willen dat het elk kwartier wordt uitgelezen, waarmee je in principe toch kan zien... Stel dat ik daar naar ga kijken, dan kan ik zien hoe laat iemand op staat. Dat kun je gewoon zien. Dat ga ik natuurlijk niet doen. Dat er ook wel beveiliging is voor die informatie. Maar het is wel mogelijk en sommige klanten willen dat niet en daar kan ik me iets bij voorstellen.

Ben je dat ook tegen gekomen binnen Jouw Energie Moment?

Nee. Nou, ja en nee. Hoe het ging, in het begin waren alle nieuwe bewoners uitgenodigd en je kon vrijwillig instappen. Het was geen verplichting. Er zijn ook klanten in die wijk die het helemaal niet willen. Die willen het zelf regelen, wilden niet Jouw Energie Moment. Die klanten hebben vanzelfsprekend geen dynamische tarieven. Ik moet wel zeggen, het overgrote deel doet wel mee. Kregen wel een gratis wasmachine, dat moet ook gezegd worden. Maar het grootste gedeelte heeft wel meegedaan. Je hebt nog steeds een aanzienlijke groep die niet wil. Maar ik denk ook dat je dynamische tarifiering nooit moet in gaan steken als een verplichting. Ik denk echt dat het een keuze moet zijn van de klant. Ik ben wel bang of de politiek dat goed gaat vinden. Als je kijkt naar de bijstand. Die mensen zijn vaak overdag thuis. Die hebben in principe daardoor meer mogelijkheden om aan te passen. Maar als jij in het profiel blijft zitten dan ben je meer kwijt. Dus je kan je afvragen of je dan niet meer ongelijkheid gaat krijgen. Maar of dat echt hele grote verschillen zijn dat weet ik niet.

Om dan nog even bij de slimme meter te blijven: De leverancier zal die data niet alleen nodig hebben voor de allocatie en reconciliatie, maar ook voor het afrekenen, om een factuur op te stellen. Stel je voor dat je een tarief krijgt dat per uur verschillend is zoals bij Jouw Energie Moment. Verwacht je dat het voor leveranciers nog moeilijk wordt om een factuur op te gaan stellen?

Tuurlijk. Leveranciers moeten dat inbouwen. Wij hebben dat ingebouwd in ons systeem. Dat kost wel even tijd. Maar om te zeggen onmogelijk, dat niet. Het enige waar je nog wel een aantal problemen mee hebt is de volledigheid van de data. Soms ontbreekt een dag bij een klant. Dan heb je geen gegevens, wat moet je dan doen? Maar dat zijn meer technische randverschijnselen dan problemen. Je kan gewoon een factuur naar een klant sturen. Het wordt wel iets ontransparanter voor de klant. Als hij echt een specificatie gaat uitvragen: een hele Excel sheet krijgt hij dan. Je kan je afvragen of dat heel wenselijk is. Maar er zijn klanten die daar geen enkel probleem mee hebben. Dus dat kan.

Je verwacht dat het voor de energieleveranciers niet echt een barrière zal zijn?

Nee. Als je kijkt naar onze factuur, eigenlijk ziet die factuur er heel erg hetzelfde uit. Enige verschil is dat je dynamische tarieven hebt en dan heb je ook een totaaltarief. Belastingen veranderen niet. Maar je hebt een dynamisch netwerktarief en een dynamisch leveringstarief en die geef je op hoofdniveau weer. Wat is bereikt over deze periode? Dus gewoon een jaar nota en dan zie je: dit is het gemiddelde tarief dat u heeft bereikt. Kan ook een maandnota zijn, kan een periode zijn die je zelf wilt. Maar dat is het tarief dat je hebt bereikt. Als de klant echt een specificatie wil, kan hij dat aanvragen.

Dan zou hij het in Excel na kunnen gaan rekenen?

Ja precies. Maar het is niet zo dat wij een factuur sturen met twintig blaadjes.

Je verwacht niet dat het een probleem is om het zo groot aan te pakken, stel dat je wel honderd duizenden klanten hebt?

Het probleem is wel rekenkracht. Je ziet nog wel dat het aanzienlijk langer duurt om zo'n factuur te berekenen dan het duurt voor een reguliere klant. Dus als jij tienduizend facturen de deur uit moet gooien, dan duurt het wel lang. Maar dat is wachten op de techniek. En ik denk ook niet dat het zo snel zal lopen, dat meteen 25% van de bevolking dit wil. Maar dat is nog een technische uitdaging. Maar dat is prima op te lossen op de lange termijn.

Stel je wilt dit uit gaan rollen op grotere schaal. Vormt het gebrek aan slimme meters nog een barrière? Dat nu maar een klein gedeelte van Nederland die bezit? En mocht je hem versneld willen plaatsen dan moet je er voor betalen.

Dat valt wel mee. De komende vijf jaar wordt er sowieso heel veel uitgerold. Volgens mij heeft nu al 1/8^e of 1/7^e van onze klanten een slimme meter. Best veel. Ik denk niet dat het voor leveranciers wenselijk zal zijn om meteen dit product aan een hele grote groep mensen te geven. Ik denk dat elke leverancier er even mee wil stoeien. Dus nee, ik denk dat er nu al meer dan voldoende slimme meters zijn om het aan te kunnen bieden als je het echt zou willen. Het probleem is meer dat de achterkant er niet klaar voor is, dus bij de netwerkbeheerders, programmaveerwoordelijke en leveranciers. De processen voor uitwisseling van gegevens zijn er nog helemaal niet klaar voor. Je zou het nog niet eens kunnen ook al zou je het willen. Ik denk eerlijk gezegd, ik zit er een beetje in, ze zijn er ook mee bezig nu hoor, maar ik denk dat het op z'n vroegst kan beginnen per het einde van 2018. Dan zijn er al zoveel slimme meters, dat zeker het aantal slimme meters geen enkel gebrek zal zijn. Dat zal niet het probleem zijn.

Daarnaast, binnen Jouw Energie Moment zag je ook dat het tarief een combinatie was van de leverancier en de netwerkbeheerder. Allebei deden mee in het flexibele tarief. Nu zou het zo kunnen zijn dat er situaties zijn waarin dit botst, waarin niet alle partijen hetzelfde belang hebben. Stel je voor: een piekmoment, met veel belasting op de netten. Juist op dat moment begint het te waaien, is er veel productie, dalen de prijzen nog verder. Dan zou de leverancier een stimulans hebben om de prijs te verlagen. Terwijl de netwerkbeheerder juist belang heeft bij hoge prijzen. Dat is een voorbeeld van waarin de belangen mogelijk botsten. Ik weet niet of het de oplossing is, een dynamisch netwarktief, om eerlijk te zijn. Dan creëer je ook weer een aantal problemen. In principe is het onderhoud van een aansluiting, redelijk vaste kosten per jaar. Dat is niet echt afhankelijk van het aantal kilowattuur. Dus je kan je afvragen of het zin heeft om dat dynamisch te maken. Je gaat dan ook weer hele grote verschillen hebben tussen klanten, want klanten die bijvoorbeeld heel veel gebruiken zullen meer betalen, andere weer minder. Ergens is dat ook wel terecht kan je stellen. Maar het is wel een heel ingewikkeld systeem, een dynamisch netwerk tarief. Wij zijn sinds 2001 op de markt, toen hebben we het leverancier model toegepast en we hebben eigenlijk altijd heel veel gedoe met de netbeheerders gehad over de afdracht van netwerkkosten. Omdat wij vonden, volgens mij hadden we zoveel klanten, nee zij zeggen zoveel, dat soort discussies. Met elektriciteit, de hoeveelheid kilowattuur, gaat het helemaal... Altijd wel verschillen. Het systeem wat nu is ingericht, sinds 1 augustus 2013, is best we wel stabiel en heel erg transparant en makkelijk. Dus je kan je afvragen of je daar van af wilt stappen. Ik denk zeker in het begin dat je dat niet moet willen. Dan maak je het product te ingewikkeld. Ook om in te richten voor meerdere leveranciers in een korte tijdsspanne. Ik denk dat misschien een dynamisch netwarktief wel een idee is, maar dan moet je eerder denken aan 2025, voordat je dat moet gaan willen. Als het dan een probleem zou zijn, ik weet niet of het een probleem is. Als het maar ver van tevoren wordt aangekondigd door de netwerkbeheerder denk ik dat het niet eens zo'n groot probleem is.

Hoe bedoel je?

Piekbelasting heeft te maken met een grote afname van stroom. Dus als de netwerkbeheerder een dag van tevoren zijn tarief aangeeft dan kunnen de programmaverantwoordelijken rekening houden met hun voorspelling. Ik denk niet zozeer dat het elkaar heel erg gaat bijten. Een piek betekent ook gewoon veel afname, veel productie, dus goedkope stroom. Denk ik.

Wat je zag Binnen Jouw Energie Moment: Het netwarktief heeft meer invloed op de prijs. In het voorbeeld is de vrees: Stel je voor, het netwerk zit al op z'n limit en de prijs wordt ook nog eens verlaagd. Dan gaan mensen nog meer gebruiken, dan trek je het over het randje. Dat dat de vrees is.

Wanneer zijn de echte piek momenten? Als je gaat kijken bij de netbeheerder, wanneer zijn die? Dan hebben we over voetbalwedstrijden waarbij iedereen tegelijkertijd iets gaat doen, bijvoorbeeld de frituur. Dat zijn maar heel weinig momenten. De echte piekmomenten waarop het netwerk is ontworpen zijn maar vier momenten in het jaar. De netwerkbeheerder heeft dan prima de mogelijkheid om de netwarktiefen dusdanig hoog te gaan maken dat je dan alsnog ervoor zorgt, ook al is er heel veel goedkope productie, dat het afneemt. Tuurlijk is het minder leuk voor de leverancier maar dat zijn maar vier momenten in het jaar. Ik denk niet dat dat een probleem is.

Het zou wel toe kunnen nemen als het elektrisch vervoer toeneemt. Denk bijvoorbeeld aan elektrische auto's, of warmtepompen. Als iedereen thuiskomt en om vijf, zes uur tegelijkertijd zijn stekker er in steekt.

Dat klopt maar ik denk dat het heel moeilijk is om daar uitspraken over te doen. Dan ga je met hypothetische getallen werken. Maar je hebt gelijk, het zou kunnen. Maar ik ben geen netwerkbeheerder.

Om nog even bij de dynamische netwerktarieven te blijven. Je noemde al dat het zou betekenen dat kleine verbruikers erop vooruit gaan en grote verbruikers erop verliezen als je de prijs per kilowattuur maakt.

Ja, met dezelfde capaciteit.

Zie je dat ook als een barrière om het niet in te voeren?

Ik kan me voorstellen dat misschien grote gebruikers... Uiteindelijk is het een economische afweging. Als je nu een drie keer 25 ampère aansluiting hebt en je verbruik twintig duizend kilowattuur... Dan betaal je nu zo'n 250 euro per jaar. Als je het dynamisch zou maken zou het tarief per kilowattuur van de netwerkbeheerder ongeveer gelijk moeten zijn aan 250 euro bij gemiddeld gebruik. Daar ga ik van uit. Dat betekent dus dat grootverbruikers nadeel zullen hebben. Kleingebruikers voordeel. Maar dan acht ik de kans groot dat grootverbruikers geen dynamische tarieven willen. Dus dat betekent ook niet dat je terug moet gaan naar een tarief per kilowattuur. Daar komen we net vanaf, de vraag is of we daarna terug willen. Want we hadden vroeger zo'n tarief per kilowattuur, voor 2009, maar er is nu juist voor gekozen om dat niet meer te doen. Dus om nu weer terug te gaan, ik weet niet of dat gewenst is. Dat kun je beter aan netbeheerders vragen maar er zitten best wat issues aan een tarief per kilowattuur.

Zoals bijvoorbeeld, had ik ook als barrière staan: De onzekerheid. Het zou voor de netwerkbeheerder een voordeel kunnen zijn dat ze weten wat ze per jaar binnen krijgen. En dat maak je wel weer onzeker als je het per kilowattuur gaat doen.

Als mensen dan gaan besparen betekent het dat de prijs verhoogt moet worden.

Daarnaast de regulering. Dat nu in de wet vastgelegd dat we een capaciteitstarief hebben en dat je dat niet zomaar verandert.

Ik denk dat de ACM er best nog wel wat issues mee zou hebben om uit te rekenen wat dan het tarief moete worden.

Maar als ik jou goed begrijp zou je de grootste barrière tegen dynamische netwerktarieven vinden dat het zo ingewikkeld wordt.

Je maakt het nog ingewikkelder. Ik denk dat dynamische leveringstarieven al ingewikkeld genoeg zijn. Zeker voor consumenten. En dat dynamische netwerktarieven het nog ingewikkelder gaan maken. En dat vergelijkingen nog moeilijker worden. Dat wordt gewoon heel lastig. Je weet dan nog minder waar je aan toe bent als consument. Als je dit van het begin een succes wilt maken dan denk ik dat je pas over dynamisch netwerktarieven na moet gaan denken als een groot gedeelte van de aansluitingen uit het profiel zijn gestapt. Dan pas zou ik gaan nadenken over dynamische netwerktarieven.

En zou het dan nog een optie zijn om het verplicht in te voeren? Omdat dynamische netwerktarieven nu per wet geregeld zijn.

Dat kan niet. Je kan het verplicht invoeren, maar als je het dynamische netwerktarief verplicht in wil voeren dan moet je dus ook van alle klanten kwartierdata hebben. En dan zit je weer met privacy. Dat geldt dus überhaupt alleen voor mensen die vrijwillig uit het profiel stappen. Andere klanten kun je geen dynamisch tarieven aanbieden zonder dat je hun privacy aantast.

Dat zie je niet gebeuren?

Dat zie ik niet gebeuren. Als je gaat kijken naar de slimme meter, dat is in de Tweede Kamer uitvoerig behandeld. Ik denk niet dat er op dit moment genoeg draagvlak is om het te verplichten voor iedereen. En ergens maar goed ook. Ik denk dat je veel meer succes gaat hebben met zo'n tarief op het moment dat het een vrijwillig iets is, want dan willen mensen het zelf, dan vinden mensen het zelf ook leuk om te doen, dan dat je het een verplichting maakt. Ik denk dat men misschien in 2050 er anders over denkt, maar omdat eerst de hele transitie plaats moet vinden moet je het absoluut vrijwillig maken, kijken of er überhaupt

draagvlak is. Want alleen met draagvlak kan je iets bereiken. Als je verplichtingen gaat opwerpen ga je alleen maar tegenstand meemaken.

Om nog even bij de consument te blijven: wat je veel ziet is dat elektriciteit een low-interest good is. Consumenten zijn er niet echt mee bezig. Dus naast dat mogelijk een barrière kan zijn tegen dynamische leveringstarieven dat consumenten niet weten wat voor voordeel ze hebben, wat we al eerder besproken hebben, zie je ook veel consumenten er niet naar om kijken.

Klopt maar die groep zal je altijd houden. Je zal nooit iedereen meekrijgen maar misschien dat je wel 25% mee krijgt. Ik denk echt wel dat er een groep mensen is die er wel in geïnteresseerd zijn. Dat maken wij wel mee: klanten stappen in windenergie, die investeren mee in windmolens. Er zijn klanten die zonnepanelen op hun dak leggen. Er zijn genoeg mensen die het wel interessant vinden. Misschien niet zo interessant dat ze elk kwartier op hun meter kijken. Maar wel interessant genoeg om te kijken wanneer is het meest goedkope moment, dan pas ik mijn gedrag er een beetje op aan en op die manier kan ik besparen. En ben ik ook duurzaam bezig. Want op de momenten dat ik afneem is het echt windenergie, want dan is er wind. Want laten we wel zijn, als jij om zeven uur 's avonds jouw wasmachine aanzet, grote kans dat dat met extra stoken van gascentrales en kolencentrales wordt opgewerkt. Je hebt veel minder de directe link tussen producent en afnemer. Eerlijk gezegd denk ik dat er best een grote groep mensen is die dat interessant vindt. Niet 100%, niet eens de helft denk ik. Maar groot genoeg om een impact te hebben op de elektriciteitsvoorziening. Daar geloof ik wel in. Er zijn genoeg mensen die het wel interessant vinden.

Wat ik binnen Jouw Energie Moment zag, omdat je de combinatie had van en dynamische netwerktarieven en dynamische elektriciteit leveringstarieven, kon je veel grotere pieken gebruiken. De grootste prijspielen waren wanneer beide tarieven hoog waren.

Meestal heeft dat wel met elkaar te maken. Om zeven uur is er veel meer vraag dus is de piek van het netwerk is ook hoger, dus is je tarief duurder. Dat er echt tarieven van, inclusief energiebelastingen, 35 cent per kilowatturen waren tijdens de piekentijden. Dan kon afzakken naar 15 cent op een laag moment. Dus dan heb je een heel groot verschil tussen piek en dal. Stel dat je de APX zou hebben: We hebben er in Nederland wel eens mee te maken gehad dat het heel warm was: Allerlei centrales vielen uit. Toen was opeens de prijs per kilowattuur drieënhalve euro. Dan denk ik dat er mensen zijn die niet zozeer een wasmachine aanzetten. Op zich is dat precies wat je wilt bereiken. Als het echt nodig is dat mensen dan proberen hun elektriciteitswaarden zo laag mogelijk te hebben.

Daar heb ik twee vervolgvragen op: Verwacht je als je de netwerktarieven niet dynamisch maakt dat je nog die pieken kan halen? Want als je dat niet dynamisch maakt, maar uit de prijs haalt, krijg je dan niet het geval krijgt dat de prijs maar een klein beetje gaat schommelen over de dag? Kan je die extremen dan halen? Natuurlijk je noemt een uitzondering met die grote piek, maar op dagelijkse basis?

Hoe bedoel je?

Wat je aangaf, er was een hoge piek van 35 cent omdat op dat moment dynamische netwerktarieven hoog waren en dynamische leveringstarieven hoog waren. Maar zoals we net besproken hebben, om netwerktarieven niet dynamisch te maken. Dan hou je alleen de dynamische leveringstarieven over. Kan je dan nog steeds die pieken bereiken waarmee je mensen aan het werk gaat krijgen?

Op dit moment niet. Als je kijkt naar de huidige tarieven, dat zit het probleem 'm vooral in de energiebelasting. Als je dit echt goed wilt laten werken, moet je ook de energiebelasting moeten hervormen. Het is nu een vast tarief van bijna twaalf cent exclusief BTW. En de prijs per kilowattuur is nu iets van vier cent als je op de lange termijn koopt. Dan moet het zo dusdanig stijgen, dat het echt een impact... Voor ons is een cent stijging best veel. Maar voor de consument is dat geen reet. Een cent. Hoeveel kost het meer om een wasmachine dan te laten draaien? Een cent meer. Geen klant die dan denkt: voor die ene cent ga ik me hard inzetten. Je zou de energiebelasting misschien eerder een vast tarief kunnen maken op

basis van in welke schijf je zit. Stel, je ben een consument van tussen de nul en de drieduizend, dan betaal je 300 euro per jaar. Als je tussen de drie en vijf zit betaal ik 400 per jaar. Meestal is het een afbouwend iets omdat je de industrie tegemoet wil komen. Dan moet je het meer op die manier...

Dus de belasting los halen van de kilowattuur?

Je moet het dan vaste prijzen maken. Dan ziet de klant echt wat. Vraag is nog steeds: Al zou het een vast prijs zijn, het is nog steeds een heel groot gedeelte van de factuur. De vraag is of de consument er echt in geïnteresseerd zijn. Of je moet de energiebelasting lager maken of op een andere manier regelen.

Denk je dan nog dat het haalbaar is? Als we dit probleem zien? Door de energiebelasting is er maar een klein gedeelte waarmee je kan spelen.

Voor ons is het een groot gedeelte waarmee je kan spelen. Alleen voor de consument, die merkt er niet zo heel veel van. Dus ik denk dat als de overheid niets verandert dat het eerlijk gezegd veel interessanter is in het begin voor de wat grotere gebruikers. De echte, wat grotere afnemers. Winkelpanden, noem maar op. Die zitten namelijk in een lagere schijf van energiebelasting. Voor hen maakt het misschien iets meer uit. Als we het echt willen met z'n allen, dynamische tarieven, dan moet ook de overheid veranderen. Of de elektriciteitsprijzen moet dusdanig stijgen. Maar ik zie dat niet gebeuren. Wat je ziet in Duitsland is dat je heel veel energie hebt, heel veel wind aanbod en dat zorgt er juist voor dat prijzen gedrukt worden. Eigenlijk worden de prijzen alleen maar lager. Zolang we meer duurzame energie plaatsen. Ik denk dat de belasting op een andere manier moet worden geregeld voordat dynamische prijzen echt een succes worden, voor consumenten dan.

Denk je dat het een optie is, want nu rekenen jullie de APX prijs door: Als het een cent hoger is dan krijgt de consument een cent hoger. Om dat te versterken?

Soort van turbo? Ik weet niet of dat wenselijk is. Waarom zou je dat doen?

Om toch wat meer extremen te bereiken om de consument te verleiden actie te ondernemen. Maar dan betaalt de ene consument voor de andere. Dat is wat je doet dan. Want dan zeg je eigenlijk ik ga nu acht cent rekenen, terwijl het vijf cent is. Als je op een goedkoop moment zit betaal je twee cent. Dat betekent dat als jij een goedkoper moment kiest, dan betaalt eigenlijk degene die een duurder tarief betaald voor jou

Omdat jullie er dan verlies op maken?

Iemand moet dat betalen. Als je drie cent extra marge hebt, hartstikke leuk. Maar dat is niet echt eerlijk tegenover de consument, dat kun je niet doen, want dat zijn helemaal je kosten niet. Natuurlijk probeer je winst te maken, maar als je winst verdubbelt. Of als je omzet vertweevoudigd. Ik weet niet of dat iets is wat eerlijk is. Ik denk dat de klanten er dan juist op achteruit gaan. Denk niet dat je het op die manier moet regelen.

Dan kom je wel in een lastig pakket. Als je merkt dat de prijsfluctuaties, zonder dynamische netwerktarieven, niet sterk genoeg zijn om de klant te laten handelen. Terwijl dynamische netwerktarieven duidelijke nadelen hebben.

Als je nu dynamische prijzen hebt, is het dat prijzen goedkoper worden in het algemeen, maar dat je duurdere momenten gaat hebben op de piek. Dan is het wel lastig om je hoeveelheid energie bij elkaar te krijgen. Of als het windstil is. Dus dan krijgen we iets meer verschil. Maar het probleem is nu nog steeds dat de energiebelasting een enorm groot gedeelte is van het totaal. Ik denk niet dat je dat op gaat lossen door een enorm ingewikkeld systeem in te gaan richten, namelijk dynamische netwerktarieven. Ik denk dat het handiger is om aan de overheid te gaan vragen om dat op een andere manier kan. Misschien kunnen ze wel zeggen, energiebelasting is een bepaald percentage van het tarief. Of je verhoogt dan de belasting op gas. Daar heb je veel minder het probleem van dynamische tarifiering. Je kan wat meer gas pompen in de leiding en je kan gas opslaan, dan kan je niet of heel moeilijk doen met elektriciteit. Dat zou dan een oplossing kunnen zijn. Ik snap dat de overheid net

zoveel belasting inkomen moet hebben maar dan moeten ze het op een ander manier gaan regelen.

En denk je dat ze daar voor open zouden staan?

Ja ik denk het wel. Alleen ik denk dat dat tijd nodig heeft. Maar als we het echt willen met z'n allen: ja tuurlijk. Ik denk dan ook dat er eerst genoeg mensen moeten zijn die het nut inzien van dynamische tarieven.

Dus eerst zonder, en dan pas daarna met de overheid.

Dat weet ik niet. Maar het is wel lastig om de overheid veranderingen door te laten voeren, zeker als het gaat om belastingen. Want het is toch een flinke vetpot. Denk niet dat ze het zomaar willen veranderen.

Wat je ook noemde, een piekprijs van drie en halve euro per kilowattuur. Ik ben benieuwd naar Jouw Energie Moment, zit er een prijs cap op?

Ja we hebben een cap van vijftig cent.

En verwacht je dat als dit ingevoerd wordt dat ook blijft staan?

Dat is aan de concurrentie denk ik. Dat is heel erg afhankelijk. Je zou zo'n cap kunnen maken maar dat betekent dat de klant een hogere opslag moet betalen. Niets is gratis. Dat is dan een verzekering. En een verzekering kost geld, dus dan zal dat in de prijs zitten. Nu zit er ook bij iedereen een stukje in de prijs, voor ons een verzekering, dat iemand wanbetaler is. Eigenlijk betalen degenen die goed betalen voor diegenen die failliet gaan. Zo werkt het wel. Dus dat zal je ook hebben met zo'n cap. Een cap betekent altijd dat er een hogere opslag is. Dat hebben we bij deze pilot niet gedaan, maar dat is omdat het een pilot is. Als je het echt een grootschalig product gaat maken dan moet er een cap opzitten, dus een verzekering.

We hebben heel wat onderwerpen besproken rond flexibele tarieven. Heb jij nog het idee dat er een barrière, een issue is wat we nog niet besproken hebben? Wat ik gemist hebt?

Wat ik kort heb gezegd, maar als klanten in het profiel blijven, bijvoorbeeld wegens privacy redenen: Je hebt wel grote kans dat het profiel duurder gaat worden. Over het algemeen gaan de mensen die er voordeel bij hebben er uit en degene die er geen voordeel bij hebben blijven er in. En dat betekent wel dat het duurder wordt. Dus voor degene die privacy belangrijk vinden, is het dat het op de langere termijn een duurdere prijs zal betekenen. De vraag is of de politiek dat aanvaardbaar vindt. Het is allemaal technisch mogelijk, dat is het probleem niet. De vraag is of de politiek daar ook in mee gaat. Ik denk niet dat we moeten gaan wachten op de politiek, doet de markt ook helemaal niet. Op de lange termijn, als je dit een grootschalig product zal willen maken, daar heeft de politiek invloed op. Die kan namelijk reguleren. Die is eigenaar van de wet, dus die past de wet al dan niet aan. Nu staat heel duidelijk in de wet dat je, bijvoorbeeld met kwartierdata, alleen dat mag doen als de klant daar expliciet toestemming voor geeft. Er staan ook dingen in over.. Nu zouden dynamische tarieven überhaupt niet kunnen omdat wij minimaal een maand van te voren aan de ACM moeten laten weten wat onze tarieven zijn bij consumenten. Dat gaat nooit lukken, we weten de tarieven pas een dag van te voren. Dat is ook iets wat aangepast moet worden

Regulering verbiedt duidelijk dynamische netwerktarieven, maar jij zegt ook regulering maakt dynamische leveringstarieven niet mogelijk?

Op dit moment niet nee, maar de politiek wil wel naar dynamische tarieven. Is iets wat in de Kamer al is geopperd, dus ik denk niet dat het een probleem zal zijn om aan te passen. Wat wel moeilijker is: waar nu gesocialiseerd wordt, wordt dat straks niet meer. De vraag is of de politiek dat wil. Want dan krijg je inderdaad dat degene die in de bijstand zit en er nooit naar om kijkt, die krijgt steeds duurdere tarieven omdat hij niet meedoet. Je kan meedoen, maar sommige klanten willen dat niet, vanwege privacy redenen of voor wat voor reden dan ook. Die gaan dan duurdere prijzen betalen.

En je verwacht dat dat niet alleen de mensen zijn die heel veel waarde aan hun privacy hechten, maar ook de groep die nu al niet omkijkt naar elektriciteit? Die nu al niet vaak overstappen en daarvoor betaald?

Wij kunnen als leverancier daar wel wat aan doen, we kunnen de klanten actief benaderen, doen we met overstappen ook. Maar uiteindelijk is het de klant zelf die het moet willen.

Van al die barrières en issues die we besproken hebben, die het mogelijk in de weg zouden kunnen staan, wat zijn voor jou de grootste? Wat zijn de belangrijkste bezwaren?

Om het überhaupt te kunnen doen moeten eerst de systemen aangepast worden. De systeemcode moet aangepast worden. Tennet hoeft niet zozeer te veranderen, maar programmaverantwoordelijke wel. Aantal investeringen moet worden gedaan natuurlijk. Ook de uitwisseling tussen partijen moet veranderd worden. Dat is op dit moment de grootste uitdaging.

Bedoel je dan bijvoorbeeld het uit het profiel halen?

Ja, uit het profiel halen is best wel een uitdaging voor de markt. Maar gaat wel lukken denken. De echt grootste uitdaging op de langere termijn is denk ik de politiek.

Dan het probleem dat we net besproken hebben, of de belasting?

Belasting en het probleem wat we net besproken hebben. Degene die waarde hechten aan privacy mogen die een hoger tarief betalen? De politiek moet daar mee akkoord gaan en ik zie dat nog niet zo snel gebeuren.

Ok duidelijk, dan ben ik door al mijn barrières heen. Dan is mijn slotvraag, wat verwacht jij? Verwacht je dat het blijft bij proeftuinen?

Ik denk het niet. Ik denk alleen niet dat het de komende tien jaar echt grootschalig zal zijn. Maar ik kan het verkeerd hebben, misschien over vijf jaar wel. Maar de komende paar jaar niet. Stel dat de markt er zo uit blijft zien als nu, dat we productie verduurzamen, op het moment dat er steeds slimmer, steeds meer informatie beschikbaar is, denk ik dat dit haast onvermijdbaar is om te doen. Omdat de klanten er baat bij hebben. En het zorgt ervoor dat de productie beter wordt afgestemd op afname en daarmee ook duurzamer wordt. Des te minder kolencentrales je moet bijschakelen des te beter. Het is alleen, voor hetzelfde geld hebben we een compleet ander landschap over tien jaar. Kernfusie, wordt ook onderzoek naar gedaan. Voor hetzelfde geld wordt energie zo goedkoop, is het allemaal zo makkelijk vanwege technieken die veranderen over tien jaar, dat het helemaal niet meer van toepassing is. Je weet nooit precies wat er gebeurt, maar als je kijkt naar de huidige ontwikkelingen dan denk ik dat het haast onvermijdelijk is de komende tien jaar. Het zal alleen geen 100% zijn van de mensen. Ik denk dat het profiel blijft bestaan.

Ok, duidelijk. Heel erg bedankt voor het interview..

Interview F

Date: 17th of February 2015

De eerste barrière die ik zou willen bespreken, is het voordeel voor de consument. Stel dat het flexibele tarief ingevoerd wordt, bijvoorbeeld door een energieleverancier maar het zou ook een netwerkbeheerder kunnen zijn, dan is het heel onduidelijk voor een consument of hij daar voordeel aan zou hebben. Hij kan er voordeel aan hebben als hij zijn verbruik weet te verschuiven van de dure naar de goedkope periodes. Maar dat is van tevoren onzeker. Hij weet niet hoe dat zal zijn. Ziet u dat als een bezwaar, die onzekerheid?

Nee hoor. Het blijkt bij een heleboel sectoren, zat bedrijven, dat consumenten aangeven: ik reageer niet op prijzen. Bijvoorbeeld met de benzineprijzen, mensen zeggen: ik ga niet minder rijden als de benzineprijs omhooggaat. Toch blijkt dat het geval te zijn. Mensen passen hun gedrag aan aan de prijzen. De elasticiteit is heel verschillend per sector. Het is wel zo dat de elektriciteitssector, mensen weten niet wat ze betalen en dat is denk ik eerder een probleem. Dat ze gewoon niet weten wat ze betalen. Laat staan wat ze besparen als ze iets gaan doen. Dat heeft te maken met het feit dat we een mooi systeem hebben, dat de kosten van energie worden verspreid over het hele jaar. Daarmee ben je dus het zicht kwijt op dat als je veel gebruikt je veel moet betalen. En door slimme meters en alle rondapparatuur kan het wel beter worden en zie je dus ook dat mensen niet zozeer door de prijs maar door het feit dat ze meer inzicht hebben, gaan besparen. Als ze daar een directe terugkoppeling op hebben. Bijvoorbeeld mensen die zonnecellen hebben gaan ook energie besparen. Omdat ze zich meer bewust worden van waarom gebruik ik nou zoveel elektriciteit. Daar kan het wel een rol in vervullen. Het onderscheid wat je maakt is volgens mij niet helemaal scherp. Dat je zegt: ik maak een onderscheid in gestuurde besparing en tarieven. Volgens mij is het onderscheid gestuurde besparing of handmatige besparing. Die tarieven die heb je bij allebei nodig. Want als je gestuurde besparing hebt zonder tarieven accepteren mensen het niet. Je wilt toch de consument overhalen, het moet aantrekkelijk zijn, anders laten ze niet hun verbruik sturen. Dus er moet een geldelijk gewin zijn. Er zijn maar weinig mensen die zeggen: het is goed voor de samenleving dus ik doe mee. Want dan krijg je weer allerlei geluiden dat het allemaal tegenvalt. Als je gaat verschuiven ga je juist meer kolen gebruiken, het wordt heel ondoorzichtig voor mensen. Dus als er een geldelijk voordeel is. Voor een aanbieder van zo'n apparaatje die zegt: ik kan het bij jou plaatsen en je bespaart minimaal een tientje per maand. Dat is vrij veel hoor. Maar dan ga je die klant overhalen. Maar dan is het een voorwaarde, dat er een gedifferentieerd tarief moet zijn. Want anders kan het voordeel niet behaald worden.

Wat betreft het verschil wat ik aangaf tussen tarieven en het sturen: met tarieven bedoel ik de elektriciteitsprijs. Dus dat je daar ruimte in maakt. Je hebt gelijk, je zal voor het andere programma ook een financiële beloning moeten hebben. Maar dat zou bijvoorbeeld kunnen zijn zoals men in Amerika doet: bepaalde utility's controleren heel veel airco's en mensen krijgen ongeveer een tientje per apparaat per jaar uitbetaald. In ruil daarvoor mag de leverancier de airco uitzetten op het moment dat er overbelasting is. Dat is dan inderdaad wel een financiële beloning, maar die gaat niet via de elektriciteitsprijs. Die staat daar los van.

Dat klopt, daar heb je gelijk in. In wezen heb je meerdere financiële mogelijkheden. Er moet financieel voordeel zijn om te schakelen. Dat kan via de tarieven zijn, direct of indirect, dat klopt. Maar voor die gedragsaanpassing, vrijwillige gedragsaanpassing, daar zie je dus in Denemarken dat ze zeggen: voorlichting. En als er een signaal is, van er is nu te weinig zon en wind, dat mensen hun verbruik temperen. Zij verwachten daar veel van. Ik ben daar heel sceptisch over. Maar daar heb je dus het gedrag dat door informatie of door tarieven kan worden gestuurd versus het gebruik wat door apparaten, indirect of direct via tarief zou passen. Ik zou eerder onderscheiden echt de apparaatjes, de hardware sturing en de vrijwillige sturing. De sturing die steeds actief moet worden gedaan door de consument. Dat

laatste daar verwacht ik niet veel van. Maar voor het onderscheid is het wel belangrijk omdat een aantal partijen daar wel veel van verwachten en mikken op bewustwording en op signalen zoals: er is nu zon en wind dus nu kan je volop gebruiken. Maar het onderzoek wat ik heb gezien is of geen goed onderzoek of dat dat soort effecten heel snel weer verdwijnen. Dat mensen het in het begin wel leuk vinden maar dat je er niet op kan vertrouwen. En dat het te duur is, want ook informatie is duur om dat maar te blijven doen. Om mensen actief te laten zijn, om hun gedrag te laten aanpassen. Maar even terug naar jouw stelling, de barrière...

Het voorbeeld: Stel er is een leverancier die dat invoert, tarieven die dynamisch zijn, per uur of per tijdsblok. Dat consumenten daar niet aan zullen willen omdat ze het onzeker vinden en bang zijn dat ze erop achteruit zullen gaan.

Nee, je heb nu ook gewoon dag en nacht tarief en dat is maar een heel klein verschil maar er zijn toch mensen die dat hebben. In het verleden was er ook een veel grotere groep die dat gebruikte. Ik denk dat onzekerheid niet een factor is die een rol speelt daarbij.

En daaraan gerelateerd merk je ook dat... het kwam ook al langs in wat u net zei... Dat consumenten niet heel erg bezig zijn met elektriciteit. Het is niet echt een consumentengoed waar mensen zich in verdiepen. Een low-interest good wordt het ook wel genoemd. Is dat nog een barrière?

Er zijn groepen die tijdelijk dat wel interesseert. Dat zie je met mensen die zonnecellen nemen, of zo'n ding zoals Toon nemen en daarmee wat meer zicht krijgen en dan een aantal sluipverbruikers eruit kunnen halen. Maar dat is eerder sluipverbruik dan verschuiving van gebruik, dan dat het aantrekkelijk is vanuit het energiesysteem. Maar er zijn denk ik ook combinaties te vinden... het is een soort niche aanpak die je moet hebben. Er zijn groepen gebruikers die op een bepaald moment dat interessant vinden. Bijvoorbeeld in combinatie met domotica. Dat je zegt: ik wil dat vanuit mijn telefoon kunnen regelen. En als ze dan een aanbieding krijgen om dat te doen en er zit ook een sturingsmogelijkheid in om dag nacht te schuiven en dat gaat heel makkelijk, dan denk ik dat daar zeker wel employ voor is. Maar dan is het dus onderdeel van een breder pakket. Ofwel van een zonnecel, dat is een niche, ofwel van de elektrische auto, dat is een niche, of wel domotica. Dat zijn een aantal groepen, en misschien zijn er nog wel meer groepen, maar nichegericht. Er is een bepaalde groep gebruikers, die is geïnteresseerd en die wil apparatuur installeren. En dat is wel gekoppeld aan apparatuur. Dat er uiteindelijk automatisch geschakeld kan worden. Dat mensen op dat moment accepteren dat ze een deal aangaan met een provider die zegt: bij mij kun je gewoon een X bedrag per jaar besparen als ik mag schakelen. Maar dat is echt niche gericht.

Als we blijven bij de flexibele tarieven die een leverancier dan aanbiedt. Zou u dan ook ruimte zien binnen die bepaalde groep, want u geeft duidelijk aan: het zal niet voor iedereen interessant zijn, dat mensen dat zelf gaan doen? Dus dat die prijsprikkel voldoende is? Dat ze dan zelf naar de apparatuur gaan kijken? Slimme apparaten om daarmee te reageren? Ik denk dat dat echt aanbiedingen moeten zijn dat een aggregator zegt: ik wil je elektrische auto kunnen sturen. Je kan bij mij laden, ik heb een apparaatje en ik kan het goedkoper aanbieden dan m'n concurrent want ik kan daar mee schakelen. Korting van zoveel procent per jaar. Ik denk dat het wel nodig is, en jij hebt het over twee partijen die kunnen aanbieden, de leverancier of het netbedrijf, mijn stelling is dat je... En ook in Amerika zie je: het zijn de utilities die dat soort programma's aanbieden. Dan heb je geen tariefdifferentiatie nodig want die kunnen achter de tarieven het blijven doen. Die kunnen een waarde aan die piek toekennen. In een of andere deal vastleggen. Maar je heb hier wel de discussie: wie gaat het aanbieden? Mogen netwerkbedrijven dat soort dingen aanbieden? Maar in wezen is de markt bij ons veel opener dan in Amerika en dat je ook aggregators hebt die dus niet gekoppeld zijn aan een leverancier, die dingen moeten kunnen aanbieden. Die moeten tarieven hebben waarmee ze een profit kunnen verdienen. Daarom vind ik het ook belangrijk dat je die tarieven hebt, die tariefdifferentiatie, die is de basis voor providers, of dat nou

aggregators zijn of waar ze ook vandaan komen, maakt niet uit. Die los van de energiebedrijven, wel in het belang van de energiebedrijven, maar die moeten dat maar in tarieven tot uitdrukking brengen, kunnen besparen of verschuiven. En daar slimme apparaatjes voor ontwikkelen, om gegeven de tarieven te kunnen zeggen: dat is dus aantrekkelijk. Die klant heeft dat tarief en ik bied hem dat aan. Hij heeft nu een vlaktarief maar ik krijg de mogelijkheid om hem een gevarieerd tarief aan te bieden. Die aggregator gaat daar tussen zitten en kan dus geld verdienen en een deel van die winst sluizen naar het huishouden.

Begrijp ik u goed als u zegt: in zo'n situatie komt er een flexibel tarief vanuit de leverancier voor de consument en er moet een derde partij zijn die de consument probeert te helpen daarin te sturen.

Ja. De meeste vernieuwing, ook in Nederland is afkomstig van nieuwe partijen. Die soms alweer worden overgenomen door de leveranciers. Powerhouse is daar een van, zo'n voorbeeld, die is gewoon opgekocht. Een heleboel aggregators zijn opgekocht en nog maar een paar zijn onafhankelijk. Maar de vernieuwing komt van dat soort partijen. Zonder die concurrentie komt er zeker niks tot stand. En dat is wel de kracht van de marktwerking, dat als je zo'n prijsprikkel hebt, waarvan de consument zeg, die paar cent daar ga ik me niet druk om maken. Dan zijn er wel partijen die er tussen kunnen gaan zitten en de volumes kunnen vergroten en het vergemakkelijken voor de consument en daar toch een profit mee kunnen halen.

Dan ziet u dus een combinatie waarin en de mogelijkheid bestaat voor flexibele tarieven, dat de consument echt per uur een tarief heeft of meerdere prijsblokken en ruimte is voor directe sturing van apparaten door een partij buiten het huishouden om.

Ja. Daarom maak ik ook een onderscheid tussen... Daarom vond ik het onderscheid ook niet helemaal helder.... Het is niet of gedrag of tarieven of harde sturing. Die tarieven heb je weer nodig voor harde sturing. Die zitten op een ander niveau. Die tarieven kunnen ook weer gebruikt worden voor vrijwillige sturing, of vrijwillige gedragsaanpassing. Zijn niet per se nodig, maar eigenlijk zijn er verschillende niveaus

Dat onderscheid komt bij mij van dat beide situaties ook los van elkaar kunnen werken. Die aggregators, stel dat die direct apparaten aan zouden kunnen sturen, dat zou hij bijvoorbeeld kunnen proberen te vermarkten op de APX. Een grotere partij kan al toegang krijgen tot flexibele tarieven, terwijl huishoudens dat nu niet hebben en alleen zullen krijgen al een Eneco, een Greenchoice, een Essent zo iets aan gaat bieden. Dat beide losse manieren kunnen zijn van vraagresponse. Ik vind uw voorbeeld interessant waarin allebei samenwerkt.

Als we nog even blijven bij de flexibele tarieven vanuit leverancier, dan merkt je als je tarieven aan gaat bieden op uur basis of blokken, dat je zult gaan moeten afrekenen met de slimme meter. Toegang zal moeten hebben tot de slimme meter data en dan komen al snel privacy issues spelen. Willen mensen wel dat andere partijen daar zo makkelijk toegang tot hebben? Ziet u dat als een bezwaar, privacy issues?

Nee, wordt door de politiek altijd heel veel over gediscussieerd maar in de praktijk zie je dat mensen het helemaal niet interesseert. Mensen die het wel interesseert die moeten gewoon niet meedoen. Als mensen een bepaald voordeel ermee kunnen halen dan zijn ze bereid om alles te vertellen over zichzelf. Dat is gewoon verassend. Ga maar op internet kijken wat mensen over zichzelf vertellen als ze een voordeeltje kunnen halen. De politiek is daar waakzamer dan de burger wil. Als je het facultatief stelt en het is een relatie tussen de klant en een aggregator, want het hoeft niet per se via de slimme meter, kan ook gewoon via internet.

Hoe bedoelt u dat?

Ne, e het gaat dan toch wel via de slimme meter. De aansturing kan via internet, dat is wat ik eigenlijk bedoel. Dan moet er wel gemeten worden via die meter, dat klopt wel. Zijn twee verschillende dingen. Maar die slimme meter wordt gewoon uitgerold nu en de

privacyaspecten zijn wel gewaarborgd. Het is alleen het netwerkbedrijf die beschikt over de data en de klant zelf kan beslissen of hij dat gaat delen of niet. Ik zie daar niet zozeer een probleem. Het gaat ook niet om het verplichting van dat soort gedragssturing. Het is altijd vrijwillig. Dan maken mensen een deal met ofwel hun leverancier ofwel met een aggregator of wat voor partij dan ook en dat is het gewoon part of the deal.

U noemde ook al de uitrol van de slimme meter. Verwacht u dat dat nu een probleem is omdat er nog te weinig slimme meters zijn?

Nee, dat zie je met zonnecellen ook. Als mensen zonnecellen nemen moet je ook een slimme meter hebben en gewoon zestig euro extra betalen en dan kom je dwars door het programma heen van de uitrol en dan heb je een slimme meter. Helemaal geen issue. Ik denk dat het veel meer een probleem is dat de waarde van... Het waardeverschil tussen piek en dal is gewoon te klein omdat interessant te maken en je hebt grotere verschillen nodig om dat aantrekkelijk te maken. De business case is nog niet goed.

En dan bedoelt u bijvoorbeeld op de APX?

De APX laat zien wat de waarde is van flex en van de verschillende momenten wat dan een kilowattuur kost. En dat verschil is helemaal niet groot. Daarmee is de waarde van vraagverschuiving heel klein. En dat is een groter probleem voor de komende jaren. Het gaat wel toenemen, is mijn verwachting. Maar niet heel snel. Als het maar één cent per kilowattuur is: wie maakt zich daar druk om? Dat is gewoon ruis.

En u zegt: ik verwacht dat dat toeneemt. Doelt u dan op de toename van wind?

Zon en wind zullen toenemen. En daarmee neemt de volatiliteit van prijzen toe. Op het moment dat er overschotten zijn, dat zie je nu al, negatieve prijzen zelfs, dat zal verdwijnen, maar dat er wel lage prijzen zijn. En daartegenover momenten dat er te weinig zon en wind is en dat de prijzen zullen toenemen. Maar dan praten we pas echt over 2020.

Verwacht u dat dan de business case wel rond zal komen?

Niet voor huishoudens. Er moeten andere drijvers zijn om de business case rond te maken. Dat mensen domotica hebben. Om alleen voor vraagsturing apparaatjes in huis te gaan zetten of mensen vrijwillig met tarieven gedrag te laten sturen, daarvoor is gewoon het prijsverschil te klein. Ook al is het vijf cent per kilowattuur. Mensen betalen 23 of 22 cent per kilowattuur. De marginale kostprijs is vijf cent, in die buurt. Als je het naar nul kan terugbrengen heb je maximaal vijf cent wat je kan besparen. Dat is heel veel. Maar voor een huishouden is dat minder dan een kwart van hun elektriciteitsprijs. Laat staan van hun elektriciteitskosten, want er zitten ook nog een heleboel andere vaste kosten in, vastrecht en dat soort zaken. Van de elektriciteitskosten is het maar een heel beperkt deel. En je moet heel veel moeite doen om een kilowattuur te verschuiven. Ik ben niet optimistisch over die business case voor de huishoudens. Daar moet je ook effort in stoppen. De kosten zijn ook vrij hoog als je daar marketingcampagnes aan moet gaan koppelen, informatie apparatuur en dat soort dingen. Dat kan alleen meeliften bij partijen die zeggen: ik heb zon en wil dat maximaal gebruiken. Dat is een niche en daarom zijn die niches voor mij zo belangrijk. Die hebben andere belangen. Die moet je ook specifiek benaderen met wat voor voordeel zij kunnen hebben als ze gedragssturing toe staan. Waarmee ze hun rendement van hun zonnecellen kunnen vergroten. Of wel dat ze elektrische auto hebben en dat is een groep mensen, zeker op dit moment, die er heel bewust voor kiest en ook wel bereid is om te laden op momenten dat het goed uitkomt. Warmtepompen is een andere groep nog die zou kunnen. En domotica, mensen die het leuk vinden om hun hele huis te sturen. Dan zijn de extra kosten beperkt. Want ze installeren toch al een paar duizend euro aan allerlei spullen.

U gaf al aan dat u de business case voor huishouden niet rond zag komen. Ziet u dat veranderen als apparaten zoals elektrische auto's en warmtepompen normaler worden, meer wijdverspreid?

Voor die groepen zullen de kosten... het zal onderdeel zijn van het totale pakket en dan zijn de extra kosten beperkt. Maar er zijn nog wel extra kosten. Maar mensen zijn bereid die in

het totale pakket te nemen. En de extra kosten nemen af omdat het toch al gestuurd moet worden. Toch al apart gemeten moet worden voor elektrische auto's. Elektrische auto's hebben vaak een aparte aansluiting ook al heb je thuis een laadpunt. Het wordt toch apart gemeten en dan je het ook apart sturen. Daar is ook rekening mee gehouden. Een apart stuursignaal zit er als mogelijkheid op. Extra kosten worden al genomen in de hele uitrol. Dus daar is het makkelijker. Voor die specifiekere groepen en die zullen wel toe gaan nemen. Elektrisch rijden zal waarschijnlijk toenemen, warmtepompen zullen toenemen. Maar als je dan gaat kijken wat de mogelijkheden zijn qua verschuiving, want niet iedereen kan meedoen, iemand wil toch dat z'n auto vol is op het moment dat hij wilt gaan rijden. Of dat het huis wel warm is. Dat zijn echt wel de harde grenzen. Dus niet iedereen kan meedoen. Een beperkt percentage van je potentieel is maar stuurbaar in de praktijk. Ik denk dat het vanuit de elektriciteitssector zelf veel interessanter is om naar industrie te gaan kijken, waar je op gigawatten kunt regelen.

Dus zelf met de toename van warmtepompen en elektrische auto's...

Het verbaast mij dat elektriciteitsmaatschappijen en ook de netwerkbedrijven zo inzetten op de huishoudens. Vanuit de energiebesparing is het logisch, omdat het energie bespaart voor de consument. Maar voor flexibiliteit is het gewoon onzin. Dan heb je de vraag: hoe doe je dat zo goedkoop mogelijk met zo groot mogelijk potentieel? Onze analyse is dat je bij de industrie moet zijn. Is veel goedkoper.

Net kwamen we ook al langs de prijzen. Dat het verschil tussen piek en dal prijzen niet hoog genoeg is om dat rendabel te maken. Wat je ook ziet is dan men niet per se naar die elektriciteitsmarkt kijkt maar naar de markt voor onbalans. Incident reserve, of noodvermogen. Dat daar naar gekeken wordt omdat er veel hogere prijzen betaald worden. Daar wordt soms wel vier- of vijfhonderd euro voor een megawattuur, dus 40, 50 cent voor een kilowattuur betaald.

Maar dat is niet veel uur he?

Dat klopt, dat zijn wel de pieken in het jaar, dat is niet de standaard.

Daar kun je geen business case van maken.

Daar ziet u niet meer ruimte?

Nee. Je entreekosten zijn zo hoog. Je mag blij zijn als de industrie daar business van kan maken. Ik denk dat de volumes wel gaan toenemen in die markten, maar de eisen die TenneT ook stelt aan partijen die mogen aanbieden zijn al vrij groot hoor. Ook daar geldt weer: de industrie, kleinere bedrijven, dat zijn de eerste groepen. Misschien slimme aggregators die het elektrische vervoer kunnen pakken. En zo zijn er nog wel een paar niches, ook in de energievoorziening. Bijvoorbeeld wat we laats tegen kwamen, compressoren voor de aardgas velden in Groningen. Dat is een halve gigawatt. Kan je in één keer aansturen. Alle spullen liggen ervoor. ICT ligt er al voor, je hoeft geen extra kosten te maken. Je hoeft alleen maar te zeggen tussen zes en acht ga ik geen elektriciteit afnemen en dan liggen die compressoren even stil want dan is het te duur. En klaar ben je. Heb je een halve gigawatt. Het zijn gewoon volumes die kun je met huishoudens alleen met heel veel moeite bereiken.

We hebben nu vooral gekeken naar de markt, om de flexibiliteit daar in te zetten. Ik wil nog kijken naar als de netwerkbeheerder hier iets mee gaat doen. We hebben net geconcludeerd dat het voor huishoudens moeilijk is om die business case rond te krijgen. Ziet u meer ruimte als netwerkbeheerder er mee gaan bemoeien? Bijvoorbeeld dat het voor netwerkbeheerder goedkoper is om zo'n programma op te zetten, het controleren van bijvoorbeeld elektrische auto's, dan zijn kabels te verzwaren?

In onze analyse blijkt wel dat het goedkoper is om dat te doen. Maar je zit wel met het punt dat je de zekerheid moet hebben. Een netwerkbedrijf moet zekerheid leveren. De vraag is hoe een netwerkbedrijf de zekerheid krijgt dat ie dat kan gaan doen. Een kabel, daarvan weet je zeker: die ligt er. Het duurt enige tijd voordat je die capaciteit hebt maar op een

gegeven moment heb je die. Met vraagsturing is dat veel lastiger. Zeker op de vrijwillige manier. Dan denk ik dat het niet gaat lukken om daar dezelfde zekerheid van te krijgen.

Met de vrijwillige manier bedoelt u bijvoorbeeld tarieven?

Ja, of mensen bij groen licht... Het hoeven niet eens tarieven te zijn. Ik maak altijd een onderscheid tussen vrijwillig en gestuurd. En gestuurd kan door een netwerkbedrijf zijn maar kan ook door een aggregator zijn. Maar in ieder geval dat een klant zijn sturing uit handen heeft gegeven. Met sturing kan het wel. We hebben daar weinig ervaring mee natuurlijk. Op dit moment is dat niet een van de instrumenten van netwerkbedrijven. Zij mogen op dit moment ook nog niet via de markt het doen. Er zit ook nog een regulatorisch probleem. Want ze gaan dan ook de markt van onbalans op en mogen ze dat? Er zitten nog een aantal vragen in de wetgeving. En moeten ze niet gewoon aansluiten? Wat op het net gewoon hun plicht is. Daar zit nog wel een discussie. Uiteindelijk kan het maatschappelijk gezien wel aantrekkelijk zijn. Hangt er een beetje van af van wat voor soort congestie ze gaan voorkomen. Is het congestie ten gevolgen van groeiende vraag waardoor de capaciteit van het net in het geding komt? Of is het hele kortstondige congestie die gekoppeld is aan bijvoorbeeld zon PV? Dat je voor een paar uur in het jaar het net zou moeten verzwaren. Wat maatschappelijk gezien niet optimaal zou zijn. Die discussie gaat komen. Dan is een van de mogelijkheden dat een netwerkbedrijf kan gaan sturen.

Dat zou alleen voor het laatste geval zijn, als het een paar uur is per jaar?

Dat denk ik wel ja. Als je dat voor heel veel uren moet doen, daar kan een netwerkbedrijf niet voldoende op antiperen dat dat leidt tot eens structurele verlaging in een netvlak waar congestie kan gaan optreden, dat het ook een oplossing is voor capaciteitsprobleem. Dan is het veel makkelijk om gewoon koper in de grond te leggen dan hele dure gedragsprogramma's op te stellen. Als je het doet voor een beperkt aantal uren dan heb je een specifieke groep. Omdat met name de problemen zullen ontstaan bij zon PV of elektrisch laden. Een van de twee. Maar dat zijn weer die specifieke groepen. Daar zou wat meer mee mogelijk zijn. Dat kan je aan elkaar koppelen. Je zit wel met dat er een gedifferentieerd belang is voor de netwerkbeheerder en de leverancier. Het kan zijn dat er lokale congestie is maar nationale behoefte. Dat zijn spanningen die er in kunnen zitten. Dat is denk ik een van de beperkingen van lokale congestie. Of het voorkomen van lokale congestie... Je moet vrij hoge profits neerzetten willen mensen ofwel hun zonnecellen afschakelen, dat is wat je kan doen, ofwel een boiler aan gaan zetten op het moment dat er heel veel zonne-energie is. Daar is nog te weinig onderzoek naar gedaan om te zeggen of dat kan en wat dan de interferentie is met de leveringstarieven.

U noemde ook regulering, kwamen we al kort langs. Wat ook een barrière kan zijn vanuit de regulering is dat, wat u ook al noemt: het is een lokaal probleem. En op dit moment mag een netwerkbeheerder niet discriminatoir handelen. Ofwel een gedeelte van zijn klanten anders behandelen dan andere. En als het een lokaal probleem is kan je er niet onder uit dat dit soort oplossingen alleen lokaal aangeboden worden. Alleen op de netvlakken waar de problemen zitten. Dat lijkt in strijd te zijn met het verbod op discriminatoir handelen. Zie u dat nog al een barrière?

Ja, ik denk dat wetgeving nog niet toe staat om te zeggen: alleen in die wijk gaan we een apart tarief aanbieden. Dat is één van de aspecten van de wettelijke beperkingen.

En u noemde ook al de spanning die kan ontstaan tussen een leverancier en een netwerkbeheerder omdat die conflicterende interesses kunnen hebben. Bijvoorbeeld dat op een lokaal netwerk overbelasting is en netwerkbeheerder juist een incentive heeft om het naar beneden te brengen terwijl omgekeerd de marktprijzen heel laag kunnen zijn. Heel veel wind bijvoorbeeld. En er juist een stimulans is vanuit de leveranciers om de vraag omhoog te krijgen. Ziet u die spanning als een barrière voor vraagrespons?

Daarom is denk ik de industrie veel interessanter. Omdat je daar dat soort problemen veel minder hebt omdat ze op hoogspanning of middenspanning niveau aangesloten zijn. Dat je dan niet dat soort problemen hebt. Het hoogspanningsnet is veel beter gedimensioneerd dan

laagspanningsnetten. Dat is een van de redenen dat, met name de overproductie van zon en wind kun je door vraagvergroting makkelijker regelen via de industrie. Alleen specifiek over zon PV, dat moet je waarschijnlijk wel lokaal regelen. Maar dan is dus de vraag, en dat is een maatschappelijke vraag: moeten netwerkbedrijven iedereen aansluiten? Voor acht kilowatt, wat nu maar anderhalf is gemiddeld voor een wijk. Maar je kunt je voorstellen dat je een wijk hebt met woningen die allemaal zuid gericht zijn met grote daken en dat iedereen lekker alles vol legt. Dan heb je in dat netvlak een probleem. Dat soort vragen die kunnen gaan komen. Maar of dan vraagsturing dan de oplossing is, is de vraag.

Dus als ik u goed volg ziet u voor de industrie of grote apparaten, meer ruimte voor het balanceren op de markt. En lokaal, meer het netwerkbeheerders probleem, meer zon en misschien elektrisch laden?

Ja, maar heel specifiek, zeker in de komende tijd voor bepaalde wijken. Waar ofwel veel zon PV is ofwel elektrisch vervoer. Maar dat is niet hier. Hier heb je dat soort dingen niet. Hier kun je een paar vierkante meter neerleggen en dat is maar een fractie van de totale vraag. Maar je kunt je Vinex wijken voorstellen waar je eenduidige wijken hebt met veel woningen die op zuid gericht zijn met grote dakvlakken. Rijkere mensen die dat doen. Dat je dan achter zo'n trafo, iedereen is aan het werk en de zon schijnt lekker, dan heb je een probleem. Het is niet voor heel Nederland een probleem maar wel voor specifieke netvlakken.

En dat zouden dezelfde wijken kunnen zijn waar de mensen besluiten een elektrische auto te nemen en allemaal om vijf, zes uur thuis komen en inpluggen.

Ja.

Waar ik nog naar wil kijken zijn de flexibele tarieven maar dan vanuit de netwerkbeheerder. Wat ook langs kwam in die studie van u. Daarin kwam naar voren dat dat als gevolg kan hebben dat grotere energieverbruikers meer gaan betalen, omdat zij meer kilowattuur gebruiken. En als je de netwerktarieven afhankelijk gaat maken van het aantal kilowattuur dan zullen zij meer moeten gaan betalen voor het transport terwijl kleine gebruikers er juist op vooruit zullen gaan. Ziet u dat als een barrière om dit in te gaan voeren, naast degene die we al besproken hebben?

Ik denk niet dat dat de grootste problemen zijn. Er is natuurlijk vanuit de industrie weerstand tegen veranderingen omdat dat voor een aantal partijen negatief zal uitpakken. Dat is toch denk ik een tweede orde verschijnsel omdat de leveringstarieven dominant zijn en wat daar mee kan gebeuren.

Dus dan zegt u als die netwerktarieven al per kilowattuur worden, dan valt dat wel mee vergeleken met de leveranciers tarieven?

Dat denk ik wel ja. Het zal onvoldoende zijn om lokaal congestie problemen op te lossen. Dat moet je op een andere manier, zeker als je meer zekerheid wil hebben, met forse prikkels gaan doen. Het moeten echt momenten zijn en geen ander vorm van een regulier tarief want je hebt maar een beperkt aantal momenten dat je problemen hebt. Dat zijn exceptionele situaties. Daar moet je een bijzondere regeling voor hebben. Die studie ging meer over: ga nou het vastrecht versleutelen waardoor de elektriciteitstarieven hoger worden en daarmee de prikkel om energie te besparen grote wordt. Dat is wel zo. Er is een elasticiteit. Maar die lost niet de flex behoefte op. Hij leidt wel tot een lager verbruik, in beperkte zin, ik denk niet dat het heel veel is. Maar er is toch enige elasticiteit. In wezen beloon je nog meer de besparing die ze al hebben maar dat is niet een oplossing vanuit het congestieprobleem, of vanuit flex behoefte.

Wel al zou je het combineren met een variabel tarief, dus met pieken. Dat je het in bepaalde uren veel hoger maakt dan andere.

Dat was volgens mij ook onze conclusie, dat als je dat een beperkt aantal uren doet en samen laat gaan dat het dan effectiever is. Maar dan nog. De zekerheid.... Het gaat erom: wat wil je laten prevaleren: de lokale congestie of de nationale onbalans? Dan is de

zekerheid die je daarmee gaat krijgen beperkt. Zowel voor lokale congestie als voor de nationale onbalans. Voor lokale congestie heb je andere middelen nodig dan die tarieven.

Zoals apparaat sturing?

Ja, en misschien wel heel hard: dat je een bijzonder tarief hebt voor situaties waarin het heel zonnig is en er geen gebruik is. Kan je je voorstellen dat daar een apart tarief voor komt. Dat mensen een beloning krijgen, maar per kilowattuur is die heel hoog, anders werkt het niet. En die moet je ook niet vaak gaan geven, anders wordt het veel te duur om dat te geven.

Maar die zou dan wel vanuit de netwerkbeheerder moeten komen?

Maar dan krijg je wel het regulatorisch kader dat een probleem gaat worden. Dat heb je nog niet opgelost. Maar stel voor dat ze het mogen. En ze zeggen: wij betalen een euro per kilowattuur als je dat afschakelt. Dat is heel veel natuurlijk maar dat kan goedkoper zijn, dan moet je wel gaan rekenen, dan koper in de grond, als je daarmee de piek in het verbruik kan weghalen. Dat zijn dan exceptionele tarieven, niet de normale fluctuaties op de APX prijs die je daar mee volgt. Dan kan congestie werken. Maar niet door zonder meer de vastrechtkosten te variabiliseren. Daarvoor is het te weinig en daarmee te onzeker. Zeker voor die momenten dat je het nodig hebt. Voor de nationale flexbehoefte zal het z'n effect hebben maar zijn het niet de grote klappen die je nodig hebt. Het dempt je behoefte iets: er is altijd enige respons als je dat gaat doen. Maar het is goedkoper om dan weer naar de industrie te gaan. Dat is de lijn van het verhaal.

Alleen voor echte pieken zou het kunnen helpen? Uitzonderlijk situaties?

Ja, maar nationaal ga je dan eerst naar de industrie kijken, dat is goedkoper. De grootste barrière voor huishoudelijke sturing is het feit dat het gewoon zo duur is en dat er andere sectoren zijn waar het veel goedkoper is.

Ok. Als ik mijn lijst doorkijk hebben we de meeste onderwerpen behandeld, behalve de rol van PV partijen. Rondom allocatie en reconciliatie. Stel dat je die flexibele tarieven komen vanuit de leverancier. Op dit moment maken PV partijen gebruik van het standaard profiel om in te schatten hoeveel zij moeten inkopen. Mocht er een situatie ontstaan waarin er een dynamische elektriciteitsprijs is, bijvoorbeeld per uur, dan zal dat profiel niet meer kloppen. Ziet u daar nog barrières?

Sowieso is het verbruiksprofiel aan slijtage onderhevig. Door de komst van weer die nichepartijen die ik net noemde, die geven een heel verstorend beeld. Dat is wel een probleem voor de hele manier waarop de balans wordt verrekent en de programmaverantwoordelijkheid wordt geregeld. Daar zijn ze druk mee bezig. Het programma pantheon is daarvoor, om te kijken wat er moet gebeuren. Of je naar real-time metering toe moet om dat nog te kunnen blijven doen. Of dat je alleen bepaalde groepen gaat meten en dat je een differentiatie van gebruiksprofielen gaat krijgen, dat is ook mogelijk.

Dat je bepaalde mensen uit het profiel haalt?

Als iemand zon PV heeft dan heeft hij een ander profiel. In plaats van dat er nu één profiel is maakt je er vier van, voor huishoudens. Daar zijn ze al mee bezig en dat is wel nodig want je moet wel weten ten opzichte van wat je stuurt.

Dan heb ik de meeste barrières die ik heb staan wel besproken. Heeft u nog het gevoel dat we bepaalde gebieden of barrières rondom vraagrespons bij huishoudens nog gemist hebben?

Nee, ik denk dat we de meeste wel aan bod hebben gehad. Het is de vraag: wat is je doel van vraagrespons? Is je doel energiebesparing, dan kun je zeggen door meer tariefdifferentiatie heb je altijd enige vorm van energiebesparing, maar maak je daar niet teveel illusies over. Als je behoefte is om meer flex te genereren ter behoeve van de balans van het systeem dan is het een dure maatregel om dat bij de huishoudens te gaan doen. Dan moet je eerder gaan kijken naar de industrie, met uitzondering van zon PV, waar dus

een netwerkprobleem ligt. Als je dat probleem wil oplossen dan moet je met veel hardere sturing gaan werken, veel hogere tariefprikkel. Dat is denkbaar. Maar dat valt buiten wat er op dit moment in onderzoeken wordt verkend. Dat gaat toch meer over kleine stapjes en beperkte tariefdifferentiatie.

Dan is uw suggestie om te kijken naar incidentiele maatregelen, maar wel hele krachtige maatregelen.

Ja. En om dat je uiteindelijk... de netbeheerder heeft een zekerheidsprobleem. Je weet hoe het netwerkbedrijf in de kijzers staan als ze uitvallen hebben. Dat is het ergste wat een netwerkbeheer kan overkomen. Daar worden ze hard op afgerekend. Dan leggen ze liever koper in de grond dan dat ze rekening gaan houden met dat een consument misschien gaat afschakelen. Dat zijn de keuzes waar ze voor staan.

Als laatste vraag: wat zijn van de onderwerpen en barrières die we besproken hebben voor u de belangrijkste?

Ik denk uiteindelijk gewoon de kosten. De kosten om dat te operationaliseren. Wet en regelgeving is op te lossen. Als we dat met z'n allen vinden dat het anders moet dan kan dat. Maar de kosten om dat mogelijk te maken, en dan met name de gestuurde vraagverschuiving, die zijn gewoon hoog. En ik zie niet dat je die even kunt verlagen. Want marketingcampagnes zijn duur, bij klanten langs gaan is duur en dat wordt vaak vergeten.

Ok duidelijk. Heel erg bedankt voor dit interview.

Interview G

Date: 18th of February 2015

Dan zou ik graag willen beginnen met flexibele tarieven. Stel je voor dat een netwerkbeheerder dit soort tarieven in zou willen voeren. Dan ga je terug naar de situatie van voor 2009. Namelijk dat je weer een kilowatttarief hebt en dat wil je dan nog flexibel maken.

Hiervoor hadden we eigenlijk een dag- en nachttarief, synchroon met de leverancier. Toen kwam het nieuwe marktmodel, het leveranciersmodel. Toen was de gedachte, en die speelde al langer binnen de netbeheerder en ook bij onze directeur. Die was groot voorstander van een capaciteit tarief. Hij zei: "het maakt niet uit hoeveel kilowatturtjes de klanten af neemt. Het gaat om het gat in de muur: de capaciteit die wij beschikbaar stellen. Daar moet je het tarief op baseren". Er was toen een discussie, het leveranciers model moest ingevoerd worden. De netbeheerders die wilden daar wel aan meewerken maar hadden wel twee eisen, verzoeken. We willen een capaciteitstarief, dat is makkelijk met de verrekening. Anders krijg je allerlei toestanden, met het verrekenen van de gemeten kilowatturtjes, krijg je allerlei verschillen. Als we kunnen afrekenen tegen één vaste prijs. We weten de aantallen, die leggen we vast in het aansluitregister. Dan hoef je alleen maar te kijken naar hoeveel aansluitingen er zijn. Vervolgens maal een dagtarief en we kunnen het makkelijk met elkaar verrekenen. Vereenvoudigen van het berekeningsmechanisme. En een eis was dat wij over de meter gingen. Dat de netbeheerder het alleenrecht had op de slimme meter. Op het plaatsen. Als dat 100% netbeheer is dan kunnen we daar gebruik van maken tegen netverliezen en fraude. Tussen toen we omgingen in 2009 waren er drie dingen: invoering van leveranciersmodel, capaciteitstarief en de meter is van de netbeheerder. Voor kleine verbruikers.

Als je dus kijkt naar flexibele tarieven vanuit de netwerkbeheerder, dat je dus weer een paar uur per dag een hogere prijs rekent en je wilt het weer per kilowattuur doen, dan ga je weer terug naar de oude situatie. Zie je dat gebeuren? Denk je dat zoiets haalbaar is? Het klinkt als een weloverwogen keuze.

Ik geloof wel dat we uiteindelijk naar een flexibel tarief gaan, of in ieder geval een gedifferentieerd tarief. Maar voor de netbeheerder niet per kilowattuur maar per kilowatt. Eigenlijk gaan we op de kilowatt meten. Wij vinden dat als we een tarief moeten kiezen dat het beste de kosten weer geeft, dan zou het kilowatt zijn, niet kilowatturtjes.

Hoe zie je dat dan voor je?

Bijvoorbeeld, als je een slimme meter hebt dan je kan zien wan die klant precies verbruikt. Het zou op twee manier kunnen: afrekenen op de hoogste piek die hij ergens in een jaar afneemt. Of je kan nog verder flexibiliseren. Dan ga je naar het tarief kijken. Nu zit de piek tussen vijf en acht uur. Dat je dat hoger maakt en buiten de piek uren lager. Dan ga je echt rekenen. Eigenlijk wat we nu bij grootgebruikers. Daar meten we in feite ook uur waarden. Dat je echt een time-of-use hebt, dus tijdsblokken en daar een prijs aan hangt, afhankelijk van het vermogen dat hij afneemt.

Zou dat voor de klant niet heel lastig zijn? Die heeft niet zo veel verstand van elektriciteit en als hij naast de kilowattuur nu ook over de kilowatt moet gaan nadenken...

Ja dat kan ik me voorstellen, dat probleem. Je moet eigenlijk door de hele energie keten heen kijken. Producenten, leveranciers en netbeheerders. Het zou niet goed zijn als dat niet synchroon loopt of tegengesteld gaat werken. Je moet er heel goed over nadenken voordat je een nieuwe tariefstructuur gaat invoeren. Matcht dat wel met de leverancier? Je moet er goed over nadenken. Uiteindelijk gaat het om de laagste maatschappelijke kosten in de hele keten. Misschien moet je dat helemaal boven aan zetten. Als wij andere tariefdagen doen dan de leverancier wordt het heel ingewikkeld voor de klant.

Dat zal je inderdaad goed moeten coördineren met de leverancier. Daaraan gerelateerd, er zijn situaties denkbaar dat de leverancier een ander belang heeft dan de netwerkbeheerder. Bijvoorbeeld wanneer de netwerkbeheerder merkt dat er veel belasting op het net is en minder zou willen. En de leverancier juist goedkope stroom heeft op dat moment. Zouden dat soort dingen elkaar nog kunnen bijten, verwacht je dat dat een barrière is?

Ja dat verwacht ik echt. Daar gaat het om sub-optimalisatie: we willen nou zo efficiënt mogelijk zijn... Ik denk dat de netbeheerder volgend moet zijn. Dat is mijn persoonlijke mening. Als we dan een extra investering moeten maken. Ik vraag me ook af... Ik denk dat we met flexibilisering zeker iets kunnen bereiken. Een voorbeeldje: een hele straat wordt uitgelegd met elektrisch vervoer, laadpalen, en we gaan daar flexibele tarieven invoeren. Eigenlijk wil je daar een lokaal probleem mee oplossen, dat we daar niet een dikkere kabel moeten leggen. Als mensen niet willen meewerken moeten we toch die kabel neerleggen. Dat is lastig.

Dat zie dus eerder gebeuren, een per kilowatt tarief, dan terug naar het kilowattuur tarief?

Ja. Wat je ook ziet in Europa, dat de netbeheerders gaan voor een meer capacity-based design voor netbeheer, niet kilowattuur, niet energie, maar juist capaciteit. Dat is waar het net op uitgelegd wordt. Vanuit de netbeheerder gekeken is capaciteit wel de kostenveroorzaker. En wat ik nu veel zie, is dat landen het anders op lossen. Simpel gezegd, je hebt een tarief: vastrecht, transportdeel en aansluiting nog wat. Wij hebben dat helemaal vast, helemaal fixed. In andere landen zie je dat het fixed groter wordt en het variabele deel kleiner. In Duitsland hebben ze dat. In België pleiten ze ook hier voor. Het wordt een soort mix. Maar ze gaan wel meer naar vast. Het vaste deel wordt hoger en het variabele wordt kleiner. Die trend zie ze.

Het tegengestelde van waar hier over gepraat wordt?

Ja, ik had laats een presentatie van een Duitse netbeheerder en die hebben ook voorstellen gedaan en eigenlijk wilde ze helemaal naar een capaciteitstarief maar dat ging niet lukken. Ze hebben nu een voorstel om het vaste deel veel groter te maken ten opzicht van het variabele deel. Het is stabiel. We weten precies wat we binnen krijgen. Als je op basis van volume gaat afrekenen moet je altijd maar afwachten of je dat geld wel binnen krijgt. Meestal is het zo dat je achteraf dat verschil nog wel binnen mag halen. In België een paar jaar terug, werden er heel veel zonnepanelen op de daken gelegd, zag je heel veel saldering. De netbeheerder... die volumes zakte helemaal in. Ze hadden een enorm liquiditeitsprobleem want ze kregen veel minder inkomsten.

Interessant, ik heb het hier ook staan als barrière. Als je een per kilowattuur tarief invoert dat je inkomsten onzeker worden, maar ook dat je het risico loopt dat ze tegenvallen. Zie je dat risico ook bij een tarief per kilowatt? Stel dat mensen gaan reageren?

Ja. Je loopt altijd achter. Het systeem werkt zo: ze kijken een periode terug. Ze kijken naar de productiviteitsontwikkeling, de kostenontwikkeling van de netwerkbeheerder en op basis daarvan krijgen we een soort toegestane inkomsten. Het is eigenlijk zo: er is een model en er wordt gekeken naar de kostenontwikkeling in de sector en vervolgens krijgen we allemaal een deel van die taart. Elke netbeheerder krijgt een deel. De toegestane inkomsten. Op basis van de toegestane inkomsten mag je je tarieven instellen...

We zaten bij onzekerheid in de inkomsten.

Oh ja. Dat noemen ze een tarievenmandje en daar zitten volumes in van de periodes daarvoor. Ik heb nu een tarievenmandje en daar zitten de volumes in van 2011, 2012 en 2013. Het gemiddelde zit daarin. Daar is je tarief op gebaseerd. Als in één keer die volumes inzakken, dan haal je dat geld niet binnen.

Want je werkt met een gemiddelde dat er op achter loopt?

Je loopt gewoon drie jaar achter. Het systeem werkt zo: in de volgende periode wordt dat voor een deel ingehaald. Je krijgt het weer terug. Maar in het heden heb je veel minder inkomsten. Toch een onzekerheid.

Bedoel je dan met die methodiek dat die onzekerheid er ook al is?

Nou veel minder, omdat wij een capaciteitstarief hebben en dat gebaseerd op aantallen. Aantallen klanten dat verschilt niet zo. Over het algemeen komt er een procentje bij. Als je op basis van variabele volumes, kilowattuur, werkt en er worden massaal zonnepanelen op het dak gelegd en dan met saldering, hebben wij veel minder kilowattuur kunnen verkopen. Wat dan gebeurt: wij hebben een inkomstenprobleem op de korte termijn. In de toekomst wordt dat voor een deel teruggehaald. Het tarief wordt dan hoger. Je socialiseert: mensen hebben lekker kunnen salderen en uiteindelijk gaan de andere klanten daarvoor betalen. Het systeem op zich wordt niet goedkoper, niet op de korte termijn. Dus je schuift een deel van die kosten naar de afnemers.

Zie je die problemen ook als er een kilowatttarief zou komen? Dat je dit soort onzekerheden krijgt?

Ik denk wel minder. Maar als mensen bewust heel erg gaan knippen, dan heb je dat probleem ook. Ik schat wel minder. Het is een nadeel, maar ik vind niet dat je op basis van dat nadeel moet zeggen: dan doen we het maar niet, want dan blijft het lekker stabiel.

Je zal dan wel zien dat, als je zoiets invoert per kilowattuur of kilowatt, dat de grote gebruikers een stuk meer zullen betalen. En juist huishoudens die weinig gebruiken erop vooruitgaan. Terwijl nu iedereen het allemaal hetzelfde tarief betaalt.

Bedoel je grootgebruikers?

Nee, huishoudens die veel gebruiken.

Ok. Toen we overgingen van variabel naar capaciteitstarief toen hadden met name de zwaardere aansluitingen nadeel. Door de berekening van dat tarief. Bij de groep van 3 keer 25 hadden we een soort gemiddelde berekent. Maar bij de zware aansluitingen zeiden we: die hebben er bewust gekozen voor zo'n hoge capaciteit, dus we laten ze ook voor de maximumcapaciteit betalen. Daarom zie je een behoorlijke sprong tussen 3 keer 25 en 3 keer 35: het gaat ineens een factor zes omhoog. Bij drie keer 80 helemaal. Daardoor is het verschil hoog. Eigenlijk hebben we gezegd: als je zo'n zware aansluiting gebruikt, dan ga je die piek ook gebruiken, anders vraag je 'm niet aan. Bij de 3 keer 25 zeiden ze: allemaal verschillende mensen en een stukje gelijktijdigheid zit erin.... Dus klanten, bijvoorbeeld sportvelden, die relatief weinig kilowattuur omslaan waren in het nieuwe systeem de sigaar, want die betaalde de hogere prijs terwijl ze vroeger op basis van de kilowattuur veel minder betaalden.

Als ik je goed volg zou je met een tarief per kilowattuur juist minder grote stappen in kunnen voeren?

Ja. Want dan kijk je naar: wat gebruik je daadwerkelijk? We hebben toen wel een soort van coulonce regeling gedaan. Voor 50 euro kon je je aansluiting laten verlagen. Dus de extremen zijn er uit gehaald, maar het idee is: iedereen moet betalen voor de piek die je veroorzaakt. Binnen de 3*25, dat is ook een gespreide groep. De discussie met elektrisch vervoer enzovoort: moet goedkoper. Aan de andere kant zijn het grote kostenveroorzakers: Die trekken waarschijnlijk wel de maximale piek met 3X25. Iemand anders betaalt hetzelfde bedrag en heeft lang niet zo'n hoge piek. Dat is waarom ik denk: laat iedereen maar betalen voor de piek die hij veroorzaakt. Dat is eerlijk.

Want ik had als barrière staan tegen een per kilowattuur tarief, dat de huishoudens die nu twee keer meer dan gemiddeld gebruiken ineens er heel hard op achteruit zullen gaan. En huishoudens die de helft van het gemiddelde gebruiken zullen er heel erg op vooruit gaan. Dat je een hele grote spreiding daarin krijgt. Maar als ik je goed volg met het kilowatttarief, zou je juist een eerlijkere oplossing kunnen maken en veel kleinere stapjes.

Ik denk dat dat beter past. Als we eerst teruggaan naar het oude systeem... Toen we overgingen in 2009 hebben we heel veel nagedacht over de grote verschillen. Hoe kunnen we nu zorgen dat zoveel mogelijk trouw overgaat. Dat vond ik heel knap, heb het zelf niet bedacht, maar dat hebben ze opgelost via de energiebelasting. Je krijgt een soort

kortingsheffing, en die verhogen we, maar de energietaks die verhogen we ook. Allemaal rekenmodellen: als je dan gemiddeld ongeveer 3500 kilowattuur had, een gemiddelde klant, en je betaalde in 2008 dit, dan ga je over naar het nieuwe systeem en via die belastingtruc kom je op dezelfde nota uit. Slim bedacht. Voor de gemiddelde klanten ging dat helemaal goed. Maar je heb wel die extremen: bij klanten die heel weinig kilowatturtje afnemen liep dat net niet helemaal goed. Het kan in het nieuwe systeem zijn, als iemand heel weinig kilowatturtjes afneemt, dat hij zelfs geld terug krijgt. Dat is een extreme hoor. Eigenlijk een soort compensatie door de energiebelasting. Want die energiebesparingsprikkel moest erin blijven. Dus als je toch veel kilowatturtjes afneemt ga je relatief meer energiebelasting betalen. Dus er zit wel degelijk een prikkel in.

Stel je voor dat geprobeerd wordt zo'n kilowatttarief in te voeren. Zou het nog een barrière zijn dat de administratie dan lastiger wordt vergeleken met nu, met het vaste capaciteitstarief?

Ja. Nu is het heel simpel: we hebben een aansluitingsregister en daar staan gewoon aantallen in en wat voor klant het is, wat de doorlaadwaarde is. Elke maand wordt er een download gemaakt: Nuon heeft er 10 miljoen. En aan de hand daarvan... Heel simpel, aantallen maal tarief en dat wordt met elkaar verrekent.

Dan gaat er gewoon een factuur naar Nuon?

Ja. Als we naar het andere systeem gaan overstappen dan moet het met gemeten waarden, dus dat wordt lastiger.

Hoe zou dat dan gaan?

Volgens mij kan dat wel. Je moet op dan op basis van een soort voorschot werken. Als de slimme meter er is zou je het wel kunnen doen. Nu weet je het niet dus krijg je toch achteraf verrekeningen met elkaar en die heb je in het huidige systeem niet.

En als vanuit de slimme meter bepaalt wordt hoeveel een klant gebruikt?

Dan moet je ICT optuigen.

Zie je dat nog als een barrière? Dat mensen zeggen, we gaan het niet doen want het is veel te complex?

Dat zou kunnen. Ik weet zeker dat mensen dat gaan roepen. Maar het zou geen echte barrière mogen zijn: het is een nadeel. Je moet een business case uitrekenen. De gedachte met het capaciteitstarief was de administratieve kosten te verlagen. Toen is geroepen: er is 100 miljoen in de hele sector die we daarmee verlagen. Als we dat hele spul weer gaan optuigen en het wordt 100 miljoen duurder dan kun je je afvragen, is dat wel... Uiteindelijk wil je gaan besparen. Daar moet je goed over nadenken.

Zeker als je dat tarief ook flexibel wil maken. Dan zal de ICT misschien nog lastiger zijn.

Denk je, de situatie is in 2009 verandert om het simpeler te maken, dat het nu zes jaar later haalbaar is om het helemaal om te gooien?

Goede. Er is wel weerstand maar wat ik ook zie vanuit Europa, maar ook binnen de SEP en de ACM en binnen Netbeheer Nederland. Er is opdracht gegeven een nieuwe visie op het tarievengebouw te geven. Iedereen is het er wel over eens: past het huidige model nog wel bij de energietransitie, met vele meer decentrale opwerk? Dus je ziet wel duidelijk een beweging: we moeten iets gaan doen. Twee jaar geleden is er wel al een rapport gemaakt, heeft de ACM het laten door lichten. Toen werd gezegd: in de toekomst gaat er absoluut iets veranderen, maar binnen tien jaar hoeven we niks te doen. Dat was eigenlijk de conclusie. Maar er komt nu steeds meer druk. Gaan we al beginnen nu?

Als je dat gaat veranderen, denk je dat de kilowatt optie de meest logische optie is? Of liggen er nog andere opties op tafel?

Eigenlijk ligt alles nog open. Zelfs kilowattuur. Er is natuurlijk een relatie tussen kilowatt en kilowattuur. Niet één op één, zeker niet, het gaat met name om wanneer je het afneemt, in

welke tijdsperiode. Iemand die heel veel afneemt zal ook wel een hoge piek hebben? Anders moet hij wel een heel vlak patroon hebben.

Dus die is nog niet van tafel, per kilowattuur?

Nee, in alle modellen wordt het als een optie meegegeven. Met name om synchroon te zijn met de leverancier. En ik denk ook om decentrale opwerk te stimuleren. Dat zou best zo maar kunnen. Als er zoveel opwek is. Bij die presentatie van Jouw Energie Moment hadden ze een soort matrix gemaakt. En daar zag je dat de hoogste piek werd veroorzaakt door invoeding op het net.

Als we kijken naar die dynamische prijzen, denk je dat er verder nog barrières zijn die dat in de weg staan, op het gebied van regulering? We hebben een aantal dingen besproken, maar dat er meer zijn?

Je hebt Europese wetgeving. Er zijn een aantal principes. Bijvoorbeeld non-discriminatoire, kostenveroorzakingsbeginsel, het mag niet afstandsgebonden zijn, geen verschillen zijn in waar het vandaan komt. Een aantal economische principes maar ook bescherming. Het zijn een soort richtlijnen en uiteindelijk, hoe de nationale wetgeving en regulator dat gaan regelen, daar is best veel vrijheid. Je mag je eigen systeem bedenken. Je tariefstructuur ben je vrij in, vast of variabel. Ben je helemaal vrij in, nu nog. Een paar heikele punten zijn ook nog: lokaal. Eigenlijk zijn er binnen Nederland acht netbeheerder en allemaal verschillende prijzen. Dat is ook vreemd, is dat niet discriminatoire? Afhankelijk van waar je woont betaal je, bij. Bijvoorbeeld in het Westland betalen ze hoge tarieven. Die hebben heel veel decentrale invoeding en mogen daardoor iets hogere tarieven rekenen. Als consumenten betaal je daar meer dan in Enexis gebied.

Staan in die Europese wetgeving zaken die zullen bijten met een flexibel tarief?

Nee, naar mijn idee niet. Zelfs binnen Nederland niet. Je hebt de E-Wet. Vervolgens krijgt je AmvB, algemene maatregel van bestuur en ministeriele regelingen. De E-wet gaat boven alles. Eigenlijk heb je nog een vierde: de tarieencode. Dat is een uitwerking van al die drie. De E-wet is nog redelijk ruim en de AmvB ook. Er staat zelfs iets in dat het mogelijk is dat je gedifferentieerde tarieven kan hebben binnen een bepaalde klantgroep. Heb je wel eens van het 600 uur tarief gehoord? Dat is een bijzonder tarief. Dat hadden ze niet goed in de wet geregeld dus hebben ze later een AmvB gemaakt dat het mogelijk maakt. Je hebt een tarief voor hoogspanningsklanten, maar klanten die heel weinig afnemen, incidenteel en een bedrijfstijd hebben van minder dan 600 uur die hebben een ander tarief. Dat wijkt al af. Daar maak je al een uitzondering. Binnen een bepaalde klantgroep heb je een groepje dat op basis van z'n werkelijke afname een ander tarief heeft. Dat staat in de AmvB, dat dat mogelijk is. En voor openbare verlichting hebben we een geschakeld tarief. Dat staat ook expliciet beschreven. Dat daar onderscheid kan zijn. Als de netbeheerder aan- en uitschakelt dat je dan kan afwijken van het vaste tarief. Daar zitten mogelijkheden. Alleen in de ministeriele regeling daar staat dat het transporttarief gebaseerd is op de doorlaatwaarde van de aansluiting. Die timmert het weer dicht. Maar die ministeriele regeling is wel te wijzigen. Dat is wel te doen. Maar binnen wat er nu ligt kunnen geen flexibele tarieven voor kleingebruikers. Eerst moet je zorgen dat de ministeriele regeling eruit gaat. Dan moeten we de tarieencode aanpassen. Dat is iets wat de netbeheerder zelf mogen doen. Alleen dat is een hele procedure. Moet ook ter inzage. Alle netbeheerders moeten het met elkaar eens zijn. De ACM stelt dat eigenlijk vast.

Maar je zou niet de elektriciteitswet hoeven wijzigen?

Nee, op dit moment niet. Maar er komt nu STROOM, nieuwe wetgeving, dus de boel gaat toch op de schop. Wat ik gezien heb in STROOM is dat die beperking er ook niet in zit. In de wet zelf niet. Ze willen het wel verder gaan uitwerken in de AmvB, met name de flexibele tarieven. Want wij wilden dat eruit: dat het tarief van kleinverbruik is gekoppeld aan de doorlaadwaarde. Dat hebben ze er nu ook uit gehaald. Ik hoop dat het eruit blijft. Dat betekent niet dat we het direct anders willen. Maar als je het in de wet vastlegt, die verander je niet

zomaar. Maar houdt in ieder geval die ruimte open. Maar dat is gebeurt nu. Alhoewel, het is nog heel informeel.

Als ik jou goed volg lijkt er wel ruimte te zijn om zoiets in te voeren.

Ja.

Zou je dan ook al vrij snel door kunnen naar dynamische tarieven? Dat je gebruik gaat maken van vraagrespons.

Dat zou kunnen maar dan heb je sowieso slimme meters nodig die dat allemaal kunnen volgen. Dan wordt het iets lastiger als je het dynamisch gaat maken en ook lokaal... Als je time-of-use geeft met bepaalde prijsblokken, dat geldt dan voor heel ons gebied. Met dynamisch moet ik meer denken aan lokaal kijken wat de belasting is in het net en dan de prijzen aanpassen.

Dat er echt een real-time prijsprikkel komt. Dan raak je wel aan dat niet-discriminatoire.

Dat is heel lastig. Heb ook in de Europese wetgeving gekeken en lokale prikkels zijn toegestaan, zoals ik het nu inschat is dat meer bedoelt voor congestie, niet echt voor tarieven. Dat is lastig hoor.

Dus of daar ruimte voor is, is onzeker?

Ja. Ik heb er zelf goed naar zitten kijken. Ik zal dat stuk naar je toe sturen, daar staat wel iets van "lokale prikkels zijn toegestaan". Volgens moet je dan meer denken aan... neerzetten waar ruimte is, op elkaar afstemmen. Maar transporttarieven kan ik er niet echt uithalen

Dus er is gezien de hervormingen en de houding wel ruimte om naar een andere tariefstructuur te gaan, misschien zelfs om die dynamisch te maken met time-of-use, maar om lokale prikkels te geven is misschien een brug te ver?

Ja. We zitten nu wel met elektrisch vervoer te experimenteren. Ook echt dynamisch. Nou, eerst met een vast tijdsblok, soort time-of-use en dan gaan we ook nog fysiek knijpen. Maar eigenlijk willen we naar de dynamische structuur. Echt kijken naar de belasting in het netwerk, de vraag. Dat ga je met experimenten proberen.

Hoe zou dat er dan uit zien? Zou je aparte tarieven voor de aparte laadpaal aansluiting regelen?

Ja, dat wordt het gevaarlijk. Dat kan nu niet. En dat vind ik zelf ook. Stel dat we een flex tarief in zouden voeren, zou dat voor iedereen moeten gelden. Of dat nou een laadpaal is, iedereen moet daar gebruik van kunnen maken. Met die experimenten kunnen we een uitzondering maken, dat willen we graag. Hoewel, dat experimenten artikel is ook nog niet formeel.

Ik weet dat er ruimte wordt geboden voor experimenten, maar wat bedoel je precies?

Het is nog niet afgetikt, dat het ook wet geworden is.

Zou daar ruimte voor zijn, dat er voor laadpalen een apart tarief zou komen?

Alleen in die experimenteerruimte, daar buiten niet. Ik zou het zelf ook niet erg vinden. Dan moet je het hele tariefgebouw en niet alleen voor laadpalen.... Dan krijg je allerlei uitzonderingen. Pietje heeft ook iets bijzonders. Dan zou je tien miljoen tarieven krijgen. Maar, dat is een flex tarief. Dan heb je wel weer, eerst time-of-use en daarna wil je naar dynamisch, dan gaat het pas echt werken denk ik.

Je gaf al aan, dan heb je wel de slimme meter nodig, want je moet kunnen meten. Zie je dat als een barrière, dat er niet genoeg slimme meters zijn? Dat het nog jaren gaat duren voordat iedereen dat heeft.

We hebben ook wel eens gedacht, als we nou zeggen: We gaan gewoon een flextarief invoeren en als je een slimme meter hebt dan mag je daar gebruik van maken. Of je kiest voor het vaste. Dan heb je twee keuzes: je hebt vast of flextarief maar moet je wel een

slimme meter hebben. Loop je wel weer het risico dat iedereen zegt: dan wil ik ook zo'n meter en dat kunnen we niet waarmaken.

Dat zou nog een optie zijn? Niet verplicht, niet opleggen, maar dat mensen kunnen kiezen tussen het capaciteitstarief en een flextarief?

Ja, voor de tussentijd, totdat iedereen een slimme meter heeft, dan zou je het kunnen verplichten. Dan een nieuwe tariefstructuur op basis van uur waardes.

Dat zie je in de toekomst niet als een optie? Dat mensen kunnen kiezen?

Dat is dat discriminatie ding. En dan gaan mensen gamen. Je wil ze beïnvloeden, dat je efficiënter bent maar niet dat ze gaan gamen: "ik gebruik lekker maximaal dus doe mij maar het vaste tarief".

Nog een laatste issue wat betreft de flexibele tarieven: als je mensen gaan meten op hun pieken verwacht je nog privacy bezwaren? Dat mensen zeggen: "ik wil niet dat bijgehouden wordt wat mijn pieken zijn, wanneer mijn pieken zijn?"

Ja hele goede. Het is behoorlijk dichtgetimmerd wat betreft privacy en de slimme meter. Wat jammer is, die schakelfunctie zit er ook niet meer in. Wij dachten dat is mooi voor die laadpalen. Dan gaan we schakelen via de slimme meter, fysiek. Dan zitten wij aan de knoppen. Krijg je een lager tarief, maar dan schakelen wij voor jou. Die zit er ook niet meer in. Je hebt gelijk, een heel issue. Lastig.

Je spreekt ook over een grootschalige verandering, dus het wordt waarschijnlijk verplicht ingevoerd. We hadden het er net al over, je wilt niet dat mensen gaan kiezen.

Je hebt nu al dat mensen die meter kunnen weigeren. Goede, heel belangrijk.

Als je dat vanuit de overheid oplegt en gaat bemeteren dat mensen daar negatief op...

Wat je wel... Je zou bijvoorbeeld iets kunnen versimpelen. Dat je niet uur waarde doet maar op jaarbasis. Dat je wel de hoogste piek neemt en die gebruikt voor je verrekening. Je meet hem wel maar je gaat niet echt helemaal volgen. Ik heb gewoon de hoogste piek en het maakt niet uit wanneer.

Maar dat is geen time-of-use of real-time pricing?

Nee. Wat je dan kan bereiken is dat die klant probeert zo'n vlak mogelijk patroon... maar of dat echt stuurbaar wordt dat betwijfel ik ook weer

Zijn er verder nog barrières over flexibele tarieven die we nog niet besproken hebben? Of heb je het gevoel dat we de meeste onderwerpen besproken hebben?

Meeste wel. Op zich is er best veel mogelijk, zelfs binnen wetgeving. Er moet wel het een en ander worden aangepast. Met name dat lokaal. Iemand die in Amsterdam woont in een oude wijk of in een nieuwbouwwijk is dan een enorm verschil. Ga je naar een systeem wat we nu kennen, gesocialiseerd, als je binnen een bepaalde klantengroep valt betaal je allemaal hetzelfde. Of ga je naar een systeem waarbij je puur kijkt naar: wat is jouw aandeel in de kosten. Dat zijn ook een aantal politieke keuzes. Wat wil je? Socialiseren of meer ieder voor zich.

Wat is in jouw ogen het grootste bezwaar? De grootste barrière?

Je hebt een aantal uitgangspunten, politiek. Daar moet je het eerst over eens zijn. Welk systeem wil je? Dan kan je pas verder. Als je zegt het moet een sociaal systeem zijn, iets anders dat je naar de andere kant gaat: dynamisch en lokaal. Dat vergt een andere aanpak.

Dan zou ik het onderwerp dynamische tarieven verder links willen laten liggen en kijken naar direct load control. De mogelijkheid dat een netwerkbeheerder direct gaat sturen op bepaalde apparaten. Kwamen we net al langs met het afknippen. Zie je daar nog ruimte? Dat de netbeheerders bijvoorbeeld elektrische laadpalen af zouden knippen?

We gaan nu zoiets aanbieden: ze krijgen eigenlijk een grotere aansluiting met een beperking. Buiten de piekuren gaan laden dan krijg je extra capaciteit. Maar in de piekuren gaan we afknippen en krijgt je minder. Als je nu zo'n zware aansluiting zou aanvragen...

Over wat voor aansluitingen spreken we dan?

Bijvoorbeeld een 3x50 ampère aansluiting. Zeven, acht honderd euro. En een 3x35 is iets van 135. Dat zeggen we: Je mag voor 135 euro. Buiten de piekuren krijg je 3x50 ampère. Alleen in de piekuren, van tevoren vastgelegd, gaan we je afknippen, 1x10 ampère ofzo. We geven je een lager tarief. Van beide kanten eigenlijk voordeel. Wij hebben het voordeel van de piek

En dan spreek je over publieke laadpalen?

Ja precies, in de openbare ruimte.

Zou zoiets ook een mogelijkheid zijn voor thuis? Niet echt, want dan is een 3x25 genoeg toch?

Er zijn ook mensen die zeggen: "flauwekul alleen in de openbare ruimte, dat moet voor iedereen gelden". Jij kan ook zo'n zelfde aansluiting aanvragen.

Ik denk dat het een mooi stuurmechanisme is. Dan denk ik met name aan warmtepompen en airco's. Zo'n wasmachine en vaatwassers speciaal gaan afstellen... maar met die airco's kan het. Behoorlijke vermogens. Alleen in Amerika heb je er veel meer dan hier. Dus warmtepompen dan en elektrisch vervoer. Daarin valt te schakelen. De rest zie ik niet als substantieel.

Als je zoiets op zou zetten, bijvoorbeeld elektrische auto's afknippen of warmtepompen, misschien met PV ook wel, afschakelen. Zou dat als netwerkbeheerder opwegen tegen de kosten? Want je zal mensen wel een vergoeding moeten geven. Denk je dat dat opweegt tegen de kosten van het net verzwaren?

Dat kan best wel. Je moet een soort business case maken. Wat kost net verzwaren en wat stel ik daar financieel tegenover? Je kan ook hele flauwe voorbeeldjes bedenken. Zeg tegen klanten: als je je belasting gaat verschuiven dan geef ik jou een vergoeding. Dat gaat dan hartstikke goed. Dan komen mensen: "ik ga een elektrische auto aansluiten: wat hebben jullie ervoor over als ik dat niet ga doen?"

Als we dan nog even kijken naar de wetgeving, dat zit je snel weer met niet-discriminatoire handelen. Zoiets heeft alleen zin in bepaalde gebieden. Je zou het niet direct over heel Nederland willen uitrollen: dat je alle elektrische auto's en alle warmtepompen wilt controleren. Zie je dat nog als een barrière?

Dat je het generiek invoert. Dan neem ik aan dat het efficiënter is. Het hoeft niet, dan kan verschillen. In het algemeen heeft het wel invloed. Dan discrimineer je niet, dan is het voor iedereen gelijk. De meeste impact heeft het lokaal. Alleen dan krijg je weer het non-discriminatoire, geef je dan niet voordeel...

Het voorbeeld wat je noemde met Amsterdam, dat je op een slechte plek zit?

Het zijn keuzes. Ik kan er meer bedenken. De OCB belasting verschilt ook per gemeente waar je woont. Zijn ook allemaal verschillend. Ik merk ook dat er een tendens is van meer in de regio. Misschien moet je het afspreken. We gaan gewoon met onze stakeholders in gesprek. Regionaal.

Dus jij ziet wel ruimte om dat niet-discriminatoire los te laten?

Dat is een moeilijke want het staat in de wet. Binnen de huidige wetgeving is het niet echt mogelijk.

Dan wordt het wel lastig. Want je zit met de wetgeving, niet-discriminatoire. Daarnaast zit je met de business case, waar we het al eerder over hadden. Is dit goedkoper dan kabels, dat heeft nog niet iemand doorgerekend. Blijft er voor jou nog ruimte over om dit grootschalig dan de experimenten aan te pakken?

Daarom die experimenten. Daar kan je mee aantonen dat het inderdaad werkt. Het verschuiven. Dat je daardoor investeringen gaat vermijden. Ik denk wel dat het systeem gaat veranderen. Dus dat je er nu al over moet nadenken. Misschien op de korte termijn niet direct. En die uitgangspunten. Als je een lokaal belang hebt dat laat je in principe los. Dat moet wel in de wet geregeld worden dat dat mogelijk is.

Zie je naast de huidige wetgeving en de onzeker business case nog meer barrières die direct load control in de weg staan?

Dat de vrije markt er niet blij mee is.

Daarmee bedoel je dat het geen rol zal zijn voor de netwerkbeheerder?

Je ziet vooral in Nederland... In andere landen zijn ze niet unbundled en hier wel. Met name de taak en rol van de netbeheerder is een gevoelig punt. Om een of andere manier wordt ons niet zoveel gegund. De politiek en de markt kan een enorme barrière zijn.

Ligt dat ook vast in wet- en regelgeving, dat een netwerkbeheerder zoiets niet hoort te doen.
Ja. Achter het overdrachtspunt heeft de netbeheerder niks te maken

En het overdrachtspunt is dan de meter?

Ja achter de meter, achter de beveiliging, is vrije markt. Maar we kunnen nu ook al met grootverbruikers contracten af sluiten om te vragen of ze willen afschakelen. Er zit ook wel wat ruimte in dus waarom kan je het niet met kleinverbruikers afspreken?

En als we dan de twee opties besproken hebben, namelijk we kunnen de pieken eruit te halen door met tarieven te werken of door direct te sturen, het afknippen. Is er een van de twee waarvan je zegt: die heeft m'n voorkeur? Of ik zie het eerder die kant dan die kant opgaan?

Voor de netbeheerder: de zekerheid als je zelf aan de knoppen zit. Aan de andere kant dat moet je maar weer afwachten of de klant daar bereid toe is voor een financiële prikkel zijn gedrag te schuiven. Met tarieven is het voordeel dat de klant vrijer is, dan kan hij zelf beslissen. Het is ook weer een beetje eng dat wij het allemaal gaan regelen voor hem. Dat moet je afspreken in contracten.

Dat is voor jou onzeker, welke kant het eerder op zal gaan?

Ik denk meer de prijsprikkel. Die rol achter het overdrachtspunt ligt in Nederland heel gevoelig.

Ok. Dan denk ik dat ik door mijn barrières en onderwerpen heen ben.

In New York hebben ze een experiment waar de netbeheerder achter de knoppen zit. Het kan wel. Het is een politiek keuze. Aan de andere kant, er is best wel ruimte. Het is niet dat alles dichtgetimmerd is vanuit Europa. Ik denk dat er voor flexibiliteit vanuit de netbeheerder zeker ruimte is.

Bedankt.

Interview H

Date: 19th of February 2015

Wat betreft de barrières zou ik graag willen beginnen met price-base demand response, dus flexibele tarieven aanbieden aan huishoudens. De eerste barrière die ik tegen ben gekomen is dat als je huishoudens flexibele tarieven aan wilt bieden, dat het van te voren voor hen onzeker is of ze er financieel op vooruit zullen gaan. Sterker nog, ze zouden er financieel op achteruit kunnen gaan, als ze niet verplaatsen of als ze veel gebruiken tijdens hoge tarieven. Zie jij dat als een barrière? Dat onzekerheid een barrière vormt voor consumenten om dit nemen?

Jazeker, ik denk dat het een belangrijke barrière is en dat ie jammer genoeg heel beperkt onderzocht is, omdat bijna in alle pilots dit risico is afgekocht. In bijna alle pilots gaat het om een virtuele prijs. We hebben 'm een beetje genegeerd. En dat is jammer want we weten dus niet hoe groot ie in de realiteit is. Omdat we onszelf daar niet mee geconfronteerd hebben en het elke keer hebben weggestopt of afgedekt. Maat natuurlijk, als je een aanbieding doet waarbij je mensen kunt garanderen dat ze gaan besparen is dat een veel makkelijkere boodschap dan: het kan ook zijn dat je duurder uit bent. Daar zit natuurlijk niemand op te wachten. Geef dan maar m'n oude tarief. Vrijheid om te bewegen. Ik denk je ziet dat huishoudens graag eigen controle houden. Hun eigen gedragingen willen kunnen blijven doen. Daar worden ze op deze manier toch in beperkt. Want het wordt heel veel duurder als ze gewend waren altijd op dure tijdstippen te wassen, te koken of te doen. En daarnaast dat het een begrijpelijk prijsschema is. Daar gaat het ook wel eens mis. Real-time pricing wordt heel spannend. Blokken moet je ook al mee op passen. Weten mensen nog wanneer het duur is en wanneer niet? Kunnen ze dat logisch in hun systeem krijgen? Niet dat het op een maandag anders is dan op een woensdag, dan onthouden ze het nooit meer. Hoe maak je een begrijpelijk schema waar genoeg flexibiliteit in blijft zitten. Want dag en nacht is te weinig differentiatie. Er moeten meer blokken in. RWE heeft wel met drie en vijf en zeven blokken gewerkt. Maar je moet op elke moment inzichtelijk kunnen maken in welk blok ze zitten.

Dus zo simpel mogelijk houden zeg je.

Ja, dat is ook een barrière. Je weet niet of het duur is of goedkoop. Je moet altijd iets van een display hebben, of als je smart appliances hebt op de appliances zelf. Dat je op elk moment van de dag simpel kan zien in welk tarief je zit en wanneer het naar een ander tarief gaat.

Daaraan gerelateerd had ik ook als barrière staan dat elektriciteit een low-interest good is. Mensen zijn er überhaupt niet geïnteresseerd in. Naast de discussie over moeilijk en makkelijk houden, dat ze niet geïnteresseerd zijn in elektriciteit. Zie je dat als een barrière? Dat mensen denken: ik ga hier niet aan beginnen, het maakt me allemaal niet uit?

Jazeker. Wat we daar ook zagen, en dat is wel een probleem om het over prijs te hebben: bij hogere inkomens doen prijzen er niet toe. Als je daar een teaser hebt: aan het eind van het jaar heb je twintig euro bespaard, dan zeggen ze: "het is goed". En zelfs tot 150 euro. Je krijgt je ze niet in beweging. "Ik wil gewoon mijn ding doen en elektriciteit hoort er bij, zijn m'n vaste kosten". Die krijg je niet in beweging, terwijl je daar in potentie grote besparingen kunt realiseren omdat ze een groter huis hebben, meer appliances. Aan de andere kant zie bij lage inkomens dat elk tientje iets waard is, maar dat de besparingen heel beperkt zijn. Kleinere huizen, minder appliances. Dus die kunnen helemaal niet veel besparen. Er ging op een gegeven moment het woord rond: Is prijs überhaupt wel een argument in de discussie rondom vraagrespon? Want de mensen die er gevoelig voor zijn die zijn teleurgesteld aan het eind van een pilot omdat ze weinig hebben kunnen besparen. En dat weet je van tevoren want hun rekening was niet zo hoog. Terwijl je juist ziet dat de mensen met een hele hoge energieconsumptie niet in beweging te krijgen zijn met prijs. Dat vind ik wel een hele kwetsbare rondom die prijsdiscussie. Natuurlijk is het een low-interest product. Het is te

goedkoop om mensen er wakker van te laten liggen. Dat betekent ook dat het belangrijker wordt, zeker in een demand response discussie, dat mensen een beetje begrijpen hoe het energie systeem in elkaar zit en wat daar in verandert. We hebben Couperus gezien, waar mensen te horen kregen dat ze in een heel duurzaam huis wonen en dat de vraag was: "hoezo moet ik op andere tijden energie gebruiken? Dat sla je toch gewoon op, die energie? Als jij teveel maakt sla je het op en lever je het daarna weer." Mensen hebben geen flauw idee wat het betekent om grote hoeveelheden wind en zonne-energie in te passen in het netwerk. En dat batterijen nog niet zo geavanceerd zijn dat we daarmee opslag kunnen faciliteren. Dus een beetje meer begrip. En dus ook de verantwoordelijkheid die je daarin hebt als burger, en dan kun je best wel weer over de financiële paragraaf spreken. Als je zou willen: jongens als we het niet met gedrag oplossen dan moeten we het net verzwaren. Dat zijn prijzen die worden omgeslagen en dan gaan gewoon de prijzen omhoog. Ik denk dat dat ook wel een hele belangrijke is om demand response een succes te maken. Dat mensen iets beter begrijpen waarom het noodzakelijk is. Zelfs mensen die heel groen georiënteerd zijn en graag wat zouden willen, begrijpen rondom demand response nog heel slecht wat hun groene bijdrage zou kunnen zijn en waarom dat helpt. Voor ons in de sector is het een logisch woord en begrip, maar je merkt dat dat bij de burgers..

Daarnaast, stel dat het zou lukken om flexibele tarieven in te voeren op een grote schaal. Dan kan dat negatieve gevolgen hebben voor het voorspellen en balanceren van de elektriciteitsvraag. Op dit moment werken de programmamverantwoordelijke partijen met een standaard profiel. Gemiddeld komt dat overeen met alle huishoudens. Als mensen gaan verschuiven dan passen ze niet meer in dat profiel en dan zal het voorspelde elektriciteitsverbruik voor die dag niet meer overeen komen. Verwacht je dat dat een barrière is?

Ik denk dat je moet nadenken over verschillende gedifferentieerde prijsplannen in een wijk. Want je ziet het gebeuren, dat als je een hele stad op hetzelfde prijsplan hebt zitten en het wordt om twaalf uur goedkoper en iedereen heeft wat uitgesteld: je hebt er niks aan als om twaalf uur iedereen tegelijkertijd z'n appliances weer aanzet. Dus net als wanneer je naar verduurzaming van wijken kijkt: je moet zoeken naar verschillende dingen. Je moet niet iedereen dezelfde warmtepomp geven en hetzelfde setje zonnepanelen in een wijk: dan krijg je problemen! Daar moeten de mensen die over dit soort vraagstukken gaan goed over nadenken. Dat je elkaar aanvullende, gedifferentieerde prijsplannen zal moeten creëren. En dan ontstaan er relatief snel een aantal nieuwe base-loads. Op een gegeven moment kun je weer goed voorspellen hoe iemand zich gedraagt met een bepaald prijsprofiel. Als je daar een aantal verschillende soorten van hebt.

Dus verschillen profielen zou maken?

Ik heb het gevoel dat je dat nodig hebt. Als je iedereen op hetzelfde prijsplan zet creëer je een piek op een ander moment. Dan heb je in je goedkope periode opeens een nieuwe piek gecreëerd, als een hele stad zich daar naar gaat dragen.

Interessant, want die had ik hierna staan als barrière: dat er nieuwe pieken zullen verschijnen. Vooral als mensen dat gaan automatiseren. Als zij apparatuur hebben die inspeelt op de prijsveranderingen.

Dit kun je eigenlijk niet optimaliseren naar voor iedereen de beste prijs, als je hetzelfde prijsplan hebt. Dan wil je voor het hogere goed een optimale balans hebben. Dan moet je bijna mensen een groepstarget of groeps prijs geven. Als deze wijk op een goede manier reageert met z'n flexibiliteit aanbieden ten opzichte van het systeem, dan krijgen jullie een goede prijs. Want als alle warmtepompen op hetzelfde moment aangaan, als alle wasmachines op hetzelfde moment aangaan: dat werk niet.

Zie je dat gevaar ook al bij een simpel systeem. Als er vier of vijf blokken komen?

Hangt ervan af hoe lang die blokken duren. Maar je houdt altijd dat aan het begin van een blok, zekere als het geautomatiseerd is, een wasmachine heeft toch een bepaalde duur.... Als een blok drie uur duurt en een wasmachine heeft twee uur nodig. Hetzelfde geld voor

auto's. 's Nacht auto opladen is leuk, maar niet als de nacht om acht uur begint ze allemaal tegelijk aanzetten. De crux is de eerste auto om acht uur aan te zetten, de tweede om negen, de derde om tien. Je moet het na-elkaar doen. Een algoritme moet per definitie niet één huishouden optimaliseren, maar een wijk optimaliseren.

Dat is lastig. Bij deze optie kijken we puur naar flexibele tarieven. Dus alle huishoudens krijgen dat soort tarieven. Daar gaan ze zelf op reageren, eventueel met eigen automatisering. Maar daar zit geen centrale coördinatie in. Dan krijg je dit gevaar.

Dan zou je verschillende prijsplannen kunnen gaan gebruiken. Daar zou je goed over na moeten denken. Ook vanuit zowel TenneT als DSO optiek. Als ik dit soort dingen wil voorkomen, en dat het voor mij mogelijk moet zijn om bepaalde load profiles te hebben waarmee ik kan rekenen... Er ontstaat snel een gemiddeld gedrag. Nu zijn die load profiles ook gemiddeld gedrag. Natuurlijk verandert dit, maar dat kan je snel genoeg weer leren: als ik een vijf blok prijsplan heb zie het gemiddelde huishouden zo reageren. Dan kun je daar weer mee gaan rekenen. Maar dat is ook weer lastig uitleggen. Waarom heb ik een ander prijsplan dan de buurvrouw? Dan moeten ze ook weer begrijpen waar we het voor doen. Dan moet je wel even lange blokken hebben die even goedkoop zijn. Maar die niet allemaal tegelijkertijd switchen.

Wat ik ook als een barrière heb staan, als je met flexibele tarieven wilt gaan werken en afrekenen dan heb je een smart meter nodig. De grote meerderheid van Nederlandse huishoudens heeft die nog niet. Zie je dat als een barrière, het gebrek aan smart meters? Ik twijfel even aan de aanname, dat dat alleen zou kunnen met een smart meter. Je zou ook via een website de prijs kunnen doorgeven.

Maar je moet weten hoeveel elektriciteit iedereen in welk blok gebruikt heeft. Dat moet je kunnen meten en als dat vier, vijf blokken zijn, dat kan een oude elektriciteitsmeter niet. Dan is het een grote barrière. Als het zonder dat niet kan. Dan duurt het nog even voordat we het kunnen invoeren. Dan moet je kijken of er andere slimme manieren zijn waarop je toch... Maar het klopt. De allereerste pilot rond energie besparing, daar moest je elke dag drie keer naar de meter lopen: dat werkte niet in ieder geval! Automatisering is essentieel. Toen moest je dat opschrijven in een dagboekje. Of op een website ingeven, elke dag.

Dan denk ik niet dat je de mensen mee krijgt.

Dat is in andere landen wel anders. Daar kun je wel sneller aan de gang. Maar in Nederland is die discussie behoorlijk beladen geweest. Misschien ondertussen bekoelt.

Want daaraan gerelateerd, de smart meters worden nu uitgerold dus ze zullen er op termijn vanzelf komen. Maar veel mensen maken zich zorgen over privacy. En als je af wilt rekenen op blokken dan zal die data naar de energieleverancier moeten en die zal per blok kunnen zien hoeveel er gebruikt is. Of naar de DSO, afhankelijk van welke partij dit opzet. Verwacht je dat privacy issues hier nog een probleem voor zijn?

Vooraf dat er altijd een klein groepje daar heel veel aandacht op zal vestigen. Die scheve discussie is toentertijd al opgekomen: dat we geen enkel probleem hebben om met onze mobiele telefoons werkelijk alles vrij te geven: waar je bent, ze weten alles. Google weet precies waar je op gezocht hebt. Daar zit een lading overheen met energie. Waarom ik denk dat het minder speelt in de telecom sector is omdat mensen daar de waarde ervaren. Nu zit dwars, dat elektriciteit een low-interest product is. Het moet het gewoon doen, daar ervaar ik geen toegevoegde waarde bij. "Waarom moet je dit van me weten?" En als je alleen energie afrekenet dan blijft dit dubieus. Als je naast energie, en daar is de sector wel druk mee bezig, steeds meer dienst-achtige concepten gaat bieden en als daar voldoende toegevoegde waarde in zit voor de eindgebruikers, denk ik dat ze geen enkel bezwaar hebben. Dat het evident is dat bepaalde informatie nodig is om jouw die dienst te leveren. Wat je wel zult moeten aantonen is dat je daar heel zorgvuldig mee omgaat. Hacken of op straat liggen van bepaalde informatie helpt niet voor het beeld dat daar met een goede manier mee omgegaan wordt. Daar zie ik een mogelijkheid voor derde partijen. Energieleveranciers hebben een

heel erg slecht imago. Dat kwam ook uit die internationale studie. De sector wordt heel erg slecht gepercipieerd. Daar ligt misschien een mogelijkheid voor derde partijen die zeggen: “u vertrouwt uw energieleverancier niet? Wij kunnen ook voor u afrekenen.” Dat je een soort billing service providers krijgt die een white-labelled product leveren en op een wel vertrouwde wijze die afrekening kunnen doen. Ik denk dat het voor een merendeel van de mensen niet een groot issue is, maar dat er altijd een kleine groep mensen daar heel veel lawaai over zal gaan maken en daar reageert natuurlijk de samenleving op.

Daarnaast, ik gaf al aan dat ik kijk naar zowel wanneer de netwerkbeheerder als de energieleverancier dit opzet. Maar deze partijen kunnen ook verschillende interesses hebben. Een voorbeeld kan een dag zijn waarop veel belasting op het netwerk is. Dan zou een netwerkbeheerder graag een hogere prijs zien tijdens dat blok. Als het op dat moment onverwacht hard waait dan zou de energieleveranciers juist graag een lage prijs zien. Zie je daar nog een barrière in?

Nooit zo over nagedacht... Er moet een eenduidige prijs zijn voor een eindgebruiker. Ik vermoed dat de stakeholder die de direct relatie heeft met de klant en de afrekening verzorgt ook het prijsplan verzorgt. De vraag is dan... ik neem even aan dat dat de leverancier is. De vraag is of de DSO, die natuurlijk zijn belangen heeft, daar voldoende in gehoord wordt. Maar ik denk niet dat die iets kan vinden van de één op één relatie tussen de leverancier en huishouden. Interessant. We zijn toch bezig vanuit die duurzaamheidsgedachte, het grotere belang en niet alleen het financiële bedrijfsbelang van een retailer. Om te kijken of je daar niet nog een gebalanceerder prijstarief zou willen vaststellen waarin meerdere belangen worden behartigd. Maar ik denk dat dat alleen maar lukt als een overheid zich daarmee gaat bemoeien. Maar dat is contradictie met de privatisering die we gehad hebben, waarin je juist wil dat leveranciers elkaar beconcurreren. Op prijs, maar ook op innovatieve concepten zoals gedifferentieerde prijsplannen. Ik denk dat het geen barrière is omdat het gewoon gebeurt maar ik kan me wel vinden in het feit dat dat dan suboptimaal is. Dat het jammer is dat we het economisch belang voor laten gaan op het netwerkbelang en daarmee op het samenlevingsbelang. Dan realiseren we niet het doel dat we de netbelasting beperken en dus investeringen in de netten uitstellen.

Als je zo'n prijsplan wil opzetten waar beide partijen in zitten. En de netwerkbeheerder en de energieleverancier... Er zijn een groot aantal netwerkbeheerders in Nederland en een nog groter aantal leveranciers.

Die willen zich kunnen differentiëren, dus ik denk dat dat niet kan. Die willen differentiëren op een interessant product wat klanten laat overstappen. Als iedereen gedwongen wordt dezelfde prijs te hanteren, dan is de concurrentiemogelijkheid nul.

Dan zou jouw verwachting zijn dat het er wel komt voor leveranciers, omdat die het makkelijker hebben, maar dat de netwerkbeheerders daar niet echt in meegenomen worden. Dat zou mijn eerste gedacht zijn, maar zonder daar lang over nagedacht te hebben.

Dan zou ik nog even willen blijven bij de dynamische tarieven, maar dan willen kijken naar de rol van de netwerkbeheerders. Stel dat die zelf hun capaciteitstarief splitsen. De jaarlijkse 200, 250 euro die je moet betalen. Daar willen ze zelf mee gaan sturen. Dat willen ze opzetten. Dan zou je kunnen krijgen dat het netwarktief verdeeld wordt over de kilowattuur, dus dat je per kilowattuur zeven cent betaalt als netwarktief. Zodat op deze manier de netwerkbeheerder ook flexibele tarieven aan kunnen bieden.

De vervuiler betaalt. Je moet meer betalen als je grootverbruiker bent.

Alleen dat zou als gevolg hebben dat grote gebruikers heel wat meer gaan betalen dan kleine gebruikers. Zelfs al maak je dat tarief flexibel over de dag, dan zal het waarschijnlijk niet opwegen tegen dat iemand die twee keer meer stroom gebruikt twee keer meer zal moeten betalen. Zie je dat als een barrière voor netwerkbeheerders, als zij zo iets zouden willen?

Ik weet onvoldoende wat de historische context was van het gelijk willen trekken. Want in allerlei andere domeinen zie je dit al lang gebeuren: de vervuiler betaalt. Al naar gelang hoe vaak ik mijn cliko aan de weg zet en de gemeente mijn vuilnis komt ophalen, ga ik meer betalen. Ik betaal per keer. Je ziet dat zwaardere auto's meer wegenbelasting betalen dan lichtere auto's. Dus op zich is het concept voor huishoudens heel acceptabel. Het voelt heel logisch, dat als jij meer het net gebruikt en belast dat je meer zou moeten betalen dan iemand die dat minder doet. Ik denk dus dat het niks betekent voor demand response, maar wel voor energy-efficiency, want daar zet je wel een duidelijke incentive op. Energie besparen wordt dubbel zo aantrekkelijk omdat je ook het voormalig vaste deel van je tarief daarmee... Wat je wel ziet, wat misschien scheef zou voelen, behalve dat het nu ook al gebeurt, is dat grote industrieën hier niet mee akkoord zullen gaan. Het is een trucje dat je met huishoudens kan doen, maar je ziet dat grote industrieën gewoon één op één afspraken maken en daar heel gunstig mee weg komen. Ik denk dat ert vanuit een huishouden perspectief, als je het op een goed manier uitlegt, niet heel veel weerstand zal zijn. Ik weet niet of de overheid vol in actie komt, omdat er vanuit de historie duidelijke argumenten waren waarom je dat gelijk wil trekken over huishoudens. Maar ook die weten dat we in een andere tijd leven.

Het zou wel betekenen dat de wet verandert moet worden. Want netwerkbeheerders zijn gereguleerd. Zie je dat als een barrière?

Ja, in tijd is dat een majeure barrière. Want dan ben je vijf, zeven jaar verder. Dus in tijd is dat een grote barrière. Dat is waar ik op duidde met: ik weet niet of de overheid vol in actie komt. Want er zal een soort van gelijkheidsprincipe aan ter grondslag hebben gelegen. Ik weet niet of een meerderheid bereid is dat op te geven. Aan de andere kant, de groene discussie wordt met de mond beleden, in de praktijk vaak wat minder. Ik weet niet of we daar een meerderheid voor zouden krijgen. Dus dat is zeker een barrière. Meer dan een huishouden, die krijg je het wel uitgelegd. Ik denk dat het heel goed past in het patroon van wat op andere gebieden ook al gebeurt en normaal is. Natuurlijk zal je weerstand krijgen van degene die meer moeten betalen, die vinden het nooit leuk.

Ik vond het interessant dat je zei dat het een extra incentive is voor energiebesparing. Alleen het vormt weer een barrière tegen het stimuleren van de elektrische auto. Die wordt duurder. Als een kilowattuur duurder wordt.

Elektrificeren is een trend die je wel ziet. Dat wordt dan wel duurder. Maar de vraag is of je dat compenseert met eigen opwek, die gratis is. Dan heb je dat niet. Als je met zo'n wetvoorstel aan de gang gaat, denk ik dat je daar ook goed moet gaan kijken en alles op de schop moet nemen. Dat je zorgt dat als ik mijn eigen energie gebruik, dat ik dan niks hoeft te betalen en het mogelijk maakt dat ik aan peers kan leveren. Dan moet je wel mensen de mogelijkheid geven om het grote net zo min mogelijk te belasten. Dan kan ik me voorstellen dat je in een wijk onderling mag leveren. Een micro-grid. Waar je ook kosten voor betaalt. Maar dat je het grotere geheel mee neemt. Dan zou het wel goed kunnen passen in de elektrificatie.

Dan heb ik de meeste onderwerpen rondom dynamische tarieven besproken. Heb jij het gevoel dat er nog andere issues of barrières spelen rondom flexibele tarieven dan degene die we al besproken hebben?

Wat hier gedeeltelijk speelt is dat sommige huishoudens meer vrijheden hebben om op andere tijden dingen te doen dan andere huishoudens. Als je tweeverdieners hebt, een yuppenkoppel die allebei lange dagen werken. Die kunnen niks. Die zijn gewoon niet thuis en daar zal je alleen met aanvullende home automation een aantrekkelijk aanbod hebben.

Want die prijsplannen... die voelen zich niet prettig als er alleen maar dure prijzen overblijven wanneer zij thuis komen van hun werk en in de weekenden. Daar moet je in ieder geval over nadenken. Hoe je voor verschillende doelgroepen een aantrekkelijk genoeg prijsplan kunt creëren. Sowieso denk ik dat op z'n minst een gedeeltelijke combinatie met home automation gewoon helpt. Omdat je behoorlijk wat van mensen vraagt als ze het zelf in de gaten moeten houden. Zeker op het moment dat er meer prijs blokken ontstaan en ik denk dat dat wenselijk is. Twee is een beetje weinig. Dan wordt het ingewikkelder om je bewust te zijn. Dan krijg je meer het gevoel dat het je beperkt in plaats van dat het je enabled om bepaalde doelen te realiseren. Namelijk energiebesparing of een bijdrage aan een groen milieu. Dat er met alleen maar prijsplan voor een groep mensen beperkingen gaan ontstaan. Houden daar meestal niet van.
(...)

Dan wil ik gaan kijken naar Direct Load Control, het direct aansturen van apparaten. De eerste barrière die ik tegen kwam is dat binnen huishoudens er niet veel apparaten zijn die hier goed geschikt voor zijn. Wij hebben niet de enorme airco's zoals de Amerikanen hebben. Verwacht je dat dat een barrière is?

Ja dat is in die zin een grote barrière, maar wel in combinatie met flexibele prijsplannen: dat er relatief weinig winst te behalen is in Nederland met flexibiliteit met huishoudens. Die business case is heel lastig. Niet voor niks dat de aggregators focussen op de industrie. Daar heb je, als je bedrijfsprocessen op een net iets flexibelere manier inricht, de mogelijkheid om grote hoeveelheden load shifting te doen. In huishoudens is dit heel beperkt op dit moment. Dat is een wasmachine, een koelkast waar je een beetje koude in op kan slaan, een vriezer waar je ietsjepietje meer koude in op kan slaan. Dat is 'm wel ongeveer. Elektrische auto's zouden daar wat kunnen doen. Je moet hele wijken hebben om een interessante load te hebben. Dat betekent sowieso dat je een andere type markt moet creëren waarin je ook kleinere hoeveelheden load kan aanbieden. Op dit moment heb je zulke hoeveelheden nodig om te kunnen verhandelen, dat het bijna per definitie niet te doen is. Finland of Noorwegen is makkelijker, waar de energierekeningen veel hoger zijn. En in het zuiden van Europa, waar je veel mee airco's hebt, is het ook interessanter. Dat we in Nederland een milder klimaat hebben. Wat voor Frankrijk en Duitsland ook wel geldt. Dat er te weinig elektrificatie heeft plaatsgevonden voor load shifting.

Je noemde al de elektrische auto. Verwacht je dat het dan gaat veranderen? En we hadden het eerder over Couperus: warmtepompen?

Bij elektrische auto's kan je in ieder geval het opladen sturen. Dan wordt het belangrijk om op een geaggregeerd niveau te sturen. Dat niet elke auto om zes uur aan gaat, maar de ene om zeven en de andere om acht uur. Dus dat betekent dat je met een abstractie laag daarboven moet gaan werken. Met home automation is dat niet het probleem, je kan stapsgewijs die aansturing regelen. Het hoeft niet centraal te zijn, maar wel op een geaggregeerd niveau. Het wordt makkelijker als meer mensen zonnepanelen krijgen. Dan kun je zorgen dat je zoveel mogelijk de energie gebruikt op het moment dat het wordt opgewekt. En dat is slecht te voorspellen dus daar is home automation ideaal voor, ook als ik weg ben en de zon komt achter de wolken vandaan, dat er dan wat in mijn huis kan reageren. Op het moment dat je succesvolle kleine batterijen hebt kan je in een huis veel meer optimaliseren en doen. Dan gaat het wat minder over netbalancing en over het net, maar vanuit duurzaamheidgedachte lokaal opgewekte energie gebruiken.

Dan praten we niet meer over oplossingen waarin aggregators of DSO's grootschalige apparaten aansturen. Maar oplossingen op huishouden niveau. Dat huishoudens zelf gaan balanceren op hun zonnepanelen.

Dat is iets waar die home automation een enorme kracht in is. Maar daar heeft een DSO niets aan. Behalve dat in de algemene zin de netbelasting lager is.

De zonnecellen netbelasting? Dat iedereen nu alles maar op het net gooit?

Pieken niet in vraag maar in aanbod. Als we dat op kunnen lossen helpt dat een beetje. Maar dat klopt, die business case is echt heel erg lastig. En dat is wel een grote barrière in de adoptie bij huishoudens. Dat de potentiële besparing zo beperkt is. Zeker bij huishoudens die een kleiner huis hebben en niet zo heel veel appliances. Waar geld wel belangrijk is, maar die kunnen eigenlijk te weinig besparen. Dat is in Amerika met hun home pool en een airco op elke slaapkamer iets heel anders.

Dan wil ik nog specifiek kijken naar de rol van de netwerkbeheerder. Op dit moment mag een netwerkbeheerder niet discriminatoir handelen. Dat betekent dat hij al zijn klanten gelijk moet behandelen. Op dit moment lijkt de wet dus geen ruimte te bieden voor direct load control. Voor situaties waarin je bepaalde klanten een korting aanbiedt als je de elektrische auto mag sturen, of wasmachine. Dat lijkt in strijd te zijn met de wet. Zie jij dat ook als barrière?

Sowieso is de hele wet en regelgeving op dit moment een grote barrière. Ik noemde net al peer to peer: dat hoort er voor mij echt bij. Dat is toch de crux: hoe kunnen we het net minder belasten? Het is toch lokale matching van supply en demand. Dat moet je lokaal gaan doen. Dan moet je de mogelijkheid hebben om je kleine load op een markt aan kunnen bieden, je moet aan je buurman kunnen leveren zonder daar hoge netkosten voor te moeten betalen. En ik weet niet per se of de enige manier is dat ook een netbeheerder dit mag. Ik denk dat we heel veel ook in de wet zouden kunnen oplossen, dat mag ook nog niet, waardoor er nog veel meer mogelijk is. Maar dat wet en regelgeving moet veranderen om demand response een succes te maken: Ja. Dat is nog gestoeld op de oude leest. Het oude systeem. Dat voldeed toen perfect maar we hebben nu nieuwe uitdagingen en daar matched het onvoldoende op.

Een volgende barrière wat betreft de rol van de netwerkbeheerder: de huidige oplossing is gewoon kabels verzwaren. Daar kunnen ze de pieken ook mee opvangen. Verwacht je dat een systeem waarin je apparaten aan het aansturen bent goedkoper is? Een betere oplossing? Want ook daar komt veel bij kijken.

(...)

Een hele legitieme vraag. Ik denk dat op lokaal niveau dat niet altijd zo is. Ik weet niet wat het kost met de hele grote TenneT... Volgens mij kan het daar relatief snel uit. Om heel veel te doen en de fysieke infrastructuur niet te verzwaren. Als je een wijkje hebt waar iedereen vanuit nul op de meter concepten dezelfde warmtepompen heeft gekregen en hetzelfde setje zonnepanelen: daar is het een hele interessante om de business case te onderzoeken. Ik denk dat het een open vraag is of het uit kan om bijvoorbeeld met een Powermatcher algoritme daar aan te gaan sturen. Of heel lokaal, een klein stukje infrastructuur uit te breiden. Daar komen hele andere kosten bij kan dan wanneer je het over het hoogspanningsnet hebt of middenspanningsnet hebt.

In het hoogspanningsnet zit wel nog heel veel ruimte.

Het gaat om dat lokale. Volgens mij is het een open vraag en daar moeten we in duiken. Het is interessant.

Het blijft nog onzeker?

Ik denk het wel. Ik denk ook dat het locatie afhankelijk is. Dat in een stad met relatief veel huishoudens op een klein stukje, dat het uit kan om een transformatorhuisjes om te bouwen, terwijl in een landelijk gebied waar je fysiek veel langere kabels zal moeten gaan leggen, dat het veel sneller uit kan om dat met een slimme ICT oplossing te doen.

Dan raak je weer aan de discussie die we net hadden, de regelgeving. Het niet-discriminatoir handelen. Misschien zullen mensen zeggen: waarom krijgt hij dat wel en ik niet? Waarom kies je daar voor die oplossing en daar niet?

Ja.

Dan zou ik nog even willen kijken naar marktpartijen. Je noemde net al aggregators die flexibiliteit willen verhandelen. Die kunnen ook gebruik maken van direct load control. Maar ik heb gekeken naar de balanceringsmarkt van TenneT en daarover iemand gesproken. En er zijn heel veel eisen als je dat in wil zetten voor bijvoorbeeld reservevermogen of noodvermogen. Dat is nog wel een stap. Zie jij daar nog barrières in?

Ik weet onvoldoende hoe de specifieke Nederlandse situatie is. Je ziet in Engeland en Duitsland wel aggregators die succesvol draaien. Die krijgen het voor elkaar. Wel, heel nadrukkelijk, met commerciële en industriële partijen. Waar ze met directe sturing werken van het proces. Waar het vooral heel belangrijk wordt: op welke termijn kan ik voor welke duur hoeveel flexibiliteit krijgen? Voor sommige markten en voor sommige netwerkproblematiek is het belangrijk dat ik over twee seconden beschikbaar heb over iets kleins en voor andere is het prima als ik over drie uur iets heb dat groter is. Dat spel wordt daar gespeeld en daar heb je vooral de uitdaging om de industriële processen te herontwerpen zodat je daar kan ingrijpen en dat is beperkt. Want die industriële partijen hebben maar één belang en dat is hun primaire proces. Bij huishoudens is dat, omdat het zo'n beperkte load is sowieso heel spannend. Er moet wel een business te maken zijn voor de aggregator. Er moeten markten zijn waar hij spullen tegen voldoende waarde kan verhandelen. Ik denk dat hij als voordeel heeft, ook vanuit home automation, wat met het prijsplan ook al naar voren kwam: dat hij een trusted party kan zijn voor huishoudens. Want directe aansturing is spannend: je geeft een stukje controle uit handen. En wat het belangrijkste is: dat er een overrule knop op zit. Op elk moment moet ik als huishouden kunnen roepen: "leuk dat jij dit wilt, maar ik wil dat niet". Dat is best spannend, hoe doe je dat in het prijsplan? Krijg je een penalty als je tien keer op de rode knop hebt gedrukt? Want eigenlijk werk je dan niet mee. Dat is ingewikkeld, ook in het business model wat je daar om heen bouwt, maar die moet er in ieder geval elk moment zijn. Maar in de trust relatie kan het zijn dat je iemand anders meer vertrouwd in het aansturen van jouw appliances dan een netbeheerder of leverancier.

Nog een barrière, verwacht je dat het, naast de eisen en de regels, financieel rond komt? Want ik heb gekeken naar prijzen die betaald worden en die liggen soms wel hoog: vier, vijf honderd euro voor een megawattuur. Maar voor een huishouden is dat 40, 50 cent voor een kilowattuur. Dat is twee keer wat hij normaal betaalt.

Er zijn voorzichtig al studies in gedaan. Dit is de crux. Is er een business model? Aan het eind is duurzaamheid leuk maar moet er voor verschillende partijen in het model geld te verdienen zijn. Dat geldt voor een huishouden, geldt voor een aggregator en geldt ook voor de leverancier. Dit is cruciaal. Er moet een business model te maken zijn. Dat ligt gedeeltelijk aan de markten: zijn er markten waar ik iets kan aanbieden en verhandelen zodat het wat waard wordt. En gedeeltelijk in de barrière die je had, dat je bij huishoudens een relatief kleine load hebt. Als die niks waard word komen mensen niet in beweging. Zeker als je gedifferentieerde prijsplannen hebt. Er zijn wel gedragsstudies geweest: hoeveel moet dat prijsverschil zijn? Je kunt je voorstellen dat als het verschil tussen een duur blok en een goedkoop maar 10% is, dus 30 cent en dan 33 cent: dat gebeurt niet. Een factor 1.1 omhoog, daarmee krijg je niemand in beweging. Factor twee omhoog, factor vijf hoger tijdens peak time: dan krijg je ze wel in beweging. Als tijdens een beperkt blok op de dag de energie opeens vijf keer duurder wordt, dan komen mensen wel in beweging. Zelfs handmatig denk ik. Maar dat wordt in de prijsplannen nog een hele uitdaging. Hoe groot moet dat verschil zijn tussen verschillende blokken om een gedragsverandering te bewerkstelligen? Die incentive moet voldoende groot zijn. Daar zit je weer: does it add up? Is het voor een eindgebruiker voldoende interessant om bij te dragen.

Dat is een interessante, maar dan gaan we weer terug naar de prijsplannen: ik heb een leverancier gesproken en op de APX moeten zij op bepaalde momenten één of twee cent meer betalen, of één of twee cent minder betalen. Want daar liggen de prijzen rond de vier, vijf cent. Dan gaan ze niet een huishouden tien cent korting geven, als zij twee cent korting krijgen. Terwijl je terecht aangeeft: je hebt wel een beetje verschil nodig om het huishouden in beweging te krijgen.

Je moet om die vier, vijf cent heen bewegen met toch een verschil tussen zeven en drie, bij wijze van spreken. Het wordt weer een heel nieuw spel. Waar nu het spel is: hoe voorspel ik mijn load goed genoeg, zodat ik niet op die last-minute markt nog dure energie moet kopen.... Het is niet evident, het is niet heel simpel. Het zit hem in het waarden model. Samen met technologie. Die heb ik nog niet gehoord, maar bijna alle pilots lopen stuk op dat de technologie het in principe kan, dus ik ben ook een voorstander van: technologisch gezien kan alles, daar ligt niet de uitdaging, de uitdaging ligt bij gedragsverandering, sociale adaptatie en bij het waardenmodel, maar die technologie is op dit moment nog niet op orde. Op dit moment meten we in het grootste gedeelte van de pilots over demand response niet de volle potentie van demand response, omdat het vaak heel technologisch ingestoken pilots zijn, waar er met de technologie nog heel veel mis is. Dan zijn mensen veel minder bereid om daar aan mee te doen. Aan de andere kant heb je het pilot effect, waardoor mensen voor een korte tijd enthousiaster zijn dan je zou kunnen verwachten als het een hele langdurige propositie is. Die onzekerheid, dat we zelfs in pilots daar nog onvoldoende aan proeven, maakt het nog moeilijker om iets over een valide business case te zeggen. Maar als je de Duitse case hebt, waar een smart meter heel erg duur is. Daar hebben ze 'm heel veilig gemaakt waardoor hij behoorlijk aan de prijs is. Maar daar is geen business case meer rond te krijgen: die is zo duur. Voordat je dat terug verdient heb, dat werkt gewoon niet meer. Die business case is essentieel samen met goed werkende, gebruiksvriendelijke techniek. Dat is bij home automation essentieel en ook bij prijsplannen: hoe duidelijk kan je dat maken. Hoe kan je continue met de eindgebruiker communiceren over wat de prijs dan is. En misschien ook waarom, om de acceptatie te vergroten.

Die techniek is een interessante, dat dat in vele proeven nog niet goed genoeg is en ik ben dat ook tegen gekomen in proeven waar ik mensen over gesproken heb. Maar verwacht je dat het goed komen? Vormt het een barrière?

Het vormt op dit moment een barrière. En smart appliances net zo. Hoeveel mensen hebben er een slimme wasmachine? Kan je op één hand tellen en dat aantal is cadeau gegeven toen een pilot startte, hebben ze niet eens zelf gekocht. Dat betekent wel dat ik relatief negatief ben over demand response over de korte termijn. Over tien jaar is de situatie wezenlijk anders. Ik zie de witgoed leveranciers niet alleen maar smart appliances aan bieden. Waardoor je toch altijd alleen maar de upperclass aan een smart appliance zal hebben. En zelf als je een leverancier zo ver krijgt dat ze alleen nog maar slimme aanstuurbare wasmachines gaan verkopen, dan kost het zo nog tien, vijftien jaar voordat heel Nederland aan een nieuwe wasmachine toe is. Wasmachines worden ook tien jaar oud. Dus dan duurt het tien jaar voordat iedereen er één heeft.

Wat je ook ziet is dat wasmachines steeds energiezuiniger worden.

Absoluut. Wat is een barrière voor demand response? Energy efficiency. Wil ik dat afschaffen? Nee. Dat betekent misschien ook dat huishoudens een steeds minder interessante doelgroep worden voor demand response. Door sommige mensen wordt betwijfeld of je als je het over demand response hebt, wel moet nadenken over huishoudens. Toch kun je vanuit het idee van elektrificatie, nog wel een business case maken als je het in hele wijken doet. Ook zo'n nul op de meter initiatief maakt dat er veel minder energie is. Aan de andere kant, als je veel meer lokale opwek krijgt, dan krijg je weer andere typen problemen. Als iedereen op hetzelfde moment zonne-energie opwekt en op het net dumpst, dan moet je iets met aanbod sturing gaan doen in plaats van vraagsturing. Dat ga je belasten. Als je allemaal tegelijk gaat krijg je gedifferentieerde prijzen voor het aanbieden van energie.

Een interessante ontwikkeling daar, is dat er gesproken wordt over het afschaffen van de salderingsregeling. Dat is dus eigenlijk een vorm van dynamische tarieven die eraan zit te komen. Mensen krijgen dus een ander tarief voor hun zonne-energie.

Maar niet een gedifferentieerd tarief. De tegenhanger van prijsdifferentiatie in vraag, in prijsdifferentiatie in aanbod. Als ik tussen één en vier energie over heb en ik geef het aan het net dat ik er dan behoorlijk veel geld voor krijg maar dat ik tijdens andere tijden er voor moet betalen. Net zoals je in Duitsland nu al situaties hebt dat je geld toe krijgt als je energie afneemt. Economisch gezien voelt dat raar: ik neem wat van jou en krijg ook nog geld. Dat kan andersom ook. Ik geef jou energie en moet er ook nog voor betalen. Dat zijn wat ingewikkelde concepten die alleen door een huishouden te begrijpen zijn als ze begrijpen hoe de energiewereld in elkaar zit. Maar, in die zin is energy efficiency een grote barrière. Het heeft een groot effect om de business case rond te krijgen van demand response voor huishoudens.

Dan heb ik het gevoel dat we de meeste onderwerpen besproken hebben, zowel rond flexibele tarieven als rond direct load control. Zijn er nog barrières waarvan jij het gevoel hebt: die hebben we nog niet besproken

De techniek, maar die hebben we inmiddels besproken. De beschikbaarheid van smart appliances is behandeld.

(...)

Ik heb in Nederland wel eens het gevoel dat de druk nog niet hoog genoeg is. In Duitsland ervaren ze al veel meer de problematiek dan bij ons. Ik denk dat daar de maatschappijleke discussie, wat een belangrijke voorwaarde is om het een succes te maken, heel anders gevoerd wordt waardoor het makkelijker is om demand response te implementeren dan in Nederland. Problemen zijn nog niet groot genoeg. Dat is meer een vertragende factor.

(...)

Het probleem rondom energie besparing en active demand is dat er verschillende stakeholders zijn. Een overheid die wat wilt, een DSO die zijn belang heeft. Wat daar essentieel is om het bij huishoudens tot een begrijpelijk verhaal te laten leiden, is dat die een uniforme boodschap hebben, een uniform verhaal waarom dit belangrijk is. Dat betekent dat ze om tafel moeten en een gelijksoortige boodschap moeten gaan vertellen. Je verwacht een huishouden compleet: die weet niet hoe het energienet in elkaar zit, het is een low-interest product en dan roept de één X en de ander Y. En de overheid heeft ook nog een postbus 51 spotje. Als we energy efficiency en demand respons echt serieus nemen dan hebben we in de communicatie en educatie naar het publiek, de samenleving, een gedeelde verantwoordelijkheid en voor de basis informatie ook een gedeeld belang. Daar zal je met elkaar de boodschap moeten afstemmen en met een eenduidig verhaal moeten komen. In de details kan je als leverancier je eigen unieke propositie aanbieden. Daar kan je op concurreren. Maar het verhaal over het belang en het waarom, de educatie, moet je echt samen... En dat zie je nog helemaal niet. Alle partijen praten vanuit eigen belang.

Dat is lastig. We hadden het net over hoeveel partijen er zijn die er een belang bij hebben en dat die belangen soms verschillen.

Zorg dat er een uniforme boodschap is. Geen contradictionary messages. Dan gaat het mis. Wat we gedeeltelijk genoemd hebben, de mogelijkheden voor aggregators en de lack of trust aan de energie kant, dat is essentieel. Lack of trust is...

Voor de controle van apparaten?

In het algemeen. Ze hebben echt een heel slecht imago: de sector. Waar ze ook mee komen. Het bouwen van vertrouwen en een relatie met de eindgebruiker is essentieel om dit soort diensten te kunnen gaan leveren en geaccepteerd te krijgen en dus gebruikt te krijgen. Opt-in en opt-out is daar een spannende. Mensen moeten de vrijheid hebben om keuzes te maken.

(...)

Ik denk dat je dan een boel barrières hebt. Wel een beetje een negatief verhaal als je focust op barrières. Opeens zie je het er voorlopig niet van komen.

Ja, dat is inherent aan over barrières praten: dat je er niet optimistisch van wordt. Misschien moet ik ook nog een scriptie schrijven over kansen.

(...)

Dan denk ik dat we er zijn en ga ik afsluiten: heel erg bedankt voor het interview.

Interview I

Date: 24th of February 2015

Ik wil beginnen met price-based demand response, dus flexibele tarieven. De eerste barrière is dat het voordeel van dit soort flexibele tarieven voor consumenten onzeker is. Dat komt doordat een consument, als dit tarief hem wordt aangeboden, niet van tevoren weet of hij er op vooruit of achteruit zal gaan. Denk jij dat die onzekerheid voor de consument een barrière is om aan flexibele tarieven te beginnen?

Jazeker. En dat die barrière verschillend van hoogte kan zijn, afhankelijk van het type variabele tarief dat je aanbiedt. Als het real-time prijzen zijn dan denk ik dat die barrière nog veel hoger is dan wanneer het om time-of-use tarieven gaat. Bijvoorbeeld, aan dag en nacht tarief zijn mensen nu al redelijk gewend. Plus dat zijn vaste blokken op een dag. Dus ik denk dat het nog steeds een barrière is, maar daar zullen mensen vrij snel aan kunnen wennen en hun gedrag structureel aanpassen: ik doe zoveel mogelijk mijn wassen in de weekends. Maar met real-time prices heb je van kwartier tot kwartier geen idee waar je aan toe bent. En ga je er dan nog voordeel aan hebben? Op alle tarieven denk ik dat het barrière is, maar bij de een nog hoger dan de ander.

Dus als ik je goed begrijp, dat het nog meer een barrière zal zijn bij complexere tariefvormen?

Ja complexer, dat is één. En onvoorspelbaar in zich zelf. Bij real-time is het afhankelijk van of het hard waait of niet. Bij time-of-use weet je nu al voor het hele jaar lang welke prijs op welk moment van de dag gaat gelden. Maar het belangrijkste punt: ja het is een barrière, want zelfs met de vaste momenten is het iets wat afwijkt van de huidige vorm. Mensen hebben over het algemeen geen idee wanneer hun gebruik plaatsvindt en welk effect dit dan gaat hebben, als ze zouden overstappen op zo'n model. Puur het feit dat ze niet weten of het voor- of nadelig gaat uitpakken is op zichzelf een grote barrière. Als ze de keuze krijgen. Op je het oplegt is het een ander verhaal.

De tweede barrière die ik heb staan is de onzekerheid in het voorspellen en balanceren. Op dit moment moeten programmaverantwoordelijken van te voren laten weten hoeveel elektriciteitsgebruik zij verwachten. Voor huishoudens doen ze dat op basis van het standaardprofiel: het aantal huishoudens dat in hun portfolio zit keer dit standaardprofiel. Mocht je flexibele tarieven in gaan voeren, dan gaan mensen daarop reageren en dan zal dat standaardprofiel niet meer kloppen voor deze huishoudens. Dan kan negatieve gevolgen hebben voor de kwaliteit van de voorspellingen. Zie je dat als een barrière?

Voor wie zal het dan een barrière zijn?

Voor partijen om dit in te voeren. Omdat het voor de programmaverantwoordelijken nadelen heeft.

Vind ik lastig. Ik kan me voorstellen dat als een programmaverantwoordelijke partij er actief mee aan de slag gaat, dan zou het feit dat de allocatie op kwartier basis gaat plaatsvinden juist kunnen betekenen dat hij geld kan verdienen, want hij kan de flexibiliteit bij die groep aanspreken en ontsluiten en daar gebruik van maken bij het maken van zijn eigen programma. Dat zou er in kunnen resulteren dat hij lagere kosten heeft. Waarvan hij een deel moet doorsluizen aan die afnemers, maar ook een deel zelf kan houden, dus hij gaat er op vooruit.

In het geval met tarieven, bedoel je dan dat de programmaverantwoordelijke die tarieven gezet heeft en een verwachting heeft van wat dat zal opleveren?

Dan bedoel ik het feit dat je met flexibele tarieven gaat werken en dus als programmaverantwoordelijke partij prijsprikkels kunt gaan geven aan jouw afnemersgroep. En jij vroeg: is dat iets fijns voor een programmaverantwoordelijke partij of niet? Is het een barrière of niet? Ik denk dat het juist een kans kan zijn voor zo'n

programmaverantwoordelijke partij want daarmee krijgen ze meer flexibiliteit onder hun hoede die ze kunnen ontsluiten met flexibele prijzen. Daarmee kunnen ze hun totale portfolio met lagere kosten krijgen, vermoed ik. En dat is in hun voordeel. Ik weet alleen niet hoe dat opweegt tegen het huidige model, waar ze eigenlijk niet hoeven nadenken over die hele kleine gebruikers, want dat is een vast profiel. Hoewel je, weet ik dus niet genoeg van, bij allocatie, dat eerste gedeelte, hebt dat je uitgaat van dat vaste profiel, maar dat je bij reconciliatie achteraf wel gecorrigeerd wordt voor hoeveel mensen in totaal hebben gebruikt in een bepaalde periode.

Reconciliatie staat daar inderdaad nog los van. Daar zie weer dat profiel terugkomen. Daar zie je eigenlijk een vergelijkbare situatie omdat er wordt afgerekend op dat profiel. Daar wordt weer gekeken naar hoeveel huishoudens had je. En omdat niet alle huishoudens apart bemeterd worden, wordt weer dat profiel erbij gepakt.

Als je aan mij zou vragen is voor een programmaverantwoordelijke partij de invoering van flexibele prijzen een barrière of niet, want dat was je vraag?

De onzekerheid voor zijn voorspelling en balanceren.

De onzekerheid. En dan bedoel je de onzekerheid om dat als je flexibele tarieven krijgt mensen zich anders gaan gedragen dan normaal? Dus afwijken?

Ja, anders dan het profiel.

Anders dan het profiel doet sowieso iedereen al. Niemand verbruikt precies het profiel.

Klopt, dan bedoel ik dat dit op een grote schaal zal zijn. Inderdaad, niemand past precies in het profiel maar gemiddeld past het profiel. Als een gedeelte...

Het effect van de prijsprikkel op de profielen zal in het begin een beetje onzeker zijn, maar daar zullen ze heel snel ervaring mee op gaan doen. Net als dat ze nu ook heel goed kunnen inschatten wanneer hoeveel gebruikt gaat worden. Dus daar zie ik de invoering van flexibele tarieven niet zozeer als barrière. Wat ik moeilijk kan inschatten vanuit mijn perspectief is of de winst die ze eruit zouden kunnen halen door hun programma beter te maken en actief gebruik te maken van de flexibiliteit van hun afnemers, of die voordelen opwegen tegen het voordeel van gewoon vast profielen gebruiken. En daar dus verder niet al te veel tijd en moeite aan kwijt zijn. Want dat is gewoon een gegeven voor ze. Dat vind ik lastig. Maar ik neig ernaar om te zeggen: een beetje leverancier kan met flexibele prijzen en allocatie op kwartierbasis kostenvoordelen halen die hij anders niet zou kunnen halen. Dus het is eerder een kans voor ze.

De volgende barrière: om met flexibele tarieven af te kunnen rekenen moet je weten hoeveel een consument gebruikt heeft gedurende die tijdsperiode, dat uur of dat blok. Met andere woorden: je hebt een slimme meter nodig. Zie je dat als een barrière? Dat nog veel mensen die nog niet hebben en dat het geld kost als je die versneld wil laten plaatsen.

Dat zou een barrière kunnen zijn op de korte termijn, tussen nu en 2020. Want die grootschalige aanbidding, tenminste als er nu niet allerlei Kassa uitzendingen komen dat het een rotting is en privacy en security niet gewaarborgd zijn, maar even uitgaande van het scenario dat ongeveer 2% hem weigert, dan heeft in 2020 geloof ik 100% van de mensen hem aangeboden gekregen en heeft in 2023 iedereen hem hangen. Tot die tijd zal je niet iedereen dit kunnen bieden en dan zou je het als een barrière kunnen benoemen. Maar dan vind ik hem niet heel structureel.

Om af te rekenen op basis van deze slimme meter data heeft een leverancier ook toegang nodig tot die data. Stel je een flexibel tarief voor dat elk uur anders is, dan moet de leverancier per uur weten wat de consument gebruikt heeft. Op dit moment heeft de leverancier niet die gedetailleerde gegevens over zijn klant. Als hij die krijgt... Verwacht je dat privacy issues nog een barrière zijn?

Dat vind ik in het algemeen sowieso een barrière: dus ook als het gaat om diensten aanbieden die niet te maken hebben met flexibele tarieven maar bijvoorbeeld op het gebied

van inzicht in je verbruik. De huidige diensten die gebruik maken van meter data. Dan zie met een recente uitzending van Kassa al een mogelijke barrière ontstaan omdat het blijkbaar niet goed geregeld is door de partijen die die data gebruiken. Dat is heel gevaarlijk. Want als daar het collectieve denken in omslaat dan krijg je nergens meer een meter aan de muur. Dus privacy issues vind ik absoluut een potentiële barrière, maar niet een gegarandeerde barrière. Ik geloof best dat dat goed genoeg geregeld kan worden dat dat zou moeten kunnen werken.

Dus als ik je goed begrijp: het kan nu goed genoeg geregeld worden zodat mensen er niet bang voor hoeven te zijn. Maar als er nu veel fouten gemaakt worden kan dat omslaan en een barrière vormen.

Wat jij zegt, als er veel fouten gemaakt worden: ja dat is één. Maar het hoeft niet per se rationeel te zijn. Ook als het best wel goed gaat kan er een sentiment ontstaan, omdat er bij twee mensen iets fout gaat op de veertien miljoen. Dat kan op zichzelf genoeg reuring teweeg brengen dat mensen toch het sentiment hebben dat het niet klopt. Het hoeft niet per se met fouten te maken hebben, maar fouten gaan natuurlijk niet helpen. Die leveranciers kunnen overigens in het huidige model ook toegang krijgen tot de data. Dat kan al. Als ze expliciet toestemming krijgen van de consument kunnen wij die data aan ze ter beschikking stellen.

Stel dat een leverancier of een netwerkbeheerder dit soort dynamische tarieven in zal voeren, dan zal dat best wel veel administratie zijn om de klant daarop af te kunnen rekenen. Verwacht je dat nog een barrière kan zijn? Bijvoorbeeld de benodigde ICT of administratie om de klant af te rekenen op blokken of uur basis?

Durf ik niet te zeggen. Als je het mij zou vragen zou ik zeggen: dat zal wel mee vallen, maar dan doe ik een uitspraak over iets waar ik heel weinig verstand van heb. Nu heb je ook al dag- en nachttarief. Zeker als je uitgaat van time-of-use en je maakt vier blokken, dan is het allemaal niet zo heel veel extra werk. Als je echt met real-time prijzen gaat werken, dan zal dat meer zijn. Ook omdat de prijzen dan elke keer anders zijn. Met time-of-use heb je dezelfde prijzen die variëren. Het lijkt me op voorhand niet een hele grote barrière, maar daar moet ik voorzichtig in zijn want dat kan ik moeilijk inschatten.

Ok. De volgende: er bestaat in de literatuur een vrees dat wanneer je flexibele tarieven invoert je daarmee nieuwe pieken creëert. Ik kan een voorbeeld geven: om acht uur 's avonds gaat het hoge tarief over in het lage tarief: op dat moment gaan alle mensen hun apparaten aan zetten. Helemaal wanneer het geautomatiseerd is en alle apparaten automatisch aangaan. Dat je daardoor met flexibele tarieven van de regen in de drup belandt. Je haalt pieken weg maar je krijgt nieuwe pieken daarvoor terug. Zie je die mogelijkheid als een barrière?

In theorie wel. Maar op dit moment heb je ook al dag- en nachttarief met per regio twee verschillende tijdstippen: om elf uur 's avonds en om negen uur, kan iets verschillen. Dus hele grote groepen mensen gaan nu op hetzelfde moment over van het ene naar het andere tarief. En daar zien we volgens mij niet dit effect. Dus dat is één, waarom ik denk dat het wel mee zal vallen. Twee, als je gaat automatiseren dan zal je dit effect veel sneller krijgen, want dan staan al die klokjes gelijk en dan gaat het precies op hetzelfde moment geautomatiseerd gebeuren. Dat zal zeker met veel gedifferentieerdere tarieven, dus real-time, eerder het geval zijn, want dan zullen veel meer mensen geautomatiseerd iets laten aansturen. Maar ook dan zou ik niet zeggen dat dat per definitie tot een probleem leidt omdat als we dit op tijd onderkennen, dan kan ik me voorstellen dat het niet al te ingewikkeld is om in die apparatuur een soort van random functie te bouwen, dat het gewoon vanaf het moment dat het lage tarief in gaat tot een uur daarna, ergens aangeschakeld gaat worden, maar niet meteen op dat ene moment. Dus als we vaststellen dat dit een gevaar gaat worden, dan is dat volgens mij technisch op te vangen. Met afspraken met de sector die die apparaten maakt. Dat moet je natuurlijk wel doen, dus in theorie kan dat een gevaar zijn. Bij time-of-use vraag ik me af hoeveel er geautomatiseerd wordt, dan zie ik niet direct een probleem. Als het wel

geautomatiseerd is, dat je dan op tijd met de automatiseringspartijen zorgt dat ze iets inbouwen waardoor het niet allemaal precies met het klikken van de tijd aan gaat.

Ok duidelijk. Aan het begin gaf ik aan dat ik zowel kijk naar zowel netwerkbeheerders als marktpartijen...

Excuus, ik ben toch nog aan het malen over de vorige vraag: ik sprak vanmiddag iemand die aangaf dat hij bij een bedrijf in Zeewolde een prikkel had gegeven, weliswaar geen prijs, maar even had gezegd: doe nu minder. En daar zag je aan het eind van het blok, dat die partij zijn spullen weer aan ging zetten. En het verlies van het blok waarin hij uit moest meteen ging compenseren. Plus extra omdat het aan- en uitzetten op zich zelf al energieverlies met zich meebracht. Dus dat betekent dat de piek die daarna terug kwam hoger was dan de piek die ze hadden voorkomen, omdat er ook nog meer energieverbruik plaats vond. Ik wil ook weer niet te stellig overkomen dat ik geen problemen zie met nieuwe pieken. Ik heb gewoon twijfels of puur het ene klik momentje op zichzelf een heel groot probleem gaat zijn. Maar het feit dat doordat je ergens iets gaat verplaatsen en dat op een ander moment, even los van of dat meteen is, maar vanaf dat moment... Kan dat best op een moment zijn waarop iedereen dat gaat doen in dat uur, waardoor je in dat uur een piek krijgt die hoger is dan degene die je hebt voorkomen. Dat zie ik op zich wel als een risico. Excuus.

Ik heb geen haast. De barrière die ik nu voor wil leggen, gaat over het verschil tussen de netwerkbeheerder en een marktpartij, in dit geval de leverancier. Beide kunnen belang hebben bij flexibele tarieven, maar dit kan ook tegengesteld zijn. Ik zal weer een voorbeeld geven: stel je voor, een moment op de dag waarop de belasting op het netwerk heel hoog is. De netwerkbeheerder heeft dan een incentive om tarieven te verhogen, zodat de belasting lager wordt. Als op hetzelfde moment het harder gaat waaien en er veel wind energie beschikbaar komt dan dalen prijzen en dan zou een leverancier belang hebben om de prijs te verlagen. Zo zijn er situaties denkbaar waarin deze belangen botsen. Zie je dat als een barrière voor flexibele tarieven? Dat de twee partijen die het in kunnen voeren niet altijd op een lijn zitten?

Lastig. De vaststelling dat het tegengesteld werkt, vind ik een relevante. Stel dat het in bijna alle gevallen tegengesteld werkt en het elke keer elkaar precies opheft dan leveren de flexibele tarieven netto helemaal niets op. Dan zou je kunnen zeggen: dan hoef je ze ook niet in te voeren en dus is het een barrière. Dus in theorie ja, het kan een barrière zijn, maar ik vind het heel erg afhankelijk van hoe vaak die twee krachten tegengesteld gericht zijn en in welke mate ze dat dan zijn. Als de ene een hele hoger prikkel heeft en de ander een klein beetje min, dan kan het effect netto nog steeds heel groot zijn en dan bereik je toch iets. Dus het is vooral als ze even groot en tegengesteld gericht zijn op hetzelfde moment. Dan heb je van alle twee net niks. En dat dat ook nog heel vaak het geval is. Want als dat soms het geval is dan is dat eigenlijk niet zo erg als je op alle andere momenten wel een richting krijgt. Dus ik vind het lastig om het algemeen te beantwoorden. In theorie dus nogmaals: ja het kan een barrière zijn. Maar dan zou ik eerst wel willen weten hoe vaak ze tegengesteld zijn. Dat is ook nog eens als je er voor kiest dat je die flexibele tarieven zowel aan de commodity hangt, de leveranciers kant, als aan de netwerk kant. Je zou ook prima kunnen kiezen om, in ieder geval voor de komende tijd, alleen die leveranciers tarieven flexibel te maken. Dan werkt dat verder prima voor die kant van de markt en dan zie ik daar helemaal geen barrière. Jouw barrière geldt eigenlijk pas als je voor alle twee tegelijkertijd een flexibel tarief wil hanteren.

Als je er maar één van de twee invoert kan de ander daar last van hebben, maar verschijnt niet meer de situatie waarin beide tegengesteld handelen.

Waardoor het probleem grote wordt voor de ander, dat hij daarmee zijn prijsprikkel weer extra gaat aanpassen, waardoor je elkaars effect... Maar ik ben wel met je eens dat als je flexibele tarieven maar aan één van die twee gebieden gaat toekennen dat alleen dat waarde gebied optimaal ontsloten gaat worden. En dat dat geen rekening houdt met eventuele negatieve effecten aan de andere kant. Dat is dus op zich ongewenst.

Ok. Waar ik nu naar wil kijken is een situatie waarin deze flexibele tarieven ingevoerd worden door de netwerkbeheerder. Dan zijn er nog extra kwesties die kunnen spelen. En dan bedoel ik dat de netwerkbeheerder zijn vaste tarief, van 200, 250 euro per jaar, verandert in een tarief per kilowattuur van een paar cent. Eigenlijk de situatie die we voor 2009 hadden. Wat je dan ziet is dat huishoudens die veel elektriciteit gebruiken een stuk meer gaan betalen voor hun netwerkkosten. Terwijl huishoudens die niet zoveel elektriciteit verbruiken een stuk minder gaan betalen. Zie je dit als een barrière tegen het invoeren van dynamische netwerktarieven?

Ik weet niet wat destijds de redenen waren om af te stappen van dit model en te gaan naar een vast capaciteitstarief. Ik kan me voorstellen dat, omdat het bij ons als netwerkbeheerder niet gaat om de kilowatturen maar om de kilowatten, een capaciteitstarief daarmee meer in lijn ligt. Dus of je nou veel of weinig gebruikt dat maakt ons niet uit. We kijken vooral: hoe dikke kabel moeten wij voor je aanleggen? En daarvoor ga je een vaste prijs voor betalen want dat is voor ons ook een vaste prijs. Of je daar nou heel veel of heel weinig kilowatturen gaat transporteren maakt voor ons niet uit in de kosten. Dus in die zin vind ik een capaciteitstarief best logisch klinken voor een netwerkbeheerder. Of er een barrière is voor ons als netwerkbeheerder voor het invoeren van variabele prijzen doordat sommige mensen dan meer kwijt zijn dan andere, afhankelijk van hun verbruik... zou voor een netbeheerder geen barrière hoeven zijn, voor afnemers natuurlijk wel. Wat ik wel constateer is dat je op zich en onbedoeld misschien, wel een prikkel geeft tot minder verbruiken, een besparingsprikkel voor die mensen die veel verbruiken. Je maakt een grote deel gebruiksfafhankelijk. Daar ben ik vanuit de energietransitie gedachte niet op tegen. Tegelijkertijd moet je ook wel weer kijken naar sociale aspecten. Als iemand een zieke ouder in huis heeft met een apparaat dat veel stroom verbruikt dan is hij dus verplicht daar meer voor te betalen terwijl het prima door dezelfde kabel zou passen. Wie zijn wij dan als netwerkbeheerder om diegene op meer kosten te jagen terwijl het ons niet meer kost. Dat vind ik lastig. Dus je vraag: is het een barrière? Zou ik vanuit maatschappelijk perspectief... Wat vind de maatschappij? Voor ons als netbeheerder weet ik het antwoord niet zo goed. Want ik weet niet zo goed de argumenten waarom we zijn overgeschakeld op een capaciteitstarief. Dus die argumenten zouden misschien nog steeds gelden en dan zou je zeggen overstappen op een kilowattuur gebaseerd tarief is voor ons minder prettig, maar dat weet ik dus niet. Bij de maatschappelijke voor- en nadelen denk ik... Ik heb ook heel weinig gehoord destijds van de overschakeling naar een capaciteitstarief van mensen die daar iets van vonden. Want je kon toen zeggen: mensen die weinig gebruiken gaan er op achteruit met het capaciteitstarief want die gaan een vast tarief betalen wat hoger ligt dan daarvoor en daar heb ik ook nooit iemand over gehoord. Dus ik denk dat het wel meevalt.

Daarnaast maak je de inkomsten van de netwerkbeheerder afhankelijk van het aantal kilowattuur wat er in Nederland gebruikt wordt. Dat geeft ook onzekerheid. Mocht er bijvoorbeeld heel veel bespaard worden dat jaar, dan krijgt de netwerkbeheerder minder inkomsten dan verwacht. Verwacht je dat dat nog een barrière zal zijn voor netwerkbeheerder?

Nee, dat is heel korte termijn. Dan heb je dat jaar minder inkomsten. Dan mogen we dat jaar daarop of de reguleringsperiode daarna weer extra vragen. En we zijn zo financieel solide dat we dat soort schommelingen prima aankunnen. Dus dat lijkt me nauwelijks een barrière.

De laatste die ik heb staan voor de netwerkbeheerder is de regulering. Op dit moment is het nou eenmaal geregeld op deze manier en mogen dynamische netwerktarieven niet. Zie je dat als een barrière? De moeite om de regulering aan te passen?

De moeite om het aan te passen lijkt me op zichzelf een barrière. Maar ik vind eigenlijk interessanter de reden waarom aanpassing ongewenst zou kunnen zijn. Bijvoorbeeld het non-discriminatie beginsel. Als je de pech hebt in een rot netgebied te wonen vinden we het dan wenselijk dat de mensen die daar toevallig wonen structureel meer geld kwijt zijn? Dat zou best een reden kunnen zijn waarom je variabele tarieven vanuit een netwerkbeheerder niet heel makkelijk zult kunnen gaan invoeren. Daar zie ik meer een barrière dan puur het feit

dan dat we de regulering op zichzelf moeten aanpassen. Dat komt wel goed. Overigens sprak ik kort geleden met iemand van regulering die aangaf: op dit moment bestaan er binnen Nederland al verschillende netwerktarieven voor dezelfde aansluiting categorieën. Die verschillen bestaan tussen netbedrijven. Omdat het ene netbedrijf bijvoorbeeld te maken heeft met meer grondsoort A dan een andere netwerkbeheerder en die grondsoort is net wat duurder door verzakkingen, dus maakt A structureel meer kosten en mag het terugverdienen. Daar liggen tarieven al hoger dan in een ander netwerkgebied. Die persoon van regulering zei mij: het gaat erom als je met flexibele tarieven wil werken dat je een individu ten opzichte van iemand anders niet discrimineert. Maar zolang je het bij gebieden houdt en binnen zo'n gebied een prijs hanteert dan zag hij niet per definitie problemen. Die gebieden, waar die nu gekoppeld zijn aan de grote van je netwerkgebied, zouden wat hem betreft veel kleiner gemaakt kunnen worden. Bij wijze van spreken tot op middenspanningsruimte niveau. Dan heb je 40 tot 200 huizen erachter die allemaal dezelfde prijs betalen. Maar dat kan een andere prijs zijn dan een streng die ernaast ligt van nog een keer 50 tot 200 huizen. Dan kun je het tot op het laagste niveau differentiëren maar voldoe je wat hem betreft toch aan het non-discriminatioir uitgangspunt omdat je niet het individu persoonlijk iets aanreken, maar het gaat gewoon om wat kleinere gebieden dan gebieden waar we nu ook al onderscheid maken tussen tarieven.

Dus als ik je goed volg zie je enerzijds een extra barrière als die flexibele tarieven ook nog verschillend zijn per gebied maar anderzijds heb je ook wel weer vertrouwen dat dat goed komt, omdat er nu ook al non-discriminatioir gehandeld wordt. Het is geen hele grote stap. Ja precies. Misschien nog iets anders geformuleerd vind ik: de introductie van variabele tarieven kan strijdig kan zijn met een paar grondbeginselen. Dat vind ik een enorme, mogelijke, grote barrière. Terecht ook. Want die grondbeginselen zijn er niet voor niets. Maar de opmerking van die man van regulering vond ik wel aardig omdat het een opening bood: dan voldoe je er mogelijk toch nog aan terwijl je als netbedrijf vrij lokaal verschillende prikkels kon geven. Dat is voor ons als netbedrijf interessant. Tenminste, interessanter dan alleen maar een dag- en nachttarief. Of iedereen hetzelfde. Omdat onze uitdagingen heel lokaal kunnen verschillen. Daar zou je het liefst ook heel lokaal prikkels op willen geven. Dan blijf je wel zitten met waar ik mee begon: dan kun je dus in een rot netgebied zitten, achter een bepaalde trafo en dan krijgen alle 200 huishoudens daarachter structureel een hogere prijs dan iemand die achter een andere trafo zit. Is dat wenselijk of niet? Daar moet je een uitspraak over doen. Maar puur het non-discriminatioir beginsel zou in stand kunnen blijven omdat je zegt: maar al die 200 achter een streng betalen allemaal dezelfde prijs. Dan weet ik nog niet of daarmee ook die barrière is weggenomen. Ik kan niet beoordelen of dat wenselijk is. Maar het bood me in ieder geval het inzicht: het is niet per definitie onmogelijk. Die barrière zou wel eens lager kunnen zijn dan ik daarvoor vermoedde. Ik dacht: verschillende tarieven binnen een netgebied is per definitie onmogelijk. Die reguleringsman zei: dat kennen we nu al tussen netgebieden. Dat zou best binnen netgebieden op kleinere schaal... waarom niet? Met op het kleinste niveau dus middenspanningsruimtes

Ik vind een ding wat je noemde nog interessant: dat de mogelijkheid zou ontstaan dat bepaalde gebieden meer gaan betalen. Die begrijp ik niet zo goed. Want het zou inderdaad kunnen dat die gebieden meer pieken hebben, dus meer hogere prijzen. Maar zou je dat niet kunnen compenseren door hun dal nog lager te maken?

Ja dat zou kunnen. Ik zit vooral te denken: een ander reguleringsbeginsel is het kostenveroorzakingsprincipe. Daar waar meer kosten veroorzaakt worden vind ik het niet onlogisch dat je daar ook hogere prijzen rekent, gemiddeld genomen. Of je dat doet door de pieken nog veel hoger te maken dan dat je de dalen naar beneden bijstelt... Als je maar je kosten terugverdient. Hoe je dat ook went of keert, een gebied dat minder ruimte in het net heeft, bijvoorbeeld omdat het ouderwets is en maar weinig capaciteit heeft, zal meer kosten met zich meebrengen en hoe dan ook tot meer kosten voor de aangeslotenen leiden. Of je die kosten terugverdient door je pieken heel hoog te maken en je dalen wat minder laag, of

hoe je dat dan verdeelt dat weet ik niet precies. Maar hoe je het went of keert: die streng, alle aangesloten moeten collectief die meerkosten op gaan brengen.

Dat moet echt dat gebied opbrengen, zijn eigen kosten?

Dat is dat kostenveroorzakingsbeginsel. Ik weet niet of dat per se moet.

Dat kan je ook socialiseren over de rest van de...

Ja precies. Maar wat is dan nog het nut van lokaal onderscheid maken in prijzen?

Dan hou je nog over dat je de pieken eruit kan halen en dus niet hoeft te verzwaren.

Bedoel je dan dat je in heel Liander gebied elke dag om zes uur een bepaalde prijsprikkel geeft?

Dat kan ook een voorbeeld zijn van de flexibele tarieven inderdaad.

Mijn punt was even: dat kun je als Liander wel doen, maar dan ga 95% van de mensen een piek tarief geven op een stuk netwerk waar die piek eigenlijk prima kan. Is dat niet zonde? Kun je niet alleen maar een prijsprikkel geven op die gebieden waar we echt een probleem in het netwerk hebben. Dat is maar heel lokaal, bij 5% van de mensen. En dat je die prijs alleen aan die mensen doorrekent. Als je het niet aan die mensen doorrekent gaan ze hun gedrag niet aanpassen. Dus als je gaat socialiseren ga je iedereen een tarief geven... Je zou nog iets kunnen verzinnen dat je die mensen die prijsprikkel geeft op dat tijdstip maar dat je zorgt dat hun gemiddelde kosten op de jaarrekening gelijk blijven. Dat bedoel je. Dat zijn interessante denklijnen ja, zou kunnen.

De laatste barrière die ik had staan voor dynamische elektriciteitstarieven is dat mensen eigenlijk niet geïnteresseerd zijn in elektriciteit. Het wordt ook wel een low-interest good genoemd. Of dat een barrière zal zijn voor mensen om te kiezen voor een flexibel tarief. Dat ze het eigenlijk niet interesseert.

Dan vind ik één van de grootste. In overleg vandaag kwam iemand met een groep geïnterviewde klanten, of ik weet niet precies wat hun setting was. Daar kwamen allerlei interessante dingen uit maar nooit het woord netwerk, aansluiting of iets gericht op de netbeheerder. Dus voor het netwerk geldt het misschien nog wel meer dan voor elektriciteit in het algemeen. Maar wat mij betreft is dat zeker een grote barrière, als je mensen vrijwillig zou laten kiezen voor producten of diensten rondom flexibele tarieven.

Dan ben ik wat betreft flexibele tarief door mijn barrières heen. Zijn er nog andere problemen die jij ziet rondom dynamische tarieven en die we nog niet besproken hebben?

Misschien getriggerd door een discussie die we vanmiddag hadden. Een barrière voor de invoering van flexibele tarieven kan zijn dat we erachter komen dat het probleem waarvoor we flexibele tarieven inzetten nauwelijks bestaat. In ons netwerk met de meest verregaande scenario's voor groei aan duurzame opwek en elektrische auto, blijkt dat we het prima aankunnen. En zelfs in het geval dat we het helemaal niet uitkomen dan blijkt dat dat op jaarbasis twintig euro per huishouden kost. Gaat dat rechtvaardigen of genoeg zijn om een heel systeem van flexibele tarieven op te tuigen? Zeker gecombineerd met jouw laatste barrière: mensen zijn helemaal niet geïnteresseerd. Moet je dan de strijd aan gaan om ze geïnteresseerd te krijgen, hun gedrag aan te laten passen, moeite doen, terwijl ze voor een investering van twintig euro voor de komende 40 jaar zo'n dikke kabel hebben dat ze nooit een probleem hebben? Snap je wat ik bedoel? Dit is puur vanuit het net gedacht. Er is ook nog een waarde gebied flexibiliteit voor de markt. Daar ligt het misschien anders. Daar weet ik niet wat voor extremen daar gaan ontstaan. Op zich ben ik wel vanuit marktdenken voorstander om, of mensen het interessant vinden of niet, kosten die gemaakt worden goed doorrekenen aan wanneer ze veroorzaakt worden en flexibele prijzen is daar een goed middel voor. En wanneer je niet geïnteresseerd bent en je past je gedrag er niet op aan, prima. Maar dat betekent dat in het systeem, op momenten dat jij je gedrag niet aanpast en het is duur, het systeem veel inkomsten krijgt van jou waarmee je die kosten kunt dekken. Dan vind ik dat prima. Vind ik ook rechtvaardig, want jij gaat je gedrag niet aanpassen. Dan

ben ik wel voor flexibele tarieven. Maar algemeen, als barrière: het zou kunnen zijn: het probleem waarvoor het een oplossing moet bieden is helemaal niet groot.

Specifiek voor dynamische netwerktarieven zie je daar een barrière?

Voor netwerktarieven lijkt dat sommetje heel makkelijk gemaakt. Voor duurzame opwek, voor de marktkant, denk ik dat het wel rondkomt. Maar ook daar ben ik wel benieuwd of als iemand een kritisch sommetje gaat maken of dat goed stand blijft houden. Ik haal altijd voorbeelden aan: als het echt een probleem is zie je die prijs gigantisch de lucht inschieten. Inderdaad, maar ik het niet het sommetje gemaakt als dat één keer per jaar gedurende drie uur plaatsvindt, heb ik daar dan zoveel voordeel bij als ik flexibele tarieven voor een heel jaar introduceer om dat te rechtvaardigen. Het maakt het ook wel lastig omdat ik weet dat er verschillende flexibele tarieven mogelijk zijn. Critical peak pricing zou een perfect oplossing kunnen bieden want dat hoef je alleen die drie keer per jaar dat dat plaats vindt toe te passen. Vermoei je mensen weinig. In de kern kan een barrière zijn: het probleem is helemaal niet zo groot als we onszelf voorhouden.

Duidelijk. Dan zou ik willen kijken naar de barrières voor de tweede manier van demand response die ik noemde: direct load control. Dus het direct aansturen van apparaten. Opnieuw heb ik een onderscheid naar: wat als een marktpartij het zal doen, of een netwerkbeheerder. Maar ik zou willen beginnen met een algemene barrière. Namelijk de stelling dat er niet genoeg flexibiliteit binnen huishoudens beschikbaar is. Dat er niet genoeg apparaten zijn waarmee je dit rendabel kan doen. Zie je dat als een barrière?

Als het er niet genoeg zijn dan is het een barrière. Maar dan interpreteer ik je vraag: geloof ik dat er te weinig zijn of dat er genoeg zijn? Dat vind ik wel een lastige vraag. Op dit moment denk ik dat het vrij beperkt is. Dat de flexibiliteit uit heel veel kleine puntbronnetjes moet komen, zoals je wasmachine of koelkast, daar is haast geen beginnen aan. Zeker niet met direct load control. Want dan moet je al die apparaten gaan in- en uitschakelen. Maar het probleem waar met flexibiliteit een oplossing voor gezocht wordt treedt nu nog lang niet op in de mate waarin ik verwacht dat het in de toekomst gaat optreden. Juist door grotere penetratie van apparaten waar flexibiliteit in zit. Bijvoorbeeld warmtepompen en elektrisch vervoer en misschien ook wel zonnecellen, waar je peaktrashing mee kan doen: Uitzetten op momenten dat er heel veel wordt opgewekt. Dus het probleem waarvoor we een oplossing zoeken biedt ook de aanknopingspunten om flexibiliteit uit te halen. Dus op dit moment hebben we weinig flexibiliteit, maar de dingen die een probleem gaan veroorzaken hebben veel flexibiliteit in zich. Dus ben ik het niet eens met de stelling dat dat een grote barrière is.

Jouw verwachting is dat de hoeveelheid flexibiliteit sterk genoeg toe gaat nemen.

Dat die evenredig toeneemt met het ontstaan van een probleem. Omdat het daardoor wordt veroorzaakt. Het probleem wordt met name veroorzaakt doordat je die toepassingen niet flexibel gaat inzetten. Dus iedereen gaat om zes uur 's avonds bij thuiskomst een elektrische auto laden. Dan heb je een probleem. Maar juist de elektrische auto is goed verschuifbaar in de tijd, dus daar ligt ook meteen een mooie oplossing. Veel beter dan een wasmachine of een koelkast want daar zit zo weinig stroomvraag in. Dat is mijn redenatie. Ik geloof wel dat daar veel uitgehaald kan worden.

Als we dan kijken naar de specifieke rol van de DSO, dan is de eerste barrière: de waarde die dit soort direct load control programma's hebben voor de DSO is onzeker. Dan bedoel ik met de waarde, de waarde die het meer heeft dan de ouderwetse oplossing: dikkere kabels leggen. Zie je dit ook als een barrière?

Dit is wat we eigenlijk aan het einde van de andere benoemde. Als je niet weet welk probleem je oplost of hoe groot het probleem is of welke kosten van het probleem samen hangen dan is het inzetten van een bepaalde oplossing die ook geld kost gevaarlijk, want je hebt geen idee of dat financieel slim is om te doen. Als je niet weet wat je probleem is, dat zou ik op zichzelf al een barrière vinden. Dat is net iets anders dan wat we net noemde als extra barrière bij de vorige. Daar nam ik al een voorschot: het is niet zozeer dat we niet weten hoe groot het voordeel is maar dat het voordeel überhaupt maar klein is. Dat

sommetje: stel dat je in elke streng een extra trafo moet plaatsen. Dat is één van de meest extreme voorbeelden die je kan verzinnen. Elke kabel moet aangepast worden. In dat sommetje, waar dan 40 of 60 man aan zo'n kabel hangen, dan kom je uit op twintig euro. Dat kan nog variëren tussen de vijf en de veertig. Gaat dat de invoering van welke vorm van vraagsturing vanuit netwerkpositief ooit rechtvaardigen? Dus ook direct load control.

Dus niet alleen de waarde is onzeker, maar de waarde is ook laag?

Die onzekerheid is er één inderdaad. Maar als ie laag is, is het nog een veel hardere barrière want dan moet je het misschien helemaal niet doen. Maar de onzekerheid is er ook één. Maar dat is net een iets andere dan dat hij laag is. De onzekerheid is een andere barrière dan dat het laag is. Alle twee zijn ze van belang.

Want van de onzekerheid zou je verwachten dat die vanzelf opgelost wordt?

Onzekerheid kan iets zijn van: gemiddeld genomen komt het wel uit, maar het is heel onzeker van moment tot moment. Dat zou in je business model tot problemen kunnen leiden. Maar onzekerheid hoeft niet per definitie te betekenen dat je het niet zou doen. Hier zou ik zeggen: als je niet weet of het je wat gaat opleveren is dat ook wel een hoge barrière. Maar als je al zeker weet dat het je niet genoeg gaat opbrengen dan is die barrière per definitie het hoogst wat maar kan. Dan ben je geld aan het verspillen als je het zou doen.

Een andere barrière is er een waar we bij de flexibele tarieven al langskwamen: het non-discriminatoir handelen. Dat zal je in dit geval nog sterker hebben omdat het een selectieve groep is aan wie je dit soort opties waarschijnlijk zal aanbieden. Namelijk de mensen die een grote load beschikbaar hebben, dus veel flexibiliteit, dus een warmtepomp of elektrische auto.

Niet zozeer gekoppeld aan dat je het met name aan gaat bieden aan mensen die toevallig in een stukje net wonen waar een probleem is? Of bedoel je dat ook?

Ja en nee. Ja, maar dat hebben we net ook al besproken. Dat valt ook onder dat non-discriminatoir beginsel. Maar eigenlijk is het nog sterker als je het vergelijkt: waarom krijgt mijn buurman het wel en ik niet?

Binnen dat netgebied ga je ook nog eens onderscheid maken... Want eigenlijk wil je zo'n aanbod van direct load control en de voordelen die je daarop biedt, alleen maar bieden aan mensen die bepaalde apparatuur in huis hebben en dat kan binnen netgebied verschillen.

Dus dan zit je nog sterker..

Dat heb je ongetwijfeld ook aan regulering gevraagd. Dan weet ik niet zo goed of het betekent dat non-discriminatoir betrekking heeft op jou en je buurman of dat het er om gaat: iedereen met een warmtepomp doen we wel hetzelfde aanbod. Snap je wat ik bedoel? Dan heeft jouw buurman geen warmtepomp maar dan ben ik niet discriminatoir, want iedereen die een warmtepomp heeft, dan ga ik niet zeggen: jij bent een vrouw en jij bent een man: je hebt wel een warmtepomp maar ik ga jou minder geven. Nee, iedereen die een warmtepomp heeft en dus flexibiliteit kan leveren geef ik dezelfde waarde. Dan zou ik me kunnen voorstellen, maar ik ben geen jurist, dat dat zou moeten mogen. Maar dat weet ik niet zo goed.

Dus mensen die wel warmtepompen hebben in dit voorbeeld iets aanbieden en mensen die dat niet hebben niet, hoeft niet per se een conflict te zijn met dat beginsel.

Mogelijk niet. Of je het onderscheid nou maakt in netgebied, waar we het net over hadden: wij wonen met z'n allen in een slecht netgebied dus jullie krijgen allemaal dezelfde prijs. Dan zeggen we: dat zou best moeten kunnen, mogelijk. Diezelfde denken even niet op het netgebied gericht maar op het hebben van een warmtepomp... Ik vind het lastig in te schatten of het hebben van een warmtepomp discriminatoir is. Omdat dat is: alleen rijke mensen hebben een warmtepomp. Dan ben je misschien aan het bevoordelen. Dat vind ik lastig. Maar ik zie niet per definitie een barrière. Mogelijk dat regulering daar nog wat opties voor kan bieden, als je iedereen over een kamt scheert. Dus iedereen met een warmtepomp

krijgt dat tarief. Ik weet dat dus niet. Het zou ook in potentie een flink barrière kunnen zijn. Omdat je mensen dus ongelijk gaat behandelen. Afhankelijk van of ze wel of niet een elektrische auto hebben of dat ze in een bepaald netgebied wonen, dat dat toch niet mag van de rechten of van ons als maatschappij. Dan is het een dikke barrière.

In dat geval, zou je nog ruimte zien om die wet zo aan te passen om het wel mogelijk te maken? Als de wet nu zo geïnterpreteerd wordt, om het dan aan te passen?

Gevoed door het verhaal van de man van regulering: in die denklijn kan ik me voorstellen, bijvoorbeeld door dat je zegt: iedereen met een warmtepomp doe ik hetzelfde aanbod en daarmee ben ik niet discriminatoir bezig dus zou dat mogen. Nu niet misschien, maar dan kan de wet wel aangepast worden.

Dan zou ik de stap willen maken naar direct load control door marktpartijen. Bijvoorbeeld aggregators. Daar heb ik twee barrières. Allereerst: flexibiliteit bij huishoudens is ongeschikt voor markten, omdat het niet voldoet aan de eisen die er nu gesteld worden op dat soort markten. Dan kan je bijvoorbeeld denken aan de minimale hoeveelheden, of de snelheden, of het feit dat alles bemeten moet zijn. Dat soort huidige eisen. Zie je dat als een barrière? Misschien wel als een barrière, maar wel als een overkomelijke barrière. Ik zou zeggen: als je partijen als aggregators krijgt, dan maken die wel de slag dat ze van al dat grut wat ergens hangt iets maken dat effectief in te zetten is. Maar dat jouw ene warmtepomp niet effectief is in te zetten is voor mij niet een barrière om het niet meer te gebruiken, want als er een aggregator is die jouw warmtepomp koppelt met andere warmtepompen dan is ie opeens wel effectief in te zetten. Snap je wat ik bedoel?

Je verwacht dat aan die eisen is te voldoen door te combineren?

En dan blijft het een barrière, in die zin dat er wel partijen moeten komen die dat gaan doen. En die zijn er nog niet. Dus dat moet nog wel gebeuren, dat kun je een barrière noemen. Maar ik vind het niet een barrière van het kan eigenlijk niet want de apparatuur is er per definitie niet geschikt voor of biedt niet de mogelijkheden die gevraagd worden. Ik ben niet zo'n techneut die daar alles van weet maar daarvan geloof ik op dit moment wel dat dat zou moeten kunnen. Ik heb nog geen geluiden gehoord van mensen die mij hebben overtuigd van: "nee hoor, dat kan helemaal niet". Ik hoor wel eens geluiden: "die warmtepompen Michiel, niemand gaat dat een graad uit handen geven". Maar ik wil nog wel sommetjes zien, zeker bij goed geïsoleerde huizen: dan doe je toch 0.3 graad? Misschien haal je daar al hartstikke veel flexibiliteit uit. Maar dat heb ik persoonlijk nog niet afgeschreven.

De tweede barrière die ik heb staan gaat over de waarde. Namelijk dat deze flexibiliteit mogelijk niet genoeg waarde heeft. Als je kijkt naar prijzen zoals die nu zijn op een APX of een onbalansmarkt, dat er niet genoeg geld te verdienen is. Zie je dat als een barrière? Deze vind ik al dichter in de buurt komen bij waar we eindigde net bij de prijsvariant. Want wat je nu zegt is eigenlijk een andere bewoording voor het feit dat het probleem niet groot genoeg is. Dat is precies hetzelfde. Als het probleem klein is dan is de waarde die je met de oplossing kunt genereren ook klein. Op dit moment zien we in de markt weinig prijsverschillen. Dat betekent dat het goed werkt en weinig behoeft is aan flexibiliteit. Dan is het barrière en maar goed ook, anders gaan we allemaal enorm investeren in flexibiliteit terwijl het niet nodig blijkt. Maar ik vind het niet op voorhand een barrière omdat ik denk: dat kan zo zijn nu, maar mijn vermoeden is, kijkend naar de energietransitie en de aannames dat zon, wind, elektrisch vervoer en warmtepompen een vlucht gaan nemen, dat juist die marktkant steeds meer waarde gaat krijgen. Prima dat het nu niet zo is maar daar zou ik niet zo van schrikken. Het gaat juist om de situatie dat we toe willen naar een duurzame energievoorziening. Daar is veel meer groene stroom voor nodig. En dat betekent, omdat dat uit bronnen zoals zon en wind komt, veel meer niet vraag volgend vermogen. Dat gaat dus steeds lastiger worden om in balans te krijgen met wat we vragen. Dus zullen we steeds meer gaan zien dat er grote prijs uitschieters, alle twee te kanten op, komen. In Duitsland kunnen er negatieve prijzen zijn. Dat is een rechtstreeks gevolg van veel aanbod en soms weinig vraag en die vraag reageert ook niet. Dus gaat de prijs nog verder naar beneden.

Dus je verwacht dat er nu niet genoeg waarde is maar dat er meer waarde zal komen.

Om even terug te komen naar jouw barrière: het feit dat er nu niet veel waarde uit te halen lijkt te zijn kan wel een barrièrende werking hebben, snap je wat ik bedoel? Omdat mensen eerder geneigd zijn actie te ondernemen als ze er nu iets mee kunnen verdienen, dan actie te ondernemen omdat mensen zeggen dat het in de toekomst veel meer waarde gaat krijgen. Ook al is het zo, dat het in de toekomst veel meer waarde gaat hebben, het feit dat het nu niet die waarde heeft kan een remmende waarde hebben op de introductie van dit soort vraagrespons toepassingen. Dus er ligt wel een barrière maar ik vind het niet structureel of alles blokkend.

Ok. Dan heb ik wat mij betreft de barrières voor direct load control besproken. Hier heb ik dezelfde vraag: heb je het idee dat we onderwerpen over het hoofd hebben gezien in het gesprek? Of dat bepaalde barrières niet genoemd zijn?

Bij direct load control kan ik me nog iets voorstellen over de technische manier waarop je het gaat doen. Ik kan me voorstellen dat dat op bepaalde IT platformen moet gaan draaien en dat daar standaardisering enorm kan helpen, maar dat is er nog niet. Dus dat er nog barrières zouden kunnen zijn rondom het technisch regelen of invoeren van direct load control. Als er bijvoorbeeld geen standaard is en iedereen die iets op dat gebied wil doen gaat daar zelf een protocolletje voor maken, bijvoorbeeld Greenchoice, door wie je dat laat sturen en je gaat wisselen van leverancier, dat alle hardware die je voor Greenchoice hebt geïnstalleerd in je huis niet te gebruiken is door Eneco, dan vind ik dat harde barrières. Dus iets rondom...

De infrastructuur, de techniek?

...die er voor nodig is om die aansturing te doen. Dan kan in potentie ook een barrière zijn als je dat niet goed gezamenlijk oppakt. Met name de standaardisering is dan van belang.

Als er verder geen barrières meer zijn dan zijn we door de lijst heen en dan wil ik je heel erg bedanken voor het interview.

Interview J

Date: 25th of February 2015

Ik zou dan graag willen kijken naar waar ik me op richt: de huishoudens. In theorie zou je hetzelfde met huishoudens kunnen doen. Met een slimme meter heb je ze bemeterd, zodra ze die eenmaal hebben. Dan heb je de flexibiliteit, alleen je zal er meer van nodig hebben omdat er minder verbruik is. Denk u dat zo iets mogelijk is?

Ik weet niet in hoeverre je de mutatie kan veroorzaken bij een huishouden. De grap is natuurlijk: er is niets en je gaat iets toevoegen door het opstarten van een noodstroomaggregaat. Eerst was het er niet en door een druk op de knop is het er wel. Dat zie je ook bij datacentra. Het profiel is uitermate vlak en als ze het noodstroomaggregaat aanzetten dan voorzien ze in hun eigen behoefte en dan zie je die dip. Dat is precies wat TenneT nodig heeft. De vraag is dus: is er bij de huishoudens een minimale afname zodat je een mutatie kan veroorzaken? En als dat kan, kun je dan inderdaad bij een huishouden dingen uitzetten, die geen schade geven? Ik denk niet dat mensen blij zullen zijn als ze de vriezer uit vinden op het moment dat ze thuis komen en de boel is bedorven. En de vraag is ook voor welke periode je dat doet. Ik denk dat het met name te maken heeft met: wat is de minimale behoefte? Kan je daar nog in terug? En wat kan je uitzetten op dat moment? Dat daar de crux ligt.

Dus een gebrek aan geschikte apparaten?

Ik denk dat de apparaten in principe wel geschikt zijn, maar kan je er bij een huishouden van uit gaan dat er een minimale afname is? Dat weet ik niet.

U moet weten hoeveel?

Je moet van een bepaalde situatie terug. Je moet een mutatie creëren. Je hebt te maken met dag- en nacht, sowieso al. Nacht is vrij laag: als je dan iets wil gaan doen, hoeveel lager kan je dan nog? En overdag precies hetzelfde: ik denk dat je daar ook weer dip periodes hebt. Om zes uur staat alles te draaien, maar kun je dan een mutatie creëren? Daar gaat het om

Er is niet veel ruimte om naar beneden te gaan?

Kan, maar hoe? Wat ga je doen? Wat ga je uitzetten?

En als we kijken naar elektrische auto's? Dat zou een voorbeeld zijn van een huishoudelijk groot apparaat waarvan je het laden zou kunnen stoppen. Zou dat helpen?

Ja dat zou helpen.

Maar die wordt niet 24 uur per dag opgeladen.

Ik weet niet of jij daar inmiddels al inzicht hebt, hoe het profiel van een huishouden eruit ziet. Als ik aan mezelf denk: de vriezer draait altijd door en de koelkast draait altijd door. Misschien nog een paar dingetjes omdat er een stekker inzit. De televisie staat aan, op low. Maar het verbruik op dat moment is heel laag. En als je dan nog iets eraf wil halen dan moet je dingen uitzetten. Een vriezer uitzetten. Tenzij apparaten zo geschikt zijn gemaakt dat ze ook op 50% van vermogen kunnen draaien. Dat je een vriezer tijdelijk met 50% minder stroom kan voorzien. Maar dat weet ik niet.

Vriezer en koelkasten zou je wel even uit kunnen zetten. Bijvoorbeeld cyclen, dat je het een kwartier uit zet en dan weer een kwartier aan. Dan heb je ook de helft van het vermogen.

Dat is het enige voorbeeld dat ik kan noemen dat altijd draait. Als mensen een vriezer en koelkast hebben, maar de meeste huishoudens hebben dat.

Bij huishoudens zie je dat er wel flexibiliteit is, maar dat het makkelijker is om ze aan te zetten. Bijvoorbeeld, het is makkelijk, stel je hebt duizenden huishoudens, dat je met een druk op de knop duizend wasmachines aan zet. Als de mensen hem al stand-by gezet hebben voor je en gezegd: het moet morgen klaar zijn.

Kijk jij maar wanneer je het doet. Dat kan heel goed.

Maar dat is niet de kant waar u naar kijkt, want dan krijg je meer verbruik en u kijkt naar minder verbruik.

Maar je hebt nu ook een nieuw fenomeen noodvermogen, dat is precies het tegenovergestelde. Ik weet niet of je dat al gehoord hebt?

Ik hoorde dat het er aan zat te komen, maar meer weet ik er niet over.

Daar zijn we nu ook mee bezig om dat op te tuigen voor de pool. We hebben ook al een aantal deelnemers inmiddels daarin. We wachten op de uitvraag van TenneT. Die dat aangekondigd heeft. Dat zal eind Q1 zijn, begin Q2. Maar dat is precies het tegenovergestelde. Dan vraagt TenneT: we hebben teveel op het net en dus er moet af. Dan ga je dus ...

Dan kijk je naar hele andere bedrijven. Dan hebben die noodaggregaten geen zin meer. Aan wat voor bedrijven moet ik dan denken?

Bijvoorbeeld bedrijven die zelf energie opwekken. Bijvoorbeeld afvalenergiecentrales. Die leveren in hun bedrijfsproces elektriciteit aan het net. En die moet je vragen om tijdelijk 10, 20, 50 % minder terug te leveren.

Bijvoorbeeld verbrandingsoven uitschakelen?

Dat moet wel doorgaan, maar dat je stoomturbines.. of het gas dat daar bij vrijkomt de lucht in schiet. En even niet de turbine gebruiken om stroom te leveren.

Je hebt geen groot genoeg accu's om dat op te slaan.

Er zijn installaties die een half uurtje of een uurtje kunnen opslaan, maar dan houdt het wel op. Je moet eigenlijk iets weggooien. Een voorbeeld kan ook zijn: laat gemeenten maar even de straatlantarens een uurtje aanzetten. Het klinkt heel gek. Maar ook hier heb je echt te maken met een calamiteit. Een draadbreek. Een kabel. Een verbinding met Noorwegen of Engeland. De elektriciteit die ze normaal zouden exporteren over die kabel, dat gaat even niet meer. Het hoopt zich op en dan moet het er van af. Dan denken ze aan afregelbaar noodvermogen. Dus je hebt opregelbaar noodvermogen, en afregelbaar noodvermogen

Zou dan bij afregelbaar vermogen huishoudens een rol kunnen spelen. Dat is misschien makkelijker. Met het voorbeeld dat ik noemde over wasmachines? Bijvoorbeeld met elektrische auto's?

Dat kan heel goed. Maar vol is vol, ik weet niet hoe dat werkt.

Of warmtepompen? Misschien wordt het dan wel heel warm in huis.

Afwasmachines die spontaan aangaan. Ik denk wel dat je dan huishoudens moet hebben die zeggen: "het staat stand-by. Ik heb twaalf uur de tijd. Ik verwacht dat over twaalf uur m'n wasje droog is of gedaan is. Dan bepaal jij maar wanneer je dat inzet." Daar geloof ik wel in.

Dat zou in theorie kunnen met een elektrische auto, dat men zegt: morgenochtend om zeven uur rij ik weg dan moet hij vol zijn maar bepaal jij maar wanneer.

Ik heb geen twaalf uur nodig, dat kan ook in zes uur. Bepaal jij maar welke zes uur dat moet zijn. Daar geloof ik wel in.

Dan zal je er een stuk meer nodig hebben dan nu.

Elektrische auto's is een voorbeeld, maar wasmachines is ook een ding. Je zal het ook met vriezers kunnen doen, lijkt mij. Ik weet niet precies hoe dat werkt. Hij zal zichzelf wel uitzetten op een gegeven moment. We hebben ook vrieshuizen. Die dus eigenlijk hun waar

bevroren houden. En die draaien op het meest lage moment in de nacht, dan draaien ze bij om de boel op te frissen.

Een soort dag- en nachttarief?

Super nacht. Ook dat is een voorbeeld. Die kan je vragen: we hebben een probleem op het net, we moeten even stroom afnemen. Zet je vries installatie even aan voor een uurtje. Dan gaat hij piepen: "ik ben dan duur uit, dit is mijn moment niet." Maar het is wel een manier om de tijdelijke overcapaciteit weg te nemen.

Dan heb je een stuk meer vermogen.

Ja. Maar goed, heel veel kleintjes maken een grote, dat bewijst onze pool ook. Dat zou je ook met huishoudens kunnen doen.

Zie je verder nog barrières, naast dat huishoudens minder vermogen hebben? Zou het uitkunnen met bemeteren? Met de reactietijden? Ziet u daar verder nog barrières? Hoe bedoel je? Het moet snel reageren bedoel je? Een snelle reactie hebben.

Dat daar nog minimumeisen zitten?

Ik denk niet dat je het in relatie moet zien met TenneT noodvermogen. Ik denk dat je het meer moet zien in relatie met slim omgaan met vermogen. Piekvermogens. Voor zover dat al niet gedaan wordt. Ik kan met voorstellen dat straks een leverancier, of meetbedrijf of netbedrijf daar slimmer mee om gaan. Daar profiteert u van als klant, want uw tarieven worden lager. Zoals je nu een dag- en nachttarief hebt. Daar zou je veel slimmer mee om kunnen gaan.

Stel dat inderdaad een leverancier of aggregator dat zou willen met die apparaten. Aan wat voor markt moet ik dan denken? De APX? Slimmer inkopen? Doe je was dan maar, want ik zie dat het duur wordt? Maar ook daar zijn de prijzen niet je van het.

Ik denk niet dat je het op dag markten moet doen. Ik denk meer dat je het moet zoek bij het afromen van vermogens.

Toch balanceren?

Maar dan als leverancier zijnde. Als leverancier heb je ook je portfolio: ik ga ongeveer dit doen, maar misschien kan ik het in z'n geheel 10% naar beneden doen. Door bijvoorbeeld niet alles tegelijkertijd te doen. Ik kan me daar iets bij voorstellen. Dat je het in blokjes opdeelt en daarmee je capaciteit verlaagt.

Dus niet via TenneT maar via de PV partijen?

Ik denk niet dat TenneT hier een partij is. Tennet zal het nooit doen. Die zal nooit huishoudens gaan sturen.

Omdat het de moeite niet waard is vanwege de kleine apparaten?

Omdat ze het niet willen. Dat is ook de reden dat ze met de pool samenwerken. Dat is ook de reden dat ze zeggen: je moet minimaal twintig megawatt aanleveren. Er gaat altijd fysiek een telefoontje aan vooraf. Als zij allemaal klein partijen hebben dan moeten ze dertig telefoontjes doen. Nu doen ze één telefoontje en wij zorgen voor de rest. Zij willen daar niet teveel mee bezig zijn. Dan is de calamiteit al voorbij. In de tijd dat ze dertig telefoontjes gedaan hebben, hoeft het niet meer. Het is: snel snel.

Daar zou een aggregator zoals jullie een rol in kunnen spelen. Ik weet niet wat jullie minimum hoeveelheid is?

500 kW. Anders loont het niet, qua investering en aansturing.

Verwacht u dat dat kan zakken? Dan je naar 100 kW of 50 kw kan kijken?

Ik denk het niet.

Daar is niet genoeg geld voor?

Het vraagt een zekere voorbereiding. Bemeting. Aansturing. Er moeten toch investeringen gedaan worden. Niet zo hoog. Maar het hangt ook mede van de vergoeding af. Als TenneT tien keer meer gaat betalen dan kan het wel. Maar zoals het nu is, met de huidige tarieven. Loont het niet om beneden de 500 kW mee te doen. Als je zegt: het maakt mij niet uit en flexibiliteit, wie zien het allemaal wel, prima. Maar in principe gaan we er van uit dat je binnen een jaar je investering terug verdient hebt.

Dus de prijzen die nu betaald worden voor balancering, noodvermogen, regel- en reservevermogen wegen niet op tegen de investering?

Ik praat puur voor noodvermogen. Dan weet ik dat die investeringen, wil je dat binnen een jaar terugverdienen met het huidige prijsniveau, moet je niet lager dan 500 KW doen. Dus voor huishoudens zie ik voor ons daar geen markt in, totaal niet. Omdat je teveel moet doen om het aan te sturen. Zoals we er nu naar kijken. Je hebt straks slimme meters, wie wet wat er mogelijk is. Maar het moet ook van twee kanten komen. Mensen moeten zelf meedoen. Mensen moeten er iets voor terugkrijgen.

En bij die aggregaten heb je het tweede argument nog: testen. Een huishouden heeft geen behoefte aan het testen van zijn wasmachine.

Die wil alleen maar dat het klaar is. Eigenlijk direct. Ik wil het nu schoon hebben dus nu moet het gebeuren. Dat wel. Maar goed, ik zie dan ook wel weer een vriezer enzo. Maar nogmaals, je moet daar wel een zekere benefit in hebben, ook als huishouden. Het is allemaal lastig.

Zou je dan die vriezer ook nog apart moeten meten? De meter meet het hele huishouden. Maakt in principe niet uit.

Ik weet niet, hoe streng die eisen zijn. Als het maar naar beneden gaat?

Ja. Andere ding is zonne-energie. Heel veel huishoudens die straks zonnepaneeltjes op het dak hebben liggen.

En waar ik nog even naar wilde kijken, u noemde de netwerkbeheerders. Voor hen heeft flexibiliteit ook waarde. In het geval dat er pieken uit het net moeten. Ziet u daar nog ruimte voor huishoudens? Stel dat een netbeheerder overbelasting heeft, zouden ze dan de pool in kunnen zetten?

Nee, omdat wij één partij, één klant hebben: TenneT. Je verbindt je aan TenneT. Dat is onomstreden en dan kan je verder niks meer. Wij zijn ook benaderd door leveranciers. Maar dan val je weer terug op dat verhaal van net: Wanneer? Hoe vaak? Maar dat komt door het vermogen waar je het over hebt: noodvermogen. Het opstarten van de diesel, het draaien.

Begrijp ik u ook goed als u zegt: dat contract met TenneT zijn exclusieve contracten. Dan mag je niet gaan leuren aan wie je het verder kan verkopen.

Sterker nog: als je aan noodvermogen meedoet kan je niet ook aan regelvermogen of reservevermogen meedoen. Alles komt bij TenneT. Alles is opgehangen aan je EAN-code. Die EAN-code wordt gecheckt door TenneT. Je kan ook niet met meerdere pools meedoen. Je mag maar aan één pool meedoen. Die exclusiviteit is er ook. Tennenet zeg: als ik afroep kan het niet zo zijn dat ik die pool afroep en die en dan kom ik twee keer het aggregaat tegen. Dat gaat niet werken. Het is allemaal afgegrensd. Elke EAN-code mag maar met één pool doen. Met een soort vermogen meedoen. Dat is de exclusiviteit, ook een vergoeding die je daarvoor krijgt, maar andere dingen sluit je daarmee af. Het enige wat mag: je noodvermogen voor je eigen organisatie gebruiken. Uiteraard. Maar dat bijt elkaar niet.

Waarom zou TenneT zo streng zijn met de exclusiviteit?

Op het moment dat zij noodvermogen nodig hebben en ik zit in pool A en pool B. Ik eet van twee walletjes. En ze roepen pool A en pool B af. Kun je maar een keer noodvermogen leveren.

Dat is als een aggregator in twee poolen zit. Maar wat als een pool aan twee mensen verkocht wordt? Als TenneT tien of vijftien keer per jaar afroept dan zijn er nog 340 dagen over.

Omdat ze bang zijn dat als zij een afroep doen, dat het op dat moment het voor iets anders aan het draaien is. Tenzij het voor jezelf is. Maar dat risico is zo klein. Dat is de reden voor de exclusiviteit.

Dat het niet bezig is voor een ander.

Precies. Dat risico is aanwezig dan. Maar daar betalen ze ook een prijs voor. Als je dat niet wilt dan moet je het niet doen.

Nu maakt dat het lastig, om netwerkbeheerders daar ook een rol in te geven. Dat het exclusief is.

Dat TenneT onze enige partij is. En TenneT ook boven alle partijen staat. Hoger kan je niet.

Ze zijn ook waarschijnlijk ook de best betalende.

Dat weet ik niet, we hebben niet met andere partijen onderhandeld, dus dat is gissen. Het is wel zo dat TenneT de eindverantwoordelijkheid heeft.

(...)

Ok. Dan ben ik door mijn vragen heen.

(...)

Maar je apparatuur moet er ook geschikt voor zijn. Er moet ergens een klikje zijn dat...

Hoewel tegenwoordig kan heel veel. En er moet een benefit voor beide zijn. Maar je hebt ook nog het hele net gebeuren. Maar dan praat je niet over hele korte reactie periodes.

Met het net bedoelt u de pieken?

Wat jij zegt: als je in een klap bij 800 duizend de wasmachine aanzet, dan doe je dat in Nederland altijd in overleg met TenneT. Je kunt niet op eigen houtje zomaar even... Want dan moet TenneT het weten, die moeten er weer op kunnen reageren voor de balans. Dus je zult nooit op hele korte termijn dit soort acties zien. Dan moet je het meer zien in het peak-shaven. Het wegnemen van de pieken. Of je totale behoefte beter verspreiden over de periode.

(...)

Alleen je moet het wel technisch kunnen regelen. Slimme meters sowieso, maar ook aansturing van de apparatuur.

(...)

Heel erg bedankt.

Interview K

Date: 3rd of March 2015

Since the interviewee objected to recording the interview, no transcript is available. When necessary, more information about the interview can be retrieved by contacting the author.

Interview L

Date: 6th of March 2015

Ik zou graag willen kijken naar de eerste barrières. Stel dat je flexibele tarieven grootschalig gaat uitrollen. Als mensen dit aangeboden krijgen, dan zal het voor hen onzeker zijn of ze hier financieel op voor of achteruit gaan. Stel dat je veel gebuikt tijdens de dure tarieven dan kan het zijn dat je hier op verliest. Verwacht je dat dit een barrière is als je het grootschalig wilt uitrollen? Dat het voor mensen onzeker is of ze hier op voor- of achteruit gaan?

Ik denk dat het voor de consument een barrière kan zijn. Het ligt eraan hoe je het gaat uitrollen. Daar heb ik zelf geen ervaring mee, maar hoe we het nu getest hebben in de pilot in Amersfoort is dat ze alleen maar positief konden eindigen. Als het negatief zou zijn dan hoefde ze niks te betalen. Als er een positief bedrag zou staan dan kregen ze het uitbetaald in kortingsbonnen. Daar was de barrières dus niet aanwezig voor de mensen. Het kan ook zijn dat je zegt: dit moet het zijn dus we gaan het gewoon doen. Mensen die negatief uit zouden komen moeten maar hun gedrag aanpassen om te zorgen dat ze er niet op achteruit gaan. Dat zou een oplossing kunnen zijn. Wel heel cru. Ik denk dat het voor de consument iets kan zijn waardoor ze het niet zouden willen.

Op dit moment moeten programmaverantwoordelijk van tevoren een voorspelling inleveren van hun verwachte elektriciteitsvraag. Nu doen ze dit op basis van het standaardprofiel bij een huishouden. Als straks allerlei huishoudens dit soort flexibele tarieven krijgen, zoals jullie die hebben toegepast in de pilot, dan zal je zien dat mensen zich anders gaan gedragen, gaan reageren op de prijzen. Dan klopt het profiel niet. Zie je dat als barrières? Dat dit negatieve gevolgen kan hebben voor het voorspellen?

Dat vind ik een moeilijke want ik zit niet heel goed in die materie. Ik zou zeggen dat de mensen die dat doen ook rekening houden met het effect van wat die prijzen hebben op het profiel van de huishoudens. Ik kan me voorstellen dat dat kan uitmiddelen. Ik vraag me af of die prijs, als je daar ook netbelasting bij neemt, of dat samen goed gaat werken. Dat dat elkaar niet negatief gaat beïnvloeden. De PV partij die de prijs bepaalt, die zegt: dit is de day-ahead verwachting. En voor het net heb je een soort voorspelling. Of dat goed samen werkt.

Dat is interessant, dat heb ik ook staan als barrière. Bedoel je dan dat die krachten tegengesteld gaan werken?

Dat hebben we niet getest in onze pilot maar ik weet dat ze daar in Groningen in een pilot mee bezig zijn, in PowerMatcher city. Daar hebben ze dat samen meegenomen dus misschien zijn er meer resultaten over. Meer dat is een barrière die ik er nog bij zie.

Er zijn inderdaad voorbeelden te bedenken waarin de leverancier de prijs omlaag wil en de netwerkbeheerder de prijzen omhoog. En dat dat botst.

Als de leverancier dat ook gaat doen op basis van duurzame energie en er komt heel veel windenergie. Terwijl een netbeheerder zegt: dat is teveel voor m'n net en ik wil de prijs omhoog. "Maar wij willen hem naar beneden want er is heel veel energie."

Zie je dat ook echt als een barrière?

Ja ik denk dat dat er een is.

Als je dit wil invoeren dan wil je mensen er ook op afrekenen. Dat betekent allereerst dat je een slimme meter nodig hebt, om bij te kunnen houden wat mensen in de verschillende blokken hebben gebruikt. Op dit moment hebben de meeste mensen geen slimme meter. Zie je dat als een barrières? Dat er nu nog te weinig slimme meters zijn?

Om dit in te voeren? Ik denk dat dat wel een barrière is. Dan kan je het alleen maar doen met de mensen die er wel een hebben. Dat is niet een heel groot aantal in Nederland. Dat is wel een barrière.

(...)

Ik moet ook eerlijk zeggen: ik heb het idee dat de media het negatiever oppakken dan wij zelf. Als je kijkt naar mensen die nee zeggen tegen de slimme meter, ik weet geen percentage, maar volgens mij valt dat best mee in ons gebied. Ik heb altijd het idee dat de media het negatiever neer zetten dan huishoudens zelfs. Er is wel heel veel onwetendheid. Mensen met vragen, of dat ze het eng vinden. Dan hebben ze niet zo'n goed beeld bij wat het betekent.

Doel je bijvoorbeeld op privacy issues?

Ja.

Ik had dat ook staan. Of dat nog een barrière zou zijn. Want als je in wil voeren dan moet die data naar de leverancier gaan om af te kunnen rekenen. Dus die moet inzicht krijgen.

Ik denk: iedereen zet alles op Facebook. Een heel groot gedeelte van de bevolking, vooral jongere mensen delen alles. Veel meer dan hun energiegegevens. Je zou kunnen afleiden wanneer mensen thuis zijn, wanneer ze iets aangezet hebben. Ik ben daar niet huiverig om. Er zijn vast mensen die daar meer moeite mee hebben. Ik denk dat dat een soort van trend is, die steeds meer opkomt: dat dat soort dingen gewoon bekend zijn. Mensen moeten wennen. Er zullen altijd mensen zijn die er niet blij mee zijn. Dus het blijft voor zo'n groep een barrière, maar ik denk dat een groot deel van de bevolking het niet zo'n probleem vindt. Zolang je weet waar het naar toe gaat. Ik denk dat je daar openheid over moet hebben. Dat er goede afspraken zijn over hoe dat dan gaat. Dat het niet zomaar van iedereen op internet staat. Maar als jij weet dat het naar je leverancier gaat en hoe die er mee omgaat. Dat je daar zelf toestemming voor gegeven hebt. Dat is net zoals je op Facebook iets zet, over dat je gaat verhuizen of iets anders persoonlijks.

Dus als ik je goed begrijp verwacht je dat het wel voor een kleine groep een barrière zal zijn maar dat de meerderheid het geen bezwaar zal vinden?

Ja.

Als je dit soort tarieven in wilt voeren dan heb je die data nodig om af te rekenen. Maar dan moet je ook de systemen hebben om af te kunnen rekenen met verschillende prijzen en blokken. Zie je dat nog als een barrière?

Het systeem zelf? Nee, ik zie dat niet als een barrière. Ik denk dat er zat ICT mensen zijn die dat in elkaar knutselen. Volgens mij bestaan er ook dat soort systemen. Volgens mij hebben ze voor de pilot in Groningen ook zo'n systeem ontwikkeld dus ik denk niet dat dat een issues is. Ik denk bij veel dingen dat technologie niet de barrière is. Maar regelgeving, of gedrag. De sociale dingen eromheen.

Het was voor jullie ook geen barrière in de pilot?

Dat hebben we heel basic gedaan. We hebben dat tarief met kortingen weergegeven. We zijn dat niet met de leverancier gaan doen omdat al die mensen allemaal een andere leverancier hadden in de pilot en we daar niet aan wilde zitten. Dus de mensen hebben het uitbetaald gekregen in kortingsbonnen. Dat is een hele versimpelde versie. Dat zou in de praktijk nooit zo zijn. Maar dat systeem om dat om te rekenen, dat was er al. Nu was het op een profiel maar als je de input variabel maakt per dag dan zou je het precies ook zo kunnen gebruiken. Dat is door de Rijksuniversiteit Groningen gedaan. Dat was ook geen mega ICT man die dat gedaan heeft. Ik geloof wel dat dat niet zo moeilijk is.

Dus ze hadden verschillende leveranciers. Hoe boden jullie het dan aan? Als een soort korting of boete op je normale prijs? Want niet iedereen had dezelfde prijs?

Nee, dus we hebben ook niet gesproken over hun huidige energieprijzen. We hebben allen maar gesproken over kortingsbedragen of boetes. Het kortingsbedrag, als je dat had verdiend dan telde dat op. Per twee weken kon je een overzichtje zien en aan het eind van de test kreeg je dat.

Nog een meer open vraag: gisteren werd veel gesproken over regulering. Er werd veel naar Den Haag gewezen. Zie jij barrières in de regulering om dit in te voeren?

Ja. Ik denk dat op het gebied van prijzen nog barrières zijn omdat het nu bij de consument niet mag. Dus daar moet wat gebeuren. Ik denk wel dat wij als partijen die daar in bezig zijn de noodzaak moeten laten zien. Zo iets als gisteren, dat daar gezegd wordt door een wethouder die bezig is met duurzaamheid. Dan denk ik: zij is iemand die daar iets in kan betekenen. Zij heeft een kortere connectie met Den Haag dan wij. Ik denk wel dat je in pilotprojecten heel goed het belang ervan kan laten zien. We moeten daar meer ons best voor doen.

Wat bedoel je precies met dat het niet mag? Weet je meer over wat het precies in de weg staat?

Ik weet niet precies hoe dat in de wetgeving staat. Er staat wel iets in over tarieven. Je hebt dag- en nachttarief, dat mag, maar volgens mij mag je het niet variabel doen over de dag. Maar hoe het beschreven staat moet je mij niet vragen.

Ik heb iemand horen zeggen dat men zes weken van tevoren moet laten weten wanneer tarieven gewijzigd worden. En als ze elk uur gewijzigd worden, dan kan dat niet. Maar jullie hebben niks aan het tarief verandert. Allen kortingen en boetes gegeven. Wie weet kom je er zo wel om heen. Het tarief is niet verandert. Ze hadden allemaal zelfs een ander tarief. Weet jij hoe dat precies zit?

Wij hebben het nu los van hun energiecontract gedaan. Zonder leverancier. Als de leverancier dit zou doen dan verandert hij stiekem nog steeds het tarief dus dan denk ik niet dat dat de juiste oplossing is. Ik zit niet zo goed in de wetgeving. Ik weet alleen dat het op dit moment niet kan en daar nog wel wat in moet wijzigen.

(...)

Gisteren werd ook de optie genoemd om te gaan automatiseren. In de literatuur komt daarover nog een barrière naar voren: als apparaten automatisch gaan reageren op prijzen creëer je het gevaar dat zodra het overgaat van een duur blok naar een goedkoop blok dat in de wijk alle apparaten aangaan. Dat je eigenlijk de situatie verergert doordat je nieuwe pieken in je systeem krijgt.

Dat is iets wat je slim moet sturen. Dus niet alle apparaten aan zetten want dan werkt het niet, daar heb je gelijk in. Als je gaat kijken naar het nieuwe marktmodel met een aggregator rol daarin: zo'n partij zal ertussen zetten en die zal eerder degene zijn die het aanstuurt dan wij als netbeheerder of leverancier. Ik denk dat hij degene is die de signalen opvangt en weet: ik heb deze vraag en dit aanbod, hoe gaan we dat matchen? Ik zie dat meer als de rol van de aggregator. Dat hij dan zegt: dan zetten we bij Pietje en Klaasje dingen aan en bij Jantje niet. Die doen we het volgende uur.

In het geval dat je de dynamische tarieven invoert heb je de aggregators niet per se nodig. Nee, dus ik denk dat alleen dynamische tarieven niet de oplossing is. Want dan krijg je inderdaad de situatie die jij noemt. Dan krijg je nog steeds piekmomenten. Het enige wat je wel kan doen is het verbruik meer naar de dag halen voor huishoudens. Maar dat is ook niet voor iedereen gunstig. Bedrijven doen al veel overdag. Meer dan een woonwijk. Je zou ook lokaal andere prijsprikkels moeten hebben: dat je op verschillende locatie verschillende prijsprikkels hebt. Anders werkt het nog niet. Op een bedrijventerrein denk ik dat je iets wilt dan in een woonwijk waar iedereen aan het werk is overdag.

Dan bedoel je vanuit netwerkperspectief? Niet de leverancier?

Ja, dit is meer vanuit netwerkperspectief. De leverancier denk op een groter niveau.

Stel dat een leverancier dit inderdaad gaat doen. Hebben jullie dat in de pilot ook toegepast?
In Amersfoort niet. We hadden een business model canvas gemaakt en daar hebben we wel in omschreven dat het eerder vanuit een aggregator rol opgepakt zou worden. Dat die dan input gebruikt van de leverancier en de netbeheerder om de ideale prijs te bepalen. Aan de

ene kant denk ik wel weer dat de leverancier een partij kan zijn die die aggregator rol oppakt. Ik denk dat dat eerder is dan dat wij als netbeheerder het doen.

Die zie je niet snel een eigen dynamisch tarief invoeren? Bijvoorbeeld tussen zes en acht krijg je een dynamisch netwarktarief. Dus dat ze in plaats van het capaciteitstarief een netwarktarief per kilowattuur. Dat tijdens bepaalde uren hoog is, ook nog een vorm van flexibele tarieven vanuit de netwarkbeheerder.

Ik denk wel dat dat kan maar ik denk niet dat wij degene zijn die dat bij de klant neerzetten. Omdat in het huidige marktmodel wij niet degene zijn die contact hebben met de leverancier. Dat gaat via de leverancier. Ik zie in de toekomst niet zo snel dat wij die rol weer oppakken. Misschien dat we dat neerzetten, want voor ons kan het gunstig zijn. Maar dat er iemand anders is die dat weer bij de klant neerzet. Zij moeten daar inzicht in hebben en erop kunnen reageren. Dus er zitten heel veel diensten aan vast. Ik denk niet dat wij dat gaan doen.

Als je zoiets zou willen als netwarkbeheerder, dat je mee gaat in de tarieven en je netwarktarief per kilowattuur gaat maken zal je zien dat de huishoudens die veel gebruiken erop achteruit gaan en huishoudens die weinig gebruiken erop vooruit zullen gaan. Zie je dat nog als een barrière?

Je bedoelt, die gaan er op achteruit?

Ja. Stel je voor dat je je capaciteitstarief, nu 200, 250 euro per jaar dynamisch zou maken. Dus een paar cent per kilowatt en tijdens bepaalde uren meer en bepaalde uren minder. Eigenlijk wat de leverancier nu doet, kan de netwarkbeheerder ook.

We hebben toch ook verschillende capaciteiten? Er zit iets van variatie in?

Ja, nu is dat de grote van je aansluiting. Klopt. Maar dan zal je echt een verschil gaan zien: een gezin dat twee keer zoveel gebruikt gaat dan twee keer zoveel betalen voor het net. Terwijl ze nu van dezelfde aansluiting rond kunnen komen.

Dat zijn inderdaad berekeningen die je moet gaan maken. Je kan niet... Dat het extreem duur gaat worden voor mensen. Misschien wel dat je op een bepaalde manier inricht dat als zij er slim mee om gaan dat ze er niet heel veel op achteruit hoeven gaan. Als zij op gunstige momenten elektriciteit gaan gebruiken dat dat niet zoveel scheelt. Maar dat zijn allemaal profielen die je daar in zou moeten zetten om te kijken of het niet extreem zal zijn voor bepaalde mensen. Dat is met alle regelingen: voor bepaalde mensen is het heel gunstig, voor andere niet. Daarom is regelgeving heel belangrijk om dat te managen. Dat het voor de meeste mensen gunstig is.

Je merkt ook dat mensen niet zo geïnteresseerd zijn in elektriciteit. Stel dat je dit aan gaat bieden: denk je dat mensen hier geïnteresseerd in zijn? Of zal het een barrière vormt dat mensen dit soort complexe dingen niet willen?

Ik denk ook dat mensen het niet willen. Er is geen behoefte aan. Mensen willen volgens mij stroom wanneer het uitkomt en willen daar het liefst niks voor betalen. Het zijn verschillende stapjes. Inzicht in wat je zelf doet als stapje, dat is de basis. Dat vond ik ook mooi aan het project smart grid: rendement voor iedereen, daar hadden we eigenlijk die stapjes doorlopen. We hadden mensen inzicht geboden: dit is wat je doet en je kan er zelf wat mee doen. Sommige mensen kunnen niet altijd heel erg besparen maar er zijn altijd dingen die je kan verbeteren. Dan wordt je bewust van wat er gebeurt. Die bewustwording moet je omzetten naar gedrag. Maar dan heb je ook een soort van prikkels om dat te stimuleren nodig. Prijsprikkels is daar één van. Prijs is niet het belangrijkste maar het is wel een hele grote driver om bepaalde dingen te doen. Ik denk je daarmee iets kan bereiken.

Denk je dat mensen het willen?

Ik denk niet dat mensen het willen. Dat blijft een barrière. Maar ik denk wel dat als je ze er in meeneemt dat ze het gaan begrijpen. Als het echt een issue gaat worden, dan wordt het voor iedereen duurder. Dat is nu nog niet maar dat zou een toekomstscenario kunnen zijn. Gisteren werd ook gesproken over drie gouden netten. Als iedereen daarvoor moet betalen

dan wordt extreem duur. Dat zit in hun eigen gebruik en bewustwording van de omgeving. En hun Invloed op die omgeving en daar zijn bepaalde maatregelen voor nodig. Ik denk niet dat mensen er per se blij van worden maar misschien zijn er wel mensen die zeggen: ik vind het logisch, want als ik het goed doe hoef ik minder te betalen. Hoef ik niet voor alles te betalen wat iedereen... maar ben ik zelf veel meer verantwoordelijk voor wat ik zelf doe. Maar ik denk niet dat iedereen het een leuke oplossing vindt. Dat zal je altijd houden.

We hebben nu een aantal barrières doorgesproken rondom dynamische tarieven. Zijn er nog barrières of onderwerpen die we nog niet besproken hebben? Of denk je dat de lijst compleet is?

Ik denk dat het redelijk compleet is. We hebben het rapport, dat kan je downloaden, daar staan ook nog wat dingen in. Misschien mis ik nu wat maar daar kan je altijd daar nog kijken of je wat terug kan vinden. Maar ik denk dat het meeste wel gezegd is.

Dan wil ik kijken naar de tweede manier van vraagrespon. Direct load control: direct apparaten aansturen. Een barrière is dat er op dit moment niet veel geschikte apparaten zijn. Zie je dat ook als een barrière?

Ja, deels. Als je het nu zou willen invoeren dan denk ik dat het lastig wordt. Bijvoorbeeld dat project in Gorinchem wat we doen, energieproject Hoog Dalem, daar sturen we ook aan op apparaten maar daar hebben we geen slimme apparaten voor nodig. Wij sturen een aantal apparaten zoals wasmachine en vaatwasser aan via de groepenkast in de meterkast. Daar kunnen we schakelen. We doen dat met de Hogeschool van Kempen uit België en ABB en zij hebben samen onderzocht dat als je een apparaat hebt, zoals wasmachines, als die aangaat maakt het een profiel. Een bepaald signaal in verbruik, maar dan is het nog niet aan. Op dat moment kan je nog schakelen. Weer uitzetten. Dan hoef je niet een slim apparaat te hebben maar kan je wel later hetzelfde programma laten draaien.

Jullie stellen het dan uit?

Ja dan kunnen we het uitstellen. Later gewoon weer aanschakelen en dan gaat het weer verder als je de groepenkast aanzet. Aan de ene kant: het zou mooi zijn als iedereen slimme apparaten heeft maar je kan ook op een andere manier dingen sturen. Wij gaan dat nu testen of dat werkt voor alle apparaten. Je moet daar een plan voor hebben en ik denk: misschien niet dat je het bij iedereen in een keer in kan voeren maar gaat het gefaseerd. Als je gaat kijken naar vernieuwingen dan heb je altijd early adopters die meedoen. Misschien is dat met dit ook. Een afspraak maken met aggregators: Ik wil wel meedoen aan zoiets. Ik ben iemand die dat wil proberen. En dan langzaam uitbreiden. Ik denk niet dat het iets is wat je in één keer kan invoeren bij heel Nederland.

Denk je dat er genoeg flexibiliteit beschikbaar is in die apparaten?

Hoe we het nu in Gorinchem doen, met de vaatwasser en wasmachine is er best wel weinig flexibiliteit. Ik denk dat met elektrische auto's, daar kan je veel meer flexibiliteit uit halen. Nu zijn er wel apparaten of producten waar je dat kan halen. Maar ik durf niet zo goed te zeggen of dat genoeg is. Dat was ook een van de dienstverleningsconcepten, flexibiliteit. Daar wilde we sturen op de koelkast. Uiteindelijk zijn we dat niet gaan doen omdat uitgerekend was dat dat niet genoeg zou opleveren.

Jij ziet meer hoop voor de elektrische auto?

Ja.

Daarnaast, het kan zijn dat een netwerkbeheerder deze flexibiliteit wil gebruiken om de pieken eruit te halen. Maar de netwerkbeheerder heeft op dit moment een prima oplossing voor dit soort problemen: een dikkere kabel. Denk jij dat de nieuwe oplossing goedkoper zal zijn? Of dat het een barrière is dat we al de ouderwetste oplossingen hebben? Het is nu nog onzeker of het beter is dan kabels.

Ik ben geen expert op het gebied van dat soort ontwikkelingen. Ik geloof er wel in dat als je nu gaat vergelijken met de huidige prijzen dan is het niet rendabel. Dat is vaak wel waar we

berekeningen mee doen, met prijzen van dit moment. En dan denk ik: nee dat is het niet. Maar naar de toekomst toe, als je het slim gaat doen dan kan het wel iets opleveren.

Met prijzen bedoel je dan?

In zo'n systeem zitten er slimme onderdelen in het net. Misschien ga je met accu's werken en die kosten baten zijn niet gunstig. Als je gaat doorrekenen met de prijzen van dit moment.. De prijzen dalen natuurlijk altijd als je het meer gaat gebruiken. Het kan dat het dan voordeliger is. Het hangt er ook vanaf hoe je het gaat inregelen. We werken heel traditioneel, het is lastig om dat te bepalen. Nu gaan we het altijd oplossen met een kabel. We plannen ook onze afschrijving ook over dertig jaar. Dat moet je ook anders gaan doen. Er zitten heel veel systemen omheen wat het heel complex maakt waardoor ik er ook niet zo'n goed zicht op hebt. Als je bij de basis iets zou veranderen kan het dat het gunstig wordt. Misschien de eerste tien jaar niet. Misschien moet de afschrijvingsperiode die we nu gebruiken van 30 of 40 jaar moeten we niet meer gebruiken.

Dat wil je inkorten?

Ja, of meteen afschrijven. Ik merk als ik met collega's praat die in het veld werken en met storingen bezig zijn: dan komt er een vraag, er is een spanningsprobleem ergens dat gaan we meteen oplossen met een verdeelstation. Het is heel erg lokaal gericht en er zit niet een duidelijke strategie achter. Onze opdracht is altijd geweest: regel dat de grond vol ligt en dat iedereen altijd stroom heeft wanneer het nodig is. En zo werken we nog steeds en daarom is het lastig om die omslag in één keer te maken.

Denk je dat die omslag er komt? Want als het onzeker is of de oplossing met flexibiliteit wel goedkoper is dan een nieuwe verdeelstation of een nieuwe trafo of een dikkere kabel, dan kan die oplossing er nooit komen.

Daarom geloof ik in dit soort pilot projecten dat wij doen en andere netbeheerders. Daar kunnen we het laten zien. Nu duurt het even voordat dat ingewerkt is in processen in een bedrijf, maar langzaamaan ga je dingen veranderen. En ja, je treft altijd dingen die net rendabel zijn. Op een gegeven moment als je die business case opnieuw gaat doorrekenen kan je iets ontdekken wat wel rendabel is.

Zie je het nu nog wel als barrière?

Ik denk dat het nu voor heel veel partijen nu een barrière is. Dat er zoveel onzekerheden aan vast zitten en dat je het niet weet. Ik durf ook niet te zeggen: als we het gaan doen dan is het sowieso over tien jaar goed. Dat weet ik niet.

Ok. Zie je daarnaast de huidige regulering als een barrière?

Ik denk dat in de regelgeving als netbeheerder vrij beperkt zijn in wat we mogen. Dat dat soms lastig is voor ons. Omdat daarin staat dat we moeten zorgen dat het netwerk... dat markt gerelateerde taken weg moeten blijven. Dat is een strubbeling waar we tegenaan lopen: wat moeten we wel doen in pilots en wat niet? Dat we soms op ons vingers getikt worden. Het is een beetje dubbel. Soms zegt Den Haag: je moet de markt dat laten doen. En wij denken de markt gaat te langzaam dus we gaan een beetje helpen. Daar merk je een spanningsveld. Dus de regulering is een barrières voor ons.

Als je directe controle niet gaat gebruiken voor de netwerkbedrijven maar voor marktpartijen.

Op dit moment zijn de prijzen op bijvoorbeeld de APX of voor balanceringsvermogen niet heel hoog. Denk je dat die prijzen nog een barrière vormen? Om dat nu in te voeren?

Vind ik ook een hele lastige. Ik denk wel, de prijzen zijn nu toch laag, sommige mensen roepen: waar maar je je druk om? Dus ik weet dat dat een barrière is voor sommige mensen om verder te kijken. De noodzaak is niet heel hoog.

Denk je dat het kan? Er zijn ook best veel eisen aan partijen om op zo'n onbalansmarkt actief te zijn? Stel dat een aggregator dat wil doen. Over bijvoorbeeld betrouwbaarheid van de apparaten, maar ook minimale op- en afregelsnelheden. Zie je op dat gebied nog barrières?

Ja ook. Dat is natuurlijk een probleem. We weten niet precies hoe dat nu moet werken. Ik denk dat je dat in pilots moet testen. Er moet een partij zijn die zich daar hard voor maakt en die dat gaat proberen. Daar heb je ook regelgeving voor... Het zou mooi zijn als Den Haag af- en toe zegt: jullie mogen dat proberen en dan zullen wij er niet te veel over zeggen. Dat zou helpen in de ontwikkeling en de voortgang. Maar het maakt het wel lastig.

Dan ben ik door mijn lijst met barrières heen. Zijn er nog barrières die ik misschien over het hoofd zie? Ben jij nog andere dingen tegen gekomen? Onderwerpen die we nog niet besproken hebben?

Nee ik denk dat dit de issues zijn die spelen.

Ok, dan ben ik er door heen. Heel erg bedankt voor het interview.

Interview M

Date: 9th of March 2015

Dan wil ik graag beginnen met de eerste barrière. Als je flexibele tarieven aanbiedt op een grote schaal aan consumenten, dan zie je dat het voordeel dat zij hier bij hebben onzeker is. Het is voor een consument in het begin niet duidelijk of hij hier op vooruit zal gaan. Of, door de nieuwe tarievenstructuur, er op achteruit zal gaan. Bijvoorbeeld als hij veel stroom gebruikt tijdens momenten waarin de prijs heel hoog is. Ziet u dat als een barrière tegen dynamische tarieven?

Jazeker. Het klopt. Klanten willen graag zekerheid en onzekerheden accepteren ze niet snel. En dat is een barrière als je nieuwe diensten of producten aanbiedt die dat wel in zich hebben. Herkenbaar.

Een tweede barrière die hieraan gerelateerd is: consumenten zijn niet geïnteresseerd in elektriciteit. Het wordt ook wel eens een low-interest good genoemd. Ziet u dat als een barrière? Dat consumenten hier niet mee bezig zijn?

Ja. Het is gewoon goed geregeld, het werkt nu goed en mensen hebben geen feitelijk probleem. Het is goed geregeld en het is ook low-interest. Dus why bother? Herken ik.

Als je wilt afrekenen met dit soort tarieven dan heb je een slimme meter nodig om te kunnen meten wat iedereen verbruikt in de blokken. In een proeftuin is altijd voor een slimme meter gezorgd. Maar als je dit grootschalig uit wil rollen, heel vele Nederlanders hebben de slimme meter nog niet. Ziet u dat nog als barrière?

Nee. Uiteindelijk heb je een bepaalde schaal nodig om grotere markt adaptatie te krijgen. Maar momenteel is dat een beperkte barrière. Er zijn al zoveel slimme meters bij huishoudens geïnstalleerd. De meter is wel een voorwaarde, als je dat bedoelt. Die heb je nodig. Alleen er zijn er nu zoveel geïnstalleerd dat het nu geen barrière meer vormt.

Wat u betreft zijn er genoeg meters?

Niet genoeg meters, maar er zijn voldoende meters om het grootschalig te kunnen aanbieden.

Daarnaast, als je dit grootschalig zou willen aanbieden dan moet je ook de administratie en ICT op orde hebben. Het zal complexer zijn om af te rekenen bij consumenten. Ziet u dat als barrière? ICT en administratie zaken?

Ja absoluut. Ze zijn allemaal te overwinnen, maar dat is absoluut wel een barrière.
(...)

Daarnaast, op dit moment moet een programmaverantwoordelijke partij, wat Eneco volgens mij ook is, van te voren een voorspelling maken van hoeveel verbruik zij verwachten bij haar klanten. Bij huishoudens wordt dit nu gedaan met het standaardprofiel. Maar als je flexibele tarieven op grote schaal uit gaat rollen dan zal dat profiel niet meer kloppen. Want dan gaan mensen juist reageren op de prijsprikkels. Ziet u dat als een barrière? Dat hierdoor de voorspelling en het balanceren moeilijker gaat worden?

Je wordt er niet op afgerekend. Standaardprofielen worden doorberekend door de netbeheerder. Elke klant is hetzelfde. Dat is een barrière. Het feit dat elke netbeheerder een huishouden tegen hetzelfde profiel afreken, bij de hele forecast, dat zorgt niet voor een incentive bij een energiebedrijf om daar iets mee te doen.

Dus als ik u goed begrijp is het niet per se de voorspelling van het verbruik waarbij het profiel onhandig is maar meer het afrekenen achteraf?

Ja. Tussen de leverancier en de netbeheerder ... Ja inderdaad, daar kom het op neer.

Ziet u dat goedkomen? Dat dat gaat veranderen?

Dat is een belangrijke stap. Als het moment komt dat we met aangepaste profielen gaan werken. Die per huishouden of per cluster of per bepaalde delen kunnen variëren. Dan kan je daar ook meer mee. Want dan worden de effecten van de prijzen op de energiemarkt doorgelegd in de profielen. En nu is dat niet zo. Is er gewoon een standaardprofiel voor iedereen die een huishouden heeft.

En ziet u dan voor zich dat dat betekent dat men gaat afrekenen per huishoudens op de slimme meter? Of eerder dat er nieuwe, meerdere profielen bijkomen?

Geen idee. Dat is een goede vraag. Dat weet ik niet. Ik denk dat het misschien wel en en is. Je zult heel mensen krijgen die een zonprofiel hebben, die krijgen een ander profiel toegewezen. Maar er zullen misschien ook wel clusters van huishoudens zijn die wel op flexibele tarieven willen worden afgerekend. Ik zie beide gebeuren. Het een sluit het ander niet uit.

Wat ik ook als barrière heb staan: als je hier op wil afrekenen moet je als leverancier toegang hebben tot de data van de slimme meter. Verwacht u dat privacy issues hier nog een bezwaar bij zijn?

Ja, ik denk dat dat nog wel zal spelen. Het zal nog wel latent een issue kunnen zijn, of worden. Bij delen van klanten, of groepen klanten.

Hoe bedoelt u dat?

Ik denk dat niet zo'n grote barrière is. Want het is allemaal juridisch netjes afgedicht. Alleen latent kan het in het hoofd van de klant wel een barrière vormen om mee te doen. Latent dan.

Dan heb ik nu een aantal barrières doorgesproken gerelateerd aan flexibele tarieven? Ziet u er nog meer? Heeft u het gevoel dat dit het wel is of ziet u nog hele andere bezwaren als men dit grootschalig uit zal rollen?

Ik denk dat je aardig compleet bent. Dat is denk ik wel... Als je het hebt over vraagsturing en je gaat bij klanten bepaalde apparatuur aan- of uitzetten op afstand dan kan ook wel het gevoel van Big Brother komen. Enerzijds raakt dat met privacy en anderzijds met comfortniveau en low-interest, het is een low-interest product daar willen mensen niet dagelijks mee bezig zijn. Maar als je besluit om een boiler eerder aan te zetten of een wasmachine in dit geval, dan kan dat als een Big Brother overkomen. Dat is ook wel een barrière. Het zit ook wel in het privacy deel.

En dan bedoelt u de situatie waarin een leverancier direct apparaten aan gaat sturen?

Ja. Dat gebeurt nu ook in feite bij Jouw Energie Moment. Daar wordt de wasmachine aangezet op het meest duurzame moment. Feitelijk is dat de iets waarvan een klant zou kunnen zeggen: dat heb ik liever niet, dat je zo dicht in mijn huishoudens komt. Dat je het auto laden een uur uitstelt of een uur eerder start is iets anders. Buiten je huis, het is een laadpunt. Maar op het moment dat je wasmachines of boilers of andere dingen in een huishouden gaat aan- of uitschakelen dan kom je in het privacy deel van huishoudens.

Daar zou ik graag over verder willen gaan, het direct aansturen van apparaten. Wat daar ook veel als barrière wordt genoemd is dat er in huishoudens niet genoeg geschikte apparaten voor zijn. U noemde bijvoorbeeld al de wasmachine. Hoe ziet u dat?

Dat klopt. Dat zien we ook als een element dat de komende jaren en nu een barrière is. Heel veel die daar nog niet toe in staat zijn. Of beperkt in staat. Ik denk, tien jaar verder en elk apparaat heeft hiervoor een chip of een sensor waarmee je kunt communiceren. Dan heb je opties om dingen af of aan te schakelen, ook als klant zelf. Dat zou je ook uit kunnen besteden aan een partij, een derde partij.

En ziet u de huishoudelijke apparaten genoeg flexibiliteit hebben? Eigenlijk genoeg verbruik? Want je ziet bij veel huishoudelijke apparaten dat ze steeds efficiënter worden en steeds minder gaan verbruiken.

Dat klopt. Je hebt maar enkele apparaten die zich ervoor lenen. Omdat je op het spanningsveld komt: comfort versus prijs. En als je bijvoorbeeld de kachel van iemand later aan- of afschakelt of de auto wat minder oplaad dan levert de klant comfort in. Daartoe is hij niet snel bereid. Enerzijds heeft hij een beperkte apparatuur, anderzijds loop je ook tegen een comfort factor aan. Niet iedereen is bereid zoals in Zwolle om 's ochtend de wasmachine al te vullen en het wasmiddel erin te doen. Dat is iets waarvan een hoop mensen zullen zeggen: waarom zou ik dat in hemelsnaam doen?

Wat ik ook nog als barrière heb staan: stel dat je als leverancier al die apparaten kan aansturen, heeft dat genoeg waarde voor een leverancier? Want je hebt er vrij veel investeringen voor nodig. Weegt dat op tegen de waarde die het heeft?

Nu nog niet, in ieder geval. Maar je weet niet hoe de energieprijzen zich ontwikkelt. Als je steeds hogere onbalanskosten krijgt. Dan heb ik het niet over het netwerk maar over de onbalanskosten op de energiemarkt. Waar een energie bedrijf mee wordt geconfronteerd, niet een netbeheerder. Als die heel hoog worden dan kan het meer waard zijn om daar wel iets mee te doen. Maar daar staat wel tegenover, er zijn natuurlijk heel veel andere vormen van vraagsturing die een veel grotere impact hebben. Als je een fabriek tijdelijk een uur uitzet dan heeft dat net zoveel, of wel meer impact dan duizend auto's een half uur later laten opladen. Qua energiebalans. Dat is niet netwerk technisch, maar qua energiebalans vanuit TenneT perspectief. Want TenneT rekent ons af op de balans. En die balans kunnen we ook creëren door een fabriek af te schakelen.

Dus als ik u goed begrijp dan ziet u op de onbalansmarkt meer ruimte voor vraagrespon bij bedrijven, industrie dan bij huishoudens?

Het is en en. Het gebeurt allebei. Alleen je vraagt: wat is de waarde? Als je daarvoor tienduizend huishoudens moet overtuigen om bepaalde apparatuur aan te schaffen en alle privacyaspecten opzij te schuiven. Dan kan het veel makkelijker en dus voordelig zijn, en waardevoller zijn... Waardevoller kan je op meerdere manieren uitleggen... Om gewoon met de zakelijke klanten dergelijke afspraken te maken. Een diepvriesruimte bij hele grote, die diepvries een uurtje later aan te zetten of een uurtje langer door te koelen.. In plaats van vijf duizend koelkastjes bij huishoudens af te laten schakelen.

Verder heb ik meer een open vraag: je ziet met vraagrespon bij huishoudens dat als een partij al die apparaten kan controleren dat hij dat in kan zetten op de onbalansmarkt, wat u al noemde. Zal je dat altijd zien in combinatie met flexibele tarieven voor huishoudens? Of ziet u een situatie voor zich waarin dat los staat? Een partij die apparaten controleer zonder dat de dynamische tarieven, waar we het eerder over hadden, nodig zijn?

Ik weet niet of dat één partij is. Neem het voorbeeld van slim laden bij de Tesla's. Daar heb je geen flexibele tarieven voor nodig om het af te rekenen. Wij kunnen in opdracht van de Tesla rijder zijn auto laten laden op het meest gunstige moment. De laagste energiemarktprijs. En het is ons om het even wat voor energieproduct of contract hij bij ons heeft afgesloten. Of hij een eenjarig of driejarig contract heeft, of welk tarief hij betaalt. Het voordeel dat berekenen we voor jou, door de energiemarkt prijzen af te zetten tegen de prijs die je nu betaalt. Dat verschil keren we aan je uit. We keren de delta uit. Dan heb je helemaal geen los, flexibel tarief in te richten. Dan heb je alleen een berekening uit te voeren.

Eigenlijk zie je dat de klant een flexibel tarief krijgt, maar alleen voor z'n auto, als ik het goed begrijp.

Ja, in dit geval wel. Het is alleen voor de auto. Dus z'n hele huishouden doet niet mee. Mag gewoon lekker op een contract staan en het verschil keren we uit aan die persoon. Dus dan krijgt hij het positieve verschil tussen de APX prijs en z'n contract tarief. Heel simpel sommetje, twee van elkaar aftrekken. Helemaal geen ingewikkelde ICT administratie voor

nodig. Dus ik zie meer oplossingen om dit soort problemen te omzeilen. En dat is een heel mooi recent voorbeeld, van vorige week waarin we dat slim doen.

En ziet u daar ook nog een rol in voor een aggregator? Dat er een derde partij zal zijn die die apparaten bij huishoudens controleert en dat weer probeert te vermarkten?

Dat zou kunnen. Alleen in feite, neem weer dat slim laden verhaal, zijn wij zelf de aggregator. We hebben twee miljoen klanten, los van de zakelijke klanten en als we daar een deel van kunnen overtuigen om bepaalde handeling uit te richten, dan moet die zo snel mogelijk naar onze eigen handelsvloer toe. En die handelsvloer is eigenlijk de aggregator. Of daar dan weer een platform tussen zitten, die ICT op 10 seconden basis doet, dat hebben we zelf in huis, dat zie je ook met de Tesla.

Dus dan is het interessanter om het zelf te doen.

Ja, uiteindelijk zijn we dan zelf een aggregator. Al die klanten kopen stroom bij ons, die moeten we leveren, die rekenen we af. Wij moeten iets afrekenen bij TenneT. We zouden dat prima zelf kunnen doen. Hebben we ook, een aggregator platform. Er zullen best wel derde partijen opstaan, dat geloof ik best wel, begrijp me niet verkeerd. Maar tot op heden doen we dat in-house. Omdat we zelf de aggregator zijn voor alle klanten die we bedienen en leveren.

Dan ben ik door mijn lijst met barrières heen wat betreft de leverancier. Nog eenmaal de vraag die ik u net al stelde bij de flexibele tarieven: zijn er verder nog barrières waarvan u denkt dat ik die over het hoofd zie? Of dingen die we nog niet besproken hebben?

Ik moet eerlijk zeggen dat je redelijk compleet was. Ik geloof wel dat, daar zat je net met het laatste antwoord een beetje op, de laatste vraag, dat inregelen van flexibele tarieven. Dat hoeft niet te richting te zijn waarin het zich zou moeten ontwikkelen. Het kan ook zijn dat je met andere manier van afrekenen gaat werken. Een voorbeeld is dan slim laden. Waardoor je helemaal geen grote ICT administratie nodig hebt maar een hele simpele delta berekent tussen de huidige prijs en de marktprijs. Het verschil daarvan aan de klant uitkeert op de rekening. Hoe makkelijk is het.

Dan ben ik er en wil ik u heel erg bedanken voor het interview.

Appendix B: NVivo

A screenshot of NVivo, the computer program used for the coding process, is shown below in Figure 10.

Figure 10: Screenshot of NVivo

