

AGGREGATORER PÅ DEN SVENSKA ELMARKNADEN

En rapport till forum för smarta elnät
Maj 2018



Copyright © 2018 Sweco Energuide AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energuide AB.

Disclaimer

While Sweco Energiguide AB ("Sweco") considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Rapportnamn	Aggregatorer på den svenska elmarknaden
Datum för färdigställande	2018-05-30
Versionsspårning	4.0
Projektledare	Johan Bruce
Författare	Klara Sahlén, Linda Schumacher, Viktor Gårdö, Andrea Badano, Johan Bruce, Karin Widegren
Kvalitetsgranskare	Magnus Lindén

EXECUTIVE SUMMARY

Historically, electricity generation in Sweden has been planned according to demand and therefore there has been a high security of supply. However, with an increasing amount of intermittent energy sources in the system the electricity market is facing new challenges since the market has to be designed with this in mind. As it becomes increasingly challenging to match electricity supply and demand, the need for flexibility increases and hence demand response is regarded a useful resource. Currently, it is primarily the process industry that uses demand response since many other sources are too small to participate on available marketplaces. In order to increase the potential for demand response other customer groups, e.g. residential customers, need to contribute with their flexibility. One prerequisite for this is to use aggregation; that is, the possibility to aggregate large amounts of small flexibility sources to use the aggregated volume as one product on the market. Aggregators of energy services such as production, demand response and energy storage are thus considered important players in the future electricity system.

When independent aggregators redirect loads in the electricity system, they will cause imbalances for the balance responsible parties (BRPs) that are responsible for the electricity users that are being aggregated. Since the BRP is financially responsible for the caused imbalance, the imbalance caused by the aggregator can result in negative economic consequences for the BRP and the electricity supplier. Because of this, there is a need to further investigate how the balance responsibility is to be handled for independent aggregators. This study thus aims to investigate and clarify models of how aggregators can operate on the Swedish electricity market and how this will affect the current BRPs.

The 18th of December 2017 new European Guidelines for Electricity Balancing (GL EB) was released. The purpose of the guidelines was to facilitate more demand response by aggregating electricity users and energy storage, as well as to ensure equal competition with other balancing services. Previously, the balance responsible party has also been responsible for providing balancing services. However, the new guidelines separate these players in one BRP and one balance service provider (BSP), in order to open up the market and ensure a fair system. By dividing the BSP from the BRP, it is no longer the BRP that is responsible for the decisions regarding bids on the balance market. Though, it is still the BRP that is responsible for the imbalances that may occur. Consequently, agreements may be needed between the BSP and the BRP in order for the BRP to handle its risks.

Depending on the business model of the aggregator and its aggregated flexibility, trading on different markets may appear more or less interesting. The electricity that is traded on marketplaces or settled bilaterally between operators has to comply with specific product specifications. These are often strictly regulated and hence it might be difficult for the aggregators to trade on certain markets. In addition to the marketplaces, it is also important to note what type of customers the models are directed to; most models are aimed at larger industrial customers rather than smaller residential customers.

The different models identified for aggregators can be divided in to models where the BRP is not affected by the activation of the aggregator or can control the imbalance and models where the aggregator only delivers balancing services and does not have any balance responsibility.

Models that does not affect the customer's balance responsible party:

The models in the former category are designed so that the balance responsible party (BRP) is not affected by the imbalance that occurs when the aggregator activates an upward regulation, alternatively, the BRP has control of the imbalance that occurs. This is solved either by the aggregator itself being a BRP or having an agreement with the BRP, alternatively there is two BRPs for one customer. Models where the aggregator is BRP, or has an agreement with one, are the most common in the EU and these can be operated in parallel depending on which marketplace the aggregators are acting on and what type of electricity users they target. However, the model has been questioned by aggregators since the fact that an aggregator also needs to be a supplier or have an agreement with a supplier to be able to access the electricity market, constitutes a barrier for independent aggregators.

Models where the aggregator does not have balance responsibility in the customer's delivery point:

The models in the second category are designed so that the aggregator delivers balance services without having balance responsibility in any delivery point. Thus, the aggregator is only responsible for verifying that the flexibility services offered on the market are actually being delivered. These models are in line with the EU guidelines that presents one balance responsible party (BRP) and one balance service provider (BSP). Aggregators can either be BSPs themselves or have a contract with a BSP. Additionally, depending on how the legislation is designed, the aggregator might need a contract with a BRP to get access to the market. This does not necessarily have to be with the BRP in the delivery point that is being activated. With this type of models, the BRPs of today will be affected by the aggregator to some extent. The models range from these where the aggregator can act completely without compensating caused imbalances to these where the current BRP is completely compensated for the caused imbalance.

The model that seems to suit both aggregators and other market actors best is a model in the second category, the one where the aggregator delivers balance services without having balance responsibility. The model, called the remuneration model (Swedish: kompensationsmodellen), means that the BRP is guaranteed a compensation for the energy that it, due to the aggregator's upward regulation, cannot deliver to its customers. However, the remuneration model has its limitation. Since it is the system operator that manages the compensation paid to the BRP, this model is only applicable for the balance market. In addition, today the balance market requires real-time measurement and thus, the model can be difficult to implement for residential customers.

The biggest challenge seems to be to find a suitable model for residential customers. An alternative that would be simple to implement is the uncorrected model (Swedish: den okorrigerade modellen), where no compensations for imbalances are paid. This model is already used today to sell flexibility to the grid owner instead of selling it on some of the established marketplaces. Here, the aggregator can help the grid owner to keep a lower subscription to the overhead grid by aggregating customers to even out power peaks in the grid. The uncorrected model could also be used on FCR-D with smaller volumes, which is currently being tested in Finland. The problem with this unregulated model is that it can cause financial consequences for BRPs, especially in the beginning when BRPs can't predict how the aggregators will operate. In the long term, one can imagine that BRPs learn how the aggregators will act. However, worth to mention is that the uncorrected model will mean a subsidy for the aggregator. If the aim is only to increase the number of aggregators on the market, this model is suitable for all customers and all market places. If, on the contrary, one wants to act on a "polluter pays principle", where the actor causing the imbalance is the one responsible for associated costs, this is not the best model.

SAMMANFATTNING

Det svenska elsystemet har historiskt varit ett system där elproduktionen har kunnat planeras efter hur efterfrågan ser ut och därmed har leveranssäkerheten varit hög. Med en ökande andel väderberoende energikällor i elsystemet ställs elmarknaden just nu inför nya utmaningar, då den måste designas för att fortsatt kunna garantera hög leveranssäkerhet. Eftersom det blir mer utmanande att matcha utbud och efterfrågan på el ökar behovet av flexibilitet i elsystemet, och därför ses efterfrågefleksibilitet (där elanvändare anpassar sin elanvändning efter vissa signaler i nätet) som en värdefull resurs. I dagsläget är det främst processindustrin som aktivt arbetar med efterfrågefleksibilitet då många andra källor är för små för att delta på de marknadsplatser som finns tillgängliga. För att öka potentialen för efterfrågefleksibilitet behöver det finnas incitament för fler kundgrupper att vilja bidra med sin flexibilitet. En förutsättning för detta är att arbeta med aggregering, det vill säga möjligheter att aggregera flera olika källor till flexibilitet och använda den aggregerade volymen som en produkt på marknaden. Aggregatorer av energitjänster som produktion, efterfrågefleksibilitet och energilagring ses därmed som viktiga aktörer i det framtida elsystemet.

Oberoende aggregatorer som agerar på den svenska elmarknaden kommer – genom att aggregatorn omfördelar laster – att orsaka obalanser hos de aktörer som är balansansvariga i de leveranspunkter som aggregeras. Eftersom balansansvarig aktör har finansiellt ansvar för orsakade obalanser kan detta komma att få negativa ekonomiska konsekvenser för flera av dagens marknadsaktörer. Av denna anledning finns det ett behov av att vidare utreda hur balansansvaret ska hanteras för oberoende aggregatorer. Denna studie syftar således till att utreda och tydliggöra flertalet modeller för hur aggregatorer kan verka på den svenska elmarknaden samt vilka konsekvenser detta får för dagens balansansvariga aktörer.

Den 18 december 2017 trädde den europeiska riktlinjen för balanshållning i kraft i syfte att underlätta deltagande av efterfrågefleksibilitet och aggregering av anläggningar och energilagring samt att säkerställa likvärdig konkurrens med andra balanstjänster. Tidigare har balansansvarig aktör (BRP) i varje leveranspunkt även varit ansvarig för tillhandahållandet av balanstjänster (BSP), men den nya riktlinjen separerar dessa för att öppna upp marknaden och säkerställa ett rättvist system. I och med uppdelningen i rollerna leverantörer av balanstjänster och balansansvarig är det inte längre balansansvariga som ansvarar för beslut om lämnande av bud på balansmarknaden, men det är fortfarande balansansvariga som har ansvar för obalanser som kan uppstå i de leveranspunkter som tillhör reglerobjekten som avses i buden. Det kan därför krävas att avtal tecknas mellan leverantörer av balanstjänster och balansansvarig för att den senare skall kunna hantera sina risker.

Beroende på aggregatorns affärsmodell, samt vilken karaktär dess aggregerade flexibilitet har, kan olika marknader och handel på dessa framstå som mer eller mindre intressanta. All el som handlas på marknadsplatser eller bilateralt mellan aktörer måste uppfylla någon typ av produktspecifikation. Detta är oftast strikt reglerat och kan göra det svårt för aggregatorer att ta sig in på vissa marknadsplatser. Förutom marknadsplatser väcks också frågan kring vilken typ av elanvändare de olika affärsmodellerna riktar sig till. Flertalet modeller riktar sig snarare till större industrikunder än mindre hushållskunder. Huruvida en marknadsmodell med aggregatorer är intressant eller inte beror inte bara på enkelhet och en bra affärsmodell för aggregatorn utan avgörs även av enkelhet och ekonomisk påverkan för övriga marknadsaktörer som elhandlare, balansansvariga, elanvändare och systemoperatör.

De olika marknadsmodellerna som identifierats för aggregatorer kan delas upp i modeller där den balansansvarige inte påverkas av aggregatorns aktivering eller själv har rådighet över obalansen och modeller där aggregatorn endast levererar balanstjänster och inte har något balansansvar för elanvändaren, vilket i olika utsträckning påverkar den balansansvarige i leveranspunkten.

Modeller där elanvändarens balansansvarige inte påverkas:

Modellerna i den förstnämnda kategorin är utformade så att den balansansvarige inte påverkas av den obalans som uppstår när aggregatorn aktiverar en uppreglering alternativt så har den balansansvarige rådighet över den obalans som uppstår. Detta löses antingen genom att aggregatorn själv är balansansvarig eller har ett avtal med den balansansvarige, alternativt att det finns två balansansvariga för samma elanvändare. Modellen där aggregatorn är den balansansvarige eller har avtal med den balansansvarige är den vanligaste inom EU och modellerna kan verka parallellt beroende på vilka marknadsplatser

aggregatorerna agerar på och vilken typ av elanvändare de riktar sig mot. Dock har modellen kritiserats av aggregatorer då det faktum att aggregatorn behöver vara elhandlare eller ha avtal med en elhandlare för att delta på marknaden utgör en barriär för oberoende aggregatorer.

Modeller där aggregatorn inte har balansansvar i elanvändarens uttagspunkt:

Modellerna i den andra kategorin är utformade så att aggregatorn levererar balanstjänster utan att ha balansansvar i någon leveranspunkt. Aggregatorns uppgift är därmed enbart att verifiera att de flexibilitetstjänster som erbjudits på marknaden faktiskt har levererats. Dessa modeller är i linje med de EU-riktlinjer där det finns en balansansvarig aktör (BRP) och en aktör som tillhandahåller balanstjänster (BSP). Aggregatorn kan antingen själv vara BSP eller ha ett avtal med en sådan. Dessutom kan aggregatorn behöva ett avtal med en balansansvarig för att få tillgång till marknaderna beroende på hur lagstiftningen utformas, men inte nödvändigtvis den som är balansansvarig i den aktiverade uttagspunkten. Med denna typ av modeller så kommer dagens balansansvariga aktör i någon mån att påverkas av aggregatorn. Modellerna sträcker sig från att aggregatorn kan verka helt utan att obalanserna korrigeras till att dagens balansansvariga aktör blir helt kompenserad för den skapade obalansen.

Den modell som verkar passa både aggregatorer och övriga aktörer bäst är en modell i den andra kategorin, det vill säga där aggregatorn levererar en balanstjänst utan att själv vara balansansvarig. Modellen, som kallas kompensationsmodellen, innebär att den balansansvarige blir garanterad en compensation för den energi den, på grund av aggregatorns neddragning, inte får leverera till elanvändaren. Kompensationsmodellen har dock sina begränsningar. Då det är systemoperatören som hanterar compensationen till den balansansvarige fungerar denna modell endast för balansmarknaden. Balansmarknaden kräver dessutom i dagsläget realtidsmätning, och därför kan modellen vara svår att införa för hushållskunder.

Den största utmaningen har visat sig vara att hitta en passande modell för hushållskunder. Ett alternativ som vore enkelt att implementera är den okorrigerade modellen, där inga kompensationer för obalanser sker. Denna modell används redan idag för att sälja flexibilitet till nätägaren istället för på någon av marknadsplatserna. Då kan aggregatorn istället hjälpa nätägaren att hålla nere sitt abonnemang mot överliggande nät, genom att aggregera elanvändare för att jämna ut effekttoppar i nätet. Modellen kan även medföra nyttor som ett minskat behov av nätutbyggnad och minskad trängsel i lokalnät. Den okorrigerade modellen skulle även kunna användas på FCR-D med små volymer, vilket för närvarande testas i Finland. Problemet med den här oreglerade modellen är att den kan leda till ekonomiska konsekvenser för balansansvariga, speciellt i början när balansansvariga inte kan förutse hur aggregatorerna agerar. På sikt kan man tänka sig att de balansansvariga lär sig att förutse hur aggregatorerna agerar. En sak som dock bör påpekas är att den okorrigerade modellen innebär en subvention för aggregatorn. Om syftet enbart är att få in fler aggregatorer på marknaden så är detta en modell som passar för alla elanvändare på alla marknader. Dock, om man snarare vill verka efter en "polluter pays principle", där den som orsakar obalansen står för kostnaden, så är detta inte rätt modell.

FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPPSBESKRIVNINGAR

Förkortning	Fullständig beteckning	Förklaring
aFRR	Balansreglering med automatisk aktivering	Reserv som aktiveras automatisk av systemoperatören. Återställer frekvensen till 50 Hz då den avviker från 50 Hz. Aktiveras inom 2–5 minuter.
Aggregator		En aggregator är en aktör som samlar och hanterar elanvändning och elproduktion – exempelvis förbrukning hos elanvändare som industrier och hushåll – i syfte att delta på organiserade elmarknader genom att köpa och sälja energi eller kapacitet.
Balansmarknad		Samlingsnamn för en fysisk realtidsmarknad där systemoperatörerna avropar bud för FCR, aFRR och mFRR
BRP	Balance Responsible Party	Aktör med balansansvar
BSP	Balancing Service Provider	Aktör som tillhandahåller balanstjänst, detta kan antingen vara en aggregator eller en aktör som aggregatorn har ett avtal med
Day ahead-marknad		Marknadsplats för handel med el för leverans nästkommande dag
FCR	Frekvensreglering	Reserv som aktiveras automatiskt vid frekvensavvikelse. Startas på några sekunder vid små förändringar i produktion/förbrukning eller vid driftstörningar som innebär att frekvensen går utanför det tillåtna spannet 49,9–50,1 Hz
Intradag-marknaden		Marknadsplats för justering av produktions- eller förbrukningsförändringar som uppstår hos marknadsaktörer under leveransdagen
Marginalpris		Innebär att samtliga aktörer erhåller samma pris för de bud som fått tillslag i auktionen. Detta ger incitament att bjuda in till sin marginalkostnad.
mFRR	Balansreglering med manuell aktivering	Reserv som aktiveras manuellt inom 15 minuter efter avrop från systemoperatören
MW	Megawatt	Mått för effekt
MWh/h	Megawattimme per timme	Mått för energi levererad under en timme.
Pay as bid		Innebär att aktörerna erhåller det pris de bjudit in till marknaden förutsatt att budet fått tillslag. Detta ger incitament att bjuda till förväntat marknadspris.

Reglerobjekt		Kan bestå av en eller fler anläggningar av samma typ som kan bjudas in som en enhet till balansmarknaden.
TSO	Transmission System Operator – Systemoperatör	Aktör som har systemansvar för transmissionsnät för elektricitet. Ansvarig över det svenska stamnätet är Svenska kraftnät

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING	1
1.1	Problematisering	1
1.2	Syfte och frågeställning	2
2	DEN SVENSKA ELMARKNADEN	3
2.1	Definition av aggregator	3
2.2	Marknadsplatser	4
2.2.1	Marknadsplatser och bilateral handel	4
2.3	Balansansvar i Sverige	8
2.4	Obalans och aggregatorer	8
2.5	Aggregatorer i europeisk lagstiftning	10
2.5.1	Omarbetning av elförordning och eldirektiv	10
2.5.2	Europeisk riktlinje för balanshållning	10
2.6	Aggregering, balansavräkning, och elmarknadshubben	11
3	AGGREGATORMODELLER	13
3.1	Den balansansvarige påverkas inte av aggregatorns aktivering	13
3.1.1	Den integrerade modellen	14
3.1.2	Den dubbla leveransmodellen	15
3.1.3	Kontraktsmodellen	17
3.2	Aggregatorn levererar balanstjänster, har inget balansansvar för elanvändaren	18
3.2.1	Den okorrigerade modellen	19
3.2.2	Kompensationsmodellen	20
3.2.3	Den kundintegrerade modellen	22
3.2.4	Den centrala avräkningsmodellen	23
3.2.5	Schablonmodellen	24
3.3	Referensprofilmodeller	26
3.4	Aggregatorer i olika länder	27
3.4.1	Erfarenheter utanför EU	27
4	ANALYS	29
5	SLUTSATS OCH REKOMMENDATIONER	33
6	AVSLUTANDE KOMMENTARER	34
6.1	Nya villkor för balansansvar	34

1 INLEDNING

Den 30:e november år 2016 presenterade EU ett förslag om ett nytt energipaket: *Clean Energy for all Europeans*. Det i dagligt tal kallade Vinterpaketet syftar till att skapa en mer hållbar och flexibel energimarknad och innehåller bland annat förslag på hur EU:s medlemsländer genom nya marknadsregler ska hantera en ökad mängd decentraliserad och förnybar energiproduktion. Tidigare har elproduktion i större utsträckning varit planerbar, men en allt större andel väderberoende, icke-planerbara, energikällor innebär att elmarknaden ställs inför nya designkriterier för att fortsatt kunna garantera ett robust elnät med hög leveranssäkerhet. Då det blir mer utmanande att matcha utbud och efterfrågan på el ökar behovet av flexibilitet i elsystemet och öppnar därmed upp för en ny roll: aggregatorrollen.

En aggregator kan beskrivas som en aktör som samlar och hanterar flera mindre och flexibla laster – exempelvis konsumtion hos elanvändare som industrier och hushåll – i syfte att köpa och sälja energi eller kapacitet i en samlad volym på marknaden. Det blir möjligt genom att elanvändare eller produktionsanläggningar erbjuder sig att vara flexibla i sin efterfrågan eller produktion och tillåter en aggregator att ge signaler om att tillfälligt förändra förbrukning eller produktion baserat på hur balansen mellan utbud och efterfrågan på el ser ut i systemet. När efterfrågan på energi är stor under ett tidsintervall riskerar det att uppstå effektoppar i elnätet, vilket kan leda till ett ökat behov av förstärkt överföringskapacitet. Ett behov av ytterligare överföringskapacitet har traditionellt lösts genom att bygga mer nät, men införandet av aggregatorrollen kan möjliggöra ett jämnare förbrukningsmönster och ett mer effektivt utnyttjande av det befintliga elnätet, vilket kan minska behovet av nätutbyggnad och kostnader kopplat till detta.

Aggregatorer kan bidra med många nyttor på marknaden, men det väcker också frågor om hur balansansvaret ska hanteras om aggregatorn är oberoende av elanvändarens elleverantör/balansansvarige. I varje leveranspunkt i elnätet ska det finnas en balansansvarig aktör som har finansiellt ansvar för balans mellan produktion och elanvändning. I och med att aggregatorer omfördelar laster i elnätet kommer det uppstå obalanser hos den balansansvarige i de leveranspunkter som aggregeras, vilket kan få negativa ekonomiska konsekvenser för marknadsaktörer som berörs av dessa obalanser.

En ny EU-förordning, med nya riktlinjer för balanstjänster och -ansvar trädde i kraft 18:e december 2017. Förordningen innebär att balansansvarsrollen i systemet kommer att delas upp i två delar; det finansiella balansansvaret separeras från tillhandahållandet av balanstjänster. Det innebär i praktiken att olika aktörer kan ha olika ansvar, en aktör som har det finansiella ansvaret i en punkt behöver inte vara samma aktör som ser till att upprätthålla den fysiska balansen i samma punkt. I dagsläget skulle en aggregator teoretiskt sett behöva vara balansansvarig aktör, men i framtiden kommer de kanske snarare att ansvara över tillhandahållandet av balanstjänster. Detta väcker frågor kring hur rollfördelningen mellan balansansvariga och aggregatorer som enbart levererar balanstjänster ska se ut på den svenska elmarknaden. Om man önskar underlätta för aggregatorer att agera på marknaden behövs tydliga riktlinjer och regler vad gäller roller och ansvar för exempelvis funktioner som informationsplikt för att undvika ett negativt inflytande på balansansvaret. I Vinterpaketet lägger EU-kommissionen fram sitt förslag på hur aggregatorer ska främjas och hur regelverket gentemot andra aktörer bör utformas. Lagförslagen är fortfarande under förhandling men när direktiv och förordningar är färdiga ska de genomföras i nationell lag inom respektive land och bli bindande direkt. Det blir därför viktigt att följa hur regelverket utvecklas vad det gäller aggregatorrollen.

1.1 Problematisering

Efterfrågefleksibilitet i elsystemet ses som en värdefull resurs för att åstadkomma en tillförlitlig och robust elförsörjning. I dagsläget är det främst processindustrin som aktivt arbetar med efterfrågefleksibilitet då många andra källor är för små för att delta på de marknadsplatser som finns tillgängliga. För att öka potentialen för efterfrågefleksibilitet behöver fler kundgrupper kunna bidra med sin flexibilitet. En förutsättning för detta är att arbeta med aggregering, det vill säga möjligheter att aggregera flera olika källor till flexibilitet och använda den aggregerade volymen som en produkt på marknaden. Aggregatorer av energitjänster som produktion, efterfrågefleksibilitet och energilager ses därmed som viktiga aktörer i det framtida elsystemet.

Oberoende aggregatorer som agerar på den svenska elmarknaden kommer – genom att aggregatorn omfördelar laster – att orsaka obalanser hos de aktörer som är balansansvariga i de leveranspunkter som aggregeras. Eftersom balansansvarig aktör har finansiellt ansvar för orsakade obalanser kan detta komma att få ekonomiska konsekvenser för flera av dagens marknadsaktörer. Ett flertal studier¹²³⁴ har beskrivit olika marknadsmodeller för hur roller och ansvar för oberoende aggregatorer skulle kunna utformas och vilken inverkan dessa modeller skulle ha på dagens marknad. Med utgångspunkt i dessa studier finns det ett behov av att särskilt undersöka hur balansvarsrollen för aggregatortjänster ska hanteras för att underlätta aggregering i det svenska elsystemet samtidigt som en fortsatt effektiv marknadsfunktion kan garanteras.

1.2 Syfte och frågeställning

Forum för smarta elnät har pekat på aggregering som en viktig del av Sveriges flexibilitetsstrategi. Då det tycks saknas studier om hur aggregatorrollen ska fungera på den svenska elmarknaden finns ett behov av att vidare utreda hur balansansvaret ska hanteras för oberoende aggregatorer. Detta gör att forumet vill skapa ett underlag för hur balansansvarsrollen för aggregatortjänster ska se ut för att underlätta aggregering i det svenska elsystemet. Denna studie syftar således till att utreda och tydliggöra balansansvarsrollen för aggregatortjänster. Som en del i detta kommer olika aggregatormodeller att analyseras för att avgöra vilka konsekvenser införandet av respektive modell skulle få avseende balansansvar. Aggregatormodellerna som analyserats har identifierats i tidigare nämnda studier, och flera av dessa har testats i andra länder alternativt utretts teoretiskt eller i pilotprojekt. Analysen genomförs för att skapa ett underlag för beslut om förändringar som underlättar för aggregatorer i det svenska elsystemet. Projektet avgränsar sig således ifrån att göra en ingående analys av nyttor och kostnader med aggregering. Med denna utgångspunkt är det viktigt att förstå vilka marknadsplatser som idag är tillgängliga för aggregatorer.

Studien ska besvara följande frågeställningar:

- Hur kan aggregatorer verka på den svenska elmarknaden och vilka konsekvenser får detta för dagens balansansvariga aktörer?
- Vilken, eller vilka, aggregatormodeller är mest lämpade för det svenska elsystemet och dess aktörer och varför?

I arbetet med denna rapport har intervjuer gjorts med relevanta aktörer. Resultaten från dessa intervjuer redovisas inte separat, utan de inspel som de kommit med har arbetats in löpande i rapporten. Intervjuer har skett med följande aktörer;

- Svenska Kraftnät
- Vattenfall
- Ngenic (aggregator i Sverige)
- Next Kraftwerke (aggregator i Tyskland)

¹ Energinet; Fingrid; Stattnet; Svenska Kraftnät, 2017, *Unlocking flexibility: Nordic TSO discussion paper on third-party aggregators*

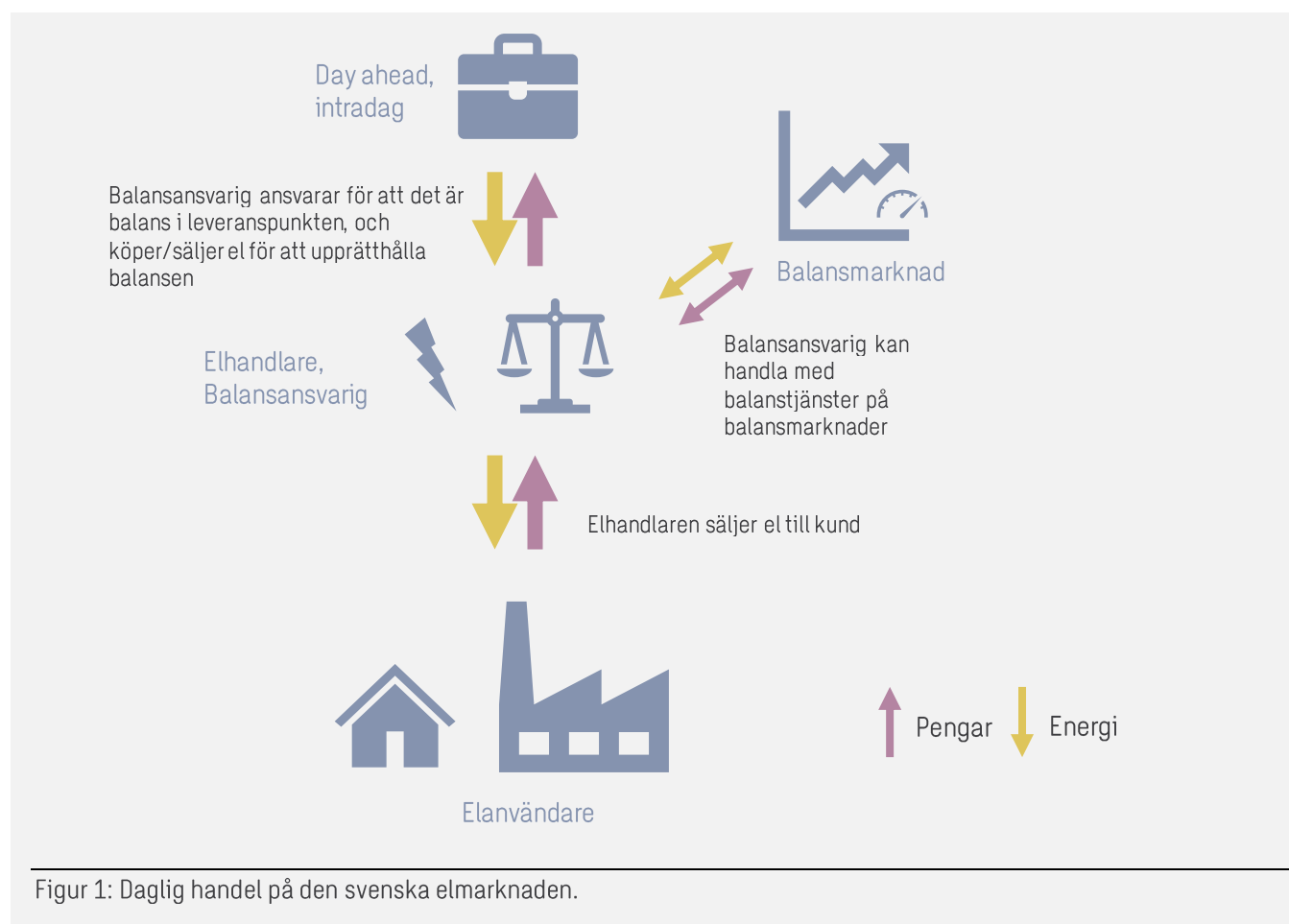
² USEF, 2017, *Workstream on Aggregator Implementation Models*

³ BestRES, 2016, *Existing Business Models for Renewable Energy Aggregators*

⁴ DNV-GL, 2017, *Demand Response Activation by Independent Aggregators As Proposed in the Draft Electricity Directive*

2 DEN SVENSKA ELMARKNADEN

Den svenska elmarknaden består av två flöden: den fysiska överföringen av el-energi (el) och den finansiella handeln med el. Den fysiska överföringen sker då el transporteras från produktionsanläggningar via elnätet till elanvändare. Den finansiella handeln utgörs av ett ekonomiskt flöde från elanvändare via elhandlare till elbörsen (Day ahead- och intradag-marknaden, dessa beskrivs mer utförligt i avsnitt 2.2 Marknadsplatser). I varje leveranspunkt i elnätet måste det enligt ellagen finnas en aktör som åtagit sig det ekonomiska ansvaret att säkerställa balans mellan tillförd och uttagen mängd el i elsystemet och det är upp till varje elhandlare att antingen själv vara balansansvarig eller ha avtal med en balansansvarig. Elmarknaden beskrivs schematiskt i Figur 1 nedan. Detta utgör ursprungsläget för samtliga aggregatormodeller, det vill säga den kontext som varje aggregator behöver passa in i.



Figur 1: Daglig handel på den svenska elmarknaden.

2.1 Definition av aggregator

En aggregator är en aktör som samlar och hanterar elanvändning och elproduktion – exempelvis förbrukning hos elanvändare som industrier och hushåll – i syfte att delta på organiserade elmarknader genom att köpa och sälja energi eller kapacitet. Detta blir möjligt genom att elanvändare erbjuder sig att vara flexibla i sin efterfrågan på el och därmed tillåter en utomstående aktör, en aggregator, att tillfälligt förändra deras elanvändning utifrån vissa signaler i nätet. Enheter som värmesystem, kylanläggningar och energilager kan på så sätt aggregeras för att erhålla förbrukarflexibilitet hos elanvändare. Genom att aggregera förbrukning och produktion från flera användare kan aggregatorn bjuda ut större volymer för försäljning eller auktionering på organiserade elmarknader. Detta bäddar för ett jämnare förbrukningsmönster och ett mer effektivt utnyttjande av det befintliga elnätet.

Då elanvändares förbrukning tillfälligt minskas från nätanslutningen frigörs effekt som kan användas för andra ändamål i elnätet. Det att aggregatorn ger signaler om att förskjuta kraftbalansen på detta sätt kallas uppreglering. På samma sätt kan en aggregator vid ett effektoverskott tillfälligt öka förbrukningen hos elanvändare och på så sätt nedreglera. Generellt är det lika vanligt med ett underskott på effekt i kraftsystemet som överskott. Som systemoperatörer måste båda dessa situationer hanteras. Denna rapport kommer dock främst att fokusera på att aggregatorn erbjuder uppreglering till olika marknader (tillfälligt sänka förbrukningen hos den aggregerade kapaciteten) eftersom det är lättare att minska förbrukningen hos en elanvändare än att öka den. Dessutom måste systemoperatörerna säkerställa att det finns tillräckligt med flexibel konsumtion och produktion för att reglera momentana avvikelser i kraftsystemet. I denna rapport är det oftast uppregleringsförmågan som setts som en bristvara för att säkerställa en säker drift av kraftsystemet.

När aggregatorn erbjuder sina flexibilitetstjänster till olika marknadsplatser uppstår även frågan kring verifiering. Hur verifierar aggregatorn att volymen den sålt på marknaden faktiskt har levererats? För industriprocesser och större elanvändare är detta förstås relativt enkelt, en neddragning kan mätas och därmed verifieras. För mindre elanvändare, exempelvis hushållskunder, är dock problematiken större. Hur ska övriga marknadsaktörer veta att det är aggregatorns förtjänst att elanvändarna använder mindre energi, kanske har de bara beslutat att de inte ska köra sin värmepump den specifika dagen. Hur verifiering av aktiverad flexibilitet ska ske behandlas inte i denna rapport då det huvudsakliga syftet är att utreda vilka konsekvenser aggregatorers agerande kan leda till för dagens balansansvariga aktörer samt vilka aggregatormodeller som är lämpade för det svenska elsystemet. Detta är dock en fråga som kommer behöva diskuteras i framtiden. För att säkerställa att en modell ger rättvisa kompensationer – att den aktör som orsakat obalans betalar ersättning för obalansen – måste marknaden kunna ha god insyn i de energi- och effektlöden som sker.

2.2 Marknadsplatser

Det finns ett antal mer eller mindre standardiserade marknadsplatser och sätt att handla el på i Norden. I Tabell 1 beskrivs dessa marknadsplatser, deras huvudsakliga egenskaper samt vilken typ av produkt – energi eller kapacitet – som handlas på respektive marknadsplats.

Energi

Energi handlas ofta i MWh/h och aktörer som ingår ett avtal om att handla med energi ingår alltså ett avtal om att leverera eller förbruka en given mängd energi under den timme som affären avser. Att tidsramen är satt till just en timme beror på den avräkningsperiod som tillämpas i Norden. Skulle avräkningsperioden förkortas, vilket idag är föreslaget till halvårsskiftet 2020 (15min), skulle det innebära att affären för överenskommen energimängd mellan aktörerna istället gäller endast under den uppdaterade avräkningsperioden.

Kapacitet

Kapacitet handlas ofta i MW och den aktör som köper kapacitet betalar för rätten att använda kapacitet i en produktions- eller förbrukningsanläggning (enskild eller aggregerad). Den aktör som säljer kapacitet garanterar att den antingen kommer att kunna öka eller minska sin förbrukning eller produktion, beroende på vad parterna kommit överens om. En aktör som har köpt kapacitet ges med andra ord rätt att avropa motpartens produktions- eller konsumtionsanläggning, vilket ställer krav på snabb kommunikation mellan parterna samt på reglerbarhet och styrutrustning. Kapaciteten kan bjudas in som antingen upp- eller nedreglering eller som kombinerat som både upp- och nedreglering. Bjuds reglerbuden in till en marknadsplats som styrs av någon av de nordiska systemoperatörerna är detta väldigt tydligt definierat i en transparent process. Bjuds kapaciteten istället ut till nätägaren är detta oftast en mindre standardiserad process, med bilaterala avtal mellan aggregatorn och nätägaren.

2.2.1 Marknadsplatser och bilateral handel

Beroende på aggregatorns affärsmodell, samt vilken karaktär dess aggregerade flexibilitet har, kan olika marknader och handel framstå som mer eller mindre intressanta. All el som handlas på marknadsplatser eller bilateralt mellan aktörer måste uppfylla någon typ av produktspecifikation. Detta är oftast strikt reglerat och kan göra det svårt för aggregatorer att ta sig in på vissa marknadsplatser. I andra fall kan det helt enkelt vara så att ersättningsmodellen och marknadspriserna inte gör det

ekonomiskt hållbart för en aggregator att verka på denna marknad, då den inte kan handla upp flexibilitet från flexibilitetsägare till ett tillräckligt attraktivt pris. Tabell 1 beskriver marknadsplatser och möjligheter till bilateral handel som kan vara av intresse för en aggregator som kan erbjuda flexibilitet.

Tabell 1 Beskrivning av marknadsplatser och bilateral handel

Marknad	Produkt/Tjänst	Prissättning	Minsta budstorlek [MWh/h]	Tid mellan notering och driftstimme	Ersättningsmodell
Day ahead (Nord Pool)	Prisbeorende timbud samt blockbud	Marginalpris	0,1	11–36 h	Energi
Intradag (Nord Pool)	Timbud samt blockbud	Pay as bid	0,1	1–32 h	Energi
Balansreglering med manuell aktivering (Svk)	mFRR	Marginalpris	10 (5 i elområde 4)	45 min	Energi
Balansreglering med automatisk aktivering (Svk)	aFRR	Energidel: Marginalpris, balanspris. Kapacitet: Pay as bid	5	Energidel: Styrning i realtid Kapacitet: Handlas upp veckovis.	Energi och kapacitet
Frekvensreglering (Svk)	FCR-N och FCR-D	Energidel: Marginalpris, balanspris. Kapacitet: Pay as bid	0,1	Energidel: Styrning i realtid Kapacitet: Handlas upp veckovis.	Energi och kapacitet
Effektreserven (Svk)	Säsongsbud	Energidel: Upphandlas årligen Kapacitet: Upphandlas årligen	5 – 10 (beroende på elområde och förbrukning/produktion)	Energidel: Styrning i realtid Kapacitet: Handlas upp inför varje säsong.	Energi och kapacitet
Nättjänster (Bilateralt med nätägaren)	Bilateral affär, specifika geografiska krav	Enligt avtal	Ej standard	Enligt avtal	Kapacitet

Day ahead-marknaden

Day ahead-marknaden är en marknadsplats för handel med el för nästkommande dag. Elpriset fastställs genom auktionshandel dagen före leveransdagen för varje enskild timme nästkommande dygn. Detta genom ett jämviktspris som baseras på de samlade köp- och säljbuden i området. På detta sätt skapas ett pris för nästkommande dags alla timmar i Nordens alla prisområden.

En aggregerad volym kan bjudas in på Day ahead-marknaden som ett prisberoende bud. Den Day ahead-marknad som finns tillgänglig i Norden tillämpar marginalprissättning, vilket innebär att det högst avropade budet blir prissättande för all volym under timmen. Ett prisberoende sälj-bud är ett bud som får tillslag om priset på marknaden hamnar över den givna nivån för budet om det är ett säljbud och vice versa om det är ett köpbud. Om aggregatorn är duktig på att uppskatta priset på Day ahead-marknaden kan denne buda på marknaden med ett prisberoende bud, för att försäkra sig om att upp- eller nedgången hos de aggregerade konsumenterna kommer att ske under en önskad tidsperiod. Det finns även mer avancerade budtyper tillgängliga på den nuvarande Day ahead-marknaden i Norden, som möjliggör att aggregatorn kan få tillslag på den utbudna kapaciteten till ett önskat marknadspris under en önskad tidsperiod.

Intradag-marknaden

Intradag-marknaden är till för att justera förändringar som uppstår hos marknadsaktörer efter att Day ahead-marknaden har stängt. Behovet att justera den position som marknadsaktören har åtagit sig efter att Day ahead-marknaden stängt kan variera och kan utgöras av förändringar i produktions- eller konsumtionsplaner som legat till grund för marknadsaktörens bud på Day ahead-marknaden. Justeringsbehovet uppstår ofta till följd av förändringar i väder som har stor inverkan på vindkraftsproduktionen och temperaturkänslig efterfrågan. Till skillnad från Day ahead-marknaden tillämpar Intradag-marknaden pay-as-bid, vilket påminner om en aktiemarknads utformning. Den som budar på en pay-as-bid-marknad får betalt enligt det pris som de angivit i sitt bud och inte ett högre pris, vilket är fallet på en marknadsplats som tillämpar marginalprissättning.

Aggregatorn kan bjuda in volymen på marknaden genom prisberoende bud. I och med att marknaden tillämpar prissättning enligt pay-as-bid går det med säkerhet att veta vilket pris som den handlade volymen kommer att få. På den nordiska Intradag-marknaden finns det ett antal olika budtyper som kan vara aktuella för en aggregator som vill bjuda in flexibilitet. Jämfört med Day ahead-marknaden är tiden mellan affärers genomförande och leveranstimme kortare. Handeln för nästkommande dag öppnar på Intradag-marknaden redan klockan 14.00. Det kan dock betraktas som en marknad som är av dålig likviditet, då det utbud som finns på marknaden är begränsat, särskilt gällande de produkter som har långt kvar till leveranstid. Då handeln på Intradag-marknaden sker närmare leveranstimmen, minskar förmågan att hinna justera körplanen hos kraftsystemets flexibla resurser, vilket kan bidra till en ökad prisvolatilitet som i förlängningen kan vara attraktivt för en aggregator med flexibel kapacitet.

Balansreglering med manuell aktivering

Balansmarknaden för balanstjänster med manuell aktivering (mFRR) är en handelsplats som drivs av de nordiska systemoperatörerna i syfte att ge dem möjlighet att balansera elsystemet när obalanser uppstår. Detta innebär att den ena motparten i en mFRR-affär alltid är en nordisk systemoperatör. Denna är en av flera marknader som lämpar sig bra för vatten- och värmekraft, då det ställs höga krav på minsta budvolym och responstid.

De produktspecifikationer som kan utgöra hinder för en aggregator att erbjuda sina tjänster på mFRR-marknaden är:

1. Registrering av aggregators flexibla last som ett reglerobjekt hos den inhemska systemoperatören.
2. Skapa en realtidsmätning för objektet och göra denna tillgänglig för den systemoperatören.
3. Relativt hög begränsning på minimumbud på 5–10 MW, beroende på prisområde.

På denna marknad är typiskt sett volatiliteten högre än Intradag-marknaden till följd av att handeln sker närmare leverans än för de ovanstående marknaderna. Dessutom ersätts de avropade buden på mFRR-marknaden enligt marginalprissättning, vilket innebär att det högst eller lägst avropade budet för den givna avräkningsperioden blir prissättande. En lämplig taktik för en aggregator blir då att lägga ett bud med ett pris som säkerställer lönsamhet i affären med sina elanvändare och andra eventuella inblandade aktörer. Det slutgiltiga priset, som alltid är lika med eller bättre än det pris som budades, kan sedan anses som en vinst.

Balansreglering med automatisk aktivering

Marknaden för balanstjänster med automatisk aktivering (aFRR) är en handelsplats som hanteras av de nordiska systemoperatörerna och de erbjuder dels en ersättning för kapacitet och en för energi, vilket innebär att aggregator dels får ersättning för att endast säkerställa att den aggregerade kapaciteten kan vara tillgänglig för den reglering som överenskommits i affären. Systemoperatörerna ställer andra krav på produktens specifikationer jämfört med kraven på mFRR. Den stora skillnaden är att reglerobjektet skall ha styrutrustning som möjliggör för systemoperatören att styra anläggningen genom att skicka ett börvärde till anläggningens regulator. Även regulatorn måste uppfylla en strikt specifikation.

Frekvensreglering

Denna produkt handlas även denna upp av de nordiska systemoperatörerna (TSO:erna). Den aggregerade kapaciteten måste ha en regulator som kan reglera utifrån den momentana frekvensen i nätet och styrs alltså inte centralt från TSO:ernas kontrollrum som i fallet med aFRR. Frekvensen i nätet är en indikator på om det råder momentant under-eller överskott i nätet och är därför bra som en snabb reserv som kan sättas in för att korrigera obalanser. Produkten delas in i FCR-N och FCR-D. N står för "normal" och är mer eller mindre alltid aktiverad i någon utsträckning i syfte att återställa frekvensen till tillåten nivå. D står för "disturbance" och aktiveras bara i fall då det har uppstått ett stort momentant underskott i nätet. Aggregatorn budar flexibiliteten till den nationella TSO:n i två auktioner, en sker två dagar innan leveransdygnet och en sker dagen innan leveransdygnet. Detta gäller för både "N" och "D". För FCR är kravet på minsta budstorlek lägre än för mFRR och aFRR, vilket borde underlätta för aggregatorer. Budet måste dock vara symmetriskt, vilket innebär att det ska kunna bidra till både upp- eller nedreglering. Svenska Kraftnät och Fortum utförde under 2017 ett pilotprojekt⁵ på denna marknad, där de utredde hur hushåll genom flexibel elförbrukning kunde aggregeras för att reglera balansen i elsystemet. Deras slutsats var att vissa förändringar krävdes i IT-systemen för drift, handel och avräkning samt att regelverket för denna typ av reserv behövde anpassas.

Effektreserven

Effektreserven upphandlas även denna av de svenska och finska systemoperatörerna (Svenska Kraftnät respektive Fingrid) och syftar till att säkerställa effektbehovet under de kalla vintermånaderna. Produktspecifikationen för denna produkt är liknande den för mFRR, dock ställs det högre krav på den aggregerade flexibilitetens uthållighet.

Nättjänster

Aggregatorer kan med fördel även erbjuda sin aggregerade flexibilitet till olika nätbolag i syfte att stabilisera deras nät. Detta är till skillnad från ovanstående marknader ingen standardiserad marknad, utan aggregatorn och nätägaren kommer överens i ett bilateralt kontrakt och den aggregerade kapaciteten måste kunna knytas till mer eller mindre specifika punkter i nätet. Nätägarens anslutning till det överliggande nätet debiteras enligt en tariffmodell som specificeras i abonnemanget hos den underliggande nätägaren. Tariffmodellen utgörs ofta av en del som är beroende av det maximala uttaget under en given tidsperiod. Abonnemanget är också anpassat för en maximal inmatning eller uttag i leveranspunkten. Går nätägaren över denna gräns kan denne bli tvungen att teckna ett nytt abonnemang för den del som överskjuter det ursprungliga abonnemanget (det är dock tillåtet att överskrida abonnemanget vid antaget reglerbud samt vid vissa andra undantag). Nätbolagen i det underliggande nätet kan således minska sin abonnemangskostnad om denna lyckas handla upp kapacitet inom det egna nätet som säkerställer en justering av last eller produktion när maxgränsen för abonnemanget är nådd.

En nätägare skulle även kunna vara intresserad av att handla upp kapacitet i syfte att minska investeringsbehovet i nätet, vilket skulle kunna öppna upp för en affär med en aggregator. För att nätägaren ska få användning av aggregators aggregerade kapacitet, måste kapaciteten kunna knytas till specifika punkter i nätägarens nät. Detta ställer således ännu högre krav på den aggregerade kapacitetens geografiska position.

En aggregator som agerar på denna marknad kan idag göra det helt oreglerat. Denna tjänst har hittills innefattat relativt små volymer, varpå behovet av reglering inte har varit särskilt stort. Det är dock viktigt att påpeka att även denna typ av tjänst kan skapa obalanser hos de balansansvariga om den blir mer omfattande.

⁵ Svenska Kraftnät och Fortum (2017) Slutrapport pilotprojekt Flexibla hushåll

2.3 Balansansvar i Sverige

Eftersom elenergi är svår och dyr att lagra måste den produceras i samma takt som den används och det måste därför finnas en ständig balans, både fysiskt och ekonomiskt, mellan utbud och efterfrågan på el. I Sverige ligger det nationella ansvaret för upprätthållandet av dessa balanser på det statliga affärsverket Svenska kraftnät (systemoperatören). Svenska kraftnät ansvarar för den fysiska balansen, medan så kallade balansansvariga företag i avtal med Svenska Kraftnät tagit på sig det ekonomiska balansansvaret för en eller flera elanvändare. Detta innebär enligt ellagen att den balansansvarige har ekonomiskt ansvar för att det råder balans mellan inmatad och uttagen elenergi i avtalad uttagpunkt.

Elhandlare får endast leverera el till uttagpunkter för vilka det finns en balansansvarig. En elhandlare som vill leverera el till en uttagpunkt kan antingen själv bli balansansvarig för uttagpunkten, eller teckna avtal med ett annat företag som tar på sig att vara balansansvarig för uttagpunkten.

Företag som tecknar avtal om balansansvar med Svenska kraftnät blir skyldiga att säkerställa att balans råder mellan tillförsel och avsättning av el i varje elområde, dels för egen produktion och förbrukning och dels för egna ingångna avtal om köp och försäljning av el. De har inget fysiskt ansvar utan det är enbart ett ekonomiskt sådant. Det balansansvariga företaget är skyldigt att till Svenska kraftnät rapportera in planer om förväntad produktion och förbrukning för varje leveransstimme.

Nätägare mäter och rapporterar faktisk produktion och faktisk förbrukning i alla leveranspunkter. Dessa mätvärden utgör underlag för den så kallade balansavräkningen där uppmätta obalanser regleras. Avräkningen leder till finansiella betalningar mellan balansansvariga företag, samt mellan balansansvariga och Svenska kraftnät.

Balansavräkningen hanteras sedan maj 2017 av Svenska kraftnäts intressebolag eSett Oy, och balansansvariga företag är numera även skyldiga att teckna ett avräkningsavtal med eSett.

2.4 Obalans och aggregatorer

En aggregator kommer beroende på aggregatorsmodell och på vilken marknad som denne agerar på, att orsaka obalanser hos den som är balansansvarig för den prognostiserade kapaciteten. Detta är ett problem då den balansansvarige i den svenska marknadsmodellen är finansiellt ansvarig för de obalanser som orsakas inom ramen för den balansansvariges åtagande. Beroende på vilken aggregatorsmodell som väljs och vilken marknad den aggregerade flexibiliteten bjuds ut på, ser denna problematik ut att variera. Obalansproblematiken har i denna rapport valts att delas upp efter den huvudsakliga ersättningsmodellen, se Tabell 2.

Utformningen av aggregatorrollen eller mer specifikt den typ av aggregator som marknadsreglerna tillåter att aggregatorn tillhandahåller bud baserat på, påverkar avräkningsprocessen. Aggregerad kapacitet över flera balansansvariga påverkar även möjligheten att upprätthålla en marknadsdesign som säkerställer att aggregatorrollen inte påverkar rollen som balansansvarig på ett sätt som försvagar det finansiella ansvaret eller möjligheterna till uppföljning.

Tabell 3. Huvudsaklig ersättning enligt energi eller kapacitet.

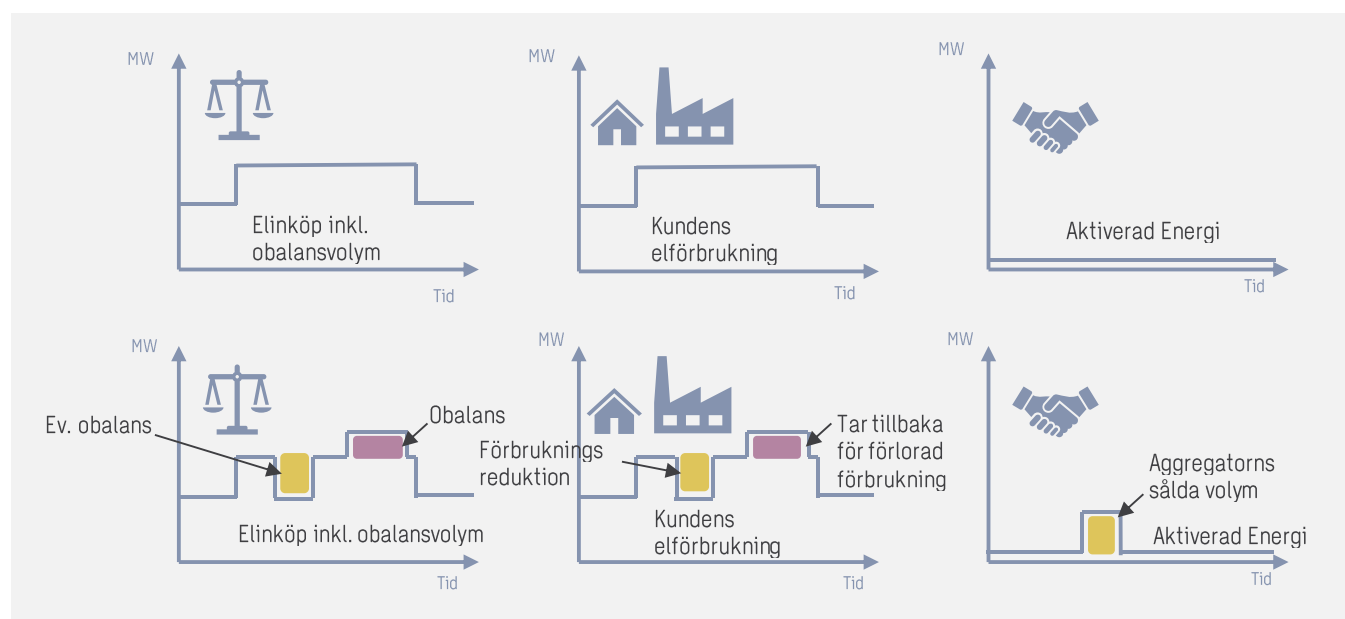
Marknadsplats	Huvudsaklig ersättning enligt	Kund
Day ahead, Intradag, mFRR	Energi [MWh/h]	Annan balansansvarig alt. TSO
aFRR, FCR-N, FCR-D, effektreserv, bilateral handel	Kapacitet [MW]	TSO, Nätbolag

För att aggregatorer på ett rättvist och effektivt sätt ska kunna agera på elmarknaden får de inte orsaka problem för andra marknadsaktörer. De olika aggregeringsmodellerna som tas upp i avsnitt 3 Aggregatormodeller visar olika sätt att kompensera marknadens aktörer, beroende på affärsupplägg och marknad. Den aktör som riskerar att få en negativ inverkan av aggregatorns affärer är den som är balansansvarig för hela eller delar av aggregatorns kapacitet. När den aggregerade kapaciteten aktiveras uppstår en skillnad i energianvändning mot den ursprungliga planen som den balansansvarige har gjort för alla som är anslutna till dennes balansansvar. Detta betyder att den som är balansansvarig för den aggregerade kapaciteten kan komma att få en obalans.

Beroende på val av aggregeringsmodell och marknad kan denna problematik variera. I bästa fall löser det sig utan att den balansansvarige hamnar i obalans, utan affären går att göra upp mellan aggregatorn och den som är balansansvarig för den aggregerade kapaciteten, så att den balansansvarige åter hamnar i balans efter den justering som aggregatorn beordrat sin aggregerade kapacitet. I fall då den balansansvarige och aggregatorn inte lyckas lösa obalansen genom en affär sinsemellan, kommer alltså den balansansvarige hamna i obalans. I fallen då aggregatorn bjudit in sin aggregerade kapacitet på kapacitetsmarknader är volymen densamma som volymen som ligger till grund för energisättningskomponenten. Obalansen, i dessa fall räknat i pengar, är alltså den aktiverade volymen gånger balanspriset. Balanspriset för förbrukning sätts så att det gynnar aktörer som hjälpt kraftsystemet med sin obalans, vilket den aktiverade volymen har som syfte att göra. Denna obalans är därför oftast mer värd än vid volymens anskaffningstillfälle.

Det stora problemet med aggregatorer och balansansvariga beskrivs i Figur 2 och kallas för problemet med bulkenergi (även kallad "bulk energy issue"). Beroende på vilken typ av elförbrukning den aggregerade kapaciteten avstår från att förbruka kommer denna förbrukning i viss utsträckning att tas igen senare. För den balansansvarige är detta ett problem eftersom det kommer att orsaka en obalans inom dennes balansansvar. Denna obalans kommer till skillnad från den obalans som uppstår i direkt samband med aggregatorns aktivering (Förbrukningsreduktion i Figur 2), vara svårare att prognosticera och troligen inte vara av samma värde. Den är svårare att prognosticera då elanvändarna som utgör den aggregerade kapaciteten sporadiskt kan bestämma sig för att ta igen den förlorade förbrukningen.

Det kommer dessutom vara svårare för aggregatorn och den aggregerade kapacitetens balansansvarige att göra upp någon affär gällande denna typ av obalans (tar tillbaka för förlorad förbrukning i Figur 2), då det är helt upp till konsumenten att öka sin förbrukning när det passar denne bäst utan att aggregatorn är direkt inblandad. Värdet på denna obalans (tar tillbaka för förlorad förbrukning i Figur 2), är till skillnad från obalansen som uppstår av den aktiverade volymen (Förbrukningsreduktion i Figur 2) inte kopplad till någon specifik aktivering i syfte att hjälpa systemet, utan sker mer sporadiskt. Därför kan obalanser orsakade då elanvändaren tar tillbaka för förlorad förbrukning anses kostsamma för den aggregerade kapacitetens balansansvariga.



Figur 2. Problemet med bulkenergi

INNAN AKTIVERING: Den balansansvarige gör sitt bästa för att skapa en prognos för sina kunders förbrukning och köper sedan in motsvarande mängd el.

VID AKTIVERING: Beroende på affärsupplägg uppstår det obalanser till följd av att aggregatorn har aktiverat och sålt flexibel kapacitet hos elanvändaren. Då denne väljer att ta igen för sin uteblivna förbrukning uppstår också en obalans hos den som är balansansvarig för elanvändaren.

2.5 Aggregatorer i europeisk lagstiftning

2.5.1 Omarbetning av elförordning och eldirektiv

Den 30 november 2016 lämnade EU-kommissionen lagförslag om Ren energi för alla i Europa till parlamentet och rådet för beredning. Förslagen omfattar bl.a. en omarbetning av elförordningen (714/2009) och eldirektivet (2009/72/EG). Ett av syftena med dessa förslag är att göra det möjligt för hushåll och småföretag att genom aggregering av produktion eller last från flera anläggningar delta på ett mer aktivt sätt på elmarknaden. Tanken är att även konsumenter och mindre förbrukare ska uppmuntras att erbjuda sin flexibilitet på elmarknaden och därmed underlätta omställningen till el från förnybara energikällor.

I Artikel 5 i Kapitel 2 *Allmänna regler för elmarknaden* i den omarbetade elförordningen anges att alla marknadsaktörer ska ha tillgång till balansmarknaden, antingen individuellt eller genom aggregering, medan artikel 6 anger att marknadsoperatörer för Day ahead- och intradag-marknader skall säkerställa att alla marknadsaktörer får tillgång till dessa marknader, individuellt eller genom aggregering.

Vad gäller balansansvar anger artikel 4 i förordningen att alla marknadsaktörer ska eftersträva ett system i balans och vara ekonomiskt ansvariga för de obalanser de orsakar i systemet. De ska antingen vara balansansvariga parter eller delegera ansvaret till en balansansvarig part efter eget val.

2.5.2 Europeisk riktlinje för balanshållning

Den europeiska riktlinjen för balanshållning av el (GL EB) trädde i kraft 18 december 2017. Ett av syftena med GL EB är att *"underlätta deltagande av efterfrågefleksibilitet, inbegripet aggregering av anläggningar och energilagring, och samtidigt säkerställa att de konkurrerar med andra balanstjänster på lika villkor och, vid behov, agera oberoende när de betjänar en enda förbrukningsanläggning."*

För att uppnå detta definierar GL EB två roller: en roll för leverantörer av balanstjänster (BSP) och en roll för balansansvariga parter (BRP) för att säkerställa ett rättvist, öppet och icke-diskriminerande tillvägagångssätt. GL EB definierar även principer och roller för att säkerställa tillräcklig konkurrens baserat på lika konkurrensvillkor mellan marknadsaktörer, inklusive aggregatorer av efterfrågefleksibilitet och tillgångar belägna i distributionsledet.

GL EB ställer ett antal krav på de villkor som skall gälla för de två rollerna, leverantörer av balanstjänster och balansansvarig, men det är upp till varje medlemsstat att bestämma den exakta utformningen av villkoren. Det är systemoperatören i varje medlemsstat som skall ta fram villkoren och medlemsstatens tillsynsmyndighet som skall godkänna villkoren. I Sverige är det Svenska kraftnät som tar fram villkoren och Energimarknadsinspektionen som godkänner dem. Svenska kraftnät är skyldiga att lämna in förslag på villkor till Energimarknadsinspektionen senast 18 juni 2018. GL EB ställer inga krav på till när tillsynsmyndigheten måste ha godkänt villkoren.

Svenska kraftnät har som uttalat mål att de villkor som gäller i Sverige i största möjliga mån skall vara harmoniserade med de villkor som gäller i de andra nordiska länderna.

GL EB artikel 18.6a kräver att villkoren för balansansvar för en leveranspunkt formuleras på ett sätt som undviker luckor eller överlappningar i balansansvar hos olika marknadsaktörer som tillhandahåller tjänster till leveranspunkten.

GL EB artikel 18.4a kräver att villkoren för leverantörer av balanstjänster skall möjliggöra en aggregering av förbrukningsanläggningar, energilagringsanläggningar och kraftproduktionsanläggningar i ett planeringsområde för att erbjuda balanstjänster, givet de villkor som avses i 18.5.c.

GL EB artikel 18.5c kräver att villkoren för balansansvar skall innehålla regler och villkor för aggregering av förbrukningsanläggningar, energilagringsanläggningar och kraftproduktionsanläggningar i ett planeringsområde.

2.6 Aggregering, balansavräkning, och elmarknadshubben

Svenska kraftnät driver idag en balansmarknad där de balansansvariga bjuder in upp- och nedregleringar av produktion och förbrukning för att hantera tillfälliga obalanser inom ett elområde. De bud som läggs på denna marknad är kopplade till så kallade reglerobjekt som är samlingar av produktion- eller förbrukningsanläggningar. Idag gäller att alla produktionsanläggningar måste tillhöra ett reglerobjekt, medan endast vissa större förbrukningsanläggningar kan tillhöra ett reglerobjekt.

Hur reglerobjekt ser ut bestäms idag gemensamt av Svenska kraftnät och balansansvariga. Det finns idag ett krav på att reglerobjekt skall innehålla anläggningar av samma typ, tillhörande samma elområde samt samma balansansvarige aktör. Vid avräkningen skiljs alltså produktionsobjekt från förbrukningsobjekt och modellen för avräkning skulle behöva förändras om förbrukning och produktion ska aggregeras. En utmaning för avräkningen är just mixade reglerobjekt eller införandet av budobjekt. Förändringar i avräkningsprocessen kräver både tid och resurser, men SvK menar att de kan vara motiverade om de bidrar med positiva effekter för förbrukningsflexibilitet i elsystemet.

Rapportering av mätvärden av faktiska flöden av inmatad och uttagen energi från leveranspunkter aggregeras idag per reglerobjekt. När ett bud kopplat till ett reglerobjekt avropas i balansmarknaden används den aktiverade volymen för att justera de uppmätta obalanserna i de leveranspunkter som ingår i reglerobjektet under balansavräkningen.

Det finns alltså en stark koppling mellan aktivering av bud på balansmarknaden och balansavräkningen. Balansansvariga med obalanser som stöttar systemet erhåller ersättning för detta från Svenska kraftnät, medan balansansvariga med obalanser som förstärker systemets obalans betalar Svenska kraftnät för detta.

Eftersom det idag endast är balansansvariga som kan lämna bud på balansmarknaden ger detta balansansvariga aktörer en viss grad av kontroll av de risker de utsätts för. När en balansansvarig lämnar ett bud på balansmarknaden har de möjlighet att väga den ersättning som erhålls vid aktivering mot de risker för obalanser som aktiveringen medför.

I och med den kommande uppdelningen i rollerna leverantörer av balanstjänster och balansansvarig är det inte längre balansansvariga som ansvarar för beslut om lämnande av bud på balansmarknaden, men det är fortfarande balansansvariga som har ansvar för obalanser som kan uppstå i de leveranspunkter som tillhör reglerobjekten som avses i buden. Det kan därför krävas att avtal tecknas mellan leverantörer av balanstjänster och balansansvarig för att den senare skall kunna hantera sina risker.

I och med att leverantörer av balanstjänster kan vara en aggregator kompliceras situationen ytterligare. När aggregerade bud avropas på balansmarknaden påverkar detta ett antal olika leveranspunkter för vilka den balansansvarige har ett ekonomiskt ansvar för obalanser. Det är i skrivande stund oklart om detta hanteras genom avtal mellan balansansvarig och de elanvändare som är kopplade till leveranspunkterna, eller genom avtal mellan balansansvarig och aggregator.

Det mät- och rapporteringsförfarande som finns på den svenska elmarknaden idag utgör ett konkret hinder mot aggregering. Det går helt enkelt inte idag definiera reglerobjekt som består av uttagspunkter kopplade till vitt spridda förbrukare. När den kommande elmarknadshubben införs kommer detta dock att ändras. Hubben kommer att innehålla mätvärden för alla leveranspunkter i landet, och det kommer att bli möjligt att definiera reglerobjekt för grupper av mindre förbrukare vars samlade flexibilitet erbjuds av aggregatorer.

I dagsläget är det dock oklart om det kommer att vara möjligt att skapa reglerobjekt baserat på godtyckliga samlingar av leveranspunkter. Givet det sätt som balansavräkningen ser ut idag är det sannolikt att endast vissa kombinationer av leveranspunkter kommer att gå att samla ihop till reglerobjekt. Svenska kraftnät har genomfört en studie där man studerat fyra olika sätt att konstruera reglerobjekt för aggregering samt hur dessa konstruktioner påverkar balansavräkningen. De fyra konstruktioner som studerats är:

- Aggregatorn tillåts basera reglerbud på samma typ av anläggning och samtliga ingående anläggningar har samma balansansvarig och tillhör samma elområde.
- Aggregatorn tillåts basera reglerbud på olika typer av anläggningar (produktion och förbrukning), men samtliga ingående anläggningar har samma balansansvarig och tillhör samma elområde.

- Aggregatorn tillåts basera reglerbud på samma typer av anläggning (produktion eller förbrukning) per elområde, men behöver inte beakta avtalet mellan anläggningsägaren och den balansansvarige.
- Aggregatorn tillåts basera reglerbud på olika typer av anläggningar (produktion och förbrukning) och behöver inte heller beakta avtalet mellan anläggningsägaren och den balansansvarige.

För närmare information om hur dessa konstruktioner påverkar balansavräkningen hänvisas till Svenska kraftnäts rapport "Konsekvenser för balansavräkningen vid införande av aggregatorrollen". I allmänhet kan dock sägas att den första konstruktionen med flest begränsningar är den som är lättast att hantera inom ramen för balansavräkningen, medan konstruktionerna med fler frihetsgrader är svårare att hantera.

3 AGGREGATORMODELLER

I detta avsnitt presenteras ett antal modeller för hur aggregatorer skulle kunna verka på den svenska elmarknaden. Modellerna som analyserats har identifierats i tidigare nämnda studier, och flera av dessa har testats i andra länder alternativt utretts teoretiskt eller i pilotprojekt. Modellerna är uppdelade i tre kategorier enligt nedan

- **Den balansansvarige påverkas inte av aggregatorns aktivering** eller har själv rådighet över den obalans som uppstår vid aktivering. I två av dessa tre modeller krävs inga förändringar i dagens regelverk för att aggregatorer ska kunna verka på den svenska elmarknaden.
- **Aggregatorn levererar balanstjänster, har inget balansansvar för elanvändaren.** Aggregatorns aktivering påverkar den balansansvariges obalans vid aktivering. I de olika modellerna kompenseras den balansansvarige i olika utsträckning för den uppkomna obalansen. Dessa modeller kommer att kunna implementeras när EU:s förslag angående att skilja på balansansvarig aktör och aktör som levererar balanstjänster genomförs.
- **Referensprofilmodeller.** Dessa modeller riktar sig, till skillnad från flera andra, till mindre hushållskunder och är mer schablonartade än de övriga.

I figurer och beskrivningar nedan utgår denna rapport från att aggregatorn säljer uppregleringen till systemoperatören som en balanstjänst. Aggregatorn kan, som tidigare nämnts, även sälja sin flexibilitet på andra marknader men för att underlätta för läsaren har denna avgränsning gjorts i modellerna nedan. Tabell 4 visar ikonerna som använts i modellerna. I samtliga modellbilder representerar pilarna mellan dessa ikoner ekonomiska eller fysiska flöden och pilarnas tjocklek visar på överföringens storlek.

Tabell 4. Förklaring av ikoner som används i rapportens figurer

Day ahead- och intradag-marknaden	Balansmarknad	Elhandlare	Balansansvarig aktör (BRP)	Aggregator	Elanvändare (ex. industri eller småhus)
					

3.1 Den balansansvarige påverkas inte av aggregatorns aktivering

Modellerna i denna kategori är utformade så att den balansansvarige inte påverkas av den obalans som uppstår när aggregatorn aktiverar en uppreglering alternativt så har den balansansvarige rådighet över den obalans som uppstår. Detta löses antingen genom att aggregatorn själv är balansansvarig, har ett avtal med den balansansvarige eller att det finns två balansansvariga för samma elanvändare. Två av modellerna kräver inga ändringar av dagens regelverk, medan den tredje kräver ändringar i regelverket så att två balansansvariga tillåts i samma uttagspunkt. Modellen där aggregatorn är den balansansvarige eller har avtal med den balansansvarige är vanligast inom EU och modellerna kan verka parallellt beroende på vilka marknadsplatser aggregatorerna agerar på och vilken typ av elanvändare de riktar sig mot. Dock har det påvisats att denna typ av modell medför barriärer för oberoende aggregatorer att komma in på marknaden då modellen förutsätter att aggregatorn själv är balansansvarig eller har avtal med en balansansvarig.

3.1.1 Den integrerade modellen



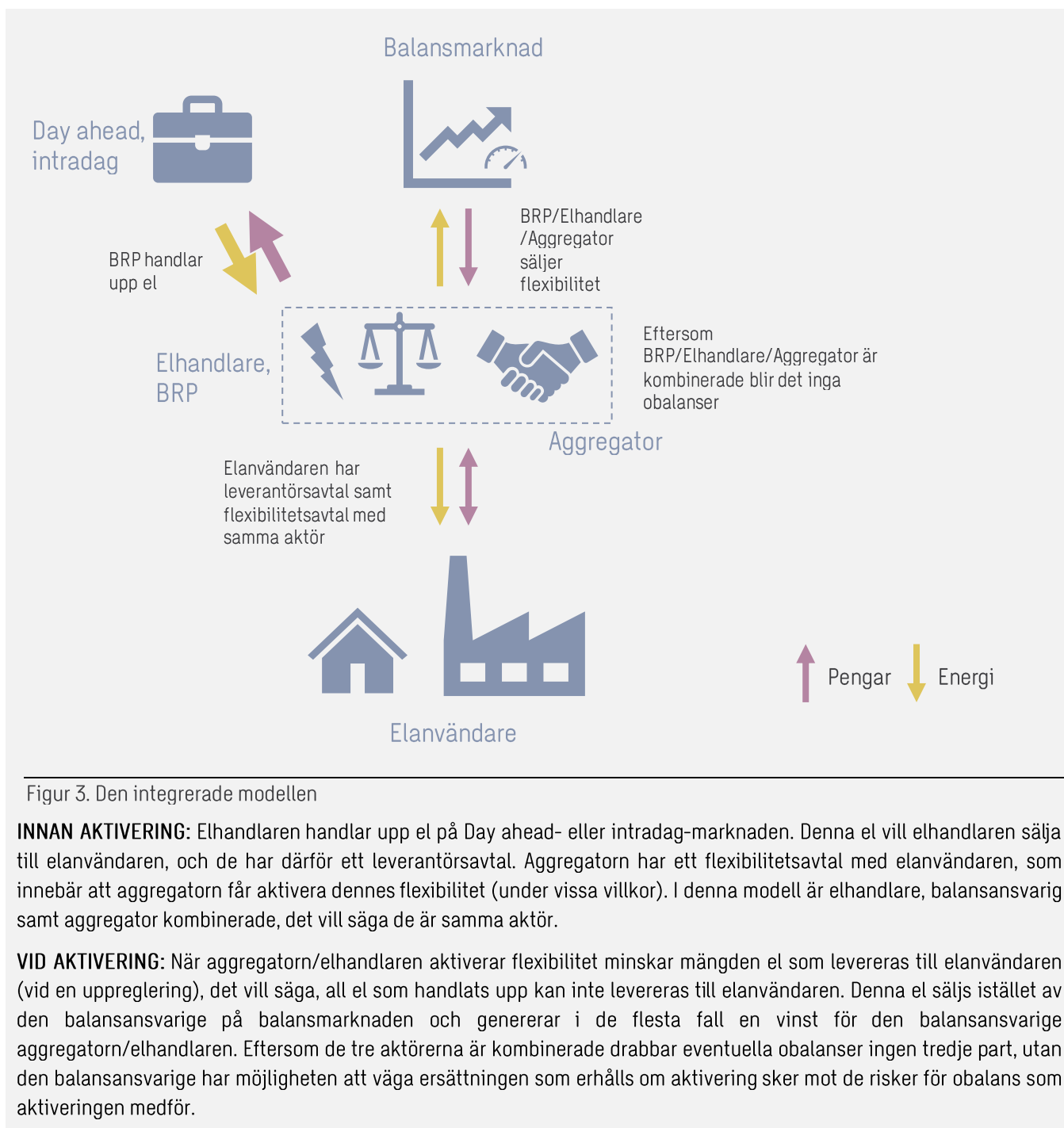
I den integrerade modellen är aggregatorn och elhandlaren kombinerade. Med andra ord betyder det att elhandlaren också är en aggregator eller att aggregatorn också är en elhandlare. Aggregatorn/elhandlaren handlar upp el som den säljer till elanvändaren precis som vanligt. Dessutom handlar aggregatorn/elhandlaren med elanvändarens flexibilitet. Detta betyder att elanvändaren förutom det vanliga leverantörsavtalet, även har ett flexibilitetsavtal med aggregatorn/elhandlaren och att aggregatorn/elhandlaren tar emot betalning för levererad el

samt ersätter elanvändaren för den flexibla volymen. Det krävs ingen ersättning mellan aggregatorn och elhandlaren eftersom de är samma aktör. Systemoperatören ersätter aggregatorn/elhandlaren när den aggregerar sina elanvändare för att tillföra flexibilitet till marknaden. Figur 3 illustrerar modellen.

En variant på denna modell är att aggregatorn istället för att vara kombinerad med elhandlaren har ett bilateralt kontrakt med denne och därmed blir aggregatorn underleverantör till elhandlaren.

Med denna modell påverkas inte dagens balansansvariga, utan precis som idag hamnar balansansvaret hos elhandlarens balansansvariga (eller hos elhandlaren om den själv väljer att vara balansansvarig) och det finns endast en balansansvarig per leveranspunkt. På detta sätt behövs ingen kompensation för obalanser. Denna modell skulle enkelt fungera på dagens balansmarknad och därmed har den nu varit ett första steg till att öka aggregeringen i Norden. Det är även denna modell som i störst utsträckning används i Norden idag.

En nackdel med modellen är att den gör det svårt för oberoende aggregatorer att komma in på marknaden, eftersom de måste ha ett avtal med en elhandlare, alternativt vara elhandlare själva. Detta kan vara en av anledningarna till att antalet aggregatorer på den svenska elmarknaden för närvarande är litet. Dessutom är det i dagsläget inte tillåtet att aggregera last och produktion i koncessionspliktiga nät, även om dessa kommer från samma balansansvarig.



3.1.2 Den dubbla leveransmodellen

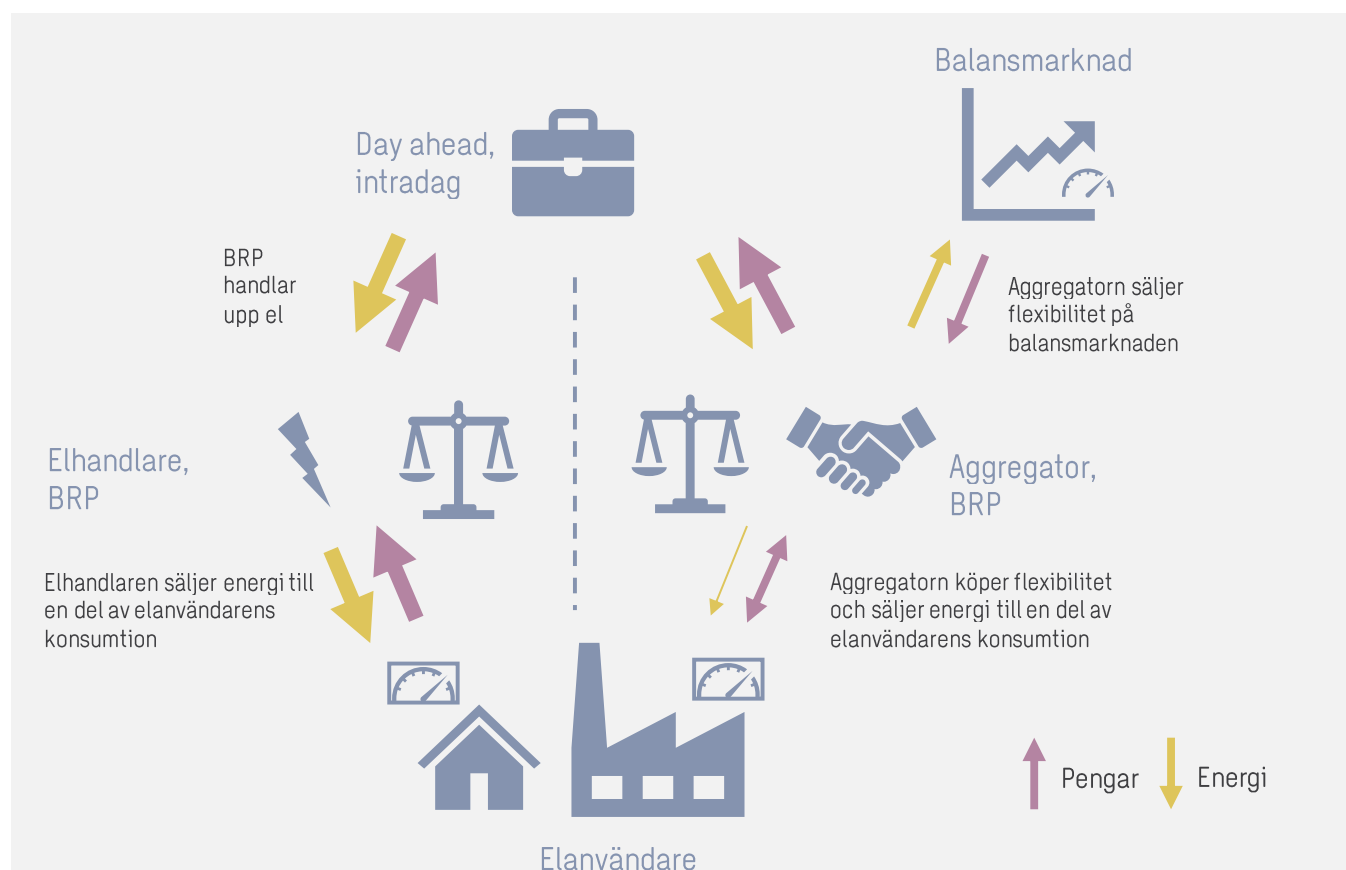


I den dubbla leveransmodellen har elhandlaren och aggregatorn var sin balansansvarig, och de ansvarar för var sin leveranspunkt hos elanvändaren. Elanvändaren har ett vanligt elavtal med elhandlaren i den ena leveranspunkten och elhandlaren levererar el som vanligt för att täcka en del av elanvändarens behov. I den andra leveranspunkten har elanvändaren ett flexibilitetsavtal med aggregatorn. Resurserna i denna leveranspunkt är helt fränkopplade från den andra leveranspunkten och aggregatorn måste således i denna modell även leverera el till dessa resurser. Ett exempel på detta kan vara att aggregatorn styr en fastighets uppvärmning genom värmepumpar. Aggregatorn måste då både leverera elen som värmepumparna använder samtidigt som de handlar med flexibiliteten.

Elhandlaren levererar ingen el till värmepumparna, utan ansvarar istället för fastighetens övriga förbrukning. Modellen visas i Figur 4.

Detta innebär att aggregatorn kan utnyttja elanvändarens flexibilitet utan att ha ett avtal med den andra leverantören. Även denna modell skulle relativt enkelt kunna fungera på dagens elmarknad. Aggregatorn behöver dock sätta in en extra mätare hos sina elanvändare för att mäta förbrukning i sina resurser, vilket utgör en extra kostnad för aggregatorn.

I denna modell tillåts aggregatorn vara både leverantör och handla med flexibiliteten, vilket är positivt för vissa aggregatorer men negativt för de aggregatorer som endast vill handla med flexibilitet. Aggregatorer som endast hanterar flexibilitet måste i denna modell ändå ha ett kontrakt med en elhandlare, vilket motverkar syftet med modellen något. Dessutom leder denna modell till en högre komplexitet för elanvändaren, eftersom denne får två elräkningar istället för en.



Figur 4. Den dubbla leveransmodellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren och aggregatorn är i denna modell ansvariga för olika resurser hos elanvändaren. Elhandlaren handlar upp el till en del av elanvändarens konsumtion och aggregatorn handlar upp el för en annan del av elanvändarens konsumtion. De olika resurserna har olika mätare, och elhandlaren kan inte leverera el till de resurser som aggregatorn är ansvarig för och vice versa.

VID AKTIVERING: När aggregatorn aktiverar flexibilitet så påverkas inte de resurser hos elanvändaren som elhandlaren levererar el till. Elhandlaren kan alltså fortsätta med sin verksamhet helt ostört. Aggregatorn kan sedan sälja flexibiliteten på balansmarknaden och erhålla ersättning för den. Aggregators balansansvariga är ansvarig för att den resurs hos elanvändaren som aggregatorn levererar el till är i balans.

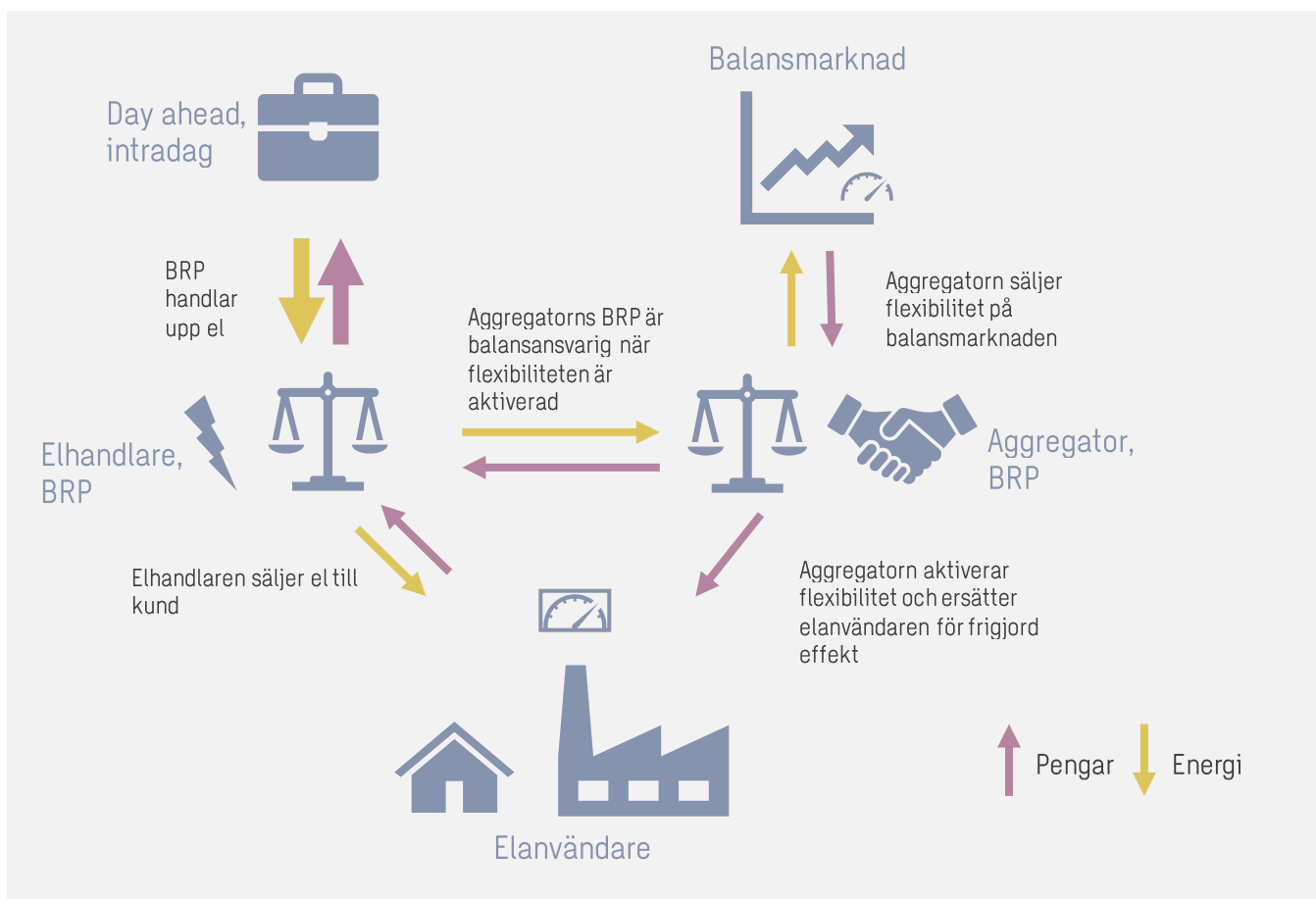
3.1.3 Kontraktsmodellen



I kontraktsmodellen finns två balansansvariga per leveranspunkt, aggregatorn tecknar avtal med en balansansvarig och elhandlaren med en annan. Elhandlarens balansansvarig blir kompenserad för obalansen, som uppkommer när aggregatorn aktiverar flexibilitet, genom aggregatorns balansansvarig. Aggregatorn har samtidigt ett bilateralt avtal med en elhandlare för energiöverföringen. Modellen beskrivs i Figur 5 nedan.

Elhandlarens balansansvarig har fullt balansansvar för den aktuella leveranspunkten. Under perioder då flexibilitet är aktiverad neutraliserar elhandlarens balansansvarig den påverkan aktiveringen har på balansen i nätet. Indirekt har aggregatorns balansansvarige ansvar vid aktivering eftersom den måste balansera mängden såld energi med mängden aggregerad energi.

I dagsläget är det enligt balansansvarsavtalet inte tillåtet att ha två balansansvariga i samma leveranspunkt, vilket innebär att reglerna för balansansvar behöver skrivas om för att denna modell ska kunna implementeras på den svenska elmarknaden. Modellen kan även vara komplicerad för aggregatorn då den behöver ha flera olika avtal. Samtidigt finns det risk att kontraktsmodellen medför fusk eftersom det inte går att avgöra exakt hur energi flödar om det inte finns dubbla mätare hos elanvändaren, vilket i sig är kostsamt.



Figur 5. Kontraktsmodellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren handlar upp el på Day ahead- eller intradag-marknaden. Denna el vill elhandlaren sälja till elanvändaren, och de har därför ett leverantörsavtal. Aggregatorn har en egen balansansvarig som är ansvarig för att leveranspunkten är i balans när flexibiliteten är aktiverad. Aggregatorn har dessutom ett flexibilitetsavtal med elanvändaren, som innebär att aggregatorn får aktivera elanvändarens flexibilitet (under vissa villkor).

VID AKTIVERING: När aggregatorn aktiverar flexibilitet så minskar mängden energi (vid uppreglering) som elhandlaren levererar till elanvändaren. Elhandlarens balansansvarige blir därför i obalans, men eftersom aggregatorns balansansvarige är ansvarig för leveranspunkten vid aktivering av flexibilitet påverkas elhandlarens balansansvarige inte ekonomiskt. Istället överför elhandlarens balansansvarige överskottet till aggregatorns balansansvarige som kompenserar elhandlarens balansansvarige för elen. Aggregatorns balansansvarige säljer överskottet på balansmarknaden.

3.2 Aggregatorn levererar balanstjänster, har inget balansansvar för elanvändaren

Nedan kategoriserar modeller där aggregatorn levererar balanstjänster utan att ha balansansvar i någon leveranspunkt. Aggregatorns uppgift är därmed enbart att verifiera att de flexibilitetstjänster som erbjudits på marknaden faktiskt har levererats. Dessa modeller är i linje med de EU-riktlinjer som nämns i avsnitt 2.5 Aggregatorer i europeisk lagstiftning, där det finns en balansansvarig aktör (BRP) och en aktör som tillhandahåller balanstjänster (BSP). Aggregatorn kan antingen själv vara BSP eller ha ett avtal med en sådan. Dessutom kan aggregatorn behöva ett avtal med en balansansvarig för att få tillgång till marknaderna beroende på hur lagstiftningen utformas, men inte nödvändigtvis den som är balansansvarig i den aktiverade uttagpunkten.

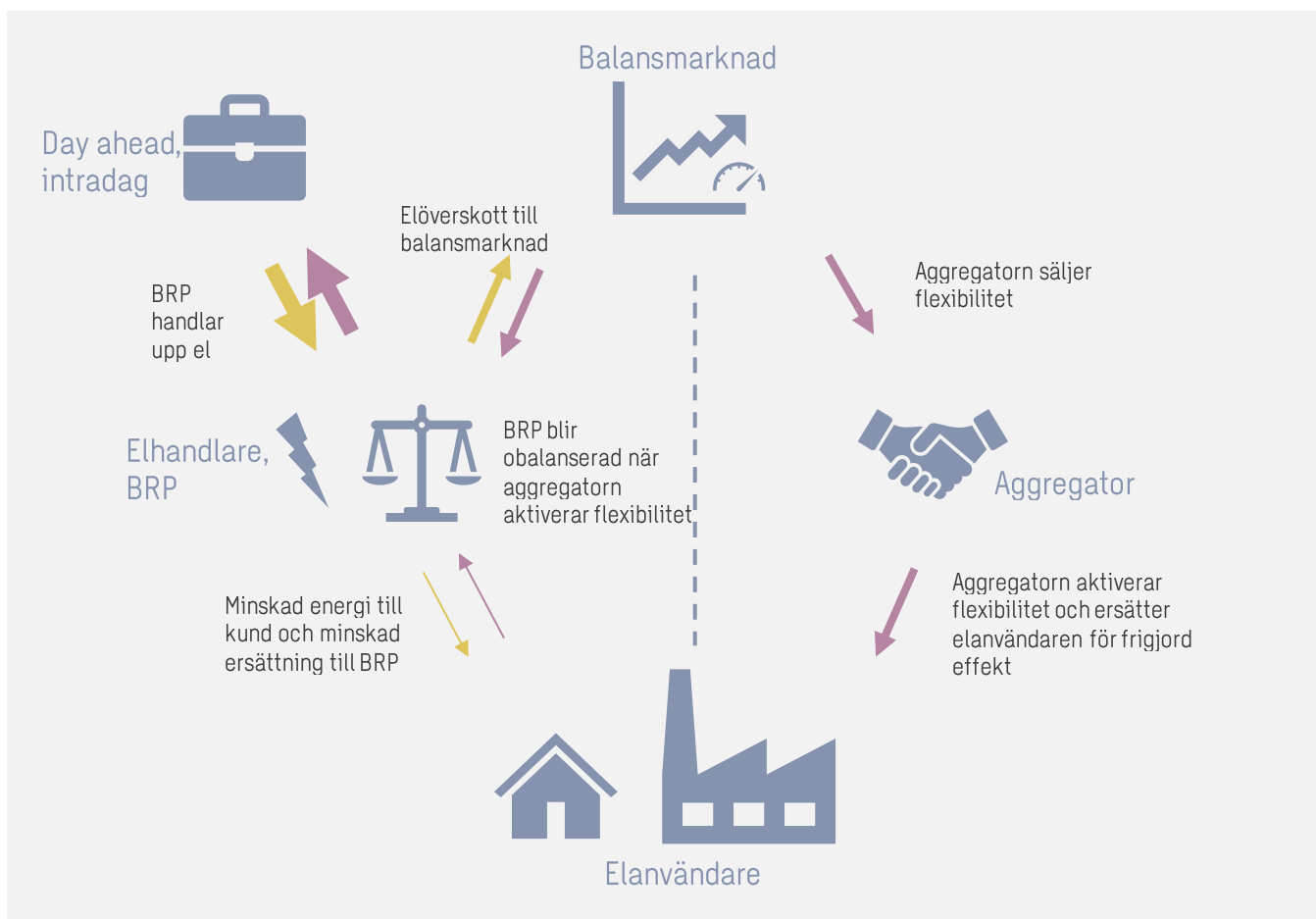
3.2.1 Den okorrigerade modellen



I den okorrigerade modellen tillåts en tredjepartsaggregator tillhandahålla balanstjänsten – aggregatorn är BSP – genom att aktivera och aggregera större volymer energi från elanvändare genom bilaterala avtal. I denna modell sker ingen korrigering av obalanser då aggregatorn aktiverar flexibilitetsresurser. Elhandlarens balansansvarig är balansansvarig, men aktivering av flexibilitet riskerar att orsaka obalans hos den balansansvarige eftersom den inte råder över balansen vid själva aktiveringen. Då flexibiliteten aktiveras uppstår ett

överskott hos den balansansvarige. Om den balansansvarige är underbalanserad (har ett underskott på energi jämfört med vad den förutspått) på annat håll kommer överskottet täcka dessa underskott och minska den balansansvariges kostnader. Om den balansansvarige istället blir överbalanserad (har för mycket energi jämfört med vad den förutspått) kommer överskottet överföras till systemoperatören. Detta sker genom att systemoperatören köper överskottet av balansansvarig till uppgjöringspris, vilket ofta gynnar den balansansvarige. Aggregatorn köper även i denna modell flexibilitet genom bilaterala avtal med elanvändare. Systemoperatören ersätter aggregatorn för de levererade balanstjänsterna, men ingen energikorrigerig sker. Figur 6 förklarar modellen närmare.

Den okorrigerade modellen gör det enkelt för aggregatorer att komma in på marknaden och tillåter aggregering från flera balansansvariga. Detta kan öka antalet bud på marknaden och effektivisera användandet av tillgängliga resurser i elsystemet. Modellen kan vara olönsam för den balansansvarige i och med att den inte får någon ersättning för ej levererade volymer. Den kan även vara neutral eller lönsam även för den balansansvarige, eftersom den kan få ersättning motsvarande åtminstone inköpspriset om obalansen är åt rätt håll, till exempel i de fall då den handlat upp för mycket el och det är ett underskott i elnätet. Dock så kan detta leda till att systemoperatören både ersätter aggregatorn och den balansansvarige för samma mängd energi, vilket betyder att balanseringen blir dyrare för systemoperatören.



Figur 6. Den okorrigerade modellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren handlar upp el på Day ahead- eller intradag-marknaden. Denna el vill elhandlaren sälja till elanvändaren, och de har därför ett leverantörsavtal. Aggregatorn har ett flexibilitetsavtal med elanvändaren, som innebär att aggregatorn får aktivera elanvändarens flexibilitet (under vissa villkor).

VID AKTIVERING: När aggregatorn aktiverar flexibilitet så minskar mängden energi (vid uppreglering) som elhandlaren levererar till elanvändaren. Elhandlaren balansansvarige riskerar därför att bli satt i obalans och när det sker överförs överskottet till balansmarknaden. Aggregatorn säljer flexibiliteten och erhåller ersättning för den.

3.2.2 Kompensationsmodellen

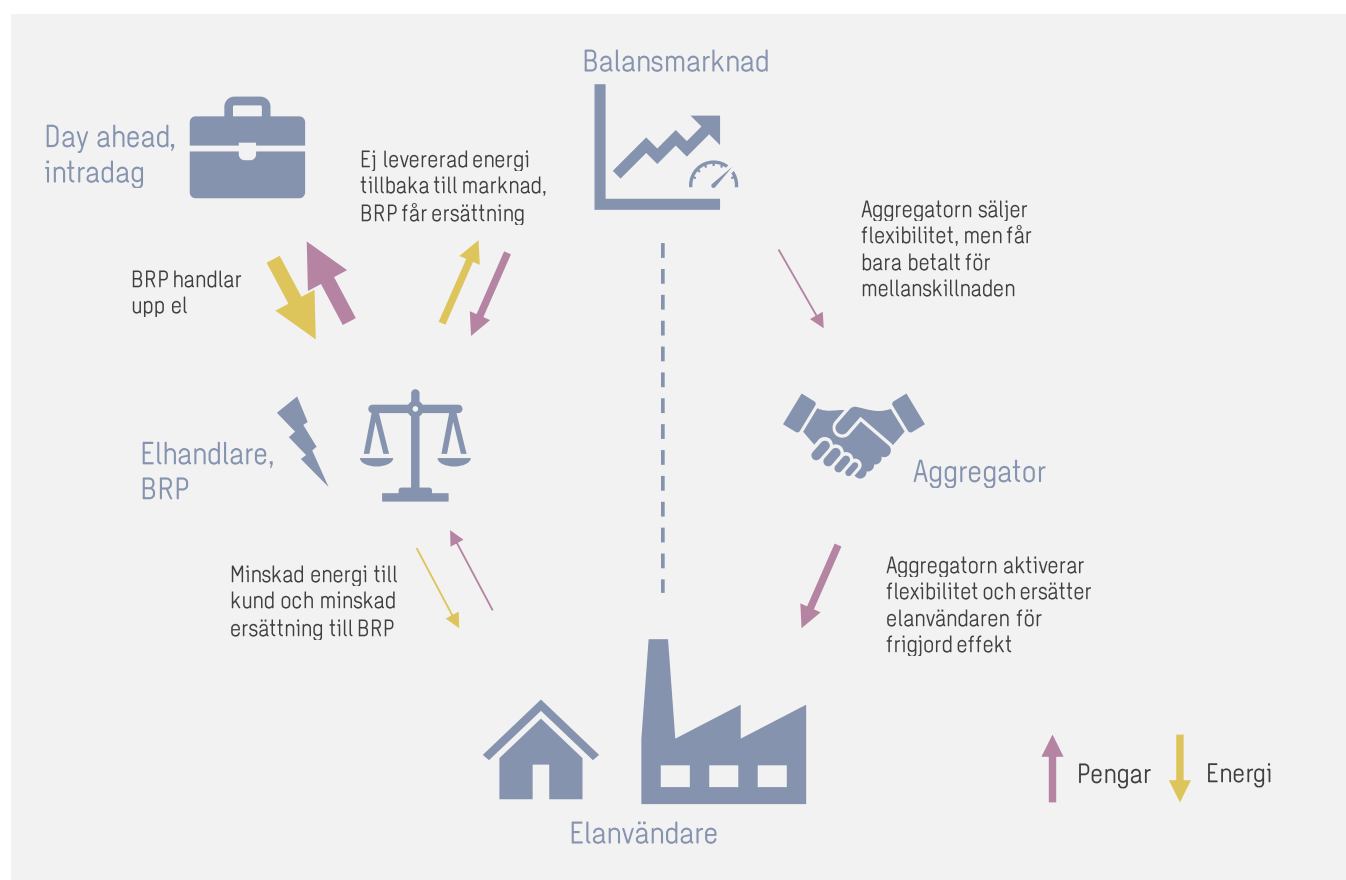


I kompensationsmodellen är aggregatorn en tillhandahållare av balanstjänster, precis som i den okorrigerade modellen. Aggregatorn är alltså inte heller här balansansvarig. Vid en uppreglering innebär detta att aggregatorn tillfälligt kopplar bort eller minskar elanvändarens efterfrågan på el. Därmed får elhandlaren inte leverera den mängd som avsatts för aktuell elanvändare. Vid aktivering av flexibiliteten ersätter systemoperatören aggregatorn för de tillhandahållna balanstjänsterna.

I denna modell ersätts – i motsats till den okorrigerade modellen – balansansvarig aktör för energin som aldrig levererats till elanvändaren på grund av den neddragna flexibiliteten. Den ersättning systemoperatören betalar för balanstjänsterna fördelas alltså mellan aggregatorn och balansansvarig aktör. Detta gör att aggregatorns ersättning i denna modell blir mindre än i den okorrigerade modellen. Den här modellen fungerar endast på balansmarknaden eftersom systemoperatören ansvarar både för att den balansansvarige blir ersatt med kostnaden den hade för att köpa in elen den inte kunde sälja till elanvändaren, samt för att aggregatorn blir ersatt med mellanskillnaden mellan balanspriset och ersättningen till den balansansvarige. Modellen förklaras närmare i Figur 7.

Kompensationsmodellen kan anses vara mer rättvis än den okorrigerade modellen för den balansansvarige och aktör som tillhandahåller balans tjänster då de båda får ersättning för sina tjänster. Denna modell fungerar i teorin för alla balansmarknader, även om reglerkraftmarknaden mFRR kanske är den lämpligaste. Denna modell skulle vara relativt enkel att implementera och det finns få marknadshinder för aggregatorn. En nackdel med modellen är dock att införandet skulle kräva förändringar i dagens IT-system. I dagsläget krävs realtidsmätning på energi för balans tjänster vilket tyvärr begränsar denna modell till att inkludera endast större elanvändare. Om modellen ska användas för hushållskunder måste någon form av referensprofil användas (referensprofil förklaras närmare i avsnitt 3.3 Referensprofilmodeller), vilket gör att kompensationen snarare blir schablonartad än helt rättvis.

Det är också värt att nämna att kompensationen troligen endast kommer utgå under den period som aggregatorn aktiverar energi, det vill säga under den period som aggregatorn får betalt. Detta betyder att eventuella obalanser som uppkommer på grund av återkommande last (se kapitel 2.4 Obalans och aggregatorer), inte kommer att bli kompenserade och den balansansvarige kan alltså på grund av detta påverkas negativt av aggregatorn trots försök till kompensation.

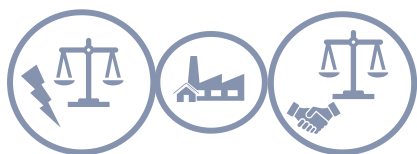


Figur 7. Kompensationsmodellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren handlar upp el på Day ahead- eller intradag-marknaden. Denna el vill elhandlaren sälja till elanvändaren, och de har därför ett leverantörsavtal. Aggregatorn har ett flexibilitetsavtal med elanvändaren, som innebär att aggregatorn får aktivera elanvändarens flexibilitet (under vissa villkor).

VID AKTIVERING: När aggregatorn aktiverar flexibilitet så minskar mängden energi (vid uppreglering) som elhandlaren levererar till elanvändaren. Detta kan ge upphov till en obalans hos elhandlaren balansansvarige och överskottet överförs till balansmarknaden. För att kompensera den balansansvarige för obalansen så ersätter systemoperatören denne med lika mycket som överskottet kostade att köpa in på Day ahead eller intradag. Därför blir elhandlaren i denna modell ekonomiskt neutral och påverkas inte av aggregatorn. Aggregatorn får ersättning för flexibiliteten som den säljer till systemoperatören, dock får den bara mellanskillnaden mellan försäljningspriset på balansmarknaden och kostnaden elhandlaren hade för att köpa in elen på Day ahead eller intradag.

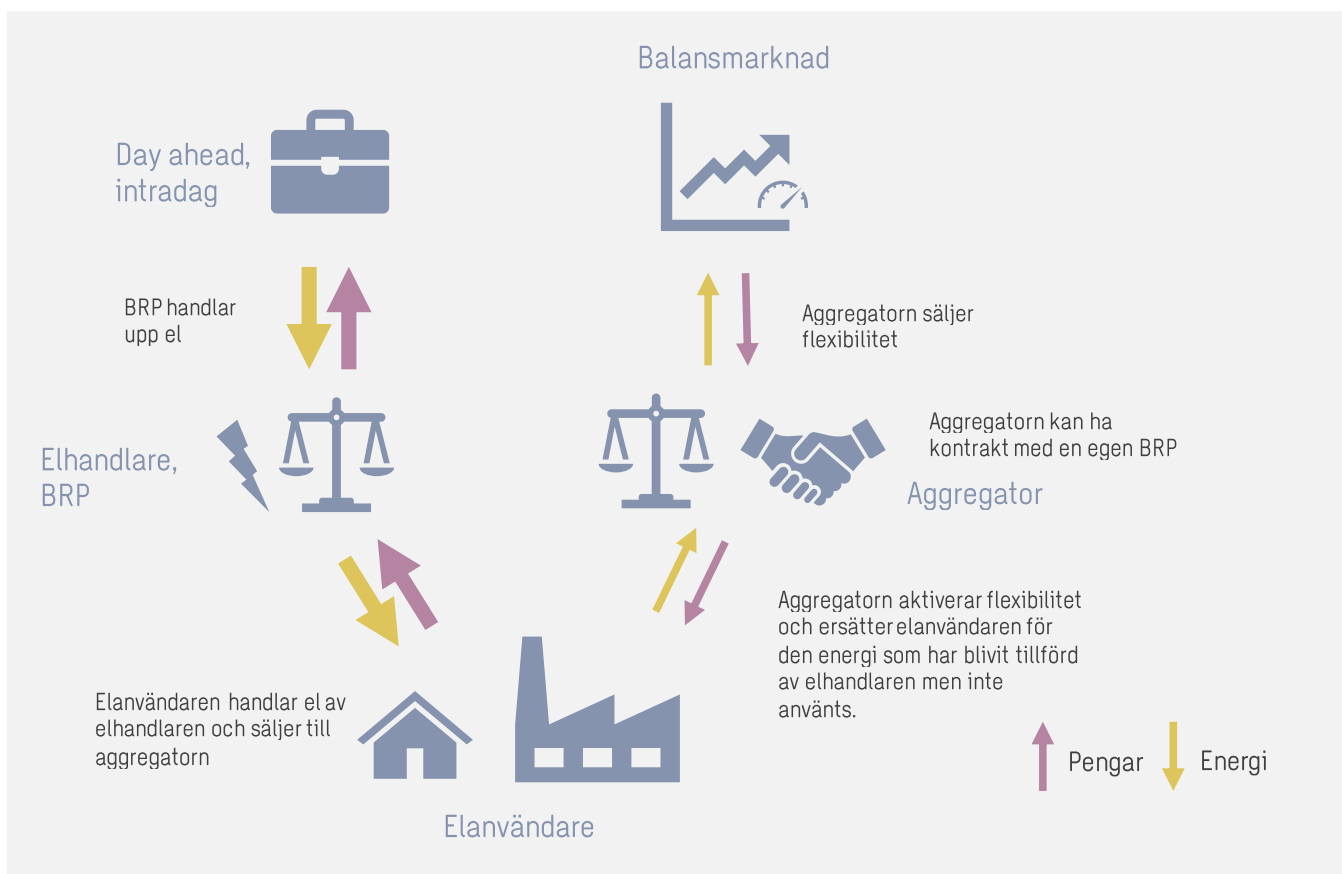
3.2.3 Den kundintegrerade modellen



I den kundintegrerade modellen är elanvändaren själv betalningsansvarig för sin del av den balanstjänst som aggregatorn levererar. Aggregatorn behöver inte ha något avtal med elhandlaren. Däremot tecknar aggregatorn ett avtal med elanvändaren och styr dess flexibilitet på samma sätt som i övriga modeller. Modellen förklaras vidare i Figur 8.

Ersättning för el som inte förbrukats av elanvändaren men som vidare sålts på till exempel balansmarknaden ersätts av elanvändaren till elhandlaren till priset i elhandelskontraktet. Det sker genom att elanvändarens konsumtionsprofil ändras så att den även inkluderar den mängd flexibilitet som aggregatorn aktiverat hos användaren. Det innebär i praktiken att elanvändaren betalar för all energi som elhandlaren beräknat leverera, även då aggregatorn aktiverar flexibilitet och elanvändarens faktiska användning stryps eller dras ner. Samtidigt som aggregatorn ersätter elanvändaren för den aktiverade flexibiliteten. Denna modell kräver att elanvändaren har en förståelse för marknadens funktion. Annars riskerar det att uppstå diskussioner då användare faktureras för energi som inte registrerats av elmätaren utan att inse att aggregatorn kommer att ersätta dem för samma mängd. Det finns dessutom ett antal konsumentskyddsregler som skulle innebära svårigheter vid tillämpning av denna modell för hushållskunder, exempelvis att elhandlaren enligt eldirektivet endast får fakturera elanvändaren för faktisk förbrukning.

Även i denna modell riskerar problemet med återkommande last att uppkomma. Om elanvändaren väljer att ta igen sin förlorade förbrukning efter aggregatorns neddragning kan elanvändarens balansansvarige hamna i obalans, vilket den då inte kompenseras för. Dock är risken förmodligen lägre i denna modell då den främst passar för större elanvändare med industriprocesser som antingen är på eller av och därför inte har en återkommande last i samma bemärkelse.



Figur 8. Den kundintegrerade modellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren handlar upp el på Day ahead- eller intradag-marknaden. Denna el vill elhandlaren sälja till elanvändaren, och de har därför ett leverantörsavtal. Aggregatören kan ha en egen balansansvarig som är ansvarig för att leveranspunkten är i balans när flexibiliteten är aktiverad, alternativt levererar aggregatören endast en balanstjänst. Aggregatören har dessutom ett flexibilitetsavtal med elanvändaren, som innebär att aggregatören får aktivera elanvändarens flexibilitet (under vissa villkor).

VID AKTIVERING: I denna modell så köper elanvändaren el av elhandlaren, även när flexibiliteten är aktiverad. På detta sätt påverkas inte elhandlaren eller dennes balansansvarige, utan den får sälja all el som den handlat upp till elanvändaren. Vid aktivering så säljer sedan elanvändaren överskottet vidare till aggregatören. Aggregatörens balansansvarige säljer överskottet på balansmarknaden.

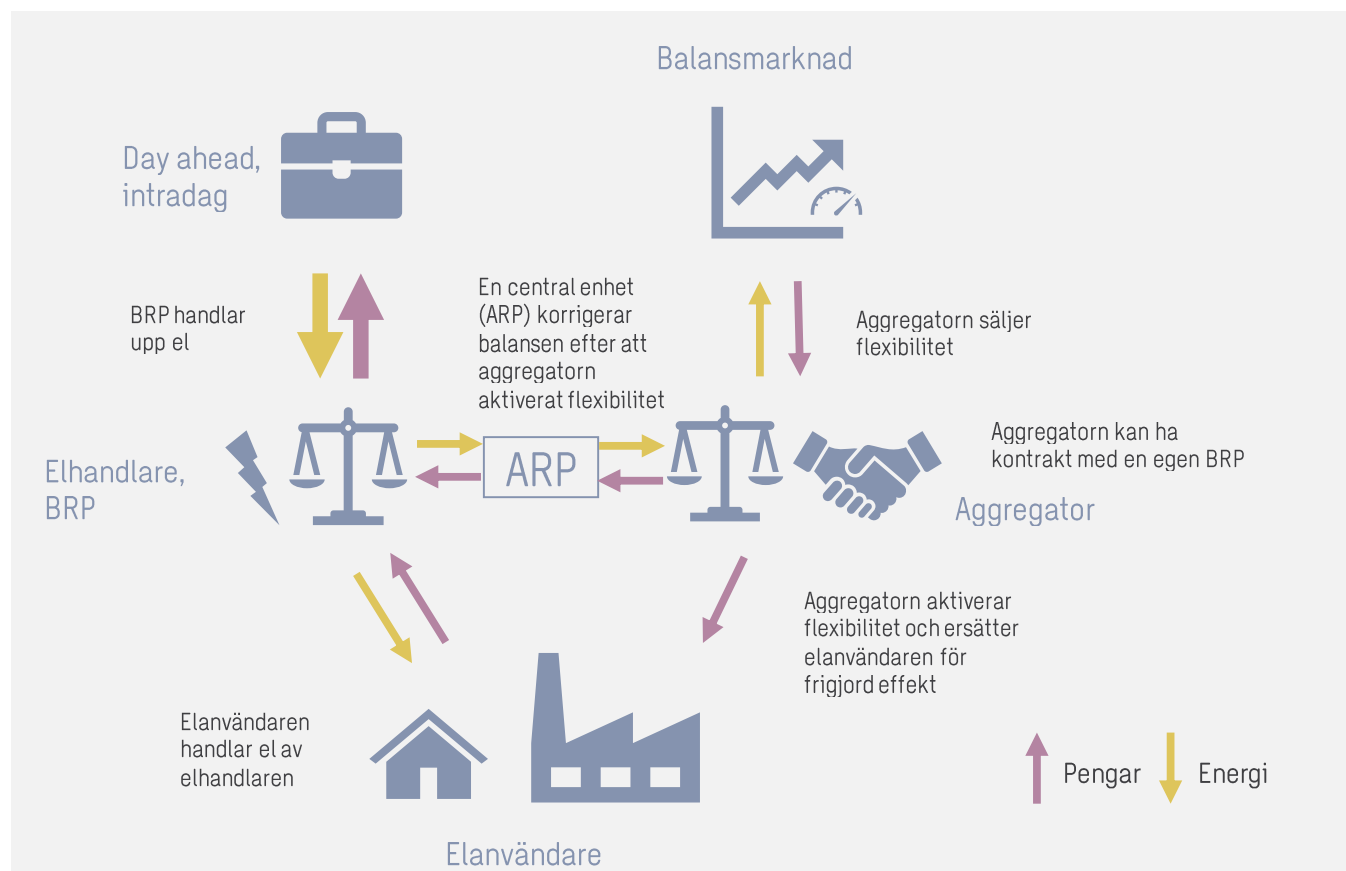
3.2.4 Den centrala avräkningsmodellen



I den centrala avräkningsmodellen finns en central enhet – ett så kallat Allocation Responsible Party (ARP) – som övervakar och korrigerar balansen i nätet vid aktivering av flexibilitet och även hanterar ersättning. Aggregatören kan antingen enbart tillhandahålla en balanstjänst eller ha ett avtal med en egen balansansvarig för att komma in på marknaden. Modellen förklaras i Figur 9.

Den centrala avräkningsmodellen skulle enkelt fungera hos flera kundtyper, men det finns fortfarande svårigheter med att utnyttja flexibilitet hos hushåll då enskilda användare inte alltid är insatta i hur elmarknaden fungerar och därmed kan ha svårt att förstå hur de blir ersatta för den flexibilitet de bidrar med. Modellen kan vara krånglig för den aktör som blir ARP eftersom det blir en ökad kostnad för avräkningen. Om ARP ska kunna omfördela obalanser mellan de båda aktörerna behöver tydliga regler utformas och energin behöver prissättas på ett sätt som innebär att den aktör som orsakar obalansen betalar för det. En fördel är dock att flexibilitet som blir tillgänglig genom denna modell kan delta på alla marknadsplatser.

Återkommande last kan vara ett problem även i denna modell. ARP korrigerar balansen efter det att aggregatorn har aktiverat flexibilitet, men kommer förmodligen inte kunna ta hänsyn till eventuell återtagning av förlorad förbrukning.



Figur 9. Den centrala avräkningsmodellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren handlar upp el på Day ahead- eller intradag-marknaden. Denna el vill elhandlaren sälja till elanvändaren, och de har därför ett leverantörsavtal. Aggregatorm kan ha en egen balansansvarig som är ansvarig för att leveranspunkten är i balans när flexibiliteten är aktiverad. Aggregatorm har dessutom ett flexibilitetsavtal med elanvändaren, som innebär att aggregatorm får aktivera elanvändarens flexibilitet (under vissa villkor).

VID AKTIVERING: När aggregatorm aktiverar flexibilitet så minskar mängden energi (vid uppreglering) som elhandlaren levererar till elanvändaren. Elhandlarens balansansvarige blir därför i obalans, men en central enhet (Allocation Responsible Party - ARP) övervakar och korrigerar balansen när aggregatorm aktiverat flexibilitet. Den centrala enheten ser till att energiöverskottet överförs mellan elhandlarens balansansvarige och aggregatorm samt att ersättningen mellan aktörerna genomförs. Aggregatorm säljer flexibiliteten på balansmarknaden.

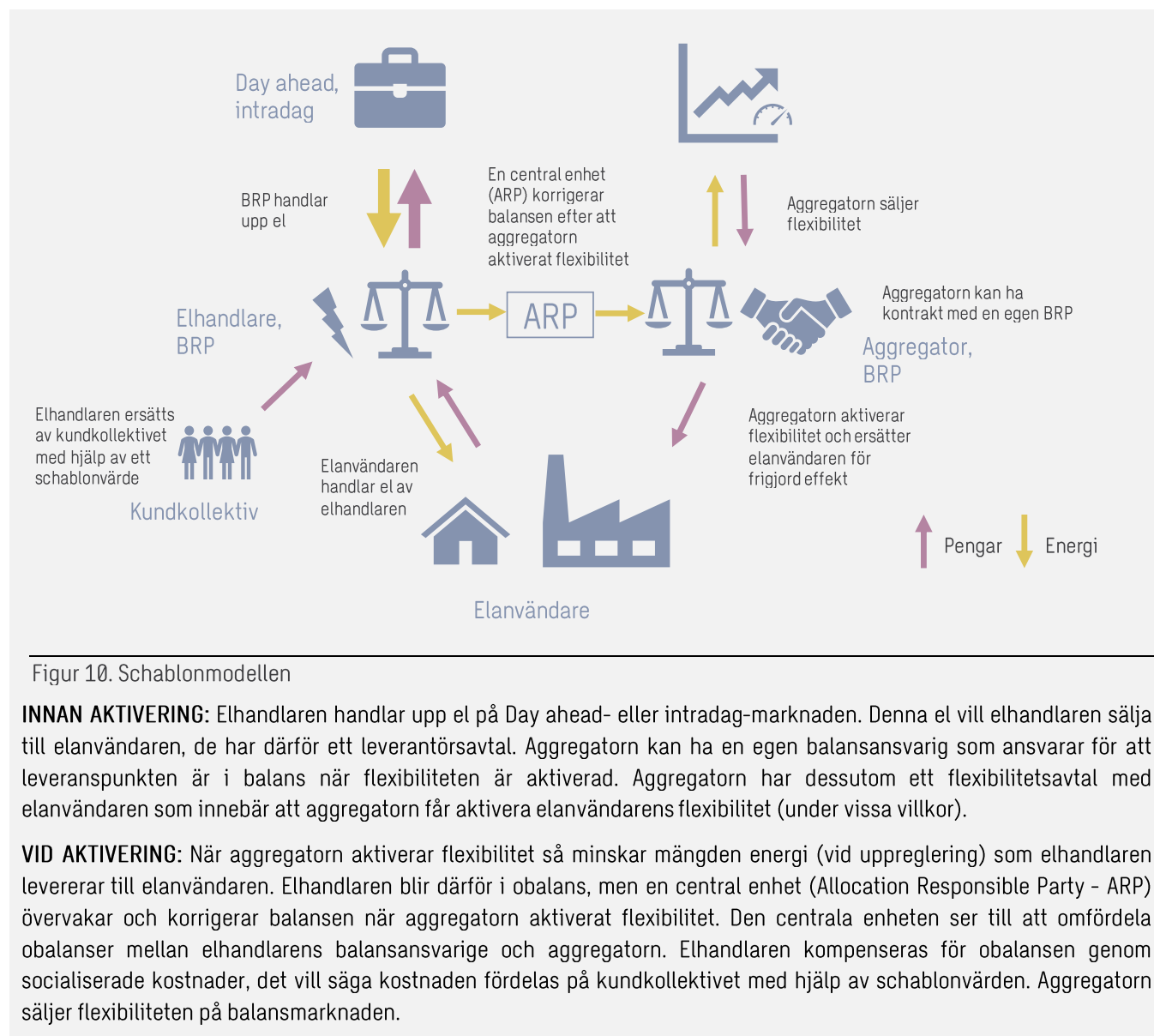
3.2.5 Schablonmodellen



Schablonmodellen baseras på den centrala avräkningsmodellen, involverade aktörer och relationerna mellan dem är desamma i båda modellerna. Skillnaden utgörs av att det i denna modell inte är aggregatorm som kompenserar elhandlarens balansansvarige för aktiverad flexibilitet. Istället sker ersättningen via en schablon som fördelas på kundkollektivet. Denna schablon måste alltså räknas ut. Detta innebär att ersättningen inte alltid är helt kostnadsriktig och risken finns att detta utnyttjas för ekonomisk vinning. Dessutom kan elhandlaren förlora på denna modell, eftersom schablonvärdet riskerar att bli lägre än den faktiska

kostnaden som uppstår hos elhandlaren. Eftersom aggregatorn slipper ta kostnaden för obalansen som uppstår så innebär denna modell att aggregatorn får en viss subvention; de obalanskostnader som aggregatorn ger upphov till fördelas på kundkollektivet istället för på aggregatorn själv. Schablonmodellen beskrivs i Figur 10.

När schablonersättningen tas fram skulle det i teorin gå att ta hänsyn till problematiken med återkommande last. Då blir dock komplexiteten högre, vilket gör det svårare att utforma själva schablonen.



Figur 10. Schablonmodellen

INNAN AKTIVERING: Elhandlaren handlar upp el på Day ahead- eller intradag-marknaden. Denna el vill elhandlaren sälja till elanvändaren, de har därför ett leverantörsavtal. Aggregatorn kan ha en egen balansansvarig som ansvarar för att leveranspunkten är i balans när flexibiliteten är aktiverad. Aggregatorn har dessutom ett flexibilitetsavtal med elanvändaren som innebär att aggregatorn får aktivera elanvändarens flexibilitet (under vissa villkor).

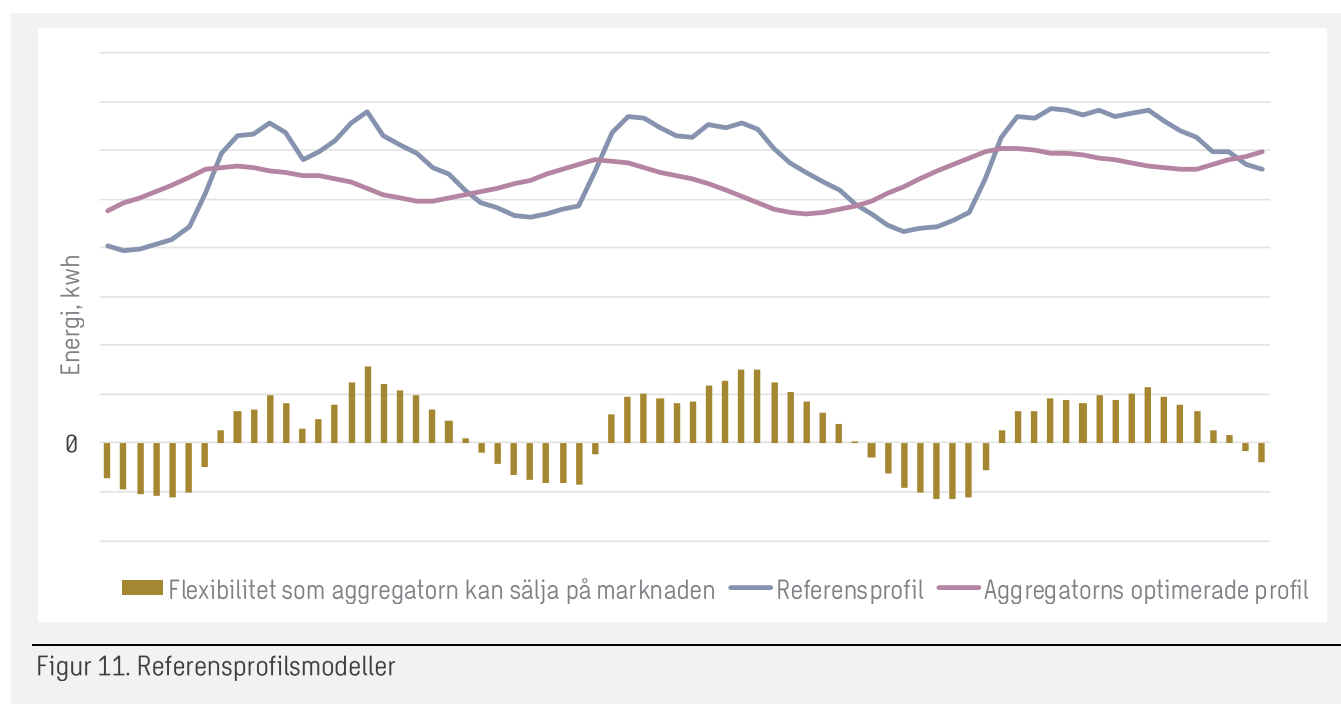
VID AKTIVERING: När aggregatorn aktiverar flexibilitet så minskar mängden energi (vid uppreglering) som elhandlaren levererar till elanvändaren. Elhandlaren blir därför i obalans, men en central enhet (Allocation Responsible Party - ARP) övervakar och korregerar balansen när aggregatorn aktiverat flexibilitet. Den centrala enheten ser till att omfördela obalanser mellan elhandlarens balansansvarige och aggregatorn. Elhandlaren kompenseras för obalansen genom socialiserade kostnader, det vill säga kostnaden fördelas på kundkollektivet med hjälp av schablonvärden. Aggregatorn säljer flexibiliteten på balansmarknaden.

3.3 Referensprofilmodeller

Flera av modellerna ovan kan vara svåra att införa för mindre hushållskunder eftersom de kräver tillgång till mätdata på timbasis för att kunna veta när aggregatorn har aktiverat flexibilitet. Även om hushållskunder idag har rätt till mätare med denna tidsupplösning kan det vara svårt att få tillgång till enskilda elanvändares mätdata, vilket gör det svårt att avgöra när flexibilitet aktiveras. I dessa fall skulle man istället kunna använda sig av referensprofilmodeller. Det innebär, precis som namnet antyder, att en referensprofil för olika kundkategoriers förbrukning tas fram. Denna referensprofil motsvarar elanvändarens "normala" förbrukning, det vill säga den förbrukningsprofil som elanvändaren förväntas ha utan inblandning av en aggregator. Elhandlaren är sedan ansvarig för att leverera el till elanvändaren på vanligt sätt, medan aggregatorns uppgift blir att optimera elanvändarens profil. Aggregatorn vet då i förväg hur mycket flexibilitet som finns att tillgå (jämfört med referensprofilen) och kan bjuda ut denna flexibilitet på Day ahead eller intradagsmarknaden. Detta illustreras i Figur 11.

Vid användning av denna typ av modeller har aggregatorn och elhandlaren vanligen var sin balansansvarig. Vid aktivering är aggregatorns balansansvarige ansvarig för att den utlovade flexibiliteten levereras på aggregerad nivå och risken för obalansen ligger därmed på denne aktör under aktiveringen.

Nackdelen med denna typ av modeller är att referensprofilerna måste tas fram av en oberoende aktör. Det gör att den blir mer byråkratisk, samt bidrar till ökad arbetsbelastning hos aktören som tar fram referensprofilerna (förslagsvis regulatorn eller systemoperatören). Dessutom kan det vara svårt att förutse referensprofilen, vilket kan leda till att denna typ av modeller utnyttjas.



3.4 Aggregatorer i olika länder

Att beskriva vilken modell för aggregering som används i olika länder är inte en helt entydig uppgift. Dels tillämpas ofta olika modeller på olika marknader (Day ahead-marknaden, balansmarknaden och så vidare), dels är har dessa marknader olika stor betydelse i olika länder. Vidare är konsekvenserna för marknadens aktörer ganska olika beroende på hur den nationella marknaden är organiserad.

Inom EU är bilden dock ganska enhetlig när det gäller grossistmarknaderna för el (Day ahead och intradag). Här dominerar helt den **integrerade modellen** det vill säga aggregatorn måste vara elanvändarens elhandlare/balansansvarige eller ha ett avtal med denna. För större elanvändare förekommer givetvis också **den dubbla leveransmodellen** som från aggregatorns synvinkel är likvärdig med den integrerade modellen, det vill säga aggregator måste ansvara för elleveransen till den uttagpunkt (mätare) där styrningen av den aggregerade lasten ska ske. De enda länder som avviker från denna bild är Belgien, Frankrike och Irland.

Frankrike tillämpar **kompensationsmodellen** där man även inkluderar elanvändare utan realtidsmätning genom tillämpning av referensprofilsberäkningar, vilket gör att metoden snarare kan ses som en **schablonmodell** eftersom ersättningen inte utgår från faktisk kostnad utan ifrån en schablonmetod godkänd av tillsynsmyndigheten. Därutöver sker en korrigering av obalanser av systemoperatören.

Sedan juli 2017 tillämpas ett liknande regelverk för grossistmarknaden i Belgien. I Belgien är dock likviditeten på grossistmarknaden låg så fokus från aggregatorernas sida ligger snarare på balansmarknaden.

Irland har däremot valt en annan väg eftersom man tillämpar central dispatch⁶ vilket gör att elhandlarna inte drabbas av några obalanskostnader. Eftersom kostnaderna för obalanser härigenom redan hanteras som en kollektiv kostnad har man valt att använda den **okorrigerade modellen** inom samtliga marknadssegment. Det bör dock påpekas att effektersättningen är den helt överskuggande intäktskällan för aggregatorer på den irländska marknaden.

UK lyfts ofta fram som ett land som valt att tillåta oberoende aggregatorer. Detta gäller dock inte grossistmarknaden. Här krävs att aggregatorn har ett avtal med elanvändarens elhandlare/balansansvarige, det vill säga man tillämpar **den integrerade modellen**. På balansmarknaden och kapacitetsmarknaden tillämpar man dock den **okorrigerade modellen**. Detta är inte kontroversiellt för kapacitetsmarknaden där de största intäkterna finns men är delvis kontroversiellt när det gäller balansmarknaden.

Finland har utvecklat nya modeller för hantering av oberoende aggregatorer genom ett antal pilotprojekt, men använder sig i övrigt av samma modell som resten av Norden, det vill säga den **integrerade modellen**. Den **okorrigerade modellen** används bara för FCR-D eftersom den aktiverade energin är liten. För mFFR genomför man ett pilotprojekt där man i vanlig ordning korregerar obalanser med hänsyn till aktiverade reserver det vill säga något som kan liknas med **kontraktsmodellen** fast utan krav på avtal med elanvändarens elhandlare/balansansvariga.

Även i Österrike sker ett utvecklingsarbete där man framförallt fokuserat på att ta fram standardkontrakt mellan aggregatorer och elhandlare/balansansvarig för att underlätta för aggregatorer att komma in på marknaden, det vill säga en modell baserad på gemensamma överenskommelser mellan branscher och tillsynsmyndighet.

3.4.1 Erfarenheter utanför EU

När förutsättningarna för oberoende aggregatorer diskuteras hänvisas ofta till erfarenheterna från USA och i synnerhet från New England och PJM⁷ som på ett övergripande plan kan sägas tillämpa den **okorrigerade modellen**. Då ska man dock komma ihåg att marknadernas organisation skiljer sig på väsentliga punkter från de vi har i Europa. Dels finns en betydande kapacitetsmarknad där kapacitet handlas upp genom årsvisa eller halvårsvisa auktioner, dels är balansmarknaden

⁶ "Central Dispatch" är en modell för planering och dirigerig, där produktion och förbrukning planeras och bestäms av en systemansvarig för överföringssystem (TSO)

⁷ Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection. Regional Transmission operator (systemoperatör) i USA.

annorlunda organiserad med andra typer av produkter bland annat en betydande marknad för "emergency reservs" som också ersätts för kapacitet.

Inom ramen för dessa marknadssegment är det systemoperatören som handlar upp resurser. Systemoperatören är i dessa fall skyldig att ersätta upphandlade och aktiverade flexibilitetsresurser till den lokala marginalkostnaden för el, det vill säga samma pris som betalas till producenter. Utbetalning sker dock bara under "net benefit hours" det vill säga timmar då priset överskrider ett bestämt tröskelvärde.

4 ANALYS

I Tabell 5 nedan visas en sammanfattning av de olika modellerna, och hur lätt- eller svårimplementerade de är i Sverige samt vilka marknader och typer av elanvändare (kunder) de riktar sig till. "Enkelt för aggregatorn" innebär att modellen gör det lätt för aggregatorer att verka på den svenska marknaden. Ett högt betyg (grön ikon) betyder att det är få eller inga juridiska eller byråkratiska hinder för aggregatorn medan ett lägre betyg (röd ikon) innebär det motsatta, aggregatorn kan till exempel behöva vara balansansvarig. "Enkelt för övriga aktörer" innebär att det är lätt för övriga marknadsaktörer – elanvändaren, elhandlaren, den ordinarie balansansvarige i aktuell leveranspunkt och systemoperatören – att verka på marknaden enligt modellen. Under "Rättvisa ersättningar" betyder ett högt betyg att alla parter behandlas ekonomiskt objektivt och att inga subventioner sker, medan ett lågt betyg innebär att någon part subventioneras, exempelvis att aggregatorn slipper betala kostnaden för den obalans som den ger upphov till. Kostnaden kan istället hamna på kundkollektivet (i form av ökade obalanskostnader) eller på enskilda elhandlare, beroende på vilken marknadsmodell eller marknadsplats vi talar om.

Tabell 5: Sammanfattning av modellerna och deras för- och nackdelar

	Modell	Enkelt för aggregatorn	Enkelt för övriga aktörer	Rättvisa ersättningar	Kund/Marknad
Aggregatorn är eller har avtal med BRP	Integrerade modellen				Alla kunder Alla marknader
	Dubbla leveransmodellen				Främst stora kunder Alla marknader
	Kontraktsmodellen				Alla kunder Alla marknader
Aggregatorn tillhandahåller balansjämsning	Okorrigerade modellen				Alla kunder Alla marknader
	Kompensationsmodellen				Främst stora kunder Endast balansmarknader
	Kundintegrerade modellen				Främst stora kunder Alla marknader
	Centralt avräkningsmodellen				Alla kunder Alla marknader
	Schablonmodellen				Alla kunder Alla marknader
	Referensprofilmodeller			Beror på typ av modell	Hushållskunder Endast DA och Intradag

Integrerade modellen – fungerar idag, men svaga incitament för oberoende aggregatorer att delta

I den integrerade modellen är aggregatorn kombinerad med elhandlaren och den balansansvarige. Denna modell har kritiserats av aggregatorer då det faktum att aggregatorn behöver vara elhandlare eller ha avtal med en elhandlare för att delta på marknaden utgör en barriär för oberoende aggregatorer. Modellen är dock enkel för övriga aktörer eftersom de inte påverkas alls av aggregatorn utan kan fortsätta med sin verksamhet som vanligt. Eftersom de tre aktörerna är kombinerade drabbar eventuella obalanser ingen tredje part, utan den balansansvarige har möjligheten att väga ersättningen som erhålls vid aktivering mot de risker för obalans som aktiveringen medför. Modellen fungerar för alla kunder på alla marknader. I teorin låter detta som en bra och enkel modell men, som utvecklingen i Sverige tyder på, är de incitament som finns för aggregatorer att verka på marknaden enligt denna modell inte tillräckligt stora för att aggregatorer ska delta i någon större skala.

En aggregator kan komma in på marknaden genom att vara underleverantör till elhandlaren och inte själv vara elhandlare eller balansansvarig. Aggregatorn riskerar dock att förlora ekonomiskt på en sådan marknadsmodell eftersom den måste ha ett kontrakt med en elhandlare och därmed skulle aggregatorn delta enbart på elhandlarens villkor. Ett sätt att komma ifrån detta problem är att ta fram standardkontrakt för relationen mellan elhandlaren och aggregatorn. Detta testas för närvarande i Österrike, för att underlätta för aggregatorer att komma in på marknaden där. Dock kommer man inte ifrån att elanvändaren själv är fri att byta elhandlare som den vill, vilket kan försvåra för aggregatorn om den upprättat ett kontrakt med en elhandlare för en specifik elanvändare och den användaren sedan byter elhandlare. Om aggregatorn då fortsatt vill kunna aggregera användaren måste den upprätta ett kontrakt med den nya elhandlaren.

Den integrerade modellen kan sägas vara enkel för elanvändaren eftersom den endast behöver ha ett avtal. Samtidigt kan den anses begränsa utbudet av energitjänsteleverantörer för elanvändare i och med att aggregering, elhandel och balansansvar kombineras i en och samma roll. Även om elanvändaren är fri att byta elhandlare som den vill är det inte säkert att den elhandlare som elanvändaren önskar använda erbjuder aggregering eller att den aggregator elanvändaren föredrar även anses ha det mest fördelaktiga elhandelsavtalet. På detta sätt kan denna modell sägas begränsa elanvändarens valmöjligheter. Detta problem uppstår inte på samma sätt i övriga modeller där elanvändaren har ett separat avtal med aggregatorn.

Den integrerade modellen är den modell som hittills dominerat i EU. Nya EU-direktiv som separerar aktörer med balansansvar från aktörer som levererar balanstjänster aktualiserar frågan gällande vilken roll en aggregator ska ha på marknaden. Detta kan göra att modeller som idag inte verkar lämpliga, ses i ett annat ljus. Det ska dock nämnas att det ännu inte är klart hur dessa riktlinjer kommer att utformas i Sverige.

Den dubbla leveransmodellen – olämplig för hushållskunder och krånglig för aggregatorn

I den dubbla leveransmodellen har aggregatorn och elhandlaren var sin balansansvarig, samt ansvarar för var sin leveranspunkt hos kunden. Denna modell gör det svårt för aggregatorer eftersom de dels måste ha kontakt med en balansansvarig och dels införa en extra mätare hos sina kunder, vilket kan vara dyrt. Dock har vissa större elanvändare redan separata mätare för vissa flexibla enheter (exempelvis ångpanna eller kylanläggning) och i dessa fall är modellen lättare för aggregatorn. Utmaningen blir i dessa fall att få tillgång till de mätvärden som mätarna levererar. Aggregatorer måste dock i denna modell leverera el, och kan därför inte enbart handla med elanvändarnas flexibilitet. Modellen är enkel för övriga aktörer eftersom de inte påverkas alls av aggregatorn utan kan fortsätta med sin verksamhet som vanligt. Elanvändare kan dock uppfatta modellen som lite krånglig, eftersom de kommer få två olika fakturor för de två olika leveranspunkterna. I de fall elanvändare redan har separat mätning för någon flexibel enhet kan modellen anses vara lättare för elanvändaren. Ersättningarna blir rättvisa i denna modell och den fungerar för alla marknader. Den kan vara svår för hushållskunder, eftersom det är dyrt att införa realtidsmätare för en extra anslutningspunkt. Modellen är dock lämplig för större elanvändare.

I den okorrigerade modellen tillhandahåller aggregatorn endast en balanstjänst, och behöver inte samarbeta med en balansansvarig. Denna modell är den absolut enklaste för aggregatorn, eftersom aggregatorn kan utföra sin verksamhet utan att ta hänsyn till nätets övriga aktörer. Modellen är också relativt enkel att implementera för övriga aktörer i nätet. Problemet uppstår när ersättningarna ska betalas ut. Eftersom aggregatorn inte har kontakt med en balansansvarig kommer den balansansvarige hamna i obalans när flexibiliteten aktiveras. Detta kan innebära att elhandlaren inte får ersättning för energin den köpt in, men oftast är modellen istället neutral eller lönsam för den balansansvarige eftersom ersättningen från

balansmarknaden vid uppreglering ofta är högre eller lika hög som Day ahead-priset. Denna modell testas för närvarande i Finland på FCR-D, där den aktiverade energin är liten. Även på Irland används denna modell och där på alla marknader. Dock har man där en annan modell för att hantera obalanser i nätet och elhandlarna riskerar därför inte att förlora ekonomiskt på obalanserna. Dessutom är kapacitetsersättningen, och inte energiersättningen, den största inkomstkällan för aggregatorer på Irland.

Den okorrigerade modellen skulle kunna implementeras i Sverige på samma sätt som i Finland. Dock skulle problem kunna uppstå om modellen implementeras på andra marknader än FCR. Ett scenario som riskerar att uppstå är att systemoperatören betalar ut ersättning för "samma energi" två gånger; dels till aggregatorn och dels till den balansansvarige.

Kompensationsmodellen – bra för alla parter, men fungerar endast för balansmarknaden

Ett alternativ till den okorrigerade modellen är kompensationsmodellen. I denna är relationerna mellan aktörerna samma som i den okorrigerade modellen. Skillnaden är att i denna modell så blir den balansansvarige garanterad ersättning för den energi den inte kan leverera till kund. Aggregatorn får sedan betalt endast för den del som överstiger ersättningen till den balansansvarige vilket innebär att ersättningen till aggregatorn blir lägre än i den okorrigerade modellen. För att införa denna modell krävs förändringar i dagens IT-system vilket kan vara ett hinder.

Som visas i Tabell 5 så är kompensationsmodellen en av de modeller som ger upphov till flest höga betyg. En nackdel med denna modell är dock att den enbart fungerar för balansmarknaderna då det är systemoperatören som står för hanteringen av ersättningarna. Dessutom är modellen främst lämplig för stora elanvändare eftersom det ställs höga krav på volym och mätning. Om den skulle genomföras hos hushållskunder skulle det antingen krävas en installation av nya mätare, vilket är kostsamt, eller någon form av referensprofil, vilket skulle leda till att ersättningarna inte blir helt kostnadsriktiga. Alternativt skulle det krävas en anpassning av kraven på volym och mätning för att få sälja sin flexibilitet på balansmarknaden. Modellen tillämpas för närvarande i Frankrike, både för större elanvändare och hushållskunder. För hushållskunderna tillämpas en referensprofil där schablonvärdet bestäms av tillsynsmyndigheten.

Kontraktsmodellen – svår att implementera i Sverige med rådande balansansvarsavtal

I kontraktsmodellen finns det två balansansvariga per leveranspunkt; en tillhör aggregatorn och en tillhör elhandlaren. Denna modell är krånglig för aggregatorn eftersom den måste ha en egen balansansvarig, samt ett avtal med en elhandlare. Den är i dagsläget även svår att implementera på den svenska elmarknaden eftersom det inte är tillåtet att ha två balansansvariga i samma punkt enligt balansansvarsavtalet. Dessutom riskerar ersättningarna att bli orättvisa, eftersom det är svårt att veta när aggregatorn aktiverat flexibilitet och hur energin flödar om det inte finns dubbla mätare i punkten. Dock skulle modellen (om balansansvarsavtalet skrivs om till att tillåta två balansansvariga per leveranspunkt) fungera på alla marknader och för alla typer av elanvändare. Denna modell testas för närvarande i ett pilotprojekt i Finland för mFRR.

Kundintegrerade modellen – svår att införa med dagens regelverk

I den kundintegrerade modellen sker all ersättning genom elanvändaren. Denna modell är relativt enkel för aggregatorn. Den har avtal med en egen balansansvarig, men enbart för att komma in på marknaden och för att hantera obalanser som uppstår. Aggregatorn behöver alltså inte ha något avtal med en elhandlare i denna modell. Dock så kommer det säkerligen vara svårt för aggregatorn att sälja in denna modell hos elanvändare, eftersom de praktiskt taget behöver hålla koll på allt själva. Den är även enkel att implementera för andra aktörer på marknaden. Elhandlaren och den ordinarie balansansvarige kommer kunna fortsätta med sin verksamhet som vanligt och ersättningarna kommer bli rättvisa. Ett problem med denna modell är att den enbart fungerar för stora elanvändare som har bra översikt över sin energianvändning och förstår att den energi som den köper av elhandlaren och inte använder kommer att ersättas av aggregatorn. Dagens konsumentskyddsregler skulle dessutom göra att denna modell är svår att implementera hos hushållskunder.

Den centrala avräkningsmodellen – kräver en ny funktion på elmarknaden

I den centrala avräkningsmodellen försöker man komma ifrån problemet med att kunden måste ha bra koll på sin energianvändning. Istället korrigeras förbrukningen med hjälp av en central enhet som sköter både energiöverföringen och ersättningarna. Detta är en enkel modell för aggregatorn, som endast måste ha avtal med en balansansvarig för att komma in på marknaden och hantera obalanser (om dessa regler förändras skulle den inte ens behöva det). Modellen ger även upphov till rättvisa ersättningar eftersom allt korrigeras av en objektiv central enhet. Dessutom fungerar modellen för alla elanvändare på alla marknader. Dock skulle denna modell kunna vara krånglig och kostsam för den aktör som tilldelas rollen som central enhet.

Schablonmodellen – kan leda till icke kostnadsriktiga ersättningar

Ett alternativ till den centrala avräkningsmodellen är schablonmodellen. Där sköter den centrala enheten endast energiöverföringen medan ersättningarna istället sker med hjälp av schablonvärden som kundkollektivet står för. Modellen är därför något enklare att implementera för övriga aktörer. Däremot kan de schablonmässiga ersättningarna riskera att inte bli helt kostnadsriktiga. Dessutom blir det någon typ av subvention för aggregatorn, när den inte behöver stå för ersättningen till elhandlaren utan denna istället betalas av elanvändarna. Modellen fungerar för alla elanvändare och alla marknader.

5 SLUTSATS OCH REKOMMENDATIONER

De identifierade modellerna som visar på hur aggregatorer kan verka på marknaden ger olika påverkan på dagens balansansvariga aktörer, och därför har de blivit uppdelade i två kategorier efter huruvida de (något förenklat) påverkar balansansvarsrollen eller inte. De modeller som inte påverkar dagens balansansvariga aktörer (den integrerade modellen, den dubbla leveransmodellen samt kontraktsmodellen), är att föredra om syftet är att ingen påverkan på dagens elmarknad ska ske. Om syftet istället är att öka antalet aggregatorer, och därmed mängden flexibilitet, på elmarknaden så är det värt att titta mer på de modeller där aggregatorn levererar en balanstjänst och inte behöver vara balansansvarig. I dessa modeller så kommer dagens balansansvariga aktör troligen att hamna i obalans när aggregatorn aktiverar flexibilitet, men med hjälp av olika ersättningsmodeller kan den balansansvariga kompenseras för obalansen.

Modellerna som tagits upp har alla både för- och nackdelar, vilket tydligt visas i Tabell 5. Därför är det svårt att entydigt rekommendera en modell som passar för alla tillfällen. Istället kommer rekommendationerna bestå av ett antal modeller som passar för olika elanvändare och för olika marknader.

För balansmarknaden är enligt analysen ovan kompensationsmodellen en av de modeller som är enklast för både aggregatorer och övriga aktörer. Dessutom är denna modell baserad på de nya riktlinjerna angående att dela upp aktörer för balansansvar och balanstjänster, vilket innebär att denna modell skulle kunna införas relativt lätt när de nya riktlinjerna implementeras i Sverige. Kompensationsmodellen har dock sina begränsningar. Då det är systemoperatören som hanterar kompensationen till den balansansvarige fungerar denna modell endast för balansmarknaden. Balansmarknaden kräver dessutom i dagsläget realtidsmätning. Som tidigare nämnts går det dock att nå hushållskunder också genom att införa referensprofiler, men då uppstår nya problem med ersättningar etc. Det är också viktigt att nämna att kompensationen till de balansansvariga endast gäller under den tid då aggregatorn får betalt för sin flexibilitet, och alltså inte tar hänsyn till eventuella obalanser som uppkommer om elanvändarna väljer att "ta tillbaka" sin förlorade förbrukning.

Den största utmaningen har visat sig vara att hitta en passande modell för hushållskunder. Ett alternativ som vore enkelt att implementera är den okorrigerade modellen, som idag kan användas för att sälja flexibilitet till nätägaren istället för på någon av marknadsplatserna. Då kan aggregatorn istället hjälpa nätägaren att hålla nere sitt abonnemang mot överliggande nät, genom att aggregera elanvändare för att jämna ut effektoppar i nätet. Den okorrigerade modellen skulle även kunna användas som den gör i Finland på FCR-D med små energivolymer. Problemet med den oreglerade modellen är att den kan leda till ekonomiska konsekvenser för balansansvariga, speciellt i början när balansansvariga inte kan förutse hur aggregatorerna agerar. På sikt kan man tänka sig att de balansansvariga lär sig att förutse hur aggregatorerna agerar. En sak som dock bör påpekas är att den okorrigerade modellen blir en subvention för aggregatorn. Om syftet enbart är att få in fler aggregatorer på marknaden så är detta en modell som passar för alla elanvändare på alla marknader. Dock, om man snarare vill verka efter en "polluter pays principle", där den som orsakar obalansen står för kostnaden, så är detta inte rätt modell.

Ett annat alternativ som skulle fungera bra för hushållskunder är schablonmodellen, där elhandlaren får ersättning efter en schablon som fördelas på kundkollektivet. Denna modell är enkel att implementera samt fungerar på alla marknader. Dock så ger även denna modell upphov till någon subvention för aggregatorn, eftersom kostnaden fördelas på kundkollektivet snarare än på aggregatorn.

6 AVSLUTANDE KOMMENTARER

Svenska kraftnät presenterade nyligen ett förslag på villkor till artikel 18 i Balanskoden (EB GL), vilket för närvarande är på konsultation hos Ei. Då förslaget inte offentliggjordes förrän i slutskedet av denna studie har ingen genomgående hänsyn tagits till förslaget. Nedan följer dock en beskrivning av de villkor som presenterats och en reflektion kring deras betydelse för beskrivna aggregatormodeller.

6.1 Nya villkor för balansansvar

Enligt artikel 18 i balanskoden skall systemoperatörer i alla EU:s medlemsländer senast 18 juni 2018 – det vill säga sex månader efter kodens ikraftträdande ta fram förslag för villkor för balansansvariga parter (BRP) och leverantörer av balanstjänster (BSP). BSP-rollen är ny för Sverige och innebär att Svenska kraftnäts balansansvarsavtal kommer att ersättas av två avtal, ett BRP-avtal och ett BSP-avtal.

Det är viktigt att notera att dessa avtal kan komma att gälla redan i december 2019 vilket betyder att de regler som Svenska kraftnät nu tar fram⁸ är utformade för att tillämpas på en marknad under utveckling. Implementering av 15-minuters avräkning och de harmoniserade reglerna för avräkning av obalanser som förväntas ha stor påverkan på aktörernas incitament sker först i december 2020. Idag avräknas balansansvariga mot sina reglerobjektsplaner och obalanserna för produktion prissätts med ett två-prissystem vilket styr balansansvariga mot att hålla sig till plan. Införandet av en-pris för alla obalanser kommer dock att styra balansansvariga mot att hålla sig i balans eller hjälpa systemet bli balanserat.

Balanskoden definierar inte en specifik aggregatorroll men fastställer att aggregerade balansbud skall lämnas in av leverantörer av balanstjänster, samt att bud från dessa får innehålla resurser som hör till en eller flera balansansvariga. Balanskoden definierar inte heller hur en aggregatormodell ska utformas men ställer ett antal krav som tänkta aggregatormodeller måste uppfylla och som därmed sätter gränser för hur aggregatormodeller kan utformas. Svenska kraftnät kommer därför inte att lämna in ett förslag på aggregatormodell i sina villkor till BSP och BRP. Den aggregatormodell som väljs för Sverige samt när denna sedan kan införas beror till stor del på hur pass väl samt i vilken takt Svenska kraftnät kan anpassa sina system till de ställda kraven. En kort beskrivning av de viktigaste kraven samt en diskussion om deras implementation i Sverige följer.

Balanskoden kräver att villkoren för leverantör av balanstjänster ska möjliggöra aggregering av olika typer av anläggningar (förbrukning, produktion och energilagring) inom samma elområde samt att systemoperatörer ska ta fram regler för hur detta ska gå till. Vidare kräver balanskoden att villkoren för leverantörer av balanstjänster ska möjliggöra och/eller innehålla regler för att systemoperatören bland annat skall kunna utföra följande:

- **Tilldela varje bud på balansenergi från en balanstjänstleverantör till en eller flera balansansvariga.** Syftet är att möjliggöra beräkningen av obalansjustering som ska tillämpas på de berörda balansansvariga för varje aktiverat bud på balansenergi⁹.
- **Avräkna alla aktiverade volymer balansenergi¹⁰ med de berörda balanstjänstleverantörerna.** Systemoperatörer ska ta fram regler för hur den aktiverade volymen ska beräknas. Beräkningen av den aktiverade volymen balansenergi ska baseras på begärd (avropad) eller registrerad (uppmätt) aktivering¹¹.

⁸ Svenska kraftnät, 2018, "Konsultationer" <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/pagaende-konsultationer/>

⁹ EB GL 18.4.d, 18.5.e., 49.1

¹⁰ för åtminstone aFRR och mFRR och för åtminstone varje avräkningsperiod för obalanser, elområde och riktning.

¹¹ EB GL 18.5.h, 45

Den första punkten innebär att när en balanstjänstleverantör bjuder in en viss volym balansenergi och budet aktiveras måste systemoperatören kunna "se" vilken eller vilka balansansvariga den aktiverade volymen tillhör. Detta är nödvändigt för att systemoperatören ska kunna justera den (de) berörda balansansvarigas balans(er) efter budets aktivering för att de inte ska hamna i obalans. Idag justerar Svenska kraftnät de balansansvarigas reglerobjektsplaner vilket är relativt enkelt då det är balansansvariga själva som lägger bud. Att tilldela bud på balansenergi från en balanstjänstleverantör till en eller flera balansansvariga är mer komplext. Svenska kraftnät anger in sin konsultation om villkor avseende balansering att i december år 2019 kommer enbart bud som innehåller reglerobjekt med anläggningar som tillhör samma balansansvarig att kunna tilldelas. Bud från resurser tillhörande flera balansansvariga kommer inte att kunna hanteras av IT-mässiga skäl¹².

Syftet med den andra punkten är att balanstjänstleverantörer ska avräknas för den balansenergin de faktiskt har levererat. Beräkning av den aktiverade volymen balansenergi baserat på begärd (avropad) aktivering kräver att balanstjänstleverantören verkligen levererar enligt bud annars kommer obalansjusteringen enligt den första punkten att bli fel och den (de) berörda balansansvariga kommer att hamna i obalans. För att undvika detta krävs att balanstjänstleverantören har incitament att leverera enligt bud samt att systemoperatören följer upp att leverans enligt bud faktiskt sker. Beräkningen av den aktiverade volymen baseras på uppmätt aktivering är därför att föredra men kräver att alla anläggningar som bjuds in mäts i realtid eller har någon annan form av enskild mätning samt att dessa värden rapporteras in. Framtida krav på realtidsmätning finns i artikel 40 i driftkoden (SO GL)¹³.

Det bör noteras att balanskoden inte ställer några krav på att en balanstjänstleverantör skall ha ett avtal med en balansansvarig eller själv ha rollen som balansansvarig. Ett sådant krav skulle väsentligt bevara den struktur vi har i Sverige idag och göra det svårare för nya aktörer att leverera reserver och tillgängliggöra nya resurser. Det kan också anses strida mot balanskodens avsikt att de två skilda rollerna balanstjänstleverantör och balansansvarig ska "*säkerställa ett rättvist, öppet och icke-diskriminerande tillvägagångssätt*" samtidigt som de ska säkerställa att "*tillräcklig konkurrens baserat på lika konkurrensvillkor mellan marknadsaktörer, inklusive aggregatorer av efterfrågefleksibilitet och tillgångar som är belägna i distributionsledet*". Konkurrens baserat på lika villkor blir svårt att garantera om en balanstjänstleverantör måste teckna avtal med en balansansvarig om denne själv även agerar balanstjänstleverantör. Den information som balanstjänstleverantören tvingas lämna till den balansansvarige vid tecknande av avtal skulle kunna utnyttjas av den balansansvarige för att konkurrera ut balanstjänstleverantören. Vidare kräver balanskoden att balansansvar ska definieras för varje anslutningspunkt "*på ett sådant sätt att man undviker luckor eller överlappningar i balansansvar hos olika marknadsaktörer som tillhandahåller tjänster till den anslutningen*". Om en balanstjänstleverantör som själv är balansansvarig eller har avtal med en sådan knyts till en balansresurs som redan har en egen balansansvarig kan det uppstå överlappning av balansansvar.

¹² Svenska kraftnät, 2018, "Hearing om förslag till villkor enligt artikel 18 i balanskoden (EB GL)" <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/nyheter/presentation-webbinar-villkor-avseende-balansering.pdf>

¹³ Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem